

EVALUACIÓN DE MODELOS DE ACEITE NEGRO MEDIANTE CASOS DE
ESTUDIO EN TRES SIMULADORES NUMÉRICOS DE YACIMIENTOS DE
BAJO COSTO COMERCIAL

LISSETH TATIANA GARNICA PATIÑO
JOHANNA HERNÁNDEZ MANCIPE

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

2013

EVALUACIÓN DE MODELOS DE ACEITE NEGRO MEDIANTE CASOS DE
ESTUDIO EN TRES SIMULADORES NUMÉRICOS DE YACIMIENTOS DE
BAJO COSTO COMERCIAL.

LISSETH TATIANA GARNICA PATIÑO
JOHANNA HERNÁNDEZ MANCIPE

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERA DE PETRÓLEOS

INGENIERO NELSON ENRIQUE QUINTERO VALERO
DIRECTOR

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

2013

DEDICATORIA

A Dios mi padre, mi amigo, mi proveedor, mi fuerza, mi sustento, mi todo! por regalarme su infinito he inmerecido amor, por estar cada día de mi vida a mi lado, por el mejor y más grande regalo su salvación, por cada darme mil razones para sonreír, por ser el motor y la razón de mi vida, gracias por estar a bordo y ser el capitán de este mi crucero de la vida... nunca alcanzarán las palabras para expresar cuán agradecida estoy, sólo pido que me guíes cada día, para que cada paso que dé TÚ lo des conmigo. ¡Gracias porque sin tí no sería posible ningún sueño!

A mi padre Raúl Garnica Quiroga por su esfuerzo cada día, por darme y esforzarse por darme lo mejor, por mostrarme con su ejemplo que las cosas son posibles si les dedicamos el tiempo y esfuerzo necesario; por su apoyo en este proceso, por sus consejos, por sus oraciones y su amor, gracias porque este sueño no es sólo mío, es de los dos! Gracias!! Eres y serás siempre un regalo de Dios.

A mi madre Dora Cecilia Patiño Cerdas, GRACIAS! Gracias por enseñarme lo mejor que se le puede enseñar a un ser humano: vivir con y para Dios, por ser ese ejemplo de fe, confianza, esfuerzo, perseverancia; por estar cada día al lado del cañón

*elevando mis oraciones por mi vida, por mis sueños, por mis
anhelos, gracias por ser mi amiga, mi consejera, por cada
palabra de apoyo, por llorar a mi lado, por sacrificar tanto por
verme feliz, por cada esfuerzo. Dios ha sido infinitamente bueno
por regalarme la mejor madre de todas!*

*A mi hermana Marylight Julieth por crecer a mi lado, por
amarme incondicionalmente, por aceptarme como soy, por orar
por mí, por ser esa niña dulce que me enseña cada día, por
tenerme como su ejemplo, por tantos momentos de alegrías y
tristezas, por estar presente en cada etapa de mi vida, Gracias!!*

*A mi hermano Raúl Alexander gracias por tu ternura, por tu
amor, eres y serás siempre mi bebe, gracias por cada irradiar
alegría cada momento que compartimos!*

*A mi Tía Dolly por sus locuras que me recuerdan que la vida se
vive sólo una vez, a sus hermosas hijas: Laurry y Mayra por ser
tan hermosas conmigo, y a Fanny por apoyarme siempre.*

*A mi precioso Julián Andrés Palacios Peñuela, realmente Dios
se pasa de bueno eres, has sido y serás mi mayor bendición,
gracias por estar a mi lado, por ser mi mejor amigo, mi
confidente, mi apoyo y ese instrumento de Dios para mostrarme
su amor!, mis gracias por tus oraciones, tu espera, tu paciencia,*

tu amor, tu incondicionalidad, tu comprensión, por llenar mi vida de alegría, por soñar y caminar a tu lado ... sólo me queda por decir que TE AMO!

A mis pastores Halma y Salvador De La Hoz gracias por recibirme con tanto amor, por hacerme sentir siempre en casa, que Dios les bendiga mil veces más por todo su cariño!

A mis queridos hermanos y amigos Jhon, Anyelo, Nadya, Javier, Pili, Juank, Marguí, Andres, Fer, Migue Criado, Dieguito, Migue Barrera, Ricky, Pao, Miguelito, Sindy, Nelson, Carlos, Lucho, Natis, Dianita, Ruben gracias por cada momento compartido, por haberme recibido con tanto cariño cuando llegue a esta ciudad en busca de este sueño, gracias por su amistad por ser esos instrumentos de Dios de bendición, siempre estarán en mi corazón!

A Jenny León mi mejor amiga iniciamos este sueño juntas y has estado presente en tantos momentos importantes de mi vida... gracias por tu amistad incondicional, por tus oraciones, por tu tiempo, por todo! deseo que cada sueño que emprendas sea prosperado por Dios y que nuestra amistad crezca a través de El. Te quieroooo

A mis amigos Carlitos (Inge), Gatu, Dito, empezamos este sueño juntos y aunque tenemos caminos diferentes siempre serán una bendición, que privilegio tenerlos como amigos!

A mis amigos y colegas Samy, Fredy, Adela, Jasu, Daní, que privilegio haber compartido con uds, gracias por su valiosa amistad, le deseo lo mejor y le agradezco por todo lo que aprendí con ustedes!

A mi amiga y compañera de tesis Joha gracias por tu apoyo, por tu preocupación, por tantas cosas compartidas, por tantas enseñanzas, por estar ahí en este proceso, no sólo como compañera sino como amiga, por todo gracias, te deseo mil éxitos en este nuevo proceso que comenzamos y no olvides que te quiero mucho y que siempre podrás contar conmigo! que alegría compartir este logro a tu lado.

A Nelson Quintero profe mil gracias por su apoyo, su amistad y por todo, más que un profesor un amigo! Gracias.

A toda mi familia, amigos y compañeros mil gracias!

LISSETH TATIANA GARNICA PATIÑO

DEDICATORIA

A Dios por estar presente en mi vida, por demostrarme cada día su espléndido amor hacia mí, por llenarme de sabiduría y fortaleza para llegar alcanzar este tan anhelado logro.

A mi madre Nohelia Mancipe que más que mi apoyo y mi motivación para salir adelante a sido mi mejor amiga, confidente y consuelo en los momentos más difíciles de esta larga trayectoria, a ella otorgo este nuevo triunfo alcanzado ya que sin su sabiduría, confianza y amor no hubiera podido ser posible, Te Amo mucho.

A Mariana Santamaría mi madrina que siempre me a brindado su amor, apoyo, confianza, comprensión y se a portado como una segunda madre para mí.

A mi hermana Ledys Milena por haber sido un apoyo durante todo este proceso y por haber creído en que lo iba a lograr.

A mi hermano Harold y su novia Andrea por darme respaldo, seguridad y confianza en sí misma.

A toda mi familia quienes me han brindado su apoyo incondicional y cuyas enseñanzas han hecho de mí una persona con grandes valores y principios.

A José Alexander por brindarme su amor, su incondicional amistad, apoyo, comprensión y por darle alegría a mis días con su presencia, gracias por tu paciencia y entrega.

A pochís mi amiga del alma Jessica Parra, que en todos los momentos importantes de mi vida a estado hay para acompañarme y compartíros conmigo.

A Daniel, Derek, Eliana, Rafael y Adela por haber sido como mi segunda familia por brindarme su amistad y haberme permitido cada día llegar a conocerlos mejor y descubrir que aunque estaba lejos de mis seres queridos no me encontraba sola.

Al Ing. Nelson por toda la ayuda, los consejos y las palabras de aliento que me brindo.

A mi amiga y compañera de proyecto Tatiana Garnica por su entrega en este trabajo y porque a sido una bendición que Dios coloco en mi vida dejando innumerables enseñanzas en ella.

A mi padre David Hernández por el respaldo que recibí de él durante este proceso.

JOHANNA HERNANDEZ MANCIPE

AGRADECIMIENTOS

A DIOS por el regalo de la vida, porque gracias a Él y por Él se logró este sueño, por su sabiduría y guianza cada día.

A NELSON QUINTERO por su amistad, orientación y apoyo en el desarrollo de este proyecto.

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER nuestra alma mater, especialmente a la ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, por los conocimientos y espacios de aprendizaje brindados durante estos años de preparación profesional.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	25
1. ACEITE NEGRO.....	28
1.1 DEFINICIÓN DE ACEITE NEGRO.....	28
1.1.1 Diagrama de fases de un aceite negro.	28
1.2 COMPORTAMIENTO DE FASES.....	30
1.2.1 Variables que la afectan.....	30
1.2.2 Comportamiento P vs T	34
1.3 PROPIEDADES FÍSICAS	35
1.3.1 Densidad del petróleo, ρ_o	35
1.3.2 Gravedad específica del petróleo, γ_o.....	35
1.2.3 Presión de Burbujeo, P_b.....	35
1.3.4 Factor Volumétrico de Formación, B_o	36
1.3.5 Relación Gas en solución Petróleo, R_s	37
1.3.6 Viscosidad del petróleo, μ_o	40
1.3.7 Factor Volumétrico Total, B_t	42
1.3.8 Compresibilidad del petróleo, C_o.....	44
1.4 DETERMINACION DE LAS PROPIEDADES PVT EN EL LABORATORIO.....	45
1.4.1 Muestreo de fluidos.....	45
1.4.1.1 Muestreo de fondo.	46
1.4.1.2 Muestreo de superficie.	48
1.4.1.3 Muestreo de crudo en cabeza de pozo.....	51
1.4.2 Tipos de prueba.	52

1.4.2.1 Pruebas convencionales.....	52
1.4.2.1.1 Expansión a composición constante (CCE):	53
1.4.2.1.2 Vaporización diferencial (DL):.....	55
1.4.2.1.3 Agotamiento a volumen constante (CVD):.....	58
1.4.2.1.4 Pruebas de separador:.....	60
1.3.2.1.5 Prueba de recombinación.....	63
1.4.2.2 Pruebas especiales.....	66
1.4.2.2.1 Método de presión mínima de miscibilidad (prueba de tubo delgado – slim-tube test):	67
1.4.2.2.2 Precipitación de asfaltenos por métodos gravimétricos:.....	69
1.4.2.2.3 Prueba de hinchamiento:.....	69
1.4.2.2.4 Determinación de las constantes de equilibrio:.....	70
2 SIMULACION DE YACIMIENTOS	72
2.1 ANTECEDENTES.....	72
2.2 DEFINICION.....	74
2.3 BREVE HISTORIA DE LA SIMULACION.....	75
2.4 ASPECTOS GENERALES.....	77
2.4.1 Definición y Objetivos.....	77
2.4.2 Utilidad de la Simulación.....	78
2.4.3 Ajuste de Simulador con la Historia del Yacimiento.....	80
2.4.4 Resultados de una Simulación	82
2.5 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA UTILIZAR UN SIMULADOR	82
2.5.1 Descripción física del yacimiento	83
2.5.2 Mecanismos de desplazamiento.....	84
2.5.3 Propiedades petrofísicas	85
2.5.4 Propiedades PVT de los fluidos	85
2.5.5 Información adicional.....	86

2.5.5.1 Datos de Producción y de Relación de Flujo.....	86
2.5.5.2 Estado Mecánico de los Pozos.....	88
2.5.5.3 Aspecto Económico.....	89
2.5.5.4 Mapas.....	90
2.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE.....	91
YACIMIENTOS.....	91
2.6.1 Ventajas.....	91
2.6.2 Desventajas.....	92
3. DESCRIPCION SOFTWARE.....	96
3.1 CMG.....	96
3.1.1 BUILDER.....	96
3.1.2 IMEX.....	97
3.1.2.1 Ingreso de datos al Simulador.....	99
3.1.3 GEM.....	106
3.1.4 STARS.....	107
3.1.5 WINPROP.....	107
3.1.6 RESULTS 3D.....	108
3.1.7 RESULTS GRAPH.....	109
3.1.8 RESULTS REPORT.....	109
3.2 ECLIPSE.....	110
3.2.1 Modelos de Simulación.....	111
3.2.3 Tratamiento con petróleo pesado.....	112
3.2.4 Eclipse 100.....	113
3.3 ECRIN V4.30.....	115
3.3.1 Rubis.....	115
3.4 ROXAR TEMPEST MORE.....	122
3.5 IFLO.....	125

4. MODELO CONCEPTUAL IMPLEMENTADO.....	128
4.1 MODELO CONCEPTUAL.....	128
4.1.1 Etapas para desarrollar un modelo.....	129
4.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL.....	130
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	138
5.1 ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS ORIGINALES EN EL YACIMIENTO. 138	
5.1.1 Original Oil In Place.....	138
5.1.2 Original Gas In Place.....	140
5.1.3 Original Water In Place.....	142
5.2 ANÁLISIS DEL FACTOR DE RECOBRO Y PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE.....	144
5.3 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE.....	149
5.4 ANÁLISIS DEL TIEMPO DE CÓMPUTO Y FACILIDAD DE MANEJO	151
CONCLUSIONES.....	154
BIBLIOGRAFIA.....	156
ANEXOS.....	159

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. Datos de perforación de los pozos del patrón utilizado	133
TABLA 2. Original Oil In Place	139
TABLA 3. Original Gas In Place.....	141
TABLA 4. Original Water In Place.....	143
TABLA 5. Producción acumulada de aceite.....	145
TABLA 6. Factor de recobro	145
TABLA 7. Tiempos de cómputo	151
TABLA 8. Rango de datos para la correlación de Standing, M.B	167
TABLA 9. Rango de datos para la correlación de Lasater, J.A.....	168
TABLA 10. Coeficientes de Vásquez, M.E y Beggs, H.D.....	169
TABLA 11. Rango de datos para la correlación de Vásquez, M.E. y Beggs, H.D.....	170
TABLA 12. Rango de datos para la correlación de Glasso, O	171
TABLA 13. Coeficientes de la Total, C.F.P	173
TABLA 14. Rango de datos para la correlación de Al-Marhoun, M.A.	174
TABLA 15. Rango de datos para la correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.	175
TABLA 16. Rango de Datos para la correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad, F.F.	176
TABLA 17. Coeficientes de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.....	178
TABLA 18. Rango de datos para la correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.....	178
TABLA 19. Rango de datos para la correlación de Farshad, Lablance, Garber&Osorio.....	181
TABLA 20. Rango de datos para la correlación de Mehran, Movagharnejad and Dindaloo.....	182
TABLA 21. Rango de datos para la correlación de Hemmati&Kharrat.....	183
TABLA 22. Rango de datos para la correlación de Ikiensikimma&Ogboja .	185

TABLA 23. Coeficientes de Vázquez y Beggs	187
TABLA 24. Coeficientes de la TOTAL.....	197
TABLA 25. Rango de datos para la correlación de Beal, C	200
TABLA 26. Rango de datos para la correlación de Beggs, H.D y Robinson, J.R.	202
TABLA 27. Rango de datos para la correlación de Glaso, O.....	203
TABLA 28. Rango de datos para la correlación de kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.....	204
TABLA 29. Rango de datos para la correlación de Chew, J.N. y Conally, C.A. Jr. 1	206
TABLA 30. Rango de datos para la correlación de Beal, C	210
TABLA 31. Rango de datos para la correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.....	210

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de fases para aceite negro	29
Figura 2. Diagrama de fases P vs T (Black Oil)	34
Figura 3. Comportamiento del Bo en función de la presión.	36
Figura4. Comportamiento típico de Rs en función de la presión a temperatura constante.	39
Figura 5. Comportamiento típico de μ vs. Presión.	42
Figura 6. Comportamiento típico del Bt en función de la presión.....	44
Figura 7. Expansión a composición constante.....	55
Figura 8. Vaporización diferencial.....	57
Figura 9. Agotamiento a volumen constante.....	60
Figura 10. Pruebas de separador	63
Figura 11. Prueba de recombinación	66
Figura 12. Obtención de los caudales de producción de gas y agua con información incompleta	87
Figura 13. Acoplamiento del flujo de fluidos en el yacimiento con el flujo de fluidos en la tubería vertical en un solo simulador.	89
Figura 14. Visualización 3D en CMG.	98
Figura 15. Secciones del Simulador	99
Figura 16. Propiedades del yacimiento requeridas por IMEX	100
Figura 17. Propiedades de las componentes requeridas en IMEX	101
Figura 18. Propiedades Roca-Fluido requeridas por IMEX.....	102
Figura 19. Condiciones iniciales requeridas por IMEX.....	103
Figura 20. Sección Numerical en IMEX	104
Figura 21. Well & Recurrent Data de IMEX	105
Figura 22. Presión en 3D	108
Figura 23. Factor de Recobro en CMG.....	109
Figura 24. Visualizacion de Results Report de CMG	110
Figura 25. Archivo .DATA	114

Figura 26. Ingreso de PVT a Rubis.....	116
Figura 27. Definición de la geometría del yacimiento en Rubis.	117
Figura 28. Definición de las propiedades del yacimiento en Rubis	118
Figura 29. Aplicación de las propiedades en el modelo.....	119
Figura 30. Datos de pozos y limitaciones en Rubis	120
Figura 31. Grid construida por Rubis	121
Figura 32. Ventana de simulación de Rubis	122
Figura 33. Ingreso de los datos a Roxar	124
Figura 34. Salida de los datos de Roxar	124
Figura 35. Archivo de entrada (.dat)	126
Figura 36. Datos de salida de IFLO	127
Figura 37. Curva de permeabilidades relativas agua – aceite	132
Figura 38. Curva de permeabilidades relativas gas-aceite	132
Figura 39. Ubicación de pozos para la simulación.....	134
Figura 40. Enmallado de simulación generado por Eclipse	135
Figura 41. Enmallado de simulación generado por CMG	135
Figura 42. Enmallado de simulación generado por Ecrin.....	136
Figura 43. Enmallado de simulación generado por Roxar	136
Figura 44. Enmallado de simulación generado por Iflo	137
Figura 45. Comportamiento del Factor de recobro en el tiempo.....	148
Figura 46. Comportamiento de la producción acumulada de aceite	149
Figura 47. Comportamiento de la producción de aceite diaria	150

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. CORRELACIONES DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o	160
ANEXO B. CORRELACIONES DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO, γ_o	164
ANEXO C. CORRELACIONES DE LA PRESIÓN DE BURBUJEO, P_b	166
ANEXO D. CORRELACIONES DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN, B_o	186
ANEXO E. CORRELACIONES DE LA RELACIÓN GAS EN SOLUCIÓN PETRÓLEO, R_s	194
ANEXO F. CORRELACIONES DE LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o	200
ANEXO G. CORRELACIONES DEL FACTOR VOLUMÉTRICO TOTAL, B_t	212
ANEXO H. CORRELACIONES DE L COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO, C_o	214

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE MODELOS DE ACEITE NEGRO MEDIANTE CASOS DE ESTUDIO EN TRES SIMULADORES NUMÉRICOS DE YACIMIENTOS DE BAJO COSTO COMERCIAL.*

AUTORES: Lisseth Tatiana Garnica Patiño
Johanna Hernández Mancipe**

PALABRAS CLAVE: Simulación, aceite negro, modelo conceptual, CMG, Eclipse, Rubis, Tempest More, IFLO.

DESCRIPCIÓN:

El uso de los simuladores numéricos en la industria del petróleo a través del tiempo se ha venido consolidado debido al acelerado desarrollo de la computación y a la necesidad de tener una predicción cercana del comportamiento de los yacimientos, esto con el fin de tomar decisiones, evaluar proyectos, entre otros.

Actualmente los simuladores numéricos de yacimientos Eclipse y CMG se encuentran bien posicionados en el mercado, debido a que proporcionan respuestas inmediatas, eficientes y de gran validez. Pero a su vez son herramientas computacionales de alto costo de licenciamiento; debido a esta razón se plantea la necesidad de evaluar otras herramientas existentes en el mercado pero de menor precio. Para este fin se plantearán casos de estudio enfocados a la evaluación de modelos de aceite negro, donde se utilizará como referencia los resultados obtenidos en ECLIPSE y CMG con respecto a las demás herramientas. Se evaluará la facilidad de manejo, costo de licencias y precisión en los resultados, para establecer que tan confiables y rentables pueden llegar a ser estos simuladores de bajo costo comercial.

El proyecto se divide en cinco capítulos y se inicia con la definición de un aceite negro (Black oil), el estudio de propiedades físicas como la viscosidad, densidad, gravedad API, entre otras, además de unos parámetros claves de la simulación de yacimientos y se describen cada uno de los software de estudio, el modelo conceptual implementado y por último se analizan los resultados obtenidos de las simulaciones.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Ing. QUINTERO VALERO, Nelson Enrique.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF BLACK OIL MODEL THROUGH THREE CASE STUDIES IN RESERVOIR NUMERICAL SIMULATION OF LOW COST COMMERCIAL.*

AUTHORS: Tatiana Lisseth Patiño Garnica
Johanna Hernandez Mancipe**

KEYWORDS: Simulation, black oil, conceptual model, CMG, Eclipse, Rubis, Tempest More, IFLO.

DESCRIPTION:

The use of numerical simulators oil industry over time has been established due to the rapid development of computing and the need to have a close prediction of reservoir behavior , this in order to make decisions, evaluate projects , among others.

Currently numerical reservoir simulators Eclipse and CMG are well positioned in the market, because they provide immediate answers, efficient and high validity. But in turn are tools high computational cost of licensing, due to this reason there is a need to evaluate other tools on the market but lower price. Were raised for this purpose focused on case studies evaluating models black oil which is used as reference the results obtained in ECLIPSE and CMG relative to the other tools. An evaluation of the ease of use, cost of licenses and accuracy in the results, to establish how reliable and cost can become inexpensive these commercial simulators.

The project is divided into five chapters and starts with the definition of a black oil (black oil) , the study of physical properties such as viscosity , density, API gravity , among others, plus some key parameters and reservoir simulation describes each study software, the conceptual model implemented and finally analyze the results obtained from simulations.

* Project of grade

** Faculty of Physicochemical Engineerings. School of Engineering Oil. Director Ing. QUINTERO VALERO, Nelson Enrique.

INTRODUCCIÓN

El petróleo llega a la sociedad como una solución a la evolución y a las necesidades de los seres humanos, desde los primeros desarrollos científicos de la industria petrolera se han buscado métodos que permitan determinar el comportamiento del yacimiento desde su proceso de exploración, durante la perforación, pasando por los años futuros de producción y hasta los procesos de recuperación secundaria y terciaria para el desarrollo óptimo de un pozo petrolero que ya se encuentra en funcionamiento. Para los nuevos pozos, se busca que los modelos pueden ayudar al desarrollo mediante la identificación del número de pozos necesarios, la realización óptima de los pozos, las necesidades presentes y futuras de levantamiento artificial y la producción esperada de petróleo, agua y gas. Con esta finalidad se crean los primeros simuladores de yacimientos capaces de controlar los procesos que se llevan a cabo en un pozo y con el tiempo lograr monitorear un campo de petróleo en general.

El uso de los simuladores numéricos en la industria del petróleo a través del tiempo se ha venido consolidando debido al acelerado desarrollo de la computación y a la necesidad de tener una predicción cercana del comportamiento de los yacimientos, esto con el fin de tomar decisiones, evaluar proyectos, entre otros. El creciente desarrollo tecnológico ha permitido que en la actualidad se encuentra una gama amplia de simuladores numéricos ofrecidos por diferentes empresas con el fin de competir en el mercado y satisfacer a los usuarios en todos sus aspectos.

Actualmente los simuladores numéricos de yacimientos Eclipse y CMG se encuentran bien posicionados en el mercado, debido a que proporcionan respuestas inmediatas, eficientes y de gran validez. Pero a su vez son herramientas computacionales de alto costo de licenciamiento; debido a esta

razón se plantea la necesidad de evaluar otras herramientas existentes en el mercado pero de menor precio de adquisición.

Para este fin se plantearán casos de estudio enfocados a la evaluación de modelos de aceite negro, donde se utilizará como referencia los resultados obtenidos en ECLIPSE y CMG con respecto a las demás herramientas. Se evaluará la facilidad de manejo, costo de licencias y precisión en los resultados, para establecer que tan confiables y rentables pueden llegar a ser estos simuladores de bajo costo comercial.

Con el objetivo de ofrecerle una gama más amplia de simuladores de yacimiento de aceite negro a la industria petrolera, se desarrolla esta tesis como solución a la incertidumbre que hay en la implementación de simuladores de menor costo de licenciamiento.

El proyecto se divide en cinco capítulos y se inicia con la definición de un aceite negro (Black oil), el estudio de las propiedades físicas de este fluido como son su viscosidad, densidad, gravedad específica, gravedad API, entre otras, y al final del capítulo se encuentra la determinación de las propiedades pvt en el laboratorio.

En el segundo capítulo se habla acerca de las ventajas y desventajas de la simulación numérica de yacimientos definiendo primero los antecedentes, el concepto, aspectos generales y la información requerida para utilizar un simulador.

En el capítulo tres se describen cada uno de los software utilizados durante el desarrollo del proyecto, dentro de los que se encuentran los utilizados como base para elaborar el análisis comparativo (Eclipse y CMG) y los de

bajo licenciamiento (Kappa, Roxar e Iflo), además de un paso a paso de la implementación de cada uno de estos.

En el capítulo cuatro se describe el concepto, las etapas y el modelo conceptual implementado para el desarrollo del proyecto.

En el quinto y último capítulo se realiza el análisis de los resultados, dentro del cual se tienen en cuenta parámetros tales como los fluidos originales presentes en el yacimiento, el factor de recobro, la producción acumulada de aceite, la facilidad de manejo y finalmente el tiempo de cómputo.

1. ACEITE NEGRO.

1.1 DEFINICIÓN DE ACEITE NEGRO.¹

La composición química de los aceites negros está constituida por moléculas grandes pesadas no volátiles debido a que predominan los compuestos pesados como C_{7+} , estos compuestos pesados presentes en el aceite definen su color oscuro. Posee una temperatura crítica muy por encima de la temperatura de yacimiento y su envolvente es la más amplia de todos los tipos de fluidos del yacimiento básicamente porque la envolvente depende de la composición de la mezcla hidrocarburo presentes y este contiene una gran cantidad de componentes pesados.

Un aceite negro produce en la superficie una razón gas-petróleo de 2000 SCF/STB o menos, con una gravedad menor de 45°API y el factor volumétrico del petróleo inicial de formación es de 2 BLL/STB o menor. El nombre aceite negro es debido a que la mayoría de los aceites de este tipo presentan esta coloración pero no siempre es así; por tal razón estos tipos de fluidos también son denominados aceites de baja merma.

1.1.1 Diagrama de fases de un aceite negro.

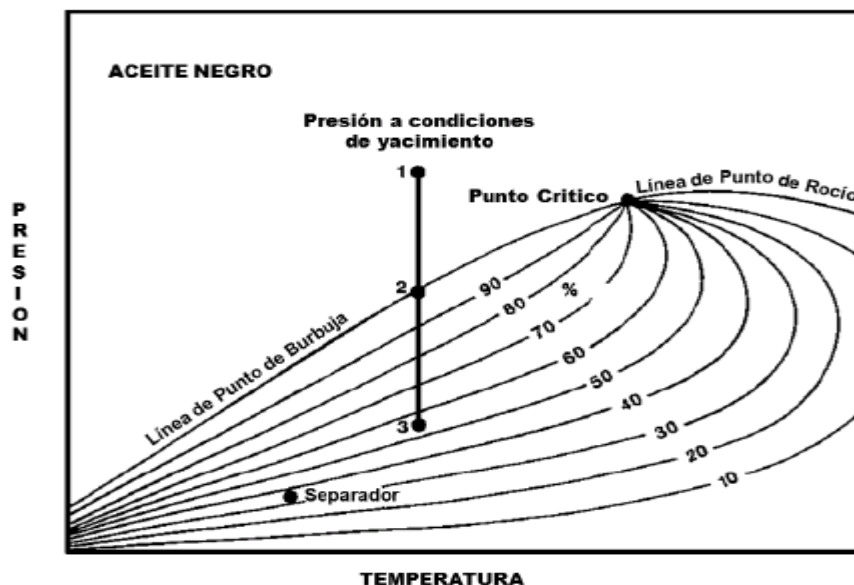
Un diagrama de fases típico de un aceite negro se presenta en la **figura 1**, el punto crítico está localizado hacia la pendiente de la curva. Las líneas iso-volumétricas o de calidad están uniformemente espaciadas y tienen un rango de temperatura amplio. A condiciones de yacimiento el aceite negro se encuentra en fase líquida, a medida que se produce la presión va cayendo hasta llegar a la presión de burbuja ocasionando la liberación del gas que se

¹ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos.

encontraba disuelto en este. La temperatura crítica del crudo es mayor que la temperatura del yacimiento.

La línea 1-2-3 indica lo que ocurre en el yacimiento; una caída de presión a una temperatura constante. También se indica la presión y temperatura del separador ubicado en superficie. En el punto I el petróleo no está saturado con gas, es decir, el fluido en el yacimiento se encuentra en estado líquido. Los yacimientos en esta región (presión de yacimiento mayor a la presión de burbuja) se denominan yacimientos subsaturados. La región de dos fases cubre un amplio rango de presión y temperatura. Si la presión del yacimiento es igual o menor a la punto de burbuja, línea II-III, entonces los fluidos están saturados, es decir que ambas fases, líquida y gaseosa se encuentran presentes en equilibrio.

Figura 1. Diagrama de fases para aceite negro



Fuente modificada: McCAIN, William D. JR. "The Properties of Petroleum Fluids". 2nd ed. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Co. 1990.

1.2 COMPORTAMIENTO DE FASES.²

Los hidrocarburos en el yacimiento existen como fase líquida, fase vapor, o como fase sólida. Una fase es definida como algo homogéneo y físicamente distinto que forma parte de un sistema en el cual es separada de otras partes del sistema por límites superficiales definidos. Un claro ejemplo es el hielo, el agua líquida y el vapor de agua, son tres fases pero cada una de ellas es físicamente distinta y homogénea, existen límites definidos entre cada una de estas. Las fases dependen principalmente de la temperatura y la presión.

Las propiedades físicas son determinadas como intensivas o extensivas. Las propiedades intensivas son independientes de la cantidad de materia presente, por ejemplo la densidad, el coeficiente de compresibilidad, o el volumen específico. Las propiedades como la masa y el volumen son denominadas extensivas pues sus valores dependen de la cantidad de materia presente.

1.2.1 Variables que la afectan.

El comportamiento de fases y las propiedades físicas de los fluidos de yacimiento están directamente relacionados con su composición. Antes de realizar cualquier discusión sobre el comportamiento de fases, es necesario hacer una descripción general de la composición química de los fluidos de yacimiento para visualizar a nivel molecular, las causas de los parámetros obtenidos en su producción.

² MCCAIN, William. The properties of Petroleum Fluids, pennwell Publishing Company, 1990.

Composición de los fluidos de yacimiento: Los fluidos de yacimiento consisten principalmente de compuestos orgánicos llamados Hidrocarburos; además se pueden encontrar en menor proporción compuestos inorgánicos y compuestos orgánicos no hidrocarburos.

Hidrocarburos: Los hidrocarburos son compuestos químicos exclusivos de hidrógeno y carbono, estructurados de tal forma que las propiedades de los miembros de una misma serie, cambian de manera gradual a medida que aumentan los átomos de carbono en la molécula. En un yacimiento de petróleo predomina el que todos los átomos de carbono tengan cuatro enlaces de valencia completamente ocupados. El más simple de los hidrocarburos es el metano con cuatro átomos de hidrógeno. Las principales series de hidrocarburos que se encuentran en los fluidos de yacimiento son: las parafinas, las cicloparafinas y los aromáticos. Las Parafinas, también conocidas como alcanos, predominan en los fluidos de yacimiento. Estas van desde el metano hasta las ceras y su fórmula molecular es C_nH_{2n+2} . Las cicloparafinas, es la segunda serie de hidrocarburos en importancia y reconocen también como naftenos. Son cadenas de hidrocarburos cerradas y su fórmula molecular es C_nH_{2n} . los más comunes son el ciclo-pentano C_5H_{10} y el ciclo-hexano C_6H_{12} . Los Aromáticos, incluyen el benceno C_6H_6 y compuestos similares. El benceno es una molécula plana con seis átomos de carbono arreglados en un anillo hexagonal. El benceno es un compuesto muy estable y un importante constituyente del petróleo. Otros compuestos aromáticos son el tolueno $C_6H_5CH_3$ y el xileno $CH_3C_6H_4CH_3$.

Compuestos Orgánicos: Se presentan en proporciones menores, también se pueden encontrar en los fluidos de yacimiento los siguientes compuestos orgánicos: ácidos, alcoholes, cetonas, éteres, aldehídos, aminas, glicoles y mercaptanos, los cuales pueden afectar el proceso de producción de los fluidos de yacimiento. Por ejemplo, los ácidos, alcoholes, éteres y cetonas

pueden incidir sobre las propiedades emulsificantes del petróleo; los mercaptanos, compuestos de sulfuro, son contaminantes y altamente corrosivos.

Compuestos inorgánicos: Los más importantes compuestos inorgánicos presentes en los fluidos de yacimientos son: Nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y agua. El nitrógeno y el dióxido de carbono generalmente están presentes en concentraciones hasta de 2% en mol, aunque en algunos casos puede llegar al 10% o más. El sulfuro de hidrógeno es un compuesto tóxico y corrosivo. Afortunadamente se encuentra en muy bajas concentraciones (partes por millón). La presencia de agua contribuye al contenido de sal de los fluidos de yacimiento. Las sales más comunes son las de sodio, magnesio y cloruro de calcio. También se pueden encontrar gases inorgánicos como helio, argón y vapor de mercurio en casos aislados.

a) Composición: Las diferencias entre el petróleo en el tanque de almacenamiento y el fluido original del yacimiento son debidas a la variedad de componentes presentes en el fluido de yacimiento. En el tránsito del fluido desde el yacimiento hasta el tanque ocurren reducciones significativas de presión y temperatura, produciéndose en superficie fluidos en fase líquida y fase gaseosa. Los componentes livianos como el metano y el etano, estarán presentes en la fase gaseosa, igualmente muchos de los componentes con punto de ebullición por encima de 150°C estarán con el líquido producido. Los componentes intermedios del propano al nonano, estarán distribuidos en ambas fases. Las cantidades retenidas de los diferentes compuestos influirán sobre las propiedades físicas del gas y del líquido producido (R_s , B_o , API, etc.) y por consiguiente afectarán su valor comercial.

La forma en la cual se comportan los hidrocarburos cuando hay un cambio en la presión y la temperatura se puede explicar mejor con el

comportamiento individual de las moléculas. Existen otras variables importantes que afectan el comportamiento físico de las moléculas.

La presión, es un reflejo del número de moléculas presentes y sus movimientos; la temperatura, es un reflejo de la energía cinética de las moléculas y de la atracción y repulsión molecular. La presión y la atracción molecular tienden a confinar las moléculas y a chocarlas entre ellas, y la temperatura y la repulsión molecular tienden a separar las moléculas.

Cuando un material se encuentra en reposo no existe un cambio en el volumen o un cambio de fase ya que las fuerzas que confinan las moléculas están en equilibrio con las fuerzas que tienden a separarlas, mientras que si el material no se encuentra en reposo las fuerzas no están balanceadas y tenderá a cambiar de fase.

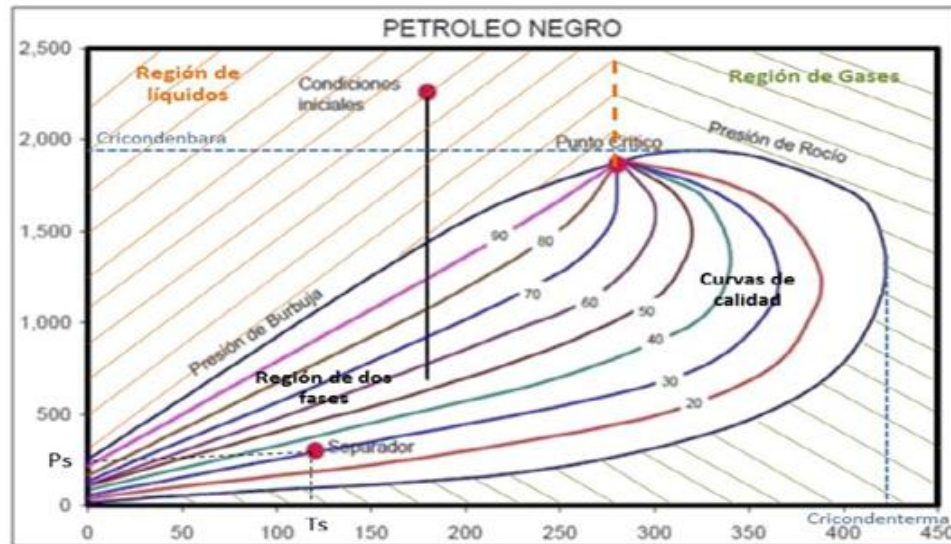
b) Temperatura: es simplemente una medida física del promedio de la energía cinética presente en las moléculas de un material. Como se le adiciona calor al material entonces la energía cinética de las moléculas aumenta causando un incremento en la movilidad de las mismas, este resultado hace que las moléculas tiendan a separarse.

c) Presión: es un reflejo del número de veces que las moléculas de un gas chocan contra las paredes del recipiente que las contiene. Si las moléculas son forzadas a unirse entre ellas mismas entonces la presión aumenta.

d) Fuerzas intermoleculares: son las fuerzas de atracción o repulsión entre moléculas. Estas fuerzas cambian con el aumento o disminución de la distancia entre ellas. La fuerza de atracción entre las moléculas aumenta cuando la distancia entre ellas decrece. La distancia entre las moléculas hace que la fuerza de repulsión incremente.

1.2.2 Comportamiento P vs T

Figura 2. Diagrama de fases P vs T (Black Oil)



Fuente: Modificada, AMAYA, Andrés y CHASIQUIZA, Diego. "Programa de Diseño Unificado de Bombeo Hidráulico". Escuela Politécnica Nacional. Quito
2009

La figura 2, muestra la envolvente de fases típica de un yacimiento conocido como de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento, también llamado de aceite negro. Sus líquidos son fluidos, cuyo contenido de componentes intermedios, C3 a C6, es comparativamente bajo y alto en componentes pesados.

La temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos; el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondembárica y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío.

1.3 PROPIEDADES FÍSICAS

1.3.1 Densidad del petróleo, ρ_o

La densidad de los crudos varía entre 43 lb/ft^3 y 62 lb/ft^3 (el agua tiene una densidad de $62,4 \text{ lb/ft}^3$), aunque esta densidad se suele expresar en grados API. (Ver correlaciones en Anexo 1).

1.3.2 Gravedad específica del petróleo, γ_o

La gravedad específica del petróleo crudo, es la relación entre la densidad del crudo en estudio y la densidad del agua dulce, ambas densidades tomadas a la misma presión y temperatura.

La gravedad específica (adimensional) normalmente es reportada como $60^\circ/60^\circ$, esto significa que las densidades del petróleo y del agua fueron medidas a 60°F y presión atmosférica. (Ver correlaciones en Anexo 2).

1.2.3 Presión de Burbujeo, P_b ³

Ésta es la presión a la cual el sistema en estado líquido se encuentra en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas y al no admitir más gas disuelto pasa al estado de dos fases, dejando libre la primera burbuja de gas. Permite definir el estado en el que se encuentra el fluido en el yacimiento; es decir, si está sub-saturado o saturado con gas natural, al ser comparada con la presión inicial del mismo. Esta presión también es denominada de

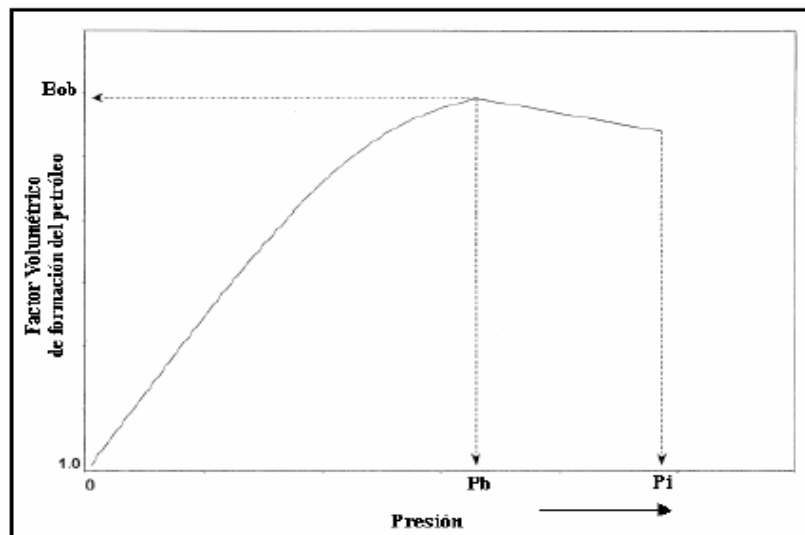
³Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

saturación (P_s), debido a que la fase líquida está constituida por crudo saturado con gas natural. Generalmente cuando se habla de crudos pesados se hace referencia a la presión de saturación ya que el gas, el cual se encuentra en equilibrio con el petróleo, es muy poco. (Ver correlaciones en Anexo 3).

1.3.4 Factor Volumétrico de Formación, B_o

Es la relación entre el volumen de petróleo a las condiciones prevalecientes del yacimiento y ese mismo volumen a condiciones de superficie⁴. El comportamiento de esta relación de volúmenes (B_o), expresada en B_Y/B_N , se muestra en la gráfica siguiente (Figura 3)

Figura 3. Comportamiento del B_o en función de la presión.⁵



Fuente: Ahmed, T., "Reservoir Engineering Handbook".USA: Butterworth-Heinemann, (2001).

⁴Consentino L., "Integrated Reservoir Studies", Editions Technip, París, (2001).

⁵Ahmed, T., "Reservoir Engineering Handbook".USA: Butterworth-Heinemann, (2001).

El gráfico muestra el comportamiento típico del B_o , en función de la disminución de la presión, donde el volumen de petróleo con gas disuelto en el yacimiento, se incrementa levemente con la disminución de la presión, desde la presión inicial (P_i) hasta la P_b ; esto indica que el gas disuelto en el petróleo ha comenzado a expandirse, provocando que el petróleo también se expanda hasta alcanzar la P_b , a partir de este punto, la liberación de gas es inminente en el yacimiento y el volumen de petróleo comienza a disminuir hasta las condiciones mínimas de presión (14,7 lpc) y temperatura de yacimiento. Esta relación viene dada por:

$$\beta_o = \frac{(V_o)_{p,t}}{(V_o)_{CN}}$$

Dónde:

B_o : Factor de formación volumétrico del petróleo, B_Y/B_N .

$(V_o)_{p,t}$: Volumen de petróleo a presión y temperatura del yacimiento, B_Y .

$(V_o)_{CN}$: Volumen de petróleo medido a condiciones estándar, B_N .

(Ver correlaciones en Anexo 4).

1.3.5 Relación Gas en solución Petróleo, R_s

La solubilidad del gas en el petróleo o razón gas disuelto (o gas en solución), se define como el número de pies cúbicos normales de gas que pueden disolverse en un barril normal de petróleo cuando ambos son llevados a las

condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento. Esta relación viene dada por:⁶

$$R_s = \frac{V_{gs}}{V_{os}} \left[\frac{PCN}{BN} \right]$$

Dónde:

V_{gs} = Volumen de gas disuelto @ CN (PCN).

V_{os} = Volumen de petróleo @ CN (BN).

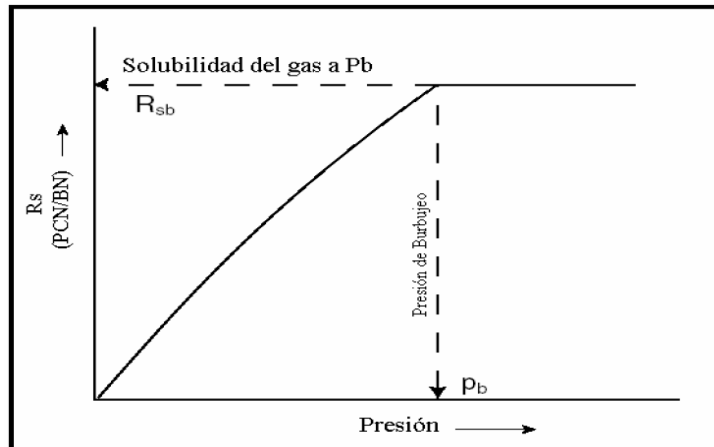
Se dice que un crudo está saturado con gas cuando tiene en solución la máxima cantidad de gas que el admite, y en este caso, al reducir un poco la presión ocurre liberación de gas. Si el crudo tiene una cantidad de gas inferior a la que puede admitir a ciertas condiciones de p y T se dice que el crudo está subsaturado (no saturado), o sea que tiene una deficiencia de gas.

En un crudo, si se dispone de suficiente gas y se puede someter el petróleo a altas presiones y temperaturas, puede decirse que el gas es infinitamente soluble en el petróleo. Lo que limita la solubilidad del gas en el petróleo en el yacimiento, son las condiciones de presión y temperatura que allí existan y por supuesto la cantidad de gas disponible. Por esta razón, se encuentran yacimientos con capa de gas inicial (exceso de gas a las condiciones de p y T existentes) y yacimientos subsaturados (no saturados).

En la figura 4 se muestra el comportamiento típico de R_s en función de la presión a temperatura constante.

⁶CIED. "Caracterización Física de los yacimientos", Venezuela, (Febrero/1997).

Figura 4. Comportamiento típico de R_s en función de la presión a temperatura constante⁷.



Fuente: Ahmed, T., "Reservoir Engineering Handbook".USA: Butterworth-Heinemann, (2001).

Obsérvese que R_s aumenta con la presión hasta llegar a la presión de burbujeo, p_b , a partir de la cual se mantiene constante. La razón de esto, es que al llegar al punto de burbujeo no existe más gas disponible para entrar en solución con el petróleo. Así, por arriba de la presión de burbujeo el petróleo está subsaturado ya que una disminución de presión no causa liberación de gas (R_s es constante); sin embargo, por debajo de la presión de burbujeo el petróleo está saturado, ya que una disminución de presión origina una liberación de gas debido a que R_s disminuye.

Los siguientes factores afectan la solubilidad del gas en el petróleo:

- ✓ Presión: al aumentar la presión, aumenta R_s
- ✓ Temperatura: al aumentar la temperatura, disminuye R_s

⁷Ahmed, T., "Reservoir Engineering Handbook".USA: Butterworth-Heinemann, (2001).

- ✓ Gravedad del petróleo: al aumentar la gravedad API, aumenta R_s
- ✓ Gravedad del gas: al aumentar la gravedad específica del gas, aumenta R_s
- ✓ Tipo de liberación: la manera como se separa el gas del petróleo produce diferentes valores de R_s . Existen dos tipos de liberación: Instantánea y diferencial.

Durante la liberación instantánea (flash), la composición del sistema no cambia, el gas liberado permanece en contacto (equilibrio) con el petróleo hasta que todo el gas se separe. Por ejemplo, la separación gas-petróleo que ocurre en un separador. En cambio, durante la liberación diferencial el gas liberado en cada disminución de presión se separa del petróleo y por tanto la composición del sistema cambia. Normalmente, aunque no en general, los valores de R_s por liberación diferencial son mayores que por liberación instantánea. (Ver correlaciones en Anexo 5).

1.3.6 Viscosidad del petróleo, μ_o ⁸

En términos generales la viscosidad de un fluido es la fricción interna o la resistencia de las moléculas a fluir, es decir a moverse con facilidad. La viscosidad se encuentra en rangos desde 0,1 centipoise para aceites cercanos al punto crítico hasta 100 centipoise para aceites pesados como lo describe Tarek Ahmed. Esta propiedad es considerada como la que presenta mayor dificultad para ser obtenida con una buena precisión mediante correlaciones.

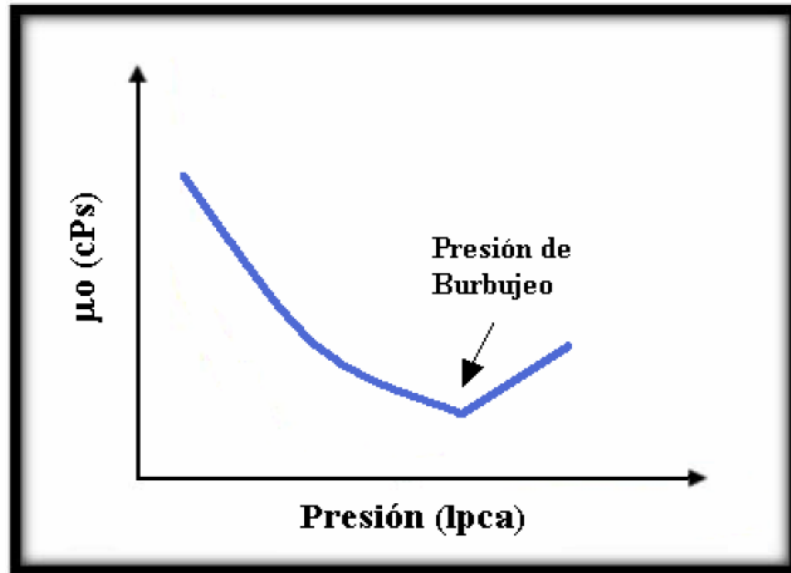
⁸ TAREK, Ahmed. "Reservoir engineering handbook".2001.

La viscosidad del aceite depende en gran parte de propiedades como; la temperatura, la presión, la gravedad del aceite, la gravedad del gas, la solubilidad del gas en el aceite y la composición del crudo. Si existe un aumento en la temperatura conlleva a una disminución de la viscosidad, si se disminuye la presión causa una disminución de la viscosidad con la condición de que el efecto de la presión sea solo sobre la compresibilidad del líquido, además una disminución en la solubilidad del gas en el aceite aumenta la viscosidad, teniendo en cuenta que la cantidad de gas en solución es función directa de la presión.

Cada vez como sea posible es necesario medir la viscosidad en el laboratorio bajo condiciones de yacimiento como presión y temperatura. Estos resultados de viscosidad normalmente son reportados en los análisis de las pruebas PVT. Si no es posible obtener los valores de viscosidad en el laboratorio, es necesario realizar el cálculo mediante correlaciones, usualmente estos datos no tienen un gran precisión ya que dependen de los datos del crudo que se tengan disponibles. Basados en la disponibilidad de los datos del crudo las correlaciones se pueden dividir en dos tipos; correlaciones basadas en datos obtenidos de pruebas PVT como el RS y la gravedad API. Y correlaciones basadas en la composición del aceite.

Dependiendo de la presión la viscosidad del aceite puede ser clasificada en tres clases; la primera se denomina viscosidad del aceite muerto (no presenta gas en solución), esta viscosidad del aceite está dada a presión atmosférica y a la temperatura del sistema. El segundo tipo de viscosidad se llama viscosidad del aceite saturado, esta viscosidad está definida a una presión menor o igual a la presión de burbuja. Y el tercer tipo de viscosidad es la viscosidad del aceite subsaturado, y se define como la viscosidad a una presión por encima del punto de burbuja y a la temperatura de yacimiento.

Figura 5. Comportamiento típico de μ_o vs. Presión⁹.



Fuente: La comunidad petrolera. (2009). "Parámetros básicos para el análisis PVT". Disponible en: www.lacomunidadpetrolera.com.

La figura 5 Muestra como por debajo de la presión de burbuja la viscosidad disminuye con el aumento de la presión debido al gas que se encuentra en solución, pero por arriba de la presión de burbuja la viscosidad del aceite aumenta con la presión debido a que ya no ocurre solubilidad del gas y solo actúa la compresibilidad del aceite. (Ver correlaciones en Anexo 6).

1.3.7 Factor Volumétrico Total, Bt¹⁰

Representa la sumatoria entre el volumen de líquido (B_o) y la diferencia entre la razón gas-petróleo inicial (R_{si}) y la razón gas-petróleo a las condiciones

⁹La comunidad petrolera. (2009). "Parámetros básicos para el análisis PVT". Disponible en: www.lacomunidadpetrolera.com.

¹⁰La comunidad petrolera. (2009). "Parámetros básicos para el análisis PVT". Disponible en: www.lacomunidadpetrolera.com.

actuales del yacimiento (R_s). Si el factor volumétrico del gas es B_g en BY/PCN, y viene dada por la siguiente ecuación:

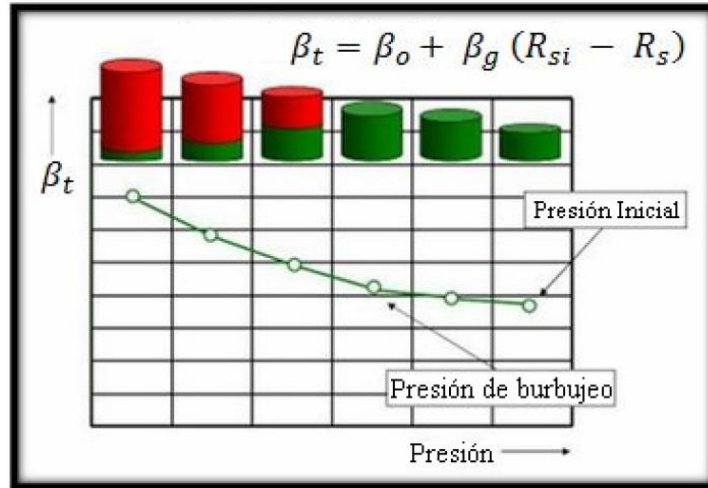
$$\beta_t = \frac{\text{Volumen (petróleo + gas disuelto + gas liberado de } P_b \text{ a } P) @ P_y T_y}{\text{Volúmen del petróleo @ CN}}$$

Este factor también puede ser determinado por esta ecuación:

$$\beta_t = \beta_o + (R_{si} - R_s) * \beta_g; \quad (BY/BN)$$

Debido a que a presiones por encima de la presión de burbujeo la relación de solubilidad del gas en el petróleo se mantiene constante y $B_t = B_o$, la curva que representa el B_t muestra una tendencia lineal con pendiente casi nula, al disminuir la presión desde la presión inicial a la presión de burbujeo. Una vez que se alcanza la P_b , el comportamiento de la curva muestra un ascenso, que indica que el gas liberado ocupa mayor volumen que el petróleo en el yacimiento, lo que genera un incremento en el B_t (Figura11).

Figura 6. Comportamiento típico del Bt en función de la presión



Fuente: BEAL C. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil-Field Temperatures and Pressures". Trans AIME 1946. Pag. 94-115.

Ver correlaciones en Anexo 7.

1.3.8 Compresibilidad del petróleo, Co

La compresibilidad de una sustancia es el cambio unitario de volumen con presión a temperatura constante.

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T$$

Dónde:

Co = Compresibilidad del petróleo (lpc⁻¹).

V = Volumen.

P = Presión (lpc).

Ver correlaciones en Anexo 8.

1.4 DETERMINACION DE LAS PROPIEDADES PVT EN EL LABORATORIO.

1.4.1 Muestreo de fluidos.¹¹

Las propiedades PVT se determinan normalmente en el laboratorio utilizando una muestra de fluido del yacimiento. Sea cual fuera el método utilizado, se recomienda obtenerla al comienzo de la vida productiva del yacimiento, ya que de esta forma será más representativa de la composición del fluido original.

Para la realización de un adecuado estudio de los fluidos de yacimiento, la recolección de las muestras debe hacerse antes de que la presión del yacimiento caiga por debajo de su presión de saturación. Por lo tanto se recomienda que las muestras de fluido sean tomadas una vez haya sido descubierto el yacimiento, y su producción haya sido el resultado de la operación de limpieza del pozo. Las muestras deben ser tomadas solo después de haberse establecido un cuidadoso programa de selección, acondicionamiento y prueba del pozo a muestrear.

La selección de un método de muestreo es influenciado por importantes consideraciones como: volumen de muestra requerido en el laboratorio, tipo de fluido a ser muestreado, grado de depleción del yacimiento, condición mecánica del pozo y el tipo de equipo de separación en la superficie.

El uso de alguna de estas técnicas no puede ser considerada como una actividad rutinaria; cada campo productor presenta dificultades o circunstancias particulares para esto. Por ejemplo, las operaciones de campo

¹¹ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Norma API RP 44 de 2003.

imponen algunas restricciones en la preparación y ejecución de un programa de muestreo, así como el equipo usado en el pozo podría limitar el uso de las herramientas para la operación. Los pozos que presentan variaciones bruscas de flujo son problemáticos para tomar los datos de producción en el momento del muestreo; la época del año o situaciones ambientales también tienen influencia en la operación. Así, el procedimiento de muestreo está sujeto a algunos detalles locales relacionados con la logística del campo.

1.4.1.1 Muestreo de fondo.

El muestreo de fondo es usado básicamente cuando la presión de flujo es mayor que la presión de saturación. Este método consiste en bajar una herramienta denominada muestreador de fondo dentro del pozo a una profundidad seleccionada en el punto más cercano a la cara de la formación, mediante un equipo especializado bajado al pozo con unidad de cable. Una porción de fluido se atrapa (en una sección especial del muestreador) a las condiciones de presión y temperatura a esa profundidad en el momento del muestreo. Gracias a un mecanismo especial de la herramienta, el fluido es mantenido dentro de una sección herméticamente sellada, para su posterior regreso a superficie.

Ya en superficie la muestra se debe transferir a unos cilindros y enviarla al laboratorio. Es importante durante la transferencia conservar los fluidos en el mismo volumen traído del fondo y evitar la pérdida de gas, pues afectaría la representatividad de la muestra. Se aconseja realizar una serie de pruebas de productividad para determinar las presiones fluyendo a varios caudales de flujo, de esta forma, se escoge la mayor presión fluyendo a la tasa a la cual el GOR se estabilice. Cuando la herramienta y la muestra son llevadas a superficie, se chequea si hay fugas, la presión también debe ser medida para

saber si el mecanismo de cierre de la sección hermética del muestreador estuvo convenientemente activado en el fondo.

Punto apropiado en pozo para el muestreo.

El mejor punto para asegurar una muestra homogénea de líquido es en la parte más baja de las perforaciones, siempre y cuando estén todavía alejados del contacto Aceite-Agua; de igual forma se hace necesario conocer la ubicación del contacto Gas-Aceite.

Para tener una mejor certeza del punto en el pozo para llevar a cabo la recolección, es fundamental correr registros de presión y temperatura para tratar de ubicar las profundidades de los contactos Gas-Aceite y Aceite-Agua dentro del yacimiento. Esto permitirá llevar a cabo la prueba con una mayor precisión. Un punto clave es dejar la herramienta por cerca de 30 minutos en los posibles puntos para la recolección con el fin de eliminar cualquier perturbación que cause una lectura anómala.

Ventajas del muestro de fondo.

- ✓ Se obtiene o recolecta la muestra requerida directamente.
- ✓ Puede mantener la presión total sobre la muestra (con una herramienta especial).
- ✓ Evita el uso de separadores de superficie.
- ✓ Requiere que menos información del muestreo sea transmitida a la pruebas de laboratorio.
- ✓ Elimina errores potenciales en recombinación, que es requerida en muestreo de superficie.

Problemas asociados al muestreo de fondo.

- ✓ Fugas en la cámara de muestreo, los componentes livianos son propensos a liberarse generando cambios en la composición del fluido.
- ✓ Contaminación con aditivos del lodo.
- ✓ Absorción de gases ácidos y componentes pesados.
- ✓ Errores de transferencia del fluido de la cámara al recipiente de transporte.
- ✓ Recipientes de transferencia contaminados.

1.4.1.2 Muestreo de superficie.

Esta técnica de muestreo se puede realizar ya sea en el separador o en las líneas de superficie antes del choque (cuando se esté seguro que el fluido se conserva en estado monofásico). El muestreo de superficie, también llamado comúnmente muestreo de recombinación, consiste en tomar muestras de líquido y gas de producción usualmente a condiciones de Separador, las cuales son adecuadamente recombinadas en el laboratorio para obtener una muestra representativa del fluido de yacimiento.

El separador sobre el cual se van a tomar las muestras, debe tener suficiente capacidad para asegurar un tiempo de retención que permita la estabilización de las fases líquida y gaseosa. Además, debe estar equipado con un extractor interno de niebla. Antes de tomar cualquier muestra, se debe medir exactamente las tasas de producción de gas y de líquido del separador y la temperatura del separador del tanque de almacenamiento. Las siguientes son las muestras que se deben tomar para ser enviadas al laboratorio; muestras de gas del separador tomadas en el sistema de medición, muestras de líquido de separador, muestras de líquido de tanque a condiciones

estándar. El gas y el líquido deben muestrearse en el mismo separador preferiblemente en la primera etapa de separación.

La selección de la muestra es el primer procedimiento realizado en el laboratorio al recibir la muestra presurizada. Antes de comenzar el análisis, es importante evaluar las muestras disponibles y escoger la más representativa de los fluidos de yacimiento. Se deben escoger las muestras tomadas durante las condiciones más estables.

Además de las muestras, se necesita la siguiente información complementaria: volumen del petróleo en el separador y en el tanque de almacenamiento, temperatura y presión del separador, temperatura y presión del tanque de almacenamiento, gravedad específica del petróleo, relación gas-petróleo de producción, gravedad específica del gas, temperatura del pozo y la presión fluyente del pozo. Con esta información es posible efectuar una recombinación de las muestras que sean representativas del yacimiento.

Selección de la localización de la toma de muestra en el Separador.

En general las muestras son tomadas en el primer separador. Si se toma del segundo separador se sacan pruebas de gas de ambas etapas de tal manera que el gas de la corriente de salida del segundo separador y el aceite de la corriente de la segunda etapa pueda ser recombinada para reconstruir el aceite de la primera etapa (primer separador), así este aceite será recombinado con el gas de la primera etapa. De todos modos este tipo de operaciones, aumentan la posibilidad de cometer errores, por esto es preferible que la muestra sea tomada directamente de la primera etapa si es posible.

El muestreo del líquido debe ser precedido por el drenaje de al menos 100 cc de aceite con el fin de limpiar la válvula de residuos de agua. El volumen de aceite a purgar depende de las tuberías del equipo de muestreo, pero debería ser como mínimo cinco veces el volumen interno de la línea de muestreo y las válvulas.

Ventajas del muestreo de superficie.

- ✓ Facilidad para obtener las muestras.
- ✓ Posibilidad de recolectar volúmenes de muestra relativamente grande.
- ✓ El costo de recolección es menor.
- ✓ No hay interrupción de la producción durante el periodo de prueba (aunque la tasa de flujo si debe ser reducida).

Problemas asociados al muestreo de superficie.

- ✓ La caída de presión debe ser mínima durante el muestreo para evitar condensación en el yacimiento o liberación de gas. Sin embargo, la tasa de producción debe ser suficientemente alta para llevar todo el flujo del pozo hasta superficie. Para condensados, una tasa baja causará la presencia de líquido retrógrado en la tubería de producción, produciendo entonces una muestra no representativa del yacimiento.
- ✓ Si el separador no está adecuadamente diseñado o si el líquido presenta una considerable formación de espumas, se podrá obtener líquido en la muestra de gas del separador o por el contrario si los controles de nivel no operan adecuadamente se podrá obtener gas en la muestra de líquido.

1.4.1.3 Muestreo de crudo en cabeza de pozo.

La recolección de muestras de fluido en la cabeza del pozo es viable, aunque la presencia de flujo multifásico puede producir muestras heterogéneas que requerirán de alguna modificación con el fin de obtener una muestra representativa del fluido de yacimiento.

Estas muestras se deben tomar solo en aquellos casos en que se le han agregado químicos al fluido del separador y no existe ninguna otra forma de obtener muestras sin contaminar.

Procedimiento:

1. Verifique que el recipiente “toma muestras” se encuentre limpio y seco. Utilice contenedores de 5 litros de máxima capacidad y que tengan tapa de seguridad. Tomar las muestras en recipientes relativamente pequeños permite determinar y evacuar más fácilmente el contenido de agua que pueda estar presente en el aceite.
2. Prepare un recipiente de boca lo suficientemente ancha y de aproximadamente 10 litros de capacidad (“balde”) para realizar las operaciones de purga de la tubería.
3. Coloque el recipiente de drenaje unos centímetros debajo de la válvula toma muestras del pozo. Abra la válvula lentamente y permita que salga fluido por el espacio de 5 segundos, cierre y realice de nuevo la operación de apertura de la válvula hasta $\frac{3}{4}$ de su máxima capacidad y purgue por otros 15 segundos, tiempo en el cual se espera se hayan removido de los sitios cercanos a la válvula,

depósitos sólidos, al igual que los asentamientos de líquidos densos como el agua.

4. Sin cerrar la válvula haga el cambio de recipiente, de drenaje al de toma de muestra. Llene el recipiente hasta el 75% de su máxima capacidad realizando purgas breves de 5 segundos hasta el completo llenado del recipiente.
5. Cierre la válvula y tape herméticamente el contenedor, límpielo y rotúlelo debidamente.

1.4.2 Tipos de prueba.¹²

1.4.2.1 Pruebas convencionales.

El análisis PVT consiste en un conjunto de pruebas que se hacen en el laboratorio para determinar las propiedades y su variación con la presión de los fluidos de un yacimiento petrolífero, con la finalidad de conocer el comportamiento del mismo. Este estudio relaciona tres parámetros básicos: Presión, Volumen y Temperatura (PVT), los cuales son los que gobiernan en gran parte el comportamiento de la producción de un yacimiento de petróleo.

El análisis PVT consiste en simular en el laboratorio el agotamiento de Presión (Depleción) de un yacimiento volumétrico midiendo exactamente los volúmenes de gas y líquido separados en cada decremento de presión. Durante las pruebas el volumen y la temperatura se mantienen constantes. Los estudios PVT están diseñados para representar el comportamiento de

¹² PEDERSEN S., Karen y CHRISTENSEN L., Peter. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids, Taylor and Francis Group, 2007

los fluidos de reservorio durante las etapas normales de explotación de yacimientos. Algunos procesos que ocurren en el reservorio pueden reproducirse, con razonable representatividad, a la escala de laboratorio, pero otros procesos solo pueden aproximarse en forma muy simplificada. En consecuencia, resulta muy importante comprender la representatividad de los estudios de laboratorio para los distintos tipos de fluidos y para los diferentes reservorios. Dentro de estas pruebas se encuentran las siguientes:

1.4.2.1.1 Expansión a composición constante (CCE):

Se usa para medir el volumen total de fluido y su compresibilidad para un amplio rango de presiones desde la presión inicial de yacimiento hasta valores por debajo de la del separador a temperatura constante, se utiliza para cualquier tipo de fluido, principalmente aceite negro.

Esta prueba es la que inicia el proceso de pruebas PVT para un fluido de yacimiento:

- ✓ Se realiza para cualquier tipo de fluido (gas o aceite).
- ✓ Se usa para medir el volumen total de fluidos y su compresibilidad desde P_i hasta valores por debajo $P_{\text{separador}}$.
- ✓ Para aceites negros y volátiles también se usa en la determinación de la presión de saturación.
- ✓ La composición original del fluido en la celda no cambia en ningún momento durante la prueba.
- ✓ La composición original del fluido en la celda no cambia en ningún momento durante la prueba.

Propiedades medidas:

- ✓ Presión de Saturación
- ✓ Volumen Relativo
- ✓ Densidad del Fluido
- ✓ Merma del líquido ($P < P_{SAT}$ en sistemas de aceite)
- ✓ Líquidos condensados ($P < P_{SAT}$ en sistemas de gas)
- ✓ Factor Z del gas ($P > P_{SAT}$)

Procedimiento

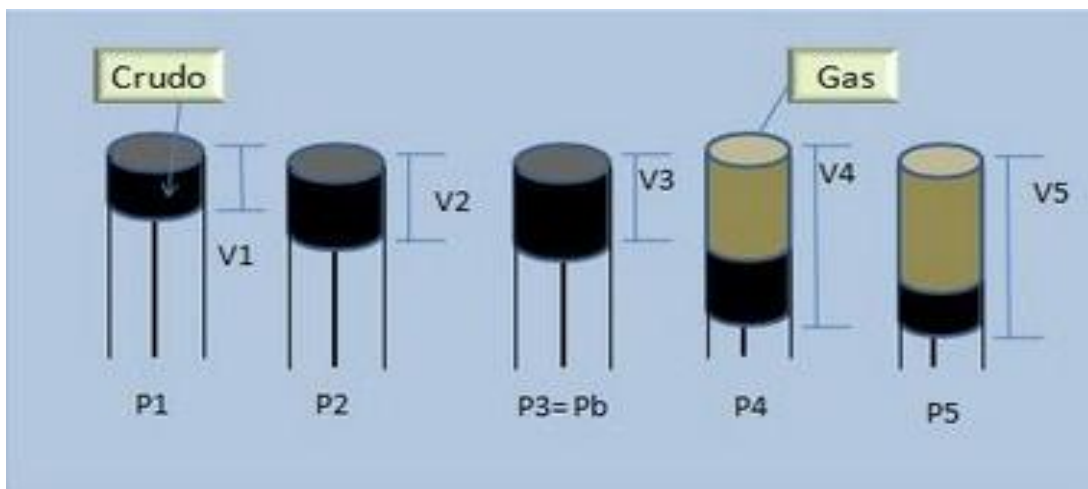
Con el fin de alcanzar un fluido de yacimiento representativo, la muestra se transfiere a la celda en la misma relación gas-líquido medida durante el muestreo. El sistema en la celda PVT, se lleva a la temperatura de yacimiento y se comprime hasta alcanzar una $P > P_{yaci}$ medida.

En este punto, la celda se deja (usualmente durante la noche) para lograr equilibrio. El sistema se revisa para ver si está todo en una sola fase y se registra el volumen total. Para comenzar el proceso de expansión a composición constante que se representa en la figura 7.

La presión se reduce paso a paso. Se observa en la celda visual del sistema y se registra el volumen en cada cambio de presión. La expansión a composición constante son los datos más fiables, desde que no haya material en la celda de fase durante el experimento.

Se realiza para cualquier tipo de fluido (gas o aceite). La composición original del fluido en la celda no cambia en ningún momento durante la prueba porque nada del material es removido de la celda.

Figura 7. Expansión a composición constante



Fuente: <http://www.petroleoamerica.com/2009/10/clase-1-parametros-pvt-para-comprender.html>

1.4.2.1.2 Vaporización diferencial (DL):

Esta prueba se realiza únicamente a fluidos de yacimiento de baja merma (Black Oil y crudos pesados), con un GOR < 1500 scf/BN. Con esta prueba se busca simular el agotamiento del yacimiento por defectos de la producción desde la presión de saturación a la presión atmosférica.

En la Liberación Diferencial en contraposición a la Liberación Flash, el gas liberado durante la reducción de presión es removido parcialmente o totalmente del contacto con el petróleo, es decir la composición del sistema varía con cada paso ya que la masa varía.

La regla general para iniciar la prueba de Liberación Diferencial es que se le aplique inicialmente a la muestra representativa la prueba de liberación flash para determinar el punto de burbujeo y después aplicar la diferencial y determinar factores volumétricos.

Propiedades medidas

- ✓ Relación Gas-Aceite (Rs).
- ✓ Factor de Compresibilidad del Gas retirado en cada etapa (Z).
- ✓ Factor Volumétrico de Formación de Gas (Bg).
- ✓ Factor Volumétrico de Formación de Aceite (Bo).
- ✓ Factor Volumétrico de Formación Total Diferencial (Bt).
- ✓ Gravedad específica del gas liberado en cada etapa (GE).
- ✓ Gravedad API del aceite residual.
- ✓ Gravedad acumulativa del gas liberado.
- ✓ Densidad del aceite a temperatura de yacimiento y a presiones por encima y debajo de la presión del punto de burbuja.
- ✓ Composición del gas retirado en cada etapa.

Procedimiento

El método a seguir para la Prueba de Liberación Diferencial está indicado por el fabricante del equipo Ruska Instrument Corporation:

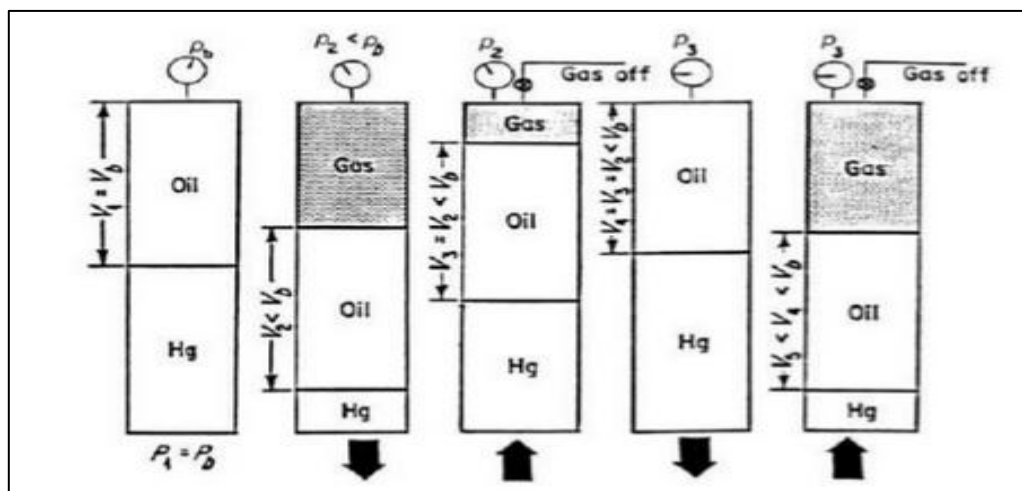
1. Transferir la muestra representativa a una celda PVT visual.
2. Llevar la muestra a presión de burbuja y a temperatura de yacimiento.
3. Realizar una disminución de presión por debajo de la presión de burbuja con el fin de crear una capa de gas en la celda, manteniendo la temperatura constante.
4. La presión de la celda es reducida por etapas, generalmente entre 10 a 15 niveles de presión, y el gas liberado es removido, hasta que el nivel del líquido llegue al tope, evitando que este se produzca.

5. El procedimiento continua hasta que se alcance la presión atmosférica, donde se mide finalmente el volumen de aceite residual y se convierte a condiciones atmosféricas ($T=60^{\circ}\text{F}$), V_{sc} .
6. Posterior a esto, se calculan los factores volumétricos de formación B_o de los distintos niveles de presión.
7. Cabe citar que el aceite residual que queda en la celda sufre continuamente cambios en su composición, convirtiéndose cada vez más rico en componentes pesados, este volumen remanente es llamado "petróleo residual de la vaporización diferencial" o "petróleo residual".

OBSERVACIÓN: La celda debe ser agitada constantemente con el fin de mantener el equilibrio de las fases.

A continuación se hace la representación de esta prueba:

Figura 8. Vaporización diferencial



Fuente: <http://www.slideshare.net/MiguelVidalBello/propiedades-de-fluidos-en-el-reservorio-y-analisis-pvt>

1.4.2.1.3 Agotamiento a volumen constante (CVD):

Este experimento se realiza generalmente para gases condensados y aceites volátiles para simular el comportamiento del fluido en el yacimiento durante la producción. En la prueba CVD nunca se retira el líquido condensado en la celda. El fundamento de la prueba se basa en la muy baja permeabilidad relativa del condensado en el yacimiento.

Propiedades medidas:

- ✓ Se realiza a sistemas de aceite volátil y gas condensado.
- ✓ Propiedades medidas en cada etapa.
- ✓ Saturación de líquido.
- ✓ Factor Z del gas.
- ✓ Moles retiradas (asumiendo 100 moles iniciales a la P_{sat}).
- ✓ Composición del gas retirado.
- ✓ Composición del gas retirado.
- ✓ Composición y propiedades del líquido de la última etapa.

En un yacimiento de gas condensado, por debajo de la presión de rocío, el líquido producido en superficie proviene del gas “liberado”.

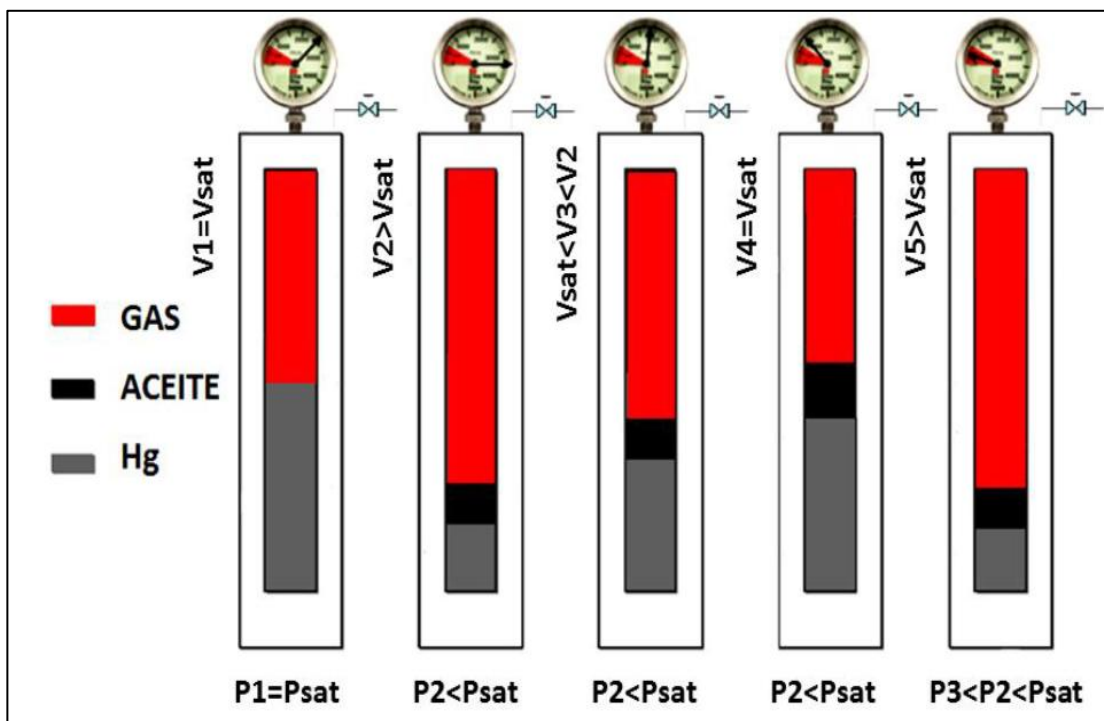
Procedimiento

1. Elegir una celda donde se pueda visualizar fácilmente la muestra.
2. Se introduce cierto volumen de mercurio.
3. Se introduce la muestra representativa del fluido original del yacimiento.

4. Corroborar que la muestra esté a presión de rocío.
5. Medir el volumen inicial de la muestra pues éste será el volumen de referencia.
6. Verificar que la temperatura de la celda sea igual a la temperatura de yacimiento.
7. Retirar poco a poco un volumen de mercurio.
8. Reducir la presión en la celda.
9. Mirar que aparezca una fase líquida, que se formada por condensación retrograda.
10. Hacer una medición visual de las fases dentro de la celda y se reporta el volumen de líquido como un porcentaje del volumen inicial.
11. Reinyectar el volumen de mercurio originalmente extraído.
12. Al mismo tiempo se va retirando un volumen de gas equivalente.
13. Cuando se alcanza el volumen inicial V_i se detiene la reinyección del mercurio.
14. El gas removido es llevado a un equipo especial para determinar su composición (V_i), su volumen es medido a condiciones estándar y denotado como $(V_{gp})_{sc}$.

A continuación se hace la representación de esta prueba:

Figura 9. Agotamiento a volumen constante.



Fuente: Ahmed Tarek. "Reservoir engineering handbook" 2001

1.4.2.1.4 Pruebas de separador:

Es una prueba PVT que es usada para separar y medir los fluidos que provienen del pozo y así determinar las mejores condiciones de operación de estos equipos y el mejor diseño para un óptimo desempeño.

La liberación diferencial y la prueba de separador realizadas a crudos Black Oil, pretenden simular la transición de fases que le ocurre al fluido desde el yacimiento hasta las condiciones de separación:

La prueba consiste en provocar unas liberaciones instantáneas, haciendo pasar la muestra por un separador flash, que consta de dos etapas de separación, la primera corresponde a la presión del separador y la segunda a presión atmosférica, la cual simula el stock tank.

Propiedades medidas:

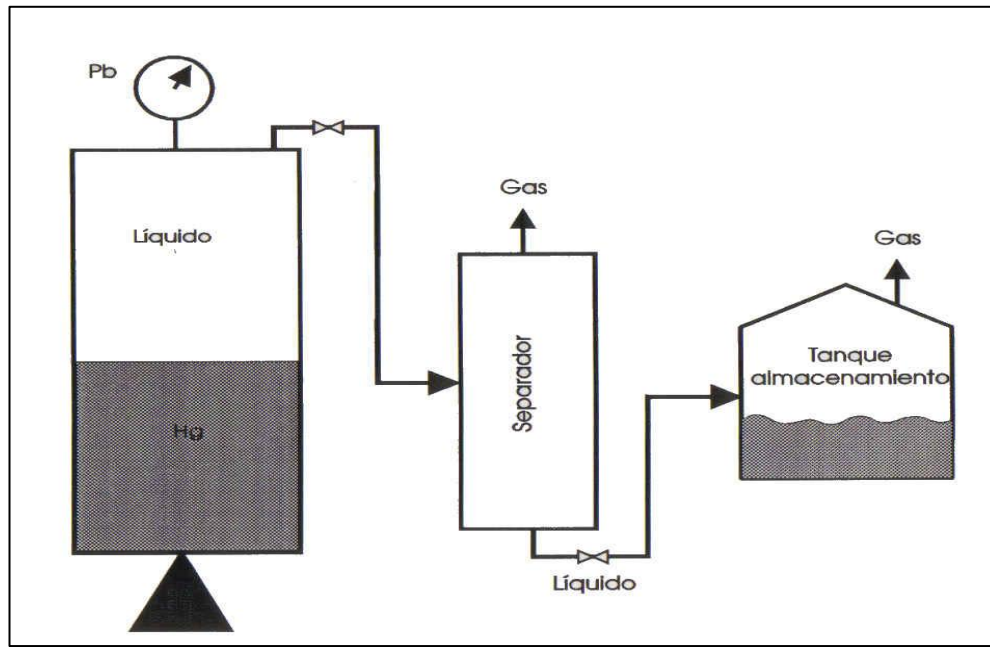
- ✓ En sistemas de aceite volátil y gas condensado se considera mayor número de etapas durante el experimento.
- ✓ Propiedades medidas en cada etapa.
- ✓ Relación Gas-Aceite, líquido a condiciones de etapa y normales.
- ✓ Factores Volumétricos, líquido a condiciones de etapa y normales.
- ✓ Gravedad específica del gas liberado.
- ✓ Composición del gas retirado.
- ✓ Composición y propiedades del líquido residual.
- ✓ Relación Gas-Aceite Total, líquido a condiciones normales.
- ✓ Factor Volumétrico (aceites volátiles).
- ✓ Factor Volumétrico Aparente (Gases condensados ricos).

Procedimiento

1. Tener la muestra representativa dentro de la celda visual en el punto de burbuja a temperatura de yacimiento.
2. Colocar la temperatura reportada de campo en el baño del separador.

3. Conectar la línea.
4. Tomar lectura de bomba inicial.
5. Cerrar la válvula inferior por donde sale el líquido del separador.
6. Una vez alcanzada la presión de separador cerrar la válvula de tope del separador.
7. Pesar la probeta con desprendimiento lateral y su respectivo tapón.
8. Conectar la salida del gas del separador al gasómetro y hacer vacío.
9. Tomar lectura de bomba.
10. Cerrar la válvula de tope del separador y drenar el líquido a la probeta hasta alcanzar el nivel establecido inicialmente.
11. Registrar la lectura de la bomba.
12. Desconectar la probeta y pesarla con el líquido producido.
13. Hallar el volumen total de gas (etapas 1 y 2) en condiciones estándar sumando el de la etapa 1 y 2.
14. Fijar otra presión en el separador, y continuar con el mismo procedimiento descrito. En la **figura 10** se hace la representación de esta prueba.

Figura 10. Pruebas de separador



Fuente: <http://es.scribd.com/doc/63579404/Prueba-de-Separadores>

1.3.2.1.5 Prueba de recombinación

Consiste en tomar muestras de gas y aceite en el separador y llevarlas al laboratorio para realizar la recombinación a una relación volumétrica de Presión y Temperatura. El objetivo es conocer la relación volumétrica de las fases, desde condiciones de yacimiento hasta condiciones de superficie. Luego de haber obtenido y validado el análisis composicional del gas y del líquido del separador, la composición del fluido de yacimiento puede ser calculada conociendo la relación gas-aceite en la producción. Pero antes de esto, las mediciones de tasas de flujo reportadas necesitan ser corregidas ya que ellas se basan en cálculos donde se necesitan valores para el factor Z y la gravedad del gas. La gravedad se mide en campo, pero sin la clase de precisión que puede obtenerse recalculándola a partir de la composición

conocida. Por otra parte, el factor Z se basa en correlaciones que están en función de la gravedad del gas. La corrección, por lo tanto, recalcula la tasa de flujo basada en las composiciones de la gravedad del gas y del factor Z para obtener de nuevo la relación gas-aceite en el separador. La recombinación consiste en volver a determinar el número de moles de cada componente en cada fase para el GOR establecido y agregarlas a cada composición de la fase calculada previamente. Finalmente renormalizar y así obtener un 100%.

Qué se necesita

- ✓ La Gravedad Específica del gas.
- ✓ El Factor de Compresibilidad (Z).
- ✓ La densidad del gas y del aceite.
- ✓ La Gravedad API del aceite.

Estas son las propiedades que se emplean para determinar la proporción correcta de gas y de líquido a recombinar.

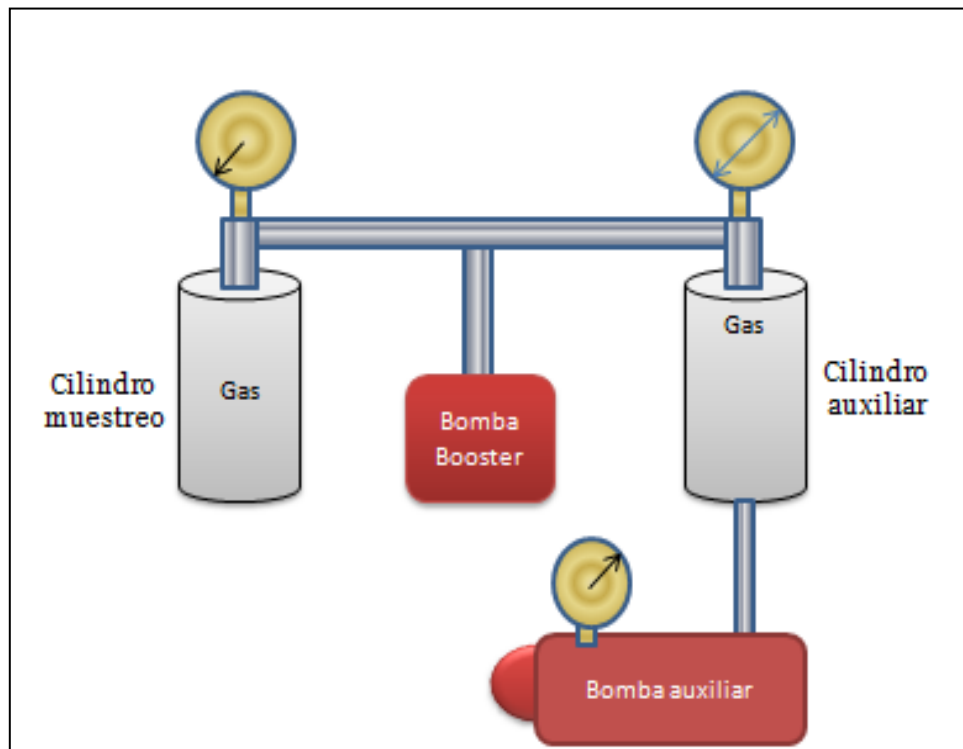
Procedimiento:

1. Llenar con mercurio completamente el cilindro auxiliar para gas, y elevar su presión al valor de presión del gas del cilindro de muestreo. Registrar la lectura de la bomba.
2. Hacer vacío en la línea que comunica el cilindro auxiliar y el cilindro de muestreo de gas.
3. Abrir las válvulas superiores de los cilindros de muestreo y auxiliar.

4. Comprimir el gas dentro del cilindro auxiliar a la presión deseada por medio de la bomba booster extrayendo el mercurio con la bomba manual hasta tener un volumen de gas suficiente para recombinar. Registrar la lectura de la bomba.
5. Cerrar las válvulas de los cilindros y desconectar la bomba booster y el cilindro de muestreo.
6. Abrir la válvula inferior del cilindro auxiliar para gas y verificar la presión de recombinación.
7. Llenar completamente la celda visual con mercurio y verificar que no existan fugas.
8. Elevar la presión en la celda a la presión de recombinación.
9. Conectar el cilindro auxiliar para gas por la válvula superior con la válvula de tope de la celda visual por medio de una línea de acero con válvula de vacío incorporada.
10. Realizar vacío en la línea.
11. Abrir la válvula superior del cilindro auxiliar para gas y llenar la línea de manteniendo la presión de recombinación.
12. Abrir la válvula de tope de la celda y transferir el volumen de gas calculado para la recombinación por medio del accionamiento simultaneo de la bomba principal y auxiliar
13. Cerrar las válvulas de tope de la celda y también la superior e inferior del cilindro auxiliar para el gas.

14. Abrir la válvula inferior del cilindro de muestreo para comunicar el crudo con la bomba manual auxiliar.

Figura 11. Prueba de recombinación



Fuente: Autoras

1.4.2.2 Pruebas especiales.¹³

Los estudios especiales como los son: precipitación de asfaltenos por métodos gravimétricos, prueba de hinchamiento, determinación de las constantes de equilibrio, pruebas de vaporización de múltiple contacto y

¹³ MARIN, J.E., Metodología Para Estimar Presión Mínima De Miscibilidad Mediante Una Ecuación De Estado, 2002.

método experimental de presión mínima de miscibilidad (ensayo de tubo delgado), se realizan con el fin de mejorar el factor de recobro de los yacimientos y son realizados en equipos PVT.

La prueba de precipitación de asfaltenos se realiza con el objetivo de obtener la presión en la que comienzan a precipitarse los asfaltenos en el espacio poroso del yacimiento, en las tuberías y líneas de producción, ocasionando taponamientos de los mismos, lo que implica realizar costosos trabajos de reacondicionamiento. La prueba de hinchamiento se realiza con el fin de adquirir la información necesaria para los trabajos de recuperación mejorada a través de la inyección de gas en yacimientos de petróleo. La determinación de las constantes de equilibrio es de suma importancia ya que al comparar los valores experimentales con valores teóricos que son el resultado de las ecuaciones de estado, es posible escoger la mejor ecuación que caracteriza el yacimiento para cálculos de reservas, petróleo originalmente en sitio y mecanismos de producción. La prueba de vaporización de múltiple contacto tiene como objetivo aumentar el factor de recobro en yacimientos de gas condensado a través de la inyección de gas. El método de presión mínima de miscibilidad (ensayo de tubo delgado) tiene como finalidad encontrar la menor presión a la cual todo el aceite disponible para la recuperación puede ser desplazado por 1,2 volúmenes porosos de solvente inyectados.

1.4.2.2.1 Método de presión mínima de miscibilidad (prueba de tubo delgado – slim-tube test):

Se simula lo que se hace al inyectar gas en el yacimiento. Estos experimentos de flujos usualmente constituyen la mejor técnica para determinar la miscibilidad (entre CO₂ y Petróleo). El aparato típico consiste de 40 pies (ft) de un tubo de acero inoxidable de serpentín empacado con un

tamiz o malla de arena. Para cada prueba, el empaque de arena es saturado con petróleo y llevado a la temperatura y presión deseada. El CO₂ es inyectado a una velocidad no mayor de 40 ft/día hasta que 70 por ciento (%) del volumen poroso es desplazado.

El efluente del Slim Tube fluye a través de un tubo de vidrio de alta presión, ahí se ve si hay una o dos fases saliendo. Un rompimiento pronunciado de la curva de recobro muestra que el desplazamiento inmiscible ha cambiado a uno miscible. Los recobros son usualmente del 90 al 95 % en la región miscible.

En este método, las condiciones de miscibilidad se determinan mediante la realización de desplazamientos a varias presiones o los niveles de enriquecimiento de gas en el aceite saturado del Slim-tube, controlando la extracción de petróleo. Luego, la recuperación de petróleo se representa frente a la presión (Stalkup, 1983). La presión mínima de miscibilidad (MMP) se define como la presión a la que la recuperación de petróleo en comparación con la curva de presión muestra un fuerte cambio en la pendiente.

La PMM es tradicionalmente definida como la menor presión a la que en esencia todo el aceite disponible para la recuperación puede ser desplazado por 1,2 volúmenes porosos de solvente inyectados. Las desventajas de este método son: que consume mucho tiempo, es costoso y son necesarios varios puntos para establecer la MMP. Además, el Slim-tube puede dar una MMP menor a la real, esto se debe a la forma en la cual está comprimido el medio poroso.

1.4.2.2.2 Precipitación de asfaltenos por métodos gravimétricos:

El método de precipitación de asfaltenos por métodos gravimétricos, consiste en introducir a la celda una muestra de fondo que haya sido tomada manteniendo la presión, la cual se estabiliza a la presión y la temperatura a condiciones del yacimiento. La presión se va disminuyendo dentro de la celda hasta que comience la precipitación de los sólidos que se encontraban en solución, cuando inicia la precipitación se denomina umbral de floculación, por encima de esta presión los sólidos estarán en solución. Cuando las presiones están por encima y por debajo del punto de burbuja se hace una inyección de muestra estabilizada en las dos etapas, luego se realiza un proceso diferencial y posteriormente una liberación flash. Al realizarse este estudio pueden obtenerse dos resultados: el primero, que el contenido de asfaltenos en solución permanezca aproximadamente constante, en cuyo caso no hay precipitación y el segundo, que el contenido de asfaltenos descienda hasta llegar a un mínimo en las cercanías del punto de burbuja, existiendo la posibilidad de que el proceso sea reversible; es decir, que los asfaltenos puedan redisolverse a presiones inferiores al punto de burbuja o al regresar a la presión inicial.

1.4.2.2.3 Prueba de hinchamiento:

La prueba de hinchamiento (swelling test), consiste en inyectar gas a un fluido de yacimiento al cual se le conoce su composición, relación gas-petróleo y su comportamiento presión-volumen, para luego evaluar la variación de la presión de saturación. Para calcular el hinchamiento volumétrico de la muestra, se define un parámetro conocido como factor de hinchamiento, éste es la relación entre el volumen de saturación para cada una de las etapas de inyección de gas (V_{sat1} a P_{sat1}) y el volumen de saturación de la muestra original (V_{sat0} a P_{sat0}), este valor aumenta a

medida que se inyecta más gas al sistema. La relación descrita viene dada por:

$$FH = \frac{V_{sat1} a P_{sat1}}{V_{sat0} a P_{sat0}}$$

Dónde:

FH : Factor de hinchamiento

V_{sat1} : Volumen de saturación 1

V_{sat0} : Volumen de saturación inicial

P_{sat1} : Presión de saturación 1

P_{sat0} : Presión de saturación inicial

Luego de terminar la prueba se realiza una liberación flash para determinar la composición y la relación gas-petróleo.

1.4.2.2.4 Determinación de las constantes de equilibrio:

Para hallar la constante de equilibrio (K), es necesario que el sistema sea bifásico, se realizan pruebas en el laboratorio como liberación diferencial y luego con el líquido que quede se realiza la liberación flash, esto se hace con la finalidad de obtener la composición de la fase gaseosa y la fase líquida respectivamente, luego se calcula la constante de equilibrio que es la relación entre la fracción molar del componente de la fase de vapor (Y) y la fracción molar del mismo componente en la fase líquida (x).

$$K = \frac{Y}{X}$$

Los valores experimentales se comparan con los valores teóricos calculados y de esta forma se escoge la mejor ecuación que caracterice al yacimiento para cálculos de reservas, petróleo original en sitio y mecanismos de producción.

2 SIMULACION DE YACIMIENTOS

2.1 ANTECEDENTES

La explosión electrónica en las últimas dos décadas ha transformado la simulación de yacimientos de algo inaccesible y oculto en una herramienta muy importante que, entre muchas cosas, le permite al ingeniero tener un mejor entendimiento de la dinámica del flujo de fluidos en yacimientos muy complejos y las características de la dinámica del flujo de fluidos en cercanías al pozo, la interacción del pozo (horizontal, vertical o desviado) con el yacimiento, el modelamiento adecuado de las estructuras geológicas, fallas y pinchamientos y la complejidad de la caracterización del yacimiento.

Los simuladores numéricos de yacimientos se usan muy ampliamente ya que permiten resolver problemas que no se pueden resolver por otros medios. Aunque recientemente la aplicación de métodos semianalíticos, como el de las líneas de flujo (*streamlines*) han tomado auge, especialmente para simular yacimientos estratigráficamente complejos. Su versatilidad se debe a que utilizan menor esfuerzo de cómputo, fundamentalmente radica en el desacoplamiento del problema de flujo de fluidos de 3D a 1D.

El potencial de la simulación arrancó a finales de los 40's. El compromiso era aunar esfuerzos en el análisis numérico y el desarrollo de métodos prácticos de cálculo. Inicialmente, los primeros simuladores fueron lo suficientemente grandes para justificar estudios costosos y la necesidad de contar con un comportamiento detallado a mediano o largo plazo. Esto, por supuesto, convirtió la simulación en una herramienta indispensable en el manejo de los yacimientos.

Anteriormente para calcular la recuperación de hidrocarburos, por ejemplo, se utilizaban métodos de balance de materia como los de Schilthuis, Turner, Muskat, Pirson y Tracy en los cuales se considera al yacimiento como un tanque con propiedades promedio, tanto de presión como de propiedades petrofísicas y PVT de los fluidos. Sin embargo, esta suposición de homogeneidad a lo largo de todo el yacimiento, aunque se ha demostrado que puede ser válida, muchas veces no existe, por lo cual se pensó en dividir el yacimiento en una serie de bloques o celdas, asignándole a cada una de ellas propiedades promedio y aplicar la ecuación de balance de materia para cada bloque, acoplado a la ecuación de Darcy que es una ecuación de flujo que permite determinar la interacción entre los bloques. Es decir, el dividir el yacimiento en una serie de bloques para su estudio se le conoce en forma general como simulación y los aspectos nuevos que presenta es que, como puede fácilmente suponerse, se requiere de una gran cantidad de cálculos (hay que utilizar balance de materia en cada bloque) por lo que se hace indispensable el uso de una computadora para llevarlos a cabo.

Lógicamente el primer problema que surge es obtener la información necesaria para cada bloque, lo cual se desconoce y una vez estimado continúa tendiendo cierto grado de incertidumbre. Sin embargo, suponiendo que se pueda conseguir dicha información, sin lugar a dudas, esta es la mejor manera de llevar a cabo el estudio de un yacimiento cuando éste no es homogéneo. Con ello no se quiere decir que esto sea lo mejor o deba de aplicarse indistintamente a cualquier problema, pues la experiencia ha demostrado que el método de balance de materia simplificado, bien aplicado, en determinados casos puede proporcionar resultados acertados y económicos.

Actualmente, la disponibilidad de computadores y el enorme progreso que ellos han venido teniendo recientemente, hace de la simulación un

instrumento práctico en la toma de decisiones y planeación durante la vida de un yacimiento.

2.2 DEFINICION

La simulación de yacimientos es una ciencia que combina la física, la matemática, la geología, la ingeniería de yacimientos y la programación de computadores para desarrollar herramientas que pronostiquen el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de operación.

Simular quiere decir “*dar la apariencia de*”. Luego, esta ciencia es indispensable en virtud a que se requiere obtener predicciones exactas del desarrollo de un yacimiento. Dicha necesidad nace del hecho que un proyecto de recuperación de un campo de hidrocarburos involucra una inversión de cientos de millones de dólares y presenta varios riesgos que están asociados con el desarrollo seleccionado y por tanto se precisa la evaluación y minimización de dichos riesgos. Los factores que contribuyen al riesgo incluyen:

- ✓ Complejidad del yacimiento debido a las propiedades de heterogeneidad y anisotropía de las rocas.
- ✓ Variaciones regionales del flujo de fluidos y características de las curvas de permeabilidades relativas.
- ✓ Complejidad del mecanismo de recobro de hidrocarburos.
- ✓ Aplicabilidad de otros métodos predictivos limitados e inapropiados.

El último factor es el único controlable por el ingeniero pero requiere experticia y práctica adecuada.

2.3 BREVE HISTORIA DE LA SIMULACION

Prácticamente la simulación de yacimientos se ha venido empleando desde los inicios de la ingeniería petrolera, es decir, hacia 1940. Antes de 1960, los cálculos usados para predecir el comportamiento del yacimiento -pronosticar la recuperación o comparar alternativas económicas entre diversos métodos de recuperación- consistían en su mayoría de métodos analíticos tales como: el método de balance de materia o simulador de cero dimensiones y el método de Buckley-Leverett o modelo de una dimensión.

El término “*simulación*” se hace común a los principios de 1960, refiriéndose con él a métodos de predicción desarrollados en programas de computadoras relativamente sofisticados. Dichos programas representaban un mayor adelanto debido a que permitían la solución de un conjunto de ecuaciones expresadas en diferencias finitas que describían flujo multifásico a través de un medio poroso heterogéneo en dos y tres dimensiones. Este adelanto se hizo posible gracias a la evolución tan rápida que tuvieron las computadoras y sobretodo el desarrollo de métodos numéricos capaces de resolver grandes sistemas de ecuaciones en diferencias finitas.

Durante los años 60's, los esfuerzos de la simulación fueron dedicados en gran medida a los problemas de dos fases (gas y agua) y, en tres fases, así como modelos de aceite negro. La simulación de métodos de recuperación se limitaba esencialmente a los problemas de agotamiento natural y de mantenimiento de presión. Con esto era posible el desarrollo de un modelo

de simulación único, capaz de dirigirse a la mayoría de los problemas de yacimientos que se tenían. Este concepto de un modelo general siempre ha sido atractivo debido a que significa reducción en el costo de su preparación y de su uso y, potencialmente, en el costo del desarrollo del modelo y de su mantenimiento.

Sin embargo, durante los años 1970's el panorama cambió radicalmente. El aspecto económico motivó a que se buscara la forma de obtener una mayor recuperación, llevándose a efecto proyectos de pruebas de campo -pruebas piloto- encaminadas al estudio de procesos de recuperación mejorada. Esto condujo a la simulación de nuevos procesos que iban más allá del depresionamiento convencional y del mantenimiento de presión, tales como la inyección de miscibles, la inyección de vapor, la inyección de productos químicos y la combustión in-situ. Con esto, al manejo relativamente cómodo de dos componentes hidrocarburos (gas y aceite) en flujo simple inmiscibles, había que agregarle entonces la influencia de la temperatura, agentes químicos y los efectos del comportamiento complejo del equilibrio entre fases. La proliferación que tuvieron estos métodos de recuperación en los años 1970's motivo la orientación del concepto de modelo único o general hacia modelos individuales desarrollados para representar cada una de estas nuevas técnicas.

Las investigaciones realizadas durante este tiempo, dieron como resultado un avance significativo en la formulación de modelos de simulación y de métodos numéricos para la solución de sistemas de ecuaciones. Estos avances permitieron simular procesos de recuperación de lo más complejo y/o reducir el costo de tiempo del computador.

En la actualidad el enfoque de la simulación es el de afinar los avances que se han obtenido y volver a tender hacia un simulador general aplicable a

todos o a la mayoría de los procesos de recuperación que interesen. El éxito depende en gran parte, de la obtención de ecuaciones de estado que representen el comportamiento PVT de los componentes de un sistema de fluidos en tres fases bajo un rango de presiones y temperaturas bastante amplio. Aunando en esto, se vienen desarrollando métodos de enmallado más eficaces que permitan capturar con más exactitud los detalles locales del medio poroso y de heterogeneidades normalmente halladas en un yacimiento. Tal es el caso, de refinamiento de mallas convencionales para describir mejor el pozo dentro del yacimiento, o las nuevas mallas PEBI – Bisección Perpendicular- que permiten modelar más realísticamente los procesos intrincados de flujo dentro de una fractura, pozo horizontal, o la caracterización adecuada de fallas, lentes, y discontinuidades.

2.4 ASPECTOS GENERALES

2.4.1 Definición y Objetivos

La simulación de yacimientos es un proceso mediante el cual el ingeniero con la ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores para describir con cierta precisión el comportamiento de procesos físicos que ocurren en un yacimiento.

Básicamente, un modelo matemático de simulación de yacimientos, consiste en un número determinado de ecuaciones que expresan el principio de conservación de masa y/o energía, acoplada con ecuaciones representativas de flujo de fluidos, temperatura y/o la concentración de estos fluidos a través de medios porosos. Dichas ecuaciones son ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales, su solución es posible únicamente en forma numérica y de manera discreta, es decir, en un número de puntos

preseleccionados en tiempo y en espacio y no de una manera continua. La no linealidad de las ecuaciones obedece a lo siguiente:

- ✓ La heterogeneidad en el yacimiento.
- ✓ La relación no lineal entre la saturación con la presión capilar.
- ✓ Las propiedades PVT de los fluidos son funciones no lineales de la presión, composición y temperatura.

Los modelos matemáticos requieren el uso de un programa de computo debido a la cantidad de cálculos tan grande que se realizan al efectuar una simulación.

El objetivo primordial al hacer uso de la simulación es predecir el comportamiento de un determinado yacimiento y con base a los resultados obtenidos, optimizar ciertas condiciones para aumentar la recuperación. Para ello se requiere de la experiencia y buen juicio del ingeniero para decidir cuándo es preciso utilizar un modelo y que tipo de modelo es el más conveniente en cada caso; así como evaluar de una manera apropiada tanto los datos que se van a utilizar en la simulación como los resultados que se obtengan de ella. La selección del modelo a utilizar, además del aspecto económico, está en función de lo que se desea simular y de la información con que se cuenta para realizar la simulación, pero una regla general es utilizar el modelo más simple capaz de resolver el problema planteado.

2.4.2 Utilidad de la Simulación

La simulación de yacimientos constituye la herramienta más poderosa con que cuenta el ingeniero siempre y cuando la geología y las propiedades de los fluidos están propiamente caracterizadas y el modelo matemático de

simulación ha sido probado y calibrado adecuadamente. Mientras que físicamente el yacimiento puede producirse una sola vez y lo más probable es que no sea en la forma más adecuada, dado que un error cometido en el proceso afectará cualquier cambio subsiguiente, el modelo permite “producir” un yacimiento varias veces y en muy diferentes maneras, con lo cual se pueden analizar varias alternativas y seleccionar el mejor escenario. El observar el comportamiento del modelo bajo diferentes condiciones de operación, ayuda a seleccionar un conjunto de condiciones de producción óptimas para el yacimiento. Más específicamente, con la ayuda de la simulación, se puede hacer lo siguiente:

- ✓ Conocer el volumen original de aceite.
- ✓ Tener una buena idea del movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.
- ✓ Determinar el comportamiento de un campo de aceite bajo diversos mecanismos de desplazamiento, como puede ser: la inyección de agua, la inyección de gas, el depresionamiento natural o el uso de algún método de recuperación mejorada.
- ✓ Determinar la conveniencia de inyectar agua en un yacimiento de aceite por los flancos en lugar de utilizar un patrón determinado de pozos inyectoros o viceversa.
- ✓ Optimizar los sistemas de recolección.
- ✓ Determinar los efectos de la localización de los pozos y su espaciamiento. De esta manera desarrollar un campo con base en

una información limitada, pudiéndose determinar donde perforar nuevos pozos.

- ✓ Estimar los efectos que tiene la rata de producción sobre la recuperación.
- ✓ Calcular la cantidad de gas que se obtiene de un número determinado de pozos localizados en puntos específicos.

- ✓ Definir valores de parámetros en el yacimiento, para llevar a cabo estudios económicos.

- ✓ Obtener la sensibilidad de los resultados o variaciones en las propiedades petrofísicas del yacimiento o las propiedades PVT de sus fluidos cuando no son bien conocidas.

- ✓ Realizar estudios individuales de pozos.

- ✓ Conocer la cantidad de gas almacenado.

- ✓ Hacer un programa de producción.

- ✓ Simular un proceso físico específico: resultados de una inyección de agua, una prueba de presión, etc.

2.4.3 Ajuste de Simulador con la Historia del Yacimiento

Si la información con que se cuenta para llevar a cabo una simulación es amplia y de calidad, el objetivo de la simulación tenderá a satisfacerse y la predicción del comportamiento será mejor. Si por el contrario, la información

es incompleta o no muy confiable, los simuladores solo podrán utilizarse para comparar semicuantitativamente los resultados al explotar el yacimiento de diferentes maneras. De cualquier forma, la apropiación que proporciona el simulador puede mejorarse mediante el ajuste de éste a medida de que se vaya obteniendo mayor información del yacimiento.

Lo primero que se hace para ajustar el simulador con la historia del yacimiento, es calcular el comportamiento de éste usando la mejor información disponible. De esta manera los resultados obtenidos de la simulación se comparan con aquellos obtenidos del campo, esto es, con los valores reales. Si los resultados al compararlos no coinciden en una manera satisfactoria, se hacen modificaciones en los datos utilizados y se efectúan otras corridas del simulador hasta que se alcanza la aproximación deseada en los resultados. Cuando esto ocurre, el modelo ya puede ser utilizado para predecir con cierto grado de precisión, el comportamiento del yacimiento. Es importante notar que dicho comportamiento está influenciado por muchos factores tales como: permeabilidades, distribución de saturaciones, espesores de las capas, porosidades, permeabilidades relativas, etc. que nunca se conocen con exactitud a lo largo de todo el yacimiento. De esta forma, a lo que en realidad llega el ingeniero es a una combinación de estas variables (que da como resultado un ajuste), la cual no es única, por lo que dicha combinación no puede representar de una manera precisa las condiciones del yacimiento. Por esto se debe tener en cuenta que al utilizar un simulador, después de haberlo ajustado a la historia del yacimiento, no se puede asegurar la predicción que proporcione será exactamente el comportamiento real que se tenga en dicho yacimiento. Sin embargo, a medida de que el periodo ajustado sea mayor, la predicción que se haga será más confiable, lo que implica que el ingeniero deba estar continuamente comparando la predicción hecha por el simulador con el comportamiento

presente y actualizar de ser necesario, las combinaciones de datos que maneja el modelo.

2.4.4 Resultados de una Simulación

Los resultados típicos que se obtienen de una simulación consisten de la distribución de presiones y de saturaciones en cada una de las celdas en que ha sido dividido el yacimiento, y de los volúmenes producidos y las relaciones agua-aceite y gas-aceite para los pozos productores. Si hay inyección de fluidos se obtiene, el ritmo de inyección de los pozos o las presiones necesarias para inyectar los volúmenes establecidos.

2.5 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA UTILIZAR UN SIMULADOR

Para que todo trabajo de ingeniería de yacimientos tenga éxito se debe contar con una buena información que represente las condiciones que prevalecen en el yacimiento. Así pues la simulación sin ser la excepción, requiere de una amplia descripción física del mismo y de los tipos de mecanismo por medio de los cuales va a producir. Los resultados que se obtengan de la simulación serán tan buenos como los datos que se hayan empleado para realizarla y, el tiempo que se pueda perder en preparar esta información es un tiempo bien empleado.

Hay que hacer notar que la información que debe tratarse de obtener con mayor precisión es aquella que al variarla -realizando diferentes corridas de simulación- cause un cambio significativo en los resultados obtenidos. Así por ejemplo, se sabe que una propiedad determinada varía en un rango específico y al efectuar dos o tres corridas de simulación se varía dicha

propiedad dentro de este rango y se obtienen resultados parecidos, se puede tomar como buena una de las predicciones, o bien, relegar a segundo término esfuerzos adicionales para medir con precisión dicha propiedad. Si por el contrario, variando esa propiedad se alteran los resultados considerablemente, es necesario redoblar esfuerzos para obtener con mayor aproximación dicha propiedad.

La información que se requiere para efectuar una simulación es:

- ✓ Descripción física del yacimiento.
- ✓ Mecanismo o mecanismos de desplazamiento que operan en el yacimiento.
- ✓ Propiedades petrofísicas de las capas de interés.
- ✓ Propiedades PVT de los fluidos.
- ✓ Información adicional (otros datos).

2.5.1 Descripción física del yacimiento

Para obtener una descripción física del yacimiento es necesario llevar a cabo un estudio geológico de detalle que proporcione un conocimiento estratigráfico, estructural y petrográfico, que permita de esta manera caracterizar al yacimiento perfectamente. Dicho estudio geológico se completa con métodos geofísicos. La información de este tipo que interesa a la simulación es:

- ✓ Límites del yacimiento.
- ✓ Características de la formación productora.
- ✓ Características del acuífero.
- ✓ Fallas.

- ✓ Discontinuidad en las capas.

2.5.2 Mecanismos de desplazamiento

Los cuatro mecanismos básicos que operan para recuperar los hidrocarburos del yacimiento son:

- ✓ Expansión del sistema roca-fluido.
- ✓ Desplazamiento.
- ✓ Segregación gravitacional.
- ✓ Imbibición.

La expansión del sistema roca-fluidos se provoca al haber un abatimiento de presión, dando como resultado el movimiento de los fluidos a través del medio poroso del punto de mayor presión al punto de menor presión.

El desplazamiento se da con gas o con agua. Con gas puede ser empuje de gas disuelto liberado o empuje de algún casquete de gas, ya sea natural o inyectado. Con agua puede ser agua de inyección o bien entrada natural por la presencia de algún acuífero considerable.

La segregación gravitacional se presenta en yacimientos de espesor considerable (o en capas de echado muy pronunciado) que tengan valores de permeabilidad altos en el sentido vertical y consiste en el acomodo que tienen los fluidos de acuerdo con sus densidades.

La imbibición capilar se da generalmente en el sentido normal (perpendicular) al flujo y puede ser muy importante al inyectar agua en forma

lateral en capas heterogéneas con variaciones considerables en las permeabilidades verticales.

2.5.3 Propiedades petrofísicas

Las propiedades petrofísicas se determinan en el laboratorio con pequeños núcleos obtenidos del yacimiento y que se procuran sean representativos. Para asegurar una mayor precisión en estos datos se puede obtener información complementaria de estas propiedades. Dicha información la proporcionan los registros eléctricos y los análisis de prueba de presión. Además, existen correlaciones publicadas para la obtención de estas propiedades y pueden ser de utilidad en determinado momento.

Los datos petrofísicos que se necesitan para efectuar una simulación son:

- ✓ Porosidades, ϕ .
- ✓ Permeabilidades, k .
- ✓ Saturaciones de agua, aceite y gas, S_w , S_o , S_g .
- ✓ Presión capilar entre diferentes interfases, P_{cw-o} , P_{cg-o} , P_{cg-w} .
- ✓ Permeabilidad relativa al agua, aceite y al gas, k_{rw} , k_{ro} , k_{rg} .
- ✓ Compresibilidad de la formación, C_r .

2.5.4 Propiedades PVT de los fluidos

Las propiedades de los fluidos son también obtenidas en el laboratorio por medio de muestras sacadas de los pozos. Para que los valores que se obtengan sean aceptables (lo mismo ocurre con las propiedades petrofísicas), se requiere que las mediciones se hagan lo más

cuidadosamente posible y tratando de acercar al máximo las condiciones del laboratorio a las condiciones existentes en el yacimiento. Estas propiedades de los fluidos que se requieren en un trabajo de simulación son:

- ✓ Factores de volumen del agua, del aceite y del gas, B_w , B_o , B_g
- ✓ Relación de solubilidad en el aceite y en el agua, R_s , R_{sw}
- ✓ Viscosidades del agua, del aceite y del gas, μ_w , μ_o , μ_g
- ✓ Compresibilidad del agua, del aceite y del gas, c_w , c_o , c_g
- ✓ Comportamiento de fases
- ✓ Presión de Saturación

2.5.5 Información adicional

Además de la información fundamental que se menciona con anterioridad, existen otros datos irrelevantes cuando se realiza una simulación. Dicha información corresponde casi en su totalidad como se verá a continuación, a características de los pozos.

2.5.5.1 Datos de Producción y de Relación de Flujo

Cuando se trata de hacer un ajuste del modelo con la historia del yacimiento, se requieren conocer los ritmos de producción y la declinación de la presión. Estos datos de producción que se necesitan para cada pozo, se pueden desglosar en los siguientes puntos:

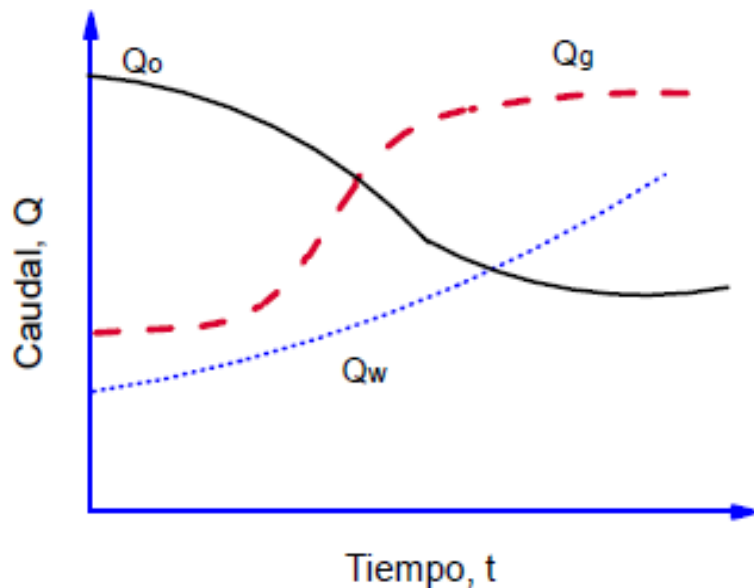
- ✓ Flujo de aceite vs. tiempo
- ✓ Flujo de gas vs. tiempo
- ✓ Flujo de agua vs. tiempo

- ✓ Cualquier presión media vs. Tiempo

Además es preciso contar con los índices de productividad y si es el caso, con los índices de inyectividad de los pozos que integran el yacimiento.

En la práctica generalmente se cuenta con un registro completo de la rata de producción de aceite de cada pozo, pero no pasa lo mismo con las ratas de producción de gas y de agua, cuya información la mayoría de las veces es limitada. Por ello se necesita que con los datos disponibles se elabore una gráfica como la que se presenta en la figura 12 que permita interpolando, obtener una información más completa.

Figura 12. Obtención de los caudales de producción de gas y agua con información incompleta



Fuente: SEPULVEDA GAONA, Jairo Antonio; ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto; SIMULACION DE YACIMIENTOS: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas

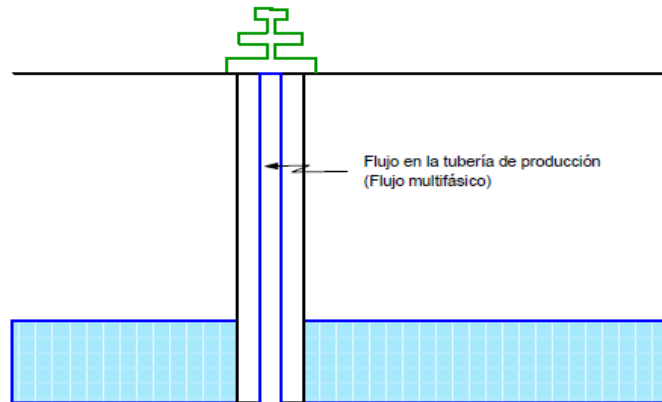
2.5.5.2 Estado Mecánico de los Pozos

Según lo visto hasta el momento, al parecer para llevar a cabo una simulación, cualquier información sobre el estado mecánico de los pozos que integran el yacimiento carecería de interés, pues aunque los pozos forman parte integral del sistema, la influencia que puedan tener en él parece haber sido considerada ya en los datos de producción. Además, si la simulación es un estudio a nivel del yacimiento, ¿para qué sirve entonces la información sobre el estado mecánico de los pozos?. Un avance muy significativo en simulación es acoplar el comportamiento que tiene los fluidos dentro del yacimiento al que presenta a lo largo de las tuberías de producción en su camino hacia la superficie. Para ello se requiere contar con el método de flujo multifásico que entre como subrutina en el simulador. Es de suponer, lógicamente, que un trabajo de esta naturaleza requiere de las características mecánicas de los pozos, (Figura 13). Existe una gran cantidad de correlaciones que tratan sobre el comportamiento de los fluidos en las tuberías de producción. El uso de dichas correlaciones, al igual que los estudios de simulación, está sujeto a ciertas consideraciones importantes.

El estado mecánico de los pozos lo comprende la información siguiente:

- ✓ Profundidad máxima del pozo, indicando si es vertical, direccional o desviado, y horizontal.
- ✓ Diámetro interior del pozo.
- ✓ Características de las tuberías de revestimiento: diámetro, profundidad, peso y grado.
- ✓ Características del aparejo de producción. Tipo de terminación: diámetro, grado y peso de las tuberías de producción. Equipo para métodos artificiales de producción.

Figura 13. Acoplamiento del flujo de fluidos en el yacimiento con el flujo de fluidos en la tubería vertical en un solo simulador.



Fuente: SEPULVEDA GAONA, Jairo Antonio; ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto; SIMULACION DE YACIMIENTOS: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas

2.5.5.3 Aspecto Económico

En todo trabajo de ingeniería debe ser considerado como un punto primordial el aspecto económico. En simulación de yacimientos la información de este tipo que se debe tomar en cuenta es la siguiente:

- ✓ Precio del barril de aceite.
- ✓ Costo del pozo.
- ✓ Límite económico.
- ✓ Máxima relaciones agua-aceite y gas-aceite con que se piensa trabajar.
- ✓ Mínima presión de fondo fluyendo.
- ✓ Precio de gas.
- ✓ Gastos de operación.

2.5.5.4 Mapas

Al preparar la información que se necesita para realizar una simulación, se elaboran los siguientes mapas:

- ✓ Mapa estructural.
- ✓ Mapa isópaco.
- ✓ Mapa de isoporosidades.
- ✓ Mapa de isopermeabilidades.

Los mapas estructurales sirven para determinar a través de las curvas de nivel, las profundidades de los pozos, efectos geológicos del subsuelo como fallas, así como la vista de planta del yacimiento, límites del mismo, contactos agua-aceite, gas-aceite y/o gas-agua. Al mapa isópaco lo componen líneas que unen puntos en el yacimiento de igual espesor. Entre otras cosas sirve para cuantificar volumétricamente el volumen original de aceite y/o el volumen original de gas.

Se comentó al tratar sobre la información petrofísica requerida la importancia que tenía ésta y la forma de obtenerse. Así pues, las porosidades y las permeabilidades se conocen en localizaciones discretas del yacimiento y el simulador requiere un conocimiento de estas propiedades en todos y cada uno de los puntos del mismo. Con este fin se construyen los mapas de isoporosidades e isopermeabilidades.

En ocasiones se elaboran mapas en los cuales se encuentra la distribución de combinaciones o productos de propiedades como por ejemplo:

- ✓ Porosidad-espesor, ϕh
- ✓ Porosidad-saturación-espesor, ϕS_{oh}

2.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

2.6.1 Ventajas

Algunas de las principales ventajas y/o aplicaciones de los modelos de simulación numérica son:

- ✓ A cada bloque se le pueden asignar valores únicos de propiedades de la roca, lo que permite tener en cuenta heterogeneidades y anisotropías del yacimiento.
- ✓ A cada bloque o zona se les puede asignar valores de datos PVT, lo cual permite modelar la variación de las propiedades del fluido en el yacimiento.
- ✓ Se tiene en cuenta el flujo de fluidos entre bloques adyacentes, lo que permite simular el movimiento de los frentes de fluidos en proyectos de inyección, los cambios en la posición del contacto gas-aceite en yacimientos con empuje hidráulico y los cambios en las distribuciones de presión y saturación del fluidos en ambos casos.
- ✓ Se puede tener en cuenta la existencia de pozos inyectoros o productores mediante la adición de los términos apropiados a las ecuaciones de flujo.
- ✓ Permite determinar los mejores intervalos y tasas de producción en yacimientos con problemas de conificación.
- ✓ Permite el estudio de variables involucradas en los procesos de recuperación, tales como arreglos y espaciamiento de pozos, intervalos de completamiento, tasas de producción, entre otros.
- ✓ Permite modelar el comportamiento de sistemas pozo-arena productora cuando se produce de varias zonas aisladas.

- ✓ Permite ubicar los pozos y las tasas de producción en lugares donde se explota un yacimiento por parte de varios operadores.

2.6.2 Desventajas

Algunas desventajas son:

- ✓ Distorsión numérica: como consecuencia de la división en bloques del yacimiento y asignación de nodos, dado que a cada nodo le corresponde un volumen de control de tamaño considerable, dentro del cual a las variables dependientes como presión y saturación se les asigna un valor único, lo cual no es consistente con lo que ocurre realmente en el yacimiento. Esta suposición puede conducir a errores considerables en los resultados obtenidos. Igualmente los simuladores consideran cambios abruptos de presión y saturación entre volúmenes de control consecutivos, lo cual tampoco ocurre en la realidad.

Esta distorsión puede reducirse incrementando el número de nodos (es decir disminuyendo las dimensiones de los volúmenes de control). Sin embargo esta solución no es práctica, en muchas ocasiones, debido a que se incrementan los costos y los tiempos de ejecución del simulador.

- ✓ Errores de truncamiento: debido a que las ecuaciones diferenciales empleadas son aproximadas por una serie de ecuaciones discretizadas, con lo que la solución del conjunto de ecuaciones numéricas difiere, en cierto grado, de la solución de la ecuación diferencial original.

- ✓ Error de redondeo acumulado: debido a la gran cantidad de cálculos que se requieren para dar solución al sistema de ecuaciones discretizadas.

- ✓ Falta de Información: Probablemente esta sea la principal limitación para correr el simulador. Por ejemplo, se necesita tener pleno conocimiento de la distribución de permeabilidad y porosidad en el yacimiento, con la finalidad de asignar a cada bloque valores representativos de la variación de estas propiedades a través del yacimiento. Los análisis de núcleos de formación, las pruebas de presión y los estudios geológicos del yacimiento son fundamentales en la obtención de esta información, pero no siempre se dispone de esta información en suficiente cuantía. Al seleccionar y asignar datos de entrada, se debe recordar que la veracidad de los resultados obtenidos depende de la veracidad de la información de entrada.

Las ventajas y aplicaciones que ofrecen los modelos de simulación numérica conducen a pensar que los modelos convencionales, tales como la ecuación de balance de materiales y los modelos electrolíticos, han sido totalmente desplazados. Ciertamente, algunos modelos, como por ejemplo los modelos electrolíticos, han entrado en desuso debido a que son más costosos, de menor aplicabilidad y menos confiables que los modelos de simulación numérica. Sin embargo, es importante tener presente que no siempre la simulación numérica representa la mejor alternativa.

Algunas veces es recomendable ó necesario aplicar modelos analíticos más simples. Esto es particularmente cierto cuando no se tiene certeza acerca de la veracidad de los datos de entrada requeridos para correr el simulador o cuando los costos de correr el simulador no justifican la mejoría de los

resultados obtenidos comparados con los resultados de un modelo más simple. Al respecto, Coats anota: "seleccione el modelo más simple que le permita obtener el cálculo deseado acerca del comportamiento del yacimiento". Mattax y Dalton señalan: "Los problemas deben ser resueltos por los métodos menos costosos y más simples, siempre y cuando conlleven a la respuesta adecuada.

Por lo tanto, el ingeniero de yacimientos siempre debe determinar el nivel de simplificación primero y luego seleccionar el método de análisis apropiado con la finalidad de evitar 'sobre-trabajo' técnico."

Adicionalmente, los modelos de laboratorio son de gran utilidad para investigar los procesos físicos que ocurren en el yacimiento. En este sentido, la experimentación con modelos físicos y el desarrollo de modelos de simulación numérica son complementarios, no excluyentes.

Finalmente, es importante anotar que la simulación de yacimientos es una valiosa herramienta de trabajo en el análisis del comportamiento de un yacimiento. Sin embargo, los simuladores numéricos no deben ser considerados como panaceas o "cajas negras" que producen resultados infalibles.

El más sofisticado de los simuladores numéricos puede producir resultados totalmente erróneos si se aplica a un yacimiento cuyas características difieren de las suposiciones para las cuales se desarrolló el modelo, o si los datos de entrada no corresponden a la caracterización real del yacimiento, o si simplemente no se posee la destreza suficiente para interpretar los resultados obtenidos.

Un simulador puede ser aplicable para describir adecuadamente el comportamiento de un yacimiento, en tanto que puede ser totalmente inapropiado para otro yacimiento, así los dos yacimientos presenten, aparentemente, similitud entre sí. El criterio de ingeniería es imprescindible en este caso. Al respecto, Crichlow señala: "En los procesos de simulación de un yacimiento el ingeniero está al tope de la situación". Nada de lo que el simulador haga puede mejorar la calidad de su trabajo, solamente le ayuda a adquirir un mejor entendimiento de los procesos que ocurren en su proyecto."

3. DESCRIPCION SOFTWARE

3.1 CMG¹⁴

CMG es una compañía que se ha especializado únicamente en modelaje de yacimientos a lo largo de casi tres décadas. Los programas que desarrolla CMG son: Builder, GEM, STARS, WinProp, Results 3D, Results Graph, Results Report y finalmente IMEX que es quizás el más popular y en el que se va hacer mayor énfasis debido a que este es con el que se va a trabajar.

El simulador IMEX de Builder de la compañía Computer Modelling Group, es la nueva generación de simuladores adaptables de petróleo negro con métodos implícitos y explícitos, que incluye características tales como el refinamiento de la grid local, la administración global de los pozos, opción para pseudomiscibles, inundación con polímeros, pozos horizontales, doble porosidad / doble permeabilidad, grid flexible, y muchos más.

A continuación se hace una descripción de cada uno de los programas que componen CMG:

3.1.1 BUILDER.

Builder es una aplicación usada en la preparación de modelos de simulación de yacimientos que permite hacer el diseño y preparación de los modelos de una manera más rápida y eficiente en comparación con el manejo de keywords, además provee una interfase Windows por, medio de la cual se

¹⁴ Manuales Computer Modelling Group, versión 2009.

puede organizar la información requerida para construir el modelo de simulación. En builder se ingresa información tal como la geología (estructural, estratigráfico, marcadores, grid), la petrofísica (propiedades, iteración roca-fluido), las propiedades de los fluidos (PVT) y los parámetros de los pozos (localización, completamientos, tipo, calendarios).

3.1.2 IMEX.

IMEX (Implicit-Explicit Black oil Simulator) fue desarrollado para simular:

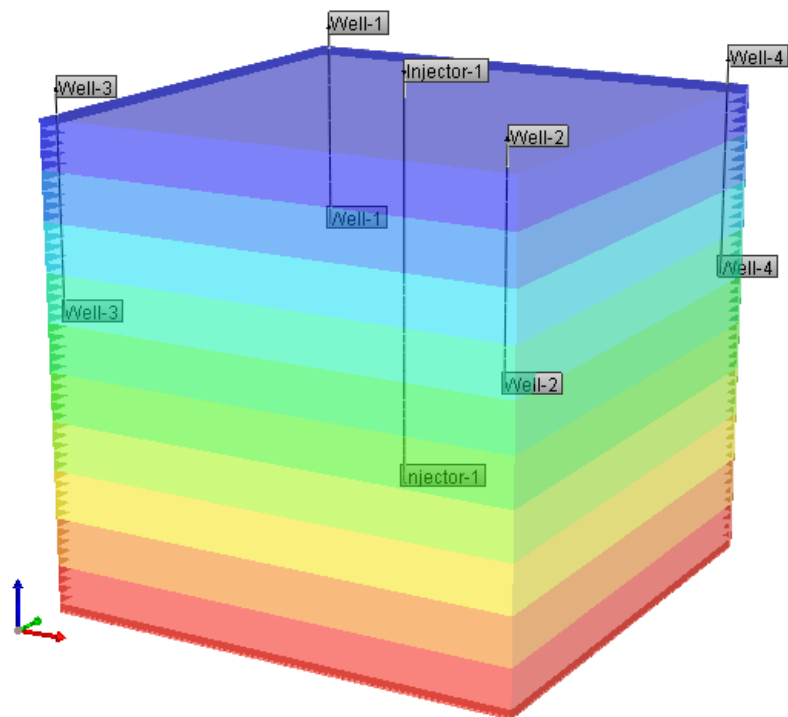
- ✓ El agotamiento primario.
- ✓ Estudios de conificación.
- ✓ Inyección de agua.
- ✓ Inyección de gas seco.
- ✓ Inyección de solvente.
- ✓ Inyección de polímeros en yacimientos de porosidad única y de porosidad doble.
- ✓ Perforación infill.
- ✓ Pozos horizontales.
- ✓ Pozos multilaterales.
- ✓ Yacimientos naturalmente fracturados.
- ✓ Yacimientos fracturados hidráulicamente.
- ✓ Yacimientos sobre/bajo saturados.
- ✓ Modelos seudomiscibles.
- ✓ Procesos TTHW.
- ✓ Comportamiento por debajo del punto de burbuja.

IMEX es un simulador de tres fases y cuatro componentes para petróleo negro (black oil). Se utiliza para modelar procesos de agotamiento y de

recuperación secundaria. También es capaz de simular inyección de fluidos en yacimientos de petróleo, procesos de agotamiento en yacimientos de gas condensado así como el comportamiento de yacimientos fracturados.

Con IMEX es posible modelar formaciones geológicas heterogéneas e incorporar interacciones complejas entre los fluidos de modo que sea posible estar más cerca de lo que ocurre en el yacimiento. Las curvas de permeabilidad relativa pueden ser introducidas como un dato o generadas como una respuesta por parte del programa. Con respecto al flujo a través de yacimientos fracturados, el software ofrece cuatro modelos distintos: doble porosidad, doble permeabilidad, múltiples interacciones o mejora vertical.

Figura 14. Visualización 3D en CMG.

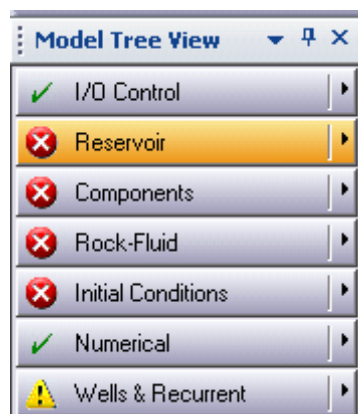


Fuente: Simulador IMEX - CMG, versión 2009.

3.1.2.1 Ingreso de datos al Simulador

El simulador está dividido en ocho secciones (ver figura 15), de las cuales tres son opcionales (Input/Output Control, Numerical Control y Geomechanics), sin embargo, se debe tener en cuenta que en algunos casos es necesario configurarlas. Por otra parte, las cinco secciones restantes son requeridas para llevar a cabo la simulación y serán descritas a continuación.

Figura 15. Secciones del Simulador

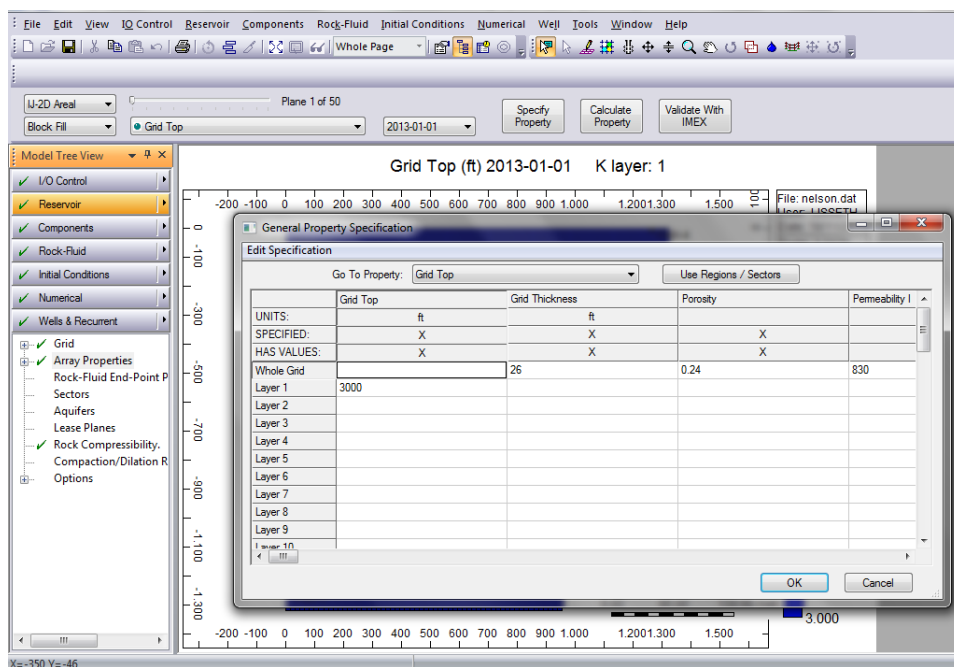


Fuente: Simulador IMEX-CMG.

- ✓ Input/Output Control (Control de Entradas y Salidas): Como su nombre lo indica, en esta sección se definen los parámetros de entrada y salida del simulador como títulos, control de reinicio, selección de variables, entre otras; con las que será posible detallar la información del emallado y de los pozos en los archivos de salida y SR2 (archivo de resultado principal). En esta etapa no existen palabras requeridas u obligatorias y a su vez, cada palabra clave cuenta con un valor por defecto, que puede ser empleado.

- ✓ Reservoir (Descripción del Yacimiento): En esta sección se establecen las características geométricas del enmallado a utilizar permitiendo el ingreso de las propiedades de la formación, tales como el tope, espesor, porosidad, permeabilidad, entre otras. De igual forma se pueden definir algunas condiciones iniciales del yacimiento como temperatura, presión, saturaciones a agua, aceite y gas, entre otras. En la figura 16 se muestra la sección Reservoir de IMEX.

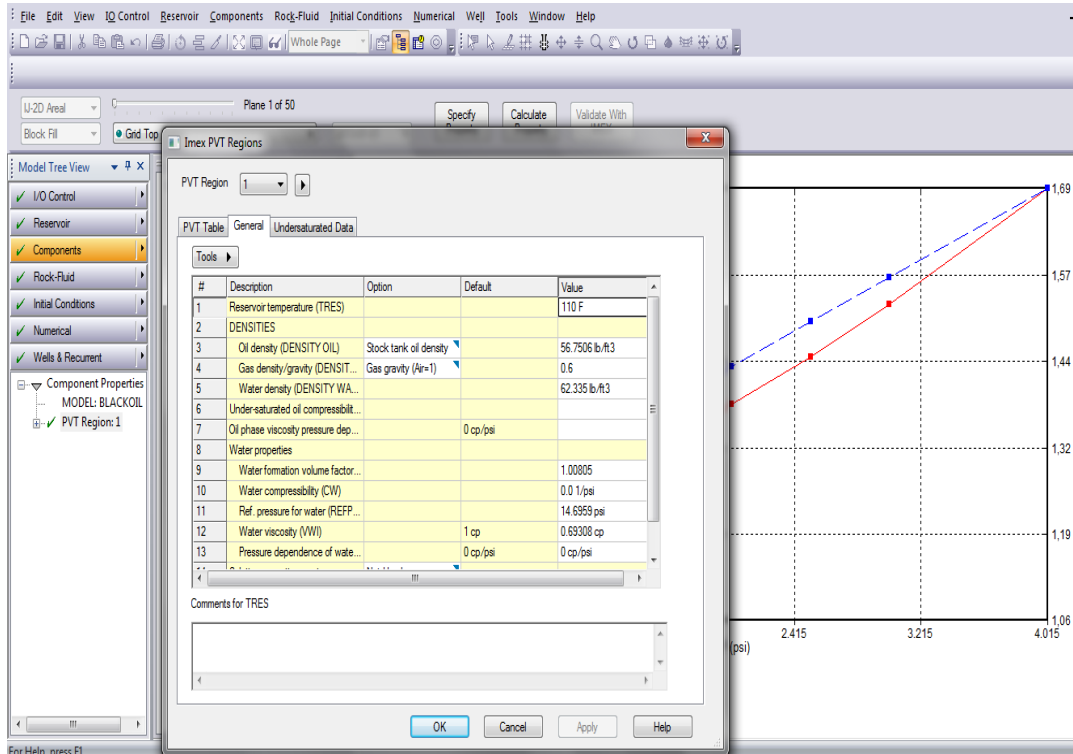
Figura 16. Propiedades del yacimiento requeridas por IMEX



Fuente: Simulador IMEX-CMG

- ✓ Components (Propiedades de los Componentes): En esta sección se definen las características del fluido que se encuentra en el yacimiento como viscosidades, densidades, compresibilidades, entre otras. En la figura 17 se muestra la sección Components de IMEX

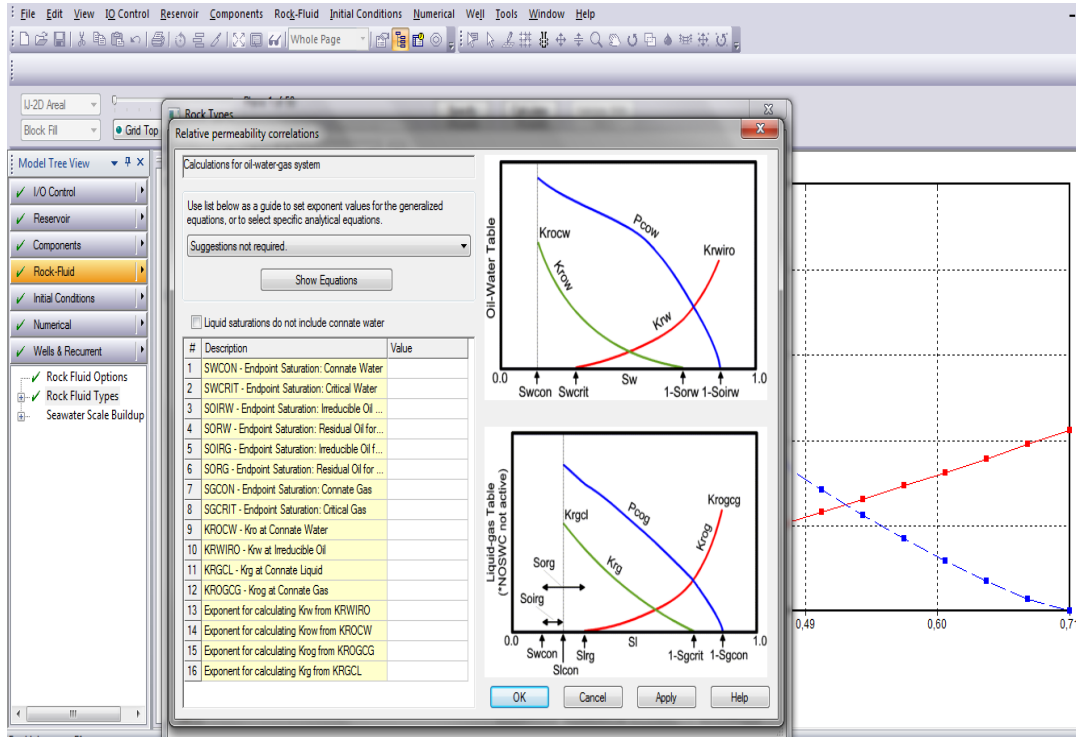
Figura 17. Propiedades de las componentes requeridas en IMEX



Fuente: Simulador IMEX-CMG

- ✓ Rock-Fluid (Propiedades del Sistema Roca-Fluido): Aquí se especifican las propiedades de interacción del sistema roca-fluido y se generan las curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares. La figura 18 muestra la sección de IMEX en la cual se ingresan las propiedades Roca-Fluido.

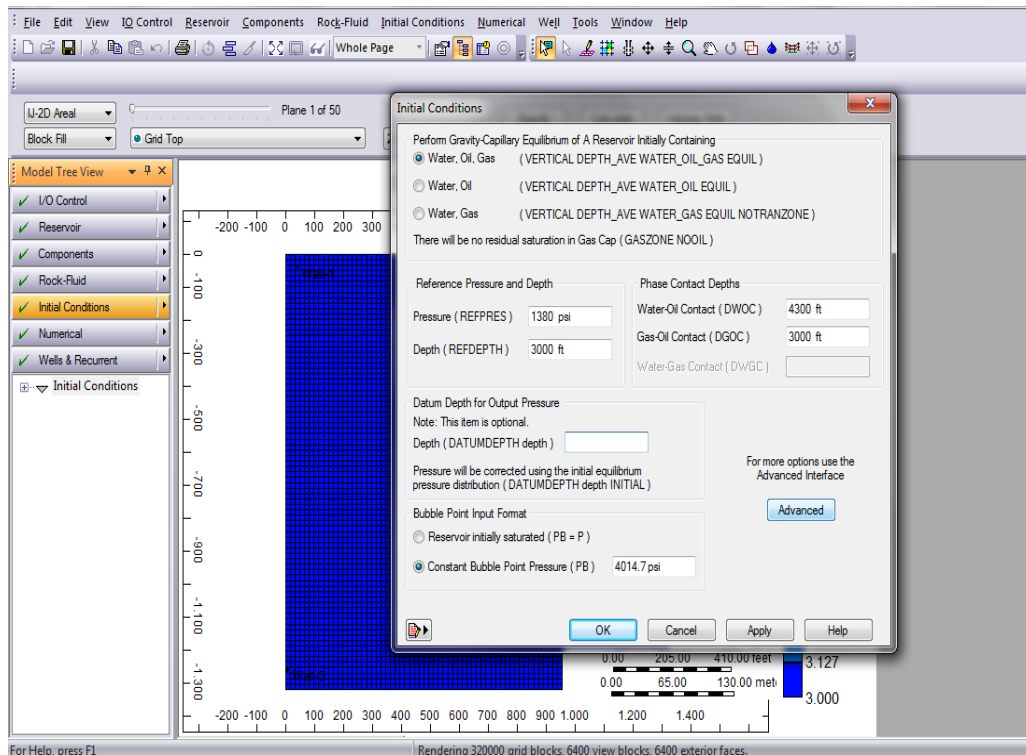
Figura 18. Propiedades Roca-Fluido requeridas por IMEX



Fuente: Simulador IMEX-CMG

- ✓ Initial Conditions (Condiciones Iniciales): Esta sección permite definir las condiciones a las cuales se encuentra inicialmente el yacimiento, antes de iniciar la simulación. Entre ellas, se encuentran la presión del yacimiento, las profundidades de los contactos tanto agua-aceite como gas-aceite, profundidad de referencia y la presión del punto de burbuja del yacimiento. A continuación en la figura 19 se muestra cómo se ingresan las condiciones iniciales en IMEX.

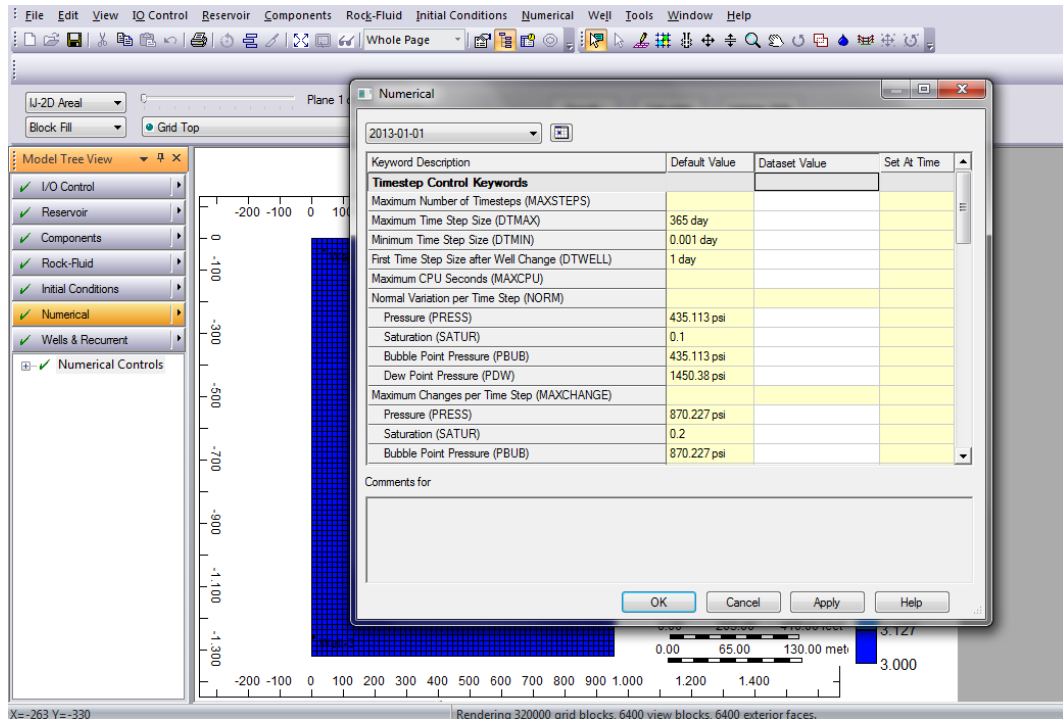
Figura 19. Condiciones iniciales requeridas por IMEX



Fuente: Simulador IMEX-CMG

- ✓ Numerical (Control Numérico): En esta etapa, se encuentran los parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, como intervalos de tiempo y definición del método de solución, por medio de las cuales se pueden corregir los errores de convergencia generados durante la corrida. En la figura 20 se observa la sección numerical de IMEX.

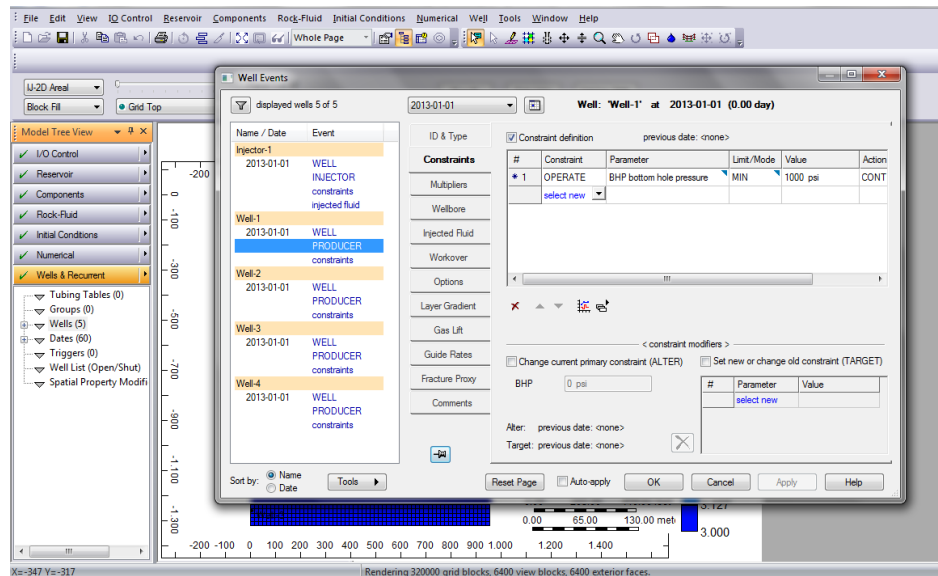
Figura 20. Sección Numerical en IMEX



Fuente: Simulador IMEX-CMG

- ✓ Well & Recurrent Data (Datos de Pozos y Datos Recurrentes): En esta sección, se especifican las propiedades de los pozos y sus restricciones de operación. También se pueden definir las fechas de los eventos que se llevarán a cabo durante el proceso, como lo son el inicio de la producción, el inicio de la inyección, el cierre de los pozos, entre otros. La figura 21 muestra la sección de IMEX en la cual se ingresan los datos de pozo.

Figura 21. Well & Recurrent Data de IMEX



Fuente: Simulador IMEX-CMG

La forma de ingresar a cada sección es haciendo clic en su respectivo botón. Sin embargo, para llevar a cabo la ejecución de una corrida de simulación, es importante completar cada sección en el orden en que aparecen, puesto que algunas dependen de las secciones anteriores. El simulador indica al usuario el estado de cada sección por medio de los siguientes iconos:



Indica que no se encontró errores de validación y por ende la sección se encuentra completa. Una simulación podrá llevarse a cabo cuando todas las secciones se encuentren con este símbolo.



Indica que una de las secciones se encuentra incompleta, es decir, hace falta introducir datos requeridos para llevar a cabo la simulación.

Cuando esto ocurra deberá revisarse la información de la sección y completar la misma, de lo contrario la simulación no podrá realizarse.



Este símbolo es una advertencia mas no un error; indica que a la sección le hace falta información o la información ingresada no es la adecuada y podrían generarse fallas de convergencia en la simulación, por lo que se aconseja reevaluar la información ingresada y si es posible corregirla por un dato más coherente.

3.1.3 GEM.

GEM (Generalized Equation of State Model Compositional reservoir Simulator) desarrollado para simular:

- ✓ Yacimientos de gas condensado.
- ✓ Inyección de gas miscible.
- ✓ Yacimientos de aceite volátil.
- ✓ Procesos WAG.
- ✓ Desplazamiento inmisible.

GEM es un simulador composicional usado para modelar cualquier tipo de yacimiento donde sea importante la composición del fluido y sus interacciones son esenciales para comprender los procesos de recobro. Se basa en una ecuación de estado general para modelar el flujo en tres fases de fluidos multicomponentes.

3.1.4 STARS

STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator) es un simulador de procesos químicos y térmicos que permite modelar el flujo en tres fases de fluidos multicomponentes.

Diseñado para simular:

Procesos térmicos:

- ✓ SAGD.
- ✓ Inyección continua de vapor.
- ✓ Inyección de agua caliente.
- ✓ Estimulación con vapor.
- ✓ Combustión in-situ.
- ✓ VAPEX.

Procesos químicos:

- ✓ Polímeros.
- ✓ Surfactantes.
- ✓ Alcalinos.
- ✓ Asfáltenos.
- ✓ Emulsiones.
- ✓ WAG.

3.1.5 WINPROP

Winprop (Phase Behavior and Property Program) permite modelar el comportamiento de fases y las propiedades de los fluidos del yacimiento.

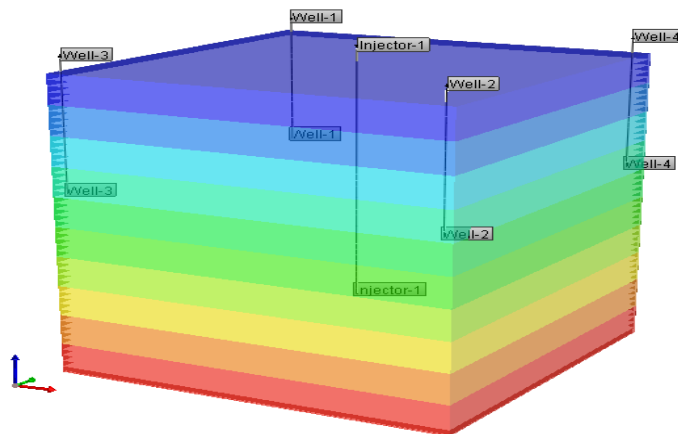
Dentro de sus capacidades de modelamiento se encuentran:

- ✓ Caracterización del fluido.
- ✓ Regresión de parámetros EOS.
- ✓ Saturación y puntos críticos.
- ✓ Diagramas de fase.
- ✓ Solubilidad del gas en agua.
- ✓ Equilibrio vapor, líquido y sólido.
- ✓ Miscibilidad a múltiples contactos.

3.1.6 RESULTS 3D

Results 3D permite generar vistas en dos y tres dimensiones de la distribución de propiedades del yacimiento sobre el enmallado de simulación. La visualización se puede controlar tanto por la localización como por tiempo. La figura 22 muestra la visualización de presión en 3D.

Figura 22. Presión en 3D

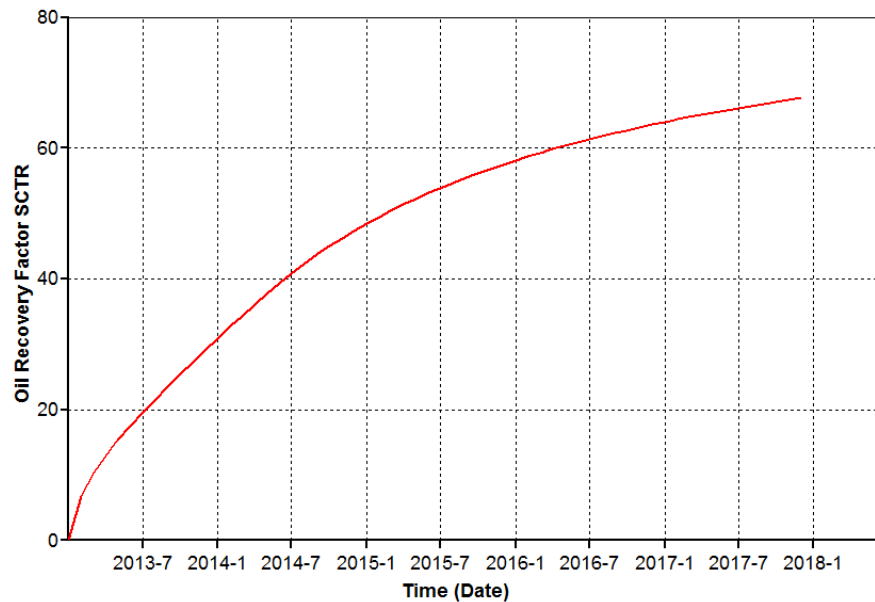


Fuente: Simulador CMG versión 2009.

3.1.7 RESULTS GRAPH

Results Graph permite generar gráficas de alta calidad, cuyos datos resultan de las corridas de simulación. Los datos pueden ser mostrados para pozos individuales, grupos de pozos y sectores del yacimiento. La figura 23 muestra la gráfica del factor de recobro de aceite creada por Results Graph de CMG.

Figura 23. Factor de Recobro en CMG



Fuente: Tomado de Result Graph de CMG.

3.1.8 RESULTS REPORT

Results Report genera reportes de los resultados de simulación en forma de tablas de cualquiera de los datos generados durante una corrida de simulación. La figura 24 muestra un reporte generado por result report.

Figura 24. Visualización de Results Report de CMG

Layer #	Layer Description	Layer #	Layer Description	Layer #	Layer Description	Layer #	Layer Description	Layer #	Layer Description
1	100	2	100	3	100	4	100	5	100
6	100	7	100	8	100	9	100	10	100
11	100	12	100	13	100	14	100	15	100
16	100	17	100	18	100	19	100	20	100
21	100	22	100	23	100	24	100	25	100
26	100	27	100	28	100	29	100	30	100
31	100	32	100	33	100	34	100	35	100
36	100	37	100	38	100	39	100	40	100
41	100	42	100	43	100	44	100	45	100
46	100	47	100	48	100	49	100	50	100
51	100	52	100	53	100	54	100	55	100
56	100	57	100	58	100	59	100	60	100
61	100	62	100	63	100	64	100	65	100
66	100	67	100	68	100	69	100	70	100
71	100	72	100	73	100	74	100	75	100
76	100	77	100	78	100	79	100	80	100
81	100	82	100	83	100	84	100	85	100
86	100	87	100	88	100	89	100	90	100
91	100	92	100	93	100	94	100	95	100
96	100	97	100	98	100	99	100	100	100

Fuente: Tomado de manual del usuario de Computer Modelling Group, versión 2009.

3.2 ECLIPSE¹⁵

El simulador de yacimientos ECLIPSE es un software que permite a los ingenieros predecir y manejar eficientemente el flujo de fluidos creando modelos de una manera más certera.

ECLIPSE permite plantearse cuestionamientos sobre la viabilidad económica de la explotación de un yacimiento, como por ejemplo:

- ✓ ¿Cuán cierto es la estimación de reservas? ¿Puedo minimizar la incertidumbre?
- ✓ ¿Cómo es la distribución de los hidrocarburos en la formación?

¹⁵ Manuales Eclipse 100.

- ✓ ¿Qué tan difícil puede ser la recuperación de los hidrocarburos y que técnicas de producción y tasas son las mejores?
- ✓ ¿Dónde debo localizar los próximos pozos para maximizar el recobro y recuperar la inversión?, etc.

3.2.1 Modelos de Simulación

ECLIPSE ofrece tres modelos de simulación, Black Oil, composicional y termal.

El modelo Black Oil se utiliza para situaciones donde necesito conocer el efecto de una de las fases en las reservas y el recobro. Este modelo asume que los fluidos del yacimiento consisten de tres “componentes” (agua, petróleo y gas) donde las composiciones de petróleo y gas son constantes en el tiempo y a cada paso de presión.

La solución Black Oil permite modelar extensivamente el control de pozos, soportar eficientemente la planificación de las operaciones del yacimiento, incluyendo la inyección de gas, debido a que proporciona una simulación de las tres fases en 3D.

Al simular yacimientos altamente fracturados se requiere un apoyo para la inhibición gravitacional y el drenaje, difusión molecular y el desplazamiento de los fluidos viscosos a través de la matriz de la roca. La solución Black Oil ofrece amplias opciones duales para la porosidad y permeabilidad.

3.2.2 Definición de complejos mecanismos de los fluidos del yacimiento

Cuando el petróleo consiste de dos o más hidrocarburos y estos exhiben diferentes fases y cambios en la composición, relativos a la temperatura y

presión, y el simulador requiere complejas definiciones del comportamiento de los fluidos para la predicción del recobro, se utiliza un simulador composicional.

En ECLIPSE Composicional los fluidos pueden ser representados por ecuaciones de estado. Este modelo es una buena opción para estudiar los crudos volátiles o condensados, los programas de inyección de gas y el estudio del recobro secundario. El Conocimiento del comportamiento de la composición es importante para planificar y diseñar las instalaciones de superficie.

La simulación composicional es ideal para:

- ✓ Incrementar la inyección de gas o mantener la presión del yacimiento.
- ✓ Inundaciones miscibles debido a la inyección de gas.
- ✓ Flujos de dióxido de carbono provenientes del gas en solución.
- ✓ Yacimientos con fluidos composicionales cercanos al punto de burbujeo.
- ✓ Altas presiones y temperaturas del yacimiento.
- ✓ Modelaje de yacimientos fracturados.

3.2.3 Tratamiento con petróleo pesado

Debido a que los fluidos con altas densidades y viscosidades presentan cambios masivos "en sitio" con respecto a la temperatura del yacimiento y la energía calorífica, avanzados métodos de recobro termal son típicamente requeridos para petróleos pesados, extra-pesados y yacimientos bituminosos.

La simulación termal en los sistemas de producción usa una implícita

jerarquía de multinivel para generar modelos de pozos de flujo cruzado que incrementa el realismo. Esto permite analizar el petróleo, gas, agua y el comportamiento de los sólidos en los pozos con modelos de petróleo-vivo o petróleo-muerto.

Estas soluciones incorporan las buenas-prácticas en las tecnologías para que clientes, investigadores y universidades del mundo simulen una amplia variedad de procesos de recobro termal.

3.2.4 Eclipse 100

ECLIPSE 100 simulador numérico perteneciente a la multinacional Schlumberger, es un simulador para propósitos generales, completamente implícito, trifásico, 3D con opción de gas condensado. El programa está escrito en FORTRAN77 y opera en cualquier computador con compilador ANSI-standard y suficiente memoria. ECLIPSE 100 puede ser usado para simular sistemas de 1, 2 o tres fases. Tiene opción bifásica (aceite/agua, aceite/gas, gas/agua), estos son resueltos del sistema de componentes que disminuyen tanto la capacidad de almacenamiento como el tiempo de simulación en el computador. Además para gas disuelto en aceite maneja la variable de presión de burbuja o GOR. Maneja tanto geometrías de nodo distribuido como de nodo centrado. Además en ECLIPSE están disponibles en geometría de nodo centrado radial y cartesiano 1, 2, o 3 dimensiones. Una opción Radial en 3D completa el grupo permitiendo que el flujo tenga lugar de 0/360 grados en la interfase.

Para correr una simulación se necesita un input file con todos los datos concernientes al yacimiento y al esquema de explotación. El Input data para ECLIPSE es preparado en un formato libre usando un sistema de Keywords. Cualquier editor estándar como por ejemplo el Block de Notas de Microsoft

puede ser usado para hacer el input file. Alternativamente el Office de ECLIPSE puede ser usado para preparar los datos interactivamente a través de paneles, el nombre del input file debe estar en el siguiente formato: Nombre del archivo.DATA. (La figura 25 muestra el archivo .data)

El modelo Black Oil se utiliza para situaciones donde necesito conocer el efecto de una de las fases en las reservas y el recobro. Este modelo asume que los fluidos del yacimiento consisten de tres “componentes” (agua, petróleo y gas) donde las composiciones de petróleo y gas son constantes en el tiempo y a cada paso de la presión.

La solución Black Oil permite modelar extensivamente el control de pozos, soportar eficientemente la planificación de las operaciones del yacimiento, incluyendo la inyección de gas, debido a que proporciona una simulación de las tres fases en 3D.

Figura 25. Archivo .DATA

```

Archivo  Edición  Formato  Ver  Ayuda
OIL
WATER
GAS
DISGAS
FIELD
--TABDIMS
-- 1 1 40 5 1 40 /
WELLDIMS
5 35 5 4 /
NUPCOL
4 /
START
1 'JAN' 2013 /
NSTACK
50 /
FMTOUT
FMTIN
GRID
DEBUG
38*0 1 /
INIT
EQUALS
'DX' 16.5 //
'DY' 16.5 //
'PORO' 0.24 //
'PERMX' 830 //
'DZ' 25 //
'TOPS' 3000 1 80 1 80 1 1 /
/
EQUALS IS TERMINATED BY A NULL RECORD
COPY
'PERMX' 'PERMY' //
'PERMX' 'PERMZ' //

```

Fuente: Data creada por autores requerida por Eclipse 100.

3.3 ECRIN V4.30¹⁶

Cada vez que se produce o se inyecta un fluido en el yacimiento, la difusión produce cambios en la presión y la temperatura que pueden ser registrados en diversos lugares. Combinar estos datos con la producción y/o la historia de las tasas de inyección se conoce como datos dinámicos.

Ecrin es un conjunto integrado de ingeniería que tiene como objetivo ser el mejor conjunto de herramientas de análisis y modelado de datos dinámicos de yacimientos. Los módulos de Ecrin incluyen análisis de presión transitoria (Saphir NL), el análisis de la producción (Topaze NL), ajuste histórico Fullfield (Rubis) y el análisis de rendimiento del pozo (Amatista).

3.3.1 Rubis

El software Rubis de ECRIN es un simulador numérico de la compañía KAPPA elegido por ser diametralmente opuesto al desarrollo de la próxima generación de simuladores que pueden manejar millones y millones de celdas con un procesamiento masivo paralelo. El objetivo es hacer coincidir los datos de producción, de la forma más rápida y sencilla posible, utilizando las piezas del rompecabezas desde las diferentes metodologías. La idea principal es que la grilla es sólo una molestia necesaria. Lo que interesa es el problema físico que se quiere simular, y se quiere que este problema físico sea lo suficientemente complejo para reproducir las unidades principales del yacimiento que afectan la producción, pero lo suficientemente simple para ser ejecutado con un ciclo de tiempo muy corto: horas, días o semanas, no en meses o años.

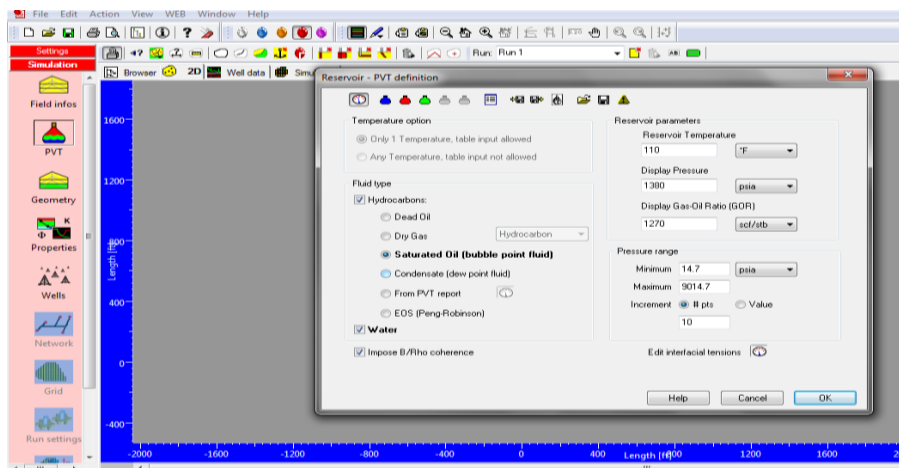
¹⁶ <http://www.kappaeng.com/software/rubis>

La rejilla está construida como un paso final después de que el problema físico ha sido definido por la entrada de: (1) el PVT, (2) la geometría, es decir, horizontes y volúmenes, (3) las propiedades estáticas del yacimiento, (4) las geometrías, (5) los datos de pozos y limitaciones. Entonces, y sólo entonces, (6) que la red se construye y (7) se ejecuta la simulación. A continuación una descripción breve de cada uno de los componentes:

1. Definir el PVT.

La solución numérica de rubís es de composición pero el PVT utilizado es de aceite negro o aceite negro modificado. Las relaciones R_s y r_s se han convertido en una relación de composición, proporcionando las bases para una formulación de esta. Se pueden utilizar correlaciones internas y afines para que coincida con los valores medidos y alternativamente poder cargar las tablas. A continuación se muestra la opción para definir el PVT en Rubis.

Figura 26. Ingreso de PVT a Rubis

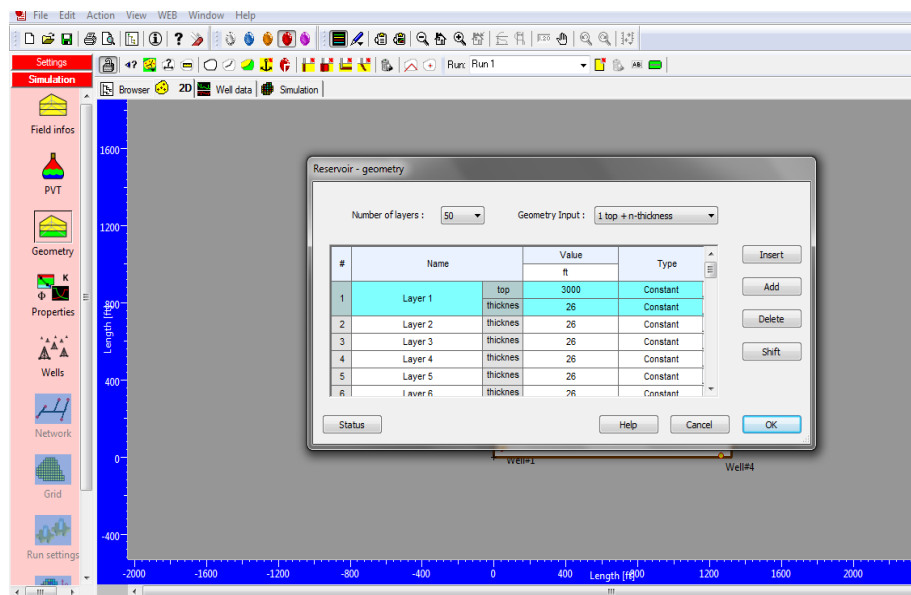


Fuente: Simulador Rubis.

2. Definición de la geometría del yacimiento.

El usuario define el perímetro superficial del yacimiento y el número de capas geológicas. Volúmenes individuales de capas se definen mediante la elaboración o importación de horizontes y campos de espesor. Los fallos internos pueden ser definidos. Poca información se compensa por interpolación kriging. Tan pronto como se definen los volúmenes de las secciones transversales verticales se pueden crear y ver. A continuación se muestra en la figura 27 la sección en la cual se define la geometría del yacimiento.

Figura 27. Definición de la geometría del yacimiento en Rubis.



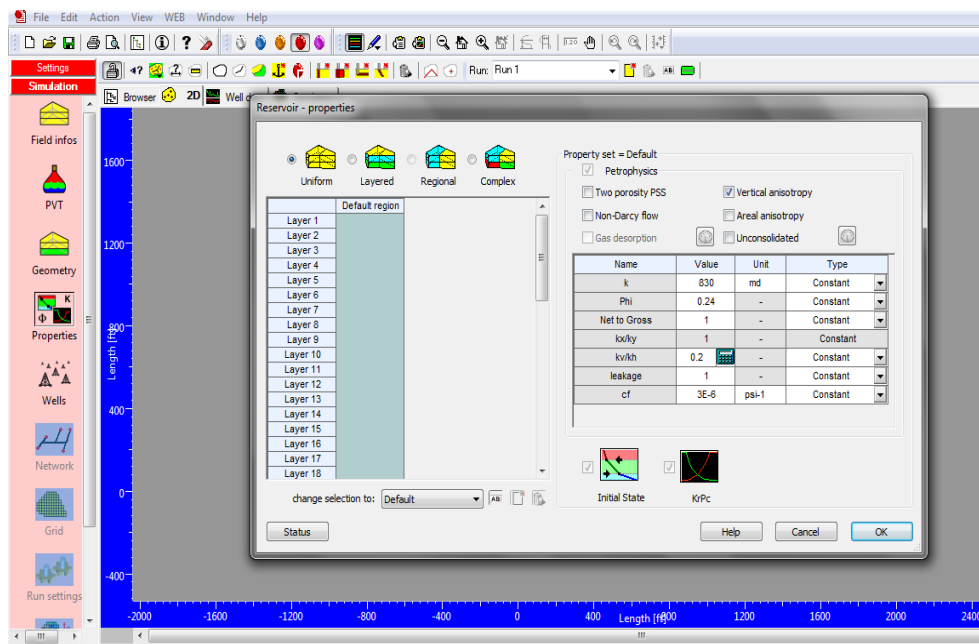
Fuente: Simulador Rubis.

3. Definición de las propiedades del yacimiento.

Se define un conjunto predeterminado de propiedades, incluyendo petrofísica, que pueden ser tablas constantes o areales, permeabilidad

relativa / tablas capilares y contactos de fluidos. Otros conjuntos de propiedades pueden ser redefinidas y asignadas a diferentes niveles y áreas del yacimiento. Además de las propiedades estáticas habituales, el flujo no darcy, doble porosidad, anisotropía vertical y horizontal pueden ser definidos. Cada segmento de la frontera del yacimiento se puede ajustar individualmente para el sellado, la presión constante, o conectarse a varios tipos de acuíferos. En la figura 28 se muestra la opción de Rubis para ingresar las propiedades del yacimiento.

Figura 28. Definición de las propiedades del yacimiento en Rubis



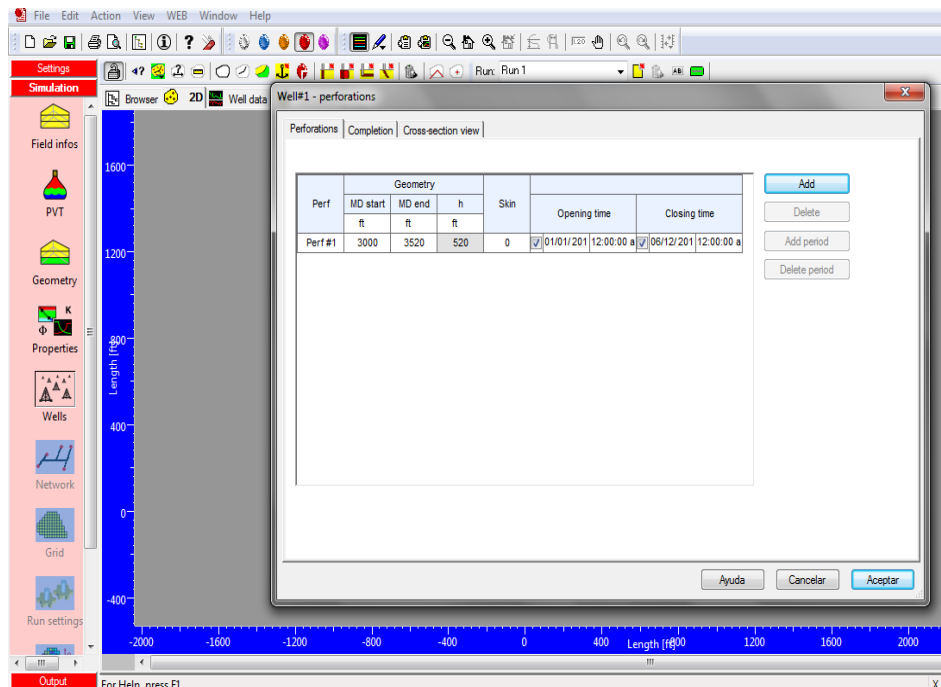
Fuente: Simulador Rubis

4. Definición de la geometría del pozo.

Un pozo en Rubis puede ser vertical, vertical con una fractura hidráulica, horizontal en una capa dada es decir, siguiendo el horizonte de esa

capa, o inclinado. Puede ser creado cualquier número de perforaciones y su tiempo de apertura / cierre se define individualmente. Cada perforación puede tener un daño discreto que puede ser constante, una tasa dependiente o un tiempo dependiente. Debido a que un modelo de pozo puede estar acoplado con opciones que incluyen modelos de flujo clásicos de derivada empírica, mecánico y, bien la definición no se limita a su trayectoria real en el yacimiento. Por lo tanto, es posible definir la trayectoria del pozo desde la superficie completa. En la figura 29 se muestra cómo se define la geometría de pozo en Rubis:

Figura 29. Aplicación de las propiedades en el modelo

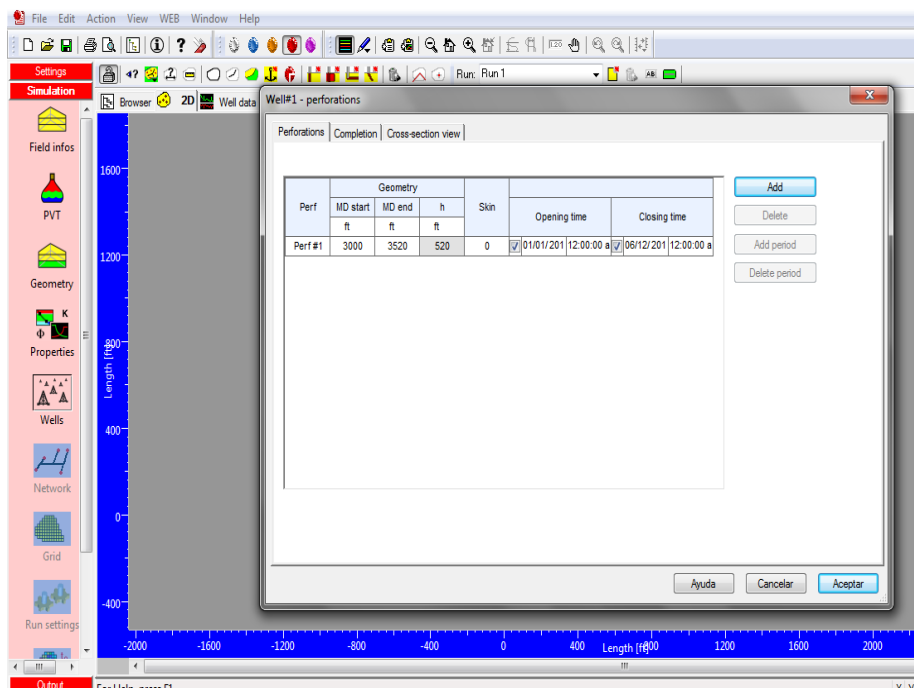


Fuente: Simulador Rubis.

5. Definición de los datos de pozos y limitaciones.

La presión real del pozo y los datos de caudal se pueden cargar y editar. PDG y los datos de producción se pueden utilizar y actualizar dinámicamente con diamant master. El usuario puede definir el modelo de pozo individual o importarlo de Amethyste. Los controles pueden ser constantes o dependientes del tiempo y se pueden especificar las tasas de abandono. A continuación en la figura 30 se muestra la opción de Rubis que permite ingresar los datos de pozo y sus limitaciones.

Figura 30. Datos de pozos y limitaciones en Rubis



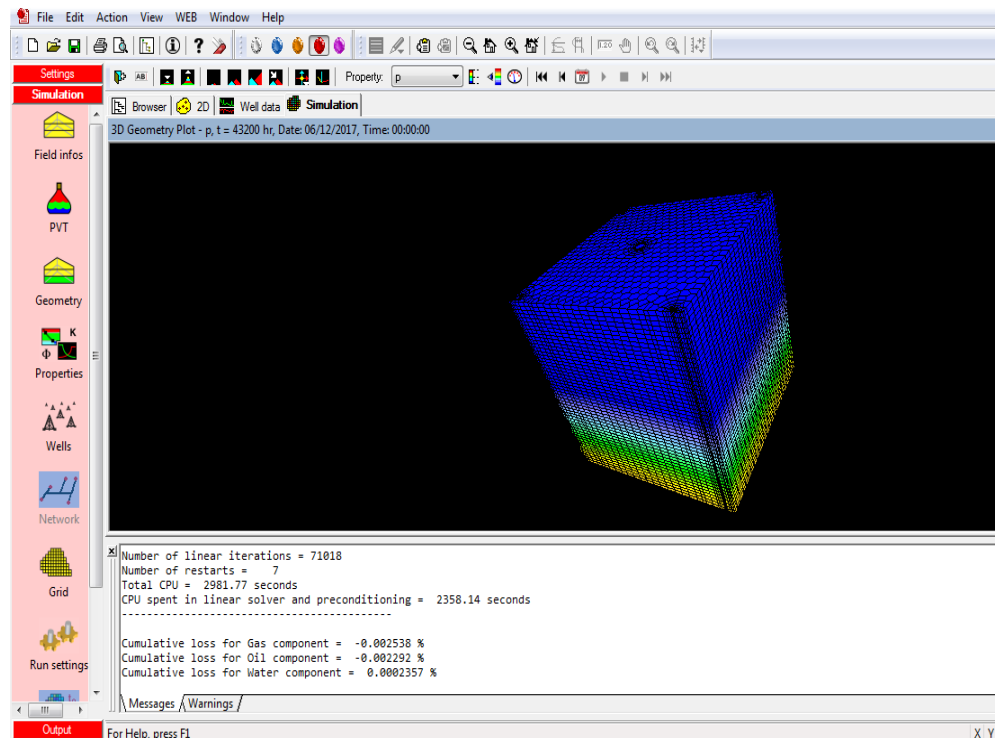
Fuente: Simulador Rubis

6. Construcción de la grid.

El modelo numérico Voronoi no estructurado es común en Saphir NL, Topaze NL y Rubis, un refinamiento de la grid local alrededor de los pozos los hace diferentes. La cuadrícula se forma automáticamente con el

número mínimo de celdas. Sin embargo, si es necesario, el usuario puede tomar el control total. En la figura 31 se observa la grid construida por Rubis.

Figura 31. Grid construida por Rubis



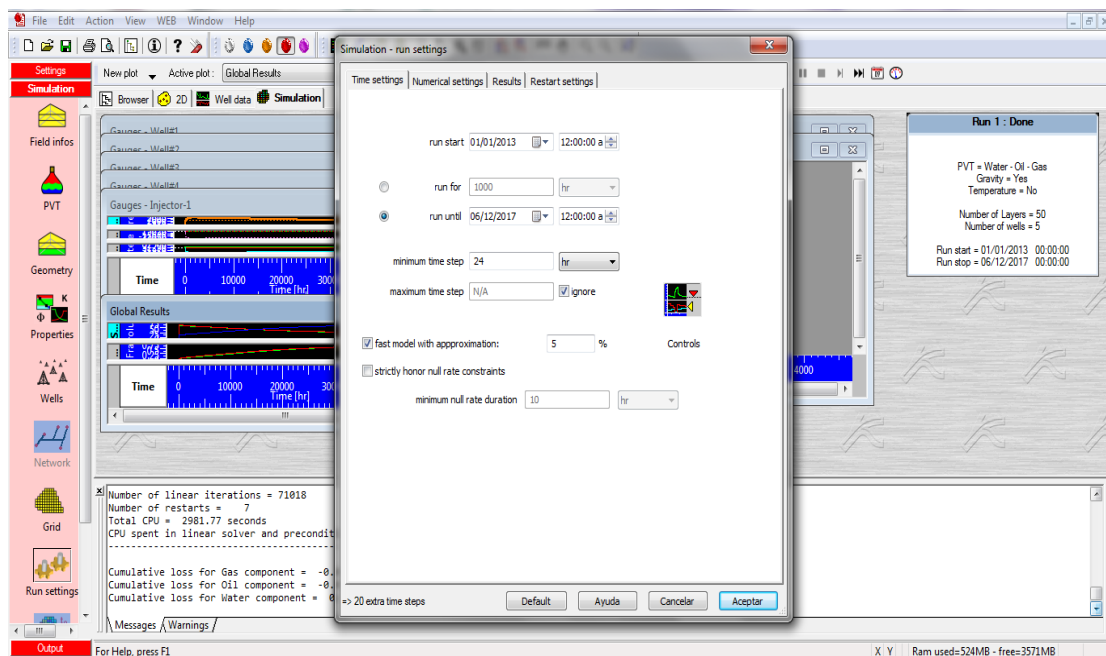
Fuente: Simulador Rubis

7. Ejecución de la simulación.

El usuario puede anular el rango de tiempo predeterminado, el solver settings; la lista de resultados de salida y la frecuencia de los reinicios de la simulación. Se crean plots de producción relevantes, la presión y la saturación de los campos se inician y los índices de pozos individuales se calibran de una red oculta PTA. La simulación se inicia a continuación, y puede hacer una pausa en cualquier momento. Plots individuales se

actualizan mientras se ejecuta la simulación. La información sobre el proceso de simulación también se muestra en la ventana de mensajes inferior. En la figura 32 se pueden observar algunos resultados del modelo después de correr la simulación:

Figura 32. Ventana de simulación de Rubis



Fuente: Simulador Rubis.

3.4 ROXAR TEMPEST MORE¹⁷

Roxar es un simulador numérico de la compañía Emerson Process Management, el cual ofrece una gama completa de herramientas de ingeniería de yacimientos y simulación no sólo para la simulación de yacimientos, sino también para la visualización del grillado y ampliación de

¹⁷ Manuales de Tempest.

los modelos geológicos, de los resultados, coincidentes históricos y la predicción de la producción de incertidumbre.

Tempest es el nombre del software de simulación de yacimientos de Roxar.

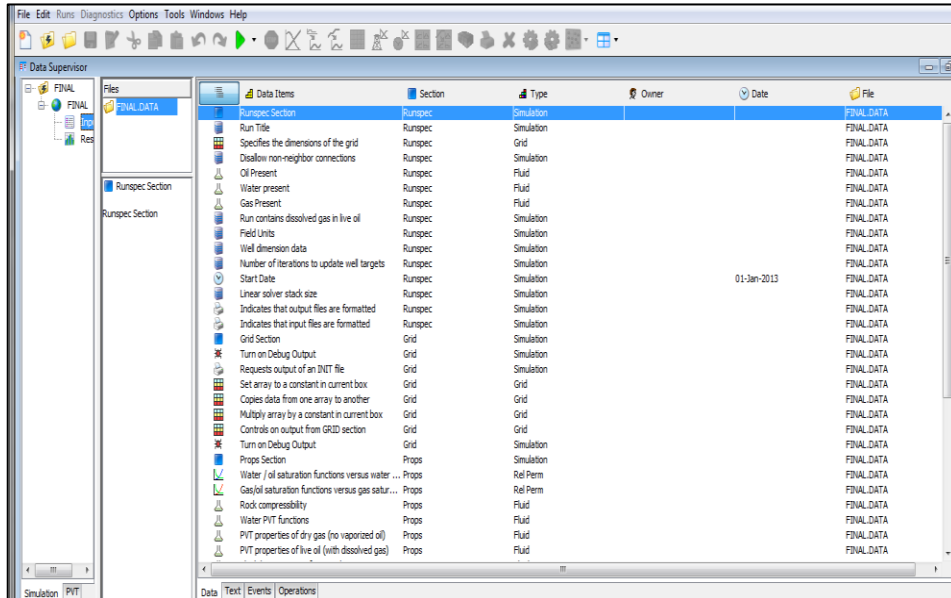
Esta versión de Tempest tiene cuatro módulos de licencia por separado:

- Tempest More es un simulador de yacimientos de aceite negro y composicional.
- Tempest View proporciona servicios de pre y post-procesamiento de datos para More, Eclipse, VIP, CMG, así como la corrida de pozos en trabajos de simulación. A su vez Incluye un programa lift para generar tablas de desempeño de los pozos y el reporte del generador para tabular los archivos de salida.
- Tempest PVTx proporciona interactivas ecuaciones de estado del modelamiento.
- Tempest Venture, permite el análisis económico de cualquier modelo de simulación para la valoración de activos y su posterior optimización.

Tempest More es un simulador moderno de la siguiente generación de simuladores de yacimientos, que ofrece diferentes opciones como: modelo aceite negro, composicional y térmico. Es óptimo para modelos muy grandes, en la cual se benefician los ingenieros de simulación por su procesamiento paralelo y el análisis de resultados extremadamente rápido tanto en 2D y 3D.

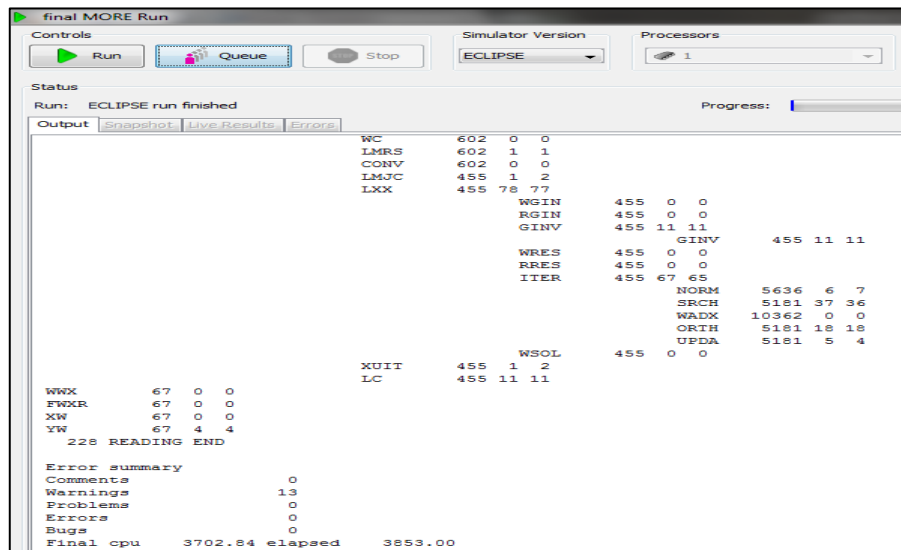
En las siguientes figuras se muestra los datos de entrada y de salida del simulador:

Figura 33. Ingreso de los datos a Roxar



Fuente: Simulador Roxar.

Figura 34. Salida de los datos de Roxar



Fuente: Simulador Roxar.

3.5 IFLO¹⁸

El programa IFLO simula el flujo de fluidos de pseudomiscibles, multicomponentes, multidimensionales. IFLO tiene modelos isotérmicos y flujo darcy en hasta tres dimensiones. Asume que los fluidos del yacimiento pueden ser descritos por hasta tres fases de fluidos (aceite, gas y agua) con propiedades físicas que dependen de la presión y la composición. El gas natural y la inyección de solventes se dejan disolver tanto en las fases de aceite como en las de agua.

Una característica única de IFLO es que integra el modelo petrofísico con el simulador de flujo. El seguimiento de los cálculos geofísicos en el yacimiento hacen posible los cambios en las variables sísmicas como una función del tiempo, que es la base para el lapso de tiempo en 3D de un análisis sísmico en 4D.

IFLO fue diseñado para ejecutarse en ordenadores personales con Intel Pentium o procesadores similares. Este tamaño de simulador es muy adecuado para aprender cómo se usa un simulador de yacimientos, desarrollar una comprensión de los conceptos de manejo de yacimientos, y para resolver muchos tipos de problemas de ingeniería de yacimientos.

Es una herramienta libre para la simulación de yacimientos: IFLO (Incluye visualizador). Aunque no cuenta con la robustez y el desarrollo de otros simuladores comerciales, es una buena forma de empezar a conocer cómo se simula el comportamiento de los yacimientos.

¹⁸ Fanchi, J.R.; Libro Integrated Flow Modeling; Pag 208

Las figuras 35 y 36 muestran el archivo de entrada (.dat) requerido por IFLO para realizar la simulación y los datos de salida proporcionados.

Figura 35. Archivo de entrada (.dat)

```

Archivo  Edición  Formato  Ver  Ayuda
TESIS
MODEL DATA
5 5 10 5 5
GRID BLOCK LENGTHS
-1 -1 -1 -1
264.
264.
130
130
GRID BLOCK LENGTH MODIFICATIONS
5*0
CAPROCK BASE DEPTHS
0
3000.
POROSITY AND PERMEABILITY
-1 -1 -1 -1
.24
830.
830.
166.
POROSITY AND PERMEABILITY MODIFICATIONS
0 0 0 0 0
RELATIVE PERMEABILITY-CAPILLARY PRESSURE DATA
      2      1      0
SW      KRO      KRW      PCOW
0.150    0.73000    0.00000    0.000
0.185    0.67212    0.00891    0.000
0.220    0.61531    0.02165    0.000
0.255    0.55963    0.03638    0.000
0.290    0.50513    0.05257    0.000
0.325    0.45189    0.06995    0.000
0.360    0.39999    0.08833    0.000
0.395    0.34953    0.10760    0.000
0.430    0.30061    0.12766    0.000
0.465    0.25338    0.14843    0.000
0.500    0.20801    0.16986    0.000
0.535    0.16471    0.19190    0.000
0.570    0.12379    0.21451    0.000
0.605    0.08566    0.23765    0.000
0.640    0.05098    0.26130    0.000
0.675    0.02000    0.28517    0.000

```

Fuente: Autoras.

Figura 36. Datos de salida de IFLO

```

IFLO.exe - [Input/Output]
File Edit Format Window
*          SUMMARY REPORT: IFLO          *
*          *                             *
*          *                             *
*****

ELAPSED TIME (DAYS) = 1800.00    TIME STEP NUMBER      = 1800    TIME STEP SIZE (DAYS) = 1.00000
CURRENT AVG PRESSURE (PSIA) = 1031.0    PREVIOUS AVG PRESSURE (PSIA) = 1031.0    PRESSURE DPMAX( 2, 4, 8) = 0.0
OIL DSMAX( 3, 3, 2) = 0.00000    GAS DSMAX( 3, 3, 2) = 0.00000    WATER DSMAX( 3, 2, 10) = 0.00000
OIL MATERIAL BALANCE (%) = -0.000019    GAS MATERIAL BALANCE (%) = 0.000017    WATER MATERIAL BALANCE (%) = 0.000062

OIL PRODUCTION RATE (STB/D) = 15.4    CUM. OIL PRODUCTION (STB) = 16882760.
GAS PRODUCTION RATE (MSCF/D) = 5.6    CUM. GAS PRODUCTION (MSCF) = 7361981.
WATER PRODUCTION RATE(STB/D) = 0.0    CUM. WATER PRODUCTION (STB) = 2156.

GAS INJECTION RATE (MSCF/D) = 0.0    CUM. GAS INJECTION (MSCF) = 0.
WATER INJECTION RATE (STB/D) = 0.0    CUM. WATER INJECTION (STB) = 0.

AQUIFER INFLUX RATE (STB/D) = 0.0    CUM. AQUIFER INFLUX (STB) = 0.
COAL GAS DESORPTION (MSCF/D) = 0.0    CUM. COAL GAS DESORB (MCF) = 0.

PRODUCING WOR (STB/STB) = 0.000    CUM. WOR (STB/STB) = 0.000
PRODUCING GOR (SCF/STB) = 365.    CUM. GOR (SCF/STB) = 436.

***** CUMULATIVE MATERIAL BALANCES *****
OIL, GAS, WATER = 4.6492E-05% 1.2605E-04% -8.3303E-05%

```

Fuente: Autoras

4. MODELO CONCEPTUAL IMPLEMENTADO

4.1 MODELO CONCEPTUAL.¹⁹

Los modelos conceptuales usan modelos que no son completamente idénticos al yacimiento, permitiendo una aproximación de diversos procesos y fenómenos implicados en el modelamiento de yacimientos de una manera fácil, asequible y con menores tiempos de cómputo; pero utilizan propiedades promedio a través de todo el yacimiento. Los resultados obtenidos deben ser escalados en toda el área, sin embargo la información proporcionada por los simuladores al finalizar el procesamiento de estos modelos no pueden ser usados directamente para determinar propiedades de alguna ubicación específica del yacimiento.

Así mismo los modelos conceptuales son implementados para llevar a cabo análisis de sensibilidad y análisis comparativos sobre incertidumbres generales asociadas con el yacimiento estudiado.

Entre las ventajas de los modelos conceptuales se tiene que son pequeños y con frecuencia pueden ser usados modelos representativos para obtener información del yacimiento, además permiten estimar el efecto que tienen ciertas técnicas de recobro sobre el tipo de fluido, mecanismos de desplazamiento, patrones de flujo, parámetros operacionales, entre otros. La desventaja de los modelos conceptuales es que los resultados no pueden ser usados directamente en algún problema del yacimiento, sin embargo se debe considerar representativo en la totalidad del mismo.

¹⁹ John R, Fanchi. Applied Reservoir Simulation. Second Edition. 2001.

4.1.1 Etapas para desarrollar un modelo

El desarrollar un modelo es un proceso iterativo que consiste de las siguientes etapas:

- ✓ Descripción del yacimiento.
- ✓ Determinar el tipo de mecanismo de desplazamiento.
- ✓ Escribir el modelo matemático.
- ✓ Desarrollar el modelo numérico.
- ✓ Desarrollar el programa de cómputo.
- ✓ Determinar la validez del modelo.
- ✓ Ajustar el modelo con la historia del yacimiento.
- ✓ Predecir el comportamiento futuro.

En el proceso iterativo mencionado anteriormente es necesario regresar, pues al ir avanzando en las diferentes etapas es necesario modificar algunos aspectos, como pueden ser las suposiciones en las que se basó el modelo. Las razones de considerar varias suposiciones al desarrollar un modelo, son las siguientes:

- ✓ No obstante de haberse hecho todo lo posible por caracterizar al yacimiento de la mejor manera, nunca podrá hacerse esta sino solo en una forma aproximada.

- ✓ Hacer el problema manejable.
- ✓ Reducir el costo de la simulación.

Obviamente la necesidad de utilizar suposiciones se hace cada vez menor, debido a los adelantos e innovaciones que la ciencia va proporcionando día a día, especialmente en velocidad de procesamiento de datos, la cual fue una limitante significativa antes de 1980.

4.2 DESCRIPCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL

El modelo conceptual de Black Oil implementado fue un patrón de cinco puntos invertido de inyección de agua en frío que consta de las siguientes características:

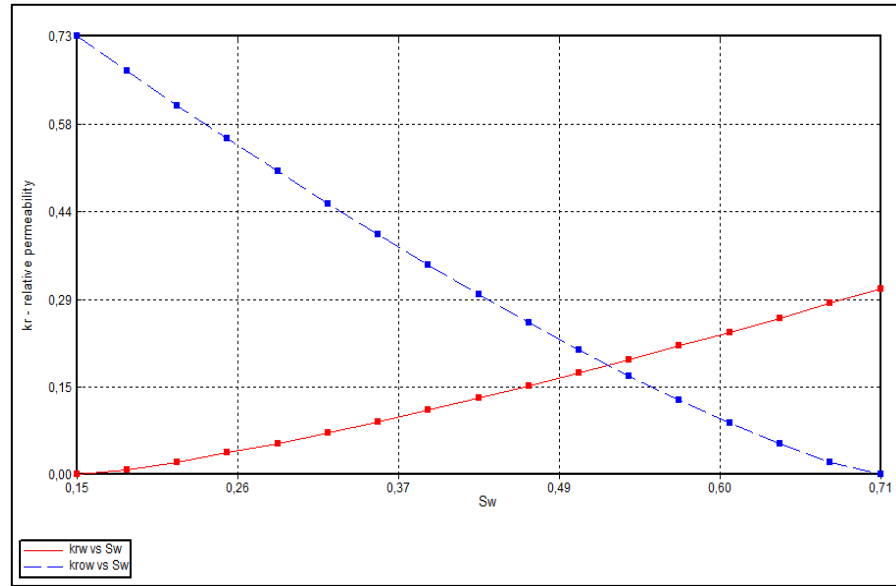
- ✓ Malla Espacial: Se creó una grilla cartesiana con una longitud de 1320 ft en X y en Y , las cuales fueron discretizadas en 80 partes iguales; y una profundidad de 1300ft discretizado en 50 partes iguales.
- ✓ Propiedades del Yacimiento: El yacimiento se encuentra a una profundidad de 3000ft a una presión de 1380psi y 110°F de temperatura (calculados a partir de los respectivos gradientes), compresibilidad de $3 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$, porosidad de 0.24 y una relación de permeabilidades de 0.2 con permeabilidad horizontal de 830.

La zona de interés es de 1300ft con un tope de 3000ft, los contactos de los fluidos del yacimiento gas-aceite y agua-aceite están a 3000ft y 4300ft respectivamente.

- ✓ Propiedades de los fluidos: A continuación se describen las propiedades de los fluidos encontrados en el yacimiento (gas seco, aceite vivo y agua):
 - Aceite: tiene una gravedad API de 23° y una presión de burbuja de 4014.7psi, el R_s y el B_o se hallan a partir de la correlación de Standing, la compresibilidad del aceite se determina con la correlación de Glaso, la viscosidad del aceite con la correlación de Beggs & Robinson.
 - Gas: cuenta con una gravedad específica de 0.6, las propiedades críticas del gas se calculan con la correlación de Standing.
 - Agua: posee un B_w de 1.00805, una compresibilidad de $3 \times 10^{-6} \text{psi}^{-1}$ y una viscosidad de 0.69308cp.

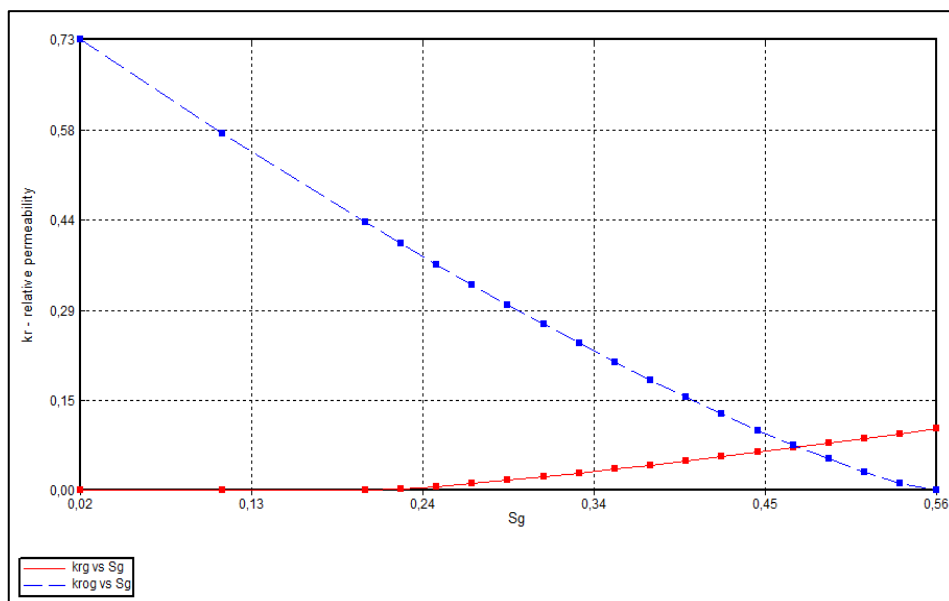
- ✓ Interacción Roca fluido: Los end- points utilizados en el modelo se pueden leer de las figuras 37 y 38 en las cuales se muestra las curvas de permeabilidades relativas agua-aceite y gas-aceite respectivamente, estas curvas se obtuvieron a partir de un ajuste realizado mediante la correlación de Hirasaky a las curvas del paper SPE 81038.

Figura 37. Curva de permeabilidades relativas agua – aceite



Fuente: Modificada del paper SPE 81038

Figura 38. Curva de permeabilidades relativas gas-aceite



Fuente: Modificada del paper SPE 81038

- ✓ Perforación y ubicación de los pozos: se perforaron 5 pozos, 4 productores y uno inyector de agua, para así formar un patrón de inyección de cinco puntos invertido, los pozos productores se perforaron de la capa 1 a la capa 20 y el pozo inyector de la capa 20 a la capa 40, todos los pozos son abiertos el mismo día de inicio de la simulación; en la tabla 1 se describen la ubicación de los pozos y las constrains utilizadas para cada uno.

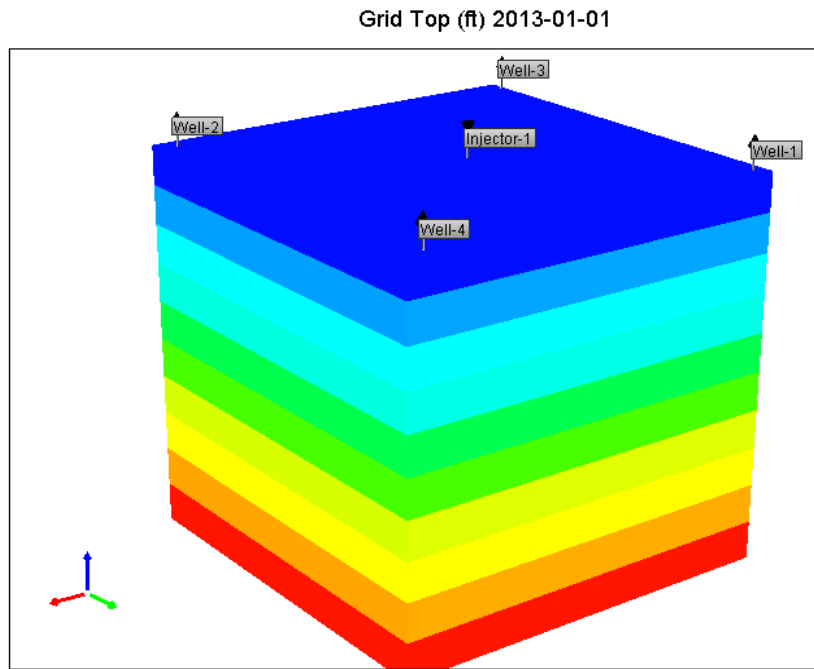
TABLA 1. Datos de perforación de los pozos del patrón utilizado

DATOS DE PERFORACIÓN				
Nombre del pozo	Ubicación (x y z)	# de layers perforados	BHP (psi)	Rw
Productor-1	3 3 1	20	1000	0.5
Productor-2	77 77 1	20	1000	0.5
Productor-3	1 77 1	20	1000	0.5
Productor-4	77 1 1	20	1000	0.5
Inyector-1	39 39 20	21	1500	0.5

La simulación del modelo implementado se realizó por un periodo de 1800 días, dando inicio el 1 de enero de 2013 y finalizando el 6 de diciembre de 2017.

A continuación se muestra la ubicación de los pozos utilizada para la simulación en la figura 39.

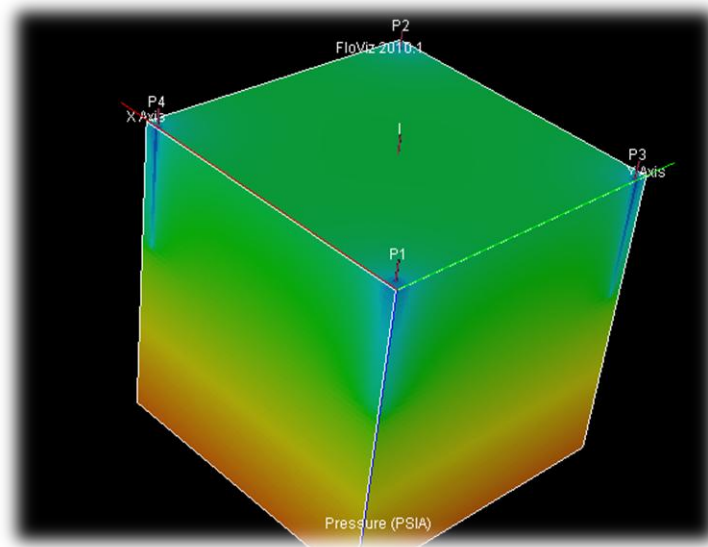
Figura 39. Ubicación de pozos para la simulación



Fuente: Tomado de Computer Modelling Group, versión 2009.

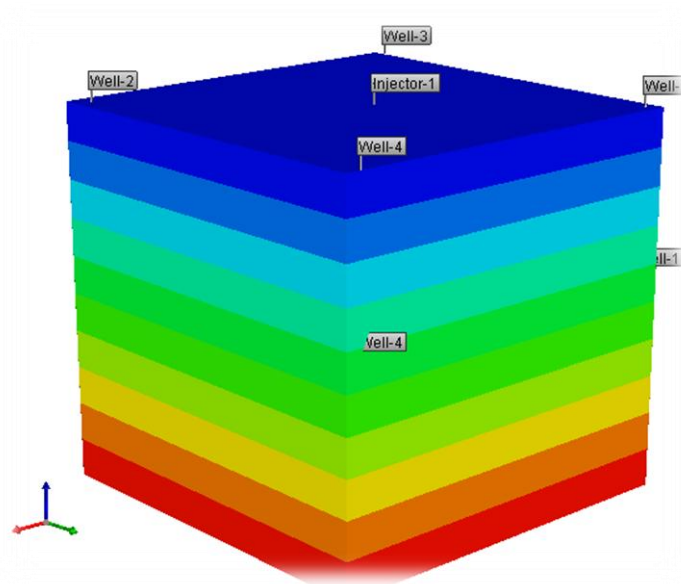
Finalmente el emallado construido para la simulación en cada uno de los software se presenta en las siguientes figuras:

Figura 40. Enmallado de simulación generado por Eclipse



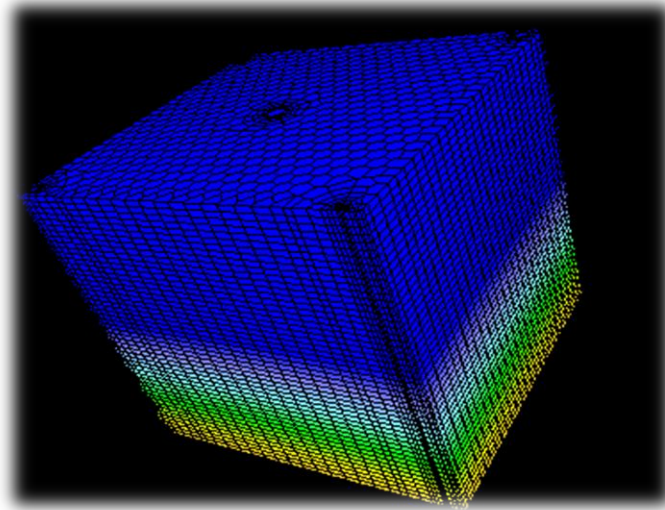
Fuente: Tomado de Eclipse 100, versión 3.6.1.

Figura 41. Enmallado de simulación generado por CMG



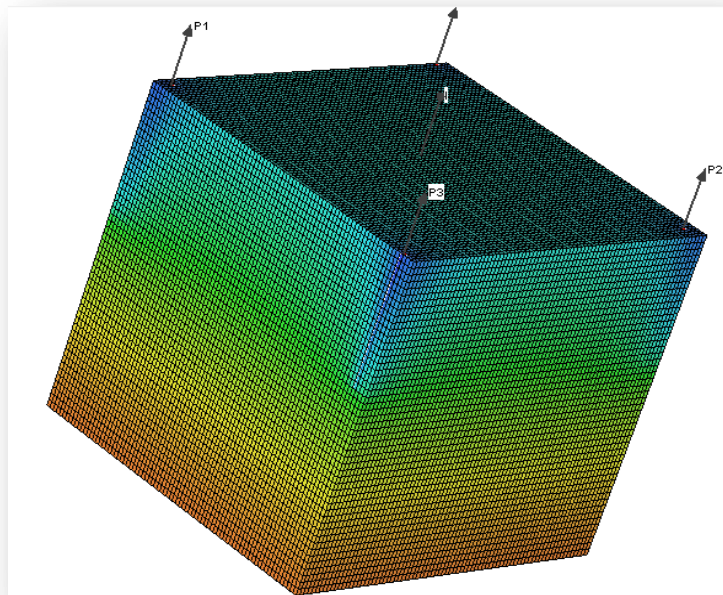
Fuente: Tomado de Computer Modelling Group, versión 2009.

Figura 42. Enmallado de simulación generado por Ecrin



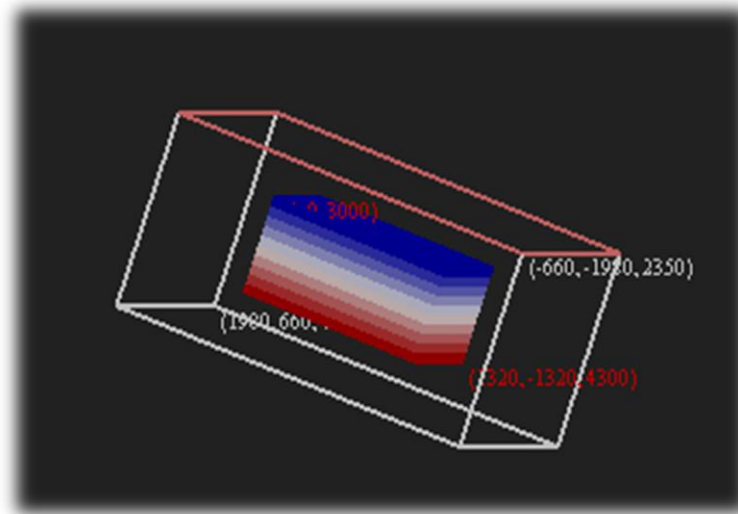
Fuente: Tomado de Ecrin, versión 4.30

Figura 43. Enmallado de simulación generado por Roxar



Fuente: Tomado de Tempest More, versión 7.0.

Figura 44. Enmallado de simulación generado por Iflo



Fuente: Tomado de Iflo

5. ANALISIS DE RESULTADOS

En el siguiente capítulo se presentan los resultados de la simulación de un modelo conceptual de Black Oil en cinco softwares con el fin de comparar los resultados arrojados por las corridas de los diferentes simuladores, analizando principalmente los valores obtenidos de los fluidos originales en el yacimiento, factor de recobro, producción, producción acumulada y el comportamiento de los mismos, para el fluido de interés (aceite). Así mismo se compararan otras variables como el tiempo de cómputo y la complejidad de manejo.

5.1 ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS ORIGINALES EN EL YACIMIENTO

Uno de los objetivos por los cuales se realiza la simulación de yacimientos es conocer los original de los fluidos presentes, pues es uno de los parámetros claves de estudio en la viabilidad de proyectos e indispensable a la hora de tomar decisiones.

5.1.1 Original Oil In Place

Conocer el OOIP presente en el medio poroso es indispensable a la hora de estimar reservas, conocer el máximo factor de recobro, caudal máximo, zona de interés, a su vez analizar, desarrollar e implementar proyectos de recobro mejorado. Por todo lo mencionado se realiza la simulación con el fin de obtener un valor aproximado del OOIP, el cual permita hacer una estimación de los parámetros ya descritos y posteriores estudios.

En la tabla 2 se relacionan los datos de OOIP obtenidos de los diferentes softwares y el porcentaje de error con el cual trabajan los simuladores de bajo costo de licenciamiento con respecto a los ya posicionados en la industria petrolera.

TABLA 2. Original Oil In Place

Simulador	OOIP (STB)	Porcentaje de error respecto a Eclipse	Porcentaje de error respecto a CMG
CMG	60'180.000	2.2	-
ECLIPSE	58'900.824	-	2.1
RUBIS	61'333.000	4.1	1.9
ROXAR	58'900.824	-	2.1
IFLO	59'900.851	1.7	0.46

Fuente: Autoras

Como se observa en la tabla 2, el porcentaje de error en el OOIP de los softwares de estudio con respecto a Eclipse y CMG no es considerable, puesto que se encuentran en un rango aceptable, dándole credibilidad a los software en este parámetro de estudio.

- ✓ Rubis: El porcentaje de error obtenido con respecto a Eclipse fue del 4,1% y 1,9% con CMG, mostrando de esta manera que el grado de precisión y exactitud de Rubis en el cálculo del OOIP es elevado y presenta mayor exactitud con CMG, que con eclipse, pero sin importar con cuál de los dos software de referencia presente mayor exactitud cabe aclarar que es un porcentaje de error bajo y por lo tanto

aceptable, comprobando así que es un software eficiente con respecto a este parámetro.

- ✓ Roxar: Este software obtuvo un porcentaje de error del 2.1% con respecto a CMG y fue exacto con Eclipse demostrando de esta manera ser altamente confiable con respecto al cálculo del OOIP, pues a pesar de no ser exacto con CMG el porcentaje de error es muy pequeño casi despreciable, de echo es el único de los software de estudio que alcanza tal exactitud respecto a eclipse.
- ✓ Iflo: El porcentaje de error obtenido con respecto a los software de referencia en el cálculo del OOIP es realmente pequeño y aunque presenta mayor exactitud con CMG no está muy alejado de Eclipse, y en el cálculo de este parámetro el software con menor porcentaje de error respecto a los dos software de referencia es iflo, mostrando que es altamente confiable en el OOIP que arroja.

5.1.2 Original Gas In Place

Es muy importante saber la cantidad de gas presente en el yacimiento inicialmente debido a que a partir de él se puede obtener diversos datos de importancia como el GOR, factor de recobro, curvas de permeabilidad relativas, además permite determinar qué tipo de yacimiento es y posibles cuidados que hayan que tenerse en la explotación de acuerdo a la cantidad de gas presente en el yacimiento.

A continuación se relacionan los originals gas in place calculados por los softwares de estudio y de referencia, con el fin de comparar y analizar la

confiabilidad y precisión en los resultados de los softwares de bajo costo de licenciamiento en relación con los resultados obtenidos de CMG y Eclipse.

TABLA 3. Original Gas In Place

Simulador	OGIP (SCF)	Porcentaje de error respecto a Eclipse	Porcentaje de error respecto a CMG
CMG	31.327'000.000	0.95	-
ECLIPSE	31.627'540.000	-	0.96
RUBIS	28.691'600.000	9.3	8.4
ROXAR	31.627'540.000	-	0.96
IFLO	31.162'154.000	1.5	0.53

Fuente: Autoras

Analizando los resultados obtenidos en los diferentes softwares, realizando las respectivas comparaciones y calculando los porcentajes de error tomando como referencia Eclipse y CMG se encontró que:

- ✓ Rubis: Como se puede observar en la tabla 3 el porcentaje de error más alto de todos los software es el de rubís con 9,3% y 8,4% de error en comparación a Eclipse y CMG respectivamente conservando al igual que en el OOIP mayor exactitud con CMG, a pesar de tener los porcentajes de error más elevados que los demás simuladores el valor de OGIP calculado por Rubis es confiable, puesto que estos porcentajes se encuentran dentro del porcentaje permisible para

considerar como confiable un determinado parámetro de cálculo de un simulador.

- ✓ Roxar: Nuevamente el porcentaje de error es muy pequeño < al 1% con respecto a los dos software de referencia, mostrando así que no sólo es confiable en el cálculo de la saturación de aceite sino también en el de la saturación de gas, a su vez muestra que hasta el momento su nivel exactitud y precisión en los resultados con respecto a CMG y Eclipse es elevado.
- ✓ Iflo: En el cálculo del OGIP Iflo muestra que al igual que en la saturación de aceite inicial en el yacimiento es un software altamente confiable, puesto que los porcentajes de error calculados con respecto a CMG y Eclipse son bajos y casi despreciables, comprobando hasta el momento que no solo es confiable, sino que su nivel de exactitud con los resultados de los software de referencia es elevado.

5.1.3 Original Water In Place

Es necesario conocer el original water in place puesto que esto permitirá un mejor aprovechamiento de los métodos de recobro, optimizando al máximo los recursos del yacimiento con el fin de obtener el mayor factor de recobro posible, pues a partir de la cantidad de agua inicial se puede determinar si existe acuífero y así aprovecharlo para el recobro del crudo, a su vez se pueden obtener otros datos importantes como el corte de agua y así mirar la viabilidad de llevar a cabo un proyecto.

TABLA 4. Original Water In Place

Simulador	OWIP (STB)	Porcentaje de error respecto a Eclipse	Porcentaje de error respecto a CMG
CMG	14'475.000	0.004	-
ECLIPSE	14'475.570	-	0.004
RUBIS	14'416.500	0.41	0.4
ROXAR	14'475.570	-	0.004
IFLO	14'407.330	0.47	0.47

Fuente: Autoras

Observando los resultados obtenidos del OWIP y mirando los resultados ya analizados hasta el momento, se encontró que para el cálculo de los fluidos originales en yacimiento los 3 software de estudio son confiables y de gran exactitud, unos más que otros, pero hasta el momento tanto Rubis como Roxar e Iflo han arrojado valores muy cercanos a los obtenidos de los software de referencia, si se analizan por separado:

- ✓ Rubis: en esta ocasión el porcentaje de error con respecto a CMG y Eclipse fue <1%, generando una certeza hasta ahora de que en el cálculo de los fluidos in place es un software con una alta exactitud y por ende altamente confiable.
- ✓ Roxar: una vez más mostró mayor exactitud con Eclipse que con CMG, pero aun así el porcentaje de error es muy pequeño < 0.5%, demostrando de esta manera que es altamente confiable en el cálculo de los fluidos inicialmente en el yacimiento.

- ✓ Iflo: en este parámetro logró mayor exactitud con los resultados arrojados de Eclipse y CMG, pues el porcentaje de error con respecto a estos dos software de referencia fue $<0.5\%$, dejando claro que es muy confiable a la hora de calcular la cantidad de fluidos presentes inicialmente en el yacimiento.

5.2 ANÁLISIS DEL FACTOR DE RECOBRO Y PRODUCCIÓN ACUMULADA DE ACEITE

Una de las finalidades por las cuales es importante la simulación de yacimientos es porque ella proporciona una predicción aproximada de la cantidad de crudo que se puede extraer del yacimiento y así poder calcular el factor de recobro, para de esta manera no conocer solamente la cantidad de crudo recuperable, sino el posible porcentaje de crudo que se puede extraer para su aprovechamiento.

En las tablas 5 y 6 se muestra la producción acumulada de aceite al finalizar la simulación y el factor de recobro respectivamente que se puede llegar a extraer del yacimiento, siendo esto de gran importancia puesto que a partir de estos resultados se puede analizar si realmente es viable ejecutar un proyecto de producción y elegir los diversos métodos de recobro primario, secundario y terciario en caso de ser necesario, partiendo de cuanto aceite es posible recuperar.

TABLA 5. Producción acumulada de aceite

Simulador	Producción de aceite (STB)	Porcentaje de error respecto a Eclipse	Porcentaje de error respecto a CMG
CMG	40'730.000	7.5	-
ECLIPSE	37'904.345	-	6.9
RUBIS	38'100.900	0.52	6.5
ROXAR	37'904.345	-	6.9
IFLO	16'882.760	55.5	58.5

Fuente: Autores

TABLA 6. Factor de recobro

Simulador	Factor de Recobro (%)	Porcentaje de error respecto a Eclipse	Porcentaje de error respecto a CMG
CMG	68%	6.25	-
ECLIPSE	64%	-	5.9
RUBIS	62%	3.1	8.8
ROXAR	64%	-	5.9
IFLO	28%	56.25	58.8

Fuente: Autores

Como se puede observar en las tablas 5 y 6 los porcentajes de error de cada software obtenidos en la producción acumulada y el factor de recobro de aceite son muy cercanos, debido a que estos dos parámetros están directamente relacionados, pues el factor de recobro es calculado a partir de la producción acumulada, es decir el factor de recobro es el porcentaje que representa esa producción acumulada respecto a la saturación inicial del fluido de interés.

Realizando el respectivo análisis de los resultados obtenidos de cada simulador se encontró que no todos los softwares continúan siendo confiables debido a los porcentajes de error calculados con respecto a los simuladores de referencia.

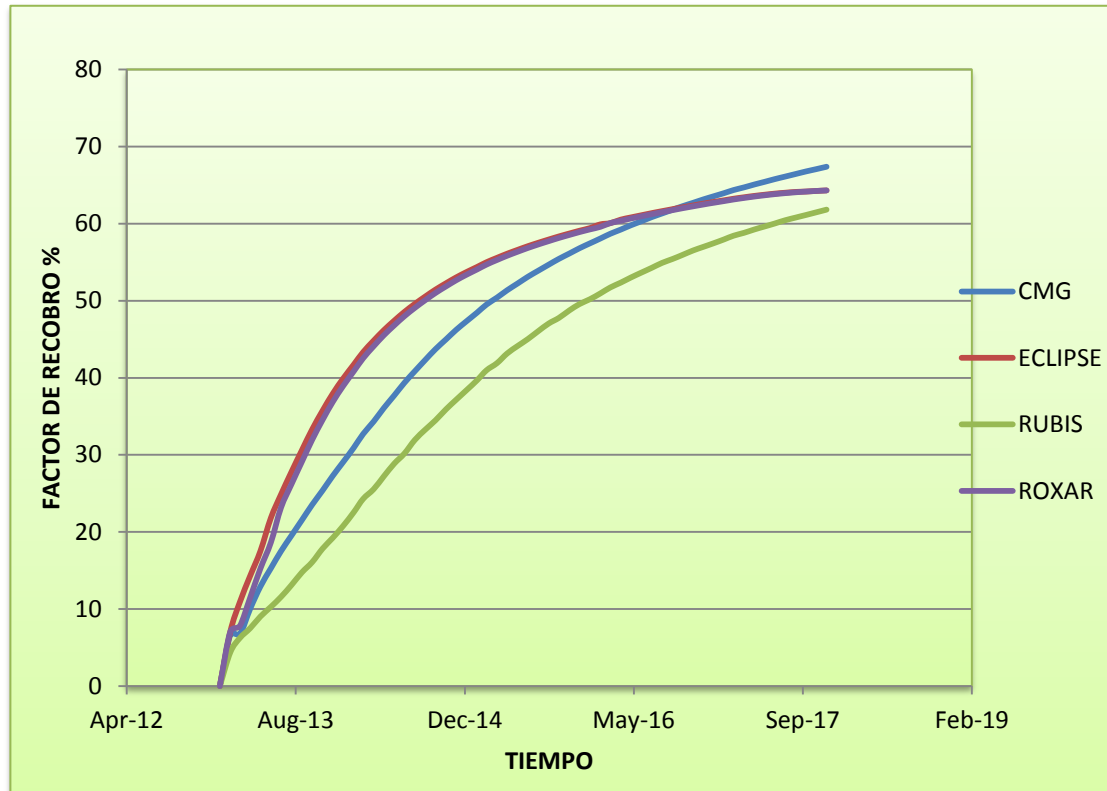
- ✓RUBIS: a pesar de que este software no cuenta con una opción que permita realizar una discretización del yacimiento como los demás software, pues tiene una metodología interna de iteración, se observa que dicha metodología de iteración es efectiva y significativamente exacta en relación con Eclipse y CMG, pues el porcentaje de error obtenido es del 3.1% y 8.8% respectivamente y estando estos porcentajes dentro de los porcentajes aceptables para determinar la confiabilidad de un resultado. Por los parámetros evaluados hasta el momento se ha demostrado que Rubis es un software confiable y con un buen nivel de exactitud con respecto a los softwares de referencia.

- ✓ROXAR: como se ha venido notando con los resultados obtenidos hasta ahora, este software presenta un elevado nivel de exactitud especialmente en relación con Eclipse, garantizando que este software es altamente confiable en la predicción u cálculo de los parámetros hasta el momento estudiados.

✓IFLO: a pesar de que en la predicción de la cantidad de fluidos presentes inicialmente en el yacimiento Iflo presento un alto nivel de exactitud, al analizar los valores obtenidos del factor de recobro y la producción acumulada de aceite, se encuentra un elevado porcentaje de error >50% con respecto a los dos software de referencia, logrando de esta manera que no sea un software confiable, puesto que el porcentaje de error excede los rangos permisibles para considerar un valor aceptable y confiable a estos parámetros que como ya se explicó son claves en la simulación de yacimientos. Este alto porcentaje de error puede darse al hecho de que Iflo cuenta con una discretización realmente pequeña, generando que el proceso de iteración para obtener los valores de producción acumulada y factor de recobro no sean tan efectivos como se espera.

A continuación en la figura 45 se presenta el comportamiento del factor de recobro con el paso del tiempo, encontrando que el comportamiento de Roxar es muchísimo más exacto con respecto a Eclipse, mientras que Rubis tiende a ser más exacto con respecto a CMG, pero los dos son válidos y confiables. El comportamiento del Factor de recobro de aceite de Iflo se consideró innecesario graficarlo debido a su elevado porcentaje de error, pues las predicciones realizadas por este software en el factor de recobro no son para nada confiables.

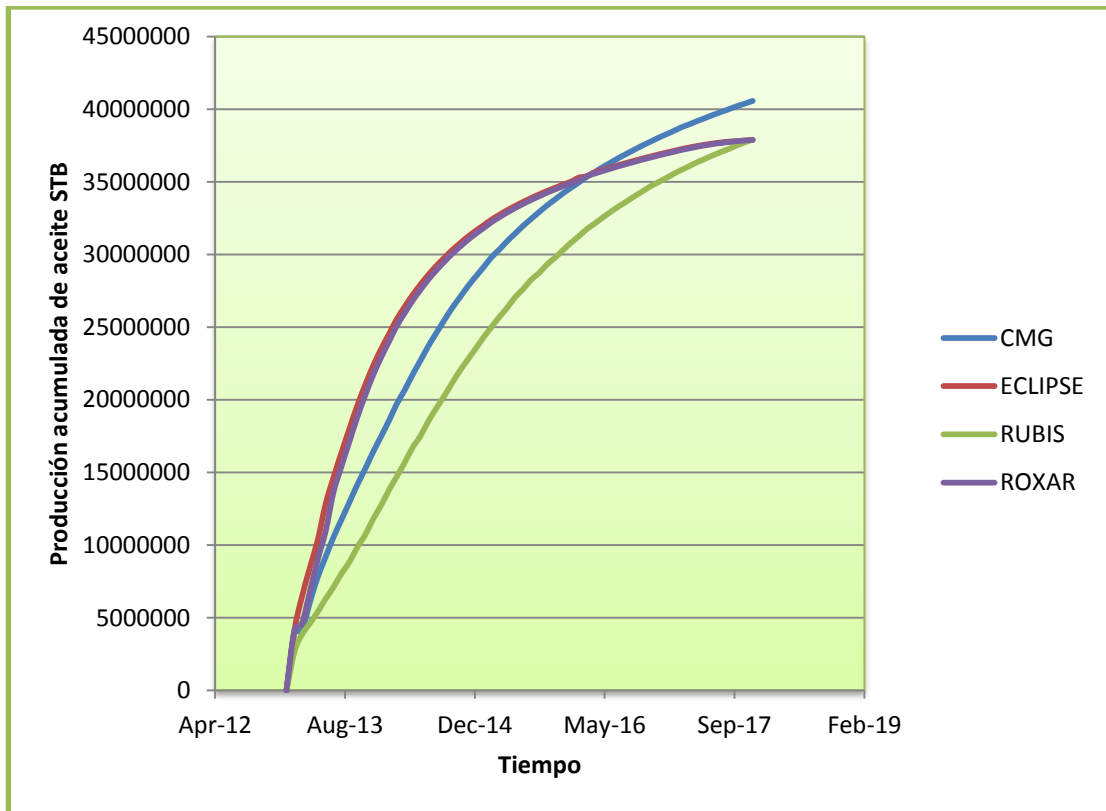
Figura 45. Comportamiento del Factor de recobro en el tiempo



Fuente: Autoras

En la figura 46 se corrobora una vez más que al igual que en el factor de recobro dos de los softwares de estudio (Rubis y Roxar) tienen el comportamiento esperado de la producción acumulada con respecto al tiempo y continúa teniendo mayor exactitud Roxar respecto a Eclipse y Rubis respecto a CMG. Para el comportamiento de la producción acumulada también se consideró innecesario graficar los resultados de Iflo, puesto que presentan un porcentaje de error superior al 50% respecto a los dos software de referencia, por lo cual los resultados obtenidos de Iflo no son confiables.

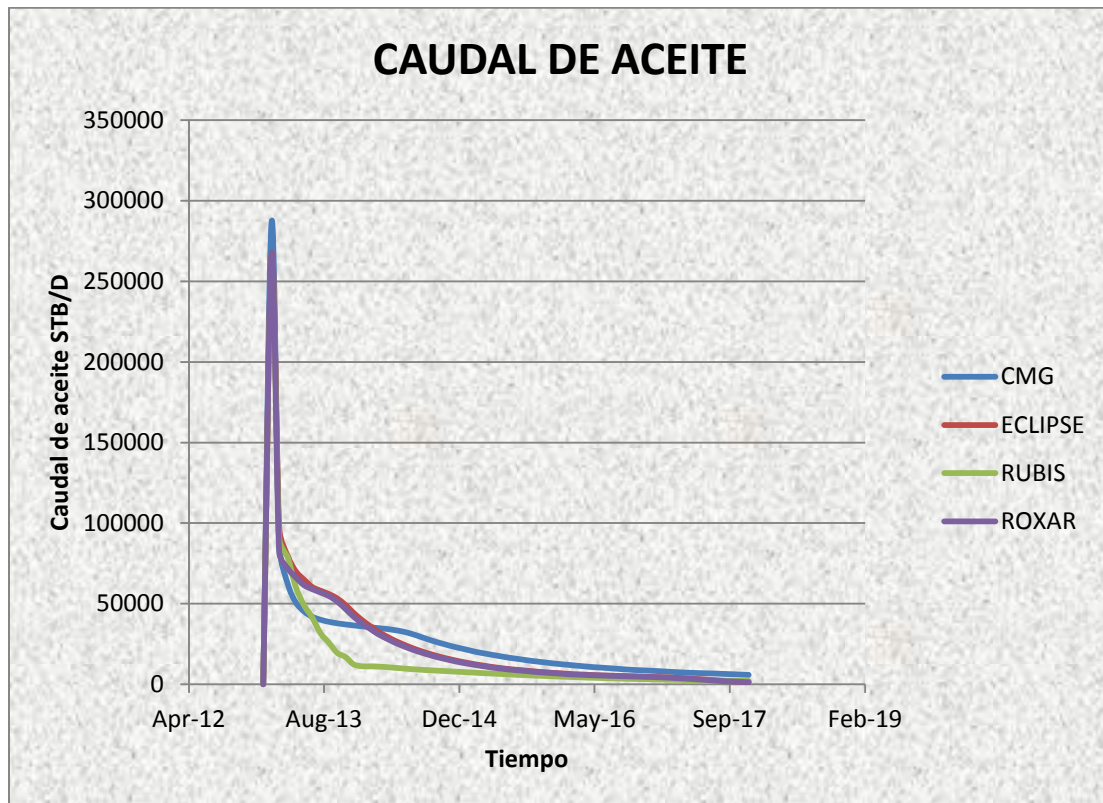
Figura 46. Comportamiento de la producción acumulada de aceite



5.3 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE

Dentro de los objetivos principales de la simulación de yacimientos se encuentra poder tener un estimado de la producción diaria de barriles de aceite, no solo para conocer la producción acumulada y el factor de recobro durante y al finalizar el tiempo de simulación, sino para saber el posible tiempo de producción de un pozo o yacimiento y tener los valores de producción posibles previamente a la explotación de un campo con el fin de saber cuándo está sucediendo algo irregular con los pozos, y controlar a tiempo posibles problemas.

Figura 47. Comportamiento de la producción de aceite diaria



La figura 47 muestra el comportamiento de la producción de aceite arrojada por los diferentes software, una vez mas no se graficó Iflo debido a su elevado porcentaje de error, pues mientras en Rubis, Roxar, CMG y Eclipse la producción inicial de aceite es superior a los 250000 STB/D en Iflo el máximo valor de producción es de 21800 STB/D.

Cómo se puede observar en la figura 47 el comportamiento del caudal de aceite diario es el esperado y las curvas de Rubis y Roxar se ajustan a las de CMG y Eclipse, con cierto porcentaje de error que es aceptable y mostrándo de esta manera que tanto Roxar como Rubis son software realmente confiables en la predicción del caudal diario de aceite y pueden ser usados confiando en sus resultados.

5.4 ANÁLISIS DEL TIEMPO DE CÓMPUTO Y FACILIDAD DE MANEJO

El tiempo de cómputo y la facilidad de manejo de los softwares son parámetros importantes a la hora de escoger un simulador de yacimientos, pues aunque lo más importante son los resultados, el tiempo de cómputo y la facilidad de manejo son un plus significativos de los simuladores, ya que esto implica una mejor optimización del tiempo debido a que entre menor sea el tiempo de cómputo mayor número de corridas se pueden hacer facilitando la sensibilización que generalmente se realiza con el fin de ajustar los mejores parámetros de operación de los pozos.

TABLA 7. Tiempos de cómputo

SIMULADOR	TIEMPO DE CÓMPUTO
CMG	3 horas con 32 minutos
ECLIPSE	56 minutos con 54 segundos
RUBIS	3 horas con 4 minutos
ROXAR	1 hora con 4 minutos
IFLO	2 minutos con 40 segundos

Analizando los tiempos de cómputo de los diferentes softwares presentados en la tabla 7 con respecto a los softwares de referencia y agregándoles la facilidad de manejo de cada uno se puede decir:

- ✓ Rubis: este software tiene un tiempo de cómputo mayor que eclipse y menor que cmg y a pesar de que es un tiempo de computo prolongado en comparación con Eclipse, es un software muy amigable y fácil de aprender a manejar, pues permite la visualización de lo que se va ingresando al software al igual que CMG, lo cual lo hace una muy

buena opción para la industria debido a su facilidad de manejo, tiempo de cómputo menor al de uno de los software de referencia y la exactitud y precisión de los resultados en comparación a Eclipse y CMG.

- ✓Roxar: el tiempo de cómputo de este software es un tiempo razonable y eficiente en comparación con CMG y Eclipse, pues como se observa en la tabla 7, dicho tiempo de cómputo es un poco mayor al tiempo de Eclipse y mucho menor que CMG, esto sin alterar significativamente los resultados obtenidos, pues como ya se analizó anteriormente su porcentaje de error es pequeño y aceptable, admitiendo que es un software confiable. Por otro lado este software es un poco más complejo que Rubis y que CMG a la hora de manejarlo, aunque si la persona que aprende a manejarlo tiene conocimientos previos en Eclipse, se facilitará mucho más su manejo, pues trabaja un data y una keywords muy similares a las de Eclipse y tiene la capacidad de correr las datas de Eclipse y mostrar los resultados sin inconvenientes, lo cual genera ventajas a pesar de su complejo manejo.

- ✓Iflo: 2 minutos con 40 segundos fue el tiempo en el cual iflo corrió la data, pero a pesar de ser un tiempo de cómputo muy bueno, los resultados no son favorables, pues como se observó se encontraron errores >50%, además es un software poco amigable, por la complejidad de sus keyword, y no permite visualizar la grilla hasta que no se corra la data, tampoco cuenta con visualización de los resultados, además no permite hacer una discretización grande, favoreciendo el tiempo de cómputo y perjudicando la exactitud de sus resultados.

Finalmente después de haber analizado todos los parámetros mencionados hasta ahora se puede concluir que tanto Rubis como Roxar son dos

simuladores altamente competentes y confiables, para ser usados en la predicción del comportamiento de yacimientos tanto en la academia, como en la industria petrolera, con la ventaja que su costo de licenciamiento es menor al de CMG y Eclipse.

CONCLUSIONES

La finalidad de este trabajo de grado era buscar la implementación de softwares de bajo costo de licenciamiento, con el fin de proporcionarle a la industria petrolera una amplia gama de alternativas a la hora de seleccionar un simulador numérico de yacimientos para las diferentes tomas de decisiones, evaluación de proyectos entre otros, a partir de la predicción del comportamiento del yacimiento obtenida a través de estos simuladores, con la plena seguridad que son altamente confiables.

Terminado este estudio y después de analizar los parámetros más importantes a la hora de escoger un buen software para la simulación numérica de yacimientos y poder realizar proyectos basados en la simulación se puede concluir:

- Rubis es una excelente opción para la simulación de yacimientos, pues sus resultados son confiables y realmente es rentable invertir en este software, pues aunque es de bajo costo de licenciamiento, es una herramienta muy completa, amigable, que permite visualizar los datos en la medida que se van ingresando y es muy fácil de aprender a manejar, por lo tanto se considera una buena opción para la academia y para la industria petrolera.
- El software Roxar mostró ser una herramienta altamente competente por su eficiencia en el tiempo de cómputo y la precisión y exactitud de sus resultados, además de proporcionar la facilidad de correr datos de Eclipse proporcionando excelentes resultados, muy confiables y teniendo un bajo costo de licenciamiento y a pesar de su complejidad de manejo y aprendizaje, es una muy buena opción a la hora de elegir un simulador de yacimientos.

- Iflo: Este software está abierto a todo público, pues no tiene costo de licenciamiento y es muy útil para la academia, pues para modelos sencillos proporciona buenos resultados y con un porcentaje de error aceptable y aunque no cuenta con el desarrollo y robustez de simuladores como Roxar, Rubis, Eclipse o CMG, es una buena herramienta para empezar a conocer cómo se simula el comportamiento de los yacimientos e irse familiarizando con la ingeniería de yacimientos. Para la industria no es rentable debido a que sus resultados no son confiables y no permite visualizar resultados como otros softwares, además es complejo su uso.

Finalmente se logró el objetivo planteado al inicio de este trabajo de grado, pues se comprobó que la industria de yacimientos cuenta con más opciones a la hora de escoger un buen simulador numérico de yacimientos que sea confiable, eficiente y rentable para realizar una predicción cercana del comportamiento de los yacimientos, con el fin de tomar decisiones, evaluar proyectos, entre otros. Simuladores numéricos de yacimientos como Roxar y Rubis son excelentes herramientas y altamente confiables en comparación con Eclipse y CMG contando con la ventaja que su licenciamiento es económico.

BIBLIOGRAFIA

AHMED, T., "Reservoir Engineering Handbook".USA: Butterworth-Heinemann, (2001).

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Norma API RP 44 de 2003.

BANZER. S, "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

BEAL C. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil-Field Temperatures and Pressures". Trans AIME 1946. Pag. 94-115.

BERGMAN, David y SUTTON, Robert."An Update to viscosity correlations for Gas-Saturatedcrude Oils".SPE 110195. 11–14 Nov. 2007. Pag. 6-9.

CIED. "Caracterización Física de los yacimientos", Venezuela, (Febrero/1997).

Consentino L., "Integrated Reservoir Studies", Editions Technip, París, (2001).

FARSHAD F., LEBLANC J.L., GARBER J.D., y OSORIO J.G. "Empirical PVT Correlations forColombian Crude Oils". SPE 36105.Trinidad & Tobago.Apr. 23-36 1996.

HEMMATI M.N. y KHARRAT R. "A Correlation Approach for Prediction of Crude Oil PVT Properties". SPE 104543. Bahrain. Mar. 11-14 2007.

<http://www.kappaeng.com/software/rubis>

IKIENSIKIMAMA S. y MADU J. "Black Oil Empirical Correlation Screening for the Niger Delta". SPE 105984. Abuja, Nigeria. Jul. 31-Ago. 2. 2006.

J.R, Fanchi. Integrated Flow Modeling; Pag 208

KULCHANYAVIVAT, Sawin. "The Effective Approach for Predicting viscosity of Saturated and Undersaturated Reservoir Oil". Texas 2005. Texas A&M University. School of Petroleum Engineering.

La comunidad petrolera. (2009). "Parámetros básicos para el análisis PVT". Disponible en: www.lacomunidadpetrolera.com.

LASATER J.A. "Bubble Point Pressure Correlation" Trans, AIME (1958) 213, Pag 379-381.

Manuales Computer Modelling Group, versión 2009.

Manuales de Tempest More, versión 7.0.

Manuales Eclipse 100, versión 3.6.1.

MARIN, J.E., Metodología Para Estimar Presión Mínima De Miscibilidad Mediante Una Ecuación De Estado, 2002.

McCAIN, William D. JR. "The Properties of Petroleum Fluids", 2nd ed. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Co. 1990.

MEHRAN F. "New Correlation for Estimation of Formation Volume Factor and Bubble Point Pressure for Iranian Oil Fields". First Iranian Petroleum Engineering conference. Tehran 2006.

MORADI B., AZAD, Islamic, MALEKZADEH E., AMANI M. F.H. y BOUKADI R. Kharrat. "Bubble Point Pressure Empirical Correlation". SPE 132756. Trinidad. Jun. 27-30 2010.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos.

PEDERSEN S., Karen y CHRISTENSEN L., Peter. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids, Taylor and Francis Group, 2007

PETROSKY G.E. JR. y FARSHAD F.F. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils". SPE 26644. Houston, Texas. Oct. 3-6 1993.

STANDING M.B. "Volumetric and Phase Behavior of Oil Hydrocarbon Systems". 9th Printing, Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, Texas (1981).

TAREK, Ahmed. "Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling". Gulf Publishing Company, Houston, Texas 2007.

VASQUEZ M.E. y BEGGS H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". J. Pet. Tech. Jun. 1980. Pag. 968-970.

ANEXOS

ANEXO A. CORRELACIONES DENSIDAD DEL PETRÓLEO, ρ_o

1. Ecuación Balance de Materiales²⁰:

El enfoque de la ecuación de balance de materiales, planteada para el cálculo de la solubilidad del gas se analiza con rigurosas medidas experimentales de datos PVT a la presión y la temperatura especificada. La siguiente expresión se refiere al cálculo de la densidad del aceite:

$$\rho_o = \frac{62,4\gamma_o + 0,0136R_s\gamma_g}{B_o}$$

Dónde:

γ_g : Gravedad específica del gas.

γ_o : Gravedad específica del petróleo.

R_s : Solubilidad del gas (SCF/STB).

2. Correlación de Vásquez-Beggs²¹:

Vásquez y Beggs estudiaron más de 600 sistemas petroleros en todo el mundo y consideraron aproximadamente 6000 puntos de datos de medición, tomados en una amplia gama de circunstancias, para desarrollar la correlación de densidad del petróleo.

La densidad del petróleo se determina con la gravedad API, la gravedad específica del gas, la temperatura de interés, la relación de gas/petróleo en el punto de burbuja; además se debe hacer una corrección a la gravedad

²⁰McCain, William D. JR. "The Properties of Petroleum Fluids", 2nd ed. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Co. 1990.

²¹TAREK, Ahmed. "Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling". Gulf Publishing Company, Houston, Texas 2007.

especifica del gas (γ_{gs}) con los datos de T_{sep} y P_{sep} . A continuación se presenta la ecuación matemática para el cálculo de densidad del petróleo:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp \left(A * \ln \frac{p}{p_b} \right)$$

$$A = 10^{-5} - 1,433 + 5R_{sb} + 17,2T - 460 - 1,180\gamma_{gs} + 12,61^\circ API$$

$$\gamma_{gs} = \gamma_g 1 + 5,912 \cdot 10^{-5} API T_{sep} - 460 \log \frac{P_{sep}}{114,7}$$

Dónde:

γ_{gs} : Gravedad del gas a la presión de referencia del separador

γ_g : Gravedad del gas a las condiciones actuales del separador P_{sep} y T_{sep} .

P_{sep} : Presión actual del separador (psia).

T_{sep} : Temperatura actual del separador (°R).

3. Correlación de Petrosky-Farshad²²:

Un total de 81 análisis PVT de crudos del Golfo de México fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. La ecuación matemática para el cálculo de densidad del petróleo es la siguiente:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp \left(A * (P^{0,4094} - pb^{0,4094}) \right)$$

²²PETROSKY G.E. JR. y FARSHAD F.F. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils". SPE 26644. Houston, Texas. Oct. 3-6 1993.

$$A = 4,1646 \cdot 16^{-7} R_{sb}^{0,69357} \gamma_g^{0,1885} (API)^{0,3272} (T - 460)^{0,6729}$$

Dónde:

R_{sb} : Solubilidad del gas a pb (SCF/STB).

T : Temperatura (°R).

P : Presión (psia).

γ_g : Gravedad específica del gas.

°API: Gravedad API del petróleo.

4. Correlación de McCain and Hill²³:

En 1995, McCain and Hill desarrollaron un conjunto de correlaciones para predecir la densidad del petróleo a presión en el punto de burbuja y a presiones por debajo del Punto de Burbuja usando una larga base de datos.

Las ecuaciones proveen resultados muy precisos, los cuales predicen las densidades del petróleo con ± 4 % de error debido a su alto nivel de desarrollo y calidad. La correlación para calcular la densidad del petróleo saturado se presenta a continuación:

$$\rho_{po} = 52,8 - (0,01 * R_{sb})$$

$$\rho_a = -49,8930 + 85,0149\gamma_g - 3,70373\gamma_g\rho_{po} + 0,047981\gamma_g\rho_{po}^2 + 2,98914\rho_{po} - 0,035688\rho_{po}^2$$

²³KULCHANYAVIVAT, Sawin. "The Effective Approach for Predicting viscosity of Saturated and Undersaturated Reservoir Oil". Texas 2005. Texas A&M University. School of Petroleum Engineering.

$$(\rho_{po})_{sc} = \frac{R_s \gamma_g + 4600 \gamma_o}{73,71 + \frac{R_s \gamma_g}{\rho_a}}$$

$$\rho_{bs} = \rho_{po} + 0,167 + 16,181 * 10^{-0,0425 \rho_{po}} \frac{p}{1000} - 0,010299 + 263 * 10^{-0,0425 \rho_{po}} \frac{p^2}{1000}$$

$$\rho_0 = \rho_{bs} - 0,00302 + 1,505 - \rho_{bs}^{-0,951} T - 60^{0,938} + (0,0233 * 10^{-0,0161 \rho_{bs}}) T - 60^{0,475}$$

Dónde:

- ρ_0 : Densidad del petróleo (lb/ft³).
- ρ_{po} : Densidad pseudolíquido (lb/ft³).
- ρ_a : Densidad aparente del líquido (lb/ft³).
- $(\rho_{po})_{sc}$: Densidad a presión del yacimiento y a 60°F (lb/ft³).
- R_{sb} : Solubilidad del gas a pb (SCF/STB).
- P : Presión (psia).
- T : Temperatura (R).
- γ_g : Gravedad específica del gas.
- γ_o : Gravedad específica del petróleo.

ANEXO B. CORRELACIONES DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO, γ_o

1. Correlación con densidades²⁴:

La gravedad específica del petróleo se define como la razón de la densidad del petróleo a la densidad del agua, ambas medidas a la misma presión y temperatura, y es calculada mediante la siguiente ecuación:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

Dónde:

γ_o : Gravedad específica del petróleo.

ρ_o : Densidad del petróleo (lb/ft^3).

ρ_w : Densidad del agua (lb/ft^3).

2. Correlación con gravedad API²⁵:

La gravedad específica del aceite puede ser expresada en términos de la gravedad API, como se muestra a continuación:

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + \text{°API}}$$

²⁴McCain, William D. JR. "The Properties of Petroleum Fluids". 2nd ed. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Co. 1990.

²⁵TAREK, Ahmed. "Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling". Gulf Publishing Company, Houston, Texas 2007.

Dónde:

γ_o : Gravedad específica del petróleo.

$^{\circ}API$: Gravedad API del petróleo.

ANEXO C. CORRELACIONES DE LA PRESIÓN DE BURBUJEO, P_b

Las siguientes correlaciones permiten determinar la presión de burbujeo o de saturación de un crudo cuando se conoce la razón gas en solución-petróleo, la gravedad específica del gas producido y la temperatura del yacimiento:

1. Correlación de Standing, M.B.²⁶

Standing encontró una correlación entre el denominado factor de correlación, F , y la presión de burbujeo, P_b . Dicha ecuación fue desarrollada a partir de 105 muestras experimentales tomadas de 22 hidrocarburos de campos de crudo de California.

La correlación encontrada por Standing fue:

$$p_b = 18,2[F - 1,4]$$

Dónde:

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T - 0.0125\gamma_{API})}$$

R_{sb} : Razón gas disuelto- petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN

P_b : Presión de burbujeo, lpca.

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire=1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

²⁶Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

TABLA 8. Rango de datos para la correlación de Standing, M.B

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE STANDING, MB	
Presión de Burbujeo, lpca	130 – 7000
Temperatura, °F	100 - 258
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.024 – 2.15
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	20 – 1425
Gravedad del petróleo, °API	16.5 – 63.8
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0.59 – 0.95
Presión del separador, lpca	
Primera etapa	265 – 465
Segunda etapa	14.7
Temperatura del separador, °F	100

Fuente: Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

2. Correlación de Lasater, J.A²⁷

Lasater encontró una correlación entre el denominado factor de la presión de burbujeo y la fracción molar de gas en el sistema, y_g .

$$p_b = \frac{T}{\gamma_g} A$$

Dónde:

$$\text{Si } Y_g > 0,6 \text{ entonces } A = 0.83918 \times 10^{1.08000Y_{gas}} * Y_{gas}^{0.31109}$$

$$\text{Si } Y_g \leq 0,6 \text{ entonces } A = 0.83918 \times 10^{1.17664Y_{gas}} * Y_{gas}^{0.57246}$$

²⁷[30] LASATER J.A. "Bubble Point Pressure Correlation" Trans, AIME (1958) 213, 379-381

$$Y_{gas} = \frac{M_o R_s}{M_o R_s + 133.000 \gamma_o}$$

$$M_o = \frac{6084}{API - 5.9}$$

Sabiendo que:

γ_g : Gravedad específica del gas en el stock-tank 60°/60°

M_o : Peso molecular del aceite en el stock-tank

Y_{gas} : Fracción molar de la solución de gas

T : Temperatura (°R)

γ_o : Gravedad específica del petróleo

R_s : Solubilidad del gas (SCF/STB)

TABLA 9. Rango de datos para la correlación de Lasater, J.A

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE LASATER, J.A	
Presión de Burbujeo, lpca	48 – 5780
Temperatura, °F	82 - 272
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	3 – 2905
Gravedad del petróleo, °API	17.9 – 51.1
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0.574 – 1.233
Presión del separador, lpca	
Primera etapa	15 – 605
Segunda etapa	-
Temperatura del separador, °F	34 - 106

Fuente: [30] LASATER J.A. "Bubble Point Pressure Correlation" Trans, AIME

(1958) 213, 379-381

3. Correlación de Vásquez, M. E. y Beggs, H.D. (1980)²⁸

Un total de 6004 puntos de datos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. Los datos fueron separados en dos grupos debido a la volatilidad de los crudos. El primer grupo presentaba gravedades API ≤ 30 y el segundo grupo con gravedades API > 30.

$$p_b = \left[C1 \frac{R_s}{\gamma_{gs}} (10)^a \right]^{C2}$$

$$a = C3 \frac{API}{T}$$

TABLA 10. Coeficientes de Vásquez, M.E y Beggs, H.D

Coeficientes C1, C2, C3	API ≤ 30	API > 30
C1	27.624	56.18
C2	10.914328	0.84246
C3	-11.172	-10.393

Fuente: VASQUEZ M.E. y BEGGS H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". J. Pet.Tech. Jun. 1980. Pag. 968-970.

$$\gamma_{gs} = \gamma_g \times \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} \gamma_{API} T_{sep} \log \left(\frac{p_{sep}}{114.7} \right) \right]$$

Dónde:

γ_{gs} : Gravedad del gas a presión de referencia en el separador.

²⁸VASQUEZ M.E. y BEGGS H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". J. Pet.Tech. Jun. 1980. Pag. 968-970.

- γ_g : Gravedad del gas a condiciones actuales del separador (p_{sep} y T_{sep})
 T_{sep} : Temperatura del separador ($^{\circ}R$)
 p_{sep} : Presión del separador (psia)
 T : Temperatura ($^{\circ}R$)
 R_s : Solubilidad del gas (SCF/STB)
 γ_{API} : Gravedad API del petróleo

TABLA 11. Rango de datos para la correlación de Vásquez, M.E. y Beggs, H.D

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE VASQUEZ, M.E. Y BEGGS, H.D		
	API \leq 30	API > 30
Número de puntos de datos	1141	4863
Temperatura promedio, $^{\circ}F$	162	180
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.042 - 1.545	1.028 – 2.226
Razón gas disuelto- petróleo, PCN/BN	0 – 831	0 – 2199
Gravedad del petróleo, $^{\circ}API$	5.3 – 30	30.6 – 59.5
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0.511 – 1.351	0.53 – 1.259
Presión de burbujeo, l_pca	15 – 4572	15 – 6055

Fuente: VASQUEZ M.E. y BEGGS H.D. "Correlations for Fluid Physical Property Prediction". J. Pet.Tech. Jun. 1980. Pag. 968-970.

4. Correlación de Glasco, O (1980)²⁹

La correlación es la siguiente:

$$p_b = (10)^{(1.7669+1.7447\log F-0.30218(\log F)^2)}$$

$$F = \frac{R_S}{\gamma_g} \frac{T^{0.172}}{\gamma_{API}^{0.989}}$$

Dónde:

p_b : Presión de burbujeo, lpcá

R_S : Razón gas disuelto – petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Un total de 45 muestras de crudos la mayoría de la región del Mar del Norte fueron utilizadas en el desarrollo de esta correlación. Glasco reporta un error promedio de 1,28% con una desviación estándar de 6,98% para la correlación.

TABLA 12. Rango de datos para la correlación de Glasco, O

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE GLASSO, O.	
Presión de Burbujeo, lpcá	165 – 7142
Temperatura, °F	80 - 280
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.025 – 2.588

²⁹Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	90 – 2637
Gravedad del petróleo, °API	22.3 – 48.1
Gravedad específica del gas, (aire=1)	0.65 – 1.276
Presión del separador, lpca	
Primera etapa	415
Segunda etapa	15
Temperatura del separador, °F	125

Fuente: Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

5. Correlación de la Total, C.F.P³⁰

La correlación es la siguiente:

$$p_b = C_1 \left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{C_2} 10^{(C_3 T - C_4 \gamma_{API})}$$

Dónde:

- p_b : Presión de burbujeo, lpca
- R_s : Razón gas disuelto – petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN
- T : Temperatura del yacimiento, °F
- γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Esta correlación fue obtenida a partir de 336 análisis PVT de crudos del oriente de Venezuela. El análisis estadístico mostró que el 86.5% de 289 valores de p_b calculados con la correlación presentaron un error menor del 20% en comparación con los valores experimentales. A continuación se

³⁰Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

presentan los valores de las constantes C_1 , C_2 , C_3 y C_4 de acuerdo a la gravedad API del crudo.

TABLA 13. Coeficientes de la Total, C.F.P

VALORES DE LAS CONSTANTES C_1 , C_2 , C_3 , C_4				
	C_1	C_2	C_3	C_4
$\gamma_{API} \leq 10$	12.847	0.9636	0.000993	0.034170
$10 < \gamma_{API} \leq 35$	25.2755	0.7617	0.000835	0.011292
$35 < \gamma_{API} \leq 45$	216.4711	0.6922	-0.000427	0.023140

Fuente: Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

6. Correlación de Al-Marhoun, M.A.³¹

La correlación es la siguiente:

$$p_b = 5.38088 \times 10^{-3} R_s^{0.715082} \gamma_g^{-1.87784} \gamma_o^{3.1437} T^{1.32657}$$

Dónde:

P_b : Presión de burbujeo, lpc.a.

R_s : Razón gas disuelto – petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN

T : Temperatura del yacimiento. °R

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

³¹Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

Un total de 160 puntos de datos determinados experimentalmente de 69 análisis PVT de crudos del Medio Oriente fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. A continuación se presenta el rango de estos datos. Al-Marhoun reporta un error promedio relativo de 0.03% con una desviación estándar de 4.536% entre las presiones de burbujeo medidas y calculados con la correlación.

TABLA 14. Rango de datos para la correlación de Al-Marhoun, M.A.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE AL-MARHOUN, M.A.	
Presión de burbujeo, lpca.	20 – 3573
Temperatura, °F	74 – 240
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.032 – 1.997
Factor volumétrico total, BY/BN	1.032 – 6.982
Razón gas disuelto – petróleo, PCN/BN	26 – 1602
Gravedad del petróleo, °API	19.4 – 44.6
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.752 – 1.367
N ₂ en gases de superficie, % molar	0.0 – 3.89
CO ₂ en gases de superficie, % molar	0.0 – 16.38
H ₂ S en gases de superficie, % molar	0.0 – 16.13

Fuente: Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

7. Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.³²

La correlación es la siguiente:

$$p_b = 0.836386 \times 10^4 R_s^{0.724047} \gamma_g^{-1.01049} \gamma_o^{0.107991} T^{-0.952584}$$

³²Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

Dónde:

- p_b : Presión de burbujeo, lpca.
- R_s : Razón gas disuelto – petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN
- T : Temperatura del yacimiento, °R
- γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)
- γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

En el desarrollo de esta correlación se utilizaron 51 análisis PVT de crudos de los Emiratos Árabes Unidos. A continuación se presenta el rango de los datos utilizados. Dokla y Osman reportan un error promedio relativo de 0.45% con una desviación estándar de 10.378% entre las presiones de burbujeo medidas y calculadas con la correlación.

TABLA 15. Rango de datos para la correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE DOKLA, M.E. Y OSMAN, M.E.	
Presión de burbujeo, lpca.	590 – 4640
Temperatura, °F	190 – 275
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.216 – 2.493
Razón gas disuelto – petróleo, PCN/BN	81 – 2266
Gravedad del petróleo, (agua = 1)	0.8236 – 0.886
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.789 – 1.290
N ₂ en gases de superficie, % molar	0.1 – 1.85
CO ₂ en gases de superficie, % molar	0.37 – 8.9
H ₂ S en gases de superficie, % molar	0.0 – 6.02

Fuente: Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

8. Correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad, F.F.³³

La correlación es la siguiente:

$$p_b = 112.727[F - 12.34]$$

Dónde:

$$F = \frac{R_s^{0.5774}}{\gamma_g^{0.8439}} 10^{(4.561 \times 10^{-5} T^{1.3911} - 7.916 \times 10^{-4} \gamma_{API}^{1.541})}$$

p_b : Presión de burbujeo, lpca.

R_s : Razón gas disuelto – petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °F

Un total de 81 análisis PVT de crudos de Golfo de México fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. El rango de datos utilizados en su desarrollo se presenta a continuación. Petrosky y Farshad reportan un error promedio relativo de -0.17% con una desviación estándar de 4.18% para la correlación.

TABLA 16. Rango de Datos para la correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad, F.F.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE PETROSKY, G.E., JR. Y FARSHAD, F.F.	
Presión, lpca	1700 – 10692

³³Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

Presión de burbujeo, lpca.	1574 – 6523
Temperatura, °F	114 – 288
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.1178 – 1.6229
Razón gas disuelto – petróleo, PCN/BN	217 – 1406
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.5781 – 0.8519
Gravedad del petróleo, °API	16.3 – 45.0
Compresibilidad del petróleo x 10 ⁻⁶ , lpc ⁻¹	3.507 – 24.64
N ₂ en gases de superficie, % molar	0.0 – 3.72
CO ₂ en gases de superficie, % molar	0.0 – 0.79

Fuente: Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

9. Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.³⁴

La correlación es la siguiente:

$$p_b = \left[\frac{R_s}{C_1 \gamma_{gc} C_2 10^{\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T+460}\right)}} \right]^{C_4}$$

Dónde:

p_b : Presión de burbujeo, lpca.

R_s : Razón gas disuelto – petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm., (aire = 1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

³⁴Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

Un total de 5392 puntos de datos obtenidos de 740 muestras diferentes de crudos del Sud-Este de Asia (Indonesia), Norte América, Medio Oriente y América Latina fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. Los datos fueron separados en dos grupos debido a la volatilidad de los crudos. El primer grupo contenía crudos con gravedades ≤ 30 °API, y el segundo crudos con gravedades > 30 °API. Los valores de las constantes C_1 , C_2 , C_3 y C_4 de acuerdo a la gravedad API del crudo se presentan a continuación.

TABLA 17. Coeficientes de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.

VALORES DE LAS CONSTANTES C_1 , C_2 , C_3 , C_4				
	C_1	C_2	C_3	C_4
$\gamma_{API} \leq 30$	0.05958	0.7972	13.1405	0.9986
$\gamma_{API} > 30$	0.03150	0.7587	11.2895	0.9143

Fuente: Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

A continuación se presenta el rango de datos utilizados en el desarrollo de la correlación. Kartoatmodjo y Schmidt reportan un error promedio relativo de 3.34032% con una desviación estándar de 263.08% para la correlación.

TABLA 18. Rango de datos para la correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE KARTOATMODJO, T. Y SCHMIDT, Z.	
Presión de burbujeo, lpca.	14.7 – 6054.7
Temperatura, °F	75 – 320
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.007 – 2.144

Razón gas disuelto – petróleo, PCN/BN	0.0 – 2890
Gravedad del petróleo, °API	14.4 – 58.9
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.379 – 1.709

Fuente: Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

10. Correlación de Mc Cain. (1991)³⁵

Para el desarrollo de esta correlación McCain uso 100 puntos de datos, tomados de varios crudos a nivel mundial. La correlación para calcular la presión en el punto de burbuja es la siguiente:

$$p_b = a_1 * C_{pb} - a_2$$

$$C_{pb} = \frac{R_s^{a_3}}{\gamma_g} * (10)^{(a_4 * T - a_5 * API)}$$

Dónde:

$$a_1 = 18.2$$

$$a_2 = 1.4$$

$$a_3 = 0.83$$

$$a_4 = 0.00091$$

$$a_5 = 0.0125$$

R_s : Solubilidad del gas (SCF/STB)

³⁵ MORADI B., AZAD, Islamic, MALEKZADEH E., AMANI M. F.H. y BOUKADI R. Kharrat. "Bubble Point Pressure Empirical Correlation". SPE 132756. Trinidad. Jun. 27-30 2010.

T : Temperatura (°R)

API : Gravedad API del petróleo

γ_g : Gravedad específica del gas

11. Correlación de Farhad, Lablance, Garber & Osorio. (1996)³⁶

Los autores de esta correlación se basaron en 98 puntos de datos, tomados de diferentes crudos colombianos. La correlación se presenta de la siguiente forma:

$$p_b = 10^{a_1 + a_2 + \log G - a_3 * [\log G]^2}$$

$$G = \gamma_g^{a_4} * R_s^{a_5} * 10^{(a_6 * T - a_7 * API)}$$

Dónde:

a_1 : 0.3058

a_2 : 1.9013

a_3 : 0.26

a_4 : -1.378

a_5 : 1.053

a_6 : 0.00069

a_7 : 0.0208

γ_g : Gravedad específica del gas

T : Temperatura (°R)

³⁶FARSHAD F., LEBLANC J.L., GARBER J.D., y OSORIO J.G. "Empirical PVT Correlations for Colombian Crude Oils". SPE 36105. Trinidad & Tobago. Apr. 23-36 1996.

R_s : Solubilidad del gas (SCF/STB)

API: Gravedad API del petróleo

TABLA 19. Rango de datos para la correlación de Farshad, Lablance,
Garber&Osorio

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE FARSHAD, LABLANCE, GARBER & OSORIO.	
Presión de burbujeo, lpca.	24.7 – 4746.7
Temperatura, °F	75 – 320
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.007 – 2.747
Razón gas disuelto – petróleo, PCN/BN	0 – 2890
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.4824 – 1.1668
Gravedad del petróleo, °API	14.7 – 59

Fuente: FARSHAD F., LEBLANC J.L., GARBER J.D., y OSORIO J.G.

“Empirical PVT Correlations for Colombian Crude Oils”.SPE 36105.Trinidad
&Tobago.Apr.23-36 1996.

12. Correlación de Mehran, Movagharnejad and Dindaloo. (2006)³⁷

Mehran, Movagharnejad y Dindaloo desarrollaron una correlación para el cálculo de la Presión en el punto de burbuja basados en muestras de crudos iraníes, tomando 387 puntos de datos para plantear la correlación que se presenta a continuación:

³⁷MEHRAN F. “New Correlation for Estimation of Formation Volume Factor and Bubble Point Pressure for Iranian Oil Fields”. First Iranian Petroleum Engineering conference.Tehran 2006.

$$p_b = a_1 * R_s^{a_2} * \gamma_g^{a_3} * \gamma_o^{a_4} * T^{a_5}$$

Dónde:

a_1 : 3.146

a_2 : 0.8035

a_3 : -1.3114

a_4 : 3.3925

a_5 : 0.3466

R_s : Solubilidad del gas (SCF/STB)

T : Temperatura (°R)

γ_g : Gravedad específica del gas

γ_o : Gravedad específica del petróleo

TABLA 20. Rango de datos para la correlación de Mehran, Movagharnejad and Dindaloo.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE MEHRAN, MOVAGHARNEJAD AND DINDALOO	
Temperatura, °F	77.5 – 306
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.09 – 3.23
Razón gas disuelto – petróleo, PCN/BN	83 – 3539
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.335 – 1.872

Fuente: MEHRAN F. "New Correlation for Estimation of Formation Volume Factor and Bubble Point Pressure for Iranian Oil Fields". First Iranian Petroleum Engineering conference. Tehran 2006.

13. Correlación de Hemmati&Kharrat. (2007)³⁸

³⁸HEMMATI M.N. y KHARRAT R. "A Correlation Approach for Prediction of Crude Oil PVT Properties". SPE 104543. Bahrain. Mar. 11-14 2007.

Basados en la correlación de Standing para el cálculo de la Presión en el punto de burbuja, Hemmati y Kharrat hicieron algunas modificaciones para aplicar una correlación a los crudos de Irán, basándose en 287 puntos de datos plantearon la siguiente correlación:

$$p_b = 10.4566 \left[\frac{R_s^x}{\gamma_g} * 10^{0.0008T - 0.0098\gamma_o} - 8.6817 \right]$$

$$x = a_1 + a_2 * B_o + a_3 * \gamma_g + a_4 * B_{ob}^2 + a_5 * \gamma_g^2 + \frac{a_6}{\gamma_g * B_o}$$

Dónde:

a_1 : 1.5897

a_2 : 0.2735

a_3 : 0.4429

a_4 : 0.04692

a_5 : 0.1440

a_6 : 0.1596

γ_o : Gravedad específica del petróleo

γ_g : Gravedad específica del gas

R_s : Solubilidad del gas (SCF/STB)

T : Temperatura (°R)

B_o : Factor volumétrico de formación (BY/BN)

B_{ob} : Factor volumétrico de formación a punto de burbuja (BY/BN)

TABLA 21. Rango de datos para la correlación de Hemmati&Kharrat

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE HEMMATI Y KHARRAT	
Presión de burbujeo, lpca	348 – 5156

Temperatura, °F	77.5 – 290
Factor volumétrico del petróleo, BY/BN	1.091 – 2.54
Razón gas disuelto – petróleo, PCN/BN	125 – 2189.25
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.523 – 1.415
Gravedad del petróleo, °API	18.8 – 48.34

Fuente: HEMMATI M.N. y KHARRAT R. "A Correlation Approach for Prediction of Crude Oil PVT Properties". SPE 104543. Bahrain. Mar. 11-14 2007.

14. Correlación de Ikiensikimama&Ogboja. (2009)³⁹

La correlación presentada por Ikiensikimama y Ogboja, estima la presión del punto de burbuja basándose en 250 puntos de datos tomados en campos del Níger Delta. Esta propiedad se puede calcular a partir de las siguientes expresiones:

$$p_b = \frac{p_b^*(T + a_{10})}{\gamma_g}$$

$$p_b^* = a_6 + a_7 * Q + a_8 * Q^{a_9}$$

$$Q = \frac{\frac{R_s}{a_1}}{\frac{R_s}{a_1} + a_2 * \frac{\gamma_o}{s}}$$

$$s = (a_3 - a_4 * API)^{a_5}$$

Dónde:

³⁹IKIENSIKIMAMA S. y MADU J. "Black Oil Empirical Correlation Screening for the Niger Delta".SPE 105984. Abuja, Nigeria. Jul. 31-Ago. 2. 2006.

R_s : Solubilidad del gas (SCF/STB)
 T : Temperatura ($^{\circ}R$)
 γ_g : Gravedad específica del gas
 γ_o : Gravedad específica del petróleo
 API: Gravedad API del petróleo

Coeficientes de Ikiensikimma&Ogboja:

a_1 :336,0064009 a_5 : 1,530935619 a_9 : 1,518030465
 a_2 :6,7063984 a_6 : 0,243181338 a_{10} : 635,4152349
 a_3 :47,57094772 a_7 : -2,316548789
 a_4 :0,677706662 a_8 : 10,60657909

TABLA 22. Rango de datos para la correlación de Ikiensikimma&Ogboja

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACION DE IKIENSIKIMMA Y OGBOJA	
Presión de burbujeo, lpca	67 – 6560
Temperatura, $^{\circ}F$	122.3 – 264
Razón gas disuelto – petróleo, PCN/BN	19 – 2948.8
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.564 – 1.294
Gravedad del petróleo, $^{\circ}API$	14.78 – 53.23

Fuente: IKIENSIKIMAMA S. y MADU J. "Black Oil Empirical Correlation Screening for the Niger Delta".SPE 105984. Abuja, Nigeria. Jul. 31-Ago. 2. 2006.

ANEXO D. CORRELACIONES DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DE FORMACIÓN, B_o

1. Correlación de Standing, M.B.⁴⁰

Standing encontró una correlación entre el denominado factor de correlación, F , y el factor volumétrico del petróleo a la presión del punto de burbujeo, B_{ob} .

$$B_{ob} = 0.9759 + 12 \times 10^{-5} F^{1.2}$$

Dónde:

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25T$$

B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a p_b , BY/BN

R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

Standing reporta un error promedio de 0.01% con una desviación estándar de diferencias de 0.34% para la correlación (ocho puntos en el rango de $150 < F < 1880$). La tabla 8 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo.

⁴⁰Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminar, Maracaibo, (1996).

2. Correlación de Vásquez, M.E. y Beggs, H.D.⁴¹

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 1.0 + C_1 R_{sb} + C_2 (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right) + C_3 R_{sb} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right)$$

Dónde:

B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a p_b , BY/BN

R_{sb} : Razón gas disuelto – petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm, (aire = 1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Vásquez y Beggs reportan un error promedio de 4.7% para la correlación. La tabla 11 presenta el rango de datos utilizados en su desarrollo. A continuación se presentan los valores de las constantes C_1 , C_2 y C_3 de acuerdo a la gravedad API del crudo.

TABLA 23. Coeficientes de Vásquez y Beggs

VALORES DE LAS CONSTANTES C_1 , C_2 , C_3			
	C_1	C_2	C_3
$\gamma_{API} \leq 30$	4.677×10^{-4}	1.751×10^{-5}	-1.8106×10^{-8}
$\gamma_{API} > 30$	4.670×10^{-4}	1.100×10^{-5}	1.3370×10^{-9}

Fuente: Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminar, Maracaibo, (1996).

⁴¹Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminar, Maracaibo, (1996).

3. Correlación de Glaso, O.⁴²

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 1.0 + 10^{(-6.58511 + 2.91329 \log F - 0.27683 (\log F)^2)}$$

Dónde:

$$F = R_{sb} \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968T$$

B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a p_b , BY/BN

R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

Glaso reporta un error promedio de -0.43% con una desviación estándar de 2.18% para la correlación. La tabla 12 presenta el rango de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación.

4. Correlación de la TOTAL, C.F.P.⁴³

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 1.022 + 4.857 \times 10^{-4} R_{sb} - 2.009 \times 10^{-6} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right) + 17.569 \\ \times 10^{-9} R_{sb} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right)$$

⁴²Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

⁴³Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

Dónde:

B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a p_b , BY/BN

R_{sb} : Razón gas disuelto – petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

El estudio realizado por la TOTAL determinó que el 97% de 289 valores de B_{ob} calculados con la correlación, presentó un error del 10% en comparación con los valores experimentales.

5. Correlación de Al-Marhoun, M.A.⁴⁴

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 0.497069 + 0.862963 \times 10^{-3}T + 0.182594 \times 10^{-2}F + 0.318099 \\ \times 10^{-5}F^2$$

Dónde:

$$F = R_{sb}^{0.74239} \gamma_g^{0.323294} \gamma_o^{-1.20204}$$

B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a p_b , BY/BN

R_{sb} : Razón gas disuelto – petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN

T : Temperatura del yacimiento, °R

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

⁴⁴Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminar, Maracaibo, (1996).

γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

Al-Marhoun reporta un error promedio relativo de -0.01% con una desviación estándar de 1.18% respecto a los valores experimentales determinados con la correlación. La tabla 14 presenta el rango de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación.

6. Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.⁴⁵

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 0.431935 \times 10^{-1} + 0.15667 \times 10^{-2}T + 0.139775 \times 10^{-2}F + 0.380525 \times 10^{-5}F^2$$

Dónde:

$$F = R_{sb}^{0.773572} \gamma_g^{0.40402} \gamma_o^{-0.882605}$$

B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a p_b , BY/BN

R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN

T : Temperatura del yacimiento, °R

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

Dokla y Osman reportan un error promedio relativo de 0.023% con una desviación estándar de 1.681% respecto a los valores experimentales determinados con la correlación. La tabla 15 presenta el rango de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación.

⁴⁵ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

7. Correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad, F.F.⁴⁶

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 1.0113 + 7.2046 \times 10^{-5} F^{3.0936}$$

Dónde:

$$F = R_{sb}^{0.3738} \left(\frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626T^{0.5371}$$

B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a p_b , BY/BN

R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

Petrosky y Farshad reportan un error promedio relativo de -0.01% con una desviación estándar de 0.86% para la correlación. La tabla 16 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo.

8. Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.⁴⁷

La correlación es la siguiente:

$$B_{ob} = 0.98496 + 1.0 \times 10^{-4} F^{1.5}$$

⁴⁶ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

⁴⁷ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

Dónde:

$$F = R_{sb}^{0.755} \gamma_{gc}^{0.25} \gamma_o^{-1.5} + 0.45T$$

B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a p_b , BY/BN

R_{sb} : Razón gas disuelto-petróleo a $p \geq p_b$, PCN/BN

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 1001pcm., (aire = 1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Kartoatmodjo y Schmidt reportan un error promedio de -0.104% para la correlación. La tabla 18 presenta el rango de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación.

Las correlaciones descritas anteriormente pueden ser utilizadas para estimar valores de B_o a presiones por debajo de la presión de burbujeo. En este caso, se debe utilizar R_s a la presión deseada en vez de R_{sb} . Además, se debe considerar la posible variación de las gravedades del petróleo de tanque, γ_{API} , y del gas en solución γ_g , con presión.

Los valores B_o por debajo del punto de burbujeo están afectados tanto por la solubilidad como por la compresibilidad, mientras que por arriba del punto de burbujeo la solubilidad es constante y por tanto solo influye la compresibilidad. Por lo tanto, si se conoce la compresibilidad del petróleo puede determinarse B_o a presiones mayores que la presión del punto de burbujeo ($p > p_b$) mediante la siguiente ecuación:

$$B_o = B_{ob} \exp[c_o(p_b - p)]$$

Dónde:

B_o : Factor volumétrico del petróleo a $p > p_b$, BY/BN

B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a p_b , BY/BN

p_b : Presión de burbujeo, lpc.

p : Presión de interés, lpc.

c_o : Compresibilidad isotérmica del petróleo, lpc⁻¹

ANEXO E. CORRELACIONES DE LA RELACIÓN GAS EN SOLUCIÓN PETRÓLEO, R_s

1. Correlación de Standing, M.B.⁴⁸

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{p}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125\gamma_{API} - 0.00091T)} \right]^{1.2048}$$

Dónde:

R_s : Razón gas disuelto-petróleo a $p < p_b$, PCN/BN

p : Presión de interés, lpca.

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

La exactitud de los resultados obtenidos con la correlación presentó un error del 10% respecto a los valores determinados experimentalmente.

2. Correlación de Lasater, J.A.⁴⁹

Lasater presentó una ecuación dependiente del factor de la presión de burbujeo y la fracción molar de gas en el sistema.

$$M_o = \frac{6084}{API - 5,9}$$

⁴⁸ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

⁴⁹LASATER J.A. "Bubble Point Pressure Correlation" Trans, AIME (1958) 213, 379-381

$$\text{si } \frac{p\gamma_g}{T} < 3,29 \text{ entonces: } \gamma_g = 0.359 \ln \frac{1.473p\gamma_g}{T} + 0.476$$

$$\text{si } \frac{p\gamma_g}{T} \geq 3.29 \text{ entonces: } \gamma_g = \frac{0.121p\gamma_g}{T} - 0.236^{0.281}$$

$$R_s = \frac{132755\gamma_o\gamma_g}{M_o(1 - \gamma_g)}$$

En la tabla 9 se encuentra el rango de datos para la correlación de Lasater, J.A.

3. Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.⁵⁰

La correlación es la siguiente:

$$R_s = C_1\gamma_{gc}p^{c_2} \exp\left(\frac{C_3\gamma_{API}}{T + 460}\right)$$

Dónde:

R_s : Razón gas disuelto-petróleo a $p < p_b$, PCN/BN

p : Presión de interés, lpc

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_g : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm., (aire = 1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Vázquez y Beggs reportan un error promedio de -0.7% para la correlación. La tabla 10 presenta los valores de las constantes C_1 , C_2 y C_3 de acuerdo a la gravedad API del crudo.

⁵⁰ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

4. Correlación de Glaso, O.⁵¹

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \gamma_g \left[F \frac{\gamma_{API}^{0.989}}{T^{0.172}} \right]^{1.2255}$$

Dónde:

R_s : Razón gas disuelto-petróleo a $p < p_b$, PCN/BN

p : Presión de interés, lpca

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

5. Correlación de la TOTAL; C.F.P.⁵²

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \gamma_g \left[\frac{p}{C_1} 10^{(C_2 \gamma_{API} - C_3 T)} \right]^{C_4}$$

Dónde:

R_s : Razón gas disuelto-petróleo a $p < p_b$, PCN/BN

p : Presión de interés, lpca

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

⁵¹ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

⁵² Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

La tabla 24 presenta los valores de las constantes C_1 , C_2 , C_3 y C_4 de acuerdo a la gravedad API del crudo.

TABLA 24. Coeficientes de la TOTAL

VALORES DE LAS CONSTANTES C_1, C_2, C_3, C_4				
	C_1	C_2	C_3	C_4
$\gamma_{API} \leq 10$	12.2651	0.030405	0	0.9669
$10 < \gamma_{API} \leq 35$	15.0057	0.0152	4.484×10^{-4}	1.0950
$35 < \gamma_{API} \leq 45$	112.925	0.0248	-1.469×10^{-3}	1.1290

Fuente: Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

6. Correlación de Al-Marhoun, M.A.⁵³

La correlación es la siguiente:

$$R_s = [185.84321 p \gamma_g^{1.87784} \gamma_o^{-3.1437} T^{-1.32657}]^{1.3984}$$

Dónde:

R_s : Razón gas disuelto-petróleo a $p < p_b$, PCN/BN

p : Presión de interés, lpc

T : Temperatura del yacimiento, °R

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

γ_{API} : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

⁵³ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

7. Correlación de Dokla, M.E. y Osman, M.E.⁵⁴

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \left[0.111956 \times 10^{-3} p \gamma_g^{1.01049} \gamma_o^{-0.107991} T^{0.952584} \right]^{1.3811}$$

Dónde:

R_s : Razón gas disuelto-petróleo a $p < p_b$, PCN/BN

p : Presión de interés, lpca

T : Temperatura del yacimiento, °R

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

8. Correlación de Petrosky G.E., y Farshad, F.F.⁵⁵

La correlación es la siguiente:

$$R_s = \left[\gamma_g^{0.8439} \left(\frac{p}{112.727} + 12.34 \right) 10^{(7.916 \times 10^{-4} \gamma_{API}^{1.5410} - 4.561 \times 10^{-5} T^{1.3911})} \right]^{1.73184}$$

Dónde:

R_s : Razón gas disuelto-petróleo a $p < p_b$, PCN/BN

p : Presión de interés, lpca.

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

⁵⁴ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

⁵⁵ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Petrosky y Farshad reportan un error promedio relativo de -0.05% con una desviación estándar de 4.79% para la correlación. La tabla 16 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo.

9. Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.⁵⁶

La correlación es la siguiente:

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} C_2 p^{C_4} 10^{\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T+460}\right)}$$

Dónde:

R_s : Razón gas disuelto-petróleo a $p < p_b$, PCN/BN

p : Presión de interés, lpc

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_g : Gravedad específica del gas corregida a 100lpcm., (aire = 1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Kartoatmodjo y Schmidt reportan un error promedio de -4.6839% para la correlación. La tabla 17 presenta los valores de las constantes C_1 , C_2 , C_3 y C_4 de acuerdo a la gravedad API del crudo.

⁵⁶ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

ANEXO F. CORRELACIONES DE LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, μ_o

1. Petr6leo Muerto

Las siguientes correlaciones permiten determinar la viscosidad de crudos sin gas en soluci6n (muertos), μ_{od} en cp., a presi6n atmosf6rica y temperatura del yacimiento.

1.1 Correlaci6n de Beal, C.⁵⁷

En el desarrollo de esta correlaci6n se utiliz6 un total de 655 datos de viscosidad de crudos sin gas en soluci6n a 100°F y 98 a temperaturas mayores de 1000F obtenidos de 492 campos diferentes, 358 de los cuales correspondían a los Estados Unidos. Beal reporto un error promedio de 24,2% entre los valores leídos y los experimentales.

$$\mu_{od} = \left[0.32 + \frac{18 \times 10^7}{API^{4.53}} \right] \left[\frac{360}{T - 260} \right]^A$$

D6nde:

$$A = 10^{0.42 + \frac{8.33}{API}}$$

μ_{od} : Viscosidad del aceite muerto medida a 14,7 psia y $T_{yacimiento}$, (cp)

T : Temperatura (°R)

TABLA 25. Rango de datos para la correlaci6n de Beal, C

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACI6N DE BEAL, C.
--

⁵⁷BEAL C. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil-Field Temperatures and Pressures". Trans AIME 1946. Pag. 94-115.

Temperatura, °F	98 - 250
Gravedad del petróleo, °API	10 - 52.5
Viscosidad, cp	0.865 – 1.55

Fuente: BEAL C. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil-Field Temperatures and Pressures". Trans AIME 1946. Pag. 94-115.

1.2 Correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.⁵⁸

La correlación es la siguiente:

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

Dónde:

$$x = yT^{-1.163}$$

$$y = 10^z$$

$$z = 3.0324 - 0.02023\gamma_{API}$$

μ_{od} : Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm. y T, cp.

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

T : Temperatura del yacimiento, °F

Un total de 460 datos de viscosidades de crudos sin gas en solución obtenidos de 600 muestras diferentes de crudos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. La tabla 26 presenta el rango de estos datos. Beggs y Robinson reportan un error promedio de -0.64% con una desviación

⁵⁸ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

estándar de 13.53% entre las viscosidades medidas y calculadas con la correlación.

TABLA 26. Rango de datos para la correlación de Beggs, H.D y Robinson, J.R.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE BEGGS, H.D Y ROBINSON , J.R.	
Temperatura, °F	70 – 295
Gravedad del petróleo, °API	16 - 58
Presión, lpca	15 – 5265
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	20 – 2070

Fuente: Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

1.3 Correlación de Glaso, O.⁵⁹

La correlación es la siguiente:

$$\mu_{od} = 3.141 \times 10^{10} T^{-3.444} (\log \gamma_{API})^{(10.313 \log T - 36.447)}$$

Dónde:

μ_{od} : Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm. y T, cp.

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

T : Temperatura del yacimiento, °F

⁵⁹ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

Esta correlación fue desarrollada a partir de 26 muestras diferentes de crudos cubriendo el rango de datos mostrados en la tabla 27.

TABLA 27. Rango de datos para la correlación de Glaso, O

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE GLASO, O.	
Temperatura, °F	50 - 300
Gravedad del petróleo, °API	20.1 – 48.1
Viscosidad, cp.	0.616 – 39.1

Fuente: Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

1.4 Correlación de Egbogad, E.O.⁶⁰

La correlación es la siguiente:

$$\log[\log(\mu_{od} + 1)] = 1.8653 - 0.025086\gamma_{API} - 0.5644 \log T$$

Dónde:

μ_{od} : Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm. y T, cp.

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

T : Temperatura del yacimiento, °F

Egbogad reporta un error promedio de 6.6% para la correlación. El rango de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación presentaban las siguientes características: $59 < T(^{\circ}F) < 176$ y $5 < \gamma_{API} (^{\circ}API) < 58$.

⁶⁰ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

1.5 Correlación de Kartoatmodjo, T. Schmidt, Z.⁶¹

La correlación es la siguiente:

$$\mu_{od} = 16.0 \times 10^8 T^{-2.8177} (\log \gamma_{API})^{(5.7526 \log T - 26.9718)}$$

Dónde:

μ_{od} : Viscosidad del petróleo libre de gas a 1 atm. y T, cp.

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

T : Temperatura del yacimiento, °F

En el desarrollo de esta correlación se utilizó un total de 661 muestras diferentes de crudos, y reporta un error promedio de -13.158%. La tabla 28 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo.

TABLA 28. Rango de datos para la correlación de kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE KARTOATMODJO, T. Y SCHMIDT, Z	
Temperatura, °F	75 – 320
Gravedad del petróleo, °API	14.4 – 58.9
Viscosidad, cp.	0.5 – 682

Fuente: Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

⁶¹ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

2. Petr6leo Saturado

La viscosidad de crudos con gas en soluci6n (vivos), μ_{ob} , a presiones menores o iguales a la presi6n del punto de burbujeo ($p \leq p_b$) se determina a partir de las siguientes correlaciones.

2.1 Correlaci6n de Chew, J.N. y Connally, C.A., Jr. 1⁶²

Para esta correlaci6n la μ_{ob} esta como funci6n de μ_{od} y R_s , como se presenta a continuaci6n:

$$\mu_{ob} = A\mu_{od}^B$$

D6nde:

$$A = 0.20 + \frac{0.80}{10^{(0.00081R_s)}}$$

$$B = 0.43 + \frac{0.57}{10^{(0.00072R_s)}}$$

μ_{ob} : Viscosidad en el punto de burbuja

R_s : Solubilidad del gas (SCF/STB)

μ_{od} : Viscosidad del aceite muerto

Donde A y B son funciones de R_s . La adaptaci6n de este concepto ha sido ampliamente utilizado por varios autores (Standing, Al-Marhoun, Petrosky & Farshad, Elsharkawy&Alikhan, Dindoruk&Christman) para crear sus correlaciones de viscosidad del petr6leo.

⁶² McCAIN, William D. JR. "The Properties of Petroleum Fluids". 2nd ed. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Co. 1990.

TABLA 29. Rango de datos para la correlación de Chew, J.N. y Conally, C.A.

Jr. 1

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE CHEW, J.N. Y CONALLY, C.A. JR. 1	
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	51 – 3544

Fuente: McCAIN, William D. JR. "The Properties of Petroleum Fluids". 2nd ed. Tulsa, Oklahoma. Pennwell Publishing Co. 1990.

2.2 Correlación de Chew, J.N. y Connally, C.A., Jr. 2⁶³

$$\mu_{ob} = A\mu_{od}^B$$

Standing en 1977 ajusto los valores de A y B mediante las siguientes ecuaciones:

$$A = 10^{(R_s 2.2 \cdot 10^{-7} R_s - 7.4 \cdot 10^{-4})}$$

$$B = 0.68 * 10^{(-8.62 \cdot 10^{-5} R_s)} + 0.25 * 10^{(-1.1 \cdot 10^{-3} R_s)} + 0.062 * 10^{(-3.74 \cdot 10^{-3} R_s)}$$

Dónde:

μ_{ob} : Viscosidad en el punto de burbuja

R_s : Solubilidad del gas (SCF/STB)

μ_{od} : Viscosidad del aceite muerto

⁶³ STANDING M.B. "Volumetric and Phase Behavior of Oil Hydrocarbon Systems". 9th Printing, Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, Texas (1981).

El rango de datos para la correlación de Chew, J.N. y Conally, C.A. Jr. 1 se encuentra en la tabla 29.

2.3 Correlación de Chew, J.N. y Connally, C.A., Jr. 3⁶⁴

$$\mu_{ob} = A\mu_{od}^B$$

También se presentan otros ajustes para los parámetros A y B, como se presenta a continuación según Bergman & Sutton (2007):

$$A = 0.987583 - 0.1746773 * 10^{-2}R_s + 0.2067531 * 10^{-5}R_s^2 - 0.1310529 * 10^{-8}R_s^3 + 0.3229416 * 10^{-12}R_s^4$$

$$B = 0.9900216 - 0.112183 * 10^{-2}R_s + 0.1427879 * 10^{-5}R_s^2 - 0.9440539 * 10^{-9}R_s^3 + 0.2312365 * 10^{-12}R_s^4$$

Dónde:

μ_{ob} : Viscosidad en el punto de burbuja

R_s : Solubilidad del gas (SCF/STB)

μ_{od} : Viscosidad del aceite muerto

El rango de datos para la correlación de Chew, J.N. y Conally, C.A. Jr. 1 se encuentra en la tabla 29.

2.4 Correlación de Beggs, H.D. y Robinson, J.R.⁶⁵

⁶⁴ BERGMAN, David y SUTTON, Robert. "An Update to viscosity correlations for Gas-Saturated crude Oils". SPE 110195. 11-14 Nov. 2007. Pag. 6-9.

⁶⁵ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminar, Maracaibo, (1996).

La correlación es la siguiente:

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$$

Dónde:

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}$$

$$b = 5.44 (R_s + 150)^{-0.338}$$

Un total de 2073 datos de viscosidades de crudos con gas disuelto obtenidos de 600 muestras diferentes fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. La tabla 26 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo. Beggs y Robinson reportan un error promedio de -1.83% con una desviación estándar de 27.25% para la correlación.

2.5 Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.⁶⁶

La correlación es la siguiente:

$$\mu_{ob} = -0.06821 + 0.9824A + 40.34 \times 10^{-5}A^2$$

Dónde:

$$A = (0.2001 + 0.8428 \times 10^{-0.000845R_s})\mu_{od}^{(0.43+0.5165b)}$$

$$b = 10^{-0.00081R_s}$$

Un total de 5321 puntos de datos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación, la cual reportó un error promedio de 0.8034% respecto a los valores experimentales.

⁶⁶ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

3. Petróleo Subsaturado

Las correlaciones anteriores permiten determinar μ_{ob} hasta la presión de burbujeo. La viscosidad de crudos a presiones mayores que la presión de burbujeo (crudos saturados), se determina conociendo la viscosidad en el punto de burbujeo, μ_{ob} , mediante las siguientes correlaciones.

3.1 Correlación de Beal, C.⁶⁷

Sobre la base de 52 mediciones de viscosidad (tomados de 26 muestras de crudos de 20 campos diferentes, 11 de los cuales correspondían a California), Beal (1946) presenta una correlación gráfica de la variación de la viscosidad del aceite subsaturado con respecto a la presión, para la cual Standing (1981) ha presentado un ajuste a la curva expresada matemáticamente por:

$$\mu_o = \mu_{ob} + 0.001p - p_b(0.024\mu_{ob}^{1.6} + 0.038\mu_{ob}^{0.56})$$

Dónde:

μ_o : Viscosidad del aceite subsaturado

μ_{ob} : Viscosidad en el punto de burbuja

p_b : Presión de burbujeo (psia)

p : Presión (psia)

⁶⁷BEAL C. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil-Field Temperatures and Pressures". Trans AIME 1946. Pag. 94-115.

TABLA 30. Rango de datos para la correlación de Beal, C

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE BEAL, C.	
Viscosidad en el punto de burbuja, cp	0.16 – 315
Presión, lpca	1515 - 5515

Fuente: BEAL C. "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil-Field Temperatures and Pressures". Trans AIME 1946. Pag. 94-115.

3.2 Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.⁶⁸

La correlación es la siguiente:

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b} \right)^m$$

Dónde:

$$m = 2.6 p^{1.187} \exp(-11.513 - 8.98 \times 10^{-5} p)$$

Es correlación fue obtenida a partir de 3143 puntos de datos. La tabla 31 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo. Vázquez y Beggs reportan un error promedio de -7.54% para la correlación.

TABLA 31. Rango de datos para la correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.

RANGO DE DATOS PARA LA CORRELACIÓN DE VÁZQUEZ, M.E. Y

⁶⁸ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

BEGGS, H.D.	
Presión, lpca	141 – 9515
Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN	9.3 – 2199
Gravedad del petróleo, °API	15.3 – 59.5
Gravedad específica del gas, (aire = 1)	0.511 – 1.351
Viscosidad, cp	0.117 - 148

Fuente: Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

3.3 Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.⁶⁹

La correlación es la siguiente:

$$\mu_o = 1.00081\mu_{ob} + 1.127 \times 10^{-3}(p - p_b)(-65.17 \times 10^{-4}\mu_{ob}^{1.8148} + 0.038\mu_{ob}^{1.59})$$

Esta correlación fue desarrollada a partir de 3588 puntos de datos obtenidos de 661 análisis PVT. Kartoatmodjo y Schmidt reportan un error promedio de - 4.287% para la correlación.

⁶⁹ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminnar, Maracaibo, (1996).

ANEXO G. CORRELACIONES DEL FACTOR VOLUMÉTRICO TOTAL, B_t

1. Correlación de Glaso, O.⁷⁰

La correlación es la siguiente:

$$B_t = 10^{[8.0135 \times 10^{-2} + 4.7257 \times 10^{-1} \log F + 1.7351 \times 10^{-1} (\log F)^2]}$$

Dónde:

$$F = R_s \left(\frac{T^{0.5}}{\gamma_g^{0.3}} \right) p^{-1.1089} \gamma_o^{2.9 \times 10^{-0.00027 R_s}}$$

B_t : Factor volumétrico total, BY/BN

R_s : Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN

p : Presión de interés, lpc.a.

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

Glaso reporta una desviación estándar de 6.54% para la correlación. La tabla 12 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo.

2. Correlación de Al-Marhoun, M.A.

La correlación es la siguiente:

$$B_t = 0.314693 + 0.106253 \times 10^{-4} F + 0.18883 \times 10^{-10} F^2$$

⁷⁰ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminar, Maracaibo, (1996).

Dónde:

B_t : Factor volumétrico total, BY/BN

R_s : Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN

p : Presión de interés, l_{pca}

T : Temperatura del yacimiento, $^{\circ}R$

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

γ_o : Gravedad específica del petróleo, (agua = 1)

Al- Marhoun reporta un error promedio de 0.14% con una desviación estándar de 4.94% respecto a los valores experimentales determinados con la correlación. La tabla 14 presenta el rango de los datos utilizados en el desarrollo de la correlación.

ANEXO H. CORRELACIONES DE LA COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO, C_o

1. Correlación de Vázquez, M.E. y Beggs, H.D.⁷¹

La correlación es la siguiente:

$$c_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17.2T - 1180\gamma_{gc} + 12.6\gamma_{API}}{p \times 10^5}$$

Dónde:

C_o : Compresibilidad isotérmica del petróleo, lpc^{-1}

R_s : Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN

p : Presión de interés, lpc .

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm ., (aire = 1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Un total de 4486 puntos de datos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. La tabla 31 presenta el rango de estos datos. Vázquez y Beggs no reportan el porcentaje de error de la correlación.

2. Correlación de Petrosky, G.E., Jr. Y Farshad, F.F.⁷²

La correlación es la siguiente:

$$c_o = 1.705 \times 10^{-7} R_s^{0.69357} \gamma_g^{0.1885} \gamma_{API}^{0.3272} T^{0.6729} p^{-0.5906}$$

⁷¹ Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminar, Maracaibo, (1996).

⁷² Bánzer S., "Correlaciones Numéricas P.V.T.", Edición Preliminar, Maracaibo, (1996).

Dónde:

c_o : Compresibilidad isotérmica del petróleo, lpc^{-1}

R_s : Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN

p : Presión de interés, lpc .

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_{gc} : Gravedad específica del gas, (aire = 1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Petrosky y Farshad reportan un error de -0.17 con una desviación estándar de 11.32% para la correlación. La tabla 16 presenta el rango de los datos utilizados en su desarrollo.

3. Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z.

La correlación es la siguiente:

$$c_o = \frac{6.8257 R_s^{0.5002} \gamma_{API}^{0.3613} T^{0.76606} \gamma_{gc}^{0.35505}}{p \times 10^6}$$

Dónde:

c_o : Compresibilidad isotérmica del petróleo, lpc^{-1}

R_s : Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN

p : Presión de interés, lpc .

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 100 lpc ., (aire = 1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo, °API

Un total de 2545 puntos de datos fueron utilizados en el desarrollo de esta correlación. Kartoatmodjo y Schmidt reportan un error promedio de 0.30078% para la correlación.