

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**SIMULADOR DE YACIMIENTOS WinB4D
UNA PROPUESTA PARA MEJORAR SU APLICABILIDAD**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Useche Franklin

Caracas, Junio 2004

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

SIMULADOR DE YACIMIENTOS WinB4D UNA PROPUESTA PARA MEJORAR SU APLICABILIDAD

TUTOR ACADÉMICO: Msc. José R. Villa
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Pablo Manrique
TUTOR INDUSTRIAL: Dr. Emad Yehya

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Useche Franklin

Caracas, Junio 2004

A mis dos madres amadas

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer al personal de PDVSA Intevep por haberme brindado la oportunidad de realizar mi trabajo de grado en sus instalaciones. En especial mi agradecimiento va dirigido a mis tutores industriales el Ing. Pablo Manrique y el Dr. Emad Yehya, junto con mi tutor académico Msc. José R. Villa, quienes me apoyaron incondicionalmente en la elaboración del presente trabajo.

También quiero dar gracias al Prof. Pedro Vaca por la colaboración prestada y por los aportes realizados en los momentos culminantes de la consecución de este trabajo.

Especial agradecimiento quiero expresar a Johanna Pérez Sastre por la comprensión, afecto y el apoyo mostrado a lo largo del desarrollo de mi trabajo de grado.

Useche S. Franklin J.

SIMULADOR DE YACIMIENTOS WinB4D

UNA PROPUESTA PARA MEJORAR SU APLICABILIDAD

**Tutor académico: Msc. José R. Villa. Tutor Industrial: Ing. Pablo Manrique.
Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Año 2004,
199 páginas más apéndice y anexos**

Palabras Claves: Simulación. Yacimientos. Interfaz. IMPES. Estabilidad.

Resumen: El simulador de yacimientos WinB4D es un programa de muy bajo costo que puede ser una alternativa a la aplicación de los grandes y costosos simuladores comerciales para llevar a cabo estudios de mediana complejidad. Su implementación requiere que algunas mejoras le sean realizadas. Como parte de ello el presente trabajo describe las características más resaltantes del desarrollo de una interfaz gráfica para manipular los datos de entrada y la aplicación del programa WinB4D. En esta interfaz algunas correlaciones para generar las propiedades PVT de los fluidos y las permeabilidades relativas para sistemas bifásicos fueron incluidas en miras de proporcionar opciones adicionales al usuario del programa que contribuyan a desarrollar estudios de simulación cuando no todos los datos de los fluidos y su interacción con la roca estén disponibles. La validación del funcionamiento de estas correlaciones y la interfaz en general son igualmente tratadas. Finalmente, y debido al método de solución característico del simulador (IMPES), se realizan diversos análisis de la estabilidad de los resultados que de él se generan. Recomendaciones en este particular son dadas para dos casos de estudio.

INDICE

| | |
|---|-----|
| INTRODUCCIÓN | XIV |
| CAPÍTULO 1 | |
| SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS..... | 20 |
| MODELOS MATEMÁTICOS EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS | 21 |
| Derivación de las ecuaciones fundamentales de flujo | 21 |
| Ecuaciones de flujo para tres fases..... | 24 |
| Relaciones Auxiliares | 28 |
| Condiciones de Borde..... | 29 |
| Condiciones iniciales..... | 29 |
| Discretización..... | 30 |
| Cálculo de Movilidad | 40 |
| Modelo de Pozos en la Simulación de Yacimientos | 42 |
| Método implícito, explícito e IMPES..... | 45 |
| Métodos de solución..... | 48 |
| Convergencia de los modelos de simulación | 49 |
| ASPECTOS PRÁCTICOS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS..... | 54 |
| Construcción de la malla..... | 55 |
| Preparación de los datos | 58 |
| Cotejo Histórico | 62 |
| Predicción | 65 |
| CAPÍTULO II | |
| SIMULADOR DE YACIMIENTOS WinB4D | 72 |
| ASPECTOS GENERALES | 73 |
| MANEJO DE ARCHIVOS EN WinB4D..... | 74 |
| Sistema de coordenadas usado en WinB4D..... | 75 |
| Datos de entrada al simulador de yacimientos WinB4D | 75 |
| Datos de salida del simulador WinB4D..... | 81 |

| | |
|--|------------|
| DESCRIPCIÓN MATEMÁTICA DEL YACIMIENTO EN WinB4D | 84 |
| Ecuaciones utilizadas por WinB4D..... | 84 |
| Formulación IMPES en WinB4D | 87 |
| Ecuación de la presión..... | 90 |
| Representación de los Pozos en WinB4D..... | 94 |
| Opciones adicionales de WinB4D..... | 105 |
| CAPÍTULO III | |
| INTERFAZ GRÁFICA PARA WinB4D..... | 110 |
| ASPECTOS GENERALES | 111 |
| ESTRUCTURA DE LA INTERFAZ | 112 |
| GENERACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS Y PROPIEDADES PVT | |
| DE LOS FLUIDOS | 116 |
| Permeabilidades relativas | 117 |
| Propiedades PVT del petróleo..... | 119 |
| Propiedades PVT del gas | 126 |
| Propiedades PVT del agua..... | 133 |
| VALIDACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MODELOS | |
| PROGRAMADOS..... | 138 |
| Validación de las permeabilidades relativas en la interfaz..... | 140 |
| Validación de las propiedades PVT del petróleo | 145 |
| Validación de propiedades PVT del gas..... | 149 |
| Validación de las propiedades PVT del agua..... | 151 |
| VALIDACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA INTERFAZ | 154 |
| CAPITULO IV | |
| ANÁLISIS DE CONVERGENCIA EN WinB4D | 162 |
| CASO 1. YACIMIENTO SUBSATURADO CON ACUÍFERO | 163 |
| CASO 2. YACIMIENTO INICIALMENTE SUBSATURADO SIN ACUÍFERO | |
| | 182 |
| CONCLUSIONES | 192 |

| | |
|---------------------------------|-----|
| RECOMENDACIONES | 196 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS..... | 197 |
| APÉNDICE | |
| ANEXOS | |

INDICE DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| TABLA 1.1 FUENTES DE DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN | 60 |
| TABLA 2.1. LIMITES PARA EL MANEJO DE DATOS EN WINB4D..... | 76 |
| TABLA 3.1. PERMEABILIDADES RELATIVAS PARA EL SISTEMA GAS-PETRÓLEO..... | 118 |
| TABLA 3.2. PERMEABILIDADES RELATIVAS PARA EL SISTEMA AGUA-PETRÓLEO | 118 |
| TABLA 3.3. MODELOS PARA EL PVT DEL PETRÓLEO INCORPORADAS A LA INTERFAZ | 119 |
| TABLA 3.4. COEFICIENTES “C” UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DE RS SEGÚN VÁZQUEZ Y BEGGS | 121 |
| TABLA 3.5. COEFICIENTES “C” UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DE Bo SEGÚN VÁZQUEZ Y BEGGS | 122 |
| TABLA 3.6. COEFICIENTES “A” UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DE Bo SEGÚN VÁZQUEZ Y BEGGS | 123 |
| TABLA 3.7. COEFICIENTES “C” UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DE MO SEGÚN VÁZQUEZ Y BEGGS | 125 |
| TABLA 3.8. MODELOS PARA EL PVT DEL GAS INCORPORADAS A LA INTERFAZ..... | 126 |
| TABLA 3.9 COEFICIENTES “A” UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DE Z SEGÚN DRANCHUK ET AL. POR MATTAR (1975)..... | 127 |
| TABLA 3.10. PROPIEDADES CRÍTICAS DEL H2S, CO2 Y N2. | 129 |
| TABLA 3.11. MODELOS PARA EL PVT DEL AGUA INCORPORADAS A LA INTERFAZ | 134 |
| TABLA 3.12. FUNCIONES INCLUIDAS EN LA INTERFAZ DE WINB4D..... | 137 |
| TABLA 3.13. CORRELACIONES DE PVT UTILIZADAS EN LAS HOJAS DE CÁLCULO UTILIZADAS..... | 140 |
| TABLA 3.14. VALORES UTILIZADOS PARA LA EVALUACIÓN DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS..... | 141 |
| TABLA 3.15. VALORES UTILIZADOS PARA LA VALIDACIÓN DE LAS PROPIEDADES PVT DEL PETRÓLEO..... | 146 |

| | |
|--|-----|
| TABLA 3.16. VALORES UTILIZADOS PARA LA VALIDACIÓN DE LAS PROPIEDADES PVT DEL GAS | 149 |
| TABLA 3.17. VALORES UTILIZADOS PARA LA VALIDACIÓN DE LAS PROPIEDADES PVT DEL AGUA | 151 |
| TABLA 3.18. OPCIONES TRATADAS POR LA INTERFAZ EN LOS CASOS ESTUDIADOS.... | 158 |

INDICE DE FIGURAS

| | |
|--|-----|
| FIGURA 1.1. CELDA DEL YACIMIENTO..... | 22 |
| FIGURA 1.2. DISCRETIZACIÓN DEL ESPACIO | 30 |
| FIGURA 1.3. DISCRETIZACIÓN DEL TIEMPO | 31 |
| FIGURA 1.4. APROXIMACIÓN DE LA SERIE DE TAYLOR | 32 |
| FIGURA 1.5. GEOMETRÍA DE LAS CELDAS..... | 34 |
| FIGURA 1.6. NOTACIÓN PARA GEOMETRÍA BLOCK CENTERED EN UN MODELO EN DOS DIMENSIONES | 34 |
| FIGURA 2.1. SISTEMA DE COORDENADAS EN WINB4D | 75 |
| FIGURA 3.1 PERMEABILIDAD RELATIVA PARA EL SISTEMA AGUA-PETRÓLEO (ARENA NO CONSOLIDADA – BUEN ESCOGIMIENTO)..... | 141 |
| FIGURA 3.2. PERMEABILIDAD RELATIVA PARA EL SISTEMA AGUA-PETRÓLEO (ARENA NO CONSOLIDADA – POBRE ESCOGIMIENTO)..... | 142 |
| FIGURA 3.3. PERMEABILIDAD RELATIVA PARA EL SISTEMA AGUA-PETRÓLEO (ARENA CONSOLIDADA)..... | 142 |
| FIGURA 3.4. PERMEABILIDAD RELATIVA PARA EL SISTEMA GAS-PETRÓLEO (ARENA NO CONSOLIDADA – BUEN ESCOGIMIENTO)..... | 143 |
| FIGURA 3.5. PERMEABILIDAD RELATIVA PARA EL SISTEMA GAS-PETRÓLEO (ARENA NO CONSOLIDADA – POBRE ESCOGIMIENTO)..... | 144 |
| FIGURA 3.6. PERMEABILIDAD RELATIVA PARA EL SISTEMA GAS-PETRÓLEO (ARENA CONSOLIDADA)..... | 144 |
| FIGURA 3.7. RELACIÓN GAS-PETRÓLEO EN SOLUCIÓN SEGÚN LA INTERFAZ Y LA HOJA DE CÁLCULO 1..... | 146 |
| FIGURA 3.8. FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO SEGÚN LA INTERFAZ Y LA HOJA DE CÁLCULO 1..... | 147 |
| FIGURA 3.9. VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO SEGÚN LA INTERFAZ Y LA HOJA DE CÁLCULO 1 | 148 |
| FIGURA 3.10. FACTOR VOLUMÉTRICO DEL GAS SEGÚN LA INTERFAZ Y LA HOJA DE CÁLCULO 2..... | 150 |

| | |
|--|-----|
| FIGURA 3.11. VISCOSIDAD DEL GAS SEGÚN LA INTERFAZ Y LA HOJA DE CÁLCULO 1 . | 151 |
| FIGURA 3.12. RELACIÓN GAS-AGUA EN SOLUCIÓN SEGÚN LA INTERFAZ Y LA HOJA DE CÁLCULO 1..... | 152 |
| FIGURA 3.13. FACTOR VOLUMÉTRICO DEL AGUA SEGÚN LA INTERFAZ Y LA HOJA DE CÁLCULO 1..... | 153 |
| FIGURA 3.14. VISCOSIDAD DEL AGUA SEGÚN LA INTERFAZ Y LA HOJA DE CÁLCULO UNO | 153 |
| FIGURA 4.1. ARREGLO DE POZOS UTILIZADO PARA EL PRIMER CASO DE ESTUDIO (ESQUEMA AREAL) | 165 |
| FIGURA 4.2. TIEMPO DE CPU PARA DISTINTAS TOLERANCIAS A LOS CAMBIOS DE SATURACIÓN | 166 |
| FIGURA 4.3. NÚMERO DE PASOS DE TIEMPO PARA DISTINTAS TOLERANCIAS A LOS CAMBIOS DE SATURACIÓN..... | 167 |
| FIGURA 4.4. PARÁMETROS DE TOLERANCIA CON MAYOR INCIDENCIA EN LA DETERMINACIÓN DEL PASO DE TIEMPO | 169 |
| FIGURA 4.5. ERRORES DE BALANCE DE MATERIALES DEL PETRÓLEO | 171 |
| FIGURA 4.6. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO | 172 |
| FIGURA 4.7. ERRORES DE BALANCE DE MATERIALES DEL GAS..... | 172 |
| FIGURA 4.8. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS..... | 173 |
| FIGURA 4.9. ERRORES DE BALANCE DE MATERIALES DEL AGUA..... | 173 |
| FIGURA 4.10. VARIACIÓN DE LOS ERRORES DE BALANCE DE MATERIALES DEL AGUA CON EL TIEMPO | 174 |
| FIGURA 4.11. TASA DE AGUA DEL YACIMIENTO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO..... | 175 |
| FIGURA 4.12. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA..... | 176 |
| FIGURA 4.13. PRESIÓN PROMEDIO DEL YACIMIENTO PARA LAS DISTINTAS TOLERANCIAS DE SATURACIÓN | 178 |
| FIGURA 4.14. PRESIÓN DE FONDO DEL POZO 4 PARA LAS DISTINTAS TOLERANCIAS DE SATURACIÓN | 179 |
| FIGURA 4.15. SATURACIÓN DE PETRÓLEO EN LA CELDA QUE CONTIENE AL POZO 4 ... | 180 |

| | |
|--|-----|
| FIGURA 4.16. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA PARA DIFERENTES TAMAÑOS MÁXIMOS DE PASOS DE TIEMPO | 181 |
| FIGURA 4.17. TIEMPO DE CPU PARA DISTINTAS TOLERANCIAS A LOS CAMBIOS DE SATURACIÓN | 183 |
| FIGURA 4.18. NÚMERO DE PASOS DE TIEMPO PARA DISTINTAS TOLERANCIAS A LOS CAMBIOS DE PRESIÓN..... | 183 |
| FIGURA 4.19. ERRORES DE BALANCE DE MATERIALES DEL PETRÓLEO | 185 |
| FIGURA 4.20. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO | 186 |
| FIGURA 4.21. ERRORES DE BALANCE DE MATERIALES DEL GAS..... | 187 |
| FIGURA 4.22. PRODUCCIÓN ACUMULADA DE GAS..... | 187 |
| FIGURA 4.23. TASA DE GAS DEL YACIMIENTO EN FUNCIÓN DEL TIEMPO | 188 |
| FIGURA 4.24. PRESIÓN PROMEDIO DEL YACIMIENTO..... | 189 |

INTRODUCCIÓN

Predecir el aporte de fluidos del yacimiento al sistema de producción de manera eficiente, representa uno de los aspectos más complejos en la ingeniería de petróleo. Múltiples técnicas han sido desarrolladas y utilizadas en la industria, a través de los años, en busca de obtener estimados más precisos del comportamiento del yacimiento. Una de estas técnicas es la simulación de yacimientos. Por medio de su aplicación es posible modelar el flujo de fluidos a través del espacio poroso del reservorio y hasta los pozos, con mayor detalle que cualquiera de las otras técnicas existentes. No obstante, la simulación de yacimientos involucra una gran cantidad de variables y complejidades, tanto de ingeniería como de matemática, que afectan la precisión de sus resultados. Es entonces necesario, que el usuario del simulador de yacimientos cuente con los conocimientos y pericia, no sólo de los aspectos referidos a la ingeniería de petróleo, sino también, de los fundamentos matemáticos que rigen el funcionamiento del programa. Ello, puede garantizar un mejor aprovechamiento de las bondades que nos brinda una herramienta tan poderosa como lo puede ser un simulador de yacimientos.

Actualmente, la mayoría de las simulaciones de yacimientos son realizadas usando programas basados en diferencias finitas desarrollados por una serie de casas proveedoras de paquetes de simulación, tales como GeoQuest, Landmark y Computer Modeling Group, entre otras, las cuales ofrecen sus productos a las corporaciones petroleras, para que éstas los apliquen a través de la adquisición de licencias. Ahora, si bien es cierto que los programas que ellos proveen, incorporan gran cantidad de módulos y opciones, que permiten representar de manera precisa y eficiente los procesos que ocurren en el yacimiento, su aplicación es restringida, entre otras cosas, por razones económicas. La utilización de programas comerciales conlleva a grandes desembolsos por concepto de adquisición y mantenimiento de licencias, además del soporte técnico requerido para su uso. Todo esto, ha causado que la simulación de yacimientos sólo sea aplicada en campos con grandes potenciales que justifiquen los

costos, no sólo de compra del software, sino también por adquisición y recolección de todos los datos requeridos para el desarrollo del estudio.

Los programas de simulación de yacimientos, no sólo han sido desarrollados por las compañías proveedores de software, otras instituciones y organizaciones han desarrollado sus propios paquetes de simulación, algunos de los cuales son de libre distribución o de muy bajo costo de adquisición. Uno de estos paquetes, es el simulador BOAST (*Black Oil Applied Simulation Tool*), el cual fue desarrollado en la década de los 80's por el Departamento de Energía de los Estados Unidos. Más recientemente, en el año 2001, algunas mejoras fueron incorporadas a la versión original de BOAST, obteniéndose así, el simulador WinB4D.

Partiendo de la premisa de que ya BOAST ha sido utilizado en gran cantidad de ocasiones con resultados satisfactorios y que WinB4D mantiene las principales características de su predecesor, incluyendo la formulación IMPES (*Implicit Pressure-Explicit Saturation*), su aplicación pudiera plantearse como una alternativa para representar el comportamiento del yacimiento en campos con diversos potenciales de producción. Ello implica considerar la estabilidad de la solución que WinB4D genera. En tal sentido, un análisis exhaustivo de la convergencia de las soluciones del simulador, a través del estudio, de los rangos de tamaño de paso de tiempo y máximos cambios de presión y saturación por paso de tiempo, ayudará a establecer recomendaciones que conlleven a obtener mejores respuestas del simulador.

En la práctica, el primer inconveniente que surge para la aplicación del programa WinB4D, radica en que éste no cuenta con una interfaz para el ingreso de los datos para generar la simulación, y en su lugar, estos deben ser plasmados en un archivo de datos con una estructura complicada. La generación de tal archivo, obliga a que el usuario de WinB4D cuente con conocimientos detallados de cada una de las opciones disponibles en el simulador, y la manera como éstas son representadas en el

archivo de entrada del mismo. Evidentemente, tal situación restringe la aplicabilidad del simulador en cuestión. Contar con un programa que permita manipular de manera efectiva, los datos de entrada de WinB4D, puede ser el punto de partida para la aplicación del simulador en los campos petroleros venezolanos. Es por ello que el objetivo general del presente trabajo consiste en proponer, luego del diagnóstico respectivo, una metodología y un programa que permitan aumentar la aplicabilidad del simulador WinB4D. Para alcanzar este objetivo general se hace necesario cubrir los siguientes objetivos específicos:

- Generar una interfaz gráfica que permita manipular los datos de entrada de WinB4D de manera práctica y eficiente.
- Incorporar a la interfaz modelos para calcular propiedades PVT del petróleo, gas y agua, además de permeabilidades relativas.
- Garantizar la ejecución de los programas WinB4D y 3DView, desde la interfaz gráfica, con posterior acceso a los archivos de salida del simulador.
- Validar el funcionamiento de la interfaz, a partir de los ejemplos de archivos de datos disponibles en el simulador WinB4D.
- Analizar el efecto del tamaño del paso de tiempo en la estabilidad de la solución generada por WinB4D.
- Analizar el efecto del máximo cambio de saturación y presión en la estabilidad y precisión de la solución generada por WinB4D.

La investigación en cuestión tendrá los siguientes alcances: a) La interfaz gráfica brindará al usuario, la capacidad de ingresar y editar los datos de entrada a WinB4D, además de manejar los ejecutables de los programas WinB4D y 3DView, desde una misma plataforma; b) Cuando los datos PVT de los fluidos presentes en el yacimiento y los datos de permeabilidades relativas no estén disponibles, el usuario contará con opciones para generar tales datos, mediante modelos programados dentro de la interfaz, pudiendo así, realizar el modelo de simulación y c) Finalmente, a partir del estudio de convergencia realizado, algunas recomendaciones para el ingreso de

los valores de tamaños de pasos de tiempo y máximos cambios en la saturación y presión por paso de tiempo, deben ser dados al usuario, buscando obtener la respuesta más eficiente del simulador WinB4D.

Como puede apreciarse, la importancia de la investigación se hace reflejar no sólo en los alcances del trabajo. En efecto, hoy en día, múltiples programas comerciales para la simulación del yacimiento están disponibles. Sin embargo, la gran mayoría de ellos representan grandes costos por adquisición y mantenimiento de licencias. El simulador WinB4D, por su parte, sin poseer las amplias capacidades de los grandes paquetes comerciales de simulación, representa una herramienta económica y útil para estimar el comportamiento del yacimiento con mayor precisión que un simple método analítico de predicción. Tenemos entonces, que WinB4D se muestra como una posible alternativa para modelar el comportamiento del reservorio.

Para lograr aplicar, de manera satisfactoria, el simulador WinB4D, se requiere que algunos estudios sobre sus características y potencialidades sean realizados. Parte de ello, está representado por el estudio de la estabilidad de la solución que él genera. Esto resulta necesario, si se considera que la formulación del simulador (IMPES), a diferencia de la formulación implícita, puede generar soluciones inestables y carentes de significado físico. Establecer rangos de valores en los factores que pueden controlar la estabilidad de la solución podría ayudar a mejorar los resultados que el simulador genera, brindado así, mayor aplicación al programa.

En lo que corresponde a la utilización del programa WinB4D, la principal dificultad surge con el ingreso de los datos al simulador, la cual puede resultar tediosa y complicada. Desarrollar una interfaz que permita introducir los datos de entrada de manera práctica y sencilla, contribuye enormemente a la utilización posterior del simulador. Igualmente, incorporar algunas opciones adicionales para generar las propiedades PVT de los fluidos presentes en el yacimiento, junto con los datos de la

interacción roca-fluido, constituye un avance importante para el desarrollo de modelos de simulación cuando no toda la data esté disponible.

A nivel metodológico se debe señalar que se trata de una investigación de carácter bibliográfico, basada fundamentalmente en el uso de fuentes secundarias. Se trata de un trabajo teórico y práctico en la medida en que, por un lado, demanda del tratamiento de información teórica indispensable para el tratamiento del tema y, por el otro, incorpora una propuesta operativa que, en el marco de la investigación, consistió en el diseño de un programa para manipular los datos de entrada al simulador WinB4D y su sometimiento a las pruebas correspondientes. El carácter práctico del trabajo se hace presente también al momento de proceder a la evaluación de dicho simulador con el fin de analizar la convergencia de las soluciones que este genera.

Destaca que una de las principales limitaciones para la utilización del simulador WinB4D es que el mismo, a diferencia de su predecesor BOAST, no tiene disponible el código fuente. Ante tal situación, las mejoras que puedan realizarse a su aplicación tienen que ser hechas a partir de programas que cumplan funciones de pre o post-procesadores de los datos que maneja el simulador. Así mismo, en lo que las respuestas que del simulador se obtienen, es importante mencionar, que parámetros de entrada únicos, que garanticen la estabilidad y precisión de WinB4D para todos los casos en los cuales este pueda ser aplicado, no pueden ser alcanzados, ya que cada caso en particular, presenta variantes en cuanto a las descripción del modelo de simulación, que se traducen en diferentes respuestas del simulador. En la presente investigación, los estudios de convergencia de las soluciones de WinB4D, deben tomarse como métodos de ayuda para establecer los criterios necesarios para identificar la incidencia de los tamaños de pasos de tiempo, máximos cambios de saturación y presión por paso de tiempo, en los resultados que el simulador arroja.

Finalmente, el trabajo ha quedado estructurado en cuatro capítulos. En el primer capítulo se exponen los aspectos teóricos necesarios para comprender los factores que rigen y afectan la simulación de yacimientos. Por su parte, el segundo capítulo consta de las principales características del simulador de yacimientos objeto de esta investigación, es decir, WinB4D. El tercer capítulo se describen los aspectos prácticos del desarrollo, aplicación y evaluación de la interfaz para el manejo de los datos de entrada al simulador y, en el capítulo cuatro, se trata el análisis de la convergencia de las soluciones de WinB4D para dos casos de estudio.

CAPÍTULO 1

SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La simulación de yacimientos constituye la única manera viable de expresar cuantitativamente el flujo de múltiples fases a través del yacimiento. Partiendo de modelos matemáticos, que representan de forma numérica el fenómeno físico correspondiente al movimiento de fluidos dentro del medio poroso del reservorio, es posible generar soluciones, mediante métodos numéricos, que permitan obtener un comportamiento más realista del yacimiento, en comparación al que se pudiera obtener mediante métodos analíticos, como balance de materiales, curvas de declinación y demás.

Modelar el yacimiento puede ser una herramienta muy poderosa si es usada de manera correcta. No obstante, su adecuado uso pasa por que se posean conocimientos no sólo de los procesos que afectan la explotación de hidrocarburos, sino también de los factores matemáticos que están inmersos en la formulación y resolución de las ecuaciones que conforman el simulador. Es por ello que en el siguiente capítulo se presentan, algunos de los principios básicos que sustentan la simulación de yacimientos, además de, los aspectos que caracterizan su funcionamiento, desarrollo y aplicación, involucrando tanto aspectos matemáticos como de ingeniería.

Las características de la simulación de yacimientos que son presentadas en este capítulo, están divididas en dos grupos: el primero de ellos, se refiere a la descripción matemática de la simulación de yacimientos, incluyendo: deducción de las ecuaciones de flujo, utilización de las diferencias finitas, discretización del espacio y el tiempo, cálculos de movilidad, consideración de los pozos, métodos de solución y factores que afectan la precisión de las soluciones. El segundo, se refiere a las distintas fases que deben llevarse a cabo para la realización de un estudio de simulación de yacimientos, entre las cuales se tienen: construcción de la malla con los

datos recolectados, asignación de las propiedades a las celdas, ajuste del modelo con el cotejo histórico y, finalmente, la predicción.

MODELOS MATEMÁTICOS EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Tal como define Crichlow (1977) “El área de la simulación de yacimientos aplica los conceptos y técnicas del modelaje matemático al análisis del comportamiento de los sistemas de yacimientos de petróleo”. La descripción matemática del yacimiento, es realizada a través de un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales, una serie de condiciones de borde y condiciones iniciales. La complejidad asociada a la obtención de soluciones de este modelo, ha dado lugar a que métodos numéricos de solución hayan sido implementados mediante algoritmos programados en computadoras, surgiendo entonces, los simuladores de yacimientos.

Para ir conociendo como está constituido el modelo matemático que describe el comportamiento del reservorio y los fluidos presentes en él, a continuación se expone lo que constituye el primer paso para la generación del modelo, es decir, la deducción de las ecuaciones fundamentales de flujo de petróleo, gas y agua, para un simulador de petróleo negro.

Derivación de las ecuaciones fundamentales de flujo

Las ecuaciones fundamentales utilizadas por un simulador de yacimientos de petróleo negro están basadas en la ley de conservación de la masa. Un simulador de petróleo negro modela el flujo de petróleo, gas y agua sin considerar cambios en la composición de las fases hidrocarburos. Considera que las propiedades de los fluidos dependen sólo de la presión.

Para la deducción, se tomará la notación utilizada por Fanchi et. al. (1982), ya que facilitará la descripción posterior de las ecuaciones usadas por el simulador de yacimientos WinB4D, una vez que éste utiliza tal notación.

A partir de la Figura 1.1, considerando la entrada y salida de fluido en una celda del yacimiento con tamaño Δx en la dirección x, donde J denota la tasa de flujo de masa por unidad de área transversal, el flujo que entra a la celda en x es (J_x) , mientras que el que sale en $x+\Delta x$ es $(J_{x+\Delta x})$.

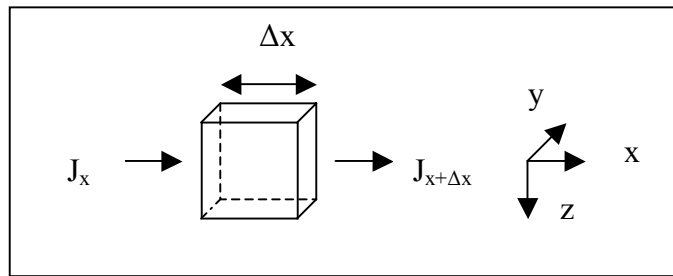


Figura 1.1. Celda del yacimiento (Tomado de Fanchi et. al. (1982))

Por conservación de la masa, se tiene la igualdad:

Masa que entra a la celda-Masa que deja la celda=Acumulación de masa en la celda

Si la celda tiene un largo Δx , ancho Δy , y profundidad Δz , entonces la masa que entra a la celda en un tiempo Δt , puede escribirse como:

$$\left[(J_x)_x \Delta y \Delta z + (J_y)_y \Delta x \Delta z + (J_z)_z \Delta x \Delta y \right] \Delta t = \text{Masa entrante} \quad (1.1)$$

donde se ha incluido el flujo en las direcciones y, z. La notación $(J_x)_x$ denota flujo en la dirección x, en el punto x, con significado análogo para el resto de los términos. De igual forma, la masa que sale de la celda es:

$$\left[(J_x)_{x+\Delta x} \Delta y \Delta z + (J_y)_{y+\Delta y} \Delta x \Delta z + (J_z)_{z+\Delta z} \Delta x \Delta y \right] \Delta t + q \Delta x \Delta y \Delta z \Delta t = \text{Masa saliente} \quad (1.2)$$

El termino “ q ” añadido a la ecuación representa la entrada o salida de flujo másico por la presencia de un pozo. Así tenemos, para producción $q > 0$, mientras en la inyección $q < 0$.

La acumulación de masa en la celda es el cambio en la concentración de fase $f(C_f)$ en la celda en un intervalo de tiempo Δt . Si la concentración C_f es definida como la masa total de fase f (petróleo, gas o agua) en la celda dividida entre el volumen de la celda, la acumulación de masa es:

$$[(C_f)_{t+\Delta t} - (C_f)_t] \Delta x \Delta y \Delta z = \text{Acumulación de masa} \quad (1.3)$$

Reemplazando las ecuaciones (1.1) y (1.2) en la igualdad de conservación de la masa, se obtiene:

$$\begin{aligned} & [(J_x)_x \Delta y \Delta z + (J_y)_y \Delta x \Delta z + (J_z)_z \Delta x \Delta y] \Delta t - [(J_x)_{x+\Delta x} \Delta y \Delta z + (J_y)_{y+\Delta y} \Delta x \Delta z + (J_z)_{z+\Delta z} \Delta x \Delta y] \Delta t \\ & - q \Delta x \Delta y \Delta z \Delta t = [(C_f)_{t+\Delta t} - (C_f)_t] \Delta x \Delta y \Delta z \end{aligned} \quad (1.4)$$

Dividiendo la ecuación (1.4) entre $\Delta x \Delta y \Delta z \Delta t$:

$$-\frac{(J_x)_{x+\Delta x} - (J_x)_x}{\Delta x} - \frac{(J_y)_{y+\Delta y} - (J_y)_y}{\Delta y} - \frac{(J_z)_{z+\Delta z} - (J_z)_z}{\Delta z} - q = \frac{(C_f)_{t+\Delta t} - (C_f)_t}{\Delta t} \quad (1.5)$$

En el límite de Δx , Δy , Δz y Δt van a cero, por lo que la ecuación (1.5) se convierte en la ecuación de continuidad:

$$-\frac{\delta J_x}{\delta x} - \frac{\delta J_y}{\delta y} - \frac{\delta J_z}{\delta z} - q = \frac{\delta C_f}{\delta t} \quad (1.6)$$

Esta ecuación cumple con la ley de la conservación de la masa y puede ser aplicada tanto para petróleo, gas y agua.

Ecuaciones de flujo para tres fases

Las ecuaciones de flujo para petróleo, gas y agua son determinadas especificando los flujos y concentraciones en la ecuación de conservación de la masa para cada una de las tres fases. El flujo en una dirección dada puede ser escrito como la densidad del fluido por la velocidad del mismo en la dirección dada. Denotando los subíndices o, g y w para el petróleo, gas y agua, los flujos se convierten en:

$$(\vec{J})_o = \frac{\rho_{ocs}}{B_o} \vec{v}_o \quad (1.7)$$

$$(\vec{J})_w = \frac{\rho_{wcs}}{B_w} \vec{v}_w \quad (1.8)$$

$$(\vec{J})_g = \frac{\rho_{gcs}}{B_g} \vec{v}_g + \frac{R_{so}\rho_{gcs}}{B_o} \vec{v}_o + \frac{R_{sw}\rho_{gcs}}{B_w} \vec{v}_w \quad (1.9)$$

donde R_{so} y R_{sw} son las solubilidades del gas en el petróleo y agua respectivamente; B_o , B_w y B_g son los factores de volumen de formación. El subíndice cs denota condiciones estándar (60°F y 14,7 lpc) y ρ significa densidad del fluido. La velocidad v es asumida como velocidad Darcy y sus componentes en x son:

$$v_{xo} = -K_x \lambda_o \frac{\delta}{\delta x} \left[P_o - \frac{\rho_o g z}{144 g_c} \right] \quad (1.10)$$

$$v_{xw} = -K_x \lambda_w \frac{\delta}{\delta x} \left[P_w - \frac{\rho_w g z}{144 g_c} \right] \quad (1.11)$$

$$v_{xg} = -K_x \lambda_g \frac{\delta}{\delta x} \left[P_g - \frac{\rho_g g z}{144 g_c} \right] \quad (1.12)$$

donde g es la aceleración de la gravedad en pies/seg², y g_c es 32,174 pies/seg². Ecuaciones similares pueden ser descritas para las direcciones y , z .

La movilidad de la fase λ_f es definida como la permeabilidad relativa al flujo de la fase dividida entre su viscosidad:

$$\lambda_f = \frac{k_{rf}}{\mu_f} \quad (1.13)$$

Las densidades de las fases son relacionadas con el factor volumétrico de la formación y solubilidades del gas mediante:

$$\rho_o = \frac{1}{B_o} [\rho_{ocs} + R_{so} \rho_{gcs}] \quad (1.14)$$

$$\rho_w = \frac{1}{B_w} [\rho_{wcs} + R_{sw} \rho_{gcs}] \quad (1.15)$$

$$\rho_g = \frac{\rho_{gcs}}{B_g} \quad (1.16)$$

Además de flujos de masa, las concentraciones vienen dadas por:

$$C_o = \frac{\phi \rho_{ocs} S_o}{B_o} \quad (1.17)$$

$$C_w = \frac{\phi \rho_{wcs} S_w}{B_w} \quad (1.18)$$

$$C_g = \phi \rho_{gcs} \left[\frac{S_g}{B_g} + R_{so} \frac{S_o}{B_o} + R_{sw} \frac{S_w}{B_w} \right] \quad (1.19)$$

También, sabemos que las saturaciones de las fases presentes deben satisfacer la igualdad:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (1.20)$$

Combinando las ecuaciones (1.6) a (1.9) y (1.17) a (1.19), nos queda la ecuación de conservación de la masa para cada fase:

Petróleo:

$$-\left[\frac{\delta}{\delta x} \left(\frac{\rho_{ocs}}{B_o} v_{xo} \right) + \frac{\delta}{\delta y} \left(\frac{\rho_{ocs}}{B_o} v_{yo} \right) + \frac{\delta}{\delta z} \left(\frac{\rho_{ocs}}{B_o} v_{zo} \right) \right] - q_o = \frac{\delta}{\delta t} \left(\frac{\phi \rho_{ocs} S_o}{B_o} \right) \quad (1.21)$$

Agua:

$$-\left[\frac{\delta}{\delta x} \left(\frac{\rho_{wcs}}{B_w} v_{xw} \right) + \frac{\delta}{\delta y} \left(\frac{\rho_{wcs}}{B_w} v_{yw} \right) + \frac{\delta}{\delta z} \left(\frac{\rho_{wcs}}{B_w} v_{zw} \right) \right] - q_w = \frac{\delta}{\delta t} \left(\frac{\phi \rho_{wcs} S_w}{B_w} \right) \quad (1.22)$$

Gas:

$$-\frac{\delta}{\delta x} \left(\frac{\rho_{gcs}}{B_g} v_{xg} + \frac{R_{so} \rho_{gcs}}{B_o} v_{xo} + \frac{R_{sw} \rho_{gcs}}{B_w} v_{xw} \right) - \frac{\delta}{\delta y} \left(\frac{\rho_{gcs}}{B_g} v_{yg} + \frac{R_{so} \rho_{gcs}}{B_o} v_{yo} + \frac{R_{sw} \rho_{gcs}}{B_w} v_{yw} \right) \quad (1.23)$$

$$-\frac{\delta}{\delta z} \left(\frac{\rho_{gcs}}{B_g} v_{zg} + \frac{R_{so} \rho_{gcs}}{B_o} v_{zo} + \frac{R_{sw} \rho_{gcs}}{B_w} v_{zw} \right) - q_g = \frac{\delta}{\delta t} \left[\phi \rho_{gcs} \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right]$$

Como las densidades a condiciones estándar son constantes, las expresiones anteriores, pueden reescribirse así:

Petróleo:

$$-\left[\frac{\delta}{\delta x} \left(\frac{v_{xo}}{B_o} \right) + \frac{\delta}{\delta y} \left(\frac{v_{yo}}{B_o} \right) + \frac{\delta}{\delta z} \left(\frac{v_{zo}}{B_o} \right) \right] - \frac{q_o}{\rho_{ocs}} = \frac{\delta}{\delta t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad (1.24)$$

Agua:

$$-\left[\frac{\delta}{\delta x} \left(\frac{v_{xw}}{B_w} \right) + \frac{\delta}{\delta y} \left(\frac{v_{yw}}{B_w} \right) + \frac{\delta}{\delta z} \left(\frac{v_{zw}}{B_w} \right) \right] - \frac{q_w}{\rho_{wcs}} = \frac{\delta}{\delta t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad (1.25)$$

Gas:

$$-\frac{\delta}{\delta x} \left(\frac{v_{xg}}{B_g} + \frac{R_{so}}{B_o} v_{xo} + \frac{R_{sw}}{B_w} v_{xw} \right) - \frac{\delta}{\delta y} \left(\frac{v_{yg}}{B_g} + \frac{R_{so}}{B_o} v_{yo} + \frac{R_{sw}}{B_w} v_{yw} \right) - \frac{\delta}{\delta z} \left(\frac{v_{zg}}{B_g} + \frac{R_{so}}{B_o} v_{zo} + \frac{R_{sw}}{B_w} v_{zw} \right) \quad (1.26)$$

$$-\frac{q_g}{\rho_{gcs}} = \frac{\delta}{\delta t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right]$$

Las ecuaciones que van desde la (1.10) hasta la (1.16), (1.20) y desde la (1.24) a la (1.26), son las ecuaciones fundamentales que son solucionadas numéricamente por un simulador de petróleo negro.

A partir de la definición del vector de divergencia de la velocidad (1.27), las ecuaciones (1.24), (1.25) y (1.26), pueden expresarse en términos de operadores vectoriales:

$$\nabla \cdot \vec{v} = \frac{\delta}{\delta x} v_x + \frac{\delta}{\delta y} v_y + \frac{\delta}{\delta z} v_z \quad (1.27)$$

Petróleo:

$$-\nabla \cdot \frac{\vec{v}_o}{B_o} - \frac{q_o}{\rho_{ocs}} = \frac{\delta}{\delta t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) \quad (1.28)$$

Agua:

$$-\nabla \cdot \frac{\vec{v}_w}{B_w} - \frac{q_w}{\rho_{wcs}} = \frac{\delta}{\delta t} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) \quad (1.29)$$

Gas:

$$-\nabla \cdot \left(\frac{\vec{v}_g}{B_g} + \frac{R_{so}}{B_o} \vec{v}_o + \frac{R_{sw}}{B_w} \vec{v}_w \right) - \frac{q_g}{\rho_{gcs}} = \frac{\delta}{\delta t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + R_{so} \frac{S_o}{B_o} + R_{sw} \frac{S_w}{B_w} \right) \right] \quad (1.30)$$

Estas ecuaciones diferenciales son las expresiones básicas que describen el flujo de petróleo, agua y gas dentro del yacimiento. Son expresiones complejas, las cuales requieren de la aplicación de complejos métodos de solución para su uso dentro de un simulador de yacimientos.

Relaciones Auxiliares

Además de las ecuaciones de flujo de petróleo, agua y gas, otras expresiones llamadas relaciones auxiliares, son usadas para complementar la descripción matemática del yacimiento. Básicamente, la saturación de alguna de las fases puede ser expresada en función del resto de las saturaciones:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (1.31)$$

Además se tienen las expresiones para presión capilar:

$$P_{cow} = P_o - P_w \quad (1.32)$$

$$P_{cgo} = P_g - P_o \quad (1.33)$$

donde P_f es la presión de la fase f , P_{cow} es la presión capilar para el sistema petróleo-agua y P_{cog} es la presión capilar para el sistema gas-petróleo. Estas expresiones son manipuladas junto con las ecuaciones de flujo, discretizadas y solucionadas numéricamente en un simulador de petróleo negro.

Condiciones de Borde

Otro de los requerimientos para la solución de los modelos matemáticos que describen el comportamiento de los fluidos en el yacimiento, es la especificación de las condiciones de borde. Dos condiciones son establecidas, la primera y más común asunción, se basa en que existe un límite externo del yacimiento de no-flujo, por lo que la producción/inyección de los pozos toma lugar dentro ese límite. Mientras que la segunda trata de la especificación de las condiciones de producción/inyección de los pozos presentes en el yacimiento, es decir, se deben establecer o tasas de producción/inyección o presiones de operación a los pozos.

Condiciones iniciales

El punto final para completar la descripción matemática del yacimiento, es fijar las condiciones iniciales del mismo, esto es, especificar las presiones y saturaciones a través del yacimiento en el tiempo inicial, lo que es denominado

inicialización. Comúnmente, esto se realiza especificando las presiones de las fases a una profundidad de referencia (datum) y con las relaciones de presiones capilares y densidades se calcula la distribución de saturaciones y presiones a través del reservorio.

Discretización

Las ecuaciones diferenciales parciales que describen el flujo de fluidos en el yacimiento son prácticamente imposibles de solucionar mediante métodos analíticos. En vez de estos, métodos numéricos deben ser utilizados. Para tal fin, las ecuaciones diferenciales parciales son llevadas a ecuaciones de diferencias finitas, lo que implica la discretización del tiempo y espacio (subdivisión en incrementos específicos de tiempo y espacio). Tal aproximación hace que el yacimiento sea tratado como si estuviese compuesto de múltiples elementos de volumen (celdas). El simulador, entonces calcula los cambios en las propiedades de cada uno de los elementos de volumen a cada incremento de tiempo (paso de tiempo).

La solución numérica de las ecuaciones de flujo de fluido del yacimiento, genera soluciones aproximadas en puntos discretos dentro del sistema (celdas), los cuales tienen ubicación arbitraria. Igualmente, las soluciones son alcanzadas en intervalos arbitrarios de tiempo (pasos de tiempo).

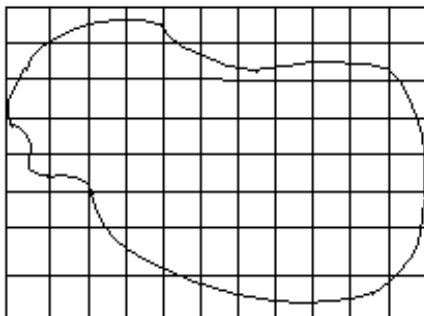


Figura 1.2. Discretización del espacio

Cada celda que compone el yacimiento, tiene propiedades uniformes en toda su extensión, es decir, la presión es la misma en toda celda, al igual que las saturaciones, porosidad, permeabilidad, y demás propiedades de la misma.

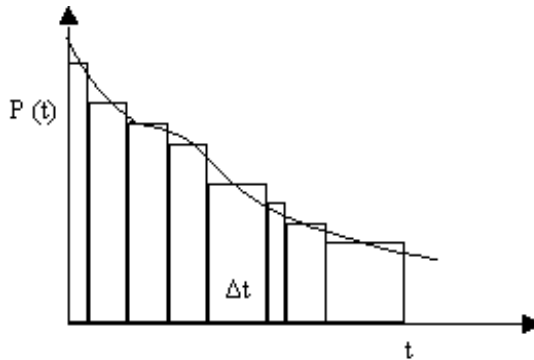


Figura 1.3. Discretización del tiempo

El tamaño de cada uno de los elementos de volumen y tiempo tienen una incidencia directa sobre los resultados de la simulación. La precisión con que el yacimiento puede ser representado en el simulador depende en gran medida del número de celdas que se usen en el modelo. Por su parte, la precisión con que se cuantifican los cambios en las celdas entre un paso de tiempo y otro depende, igualmente, de la duración del paso de tiempo. Idealmente, los elementos de volumen y de tiempo deberían ser lo suficientemente pequeños para representar las heterogeneidades yacimiento y sus variaciones en el tiempo. Sin embargo, el tamaño de los mismos está restringido por factores prácticos y de eficiencia en los cálculos computacionales.

1. Diferencias Finitas

Tal como se mencionó antes, las ecuaciones diferenciales parciales son sustituidas por diferencias finitas, las cuales son obtenidas de la expansión de la serie de Taylor para un punto dado, extendiéndose la solución para la derivada requerida.

Las expansiones de la serie de Taylor vienen dadas por:

Diferencia hacia delante:

$$P(x + \Delta x) = P(x) + \Delta x P'(x) + \frac{1}{2} \Delta x^2 P''(x) + \frac{1}{6} \Delta x^3 P'''(x) \quad (1.34)$$

Diferencia hacia atrás:

$$P(x - \Delta x) = P(x) - \Delta x P'(x) + \frac{1}{2} \Delta x^2 P''(x) - \frac{1}{6} \Delta x^3 P'''(x) \quad (1.35)$$

donde:

$$P' = \frac{\delta P}{\delta x} \quad P'' = \frac{\delta^2 P}{\delta x^2} \quad P''' = \frac{\delta^3 P}{\delta x^3}$$

Estas expresiones pueden ser utilizadas para calcular la primera y segunda derivada.

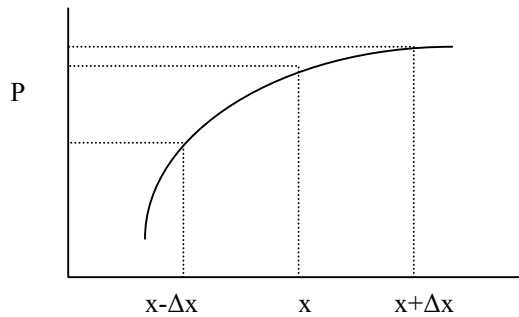


Figura 1.4. Aproximación de la serie de Taylor

a) Primera derivada

La aproximación de la primera derivada puede obtenerse de las siguientes expresiones:

Diferencia hacia delante:

$$P'(x) = \frac{P(x + \Delta x) - P(x)}{\Delta x} + O(\Delta x) \quad (1.36)$$

Diferencia hacia atrás:

$$P'(x) = \frac{P(x) - P(x - \Delta x)}{\Delta x} + O(\Delta x) \quad (1.37)$$

Diferencia central:

$$P'(x) = \frac{P(x + \Delta x) - P(x - \Delta x)}{2\Delta x} + O(\Delta x^2) \quad (1.38)$$

La diferencia central es obtenida de la sustracción de las diferencias hacia delante y atrás. El término independiente en las ecuaciones arriba señaladas, se denomina error de truncación. En el caso de la diferencia central, el error de truncación es de orden 2 (Δx^2), mientras que tanto para la diferencia hacia delante como hacia atrás, éste es de orden 1 (Δx).

b) Segunda derivada

La segunda derivada puede ser calculada sumando las ecuaciones (1.34) y (1.35):

$$P(x + \Delta x) + P(x - \Delta x) = 2P(x) + \Delta x^2 P''(x) + O(\Delta x^4) \quad (1.39)$$

Luego, despejando P'' :

$$P''(x) = \frac{P(x + \Delta x) - 2P(x) + P(x - \Delta x)}{\Delta x^2} + O(\Delta x^2) \quad (1.40)$$

Para la cual, nuevamente, el error de truncación es de orden 2 (Δx^2).

2. Discretización del espacio

La división del espacio en elementos de volumen, es realizada a través de las celdas. Distintas geometrías pueden ser utilizadas para las mismas. Principalmente, estas vienen dadas por dos tipos, la primera llamada *Block Centered* y la segunda *Corner Point*. Tal como puede verse en el Figura 1.5, para utilizar la geometría *Block centered* es necesario especificar las coordenadas del centro de la celda además del tamaño de los lados de la misma, mientras que *Corner Point* requiere la especificación de las coordenadas de todos los puntos (8) que conforman las esquinas de la celda.

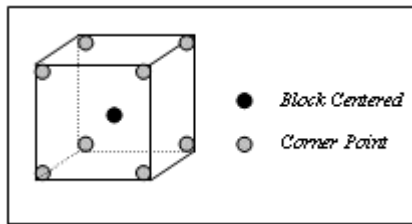


Figura 1.5. Geometría de las celdas (Tomado de Fanchi 2001)

La primera geometría es mucho más simple y de hecho es la más usada. Sin embargo, la geometría *Corner Point* ha venido aplicándose con más frecuencia, debido a su capacidad para representar la arquitectura del yacimiento. Utilizando geometría *Block Centered*, con la notación i para la dirección x , y j para la dirección y , se establece:

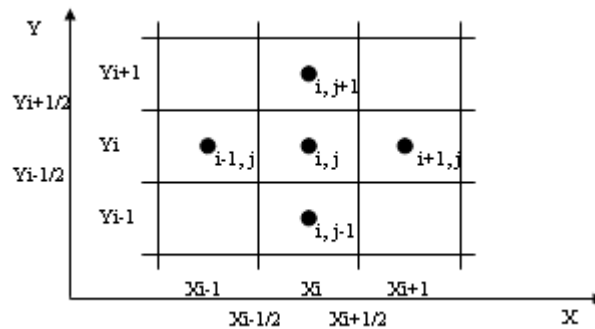


Figura 1.6. Notación para geometría Block Centered en un modelo en 2 dimensiones

En la Figura 1.6 se muestra la notación usada para ilustrar la discretización del espacio en la ecuación de flujo de petróleo en 2 dimensiones (x,y). La ecuación de flujo para el petróleo viene dada por:

$$-\left[\frac{\delta}{\delta x} \left(\frac{h v_{x0}}{B_o} \right) + \frac{\delta}{\delta y} \left(\frac{h v_{y0}}{B_o} \right) \right] = \frac{\delta}{\delta t} \left(\frac{\phi h S_o}{B_o} \right) \quad (1.41)$$

Al considerarse el modelo en dos dimensiones, la ecuación (1.41) incorpora el espesor de la celda h, el cual es función de x, y. En la dirección x, el flujo de petróleo es:

$$-\left[\frac{\delta}{\delta x} \left(\frac{h v_{x0}}{B_o} \right) \right] = \frac{\delta}{\delta t} \left(\frac{\phi h S_o}{B_o} \right) \quad (1.42)$$

donde el v_{x0} representa la velocidad Darcy del petróleo en la dirección x:

$$v_{x0} = -K_x \lambda_o \frac{\delta}{\delta x} \left[P_o - \frac{\rho_o g z}{144 g_c} \right] \quad (1.43)$$

despreciando los efectos gravitatorios en la ecuación anterior y sustituyendo en la ecuación (1.42):

$$\left[\frac{\delta}{\delta x} \left(\frac{K_x h \lambda_o}{B_o} \frac{\delta P_o}{\delta x} \right) \right] = \frac{\delta}{\delta t} \left(\frac{\phi h S_o}{B_o} \right) \quad (1.44)$$

Aplicando la aproximación de la primera derivada obtenida de la serie de Taylor a la ecuación (1.44):

$$\frac{\delta}{\delta x} \left(\frac{K_x h \lambda_o}{B_o} \frac{\delta P_o}{\delta x} \right) \approx \frac{\left(\frac{K_x h \lambda_o}{B_o} \frac{\delta P_o}{\delta x} \right)_{i+\frac{1}{2},j} - \left(\frac{K_x h \lambda_o}{B_o} \frac{\delta P_o}{\delta x} \right)_{i-\frac{1}{2},j}}{x_{i+\frac{1}{2}} - x_{i-\frac{1}{2}}} \quad (1.45)$$

en la cual, además, se puede aproximar:

$$\left(\frac{\delta P_o}{\delta x} \right)_{i+\frac{1}{2},j} \approx \frac{(P_o)_{i+1,j} - (P_o)_{i,j}}{x_{i+1} - x_i} \quad (1.46)$$

$$\left(\frac{\delta P_o}{\delta x} \right)_{i-\frac{1}{2},j} \approx \frac{(P_o)_{i,j} - (P_o)_{i-1,j}}{x_i - x_{i-1}} \quad (1.47)$$

Al ser incorporadas las ecuaciones anteriores en la ecuación (1.45), se tiene:

$$\frac{\delta}{\delta x} \left(\frac{K_x h \lambda_o}{B_o} \frac{\delta P_o}{\delta x} \right) \approx \frac{\frac{\left(\frac{K_x h \lambda_o}{B_o} \right)_{i+\frac{1}{2},j} [(P_o)_{i+1,j} - (P_o)_{i,j}]}{x_{i+1} - x_i} - \frac{\left(\frac{K_x h \lambda_o}{B_o} \right)_{i-\frac{1}{2},j} [(P_o)_{i,j} - (P_o)_{i-1,j}]}{x_i - x_{i-1}}}{x_{i+\frac{1}{2}} - x_{i-\frac{1}{2}}} \quad (1.48)$$

análogamente para la dirección y, se obtiene:

$$\frac{\delta}{\delta y} \left(\frac{K_y h \lambda_o}{B_o} \frac{\delta P_o}{\delta y} \right) \approx \frac{\frac{\left(\frac{K_y h \lambda_o}{B_o} \right)_{i,j+\frac{1}{2}} [(P_o)_{i,j+1} - (P_o)_{i,j}]}{y_{j+1} - y_j} - \frac{\left(\frac{K_y h \lambda_o}{B_o} \right)_{i,j-\frac{1}{2}} [(P_o)_{i,j} - (P_o)_{i,j-1}]}{y_j - y_{j-1}}}{y_{j+\frac{1}{2}} - y_{j-\frac{1}{2}}} \quad (1.49)$$

Finalmente, la discretización espacial para el caso de flujo de petróleo en 2 dimensiones tiene la siguiente forma:

$$\left[\frac{\delta}{\delta x} \left(\frac{K_x h \lambda_o}{B_o} \frac{\delta P_o}{\delta x} \right) + \frac{\delta}{\delta y} \left(\frac{K_y h \lambda_o}{B_o} \frac{\delta P_o}{\delta y} \right) \right] \approx \quad (1.50)$$

$$\frac{\left(\frac{K_x h \lambda_o}{B_o} \right)_{i+\frac{1}{2},j} [(P_o)_{i+1,j} - (P_o)_{i,j}] - \left(\frac{K_x h \lambda_o}{B_o} \right)_{i-\frac{1}{2},j} [(P_o)_{i,j} - (P_o)_{i-1,j}]}{x_{i+1} - x_i - x_i - x_{i-1}} + \frac{\left(\frac{K_y h \lambda_o}{B_o} \right)_{i,j+\frac{1}{2}} [(P_o)_{i,j+1} - (P_o)_{i,j}] - \left(\frac{K_y h \lambda_o}{B_o} \right)_{i,j-\frac{1}{2}} [(P_o)_{i,j} - (P_o)_{i,j-1}]}{y_{j+1} - y_j - y_j - y_{j-1}}$$

$$\frac{x_{i+\frac{1}{2}} - x_{i-\frac{1}{2}}}{y_{j+\frac{1}{2}} - y_{j-\frac{1}{2}}}$$

Este proceso es aplicable de igual manera, a flujo de agua y gas en tres dimensiones, por lo que expresiones similares pueden obtenerse para el resto de las fases.

3. Discretización del tiempo

El tiempo, al igual que el espacio debe ser dividido en intervalos de tiempo Δt , para obtener soluciones de las ecuaciones de flujo por diferencias finitas. Si se asume que se tiene una solución al tiempo t^n , el procedimiento numérico de solución consiste en obtener una solución para cada variable dependiente en cada celda en el siguiente paso de tiempo t^{n+1} . A partir de la condición inicial de tiempo $t=0$, la aplicación repetida del proceso numérico generará soluciones en cada paso de tiempo para cada elemento de volumen.

Teniendo entonces que $\Delta t = t^{n+1} - t^n$, las derivadas con respecto al tiempo en la ecuación (1.41) puede ser sustituida por:

$$\frac{\delta}{\delta t} \left(\frac{\phi h S_o}{B_o} \right) \approx \frac{\left(\frac{\phi h S_o}{B_o} \right)_{i,j}^{n+1} - \left(\frac{\phi h S_o}{B_o} \right)_{i,j}^n}{\Delta t} \quad (1.51)$$

Combinando las ecuaciones (1.50) y (1.51) se obtiene la ecuación de diferencias finitas para el flujo de petróleo en 2 dimensiones:

$$\begin{aligned} & \frac{\left(\frac{K_x h \lambda_o}{B_o} \right)_{i+\frac{1}{2},j} [(P_o)_{i+1,j} - (P_o)_{i,j}] - \left(\frac{K_x h \lambda_o}{B_o} \right)_{i-\frac{1}{2},j} [(P_o)_{i,j} - (P_o)_{i-1,j}]}{x_{i+1} - x_i - (x_i - x_{i-1})} \\ & \frac{x_{i+\frac{1}{2}} - x_{i-\frac{1}{2}}}{\left(\frac{K_y h \lambda_o}{B_o} \right)_{i,j+\frac{1}{2}} [(P_o)_{i,j+1} - (P_o)_{i,j}] - \left(\frac{K_y h \lambda_o}{B_o} \right)_{i,j-\frac{1}{2}} [(P_o)_{i,j} - (P_o)_{i,j-1}]}{y_{j+1} - y_j - (y_j - y_{j-1})} \\ & + \frac{y_{j+\frac{1}{2}} - y_{j-\frac{1}{2}}}{\left(\frac{\phi h S_o}{B_o} \right)_{i,j}^{n+1} - \left(\frac{\phi h S_o}{B_o} \right)_{i,j}^n} \\ & = \frac{\Delta t}{\Delta t} \end{aligned} \quad (1.52)$$

Desarrollando la ecuación (1.52) y agrupando términos, se obtiene:

$$\begin{aligned} & (T_{ox})_{i+\frac{1}{2},j} [(P_o)_{i+1,j} - (P_o)_{i,j}] - (T_{ox})_{i-\frac{1}{2},j} [(P_o)_{i,j} - (P_o)_{i-1,j}] \\ & + (T_{oy})_{i,j+\frac{1}{2}} [(P_o)_{i,j+1} - (P_o)_{i,j}] - (T_{oy})_{i,j-\frac{1}{2}} [(P_o)_{i,j} - (P_o)_{i,j-1}] \\ & \frac{V_{i,j}}{\Delta t} \left[\left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right)_{i,j}^{n+1} - \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right)_{i,j}^n \right] \end{aligned} \quad (1.53)$$

para la cual se ha establecido el término transmisibilidad para el petróleo T_o , en los diferentes límites entre las celdas, tanto en la dirección x , como en la dirección y , tal como se ve en las ecuaciones (1.54) a (1.57), mientras que $V_{i,j}$ es el volumen de la celda:

$$(T_{ox})_{i+\frac{1}{2},j} = \frac{\left(\frac{K_x h \lambda_o}{B_o}\right)_{i+\frac{1}{2},j} (y_{i+\frac{1}{2}} - y_{i-\frac{1}{2}})}{x_{i+1} - x_i} \quad (1.54)$$

$$(T_{ox})_{i-\frac{1}{2},j} = \frac{\left(\frac{K_x h \lambda_o}{B_o}\right)_{i-\frac{1}{2},j} (y_{i+\frac{1}{2}} - y_{i-\frac{1}{2}})}{x_i - x_{i-1}} \quad (1.55)$$

$$(T_{oy})_{i,j+\frac{1}{2}} = \frac{\left(\frac{K_y h \lambda_o}{B_o}\right)_{i,j+\frac{1}{2}} (x_{i+\frac{1}{2}} - x_{i-\frac{1}{2}})}{y_{i+1} - y_i} \quad (1.56)$$

$$(T_{oy})_{i,j-\frac{1}{2}} = \frac{\left(\frac{K_y h \lambda_o}{B_o}\right)_{i,j-\frac{1}{2}} (x_{i+\frac{1}{2}} - x_{i-\frac{1}{2}})}{y_i - y_{i-1}} \quad (1.57)$$

$$V_{i,j} = h_{i,j} (x_{i+\frac{1}{2}} - x_{i-\frac{1}{2}}) (y_{i+\frac{1}{2}} - y_{i-\frac{1}{2}}) \quad (1.58)$$

La ecuación (1.53) representa la ecuación de diferencias finitas para el flujo de petróleo en dos dimensiones. La tercera dimensión espacial puede ser incorporada en la expresión anterior con similar deducción. De manera análoga, expresiones para el flujo de agua y gas pueden ser alcanzadas.

Cálculo de Movilidad

El flujo de fluido de una celda a otra dentro del yacimiento, tal como se vio en la ecuación (1.53), depende de la diferencia de presión que existe entre ellas, así como también de transmisibilidad que existe entre las celdas. A su vez, la transmisibilidad contiene términos que varían con el tiempo y otros que no. En las ecuaciones (1.54) y (1.56) para la transmisibilidad del petróleo T_o , estos términos están referidos a la transmisibilidad de una sola fase T_x (para $\mu=1$), la cual no varía con el tiempo y la movilidad M_o (para $K=1$) en función del tiempo.

$$(T_{ox})_{i+\frac{1}{2},j} = (T_x)_{i+\frac{1}{2},j} (M_{ox})_{i+\frac{1}{2},j} \quad (1.58)$$

$$(T_{oy})_{i,j+\frac{1}{2}} = (T_y)_{i,j+\frac{1}{2}} (M_{oy})_{i,j+\frac{1}{2}} \quad (1.59)$$

donde:

$$(T_{ox})_{i+\frac{1}{2},j} = \frac{(hK_x)_{i+\frac{1}{2},j} (y_{i+\frac{1}{2}} - y_{i-\frac{1}{2}})}{x_{i+1} - x_i} \quad (1.60)$$

$$(T_{oy})_{i,j+\frac{1}{2}} = \frac{(hK_y)_{i,j+\frac{1}{2}} (x_{i+\frac{1}{2}} - x_{i-\frac{1}{2}})}{y_{i+1} - y_i} \quad (1.61)$$

y:

$$(M_{ox})_{i+\frac{1}{2},j} = \left(\frac{\lambda_o}{B_o} \right)_{i+\frac{1}{2},j} \quad (1.62)$$

$$(M_{oy})_{i,j+\frac{1}{2}} = \left(\frac{\lambda_o}{B_o} \right)_{i,j+\frac{1}{2}} \quad (1.63)$$

Si bien es cierto que la movilidad es función de la saturación y esta puede ser significativamente distinta entre una celda y otra, un sólo valor debe ser dado al simulador para el cálculo del flujo entre celdas adyacentes. Diversos métodos han sido aplicados para obtener este valor, entre ellos tenemos:

- *Single point upstream weighting*: la movilidad a ser usada para el cálculo del flujo entre bloques adyacentes es determinada por la movilidad de la celda de donde proviene el flujo. La movilidad es entonces calculada a partir de las saturaciones de la celda de la cual está fluyendo el fluido.
- *Downstream weighting*: La movilidad es determinada con la movilidad de la celda a donde se dirige el flujo. A diferencia del método anterior, la movilidad es evaluada a la saturación de la fase existente en la celda hacia la cual fluye el fluido.
- *Mixed weighting*: representa una combinación de la movilidad de la celda de donde proviene el flujo y hacia donde este se dirige, es decir, combinación de los métodos *upstream* y *downstream weighting*.
- *Métodos de extrapolación o interpolación*: tales como el método *two-point upstream weighting*. Este estima la permeabilidad relativa a partir de la extrapolación de las permeabilidades relativas evaluadas en dos celdas de donde proviene el flujo.

Mattax (1990) afirma que, el método *upstream weighting* es el más estable y de fácil solución. Aunque, puede dar resultados de avance de frentes de saturación poco realistas. En este último punto el método *two-point upstream weighting*, brinda mejores estimados. Igualmente, *mixed weighting* puede resultar una opción adecuada, manteniendo aceptable alcance y estabilidad. Por su parte, *downstream weighting* es muy poco usado en los simuladores ya que, por lo general, arroja resultados

incorrectos como consecuencia de la consideración de la movilidad de la celda a donde proviene el flujo, la cual evidentemente puede ser inicialmente cero.

Modelo de Pozos en la Simulación de Yacimientos

La incorporación de pozos en el modelo de simulación de yacimientos pasa porque, obligatoriamente, se especifique una de dos condiciones de borde en la celda que de la cual produce el pozo. Así pues, la tasa de producción/inyección o la presión de fondo del pozo en la celda debe ser parte de la información suministrada por el usuario. Tal situación tiene que ver con los principios físicos que gobiernan el flujo de fluidos en el yacimiento, así como también, con la hidráulica del pozo, líneas de flujo y capacidades de superficie. Igualmente, condiciones a la producción de los pozos son impuestas por factores externos tales como: lineamientos operacionales, estrategias de producción, controles económicos, mandatos gubernamentales, entre otros.

La necesidad de suministrar un valor de tasa o presión de fondo puede verse fácilmente partiendo de la definición del índice de productividad IP, el cual viene dado por la relación entre la tasa Q y la caída de presión ΔP , la cual a su vez, representa la diferencia entre la presión promedio del yacimiento P_e y la presión de fondo fluyente P_{wf} , se tiene entonces:

$$IP = \frac{Q_o}{P_e - P_{wf}} \quad (1.64)$$

Utilizando la ley de Darcy para flujo radial de petróleo, el índice de productividad viene dado por:

$$IP = \frac{0.00708K_e h}{\mu_o B_o [\ln(r_e/r_w) + S]} \quad (1.65)$$

en la cual, la convención usada para las variables y sus unidades es la siguiente:

μ_o = viscosidad del petróleo (cp)

B_o = factor de volumen de formación del petróleo (BY/BN)

r_e = radio de drenaje (pies)

r_w = radio del pozo (pies)

S = factor de daño

K_e = permeabilidad efectiva (md)

h = espesor neto (pies)

Q_o = tasa de petróleo (BN/día)

De esta expresión, algunos términos varían en el tiempo con la presión y la saturación, mientras que otros cambian muy poco o son constantes con respecto al tiempo. Separando los términos, se tiene:

$$IP = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} PID \quad (1.66)$$

en la cual, los parámetros cuasi-estacionarios han sido agrupados en el término PID:

$$PID = \frac{0.00708 K_{abs} h}{\ln(r_e/r_w) + S} \quad (1.67)$$

y el término K_e , ha sido expresado como:

$$K_e = k_{ro} K_{abs} \quad (1.68)$$

con:

k_{ro} = permeabilidad relativa al petróleo

K_{abs} = permeabilidad absoluta (md)

Sustituyendo la ecuación (1.66) en (1.64) y despejando Q_o , nos queda:

$$Q_o = \text{PID} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) (P_e - P_{wf}) \quad (1.69)$$

Para la cual $P_e > P_{wf}$. La presión promedio del yacimiento P_e puede ser sustituida por la presión P de la celda que contiene al pozo, de manera que:

$$Q_o = \text{PID} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right) (P - P_{wf}) \quad (1.70)$$

En esta ecuación, tanto la tasa como la presión son desconocidas, por lo que al ser especificada una de las variables, la otra puede ser calculada. Si un pozo es controlado por la tasa de producción, el simulador soluciona la ecuación para encontrar la presión. En caso contrario, el simulador utiliza la presión dada para calcular la tasa.

La condición de borde dada al simulador representa el control primario para el comportamiento de la producción/inyección del pozo, aunque también controles adicionales pueden ser establecidos. Por ejemplo, un pozo de petróleo puede ponerse a producir a una tasa establecida por el usuario, lo que representa el control primario, mientras que un valor máximo de relación gas-petróleo puede ser dado al simulador como control adicional o secundario de la producción de petróleo.

Tenemos entonces, que es posible establecer controles a los pozos productores, en las tasas de producción de petróleo, gas y agua, así como también, en las relaciones gas-petróleo y agua-petróleo. Los pozos inyectoros pueden ser controlados por tasa de inyección de gas o agua. Controles en la presión de fondo pueden ser dados por igual, a pozos productores e inyectoros.

Cuando los controles impuestos a los pozos son violados bajo las condiciones de producción existentes, los simuladores de yacimientos incorporan automáticamente, modificaciones a tales condiciones buscando respetar los lineamientos dados por el usuario. En tal sentido, los simuladores pueden cerrar pozos, cerrar intervalos productores/inyectores, establecer levantamiento artificial por gas o bombas, distribuir las tasas a través de los pozos o completaciones, y demás cambios a las condiciones de los pozos, según sea el criterio del usuario y las capacidades del simulador.

Método implícito, explícito e IMPES

Un aspecto importante de la ecuación (1.53), es el hecho de que la misma no presenta superíndices referidos al tiempo en el lado izquierdo de la igualdad. Esto se debe a que el nivel de tiempo al que serán evaluados los parámetros dependientes del tiempo tiene que ver la formulación de las ecuaciones. Así que, según sea la formulación, los parámetros de la discretización espacial serán evaluados al tiempo n ó $n+1$. Por lo general, se evalúan las presiones al tiempo $n+1$ y el resto de las cantidades al tiempo n .

Distintas formulaciones pueden ser utilizadas para seleccionar el nivel de tiempo al que son evaluados los parámetros dependientes de la saturación dentro de las ecuaciones de flujo. Aunque existen algunas variantes, básicamente las soluciones de las ecuaciones son obtenidas de los tratamientos explícito, implícito o IMPES (*Implicit Pressure – Explicit Saturation*). En el presente trabajo, particular énfasis se hace en el último de los métodos, es decir IMPES, ya que es el utilizado por el simulador WinB4D¹.

¹ Para ampliar conocimientos con respecto al manejo de las ecuaciones para su solución bajo los distintos esquemas de formulación, se recomienda la lectura de Ertekin et. al. (2001).

1. Método explícito

La formulación explícita usa valores conocidos de saturación al comienzo del paso de tiempo para los cálculos en el siguiente paso de tiempo. De manera que las cantidades en las diferencias finitas espaciales son evaluadas al tiempo n . Se obtiene pues una solución secuencial de una ecuación con una variable (evaluada al tiempo $n+1$). Tal manejo de las ecuaciones, causa que los cálculos computacionales para solucionar las ecuaciones del modelo, sean mucho menores con respecto al resto de los tratamientos. No obstante, puede arrojar resultados errados para pasos de tiempos muy grandes o muy pequeños, de allí que la selección adecuada de la duración de los intervalos de tiempo es de suma importancia en el alcance de los resultados bajo este esquema.

2. Método implícito

Por su parte, la formulación implícita usa movilidades y presiones capilares calculadas como función de la saturación al final del paso de tiempo. Los valores no son conocidos hasta que los cálculos por paso de tiempo han sido completados. A diferencia del método explícito, las diferencias finitas espaciales son evaluadas al tiempo $n+1$. La solución a obtener involucra la solución simultánea de todas las ecuaciones de flujo para cada celda del mallado. Si bien este esquema representa mayor complejidad y mayor tiempo de resolución de las ecuaciones del sistema, por lo general, resulta estable.

3. Método IMPES (*Implicit Pressure-Explicit Saturation*)

Una alternativa a las formulaciones implícita y explícita, es la solución de la presión de una fase (comúnmente petróleo) de manera implícita y dos saturaciones de manera explícita. Así se tiene una solución de la presión en el nuevo paso de tiempo ($n+1$) y se evalúan luego las saturaciones de las fases como función del valor de

presión calculado. El objetivo de este método es obtener una ecuación de presión² para cada una de las celdas, combinando las ecuaciones de flujo para eliminar las saturaciones desconocidas. Al alcanzar esto, las presiones capilares y transmisibilidades son evaluadas explícitamente (al tiempo n). Tal tratamiento explícito de variables de yacimiento, implica el uso de tamaños de pasos de tiempo para los cuales los cambios de saturación entre un paso de tiempo y otro no sean significativos.

Las expresiones obtenidas bajo este método, deben ser extendidas a cada una de las celdas que componen el yacimiento. Se tiene entonces, un conjunto de ecuaciones, una para cada celda, en las cuales se quiere conocer la presión de petróleo. La existencia del conjunto de ecuaciones de presión, genera un sistema de ecuaciones que debe ser solucionado mediante métodos directos o iterativos. Cualquiera sea el método aplicado, cuando las presiones de petróleo en cada celda son conocidas, es posible calcular de manera explícita, las saturaciones de las fases a partir de la sustitución de las presiones encontradas en las respectivas ecuaciones de cada celda.

Esta aplicación supone un ahorro en el tiempo de simulación, ya que menos operaciones aritméticas son necesarias para la solución no simultánea de las ecuaciones. Sin embargo, en algunos casos, esta formulación tiene la desventaja de presentar problemas de estabilidad. Tal situación se puede presentar cuando hay grandes variaciones en las saturaciones en un paso de tiempo. Algunas veces, es posible mantener la estabilidad de la solución, restringiendo el tamaño del paso de tiempo, no obstante, esto implica un incremento en el tiempo de las corridas. Garantizar que la solución del sistema de ecuaciones bajo el esquema IMPES, sea eficiente, requiere entonces, de un adecuado uso de los tamaños de pasos de tiempo.

² En el siguiente capítulo, se presenta la manipulación de las ecuaciones de flujo en búsqueda de la ecuación de presión, según el método expuesto por Fanchi (2001) para el simulador WinB4D.

Métodos de solución

De manera general dos tipos de métodos pueden ser utilizados para solucionar las complejas ecuaciones manipuladas en la simulación de yacimientos, estos son: directos o iterativos.

Los métodos directos, permiten obtener una solución exacta del conjunto de ecuaciones mediante la eliminación progresiva de las incógnitas en las ecuaciones hasta conseguir una solución directa de alguna de ellas. La solución es así obtenida luego de un conjunto determinado de operaciones aritméticas. Esta metodología es aplicable para problemas de simulación pequeños, ya que para problemas grandes, con grandes sistemas de ecuaciones, el número de operaciones necesarias para reducir las ecuaciones puede conducir a tiempos de simulación muy grandes. A pesar de esto, los métodos directos son estables y permiten alcanzar soluciones exactas de los sistemas de ecuaciones. Algunos de los métodos directos aplicados para alcanzar soluciones de los modelos de yacimientos son: eliminación gaussiana, matrices de bandas y método Gauss-Jordan, entre otros.

Por su parte, los métodos iterativos generan soluciones aproximadas del sistema de ecuaciones. Se basan en la generación de aproximaciones a las soluciones, las cuales son reemplazadas sistemáticamente hasta que la solución converja dentro de una tolerancia específica. El tiempo de simulación con el uso de métodos iterativos es considerablemente menor en relación a los métodos directos. Tal situación, hace que los métodos iterativos sean útiles para tratar complejos problemas de simulación, como puede ser el caso de modelos en tres dimensiones. El principal inconveniente de los procedimientos iterativos es el hecho, de que el número de iteraciones para alcanzar la convergencia es desconocido y dependerán, en gran medida, de los estimados iniciales y los parámetros de aceleración. Estos estimados iniciales afectan la solución a obtener e incluso pueden hacer que la simulación se vuelva inestable.

Aplicaciones de métodos iterativos son: Jacobi, Gauss-Seidel, relajación y otros tantos.

En todo caso la resolución de los sistemas de ecuaciones por métodos directos o indirectos debe ser estable para cualquier situación. Un esquema es inestable si el error se incrementa de manera incontrolable. Denominando ε al error entre la solución verdadera y la solución calculada al tiempo n. Entonces:

$$\frac{\varepsilon^{n+1}}{\varepsilon^n} \leq 1 \quad \text{El sistema es estable} \quad (1.71)$$

$$\frac{\varepsilon^{n+1}}{\varepsilon^n} > 1 \quad \text{El sistema es inestable} \quad (1.72)$$

Es importante que el método de solución que sea aplicado a la resolución de las ecuaciones de flujo del yacimiento arroje resultados estables. En tal sentido y como ya se mencionó antes, particular cautela debe tenerse con las soluciones de los sistemas considerados como explícitos e IMPES.

Convergencia de los modelos de simulación

En la mayoría de los casos, la complejidad asociada a la resolución de los sistemas de ecuaciones del yacimiento, producen que los métodos iterativos sean aplicados. Sin embargo, los métodos iterativos, como se dijo arriba, generan soluciones aproximadas del sistema de ecuaciones. Los resultados entonces, deben ser restringidos por una serie de parámetros que garanticen, no sólo la convergencia de los métodos aplicados, sino también, que los resultados tengan significado físico. Para lograr esto, tolerancias para la convergencia de las soluciones deben ser dadas.

Idealmente, en cada una de las celdas del yacimiento, el cambio en la cantidad de fluido presente en la ella, debe ser consistente con el intercambio de fluido con las celdas vecinas y el pozo que pudiese estar en la celda, es decir, el principio de conservación de la masa tendría que cumplirse.

$$\frac{\delta M}{\delta t} = F + Q \quad (1.73)$$

donde δM es la masa que se acumula en la celda entre el paso de tiempo anterior y el actual. F , se refiere a la tasa de flujo neto entre la celda y las celdas vecinas, mientras que Q , constituye la tasa de flujo neto de los pozos en la celda durante el paso de tiempo. Ahora, si bien es cierto que esto debería cumplirse para todas las celdas del yacimiento, cuando los métodos iterativos son aplicados, algunas distorsiones de este comportamiento pueden generarse como consecuencia de la solución aproximada del sistema. En ese caso, la ecuación (1.73), vendría expresada así:

$$R = \frac{\delta M}{\delta t} + F + Q \quad (1.74)$$

En la ecuación (1.74) se ha introducido el término conocido como residual (R). Evidentemente, que para respetar el principio de conservación de la masa, el residual debe ser una cantidad suficientemente pequeña. La idea es entonces, solucionar los sistemas de ecuaciones iterando hasta que el residual tenga valores aceptables.

El método de Newton-Raphson es uno de los métodos disponibles para solucionar los sistemas de ecuaciones, buscando llevar el residual a valores permisibles. Cuando se aplica el método IMPES, el término residual es el mostrado en la ecuación (1.75). En ella, se evalúan los términos de flujo entre celdas y con pozos a la saturación del comienzo del paso de tiempo. Por su parte, el término de

masa $M_{t+\delta t}$ es evaluado usando tanto las presiones como las saturaciones al final del paso de tiempo.

$$R = \frac{M_{t+\delta t} - M_t}{\delta t} + F(P_{t+\delta t}, S_t) + Q(P_{t+\delta t}, S_t) \quad (1.75)$$

Hay distintas maneras de garantizar que los resultados de la simulación hayan producido residuales pequeños para cada celda, entre estos están: el máximo cambio de saturación permisible por paso de tiempo, máximo cambio de presión permisible por paso de tiempo y el error de balance de materiales.

El máximo cambio de saturación tiene como fundamento establecer control entre el cambio que puede existir en la saturación de todas las celdas del modelo entre un paso de tiempo y otro. En la ecuación (1.76) puede apreciarse tal condición, donde se ha establecido el término ε_s , como el máximo cambio de saturación permitido para determinada celda.

$$\left| \frac{S^{n+1} - S^n}{\delta t} \right| < \varepsilon_s \quad (1.76)$$

De manera similar, el máximo cambio de presión permisible, tiene que ver con la máxima variación de presión en una celda entre un paso de tiempo y otro. La tolerancia en este caso, es denotada como ε_p en la ecuación siguiente.

$$\left| \frac{P^{n+1} - P^n}{\delta t} \right| < \varepsilon_p \quad (1.77)$$

Por su parte, el error de balance de materiales, puede verse como la diferencia entre la acumulación de masa en todo el yacimiento menos el flujo neto a los pozos. Sí los residuales de cada una de las celdas del yacimiento son sumados, los términos

referidos al flujo entre celdas son cancelados los unos con los otros, debido a que el flujo que entra a una celda es siempre igual al flujo que sale de alguna otra celda y los errores de balance de materiales para cada una de las fases del yacimiento son expresados así:

$$\sum_i (R_o)_i = \sum_i \left(\frac{\delta M_o}{\delta t} \right)_i + \sum_i (Q_o)_i \quad (1.78)$$

$$\sum_i (R_w)_i = \sum_i \left(\frac{\delta M_w}{\delta t} \right)_i + \sum_i (Q_w)_i \quad (1.79)$$

$$\sum_i (R_g)_i = \sum_i \left(\frac{\delta M_g}{\delta t} \right)_i + \sum_i (Q_g)_i \quad (1.80)$$

donde:

\sum_i = suma en el total de celdas i del yacimiento

$(R_f)_i$ = residual de la fase f en la celda i

Las tolerancias que deben ser dadas al modelo de simulación, dependerán en gran medida, del caso que se esté estudiando. Es así como si se cuenta con un caso donde se espera contar con gas libre en el yacimiento, la tolerancia, por ejemplo, en la presión debe ser de unos pocos lpca, ya que las presiones en el yacimiento pueden variar significativamente, entre un paso de tiempo y otro. Si por el contrario, se tiene un modelo de inyección de agua en un yacimiento subsaturado, máximos cambios de presión mayores pueden ser adecuados. Aziz (2002) señala que las tolerancias típicas para máximos cambios de saturación están en el rango 0.05-0.5, mientras que las tolerancias para la presión, están generalmente entre 50 y 500 lpc. En todo caso, del

criterio del usuario del simulador, queda establecer valores que garanticen la eficiente respuesta del programa.

Los valores de máximo cambio de saturación y presión también tienen incidencia directa en la duración del tamaño del paso de tiempo. Muchos simuladores, determinan la duración de los pasos de tiempo de manera automática, respetando las tolerancias fijadas. Cuando el simulador establece un paso de tiempo, realiza los cálculos en las ecuaciones, halla las presiones y saturaciones de las celdas y verifica que los cambios entre estas y las presiones y saturaciones del paso de tiempo anterior no sean mayores que las tolerancias dadas. Si tal condición no es cumplida, el tamaño del paso de tiempo es disminuido para, consecuentemente, disminuir el cambio en las propiedades del yacimiento, buscando respetar las tolerancias. En caso contrario, el tamaño del paso de tiempo puede ser aumentado, hasta un punto en el cual, los cambios en las propiedades del yacimiento estén por debajo de las tolerancias.

La duración del tamaño del paso de tiempo juega un papel primordial en la estabilidad y precisión de las soluciones obtenidas. Tamaños de tiempo demasiado grandes producen oscilaciones en las saturaciones de los fluidos en las celdas que contienen los pozos y generan inestabilidad en la solución, mientras que pasos de tiempo muy pequeños son estables pero producen tiempos de simulación muy grandes.

En los primeros tiempos de la simulación o a cualquier tiempo cuando se espere un cambio en las condiciones de operación de los pozos, ocurre usualmente un rápido y grande cambio en la magnitud del flujo. A estos tiempos, el tamaño del paso de tiempo debe ser lo suficientemente pequeño para permitir al modelo representar de manera adecuada los cambios. Mattax (1990) señala que, en los primeros momentos de la simulación, tamaños de paso de tiempo pequeños deben ser dados hasta que los gradientes de potencial y direcciones de flujo estén estabilizados. Si la producción por

paso de tiempo es pequeña en comparación al volumen de la celda, tamaños iniciales mas grandes pueden ser seleccionados. Posteriormente, luego de que los primeros pasos de tiempo son tomados efectivamente, los pasos de tiempo siguientes pueden ser secuencialmente más largos.

Otro evento que puede requerir pasos de tiempo de corta duración, tiene que ver con cambios en las tasas de producción o inyección. Cuando un pozo está operando bajo una tasa constante, los perfiles de presión alrededor del pozo se estabilizan, si un cambio drástico en la tasa de operación ocurre, el perfil de distribución de presiones puede cambiar rápidamente y de allí que, se puedan generar cambios importantes en las distribuciones de fluido y posiblemente en la dirección del movimiento de fluido.

Particularmente, cuando al aplicarse el método IMPES, se debe ser muy juicioso a la hora de seleccionar tanto los rangos de tamaños de paso de tiempo permitidos, como las tolerancias a las saturaciones y presiones para que converjan las soluciones. Es recomendable entonces, generar una serie de corridas preliminares para observar el efecto de las variaciones de estos valores en los resultados que el simulador produce. En tal sentido, los valores para los cuales convergen las soluciones y los errores de balance de materiales por paso de tiempo son buenos indicadores de la estabilidad y precisión de los procedimientos realizados por el simulador.

ASPECTOS PRÁCTICOS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Habiendo ya conocido algunos de los aspectos fundamentales inmersos en la deducción, formulación y resolución de las ecuaciones que modelan el flujo de fluidos en el yacimiento, ahora se describen las fases que componen la realización de la simulación de un yacimiento. A manera general, estas fases están compuestas por la recolección de los datos necesarios para describir el yacimiento, construcción del

mallado, asignación de las propiedades al mismo y su posterior ajuste mediante el cotejo histórico para, finalmente, estimar el comportamiento futuro del reservorio a través de la predicción.

Para simular un yacimiento, es necesario que se establezcan y se tengan claros los objetivos a alcanzar con el estudio de simulación, así como también se fije la metodología a seguir para lograr tales objetivos. Habiendo delimitado esto, la recolección de la información y la generación del mallado del yacimiento son las siguientes fases a seguir.

Construcción de la malla

Una vez que se tienen establecidos los objetivos y el alcance del estudio, el primer paso para realizar la simulación del yacimiento consiste en obtener la mejor descripción posible del yacimiento a partir de los datos disponibles. En tal sentido, la selección del mallado es una decisión fundamental y que determinará la complejidad de la simulación. Esta selección incluye el tamaño de las celdas y la orientación del mismo.

Los mallados para representar la estructura y propiedades del yacimiento en el programa de simulación, pueden ser construidos en 1, 2 ó 3 dimensiones, bien sea mediante coordenadas cartesianas o cilíndricas. Los modelos en 1D son usados para simular sistemas lineales, como por ejemplo, desplazamiento del fluido en una capa horizontal, además, permiten establecer relaciones como es el caso de la permeabilidad relativa en función de la saturación, para ser usadas en modelos 2D ó 3D. Mallados en 2D permiten representar secciones transversales y modelos areales. También son bastante aplicados, cuando no hay gran variación de las propiedades del yacimiento en la dirección vertical, para representar estructuras 3D con la incorporación de pseudo curvas para la permeabilidad relativa y la presión capilar. Las construcciones de malla 3D, resultan aplicables cuando las propiedades verticales

del yacimiento varían significativamente y los patrones de flujo de fluido son muy complicados de representar con un mallado 2D.

La decisión sobre el número de dimensiones en el espacio a utilizar es muy importante para el transcurso de la simulación. En muchas ocasiones es posible representar el comportamiento del yacimiento con un modelo sencillo, es decir, no necesariamente, la utilización de la tercera dimensión va a brindar una mejor descripción del yacimiento. Es por ello que se debe utilizar el número de dimensiones espaciales que este acorde con el alcance del estudio y los datos disponibles.

Luego de la selección de la dimensión espacial para construir el mallado, el siguiente paso es establecer el tamaño de las celdas que lo componen, así como su orientación. Los límites externos del yacimiento son los factores geométricos más obvios a considerar. Adicionalmente, se deben tener en cuenta los límites internos del yacimiento. En tal sentido, fallas, fracturas, barreras al flujo, discontinuidades y otros factores que afecten de manera importante el flujo de fluido dentro del yacimiento deben ser considerados.

Para establecer el tamaño de las celdas, es necesario identificar las zonas del yacimiento en las cuales las presiones y saturaciones son conocidas y las zonas en las cuales debe existir una definición más precisa de tales variables dentro del modelo de simulación. La definición del mallado en las zonas de transición debe ser suficientemente alta para describir de manera adecuada la distribución de saturaciones, gradientes de presión y eficiencias de desplazamiento en las áreas de interés. En las regiones multifásicas, el mallado debe contener celdas de poco tamaño, mientras que regiones como acuíferos o zonas de gas libre pueden ser representadas por celdas de mayor tamaño.

La utilización de finos mallados, con celdas pequeñas, permite obtener una mejor descripción del comportamiento del yacimiento, aunque implica mayor tiempo

de computación para la simulación. Fanchi et. al. (1982) establece que el tiempo de duración de las corridas depende del procedimiento utilizado para solucionar las ecuaciones de diferencias finitas, el número de celdas usadas y el número de dimensiones en el espacio. Como la duración de la simulación es proporcional al número de operaciones aritméticas por paso de tiempo, un incremento en el número de celdas o número de dimensiones se traduce en un incremento en el tiempo de las corridas.

Otro de los factores claves en la construcción del mallado es su orientación. Principalmente, la geometría del yacimiento es el factor que determina la orientación del mallado. Adicionalmente, la distribución de permeabilidades debe ser considerada, con el fin, de alinear el mallado con las direcciones principales del flujo. Igualmente, se debe procurar mantener la ortogonalidad del mallado, ya que las ecuaciones usadas por el simulador han sido derivadas para sistemas ortogonales.

La mayoría de los simuladores toman en cuenta las contribuciones de flujo de las celdas más cercanas, a la celda de interés, en las direcciones ortogonales. La asunción de que las celdas diagonales no contribuyen al flujo se basa en que el mallado está alineado con las direcciones principales del tensor de permeabilidad. Esta formulación, que sólo considera el flujo de las celdas orientadas en las direcciones principales se denomina *Five-point Formulation*. Por su parte, algunos simuladores tienen la posibilidad de incluir además del aporte de las celdas paralelas, el aporte de las celdas diagonales, lo cual es llamado *Nine-point Formulation*. Ésta última formulación permite mejorar el alcance de los cálculos del simulador, pero se traduce a su vez, en un incremento en el tiempo de duración de las corridas. Tal situación puede ser fácilmente observada cuando para una celda dentro de un modelo en 3D, el aporte de fluidos para *Five-point Formulation*, proviene de 7 celdas, mientras que bajo *Nine-point Formulation*, el número de celdas intercambiando fluidos con la celda de interés es de 27.

Tenemos de esta forma que existen diversas opciones para representar el yacimiento. En todo caso, es importante realizar las simplificaciones necesarias para contar con un mallado lo más sencillo posible, que permita describir de manera adecuada al alcance de la investigación, el comportamiento del reservorio. El siguiente paso es entonces asignar las propiedades de la roca y fluidos a cada una de las celdas que conforman la malla.

Preparación de los datos

Al estar construido el mallado, el siguiente paso dentro del estudio de simulación, consiste en asignar las propiedades de roca y fluidos a cada celda del yacimiento. La asignación de las propiedades debe garantizar que las condiciones iniciales de saturación estén representadas de manera adecuada por el modelo, además de que, el subsecuente movimiento de los fluidos, a través del medio poroso, pueda ser razonablemente simulado.

Se debe entonces, recolectar y analizar la información necesaria para llevar a cabo el estudio. La información requerida dependerá de la naturaleza y complejidad del estudio. Esta incluye propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento, así como también, información de la historia de producción de los pozos la cual será posteriormente usada durante el cotejo histórico. Por lo general, alguna de esta información se encuentra disponible en reportes, así que estos deben ser revisados y considerados de acuerdo a los objetivos del estudio. En ocasiones puede ser necesario llevar a cabo nuevas pruebas y estudios para obtener información del yacimiento. Particularmente, la información sobre las propiedades de la roca y los fluidos puede ser limitada, por lo que, datos adicionales pueden ser obtenidos de pruebas de laboratorio. Esto debe estar bien fundamentado y sólo debe realizarse en casos de estricta necesidad, ya que la obtención de nueva información resulta costosa y consume tiempo valioso. En casos en los que no existe suficiente información de algún parámetro necesario para el desarrollo del estudio y no sea viable el desarrollo

de nuevos estudios, correlaciones de campos vecinos o análogos pueden ser usadas. Igualmente, la alternativa de la aplicación de modelos empíricos puede ser considerada.

Diversas fuentes de información pueden ser útiles, algunas de las cuales son presentadas en la Tabla 1.1. Todas ellas junto con adecuados juicios de geólogos e ingenieros permiten generar la información necesaria para la construcción del modelo de simulación. La finalidad es obtener un conjunto de mapas de permeabilidades, porosidades, espesores y topes de arenas, entre otros, además de tablas de propiedades de los fluidos y de la roca, que puedan ser incorporadas en la simulación y permitan representar de manera adecuada el comportamiento del yacimiento.

Entre la información que se obtiene de las pruebas PVT, están: viscosidad, densidad y factor de volumen de formación, tanto para el petróleo, como para el agua y gas, además de solubilidad del gas, tanto en el petróleo como en el agua. Todas estas cantidades son dadas al simulador, por lo general, en tablas como función de la presión. Es importante incorporar dentro del simulador valores de PVT representativos a los fluidos presentes en el yacimiento. Marcadas diferencias en las características de los fluidos entre una región y otra dentro del yacimiento, deben ser incorporadas al simulador a través de distintos conjuntos de tablas PVT.

En lo que respecta a las propiedades de la roca, debido a que por lo general, la porosidad presenta cambios graduales a través del yacimiento, su asignación al mallado no es tarea complicada. Así pues, mapas de distribución de porosidad pueden ser digitalizados y superpuestos al mallado del yacimiento, por supuesto, incorporando adecuada interpretación geológica para disminuir la incertidumbre en la asignación de la porosidad a cada una de las celdas.

Tabla 1.1 Fuentes de datos para la construcción del modelo de simulación

| Propiedad | Fuente |
|--|--|
| Permeabilidad | Pruebas de presión transitoria, análisis de núcleos, correlaciones, comportamiento de los pozos. |
| Porosidad, compresibilidad de la roca | Análisis de núcleos, registros de pozos |
| Permeabilidad relativa, presión capilar | Pruebas en laboratorio de flujo en núcleos |
| Saturaciones | Registros de pozos, análisis de núcleos, pruebas de trazadores |
| Propiedades de los fluidos (PVT) | Análisis en laboratorio de muestras de fluido del yacimiento. |
| Fallas, límites del yacimiento, contactos entre los fluidos | Sísmica, Pruebas de presión transitoria |
| Acuíferos | Sísmica, cálculos de balance de materiales, estudios de exploración regional |
| Espaciamiento de fracturas, orientación. Conectividad | Análisis de núcleos, registros de pozos, sísmica, pruebas de presión transitoria, pruebas de interferencia, comportamiento del pozo. |
| Datos de presión y tasas, información de trabajos a pozos y completaciones | Historia de campo |

La permeabilidad, por su parte, representa uno de los datos críticos en la descripción del yacimiento. El análisis de núcleos es la mejor vía para adquirir información de permeabilidad. Sin embargo, su aplicación a la totalidad del yacimiento es de sumo cuidado, especialmente, para yacimientos heterogéneos, para los cuales las propiedades de la roca pueden variar significativamente tanto en la dirección vertical como horizontal. Ante tal situación, promedios de permeabilidad deben ser utilizados para caracterizar unidades de flujo en el yacimiento. El método

para obtener el promedio de permeabilidad depende de cómo éstas estén distribuidas según la deposición de la roca y cómo esta ha sido alterada por procesos posteriores. En tal sentido, Mattax (1990) señala que los promedios aritméticos, geométricos y armónicos pueden ser aplicados según sean las características del yacimiento.

Al igual que con la porosidad, mapas de distribución de permeabilidad pueden ser contruidos y superpuestos al mallado del yacimiento para su asignación a las celdas. Es importante que el mallado esté orientado con las direcciones preferenciales de flujo (mayores valores de permeabilidad). Los mapas pueden ser generados para permeabilidad horizontal y entonces ser superpuestos al mallado para su asignación, sobretodo en yacimientos relativamente homogéneos. Cuando las variaciones en la permeabilidad son significativas, un mallado más fino, con celdas de menor tamaño puede ser usado. Una opción es utilizar promedios apropiados para asignar la permeabilidad por región. Las permeabilidades verticales pueden ser asignadas de manera similar.

Otro de los parámetros críticos para la descripción del yacimiento en el modelo de simulación lo representan las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar. Si bien éstas son generadas de pruebas de laboratorios, en la mayoría de los casos, los núcleos examinados no poseen las mismas características de mojabilidad presentes en el yacimiento. Las alteraciones en el ángulo de contacto y tensión interfacial entre los fluidos y la roca sufridas en los núcleos, a ser analizados en el laboratorio, no son conocidas con precisión. En condiciones ideales, las muestras (núcleos) deberían permanecer bajo las mismas condiciones del yacimiento. Sin embargo, mantener tales condiciones supone la aplicación de técnicas costosas de muestreo de núcleos. Adicionalmente, la determinación de las permeabilidades relativas y presiones capilares para sistemas trifásicos es complicada, de allí que estas sean obtenidas asumiendo flujo de dos fases solamente (gas-petróleo y agua-petróleo) y utilizando correlaciones para estimar cantidades de flujo de tres fases. Obviamente, tales circunstancias hacen que los valores de permeabilidad relativa y presión capilar

tengan un nivel importante de incertidumbre y sean uno de los primeros parámetros a ser ajustados durante el cotejo histórico.

Datos de permeabilidad relativa y presión capilar son dados al simulador por medio de funciones o tablas. Tal como ocurre con las propiedades de los fluidos, diferencias significativas entre las rocas del yacimiento deben ser representadas en el simulador por medio de distintas regiones de roca las cuales contienen sus respectivos conjuntos de datos característicos. Mapas de distribución de roca pueden ser usados para asignar valores de permeabilidad relativa y presión capilar a las distintas regiones de roca.

Hasta este punto, la información suministrada al simulador permitirá obtener una descripción estática del yacimiento, es decir, al realizarse la inicialización, se pueden conocer características del yacimiento, tales como: la distribución de los fluidos y gradientes de presión a través del yacimiento, antes de comenzar el proceso de producción. No obstante, como uno de los objetivos de la simulación es reproducir el comportamiento del yacimiento bajo los procesos de producción a los cuales está sometido, información de los pozos debe ser incorporada en el modelo. Esta información obtenida de reportes de campo, incluye: las historias de producción e inyección, índices de productividad y condiciones de operación de los pozos, entre otros datos, que permitirán ajustar y validar el modelo de simulación en el cotejo histórico.

Cotejo Histórico

Si consideramos que con la simulación de yacimientos se busca predecir el comportamiento futuro del reservorio con el mayor detalle y alcance posible, a partir de técnicas simples de extrapolación, resulta imperioso obtener un modelo de simulación que pueda representar de manera adecuada el comportamiento del yacimiento. De allí que, una vez que el modelo de simulación ha sido generado, es

necesario validarlo con datos de campo, para determinar si los resultados de la simulación se asemejan a los datos históricos de producción del mismo. Para ello, se deben realizar las modificaciones en la información disponible para modelar el yacimiento, que permitan obtener un conjunto de datos de entrada capaces de reconstruir el comportamiento del campo, es decir, buscar modificar parámetros del yacimiento que minimicen la diferencia entre los datos reales de campo y los resultados de la simulación. Tal proceso es llamado al cotejo histórico.

El cotejo histórico comienza una vez que, los estimados de los volúmenes de fluidos en sitio calculados por el simulador han sido verificados y comparados con los resultados obtenidos por otros métodos, como lo pueden ser cálculos volumétricos o de balance de materiales. Para conseguir esto, puede ser requerido modificar algunos valores dentro de la inicialización de la simulación del yacimiento e incluso, revisar los mapas del yacimiento y ajustar el mallado del mismo. Una vez que con la inicialización se obtiene una adecuada distribución de los fluidos presentes en el yacimiento se procede a validar los resultados de la producción del yacimiento obtenidos de la simulación.

La validación entre el modelo del yacimiento y su comportamiento real es realizada mediante la comparación de los valores de producción e inyección, presiones y movimientos de los fluidos en el yacimiento entre la información de campo y los resultados de la simulación. Generalmente, las variables a cotejar en un estudio típico de petróleo negro son: presión, tasas de producción, relación gas-petróleo, relación agua-petróleo e información de trazadores si está disponible. Para el caso de simulación composicional o termal otros parámetros pueden ser comparados, tales como composición o temperatura de los fluidos producidos.

La presión usualmente es la primera variable a ser cotejada. Gráficos de presión, producción e inyección acumulada, tasas de producción e inyección, relación gas-petróleo y agua-petróleo, además de corte de agua contra tiempo son construidos

para realizar el cotejo. Las relaciones gas-petróleo y agua-petróleo son indicadores importantes de la validez del modelo de simulación. Estas pueden dar información sobre la caída de la presión y movimiento de los frentes de fluidos dentro del reservorio. Adicionalmente, el cotejo de las relaciones de producción de fluidos permite evaluar el comportamiento del yacimiento junto con los requerimientos de equipos de superficie, ya que estos últimos están bastante afectados por la producción de agua y gas.

Generalmente, los resultados de la simulación del yacimiento pueden diferir del comportamiento real del yacimiento, es entonces necesario modificar algunos parámetros de entrada a la simulación para obtener resultados más cercanos a la información real. Con este fin, se debe ser muy cuidadoso a la hora de ajustar parámetros en el yacimiento, ya que distintas soluciones pueden ser obtenidas sin que necesariamente sean las más adecuadas. Típicamente, los parámetros a ser modificados, deben ser, de manera prioritaria, aquellos que sean menos confiables debido a la incertidumbre asociada a su medición. En este sentido, tenemos que, comúnmente, la permeabilidad es el primer parámetro a modificar. Se considera que la forma en que es determinada la permeabilidad lleva consigo un mayor grado de incertidumbre con respecto a parámetros como porosidad, propiedades de los fluidos o profundidades de los contactos entre los fluidos. Las propiedades de los fluidos se consideran, en la mayoría de los casos confiables, incluso en mayor medida que la porosidad. Por este motivo, modificar estos parámetros es realizado una vez que algunas otras propiedades del yacimiento han sido cambiadas.

Tanto la información de entrada al simulador como los parámetros a cotejar, deben ser tratados con mucho cuidado. Podemos tener el caso de un yacimiento de gas y agua, para el cual la tasa de gas es introducida al simulador según los datos de producción, mientras que la tasa de producción de agua calculada es cotejada con la información real del campo. Otro es el caso de un yacimiento de petróleo, en el cual la tasa especificada al simulador puede ser la de petróleo y el cotejo es realizado para

las tasas de gas y agua. Vemos entonces que las variables a cotejar deben estar ajustadas a las condiciones del yacimiento en cuestión.

Tal como ocurre con la permeabilidad, porosidad, propiedades de los fluidos y demás variables requeridas para la simulación del yacimiento, la historia de producción de campo tiene un nivel de incertidumbre asociado al modo en que fue medido. Si se consideran las tasas de producción, en la mayoría de los casos, las tasas de producción de petróleo representan datos confiables, mientras que la tasa de gas no tiene el mismo nivel de confiabilidad que la anterior. Por su parte, la historia de inyección tiende a tener menor precisión que la historia de producción. De todo esto lo importante es, evaluar la calidad de los datos disponibles en miras de obtener la mejor descripción posible del yacimiento. Se debe tener siempre en mente la precisión de los datos disponibles y la incertidumbre asociada a ellos.

El proceso de cotejo histórico puede resultar bastante tedioso y complicado. Muchas variables afectan el comportamiento del yacimiento. De allí que conseguir el modelo que mejor represente el comportamiento real del reservorio no es tarea fácil. Sin embargo, se debe considerar el nivel de precisión y alcance requerido para el estudio. A partir de ello, se pueden establecer resultados adecuados a las características de cada caso en particular. Su aplicación no sólo permite validar los resultados de la simulación, sino que, además, permite identificar debilidades en la información disponible del campo y, también, ayuda a comprender el comportamiento del yacimiento.

Predicción

Tener un modelo de simulación adecuado a las condiciones reales del yacimiento, permite realizar estimados de su comportamiento futuro, en otras palabras, predecir su comportamiento de acuerdo a las estrategias operacionales establecidas o planeadas. El objetivo primario de la predicción es evaluar los

diferentes planes de explotación del yacimiento. Esto permite al ingeniero visualizar el futuro rendimiento de los pozos o del yacimiento bajo distintas estrategias de desarrollo. Por medio de su aplicación es posible examinar una variedad de escenarios y, así mismo, seleccionar el plan de desarrollo que permita obtener el mayor beneficio posible del proceso de extracción de hidrocarburos.

La evaluación del comportamiento futuro del yacimiento es realizada a través del estudio de diversas variables arrojadas por la simulación. Entre las cuales tenemos: tasa de producción de petróleo, gas y agua, relaciones gas-petróleo, agua-petróleo, gas-agua, comportamiento de las presiones, posiciones y frentes de los fluidos, eficiencias de recobros, trabajos a pozos y requerimientos de equipos de superficie, además de estimados de recobro final. Todas estas variables deben seguir un comportamiento razonable, conforme a las condiciones operacionales impuestas y a las estrategias de producción establecidas para la predicción.

El proceso de predicción comienza con la calibración del modelo. Usualmente, es necesario verificar que el cambio en los resultados arrojados por el cotejo histórico y la predicción sea suave, es decir, sin marcadas variaciones en las tasas, presiones, etc. Se debe asegurar la continuidad de las tasas de producción cuando se cambia de tasa controlada durante el cotejo histórico a presión controlada en el proceso de predicción. Cuando las variaciones en los resultados de las tasas de producción calculadas durante la predicción difieren de manera importante de las tasas calculadas para el cotejo histórico, es requerido identificar las causas de tal variación y tomar las medidas correspondientes. Típicamente, un ajuste en el índice de productividad de los pozos puede solucionar el problema, ya que es posible que no se estén considerando las variaciones en parámetros que inciden en la productividad del pozo, como es el caso del factor de daño o skin.

El siguiente paso para la predicción es preparar un caso base, el cual representa la predicción del comportamiento del yacimiento bajo las condiciones de

operación actuales. A partir de él, se establecen las bases para realizar las comparaciones en el rendimiento del yacimiento con distintas condiciones de operación.

Es importante que el caso base sea lo más realista y adecuado a las condiciones de operación del yacimiento posible. De cualquier forma, es recomendable realizar predicciones de corta duración, para detectar comportamientos inesperados en los resultados. Con ello se toman acciones a tiempo para mejorar la simulación.

Luego de fijar el caso base, muchos estudios predictivos incorporan un análisis de sensibilidades. Como afirma Fanchi (2001) este análisis está referido a la cuantificación de la incertidumbre o riesgo asociado con la selección de un caso particular de predicción. Se busca evaluar el rango de variación de los parámetros que afectan el comportamiento del yacimiento para, con ello, determinar la incertidumbre asociada al proceso de predicción.

La descripción del yacimiento representa un área de mucha incertidumbre. De allí la importancia de que esta sea evaluada mediante casos de sensibilidad. Para alcanzar esto, distintas predicciones son realizadas variando parámetros que pueden afectar el comportamiento del yacimiento. Posteriormente, se comparan la incidencia de tales variaciones con respecto al caso base.

El análisis de sensibilidades contribuye a establecer parámetros críticos en el comportamiento del yacimiento, definir rangos de resultados y ayudar a diseñar programas de recolección de información clave del reservorio. Esto puede ser particularmente necesario si el cotejo histórico no permitió validar idealmente todo el modelo de simulación. A este punto, recordamos que la precisión de la predicción depende en gran medida de la validez del cotejo histórico.

Teniendo establecido el caso base y habiendo realizado el análisis de sensibilidades respectivo, es posible simular el comportamiento del yacimiento bajo condiciones de explotación diferentes a las actuales. Bien sea, proyectos de inyección de gas o agua, incorporación de nuevos pozos y en fin, diferentes esquemas de explotación del yacimiento. De esta forma, se pueden comparar los resultados obtenidos con respecto al caso base, lo que sirve de ayuda a la selección de alternativas de desarrollo del yacimiento. Evidentemente, las alternativas a simular deben estar bien establecidas y tienen que estar ajustadas a las condiciones del campo y características del yacimiento.

Los resultados obtenidos tanto para las sensibilidades como en la evaluación de los distintos escenarios de desarrollo deben ser revisados periódicamente durante el transcurso de la simulación. Resulta útil revisar la información tanto de entrada como de salida del simulador en distintos intervalos de tiempo hasta cubrir el periodo total de la predicción. Al final de cada intervalo de predicción, se chequean los resultados de: tasas de producción/inyección, actividad en los pozos (recompletaciones, perforaciones, etc.), saturaciones y movimientos de los frentes de fluidos junto con las presiones.

La estimación de las tasas de producción/inyección a lo largo del periodo de predicción, por lo general, sigue una tendencia suave. De no ser así, es muestra de la existencia de problemas con la simulación, a menos que, se hayan introducidos cambios en las condiciones de operación de los pozos. De modo similar, la revisión periódica de las actividades en los pozos es recomendable. Si se encuentran altos niveles de actividad de trabajos sobre los pozos, es posible que las condiciones de operación sean muy severas. De allí que el plan de explotación deba ser revisado.

La verificación de los mapas de saturaciones de petróleo, gas y agua a distintos tiempos durante la predicción, proveen una manera de visualizar el movimiento de los fluidos. Esto permite analizar que el desplazamiento de los fluidos

en el yacimiento siga un comportamiento lógico y consistente con la estrategia de producción aplicada. Igualmente, es posible evaluar si determinada área está siendo adecuadamente barrida, además de que sirve de apoyo a la selección de ubicaciones para nuevos pozos.

El comportamiento de las presiones del yacimiento, también puede ser visto en los distintos mapas generados por la simulación. Tales mapas permiten identificar situaciones irregulares en los gradientes de presión que están controlando el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.

Brevemente se dijo antes que uno de los objetivos primordiales en la simulación de yacimientos es evaluar los distintos planes de explotación del reservorio, lo cual es realizado con la estimación del recobro último. Para lograr esto, primero es necesario definir las condiciones de abandono. El criterio para el abandono puede ser: tasa mínima de producción, corte de agua máximo, presión mínima y otros tantos parámetros que representan límites económicos de producción. Una vez que, el criterio está claramente definido, la predicción puede ser llevada hasta que las condiciones impuestas sean alcanzadas.

Las diferencias en los recobros obtenidos para las diferentes estrategias de explotación utilizadas, pueden ser bastante significativas y representan una base importante para la selección de alternativas de desarrollo del campo. Teniendo esto en cuenta, es importante y necesario incorporar diferentes procesos de recobro como parte del estudio. Casos de sensibilidades deben ser llevados a cabo para estimar el efecto de cambios razonables en la descripción del yacimiento sobre el recobro final. Igualmente, los resultados de recobro final de crudo obtenidos de la simulación deben ser comparados con estimados realizados por métodos analíticos.

La predicción del comportamiento del yacimiento facilita la generación de estimados del flujo de caja del campo, para evaluar la rentabilidad de la aplicación de

un proyecto de explotación. Diversos análisis económicos en conjunto a las predicciones del recobro de crudo a obtener, permiten estimar la viabilidad económica de determinada estrategia de producción.

Finalmente, una vez que los resultados de las predicciones están reportados, se deben establecer procedimientos para comparar el comportamiento predicho por el simulador y el rendimiento real del campo conforme va transcurriendo el tiempo. Esto es de mucha utilidad, ya que, la predicción del comportamiento del yacimiento es más confiable durante los primeros años de la simulación, posteriormente, tiende a ser mayor el error en los resultados como consecuencia de las incertidumbres características del yacimiento, las cuales se hacen mayores o más importantes con el paso del tiempo.

A lo largo del presente capítulo y de manera general, aspectos claves de la simulación de yacimientos fueron tratados. Aspectos como la derivación de las ecuaciones de flujo, la descripción de las condiciones de borde e iniciales, la manipulación de estas ecuaciones para su transformación a diferencias finitas, consideraciones de movilidad, vinculación de los pozos con la malla de simulación, formulación de las ecuaciones y manejo de estas para su solución, fueron descritos. Así mismo, se presentó la incidencia de las tolerancias y tamaños de pasos de tiempo en la precisión y estabilidad de las soluciones de un simulador, particularmente, en aquellos que contienen formulación IMPES. En referencia a esto último, se evidenció la importancia del adecuado uso de los factores que permiten controlar la eficiencia de las soluciones. De igual manera, algunos aspectos prácticos de la simulación de yacimientos, fueron presentados en la sección final del capítulo. Características de la recolección de la información para la construcción del modelo de simulación, generación de la malla, asignación de las propiedades a yacimiento, ajuste del modelo mediante el cotejo histórico y finalmente, la predicción del comportamiento futuro del yacimiento y sus fluidos, fueron tratadas.

Indudablemente, que el modelaje del reservorio es un proceso muy complejo y que involucra gran cantidad de variables y procedimientos con diversos niveles de dificultad. Ante tal situación, el interés de este capítulo no fue, tratar de describir todo lo referido a la simulación de yacimientos, más bien, el interés fue, dar al lector algunos conocimientos básicos que le permitan comprender un poco más lo que ocurre dentro del simulador y así mismo, familiarizarse con su manejo y aplicación. Bajo esta suposición, es posible adentrarse en el simulador de yacimiento objeto de este estudio, el simulador WinB4D.

CAPÍTULO II

SIMULADOR DE YACIMIENTOS WinB4D

En el capítulo anterior se describieron aspectos fundamentales de la simulación de yacimientos; aspectos que constituyen conocimientos básicos para adentrarse en el proceso de modelaje del reservorio. Ahora, la siguiente sección se centra en describir las características particulares del simulador a ser utilizado en este estudio, es decir, el simulador WinB4D.

Partiendo de una descripción general del origen del simulador WinB4D, el presente capítulo se desarrolla a partir de dos grandes tópicos. El primero de ellos, referido al manejo de datos, tanto de entrada como de salida al simulador, incorporando una breve descripción de los contenidos de cada uno de los archivos relacionados con el programa. Esto nos permitirá familiarizarnos con los datos que requiere el simulador, así como también con las diversas opciones que él presenta y los resultados que arroja. Posteriormente, el segundo gran tópico a desarrollar durante el capítulo, tiene que ver con el tratamiento de las ecuaciones de flujo y su manipulación para su posterior uso en WinB4D, junto con los procedimientos utilizados para considerar el comportamiento de los pozos y algunas otras características disponibles en el programa para el tratamiento de los tamaños de pasos de tiempo y errores en los cálculos del balance de materiales. Particularmente, esto último resulta de gran importancia para la evaluación de los resultados que el simulador arroja.

Para la descripción de algunas de las características de WinB4D, se usará la notación establecida en el manual de uso del simulador. Así mismo, algunas de las variables tratadas por el programa son denominadas del mismo modo que son utilizadas en el simulador. Así, por ejemplo, para la relación gas-petróleo máxima de un pozo productor se utiliza la notación GORMAX.

ASPECTOS GENERALES

WinB4D es un simulador de petróleo negro que maneja flujo multifásico isotérmico en hasta tres dimensiones, a partir de la ecuación de Darcy. Considera que las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento (petróleo, gas y agua) varían sólo en función de la presión. Además, toma en cuenta la solubilidad del gas tanto en el petróleo como en el agua.

WinB4D es una versión modificada del simulador BOAST II (*Black Oil Applied Simulation Tool*), el cual fue desarrollado por el Departamento de Energía de Estados Unidos en 1.987. BOAST II a su vez fue el sucesor del simulador BOAST desarrollado en 1.982.

Ya BOAST II, y sus versiones previas, han sido utilizadas y probadas para un amplio rango de estudios. Numerosas comparaciones se han realizado con otros simuladores de yacimientos, arrojando éstos resultados satisfactorios. Las diversas versiones de BOAST han sido surgido pues, como una alternativa al uso de los grandes simuladores comerciales de yacimiento, para estudios de mediana complejidad. Si bien es cierto que las capacidades de este programa no son las mismas de los grandes software para el modelaje del reservorio, su uso puede ser una opción viable para generar estimados del comportamiento de los fluidos del yacimiento con mayor alcance que los simples métodos analíticos.

Las principales capacidades de las distintas versiones de BOAST han sido mantenidas en WinB4D, incluyendo la formulación IMPES (*Implicit Pressure-Explicit Saturation*). No obstante, WinB4D, posee algunas novedades con respecto a sus versiones previas. Dentro de las principales modificaciones introducidas al nuevo simulador están la capacidad para modelar pozos horizontales y desviados, además de representar modelos tipo tanque para balance de materiales. Otra importante característica del simulador es la incorporación de algunos parámetros geofísicos,

tales como velocidad compresional e impedancia acústica, los cuales permiten seguir el cambio de las variables sísmicas como función del tiempo, lo que es de gran importancia para el análisis sísmico 4D. WinB4D incluye la aplicación de un algoritmo para la interpolación del factor de volumen de formación Bg, que mejora los cálculos de balance de materiales, brindando mayor alcance al simulador, especialmente cuando se trabaja con yacimientos de gas y gas-petróleo.

En cuanto a los requerimientos de hardware, el simulador WinB4D es una aplicación que corre en PC's con ambiente Windows 95/98/NT. Necesita de un procesador 486 como mínimo y tan sólo requiere de 1MB para correr el ejecutable. Además de la aplicación de WinB4D, el programa incluye un ejecutable para visualizar el yacimiento y algunas de sus propiedades en tres dimensiones, llamado 3DView, el cual no sobrepasa los 600 kB. De todo esto, se evidencia que los requerimientos computacionales para utilizar el programa son mínimos.

MANEJO DE ARCHIVOS EN WinB4D

La información de la arquitectura del yacimiento, propiedades de la roca y los fluidos, especificaciones de los pozos y demás datos necesarios para generar el modelo de simulación, es suministrada a WinB4D, a través de un archivo de datos. Este archivo de datos tiene una estructura específica, la cual debe ser estrictamente respetada para el buen funcionamiento del programa. El simulador, entonces, reconoce este archivo de datos y realiza la corrida, generando así un conjunto de datos de salida, los cuales, a su vez, son agrupados, según sus características, en distintos archivos de datos. Estos archivos de salida contienen información relevante de los resultados de la simulación, bien sea tasas de producción de los pozos, del campo, presiones del yacimiento. En fin, una serie de información útil para analizar el comportamiento del yacimiento y verificar la estabilidad de la simulación en sí.

Sistema de coordenadas usado en WinB4D

Previo a conocer la estructura de los archivos de datos manejados por WinB4D, es importante considerar el sistema de coordenadas que está definido en el simulador, ya que ello permitirá reconocer el modo de ingreso de datos al archivo de entrada y, a su vez, facilitará el reconocimiento de la distribución las propiedades del yacimiento que son mostradas en los archivos de salida del simulador. El modelo del yacimiento en WinB4D toma geometría *block-centered* para las celdas, con el sistema de coordenadas cartesianas alineado de la siguiente manera:

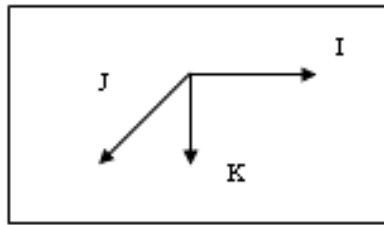


Figura 2.1. Sistema de coordenadas en WinB4D (Tomado de Fanchi (2001))

Bajo este sistema de coordenadas, la información referente a las celdas del yacimiento es dada al modelo de simulación y al mismo tiempo, es leída del archivo de datos de entrada al simulador, de la siguiente forma: primero son leídos los valores por capa ($K=1$), luego la información en cada capa es leída por filas, comenzando por $J=1$, $I=1$ hasta $I=N$, donde N es la última fila de la capa y posteriormente, se procede a leer la información en $J=2$. De esta forma se continúa para todas las filas en la capa. Luego de que todos los valores de todas las filas son leídos, se repite el proceso para la siguiente capa, hasta recorrer todas las celdas del modelo.

Datos de entrada al simulador de yacimientos WinB4D

La aplicación de WinB4D lee un archivo llamado WTEMP.DAT, es decir, cualquier archivo de entrada generado debe ser copiado en el archivo WTEMP.DAT

para que sea reconocido por el simulador. A partir de este archivo, el simulador realiza la corrida, genera los resultados y muestra la estructura simulada con 3DView.

El archivo de entrada de extensión .DAT, presenta una estructura complicada, en la cual, todos y cada una de los datos deben seguir una secuencia específica, para que la simulación pueda desarrollarse. A grandes rasgos, el archivo está dividido en dos secciones de datos: de inicialización y recurrente. Los datos de inicialización, están referidos a la información que no se espera modificar durante el transcurso de la simulación, tal como, la descripción del yacimiento y las propiedades de los fluidos, mientras que, los datos recurrentes, están constituidos por la información de los pozos, programa de pasos de tiempo, entre otros datos, que sí cambian a medida que avanza la simulación.

El archivo de entrada de WinB4D, debe ser generado respetando las limitaciones que el programa presenta para el manejo de datos. En tal sentido, un máximo número de celdas puede ser introducido y también un máximo número de pozos puede ser dado al simulador. La Tabla 2.1, presenta los límites permitidos por WinB4D para realizar la simulación.

Tabla 2.1. Límites para el manejo de datos en WinB4D (Tomado de Fanchi (2001))

| Parámetro | Tope |
|---|-------------|
| Máximo número de celdas | 1000 |
| Máximo número de regiones de roca | 3 |
| Máximo número de entradas por tabla de región de roca | 30 |
| Máximo número de regiones PVT | 3 |
| Máximo número de entradas por tabla de región PVT | 30 |
| Máximo número de pozos | 25 |
| Máximo número de conexiones por pozo | 5 |

Vemos que se puede construir un mallado del yacimiento con un máximo de 1000 celdas, con hasta 25 pozos produciendo de un tope de 5 celdas, es decir, 5 conexiones por pozo. El número de regiones de roca y de PVT a introducir para el conjunto de información de propiedades de los fluidos, permeabilidades relativas y presiones capilares puede ser de hasta 3. Mientras que un total de 30 ingresos (filas), es el máximo de datos que pueden ser añadidos a las tablas de permeabilidades relativas

1. Datos de inicialización

La información de inicialización dada al simulador WINB4D incluye la definición del tamaño y forma del yacimiento, distribuciones de porosidad, permeabilidad y transmisibilidad a lo largo del reservorio, parámetros sísmicos, regiones de roca y de fluidos, tablas de permeabilidad relativa y presión capilar, tablas PVT para el petróleo, gas y agua, condiciones para la distribución inicial de las presiones y saturaciones, parámetros de control de la simulación, método de solución a utilizarse y modelos analíticos para la representación de acuíferos. Seguidamente, se presentan las características de las secciones de datos arriba mencionadas.

a) Dimensiones y tamaño de la malla

La estructura del yacimiento es representada a partir de la definición del número y tamaño de las celdas en cada una de las direcciones principales (x, y, z), además de las profundidades de las capas que conforman el yacimiento. Distintas opciones están disponibles para asignar estos valores. Se pueden introducir tamaños de celdas y profundidades constantes para todo el mallado, capa o celdas. En adición al mallado inicial del yacimiento, diversas modificaciones pueden ser introducidas al mismo para cambiar el tamaño de las celdas o espesor neto de las capas en alguna región.

b) Parámetros sísmicos

WinB4D incorpora atributos útiles para estudios geofísicos y geomecánicos. Entre tales atributos tenemos los módulos de la parte sólida y porosa de la matriz y de corte, junto con la densidad de la matriz. A partir de ellos, el programa calcula las velocidades compresionales y de corte, además de coeficientes de reflexión e impedancia acústica. Parámetros estos que permiten seguir los cambios en las características sísmicas del yacimiento.

c) Distribuciones de porosidad, permeabilidad y transmisibilidad

Valores de porosidad y permeabilidad pueden ser dados por celda, capas o para todo el yacimiento. Es posible indicar las permeabilidades en las direcciones x, y, z. Igualmente, se pueden especificar múltiples y nuevos valores de porosidad y permeabilidad para regiones dentro del yacimiento. Cambios en las transmisibilidades pueden ser dados al simulador para restringir el flujo entre las celdas o capas del yacimiento.

d) Regiones de roca y de fluidos

Diferentes secciones de roca pueden ser definidas (máximo 3) para modelar el yacimiento. Cada una de dichas regiones debe contener las respectivas tablas de permeabilidad relativa y presión capilar para las fases presentes en el sistema, así como también, la saturación de agua irreducible. Además del tratamiento de las permeabilidades relativas para sistemas bifásicos, WinB4D incorpora una opción para aplicar la correlación de Stone y considerar la permeabilidad relativa del petróleo para un sistema de tres fases.

Tal como ocurre con las regiones de roca, se pueden establecer hasta 3 regiones de fluidos, cada una de las cuales debe contener un conjunto de tablas para

representar las propiedades de los fluidos presentes en la región. También debe especificarse la presión de burbujeo, las densidades de los fluidos a condiciones de tanque y la compresibilidad de la roca (tabulada como función de la presión). En caso de contar con la composición del gas, es posible ingresar hasta 12 componentes (desde C_1 hasta C_{7+} , H_2S , N_2 y CO_2) con su respectiva fracción molar, junto con algunos otros valores como temperatura del yacimiento, peso molecular, presión crítica y temperatura crítica, para que el simulador genere el PVT del gas.

e) Presiones y saturaciones en la inicialización

Diversas opciones están disponibles para distribuir las presiones y saturaciones en el yacimiento al inicio de la simulación. Así pues, cuando la inicialización para presión es por celda, valores de presión del petróleo deben ser dados para cada celda en el modelo, mientras que cuando la inicialización es por equilibrio de presiones, sólo es necesario dar las profundidades y presiones en los contactos entre los fluidos. De igual forma ocurre con la inicialización de las saturaciones, ya que se pueden ingresar valores de saturación de cada fase (agua y petróleo, saturaciones de gas calculadas por el programa) para todas las celdas que conforman el mallado o se pueden ingresar sólo las saturaciones de petróleo inicial para la zona petróleo-agua, saturación de gas inicial para la zona gas-agua y saturación de petróleo irreducible para la región, para que el programa realice la inicialización por segregación de gravedad de las fases.

f) Parámetros de control de la corrida

Esta sección incluye: máximo número de pasos de tiempo permitidos, factor para incrementar y disminuir el paso de tiempo de manera automática, máximo tiempo de simulación, máxima relación agua-petróleo por pozo productor, máxima relación gas-petróleo por pozo productor, mínima presión del campo y máxima

presión del campo permisible. Los valores dados a estos parámetros sirven para definir la duración de la simulación.

g) Método de solución

La especificación de los métodos de solución consta de: definición del algoritmo de solución, máximo número de iteraciones LSOR permitidas por paso de tiempo, parámetro inicial de aceleración de LSOR, máximo cambio de presión para la convergencia de las iteraciones LSOR, máximo cambio de saturación por paso de tiempo, máximo cambio de presión por paso de tiempo, además de la selección entre las opciones *Single-point upstream weighting* o *Two-point upstream weighting* para controlar la dispersión numérica. Los parámetros aquí fijados sirven para definir el procedimiento de cálculo utilizado por WinB4D. También permiten controlar la estabilidad y precisión de las respuestas que arroja el simulador, específicamente, mediante las tolerancias permisibles en los parámetros arriba nombrados.

h) Modelo analítico de acuífero

La sección final de la información de inicialización contenida en el archivo de entrada al simulador WinB4D, está representada por la definición del modelo de acuífero a utilizar (en caso de ser definido). Las opciones incluyen modelo de acuífero de estado estable, acuífero pequeño y limitado y modelo de Carter-Tracy para distintas relaciones entre los radios del yacimiento y del acuífero.

Toda esta información es leída una sola vez durante el curso de la simulación. A partir de ella se realiza la inicialización y se calcula la distribución de fluidos y presiones antes de leer los datos recurrentes.

2. Datos recurrentes

Los datos recurrentes están referidos a la información que va variando durante el curso de la corrida, de allí que, el simulador lea periódicamente ésta información. La misma incluye: localización y especificación de las condiciones de operación de los pozos, programa de producción e inyección, control del paso de tiempo con el avance de la simulación, además de, especificaciones para la salida de datos, tanto para la generación de reportes como para la visualización del yacimiento en el 3DView. Las secciones que conforman la data recurrente son tratadas seguidamente.

a) Control del paso de tiempo y datos de salida

Esta sección permite especificar el mínimo y máximo tamaño de paso de tiempo permitido, así como también el tiempo en el cual debe comenzar la corrida. Adicionalmente, se asignan al simulador los tiempos en los cuales debe arrojar resultados. Las propiedades a mostrar en el programa 3Dview son definidas en esta sección.

b) Información del pozo

La información del pozo incluye la identificación de cada pozo dentro del yacimiento, especificaciones de las celdas en las cuales están completados, índice de productividad cuasi-estacionario (PID) y controles impuestos a los pozos en las tasas de producción/inyección o presiones de fondo fluyente, tanto para pozos productores como inyectores.

Datos de salida del simulador WinB4D

La información arrojada por la simulación, se divide en dos partes: datos de inicialización y datos recurrentes. Un archivo llamado WTEMP.ARR contiene la

información usada para la inicialización del modelo, mientras que cuatro archivos son arrojados por el simulador para chequear el desarrollo de la corrida, estos archivos son: WTEMP.TSS, WTEMP.PLT, WTEMP.WEL y WTEMP.ROF.

1. Datos de inicialización

El archivo generado es WTEMP.ARR, en el se encuentra información referente a la distribución de las propiedades celda a celda a lo largo del yacimiento. El programa 3DView se basa en tales distribuciones, para mostrar la variación de las propiedades del yacimiento con el tiempo.

2. Datos recurrentes

Información relevante de los resultados de la simulación es plasmada en tres archivos de datos, los cuales son descritos a continuación:

a) Archivo resumen de pasos de tiempo (WTEMP.TSS)

Los datos contenidos en el archivo WTEMP.TSS, permiten evaluar la estabilidad de la solución obtenida como función del tiempo, ya que, los resultados producidos por WinB4D por cada paso de tiempo son desplegados en el archivo. Con ello, se pueden verificar las variaciones entre presiones, saturaciones, tasas de producción de cada fase y errores en los cálculos de balance de materiales entre un paso de tiempo y otro. También, se muestran algunas otras cantidades que permiten detectar problemas con la simulación, tales como relaciones gas-petróleo o agua-petróleo.

b) Archivo resumen de la corrida (WTEMP.PLT)

Bajo este archivo WTEMP.PLT, se muestran, de manera resumida, todos los resultados de la producción e inyección del yacimiento. Valores de producción de cada fase, producción acumulada, inyección de agua y gas, presiones promedio del yacimiento, influjo de acuífero, relación gas-petróleo y relación agua-petróleo son arrojados en cada paso de tiempo. Estos resultados pueden ser muy útiles a la hora de comparar los valores con datos de campo.

c) Archivo de reporte de pozos (WTEMP.WEL)

Los resultados de la producción e inyección por cada pozo y para cada conexión en el yacimiento son dados en el archivo WTEMP.WEL. Igualmente la producción total del yacimiento es incluida en el reporte. Todos los valores son dados a los tiempos de salida de datos especificados en el archivo de entrada WTEMP.DAT.

d) Archivo de distribución de propiedades (WTEMP.ROF)

En él se encuentra información referente al tamaño de las celdas, distribuciones de porosidad y permeabilidad, tablas de permeabilidades relativas y presiones capilares, propiedades de los fluidos, parámetros de control del paso de tiempo, modelo de acuífero, entre otra información que, como ya vimos, representa datos de entrada para el simulador. Igualmente, este archivo contiene resultados de la inicialización realizada por el simulador, es decir, volumen de fluidos en sitio, junto con la distribución de la presión y las saturaciones en el yacimiento. Si es requerido, el usuario puede obtener la distribución de alguna propiedad a través del yacimiento, es decir, la distribución de las presiones, saturaciones, presión de burbujeo, velocidad compresional, impedancia acústica y coeficiente de reflexión sísmica para distintos instantes de tiempo durante la corrida (mismos tiempos especificados en el archivo de entrada para la salida de información del pozo) pueden ser generados. Estos

parámetros permiten visualizar el avance de los frentes de saturación, cambios en la presión con el tiempo y variaciones en las variables sísmicas, con la ayuda de 3DView.

A partir de la descripción de la estructura de archivo y manejo de datos en WinB4D, se han podido conocer a modo general, algunas de las capacidades y características que posee el simulador para generar resultados. No obstante, habiendo ya tratado aspectos fundamentales de la simulación de yacimientos desde el punto de vista matemático, es posible, adentrarse un poco en la manipulación de las ecuaciones dentro de WinB4D.

DESCRIPCIÓN MATEMÁTICA DEL YACIMIENTO EN WinB4D

El simulador WinB4D incorpora una serie de algoritmos y procedimientos para representar el flujo de petróleo, gas y agua en hasta tres dimensiones, utilizando formulación de petróleo negro. La manera como las ecuaciones de flujo desarrolladas durante el primer capítulo del presente trabajo, son manipuladas para ser introducidas dentro del simulador, es presentada seguidamente.

Ecuaciones utilizadas por WinB4D

Las ecuaciones principales a ser solucionadas dentro del simulador WinB4D, son derivadas del principio de conservación de la masa. Tal como vimos en el primer capítulo, de la aplicación de dicho principio para el flujo de petróleo, gas y agua, se obtiene:

Petróleo:

$$-\nabla \cdot \frac{\vec{v}_o}{B_o} - \frac{q_o}{\rho_{ocs}} = \frac{\delta}{\alpha} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) \quad (2.1)$$

Agua:

$$-\nabla \cdot \frac{\vec{v}_w}{B_w} - \frac{q_w}{\rho_{wcs}} = \frac{\delta}{\alpha} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) \quad (2.2)$$

Gas:

$$-\nabla \cdot \left(\frac{\vec{v}_g}{B_g} + \frac{R_{so}}{B_o} \vec{v}_o + \frac{R_{sw}}{B_w} \vec{v}_w \right) - \frac{q_g}{\rho_{gcs}} = \frac{\delta}{\alpha} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + R_{so} \frac{S_o}{B_o} + R_{sw} \frac{S_w}{B_w} \right) \right] \quad (2.3)$$

en donde los subíndices o, w y g, están referidos al petróleo, agua y gas respectivamente. Mientras que el resto de las variables representan:

B_i = Factor de volumen de formación de la fase i

q_i = Flujo de masa por unidad de volumen de la fase i

R_{so} = Solubilidad del gas en petróleo

R_{sw} = Solubilidad del gas en el agua

S_i = Saturación de la fase i

v_i = Velocidad Darcy de la fase i

ρ_{ics} = Densidad de la fase i a condiciones estándar (60°F, 14.7 lpca)

ϕ = Porosidad

Tres ecuaciones más, llamadas relaciones auxiliares son empleadas para solucionar las ecuaciones de flujo para cada una de las fases.

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (2.4)$$

$$P_{cow} = P_o - P_w \quad (2.5)$$

$$P_{cgo} = P_g - P_o \quad (2.6)$$

donde P_i es la presión de la fase i , P_{cow} es la presión capilar para el sistema petróleo-agua y P_{cog} es la presión capilar para el sistema gas-petróleo.

Junto con las expresiones arriba vistas, otras ecuaciones son utilizadas para manipular las ecuaciones de flujo, estas son:

Velocidad Darcy para la fase i :

$$\vec{v}_i = -K \frac{k_{ri}}{\mu_i} \nabla \Phi_i \quad (2.7)$$

en la cual K es el tensor de permeabilidad, k_{ri} es la permeabilidad relativa de la fase i , μ_i es la viscosidad de la fase i , y Φ representa los potenciales de las fases, los cuales pueden expresarse como:

Petróleo:

$$\Phi_o = P_o - \frac{\rho_o z}{144} \quad (2.8)$$

Agua:

$$\Phi_w = P_o - P_{cow} - \frac{\rho_w z}{144} \quad (2.9)$$

Gas:

$$\Phi_g = P_o + P_{cog} - \frac{\rho_g z}{144} \quad (2.10)$$

Por su parte las densidades de las fases, son calculadas a partir de los datos PVT mediante:

$$\rho_o = \frac{1}{B_o} [\rho_{ocs} + R_{so} \rho_{gcs}] \quad (2.11)$$

$$\rho_w = \frac{1}{B_w} [\rho_{wcs} + R_{sw} \rho_{gcs}] \quad (2.12)$$

$$\rho_g = \frac{\rho_{gcs}}{B_g} \quad (2.13)$$

Y las compresibilidades vienen dadas por:

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \frac{\delta B_o}{\delta P_o} + \frac{B_g}{B_o} \frac{\delta R_{so}}{\delta P_o} \quad (2.14)$$

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \frac{\delta B_w}{\delta P_o} + \frac{B_g}{B_w} \frac{\delta R_{sw}}{\delta P_o} \quad (2.15)$$

$$c_g = -\frac{1}{B_g} \frac{\delta B_o}{\delta P_o} \quad (2.16)$$

$$c_r = \frac{1}{\phi} \frac{\delta \phi}{\delta P_o} \quad (2.17)$$

Todas estas ecuaciones son combinadas, discretizadas y solucionadas numéricamente en el simulador WinB4D, utilizando la formulación IMPES.

Formulación IMPES en WinB4D

Partiendo de la definición de potencial Φ_i de la fase i como:

$$\Phi_i = P_i - \frac{\rho_i z}{144} \quad (2.18)$$

en la cual se ha asumido que $g = g_c$. Las velocidades de Darcy para cada fase (Ec. (1.10) a (1.12)), pueden ser expresadas como:

Petróleo:

$$\vec{v}_o = -\vec{K} \cdot \lambda_o \nabla \Phi_o = -\lambda_o \left[\hat{i} K_x \frac{\delta \Phi_o}{\delta x} + \hat{j} K_y \frac{\delta \Phi_o}{\delta y} + \hat{k} K_z \frac{\delta \Phi_o}{\delta z} \right] \quad (2.19)$$

Agua:

$$\vec{v}_w = -\vec{K} \cdot \lambda_w \nabla \Phi_w = -\lambda_w \left[\hat{i} K_x \frac{\delta \Phi_w}{\delta x} + \hat{j} K_y \frac{\delta \Phi_w}{\delta y} + \hat{k} K_z \frac{\delta \Phi_w}{\delta z} \right] \quad (2.20)$$

Gas:

$$\vec{v}_g = -\vec{K} \cdot \lambda_g \nabla \Phi_g = -\lambda_g \left[\hat{i} K_x \frac{\delta \Phi_g}{\delta x} + \hat{j} K_y \frac{\delta \Phi_g}{\delta y} + \hat{k} K_z \frac{\delta \Phi_g}{\delta z} \right] \quad (2.21)$$

para las cuales se han incluido la permeabilidades en las direcciones x, y, z, junto con los vectores unitarios \hat{i} , \hat{j} , \hat{k} . La notación K constituye el tensor de permeabilidad.

Combinando las ecuaciones (2.1), (2.2) y (2.3) con las ecuaciones (2.19), (2.20) y (2.21), se obtiene:

Petróleo:

$$\nabla \cdot \frac{\vec{K} \lambda_o}{B_o} \cdot \nabla \Phi_o - \frac{q_o}{\rho_{ocs}} = \frac{\delta}{\delta t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad (2.22)$$

Agua:

$$\nabla \cdot \frac{\vec{K} \lambda_w}{B_w} \cdot \nabla \Phi_w - \frac{q_w}{\rho_{wcs}} = \frac{\delta}{\delta t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad (2.23)$$

Gas:

$$\nabla \cdot \vec{K} \cdot \left[\frac{\lambda_g}{B_g} \nabla \Phi_g + \frac{R_{so} \lambda_o}{B_o} \nabla \Phi_o + \frac{\lambda_w R_{sw}}{B_w} \nabla \Phi_w \right] - \frac{q_g}{\rho_{gcs}} = \frac{\delta}{\delta t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + R_{so} \frac{S_o}{B_o} + R_{sw} \frac{S_w}{B_w} \right) \right] \quad (2.24)$$

Las definiciones (2.5) y (2.6) para la presión capilar permiten escribir el potencial para el agua y gas como:

$$\Phi_w = P_o - P_{cow} - \frac{\rho_w z}{144} \quad (2.25)$$

$$\Phi_g = P_o + P_{cog} - \frac{\rho_g z}{144} \quad (2.26)$$

Introduciendo (2.25) y (2.26) en las ecuaciones (2.22) a (2.24) y reacomodando:

Petróleo:

$$\nabla \cdot \vec{K} \cdot \left(\frac{\lambda_o}{B_o} \right) \nabla P_o + CG_o - \frac{q_o}{\rho_{ocs}} = \frac{\delta}{\delta t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) \quad (2.27)$$

Agua:

$$\nabla \cdot \vec{K} \cdot \left(\frac{\lambda_w}{B_w} \right) \nabla P_w + CG_w - \frac{q_w}{\rho_{wcs}} = \frac{\delta}{\delta t} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) \quad (2.28)$$

Gas:

$$\nabla \cdot \left[\vec{K} \cdot \left(\frac{\lambda_g}{B_g} + \frac{R_{so} \lambda_o}{B_o} + \frac{R_{sw} \lambda_w}{B_w} \right) \right] \nabla P_o + CG_g - \frac{q_g}{\rho_{gcs}} = \frac{\delta}{\delta t} \left(\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right) \quad (2.29)$$

Las contribuciones de la gravedad y presiones capilares han sido agrupadas en los términos CG_o , CG_g y CG_w , para el petróleo, gas y agua respectivamente.

$$CG_o = -\nabla \cdot \vec{K} \cdot \left(\frac{\lambda_o}{B_o} \right) \nabla \left(\frac{\rho_o z}{144} \right) \quad (2.30)$$

$$CG_w = -\nabla \cdot \vec{K} \cdot \left(\frac{\lambda_w}{B_w} \right) \nabla \left(\frac{\rho_w z}{144} + P_{cow} \right) \quad (2.31)$$

$$CG_g = \nabla \cdot \vec{K} \cdot \frac{\lambda_g}{B_g} \nabla \left(P_{cgo} - \frac{\rho_g z}{144} \right) - \nabla \cdot \vec{K} \cdot \left[\frac{R_{so} \lambda_o}{B_o} \nabla \left(\frac{\rho_o z}{144} \right) + \frac{R_{sw} \lambda_w}{B_w} \nabla \left(P_{cow} + \frac{\rho_w z}{144} \right) \right] \quad (2.32)$$

Esencialmente la tarea es solucionar las ecuaciones (2.27) hasta (2.29), junto con la ecuación de las saturaciones (2.4) para las cuatro incógnitas P_o , S_o , S_w y S_g . El resto de las variables en las ecuaciones mencionadas son conocidas bien sea por resultados de pruebas de campo o de laboratorio, mientras que otras tantas están en función de las cuatro incógnitas a calcular.

Ecuación de la presión

El procedimiento usado en WinB4D para solucionar las ecuaciones de flujo requiere que primero se combinen las ecuaciones (2.27), (2.28), (2.29) y (2.4), para obtener una sola ecuación donde la incógnita es la presión P_o .

Petróleo:

$$L_o = \frac{\delta}{\delta t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) \quad (2.32)$$

Agua:

$$L_w = \frac{\delta}{\delta t} \left(\phi \frac{S_w}{B_w} \right) \quad (2.33)$$

Gas:

$$L_g = \frac{\delta}{\delta t} \left(\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right) \quad (2.34)$$

donde:

$$L_o = \nabla \cdot \vec{K} \cdot \left(\frac{\lambda_o}{B_o} \right) \nabla P_o + CG_o - \frac{q_o}{\rho_{ocs}} \quad (2.35)$$

$$L_w = \nabla \cdot \vec{K} \cdot \left(\frac{\lambda_w}{B_w} \right) \nabla P_o + CG_w - \frac{q_w}{\rho_{wcs}} \quad (2.36)$$

$$L_g = \nabla \cdot \left[\vec{K} \cdot \left(\frac{\lambda_g}{B_g} + \frac{R_{so} \lambda_o}{B_o} + \frac{R_{sw} \lambda_w}{B_w} \right) \right] \nabla P_o + CG_g - \frac{q_g}{\rho_{gcs}} \quad (2.37)$$

Como el factor de volumen de la formación, solubilidades del gas y porosidad son funciones de la presión, aplicando la regla de la cadena para expandir la acumulación de términos en las ecuaciones (2.32) a (2.34), se tiene:

Petróleo:

$$L_o = \frac{\phi}{B_o} \frac{\delta S_o}{\delta t} + \left[\frac{S_o}{B_o} \frac{\delta \phi}{\delta P_o} - \frac{S_o \phi}{B_o^2} \frac{\delta B_o}{\delta P_o} \right] \frac{\delta P_o}{\delta t} \quad (2.38)$$

Agua:

$$L_w = \frac{\phi}{B_w} \frac{\delta S_w}{\delta t} + \left[\frac{S_w}{B_w} \frac{\delta \phi}{\delta P_o} - \frac{S_w \phi}{B_w^2} \frac{\delta B_w}{\delta P_o} \right] \frac{\delta P_o}{\delta t} \quad (2.39)$$

Gas:

$$L_g = \frac{\phi}{B_g} \frac{\delta S_g}{\delta t} + \left[\frac{S_g}{B_g} \frac{\delta \phi}{\delta P_o} - \frac{S_g \phi}{B_g^2} \frac{\delta B_g}{\delta P_o} \right] \frac{\delta P_o}{\delta t} + \frac{\phi R_{so}}{B_o^2} \frac{\delta S_o}{\delta t} \quad (2.40)$$

$$\begin{aligned}
& + \left[\frac{S_o R_{so}}{B_o} \frac{\delta\phi}{\delta P_o} + \frac{\phi S_o}{B_o} \frac{\delta R_{so}}{\delta P_o} - \frac{\phi S_o R_{so}}{B_o^2} \frac{\delta B_o}{\delta P_o} \right] \frac{\delta P_o}{\delta t} + \frac{\phi R_{sw}}{B_w} \frac{\delta S_w}{\delta t} \\
& + \left[\frac{S_w R_{sw}}{B_w} \frac{\delta\phi}{\delta P_o} + \frac{\phi S_w}{B_w} \frac{\delta R_{sw}}{\delta P_o} - \frac{\phi S_w R_{sw}}{B_w^2} \frac{\delta B_w}{\delta P_o} \right] \frac{\delta P_o}{\delta t}
\end{aligned}$$

Al ser diferenciada la ecuación (2.4) se obtiene:

$$\frac{\delta S_g}{\delta t} = - \frac{\delta S_o}{\delta t} - \frac{\delta S_w}{\delta t} \quad (2.41)$$

Sustituyendo (2.41) en (2.40):

$$\begin{aligned}
L_g = & \left(\frac{\phi R_{so}}{B_o} - \frac{\phi}{B_g} \right) \frac{\delta S_o}{\delta t} + \left(\frac{\phi R_{sw}}{B_w} - \frac{\phi}{B_g} \right) \frac{\delta S_w}{\delta t} + \left(\frac{S_g}{B_g} \frac{\delta\phi}{\delta P_o} - \frac{S_g \phi}{B_g^2} \frac{\delta B_g}{\delta P_o} + \frac{S_o R_{so}}{B_o} \frac{\delta\phi}{\delta P_o} \right) \frac{\delta P_o}{\delta t} \\
& + \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \frac{\delta R_{so}}{\delta P_o} - \frac{\phi S_o}{B_o^2} \frac{\delta B_o}{\delta P_o} \right) \frac{\delta P_o}{\delta t} + \left(\frac{S_w R_{sw}}{B_w} \frac{\delta\phi}{\delta P_o} + \frac{\phi S_w}{B_w} \frac{\delta R_{sw}}{\delta P_o} - \frac{\phi S_w R_{sw}}{B_w^2} \frac{\delta B_w}{\delta P_o} \right) \frac{\delta P_o}{\delta t}
\end{aligned} \quad (2.42)$$

Las ecuaciones (2.38), (2.39) y (2.42) son tres ecuaciones con tres incógnitas P_o , S_o y S_w . Multiplicando la ecuación (2.38) por $(B_o - R_{so}B_g)$, la ecuación (2.39) por $(B_w - R_{sw}B_g)$ y la ecuación (2.42) por B_g y posteriormente sumando los resultados:

$$\begin{aligned}
& (B_o - R_{so}B_g)L_o + (B_w - R_{sw}B_g)L_w + B_g L_g \\
& = (B_o - R_{so}B_g) \frac{\phi}{B_o} \frac{\delta S_o}{\delta t} + (B_w - R_{sw}B_g) \frac{\phi}{B_w} \frac{\delta S_w}{\delta t} + B_g \left(\frac{\phi R_{so}}{B_o} - \frac{\phi}{B_g} \right) \frac{\delta S_o}{\delta t} \\
& + B_g \left(\frac{\phi R_{sw}}{B_w} - \frac{\phi}{B_g} \right) \frac{\delta S_w}{\delta t} + [B_o - R_{so}B_g] \left[\frac{S_o}{B_o} \frac{\delta\phi}{\delta P_o} - \frac{S_o \phi}{B_o^2} \frac{\delta B_o}{\delta P_o} \right] \frac{\delta P_o}{\delta t}
\end{aligned} \quad (2.43)$$

$$\begin{aligned}
& + \left[B_w - R_{sw} B_g \right] \left[\frac{S_w}{B_w} \frac{\delta\phi}{\delta P_o} - \frac{S_w \phi}{B_w^2} \frac{\delta B_w}{\delta P_o} \right] \frac{\delta P_o}{\delta t} + \left(S_g \frac{\delta\phi}{\delta P_o} - \frac{S_g \phi}{B_g} \frac{\delta B_g}{\delta P_o} + \frac{B_g S_o R_{so}}{B_o} \frac{\delta\phi}{\delta P_o} \right) \frac{\delta P_o}{\delta t} \\
& + \left(\frac{B_g \phi S_o}{B_o} \frac{\delta R_{so}}{\delta P_o} - \frac{\phi B_g S_o R_{so}}{B_o^2} \frac{\delta B_o}{\delta P_o} \right) \frac{\delta P_o}{\delta t} + \left(\frac{B_g S_w R_{sw}}{B_w} \frac{\delta\phi}{\delta P_o} + \frac{B_g \phi S_w}{B_w} \frac{\delta R_{sw}}{\delta P_o} - \frac{\phi B_g S_w R_{sw}}{B_w^2} \frac{\delta B_w}{\delta P_o} \right) \frac{\delta P_o}{\delta t}
\end{aligned}$$

Desarrollando la ecuación (2.43) y agrupando términos, se tiene:

$$\begin{aligned}
(B_o - R_{so} B_g) L_o + (B_w - R_{sw} B_g) L_w + B_g L_g &= \left[(S_g + S_w + S_o) \frac{\delta\phi}{\delta P_o} - \frac{\phi S_g}{B_g} \frac{\delta B_g}{\delta P_o} \right] \frac{\delta P_o}{\delta t} \quad (2.44) \\
& + \left[\phi S_o \left(\frac{B_g}{B_o} \frac{\delta R_{so}}{\delta P_o} - \frac{1}{B_o} \frac{\delta B_o}{\delta P_o} \right) + \phi S_w \left(\frac{B_g}{B_w} \frac{\delta R_{sw}}{\delta P_o} - \frac{1}{B_w} \frac{\delta B_w}{\delta P_o} \right) \right] \frac{\delta P_o}{\delta t}
\end{aligned}$$

Las compresibilidades del petróleo y agua, incluyendo el efecto del gas, vienen dadas por:

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \frac{\delta B_o}{\delta P_o} + \frac{B_g}{B_o} \frac{\delta R_{so}}{\delta P_o} \quad (2.45)$$

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \frac{\delta B_w}{\delta P_o} + \frac{B_g}{B_w} \frac{\delta R_{sw}}{\delta P_o} \quad (2.46)$$

la compresibilidad del gas es:

$$c_g = -\frac{1}{B_g} \frac{\delta B_o}{\delta P_o} \quad (2.47)$$

mientras que la compresibilidad de la roca tiene la forma:

$$c_r = \frac{1}{\phi} \frac{\delta\phi}{\delta P_o} \quad (2.48)$$

la compresibilidad total del sistema es la suma de las compresibilidades de los fluidos y la roca:

$$c_t = c_r + c_o S_o + c_w S_w + c_g S_g \quad (2.49)$$

Empleando estas definiciones, además de las ecuaciones (2.35) a (2.37) y (2.4) en la ecuación (2.44) tenemos:

$$\begin{aligned} (B_o - R_{so} B_g) \left[\nabla \cdot \vec{K} \cdot \frac{\lambda_o}{B_o} \nabla P_o + CG_o - \frac{q_o}{\rho_{ocs}} \right] + (B_w - R_{sw} B_g) \left[\nabla \cdot \vec{K} \cdot \frac{\lambda_w}{B_w} \nabla P_o + CG_w - \frac{q_w}{\rho_{wcs}} \right] \\ + B_g \left[\nabla \cdot \vec{K} \cdot \left(\frac{\lambda_g}{B_g} + \frac{R_{so} \lambda_o}{B_o} + \frac{R_{sw} \lambda_w}{B_w} \right) \nabla P_o + CG_g - \frac{q_g}{\rho_{gcs}} \right] = \phi c_t \frac{\delta P_o}{\delta t} \end{aligned} \quad (2.50)$$

Esta ecuación es llamada ecuación de presión. La ecuación de presión no contiene ninguna derivada de saturaciones. WinB4D está codificado para solucionar ecuaciones de flujo en tres dimensiones y para tres fases, primero numéricamente solucionando la ecuación de presión para hallar P_o , para luego introducir este valor en las ecuaciones (2.32), (2.33) y (2.4) y buscar las saturaciones de las fases. El procedimiento es un ejemplo del método numérico conocido como IMPES.

Representación de los Pozos en WinB4D

Pozos productores e inyectores pueden ser representados por WinB4D. Varias alternativas están disponibles para controlar la producción/inyección de los pozos. Unas cuantas están referidas al control de la tasa de producción o inyección según sea el caso, mientras que otras necesitan la especificación de la presión de fondo de los pozos como condiciones de borde para el yacimiento. Restricciones adicionales pueden ser dadas a los pozos cuando el usuario introduce los valores de las presiones de fondo. En todo caso, el comportamiento de los pozos en el modelo requiere que el

usuario especifique en la información de entrada, un término para el cálculo del índice de productividad, denominado factor cuasi-estacionario del índice de productividad (PID).

1. Índice de Productividad

WinB4D requiere que le sean especificados los parámetros cuasi-estacionarios del índice de productividad que tal como vimos en el capítulo 1, están agrupados en el término PID. De allí que el índice de productividad IP de un pozo estará dado por:

$$IP = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} PID \quad (2.51)$$

Para la cual, k_{ro} representa la permeabilidad relativa del petróleo, μ_o es la viscosidad del petróleo y B_o es el factor de volumen de formación. Por su parte, el término PID es:

$$PID = \frac{0.00708 K_{abs} h}{\ln(r_e/r_w) + S} \quad (2.52)$$

donde, como ya se describió, r_e y r_w son los radios del yacimiento y el pozo respectivamente, S es el factor de daño, h es el espesor neto y K_{abs} es la permeabilidad absoluta.

Un valor de PID debe ser dado para cada conexión de los pozos. Este dependerá del tipo de pozo, es decir, si se trata de un pozo vertical u horizontal. Tal como indica Fanchi (2001), para la mayoría de los casos, al tratarse de pozos verticales, el PID, puede ser generado de la ecuación de Peaceman, tal como se muestra a continuación.

a) Pozo vertical

El valor de PID para pozos verticales es estimado mediante:

$$PID_k = \left[\frac{0.00708Kh}{\ln(r_e/r_w) + S} \right]_k \quad (2.53)$$

donde, para un sistema isotrópico:

$$r_e \approx r_o = 0.14(\Delta x^2 + \Delta y^2)^{1/2} \quad (2.54)$$

El término isotrópico con respecto a la permeabilidad se refiere a un sistema en el cual las permeabilidades en las dirección x y la dirección y son iguales ($K_x = K_y$). Continuando con la notación usada, el subíndice k se refiere a las conexiones del pozo.

Para un sistema anisotrópico ($K_x \neq K_y$) y con celdas rectangulares, el PID es calculado usando la permeabilidad efectiva:

$$K = \sqrt{K_x K_y} \quad (2.55)$$

y el radio equivalente de la celda es:

$$r_o = 0.28 \frac{\left[\left(\frac{K_y}{K_x} \right)^{1/2} \Delta x^2 + \left(\frac{K_x}{K_y} \right)^{1/2} \Delta y^2 \right]}{\left(\frac{K_y}{K_x} \right)^{1/4} + \left(\frac{K_x}{K_y} \right)^{1/4}} \quad (2.56)$$

A partir de estas expresiones, el usuario puede determinar el factor pseudo-estacionario del índice de productividad (PID) requerido para los cálculos del

simulador. Para el caso de pozos horizontales, Fanchi (2001) sugiere el uso de la expresión desarrollada por Joshi.

2. Modelos de Pozo en WinB4D

Los pozos dentro del simulador WinB4D están ligados a controles o restricciones en cuanto a las tasas a producir/inyectar o las presiones de fondo. Tasas de petróleo, gas, agua y totales pueden ser asignadas a los pozos productores, mientras que controles en las tasas de inyección de agua y gas pueden ser igualmente dados al simulador. También es posible fijar valores de presión de fondo fluyente a los pozos para determinar así, la tasa a producir.

a) Control de la tasa

Diversas opciones están disponibles para controlar la producción e inyección de fluidos. Entre estas tenemos:

- **Control de la tasa de producción de petróleo Q_o :** bajo este esquema, el simulador calcula la tasa de producción de petróleo para cada conexión k (suponiendo que el pozo esté completado en un total de K conexiones), a partir de:

$$Q_{ok} = Q_o \frac{\left[(PID) \frac{\lambda_o}{B_o} \right]_k}{\sum_{k=1}^K \left[(PID) \frac{\lambda_o}{B_o} \right]_k} \quad (2.57)$$

La producción de agua viene dada por:

$$Q_{wk} = Q_{ok} \left(\frac{\lambda_w / B_w}{\lambda_o / B_o} \right)_k \quad (2.58)$$

y la de gas:

$$Q_{gk} = \left(\frac{\lambda_g / B_g}{\lambda_o / B_o} \right)_k Q_{ok} + (R_{so})_k Q_{ok} + (R_{sw})_k Q_{wk} \quad (2.59)$$

donde λ es la movilidad de la fase, R_{so} y R_{sw} representan la solubilidad del gas en el petróleo y en el agua respectivamente. PID es el factor pseudo-estacionario del índice de productividad del pozo para cada conexión k.

- **Control de la tasa de producción de agua Q_w :** de manera similar al caso anterior, para un pozo completado en K conexiones, la producción de agua para cada conexión k es:

$$Q_{wk} = Q_w \frac{\left[(PID) \frac{\lambda_w}{B_w} \right]_k}{\sum_{k=1}^K \left[(PID) \frac{\lambda_w}{B_w} \right]_k} \quad (2.60)$$

Para el petróleo la producción es:

$$Q_{ok} = Q_{wk} \left(\frac{\lambda_o / B_o}{\lambda_w / B_w} \right)_k \quad (2.61)$$

Por su parte, la producción de gas de cada conexión es:

$$Q_{gk} = \left(\frac{\lambda_g / B_g}{\lambda_w / B_w} \right)_k Q_{wk} + (R_{so})_k Q_{ok} + (R_{sw})_k Q_{wk} \quad (2.62)$$

- **Control de la tasa de producción de gas Q_g :** al ser especificadas las tasas de producción de gas a un pozo, la producción de cada conexión del pozo se obtiene de la expresión:

$$Q_{gk} = Q_g \frac{\left[(PID) \frac{\lambda_g}{B_g} \right]_k}{\sum_{k=1}^K \left[(PID) \frac{\lambda_g}{B_g} \right]_k} \quad (2.63)$$

Para el petróleo:

$$Q_{ok} = Q_{gk} \left(\frac{\lambda_o / B_o}{\lambda_g / B_g} \right)_k \quad (2.64)$$

Para el agua:

$$Q_{wk} = Q_{gk} \left(\frac{\lambda_w / B_w}{\lambda_g / B_g} \right)_k \quad (2.65)$$

Fanchi (2001) señala que, cuando se especifica la tasa de gas a producir, la solubilidad del gas tanto en el petróleo como en el agua es despreciada, lo que resulta razonable si los pozos están produciendo de la zona de gas libre.

- **Control de la tasa total de producción Q_T :** si se especifica la tasa total de producción, el programa WinB4D, calcula inicialmente, la relación entre las movilidades para todas las conexiones. La relación de Movilidad para el Petróleo:

$$\alpha_{oT} = \sum_{k=1}^K \left(\frac{\lambda_o}{\lambda_o + \lambda_w + \lambda_g} \right)_k \quad (2.66)$$

Relación de Movilidad para el Agua:

$$\alpha_{wT} = \sum_{k=1}^K \left(\frac{\lambda_w}{\lambda_o + \lambda_w + \lambda_g} \right)_k \quad (2.67)$$

Relación de Movilidad para el Gas:

$$\alpha_{gT} = \sum_{k=1}^K \left(\frac{\lambda_g}{\lambda_o + \lambda_w + \lambda_g} \right)_k \quad (2.68)$$

Luego calcula la tasa total de petróleo:

$$Q_o = \left(\frac{\alpha_{oT}}{\alpha_{oT} + \alpha_{wT} + \alpha_{gT}} \right) \frac{Q_T}{\bar{B}_o} \quad (2.69)$$

donde se utiliza un promedio del factor volumétrico de formación para todas las conexiones en las cuales el pozo está completado.

$$\bar{B}_o = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K (B_o)_k \quad (2.70)$$

Luego las tasas por conexión son calculadas por las ecuaciones (2.57), (2.58) y (2.59).

- **Control de la tasa de inyección:** cuando se tiene un pozo inyector, bien sea de agua o gas, es requerido especificar las tasas de inyección y el índice de inyectividad WI para cada conexión del pozo. De allí, la tasa de inyección en cada celda es calculada de la manera siguiente:

Tasa de inyección de agua:

$$Q_{wk} = Q_w \frac{[WI(\lambda_o + \lambda_w + \lambda_g)]_k}{\sum_{k=1}^K [WI(\lambda_o + \lambda_w + \lambda_g)]_k} \quad (2.71)$$

Tasa de inyección de gas:

$$Q_{gk} = Q_g \frac{[WI(\lambda_o + \lambda_w + \lambda_g)]_k}{\sum_{k=1}^K [WI(\lambda_o + \lambda_w + \lambda_g)]_k} \quad (2.72)$$

Como se puede notar de las ecuaciones anteriores, la tasa de inyección por cada conexión depende de la movilidad total de la celda en la cual se produce la inyección, y no sólo en la movilidad del fluido inyectado. Esto es valido debido a que si es usada solamente la movilidad del fluido de inyección, resultados errados pueden surgir como consecuencia de permeabilidades relativas a la fase inyectada iguales a cero en la celda. Para evitar está situación, el simulador toma la movilidad total de la celda. Fanchi (2001) afirma que, aunque esto introduce cierto error, generalmente, este ocurre sólo en los primeros pasos de tiempo. Posteriormente, la movilidad de la celda tiende a estar dominada por la del fluido inyectado.

b) Control de la presión de fondo

Además de los controles a las tasas de producción/inyección de los pozos, controles en las presiones de fondo pueden ser dados al simulador. A partir de estas, el programa calcula las tasas de producción de petróleo, gas y agua, así como las tasas de inyección de agua y gas.

- **Pozo productor de petróleo y/o agua:** bajo esta restricción, el pozo va a producir a la presión de fondo fluyente (P_{wf}) dada por el usuario; igualmente,

es necesario especificar el término PID para el cálculo del índice de productividad (IP) para el pozo. La producción de petróleo y gas para cada conexión k viene dada por:

$$Q_{ok} = \left[(PID) \frac{\lambda_o}{B_o} \right]_k^n (P^n - P_{wf})_k \quad (2.73)$$

$$Q_{wk} = \left[(PID) \frac{\lambda_w}{B_w} \right]_k^n (P^n - P_{wf})_k \quad (2.74)$$

donde el termino P^n se refiere a la presión explícita (calculada por el programa). Si $P^n < P_{wf}$, el pozo es cerrado. Por el contrario si $P^n > P_{wf}$ las tasas de petróleo y agua son calculadas y la tasa de gas es hallada con la ecuación (2.59).

- **Pozo productor de gas:** para el caso de pozos productores de gas, bajo control por presión de fondo fluyente, WinB4D posee la opción *laminar-inertial-turbulent (LIT)* para el cálculo de la tasa de gas. La ecuación del método LIT es:

$$\Delta\psi = aQ_g + bQ_g^2 = \psi_r - \psi_{wf} \quad (2.75)$$

donde:

ψ_r = pseudo-presión correspondiente a la presión de cierre del pozo P_r

ψ_{wf} = pseudo-presión correspondiente a la presión de fondo fluyente especificada

aQ_g = flujo laminar

bQ_g^2 = flujo turbulento e inercial

$\Delta\psi$ = pseudo-presión correspondiente a la presión nodal P^n

El programa utiliza valores especificados de a , b y P_{wf} , además de una tabla de pseudo-presiones contra presiones, para computar la tasa total de producción de gas a partir de:

$$Q_g = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b\Delta\psi}}{2b} \quad (2.76)$$

Luego de que la tasa total de gas es calculada, las tasas por conexión son halladas de las ecuaciones (2.63), (2.64) y (2.65).

- **Pozos Inyectores:** para pozos inyectores controlados por presión de fondo fluente, la ecuación a utilizada por WinB4D es:

$$Q_{fk} = \left[IP \left(\frac{\lambda_o + \lambda_w + \lambda_g}{B_f} \right) \right]_k^n (P^n - P_{wf})_k \quad (2.77)$$

el subíndice f aplica tanto para agua, como gas, además el índice de productividad (IP) es igual al índice de inyectividad del pozo (WI). Se nota que la inyección de fluido ocurre sólo si $P^n < P_{wf}$, por lo tanto, en el caso contrario, el pozo es cerrado. Al igual que para pozos inyectores controlados por tasa de inyección, la movilidad a utilizar en la ecuación es la total de la celda donde está completado el pozo.

c) Control de relación gas-petróleo (GOR) /agua-petróleo (WOR)

En adición a los controles por tasa y presión vistos antes, el simulador WinB4D permite imponer restricciones a las relaciones gas-petróleo (GORMAX) y agua-petróleo (WORMAX) para todos los pozos productores de petróleo. En este caso, luego de especificarse la GORMAX o WORMAX, el simulador calcula la relación entre los fluidos producidos y si esta sobrepasa los valores especificados,

entonces las conexiones con mayor relación son cerradas. Cuando varias conexiones al pozo presentan la máxima relación gas-petróleo o agua-petróleo, las conexiones más profundas son cerradas, hasta que la GOR o WOR esté por debajo de los máximos permitidos. En caso de que no sea posible mantener las relaciones por debajo de los valores máximos establecidos, se cierra el pozo.

d) Control de vaciamiento de fluidos

Al especificarse la presión de fondo por pozo, es posible, imponer controles en las tasas mínimas y máximas de producción de petróleo, además de la tasa total de líquido (agua más petróleo) del pozo. En ese caso, los controles al pozo son aplicados de la siguiente manera:

- El valor de tasa mínima de petróleo especificado a un pozo controlado por presión de fondo es el límite inferior de producción de ese pozo. De manera que si la tasa de petróleo está por debajo de ese valor el pozo es cerrado.
- El valor de tasa máxima de petróleo especificado, a un pozo controlado por presión de fondo, es el límite superior de producción de ese pozo. De manera que, si la tasa de petróleo sobrepasa ese valor, la producción por conexión es reducida en proporción a las tasas producidas, hasta que se alcance el valor máximo permitido para el pozo.
- El valor de tasa máxima de líquido especificado, a un pozo controlado por presión de fondo, es el límite superior de producción (agua más petróleo) de ese pozo. De manera que, si la suma de las tasas de agua y petróleo está por encima de ese valor, la producción de líquido de cada conexión es disminuida según la relación tasas permitidas y calculadas.

e) Control de fluidos de inyección

Al igual que en el caso anterior, cuando existe control por presión de fondo para un pozo inyector, es posible especificar las tasas máximas de gas o agua a inyectar, según sea el caso. El procedimiento desarrollado por el simulador varía según sea el valor especificado

- El valor de máxima tasa de inyección de agua permitida, representa el tope de inyección de agua para ese pozo. Cuando la tasa de inyección calculada excede el límite establecido, la inyección por conexión es reducida según la relación entre tasa permitidas y calculadas.
- El valor de máxima tasa de inyección de gas permitida, representa el tope de inyección de gas para ese pozo. Cuando la tasa de inyección calculada excede el límite establecido, la inyección por conexión es reducida según la relación entre tasa permitidas y calculadas.

Opciones adicionales de WinB4D

Partiendo de la premisa de que el simulador WinB4D tiene formulación IMPES, conocer la precisión y estabilidad de los resultados que este arroja es de vital importancia para la adecuada aplicación del programa. Brevemente, se dijo antes que el archivo de extensión .TSS generado por el simulador contiene información para verificar la estabilidad de la solución para una corrida en particular. Pues dentro de ese archivo, uno de los resultados más representativos para chequear los resultados, es el error de balance de materiales.

1. Cálculos de error de balance de materiales

WinB4D implementa cálculos de balance de materiales para estimar el alcance y estabilidad de la solución numérica obtenida del simulador. Los volúmenes de fluidos en sitio son calculados al comienzo y al final del paso de tiempo, considerando la inyección y producción de fluidos. La diferencia entre ellos a lo largo del paso de tiempo, para cada uno de las tres fases (petróleo, gas y agua) es un indicador sensitivo de error.

$$\%ErrorBM = \left[\frac{FIP}{OFIP - Prod + Iny} - 1 \right] \times 100\% \quad (2.78)$$

donde:

FIP = fluidos en sitio a un tiempo t

OFIP = fluidos en sitio originalmente

Prod = producción acumulada de fluidos al tiempo t

Iny = inyección acumulada de fluidos al tiempo t

Si durante un paso de tiempo los porcentajes de variación en los cálculos de balance de materiales para los fluidos presentes en el yacimiento son bajos, se puede considerar que la solución numérica tiene un alcance aceptable. Otro es el caso de porcentajes altos, los cuales indican que la formulación IMPES está teniendo problemas con los datos de entrada. En ese caso, se deben revisar parámetros como el tamaño de los pasos de tiempo y las tolerancias en las presiones y saturaciones. Fluctuaciones importantes en los errores de balance de materiales entre un paso de tiempo y otro pueden ser síntomas de inestabilidad en la solución.

2. Control automático del paso de tiempo

Otro de los aspectos que inciden directamente sobre la precisión de la solución de un simulador IMPES, como WinB4D, es el tamaño de los pasos de tiempo y las tolerancias dadas para los cambios de saturación y presión para cada celda por paso de tiempo. El simulador objeto de este estudio incorpora una opción en la cual los tamaños de los pasos de tiempo son establecidos de manera automática por el programa, considerando las tolerancias dadas por el usuario.

Dentro del programa WinB4D, el usuario indica el primer paso de tiempo (DT) y, a partir de allí, el programa, automáticamente, calcula el tamaño de los siguientes pasos de tiempo en función de los cambios en las saturaciones, presiones y dentro de los rangos de mínimo (DTMIN) y máximo (DTMAX) tamaño de paso de tiempo establecidos por el usuario.

Parte de la información de entrada al simulador incorpora tanto máximo cambio en la presión (DPMAX) como máximo cambio en la saturación (DSMAX), permitido por paso de tiempo. El programa calcula el máximo cambio de saturación y de presión del paso de tiempo previo. Si estos están por debajo de los valores máximos permitidos, automáticamente, el próximo paso de tiempo tiene la duración del paso de tiempo anterior multiplicado por un factor (FACT1), mayor que la unidad, incrementándose así, su duración. Si por el contrario, los cambios en las saturaciones y las presiones sobrepasan a DSMAX o DPMAX, el tamaño del paso de tiempo es reducido, al ser multiplicado por un factor (FACT2) menor que la unidad. De esta forma, el paso de tiempo previo es usado para fijar el próximo tamaño de paso de tiempo. En todo caso, el nuevo valor siempre va a respetar el rango entre DTMIN y DTMAX.

El paso de tiempo podrá ser mayor si las presiones y saturaciones varían lentamente, mientras que será de poca duración cuando los cambios en dichos

valores, entre un paso de tiempo y otro, se aproximen rápidamente a DS_{MAX} o DP_{MAX}. Fanchi et al. (1982) señala que es importante establecer un DT_{MAX} para el cual el cambio máximo en la saturación esté alrededor del 5%. Esto se debe a que tamaños de tiempos muy grandes pueden traer como consecuencia saturaciones mayores a 1, lo que evidentemente, no tendría significado físico. Es importante entonces, evaluar cuanto representa el cambio de saturación de la celda con respecto a su volumen, particularmente, cuando pozos estén presentes. Así por ejemplo, para las celdas que contienen pozos, la tasa de vaciamiento de fluidos en ella no debería ser mayor a la cantidad de fluidos disponibles en la misma.

A lo largo del presente capítulo se ha podido notar, que el simulador WinB4D incorpora una serie de opciones que sugieren que el mismo puede resultar una alternativa adecuada para llevar a cabo estudios de mediana complejidad. Algunas de estas opciones del programa, han sido descritas. Entre ellas, es de destacar el manejo de archivos que tiene el simulador. En tal sentido, WinB4D funciona a partir de un archivo de datos con una estructura específica, que contiene de manera correcta todas y cada una de las capacidades del simulador. A partir de este, el simulador realiza las corridas y arroja una serie de reportes de resultados. Dichos reportes contienen información clave para seguir el desarrollo de la simulación. Sin embargo, para poder generar el archivo de entrada, el usuario del programa, debe conocer cada una de las capacidades de las que dispone WinB4D y además, reconocer como estas son representadas en el archivo de entrada del simulador.

Al ser WinB4D un simulador que funciona a través de la formulación IMPES, su utilización pasa por que se tenga en consideración el efecto de los tamaños de pasos de tiempo, máximos cambios de saturación y presión por celdas, en los resultados que el mismo arroja. En este particular, la opción del cálculo de error de balance de materiales es importante. Así mismo, el establecimiento automático de los pasos de tiempo en el programa, debe ser seguido con cuidado, para verificar que los

resultados hayan sido obtenidos de manera eficiente y respetando los márgenes de error dados por el usuario.

Habiendo ya conocido los principales aspectos contenidos en los archivos de datos de WinB4D y el modo como las ecuaciones de flujo son tratadas para alcanzar las expresiones matemáticas que sustentan los algoritmos programados en el simulador, el siguiente capítulo presenta las características de la interfaz generada para la manipulación de los datos de entrada de WinB4D.

CAPÍTULO III

INTERFAZ GRÁFICA PARA WinB4D

A lo largo del capítulo anterior se presentaron algunas de las características que posee el simulador de yacimientos WinB4D para el manejo de datos. Aspectos como el ingreso de la información al simulador fueron tratados y, a pesar de ser vistos brevemente, se evidenció el nivel de complejidad involucrado en la generación del archivo de entrada al programa. Plasmar la información del modelo de simulación en un archivo de datos con una estructura bastante específica no es tarea fácil y, por el contrario, requiere del conocimiento de todas las capacidades y opciones que tiene el simulador y la manera como estas son representadas en el archivo. Particularmente, la situación se acentúa para casos como el de WinB4D, ya que este no reconoce palabras clave (Keywords) para correr, más bien reconoce datos del archivo de entrada a partir de líneas de textos ubicadas en posiciones específicas del archivo. De allí que una secuencia de valores y líneas de texto, representando el total de las opciones disponibles en el simulador, deben ser suministrados de manera exacta al archivo para que el mismo pueda ser leído por WinB4D.

Es así como surge la necesidad de contar con un programa que facilite la generación y la manipulación de la información que se ingresa a WinB4D. El presente capítulo describe los aspectos más resaltantes del desarrollo de dicho programa, es decir, una interfaz gráfica o versión primaria de un pre-procesador de datos para el simulador de yacimientos objeto de este estudio. Dentro de esta interfaz gráfica, una serie de capacidades fueron añadidas para generar las permeabilidades relativas y propiedades PVT de los fluidos a partir de algunos pocos datos. De esta forma, una opción para generar tales propiedades por correlaciones, está disponible en el programa. Durante el transcurso de esta sección del trabajo, son tratadas las distintas capacidades del programa, de modo que se describen: las características generales de la interfaz, la estructura general del programa, los modelos incorporados para la estimación de las propiedades PVT de los fluidos del yacimiento y

permeabilidades relativas, incluyendo la respectiva validación de los mismos y finalmente, se realiza una breve descripción de los casos para los cuales fue probado el uso de la interfaz.

Como complemento de la información contenida en el presente capítulo, una sección de apéndices fue añadida al trabajo para tratar más en detalle el ingreso de los datos a la interfaz. Dicha sección sirve como instructivo para la utilización del programa desarrollado (vid infra).

ASPECTOS GENERALES

La interfaz fue desarrollada en Visual Basic 6.0, el cual es un lenguaje de programación orientado a objetos. Al contar con una serie de objetos predeterminados, Visual Basic se convierte en una herramienta útil para generar programas que resulten amigables al usuario. También es un lenguaje ampliamente utilizado para el desarrollo de programas que requieran interacción directa entre el usuario y diversas aplicaciones. De allí que programas generados en otros lenguajes pueden ser ejecutados desde uno desarrollado en Visual Basic.

En nuestro caso en particular, el interés es generar un programa de tipo interfaz gráfica para que el usuario de WinB4D pueda introducir los datos del modelo de yacimiento, de manera práctica y eficiente, brindando con ello mayor aplicabilidad al simulador. El programa está constituido por una serie de formas para el ingreso de datos. Una forma es una ventana o cuadro de diálogo, en la cual, el usuario interactúa con la aplicación. Así pues, en cada una de las formas, se introduce información referente a las diferentes secciones del archivo de datos de entrada a WinB4D. Todas las capacidades del simulador están representadas de manera visual dentro de la interfaz, lo que permite conocer mejor las opciones de las cuales dispone WinB4D y, así mismo, acceder a ellas.

El tamaño total del programa para introducir los datos a WinB4D está alrededor de 1.5 MB (Megabytes), por lo que no se requiere de mayor cantidad de memoria para poder ser aplicado. En conjunto, la interfaz, el ejecutable y librerías de los programas WinB4D y 3DView, están contenidos en una carpeta que no sobrepasa los 4 MB. Tales aplicaciones deben ser conservadas en la misma carpeta para el buen funcionamiento de los programas integrados. La interfaz por sí sola genera el archivo de datos para WinB4D pero, a su vez, permite al usuario correr el simulador y visualizar el yacimiento mediante 3DView. En caso de que los programas asociados a la interfaz no se encuentren en la misma carpeta, un error se producirá al ejecutar alguna de las aplicaciones.

ESTRUCTURA DE LA INTERFAZ

Como se dijo antes, el programa para generar el archivo de datos para WinB4D, está constituido por una serie de formas, cada una de las cuales contiene el código y muestra los objetos para el ingreso de la información y la ejecución de procedimientos. Conforme se van introduciendo los datos a las formas de la interfaz, una matriz definida en el código del programa recibe la información dada y la almacena para, posteriormente, escribirla en el archivo de datos de entrada al simulador.

La información que el usuario tiene que suministrar a cada una de las formas, ha sido agrupada según sus características dentro del modelo de simulación de WinB4D. En tal sentido, se distinguen según su secuencia de aparición en la interfaz:

1. Interfaz para WinB4D

Esta representa la forma principal del programa. A partir de ella se accede a cada una de las demás formas para introducir los datos. No está destinada al ingreso de información del modelo de simulación definido por el usuario. Su función tiene

que ver en cambio con manipular el archivo creado al final del ingreso de datos y su utilización mediante los programas WinB4D y 3DView. Inicialmente, la forma permite abrir y crear un nuevo archivo de datos, bajo el cual se escribirá toda la información que se vaya introduciendo a la interfaz.

2. Dimensiones del modelo

Representa la primera forma para ingresar datos del modelo de simulación. En ella se establece el número de celdas a utilizar, así como el tamaño y la profundidad de las mismas. Es en esta forma, que se define el tamaño de la matriz para almacenar los datos que se suministran al programa.

3. Parámetros sísmicos

En ella se incluyen los datos relacionados con los cálculos sísmicos que genera el simulador. Valores por defecto están disponibles al usuario para el caso en que los objetivos del estudio no sean evaluar la variación de las propiedades sísmicas en el yacimiento.

4. Distribución de porosidad y permeabilidad

Propiedades de la roca, tales como porosidad y permeabilidad (x, y, z) son dadas en esta forma. Igualmente, valores de transmisibilidad entre celdas del yacimiento pueden ser definidos.

5. Interacción roca - fluido

Incluye datos de permeabilidades relativas y presiones capilares, junto con la definición del número de regiones de roca y de fluidos a utilizar en el modelo. Cuando más de una región de roca ha sido fijada por el usuario, una forma adicional

para el ingreso de los datos de las distintas regiones de roca es añadida al programa. Una opción para generar permeabilidades relativas para cada una de las regiones de roca está disponible en la interfaz. En la siguiente sección se describe dicha opción.

6. Propiedades de los fluidos (condiciones en el burbujeo y sobre él)

Datos de presión de burbujeo y propiedades del crudo, tales como viscosidad, factor de volumen de formación y relación de gas en solución para presiones sobre la presión de burbujeo, son suministrados en esta forma para cada una de las regiones de fluidos establecidas por el usuario.

7. Tablas PVT de los fluidos

La viscosidad, factor de volumen de formación, relación gas en solución en el petróleo y agua, son dados mediante tablas como función de la presión, para cada uno de los fluidos presentes en el reservorio (petróleo, gas y agua). Algunas opciones propias de WinB4D para generar el PVT del gas están disponibles. También, procedimientos no inmersos en el simulador han sido incorporados para generar el comportamiento de los fluidos en función de la presión y la temperatura. Más adelante, en este capítulo, se describen los modelos incorporados. Cuando más de una región de fluido es definida en el modelo, formas adicionales para el ingreso de las tablas PVT de las regiones 2 y 3, son añadidas al programa.

8. Inicialización

La información referida a las condiciones iniciales de distribución de presiones y saturaciones a lo largo del yacimiento es suministrada en la forma denominada “Inicialización”. Algunas alternativas están disponibles para el ingreso de estas condiciones.

9. Parámetros de control de la simulación

Esta forma contiene la definición del método de solución a utilizarse en el simulador, junto con las tolerancias permisibles para la convergencia de las soluciones de WinB4D. También, incorpora parámetros para limitar la duración de la corrida.

10. Modelo analítico de acuífero

Las opciones para representar el comportamiento de un acuífero, de manera analítica, están agrupadas en esta forma.

11. Programa de pasos de tiempo y salida de datos

Contiene los períodos de tiempo en los cuales el simulador debe reportar la producción de los pozos y generar la distribución de propiedades en el yacimiento. También se dan los tamaños de paso de tiempo mínimo y máximo a ser utilizados durante la simulación.

12. Información de los pozos

En esta forma se incluyen los datos relacionados con los pozos presentes en el modelo. Diferentes conjuntos de datos pueden ser dados a la interfaz, considerando diferentes programas de pozos.

Con la incorporación a la interfaz de todos los datos necesarios para definir el modelo de simulación es posible crear el archivo de datos, correr la aplicación de WinB4D, con lo que se generan los archivos de resultados y, además, se puede correr la aplicación de 3DView desde la forma principal de la interfaz. De esta manera, todo lo referido a la utilización del simulador es llevado a cabo desde una misma

plataforma. El apéndice, contiene información minuciosa referente al ingreso de los datos a cada una de las formas de la interfaz. El usuario puede remitirse entonces a esta sección del trabajo para comprender el manejo del programa en cuestión (vid infra).

GENERACIÓN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS Y PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS

Recolectar toda la información para realizar el estudio de simulación de un yacimiento, es un procedimiento complejo, costoso y que puede mucho tiempo. En ocasiones, algunos datos no están disponibles para el estudio y por diversas razones no resulta viable llevar a cabo nuevas pruebas de campo o laboratorio para obtener información. Ante tal situación, el ingeniero debe contar con herramientas que permitan generar, a partir de los datos disponibles, estimados del comportamiento de las variables del yacimiento desconocidas hasta el momento. Numerosas correlaciones y modelos han sido desarrollados a lo largo de los años para poder generar este comportamiento en diversas propiedades, tales como: propiedades de la roca, de los fluidos y de la interacción entre la roca y los fluidos del reservorio. Algunos de estos modelos han sido incorporados a la interfaz, con miras de posibilitar la generación de estudios de simulación cuando no todos los datos de las propiedades de los fluidos y los valores de permeabilidad relativa estén a la mano del usuario.

A pesar de que existen múltiples correlaciones para generar el comportamiento de los fluidos y la interacción entre estos y la roca del yacimiento, uno de los intereses principales para el desarrollo del programa, fue implementar correlaciones que ya hayan sido aplicadas ampliamente en la industria petrolera. Es entonces, como las correlaciones de Vázquez y Beggs (1980), Beggs y Robinson (1975), Standing (1977), y otras tantas, son puestas a la disposición del usuario de la interfaz.

En vista de que, ya a través de los años, las correlaciones aquí tratadas han sido probadas y utilizadas en gran cantidad de ocasiones en la industria petrolera, no es objetivo del presente estudio evaluar las capacidades de tales correlaciones para modelar los procesos que ocurren en el reservorio. No obstante, resulta imperativo verificar el buen funcionamiento de las mismas dentro del programa. Como parte de ello, luego que se describen los modelos utilizados, se demuestra el buen funcionamiento de estos dentro de la interfaz. A partir de algunas hojas de cálculo disponibles, se verifica que los algoritmos programados reproducen fielmente los comportamientos que se generan de las ecuaciones de cada uno de los modelos utilizados.

Permeabilidades relativas

El cálculo de las permeabilidades relativas incluido en la interfaz de WinB4D es realizado a partir del modelo de Wyllie, presentado por Slider (1983). Las permeabilidades del petróleo, gas y agua son obtenidas para los sistemas bifásicos agua-petróleo y gas-petróleo. Las expresiones a ser utilizadas, dependen del tipo de arena que compone la roca productora. En tal sentido, se distinguen: arena poco consolidada con buen escogimiento de grano, arena poco consolidada con un pobre escogimiento de grano y arena consolidada.

En la interfaz, las permeabilidades son consideradas sólo entre las saturaciones críticas de las fases. Es necesario así, suministrar la saturación de petróleo residual y la saturación de agua irreducible ya requerida por WinB4D. Estas saturaciones representan los *End Points* de los sistemas respectivos.

a) Sistema gas-petróleo

Las permeabilidades del gas (k_{rg}) y del petróleo en presencia de gas (k_{rog}), son calculadas de las expresiones mostradas en la Tabla 3.1, según sea el tipo de arena.

Tabla 3.1. Permeabilidades relativas para el sistema gas-petróleo

| Tipo de Arena | k_{rog} | k_{rg} |
|---------------------------------------|---------------|---------------------------------|
| Poco consolidada / Buen escogimiento | $(S^*)^{3.0}$ | $(1-S^*)^{3.0}$ |
| Poco consolidada / Pobre escogimiento | $(S^*)^{3.5}$ | $(1-S^*)^{2.0} (1-(S^*)^{1.5})$ |
| Consolidada | $(S^*)^{4.0}$ | $(1-S^*)^{2.0} (1-(S^*)^{2.0})$ |

El término S^* , de la tabla anterior, es obtenido mediante la ecuación (3.1), y requiere de la saturación de petróleo (S_o) y la saturación de agua irreducible (S_{wi}).

$$S^* = \frac{S_o}{(1-S_{wi})} \quad (3.1)$$

Para el sistema gas-petróleo, la saturación considerada como *End Point*, corresponde a la saturación de petróleo residual. La forma de la ecuación (3.1) sugiere que la saturación de petróleo utilizada en los cálculos no debe exceder la saturación de petróleo máxima en un sistema conteniendo agua irreducible.

b) Sistema agua-petróleo

Las permeabilidades del agua (k_{rw}) y del petróleo bajo el sistema agua-petróleo (k_{row}), se obtienen de las expresiones mostradas en la Tabla 3.2, también, según sea el tipo de arena.

Tabla 3.2. Permeabilidades relativas para el sistema agua-petróleo

| Tipo de Arena | k_{row} | k_{rw} |
|---------------------------------------|---------------------------------|---------------|
| Poco consolidada / Buen escogimiento | $(1-S^*)^{3.0}$ | $(S^*)^{3.0}$ |
| Poco consolidada / Pobre escogimiento | $(1-S^*)^{2.0} (1-(S^*)^{1.5})$ | $(S^*)^{3.5}$ |
| Consolidada | $(1-S^*)^{2.0} (1-(S^*)^{2.0})$ | $(S^*)^{4.0}$ |

En este caso, las saturaciones requeridas son la del agua (S_w) y la irreducible de agua (S_{wi}). Luego S^* es calculado de la expresión (3.2).

$$S^* = \frac{(S_w - S_{wi})}{(1 - S_{wi})} \quad (3.2)$$

En la interfaz de WinB4D, para el sistema agua-petróleo, valores de permeabilidad relativa son obtenidos a partir de las saturaciones de fase, considerando la saturación de agua irreducible y la saturación de petróleo residual. Permeabilidades son calculadas a partir de incrementos sucesivos de 0.05 en la saturación de las fases, cubriendo el rango de 0 a 1. Los valores generados son presentados en las tablas respectivas, ubicadas en las formas destinadas al ingreso de dichos valores. Luego estos son dados al simulador como si fueran datos directamente, ingresados por el usuario del programa.

Propiedades PVT del petróleo

Las propiedades consideradas por WinB4D para la fase petróleo son: viscosidad, factor de volumen de formación y relación de gas en solución. La Tabla 3.3, muestra los autores de las correlaciones aplicadas para la obtención de cada una de las propiedades del crudo. Básicamente, se utilizan, los desarrollos de Vázquez y Beggs (1980) y de Beggs y Robinson (1975). Tales desarrollos, requieren que algunos otros parámetros adicionales sean conocidos. Es así como, la gravedad específica del gas, presión de burbujeo y compresibilidad isotérmica del crudo, son calculadas para la posterior obtención de las propiedades requeridas por el simulador.

Tabla 3.3. Modelos para el PVT del petróleo incorporadas a la interfaz

| Propiedad | Modelo utilizado |
|--|-----------------------|
| Presión de Burbujeo del petróleo (P_b) | Vázquez-Beggs (1980) |
| Factor de volumen de formación del Petróleo (B_o) | Vázquez-Beggs (1980) |
| Viscosidad del petróleo (μ_o) - Yacimiento Saturado | Beggs-Robinson (1975) |
| Viscosidad del petróleo (μ_o) - Yacimiento SubSaturado | Vázquez-Beggs (1980) |
| Relación gas en solución en el petróleo (R_s) | Vázquez-Beggs (1980) |

a) Corrección de la gravedad específica del gas

Las correlaciones desarrolladas por Vázquez y Beggs (1980), fueron obtenidas para presiones de separación fijas (100 lpc). Esto tiene como fundamento el hecho de que, la gravedad específica del gas, está altamente influenciada por la presión a la cual es medida y a su vez, afecta las propiedades del crudo. Para reducir el efecto que revierte la gravedad específica del gas en los cálculos de las propiedades del crudo, Vázquez y Beggs, establecieron una única presión de separación, para la cual la gravedad del gas de las muestras fue medida. En la vida real, evidentemente que presiones de separación diferentes a 100 lpc pueden presentarse, de modo que, para que las correlaciones disponibles tengan validez, la presión de separación real debe ser utilizada como factor de corrección de la gravedad específica del gas. Del valor de gravedad específica del gas a la presión real del separador, utilizando la ecuación (3.3), se haya la gravedad del gas a la presión de separación de 100 lpc.

$$\gamma_{gs} = \gamma_{gp} \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} (\gamma_o)(T_s) \log \left(\frac{P_s}{114.7} \right) \right] \quad (3.3)$$

donde:

γ_{gs} = gravedad específica del gas que resulta de una presión de separación de 100 lpc

γ_{gp} = gravedad específica del gas obtenida a las condiciones del separador (P_s y T_s)

P_s = presión del separador (lpca)

T_s = temperatura del separador (°F)

γ_o = gravedad del petróleo (°API)

b) Presión de Burbujeo (P_b)

Una vez conseguido el valor de la gravedad del gas para la presión de operación del separador de 100 lpc, el próximo valor a calcular para generar las propiedades del crudo, está constituido por la presión de burbujeo. Se utiliza

entonces, la correlación de Vázquez y Beggs (1980) para el cálculo de la relación gas-petróleo en solución. La correlación fue desarrollada para dos grupos de datos, con base a la gravedad del petróleo. De allí que dos grupos de constantes estén disponibles.

$$P_b = \left(\frac{R_{si}}{C_1 \gamma_{gs} e^{\left(C_3 \left(\frac{\gamma_o}{T+460} \right) \right)}} \right)^{1/C_2} \quad (3.4)$$

El valor de la presión de burbujeo P_b es obtenido, considerando R_{si} como la relación gas-petróleo inicial. Los valores de los coeficientes “C” son mostrados en la Tabla 3.4. Los rangos aplicados a la gravedad del petróleo se refieren a la unidad °API.

Tabla 3.4. Coeficientes “C” utilizados para el cálculo de R_s según Vázquez y Beggs

| Coeficiente | $\gamma_o \leq 30$ | $\gamma_o > 30$ |
|-------------|--------------------|-----------------|
| C_1 | 0.0362 | 0.0178 |
| C_2 | 1.0937 | 1.1870 |
| C_3 | 25.7240 | 23.9310 |

c) Relación gas-petróleo en solución

La expresión mostrada en la ecuación (3.4), también es utilizada para calcular la cantidad de gas que existe en solución en el petróleo, para diversos valores de presión.

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} (P)^{C_2} e^{\left[C_3 \left(\frac{\gamma_o}{T+460} \right) \right]} \quad (3.5)$$

En la ecuación anterior se requieren los mismos coeficientes “C” de la Tabla 3.4. Las variables tienen el mismo significado explicado en la propiedad anterior, con la salvedad de que la presión (lpca) es la presión a la cual se quiere obtener la relación gas-petróleo en solución.

Dentro de la interfaz de WinB4D, la relación gas-petróleo en solución es calculada para presiones por debajo de la de burbujeo. Para el resto de las presiones se asume que la relación no varía y es igual al valor inicial dado por el usuario.

d) Factor de volumen de formación del petróleo ($P \leq P_b$)

El factor de volumen de formación para petróleo saturado es calculado como función del gas disuelto, la temperatura, la gravedad del petróleo y la gravedad específica del gas. La correlación de Vázquez y Beggs (1980) para este caso es:

$$B_o = 1 + C_1 R_s + C_2 (T - 60) \left(\frac{\gamma_o}{\gamma_{gs}} \right) + C_3 R_s (T - 60) \left(\frac{\gamma_o}{\gamma_{gs}} \right) \quad (3.6)$$

Igualmente, coeficientes “C” son utilizados para dos rangos de gravedad del petróleo. En este caso, son presentados en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Coeficientes “C” utilizados para el cálculo de Bo según Vázquez y Beggs

| Coficiente | $\gamma_o \leq 30$ | $\gamma_o > 30$ |
|-------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| C ₁ | 4.677x10 ⁻⁴ | 4.670x10 ⁻⁴ |
| C ₂ | 1.751x10 ⁻⁵ | 1.100x10 ⁻⁵ |
| C ₃ | -1.811x10 ⁻⁸ | 1.337x10 ⁻⁹ |

e) Factor de volumen de formación del petróleo ($P \geq P_b$)

En caso de petróleo subsaturado, la correlación de Vázquez y Beggs (1980), tiene la variante de considerar la compresibilidad isotérmica del petróleo (c_o), la cual se obtiene de la ecuación (3.7).

$$c_o = \frac{(a_1 + a_2 R_s + a_3 T + a_4 \gamma_{gs} + a_5 \gamma_o)}{a_6 P} \quad (3.7)$$

mientras que, los valores de los coeficientes “a”, son los dados en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6. Coeficientes “a” utilizados para el cálculo de B_o según Vázquez y Beggs

| Coficiente | Valor |
|-------------------|-----------------|
| a ₁ | -1433.0 |
| a ₂ | 5.0 |
| a ₃ | 17.2 |
| a ₄ | -1180.0 |
| a ₅ | 12.61 |
| a ₆ | 10 ⁵ |

Luego el factor de volumen de formación es calculado mediante:

$$B_o = B_{ob} e^{(c_o (P_b - P))} \quad (3.8)$$

en donde el subíndice b es utilizado para referirse al factor de volumen de formación del crudo (B_{ob}) y a la presión (P_b) a condiciones de burbujeo.

f) Viscosidad del petróleo ($P \leq P_b$)

La viscosidad del petróleo cuando la presión está por debajo de la presión de burbujeo, es obtenida a partir de la correlación de Beggs y Robinson (1975). Para ello, primero es necesario el cálculo de la viscosidad del petróleo muerto (petróleo libre de gas), tal como se presenta a continuación:

$$\mu_{od} = 10^x - 1 \quad (3.9)$$

donde μ_{od} , representa la viscosidad del petróleo libre de gas en centipoise, y el valor de X viene dado por:

$$X = y T^{-1.163} \quad (3.10)$$

$$y = 10^Z \quad (3.11)$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023\gamma_o \quad (3.12)$$

Una vez obtenida la viscosidad del petróleo muerto, se calcula la viscosidad del petróleo (μ_o) conteniendo gas, mediante:

$$\mu_o = A \mu_{od}^B \quad (3.13)$$

para la cual, los coeficientes “A” y “B”, son calculados considerando el gas en solución (R_s):

$$A = 10.715 (R_s + 100)^{-0.515} \quad (3.14)$$

$$B = 5.44 (R_s + 150)^{-0.338} \quad (3.15)$$

Recordando la notación utilizada hasta ahora:

T = temperatura (°F)

γ_o = gravedad del gas (°API)

R_s = relación de gas disuelto en el petróleo (PCN / BN)

μ_{od} = viscosidad del petróleo muerto (cp)

μ_o = viscosidad del petróleo saturado (cp)

g) Viscosidad del petróleo ($P \geq P_b$)

Sí la presión se encuentra aún por encima de la presión de burbujeo, la correlación de Vázquez y Beggs (1980), presentada en la ecuación (3.16) es la utilizada. Sin embargo, esta necesita del cálculo previo de la viscosidad del petróleo cuando la presión es la de burbujeo mediante la correlación de Beggs y Robinson (1975).

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m \quad (3.16)$$

donde el coeficiente “m”, es derivado de la expresión (3.17) y los coeficientes “C”, son dados en la Tabla 3.7.

$$m = C_1 P^{C_2} e^{(C_3 + C_4 P)} \quad (3.17)$$

Tabla 3.7. Coeficientes “C” utilizados para el cálculo de μ_o según Vázquez y Beggs

| Coeficiente | Valor |
|-------------|------------------------|
| C_1 | 2.6 |
| C_2 | 1.187 |
| C_3 | -11.513 |
| C_4 | -8.98×10^{-5} |

Propiedades PVT del gas

WinB4D requiere los valores de la viscosidad y el factor de volumen de formación del gas en función de la presión. Si bien sólo se necesitan estas dos propiedades dentro del cálculo de cada una de ellas, implícitamente otras variables deben ser determinadas. Es así como, el factor de desviación de los gases (Z), a partir de la temperatura y presión reducida, es otro de los procedimientos de cálculo incluido en la interfaz. Una vez calculado el factor de desviación, es posible estimar el factor de volumen de formación y la viscosidad para el gas. El factor de desviación de los gases, es obtenido mediante la representación realizada por Dranchuk, Purvis y Robinson de las tablas de Standing y Katz, y presentada por Mattar et al. (1975). Luego la viscosidad es generada de Lee y González (1966), y el factor de volumen de formación por la ecuación de estado para gases reales. La Tabla 3.8 ilustra las correlaciones utilizadas para generar el comportamiento de las propiedades del gas.

Tabla 3.8. Modelos para el PVT del gas incorporadas a la interfaz

| Propiedad | Modelo utilizado |
|---|------------------------------------|
| Temperatura Crítica (T_c) | Standing (1977) |
| Presión Crítica (P_c) | Standing (1977) |
| Corrección por CO_2 , H_2S y N_2 | Wichert y Aziz, en McCain (1990) |
| Factor de desviación de los gases (Z) | Dranchuk et. al., en Mattar (1975) |
| Factor de volumen de formación (B_g) | Ley de gases reales |
| Viscosidad del gas (μ_g) | Lee-González (1966) |

La representación de Dranchuk et. al. presentada por Mattar (1975) para generar el comportamiento del factor de desviación de los gases, requiere del conocimiento de la temperatura y presión crítica del gas. Estos valores son obtenidos mediante la correlación de Standing (1977), considerando la presencia de CO_2 , H_2S y N_2 . La corrección para las propiedades críticas de los gases, por presencia de

componentes distintos a los hidrocarburos, es realizada de la ecuación presentada por McCain (1990) del modelo de Wichert y Aziz.

a) Cálculo del factor de desviación de los gases (Z)

La representación de Dranchuk et. al. dada por Mattar (1975) para determinar el valor del factor de desviación de los gases es mostrada en la ecuación (3.18). El valor de Z es determinado en función de la temperatura reducida (T_r), presión reducida (P_r) y la densidad pseudo reducida (ρ_r).

$$Z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_r} + \frac{A_3}{T_r^3} \right) \rho_r + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_r} \right) \rho_r^2 - A_5 A_6 \left(\frac{\rho_r^5}{T_r} \right) + A_7 \left(\frac{\rho_r^2}{T_r^3} (1 + A_8 \rho_r^2) \right) e^{(-A_8 \rho_r^2)} \quad (3.18)$$

donde los valores de los coeficientes “A”, son los dados en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9 Coeficientes “A” utilizados para el cálculo de Z según Dranchuk et. al. por Mattar (1975)

| Coeficiente | Valor |
|----------------|-------------|
| A ₁ | 0.31506237 |
| A ₂ | -1.04670990 |
| A ₃ | -0.57832729 |
| A ₄ | 0.53530771 |
| A ₅ | -0.61232032 |
| A ₆ | -0.10488813 |
| A ₇ | 0.68157001 |
| A ₈ | 0.68446549 |

El término ρ_r , que representa la densidad pseudo reducida se expresa como:

$$\rho_r = \frac{0.27 P_r}{Z T_r} \quad (3.19)$$

Mientras que la temperatura y presión reducida se calculan a partir de:

$$P_r = \frac{P}{P_c} \quad (3.20)$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad (3.21)$$

Ahora, los términos T_c y P_c , constituyen la temperatura crítica y la presión crítica del gas. Si no se desprecia la presencia de CO_2 , H_2S y N_2 , en el gas, las propiedades críticas a ser utilizadas en (3.20) y (3.21), deben ser las correspondientes a la mezcla de gases. La correlación de Standing (1977) es utilizada para hallar las propiedades críticas de los componentes hidrocarburos.

$$P_c = 677 + 15(\gamma_g) - 37.5(\gamma_g)^2 \quad (3.22)$$

$$T_c = 168 + 325(\gamma_g) - 12.5(\gamma_g)^2 \quad (3.23)$$

Como los efectos del CO_2 , H_2S y N_2 , en el gas, son considerados, la presión y temperatura crítica debe ser la de la mezcla de los gases. Para alcanzar esto, el método planteado por McCain (1990) es utilizado.

$$P_{cm} = \sum_j y_j P_{cj} \quad (3.24)$$

$$T_{cm} = \sum_j y_j T_{cj} \quad (3.25)$$

En las expresiones anteriores, los términos T_{cm} y P_{cm} , representan la temperatura y presión crítica de la mezcla, respectivamente. Es así, como estos

valores son hallados de la sumatoria de las fracciones molares de los componentes del gas (y_j) por la propiedad crítica correspondiente, para un total de j componentes. Las temperaturas y presiones críticas del H₂S, CO₂ y N₂, son reportados en la Tabla 3.10, y ya antes, de las ecuaciones (3.22) y (3.23) se deben haber alcanzado las propiedades críticas de los componentes hidrocarburos.

Tabla 3.10. Propiedades críticas del H₂S, CO₂ y N₂. (Tomado de McCain (1990))

| Componente | Temperatura crítica (°R) | Presión crítica (lpca) |
|-------------------|---------------------------------|-------------------------------|
| H ₂ S | 672.4 | 1300.0 |
| CO ₂ | 547.9 | 1071.0 |
| N ₂ | 227.5 | 493.1 |

Adicionalmente, algunos otros ajustes son aplicados a las propiedades críticas del gas para mejorar la precisión de los cálculos. En tal sentido, correcciones a las temperaturas y presiones críticas son hechas a través del modelo de Wichert y Aziz, incluido en el trabajo de McCain (1990).

$$\varepsilon = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + \left(15 \left(B^{\frac{1}{2}} - B^4 \right) \right) \quad (3.26)$$

En la ecuación (3.26), “A” está referido a la suma de las fracciones molares del CO₂ y H₂S, mientras que “B”, está constituido por la fracción molar de N₂. El factor ε , representa el valor de corrección de la temperatura crítica de la mezcla de gases, y viene dada en °R. Luego la temperatura crítica de la mezcla, ya corregida, viene dada por la temperatura crítica de la mezcla de gases menos el factor de corrección ε .

$$T_{cmf} = T_{cm} - \varepsilon \quad (3.27)$$

De la expresión anterior, T_{cmf} , es la temperatura crítica final de la mezcla a ser utilizada para generar la temperatura reducida en (3.20). Por su parte, la presión crítica final de la mezcla, es corregida a partir de la temperatura crítica final de la mezcla, mediante:

$$P_{cmf} = \frac{(P_{cm})(T_{cmf})}{(T_{cmf} + y_{H_2S}(1 - (y_{H_2S})\epsilon))} \quad (3.28)$$

Una vez encontrada esta presión, es utilizada la ecuación (3.21), para buscar la presión reducida de la mezcla de gases.

Cuando ya se ha obtenido el valor de la temperatura crítica y la presión crítica de la mezcla de gases, es posible manipular la ecuación (3.18) en busca del valor de solución del factor de desviación del gas. Como parte de ello, la ecuación (3.18) puede ser expresada en función de la densidad pseudo reducida si se despeja Z de la ecuación (3.19) y se introduce en (3.18). De este modo, se tiene una expresión en función de las densidades reducidas (3.29). La forma de la expresión resultante, indica que un método iterativo debe ser aplicado. Siguiendo el procedimiento de solución presentado por Abou-Kassem et al. (1990), se aplica el método de Newton-Raphson.

$$0.27P_r = \rho_r T_r + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_r} + \frac{A_3}{T_r^3} \right) \rho_r^2 T_r + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_r} \right) \rho_r^3 T_r - A_5 A_6 \rho_r^6 + A_7 \left(\frac{\rho_r^3}{T_r^2} (1 + A_8 \rho_r^2) \right) e^{(-A_8 \rho_r^2)} \quad (3.29)$$

Para temperaturas reducidas (T_r) y presiones críticas (P_r) conocidas, la solución de Newton-Raphson para la ecuación anterior es:

$$\rho_r^{(n+1)} = \rho_r^{(n)} - \frac{f^{(n)}}{f'^{(n)}} \quad (3.30)$$

en la cual $\rho_r^{(n+1)}$ y $\rho_r^{(n)}$ representan el nuevo y viejo valor de ρ_r . f es la ecuación que resulta de igualar (3.29) a cero y f' es la derivada de dicha función con respecto a la densidad pseudo reducida. Ambas funciones son evaluadas al valor de $\rho_r^{(n)}$.

Un estimado inicial de ρ_r debe ser dado al programa. Este valor es calculado de la ecuación (3.19), para un valor de $Z=1$, y para la presión y temperatura crítica del instante de tiempo inicial, en el cual la presión y temperatura son las iniciales del yacimiento. El primer valor de la densidad pseudo reducida representa así, $\rho_r^{(n)}$ para $n=0$, es decir, $\rho_r^{(0)}$.

El proceso iterativo para hallar el valor de densidad pseudo reducida, se detiene una vez que se cumple la condición de la expresión (3.31). El valor de 0.00001, representa la tolerancia para la convergencia de la solución y es tomada de Abou-Kassem et al. (1990).

$$\left| \frac{\rho_r^{(n+1)} - \rho_r^{(n)}}{\rho_r^{(n+1)}} \right| < 0.00001 \quad (3.31)$$

Cuando esta condición es cumplida, el factor Z , es calculado con el valor de densidad pseudo reducida obtenido, mediante:

$$Z = \frac{0.27 P_r}{\rho_r T_r} \quad (3.32)$$

b) Factor de volumen de formación del gas:

Siendo conocido el valor de Z , el factor de volumen de formación del gas puede ser obtenido de la ley de gases reales. Considerando que los valores de presión y temperatura a condiciones estándar son 14.7 lpca y 60°F, respectivamente, para 1 pie^3 de volumen, la ley de gases reales puede ser expresada como:

$$B_g = 0.02829 \frac{(Z)(T)}{(P)} \quad (3.33)$$

en donde:

B_g = factor de volumen de formación del gas (PCY / PCN)

Z = factor de desviación de los gases

T = temperatura del yacimiento (°R)

P = presión del yacimiento (lpca)

c) Viscosidad del gas

La correlación de Lee y González (1966), es utilizada para generar el comportamiento de la viscosidad del gas en función de la temperatura, densidad y peso molecular del gas. El valor de Z , es igualmente requerido en el cálculo de la densidad del gas.

$$\mu_g = K e^{(X \rho_g^Y)} \quad (3.34)$$

donde μ_g representa la viscosidad del gas, ρ_g es la densidad del gas. Los coeficientes “K”, “X” y “Y”, son obtenidos de:

$$K = \frac{(9.4 + 0.02(M))(T)^{1.5}}{209 + 19(M) + T} \quad (3.35)$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01(M) \quad (3.36)$$

$$Y = 2.4 - 0.2(X) \quad (3.37)$$

Las variables M y T constituyen el peso molecular del gas y la temperatura del yacimiento (°R), respectivamente. Como la gravedad del gas (γ_g) es conocida y el peso molecular del aire es 28.97, se puede obtener el peso molecular del gas a partir de:

$$M = 28.97(\gamma_g) \quad (3.38)$$

Por su parte, la densidad del gas (ρ_g), se obtiene de la ley de gases reales, tal como se aprecia en (3.39).

$$\rho_g = \frac{(P)(M)}{(Z)(R)(T + 460)} \quad (3.39)$$

Al reemplazar (3.38) en (3.39), la densidad del gas puede ser calculada. El nuevo término R en la ecuación, se denomina, constante universal de los gases (10.732 lpc.a.p³/lbmol.°R, McCain (1990)). La densidad del gas para la correlación de Lee y González, debe estar en gr/cm³, si las unidades de la constante universal de los gases, son la mostradas, la densidad resultante estaría en lb/p³, así que un factor de conversión debe ser utilizado.

Propiedades PVT del agua

Las correlaciones incorporadas a la interfaz de WinB4D para el cálculo de la viscosidad del agua, factor de volumen de formación del agua y relación gas-agua en solución, corresponden a los trabajos de Numbere y Ramey, reportados por McMullan³. Este último, además, presenta una hoja de cálculo para la estimación de las propiedades PVT de los fluidos aplicando las correlaciones de Numbere y Ramey.

³ Tomado de "PVT Properties of Oil, Gas and Water Add-in for Microsoft Excel" en www.cgrpttc.lsu.edu/products/pvt, de fecha 21/03/04

Dicho programa, permitirá posteriormente, demostrar el buen funcionamiento de las correlaciones incluidas en la interfaz⁴.

Tabla 3.11. Modelos para el PVT del agua incorporadas a la interfaz

| Propiedad | Modelo utilizado |
|--|-------------------------|
| Factor de volumen de formación (B_w) | Numbere, en McMullan |
| Viscosidad del agua (μ_w) | Numbere, en McMullan |
| Relación gas en solución en el agua (R_{sw}) | Ramey, en McMullan |

a) Relación gas-agua en solución

A pesar de que WinB4D es un simulador de petróleo negro, para el cual se podría despreciar la solubilidad del gas en el agua, en la interfaz, se programó un modelo para calcular la relación gas-agua en solución (R_{sw}) a partir del modelo de Ramey propuesto por McMullan.

$$R_{sw} = a + b.P + c.P^2 \quad (3.40)$$

para la cual, los coeficientes “a”, “b” y “c”, son calculados de las siguientes expresiones:

$$a = 2.12 + 0.00345(T) - 3.59 \times 10^{-5} (T)^2 \quad (3.41)$$

$$b = 0.0107 - 5.26 \times 10^{-5} (T) + 1.48 \times 10^{-7} (T)^2 \quad (3.42)$$

$$c = -8.75 \times 10^{-7} + 3.9 \times 10^{-9} (T) - 1.02 \times 10^{-12} (T)^2 \quad (3.43)$$

⁴ Según McMullan, las correlaciones incorporadas a su programa corresponden a las utilizadas en la versión original del programa *HP Petroleum Fluids Pack* según su manual de usuario.

En las ecuaciones anteriores, T, constituye la temperatura del yacimiento en °F. Si se considera además, la salinidad del agua de formación (S), la siguiente corrección puede ser realizada:

$$R_{sw} = R_{sw} (1 - (0.0753 - 0.000173(T))S) \quad (3.44)$$

b) Factor de volumen de formación del agua

En esta ocasión, el modelo utilizado es el de Numere, reportado por McMullan. La expresión para el cálculo de la propiedad es similar a la vista para la relación gas-agua en solución y es mostrada a continuación:

$$B_w = a + b.P + c.P^2 \quad (3.45)$$

donde:

$$a = 0.9911 + 0.0000635(T) - 8.5x10^{-7}(T)^2 \quad (3.46)$$

$$b = -1.093x10^{-6} - 3.497x10^{-9}(T) + 4.57x10^{-12}(T)^2 \quad (3.47)$$

$$c = -5x10^{-11} + 6.429x10^{-13}(T) - 1.43x10^{-15}(T)^2 \quad (3.48)$$

y el factor volumétrico del agua se expresa como B_w . La temperatura y presión, vienen dadas en °F y lpca, respectivamente. También, correcciones por salinidad (S) son hechas a partir del factor volumétrico del agua calculado en (3.45).

$$B_w = B_w \left[(5.1x10^{-8}(P)) + (5.47x10^{-6} - 1.95x10^{-10}(P))(T - 60) \right] + \left[((3.23x10^{-8} + 8.5x10^{-13}(P))(T - 60)^2)S + 1 \right] \quad (3.49)$$

c) Viscosidad del agua

Nuevamente, del trabajo de McMullan⁵, se toma la correlación de Numbere, en este caso, para el cálculo de la viscosidad del agua. El primer paso para realizar esto, es evaluar la siguiente expresión:

$$Sum = \left[-7.419242 - 0.29721(A) - 0.1155286(A)^2 - 0.008685635(A)^3 + 0.001094098(A)^4 \right] + \left[0.00439993(A)^5 + 0.002520658(A)^6 + 0.0005218684(A)^7 \right] \quad (3.50)$$

y “A”, se obtiene de:

$$A = 0.65 - 0.01(T_c) \quad (3.51)$$

El término T_c , en la expresión anterior, se refiere a la temperatura del yacimiento en °C. Luego, la expresión (3.50), es utilizada para el cálculo de la presión de saturación según (3.52).

$$P_{sat} = 22088 e^{\left[\left(\frac{374.136 - T_c}{T_k} \right) Sum \right]} \quad (3.52)$$

En la ecuación anterior, P_{sat} constituye la presión de saturación del agua y le nuevo término T_k , es la temperatura del yacimiento pero en °K.

Finalmente, la viscosidad del agua es obtenida de la expresión (3.53). No obstante, correcciones por porcentaje en peso de sal en el agua de formación (S) son hechas, por la ecuación (3.54).

⁵ Tomado de “PVT Properties of Oil, Gas and Water Add-in for Microsoft Excel” en www.cgrpttc.lsu.edu/products/pvt, de fecha 21/03/04

$$\mu_w = 0.02414x10^{\left[\left(\frac{247.8}{T_k - 140}\right)\left(1 + \left(\frac{P}{14.504}\right)(10.467x10^{-7}(T_k - 305))\right)\right]} \quad (3.53)$$

$$\begin{aligned} \mu_w = \mu_w & \left[1 - 0.00187(S)^{0.5} + 0.000218(S)^{2.5} + \right. \\ & \left. + \left((T^{0.5} - 0.0135(T)) (0.00276(S) - 0.000344(S)^{1.5}) \right) \right] \end{aligned} \quad (3.54)$$

Cada uno de los modelos descritos fueron programados en la interfaz de WinB4D. Estos son establecidos por medio de funciones, las cuales, requieren el conocimiento de una serie de valores dados por el usuario como datos de entrada, o calculados por otras funciones dentro del programa. La Tabla 3.12, muestra las distintas funciones que incorpora la interfaz. Cada una de las variables dentro del paréntesis de la función, constituye un valor que debe ser dado para aplicar la función. El Anexo 1, presenta el código de cada una de las funciones aquí descritas. Los códigos mostrados, representan la descripción principal de la función. Sin embargo, en ocasiones otros procedimientos están asociados a las funciones y se encuentran dentro de las formas que requieren el cálculo.

Es de aclarar que, entre las funciones de la Tabla 3.12 y las mostradas en el Anexo 1, existen algunas diferencias en cuanto al nombre dado a las variables. En tal sentido, en la tabla se utiliza la misma notación que se ha aplicado a lo largo de la descripción de las correlaciones.

De la aplicación de las funciones listadas, junto con algunos otros procedimientos programados en cada una de las formas, es posible generar estimados del comportamiento de las propiedades PVT de los fluidos y las permeabilidades relativas, tal como lo requiere WinB4D. Es importante, que las correlaciones sean aplicadas respetando los rangos para las cuales fueron desarrolladas. El anexo 2, contiene los rangos de aplicación de las correlaciones, reportados por los autores.

Tabla 3.12. Funciones incluidas en la interfaz de WinB4D

| Propiedad | Función |
|--|--|
| Permeabilidad relativa del agua | KRW (S_{wi} , Sat, TipoRoca) |
| Permeabilidad relativa del petróleo (agua) | KROW (S_{wi} , Sat, TipoRoca) |
| Permeabilidad relativa del gas | KRG (S_{wi} , Sat, TipoRoca) |
| Permeabilidad relativa del petróleo (gas) | KROG (S_{wi} , Sat, TipoRoca) |
| Presión de burbujeo | BP (γ_o , R_{si} , T, γ_g , T_s , P_s) |
| Factor volumétrico del petróleo | Bo (P, P_b , γ_o , R_s , T, γ_g , T_s , P_s) |
| Compresibilidad del petróleo | Coabp (γ_o , R_s , T, γ_g , T_s , P_s) |
| Relación gas-petróleo en solución | R_s (P, γ_o , T, γ_g , T_s , P_s) |
| Viscosidad del petróleo | ViscosidadPetroleo (γ_o , P, T, R_s , P_b) |
| Factor de desviación del gas | Z (P, T, γ_g , y_{N2} , y_{co2} , y_{h2s}) |
| Temperatura crítica del gas | T_{cm} (γ_g , y_{N2} , y_{co2} , y_{h2s}) |
| Presión crítica del gas | P_{cm} (γ_g , y_{N2} , y_{co2} , y_{h2s}) |
| Factor volumétrico del gas | Bg (T, P, γ_g , y_{N2} , y_{co2} , y_{h2s}) |
| Viscosidad del gas | ViscosidadGas (T, P, γ_g , y_{N2} , y_{co2} , y_{h2s}) |
| Factor volumétrico del agua | Bw (T, P, S) |
| Viscosidad del agua | ViscosidadAgua (T, P, S) |
| Relación gas-agua en solución | RSw (T, P, S) |

VALIDACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS MODELOS PROGRAMADOS

Cada una de las funciones presentadas antes permiten estimar el comportamiento de las propiedades del petróleo, gas y agua, partiendo de unos pocos datos del yacimiento, usualmente conocidos o de fácil adquisición. Es con ellas que en la interfaz de WinB4D se generan una serie de valores de viscosidad, factor volumétrico y demás, para los fluidos del reservorio. Ahora bien, para conocer si los valores que genera el programa reproducen los desarrollos de cada uno de los autores

ya mencionados, es necesario demostrar que las ecuaciones de tales modelos han sido expresadas de manera adecuada en el código del programa. Además, es necesario evaluar que estas están siendo bien utilizadas dentro de los procedimientos ejecutados por la interfaz.

Actualmente, diversos programas y hojas de cálculo para estimar el comportamiento de las propiedades PVT de los fluidos están disponibles. En el presente estudio dos hojas de cálculo fueron utilizadas para verificar que la programación de los modelos antes presentados ha sido correcta⁶. Algunos de los modelos aplicados en estas hojas de cálculo son los mismos que se incluyeron en la interfaz. Para esos casos, es estrictamente necesario que los resultados que arrojen la interfaz y la hoja de cálculo sean, prácticamente, los mismos. Sin embargo, en otros casos, diferencias en cuanto a los tipos de correlaciones utilizadas, imposibilitan que el comportamiento de los programas sea exactamente el mismo. Básicamente, las tendencias que arrojen los resultados deben seguir un comportamiento similar.

En las hojas de cálculo utilizadas, a pesar de que las mismas difieren un poco en las correlaciones que incorporan, de manera combinada producen todas las propiedades que son incluidas dentro de la interfaz para el cálculo de las propiedades PVT. Se tiene entonces, que en conjunto, permiten comparar los resultados de la interfaz en cada una de las propiedades requeridas por WinB4D. La Tabla 3.13, presenta las correlaciones que son aplicadas dentro de cada una de las hojas de cálculo utilizadas⁷.

⁶ La hoja de cálculo 1, está referida al programa desarrollado por McMullan y que fue descargado de la página www.cgrpttc.lsu.edu/products/pvt, de fecha 21/03/04. La hoja de cálculo número 2, es un programa de uso interno de PDVSA Intevep.

⁷ Algunas de las correlaciones utilizadas por las hojas de cálculo solo son reportadas para considerar el modelo utilizado y establecer las comparaciones con la interfaz. Las referencias de tales correlaciones deben ser obtenidas de los trabajos originales de los autores de los programas.

Tabla 3.13. Correlaciones de PVT utilizadas en las hojas de cálculo utilizadas

| Propiedad | Hoja de cálculo 1 | Hoja de cálculo 2 |
|-----------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Presión de burbujeo | Vázquez y Beggs | Standing |
| Viscosidad del petróleo | Vázquez y Beggs | Bergman y Beal |
| Factor volumétrico del petróleo | Vázquez y Beggs | Standing |
| Relación gas-petróleo en solución | Vázquez y Beggs | Standing |
| Viscosidad del gas | Lee y González | Thodos |
| Factor volumétrico del gas | No | Ley de gases reales |
| Viscosidad del agua | Numbere | No |
| Facto volumétrico del agua | Numbere | No |
| Relación gas-agua en solución | Ramey | No |

Como la hoja de cálculo 1 consta de prácticamente de los mismos modelos incluidos en la interfaz, se utiliza como principal insumo para demostrar la validez del programa.

Validación de las permeabilidades relativas en la interfaz

En cuanto a las permeabilidades relativas no se dispone de algún programa para comparar las tendencias generadas por la interfaz. Sin embargo, como las ecuaciones programadas para obtener estas propiedades roca-fluido son bastantes simples, pueden ser manipuladas para demostrar que dentro de la interfaz, las ecuaciones están siendo correctamente aplicadas. Es así como una hoja de cálculo con el modelo de Wyllie dado por Slider (1983) fue construida para comparar sus resultados con los de la interfaz. Es evidente, que por tratarse de las mismas ecuaciones, los resultados de ambos programas deben ser exactamente los mismos. No obstante, sería conveniente que posteriormente se establezcan comparaciones con otro programa que esté disponible.

Para construir el caso de estudio, la interfaz sólo requiere del suministro por parte del usuario de la saturación de agua irreducible y saturación de petróleo residual. Adicionalmente, se debe seleccionar el tipo de arena, entre las opciones disponibles. El caso construido permite observar la forma de la curva de los valores que genera el modelo y, además, demuestra la aplicación eficiente de los *End Points* de cada sistema. Los valores utilizados tanto dentro del programa como para la hoja de cálculo son los mostrados en la Tabla 3.14. Las tres opciones de tipo de arena fueron validadas.

Tabla 3.14. Valores utilizados para la evaluación de las permeabilidades relativas

| Propiedad | Valor |
|---------------------------------|-------|
| Saturación de agua irreducible | 0.15 |
| Saturación de petróleo residual | 0.10 |
| Saturación de gas crítica | 0.03 |

La Figura 3.1, muestra las curvas creadas a partir de los valores arrojados por los cálculos del programa y la hoja de cálculo para el sistema agua-petróleo con un tipo de arena no consolidada con buen escogimiento.

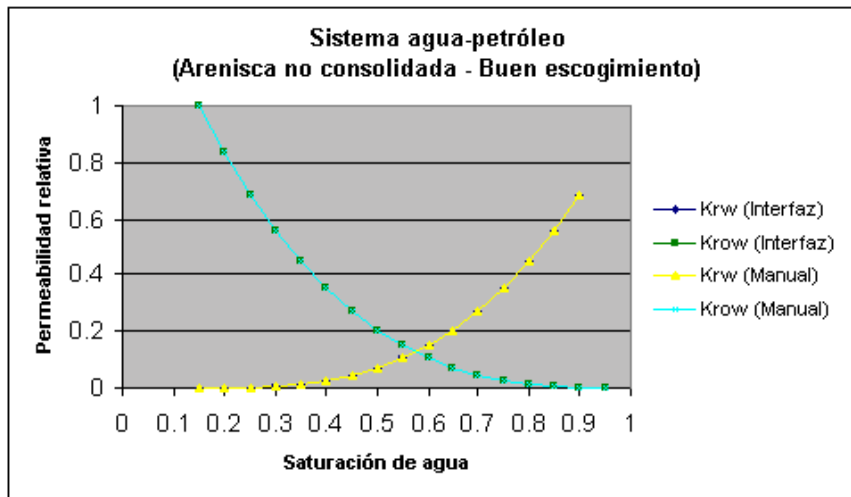


Figura 3.1 Permeabilidad relativa para el sistema agua-petróleo (Arena no consolidada – Buen escogimiento)

De igual forma, la opción de arena no consolidada con pobre escogimiento de grano fue representada en ambos programas. La Figura 3.2, muestra los resultados obtenidos para este caso.

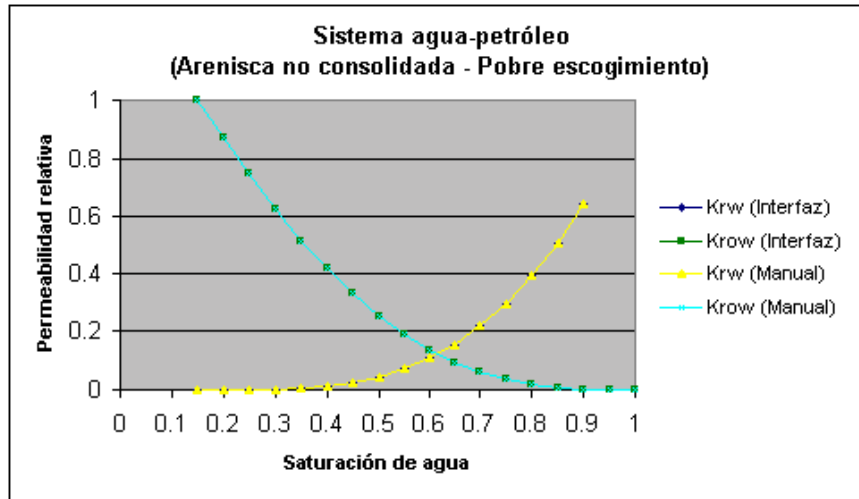


Figura 3.2. Permeabilidad relativa para el sistema agua-petróleo (Arena no consolidada – Pobre escogimiento)

Finalmente, en lo que respecta al sistema agua-petróleo, la alternativa de arena consolidada fue evaluada. La gráfica siguiente, muestra las tendencias encontradas.

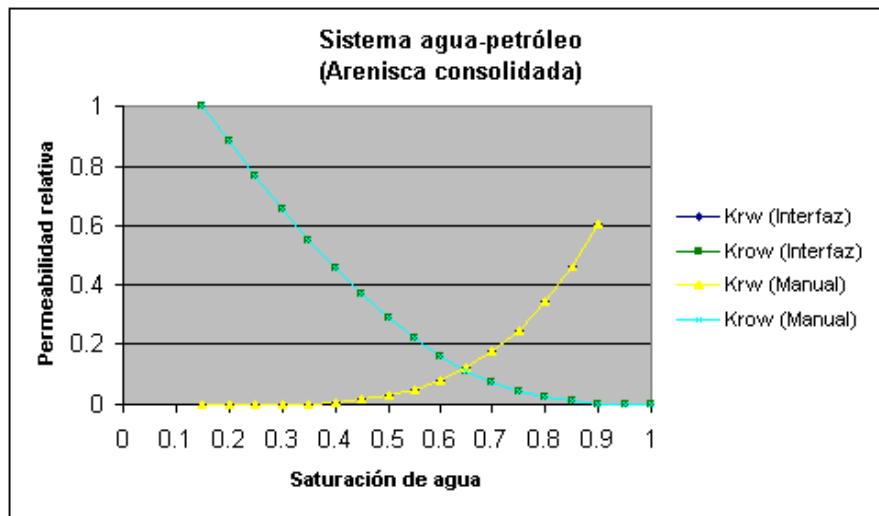


Figura 3.3. Permeabilidad relativa para el sistema agua-petróleo (Arena consolidada)

Se puede apreciar, para todos los casos, que las curvas creadas de los cálculos manuales o de la hoja de cálculo y por la interfaz, se superponen unas sobre otras, lo que no dice más que el modelo de Wyllie presentado por Slider (1983) fue bien incluido dentro del código del programa. Además, se observa que los *End Points* del sistema son respetados para los cálculos de la interfaz. Las curvas que representan la permeabilidad del crudo, parten de la saturación de petróleo residual ($S_{or} = 0.10$) y llegan hasta la saturación de petróleo máxima, la cual corresponde al punto donde la saturación de agua es la irreducible ($S_{omax} = 1 - S_{wirr} = 0.85$). Por su parte, las curvas que constituyen la permeabilidad relativa del agua, tienen como punto de inicio la saturación de agua irreducible ($S_{wir} = 0.15$) y llegan hasta la saturación de agua máxima, para la cual la saturación de petróleo es la mínima o residual ($S_{wirr} = 1 - S_{or} = 0.90$).

Para el sistema gas-petróleo, la graficación de los valores de permeabilidad relativa arrojados por la interfaz y encontrados de la aplicación de la hoja de cálculo, son presentados en las Figuras 3.4, 3.5 y 3.6, para los casos de arena no consolidada con buen escogimiento, pobre escogimiento y arena consolidada, respectivamente.

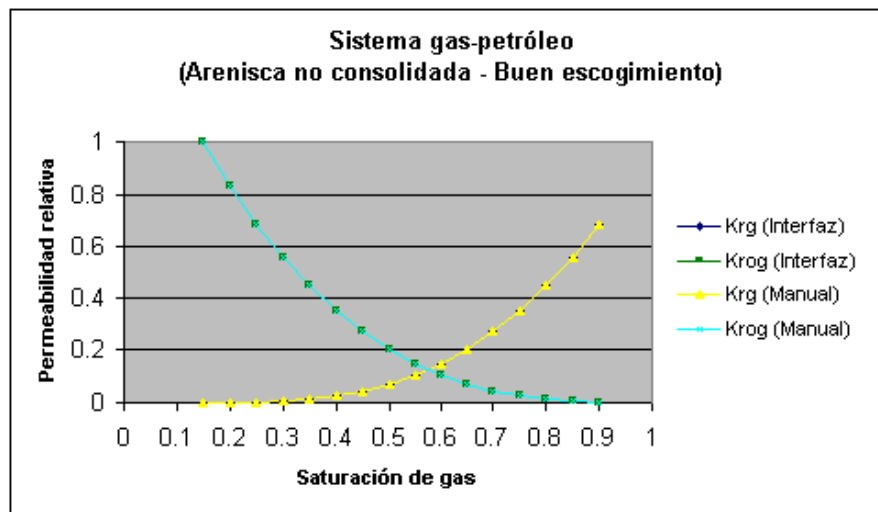


Figura 3.4. Permeabilidad relativa para el sistema gas-petróleo (Arena no consolidada – Buen escogimiento)

Es importante aclarar que el modelo de Wyllie dado por Slider (1983) es aplicado para generar las propiedades roca-fluido antes descritas, para sistemas bifásicos. No obstante, como la expresión para generar las permeabilidades del gas y petróleo, para un sistema compuesto por tales fluidos, necesita de la saturación de agua irreducible (ver ecuación (3.1)) si se considera esta última en los cálculos de la permeabilidades de ambos fluidos.

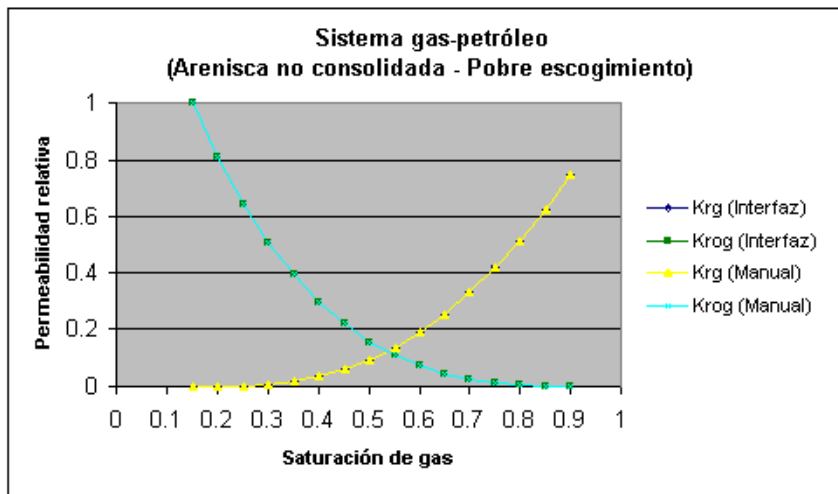


Figura 3.5. Permeabilidad relativa para el sistema gas-petróleo (Arena no consolidada – Pobre escogimiento)

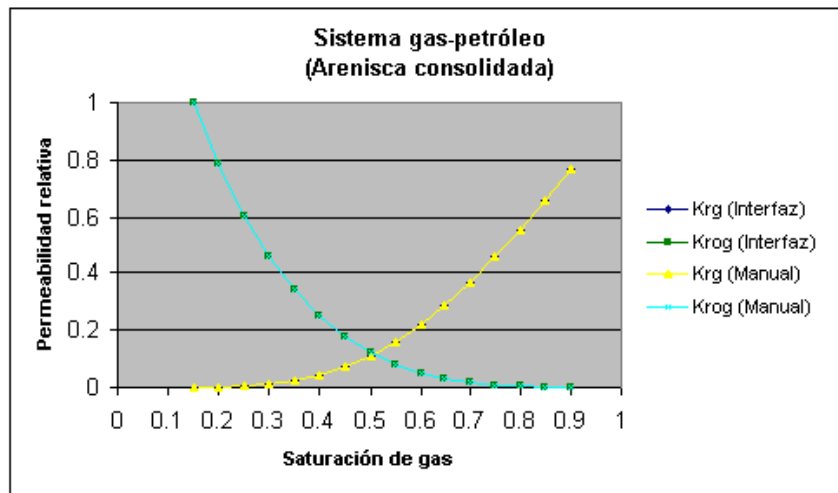


Figura 3.6. Permeabilidad relativa para el sistema gas-petróleo (Arena consolidada)

Tal como ocurrió con las permeabilidades del sistema agua-petróleo, para las fases gas y petróleo, las curvas generadas por la interfaz y la hoja de cálculo, son solapadas unas con otras, lo que se traduce, en que las ecuaciones para las permeabilidades relativas dentro del programa, funcionan de manera eficiente. Las curvas correspondientes a la permeabilidad relativa del petróleo en presencia de gas, parten del valor de saturación de petróleo residual, donde la saturación de gas es máxima en el sistema ($S_{gmax} = 1 - S_{or} = 0.90$) y culmina en la saturación de petróleo máxima considerando la saturación de agua irreducible ($S_{omax} = 1 - S_{wir} = 0.85$). Los resultados tabulados para la obtención de las curvas de permeabilidades relativas aquí tratadas son dada en el Anexo 3.

Validación de las propiedades PVT del petróleo

Ya se pudo apreciar antes que una de las hojas de cálculo utilizadas para validar la programación de las correlaciones en la interfaz, incluye las mismas correlaciones para hallar las propiedades del crudo, es decir, las correlaciones de Vázquez y Beggs (1980) y Beggs y Robinson (1975). Es por ello, que para el crudo, las comparaciones se establecen entre esa hoja de cálculo y la interfaz.

Los parámetros que deben ser dados a las correlaciones para las propiedades del crudo, son: temperatura, presión, gravedad del crudo, gravedad específica del gas, presión y temperatura del separador, y la relación gas-petróleo en solución inicial. En el caso estudiado, los valores dados a estas propiedades son los vistos en la Tabla 3.15.

De los valores dados en la tabla, resultados en cuanto a la viscosidad del crudo, relación gas-petróleo en solución y factor volumétrico del crudo fueron evaluados. El Anexo 4 contiene los valores encontrados. La Figura 3.7 permite observar el comportamiento de la relación gas-petróleo en solución, según los resultados arrojados por la interfaz y la hoja de cálculo.

Tabla 3.15. Valores utilizados para la validación de las propiedades PVT del petróleo

| Propiedad | Valor |
|--|-------|
| Temperatura del yacimiento (°F) | 200 |
| Presión inicial del yacimiento (lpca) | 6500 |
| Gravedad del petróleo (°API) | 35 |
| Gravedad específica del gas (relativa al aire) | 0.68 |
| Temperatura del separador (°F) | 80 |
| Presión del separador (lpca) | 175 |
| Relación ga-petróleo en solución inicial (PC/BN) | 750 |

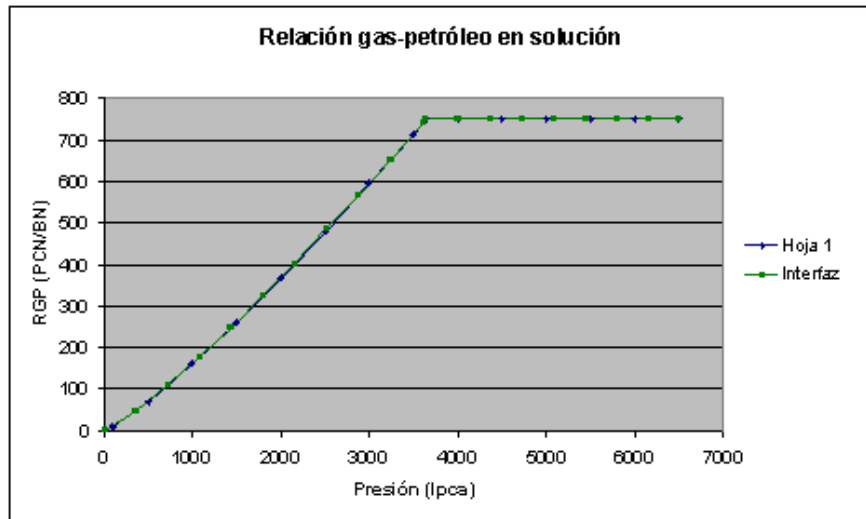


Figura 3.7. Relación gas-petróleo en solución según la interfaz y la hoja de cálculo 1

De la figura se aprecia que los comportamientos de las curvas producidas por la interfaz y la hoja de cálculo son los mismos. Esto permite indicar que el modelo para el cálculo de la relación gas-petróleo en solución ha sido programado de manera eficiente en la interfaz. La presión de burbujeo calculada es respetada y se observa que la relación gas-petróleo en solución a medida que la presión del yacimiento decrece, se mantiene constante hasta alcanzar la presión de burbuja. Luego, al caer de

esta presión, se empieza a liberar parte del gas contenido en el petróleo y gas libre empieza a estar presente en el yacimiento, con lo que la relación empieza a disminuir.

En lo que se refiere al factor volumétrico del crudo, según la Figura 3.8, se observa, que nuevamente, los resultados de la interfaz y la hoja de cálculo son exactamente los mismos. Se muestra además, que a medida que la presión del yacimiento disminuye desde la presión inicial hasta la presión de burbuja, como se expande el crudo y su gas en solución, se genera un crecimiento en el factor de volumen de formación del petróleo. Después que la presión cae por debajo de la de burbujeo y se empieza a liberar el gas en solución, el petróleo inicia un retroceso en su volumen en formación, que se traduce, en una menor relación entre el volumen que ocupa el petróleo en el yacimiento y el que ocuparía a las condiciones estándar de superficie.

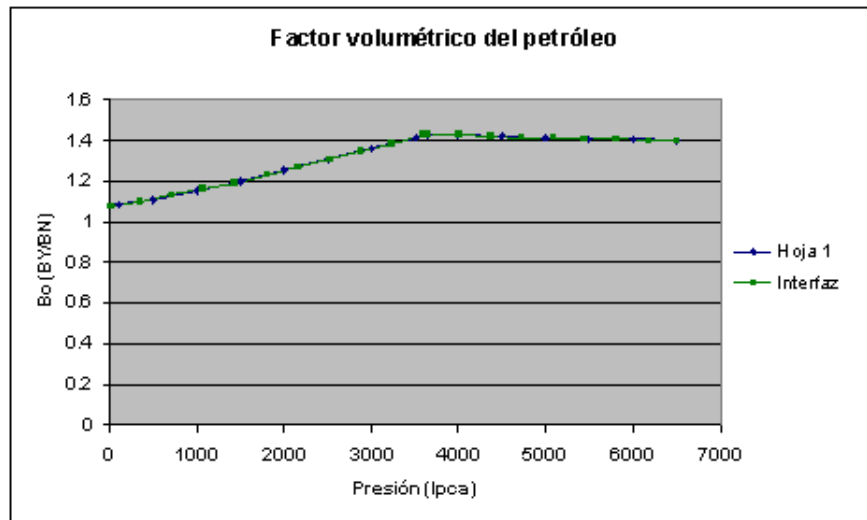


Figura 3.8. Factor volumétrico del petróleo según la interfaz y la hoja de cálculo 1

La viscosidad, en cambio, tiene el comportamiento mostrado en la Figura 3.9. En ella se evidencia, que los resultados obtenidos de la interfaz y la hoja de cálculo son los mismos. Ahora, si bien es cierto que la viscosidad del crudo es alcanzada de la utilización de dos correlaciones distintas, como lo son la de Beggs y Robinson

(1975) para la presión por debajo del burbujeo y la de Vázquez y Beggs (1980), para presiones superiores, como están vinculadas por la viscosidad en el punto de burbuja, no existen cambios en la forma de la curva al pasar de una correlación a otra. Si se considera que la viscosidad está afectada por la densidad de la fase y la relación de gas-petróleo en solución, para presiones por encima de la de burbujeo, el comportamiento de la viscosidad es regido por los cambios de densidad, ya que la relación de gas en solución en el petróleo, permanece constante. De allí que, como la densidad del crudo disminuye conforme disminuye la presión, la viscosidad de éste debe también disminuir. Cuando la presión cae por debajo de la de burbujeo, aunque la densidad del crudo continua disminuyendo, el efecto de la salida del gas en solución comienza a afectar el comportamiento de la viscosidad y contrarresta la disminución de la densidad. Incluso, el cambio en la relación de gas-petróleo en solución predomina y se origina un aumento en la viscosidad del crudo, tal como se ve en la figura.

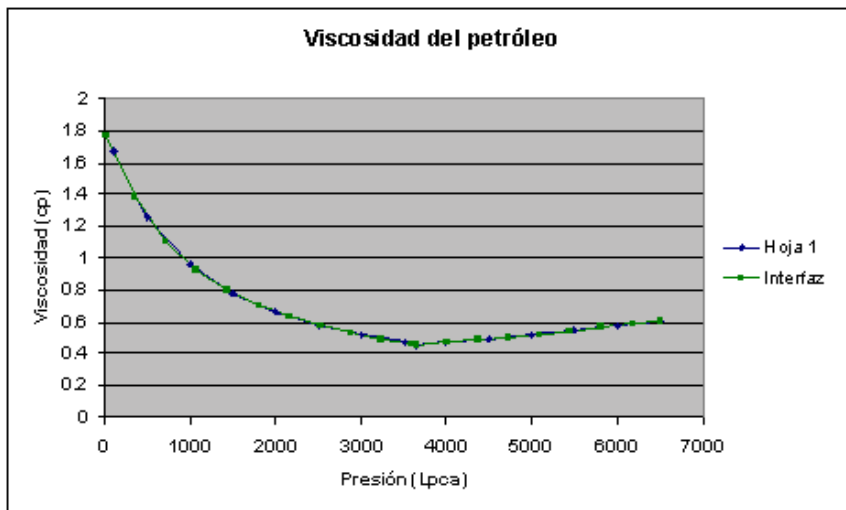


Figura 3.9. Viscosidad del petróleo según la interfaz y la hoja de cálculo 1

Validación de propiedades PVT del gas

El factor volumétrico del gas y su viscosidad son generadas en la interfaz a partir de la ley de gases reales y del modelo de Lee y González (1966), respectivamente. La hoja de cálculo número 1 tiene la desventaja de no producir resultados del factor de volumen de formación del gas, por lo que para comparar los resultados de la interfaz con respecto a esta propiedad es utilizada la segunda hoja de cálculo. Para la viscosidad, la hoja número 1, si incluye la correlación de gas utilizada en la interfaz. Se construyó un caso para probar el buen funcionamiento de los algoritmos para estas propiedades en la interfaz. Los valores de entrada para los tres programas son presentados en la Tabla 3.16.

Tabla 3.16. Valores utilizados para la validación de las propiedades PVT del gas

| Propiedad | Valor |
|---|--------------|
| Presión del yacimiento inicial (lpca) | 5000 |
| Temperatura del yacimiento (°F) | 250 |
| Gravedad específica del gas (relativa al aire) | 0.68 |
| Fracción molar de CO ₂ presente en el gas (%) | 3 |
| Fracción molar de N ₂ presente en el gas (%) | 2 |
| Fracción molar de H ₂ S presente en el gas (%) | 1 |

De estos valores, el factor volumétrico del gas fue graficado de los valores producidos por la interfaz y la segunda hoja de cálculo. Ambos programas utilizan la ley de gases reales para obtener esta propiedad. Sin embargo, implícitamente, el factor de desviación del gas, debe ser calculado. Las correlaciones utilizadas por los programas en este particular no son las mismas. De hecho, la interfaz considera la presencia de las fracciones de CO₂, N₂ y H₂S, y la hoja de cálculo no. A pesar de esto, la Figura 3.10, permite apreciar que los resultados de los dos programas son bastante similares.

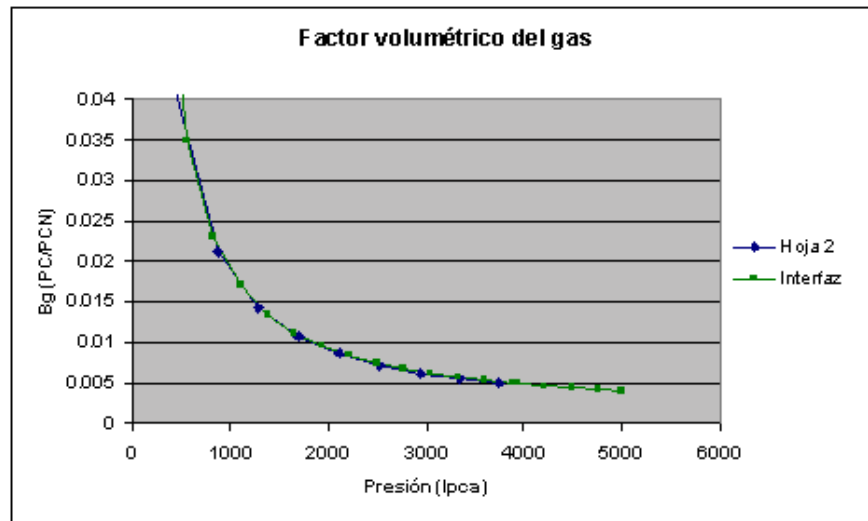


Figura 3.10. Factor volumétrico del gas según la interfaz y la hoja de cálculo 2

La tendencia aproximada de los factores volumétricos del gas, calculados por la interfaz y la hoja de cálculo 2, sugiere que el cálculo de esta propiedad en el programa creado está siendo bien realizado. Además, se puede decir que el algoritmo para la obtención factor de desviación del gas (Z) ha sido correctamente establecido en la interfaz, lo cual es importante debido a la complejidad del mismo. La tendencia de la curva en la figura es lógica, si se tiene en cuenta que se considera el yacimiento como isotérmico y el volumen que ocupa el gas en el yacimiento va a ser menor conforme aumenta la presión del yacimiento.

Ahora para la viscosidad del gas, la hoja de cálculo número 1, es de nuevo aplicada. La Figura 3.11, presenta los resultados arrojados por esta y la interfaz. Las pequeñas diferencias que se aprecian entre las curvas, tienen que ver con las distintas presiones a la cual la propiedad es evaluada. Se observa que la viscosidad disminuye a medida que la presión disminuye, lo que es consistente con el efecto de la presión sobre la densidad del gas. Para presiones menores, la densidad del gas es menor y consecuentemente, su viscosidad también es menor.

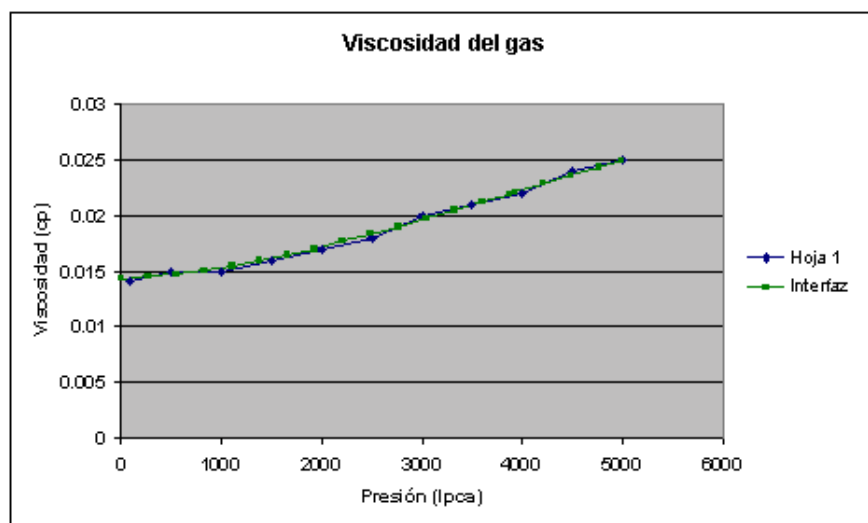


Figura 3.11. Viscosidad del gas según la interfaz y la hoja de cálculo 1

Validación de las propiedades PVT del agua

En el presente trabajo, las correlaciones PVT del agua son tomadas del trabajo de McMullan⁸, el cual es a su vez, el creador de la hoja de cálculo número 1. Es lógico pensar, que al ser programadas en la interfaz las mismas correlaciones, los resultados de esta, serán los producidos por la hoja de cálculo. Un caso de estudio fue creado, incorporando datos de temperatura y presión del yacimiento, junto con el porcentaje en peso de sales en el agua.

Tabla 3.17. Valores utilizados para la validación de las propiedades PVT del agua

| Propiedad | Valor |
|---|-------|
| Temperatura del yacimiento (°F) | 150 |
| Presión del yacimiento (lpca) | 5000 |
| Salinidad del agua de formación (% en peso) | 3 |

⁸ Tomado de "PVT Properties of Oil, Gas and Water Add-in for Microsoft Excel" en www.cgrpttc.lsu.edu/products/pvt, de fecha 21/03/04

El gráfico que representa el cálculo de la relación gas-agua en solución (3.12) en la interfaz y la hoja de cálculo, muestra que el algoritmo para generar esta propiedad en la interfaz, funciona correctamente, ya que las curvas de se superponen. Tal como ocurre con el petróleo, al disminuir la presión del yacimiento, parte del gas que se encuentra en solución en el agua es liberado, lo que causa una disminución en la cantidad de gas que existe en solución en el agua. Como antes se dijo, el efecto que revierte en los cálculos de un simulador de petróleo negro, la cantidad de gas en solución en el agua, es poco para la mayoría de los casos. Tal situación puede apreciarse con los valores obtenidos, ya que, el máximo valor de gas en solución está por el orden de los 17 PCN/BN y prácticamente puede ser despreciado.

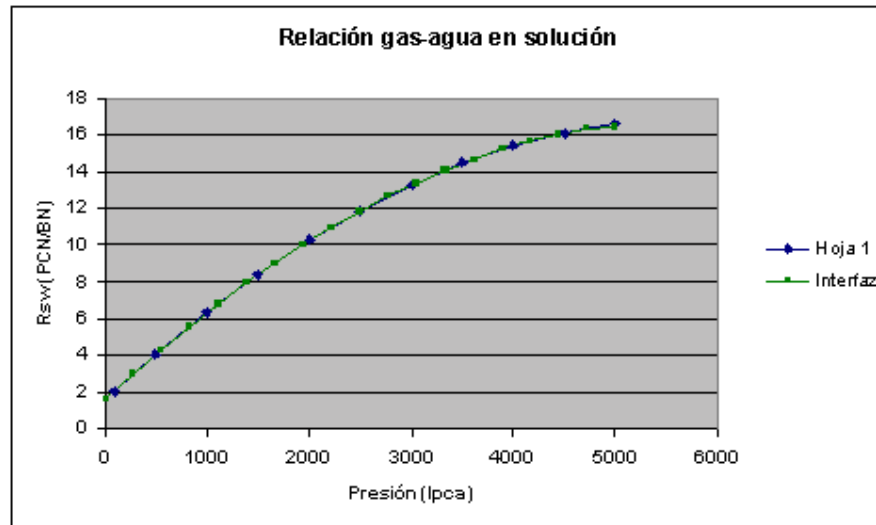


Figura 3.12. Relación gas-agua en solución según la interfaz y la hoja de cálculo 1

La Figura 3.13 muestra el comportamiento del factor volumétrico del agua en la interfaz y la hoja de cálculo número 1. De nuevo, los algoritmos son bien introducidos en la interfaz, y reproducen fielmente los resultados generados por la hoja de cálculo. En la medida en que la presión es mayor, la relación entre el volumen que ocupa el agua a condiciones de yacimiento y a condiciones estándar, disminuye ligeramente, como consecuencia del ligero aumento en la densidad del agua.

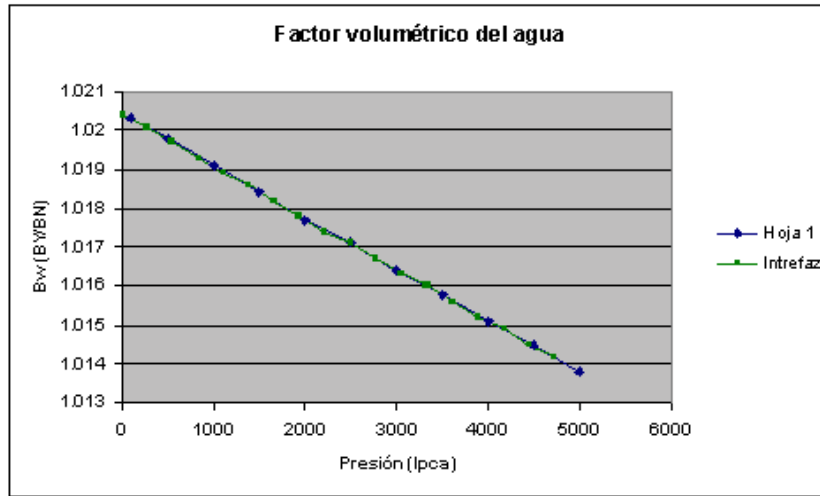


Figura 3.13. Factor volumétrico del agua según la interfaz y la hoja de cálculo 1

Finalmente, el algoritmo para calcular la viscosidad del agua en la interfaz, fue validado. La Figura (3.14), permite observar que la viscosidad del agua también reproduce el comportamiento de la hoja de cálculo número 1. El agua, al ser un fluido ligeramente compresible, sólo sufre pequeños cambios en la densidad como producto de las variaciones de presión. En consecuencia, al incrementarse la presión y la densidad del agua, un pequeño incremento en la viscosidad del agua es obtenido. En la gráfica, el aumento en la viscosidad para una variación de 5000 lpca, es de unos 0.006 centipoise, aproximadamente.

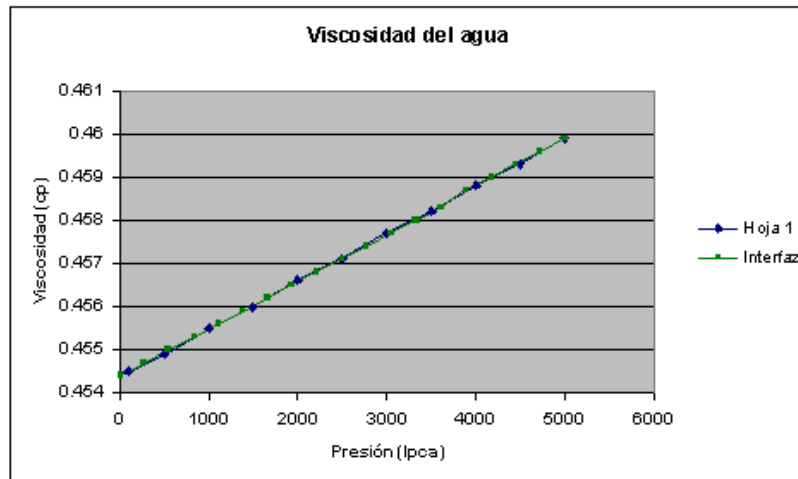


Figura 3.14. Viscosidad del agua según la interfaz y la hoja de cálculo 1

Se ha evidenciado que todas las propiedades que pueden ser generadas por la interfaz siguen tendencias lógicas y ajustadas a los comportamientos esperados. Así mismo, con las hojas de cálculos disponibles, fue posible verificar que, la viscosidad, factor volumétrico y relación de gas en solución para los fluidos del yacimiento, estimadas en la interfaz, se ajustan a los resultados que estas generan. Posteriormente, pudiera ser conveniente añadir algunos otros modelos a la interfaz para ampliar las posibilidades de aplicación del programa, a diversos rangos de datos.

VALIDACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LA INTERFAZ

El programa desarrollado para el ingreso de datos a WinB4D fue validado mediante la utilización de una serie de ejemplos de datos disponibles en los archivos adjuntos al simulador. Los mismos casos representados en los archivos encontrados fueron generados con la interfaz. La validación fue realizada enfocándose en la capacidad de la interfaz para generar en el archivo de datos, toda la información referida al rango de capacidades de WinB4D. Igualmente, se evaluó el manejo del simulador y 3DView desde la plataforma constituida por la interfaz. Finalmente, se verificaron los resultados que produjo el simulador con los ejemplos de datos que él mismo incluye y los resultados generados con los archivos obtenidos de la interfaz.

A continuación, se describen algunas de las principales características de la estructura de los datos de los casos estudiados. El detalle de las opciones manejadas con cada uno de los archivos, es presentado en el Anexo 5. Los nombres utilizados para denominar cada uno de los casos estudiados se corresponden con los nombres originales de los ejemplos de datos de WinB4D.

Caso 1. Aplicación de caso de estudio de simulación de yacimientos

Este caso está constituido por un yacimiento de petróleo, representado por un modelo tridimensional, de 280 celdas, con una única región de roca y una única

región de fluidos. Un solo pozo productor de petróleo fue dado al modelo. El mismo está completado en 4 capas. El modelo de acuífero de estado estable fue incluido. El ejemplo presentó la particularidad de contar con 11 modificaciones a la distribución de porosidad originalmente definida en el modelo.

Caso 2. Producción de un yacimiento de gas

El segundo caso estudiado estuvo conformado por un yacimiento de gas, con un total de 162 celdas (3D). Una sola región de roca y fluidos fue definida. Las propiedades PVT del gas fueron obtenidas mediante la correlación disponible en WinB4D. El modelo, además, contó con dos pozos productores, uno controlado por tasa de producción de gas y otro operando bajo el esquema LIT.

Caso 3. Producción de un yacimiento de gas con acuífero

Este es el mismo caso anterior, con la única diferencia que un modelo de acuífero de estado estable fue incorporado al archivo. El resto de los datos es exactamente igual.

Caso 4. Inyección de agua para un arreglo de 5 pozos

El siguiente caso lo constituye un yacimiento de petróleo modelado con un total de 162 celdas (3D), para una sola región de roca y fluidos. Lo más resaltante del archivo es que se incorporaron un total de 5 conjuntos de datos recurrentes. En los 4 primeros se varió la tasa de producción de petróleo del hasta entonces único pozo del modelo. Luego en el último conjunto de datos se incluyó un total de 4 pozos inyectoros de agua. Los controles a los pozos inyectoros fueron en la tasa de inyección.

Caso 5. Petróleo Volátil (Odeh)

Representado por unas 300 celdas (3D), con una sola región de roca y fluidos. Cuenta con pozos productores e inyectores definidos en dos conjuntos de datos, para los cuales un gran número de tiempos para salida de resultados fueron fijados. El modelo de pozos fue controlado por presión de fondo y tasa de inyección de gas.

Caso 6. Aplicación de caso de estudio de simulación de yacimientos – Sección transversal

A diferencia de todos los anteriores, este caso es desarrollado en dos dimensiones. El modelo sólo consta de 20 celdas, ya que tiene una sola celda en la dirección y. Igualmente, es uno de los casos estudiados que no incorpora valores por defecto en los parámetros sísmicos. Consta también de una sola región de roca y fluidos, con un pozo productor de gas. El tamaño del paso de tiempo es constante e igual a un día en este caso.

Caso 7. Aplicación de caso de estudio de simulación de yacimientos – Balance de materiales

Para el caso número 7, un modelo tipo tanque fue establecido. Es así como todo el yacimiento está contenido en una celda. Al ser un modelo tipo tanque, el método de solución utilizado fue el disponible en WinB4D para casos cero dimensionales o de una dimensión. Un pozo productor de petróleo, controlado por tasa de producción, fue incorporado al yacimiento.

Caso 8. Aplicación de caso de estudio de simulación de yacimientos–Columna Vertical

También un caso de una dimensión fue probado. Este se basó en una columna vertical compuesta de dos celdas. El modelo incluyó un pozo productor de petróleo completado en las dos celdas que componen el estudio. El método de solución utilizado fue el mismo del caso 7.

Caso 9. Aplicación de caso de estudio de simulación de yacimientos – Capa de Gas

El caso número nueve lo constituye un yacimiento de estructura anticlinal. Esta estructura fue representada en el archivo de datos mediante el ingreso de las profundidades de cada una de las 200 celdas que constituían la primera y única capa del yacimiento. Con respecto a los pozos, uno solo fue definido en el modelo.

Caso 10. Yacimiento fracturado con múltiples regiones de roca y PVT

Este constituye el caso más complejo de todos los estudiados. Gran cantidad de opciones dentro de la interfaz fueron probadas para la generación del archivo de entrada de WinB4D. El modelo del yacimiento, tridimensional, estuvo conformado por un total de 320 celdas, para las cuales múltiples modificaciones a los tamaños (24), porosidades (36), permeabilidades (36) y transmisibilidades (4) fueron hechas. Dos regiones de roca fueron definidas, cada una de las cuales contuvo su tabla de permeabilidades relativas y presiones capilares, además de la información de inicialización. Para el caso de los fluidos, el máximo permitido de regiones (3) fue establecido. Cada región de fluidos incorporó su grupo de tablas PVT del petróleo, gas y agua, y compresibilidades de la roca. Dos conjuntos de datos recurrentes conteniendo cada uno, la descripción de cuatro pozos, completados en cuatro

conexiones fueron tratados. La opción para controlar los pozos productores por presión de fondo y máxima tasa de líquido fue también utilizada.

El estudio de cada uno de los casos descritos permitió validar la utilidad de la interfaz bajo un amplio rango de condiciones para la entrada de datos a WinB4D. Cada caso presentó particularidades en la descripción del modelo de yacimiento que evidentemente, se traducen en diversos modos de ingresar los datos a la interfaz y a la vez, sirvieron como prueba de la capacidad del programa para representar las opciones del simulador.

La Tabla 3.18 contiene de manera resumida, las opciones y rangos de datos para las cuales la interfaz, generó el archivo de datos de WinB4D. El Anexo 5, permite observar las opciones utilizadas para cada uno de los casos estudiados.

De manera general, en los casos estudiados, modelos tipo tanque, unidimensionales y multidimensionales fueron validados. Distintos modos de ingreso del tamaño y profundidad de las celdas, porosidades, permeabilidades y transmisibilidades, se utilizaron. Se establecieron, el máximo de regiones de fluidos permitidas por el simulador, además de dos regiones de roca. Múltiples conjuntos de datos recurrentes, con diferentes tipos de pozos y bajo distintas alternativas de control fueron probadas.

Prácticamente, la totalidad de las posibilidades disponibles en el simulador WinB4D, fueron tratadas en los casos estudiados. Para todas ellas, la interfaz tuvo la capacidad de reproducir fielmente, en el archivo de datos, la información suministrada por el usuario en las formas que constituyen el programa. Esto permite decir, que no es necesario que el usuario del simulador conozca detalladamente la manera como éste requiere la información de entrada en el archivo de datos, ya que la misma puede ser generada con la interfaz.

Tabla 3.18. Opciones tratadas por la interfaz en los casos estudiados

| Propiedades | Opciones utilizadas |
|--|---|
| Tipo de Modelo | 0, 1, 2 y 3 dimensiones |
| Rango de número de celdas totales por modelo | 1 – 320 |
| Tamaño de las celdas en x | Constante – Celdas 1era capa |
| Tamaño de las celdas en y | Constante – Celdas 1era capa |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor bruto) | Constante – Por capas |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor neto) | Constante – Por capas |
| Modificaciones al tamaño de celdas en x / Número máximo | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en y / Número máximo | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en z / Número máximo | Si / 12 |
| Modificaciones a los espesores netos / Número máximo | Si / 12 |
| Profundidad de las celdas | Ctte - Por capas - Cada celda de la 1era capa |
| Parámetros Sísmicos | Por defecto – Introducidos por el usuario |
| Porosidad | Constante – Por capas |
| Permeabilidad en x | Constante – Por capas |
| Permeabilidad en y | Constante – Por capas |
| Permeabilidad en z | Constante – Por capas |
| Modificaciones a la Porosidad / Número / Tipo | Si / 36 / Nuevo valor – Múltiplo |
| Modificaciones a la Permeabilidad en x / Número máx./ Tipo | Si / 12 / Nuevo valor |
| Modificaciones a la Permeabilidad en y / Número máx./ Tipo | Si / 12 / Nuevo valor |
| Modificaciones a la Permeabilidad en z / Número máx. / Tipo | Si / 12 / Nuevo valor |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en x / Número máximo | Si / 3 |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en y / Número máximo | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en z / Número máximo | Si / 2 |
| Número de regiones de roca (Máximo) | 2 |
| Número de regiones de fluidos (Máximo) | 3 |
| Número de entradas a tabla de Perm. Relativa y presión capilar | 24 |
| Correlación de Stone | Si |
| Número de entradas a tabla PVT del petróleo | 10 |
| Número de entradas a tabla PVT del agua | 10 |
| Número de entradas a tabla PVT del gas | 10 |
| Correlación de gas | Si |
| Inicialización de la presión | Equilibrio de presiones |
| Inicialización de la saturación | Segregación gravitacional |
| Modelo analítico de acuífero / Tipo / Número máx. de Regiones | Si / Estado estable / 2 |
| Máximo número de conjuntos de datos (Datos recurrentes) | 5 |
| Máximo número de tiempos para salida de resultados | 7 |
| Máximo número de pozos / Máx. nro. de conexiones por pozo | 5 para varios conjuntos de datos / 4 |
| Tipos de pozos | Productor / Inyector |
| Controles aplicados a los pozos | Presión de fondo / Tasas de prod. e inyección |

Se pudo apreciar que la estructura del archivo de datos creado con la interfaz es la misma de los ejemplos tomados de WinB4D y la mejor prueba de ello, lo constituye el haber corrido los archivos creados desde la plataforma brindada por la interfaz. Se ha mencionado a lo largo del presente trabajo, que el archivo de entrada a WinB4D debe mantener exactamente la estructura de datos necesaria para poder realizarse la simulación. De allí que el hecho de haber corrido el simulador sin ningún tipo de inconvenientes, a partir de los datos creados en la interfaz, representa el mejor aval del buen funcionamiento del programa creado. Un ejemplo del archivo de datos generado por la interfaz, correspondiente al primer caso utilizado para la validación del programa, es presentado en el Anexo 6.

Todos y cada uno de los casos estudiados fueron simulados en WinB4D desde la forma principal de la interfaz. Así mismo, el programa 3DView pudo mostrar la geometría del yacimiento a partir de los resultados generados por el simulador, cuando el mismo fue corrido desde la interfaz. Esto significó un manejo más práctico de los programas, permitiendo el acceso directo a las aplicaciones y la carga automática de datos a las mismas.

Los resultados arrojados por el simulador de yacimientos objeto de este estudio, fueron exactamente los mismos para los archivos creados con la interfaz y los contenidos como ejemplos de WinB4D. Esto es lógico si se considera que la estructura e información de los archivos de datos generados con la interfaz, es tal cual, la misma de los archivos que contiene adjunto el simulador. Al ser suministrados al simulador los mismos datos, las respuestas que este produce son las mismas.

En resumen, la utilización de la interfaz mostró ser eficiente y práctica para el total de casos estudiados en el presente trabajo. Desde archivos con estructuras sencillas hasta algunos un tanto más complejos pudieron ser generados. Las aplicaciones de WinB4D y 3DView fueron ejecutadas desde la plataforma de la

interfaz, sin ningún tipo de inconvenientes, generando estas las mismas respuestas que las producidas mediante la creación y carga de datos sin la interfaz. Así que se puede afirmar que la utilización de la interfaz plantea al usuario la posibilidad de aplicar el simulador de manera más sencilla y cómoda.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE CONVERGENCIA EN WinB4D

A lo largo de los primeros dos capítulos de esta investigación se mencionó la importancia que revierte la selección del tamaño del paso de tiempo y parámetros de tolerancia para la convergencia de las soluciones en un simulador con formulación IMPES, como es el caso de WinB4D. Tal situación puede ser representada, al recordar que la movilidad y, consecuentemente, la transmisibilidad son funciones dependientes de la presión y la saturación. El método IMPES considera de manera explícita estas funciones para calcular las presiones al nuevo paso de tiempo, es decir, utiliza movilidades y presiones capilares evaluadas al tiempo n , para obtener las presiones al tiempo $n+1$. Tal afirmación supone que la saturación y presión no están variando de manera importante entre un paso de tiempo y otro. La aplicación eficiente del método IMPES requiere entonces que esta asunción tenga validez durante el transcurso de la simulación.

Como muchos simuladores con formulación IMPES, WinB4D incorpora una serie de parámetros que permiten controlar la variación de presión y saturación entre un paso de tiempo y otro. Es así como tolerancias para los cambios de saturación y presión por celda y para cada paso de tiempo restringen el tamaño del paso de tiempo en miras de mantener variaciones aceptables en estas propiedades entre pasos de tiempo subsecuentes. De igual forma, el simulador objeto de este estudio, posibilita la definición del mínimo y máximo tamaño del paso de tiempo a ser aplicado durante la simulación. El funcionamiento correcto del programa pasa porque rangos adecuados en estos valores sean aplicados a cada estudio de simulación.

El presente capítulo plantea el estudio de la incidencia de los máximos cambios de saturación y presión por paso de tiempo, junto con el tamaño de estos últimos en la precisión y estabilidad que del simulador WinB4D se genera.

Evidentemente, que cada caso en particular, contiene distintas características que afectan la solución de WinB4D. De allí que, para efectos de esta investigación, se dan recomendaciones para el establecimiento de los parámetros de convergencia del simulador, para dos casos de estudio, los cuales se presentan a continuación.

CASO 1. YACIMIENTO SUBSATURADO CON ACUÍFERO

El primer caso estudiado para la evaluación de los parámetros de convergencia en las soluciones de WinB4D, corresponde a un yacimiento con presiones siempre superiores a la de burbuja y con presencia de un acuífero de estado estable. Así mismo, el modelo incorpora una serie de pozos inyectores. Estas características tienen como principal fin evaluar el efecto de los cambios de saturación y tamaños de pasos de tiempo en la solución del modelo, ya que la presencia del acuífero y los pozos inyectores permite mantener la presión del yacimiento a lo largo de la simulación y, a la vez, provoca cambios en las saturaciones de las celdas como consecuencia del aumento de la cantidad de agua en las mismas. El caso estudiado, tendría así cambios importantes en la saturación de las celdas y variaciones de poca magnitud en las presiones entre un paso de tiempo y otro. La convergencia de las soluciones para este modelo debe estar determinada, en mayor proporción, por la tolerancia dada en los cambios de saturación y el tamaño mínimo y máximo del paso de tiempo.

El caso fue construido con un total de 741 celdas (13, 19, 3). Tal cantidad de celdas tiene como fin aumentar el trabajo computacional necesario para generar soluciones del modelo, es decir, en la medida en que más celdas son incorporadas a la simulación, mayor cantidad de cálculos y operaciones deben ser realizadas por el programa. Esto posibilita observar los cambios en la duración de las corridas (tiempo de CPU) para las distintas sensibilidades realizadas. Incorporar una malla con 741 celdas se traduce una cantidad considerable si se tiene en mente que WinB4D acepta hasta 1000 celdas.

Todas las celdas tienen una longitud de 160 pies en las direcciones x, y. Para la dirección z, los tamaños de las celdas o espesores, son 20, 30 y 10 pies, para cada capa. Estas capas son horizontales y contiguas. Para cada una de ellas, se dan valores de porosidad (0.12, 0.28, 0.10). En cuanto a la permeabilidad horizontal, los valores son 20, 100 y 5 md, para las capas 1, 2 y 3, respectivamente. En la dirección z, la permeabilidad tiene un valor constante e igual a 5 md. La saturación de agua irreducible está por el orden de 0.12, mientras que el resto del volumen poroso del reservorio está impregnado de petróleo con una saturación residual de 0.30. La presión de burbujeo es de 4014.7 lpca y la presión inicial del yacimiento anda por los 4600 lpca. Al estar la presión sobre la presión de burbujeo, el gas libre no está presente en el reservorio.

Como ya se mencionó, un modelo analítico de acuífero fue incorporado a la descripción del yacimiento. El modelo utilizado corresponde a acuífero de estado estable, el cual aporta al yacimiento unos 6 PCN/día/lpca. De igual forma, el máximo número de pozos permitido por WinB4D fue utilizado. Es así como, un total de 25 pozos, entre 9 pozos productores y 16 pozos inyectores, están presentes en el modelo del reservorio.

Todos los pozos productores presentan similares características, incluso cada uno de ellos está completado en dos capas (1 y 2) y operan para una condición de 500 barriles normales de petróleo por día, la mayoría de los cuales provienen de la segunda arena. La segunda arena contiene 4.95 MMBNP del total de 6.95 MMBNP correspondientes al petróleo original en sitio. En los que a los pozos inyectores se refiere, todos están completados en la capa intermedia y aportan al yacimiento unos 300 barriles normales de agua por día, cada uno. La manera como los pozos están posicionados dentro del modelo sigue la representación mostrada a continuación.

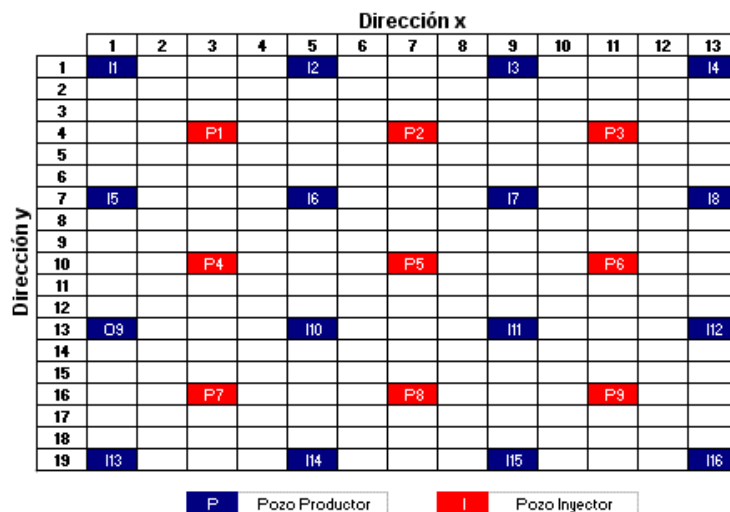


Figura 4.1. Arreglo de pozos utilizado para el primer caso de estudio (Esquema areal)

Las características antes mencionadas, son mantenidas para todas las corridas asociadas al primer caso de estudio. El Anexo 7, permite apreciar el archivo de datos conteniente de toda la información del modelo. Con respecto a las variables de estudio de esta investigación, la tolerancia para el cambio de presión por paso de tiempo fue mantenida constante e igual a 100 lpca. Según Fanchi (2001) este representa un valor típico de la propiedad. Como no se esperan variaciones importantes en la presión entre un paso de tiempo y otro la tolerancia de 100 lpca resulta adecuada al caso de estudio para permitir que las tolerancias al cambio de saturación jueguen un papel más importante. Así mismo, valores reportados por Fanchi (2001) son utilizados para el paso de tiempo mínimo y máximo, es decir, 1 y 30 días respectivamente, mientras que el paso de tiempo inicial es de 1 día. Las primeras sensibilidades están pues referidas a la variación de la tolerancia para el cambio de saturación por paso de tiempo. Todas las sensibilidades fueron realizadas para un año de tiempo de simulación.

Para el caso de estudio incrementos sucesivos de 0.01 (fracción) en la tolerancia para el cambio de saturación fueron simulados, partiendo de 0.01 y hasta 0.10. Adicionalmente, tolerancias de 0.20, 0.30, 0.40 y 0.50 fueron evaluadas. El

primer resultado considerado es el tiempo de duración de la corrida o tiempo de CPU. La Figura 4.2, muestra las tendencias encontradas en este particular para una corrida de un año.

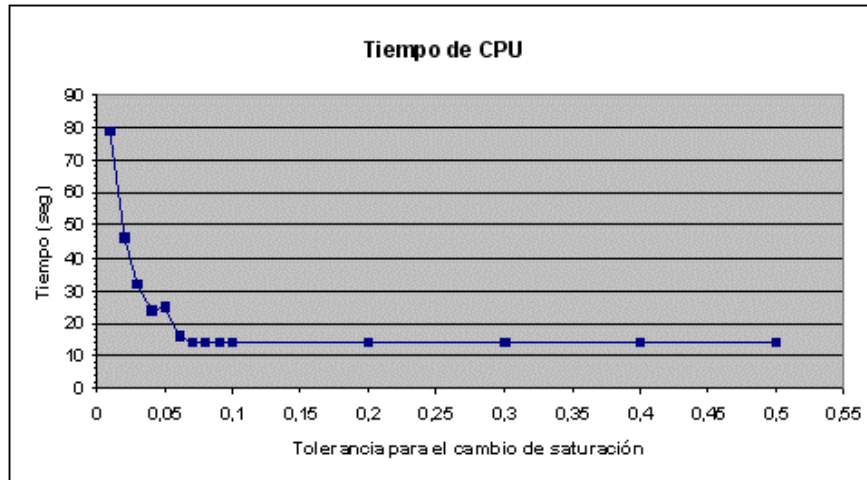


Figura 4.2. Tiempo de CPU para distintas tolerancias a los cambios de saturación

Se puede observar que para tolerancias más pequeñas el tiempo requerido para que el programa complete la simulación es mayor. Este comportamiento esperado se justifica en la medida en que el simulador debe tomar mayor cantidad de pasos de tiempo para cumplir con el tiempo de simulación dado, el cual es de 1 año. Se puede inferir, además, que el número de iteraciones realizadas para hallar la convergencia en cada paso de tiempo, debe ser mayor para tolerancias más pequeñas, como consecuencia de la mayor precisión requerida para las soluciones de los sistemas de ecuaciones. Tal planteamiento no puede ser demostrado cuantitativamente, debido a que WinB4D tiene la desventaja de no reportar la cantidad de iteraciones realizadas.

La Figura 4.3, presenta el número de pasos de tiempo encontrados para las distintas tolerancias de saturación establecidas. Tal como se dijo, como las condiciones de inyección/producción son mantenidas en el modelo para todas las sensibilidades, al ser menores los cambios de saturación permitidos, el programa toma tamaños de pasos de tiempo más pequeños para respetar las tolerancias fijadas.

Esto implica que un mayor número de pasos de tiempos sean requeridos para cubrir un mismo tiempo de simulación. En promedio de la duración de los pasos de tiempo será menor para aquellos casos que tengan tolerancias a los cambios de saturación más bajas.

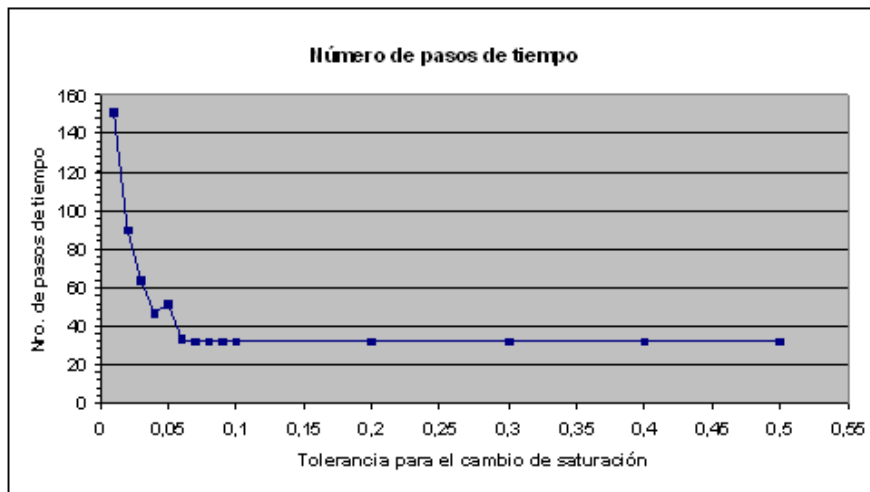


Figura 4.3. Número de pasos de tiempo para distintas tolerancias a los cambios de saturación

Es interesante destacar que para tolerancias de saturación mayores a 0.07 (fracción), los resultados arrojados por el simulador tanto para el tiempo de CPU, como para el número de pasos de tiempo, son exactamente los mismos. Tal tendencia no sólo se observa en estas variables, sino también, en cada uno de los parámetros estudiados en las diferentes corridas. Este comportamiento de los resultados, a partir de tolerancias superiores a 0.07, podría estar justificado si se considera que WinB4D incorpora un algoritmo para establecer de manera automática los pasos de tiempo en función de las tolerancias dadas por el usuario. Es de esperar que, al ser aceptados cambios de saturación más grandes, los tamaños de pasos tiempo fueran mayores. No obstante, esta no es la situación vista para el caso estudiado. Dos hipótesis pueden ser planteadas al respecto, la primera de ellas tiene que ver con que las características del caso estudiado permiten al simulador generar soluciones consistentes para todo el rango de tolerancias de saturación estudiado, de manera que el mismo no impone mayores complicaciones a los métodos de solución del simulador. La segunda, parte

de la suposición de que WinB4D incluye un algoritmo que chequea la estabilidad de los resultados antes de ser reportados, permitiendo con ello reajustar los tamaños de los pasos de tiempo para mantener soluciones dentro de un rango aceptable de consistencia. Este último aspecto no puede ser validado debido a que el código fuente del programa no está disponible más, sin embargo, la idea de que el simulador incorpore algún tipo de acondicionador de resultados es una posibilidad lógica y que debe ser investigada en trabajos futuros. Debido a que todos los resultados de las diferentes sensibilidades son iguales para tolerancias al cambio de saturación mayores a 0.07, a partir de este punto, y para efectos prácticos, las sensibilidades sólo se reportarán los resultados para tolerancias de saturación inferiores a 0.08.

Durante la descripción de las características generales del caso de estudio se dijo que la inclusión de los pozos inyectores y los pozos productores en el modelo tienen que ver con que las convergencias de los pasos de tiempo sean afectadas principalmente por las tolerancias a los cambios de saturación. Tal suposición puede ser validada en la medida en que se evalúe en cada paso de tiempo que parámetro está determinando el tamaño del mismo. El archivo de extensión .TSS de WinB4D reporta los máximos cambios de saturación y de presión por cada paso de tiempo, junto con su duración. De la inspección de este archivo para cada una de las sensibilidades se pudo apreciar que la gran mayoría de los pasos de tiempo habían sido fijados en base a la tolerancia para el cambio de la saturación. La Figura 4.4 muestra los resultados obtenidos. Así, por ejemplo, de los 90 pasos de tiempo tomados por el simulador para una tolerancia de saturación de 0.02, un total de 88 fueron afectados mayormente por la tolerancia de saturación y los restantes 2 por la tolerancia a la presión.

Para entender mejor el significado de la Figura 4.4 es necesario recordar que cada en cada uno de los pasos de tiempo son consideradas las tolerancias a las saturaciones y presiones, junto con el rango de tamaño de paso de tiempo establecido. La convergencia del modelo en cada paso de tiempo es obtenida una vez que los cambios de saturación y presión están por debajo de las tolerancias fijadas. En el caso

estudiado, durante los primeros pasos de tiempo, los cambios de presión en las celdas son significativos y el tamaño del paso de tiempo es establecido en miras de mantener variaciones de presión en las celdas por debajo de la tolerancia. Tal comportamiento tiene que ver con la imposición de las condiciones de operación de los pozos, las cuales ocasionan perturbaciones en la distribución inicial de presiones en el yacimiento y obligan a que los potenciales y quizás las direcciones de flujo sean estabilizadas y adaptadas a ese nuevo escenario. Cuando este equilibrio es alcanzado las variaciones de presión entre un tiempo y otro son menores y la tolerancia al cambio de las saturaciones comienza a tomar mayor importancia.

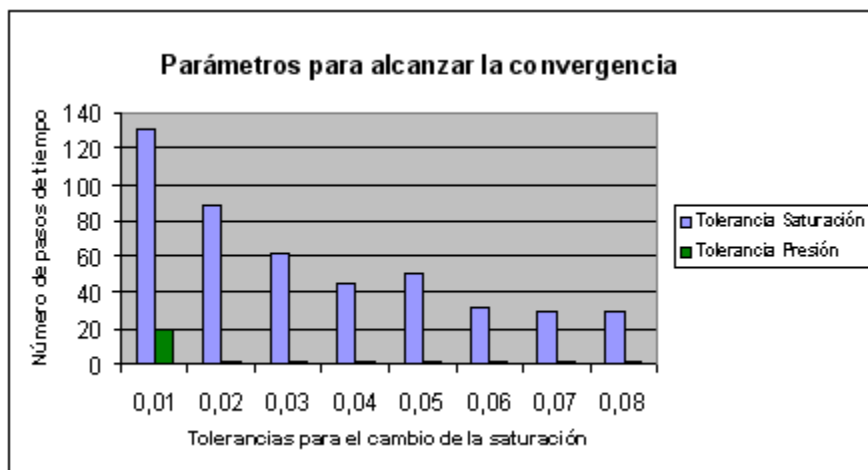


Figura 4.4. Parámetros de tolerancia con mayor incidencia en la determinación del paso de tiempo

Se aprecia en la figura que la gran mayoría del los tamaños de pasos de tiempo fueron establecidos en base a la tolerancia para el cambio de la saturación, ya que los cambios de presión son apenas de unas pocas libras por pie cuadrado aún para pasos de tiempo próximos al máximo establecido de un mes. Las variaciones importantes en la presión de las celdas sólo son observadas durante el primero y segundo paso de tiempo. La simulación realizada con una tolerancia de saturación de 0.01 presentó la particularidad de reportar cambios de saturación en las celdas mayores a la tolerancia durante los primeros 20 pasos de tiempo. Bajo estas condiciones el simulador tomo el mínimo tamaño de paso de tiempo fijado en el

archivo de entrada, es decir, un día. A pesar de que la tolerancia de saturación no es cumplida durante este período, la condición impuesta del mínimo tamaño de paso de tiempo provoca que el simulador no pueda disminuir la duración del paso de tiempo por debajo del valor fijado y reporte los resultados sin cumplir con uno de los parámetros dados para controlar la precisión de la simulación. Para este caso, tamaños de pasos de tiempo menores a un día propiciarían que la tolerancia de saturación sea respetada durante los primeros instantes de la simulación. De manera general, pequeñas tolerancias en las saturaciones deben estar acompañadas de pasos de tiempo mínimos lo suficientemente cortos para que la saturación en las celdas cumpla con las tolerancias establecidas.

Si bien es cierto que permitir menores variaciones de saturación por paso de tiempo representa en teoría una respuesta más precisa del simulador, también tiene la desventaja de requerir mayor tiempo de CPU y tomar mayor número de pasos de tiempo. Estos aspectos negativos pueden ser minimizados en la medida en que se permitan mayor tolerancia en los cambios de saturación sin afectar de manera significativa la precisión de las respuestas producidas en el simulador. Para establecer el rango de tolerancias de saturación que puede ser aplicado efectivamente en WinB4D para el caso de estudio, algunas evaluaciones en los resultados deben ser hechas. Como parte de ello, son evaluados los errores de balance de materiales reportados por el programa .

Los errores de balance de materiales son reportados por WinB4D para cada paso de tiempo. Como ya se ha visto, el tamaño de los pasos de tiempo es variable según la tolerancia dada a la saturación, de manera que para poder evaluar, en forma consistente, los errores de balance de materiales en cada uno de los casos simulados, se deben dar intervalos de tiempo fijos al simulador. Esto se realiza indicando al programa que reporte los resultados de la corrida para los días 91.25, 182.5, 273.75 y 365. Para cada uno de estos tiempos los errores de balance de materiales son tomados del archivo de salida de extensión .ROF. La Figura 4.5 contiene los errores de balance

de materiales para el crudo en los tiempos evaluados. Los errores reportados en el eje y, corresponden a acumulados. Se puede apreciar en la figura que estos para las distintas tolerancias de saturación son bastante similares e, incluso, las variaciones entre unos y otros son apreciadas en la tercera cifra decimal. En parte esto tiene que ver, con que controles a la tasa de producción fueron impuestos a los pozos y a lo largo de la simulación, todos y cada uno de ellos mantienen la tasa establecida (500 BNPD) sin pasar a estar saturado el yacimiento, lo que facilita en cierta medida los cálculos del simulador haciéndolo más preciso.

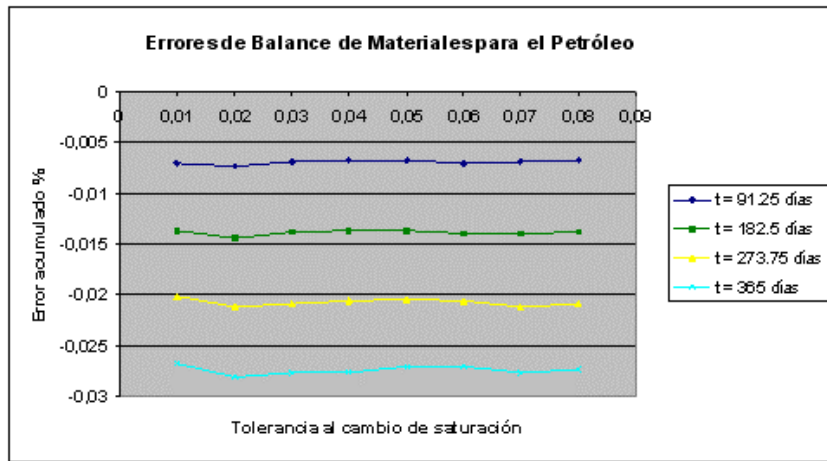


Figura 4.5. Errores de Balance de Materiales del Petróleo

El control a la tasa de producción de petróleo de los pozos genera que, tal como se ve en la Figura 4.6, la producción acumulada de petróleo para todas las sensibilidades sea exactamente igual. En esta gráfica y en lo sucesivo se utiliza el término τ , para denotar cada una de las tolerancias al cambio de saturación. Así pues $\tau = 0,03$, representa una tolerancia de 0,03. Se observa entonces que las curvas se superponen unas sobre otras para las distintas sensibilidades. Quizás este gráfico no sea tan representativo de los cálculos del simulador porque todos los pozos están produciendo la tasa impuesta, evidentemente, que luego de un año la producción acumulada debe ser igual para las tolerancias evaluadas.

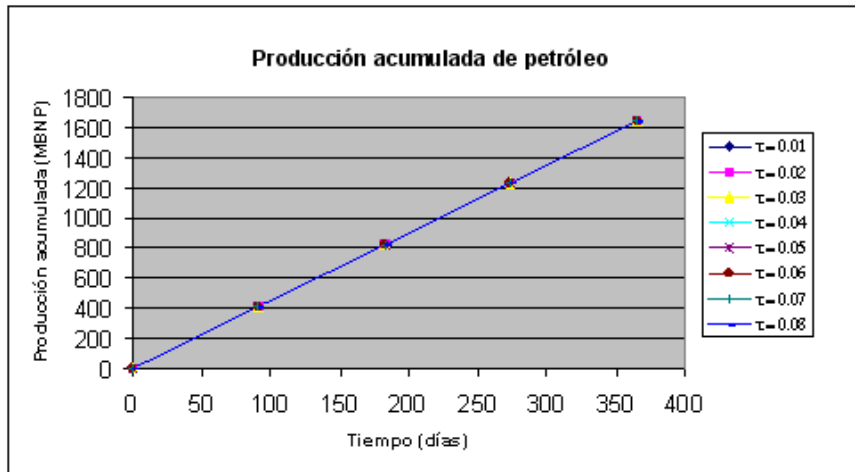


Figura 4.6. Producción acumulada de petróleo

Para el caso del gas, los errores de balance de materiales para los diferentes valores de τ fueron muy aproximados. Como el yacimiento se mantiene a presiones superiores a la de burbujeo, en ningún momento de la corrida se libera gas y los cálculos referidos a esta fase están vinculados a la producción de crudo. De hecho, como se aprecia en la Figura 4.8 la producción acumulada de gas, para tolerancias en las saturaciones de 0.01 a 0.08, es la equivalente a una relación gas-petróleo de 1270 PCN/BNP por pozo productor. Al haber una tasa de 500 BNPD en cada uno de los 9 pozos, se obtiene una producción de 2086 MMPCN al año de iniciada la simulación.

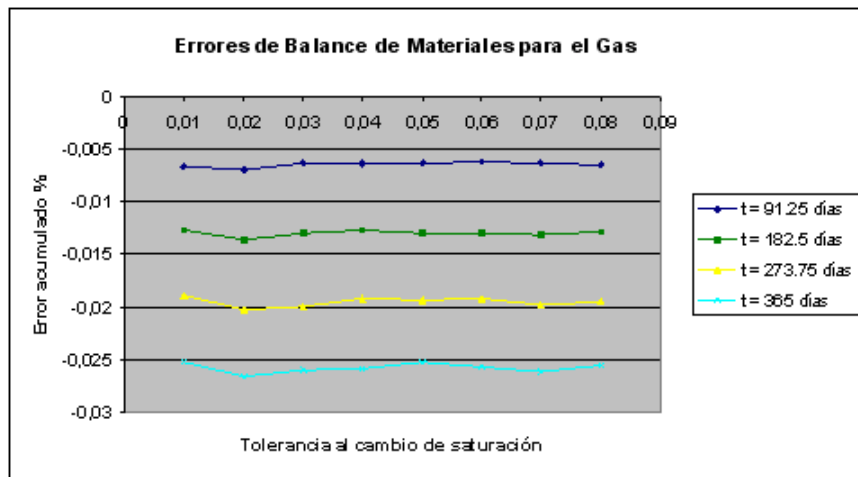


Figura 4.7. Errores de Balance de Materiales del Gas

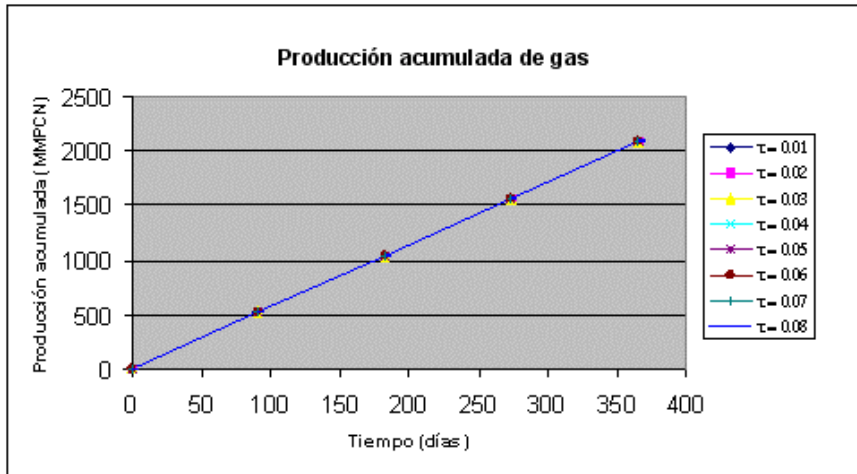


Figura 4.8. Producción acumulada de gas

Particular atención debe ser dada a los errores de balance de materiales del agua, ya que no existe un control directo a la producción de agua en los pozos. En tal sentido, la Figura 4.9 permite apreciar que los errores acumulados para cada una de las tolerancias de saturación siguen un comportamiento más irregular en relación a los errores para el petróleo y gas. La tolerancia de 0.02 reporta los mayores errores acumulados. Sin embargo, la diferencia entre estos y los errores de menor magnitud, reportados para tolerancias de saturación alrededor de 0.05, son apreciados en la cuarta cifra decimal.

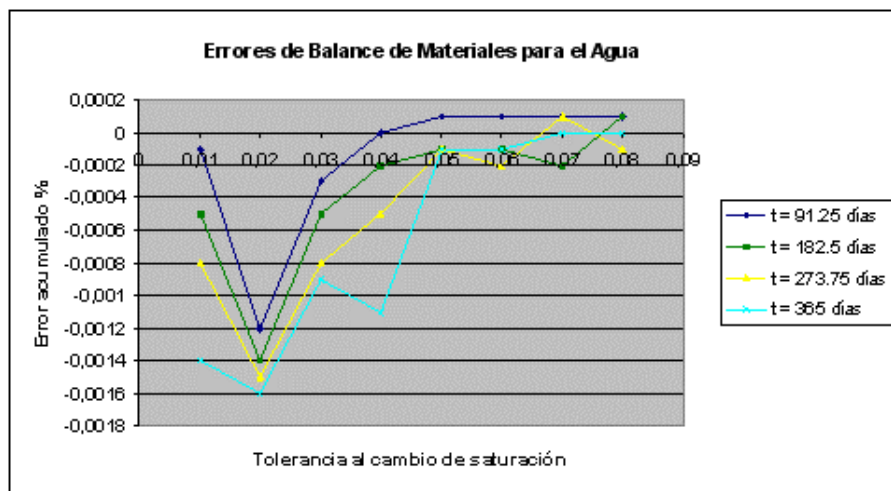


Figura 4.9. Errores de Balance de Materiales del Agua

Hay que considerar que la representación del balance de masa del agua, para este caso, tiene complicaciones como consecuencia de la presencia de pozos inyectoros, pozos que producen agua y la inclusión del acuífero. Los bajos errores reportados son indicios de buenos resultados en este particular. En este gráfico se esperaría que los errores de balance de materiales se propaguen en el tiempo, debido a que estos son errores acumulados. Para tolerancias inferiores a 0.05 tal tendencia es vista. Así, por ejemplo, la curva amarilla correspondiente a al tiempo de 273.75 días tiene un error acumulado superior al que se observa para un tiempo de 182.5 días. Sin embargo, para tolerancias superiores el error acumulado aparentemente disminuye con el tiempo. Desde luego que esto último no tiene significado real y lo que ocurre es que los errores de balance de materiales toman signo opuesto al error obtenido durante los primeros instantes de tiempo. Con la ayuda del siguiente grafico, la situación puede ser ilustrada de mejor manera.

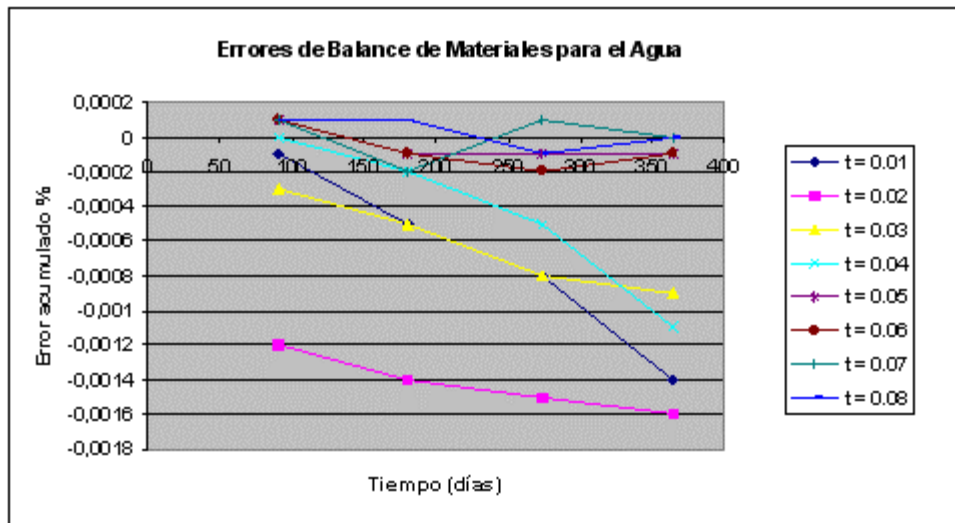


Figura 4.10. Variación de los Errores de Balance de Materiales del Agua con el tiempo

En la figura se observa que para tolerancias τ menores a 0.05 los errores se van acumulando con el tiempo. Para tolerancias τ de 0.06, 0.07 y 0.08, el signo del error de balance de materiales cambia, fluctuando entonces entre valores positivos y negativos. En este caso en particular, debido a la magnitud de los errores encontrados,

tal fluctuación no revierte mayor importancia. Es de considerar este comportamiento cuando los errores tengan valores superiores, ya que se pueden producir interpretaciones equivocadas de los resultados e, inclusive, pueden estarse presentando inconvenientes con la estabilidad de la solución.

La Figura 4.11 incluye las tasas de producción de agua del yacimiento en función del tiempo. Para una corrida de un año se evaluaron las tasas para tolerancias de saturación de 0.05, 0.06, 0.07 y 0.08, las cuales, según la grafica anterior, fueron las que presentaron ciertas fluctuaciones en los errores de balance de materiales. A pesar de las diferencias que se aprecian entre una curva y otra, en ninguna de ellas se están produciendo oscilaciones importantes en la tasa entre un tiempo y otro, de manera que la solución es estable.

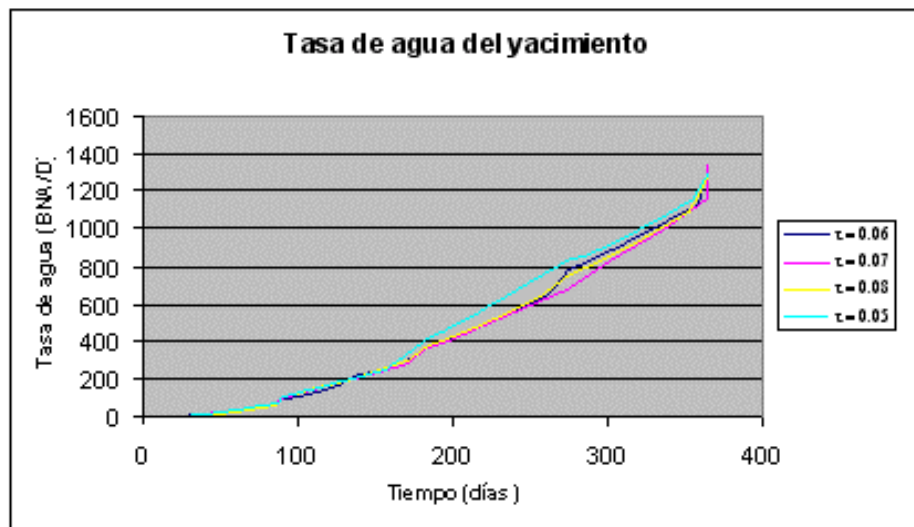


Figura 4.11. Tasa de agua del yacimiento en función del tiempo

La variación en los cálculos referentes al agua para cada una de las tolerancias al cambio de saturación, también puede ser observada en la producción de agua acumulada. La Figura 4.12 presenta esta producción para las diferentes tolerancias τ aplicadas.

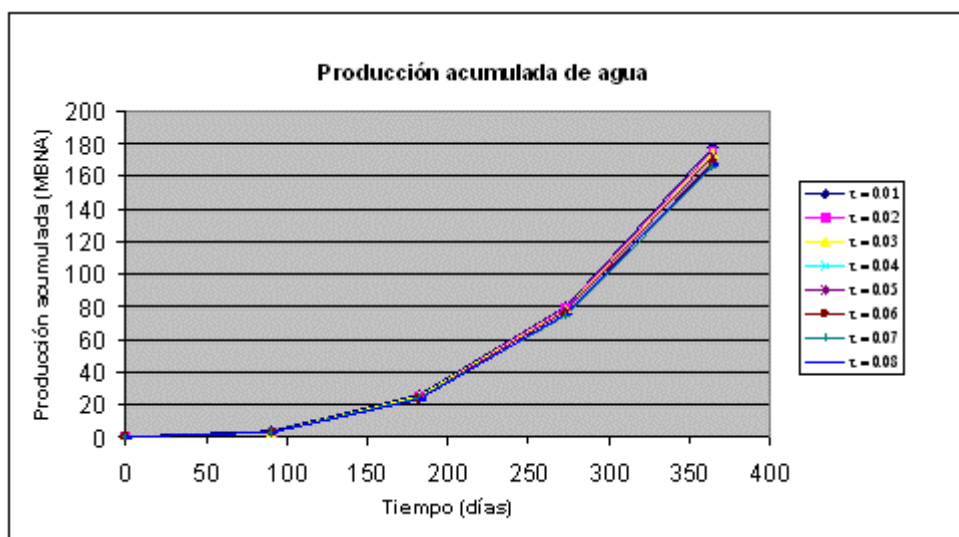


Figura 4.12. Producción acumulada de agua

Si bien es cierto que durante los primeros 180 días de producción no se visualizan cambios importantes en los resultados arrojados para las distintas tolerancias, a partir de 200 días, aproximadamente, comienzan a notarse diferencias. De hecho para una tolerancia de 0.01 la producción de agua al cabo de un año es de 177900 BNA, mientras que para 0.08, la producción es de 167900 BNA. Distribuyendo la producción por todo el año, esto se traduce en una diferencia de alrededor de 28 barriles de agua por día para todo el yacimiento o lo que es lo mismo, unos 3 barriles por pozo.

Establecer que valor es más preciso entre las distintas tolerancias, no puede realizarse en tanto que tendría que disponerse de información real de campo para comparar los valores encontrados y ver cual reproduce mejor el comportamiento verdadero. En teoría los resultados obtenidos para tolerancias de cambio de saturación menores son más precisos. Si tal planteamiento se cumpliera en este caso, los errores entre la producción a diferentes tolerancias y la producción de agua a $\tau = 0.01$ deben ser evaluados y en función de la precisión que se quiera se selecciona la tolerancia que mejor se ajuste a los alcances del estudio. En otras palabras, la

tolerancia que resulte aplicable dependerá de la precisión requerida para la investigación y las características del caso tratado.

Las diferencias en las tasas de agua entre las distintas tolerancias de saturación para el tiempo final de la simulación correspondiente a un año, reflejan que en caso totalmente extremos como lo representan $\tau = 0.01$ y $\tau = 0.08$ se puede alcanzar un salto de unos 65 BNA/D en la tasa de todo el yacimiento. En otras palabras para $\tau = 0.01$ se produce una tasa de 1343 BNA/D mientras que con $\tau = 0.08$ se producen 1278 BNA/D. Suponiendo un promedio alrededor de 1300 BNA/D, la diferencia de 65 barriles representaría un aumento o disminución de 5 % en la cantidad de agua que debe ser manejada. En cambio si se considera la producción diaria de petróleo, en unos 4500 barriles por día, se tendría que el corte de agua para todo el yacimiento está por el orden de 22.9% para una tolerancia de 0.01. El caso extremo en lo que a tolerancia de saturación se refiere es 0.08, para la cual el corte de agua sería de un 22.1%. Ahora la variación en los resultados es minimizada. En fin, decir que las soluciones para uno y otro caso son básicamente las mismas y que, en virtud de ello, tolerancias mayores son útiles para simular el yacimiento de manera más rápida y con menor número de iteraciones dependerá de que rango de variación entre los resultados sea aceptable. Además de cuales sean los datos reales de campo.

Las distintas sensibilidades realizadas a las tolerancias para el cambio de las saturaciones de las celdas no incidieron de manera significativa en las presiones del yacimiento. La Figura 4.13 muestra el valor promedio obtenido para esta propiedad a lo largo del yacimiento en función de las tolerancias τ . Se puede observar que la declinación de la presión del yacimiento es muy similar para todos los casos, incluso las variación entre un resultados extremos es inferior a 1 lpca. Ya antes se dijo que la presión del yacimiento variaba de manera más significativa durante los primeros tiempos de la corrida. El gráfico también permite confirmar que la disminución de presión es mayor durante los primeros 90 días, luego la tendencia decreciente sigue un comportamiento más suavizado.

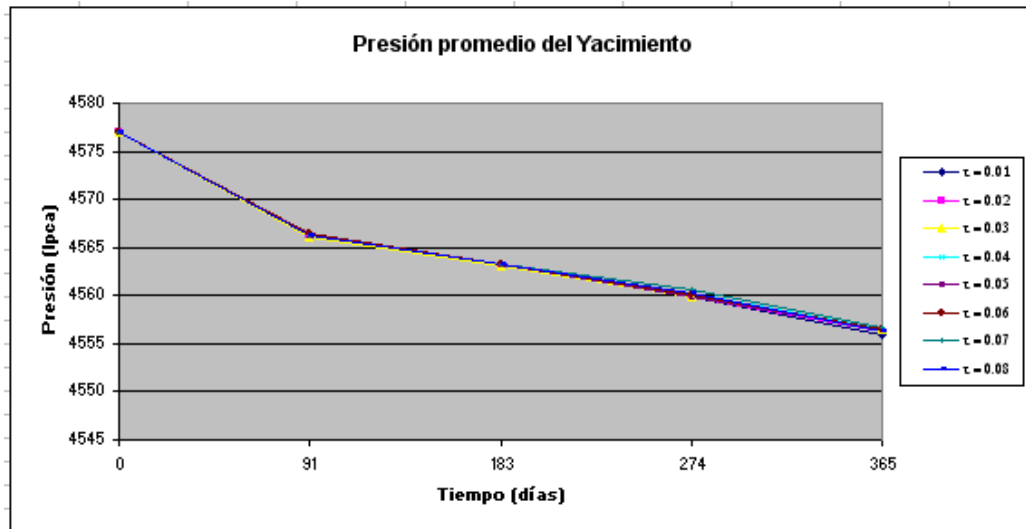


Figura 4.13. Presión promedio del yacimiento para las distintas tolerancias de saturación

Otro resultado evaluado para ver la incidencia de los máximos cambios de saturación permitidos tuvo que ver con seguir el comportamiento de las presiones y saturaciones en puntos arbitrarios del modelo. En tal sentido, las celdas que contienen a los 9 pozos productores representaron los principales puntos de observación. Para efectos de practicidad, sólo se mostrará de manera grafica los resultados para uno de los pozos. Sin embargo, el Anexo 8 contiene los resultados obtenidos para todos los pozos. En ellos se puede apreciar que el comportamiento en cada uno de los pozos es similar.

La Figura 4.14 contiene la presión de fondo del pozo 4 obtenida de las diferentes tolerancias de saturación. Los resultados son tomados para el año de corrida, lo que supone en principio que las variaciones entre los cálculos de los distintos casos deben ser más marcadas. Se observa que existe una diferencia de unos 20 Ipca entre los puntos extremos de tolerancia. Al igual que ocurrió con la producción de agua, al estar controlado el pozo por tasa de petróleo, la presión de fondo del mismo si sufre el efecto de las tolerancias establecidas.

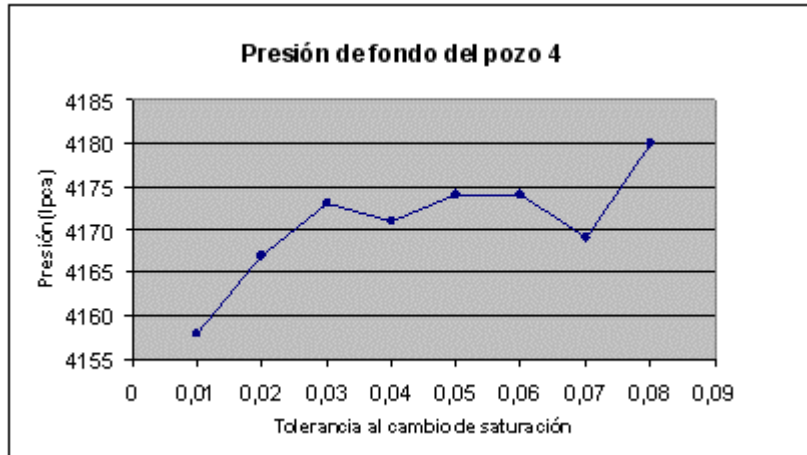


Figura 4.14. Presión de fondo del pozo 4 para las distintas tolerancias de saturación

Nuevamente decir si esta variación de presión es aceptable o no dependerá de cada caso en particular. Independientemente de ello, se puede apreciar, no sólo en la presión de fondo sino en la mayoría del resto de las variables evaluadas, que los resultados obtenidos para tolerancias de saturación menores a 0.06 son muy similares. Se puede afirmar así que tolerancias de 0.05 permiten modelar de manera adecuada los cambios de saturación que ocurren en el reservorio, requiriendo menor tiempo de CPU y menor número de pasos de tiempo en relación a tolerancias inferiores. Entendiendo que el término “adecuado” depende de los alcances de cada estudio. Afirmar que $\tau = 0.05$ es un buen valor para simular el caso estudiado parte de la suposición de que los resultados obtenidos para $\tau = 0.01$ son más precisos y que la diferencia entre estos resultados y los obtenidos para tolerancias superiores pueden aceptarse. Si información real de campo estuviese disponible un valor específico de tolerancia pudiera ser hallado.

De manera complementaria, si se considera la saturación de petróleo en la celda que contiene al pozo 4 luego de estar un año produciendo, se aprecia que los resultados para las distintas tolerancias de saturación son muy similares (Figura 4.15). Las variaciones en los resultados están referidas a la tercera cifra decimal.

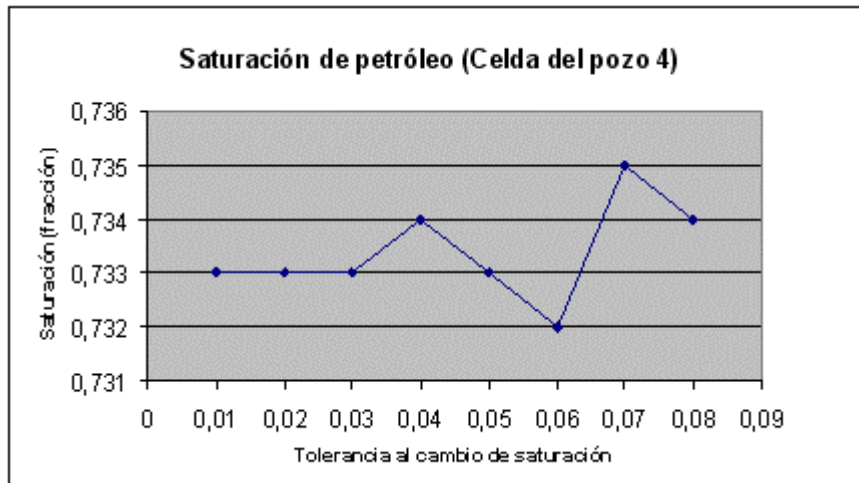


Figura 4.15. Saturación de petróleo en la celda que contiene al pozo 4

En resumidas cuentas, WinB4D mostró tener buen alcance para simular el modelo establecido en el caso de estudio. La solución resultó ser estable para todo el rango de tolerancias de saturación utilizado e, inclusive, grandes cambios de saturación no fueron modelados en el programa aún cuando la tolerancia al cambio de saturación lo permitía. Para estos casos los tamaños de los pasos de tiempo fueron ajustados automáticamente por el programa en miras de obtener cambios de saturación en las celdas inferiores a 0.08. En la mayoría de las sensibilidades los tamaños de los pasos de tiempo rondaron entre los tamaños mínimo y máximo permitidos cumpliendo con las tolerancias impuestas para la convergencia de las soluciones. La excepción a este caso fue la corrida correspondiente a una tolerancia de 0.01, para la cual tamaños mínimos de pasos de tiempo inferiores a 1 día deben ser fijados. Para el resto de las tolerancias el paso de tiempo de un día resultó adecuado.

En lo que respecta al máximo tamaño de paso de tiempo utilizado destaca que pasos de tiempo de 30 días sólo fueron tomados para tolerancias de saturación superiores a 0.06. Para valores inferiores a éste el tamaño dado como límite máximo al simulador resultó eficiente. A manera de verificar el efecto del aumento del tamaño máximo de paso de tiempo en las tolerancias superiores a 0.06, se llevó el máximo valor a 100 días, buscando con ello probar si el programa tomaba pasos de tiempos

más grandes que repercutieran de manera considerable en los resultados. La Figura 4.16 permite apreciar que la variable más crítica del caso estudiado, es decir, la producción de agua acumulada en función del tiempo y para tamaños máximos de pasos de tiempo iguales a 1 y 30 días. La tolerancia más grande aplicada al caso de estudio fue la utilizada ($\tau = 0.08$).

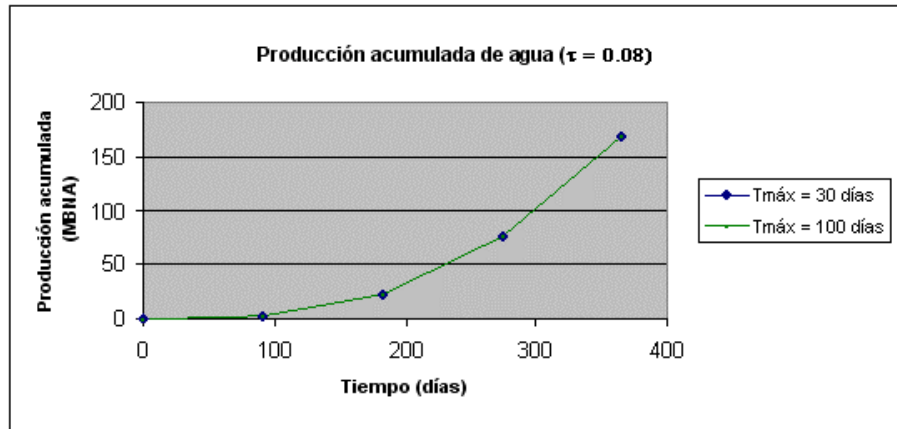


Figura 4.16. Producción acumulada de agua para diferentes tamaños máximos de pasos de tiempo

Para tiempos superiores a 273 días es que empieza a sentirse el efecto del cambio en el máximo tamaño del paso de tiempo. Cuando el máximo paso de tiempo de 30 días fue utilizado para la corrida la producción de agua al cabo de un año fue de 167300 BNA, mientras que cuando se fijó un máximo tamaño de paso de tiempo de 100 días, la producción fue 167900. La diferencia no es significativa debido a que el tiempo de simulación es de un año. Quizás para mayores períodos se empiezan a presentar mayores variaciones en la medida en que se toman mayores tamaños de pasos de tiempo. De cualquier forma aumentar el tamaño máximo del paso de tiempo debe ser realizado si los parámetros de convergencia de saturación y presión son cumplidos reiteradamente para el máximo tamaño de paso de tiempo incluido en el archivo de entrada al simulador.

De manera general, el rango de paso de tiempo de 1 a 30 días resultó eficiente para el caso evaluado. Los resultados arrojados por WinB4D para las diferentes

tolerancias de saturación fijadas son similares. No obstante, determinar el rango apropiado de tolerancia que se requiere para correr este caso depende de la precisión requerida para los cálculos. Es así como si el interés es obtener una solución precisa del yacimiento, tolerancias de 0.01 a 0.03 pueden ser aplicadas, con la contraparte de que más tiempo de CPU y mayor número de pasos de tiempo serán tomados. Para situaciones un poco más flexibles, tolerancias entre 0.05-0.08 son adecuadas. En todo caso, queda del usuario establecer la precisión requerida de acuerdo a los alcances del estudio y seleccionar cual de las tolerancias responde mejor a sus necesidades. Dado que lo que aquí se presenta es un análisis de carácter teórico la tolerancia a ser utilizada tendrá que estar ajustada a la información real del comportamiento del yacimiento.

CASO 2. YACIMIENTO INICIALMENTE SUBSATURADO SIN ACUÍFERO

El segundo caso estudiado en esta investigación mantiene las principales características del primer caso tratado, salvo que ahora el acuífero no está presente. Tal diferencia tiene como interés permitir que la presión del yacimiento caiga más rápidamente que en el caso anterior y las tolerancias al cambio de presión tomen mayor protagonismo. Las sensibilidades estarán ahora vinculadas a las tolerancias para los cambios de presión. Aparte de la exclusión del modelo de acuífero, la presión inicial del yacimiento es llevada a 5970 lpca, se mantiene la presión por encima de la de burbujeo (4014.7 lpca), de resto las demás características del modelo anterior son mantenidas incluyendo los pozos inyectores. Estos últimos continúan en el modelo para incorporar mayor complejidad a los cálculos del simulador y para así poder apreciar las diferencias en los tiempos de CPU. Todos los casos fueron simulados para un año y se utilizó una tolerancia al cambio de saturación de 0.05. El tamaño mínimo y máximo del paso de tiempo es de 1 y 30 días respectivamente. Las diferentes tolerancias de presión evaluadas son: 25, 50, 75, 100, 150, 200, 250 y 300 lpca. Del tiempo de duración de cada una de las corridas con estos distintos valores se obtiene la Figura 4.17.

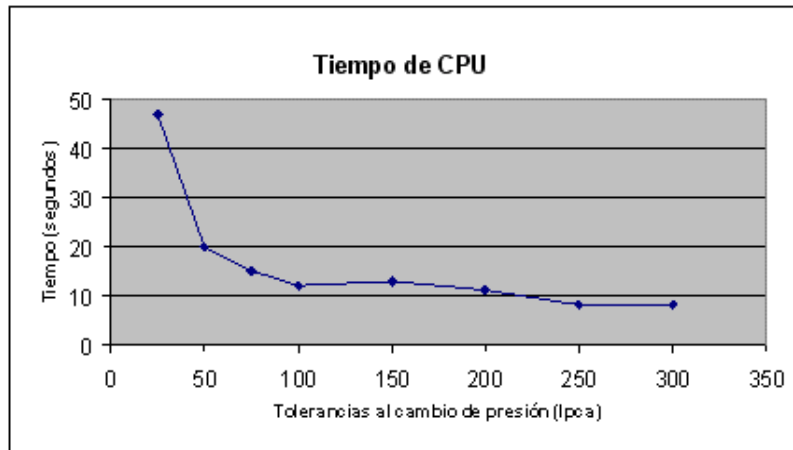


Figura 4.17. Tiempo de CPU para distintas tolerancias a los cambios de saturación

Tal como ocurrió para el caso anterior, a medida que las tolerancias al cambio de presión son menores el tiempo de duración de las corridas es mayor. La tolerancia establecida para la convergencia de las soluciones requiere que mayor número de iteraciones sean realizadas para obtener valores más próximos al que en teoría representa el valor real. El tiempo de CPU para tolerancias superiores a 100 lpc/a fue similar, lo que igualmente es consistente con el número de pasos de tiempo tomados.

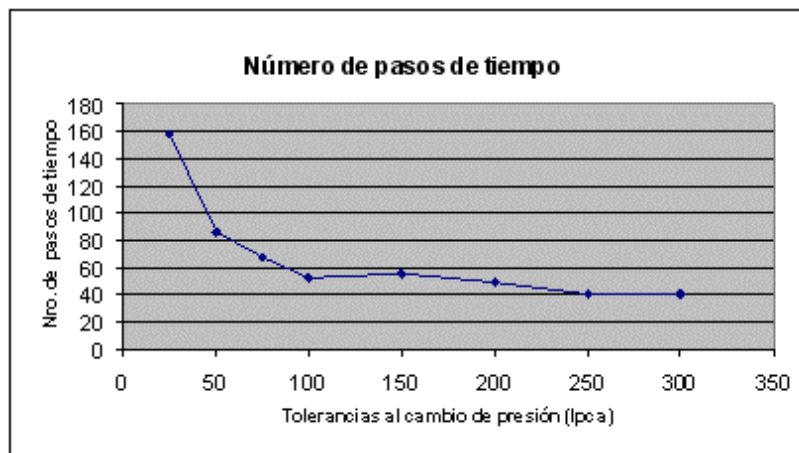


Figura 4.18. Número de pasos de tiempo para distintas tolerancias a los cambios de presión

De la gráfica anterior se evidencia que el número de pasos de tiempo requeridos para completar la corrida de un año es mayor para tolerancias a los

cambios de presión menores. Como las condiciones de presión están variando de manera significativa, al imponer menores tolerancias al modelo se está limitando la duración del paso de tiempo a valores que permitan obtener cambios de presión en tiempos sucesivos por debajo de los controles dados.

Manteniendo la misma secuencia del primer caso para evaluar los resultados de la simulación, a partir de la revisión de la convergencia de cada paso de tiempo para las diferentes tolerancias de presión fijadas, se tiene que durante tiempo inicial fijado correspondiente al primer día de la simulación el máximo cambio de presión en las celdas del yacimiento está alrededor de 94 lpca. Tal valor hace que las condiciones de tolerancia de presión no sean cumplidas, específicamente, para las corridas realizadas con una máxima variación permitida de 25, 50 y 75 lpca. Para estos casos, mínimos tamaños de paso de tiempo inferiores a un día pudieran ser útiles, aunque hay que hacer la salvedad, que para el resto de tiempo de simulación las tolerancias de saturación y presión son respetadas. Bajo ninguna de las tolerancias evaluadas el máximo tamaño del paso de tiempo de 30 días fue alcanzado, lo que indica que la presión del yacimiento declinó rápidamente y las tolerancias de presión limitaron la duración de cada intervalo de tiempo. Del archivo .TSS para las diferentes sensibilidades se observó que en las soluciones encontradas los máximos cambios de presión de las celdas estuvieron próximos a las tolerancias, lo que permite afirmar que estas últimas fueron quienes afectaron la selección del tamaño del paso de tiempo. El simulador ajustó de manera eficiente los tamaños de los pasos de tiempo para que las soluciones convergieran dentro de los parámetros establecidos.

De la revisión del archivo de salida de WinB4D de extensión .TSS se constató, además, que los resultados para las tolerancias de presión de 250 y 300 lpca son los mismos. Esto tiene que ver con que para los instantes finales de la simulación y para estas tolerancias de presión tan altas, es el cambio de saturación en la celda quien determina la duración del paso de tiempo. Dicho de otra manera, para tiempos próximos al año de simulación los pasos de tiempo deben ser ajustados para respetar

la tolerancia de 0.05 en los cambios de saturación. Si la tolerancia al cambio de saturación es aumentada los cambios de presión son de nuevo determinantes en la duración del paso de tiempo.

A partir de la evaluación de los errores de balance de materiales para el petróleo se pudo constatar que los resultados arrojados por WinB4D para este caso no son tan precisos como en el caso anterior. La Figura 4.19 muestra el porcentaje de error acumulados de balance de materiales para los tiempos 91.25, 182.5, 273.75 y 365 de simulación. En la figura siguiente y en lo sucesivo las tolerancias al cambio de presión son denotadas con el símbolo η .

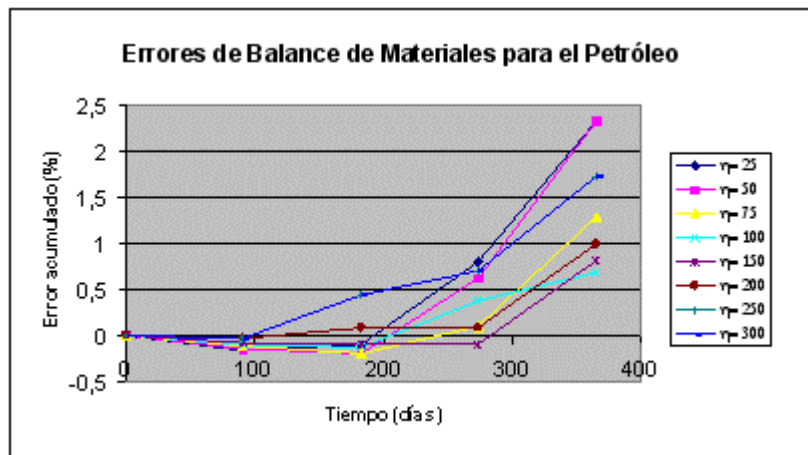


Figura 4.19. Errores de Balance de Materiales del Petróleo

Se aprecia que la magnitud de los errores es considerable para todas los valores de η . Los errores van creciendo de manera importante conforme avanza el tiempo. Para tolerancias entre 75 y 200 lpca se hallaron errores un tanto menores. Este comportamiento irregular es causado por la violenta caída de presión en el yacimiento que ocasionó que el mismo pasará de burbujeo. Así pues, la liberación del gas en solución propició que los cálculos del simulador no fuesen muy precisos. Si se observa en detalle la gráfica se puede notar que para tiempos inferiores a 100 días, los errores de balance de materiales son de poca magnitud y son similares para las

distintas tolerancias de presión. Luego el error comienza a crecer y las curvas presentan marcadas diferencias las unas con las otras. El yacimiento debe haber alcanzado la presión de burbuja luego de los 100 días de simulación. Tal afirmación será confirmada más adelante.

La producción acumulada de petróleo por su parte, fue la misma para todos los casos. La Figura 4.20 muestra los resultados en este particular, donde se entiende que los resultados son los mismos porque existe el control a la tasa de producción de crudo.

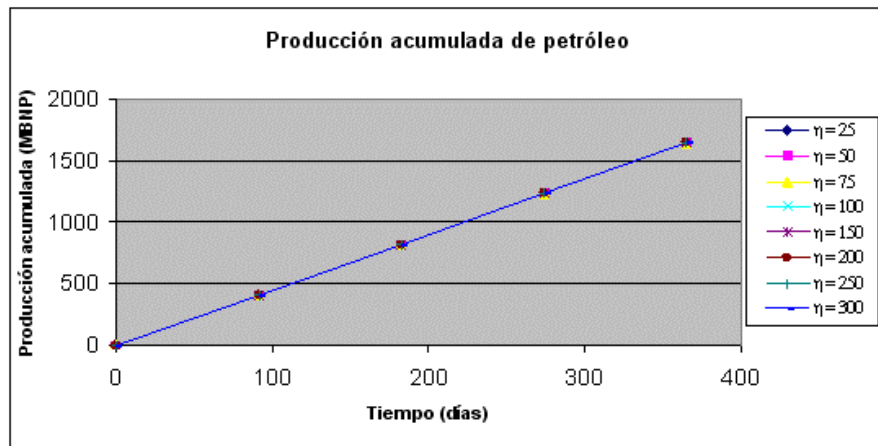


Figura 4.20. Producción acumulada de petróleo

El error de balance de materiales para el caso del gas sirve para corroborar la tendencia observada para el petróleo y en la cual los cálculos del simulador se ven afectados por la liberación de gas en solución. Durante los primeros 100 días de corrida los errores acumulados de balance de materiales para el gas son bajos y de similar comportamiento para cada una de las tolerancias η . Para tiempos mayores de 100 días, los errores incrementan significativamente, llegando incluso a valores tan altos como 2.4 % para $\eta = 200$. Fanchi (1982) indica que errores considerables de balance de materiales son síntomas de inestabilidad en la solución. Si tiempos de simulación mayores a un año son dados al simulador para este caso errores aún superiores a los aquí vistos pudiesen ser reportados.

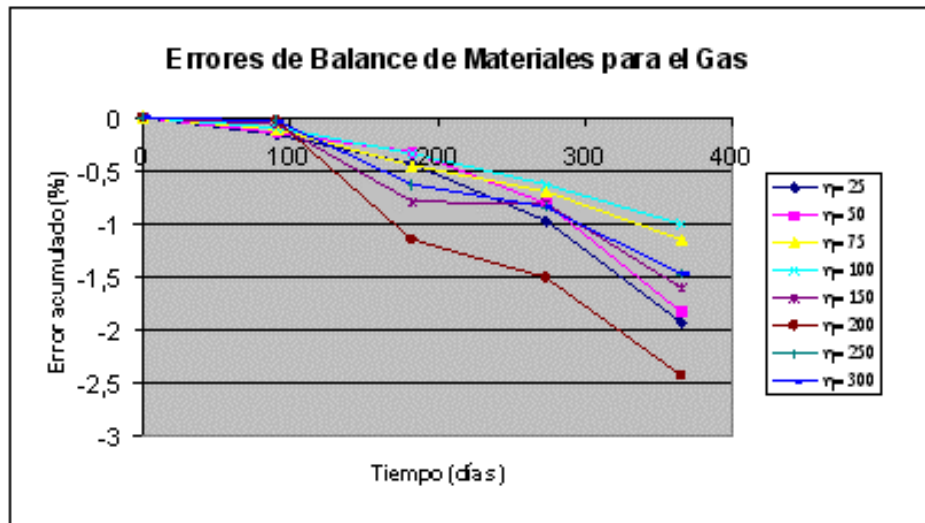


Figura 4.21. Errores de Balance de Materiales del Gas

Ante errores de tal proporción es de esperarse que diferencias considerables se presenten en las producciones acumuladas de gas para las distintas tolerancias al cambio de presión. La siguiente figura muestra la producción de gas para cada uno de los casos simulados. Como el yacimiento paso a estar saturado la producción de gas ahora incorpora también al gas libre.

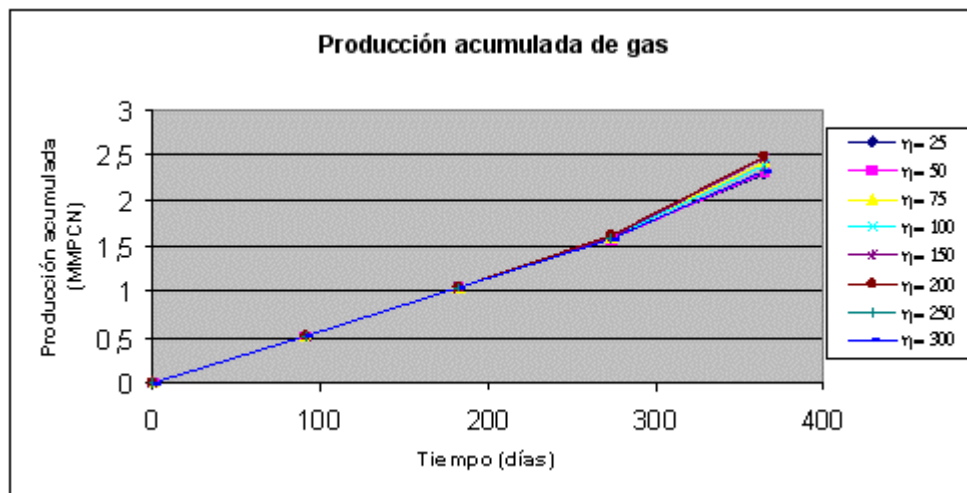


Figura 4.22. Producción acumulada de gas

De la gráfica anterior diferencias de hasta 0.20 MMPCN pueden ser observados entre las diferentes tolerancias η . Esto aunado a los errores de balance de materiales para el gas refleja que el simulador no está generando resultados muy confiables bajo las características dadas al modelo del yacimiento. La diferencia en la producción de gas puede ser también apreciada en el gráfico de tasa de gas contra tiempo para cada una de las tolerancias.

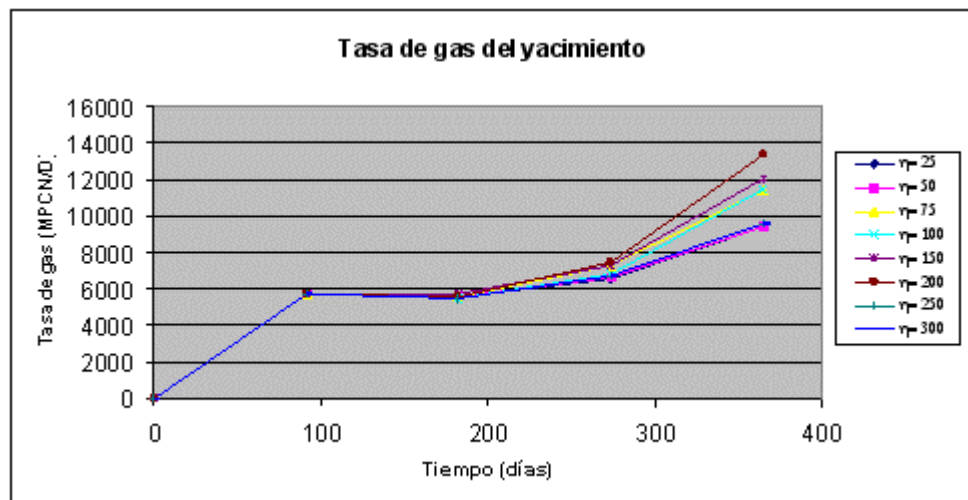


Figura 4.23. Tasa de gas del yacimiento en función del tiempo

Tal diferencia entre las respuestas obtenidas en las tasas de gas del yacimiento para una y otra tolerancia al cambio de presión es un indicativo más de que WinB4D está teniendo problemas para dar resultados consistentes para este caso. No obstante, las curvas que representan la tasa para una tolerancia de 75, 100 y 150 lpca, siguen arrojando resultados similares.

Como en este caso de estudio no se incluyó el modelo de acuífero de estado estable la producción de agua es muy baja. De hecho, al cabo de un año de corrida la tolerancia que arrojó más producción de agua fue $\eta = 250$ lpca y con 1400 BNA para todo el yacimiento. Por tal motivo la producción de agua no es evaluada. La no inclusión del acuífero en el modelo causó una marcada disminución en la producción de agua pero, además, provocó que la presión del yacimiento declinara muy

rápidamente, aún cuando las mismas condiciones de operación de los pozos fueran mantenidas. La Figura 4.24 muestra la declinación de la presión promedio del yacimiento para las distintas tolerancias de cambio de presión en las celdas.

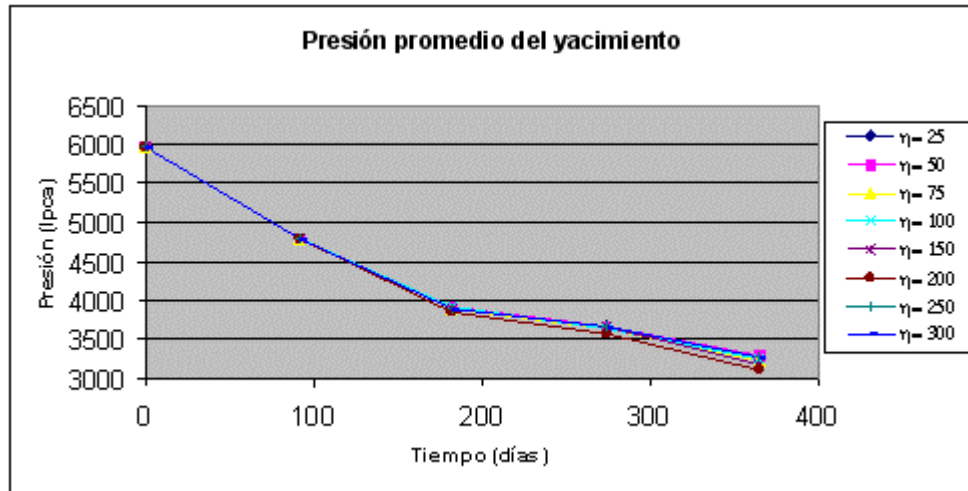


Figura 4.24. Presión promedio del yacimiento

La presión de burbujeo fijada en el archivo de datos de entrada para este caso es de 4014 lpsca. Se observa en la Figura 4.24 que tal presión es alcanzada alrededor de los 160 días de simulación. Cuando el yacimiento estuvo subsaturado las presiones calculadas para la distintas tolerancias fueron bastante parecidas. Sin embargo, cuando la presión cae por debajo del punto de burbuja los resultados tienden a ser diferentes.

Es cierto que las condiciones impuestas al yacimiento son muy severas y que una caída de presión de casi 3000 lpsca en un año no es un caso que se espere encontrar en la vida real, pero en este modelo se pretendió evaluar el efecto de la tolerancia de presión sobre las respuestas que WinB4D produce. Es por ello que se maximizó la caída de presión. Luego de ser vistos los resultados obtenidos, queda claro que el programa confrontó inconvenientes para modelar el yacimiento cuando la presión cayó por debajo de la de burbujeo para las tolerancias dadas a la presión.

El caso estudiado reportó errores de balance de materiales significativos incluso para tolerancias tan bajas como 25 lpca por paso de tiempo. Algunas otras pruebas con tolerancias inferiores a este valor y mínimos pasos de tiempo de menos de un día de duración fueron realizadas. De ellas se obtuvieron grandes tiempos de CPU y gran cantidad de pasos de tiempo que no repercutieron en la disminución del error de balance de materiales. Los resultados en este particular no son reportados pero sugirieron que los errores están asociados a las capacidades de cálculo inmersas en WinB4D. A favor de este, se puede decir que el modelo simulado representó un caso complejo donde saturaciones críticas son alcanzadas conforme transcurre la simulación, tal como sucede con la saturación de gas. En el manual técnico de ECLIPSE (2002) se afirma que la inestabilidad más común en la formulación IMPES ocurre cuando una fase alcanza la saturación crítica y se convierte en movable. Para las características dadas al modelo de yacimiento esta es la condición que restringe la precisión de la respuesta del simulador.

Durante los periodos en que el yacimiento estuvo subsaturado los resultados para las distintas tolerancias al cambio de presión fueron similares. Nuevamente establecer que rango de tolerancia de presión resulta más adecuado dependerá de los alcances de cada estudio en particular. Recordemos que tolerancias más pequeñas producen resultados más precisos con el inconveniente de requerir más tiempo computacional y mayor número de iteraciones. Tolerancias mayores producen respuestas más rápidas del simulador sacrificando en diferente medida la precisión de la solución.

Mientras la presión promedio del yacimiento fue superior a 4014 lpca la solución del simulador reportó bajos errores acumulados de balance de materiales y las producciones de cada una de las fases fueron muy aproximadas para las distintas tolerancias al cambio de presión. Para estas condiciones de tolerancias evaluadas la solución de WinB4D fue estable. El tamaño de paso mínimo de 1 día tal como ocurrió en el caso anterior fue aplicado durante los primeros instantes de la

simulación, posteriormente, el tamaño de tiempo varió entre los rangos mínimo y máximo establecido, aunque no se reportaron pasos de tiempo mayores a 21 días. Para las distintas tolerancias al cambio de presión evaluadas el rango de tiempo de 1 a 30 días resultó eficiente.

Luego para presiones por debajo de la de burbujeo a juzgar por las diferencias entre los resultados y los errores de balance de materiales acumulados obtenidos múltiples inconvenientes se presentaron en los cálculos del simulador. Como las soluciones siguen tendencias irregulares establecer el rango adecuado de tolerancias al cambio de presión no deja de ser mera especulación. Simplemente se puede decir que aún cuando las tolerancias y los tamaños de pasos de tiempo mínimo fueron disminuidos errores considerables de balance de materiales siguieron surgiendo. En futuras oportunidades sería conveniente evaluar la eficiencia de WinB4D para condiciones de producción menos severas que permitan producir una declinación de presión en el yacimiento un poco menos fuerte, especialmente, para un yacimiento que pase de estar subsaturado a estar saturado en algún momento de la simulación.

Se ha evidenciado entonces que las soluciones generadas por un simulador con formulación IMPES como WinB4D están afectadas por los parámetros de control de precisión de la simulación. Ante tal situación, es importante que antes de ser aplicado el programa para un caso de estudio algunas corridas preliminares sean realizadas en miras de evaluar el efecto de las tolerancias a los cambios de saturación y presión, además de los rangos de tamaños de pasos de tiempo sobre los resultados que de este se generan. La magnitud de los errores alcanzados con los procedimientos de cálculo del simulador son una señal de cuan confiables son los cálculos del mismo. De manera que deben ser considerados a la hora de interpretar los resultados. Evidentemente que cada caso en particular presenta diferencias y, en función de ellas, el programa arrojará tendencias que podrán ser adecuadas o no dependiendo de los alcances y objetivos del caso de estudio.

CONCLUSIONES

- Se desarrolló una interfaz gráfica para generar y manipular los datos de entrada al simulador de yacimientos WinB4D. Todas y cada una de las capacidades del simulador fueron representadas de manera visual en el programa, permitiendo así al usuario acceder a estas de forma práctica y sencilla.
- Una serie de correlaciones para generar las propiedades PVT del petróleo, gas y agua fueron añadidas a WinB4D a través de la interfaz. Con ellas se pudo generar el comportamiento de propiedades como viscosidad, factor volumétrico y relación de gas en solución para los fluidos presentes en el yacimiento a partir de algunos pocos datos comúnmente conocidos.
- Con la ayuda de dos hojas de cálculo de propiedades PVT fue posible probar el funcionamiento de las correlaciones de PVT dentro de la interfaz. Para todos los casos examinados el comportamiento arrojado por la interfaz y las hojas de cálculo fue el mismo, lo que permite afirmar que los algoritmos fueron correctamente incorporados en el programa.
- Un modelo para crear permeabilidades relativas para sistemas bifásicos a partir de los *End Points* fue incluido en la interfaz. Para éste la comparación se realizó con una hoja de cálculo creada para validar el funcionamiento del modelo. Los resultados para ambos programas fueron exactamente iguales.
- Para un total de diez ejemplos de datos evaluados la interfaz mostró ser eficiente para crear y representar en el archivo de datos todas las capacidades del simulador que estaban incluidas en estos. Con ellos la gran mayoría de las

opciones disponibles en WinB4D fueron probadas con resultados satisfactorios.

- Con los casos evaluados se pudo validar el buen funcionamiento de la interfaz para ejecutar las aplicaciones de WinB4D y 3DView desde la plataforma que el programa creado proporciona. Una vez que la aplicación de WinB4D fue ejecutada para los diez casos evaluados, se pudo mostrar los distintos archivos de salida del simulador directamente desde la interfaz.
- De manera general, todo lo relacionado con el manejo del programa WinB4D pudo ser efectuado de forma eficiente desde la plataforma de la interfaz. Desde la creación del archivo de entrada, pasando por la ejecución del simulador, hasta el acceso a los archivos de salida del mismo fueron realizados con resultados satisfactorios para todos los casos evaluados.
- Dos casos fueron analizados para identificar el efecto de las tolerancias a los cambios de presión, saturación y rango de tamaño de paso de tiempo en la solución de WinB4D. En general, para ellos se observó lo siguiente:
 1. El simulador generó soluciones estables cuando las presiones del yacimiento se mantuvieron sobre la de burbujeo. En esta situación los errores de balance de materiales alcanzaron poca magnitud y los resultados de producción y presiones del yacimiento fueron similares para las distintas tolerancias al cambio de saturación y presión evaluadas.
 2. El programa presentó inconvenientes para modelar de manera adecuada la producción del yacimiento luego de la caída de la presión por debajo de la de burbujeo. Los altos errores de balance de materiales para las diferentes tolerancias indicaron que problemas con

la estabilidad se estaban presentando. Los errores permanecieron altos aún para parámetros de control de la precisión de los resultados muy bajos.

3. Tolerancias bajas a los cambios de saturación y presión entre pasos de tiempo sucesivos no garantizan la estabilidad de las soluciones bajo el esquema IMPES utilizado por WinB4D, aunque en cierto grado propician respuestas más precisas y pueden ayudar a obtener soluciones estables en algunos casos con la desventaja de producir mayores tiempos de CPU y tomar mayor cantidad de pasos de tiempo en comparación a tolerancias más flexibles.
4. Pequeñas tolerancias a los cambios de presión y saturación debieron estar acompañadas con tamaños de pasos de tiempo mínimo igualmente bajos para permitir que las soluciones convergieran por debajo de las tolerancias a lo largo de la simulación.
5. Cuando el máximo tamaño de paso de tiempo fue alcanzado de manera sistemática respetando las tolerancias de saturación y presión establecidas, el tope para el tamaño del mismo se incrementó permitiendo al simulador tomar tiempos más grandes.
6. Durante los primeros instantes de la simulación los cambios de presión en las celdas controlaron la duración del paso de tiempo. Una vez que las condiciones de presión se estabilizaron en el reservorio las tolerancias de saturación predominaron.

En conclusión, la creación de la interfaz plantea la posibilidad de utilizar el simulador WinB4D de manera más práctica, no sólo para representar las características ya disponibles en el simulador sino también para permitir la aplicación

del simulador cuando algunos datos de los fluidos y de su interacción con la roca no estén a la mano del usuario del programa. De igual forma, la utilización eficiente de los parámetros de convergencia en el simulador pasa porque se conozca el efecto que estos revierten en la solución del programa. El análisis y las recomendaciones aquí planteadas surgen como un primer paso para contribuir al uso adecuado de estos parámetros que controlan la precisión y estabilidad de WinB4D.

RECOMENDACIONES

- A pesar de que la interfaz fue probada para prácticamente todo el rango de capacidades disponibles en WinB4D, será preciso que la misma sea aplicada de manera sistemática para que se logre identificar los puntos débiles que esta pudiera tener. Es recomendable entonces, realizar múltiples pruebas al programa con distintos conjuntos de datos que contribuyan a mejorar sus características.
- Las correlaciones para generar tanto las propiedades PVT como las permeabilidades relativas incluidas en la interfaz han sido ampliamente aplicadas en la industria petrolera. No obstante, modelos adicionales pudieran ser incorporados al programa para aumentar su rango de aplicación y brindar al usuario del mismo diversas opciones para generar tales comportamientos según los modelos que mejor se ajusten a las características del estudio.
- Debido a los inconvenientes encontrados en el simulador WinB4D para representar, de manera eficiente, la producción de fluidos cuando la presión pasó de estar sobre el punto de burbujeo a estar por debajo del mismo, se recomienda realizar estudios adicionales que permitan evaluar las capacidades del simulador bajo este tipo de condiciones.
- Los parámetros que controlan la precisión de la solución en WinB4D tienen una incidencia importante en las respuestas que del mismo se obtienen. El usuario del programa debería entonces realizar corridas preliminares que contribuyan a establecer el rango apropiado de estos valores para cada caso en particular con miras de propiciar mejores respuestas del simulador.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Abou-Kassem, J. H., L. Mattar y P. M. Dranchuk (1990) **Computer calculations of compressibility of natural gas**, Journal of Canadian Petroleum Technology, September-October: 105-108.
- Al-Shamassi, A. A. (1999) **Bubble Point and Oil Formation Volume Factor Correlations**, Paper SPE 53185, Texas: Society of Petroleum Engineers
- Aziz, Khalid y Lou Durlofsky (2002) **Notes on Reservoir Simulation**, California: Stanford University.
- Beggs H. D. y J. F. Robinson (1975) **Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems**, Paper SPE 5434, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Craft, B. C. y M. F. Hawkins (1991) **Applied Petroleum Reservoir Engineering**, 2nd Edition, Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall.
- Crichlow, Henry (1977) **Modern Reservoir Engineering– A Simulation Approach**, Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall.
- Dake, L. P. (1978) **Fundamentals of Reservoir Engineering**, Amsterdam: Elsevier.
- De Ghetto, Gianbattista, Francesco Paone y Marco Villa (1994) **Reliability Analysis on PVT Correlations**, Paper SPE 28904, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- ECLIPSE, **Reference Manual** (2002) Schlumberger.

ECLIPSE, **Technical Description** (2002) Schlumberger.

Elsharkawy, Adel y Ali Elkamel (2000) **Compressibility Factor for Sour Gas Reservoirs**, Paper SPE 64284, Texas: Society of Petroleum Engineers.

Ertekin, Turgay, Jamal Abbou-Kassem y Gregory King (2001) **Basic Applied Reservoir Simulation**, SPE Textbook Series Volume 7, Texas: Society of Petroleum Engineers.

Fanchi, John, K. J. Harpole y S. W. Bujnowski (1982) **BOAST: A Three-Dimensional, Three-Phase Black Oil Applied Simulation Tool**, 2 Volumes, U.S. Department of Energy, Bartlesville Energy Technology Center, Oklahoma.

Fanchi, John. (2001) **Principles of Applied Reservoir Simulation**, 2nd Edition. United States of America: Gulf Professional Publishing.

Lee, Anthony y Mario González (1966) **The Viscosity of Natural Gases**, Paper SPE 1340, Texas: Society of Petroleum Engineers.

Mattar L., G. Battar y K. Aziz (1975) **Compressibility of Natural Gases**, Journal of Canadian Petroleum Technology, October-November: 77-80

Mattax C. C. y R. L. Dalton (1990) **Reservoir Simulation**, SPE Monograph # 13, Texas: Society of Petroleum Engineers.

McCain, William (1990) **The Properties of Petroleum Fluids**, 2nd Edition, Oklahoma: PennWell Publishing Company.

McMullan, John: **PVT Properties of Oil, Gas and Water – Add in for Microsoft Excel**, www.cgrpttc.lsu.edu/products/pvt/, www.cgrpttc.lsu.edu.

Nicol, Natasha y Ralf Albretch (1999) **Todo sobre Visual Basic 6**, España: Marcombo

Slider, H. C. (1983) **Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods**, Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.

Standing, M. B. (1977) **Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems**, Texas: Society of Petroleum Engineers.

Vasquez, Milton y H. D. Beggs (1980) **Correlations for Fluid Physical Property Predictions**, Paper SPE 6719, Texas: Society of Petroleum Engineers.

APÉNDICE

MANEJO DE LA INTERFAZ PARA WinB4D

Como consecuencia del presente trabajo se ha obtenido un programa destinado al ingreso y manipulación de la información requerida por el archivo de entrada del simulador de yacimientos WinB4D. En el capítulo 3 se describieron, brevemente, algunas de las principales características del programa. Sin embargo, para que este pueda ser utilizado de manera eficiente, es necesario que se describa en detalle el manejo de cada una de las partes que lo componen. La presente sección de la investigación tiene como fin familiarizar al usuario con la interfaz con el fin de capacitarlo para que pueda introducir la información de cualquier modelo que pueda ser simulado con WinB4D. Una a una, las formas para el ingreso de datos y manipulación de los programas son tratadas. La utilización de la interfaz, tal como es indicada, brinda una herramienta efectiva para generar la simulación con WinB4D.

Todas las capacidades del simulador utilizado fueron incorporadas en la interfaz. Además, se incluyeron opciones adicionales para generar las propiedades de los fluidos y los valores de permeabilidades relativas para los casos en que dicha información no esté disponible al momento de generar el modelo de simulación. Cada uno de los archivos creados por la interfaz, mantienen la estructura necesaria para ser corridos con WinB4D, ya que el código de la interfaz ha sido desarrollado considerando los requerimientos del simulador y la forma como las capacidades de éste son representadas en el archivo de datos.

A pesar de que ya la interfaz ha sido validada para un conjunto de datos, que permitieron demostrar las capacidades del programa, algunas mejoras pudieran introducirse a partir de múltiples pruebas con datos reales. Los puntos débiles de la aplicación sólo pueden ser precisados en la medida en que la versión hasta ahora disponible sea utilizada.

Ubicación del programa

El ejecutable de la interfaz está disponible en la carpeta denominada “Interfaz WinB4D”, la cual contiene, no sólo el programa creado, sino también los ejecutables y librerías necesarias para correr las aplicaciones de los programas WinB4D y 3DView. La única manera de utilizar desde la interfaz las aplicaciones del simulador y del programa para visualizar el yacimiento es colocando los programas en la misma carpeta. La carpeta del programa debe ser pues movida de un destino a otro, manteniendo la totalidad de su contenido.

Requerimientos de hardware

La interfaz ocupa alrededor de 1MB (Megabytes) de memoria, mientras que la carpeta con las aplicaciones de WinB4D y 3DView, no llega a los 3MB. El contenido de la carpeta, ha sido probado en computadoras con configuración Windows (95, 98, NT, 2000, XP). El programa puede ser aplicado entonces en casi cualquier computador con requerimientos mínimos de memoria.

Uso de la interfaz

Una vez es ejecutada la aplicación de la interfaz la ventana mostrada en la Figura A.1, se activará en pantalla. Las únicas opciones disponibles son pulsar el botón “Entrar”, con lo que se entrará a la forma principal del programa, o pulsar el botón “Salir” para finalizar la aplicación.

El manejo de la forma principal y el resto de las formas se describe a continuación. El orden en que son presentadas representa la secuencia en que son mostradas en la aplicación.



Figura A.1. Inicio de aplicación de la interfaz

1. Interfaz para WinB4D

Al ingresar al programa para crear el archivo de datos de entrada para WinB4D, la forma principal para el control de la aplicación, es la mostrada en la Figura A.2. En ella, se tiene acceso a cada una de las formas para el ingreso de la información del modelo del yacimiento y además, se dispone de los ejecutables del simulador y el programa 3DView.

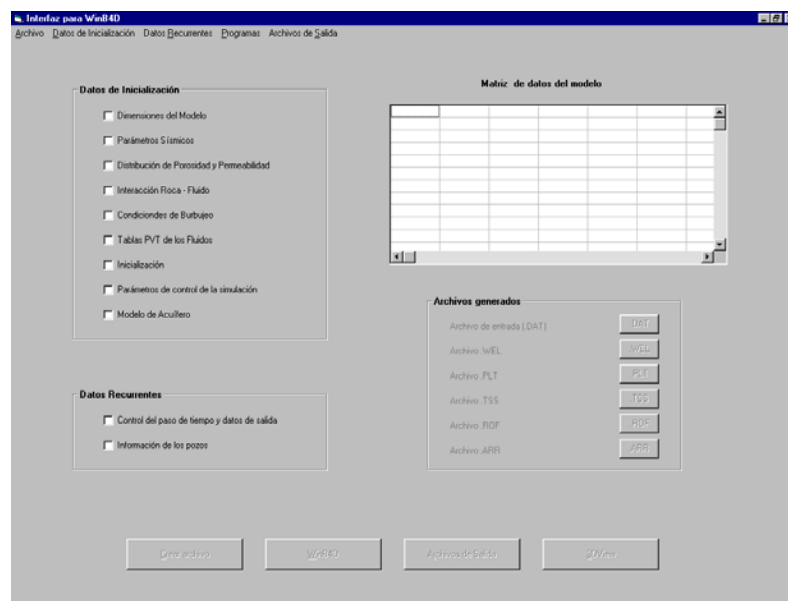


Figura A.2. Forma “Interfaz para WinB4D”

Una vez que la interfaz está en uso, la forma presentada en la figura anterior permanecerá activa durante el tiempo que el programa esté en ejecución. A partir de ella el usuario debe ingresar, forma a forma, la información requerida para llenar el archivo de datos para el simulador. Antes de ingresar los datos es necesario crear el archivo donde se guardará la información suministrada, lo que se realiza a través de la ventana mostrada en la Figura A.3.

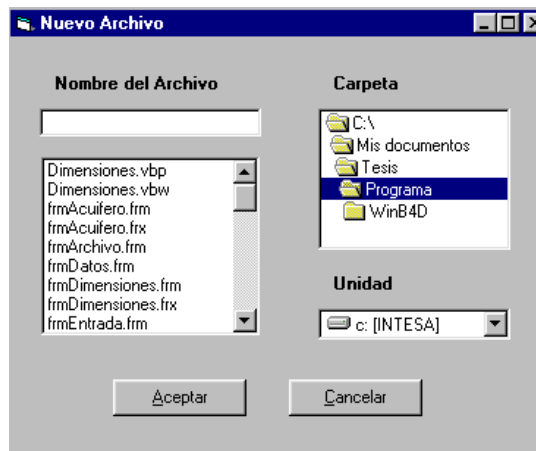


Figura A.3. Creación del archivo de datos de entrada

Esta ventana aparece visible cuando se carga la forma principal, indicando al usuario que debe ingresar el nombre bajo el cual se guardará el archivo de datos de extensión .DAT, el cual como se sabe, corresponde al tipo de archivo que reconoce el simulador. La extensión .DAT del nombre, es automáticamente asignada por el programa. Existe la posibilidad de crear el archivo en cualquiera de las direcciones de los directorios disponibles en la computadora utilizada. Al iniciarse el programa, la dirección mostrada será aquella donde esté ubicada la carpeta que contiene a la interfaz, así que de no ser cambiada, el archivo de datos se generará en la misma carpeta. Cuando se ha establecido la dirección en la que se creará el archivo y se ha definido el nombre del mismo, al pulsar el botón “Aceptar”, ya se dispondrá del archivo en el cual se irán escribiendo uno a uno los datos dados a la interfaz.

El nombre dado al archivo de extensión .DAT creado, será también utilizado como nombre de cada uno de los archivos de salida producidos por el simulador. Esto último sólo se realiza cuando la aplicación del simulador haya corrido sin ningún tipo de inconvenientes.

La forma de la Figura A.2 no requiere el ingreso de datos directamente, su función es, en cambio, brindar al usuario la posibilidad de pasearse por las distintas formas que si están destinadas a recibir la información del modelo de simulación. En tal sentido, la barra de menús (Figura A.4), presente en la forma “Interfaz para WinB4D”, contiene los nombres de cada una de las formas para el ingreso de la información. También contiene una serie de opciones para la utilización del programa. Tales opciones serán tratadas seguidamente.



Figura A.4. Barra de menús disponibles en la forma principal

1.1. Menú “Archivo”: un total de tres procedimientos pueden ser realizados al hacer click sobre este menú. Los procedimientos disponibles pueden apreciarse en la Figura A.5, e incluyen los menús “Nuevo”, “Guardar” y “Salir”.



Figura A.5. Menú “Archivo”

1.1.1. Menú “Nuevo”: permite crear un nuevo archivo de datos tal como se describió arriba. Al hacer click sobre el menú se mostrará la ventana vista en la Figura A.3. Entonces una dirección y un nombre debe ser definido para que el archivo sea generado.

1.1.2. Menú “Guardar”: el archivo creado, evidentemente, estará vacío cuando no se haya introducido ningún dato a la interfaz, sin embargo, una vez que el usuario inicie el proceso de ingreso de datos, al hacer click sobre el menú “Guardar”, escribirá en dicho archivo toda la información que haya sido introducida hasta el momento. Es importante, realizar esto, periódicamente, ya que si el archivo no es completado con toda la información requerida, el usuario tiene la posibilidad de completar los datos directamente en el archivo .DAT.

1.1.3. Menú “Salir”: en caso de que se desee finalizar la aplicación de la interfaz, el usuario puede aplicar el procedimiento contenido en el menú “Salir”. Hacer click sobre este menú no significa el cierre directo del programa, ya que un mensaje se mostrará preguntando si, realmente, se desea salir del programa. Las opciones “Sí” y “No” están disponibles al usuario. La selección “Sí” terminará con la aplicación.

1.2. Menú “Datos de Inicialización”: todas y cada una de las formas para el ingreso de los datos de inicialización del modelo de simulación están disponibles en este menú (Figura A.6). Las opciones que se muestran una vez que éste es seleccionado llevan como nombre cada uno de los conjuntos de datos que han sido agrupados en formas. Es así como se muestran los menús: dimensiones del modelo, parámetros sísmicos, inicialización y demás. Cada uno de los menús, dirigen el programa a la forma que corresponde al nombre seleccionado.

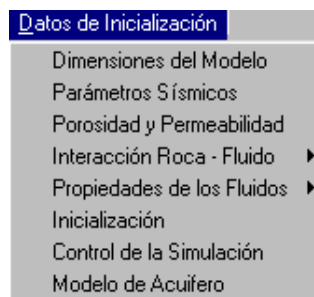


Figura A.6. Menú “Datos de Inicialización”

Inicialmente, la única opción a la cual el usuario tiene acceso es al menú para ir a la forma “Dimensiones del Modelo”. La principal causa de esto radica en que los datos deben ser ingresados en el mismo orden en que son escritos en el archivo de datos, y, precisamente, las dimensiones del modelo son los primeros datos requeridos. El resto de los menús disponibles se van activando una vez que los datos de la forma anterior han sido correctamente introducidos. Así, por ejemplo, cuando la información de las dimensiones del modelo ha sido ingresada, el menú “Parámetros Sísmicos” se activa brindando la posibilidad de dirigirse a la forma de igual nombre e introducir los datos correspondientes.

Cuando la totalidad de los datos de inicialización han sido introducidos a la interfaz todos los menús de las formas estarán disponibles (excluyendo los datos recurrentes). En ese punto el usuario tiene la posibilidad de activar en pantalla la forma que desee. No obstante, se debe ser muy cauteloso a la hora de hacer modificaciones a la información que ya se ha dado a la interfaz, y de requerirse algún cambio debe realizarse teniendo siempre en consideración que los datos en las formas que siguen a la de la que está siendo modificada deben ser nuevamente ingresados con el uso de los botones “Aceptar”. Si bien es cierto que los datos antes introducidos al programa son mantenidos y mostrados en las formas, cuando una modificación en alguna forma previa es realizada todos los datos que a partir de ella constituían el archivo de datos son borrados de la memoria, el usuario debe cargar de nuevo y estos serán reubicados en el archivo, reconociendo la nueva posición que deben ocupar como consecuencia de las modificaciones realizadas.

La situación anterior puede ilustrarse mediante el siguiente caso. Supóngase que ya el archivo incorpora datos del modelo de acuífero, lo que quiere decir que el resto de los datos de inicialización ya fueron dados. En la forma principal del programa el usuario tiene acceso a todas las formas que ya han sido utilizadas correctamente, así que decide modificar el ingreso del tamaño de las celdas en alguna de las direcciones. Cuando el usuario se dirige a la pantalla y define un tamaño de

celda diferente al establecido antes posiblemente se esté alterando la estructura del archivo de datos. Ante tal situación, cuando se pulsa “Aceptar”, todos los datos generados a partir de la forma “Parámetros Sísmicos” son descargados del sistema haciendo necesario que el usuario los cargue de nuevo. El proceso de carga de datos, cuando estos ya están en pantalla, no es más que pulsar el botón “Aceptar” sistemáticamente en cada una de las formas que contienen la información de inicialización.

En ocasiones, los cambios realizados en las formas previas pueden alterar directamente el modo de ingreso de la información a las formas que la preceden. Así, por ejemplo, si se modifica el número de celdas a utilizar los datos cuyo ingreso es afectado por el número de celdas deben ser reacomodados. El usuario debe considerar las consecuencias de alterar algún dato para tomar las medidas que correspondan.

1.3. Menú “Datos Recurrentes”: su función es la misma del menú anterior, sólo que contiene dos opciones, para dirigirse a las formas que definen los datos de salida y pasos de tiempo, junto con la información del pozo (Figura A.7). Como la información recurrente no es dada al programa hasta que toda la información de inicialización es ingresada, los menús estarán inactivos hasta que se cumpla tal condición. Una vez que los datos del modelo de acuífero son dados, el menú “Pasos de Tiempo” se activa, y luego que los datos correspondientes a la forma de igual nombre han sido cargados en la memoria, el menú “Información de los Pozos” es finalmente activado.

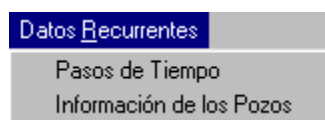


Figura A.7. Menú “Datos Recurrentes”

1.4. Menú “Programas”: los ejecutables de WinB4D y 3DView pueden ser aplicados desde la interfaz (Figura A.8). Para el caso del simulador es estrictamente necesario

que el archivo de datos de entrada haya sido creado y guardado en su totalidad, de manera que no se vayan a producir errores por carga de información. Si la información dada a la interfaz permite generar el archivo de datos de entrada tal cual lo requiere y reconoce WinB4D, ningún inconveniente se presentará al correr la aplicación. En caso contrario, un mensaje de error en la lectura de datos se mostrará en la pantalla del simulador. El menú para correr el simulador no estará activo hasta que todos los datos hayan sido cargados al archivo mediante el botón “Crear Archivo”.

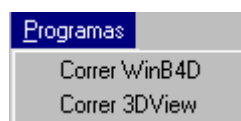


Figura A.8. Menú “Programas”

Cuando WinB4D ha sido aplicado exitosamente desde la interfaz se generan una serie de archivos de salida del simulador. Tales archivos son renombrados con el mismo nombre del archivo de entrada y estarán disponibles en la misma dirección dada al archivo .DAT. 3DView, por su parte, es aplicable sólo cuando los archivos de resultados han sido producidos por el simulador. Es así que, a partir del archivo de extensión .ARR, se podrá mostrar la arquitectura del yacimiento y la distribución de algunas de sus propiedades, con el uso del programa. El menú “3DView” estará disponible luego de corrido el simulador.

1.5. Menú “Archivos de Salida”: ya se ha dicho que WinB4D genera cinco tipos de archivos de salida en los cuales se muestran los resultados de la simulación. Se generan archivos con extensiones .WEL, .PLT, .ARR, .TSS y .PLT. Las opciones del menú “Archivos de Salida” permite abrir cada uno de los archivos creados por el simulador. La dirección de tales archivos será la misma del archivo de entrada de extensión .DAT.



Figura A.9. Menú “Archivos de Salida”

1.6. Botones disponibles en la forma: algunas de las opciones disponibles en la barra de menús, están también disponibles en la pantalla de la forma principal de la interfaz. Un total de cuatro botones permiten ejecutar procedimientos dentro del programa. En tal sentido, seguidamente se describe la función de cada uno de ellos.

1.6.1. Botón “Crear Archivo”: escribe la totalidad de la información contenida en la memoria del programa en el archivo de datos de entrada del simulador. El botón permanece inactivo hasta que todos los datos de los pozos han sido dados. Su función es similar a la del menú “Guardar”, con la diferencia de que el botón sólo está disponible al finalizar el ingreso de los datos.

1.6.2. Botón “Correr WinB4D”: tal como su nombre lo indica, permite ejecutar la aplicación del simulador una vez que el archivo de datos ha sido terminado con el procedimiento del botón anterior.

1.6.3. Botón “Correr 3DView”: muestra al programa 3DView con el archivo de datos de extensión .ARR en la lista de archivos disponibles para ser utilizados por la aplicación. Este botón sólo es activado luego de haberse ejecutado la corrida del simulador.

1.6.4. Botón “Archivos de salida”: si bien WinB4D genera por sí solo los archivos de salida antes descritos (.WEL, .PLT, .ARR, .TSS y .PLT), estos son generados con el nombre “WTEMP” y tienen la misma ubicación de la carpeta que contiene al simulador. El botón “Archivos de Salida” permite

copiar tales archivos y dirigirlos a la dirección donde se encuentra el archivo de entrada creado por el usuario. El mismo nombre de este archivo es utilizado para cada uno de los archivos de salida, aunque estos últimos adquieren la extensión correspondiente al tipo de archivo de origen.

1.7. Recuadro “Datos de Inicialización”: el usuario puede ver el estado de los datos ingresados hasta el momento mediante la Figura A.10. Los principales grupos de datos a ser dados al programa, son mostrados. Las casillas de cada uno de los grupos son automáticamente verificadas cuando los datos de la forma correspondiente han sido cargados a la memoria de manera correcta. Por ejemplo, luego de introducirse las dimensiones del modelo el check de mismo nombre será activado. Si por el contrario, los datos son introducidos de forma incorrecta o incompleta, la casilla no será verificada. Al estar todas las casillas verificadas todos los datos de inicialización están contenidos en la memoria del programa.

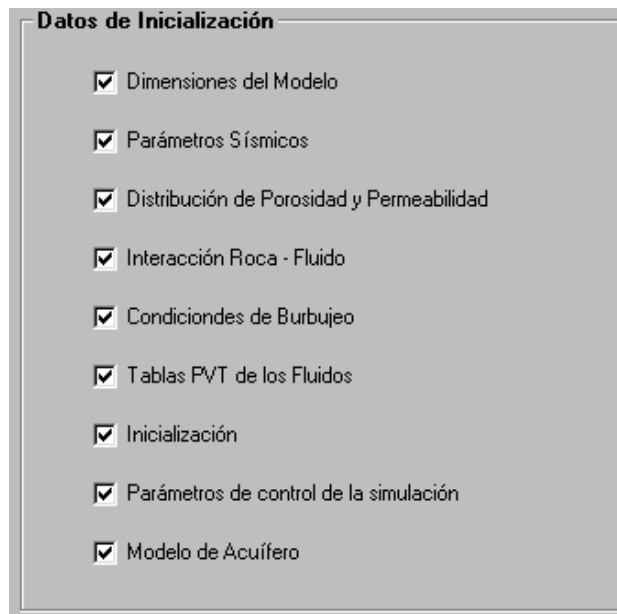


Figura A.10. Recuadro “Datos de Inicialización”

1.8. Recuadro “Datos Recurrentes”: la función de este recuadro es similar al caso anterior, y está referida al ingreso adecuado de los datos de pasos de tiempo control

de salida de datos junto con la información de los pozos. La última casilla que se debe verificar en la forma corresponde a la información de los pozos. Luego, se puede correr el simulador.

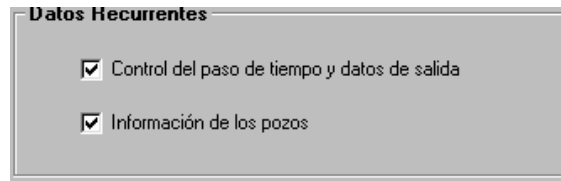


Figura A.11. Recuadro "Datos Recurrentes"

1.9. Recuadro "Archivos generados": es posible acceder a cada uno de los archivos relacionados con WinB4D mediante los botones disponibles en la Figura A.12. Al archivo de entrada (.DAT) se tiene acceso una vez que ha sido creado al inicio del programa. No obstante, los archivos de salida sólo pueden ser mostrados cuando hayan sido generados mediante la aplicación del simulador.

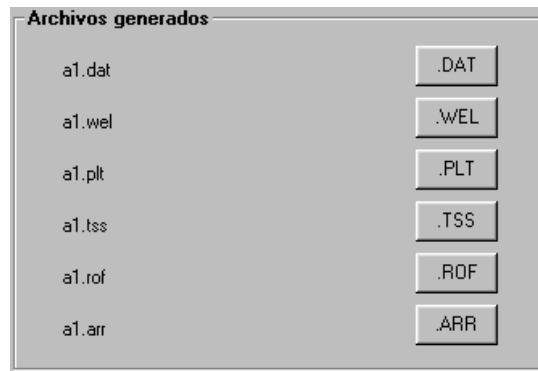


Figura A.12. Recuadros "Archivos generados"

El botón ubicado a la derecha del nombre de los archivos generados permite acceder al archivo correspondiente. El texto visto en cada uno de los botones se refiere a la extensión de los archivos.

1.10 Matriz de datos del modelo: en la forma principal una matriz está visible para el caso de que el usuario de la interfaz desee ir observando la estructura del archivo de

datos. Los datos estarán contenidos en cada uno de los campos de la matriz en la misma posición en que serán escritos en el archivo de entrada. La principal ventaja de esta opción radica en la posibilidad que tiene el usuario de irse familiarizando con cada uno de los valores que son ingresados en cualquiera de las formas de la interfaz y la manera como estos son tratados dentro del archivo de datos de WinB4D.

The screenshot shows a window titled "Matriz de datos del modelo" containing a table with the following data:

| Matriz de datos del modelo | | | | | | |
|----------------------------|----|----|----|---|----|--|
| a1.dat | | | | | | |
| Dimensiones | | | | | | |
| 21 | 21 | 21 | 3 | 3 | 30 | |
| Tamaños de | | | | | | |
| -1 | -1 | -1 | -1 | | | |
| 21 | | | | | | |
| 21 | | | | | | |
| 21 | | | | | | |
| 21 | | | | | | |
| Modificador | | | | | | |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | |
| Profundidad | | | | | | |

Figura A.13. Matriz de datos del modelo

La mayoría de las funciones disponibles en la forma principal de la interfaz para WinB4D son aplicables en la medida en que se han introducido algunos o la totalidad de los datos en las formas. No obstante, el ingreso de la información a cada una de las formas, presenta particularidades entre sí. A continuación, se describe el funcionamiento de cada una de las formas.

2. Dimensiones del Modelo

Los primeros datos ha introducir para realizar la simulación están referidos a la definición de la arquitectura del yacimiento. Esto incluye el número de celdas que componen el modelo junto con tamaños y profundidades de las mismas. Diversas

opciones están disponibles dentro de la interfaz para el ingreso de éstos datos. Tales opciones son consistentes con la estructura del archivo de entrada al simulador WinB4D y las especificaciones que este requiere. La forma que contiene los datos de las dimensiones del modelo puede apreciarse en la Figura A.14.

Se puede apreciar en la figura que tres botones están ubicados en la parte inferior de la forma. Estos botones están presentes en cada una de las formas para el ingreso de datos por lo que su función general es tratada antes de describir las características de cada una de las formas.

Figura A.14. Forma “Dimensiones del Modelo”

Botón “Aceptar”: mediante su aplicación los datos ingresados, son cargados en la memoria del programa. Es estrictamente necesario, que este botón sea pulsado en

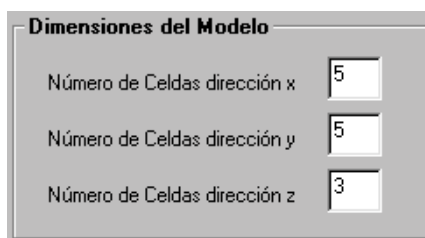
cada una de las formas cuando ya se han introducido los datos y cuando se realiza alguna modificación a los datos ingresados originalmente.

Botón “Siguiente”: permite avanzar de manera automática a la forma de ingreso de datos, inmediatamente siguiente. Sólo estará activo una vez que la información de la forma en uso haya sido cargada a la memoria mediante el botón “Aceptar”. Es recomendable que este botón sea utilizado para garantizar que los datos sean ingresados en el orden que corresponde a la estructura del archivo .DAT.

Botón “Borrar”: como su nombre lo indica, elimina los datos de la forma que hayan sido ingresados hasta el momento. De ser utilizado el usuario deberá introducir nuevamente los datos y pulsar el botón “Aceptar” para poder dirigirse a la forma siguiente.

Seguidamente, se describen de manera específica, el modo de ingreso de las dimensiones del modelo en la interfaz:

2.1. Número de celdas: el punto de partida del archivo de datos de WinB4D está constituido por la definición del número de celdas en las direcciones x, y, z. Luego, se pueden ingresar el tamaño y la profundidad de las celdas. Un máximo de mil (1000) celdas pueden ser introducidas al simulador. Cuando esta condición no es satisfecha un mensaje se mostrará indicando que debe ingresarse de manera correcta el número de celdas en la dirección respectiva.



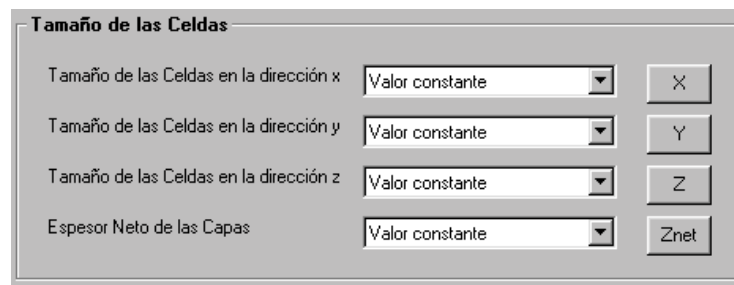
The image shows a dialog box titled "Dimensiones del Modelo". It contains three rows of text labels followed by input fields. The first row is "Número de Celdas dirección x" with a field containing the number 5. The second row is "Número de Celdas dirección y" with a field containing the number 5. The third row is "Número de Celdas dirección z" with a field containing the number 3.

| Dimensiones del Modelo | |
|------------------------------|---|
| Número de Celdas dirección x | 5 |
| Número de Celdas dirección y | 5 |
| Número de Celdas dirección z | 3 |

Figura A.15. Ingreso del número de celdas

2.2. Tamaño de las celdas: una vez que, el número de celdas ha sido establecido, el siguiente paso para generar la estructura del yacimiento, es definir el tamaño de cada una de las celdas en las direcciones x, y, z, junto con su espesor neto. Estos tamaños vienen dados en pies y evidentemente, deben valores positivos.

Para el ingreso de los tamaños de las celdas, existe un total de cuatro listas desplegables e igual número de botones a la derecha de las listas, con los textos “X”, “Y”, “Z” y “Znet”, los cuales se refieren al tamaño de las celdas en x, y, z y espesores netos, respectivamente. En cada una de éstas listas desplegables se encuentran tres opciones para el ingreso de los datos las cuales son explicadas en detalle más adelante.



| Tamaño de las Celdas | |
|--|------------------------|
| Tamaño de las Celdas en la dirección x | Valor constante [X] |
| Tamaño de las Celdas en la dirección y | Valor constante [Y] |
| Tamaño de las Celdas en la dirección z | Valor constante [Z] |
| Espesor Neto de las Capas | Valor constante [Znet] |

Figura A.16. Ingreso de tamaño de las celdas y espesor neto

La manera de introducir los tamaños de las celdas es seleccionar alguna de las opciones disponibles para el ingreso de los datos en la lista desplegable correspondiente al tamaño de las celdas en x, y, z o espesor neto, según sea el caso, y luego, pulsar el botón ubicado al lado derecho de la lista desplegable respectiva. Al hacer esto se activará una matriz para el ingreso de los valores. La matriz tendrá un número de campos según sea la opción seleccionada en la lista desplegable y el número de celdas en las direcciones x, y, z, introducidas antes. Es importante que todos los campos de la matriz sean llenados de manera correcta ya que, cuando algún campo queda sin llenarse o tiene un ingreso incorrecto, un mensaje se mostrará

indicando que deben introducirse los valores del tamaño de las celdas correspondientes.

| Ingrese tamaño de Celdas x | | | | | | <input type="text" value="314"/> | (pies) |
|----------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|----------------------------------|--------|
| | I1 | I2 | I3 | I4 | I5 | | |
| J1 | 200 | 246 | 258 | 297 | 314 | | |
| J2 | 200 | 246 | 258 | 297 | 314 | | |
| J3 | 200 | 246 | 258 | 297 | 314 | | |
| J4 | 200 | 246 | 258 | 297 | 314 | | |
| J5 | 200 | 246 | 258 | 297 | 314 | | |

Figura A.17. Matriz para ingreso del tamaño de las celdas y espesores

En la Figura A.17, se muestra la matriz para ingreso de tamaños de celdas en la dirección x, para un modelo compuesto por 5 celdas en la dirección x, y 5 celdas en la dirección y.

2.2.1. Tamaño de las celdas en la dirección x: para ingresar el tamaño de las celdas en la dirección x, es necesario seleccionar una de las tres opciones disponibles en la lista desplegable ubicada al lado derecho del texto “Tamaño de las Celdas en la dirección x”, además de pulsar el botón “X”, el cual se encuentra al lado derecho de la lista desplegable. Las alternativas disponibles en la lista desplegable para el ingreso de los tamaños de las celdas en x son:

- a) Valor constante: bajo esta selección un solo valor de tamaño de celdas en la dirección x debe ser dado, de modo que todas las celdas del modelo tendrán el mismo tamaño de celda en la dirección x. Ésta es la opción más simple de todas y es la que aparece por defecto al iniciarse el programa.

b). Valores para celdas I ($J=1$, $K=1$): en este esquema es necesario ingresar el tamaño de las celdas en la dirección x de la primera fila en la primera capa del modelo. Estos mismos valores en la dirección x serán asignados al resto de las filas y capas en el mallado.

c) Valores para celdas I ($K=1$): la tercera opción disponible para el ingreso del tamaño de las celdas en la dirección x es dar un valor para cada celda en la primera capa, luego estos mismos valores son asignados a las demás celdas en el resto de las capas. Este es el caso presentado en la Figura A.17.

2.2.2. Tamaño de las celdas en la dirección y: al igual que ocurre con los tamaños de las celdas en la dirección x, para la dirección y, es necesario seleccionar una de las tres opciones disponibles en la lista desplegable ubicada al lado derecho del texto “Tamaño de las Celdas en la dirección y”, y pulsar el botón “Y”, el cual está ubicado al lado derecho de la lista desplegable. Tres alternativas están disponibles en la lista desplegable para el ingreso de los tamaños de las celdas en y:

a) Valor constante: un solo valor de tamaño de celdas en la dirección y, debe ser introducido, por lo que todas las celdas del modelo tendrán el mismo tamaño de celda en la dirección y. Al iniciarse el programa esta opción estará activa por defecto.

b) Valores para celdas J ($I=1$, $K=1$): cuando esta opción es seleccionada, se requiere ingresar el tamaño de las celdas en la dirección y, de la primera columna en la primera capa del modelo. Igualmente, estos valores serán asignados al resto de las columnas y capas en el mallado.

c). Valores para celdas J (K=1): esta representación es equivalente a la tercera opción disponible para el ingreso del tamaño de las celdas en la dirección x, y consiste en dar un valor de tamaño de celda en la dirección y, para cada celda en la primera capa, luego, estos mismos valores son asignados a las demás celdas en el resto de las capas.

2.2.3. Tamaño de las celdas en la dirección z (Espesor Bruto): para el caso de la dirección z, igualmente, tres opciones para el ingreso de los tamaños de las celdas están disponibles en la lista desplegable. Al ser seleccionada alguna de tales opciones y pulsar el botón “Z” es posible introducir los valores de espesor bruto. Las opciones disponibles son:

a) Valor constante: un valor único de tamaño de celdas en la dirección z debe ser introducido, por lo que todas las celdas del modelo tendrán el mismo espesor bruto. Al iniciarse el programa esta opción estará activa por defecto.

b) Valores para cada capa K: en este caso, un valor de tamaño de celda en z, debe ser dado para cada capa del modelo, es decir, si se cuenta con tres capas deben introducirse tres valores de tamaños de celdas en z y consecuentemente se tendrán tres espesores brutos en todo el modelo.

c) Valores para cada celda (IxJxK): al estar activa esta opción, un valor de espesor bruto debe ser dado para cada celda en el modelo. Por ejemplo, un modelo con 5 celdas en la dirección x, 5 celdas en la dirección y, y 4 celdas en la dirección z, requerirá de una matriz con 100 campos (5x5x4) para ingresar los espesores brutos de cada celda. Los primeros espesores a introducir serán los correspondientes a la primera capa, luego de ser suministrados estos para todas las celdas en

la capa, se procede a la segunda capa y así sucesivamente, hasta cumplir con todas las celdas del modelo.

2.2.4. Tamaño de las celdas en la dirección z (Espesor Neto): además de los tamaños en la dirección z o espesores brutos de las celdas, se requiere introducir los espesores netos de las celdas. El modo de introducir éstos datos es exactamente igual al ingreso de los espesores brutos. Tres opciones están disponibles en la lista desplegable para espesores netos. Al seleccionarse alguna de éstas y pulsar el botón “Znet” se activa la matriz para el ingreso de los valores.

a) Valor constante: un único ingreso de espesor de celdas debe ser dado a la interfaz, por lo que todas las celdas del modelo tendrán el mismo espesor neto. La opción valor constante es la que aparece activa al iniciarse el programa.

b) Valores para cada capa K: en este caso, para cada capa del modelo se debe ingresar un valor de espesor neto, de modo que, tal cual ocurre con los espesores brutos, si se cuenta con tres capas deben introducirse tres espesores netos al modelo.

c) Valores para cada celda (IxJxK): un valor de espesor neto debe ser dado a cada celda del modelo. Los ingresos tienen el mismo orden descrito en la opción de valores para cada celda (IxJxK) para tamaños de celdas en z.

2.3. Modificaciones al tamaño de las celdas: estando ya establecido el tamaño de las celdas en cada una de las direcciones existe la posibilidad de realizar modificaciones a estos valores en determinados sectores del modelo estructural del yacimiento. Con

esto, se pueden establecer regiones con distintos tamaños de celdas como alternativa al ingreso de los tamaños celda a celda.

Al ejecutarse el programa la opción de modificaciones a los tamaños de las celdas estará inactiva. Por lo tanto, no es obligatorio ingresar modificación alguna. En caso de que el usuario desee contar con modificaciones a los tamaños de las celdas debe activar la opción con el check ubicado al lado derecho del texto “Modificaciones al tamaño de las Celdas”, tal como se aprecia en la Figura A.18. Si, por el contrario, no se requieren suministrar modificaciones a los tamaños de las celdas, el check puede ser desactivado y, con ello, las modificaciones realizadas quedarán inactivas.

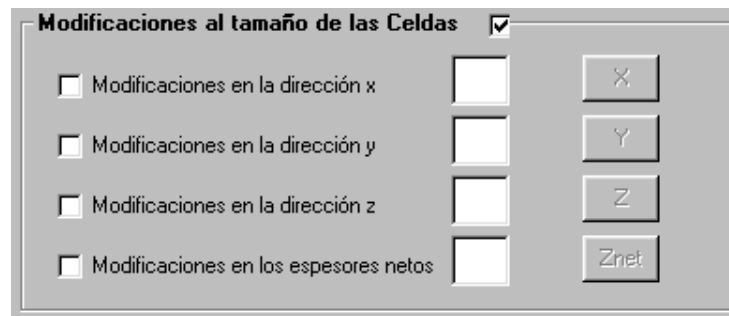


Figura A.18. Modificaciones a los tamaños de las celdas

Estando activo el cuadro para modificaciones a los tamaños de las celdas es posible realizar cambios en las direcciones x, y, espesores brutos y netos. El procedimiento para ingresar los cambios consiste en activar el check ubicado al lado izquierdo del texto respectivo y luego ingresar un valor numérico para el número de modificaciones, con lo cual se activa el botón “X”, “Y”, “Z” o “Znet” según sea el caso. No es necesario ingresar modificaciones en todas las direcciones, sólo en aquellas que se deseen. La Figura A.19 muestra lo que sería el ingreso del número de modificaciones en los espesores netos de las celdas.

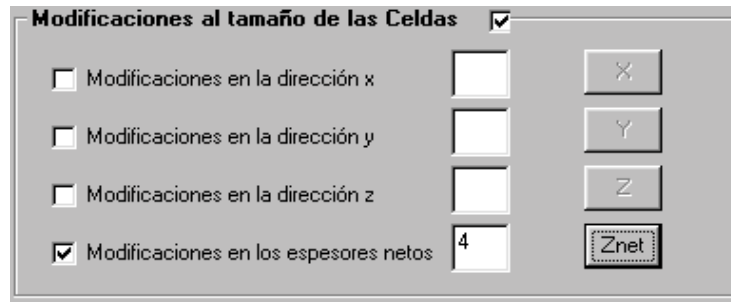


Figura A.19. Ingreso de número de modificaciones en los espesores netos

Cuando se activa el botón ubicado al lado derecho del número de modificaciones (Znet en la Figura A.19) ya pueden ser introducidos los cambios. El procedimiento es pulsar el botón activo con lo cual se muestra una matriz con siete columnas y un número de filas según sea el número de modificaciones introducido. Como ya se mencionó, las modificaciones son dadas por regiones de celdas, de modo que es necesario indicar cuáles son las celdas que componen la región a cambiar. En tal sentido, la primera columna de la matriz (I1) está referida a la celda en la dirección x, en la cual comienza la región, mientras que la segunda columna (I2) se refiere a la celda en x, en la cual culmina la región a modificar. De manera análoga, la columna tres (J1) de la matriz se refiere a la celda donde comienza la región en la dirección y, y la columna cuatro (J2), sería la celda en y, donde culmina la región. Las columnas cinco (K1) y seis (K2) tienen la misma función, pero en la dirección z. El último ingreso a la matriz, correspondiente a la séptima columna, se refiere al nuevo valor de tamaño de celda en pies y depende, lógicamente, de la dirección de la modificación que se está realizando. Por ejemplo, para modificaciones a los espesores de las celdas se mostrará la matriz, tal como se describió arriba y la séptima columna indicará el nuevo valor de espesor neto. La Figura A.20 ilustra la situación planteada.

Es importante que en la región a modificar las celdas de inicio y culminación de la región sean consistentes con el número de celdas definidas en el modelo. Por ejemplo, la celda donde culmina la región en la dirección x no puede ser mayor que el número de celdas definido en esa dirección.

| Ingrese Modificaciones a Espesores | | | | | | |
|------------------------------------|----|----|----|----|----|---------|
| I1 | I2 | J1 | J2 | K1 | K2 | Espesor |
| 1 | 3 | 2 | 5 | 1 | 2 | 120 |
| 1 | 3 | 2 | 5 | 3 | 4 | 78 |

Figura A.20. Matriz para ingreso de modificaciones a los espesores netos

2.3.1. Modificaciones al tamaño de las celdas en la dirección x: en este caso, la séptima columna de la matriz se referirá al nuevo tamaño de la celda en la dirección x para la región definida.

2.3.2. Modificaciones al tamaño de las celdas en la dirección y: la columna siete de la matriz consta del nuevo tamaño de la celda en la dirección y en la región definida.

2.3.3. Modificaciones al tamaño de las celdas en la dirección z (Espesor Bruto): la séptima columna de la matriz corresponde al nuevo espesor bruto de las celdas que componen la región.

2.3.4. Modificaciones al Espesor Neto de las celdas: como se muestra en la Figura A.7, la columna final de la matriz corresponde al nuevo espesor neto de las celdas en la región a modificar.

2.4 Profundidades de las Celdas: el último paso para definir la arquitectura del yacimiento consiste en dar la profundidad (pies) del tope de las celdas que componen el modelo. Estas profundidades están dadas en referencia al datum establecido por el usuario. Profundidades por debajo del datum serán positivas, mientras que por encima del datum tendrán valores negativos. La Figura A.21, muestra las cuatro

opciones que se muestran en la interfaz para el ingreso de las profundidades. Cuando se selecciona alguna de las opciones se debe pulsar el botón “Profundidad” y se muestra la matriz para el ingreso de los valores.

Figura A.21. Opciones para establecer profundidades de las celdas

En la Figura A.22, se presenta lo que sería la matriz de profundidades para cada celda en la capa K=1 (1era capa) en un modelo de 5 celdas en la dirección x y 5 celdas en la dirección y.

Ingrese Profundidad de la Celda (pies)

| | I1 | I2 | I3 | I4 | I5 |
|----|------|------|------|------|------|
| J1 | 8320 | 8168 | 8150 | 8100 | 8100 |
| J2 | 8320 | 8168 | 8150 | 8100 | 8100 |
| J3 | 8320 | 8168 | 8150 | 8100 | 8100 |
| J4 | 8320 | 8168 | 8150 | 8100 | 8100 |
| J5 | 8320 | 8168 | 8150 | 8100 | 8100 |

Figura A.22. Matriz para ingreso de profundidades de las celdas

2.4.1. Profundidad de la 1era capa (K=1, capas contiguas): esta es la opción que aparece activa por defecto. Es la más simple y sólo requiere del ingreso de un valor de profundidad para la primera capa del modelo. Se asume entonces que toda la primera capa tiene la misma profundidad (Plano Horizontal) y el resto de las capas del modelo son contiguas.

2.4.2. Profundidad para cada celda en la capa $K=1$: está es la opción mostrada en la Figura A.22. En ella se deben ingresar las profundidades de las celdas de la primera capa del modelo. El resto de las capas son contiguas.

2.4.3. Profundidad para cada capa: un valor individual de profundidad debe ser dado para cada capa del modelo, por lo que todas las capas serán horizontales.

2.4.4. Profundidad para cada celda en cada capa: cuando esta opción es seleccionada se mostrará una matriz con un número de campos igual al número de celdas que conforman todo el modelo, es decir, profundidades para cada celda deben ser suministradas a la interfaz. Inicialmente, los valores son ingresados para las celdas ubicadas en la primera capa, luego que todos los campos están llenos se introducen las profundidades de la segunda capa y así sucesivamente, hasta llenar todos los campos de la matriz.

3. Parámetros Sísmicos

WinB4D incorpora cálculos en atributos sísmicos, para lo cual requiere una serie de datos, tales como: módulo de grano, módulo de la roca, módulo de corte y densidad del grano que compone la roca del yacimiento. Estos datos son introducidos en la interfaz, a través de la forma “Parámetros Sísmicos”, la cual puede apreciarse en la Figura A.23.

Figura A.23. Forma “Parámetros Sísmicos”

Particularmente, en esta forma el usuario puede pasar por alto el ingreso de los datos que requiere WinB4D, ya que la interfaz, automáticamente, asigna valores por defecto a estos atributos. Los valores asignados son tomados de Fanchi (2001) y se muestran en la Tabla A.1.

Tabla A.1. Valores asignados por defecto para parámetros sísmicos

| Parámetro | Valor asignado |
|---|-------------------------|
| Módulo de la Roca (Evacuada la roca porosa) | 3E6 lpca |
| Módulo del Grano (Material sólido de la matriz) | 3E6 lpca |
| Módulo de Corte (Evacuada la roca porosa) | 3E6 lpca |
| Densidad del Grano (Material sólido de la matriz) | 168 lb/pie ³ |

Al mostrarse la forma, las opciones para ingreso de la densidad del grano y los diferentes módulos de la roca estarán inactivas. Sólo en caso de que el usuario desee

ingresar los valores puede activar la forma verificando el check para ingreso de densidad y módulo de roca, como se aprecia en la Figura A.24. En caso contrario, los valores asignados serán los mostrados en la Tabla A.1.

Figura A.24. Ingreso de densidad y módulos de roca

Tres opciones están disponibles en la lista desplegable para cada uno de los atributos sísmicos. Por defecto, los que se muestran al inicio del programa son los de valores constantes para todas las celdas del modelo. Cuando se selecciona alguna de las opciones de las listas se debe pulsar el botón ubicado al lado derecho de la lista respectiva para mostrar la matriz donde se ingresarán los datos. La matriz que se mostrará será similar a la presentada en la Figura A.25.

| | I1 | I2 | I3 | I4 | I5 | I6 |
|-----|----|----|----|----|----|----|
| J1 | | | | | | |
| J2 | | | | | | |
| J3 | | | | | | |
| J4 | | | | | | |
| J5 | | | | | | |
| J6 | | | | | | |
| J7 | | | | | | |
| J8 | | | | | | |
| J9 | | | | | | |
| J10 | | | | | | |

Figura A.25. Matriz para ingreso de parámetros sísmicos

En lo sucesivo, la notación KKB, KKG y KMU, es utilizada para los módulos de roca, grano y corte respectivamente, mientras que para la densidad del grano se aplica KRHO.

3.1. Módulos de roca, grano y corte: estos módulos tienen como unidad $lpca$ y al ser ingresados en la matriz, automáticamente, viene asociado a la expresión $\times 10^6$, es decir, suponiendo que se da un valor de 3 en la matriz, realmente, se está ingresando el valor 3×10^6 $lpca$. Ya se mencionó antes, que tres opciones están disponibles para el ingreso de los parámetros sísmicos, a continuación se tratan cada una de ellas:

3.1.1. Valor constante: un solo valor de módulo KKB, KKG o KMU es requerido por la interfaz. Este valor será aplicado a todas las celdas del modelo.

3.1.2. Valor para cada capa: el módulo KKB, KKG o KMU debe ser ingresado a cada capa del modelo, de manera que si se cuenta con tres capas cada una de ellas debe recibir un valor de KKB, KKG o KMU.

3.1.3. Valor para cada celda en cada capa: tal como ocurrió con los tamaños y profundidades de las celdas, bajo esta opción, el usuario debe suministrar a la interfaz el módulo KKB, KKG o KMU de cada celda del modelo.

3.2. Densidad del grano (KRHO): por su parte, la densidad del grano viene dada en lb/pe^3 . El valor que se ingrese a la matriz, será tal cual el valor de la densidad del grano, ya que ésta no tiene expresión alguna asociada. Las opciones disponibles en la lista desplegable son las mismas que existen para los módulos de roca, así que el modo de ingreso de los valores es exactamente igual.

3.3 Modificaciones a la densidad de grano y módulos: regiones con diferentes atributos sísmicos pueden ser definidas en la interfaz. Inicialmente, esta opción está inactiva. El usuario puede activarla verificando el check respectivo, tal como se muestra en la Figura A.26. Si el check es desactivado, las modificaciones realizadas son anuladas y no son consideradas por la interfaz.

Modificaciones a la Densidad de grano y Módulos

Modificaciones a Módulo de Roca

Modificaciones a Módulo de Grano

Modificaciones a Módulo de Corte

Modificaciones a Densidad de Grano

Figura A.26. Modificaciones a la Densidad de grano y Módulos

El procedimiento para ingresar modificaciones en los parámetros sísmicos en la interfaz, es análogo al procedimiento para modificaciones en los tamaños de las celdas. Se verifica el check ubicado al lado izquierdo del parámetro a modificar, se introduce el número de modificaciones (valor entero positivo) y se pulsa el botón correspondiente. No es necesario introducir modificaciones en todos los parámetros, sólo aquellos que el usuario requiera. En la Figura A.26, se establecieron dos modificaciones a la densidad de grano, activándose así, la matriz que se aprecia en la Figura A.14. Los campos en la matriz, correspondientes a las columnas I1, J1, K1, se refieren a la celda de inicio de la región definida, en las direcciones x, y, z, respectivamente. Por su parte, los campos de la matriz por debajo de los textos I2, J2 y K2, tienen que ver con la celda en la cual culmina la región definida, igualmente, en las direcciones x, y, z, según sea el caso. La séptima columna estará definida por el atributo sísmico a cambiar.

Ingresar Valores

| I1 | J2 | J1 | J2 | K1 | K2 | KRHO |
|----|----|----|----|----|----|------|
| | | | | | | |

Figura A.27. Matriz para Ingreso de modificaciones a los parámetros sísmicos

3.3.1 Modificaciones al módulo de roca (KKB): la séptima columna de la matriz activada corresponderá al nuevo módulo de roca para la región.

3.3.2 Modificaciones al módulo de grano (KKG): la séptima columna de la matriz activada corresponderá al nuevo módulo de grano para la región.

3.3.3 Modificaciones al módulo de corte (KMU): la séptima columna de la matriz activada corresponderá al nuevo módulo de corte para la región.

3.3.4 Modificaciones a la densidad de grano: la séptima columna de la matriz activada corresponderá al nuevo valor de densidad de grano para la región de interés.

El modo de ingreso de datos en la forma de parámetros sísmicos, como se ha podido notar, es flexible a la conveniencia del usuario. Basta con desactivar los check en la forma y pulsar el botón “Aceptar” para que los valores por defecto sean asignados al archivo de datos. No obstante, en caso de que el usuario desee introducir los datos en la forma, debe llenar todos los campos disponibles, de lo contrario, mensajes indicando los parámetros con fallas en el ingreso de datos serán mostrados. Una vez que los datos sean correctamente suministrados el siguiente paso es asignar la distribución de porosidad y permeabilidad en el yacimiento.

4. Distribución de Porosidad, Permeabilidad y Transmisibilidad

La tercera forma de la interfaz está destinada al ingreso de la porosidad, permeabilidad y transmisibilidad a lo largo del yacimiento. Diferentes permeabilidades pueden ser dadas en las tres direcciones principales (x, y, z). La Figura A.28 muestra la apariencia de la forma en cuestión.

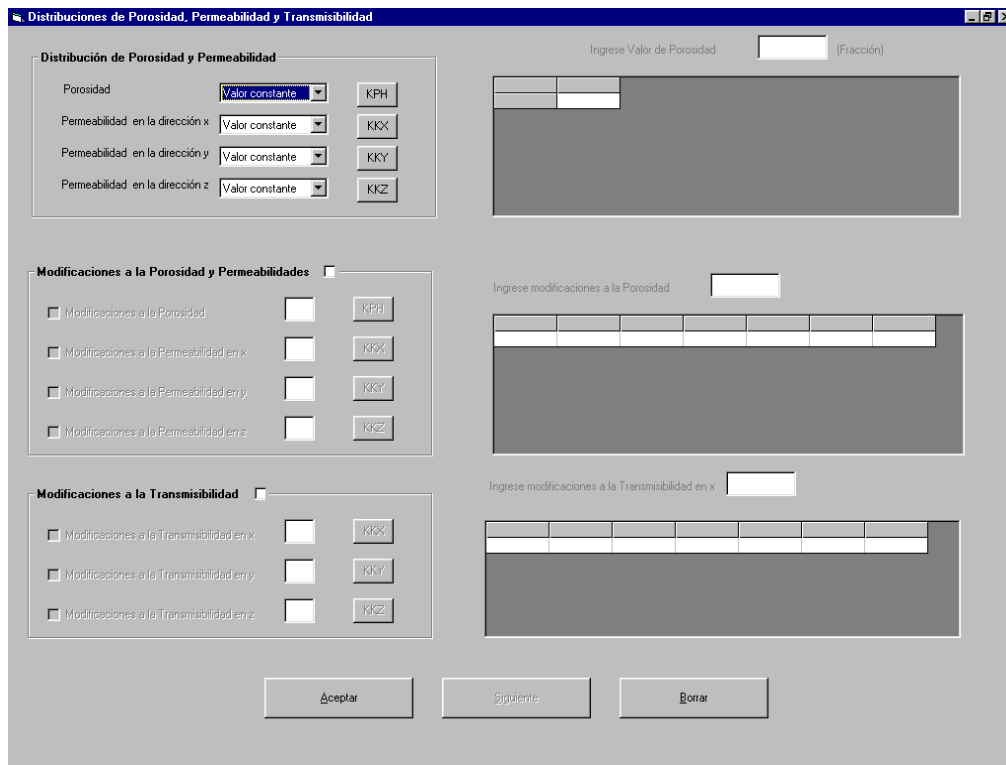


Figura A.28. Forma “Distribución de Porosidad, Permeabilidad y Transmisibilidad”

4.1 Distribución de Porosidad y Permeabilidad: al igual que en la asignación de los tamaños de las celdas y parámetros sísmicos, la distribución de la porosidad y permeabilidad en el modelo, cuenta con distintas opciones, las cuales se encuentran disponibles en la lista desplegable respectiva. La Figura A.29, muestra el cuadro para la selección de las diferentes opciones.

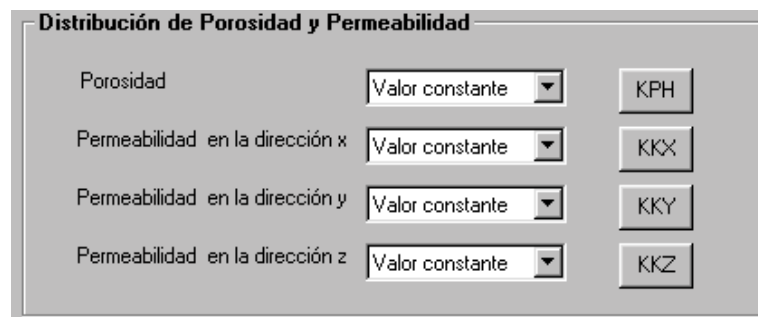


Figura A.29. Opciones para Distribución de Porosidad y Permeabilidad

Una vez que alguna de las opciones de la lista desplegable es seleccionada, al pulsar el botón con el texto “KPH”, “KKX”, “KKY” o “KKZ”, para la porosidad, permeabilidad en x, permeabilidad en y, o permeabilidad en z respectivamente, se muestra una matriz para el ingreso de la propiedad seleccionada. La matriz para el ingreso de los datos tendría apariencia similar a la presentada en la Figura A.30.

| | I1 | I2 | I3 | I4 | I5 |
|----|----|----|----|----|----|
| J1 | | | | | |
| J2 | | | | | |
| J3 | | | | | |
| J4 | | | | | |
| J5 | | | | | |
| J6 | | | | | |
| J7 | | | | | |
| J8 | | | | | |

Figura A.30. Matriz para ingreso de Porosidad

4.1.1. Distribución de Porosidad: la porosidad debe ser dada a la interfaz como fracción y su valor debe estar comprendido en el rango 0.0-1.0. Cuando el valor ingresado está fuera del rango un mensaje dirá al usuario que debe corregir el valor. Las opciones disponibles para la asignación de la porosidad son:

- a) Valor constante: se requiere un solo valor de porosidad. Todas las celdas del modelo tendrán la misma porosidad. Esta opción es la que está activa por defecto.
- b) Valor por capas: bajo esta selección el usuario debe suministrar un valor de porosidad para cada capa que haya definido en las dimensiones del modelo.
- c) Valor por celdas: en este caso la porosidad debe ser definida para todas y cada una de las celdas presentes en el modelo.

4.1.2. Distribución de Permeabilidad en x, y, z: la permeabilidad debe ser un valor positivo y tendrá como unidad el milidarcy (md). Las mismas opciones para ingresar la porosidad están disponibles para dar las permeabilidades en las direcciones x, y, z, a la interfaz. Seguidamente se muestran tales opciones:

- a) Valor constante: un solo valor de permeabilidad para las direcciones x, y, z, es requerido. El resto de las celdas del modelo tendrán la misma permeabilidad en las direcciones definidas. Esta opción es la que está activa por defecto.
- b) Valor por capas: el usuario debe suministrar un valor de permeabilidad en x, y, z, para cada capa establecida para el modelo.
- c) Valor por celdas: requiere que las permeabilidades en las tres direcciones principales sean definidas para todas y cada una de las celdas presentes en el modelo.

4.2. Modificaciones a la Porosidad y Permeabilidades: WinB4D permite la incorporación de regiones con distintos valores de porosidad y permeabilidad en las direcciones x, y, z, a los establecidos inicialmente con el procedimiento arriba descrito. Definir cambios en las distribuciones de estas propiedades no es obligatorio y, por ello, el usuario tiene la potestad de decidir si desea o no introducir alguna región con propiedades diferentes al resto del modelo. Cuando el check de modificaciones a la porosidad y permeabilidad está activo, es posible introducir el número de modificaciones deseado, de lo contrario, la interfaz no considera las regiones de porosidad y permeabilidad fijadas por el usuario. El cuadro para el ingreso del número de modificaciones en la porosidad y permeabilidad es mostrado en la Figura A.31.

Modificaciones a la Porosidad y Permeabilidades

Modificaciones a la Porosidad

Modificaciones a la Permeabilidad en x

Modificaciones a la Permeabilidad en y

Modificaciones a la Permeabilidad en z

Figura A.31. Ingreso de modificaciones a la porosidad y permeabilidad

Al verificarse alguno de los check en el cuadro mostrado, se deben introducir las regiones de modificación de la propiedad seleccionada. Una vez realizado esto, al pulsar el botón ubicado al lado derecho del número de modificaciones establecido, se activará una matriz para el ingreso de los valores. En el caso de la Figura A.31, dos regiones de porosidad van a ser ingresadas a los datos, activándose con ello, la matriz de datos respectiva (Figura A.32).

Ingrese modificaciones a la Porosidad

Modificación por:

Nuevo Valor

Múltiplo

| I1 | I2 | J1 | J2 | K1 | K2 | Porosidad |
|----|----|----|----|----|----|-----------|
| 1 | 3 | 2 | 5 | 1 | 2 | 0.14 |
| 1 | 3 | 2 | 5 | 3 | 4 | 0.18 |

Figura A.32. Matriz para ingreso de modificaciones a la distribución de Porosidad

Siguiendo con el ejemplo presentado en la Figura A.31, al introducirse dos regiones con distintos valores de porosidad, una matriz de dos filas se activará. Cada fila corresponde a las regiones a modificar. Las columnas con los textos I1, J1 y K1, representan la celda de inicio de la región de porosidad en las direcciones x, y, z respectivamente, mientras que las columnas I2, J2 y K2 se refieren a la celda donde culmina la región definida por el usuario. La última columna tiene que ver con el

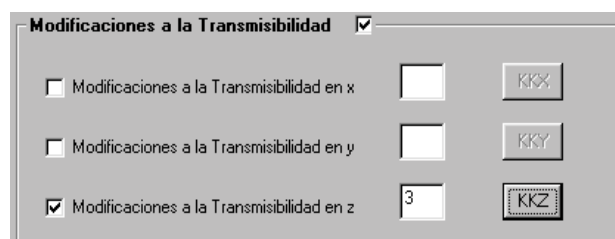
valor de la propiedad en la región, en el ejemplo en particular, se trata del valor de porosidad.

Dos opciones están disponibles para establecer el valor de la propiedad en la región, la primera es asignar un nuevo valor, de manera directa, con lo cual la nueva porosidad o permeabilidad en la región será la suministrada en la séptima columna de la matriz. La segunda opción, es dar un múltiplo de la propiedad en la región, es decir, el valor de la porosidad o permeabilidad definido antes será multiplicado por el valor dado en la séptima columna de la matriz. El usuario puede decidir entre las dos opciones que se encuentran disponibles en la parte superior derecha de la matriz de ingreso de modificaciones (Figura A.32). Una sola opción es aceptada por propiedad, es decir, las distintas regiones de porosidad tendrán o un nuevo valor de manera directa o un múltiplo de la porosidad, pero no es posible ingresar una región con nuevo valor de porosidad y otra con múltiplo de la porosidad. Sin embargo, entre la porosidad, permeabilidad en x, permeabilidad en y, y permeabilidad en z, es posible seleccionar diferentes combinaciones.

4.2.1. Modificaciones a la Porosidad: al definirse un número de regiones de porosidad, el campo de la matriz correspondiente a la séptima columna, representará el nuevo valor de porosidad o el múltiplo de la propiedad antes definida, según sea la selección. En el primer caso, la porosidad debe estar en el rango 0.0-1.0, de lo contrario, un mensaje solicitará al usuario que modifique los valores de la séptima columna de la matriz. Si la opción para múltiplo está activa, el usuario debe tener la precaución de dar un múltiplo de la porosidad que permita al nuevo valor resultante del producto de la porosidad original de la región y el múltiplo dado, estar en el rango comprendido entre 0.0 y 1.0, ya que si esto no se cumple, un error interno de WinB4D imposibilitará la ejecución de la simulación. El botón para mostrar la matriz de ingreso de las regiones de porosidad tiene el texto “KPH”.

4.2.2 Modificaciones a la Permeabilidad en x, y, z: si alguna modificación a la permeabilidad en cualquiera de las tres direcciones es establecida, la séptima columna de la matriz estará disponible para el ingreso de la propiedad en cuestión, bien sea por nuevo valor o por múltiplo. Cuando la opción es ingresar un nuevo valor de permeabilidad, este debe venir dado en milidarcys (md). Los botones para activar las matrices de permeabilidad en cada una de las direcciones cuentan con el texto “KKX”, “KKY” y “KKZ”.

4.3. Modificaciones a las transmisibilidades: el flujo entre una celda y otra puede ser restringido o alterado definiendo un múltiplo de la transmisibilidad entre las celdas. Esto resulta útil para representar capas impermeables o obstáculos al flujo de fluido a través del reservorio. Múltiplos de transmisibilidad en las direcciones x, y, z pueden ser definidos. La Figura A.33 presenta el cuadro para ingreso de estos valores. Inicialmente, este cuadro permanece inactivo, lo que indica que es decisión del usuario fijar modificaciones a las transmisibilidades o no hacerlo. Con el check activo, la interfaz reconoce las modificaciones.



| Modificaciones a la Transmisibilidad <input checked="" type="checkbox"/> | | |
|---|--------------------------------|-----|
| <input type="checkbox"/> Modificaciones a la Transmisibilidad en x | <input type="text"/> | KKX |
| <input type="checkbox"/> Modificaciones a la Transmisibilidad en y | <input type="text"/> | KKY |
| <input checked="" type="checkbox"/> Modificaciones a la Transmisibilidad en z | <input type="text" value="3"/> | KKZ |

Figura A.33. Ingreso de Modificaciones a la Transmisibilidad

La Figura ilustra el ingreso de tres modificaciones a las transmisibilidades en la dirección z. Al pulsar el botón ubicado inmediatamente al lado derecho del número de modificaciones, se activa la matriz para ingreso de la región de transmisibilidad. La apariencia de la matriz es similar a la de las modificaciones a la porosidad y permeabilidad. Las primeras seis columnas de la matriz permiten definir las celdas que componen la región, mientras que la séptima columna representa el múltiplo de la

transmisibilidad en la dirección de interés. La Figura A.34, permite ver la matriz de ingreso de tres modificaciones a la transmisibilidad en la dirección z.

Ingrese modificaciones a la Transmisibilidad en z

| I1 | I2 | J1 | J2 | K1 | K2 | Trans Z |
|----|----|----|----|----|----|---------|
| 1 | 3 | 2 | 5 | 1 | 2 | 0.01 |
| 1 | 3 | 2 | 5 | 3 | 4 | 0 |
| 2 | 3 | 3 | 4 | 1 | 2 | 0.1 |

Figura A.34. Matriz para ingreso de modificaciones a la transmisibilidad en la dirección z

Luego de definirse la distribución de porosidad y permeabilidad a lo largo del reservorio se introducen las propiedades de la interacción roca-fluido, mediante las tablas de permeabilidades relativas y presiones capilares.

5. Interacción Roca-Fluido

Los datos de permeabilidades relativas y presiones capilares en función de las saturaciones de fases, son definidas en la forma “Interacción Roca-Fluido” (Figura A.35). Junto a ello, se da la saturación de agua irreducible del yacimiento. Algunas opciones están disponibles para el tratamiento de las permeabilidades relativas. Estas opciones se tratarán a lo largo de la descripción del ingreso de datos en la forma.

Figura A.35. Forma “Interacción Roca-Fluido”

5.1 Número de regiones de roca: en WinB4D, un máximo de tres (3) regiones de roca pueden ser definidas por el usuario. Inicialmente, el número de regiones de roca será igual a uno, por lo que, la data referida a la interacción roca-fluido aplicará a toda la extensión del yacimiento. En caso de que el yacimiento presente sectores de roca con características diferentes unos entre otros, es posible ingresar un conjunto de datos que describan el comportamiento de cada uno de estos sectores a través de las regiones de roca. Esto resulta útil para el caso de yacimientos fracturados o compartamentalizados. Cuando el número de regiones de roca es mayor que uno, el usuario debe establecer las celdas que componen las regiones dos y tres, tal como ha ocurrido con las regiones de porosidad y permeabilidad. El resto de las celdas del modelo formarán parte de la región de roca uno o principal. Cada región de roca debe contar con un conjunto de datos característicos del sector, lo cual incluye: tabla de permeabilidad relativa y presiones capilares, junto con la saturación de agua irreducible. Entonces, se activará una forma adicional en la interfaz, para el ingreso de las propiedades roca-fluidos de las regiones dos y tres. Posteriormente, el usuario

también debe dar a la interfaz, las condiciones para la inicialización de cada una de las regiones de roca definidas.

Las regiones de roca son definidas según la matriz mostrada en la Figura A.36. En ella se aprecia lo que serían las celdas que componen las hipotéticas regiones de roca dos y tres. Las columnas con los textos I1, J1 y K1, se refieren a las celdas de inicio de las regiones de roca. Por su parte, las columnas que contienen los textos I2, J2 y K2, tienen como función definir las celdas en las cuales finalizan las regiones de roca fijadas por el usuario. La séptima columna de la matriz define el número de la tabla de permeabilidad relativa y presión capilar en función de la saturación a ser asignada a la región de roca. Por ejemplo, suponiendo que se han definido tres regiones de roca, tres conjuntos de tablas deben ser dadas a WinB4D, entonces la primera tabla corresponderá a la primera región de roca. La segunda región de roca tendrá a la segunda tabla de permeabilidades relativas y presiones capilares, de modo que el valor de la séptima columna (IVAL) de la matriz de región de roca, será 2. Para el caso de la tercera región el valor IVAL será 3.

| Coordenadas para Regiones de Roca | | | | | | | 3 |
|-----------------------------------|----|----|----|----|----|------|---|
| I1 | I2 | J1 | J2 | K1 | K2 | IVAL | |
| 1 | 8 | 2 | 5 | 1 | 2 | 2 | |
| 1 | 8 | 2 | 5 | 3 | 4 | 3 | |

Figura A.36. Matriz para definir regiones de roca

5.2 Número de regiones PVT: al igual que con el número de regiones de roca, el usuario puede simular en WinB4D diferentes regiones de fluidos en un yacimiento. Un máximo de tres (3) regiones de PVT pueden ser establecidas. Cada una de estas regiones debe contar con un conjunto de datos de las propiedades de los fluidos característicos de la región en cuestión. Cuando más de una región de fluidos es definida, formas adicionales se activan por el programa, cada una de las cuales corresponderá a las diferentes regiones de PVT. Si una sola región de fluido es

utilizada por el usuario, las formas para las regiones de fluidos número dos y tres estarán inactivas.

El ingreso de las propiedades de los fluidos no es realizado en la forma “Interacción Roca-Fluidos” más, sin embargo, debido a la estructura del archivo de WinB4D, se debe definir el número de regiones de fluidos a utilizar al momento que se establece el número de regiones de roca. Los datos de las celdas que componen la región de PVT son dados de la misma forma que se introducen las regiones de roca. De hecho, la matriz para los fluidos tiene la misma apariencia de la matriz para la roca, tal como se aprecia en la Figura A.37. Los campos de la matriz por debajo de los textos I1, J1 y K1, indican el comienzo de la región de PVT, y los que se encuentran por debajo de los textos I2, J2 y K2, señalan el fin de la región definida. La columna más a la derecha de la matriz (IVAL) se refiere al número de las tablas PVT a ser asignada a la región. Se tiene entonces, que para la región de fluidos número dos, el número de las tablas PVT, será dos y para la región número tres, IVAL será tres.

| I1 | I2 | J1 | J2 | K1 | K2 | IVAL |
|----|----|----|----|----|----|------|
| 1 | 8 | 2 | 5 | 1 | 2 | 2 |
| 1 | 8 | 2 | 5 | 3 | 4 | 3 |

Figura A.37. Matriz para ingreso de regiones de PVT

5.3 Tablas de Permeabilidades Relativas y Presiones Capilares: una matriz con un total de treinta (30) filas está disponible para el ingreso de las permeabilidades relativas y presiones capilares en función de las saturaciones. No se requiere que el usuario llene todas las filas de la matriz, sólo es necesario que éste cumpla con suministrar los datos en un rango de saturaciones que van desde cero hasta uno (0.0-1.0). Sí algún campo de la matriz, bien sea un valor de permeabilidad relativa o

presión capilar, para las saturaciones definidas, no es llenado por el usuario, un mensaje se mostrará, indicando que debe ingresar todos los datos.

Región de Roca 1

Tabla de Presión Capilar y Permeabilidad Relativa

| Saturacion | KROw | KRW | KRG | KROG | PCOw | PCGO |
|------------|------|------|------|------|------|------|
| 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 0.02 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 0.12 | 0.00 | 0.00 | 0.02 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 0.20 | 0.00 | 0.02 | 0.06 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 0.30 | 0.00 | 0.04 | 0.20 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 0.40 | 0.03 | 0.07 | 0.46 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 0.50 | 0.09 | 0.12 | 0.70 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 0.60 | 0.17 | 0.18 | 0.87 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 0.70 | 0.30 | 0.27 | 0.91 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 0.80 | 0.50 | 0.51 | 0.94 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

Figura A.38. Tabla de permeabilidades relativas y presiones capilares

La primera columna de la matriz vista en la Figura A.38, representa la saturación de la fase y, como se acaba de mencionar, varía entre cero y uno. La segunda columna, está destinada a la permeabilidad relativa del petróleo para un sistema agua-petróleo. La tercera columna es la permeabilidad relativa del agua en un sistema agua-petróleo. La cuarta columna, por su parte, se refiere a la permeabilidad relativa del gas para un sistema compuesto por gas y petróleo, mientras que la quinta columna consta de la permeabilidad relativa del petróleo bajo el mismo sistema gas-petróleo. La columna número seis incorpora la presión capilar entre el petróleo y el agua. Por último, la séptima columna define la presión capilar entre el gas y el petróleo.

Es importante recordar, que la saturación en la matriz para ingreso de permeabilidades relativas y presiones capilares, es la saturación de cada fase, lo que implica que a una saturación de fase de 0.2 ó 20%, los valores a ingresar en la interfaz serían los mostrados en la Tabla A.2. Los datos de permeabilidad relativa vienen

dados en fracción, así que deben estar entre 0.0 y 1.0. Las presiones capilares vienen dadas en lpc.

Tabla A.2. Evaluación de las permeabilidades relativas y presiones capilares según la saturación

| Saturación de fase = 0.2 (20%) | Corresponde a: |
|--|-----------------------------------|
| Permeabilidad Relativa Pet-Agua (KROW) | Una saturación de petróleo de 20% |
| Permeabilidad Relativa del Agua (KRW) | Una saturación de agua de 20% |
| Permeabilidad Relativa del Gas (KRG) | Una saturación de gas de 20% |
| Permeabilidad Relativa Gas-Pet (KROG) | Una saturación de líquido de 20% |
| Presión Capilar Pet-Agua (PCOW) | Una saturación de agua de 20% |
| Presión Capilar Gas-Petróleo (PCOG) | Una saturación de gas de 20% |

5.4 Opciones para Permeabilidades Relativas: WinB4D, incorpora el modelo de Stone para la consideración de las permeabilidades relativas en un sistema de tres fases. Cuando esta opción está activa, la permeabilidad relativa del petróleo, es calculada por medio del modelo de Stone, en caso contrario, la permeabilidad del petróleo será la suministrada por el usuario para el sistema agua-petróleo. Los datos de la permeabilidad relativa del petróleo para el sistema gas-petróleo son requeridos por WinB4D, sólo cuando la opción de permeabilidad relativa de tres fases ha sido seleccionada. Inicialmente, la opción no está activa en la interfaz. En caso de que el usuario desee activar esta opción tiene la posibilidad de hacerlo, tal como se muestra en la Figura A.39.

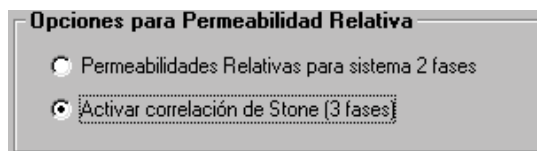


Figura A.39. Opciones para permeabilidad relativa del petróleo

5.5 Saturación de agua irreducible: el último dato requerido para la interacción roca-fluido, lo representa la saturación de agua irreducible. Al igual que la tabla de permeabilidades relativas y presiones capilares, la saturación de agua irreducible dada en ésta forma, corresponde a la región de roca principal. En caso de que exista más de una región en el modelo, las saturaciones de las regiones dos y tres deben ser dadas en la forma respectiva (“Regiones de Roca”). La saturación vendrá dada en fracción y deberá estar en el rango 0.0-1.0. Valores de saturación fuera de este rango deberán ser corregidos por el usuario.

5.6 Permeabilidades Relativas y Presiones Capilares por defecto: una opción para generar las permeabilidades relativas y presiones capilares ha sido incorporada a la interfaz. La data de permeabilidades relativas es generada a partir del modelo de Wyllie presentado por Slider (1983), y sólo requiere de la especificación de la saturación de agua residual y la saturación de petróleo residual, es decir, los End Points del modelo. El ingreso de estos valores se muestra en la Figura A.40.

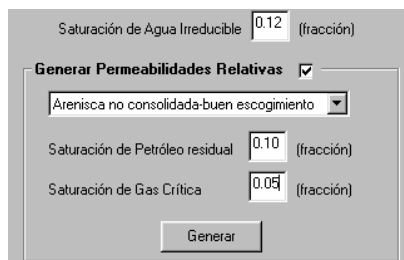


Figura A.40. Ingreso de datos para generar permeabilidades relativas por defecto

Partiendo de la premisa de que el usuario dispone de los datos de permeabilidad relativa y presión capilar, la opción para generar estos datos por defecto, permanece inactiva al inicio del programa. Cuando el usuario desee obtener el comportamiento de la interacción roca-fluido por defecto, debe verificar el check ubicado en la zona superior derecha del cuadro presentado en la Figura A.40. Una vez realizado esto, una lista desplegable que contiene tres opciones para el tipo de roca que compone el yacimiento está disponible. Las opciones son: arenisca no

consolidada con buen escogimiento, arenisca no consolidada con un pobre escogimiento y arenisca consolidada. La primera de las opciones es la que aparecerá activa en el inicio. Las saturaciones a suministrar a la interfaz tendrán como mínimo valor el 0.0 y como máximo 1.0. Luego de que todos los datos han sido ingresados, al pulsar el botón “Generar”, una serie de valores llenaran la tabla de permeabilidad relativa y presiones capilares.

La tabla con los valores generados contará con un total de veinte entradas, representando incrementos de 0.05 ó 5% en la saturación de fase (0.0-1.0). Valores de permeabilidad relativa se mostrará para el rango de saturación establecido. Las presiones capilares son despreciadas, por lo que se asigna cero a todas las entradas de la tabla. El usuario tiene acceso a los valores de la tabla, por lo que algunas modificaciones pueden ser realizadas.

5.7. Regiones de Roca: cuando más de una región de roca ha sido definida, la interfaz incorpora una forma con nombre “Regiones de Roca”. En ella, se ingresa la data de la interacción roca-fluido para las regiones de roca dos y tres. En la Figura A.41, se visualiza la forma en cuestión.

Figura A.41. Forma “Regiones de Roca”

Sí dos regiones de roca han sido dadas a la interfaz, sólo la región de roca 2, estará activa en la forma. En cambio, sí han sido definidas tres regiones de roca, los datos de ambas regiones (2 y 3) pueden ser ingresados. El modo de ingreso de los datos para las regiones de roca, es exactamente el mismo al descrito para la forma “Interacción Roca-Fluido”.

6. Propiedades de los Fluidos

Los primeros datos requeridos por WinB4D respecto a las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento, tienen que ver con las condiciones de burbujeo. Los datos incluyen la presión inicial de burbujeo, profundidad a la cual aplica, junto con el gradiente de presión de burbujeo. Algunas condiciones de los fluidos por encima de la presión de burbujeo también deben ser dadas a WinB4D. Estas condiciones son: las pendientes de las curvas de viscosidad, factor de volumen de formación del petróleo y relación gas-petróleo en solución, contra la presión del yacimiento. El simulador considera estas pendientes para representar las propiedades de los fluidos mientras el yacimiento este subsaturado.

Figura A.42. Forma “Propiedades de los Fluidos”

Sí existe más de una región de fluidos en el yacimiento, los datos arriba mencionados deben ser suministrados para cada una de las regiones definidas por el usuario. La forma para introducir los datos referentes a las propiedades de los fluidos a condiciones de burbujeo y sobre este, se muestra en la Figura A.42. Como puede notarse, en la región superior de la forma, se muestra el número de regiones PVT o de fluidos, definidas por el usuario. A pesar de que la forma cuenta con este dato, no es posible que el mismo sea modificado sin antes ir a la forma donde se establecen el número de regiones de roca y fluidos. La ventana con el número de regiones de PVT, presente en la forma, está pues inactiva.

Igualmente inactivas, están las ventanas para el ingreso de los datos de las regiones dos y tres en la Figura A.42. Típicamente, el usuario sólo establece una región de fluidos para realizar la simulación, así que, en la mayoría de los casos, la apariencia de la forma será la mostrada. Bajo estas circunstancias, el ingreso de los datos en la forma, consta de lo siguiente.

6.1 Condiciones de Burbujeo: los datos que definen las condiciones de burbujeo son: presión de burbujeo inicial (lpca), profundidad a la que aplica la presión de burbujeo dada (pies), y por último, el gradiente de presión de burbujeo (lpca/pies), para presión de burbujeo constante. Además de estos requerimientos, el usuario debe seleccionar entre las opciones presión de burbujeo constante o variable. La interfaz por defecto, señala presión de burbujeo como constante (Figura A.43).

| Presión de Burbujeo (Región 1) | |
|--|---|
| Presión de Burbujeo inicial | 4014.7 (lpca) |
| Profundidad de la Presión de Burbujeo | 5000 (pies) |
| Gradiente de Presión de Burbujeo (Pb ctte) | 0.0 (lpca/pies) |
| Presión de Burbujeo: | <input checked="" type="radio"/> Constante <input type="radio"/> Variable |

Figura A.43. Ingreso de condiciones de presión de burbujeo

6.2 Condiciones sobre el punto de burbujeo: WinB4D requiere que le sean suministrados, valores de las pendientes de las curvas de viscosidad del petróleo, factor de volumen de formación del petróleo y relación gas-petróleo en solución, contra presión, para presiones sobre la presión de burbujeo (Yacimiento Subsaturado). También el usuario debe dar la máxima presión de la tabla PVT a ser ingresada. Este último dato es importante para el desempeño del simulador ya que luego, al incluirse las propiedades de los fluidos en las tablas, si el rango de presión establecido en las mismas no incluye la máxima presión dada aquí, un error se producirá en el simulador, imposibilitando la corrida. Las unidades de los datos de los fluidos sobre burbujeo, son las presentadas en la Figura A.44.

| Condiciones sobre el Punto de Burbujeo (Región 1) | | |
|---|--|--------------|
| Pendiente de la curva de Viscosidad del crudo vs. Presión | <input type="text" value="0.000046"/> | (cp/lpca) |
| Pendiente de la curva del Factor Volumétrico de Formación del crudo vs. Presión | <input type="text" value="-0.000023"/> | (BY/BN/lpca) |
| Pendiente de la curva de la Relación Gas en solución vs. Presión | <input type="text" value="0.0"/> | (PC/BN/lpca) |
| Presión Máxima en la tabla PVT | <input type="text" value="4014.7"/> | (lpca) |

Figura A.44. Condiciones de los fluidos para presiones superiores a la de burbujeo

Cuando todos estos datos han sido suministrados de manera correcta, es posible avanzar a la siguiente forma en la interfaz e introducir de manera tabulada, las propiedades del petróleo, gas y agua para la región de fluidos número uno o principal. Sí existe más de una región de fluidos, luego de pasar por las tablas PVT de la región uno, la interfaz volverá a la forma actual para que el usuario ingrese las condiciones de burbujeo y pendientes de las curvas para la segunda región de fluidos.

En presencia de tres regiones de fluidos, luego de darse las tablas PVT de la región número dos, la interfaz volverá, nuevamente, a la forma actual para el ingreso de las condiciones de la tercera región. Las ventanas para el ingreso de datos de las regiones dos y tres, se irán activando conforme se van introduciendo las tablas PVT de los distintos sectores del yacimiento. Análogamente, al ingreso de los datos para la

región de fluido principal, los datos de las regiones dos y tres pueden ser introducidos.

7. Tablas PVT de los Fluidos

La variación de las propiedades del petróleo, gas y agua, en función de la presión y temperatura se presenta, de forma tabulada, en la forma “Datos PVT de los Fluidos” (Figura A.45).

Figura A.45. Forma “Datos PVT de los Fluidos”

Las ventanas destinadas a la entrada de datos en la forma mostrada en la Figura A.45, pueden ocultarse o mostrarse según algunas opciones disponibles al usuario. Específicamente, las opciones están referidas al ingreso de las propiedades del gas. Más adelante se tratan tales opciones.

7.1 Propiedades PVT para el Petróleo: un total de treinta filas están disponibles al usuario para el ingreso de las propiedades PVT del crudo. No es necesario que el

usuario ingrese datos en el total de las filas, por el contrario, el número de ingresos a la tabla puede ser variable. Las propiedades a incluir en la tabla son: la viscosidad (cp), el factor de volumen de formación del crudo (BY/BN) y la relación gas-petróleo en solución, todos ellos en función de la presión (lpca).

La Figura A.46, permite apreciar el orden en que los datos deben ser introducidos a la tabla. La primera columna de la matriz corresponde a la presión y a partir de ella, se muestran la viscosidad, el factor de volumen de formación (Bo) y la relación gas-petróleo en solución (Rs) de izquierda a derecha. Estas propiedades deben ser ingresadas suponiendo que el yacimiento está saturado para todo el rango de presiones dado en la tabla.

| Presion | Viscosidad | Bo | Rso |
|---------|------------|--------|-------|
| 14.7 | 1.773 | 1.0775 | 1.1 |
| 249 | 1.4993 | 1.0917 | 31. |
| 498 | 1.2634 | 1.1106 | 70.6 |
| 748 | 1.0897 | 1.1314 | 114.4 |
| 997 | 0.9601 | 1.1536 | 160.9 |
| 1246 | 0.8602 | 1.1768 | 209.6 |

Figura A.46. Tabla para ingreso del PVT del Crudo

La presión tanto para el PVT del petróleo, como para los PVT's del agua y gas, debe variar desde la presión menor (Típicamente 14.7 lpca) hasta la presión máxima definida en la forma anterior, es decir, el último ingreso en la tabla debe ser la presión máxima.

7.2 Propiedades PVT para el Agua: las propiedades del agua consideradas por WinB4D, son: viscosidad (cp), factor de volumen de formación (BY/BN) y relación gas-agua en solución (PC/BN), todas como función de la presión (lpca). La tabla que contiene la información del PVT del agua se muestra en la Figura A.47. Un total de treinta filas están disponibles para el ingreso de los datos de las propiedades del agua en función de la presión y la temperatura. Al igual que en la tabla del petróleo, no es

necesario llenar todas las treinta filas de la tabla, sólo se debe abarcar el rango de presión que se estableció para el PVT del crudo.

| Presion | Viscosidad | Bw | Rsw |
|---------|------------|--------|------|
| 14.7 | 0.3347 | 1.0385 | 1.17 |
| 249 | 0.335 | 1.0381 | 2.28 |
| 498 | 0.3354 | 1.0378 | 3.41 |
| 748 | 0.3358 | 1.0375 | 4.5 |
| 997 | 0.3361 | 1.0371 | 5.54 |
| 1246 | 0.3365 | 1.0368 | 6.53 |

Figura A.47. Tabla para ingreso del PVT del Agua

Por lo general, se asume que para petróleo negro (Black Oil) la solubilidad del gas en el agua, puede ser despreciada, por lo que, sería igual a cero ($RSW=0.0$) para todo el rango de presiones de la tabla. En ausencia de datos, el usuario puede establecer este valor.

7.3 Propiedades PVT para el Gas: existen dos alternativas para el tratamiento de las propiedades del gas y la compresibilidad de la roca en WinB4D. La primera de ellas, es ingresar la viscosidad del gas, factor de volumen de formación, junto con la pseudo-presión del gas y la compresibilidad de la roca, todas como función de la presión, de manera tabulada, tal como se han venido ingresando las propiedades del crudo y agua hasta ahora. La segunda opción consiste es activar una correlación para generar las propiedades PVT del gas, a partir de la composición del mismo. La primera opción es la que está activa por defecto conforme se muestra la forma. La correlación para generar el PVT del gas a partir de la composición, se activa en el recuadro (Figura A.48) ubicado en la región inferior de la forma.

Activar Correlación para el Gas

Si No

Figura A.48. Opciones para PVT del Gas

7.3.1 Tablas PVT del Gas: si la correlación para el gas no está activa, las propiedades del gas y la roca deben ser dadas a la interfaz por medio de la tabla para ingreso de propiedades PVT del Gas, mostrada en la Figura A.49. El rango de datos ingresado en la tabla debe ser consistente con el mínimo y máximo de presión dado en la tabla del crudo.

| Presion | Viscosidad | Bg | PseudoPres | Compresibilik |
|---------|------------|--------|------------|---------------|
| 14.7 | 0.0130 | 0.0842 | 0.0 | 0.000003 |
| 514.7 | 0.0137 | 0.0376 | 0.0 | 0.000003 |
| 1014.7 | 0.0145 | 0.0188 | 0.0 | 0.000003 |
| 1514.7 | 0.0153 | 0.0123 | 0.0 | 0.000003 |
| 2014.7 | 0.0163 | 0.0092 | 0.0 | 0.000003 |
| 4014.7 | 0.0215 | 0.0048 | 0.0 | 0.000003 |

Figura A.49. Tabla para ingreso del PVT del Gas y la Compresibilidad de la Roca

La primera columna de la tabla mostrada corresponde a la presión (lpca), la segunda a la viscosidad del gas (cp), la tercera al factor de volumen de formación del gas (PCY/PCN), la cuarta a la pseudo-presión del gas (lpca²/cp), mientras que la quinta y última columna de la tabla debe contener los valores de la compresibilidad de la roca (lpca⁻¹).

7.3.2 Opción de correlación para composición del gas: en caso de que las correlaciones para generar las propiedades del gas en función de su composición, estén activas, la tabla PVT del gas se oculta y en su lugar se muestra el cuadro presentado en la Figura A.50. WinB4D, incorpora algunas correlaciones para generar las propiedades del gas a partir de la composición dada por el usuario, además de la temperatura y gravedad específica del gas. Fanchi (2001) expone las correlaciones usadas en el simulador, sin embargo, de manera general, estas parten del cálculo del factor de desviación de los gases Z , de Dranchuk. A partir de ella, el factor de volumen de formación del gas es generado de la ley de gases reales, mientras que la viscosidad del gas es calculada usando el método de Govier.

Composición del Gas

Composición del Gas: Gas Dulce

Número de entradas para PVT del gas: 25

Temperatura del Yacimiento: 226 (°F)

Gravedad Específica del Gas: 0.871

Fracción del Componente: []

Presión Crítica: [] (Lpca)

Temperatura Crítica: [] (°F)

Peso Molecular: []

Compresibilidad de la Roca: []

| Presión | CR |
|---------|----------|
| 14.7 | 0.000003 |
| 4014.7 | 0.000003 |
| | |
| | |
| | |

| | H2S | CO2 | N2 | C1 | C2 | C3 | C4 | nC4 | C5 | nC5 | C6 | C7+ |
|----------|-----|-----|----|----|----|----|----|-----|----|-----|----|-----|
| Fracción | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Figura A.50. Ingreso de propiedades PVT del Gas a partir de la composición del gas

Cuando la opción para generar las propiedades PVT del gas está en uso, algunos datos adicionales deben ser dados a la interfaz. Estos datos incluyen: número de ingresos a la tabla del PVT del gas a generar con la correlación (1-25), temperatura del yacimiento (°F), gravedad específica del gas (Aire=1.0) y la composición del gas. La composición del gas viene dada en fracción molar y los componentes considerados para la correlación son: H₂S, CO₂, N₂, C₁, C₂, C₃, C₄, nC₄, C₅, nC₅, C₆ y C₇₊.

Cuatro opciones están disponibles para trabajar la composición del gas. La primera de ellas, es Gas Dulce (Sweet Gas), en la cual el gas está compuesto por metano (C₁). La segunda opción, Gas Agrio (Sour Gas), tiene como fundamento, la fracción molar del H₂S, CO₂, N₂ y C₁, mientras que el resto de los componentes no están presentes en el gas. La tercera opción, por su parte, requiere que el usuario introduzca la fracción molar de cada uno de los doce componentes antes mencionados. La última opción para el tratamiento de las propiedades PVT del gas por composición del mismo, es similar a la anterior, con la salvedad de que requiere que se especifique la presión (lpca) y temperatura (°R) crítica del gas, así como también el peso molecular del C₇₊. En la Tabla A.3, se muestran los datos necesarios para las cuatro alternativas disponibles en el simulador.

Tabla A.3. Fracciones molares para opciones de propiedades del gas

| Opción | H ₂ S | CO ₂ | N ₂ | C ₁ | C ₂ | C ₃ | C ₄ | nC ₄ | C ₅ | nC ₅ | C ₆ | C ₇₊ |
|-----------------------------|------------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Gas Dulce | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Gas Agrio | y ₁ | y ₂ | y ₃ | y ₄ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Composición C ₇₊ | y ₁ | y ₂ | y ₃ | y ₄ | y ₅ | y ₆ | y ₇ | y ₈ | y ₉ | y ₁₀ | y ₁₁ | y ₁₂ |
| Tc, Pc, MW C ₇₊ | y ₁ | y ₂ | y ₃ | y ₄ | y ₅ | y ₆ | y ₇ | y ₈ | y ₉ | y ₁₀ | y ₁₁ | y ₁₂ |

En la tabla anterior, y_i denota la fracción molar de cada componente. Cualquiera sea la opción a utilizar, la sumatoria de las fracciones molares de los componentes debe ser igual a 1. Sólo en la última opción, referida en la interfaz como “Tc, Pc, MW C₇₊”, es necesario ingresar la temperatura crítica, presión crítica y peso molecular. Las correlaciones usadas por WinB4D, para generar las propiedades del gas, aplican para una serie de rangos de presión, temperatura y gravedad específica del gas. Es muy importante que los valores dados al simulador estén dentro de los rangos presentados en la Tabla A.4, de lo contrario, un error se producirá durante la simulación.

Tabla A.4. Rangos de aplicación de las correlaciones para propiedades del gas en WinB4D

| Parámetro | Rango |
|-----------------------------|---------------------------|
| Temperatura / Temp. Crítica | 1.05 – 3.0 (°R / °R) |
| Presión / Presión Crítica | 0.01 – 15.0 (lpca / lpca) |
| Gravedad Específica del Gas | 0.55 – 1.5 |
| Temperatura | 40 – 400 (°R) |

Además de los datos de composición del gas, el usuario debe suministrar de manera tabulada, la compresibilidad de la roca ($lpca^{-1}$) en función de la presión ($lpca$). El ingreso de estos valores se realiza en la tabla ubicada en el extremo derecho de la Figura A.50.

7.4 Opción para generar PVT del crudo, gas y agua: en adición a las capacidades propias de WinB4D, se ha incorporado a la interfaz la posibilidad del generar las propiedades PVT del crudo, agua y gas, a partir de unos pocos datos suministrados por el usuario. Los datos requeridos y sus unidades, son los presentados en la Figura A.51.

| Propiedad | Valor | Unidad |
|---------------------------------|-------|-----------|
| Temperatura del Yacimiento | 200 | (°F) |
| Presión Inicial del Yacimiento | 4500 | (Lpca) |
| RGP Inicial | 750 | (MPC/BN) |
| Gravedad del Petróleo | 35 | (°API) |
| Gravedad específica del Gas | 0.68 | (Aire=1) |
| Presión de Burbujeo | | (Lpca) |
| Presión del Separador | 175 | (Lpca) |
| Temperatura del Separador | 80 | (°F) |
| Salinidad del Agua de formación | 5 | (% Peso) |
| Presencia de N2 | 2 | (% Molar) |
| Presencia de H2S | 1 | (% Molar) |
| Presencia de CO2 | 3 | (% Molar) |

Figura A.51. Ingreso de datos para generar PVT de los fluidos

Generar el PVT por defecto, puede resultar una opción útil al usuario cuando la totalidad de los datos de los fluidos no esté disponible. En ese caso, es necesario introducir la temperatura de yacimiento, presión inicial, relación gas-petróleo inicial, gravedad API del petróleo, gravedad específica del gas, presión y temperatura del separador, salinidad del agua de formación, además de la fracción molar de H₂S, CO₂ y N₂.

Una vez que estos datos han sido dados a la interfaz, al ser pulsado el botón “Generar”, estimados del comportamiento de las propiedades del petróleo, gas y agua, son mostrados en las tablas correspondientes, abarcando el rango de presión 14.7- Presión inicial del yacimiento. Este valor de presión inicial, debe concordar con la presión máxima de entrada a las tablas de PVT, establecida anteriormente. Los cálculos son realizados con base a la presión de burbujeo estimada de la correlación

de Vasquez y Beggs (1980). El resto de las correlaciones utilizadas fueron descritas en el capítulo 3.

7.5 Densidades de los fluidos: para finalizar la descripción de los fluidos presentes en el yacimiento, se requiere que el usuario suministre las densidades del petróleo y el agua a condiciones de tanque en libras/pie cúbico y la densidad del gas a condiciones estándar (14.7 lpca, 60°F). La densidad del gas también viene dada en libras/pie cúbico. Cuando la opción para generar las propiedades PVT de los fluidos está en uso, valores de densidad del petróleo y gas, correspondientes a las gravedades específicas suministradas se mostrarán de manera automática.

7.6 Propiedades de los fluidos en las regiones 2 y 3: tal como se mencionó antes, al estar definidas dos o tres regiones de fluidos, formas adicionales se activan en la interfaz. Cada una de las formas que se activan están destinadas al ingreso de las propiedades de los fluidos en las regiones correspondientes. La apariencia de cada una de ellas, es la misma de la principal (Región 1). El ingreso de los datos a estas formas es, tal cual, el presentado para la región de fluidos principal. Como ya se mencionó, si existe más de una región de fluidos, la información de las presiones de burbujeo para cada región debe ser dada al programa, por lo que las formas “Condiciones de Burbujeo” y las destinadas al ingreso de las tablas de fluidos de las distintas regiones, se intercalarán de manera automática conforme se van ingresando los datos.

8. Inicialización

Los datos referentes a la inicialización de las presiones y saturaciones son dados en la interfaz, en la forma mostrada en la Figura A.52. La forma está dividida en dos secciones, una ubicada en la región superior, destinada al ingreso de los datos para la inicialización de las presiones y otra, ubicada en la zona baja de la forma, para el ingreso de los datos de inicialización de las saturaciones.

Figura A.52. Forma “Inicialización de la Presión y Saturación”

Cuando se define más de una región de roca, es necesario dar las condiciones de inicialización de cada una de las regiones establecidas. En la parte superior de la forma, presentada en la Figura A.52, se puede apreciar una lista desplegable con el texto “Región 1”, el cual se refiere a la región de roca número uno o principal. Si todo el reservorio consta de una sola región de roca, el único dato disponible en la lista desplegable será el de la región 1. En caso de que más de una región haya sido definida, la lista desplegable contará con los textos correspondientes a cada una de las regiones definidas. Las condiciones de inicialización dadas en la forma, serán consistentes con el texto que se encuentre visible en la lista desplegable, es decir, si la lista desplegable muestra el texto “Región 2”, los datos que a ingresar en las ventanas disponibles en la forma, están referidos a la segunda región de roca definida por el usuario.

Existen dos alternativas para que los datos de la inicialización para las distintas regiones de roca sean cargados en la interfaz. Una de ellas, consiste en

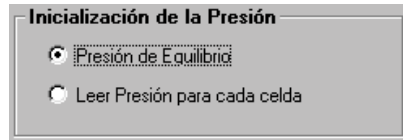
pulsar el botón “Aceptar”, cada vez que los datos de cada región sean ingresados. Por ejemplo, si existen dos regiones de roca, primero se introducen los datos de la región uno, se pulsa “Aceptar” y luego, se selecciona la segunda región de roca en la lista desplegable. Se introducen los datos de la región número dos y nuevamente, se pulsa “Aceptar”. De esta manera, si todos los datos han sido introducidos correctamente, ya se habrán cargado en la interfaz las condiciones para la inicialización de las regiones de roca establecidas.

La segunda alternativa para el ingreso de los datos de inicialización para distintas regiones de roca, se ilustra mediante el siguiente ejemplo. Supongamos que se establecen tres regiones de roca. Primero, se introducen los datos de la primera región, luego, se selecciona el texto “Región 2” en la lista desplegable, y se introducen los datos de la segunda región. Posteriormente, se selecciona el texto “Región 3” en la lista desplegable y se introducen los datos de la región. Finalmente, se pulsa el botón “Aceptar”, y la información de las tres regiones de roca se carga en la interfaz. Es importante, tener en consideración, que cuando esta opción es la utilizada por el usuario, se pulse “Aceptar”, con el texto referente a la región de roca mayor en la lista desplegable, es decir, si se establecieron dos regiones de roca, la región de roca mayor es la número 2, mientras que si existen tres regiones, la mayor será la número 3.

El modo de ingreso de los datos para cada una de las regiones es exactamente el mismo, por lo que a continuación se describe el ingreso de las condiciones para la inicialización de las presiones y saturaciones para cualquiera de las regiones de roca.

8.1 Inicialización de las Presiones: dos opciones están disponibles en WinB4D para realizar la distribución inicial de presiones en el yacimiento. La primera de ellas se refiere a la inicialización por equilibrio de presiones, con la cual se requieren las presiones y profundidades de los contactos entre los fluidos, mientras que la segunda, requiere del ingreso de la presión de la fase petróleo, para cada una de las celdas que

componen el modelo del yacimiento. La selección entre una opción y otra es realizada, en el cuadro presentado en la Figura A.53. La opción por equilibrio de presiones es la que está activa al comienzo del programa.



Inicialización de la Presión

Presión de Equilibrio

Leer Presión para cada celda

Figura A.53. Opciones para inicialización de la presión

Sólo una de las dos opciones anteriores aplicará para todas las regiones de roca del modelo. Por esta situación, el recuadro mostrado en la Figura A.53, sólo estará disponible al usuario cuando el texto correspondiente a la región de roca principal sea el mostrado en la lista desplegable.

8.1.1 Inicialización por equilibrio de presiones: la opción más sencilla para el tratamiento inicial de las presiones en el yacimiento está constituida por el equilibrio de presiones. Ésta sólo requiere de la presión del contacto agua-petróleo (lpca) y la profundidad del mismo (pies por debajo del datum), así como la presión del contacto gas-petróleo (lpca) y la profundidad a la cual aplica (pies por debajo del datum). El ingreso de estos datos puede verse en la Figura A.54.



Equilibrio de Presión

Presión en el Contacto Agua-Petróleo (lpca)

Profundidad del Contacto Agua-Petróleo (pies)

Presión en el Contacto Gas-Petróleo (lpca)

Profundidad del Contacto Gas-Petróleo (pies)

Figura A.54. Inicialización por equilibrio de presiones

8.1.2 Inicialización por presión de petróleo para cada celda: la opción alterna al equilibrio de presiones consiste en que el usuario suministre la presión de

petróleo que existe en cada celda. El ingreso de los datos es realizado pues, en una matriz que tendrá tantos campos, como número de celdas existan en el modelo. La Figura A.55, presenta la matriz para el ingreso de la presión de petróleo por celda.

| Presión del Petróleo por Celda | | | | | |
|--------------------------------|------|------|------|------|--|
| | I1 | I2 | I3 | I4 | |
| J1 | 5940 | 5946 | 5945 | 5937 | |
| J2 | 5940 | 5946 | 5945 | 5937 | |
| J3 | 5940 | 5946 | 5945 | 5937 | |
| J4 | 5940 | 5946 | 5945 | 5937 | |
| J5 | 5940 | 5946 | 5945 | 5937 | |

Figura A.55. Matriz para el ingreso de la presión de petróleo celda a celda

Las presiones de la fase petróleo, serán dadas a la matriz, capa a capa, es decir, luego de introducirse la presión de cada una de las celdas de la capa número 1 ó menos profunda, se introducirán las presiones de la segunda capa y así sucesivamente, hasta suministrar la información de todas las celdas que componen el yacimiento.

8.2 Profundidad del Datum: no importa cual de las dos opciones para la inicialización de las presiones haya sido seleccionada, el usuario debe suministrar la profundidad del datum (pies). Igualmente, un gradiente de presión estimado (lpc/a/pies) para corregir las presiones con respecto al datum debe ser dado al simulador por medio de la interfaz.

| | | |
|--------------------------------------|------------------------------------|--------------|
| Profundidad del Datum | <input type="text" value="11400"/> | (pies) |
| Gradiente de Presión estimado | <input type="text" value="0.337"/> | (lpc/a/pies) |

Figura A.56. Ingreso de la profundidad del datum y gradiente de presión estimado

8.3 Inicialización de las Saturaciones: de manera similar a la inicialización de las presiones, dos alternativas para el tratamiento inicial de las saturaciones de las fases a lo largo del yacimiento están disponibles al usuario. La opción más simple y que está activa por defecto en la interfaz, se refiere a la inicialización por segregación gravitacional del gas, petróleo y agua. Por su parte, la segunda opción, consiste en que el usuario ingrese las saturaciones del petróleo y agua para todas las celdas del modelo de simulación. El usuario puede pasearse por las alternativas, tal como se muestra en la Figura A.57.

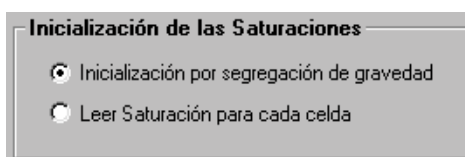


Figura A.57. Opciones para inicialización de las saturaciones

El mismo esquema de inicialización de las saturaciones aplicará a todas las regiones de roca definidas por el usuario. Entonces sí el usuario selecciona inicialización por segregación gravitacional, todas las regiones de roca, tendrán el mismo inicialización por segregación gravitacional. La selección entre una opción u otra, sólo está disponible al usuario cuando la región de roca principal sea la mostrada en la lista desplegable. Para el resto de los casos, el recuadro de la Figura A.57, permanecerá inactivo.

8.3.1 Inicialización por segregación gravitacional: como se dijo antes, esta es la selección por defecto de la interfaz. Su utilización requiere de los siguientes datos: saturación inicial de petróleo para la zona agua-petróleo, saturación inicial de gas para la zona gas-agua y saturación de petróleo irreducible. Los valores de estos parámetros son ingresados en el recuadro presentado en la Figura A.58.

Segregación de Gravedad

Saturación inicial de Petróleo para la zona Agua-Petróleo (Fracción)

Saturación inicial de Gas para la zona Gas-Agua (Fracción)

Saturación residual de Petróleo (Fracción)

Figura A.58. Inicialización de saturaciones por segregación gravitacional

Tal como se han venido tratando las saturaciones a lo largo de la descripción de la interfaz, los valores deben estar dados en fracción, con un rango comprendido entre 0.0 y 1.0.

8.3.2 Inicialización de las saturaciones por saturaciones de fase para cada celda: El usuario debe suministrar las saturaciones del petróleo y agua para cada una de las celdas definidas con el modelo. Dos matrices están disponibles para realizar esto. Una destinada a los datos de la fase petróleo (Figura A.59) y otra para el agua (Figura A.60). Las saturaciones de gas son calculadas por WinB4D.

Saturación de Petróleo por Celda

| | I1 | I2 | I3 |
|----|-----|-----|-----|
| J1 | 0.2 | 0.2 | 0.2 |
| J2 | 0.3 | 0.3 | 0.3 |
| J3 | 0.4 | 0.4 | 0.4 |
| J4 | 0.5 | 0.5 | 0.5 |
| J5 | 0.6 | 0.6 | 0.6 |

Figura A.59. Matriz para el ingreso de las saturaciones de petróleo

Saturación de Agua por Celda

| | I1 | I2 | I3 |
|----|------|------|------|
| J1 | 0.15 | 0.16 | 0.17 |
| J2 | 0.15 | 0.18 | 0.21 |
| J3 | 0.34 | 0.32 | 0.30 |
| J4 | 0.34 | 0.32 | 0.30 |
| J5 | 0.35 | 0.28 | 0.27 |

Figura A.60. Matriz para el ingreso de las saturaciones de agua

Los valores de saturación deben estar comprendidos entre 0.0 – 1,0. Todos los campos de las matrices deben ser llenados de manera correcta para el buen funcionamiento del programa. Para el caso de que múltiples regiones de roca hayan sido definidas es importante que se verifiquen que los datos de cada una de las regiones sean ingresados correctamente antes de avanzar a la siguiente forma.

9. Parámetros de control de la simulación

Esta forma, consta de los datos que tienen que ver con los parámetros de control de las corridas y las especificaciones del método de solución a ser utilizado por el simulador. A modo general, las ventanas para el ingreso de los valores son mostradas en la Figura A.61.

Figura A.61. Forma “Parámetros de Control de la Simulación”

El usuario debe suministrar valores para cada una de las ventanas mostradas en la Figura. Se agruparon bajo el mismo recuadro los datos que tienen que ver con

los controles que se establecen a la simulación y en otro recuadro, los referidos al método de solución del simulador. Seguidamente, se describen con detalle, la información requerida en cada uno de ellos.

9.1 Parámetros de control de las corridas: básicamente, parámetros para delimitar la duración de las corridas son dadas a la interfaz (Figura A62). Máximo tiempo de simulación, máximo número de pasos de tiempo permitidos, mínima presión promedio del yacimiento permitida, entre otros datos, son necesarios para controlar el tiempo de duración de las corridas y mantener los modelos ajustados a las condiciones deseadas.

| Controles de la Simulación | | | |
|--|---|--|--|
| Máximo número de pasos de tiempo permitidos | <input type="text" value="100"/> | Máxima relación agua-petróleo por pozo productor | <input type="text" value="50"/> (BN/BN) |
| Factor de incremento automatico del paso de tiempo | <input type="text" value="1.25"/> | Máxima relación gas-petróleo por pozo productor | <input type="text" value="500000"/> (PCN/BN) |
| Factor de descenso automatico del paso de tiempo | <input type="text" value="0.5"/> | Presión promedio mínima para el yacimiento | <input type="text" value="1000"/> (lpca) |
| Máximo tiempo de simulación | <input type="text" value="365"/> (días) | Presión promedio máxima para el yacimiento | <input type="text" value="5000"/> (lpca) |

Figura A.62. Ingreso de controles a la simulación

9.1.1 Máximo número de pasos de tiempo permitidos: al llegar la corrida al número de pasos de tiempo especificado, la simulación se detendrá.

9.1.2 Factor para incremento automático del paso de tiempo (FACT1): representa un múltiplo del tamaño del paso de tiempo previo para incrementar el tamaño del mismo de manera automática y así ser utilizado como paso de tiempo siguiente. Esto es realizado cuando la solución del paso de tiempo previo está dentro de las tolerancias establecidas en cuanto a los máximos cambios en la saturación y presión. Por tratarse de un valor para incrementar el tamaño del paso de tiempo, su valor debe ser mayor o igual a uno ($FACT1 \geq 1.0$). Cuando se quieran establecer tamaños de paso de tiempo fijos, FACT1

debe ser igual 1. Fanchi (2.001) señala que, 1.25 es el valor típico para el incremento automático del paso de tiempo.

9.1.3 Factor de descenso automático del paso de tiempo (FACT2): en caso de que la solución del paso de tiempo actual no se encuentre por debajo de los máximos cambios de saturación y presión establecidos, el tamaño del paso de tiempo es multiplicado por un factor de descenso. Este factor, debe ser menor o igual que la unidad ($FACT2 \leq 1.0$). El valor de 1.0, corresponde a un tamaño de paso de tiempo fijo. Fanchi (2001) establece como valor típico 0.5.

9.1.4 Tiempo máximo de simulación: cuando el modelo de simulación llegue al máximo tiempo de simulación se detendrá. Este valor viene dado en días.

9.1.5 Máxima relación agua-petróleo por pozo productor: Si alguno de los pozos productores presentes en el yacimiento, tiene una producción de agua tal que sobrepasa la máxima relación dada, la simulación se detendrá. La máxima relación agua-petróleo viene en barriles normales de agua sobre barriles normales de petróleo (BN/BN) y debe ser un valor positivo.

9.1.6 Máxima relación gas-petróleo por pozo productor: Si alguno de los pozos productores presentes en el yacimiento, tiene una producción de gas tal que sobrepasa la máxima relación dada, la simulación se detendrá. La máxima relación gas-petróleo viene en pies cúbicos normales de gas sobre barriles normales de petróleo (PCN/BN) y debe ser un valor positivo.

9.1.7 Presión promedio mínima del yacimiento: la simulación también se detendrá si el valor promedio de la presión del yacimiento (ponderada por volumen poroso, $lpca$) cae por debajo del valor dado.

9.1.8 Presión promedio máxima del yacimiento: representa el valor máximo de presión promedio del yacimiento (ponderada por volumen poroso, lpca). Para presiones promedio superiores al valor dado la simulación se detendrá. Es importante tener en consideración que los valores de presiones mínima y máxima del yacimiento establecidas por el usuario deben estar dentro del rango de presiones tratadas en las tablas PVT antes ingresadas.

9.2 Especificación del método de solución: algunas opciones con respecto al tratamiento de las tolerancias para las convergencias de los procedimientos dentro de WinB4D, están disponibles al usuario en el recuadro mostrado en la Figura A.63.

Figura A.63. Ingreso de los métodos de solución

9.2.1 Método de solución: un total de cinco opciones están disponibles en WinB4D a través de la interfaz para hallar las soluciones del modelo de simulación. La Tabla A.5, muestra tales opciones.

Tabla A.5. Método de solución en WinB4D

| Opción | Aplicación |
|--|--|
| Algoritmo Tridiagonal 1D | Problemas de 1D ó tipo tanque (1 celda) |
| Algoritmo de solución directa por bandas | Problemas 2D ó 3D |
| LSORX | Matriz iterativa con solución directa en x |
| LSORY | Matriz iterativa con solución directa en y |
| LSORZ | Matriz iterativa con solución directa en z |

La opción que aparece por defecto en la interfaz es la referida a los problemas en dos y tres dimensiones. El usuario puede acceder al resto de las opciones mediante la lista desplegable correspondiente.

9.2.2 Máximo número de iteraciones LSOR por paso de tiempo: como su nombre lo indica, representa el tope de iteraciones que ser realizaran por cada paso de tiempo. Según Fanchi (2001), un valor típico de este parámetro es 100.

9.2.3 Parámetro inicial de aceleración de LSOR (OMEGA): el rango de valores para OMEGA está entre 1.0 y 2.0. Fanchi (2001) establece como valor típico, 1.5.

9.2.4 Máximo cambio de presión para iteraciones LSOR: representa la tolerancia para que las iteraciones LSOR converjan. Viene dado el $lpca$ y según Fanchi et al (1982), debe estar entre 0.1 y 1.0.

9.2.5 Parámetro de variación de OMEGA: sirve para determinar cuando cambiar el valor de OMEGA. Cuando se establece 0.0 como valor, se tiene que OMEGA será el mismo para toda la corrida. Fanchi et al. (1982) indica como rango de este parámetro, 0.0001-0.01.

9.2.6 Máximo cambio de saturación por paso de tiempo: representa el máximo cambio tolerable de la saturación en cualquiera de las celdas del modelo entre un paso de tiempo y otro. Cuando el cambio de saturación de alguna de las celdas, excede el valor máximo fijado, WinB4D multiplica automáticamente, el tamaño del paso de tiempo por FACT2 para así reducir su tamaño y buscar disminuir el cambio de saturación en el modelo entre el paso de tiempo anterior y el actual.

9.2.7 Máximo cambio de presión por paso de tiempo: representa el máximo cambio de presión en cualquiera de las celdas del modelo entre un paso de tiempo y otro. Al igual que con las saturaciones, cuando este valor es sobrepasado el tamaño del paso de tiempo es disminuido de manera automática para mantener la solución dentro del rango establecido.

9.2.8 Control de la Dispersión Numérica: los cálculos de flujo de fluidos entre las celdas pueden realizarse mediante las técnicas *Single-Point Upstream Weighting* o *Two-Point Upstream Weighting*. La primera de las opciones está activa por defecto en la lista desplegable correspondiente.

10. Modelo Analítico de Acuífero

WinB4D incorpora una serie de representaciones analíticas para el acuífero, como alternativa a su inclusión en las celdas que componen el modelo de simulación. Inicialmente, el programa desactiva las opciones disponibles de modelos de acuífero, mas, sin embargo, el usuario tiene la posibilidad de activar alguno de ellos en el recuadro ubicado en la parte superior de la forma “Modelo de Acuífero” (Figura A.64).

The image shows a software dialog box titled "Modelo de Acuífero". It contains a section "Modelo Analítico de Acuífero" with four radio button options: "No hay acuífero" (which is selected), "Modelo de acuífero pequeño y limitado", "Modelo de Acuífero de estado estable", and "Modelo de Corte-Tray" with a dropdown menu labeled "Re/Flw". Below this section are two data entry areas. Each area has a text input field labeled "Ingreso datos del Acuífero" and a table with 10 columns and 2 rows. The first table is associated with the label "Número de regiones que contienen el Acuífero" and the second with "Número de parámetros de Acuífero". At the bottom of the dialog are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Borrar".

Figura A.64. Forma “Modelo de Acuífero”

10.1. Acuífero pequeño y limitado (Pot): cuando esta opción está seleccionada, se activa la matriz mostrada en la Figura A.65. Además de la matriz, una ventana para el ingreso del número de regiones que contienen el acuífero se activa. Previo a introducir los datos en la matriz, es requerido que el número de regiones que contienen el acuífero sea definido. El número de filas de la matriz corresponderá entonces al número de regiones definidas.

| I1 | I2 | J1 | J2 | K1 | K2 | POT |
|----|----|----|----|----|----|-----|
| 1 | 4 | 2 | 5 | 3 | 4 | 100 |
| 1 | 4 | 2 | 5 | 4 | 5 | 130 |

Figura A.65. Matriz para ingreso de datos de acuífero pequeño y limitado

En la matriz del acuífero pequeño y limitado la cantidad de filas para el ingreso de datos, corresponderá al número de regiones de acuífero definidas. Así por ejemplo, en la Figura A.65, el número de regiones de acuífero sería 2. Las columnas con los encabezados I1, J1 y K1, se refieren al número de la celda en la cual comienza la región de acuífero, mientras que las columnas con los textos I2, J2 y K2, contienen la celda en la que culmina la región de acuífero. La columna final de la matriz (POT), está destinada al ingreso del empuje que proporciona el acuífero (PC/lpca).

10.2. Acuífero de estado estable (Steady-State): la matriz que se muestra cuando se selecciona el modelo de acuífero de estado estable tiene similar apariencia a la matriz del acuífero pequeño y limitado. Igualmente, requiere del ingreso del número de regiones que contienen el acuífero y con base a ello, se establecen el número de filas en la matriz. Las primeras seis columnas de la matriz tienen la misma función descrita para el modelo de acuífero anterior. Por su parte, la séptima columna tiene como finalidad, recibir los datos del empuje del acuífero (PC/día/lpca) bajo el esquema de estado estable.

10.3. Acuífero Carter-Tracy: el modelo analítico para representar el acuífero según Carter-Tracy, presenta algunas diferencias con relación a los modelos anteriores con respecto a los datos requeridos. Así pues, el usuario debe seleccionar la relación que existe entre el radio del yacimiento (R_e) y el radio del pozo (R_w). Valores de 1.5, 2.0, 3.0, 4.0, 5.0, 6.0, 8.0, 10.0 e infinito, están disponibles para la relación R_e/R_w . La selección de esta relación es realizada mediante la lista desplegable disponible al lado derecho de la casilla de activación del modelo de acuífero (Figura A.66).

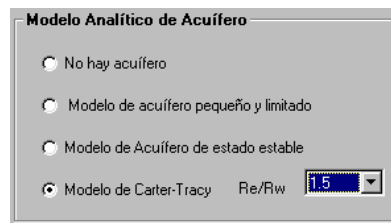


Figura A.66. Selección de modelo de acuífero Carter-Tracy

Una vez que se ha seleccionado alguna de las relaciones dadas en la lista desplegable, el usuario debe suministrar el número de regiones que contienen el acuífero, con lo cual se mostrará una matriz para el ingreso de las celdas que constituyen cada una de las regiones definidas. A diferencia de los casos anteriores, para el modelo Carter-Tracy, se requiere el ingreso de datos en dos matrices diferentes. La primera, como ya se dijo, trata de las celdas que contienen el acuífero (Figura A.67), mientras que la segunda, se refiere al ingreso los parámetros que definen el acuífero (Figura A.68).

Ingreso datos del Acuífero 8.5

| I1 | I2 | J1 | J2 | K1 | K2 |
|----|----|----|----|----|----|
| 1 | 4 | 2 | 5 | 3 | 4 |
| 1 | 4 | 2 | 5 | 4 | 5 |

Figura A.67. Ingreso de celdas que contienen el acuífero según Carter-Tracy

Las columnas con los encabezados I1, J1 y K1, se refieren al número de las celdas en las direcciones x, y, z, respectivamente, donde inicia el acuífero. Las columnas con los encabezados I2, J2 y K2 contienen las celdas donde culminan las regiones de acuífero.

| Ingrese datos del Acuífero | | | | | | | | 500 |
|----------------------------|---------|-------|-----|-------|-----|-----|-------|-----|
| AQCR | AQCW | AQMUW | AQK | AQPHI | AQH | AQS | AQRE2 | |
| 0.000003 | 0.00002 | 1.5 | 120 | 0.3 | 12 | 0 | 500 | |

Figura A.68. Ingreso de parámetros de acuífero Carter-Tracy

La matriz presentada en la Figura A.68, contiene los valores que definen el empuje que proporciona el acuífero según el modelo de Carter-Tracy. Diferentes números de parámetros de acuífero pueden ser asignados a las regiones de acuífero antes definidas. La matriz tendrá la cantidad de filas correspondiente al número de parámetros de acuífero suministrado. Para el caso mostrado, este es 1.

Los valores ha suministrar para definir el empuje del acuífero serán: de izquierda a derecha en la matriz de la Figura A.68, la compresibilidad de la roca que contiene el acuífero ($lpca^{-1}$), compresibilidad del agua ($lpca^{-1}$), viscosidad del agua (cp), permeabilidad de la roca que contiene el acuífero (md), porosidad (fracción), espesor neto del acuífero (pies), condición en la interfase entre el acuífero y el yacimiento (fracción) y por último, el radio externo del acuífero (pies). La condición en la interfase entre el acuífero y el yacimiento se refiere a sí existe influjo de agua al yacimiento o no. Un valor de 0 implica que no existe influjo, mientras que 1, sugiere que el acuífero envuelve las celdas del yacimiento.

11. Control del paso de tiempo y datos de salida

El inicio de los datos recurrentes del modelo de simulación, está constituido por la definición del rango de tamaños de pasos de tiempo a utilizar durante la simulación y los periodos de tiempo para los cuales información de los pozos debe reportarse en los resultados del simulador. La forma para el ingreso de estos valores es mostrada en la Figura A.69.

Es posible establecer múltiples conjuntos de datos recurrentes, para cada uno de los cuales existirán condiciones para el tamaño de los pasos de tiempo, tiempos de salida de resultados y programas de pozos. Para hacer esto es necesario introducir la información de los pozos presentes en el yacimiento, luego de esto un mensaje se mostrará preguntando al usuario si desea introducir a la interfaz otro conjunto de datos. Posteriormente, se describe en detalle esta opción del programa.

Control de paso de tiempo y datos de salida

Leer información de los pozos

Si No

Tamaños del paso de tiempo

Paso de tiempo Inicial (días)

Mínimo tamaño de paso de tiempo (días)

Máximo tamaño de paso de tiempo (días)

Número de tiempos de salida de resultados

Tiempos de salida de resultados (días)

| | | | |
|--|--|--|--|
| | | | |
| | | | |

Representación de resultados en 3DView

Distribución de Presión

Distribución de Saturación de Petróleo

Distribución de Saturación de Agua

Distribución de Saturación de Gas

Distribución de Presión de Burbujeo

Distribución de Infiltración por Acuífero

Distribución de Velocidad Compresional

Distribución de Impedancia Acústica

Distribución de Coeficiente de Reflexión

Distribución de Velocidad de Corte

Relación entre la Velocidad de Corte y Compresional

Aceptar Siguiente Borrar

Figura A.69. Forma “Control del paso de tiempo y datos de salida”

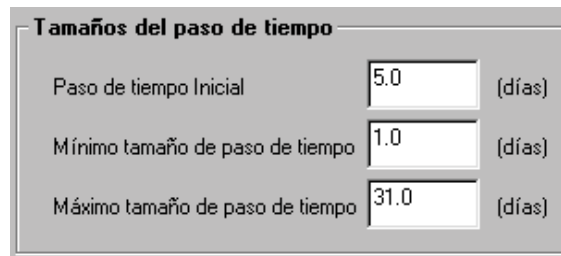
11.1 Leer información de los pozos: es posible seleccionar si desea o no incluir los pozos en la simulación. Un recuadro con las dos opciones está disponible. Inicialmente, la información de los pozos está activa (Figura A.70).



Un recuadro gris con el título "Leer información de los pozos". Dentro del recuadro, hay dos botones de radio. El primer botón, etiquetado "Sí", está seleccionado (tiene un punto negro en el centro). El segundo botón, etiquetado "No", no está seleccionado.

Figura A.70. Leer información de los pozos

11.2 Tamaño de pasos de tiempo: el usuario del programa debe establecer el tamaño de paso de tiempo mínimo y máximo a utilizarse durante el período de simulación establecido con el conjunto de datos. El tamaño del paso de tiempo variará entonces entre el tamaño mínimo y el máximo cuando se aplique el control automático del paso de tiempo. Así mismo debe establecer el paso de tiempo inicial. Todos estos datos deben estar dados en días.



Un recuadro gris con el título "Tamaños del paso de tiempo". Contiene tres filas de entrada de texto, cada una con un campo de entrada y la etiqueta "(días)" a su derecha:

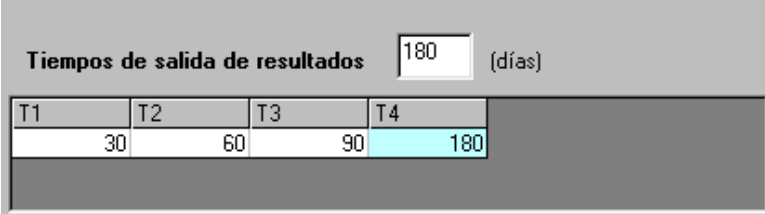
| | | |
|---------------------------------|------|--------|
| Paso de tiempo Inicial | 5.0 | (días) |
| Mínimo tamaño de paso de tiempo | 1.0 | (días) |
| Máximo tamaño de paso de tiempo | 31.0 | (días) |

Figura A.71. Ingreso de tamaño de paso de tiempo mínimo, máximo e inicial

11.3 Tiempos de salida de resultados: tal como se dijo antes, el usuario debe establecer los tiempos para los cuales, el simulador debe reportar la producción de los pozos en el archivo de extensión .WEL. Los mismos tiempos estipulados aquí son utilizados por WinB4D para generar la distribución de propiedades tales como presión y saturaciones en el archivo de extensión .ROF.

Se pueden establecer tantos tiempos para la salida de resultados como se deseen. Para ello, hay una ventana en la forma destinada al ingreso del número de

tiempos a utilizar. Luego de fijar el número de tiempos, una matriz con igual número de columnas como tiempos se hayan establecido, se muestra para el ingreso de los tiempos en días. La Figura A.72, permite apreciar la matriz en cuestión.



| T1 | T2 | T3 | T4 |
|----|----|----|-----|
| 30 | 60 | 90 | 180 |

Figura A.72. Matriz para ingreso de tiempos de salida de datos

En la matriz presentada, un total de 4 tiempos para la salida de datos de los pozos fueron fijados. Es importante, que el tiempo inicial (T1) de la matriz sea mayor que el máximo tiempo definido en el conjunto de datos recurrentes anterior. Por ejemplo, si se fijaron 4 tiempos de salida, y el último valor fue 180 días, el primer tiempo del próximo conjunto de datos debe ser superior a 180. Por su parte, para el primer conjunto de datos, el primer valor de tiempo debe ser mayor que cero. Así mismo, cada tiempo debe ser superior al tiempo anterior, tal como se aprecia en la Figura A.72.

11.4 Representación de resultados en 3DView: un conjunto de propiedades pueden ser desplegadas y visualizadas en el programa 3DView. Ello es realizado mediante la selección del texto “Si” o “Si/Digitalizar” en las listas desplegadas para cada una de las propiedades disponibles (Figura A.73).

Al inicio del programa, todas las propiedades aparecen seleccionadas para mostrarse en 3DView. No obstante, el usuario puede desactivarlas seleccionando la opción “No” en las listas. Además de mostrarse las propiedades en el programa 3DView, la distribución de cada una de las propiedades activas se imprimirá en el archivo de salida del simulador de extensión .ARR. También estas pueden ser vistas en el archivo .ROF.

En el programa 3DView, las propiedades se mostrarán sólo para el tiempo inicial cero, es decir, al inicio de la simulación. Para poder observar el cambio de cualquiera de las propiedades con el tiempo se requiere que la opción referida a la relación entre las velocidades de corte y compresional esté activa.

| Representación de resultados en 3DView | |
|---|----|
| Distribución de Presión | Si |
| Distribución de Saturación de Petróleo | Si |
| Distribución de Saturación de Agua | Si |
| Distribución de Saturación de Gas | Si |
| Distribución de Presión de Burbujeo | Si |
| Distribución de Influjos por Acuífero | Si |
| Distribución de Velocidad Compresional | Si |
| Distribución de Impedancia Acústica | Si |
| Distribución de Coeficiente de Reflexión | Si |
| Distribución de Velocidad de Corte | Si |
| Relación entre la Velocidad de Corte y Compresional | Si |

Figura A.73. Propiedades a ser mostradas con 3DView

El siguiente paso para fijar un conjunto de datos, es introducir la información de los pozos presentes en el modelo para los tiempos establecidos en la forma actual.

12. Información de los pozos

Distintos esquemas de producción/inyección pueden ser definidos en WinB4D. En la interfaz, la información de los pozos está contenida en la forma de mismo nombre. La Figura A.74 muestra las opciones disponibles para el ingreso de los datos de pozos.

A.74. Forma “Información de los pozos”

12.1. Número de pozos nuevos: este valor se refiere a la cantidad de pozos que se van a ingresar al modelo de simulación.

12.2. Número de pozos anteriores: está referido a la cantidad de pozos que ya habían sido definidos previamente en el modelo. Este valor aplica cuando se establece más de un conjunto de datos. Para el primer grupo de datos el número de pozos anteriores debe ser 0.

Una vez que se han fijado el número de pozos (Máximo 25), el usuario del programa debe proceder a introducir los datos de cada uno de ellos. Para hacer esto, debe pulsar el botón “Ingresar”, con lo cual se activa el recuadro mostrado en la Figura A.75. El recuadro se activa solo cuando existan datos de pozos por ingresar, de lo contrario, un mensaje se mostrará indicando que ya la totalidad de los datos de pozos han sido suministrados.

Pozo Nuevo

Nombre Número de conexiones

Número de identificación Características de las conexiones

| | I | J | K | PID | PwF |
|-----------|---|---|---|-----|------|
| Conexión1 | 1 | 2 | 5 | 3.4 | 2600 |
| Conexión2 | 1 | 2 | 6 | 6.5 | 2600 |

Tipo de pozo

Control aplicado al pozo

Controles

Tasa de Petróleo (BN/d)

Tasa de Agua (BN/d)

Tasa de Gas (MPCN/d)

Tasa total de fluidos (BN/d)

Coficiente a para análisis LIT $\times 10^8$

Coficiente b para análisis LIT $\times 10^7$

Figura A.75. Ingreso de información de los pozos

12.3. Nombre del pozo: un nombre con hasta cinco caracteres puede ser dado a cada pozo.

12.4. Número de identificación del pozo: un número de identificación distintivo de cada pozo del modelo debe ser dado. Cada pozo debe contar con un número único de identificación. La numeración debe ser la misma para cada conjunto de datos, de modo que, por ejemplo, el pozo P-1, siempre será el número uno en cualquiera de los conjuntos de datos que se fijen.

12.5. Número de conexiones del pozo: se refiere a la cantidad de celdas en las cuales el pozo está completado. Un máximo de cinco conexiones pueden ser establecidas.

12.6. Características de las conexiones: al ser fijado el número de conexiones, una matriz con igual número de filas se activará. En cada una de las filas se deben

introducir la celda en la cual está completado el pozo, así como también el índice pseudo-estacionario de productividad en la celda y la presión de fondo fluyente del mismo. Para el caso visto en la Figura A.75, dos conexiones fueron dadas al pozo P-1.

12.7. Tipo de pozo: tres grandes grupos de pozos están disponibles mediante una lista desplegable. El primero de ellos (activo por defecto) es un pozo productor, bien sea de petróleo, gas o agua. La segunda opción es la de un pozo inyector de agua y, por último, un pozo inyector de gas.

12.8. Controles aplicados a los pozos: según sea el tipo de pozo seleccionado, diversos controles a la producción o inyección del mismo pueden ser utilizados mediante una lista desplegable. Las opciones son: control en la tasa tanto de producción como de inyección, control a la presión de fondo fluyente y esquema LIT para pozos productores de gas. Las primeras dos alternativas, pueden ser aplicadas tanto a pozos productores como a pozos inyectores, sin embargo, la opción LIT, sólo es aplicable a pozos que producen gas. Cuando se intenta aplicar esta opción a pozos inyectores un mensaje se mostrará indicando al usuario que debe modificar la selección. La Tabla A.6 permite apreciar los valores que deben ser dados a la interfaz en función del control aplicado.

En la tabla, se ha utilizado Q_o , Q_g , Q_w y Q_t , para denotar la tasa de producción de petróleo, gas, agua y líquido (agua más petróleo). Cuando se define un pozo productor controles a la tasa de producción o a la presión de fondo fluyente pueden ser establecidos. Adicionalmente, si el pozo es productor de gas, el esquema de análisis LIT puede ser aplicado.

Tabla A.6. Ingreso de datos de pozos según tipo de pozo y control aplicado

| Tipo de pozo | Tipo de control | Valores requeridos |
|-----------------------|--------------------|--|
| Pozo productor | Tasa de producción | <ul style="list-style-type: none"> - $Q_o > 0, Q_g = Q_w = Q_t = 0$ - $Q_g > 0, Q_o = Q_w = Q_t = 0$ - $Q_w > 0, Q_o = Q_g = Q_t = 0$ - $Q_t > 0, Q_o = Q_g = Q_w = 0$ |
| | Presión de fondo | Presión de fondo por conexión Tasa máxima de petróleo (opcional) Tasa mínima petróleo (opcional) Tasa máxima de líquido (opcional) |
| | Esquema LIT | Coeficientes a, b |
| Pozo inyector de agua | Tasa de inyección | Tasa de inyección de agua ($Q_w < 0$) |
| | Presión de fondo | Presión de fondo Tasa máxima de inyección (opcional) |
| Pozo inyector de gas | Tasa de inyección | Tasa de inyección de gas ($Q_g < 0$) |
| | Presión de fondo | Presión de fondo Tasa máxima de inyección (opcional) |

Sí la tasa de producción es la condición impuesta al pozo, un valor positivo, bien sea de tasa de petróleo, gas, agua o líquido debe ser dado al programa. Una vez que uno de los valores es dado, automáticamente, el resto es establecido como cero. Por ejemplo, un pozo para el cual se ha definido un control a la tasa de petróleo de 600 BNP, tendrá cero como control en el resto de las tasas de fluidos (Figura A.75). El valor cero en los controles de las tasas indica que el control correspondiente a esa tasa, está inactivo.

El valor de presión de fondo dado en la información del pozo sólo es considerado por WinB4D cuando el control es impuesto a la presión. En ese caso, la condición de operación del pozo es la presión de fondo del mismo. Es posible dar,

además, controles a las tasas máximas de producción de los pozos. El usuario puede establecer estos controles adicionales o, por el contrario, desactivarlos asignando cero a las tasas, según sea el caso.

El ingreso de las condiciones de operación para el caso de los pozos inyectoros, es similar al ingreso de la información de los pozos productores, con la salvedad de que las tasas de inyección deben ser valores negativos ($Q < 0$). Igualmente, restricciones en las tasas de inyección o presiones de fondo pueden ser suministradas.

Cuando ya la información del pozo ha sido completada, se debe pulsar el botón “Aceptar” ubicado dentro del recuadro mostrado en la Figura A.75. Esto permite que dicha información sea mostrada en una matriz de datos ubicada a la derecha de la forma. La manera como son presentados los datos en la matriz corresponde al modo como serán incluidos en el archivo de datos de WinB4D. Este procedimiento debe ser realizado para todos los pozos del modelo.

Una vez que han sido completados los datos de los pozos nuevos del modelo un mensaje se mostrará indicando al usuario que hasta ese momento puede introducir más pozos nuevos. De no hacerlo en ese momento, otros pozos nuevos no podrán ser dados al programa. Posteriormente, la información de los “Pozos anteriores” debe ser ingresada, siguiendo el mismo procedimiento descrito hasta ahora.

Finalmente, deben existir en la matriz del lado derecho de la forma, tantos pozos como corresponden a la suma del número de pozos nuevos y anteriores dados con anterioridad. Cuando esa condición es cumplida, se puede pulsar el botón “Aceptar” de la forma y así se ingresarán los datos de los pozos al archivo de datos.

Para establecer múltiples conjuntos de datos recurrentes, el usuario debe seleccionar “Si”, en el mensaje que se mostrará una vez que los datos de los pozos se hayan ingresado al archivo de datos. La Figura A.76, muestra el mensaje en cuestión.

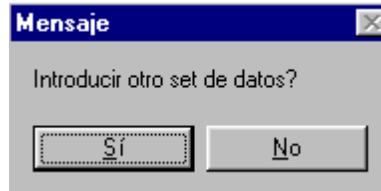


Figura A.76. Mensaje mostrado para el ingreso de múltiples conjuntos de datos de pozos

Sí el usuario selecciona “Si” en el mensaje mostrado, el programa se dirigirá automáticamente a la forma “Control de paso de tiempo y datos de salida”, para que nuevos tiempos sean dados a la interfaz para el nuevo conjunto de datos. En caso contrario, la selección “No” dará por concluido el ingreso de datos y dirigirá al programa hacia la forma principal para que, desde allí, se corra la aplicación de WinB4D con el archivo creado o se ejecute alguna de las opciones disponibles en dicha forma.

Cuando todos los datos requeridos en cada una de las formas descritas a lo largo de esta sección han sido incorporados de manera correcta, el archivo de datos puede ser generado manteniendo la estructura necesaria para que pueda ser reconocido por WinB4D.

ANEXOS

ANEXO 1

Algoritmos programados en la interfaz para calcular propiedades PVT y permeabilidades relativas

'Cálculo de la permeabilidad relativa del agua Krw

'Utilizando la correlación de Wyllie para sistema agua-petróleo

```
Public Function KRW(ByVal SWRI As Double, ByVal SatAgua As Double, ByVal TipoRoca As Double) _ As Double
```

```
S = ((SatAgua - SWRI) / (1 - SWRI))
If TipoRoca = 0 Then
'Arenisca no consolidada-Bien escogida
KRW = (S) ^ 3
ElseIf TipoRoca = 1 Then
'Arenisca no consolidada-Pobremente escogida
KRW = (S) ^ 3.5
ElseIf TipoRoca = 2 Then
'Arena cementada, limolita
KRW = (S) ^ 3.5
End If
End Function
```

'Cálculo de la permeabilidad relativa del petróleo para sistema agua-petróleo

'Utilizando la correlación de Wyllie para sistema agua-petroleo

```
Public Function KROW(ByVal SWRI As Double, ByVal SatAgua As Double, ByVal TipoRoca As Double) _ As Double
```

```
S = ((SatAgua - SWRI) / (1 - SWRI))
If TipoRoca = 0 Then
'Arenisca no consolidada-Bien escogida
KROW = (1 - S) ^ 3#
ElseIf TipoRoca = 1 Then
'Arenisca no consolidada-Pobremente escogida
a = ((1 - S) ^ 2)
b = (1 - (S ^ (3 / 2)))
KROW = (a * b)
ElseIf TipoRoca = 2 Then
'Arena cementada, limolita
KROW = ((1 - S) ^ 2) * (1 - (S ^ (2)))
End If
End Function
```

'Cálculo de la permeabilidad relativa del gas Krg

'Utilizando la correlación de Wyllie para sistema gas-petroleo

```
Public Function KRG(ByVal SWRI As Double, ByVal SPET As Double, ByVal TipoRoca As Integer) As _ Double
```

```
S = SPET / (1 - SWRI)
```

```

If TipoRoca = 0 Then
'Arenisca no consolidada-Bien escogida
KRG = (1 - S) ^ 3
ElseIf TipoRoca = 1 Then
'Arenisca no consolidada-Pobrementemente escogida
KRG = ((1 - S) ^ 2) * (1 - (S ^ (1.5)))
ElseIf TipoRoca = 2 Then
'arena cementada, limolita
KRG = ((1 - S) ^ 2) * (1 - (S ^ (2)))
End If
End Function

```

'Cálculo de la permeabilidad relativa del petróleo en presencia de gas

'Utilizando la correlación de Wyllie para sistema gas-petróleo

```

Public Function KROG(ByVal SWRI As Double, ByVal SATPet As Double, ByVal TipoRoca As
Double) _As Double

```

```

S = SATPet / (1 - SWRI)
If TipoRoca = 0 Then
'Arenisca no consolidada-Bien escogida
KROG = (S) ^ 3#
ElseIf TipoRoca = 1 Then
'Arenisca no consolidada-Pobrementemente escogida
KROG = (S) ^ (3.5)
ElseIf TipoRoca = 2 Then
'arena cementada, limolita
KROG = (S) ^ (4#)
End If
End Function

```

'Cálculo del Punto de Burbujeo (Vazquez-Beggs)

```

Function BP(ByVal api As Double, ByVal GORInicial As Double, ByVal TEMP As Double, _
ByVal GravGas As Double, ByVal TSEP As Double, ByVal PSEP As Double) As Double

```

'Cálculo de la gravedad del gas a condiciones de separador

GravGasSeparador = GravGas * (1 + 0.00005912 * api * TSEP * 0.434294 * Log(PSEP / 114.7))

'Rangos de constantes según °API

If api > 30 Then

c1 = 0.0178

c2 = 1.187

c3 = 23.931

Else

c1 = 0.0362

c2 = 1.0937

c3 = 25.724

End If

'Calculo de la Presión de Burbujeo

BP = (GORInicial / (c1 * GravGasSeparador * Exp(c3 * api / (460 + TEMP)))) ^ (1 / c2)

End Function

'Cálculo del factor volumétrico de formación del Petróleo Bo (Vazquez-Beggs)

```
Function Bo(ByVal Presion As Double, ByVal BPP As Double, ByVal api As Double, _  
    ByVal GOR As Double, ByVal TEMP As Double, ByVal GravGas As Double, _  
    ByVal TSEP As Double, ByVal PSEP As Double) As Double
```

'Cálculo de la gravedad del gas a condiciones de Separador

```
GravGasSeparador = GravGas * (1 + 0.0005912 * api * TSEP * 0.434294 * Log(PSEP / 114.7))
```

'Rangos de constantes según °API

If api > 30 Then

```
c1 = 0.000467
```

```
c2 = 0.000011
```

```
c3 = 0.000000001337
```

Else

```
c1 = 0.0004677
```

```
c2 = 0.00001751
```

```
c3 = -0.00000001811
```

End If

'Calculo del Bo

```
Bo = 1 + c1 * GOR + c2 * (TEMP - 60) * (api / GravGasSeparador) + c3 * GOR * (TEMP - 60) * (api  
/ GravGasSeparador)
```

'Corrección del Bo para P>Pb

If Presion > BPP Then

'llama la función Coabp, para la compresibilidad del petróleo

```
co = Coabp(api, GOR, Presion, TEMP, GravGas, TSEP, PSEP)
```

```
Bo = Bo * Exp(co * (BPP - Presion))
```

End If

End Function

'Cálculo del factor de corrección del Bo por compresibilidad del petróleo (Vazquez-Beggs)

```
Function Coabp(ByVal api As Double, ByVal GOR As Double, ByVal Presion As Double, _  
    ByVal TEMP As Double, ByVal GravGas As Double, ByVal TSEP As Double, _  
    ByVal PSEP As Double) As Double
```

'Cálculo de la gravedad del gas a condiciones de separador

```
GravGasSeparador = GravGas * (1 + 0.0005912 * api * TSEP * 0.434294 * Log(PSEP / 114.7))
```

'Valores constantes

```
a1 = -1433
```

```
a2 = 5
```

```
a3 = 17.2
```

```
a4 = -1180
```

```
a5 = 12.61
```

```
a6 = 10 ^ 5
```

'Cálculo de la compresibilidad del petróleo

```
Coabp = (a1 + a2 * GOR + a3 * TEMP + a4 * GravGasSeparador + a5 * api) / (a6 * Presion)
```

End Function

'Cálculo de Rs (Vazquez-Beggs)

```
Function RS(ByVal Presion As Double, ByVal api As Double, ByVal TEMP As Double, _  
    ByVal GravGas As Double, ByVal TSEP As Double, ByVal PSEP As Double) As Double
```

'Cálculo de la gravedad del gas a condiciones de separador

```
GravGasSeparador = GravGas * (1 + 0.0005912 * api * TSEP * 0.434294 * Log(PSEP / 114.7))
```

```

'Rangos de constantes según °API
If api > 30 Then
  c1 = 0.0178
  c2 = 1.187
  c3 = 23.931
Else
  c1 = 0.0362
  c2 = 1.0937
  c3 = 25.724
End If
'Cálculo del Rs
RS = c1 * GravGasSeparador * Presion ^ c2 * Exp(c3 * (api / (TEMP + 460)))
End Function

```

'Cálculo de la Viscosidad del Petróleo (Vazquez-Beggs P>Pb) y (Beggs-Robinson P<Pb)

```

Function ViscosidadPetroleo(ByVal api As Double, ByVal Presion As Double, ByVal TEMP As Double, ByVal GOR As Double, ByVal BPP As Double) As Double

```

```

'Correlación de Beggs-Robinson para petróleo muerto

```

```

  c = 3.0324 - 0.02023 * api
  b = 10 ^ c
  a = b * TEMP ^ -1.163
  uod = 10 ^ a - 1
  a = 10.715 * (GOR + 100) ^ -0.515
  b = 5.44 * (GOR + 150) ^ -0.338
  uobo = a * uod ^ b

```

```

'Dependiendo de la Presión se aplica o Beggs-Robinson o Vazquez-Beggs

```

```

If Presion < BPP Then
  ViscosidadPetroleo = a * uod ^ b      'Beggs-Robinson
Else
  uobp = a * uod ^ b
  a = 2.6 * Presion ^ 1.187 * Exp(-0.0000898 * Presion - 11.513)
  ViscosidadPetroleo = uobp * (Presion / BPP) ^ a      'Vazquez-Beggs
End If
End Function

```

'Cálculo de la Viscosidad del gas (Lee-Gonzalez)

```

Function ViscosidadGas(ByVal Presion As Double, ByVal TEMP As Double, ByVal GravGas As Double, ByVal N2 As Double, ByVal CO2 As Double, ByVal H2S As Double) As Double

```

```

'Cálculo del Z (llama la función Z)

```

```

  zm = Z(Presion, TEMP, GravGas, N2, CO2, H2S)

```

```

'Cálculo del Peso Molecular del Gas (aire=28.97)

```

```

  mw = 28.97 * GravGas

```

```

'Aplicación de correlación de Lee-Gonzalez

```

```

  a = (9.4 + 0.02 * mw) * (TEMP + 460) ^ 1.5 / (209 + 19 * mw + (TEMP + 460)) / 10000
  b = 3.5 + 986 / (TEMP + 460) + 0.01 * mw
  c = 2.4 - 0.2 * b

```

```

'Cálculo de la densidad del Gas

```

```

  rho = Presion * mw / zm / 669.8 / (TEMP + 460)

```

```

'Expresión final Lee-Gonzalez

```

```

ViscosidadGas = a * Exp(b * rho ^ c)
End Function

```

'Cálculo del factor de desviación Z

```

Function Z(ByVal Presion As Double, ByVal TEMP As Double, ByVal GravGas As Double, _
ByVal N2 As Double, ByVal CO2 As Double, ByVal H2S As Double) As Double

```

```

'Llama la función Tcm para la temperatura crítica de la mezcla de gases
tr = (TEMP + 460) / Tcm(GravGas, N2, CO2, H2S)
'Llama la función Pcm para la presión crítica de la mezcla de gases
pr = Presion / Pcm(GravGas, N2, CO2, H2S)
a = 0.064225133
b = 0.53530771 * tr - 0.61232032
c = 0.31506237 * tr - 1.0467099 - 0.57832729 / tr ^ 2
d = tr
e = 0.68157001 / tr ^ 2
f = 0.68446549
g = 0.27 * pr
rho = 0.27 * pr / tr 'Estimado inicial de densidad pseudo reducida
rhoold = rho
'Iteración de Newton-Raphson
For i = 1 To 100
    frho = a * rho ^ 6 + b * rho ^ 3 + c * rho ^ 2 + d * rho + e * rho ^ 3 * (1 + f * rho ^ 2) * Exp(-f * rho
^ 2) - g
    dfrho = 6 * a * rho ^ 5 + 3 * b * rho ^ 2 + 2 * c * rho + d + e * rho ^ 2 * (3 + f * rho ^ 2 * (3 - 2 *
f * rho ^ 2)) * Exp(-f * rho ^ 2)
    rho = rho - frho / dfrho
    test = Abs((rho - rhoold) / rho)
    If test < 0.00001 Then Exit For 'Tolerancia para la convergencia
    rhoold = rho
Next i
Z = 0.27 * pr / rho / tr
End Function

```

'Cálculo de la Temperatura Crítica del Gas (Mezcla)

```

Function Tcm(ByVal GravGas As Double, ByVal N2 As Double, ByVal CO2 As Double, _
ByVal H2S As Double) As Double

```

```

yn2 = N2 / 100
yco2 = CO2 / 100
yh2s = H2S / 100
gasg = (GravGas - 0.9672 * yn2 - 1.5195 * yco2 - 1.1765 * yh2s) / (1 - yn2 - yco2 - yh2s)
Tcm = 168 + 325 * gasg - 12.5 * gasg ^ 2
Tcm = (1 - yn2 - yco2 - yh2s) * Tcm + 227.3 * yn2 + 547.6 * yco2 + 672.4 * yh2s
cwa = 120 * ((yco2 + yh2s) ^ 0.9 - (yco2 + yh2s) ^ 1.6) + 15 * (yh2s ^ 0.5 - yh2s ^ 4)
Tcm = Tcm - cwa
End Function

```

'Cálculo de la Presión crítica del gas (Mezcla)

Function Pcm(ByVal GravGas As Double, ByVal N2 As Double, ByVal CO2 As Double, _
ByVal H2S As Double) As Double

```
yn2 = N2 / 100
yco2 = CO2 / 100
yh2s = H2S / 100
gasg = (GravGas - 0.9672 * yn2 - 1.5195 * yco2 - 1.1765 * yh2s) / (1 - yn2 - yco2 - yh2s)
Pcm = 677 + 15 * gasg - 37.5 * gasg ^ 2
Pcm = (1 - yn2 - yco2 - yh2s) * Pcm + 493# * yn2 + 1071 * yco2 + 1306 * yh2s
tc = 168 + 325 * gasg - 12.5 * gasg ^ 2
tc = (1 - yn2 - yco2 - yh2s) * tc + 227.3 * yn2 + 547.6 * yco2 + 672.4 * yh2s
cwa = 120 * ((yco2 + yh2s) ^ 0.9 - (yco2 + yh2s) ^ 1.6) + 15 * (yh2s ^ 0.5 - yh2s ^ 4)
Pcm = Pcm * (tc - cwa) / (tc + yh2s * (1 - yh2s) * cwa)
End Function
```

'Cálculo del Bg

Public Function Bg(ByVal TEMP As Double, ByVal Presion As Double, ByVal GravGas As Double,
ByVal
GravGas As Double, ByVal N2 As Double, ByVal CO2 As Double, ByVal H2S As
Double) As Double

```
'Calcula el Bg a partir del Z, la Tyac y Pyac
Dim TdegR As Double
TdegR = TEMP + 459.67
'Cálculo del Z (llama la función Z)
zm = Z(Presion, TEMP, GravGas, N2, CO2, H2S)
'Calcula el factor Z
Bg = (0.02829 * TdegR * GasZ) / Presion
End Function
```

'Cálculo del factor volumétrico de formación del agua

```
Function Bw(ByVal TEMP As Double, ByVal Presion As Double, ByVal Salt As Double) As Double
a = 0.9911 + 0.0000635 * TEMP + 0.00000085 * TEMP ^ 2
b = -0.000001093 - 0.00000003497 * TEMP + 0.00000000000457 * TEMP ^ 2
c = -0.000000000005 + 6.429E-13 * TEMP - 1.43E-15 * TEMP ^ 2

Bw = a + b * Presion + c * Presion ^ 2
Bw = Bw * (((0.000000051 * Presion + (0.00000547 - 0.000000000195 * Presion) * (TEMP - 60) +  
(-0.0000000323 + 0.00000000000085 * Presion) * (TEMP - 60) ^ 2) * Salt + 1)
End Function
```

'Calculo del gas en solución en el agua

```
Function RSw(ByVal TEMP As Double, ByVal Presion As Double, ByVal Salt As Double) As  
Double
a = 2.12 + 0.00345 * TEMP - 0.0000359 * TEMP ^ 2
b = 0.0107 - 0.0000526 * TEMP + 0.000000148 * TEMP ^ 2
c = -0.000000875 + 0.0000000039 * TEMP - 0.0000000000102 * TEMP ^ 2
RSw = a + b * Presion + c * Presion ^ 2
RSw = RSw * (1 - (0.0753 - 0.000173 * TEMP) * Salt)
```

End Function

'Cálculo de la viscosidad del agua

```
Function ViscosidadAgua(ByVal TEMP As Double, ByVal Presion As Double, ByVal Salt As Double) As Double
    tc = 5 / 9 * (TEMP - 32)
    tk = tc + 273.15
    Sum = -7.419242 * (0.65 - 0.01 * tc) ^ (1 - 1)
    Sum = Sum - 0.29721 * (0.65 - 0.01 * tc) ^ (2 - 1)
    Sum = Sum - 0.1155286 * (0.65 - 0.01 * tc) ^ (3 - 1)
    Sum = Sum - 0.008685635 * (0.65 - 0.01 * tc) ^ (4 - 1)
    Sum = Sum + 0.001094098 * (0.65 - 0.01 * tc) ^ (5 - 1)
    Sum = Sum + 0.00439993 * (0.65 - 0.01 * tc) ^ (6 - 1)
    Sum = Sum + 0.002520658 * (0.65 - 0.01 * tc) ^ (7 - 1)
    Sum = Sum + 0.0005218684 * (0.65 - 0.01 * tc) ^ (8 - 1)
    psat = 22088 * Exp((374.136 - tc) * Sum / tk)
    ViscosidadAgua = 0.02414*10^(247.8/ (tk-140)) * (1+(Presion /14.504 - psat) * 0.0000010467* (tk - 305))
    ViscosidadAgua = ViscosidadAgua * (1 - 0.00187 * Salt ^ 0.5 + 0.000218 * Salt ^ 2.5 + (TEMP ^ 0.5 - 0.0135 * TEMP) * (0.00276 * Salt - 0.000344 * Salt ^ 1.5))
End Function
```


ANEXO 2

Rangos de validez de correlaciones utilizadas en la interfaz

| Propiedades PVT del petróleo | | | | |
|---|---------------------|--|---------------|---------|
| Propiedad | Correlación | Rangos definidos por los autores | | |
| | | Propiedad | Rango | Unidad |
| Presión de Burbujeo Relación gas-pet. en solución Factor volumétrico Compresibilidad | Vazquez y Beggs | Grav. petróleo (γ_o) | 15.3 - 59.5 | °API |
| | | Presión burbujeo (P_b) | 15 - 6055 | Lpca |
| | | Temperatura (T) | 170 | °F |
| | | Factor Volumétrico a P_b | 1.028 - 2.226 | BY/BN |
| | | Relación gas-petróleo (R_s) | 0 - 2199 | PCN/BN |
| | | Grav. Gas en separador (γ_{gs}) | 0.511 - 1.351 | Aire= 1 |
| | | Presión del separador (P_s) | 60 - 565 | Lpca |
| | | Temp. del separador (T_s) | 76 - 150 | °F |
| | | Presión (P) | 141 - 9515 | Lpca |
| Viscosidad | Vazquez y Beggs | Grav. petróleo (γ_o) | 15.3 - 59.5 | °API |
| | | Presión (P) | 141 - 9515 | Lpca |
| | | Relación gas-petróleo (R_s) | 9.3 - 2199 | PCN/BN |
| | | Viscosidad pet saturado (μ_o) | 0.117 - 148 | cp |
| | Beggs y Robinson | Grav. petróleo (γ_o) | 16 - 58 | °API |
| | | Temperatura (T) | 70 - 295 | °F |
| | | Presión (P) | 15 - 5265 | Lpca |
| | | Relación gas-petróleo (R_s) | 20 - 2070 | PCN/BN |

| Propiedades PVT del gas | | | | |
|--|--------------------|--|--------------|---------------|
| Propiedad | Correlación | Rangos definidos por los autores | | |
| | | Propiedad | Rango | Unidad |
| Temperatura crítica del gas Presión crítica del gas | Standing | Fracción molar N ₂ | 0 -100 | % |
| | | Fracción molar CO ₂ | 0 -100 | % |
| | | Fracción molar H ₂ S | 0 -100 | % |
| | | Fracción N ₂ +CO ₂ +H ₂ S | 0 - 100 | % |
| | | Fracción CO ₂ +H ₂ S | 0 - 80 | % |
| Factor de desviación del gas | Dranchuk | Temperatura reducida (T _r) | 1.05 - 3.0 | - |
| | | Presión reducida (P _r) | 0.2 - 30.0 | - |
| | | Sí P _r < 1 – Temp. reducida | 0.7 - 1.0 | - |
| Viscosidad del gas | Lee y González | Temperatura (T) | 100 - 340 | °F |
| | | Presión (P) | 100 - 8000 | Lpca |

| Propiedades PVT del agua | | | | |
|---------------------------------|--------------------|---|--------------|---------------|
| Propiedad | Correlación | Rangos definidos por los autores | | |
| | | Propiedad | Rango | Unidad |
| Factor volumétrico del agua | Numbere | Temperatura | 100 – 250 | °F |
| | | Presión | 1000 - 5000 | Lpca |
| | | Salinidad | 0 – 25 | % peso |
| Viscosidad del agua | Numbere | Temperatura | 32 – 572 | °F |
| | | Presión | 1000 - 3200 | Lpca |
| | | Salinidad | 0 – 25 | % peso |
| Relación gas-agua en solución | Ramey | Temperatura | 90 – 250 | °F |
| | | Presión | 500 – 5000 | Lpca |
| | | Salinidad | 0 – 3 | % peso |

ANEXO 3

Valores de permeabilidades relativas utilizados en la validación de la interfaz

Arenisca no consolidada - Buen escogimiento

| Saturación | Krow | Krw | Krg | Krog |
|------------|------------|------------|------------|------------|
| 0 | - | - | - | - |
| 0.05 | - | - | - | - |
| 0.1 | - | - | - | - |
| 0.15 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| 0.2 | 0.83370649 | 0.00020354 | 0.00020354 | 0.83370649 |
| 0.25 | 0.68695298 | 0.00162833 | 0.00162833 | 0.68695298 |
| 0.3 | 0.55851822 | 0.00549562 | 0.00549562 | 0.55851822 |
| 0.35 | 0.44718095 | 0.01302666 | 0.01302666 | 0.44718095 |
| 0.4 | 0.35171993 | 0.02544427 | 0.02544427 | 0.35171993 |
| 0.45 | 0.2709139 | 0.04396499 | 0.04396499 | 0.2709139 |
| 0.5 | 0.20354162 | 0.06981478 | 0.06981478 | 0.20354162 |
| 0.55 | 0.14838184 | 0.10421331 | 0.10421331 | 0.14838184 |
| 0.6 | 0.10421331 | 0.14838184 | 0.14838184 | 0.10421331 |
| 0.65 | 0.06981478 | 0.20354162 | 0.20354162 | 0.06981478 |
| 0.7 | 0.04396499 | 0.2709139 | 0.2709139 | 0.04396499 |
| 0.75 | 0.0254427 | 0.35171993 | 0.35171993 | 0.0254427 |
| 0.8 | 0.01302666 | 0.44718095 | 0.44718095 | 0.01302666 |
| 0.85 | 0.00549562 | 0.55851822 | 0.55851822 | 0.00549562 |
| 0.9 | 0 | 0.68695298 | 0.68695298 | 0 |
| 0.95 | - | - | - | - |
| 1 | - | - | - | - |

Arenisca no consolidada - Pobre escogimiento

| Saturación | Krow | Krw | Krg | Krog |
|------------|------------|------------|------------|------------|
| 0 | - | - | - | - |
| 0.05 | - | - | - | - |
| 0.1 | - | - | - | - |
| 0.15 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| 0.2 | 0.87317543 | 4.94E-05 | 0.00030078 | 0.8088141 |
| 0.25 | 0.74713032 | 0.00055851 | 0.00236919 | 0.64527997 |
| 0.3 | 0.627924 | 0.00230862 | 0.00786828 | 0.50684702 |
| 0.35 | 0.51803213 | 0.00631886 | 0.01834099 | 0.3910484 |
| 0.4 | 0.41879202 | 0.01379824 | 0.03520244 | 0.29550385 |
| 0.45 | 0.33089594 | 0.0261191 | 0.05973086 | 0.2192305 |
| 0.5 | 0.24459347 | 0.04479937 | 0.09305662 | 0.1561093 |
| 0.55 | 0.18979761 | 0.0714874 | 0.13614867 | 0.10796365 |
| 0.6 | 0.13614867 | 0.10796365 | 0.18979761 | 0.07148974 |
| 0.65 | 0.09305662 | 0.1561093 | 0.25459347 | 0.04479937 |
| 0.7 | 0.05973086 | 0.21792305 | 0.33089594 | 0.0261191 |

| | | | | |
|------|------------|------------|------------|------------|
| 0.75 | 0.03520244 | 0.29550385 | 0.41879202 | 0.01379824 |
| 0.8 | 0.01834099 | 0.3910484 | 0.51803213 | 0.00631886 |
| 0.85 | 0.00786828 | 0.50684702 | 0.627924 | 0.00230862 |
| 0.9 | 0 | 0.64527997 | 0.74713032 | 0 |
| 0.95 | - | - | - | - |
| 1 | - | - | - | - |

Arenisca consolidada

| Saturación | Krow | Krw | Krg | Krog |
|------------|------------|------------|------------|------------|
| 0 | - | - | - | - |
| 0.05 | - | - | - | - |
| 0.1 | - | - | - | - |
| 0.15 | 1 | 0 | 0 | 1 |
| 0.2 | 0.88274805 | 1.20E-05 | 0.00039511 | 0.78466493 |
| 0.25 | 0.76777098 | 0.00019157 | 0.0030651 | 0.60613498 |
| 0.3 | 0.65708026 | 0.00096982 | 0.01002143 | 0.45995618 |
| 0.35 | 0.5524 | 0.0030651 | 0.02298823 | 0.3419619 |
| 0.4 | 0.45516696 | 0.00748315 | 0.04340226 | 0.24827289 |
| 0.45 | 0.36653057 | 0.01551706 | 0.07241293 | 0.17529723 |
| 0.5 | 0.28735288 | 0.02874726 | 0.11088229 | 0.11973037 |
| 0.55 | 0.21820859 | 0.04904156 | 0.15938506 | 0.07855509 |
| 0.6 | 0.15938506 | 0.07855509 | 0.21820859 | 0.04904156 |
| 0.65 | 0.11088229 | 0.11973037 | 0.28735288 | 0.02874726 |
| 0.7 | 0.07241293 | 0.17529723 | 0.36653057 | 0.01551706 |
| 0.75 | 0.04340226 | 0.24827289 | 0.45516696 | 0.00748315 |
| 0.8 | 0.02298823 | 0.3419619 | 0.5524 | 0.0030651 |
| 0.85 | 0.01002143 | 0.45995618 | 0.65708026 | 0.00096982 |
| 0.9 | 0 | 0.60613498 | 0.76777098 | 0 |
| 0.95 | - | - | - | - |
| 1 | - | - | - | - |

ANEXO 4

Valores de propiedades PVT utilizados para validar la interfaz

PVT del petróleo

Hoja de cálculo 1

| Presión | RGP | Viscosidad | Bo |
|----------------|------------|-------------------|-----------|
| (lpca) | (PCN/BN) | (cp) | (BY/BN) |
| 100 | 10 | 1.674 | 1.0819 |
| 500 | 71 | 1.262 | 1.1107 |
| 1000 | 161 | 0.959 | 1.1538 |
| 1500 | 261 | 0.779 | 1.2014 |
| 2000 | 368 | 0.662 | 1.252 |
| 2500 | 479 | 0.578 | 1.3051 |
| 3000 | 595 | 0.516 | 1.3603 |
| 3500 | 714 | 0.468 | 1.4172 |
| 3647 | 750 | 0.456 | 1.4342 |
| 4000 | 750 | 0.47 | 1.4274 |
| 4500 | 750 | 0.493 | 1.4197 |
| 5000 | 750 | 0.518 | 1.4135 |
| 5500 | 750 | 0.545 | 1.4085 |
| 6000 | 750 | 0.574 | 1.4043 |
| 6500 | 750 | 0.604 | 1.4008 |

Interfaz

| Presión | RGP | Viscosidad | Bo |
|----------------|------------|-------------------|-----------|
| (lpca) | (PCN/BN) | (cp) | (BY/BN) |
| 14.7 | 1.1 | 1.773 | 1.0775 |
| 360 | 48 | 1.3853 | 1.0998 |
| 721 | 109.5 | 1.1061 | 1.1291 |
| 1081 | 177.1 | 0.9236 | 1.1613 |
| 1441 | 249.1 | 0.7966 | 1.1956 |
| 1801 | 324.6 | 0.7033 | 1.2316 |
| 2162 | 403.2 | 0.6318 | 1.269 |
| 2522 | 484.1 | 0.5753 | 1.3075 |
| 2882 | 567.2 | 0.5295 | 1.3471 |
| 3243 | 652.5 | 0.4914 | 1.3877 |
| 3603 | 739.3 | 0.4593 | 1.4291 |
| 3647 | 750 | 0.4558 | 1.4342 |
| 4007 | 750 | 0.4707 | 1.4273 |
| 4367 | 750 | 0.487 | 1.4215 |
| 4728 | 750 | 0.5045 | 1.4167 |
| 5088 | 750 | 0.523 | 1.4125 |
| 5448 | 750 | 0.5425 | 1.4089 |
| 5809 | 750 | 0.5629 | 1.4058 |

| | | | |
|------|-----|--------|--------|
| 6169 | 750 | 0.5839 | 1.403 |
| 6500 | 750 | 0.6039 | 1.4008 |

PVT del gas

Hoja de cálculo 1

| Presión | Viscosidad |
|----------------|-------------------|
| (lpca) | (cp) |
| 100 | 0.014 |
| 500 | 0.015 |
| 1000 | 0.015 |
| 1500 | 0.016 |
| 2000 | 0.017 |
| 2500 | 0.018 |
| 3000 | 0.02 |
| 3500 | 0.021 |
| 4000 | 0.022 |
| 4500 | 0.024 |
| 5000 | 0.025 |

Hoja de cálculo 2

| Presión | Bg |
|----------------|------------|
| (lpca) | (PC/PCN) |
| 14.7 | 1.34474877 |
| 50 | 0.38454279 |
| 463 | 0.04020041 |
| 875 | 0.02111083 |
| 1288 | 0.01420489 |
| 1700 | 0.01072385 |
| 2113 | 0.00859031 |
| 2525 | 0.00718667 |
| 2938 | 0.00623219 |
| 3350 | 0.00555844 |
| 3736 | 0.00505312 |

Interfaz

| Presión | Viscosidad | Bg |
|----------------|-------------------|-----------|
| (lpca) | (cp) | (PC/PCN) |
| 14.7 | 0.0143 | 1.36445 |
| 277 | 0.0145 | 0.07123 |
| 554 | 0.0147 | 0.03505 |
| 831 | 0.0151 | 0.02304 |
| 1108 | 0.0155 | 0.01708 |
| 1385 | 0.016 | 0.01353 |
| 1662 | 0.0165 | 0.0112 |
| 1939 | 0.017 | 0.00957 |
| 2216 | 0.0177 | 0.00837 |
| 2493 | 0.0183 | 0.00745 |
| 2770 | 0.019 | 0.00674 |
| 3047 | 0.0197 | 0.00617 |
| 3324 | 0.0204 | 0.00571 |
| 3600 | 0.0212 | 0.00533 |
| 3877 | 0.0219 | 0.00501 |
| 3932 | 0.0221 | 0.00495 |
| 4209 | 0.0228 | 0.00469 |
| 4486 | 0.0236 | 0.00447 |
| 4763 | 0.0243 | 0.00427 |
| 5000 | 0.025 | 0.00413 |

PVT del agua

Hoja de cálculo 1

| Presion | Viscosidad | Bw | Rsw |
|----------------|-------------------|-----------|------------|
| (lpca) | (cp) | (BY/BN) | (PCN/BN) |
| 100 | 0.4545 | 1.0203 | 2.08 |
| 500 | 0.4549 | 1.0198 | 4.06 |
| 1000 | 0.4555 | 1.0191 | 6.35 |
| 1500 | 0.456 | 1.0184 | 8.41 |
| 2000 | 0.4566 | 1.0177 | 10.25 |
| 2500 | 0.4571 | 1.0171 | 11.87 |
| 3000 | 0.4577 | 1.0164 | 13.27 |
| 3500 | 0.4582 | 1.0158 | 14.45 |
| 4000 | 0.4588 | 1.0151 | 15.4 |
| 4500 | 0.4593 | 1.0145 | 16.14 |
| 5000 | 0.4599 | 1.0138 | 16.65 |

Interfaz

| Presion | Viscosidad | Bw | Rsw |
|----------------|-------------------|-----------|------------|
| (lpca) | (cp) | (BY/BN) | (PCN/BN) |
| 14.7 | 0.4544 | 1.0204 | 1.64 |
| 277 | 0.4547 | 1.0201 | 2.97 |
| 554 | 0.455 | 1.0197 | 4.32 |
| 831 | 0.4553 | 1.0193 | 5.6 |
| 1108 | 0.4556 | 1.0189 | 6.81 |
| 1385 | 0.4559 | 1.0186 | 7.95 |
| 1662 | 0.4562 | 1.0182 | 9.03 |
| 1939 | 0.4565 | 1.0178 | 10.04 |
| 2216 | 0.4568 | 1.0174 | 10.98 |
| 2493 | 0.4571 | 1.0171 | 11.85 |
| 2770 | 0.4574 | 1.0167 | 12.65 |
| 3047 | 0.4577 | 1.0163 | 13.39 |
| 3324 | 0.458 | 1.016 | 14.06 |
| 3341 | 0.458 | 1.016 | 14.1 |
| 3618 | 0.4583 | 1.0156 | 14.69 |
| 3895 | 0.4587 | 1.0152 | 15.22 |
| 4172 | 0.459 | 1.0149 | 15.68 |
| 4449 | 0.4593 | 1.0145 | 16.07 |
| 4726 | 0.4596 | 1.0142 | 16.4 |
| 5000 | 0.4599 | 1.0138 | 16.5 |

ANEXO 5

Caso 1. Aplicación de caso de estudio de simulación de yacimientos

| Propiedades | Características |
|--|----------------------------|
| Tipo de Modelo | 3 Dimensiones |
| Número de celdas (x, y, z) | 10, 7, 4 |
| Tamaño de las celdas en x | Constante |
| Tamaño de las celdas en y | Constante |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor bruto) | Por capas |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor neto) | Por capas |
| Modificaciones al tamaño de celdas en x / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en y / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en z / Número | No |
| Modificaciones a los espesores netos / Número | Si / 5 |
| Profundidad de las celdas | Cada celda de la 1era capa |
| Parámetros Sísmicos | Por defecto |
| Porosidad | Por capas |
| Permeabilidad en x | Por capas |
| Permeabilidad en y | Por capas |
| Permeabilidad en z | Por capas |
| Modificaciones a la Porosidad / Número / Tipo | Si / 11 / Múltiplo |
| Modificaciones a la Permeabilidad en x / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en y / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en z / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en x / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en y / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en z / Número | Si / 2 |
| Número de regiones de roca | 1 |
| Número de regiones de fluidos | 1 |
| Número de entradas a tabla de Perm. Relativa y presión capilar | 19 |
| Correlación de Stone | No |
| Número de entradas a tabla PVT del petróleo | 10 |
| Número de entradas a tabla PVT del agua | 10 |
| Número de entradas a tabla PVT del gas | 10 |
| Correlación de gas | No |
| Inicialización de la presión | Equilibrio de presiones |
| Inicialización de la saturación | Segregación gravitacional |
| Modelo analítico de acuífero / Tipo / Número de Regiones | Si / Estado Estable / 2 |
| Conjuntos de datos (Datos recurrentes) | 1 |
| Número de tiempos para salida de resultados | 4 |
| Número de pozos / Conexiones por pozo | 1 / 4 |
| Tipos de pozos | Productor |
| Controles aplicados a los pozos | Tasa de petróleo |

Caso 2. Producción de un yacimiento de gas

| Propiedades | Características |
|--|--|
| Tipo de Modelo | 3 Dimensiones |
| Número de celdas (x, y, z) | 9, 9, 2 |
| Tamaño de las celdas en x | Constante |
| Tamaño de las celdas en y | Constante |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor bruto) | Por capas |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor neto) | Por capas |
| Modificaciones al tamaño de celdas en x / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en y / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en z / Número | No |
| Modificaciones a los espesores netos / Número | No |
| Profundidad de las celdas | Constante |
| Parámetros Sísmicos | Por defecto |
| Porosidad | Por capas |
| Permeabilidad en x | Por capas |
| Permeabilidad en y | Por capas |
| Permeabilidad en z | Por capas |
| Modificaciones a la Porosidad / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en x / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en y / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en z / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en x / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en y / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en z / Número | No |
| Número de regiones de roca | 1 |
| Número de regiones de fluidos | 1 |
| Número de entradas a tabla de Perm. Relativa y presión capilar | 12 |
| Correlación de Stone | No |
| Número de entradas a tabla PVT del petróleo | 2 |
| Número de entradas a tabla PVT del agua | 4 |
| Número de entradas a tabla PVT del gas | 25 – Generadas por la correlación de gas |
| Correlación de gas | Si |
| Inicialización de la presión | Equilibrio de presiones |
| Inicialización de la saturación | Segregación gravitacional |
| Modelo analítico de acuífero / Tipo / Número de Regiones | No |
| Conjuntos de datos (Datos recurrentes) | 1 |
| Número de tiempos para salida de resultados | 3 |
| Número de pozos / Conexiones por pozo | 2 / 1, 2 |
| Tipos de pozos | Productor |
| Controles aplicados a los pozos | Tasa de gas, LIT |

Caso 3. Producción de un yacimiento de gas con acuifero

| Propiedades | Características |
|--|--|
| Tipo de Modelo | 3 Dimensiones |
| Número de celdas (x, y, z) | 9, 9, 2 |
| Tamaño de las celdas en x | Constante |
| Tamaño de las celdas en y | Constante |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor bruto) | Por capas |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor neto) | Por capas |
| Modificaciones al tamaño de celdas en x / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en y / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en z / Número | No |
| Modificaciones a los espesores netos / Número | No |
| Profundidad de las celdas | Constante |
| Parámetros Sísmicos | Por defecto |
| Porosidad | Por capas |
| Permeabilidad en x | Por capas |
| Permeabilidad en y | Por capas |
| Permeabilidad en z | Por capas |
| Modificaciones a la Porosidad / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en x / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en y / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en z / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en x / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en y / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en z / Número | No |
| Número de regiones de roca | 1 |
| Número de regiones de fluidos | 1 |
| Número de entradas a tabla de Perm. Relativa y presión capilar | 12 |
| Correlación de Stone | No |
| Número de entradas a tabla PVT del petróleo | 2 |
| Número de entradas a tabla PVT del agua | 4 |
| Número de entradas a tabla PVT del gas | 25 – Generadas por la correlación de gas |
| Correlación de gas | Si |
| Inicialización de la presión | Equilibrio de presiones |
| Inicialización de la saturación | Segregación gravitacional |
| Modelo analítico de acuifero / Tipo / Número de Regiones | Si / Estado Estable / 1 |
| Conjuntos de datos (Datos recurrentes) | 1 |
| Número de tiempos para salida de resultados | 3 |
| Número de pozos / Conexiones por pozo | 2 / 1, 2 |
| Tipos de pozos | Productor |
| Controles aplicados a los pozos | Tasa de gas, LIT |

Caso 4. Inyección de agua para un arreglo de 5 pozos

| Propiedades | Características |
|--|--|
| Tipo de Modelo | 3 Dimensiones |
| Número de celdas (x, y, z) | 9, 9, 2 |
| Tamaño de las celdas en x | 1era fila de la capa 1 |
| Tamaño de las celdas en y | 1era columna de la capa 1 |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor bruto) | Por capas |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor neto) | Por capas |
| Modificaciones al tamaño de celdas en x / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en y / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en z / Número | No |
| Modificaciones a los espesores netos / Número | No |
| Profundidad de las celdas | Constante |
| Parámetros Sísmicos | Por defecto |
| Porosidad | Por capas |
| Permeabilidad en x | Por capas |
| Permeabilidad en y | Por capas |
| Permeabilidad en z | Constante |
| Modificaciones a la Porosidad / Número / Tipo | Si / 2 / Nuevo valor |
| Modificaciones a la Permeabilidad en x / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en y / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en z / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en x / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en y / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en z / Número | No |
| Número de regiones de roca | 1 |
| Número de regiones de fluidos | 1 |
| Número de entradas a tabla de Perm. Relativa y presión capilar | 12 |
| Correlación de Stone | No |
| Número de entradas a tabla PVT del petróleo | 10 |
| Número de entradas a tabla PVT del agua | 6 |
| Número de entradas a tabla PVT del gas | 10 |
| Correlación de gas | No |
| Inicialización de la presión | Equilibrio de presiones |
| Inicialización de la saturación | Segregación gravitacional |
| Modelo analítico de acuífero / Tipo / Número de Regiones | No |
| Conjuntos de datos (Datos recurrentes) | 5 |
| Número de tiempos para salida de resultados | 2, 1, 1, 1, 1 |
| Número de pozos / Conexiones por pozo | 1, 1, 1, 1, 5 / 1, 2 |
| Tipos de pozos | Productor / Inyector |
| Controles aplicados a los pozos | Tasa de petróleo, Tasas de inyección de agua |

Caso 5. Petróleo Volátil (Odeh)

| Propiedades | Características |
|--|---|
| Tipo de Modelo | 3 Dimensiones |
| Número de celdas (x, y, z) | 10, 10, 3 |
| Tamaño de las celdas en x | Constante |
| Tamaño de las celdas en y | Constante |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor bruto) | Por capas |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor neto) | Por capas |
| Modificaciones al tamaño de celdas en x / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en y / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en z / Número | No |
| Modificaciones a los espesores netos / Número | No |
| Profundidad de las celdas | Constante |
| Parámetros Sísmicos | Por defecto |
| Porosidad | Constante |
| Permeabilidad en x | Por capas |
| Permeabilidad en y | Por capas |
| Permeabilidad en z | Por capas |
| Modificaciones a la Porosidad / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en x / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en y / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en z / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en x / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en y / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en z / Número | No |
| Número de regiones de roca | 1 |
| Número de regiones de fluidos | 1 |
| Número de entradas a tabla de Perm. Relativa y presión capilar | 24 |
| Correlación de Stone | No |
| Número de entradas a tabla PVT del petróleo | 10 |
| Número de entradas a tabla PVT del agua | 3 |
| Número de entradas a tabla PVT del gas | 10 |
| Correlación de gas | No |
| Inicialización de la presión | Equilibrio de presiones |
| Inicialización de la saturación | Segregación gravitacional |
| Modelo analítico de acuífero / Tipo / Número de Regiones | No |
| Conjuntos de datos (Datos recurrentes) | 2 |
| Número de tiempos para salida de resultados | 4, 7 |
| Número de pozos / Conexiones por pozo | 2, 1 / 1 |
| Tipos de pozos | Productor / Inyector |
| Controles aplicados a los pozos | Presión de fondo / Tasa de inyección de gas |

Caso 6. Aplicación de caso de estudio de simulación de yacimientos - Sección transversal

| Propiedades | Características |
|--|-----------------------------|
| Tipo de Modelo | 2 Dimensiones |
| Número de celdas (x, y, z) | 10, 1, 2 |
| Tamaño de las celdas en x | Constante |
| Tamaño de las celdas en y | Constante |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor bruto) | Por capas |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor neto) | Por capas |
| Modificaciones al tamaño de celdas en x / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en y / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en z / Número | No |
| Modificaciones a los espesores netos / Número | No |
| Profundidad de las celdas | Cada celda de la 1era capa |
| Parámetros Sísmicos | Introducidos por el usuario |
| Porosidad | Por capas |
| Permeabilidad en x | Por capas |
| Permeabilidad en y | Por capas |
| Permeabilidad en z | Por capas |
| Modificaciones a la Porosidad / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en x / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en y / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en z / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en x / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en y / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en z / Número | No |
| Número de regiones de roca | 1 |
| Número de regiones de fluidos | 1 |
| Número de entradas a tabla de Perm. Relativa y presión capilar | 19 |
| Correlación de Stone | No |
| Número de entradas a tabla PVT del petróleo | 10 |
| Número de entradas a tabla PVT del agua | 10 |
| Número de entradas a tabla PVT del gas | 10 |
| Correlación de gas | No |
| Inicialización de la presión | Equilibrio de presiones |
| Inicialización de la saturación | Segregación gravitacional |
| Modelo analítico de acuífero / Tipo / Número de Regiones | Si / Estado Estable / 1 |
| Conjuntos de datos (Datos recurrentes) | 1 |
| Número de tiempos para salida de resultados | 1 |
| Número de pozos / Conexiones por pozo | 1 / 1 |
| Tipos de pozos | Productor |
| Controles aplicados a los pozos | Tasa de gas |

Caso 7. Aplicación de caso de estudio de simulación de yacimientos – Balance de Materiales

| Propiedades | Características |
|--|---------------------------|
| Tipo de Modelo | Tipo tanque / BM |
| Número de celdas (x, y, z) | 1, 1, 1 |
| Tamaño de las celdas en x | Constante |
| Tamaño de las celdas en y | Constante |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor bruto) | Constante |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor neto) | Constante |
| Modificaciones al tamaño de celdas en x / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en y / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en z / Número | No |
| Modificaciones a los espesores netos / Número | No |
| Profundidad de las celdas | Constante |
| Parámetros Sísmicos | Por defecto |
| Porosidad | Constante |
| Permeabilidad en x | Constante |
| Permeabilidad en y | Constante |
| Permeabilidad en z | Constante |
| Modificaciones a la Porosidad / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en x / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en y / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en z / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en x / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en y / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en z / Número | No |
| Número de regiones de roca | 1 |
| Número de regiones de fluidos | 1 |
| Número de entradas a tabla de Perm. Relativa y presión capilar | 19 |
| Correlación de Stone | No |
| Número de entradas a tabla PVT del petróleo | 10 |
| Número de entradas a tabla PVT del agua | 10 |
| Número de entradas a tabla PVT del gas | 10 |
| Correlación de gas | No |
| Inicialización de la presión | Equilibrio de presiones |
| Inicialización de la saturación | Segregación gravitacional |
| Modelo analítico de acuífero / Tipo / Número de Regiones | No |
| Conjuntos de datos (Datos recurrentes) | 1 |
| Número de tiempos para salida de resultados | 4 |
| Número de pozos / Conexiones por pozo | 1 / 1 |
| Tipos de pozos | Productor |
| Controles aplicados a los pozos | Tasa de Petróleo |

Caso 8. Aplicación de caso de estudio de simulación de yacimientos – Columna Vertical

| Propiedades | Características |
|--|---------------------------|
| Tipo de Modelo | 1 Dimensión |
| Número de celdas (x, y, z) | 1, 1, 2 |
| Tamaño de las celdas en x | Constante |
| Tamaño de las celdas en y | Constante |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor bruto) | Por capas |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor neto) | Por capas |
| Modificaciones al tamaño de celdas en x / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en y / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en z / Número | No |
| Modificaciones a los espesores netos / Número | No |
| Profundidad de las celdas | Por capas |
| Parámetros Sísmicos | Por defecto |
| Porosidad | Por capas |
| Permeabilidad en x | Por capas |
| Permeabilidad en y | Por capas |
| Permeabilidad en z | Por capas |
| Modificaciones a la Porosidad / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en x / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en y / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en z / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en x / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en y / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en z / Número | Si / 1 |
| Número de regiones de roca | 1 |
| Número de regiones de fluidos | 1 |
| Número de entradas a tabla de Perm. Relativa y presión capilar | 19 |
| Correlación de Stone | No |
| Número de entradas a tabla PVT del petróleo | 10 |
| Número de entradas a tabla PVT del agua | 10 |
| Número de entradas a tabla PVT del gas | 10 |
| Correlación de gas | No |
| Inicialización de la presión | Equilibrio de presiones |
| Inicialización de la saturación | Segregación gravitacional |
| Modelo analítico de acuífero / Tipo / Número de Regiones | No |
| Conjuntos de datos (Datos recurrentes) | 1 |
| Número de tiempos para salida de resultados | 4 |
| Número de pozos / Conexiones por pozo | 1 / 2 |
| Tipos de pozos | Productor |
| Controles aplicados a los pozos | Tasa de Petróleo |

Caso 9. Aplicación de caso de estudio de simulación de yacimientos – Capa de Gas

| Propiedades | Características |
|--|-----------------------------|
| Tipo de Modelo | 3 Dimensiones |
| Número de celdas (x, y, z) | 10, 20, 1 |
| Tamaño de las celdas en x | Constante |
| Tamaño de las celdas en y | Constante |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor bruto) | Por capas |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor neto) | Por capas |
| Modificaciones al tamaño de celdas en x / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en y / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en z / Número | No |
| Modificaciones a los espesores netos / Número | No |
| Profundidad de las celdas | Cada celda de la 1era capa |
| Parámetros Sísmicos | Introducidos por el usuario |
| Porosidad | Constante |
| Permeabilidad en x | Constante |
| Permeabilidad en y | Constante |
| Permeabilidad en z | Constante |
| Modificaciones a la Porosidad / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en x / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en y / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Permeabilidad en z / Número / Tipo | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en x / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en y / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en z / Número | No |
| Número de regiones de roca | 1 |
| Número de regiones de fluidos | 1 |
| Número de entradas a tabla de Perm. Relativa y presión capilar | 19 |
| Correlación de Stone | No |
| Número de entradas a tabla PVT del petróleo | 10 |
| Número de entradas a tabla PVT del agua | 10 |
| Número de entradas a tabla PVT del gas | 10 |
| Correlación de gas | No |
| Inicialización de la presión | Equilibrio de presiones |
| Inicialización de la saturación | Segregación gravitacional |
| Modelo analítico de acuífero / Tipo / Número de Regiones | No |
| Conjuntos de datos (Datos recurrentes) | 1 |
| Número de tiempos para salida de resultados | 4 |
| Número de pozos / Conexiones por pozo | 1 / 1 |
| Tipos de pozos | Productor |
| Controles aplicados a los pozos | Tasa de Gas |

Caso 10. Yacimiento fracturado con múltiples regiones de roca y PVT

| Propiedades | Características |
|--|---|
| Tipo de Modelo | 3 Dimensiones |
| Número de celdas (x, y, z) | 10, 8, 4 |
| Tamaño de las celdas en x | Constante |
| Tamaño de las celdas en y | Constante |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor bruto) | Constante |
| Tamaño de las celdas en z (Espesor neto) | Constante |
| Modificaciones al tamaño de celdas en x / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en y / Número | No |
| Modificaciones al tamaño de celdas en z / Número | Si / 12 |
| Modificaciones a los espesores netos / Número | Si / 12 |
| Profundidad de las celdas | Cada celda de la 1era capa |
| Parámetros Sísmicos | Por defecto |
| Porosidad | Constante |
| Permeabilidad en x | Constante |
| Permeabilidad en y | Constante |
| Permeabilidad en z | Constante |
| Modificaciones a la Porosidad / Número / Tipo | Si / 36 / Nuevo valor |
| Modificaciones a la Permeabilidad en x / Número / Tipo | Si / 12 / Nuevo valor |
| Modificaciones a la Permeabilidad en y / Número / Tipo | Si / 12 / Nuevo valor |
| Modificaciones a la Permeabilidad en z / Número / Tipo | Si / 12 / Nuevo valor |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en x / Número | Si / 3 |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en y / Número | No |
| Modificaciones a la Transmisibilidad en z / Número | Si / 1 |
| Número de regiones de roca | 2 |
| Número de regiones de fluidos | 3 |
| Número de entradas a tabla de Perm. Relativa y presión capilar | 15, 14 |
| Correlación de Stone | Si |
| Número de entradas a tabla PVT del petróleo | 7, 6, 6 |
| Número de entradas a tabla PVT del agua | 2, 2, 2 |
| Número de entradas a tabla PVT del gas | 7, 7, 7 |
| Correlación de gas | No |
| Inicialización de la presión | Equilibrio de presiones |
| Inicialización de la saturación | Segregación gravitacional |
| Modelo analítico de acuífero / Tipo / Número de Regiones | No |
| Conjuntos de datos (Datos recurrentes) | 2 |
| Número de tiempos para salida de resultados | 3, 2 |
| Número de pozos / Conexiones por pozo | 4, 4 / 4, 4 |
| Tipos de pozos | Productor |
| Controles aplicados a los pozos | Presión de fondo / Máxima tasa de líquido |

| | | | | | | |
|---|----|---|---|---|---|-----|
| 1 | 1 | 7 | 7 | 1 | 4 | 0.3 |
| 2 | 4 | 7 | 7 | 1 | 4 | 0.6 |
| 5 | 7 | 7 | 7 | 1 | 4 | 0.8 |
| 8 | 10 | 7 | 7 | 1 | 4 | 0.9 |

Modificaciones a las Transmisibilidades

| | | | | | | |
|---|----|---|---|---|---|-----|
| 0 | 0 | 2 | 1 | | | |
| 1 | 10 | 1 | 7 | 2 | 3 | 0.0 |
| 1 | 10 | 1 | 7 | 4 | 4 | 0.1 |

Regiones de Roca y PVT

| | | | | | | | |
|------------|--------|-------|------|------|------|------|--|
| 1 | 1 | | | | | | |
| Saturacion | KROW | KRW | KRG | KROG | PCOW | PCGO | |
| 0.00 | 0.0000 | 0.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 0.03 | 0.0000 | 0.000 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 0.05 | 0.0000 | 0.000 | 0.02 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 0.10 | 0.0000 | 0.000 | 0.09 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 0.15 | 0.0000 | 0.000 | 0.16 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 0.20 | 0.0000 | 0.000 | 0.24 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 0.25 | 0.0000 | 0.000 | 0.33 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 0.30 | 0.0001 | 0.000 | 0.43 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 0.35 | 0.0010 | 0.005 | 0.55 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 0.40 | 0.0100 | 0.010 | 0.67 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 0.45 | 0.0300 | 0.017 | 0.81 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 0.50 | 0.0800 | 0.023 | 1.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 0.55 | 0.1800 | 0.034 | 1.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 0.60 | 0.3200 | 0.045 | 1.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 0.65 | 0.5900 | 0.064 | 1.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 0.70 | 1.0000 | 0.083 | 1.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 0.80 | 1.0000 | 0.120 | 1.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 0.90 | 1.0000 | 0.120 | 1.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 1.00 | 1.0000 | 0.120 | 1.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |

ITHREE SW(Irr)

0 0.30

PBO PBODAT PBGRAD

| | | | | | |
|----------|-----------|--------|--------|---|--|
| 2514.7 | 9200.0 | 0 | | | |
| VSLOPE | BSLOPE | RSLOPE | PMAX | | |
| 0.000046 | -0.000023 | 0 | 6014.7 | 0 | |

| | | | | | |
|---------|------------|--------|-------|--|--|
| Presion | Viscosidad | Bo | Rso | | |
| 14.700 | 1.0400 | 1.0620 | 1.000 | | |
| 514.70 | 0.9100 | 1.1110 | 89.00 | | |
| 1014.7 | 0.8300 | 1.1920 | 208.0 | | |
| 1514.7 | 0.7650 | 1.2560 | 309.0 | | |
| 2014.7 | 0.6950 | 1.3200 | 392.0 | | |
| 2514.7 | 0.6410 | 1.3800 | 457.0 | | |
| 3014.7 | 0.5940 | 1.4260 | 521.0 | | |
| 4014.7 | 0.5100 | 1.4720 | 586.0 | | |
| 5014.7 | 0.4500 | 1.4900 | 622.0 | | |
| 6014.7 | 0.4100 | 1.5000 | 650.0 | | |

| | | | | | |
|---------|------------|--------|-----|--|--|
| Presion | Viscosidad | Bw | Rsw | | |
| 14.700 | 0.5000 | 1.0190 | 0 | | |
| 514.70 | 0.5005 | 1.0175 | 0 | | |
| 1014.7 | 0.5010 | 1.0160 | 0 | | |
| 1514.7 | 0.5015 | 1.0145 | 0 | | |
| 2014.7 | 0.5020 | 1.0130 | 0 | | |
| 2514.7 | 0.5025 | 1.0115 | 0 | | |
| 3014.7 | 0.5030 | 1.0100 | 0 | | |
| 4014.7 | 0.5040 | 1.0070 | 0 | | |
| 5014.7 | 0.5050 | 1.0040 | 0 | | |
| 6014.7 | 0.5060 | 1.0010 | 0 | | |

Propiedades del gas y la roca

| | | | | | |
|---------|------------|----|---------------|----------------------|--|
| 0 | | | | | |
| Presion | Viscosidad | Bg | PseudoPresion | Compresibilidad Roca | |

| | | | | |
|--------|----------|----------|-----|----------|
| 14.700 | 0.008000 | 0.935800 | 0.0 | 0.000003 |
| 514.70 | 0.011200 | 0.035200 | 0.0 | 0.000003 |
| 1014.7 | 0.014000 | 0.018000 | 0.0 | 0.000003 |
| 1514.7 | 0.016500 | 0.012000 | 0.0 | 0.000003 |
| 2014.7 | 0.018900 | 0.009100 | 0.0 | 0.000003 |
| 2514.7 | 0.020800 | 0.007400 | 0.0 | 0.000003 |
| 3014.7 | 0.022800 | 0.006300 | 0.0 | 0.000003 |
| 4014.7 | 0.026000 | 0.004900 | 0.0 | 0.000003 |
| 5014.7 | 0.028500 | 0.004000 | 0.0 | 0.000003 |
| 6014.7 | 0.030000 | 0.003400 | 0.0 | 0.000003 |
| RHOSCO | RHOSCW | RHOSCG | | |
| 46.244 | 62.238 | 0.0647 | | |

Inicialización de Presión y Saturación

| | | | | | | | | | |
|------|------|------|---|--|--|--|--|--|--|
| 1 | 1 | 0 | 0 | | | | | | |
| 4000 | 9600 | 0 | 0 | | | | | | |
| 0.70 | 0 | 0.25 | | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|------|-------|-------|------|--------|--------|-------|-------|--|--|
| NMAX | FACT1 | FACT2 | TMAX | WORMAX | GORMAX | PAMIN | PAMAX | | |
| 1000 | 1.5 | 0.5 | 365 | 5.0 | 500000 | 1500 | 6000 | | |

| | | | | | | | | | |
|------|------|-------|-----|-------|-------|-------|--------|--|--|
| KSOL | MITR | OMEGA | TOL | TOL1 | DSMAX | DPMAX | NUMDIS | | |
| 2 | 100 | 1.5 | 0.1 | 0.001 | 0.05 | 100 | 1 | | |

Modelo de Acuífero

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|----|--|--|--|
| 2 | | | | | | | | | |
| 2 | | | | | | | | | |
| 1 | 1 | 1 | 7 | 1 | 1 | 10 | | | |
| 1 | 1 | 1 | 7 | 3 | 4 | 10 | | | |

Data Recurrente

Data Set

| | | | | | | | | | |
|-------|-------|--------|-------|---|---|--|--|--|--|
| 1 | 4 | | | | | | | | |
| 91.25 | 182.5 | 273.75 | 365.0 | | | | | | |
| 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1 | | | | |
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| 5 | 1 | 31 | | | | | | | |

Información de los pozos

| | | | | | | | | | |
|---|---|--|--|--|--|--|--|--|--|
| 1 | 0 | | | | | | | | |
|---|---|--|--|--|--|--|--|--|--|

Pozos Nuevos

P-1

| | | | | | | | | | |
|---|-------|---|------|------|--|--|--|--|--|
| 1 | 4 | | | | | | | | |
| 4 | 4 | 1 | 8.40 | 2600 | | | | | |
| 4 | 4 | 2 | 0.00 | 2600 | | | | | |
| 4 | 4 | 3 | 24.8 | 2600 | | | | | |
| 4 | 4 | 4 | 12.4 | 2600 | | | | | |
| 1 | 500.0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |

ANEXO 7

Archivo de datos para casos de estudio de estabilidad

```

Caso de estudio
Dimensiones del modelo
13      19      3      3      3      30      25      10
Tamaños de las celdas
-1      -1      0      0
160
160
20      30      10
20      30      10
Modificaciones al tamaño de las celdas
0      0      0      0      0
Profundidad del tope de las celdas
0
8325
Parametros Sismicos
-1      -1      -1      -1
3E6
3E6
3E6
168
Modificaciones a los parametros sismicos
0      0      0      0      0
Distribucion de porosidad y permeabilidad
0      0      0      -1
0.12   0.28   0.10
20     100    5
20     100    5
5
Modificaciones a la porosidad y permeabilidad
0      0      0      0      0
Modificaciones a la transmisibilidad
0      0      0      0
Regiones de roca y PVT
1      1
Sat     Krow    Krw     Krg     Krog    Pcow    Pcgo
0.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00
0.02    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00    0.00
0.12    0.00    0.00    0.02    0.00    0.00    0.00
0.20    0.00    0.02    0.06    0.00    0.00    0.00
0.30    0.00    0.04    0.20    0.00    0.00    0.00
0.40    0.03    0.07    0.46    0.00    0.00    0.00
0.50    0.09    0.12    0.70    0.00    0.00    0.00
0.60    0.17    0.18    0.87    0.00    0.00    0.00
0.70    0.30    0.27    0.91    0.00    0.00    0.00
0.80    0.50    0.51    0.94    0.00    0.00    0.00
0.88    0.75    0.71    0.97    0.00    0.00    0.00
1.00    1.00    1.00    1.00    0.00    0.00    0.00
Ithree  Swirr
0      0.12
    
```

| | | | | | | | |
|-------------------------------|------------|----------|------|----------|--------|-------|--------|
| PBO | PBODAT | PBGRAD | | | | | |
| 4014.7 | 8300 | 0 | | | | | |
| VSLOPE | | BSLOPE | | RSLOPE | | PMAX | REPRS |
| 0.000046 | -0.0000232 | 0 | | 9014.7 | 0 | | |
| P | Visc | Bo | | Rso | | | |
| 14.7 | 1.04 | 1.062 | | 1.0 | | | |
| 264.7 | 0.975 | 1.15 | | 90.5 | | | |
| 514.7 | 0.91 | 1.207 | | 180 | | | |
| 1014.7 | 0.83 | 1.295 | | 371 | | | |
| 2014.7 | 0.695 | 1.435 | | 636 | | | |
| 2514.7 | 0.641 | 1.5 | | 775 | | | |
| 3014.7 | 0.594 | 1.565 | | 930 | | | |
| 4014.7 | 0.51 | 1.695 | | 1270 | | | |
| 5014.7 | 0.449 | 1.827 | | 1618 | | | |
| 9014.7 | 0.203 | 2.35 | | 2984 | | | |
| P | Visc | Bw | | Rsw | | | |
| 14.7 | 0.5 | 1.019 | | 0 | | | |
| 1014.7 | 0.501 | 1.016 | | 0 | | | |
| 2014.7 | 0.502 | 1.013 | | 0 | | | |
| 4014.7 | 0.505 | 1.007 | | 0 | | | |
| 6014.7 | 0.51 | 1.001 | | 0 | | | |
| 9014.7 | 0.52 | 0.992 | | 0 | | | |
| Propiedades del gas y la roca | | | | | | | |
| 0 | | | | | | | |
| P | Visc | Bg | Psi | Cr | | | |
| 14.7 | 0.008 | 0.9358 | 0 | 0.000003 | | | |
| 264.7 | 0.0096 | 0.067902 | 0 | 0.000003 | | | |
| 514.7 | 0.0112 | 0.035228 | 0 | 0.000003 | | | |
| 1014.7 | 0.014 | 0.017951 | 0 | 0.000003 | | | |
| 2014.7 | 0.0189 | 0.009063 | 0 | 0.000003 | | | |
| 2514.7 | 0.0208 | 0.007266 | 0 | 0.000003 | | | |
| 3014.7 | 0.0228 | 0.006064 | 0 | 0.000003 | | | |
| 4014.7 | 0.0268 | 0.004554 | 0 | 0.000003 | | | |
| 5014.7 | 0.0309 | 0.003644 | 0 | 0.000003 | | | |
| 9014.7 | 0.047 | 0.002167 | 0 | 0.000003 | | | |
| RHOSCO | | RHOSCW | | RHOSCG | | | |
| 46.244 | 62.238 | 0.0647 | | | | | |
| Inicializacion | | | | | | | |
| 1 | 1 | 8300 | 0 | | | | |
| 4600 | 8425 | 0 | 8300 | | | | |
| 0.88 | 0 | 0.3 | | | | | |
| NMAX | FACT1 | FACT2 | TMAX | WORMAX | GORMAX | PAMIN | PAMAX |
| 2000 | 1.25 | 0.5 | 365 | 5 | 500000 | 150 | 8000 |
| KSOL | MITR | OMEGA | TOL | TOL1 | DSMAX | DPMAX | NUMDIS |
| 2 | 250 | 1.7 | 0.1 | 0 | 0.05 | 100 | 1 |
| Modelo de acuífero | | | | | | | |
| 2 | | | | | | | |
| 1 | | | | | | | |
| 1 | 20 | 1 | 15 | 3 | 3 | 6 | |
| Datos recurrentes | | | | | | | |
| Data set 1 | | | | | | | |
| 1 4 | | | | | | | |
| 91.25 | 182.5 | 273.75 | 365 | | | | |
| 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | | |

| | | | | |
|--|-----|------|-----|------|
| 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 1 | 1 | 30 | | |
| 9 Pozos productores, 16 pozos inyectores | | | | |
| 25 | 0 | | | |
| Pozos Nuevos | | | | |
| P-1 | | | | |
| 1 | 2 | | | |
| 3 | 4 | 1 | 2.7 | 500 |
| 3 | 4 | 2 | 4.7 | 500 |
| 1 | 500 | 0 | 0 | 0 |
| P-2 | | | | |
| 2 | 2 | | | |
| 7 | 4 | 1 | 2.7 | 500 |
| 7 | 4 | 2 | 4.7 | 500 |
| 1 | 500 | 0 | 0 | 0 |
| P-3 | | | | |
| 3 | 2 | | | |
| 11 | 4 | 1 | 2.7 | 500 |
| 11 | 4 | 2 | 4.7 | 500 |
| 1 | 500 | 0 | 0 | 0 |
| P-4 | | | | |
| 4 | 2 | | | |
| 3 | 10 | 1 | 2.7 | 500 |
| 3 | 10 | 2 | 4.7 | 500 |
| 1 | 500 | 0 | 0 | 0 |
| P-5 | | | | |
| 5 | 2 | | | |
| 7 | 10 | 1 | 2.7 | 500 |
| 7 | 10 | 2 | 4.7 | 500 |
| 1 | 500 | 0 | 0 | 0 |
| P-6 | | | | |
| 6 | 2 | | | |
| 11 | 10 | 1 | 2.7 | 500 |
| 11 | 10 | 2 | 4.7 | 500 |
| 1 | 500 | 0 | 0 | 0 |
| P-7 | | | | |
| 7 | 2 | | | |
| 3 | 16 | 1 | 2.7 | 500 |
| 3 | 16 | 2 | 4.7 | 500 |
| 1 | 500 | 0 | 0 | 0 |
| P-8 | | | | |
| 8 | 2 | | | |
| 7 | 16 | 1 | 2.7 | 500 |
| 7 | 16 | 2 | 4.7 | 500 |
| 1 | 500 | 0 | 0 | 0 |
| P-9 | | | | |
| 9 | 2 | | | |
| 11 | 16 | 1 | 2.7 | 500 |
| 11 | 16 | 2 | 4.7 | 500 |
| 1 | 500 | 0 | 0 | 0 |
| I-1 | | | | |
| 10 | 1 | | | |
| 1 | 1 | 2 | 2.4 | 5000 |
| 2 | 0 | -300 | 0 | 0 |

| | | | | | |
|------|----|------|-----|------|--|
| I-2 | | | | | |
| 11 | 1 | | | | |
| 5 | 1 | 2 | 2.4 | 5000 | |
| 2 | 0 | -300 | 0 | 0 | |
| I-3 | | | | | |
| 12 | 1 | | | | |
| 9 | 1 | 2 | 2.4 | 5000 | |
| 2 | 0 | -300 | 0 | 0 | |
| I-4 | | | | | |
| 13 | 1 | | | | |
| 13 | 1 | 2 | 2.4 | 5000 | |
| 2 | 0 | -300 | 0 | 0 | |
| I-5 | | | | | |
| 14 | 1 | | | | |
| 1 | 7 | 2 | 2.4 | 5000 | |
| 2 | 0 | -300 | 0 | 0 | |
| I-6 | | | | | |
| 15 | 1 | | | | |
| 5 | 7 | 2 | 2.4 | 5000 | |
| 2 | 0 | -300 | 0 | 0 | |
| I-7 | | | | | |
| 16 | 1 | | | | |
| 9 | 7 | 2 | 2.4 | 5000 | |
| 2 | 0 | -300 | 0 | 0 | |
| I-8 | | | | | |
| 17 | 1 | | | | |
| 13 | 7 | 2 | 2.4 | 5000 | |
| 2 | 0 | -300 | 0 | 0 | |
| I-9 | | | | | |
| 18 | 1 | | | | |
| 1 | 13 | 2 | 2.4 | 5000 | |
| 2 | 0 | -300 | 0 | 0 | |
| I-10 | | | | | |
| 19 | 1 | | | | |
| 5 | 13 | 2 | 2.4 | 5000 | |
| 2 | 0 | -300 | 0 | 0 | |
| I-11 | | | | | |
| 20 | 1 | | | | |
| 9 | 13 | 2 | 2.4 | 5000 | |
| 2 | 0 | -300 | 0 | 0 | |
| I-12 | | | | | |
| 21 | 1 | | | | |
| 13 | 13 | 2 | 2.4 | 5000 | |
| 2 | 0 | -300 | 0 | 0 | |
| I-13 | | | | | |
| 22 | 1 | | | | |
| 1 | 19 | 2 | 2.4 | 5000 | |
| 2 | 0 | -300 | 0 | 0 | |
| I-14 | | | | | |
| 23 | 1 | | | | |
| 5 | 19 | 2 | 2.4 | 5000 | |
| 2 | 0 | -300 | 0 | 0 | |
| I-15 | | | | | |
| 24 | 1 | | | | |

| | | | | |
|------|----|------|-----|------|
| 9 | 19 | 2 | 2.4 | 5000 |
| 2 | 0 | -300 | 0 | 0 |
| I-16 | | | | |
| 25 | 1 | | | |
| 13 | 19 | 2 | 2.4 | 5000 |
| 2 | 0 | -300 | 0 | 0 |