

**APLICACIÓN DEL MALLADO VORONOI EN EL MODELAMIENTO DE UN
YACIMIENTO DE PETRÓLEO NEGRO**

**JAVIER ALONSO DORADO GÓMEZ
YULY ALEJANDRA HERNÁNDEZ LEÓN**

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

2018

**APLICACIÓN DEL MALLADO VORONOI EN EL MODELAMIENTO DE UN
YACIMIENTO DE PETRÓLEO NEGRO**

**JAVIER ALONSO DORADO GÓMEZ
YULY ALEJANDRA HERNÁNDEZ LEÓN**

**Proyecto de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:
MAIKA KAREN GAMBÚS ORDAZ
Ph.D. en Ingeniería de Petróleos**

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

2018

AGRADECIMIENTOS

A Dios, nuestros padres, familiares, amigos y todas aquellas personas que de algún modo brindaron su apoyo y nos animaron a seguir adelante con nuestros sueños, metas y propósitos.

A la Universidad Industrial de Santander, por todos estos años de formación profesional y humanística, por los beneficios recibidos y los recursos que fueron de gran utilidad en el transcurso de nuestra vida universitaria y en el desarrollo de este trabajo de grado.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y todo su cuerpo docente y administrativo.

A nuestra directora, Ph.D, Maika Gambús Ordaz, quien ha sido nuestra guía en el desarrollo de este trabajo de investigación; por sus constantes consejos, recomendaciones, paciencia y motivación. Gracias a su responsabilidad y rigor académico, pero sobre todo a su gran calidad humana, a sus principios y valores hoy es posible la culminación con éxito de nuestro trabajo.

Al Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozos por acogernos y brindarnos su espacio, el cual fue de mucha ayuda y comodidad, y también por toda la cooperación y por los útiles consejos.

Finalmente, y no menos importante, al equipo de apoyo de Kappa, quienes estuvieron siempre prestos a colaborar en las dudas que surgieron sobre el manejo del software Rubis y por todos los conocimientos que nos brindaron como soporte.

¡A todos mil gracias!

DEDICATORIA

A mis padres, a quienes amo con todo mí ser y a quienes agradezco infinitamente todo el amor, apoyo, paciencia, dedicación, consejos y todo lo que me han brindado a lo largo de estos años. Las palabras se quedan cortas para expresar lo agradecido que estoy, y lo bendecido y afortunado que me siento al haber sido premiado por Dios con los mejores padres del mundo. Esto es gracias a ustedes y para ustedes.

A mis familiares y amigos, por estar siempre presentes como una mano amiga ante las situaciones que se presentaron, por sus consejos y palabras de aliento. A todos los que hicieron parte de este proceso, y aquellos que hoy no nos acompañan en este mundo terrenal, pero a quienes agradezco lo que hicieron por mí; sé que estarían muy orgullosos por este logro.

Javier.

DEDICATORIA

Gracias a Dios por sus infinitas bendiciones!

*A mis padres quienes durante toda mi vida me han sabido apoyar; sin ellos, mis
pasos no tendrían sentido.*

A mis hermanas, mi foco principal.

A mis niños Aleja y Sebas, mis terremotos favoritos.

A todas las personas que desde el cielo me acompañan.

*A mis amigos quienes durante toda mi carrera tuvieron las palabras adecuadas
para brindarme un consejo.*

Yuly Alejandra Hernández León.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. EL PROBLEMA.....	18
1.1. OBJETIVOS.....	18
1.1.1. OBJETIVO GENERAL	18
1.2.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	18
1.2. MARCO TEÓRICO	19
1.2.1. TIPOS DE MALLAS	19
1.2.1.1. Mallas Voronoi	20
1.2.1.2. Malla Cartesiana	21
1.2.1.3. Mallas Corner Point.....	23
1.2.1.4. Malla Hexagonal	24
1.2.1.5. Malla Radial	24
1.2.1.6. Malla No Rectangular.....	24
1.2.1.7. Malla Híbrida	25
1.2.1.8. Malla Stream Tube (Tubos De Flujo)	25
1.2.1.9. Malla Refinada	25
1.2.1.10. Redes curvilíneas ortogonales y casi ortogonales.	26
1.2.2. MÉTODOS DE DISCRETIZACIÓN	26
1.2.2.1. Diferencias Finitas.....	26
1.2.2.2. Elementos Finitos.....	27
1.2.2.3. Volúmenes Finitos.....	28
2. MODELO DE SIMULACIÓN CONCEPTUAL.....	29
2.1. Generalidades del yacimiento	29
3. MARCO METODOLÓGICO	36
3.1. IMPORTACIÓN DEL MALLADO DE SIMULACIÓN, PROPIEDADES Y LOCALIZACIONES DE LOS POZOS DESDE UN ARCHIVO RESCUE EN EL SOFTWARE CMG.	37
3.1.1. MALLA CORNER POINT Y CARTESIANA.....	45

3.1.2. MALLA CORNER POINT - NO ORTOGONAL.....	47
3.1.3. METODOLOGÍA KAPPA.....	52
3.2. VENTAJAS Y LIMITACIONES	66
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	68
Especificaciones del ordenador utilizado	79
Tiempos de cómputo	79
CONCLUSIONES	80
RECOMENDACIONES	81
BIBLIOGRAFÍA.....	82

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Tipos de malla de acuerdo al sistema coordenado.....	21
Figura 2. Mallas de bloque centrado y de puntos distribuidos.	22
Figura 3. Visualización del modelo estático elaborado.	29
Figura 4. Gráfica de Rs Vs. Presión.....	31
Figura 5. Gráfica Factor volumétrico de formación del aceite Vs. Presión.....	31
Figura 6. Gráfica Viscosidad del aceite Vs. Presión.	32
Figura 7. Gráfica Viscosidad del gas Vs. Presión.	32
Figura 8. Gráfica Factor volumétrico de formación del gas Vs. Presión.	33
Figura 9. Gráfica Factor de compresibilidad del gas Vs. Presión.....	33
Figura 10. Gráfica de curvas de permeabilidades relativas (Agua-Aceite) Vs. Saturación de agua.....	34
Figura 11. Gráfica de curvas de permeabilidades relativas (Líquido – Gas) Vs. Saturación de líquido.	34
Figura 12. Exportación de propiedades.	37
Figura 13. Exportación por capa de las propiedades del yacimiento.	38
Figura 14. Importación de las propiedades de una malla global.....	38
Figura 15. Enumeración por capas.	39
Figura 16. Selección del archivo RESCUE.	39
Figura 17. Selección del archivo Rescue.	40
Figura 18. Selección de las propiedades a importar en un nuevo archivo.	40
Figura 19. Importación de la localización y trayectorias de los pozos.....	41
Figura 20. Selección del tipo de formato para importar las trayectorias de pozos.	41
Figura 21. Búsqueda del archivo de trayectorias a importar en el formato deseado.	42
Figura 22. Selección de los pozos perforados	42
Figura 23. Carga de la trayectoria de los pozos perforados.....	43
Figura 24. Visualización de las perforaciones.....	43
Figura 25. Perforación de los pozos a partir del archivo existente.....	44

Figura 26. Visualización de las profundidades perforadas, estado de pozos y fecha de inicio de producción.	44
Figura 27. Visualización de la localización de los pozos a escala.	45
Figura 28. Creación de una malla Cartesiana o Corner Point Ortogonal.	45
Figura 29. Especificación de las dimensiones de la malla.	46
Figura 30. Vista areal de una malla cartesiana.	46
Figura 31. Creación de una malla Corner Point No Ortogonal.	47
Figura 32. Apertura de un mapa de contorno y selección del formato deseado. ...	48
Figura 33. Vista del mapa de contorno y delimitación del yacimiento según coordenadas.	48
Figura 34. Dimensionamiento de la malla Corner Point No Ortogonal.	49
Figura 35. Malla Corner Point No Ortogonal creada con sus propiedades.	49
Figura 36. Resultados de simulación sin ajuste.	50
Figura 37. Modelo de simulación con anillo de confinamiento.	51
Figura 38. Creación de un nuevo documento en Rubis.	52
Figura 39. Definición de parámetros y correlaciones para cada fase.	52
Figura 40. Parámetros de referencia en la simulación con Rubis.	53
Figura 41. Ventana de selección y definición de propiedades de los fluidos.	53
Figura 42. Definición de las propiedades del gas.	54
Figura 43. Definición de las propiedades del aceite.	55
Figura 44. Especificación de las propiedades del agua.	55
Figura 45. Vista areal de la geometría del yacimiento desde suite de CMG.	56
Figura 46. Especificación del contorno y la escala de trabajo.	56
Figura 47. Establecimiento de un punto de referencia y de la escala de trabajo. ..	57
Figura 48. Definición de la geometría del yacimiento.	57
Figura 49. Asignación de las propiedades petrofísicas del yacimiento por capa. ..	58
Figura 50. Curvas de permeabilidad relativa.	58
Figura 51. Especificación de condiciones iniciales en Rubis.	59
Figura 52. Perforación de pozos en Rubis.	59

Figura 53. Visualización de las perforaciones de los pozos y sus propiedades operacionales.....	60
Figura 54. Carga y/o elaboración de los completamientos de los pozos.	60
Figura 55. Selección del tipo de malla a implementar en la simulación.	61
Figura 56. Salida de datos.	62
Figura 57. Ajuste numérico de la simulación.....	62
Figura 58. Visualización de los resultados globales requeridos.....	63
Figura 59. Vista areal de la ubicación de los pozos en el yacimiento.	63
Figura 60. Visualización del anillo.....	64
Figura 61. Gráfica de Presión Vs. Tiempo – Mallas CMG.....	68
Figura 62. Gráfico de barras del error porcentual para las mallas implementadas en CMG.....	70
Figura 63. Tasa de aceite Vs. Tiempo – CMG.	70
Figura 64. Tasa de agua Vs. Tiempo – CMG.....	71
Figura 65. Tasa de gas Vs. Tiempo – CMG.....	71
Figura 66: Presión Vs. Tiempo – Comparación.	72
Figura 67. Gráfico de barras del error porcentual respecto a la presión entre la malla Ortogonal y Voronoi.....	73
Figura 68. Tasa de aceite Vs. Tiempo – Comparación.....	74
Figura 69. Gráfico de barras del error porcentual respecto a la tasa de aceite entre malla Ortogonal y Voronoi.....	74
Figura 70. Tasa de agua Vs. Tiempo – Comparación.....	75
Figura 71. Gráfico de barras del error porcentual respecto a la tasa de agua entre malla Ortogonal y Voronoi.....	76
Figura 72. Tasa de gas Vs. Tiempo – Comparación.....	77
Figura 73. Gráfico de barras del error porcentual respecto a la tasa de gas entre malla Ortogonal y Voronoi.....	78
Figura 74. Tiempos de cómputo empleados por los simuladores.	79

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Volúmenes en sitio.....	65
Tabla 2. Ventajas y limitaciones software CMG.....	66
Tabla 3. Ventajas y limitaciones software Rubis.....	67
Tabla 4. Cálculo del error porcentual para las mallas implementadas en CMG.....	69
Tabla 5. Cálculo del error porcentual entre las mallas Ortogonal y Voronoi respecto a la presión.	72
Tabla 6. Cálculo del error porcentual entre las mallas Ortogonal y Voronoi respecto a la tasa de agua.	76
Tabla 7. Cálculo del error porcentual entre las mallas Ortogonal y Voronoi respecto a la tasa de gas.....	77
Tabla 8. Especificaciones del ordenador	79

RESUMEN

TÍTULO: APLICACIÓN DEL MALLADO VORONOI EN EL MODELAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE PETRÓLEO NEGRO*

**AUTORES: JAVIER ALONSO DORADO GÓMEZ
YULY ALEJANDRA HERNÁNDEZ LEÓN****

PALABRAS CLAVES: Malla, Discretización Espacial, Celda, Triangulación, Espacio.

DESCRIPCIÓN: Debido a las dificultades geológicas que se presentan para una exitosa extracción de los hidrocarburos, se hace necesaria la generación de nuevos simuladores con mallas no estructuradas para dar manejo a estas contrariedades y reducir los costos, impulsando las nuevas tecnologías. La simulación de yacimientos combina varias disciplinas del saber cómo la geología, la matemática e incluso la física, y es usada muy ampliamente ya que permite resolver problemas que no se pueden resolver por otros medios. La disponibilidad de computadores y sus constantes progresos, hacen de la simulación un instrumento práctico a la hora de tomar diferentes decisiones en los yacimientos.

En este trabajo de investigación aplicada, se realizó una extensa revisión bibliográfica de diferentes tipos de mallas numéricas. Se recopiló y documentó la información más relevante de cada una de estas mallas y se elaboró un ejemplo de aplicación conceptual exportando las propiedades estáticas y el modelo de fluidos para un yacimiento de petróleo negro. Mediante el uso de la simulación numérica se modeló el comportamiento de presión y producción para el yacimiento de estudio bajo la consideración de diferentes mallas numéricas y dos simuladores comerciales (Imex de la empresa Computer Modelling Group, CMG, y Rubis de la empresa Kappa). Como resultado, se establece la conveniencia del uso de cada malla empleada, especialmente la Voronoi, cuya repercusión en los resultados no sólo se tradujo en la mejor representación de la estructura geológica presente; sino también en la predicción del comportamiento de presión y producción del yacimiento simulado; ya que se demostró mediante el ajuste histórico de los datos medidos que los errores calculados son menores comparados con los errores obtenidos mediante el uso de otras mallas numéricas.

* Trabajo de grado

**Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: Ing. Maika Karen Gambús Ordaz, PhD.

ABSTRACT

TITLE: VORONOI GRID APPLICATION IN THE MODELING OF A BLACKOIL RESERVOIR*

**AUTHORS: JAVIER ALONSO DORADO GÓMEZ
YULY ALEJANDRA HERNÁNDEZ LEÓN****

KEY WORDS: Grid, Spatial Discretization, Grid Block, Triangulation, Space.

DESCRIPTION: Due to the geological difficulties that arise for a successful extraction of hydrocarbons, it is necessary to generate new simulators with unstructured meshes to manage these setbacks and reduce costs, promoting new technologies. The reservoir simulation combines several disciplines of knowledge such as geology, mathematics and even physics, and is used very widely since it allows solving problems that can not be solved by other means. The availability of computers and their constant progress, make the simulation a practical tool when making different decisions in the fields.

In this research work of the application type, an extensive literature review of different types of digital meshes was carried out. The most relevant information of each of these meshes was compiled and documented and an example of conceptual application was elaborated exporting the static properties and the fluid model for a black oil reservoir. Through the use of numerical simulation the pressure and production behavior for the study field was modeled under the consideration of different numerical meshes in two commercial simulators (Imex from the Computer Modeling Group, CMG, and Rubis from the Kappa company). As a result, the convenience of the use of each mesh used is established, especially the Voronoi, whose impact on the results not only resulted in the best representation of the present geological structure, but also in the prediction of the pressure and production behavior of the simulated reservoir; it was demonstrated by the historical adjustment of the measured data that the calculated errors are lower compared to the errors obtained by the use of other meshes.

*Degree project

** Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director. Ph.D. Maika Karen Gambús Ordaz, Ingeniero de Petróleos.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de grado está enmarcado en una modalidad de Trabajo de Investigación de tipo aplicativo, el cual representa experiencias de investigación con propósitos de resolver o mejorar una situación específica o particular, para comprobar un método o modelo mediante la aplicación innovadora y creativa de una propuesta de intervención, en este caso, aquellos relacionados con la industria de los hidrocarburos en su campo de acción de simulación numérica de yacimientos en pro de adquirir un mejor conocimiento de las características del yacimiento, de tal forma que se puedan estimar las reservas recuperables, definir el mejor esquema de explotación que permita recuperar la mayor cantidad de hidrocarburos a un bajo costo y, asimismo, predecir el comportamiento futuro del yacimiento.

Para Murillo (2008), la investigación aplicada recibe el nombre de “investigación práctica o empírica”, que se caracteriza porque busca la aplicación o utilización de los conocimientos adquiridos, a la vez que se adquieren otros, después de implementar y sistematizar la práctica basada en investigación. Con este tipo de estudio, se presenta un valor agregado por la utilización del conocimiento que proviene de la investigación básica. De esta manera, se genera riqueza por la diversificación y progreso del sector productivo y se crea una oportunidad de fortalecer la relación Universidad-Sociedad, tratándose así de establecer un enlace entre la teoría y el producto.

Con este trabajo, se busca conocer las características, ventajas y posibles limitaciones que ofrecen los tipos de mallas que se pueden emplear en una simulación, bajo un determinado esquema de explotación correspondiente a un yacimiento de aceite negro drenado por un conjunto de pozos; implementando los simuladores CMG (Imex™) y Kappa (Rubis™).

1. EL PROBLEMA

La alta complejidad en las características geológicas de los yacimientos ha propiciado el desarrollo de simuladores con el objetivo de representar un sistema real, logrando una discretización espacial de lo que se tiene en el subsuelo de una manera eficiente por medio de modelos representativos. Para lograr esta discretización se debe seleccionar un sistema de mallas que permita simular los procesos objeto de estudio, minimizando los errores en los resultados de las aproximaciones resultantes por lo que se hace necesaria una comparación de diferentes técnicas de mallado, pretendiendo destacar las ventajas del mallado Voronoi como objetivo de este trabajo de grado.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar la aplicación del mallado Voronoi en el modelamiento de un yacimiento de petróleo negro.

1.2.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar una revisión bibliográfica detallada de los tipos de mallas existentes para modelar yacimientos.

- Construir modelos de simulación conceptual en el software Imex¹ y Rubis² considerando mallas Voronoi junto con otras preseleccionadas a partir de la revisión bibliográfica.
- Desarrollar un modelo dinámico que permita predecir el comportamiento de los fluidos en el medio poroso.
- Evaluar el impacto de la selección del tipo de malla numérica en el comportamiento de producción y presión de un yacimiento.
- Cuantificar el error estableciendo las diferencias entre los valores obtenidos mediante las simulaciones numéricas.

1.2. MARCO TEÓRICO

1.2.1. TIPOS DE MALLAS

Las mallas son líneas abstractas que se trazan sobre el dominio de la función a resolver (yacimiento) para subdividir el espacio en puntos discretos sobre los cuales se va a obtener la solución. Comúnmente se clasifican según el sistema coordenado, la geometría y/o modo de aplicación. Aquí, se nombrarán y se describirán los tipos de mallas más utilizados en los simuladores comerciales para su implementación. Entre los tipos de mallas más usadas tenemos:

¹ Trade Marketing de la empresa Computer Modeling Group, CMG

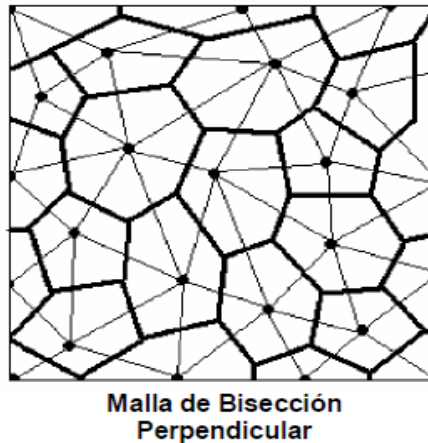
² Trade Marketing de la empresa KAPPA

1.2.1.1. Mallas Voronoi

También conocidas como PEBI o mallas de bisección perpendicular, son usadas para representar el complicado flujo de fluidos y las heterogeneidades de los yacimientos con una mayor exactitud y flexibilidad. Fue introducida en la simulación de yacimientos por Heinemann en 1991, quien utilizó el método conocido como cuadrícula Voronoi Heinemann. Plantea que a partir de cualquier conjunto de puntos de la solución, los volúmenes de las celdas PEBI están definidos por los planos de bisección perpendiculares entre estos. Así, el volumen de control resultante está definido por los planos perpendiculares correspondientes al conjunto de puntos más próximos al nodo. Estas mallas son ortogonales en el sentido de que la superficie transversal de cada bloque es perpendicular a la línea que conecta los nodos adyacentes que lo componen.

Los bordes de las mallas PEBI se forman a partir de las bisectrices perpendiculares de las líneas entre puntos de la malla, como se aprecia en la Figura 1. Pueden tener 3 o mayor número de bordes, dependiendo del número de puntos de malla utilizados en su construcción. Al elegir localizaciones adecuadas de puntos, las mallas Voronoi pueden simular un flujo de fluido complicado cerca de pozos verticales y horizontales, fracturas y fallas, etc. Las modificaciones en la malla se llevan a cabo añadiendo o eliminando puntos de malla, de modo que las alteraciones son cada vez más comparadas con la geometría de punto esquina.

Figura 1. Tipos de malla de acuerdo al sistema coordenado.



Fuente: Santafé, E. & Sierra, L. (2004). ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS TÉCNICAS DE ENMALLADO EMPLEADAS EN SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

La triangulación de Delaunay es muy común en las mallas Voronoi, pues cuentan con una serie de propiedades interesantes, que son consecuencias de la estructura del diagrama de Voronoi³.

Dentro de las ventajas que ofrece este tipo de malla se destaca su gran adaptabilidad en cualquier tipo de proceso. Es versátil, se adapta muy bien a las irregularidades del yacimiento y a aquellas zonas donde las propiedades varían rápidamente.

1.2.1.2. Malla Cartesiana

Este tipo de malla se obtiene por la alineación de la malla de bloques a lo largo de las coordenadas cartesianas en las tres dimensiones del espacio, resultando esto en una red globalmente ortogonal. Este tipo de malla es la más antigua y

³ PALAGI, C.L.; BALLIN, P.R.; AZIZ, K. The Modeling of Flow in Heterogeneous Reservoirs With Voronoi Grid. (1993). *SPE-25259-MS*.

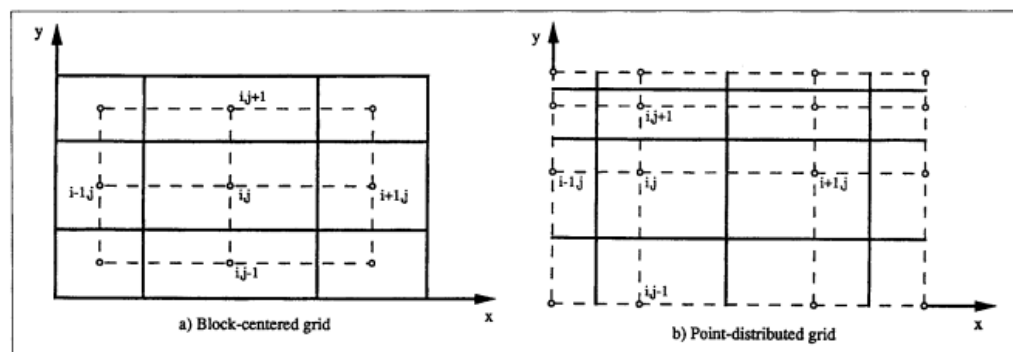
eventualmente aún es la más usada, debido a su facilidad y simplicidad de construcción.

La mayoría de los modelos de simulación de yacimientos se basan en coordenadas cartesianas rectangulares; tales coordenadas tienen la ventaja de la familiaridad con la ecuación que describe fenómenos físicos que son tradicionalmente escritos en forma de coordenadas cartesianas⁴.

✓ Mallas globalmente ortogonales

Este tipo de malla es comúnmente usada, se construyen alineando las cuadrículas a lo largo de coordenadas ortogonales y luego distorsionando la malla en donde sea necesario con el fin de ajustar las características principales del yacimiento.

Figura 2. Mallas de bloque centrado y de puntos distribuidos.



Fuente: AZIZ, K. Reservoir Simulation Grids: Opportunities and Problems, (1993). SPE, Stanford U.

La Figura 2 muestra ejemplos de este tipo de mallas, centrada en bloques y distribuida en puntos.

⁴ WADSLEY, W. A. MODELLING RESERVOIR GEOMETRY WITH NON-RECTANGULAR COORDINATE GRIDS. (1980). SPE-9369-PA.

“Una de las ventajas de la malla centrada en el bloque se encuentra en que se utiliza para calcular los términos de acumulación, mientras la malla distribuía en puntos es más precisa para calcular el flujo entre bloques. Cuando la red es casi uniforme, las diferencias entre estos dos tipos de redes son insignificantes.”⁵

Sin embargo, para mallas muy irregulares, los resultados obtenidos están fuertemente influenciados por el tipo de malla. Settari y Aziz en 1972 demostraron la superioridad en cuanto a exactitud de la malla distribuida en puntos.

1.2.1.3. Mallas *Corner Point*

Este tipo de malla se crea utilizando manualmente mapas estructurales del yacimiento el cual consiste en especificar las esquinas de cada malla con el objetivo de modelar con precisión la geometría de los depósitos complejos, en lugar de los bloques del centro. Sin embargo, si un *grid* es distorsionado, las conexiones entre los bloques no serán necesariamente ortogonales a las caras del bloque, lo que permite una representación más precisa de la geología actual del yacimiento; el verdadero problema de este tipo de malla es el flujo a través de la cara de cada bloque, ya que ahora dependería de dos presiones, a ambos lados de esa cara. Esto complica el flujo de fluidos en el medio poroso, y es que la razón se da cuando la red esta sesgada, las conexiones entre los bloques ya no serán ortogonales, a menos que todos los componentes de gradiente en la cara de la malla se consideren.

Este tipo de malla no ortogonal puede conducir a errores significativos en el cálculo de flujo entre bloques. La modificación de esta malla, sin embargo, es difícil comparada con otras técnicas de mallado cuando el análisis del modelo del reservorio es cambiado o un nuevo dato es agregado⁶.

⁵ AZIZ, K. Reservoir Simulation Grids: Opportunities and Problems. *SPE, Stanford U.* 1993.

⁶ KUWAUCHI, Y., *et al.* Development and Applications of a Three Dimensional Voronoi-Based Flexible Grid Black Oil Reservoir Simulator. *SPE-37028-MS*.1996.

Según ABDOU, *et al*⁷ (1993), este tipo de mallas es ampliamente utilizada en campos altamente fallados y con geometrías complejas.

1.2.1.4. Malla Hexagonal

La malla de puntos se forma a partir de una malla de triángulos, y los bloques de la malla final, forman una configuración de celdas hexagonales. Un punto de la malla tiene 6 vecinos en el plano.

1.2.1.5. Malla Radial

Este tipo de malla es comúnmente utilizada para ajustar problemas de flujo en cercanías al pozo. En caso anisotrópico, la malla corresponde a un sistema de coordenadas cilíndricas, pero para permeabilidad anisotrópica se usa un sistema de coordenadas elíptico⁸.

1.2.1.6. Malla No Rectangular

Las superficies curvas de una malla curvilínea ortogonal son reemplazadas por planos que construyen fácilmente la malla. Se debe mencionar que se hace una observación rigurosa, la malla no es ortogonal, pero converge a una ortogonal si se refina.

Las mallas no rectangulares se han utilizado con éxito en la simulación de yacimiento, usualmente derivadas de las coordenadas curvilíneas o del plano de sección transversal de reservorio⁹.

⁷ ABDOU, M.K.; PHAM, H.D.; AL-AQEELL, A.S. Impact of Grid Selection on Reservoir Simulation. *SPE-21391-PA*.1993.

⁸ y ⁹ SANTAFÉ RANGEL, Elkin Rodolfo; SIERRA SUAREZ, Luis Enelso. ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS TÉCNICAS DE ENMALLADO EMPLEADAS EN SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS. Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2004. p 258.

1.2.1.7. Malla Híbrida

El sistema de mallado está compuesto de diferentes tipos de mallas (desde el enfoque geométrico). Las redes híbridas, son útiles para el cálculo exacto de WOR y GOR¹⁰.

1.2.1.8. Malla *Stream Tube* (Tubos De Flujo)

Los nodos están localizados sobre las líneas de flujo, como consecuencia de esto el flujo es entre los nodos de las diferentes líneas de flujo (*Streamlines*) de las superficies enmalladas. La orientación de las caras del bloque entre dos nodos en la misma línea de flujo, puede ser seleccionada arbitrariamente. Sin embargo, si las líneas de la malla no siguen estrictamente las líneas de la corriente, entonces es mejor usar un sistema de coordenadas curvilínea ortogonal formado por los tubos de flujo (*Stream Tube*) y superficies equipotenciales, dependiendo del fenómeno de desplazamiento a modelar¹¹.

1.2.1.9. Malla Refinada

Para problemas de simulación de grandes yacimientos, es necesario una malla fina en las partes del yacimiento donde las saturaciones o presiones cambian rápidamente con el tiempo. “El uso de una malla irregular estándar conduce a pequeños bloques no deseados en algunas partes del yacimiento, mientras que el refinamiento cartesiano dentro de una malla cartesiana parece atractivo, no siempre es la mejor solución. El problema es el cálculo exacto del flujo entre bloques en la intersección de mallas gruesas y finas. El problema se minimiza cuando se utilizan mallas híbridas (cilíndricas u otras cuadrículas curvilíneas) en la región de uno o más bloques cartesianos, como Pedrosa y Aziz propusieron, para mayor precisión alrededor de los pozos. Incluso en el caso de las redes híbridas,

¹⁰ AZIZ, K. Reservoir Simulation Grids: Opportunities and Problems. *SPE, Stanford U.* 1993.

¹¹ SANTAFÉ RANGEL, Elkin Rodolfo; SIERRA SUAREZ, Luis Enelso. ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS TÉCNICAS DE ENMALLADO EMPLEADAS EN SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS. Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2004. 258 p.

se deben hacer ciertas suposiciones para evaluar transmisibilidades de flujo hacia y desde los bloques”¹².

1.2.1.10. Redes curvilíneas ortogonales y casi ortogonales.

Se han utilizado cuadrículas curvilíneas para simular el flujo en elementos de simetría de patrones de inyección. La malla se construye resolviendo la ecuación de flujo potencial para líneas de corriente y líneas equipotenciales, que son mutuamente ortogonales. Factores geométricos en la ecuación, pueden ser calculados transformando las ecuaciones del flujo a las coordenadas curvilíneas. Siempre y cuando se cumpla la condición de ser ortogonales, no se introducen más conexiones que las de las mallas cartesianas¹³.

1.2.2. MÉTODOS DE DISCRETIZACIÓN

La discretización es un proceso matemático mediante el cual se obtienen resultados aproximados de la ecuación diferencial que se desea solucionar para resolver determinado problema. En simulación de yacimientos es muy común utilizar estos métodos, dentro de los que encontramos:

1.2.2.1. Diferencias Finitas

El método consiste en una aproximación de las derivadas parciales por expresiones algebraicas con los valores de la variable dependiendo de un limitado número de puntos seleccionados. Como resultado de la aproximación, la ecuación diferencial parcial que describe el problema es reemplazada por un número finito de ecuaciones algebraicas, en términos de los valores de la variable dependiente en puntos seleccionados. El valor de los puntos seleccionados se convierte en las incógnitas¹⁴.

Generalmente se consideran tres formas de diferencias finitas:

¹² AZIZ, K. Reservoir Simulation Grids: Opportunities and Problems. *SPE, Stanford U.* 1993.

¹³ AZIZ, K. Reservoir Simulation Grids: Opportunities and Problems. *SPE, Stanford U.* 1993.

¹⁴ HERNÁNDEZ, Guillermo. EL MÉTODO DE DIFERENCIAS FINITAS. UNAM. 2010.

1. Diferencia progresiva, hacia adelante o adelantada: Que está dada por la forma

$$\Delta_h[f](x) = f(x + h) - f(x) \quad (1)$$

2. Diferencia regresiva, hacia atrás o anterior: Que está dada por la forma

$$\nabla_h[f](x) = f(x) - f(x - h) \quad (2)$$

3. Diferencia central: Corresponde a la media de las diferencias anteriores y posteriores y está dada por la forma

$$\delta_h[f](x) = f\left(x + \frac{1}{2}h\right) - f\left(x - \frac{1}{2}h\right) \quad (3)$$

1.2.2.2. Elementos Finitos

Según Valero (2004), los elementos finitos son un método de aproximación de problemas continuos, de tal forma que:

- El continuo se divide en un número finito de partes, “elementos”, cuyo comportamiento se especifica mediante un número finito de parámetros asociados a ciertos puntos característicos denominados “nodos”. Estos nodos son los puntos de unión de cada elemento con sus adyacentes.
- La solución del sistema completo sigue las reglas de los problemas discretos.
- Las incógnitas del problema dejan de ser funciones matemáticas y pasan a ser el valor de estas funciones en los nodos.
- El comportamiento en el interior de cada elemento queda definido a partir del comportamiento de los nodos mediante las adecuadas funciones de interpolación o funciones de forma.

El MEF, por tanto, se basa en transformar un cuerpo de naturaleza continua en un modelo discreto aproximado, conocido como discretización del modelo. Es por

tanto una aproximación de los valores de una función a partir del conocimiento de un número determinado y finito de puntos.

1.2.2.3. Volúmenes Finitos

El método de volúmenes finitos permite discretizar y resolver numéricamente ecuaciones diferenciales, siendo un método alternativo a los de diferencias finitas y elementos finitos. Se debe considerar una malla de discretización del espacio fluido, en torno a cada punto de esta malla se construye un volumen de control que no se superpone con los de los puntos vecinos, de esta forma el volumen total de fluido resulta ser igual a la suma de los volúmenes de control considerados. La ecuación diferencial a resolver se integra sobre cada volumen de control, lo cual entrega como resultado una versión discretizada de dicha ecuación. Para realizar la integración se requiere especificar perfiles de variación de la variable dependiente entre los puntos de la malla, de modo que se puedan evaluar las integrales resultantes. La principal propiedad del sistema de ecuaciones discretizadas resultante, es que la solución obtenida satisface en forma exacta las ecuaciones de conservación consideradas, independientemente del tamaño de la malla¹⁵.

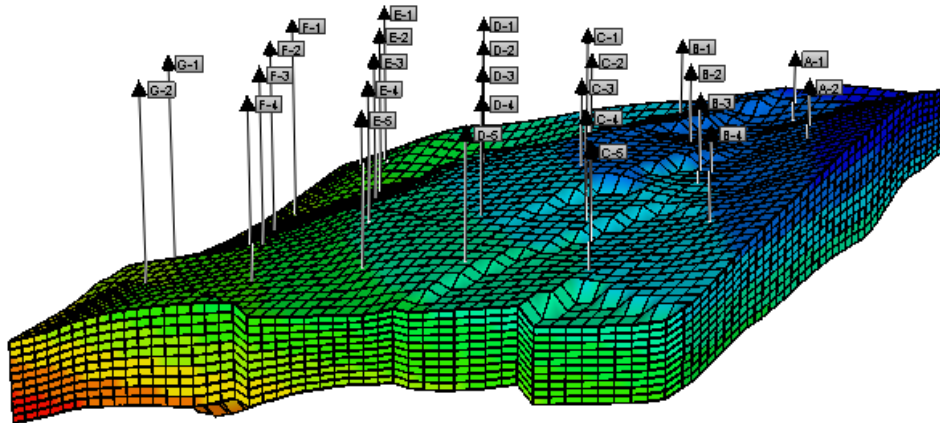
¹⁵ NIÑO, Y. MÉTODO DE LOS VOLÚMENES FINITOS. Departamento de Ingeniería Civil. Universidad de Chile. 2002.

2. MODELO DE SIMULACIÓN CONCEPTUAL

2.1. Generalidades del yacimiento

El yacimiento objeto de estudio es representado mediante un modelo tridimensional con una distribución de propiedades a lo largo de sus dimensiones (Figura 3), las cuales están medidas a diferentes profundidades. Dichas propiedades se encuentran adjuntas en un archivo RESCUE (*Reservoir Characterization Using Epicenter*, por sus siglas en inglés), exportadas por capas, ayudando a la construcción del mismo como la variación de sus propiedades a lo largo del tiempo.

Figura 3. Visualización del modelo estático elaborado.



Este trabajo realiza una descripción de la información obtenida y de sus propiedades promedio calculadas.

✓ **Dimensiones:**

Longitud en dirección (i): 3600 ft

Longitud en dirección (j): 4800 ft

✓ **Área:** 396.69 acres

- **Numero de capas:** 10
- **Porosidad promedio:** 0.352

Al ser la porosidad una propiedad de distribución normal, se utilizó el promedio aritmético de todos los valores relacionados para obtener un único valor referencia.

- **Permeabilidad Promedio:** 7315 md

Warren and Price (1961), ilustró el experimento del comportamiento más probable de la heterogeneidad de la formación, acercándose a un sistema uniforme obteniendo una permeabilidad que es igual a un porcentaje geométrico. Es definida mediante la siguiente ecuación matemática:

$$k_{avg} = \exp \left[\frac{\sum_{j=1}^n (h_j \ln(k_j))}{\sum_{j=1}^n h_j} \right] \quad (4)$$

Si los espesores (h_j) de todos los corazonamientos son iguales entonces;

$$k_{avg} = (k_1 k_2 k_3 \dots k_n)^{\frac{1}{n}} \quad (5)$$

- Compresibilidad de la Formación: 7e-5 1/psi @ 991 psi
- Tipo de Fluido: Black oil
- Gravedad API: 11.8 (°API) @ 60°F y 14.7 psi
- Temperatura del yacimiento: 120 °F
- Densidad del gas: 0.6
- Densidad del agua: 62.3 lb/ft³

- Factor volumétrico de formación del aceite: 1.00908
- Presión de referencia: 991 psi
- Viscosidad: 0.62582 cp - Presión de dependencia de la viscosidad: 0 cp/ps
- Presión capilar: 0 psi
- Propiedades PVT del fluido

Figura 4. Gráfica de Rs Vs. Presión.

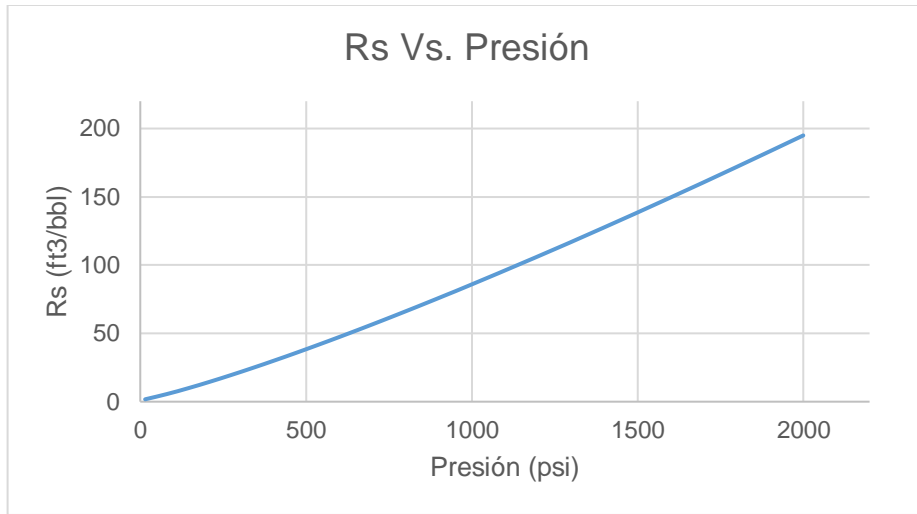


Figura 5. Gráfica Factor volumétrico de formación del aceite Vs. Presión.

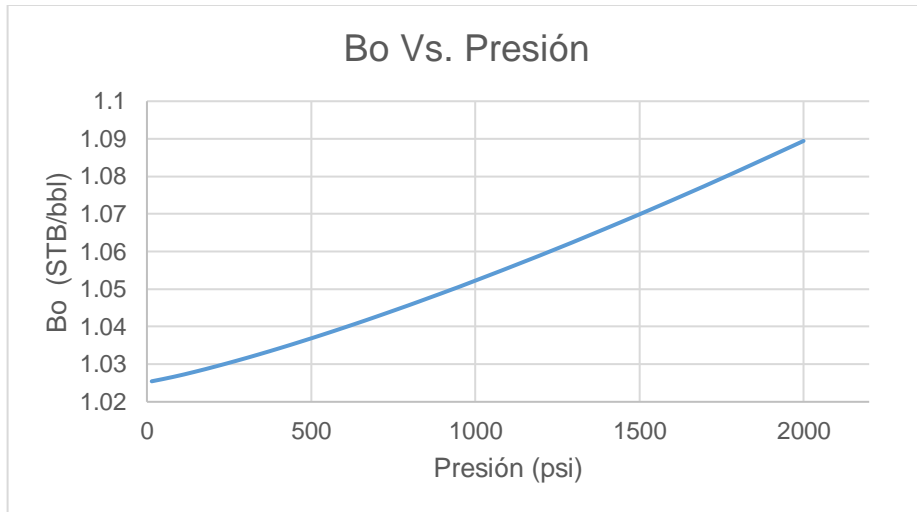


Figura 6. Gráfica Viscosidad del aceite Vs. Presión.

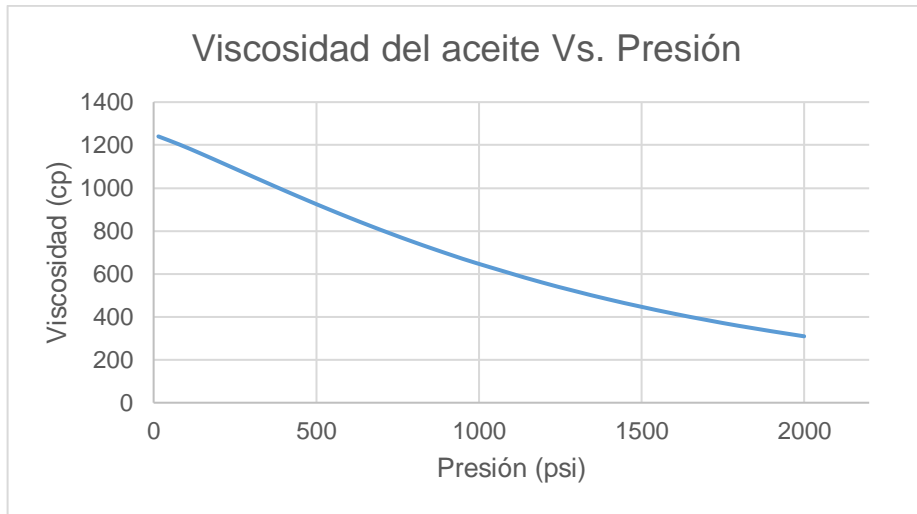


Figura 7. Gráfica Viscosidad del gas Vs. Presión.

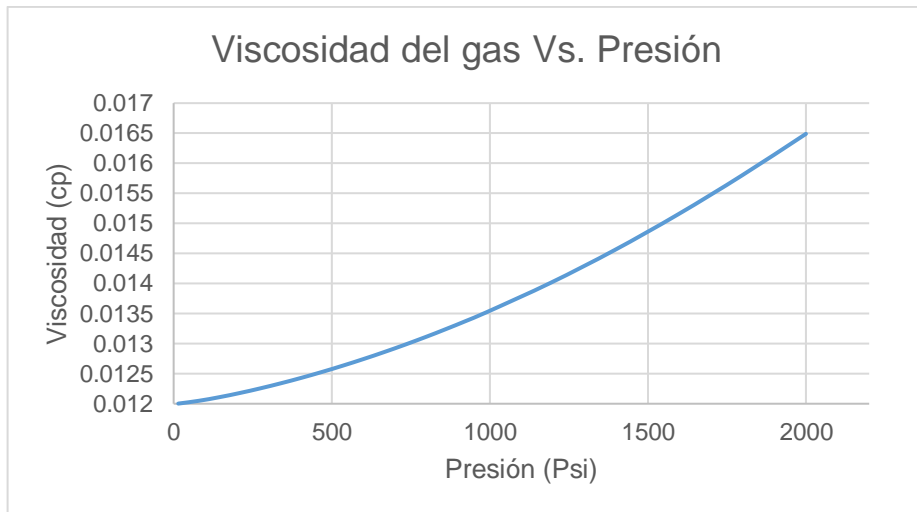


Figura 8. Gráfica Factor volumétrico de formación del gas Vs. Presión.

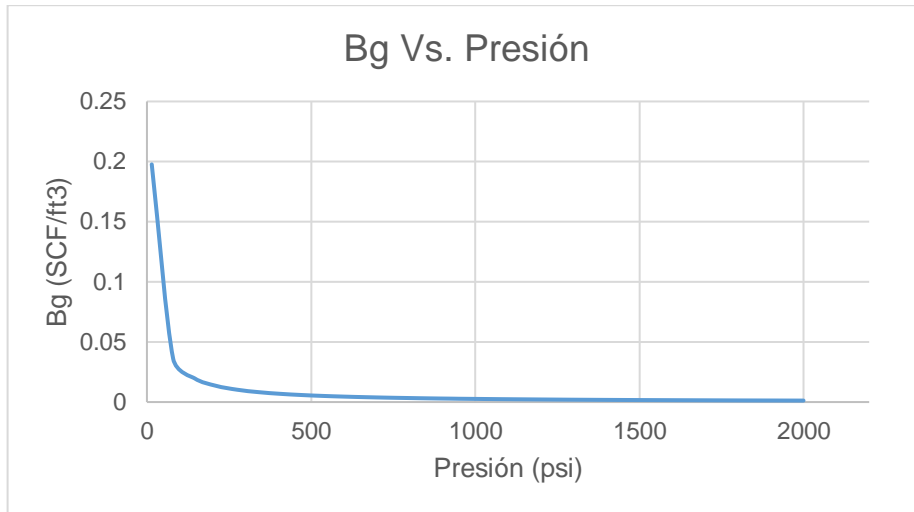
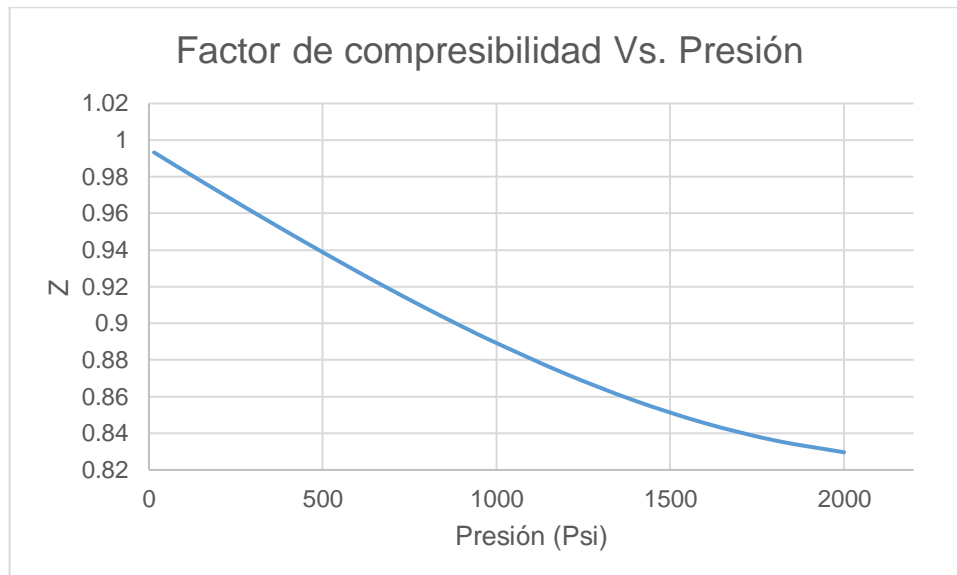


Figura 9. Gráfica Factor de compresibilidad del gas Vs. Presión.



- **Propiedades Roca-Fluido.**

Figura 10. Gráfica de curvas de permeabilidades relativas (Agua-Aceite) Vs. Saturación de agua.

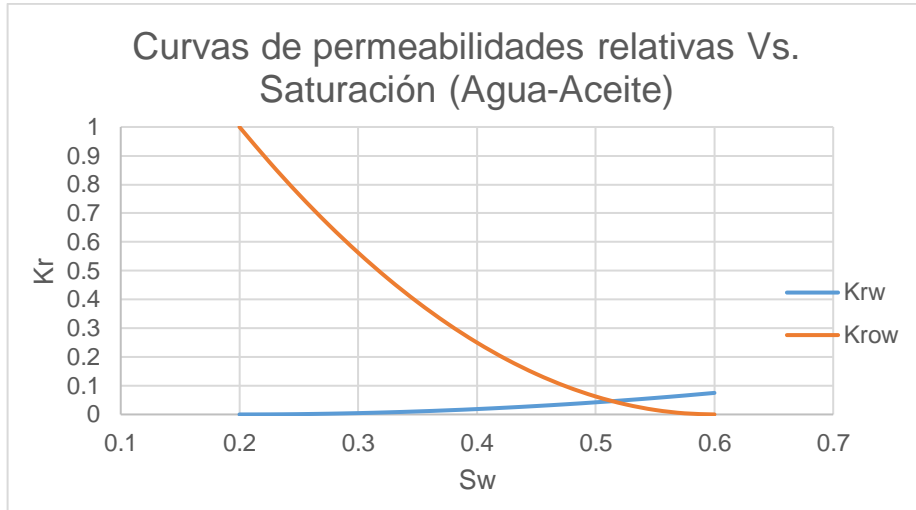
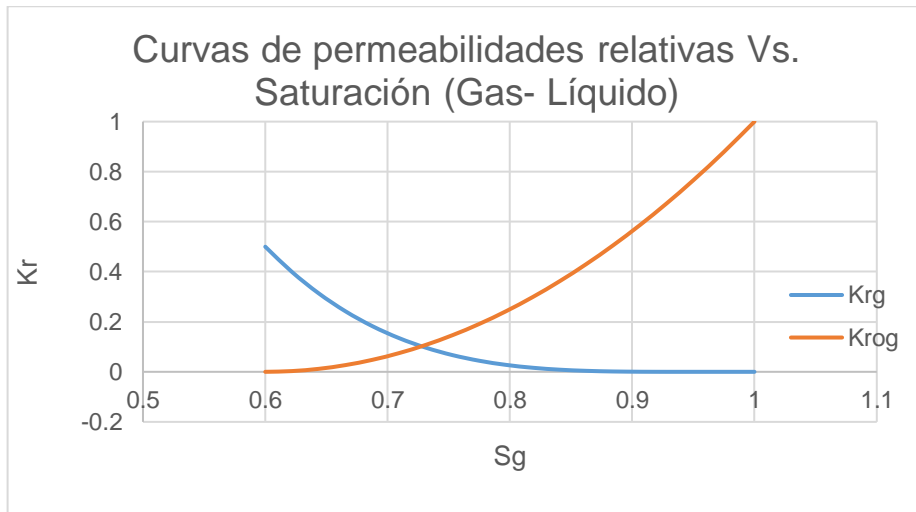


Figura 11. Gráfica de curvas de permeabilidades relativas (Líquido – Gas) Vs. Saturación de líquido.



✓ Condiciones iniciales (agua – aceite) :

Profundidad de referencia: 1870 ft

Contacto agua - aceite: 2000 ft

✓ Información de los pozos

Fecha de inicio de la producción: 1996-01-01

Fecha de finalización de la producción: 2008-08-01

Número de pozos: 27

Tipo de pozos: Productores.

Estado: Abiertos

Máxima presión de fondo fluyente BHP para cada productor: 28 psi

3. MARCO METODOLÓGICO

Luego de realizar una amplia revisión bibliográfica con el objetivo de efectuar una investigación documental y condensar un volumen considerable de información procedente de fuentes diversas relacionado con los tipos de mallas que permiten modelar yacimientos, se procede a seleccionar los tipos de mallas a utilizar para la construcción del modelo estático del yacimiento objeto de estudio, para el ejemplo de aplicación de simulación conceptual en los simuladores CMG (Imex™) y KAPPA (Rubis™). A partir de dicho trabajo, se decide implementar las mallas Cartesiana, *Corner Point* Ortogonal, *Corner Point* No Ortogonal y Voronoi, como objetivo de este trabajo de investigación aplicativo.

La justificación de la selección de la malla Cartesiana está basada en su inclusión común en la gran mayoría de los simuladores comerciales que se tienen a disposición para realizar la simulación numérica de los yacimientos, así como su frecuente uso por su facilidad y simplicidad.

Con el mallado Voronoi se pretende destacar la flexibilidad que este posee para representar con mayor exactitud las heterogeneidades propias de los yacimientos, permitiendo así simular un flujo de fluido complicado cerca de pozos verticales y horizontales, fracturas y fallas dada su adaptabilidad y versatilidad.

En el caso de la malla *Corner Point* No Ortogonal y Ortogonal, su selección está centrada en el buen ajuste que logran de las propiedades asignadas al yacimiento a simular, ya que logran modelar con precisión la geometría de yacimientos complejos; adicionalmente, por su similitud con la malla Voronoi, en el caso de la *Corner Point* Ortogonal, para así utilizarla como referente para alcanzar una óptima comparación entre ellas y de esta forma examinar, establecer relaciones o semejanzas y diferencias y poder establecer las condiciones de favorabilidad de cada una de ellas.

3.1. IMPORTACIÓN DEL MALLADO DE SIMULACIÓN, PROPIEDADES Y LOCALIZACIONES DE LOS POZOS DESDE UN ARCHIVO RESCUE EN EL SOFTWARE CMG.

Un archivo *Rescue* es un proyecto industrial conjunto gestionado por *Petrotechnical Open Software Corporation* (POSC). Las siglas *RESCUE* significan *Reservoir Characterization Epicentre*. Un formato *RESCUE* puede ser definido por “bloques unitarios” (formado por superficies en 3D que representan horizontes, bordes y fallas), mallado 3D, y propiedades como la porosidad, permeabilidad, etc.; superficies falladas, trayectoria del *wellbore* y *well logs* pueden ser incluidos en el modelo. Usando *Builder* pueden ser importadas las propiedades del mallado global desde un modelo *RESCUE*, o todas las unidades de un solo bloque.

Importar el mallado en 3 Dimensiones guardado en un formato *RESCUE*.

- 1) Si el Archivo *RESCUE* contiene propiedades de la malla como lo son la porosidad, permeabilidad, etc., se pueden extraer las propiedades ya sean en un tipo de archivo *SIF FORMAT* donde contendrá la propiedad seleccionada; otro de los métodos consistiría en exportar el archivo en *XYZ FORMAT* por capa contenida en la propiedad específica que se requiere como se indica en las Figura 12 y 13. La variación en estos formatos se hace con el fin de generar una relación con los tipos de archivos admitidos en el software Rubis.

Figura 12. Exportación de propiedades.

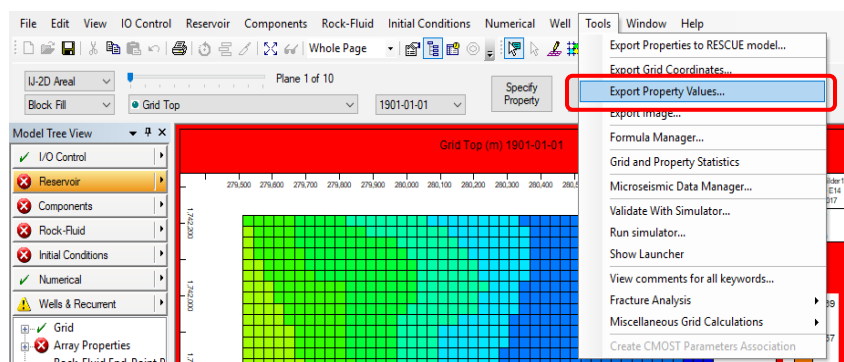
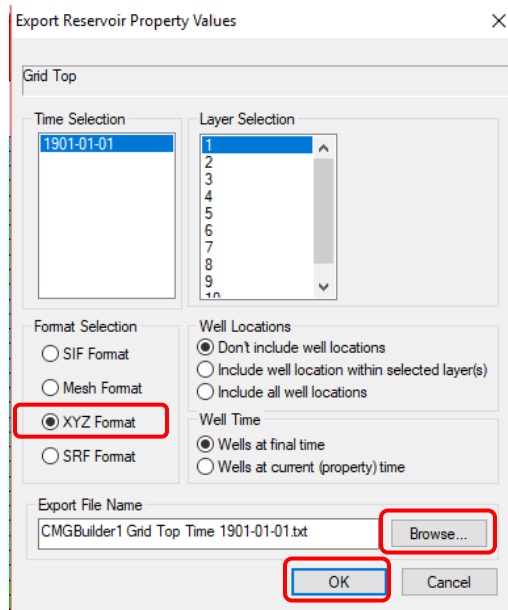
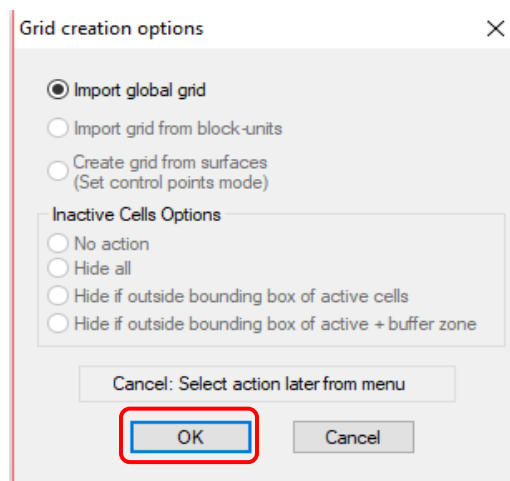


Figura 13. Exportación por capa de las propiedades del yacimiento.



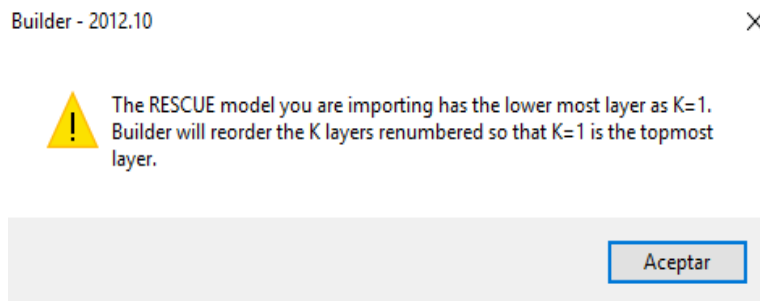
2) La creación del tipo de malla puede ser observado en el despliegue de las propiedades. Usualmente es mejor aceptar la opción seleccionada por defecto. Muchos de los modelos *RESCUE* contienen la importación de un mallado global o un bloque de mallas unitarias (Figura 14). La opción de celdas inactivas es usado para evitar dibujar celdas innecesarias.

Figura 14. Importación de las propiedades de una malla global.



- 3) Si la malla en el modelo geológico tiene la capa inferior como $K=1$, se podría preguntar si se quiere nuevamente enumerar los layer de tal manera que $K=1$ sea la capa superior. Se puede responder si o no a la pregunta. Si se responde no, en la simulación $K=1$ debería ser la capa inferior, y $K=nk$ será la capa superior, tal como se muestra en la Figura 15.

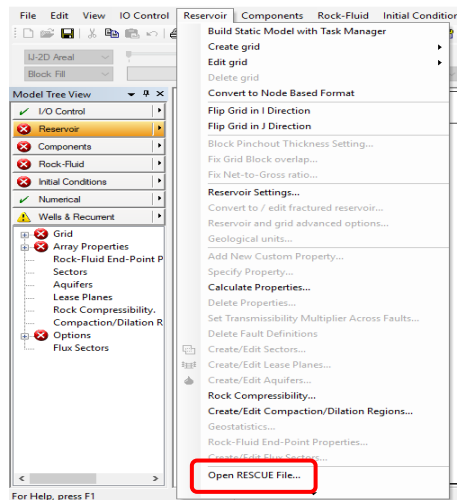
Figura 15. Enumeración por capas.



Los datos podrían ser leídos desde el *RESCUE File*, y la malla dibujada.

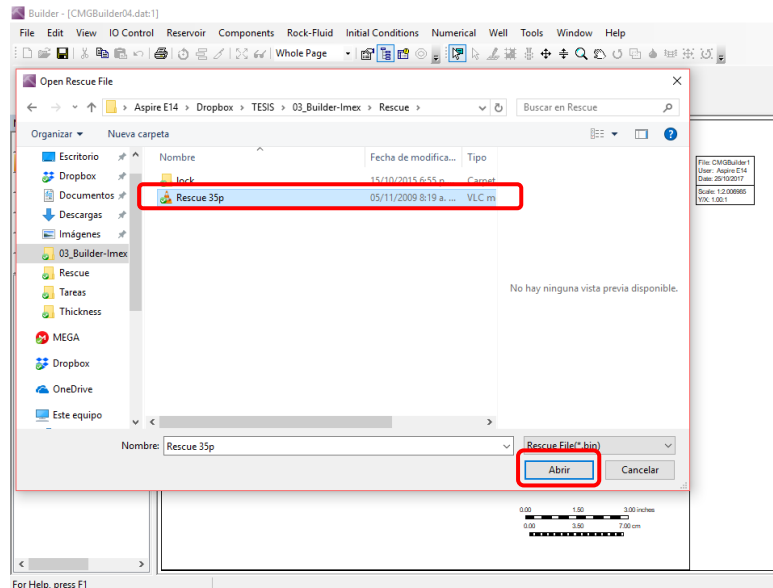
- 4) Seleccionar *Open RESCUE File...* desde el menú *Reservoir*, como se observa en la Figura 16.

Figura 16. Selección del archivo RESCUE.



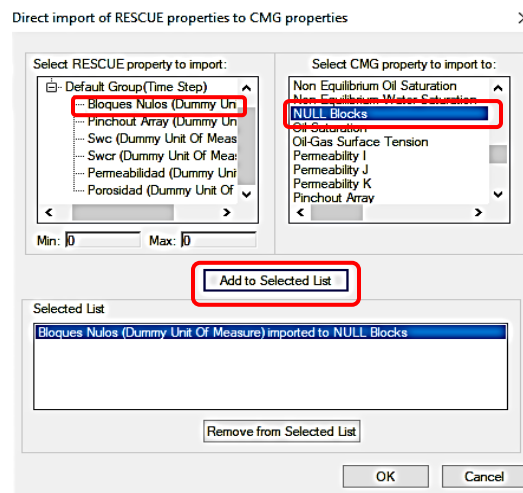
Una vez abierto el *Rescue File* como se muestra, podrá ver el despliegue de las opciones contenidas en dicha ventana (Figura 17).

Figura 17. Selección del archivo Rescue.



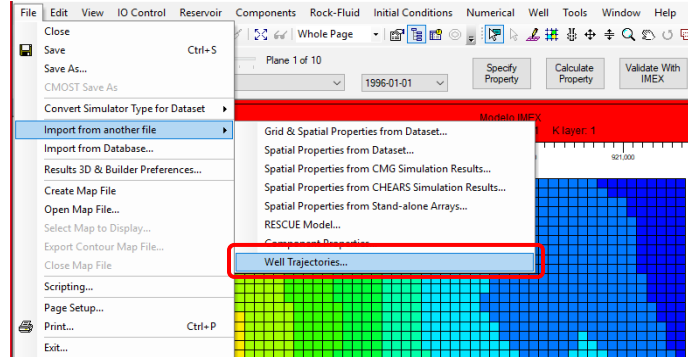
Después de abrir el archivo, el menú podrá ser leído y se deben seleccionar las unidades geológicas que se quieren importar. Por defecto, todas las unidades deberían ser seleccionadas. La Figura 18 da un ejemplo de cómo es el procedimiento a realizar para el caso de los bloques nulos.

Figura 18. Selección de las propiedades a importar en un nuevo archivo.



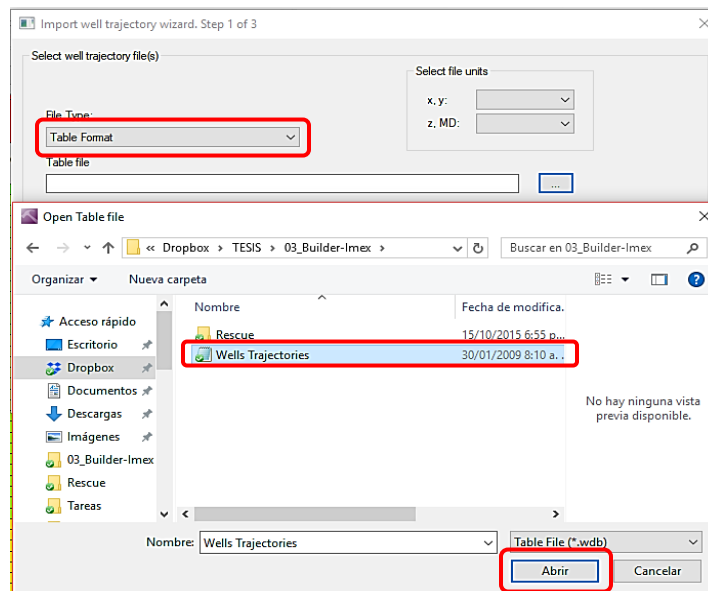
- 5) Si el archivo *RESCUE* contiene trayectoria de los pozos, la importación podrá hacerse desde *File > Import from another file > Well Trajectories* (Figura 19).

Figura 19. Importación de la localización y trayectorias de los pozos.



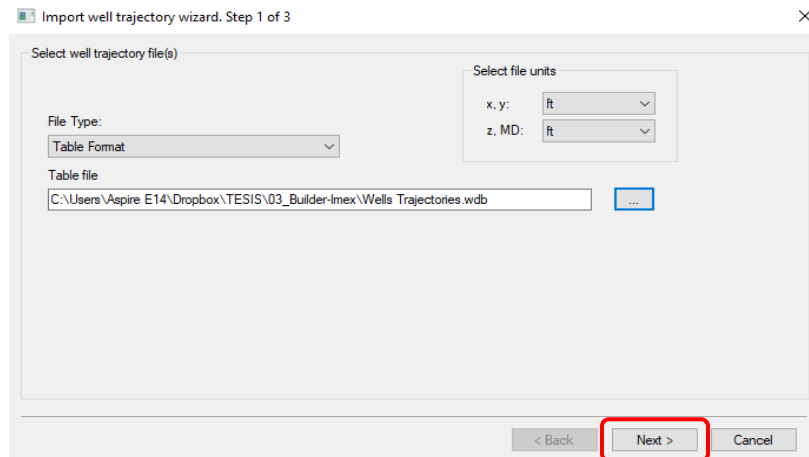
Se selecciona el archivo donde se encuentran los datos que se encuentran disponibles, en el formato deseado, y que son requeridos para la elaboración del proyecto de simulación, como se percibe en la Figura 20.

Figura 20. Selección del tipo de formato para importar las trayectorias de pozos.



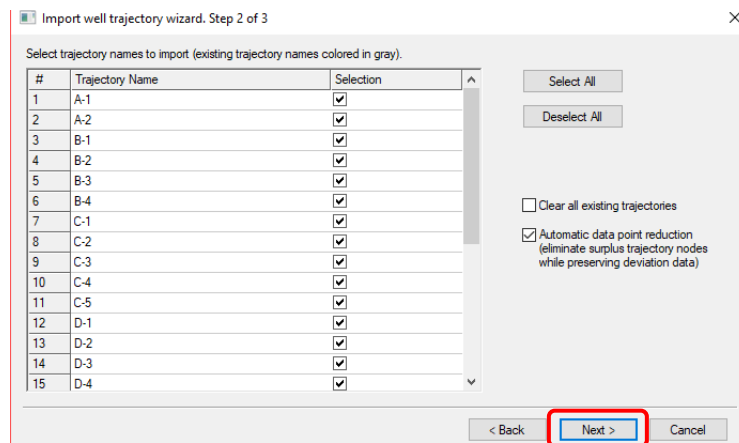
Aparece cargado el archivo en la barra de búsqueda y se pulsa siguiente (*Next*) para continuar con la importación del archivo que contiene las trayectorias de los pozos, como se nota en la Figura 21.

Figura 21. Búsqueda del archivo de trayectorias a importar en el formato deseado.



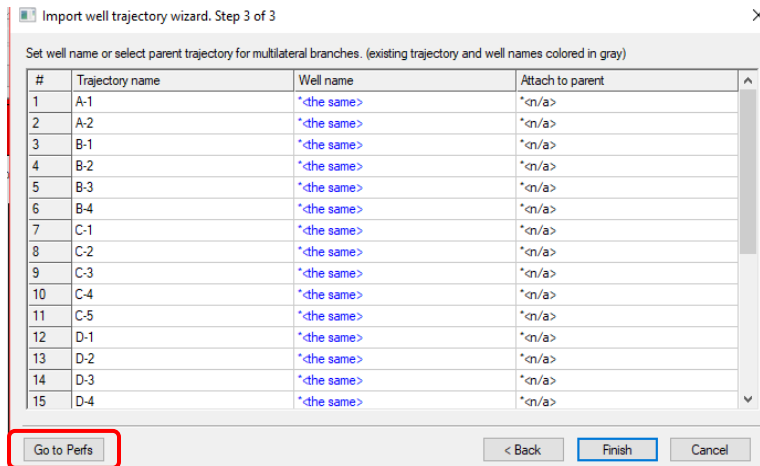
En la Figura 22 se visualizan las trayectorias de los pozos y sus respectivos nombres, como se encontraban en el archivo que se seleccionó con opción de seleccionar y deseleccionar los pozos según la acción que se requiera y se pulsa *Next* para continuar con el proceso.

Figura 22. Selección de los pozos perforados



Con las trayectorias cargadas, se procede a realizar la perforación en los intervalos de interés en la opción *Go to Perfs* (Figura 23).

Figura 23. Carga de la trayectoria de los pozos perforados.



Aquí, se lee el archivo que contiene las correspondientes perforaciones del proyecto utilizando la opción *Read File* señalado en la Figura 24 para cargar la data, se busca el archivo que se desea abrir y se finaliza el procedimiento pulsando Abrir en la opción en ventana explícito en la Figura 25.

Figura 24. Visualización de las perforaciones.

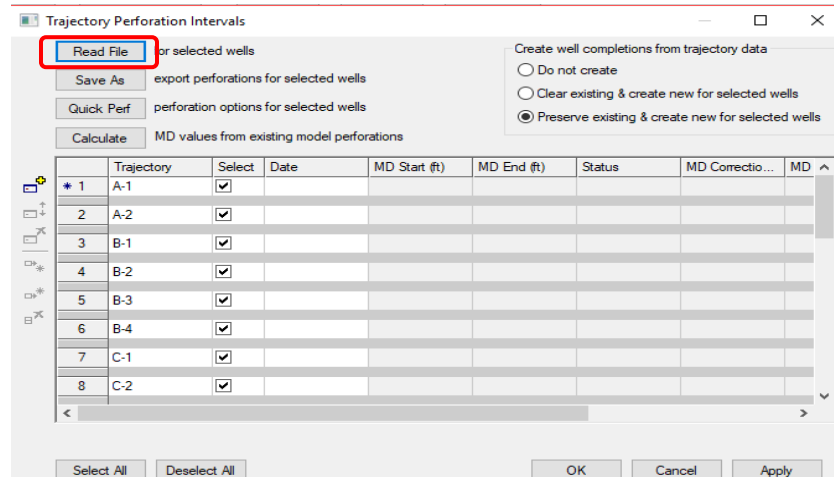
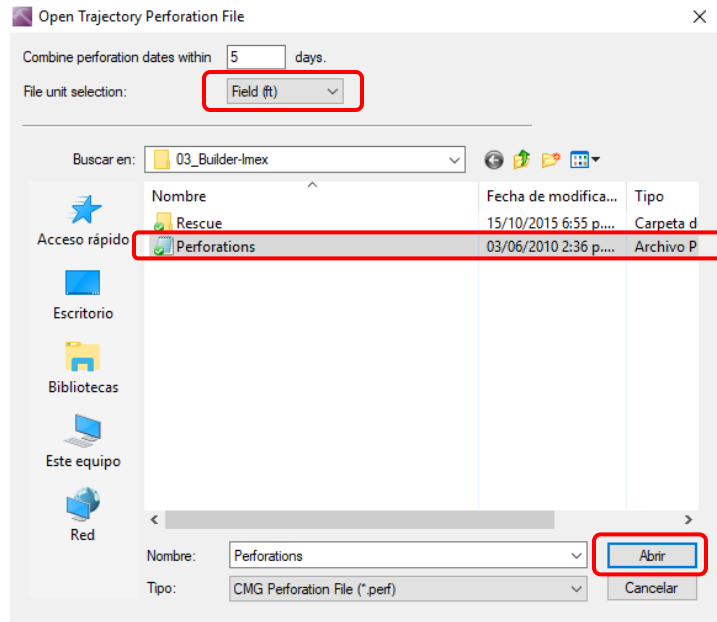
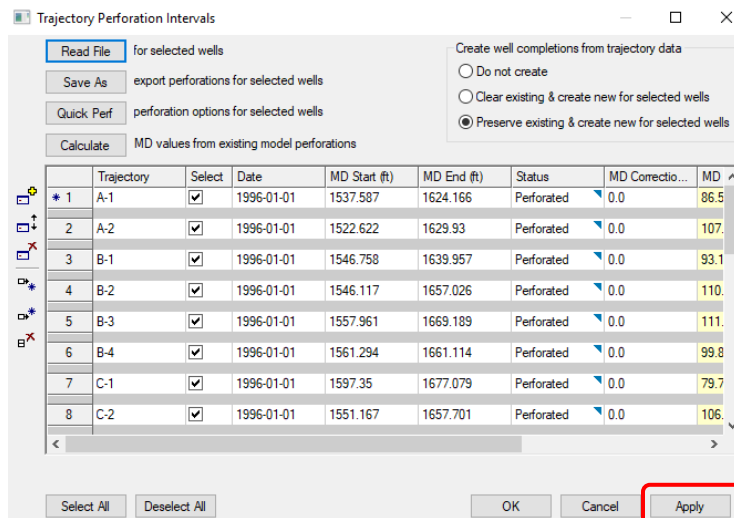


Figura 25. Perforación de los pozos a partir del archivo existente.



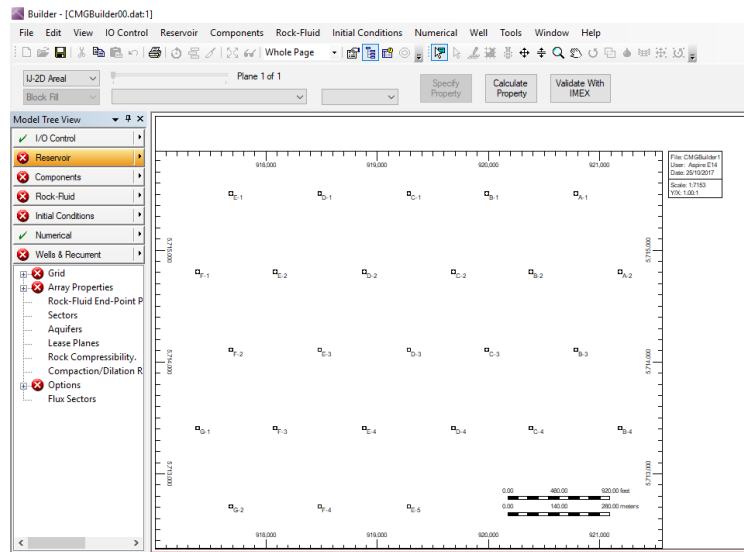
Realizado esto, se pueden apreciar en la Figura 26 las diferentes trayectorias de los pozos en el yacimiento, con datos de fecha, profundidad medida en su comienzo y en su final para cada uno, estado de pozos, entre otros y aplicamos los cambios.

Figura 26. Visualización de las profundidades perforadas, estado de pozos y fecha de inicio de producción.



Finalmente, los pozos quedan cargados y pueden ser visualizados en la ventana de trabajo de *Builder*, como es el caso de lo observado en la Figura 27. En este caso, se describe el procedimiento realizado; sin embargo, en la figura no se visualiza la malla empleada porque esto será descrito posteriormente, por lo que aún no se establece la relación existente entre la malla y los pozos perforados.

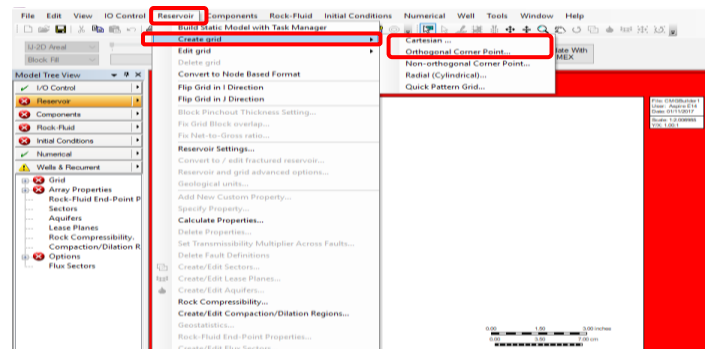
Figura 27. Visualización de la localización de los pozos a escala.



3.1.1. MALLA CORNER POINT Y CARTESIANA

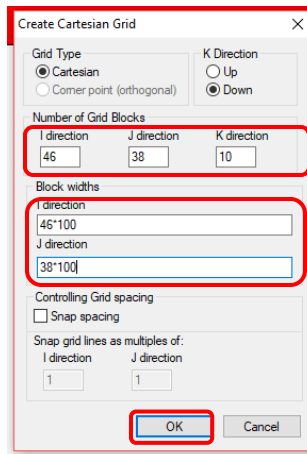
- 1) Clic en *Reservoir*, *Create grid* y seleccionar el tipo de malla que se desea construir, ya se Cartesiana u ortogonal *Corner Point*. El procedimiento sigue siendo el mismo para ambos tipos (Figura 28).

Figura 28. Creación de una malla Cartesiana o *Corner Point* Ortogonal.



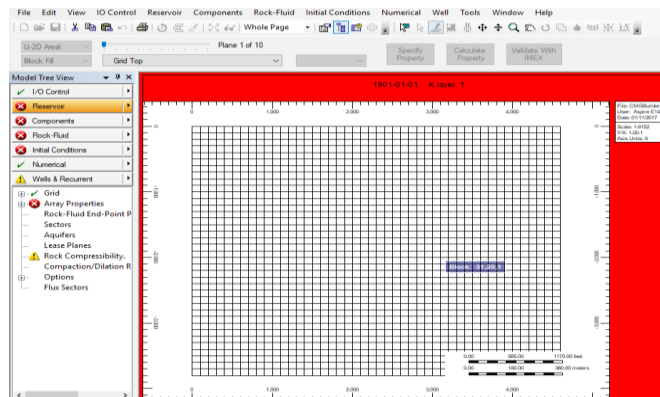
- 2) Seleccionar la dirección de K como *Down* o *Up*. Con la dirección de k *down*, los k layers son enumerados incrementado hacia abajo, también en el caso de las *Corner Point*.
- 3) En número de grid blocks, especificar el número de bloques en cada dirección.
- 4) En *Block widths*, especificar el ancho de los bloques (Figura 29).

Figura 29. Especificación de las dimensiones de la malla.



- 5) Visualización de la malla construida en vista areal en la Figura 30.

Figura 30. Vista areal de una malla cartesiana.

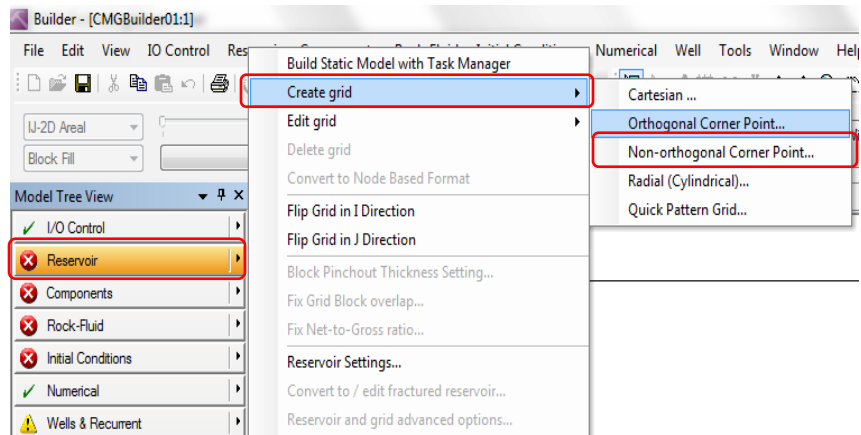


3.1.2. MALLA CORNER POINT - NO ORTOGONAL

Para el desarrollo del ejercicio de aplicación del proyecto de simulación implementando la malla *Corner Point* No-Ortogonal se procedió de la siguiente manera:

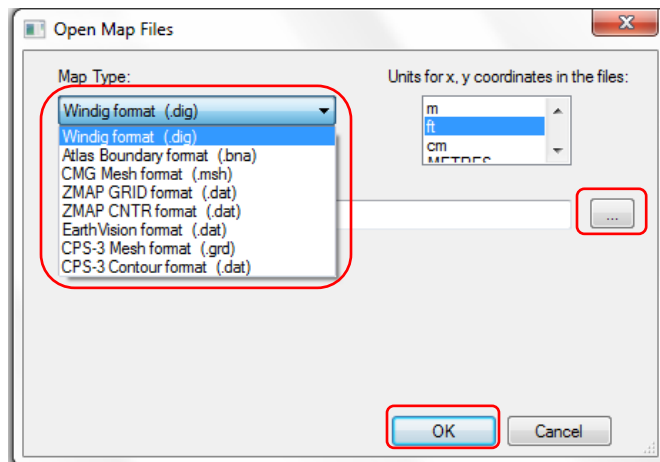
1. La Figura 31 muestra como crear una malla *Corner Point* No Ortogonal se selecciona *Non-Orthogonal Corner Point* del menú "Reservoir".

Figura 31. Creación de una malla Corner Point No Ortogonal.



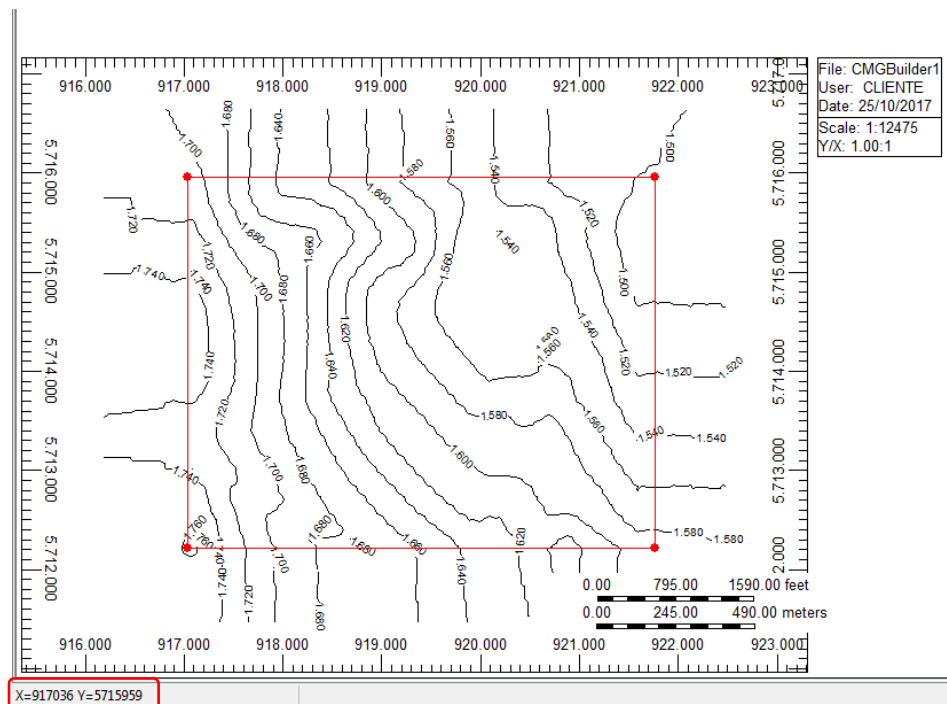
2. Una nueva ventana se despliega en pantalla solicitando la creación de un contorno de mapa en cualquiera de los formatos disponibles; en este caso, el formato utilizado fue un "archivo .mesh" proveniente del archivo Rescue con el correspondiente mapa para el caso en estudio. El procedimiento para abrir un mapa de contorno o un archivo mesh es el que se describe: se debe seleccionar *Open Map File* del menú *File* y un cuadro de diálogo aparecerá. Aquí se debe seleccionar el formato correspondiente a los archivos con los que se cuenta y, dependiendo del tipo de mapa escogido, uno o más cuadros de texto aparecerán. Clic en el botón *Browse* y se debe seleccionar el archivo que se desea abrir (Figura 32).

Figura 32. Apertura de un mapa de contorno y selección del formato deseado.



3. Se dibujaron las líneas del contorno del yacimiento utilizando los puntos coordenados para tal fin, contemplado en la Figura 33.

Figura 33. Vista del mapa de contorno y delimitación del yacimiento según coordenadas.



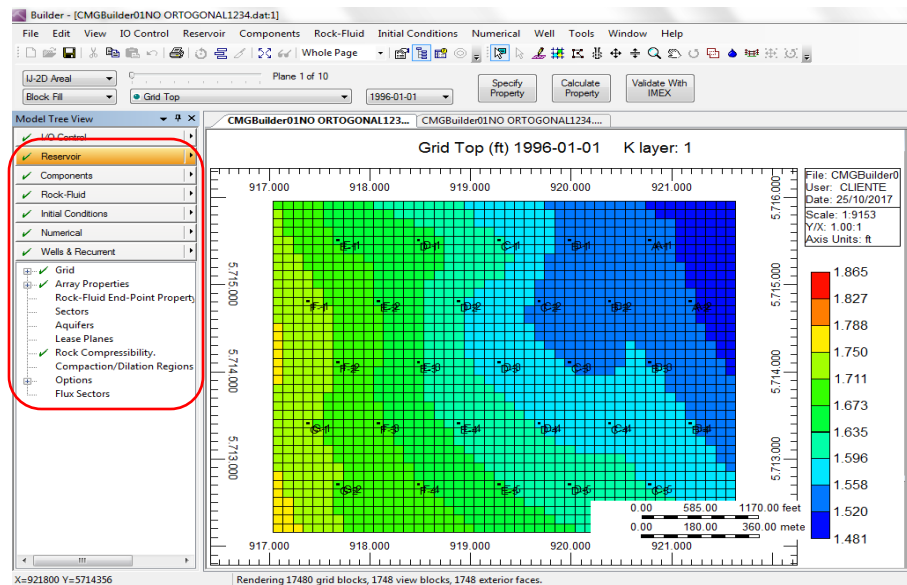
- Se procede a realizar la división del yacimiento en celdas como se aprecia en la Figura 34, respetando en los tres casos la partición de la malla en 46 38 10.

Figura 34. Dimensionamiento de la malla *Corner Point* No Ortogonal.



- Creada la malla, se procede a importar el archivo *Rescue* del proyecto a realizar, según lo mencionado con anterioridad, a fin de realizar el escalamiento de las propiedades petrofísicas y de los pozos dentro del yacimiento con el nuevo mallado; esto incluye el suministro de los datos correspondientes al yacimiento, al fluido, la interacción roca-fluido, las condiciones iniciales y las trayectorias de los pozos y datos de perforación y finalmente la respectiva corrida del proyecto para observar y analizar los resultados (Figura 35).

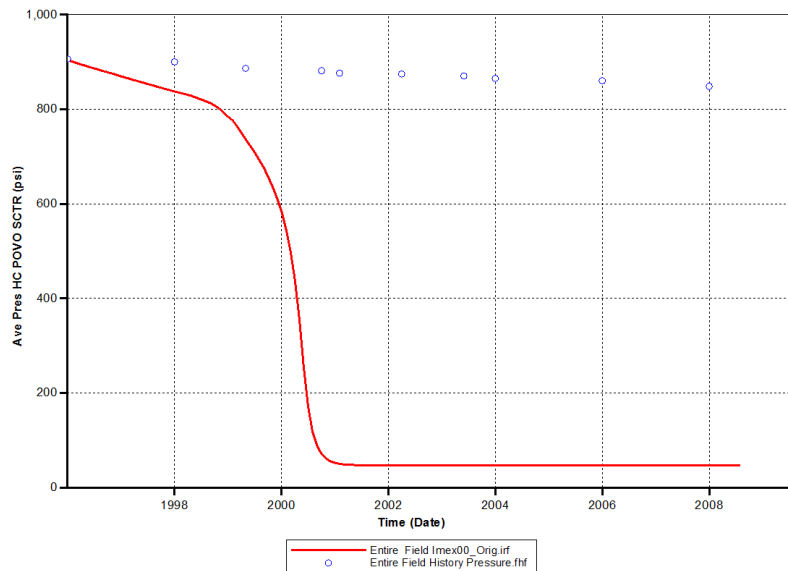
Figura 35. Malla *Corner Point* No Ortogonal creada con sus propiedades.



CONSIDERACIONES PARA LOGRAR EL AJUSTE

Para lograr el ajuste, se hizo necesario modificar algunos parámetros o variables con el objetivo de mejorar los resultados y lograr el cotejo con la data medida del campo. Como se observa en la Figura 36, los resultados arrojados por el modelo de simulación no logran reproducir el comportamiento histórico de presión del yacimiento, por lo que es necesario realizar algunos cambios que permitan mejorar los resultados y asemejarse a aquellos reportados durante la historia productiva del yacimiento.

Figura 36. Resultados de simulación sin ajuste.



De acuerdo a los resultados obtenidos se puede evidenciar que existe una declinación abrupta de la presión, que hace necesaria la utilización de un modificador que logre cotejar los datos del historial de presión. Se implementó el uso de un multiplicador de volumen a prueba y error, realizando varias simulación para realizar cálculos de porcentajes de error, logrando menor porcentaje de error; dicho valor fue de 6 veces el volumen poroso en un anillo de confinamiento como se muestra en la Figura 37 , realizando la comparación con los datos adquiridos del historia de presión mostrados en la Figura 38. Este ajuste fue

corroborado mediante la generación de las tasas de aceite (Q_o) , gas (Q_g) y agua (Q_w) del historial de producción.

Figura 37. Modelo de simulación con anillo de confinamiento.

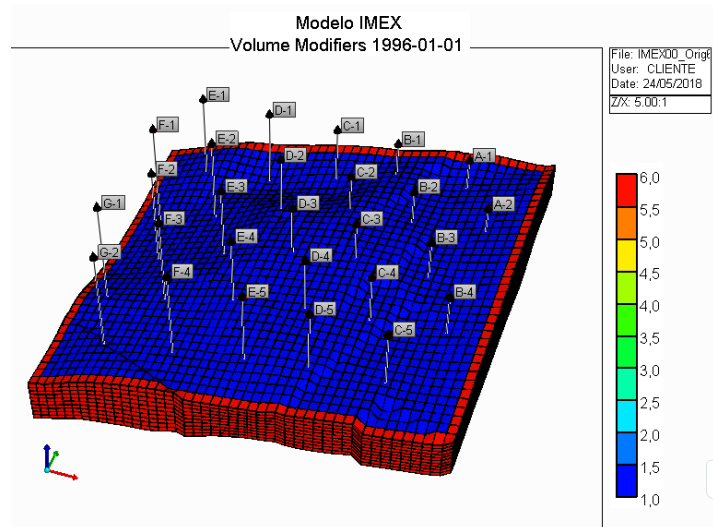
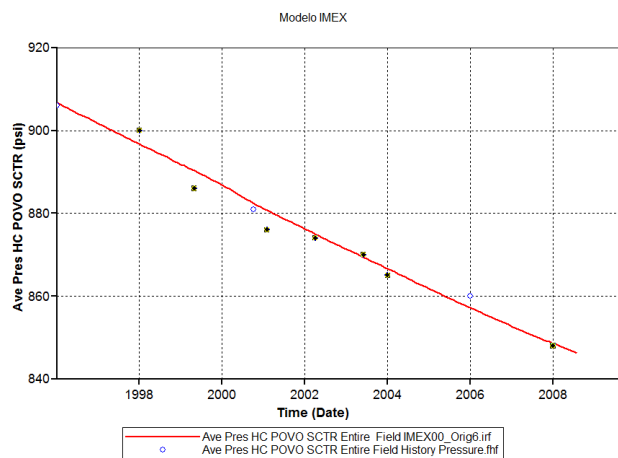


Figura 38. Resultados de simulación con ajuste.

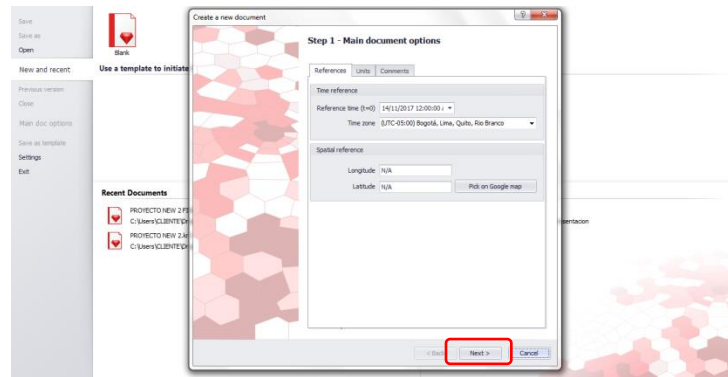


Cabe anotar que la data histórica de presión y producción fue obtenida en conjunto con el archivo Rescue del ejemplo de simulación conceptual de la empresa CMG.

3.1.3. METODOLOGÍA KAPPA

- ✓ Creación de nuevo documento (Figura 38) en el cual se podrá especificar la referencia de tiempo, unidades y comentarios para que, en el caso de que el documento sea abierto por otro usuario diferente, puedan ser visualizados.

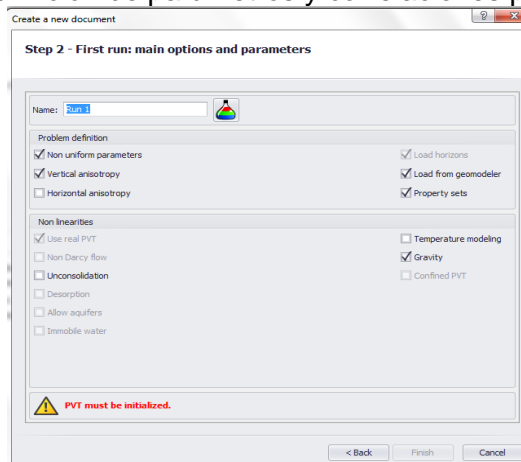
Figura 38. Creación de un nuevo documento en Rubis.



PROPIEDADES PVT

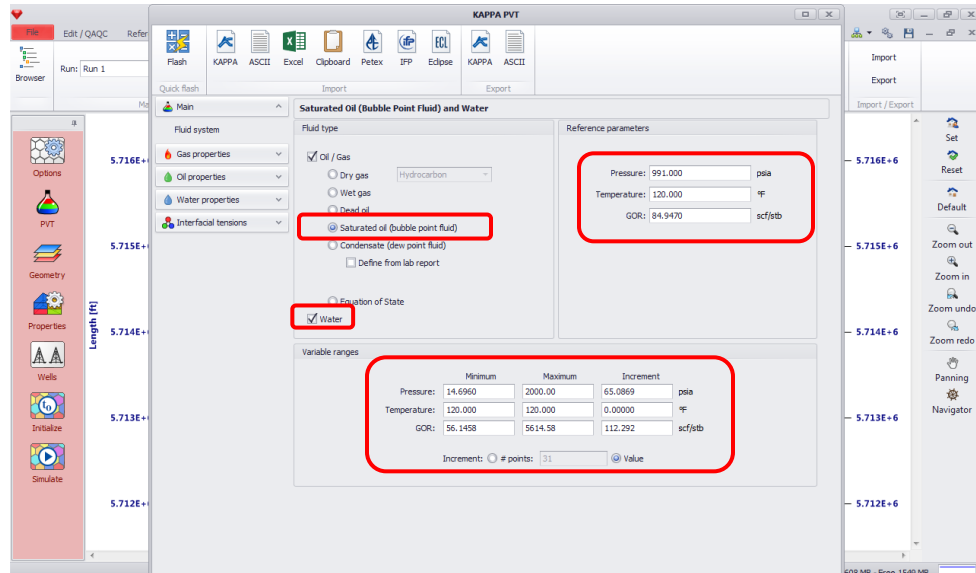
- ✓ La Figura 39 muestra la ventana de definición de parámetros y propiedades.

Figura 39. Definición de parámetros y correlaciones para cada fase.



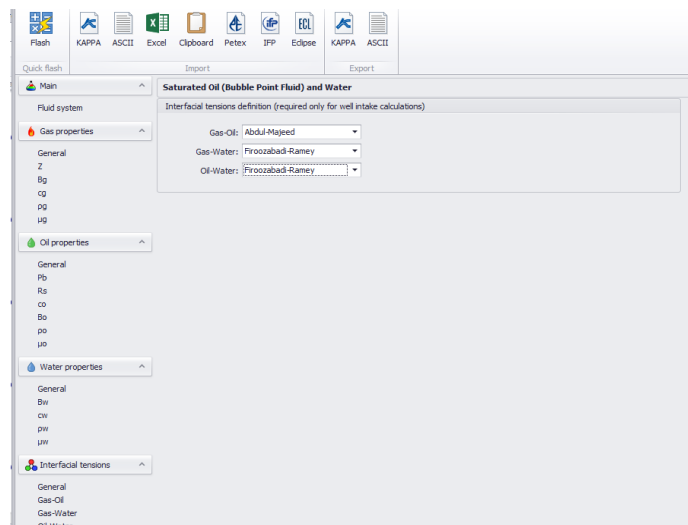
- ✓ Tipo de fluido: Aceite saturado con producción de agua.
- ✓ Parámetros de referencia especificados en la Figura 40.
- ✓ Selección de los rangos para cada variable, según las tablas PVT obtenida.

Figura 40. Parámetros de referencia en la simulación con Rubis.



- ✓ Introducción de las propiedades según la fase que compone el fluido, así como se evidencia en la Figura 41.

Figura 41. Ventana de selección y definición de propiedades de los fluidos.

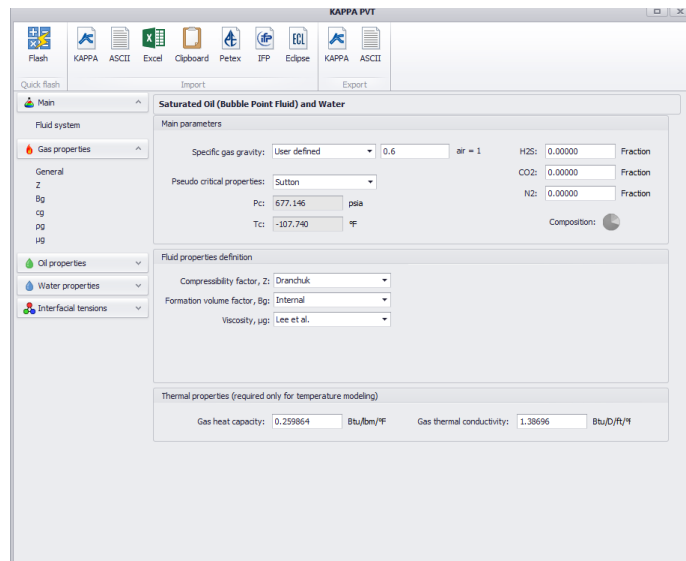


PROPIEDADES DEL GAS

En la Figura 42 se muestra la especificación de las propiedades del gas.

- ✓ Gravedad específica del gas.
- ✓ Factor de compresibilidad (z).
- ✓ Factor volumétrico de formación (B_g).
- ✓ Viscosidad (μ_g).

Figura 42. Definición de las propiedades del gas.

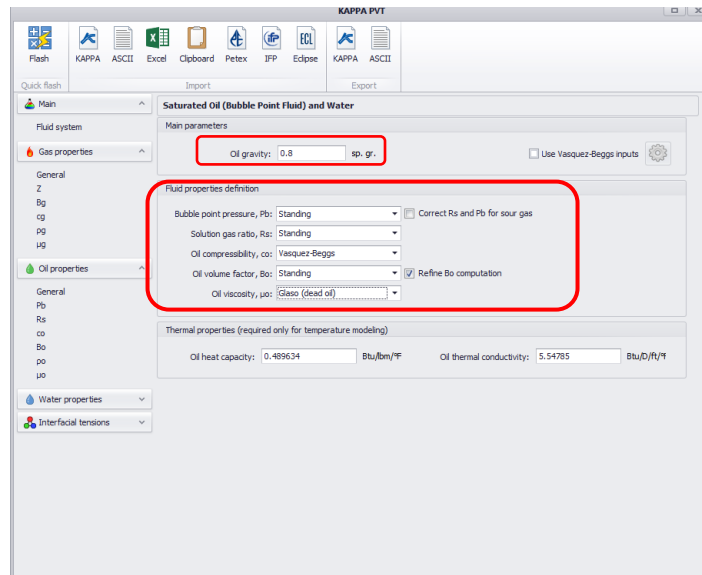


PROPIEDADES DEL ACEITE

En la Figura 43 se visualizan en detalle las propiedades del aceite.

- ✓ Gravedad específica del Aceite
- ✓ Presión de burbuja.
- ✓ Relación gas en solución.
- ✓ Compresibilidad del aceite
- ✓ Factor volumétrico de formación (B_o)
- ✓ Viscosidad (μ_o)

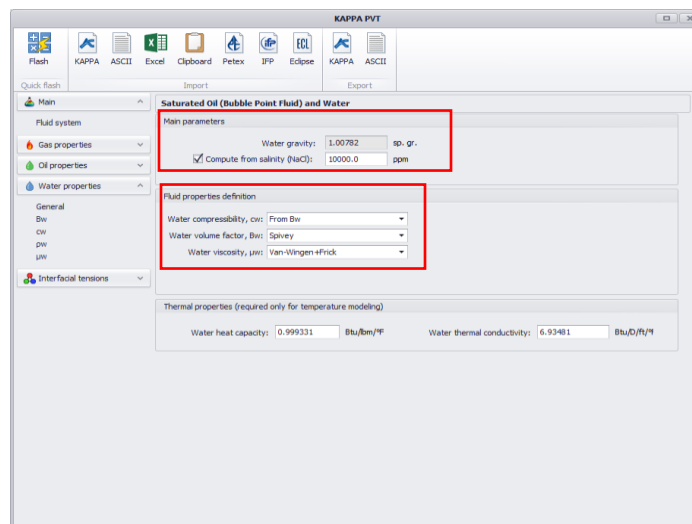
Figura 43. Definición de las propiedades del aceite.



PROPIEDADES DEL AGUA

En la Figura 44 se visualizan las propiedades del agua.

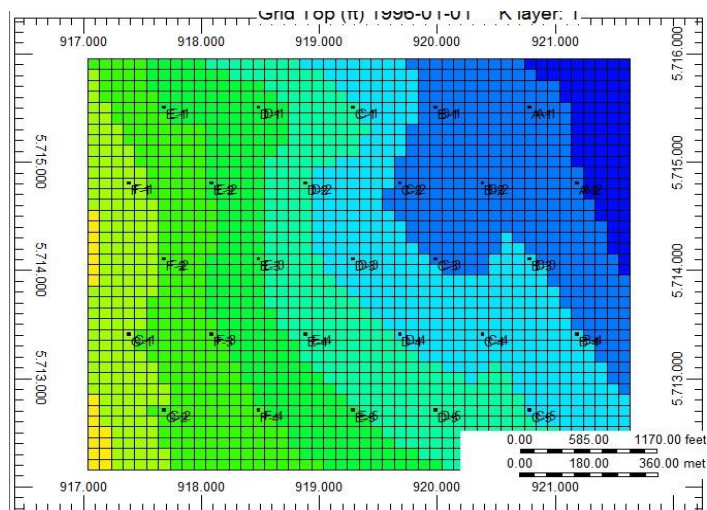
Figura 44. Especificación de las propiedades del agua.



GEOMETRÍA

- ✓ Selección del contorno (Imagen superficial de la primera capa), basada desde los datos de construcción de CMG (*Builder*). La utilizada en este caso es el de la Figura 45.

Figura 45. Vista areal de la geometría del yacimiento desde suite de CMG.



- ✓ Selección de un punto de referencia y su respectiva escala como se muestra en las Figuras 46 y 47.

Figura 46. Especificación del contorno y la escala de trabajo.

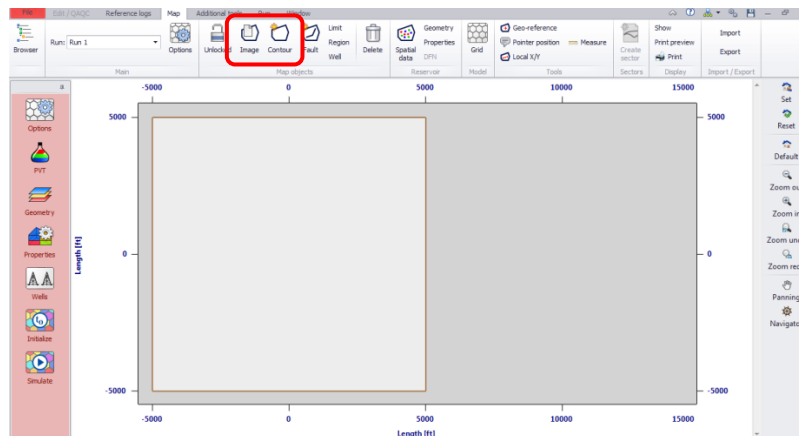
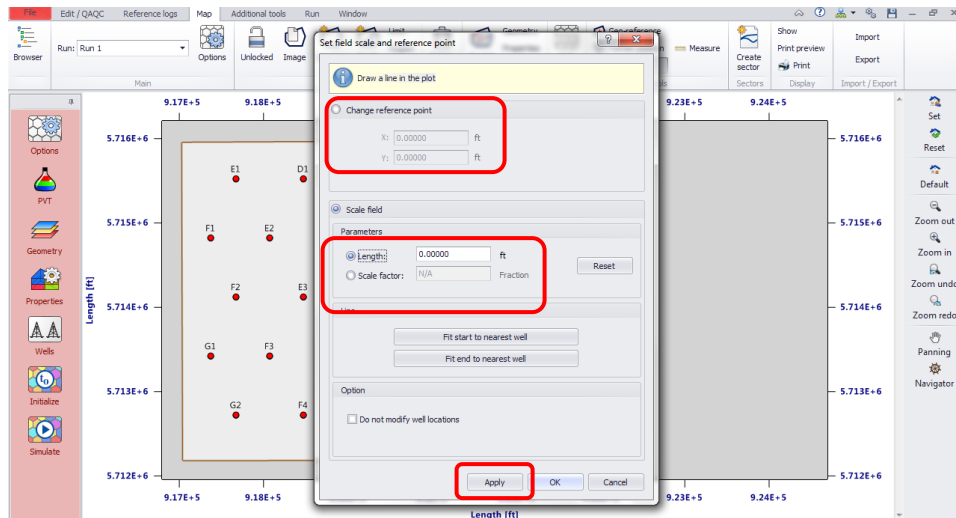


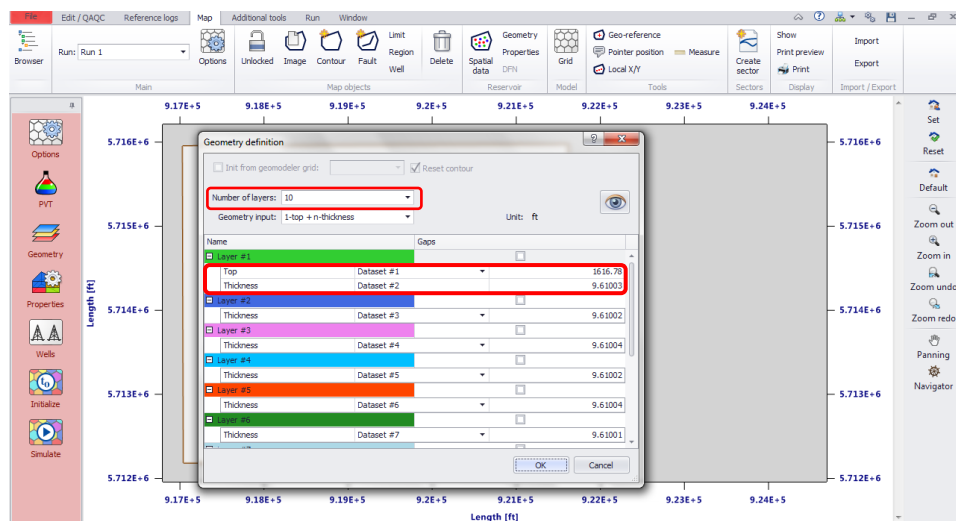
Figura 47. Establecimiento de un punto de referencia y de la escala de trabajo.



PROPIEDADES

- ✓ Número de capas.
- ✓ Carga de datos por capa (importados del archivo *Rescue*, .txt). como lo son la profundidad de la primera capa y sus respectivos espesores (Figura 48).

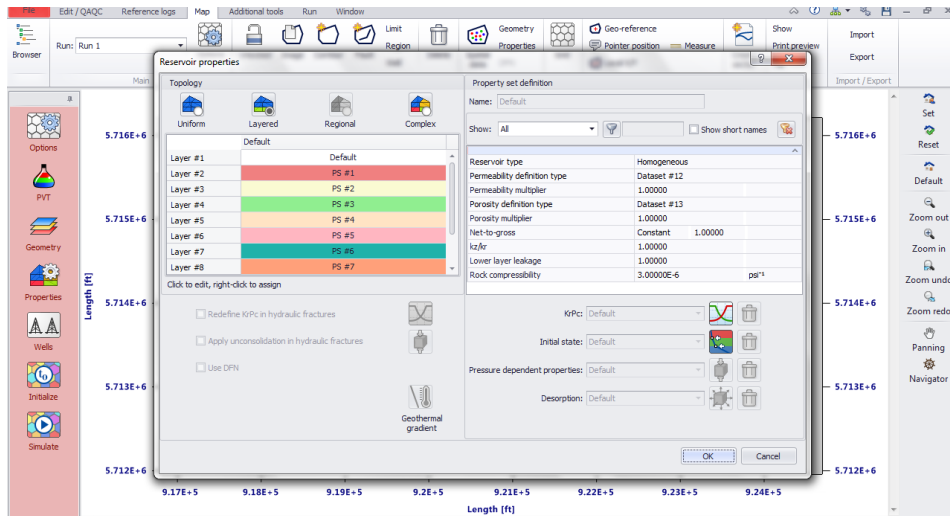
Figura 48. Definición de la geometría del yacimiento.



PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

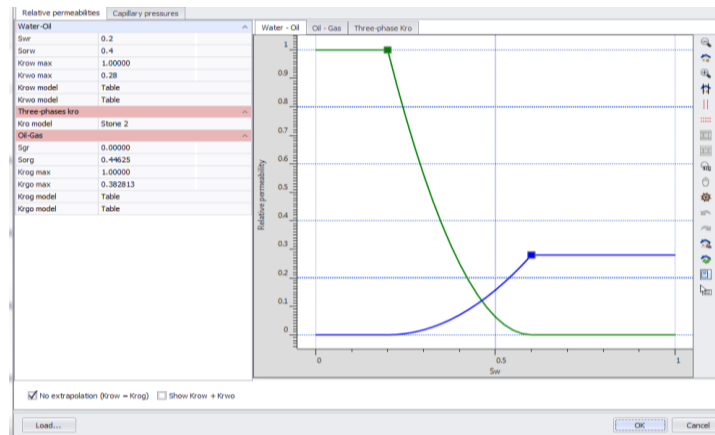
En la Figura 49 se muestra la carga de datos de porosidad y permeabilidad para cada capa, archivo .txt.

Figura 49. Asignación de las propiedades petrofísicas del yacimiento por capa.



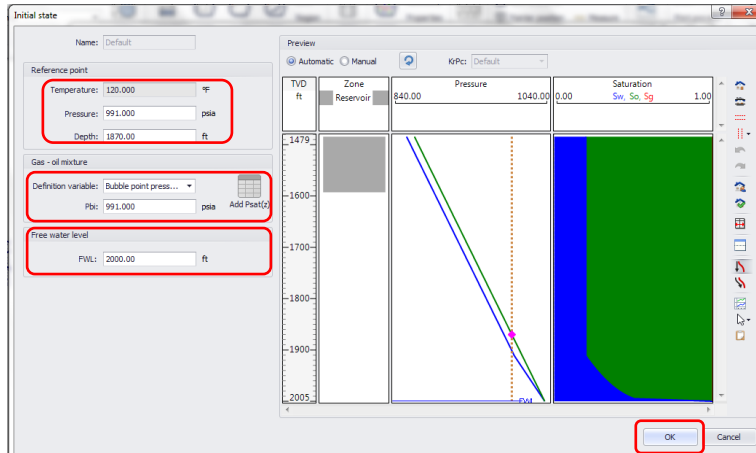
- ✓ Introducción de permeabilidad relativa y presión capilar, generada mediante correlaciones (Figura 50).

Figura 50. Curvas de permeabilidad relativa.



- ✓ Condiciones iniciales (Figura 51).

Figura 51. Especificación de condiciones iniciales en Rubis.



POZOS

- ✓ Carga de la ubicación de los pozos desde archivos importados de CMG como se evidencia en la Figura 52, seleccionando el tipo de pozo y cargando los datos como se visualiza en la Figura 53.

Figura 52. Perforación de pozos en Rubis.

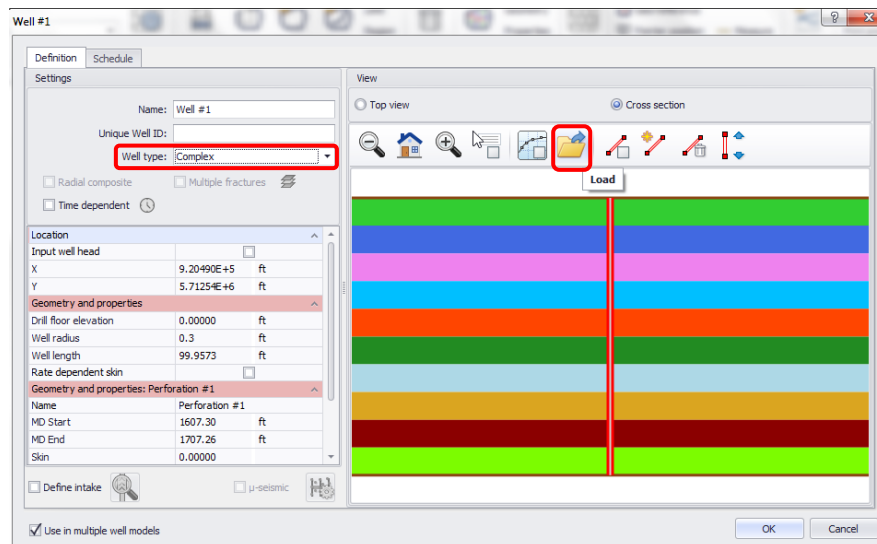
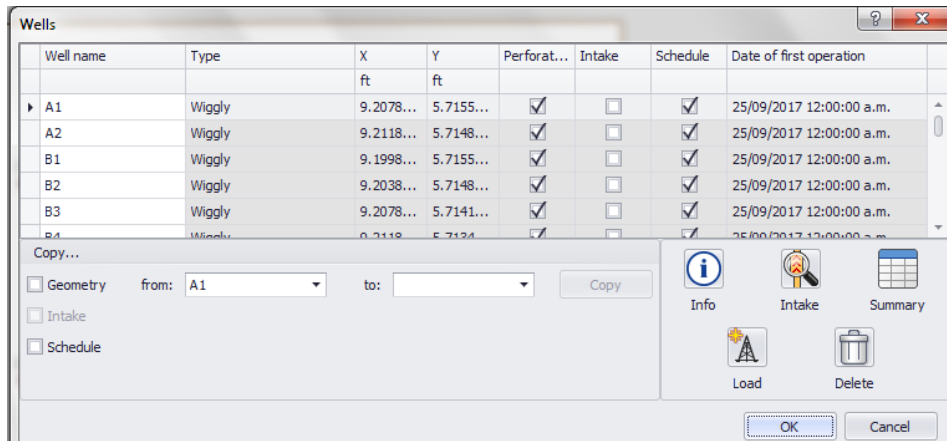
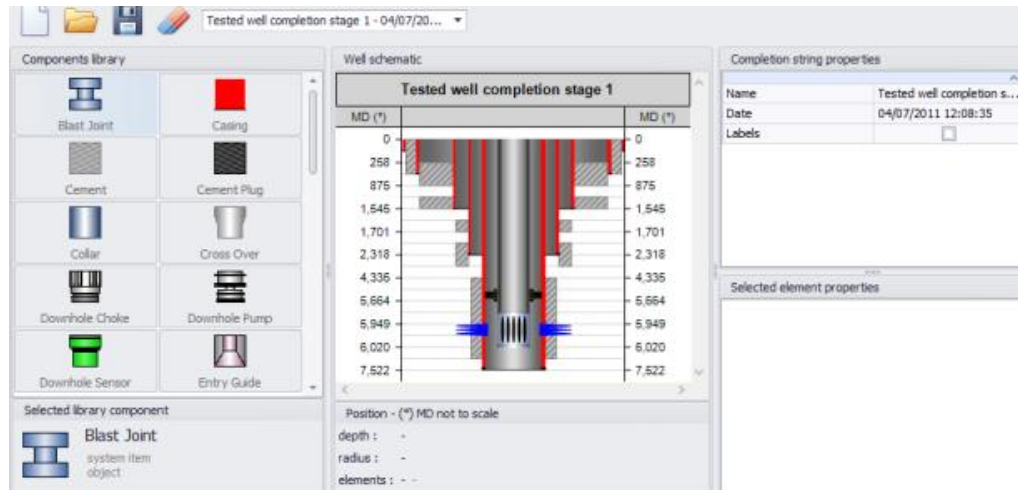


Figura 53. Visualización de las perforaciones de los pozos y sus propiedades operacionales.



✓ Carga de Schedule para cada pozo (Figura 54).

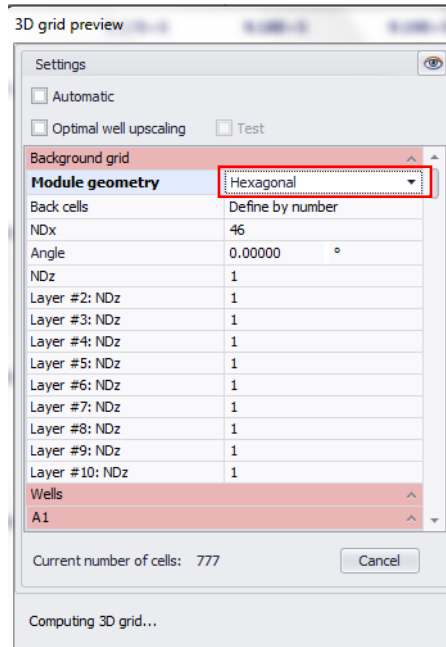
Figura 54. Carga y/o elaboración de los completamientos de los pozos.



Cabe resaltar que este software brinda la posibilidad de establecer completamientos para los pozos perforados, sin embargo, para el ejemplo de aplicación desarrollado no fue implementado.

SELECCION DEL TIPO DE MALLA

Figura 55. Selección del tipo de malla a implementar en la simulación.



En la selección del tipo de malla de la Figura 55, el simulador da la opción de escoger entre una malla rectangular y una malla hexagonal; aquí, se establece el número de celdas en los que se dividirá la malla en las diferentes direcciones.

INICIALIZACIÓN

Consiste en dos procesos:

- ✓ Definir la hora de inicio, salida de datos y configuración numérica. En la salida de datos (*Output*) la cual se compone de 3 ítems que permiten al usuario seleccionar el *Well Gauge*, *Production Logs* y *Global Results* (Figuras 56 y 57). La frecuencia de la salida del medidor y los resultados de campo pueden ser definidos cada uno como un número o datos explícitos como fechas en el cual son requeridos. En la configuración numérica, solucionador numérico y configuraciones podrían ser definidos. Para esta

sesión, además de los parámetros predeterminados, los registros de producción pueden ser exportados (Figura 58).

- ✓ Definir el paso del tiempo, bloqueo de objetos y número de reinicios. Los tiempos de reinicios son automáticamente calculados basados en la duración de simulación dado por el usuario.

Figura 56. Salida de datos.

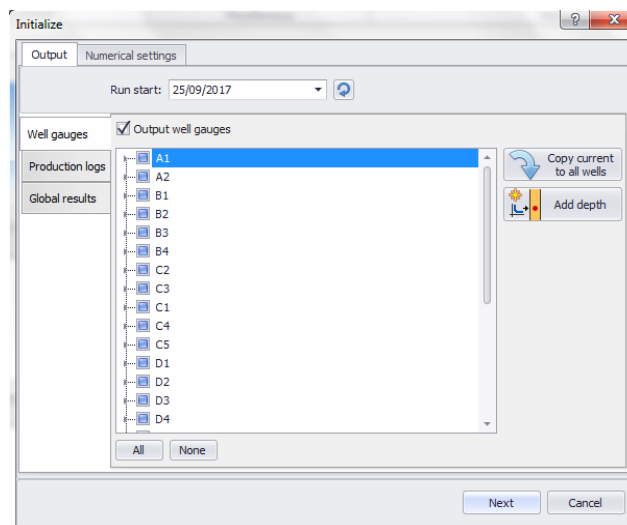


Figura 57. Ajuste numérico de la simulación.

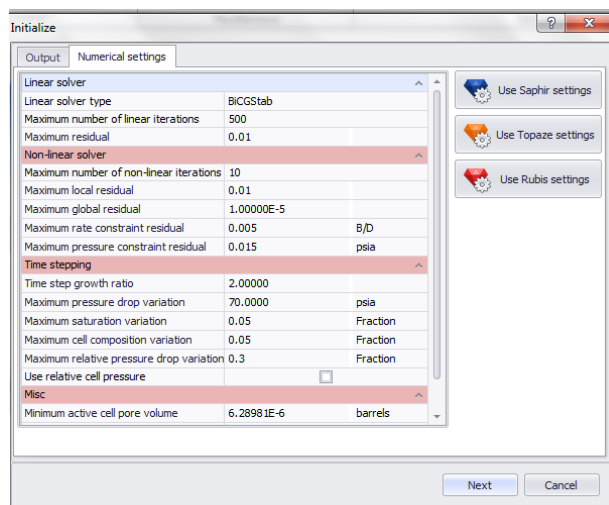
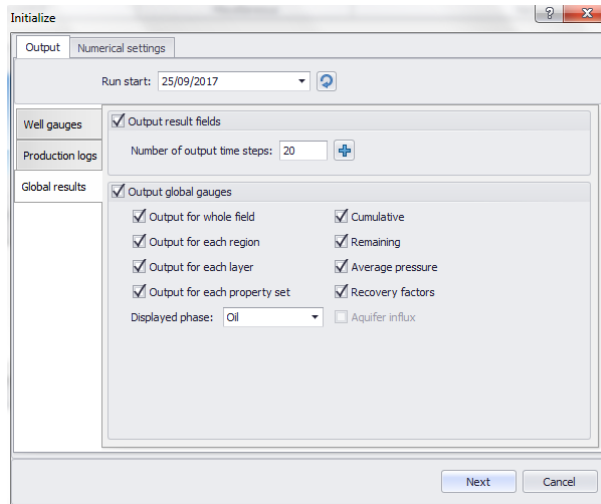
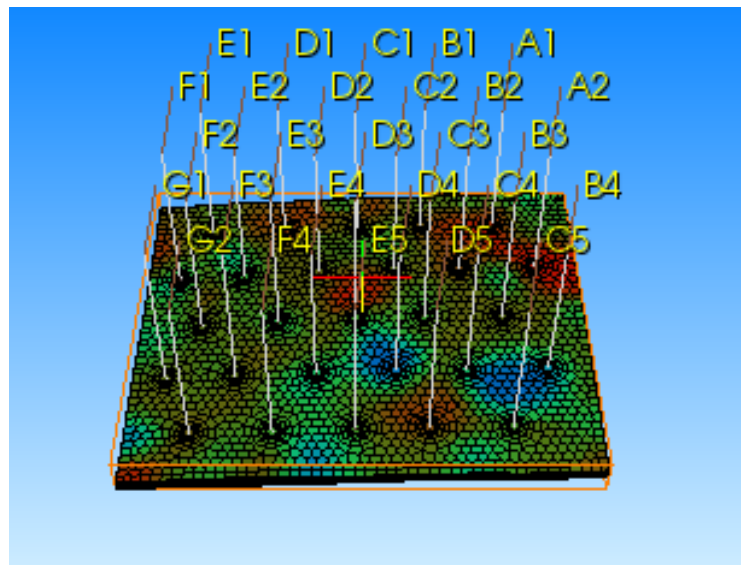


Figura 58. Visualización de los resultados globales requeridos.



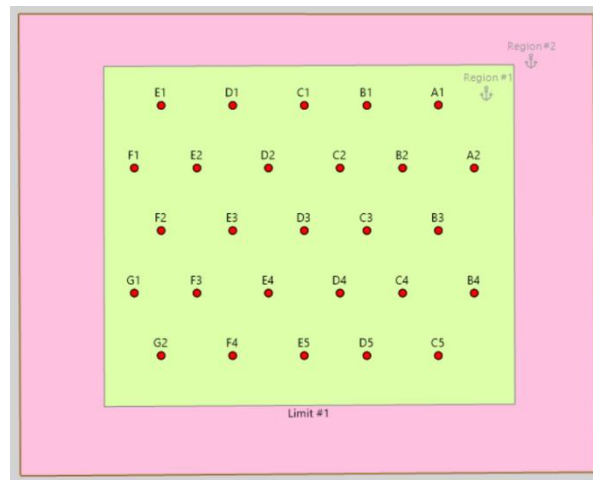
Una vez la inicialización es completada, la gráfica en 3D, los resultados de los pozos y los registros de producción son creados como se visualiza en la Figura 59.

Figura 59. Vista areal de la ubicación de los pozos en el yacimiento.



Cabe anotar que el software Rubis presenta como limitante no poseer multiplicador de volumen poroso, necesario para realizar un ajuste de presión en el yacimiento, por lo que se creó un anillo alrededor del depósito original haciendo referencia al multiplicador de volumen para lograr el ajuste y con ello los resultados deseados, como se muestra en la Figura 60. El mismo anillo fue incluido en la simulación CMG para fines comparativos.

Figura 60. Visualización del anillo.



SIMULACIÓN.

En este panel empieza la simulación. Como los procesos de simulación, se resumen en el registro de actividad, estos pueden ocultarse/mostrarse usando el ícono mostrado en pantalla, el cual se encuentra en la parte superior. La versatilidad del registro de actividad se puede establecer en la configuración de la aplicación.

- ✓ Resultados de simulación.
- ✓ *Well Result plot*
- ✓ *Production Logs plot*
- ✓ *Global results plot*
- ✓ *3D plot*

Tabla 1. Volúmenes en sitio.

	CMG (IMEX)	KAPPA (RUBIS)
Volumen poroso	140,058 MMB	139,969 MMB
Oil in place	102,7 MMSTB	106,516 MMSTB
Water in place	32 MMSTB	27,75 MMSTB
Gas in place	7,86 BSCF	8,22 BSCF

La Tabla 1 relaciona los valores reportados para el volumen poroso del yacimiento en ambos simuladores, así como los volúmenes en sitio para los fluidos aceite, agua y gas.

Realizando la comparación de dichos valores, se aprecian valores muy cercanos, enunciando que se logró asegurar una buena representación de los modelos elaborados. Las diferencias encontradas están relacionadas con la variante realizada en el software Rubis con la creación de la región externa, al no poseer la opción del multiplicador de volumen poroso.

3.2. VENTAJAS Y LIMITACIONES

Tabla 2. Ventajas y limitaciones software CMG.

CMG (IMEX)	
VENTAJAS	LIMITACIONES
Permite la construcción de varios tipos de mallas, cuya selección está basada en el tipo de problema planteado	Construcción de malla <i>Corner Point</i> a partir de un mapa geológico, que requiere el establecimiento de puntos coordinados para demarcar o delimitar el contorno del mapa estructural, lo cual lo hace un método inexacto
Desarrollo de un modelo dinámico de fluidos mediante correlaciones; no requiere muchas especificaciones	Construcción de pozos desviados y con trayectorias complejas no son de uso rápido y sencillo
Exportación de datos a Excel de forma rápida y sencilla, permitiendo la elaboración de gráficas dinámicas para establecer un mejor análisis de resultados	
Exportación de propiedades de un archivo <i>RESCUE</i> , en diferentes formatos, tales como: <i>SIF Format</i> , <i>Mesh format</i> , <i>XYZ Format</i> , <i>SRF format</i>	
Tiempos de simulación cortos, de no más de 5 minutos.	

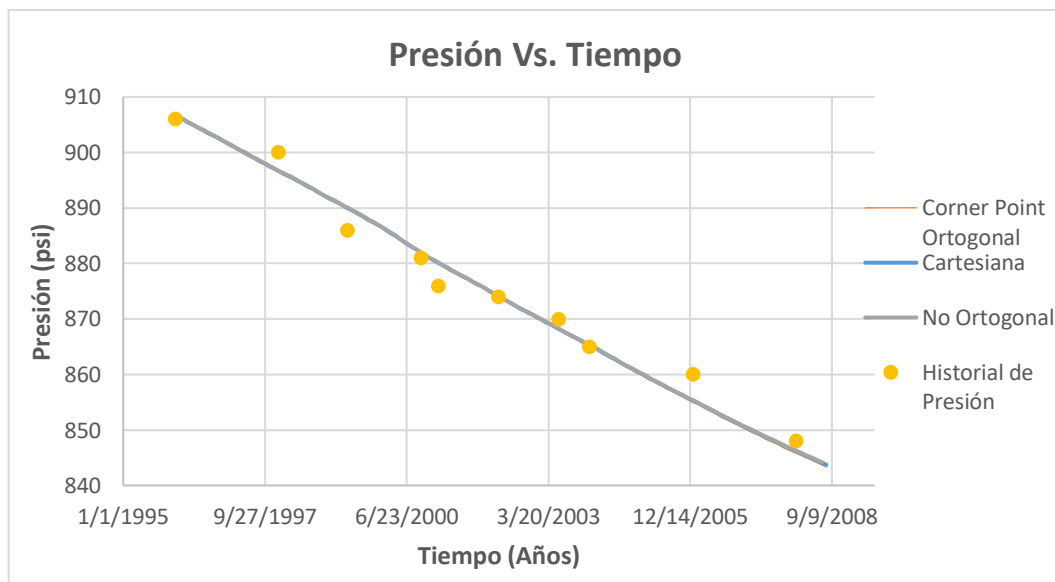
Tabla 3. Ventajas y limitaciones software Rubis.

KAPPA (RUBIS)	
VENTAJAS	LIMITACIONES
Construcción de la malla de forma fácil, rápida y sencilla	Uso exclusivo para la construcción de mallas cartesianas y Voronoi.
Uso de diferentes correlaciones para la construcción de un modelo dinámico de fluidos. Permite introducir datos en formato tabla y establecer parámetros de referencia en las propiedades de estudio	Presenta error interno al nombrar la propiedad de Rs en función de la presión, lo que no permite realizar cambios en esta propiedad ya que sobrescribe los valores de la presión de burbuja
Visualización de los resultados obtenidos a partir de la simulación de una manera práctica y sencilla en una sola visual	No permite importar archivos provenientes de CMG
Mayor selectividad en la distribución de las propiedades presentes en la malla, lo que permite observar con precisión zonas de interés	Construcción del contorno o delimitación de algún sector del yacimiento mediante una imagen, la cual no genera exactitud con el yacimiento real
Brinda la opción de elaborar el completamiento de los pozos	Largos tiempos de simulación, aproximadamente 23 minutos.
Rápida construcción de trayectorias de pozos	No es flexible al tomar archivos RESCUE
	Solamente toma hexágonos para la construcción de la malla Voronoi

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados que se obtuvieron luego de realizar las simulaciones numéricas implementando los softwares mencionados (IMEX™ y RUBIS™), y las distintas mallas de simulación, a fin de conocer y evaluar el impacto de la selección del tipo de malla numérica en el comportamiento de producción y presión del yacimiento. Para esto, se exportaron los resultados arrojados en formato Excel con la finalidad de superponer las gráficas con la data dura que se tiene del historial tanto de presión como de producción del campo, de manera que sirva como referencia para conocer qué tan acertados son los resultados visualizando el comportamiento y así generar las conclusiones del proyecto.

En primera instancia se evalúa el comportamiento de las mallas *Corner Point* Ortogonal, *Corner Point* No Ortogonal y Cartesiana implementadas en el simulador CMG (Imex™) respecto a la presión (Figura 61), estimando el error porcentual de la variación de los datos respecto a la data medida, como se presenta en la Tabla 1. Figura 61. Gráfica de Presión Vs. Tiempo – Mallas CMG.




El cálculo de error se llevó a cabo, para todos los casos, mediante la ecuación:

$$\%ERROR = \left| \frac{Valor\ teórico - Valor\ experimental}{Valor\ teórico} \right| * 100$$

Siendo,

- Valor teórico: El valor medido de los historiales de presión y producción. Estos archivos fueron obtenidos en formato “.fhf” en conjunto con el archivo Rescue, representando la data medida en el campo según el comportamiento que se presentó.
- Valor experimental: El valor obtenido a partir de la simulación.

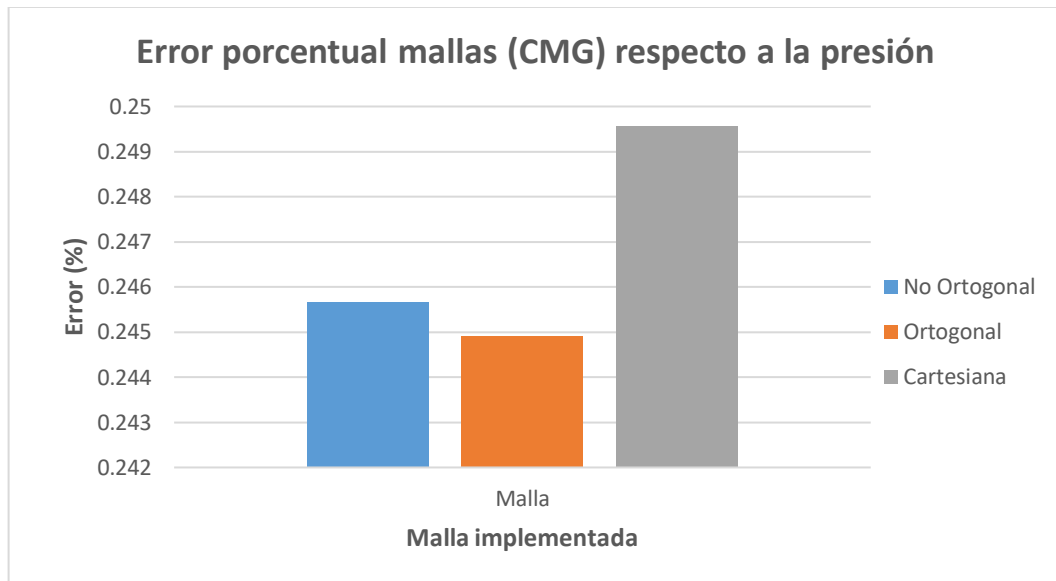
Tabla 4. Cálculo del error porcentual para las mallas implementadas en CMG.

Fecha	Valor historial de presión	Valor Ortogonal	Valor Cartesiana	Valor No ortogonal	%Error Ortogonal	%Error Cartesiana	%Error No Ortogonal
01/01/1996	906	906.824768	906.869934	906.824524	0.091034	0.09601921	0.09100706
01/01/1998	900	896.631714	896.679565	896.618347	0.37425401	0.36893717	0.3757392
01/05/1999	886	889.997314	890.047546	889.977905	0.45116416	0.45683368	0.44897351
01/10/2000	881	881.903809	881.956909	881.835205	0.10258894	0.10861625	0.09480194
01/02/2001	876	880.083984	880.136536	880.010681	0.46620826	0.47220726	0.45784031
01/04/2002	874	874.089355	874.147278	873.985413	0.01022374	0.01685101	0.00166904
01/06/2003	870	868.624146	868.68634	868.488159	0.15814419	0.15099536	0.17377481
01/01/2004	865	865.263977	865.326904	865.109741	0.03051758	0.0377924	0.01268685
01/01/2006	860	855.284485	855.354065	855.033813	0.54831571	0.54022501	0.57746355
01/01/2008	848	846.162659	846.234741	845.781616	0.21666761	0.20816731	0.26160186
Error promedio 					0.244912	0.2456645	0.249556

De esta manera se evidencia que la malla *Corner Point* Ortogonal, al presentar un menor porcentaje de error que constata la Figura 62, coteja con mayor exactitud

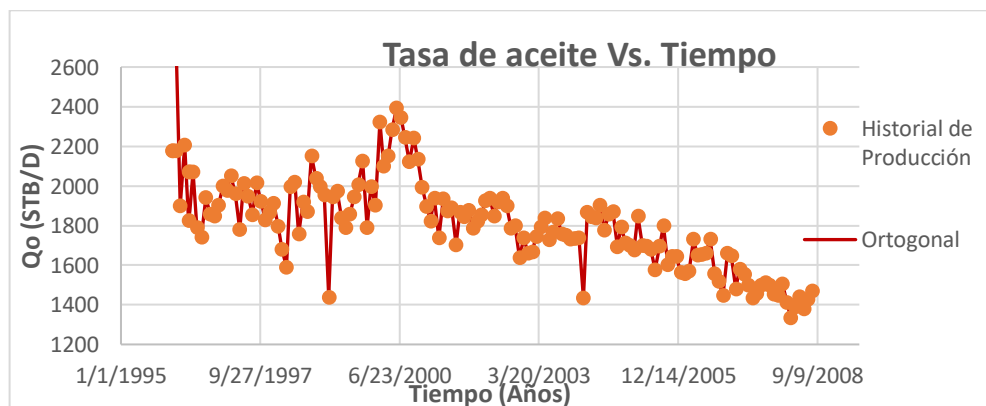
los resultados y se hace más apropiada para representar con precisión el yacimiento en estudio.

Figura 62. Gráfico de barras del error porcentual para las mallas implementadas en CMG.



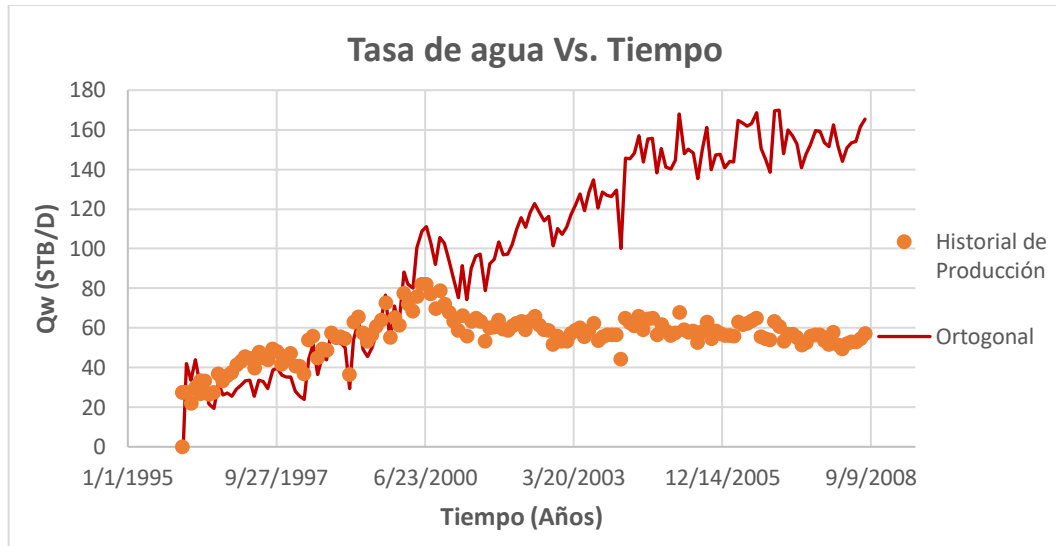
Al ser seleccionada la malla *Corner Point* Ortogonal como la más apropiada, se realizó la comparación de los resultados obtenidos para este tipo de malla con el histórico de producción; la Figura 63 muestra el comportamiento de la tasa de aceite en relación al tiempo.

Figura 63. Tasa de aceite Vs. Tiempo – CMG.



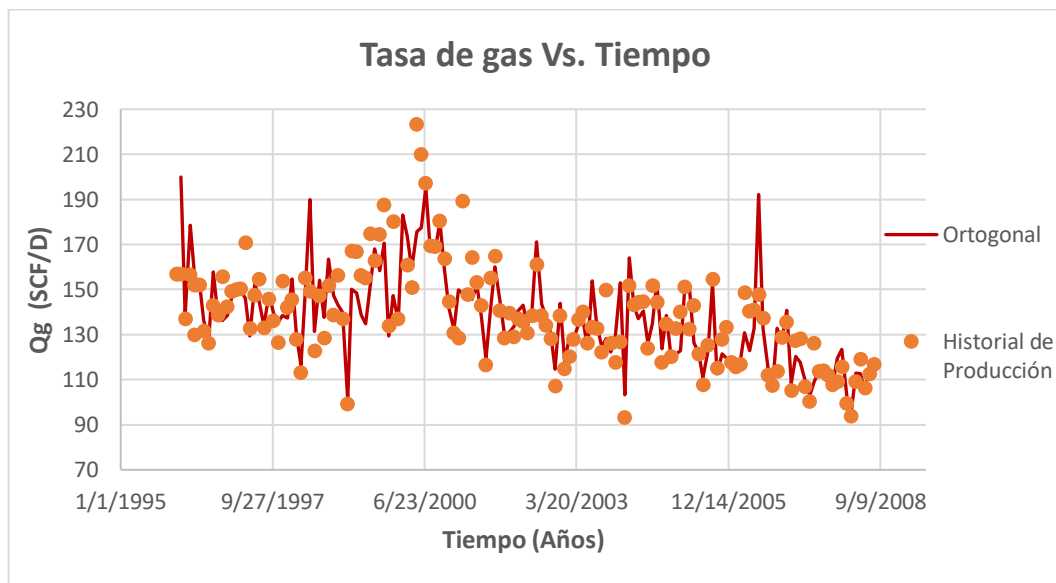
De igual manera, se hizo la comparación de la tasa de agua mostrada en la Figura 64 y de la tasa de gas que se visualiza en la Figura 65.

Figura 64. Tasa de agua Vs. Tiempo – CMG.



Aunque se evidenció un cotejo solo para los cinco primeros años de la producción de agua; se cree que los datos reportados en la medición del parámetro después de ese tiempo son erróneos.

Figura 65. Tasa de gas Vs. Tiempo – CMG.



➤ **Comparación Malla Ortogonal (IMEX) – Malla Voronoi (Rubis)**

El comportamiento de presión en el tiempo es mostrado en la Figura 66, en el que se observa una tendencia muy similar a la del ajuste en ambos simuladores.

Figura 66: Presión Vs. Tiempo – Comparación.

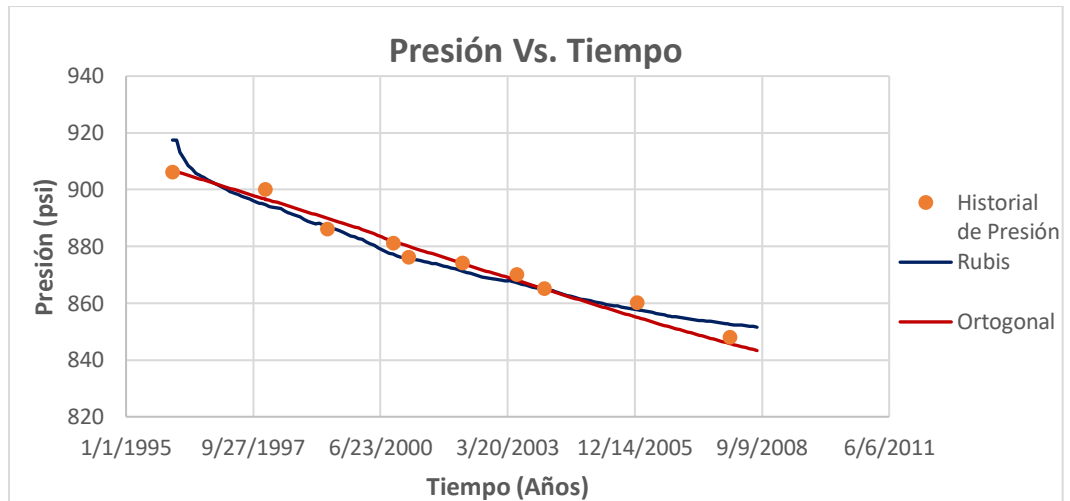
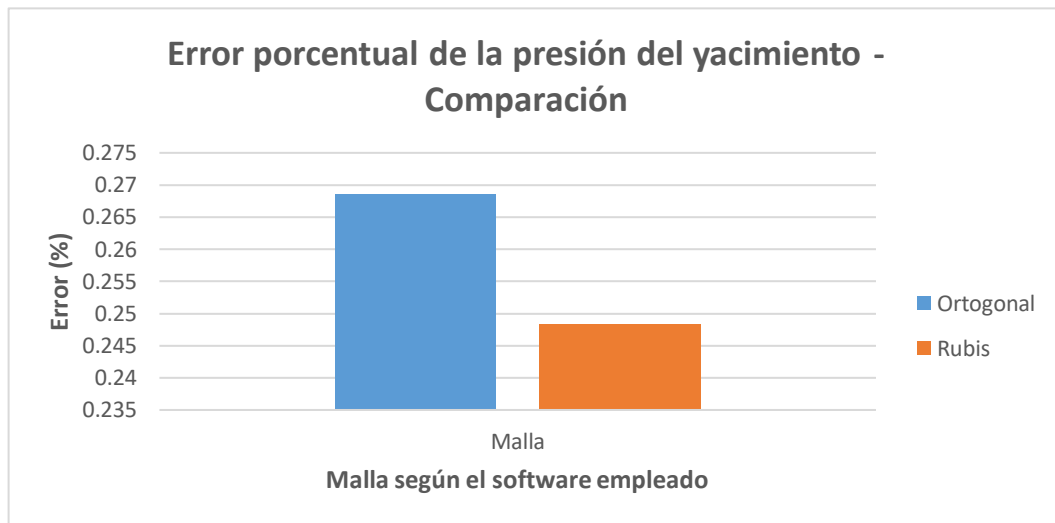


Tabla 5. Cálculo del error porcentual entre las mallas Ortogonal y Voronoi respecto a la presión.

Fecha	Valor historial de presión (psi)	Valor Ortogonal (psi)	Valor Rubis (psi)	%Error Ortogonal	%Error Rubis
01/01/1996	906	906.8247681	917.4316177	0.091034003	1.26176795
01/01/1998	900	896.6317139	897.6164684	0.374254014	0.26483684
01/05/1999	886	889.9973145	887.0475464	0.451164159	0.11823323
01/10/2000	881	881.9038086	880.8596742	0.102588943	0.01592802
01/02/2001	876	880.0839844	875.7380121	0.466208263	0.0299073
01/04/2002	874	874.0893555	873.2859542	0.010223738	0.0816986
01/06/2003	870	868.6241455	869.1044538	0.158144194	0.10293635
01/01/2004	865	865.2639771	864.7996119	0.030517578	0.02316626
01/01/2006	860	855.2844849	859.6420533	0.548315714	0.04162171
01/01/2008	848	844.1626587	852.6123981	0.452516664	0.54391487
Error promedio				0.268496727	0.24840111

La tabla 2 muestra menores errores para la malla Voronoi simulada con Rubis, destacando su ventaja frente a la *Corner Point* Ortogonal (Figura 67).

Figura 67. Gráfico de barras del error porcentual respecto a la presión entre la malla Ortogonal y Voronoi.



En lo que respecta al comportamiento de la tasa de aceite en el tiempo, la Figura 68 muestra que ambos simuladores comerciales honraron la condición impuesta de producción de aceite en los pozos.

Figura 68. Tasa de aceite Vs. Tiempo – Comparación.

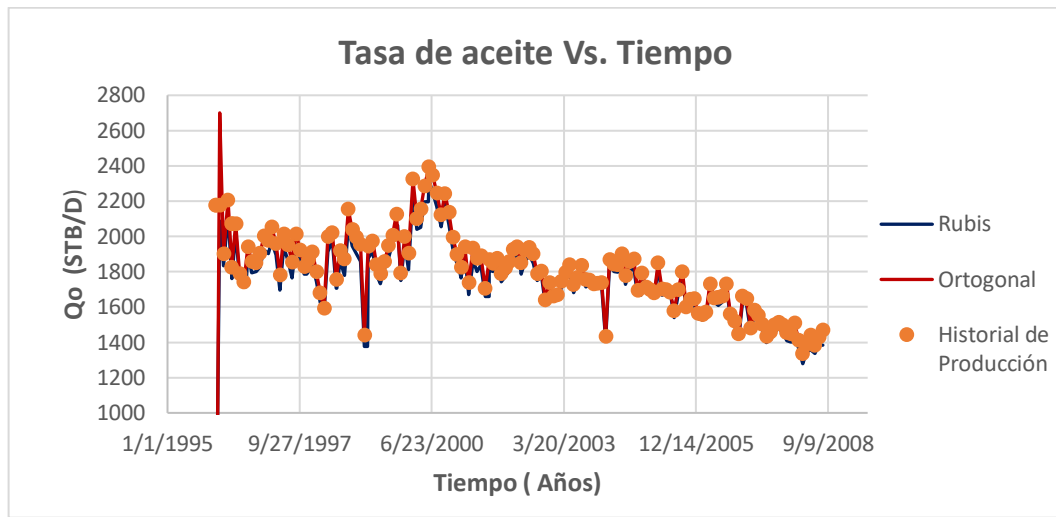
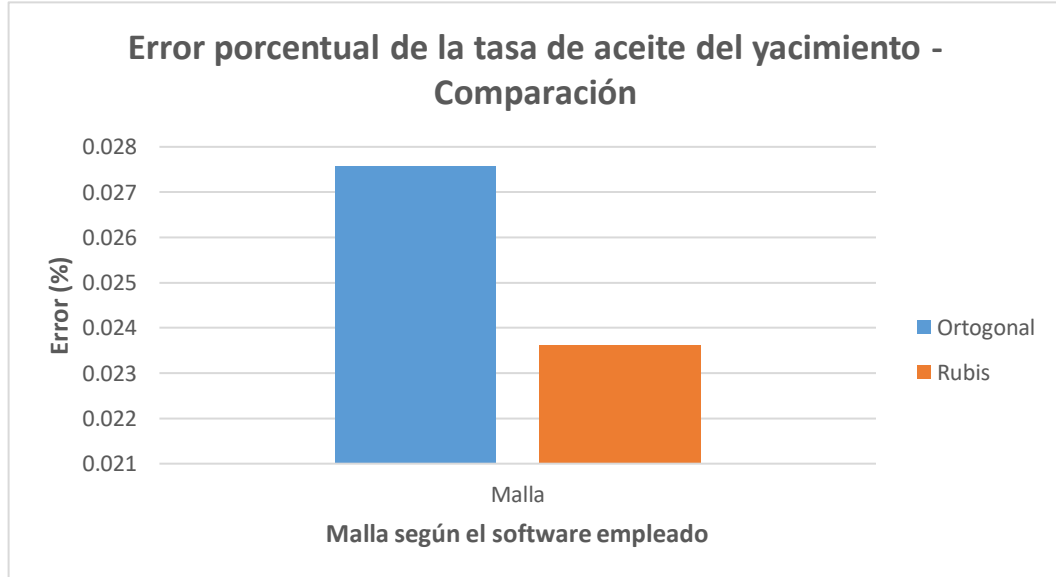


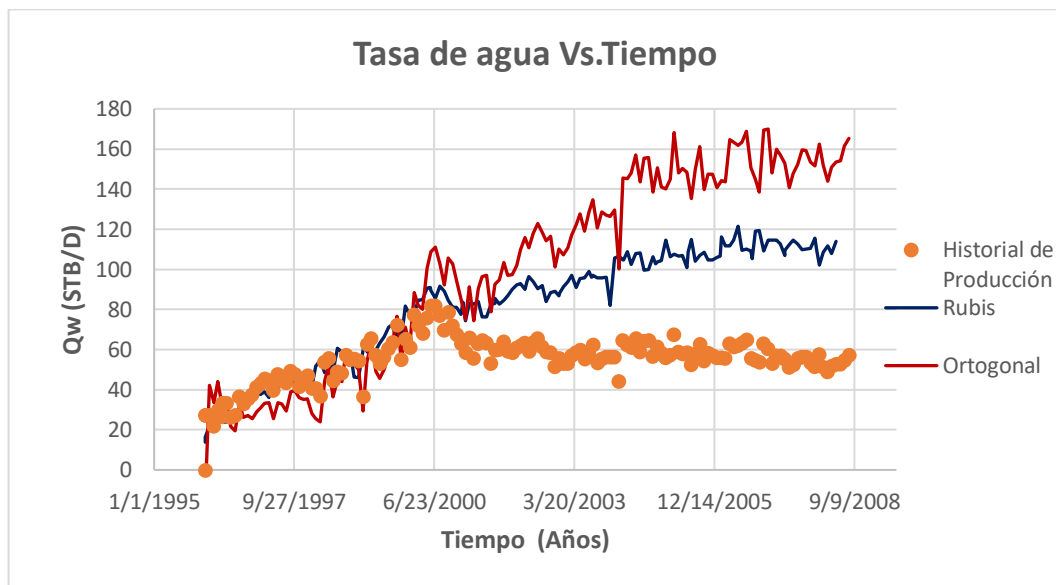
Figura 69. Gráfico de barras del error porcentual respecto a la tasa de aceite entre malla Ortogonal y Voronoi.



Diferente a los resultados arrojados por el simulador para las gráficas anteriores, la gráfica de la tasa de agua en el tiempo que se muestra en la Figura 70 presenta algunas diferencias si la comparamos con el historial de producción. En esta se

divisa un cotejo bastante cercano entre ambas gráficas para los primeros años de simulación, hasta mediados del año 2001 aproximadamente; no obstante, los años posteriores a esta fecha presentan un comportamiento distante, con aumento en el tiempo de la tasa de producción de agua del campo. Dada la tendencia constante del historial de producción para este caso, cercana a los 60 barriles por día, se tiene incertidumbre con los datos reportados pues la tendencia en ambos softwares es similar. Dicho comportamiento puede ser debido una maniobra operacional para disminuir el caudal de agua a superficie, por lo que el cotejo no es logrado a partir de la simulación ya que se desconoce este evento y no pudo ser incorporado en la misma.

Figura 70. Tasa de agua Vs. Tiempo – Comparación.

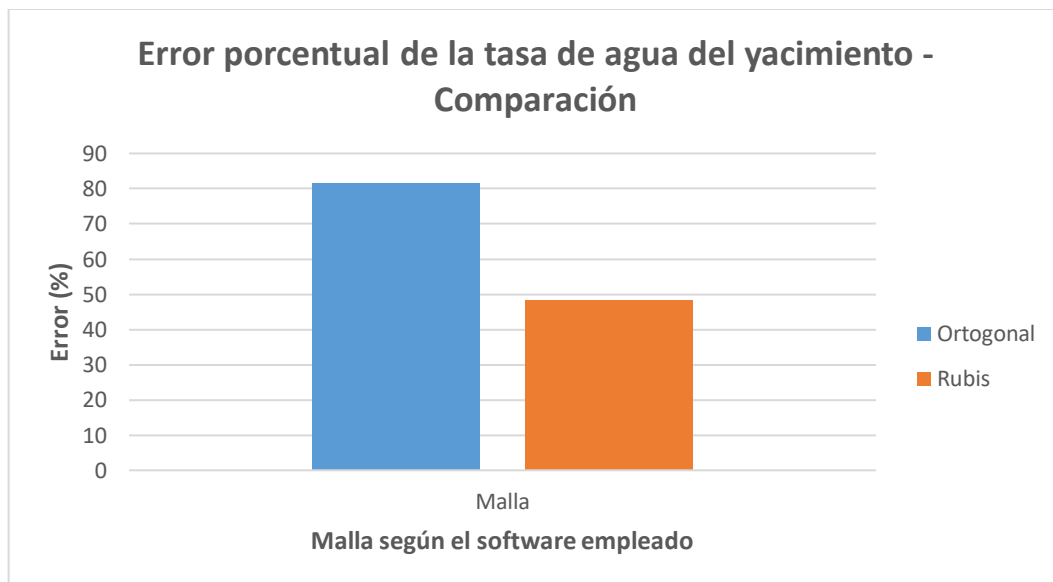


Aun así, el error porcentual reportado en la tabla 4 es menor en Rubis, resaltando las ventajas del mallado Voronoi.

Tabla 6. Cálculo del error porcentual entre las mallas Ortogonal y Voronoi respecto a la tasa de agua.

Fecha	Valor historial de agua (STB/D)	Valor Ortogonal (STB/D)	Valor Rubis (STB/D)	%Error Ortogonal	%Error Rubis
01/01/1996	0	0	0	0	0
01/01/1997	41.35361481	29.10274315	31.04176993	29.62466937	24.9357763
01/01/1998	47.02056503	35.31742477	45.0300731	24.88940796	4.23323695
01/01/1999	54.28782654	49.98657227	58.92146427	7.923054851	8.53531635
01/01/2000	61.14147186	61.87198639	70.72867592	1.194793823	15.6803619
01/01/2001	63.05195236	85.36748505	84.63383549	35.39229453	34.228731
01/01/2002	58.67001724	97.38562775	82.7084364	65.98874916	40.9722381
01/01/2003	53.18351746	107.1679764	89.1798526	101.5059956	67.6832539
01/01/2004	56.44152451	129.5153656	95.70882263	129.468227	69.5716469
01/01/2005	56.1660614	140.1854706	102.8008981	149.5910646	83.0302776
01/01/2006	55.95829391	140.8510437	108.5243198	151.7071802	93.9378638
01/01/2007	60.51005173	169.9413147	118.9087156	180.8480737	96.5106824
01/01/2008	57.61035156	162.3459473	110.4082706	181.7999593	91.6465836
Error promedio				81.53334386	48.5358437

Figura 71. Gráfico de barras del error porcentual respecto a la tasa de agua entre malla Ortogonal y Voronoi.



En el caso del comportamiento de la gráfica de la tasa de gas (Figura 72), también se visualiza mucha similitud entre ambas gráficas, lo que indica que el cotejo es acertado y que representa con gran exactitud el comportamiento del yacimiento, esperando resultados apropiados, incluso, para predicciones futuras como es deseado.

Figura 72. Tasa de gas Vs. Tiempo – Comparación.

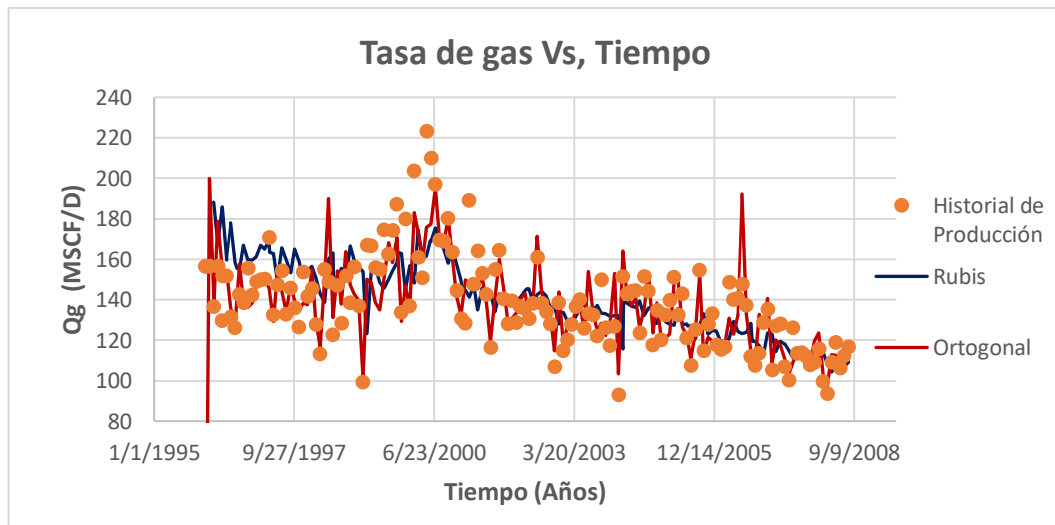


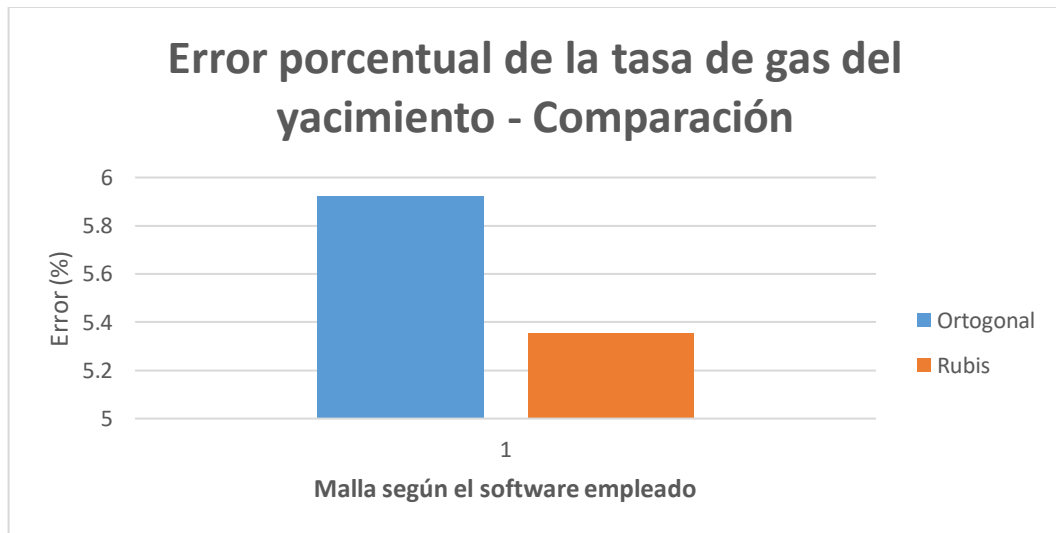
Tabla 7. Cálculo del error porcentual entre las mallas Ortogonal y Voronoi respecto a la tasa de gas

Fecha	Valor historial de gas (SCF/D)	Valor Ortogonal (SCF/D)	Valor Rubis (SCF/D)	%Error Ortogonal	%Error Rubis
01/01/1996	0	0	0	0	0
01/01/1997	149075.3594	147436.5156	149070.8278	1.099339141	0.00303979
01/01/1998	141903.0313	137470.1875	143640.1197	3.123854198	1.22413759
01/01/1999	136863.625	139800.7813	136635.1158	2.146045927	0.16696123
01/01/2000	137058.3125	135955.0938	148345.5664	0.804926553	8.23536617
01/01/2001	130552.1563	132373.6719	169889.829	1.395239747	30.1317679
01/01/2002	139465.4531	130853.1641	141158.1896	6.175213177	1.21373179
01/01/2003	114882.4531	137960.2578	125288.3569	20.08818935	9.0578705

01/01/2004	126812.6016	152873.2969	129559.435	20.55055645	2.16605713
01/01/2005	132588.375	121220.1328	115628.9602	8.57408667	12.791027
01/01/2006	117717.5156	114856.2578	118900.7946	2.430613467	1.00518512
01/01/2007	135378.0469	140647.2188	134848.4509	3.892190773	0.39119781
01/01/2008	115699.9844	123431.2266	119454.2345	6.682146245	3.24481474
Error promedio				5.920184746	5.35624283

El cálculo de error porcentual relacionado en la Tabla 5 y mostrado gráficamente en la Figura 73 una vez más demuestra la preeminencia del mallado Voronoi.

Figura 73. Gráfico de barras del error porcentual respecto a la tasa de gas entre malla Ortogonal y Voronoi.



El comportamiento de las tasas de producción visualizadas reafirma que la ortogonalidad de las mallas implementadas tiene gran influencia en el patrón de flujo, haciéndolas ideales para la simulación.

Especificaciones del ordenador utilizado

Tabla 8. Especificaciones del ordenador

Procesador	Intel® Xeon® CPU E3-1270 V2 @3.50 GHz
Disco duro	292 GB
Memoria RAM	8 GB

Tiempos de cómputo

En lo que se refiere a los tiempos de cómputo empleados en las simulaciones, CMG mostró una menor duración en su corrida mientras que Rubis dispuso de un tiempo mayor, como lo indica la Figura 74. Estas corridas se hicieron en el Centro de Tecnologías de Información y Comunicación (CENTIC) de la Universidad Industrial de Santander bajo convenio UIS-CMG y UIS-KAPPA.

Figura 74. Tiempos de cómputo empleados por los simuladores.



CONCLUSIONES

- A partir de la revisión bibliográfica se observó que el sistema de mallado que tiene mayor rigor es el Voronoi, presentando una limitante en cuanto a los tiempos de cómputo; sin embargo, a pesar de que el tiempo de simulación en Rubis para el mallado Voronoi fue mayor, estos fueron poco evidenciados en este trabajo debido a que la partición de la malla es relativamente grande, presentando tiempos similares en comparación a la diferencia esperada según los reportes de la literatura.
- La selección del tipo de malla a implementar en las simulaciones numéricas tiene gran impacto en los resultados generados; dicha selección debe estar orientada al tipo de problema a solucionar, según las compilaciones teóricas y las experiencias prácticas que destacan las ventajas de un tipo de malla sobre otra, permitiendo una mejor representación de los modelos de los yacimientos y con ello resultados más aproximados.
- La cuantificación de errores permitió establecer al mallado Voronoi como el tipo de malla que mejor reproduce el comportamiento del yacimiento objeto de estudio, rescatando y reiterando la gran adaptabilidad que posee para escenificar la alta complejidad geológica de los depósitos de hidrocarburos junto con el refinamiento en cercanía de los pozos, mejorando los patrones de flujo y posibilitando cotejos más aproximados respecto a los históricos de presión y producción de los campos y no solo a nivel local.
- El uso del software Rubis incorpora incertidumbre al momento de la construcción del contorno del yacimiento, y no considera multiplicadores de volúmenes porosos, de manera que resultados poco confiables pueden generarse si no se poseen los cuidados necesarios para una buena elaboración del modelo de simulación.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda elaborar modelos con un mayor refinamiento de la malla en zonas que presenten complejidades geológicas, para evaluar en detalle un análisis de tiempo de obtención de resultados empleados para llevar a cabo las simulaciones numéricas de los yacimientos versus exactitud, obteniendo los mismos.
- Reproducir modelos de simulación que incluyan mayor complejidad en las condiciones geológicas del yacimiento, donde se evidencien heterogeneidades que permitan evaluar con mayor detalle el impacto en la selección del tipo de mallado usando el software Rubis.
- Desarrollar modelos que incluyan la inyección de fluidos para evaluar el comportamiento del mallado Voronoi a nivel local, a fin de representar zonas con altos gradientes de presión y saturación, donde se refleje el comportamiento en el espacio a través del tiempo modelando este tipo de variaciones con mayor exactitud.
- Se recomienda elaborar modelos que incluyan el uso de mallas dinámicas para evaluar el impacto de su implementación y la posible repercusión en la duración de los tiempos de cómputo, incluyendo un análisis más detallado.

BIBLIOGRAFÍA

ABDOU, M.K.; PHAM, H.D; AI-AQEELL, A.S. Impact of Grid Selection on Reservoir Simulation. (1993). *SPE-21391-PA*.

AZIZ, K. Reservoir Simulation Grids: Opportunities and Problems, (1993). *SPE, Stanford U.*

DING, Y.; LEMONNIER, P. Use of Corner Point Geometry in Reservoir Simulation. (1995). *SPE-29933-MS*.

ESCOBAR MACUALO, Freddy; SEPÚLVEDA GAONA, Jairo Antonio. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas p. 176-183.

HELNEMANN, Z.E., *et al.* Modeling Reservoir Geometry With Irregular Grids. (1991). *SPE-18412-PA*.

KATZMAYR, M.; GANZER, L. An Iterative Algorithm for Generating Constrained Voronoi Grids. (2009). *SPE-118942-MS*.

KUWAUCHI, Y., *et al.* Development and Applications of a Three Dimensional Voronoi-Based Flexible Grid Black Oil Reservoir Simulator. (1996). *SPE-37028-MS*.

PALAGI, C.L.; AZIZ, K. Use of Voronoi Grid in Reservoir Simulation. (1994). *SPE-22889-PA*.

PALAGI, C.L.; BALLIN, P.R.; AZIZ, K. The Modeling of Flow in Heterogeneous Reservoirs With Voronoi Grid. (1993). *SPE-25259-MS*.

SANCHEZ, N.; MARTINEZ, C.; RATTIA, A. Methodological Approach for Reservoir Simulation, (1992). *SPE-23616-MS*.

SANTAFÉ RANGEL, Elkin Rodolfo; SIERRA SUAREZ, Luis Enelso. ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS TÉCNICAS DE ENMALLADO EMPLEADAS EN SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS. Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga, Colombia. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2004. 258 p.

WADSLEY, W. A. MODELLING RESERVOIR GEOMETRY WITH NON-RECTANGULAR COORDINATE GRIDS. (1980). *SPE-9369-PA*.