

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO COMPARATIVO DE ALGUNAS METODOLOGÍAS DE ESCALAMIENTO DE MODELOS GEOESTADÍSTICOS DE ALTA RESOLUCIÓN A MODELOS MANEJABLES POR EL SIMULADOR ECLIPSE

TUTORES ACADÉMICOS: Prof. REINALDO GONZALEZ
Prof. HENRY PINO

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. JUAN CARLOS VILLAR

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. ILLUZZI R. GIULIANA,
MORENO T. MIGUEL F.

Caracas, Marzo 2002.

**Illuzzi R., Giuliana.
Moreno T., Miguel F.**

**ESTUDIO COMPARATIVO DE ALGUNAS METODOLOGÍAS DE
ESCALAMIENTO DE MODELOS GEOESTADÍSTICOS DE ALTA
RESOLUCIÓN A MODELOS MANEJABLES POR EL SIMULADOR ECLIPSE**

Tutores Académicos: Prof. REINALDO GONZALEZ y Prof. HENRY PINO. Tutor Industrial: Ing. JUAN CARLOS VILLAR. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2002, 154 Págs.

Palabras Claves: Geoestadística, Escalamiento, Simulación Dinámica.

Resumen: En el trabajo especial de grado que se presenta a continuación, se aplicarán técnicas geoestadísticas que permitan caracterizar las heterogeneidades de un yacimiento típico del área de Barinas, creando modelos numéricos de parámetros petrofísicos que puedan ser utilizados por los simuladores numéricos. Conjuntamente se aplicarán diversas metodologías de escalamiento ofrecidas por el paquete geoestadístico PETREL, que al cargarlas al simulador numérico, se pueda verificar cual de las metodologías aplicadas es la más eficiente.

AGRADECIMIENTOS

A los profesores Reinaldo González y Henry Pino por su constante apoyo y generosa disposición para transmitirnos sus invaluables conocimientos y por la paciente conducción de nuestros esfuerzos hacia la meta que anhelábamos.

Al equipo de Tecnosinergia por habernos brindado la excepcional oportunidad de completar nuestra formación en un medio institucional de excelencia y por su infatigable interés en el desarrollo del presente trabajo especial de grado. Un reconocimiento especial al Ingeniero y amigo Juan Carlos Villar, quien en todo momento supo guiarnos para lograr la culminación de nuestro trabajo.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela por habernos permitido adquirir en sus aulas valiosas experiencias para nuestra formación profesional bajo la dirección de una planta docente de excelencia.

ÍNDICE GENERAL

	<i>PÁGINA</i>
LISTA DE TABLAS	i
LISTA DE FIGURAS	ii
RESUMEN	v
INTRODUCCIÓN	vii
CAPÍTULO 1. Conceptos Básicos.	1
1.1 Ingeniería de Yacimientos.....	1
1.2 Yacimiento	1
1.3 Clasificación de los Yacimientos	2
1.4 Propiedades Roca – Fluido.....	2
1.4.1 Porosidad	3
1.4.2 Permeabilidad	3
1.4.3 Saturación de un Fluido.....	3
1.5 Reservas	4
1.6 Métodos de Cálculo de las Reservas.....	4
1.6.1 Métodos Determinísticos	4
1.6.2 Métodos Probabilísticos	5
CAPÍTULO 2. Estadística Univariada	6
2.1 Estadística.....	6
2.2 Descripción Univariada	6
2.2.1 Distribución de Frecuencia	6
2.2.2 Representaciones Gráficas	7
2.2.3 Medidas de Tendencia Central.....	8
2.2.4 Medidas de Localización	11
2.2.5 Medidas de Dispersión	11
CAPÍTULO 3. Geoestadística	15
3.1 Geoestadística	15
3.1.1 Ventajas del uso de la Geoestadística	16

3.1.2 Desventajas de la Geoestadística	17
3.2 Simulación Estocástica	18
3.3 Modelo Estocástico de Yacimiento	19
3.3.1 Ventaja del Modelaje Estocástico.....	19
3.4 Semivariogramas	19
3.4.1 Parámetros para la Construcción del Variograma.....	20
3.4.2 Propiedades del Variograma	22
3.4.3 Modelaje de Variograma	23
3.4.4 Modelos de Variogramas.....	23
3.4.4.1 Modelos sin Meseta.....	23
3.4.4.2 Modelos con Meseta	25
3.4.5 Variograma “Parwise Relative”	27
3.4.6 Desventajas del Variograma	27
3.5 Estimación.....	28
3.5.1 Ventajas del Método de Kriging.....	28
3.5.2 Desventajas del Método de Kriging	28
3.6 Comparación entre Estimación y Simulación.....	29
3.7 Justificación de la Utilización de Herramientas Geoestadísticas en la Caracterización de Yacimientos	29
CAPÍTULO 4. Escalamiento.....	32
4.1 Escalamiento.....	32
4.2 Permeabilidad Equivalente	34
4.3 Técnicas de Escalamiento	34
4.3.1 Escalamiento de una sola Fase	34
4.3.2 Escalamiento de dos Fases	35
4.4 Técnicas de Promedios Utilizadas en el Escalamiento.....	35
CAPÍTULO 5. Simulación	43
5.1 Simulación Numérica de Yacimientos.....	43
5.2 Modelos de Simulación Numérica.....	45
5.3 Ventajas de la Simulación Numérica	46
5.4 Objetivos de la Simulación Numérica de Yacimientos	46

5.5 Etapas en el Proceso de Simulación	47
5.6 Simulador Eclipse	49
CAPÍTULO 6. Descripción Geológica.....	50
6.1 Cuenca Barinas - Apure.....	50
6.2 Formación Gobernador	51
6.3 Características del Yacimiento.....	53
CAPÍTULO 7. Metodología de Trabajo.....	54
CAPÍTULO 8. Discusión de Resultados	68
8.1 Histogramas	68
8.2 Variografía y Modelaje Estructural	69
8.3 Simulación del Modelo Fino	77
8.4 Escalamiento.....	89
8.5 Análisis de los Gráficos de la Simulación de los Modelos Escalados	111
CAPÍTULO 9. Conclusiones	119
CAPÍTULO 10. Recomendaciones.....	121
BIBLIOGRAFÍA	122
APÉNDICE A. Gráficos de la Simulación de los Modelos Escalados.....	127
A.1 Configuraciones Escaladas Verticalmente.....	127
A.2 Configuraciones Escaladas Horizontalmente.....	143

Lista de Tablas

	<i>PÁGINA</i>
TABLA 6.1. Campos Petrolíferos de la Cuenca Barinas-Apure.	50
TABLA 7.1. Información Necesaria para Realizar la Simulación	65
TABLA 8.1. Valores Estadísticos Obtenidos de los Histogramas	69
TABLA 8.2. Valores Observados de las Propiedades del Variograma . Tradicional a 2 pies de separación entre las muestras.	73
TABLA 8.3. Comparación entre los valores del POES	80
TABLA 8.4. Dispersión entre los Modelos Escalados y el Modelo Fino. Escalamiento Vertical.	99
TABLA 8.5. Dispersión entre los Modelos Escalados y la Historia Real. Escalamiento Vertical.	101
TABLA 8.6. Dispersión entre los Modelos Escalados y la Historia Real. Escalamiento Horizontal.	106
TABLA 8.7. Dispersión entre los Modelos Escalados y el Modelo Fino. Escalamiento Horizontal.	108

Lista de Figuras

	<i>PÁGINA</i>
FIGURA 2.1. Representación Gráfica de una Distribución Normal..	14
FIGURA 3.1. Parámetros para la Construcción de un Variograma Experimental.....	21
FIGURA 3.2. Propiedades del Variograma.	23
FIGURA 3.3. Modelos de Variogramas sin Meseta.	24
FIGURA 3.4. Modelos de Variogramas con Meseta.	26
FIGURA 4.1. Representación Gráfica del Escalamiento.	32
FIGURA 4.2. Corte Longitudinal de una Zona del Yacimiento altamente Permeable delimitada por Zonas poco Permeables.	36
FIGURA 4.3. Permeabilidad Efectiva en flujo perpendicular a las capas.	37
FIGURA 4.4. Permeabilidad Efectiva en flujo paralelo a las capas.	37
FIGURA 4.5. Representación del Escalamiento Armónico-Aritmético.....	41
FIGURA 4.6. Representación del Escalamiento Aritmético-Armónico.....	42
FIGURA 5.1. Ejemplo de una Malla de Simulación	44
FIGURA 6.1. Ubicación Geográfica de los Campos de Barinas.	51
FIGURA 7.1. Flujograma de Actividades.	55
FIGURA 7.2. Variograma Omnidireccional.	57
FIGURA 7.3. Cálculo del Variograma Experimental en diferentes direcciones	58
FIGURA 7.4. Elipsoide de Anisotropía.....	59
FIGURA 7.5. Variograma Experimental de la Permeabilidad a diferentes Distancias de separación entre las muestras.....	60
FIGURA 7.6. Modelaje del Variogramas Experimental de la Porosidad con un Variograma Esférico.	61
FIGURA 7.7. Representación Gráfica de la trayectoria de un fluido a través de la Malla de Simulación.....	62

FIGURA 7.8. Ejemplo Gráfico de la Dispersión entre dos Curvas..... 67

FIGURA 8.1. Histograma de la Porosidad y Permeabilidad del Yacimiento. 68

FIGURA 8.2. Variograma Tradicional y Parwise de la Permeabilidad a diferentes distancias de separación entre las muestras..... 71

FIGURA 8.3. Variograma Tradicional y Parwise de la Porosidad a diferentes distancias de separación entre las muestras..... 72

FIGURA 8.4. Variograma Tradicional de las Propiedades Porosidad y Permeabilidad a 2 pies de Separación entre las muestras 73

FIGURA 8.5. Modelaje de los variogramas de las propiedades a 2 pies de separación entre las muestras..... 75

FIGURA 8.6. Ejemplo de Realizaciones de Porosidad y Permeabilidad a partir de la Simulación Gaussiana del tope del yacimiento .. 76

FIGURA 8.7. Ejemplo de la distribución de la Porosidad y Permeabilidad Procesador con el Postsim del tope del yacimiento. 77

FIGURA 8.8. Visualización de la Zona de Transición a través de un corte Transversal en la Malla de Simulación 79

FIGURA 8.9. Distribución de Saturación en el Modelo Geoestadístico. 80

FIGURA 8.10. Cotejo de la Producción de Petróleo del Modelo Fino. 81

FIGURA 8.11. Cotejo del Corte de Agua del Modelo Fino..... 82

FIGURA 8.12. Gráficas de Cotejo de Petróleo y Agua del Modelo por pozo del Fino Original. 84

FIGURA 8.13. Gráficas de Cotejo de Petróleo y Agua del Modelo por pozo del Fino Original. 85

FIGURA 8.14. Gráficas de Cotejo de Petróleo y Agua del Modelo por pozos del Fino Original. 87

FIGURA 8.15. Gráficas de Cotejo de Petróleo y Agua del Modelo del yacimiento Fino Modificado. 88

FIGURA 8.16. Representación Gráfica del Escalamiento Vertical. 91

FIGURA 8.17. Representación Gráfica del Escalamiento Horizontal. 92

FIGURA 8.18. Cotejo de Petróleo y Agua del Modelo Escalado a 8 Capas por Promedio Armónico..... 95

FIGURA 8.19. Cotejo de Petróleo y Agua del Modelo Escalado a 30 Capas por Promedio Armónico.....	96
FIGURA 8.20. Cotejo de Petróleo y Agua del Modelo Escalado con un Tamaño de celda de 90x90mts por Promedio Geométrico.	97
FIGURA 8.21. Cotejo de Petróleo y Agua del Modelo Escalado con un Tamaño de celda de 120x120mts por Promedio Geométrico.	98
FIGURA 8.22. Dispersión entre los Modelos Escalados Verticalmente y el Modelo Fino.	100
FIGURA 8.23. Dispersión entre los Modelos Escalados Verticalmente y la Historia Real de Producción.	101
FIGURA 8.24. Dispersión de los Modelos Escalados contra Historia Real y el Modelo Fino (Escalamiento Vertical).	103
FIGURA 8.26. Dispersión de los Modelos Escalados Horizontalmente contra la Historia Real de Producción	106
FIGURA 8.27. Dispersión entre los Modelos Escalados contra el Modelo Fino.	108
FIGURA 8.28. Dispersión de los Modelos Escalados contra Historia Real y el Modelo Fino.	109
FIGURA 8.29. Dispersión de los Modelos Escalados Verticalmente utilizando promedio armónico y el Modelo Fino.	112
FIGURA 8.30. Dispersión de los Modelos Escaldos Verticalmente utilizando promedio armónico y la Historia Real	112
FIGURA 8.31. Dispersión de los Modelos Escaldos Horizontalmente utilizando promedio aritmético la Historia Real	113
FIGURA 8.32. Dispersión de los Modelos Escaldos Horizontalmente utilizando promedio geométrico la Historia Real	114
FIGURA 8.33. Gráfico del Corte de Agua vs. Tiempo (Máximo)	115
FIGURA 8.34. Gráfico del Corte de Agua vs. Tiempo (Mínimo).	116
FIGURA 8.35. Comportamiento Típico del Corte de Agua en el Escalamiento Vertical.....	117
FIGURA 8.36. Comportamiento Típico del Corte de Agua en el	

Escalamiento Horizontal..... 117

RESUMEN

El objetivo del presente trabajo especial de grado es comparar diferentes técnicas de escalamiento al ser aplicadas a un modelo estático de yacimientos de alta resolución (modelo geoestadístico). Los modelos escalados serán utilizados para alimentar un simulador numérico dinámico de yacimientos a los fines de verificar cuán efectivas son estas técnicas de escalamiento. Los resultados obtenidos en este trabajo podrán ser aplicados a trabajos futuros en yacimientos con condiciones similares.

El escalamiento es una técnica que permite convertir los modelos geológicos detallados con mucha información en modelos más gruesos que puedan ser manejados por los simuladores numéricos de yacimientos y que conserven lo más posible las características del modelo estático de alta resolución. Generalmente, asigna valores apropiados de porosidad, permeabilidad, saturaciones de los fluidos y otras propiedades de flujo del yacimiento a cada una de las celdas que conforman la malla gruesa de simulación mediante diversos tipos de promedios.

Este estudio será aplicado a un yacimiento subsaturado con baja presión de burbujeo y solubilidad del gas en el petróleo. Un acuífero asociado capaz de aportar energía suficiente para no llegar a la condición de saturación a lo largo de la vida productora; crudos que van desde pesados, con una densidad de 10 a 21,9 °API a crudos medianos de 22 a 30 °API. Las arenas se han depositados con una secuencia transgresiva que van desde ambientes fluviales en su base a un ambiente marino costero hacia el tope. Estas son características típicas de la mayoría de los yacimientos pertenecientes a la Cuenca de Barinas.

Para la realización de este trabajo se cumplieron cuatro etapas. La primera consistió en la recolección y preparación de los datos para posibilitar su

manejo por los programas de computación necesarios para llevar a cabo el estudio. La segunda etapa consistió en analizar la continuidad espacial de los atributos petrofísicos. Posteriormente se procedió al modelaje estructural, por medio del cual se pudo elaborar un mallado fino y su posterior escalamiento por diversas metodologías basadas en diferentes tipo de promedios. Finalmente se estudió el comportamiento dinámico del mallado fino y de cada uno de los modelos escalados para de esta manera establecer comparaciones y conclusiones acerca de las metodologías aplicadas.

INTRODUCCIÓN

A partir de la aplicación de nuevas tecnologías a los estudios de caracterización de yacimientos han surgido algunas herramientas que permiten optimizar este tipo de investigaciones. Una de estas herramientas es la aplicación de técnicas geoestadísticas que permiten caracterizar eficientemente las heterogeneidades de un yacimiento y cuantificar la incertidumbre asociada a las tareas de modelaje. El objetivo principal de la caracterización geoestadística de yacimientos es crear modelos numéricos de parámetros petrofísicos (porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, etc) que sirvan como datos de entrada adecuados a los requerimientos de los simuladores numéricos de yacimientos.

Uno de los principales inconvenientes que se presentan en la actualidad es el de enlazar la información detallada proveniente de una descripción geológica del yacimiento basada en el modelaje geoestadístico, con los requerimientos básicos de los simuladores, ya que debido a lo complicado de las ecuaciones de flujo, los simuladores numéricos poseen restricciones en cuanto al manejo de la información y tiempos de procesamiento. El simulador debe resolver en cada una de las celdas de una malla de simulación un número determinado de ecuaciones que dependen de los fluidos presentes en el yacimiento y sus condiciones, todo esto se traduce en largos tiempos de simulación, lo que lo hace ineficiente o improductivo para el desarrollo del trabajo; por ende es conveniente reducir al máximo el número de celdas de la malla hasta un modelo que represente de manera confiable las heterogeneidades del yacimiento y sea manejado eficientemente por el simulador de yacimiento. La reducción del número de celdas se logra de forma efectiva mediante la aplicación de técnicas de escalamiento, que transforman los modelos de alta resolución (modelos finos) en modelos que puedan ser manejados por los simuladores convencionales de manera más rápida.

El presente trabajo especial de grado tiene como objetivo principal el estudio comparativo de algunas metodologías de escalamiento, para establecer cual de ellas arroja mejores resultados en yacimientos con características predominantes en el área de Barinas. En el modelaje geoestadístico se utilizaron los programas de computación GSLIB¹, desarrollado por la Universidad de Stanford para el análisis de continuidad espacial de los atributos, y PETREL², perteneciente a la compañía petrofísica de yacimientos petrolíferos Technoguide para el modelaje tanto estructural como de las propiedades.

La manera de evaluar el resultado del proceso de escalamiento es compararlo con el modelo fino (modelo geoestadístico). Esta comparación se consigue con la aplicación de herramientas numéricas que permitan simular el comportamiento del modelo fino generado (hasta obtener una comparación razonable con la data observada o medida en el yacimiento, proceso que también es conocido como cotejo); con los modelos escalados; y herramientas estadísticas (medidas de dispersión) que permiten cuantificar las diferencias entre los modelos anteriormente mencionados.

¹ Clayton V. Deutsch y André G. Journel. Geoostatistical Software Library and User's Guide. GSLIB, Second Edition 1998.

² Technoguide PETREL Software Advanced 3D Reservoir Modeling on Windows. Houston, June 2000.

CAPITULO 1

CONCEPTOS BÁSICOS

En este capítulo se presentan algunos de los conceptos básicos que son manejados con frecuencia durante las diferentes etapas que requiere un estudio avanzado de caracterización de yacimientos. Se expondrán conceptos que van desde la definición de yacimientos, propiedades de las rocas y reservas, hasta términos un poco más específicos que permitan expresar con suficiente claridad las ideas consideradas en el estudio.

1.1 INGENIERIA DE YACIMIENTOS

La Ingeniería de Yacimientos es la rama de la ingeniería dedicada a proveer la información y conocimientos necesarios para controlar las operaciones, con el objetivo de obtener la máxima recuperación posible de un yacimiento al menor costo.¹

1.2 YACIMIENTO

Un yacimiento de hidrocarburos (petróleo y/o gas) es una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos.² La cantidad de petróleo acumulada originalmente en el yacimiento es conocida como Petróleo Original en Sitio (POES).

¹ Prof. José R Villa., Notas de Clases, Ingeniería de Yacimientos V. Caracas, Universidad Central de Venezuela, Abril 1999.

² Prof. Henry Pino., Notas de Clases, Ingeniería de Yacimientos I. Caracas, Universidad Central de Venezuela.

1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

Una clasificación de los yacimientos se puede establecer en función de la presión de burbujeo, la cual se define como aquella presión que refleja la liberación de las primeras burbujas de gas disueltas en el petróleo. Con base en este criterio, se diferencian dos tipos de yacimientos: saturados y subsaturados. Los yacimientos saturados son aquellos en los que la presión estática es menor o igual a la presión de burbujeo. En este tipo de yacimiento hay presencia de dos fases, petróleo saturado con gas y gas libre; mientras que los subsaturados son aquellos en donde la presión estática es mayor a la presión de burbujeo. En esta condición hay presencia de una sola fase, petróleo con gas disuelto.³

Si el yacimiento está asociado a una fuente de energía externa (acuífero) de manera natural o artificial se conoce como yacimiento no volumétrico; en caso contrario el yacimiento es considerado como volumétrico.

1.4 PROPIEDADES ROCA-FLUIDO

Las propiedades de las rocas pueden tener una influencia bastante significativa en el comportamiento de los yacimientos; de allí la importancia de conocer los efectos que tienen estas propiedades en la distribución y flujo de los fluidos que contiene la roca. Las propiedades básicas de las rocas son: la **porosidad**, que mide la capacidad de almacenaje de los fluidos; la **permeabilidad**, que es una medida de conductividad de los fluidos; y la **saturación**, que representa la fracción del volumen poroso del yacimiento ocupado por un determinado fluido.

³ Craft, B.C, Hawkins, M.F., Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, Editorial Tecnos, Madrid, 1977, Pág. 92

1.4.1 Porosidad

La porosidad de una roca es una medida de su capacidad de almacenamiento; se expresa como la fracción del volumen total de la roca que está compuesta por espacio vacío.⁴ Otra manera de definirla es como la propiedad de una roca de tener espacios vacíos entre sus granos que permitan acumular una cierta cantidad de hidrocarburos. Esta propiedad generalmente viene expresada en porcentaje, y está definida por la siguiente expresión:

$$\theta = \frac{\text{Volumen Poroso}}{\text{Volumen Total}} * 100\% \quad \text{Ecuación 1.1}$$

1.4.2 Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad que la roca posee para permitir que los fluidos se puedan mover a través de la red de poros interconectados. La permeabilidad mide la facilidad con que la roca transmite fluidos.

1.4.3 Saturación de un Fluido

La saturación de un fluido dentro del medio poroso viene expresada de la siguiente manera:

$$S_f = \frac{\text{Volumen del Fluido}}{\text{Volumen poroso}} \quad \text{Ecuación 1.2}$$

Esta expresión se aplica para cualquier fluido presente en el yacimiento, bien sea petróleo, agua o gas.

⁴Juan H. Jones P., Elementos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial Innovación Tecnológica, Caracas, 1994.

1.5 RESERVAS

Cantidades estimadas de hidrocarburos que han sido descubiertas como resultado de la información geológica y de ingeniería obtenida a través de la perforación de pozos o inferidas de la información existente y cuya estimación se haya hecho por métodos determinísticos o probabilísticos.⁵

1.6 MÉTODOS DE CÁLCULO DE LAS RESERVAS

El cálculo de las reservas de los hidrocarburos se efectúa aplicando a la información geológica y de ingeniería los métodos determinísticos y probabilísticos más utilizados en la industria petrolera. La aplicación de uno u otro método depende de la cantidad y calidad de la información disponible y el grado de desarrollo de los yacimientos.

1.6.1 Métodos Determinísticos

Utiliza valores puntuales que representan el mejor estimado de cada parámetro geológico, de ingeniería de yacimientos y económico en la estimación de las reservas para cada caso específico.

Entre los principales métodos determinísticos aplicados a la industria se encuentran los siguientes:

1.6.1.1 Analogía: se utiliza en la estimación de reservas en casos donde la información básica del yacimiento no ha sido definida. Para solventar esta situación se utilizan datos de yacimientos conocidos cercanos al área con

⁵ Dirección de Exploración y Producción, Reservas de Condensado, Petróleo Crudo, Bitumen, Gas Natural y Sustancias Asociadas. Definiciones y Normas. PDVSA. Mayo de 1999.

análogas características geológicas, petrofísicas y de ingeniería. Es importante destacar que éste es el menos exacto de todos los métodos y se utiliza en la primera etapa de la vida del yacimiento.

1.6.1.2 Volumétrico: es el método más generalizado en la estimación del petróleo original en sitio (POES), con base en el modelo geológico que geoméricamente describe el volumen de hidrocarburos existentes en un yacimiento y a las propiedades originales de la roca y de los fluidos.

A partir de la ecuación 1.3 es posible calcular el volumen de hidrocarburo a condiciones de superficie y viene expresado en barriles de superficie.

Petróleo Original en Sitio (POES)

$$POES = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - S_{wc})}{\beta_{oi}} \quad \text{Ecuación 1.3}$$

Donde,

A = área (acres).

h = espesor promedio del yacimiento (pies)

Φ = porosidad promedio del yacimiento (fracción)

S_{wc} = saturación de agua connata en el yacimiento (fracción)

β_{oi} = factor volumétrico del petróleo (Barriles de Yacimiento (BY) / Barriles Normales (BN)).

7758 = factor de conversión de acres*pies a BY

1.6.2 Métodos Probabilísticos

Consiste en analizar estadísticamente la información geológica, económica y de ingeniería de yacimientos, para obtener como resultado el volumen de reservas expresado en un rango de valores a partir de curvas de frecuencia relativa y probabilidad acumulada.

ESTADÍSTICA UNIVARIADA

2.1 ESTADÍSTICA

La estadística es una rama de las matemáticas aplicadas que tiene por objetivo la recolección, organización, presentación, análisis e interpretación de datos que estén sujetos a variaciones. El uso de esta herramienta estará enfocado únicamente a la aplicación de la descripción univariada.⁶ Se dice que la descripción es univariada, ya que estudia una variable a la vez.

2.2 DESCRIPCIÓN UNIVARIADA⁷

2.2.1 Distribución de Frecuencia

Los cuadros de distribución de frecuencia son unas tablas que contienen un resumen de la recopilación o agrupación, análisis y distribución de los datos recogidos de un campo en una forma sencilla. Lo que se busca con la agrupación de datos es tratar de detectar los aspectos más relevantes del conjunto de datos que se están manejando. Todo cuadro de distribución de frecuencia contiene al menos los siguientes parámetros:

- **Intervalos de Clase:** son intervalos ordenados numéricamente con los que se divide el espectro de variabilidad de la muestra y son utilizados para construir tablas de frecuencia. Los intervalos de clase pueden ser de tamaño variable o constante (se divide el rango de variabilidad de los datos entre el número de clases que se deseen).

⁶David Salama. Estadística, Metodología y Aplicaciones. Vol 1. Editorial Principios, Caracas, 1987.

⁷Giuliana Illuzzi R. y Miguel F. Moreno T.,. Curso Geoestadística Básica, CIED, Caracas, 2000. 6

- **Frecuencia Absoluta:** es el número de datos de la muestra que se encuentra dentro de un intervalo de clase establecido.
- **Frecuencia Absoluta Acumulada:** corresponde a la frecuencia acumulada del intervalo en estudio más la frecuencia absoluta acumulada del intervalo anterior (en el entendido de que los intervalos están numéricamente ordenados de menor a mayor).
- **Frecuencia Relativa:** es el porcentaje de datos representados en cada intervalo de clase, con relación al número total de muestras.
- **Frecuencia Relativa Acumulada:** corresponde a un valor igual a la frecuencia relativa del intervalo en estudio más la frecuencia relativa acumulada del intervalo anterior. Este valor también puede ser expresado en fracción.

2.2.2 Representaciones Gráficas

Las representaciones gráficas más importantes de las distribuciones de frecuencias son: los histogramas o diagramas de barras, polígonos de frecuencia (absoluta y acumulada), curvas de frecuencia, y curvas de frecuencia acumulada (Ojiva).

- **Histogramas:** son representaciones gráficas que se construyen mediante un sistema de ejes cartesianos, señalando los intervalos de clase en el eje de las abscisas (eje X), los cuales se toman como base de ciertos rectángulos que tienen como altura proporcional las frecuencias absolutas o relativas; es decir, son simplemente un gráfico de una variable, la cual ha sido dividida en intervalos o clases y son graficadas contra la frecuencia. Son muy útiles para visualizar la

forma de la distribución de los datos, el rango de los valores y cómo son distribuidos en cada lado del promedio.⁸

- **Polígono de Frecuencia:** es un sistema de representación X-Y, que se construye levantando alturas iguales a las frecuencias absolutas (cuando la distribución es de intervalos de clases iguales) en los puntos medios de las clases y uniendo mediante segmentos de rectas los puntos determinados por dicha altura; así obtenemos una poligonal (que cerramos por ambos extremos con el eje X) y que denominamos polígonos de frecuencias y que encierra un área equivalente al área del histograma.

Los polígonos de frecuencias acumuladas se construyen levantando alturas en el límite superior de cada clase y uniendo sus extremos por segmentos de rectas. Así obtenemos una poligonal que cerramos con el límite superior de la última clase.⁹

- **Las Ojivas:** son los gráficos de frecuencia acumulada. Sobre el eje X se grafican los intervalos de clase y sobre el eje Y la frecuencia acumulada. Una Ojiva nunca puede ser descendente, sino ascendente y el caso límite mantiene una función de igualdad entre los intervalos de clase.¹⁰

2.2.3 Medidas de Tendencia Central¹¹

Las medidas de tendencia central se definen como un índice de localización central, empleado en la descripción de las distribuciones de frecuencias; una característica que se presenta en dichas distribuciones, es que con frecuencia los

⁸ Reinaldo J. González R. Introducción a la Geoestadística. Caracas, 1997, Volumen 1.

⁹ Illuzzi y Moreno. Opcit.

¹⁰ Ernesto. Rivas G. Estadística General, Ediciones de la Biblioteca, U.C.V., Caracas, Décima Edición, 1997.

¹¹ Illuzzi y Moreno. Opcit.

datos se acumulan alrededor de un valor central situado por lo general hacia la zona intermedia de los extremos de la variable que se estudia; es decir, los datos tienden a dispersarse alrededor de un valor central de manera tal que esta tendencia pueda ser calculada.

Se pueden definir varias medidas de tendencia central, algunas son:

- **Media Aritmética:** es la suma de los valores de una variable dividida por el número de datos. Su cálculo se realiza a través de la siguiente ecuación:

$$m = \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{n} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Donde:

x_i = dato o atributo.

n = número de datos.

- **Media Ponderada:** puede expresarse como la suma de los productos de cada uno de estos números por sus correspondientes pesos (ponderaciones) (W_i) dividida entre la suma de las ponderaciones y se denota por X_w

$$X_w = \frac{\sum_{i=1}^N (w_i * x_i)}{\sum_{i=1}^N w_i} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Donde:

X_w = Media ponderada.

x_i = dato o atributo.

w_i = Peso o ponderación.

- **Media Geométrica:** sean X_1, X_2, \dots, X_n una serie de valores, la media geométrica se define como:

$$G = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n x_i} \quad \text{Ecuación 2.3}$$

Donde:

G = Media geométrica.

n = Número de datos.

x_i = dato o atributo

- **Media Armónica:** se define como la recíproca de la media aritmética de los recíprocos de los valores. Se calcula por la siguiente formula:

$$H = \frac{n}{\sum_{i=1}^n (1/x_i)} \quad \text{Ecuación 2.4}$$

Donde:

n = Número de datos.

x_i = dato o atributo

- **Moda:** es el valor que se repite con más frecuencia. Debido a esto una población en estudio se puede llamar unimodal cuando posee una moda, bimodal cuando posee dos modas y multimodal para más de dos modas.

- **Mediana:** es el valor al cual se alcanza un porcentaje acumulado del 50% de los datos. La mediana se puede obtener a partir de la Ojiva (gráfico de frecuencia acumulada) trazando una recta horizontal en el valor 50% y buscando su contra imagen en el eje de las abcisas.

2.2.4 Medidas de Localización¹²

- **Mínimo:** es el valor más pequeño en el cual el porcentaje de frecuencia acumulada es 0%.
- **Máximo:** es el valor más grande en el cual el porcentaje de frecuencia acumulada es 100%.
- **Mediana:** como se dijo anteriormente, es utilizada como medida de tendencia central, pues divide a la muestra en dos partes iguales.
- **Cuartiles:** dividen a la muestra en cuatro partes iguales; por ejemplo, el primer cuartil corresponde al valor en el cual el porcentaje acumulado es del 25%.
- **Deciles:** son estadísticos que dividen a la muestra en diez partes iguales; por ejemplo, el octavo decil representa el 80% del conjunto de datos.
- **Centiles o percentiles:** dividen la muestra en cien partes iguales; por ejemplo, el percentil 50 representa el valor de la mediana.

2.2.5 Medidas de Dispersión¹³

Son parámetros estadísticos que indican el grado en que los datos numéricos se desvían de un valor de referencia central. Las medidas de tendencia central carecen por sí solas de significado; de nada vale conocer el promedio de una serie de datos si no se conoce cómo se acercan o se alejan esos valores con respecto a dicho valor central; es decir, cómo es la dispersión de estos valores.

¹² González R. Opcit., pág. 2.7

¹³ Idem, pág. 2.9

Las medidas de dispersión más comunes son:

- **Varianza:** se define como el cuadrado de las desviaciones de las observaciones con respecto a la media dividida entre el número de datos.

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - m)^2}{n} \quad \text{Ecuación 2.5}$$

Donde:

σ^2 = Varianza.

x_i = Dato o atributo.

m = Media aritmética.

n = Número de datos.

- **Desviación Estándar:** no es más que la raíz cuadrada de la varianza; es una forma refinada de la desviación media y se calcula de forma similar, con la excepción de que los signos son tomados en cuenta. La desviación estándar puede ser interpretada como una medida de la incertidumbre del valor verdadero de la función espacial.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (x_i - m)^2}{n}} \quad \text{Ecuación 2.6}$$

Donde:

σ = Desviación estándar.

x_i = Dato o atributo.

m = Media aritmética.

n = Número de datos.

- **Desviación Media (MD):** se define como el valor promedio de las desviaciones tomadas en valor absoluto, de los datos con respecto a un término central. Como medida de referencia central pueden tomarse la media aritmética, la mediana o la

moda.

$$MD = \frac{1}{n \sum_{i=1}^n (x_i - m)} \quad \text{Ecuación 2.7}$$

Donde:

n = Número de datos.

x_i = Dato o atributo.

m = media aritmética.

Otra medida de dispersión es:

- **Rango Intercuartil (IQR):** viene dado por la expresión

$$IRQ = Q_3 - Q_1 \quad \text{Ecuación 2.8}$$

Donde:

Q_3 = Tercer cuartil.

Q_1 = Primer cuartil.

- **La Distribución Normal:** esta es la distribución ideal de mayor utilización en estadística y es aplicable en situaciones donde los datos están distribuidos simétricamente alrededor de un valor central. La figura 2.1 muestra el histograma de un conjunto de datos donde se puede apreciar un comportamiento simétrico de los datos alrededor de un valor central.

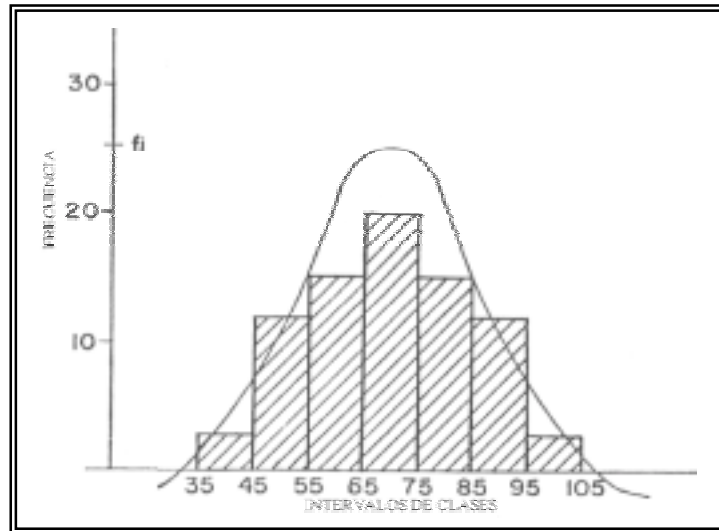


Figura 2.1 Representación gráfica de una distribución normal.

3.1 GEOESTADÍSTICA

La geoestadística es una rama de la estadística aplicada que trata con fenómenos que se manifiestan en el espacio y/o tiempo, y que poseen algún grado de continuidad o variabilidad; en otras palabras, la geoestadística se basa en aceptar que los datos presentan correlación temporal o espacial. Su función es describir las relaciones espaciales de los atributos de un yacimiento; es decir, la variabilidad en la continuidad y las anisotropías que son observadas en los datos de los mismos, permitiendo de esta manera crear patrones de conducta que son utilizados para el modelaje del yacimiento.¹⁴

La geoestadística permite integrar la información disponible proveniente de diferentes fuentes (análisis de núcleos, registros de pozos, interpretación sísmica, información geológica, etc) para generar a partir de esta información múltiples escenarios equiprobables que permitan medir la incertidumbre y la variabilidad espacial de los parámetros que definen el modelo estático del yacimiento.¹⁵

En el presente, la utilización de métodos geoestadísticos de caracterización es una parte fundamental de cualquier estudio integrado de yacimientos; por lo tanto se puede afirmar que la meta específica de la geoestadística es utilizar herramientas y técnicas matemáticas eficientes para aprovechar al máximo los datos disponibles inclusive los datos de producción en tareas de modelaje de yacimientos.

¹⁴ Idem, págs 1.1 y 1.8

La principal diferencia que existe entre la estadística clásica y la geoestadística está en que esta última considera que las muestras que se encuentran dentro de una misma región están correlacionadas espacialmente, lo cual se corresponde con el hecho de que se deben haber formado mediante el mismo proceso geológico. Esto necesariamente implica que para la geoestadística es tan importante el dato como las coordenadas de localización del mismo.

Se utilizan métodos geoestadísticos:¹⁶

- Porque normalmente se cuenta con poca información de las dimensiones y geometría del yacimiento.
- Por la alta variabilidad de las propiedades.
- Para la generación de mapas de calidad del yacimiento a partir de datos de toda la información disponible, cuantitativa o cualitativa.
- Porque los métodos estocásticos permiten obtener diferentes modelos de la distribución de propiedades del yacimiento, las cuales ayudan a la cuantificación de la incertidumbre en la caracterización de yacimientos.

3.1.1 Ventajas del uso de la Geoestadística

- **Considera la relación espacial que existe entre los atributos:** muchos de los métodos de estimación usados son altamente empíricos basados netamente en principios geométricos. Estos métodos no pueden proveer un matiz geológico que permita obtener estimaciones de los atributos cónsonas con la realidad del yacimiento. En contraste, los métodos geoestadísticos estudian la continuidad espacial de los atributos de un yacimiento para capitalizarla, usarla y modelarla a los fines de proporcionar caracterizaciones en concordancia con el tipo de fenómeno geológico presentado por el yacimiento.

¹⁵ Damsieth, Elvind, Hydro, Norsk and Henning. "Geoestatistical Approaches in Reservoir Evaluation." *Journal of Petroleum Technology (JPT)*, May 1997, pp. 498-501.

¹⁶ González R. Op.cit: 1.9, 1.10 y 1.11

- **Mide el grado de incertidumbre asociado a la estimación de algún valor:** muchos métodos de estimación no proveen el cálculo de errores conjuntamente con el valor estimado. Sin embargo, es importante destacar que las incertidumbres asociadas con la estimación deben ser adecuadamente establecidas. Dependiendo de la disponibilidad y calidad de los datos, la incertidumbre con respecto a la estimación puede variar significativamente. Los procedimientos geoestadísticos, además de proveer los valores estimados, también proveen metodologías para cuantificar la incertidumbre asociada a la estimación.
- **Incorporación de información cualitativa para generar estimaciones de mejor calidad:** muchas de las técnicas de estimación no permiten usar la información cualitativa en la estimación de la variable en áreas que no tienen información. Algunas técnicas geoestadísticas sí permiten el uso de esa información. Como por ejemplo, el conocimiento del modelo geológico atribuido a un yacimiento.
- **Integra la información de varias fuentes:** la geoestadística provee métodos cuantitativos para integrar diferentes propiedades, con diferentes distribuciones espaciales y muestreo espacial. Por ejemplo, la incorporación de información proveniente de la sísmica 3-D.
- **Permite un mejor estudio espacial de las variables:** la geoestadística provee métodos cuantitativos para caracterizar la continuidad, la variabilidad y la anisotropía de las propiedades geológicas.

3.1.2 Desventajas de la Geoestadística

- **Los variogramas no siempre aportan información definitiva:** las muestras originales no siempre proporcionan información acerca de la completa variabilidad

espacial del atributo, por lo que el variograma puede no ser un instrumento del todo eficiente.

- **Toma de decisiones subjetivas:** las técnicas de geoestadística envuelven algunas decisiones subjetivas. Durante el análisis, ciertos pasos pueden requerir cierta subjetividad que generalmente se apoya en el conocimiento del modelo conceptual geológico que se tiene del yacimiento.

Básicamente, el proceso geoestadístico se divide en dos etapas. La primera es el cálculo de los variogramas experimentales y la fijación del modelo matemático que describe la conducta espacial del atributo. La segunda es el proceso de estimación o simulación estocástica.

3.2 SIMULACIÓN ESTOCÁSTICA

La simulación estocástica es un proceso que implica el desarrollo de un modelo lógico-probabilístico de un fenómeno aleatorio, a los fines de emular la conducta real del mismo. En los casos donde se honra los valores de los datos y su localización se dice que la simulación es condicional.¹⁷

Con la simulación estocástica condicional se busca la reproducción de un modelo de variabilidad espacial (variograma). Los mapas de propiedades generados a partir de la simulación estocástica condicional son más apropiados para estudiar fenómenos sensibles a patrones de variabilidad local como es el caso de la simulación del flujo de fluidos a través del medio poroso, ya que mediante la aplicación de esta técnica se obtienen escenarios más heterogéneos (representan de mejor manera el estudio del yacimiento) a diferencia de los métodos de estimación que representan de manera homogénea la caracterización del mismo. Otra ventaja que presenta la simulación estocástica es la de poder cuantificar la

¹⁷ Manual de GSLIB. Geostatistical Software Library and User's Guide. Pág. 119.

incertidumbre asociada a la generación de distribuciones espaciales de los atributos estudiados.¹⁸

3.3 MODELO ESTOCÁSTICO DE YACIMIENTO

Es un modelo el cual describe el fenómeno sobre una base probabilística; un modelo probabilístico maneja los datos disponibles como el resultado de un proceso aleatorio en lugar de una propuesta determinística (el modelaje determinístico generalmente se apoya en variables de entrada no aleatorias y proporcionar una única respuesta). El modelaje estocástico produce múltiples resultados cada uno igualmente probable, consistente con las estadísticas y con el patrón de conducta espacial derivado de los datos.

3.3.1 Ventaja del Modelaje Estocástico

Una ventaja de la aproximación estocástica es que enfrenta directamente el problema de la inexactitud de los datos y no necesita asumir valores únicos como variable de entrada; esto es importante al estimar la variabilidad espacial en el subsuelo ya que en éste los valores nunca pueden ser conocidos de manera exacta.

3.4 SEMIVARIOGRAMAS

El semivariograma es la herramienta principal de la geoestadística y permite determinar como varía la continuidad de una propiedad en el espacio; en particular, lo hace a través de la medición de la disimilitud entre las muestras en términos de su separación. Es una función matemática no decreciente, que se estima con base en los datos y se apoya en las características del fenómeno estudiado. Los semivariogramas permiten modelar la variabilidad espacial de los atributos.

¹⁸ Idem

El semivariograma a una distancia determinada se define como:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2} E \left\{ [Z(x+h) - Z(x)]^2 \right\} \quad \text{Ecuación 3.1}$$

y se estima a través de su fórmula tradicional mediante la expresión :

$$\gamma(h) = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n [Z(x_i+h) - Z(x_i)]^2 \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Donde:

$\gamma(h)$ es el semivariograma a una distancia h de separación entre las muestras.

n es el número de pares de muestra.

$Z(x_i)$ y $Z(x_i+h)$ son los valores de muestras en la ubicación (x_i) y (x_i+h) , respectivamente.

En la aplicación de técnicas geoestadísticas, se utiliza indistintamente el término de variograma o semivariograma, definido en la ecuación 3.1, como herramienta para el estudio de continuidad espacial de los atributos.

3.4.1 Parámetros para la Construcción del Variograma¹⁹

Para el cálculo del variograma en dos dimensiones en el programa GSLIB (**Geostatistical Software LIB**rary) es necesario especificar los siguientes parámetros para la construcción de la ventana angular, la cual permite dar inicio al estudio de continuidad espacial. En la figura 3.1 se muestran los parámetros requeridos para la construcción de la ventana angular.

El tamaño propuesto para la ventana angular debe ser definido de manera tal que sea beneficioso para el estudio. Un tamaño pequeño para la ventana angular no permitiría capturar algunos datos que aporten información para el estudio de

¹⁹ Manual de GSLIB. Op.cit: Pág. 48

continuidad; una ventana angular de gran tamaño distorsionaría el estudio de continuidad.

- **Ángulo Azimut:** define la dirección en la cual se calcula el variograma, y se mide en sentido horario desde la dirección norte.
- **Medidas de desplazamiento (“lag”):** representan las distancias de separación entre muestras para el cálculo del variograma experimental.
- **Ancho de banda:** está definido por un valor arbitrario que delimita el tamaño de la ventana angular en la dirección propuesta para el estudio de continuidad.
- **Tolerancia de desplazamiento:** se asume como la mitad de la medida de desplazamiento, para poder incluir muestras a distancias aproximadamente igual a la propuesta.
- **Tolerancia Angular:** es posible que en el estudio no existan muestras exactamente en la dirección especificada, debido a esto es necesario definir una tolerancia angular que permita construir una ventana angular que abarque las muestras que estén comprendidas dentro del perímetro de la ventana angular.

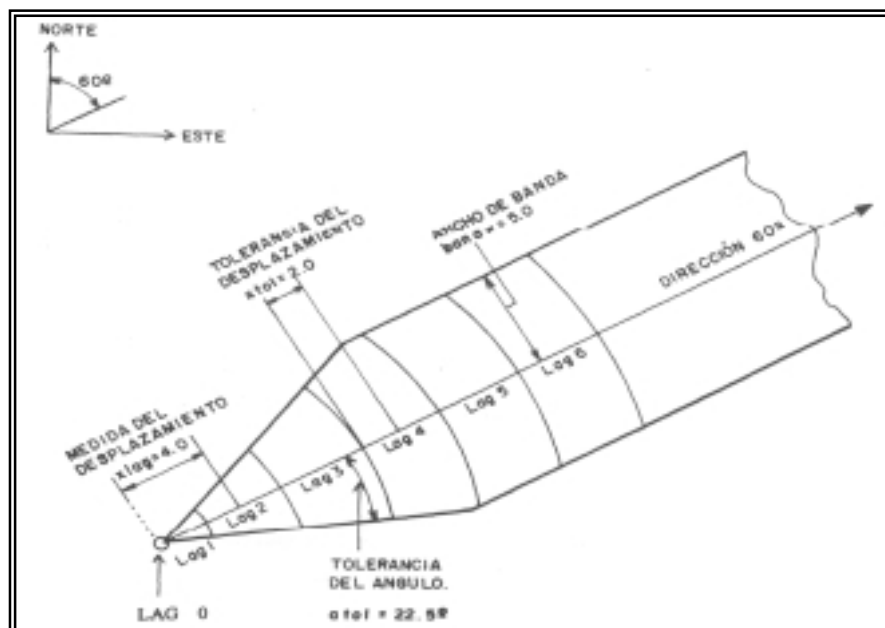


Figura 3.1 Parámetros para la construcción del variograma experimental.

3.4.2 Propiedades del Variograma

- **Rango:** a medida que la distancia de separación entre muestras aumenta, el valor del variograma correspondiente también aumentará. Eventualmente, sin embargo, un aumento en la distancia de separación ya no produce el incremento correspondiente en la diferencia al cuadrado promedio entre pares de valores y el variograma se estabiliza en un determinado valor horizontal (“se alcanza un plateau”). La distancia entre muestras a la cual esto ocurre se conoce con el nombre de rango; es decir, es el valor al cual se estabiliza el valor del variograma.
- **Meseta:** el valor límite o “plateau” que alcanza el variograma al llegar al rango se denomina meseta; es decir, es el valor límite donde se estabiliza el variograma.
- **Efecto Pepita:** a pesar de que el valor del variograma para $h=0$ es teóricamente 0, varios factores tales como errores en el muestreo y variabilidad a pequeñas escalas, pueden causar una discontinuidad del variograma en el origen. El salto vertical entre el origen y el valor del variograma a distancias de separación extremadamente pequeñas es llamado efecto pepita. El cociente entre el efecto pepita y la meseta generalmente se llama efecto pepita relativo y usualmente se expresa en forma de porcentaje. En la figura 3.2 se muestran gráficamente cada una de las propiedades del variograma descritas anteriormente.

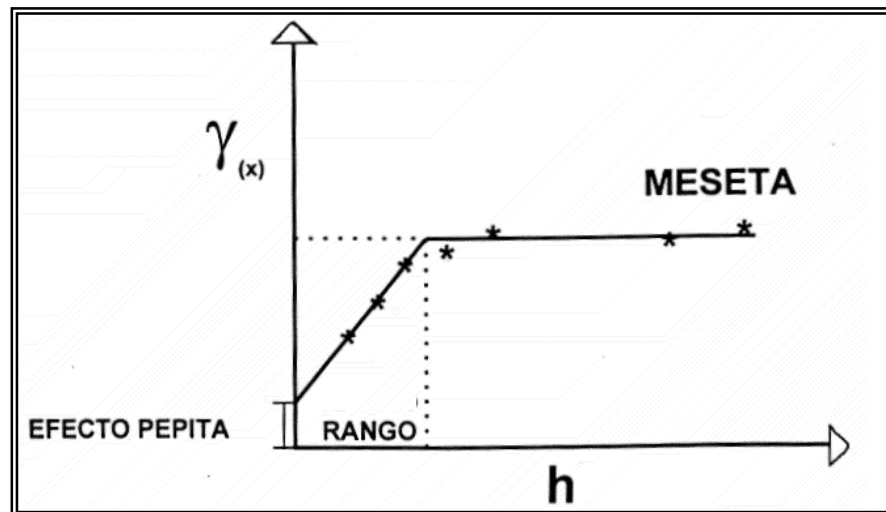


Figura 3.2 Propiedades del Variograma.

3.4.3 Modelaje de Variograma

Una vez que los variogramas son estimados basándose en los datos, el próximo paso es modelar el variograma; es decir, ajustarlo a un variograma teórico. Los variogramas teóricos no son más que funciones que cumplen ciertas condiciones teóricas con una expresión analítica y que se emplean para representar la conducta espacial del atributo estudiado para cualquier separación h .

3.4.4 Modelos de Variogramas

Los modelos básicos para variogramas pueden ser divididos en dos grupos: modelos sin meseta y modelos con meseta.

3.4.4.1 Modelos sin Meseta

Representan fenómenos con mucha dispersión, dando un variograma que no alcanza un valor para una meseta dentro de la región de interés (ver Figura 3.3).

Estos pueden ser clasificados como:

- **Lineal:** el modelo lineal no es un modelo de transición ya que no alcanza una meseta y crece linealmente con h . Su forma estandarizada escrita de forma simple es la siguiente:

$$\gamma(h) = \alpha * h \quad \text{Ecuación 3.3}$$

- **Lineal Generalizado o de Potencial:** el modelo lineal es un caso particular de este tipo de modelo. Su ecuación es la siguiente:

$$\gamma(h) = \alpha h^p, \quad 0 < p < 2 \quad \text{Ecuación 3.4}$$

- **Logarítmico:** es otro de los modelos básicos sin meseta. Su ecuación viene dada por la expresión

$$\gamma(h) = 3\alpha \ln(h) \quad \text{Ecuación 3.5}$$

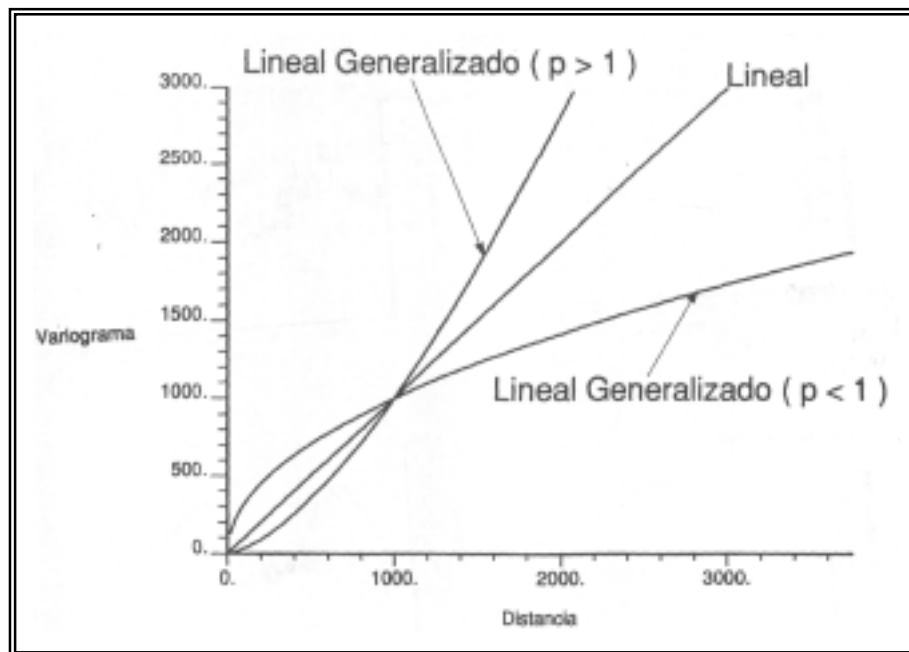


Figura 3.3 Modelos de Variogramas sin Mesetas

3.4.4.2 Modelos con Meseta

Estos modelos exhiben un valor constante del variograma, después de una cierta distancia (rango), (ver Figura 3.4). Los modelos con meseta más importantes son:

- **Esférico:** es quizás el modelo de variograma más comúnmente usado. La ecuación estandarizada es mostrada a continuación:

$$\gamma(h) = \begin{cases} \left(1,5\left(\frac{h}{a}\right) - 0,5\left(\frac{h}{a}\right)^3 \right) & \text{si } h \leq a \\ 1 & \text{si } h > a \end{cases} \quad \text{Ecuación 3.6}$$

Cuando se alcanza el valor del rango "a", la meseta vale 1 y es por esta razón que se le llama modelo estándar. En este modelo se puede observar que tiene un comportamiento lineal a pequeñas separaciones cerca del origen pero se va horizontalizando a medida que "h" se aleja del origen hasta alcanzar la meseta en "a". Al ajustar este modelo a variogramas experimentales es útil recordar que la tangente a la curva en el origen alcanza la meseta a 2/3 del rango. Este tipo de variogramas se puede utilizar para modelar distribuciones de datos con una variabilidad modesta.

- **Exponencial:** es otro de los modelos de transición comúnmente usados y su ecuación estandarizada es la siguiente:

$$\gamma(h) = \left[1 - \text{EXP}\left(-\frac{3h}{a}\right) \right] \quad \text{Ecuación 3.7}$$

Este modelo alcanza su meseta asintóticamente y su rango "a" es definido como la distancia a la cual el valor del variograma alcanza el 95% de la meseta. Al igual que el modelo esférico, este modelo tiene conducta lineal en las cercanías del origen, sin embargo crece más rápidamente y luego se horizontaliza de forma gradual. Al ajustar este modelo a variogramas experimentales es útil recordar que la tangente a la curva en el origen alcanza la meseta aproximadamente a 1/5 del

rango. Este tipo de modelo al igual que el esférico representa de manera confiable una distribución de datos con una variabilidad moderada.

- **Gaussiano:** el modelo gaussiano es un modelo de transición usado frecuentemente para modelar fenómenos muy continuos que suponen una variabilidad suave de los datos y su ecuación es la siguiente:

$$\gamma(h) = \left[1 - \text{EXP} \left(-3 \frac{h^2}{a^2} \right) \right] \quad \text{Ecuación 3.8}$$

Al igual que el modelo exponencial, el gaussiano alcanza su meseta asintóticamente y el parámetro "a" es definido como la distancia a la cual el valor del variograma alcanza el 95% de la meseta. Lo que diferencia el modelo gaussiano del exponencial es su comportamiento parabólico cerca del origen. Es el único modelo de transición presentado que posee un punto de inflexión.

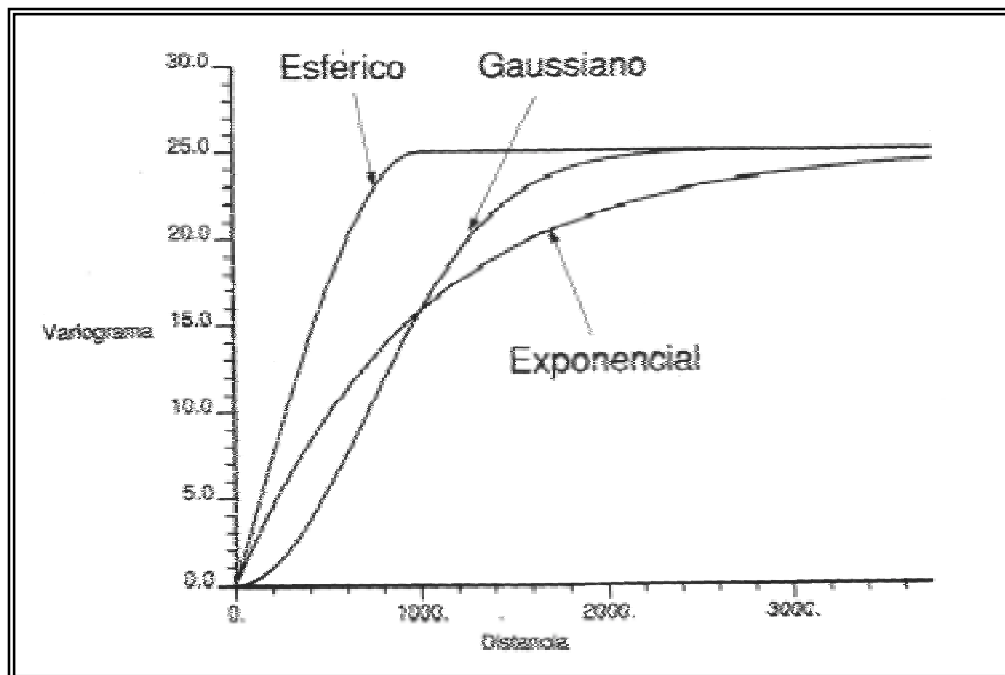


Figura 3.4 Modelos de Variogramas con Meseta

El estudio del variograma en diferentes direcciones permite determinar posibles anisotropías (variabilidad de un atributo en todas las direcciones).

3.4.5 Variograma “Pairwise Relative”(Relativo al Par)

En estudios previos se ha demostrado que el variograma relativo al par puede manejar de manera eficiente información dispersa o anómala en distribuciones sesgadas positivamente. Este tipo de variograma es capaz de evidenciar estructuras espaciales y anisotropías que ningún otro variograma podría revelar. Se recomienda el uso de este variograma cuando los datos de entradas son estrictamente positivos.

Este tipo de variograma ayuda a representar la continuidad espacial. Al igual que otros ajusta el cálculo del variograma al cuadrado de la media; este ajuste se realiza separadamente para cada par de muestras evaluadas.²⁰ Su ecuación viene dada por la siguiente expresión:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2n} \sum_i^n \frac{(Z(x_i + h) - Z(x_i))^2}{\left(\frac{Z(x_i + h) + Z(x_i)}{2}\right)^2} \quad \text{Ecuación 3.9}$$

3.4.6 Desventajas del Variograma²¹

- **Sensibilidad a los valores extremos:** estimar la variabilidad espacial mediante el variograma tradicional involucra una diferencia al cuadrado entre las variables en estudio separadas por una distancia h . Cuando se comparan valores bastantes desiguales, la diferencia al cuadrado es muy grande e influye notablemente en la magnitud de los valores y la forma que tiene el variograma;

²⁰ Edward H. Isaacs y R. Mohan Srivastava. Applied Geoestistics, Oxford University, New York, 1989. Pág. 166

²¹ Carlos Castillo, Gustavo Gedler, Robert Porjesz y Oscar Rondón. Curso de Geoestadística. INTEVEP, Año 2000.

esto hace que la continuidad espacial buscada a través del variograma pueda no ser detectada correctamente.

- **La escasez de datos lo hace una herramienta poco robusta:** el variograma es una herramienta que estudia la disimilitud entre las muestras; por lo tanto, para poder establecer un patrón de conducta de los atributos es necesario contar con un número considerable de muestras.

3.5 ESTIMACIÓN

Uno de los pasos en el proceso de geoestadística es la estimación de los valores en las localizaciones donde no se tiene información. La técnica geoestadística que comúnmente se utiliza para propósitos de estimación es llamada “Kriging”. Dependiendo del tipo de estimación se pueden utilizar diferentes tipos de “Kriging”.

3.5.1 Ventajas del Método de “Kriging”

- Su objetivo principal es minimizar la varianza del error de estimación.
- Tiene en cuenta la distribución de los datos y la anisotropía cuantificada por el variograma.
- Es consistente y puede ser usado en diferentes soportes y escalas.
- Honra los datos en sus localizaciones.

3.5.2 Desventajas del Método de “Kriging”

- No es fácil de entender.
- Necesita más parámetros que los métodos tradicionales.
- Exige computación intensiva.
- Requiere algoritmos numéricos elaborados.

- Consume tiempo.

3.6 COMPARACIÓN ENTRE ESTIMACIÓN Y SIMULACIÓN

Las técnicas de simulación estocástica difieren de las técnicas de estimación en:

1.- Con los métodos de estimación, la apariencia gráfica (imagen) de la distribución del atributo estudiado es suavizada en virtud de los cambios graduales en los valores estimados; en contraste, con los métodos de simulación estocástica, las imágenes obtenidas presentan una apariencia más heterogénea debido a que estas técnicas permiten la aparición de valores simulados extremos que evitan el énfasis de los cambios graduales que se bacón los métodos de estimación.

2.- Los métodos de estimación tienden a realizar algún tipo de promedio de los datos y no permiten la oportunidad de mostrar las heterogeneidades del yacimiento. Los métodos de simulación estocástica producen resultados que emulan las heterogeneidades de un yacimiento y, en consecuencia, permiten tener resultados más realistas.

3.- El Kriging provee un único modelo, optimizado, de la distribución de las propiedades de un yacimiento, mientras que las técnicas de simulación estocástica proveen múltiples imágenes (equiprobables) de la distribución de propiedades.

3.7 JUSTIFICACIÓN DE LA UTILIZACIÓN DE HERRAMIENTAS GEOESTADÍSTICAS EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.

La geoestadística busca crear distribuciones de los parámetros petrofísicos que definen las condiciones de flujo de un yacimiento apoyándose en el modelo geológico del yacimiento. La geoestadística no persigue reemplazar al geólogo

en la formulación de los modelos de las propiedades, ni tampoco puede ser vista como un reemplazo de los datos, sino más bien como una herramienta usada para el análisis de los datos y la conversión de estos análisis y estas interpretaciones en modelos numéricos que puedan ser manejados por los simuladores dinámicos de yacimientos.²²

Uno de los principales inconvenientes que se presentan en los estudios de yacimientos, es el proceso de selección e integración de los datos. Los datos disponibles generalmente son obtenidos de varias fuentes y son medidos a diferentes escalas. Por ejemplo, un geólogo puede recolectar información en formaciones geológicas donde la separación entre las observaciones puede ser muy grande o muy pequeña; los sedimentólogos estudian microscópicamente los núcleos para adquirir información acerca del arreglo de los granos y de los procesos de depositación de los sedimentos; los datos provenientes de registros eléctricos generalmente dan información promediada a una escala de pocos pies; la información sísmica solo permite hacer inferencias hasta cierto nivel de resolución que no es precisamente muy detallada. Toda esta información debe ser suministrada al ingeniero de yacimiento, quien a su vez debe conjugarla para crear un modelo confiable del yacimiento. La geoestadística permite jerarquizar la información y adaptarla a escalas que permitan crear caracterizaciones certeras de yacimientos introduciendo los detalles geológicos que puedan presentar las acumulaciones y de esta manera ejecutar simulaciones y predicciones más eficientes.²³

Es bien sabido que los geólogos y los ingenieros de yacimiento plantean diferentes puntos de vista en el estudio de las heterogeneidades de los yacimientos. Los geólogos consideran más importantes los cambios de litologías, patrones de depositación o variaciones de la porosidad; mientras que los

²² Stochastic Modeling and Geostatistics Principles, Methods and Case Studies. Edited by Jeffrey M. Yarus and Richard L. Chambers. Chapter 2 Pág 19 Tulsa, Oklahoma, USA 1994.

²³ Idem, Chapter 3 Pág 21.

ingenieros de petróleo se interesan en las variaciones de la permeabilidad.²⁴ La implementación de herramientas geoestadísticas en los estudios integrados de yacimientos facilita la comprensión y la integración de la información y además permite un mejor diálogo entre los profesionales involucrados en pro de obtener la mejor representación del modelo estático del yacimiento.

²⁴ *Ibíd.*

4.1 ESCALAMIENTO

El escalamiento es una herramienta que permite convertir los modelos geológicos detallados en información que pueda ser manejada de manera eficiente por los simuladores numéricos convencionales.²⁵ El escalamiento se encarga de construir un puente que cubra la brecha que existe entre la descripción del yacimiento a fina escala (modelo geoestadístico) y la malla de simulación (mucho más gruesa), mediante la asignación de valores apropiados de porosidad, permeabilidad, saturaciones de los fluidos y otras propiedades de flujo del yacimiento a cada una de las celdas que conforman la malla de simulación.²⁶ La figura 4.1 ilustra el proceso mediante el cual un número finito de celdas del modelo geoestadístico se convierten en una celda, de mayor tamaño, del mallado de simulación.

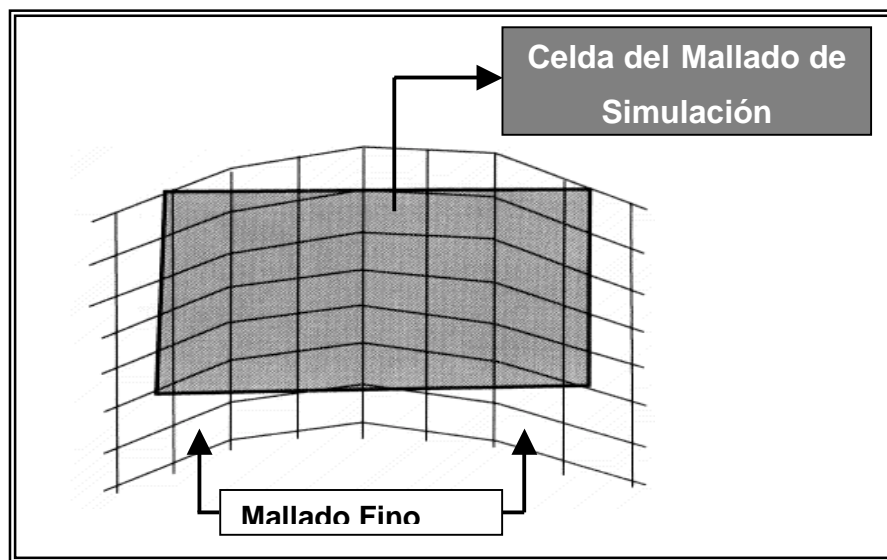


Figura 4.1 Representación Gráfica del Escalamiento.²⁷

²⁵ L.J. Durlofsky, R.A. Behrens, R.C. Jones and A. Bernath. Scale Up of Heterogeneous Three Dimensional Reservoir Descriptions. SPE 30709, September 1996.

²⁶ M.A. Christie. "Upscaling for Reservoir Simulation". *Journal of Petroleum Technology (JPT)*, November 1996.

²⁷ Smedvig Technologies, IRAP RMS User Guide, 1998.

La razón principal por la cual debe efectuarse el escalamiento de los modelos geológicos de alta resolución es por la limitación que tienen los simuladores convencionales de yacimientos para manejo eficiente de las descripciones geoestadísticas detalladas.²⁸ Además existe la limitación que poseen los computadores (“hardware” y CPU) para procesar el volumen de información que se obtiene de las caracterizaciones geoestadísticas, lo que se traduciría en largos períodos de tiempo para lograr una reproducción adecuada del comportamiento dinámico del yacimiento.

Uno de los objetivos de la caracterización geoestadística es crear modelos numéricos convenientes de porosidad, permeabilidad y saturaciones de fluidos presentes en los yacimientos para ser utilizados como datos de entrada a un modelo dinámico.²⁹ Esto se logra mediante la adaptación de cada uno de estos modelos a través del uso de distintas metodologías de escalamiento.

Para visualizar de una manera más sencilla el proceso del escalamiento es necesario introducir los conceptos de modelo fino o de alta resolución, y el de malla gruesa o de simulación, que representan el estado inicial y final respectivamente en el proceso del escalamiento.

Modelo Fino o de Alta Resolución: Es el mallado que se obtiene como resultado de la descripción geoestadística detallada de los parámetros que definen el modelo estático del yacimiento. Los valores de las propiedades de flujo del fluido y sus interacciones de este modelo detallado serán escalados (adaptados) a los requerimientos del simulador.³⁰

²⁸ Technoguide, PETREL Software Advanced 3D Reservoir Modeling on Windows. Versison 1.1, June 2000.

²⁹ Jean Paul Chilés and Pierre Delfiner. Geostatistics Modeling Spatial Uncertainty. Editorial Wiley Inter-Science, Canadá, 1999.

³⁰ Smedvig Technologies, IRAP RMS User Guide, 1998.

Malla Gruesa o de Simulación: Es generada a partir de los valores escalados del modelo de alta resolución, manteniendo las características de flujo y geometría (límites) de la misma.³¹

4.2 PERMEABILIDAD EQUIVALENTE

Un concepto importante que se debe manejar durante los procesos de escalamiento es el de **permeabilidad equivalente**. La permeabilidad equivalente de un bloque o sección heterogénea de yacimiento se define como la permeabilidad de una sección homogénea de las mismas dimensiones, que permita el mismo flujo de fluidos causado por el mismo diferencial de presión.³² El problema al que se enfrenta el escalamiento es el del cálculo de la permeabilidad equivalente del medio homogéneo a partir de los valores conocidos de permeabilidad del modelo heterogéneo de alta resolución.

4.3 TÉCNICAS DE ESCALAMIENTO³³

En la actualidad se conocen dos técnicas de escalamiento:

4.3.1 Escalamiento de una sola Fase.

Es la forma más simple de escalamiento, y tiene como objetivo preservar a grosso modo las características del flujo de fluidos del modelo de alta resolución en la malla de simulación. El algoritmo calcula una permeabilidad efectiva en cada bloque de la malla de simulación, que resulta la misma a lo largo de todo el flujo de una sola fase.

³¹ Idem.

³² Chilés and Delfiner: Op.cit.

³³ Christie: Op.cit.

Existen diferentes métodos para realizar el escalamiento de los parámetros a la malla de simulación, el más común es el método de solución de presión, el cual se describe brevemente a continuación:

- **Método de Solución de Presión:** consiste en realizar un cálculo de flujo de una sola fase con condiciones de borde específicas y luego encontrar el valor de la permeabilidad efectiva que permite en el modelo homogéneo de simulación la misma tasa de flujo que existe en el modelo heterogéneo fino. Los resultados que se obtienen con este método dependen de las suposiciones hechas, especialmente las referentes a las condiciones de borde. Generalmente se asume que no hay flujo a través de las paredes del bloque.

4.3.2 Escalamiento de dos Fases

En este tipo de escalamiento hay que hacer constar que no solamente el valor de la permeabilidad absoluta es necesario para realizar una caracterización del desplazamiento en un medio heterogéneo. El escalamiento de dos fases también considera el hecho de que la tasa depende de la permeabilidad efectiva relativa. La teoría del escalamiento de dos fases no ha sido desarrollada como la del escalamiento de una sola fase; sin embargo, las limitaciones que puedan presentarse en el escalamiento de una sola fase también representarán un problema en el escalamiento de dos fases.

4.4 TÉCNICAS DE PROMEDIOS UTILIZADAS EN EL ESCALAMIENTO

Según el tipo de atributo que se necesite escalar es recomendable la aplicación de algún método específico. Por ejemplo, la porosidad puede ser considerada como una variable aditiva definida como una cantidad físicamente interpretable donde el

promedio aritmético arroja un valor central que represente de manera confiable el comportamiento de este atributo.³⁴

La permeabilidad es un parámetro que controla los patrones de flujo presentes en el yacimiento y las barreras naturales al flujo.³⁵ Es por eso que encontrar un valor representativo de esta propiedad resulta más complicado e implica tomar en cuenta una serie de consideraciones relacionadas con el tipo de flujo que se presente en el yacimiento.

Según el tipo de flujo (paralelo o perpendicular a las capas), la permeabilidad puede ser considerada como una variable aditiva o no. Considérese el ejemplo mostrado en la figura 4.2: una zona del yacimiento altamente permeable delimitada por un tope y una base casi impermeables.

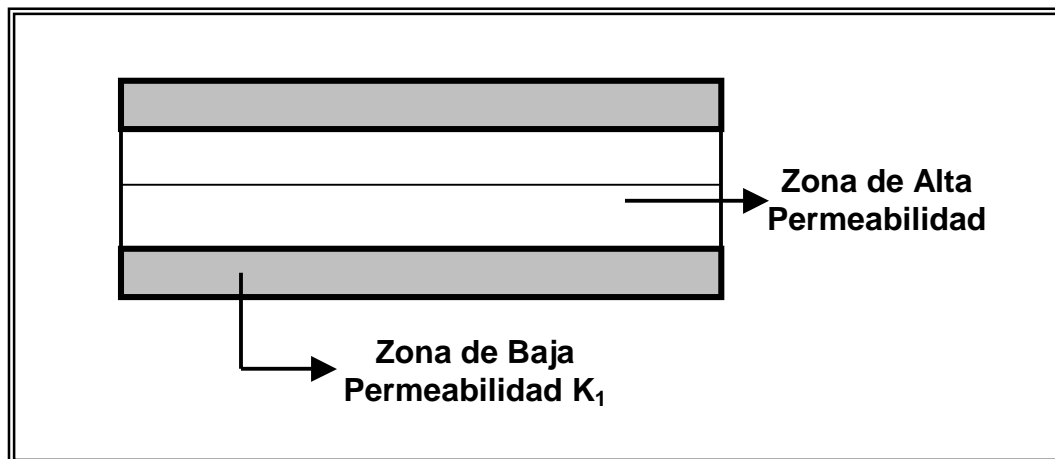


Figura 4.2 Corte longitudinal de una zona del yacimiento altamente permeable delimitada por zonas poco permeables.

Si el flujo en el yacimiento es perpendicular a las capas (ver Figura 4.3), no importa cuán permeable sea la región contenida entre el tope y la base; la zona de poca permeabilidad crea una barrera al flujo que impide el desplazamiento de los

³⁴ Jerry L Jersen, Larry W Lake, Patrick W.M Corbett, and Dawid J Goggin. Statistic for Petroleum Engineers and Geoscientists.

³⁵ Chilés and Delfiner : Op.cit.

fluidos presentes en esa zona del yacimiento, convirtiendo a la permeabilidad en una variable no aditiva.³⁶ En estos casos es recomendable la utilización del promedio armónico para escalamiento de la permeabilidad.³⁷

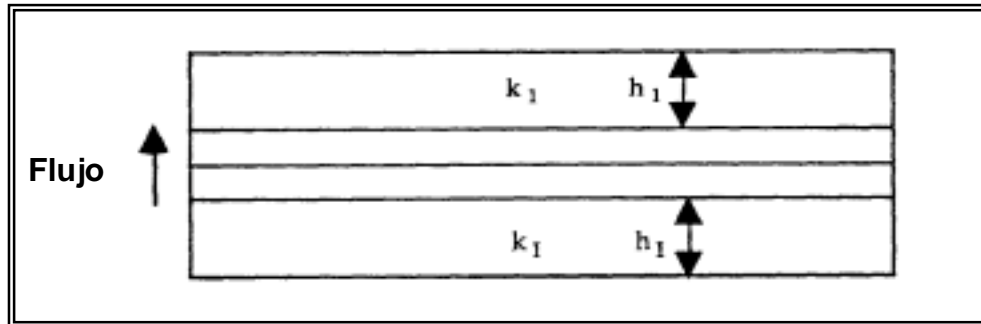


Figura 4.3 Permeabilidad Efectiva en flujo perpendicular a las capas

En el caso de flujo paralelo a las capas (ver Figura 4.4), la permeabilidad se puede considerar como una variable aditiva³⁸, ya que el hecho de que existan zonas casi impermeables no afecta el comportamiento del flujo de fluidos. En estos casos el método de escalamiento recomendado es el promedio aritmético.³⁹

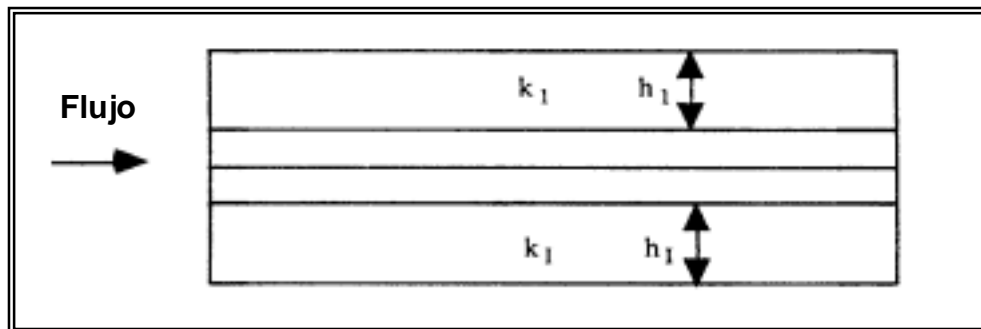


Figura 4.4 Permeabilidad Efectiva en flujo paralelo a las capas

³⁶ Jersen et al.: Op.cit

³⁷ B. Li, B. Beckner. and A Kumar,. "A New Efficient Averaging Technique for Scaleup of Multimillion-Cell Geologic Models", *Reservoir Evaluation & Engineering*, August 2001.

³⁸ Jersen et al.: Op.cit.

³⁹ Li, Beckner and Kumar: Op.cit.

Si se estudia el comportamiento de la porosidad en cualquiera de las situaciones presentadas anteriormente, el método de escalamiento que mejor representa la variabilidad de este atributo sigue siendo el promedio aritmético, ya que independientemente de las condiciones de flujo presentes en el yacimiento la capacidad de almacenaje de la roca no se ve afectada.

A continuación se hará una breve descripción de cada una de las técnicas de promedio que manejan la mayoría de los programas geoestadísticos en el escalamiento y sus diferentes tipos de aplicación según el atributo que se quiera escalar.

Considere el conjunto de datos $\{P_n\}_{n=1}^N$ correspondientes al atributo caracterizado en el modelo de alta resolución a ser promediado; y sea $\{W_n\}_{n=1}^N$ un parámetro de ponderación definido en el mismo modelo, se pueden definir las siguientes expresiones:

1. **Promedio Aritmético Ponderado:** es una de las técnicas más simple e intuitiva. Generalmente, la porosidad es escalada a través de esta técnica, por ser esta una variable aditiva.

$$\left[P_A = \frac{\sum_n W_n * P_n}{\sum_n W_n} \right] \quad \text{Ecuación 4.1}$$

2. **Promedio Geométrico Ponderado:** esta técnica arroja valores menores que el promedio aritmético. Está definido sólo para valores positivos por ser esta una función logarítmica.

$$P_G = \exp\left(\frac{\sum_n W_n \log P_n}{\sum_n W_n}\right) \text{ Ecuación 4.2}$$

Nota: Si existe algún n tal que $P_n = 0$, entonces $P_G = 0$.

3. **Promedio Armónico Ponderado:** este tipo de promedio arroja valores menores que el promedio aritmético y geométrico. También ha sido utilizado en procesos de escalamiento de la permeabilidad. Está definido como:

$$P_H = \left[\frac{\sum_n W_n P_n^{-1}}{\sum_n W_n}\right]^{-1} \text{ Ecuación 4.3}$$

Nota: Si existe algún n tal que $P_n = 0$, entonces $P_H = 0$.

4. **Promedio Potencial Ponderado:** para la i -ésima celda de la malla de simulación, el promedio potencial (“power average”) del atributo P, viene dado:

$$P_p = \left[\frac{\sum_n W_n * P_n^{\alpha_i}}{\sum_n W_n}\right]^{\frac{1}{\alpha_i}} \text{ Ecuación 4.4}$$

Donde α “averaging power”. Este es el método generalizado de promedio, donde el armónico, geométrico y aritmético corresponden a $\alpha_i = -1, 0, 1$ respectivamente.

5. **Promedio Armónico-Aritmético⁴⁰:** este tipo de promedio aplica para la permeabilidad. Este método combina los promedio armónico y aritmético, arrojando como resultado permeabilidades en las direcciones X, Y y Z. Como

⁴⁰ Smedvig Technologies, IRAP RMS User Guide, 1998

primer paso se calcula el promedio armónico en 1D (una dimensión) a lo largo de un conjunto de bloques en una dirección seleccionada, seguido de un promedio aritmético sobre el promedio armónico. La figura 4.5 muestra un esquema gráfico de cómo se procede con este tipo de promedio. Este tipo de métodos arroja valores de permeabilidad efectiva más bajos que el promedio armónico.

En dirección Z

$$P_{HAz} = \frac{1}{N_x N_y} \sum_{i=1}^{n_x} \sum_{j=1}^{n_y} \left[\frac{1}{N_z} \sum_{k=1}^{n_z} P_{i,j,k}^{-1} \right]^{-1} \quad \text{Ecuación 4.5}$$

En dirección Y

$$P_{HAy} = \frac{1}{N_x N_z} \sum_{i=1}^{n_x} \sum_{k=1}^{n_z} \left[\frac{1}{N_y} \sum_{j=1}^{n_y} P_{i,j,k}^{-1} \right]^{-1} \quad \text{Ecuación 4.6}$$

En dirección X

$$P_{HAx} = \frac{1}{N_y N_z} \sum_{j=1}^{n_y} \sum_{k=1}^{n_z} \left[\frac{1}{N_x} \sum_{i=1}^{n_x} P_{i,j,k}^{-1} \right]^{-1} \quad \text{Ecuación 4.7}$$

6. Promedio Aritmético Armónico⁴¹: este método al igual que el anterior aplica para la permeabilidad. Como primer paso calcula el promedio aritmético en el plano (2D) seleccionado, seguido de un promedio armónico sobre el promedio aritmético. En la figura 4.6 se observa una representación gráfica de los pasos que se siguen al emplear este tipo de promedio. Este método arroja valores de permeabilidad efectiva superiores que el promedio armónico.

En dirección Z

$$P_{AHz} = \left(\frac{1}{n_z} \sum_{k=1}^{n_z} \left(\frac{1}{n_x n_y} \sum_{i=1}^{n_x} \sum_{j=1}^{n_y} P_{i,j,k} \right) \right)^{-1} \quad \text{Ecuación 4.8}$$

En dirección Y

⁴¹ Idem

$$P_{AHy} = \left(\frac{1}{n_y} \sum_{j=1}^{n_y} \left(\frac{1}{n_x n_z} \sum_{i=1}^{n_x} \sum_{k=1}^{n_z} P_{i,j,k} \right) \right)^{-1} \quad \text{Ecuación 4.9}$$

En dirección X

$$P_{AHx} = \left(\frac{1}{n_x} \sum_{i=1}^{n_x} \left(\frac{1}{n_y n_z} \sum_{j=1}^{n_y} \sum_{k=1}^{n_z} P_{i,j,k} \right) \right)^{-1} \quad \text{Ecuación 4.10}$$

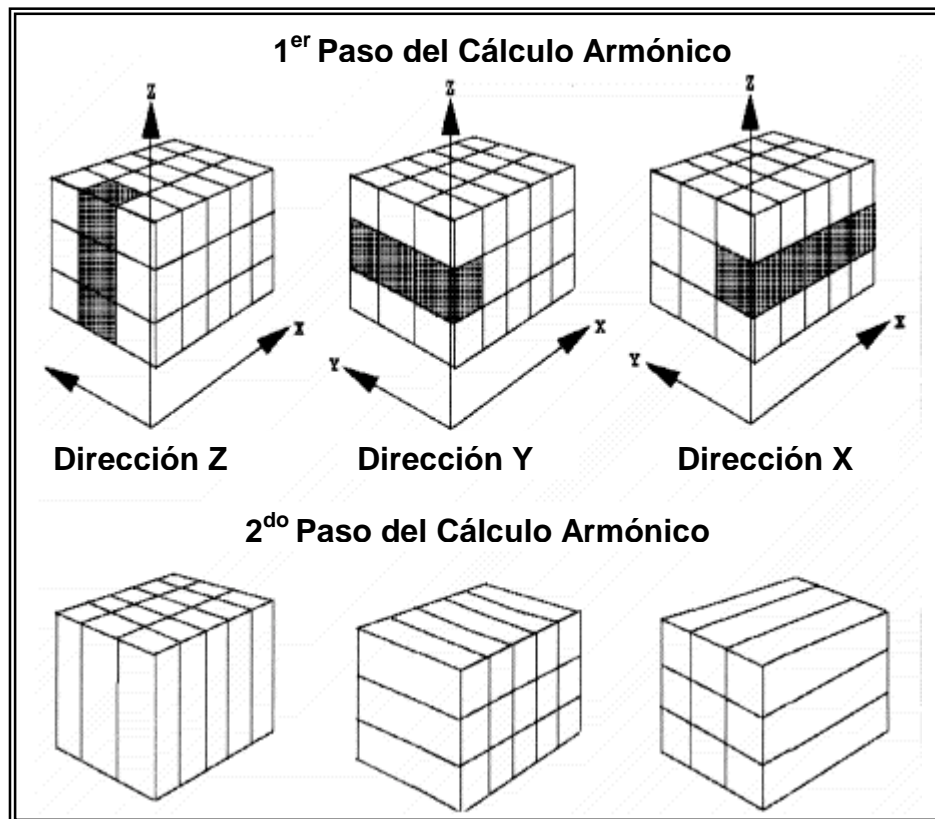


Figura 4.5 Representación de los pasos del Promedio del Escalamiento por medio Armónico-Aritmético⁴².

⁴² Idem.

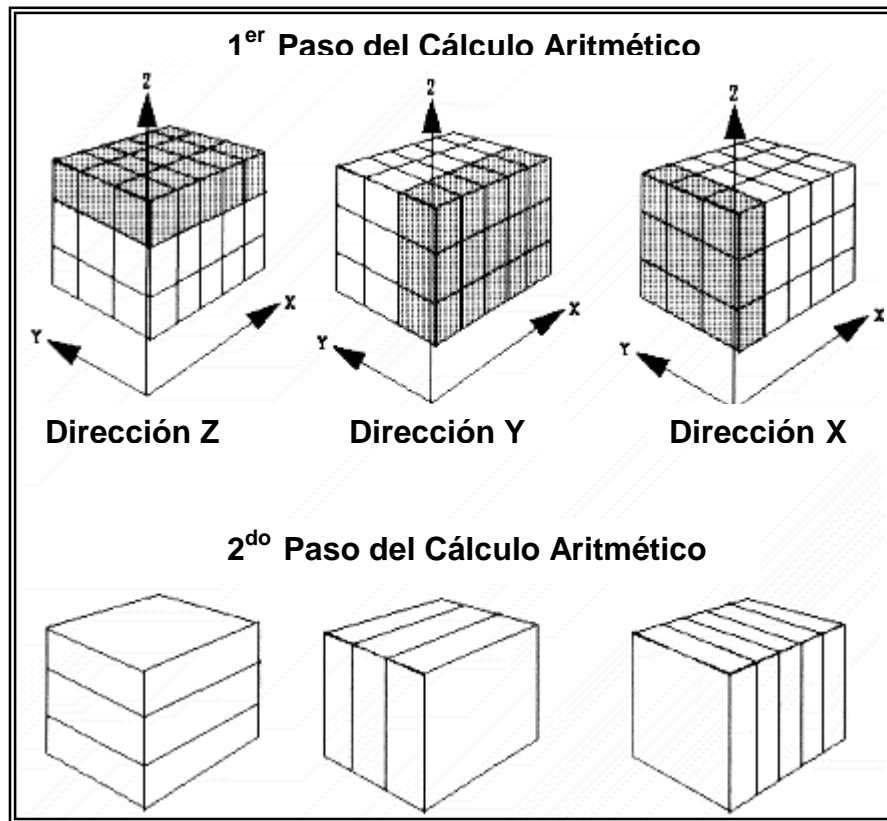


Figura 4.6 Representación de los pasos del Promedio del Escalamiento por medio Aritmético-Armónico⁴³.

⁴³ Idem.

5.1 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

Es una mezcla especializada de ingeniería de yacimientos, física, química, matemática, análisis numérico y sistemas de programación. El simulador implementa estas disciplinas en un modelo que transforma los datos medidos en comportamiento de yacimiento.⁴⁴

La simulación de yacimientos se refiere básicamente a la dinámica del flujo de fluidos en el medio poroso, pero en forma general abarca al sistema como un todo, es decir, yacimiento-facilidades de superficie y cualquier otra actividad importante con ellos relacionada. La simulación de yacimientos es el proceso de inferir el comportamiento de un yacimiento real a partir de un modelo del mismo.⁴⁵

Existen generalmente dos tipos de modelos: el modelo físico y el modelo matemático. El modelo físico es aquel que se realiza en un laboratorio, por lo general realizando modelos a escala, mientras que el modelo matemático busca emular el comportamiento de un sistema a través de ecuaciones matemáticas.⁴⁶

La simulación numérica se ejecuta con el objetivo de optimizar la recuperación bajo diferentes métodos de producción tomando en cuenta las diferentes complejidades propias de los yacimientos.

⁴⁴ Prof. José Reinaldo Villa. Notas de Clases de Ingeniería de Yacimientos V. Caracas. Universidad Central de Venezuela, Abril de 1999.

⁴⁵ Prof. Henry Pino, Notas de Clases de Ingeniería de Yacimientos V. Caracas, Universidad Central de Venezuela.

⁴⁶ Prof. Villa: Op.cit.

El procedimiento consiste en discretizar el yacimiento en un número de bloques (ver Figura 5.1), donde simultáneamente se realizan entre ellos balances de masas y energía. Este grupo de celdas ó bloques agrupados en una “malla” ó “grid” permite una representación más realista de la roca y de los fluidos en ella presentes, los cuales pueden variar sus propiedades de cualquier manera. La simulación numérica puede usarse para estudiar un yacimiento con un solo pozo ó un grupo de pozos.

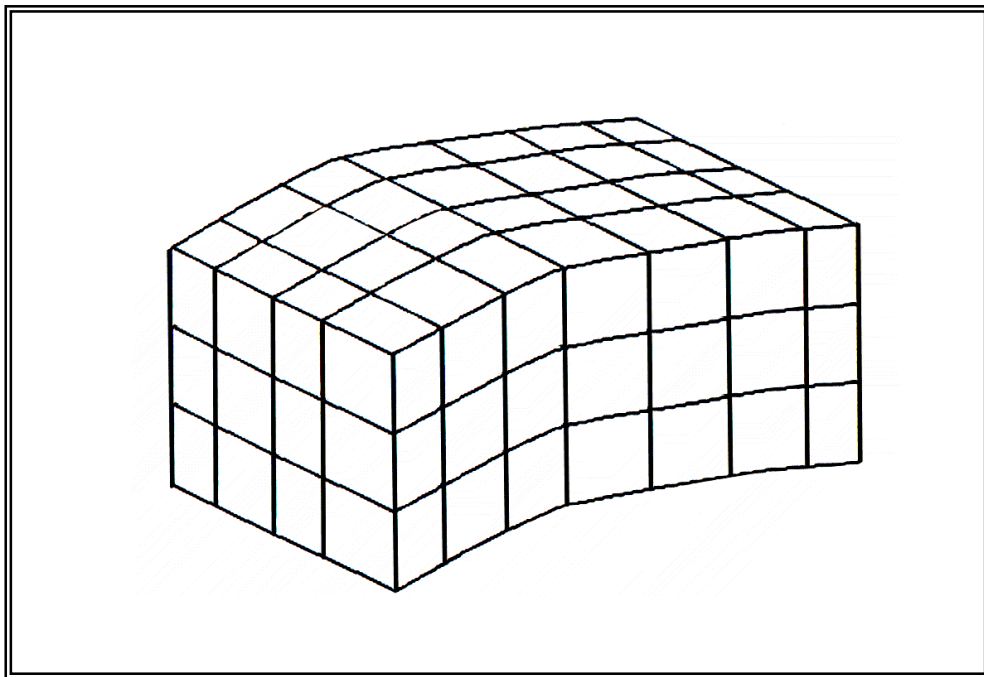


Figura 5.1 Ejemplo de una Malla de Simulación.

En la simulación numérica, el modelaje toma en cuenta⁴⁷:

- Bloques / Celdas: elementos conceptuales de volumen de yacimiento; es decir, se toma en cuenta los datos y el comportamiento de la presión y las saturaciones, la geología, las propiedades físicas y el efecto del tamaño de celda sobre presión y eficiencia de desplazamiento.
- Pasos de Tiempo: intervalos de tiempo de simulación.

⁴⁷ *Ibidem.*

- Orientación de la Malla: geometría del yacimiento. Se toma en cuenta la anisotropía de la Permeabilidad, ortogonalidad del sistema de malla y efecto de orientación.

5.2 MODELOS DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

Durante un estudio de simulación numérica de yacimientos hay que considerar cuales son los requerimientos básicos necesarios con que debe contar el simulador a fin de obtener resultados acordes con los requerimientos del proyecto. Entre los factores determinantes para la escogencia del simulador tenemos: composición de los fluidos presentes en el yacimiento, proyectos que ameriten procesos de recuperación secundaria, etc.

Existen varios modelos de simulación numérica entre ellos⁴⁸:

- **Petróleo Negro (Black Oil)**: utilizado en procesos donde no hay variación de la temperatura (isotérmicos) y se desprecian los cambios en la composición química de los fluidos presentes en el yacimiento; es decir, en un yacimiento con flujo de petróleo, gas y agua, los componentes del gas no pasarán a formar parte ni del petróleo ni del agua (o viceversa) como consecuencia de la caída de presión generada por la producción de los fluidos.
- **Composicional**: se aplica a yacimientos de gas condensado y petróleo volátil. Considera la variación de la composición de las fases con presión; es decir, permite estudiar los procesos en los que la composición de los fluidos varía a medida que se agota el yacimiento (caídas de presión).
- **Procesos Térmicos**: se aplica a procesos de recuperación secundaria que involucren transferencias de calor y reacciones químicas durante la producción de los fluidos presentes en el yacimiento. La Inyección Alternada de Vapor

⁴⁸ Idem.

(IAV), Inyección con Vapor (ICV), Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD) y combustión en sitio son algunos de los procesos que pueden ser modelados con esta herramienta.

- **Procesos Químicos:** Se utilizan en yacimientos en los cuales es necesario estudiar el efecto de la inyección de polímeros o surfactantes, emulsiones, geles, compuestos alcalinos. Considera el transporte de masa debido a dispersión, absorción, filtración, cinética de reacción y cambios en el comportamiento de fases.
- **Procesos Miscibles:** Se utilizan en casos donde se produce desplazamiento de crudo por procesos miscibles. Un caso típico se produce en crudos pesados donde se inyectan diluentes con el fin de disminuir la viscosidad del crudo y aumentar las tasas de producción de los pozos.

5.3 VENTAJAS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA

- Permite entender de Geología y flujo en los yacimientos.
- Ayuda a ingenieros y geólogos a tomar decisiones en la perforación y operación de pozos.
- Mejora el plan de desarrollo de los yacimientos.
- Mejora la eficiencia de producción.
- Es una herramienta en la negociación de campos.
- Permite evaluar nuevas estrategias de explotación.

5.4 OBJETIVOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS⁴⁹

El propósito fundamental de una simulación numérica de yacimientos, es estimar la recuperación final de petróleo del área sometido a una variedad de

⁴⁹ Ings. H. Pino y J.C. Villar. Curso Básico de Simulación Numérica de Yacimientos (Modelaje Numérico)". Ingeniería TecnoSinergia. Caracas Abril de 2001.

esquemas de producción. Para cumplir con estos objetivos, los simuladores numéricos convencionales permiten:

- Cálculo del Petróleo Original en sitio (POES).
- Cálculo de reservas.
- Diseñar y comparar procesos de recuperación secundaria con agotamiento natural.
- Comparación de esquemas de inyección de agua y/o gas
- Evaluación del efecto de espaciamiento y localización de los pozos.
- Recomendación de nuevas perforaciones.
- Comparación entre pozos verticales y horizontales.
- Ilustrar de la manera más adecuada los procesos de desplazamiento que ocurren en el yacimiento.
- Analizar y evaluar diferentes esquemas de explotación que permitan adoptar la mejor configuración para obtener un mejor aprovechamiento de los hidrocarburos presentes en el yacimiento.

5.5 ETAPAS EN EL PROCESO DE SIMULACIÓN ⁵⁰

El proceso de simulación de yacimiento se puede dividir en varias etapas con el fin de evaluar el comportamiento actual y futuro del yacimiento, optimizando el tiempo de proceso.

- **Etapas de recolección y análisis de datos:** es una de las etapas más importantes, pues en ella se logra determinar cuanta información se dispone del yacimiento en estudio, y a la vez si es representativa de las condiciones del mismo. Los datos requeridos para una simulación se pueden agrupar de la siguiente forma: propiedades de los fluidos (análisis PVT), propiedades de la

⁵⁰ N. Sanchez, C. Martinez, and A. Rattia. Maraven S.A. "Methodological Approach for Reservoir Simulation". Society of Petroleum Engineers (SPE) 23616. Marzo 1992.

roca, propiedades o interacciones roca-fluido, data de producción, historia de completación de pozos y modelo estático del yacimiento.

- **Preparación de los datos para la simulación:** la data original que debe ser incluida al simulador por medio de un archivo, de tal forma que sea capaz de procesar la información. La data que originalmente se suministra al simulador es la que el equipo de trabajo considera como la que mejor describe al yacimiento. Eso implica que tendrá que ser modificada hasta que el simulador reproduzca razonablemente el comportamiento histórico del yacimiento.
- **Inicialización y Equilibrio:** estas dos etapas están estrechamente relacionadas entre sí. La inicialización busca descubrir y resolver las posibles inconsistencias que puedan presentar los grupos de datos cuando interactúan como un todo en la conformación integral que se busca en el modelo de yacimiento; en el equilibrio se busca balancear las fuerzas que actúan en el modelo y tratar de reproducir lo mas cercanamente posible el estado inicial del yacimiento. Esta etapa permite la validación del modelo a través del cálculo de los fluidos en sitio en el yacimiento y estabilizar (equilibrar) la distribución de saturaciones y presiones iniciales.
- **Cotejo Histórico:** es una forma de representar el comportamiento histórico del yacimiento, mediante la alimentación al simulador de los datos históricos de producción, inyección de fluidos (si existe un proceso que lo amerite), y dejar que el simulador calcule el comportamiento de presión, la relación gas petróleo (RGP) y corte de agua. Para lograr esto generalmente es necesario hacer ajustes a parámetros del yacimiento, algunos de los cuales pueden ser: las curvas de permeabilidad relativa, curvas de presión capilar, los datos PVT y datos geológicos. El cotejo histórico es un proceso necesario para poder realizar algún tipo de predicción confiable.

- **Predicción:** luego de lograr un cotejo histórico adecuado, el modelo debe de pronosticar el comportamiento futuro del yacimiento; esto hace necesario pasar a la etapa de predicción, en la cual se procede a simular el comportamiento del yacimiento a tiempos futuros cuando pudiera ser sometido a varios esquemas de producción. Esta herramienta permite realizar y evaluar esos diferentes esquemas de producción y seleccionar cual de ellos representa la mejor opción económica y técnica, que permita recuperar la mayor cantidad de hidrocarburo al menor costo posible, tomando en cuenta: el comportamiento futuro del yacimiento bajo agotamiento natural e inyección de gas o agua, determinar el efecto del espaciado de los pozos, definir esquemas de completación de pozos en otras capas del yacimiento, etc.

5.6 SIMULADOR ECLIPSE ⁵¹

Uno de los factores que se debe tomar en cuenta para obtener resultados fiables en la simulación de yacimientos es seleccionar de manera adecuada el tipo de simulador a utilizar, basándose para su escogencia en los requerimientos mínimos que amerite el caso en estudio. En este caso en particular el simulador que mejor se adapta a la naturaleza del yacimiento, fluidos presentes en él y los mecanismos de producción imperantes en el área de estudio, es un simulador de petróleo negro, en este caso fue seleccionado el simulador **ECLIPSE**.

El simulador **ECLIPSE** es un procesador numérico que permite cubrir todas las etapas de la simulación mediante la lectura de un archivo de datos, que a su vez está dividido en varias secciones, a través de las cuales es posible introducir al simulador todas las condiciones necesarias para el modelaje numérico.

⁵¹ Eclipse 100 Reference Manual, Intera, 1993 England. Págs.3-7, 3-23.

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

6.1 CUENCA BARINAS-APURE

La Cuenca Barinas-Apure se encuentra ubicada en la parte centro-occidental de Venezuela (ver Figura 6.1). El Alto del Baúl constituye el límite oriental de la cuenca; el límite sur-este está constituido por las rocas Precámbricas del Macizo Guayanés; al nor-oeste la Cordillera Andina forma el límite tectónico de la cuenca, que se extiende hacia el suroeste bajo los llanos de Arauca y Apure.⁵² La roca madre por excelencia son las lutitas de la Formación Navay, de edad Cretácico Tardío, cuyas facies son equivalentes lateralmente a las lutitas de la Formación La Luna.

La Cuenca Barinas-Apure está constituida por las formaciones Río Negro, Aguardiente, Escandalosa y Navay, pertenecientes al período Cretácico. Las formaciones Gobernador y Pagüey pertenecen al período Terciario, de edad Eoceno.

Los campos petrolíferos principales de la cuenca se encuentran distribuidos de la siguiente manera, (ver figura 6.1 y tabla 6.1):

Tabla 6.1
Campos Petrolíferos de la Cuenca Barinas-Apure.

Barinas	Silvestre, Silván, Sinco, Páez-Mingo
Apure	Guafita, La Victoria

⁵² La Industria Venezolana de los Hidrocarburos. Ediciones del CEPET, Tomo 1, Págs. 2-228;2-229.

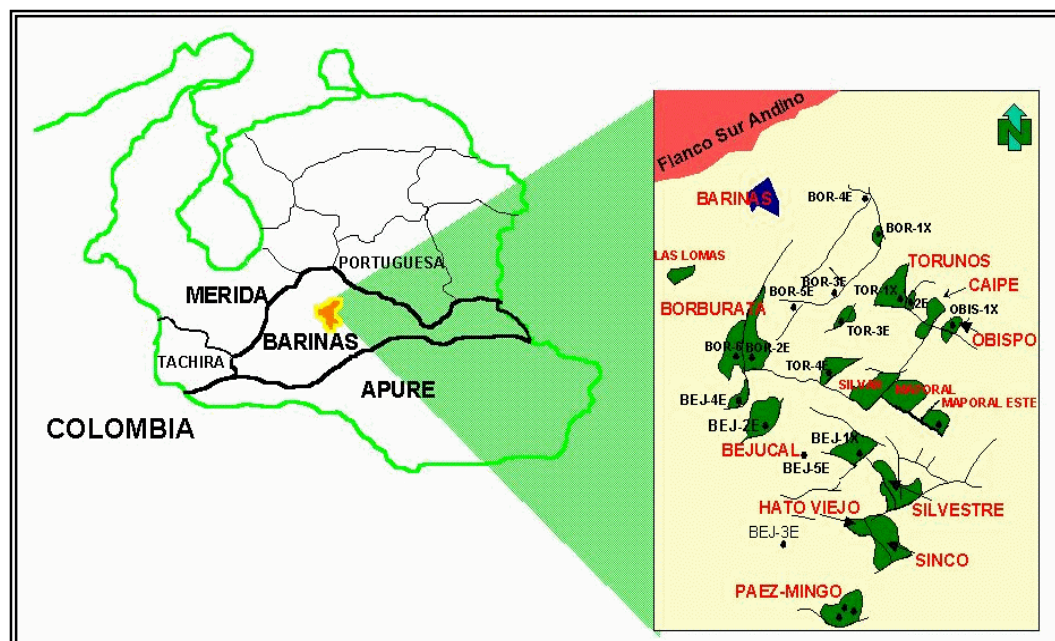


Figura 6.1 Ubicación Geográfica de los Campos de Barinas.

Las principales arenas productoras de petróleo se encuentran en las formaciones Escandalosas (Miembro "P") y Gobernador (miembros "A-B" y "C"). En la Formación Escandalosa se ha reportado la producción de crudos medianos, cuya densidad varía de 22 a 30 °API; mientras que en la Formación Gobernador se conoce la producción de crudos que van desde pesados, con una densidad de 10 a 21,9 °API, a crudos medianos.

6.2 FORMACIÓN GOBERNADOR

La región central de la Cuenca de Barinas se vio afectada por un largo período de erosión. Posterior a este evento, durante el Eoceno ocurrió una invasión marina que originó la sedimentación de las formaciones petrolíferas Gobernador y Pagüey.

La Formación Gobernador está constituida por areniscas de origen costeras con influencia fluvial que consisten en arenas cuarzosas con estratificación cruzada, conglomerados y lutitas carbonosas, en capas de espesor variable. Está formación a su vez está dividida en el Miembro C, el Miembro A-B y el Miembro Masparrito. Dicha formación se considera una secuencia transgresiva que va desde ambientes fluvio-deltaicos en su base (Miembro C) a un ambiente marino costero hacia el tope (Miembro A-B y Miembro Masparrito).⁵³

Las areniscas de la Formación Gobernador fueron depositadas como clásticos basales de la trasgresión marina en aguas someras cercanas a la zona de inundación de mareas. Son predominantes las barras playeras, intercaladas con breves períodos ambiente de laguna o pantano. Hacia el sur de la cuenca, la depositación se hace más continental, predominando un ambiente de llanura deltaica.

La Formación Gobernador es de un espesor promedio 220 pies, presenta buena continuidad lateral y buena respuesta en los registros eléctricos y Gamma Ray. Las arenas A-B se presentan continuas en toda el área y son reconocibles en todos los pozos que la perforan. Hacia el área de estudio se puede diferenciar la Arena B, siendo ésta la correspondiente al tope del Miembro A-B. La arena representa una transición de ambiente costero a ambiente marino muy somero, constituyendo cuerpos muy continuos lateralmente y que erosionan parcialmente las arenas de C superior.⁵⁴

Desde el campo Sinco hacia el norte, el tope de la Formación Gobernador se identifica con un desarrollo de calizas arrecifales (Miembro Masparrito). La Formación Gobernador, incluyendo el área de Masparrito, promedia 93 metros de espesor en pozos exploratorios del área de Barinas, 42 metros en el campo Silvestre, 50 metros en el campo Sinco y 61 metros a través de toda la cuenca.

⁵³ Evaluación de Formaciones en Venezuela, Schlumberger año 1997.

⁵⁴ Ediciones del CEPET: Op.cit., pág 2-231.

Las areniscas pertenecientes a la Formación Gobernador contienen una acumulación de petróleo original en sitio en el orden de los 856 MMBbls distribuido en los miembros A-B y C. El intervalo compuesto por A-B tiene más del 90 % del petróleo en sitio; en algunos sectores las areniscas están poco consolidadas y contienen un porcentaje de arcillas que dificultan la extracción de los crudos.⁵⁵

Los campos Hato y Sinco están localizados en la parte centro-occidental de la Cuenca Barinas-Apure. Como se dijo anteriormente, los principales yacimientos corresponden a las formaciones Escandalosa y Gobernador.

6.3 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

El yacimiento en estudio presenta 8 pozos productores. Es una trampa anticlinal suave (deformación de las capas, que les da pendientes contrarias, divergentes a partir de la cumbre, y como consecuencia, una forma cóncava hacia la base, lugar ideal para la acumulación de hidrocarburos) de orientación N-S. El yacimiento está limitado al Sur por una falla reportada por Feo Codecido (1977) cuya posición exacta es incierta, tiene una orientación E-NE, con saltos promedios de 400 pies y variables a lo largo de su traza. Es una falla casi vertical, haciendo difícil definir el sentido de movimiento vertical, sin embargo se interpreta inversa aunque puede haber dudas al respecto. El límite Norte viene dado por una falla normal que actúa como sello para las arenas B de la Formación Gobernador, de rumbo N-E y cuyo salto varía entre los 50 y 100 pies. El yacimiento está cortado parcialmente por fallas normales de orientación E-NE de salto poco considerable unidas por una falla de orientación N-O menor. El contacto agua petróleo original (CAPO) se estimó @ 8635 pbnm.

⁵⁵ Ediciones del CEPET: Op.cit., pág 2-232.

METODOLOGÍA DE TRABAJO

El modelaje estocástico de yacimientos proporciona información referente a la distribución de los cuerpos sedimentarios, límites y arquitectura del yacimiento, distribución de las propiedades petrofísicas, basado en el conocimiento e interpretación de la información proveniente de los registros eléctricos, archivos de pozos, modelos de distribución espacial de las propiedades del yacimiento (variografía) y cualquier otro tipo de información que pueda ser utilizado para generar un modelo estático confiable del yacimiento.

El resultado de la simulación estocástica es un modelo geoestadístico de alta resolución que busca representar las heterogeneidades del yacimiento y la distribución de las propiedades que gobiernan el flujo de fluidos a través del medio poroso, o dicho de otra manera, una representación lo más realista posible del yacimiento.

Antes de generar el modelo estocástico, es preciso realizar una serie de estudios previos que permitan determinar el comportamiento y la confiabilidad de los datos a utilizar; para ello es preciso realizar un análisis estadístico descriptivo que permita establecer características estadísticas de los atributos petrofísicos (porosidad y permeabilidad). Por otro lado es importante estudiar el análisis de continuidad de los atributos petrofísicos, mediante el estudio de los variogramas experimentales y su adaptación a los modelos ya conocidos que puedan ser manejados por los programas geoestadísticos. Para la realización de estos estudios se utilizará el programa GSLIB desarrollado por la Universidad de Stanford.

En la figura 7.1 se muestran un flujograma con las etapas que describen la

metodología que se debe aplicar en el estudio de yacimientos que presentan características similares al estudiado en este trabajo especial de grado, como son yacimientos subsaturados, con baja relación gas petróleo (menores a 50 PCN/BN) y con una presión de burbujeo muy baja (entre 100 y 500 LPC) y un acuífero asociado capaz de aportar energía suficiente al yacimiento para que la presión se mantenga por encima a la de burbujeo (no hay declinación notoria de la presión, el acuífero repone la totalidad de los fluidos producidos en el yacimiento) durante toda la etapa de producción.

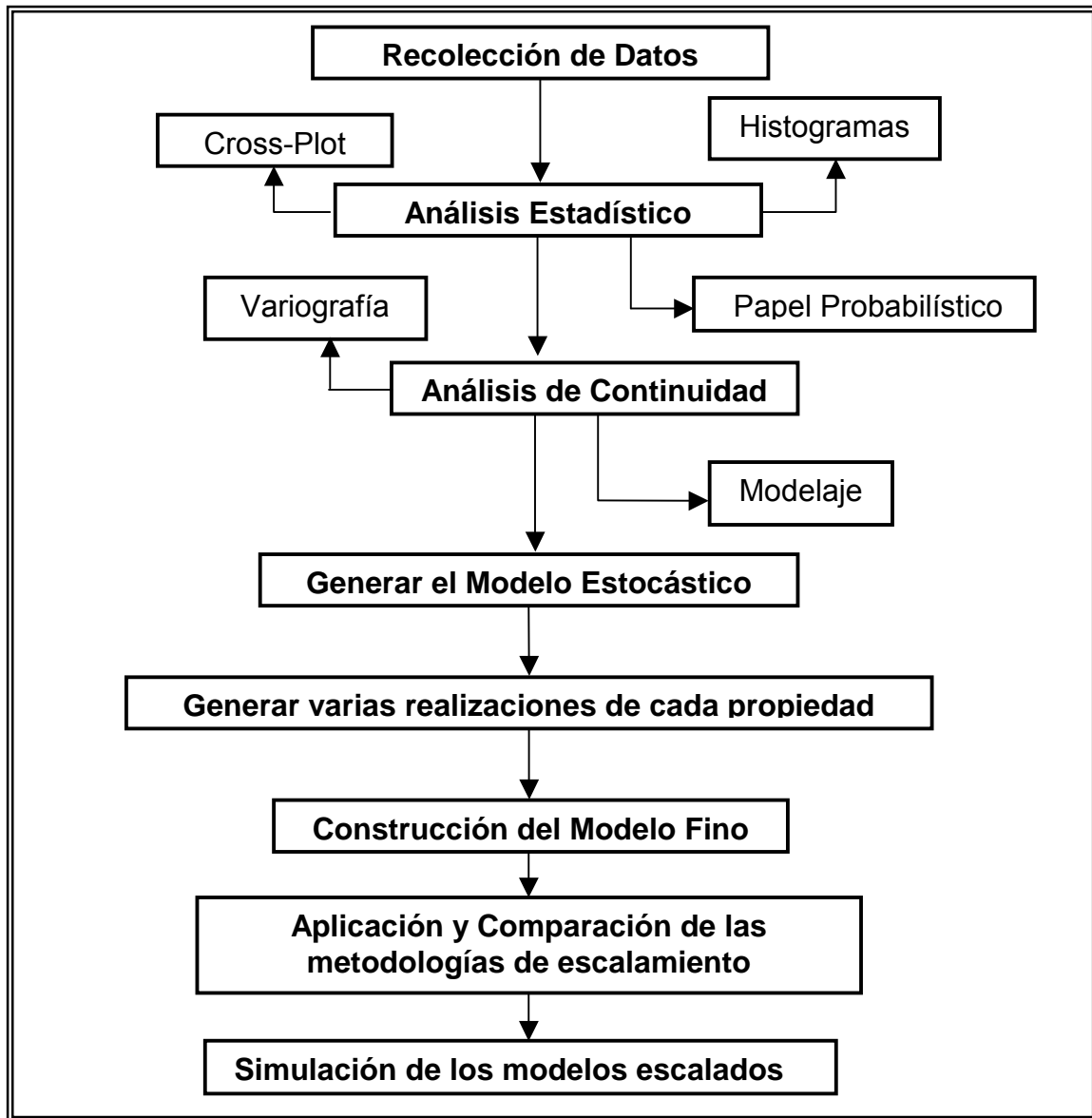


Figura 7.1 Flujograma de Actividades

1. Generar los Archivos de Datos: a partir de los archivos obtenidos como resultado de la evaluación petrofísica, fue necesario generar los archivos de datos en formato ASCII para cada uno de los pozos presentes en el yacimiento por individual y en conjunto, de manera tal que pudieran ser manejados por la librería de programas del GSLIB el cual será utilizado para el análisis de la continuidad espacial de los atributos petrofísicos, y válido para el programa geoestadístico PETREL, utilizado para el modelaje estructural y de las propiedades petrofísicas. La información inicial que se extrae; por lo general de los resultados de la evaluación petrofísica de cada pozo (para el caso estudiado se utilizarán 8 pozos), son los valores pie a pie de volumen de arcillosidad (Vshale), porosidad y permeabilidad.

2. Análisis Estadístico Descriptivo: una vez generados los archivos se procederá a la realización de los histogramas de frecuencia para la porosidad y la permeabilidad con la finalidad de determinar el comportamiento y confiabilidad de los datos a utilizar en la creación de modelo estático del yacimiento; así mismo el rango de valores en que se encuentran distribuidos las propiedades; gráficos en papel probabilístico de las variables de interés, que se utilizan como referencia para verificar si los histogramas presentan una distribución normal (gaussiana), y gráficos de correlación (“cross-plots”), con la finalidad de efectuar comparaciones entre variables y observar las anomalías que puedan presentarse durante el estudio.

3. Análisis de Continuidad: en esta sección se procederá a establecer el comportamiento espacial de los atributos mediante la utilización del módulo de variografía con el que cuenta el programa GSLIB. Los variogramas verticales se deben calcular para cada pozo y de forma global. El cálculo del variograma experimental para cada atributo se realizará inicialmente de forma omnidireccional. Se seleccionó este tipo de variograma, ya que éste no toma en cuenta la dirección; para ello es suficiente fijar una dirección arbitraria y seleccionar una tolerancia y un ancho de banda lo suficientemente grande para abarcar toda el

área en estudio, en la figura 7.2 se muestra un ejemplo de un variograma omnidireccional. De esta forma, el parámetro que influye en el cálculo de este variograma es la distancia de separación entre las muestras, por lo tanto dicho parámetro debe ser sensibilizado hasta obtener el variograma global (ya que usa de una vez toda la información) que revela un posible patrón de conducta del atributo.

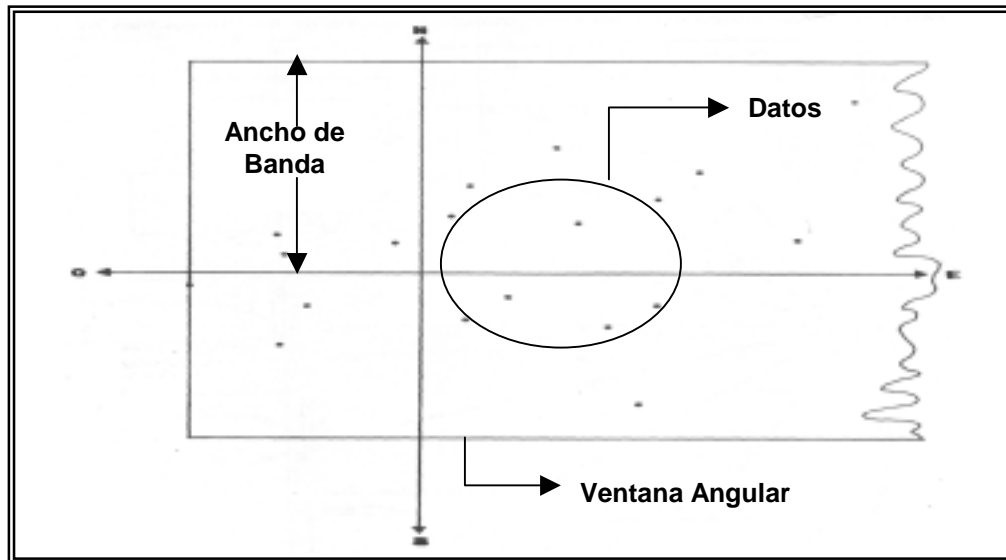


Figura 7.2 Variograma Omnidireccional ⁵¹

En la construcción de los variogramas se deberán sensibilizar diferentes direcciones, medidas en sentido horario desde el norte, para establecer en cual de estas direcciones se observa una mayor continuidad en la variabilidad de los atributos. En la figura 7.3 se muestra un ejemplo del cálculo del variograma experimental en diferentes direcciones. Perpendicular a esta dirección se definirá la dirección de menor continuidad, que servirá para generar la elipsoide de anisotropía mostrado en la figura 7.4. El cociente entre el rango de menor y mayor continuidad, definirá el coeficiente de anisotropía. Se trabajará con el tipo de semivariograma tradicional y el “pairwise relative”. A los variogramas

⁵¹ González R.: Op.cit.

experimentales que se obtengan, se le debe adaptar un modelo matemático para que puedan ser manejables por los programas de estimación y/o simulación.

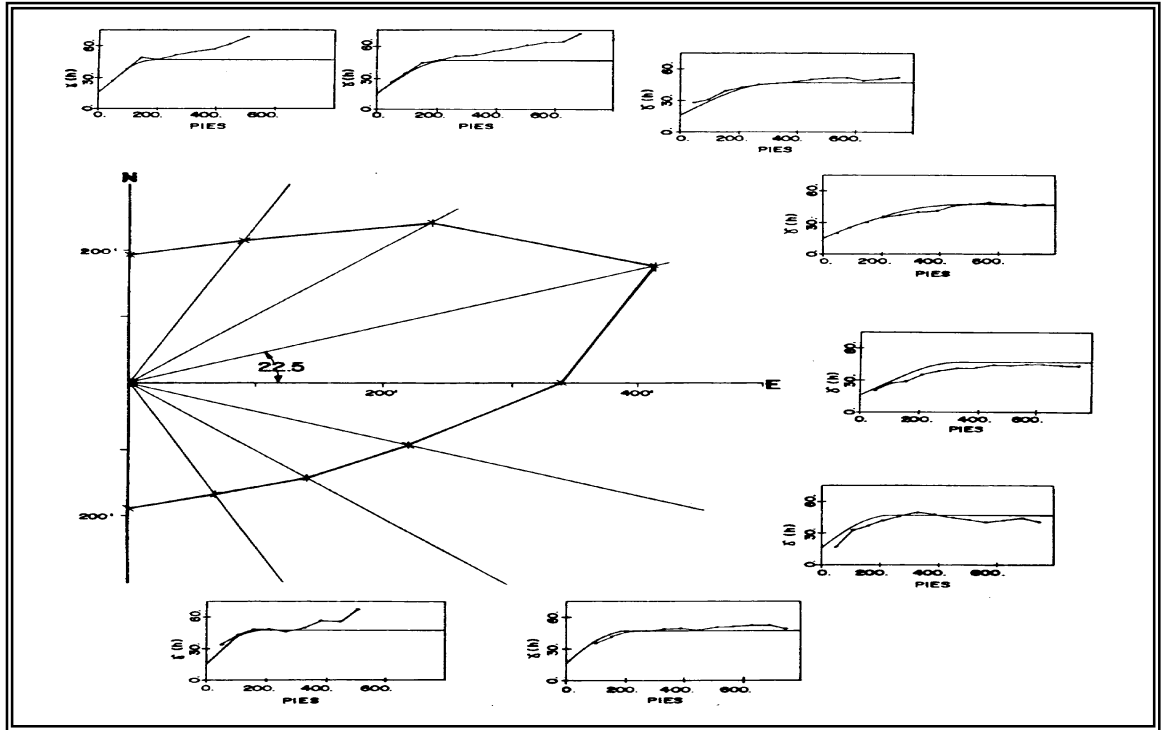


Figura 7.3 Cálculo del variograma experimental en diferentes direcciones ⁵²

⁵² Idem.

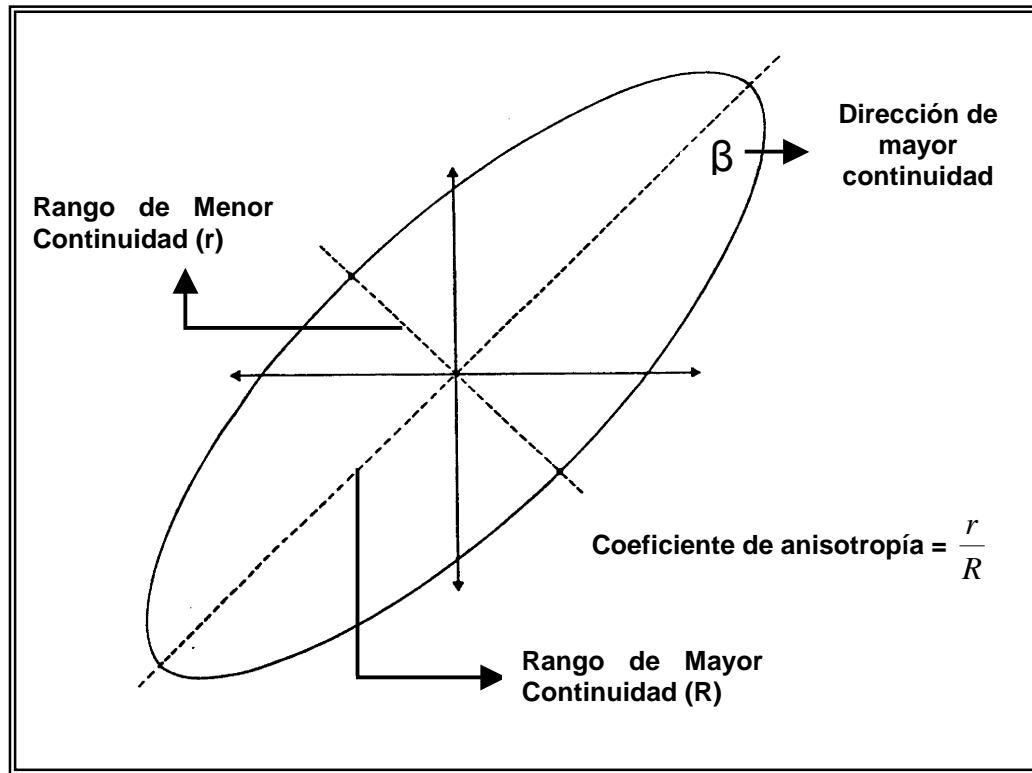


Figura 7.4 Elipsoide de Anisotropía ⁵³

4. Selección de los Modelos a Utilizar: debido a la gran cantidad de datos, el estudio de continuidad espacial vertical de los atributos se realizará a diferentes distancias de separación entre las muestras (ver Figura 7.5), y definir cuál de estas configuraciones aporta una mejor calidad de información; es decir, cuál de ellas representa de una manera más clara y precisa la información de la continuidad espacial de los atributos en estudio.

⁵³ Idem.

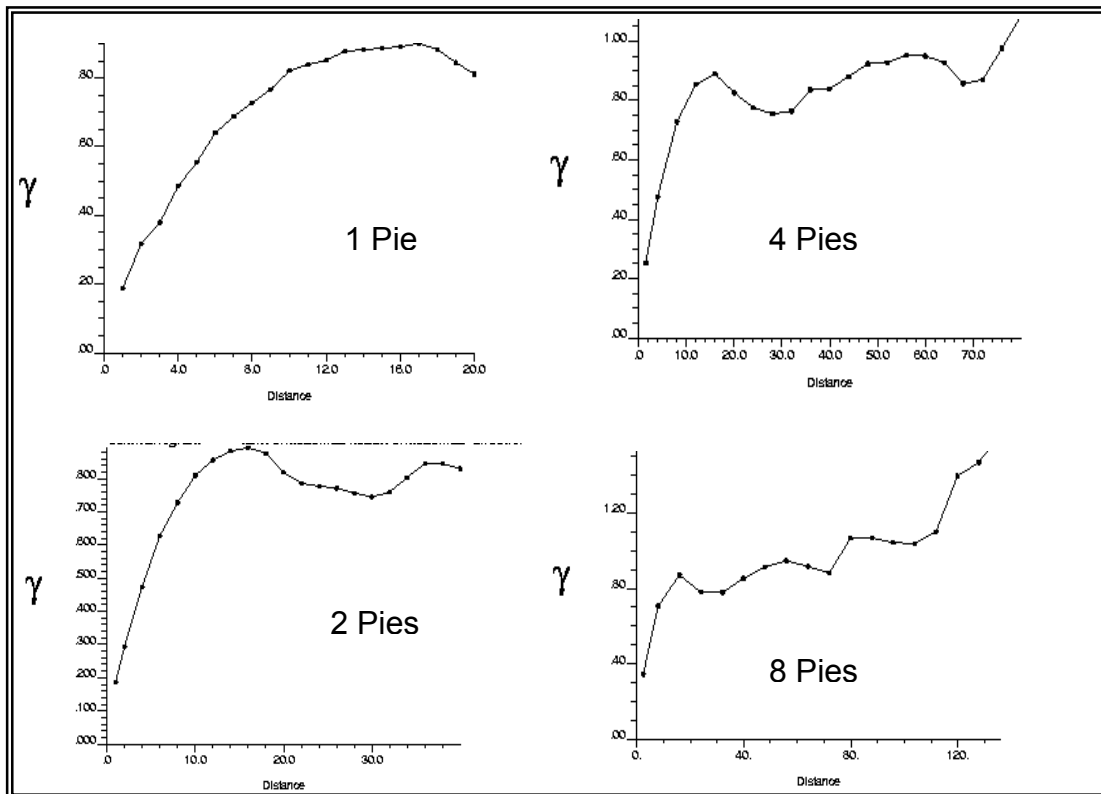


Figura 7.5 Variogramas Experimentales de la Permeabilidad a diferentes distancias de separación entre las muestras.

5. Modelaje de los Variogramas Experimentales: una vez encontrado el variograma experimental, se procederá al modelaje de los mismos; es decir, adaptar el variograma experimental a los modelos teóricos conocidos, manejables por el programa geoestadístico. El ajuste de los variogramas experimentales se logra variando los parámetros que definen la estructura del variograma teórico (efecto pepita, meseta y rango) hasta que se logre un modelo que se ajuste lo mejor posible a los puntos del variograma experimental y que logre capturar la tendencia de los puntos que conforman dicho variograma. En la figura 7.6 se muestra un ejemplo de cómo el variograma teórico se ajusta al variograma experimental. Cuando el rango varía en función de la dirección y la meseta permanece constante se produce un tipo de anisotropía conocida como

anisotropía geométrica. Si la meseta es variable en términos de las direcciones propuestas y el rango permanece constante se tiene la denominada anisotropía zonal. El modelaje de variogramas permite crear patrones de conducta de la variabilidad espacial de los atributos para cualquier distancia de separación entre las muestras.

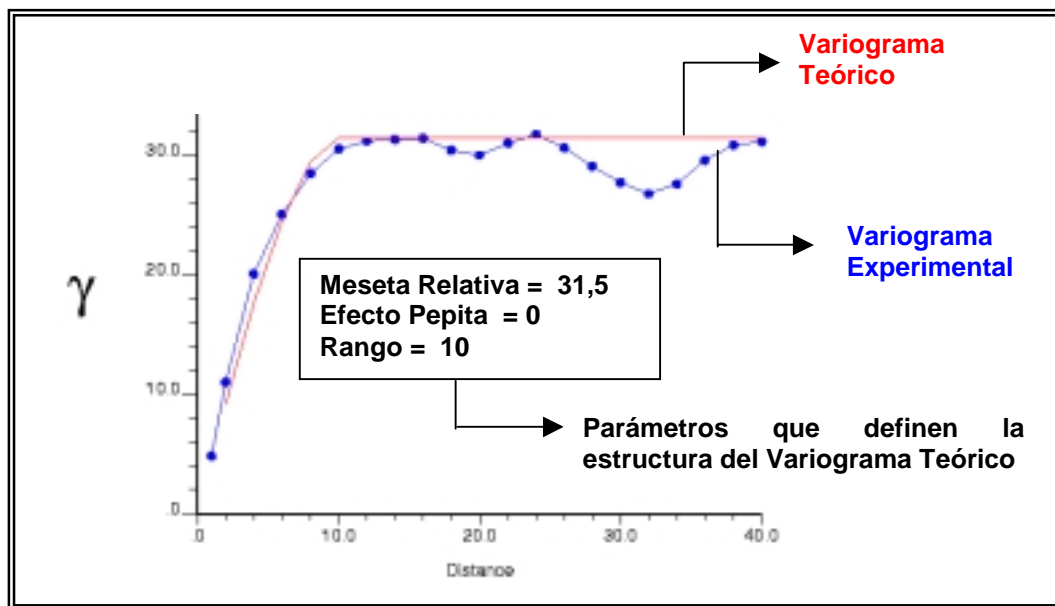


Figura 7.6 Modelaje del Variograma Experimental de la porosidad con un Variograma Esférico.

6. Modelaje Estructural: como primer paso se procederá a la carga de la información (registros de los pozos, ubicación de los mismos dentro del yacimiento, topes y base de la estructura, etc) al “software” a utilizar en esta etapa de la investigación. Con esta información se pueden identificar la geometría, la orientación y distribución de los cuerpos sedimentarios presentes en el yacimiento. Si se dispone de información aportada por la sísmica 3-D, se podrá delimitar la superficie o tope del yacimiento. Se procederá a la creación de la malla y para ello es necesario definir arealmente las dimensiones de la misma; es decir, seleccionar el número de celdas en cada dirección y la longitud de cada una de ellas. Otro aspecto importante en la definición areal de la malla es la orientación de las

celdas; dicho de otra manera, colocar las celdas en la dirección de mayor continuidad de los atributos que gobiernan el flujo de fluidos (porosidad, permeabilidad, etc), lo que hace suponer una dirección preferencial al flujo. De no ser así, el fluido en el simulador tendría que atravesar en forma de zig-zag cada una de las celdas, lo que hace que la solución de las ecuaciones de flujo se complique ya que el fluido no se desplaza en una sola dirección. La figura 7.7 ilustra cada una de las situaciones descritas anteriormente.

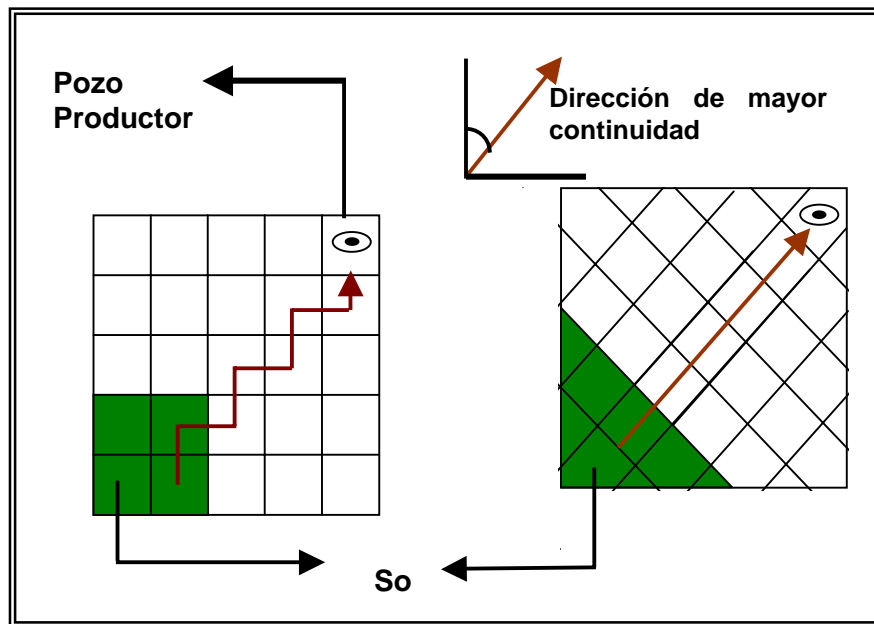


Figura 7.7 Representación gráfica de la trayectoria del fluido a través de la malla de simulación.

Una vez definida arealmente la malla se procederá a la creación de los horizontes, o lo que es lo mismo, la delimitación vertical del yacimiento mediante la creación de al menos dos superficies estructurales. Como etapa final del modelaje estructural se procederá a la definición de las capas (layers) presentes en el yacimiento. Esto permitirá afinar el modelo para la representación del yacimiento. Por contener un gran número de celdas, proporcionará una información más precisa y confiable de las heterogeneidades de la acumulación. Éste será considerado como el modelo fino del yacimiento.

7. Modelaje de las Propiedades Petrofísicas: en esta sección se procederá mediante algoritmos geoestadísticos, a la creación de varias distribuciones espaciales (realizaciones) de los atributos porosidad y permeabilidad a partir de datos puntuales obtenidos de los registros de cada pozo. La construcción de los modelos de alta resolución de un atributo se realizará mediante la utilización de la Simulación Secuencial Gaussiana que se basa en considerar que el atributo estudiado cumple ciertas condiciones del modelo estadístico normal o también conocido como Gaussiano, y utiliza los valores originales disponibles y los valores simulados previamente. Este método sigue una secuencia para estimar el valor del atributo una sola vez en cada celda utilizando para ello los datos originales y los simulados. Dicha secuencia se establece aleatoriamente mediante la introducción de un valor llamado semilla o "seed", la cual indica la ruta para realizar la evaluación de cada escenario. El primer paso es establecer los parámetros (efecto pepita, rango y meseta) del modelo matemático que mejor se adapta al variograma experimental. Otros datos de interés para esta etapa de la investigación son las direcciones y los rangos de mayor y menor continuidad en la distribución de los atributos (porosidad y permeabilidad), los cuales definen el coeficiente de anisotropía, que a su vez permite construir el elipsoide de anisotropía.

8. Determinación del Modelo Fino a Utilizar: una vez generados los modelos equiprobables (realizaciones) es necesaria la construcción de un sólo escenario que tome en cuenta, de alguna manera, el comportamiento de cada uno de los modelos anteriormente mencionados para el estudio dinámico del yacimiento. Para esto se utilizará una de las opciones disponibles en el programa GSLIB, el procesador "Postsim", el cual permite generar un escenario central que tomará en cuenta el comportamiento de cada escenario mediante el uso de la función de distribución acumulativa condicional; para ello se recomienda utilizar la mediana de todos valores simulados (percentil 50) en cada una de las celdas que conforman la malla del modelo fino, ya que este parámetro estadístico no se ve afectado por los valores extremos. Después de haber obtenido el resultado

arrojado por el procesador, se utilizará el programa geoestadístico PETREL para cargar las distribuciones de las diferentes propiedades (porosidad y permeabilidad) y poder definir de esta manera el modelo fino a utilizar. Una vez cargadas las propiedades se calculará a través del programa geoestadístico el petróleo original en sitio de manera volumétrica.

9. Estudio Dinámico del Modelo Fino en el Simulador ECLIPSE: Una vez construido el modelo fino, éste es exportado en archivo con el formato apropiado para ser utilizado en un simulador numérico. Este archivo incluye a través de palabras claves (“Keywords”), la geometría de la estructura geológica (“grid” o malla) del yacimiento, y las propiedades de porosidad y permeabilidad para cada celda de la malla. Al simulador numérico de yacimientos se le deben suministrar datos del análisis PVT de cada fluido presentes en la acumulación, además de cargar los datos reales de producción, las curvas de permeabilidad relativa y los eventos relacionados con las perforaciones y cierres de cada uno de los pozos. En la tabla 7.1 se muestran los datos que deben ser cargados al simulador para efectuar un estudio dinámico del yacimiento. Como primer paso se realizará una primera corrida sin incluir la data de producción con el fin de verificar los volúmenes de hidrocarburo en sitio, presión estática y distribución de saturaciones de los fluidos presentes en la acumulación (inicialización y equilibrio). Tomando en cuenta las dimensiones del mallado y el modelaje de las propiedades petrofísicas (permeabilidades relativas, presiones capilares, contactos entre los fluidos presentes en el yacimiento, etc) se obtendrá un valor del POES calculado de manera volumétrica. Se asumirá un comportamiento areal de la permeabilidad, tal que las componentes en las direcciones X e Y tuvieran el mismo valor ($K_x = K_y$); para la dirección vertical se asumirá en este caso una relación de permeabilidades $K_v/K_h = 0.7$ (valor tomado en base a estudios previos realizados en el área). En el modelo de simulación fue definido un acuífero de fondo lo suficientemente grande (activo) capaz de aportar energía al yacimiento de manera tal que el agotamiento de la presión por efecto de la producción represente la historia real. Una vez realizada la etapa del equilibrio, se ejecutará un segundo modelo en el cual se

le añadirán al archivo de datos los datos de producción (pozos, eventos, historias de producción, etc) para luego simularlo y así obtener un cotejo que sirva como patrón de comparación y de esa manera poder establecer conclusiones y recomendaciones.

Tabla 7.1
Información necesaria para realizar la simulación.

Datos suministrados al simulador		
Información Estructural y Geológica	Información de Yacimiento	Información de Pozos
<p>Mapas</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estructurales al tope de cada arena. • Isópacos de cada arena. • Isopropiedades (Φ, K, ANT, ANP, Sw_i, otros). <p>Información Geológica</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dirección preferencial de los canales de flujo • Ambientes de deposición • Profundidad de los contactos (CAPO, CAP, CGPO, CGP). 	<p>Propiedades Roca</p> <p>Fluido</p> <ul style="list-style-type: none"> • Curvas de Permeabilidades Relativas. • Datos de compresibilidades (roca, petróleo y agua). • Curvas de presión capilar. <p>De los Fluidos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estudios PVT. • Profundidad de referencia (Datum). • Gravedad API del fluido. • Solubilidad del gas. 	<p>Producción</p> <ul style="list-style-type: none"> • Historia de producción validad (tasas, acumulados, días de producción). <p>Presiones</p> <ul style="list-style-type: none"> • Presiones de los pozos (estáticas, “Build-Up”). <p>Completaciones</p> <ul style="list-style-type: none"> • Arenas completadas • Características de los pozos (radio del pozo, longitud, desviación). • Coordenadas. • Tipos de pozos (vertical, horizontal y desviado).

10. Escalamiento del modelo geoestadístico: una vez logrado el mejor cotejo del modelo fino, se llevará a cabo el escalamiento del mallado. Se estudiará la influencia tanto del escalamiento vertical como el horizontal. En el escalamiento vertical se realizarán variaciones en el número de capas que conforman el mallado; la variación horizontal se llevará a cabo mediante cambios en el tamaño areal de la celda, de esta manera se podrán realizar comparaciones entre la simulación del modelo fino y las simulaciones de los modelos escalados, que permitirán establecer con cual de estos cambios se pueda lograr un mejor cotejo. Los cambios horizontales se verán limitados por la distancia de separación entre los pozos, ya que una de las restricciones del simulador es que dos pozos no deben estar en una misma celda. Para los cambios verticales no hay ninguna limitación en poder reducir el número de capas. Cada uno de estos nuevos modelos escalados del yacimiento se llevarán al simulador para obtener así los resultados del comportamiento dinámico de los mismos. Estos resultados serán comparados (cotejados) tanto con la historia real de producción como con el comportamiento dinámico del modelo fino (no escalado).

11. Simulación de los Modelos Escalados: Se efectuarán un total de treinta y cinco (35) corridas; veinte (20) de las cuales fueron aplicadas para estudiar la influencia del escalamiento vertical, las otras quince (15) para evaluar la influencia del escalamiento horizontal.

12. Análisis de la Dispersión: El cálculo de la dispersión entre las curvas, se calculará mediante la aplicación de la siguiente expresión:

$$Dispersión = \frac{\sum (y_2 - y_1)}{\sum_{i=1} N_t} \quad \text{Ecuación 7.1}$$

Donde:

y_1 = valor leído en el eje y de la curva 1 @ t_i .

y_2 = valor leído en el eje y de la curva 2 @ t_i .

Nt_i = espacios de tiempos.

En la figura 7.8 se muestra gráficamente un ejemplo del cálculo de la dispersión entre dos curvas para un instante T_1

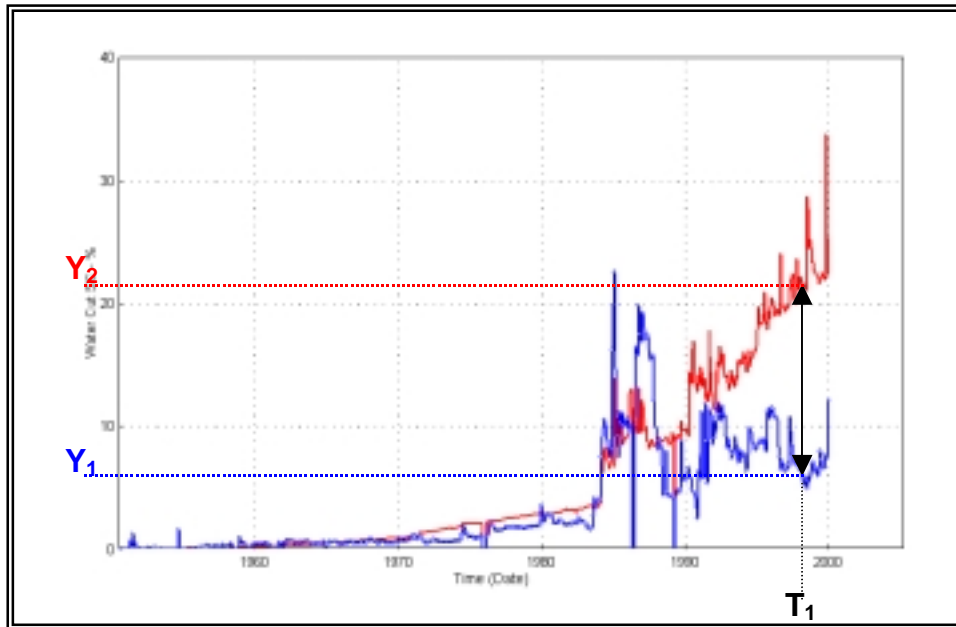


Figura 7.8 Ejemplo gráfico de la dispersión entre dos curvas.

Inicialmente se calculará la dispersión que existe entre los resultados generados con los modelos escalados por las diversas metodologías, con la historia real de producción y contra los resultados del modelo fino a lo largo de todo el período de tiempo transcurrido desde el inicio hasta el final de la producción en cada uno de los casos estudiados.

13. Comparación entre los modelos: el objetivo principal del presente trabajo es comparar las diferentes metodologías de escalamiento ofrecidas por el paquete geoestadístico PETREL con el fin de implementar la que arroje mejores resultados en estudios futuros de caracterización de yacimientos. Este estudio comparativo se llevará a cabo mediante la aplicación de herramientas estadísticas (medidas de dispersión) y el análisis de los gráficos obtenido de la simulación de cada uno de los modelos.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

8.1 HISTOGRAMAS

Los histogramas son representaciones gráficas de la distribución de frecuencia de las observaciones y facilitan la obtención de información de interés para el estudio de la variografía. Es preciso representar dicha información ya que permite visualizar las variaciones de las variables estudiadas; es decir, valores máximos, mínimos, valores intermedios, tendencias, aumentos o disminuciones, anomalías, etc. La tabla 8.1 resume algunos indicadores estadísticos de ambos atributos.

De lo antes expuesto, se puede conocer cómo es el comportamiento estadístico de un grupo de datos y la tendencia que éstos siguen. Se observó de los resultados de los histogramas que la porosidad presenta un comportamiento relativamente simétrico, lo que facilita el uso de la técnica de la Simulación Secuencial Gaussiana y la permeabilidad, a pesar de ser calculada a partir de una expresión que la relaciona con la porosidad, presenta sesgo positivo. Esto nos permite la visualización del rango de valores en que se concentran las muestras; en la figura 8.1 se observa que existe una alta frecuencia de valores bajos de permeabilidad (más del 70 % de los valores está entre 0 y 300 mD).

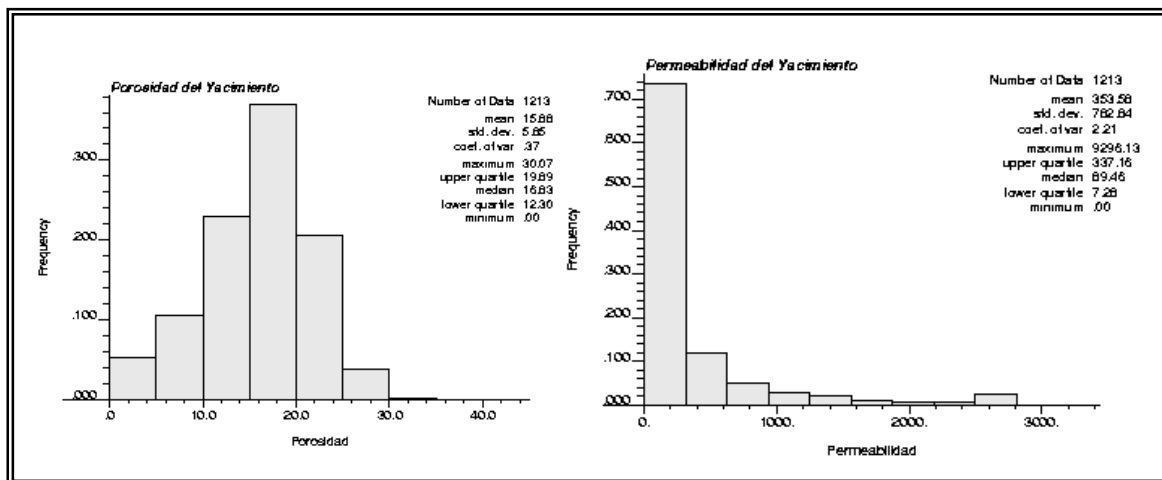


Figura 8.1 Histogramas de la porosidad y la permeabilidad del yacimiento.

En la tabla 8.1 se presenta un resumen de los estadísticos más relevantes de los datos obtenidos a partir de los histogramas.

Tabla 8.1
Valores Estadísticos obtenidos de los histogramas para el Yacimiento

	YACIMIENTO	
	Φ (%)	K (mD)
Número de Datos	1213	1213
Media Aritmética	15,88	353,58
Desviación Estándar	5,85	782,84
Valor Máximo	30,07	9296,13
Cuartil Mayor	19,89	337,16
Mediana	16,83	89,46
Cuartil Menor	12,30	7,28
Valor Mínimo	0	0

8.2 VARIOGRAFIA Y MODELAJE ESTRUCTURAL

El variograma es la herramienta que permite analizar y modelar el comportamiento espacial de una propiedad del yacimiento, sobre una zona dada. Además es usado para la estimación o simulación de una variable y por esto debe ser obtenido de la propia información que aportan los datos o variables en estudio y del conocimiento geológico que se tenga del yacimiento.

Fijada una dirección particular, el variograma experimental es calculado a diversas distancias, con la finalidad de determinar la similitud que existe entre observaciones de las variables separadas a la distancia dada. Los resultados obtenidos para distintas direcciones permite detectar la posible anisotropía del atributo estudiado así como sus tendencias y su comportamiento a pequeñas y grandes distancias.

Se seleccionó la dirección vertical para el estudio de continuidad de las propiedades, debido a la carencia de información areal que permitiese realizar un estudio más detallado de este tipo de comportamiento; es decir, la información que se poseía (ocho puntos de control) no fue suficiente para utilizar el variograma como instrumento capaz de analizar la continuidad espacial de los atributos en sentido areal.

Para el cálculo del variograma vertical se utilizaron diferentes distancias de separación entre las muestras, a saber, 1,2,4 y 8 pies respectivamente. Se intentaba con esto obtener aquel variograma que mejor describiera la conducta del atributo en dirección vertical. Las figuras 8.2 y 8.3 nos muestran los variogramas experimentales para permeabilidad y porosidad respectivamente, tanto del tipo tradicional como del tipo "pairwise" y para separaciones entre muestras de 1, 4 y 8 pies respectivamente. Al final estos resultados no se consideraron en el presente trabajo.

Una vez seleccionada la dirección, se llevará a cabo el cálculo del variograma y se produce una representación gráfica de puntos que indican el valor del variograma experimental a una distancia dada. Estos puntos son una representación discreta (ya que se cuenta con un número finito de muestras de la variable o propiedad en estudio) de cómo varía el variograma experimental al variar la distancia.

Se trabajó primeramente con el variograma tradicional ya que este modelo respeta las unidades originales de los datos. El variograma tipo "pairwise relative" normaliza (transforma) las unidades originales de los datos (ver ecuación 3.9) y muchas veces permite filtrar algunos de los problemas que tiene el variograma tradicional.

De la figura 8.2 puede verse que dependiendo de la distancia a que estén separadas las muestras, se puede percibir una ciclicidad en el comportamiento de los atributos. Esta ciclicidad en la conducta vertical de los atributos indica

posibles cambios en los ambientes de depositación de los sedimentos. La figura 8.3 apenas asoma este tipo de conducta.

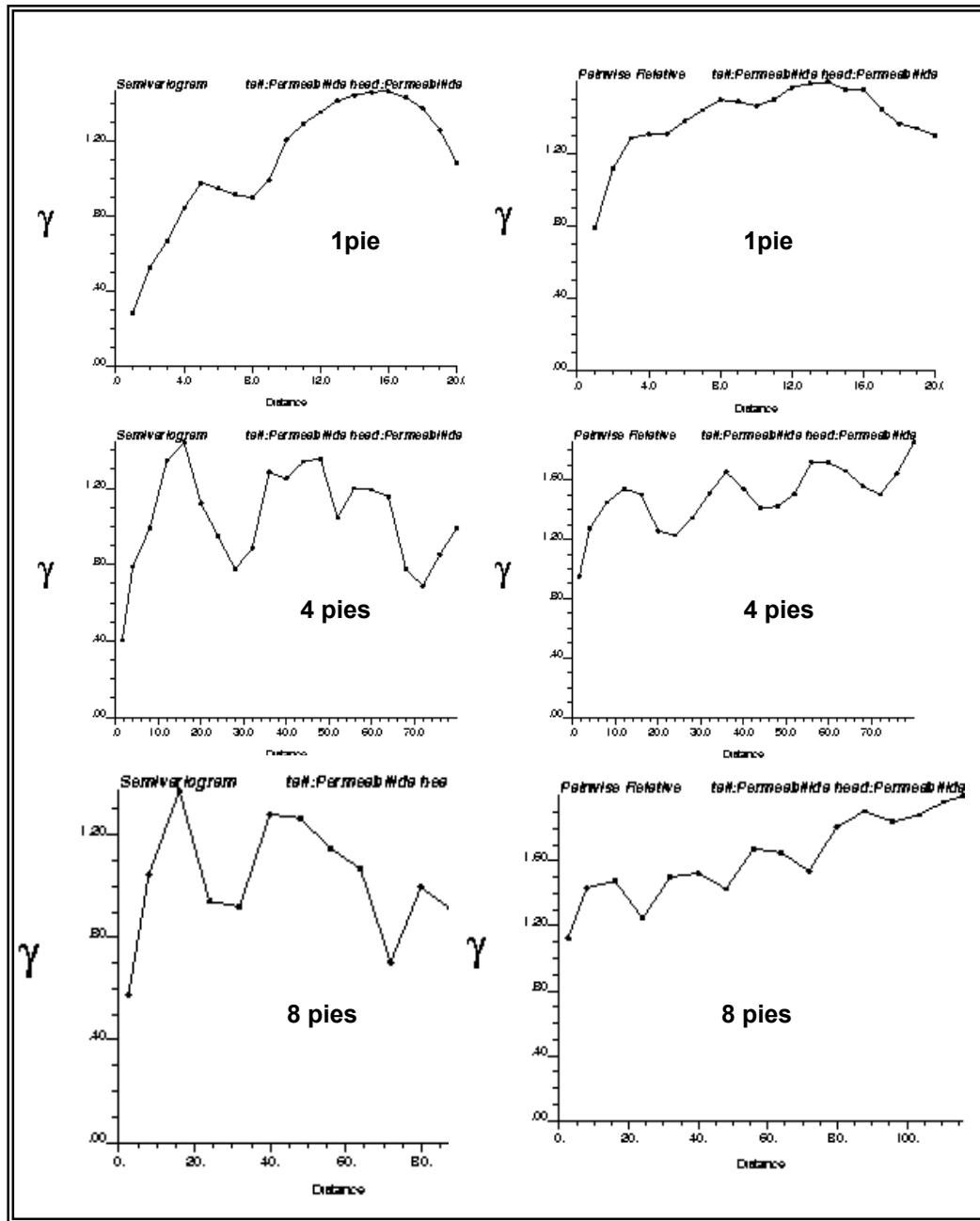


Figura 8.2 Variogramas Tradicional (columna izquierda) y “Pairwise” (columna derecha) de la permeabilidad a diferentes distancias de separación entre las muestras.

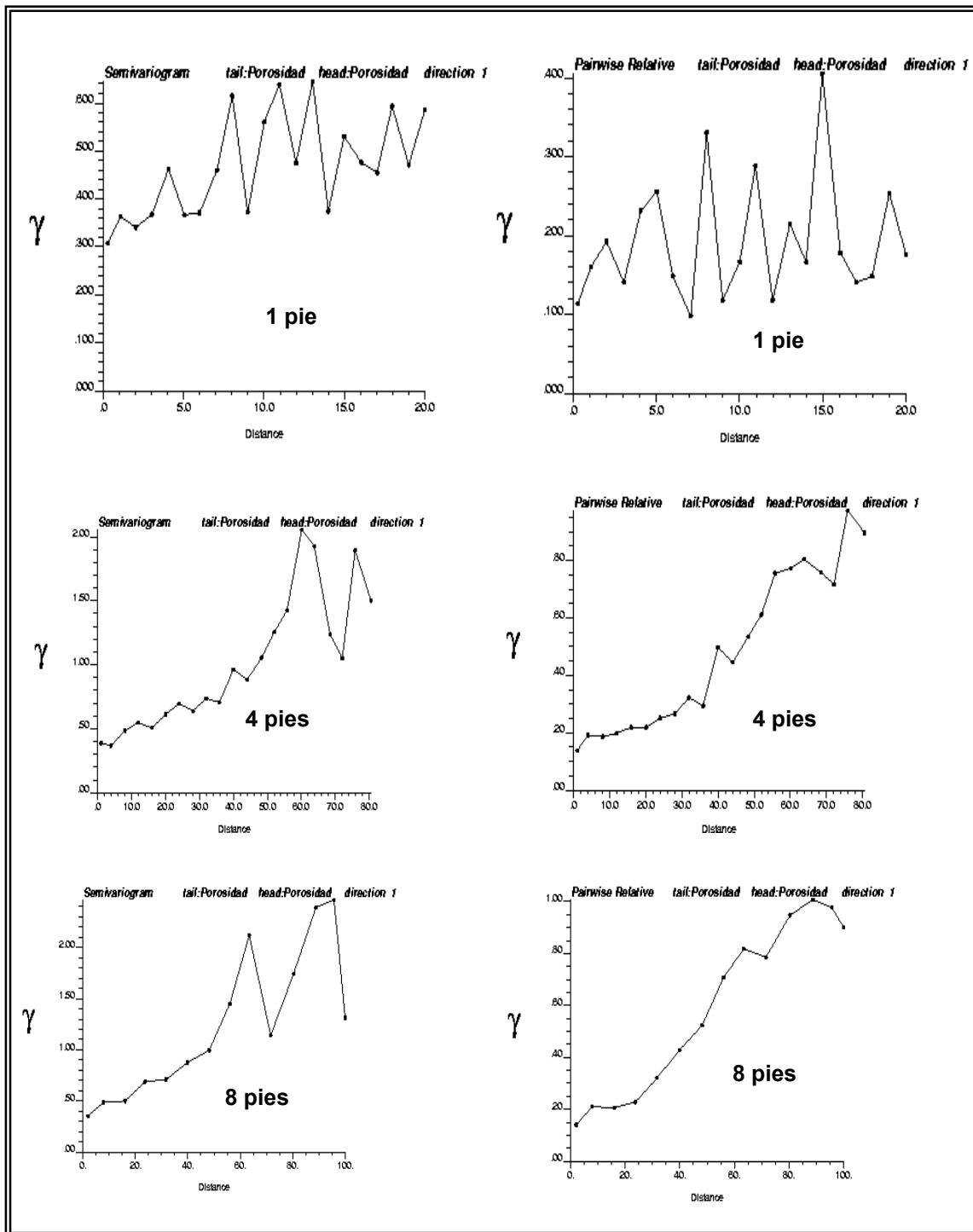


Figura 8.3 Variogramas Tradicional (columna izquierda) y “Pairwise” (columna derecha) de la porosidad a diferentes distancias de separación entre las muestras.

Luego de comparar los Variogramas experimentales para distintas separaciones iniciales, se optó por los resultados obtenidos con 2 pies de separación entre muestras ya que se representó de una manera más clara la variabilidad espacial de los atributos, al arrojar variogramas de mejor resolución como se muestra en la figura 8.4. La tabla 8.2 resume las principales características de los variogramas de permeabilidad y porosidad a los fines.

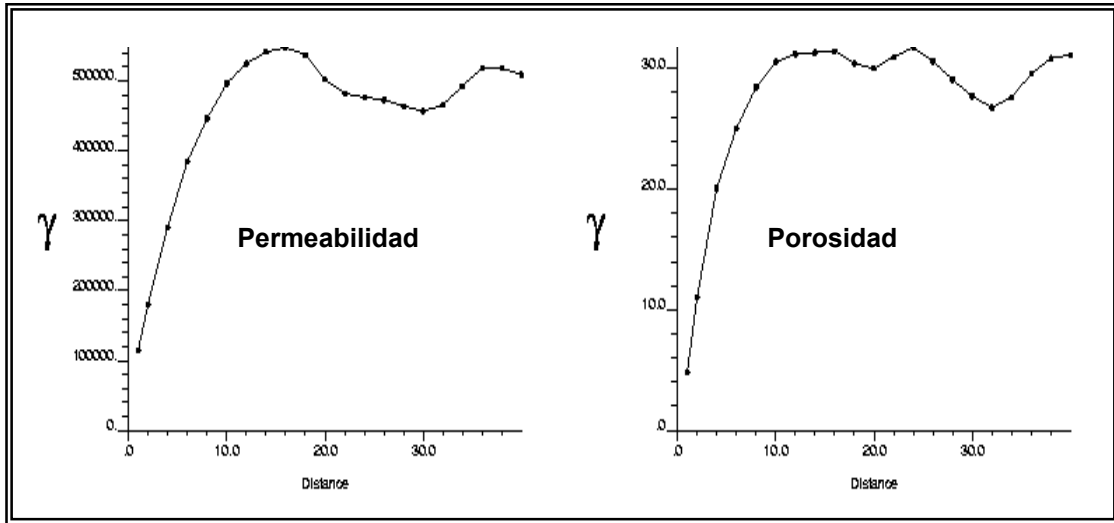


Figura 8.4 Variogramas Tradicionales de las propiedades a 2 pies de separación entre las muestras

Tabla 8.2

Valores observados de las propiedades del variograma tradicional a 2 pies de separación entre las muestras

	YACIMIENTO	
	Φ (%)	K (mD)
Efecto Pepita	0	60000
Meseta	32	520000
Rango	10	14

Para el modelaje de los variogramas experimentales se utilizaron los modelos con meseta ya que éstos presentan la característica de estabilizarse en un valor constante después de una cierta distancia, denominada rango.

Por las características de los variogramas experimentales, se seleccionó el variograma esférico. Éste permite modelar una alta continuidad espacial a pequeñas distancias cerca del origen, y se horizontaliza más lentamente que el modelo exponencial.

La carencia de información para el estudio de la variabilidad espacial de los atributos arealmente, obligó a la revisión del modelo geológico del yacimiento con la finalidad de poder establecer condiciones que permitiesen construir un modelo de variograma que represente la conducta espacial de los atributos en sentido areal.

El modelaje de la porosidad se llevó a cabo con un variograma esférico de relación meseta / efecto pepita de 90%/10% con un rango de 1200 mts. y 700 mts. en las direcciones de mayor y menor continuidad respectivamente, para un coeficiente de anisotropía de 0.58 y un rango vertical de 10 pies. Para la permeabilidad se utilizó el mismo modelo matemático (esférico) que la porosidad con una relación meseta / efecto pepita de 80%/20% y un rango de 1100 mts y 638 mts en las direcciones de mayor y menor continuidad respectivamente, manteniendo el valor del coeficiente de anisotropía en 0.58 y un rango vertical 14.2 pies. La figura 8.5 muestra el resultado del modelaje de los variogramas experimentales de porosidad y permeabilidad para 2 pies de separación entre las muestras.

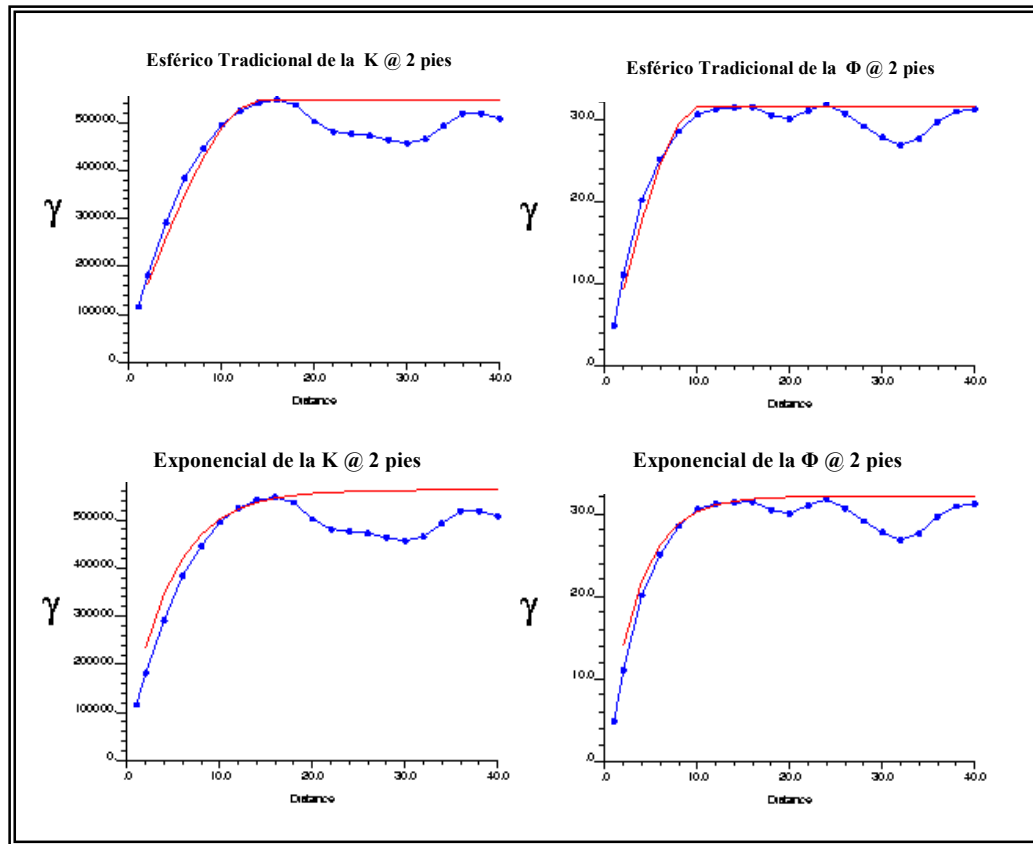


Figura 8.5 Modelaje de los variogramas de las propiedades @ 2 pies de separación entre las muestras.

Finalmente, se ejecutaron las caracterizaciones de porosidad y permeabilidad mediante el método de Simulación Secuencial Gaussiana para generar 20 caracterizaciones equiprobables de estos atributos (10 para la porosidad y 10 para la permeabilidad). La figura 8.6 muestra algunos escenarios obtenidos del proceso de Simulación Secuencial Gaussiana.

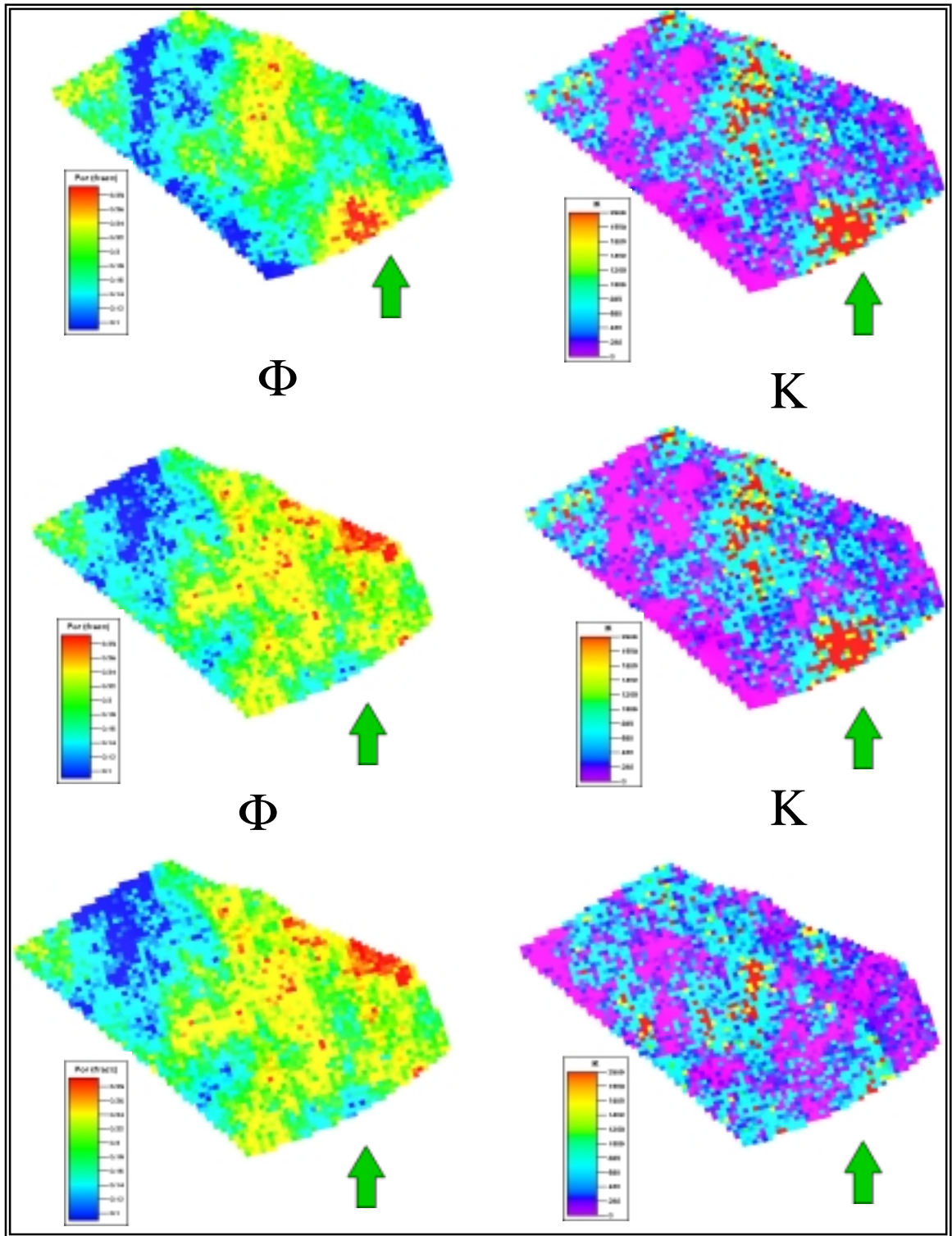


Figura 8.6 Ejemplo de realizaciones de porosidad y permeabilidad utilizando la simulación estocástica del programa PETREL. Capa correspondiente al tope del yacimiento.

Posteriormente se procesó la información proveniente de cada una de las realizaciones generadas y se obtuvo un escenario central promedio, por medio de la utilización del post-procesador “postsim” del programa GSLIB, que toma en cuenta las características de las distribuciones espaciales de las propiedades de cada una de las realizaciones anteriores. La figura 8.7 nos muestra la distribución de las propiedades porosidad y permeabilidad del tope del yacimiento obtenidas a partir del procesador “postsim”. Una vez obtenido el modelo fino se procedió al cálculo del POES utilizando la herramienta geoestadística PETREL, arrojando como resultado un total de 156.81 MMBbbls.

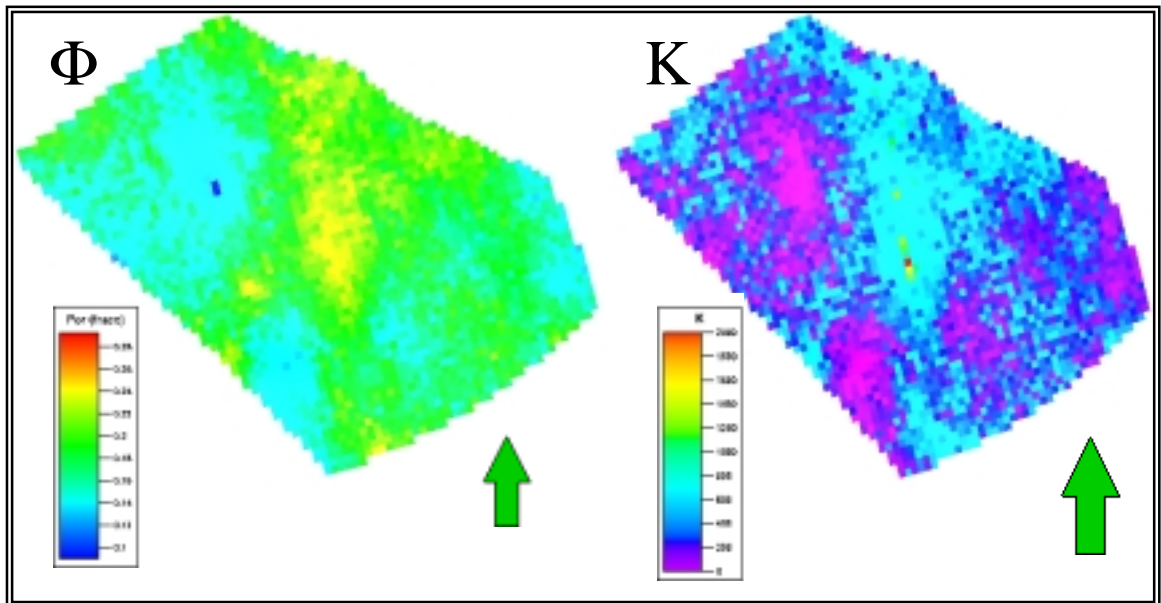


Figura 8.7 Distribuciones de porosidad y permeabilidad del modelo fino obtenidas a partir del procesador “postsim”. Capa correspondiente al tope del yacimiento.

8.3 SIMULACIÓN DEL MODELO FINO

El período simulado en el estudio comprende 26 años de historia de producción entre diciembre de 1972 y agosto de 1998. En el presente trabajo la malla obtenida como modelo de alta resolución (modelo fino) consta de 199.584 celdas orientadas 15° en la dirección Nor-Oeste en un arreglo de 72x63x44 celdas en

las direcciones X, Y, Z respectivamente y con unas dimensiones de 60 mts x 60 mts x 2.3 pies.

La primera etapa de la simulación consiste en la inicialización y el equilibrio del sistema con el objetivo de descubrir y resolver las posibles inconsistencias que puedan presentar los grupos de datos cuando interactúan como un todo, así como balancear las fuerzas que actúan en el modelo y tratar de reproducir lo más cercanamente posible las condiciones iniciales del yacimiento y de esta manera se pueda determinar la cantidad de hidrocarburo presente en la acumulación. El resultado obtenido en el cálculo del POES en esta etapa fue de 138.78 MMBBls.

Tanto el simulador numérico como el programa geoestadístico PETREL calculan el POES de manera volumétrica. La diferencia que se presenta entre los valores del POES calculado con la herramienta geoestadística y el calculado por el simulador numérico se debe a que el simulador dinámico es capaz de representar la zona de transición presente en el yacimiento, empleando un gradiente para la determinación de saturaciones de fluidos (petróleo y agua) de las celdas presentes en las zonas cercanas al contacto agua-petróleo. Es decir, el simulador divide la celda en niveles y asigna valores dinámicos de saturación a cada nivel de tal manera que la saturación de petróleo es degradada hasta alcanzar el contacto agua-petróleo. La figura 8.8 ilustra una visión simplificada de esta acción.

El programa geoestadístico, por otro lado, asigna el mismo valor de saturación de petróleo en toda la celda a todos aquellos bloques ubicados en la zona sobre el contacto agua-petróleo; esto trae como consecuencia una sobreestimación de la cantidad de petróleo original en sitio de la acumulación, ya que omite la formación de la zona de transición (ver Figura 8.9). Es por esta razón que los valores de POES calculados con el método geoestadístico arroja valores superiores a los calculados por el simulador, como se hace referencia en la tabla 8.3, ya que el modelo geoestadístico contiene un número considerable de celdas con valores de

saturación de petróleo mayores que no se corresponden con la realidad del yacimiento.

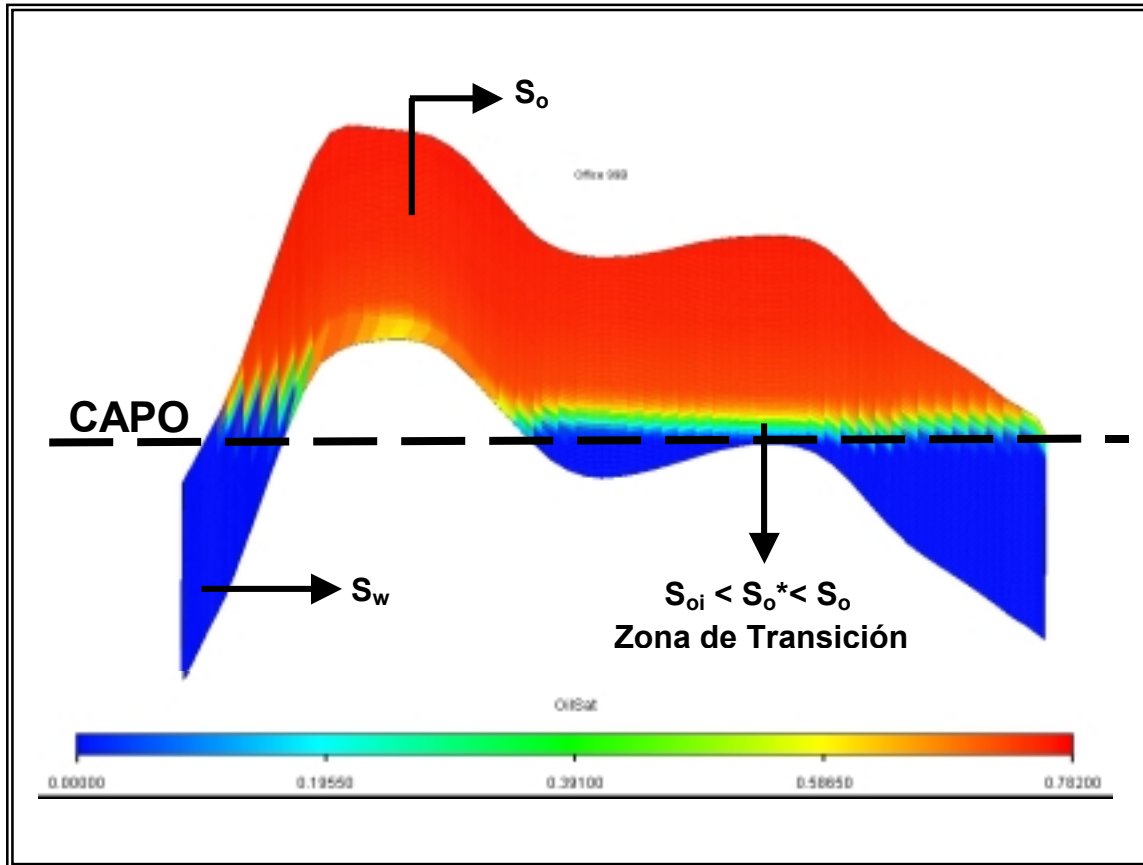


Figura 8.8 Visualización de la zona de transición a través de un corte transversal en la malla de simulación.

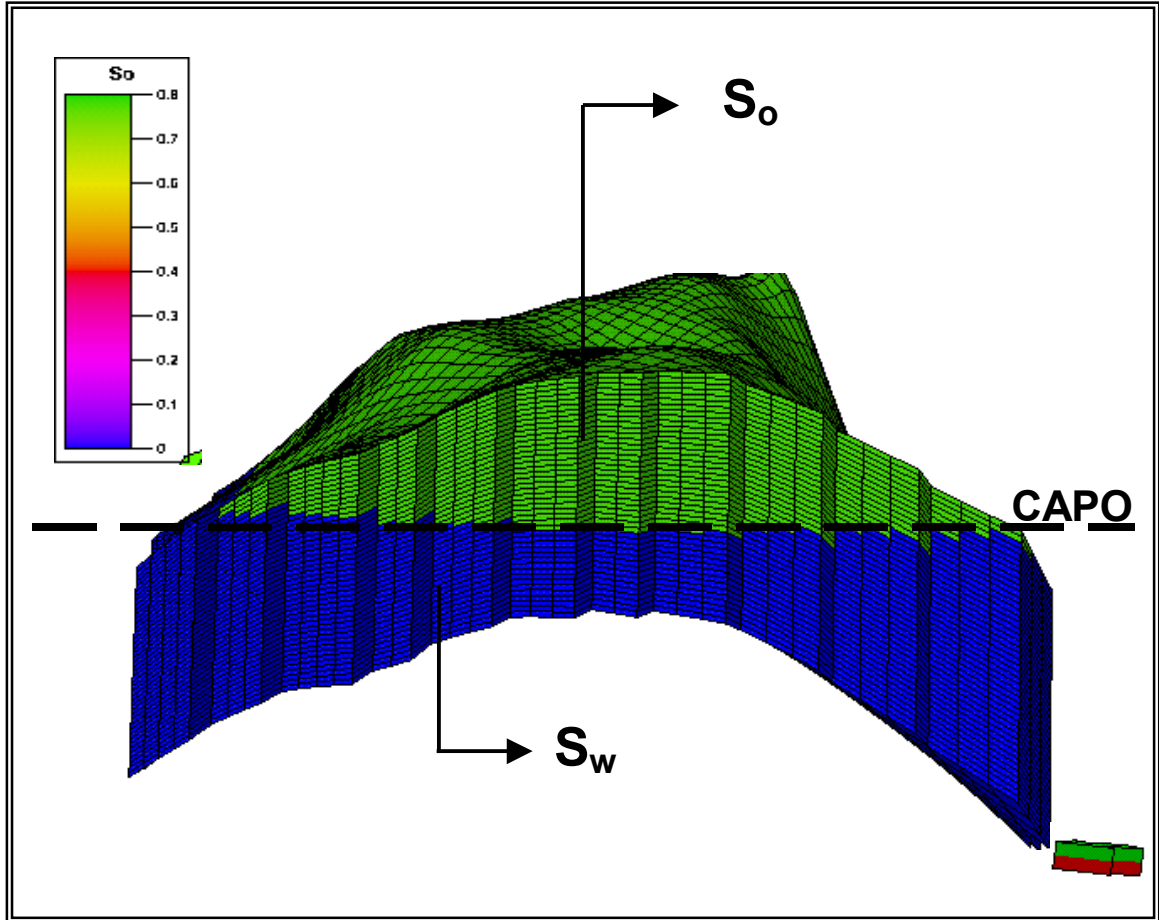


Figura 8.9 Distribución de saturaciones en el modelo geostatístico.

Tabla 8.3
Comparación entre el POES simulado y geostatístico

	ECLIPSE N (MMBBIs) Simulado	PETREL N (MMBBIs) Geostatístico
Modelo Fino	138.78	156.81

Al llevar el modelo geoestadístico de alta resolución al simulador ECLIPSE, se observó que las tendencias simuladas tanto para el petróleo producido como para el corte de agua no cotejaban con la información real de producción del yacimiento. En el caso del petróleo se notó que la curva arrojada por el simulador era menor que la curva histórica de producción. En la figura 8.10 se muestra la curva de la historia de producción en verde y el comportamiento simulado en rojo. Este comportamiento del cotejo de petróleo nos conduce a pensar en un alto corte de agua en el área que impide que los pozos puedan producir a la tasa deseada. El agua, al poseer una mayor movilidad que el petróleo, puede formar canales preferenciales al flujo de agua, que dificultan la llegada del petróleo a los pozos.

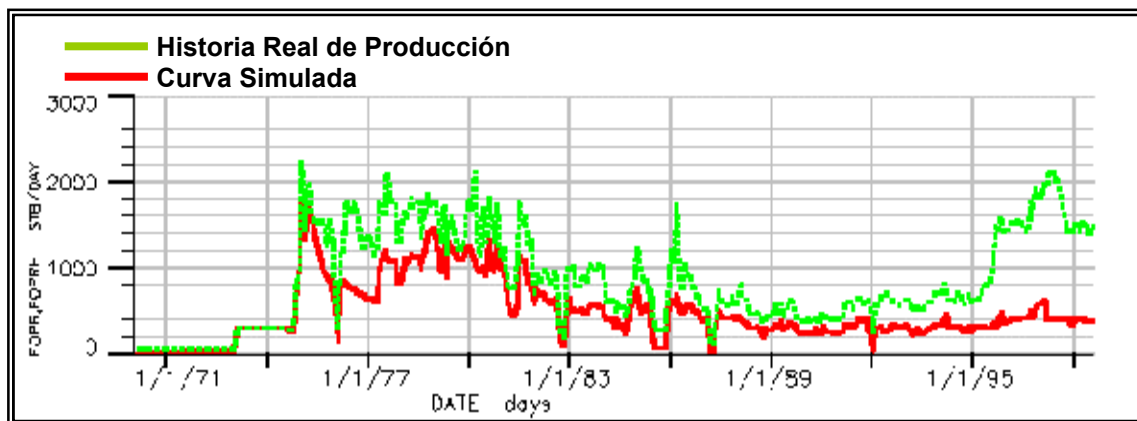


Figura 8.10 Cotejo de la producción de Petróleo del yacimiento del modelo fino.

Al graficar el corte de agua del yacimiento se pudo corroborar la hipótesis anterior. De la figura 8.11 se puede inferir una irrupción temprana del agua hacia las perforaciones. Al comparar la tendencia arrojada por el simulador (curva roja) con la data real de producción (curva verde), ésta alcanza valores superiores que los reportados en la información histórica. Uno de los factores que puede influir en que esto ocurra es el valor de la permeabilidad vertical (K_z); ya que a valores altos de permeabilidad, los fluidos presentes en el yacimiento poseen mayor facilidad para desplazarse a través del medio poroso, lo que permite la llegada temprana del agua proveniente del acuífero asociado al yacimiento, por poseer ésta una

mayor movilidad que el petróleo. Como se dijo anteriormente, se adoptó un valor de $K_v/K_h = 0.7$ propuesto por el tutor industrial apoyado en estudios previos realizados en el área. Este parámetro no fue modelado geoestadísticamente.

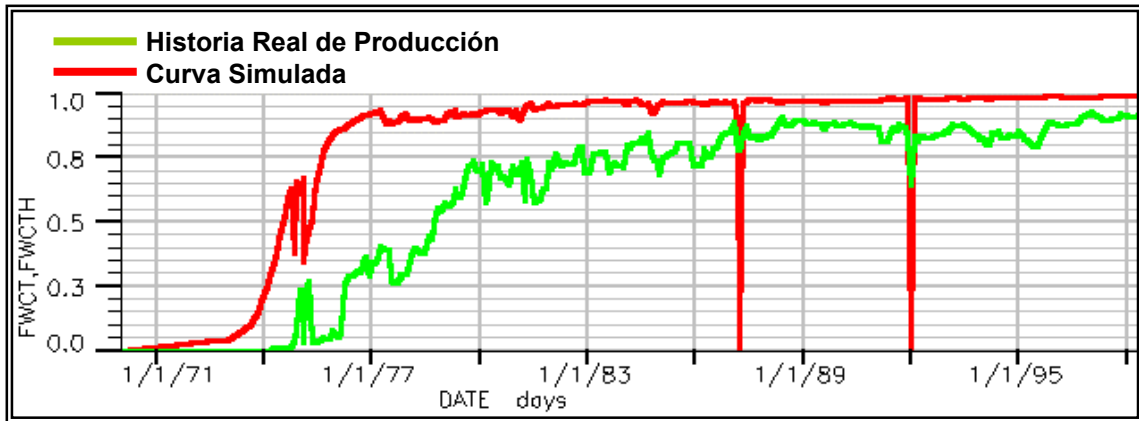


Figura 8.11 Cotejo del corte de agua del yacimiento del modelo fino.

A pesar de haber obtenido un comportamiento representativo de la historia real de producción en la etapa del cotejo con las distribuciones de las propiedades del modelo fino original importado de PETREL, en algunos casos fue necesario la manipulación de la permeabilidad vertical en la cercanía de los pozos para controlar de esta manera el avance del frente de agua en el yacimiento. El tiempo de simulación del modelo fino original fue de aproximadamente 12 horas.

A pesar de la comprobada capacidad de los métodos geoestadísticos para representar las heterogeneidades y conducta geológica de un yacimiento, los cotejos entre las simulaciones y la historia de producción mostraron apreciables diferencias. La mencionada manipulación es una práctica bastante común en el quehacer de las simulaciones dinámicas de fluido en un yacimiento y generalmente están justificadas, entre otras razones, por recordar que tanto los métodos de simulación estocástica (propiedades estáticas) como los métodos de simulación dinámica (fluido) son esfuerzos intelectuales de aproximarnos a una realidad con instrumentos limitados: ecuaciones idealizadas, datos escasos, métodos numéricos, etc. Como consecuencia de estos comportamientos fue

necesario analizar cada uno de los pozos presentes en el área para así poder detectar cuáles de ellos presentan diferencias con la historia real de producción. Este estudio individual de cada pozo se pudo llevar a cabo ya que el área sólo presenta 8 puntos de control (8 pozos).

En las figura 8.12 8.13 mostradas a continuación, se muestran los cotejos de la historia simulada y la real para algunos de los pozos:

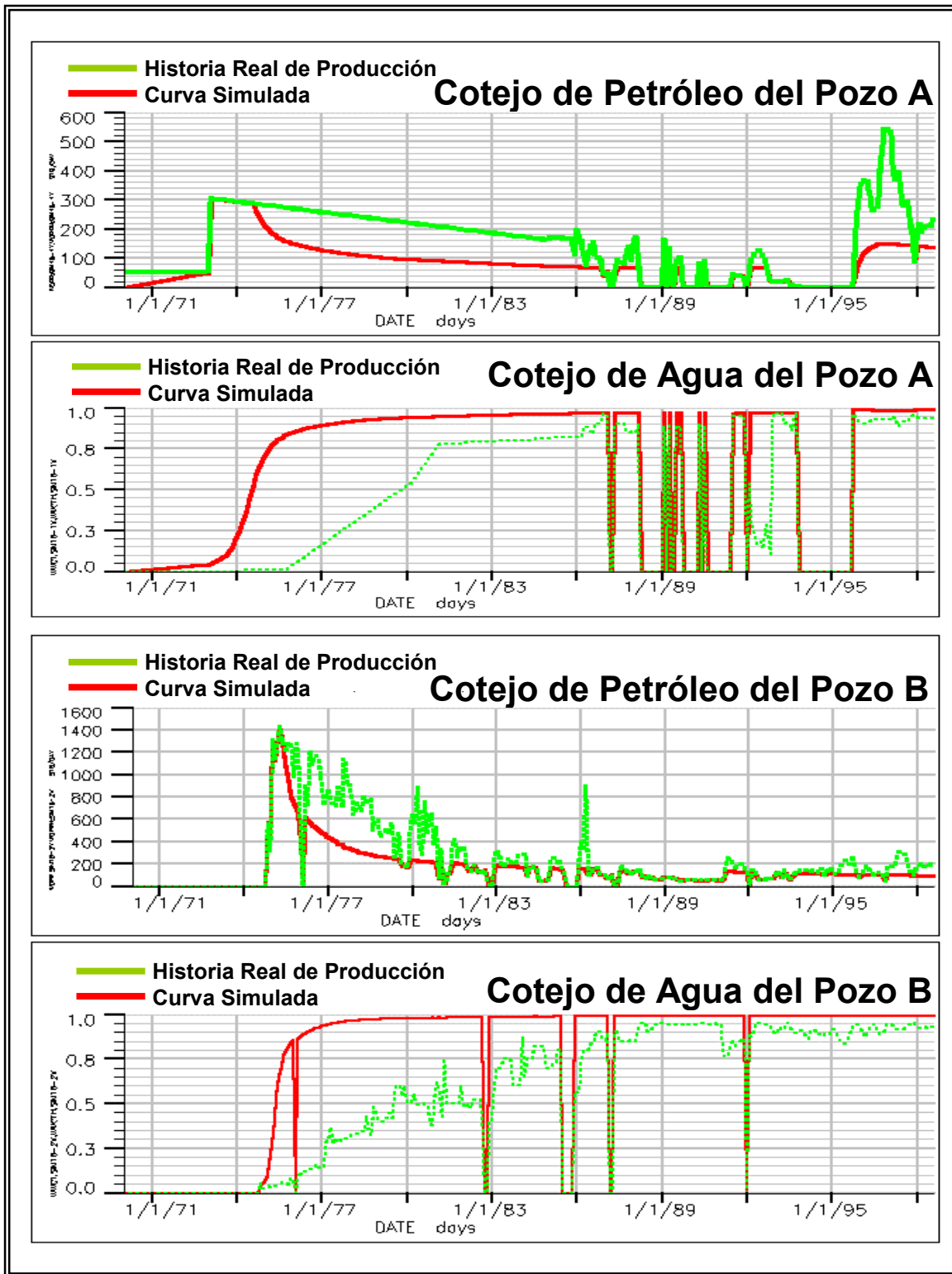


Figura 8.12 Gráficas del cotejo por pozo del modelo fino original

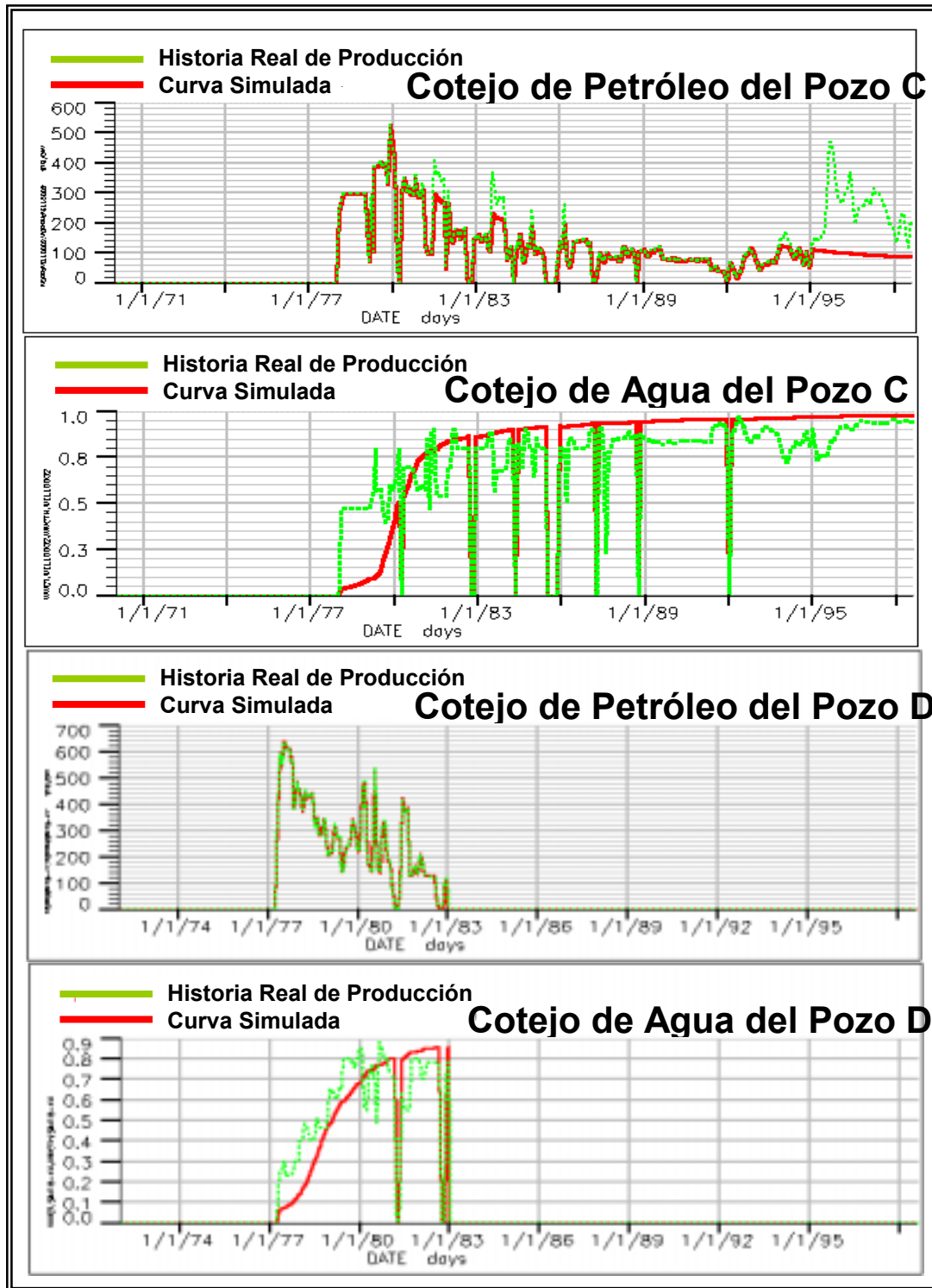


Figura 8.13 Gráficas del cotejo del modelo fino original

En la figura 8.12, se observa que al inicio de la producción, la data del pozo A presenta un comportamiento lineal. Esto se atribuye a la falta de información de los valores de la producción de este pozo para esas fechas, lo que obligó al algoritmo a extrapolar los datos de la historia de producción. A excepción del pozo D, en las figuras 8.12 y 8.13 se nota una alta producción de agua en los pozos, lo que hace suponer una pronta llegada del agua a la zona cañoneada, y, consecuentemente, sea la razón por lo que la curva de producción de petróleo arrojada por el simulador no se ajuste mejor a la curva de la información real de producción. Durante esta primera etapa de la simulación también se pudo observar que algunos pozos no presentaron problemas para el cotejo de la tasa de petróleo, presentando además una representación satisfactoria de la tendencia real del corte de agua, como es el caso del pozo D mostrado en la figura 8.13.

De los cotejos anteriores se observó que la mayoría de los pozos presentaron problemas para el cotejo del corte de agua al inicio de la producción arrojando valores altos en la fracción de agua, que oscilan entre 88% y 98%. Esto es una característica representativa del área de Barinas. La experiencia ha demostrado que la información inicial puede ser de dudosa procedencia en virtud de la aplicación de procedimientos anacrónicos, instrumentos mal calibrados, errores de medición ó que se hayan efectuado extrapolaciones para recalcular los valores del corte de agua, o también pudiera haber ocurrido problemas de mala cementación, que ocasionaran la comunicación de los intervalos aislados con el intervalo productor.

El yacimiento está asociado a un acuífero activo, por lo tanto la manera más apropiada para solucionar el problema que presentan los pozos en los cortes de agua podría ser solventados variando los valores de permeabilidad vertical en celdas cercanas a algunos pozos.

Una vez realizados estos ajustes se procedió al cotejo del nuevo modelo, obteniendo resultados satisfactorios tanto en cada uno de los pozos, como en el

comportamiento global de todo el yacimiento. En las figuras 8.14 y 8.15 se muestran los resultados gráficos que se obtuvieron al modificar las permeabilidades verticales en las cercanías de los pozos y la influencia que tuvieron estos cambios sobre el comportamiento global del yacimiento.

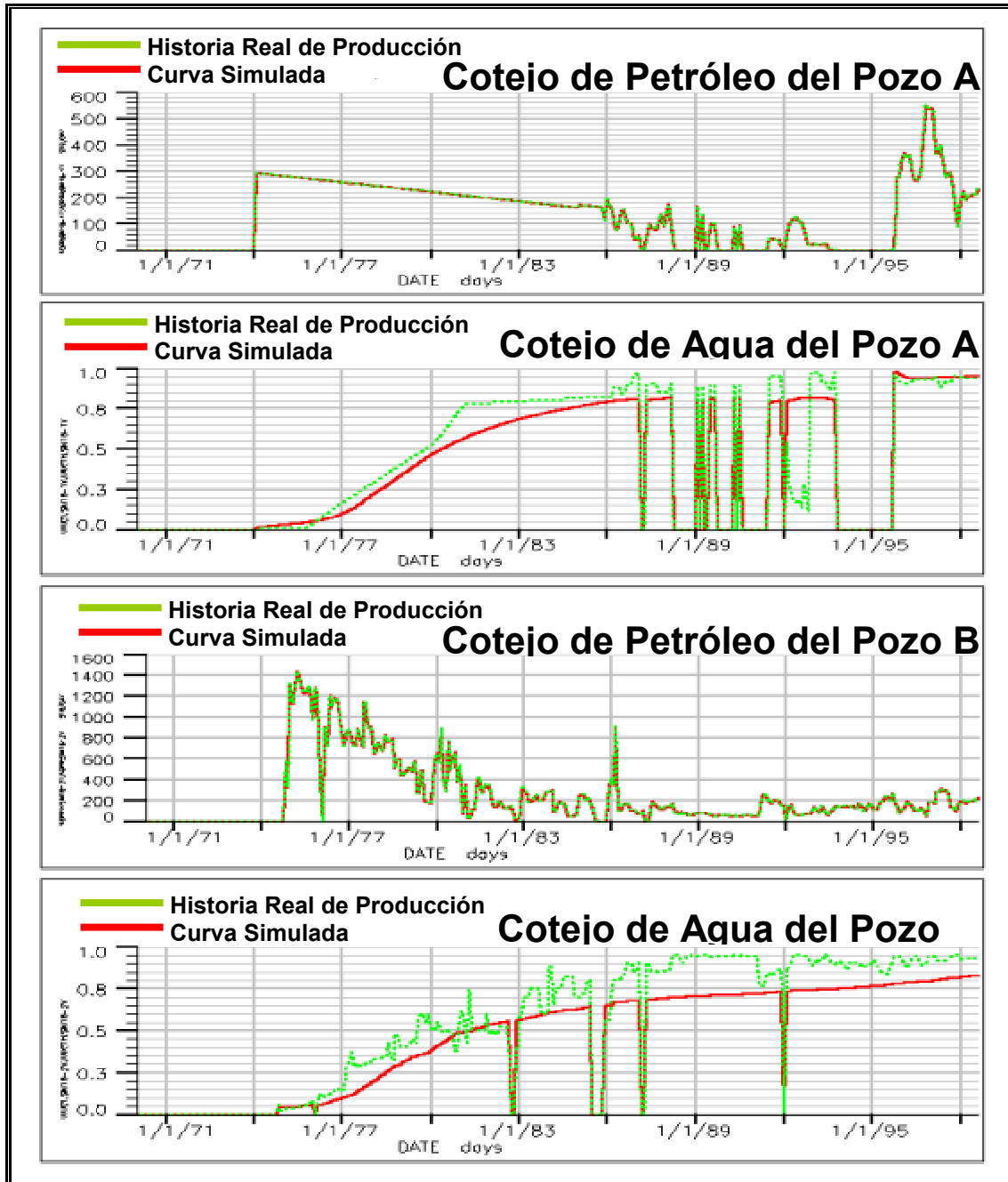


Figura 8.14 Gráficas del cotejo de los pozos A y B del modelo fino modificado

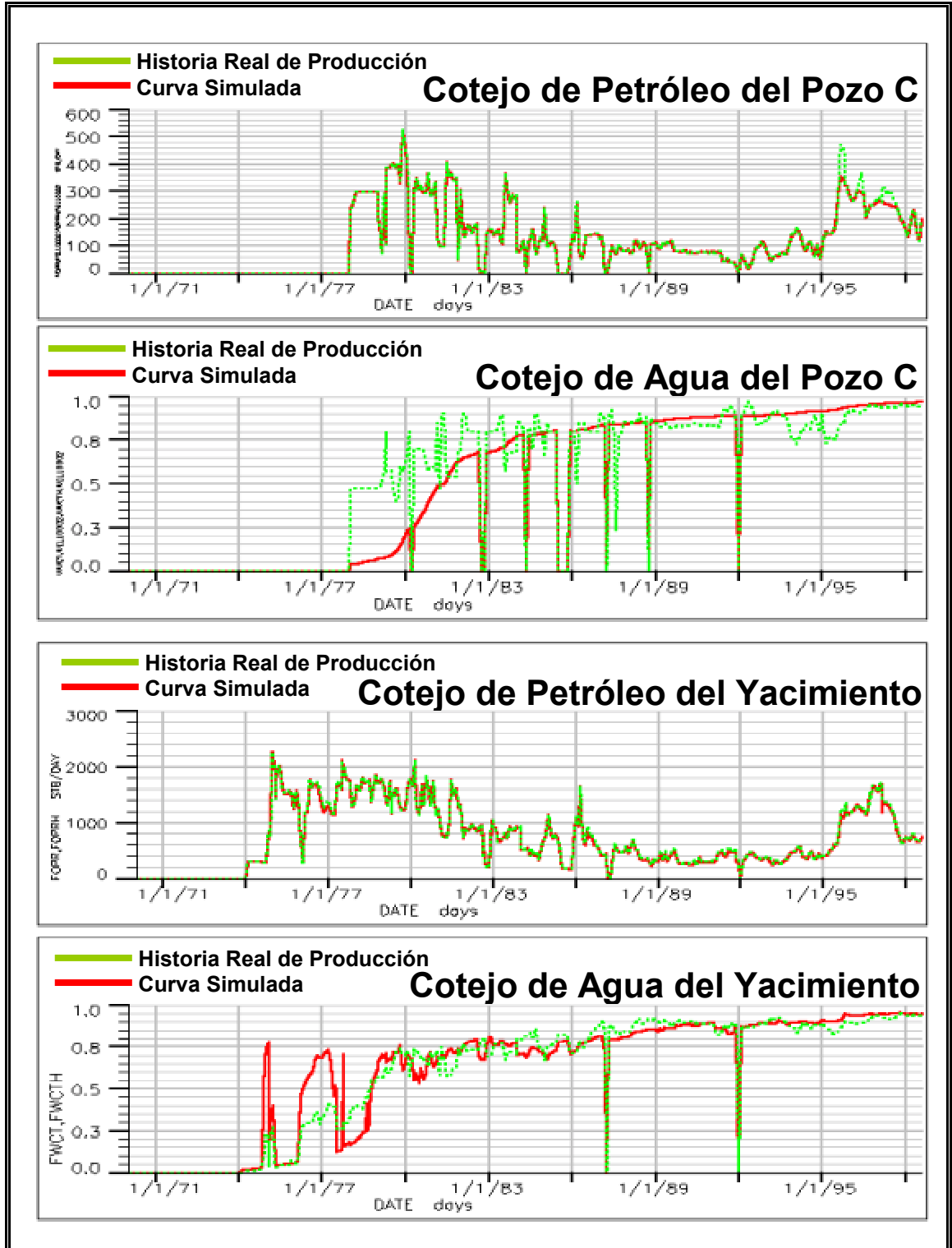


Figura 8.15 Gráficos de cotejo del pozo C y el yacimiento del Modelo Fino Modificado.

Con las modificaciones aplicadas al modelo fino original, se vio ligeramente afectada la distribución geoestadística inicial de la permeabilidad. Estos cambios se llevaron a cabo en vista de que las permeabilidades verticales no fueron modeladas geoestadísticamente. El simulador ECLIPSE fue usado para adaptar este parámetro con el fin de ajustar la conductividad de los fluidos en la dirección vertical, de manera que permitiese un mejor cotejo de la historia simulada con el modelo fino y la historia real de producción. Una vez obtenido este nuevo modelo estático de permeabilidad, se exportó a PETREL y se usó como modelo de referencia para realizar los procesos de escalamiento.

8.4 ESCALAMIENTO

Recordemos que la configuración original del modelo de alta resolución presenta 44 capas en sentido vertical. Con los cambios verticales que se realizaron se crearon 4 nuevos modelos de 8, 11, 22 y 30 capas respectivamente, manteniendo el tamaño original de celda en sentido areal de 60mts x 60mts. De esta manera se usaron mallados con un total de 36.288, 49.896, 99.792, 136.080 celdas respectivamente, a los fines de observar la influencia en los procesos de escalamiento, que tiene la disminución del número de capas en la malla de simulación o equivalentemente, el aumento del tamaño vertical de las celdas. En la figura 8.16 se muestran los resultados obtenidos del escalamiento vertical, donde se puede apreciar claramente la disminución del número de capas que conforma la malla de simulación.

Por otro lado, para los cambios horizontales, se propuso un primer incremento en el tamaño de celda para llevarlo a 90mts x 90mts obteniendo un arreglo de 48x42x44 para un total de 88.704 celdas; así mismo, 105mts x 105mts obteniendo un arreglo de 40x36x44 para un total de 63.360 celdas; y finalmente 120mts x 120mts obteniendo un arreglo de 35x31x44 para un total de 47.740 celdas. La figura 8.17 muestra el resultado del escalamiento horizontal, donde se nota un incremento en el tamaño areal de celda. No se estudiaron

casos donde el tamaño de celda es superior a 120 metros, ya que a distancias mayores que éstas, coincidirán dos pozos en una misma celda. Las mallas generadas fueron sometidas a diferentes metodologías de escalamiento.

Las diferentes técnicas de escalamiento aplicadas se basan en el cálculo de varios tipos de promedios; entre ellos, armónico, geométrico, aritmético. Así mismo, se utilizaron los valores máximo y mínimo, los cuales tienen la particularidad de generar un modelo optimista y pesimista respectivamente, ya que cada uno de ellos selecciona un conjunto de valores altos y bajos de la distribución original de los datos a ser colocados como valores en los bloques del nuevo mallado más grueso.

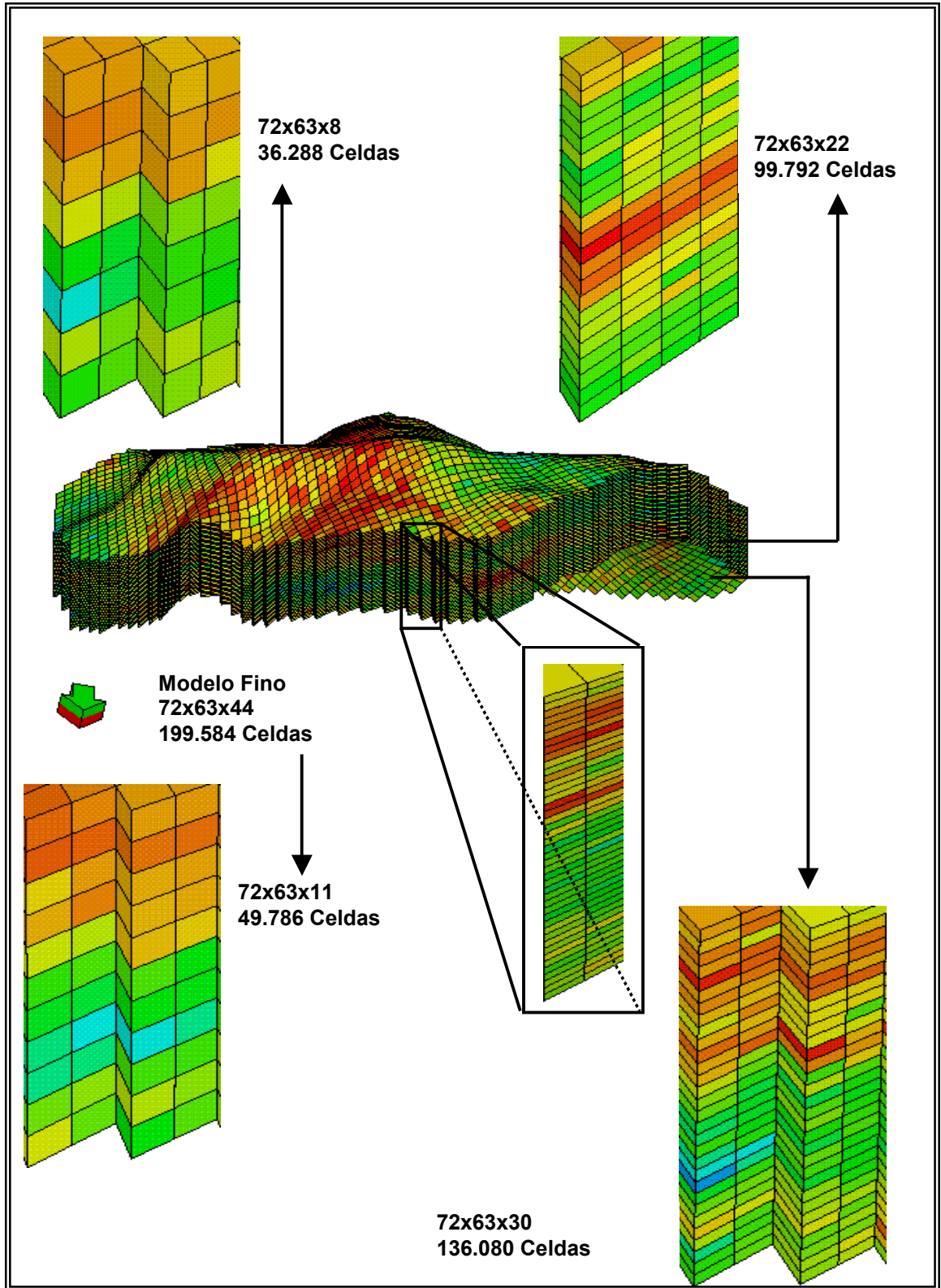


Figura 8.16 Representación gráfica del Escalamiento Vertical.

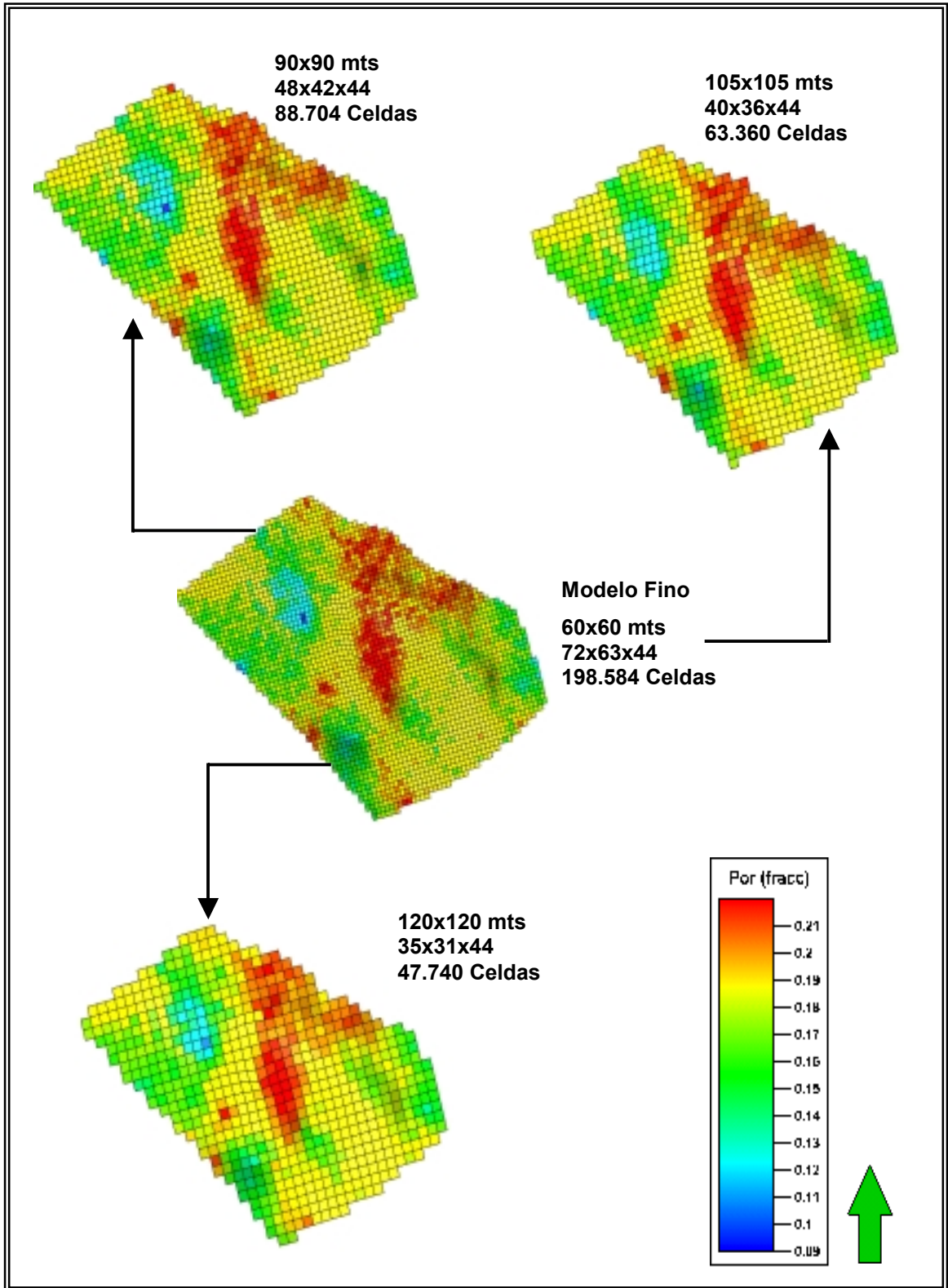


Figura 8.17 Representación gráfica del Escalamiento Horizontal

Una consideración que hay que tomar en cuenta en el escalamiento vertical es la del intervalo cañoneado. Para poder establecer comparaciones entre los diferentes modelos escalados verticalmente, es necesario ser consistente en cuanto a la longitud del intervalo de producción, ya que el número de celdas contenidas en el intervalo abierto a producción será función del número de capas en que esté dividido el yacimiento y por ende a la longitud vertical de cada una de las celdas. Para adaptar el intervalo cañoneado fue necesario la utilización del programa Schedule del simulador ECLIPSE, éste permite definir todo lo referente a los pozos, su ubicación dentro del mallado de simulación (trayectoria), intervalos de completación y parámetros de control de inyección / producción.

Una vez obtenido el comportamiento dinámico de los fluidos para cada modelo escalado, se estudió la diferencia entre estos valores, en primer lugar, con los resultados generados con el uso del modelo fino; y, en segundo lugar, con los datos históricos de producción. La duración de las ejecuciones del simulador ECLIPSE varió aproximadamente entre cuarenta y cinco (45) minutos y doce (12) horas dependiendo del número total de celdas de la malla. Otro criterio utilizado para la evaluación de los resultados, se apoya en el análisis de las gráficas obtenidas en la etapa del cotejo histórico, entendido éste como una herramienta que permite, entre otras cosas, reproducir el comportamiento histórico del yacimiento

El comportamiento dinámico de los modelos escalados arrojó los resultados esperados, ya que si el modelo fino pudo representar de manera confiable las heterogeneidades del yacimiento, era de esperarse que los modelos generados a partir de la descripción geoestadística tuvieran un comportamiento similar.

A continuación se muestran unos gráficos obtenidos como resultado del comportamiento dinámico de los fluidos del yacimiento, donde se observa una superposición de la curva de la historia real de producción (color verde) con la

curva arrojada por el simulador (color rojo) cuando es representado por los modelos escalados.

Para el escalamiento vertical, en la figura 8.18 y 8.19 se muestran los resultados correspondientes a las configuraciones de 8 y 30 capas, escaladas por el método de promedio armónico. De las figuras mencionadas anteriormente se puede observar que la que arroja mejores resultados es la configuración de 30 capas (figura 8.19), lo cual resulta lógico, ya que ésta configuración es la que más se aproxima a las dimensiones originales del modelo fino.

Para el escalamiento horizontal se muestran las figuras 8.20 y 8.21 las cuales corresponden a los resultados obtenidos para un tamaño de celda de $90 \times 90 \text{mts}^2$ y $120 \times 120 \text{mts}^2$. En todas estas gráficas, una inspección visual permite observar que los resultados dinámicos correspondientes a los modelos escalados se aproximan con bastante fidelidad al comportamiento dinámico del yacimiento para los 26 años de historia real de producción con que se contaba para la etapa de cotejo. Los gráficos correspondientes a las demás técnicas de promedios aplicados y diferentes configuraciones del mallado de simulación son mostrados en el apéndice A.

- Para el escalamiento vertical:

➤ Para 8 capas:

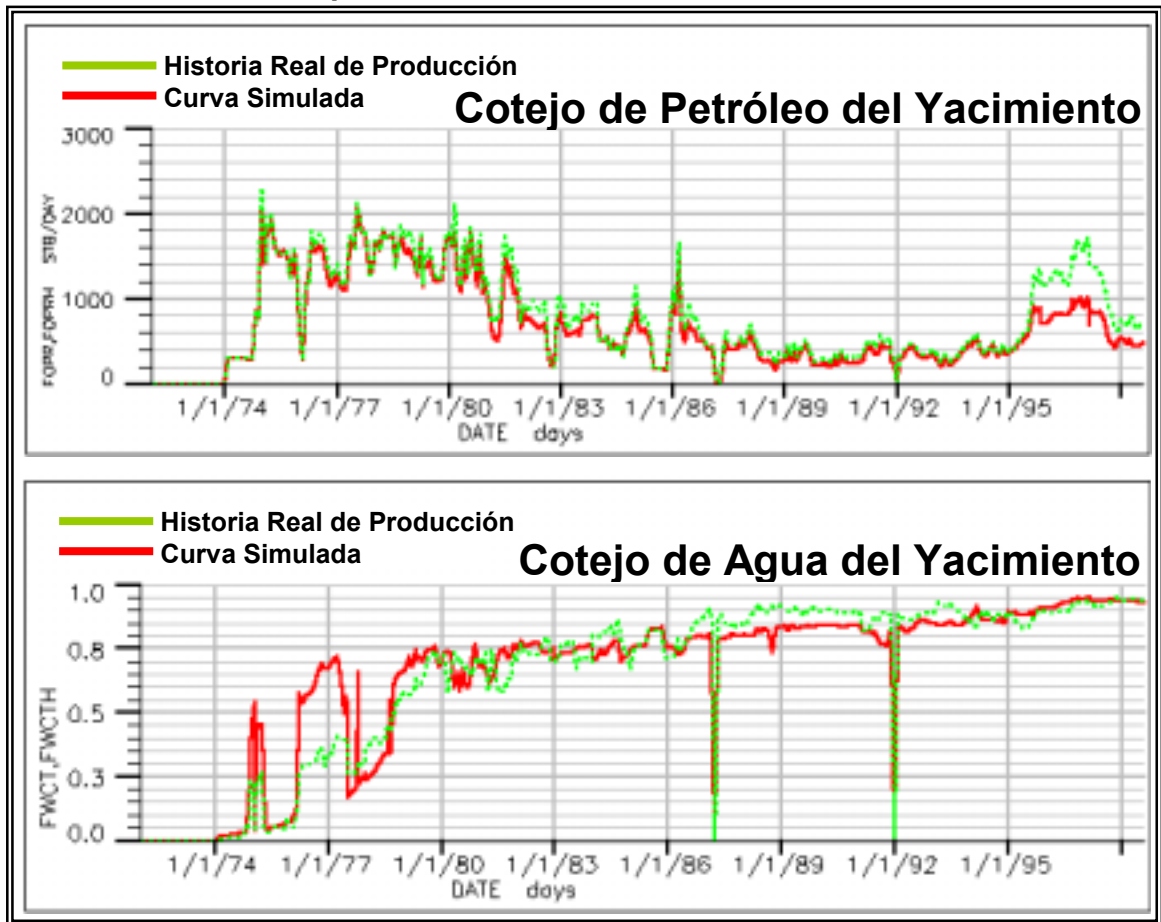


Figura 8.18 Cotejo de Petróleo y Agua del Modelo Escalado a 8 Capas por Promedio Armónico.

➤ Para 30 Capas

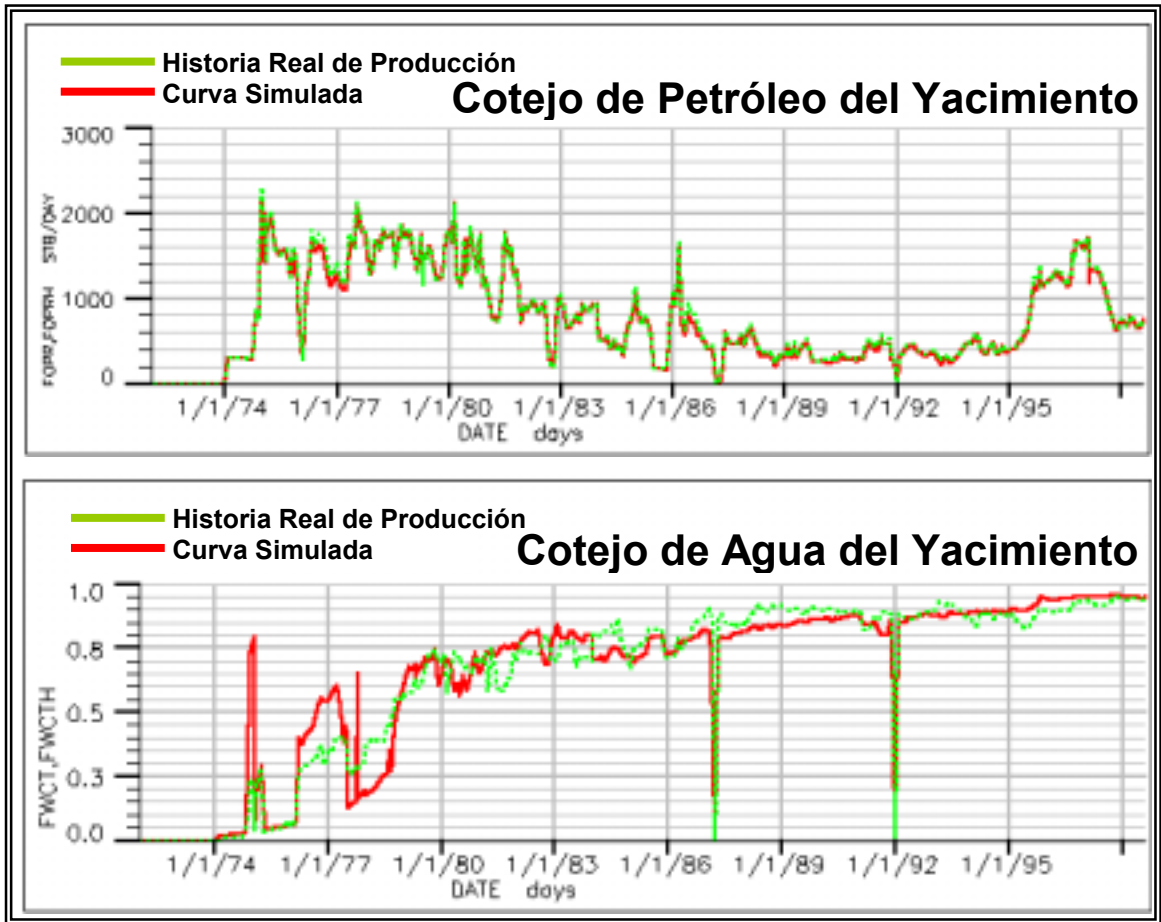


Figura 8.19 Cotejo de Petróleo y Agua del Modelo Escalado a 30 Capas por Promedio Armónico.

- Para el escalamiento Horizontal
 - Para un tamaño de celda de 90x90 mts²:

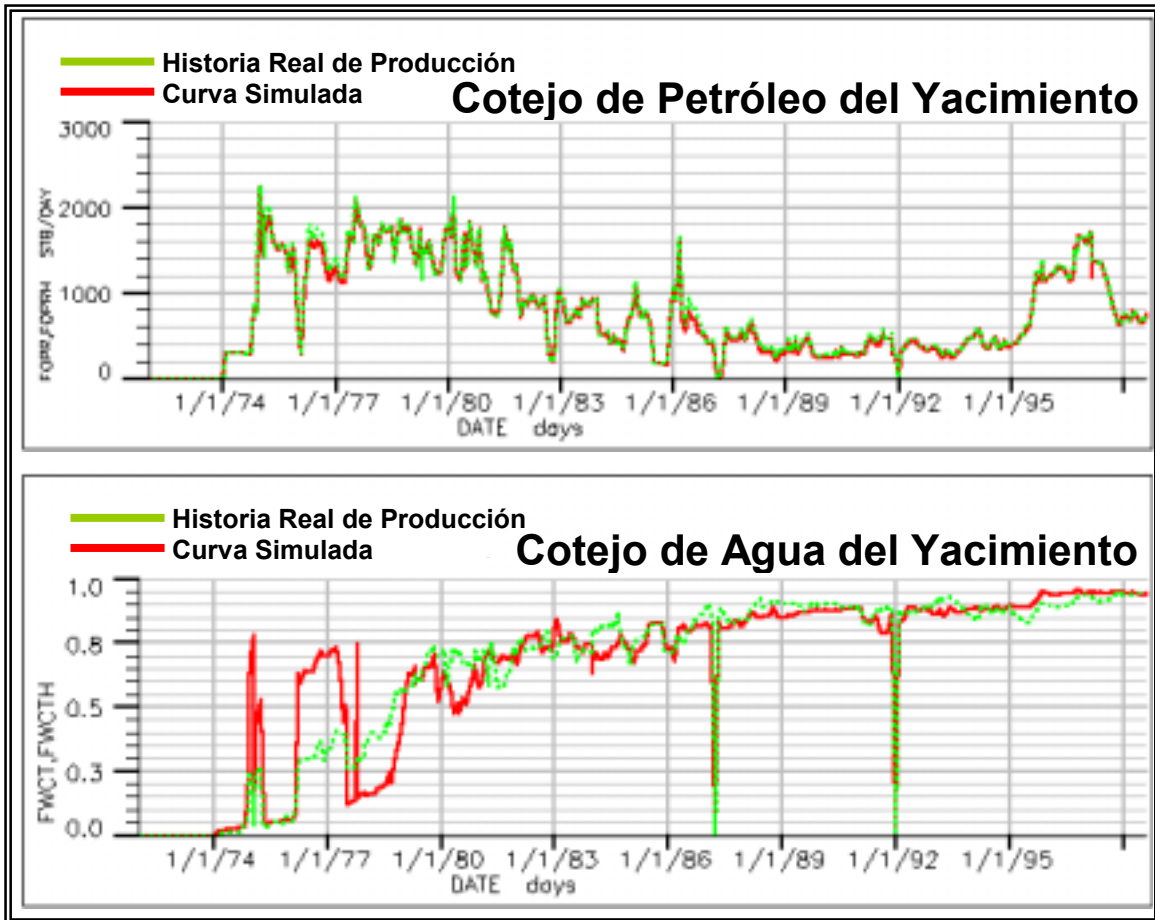


Figura 8.20 Cotejo de Petróleo y Agua del Modelo Escalado a un tamaño de celda de 90x90 mts por Promedio Geométrico.

➤ Para un tamaño de celda de 120x120 mts²:

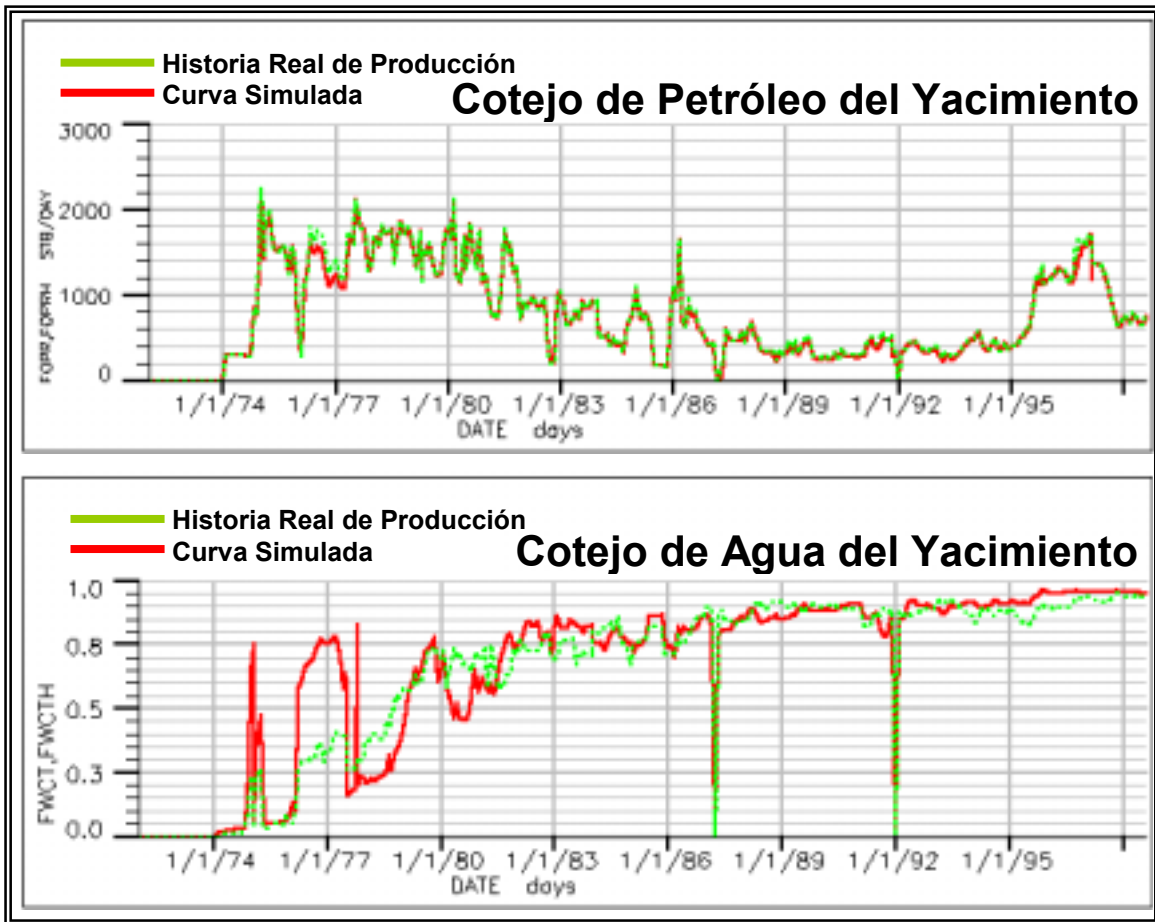


Figura 8.21 Cotejo de Petróleo y Agua del Modelo Escalado a un tamaño de celda de 120x120 mts por Promedio Geométrico.

La inspección visual de estas gráficas no basta para alcanzar los objetivos de este trabajo; en consecuencia, se debe recurrir a instrumentos cuantitativos que permitan medir la verdadera diferencia entre las historias dinámicas del yacimiento con los modelos escalados y la historia real de producción, esta diferencia será

calculada mediante la aplicación de la ecuación 7.1, la cual nos permitirá medir la dispersión existente entre dos puntos pertenecientes a dos diferentes curvas. El análisis de la dispersión se estudió comparando las historias simuladas de producción de los modelos escalados contra la historia del modelo geoestadístico fino y la historia real de producción. A pesar de que los resultados obtenidos contra la historia real de producción fueron altamente satisfactorios, se le dio preferencia al análisis cuantitativo de la dispersión basado en el modelo geoestadístico fino.

En la tabla 8.4 se muestran los resultados obtenidos del análisis del cálculo de la dispersión entre los modelos escalados y el modelo fino para el escalamiento vertical.

Tabla 8.4
Dispersión entre los Modelos Escalados y el Modelo Fino. Escalamiento Vertical

	Aritmético	Armónico	Geométrico	Máximo	Mínimo
8	0.082	0.037	0.058	0.093	0.066
11	0.065	0.027	0.041	0.079	0.039
22	0.027	0.024	0.031	0.041	0.030
30	0.015	0.017	0.019	0.015	0.022

Al analizar la tabla por columnas y fijando cualquier tipo de promedio, se puede observar que mientras más fino es el mallado (mayor número de capas) menor dispersión presenta al ser comparado contra el modelo fino. Ahora analizando la tabla por fila, se observa que independientemente del número de capas, el promedio armónico es el que arroja menor dispersión.

La figura 8.22 fue generada a partir de los valores de la tabla 8.4 para ilustrar gráficamente el comportamiento de los métodos de escalamiento empleados, así como, la tendencia de los valores de la dispersión a medida que varía el número de capas que conforman la malla de simulación. En ella se puede corroborar que el promedio armónico presenta la menor dispersión a medida que aumenta el

número de capas (escalamiento vertical). Las curvas representadas en la figura 8.22 son las líneas de tendencia que mejor se ajusta al comportamiento de los puntos graficados. En cada uno de los casos estudiados la tendencia aplicada fue una curva de tipo potencial de acuerdo al menú de opciones ofrecidas por el paquete Excel ("Microsoft").⁵⁶

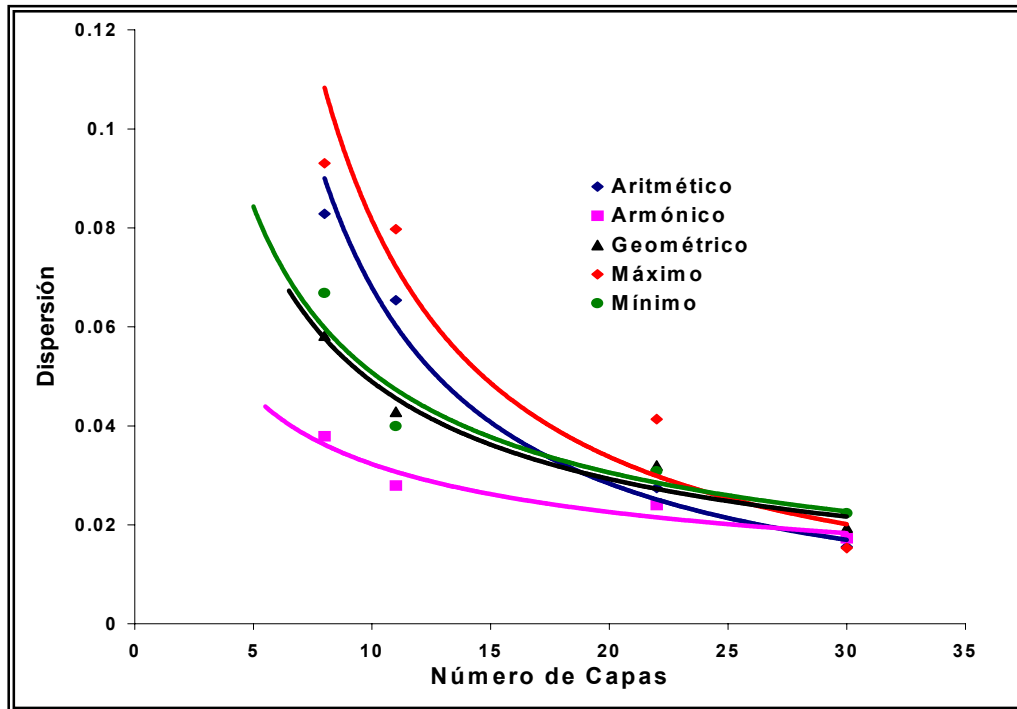


Figura 8.22 Dispersión entre los modelos escalados verticalmente y el modelo fino.

A pesar de que el modelo geoestadístico no representa las barreras naturales, debido a que no se tomaron en cuenta los "cut-off" de los atributos modelados (ésta consideración permite desactivar las celdas del mallado que tengan un valor menor al propuesto en el "cut-off"; es decir, permite generar barreras naturales en el yacimiento), se procedió también a estudiar la dispersión entre los modelos escalados y la historia real de producción. Se puede observar una tendencia similar a la presentada entre los resultados de los modelos escalados y el modelo

⁵⁶ Dodge M., Kinata C., Stinson C. "Guía completa de Microsoft Excel para Window 95" Editorial McGraw-Hill, 1996.

fino. La figura 8.23 fue generada a partir de los valores de la tabla 8.5 donde se muestra el resultado del estudio de la dispersión entre las curvas de producción simuladas para los modelos escalados y la historia real de producción.

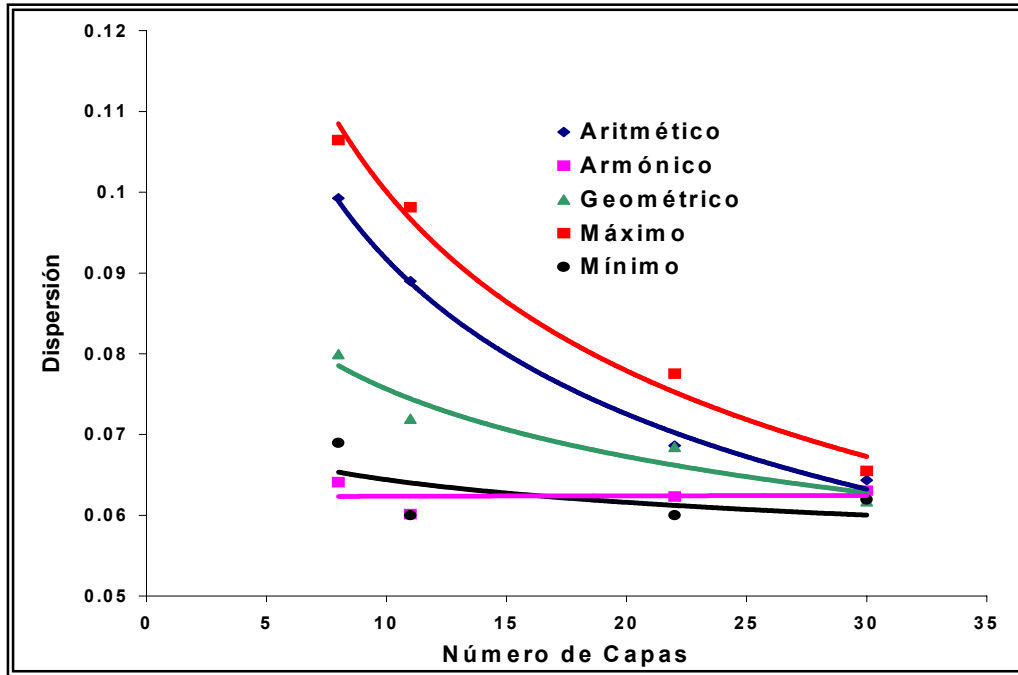


Figura 8.23 Dispersión entre los modelos escalados verticalmente y la historia real de producción.

Tabla 8.5

Dispersión entre los Modelos Escalados y la Historia Real de Producción.

Escalamiento Vertical

	Aritmético	Armónico	Geométrico	Máximo	Mínimo
8	0.099	0.064	0.079	0.106	0.068
11	0.088	0.060	0.071	0.098	0.060
22	0.068	0.062	0.068	0.077	0.060
30	0.064	0.063	0.061	0.065	0.061

Al analizar la tabla por columnas, se puede observar que el promedio aritmético,

geométrico y el valor máximo presentan menor dispersión a medida que aumenta el número total de capas que conforman la malla de simulación, no siendo éste el caso del promedio armónico y el del valor mínimo, en los cuales no se aprecian cambios sustanciales en los valores de la dispersión, por otro lado al analizar la tabla por filas; es decir, fijando un tipo de configuración y comparando los valores de la dispersión para cada uno de los tipos de promedios aplicados, se pudo observar que el promedio armónico arrojó los mejores resultados para cada una de las configuraciones propuestas.

Por otro lado al comparar los valores del análisis de la dispersión entre los modelos escalados con el modelo fino y la historia real de producción, se observa que en cada uno de los métodos de escalamientos propuestos el valor de la dispersión contra la historia de producción es siempre mayor que la observada contra el modelo fino. Esto es resumido en la figura 8.24 en forma de barras. Este comportamiento puede ser atribuido a la presencia de las barreras naturales que no fueron representadas en el modelo geoestadístico; y al hecho de que el modelo fino en sí ya es una representación artificial del yacimiento con características similares a los modelos escalados.

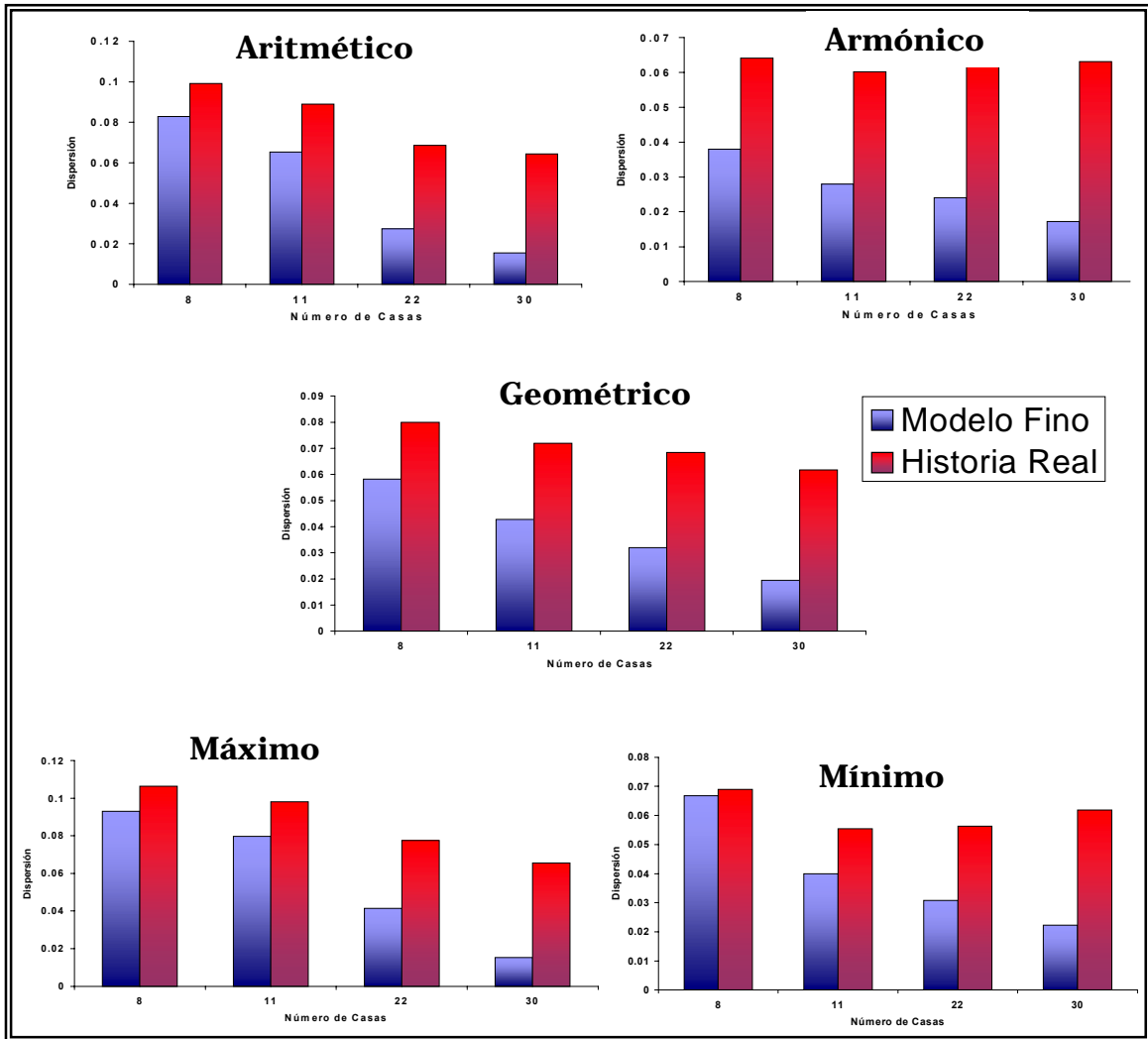


Figura 8.24 Dispersión entre los Modelos Escalados Verticalmente contra Modelo Fino e Historia Real de Producción.

Antes de discutir los resultados obtenidos en el escalamiento en sentido areal es importante destacar que en la literatura consultada (*Christie, Noviembre de 1996; Consonni, Thiele, Palagi and Aziz, Abril de 1993; Li, Beckner and Kumar, Agosto de 2001; Durlinsky, Behrens, Jones and Bernath, Octubre de 1996; Christie and Blunt, Agosto de 2001*) para la elaboración de este trabajo, no se encontró ninguna referencia que tratase el problema de escalamiento horizontal. Si bien es cierto que en la mayoría de los estudios presentados en las publicaciones mencionadas anteriormente no se apoyan en las técnicas de

promedios convencionales (utilizadas en este trabajo) para realizar el escalamiento de los modelos geológicos de alta resolución, el principio básico que todos utilizan para la disminución del número total de celdas del modelo consiste en la reducción del número de capas que conforman el mallado; es decir, el escalamiento vertical.

Cabe comentar que el simulador ECLIPSE no es capaz de resolver las ecuaciones de flujo cuando en una misma celda coinciden dos o más pozos; por lo tanto, cualquier proceso de escalamiento horizontal se ve limitado por la distancia de separación entre los pozos. Los procedimientos para el escalamiento vertical no tiene ninguna limitación en cuanto a la reducción del número de capas que conforme la malla de simulación.

En los estudios convencionales, el ingeniero de simulación selecciona el tamaño de celda que él considera más apropiado para el área en estudio tomando en cuenta factores tales como las dimensiones del yacimiento, su forma, sus límites, el modelo geológico y; además, la experiencia que tenga en trabajos anteriores. Una vez seleccionado el tamaño de celda de la malla de simulación, que por lo general es mayor al tamaño de celda del modelo geoestadístico, se procede a adaptar los valores de las propiedades del modelo fino al mallado de simulación, para que posteriormente se reduzca el número de capas (escalamiento vertical) del modelo fino y se logre una configuración que represente de manera confiable las heterogeneidades del yacimiento y pueda ser manejado eficientemente por los simuladores dinámicos de yacimiento. También ocurre con frecuencia que la escogencia del mallado para la simulación dinámica fije la pauta para la escogencia de una configuración adecuada que permita definir el modelo estático del yacimiento.

La tabla 8.6 presenta el resumen de la cuantificación de la dispersión entre los modelos escalados y la historia real para los procesos de escalamiento ejecutados al variar la configuración areal de las mallas. Como puede notarse, para cada

tamaño de celda (y sin considerar los métodos del valor mínimo y el valor máximo, ya que, estos arrojan el escenario pesimista y optimista respectivamente), se tiene que el promedio aritmético es el que presenta menor dispersión numérica. Por ejemplo, para bloques de 105×105 mts², el promedio aritmético presentó una desviación absoluta promedio de 0.073 mientras que los promedios armónico y geométrico tuvieron dispersiones respectivas de 0.086 y 0.076. Cabe comentar también que prácticamente la diferencia entre los distintos valores de dispersión para el escalamiento aritmético, es despreciable. Esto también ocurre con los valores obtenidos para el escalamiento geométrico. Y, al compararlos entre ellos también puede hacerse ésta afirmación. La figura 8.26 corrobora esta última afirmación ya que se puede observar que entre los puntos (y la línea de tendencia) correspondientes a los resultados del promedio aritmético y los correspondientes puntos (y líneas de tendencia) del promedio geométrico no existen grandes diferencias.

Más adelante, en la figura 8.31 se muestran los resultados obtenidos del cálculo de la dispersión a distintos espacios de tiempo para cada uno de los modelos escalados horizontalmente y la historia real utilizando el método aritmético. Esta figura permite visualizar el comportamiento de la dispersión entre los puntos calculados por el simulador y los datos de la historia real de producción a medida que transcurre el tiempo de las corridas. El comportamiento de las curvas no fue el esperado, ya que se suponía que la tendencia que debería presentar la menor dispersión a lo largo de todo el período de tiempo fuese la curva representativa de la configuración de 90×90 mts², sin embargo no fue así, la curva de 105×105 mts² mostró valores menores durante gran parte del período de tiempo estudiado. Por otra parte la curva de 120×120 mts² se comportó como se esperaba, es decir en todo momento estuvo por encima de las curvas representativas de las configuraciones de 105×105 y 90×90 mts².

Por otro lado, ahora fijando el método aritmético y analizando los resultados al variar el tamaño del bloque, se puede observar que aunque los resultados no

difieren mucho entre sí, se tiene un patrón contrario a lo que cabía esperarse; es decir, se observa que a medida que crece el tamaño de los bloques, la dispersión es menor. Este resultado, ciertamente desconcertante, se repite prácticamente en el resto de los procedimientos.

Tabla 8.6

Dispersión de los modelos escalados contra la Historia Real. Escalamiento Horizontal.

	Aritmético	Armónico	Geométrico	Máximo	Mínimo
120x120mts	0.072	0.085	0.072	0.058	0.089
105x105mts	0.073	0.086	0.076	0.074	0.095
90x90 mts	0.074	0.096	0.075	0.138	0.170

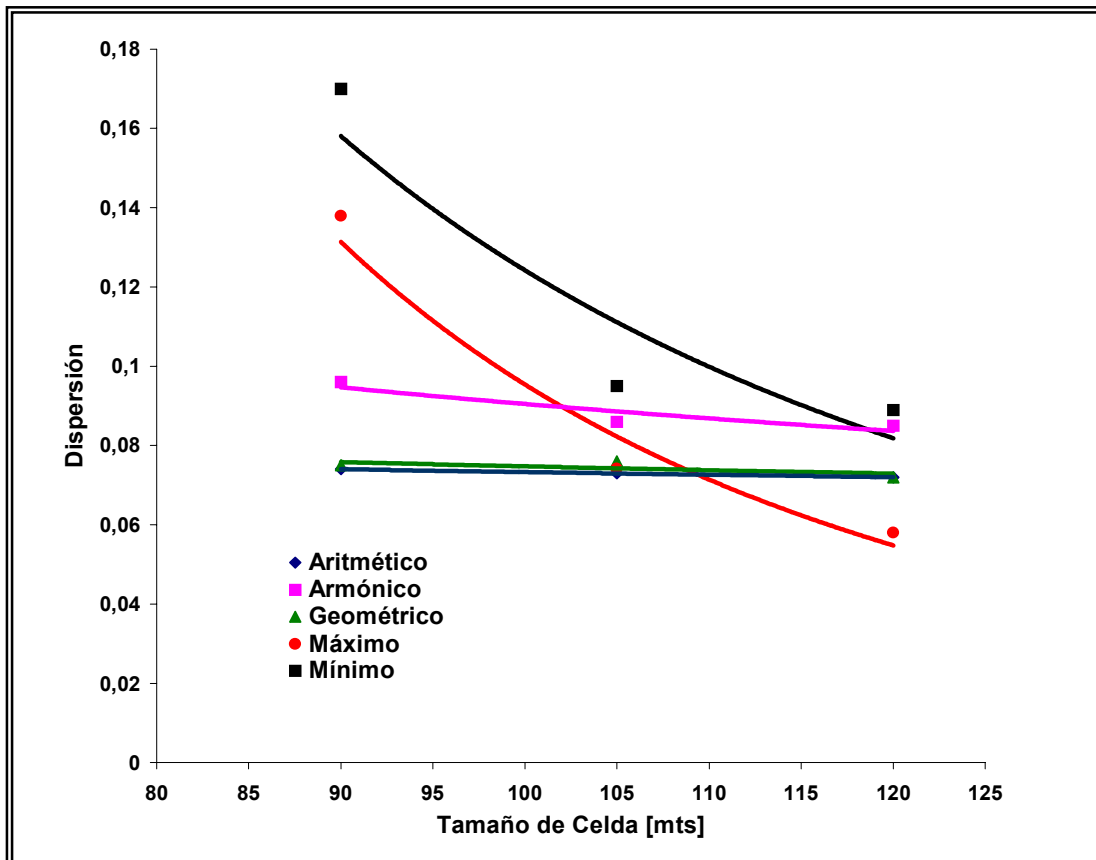


Figura 8.26 Dispersión de los Modelos Escalados Horizontalmente contra la Historia Real de Producción.

Al estudiar el análisis de la dispersión de los modelos escalados horizontalmente con la historia real de producción, el método que arroja menor dispersión es el promedio aritmético, sin embargo; al analizar la dispersión entre los modelos escalados horizontalmente y el modelo fino, el método que arroja menor dispersión es el geométrico, esta última afirmación es corroborada en la tabla 8.7 y la figura 8.27.

En la tabla 8.7 se presentan los resultados del análisis de la dispersión entre los modelos escalados horizontalmente y el modelo fino para cada una de distintas técnicas de promedios utilizadas y los distintos tamaños de celdas propuestos. Como puede observarse el promedio geométrico resultó ser la técnica que arrojó la menor dispersión numérica en cada una de las configuraciones propuestas. Por ejemplo, para un tamaño de bloque de 120×120 mts² el promedio geométrico arrojó una dispersión de 0.027, mientras que el promedio armónico y aritmético presentaron una dispersión de 0.038 y 0.060 respectivamente.

Al igual que cuando estudiamos la dispersión entre los modelos escalados horizontalmente y la historia real de producción referimos al lector a la correspondiente gráfica de dispersión versus tiempo. En este caso invitamos al lector a observar la figura 8.32, donde se aprecia un comportamiento análogo al de la figura 8.31, es decir; la curva de 105×105 mts² se muestra por debajo de la curva de 90×90 mts² en la mayoría del período de tiempo estudiado, lo cual ciertamente es contrario a las premisas que hemos venido manejando a lo largo del trabajo; es decir, a medida que nos acercáramos más a las dimensiones del modelo fino ($60 \text{ mts} \times 60 \text{ mts} \times 2.31 \text{ pies}$) cabría esperar una menor dispersión entre los modelos escalados y el modelo fino y/o la historia real de producción.

Por otro lado, fijando el método geométrico y analizando los resultados al variar el tamaño de bloque, se tiene el mismo comportamiento que cuando se estudió la dispersión entre los modelos escalados y la historia real de producción, es decir

los resultados obtenidos son confusos e inconsistentes, lo que hace imposible generalizar acerca de la conducta de los mismos.

Tabla 8.7
Dispersión de los modelos escalados contra el Modelo Fino. Escalamiento Horizontal.

	Aritmético	Armónico	Geométrico	Máximo	Mínimo
120x120mts	0.060	0.038	0.027	0.043	0.041
105x105mts	0.049	0.060	0.049	0.054	0.070
90x90 mts	0.058	0.055	0.038	0.130	0.158

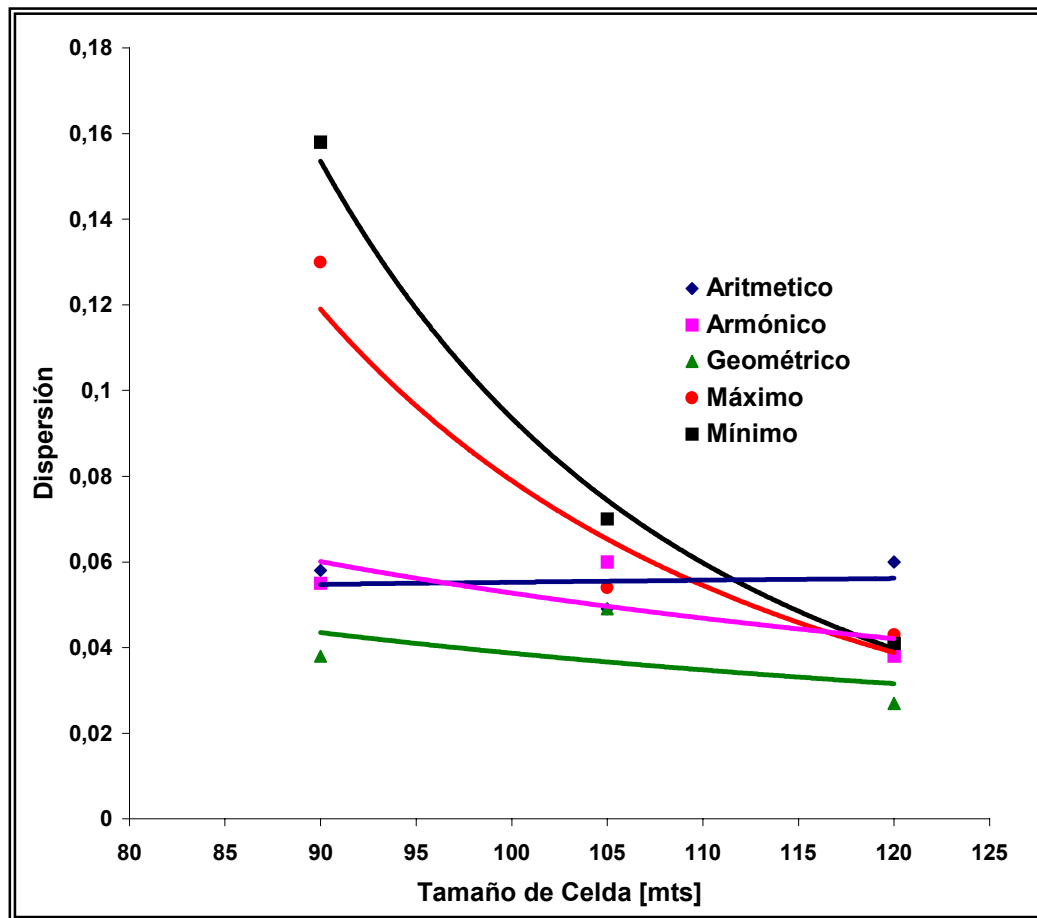


Figura 8.27 Dispersión de los Modelos Escalados contra el Modelo Fino.

Al estudiar la dispersión entre los modelos escalados horizontalmente con el modelo fino y la historia real de producción, se observa el mismo comportamiento que en el escalamiento vertical; es decir, los valores presentan mayor dispersión al ser comparados con la historia real (ver Figura 8.28). Esta conducta puede atribuirse a la presencia de las barreras naturales, zonas donde la permeabilidad es cero, que no permiten el flujo de fluidos a través de ellas. Como se menciono anteriormente, estas barreras naturales no fueron representadas en el modelo fino por no tomarse en cuenta los “cut-off”.

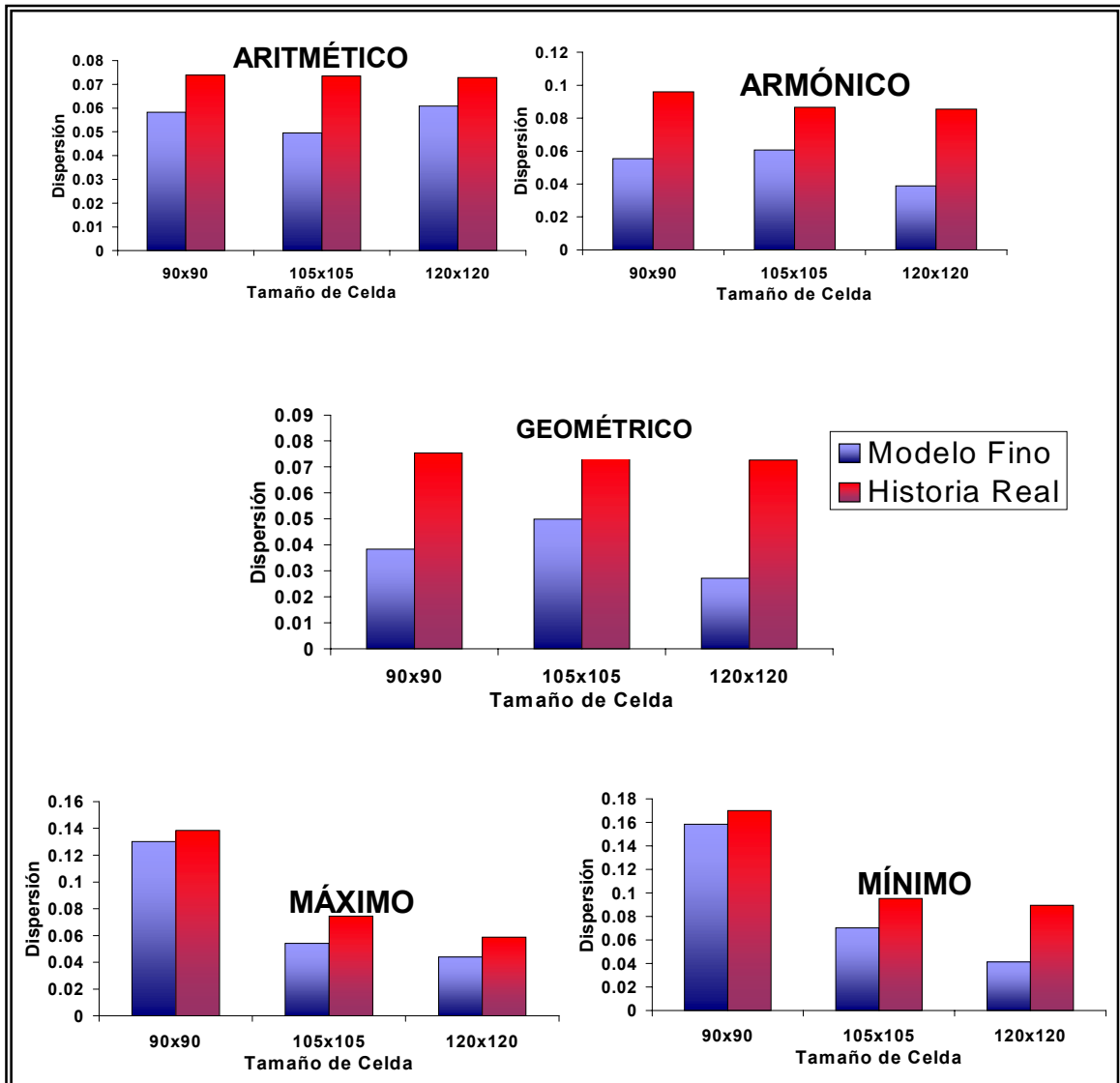


Figura 8.28 Dispersión. Modelos Escalados contra Modelo Fino e Historia Real de Producción.

La aplicación de los diversos métodos en el escalamiento horizontal arrojaron resultados confusos; es decir, no se pudo establecer ningún patrón de conducta a medida que variaba el tamaño areal de la celda. Se tenía la expectativa que a medida que aumentara el tamaño de celda (de 60x60 mts². hasta 120x120 mts²) los valores del cálculo de la dispersión se incrementaran.

En el área en estudio no se reportó ningún fenómeno que pudiera tener alguna influencia en la dirección areal que requiera un mallado detallado; por ejemplo los fenómenos de inyección de agua, gas o vapor si requieren un mallado más fino que permita estudiar con más detalle el comportamiento de los fluidos. Es por ello que el único parámetro considerado para proponer un mallado adecuado es el radio de drenaje de los pozos. El único fenómeno que fue detectado en las cercanías de los pozos fue la conificación de agua (la cual pudo ser corregida mediante la manipulación adecuada de las permeabilidades verticales), la cual no tiene ninguna influencia sobre el comportamiento areal de los fluidos.

Con los resultados obtenidos del escalamiento horizontal no se pudo determinar que factor influye directamente sobre esta técnica de escalamiento, una de las posibles causas que puede influir en los resultados es el tamaño de celda seleccionado para cada uno de los modelos. Un mallado con un tamaño de celda muy grande podría crear un fenómeno de interferencia entre los pozos, lo cual impediría que el simulador pudiera representar la realidad del yacimiento, es posible que en el caso de 120x120 mts² esté ocurriendo este fenómeno, por otra parte, en los estudios de simulación dinámica no siempre un mallado muy fino arroja los mejores resultados, ya que en este tipo de estudios debe existir un equilibrio entre los datos utilizados (curvas de permeabilidad relativa), el mallado propuesto y la realidad del yacimiento, este pudiera ser el caso de la configuración de 90x90 mts², la cual no arroja los resultados esperados, ya que se presumía que esta configuración arrojara los menores valores de dispersión; sin embargo, el modelo de 105x105 mts² además de representar de manera confiable el comportamiento dinámico del yacimiento arrojó los menores valores de

dispersión al ser comparado tanto con el modelo fino como con la historia real de producción.

Una manera de verificar las hipótesis planteadas anteriormente, sería diseñando un yacimiento ideal de forma rectangular al cual se le adapte un mallado regular, y de esta manera estudiar más a fondo la respuesta de los fluidos al ser sometidos a diferentes mallados con distintos tamaños de celda (escalamiento horizontal) y a la acción de un pozo inyector.

Como en todo trabajo de investigación, pueden surgir nuevas interrogantes dignas de ser estudiadas. Los resultados encontrados al estudiar el escalamiento horizontal representan un nuevo reto que por sus implicaciones van más allá de los objetivos originales de este trabajo especial de grado; sin embargo, abren las puertas como tema de investigación para que en el futuro sea abordado por otros estudiantes

8.5 ANÁLISIS DE LOS GRÁFICOS DE LA SIMULACIÓN DE LOS MODELOS ESCALADOS

Para observar la influencia de los métodos de escalamiento se graficaron un conjunto de figuras del tipo dispersión versus tiempo. Primeramente, para el escalamiento vertical y por cada método utilizado, se superponen los resultados de las dispersiones obtenidas al variar el número de capas; así por ejemplo, la figura 8.29 nos muestra las curvas de dispersión obtenidas para cada número de capas al utilizar la promediación armónica al momento de escalar. Las dispersiones aquí mostradas son con respecto al modelo geoestadístico del yacimiento que ha sido calificado como el modelo fino. En esta figura puede observarse cómo la curva correspondiente al modelo de 30 capas es la que está por debajo de los restantes para casi todo valor temporal; en contraste, la curva “más alta”; es decir, la que representa la mayor dispersión es la curva del modelo de 8 capas. Las restantes dos curvas cumplen la transición esperada entre las

curvas extremas mencionadas.

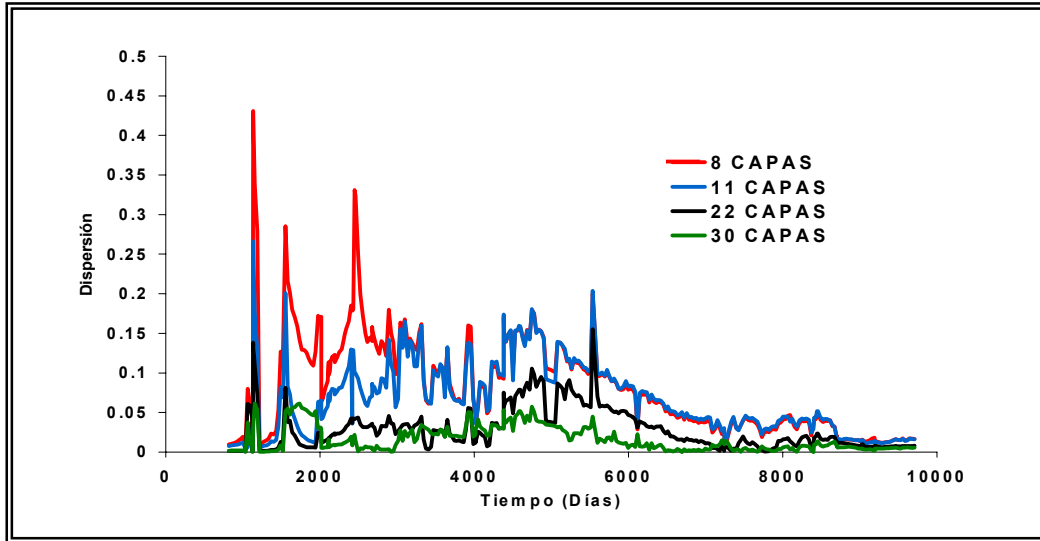


Figura 8.29 Dispersión entre los modelos escalados verticalmente utilizando el promedio armónico y el modelo fino.

Por otro lado en la figura 8.30 se superponen los resultados del estudio de la dispersión entre los modelos escalados verticalmente y la historia real de producción.

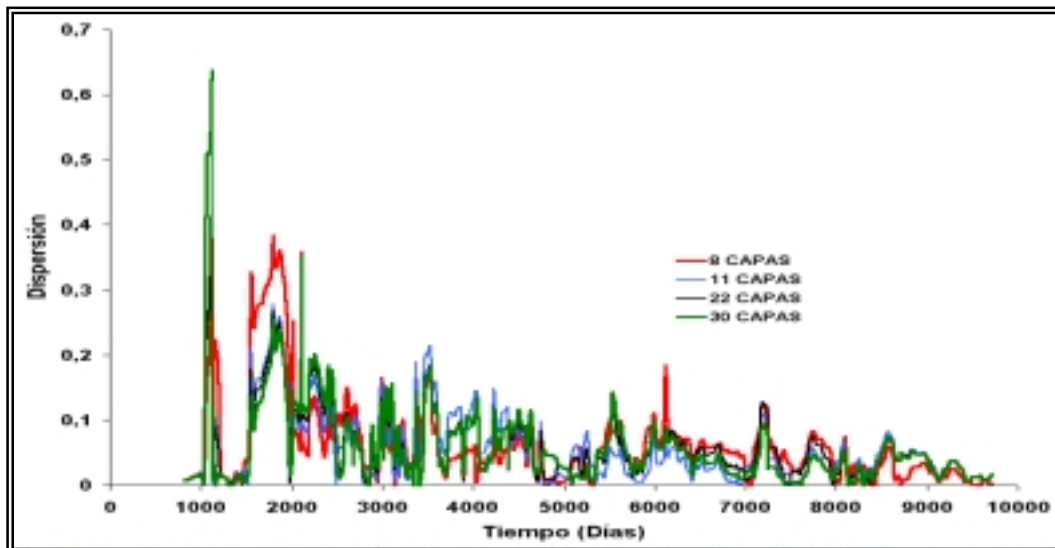


Figura 8.30 Dispersión entre los modelos escalados verticalmente utilizando el promedio armónico y la historia real de producción.

El comportamiento observado en las Figuras 8.29 y 8.30 se observa una menor dispersión a medida que aumenta el número de capas (escalamiento vertical). Este comportamiento era de esperarse ya que a medida que el modelo escalado se asemeja a las dimensiones del modelo fino, la dispersión entre las curvas tiende a disminuir.

Por otro lado, también para el escalamiento horizontal se produjeron este tipo de figuras. Es decir, por cada método de escalamiento, gráficos de dispersión versus tiempo donde se superponen los resultados obtenidos por cada modelo presentando distinto tamaño (areal) de celdas. La figura 8.31 nos muestra gráficamente las curvas superpuestas de la dispersión entre los modelos escalados horizontalmente utilizando el promedio aritmético y la historia real.

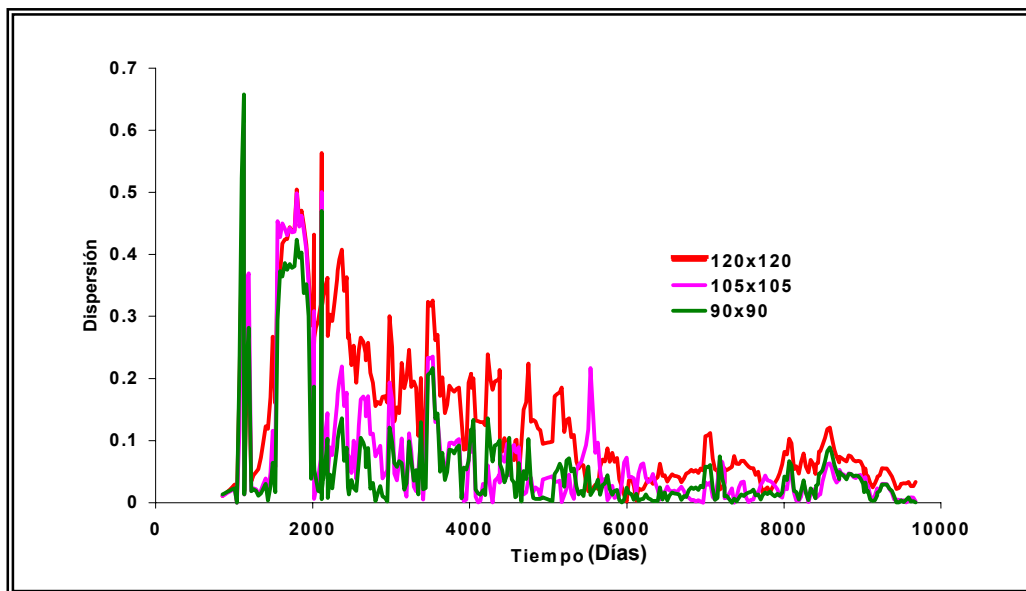


Figura 8.31 Dispersión entre los modelos escalados horizontalmente utilizando el promedio aritmético y la historia real.

En las figuras 8.31 y 8.32 se observó que a medida que disminuye el tamaño areal de la celda (escalamiento horizontal) se nota cierta irregularidad en el comportamiento de las curvas a diferentes espacios de tiempo, esto se evidencia con la curva de 105x105 mts², la cual aparece por debajo de la de 90x90 mts²

suponiendo entonces que la configuración de 105×105 mts² presenta menor dispersión numérica que el mallado de 90×90 mts².

Por otro lado, la figura 8.32 muestra la dispersión existente entre los modelos escalados horizontalmente; utilizando el promedio geométrico, y el modelo fino, notándose que al inicio del período, las curvas presentan un comportamiento atípico. Posiblemente este comportamiento puede ser atribuido a errores en las mediciones o por ausencia de datos en algunas fechas, lo que obliga a una posible extrapolación de la data de producción. Este argumento se evidencia en la figura 8.12 de la página 83, donde se muestra una extrapolación lineal de la data en la gráfica del cotejo histórico de petróleo del pozo A.

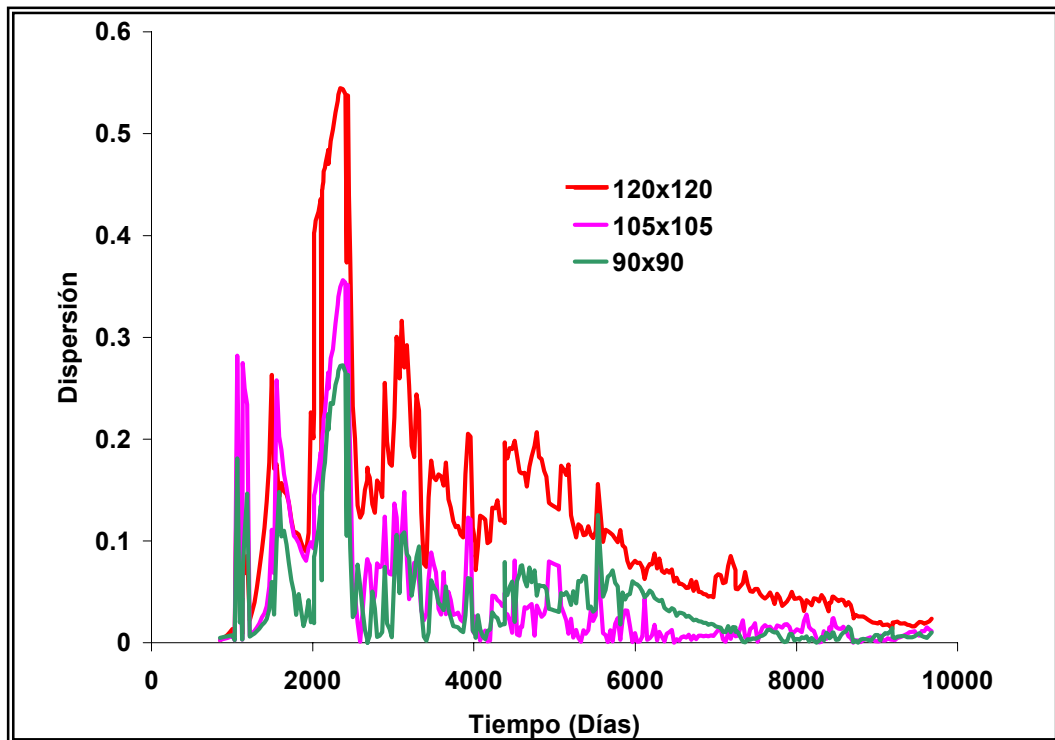


Figura 8.32 Dispersión entre los modelos escalados horizontalmente utilizando el promedio geométrico y la historia real de producción.

De los diferentes tipos de escalamiento aplicados, se considera que el máximo y el mínimo no necesariamente arrojan resultados confiables desde el punto de vista

de ingeniería de yacimientos, ya que estos métodos asignan el valor más alto o bajo de la propiedad a escalar, de aquellos valores en las celdas del modelo fino que están contenidas en el bloque más grande del nuevo mallado de simulación. Al estudiar el comportamiento dinámico de los modelos generados a partir de los métodos máximo y mínimo, se observa que las tendencias simuladas se encuentran por encima y por debajo respectivamente de la curva de la historia real; esto ocurre para los dos tipos de escalamiento aplicados en el estudio (escalamiento horizontal y escalamiento vertical).

En la figura 8.33 se observa que para el escalamiento vertical y el método máximo de escalamiento, las tendencias del corte de agua de las diferentes configuraciones están por encima de la tendencia de la historia real, mientras que en la figura 8.34 para cada una de las configuraciones horizontales propuestas y el método mínimo de escalamiento las tendencias se encuentran por debajo de la tendencia de la historia real.

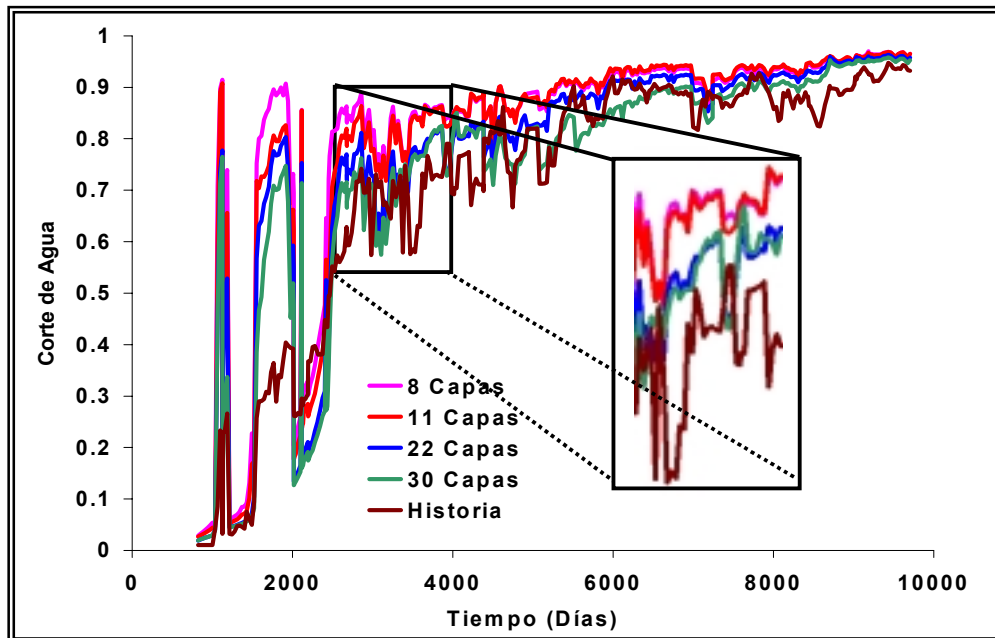


Figura 8.33 Gráfico del Corte de Agua contra Tiempo. Escalamiento Vertical (Máximo).

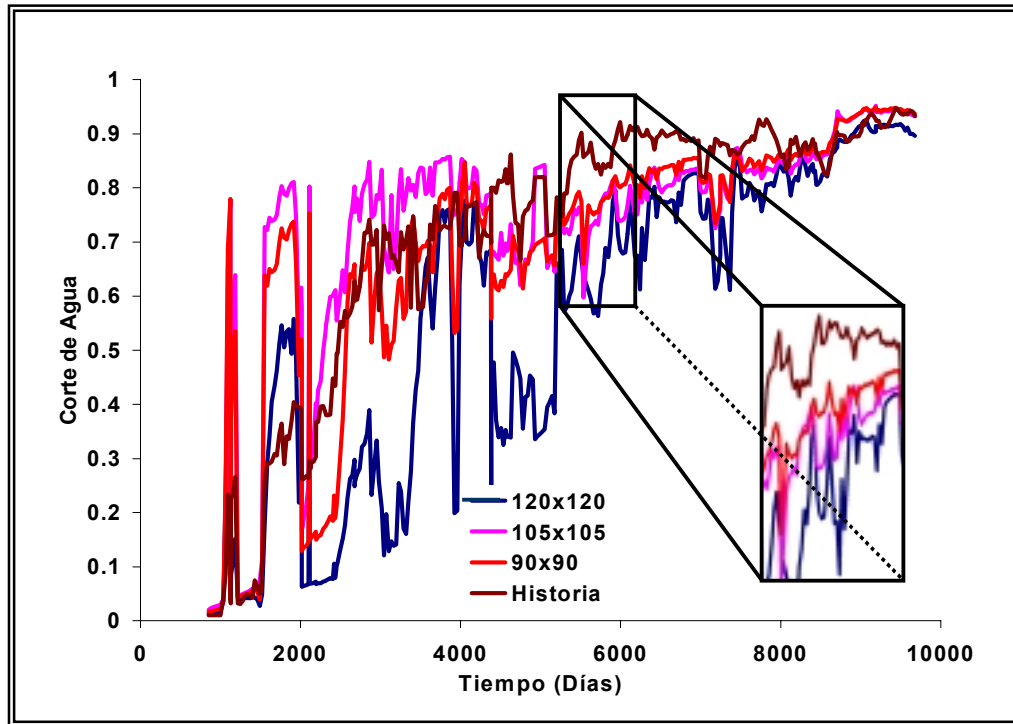


Figura 8.34 Gráfico del Corte de Agua contra Tiempo. Escalamiento Horizontal (Mínimo).

Finalmente para corroborar los resultados obtenidos del análisis de la dispersión entre los modelos escalados y el modelo fino se muestran las figuras 8.35 y 8.36, las cuales se construyeron mediante la superposición de los comportamientos dinámicos arrojados por el simulador para cada uno de los modelos. En la figura 8.35; para el escalamiento vertical, se demuestra gráficamente que el promedio armónico representa el comportamiento dinámico del modelo fino con mayor precisión que las otras técnicas de escalamiento estudiadas, mientras que en la figura 8.36 se muestra que para el escalamiento horizontal el promedio geométrico se adapta mejor al comportamiento del modelo fino.

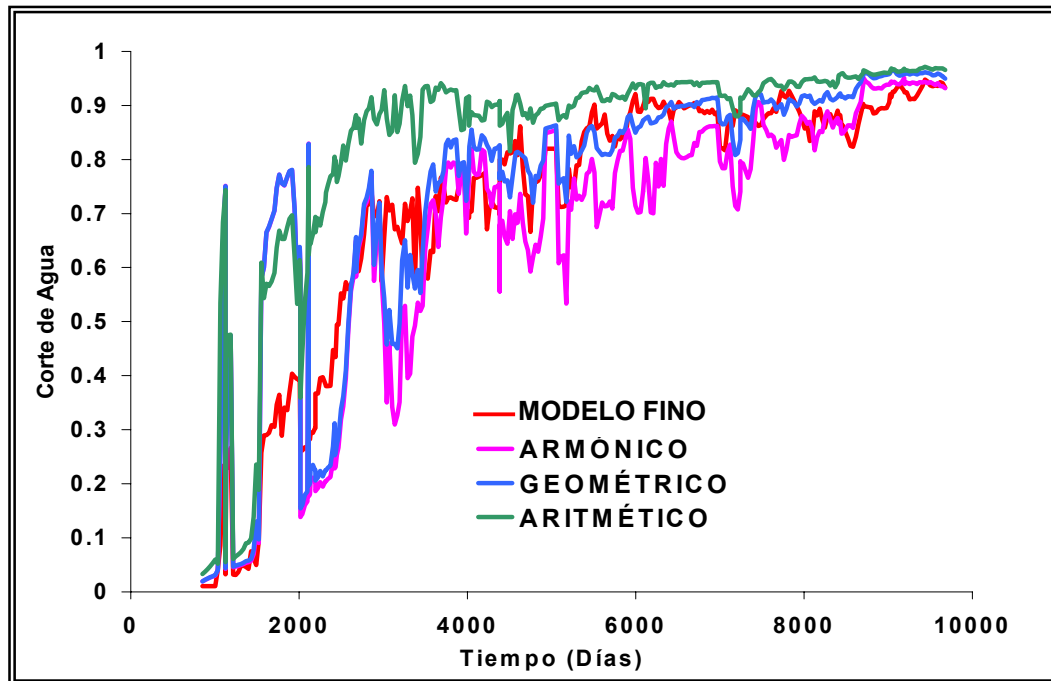


Figura 8.35 Comportamiento Típico del Corte de Agua en el Escalamiento Vertical.

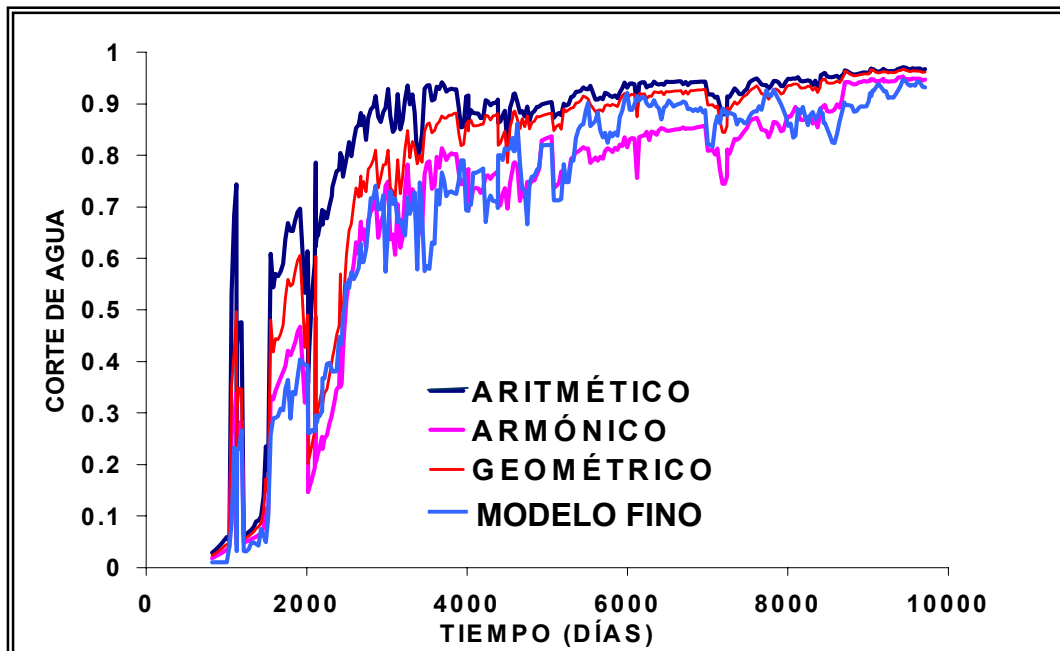


Figura 8.36 Comportamiento Típico del Corte de Agua en el Escalamiento Horizontal.

Por otro lado, se observó que el tipo de escalamiento que realmente influye en la construcción de los modelos de simulación es el escalamiento vertical, lo cual es lógico ya que en la realidad de los yacimientos se observa una clara variabilidad de los atributos a medida que aumenta la profundidad. Esta variación se atribuye a la superposición de los diferentes eventos de depositación, relacionados con las acumulaciones de hidrocarburos. Es por eso que la caracterización geoestadística de los yacimientos debe ser más detallada en la dirección vertical para tratar de reducir al máximo la incertidumbre en la creación del modelo estático del yacimiento, para que pueda ser utilizado posteriormente en las etapas de cotejo y predicción del estudio dinámico del yacimiento.

CAPITULO 9

CONCLUSIONES

- Los histogramas de porosidad obtenidos en este estudio permiten afirmar que la porosidad se distribuye simétricamente alrededor del valor promedio. Por otro lado, el hecho de que exista una alta frecuencia de valores de permeabilidad, concentrados entre cero (0) y cuatrocientos (400) mD y algunos pocos valores altos (alrededor de 9000 mD) hacen que el histograma de permeabilidad presentase un comportamiento de sesgo positivo, que significa una alta frecuencia de valores bajos.
- La construcción de los variogramas experimentales permitió modelar patrones de la conducta vertical de las propiedades petrofísicas. Estos modelos se usaron como información de entrada en la etapa de la simulación estocástica.
- Con la integración de la información proveniente del análisis de continuidad, el resultado de la evaluación petrofísica, la descripción geológica, que a su vez permitió la construcción del variograma areal y la utilización de herramientas geoestadísticas se logró una caracterización confiable del modelo estático del yacimiento.
- El escalamiento vertical arrojó los resultados esperados ya que al calcular los valores de la dispersión de cada una de las diversas metodologías aplicadas tanto con el modelo fino como con la historia real de producción se observó un comportamiento cónsono con las premisas que sostienen toda tarea de escalamiento. Es decir; a medida que disminuíamos el número de capas que conformaban la malla de simulación el valor de la dispersión aumentaba.

- En el escalamiento horizontal no fue posible establecer un patrón de conducta para los valores de la dispersión (calculados tanto con el modelo fino como con la historia real de producción), ya que a medida que se aumentaba el tamaño areal de la celda, se observaron comportamientos diferentes e inesperados para cada una de las metodologías de escalamiento aplicadas.
- De los resultados obtenidos por los procesos aquí ensayados para el escalamiento vertical, se concluye que el promedio armónico es la técnica más efectiva para escalar los valores de permeabilidad desde un mallado fino (muchas capas) a un mallado grueso (menos capas).
- La conclusión anterior no puede ser generalizada en virtud de que los resultados obtenidos se produjeron para un yacimiento subsaturado con altos cortes de agua, baja relación gas petróleo y presiones de burbujeo entre 100 y 500 LPC.
- Los métodos de escalamiento son capaces de generar modelos estáticos confiables a partir de mallados de alta resolución y que sean manejables de manera efectiva por el simulador dinámico de yacimiento.

CAPÍTULO 10

RECOMENDACIONES

- Se recomienda probar el promedio armónico-aritmético, el aritmético-armónico y el método de tensores como metodologías de escalamiento. Estas técnicas no fueron estudiadas por no estar consideradas en el paquete usado en este trabajo.
- Se recomienda aplicar técnicas de escalamiento a mallados finos, para obtener modelos que puedan ser manejados de manera eficiente por los simuladores numéricos convencionales.
- Es recomendable estudiar técnicas de escalamiento en otros yacimientos con características diferentes a las planteadas en este estudio, para observar la influencia de las diversas metodologías de escalamiento ofrecidas por los paquetes geoestadísticos.
- Para yacimientos con las características del aquí estudiado, se recomienda utilizar el método armónico en casos donde se aplique una reducción en el número de capas que conforman el mallado del modelo geoestadístico.
- Se recomienda como futura investigación, la aplicación de técnicas de escalamiento horizontal, a un yacimiento ideal de forma rectangular, con el objetivo de corroborar las causas aquí expuestas para explicar los sorprendentes resultados para esta forma de escalamiento.

Bibliografía

Alvarado G., Eliana A. **“Descripción del Yacimiento B-Inferior / VLG – 3503, Campo Ceuta, Mediante Técnicas Geoestadísticas”**. Universidad Central de Venezuela (UCV), Caracas, 1996.

Bauza O., Leonel E. **“Estudio Integrado del Yacimiento Eoceno C (VLE-198) Bloque V Centro”**. Universidad Central de Venezuela (UCV), Caracas, 1998.

Blanc G. (SPE), Guerillot D. (SPE), Rahon D., Roggero F., IFP and the HELIOS Reservoir group. **“Building Geostatistical Models Constrained by Dynamic Data-A Posteriori Constraints”**, Society of Petroleum Engineers (SPE) 35478, Abril 1995.

Castillo, Carlos; Gedler, Gustavo; Porjesz, Robert y Rondón, Oscar; **“Curso de Geoestadística”**. INTEVEP, Año 2000.

Chirstie, M.A. (SPE), BP Exploration. **“Upscaling for Reservoir Simulation”**. Distinguished Author Series, Journal Petroleum of Technology (JPT), Noviembre 1996.

Christie, M.A. (SPE); Watt, Heriot; Blunt, M.J. (SPE); **“Thenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques”**. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Agosto 2001.

Craft, B.C. y Hawkins Jr. M.F. **“Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”**, Editorial Tecnos, Madrid, 1977, 549 Págs.

Chilés, Jean Paul and Delfiner Pierre. **“Geostatistics Modeling Spatial Uncertainty”**. Editorial Wiley Inter-Sience, Canadá, 1999, 695 Págs.

Consonni, Pietro., (AGIP, SpA)., Thiele, M.R. (Stanford U); Palagi, C.L. (Petrobras); and Khalid, Aziz. (Stanford U). **“Flexible Gridding Techniques for Coning Studies in Vertical and Horizontal Wells”**, SPE 25563, Abril 1993.

Damsieth, Eivind. (SPE), Hydro, Norsk. and More, Henning. **“Geostatistical Approaches in Reservoir Evaluation”**, Technology Today Series, Journal Petroleum of Technology (JPT), Mayo 1997.

Durlofsky, L.J. (SPE), Behrens, R.A. (SPE), Jones, R.C. and Bernath, A. Chevron Petroleum Technology Company **“Scale Up of Heterogeneous Three Dimensional Reservoir Descriptions”**, SPE 30709, Septiembre 1996.

Durlofsky, L.J. (SPE), Milliken, W.J. Dehghani. K (SPE), and Jones, R.C. Chevron Petroleum Technology Company. **“Application of a New Scale Up Methodology to the Simulation of Displacement Processes in Heterogeneous Reservoirs”** Society of Petroleum Engineers (SPE) 28704. Año 1996.

García H., Ivette. **“Simulación De Yacimientos Mediante Técnicas Geoestadísticas Del Yacimiento Eoceno C VLG – 3676, Area 2 Sur ceuta sureste”**, Universidad Central de Venezuela (UCV), Caracas, 1995.

González R., Ernesto. **“Estadística General”**, Ediciones de la Biblioteca Central, Caracas, 1997, 308 Págs.

González, Reinaldo. **“Introducción a la Geoestadística”**, PDVSA CIED, Caracas, Marzo 1996.

Goovaerts, Pierre. **“Geostatistics for Natural Resources Evaluation”** Applied Geostatistic series, New York, Oxford University, 1997.

Guerrero M. Deisy E., **“Descripción Del Yacimiento Lagunillas Inferior VLC – 052 / VLD – 0192 Bloque III / IV Mediante Técnicas Geoestadísticas”**,

Universidad Central de Venezuela (UCV), Caracas 1996.

Illuzzi R., Giuliana y Moreno T., Miguel F., **“Curso de Geoestadística Básica”**
CIED-La Tahona, Caracas 2000.

Isaaks, E.H., and Srivastava, M. **“Applied Geostatistics”**, Oxford University
Press, New York, 1989.

Honarpour, M.M; Cullick, A.S.; Saad, Najj; Mobil E&P Technology Center, Dallas,
TX; Humphreys N.V.; Movil New Business Development; Dallas, TX. **“Effect of
Rock Heterogeneity on Relative Permeability: Implications for Scale-UP”**.
Society of Petroleum Engineers (SPE) 029311. Marzo 1995.

Journel, André G. and Deutsch, Clayton V. “Geostatistical Software Library and
User’s Guide”. Oxford University Press, New York 1998. 341 Págs.

Li. D. (SPE), and Beckner B. (SPE); Mobil Technology Co. and Kumar, A. (SPE),
Schlumberger. **“A New Efficient Averaging Technique for Scaleup of
Multimillion-Cell Geologic Models”**. SPE Reservoir Evaluation & Engineering.
Junio 2001.

Petit, F.M., Biver, P.Y. Calatayud, P.M., Lesueur, J-L. and Alabert, F.G., Elf
Aquitaine Production. **“Early Quantification of Hydrocarbon in Place Through
Geo-statistical Object Modelling and Connectivity Computations”**, Society of
Petroleum Engineers (SPE) 28416, Septiembre 1994.

Pino, H. Villar J.C., **“Curso Básico de Simulación Numérica de Yacimientos
(Modelaje Numérico)”**. Ingeniería Tecnosinergia. Caracas Abril de 2001.

Poquioma, Walter. **“Aplicación de la Geoestadística en los Estudios
Integrados de Yacimientos”**. Marzo 1998.

Rachmawati, S.B.; Sustakosky, Rick J.; Whitacre, Timothy P.; Goggin, David J.; Levy, Marjory; Bernath, Alan B.; Anbarci, Kemal; Wu, Gary. “ **Pattern Waterflood Development in a Giant, Mature Oil Field: Minas NW Segment Reservoir Characterization, Scale-Up, and Flow Modeling**”. Society of Petroleum Engineers (SPE) 38705, Octubre 1997.

Saad, Naji; Cullick, S.A. and Honarpour, M.M.; Mobil E&P Technical Center. “**Effective Relative Permeability in Scale-Up and Simulation**”. Society of Petroleum Engineers (SPE) 29592. Marzo 1995.

Saad, Naji. (SPE), Maroongroge, Vichai., Kalkomey, C.T. (SPE), Mobil E&P Technical Center. “**Ranking Geostatistical Models Using Tracer Production Data**”, Society of Petroleum Engineers (SPE) 35494, Abril 1996.

Salama, David. “**Estadística, Metodología y Aplicaciones**”, Tercera Edición, Caracas, 1995, 314 Págs.

Sanchez, N.; Martinez, C. and Rattia, A. Maraven S.A. “**Methodological Approach for Reservoir Simulation**”. Society of Petroleum Engineers (SPE) 23616. Marzo 1992.

Schildberg Y., Poncet J., Bandiziol D., Deboaisne R., Laffont F. and Vittori J., Elf Exploration Production “**Integration of Geostatistics and Well Test to Valoidate a Priori Geological Models for the Dynamic Simulation: Case Study**”, Society of Petroleum Engineers (SPE) 38752, Octubre 1997.

Smedvig Technologies, IRAP RMS User Guide, “**Scale-Up of Parameters**”, Chapter 14, 1998.

Taheri M. (SPE), Viloría R. (SPE), and Angola O (SPE), INTEVEP S.A.,

Vidllegas L., y Guerini A. (SPE), CORPOVEN, S.A. **“Geostatistical Characterization of Reservoir Architecture and Flow Properties, North of Monagas, Eastern Venezuela”**, Society of Petroleum Engineers (SPE) 38998, Septiembre 1997.

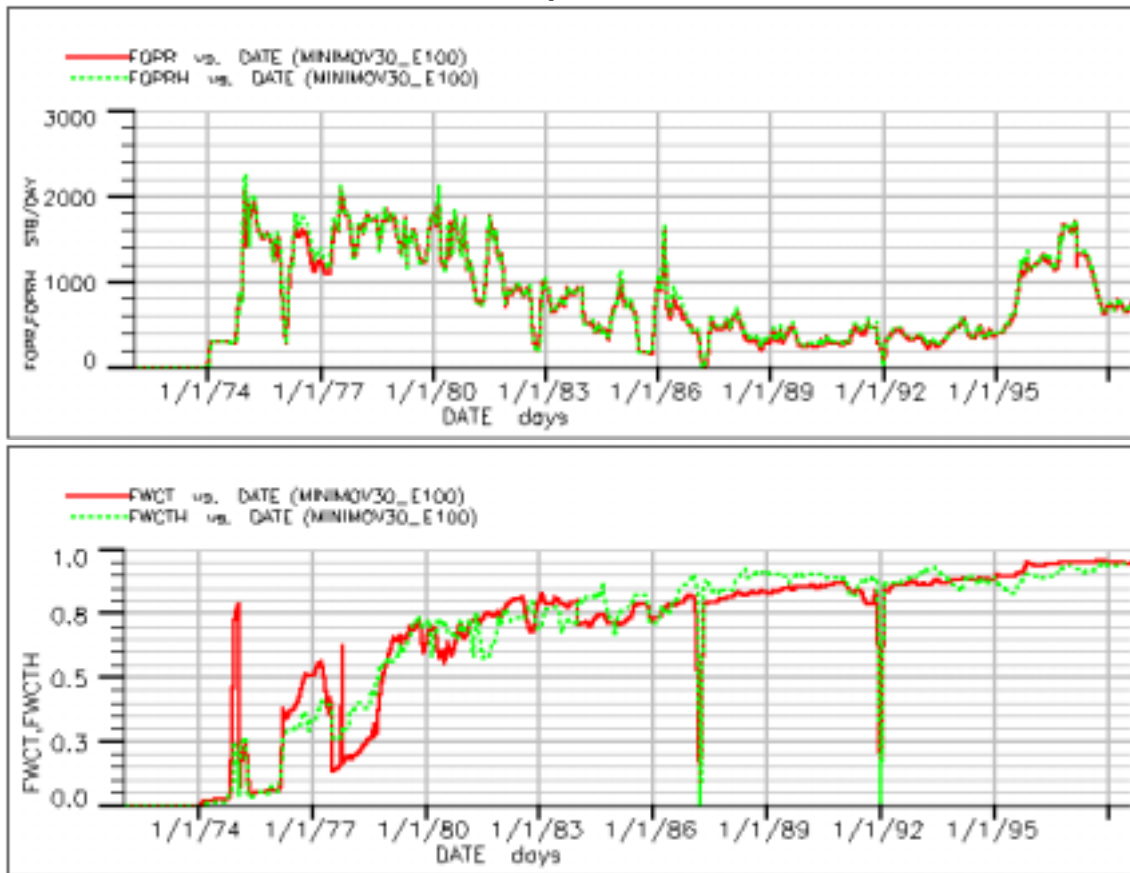
Yarus M, Jeffrey and Chambers, Richard L. **“Stochastic Modeling and Geoetistics Principles, Methods and Case Studies”**, The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa Oklahoma, USA 1994.

Gráficos de la Simulación de los Modelos Escalados.

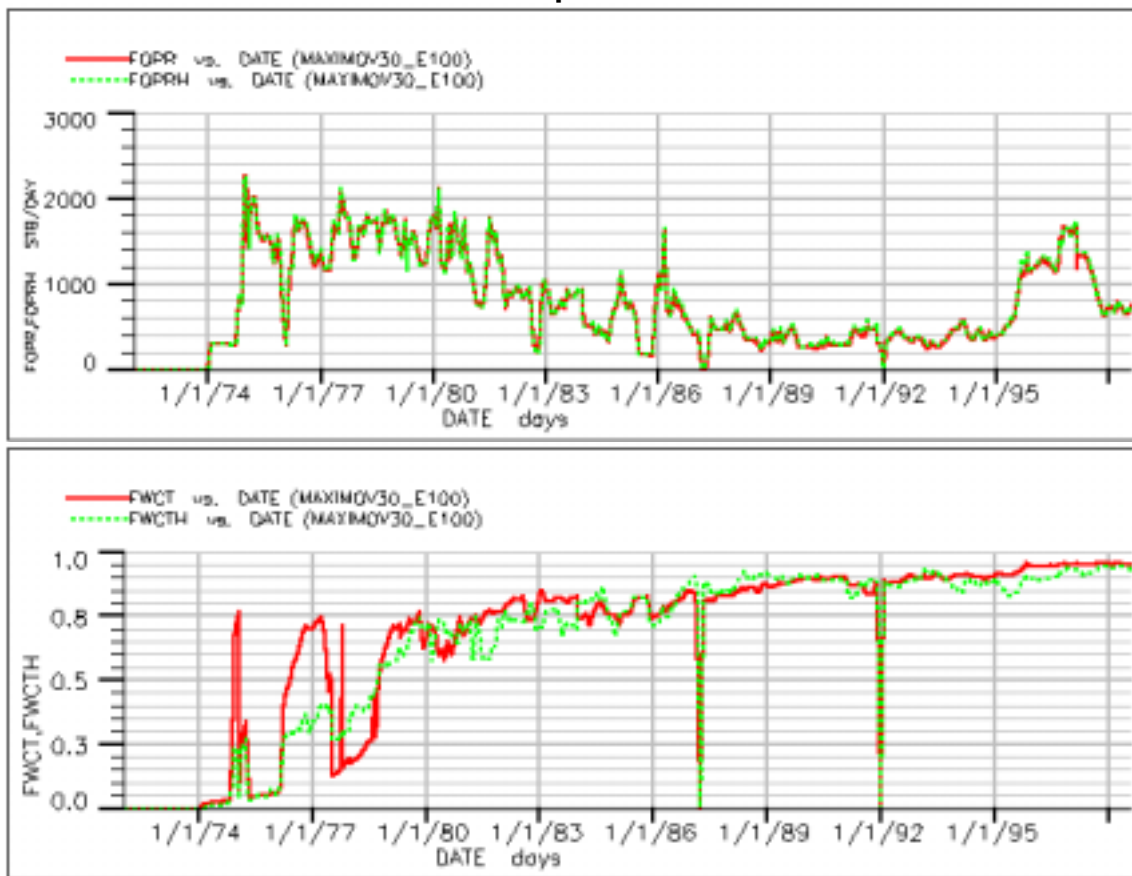
En éste apéndice se mostrarán los gráficos obtenidos en la etapa de cotejo de los modelos escalados tanto vertical como horizontalmente. En cada uno de los casos se mostrarán los gráficos del cotejo de petróleo (parte superior) y del cotejo de agua (parte inferior) del yacimiento para cada una las configuraciones propuestas.

A.1 CONFIGURACIONES ESCALADAS VERTICALMENTE

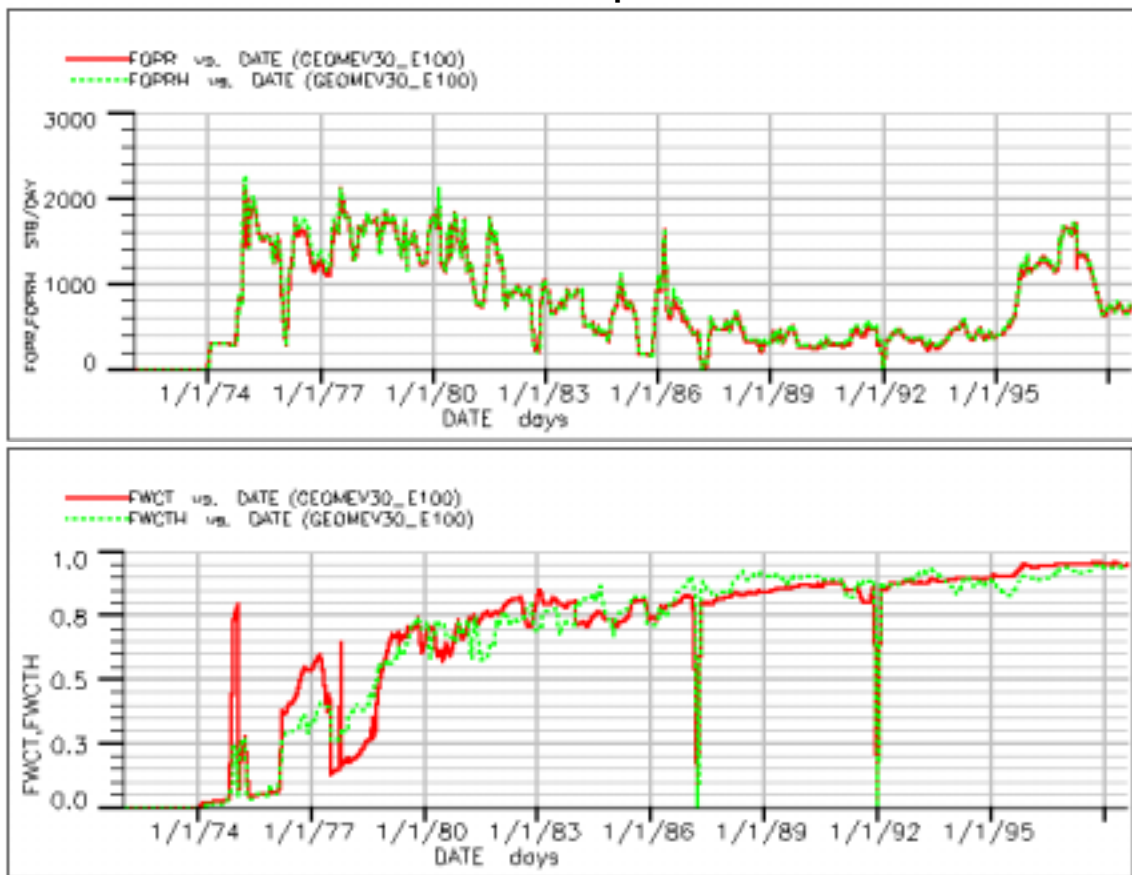
Escalamiento Mínimo Vertical 30 capas



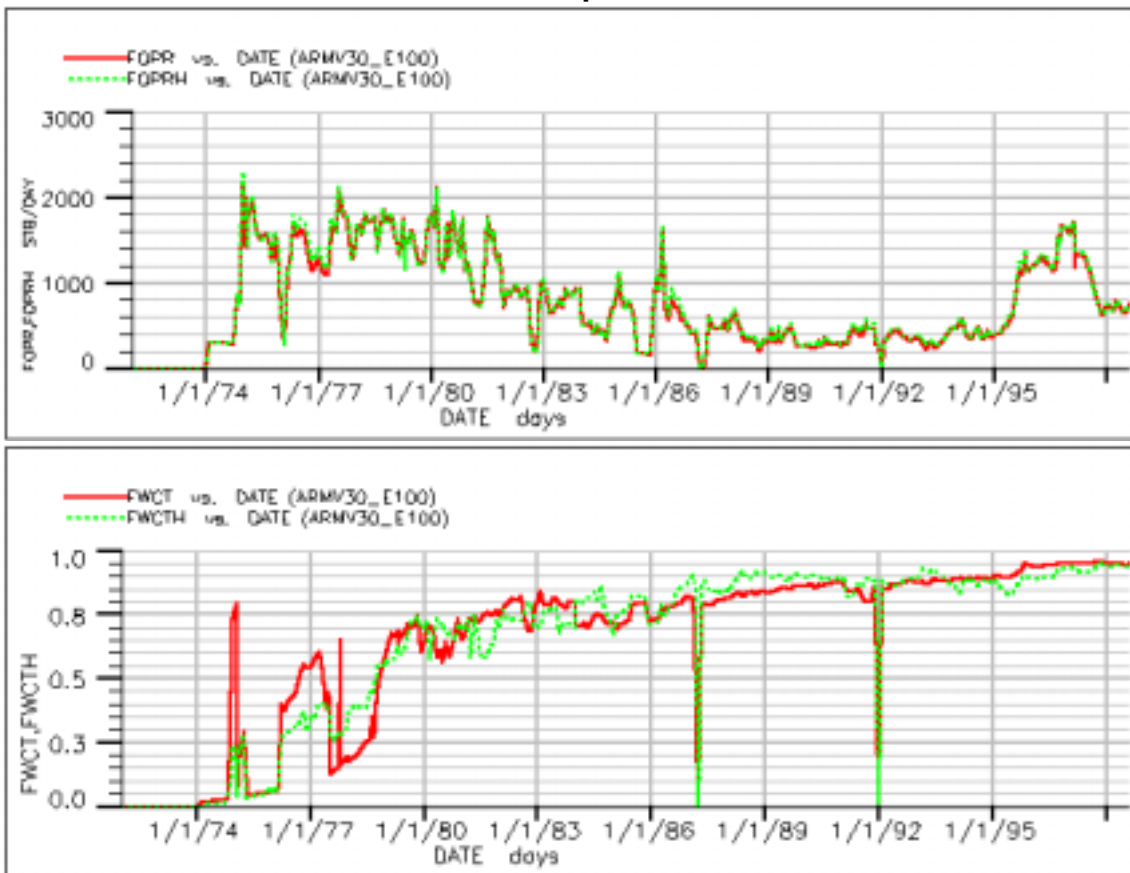
Escalamiento Máximo Vertical 30 capas



Escalamiento Geométrico Vertical 30 capas



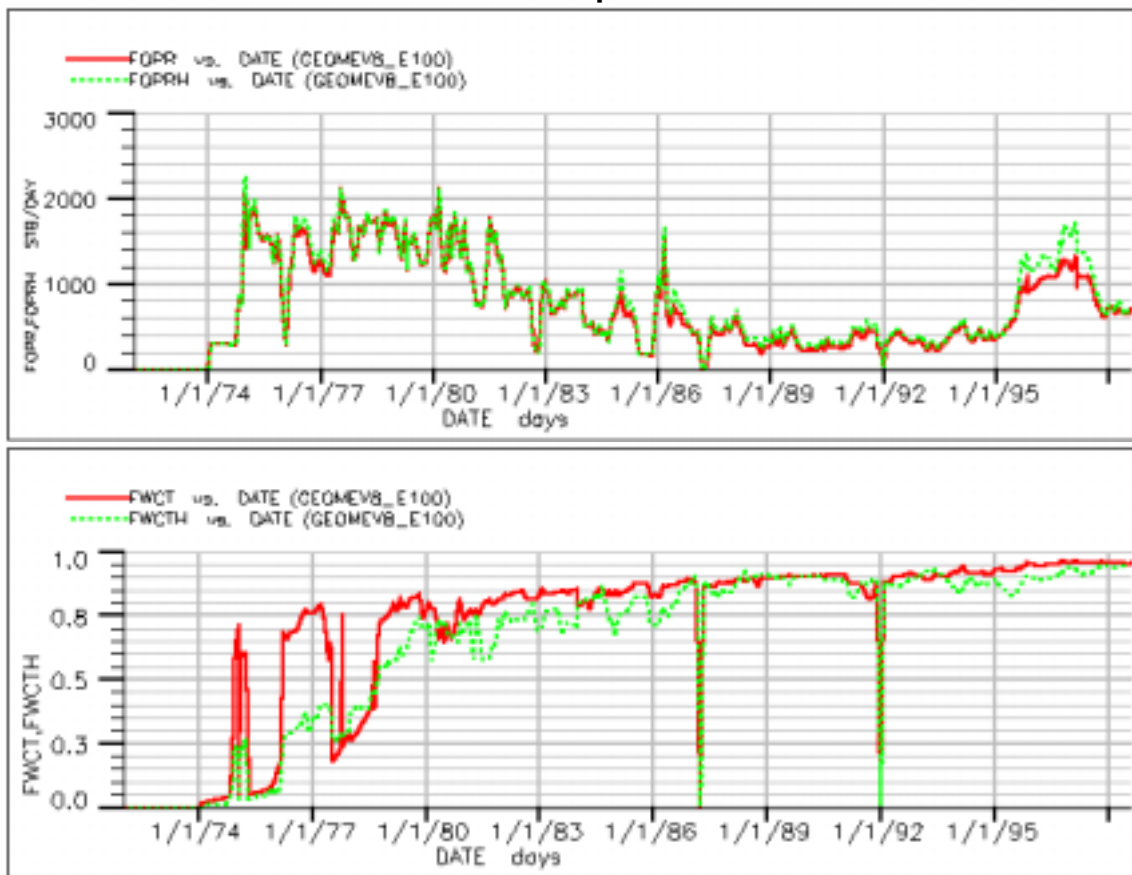
Escalamiento Armónico Vertical 30 capas



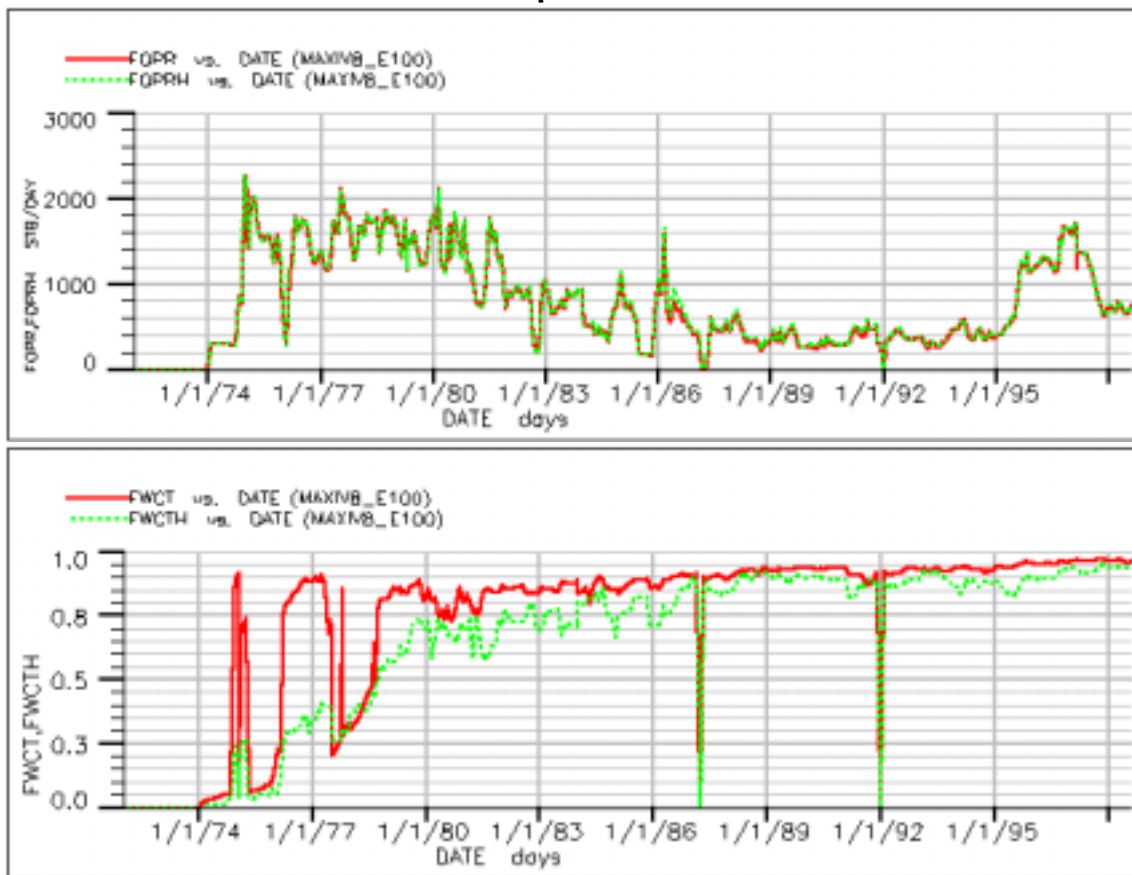
Escalamiento Armónico Vertical 8 capas



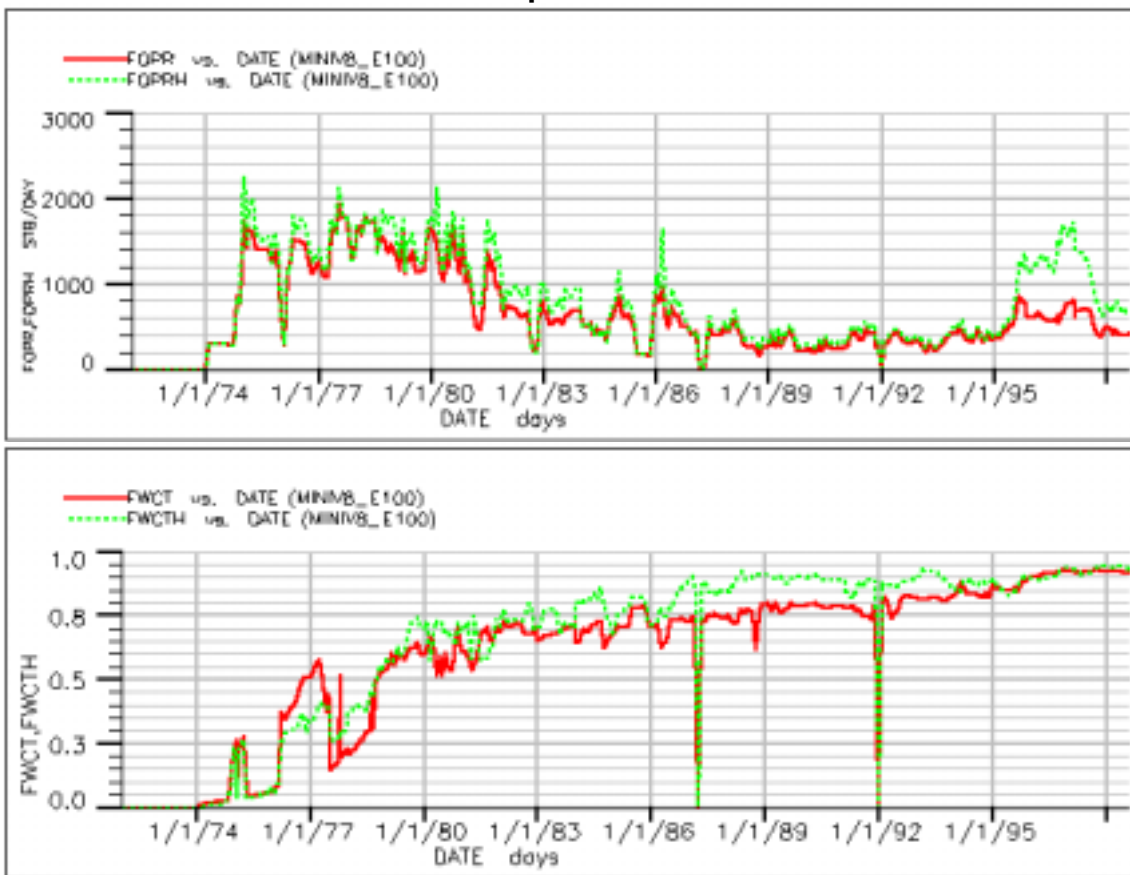
Escalamiento Geométrico Vertical 8 capas



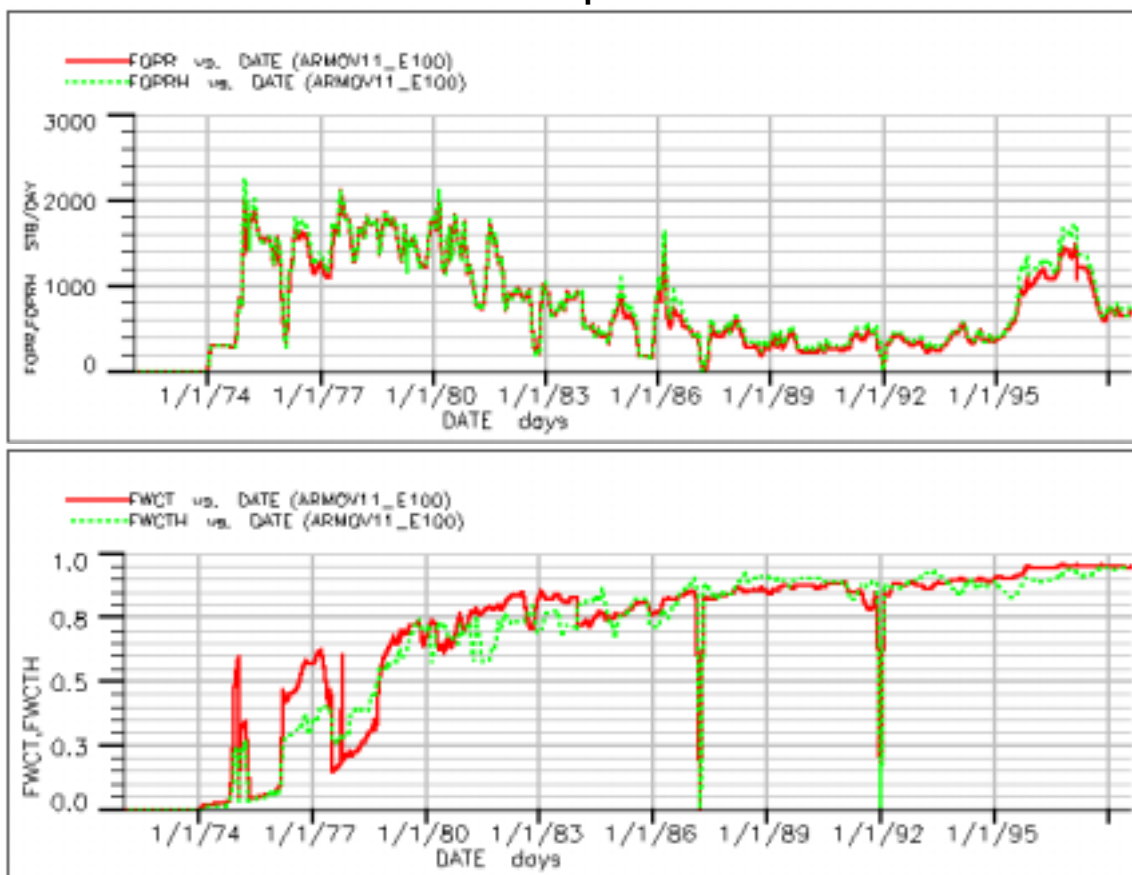
Escalamiento Máximo Vertical 8 capas



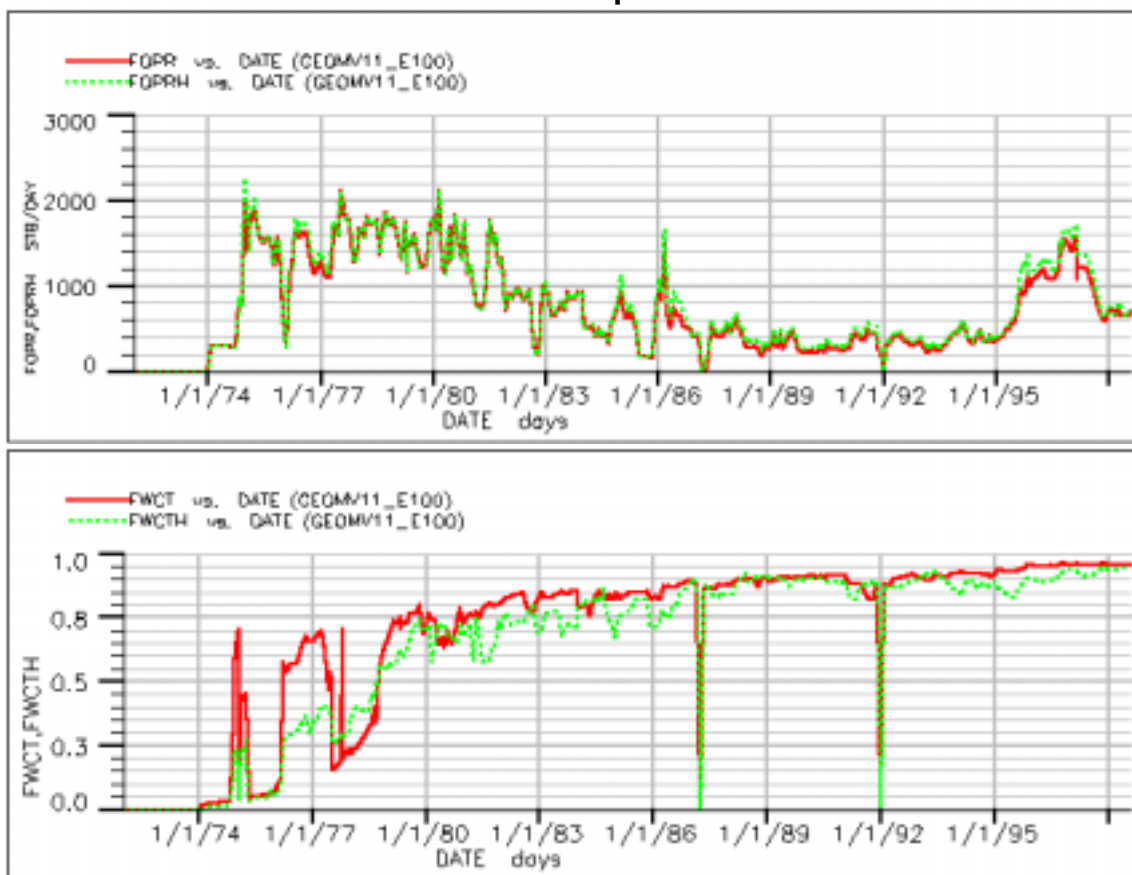
Escalamiento Mínimo Vertical 8 capas



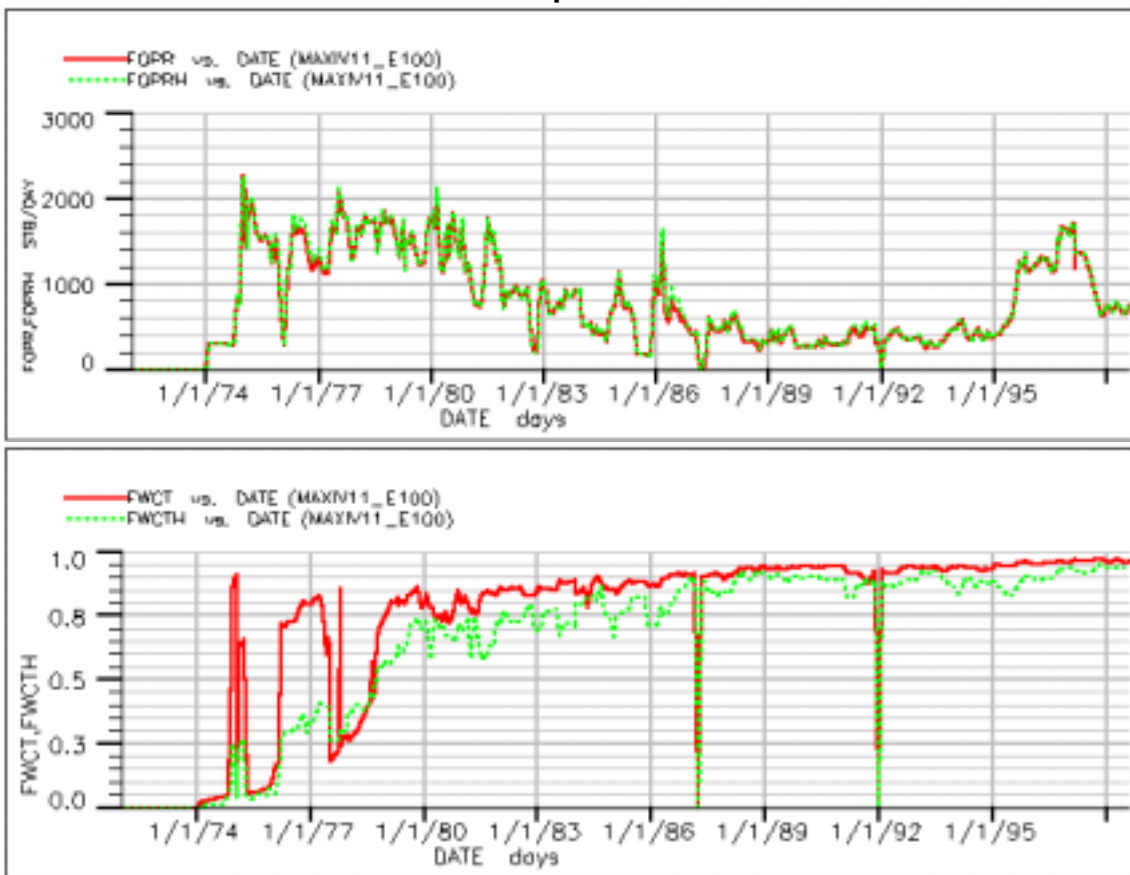
Escalamiento Armónico Vertical 11 capas



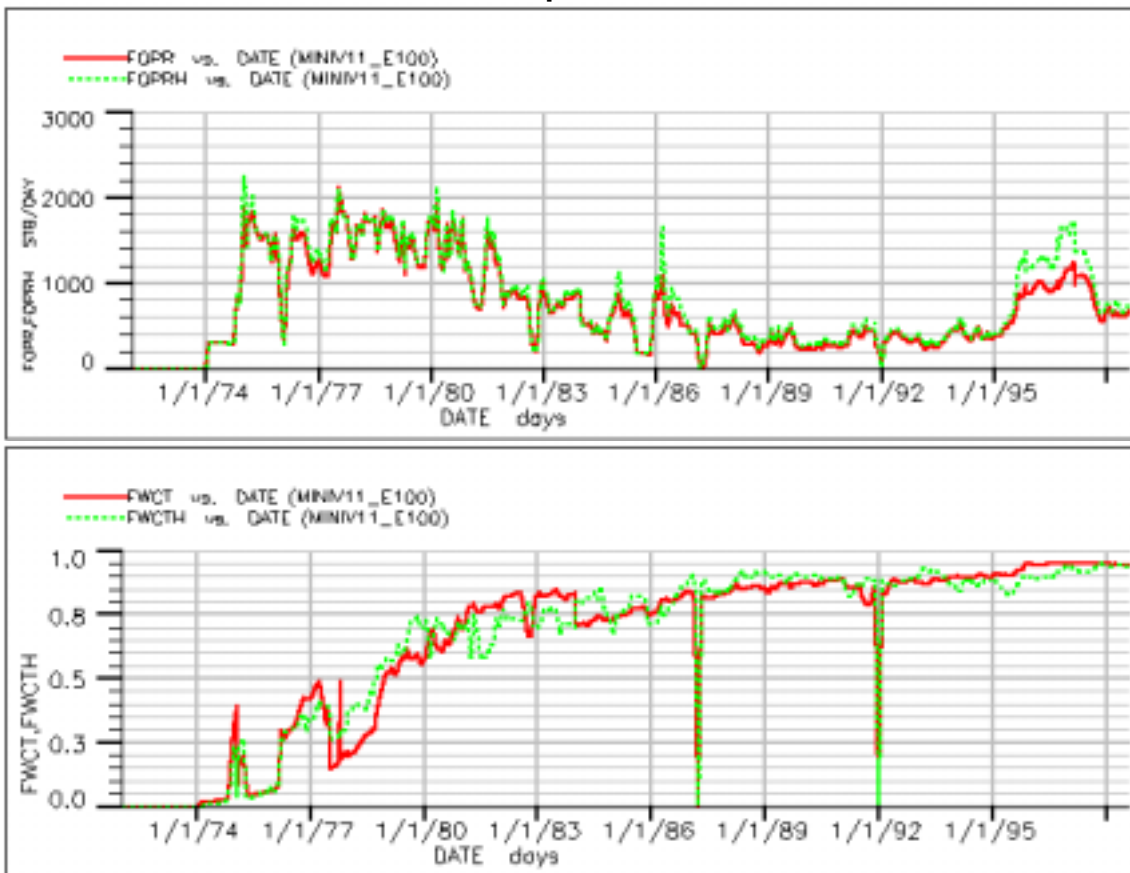
Escalamiento Geométrico Vertical 11 capas



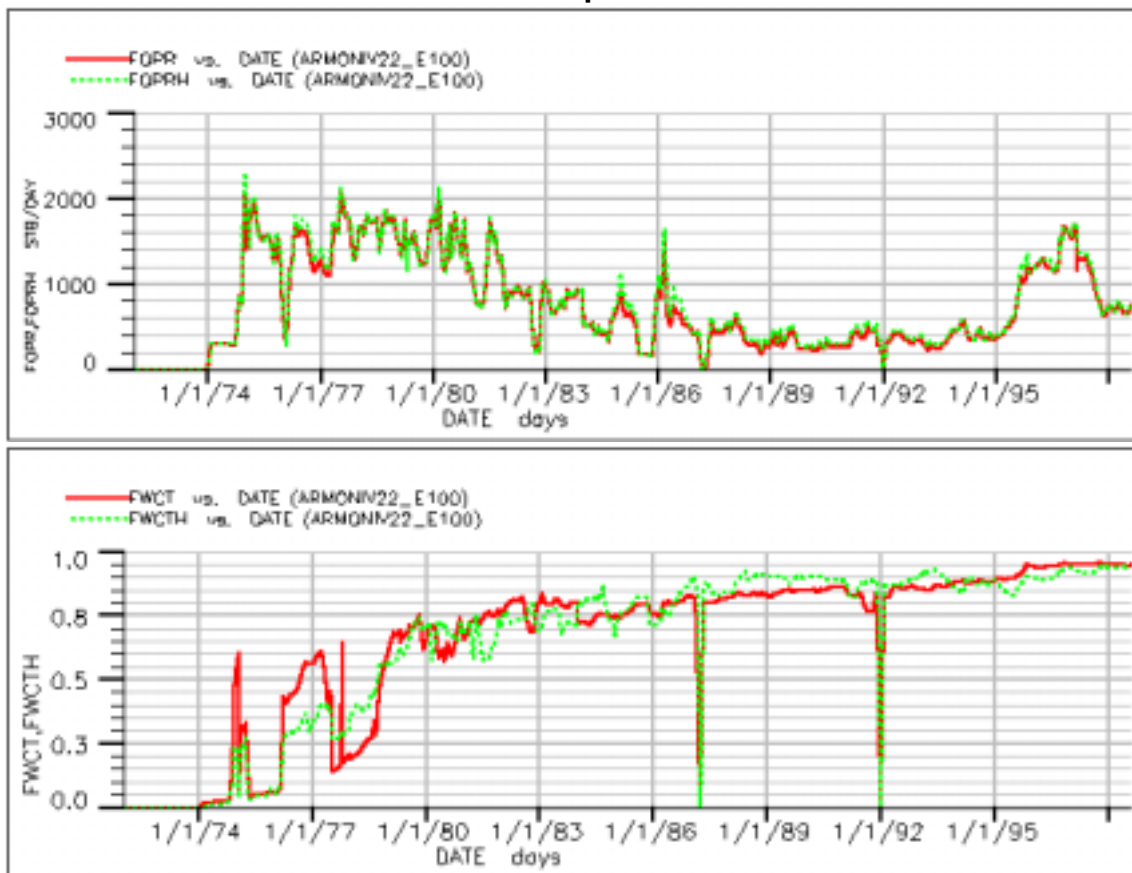
Escalamiento Máximo Vertical 11 capas



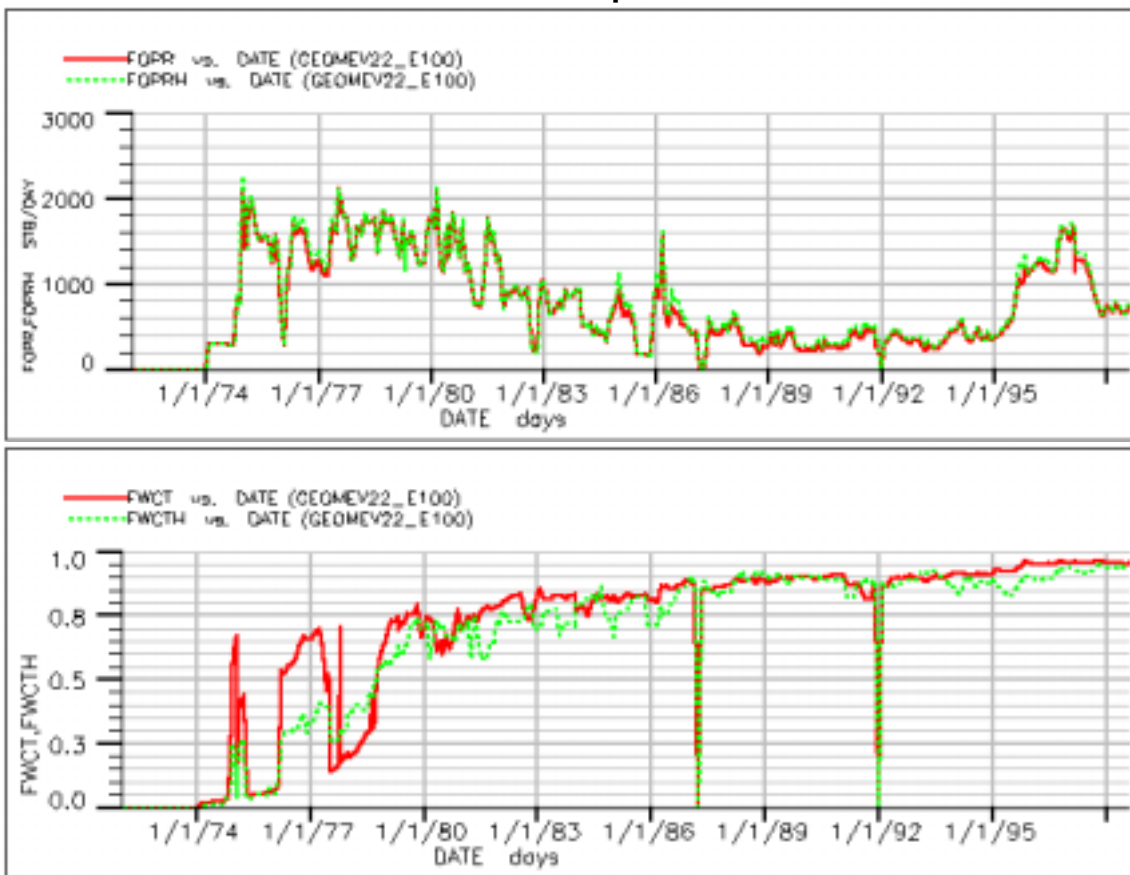
Escalamiento Mínimo Vertical 11 capas



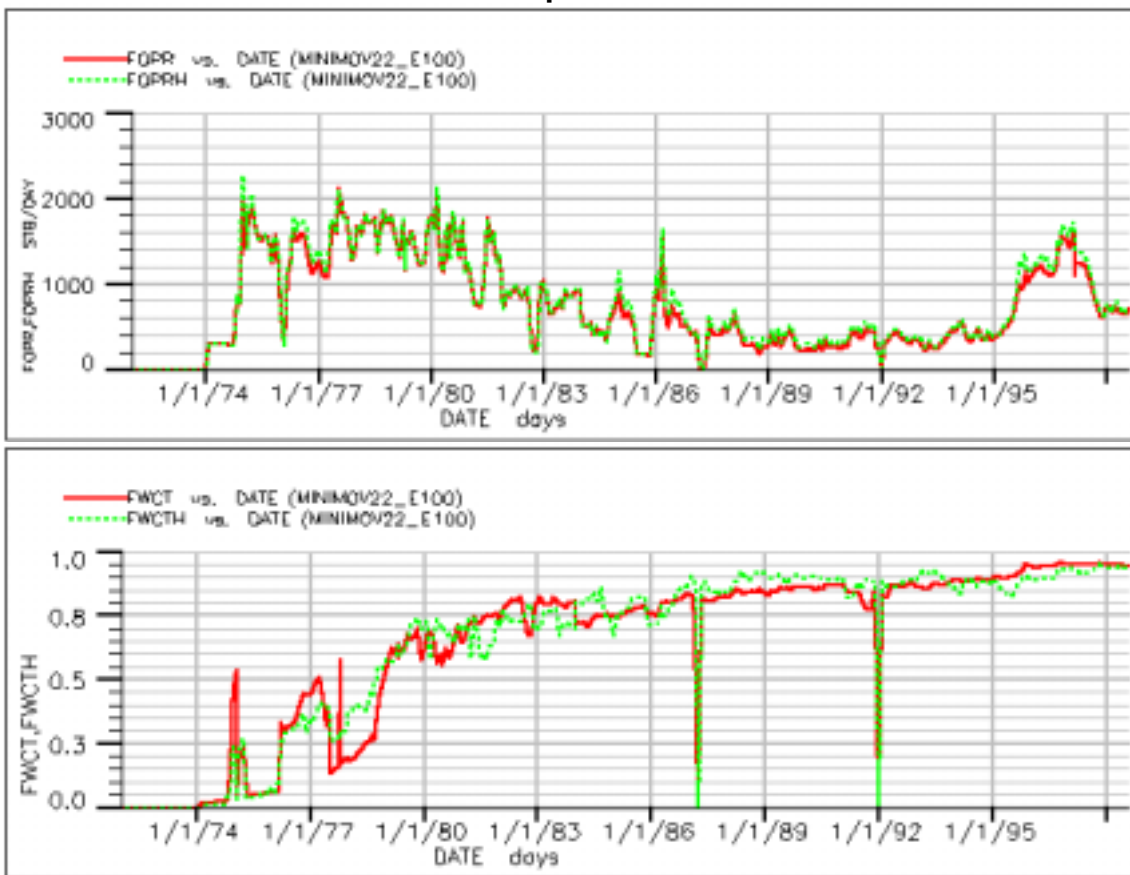
Escalamiento Armónico Vertical 22 capas



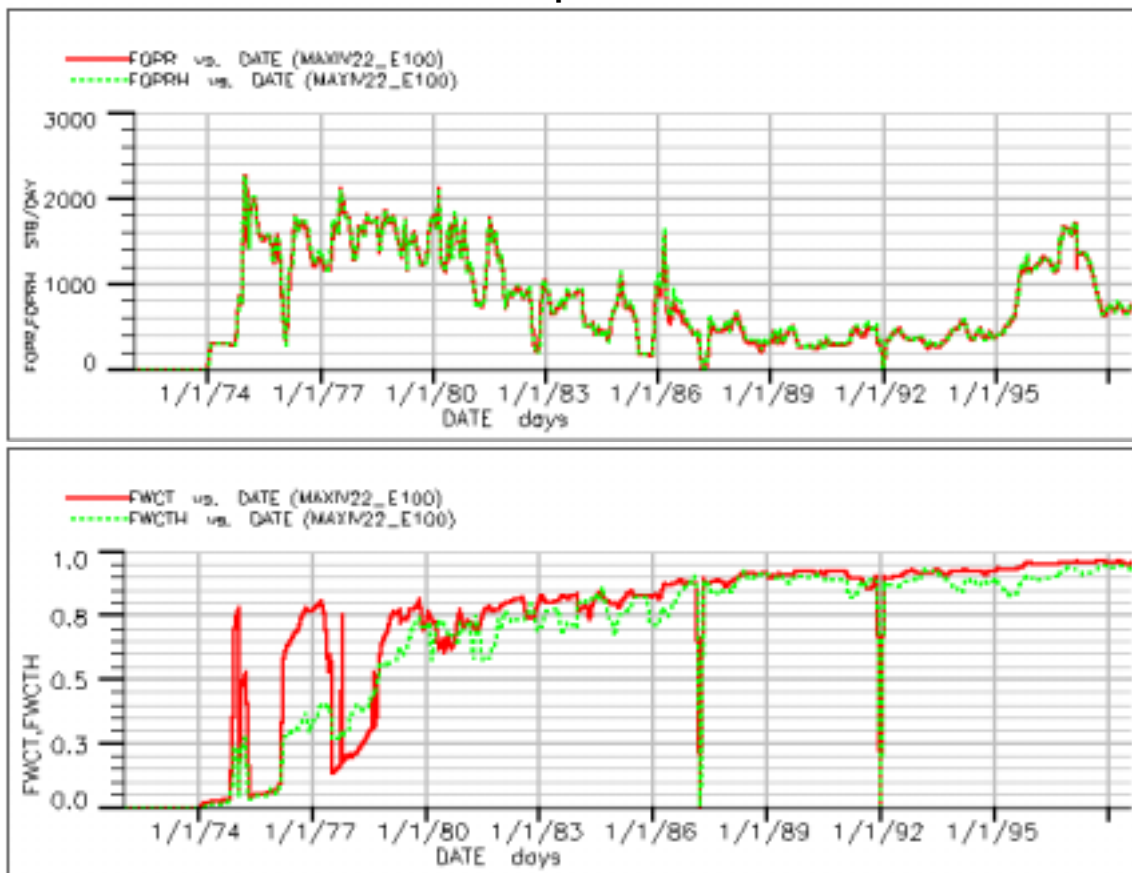
Escalamiento Geométrico Vertical 22 capas



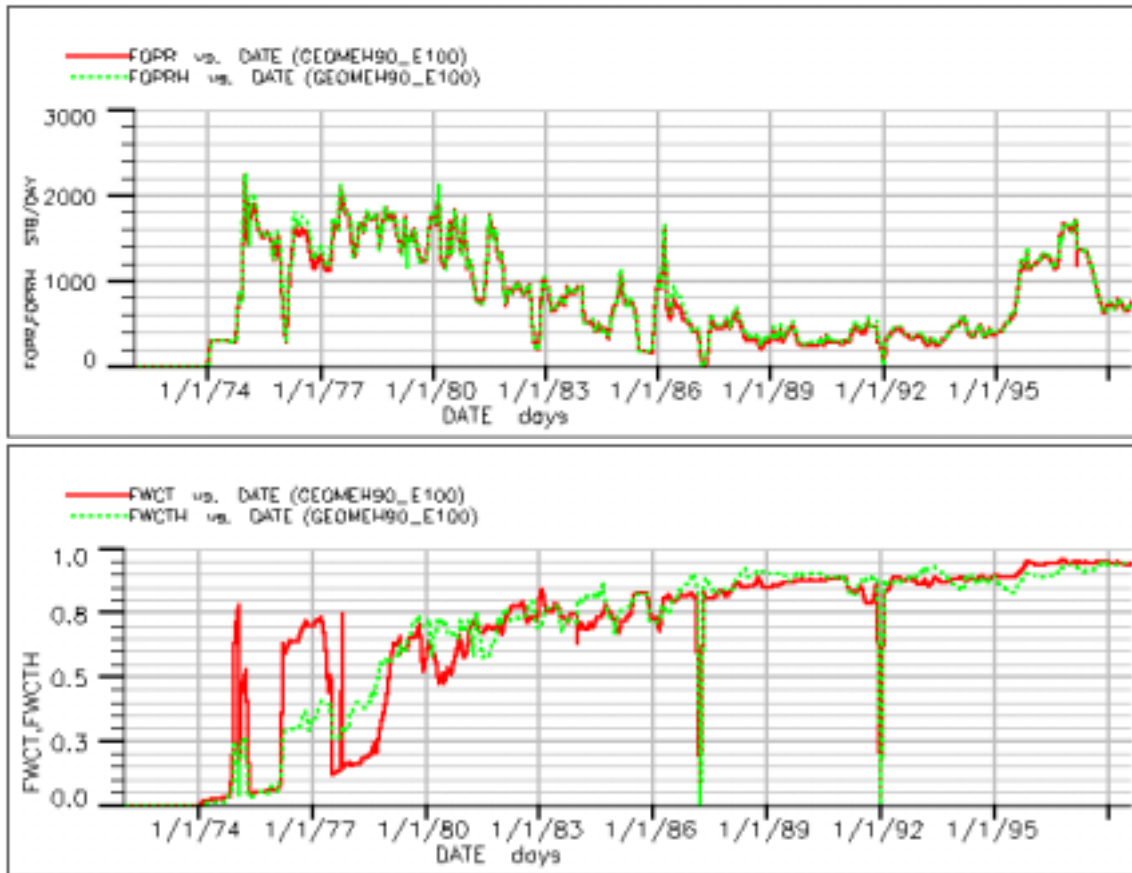
Escalamiento Mínimo Vertical 22 capas



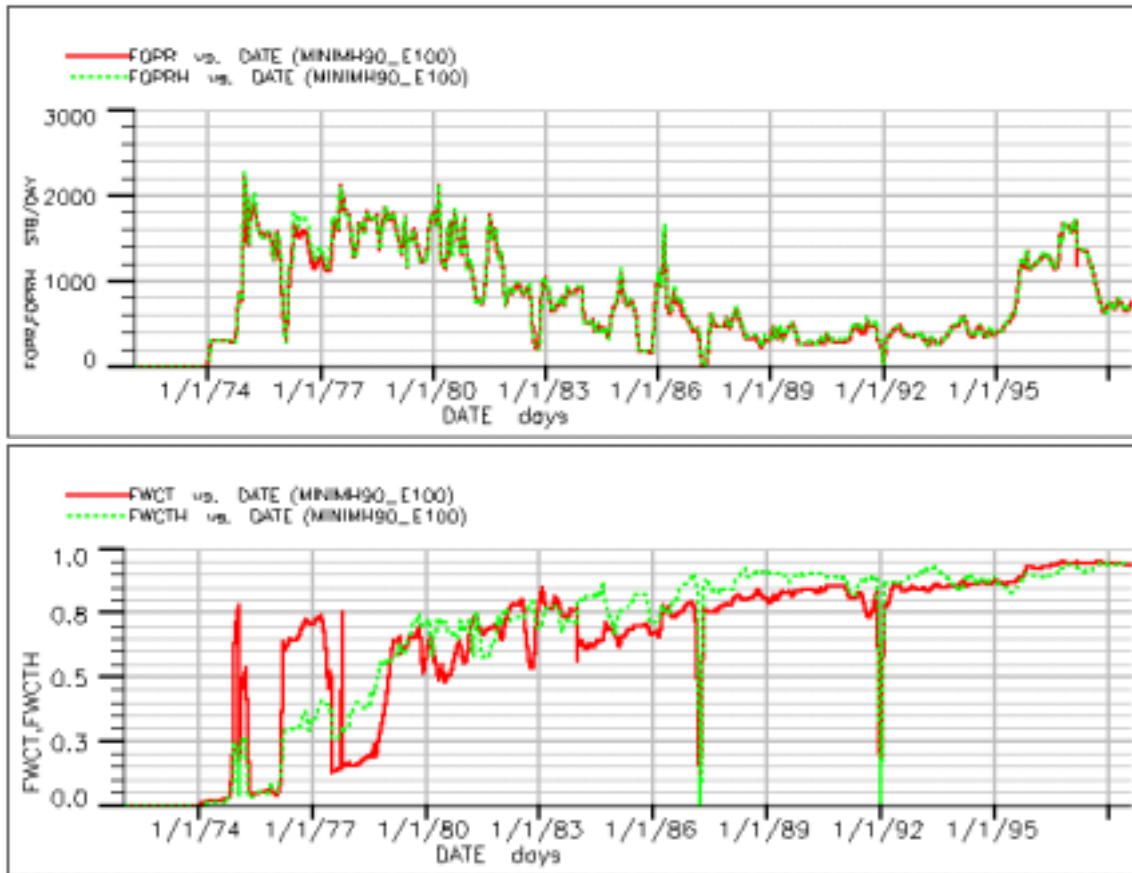
Escalamiento Máximo Vertical 22 capas



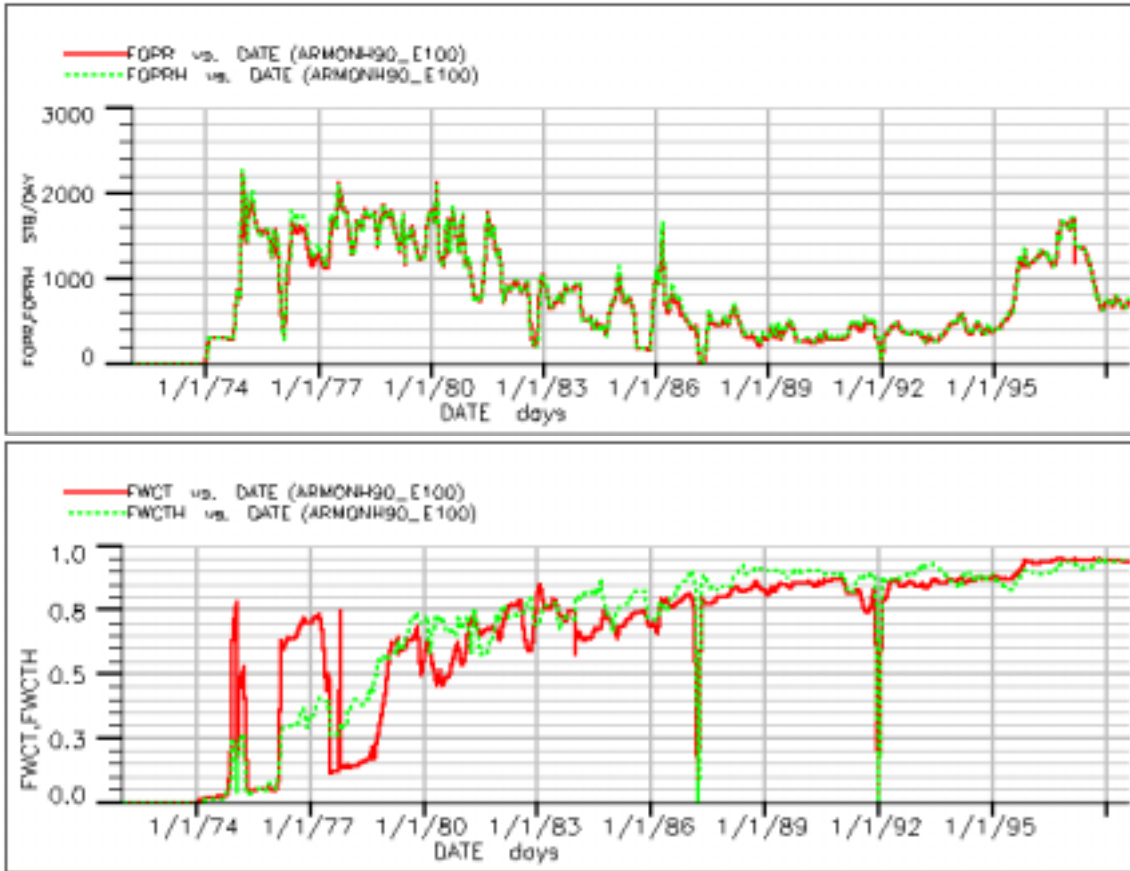
A.2 CONFIGURACIONES ESCALADAS HORIZONTALMENTE
Geométrico Horizontal 90



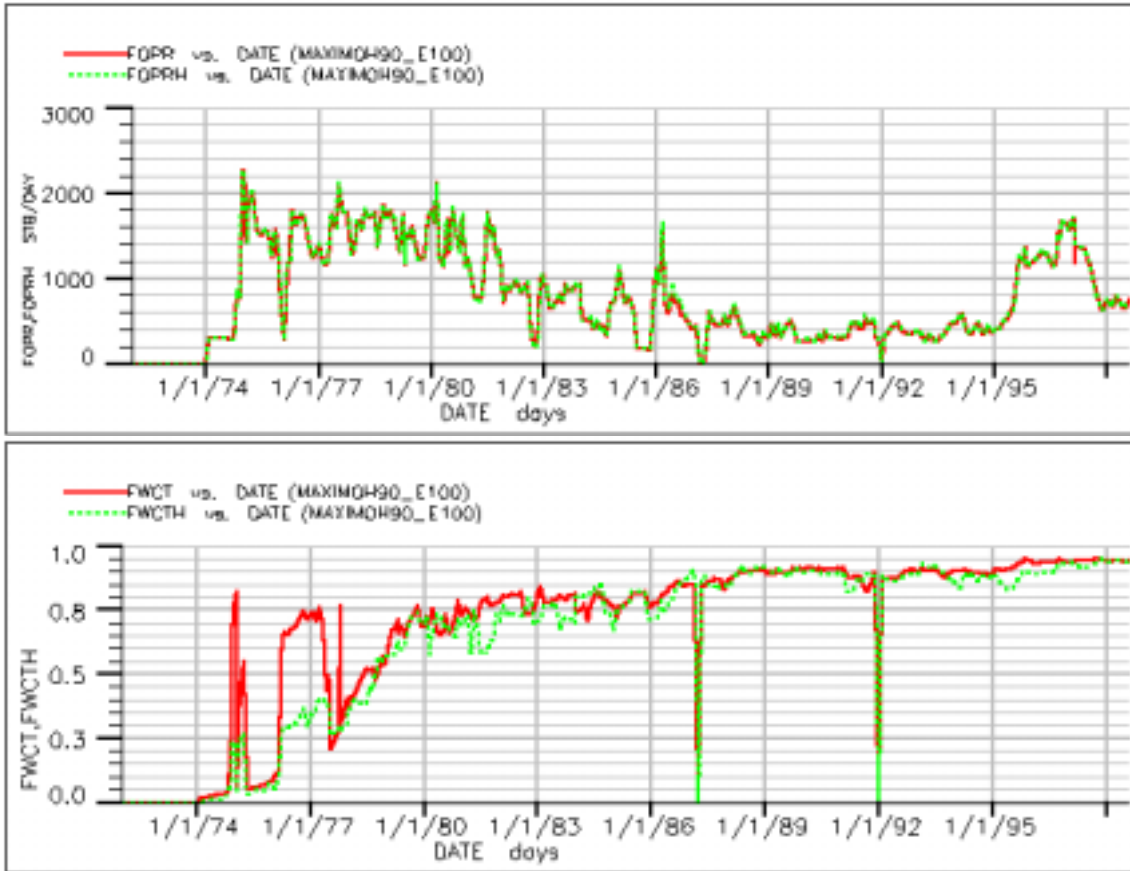
Mínimo Horizontal 90



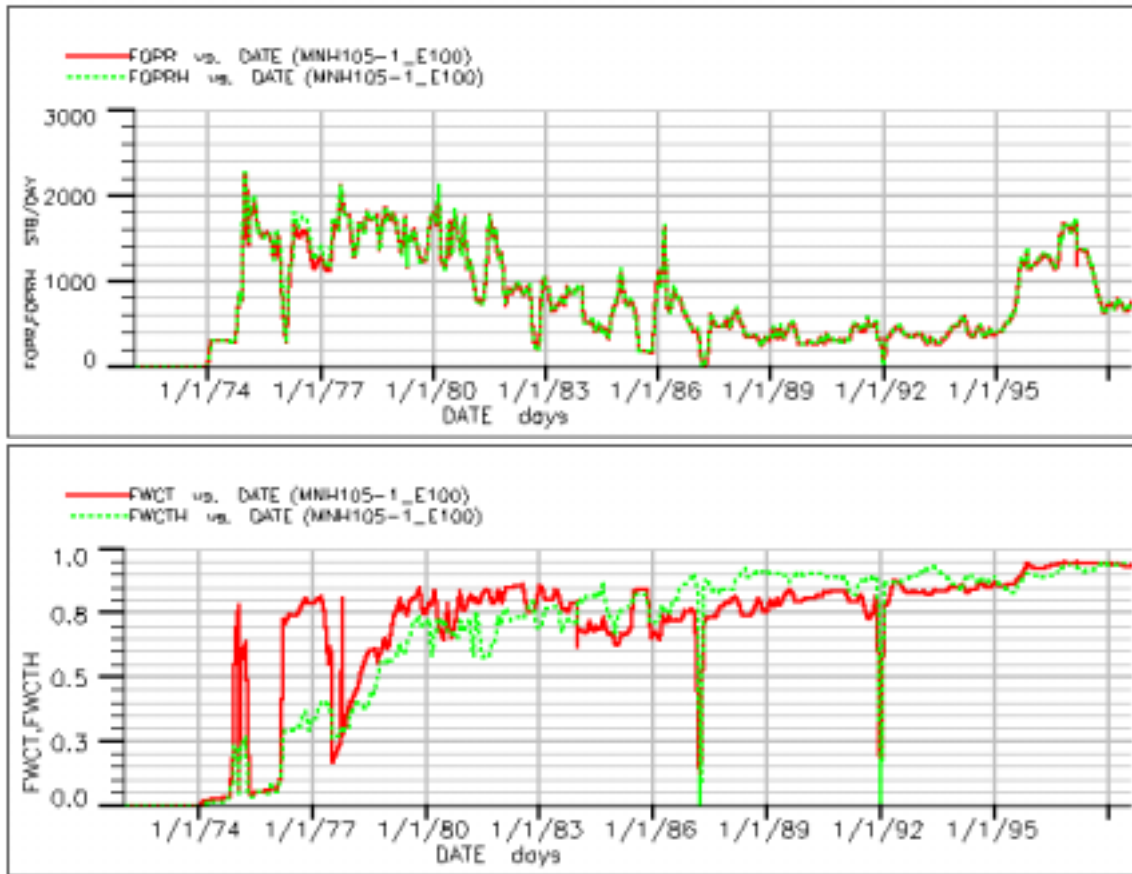
Armónico Horizontal 90



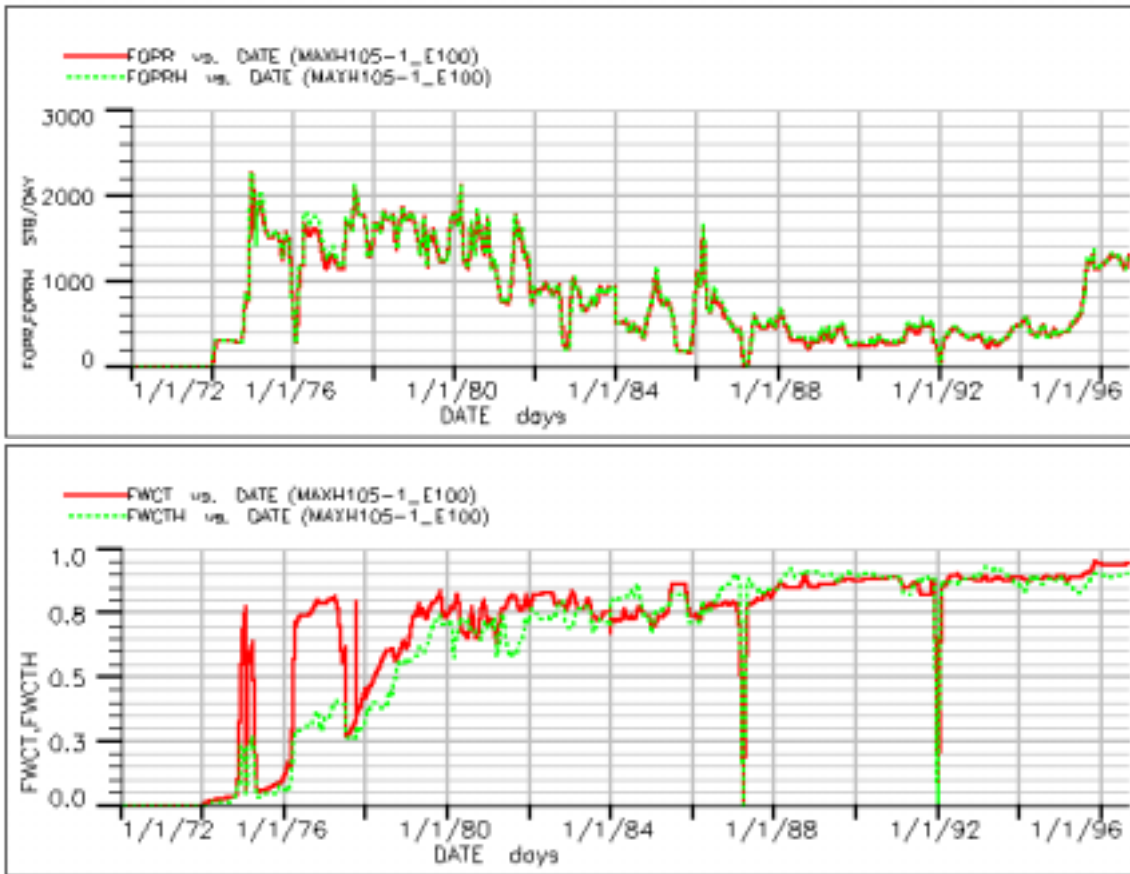
Máximo Horizontal 90



Escalamiento Mínimo Horizontal 105



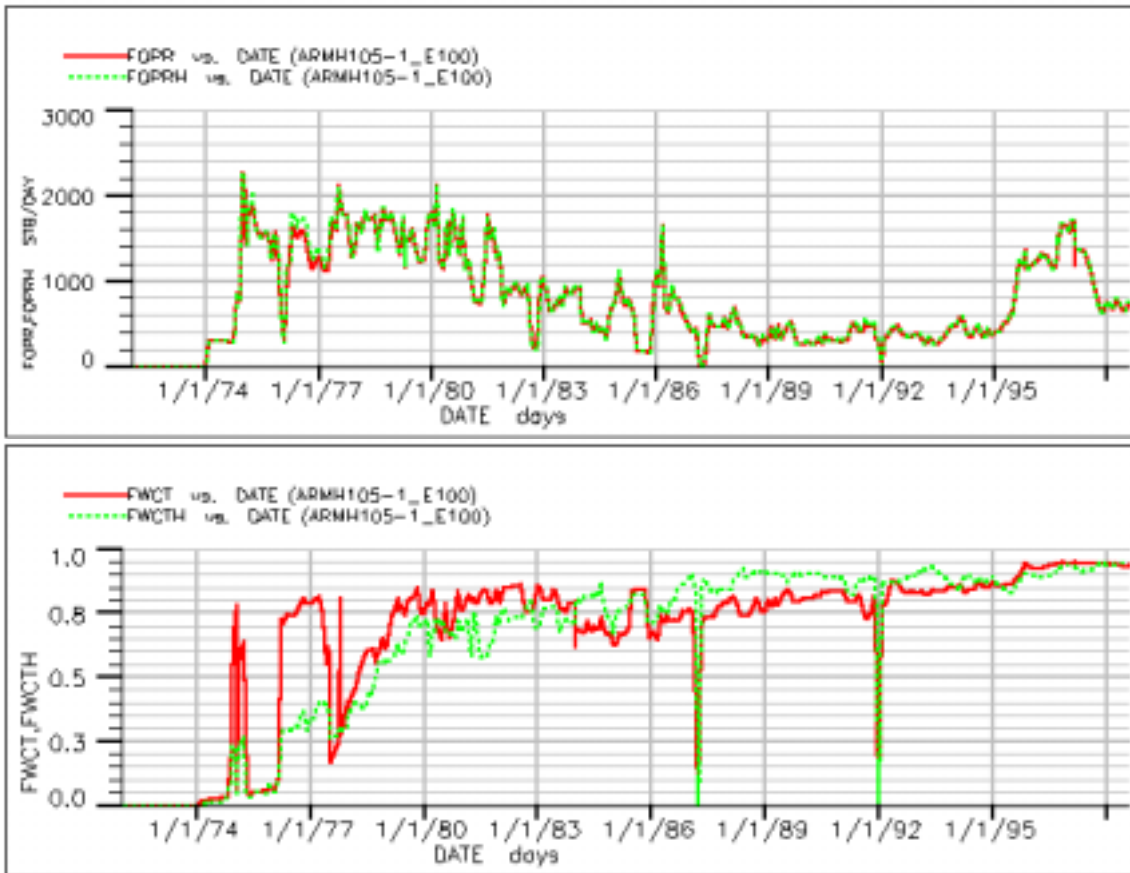
Escalamiento Máximo Horizontal 105



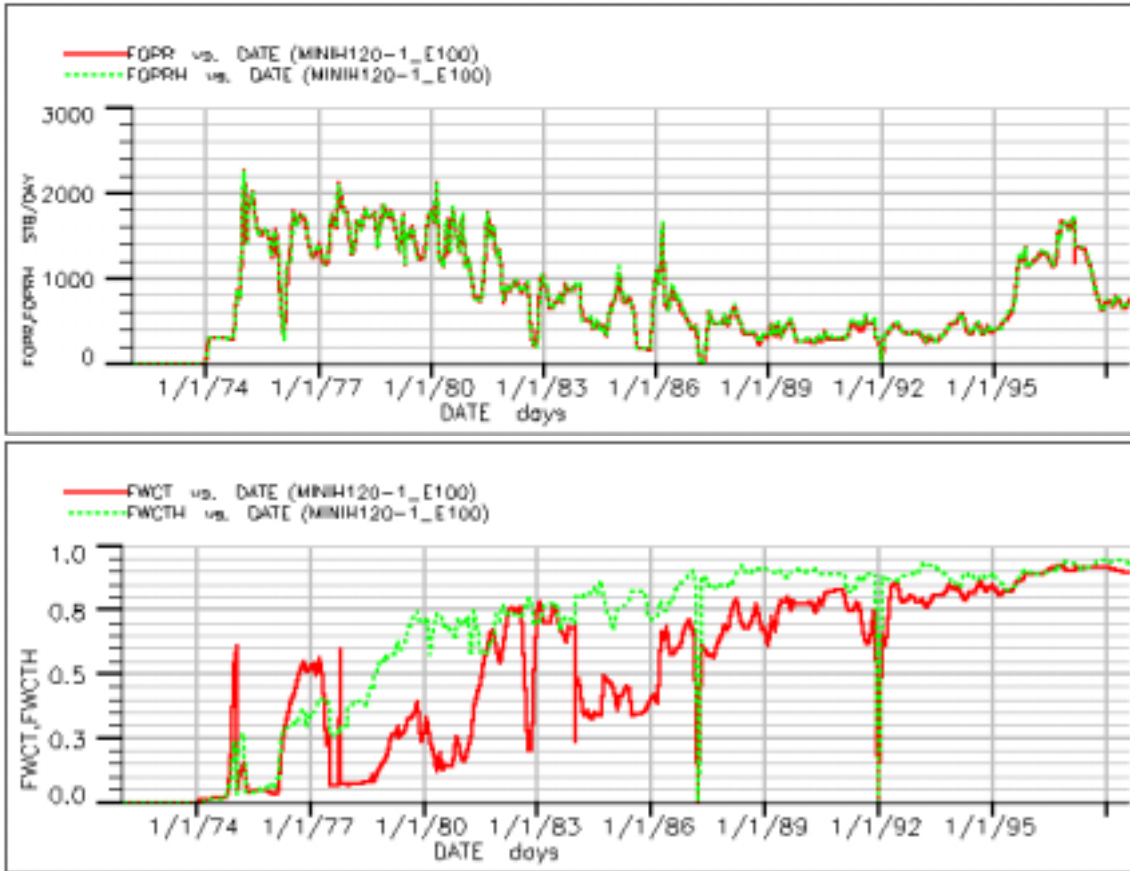
Escalamiento Geométrico Horizontal 105



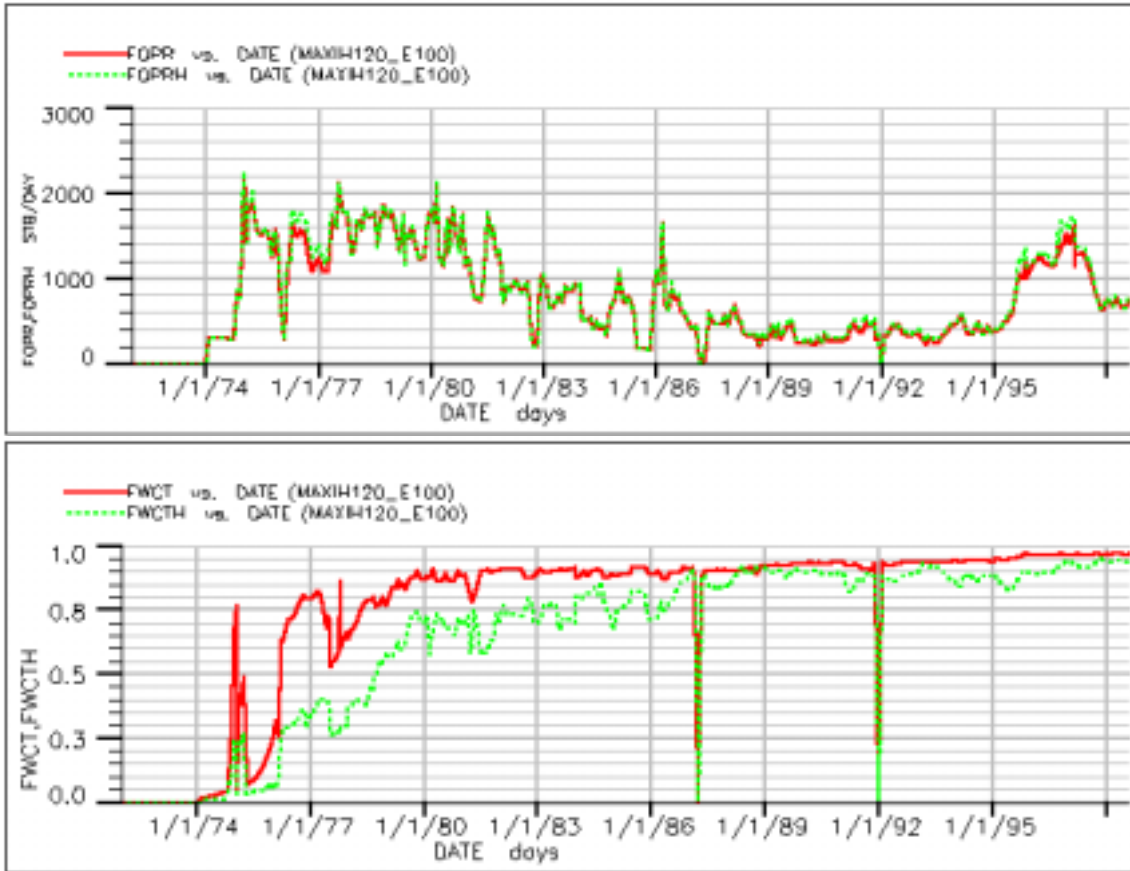
Escalamiento Armónico Horizontal 105



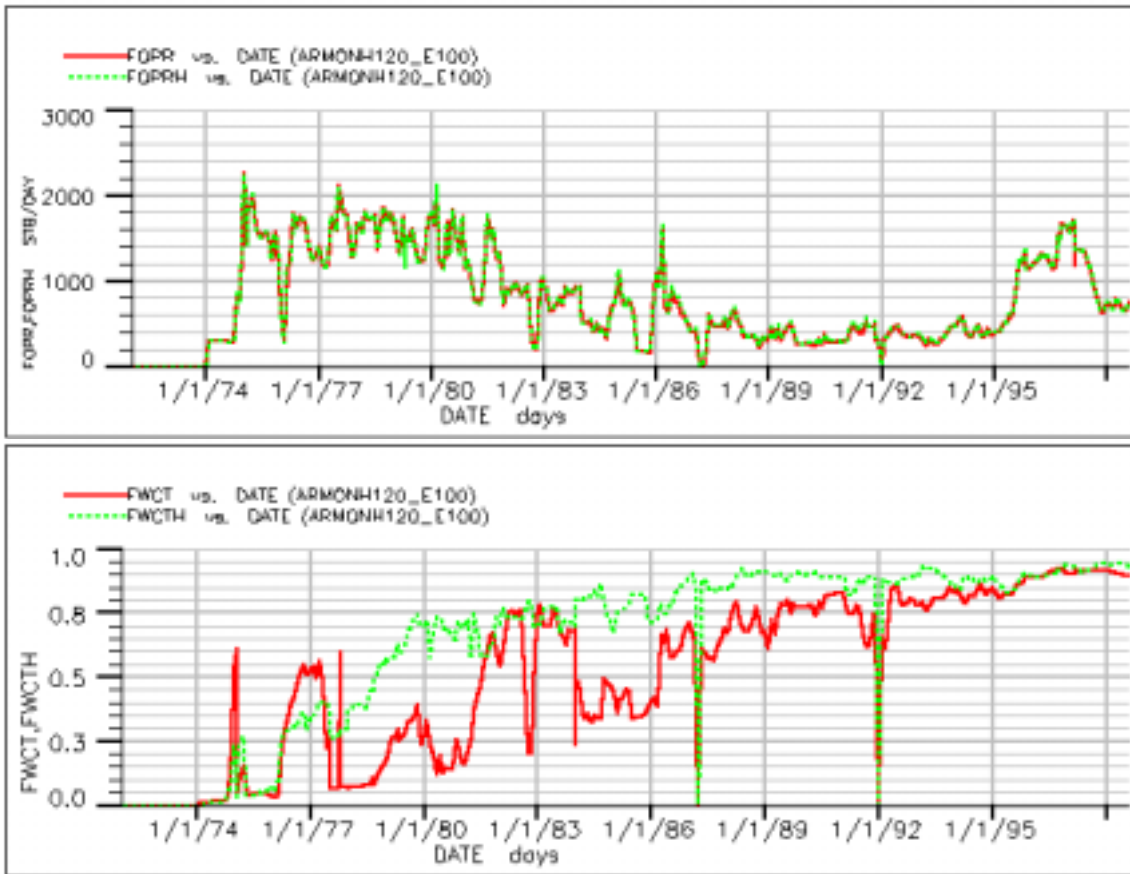
Escalamiento Horizontal Mínimo 120



Escalamiento Horizontal Máximo 120



Escalamiento Horizontal Armónico 120



Escalamiento Horizontal Geométrico 120

