

# TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

## MODELO DE POZOS EN SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por la Br. Ordoñez B., Any C.  
Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

Junio 2007

# TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

## MODELO DE POZOS EN SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

Tutor Académico: MSc. José R. Villa

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por la Br. Ordoñez B., Any C.  
Para optar al Título  
de Ingeniero de Petróleo

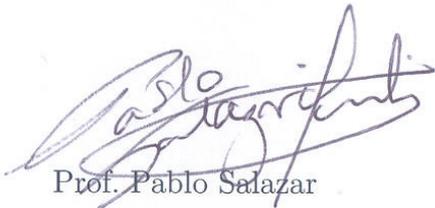
Junio 2007

Caracas, Junio 2007

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Ordoñez B., Any C. titulado:

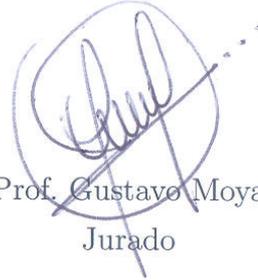
**“MODELO DE POZOS EN SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Pablo Salazar

Jurado



Prof. Gustavo Moya

Jurado



MSc. José R. Villa

Tutor Académico

## DEDICATORIA

A mis padres que son lo más grande que me ha dado la vida y a quienes debo todo lo que soy. Este logro es para ustedes!

A mi abuela, una de las personas más especiales en mi vida y a quien amo profundamente.

A mis hermanos: Oscar, Mayra y Albert, por su amor, apoyo y paciencia en todo momento.

A mis amigos por todos los momentos que compartimos juntos.

## AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme una familia hermosa, unos amigos inolvidables y una vida llena de momentos especiales.

A la Universidad Central de Venezuela y todos sus profesores por su gran contribución en mi formación personal y profesional.

A José Reinaldo por brindarme esta oportunidad, confiar en mi y apoyarme en todo momento con su amistad y todos sus conocimientos.

Al Prof. José Luís Quintero por su valioso aporte en el desarrollo matemático de este trabajo.

A mis padres, mi abuela y mis hermanos por estar siempre presentes y brindarme todo su apoyo y amor. Los amo!!!

A mis mejores amigas y amigos: Elia, Care, Josmar, Alejandra, Cesar, Ricky, Rafa, Leo, Yeczain, Nieto y Alemán, por ser tan especiales. Le doy gracias a Dios por haberlos puesto en mi camino. Los adoro!!!

A todas aquellas personas que de alguna u otra forma colaboraron en la realización de este trabajo.

Gracias!!!

Ordoñez B., Any C.

## MODELO DE POZOS EN SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

**Tutor Académico:** MSc. José R. Villa. Trabajo Especial de Grado.  
Caracas, Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ingeniería.  
Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2007, 158 p.

**Palabras Claves:** Modelos de pozos, Simulación numérica de yacimientos,  
Modelaje estocástico de yacimientos, Simulador ECLIPSE 100, SCHEDULE.

**Resumen.** La simulación numérica de yacimientos es una herramienta que permite inferir el comportamiento real de un yacimiento a partir del comportamiento de un modelo matemático que lo represente. Los principales cálculos que se realizan durante el proceso de simulación incluyen: (i) la determinación de la distribución de presión y saturación de los fluidos presentes en el yacimiento y (ii) el comportamiento de afluencia de los pozos.

Cuando se simula el comportamiento de un yacimiento, mediante métodos numéricos, inevitablemente las dimensiones areales de las celdas del mallado, donde se encuentran ubicados los pozos, son mucho mayores al radio de dichos pozos, por lo que la presión que calcula el simulador para la celda que contiene un pozo es considerablemente diferente a la presión fluyente del mismo. De aquí la necesidad de emplear modelos de pozos que permitan relacionar dichas presiones de manera tal que los resultados obtenidos en la simulación cotejen con los obtenidos en campo.

Este trabajo presenta el desarrollo e implementación de una metodología que permite determinar los parámetros que definen los modelos de pozo utilizados en la simulación de yacimientos. Esto con el fin de estudiar la aplicabilidad de los modelos de pozos existentes en la literatura, y adicionalmente, acoplar la metodología desarrollada en un flujo de trabajo automatizado que permita realizar un estudio completo del comportamiento de un yacimiento bajo diversos escenarios

de explotación, tomando en cuenta la influencia de la variabilidad de los datos del modelo geológico en la respuesta de simulación.

Para llevar a cabo los objetivos propuestos se generará un modelo estocástico de yacimiento fluvial, mediante técnicas geoestadísticas y se evaluó la respuesta de simulación para diversas configuraciones de pozos utilizando la metodología desarrollada y un simulador comercial de yacimientos, como herramienta de evaluación.

La evaluación de las metodologías propuestas permitió concluir que la determinación de los parámetros que definen el modelo de pozo utilizado para el cálculo de las tasas de inyección/producción de los pozos es un factor clave en la simulación de yacimientos, ya que estos permiten establecer el grado de comunicación que existe entre el pozo y el yacimiento, el cual se ve significativamente afectado por la configuración del pozo y la variabilidad de las propiedades del yacimiento en las cercanías del mismo.

# Índice General

<b>Lista de Tablas</b>	<b>x</b>
<b>Lista de Figuras</b>	<b>xii</b>
<b>Introducción</b>	<b>1</b>
<b>1. Fundamentos Teóricos</b>	<b>5</b>
1.1. Modelaje de Yacimientos . . . . .	5
1.1.1. Geoestadística . . . . .	5
1.1.2. Modelaje Estocástico de Yacimiento . . . . .	6
1.2. Simulación Numérica de Yacimientos . . . . .	10
1.2.1. Fundamentos de las ecuaciones de flujo de fluidos . . . . .	12
1.2.2. Derivación de las ecuaciones fundamentales . . . . .	19
1.2.3. Discretización de las ecuaciones fundamentales . . . . .	21
1.2.4. Solución de las ecuaciones discretizadas . . . . .	23
1.3. Modelo de Pozos . . . . .	26
1.3.1. Antecedentes . . . . .	26
1.3.2. Modelo Básico de Peaceman . . . . .	29
1.3.3. Extensión del Modelo de Peaceman . . . . .	36
1.3.4. Modelo de Holmes . . . . .	38
<b>2. Metodología</b>	<b>40</b>
2.1. Revisión Bibliográfica . . . . .	40
2.2. Generación del modelo sintético de yacimiento . . . . .	41
2.2.1. Modelado de Facies . . . . .	41
2.2.2. Modelado de propiedades petrofísicas . . . . .	43
2.2.3. Escalamiento . . . . .	45

2.3.	Generación de trayectorias de pozos . . . . .	46
2.4.	Cálculo del índice del pozo . . . . .	51
2.4.1.	Inicialización . . . . .	51
2.4.2.	Carga de datos . . . . .	52
2.4.3.	Intersección pozo-malla . . . . .	53
2.4.4.	Cálculo del índice del pozo y producto kh . . . . .	59
2.4.5.	Opción <i>Multisegment Wells</i> . . . . .	61
2.4.6.	Generación de archivos de salida . . . . .	63
2.5.	Flujo de trabajo propuesto . . . . .	66
2.6.	Diseño del modelo de simulación . . . . .	66
2.6.1.	Evaluación de la metodología . . . . .	68
2.6.2.	Evaluación del flujo de trabajo . . . . .	70
2.7.	Descripción de las herramientas utilizadas . . . . .	71
2.7.1.	Matlab . . . . .	71
2.7.2.	Eclipse 100 . . . . .	73
2.7.3.	Schedule . . . . .	74
<b>3.</b>	<b>Resultados</b>	<b>76</b>
3.1.	Generación del modelo de yacimiento . . . . .	76
3.1.1.	Modelo de yacimiento correspondiente a 1x1 realización . . .	76
3.1.2.	Modelo de yacimiento correspondiente a 5x5 realizaciones . .	79
3.2.	Evaluación de la metodología desarrollada . . . . .	89
3.2.1.	Comparación Peaceman-Holmes-Schedule . . . . .	89
3.2.2.	Evaluación de la opción <i>Multisegment Wells</i> . . . . .	98
3.2.3.	Modelo Estándar <i>vs.</i> Modelo <i>Multisegment Wells</i> . . . . .	101
3.3.	Evaluación del flujo de trabajo propuesto . . . . .	103
<b>4.</b>	<b>Análisis de Resultados</b>	<b>109</b>
4.1.	Evaluación de la metodología desarrollada . . . . .	109
4.1.1.	Comparación Peaceman-Holmes-Schedule . . . . .	109
4.1.2.	Evaluación de la opción <i>Multisegment Wells</i> . . . . .	114
4.1.3.	Modelo Estándar <i>vs.</i> Modelo <i>Multisegment Wells</i> . . . . .	116
4.1.4.	Tiempo de cómputo . . . . .	118
4.2.	Evaluación del flujo de trabajo propuesto . . . . .	118
4.2.1.	Tiempo de cómputo . . . . .	119

Conclusiones	122
Recomendaciones y Trabajos Futuros	124
Referencias Bibliográficas	125
Anexos	128
A. Listado de Unidades de Medida	129
B. Modelo <i>Multisegment Wells</i>	130
C. Formato de los archivos ASCII	137
D. Principales algoritmos de WI2ECL	146
E. Algoritmo principal de PRiSMa	155

# Lista de Tablas

1.1. Solución numérica del radio equivalente . . . . .	35
2.1. Características de la malla del modelo de alta resolución . . . . .	41
2.2. Proporciones globales de las facies presentes en el modelo de yacimiento	42
2.3. Parámetros utilizados para la generación de la porosidad . . . . .	44
2.4. Ecuaciones utilizadas para el cálculo de la permeabilidad . . . . .	44
2.5. Características de la malla del modelo escalado . . . . .	45
2.6. Parámetros utilizados en la solución del sistema de ecuaciones no- lineales . . . . .	57
2.7. Datos del yacimiento para el modelo de simulación . . . . .	68
2.8. Propiedades de la roca y los fluidos . . . . .	68
2.9. Condiciones de borde utilizadas . . . . .	69
2.10. Parámetros de diseño de pozos para la evaluación de la metodología desarrollada . . . . .	71
2.11. Parámetros de diseño de pozos para la evaluación del flujo de trabajo propuesto . . . . .	72
4.1. Valores de $WI$ determinados usando $WI2ECL$ y $SCHEDULE$ para el pozo vertical . . . . .	112
4.2. Valores de $WI$ determinados usando $WI2ECL$ y $SCHEDULE$ para el pozo desviado . . . . .	112
4.3. Tasa de petróleo para el pozo multilateral modelado con la metodología desarrollada y el pre-procesador $SCHEDULE$ utilizando la opción <i>Multisegment Wells</i> . . . . .	115
4.4. Tasa de petróleo para el pozo desviado modelado con la opción estándar y la opción <i>Multisegment Wells</i> . . . . .	117

4.5. Resumen de los resultados de la simulación para los cuatro escenarios estudiados . . . . .	118
C.1. Descripción de los <i>keywords</i> de los archivos .FEGRID y .FGRID . . . . .	138
C.2. Descripción de los <i>keywords</i> del archivo .FINIT . . . . .	139
C.3. Descripción de los <i>keywords</i> del archivo .VOL . . . . .	140
C.4. Descripción de los <i>keywords</i> del archivo .NET . . . . .	140
C.5. Descripción de los <i>keywords</i> de los archivos .CNT y .DEV . . . . .	141
C.6. Descripción de los <i>keywords</i> del archivo .EV . . . . .	141
C.7. Descripción de los <i>keywords</i> del archivo .TUB . . . . .	142
C.8. Descripción de los <i>keywords</i> del archivo .TRJ . . . . .	143
C.9. Descripción de los <i>keywords</i> del archivo .SCH . . . . .	144
C.9. Descripción de los <i>keywords</i> del archivo .SCH (cont.) . . . . .	145

# Lista de Figuras

1.1. Imágenes de dos distribuciones de propiedades con iguales valores de media y varianza . . . . .	6
1.2. Rol integrador de la geoestadística en el modelaje de yacimientos . . . . .	7
1.3. Ejemplo de un modelo de facies en un ambiente fluvial generado mediante simulación basada en objetos . . . . .	9
1.4. Ejemplo de la función de densidad e histograma de una distribución normal . . . . .	10
1.5. Relación presión-volumen para los diferentes tipos de fluidos . . . . .	13
1.6. Relación presión-tiempo para los diversos regimenes de flujo . . . . .	15
1.7. Geometrías de flujo . . . . .	16
1.8. Flujo lineal en un medio poroso de longitud $\Delta x$ . . . . .	16
1.9. Malla uniforme en 1D . . . . .	21
1.10. Sistema lineal de 4 celdas . . . . .	23
1.11. Malla 10x10 para un esquema repetido de cinco puntos . . . . .	30
1.12. Solución numérica del radio equivalente . . . . .	31
1.13. Flujo radial alrededor de un pozo en una malla cuadrada . . . . .	32
1.14. Malla rectangular con pozo ubicado en la celda cero . . . . .	36
1.15. Efecto de la relación de aspecto en el radio equivalente . . . . .	37
1.16. Proyección de la trayectoria de un pozo en los ejes de coordenadas . . . . .	39
2.1. Vista en planta de las principales facies presentes en un ambiente fluvial . . . . .	42
2.2. Flujo de trabajo para la simulación basada en objetos de un sistema fluvial . . . . .	43
2.3. Flujo de trabajo para la generación del modelo de yacimiento . . . . .	46
2.4. Secciones que conforman la trayectoria de un pozo . . . . .	47

2.5. Parámetros de construcción de un pozo . . . . .	48
2.6. Ejemplo de una superficie bilineal . . . . .	54
2.7. Intersección de un segmento de recta con una superficie bilineal . . . . .	55
2.8. Trayectoria y conexiones de un pozo altamente desviado en un mallado Cartesiano uniforme . . . . .	58
2.9. Conexiones y <i>WI</i> de un pozo altamente desviado en un mallado Cartesiano uniforme . . . . .	61
2.10. Configuración de un pozo multisegmento . . . . .	62
2.11. Flujo de trabajo de la metodología desarrollada . . . . .	65
2.12. Esquema general del flujo de trabajo propuesto . . . . .	67
2.13. Curvas de permeabilidad relativa utilizadas en el modelo de simulación	69
2.14. Esquema de explotación de un sistema integrado subsuelo-superficie en una instalación costa afuera . . . . .	70
3.1. Sección horizontal, histograma y vista 3D del modelo de facies correspondiente a 1x1 realización . . . . .	77
3.2. Sección horizontal e histogramas de referencia de los mode- los de porosidad y permeabilidad para las arenas y lutitas sin condicionamiento a facies . . . . .	78
3.3. Sección horizontal del modelo de porosidad y permeabilidad condicionado a facies . . . . .	79
3.4. Vista 3D e histograma de referencia del modelo de porosidad condicionado a facies . . . . .	79
3.5. Vista 3D e histograma de los modelos de facies correspondientes a 5x5 realizaciones . . . . .	81
3.6. Sección horizontal de los modelos de porosidad sin condicionamiento de facies . . . . .	82
3.7. Sección horizontal de los modelos de permeabilidad sin condicionamiento de facies . . . . .	83
3.8. Vista 3D e histograma de los modelos de porosidad condicionado a facies . . . . .	84
3.9. Vista 3D e histograma de los modelos de porosidad condicionado a facies (cont.) . . . . .	85
3.10. Vista 3D e histograma de los modelos de porosidad condicionado a facies (cont.) . . . . .	86

3.11. Vista 3D e histograma de los modelos de porosidad condicionado a facies (cont.) . . . . .	87
3.12. Vista 3D e histograma de los modelos de porosidad condicionado a facies (cont.) . . . . .	88
3.13. Configuración del pozo vertical utilizado para la evaluación de la metodología desarrollada . . . . .	89
3.14. Configuración del pozo desviado utilizado para la evaluación de la metodología desarrollada . . . . .	90
3.15. Parámetros del modelo de pozo para el pozo vertical modelado con Peaceman, Holmes y Schedule . . . . .	91
3.16. Producción acumulada de petróleo e índice de productividad por conexión para el pozo vertical modelado con Peaceman, Holmes y Schedule . . . . .	92
3.17. Resultados de la simulación para el pozo vertical modelado con Peaceman, Holmes y Schedule . . . . .	93
3.18. Parámetros del modelo de pozo para el pozo desviado modelado con Peaceman, Holmes y Schedule . . . . .	95
3.19. Producción acumulada de petróleo e índice de productividad por conexión para el pozo desviado modelado con Peaceman, Holmes y Schedule . . . . .	96
3.20. Resultados de la simulación para el pozo desviado modelado con Peaceman, Holmes y Schedule . . . . .	97
3.21. Configuración del pozo multilateral empleado en la evaluación de la opción <i>Multisegment Wells</i> . . . . .	98
3.22. Parámetros del modelo de pozo para un pozo multilateral modelado con la opción <i>Multisegment Wells</i> . . . . .	99
3.23. Resultados de la simulación para el pozo multilateral modelado con la opción <i>Multisegment Wells</i> . . . . .	100
3.24. Resultados de la simulación para el pozo desviado modelado con la opción <i>Multisegment Wells</i> y el modelo estándar . . . . .	101
3.25. Resultados de la simulación para el pozo desviado modelado con la opción <i>Multisegment Wells</i> y el modelo estándar (cont.) . . . . .	102
3.26. Mapa probabilístico de porosidad . . . . .	103
3.27. Escenarios de explotación para la evaluación del flujo de trabajo . .	104

3.28. Resultados de la simulación para el escenario 1 . . . . .	105
3.29. Resultados de la simulación para el escenario 2 . . . . .	106
3.30. Resultados de la simulación para el escenario 3 . . . . .	107
3.31. Resultados de la simulación para el escenario 4 . . . . .	108
4.1. $WI$ para el pozo vertical y el desviado modelados con Peaceman y Holmes . . . . .	110
4.2. Tasa de petróleo para el pozo desviado modelado con Peaceman y Holmes . . . . .	110
4.3. Tasa de petróleo para el pozo vertical y el pozo desviado modelados con Holmes . . . . .	113
4.4. Producto $kh$ de las conexiones del pozo vertical y del pozo desviado modelados con Holmes . . . . .	114
4.5. Mecanismos de recobro presentes en el yacimiento . . . . .	115
4.6. Pérdidas de presión calculadas para cada segmento del pozo . . . . .	117
4.7. Gráfico de barras del factor de recobro a los 10 años de producción para cada uno de los escenarios simulados . . . . .	120
4.8. Gráfico de cajas del factor de recobro a los 10 años de producción para cada uno de los escenarios simulados . . . . .	121
4.9. Tiempo de cómputo de la evaluación del flujo de trabajo propuesto . . . . .	121
B.1. Configuración de los segmentos de pozo . . . . .	132
B.2. Localización del flujo de las conexiones hacia los segmentos . . . . .	132
B.3. Componentes de la presión hidrostática . . . . .	134

# Introducción

El modelaje *realístico* de pozos es uno de los aspectos más difíciles en la simulación de yacimientos. Idealmente, la malla que representa el modelo del yacimiento debería ser lo suficientemente fina como para modelar de forma detallada el comportamiento del flujo de fluidos en las cercanías del pozo. Así, las presiones y saturaciones de los fluidos en la celda o conjunto de celdas que atraviesa el pozo podrían ser utilizadas directamente para calcular las tasas de inyección o producción. Sin embargo, en la mayoría de los modelos las celdas que contienen pozos son demasiado grandes como para modelar los pozos directamente, por lo que se hace uso de un modelo de pozo que permita relacionar la presión de las celdas que contienen al pozo con la presión fluyente del mismo [1].

Este modelo de pozo debe capturar la interacción entre el pozo y el yacimiento, tomando en cuenta las características geométricas del pozo y las propiedades del yacimiento en las cercanías del mismo. Por esta razón, en el presente trabajo se plantea el desarrollo e implementación de una metodología para la determinación de los parámetros que definen el modelo de pozo utilizado en simulación numérica de yacimientos y su posterior acoplamiento en un flujo de trabajo que permita estudiar el comportamiento de producción/inyección de un yacimiento bajo diferentes escenarios de explotación, tomando en cuenta la incertidumbre asociada al modelo geológico.

# Objetivos

## Objetivo General

Desarrollar e implementar una metodología para determinar los parámetros que definen el modelo de pozo utilizado en simulación numérica de yacimientos.

## Objetivos Específicos

1. Estudiar la aplicabilidad de los modelos de pozo utilizados en simulación de yacimientos existentes en la literatura.
2. Desarrollar una metodología para determinar los parámetros del modelo de pozo empleado en los simuladores comerciales de yacimientos.
3. Implementar la metodología propuesta utilizando la aplicación MATLAB®
4. Comparar los parámetros obtenidos en esta metodología con los calculados mediante un simulador comercial para diversas configuraciones de pozos.
5. Integrar la metodología implementada en MATLAB® en un flujo de trabajo automatizado y acoplarlo con un simulador comercial de yacimientos.

## Justificación

La simulación numérica de yacimientos es una herramienta esencial y poderosa, ampliamente utilizada en la gerencia de yacimientos para la toma de decisiones, cálculo de reservas, planificación temprana de producción y diseño de instalaciones de superficie, entre otros. Esta herramienta le permite a los ingenieros predecir el comportamiento de un yacimiento bajo diferentes escenarios de explotación. Una de sus principales aplicaciones es el estudio completo del comportamiento de yacimientos, durante las primeras etapas de su desarrollo, mediante la determinación de las condiciones óptimas de operación, que incluyen la selección de la localización, el tipo y número de pozos, las tasas de inyección/producción, entre otras. De aquí, la importancia de entender completamente cuales son las bases del modelaje de pozos en simulación de yacimientos, con el fin de tomar las decisiones apropiadas, de acuerdo a los resultados obtenidos a partir de la

simulación.

Los modelos de pozo empleados en los simuladores de yacimiento, dependen básicamente de la configuración del pozo y de las propiedades del yacimiento en las cercanías del pozo. Existen diferentes modelos propuestos, cuya aplicabilidad varía de acuerdo a las bases en las cuales fueron desarrollados. El principal objetivo de este trabajo es estudiar estos modelos y desarrollar una metodología para el cálculo de los parámetros que intervienen en su aplicación, estableciendo comparaciones entre estos modelos, para diversas configuraciones de pozos.

La implementación de esta metodología permitirá tener una herramienta alternativa para la determinación de los parámetros del modelo de pozo que deben definirse en los simuladores comerciales de yacimientos, cuando se tienen configuraciones arbitrarias de pozos (horizontales, desviados y multilaterales). La contribución de este trabajo está en la generación de herramientas innovadoras en la simulación de yacimientos, las cuales se encontraran disponibles para la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela, en concordancia con la línea de investigación en modelaje de yacimientos.

## Alcance

- La elaboración de este trabajo estuvo enfocada en el desarrollo de una metodología para la determinación de los parámetros del modelo de pozo que deben definirse en el simulador comercial ECLIPSE™.
- Para la evaluación de la metodología desarrollada se utilizó un modelo conceptual de yacimiento fluvial, heterogéneo y anisotrópico, generado mediante técnicas geoestadísticas.
- La construcción de trayectorias para las diversas configuraciones de pozos, fueron generadas usando una herramienta implementada en MATLAB® creada con anterioridad.

## Limitaciones

- En el desarrollo de la metodología sólo se contempló la generación de los parámetros necesarios para correr el simulador en modo de predicción. Adicionalmente la generación de los parámetros para la opción *Multisegment Wells* considera que todos los brazos de un pozo multilateral salen del mismo punto a una profundidad menor a la del tope del yacimiento.
- Para la representación del modelo geológico, sólo se consideró el caso de un mallado Cartesiano uniforme sin refinamiento local de malla.
- En la construcción de las trayectorias para las diversas configuraciones de pozos sólo se consideró el caso de pozos cuyas conexiones pozo-malla están abiertas a flujo en su totalidad, es decir, no se contempla el caso de completaciones selectivas. Adicionalmente, se considera que el origen de coordenadas del mapa donde se especifican las localizaciones de los pozos, coincide con el origen de coordenadas de la malla.

# Capítulo 1

## Fundamentos Teóricos

### 1.1. Modelaje de Yacimientos

#### 1.1.1. Geoestadística

En el campo de las geociencias es común encontrar variables distribuidas espacialmente. Para realizar el estudio de estas variables se utilizan diferentes procedimientos geoestadísticos de estimación y/o simulación. Todo esto se realiza a partir de un conjunto de muestras tomadas en las localizaciones del dominio en que se manifiesta el fenómeno que se va a estudiar y considerando la representatividad de su realidad, la cual generalmente es desconocida. Estas técnicas o procedimientos permiten la descripción o caracterización de las variables con dos objetivos diferentes: primero, proporcionar valores estimados en las localizaciones de interés y segundo, generar valores que en conjunto presenten iguales características de dispersión que los datos originales [2].

En los últimos años, los métodos geoestadísticos han sido ampliamente utilizados para la caracterización estocástica de yacimientos mediante la generación de múltiples modelos de yacimiento, los cuales pueden estar condicionados por datos geológicos, sísmicos y/o de producción. El objetivo principal de la geoestadística es construir modelos *realistas* de la distribución de propiedades del yacimiento, evitando el uso de promedios lineales. Esta técnica permite tomar en cuenta la heterogeneidad, continuidad, anisotropía y propiedades azimutales de los datos. Las técnicas geoestadísticas proveen métodos estocásticos que permiten generar múltiples realizaciones de la distribución de las propiedades del yacimiento y

con ellas se puede cuantificar la incertidumbre asociada al modelo [3]. Estas realizaciones comparten las mismas propiedades estadísticas y por lo tanto son equiprobables.

En la figura 1.1 se muestran dos imágenes de distribución de propiedades generadas utilizando técnicas geoestadísticas. La imagen (a) tiene una apariencia aleatoria pero muestra una alineación preferencial en la dirección noroeste-sureste. La imagen (b) tiene un mayor grado de continuidad y anisotropía espacial y también tiene una alineación en la dirección noroeste-sureste. Visualmente, estas imágenes parecen ser bastante diferentes, sin embargo sus valores de media y varianza son idénticos, por lo que resultan ser igualmente probables.

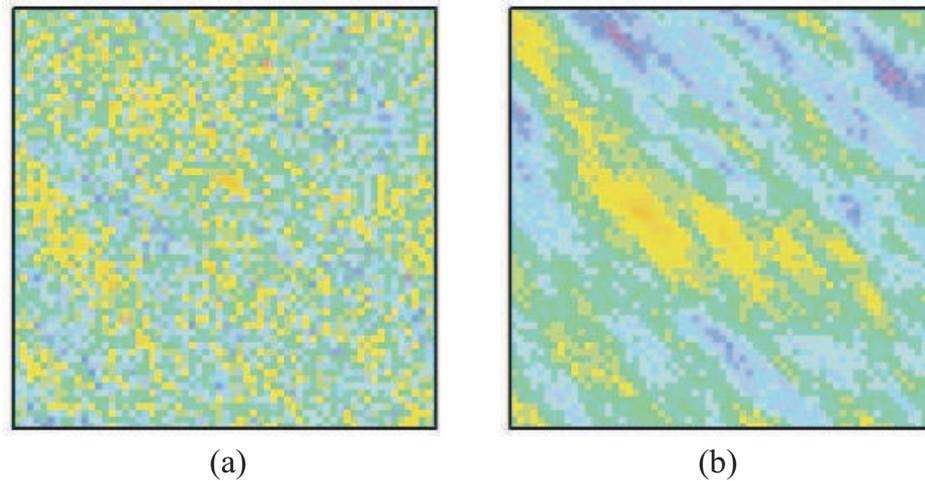


Figura 1.1: Imágenes de dos distribuciones de propiedades con iguales valores de media y varianza [4]

### 1.1.2. Modelaje Estocástico de Yacimiento

El modelaje estocástico de las propiedades del yacimiento generalmente se realiza en dos etapas: primero, se simula la geometría de las facies y luego se simula la distribución espacial de las variables petrofísicas (porosidad y permeabilidad) para cada una de las facies. Este procedimiento permite caracterizar la continuidad y la variabilidad espacial de las propiedades de la roca en el yacimiento, integrar

información multidisciplinaria con diferentes resoluciones (como por ejemplo: sísmica, registros de pozo, análisis de núcleos, etc) y cuantificar la incertidumbre en la descripción de los yacimientos [5].

En la figura 1.2 se muestra el rol integrador de la geoestadística en la generación de modelos de yacimientos a partir de información de petrofísica, geofísica, geología y topología que permite generar múltiples modelos de yacimientos, los cuales deben ser escalados y cotejados históricamente para que sean consistentes con todos los datos disponibles de yacimiento y puedan ser utilizados para la simulación, optimización, gerencia de yacimientos y toma de decisiones.

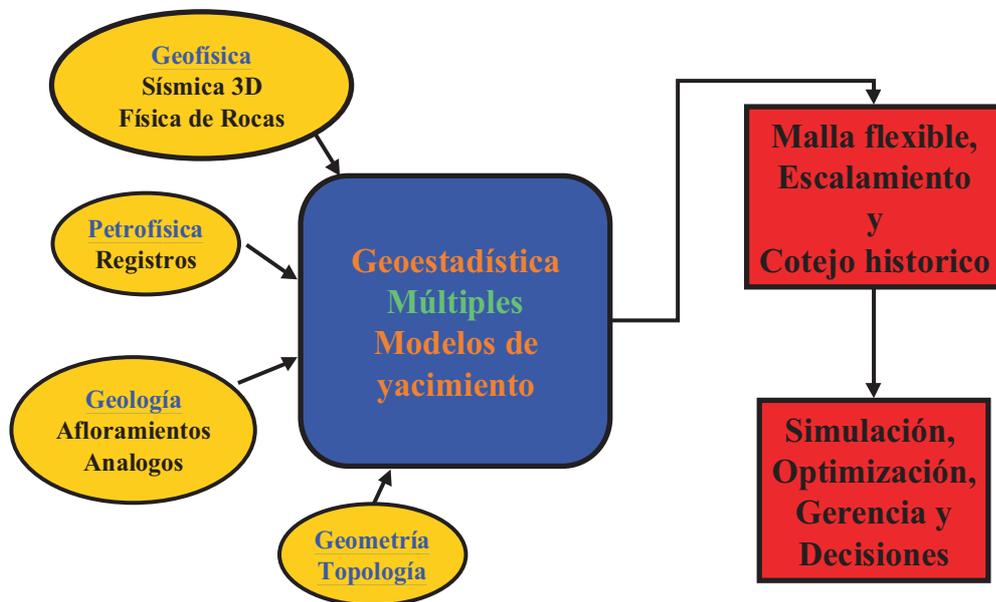


Figura 1.2: Rol integrador de la geoestadística en el modelaje de yacimientos [6]

La simulación estocástica en geoestadística se enfoca principalmente en producir mapas *realísticos* de un fenómeno, más que en minimizar el error de predicción, lo cual usualmente conduce a mapas suavizados que no son verdaderamente representativos del yacimiento real. Los modelos de simulación utilizados dependen principalmente de los objetivos y el tipo de variables que se desea estudiar. Existen dos tipos de modelos de simulación estocástica: discretos y continuos. Los modelos discretos están dirigidos a describir las características geológicas de naturaleza

discreta, tales como localizaciones y dimensiones de los cuerpos de arena en ambientes depositacionales fluviales, distribución, orientación y longitud de las fracturas y/o fallas y el modelado de facies. Los modelos continuos se emplean para describir los fenómenos que varían continuamente como es el caso de las propiedades de las rocas (porosidad, permeabilidad, etc), velocidades sísmicas, entre otros [4].

### **Simulación Basada en Objetos**

La técnica de simulación basada en objetos es comúnmente utilizada para reproducir heterogeneidades a gran escala en yacimientos de petróleo, tales como canales, diques y abanicos de rotura en ambientes fluviales. Frecuentemente estos cuerpos no están distribuidos uniformemente en el dominio de estudio. Sus localizaciones se pueden deducir a partir de datos adicionales, tales como datos sísmicos, los cuales son interpretados en términos de las proporciones de las facies del yacimiento.

El objetivo de este tipo de simulación es reproducir la geometría de cuerpos de manera que estos coincidan con las interpretaciones geológicas. Cada cuerpo individual se considera como un objeto con una geometría dada y una gran cantidad de ellos se colocan en orden aleatorio para llenar las unidades geológicas.

El procedimiento que lleva a cabo ésta técnica consiste en primero seleccionar las formas básicas de cada una de las facies depositacionales las cuales describen su geometría, especificar las proporciones de dichas formas en el modelo final y establecer la distribución para los parámetros que definen las formas. Una vez establecido esto, se llena el fondo del modelo del yacimiento con alguna de las litofacies (por ejemplo lutita), se selecciona aleatoriamente un punto de partida en el modelo y una forma de litofacies para luego dibujar dicha forma con un tamaño, anisotropía y orientación adecuada. Posteriormente se verifica si la forma coincide con cualquiera de los datos de condicionamiento (como por ejemplo datos de pozos) o con otras formas previamente simuladas. Si ocurre esto se mantiene la forma, de lo contrario se rechaza y se regresa al paso anterior. Para finalizar se verifica si las proporciones globales del modelo se cumplen y si esto no ocurre se

repite el procedimiento a partir de la selección aleatoria del punto de partida en el modelo [7].

La simulación basada en objetos es una técnica de actual interés en la industria petrolera. Esta propuesta de modelaje es particularmente satisfactoria para los geólogos debido a que los objetos creados están basados en las estadísticas de relaciones de formas y facies que han sido medidas y debido a que las imágenes provenientes de los modelos resultantes de facies depositacionales lucen realísticos (figura 1.3).

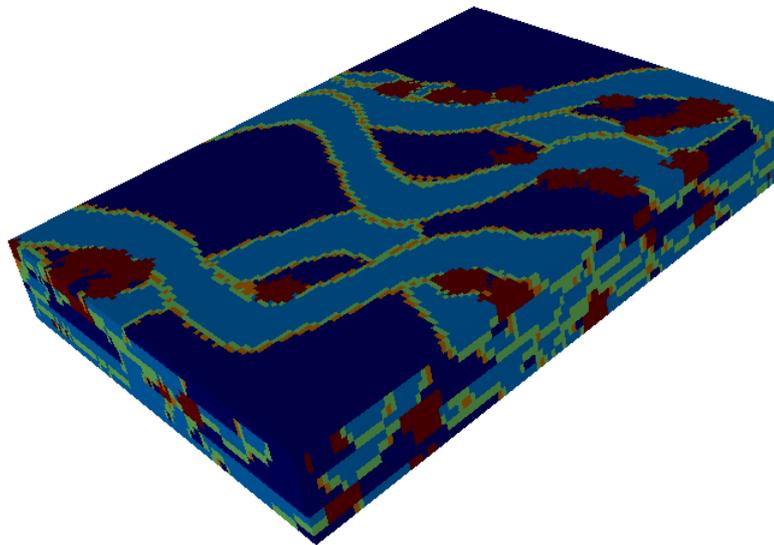


Figura 1.3: Ejemplo de un modelo de facies en un ambiente fluvial generado mediante simulación basada en objetos

### **Simulación Secuencial Gaussiana**

La Simulación Secuencial Gaussiana (SGS, del inglés Sequential Gaussian Simulation) es un algoritmo estocástico ampliamente utilizado en geoestadística para reproducir la distribución espacial y la incertidumbre de las variables de diferentes fuentes naturales cuando los datos presentan una distribución normal (figura 1.4) <sup>1</sup>. El primer paso de una SGS es determinar si los datos conocidos están

---

<sup>1</sup><http://www.originlab.com/www/resources/graph-gallery/images-galleries/Histo.gif>

normalmente distribuidos. En caso de no cumplirse esta condición, se procede a aplicar una transformación de los datos al espacio normal. El próximo paso es el proceso de simulación como tal, donde primero, se estiman los parámetros de la función densidad de probabilidad local para cada localización del grupo de datos y luego, aleatoriamente, se genera un valor a partir de su distribución.

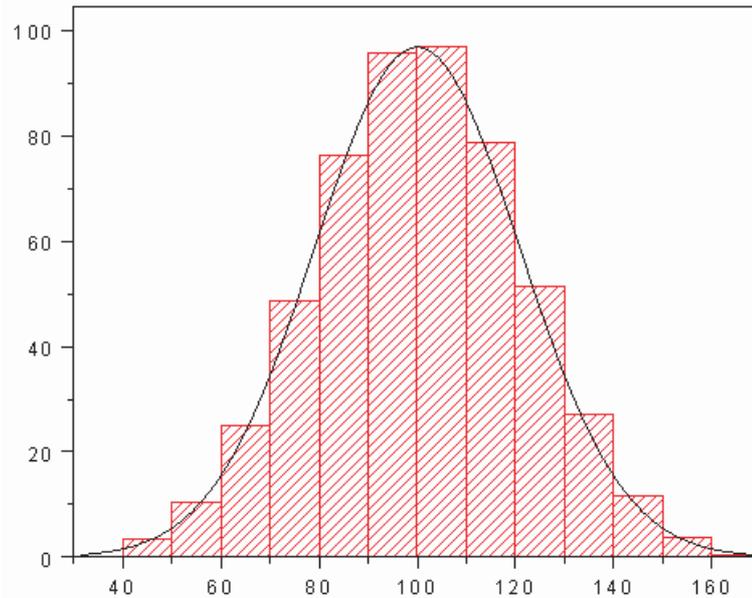


Figura 1.4: Ejemplo de la función de densidad e histograma de una distribución normal ( $N\{m=100; s=35\}$ )

El resultado de una simulación es por lo tanto, una versión *ruidosa* de un procedimiento de estimación, el cual reproduce la estadística de los datos conocidos, dando un aspecto más realístico del modelo, pero proporcionando un bajo comportamiento de predicción. Sin embargo, cuando se diseñan múltiples secuencias de simulación, se pueden dibujar mapas probabilísticos más confiables [5].

## 1.2. Simulación Numérica de Yacimientos

La simulación es una herramienta que le permite a la ingeniería de yacimientos un mayor entendimiento de los mecanismos de recuperación de petróleo presentes

durante todas las etapas de desarrollo de un campo. El propósito de la simulación numérica de yacimientos es reproducir el comportamiento futuro de un yacimiento a partir del comportamiento de un modelo matemático que lo represente [8].

En los simuladores numéricos, el yacimiento es representado por una serie de celdas interconectadas, y el flujo entre las celdas es resuelto numéricamente. Los simuladores calculan el flujo de fluidos a través del yacimiento, basándose en los principios básicos de la Ley de Conservación de la Masa, la Ley de Darcy y las Ecuaciones de Estado, tomando en cuenta la heterogeneidad del yacimiento, la dirección del flujo de los fluidos y las localizaciones de los pozos productores e inyectores, además de sus condiciones operacionales.

Las ecuaciones fundamentales de flujo de fluidos son expresadas en forma de diferenciales parciales para cada fase de los fluidos presentes. Luego, esas ecuaciones diferenciales parciales son escritas en forma de diferencias finitas, en donde el volumen de yacimiento es tratado como una colección numerada de celdas y el período de producción del yacimiento en un número de pasos de tiempo. Matemáticamente hablando, el problema es discretizado en tiempo y espacio.

Hoy en día, existen diversos tipos de simuladores de yacimientos, entre los cuales cabe mencionar los siguientes [9]:

### ***Simulador de Petróleo Negro (Black Oil)***

Este tipo de simulador considera que el sistema está formado por dos fases de hidrocarburos y una fase agua. Emplea ecuaciones para expresar la conservación de la masa de los tres componentes (agua, petróleo y gas) en cada celda. No considera la solubilidad del gas ni del petróleo en el agua, ni la existencia de petróleo en la fase gaseosa. La solubilidad del gas en el petróleo es función sólo de la presión y no considera la existencia de agua en la fase de gas o petróleo.

### ***Simulador Composicional***

Considera una fase agua formada por un solo componente, el agua, y dos fases de hidrocarburos, petróleo y gas, conteniendo  $n$  componentes, sobre la base de las leyes termodinámicas de equilibrio. Utiliza ecuaciones de estado para simular procesos donde se esperan cambios en la composición de los fluidos. La

transferencia de masa entre cada uno de los elementos es calculada en fracciones molares de cada componente individual o pseudocomponentes combinando dos o mas de los componentes hidrocarburos individuales. Este tipo de modelo es útil para yacimientos de condensado (retrógrado) y petróleo volátil así como cierto tipo de inyección de gas y/o procesos de recuperación mejorada.

### ***Simulador de Procesos Térmicos***

Es similar al modelo composicional, pero utiliza una ecuación adicional para la conservación de la energía (los modelos de petróleo negro y composicionales simulan flujo isotérmico por lo que no requieren la ecuación de energía). Este tipo de modelo es útil para simular procesos de recuperación mejorada tales como inyección de vapor o combustión in-situ.

### ***Simulador de Procesos Químicos***

Incluye la inyección de polímeros, surfactantes y cáusticos. Los procesos químicos involucran interacciones complicadas fluido-fluido y roca-fluido tales como adsorción, intercambio catiónico, flujo no newtoniano, flujo de tres o más fases, etc.

### ***Simulador de Yacimientos Fracturados***

Considera sistemas de doble porosidad y/o doble permeabilidad para modelar las características de las fracturas y la matriz de la roca en el yacimiento.

En el desarrollo de este trabajo, sólo se tomó en consideración el caso de simuladores de petróleo negro.

## **1.2.1. Fundamentos de las ecuaciones de flujo de fluidos**

Las ecuaciones de flujo de fluidos que son usadas para describir el comportamiento de flujo en un yacimiento pueden tomar diferentes formas, dependiendo de la combinación de las características que se presentan a continuación [10]:

a) Tipo de fluidos en el yacimiento

Los fluidos del yacimiento se pueden clasificar en tres grupos según su valor de compresibilidad  $c_f$ , cuya definición se presenta en la ecuación (1.1):

$$c_f = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \quad (1.1)$$

donde  $\partial V/\partial p$  y  $\partial \rho/\partial p$  representan el cambio en volumen y densidad del fluido con respecto a la presión, respectivamente.

- *Fluidos incompresibles*: aquellos cuyo volumen (o densidad) no varía con la presión.

$$c_f = 0$$

- *Fluidos ligeramente compresibles*: aquellos que exhiben un ligero cambio en su volumen (o densidad) con los cambios de presión.

$$c_f = 10^{-6} - 10^{-5} \text{ lpc}^{-1}$$

- *Fluidos compresibles*: aquellos que experimentan grandes cambios de volumen (o densidad) con respecto a los cambios de presión.

$$c_f > 10^{-4} \text{ lpc}^{-1}$$

En la figura 1.5 se muestra esquemáticamente los cambios en volumen, como una función de la presión, para los tres tipos de fluidos.

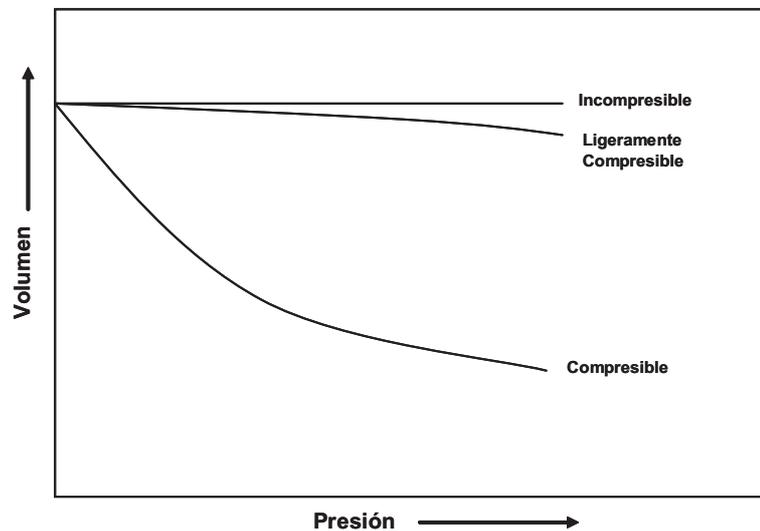


Figura 1.5: Relación presión-volumen para los diferentes tipos de fluidos [10]

## b) Regímenes de flujo

Existen básicamente tres tipos de regímenes de flujo que deben ser tomados en cuenta para describir el comportamiento de flujo de fluidos y la distribución de presión en el yacimiento como una función del tiempo. Estos tres regímenes de flujo comprenden:

- *Flujo en estado estable*: ocurre cuando la presión en cualquier lugar del yacimiento permanece constante, es decir, la presión no cambia con el tiempo.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_r = 0 \quad (1.2)$$

- *Flujo en estado semi-estable*: este régimen de flujo ocurre cuando a diferentes localizaciones del yacimiento, la presión declina en forma lineal con respecto al tiempo. Matemáticamente, esta condición establece que la razón de cambio de la presión con respecto al tiempo en cada localización es constante.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_r = \text{constante} \quad (1.3)$$

Este tipo de régimen de flujo también se conoce como flujo en estado pseudo-estable o flujo en estado cuasi-estable.

- *Flujo en estado no-estable*: comúnmente llamado flujo transiente, éste régimen de flujo se define como la condición de flujo de fluido para el cual la razón de cambio de la presión con respecto al tiempo en cualquier lugar del yacimiento es esencialmente una función de la posición  $r$  y el tiempo  $t$ .

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right) = f(r, t) \quad (1.4)$$

La figura 1.6 muestra una comparación esquemática de la declinación de la presión como una función del tiempo, para los tres regímenes de flujo.

## c) Geometría de flujo

La geometría de flujo de los fluidos en el yacimiento puede ser representada mediante una de las siguientes geometrías:

- *Flujo radial*: este tipo de geometría de flujo es utilizado para caracterizar el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo, el cuál ocurre principalmente a través de la matriz de la roca. El flujo radial está caracterizado por líneas de flujo que convergen en un mismo cilindro circular.

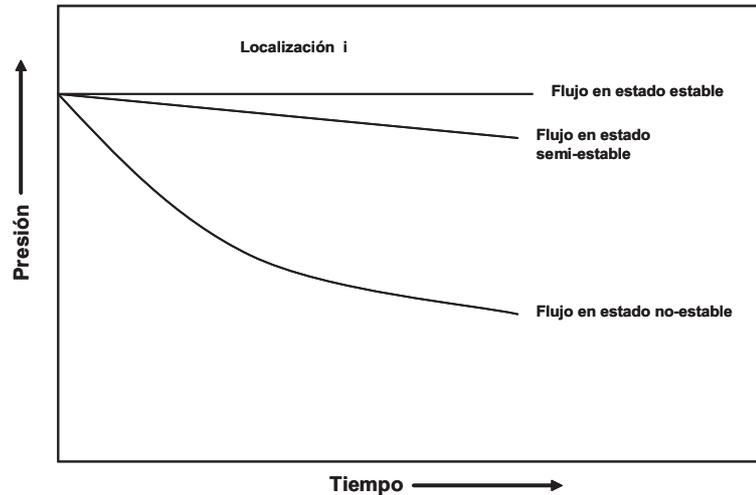


Figura 1.6: Relación presión-tiempo para los diversos regímenes de flujo [10]

- *Flujo lineal:* ocurre cuando las líneas de flujo son paralelas y el flujo de fluidos es en una sola dirección. Este tipo de geometría de flujo es común en yacimientos fracturados.
- *Flujo esférico y hemisférico:* puede ocurrir en las cercanías del pozo dependiendo del tipo de completación y está caracterizado por líneas de flujo que convergen en un mismo punto. Cuando un pozo tiene un intervalo perforado limitado se puede presentar flujo esférico en la vecindad de las perforaciones, mientras que si el pozo penetra parcialmente la zona productora, se puede presentar flujo hemisférico.

La figura 1.7 muestra en forma esquemática las diferentes geometrías de flujo.

d) Número de fluidos fluyendo en el yacimiento

Hay generalmente tres casos de sistemas fluyentes:

- *Flujo monofásico:* sistemas de petróleo, agua o gas.
- *Flujo bifásico:* sistemas petróleo-agua, petróleo-gas o gas-agua.
- *Flujo trifásico o multifásico:* sistemas de petróleo, agua y gas.

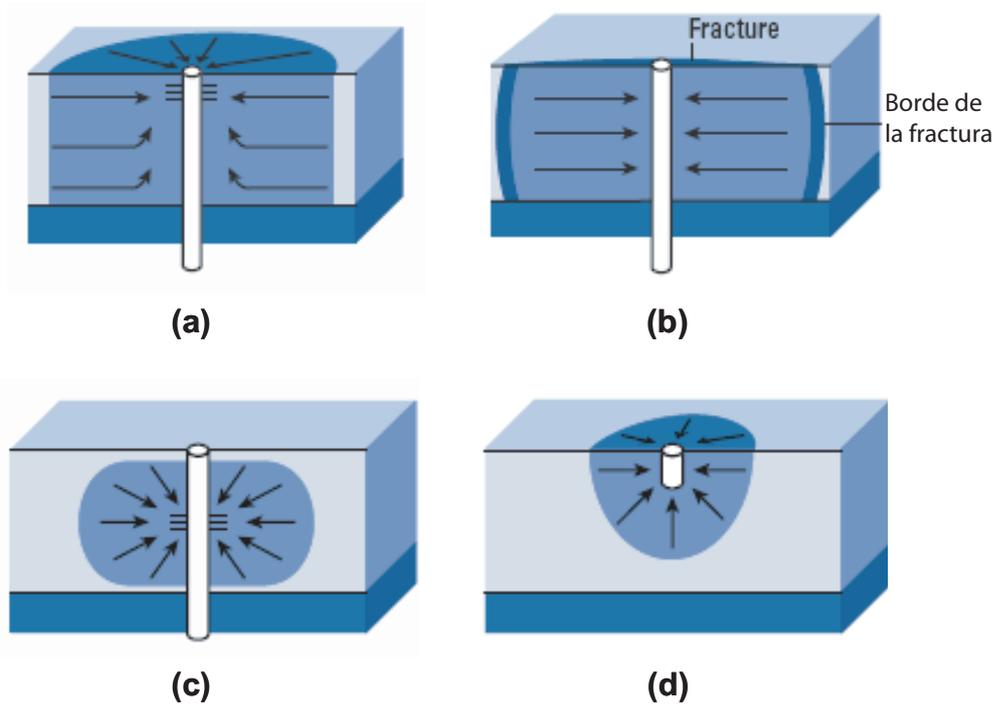


Figura 1.7: Geometrías de flujo. (a)Radial (b)Lineal (c)Esférico (d)Hemisférico [11]

### Ley de Conservación de la Masa

Considere el volumen de control mostrado en la figura 1.8, que se encuentra inmerso en un medio poroso de porosidad  $\phi$  y tome  $\dot{m}_x$  como la componente  $x$  del vector de flujo másico (flujo de masa por unidad de área por unidad de tiempo) de un fluido de densidad  $\rho$  [12].

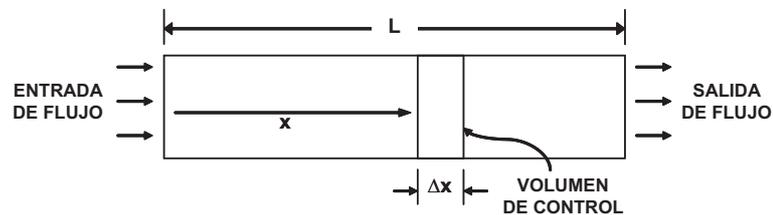


Figura 1.8: Flujo lineal en un medio poroso de longitud  $\Delta x$  [12]

La Ley de Conservación de la Masa (también conocida como ecuación de continuidad), establece que

$$\text{masa que entra} - \text{masa que sale} = \text{acumulación} + (\text{fuente/sumidero})$$

donde, la masa que entra a través de la superficie del volumen de control a una distancia  $x$  sobre un intervalo de tiempo  $\Delta t$  es

$$(\dot{m}_x)_x A \Delta t$$

la masa que sale a través de la superficie del volumen de control a una distancia  $x + \Delta x$  sobre un intervalo de tiempo  $\Delta t$  es

$$(\dot{m}_x)_{x+\Delta x} A \Delta t$$

la acumulación de masa en el volumen de control debido a la compresibilidad del fluido sobre un intervalo de tiempo  $\Delta t$  es

$$\left[ \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi \Delta V) \right] \Delta t$$

y la transferencia de masa a partir del volumen de control debido a un pozo con tasa de flujo  $\tilde{q}$  (masa por unidad de volumen por unidad de tiempo), sobre un intervalo de tiempo  $\Delta t$  es

$$\tilde{q} \Delta V \Delta t$$

De esta manera se tiene que:

$$[(\dot{m}_x)_x - (\dot{m}_x)_{x+\Delta x}] A \Delta t = \left[ \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi \Delta V) \right] \Delta t + \tilde{q} \Delta V \Delta t \quad (1.5)$$

Dividiendo la ecuación (1.5) por  $\Delta V \Delta t$  y teniendo en cuenta que  $\Delta V = A \Delta x$ , se obtiene que

$$\frac{(\dot{m}_x)_x - (\dot{m}_x)_{x+\Delta x}}{\Delta x} = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) + \tilde{q} \quad (1.6)$$

Tomando el límite cuando  $\Delta x \rightarrow 0$ , la ecuación (1.6) se convierte en

$$-\frac{\partial \dot{m}_x}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) + \tilde{q} \quad (1.7)$$

Expresando el flujo másico en términos de una velocidad superficial (o darciana), de acuerdo a la ecuación (1.8),

$$\dot{m}_x = \rho u_x \quad (1.8)$$

donde  $u_x$  es la velocidad del flujo en la dirección  $x$ , y sustituyendo la ecuación (1.8) en la ecuación (1.7), se obtiene la *Ecuación de Continuidad* para flujo monofásico en una dimensión:

$$-\frac{\partial \rho u_x}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial t}(\rho \phi) + \tilde{q} \quad (1.9)$$

Para flujo monofásico en tres dimensiones en un medio poroso de forma arbitraria, con un volumen de control  $\Delta x \Delta y \Delta z$ , la ecuación de continuidad se puede derivar de una manera similar, para obtener la ecuación (1.10):

$$-\nabla \cdot \rho \mathbf{u} = \frac{\partial}{\partial t}(\rho \phi) + \tilde{q} \quad (1.10)$$

donde, en un sistema de coordenadas Cartesianas,

$$\nabla \cdot \rho \mathbf{u} = \left( \frac{\partial \rho u_x}{\partial x} + \frac{\partial \rho u_y}{\partial y} + \frac{\partial \rho u_z}{\partial z} \right)$$

El término  $\tilde{q}$  en las ecuaciones (1.9) y (1.10) es positivo en caso de existir una fuente (pozo productor) y negativo en caso de un sumidero (pozo inyector).

### Ley de Darcy

La ley de Darcy es la ley fundamental del movimiento de fluidos en el medio poroso [13]. Esta ley establece que la velocidad  $u$  de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de potencial  $\partial\Phi/\partial l$  e inversamente proporcional a la viscosidad  $\mu$  del fluido. Para un fluido de densidad  $\rho$ , en un sistema lineal de longitud  $l$ , esta relación viene dada por la ecuación diferencial mostrada en (1.11)

$$u = -\frac{k\rho}{\mu} \frac{\partial\Phi}{\partial l} = -\frac{k}{\mu} \left( \frac{\partial p}{\partial l} + \rho g \frac{\partial z}{\partial l} \right) \quad (1.11)$$

donde, la velocidad  $u$  se define como la relación entre la tasa de flujo  $q$  del fluido a través de un área de sección transversal  $A$  (ecuación (1.12)).

$$u = \frac{q}{A} \quad (1.12)$$

Para flujo monofásico en tres dimensiones, despreciando el término gravitacional, la ecuación (1.11) se convierte en la ecuación (1.13),

$$\mathbf{u} = -\frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla \mathbf{p} \quad (1.13)$$

donde  $\mathbf{u}$  es el vector de velocidad,  $\nabla \mathbf{p}$  es el gradiente de presión y  $\mathbf{k}$  es el tensor de permeabilidad, el cual, en la mayoría de los problemas prácticos, se asume como un tensor diagonal y viene dado por

$$\mathbf{k} = \begin{bmatrix} k_{xx} & & \\ & k_{yy} & \\ & & k_{zz} \end{bmatrix}$$

### 1.2.2. Derivación de las ecuaciones fundamentales

Las ecuaciones fundamentales de flujo se obtienen mediante la combinación de las formas apropiadas de la Ley de Darcy y de la ecuación de conservación de la masa, tomando en cuenta los cambios en la densidad del fluido como función de la presión, a través de una ecuación de estado [12].

Suponiendo flujo monofásico, la ecuación (1.13) se puede sustituir en la ecuación (1.10), para obtener

$$\nabla \cdot \left( \rho \frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla \mathbf{p} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) + \tilde{q} \quad (1.14)$$

En el caso más simple de flujo bajo condiciones de estado estable, donde el cambio de presión, y por lo tanto de densidad, con respecto al tiempo es cero, la ecuación (1.14) se convierte en

$$\nabla \cdot \left( \frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla \mathbf{p} \right) = \tilde{q} \quad (1.15)$$

Adicionalmente, si se considera que la viscosidad,  $\mu$  es constante, la permeabilidad es isotrópica,  $k_{xx} = k_{yy} = k_{zz} = k$ , y no existe el término fuente/sumidero,  $\tilde{q}$ , la ecuación (1.15) se convierte en la conocida *Ecuación de Laplace*:

$$\nabla \cdot (\nabla \mathbf{p}) = 0 \quad (1.16)$$

la cual en coordenadas Cartesianas viene dada por:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = 0 \quad (1.17)$$

Para flujo bajo condiciones de estado pseudo-estable o transiente, es necesario relacionar la densidad y el volumen del fluido con el cambio de presión [14]. Esta relación, se puede describir matemáticamente integrando la ecuación (1.1), para obtener:

$$\rho = \rho^o[1 + c_f(p - p^o)] \quad (1.18)$$

$$V = V^o[1 + c_f(p - p^o)] \quad (1.19)$$

donde, el cambio de  $V$  se puede expresar también según el Factor Volumétrico de Formación,  $B$ , como

$$B = B^o[1 + c_f(p - p^o)] \quad (1.20)$$

Dividiendo la ecuación (1.18) entre la ecuación (1.20) y tomando en cuenta que  $B^o = 1$  (para una presión de referencia,  $p^o$ , igual a la presión de superficie), se obtiene la relación mostrada en la ecuación (1.21).

$$\frac{\rho}{\rho^o} = \frac{B^o}{B} = \frac{1}{B} \quad \Rightarrow \quad \rho = \frac{\rho^o}{B} \quad (1.21)$$

Sustituyendo la ecuación (1.21) en la ecuación (1.14) y dividiendo entre  $\rho^o$ , se obtiene

$$\nabla \cdot \left( \frac{\mathbf{k}}{B\mu} \nabla \mathbf{p} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi}{B} \right) + \tilde{q}^w \quad (1.22)$$

donde  $\tilde{q}^w$  es la tasa de flujo (producción/inyección) por unidad de volumen.

En un sistema multifásico, la ecuación (1.22) se convierte en,

$$\nabla \cdot \left( \frac{k_{rp}}{B_p \mu_p} \mathbf{k} \nabla \mathbf{p} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_p}{B_p} \right) + \tilde{q}_p^w \quad (1.23)$$

donde  $S_p$  y  $k_{rp}$  representan la saturación y la permeabilidad relativa de cada fase  $p$ , respectivamente.

Las ecuaciones (1.22) y (1.23) representan las *Ecuaciones Fundamentales de Flujo* generalizadas para sistemas fluyentes monofásico y multifásico, respectivamente.

### 1.2.3. Discretización de las ecuaciones fundamentales

La forma unidimensional de la ecuación (1.22), en coordenadas Cartesianas (en la dirección  $x$ ), viene dada por:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_x}{B\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi}{B} \right) + \tilde{q}^w \quad (1.24)$$

La discretización de la ecuación (1.24) involucra la representación numérica de las derivadas parciales. Esta representación numérica, se logra empleando el método de diferencias finitas [15], el cual establece que, dada una función  $f$ ,

$$\frac{\partial f}{\partial x} \approx \frac{f(x_{i+1}) - f(x_{i-1}))}{x_{i+1} - x_{i-1}} \quad (1.25)$$

Considere la malla uniforme de  $N$  celdas de longitud  $\Delta x$  cada una y área transversal  $A$ , que se muestra en la figura 1.9. La discretización del lado izquierdo de la ecuación (1.24) para la celda  $i$ , es

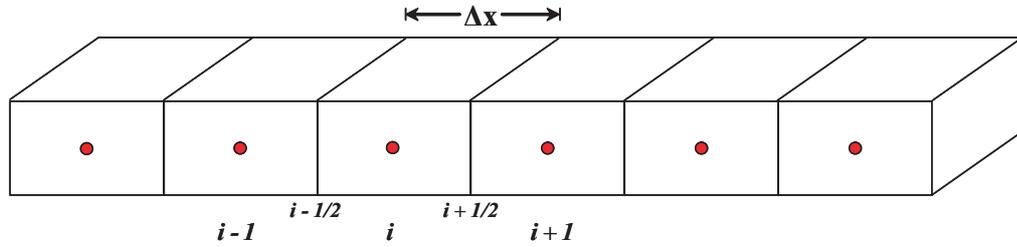


Figura 1.9: Malla uniforme en 1D [16]

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_x}{B\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) &\approx \frac{1}{\Delta x} \left[ \left( \frac{k_x}{B\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i+1/2} - \left( \frac{k_x}{B\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i-1/2} \right] \\ &\approx \frac{1}{\Delta x} \left[ \left( \frac{k_x}{B\mu} \right)_{i+1/2} \left( \frac{p_{i+1} - p_i}{\Delta x} \right) - \left( \frac{k_x}{B\mu} \right)_{i-1/2} \left( \frac{p_i - p_{i-1}}{\Delta x} \right) \right] \end{aligned} \quad (1.26)$$

Mientras que la discretización del lado derecho de la ecuación (1.24), para un intervalo de tiempo  $\Delta t$  que va de  $n$  a  $n + 1$ , es:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi}{B} \right) + \tilde{q}^w = \frac{1}{\Delta t} \left[ \left( \frac{\phi}{B} \right)_i^{n+1} - \left( \frac{\phi}{B} \right)_i^n \right] + \tilde{q}_i^w \quad (1.27)$$

Los términos  $\phi$  y  $B$  dependen a su vez, de la presión a la cual se evalúan. A partir de la ecuación (1.1), tomando  $b = 1/B$ , se obtiene que para cada paso de tiempo,  $\phi$  y  $b$  se relacionan con el cambio de presión mediante las ecuaciones (1.28) y (1.29), respectivamente.

$$\phi^n = \phi^o (1 + c_r (p^n - p^o)) \quad (1.28)$$

$$b^n = b^o (1 + c_f (p^n - p^o)) \quad (1.29)$$

donde  $c_r$  y  $c_f$  representan las compresibilidades de la roca y del fluido, respectivamente.

Sustituyendo las ecuaciones (1.28) y (1.29) en la ecuación (1.27) se obtiene que,

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi b) + \tilde{q}^w = \frac{1}{\Delta t} [b^n \phi^o c_r + \phi^{n+1} b^o c_f]_i (p_i^{n+1} - p_i^n) + \tilde{q}_i^w \quad (1.30)$$

Igualando las ecuaciones (1.26) y (1.30), multiplicando la expresión resultante por el volumen de la celda  $V_i = A\Delta x$  y agrupando términos, la ecuación (1.24) discretizada en tiempo y espacio, para la celda  $i$  se reduce a

$$\Upsilon_{i+1/2} (p_{i+1} - p_i) - \Upsilon_{i-1/2} (p_i - p_{i-1}) = \frac{V_i}{\Delta t} [b^n \phi^o c_r + \phi^{n+1} b^o c_f]_i (p_i^{n+1} - p_i^n) + \tilde{q}_i^w \quad (1.31)$$

donde,  $\Upsilon$  es la transmisibilidad total,

$$\Upsilon_{i\pm 1/2} = T_{i\pm 1/2} \lambda_{i\pm 1/2} \quad (1.32)$$

$T$  es la parte geométrica de la transmisibilidad,

$$T_{i\pm 1/2} = \left( \frac{K_x A}{\Delta x} \right)_{i\pm 1/2} \quad (1.33)$$

$\lambda$  es la movilidad del fluido

$$\lambda_{i\pm 1/2} = \left( \frac{1}{B\mu} \right)_{i\pm 1/2} \quad (1.34)$$

y  $q_i^w$  es la tasa de flujo volumétrica en la celda  $i$ .

#### 1.2.4. Solución de las ecuaciones discretizadas

Para flujo bajo condiciones de estado estable, la ecuación (1.31) se reduce a

$$\Upsilon_{i+1/2} p_{i+1} - (\Upsilon_{i+1/2} + \Upsilon_{i-1/2}) p_i + \Upsilon_{i-1/2} p_{i-1} = q_i^w \quad (1.35)$$

Si se evalúa la ecuación (1.35), para un sistema lineal de 4 celdas (figura 1.10), con un pozo productor ubicado en la celda 4, se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones:

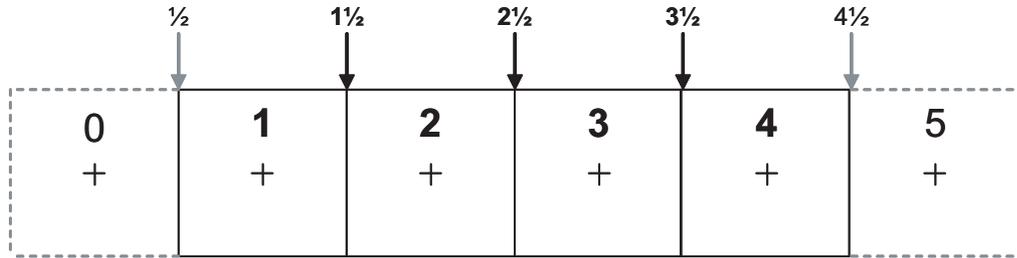


Figura 1.10: Sistema lineal de 4 celdas [9]

$$\begin{aligned} \Upsilon_{1\frac{1}{2}} p_2 - \left( \Upsilon_{1\frac{1}{2}} + \Upsilon_{0\frac{1}{2}} \right) p_1 + \Upsilon_{0\frac{1}{2}} p_0 &= q_1^w \\ \Upsilon_{2\frac{1}{2}} p_3 - \left( \Upsilon_{2\frac{1}{2}} + \Upsilon_{1\frac{1}{2}} \right) p_2 + \Upsilon_{1\frac{1}{2}} p_1 &= q_2^w \\ \Upsilon_{3\frac{1}{2}} p_4 - \left( \Upsilon_{3\frac{1}{2}} + \Upsilon_{2\frac{1}{2}} \right) p_3 + \Upsilon_{2\frac{1}{2}} p_2 &= q_3^w \\ \Upsilon_{4\frac{1}{2}} p_5 - \left( \Upsilon_{4\frac{1}{2}} + \Upsilon_{3\frac{1}{2}} \right) p_4 + \Upsilon_{3\frac{1}{2}} p_3 &= q_4^w \end{aligned}$$

Simplificando, se tiene

$$\begin{aligned}
& \Upsilon_{1\frac{1}{2}} p_2 - \Upsilon_{1\frac{1}{2}} p_1 = 0 \\
& \Upsilon_{2\frac{1}{2}} p_3 - \left( \Upsilon_{2\frac{1}{2}} + \Upsilon_{1\frac{1}{2}} \right) p_2 + \Upsilon_{1\frac{1}{2}} p_1 = 0 \\
& \Upsilon_{3\frac{1}{2}} p_4 - \left( \Upsilon_{3\frac{1}{2}} + \Upsilon_{2\frac{1}{2}} \right) p_3 + \Upsilon_{2\frac{1}{2}} p_2 = 0 \\
& -\Upsilon_{3\frac{1}{2}} p_4 + \Upsilon_{3\frac{1}{2}} p_3 = q_4^w
\end{aligned}$$

Este sistema de ecuaciones se puede representar de forma matricial, como

$$\begin{pmatrix}
-\Upsilon_{1\frac{1}{2}} & \Upsilon_{1\frac{1}{2}} & & & \\
\Upsilon_{1\frac{1}{2}} & -\left(\Upsilon_{2\frac{1}{2}} + \Upsilon_{1\frac{1}{2}}\right) & \Upsilon_{2\frac{1}{2}} & & \\
& \Upsilon_{2\frac{1}{2}} & -\left(\Upsilon_{3\frac{1}{2}} + \Upsilon_{2\frac{1}{2}}\right) & \Upsilon_{3\frac{1}{2}} & \\
& & \Upsilon_{3\frac{1}{2}} & -\Upsilon_{3\frac{1}{2}} & 
\end{pmatrix}
\begin{pmatrix}
p_1 \\
p_2 \\
p_3 \\
p_4
\end{pmatrix}
=
\begin{pmatrix}
0 \\
0 \\
0 \\
q_4^w
\end{pmatrix}$$

O bien,

$$\mathbf{T}\mathbf{p} = \mathbf{b} \tag{1.36}$$

donde,

$\mathbf{T}$  : matriz de transmisibilidad

$\mathbf{p}$  : vector de presión (variable desconocida)

$\mathbf{b}$  : vector de producción/inyección (condiciones de borde)

Para flujo bajo condiciones de estado pseudo-estable o transiente, la representación matricial del sistema de ecuaciones a resolver, es:

$$\mathbf{T}\mathbf{p} = \mathbf{D} (\mathbf{p}^{n+1} - \mathbf{p}^n) + \mathbf{b} \tag{1.37}$$

donde  $\mathbf{D}$  es la matriz que contiene los términos de acumulación (ver ecuación (1.31)).

Debido a que los términos de  $\mathbf{T}$  y  $\mathbf{D}$  dependen implícitamente de la presión, el sistema de ecuaciones, representado por la ecuación (1.37), se puede resolver usando algunos de los siguientes métodos [9]:

- **Método Explícito:** en este método, los términos del lado izquierdo de la ecuación (1.37) se evalúan en un nivel de tiempo  $t_n$ . Con este enfoque es posible simplemente avanzar del tiempo  $t_n$  a  $t_{n+1}$  resolviendo explícitamente la única variable desconocida al nuevo nivel de tiempo ( $p^{n+1}$ ), como sigue:

$$\mathbf{T}^n \mathbf{p}^n = \mathbf{D}^n (\mathbf{p}^{n+1} - \mathbf{p}^n) + \mathbf{b} \quad (1.38)$$

El esquema explícito es muy simple, pero desafortunadamente no puede ser utilizado en la práctica debido a que resulta muy inestable, a menos que se tomen pasos de tiempo ( $\Delta t$ ) muy pequeños, lo que haría la simulación muy larga.

- **Método Implícito:** en el caso de una solución implícita, los términos del lado izquierdo de la ecuación (1.37) se evalúan en el nuevo paso de tiempo  $t_{n+1}$ , como sigue:

$$\mathbf{T}^{n+1} \mathbf{p}^{n+1} = \mathbf{D}^{n+1} (\mathbf{p}^{n+1} - \mathbf{p}^n) + \mathbf{b} \quad (1.39)$$

Este esquema es estable para todo tamaño de  $\Delta t$  y se llama implícito porque hay una relación implícita (en el tiempo  $n+1$ ) entre las presiones en los puntos  $i+1$ ,  $i$ ,  $i-1$ . El sistema de ecuaciones resultante es un sistema no-lineal y su solución se basa en el método iterativo de Newton-Raphson.

La discretización y métodos de solución presentados hasta ahora, consideran sólo el caso de flujo monofásico, donde la única variable desconocida es la presión del fluido, sin embargo, para flujo multifásico, donde los términos de  $\mathbf{T}$  y  $\mathbf{D}$ , en la ecuación (1.37) dependen implícitamente tanto de la presión como de la saturación de cada fluido, el sistema de ecuaciones resultante presenta variables desconocidas adicionales. Por esta razón, como complemento, se emplean ecuaciones adicionales que incluyen: (1) la relación de saturaciones ( $S_o + S_g + S_w = 1$ ) y (2) la relación de presiones capilares ( $p_{cow} = p_o - p_w$ ;  $p_{cog} = p_g - p_o$ ) de los fluidos.

La solución de este tipo de esquema se basa en un método combinado conocido como **Método IMPES** (del inglés **IM**plit **P**ressure, **E**xplicit **S**aturation), donde se resuelve primero implícitamente la presión y luego explícitamente la saturación.

Éste método de solución es ampliamente utilizado en los simuladores comerciales, ya que ofrece un menor costo computacional por cada paso de tiempo, aunque también podría presentar problemas de estabilidad que restringen el tamaño del paso de tiempo, sobre todo si los cambios en saturación son grandes [17, 18].

### **1.3. Modelo de Pozos**

En la sección 1.2.3 se presentó una de las formas de las ecuaciones de flujo que emplean los simuladores comerciales para la caracterización de yacimientos (ecuación (1.31)). En dicha ecuación el pozo aparece como un término fuente (productor) o sumidero (inyector). La evaluación de este término es un factor clave en el modelaje de comportamiento de producción/inyección de pozos.

En la literatura existen diversos modelos de pozo propuestos, algunos de los cuales han sido desarrollados en los últimos años debido a la necesidad de modelar de forma más detallada las complejas estructuras de pozos que se construyen hoy en día [19, 20, 21, 22]. Sin embargo, en el presente trabajo sólo se consideran los modelos de pozo propuestos por Donald Peaceman (1978) y Jonathan Holmes (2001), por ser las bases de los modelos implementados en la mayoría de los simuladores comerciales de yacimientos [23, 24, 25, 26].

#### **1.3.1. Antecedentes**

Cuando se modela el comportamiento de un yacimiento mediante métodos numéricos, inevitablemente las dimensiones horizontales de cualquier celda que contenga un pozo son mucho mayores que el radio de dicho pozo, por lo que la presión calculada por el simulador para la celda que contiene el pozo resulta significativamente diferente a la presión de fondo fluyente del mismo. Numerosas investigaciones se han llevado a cabo desde los primeros años de desarrollo de la simulación de yacimientos para entender este problema.

La primera discusión acerca de como representar un pozo en un simulador de yacimientos aparece en 1967, cuando Schwabe y Brand [27], suponiendo flujo monofásico en dos dimensiones en un mallado cuadrado uniforme, propusieron la

siguiente relación:

$$q^w = \frac{c2\pi kh}{\mu} \frac{p_e - p_{wf}}{\ln(r_e/r_w) + s} \quad (1.40)$$

donde  $q^w$  es la tasa de producción del pozo,  $k$  es la permeabilidad de la celda donde está completado el pozo,  $h$  es el espesor de la celda donde está completado el pozo,  $\mu$  es la viscosidad del fluido,  $r_e$  es igual a  $\Delta x$ ,  $p_e$  es la presión efectiva al “radio de drenaje”  $r_e$ ,  $p_{wf}$  es la presión fluyente del pozo,  $r_w$  es el radio del pozo y  $c$  es una constante de conversión igual a 0.001127 (para unidades de campo).

Ellos establecieron que la selección del radio  $r_e$  para definir la presión correspondiente a  $p_e$  depende del detalle con el cual se define el yacimiento. Si se emplean muy pocas celdas, es normal asumir que  $p_e$  es igual a la presión promedio de la celda en la cual el pozo está completado; mientras que si se trata de cálculos más detallados, con un gran número de celdas,  $p_e$  debería ser calculada a partir de las presiones de las celdas adyacentes a la celda que contiene el pozo, mediante la siguiente expresión:

$$p_e = p_o + F_i \sum_{i=1}^4 (p_i - p_o) \quad (1.41)$$

donde  $p_o$  es la presión de la celda que contiene el pozo,  $p_i$  son las presiones de las celdas adyacentes a la celda del pozo y  $F_i$  es un factor que determina la influencia de las  $p_i$  sobre  $p_e$ , en el plano horizontal.

Schwabe y Brand no definieron  $F_i$ , por lo que parece indicar que éste valor puede ser tomado como cero, y por lo tanto, asumir que  $p_e = p_o$ . Así, en ausencia del factor de daño,  $s$ , la ecuación (1.40) se reduce a:

$$q^w = \frac{c2\pi kh}{\mu} \frac{p_o - p_{wf}}{\ln(\Delta x/r_w)} \quad (1.42)$$

En 1968, van Poolen *et al* [28] establecieron que debido a que la presión calculada para un pozo es la presión del nodo en el cual éste está localizado, entonces esa presión debería ser comparada con la *presión promedio areal* en la porción del

yacimiento representado por el nodo. Ellos consideraron que para flujo monofásico bajo condiciones de estado estable, la distribución de presión alrededor del pozo viene dada por:

$$p = p_{wf} + \frac{q^w \mu}{c2\pi kh} \ln \frac{r}{r_w} \quad (1.43)$$

E integrando sobre un círculo con un área igual a la de la celda que contiene el pozo (asumiendo  $r_w$  despreciable) se tiene que:

$$\bar{p} = p_{wf} + \frac{q^w \mu}{c2\pi kh} \left[ \ln \frac{r_b}{r_w} - \frac{1}{2} \right] \quad (1.44)$$

donde

$$\pi r_b^2 = \Delta x \Delta y$$

Suponiendo que  $\Delta x = \Delta y$ , entonces:

$$r_b = \Delta x / \sqrt{\pi} \quad (1.45)$$

Asumiendo ahora que la  $\bar{p}$  es igual a  $p_o$ , de acuerdo con la suposición hecha anteriormente, que la presión de la celda que contiene el pozo es la misma que la presión promedio areal, la ecuación (1.44) se reduce a:

$$q^w = \frac{c2\pi kh}{\mu} \frac{p_o - p_{wf}}{\ln(\Delta x / r_w \sqrt{\pi}) - \frac{1}{2}} \quad (1.46)$$

Posteriormente, en 1974, Coats *et al* [29] emplearon un índice de productividad del pozo ( $IP$ ), para relacionar la presión de la celda con la presión fluyente del pozo en su simulador térmico. Para flujo monofásico, una relación equivalente es:

$$q^w = IP \left( \frac{p_o - p_{wf}}{\mu} \right) \quad (1.47)$$

donde  $IP$  lo definieron como:

$$IP = \frac{c2\pi kh}{\ln \frac{\sqrt{\Delta x \Delta y / \pi}}{r_w} - \frac{1}{2} + s} \quad (1.48)$$

Debido a que la combinación de las ecuaciones (1.47) y (1.48) resulta en la ecuación (1.46), se puede decir que la aproximación de Coats *et al*, también es equivalente a asumir que la presión de la celda es igual a la presión promedio areal.

### 1.3.2. Modelo Básico de Peaceman

Como se mencionó en el sección 1.3.1, la presión calculada por el simulador, en la celda que contiene un pozo no corresponde a la presión de fondo fluyente de dicho pozo. Sin embargo, esa presión, tampoco corresponde a la presión promedio areal de la celda, como lo establecieron van Poolen *et al*, lo cual sólo es válido para las celdas sin pozo. Por esta razón, se han desarrollado modelos que permiten relacionar la presión calculada por el simulador en la celda del pozo, con la presión correspondiente al pozo. A estos modelos se les conoce como *modelos de pozo*.

Fue Peaceman [30], en su trabajo clásico publicado en 1978, quien desarrolló el primer modelo básico de pozos. Su trabajo, presentó la interpretación adecuada de la presión de la celda que contiene un pozo y demostró además, como se relaciona esa presión con la presión de fondo fluyente.

Peaceman estableció que era conveniente asociar un radio equivalente,  $r_o$ , con la celda que contiene el pozo, donde  $r_o$  es definido como el radio al cual la presión  $p^w$  del pozo, bajo condiciones de flujo en estado estable, es igual a la presión  $p_o$  calculada numéricamente para la celda del pozo. Así, de la definición de  $r_o$  se tiene

$$p = p_o + \frac{q^w \mu}{c2\pi kh} \ln \left( \frac{r}{r_o} \right) \quad (1.49)$$

O bien,

$$q^w = \frac{c2\pi kh}{\mu} \frac{p_o - p_{wf}}{\ln(r_o/r_w)} \quad (1.50)$$

#### Evaluación del radio equivalente

Mediante el estudio de la solución numérica de la ecuación de Laplace (ecuación (1.16)) para un pozo vertical simple, Peaceman pudo obtener el valor correcto de  $r_o$ , resolviendo la distribución de presión en estado estable en un esquema

repetido de cinco puntos usando el mallado uniforme mostrado en la figura 1.11. La solución numérica para las distintas celdas es graficada como una función del radio y es mostrada en la figura 1.12. En esta gráfica semilogarítmica, una línea recta con pendiente  $1/2\pi$  se ajusta muy bien a través de todos los puntos hasta un radio de  $6\Delta x$ . Corridas similares fueron hechas para mallados más grandes (de  $20 \times 20$  y  $30 \times 30$  celdas) y los resultados fueron prácticamente idénticos.

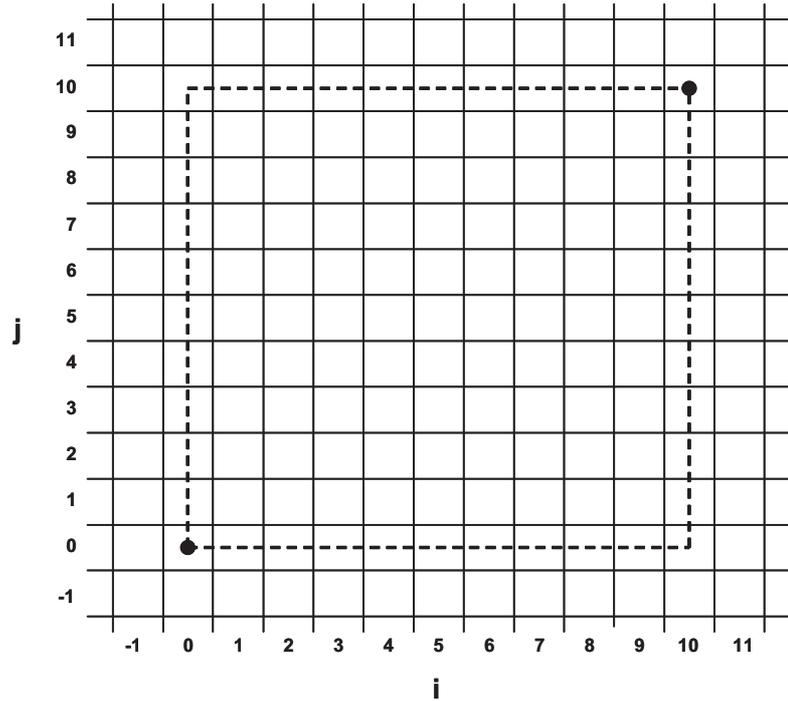


Figura 1.11: Malla  $10 \times 10$  para un esquema repetido de cinco puntos [30]

De este experimento, se puede observar que la extrapolación de la línea recta de la figura 1.12 hasta la línea horizontal donde  $p - p_o = 0$  es de gran importancia, ya que de acuerdo con la ecuación (1.49), esta intersección ocurre cuando  $r = r_o$ , por lo que se obtiene que

$$r_o = 0,2\Delta x \tag{1.51}$$

Así, se tiene una nueva interpretación de la presión de la celda del pozo, la cual se iguala con la presión del pozo a un radio de  $0,2\Delta x$ .

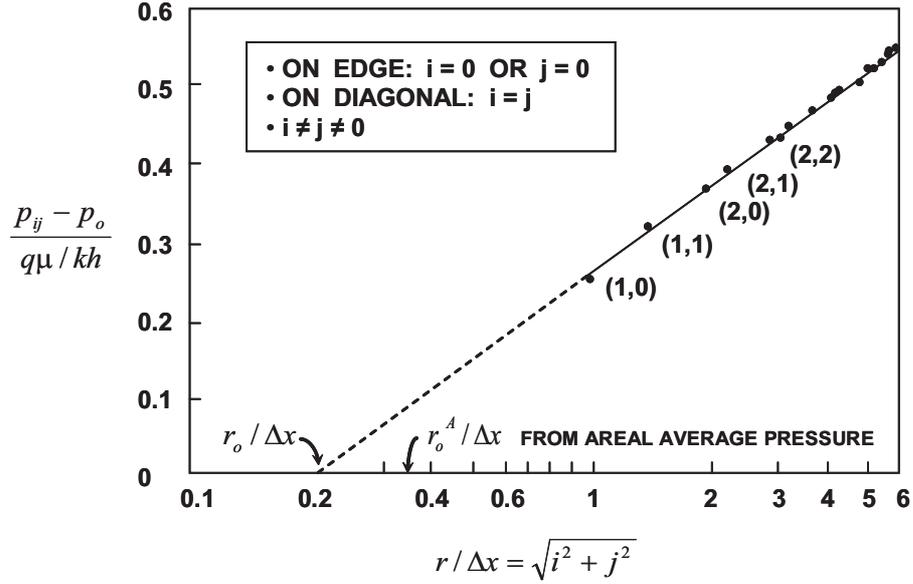


Figura 1.12: Solución numérica del radio equivalente [30]

Este resultado difiere de aquellos obtenidos mediante la suposición de que la presión de la celda de pozo es igual a la presión promedio areal. Una comparación de las ecuaciones (1.46) y (1.50) resulta en:

$$\ln \frac{\Delta x}{r_w \sqrt{\pi}} - \frac{1}{2} = \ln \frac{r_o^A}{r_w}$$

O bien,

$$r_o^A = \frac{\Delta x}{\sqrt{\pi}} \exp(-1/2) = 0,342\Delta x \quad (1.52)$$

donde  $r_o^A$  es el radio equivalente basado en la suposición de que la presión de la celda del pozo es igual a la presión promedio areal.

De la ecuación (1.52) se observa claramente como la suposición errónea hecha por van Poolen *et al* muestra una desviación significativa de la solución correcta para  $r_o$  (ver figura 1.12).

### Solución analítica del radio equivalente

Considere la malla cuadrada mostrada en la figura 1.13 y un pozo vertical situado en la celda cero. Asumiendo que las presiones de las celdas adyacentes a la celda del pozo satisfacen exactamente la ecuación (1.49), tomando  $r = \Delta x$ , se obtiene la ecuación (1.53).

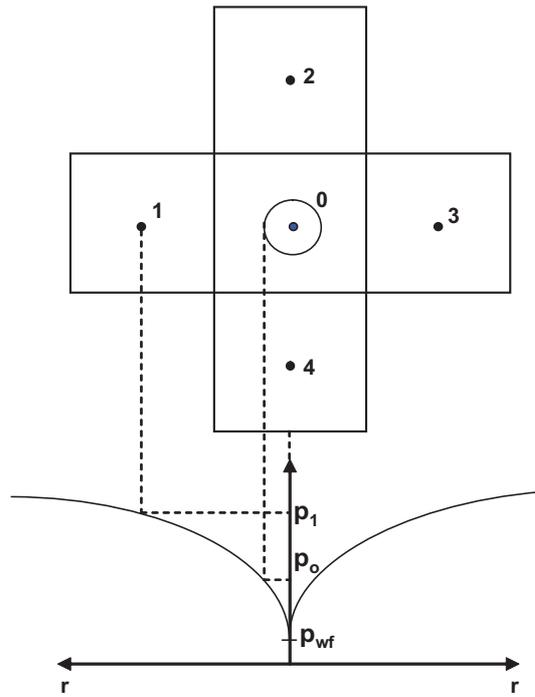


Figura 1.13: Flujo radial alrededor de un pozo en una malla cuadrada [17]

$$p_i - p_o = \frac{q^w \mu}{c2\pi kh} \ln \frac{\Delta x}{r_o} \quad i = 1, \dots, 4 \quad (1.53)$$

donde  $p_i$  son las presiones para las cuatro celdas adyacentes a la celda cero (celda del pozo).

Por otro lado, se puede establecer que la producción del pozo en la celda cero, es la suma de las tasas volumétricas de flujo a través de las fronteras de la celda

$$q^w = \sum_{i=1}^4 q_i \quad (1.54)$$

donde  $q_i$  puede expresarse numéricamente, según la Ley de Darcy, como:

$$q_i = \frac{ckh}{\mu}(p_i - p_o) \quad i = 1, \dots, 4 \quad (1.55)$$

Tenemos entonces, sustituyendo (1.55) en (1.54), que:

$$q^w = \frac{ckh}{\mu} \sum_{i=1}^4 (p_i - p_o) \quad (1.56)$$

además, se conoce que  $p_1 = p_2 = p_3 = p_4 = p_i$ , por lo que la ecuación (1.56) se reduce a:

$$q^w = \frac{4ckh}{\mu}(p_i - p_o) \quad (1.57)$$

Sustituyendo la ecuación (1.53) en (1.57) se obtiene que:

$$\ln \frac{\Delta x}{r_o} = \frac{\pi}{2}$$

$$\frac{r_o}{\Delta x} = \exp\left(\frac{-\pi}{2}\right) \quad (1.58)$$

O bien

$$r_o = 0,208\Delta x \quad (1.59)$$

Este resultado depende de la suposición de que la presión de las celdas adyacentes satisface la ecuación (1.49), por lo que, al no ser exactamente correcta esta suposición, la ecuación (1.59) es sólo una *aproximación del radio equivalente*.

### **Solución numérica del radio equivalente**

La *solución exacta del radio equivalente*, se puede obtener resolviendo numéricamente la distribución de presión para flujo bajo condiciones de estado estable y usando la ecuación para la caída de presión entre pozo inyector y productor en un esquema repetido de cinco puntos dada por Muskat.

$$\Delta p = \frac{q^w \mu}{\pi k h} [\ln(d/r_w) - 0,6190] \quad (1.60)$$

donde  $d$  es la distancia “diagonal” entre los pozos.

Si tomamos  $\Delta p$  como la diferencia de presión entre las celdas del pozo productor e inyector, entonces el  $r_w$  de la ecuación (1.60) puede ser reemplazado por  $r_o$ .

Adicionalmente, se tiene que:

$$d = \sqrt{2}M\Delta x$$

donde  $M$  es la dimensión de la malla.

Entonces la ecuación (1.60) se puede reescribir como

$$\frac{\pi k h}{q^w \mu} (p_{M,M} - p_{o,o}) = \ln(\sqrt{2}M\Delta x/r_o) - 0,6190$$

o bien

$$\frac{r_o}{\Delta x} = \sqrt{2}M \exp \left[ -0,6190 - \frac{\pi k h}{q^w \mu} (p_{M,M} - p_{o,o}) \right] \quad (1.61)$$

Usando la ecuación (1.61), Peaceman calculó el valor de  $r_o/\Delta x$  para diversos tamaños de malla, que van desde 1x1 hasta 32x32 celdas. Estos resultados se muestran en la tabla 1.1. La primera columna indica el tamaño de la malla y la segunda columna muestra las caídas de presión adimensionales obtenidas en el cálculo numérico para cada malla. De estos resultados se puede observar como  $r_o/\Delta x$  se aproxima a un valor de 0.1982 cuando  $M \rightarrow \infty$ . Esto indica entonces, que tomar  $r_o = 0,2\Delta x$  es una buena aproximación para el radio equivalente.

De esta forma, la ecuación (1.50) se reduce a la ecuación (1.62).

$$q^w = \frac{c2\pi k h}{\mu} \frac{p_o - p_{wf}}{\ln 0,2\Delta x/r_w} \quad (1.62)$$

La ecuación (1.62), se conoce como el *Modelo Básico de Peaceman*. Aunque esta ecuación fue desarrollada bajo la suposición de flujo radial bajo condiciones de estado estable, Peaceman concluyó en su trabajo que dicha relación también se cumple

Tabla 1.1: Solución numérica del radio equivalente [30]

$M$	$\frac{kh}{q\mu} (p_{M,M} - p_{0,0})$	$r_o/\Delta x$
1	0,5	0,1583
2	0,66667	0,1876
3	0,78571	0,1936
4	0,87395	0,1956
5	0,94346	0,1965
6	1,00067	0,197
7	1,04925	0,1973
8	1,09143	0,1975
9	1,1287	0,1977
10	1,16208	0,1978
12	1,21991	0,1979
14	1,26885	0,198
16	1,31128	0,198
18	1,34871	0,1981
20	1,3822	0,1981
22	1,41251	0,1981
24	1,44018	0,1981
26	1,46564	0,1981
28	1,48921	0,1982
30	1,51115	0,1982
32	1,53168	0,1982

para flujo bajo condiciones de estado no-estable. Investigaciones recientes [31, 32] demuestran que esta afirmación no resulta del todo válida, ya que se comprueba que el radio equivalente  $r_o$  varía con el tiempo para el período de flujo transiente que ocurre en la etapa inicial de producción de un pozo. Sin embargo, debido a su simple formulación y fácil implementación, el modelo de Peaceman continúa siendo la base de los modelos implementados en los simuladores de yacimientos, por encima de las nuevas formulaciones desarrolladas.

### 1.3.3. Extensión del Modelo de Peaceman

En un trabajo posterior [33], Peaceman extendió su modelo al caso de mallas con celdas no cuadradas y yacimiento anisotrópico.

En el caso de celdas no cuadradas (figura 1.14), el procedimiento usado para obtener la ecuación (1.58), también se puede utilizar para obtener una solución analítica de  $r_o$ , cuando  $\Delta x \neq \Delta y$ . El resultado es:

$$\frac{r_o}{\Delta x} = \exp\left(\frac{\ln \alpha - \pi \alpha}{1 + \alpha^2}\right) \quad (1.63)$$

donde  $\alpha$  es la relación de aspecto, definida como  $\alpha = \frac{\Delta y}{\Delta x}$ .

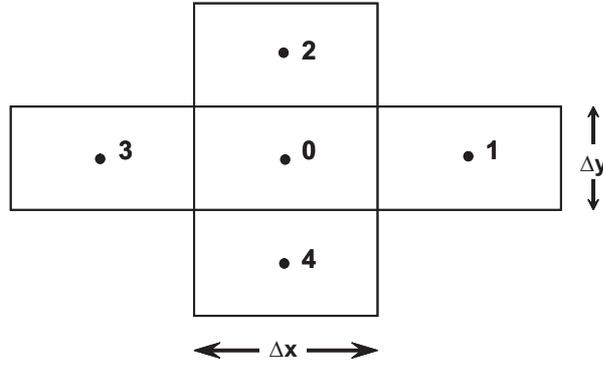


Figura 1.14: Malla rectangular con pozo ubicado en la celda cero [33]

Cálculos numéricos del radio equivalente para varias relaciones de aspectos, fueron desarrolladas por Peaceman, para determinar la validez de la ecuación (1.63). Estos experimentos numéricos arrojaron como resultado la ecuación (1.64).

$$r_o = 0,140365 (\Delta x^2 + \Delta y^2)^{1/2} \quad (1.64)$$

donde la constante 0,140365 es igual a  $\frac{1}{4} \exp(-\gamma)$  y  $\gamma = 0,5772157$  es la constante de Euler.

Una comparación entre la solución analítica y la solución numérica del radio equivalente, tal como se muestra en la figura 1.15, indica que la ecuación (1.63) sólo resulta válida para  $0,5 < \alpha < 2$ , mientras que la ecuación (1.64) resulta válida para un amplio intervalo de  $\alpha$ . Así, la ecuación (1.50) se puede reemplazar por una más general como la ecuación (1.65),

$$r_o = 0,14 (\Delta x^2 + \Delta y^2)^{1/2} \quad (1.65)$$

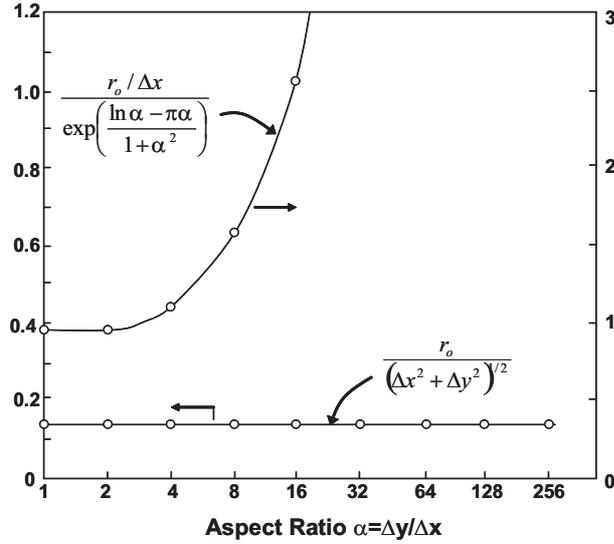


Figura 1.15: Efecto de la relación de aspecto en el radio equivalente [33]

Para un medio anisotrópico, Peaceman demostró que el radio equivalente viene dado por:

$$r_o = 0,28 \frac{[(k_y/k_x)^{1/2} \Delta x^2 + (k_x/k_y)^{1/2} \Delta y^2]^{1/2}}{(k_y/k_x)^{1/4} + (k_x/k_y)^{1/4}} \quad (1.66)$$

La ecuación generalizada del modelo de Peaceman para flujo multifásico, incluyendo el factor de daño  $s$ , se puede escribir como:

$$q_p^w = T^w (p_o - p^w) \quad (1.67)$$

donde,  $T^w$  es la transmisibilidad del pozo:

$$T^w = WI\lambda_p \quad (1.68)$$

$WI$  es el índice del pozo:

$$WI = \frac{c2\pi(k_x k_y)^{1/2} \Delta z}{\ln(r_o/r_w) + s} \quad (1.69)$$

$\lambda_p$  es el movilidad de la fase  $p$ :

$$\lambda_p = \frac{k_{rp}}{B_p \mu_p} \quad (1.70)$$

y  $r_o$  es el radio equivalente, determinado por la ecuación (1.66).

Este modelo de pozo es uno de los más conocidos y ampliamente utilizado en los simuladores de yacimientos. La aplicabilidad de este modelo se basa en las siguientes suposiciones:

- Flujo radial monofásico bajo condiciones de estado estable o semi-estable.
- Pozo vertical aislado (No hay interacción con los bordes del yacimiento ni con pozos cercanos).
- Pozo paralelo a alguno de los ejes de coordenadas.
- Penetración completa del pozo en la celda ( $h = \Delta z$ ).
- Medio homogéneo pero anisotrópico.
- Mallado rectangular uniforme.

### 1.3.4. Modelo de Holmes

El modelo propuesto por Holmes [34], es una modificación del modelo propuesto por Peaceman en 1983. Este modelo mantiene las mismas suposiciones del modelo de Peaceman, solo que se extiende al caso de pozos desviados.

En este modelo, la trayectoria del pozo a través de una celda es proyectada en los tres ejes de coordenadas, tal como se muestra en la figura 1.16. Usando las tres longitudes proyectadas y la ecuación de Peaceman para  $WI$  y  $r_o$ , se calculan los valores de  $WI$  para cada dirección de acuerdo a las ecuaciones (1.71) y (1.72).

$$WI_x = \frac{c2\pi\sqrt{k_y k_z} L_x}{\ln\left(\frac{r_{o,x}}{r_w}\right) + s} \quad WI_y = \frac{c2\pi\sqrt{k_x k_z} L_y}{\ln\left(\frac{r_{o,y}}{r_w}\right) + s} \quad WI_z = \frac{c2\pi\sqrt{k_x k_y} L_z}{\ln\left(\frac{r_{o,z}}{r_w}\right) + s} \quad (1.71)$$

$$\begin{aligned}
r_{o,x} &= 0,28 \frac{[(k_y/k_z)^{1/2} \Delta z^2 + (k_z/k_y)^{1/2} \Delta y^2]^{1/2}}{(k_y/k_z)^{1/4} + (k_z/k_y)^{1/4}} \\
r_{o,y} &= 0,28 \frac{[(k_z/k_x)^{1/2} \Delta x^2 + (k_x/k_z)^{1/2} \Delta z^2]^{1/2}}{(k_z/k_x)^{1/4} + (k_x/k_z)^{1/4}} \\
r_{o,z} &= 0,28 \frac{[(k_y/k_x)^{1/2} \Delta x^2 + (k_x/k_y)^{1/2} \Delta y^2]^{1/2}}{(k_y/k_x)^{1/4} + (k_x/k_y)^{1/4}}
\end{aligned} \tag{1.72}$$

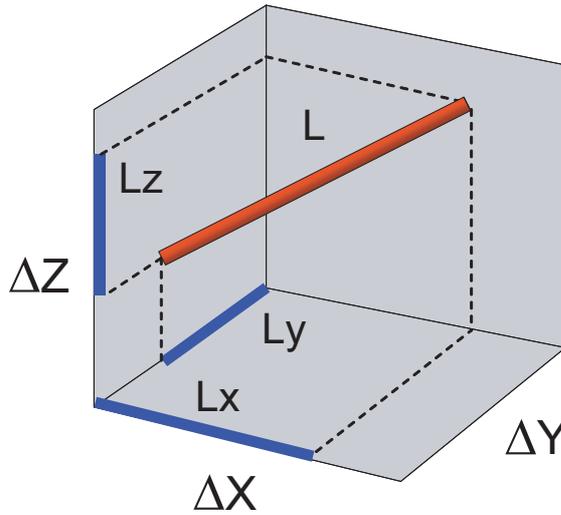


Figura 1.16: Proyección de la trayectoria de un pozo en los ejes de coordenadas [34]

El  $WI$  para el segmento de pozo en dicha celda es la raíz cuadrada de la suma de los índices parciales del pozo, tal como indica la ecuación (1.73).

$$WI = \sqrt{WI_x^2 + WI_y^2 + WI_z^2} \tag{1.73}$$

Este modelo, propuesto por Holmes, está implementado en la herramienta SCHEDULE de Schlumberger, un pre-procesador de ECLIPSE™.

# Capítulo 2

## Metodología

A continuación se presentan en forma detallada todas las etapas que abarcaron el desarrollo e implementación de una metodología para determinar los parámetros que intervienen en las ecuaciones de los modelos de pozo utilizados en simulación numérica de yacimientos. Adicionalmente se explica la estructura del flujo de trabajo en el cual se incluyó dicha metodología.

### 2.1. Revisión Bibliográfica

Durante esta etapa de la investigación, se realizó una revisión de la literatura relacionada con el modelaje de pozos en la simulación numérica de yacimientos. Dicha investigación contempló el estudio de los modelos de pozos implementados en los simuladores comerciales de yacimientos, las bases que sustentan el desarrollo de los mismos y la identificación de las variables que intervienen en su aplicación. A partir de esta revisión bibliográfica se establecieron los objetivos, el alcance y las limitaciones del trabajo.

Adicionalmente, se realizó una breve revisión de la literatura relacionada con el modelaje estocástico de yacimientos, esto con el fin de integrar la metodología desarrollada en un flujo de trabajo que permite la determinación del comportamiento de un yacimiento bajo diferentes escenarios de explotación, tomando en cuenta la incertidumbre relacionada con el modelo geológico.

## 2.2. Generación del modelo sintético de yacimiento

Para la evaluación de la metodología desarrollada y del flujo de trabajo en el cual ésta metodología forma parte, se generaron dos modelos conceptuales de yacimiento fluvial usando una metodología basada en técnicas geoestadísticas, creada con anterioridad e implementada en MATLAB®. El primer modelo de yacimiento corresponde a una realización de facies por una realización de propiedades (porosidad y permeabilidad), mientras que el segundo modelo corresponde a 5 realizaciones de facies por 5 realizaciones de propiedades petrofísicas. Las características de la malla de alta resolución utilizada en ambos modelos se presentan en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Características de la malla del modelo de alta resolución

Número de celdas en $x$	100
Número de celdas en $y$	130
Número de celdas en $z$	10
Tamaño de las celdas en $x$ , pie	100
Tamaño de las celdas en $y$ , pie	100
Tamaño de las celdas en $z$ , pie	10

Una descripción general del funcionamiento de ésta metodología se presenta a continuación.

### 2.2.1. Modelado de Facies

Para reproducir un ambiente de canales fluviales, se utiliza un algoritmo de simulación basado en objetos. El modelaje basado en objetos permite asignar de manera discreta y no condicional, las facies a objetos generados y distribuidos estocásticamente. Todas las entradas geométricas que controlan la forma del cuerpo geológico (amplitud, espesor, longitud, entre otras), pueden ser definidas de manera determinística, siguiendo una distribución estocástica o pueden ser asignadas mediante un mapa de tendencias [35].

Para este caso fueron simuladas dos facies presentes en un ambiente fluvial, en las proporciones que se indican en la tabla 2.2, donde la geometría de cada una de las facies es seleccionada de forma tal que reproduzca de la forma más exacta posible, las formas observadas en ambientes naturales. Las principales facies presentes en un ambiente fluvial se muestran esquemáticamente en la figura 2.1.

Tabla 2.2: Proporciones globales de las facies presentes en el modelo de yacimiento

<b>Facies</b>	<b>Proporción</b>
Canales de arena	60 %
Llanura de inundación (Lutita)	40 %

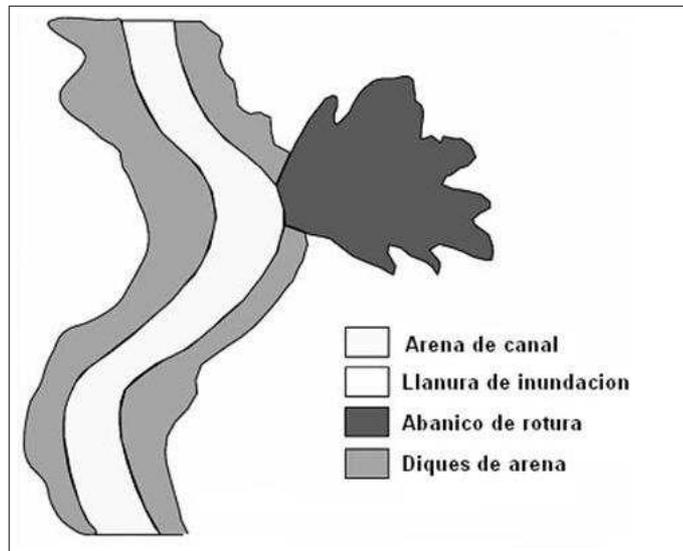


Figura 2.1: Vista en planta de las principales facies presentes en un ambiente fluvial [36]

El flujo de trabajo a seguir para la generación del modelo de facies, se muestra en la figura 2.2. De este flujo de trabajo, se tiene que todas las posibles realizaciones que se generan deben reproducir la estadística de los datos, es decir, todas las realizaciones tienen un histograma, media y varianza similar entre ellas que representan las proporciones globales de cada una de las facies presentes.

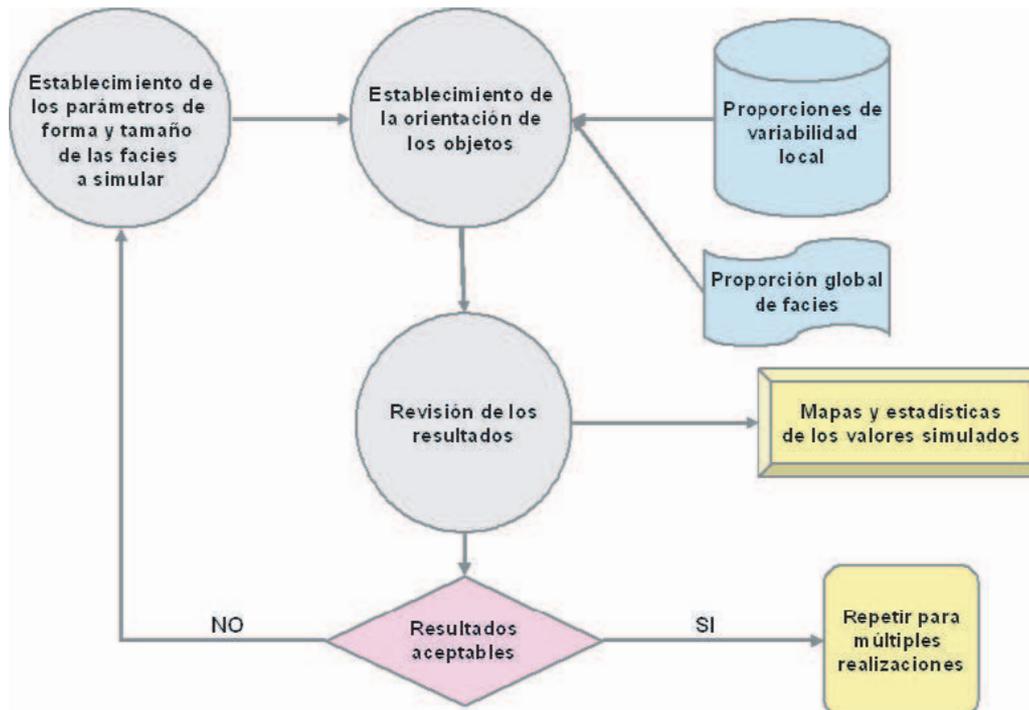


Figura 2.2: Flujo de trabajo para la simulación basada en objetos de un sistema fluvial[3]

### 2.2.2. Modelado de propiedades petrofísicas

Una vez realizada la simulación de facies, se procede a simular las propiedades petrofísicas independientemente para cada una de las facies, para luego hacer el modelo conjunto mediante un proceso de condicionamiento de propiedades a facies.

Este proceso de condicionamiento funciona asignando ceros y unos a las celdas, en función de la zona del modelo en que se encuentre, es decir, zonas correspondientes a arena (canales, diques y abanicos de rotura) o lutita (llanura de inundación). En las zonas correspondientes a arena, se asigna unos a las arenas y ceros a las lutitas y en las zonas de lutita, se asignan ceros a las arenas y unos a las lutitas.

Posterior a esto, la matriz de propiedades se multiplica por la matriz poblada de ceros y unos para cada una de las facies, anulándose los valores correspondientes a la facie ausente al ser multiplicada por cero. Una vez hecho esto, se suman las propiedades obtenidas para cada una de las facies, obteniéndose el modelo condicionado.

Para este caso, sólo fueron simuladas la porosidad y la permeabilidad, ya que eran estas, las propiedades necesarias para realizar posteriormente la simulación numérica.

La matriz de porosidad fue generada a través de SGS, a partir de los parámetros presentados en la tabla 2.3.

Tabla 2.3: Parámetros utilizados para la generación de la porosidad

<b>Facie/Porosidad [Fracción]</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>Varianza</b>
Arena	0,10	0,30	0,05
Lutita	0,02	0,06	0,02

Una vez generados los valores de porosidad, se procede a generar los valores de la matriz de permeabilidad. Esto se realiza mediante una regresión establecida para cada una de las litologías contempladas dentro del modelo (arenas y lutitas).

La generación de permeabilidades a partir de regresiones es una metodología implementada cuando se quiere establecer una relación entre la permeabilidad y la porosidad de un yacimiento. Típicamente, la relación se plantea entre la porosidad y el logaritmo de la permeabilidad por el carácter lognormal que se evidencia en la mayoría de los histogramas de permeabilidad [3]. En la tabla 2.4 se muestran las regresiones empleadas para la generación de la permeabilidad del caso planteado.

Tabla 2.4: Ecuaciones utilizadas para el cálculo de la permeabilidad

<b>Facie</b>	<b>Regresión</b>
Arena	$k = 1,00 \exp(23,02585\phi)$
Lutita	$k = 0,630957 \exp(23,025851\phi)$

### 2.2.3. Escalamiento

Una vez que se obtiene el modelo condicionado, para que éste pueda ser empleado en simulación, debe ser escalado.

El escalamiento es un proceso que permite llevar modelos de yacimiento de alta resolución ( $\sim 100.000.000$  de celdas), generados mediante técnicas geoestadísticas, a modelos de escala que sean manejables en simulación de yacimientos ( $\sim 100.000$  celdas), tomando como premisa fundamental que debe mantenerse en la medida de lo posible la respuesta de flujo del modelo de alta resolución.

En este caso, el escalamiento de la porosidad se realiza mediante un simple promedio aritmético, mientras que el escalamiento de la permeabilidad en cada dirección se realiza resolviendo las ecuaciones de flujo monofásico en estado estable con condiciones de borde de no-flujo. Las características de la malla del modelo una vez escalado, se presentan en la tabla 2.5.

Tabla 2.5: Características de la malla del modelo escalado

Número de celdas en $x$	50
Número de celdas en $y$	65
Número de celdas en $z$	10
Tamaño de las celdas en $x$ , pie	200
Tamaño de las celdas en $y$ , pie	200
Tamaño de las celdas en $z$ , pie	10

Luego de obtener el modelo escalado, se realiza una corrida de inicialización en ECLIPSE 100 para generar los archivos que describen las características y propiedades de la malla, archivos .FEGRID o .FGRID y .FINIT. Este tipo de archivos es compatible con aquellos que se emplean en el pre-procesador SCHEDULE y en la metodología desarrollada en este trabajo para la generación de los parámetros que definen la conectividad del pozo con el yacimiento.

En la figura 2.3 se muestra un diagrama de flujo donde se esquematiza el flujo de

trabajo llevado a cabo para la generación del modelo de yacimiento.

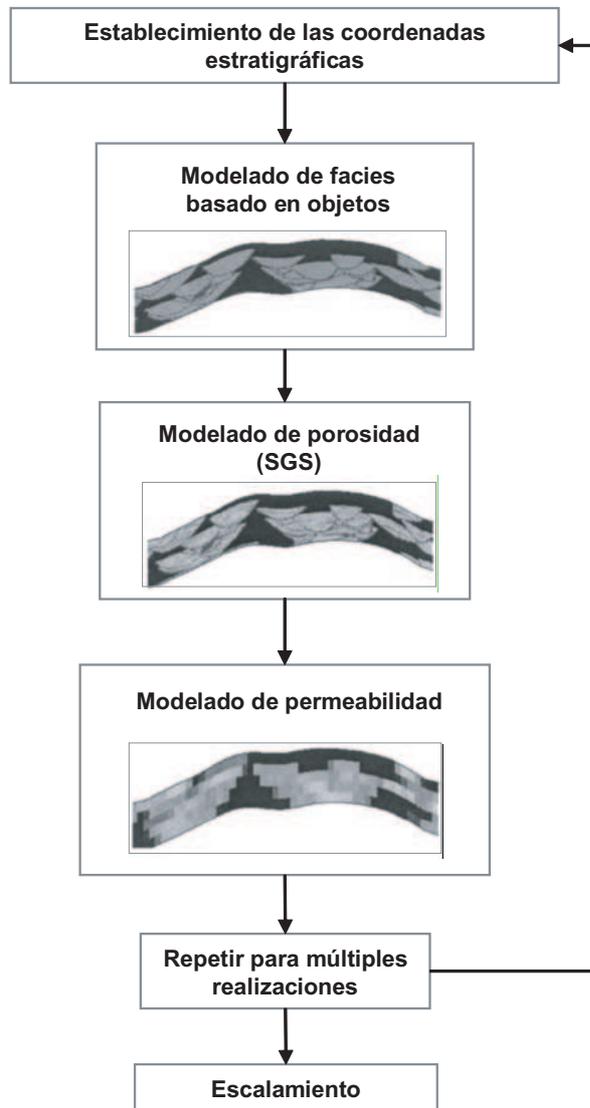


Figura 2.3: Flujo de trabajo para la generación del modelo de yacimiento [35]

## 2.3. Generación de trayectorias de pozos

Las diversas trayectorias de pozos con las cuales se trabajó fueron generadas usando una metodología implementada en MATLAB®<sup>®</sup>, creada con anterioridad, la cual toma en consideración las diferentes secciones que conforman la trayectoria de

un pozo (sección principal, sección curva y sección inclinada), además del número de brazos que lo conforman, la severidad, el azimut y el ángulo de inclinación de cada brazo. Las figuras 2.4 y 2.5 muestran en forma esquemática estas características.

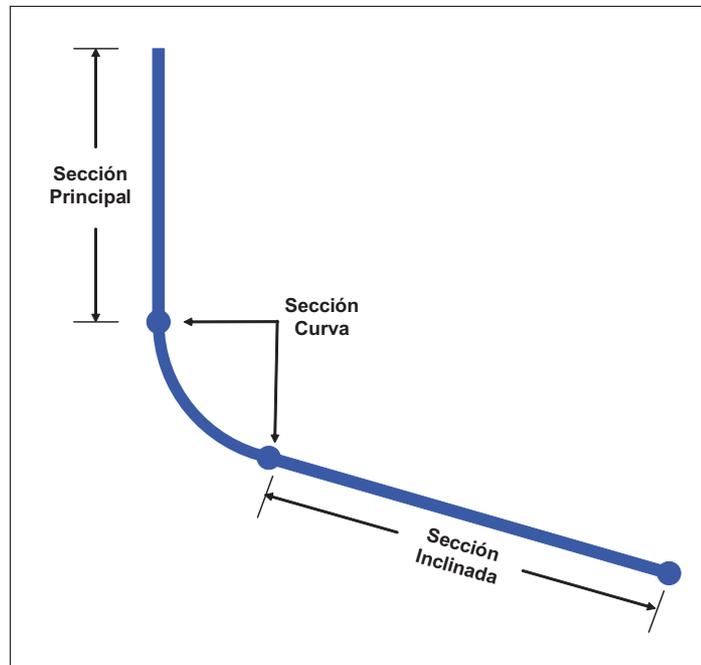


Figura 2.4: Secciones que conforman la trayectoria de un pozo

Para la generación de las trayectorias de las diversas configuraciones de pozos utilizadas (pozos verticales, horizontales, desviados y multilaterales), se definieron los siguientes parámetros de inicialización:

- Nombre del pozo.
- Ubicación de la sección principal del pozo (coordenadas  $x_o$ ,  $y_o$ ).
- Número de brazos que componen el pozo.
- Profundidad del tope del yacimiento.
- Severidad (grados/100pie).
- Azimuth (ángulo  $\alpha$ ) de cada brazo del pozo.
- Desviación (ángulo  $\theta$ ) de cada brazo del pozo.

- Longitud de cada brazo del pozo.

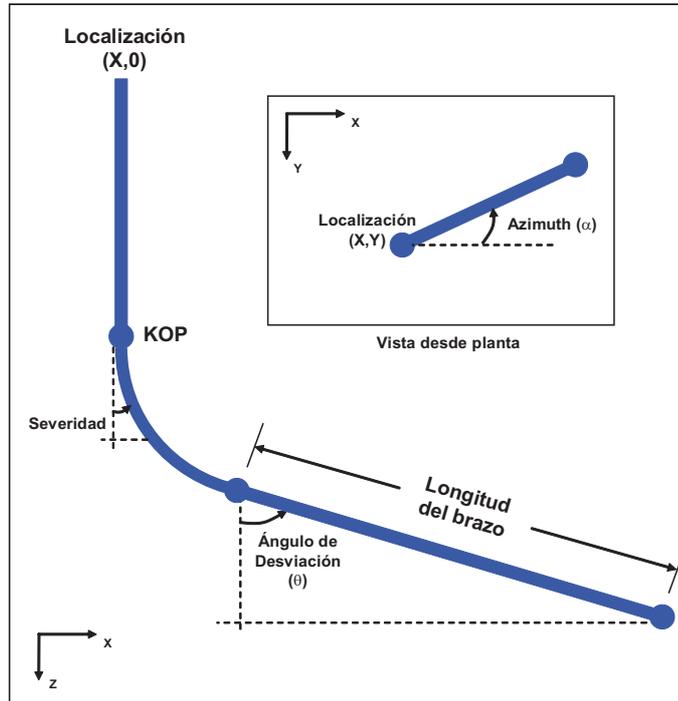


Figura 2.5: Parámetros de construcción de un pozo

Una vez establecidos estos parámetros, la trayectoria del pozo es calculada para las diversas secciones que lo componen.

### Sección Principal

La sección principal se define por dos puntos (inicial y final), los cuales se especifican a través de las coordenadas  $X, Y$  en el plano, la profundidad medida ( $MD$ , del inglés Measured Depth) y la profundidad vertical ( $TVD$ , del inglés True Vertical Depth) de la trayectoria del pozo, respectivamente.

Punto inicial:  $(x_o, y_o, 0, 0)$

Punto final:  $(x_o, y_o, KOP, KOP)$

donde la profundidad del punto de partida de la sección curva del pozo ( $KOP$ , del inglés Kick Off Point), se determina de manera tal que la  $TVD$  del punto final de

la sección curva (o comienzo de la sección inclinada) coincida con la profundidad del tope del yacimiento. A partir de este punto comienzan los diferentes brazos que componen el pozo y su valor se determina utilizando la ecuación (2.1).

$$KOP = top - sev \sum_{i=1}^{\theta-1} \cos(i) \quad (2.1)$$

donde,

$top$  es la profundidad del tope del yacimiento, pie.

$sev$  es la severidad del pozo, grados/100pie.

$\theta$  es el ángulo de inclinación del pozo, grados.

### Sección Curva

La sección curva se construye para cada brazo del pozo y se define por varios puntos, que van desde 1 hasta  $\theta-1$ . Los valores de  $X$ ,  $Y$ ,  $MD$  y  $TVD$ , se obtienen a partir de las ecuaciones (2.2), (2.3), (2.4) y (2.5).

$$X_{i+1} = X_i + sev * \cos(\alpha) \sin(i) \quad (2.2)$$

$$Y_{i+1} = Y_i + sev * \sin(\alpha) \sin(i) \quad (2.3)$$

$$MD_{i+1} = MD_i + sev \quad (2.4)$$

$$TVD_{i+1} = TVD_i + sev * \cos(i) \quad (2.5)$$

donde  $i = 1, \dots, \theta-1$ .

### Sección Inclinada

Esta sección se define a partir de dos puntos (inicial =  $a$  y final =  $b$ ), los cuales se calculan para cada brazo del pozo utilizando las ecuaciones (2.6), (2.7), (2.8) y (2.9).

$$X_b = X_a + L \cos(\alpha) \sin(\theta) \quad (2.6)$$

$$Y_b = Y_a + L \sin(\alpha) \sin(\theta) \quad (2.7)$$

$$MD_b = MD_a + L \quad (2.8)$$

$$TVD_b = TVD_a + L \cos(\theta) \quad (2.9)$$

donde,

$L$  es la longitud de cada brazo del pozo, pie.

$\alpha$  es el azimut o ángulo del pozo en el plano  $xy$ , grados.

Luego de construir en forma detallada la trayectoria del pozo, la metodología utilizada contempla adicionalmente la generación de seis de archivos de datos que contienen la información que describe al pozo. Estos archivos comprenden:

- **Archivos de extensión .CNT y .DEV:** contienen los datos de la trayectoria del pozo.
- **Archivo de extensión .EV:** contiene la información de los eventos del pozo, como perforaciones, squeezes, tratamientos de acidificación, etc.
- **Archivo de extensión .TUB:** contiene los datos que describen la tubería del pozo.
- **Archivo de extensión .VOL:** contiene los datos de producción del pozo.
- **Archivo de extensión .NET:** contiene información acerca de la red de control de pozos, es decir, la jerarquización de los pozos y grupos a que pertenecen los mismos.

Este tipo de archivos son utilizados por la metodología desarrollada en este trabajo para establecer el diseño y geometría de cada pozo. Adicionalmente, este tipo de archivos es compatible con aquellos que se cargan en el pre-procesador SCHEDULE de ECLIPSE™ para la generación de los parámetros de pozo que deben definirse en la corrida de simulación.

## 2.4. Cálculo del índice del pozo

Para el cálculo del índice del pozo ( $WI$ ) y otros parámetros (como por ejemplo, el producto  $kh$ , radio equivalente  $R_o$ , etc) que deben definirse en una corrida de simulación en ECLIPSE™, se diseñó e implementó una metodología (WI2ECL)<sup>1</sup> en MATLAB®. El funcionamiento de la metodología desarrollada se especifica a continuación.

### 2.4.1. Inicialización

Para comenzar, se definen los parámetros de inicialización, donde se especifica la siguiente información:

- **Modelo de pozo:** Aquí se tiene la opción de escoger con cual modelo de pozo se desea trabajar. Se puede emplear el modelo de Peaceman o el modelo de Holmes, los cuales fueron descritos previamente en la sección 1.3. Para la evaluación de la metodología desarrollada se empleó el modelo de Peaceman en una sola ocasión, con el fin de estudiar la aplicabilidad de cada modelo para configuraciones arbitrarias de pozos. Para el resto de los casos se empleó sólo el modelo de Holmes.
- **Cálculo de densidad del fluido:** Aquí se puede seleccionar una de las siguientes dos opciones: *SEG* o *AVG*. La opción *SEG* permite calcular la densidad del fluido por segmentos, para efectos de determinar la carga hidrostática del pozo. La densidad de la mezcla fluyente se calcula entre cada par de conexiones adyacentes y depende de las cantidades relativas de las fases fluyentes en esas secciones particulares del pozo. Este cálculo es más preciso que la opción *AVG*, cuando mezclas de diferentes fluidos entran al pozo a través de cada conexión, pero es tratada explícitamente en el simulador. La opción *AVG* permite calcular la densidad del fluido como un promedio. La densidad de la mezcla fluyente es tratada como una mezcla uniforme a través del pozo al nivel de la formación, y depende de las tasas de flujo totales de cada una de las fases y de la presión de fondo fluyente del pozo. Este cálculo se realiza implícitamente en el simulador [23]. Para efectos de la evaluación

---

<sup>1</sup>Well Index to Eclipse

de la metodología desarrollada siempre se trabajó con la opción *AVG*, ya que se utilizó la formulación *Full Implicit* en el simulador.

- **Opción *Multisegment Wells*:** Aquí se puede activar o desactivar la opción para modelar pozos multisegmentos, opción similar a la que se encuentra en el pre-procesador SCHEDULE. Esta opción especial ofrece mayor precisión y flexibilidad en el modelaje del flujo de fluidos a lo largo del pozo, especialmente en pozos multilaterales. En este trabajo, esta opción sólo se activó en dos ocasiones: 1) para evaluar y comparar la respuesta de un pozo multilateral modelado utilizando la metodología desarrollada y el pre-procesador SCHEDULE, y 2) para comparar la aplicabilidad de la opción *Multisegment Wells* con el modelo estándar. Para el resto de los casos ésta opción estuvo inactiva.
- **Modelo de flujo multifásico:** Esta opción sólo se toma en cuenta si la opción especial *Multisegment Wells* se encuentra activa. Aquí se puede escoger entre dos tipos de modelos de flujo multifásico: *HF* (Flujo Homogéneo), donde se asume que todas las fases fluyen con la misma velocidad, o *DF* (*Drift Flux*), el cual permite modelar el deslizamiento entre las fases, tomando en cuenta que las fases se mueven a diferentes velocidades [37]. Para efectos de la evaluación de la opción *Multisegment Wells* en la metodología desarrollada siempre se empleó el modelo *Drift Flux*.
- **Número de realizaciones/escenarios:** Aquí se especifica el número de realizaciones del modelo geológico con que se va a trabajar, además del número de escenarios de explotación que se desea estudiar. Para la evaluación de la metodología desarrollada se utilizaron varias combinaciones de realizaciones/escenarios.

#### 2.4.2. Carga de datos

Una vez establecidos los parámetros de inicialización, se procede a cargar la información relacionada con la descripción de la malla, las propiedades del yacimiento y el diseño de pozos. Esta información se suministra a través de los siguientes archivos de datos:

- **Archivo de extensión *.FEGRID* o *.FGRID*:** contiene las dimensiones de

la malla (número de celdas en las direcciones  $x, y, z$ ), además de las coordenadas  $(X, Y, Z)$  de las ocho esquinas de cada celda del mallado.

- **Archivo de extensión .FINIT:** contiene las dimensiones de cada celda del mallado  $(D_x, D_y, D_z)$  y los valores de porosidad  $(\phi)$ , permeabilidad  $(k_x, k_y, k_z)$ ,  $NTG$ , etc, de cada celda del mallado.
- **Archivos de extensión .CNT y .DEV:** contienen los datos de la geometría del pozo, tales como las coordenadas  $XY$ ,  $MD$  y  $TVD$  de la trayectoria del pozo.
- **Archivo de extensión .EV:** contiene los valores de profundidad inicial y final del intervalo perforado, diámetro del hoyo y valor del factor de daño  $s$ .
- **Archivo de extensión .TUB:** contiene los datos que describen la longitud de la tubería del pozo, su diámetro y rugosidad relativa.

En el Anexo C se muestra en forma detallada el formato y contenido de cada uno de los archivos utilizados en la metodología desarrollada.

### 2.4.3. Intersección pozo-malla

El algoritmo de intersección desarrollado en esta metodología funciona de manera similar al que se encuentra implementado en el pre-procesador SCHEDULE [38]. Básicamente, se seleccionan puntos sobre la trayectoria del pozo, los cuales se unen mediante una línea recta y se evalúa la intersección de cada uno de esos segmentos de recta con la superficie bilineal formada por los cuatro nodos de una cara de la celda del mallado.

Una superficie bilineal se obtiene a partir de interpolación entre cuatro puntos, los cuales pueden estar o no estar, en el mismo plano [39], como se muestra en la figura 2.6. La ecuación paramétrica interpolada de una superficie bilineal viene dada por la ecuación (2.10).

$$\mathbf{p}(\eta, \xi) = (1 - \eta)(1 - \xi)\mathbf{p}_1 + (1 - \xi)\eta\mathbf{p}_2 + (1 - \eta)\xi\mathbf{p}_3 + \eta\xi\mathbf{p}_4 \quad (2.10)$$

donde

$\eta$  y  $\xi$  son variables que toman valores en el intervalo  $[0,1]$

$\mathbf{p}_i$  son las coordenadas  $(X, Y, Z)$  de cada nodo ( $i = 1, 2, 3, 4$ )

$\mathbf{p}$  son las coordenadas  $(X, Y, Z)$  de un punto sobre la superficie bilineal.

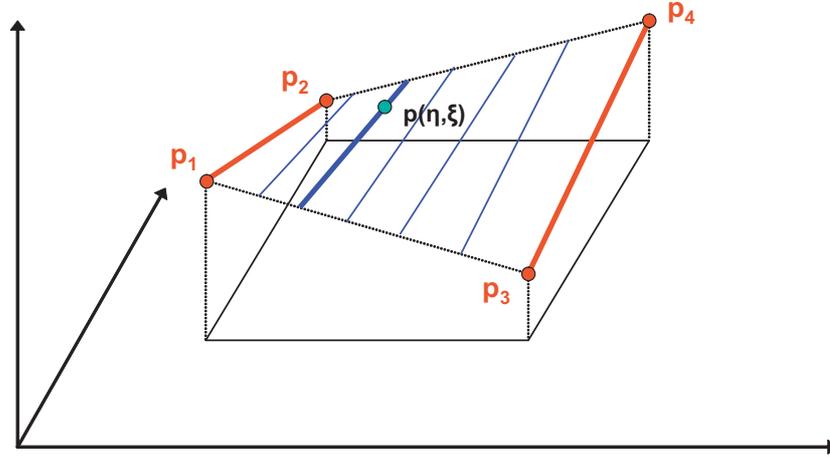


Figura 2.6: Ejemplo de una superficie bilineal

Al desarrollar la ecuación (2.10) se obtiene (2.11):

$$\begin{cases} X = X_1 + \eta(X_2 - X_1) + \xi(X_3 - X_1) + \eta\xi(X_1 - X_2 - X_3 + X_4) \\ Y = Y_1 + \eta(Y_2 - Y_1) + \xi(Y_3 - Y_1) + \eta\xi(Y_1 - Y_2 - Y_3 + Y_4) \\ Z = Z_1 + \eta(Z_2 - Z_1) + \xi(Z_3 - Z_1) + \eta\xi(Z_1 - Z_2 - Z_3 + Z_4) \end{cases} \quad (2.11)$$

La ecuación paramétrica de un segmento de recta, viene dada por la ecuación (2.12), la cual se puede escribir de forma más explícita como la ecuación (2.13).

$$\mathbf{p} = \mathbf{a} + (\mathbf{b} - \mathbf{a}) t \quad (2.12)$$

$$\begin{cases} X = X_a + (X_b - X_a) t \\ Y = Y_a + (Y_b - Y_a) t \\ Z = Z_a + (Z_b - Z_a) t \end{cases} \quad (2.13)$$

donde

$\mathbf{p} = (X, Y, Z)$  son las coordenadas de un punto sobre el segmento de recta

$\mathbf{a} = (X_a, Y_a, Z_a)$  y  $\mathbf{b} = (X_b, Y_b, Z_b)$  son los puntos extremos del segmento de recta  $t$  es una variable que toma valores en el intervalo  $[0,1]$ .

Al intersectar este segmento de recta con una superficie bilineal, tal como se muestra en la figura 2.7, igualando las ecuaciones (2.11) y (2.13), se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones no lineales:

$$\begin{cases} A_{11} \eta + A_{12} \xi + A_{13} \eta \xi + A_{14} t + A_{15} = 0 \rightarrow f_1(\eta, \xi, t) = 0 \\ A_{21} \eta + A_{22} \xi + A_{23} \eta \xi + A_{24} t + A_{25} = 0 \rightarrow f_2(\eta, \xi, t) = 0 \\ A_{31} \eta + A_{32} \xi + A_{33} \eta \xi + A_{34} t + A_{35} = 0 \rightarrow f_3(\eta, \xi, t) = 0 \end{cases} \quad (2.14)$$

donde

$$A_{j1} = \mathbf{p}_2 - \mathbf{p}_1$$

$$A_{j2} = \mathbf{p}_3 - \mathbf{p}_1$$

$$A_{j3} = \mathbf{p}_1 - \mathbf{p}_2 - \mathbf{p}_3 + \mathbf{p}_4$$

$$A_{j4} = \mathbf{a} - \mathbf{b}$$

$$A_{j5} = \mathbf{p}_1 - \mathbf{a}$$

$f_j$  son funciones que dependen de  $\eta, \xi, t$ , para  $j=1,2,3$ .

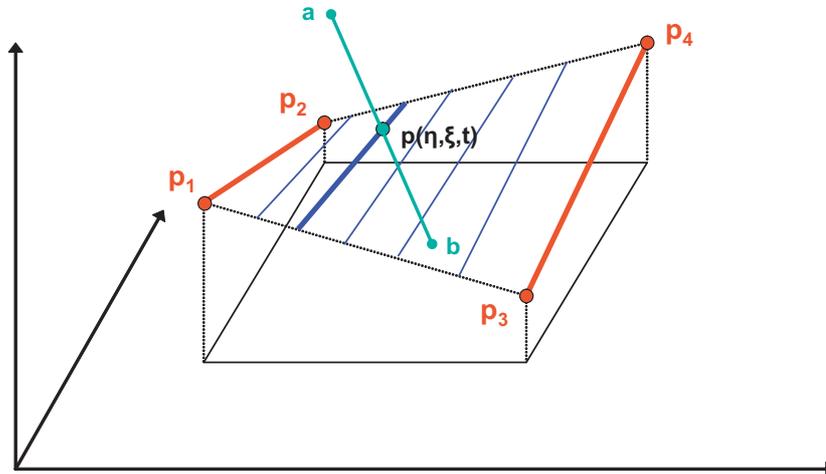


Figura 2.7: Intersección de un segmento de recta con una superficie bilineal

Una de las dificultades asociadas con este tipo de sistema de ecuaciones, como el mostrado en la ecuación (2.14), es que no es fácil saber si existen sus raíces

y cuántas son. Sin embargo, existen métodos, que bajo ciertas condiciones, son capaces de encontrar las raíces de este tipo de sistema de ecuaciones. De los métodos disponibles para resolver sistemas de ecuaciones no lineales, el método de Newton es el método más sencillo <sup>2</sup>.

El método de Newton es una extensión directa del método del mismo nombre para buscar ceros de funciones de una variable. La idea es realizar el desarrollo de Taylor de las funciones  $f_j$  en  $n$  variables en el entorno de una raíz. Para el sistema mostrado en la ecuación (2.14), suponiendo que  $(\eta, \xi, t)$  es una solución aproximada, se calculan correcciones  $(h_1, h_2, h_3)$ , de modo que  $(\eta + h_1, \xi + h_2, t + h_3)$  sea una mejor aproximación de la solución. Usando sólo términos lineales en el desarrollo de Taylor en tres variables, se tiene que el sistema mostrado en la ecuación (2.14) se puede reescribir como:

$$\begin{cases} 0 = f_1(\eta + h_1, \xi + h_2, t + h_3) \approx f_1(\eta, \xi, t) + h_1 \frac{\partial f_1}{\partial \eta} + h_2 \frac{\partial f_1}{\partial \xi} + h_3 \frac{\partial f_1}{\partial t} \\ 0 = f_2(\eta + h_1, \xi + h_2, t + h_3) \approx f_2(\eta, \xi, t) + h_1 \frac{\partial f_2}{\partial \eta} + h_2 \frac{\partial f_2}{\partial \xi} + h_3 \frac{\partial f_2}{\partial t} \\ 0 = f_3(\eta + h_1, \xi + h_2, t + h_3) \approx f_3(\eta, \xi, t) + h_1 \frac{\partial f_3}{\partial \eta} + h_2 \frac{\partial f_3}{\partial \xi} + h_3 \frac{\partial f_3}{\partial t} \end{cases} \quad (2.15)$$

El sistema de ecuaciones mostrado en (2.15) representa un sistema de ecuaciones lineales, cuya matriz de coeficientes es la *Matriz Jacobiana* de las funciones  $f_1, f_2, f_3$  evaluadas en  $(\eta, \xi, t)$ :

$$\mathbf{J} = \begin{pmatrix} \partial f_1 / \partial \eta & \partial f_1 / \partial \xi & \partial f_1 / \partial t \\ \partial f_2 / \partial \eta & \partial f_2 / \partial \xi & \partial f_2 / \partial t \\ \partial f_3 / \partial \eta & \partial f_3 / \partial \xi & \partial f_3 / \partial t \end{pmatrix} \quad (2.16)$$

Para resolver el sistema mostrado en la ecuación (2.15), es necesario que  $\mathbf{J}$  sea no singular<sup>3</sup>. Si esta condición se satisface, la solución de (2.15) es

$$\begin{pmatrix} h_1 \\ h_2 \\ h_3 \end{pmatrix} = -\mathbf{J}^{-1} \begin{pmatrix} f_1(\eta, \xi, t) \\ f_2(\eta, \xi, t) \\ f_3(\eta, \xi, t) \end{pmatrix} \quad (2.17)$$

<sup>2</sup><http://matematicas.uclm.es/ind-cr/metnum/index.html>

<sup>3</sup>Una matriz  $\mathbf{A}$  es no-singular si existe una matriz  $\mathbf{B}$  tal que:  $\mathbf{A} \cdot \mathbf{B} = \mathbf{B} \cdot \mathbf{A} = \mathbf{I}$ , donde  $\mathbf{B}$  es la inversa de  $\mathbf{A}$  e  $\mathbf{I}$  es la matriz identidad

En consecuencia la solución del sistema de ecuaciones mostrado en (2.14) se resuelve aplicando un proceso iterativo de la forma:

$$\begin{pmatrix} \eta^{(k+1)} \\ \xi^{(k+1)} \\ t^{(k+1)} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \eta^{(k)} \\ \xi^{(k)} \\ t^{(k)} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} h_1^{(k)} \\ h_2^{(k)} \\ h_3^{(k)} \end{pmatrix} \quad (2.18)$$

La solución aproximada del sistema de ecuaciones en (2.14) se obtiene cuando se cumple la expresión mostrada en (2.19).

$$\begin{pmatrix} \eta^{(k)} \\ \xi^{(k)} \\ t^{(k)} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \eta^{(k-1)} \\ \xi^{(k-1)} \\ t^{(k-1)} \end{pmatrix} \leq \textit{tolerancia} \quad (2.19)$$

El método de Newton suele presentar buenas propiedades de convergencia cuando la aproximación inicial se encuentra suficientemente cerca de la raíz [15]. Para la metodología desarrollada en este trabajo, los parámetros utilizados en la solución del sistema de ecuaciones no-lineales se muestran en la tabla 2.6.

Tabla 2.6: Parámetros utilizados en la solución del sistema de ecuaciones no-lineales

Aproximación inicial de $(\eta, \xi, t)$	(0,0,0)
Tolerancia	1,00E-10
Máximo número de iteraciones	5

Cuando se cumple la expresión (2.19), se obtiene la solución aproximada de  $(\eta, \xi, t)$  en el sistema de ecuaciones no-lineales y por consiguiente se obtiene el valor de las coordenadas  $(X, Y, Z)$  del punto de intersección del segmento de recta con la superficie bilineal.

En la metodología desarrollada, para reducir el número de superficies bilineales que se deben intersectar con cada segmento de recta de la trayectoria del pozo, se realiza un proceso de descarte previo. Durante este proceso se comparan las coordenadas  $(X, Y, Z)$  de cada segmento de recta con las coordenadas de los nodos de cada celda del mallado. Así, se seleccionan sólo las celdas cercanas al segmento

de recta en estudio y se evalúa su intersección con cada cara de las celdas, utilizando el método iterativo explicado anteriormente.

De esta manera se obtienen las conexiones del pozo con el mallado, así como también las coordenadas  $(X, Y, Z)$  de los puntos de entrada y salida de la trayectoria del pozo en cada conexión. Adicionalmente, como cada punto de intersección es un nuevo punto sobre la trayectoria del pozo y este no tiene una profundidad medida directamente asociada, la  $MD$  para ese punto se calcula como un promedio ponderado de las profundidades medidas de los puntos extremos del segmento de recta en estudio. La ponderación se realiza de acuerdo a la distancia del punto de intersección con respecto a los puntos extremos del segmento de recta, con lo cual, se obtienen las profundidades medidas de cada uno de los puntos de entrada y salida de la trayectoria del pozo en las conexiones. La figura 2.8 muestra la trayectoria y conexiones de un pozo altamente desviado en un mallado Cartesiano uniforme.

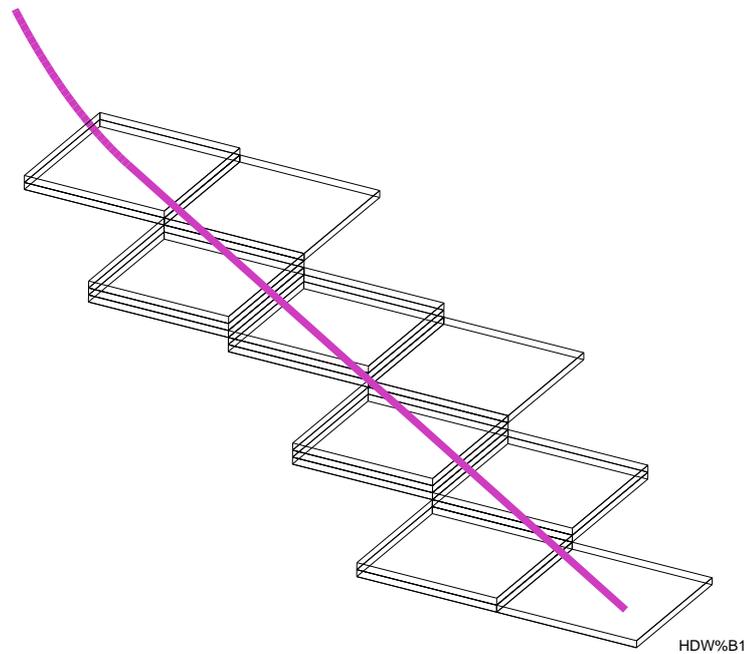


Figura 2.8: Trayectoria y conexiones de un pozo altamente desviado en un mallado Cartesiano uniforme

#### 2.4.4. Cálculo del índice del pozo y producto $kh$

Una vez que se determinan las conexiones pozo-malla, se procede a calcular el índice de pozo ( $WI$ , del inglés Well Index) y el producto  $kh$  para cada una de las conexiones. Este cálculo, se realiza de acuerdo al tipo de modelo de pozo que se especifica en la inicialización. Las opciones son: Modelo de Peaceman y Modelo de Holmes.

##### Modelo de Peaceman

Para este modelo de pozo, el  $WI$  de cada conexión  $i$  se calcula de acuerdo a la ecuación (2.20), la cual supone que el pozo es vertical y penetra completamente cada una de las celdas en el eje  $z$ . Adicionalmente, se toma en cuenta la relación entre el espesor neto y el espesor total de cada celda en el eje  $z$  ( $NTG$ , del inglés Net To Gross ratio). Este término es utilizado como multiplicador de la longitud de la celda en el eje  $z$ ,  $D_z$ .

$$WI_i = \left( \frac{c2\pi kh}{\ln(r_o/r_w) + s} \right)_i \quad (2.20)$$

El radio equivalente  $r_o$  y el producto  $kh$ , de cada conexión, son calculados a partir de las ecuaciones (2.21) y (2.22).

$$(r_o)_i = \left( 0,28 \frac{[(k_y/k_x)^{1/2} D_x^2 + (k_x/k_y)^{1/2} D_y^2]^{1/2}}{(k_y/k_x)^{1/4} + (k_x/k_y)^{1/4}} \right)_i \quad (2.21)$$

$$kh_i = \left( \sqrt{k_x k_y} D_z NTG \right)_i \quad (2.22)$$

##### Modelo de Holmes

En el modelo de Holmes, las ecuaciones (2.23) y (2.24) son empleadas para el cálculo del  $WI$  y producto  $kh$  de cada una de las conexiones del pozo. Este modelo permite tomar en consideración la desviación y la penetración parcial del pozo en el mallado y es el que se encuentra implementado en el pre-procesador SCHEDULE. En este modelo el término  $NTG$  se utiliza como multiplicador de  $D_z$  y de la longitud de penetración del pozo en el eje  $z$ ,  $L_z$ .

$$WI_i = \sqrt{WI_{x,i}^2 + WI_{y,i}^2 + WI_{z,i}^2} \quad (2.23)$$

$$kh_i = \sqrt{(kh_x)_i^2 + (kh_y)_i^2 + (kh_z)_i^2} \quad (2.24)$$

donde

$$WI_{x,i} = \left( \frac{c2\pi kh_x}{\ln\left(\frac{r_{o,x}}{r_w}\right) + s} \right)_i \quad WI_{y,i} = \left( \frac{c2\pi kh_y}{\ln\left(\frac{r_{o,y}}{r_w}\right) + s} \right)_i \quad WI_{z,i} = \left( \frac{c2\pi kh_z}{\ln\left(\frac{r_{o,z}}{r_w}\right) + s} \right)_i$$

$$(kh_x)_i = \left( \sqrt{k_y k_z} L_x \right)_i \quad (kh_y)_i = \left( \sqrt{k_x k_z} L_y \right)_i \quad (kh_z)_i = \left( \sqrt{k_x k_y} L_z NTG \right)_i$$

$$(r_{o,x})_i = \left( 0,28 \frac{[(k_y/k_z)^{1/2} (D_z NTG)^2 + (k_z/k_y)^{1/2} D_y^2]^{1/2}}{(k_y/k_z)^{1/4} + (k_z/k_y)^{1/4}} \right)_i$$

$$(r_{o,y})_i = \left( 0,28 \frac{[(k_z/k_x)^{1/2} D_x^2 + (k_x/k_z)^{1/2} (D_z NTG)^2]^{1/2}}{(k_z/k_x)^{1/4} + (k_x/k_z)^{1/4}} \right)_i$$

$$(r_{o,z})_i = \left( 0,28 \frac{[(k_y/k_x)^{1/2} D_x^2 + (k_x/k_y)^{1/2} D_y^2]^{1/2}}{(k_y/k_x)^{1/4} + (k_x/k_y)^{1/4}} \right)_i$$

En la figura 2.9 se muestran las conexiones y valores de  $WI$  para un pozo altamente desviado en un mallado Cartesiano uniforme.

A partir de los parámetros definidos anteriormente, el simulador ECLIPSE 100 realiza los cálculos de la tasa de producción/inyección de cada conexión, utilizando la ecuación (2.25), la cual es resuelta implícitamente en el sistema de ecuaciones no-lineales mostrado en (1.39).

$$q_{pj} = WI_j \lambda_{pj} (p_j - p^w - H_j^w) \quad (2.25)$$

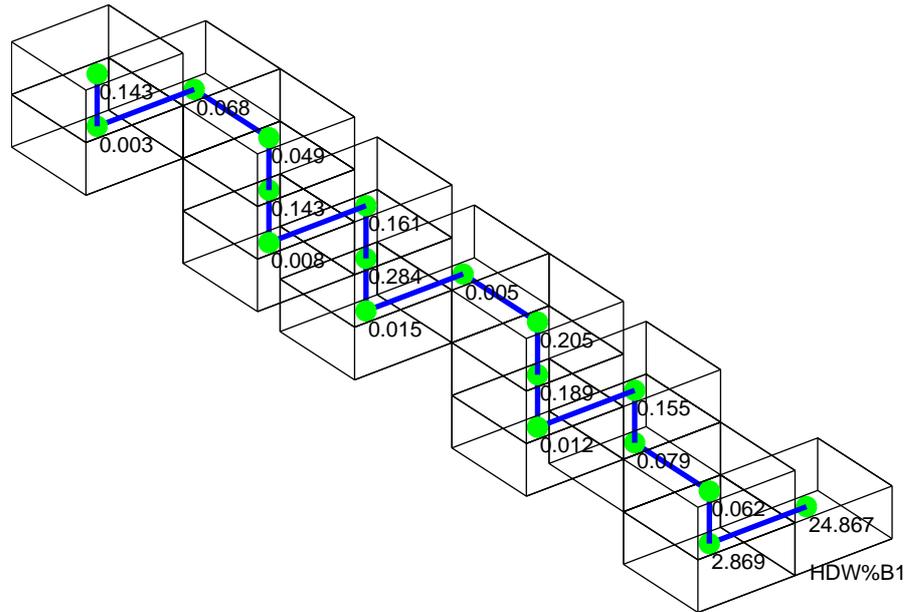


Figura 2.9: Conexiones y  $WI$  de un pozo altamente desviado en un mallado Cartesiano uniforme

donde

- $q_{pj}$  es la tasa volumétrica de flujo de la fase  $p$  en la conexión  $j$ .
- $WI_j$  es el índice del pozo en la conexión  $j$ .
- $\lambda_{pj}$  es la movilidad de la fase  $p$  en la conexión  $j$ .
- $p_j$  es la presión nodal de la celda que contiene la conexión  $j$ .
- $p^w$  es la presión de fondo fluuyente del pozo.
- $H_j^w$  es la carga hidrostática en el pozo entre la profundidad de la conexión  $j$  y la profundidad de referencia de la presión de fondo fluuyente.

### 2.4.5. Opción *Multisegment Wells*

La opción *Multisegment Wells* permite obtener una descripción más detallada de las condiciones del flujo de fluidos dentro del pozo, a través de la división del pozo (y cualquier brazo lateral) en un número de segmentos unidimensionales, tal como se muestra en la figura 2.10, donde cada segmento tiene un conjunto de variables independientes que permiten describir las condiciones de flujo. En el caso de un simulador de petróleo negro, como ECLIPSE 100, se utilizan cuatro

variables por segmento: la presión, la tasa total de flujo y las fracciones de flujo de agua y gas. Las variables dentro de cada segmento se evalúan a partir de la solución de las ecuaciones de balance de materiales para cada fase y una ecuación de caída de presión que toma en cuenta los gradientes de presión que ocurren en el pozo (hidrostático, fricción y aceleración) [40]. Dicho diferencial de presión se puede calcular a partir de un modelo de flujo homogéneo, donde se considera que todas las fases fluyen a la misma velocidad, o a partir de un modelo de *Drift Flux*, el cual permite considerar el deslizamiento que existe entre las fases. Tal como un modelaje común de pozos, las ecuaciones generadas por este modelo son resueltas totalmente implícitas y simultáneamente con las ecuaciones de flujo en el yacimiento [38]. En el Anexo B se presenta una explicación más detallada del modelaje de pozos multisegmentos en ECLIPSE 100.

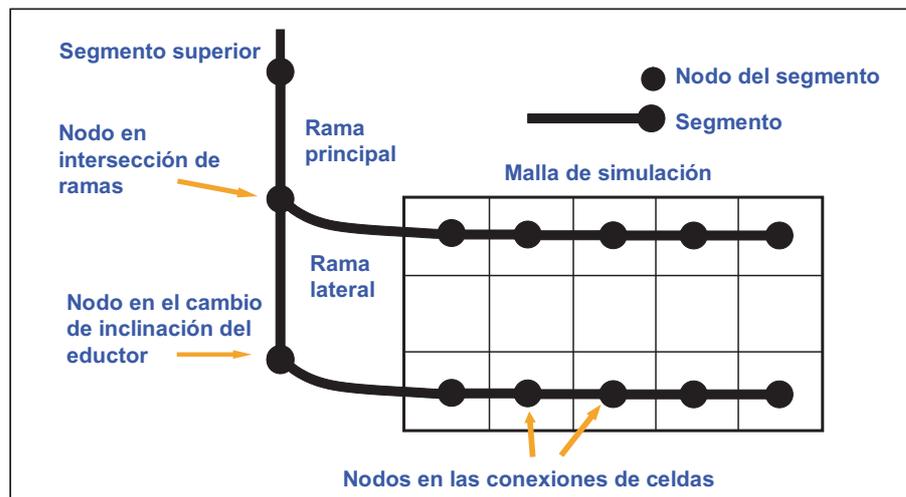


Figura 2.10: Configuración de un pozo multisegmento [38]

Para la metodología desarrollada en el presente trabajo, se creó un algoritmo que permite definir la estructura de un pozo multisegmento. Dicha estructura consiste básicamente de un pozo principal y uno o varios brazos laterales divididos en una serie de segmentos a lo largo de toda su trayectoria. Cada segmento consiste de un nodo y un camino de flujo hacia el nodo de su segmento padre. El nodo de cada segmento está ubicado en el extremo del segmento que se encuentra más lejos del cabezal del pozo. Cada nodo se encuentra a una profundidad específica y posee una longitud, diámetro, rugosidad y volumen definidos. El volumen es utilizado

para calcular efectos de almacenamiento en el pozo y los otros parámetros se utilizan en los cálculos de pérdida de presión por aceleración y fricción.

Para el pozo principal sólo se considera un segmento, el cual va desde la profundidad de referencia de la presión de fondo fluyente del pozo (o segmento superior) hasta el punto de partida del primer brazo lateral (o *KOP* del pozo). El segmento superior se ubica a 20 pies por encima del *KOP*. Para los brazos laterales se consideran una serie de segmentos que van desde el *KOP* hasta la profundidad final del intervalo perforado. En el desarrollo de ésta metodología se estableció que la posición del nodo de cada segmento se ubicara en el centro de la longitud perforada en cada conexión.

De esta manera, el flujo de fluidos entre el nodo de cada segmento y su conexión asociada es calculado por el simulador a partir de la ecuación (2.26).

$$q_{pj} = WI_j \lambda_{pj} (p_j + H_{cj} - p_n - H_{nc}) \quad (2.26)$$

donde

- $q_{pj}$  es la tasa volumétrica de flujo de la fase  $p$  en la conexión  $j$
- $WI_j$  es el índice del pozo en la conexión  $j$
- $\lambda_{pj}$  es la movilidad de la fase  $p$  en la conexión  $j$
- $p_j$  es la presión de la celda que contiene la conexión  $j$
- $H_{cj}$  es la carga hidrostática entre la profundidad de la conexión y la profundidad del centro de la celda
- $p_n$  es la presión en el nodo del segmento asociado  $n$
- $H_{nc}$  es la carga hidrostática entre el nodo del segmento  $n$  y la profundidad de la conexión

#### 2.4.6. Generación de archivos de salida

Luego de la determinación del  $WI$  y producto  $kh$  de cada conexión del pozo, se generan los archivos de datos que contienen la información sobre la trayectoria y completación del pozo, archivos de extensión .TRJ y .SCH (ver Anexo C).

En el archivo de extensión .TRJ se definen las coordenadas  $(X, Y, Z)$  y  $MD$  de los puntos de entrada y salida de cada conexión del pozo, así como también las localizaciones  $(i, j, k)$ , las permeabilidades  $(k_x, k_y, k_z)$  y los valores de  $NTG$  de cada una de las conexiones.

El archivo de extensión .SCH contiene los parámetros de pozo que deben establecerse en una corrida de simulación en ECLIPSE 100. Aquí se definen algunos de los *keywords* principales:

- WELSPECS: A través de este *keyword* se introduce cada uno de los pozos, definiendo el nombre del pozo, nombre del grupo al cual pertenece dicho pozo, localización  $(i, j)$  de la primera conexión del pozo, fase preferencial del pozo, tipo de cálculo de densidad para la carga hidrostática del pozo, entre otros.
- COMPDAT: Con este *keyword* se especifican la posición y las propiedades de cada una de las conexiones del pozo a través de los siguientes parámetros: nombre del pozo, localización  $(i, j, k)$  de cada conexión, índice del pozo ( $WI$ ), diámetro del pozo, producto  $kh$ , factor de daño ( $s$ ), dirección principal de penetración del pozo y radio equivalente ( $Ro$ ) de cada conexión. El valor de  $Ro$  que se muestra en el archivo .SCH es determinado a partir de la ecuación (2.27), usando los valores de  $WI$  y  $kh$  total de cada conexión.

$$R_o = r_w \left( \exp \left( \frac{c2\pi kh}{WI} \right) - s \right) \quad (2.27)$$

- WELSEGS: Este *keyword* define la estructura de los segmentos de un pozo modelado con la opción *Multisegment Wells* y sólo se establece en caso de que esta opción se encuentre activa en la inicialización. Aquí se define el nombre del pozo, la profundidad del segmento superior, modelo de flujo multifásico para los segmentos del pozo, longitud de cada segmento, diámetro interno, rugosidad relativa, área transversal y volumen de cada segmento de tubería.
- COMPSEGS: Con este *keyword* se especifican el nombre del pozo, las localizaciones  $(i, j, k)$  de las completaciones del pozo multisegmento y la  $MD$  de entrada y salida de cada conexión, en caso de que la opción *Multisegment Wells* se encuentre activa.

El Anexo D presenta un esquema general con todas la principales subrutinas de la metodología desarrollada, además de algunos de los algoritmos principales.

La figura 2.11 muestra el flujo de trabajo de la metodología desarrollada (WI2ECL).

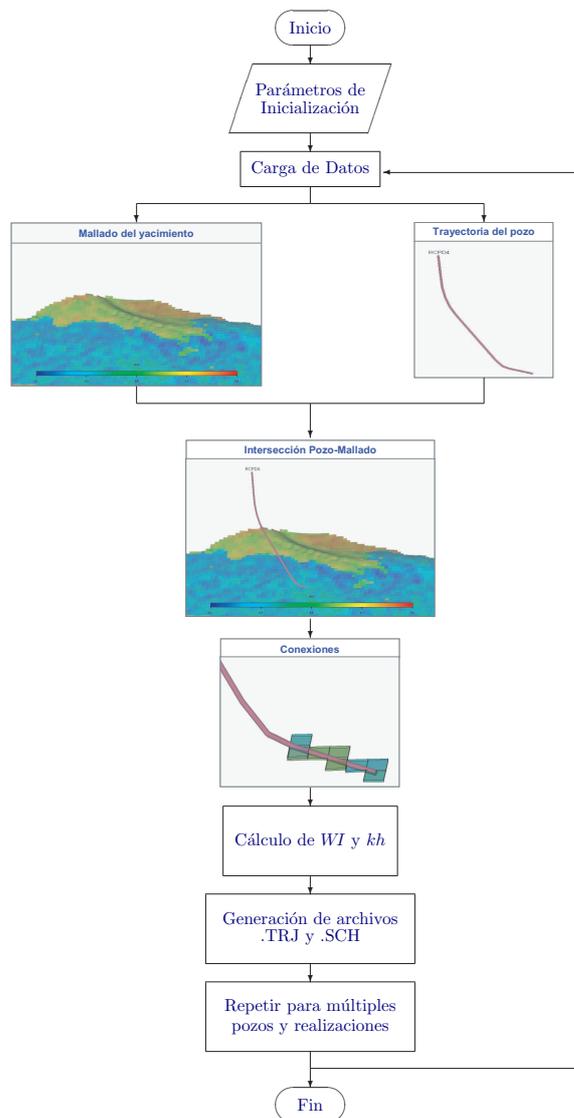


Figura 2.11: Flujo de trabajo de la metodología desarrollada

## 2.5. Flujo de trabajo propuesto

Una vez desarrollada la metodología que permite determinar los parámetros que definen el modelo de pozo utilizado en la simulación numérica de yacimientos, esta se incluyó en un flujo de trabajo (PRiSMa)<sup>4</sup> que permite el estudio de diferentes propuestas de explotación en un modelo estocástico de yacimiento fluvial.

Este flujo de trabajo acopla las metodologías descritas en las secciones 2.2, 2.3 y 2.4, con el simulador comercial ECLIPSE™, de manera que permite realizar diversas corridas de simulación de manera automatizada. En la figura 2.12 se muestra el esquema general del flujo de trabajo propuesto, el cual adicionalmente contempla la generación de gráficos, que resultan de gran utilidad para la evaluación de las diferentes propuestas de explotación y el análisis de la influencia de la incertidumbre asociada a las propiedades del modelo geológico.

En el Anexo E se muestra el algoritmo principal de PRiSMa así como los archivos de parámetros de entrada que definen las características del modelo de yacimiento y diseño de pozos que se desea estudiar.

## 2.6. Diseño del modelo de simulación

Las características y controles de producción del modelo de simulación utilizado para la evaluación de WI2ECL y de PRiSMa, se muestran en las tablas 2.7, 2.8, 2.9 y en la figura 2.13. Dicho modelo considera la presencia de un acuífero de borde representado por el modelo analítico de Fetkovich y adicionalmente toma en consideración los efectos del sistema de producción aguas abajo del yacimiento, a través de un modelo integrado subsuelo-superficie, el cual fué representado utilizando la opción *Networks* del simulador ECLIPSE™.

El empleo de la opción *Networks* permitió modelar el comportamiento de producción de diversas configuraciones de pozos con completaciones submarinas en una instalación costa afuera, tal como se muestra en la figura 2.14, donde los

---

<sup>4</sup>Probabilistic Reservoir Simulation and Modeling

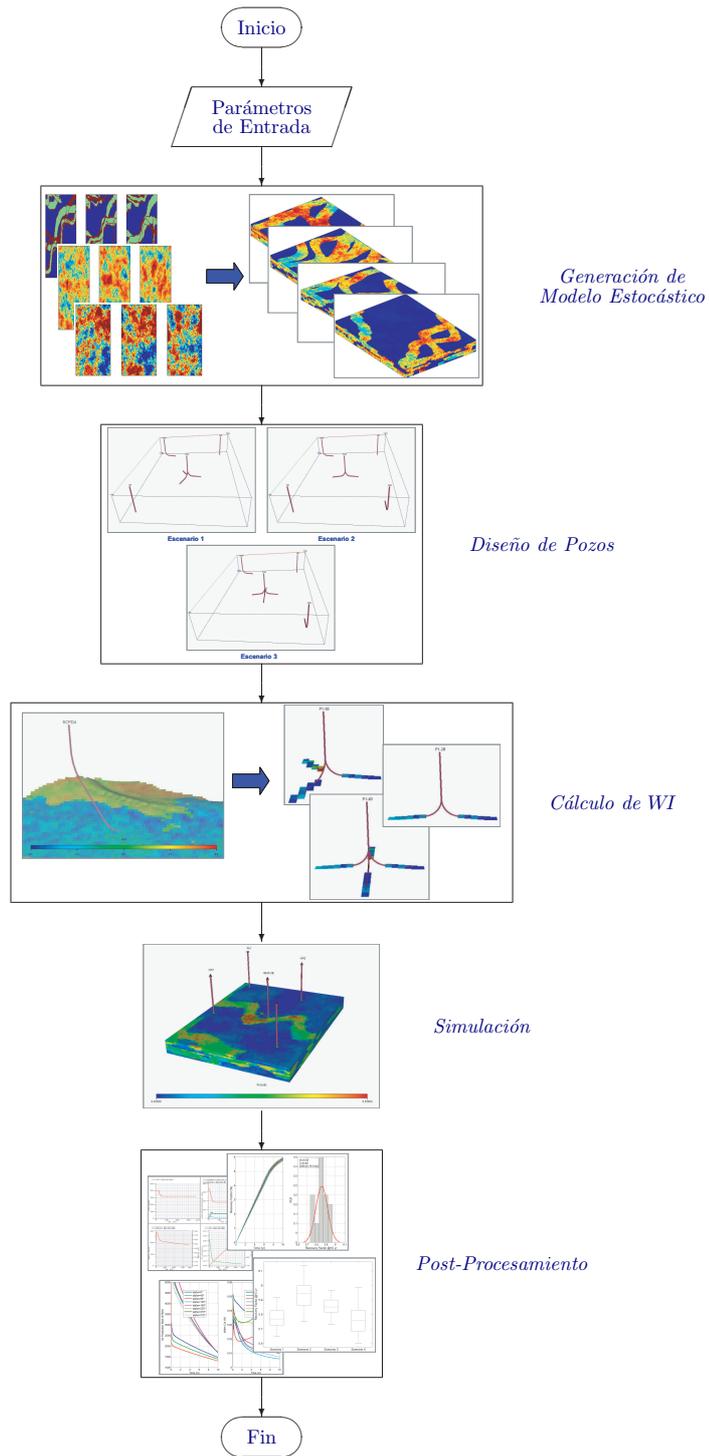


Figura 2.12: Esquema general del flujo de trabajo propuesto

Tabla 2.7: Datos del yacimiento para el modelo de simulación

Profundidad del datum [pie]	8000
Presión a la profundidad del datum [lpca]	4500
Profundidad del contacto agua-petróleo [pie]	10000
POES promedio [MMBN]	263,43
Porosidad promedio [fracción]	0.18
Permeabilidad promedio, $k_x$ [mD]	130
Permeabilidad promedio, $k_y$ [mD]	130
Permeabilidad promedio, $k_z$ [mD]	70
Celdas conectadas al acuífero [ $i-i$ , $j-j$ , $k-k$ ]	[1-1, 1-65, 1-10]
Volumen del acuífero [MMBN]	1000
Índice de productividad del acuífero [BN/d/lpca]	500

Tabla 2.8: Propiedades de la roca y los fluidos

Presión de referencia [lpca]	5000
Factor volumétrico de formación del petróleo [bbl/BN]	1,00
Factor volumétrico de formación del agua [bbl/BN]	1,05
Viscosidad del petróleo [cP]	1,00
Viscosidad del agua [cP]	0,325
Gravedad API del petróleo	45,5
Compresibilidad de la roca [1/lpc]	5,00E-06

pozos producen hacia una red de superficie común, a través de tuberías flexibles, y luego fluyen por una misma línea de exportación hasta el punto de entrega en el separador, ubicado en tierra firme. Éste modelo de simulación se basó en el modelo presentado en la referencia [41].

### 2.6.1. Evaluación de la metodología

Con el fin de evaluar la funcionalidad de la metodología desarrollada en el presente trabajo, se utilizó el primer modelo de yacimiento generado, correspondiente a

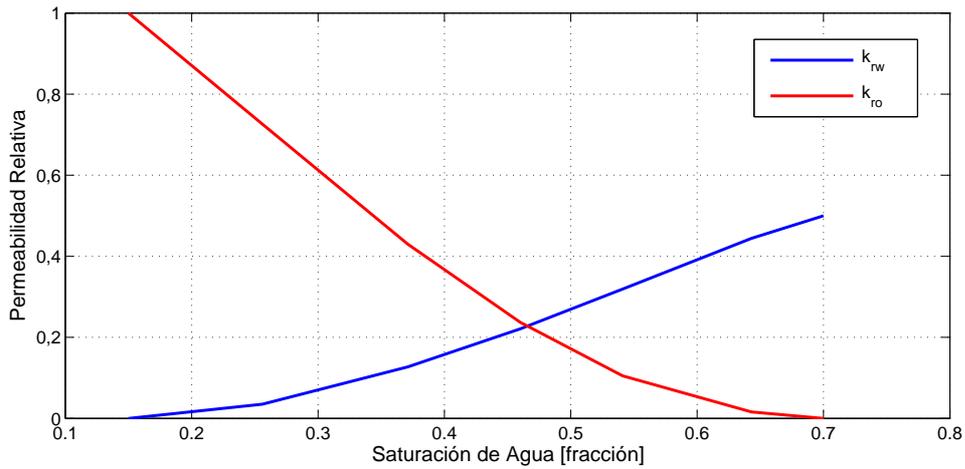


Figura 2.13: Curvas de permeabilidad relativa utilizadas en el modelo de simulación

Tabla 2.9: Condiciones de borde utilizadas

Máxima tasa de petróleo para el campo [BN/d]	5000
Mínima BHP por pozo [lpca]	500
Máximo corte de agua por pozo [fracción]	0,9
Presión de llegada al separador [lpca]	150

una realización de facies por una realización de propiedades, y se establecieron los siguientes casos:

- **Caso 1:** Comparación Peaceman-Holmes-Schedule. Para esta evaluación se realizaron tres corridas de simulación para cada uno de los escenarios propuestos, un pozo vertical (VW) y un pozo altamente desviado (HDW), utilizando los modelos de Peaceman y Holmes, que se encuentran implementados en WI2ECL y el modelo implementado en SCHEDULE.
- **Caso 2:** Evaluación de la opción *Multisegment Wells*. En este caso se realizaron dos corridas de simulación para un escenario de explotación constituido por un pozo multilateral de tres brazos (MLW), donde se evaluó la funcionalidad de la metodología desarrollada con respecto a la respuesta obtenida utilizando SCHEDULE.

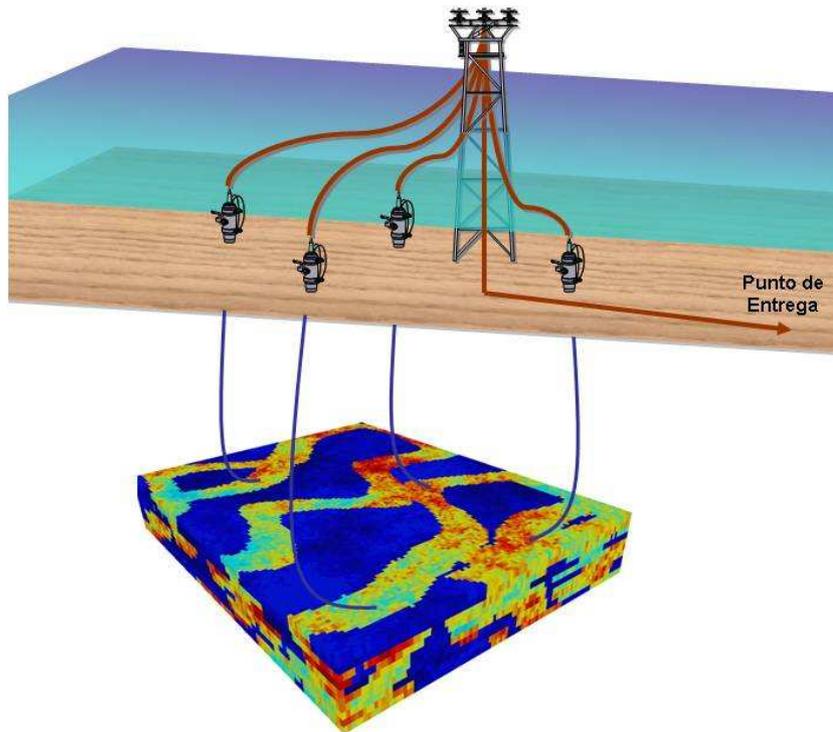


Figura 2.14: Esquema de explotación de un sistema integrado subsuelo-superficie en una instalación costa afuera

- **Caso 3:** Comparación Modelo de pozo estándar - Opción *Multisegment Wells*. Para ésta evaluación se realizaron dos corridas de simulación para un escenario constituido por un pozo desviado (HDW), donde se evaluó la respuesta del comportamiento de producción del pozo modelado con la propuesta estándar, la cual considera que sólo las pérdidas de presión por carga hidrostática son significativas, y con la opción *Multisegment Wells*, donde se toman en cuenta las diferentes fuentes de caída de presión en el sistema de producción.

La tabla 2.10 muestra los parámetros establecidos para cada una de las configuraciones de pozo empleadas en la evaluación de la metodología desarrollada.

## 2.6.2. Evaluación del flujo de trabajo

Para la evaluación del flujo de trabajo propuesto se utilizó el segundo modelo de yacimiento generado, correspondiente a 25 realizaciones, y se establecieron cuatro escenarios de explotación diferentes, con el fin de estudiar el comportamiento de

Tabla 2.10: Parámetros de diseño de pozos para la evaluación de la metodología desarrollada

Parámetro/Pozo	VW	HDW	MLW
Localización $(x_o, y_o)$ , pie	(4850,5750)	(4850,5750)	(5150,4450)
Severidad, grados/100pie	-	10	10
Azimuth, grados	-	45	[45 165 285]
Desviación, grados	-	85	[85 85 85]
Longitud del brazo, pie	100	1200	[1200 1200 1200]

producción y la influencia de la variabilidad de los datos del yacimiento en cada uno de los escenarios propuestos. La tabla 2.11 muestra los parámetros de diseño de pozos para cada escenario. Todos los pozos se construyeron con una severidad de  $10^\circ/100$  pie y una desviación de  $85^\circ$ .

## 2.7. Descripción de las herramientas utilizadas

### 2.7.1. Matlab

MATLAB<sup>®</sup> es un lenguaje de programación de alto nivel, creado por *The MathWorks* en 1984, con un enfoque directo hacia la computación científica<sup>5</sup>. Más concretamente, es un programa de cálculo numérico con gran número de instrucciones dirigidas a la resolución de problemas científicos, donde se encuentran implicados elevados cálculos matemáticos y la visualización gráfica de los mismos.

El nombre de MATLAB<sup>®</sup> proviene de las palabras inglesas *Matrix Laboratory* (laboratorio de matrices), que evidentemente dan una idea de la utilidad primordial de dicho programa. Su principal aplicación integra el análisis numérico, cálculo matricial, proceso de señal, simulación y visualización gráfica.

MATLAB<sup>®</sup> dispone también en la actualidad de un amplio abanico de programas de apoyo especializados, denominados *Toolboxes*, que extienden significativamente el número de funciones incorporadas en el programa principal. Estos *Toolboxes*

<sup>5</sup><http://www.mathworks.com/products/matlab/description1.html>

Tabla 2.11: Parámetros de diseño de pozos para la evaluación del flujo de trabajo propuesto

Escenario	Pozo	X, pie	Y, pie	brazos	azim, grados	L, pie
1	VW1	4250	650	1	-	100
	VW2	3450	11550	1	-	100
	HDW1	9150	6450	1	90	1200
	HDW2	5150	5750	1	45	1200
	MLW	7450	11650	3	[45 165 285]	[1200 1200 1200]
2	HDW1	4950	650	1	180	1200
	HDW2	8650	11550	1	135	1200
	HDW3	8450	6450	1	45	1200
	MLW1	4850	5750	2	[45 225]	[1200 1200]
	MLW2	4050	11650	2	[30 210]	[1200 1200]
3	HDW1	4650	500	1	180	1200
	HDW2	7750	1050	1	200	1200
	HDW3	9250	5900	1	250	1200
	HDW4	7300	11450	1	135	1200
	HDW5	2300	11650	1	240	1200
	MLW	4650	4550	3	[45 165 285]	[1200 1200 1200]
4	VW1	4650	950	1	-	100
	VW2	7750	1650	1	-	100
	VW3	9050	7350	1	-	100
	VW4	7700	10700	1	-	100
	VW5	4500	11500	1	-	100
	VW6	5500	4300	1	-	100
	VW7	3900	7100	1	-	100

cubren en la actualidad prácticamente casi todas las áreas principales en el mundo de la ingeniería y la simulación, destacando entre ellos los “*toolboxes*” de proceso de imágenes, señal, control robusto, estadística, análisis financiero, matemáticas simbólicas, redes neurales, lógica difusa, identificación de sistemas, simulación de

sistemas dinámicos, etc.

Algunas de las principales características de MATLAB® son [42]:

- La programación es mucho más sencilla.
- Cuenta con una biblioteca matemática amplia.
- Contiene abundantes herramientas gráficas.
- Capacidad de vincularse con los lenguajes de programación tradicionales.

### 2.7.2. Eclipse 100

El simulador ECLIPSE™ consiste de tres simuladores separados: ECLIPSE 100 especializado en el modelaje de crudo negro, ELCPISE 300 especializado en modelaje composicional con opción de modelaje térmico y FrontSim, especializado en el estudio de líneas de flujo. ECLIPSE 100 es un simulador totalmente implícito, trifásico, tridimensional, con fines generales, que incluyen controles de pozo versátiles, grupos y controles económicos, y funcionalidades de perforación y secuencia de tareas automáticas. Es aplicable para crudo muerto y posee opciones para gas condensado.

Para realizar el proceso de simulación, ECLIPSE 100 requiere de un archivo de datos de entrada, el cual se divide en secciones, cada una de las cuales se introduce a través de un *keyword*. Con cada uno de esos *keywords* se describen los contenidos de cada sección, las cuales se especifican a continuación [43]:

- RUNSPEC: en esta sección se especifica el título de la simulación, las dimensiones de la malla, las fases presentes en el yacimiento a simular, los fluidos presentes en el modelo y cierta cantidad de comandos que permiten establecer características especiales de la simulación.
- GRID: en esta sección se introducen las características estructurales que conforman el modelo estático; mapas estructurales, isópacos, topes, información sísmica, porosidad, permeabilidad, NTG, entre otras.

- PROPS: en esta sección se introducen los parámetros PVT, las presiones capilares, permeabilidades relativas, densidades de los fluidos y propiedades de la roca.
- SOLUTION: en esta sección se especifican las condiciones iniciales del yacimiento para el cálculo de la distribución de los fluidos presentes en el yacimiento (datum, presión al datum, contactos agua/petróleo y gas/petróleo, etc).
- SUMMARY: en esta sección se especifican las variables de salida que serán utilizadas en la interpretación de los resultados de la simulación. Los parámetros colocados en esta sección pueden ser visualizados en forma de gráficos.
- SCHEDULE: en esta sección se asignan los datos de los pozos: ubicación, completación, eventos, producción/inyección, etc, además se especifican las operaciones a ser simuladas (controles de producción e inyección) y los tiempos a los cuales se requieren los reportes de la simulación.

### 2.7.3. Schedule

SCHEDULE [38] es un pre-procesador de ECLIPSE™, un programa interactivo que permite preparar, validar e integrar datos de producción y completación de pozos para ser utilizados en los simuladores de yacimientos. Este *software* permite traducir información del mundo real en un formato que pueda ser fácilmente utilizado por ECLIPSE™ y otros simuladores.

SCHEDULE importa datos de producción provenientes de archivos ASCII y utiliza esos datos para generar los *keywords* de control de producción necesarios para la simulación. Adicionalmente, este programa posee características gráficas avanzadas, las cuales simplifican la edición, validación y ponderación de los datos de producción.

SCHEDULE puede manejar todas las principales categorías de datos de producción necesarios para la simulación. Estas categorías normalmente incluyen registros de desviación de pozo, historial de los volúmenes de inyección/producción del pozo y datos de completación. SCHEDULE también posee facilidades para crear

controles de corridas de predicción en ECLIPSE™. Estos controles pueden ser agrupados por pozos, grupos y el campo. Los pozos pueden ser creados definiendo las localizaciones  $(i, j, k)$  o mediante digitalización en el *3D Viewer*.

SCHEDULE también permite preparar los datos de entrada necesarios para emplear el modelo *Multisegment Wells* en ECLIPSE™. Este programa puede leer los datos que describen las características de las tuberías, chokes, empacaduras y válvulas de control de flujo y así, conjuntamente con los datos de perforación, generar los parámetros que describen el modelo de pozo multisegmento.

# Capítulo 3

## Resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de la evaluación de la metodología desarrollada y del flujo de trabajo propuesto establecidos en el Capítulo 2.

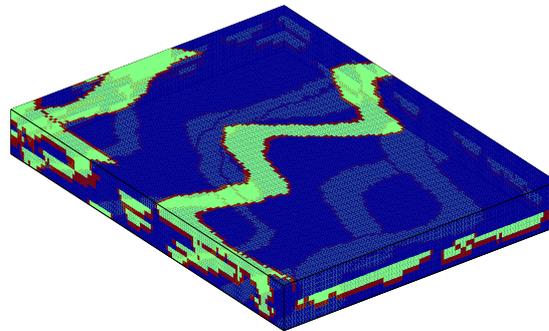
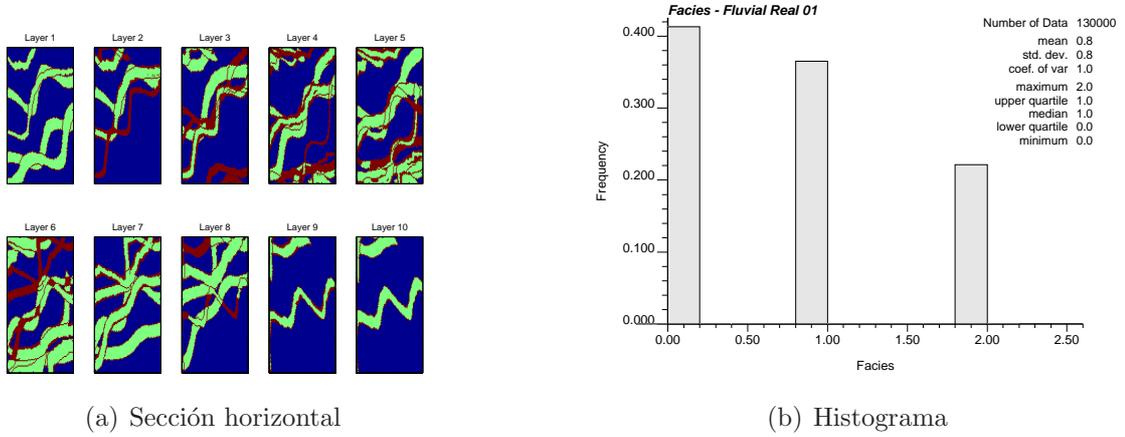
### 3.1. Generación del modelo de yacimiento

Para evaluar la funcionalidad de la metodología desarrollada y el flujo de trabajo propuesto, se generaron dos modelos de yacimientos. El primer modelo corresponde a la generación de una realización de facies por una realización de propiedades, el cual sirvió de base para la evaluación de la metodología que permite determinar los parámetros del modelo de pozo utilizado en simulación de yacimientos. El segundo modelo corresponde a la generación de cinco realizaciones de facies por cinco realizaciones de propiedades, el cual fue empleado en la evaluación del flujo de trabajo que permite el estudio del comportamiento de producción de un yacimiento bajo diferentes escenarios de explotación, tomando en cuenta la influencia de la incertidumbre asociada a las propiedades del modelo geológico. Los resultados de ambos modelos se presentan a continuación.

#### 3.1.1. Modelo de yacimiento correspondiente a 1x1 realización

La figura 3.1 presenta la sección horizontal y la vista 3D del yacimiento generado, además del histograma correspondiente a la proporción global de cada una de las facies dentro del modelo, donde se puede observar como se respetan las estructuras

correspondientes a un ambiente fluvial, que en este caso sólo incluyen canales de arenas y llanura de inundación.

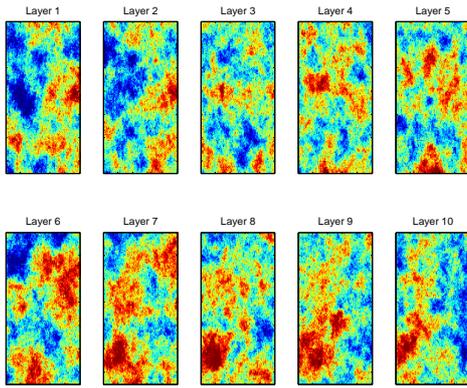


(c) Vista 3D

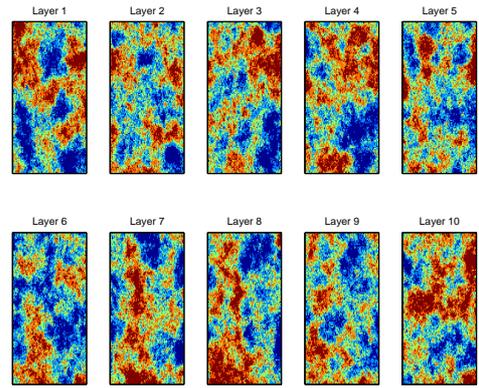
Figura 3.1: Sección horizontal, histograma y vista 3D del modelo de facies correspondiente a 1x1 realización

En la figura 3.2 se muestra la distribución de porosidad y permeabilidad para las arenas y lutitas, así como los histogramas de referencia utilizados en la SGS para su generación. Se puede observar como estas distribuciones no presenta ningún tipo de tendencia, debido a que aún no han sido condicionada a las facies.

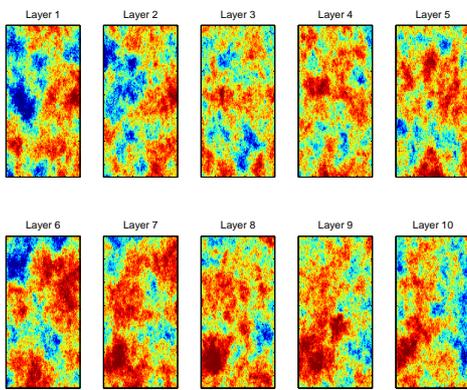
La sección horizontal y vista 3D del modelo de propiedades condicionado a facies, así como el histograma de referencia de las porosidades globales del modelo se presentan en las figuras 3.3 y 3.4.



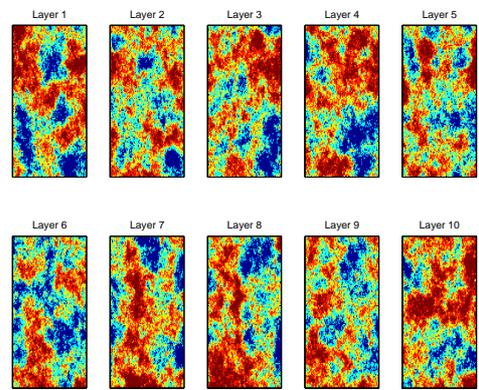
(a) Porosidad de la arena



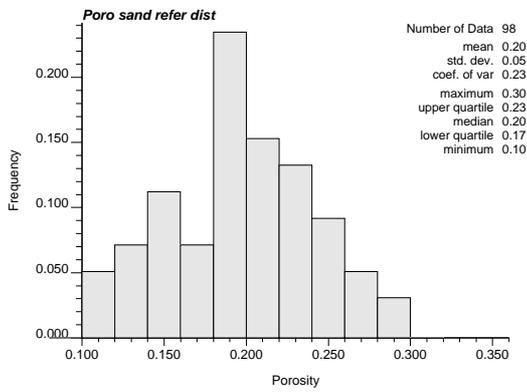
(b) Porosidad de la lutita



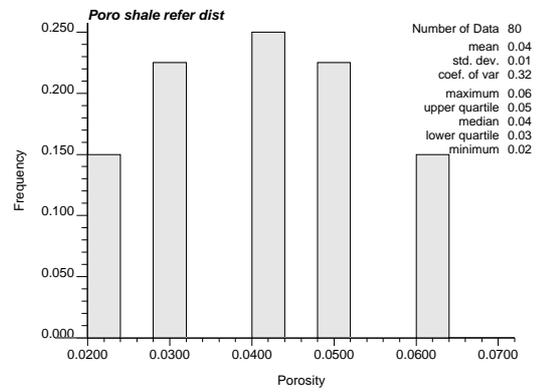
(c) Permeabilidad de la arena



(d) Permeabilidad de la lutita



(e) Histograma de porosidad para la arena



(f) Histograma de porosidad para la lutita

Figura 3.2: Sección horizontal e histogramas de referencia de los modelos de porosidad y permeabilidad para las arenas y lutitas sin condicionamiento a facies

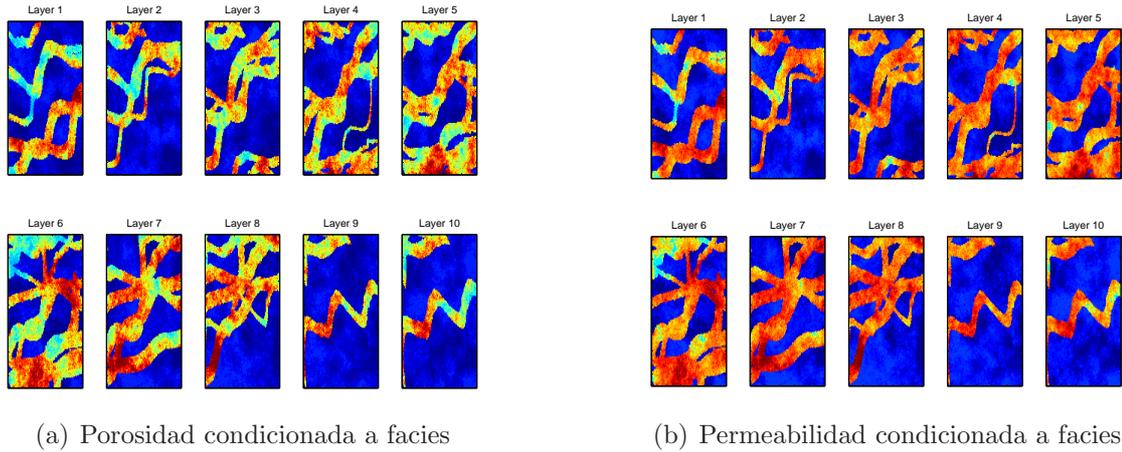


Figura 3.3: Sección horizontal del modelo de porosidad y permeabilidad condicionado a facies

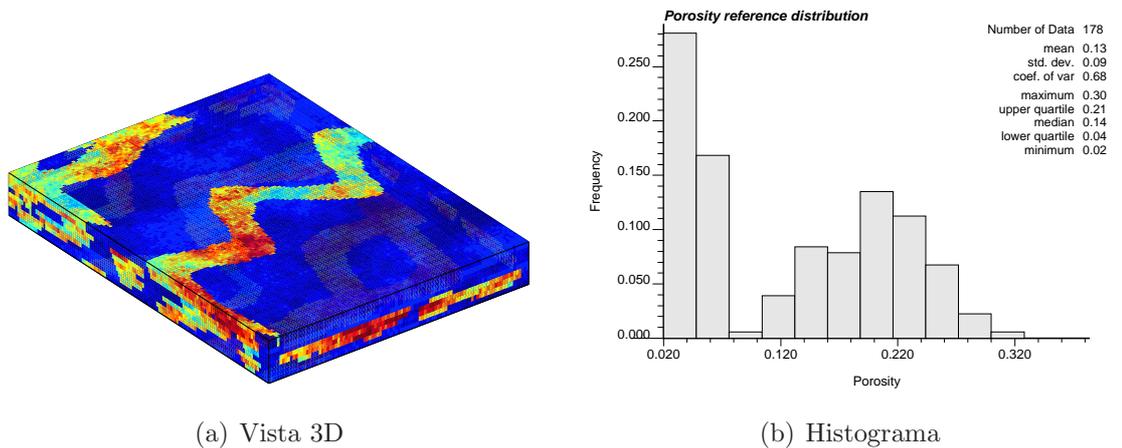


Figura 3.4: Vista 3D e histograma de referencia del modelo de porosidad condicionado a facies

### 3.1.2. Modelo de yacimiento correspondiente a 5x5 realizaciones

En este caso se generó un modelo estocástico de yacimiento de 25 realizaciones, correspondiente a cinco realizaciones de facies por cinco realizaciones de propiedades. La figura 3.5 muestra las cinco realizaciones de facies para este modelo. Adicionalmente se presenta el histograma de referencia de la proporción

global de facies presentes en cada realización. Aquí se puede observar que aún cuando cada una de las realizaciones presentan diferentes estructuras de canales fluviales, éstas reproducen la estadística de los datos, ya que todas las realizaciones tienen un histograma, media y varianza similares.

Los modelos de distribución de propiedades sin condicionamiento a facies para las cinco realizaciones de porosidad y permeabilidad se muestran en las figuras 3.6 y 3.7.

Los diferentes modelos generados a partir del proceso de condicionamiento de las propiedades petrofísicas a facies se muestran en las figuras 3.8 a la 3.12. De nuevo se observa que aún cuando cada modelo de yacimiento tiene una estructura fluvial y una distribución de propiedades diferente, todos los modelos presentan un histograma, media y varianza similar, lo que indica que todos los modelos son equiprobables.

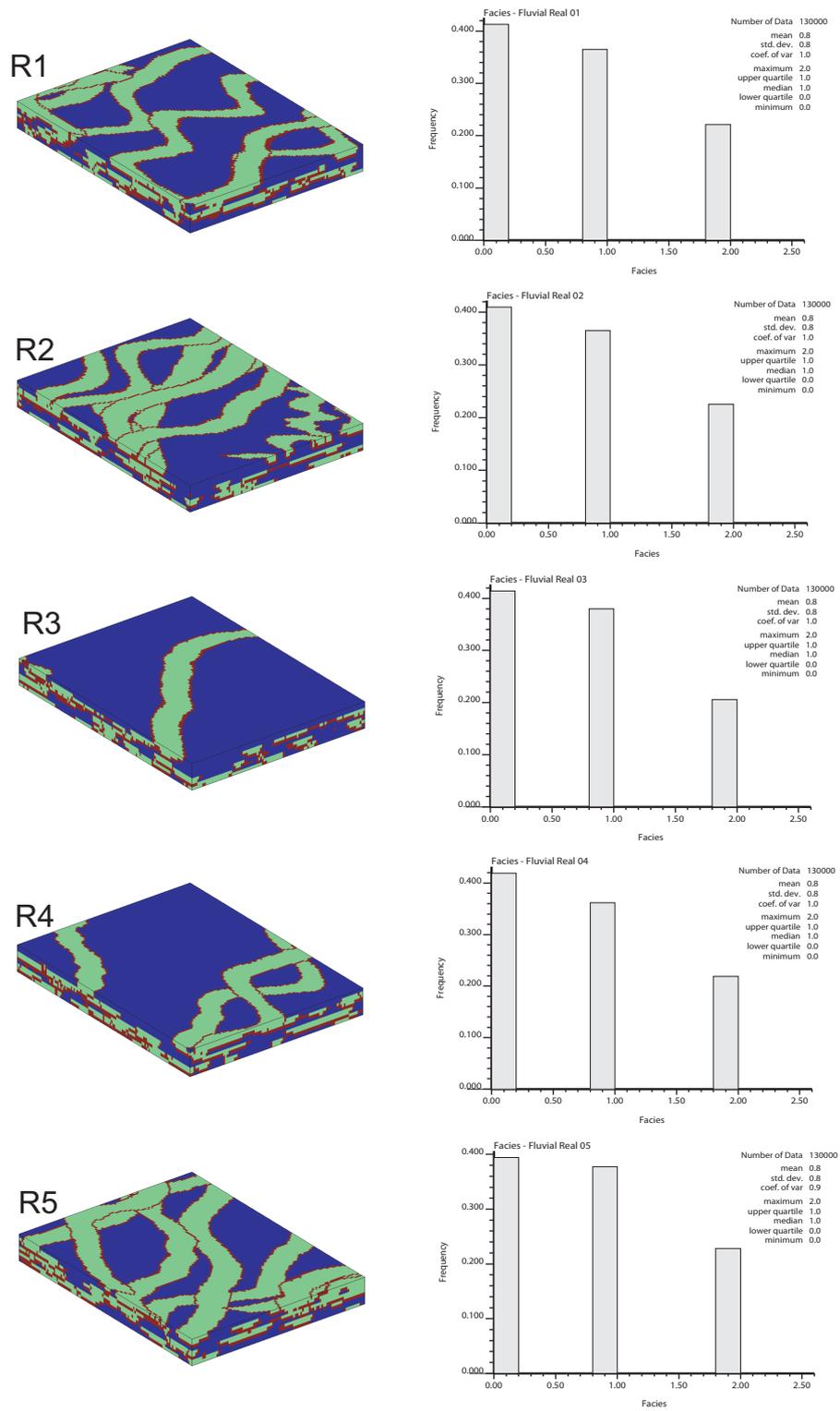


Figura 3.5: Vista 3D e histograma de los modelos de facies correspondientes a 5x5 realizaciones

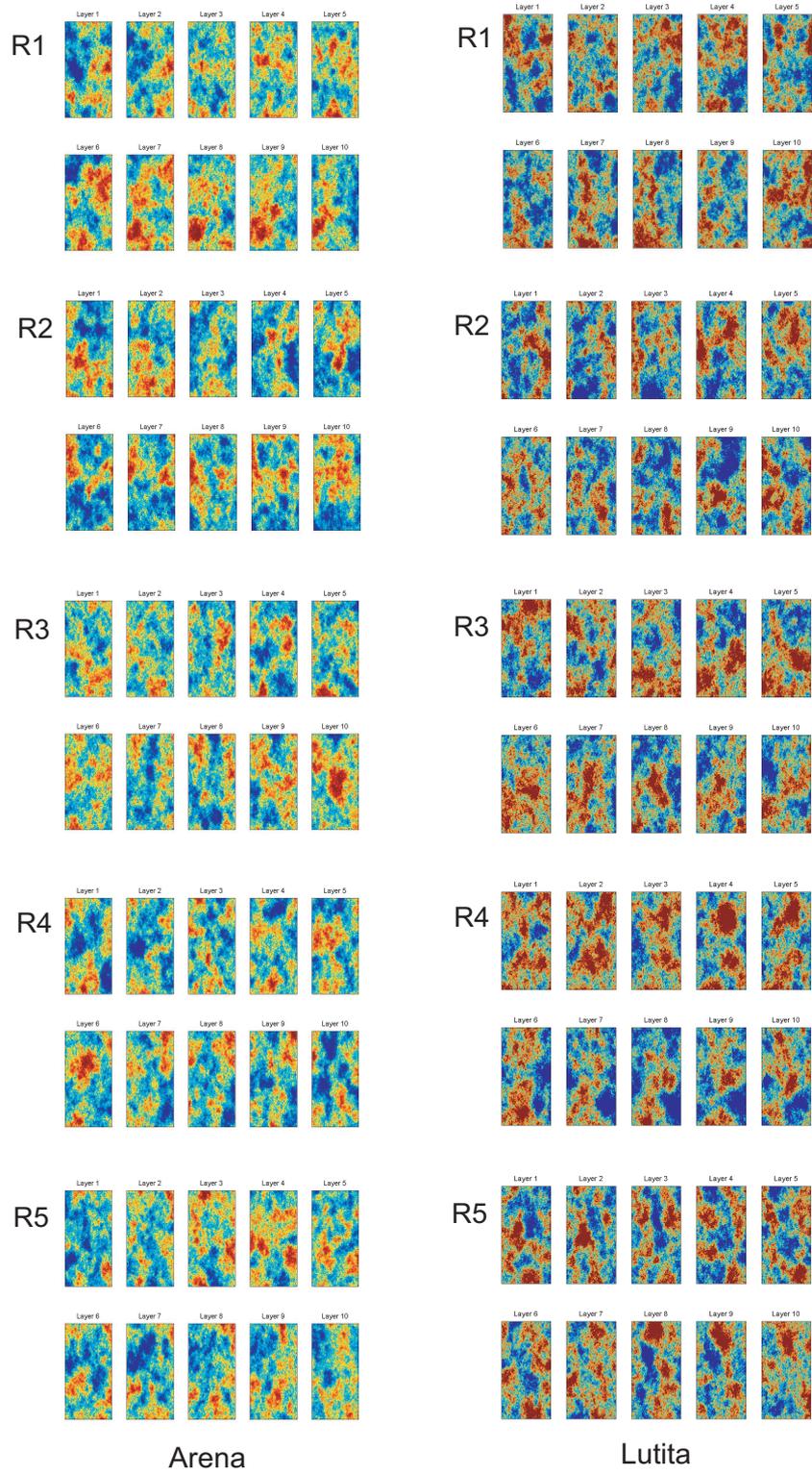


Figura 3.6: Sección horizontal de los modelos de porosidad sin condicionamiento de facies

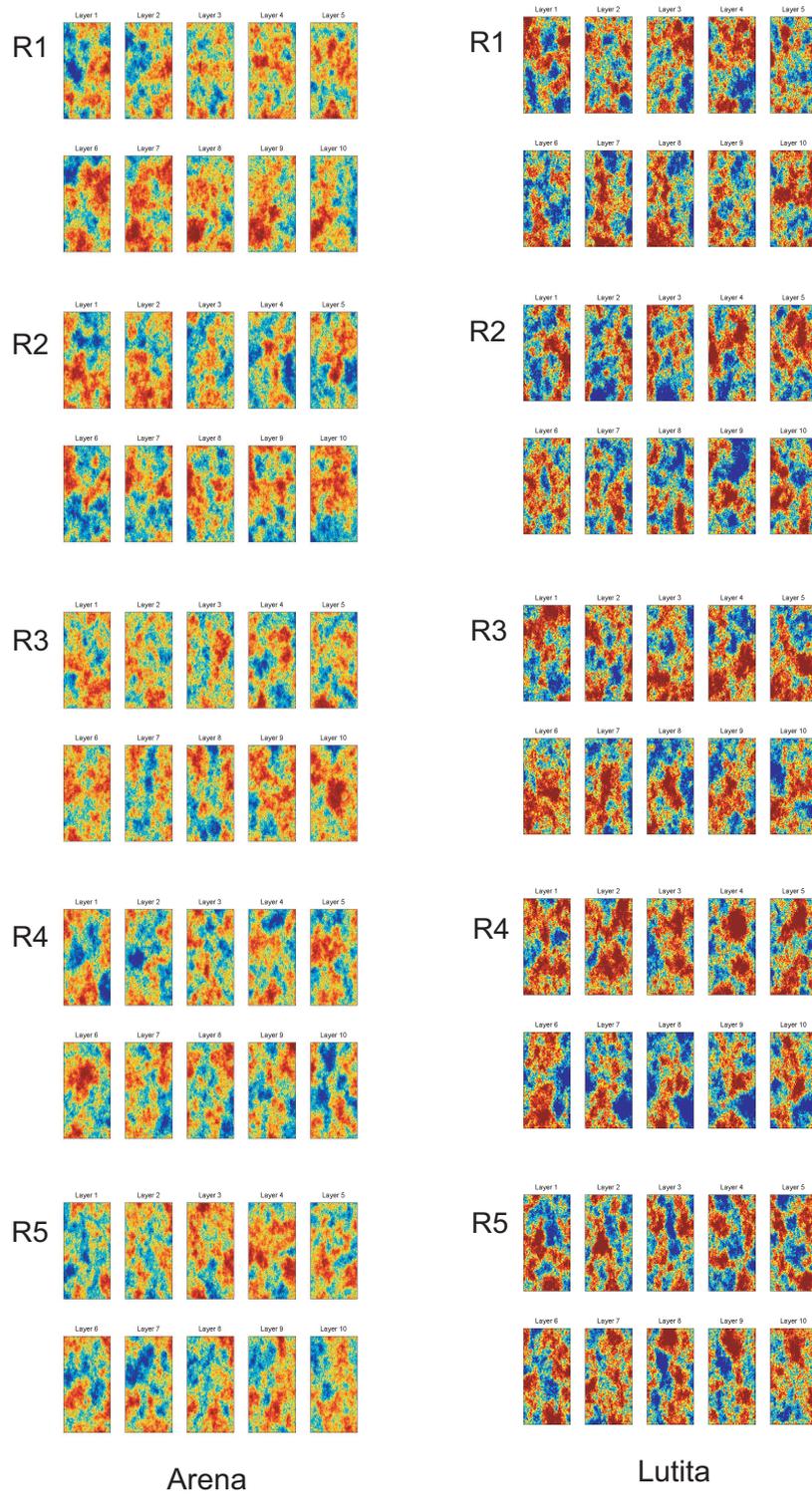


Figura 3.7: Sección horizontal de los modelos de permeabilidad sin condicionamiento de facies

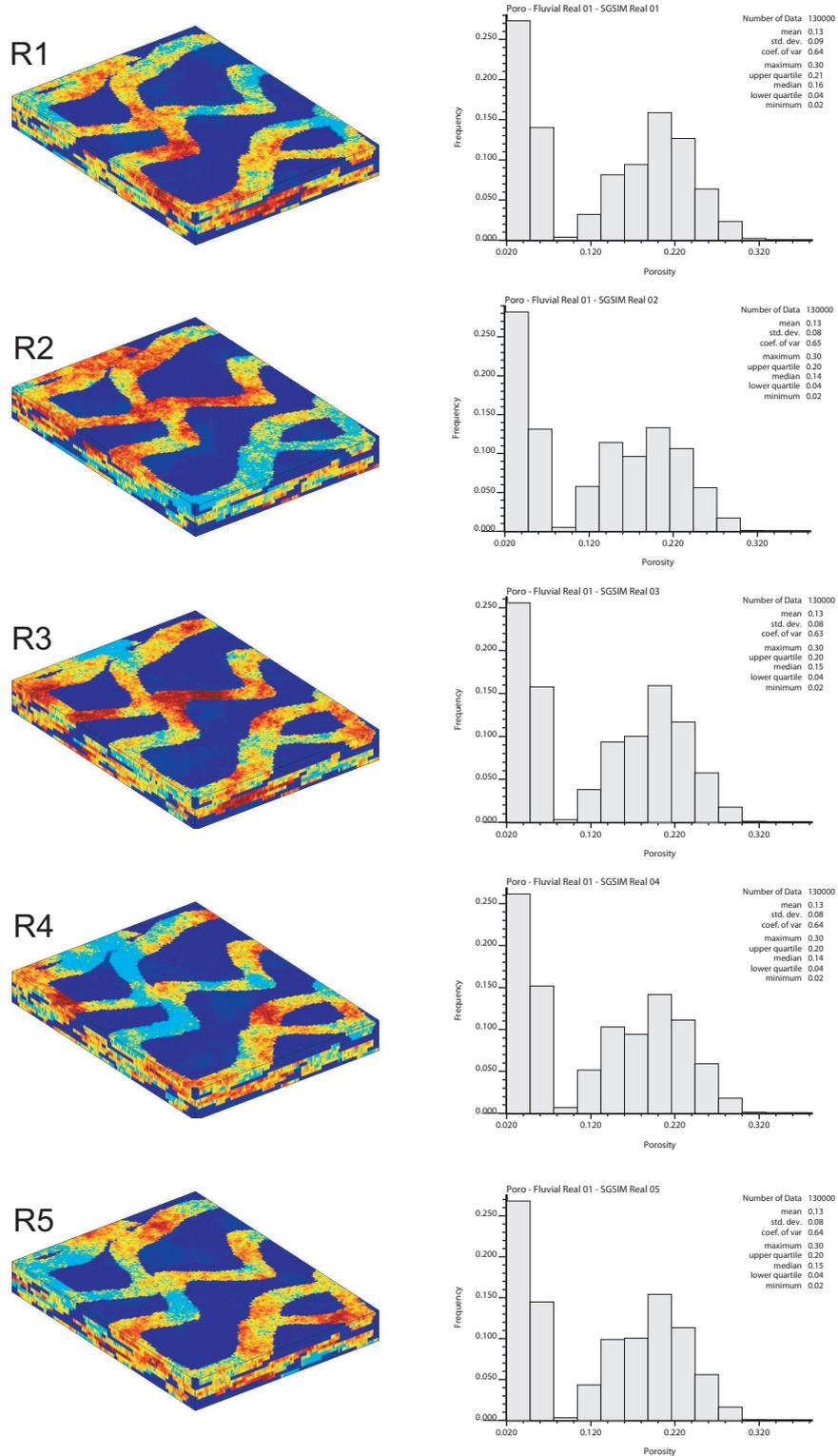


Figura 3.8: Vista 3D e histograma de los modelos de porosidad condicionado a facies

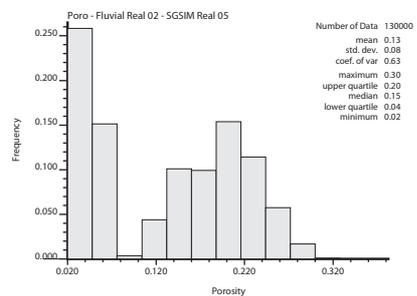
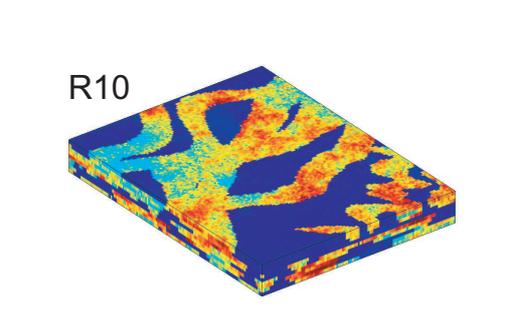
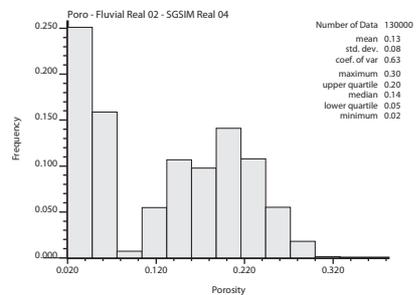
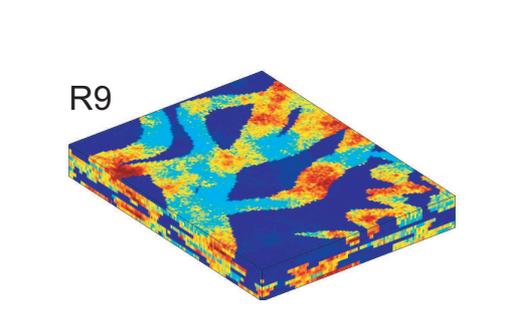
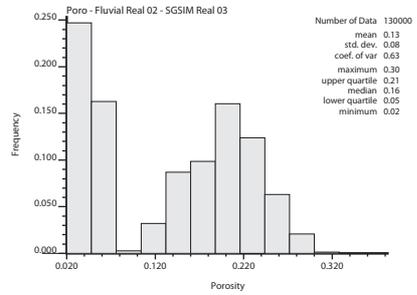
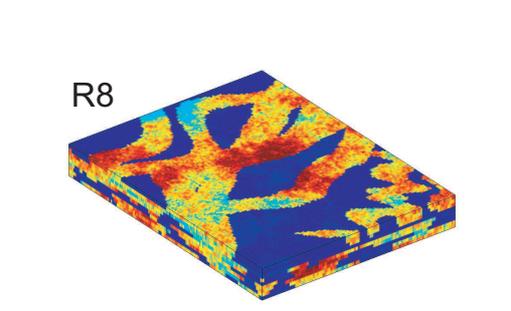
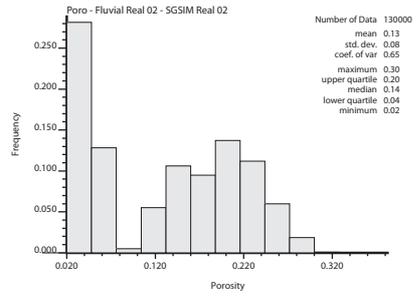
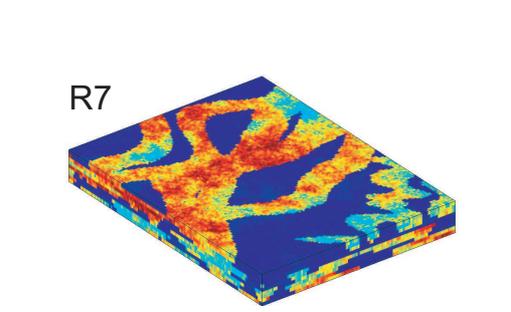
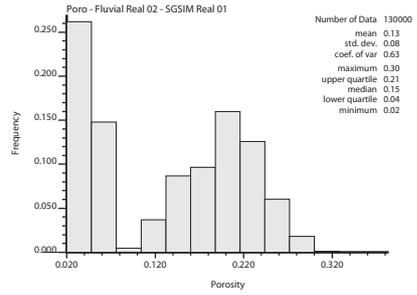
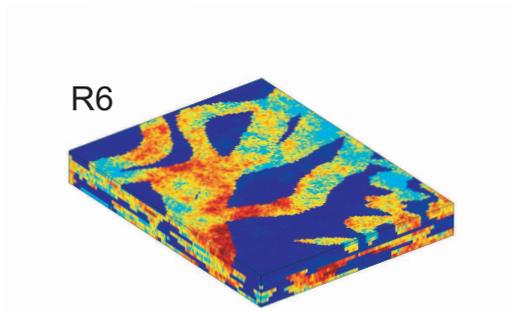
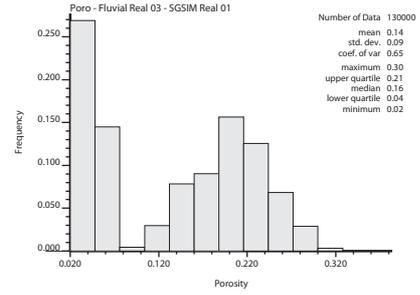
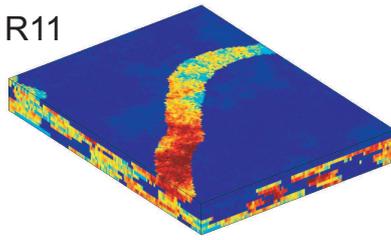
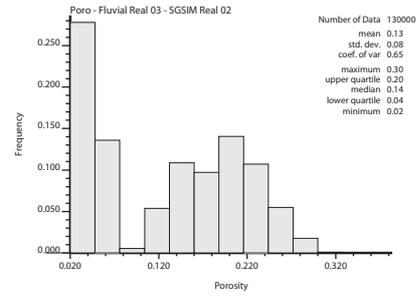
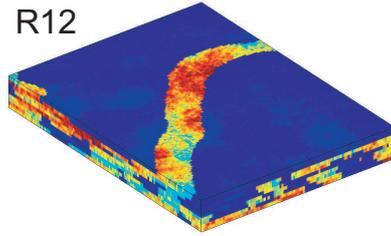


Figura 3.9: Vista 3D e histograma de los modelos de porosidad condicionado a facies (cont.)

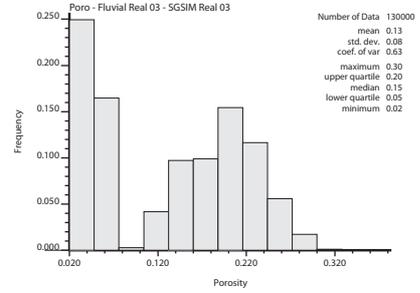
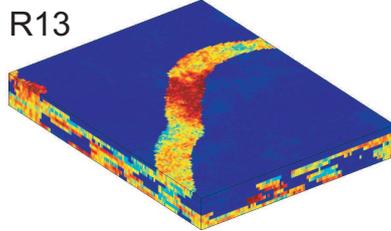
R11



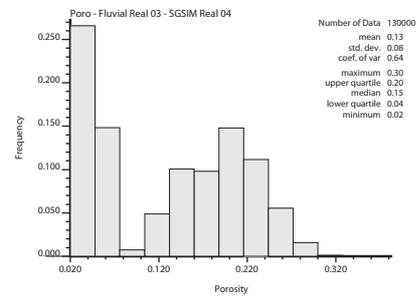
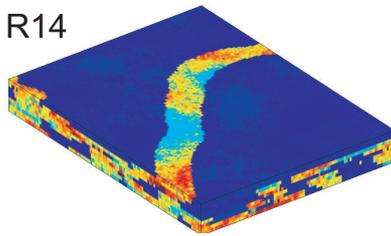
R12



R13



R14



R15

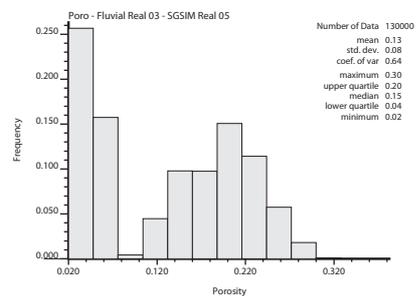
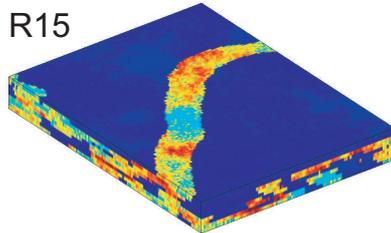


Figura 3.10: Vista 3D e histograma de los modelos de porosidad condicionado a facies (cont.)

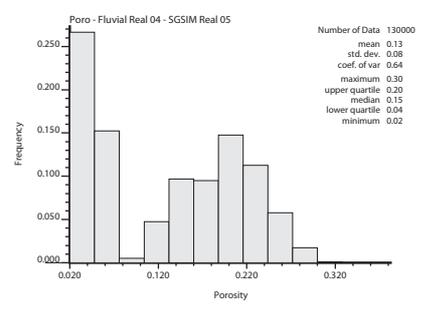
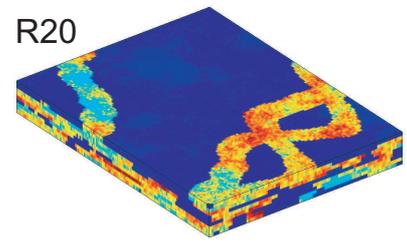
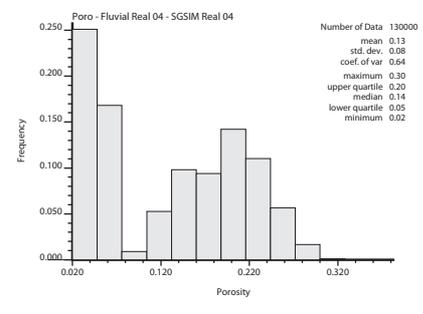
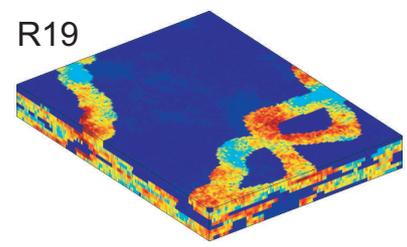
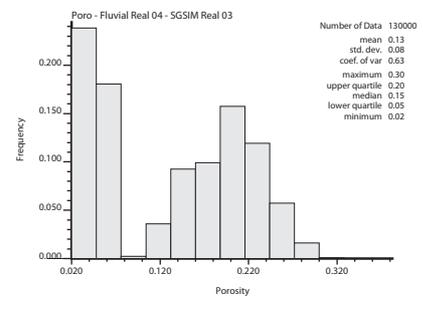
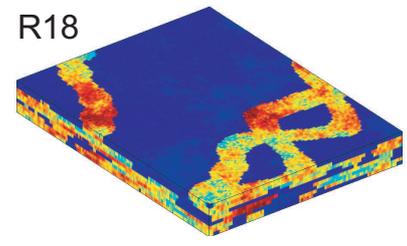
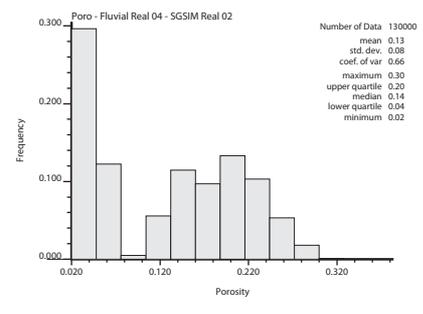
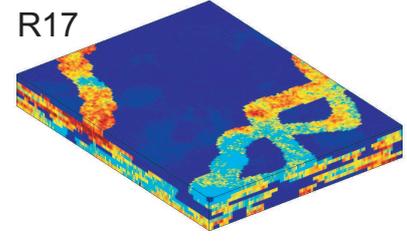
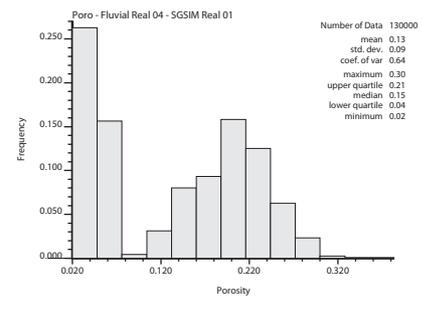
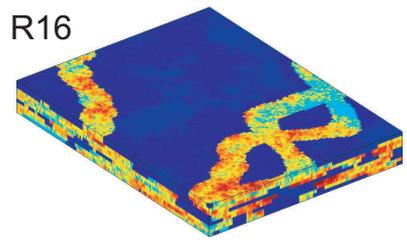


Figura 3.11: Vista 3D e histograma de los modelos de porosidad condicionado a facies (cont.)

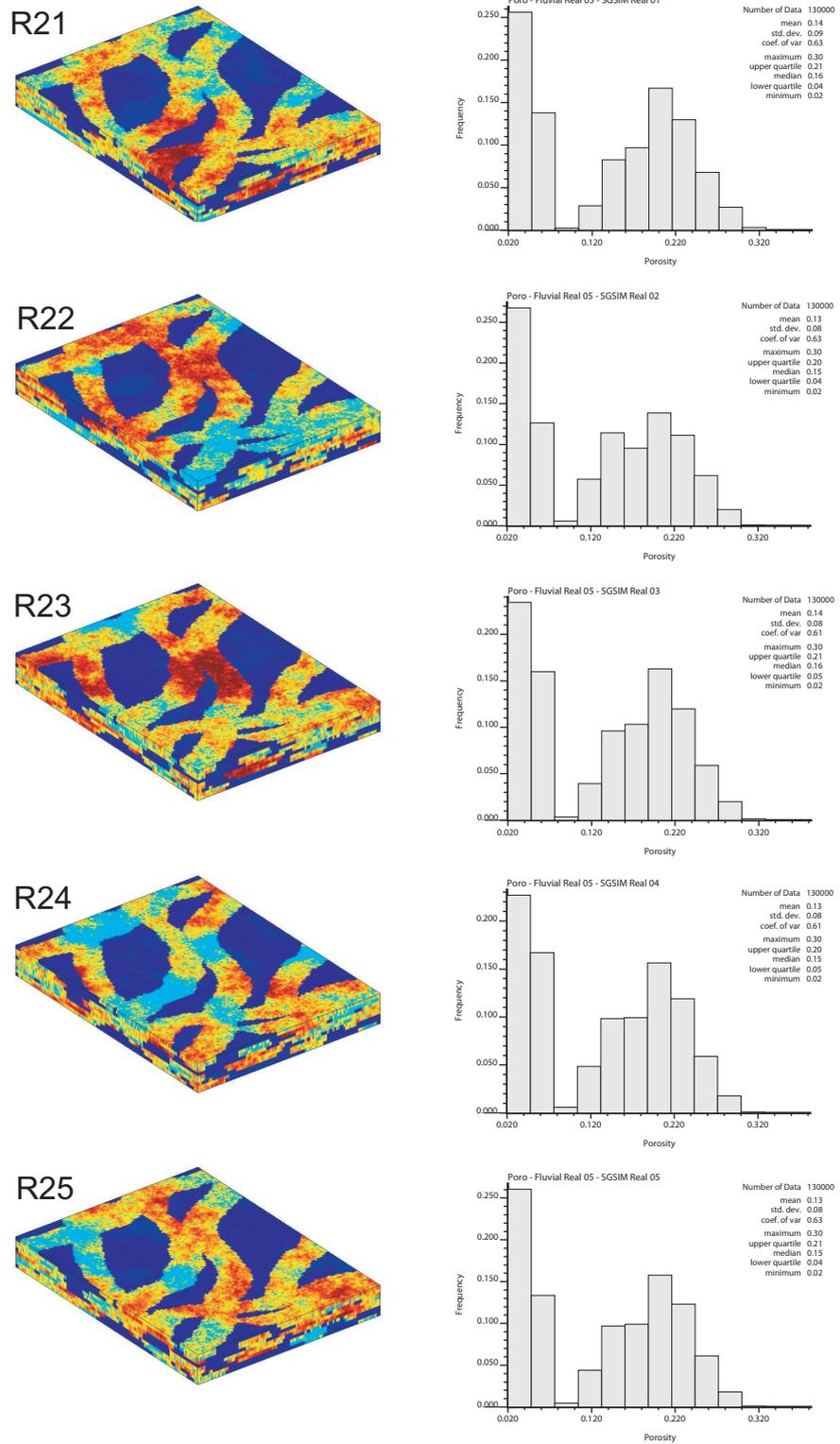


Figura 3.12: Vista 3D e histograma de los modelos de porosidad condicionado a facies (cont.)

## 3.2. Evaluación de la metodología desarrollada

Para la evaluación de la metodología desarrollada en el presente trabajo de investigación, se establecieron tres casos de estudio, cuyos resultados se presentan a continuación.

### 3.2.1. Comparación Peaceman-Holmes-Schedule

Ésta evaluación se realizó con la finalidad de estudiar la aplicabilidad de los modelos de pozos, planteados en la sección 1.3 del Capítulo 1, para diversas configuraciones de pozos. Adicionalmente, se buscó evaluar la funcionalidad de la metodología desarrollada comparando los resultados obtenidos usando WI2ECL con los obtenidos usando SCHEDULE.

En éste caso se trabajó con dos tipos de pozos, un pozo vertical y otro desviado, cuyas configuraciones se muestran en las figuras 3.13 y 3.14. La determinación de los parámetros del modelo de pozo para cada una de estas configuraciones se realizó empleando los modelos de Peaceman y Holmes, implementados en la metodología desarrollada, y el modelo implementado en SCHEDULE.

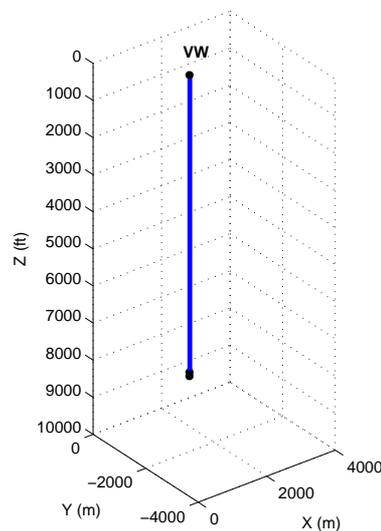


Figura 3.13: Configuración del pozo vertical utilizado para la evaluación de la metodología desarrollada

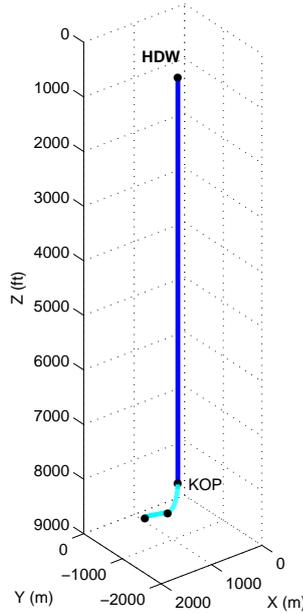


Figura 3.14: Configuración del pozo desviado utilizado para la evaluación de la metodología desarrollada

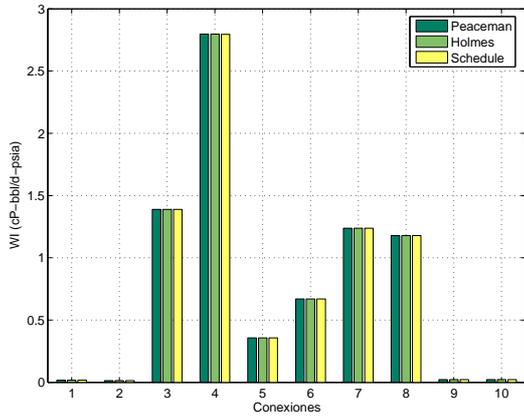
### Pozo Vertical

En la figura 3.15 se presentan cuatro gráficos donde se comparan los resultados de los parámetros de modelo de pozo obtenidos con cada uno de los modelos planteados (Peaceman-Holmes-Schedule), los cuales incluyen el índice de pozo ( $WI$ ), producto  $kh$ , radio equivalente ( $R_o$ ) y longitud perforada ( $L$ ). Adicionalmente, en la figura 3.16 se muestra la producción acumulada de petróleo ( $Np$ ) e índice de productividad ( $IP$ ) del último año de producción para cada una de las conexiones del pozo vertical, según los tres modelos empleados.

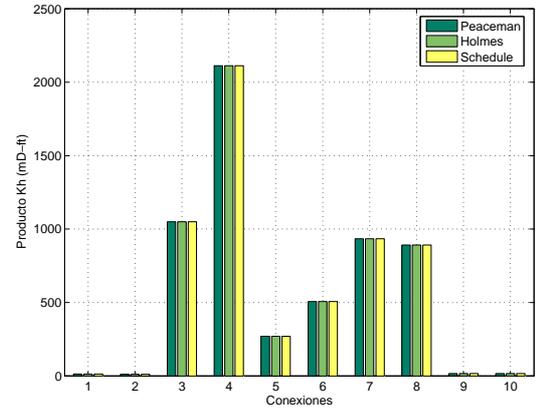
De estos gráficos se puede observar que para los tres modelos utilizados (Peaceman-Holmes-Schedule) no existen diferencias significativas en los valores de los parámetros del modelo de pozo, por lo cual los valores de producción acumulada e índice de productividad resultan sumamente similares.

Los resultados del proceso de simulación para el pozo vertical se muestran en la figura 3.17. Aquí se presenta la tasa de producción de petróleo, el corte de agua,

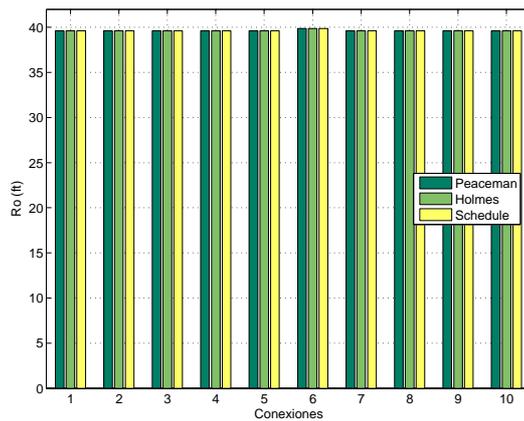
la presión de fondo fluyente, la presión de cabezal, la producción acumulada de petróleo y el factor de recobro del yacimiento como una función del tiempo para los tres modelos utilizados. Nuevamente se puede observar que no existe diferencia en los resultados obtenidos para cada modelo.



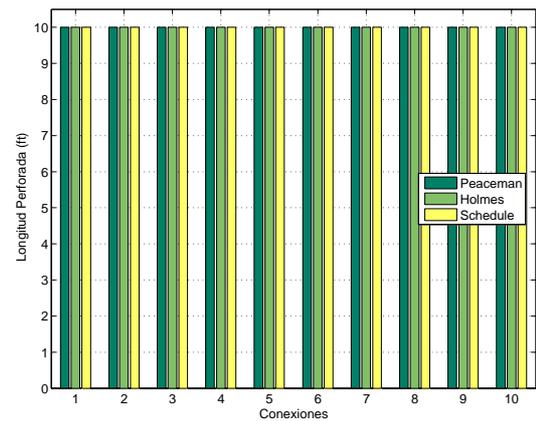
(a) Índice de Pozo,  $WI$



(b) Producto  $kh$

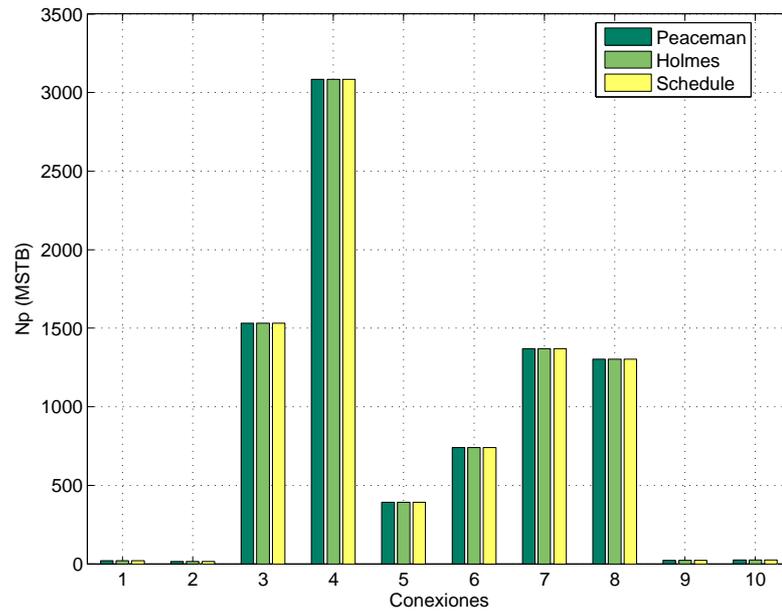


(c) Radio Equivalente,  $R_o$

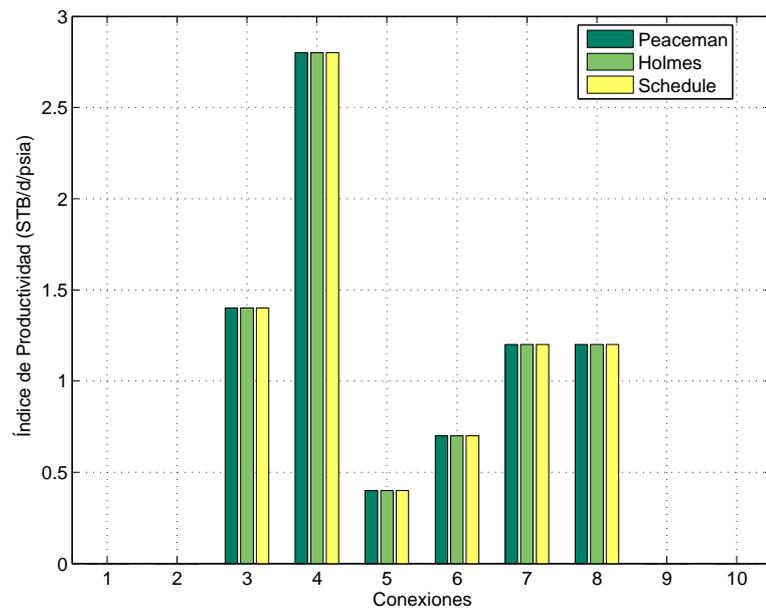


(d) Longitud Perforada,  $L$

Figura 3.15: Parámetros del modelo de pozo para el pozo vertical modelado con Peaceman, Holmes y Schedule

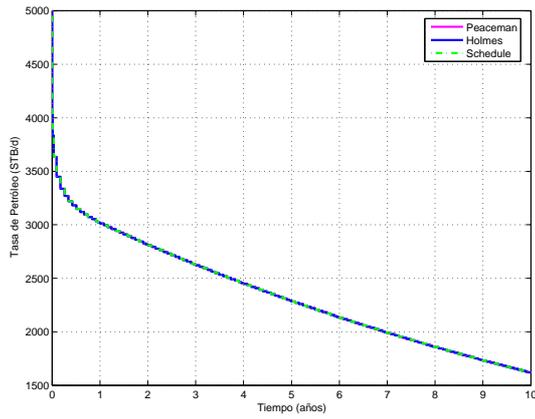


(a) Producción Acumulada de Petróleo,  $N_p$

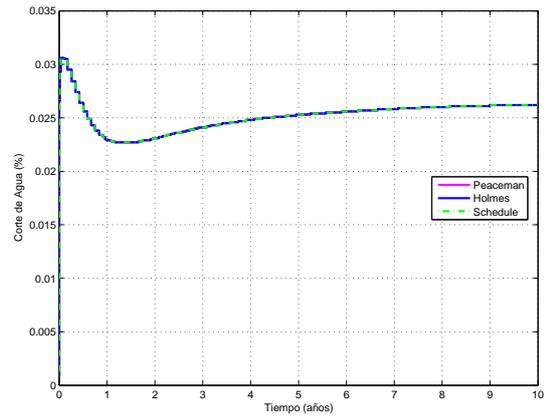


(b) Índice de Productividad,  $IP$

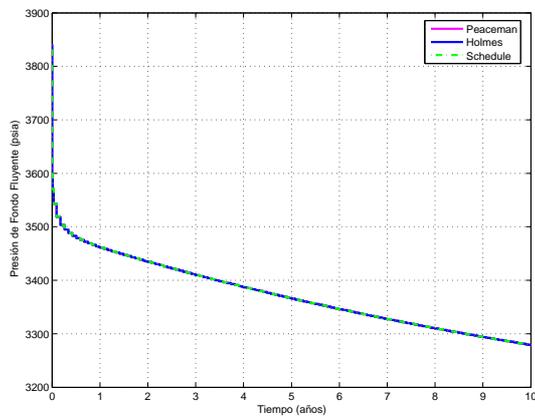
Figura 3.16: Producción acumulada de petróleo e índice de productividad por conexión para el pozo vertical modelado con Peaceman, Holmes y Schedule



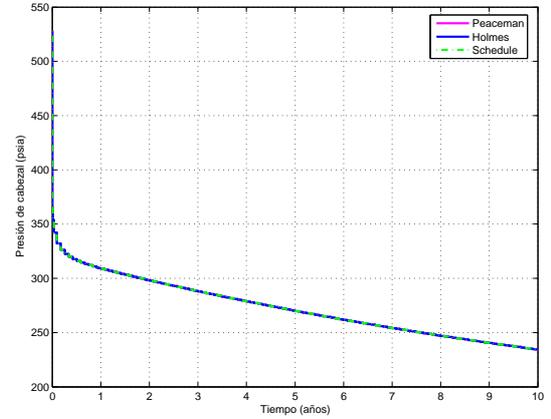
(a) Tasa de Petróleo,  $Q_o$



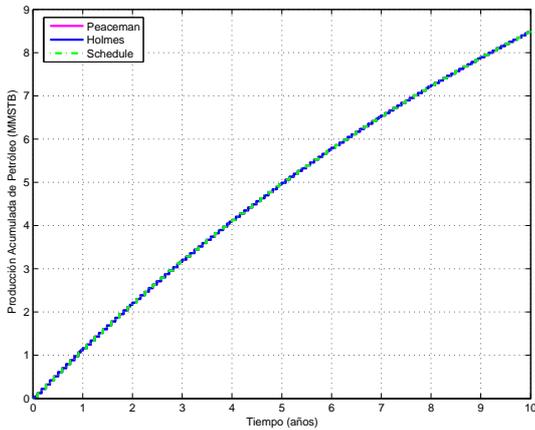
(b) Corte de Agua,  $f_w$



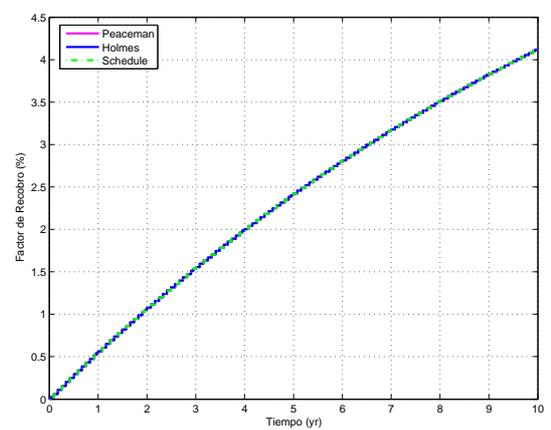
(c) Presión de Fondo Fluyente,  $BHP$



(d) Presión de Cabezal,  $THP$



(e) Producción Acumulada,  $N_p$



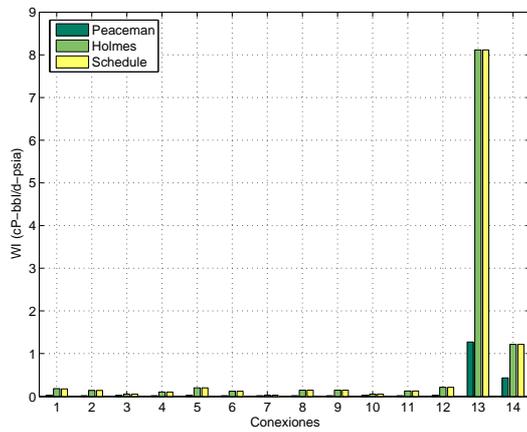
(f) Factor de Recobro,  $FR$

Figura 3.17: Resultados de la simulación para el pozo vertical modelado con Peaceman, Holmes y Schedule

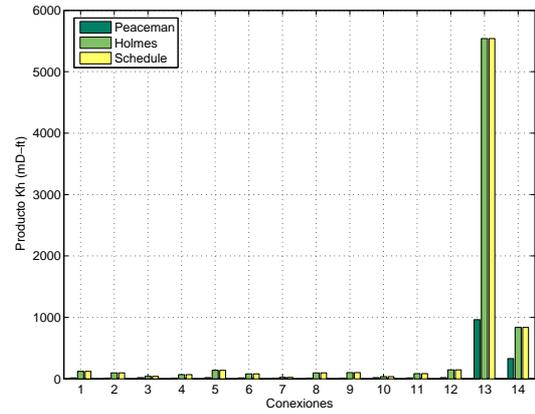
## Pozo Desviado

Los parámetros de modelo de pozo, producción acumulada de petróleo e índice de productividad para el último año de producción en cada una de las conexiones del pozo desviado, se muestran en las figuras 3.18 y 3.19. Contrario al caso del pozo vertical, en estas gráficas se puede observar como varían los resultados obtenidos según el modelo empleado. En este caso los parámetros modelados con Peaceman difieren de manera significativa de aquellos modelados con Holmes y/o Schedule, mientras que estos dos últimos resultan equivalentes.

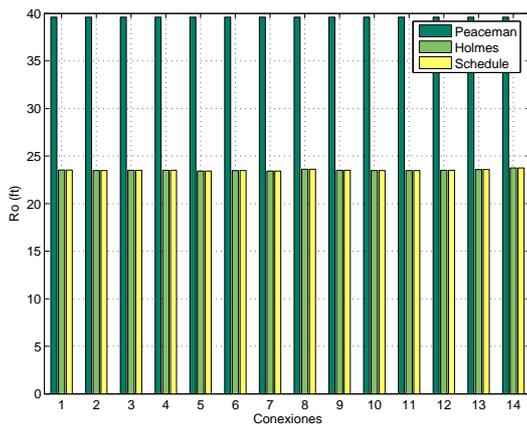
En la figura 3.20 se presentan los resultados de la simulación para el pozo desviado, los cuales incluyen la tasa de producción de petróleo, corte de agua, presión de fondo fluyente, presión de cabezal, producción acumulada de petróleo y factor de recobro del yacimiento como una función del tiempo para los tres modelos empleados. Igualmente se observa la diferencia de los resultados obtenidos para el modelo de Peaceman y los modelos de Holmes/Schedule.



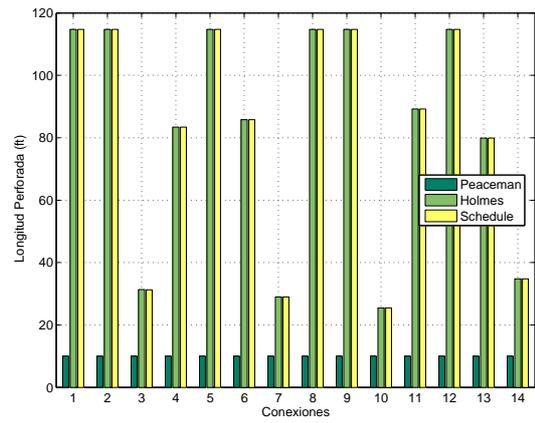
(a) Índice del Pozo,  $WI$



(b) Producto  $kh$

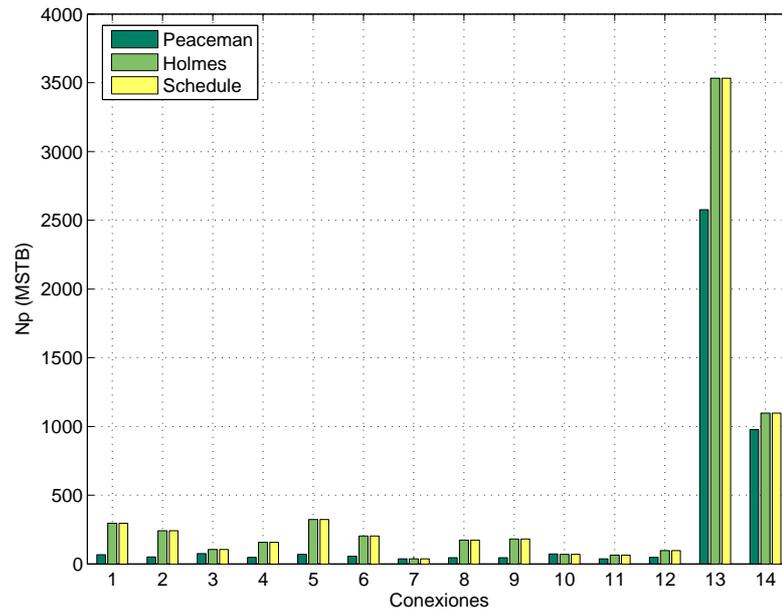


(c) Radio Equivalente,  $R_o$

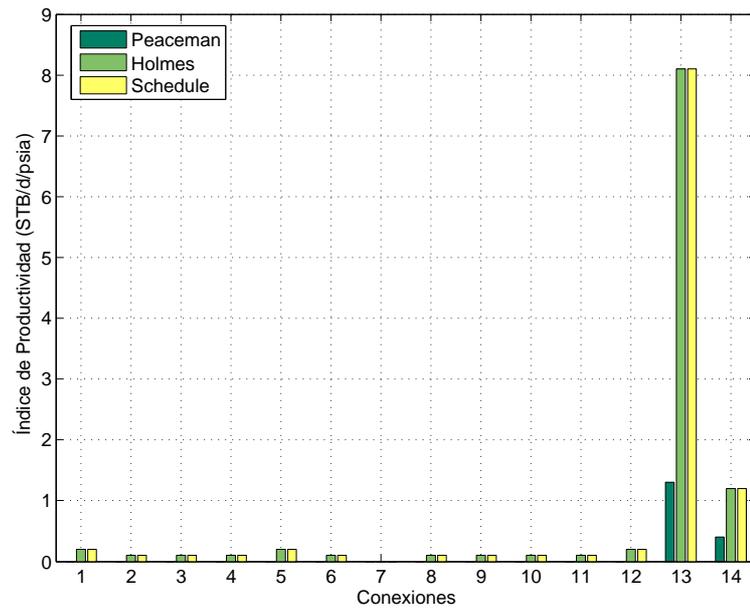


(d) Longitud Perforada,  $L$

Figura 3.18: Parámetros del modelo de pozo para el pozo desviado modelado con Peaceman, Holmes y Schedule

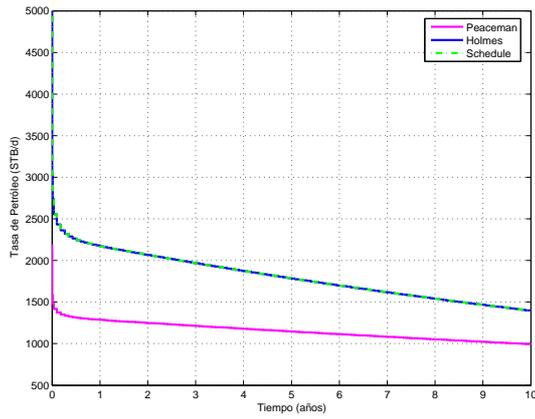


(a) Producción Acumulada de Petróleo,  $N_p$

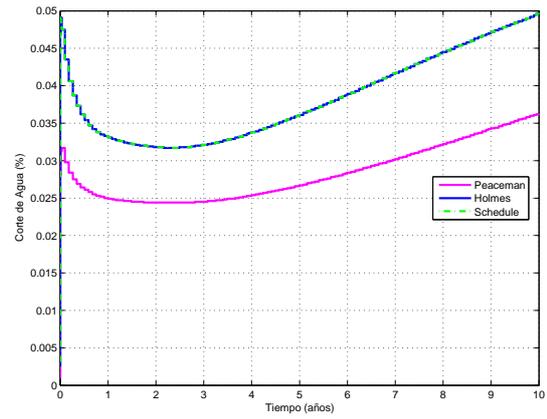


(b) Índice de Productividad,  $IP$

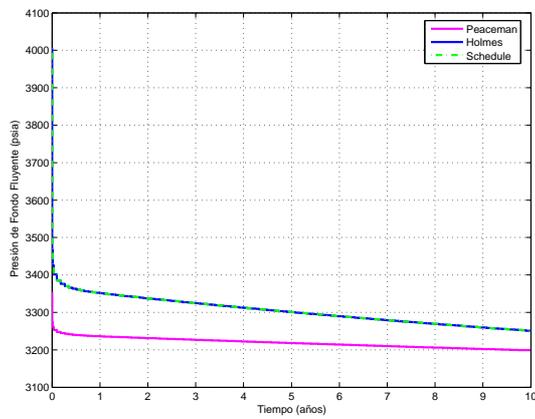
Figura 3.19: Producción acumulada de petróleo e índice de productividad por conexión para el pozo desviado modelado con Peaceman, Holmes y Schedule



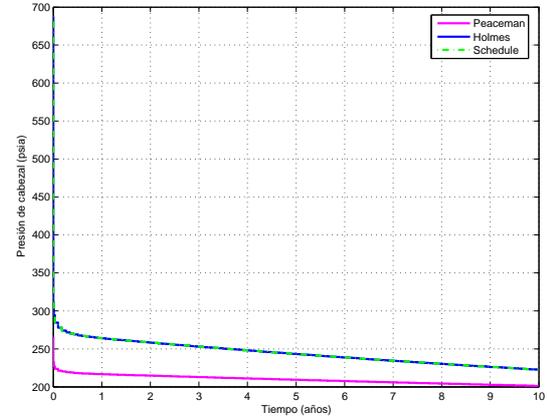
(a) Tasa de Petróleo,  $Q_o$



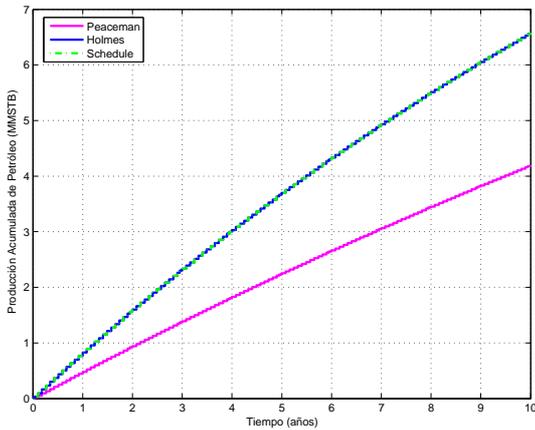
(b) Corte de Agua,  $f_w$



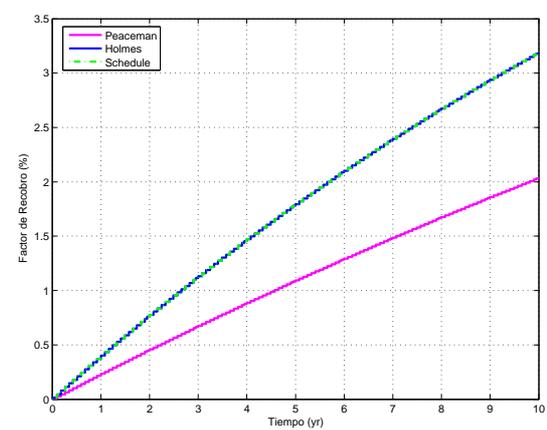
(c) Presión de Fondo Fluyente,  $BHP$



(d) Presión de Cabezal,  $THP$



(e) Producción Acumulada,  $N_p$



(f) Factor de Recobro,  $FR$

Figura 3.20: Resultados de la simulación para el pozo desviado modelado con Peaceman, Holmes y Schedule

### 3.2.2. Evaluación de la opción *Multisegment Wells*

Para evaluar la funcionalidad de la opción *Multisegment Wells* implementada en la metodología desarrollada, se utilizó un pozo multilateral de tres brazos, como el que se muestra en la figura 3.21, cuyos parámetros de modelo de pozo fueron determinados utilizando WI2ECL y SHEDULE. Los parámetros del modelo de pozo y los resultados de la simulación obtenidos para esta evaluación se muestran en las figuras 3.22 y 3.23.

Aquí se presentan gráficos de  $WI$ , producto  $kh$  y radio equivalente  $R_o$  para cada una de las conexiones del pozo multilateral. Adicionalmente, se muestra la tasa de producción, corte de agua, presión de fondo fluyente, presión de cabezal, producción acumulada de petróleo y factor de recobro del yacimiento como una función del tiempo para ambas metodologías (WI2ECL y SCHEDULE). En dichas gráficas se puede observar que no existen diferencias significativas entre las dos metodologías utilizadas.

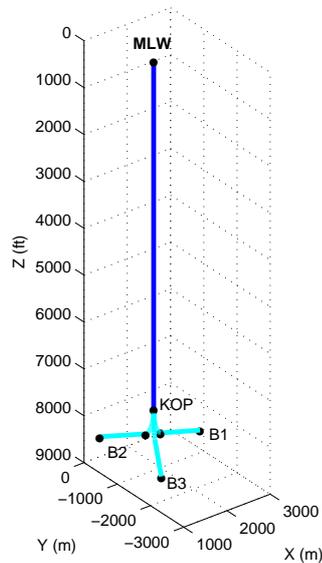
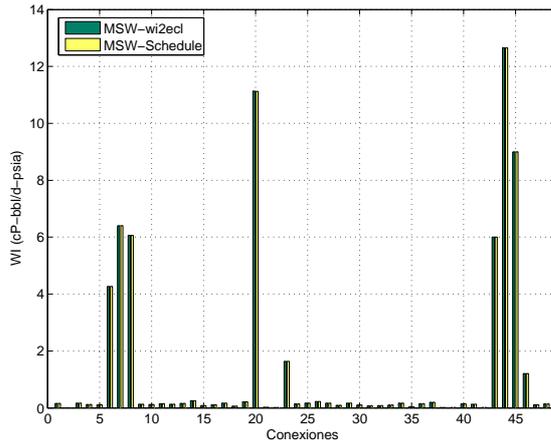
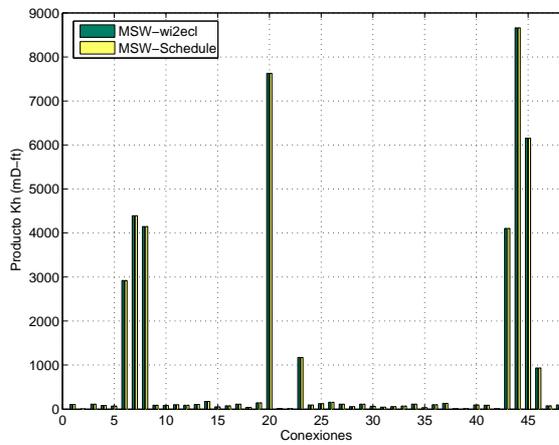


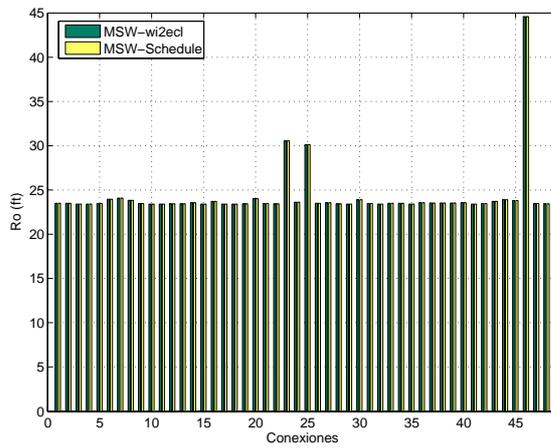
Figura 3.21: Configuración del pozo multilateral empleado en la evaluación de la opción *Multisegment Wells*



(a) Índice de Pozo,  $WI$

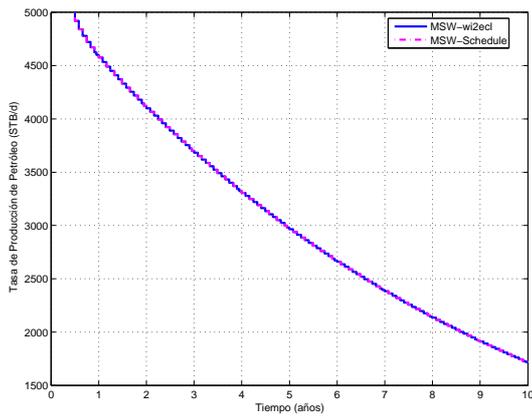


(b) Producto  $kh$

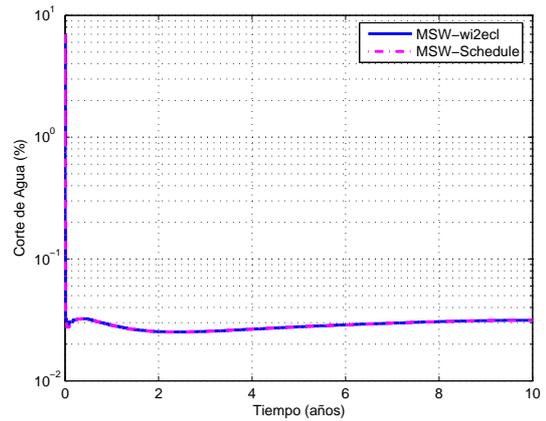


(c) Radio Equivalente,  $R_o$

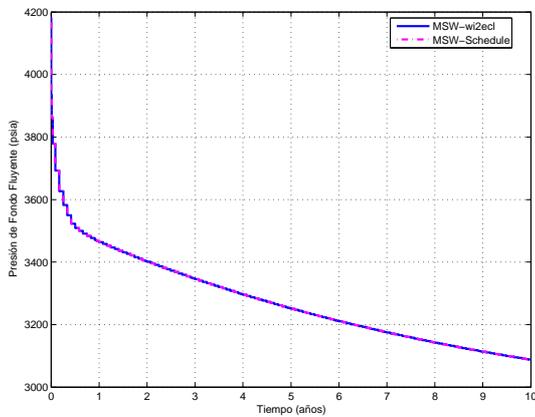
Figura 3.22: Parámetros del modelo de pozo para un pozo multilateral modelado con la opción *Multisegment Wells*



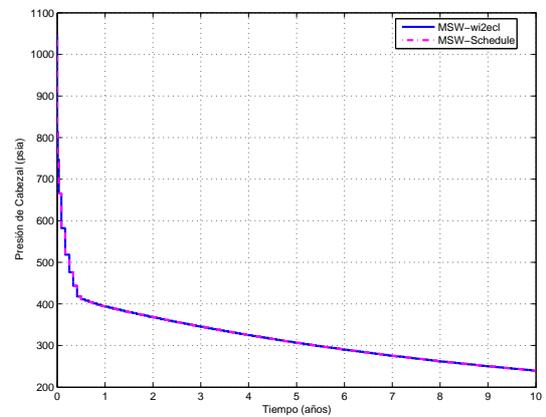
(a) Tasa de Petróleo,  $Q_o$



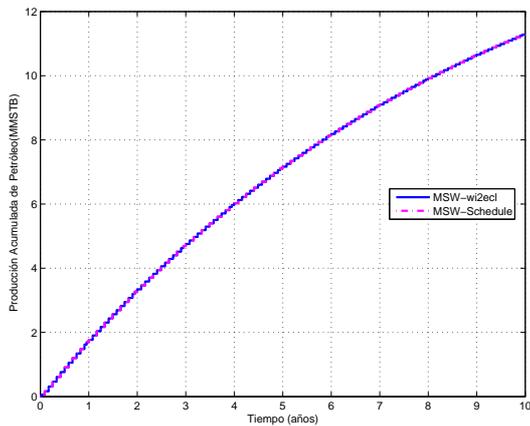
(b) Corte de Agua,  $f_w$



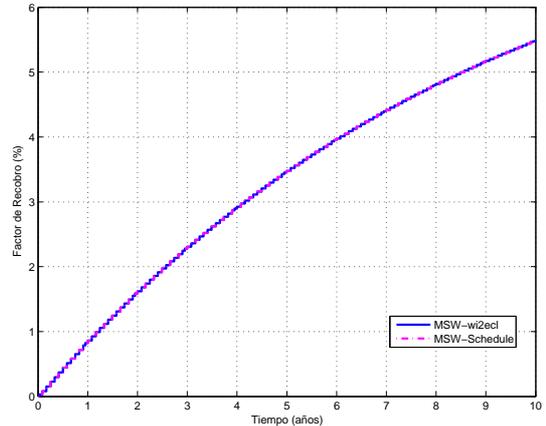
(c) Presión de Fondo Fluyente,  $BHP$



(d) Presión de Cabezal,  $THP$



(e) Producción Acumulada,  $N_p$



(f) Factor de Recobro,  $FR$

Figura 3.23: Resultados de la simulación para el pozo multilateral modelado con la opción *Multisegment Wells*

### 3.2.3. Modelo Estándar vs. Modelo *Multisegment Wells*

Con la finalidad de estudiar las diferencias que pueden existir entre el modelar un pozo con el modelo estándar o con la opción *Multisegment Wells* se simuló el comportamiento de producción del pozo desviado mostrado en 3.14 utilizando ambas opciones. Los resultados de la simulación se presentan en las figuras 3.24 y 3.25.

En estas gráficas se observa que la producción de petróleo para ambos casos resulta similar, aún cuando parece haber una ligera diferencia en cuanto a la presión de fondo fluente del pozo.

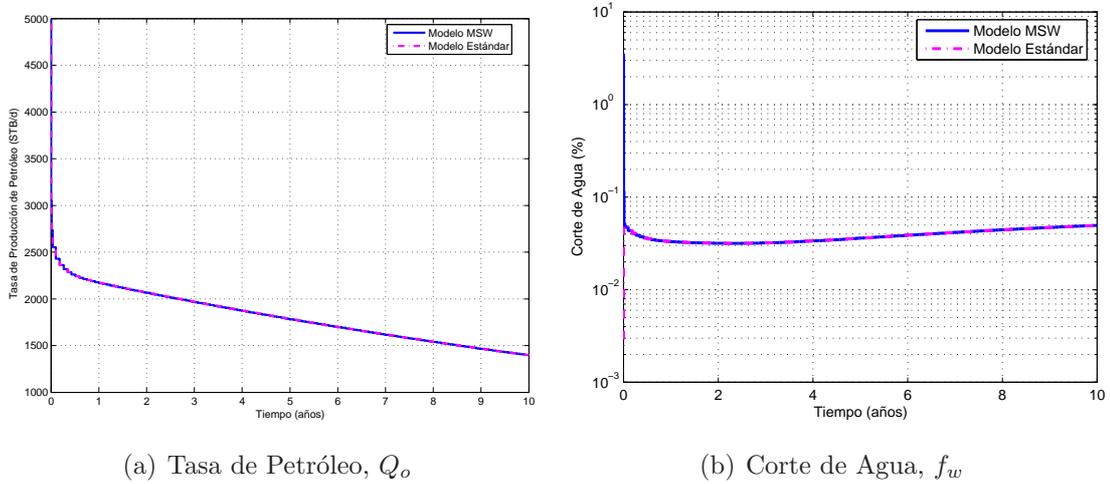
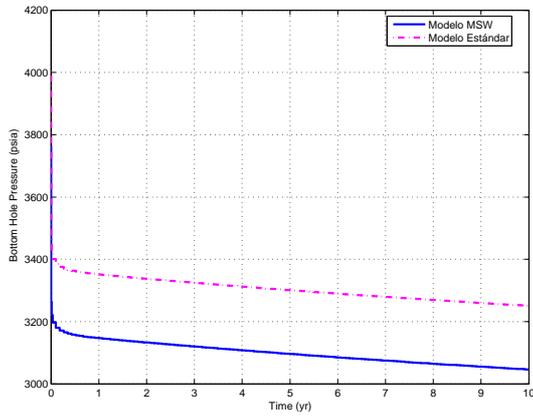
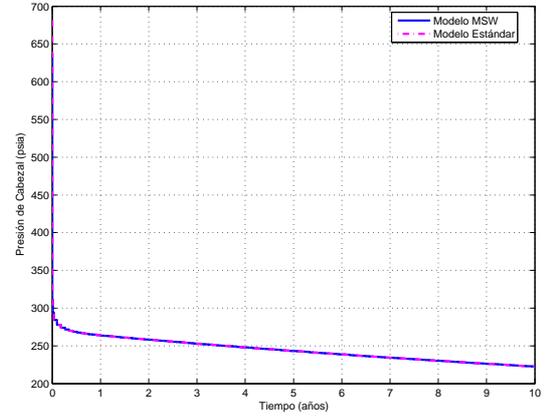


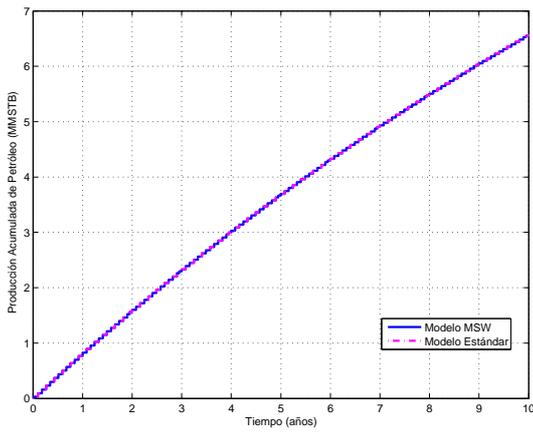
Figura 3.24: Resultados de la simulación para el pozo desviado modelado con la opción *Multisegment Wells* y el modelo estándar



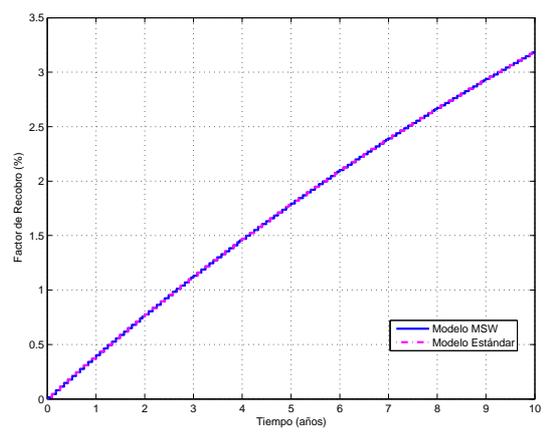
(a) Presión de Fondo Fluyente,  $BHP$



(b) Presión de Cabezal,  $THP$



(c) Producción Acumulada,  $N_p$



(d) Factor de Recobro,  $FR$

Figura 3.25: Resultados de la simulación para el pozo desviado modelado con la opción *Multisegment Wells* y el modelo estándar (cont.)

### 3.3. Evaluación del flujo de trabajo propuesto

Una vez evaluada la funcionalidad de la metodología desarrollada, ésta se incluyó en un flujo de trabajo que permite determinar de manera automatizada la respuesta de simulación de diversos escenarios de explotación en un modelo probabilístico de yacimiento fluvial. En este caso, para evaluar la aplicabilidad y funcionalidad del flujo de trabajo, se simularon cuatro escenarios de explotación, como los que se muestran en la figura 3.27, en un modelo estocástico de yacimiento fluvial de 25 realizaciones.

Las localizaciones de los pozos para cada escenario se establecieron de acuerdo al mapa probabilístico de porosidad mostrado en la figura 3.26. Este mapa fue generado a partir de un promedio de porosidad bloque a bloque para cada una de las realizaciones del modelo de yacimiento y luego un promedio de porosidad vertical, obteniendo así un mapa que describe la probabilidad de tener zonas de alta porosidad en el yacimiento.

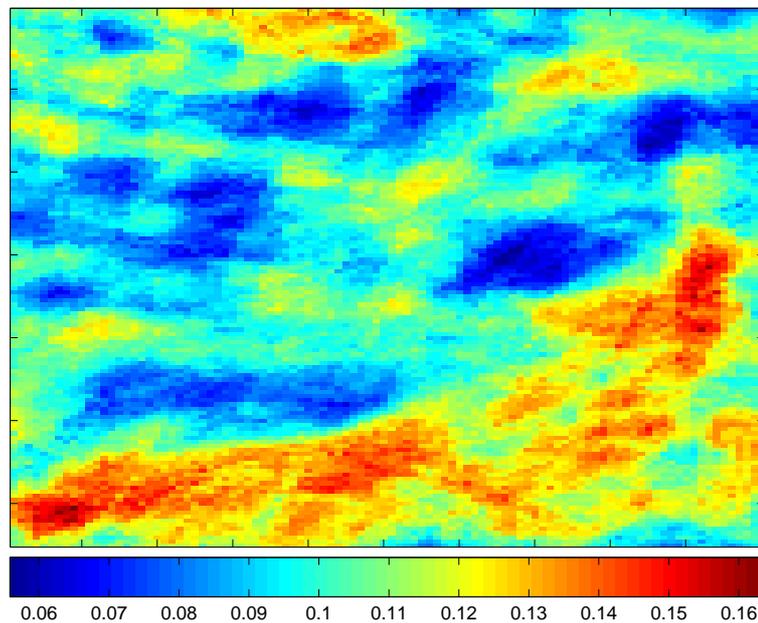


Figura 3.26: Mapa probabilístico de porosidad

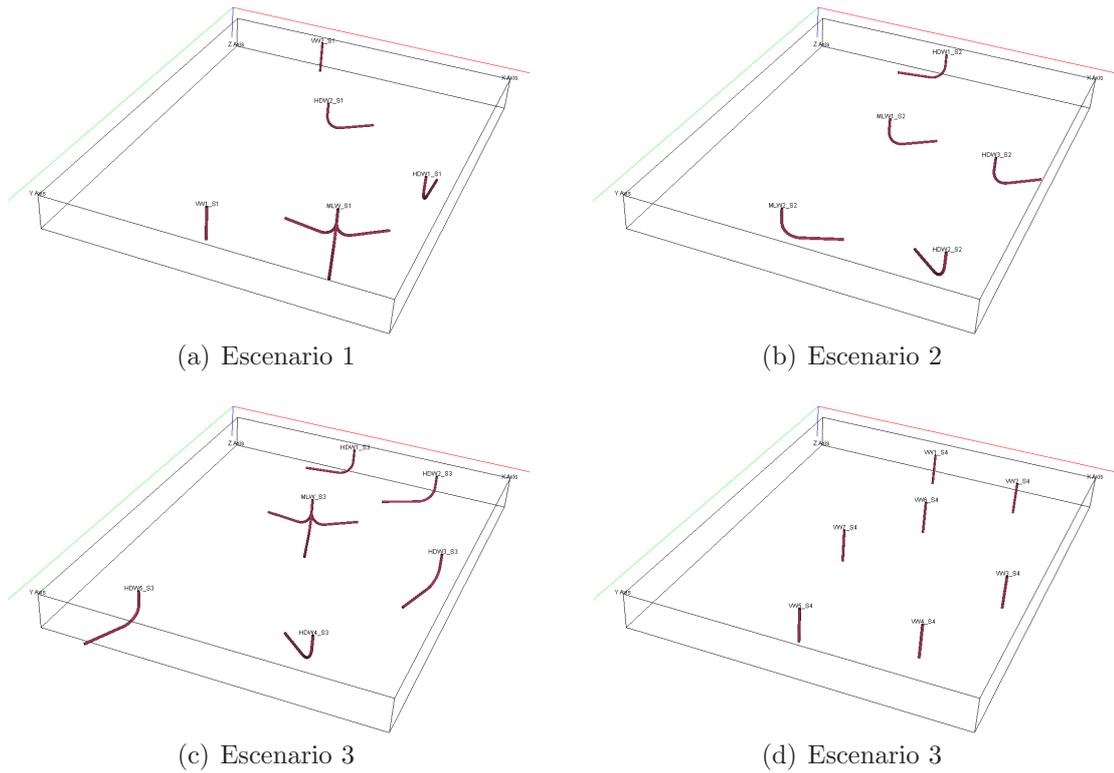
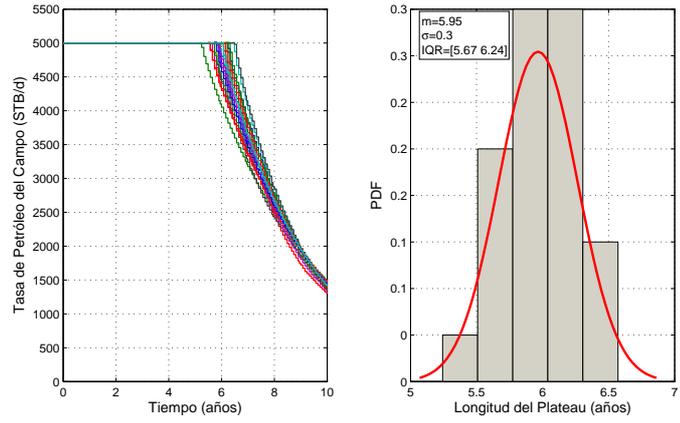
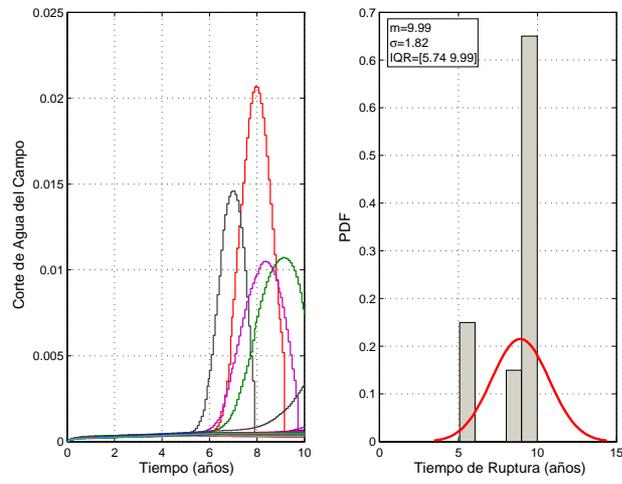


Figura 3.27: Escenarios de explotación para la evaluación del flujo de trabajo

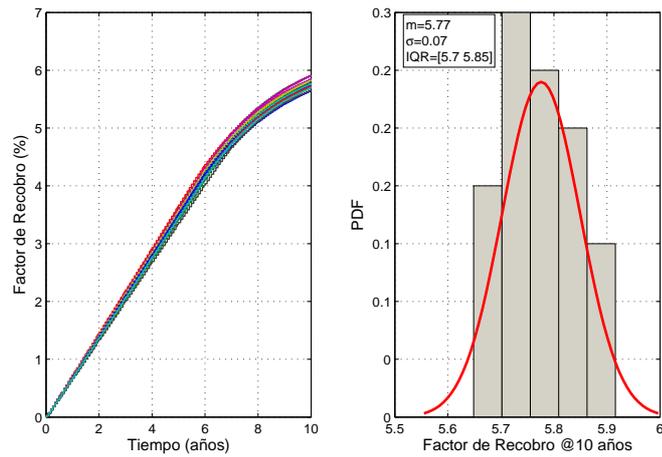
Los resultados de la simulación para cada uno de los escenarios, se presentan en las figuras 3.28, 3.29, 3.30 y 3.31. Aquí se muestra la tasa de producción, corte de agua y factor de recobro para cada una de las realizaciones simuladas. Adicionalmente se muestran los histogramas y curvas de densidad probabilística para la longitud del plateau, el tiempo de irrupción de agua y el factor de recobro a los diez años de producción, donde se observan los valores de media, varianza y rango intercuartil de cada variable.



(a) Tasa de Petróleo,  $Q_o$

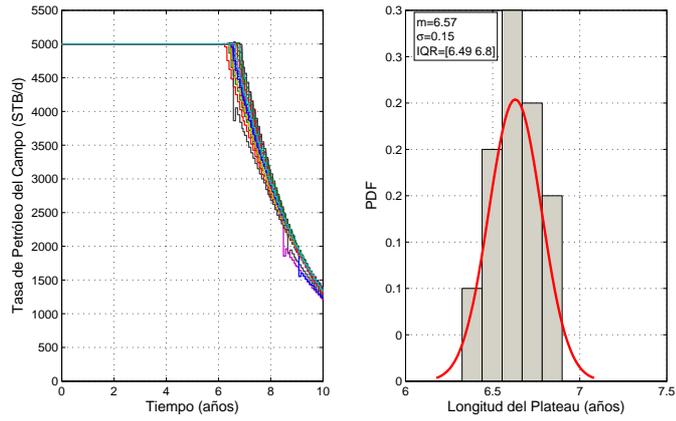


(b) Corte de Agua,  $f_w$

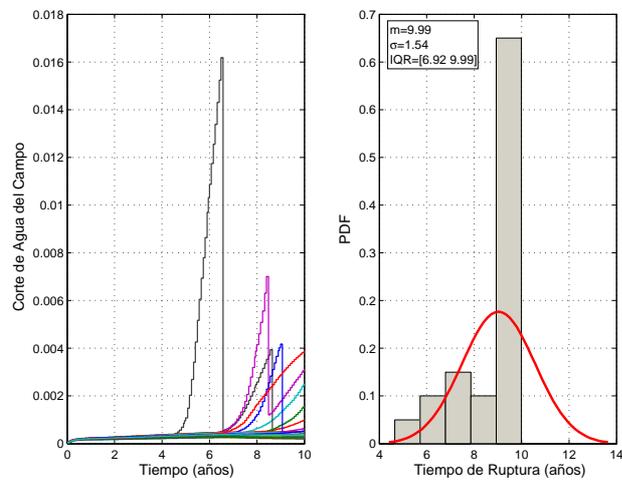


(c) Factor de Recobro,  $FR$

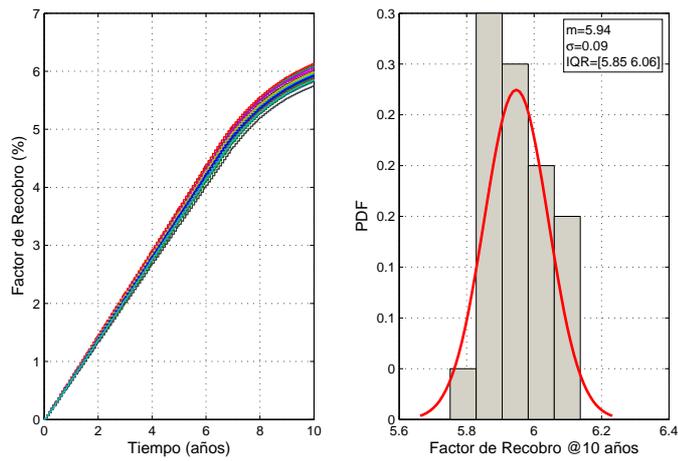
Figura 3.28: Resultados de la simulación para el escenario 1



(a) Tasa de Petróleo,  $Q_o$

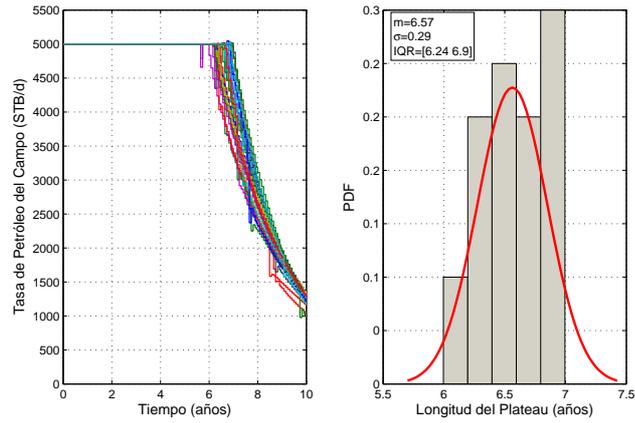


(b) Corte de Agua,  $f_w$

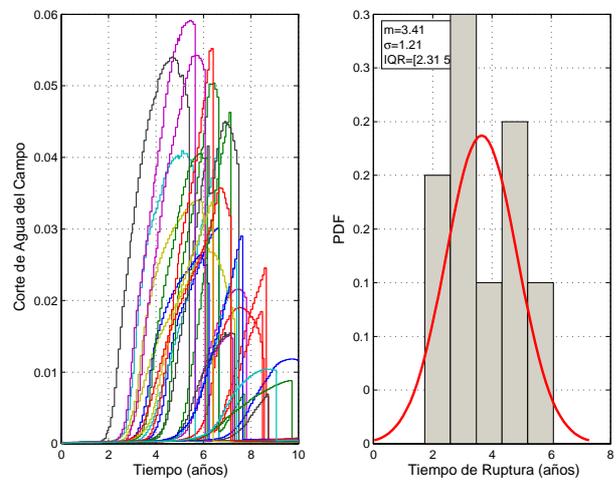


(c) Factor de Recobro,  $FR$

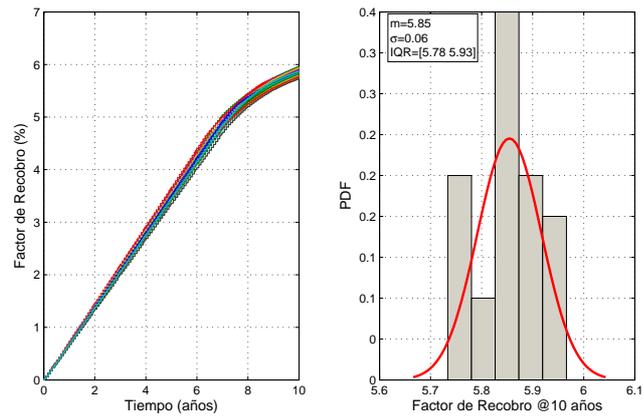
Figura 3.29: Resultados de la simulación para el escenario 2



(a) Tasa de Petróleo,  $Q_o$

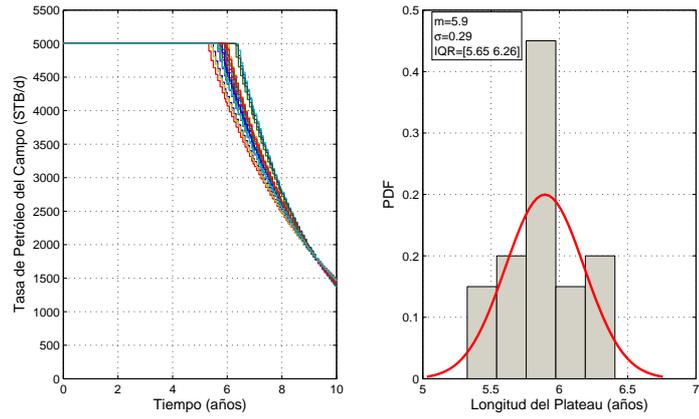


(b) Corte de Agua,  $f_w$

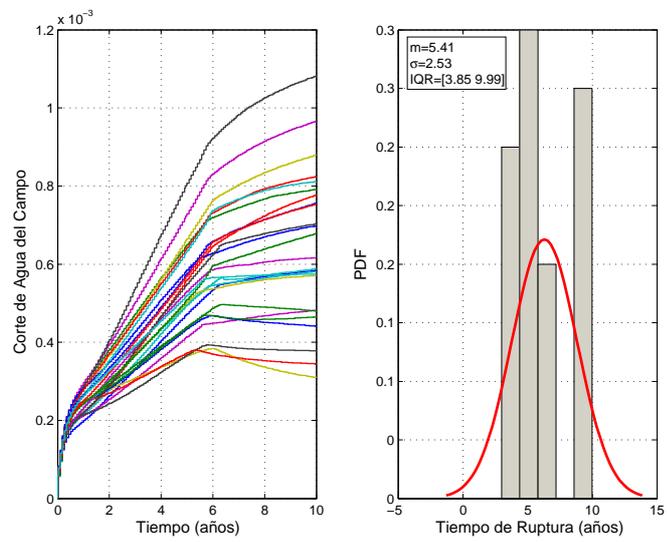


(c) Factor de Recobro,  $FR$

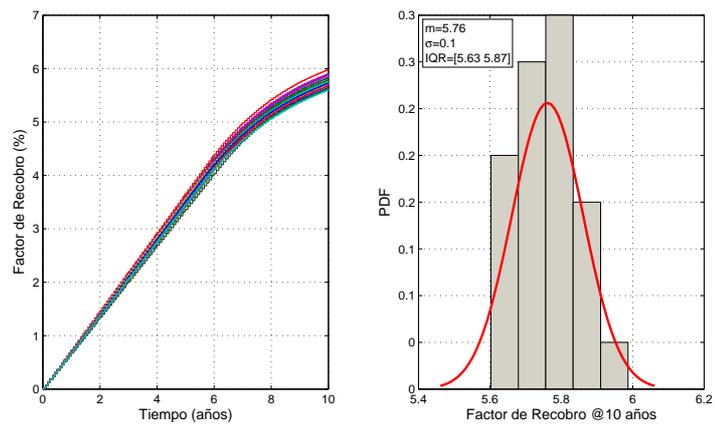
Figura 3.30: Resultados de la simulación para el escenario 3



(a) Tasa de Petróleo,  $Q_o$



(b) Corte de Agua,  $f_w$



(c) Factor de Recobro,  $FR$

Figura 3.31: Resultados de la simulación para el escenario 4

# Capítulo 4

## Análisis de Resultados

A continuación se discuten los resultados presentados en el Capítulo 3 para cada una de las evaluaciones realizadas.

### 4.1. Evaluación de la metodología desarrollada

#### 4.1.1. Comparación Peaceman-Holmes-Schedule

A partir de ésta evaluación, se observa que los resultados obtenidos utilizando los modelos de pozo propuestos por Peaceman y Holmes sólo son equivalentes para el caso del pozo vertical, debido a las bases que fundamentan el desarrollo de estos modelos. El modelo de Peaceman está dirigido principalmente a pozos verticales, donde se asume que el pozo penetra completamente cada una de las celdas en el eje  $z$ , mientras que el modelo de Holmes, es una extensión del modelo de Peaceman para configuraciones de pozos más avanzadas, donde se toma en consideración la penetración parcial que puede existir en las conexiones del pozo.

Por esta razón, cuando se observan los resultados de los parámetros del modelo de pozo para el pozo desviado se nota como los valores obtenidos a partir del modelo de Holmes difieren de aquellos obtenidos a partir del modelo de Peaceman, ya que este último modelo no permite tomar en cuenta la longitud perforada real del pozo en cada conexión. De esta manera, los valores de  $WI$  determinados a partir del modelo de Peaceman, presentan valores muy diferentes a los obtenidos usando el modelo de Holmes, originando así un modelaje erróneo del pozo. Una gráfica

comparativa del  $WI$  determinado a partir de ambos modelos para cada tipo de pozo se muestra en la figura 4.1.

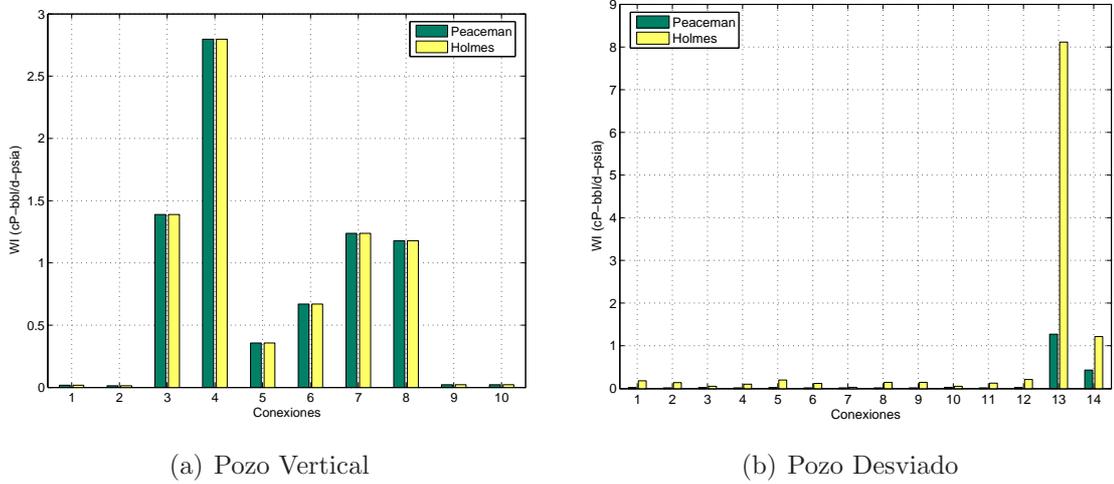


Figura 4.1:  $WI$  para el pozo vertical y el desviado modelados con Peaceman y Holmes

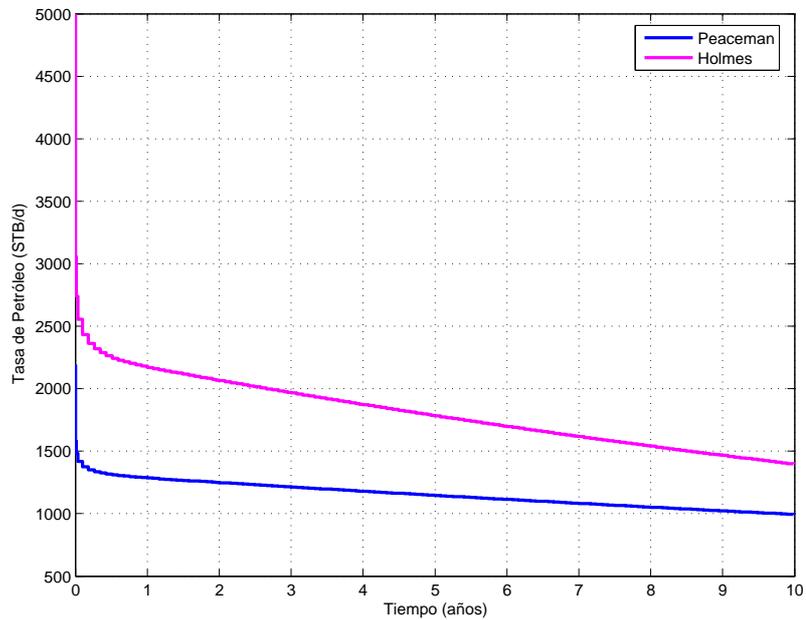


Figura 4.2: Tasa de petróleo para el pozo desviado modelado con Peaceman y Holmes

El emplear un modelo de pozo no adecuado puede originar una determinación

errónea del comportamiento de producción, tal como se muestra en la figura 4.2, donde las tasas de producción para el pozo desviado modelado con Peaceman y Holmes resultan significativamente diferentes. En este caso, si se tratase de un proceso de cotejo histórico por ejemplo, una práctica común sería alterar las propiedades del modelo de yacimiento para lograr el cotejo, lo que sería una práctica errónea debido a que el problema se encuentra es en el modelo de pozo empleado. De aquí la importancia de conocer las bases que sustentan el desarrollo de los modelos de pozo utilizados en la simulación numérica de yacimientos.

Como se estableció en el Capítulo 1, la determinación de la tasa de producción/inyección de un pozo es directamente proporcional al valor de  $WI$ , por lo que los valores más altos de producción de petróleo corresponden a aquellas conexiones que presentan mayor valor de  $WI$ . Esto también se ve reflejado en el índice de productividad,  $IP$ , que determina el simulador ECLIPSE 100 para cada conexión del pozo en cada paso de tiempo. Éste índice de productividad difiere del calculado en campo, debido a que el simulador utiliza como base para su determinación la ecuación de Darcy para flujo bajo condiciones de estado estable y el radio equivalente,  $R_o$  de cada conexión, en vez del radio de drenaje del pozo (ver contenido del archivo .SCH en el Apéndice C). De esta manera el índice de productividad calculado por el simulador se refiere a un  $IP$  del pozo en sus celdas conectadas en vez de un  $IP$  del pozo en su área de drenaje, siendo éste último mucho menor al primero.

Con respecto a la funcionalidad de la metodología desarrollada se observa que resulta igual de válida que la implementada en SCHEDULE, ya que al utilizar ambas el modelo de Holmes como base para el modelaje de pozos, éstas arrojaron valores semejantes para ambos tipos de pozos (vertical y desviado), por lo que los resultados de simulación no presentaron mayores variaciones. En la tablas 4.1 y 4.2 se muestran los valores de  $WI$  determinados con la metodología desarrollada y el pre-procesador SCHEDULE, para cada uno de los pozos.

Tabla 4.1: Valores de  $WI$  determinados usando  $WI2ECL$  y  $SCHEDULE$  para el pozo vertical

Conexión/ $WI$	$WI2ECL$	$SCHEDULE$
1	0,018	0,018
2	0,014	0,014
3	1,389	1,389
4	2,796	2,795
5	0,356	0,356
6	0,669	0,669
7	1,237	1,237
8	1,179	1,179
9	0,021	0,021
10	0,022	0,022

Tabla 4.2: Valores de  $WI$  determinados usando  $WI2ECL$  y  $SCHEDULE$  para el pozo desviado

Conexión/ $WI$	$WI2ECL$	$SCHEDULE$
1	0,178	0,177
2	0,138	0,138
3	0,055	0,055
4	0,100	0,100
5	0,201	0,201
6	0,119	0,119
7	0,030	0,030
8	0,143	0,143
9	0,147	0,147
10	0,053	0,053
11	0,124	0,124
12	0,214	0,214
13	8,113	8,113
14	1,220	1,220

De los resultados de la simulación se puede observar como el pozo vertical presenta una mayor producción de petróleo que el pozo desviado (figura 4.3). Esto se debe a que el pozo vertical intersecta mayor cantidad de canales de flujo que el pozo desviado, como se puede ver en la figura 4.4.

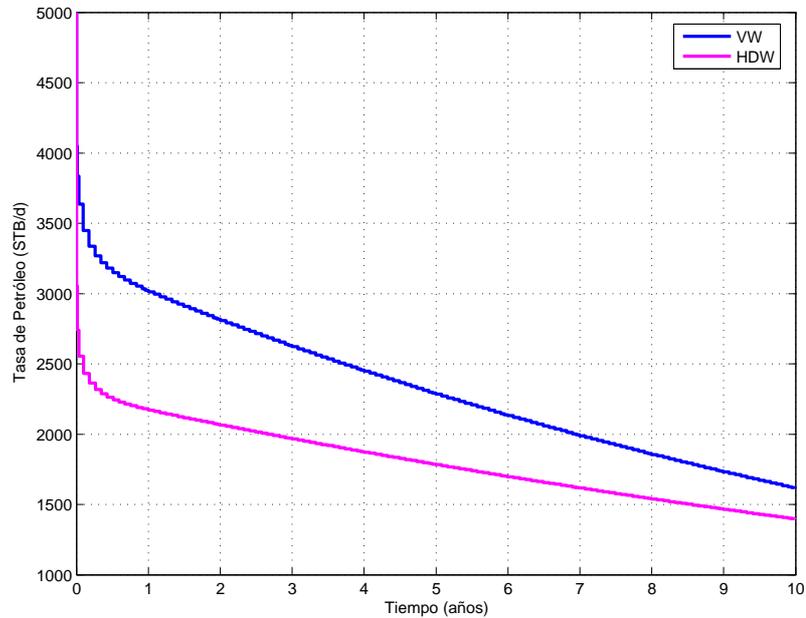


Figura 4.3: Tasa de petróleo para el pozo vertical y el pozo desviado modelados con Holmes

Adicionalmente, se observa que el yacimiento presenta un bajo corte de agua, hasta la fecha simulada, para ambas configuraciones de pozos, presentando una rápida declinación de la tasa de producción de petróleo. Este comportamiento se caracteriza porque el principal mecanismo de recobro presente en el yacimiento se debe a la compactación de la roca, como se muestra en figura 4.5, siendo la expansión del fluido y el influjo del acuífero los que aportan menor energía al yacimiento. Además no existe gas en solución debido a que se trata de un crudo muerto.

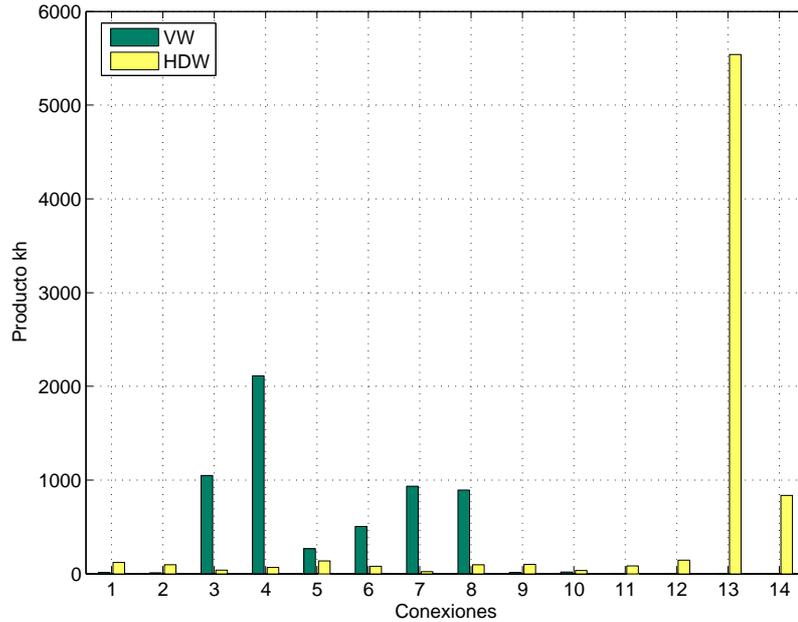


Figura 4.4: Producto  $kh$  de las conexiones del pozo vertical y del pozo desviado modelados con Holmes

#### 4.1.2. Evaluación de la opción *Multisegment Wells*

De esta evaluación se puede observar que los resultados obtenidos empleando la opción *Multisegment Wells* de la metodología desarrollada no difieren significativamente de aquellos obtenidos a partir del pre-procesador SCHEDULE. En este caso, el cálculo de los parámetros del modelo de pozo se mantiene igual que en el caso del modelo estándar, la única diferencia es que el simulador realiza los cálculos de tasa de producción a través de un modelo que permite tomar en consideración las caídas de presión adicionales que pueden existir en el pozo, como lo son pérdidas por fricción, aceleración y carga hidrostática.

Los parámetros del modelo de pozo obtenidos para ambos casos son muy similares, por lo que los resultados de la simulación también presentan una tendencia similar, validando la funcionalidad de la metodología desarrollada en el presente trabajo. En la tabla 4.3 se observa que no existen mayores diferencias entre las tasas de producción de petróleo calculadas con cada uno de las metodologías.

La respuesta de producción es similar a la obtenida con el pozo vertical y desviado

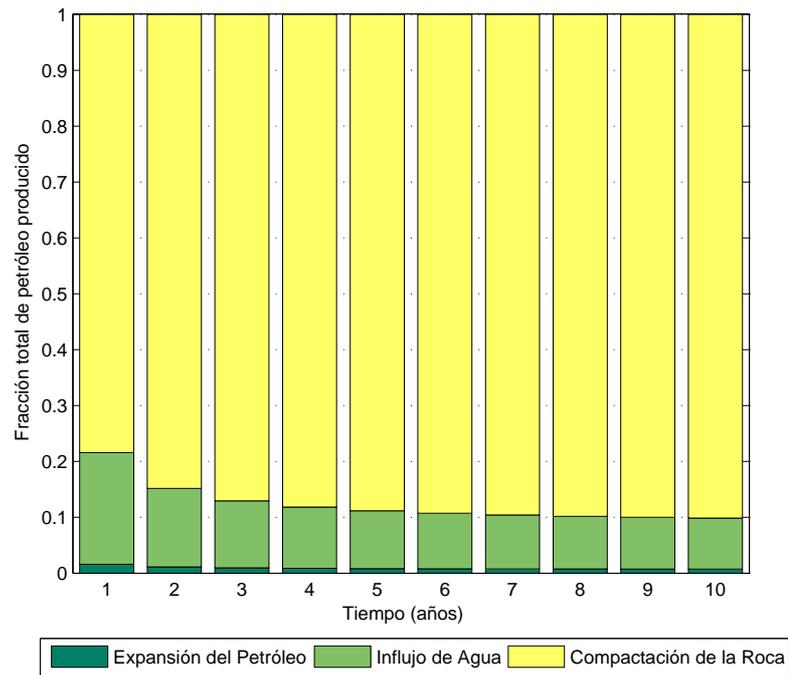


Figura 4.5: Mecanismos de recobro presentes en el yacimiento

Tabla 4.3: Tasa de petróleo para el pozo multilateral modelado con la metodología desarrollada y el pre-procesador SCHEDULE utilizando la opción *Multisegment Wells*

Año	Qo [BN/día]	
	WI2ECL	SCHEDULE
1	4576,80	4576,80
2	4100,30	4100,30
3	3682,30	3682,30
4	3305,00	3305,00
5	2964,60	2964,60
6	2657,80	2657,80
7	2381,60	2381,60
8	2133,30	2133,30
9	1909,80	1909,80
10	1711,10	1711,10

presentados en la sección anterior, debido a que se trata del mismo yacimiento.

### 4.1.3. Modelo Estándar vs. Modelo *Multisegment Wells*

De los resultados de la simulación obtenidos para esta evaluación se puede observar que los mismos no presentan una diferencia significativa. Sólo se observan discrepancias en la presión de fondo fluyente, debidas a la profundidad de referencia que toma el simulador para cada uno de los modelos empleados. En el caso del modelo estándar la profundidad de referencia para la *BHP* que toma el simulador se encuentra en el centro de la conexión más somera del pozo (@ 8005ft), que es la opción que se encuentra por defecto, mientras que para el modelo *Multisegment Wells* dicha profundidad la toma siempre igual a la profundidad del segmento superior, el cual en este caso se encuentra ubicado 20 pies por encima del *KOP* del pozo (@ 7414.7ft).

El modelo estándar se emplea mayormente cuando se desea simular el comportamiento de producción de un pozo sencillo, donde las principales pérdidas de presión se deben a la carga hidrostática que existe en el mismo, mientras que el modelo *Multisegment Wells* se emplea comúnmente para obtener una mayor descripción del flujo de fluidos en el pozo tomando en cuenta las pérdidas totales de presión que pueden existir en el mismo. Sin embargo, para este caso el empleo de cualquiera de los dos modelos resultó en la misma respuesta de producción. Esto se debe a que las pérdidas de presión por fricción y aceleración resultaron mínimas, ya que la estructura del pozo es bastante simple y además se trata de un crudo liviano de baja viscosidad y sin gas en solución, por lo que la carga hidrostática es la principal fuente de caída de presión en el pozo, como se puede observar en la figura 4.6.

Estos resultados indican que el modelo *Multisegment Wells* debe ser empleado para obtener una mayor descripción del flujo de fluidos en el pozo, cuando se tienen cambios bruscos de diámetros en el pozo, herramientas de control de flujo, chokes, empacaduras, flujo de fluidos de altas viscosidades, cantidades de gas considerable, etc, las cuales provocan mayores caídas de presión por aceleración y fricción. De otra manera, puede resultar similar emplear cualquiera de los dos modelos: el estándar (SM) o el *Multisegment Wells* (MSW), como se puede observar en la tabla 4.4, donde se comparan las tasas de petróleo obtenidas para ambos modelos.

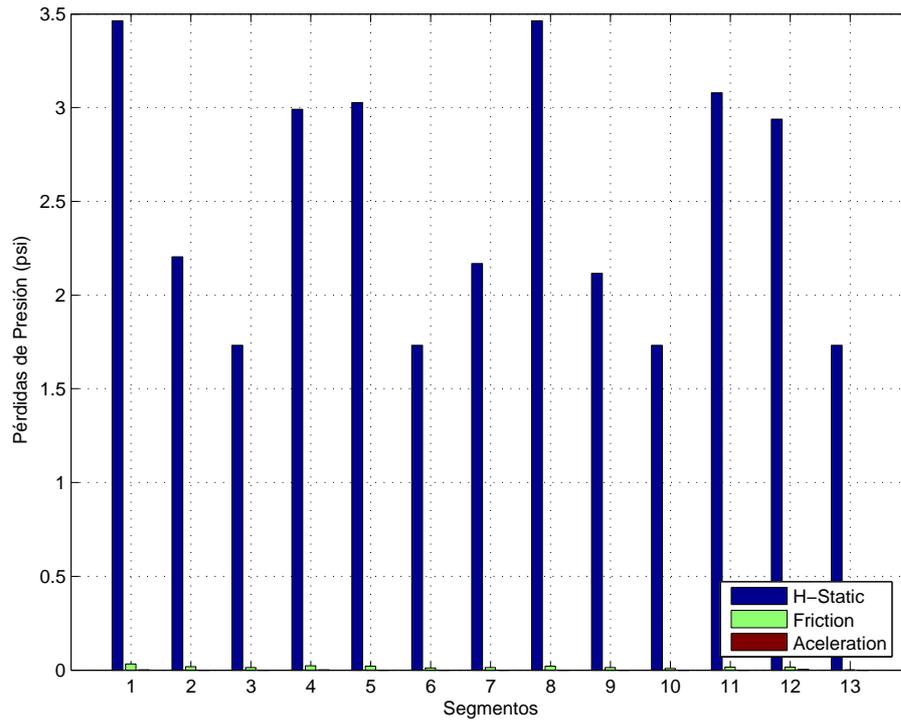


Figura 4.6: Pérdidas de presión calculadas para cada segmento del pozo

Tabla 4.4: Tasa de petróleo para el pozo desviado modelado con la opción estándar y la opción *Multisegment Wells*

Año	Q <sub>o</sub> [BN/día]	
	MSW	SM
1	2168,80	2170,40
2	2062,60	2064,00
3	1964,10	1965,30
4	1870,30	1871,40
5	1781,00	1781,90
6	1695,90	1696,80
7	1614,90	1615,60
8	1538,30	1538,90
9	1464,80	1465,20
10	1395,30	1395,60

#### 4.1.4. Tiempo de cómputo

En cuanto al tiempo de cómputo para la metodología desarrollada se tiene que ésta en comparación con el pre-procesador SCHEDULE emplea un mayor tiempo en la realización de los cálculos de intersección pozo-malla, índice de pozo y producto  $kh$ . Mientras que en SCHEDULE esta operación se toma solo unos segundos, en WI2ECL esta operación se puede tomar hasta minuto y medio, para el caso de un pozo altamente desviado en una malla de 32500 celdas. Esto se debe principalmente a los procesos de carga de datos de la malla y selección de celdas a intersectar con un segmento de pozo, los cuales consumen gran cantidad de tiempo a medida que aumentan las dimensiones del mallado que representa el yacimiento, debido a la cantidad de información que se debe manejar. Otro factor importante es el tipo de computadora en la cual se realiza el proceso, si se dispone de una computadora de alto nivel el proceso será mucho más rápido.

## 4.2. Evaluación del flujo de trabajo propuesto

De los resultados obtenidos para esta evaluación se observa que los escenarios 2 y 3 son los que presentan una mayor media en la longitud del *plateau*, lo que se traduce en mayor cantidad de petróleo producido o factor de recobro, como se indica en la tabla 4.5. Adicionalmente, se observa que el escenario 2 presenta una mayor media en el tiempo de irrupción del agua, lo cual indica que este podría ser el escenario de explotación más óptimo, ya que produce la mayor cantidad de petróleo retardando la llegada del frente de agua a los pozos productores.

Tabla 4.5: Resumen de los resultados de la simulación para los cuatro escenarios estudiados

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
Longitud del <i>plateau</i> (años)	5.95	6.57	6.57	5.9
Tiempo de irrupción (años)	9.99	9.99	3.41	5.41
Factor de recobro a 10 años (%)	5.77	5.94	5.85	5.76

Sin embargo, la selección del escenario de explotación óptimo, no sólo se debe

basar en la escogencia de los escenarios que presenten mayor tasa de producción de petróleo o factor de recobro. Esto debe ir acompañado de un análisis de la variabilidad de la respuesta de producción asociada a la incertidumbre del modelo de yacimiento.

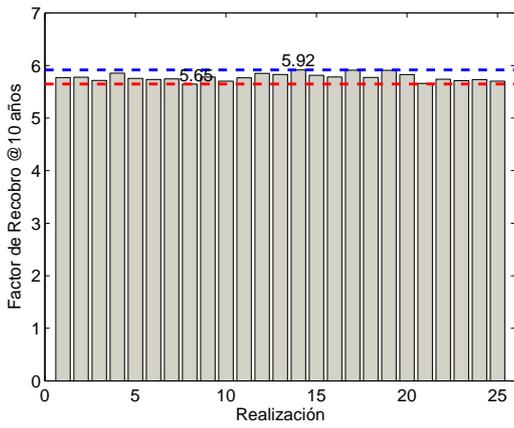
Si se toma el factor de recobro como función objetivo, y se grafican los valores de factor de recobro a los 10 años de producción para cada realización y cada escenario de explotación (figura 4.7), se puede observar la variabilidad de la respuesta del yacimiento según el modelo y el esquema de explotación utilizado, además de los valores mínimo y máximo en cada caso.

Este tipo de gráficos, en conjunto con un gráfico de cajas como el que se muestra en la figura 4.8, permiten estudiar la variabilidad de la respuesta de producción en función de las diferentes realizaciones de yacimiento. En este caso los escenarios 2 y 4 presentan una gran variabilidad en la respuesta de producción, lo cual se ve reflejado en la longitud de las cajas, mientras que los escenarios 1 y 3 tienen una menor dispersión. Sin embargo, aún cuando el escenario 2 presenta los valores más altos de factor de recobro, la dispersión de los datos es sumamente significativa, por lo que una opción más confiable puede ser el escenario 3, el cual presenta un alto rango de valores de factor de recobro con una menor dispersión.

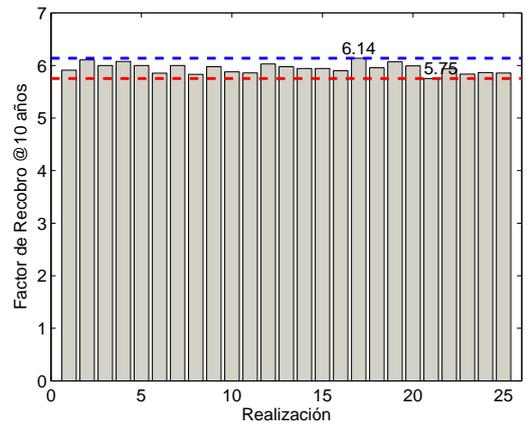
En resumen, la evaluación del flujo de trabajo propuesto permitió validar su funcionalidad y aplicabilidad en el estudio de diversas propuestas de explotación de un yacimiento, tomando en consideración la influencia de la variabilidad de los datos del modelo geológico.

#### 4.2.1. Tiempo de cómputo

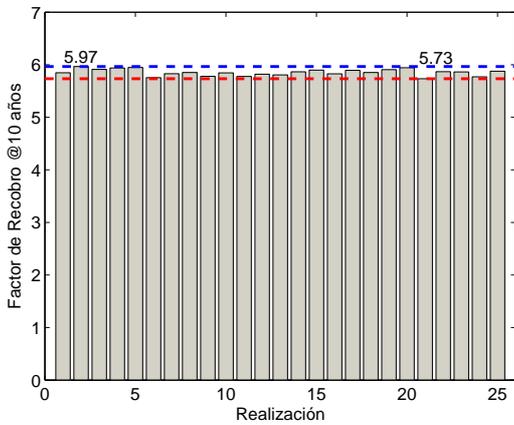
En cuanto al tiempo de cómputo para todo el flujo de trabajo evaluado, en la figura 4.9 se muestra un esquema con los porcentajes de tiempo empleados por cada una de los procesos que se ven involucrados en PRiSMa, donde **SReM** representa la generación del modelo de yacimiento, incluyendo las corridas de inicialización; **WD2SCH** el diseño de pozos; **WI2ECL** el cálculo del índice de pozo, **Sim** las corridas de simulación y **postprocess** la generación de gráficas a partir de los resultados de la simulación. Aquí se observa como el proceso de simulación es el



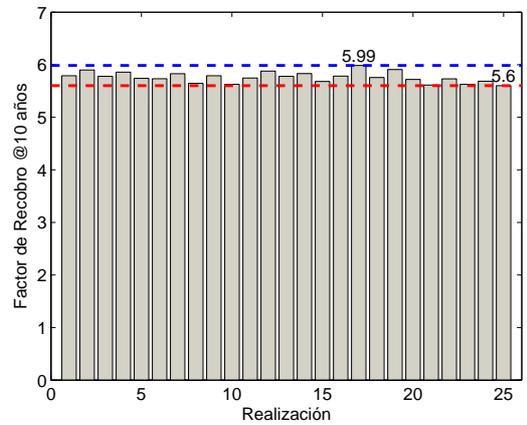
(a) Escenario 1



(b) Escenario 2



(c) Escenario 3



(d) Escenario 4

Figura 4.7: Gráfico de barras del factor de recobro a los 10 años de producción para cada uno de los escenarios simulados

que consume mayor cantidad de tiempo, seguido por la generación del modelo de yacimiento y el cálculo del índice del pozo, los cuales invierten gran cantidad de tiempo en sus cálculos debido a la gran cantidad de información que deben manejar.

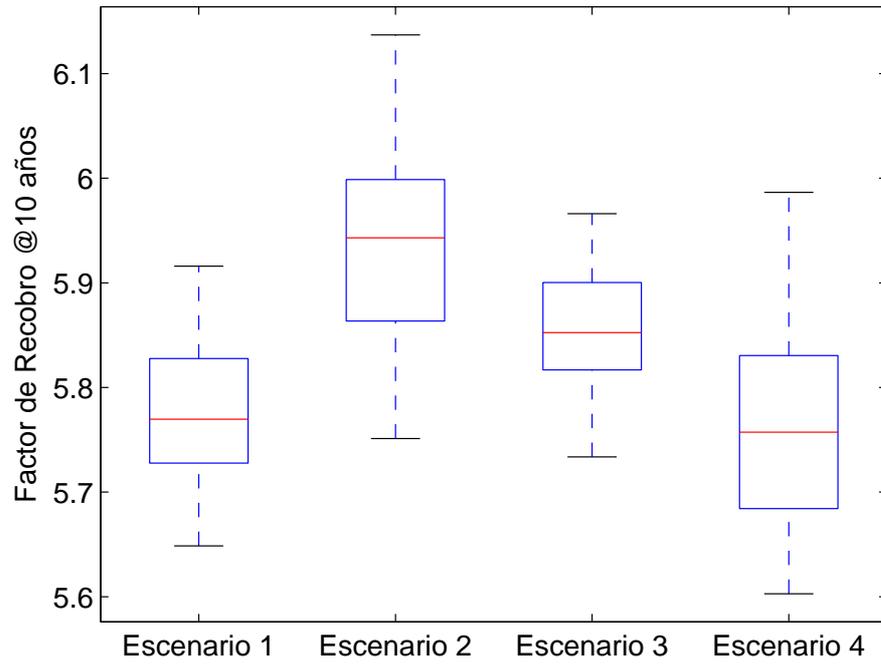


Figura 4.8: Gráfico de cajas del factor de recobro a los 10 años de producción para cada uno de los escenarios simulados

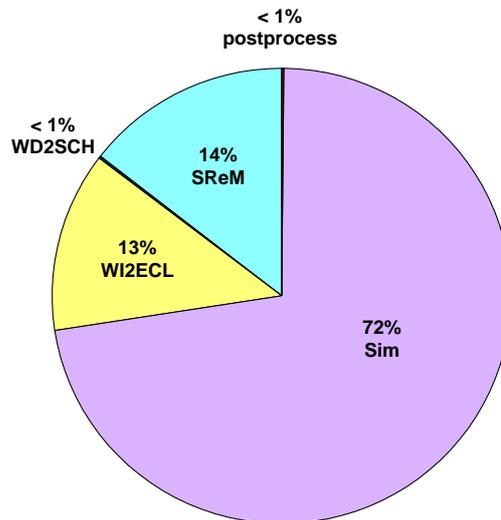


Figura 4.9: Tiempo de cómputo de la evaluación del flujo de trabajo propuesto

# Conclusiones

1. El modelo de pozo propuesto por Peaceman sólo resulta aplicable para el caso de pozos verticales que están completados en el espesor total de la zona productora, mientras que el modelo propuesto por Holmes permite modelar configuraciones arbitrarias de pozos, ya que toma en consideración la longitud perforada real de los pozos en cada celda del mallado.
2. El empleo de un modelo de pozo adecuado es de vital importancia en la simulación de yacimientos para obtener una respuesta de producción que represente de manera confiable la realidad, por lo que es necesario conocer las bases que sustentan el desarrollo de los modelos de pozos implementados en los simuladores de yacimientos.
3. La determinación adecuada de los parámetros que definen el modelo de pozo implementado en los simuladores de yacimientos, juega un papel fundamental en el modelaje del comportamiento de producción de los pozos, ya que estos parámetros se ven directamente afectados por la variabilidad de las propiedades del yacimiento en las cercanías del pozo y la configuración del mismo.
4. El modelaje de pozos multisegmentos es una opción especial que permite simular de manera más realista el flujo de fluidos en el pozo, tomando en cuenta las diversas fuentes de caída de presión que puedan existir en el mismo. Este modelaje resulta conveniente cuando se tienen configuraciones complejas de pozos o se esperan pérdidas de presión por fricción y/o aceleración significativas, de lo contrario los resultados obtenidos pueden ser similares al emplear el modelo estándar.
5. La metodología desarrollada en este trabajo permite tener una herramienta alternativa para la determinación de los parámetros de pozo que deben

definirse en una corrida de simulación.

6. La geoestadística permite obtener modelos estocásticos que proporcionan un mejor manejo de la incertidumbre de los datos de los modelos geológicos utilizados en la simulación numérica de yacimientos.
7. El flujo de trabajo propuesto permite realizar una evaluación completa y sistemática del comportamiento de producción de un yacimiento estocástico bajo diversos escenarios de explotación, tomando en consideración la influencia de la variabilidad de los datos del modelo geológico en los resultados de la simulación.
8. Este innovador flujo de trabajo proporciona una valiosa ayuda para los ingenieros de yacimientos en la gerencia y toma de decisiones, reduciendo las posibilidades de errores debido a la intervención humana, mientras que maximiza el empleo de los datos disponibles del yacimiento y el uso de herramientas computacionales para la caracterización de yacimientos.

# Recomendaciones y Trabajos Futuros

1. Extender la aplicabilidad de la metodología desarrollada a mallas Cartesianas con refinamiento local, completaciones selectivas de pozos y corridas de simulación bajo el modo de cotejo histórico.
2. Realizar las modificaciones de forma necesarias para que la metodología desarrollada pueda ser implementada en otros simuladores, tales como: CMG (IMEX, GEM, STARS), VIP, ATHOS, BOAST, SYEP, entre otros.
3. Mejorar el tiempo de cómputo de las metodologías desarrolladas a través de la modificación de los algoritmos necesarios por parte de un especialista en programación.
4. Diseñar un módulo adicional en el flujo de trabajo que permita determinar la trayectoria y ubicación de pozos óptima para así establecer el esquema de explotación que maximice la producción de petróleo.
5. Acoplar el flujo de trabajo con una metodología que permita evaluar la influencia de la incertidumbre de los parámetros del modelo geológico que más afectan la respuesta de producción del yacimiento.

# Referencias Bibliográficas

- [1] C. Mattax and R. Dalton. *Reservoir Simulation*. SPE, Richardson, Texas, USA, 1990.
- [2] Mariella A. Infante V. Evaluación de múltiples configuraciones de pozos no convencionales en un yacimiento fluvio-deltáico. Technical report, Universidad Central de Venezuela, Febrero 2006.
- [3] Carla Da Silva. Simulación del comportamiento de producción de pozos no convencionales en un modelo estocástico de yacimiento fluvial. Technical report, Universidad Central de Venezuela, Noviembre 2006.
- [4] Richard L. Chambers, Jeffrey M. Yarus, and Kirk B. Hird. Petroleum geostatistics for nongeostatísticos part 1. *The Leading Edge*, pages 474–479, May 2000.
- [5] H. Mata Lima. Geostatistic in reservoir characterization: From estimation to simulation methods. *Estudios Geológicos*, 61:135–145, 2005.
- [6] Jef Caers. *Introduction to Geostatistics for reservoir characterization: A 3-day short course*. Department of Petroleum Engineering. Stanford University, Palo Alto, California, 2006.
- [7] Richard L. Chambers, Jeffrey M. Yarus, and Kirk B. Hird. Petroleum geostatistics for nongeostatísticos part 2. *The Leading Edge*, pages 592–599, June 2000.
- [8] Gordon Adamson *et al.* Simulation throughout the life of a reservoir. *Oilfield Review*, pages 16–27, 1996.
- [9] J. R. Villa. *Simulación de Yacimientos*. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2005.

- [10] Tarek Ahmed. *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Professional Publishing, Houston, Texas, 2000.
- [11] Schlumberger. Well test interpretation. Interpretation Review, 2002.
- [12] Khalid Aziz and Anthony Settari. *Petroleum Reservoir Simulation*. Applied Science Publishers, London, 1979.
- [13] L. P. Dake. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Elsevier Science Publishers, New York, 1978.
- [14] William D. McCain. *The Properties of Petroleum Fluids*. PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, USA, 1990.
- [15] José L. Quintero. *Cálculo Numérico*. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2003.
- [16] P. Vaca. *Simulación de Yacimientos*. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2003.
- [17] Khalid Aziz and Lou Durlofsky. *Fundamentals of Reservoir Simulation*. Stanford University, Palo Alto, CA, July 2002.
- [18] J. Fanchi. *Principles of Applied Reservoir Simulation*. Butterworth-Heinemann, Texas, USA, 2001.
- [19] Henrik Valvatne. *A Framework for Modeling Complex Well Configurations*. Master of science, Stanford University, July 2000.
- [20] Christian Wolfsteiner, Khalid Aziz, and Louis J. Durlofsky. Modeling conventional and non-conventional wells. *Paper presented at the 6th International Forum on Reservoir Simulation, Austria*, September 2001.
- [21] I. Aavatsmark and R.A. Klausen. Well index in reservoir simulation for slanted and slightly curved wells in 3d grids. *SPE Journal*, March 2003.
- [22] Christian Wolfsteiner, Louis J. Durlofsky, and Khalid Aziz. Calculation of well index for nonconventional wells on arbitrary grids. *Computational Geosciences*, 7:61–82, 2003.
- [23] Schlumberger. *ECLIPSE Reference Manual*, 2004.

- [24] Computer Modelling Group Ltd. *Starts User's Guide. Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator*, 2005.
- [25] Landmark, A Halliburton Company. *VIP-EXECUTIVE, Technical Reference*, 2002.
- [26] IFP. *Athos Reference Manual*, 2001.
- [27] Klaus Schwab and Jack Brand. Prediction of reservoir behavior using numerical simulators. *Paper SPE 1857 presented at the the SPE-AIME 42nd Annual Fall Meeting*, October 1967.
- [28] H. K. van Poolen, E. A. Breitenbach, and D. H. Thurnau. Treatment of individual wells and grids in reservoir modeling. *Paper SPE 2022 presented at SPE Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance*, December 1968.
- [29] K. H. Coats, W. D. George, and B. E. Marcum. Three-dimensional simulation of steamflooding. *Paper SPE 4500 presented at the the SPE-AIME 48th Annual Fall Meeting*, December 1974.
- [30] Donald W. Peaceman. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation. *Paper SPE 6893 presented at the SPE-AIME 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition*, June 1978.
- [31] Pierre David Maizeret. *Well Indices for Non-Conventional Wells*. Master of science, Stanford University, June 1996.
- [32] Rosalind A. Archer and Tabiat T. Yildiz. Transient well index for numerical well test analysis. *Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana*, September 2001.
- [33] Donald W. Peaceman. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropy permeability. *SPE Journal*, (SPE 10528), June 1983.
- [34] Jones Shu. *Comparasion of Various Techinques for Computing Well Index*. Master of science, Stanford University, August 2005.

- [35] C. V. Deutsch. Reservoir modeling with publicly available software. *Computers & Geosciences*, 25:355–363, 1999.
- [36] C.V. Deutsch and T.T. Tran. Fluvsim: A program for object-based stochastic modeling of fluvial depositional systems. *Computers & Geosciences*, 28:525–535, 2002.
- [37] J.A. Holmes *et al.* Drift-flux modeling of multiphase flow in wellbores. *Paper SPE 84228 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, October 2003.
- [38] Schlumberger. *Schedule User Guide*, 2004.
- [39] R. B. Agarwal. *Computer Aided Design in Mechanical Engineering*, chapter 5-Surfaces, page 22. Lecture notes.
- [40] J.A. Holmes, T. Barkve, and O. Lund. Application of a multisegment well model to simulate flow in advanced wells. *Paper SPE 50646 presented at the SPE European Petroleum Conference*, October 1998.
- [41] Luzangela Fernández. Análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan la producción de un yacimiento de gas a través de un modelo de simulación integrado subsuelo-superficie. Technical report, Universidad Central de Venezuela, 2006.
- [42] Shoichiro Nakamura. *Análisis Numérico y Visualización Gráfica con MATLAB*. Pentice-Hall Hispanoamericana, 1997.
- [43] Schlumberger. *ECLIPSE Technical Description*, 2004.
- [44] Schlumberger. *ECLIPSE File Formats Reference Manual*, 2004.

# Anexo A

## Listado de Unidades de Medida

### ESPAÑOL

Capa  
Coeficiente de Varianza  
Desviación Estándar  
Índice de Pozo (cP-bbl/d-lpca)  
Índice de Productividad (BN/d/lpca)  
Longitud Perforada (pie)  
Máximo  
Media  
Mínimo  
Número de Datos  
Presión de Fondo Fluyente (lpca)  
Presión de Cabezal (lpca)  
Primer Cuartil  
Producción Acumulada de Petróleo (MMBN)  
Producto  $kh$  (mD-pie)  
Promedio  
Radio Equivalente (pie)  
Tasa de Producción de Petróleo (BN/d)  
Tercer Cuartil  
Tiempo (años)

### INGLÉS

Layer  
Coefficient of Variance  
Standar Deviation  
Well Index ((cP-bbl/d-psia))  
Productivity Index (STB/d/psia)  
Perforated Length (ft)  
Maximum  
Median  
Minimum  
Number of Data  
Bottom Hole Pressure (psia)  
Tubing Head Pressure (psia)  
Upper Quartile  
Cummulative Oil Production (MMSTB)  
 $kh$  Product (mD-ft)  
Mean  
Equivalent Radius (ft)  
Oil Production Rate (STB/d)  
Lower Quartile  
Time (yr)

## Anexo B

### Modelo *Multisegment Wells*

El modelo *Multisegment Wells* es una opción especial que se encuentra disponible en ECLIPSE 100 y ECLIPSE 300, la cual provee una descripción detallada del flujo de fluidos en el pozo. La descripción detallada de las condiciones del flujo de fluidos dentro del pozo se obtiene dividiendo los pozos (y cualquier brazo lateral) en un número de segmentos unidimensionales. Cada segmento tiene un conjunto de variables independientes para describir las condiciones de flujo. En ECLIPSE 100, hay cuatro variables por segmento: presión, tasa total de flujo y fracción de flujo de agua y gas. Cada segmento puede tener completaciones en una o más celdas del yacimiento. Pueden utilizarse segmentos adicionales para representar longitudes de tubería de producción no perforadas; además los pozos multilaterales deben tener un segmento en cada unión de las ramificaciones. Las variables dentro de cada segmento se evalúan resolviendo las ecuaciones de balance de materiales para cada fase o componente y una ecuación de pérdida de presión que toma en cuenta los gradientes que ocurren en el pozo. La caída de presión puede calcularse a partir de un modelo de flujo homogéneo donde se asume que todas las fases fluyen con la misma velocidad, o de un modelo *Drift Flux* que permite tomar en cuenta el deslizamiento entre las fases. Alternativamente, la caída de presión puede derivarse de tablas VFP<sup>1</sup> pre-calculadas que pueden ofrecer mayor exactitud potencialmente y pueden proporcionar la capacidad de modelar los estranguladores. [43].

---

<sup>1</sup>Vertical Flow Performance

## Descripción del modelo

Las condiciones de flujo en cada segmento están definidas por cuatro variables principales:  $G_T$ ,  $F_w$ ,  $F_g$  y  $P$  [40].  $G_T$  es una medida de la tasa de flujo de fluidos total a través del segmento, y es una suma ponderada de las tasas de flujo de petróleo, agua y gas a condiciones de superficie, como se indica en la ecuación (B.1).

$$G_T = \delta_o Q_o + \delta_w Q_w + \delta_g Q_g \quad (\text{B.1})$$

Si los factores promedio  $\delta$  se toman igual a las densidades de superficie,  $G_T$  corresponderá a la tasa de flujo másico. Esto no es estrictamente necesario y en general pueden ser ajustados arbitrariamente para reducir el dominio de la tasa de gas en superficie  $Q_g$  colocando  $\delta_g \ll \delta_o$  y  $\delta_w$ . Las variables  $F_w$  y  $F_g$  corresponden a los flujos fraccionales promediados del agua y gas a lo largo del segmento y están definidos por las ecuaciones (B.2) y (B.3).

$$F_w = \delta_w Q_w / G_T \quad (\text{B.2})$$

$$F_g = \delta_g Q_g / G_T \quad (\text{B.3})$$

Note que es posible derivar las tasas de flujo individuales,  $Q_o$ ,  $Q_w$  y  $Q_g$  a partir de las variables  $G_T$ ,  $F_w$  y  $F_g$ . La cuarta variable  $P$  corresponde a la presión en el segmento.

Cada segmento consiste de un “nodo” y un “camino de flujo” hacia el nodo de su segmento padre (figura B.1). El nodo se ubica en el extremo más lejano del segmento, es decir, el extremo más lejano al cabezal del pozo. En puntos de ramificaciones, dos o más segmentos pueden conectarse al mismo nodo. En segmentos representando longitudes completas del pozo, el flujo de varias celdas del yacimiento puede además entrar al segmento en su nodo (figura B.2). La presión del segmento  $P$  y las fracciones de flujo  $F_w$  y  $F_g$  se definen en el nodo. Cada segmento también tiene una longitud, diámetro, rugosidad, área y volumen. El volumen es utilizado para cálculos de almacenamiento de pozo, mientras que los otros atributos son propiedades

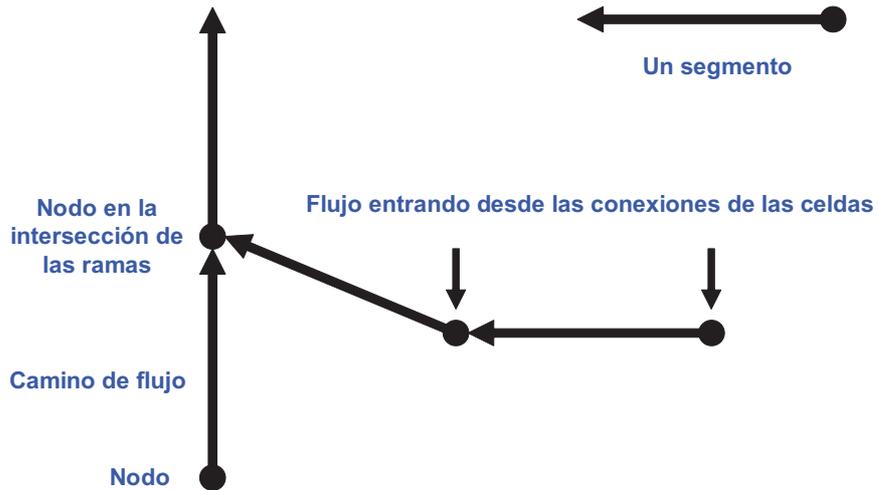


Figura B.1: Configuración de los segmentos de pozo [43]

del camino de flujo y son utilizados en los cálculos de pérdida de presión. La tasa de flujo  $G_T$  está asociada con el camino de flujo. Las tasas de flujo para cada componente a lo largo del camino de flujo dependen, en consecuencia, de  $G_T$  en el segmento del camino de flujo, y de  $F_w$  y  $F_g$  en el nodo del segmento aguas arriba.

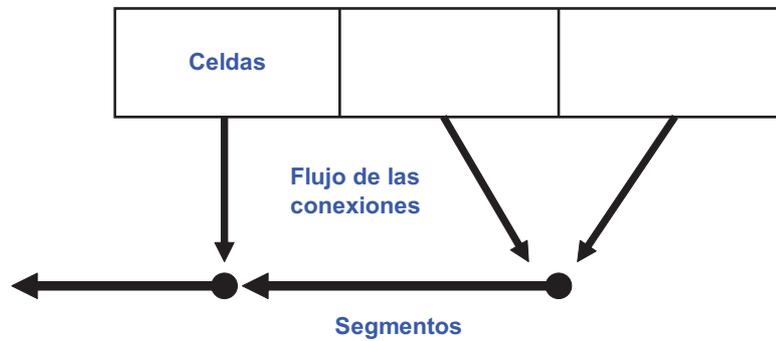


Figura B.2: Localización del flujo de las conexiones hacia los segmentos [43]

Con cuatro variables en cada segmento, se tienen cuatro ecuaciones para resolver en cada uno. Las primeras tres son las ecuaciones de balance de materiales para el petróleo, agua y gas (ecuación (B.4)).

$$\frac{\Delta m_{pn}}{\Delta t} = \sum_{i \in n} Q_{pi} + \sum_{j \in n} q_{pj} - Q_{pn} \quad (\text{B.4})$$

donde  $\Delta m_{pn}$  es la ganancia en la cantidad del componente  $p$  en el segmento  $n$  sobre el intervalo de tiempo  $\Delta t$ , expresado en términos del volumen a condiciones normales;  $Q_{pi}$  representa la tasa de flujo (a condiciones normales) a través de cada unión de entrada  $i$  al segmento  $n$ . La convención de signos es que el flujo hacia el cabezal es positivo.  $Q_{pn}$  es la tasa de flujo a través de la unión de salida del segmento  $n$ .  $q_{pj}$  es la tasa de flujo proveniente de cualquier celda  $j$  del yacimiento que se encuentre conectada con el segmento  $n$ . Esta se obtiene a partir de la ecuación (B.5).

$$q_{pj} = WI_j \lambda_{pj} (P_j + Hcj - P_n - Hnc) \quad (\text{B.5})$$

donde  $WI_j$  es el índice de pozo de la conexión en la celda  $j$ .  $\lambda_{pj}$  es la movilidad del componente  $p$  en la conexión de la celda  $j$ .  $P_j$  es la presión en la celda conectada al segmento.  $Hcj$  es la corrección por carga hidrostática entre el centro de la celda y la profundidad de la completación, es decir, la profundidad del pozo en el punto medio de la longitud completada dentro de la celda (figura B.3). Esta carga hidrostática se calcula a partir de un promedio de las densidades de los fluidos móviles en la celda. El promedio es ponderado de acuerdo a las permeabilidades relativas del fluido, para dar una suave variación a medida que un fluido es desplazado por el otro en la celda.  $P_n$  es la presión en el nodo del segmento  $n$ .  $Hnc$  es la carga hidrostática entre la profundidad del nodo del segmento y la profundidad de la completación, la cual depende de la densidad de la mezcla del fluido dentro del segmento.

La cuarta ecuación para cada segmento define la caída de presión como una función de las tasa de flujo a través de su unión de salida (ecuación (B.6)).

$$P_n - P_{n-1} = \Delta P_H + \Delta P_F + \Delta P_A \quad (\text{B.6})$$

donde  $P_{n-1}$  es la presión del segmento vecino en la dirección del cabezal del pozo y los términos  $\Delta P$  representan las caídas de presión por hidrostática, fricción y aceleración a través del segmento.

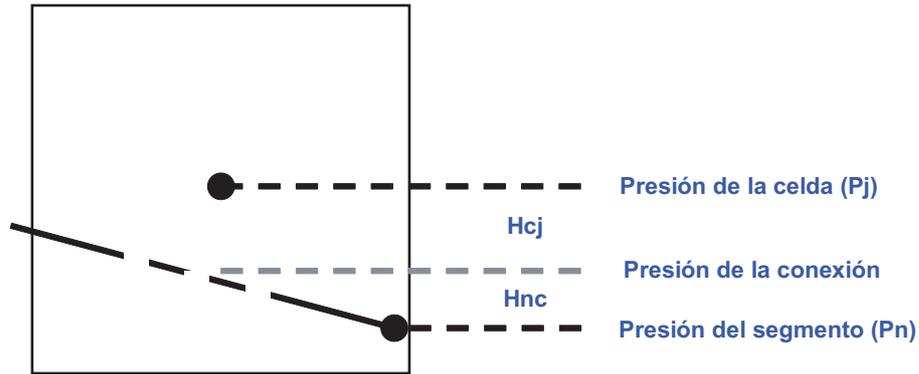


Figura B.3: Componentes de la presión hidrostática [43]

## Cálculo de la caída de presión

El modelo *Multisegment Wells* ofrece una alternativa de tres métodos para calcular las caídas de presión a través de cada segmento:

### Modelo de flujo homogéneo

Este modelo asume que no existe deslizamiento entre las fases. El término hidrostático depende de la densidad de la mezcla de los fluidos en el segmento, la cual es simplemente un promedio ponderado de las densidades de las fases. El cálculo de las pérdidas de presión por fricción es similar al método utilizado en la opción *Wellbore Friction* de ECLIPSE™ [43]. La caída de presión por aceleración a través del segmento se toma como la diferencia entre la carga hidráulica entrante y saliente de la mezcla, su cálculo es similar al que se realiza en el modelo *Drift Flux*.

### Tablas VFP pre-calculadas

Las tablas VFP se pueden construir para describir la caída de presión a lo largo de cierta longitud de tubería en el ángulo de inclinación apropiado. La caída de presión a lo largo de un segmento es interpolada a partir de la respectiva tabla VFP y puede ser escala de acuerdo a la longitud o profundidad del segmento. Las tablas VFP también pueden ser utilizadas para describir las caídas de presión a través de estranguladores.

## Modelo *Drift Flux*

Los modelos *Drift Flux* expresan el deslizamiento gas-líquido como una combinación de dos mecanismos. El primer mecanismo resulta de la distribución no-uniforme del gas a través de la sección transversal de la tubería y el perfil de velocidad a través de la tubería. La concentración de gas en la mezcla gas-líquido tiende a ser mayor cerca del centro de la tubería y menor cerca de las paredes de la tubería. La velocidad local del flujo de la mezcla es también mayor en el centro de la tubería. Así, cuando se integra a través del área de la tubería, la velocidad promedio del gas tiende a ser mayor que la del líquido. El segundo mecanismo resulta de la tendencia del gas a levantarse verticalmente a través del líquido debido a la flotabilidad.

Una formulación que combina estos dos mecanismos es mostrada en la ecuación (B.7).

$$\nu_g = C_0\nu_m + \nu_d \quad (\text{B.7})$$

donde  $\nu_g$  es la velocidad de flujo de la fase gas, promediada por el área de la tubería,  $C_0$  es el parámetro de perfil (o coeficiente de distribución), el cual describe el efecto de la velocidad y perfiles de concentración,  $\nu_m$  es el flujo volumétrico (o velocidad promedio) de la mezcla y  $\nu_d$  es la velocidad de deslizamiento del gas, que describe el efecto de flotabilidad.

Varias de las correlaciones de deslizamiento unidimensionales toman la forma general de la ecuación (B.7). La tarea aquí es desarrollar relaciones para  $C_0$  y  $\nu_d$  que sean simples, continuas y diferenciables. La derivación de estas relaciones se describe completamente en la referencia [37].

## Pérdidas de presión por fricción

El cálculo de las pérdidas de presión por fricción (ecuación (B.8)) está basado en la formulación usada en la correlación de *Hagedorn and Brown* [43].

$$\Delta P_F = \frac{C_f f L w^2}{A^2 D \rho} \quad (\text{B.8})$$

donde  $f$  es el factor de fricción de Fanning,  $L$  es la longitud del segmento,  $w$  es la tasa de flujo másico de la mezcla de fluido a través del segmento,  $A$  es el área de la sección transversal al flujo del segmento,  $D$  es el diámetro del segmento,  $\rho$  es la densidad en sitio de la mezcla de fluido y  $C_f$  es una constante de conversión igual a  $5.784e-14$  para unidades de campo.

La ecuación (B.8) llega a ser equivalente al modelo de flujo homogéneo (usado en la opción *Wellbore Friction*) cuando no hay deslizamiento entre las fases.

### **Pérdidas de presión por aceleración**

La pérdida de presión por aceleración (ecuación (B.9)) a través de un segmento es la diferencia entre la carga hidráulica de la mezcla fluyendo a través de la unión de salida del segmento y las cargas hidráulicas de la mezcla fluyendo a través de todas sus uniones de entrada (su unión de entrada principal y cualquier brazo conectado con el segmento).

$$\Delta P_A = H_{\nu out} - \sum_{inlets} H_{\nu in} \quad (B.9)$$

donde la carga hidráulica ( $H_\nu$ ) de la mezcla fluyendo a través de una unión viene dada por la ecuación (B.10).

$$H_\nu = \frac{0,5C_f w^2}{A^2 \rho} \quad (B.10)$$

Para flujo en la unión de salida,  $A$  es el área de la sección transversal del segmento. Para flujo en las uniones de entrada,  $A$  es el máximo entre las áreas de la sección transversal del segmento y la entrada del segmento.

## Anexo C

# Formato de los archivos ASCII

El formato y contenido de los archivos ASCII que utiliza el simulador ECLIPSE™ y el pre-procesador SCHEDULE se presenta a continuación, a través de una breve descripción de los *keywords* que se definen en cada tipo de archivo [44, 38].

### Archivos de extensión .FEGRID o .FGRID

En éste tipo de archivos se define la geometría de la malla a través de las posiciones de los puntos de esquina de cada una de las celdas. Ambos archivos presentan básicamente la misma información, sólo que el archivo .FEGRID es una versión mejorada del archivo .FGRID. Los primeros cinco *keywords* que se presentan en la tabla C.1 corresponden a los archivos .FGRID y el resto de los *keywords* corresponden a los archivos del tipo .FEGRID.

### Archivos de extensión .FINIT

El archivo .FINIT contiene las propiedades de cada celda del mallado como la permeabilidad, porosidad, etc. Los *keywords* que describen dichas propiedades se presentan en la tabla C.2.

### Archivos de extensión .VOL

En el archivo .VOL se suministran los datos de historia de producción/inyección para cada pozo a través de los *keywords* especificados en la tabla C.3.

Tabla C.1: Descripción de los *keywords* de los archivos .FEGRID y .FGRID

Keyword	Nº de Items	Contenido
FILEHEAD	100	(a) Número de versión; (b) Año; (c) Reservado; (d) Compatibilidad con versiones anteriores; (e) Tipo de malla (0 - Corner Point, 1 - No-estructurada, 2 - Híbrida); (f) Si el modelo es de doble porosidad (0 - porosidad simple, 1 - doble porosidad, 2 - doble permeabilidad), entre otros.
GRIDHEAD	100	(a) Tipo de malla (0 - Compuesta, 1 - Corner Point, 2 - No-estructurada); (b) Dimensiones NX, NY, NZ de la malla; (c) Índices para el refinamiento local de malla, entre otros.
COORD	$6*(NX+1)*(NY+1)$	Líneas de coordenadas para cada malla, cada una definida por los valores X,Y,Z de tope y fondo.
ZCORN	$(2*NX)*(2*NY)*(2*NZ)$	Valores de la coordenada Z para cada nodo del mallado
ACTNUM	$NX*NY*NZ$	Índice de celda activa (0 - inactiva, 1 - activa)
DIMENS	3	Dimensiones de la malla, NX, NY, NZ
RADIAL	1	Verdadero o Falso para indicar si la malla es radial
COORDS	7	(a) Localización i,j,k de la celda; (b) Número de la celda; (c) Indicador de celda activa (0 - inactiva, 1 - activa); (d) y (e) para refinamiento local de malla.
CORNERS	24	Coordenadas X,Y,Z de los ocho puntos de esquina para la celda.

Tabla C.2: Descripción de los *keywords* del archivo .FINIT

Keyword	Nº de Items	Contenido
INTEHEAD	Min 95 Max 300	Principales items: Item 3 - Unidades (1 - Métricas, 2- Campo, 3 - Laboratorio); Item 9, 10 y 11 - Dimensiones de la malla (NX, NY, NZ); Item 12 - Número de celdas activas; Item 15 - Indicador de fases (1 - petróleo, 2 - agua, 3 - petróleo/agua, 4 - gas, 5 - petróleo/gas, 6 - gas/agua, 7 - petróleo/agua/gas); Item 65, 66 y 67 - Fecha de inicio de la corrida de simulación (día, mes y año); Item 95 - Indicador del programa de simulación (100 - Eclipse 100, 300 - Eclipse 300, 500 - Eclipse 300 con opción térmica)
LOGIHEAD	Min 15 Max 80	Principales items: Item 1 - Indicador para gas disuelto; Item 2- Indicador para petróleo vaporizado; Item 5 - Indicador para modelo radial; Item 7 - Indicador para histéresis; Item 15 - Indicador para modelos de doble porosidad; Item 36 - Indicador para desplazamiento miscible.
PORV	NX*NY*NZ	Volumen poroso de cada celda
DX	NX*NY*NZ	Dimensiones de cada celda en la dirección X
DY	NX*NY*NZ	Dimensiones de cada celda en la dirección Y
DZ	NX*NY*NZ	Dimensiones de cada celda en la dirección Z
PERMX	NX*NY*NZ	Permeabilidad de cada celda en la dirección X
PERMY	NX*NY*NZ	Permeabilidad de cada celda en la dirección Y
PERMZ	NX*NY*NZ	Permeabilidad de cada celda en la dirección Z
PORO	NX*NY*NZ	Porosidad de cada celda
NTG	NX*NY*NZ	Valores de <i>Net to Gross Ratio</i> para cada celda
TOPS	NX*NY*NZ	Profundidad del tope de cada celda
DEPTH	NX*NY*NZ	Profundidad del centro de cada celda

Tabla C.3: Descripción de los *keywords* del archivo .VOL

Keyword	Descripción
METRIC/FIELD	Unidades en que vienen expresadas las tasas de producción/inyección
DAILY/MONTHLY/YEARLY	Indica como están expresados los volúmenes de producción/inyección (diario, mensual o anual)
NAME	Nombre del pozo, seguido en la siguiente línea por los valores de producción/inyección de petróleo, agua y gas para cada fecha

Tabla C.4: Descripción de los *keywords* del archivo .NET

Keyword	Descripción
GROUPNODE	Describe la estructura del grupo
LEAFNODE	Describe como los pozos se conectan con los grupos

## Archivos de extensión .NET

La red de control de pozos productores/inyectores para la jerarquización de los controles de pozo en la corrida de simulación se especifican en el archivo .NET a través de los *keywords* mostrados en la tabla C.4.

## Archivos de extensión .CNT y .DEV

El archivo .CNT es el archivo de control que contiene los nombres y formatos de los archivos de datos para la información de la desviación del pozo. El archivo .DEV es llamado por el archivo de control durante el proceso de carga de datos de pozos. Algunos de los *keywords* importantes para estos archivos se presentan en la tabla C.5.

## Archivos de extensión .EV

El archivo .EV suministra información de los eventos que ocurren el pozo, tales como perforaciones, squeezes, tapones, pruebas de pozo, etc, a través de los *keywords* mostrados en la tabla C.6.

Tabla C.5: Descripción de los *keywords* de los archivos .CNT y .DEV

Keyword	Descripción
FILETYPE	SINGLEWELL: indica que cada archivo .DEV contiene la información de un solo pozo. MULTIWELL: indica que el archivo .DEV contiene información para varios pozos, separados por marcadores.
START	Posición de la primera línea de datos (número de líneas a partir del tope del archivo)
WELLNAME	Para archivos MULTIWELL el nombre del pozo se lee a partir del encabezado del archivo (se especifica el número de la línea y el ítem). Para archivos SINGLEWELL se puede escoger colocar el nombre del pozo asociado a cada archivo
ENDPOINT	Para archivos MULTIWELL el final de los datos para un pozo debe ser indicado por un valor de marcador después del último dato válido del pozo
ATTRIBUTE	Indica la información que contiene el archivo .DEV (XPOS, YPOS, TVD, MD)
POSITION	Posición de cada atributo en el archivo .DEV (Número de la columna respectiva)
UNITS	Unidades en que vienen expresados cada atributo en el archivo .DEV
FILE	Nombre del archivo .DEV

Tabla C.6: Descripción de los *keywords* del archivo .EV

Keyword	Descripción
UNITS	Unidades en que vienen expresados los datos: METRIC/FIELD
WELLNAME	Nombre del pozo, seguido en la siguiente línea por la fecha del evento, tipo de evento (PERFORATION, SQUEEZE, etc) y los datos relacionados con el tipo de evento
PERFORATION	Profundidad medida del tope y fondo de cada perforación, diámetro del pozo y factor de daño
SQUEEZE	Profundidad medida del tope y fondo del squeeze
ACIDIZE	Profundidad medida del tope y fondo del intervalo sometido a acidificación y factor de daño
PLUG	Profundidad medida del tope del tapón de cemento
WELLTEST	Producto $kh$ obtenido de la prueba de pozo

Tabla C.7: Descripción de los *keywords* del archivo .TUB

Keyword	Descripción
UNITS	Unidades en que vienen expresados los datos: METRIC/FIELD
CASING	Nombre del pozo (o brazo del pozo), seguido en la siguiente línea por los valores de profundidad medida del punto de partida, diámetro interno, rugosidad interna y profundidad medida del punto final del casing
TUBING	Nombre del tubing, nombre del brazo donde comienza y termina el tubing, seguido en la siguiente línea por la profundidad medida del punto de partida, diámetro interno, rugosidad interna, diámetro externo, rugosidad externa y profundidad medida del punto final del tubing

## Archivos de extensión .TUB

Este tipo de archivo contiene información a cerca de la descripción de las tuberías (casing/liner) en el pozo y cada brazo del mismo. Esta información es suministrada a través de los keywords mostrados en la tabla C.7.

## Archivos de extensión .TRJ

Los archivos de extensión .TRJ contienen la información relacionada con la trayectoria y conexiones de los pozos. La tabla C.8 muestra el contenido típico de este tipo de archivo.

## Archivos de extensión .SCH

Los datos de completación de pozo y controles de producción que necesita el simulador para establecer los parámetros de la corrida de simulación se especifican en los archivos .SCH a través de los keywords mostrados en la tabla C. Existen otra cantidad de keywords adicionales que dependen del tipo de simulación que se desea hacer y de las opciones especiales empleadas.

Tabla C.8: Descripción de los *keywords* del archivo .TRJ

Keyword	Descripción
UNITS	Unidades en que vienen expresados los datos: FEET/METRES
MAPCOORDSYS	Origen de coordenadas del mapa de localización de pozos
WELLNAME	Nombre del pozo (o brazo del pozo)
WELLHEAD_I	Localización $i$ de la primera conexión del pozo (o brazo del pozo)
WELLHEAD_J	Localización $j$ de la primera conexión del pozo (o brazo del pozo)
TRAJECTORY	Entre estos dos keywords se especifican los siguientes parámetros:
END_TRAJECTORY	(a) $MD$ de entrada a la celda conectada (b) localización $i, j, k$ de la celda conectada (c) coordenadas $X, Y, Z$ del punto de entrada a la conexión (d) cara entrante; (e) $MD$ del punto de salida (f) coordenadas $X, Y, Z$ del punto de salida (g) cara saliente; (h) permeabilidad en la dirección $i, j, k$ (i) valor de $NTG$ para la celda conectada

Tabla C.9: Descripción de los *keywords* del archivo .SCH

Keyword	Contenido (Valor por defecto)
WELSPECS	<p>Principales items:</p> <p>Item 1 - Nombre del pozo</p> <p>Item 2 - Nombre del grupo al cual pertenece el pozo (FIELD)</p> <p>Item 3 - Localización <math>i</math> de la conexión menos profunda del pozo (o primera conexión)</p> <p>Item 4 - Localización <math>j</math> de la conexión menos profunda del pozo (o primera conexión)</p> <p>Item 5 - Profundidad de referencia para la <i>BHP</i> (Profundidad del centro de la primera conexión del pozo)</p> <p>Item 6 - Fase preferencial para el pozo (OIL)</p> <p>Item 7 - Radio de drenaje para el cálculo del índice de productividad/inyectividad (Radio equivalente <math>R_o</math>)</p> <p>Item 12 - Tipo de cálculo de densidad para la carga hidrostática del pozo (SEG)</p>
WELSEGS	<p><i>Primera línea:</i></p> <p>Item 1 - Nombre del pozo</p> <p>Item 2 - Profundidad nodal del segmento superior</p> <p>Item 3 - Longitud de tubería por debajo del punto nodal del segmento superior</p> <p>Item 4 - Volumen de pozo efectivo del segmento superior</p> <p>Item 5 - Tipo de longitud de tubería: absoluta o acumulada</p> <p>Item 6 - Componentes de la caída de presión (hidrostático + fricción + aceleración)</p> <p>Item 7 - Modelo de flujo multifásico (homogéneo)</p> <p><i>Líneas posteriores:</i></p> <p>Item 1 - Número del segmento o nodo más cercano al segmento superior</p> <p>Item 2 - Número del segmento igual o mayor al item 1</p> <p>Item 3 - Número del brazo al que corresponde el segmento</p> <p>Item 4 - Número del nodo del segmento padre</p> <p>Item 5 - Longitud o <i>MD</i> del segmento</p> <p>Item 6 - <i>TVD</i> del segmento</p> <p>Item 7 - Diámetro interno de la tubería</p> <p>Item 8 - Rugosidad efectiva de la tubería</p> <p>Item 9 - Área de la sección transversal de flujo</p> <p>Item 10 - Volumen del segmento</p>
COMPDAT	<p>Principales items:</p> <p>Item 1 - Nombre del pozo</p> <p>Item 2 - Localización <math>i</math> de la celda conectada</p>
Sigue ...	

Tabla C.9: Descripción de los *keywords* del archivo .SCH (cont.)

Keyword	Contenido (Valor por defecto)
	<p>Item 3 - Localización <math>j</math> de la celda conectada</p> <p>Item 4 - Localización <math>k</math> de la conexión menos profunda</p> <p>Item 5 - Localización <math>k</math> de la conexión más profunda</p> <p>Item 6 - Indicador <i>open/shut</i> de la conexión</p> <p>Item 7 - Número de la tabla de saturación para las permeabilidades relativas de la conexión</p> <p>Item 8 - Factor de conexión o índice de pozo, <math>WI</math></p> <p>Item 9 - Diámetro del pozo en la conexión</p> <p>Item 10 - Producto <math>kh</math> efectivo de la conexión</p> <p>Item 11 - Factor de daño, <math>s</math></p> <p>Item 12 - Factor <math>D</math>, para calcular efectos de flujo no-darciano en la conexión</p> <p>Item 13 - Dirección principal de penetración del pozo</p> <p>Item 14 - Radio equivalente, <math>R_o</math></p>
COMPSEGS	<p><i>Primera línea:</i></p> <p>Item 1 - Nombre del pozo</p> <p><i>Líneas posteriores:</i></p> <p>Item 1 - Localización <math>i</math> de la conexión</p> <p>Item 2 - Localización <math>j</math> de la conexión</p> <p>Item 3 - Localización <math>k</math> de la conexión</p> <p>Item 4 - Número de brazo que se encuentra en la conexión</p> <p>Item 5 - <math>MD</math> del punto de entrada a la conexión</p> <p>Item 6 - <math>MD</math> del punto de salida de la conexión</p> <p>Item 7 - Dirección principal de penetración del pozo en la conexión</p>
GRUPTREE	<p>Item 1 - Nombre del grupo de menor jerarquización</p> <p>Item 2 - Nombre del grupo de mayor jerarquización</p>
WCONPROD	<p>Principales items:</p> <p>Item 1 - Nombre del pozo</p> <p>Item 2 - Indicador <i>open/shut</i> para el pozo</p> <p>Item 3 - Modo de control: máxima tasa de petróleo, mínimo <math>BHP</math>, máximo corte de agua, etc.</p> <p>Item 4 - Máxima valor de tasa de petróleo</p> <p>Item 9 - Mínima valor de <math>BHP</math></p> <p>Item 10 - Mínimo valor de <math>THP</math></p>

# Anexo D

## Principales algoritmos de WI2ECL

La estructura general de la metodología desarrollada tiene la siguiente forma:

*Programa principal:* **wi2ecl.m**

*Principales Sub-programas:*

1. **ReadGridFile.m:** carga los datos del archivo .FGRID y/o .FEGRID.
2. **ReadPropFile.m:** carga los datos del archivo . FINIT.
3. **ReadVolFile.m:** carga los datos del archivo .VOL.
4. **ReadNetFile.m:** carga los datos del archivo .NET.
5. **ReadCntFile.m:** carga las especificaciones del archivo .CNT.
6. **ReadEventsFile.m:** carga los datos del archivo .EV.
7. **ReadTubFile.m:** carga los datos del archivo .TUB.
8. **ReadDevFile.m:** carga los datos del archivo .DEV.
9. **makeIntersection.m:** calcula la intersección del pozo con el mallado.
10. **trajectory.m:** determina la trayectoria y conexiones de cada pozo.
11. **WellIndex.m:** calcula el  $WI$  y producto  $kh$  de cada conexión.

12. **makeTRJfile.m**: crea el archivo .TRJ de cada pozo.
13. **makeSCHfile.m**: crea el archivo .SCH de cada pozo (incluye la opción *Multisegment Wells* en caso de estar activa).
14. **MakeDevPlot.m**: dibuja la trayectoria de cada pozo con sus conexiones.
15. **MakeConnPlot.m**: dibuja la trayectoria de cada pozo con su respectivo valor de *WI*.
16. **makeSCHfile\_compact.m**: genera un único archivo .SCH para todos los pozos de un mismo escenario.

A continuación se presentan tres de los principales algoritmos de la metodología desarrollada: `makeIntersection.m`, `WellIndex.m` y `msw_model.m`.

## makeIntersection.m

```

1 function [intersection,fdev]=makeIntersection(devsurvey,corner,GridDim,Dxx,Dyy,...
2     Dzz,devunits,devpos,mintop)
3
4 % Esta función interseca la trayectoria del pozo con la malla
5 % Variables:
6 % intersection: parámetros de intersección
7 % fdev: punto final del devsurvey
8 % devsurvey: Desviación del pozo (XPOS, YPOS, TVD, MD)
9 % corner: Coordenadas de las 8 esquinas de cada celda
10 % GridDim: Dimensiones del mallado (nx,ny,nz)
11 % Dxx,Dyy,Dzz: Tamaño de las celdas promedio
12 % devunits,devpos: Unidades y posición de los datos del devsurvey
13 % mintop: Profundidad mínima de los topes del yacimiento
14 %
15 % Creado por: Any C. Ordoñez
16 % Última modificación: 30/01/2007
17 %
18 % Sistema de ecuaciones no-lineales (A=Matriz de coeficientes 3x5)
19 % A11.u + A12.v + A13.u.v + A14.t + A15 = 0      f1(u,v,t)
20 % A21.u + A22.v + A23.u.v + A24.t + A25 = 0      f2(u,v,t)
21 % A31.u + A32.v + A33.u.v + A34.t + A35 = 0      f3(u,v,t)
22
23 [Xw,Yw,MD,TVD]=organizeDevData(devsurvey,devunits,devpos);
24 [fil,col]=size(devsurvey);
25 p=1;
26 max.iter=5; % Máximo número de iteraciones

```

```

27 tol=1e-10; % Tolerancia
28 for s=1:(fil-1) % Ecuación paramétrica de la recta: b + t*m
29     b(1)=Xw(s);
30     b(2)=Yw(s); % b=(bx,by,bz) Punto sobre la recta
31     b(3)=TVD(s);
32     m(1)=Xw(s+1)-Xw(s);
33     m(2)=Yw(s+1)-Yw(s); % m=(mx,my,mz) Vector director de la recta
34     m(3)=TVD(s+1)-TVD(s);
35     longseg1=MD(s); % MD hasta el punto 1
36     longseg2=MD(s+1); % MD hasta el punto 2
37     % Selección de celdas cercanas al segmento de recta
38     blocks=BlockIntervals2(b,m,corner,GridDim,Dxx,Dyy,Dzz,mintop);
39     % Matriz de coeficientes
40     if blocks~=0
41         l=length(blocks);
42         for c=1:l
43             celda=blocks(c);
44             % Cara 1: 1-2-4-3 (Perpendicular al eje Z)
45             A(:,1,1)=corner.P2(celda,:)-corner.P1(celda,:);
46             A(:,2,1)=corner.P3(celda,:)-corner.P1(celda,:);
47             A(:,3,1)=corner.P1(celda,:)-corner.P2(celda,:)-corner.P3(celda,:)+...
48                 corner.P4(celda,:);
49             A(:,4,1)=-m;
50             A(:,5,1)=corner.P1(celda,:)-b;
51             % Cara 2: 5-6-8-7 (Perpendicular al eje Z)
52             A(:,1,2)=corner.P6(celda,:)-corner.P5(celda,:);
53             A(:,2,2)=corner.P7(celda,:)-corner.P5(celda,:);
54             A(:,3,2)=corner.P5(celda,:)-corner.P6(celda,:)-corner.P7(celda,:)+...
55                 corner.P8(celda,:);
56             A(:,4,2)=-m;
57             A(:,5,2)=corner.P5(celda,:)-b;
58             % Cara 3: 1-3-7-5 (Perpendicular al eje X)
59             A(:,1,3)=corner.P3(celda,:)-corner.P1(celda,:);
60             A(:,2,3)=corner.P5(celda,:)-corner.P1(celda,:);
61             A(:,3,3)=corner.P1(celda,:)-corner.P3(celda,:)-corner.P5(celda,:)+...
62                 corner.P7(celda,:);
63             A(:,4,3)=-m;
64             A(:,5,3)=corner.P1(celda,:)-b;
65             % Cara 4: 2-4-8-6 (Perpendicular al eje X)
66             A(:,1,4)=corner.P4(celda,:)-corner.P2(celda,:);
67             A(:,2,4)=corner.P6(celda,:)-corner.P2(celda,:);
68             A(:,3,4)=corner.P2(celda,:)-corner.P4(celda,:)-corner.P6(celda,:)+...
69                 corner.P8(celda,:);
70             A(:,4,4)=-m;
71             A(:,5,4)=corner.P2(celda,:)-b;
72             % Cara 5: 1-2-6-5 (Perpendicular al eje Y)
73             A(:,1,5)=corner.P2(celda,:)-corner.P1(celda,:);
74             A(:,2,5)=corner.P5(celda,:)-corner.P1(celda,:);
75             A(:,3,5)=corner.P1(celda,:)-corner.P2(celda,:)-corner.P5(celda,:)+...
76                 corner.P6(celda,:);
77             A(:,4,5)=-m;
78             A(:,5,5)=corner.P1(celda,:)-b;

```

```

79     % Cara 6: 3-4-8-7 (Perpendicular al eje Y)
80     A(:,1,6)=corner.P4(celda,:)-corner.P3(celda,:);
81     A(:,2,6)=corner.P7(celda,:)-corner.P3(celda,:);
82     A(:,3,6)=corner.P3(celda,:)-corner.P4(celda,:)-corner.P7(celda,:)+...
83         corner.P8(celda,:);
84     A(:,4,6)=-m;
85     A(:,5,6)=corner.P3(celda,:)-b;
86     % Cara de la celda que intersecta el segmento de recta
87     if m≠0 % Pozo Desviado en cualquier dirección
88         cara=[1 2 3 4 5 6];
89     elseif (m(1)==0 && m(2)≠0) && m(3)≠0 % Pozo Desviado paralelo eje Y
90         cara=[1 2 5 6];
91     elseif (m(1)≠0 && m(2)==0) && m(3)≠0 % Pozo Desviado paralelo eje X
92         cara=[1 2 3 4];
93     elseif (m(1)==0 && m(2)==0) && m(3)≠0 % Pozo Vertical
94         cara=[1 2];
95     elseif (m(1)==0 && m(2)≠0) && m(3)==0 % Pozo Horizontal paralelo eje Y
96         cara=[5 6];
97     elseif (m(1)≠0 && m(2)==0) && m(3)==0 % Pozo Horizontal paralelo eje X
98         cara=[3 4];
99     elseif (m(1)≠0 && m(2)≠0) && m(3)==0 % Pozo Horizontal cualquier dir
100        cara=[3 4 5 6];
101     end
102     long=length(cara);
103     for ca=1:long
104         iter=1;
105         uvt_ini=[0;0;0]; % Valor inicial de u,v,t
106         while iter≤max_iter % Matriz Jacobiana
107             J(:,1)=A(:,1,cara(ca))+A(:,3,cara(ca)).*uvt_ini(2);
108             J(:,2)=A(:,2,cara(ca))+A(:,3,cara(ca)).*uvt_ini(1);
109             J(:,3)=A(:,4,cara(ca));
110             if det(J)≠0
111                 for i=1:3
112                     % Vector de términos independientes
113                     f(i)=- (A(i,1,cara(ca)).*uvt_ini(1)+...
114                         A(i,2,cara(ca)).*uvt_ini(2)+...
115                         A(i,3,cara(ca)).*uvt_ini(1).*uvt_ini(2)+...
116                         A(i,4,cara(ca)).*uvt_ini(3)+...
117                         A(i,5,cara(ca)));
118                 end
119                 h=J\f';
120                 uvt_fin=uvt_ini+h;
121                 if uvt_fin≥0 & uvt_fin≤1 % u,v,t deben estar entre 0 y 1
122                     dif=uvt_fin-uvt_ini;
123                     if dif≤tol
124                         u=uvt_fin(1);
125                         v=uvt_fin(2);
126                         t=uvt_fin(3);
127                         intersec=b+m.*t; % Punto de intersección (X,Y,Z)
128                         d1=sqrt(sum((intersec-b).^2));
129                         d2=sqrt(sum((intersec-(b+m)).^2));
130                         if d1≤d2 % MD del punto de intersección

```

```

131             MD.intersec=longseg1+d1;
132         else
133             MD.intersec=longseg2-d2;
134         end
135         % Parámetros de Intersección
136         intersection(p,:)=[s,celda,cara(ca),intersec,...
137             MD.intersec];
138         p=p+1;
139         break;
140     else
141         uvt.ini=uvt.fin;
142         iter=iter+1;
143         continue;
144     end
145     else
146         break;
147     end
148     end
149     end
150     end
151     end
152     elseif blocks==0
153         continue;
154     end
155 end
156 % Último punto del deviation survey
157 fdev.Xw=Xw(fil);    fdev.Yw=Yw(fil);    fdev.TVD=TVD(fil);    fdev.MD=MD(fil);

```

## WellIndex.m

```

1 function [WI,Kh,Ro,dir]=WellIndex(gridblock,well_entry,well_exit,wiParam,perf,...
2     MD_entry,MD_exit,entry_face,wellmodeltype,b,Units)
3
4 % Esta función calcula el WI y producto kh para cada conexión
5 % Variables:
6 % WI: índice del pozo
7 % Kh: producto kh
8 % RO: radio equivalente
9 % dir: dirección de penetración
10 % gridblock: localización (i,j,k) de las conexiones
11 % well_entry: coordenadas (X,Y,Z) de los puntos de entrada
12 % well_exit: coordenadas (X,Y,Z) de los puntos de salida
13 % wiParam: Valores de Dx,Dy,Dz,Kx,Ky,Kz,NTG para las conexiones
14 % perf: tope,fondo,diametro y daño del intervalo perforado
15 % MD_entry,MD_exit: MD de los puntos de intersección
16 % entry_face: cara entrante de los puntos de intersección
17 % wellmodeltype: tipo de modelo de pozo (1=Peaceman, 2=Holmes)

```

```

18 % Units: unidades en que se presentarán los datos
19 %
20 % Creado por Any C. Ordoñez
21 % Última modificación: 14/02/2007
22
23 Dx=wiParam(:,1);      Dy=wiParam(:,2);      Dz=wiParam(:,3);
24 Kx=wiParam(:,4);      Ky=wiParam(:,5);      Kz=wiParam(:,6);
25 NTG=wiParam(:,7);     rw=perf.diam(b)/2;     s=perf.skin(b);
26 grid_i=gridblock(:,1); grid_j=gridblock(:,2); grid_k=gridblock(:,3);
27 X_in=well_entry(:,1); Y_in=well_entry(:,2); Z_in=well_entry(:,3);
28 X_out=well_exit(:,1); Y_out=well_exit(:,2); Z_out=well_exit(:,3);
29
30 Lx=abs(X_out-X_in);    Ly=abs(Y_out-Y_in);    Lz=abs(Z_out-Z_in);
31
32 if wellmodeltype==1 % Ecuación de Peaceman (Pozo Vertical)
33     [Ro,WI,Kh]=wi_vw(Dx,Dy,Kx,Ky,Dz,rw,s,NTG,Units);
34     % Dirección de penetración
35     dir=dirPenetration(MD_entry);
36 elseif wellmodeltype==2 % Ecuación de Holmes (Pozo Desviado)
37     [Ro,WI,Kh]=wi_dw(Dx,Dy,Dz,Kx,Ky,Kz,Lx,Ly,Lz,rw,s,NTG,Units);
38     % Dirección de penetración
39     dir=dirPenetration(MD_entry,MD_exit,Lx,Ly,Lz,entry_face);
40 end
41
42 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
43 %                               SUB-FUNCIONES
44 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
45
46 function [Ro,WI,Kh]=wi_vw(Dx,Dy,Kx,Ky,Dz,rw,s,NTG,Units)
47 % Ecuación de Peaceman
48
49 if Units=='FIELD'
50     c=2*pi*0.00112712;
51     cu=1;
52 elseif Units=='METRIC'
53     c=2*pi*0.00852702;
54     cu=1/0.3048;
55 end
56 Kyx=Ky./Kx;
57 Kxy=Kx./Ky;
58 K1=sqrt(Kyx);
59 K2=sqrt(Kxy);
60 % Radio Equivalente
61 radio=0.28*sqrt(K1.*Dx.^2+K2.*Dy.^2)./(Kyx.^(1/4)+Kxy.^(1/4));
62 Ro=cu.*radio;
63 % Índice de Pozo
64 well_index=c*sqrt(Kx.*Ky).*Dz.*NTG./(log(Ro./rw)+s);
65 WI=well_index;
66 % Producto Kh
67 product_Kh=sqrt(Kx.*Ky).*Dz.*NTG;
68 Kh=cu.*product_Kh;
69

```

```

70 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
71
72 function [Ro,WI,Kh]=wi_dw(Dx,Dy,Dz,Kx,Ky,Kz,Lx,Ly,Lz,rw,s,NTG,Units)
73 % Ecuación de Holmes (Modificación de Peaceman)
74
75 if Units=='FIELD'
76     c=2*pi*0.00112712;
77     cu=1;
78 elseif Units=='METRIC'
79     c=2*pi*0.00852702;
80     cu=1/0.3048;
81 end
82 % En dirección X
83 Kyz=Ky./Kz;          Kzy=Kz./Ky;
84 Klx=sqrt(Kyz);       K2x=sqrt(Kzy);
85 radio_x=0.28*sqrt(Klx.*(Dz.*NTG).^2+K2x.*(Dy.^2))./(Kyz.^(1/4)+...
86     Kzy.^(1/4));
87 rox=radio_x;
88 wi_x=c*sqrt(Ky.*Kz).*Lx./(log(rox./rw)+s);
89 % En dirección Y
90 Kzx=Kz./Kx;          Kxz=Kx./Kz;
91 Kly=sqrt(Kzx);       K2y=sqrt(Kxz);
92 radio_y=0.28*sqrt(Kly.*Dx.^2+K2y.*(Dz.*NTG).^2)./(Kzx.^(1/4)+...
93     Kxz.^(1/4));
94 roy=radio_y;
95 wi_y=c*sqrt(Kx.*Kz).*Ly./(log(roy./rw)+s);
96 % En dirección Z
97 Kyx=Ky./Kx;          Kxy=Kx./Ky;
98 Klz=sqrt(Kyx);       K2z=sqrt(Kxy);
99 radio_z=0.28*sqrt(Klz.*Dx.^2+K2z.*Dy.^2)./(Kyx.^(1/4)+Kxy.^(1/4));
100 roz=radio_z;
101 wi_z=c*sqrt(Kx.*Ky).*Lz.*NTG./(log(roz./rw)+s);
102 % Índice de Pozo Total
103 well_index=sqrt(wi_x.^2+wi_y.^2+wi_z.^2);
104 WI=well_index;
105 % Producto Kh Total
106 product_Kh=sqrt((Ky.*Kz).*(Lx.^2)+(Kx.*Kz).*(Ly.^2)+(Kx.*Ky).*...
107     ((Lz.*NTG).^2));
108 Kh=cu.*product_Kh;
109 % Radio Equivalente Total
110 radio=rw.*exp((c*Kh./WI)-s);
111 Ro=cu.*radio;
112
113 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
114
115 function [dir]=dirPenetration(MD_entry,MD_exit,Lx,Ly,Lz,entry-face)
116 % Dirección de penetración del pozo
117
118 if nargin==1
119     n=length(MD_entry);
120     for i=1:n
121         dir(i,1)='Z';

```

```

122     end
123 else
124     perflen=MD_exit-MD_entry;
125     n=length(perflen);
126     prj_x=Lx./perflen;
127     prj_y=Ly./perflen;
128     prj_z=Lz./perflen;
129     for i=1:n
130         if (prj_x(i)-prj_y(i))>0.01 && (prj_x(i)-prj_z(i))>0.01
131             dir(i,1)='X';
132         elseif (prj_y(i)-prj_x(i))>0.01 && (prj_y(i)-prj_z(i))>0.01
133             dir(i,1)='Y';
134         elseif (prj_z(i)-prj_x(i))>0.01 && (prj_z(i)-prj_y(i))>0.01
135             dir(i,1)='Z';
136         elseif abs(prj_x(i)-prj_y(i))<1e-10
137             if strcmp(entry_face(i),'X',1)
138                 dir(i,1)='X';
139             elseif strcmp(entry_face(i),'Y',1)
140                 dir(i,1)='Y';
141             elseif strcmp(entry_face(i),'Z',1)
142                 dir(i,1)='Z';
143             end
144         else
145             dir(i,1)='Z';
146         end
147     end
148 end

```

## msw\_model.m

```

1 function [segment,BHPref,topsegVol]=msw_model(casing,wtrj,branches)
2
3 % Esta función genera los parámetros necesarios para la opción MSW
4 % Variables:
5 % segment: número de segmento
6 % BHPref: profundidad del segmento superior
7 % topsegVol: Volumen del segmento superior
8 % casing: parámetros que describen la tubería
9 % wtrj: parámetros de trayectoria y conexiones del pozo
10 % branches: número de brazos del pozo
11 %
12 % Creado por: Any C. Ordoñez
13 % Última modificación: 30/03/2007
14 %
15 % Alcance:
16 % 1. Todos los brazos de un pozo multilateral tiene el mismo KOP
17 % 2. El KOP debe estar por encima del tope del yacimiento

```

```

18
19 BHPref=casing.Top(2)-20; % Top Segment=BHPrefdepth=KOP-20ft
20 s=1; % Segmento 1 (nodo=BHPref)
21 segment.num(s)=s;
22 segment.brazo(s)=1;
23 segment.outlet(s)=s-1;
24 segment.MD(s)=BHPref;
25 segment.TVD(s)=BHPref;
26 segment.diam(s)=casing.Diam(1);
27 segment.rough(s)=casing.Roughness(1);
28 segment.area(s)=(pi/4)*(segment.diam(s))^2;
29 segment.volume(s)=segment.area(s)*segment.MD(s);
30 topsegVol=segment.volume(s);
31 s=2; % Segmento 2 (desde BHPref hasta el KOP)
32 segment.num(s)=s;
33 segment.brazo(s)=1;
34 segment.outlet(s)=s-1;
35 segment.MD(s)=casing.Top(2)-BHPref; % KOP del brazo 1 (casing 2)
36 segment.TVD(s)=segment.MD(s);
37 segment.diam(s)=casing.Diam(1); % Diametro del casing 1
38 segment.rough(s)=casing.Roughness(1); % Rugosidad del casing 1
39 segment.area(s)=(pi/4)*(segment.diam(s))^2;
40 segment.volume(s)=segment.area(s)*segment.MD(s);
41 MD_acum=segment.MD(1)+segment.MD(2);
42 TVD_acum=segment.TVD(1)+segment.TVD(2);
43 s=3; % Segmento 3 en adelante...
44 for b=1:branches
45     lim=length(wtrj(b).MD_entry); % Número de conexiones por brazo
46     for conn=1:lim
47         segment.num(s)=s;
48         segment.brazo(s)=b+1;
49         if b>1 && conn==1
50             segment.outlet(s)=2;
51             MD_acum=segment.MD(1)+segment.MD(2);
52             TVD_acum=segment.TVD(1)+segment.TVD(2);
53         else
54             segment.outlet(s)=s-1;
55         end
56         segment.MD(s)=(wtrj(b).MD_exit(conn)+wtrj(b).MD_entry(conn))/2 - MD_acum;
57         segment.TVD(s)=(wtrj(b).well_exit(conn,3)+wtrj(b).well_entry(conn,3))/2-...
58             TVD_acum;
59         segment.diam(s)=casing.Diam(b+1); % Diametro del casing
60         segment.rough(s)=casing.Roughness(b+1); % Rugosidad casing
61         segment.area(s)=(pi/4)*(segment.diam(s))^2;
62         segment.volume(s)=segment.area(s)*segment.MD(s);
63         MD_acum=MD_acum+segment.MD(s);
64         TVD_acum=TVD_acum+segment.TVD(s);
65         s=s+1;
66         conn=conn+1;
67     end
68 end

```

# Anexo E

## Algoritmo principal de PRiSMa

```
1 function prisma(sremfile,wspecsfile,author)
2
3 % Esta es la función principal para PRiSMa
4 % (Probabilistic Reservoir Simulation and Modeling)
5 %
6 % Creado por: José R. Villa y Any C. Ordonez
7 % Última modificación: 10/04/2007
8
9 clc; tic;
10 profile on -history;
11
12 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
13 % Sección 1. Generación del Modelo Estocástico
14 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
15
16 [nreal,prjname,dimfine,sizefine,dimcoarse,prop]=srem(sremfile,author,1);
17
18 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
19 % Sección 2. Diseño de pozos
20 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
21
22 [wmodel,wdesign,wbc,tstep,net]=loadwellspec(wspecsfile);
23 wd2sch.wf(prjname,wdesign,author);
24
25 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
26 % Sección 3. Cálculo del índice de pozo
27 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
28
29 group=wi2ecl(wmodel,wdesign,nreal,prjname,author);
30
31 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
32 % Sección 4. Creación de archivos para Eclipse
33 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
34
```

```

35 s=eclfilesSim(prjname,nreal,wdesign,dimfine,sizefine,dimcoarse,author);
36 wellbcfile(prjname,wdesign,wbc,tstep,group,net);
37
38 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
39 % Sección 5. Corrida de Eclipse
40 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
41 escenarios=length(wdesign);
42 cd(cat(2,upper(char(prjname)),'\SIM'))
43 for s=1:escenarios
44     cd(cat(2,'SCNR',num2str(s,'%02.0f')))
45     !sim
46     delete('*.CFG','*.MSG','*.DBG','*.FINSPEC','*.FRSSPEC','*.FMSPEC',...
47           '*.FUNRST','*.FEGRID','*.FUNSMRY','*.SMSPEC')
48     cd ..
49 end
50 cd ..\..
51
52 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
53 % Sección 6. Post-procesamiento
54 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
55
56 postprocess_prob(prjname,nreal,dimcoarse,escenarios,1);
57 postprocess_wells(prjname,nreal,dimcoarse,escenarios,wdesign,1,1);
58
59 t=toc;
60 disp(cat(2,'Elapsed time: ',num2str(t/60,'%12.2f'),' minutes'));
61 profile viewer

```

Parameters for SReM

\*\*\*\*\*

START OF PARAMETERS:

```

Test                               -Project name
100 100                             -nx,xsiz
130 100                             -ny,ysiz
10 10                               -nz,zsiz
1                                    -Facies-conditioned properties? (0=no, 1=yes)
5 5                                  -number of realizations: fluvsim, sgsim
1                                    -Poro/Perm Upscaling (0=no, 1=yes)
50                                  - upfacx, NX
65                                  - upfacy, NY
10                                  - upfacz, NZ
0                                    -Relperm upscaling (0=no, 1=yes)
0.15 0.3                            - saturation end-points (Swi, Sorw)
0.50 1.0                            - permeability end-points (krw', krow')
2 2                                  - corey exponents (nw, no)
0.325 1                             - fluid viscosities (Vw, Vo)
0 0 0 0 0 0                         -2Dplots,3Dplots,histplt,pixelplt,isosurf,printplots(0=no, 1=yes)
1 0 0                                -Facies(on): channel, levee, crevasse
0.40 0.07 0.08                     - global proportion of channel, levee, crevasse
sand                                 -Channel parameters
0.10 0.30 0.05                     - min, max, variance
0.1                                  - nugget effect
1 0.9 0 0                           - it, cc, ang1, ang2
30 30 3                             - a_hmax, a_hmin, a_vert
perm=1.0000000*exp(23.02585*poro)    - k-phi regression
shale                                -Shale parameters
0.02 0.06 0.02                     - min, max, variance
0.1                                  - nugget effect
1 0.9 0 0                           - it, cc, ang1, ang2
30 30 3                             - a_hmax, a_hmin, a_vert
perm=0.630957*exp(23.025851*poro)    - k-phi regression
0                                    -Postsim (0=no, 1=yes)
0.20                                 - threshold parameter for probability
0                                    -Multiple developing scenarios (0=no, 1=yes)
1                                    - number of scenarios
NOSIM                                - scenario

```

Stochastic Reservoir Modeling - SReM

©2003-2007, Jose R. Villa

Well/Scenario specification file for PRiSMa

\*\*\*\*\*

Well Specifications

\*\*\*\*\*

2 - Well Model (Peaceman=1, Holmes=2)  
 AVG - Type of density calculation (SEG or AVG)  
 0 - Multi-segment well? (yes=1, no=0)  
 DF - Multi-phase Flow Model (HO or DF)  
 0 - Show figures? (yes=1, no=0)

Well Design

\*\*\*\*\*

Scn	Well	Phase	XLOC	YLOC	B	top	sev	azim	theta	length
1	VW	OIL	1295.4	-3489.96	1	8000	10	0	0	100
1	MLW	OIL	2270.76	-3032.76	3	8000	10	45	85 85 85	1200 1200 1200
2	HDW	OIL	1508.76	-198.12	1	8000	10	180	85	1200

WCONPROD

\*\*\*\*\*

1	VW	OPEN	ORAT	4000	4*	500	1*	1
1	MLW	OPEN	ORAT	4000	4*	500	1*	1
2	HDW	OPEN	ORAT	4000	4*	500	1*	1

WECON

\*\*\*\*\*

1	VW	2*	0.9	2*	'+CON'
1	MLW	2*	0.9	2*	'+CON'
2	HDW	2*	0.9	2*	'+CON'

BRANPROP

\*\*\*\*\*

Riser 2  
 Export 3

NODEPROP

\*\*\*\*\*

150

GCONPROD

\*\*\*\*\*

1	FIELD	ORAT	5000
2	FIELD	ORAT	5000

TSTEP

\*\*\*\*\*

10 365

Probabilistic Reservoir Simulation and Modeling - PRiSMa

©2003-2007, Jose R. Villa

©2006-2007, Any C. Ordoñez