

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DESARROLLO Y PRUEBA DE UNA METODOLOGÍA DE
SIMULACIÓN BASADA EN ALGORITMOS GENÉTICOS**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo
Por la Bachiller Imanaida Calderón Muñoz

CARACAS, OCTUBRE 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO Y PRUEBA DE UNA METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN BASADA EN ALGORITMOS GENÉTICOS

TUTOR ACADÉMICO: DR. MARTÍN ESSENFELD
TUTOR INDUSTRIAL: DR. MOJTABA TAHERI

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo
Por la Bachiller Imanaida Calderón Muñoz

CARACAS, OCTUBRE 2002

DEDICATORIA

A Dios y la Virgen

A mi Mamá, eres mi inspiración para todo lo que hago y por ti soy quien soy

A mi Papá, eres un gran aliado en mi vida siempre disponible para mí

A Mima y Pipo, una pareja de abuelitos ideales y únicos

A Mamacarmen y Papamarco, aunque están lejos significan mucho para mí

A mi Tía Nancy y mi Tío Felipe, dos guías y ejemplo en lo personal y profesional

A Cristy, Yuri y Fermín, hermanitos postizos que me adoptaron y acompañaron en todo momento

A Javier y Estefani, mis dos angelitos para quienes quiero ser el mejor ejemplo en todo

A mi Familia: Sarita, Wilmer, Saribel, tío José, tía Maritza, Josma, Silvia, tío Luisito, tía Mary, Negrucho, Alejandro, Marco, Joseito, Shily, Greshy, Grecia, Ligia, Gabriela, Olga, Ciro, Sioly, Carolin y Juan Luis, todos representan para mí lo más importante que todo ser humano tiene, un lugar donde siempre te sientes querido y cuidado, con ustedes he compartido los mejores y peores momentos, pero sobretodo he sido MUY FELIZ!

AGRADECIMIENTOS

A Dios y la Virgen, como me enseñó siempre Mima, por hacerme tan afortunada y darme todo lo necesario para llegar hasta aquí.

A mi Mamá, por dedicar tu vida a mí, ser mi mejor amiga, mi apoyo, mi TODO! Te Quiero Muchísimo!

A mi Papá, por darme tu apoyo siempre y demostrar tener una paciencia infinita. Te Quiero!

A Mima y Pipo, por enseñarme tantas cosas, consentirme y hacerme tan feliz

A Papa Marco y Mamá Carmen, por estar siempre a mi lado a pesar de la distancia

A Cristy, por ser mi morocha incluso en el estrés de la tesis y la carrera, gracias por acompañarme en las horas de insomnio y comprender que el mejor remedio para las preocupaciones es el chocolate (algo que también compartimos)

A Yuri y Fermín, por darme ánimos cada vez que me achicopalaba

A Javier y Estefani, por estar siempre pendientes de mí

A mi tía Nancy y mi tío Felipe, por guiarme a lo largo de mi carrera y sobretodo ayudarme a ser mejor persona cada día, gracias por su amor, enseñanzas y dedicación

A mi Familia, por representar ese lugar donde SIEMPRE se puede llegar y compartir momentos especiales e inolvidables

Al Prof. Martín Essinfeld, por su valiosa enseñanza y sabios consejos. Gracias por su completa disponibilidad y por guiarme durante toda mi tesis de grado

Al Dr. Mojtaba Taheri, por su colaboración y disposición durante mi Tesis de Grado

A Reinaldo Vilorio, por todos los conocimientos impartidos, el tiempo dedicado y la paciencia. Gracias por enseñarme a trabajar al ritmo de PDVSA

A Carlos Romero, por dedicarme tiempo y conocimientos básicos para la realización de esta tesis

A INTEVEP, por albergarme en sus instalaciones y facilitarme las herramientas necesarias para ejecutar la Tesis de Grado que hoy presento

A Juan Luis, Rafa y Rob, tres tesoros que me encontré en la Universidad y espero conservar por SIEMPRE, gracias por una amistad sincera e incondicional, son lo MÁXIMO

A Carla, mi mejor amiga, por compartir conmigo momentos maravillosos. Gracias por entenderme y estar ahí cada vez que te necesité.

A Cansing, Argenis y Denys, por calarme diariamente en mis mejores y peores momentos. Gracias por esperarme durante mis interminables almuerzos y por acompañarme en las subidas y bajadas de Intevep

A Ismael, por ser un gran amigo (aunque a veces te cueste reconocerlo). Gracias por escucharme siempre

A Danielito, Dani y Federico, por brindarme su amistad y sobretodo por esas idas al cine que siempre me caían tan bien

A Meily y Yeye, por la colita de todos los días bajando, por aguantarme mis lloronas y compartir los peores momentos de estrés. Espero que esta amistad crezca con el tiempo.

A Tania y Luisana, por compartir chismes y momentos relajantes entre "niñas". Ah! Y por esas salidas que tanto planificamos y nunca hicimos, fueron las mejores

A Frank, Rigo, Laureano, Joel, Jorge, Reinaldo, Raul, Luis, Andreina, Litro, por su amistad y compañía en las rumbas, exámenes, exposiciones, trabajos, congresos. Y todas aquellas personas que compartieron conmigo en la universidad, gracias por las experiencias compartidas

A Vanessa, por prestarme a Juan Luis tantas veces que lo necesité, por escucharme y ofrecerme una linda amistad que espero dure muchísimo tiempo más

A Pili, por acompañarnos siempre en la parroquia y en las rumbas.

A Carlos Bustamante, por todos los favores, las bromas y por dejarme entrar cuando mis tutores no estaban

A Danilo, por todas las veces que contestaste a mis auxilios cuando se me guindaba la estación y por ayudarme con los problemas de programación

RESUMEN

El presente Trabajo Especial de Grado se realizó con el principal objetivo de desarrollar y probar una metodología sistemática que permite caracterizar cualquier acumulación de hidrocarburos, utilizando los conocimientos y herramientas disponibles en el área de geoestadística y algoritmos genéticos, los cuales vinculados entre sí, reproducirán la descripción estática y el comportamiento dinámico de la acumulación seleccionada.

Dicha metodología está compuesta básicamente por dos partes:

El enfoque geoestadístico; representa la descripción de las características estáticas de la acumulación (roca y fluido) basada en el modelo geológico y sedimentológico de la misma. Para esto se caracterizaron con Técnicas Geoestadísticas las facies sedimentarias, la porosidad y la permeabilidad, tomando en cuenta la variabilidad de la continuidad espacial de dichas propiedades y utilizando la simulación estocástica como principal herramienta para la determinación de los valores desconocidos.

El enfoque genético; representa el motor o guía para la selección de las propiedades arriba descritas en cada punto de la acumulación por medio de un procedimiento que garantice una combinación válida, que tenga sentido físico, que represente la combinación más probable y que a la vez honre los datos dinámicos de la acumulación.

Se utilizó el simulador numérico ECLIPSE como herramienta para reproducir el comportamiento dinámico de la acumulación, en donde el cotejo de la tasa de producción de agua (Q_w) y la producción acumulada de agua (W_p) del campo permitieron la evaluación, a través del programa de Algoritmos Genéticos empleado, del modelo estático generado con la técnica geoestadística propuesta. Finalmente, la vinculación de las etapas que componen la metodología propuesta permitió desarrollar una herramienta para el logro de un análisis formal y sistemático que permite resolver en forma óptima los problemas de caracterización de yacimientos por medio del uso de una nueva tecnología en el área petrolera, como es el programa de algoritmos genéticos vinculado a técnicas geoestadísticas desarrolladas. Se utilizó el simulador numérico ECLIPSE para probar la validez del modelo dinámico mediante la reproducción de histórica.

TABLA DE CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS	i
ÍNDICE DE TABLAS	iv
SECCIÓN 1 – INTRODUCCIÓN	1
SECCIÓN 2 – OBJETIVOS	3
SECCIÓN 3 – MARCO TEÓRICO – CONCEPTOS FUNDAMENTALES	5
3.1. GEOESTADÍSTICA	5
3.1.1. Definición	5
3.1.2. Variables Regionalizadas	6
3.1.3. Semi-Variogramas	7
3.1.3.1. Anisotropía y Modelaje de Fenómenos Físicos	11
3.1.4. Simulación Geoestadística	23
3.1.4.1. Kriging	23
3.1.4.2. Simulación Estocástica Condicional	23
3.1.4.2.1. Simulación conjunta de varias variables	25
3.1.5. Programas Utilizados	29
3.2. ALGORITMOS GENÉTICOS	30
3.2.1. Antecedentes	30
3.2.2. Definición	32
3.2.3. Algoritmo Genético a utilizarse	33
3.2.4. Método de Puntos Piloto	34
3.2.5. Formulación	35
3.2.5.1. Genoma	36
3.2.5.2. Mapeo Genotipo – Fenotipo	37
3.2.5.3. Estrategias de Población	38
3.2.6. Otras Características	40
3.3. SIMULADOR NUMÉRICO ECLIPSE	40
3.3.1. Simulación Numérica	40
3.3.1.1. Definición	40
3.3.1.2. Antecedentes	42
3.3.1.3. Aplicaciones	46

3.3.2. Modelo de Simulación	47
3.3.2.1. Simulador de Yacimientos de Petróleo Negro "Black Oil"	47
3.3.3. Discretización espacial y del tiempo en un Modelo de Simulación	48
3.3.3.1. Discretización espacial	49
3.3.4. Planificación de un estudio de Simulación	50
3.3.4.1. Definición del Problema	50
3.3.4.2. Adquisición y Revisión de los datos	51
3.3.4.3. Descripción del Yacimiento y Diseño del Modelo	51
3.3.4.4. Ajuste de Historia	52
3.3.4.5. Predicción	53
3.3.4.6. Informe Final	53
SECCIÓN 4 – METODOLOGÍA – ENFOQUE PROPUESTO	54
4.1. ANÁLISIS GEOESTADÍSTICO PARA CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA	55
4.2. ALGORITMOS GENÉTICOS Y PUNTOS PILOTO PARA GENERAR MODELOS ESTÁTICOS COTEJADOS CON DATOS DE PRODUCCIÓN	64
4.3. MODELAJE DINÁMICO POR MEDIO DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA EMPLEANDO EL SIMULADOR ECLIPSE	67
4.3.1. Información Requerida por el Simulador	68
4.3.2. Modelo de Simulación	68
4.4. VINCULACIÓN DEL MODELO GEOESTADÍSTICO Y ALGORITMOS GENÉTICOS GENERADOS CON LA EVALUACIÓN DEL MODELO DINÁMICO	69
4.5. SELECCIÓN DEL YACIMIENTO DE PRUEBA	70
SECCIÓN 5 – RESULTADOS OBTENIDOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	71
5.1. GENERAL	71
5.2. ESTUDIO GEOESTADÍSTICO – APLICACIÓN DEL ENFOQUE GEOESTADÍSTICO	73
5.3. APLICACIÓN DEL ENFOQUE GENÉTICO Y EL MÉTODO DE PUNTOS PILOTO	99
5.4. VARIACIÓN DE ESCENARIOS GEOESTADÍSTICOS POR EL USUARIO SIN USO DE ALGORITMOS GENÉTICOS	105
5.5. RESUMEN DE HALLAZGOS	109
5.5.1. Del Estudio Geoestadístico	109
5.5.2. Del Enfoque Genético	119
5.5.3. De la Metodología Desarrollada y Probada en este Trabajo Especial de Grado	120
SECCIÓN 6 – CONCLUSIONES	122

SECCIÓN 7– RECOMENDACIONES	125
SECCIÓN 8 – REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	127
ANEXO 1	I
ANEXO 2	XXVI

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1. Partes del Vector de cada par encontrado	8
Figura 3-2. Parámetros para el Cálculo de los Semi-variogramas Experimentales de datos dispersos	10
Figura 3-3. Partes de un Semi-variograma	11
Figura 3-4. Modelo de Efecto Pepita Puro	14
Figura 3-5. Modelo Esférico	15
Figura 3-6. Modelo Exponencial	16
Figura 3-7. Modelo Gaussiano	18
Figura 3-8. Modelo Monómico	19
Figura 3-9. Modelo de Efecto Agujero	21
Figura 3-10. Parámetros de un Semi-variograma	22
Figura 4-1. Rotación de cada Punto de la Malla a la Horizontal	59
Figura 4-2. Esquema Gráfico del procedimiento empleado por el Algoritmo para asignar los valores de las Propiedades Petrofísicas a cada celda, según la Facies presente	60
Figura 4-3. Flujograma que describe el Método Geoestadístico empleado para la generación del Modelo Estático	63
Figura 5-1. Proporción Global de Facies, Sub-intervalo CPI-6a	74
Figura 5-2. Proporción Global de Facies, Sub-intervalo CPI-6b	75
Figura 5-3. Proporción Global de Facies, Sub-intervalo CPI-6c	75
Figura 5-4. Ejemplo del Ajuste de un Semi-variograma Experimental a un Modelo Teórico. Semi-variograma Experimental correspondiente a la Permeabilidad de la Facies Braided Delta (7) del Sub-intervalo CPI-6a	80
Figura 5-5. Distribución de Facies y Propiedades Petrofísicas en cada celda de la Capa 1 perteneciente al Sub-intervalo CPI-6a	91
Figura 5-6. Distribución de Facies y Propiedades Petrofísicas en cada celda de la Capa 35 perteneciente al Sub-intervalo CPI-6b	92
Figura 5-7. Distribución de Facies y Propiedades Petrofísicas en cada celda de la Capa 78 perteneciente al Sub-intervalo CPI-6c	93
Figura 5-8. Distribución de Facies para el Sub-intervalo CPI-6a proveniente del estudio previo realizado por INTEVEP – PDVSA ⁽¹⁶⁾	95
Figura 5-9. Distribución de Facies para el Sub-intervalo CPI-6b proveniente del estudio previo realizado por INTEVEP – PDVSA ⁽¹⁶⁾	96

Figura 5-10. Distribución de Facies para el Sub-intervalo CPI-6c proveniente del estudio previo realizado por INTEVEP – PDVSA ⁽¹⁶⁾	97
Figura 5-11. Comportamiento de la Tasa de Producción de Agua (Qw) del Campo para el Individuo de Mayor Función Objetivo generado	103
Figura 5-12. Comportamiento de la Tasa de Producción de Agua (Qw) del Campo para el Individuo de Menor Función Objetivo generado	103
Figura 5-13. Comportamiento de la Producción Acumulada de Agua (Wp) del Campo para el Individuo de Mayor Función Objetivo generado	104
Figura 5-14. Comportamiento de la Producción Acumulada de Agua (Wp) del Campo para el Individuo de Menor Función Objetivo generado	104
Figura 5-15. Comportamiento de la Tasa de Producción de Agua del Campo para los Cuatro primeros Individuos generados sin utilizar el Motor Genético	106
Figura 5-16. Comportamiento de la Tasa de Producción de Agua del Campo para los Cuatro Individuos siguientes generados sin utilizar el Motor Genético	107
Figura 5-17. Comportamiento de la Tasa de Producción de Agua del Campo para los Cuatro últimos Individuos generados sin utilizar el Motor Genético	108
Figura 5-18. Proporción Global de Facies en el Sub-intervalo CPI-6a con los datos obtenidos de la información de pozos	110
Figura 5-19. Proporción Global de Facies en el Sub-intervalo CPI-6a con los datos obtenidos de la simulación geoestadística	110
Figura 5-20. Proporción Global de la Porosidad en el Sub-intervalo CPI-6a con los datos obtenidos de la información de pozos.....	111
Figura 5-21. Proporción Global de la Porosidad en el Sub-intervalo CPI-6a con los datos obtenidos de la simulación Geoestadística	111
Figura 5-22. Proporción Global de la Permeabilidad en el Sub-intervalo CPI-6a con los datos obtenidos de la información de pozos	112
Figura 5-23. Proporción Global de la Permeabilidad en el Sub-intervalo CPI-6a con los datos obtenidos de la simulación geoestadística	112
Figura 5-24. Proporción Global de Facies en el Sub-intervalo CPI-6b con los datos obtenidos de la información de pozos	113
Figura 5-25. Proporción Global de Facies en el Sub-intervalo CPI-6b con los datos obtenidos de la simulación geoestadística	113
Figura 5-26. Proporción Global de la Porosidad en el Sub-intervalo CPI-6b con los datos obtenidos de la información de pozos	114

Figura 5-27. Proporción Global de la Porosidad en el Sub-intervalo CPI-6b con los datos obtenidos de la simulación geoestadística	114
Figura 5-28. Proporción Global de la Permeabilidad en el Sub-intervalo CPI-6b con los datos obtenidos de la información de pozos	115
Figura 5-29. Proporción Global de la Permeabilidad en el Sub-intervalo CPI-6b con los datos obtenidos de la simulación geoestadística	115
Figura 5-30. Proporción Global de Facies en el Sub-intervalo CPI-6c con los datos obtenidos de la información de pozos	116
Figura 5-31. Proporción Global de Facies en el Sub-intervalo CPI-6c con los datos obtenidos de la simulación geoestadística	116
Figura 5-32. Proporción Global de la Porosidad en el Sub-intervalo CPI-6c con los datos obtenidos de la información de pozos	117
Figura 5-33. Proporción Global de la Porosidad en el Sub-intervalo CPI-6c con los datos obtenidos de la simulación geoestadística	117
Figura 5-34. Proporción Global de la Permeabilidad en el Sub-intervalo CPI-6c con los datos obtenidos de la información de pozos	118
Figura 5-35. Proporción Global de la Permeabilidad en el Sub-intervalo CPI-6c con los datos obtenidos de la simulación geoestadística	118

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5-1. Características Generales del Yacimiento Piloto A para Enero de 2000	71
Tabla 5-2. Propiedades de Roca y Fluidos del Yacimiento Piloto A	72
Tabla 5-3. Facies presentes y Frecuencia de Aparición en cada Sub-intervalo	74
Tabla 5-4. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Facies en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6a	76
Tabla 5-5. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Facies en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6a	77
Tabla 5-6. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Facies en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6b	77
Tabla 5-7. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Facies en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6b	78
Tabla 5-8. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Facies en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6c	78
Tabla 5-9. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la Distribución de Facies en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6c	79
Tabla 5-10. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Porosidad en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6a	81
Tabla 5-11. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Porosidad en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6a	81
Tabla 5-12. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Permeabilidad en la dirección Horizontal para el Sub-Intervalo CPI-6a	82
Tabla 5-13. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Permeabilidad en la dirección Vertical para el Sub-Intervalo CPI-6a	82

Tabla 5-14. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Arcillosidad en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6a	83
Tabla 5-15. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Arcillosidad en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6a	83
Tabla 5-16. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Porosidad en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6b	84
Tabla 5-17. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Porosidad en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6b	84
Tabla 5-18. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Permeabilidad en la dirección Horizontal para el Sub-Intervalo CPI-6b	85
Tabla 5-19. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Permeabilidad en la dirección Vertical para el Sub-Intervalo CPI-6b	85
Tabla 5-20. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Arcillosidad en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6b	86
Tabla 5-21. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Arcillosidad en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6b	86
Tabla 5-22. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Porosidad en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6c	87
Tabla 5-23. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Porosidad en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6c	87
Tabla 5-24. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Permeabilidad en la dirección Horizontal para el Sub-Intervalo CPI-6c	88

Tabla 5-25. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Permeabilidad en la dirección Vertical para el Sub-Intervalo CPI-6c	88
Tabla 5-26. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Arcillosidad en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6c	89
Tabla 5-27. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Arcillosidad en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6c	89
Tabla 5-28. Valores de la Función Objetivo obtenidos para cada Individuo generado	102

SECCIÓN 1

INTRODUCCIÓN

Existen en la actualidad, en el área más avanzada de técnicas de simulación aplicables al análisis de yacimientos, procedimientos novedosos que hacen uso de técnicas geoestadísticas y algoritmos genéticos que emulan conceptos biológicos (genética molecular).

Aunque en cada una de estas áreas hay gran volumen de información, no hay disponible en el sector académico ni en el área comercial, un análisis sistemático formal que describa su aplicación práctica a la solución de un problema real de caracterización y explotación de yacimientos dentro del marco de un paquete o grupo de simuladores vinculados entre sí, que conduzcan a probar la caracterización y explotación de un yacimiento real. Se hace énfasis en la "vinculación", ya que específicamente en el área geoestadística si hay numerosas publicaciones.

En vista que Petróleos de Venezuela (PDVSA), utilizando los servicios de INTEVEP, ha trabajado intensamente en el pasado en la caracterización del Intervalo CPI-3, área Piloto 1, al punto de haber logrado una caracterización de las características estáticas de la roca y de los fluidos en la acumulación; y que dicha caracterización es satisfactoria, ya que ha permitido reproducir los parámetros dinámicos del comportamiento de la acumulación (presiones, tasas, saturaciones, frentes de fluidos y otros) INTEVEP decidió acertadamente, probar las herramientas de avanzada geoestadísticas y genéticas en esta acumulación para la cual se dispone de una descripción robusta.

Aunque los objetivos específicos y detallados del trabajo se describen en la Sección 2, a manera de introducción aquí se indica que el Objetivo Fundamental de este Trabajo Especial de Grado (TEG) es "hacer uso del conocimiento y herramientas disponibles en las

dos áreas mencionadas, para vincularlas en un paquete o grupo de modelos que funcionen, y que vinculadas entre sí, reproduzcan la descripción estática y el comportamiento dinámico de la acumulación seleccionada para la prueba de la novedosa metodología”.

Si ello se lograre, se habrá dado un paso importante en la adecuación de técnicas genéricas hacia aplicaciones específicas e integradas entre sí, estableciendo una metodología sistemática que pueda ser aplicable a otras acumulaciones. En el futuro, se podría inclusive avanzar en los desarrollos hacia la incorporación adicional de los simuladores de líneas de corriente (“Streamlines Models”).

SECCIÓN 2

OBJETIVOS

El Objetivo Fundamental de este Trabajo Especial de Grado (TEG) fue desarrollar y probar una metodología sistemática que haga uso de técnicas geoestadísticas y Algoritmos Genéticos de manera vinculada para lograr descripciones tanto de las características estáticas (roca y fluidos) como del comportamiento dinámico de acumulaciones de hidrocarburos.

Para ese fin, y como Objetivos Detallados, se utilizarían en primer lugar, enfoques geoestadísticos en la caracterización de la roca (facies sedimentarias porosidad, permeabilidad y arcillosidad). Debe quedar claro que el enfoque geoestadístico primero simula la distribución de facies y luego se asignan las propiedades petrofísicas condicionadas a las facies.

En segundo lugar, se utilizarían algoritmos genéticos, vinculándolos a las herramientas geoestadísticas, de tal manera que en cada punto de la acumulación las propiedades antes indicadas sean seleccionadas y asignadas por un procedimiento que garantice una combinación válida, que tenga sentido físico y que represente la combinación más probable.

Aunque inicialmente se pensó en la posibilidad de un objetivo adicional, que sería la descripción estática obtenida del estudio geoestadístico y de los algoritmos genéticos para probar simuladores de líneas de corriente de alta resolución para intentar reproducir el comportamiento dinámico de la acumulación, este paso adicional se difirió para trabajos futuros de desarrollo. Sin embargo, como se debía probar que la descripción estática integrada lograda era robusta, se acometió el modelaje dinámico de la acumulación con herramientas de uso común (ECLIPSE) para reproducir el comportamiento dinámico de la acumulación. Sin prejuzgar los resultados, al cumplirse este último objetivo se podría

concluir entonces que los primeros dos pasos definitivamente arrojaron una descripción estática robusta y certera.

En el futuro, se recomienda evaluar la posibilidad de sustituir el modelo dinámico tipo ECLIPSE por las otras opciones de avanzada, tales como los modelos de líneas de corriente que están ahora en proceso de desarrollo y prueba, ya que el propósito de esta metodología es trabajar con modelos probabilísticos de alta resolución.

SECCIÓN 3

MARCO TEÓRICO – CONCEPTOS FUNDAMENTALES

En este TEG el objetivo fundamental y los objetivos detallados corresponden, esencialmente, al desarrollo de la metodología, prueba de herramientas, integración de procedimientos, manejo de datos estáticos y dinámicos y comparación de resultados de la prueba con el comportamiento real.

Por esa razón, esta descripción de conceptos fundamentales o Marco Teórico se concentra en los términos y procedimientos novedosos. Así, se da por entendido que el lector o usuario maneja todos los conceptos básicos de Ingeniería de Petróleo (propiedades de roca, propiedades de los fluidos, presiones, tasas, etc.)

Sólo en casos muy específicos se tocan algunos conceptos geoestadísticos, de algoritmos genéticos y de simulación avanzada.

3.1. GEOESTADÍSTICA- PERTINENTE AL PASO 1 DE LA METODOLOGÍA

3.1.1. Definición ⁽⁶⁾⁽⁸⁾⁽¹⁰⁾

La geoestadística se puede definir como la rama de la estadística dedicada al análisis de procesos distribuidos espacialmente, ofreciendo así una manera de describir la variabilidad espacial de los atributos de un yacimiento. Ello no es otra cosa que la variación en la continuidad espacial y las anisotropías observadas en los datos de yacimiento. El estudio de la continuidad espacial de los atributos del yacimiento permite detectarla, modelarla y

utilizarla en la caracterización y/o simulación de los yacimientos, ya que la misma es considerada por los métodos de estimación y simulación.

También es posible definir la geoestadística más específicamente como la aplicación de la teoría de las variables regionalizadas a la estimación de procesos o fenómenos geológicos en el espacio.

3.1.2. Variables Regionalizadas⁽⁸⁾⁽¹⁰⁾⁽¹²⁾

Una variable regionalizada es aquella variable distribuida en el espacio de forma que presenta una estructura espacial de correlación. Estas variables presentan dos aspectos complementarios y contradictorios:

- Un aspecto aleatorio asociado a variaciones erráticas e impredecibles de la variable
- Un aspecto general estructurado que refleja en cierta forma las características globales de variación del fenómeno regionalizado

Estas variaciones o fluctuaciones erráticas impiden el tratamiento de la variable regionalizada mediante una función continua.

Existen dos métodos propuestos para tratar las variables regionalizadas:

- El método transitivo
- El método basado en la teoría de las funciones aleatorias

Desde el punto de vista teórico, ambos métodos conducen a resultados equivalentes. Sin embargo, el método de las funciones aleatorias representa un enfoque probabilístico que permite tener en cuenta las fluctuaciones erráticas de la variable regionalizada.

Si bien un sistema físico real es único y por ende el fenómeno natural adopta un único valor en cada punto, mediciones repetidas del fenómeno en un mismo punto suelen conducir a valores distintos. Esto, aunado a los errores de medición e interpretación y a la inherente variabilidad espacial del sistema real, hace que el fenómeno el cual es determinístico por naturaleza, se convierta en incierto. Esto justifica la interpretación probabilística de una variable regionalizada, aún el caso en el que el fenómeno natural es único.

Generalmente, los sistemas se definen por una función aleatoria $z(x)$, la cual puede interpretarse como una función del punto x , cuyo "valor" en x_0 no es un número sino una variable aleatoria: Es decir, aquella variable que está sujeta al azar, cuyo comportamiento no se puede predecir.

3.1.3. Semi-Variogramas ⁽⁶⁾⁽⁸⁾⁽¹⁰⁾

Para poder estudiar la continuidad y regularidad espacial de los atributos de un yacimiento, es necesario determinar la dispersión de los parámetros a estudiar y su variación como función aleatoria. Para esto se utilizan los semi-variogramas, los cuales se definen como una medida de la variabilidad espacial, siendo la clave de todo estudio geoestadístico. En esencia, el semi-variograma es una función monótona, no decreciente, definida como la mitad del cuadrado de la diferencia entre dos valores atributos aproximadamente separados por el vector h :

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} (x_i - y_i)^2$$

En esta expresión $N(h)$ es el número de pares encontrados, x_i es el valor donde comienza la "cola" del vector del par i y y_i es el valor correspondiente a la "cabeza" del vector. (Figura 3-1).

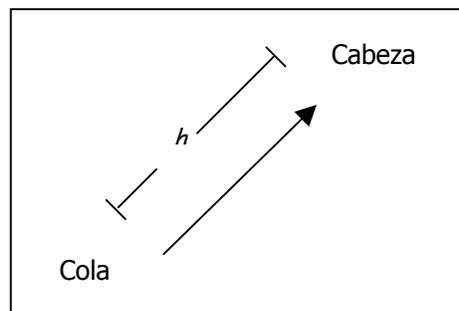


Figura 3-1. Partes del Vector de cada par encontrado ⁽⁵⁾

Se puede decir que el semi-variograma reemplaza la distancia euclídeana $h/2$ por una distancia estructural $\gamma(h)$, la cual es específica al atributo y al campo en estudio. La distancia obtenida con el semi-variograma representa el grado promedio de disimilitud entre un valor no medido $z(u)$ y un valor cercano de los datos.

La continuidad y regularidad en el espacio del atributo considerado, están relacionadas con el comportamiento del semi-variograma, el cual permite ajustar el comportamiento de la data disponible a un modelo teórico que proporcione un estimado de los valores del parámetro estudiado en aquellas zonas donde no exista información disponible.

El semi-variograma experimental se estima sobre la base de los datos y la estructura del fenómeno, a partir de la siguiente expresión:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2 \times N(h)} [z(x_i + h) - z(x_i)]^2 \quad \text{COLOCAR SUMATORIA!!!}$$

En esta expresión $z(x_i)$ representa los valores experimentales en los puntos x_i ó $(x_i + h)$ y $N(h)$ el número de pares de puntos separados por una distancia h .

Generalmente, el número de parejas disminuye al aumentar la distancia h . Ello hace que para grandes distancias, la estimación del semi-variograma sea poco fiable, limitando así el máximo valor de h , utilizándose comúnmente la mitad de la dimensión del yacimiento estudiado. En la práctica (cuando se trabaja en dos y tres dimensiones), las distancias entre los puntos de cada pareja son distintas y puede no haber dos parejas de puntos ubicados a la misma distancia. Para esto, se establece una serie de valores h_j y se asignan al cálculo del semi-variograma ($\gamma^*(h_j)$) parejas cuya distancia esté contenida en el intervalo $(h_j \pm \Delta h)$. Para la elección de estos últimos valores se repite el cálculo para distintos valores de Δh y se elige aquella que permita una mejor definición del semi-variograma. La figura 3-2 muestra los parámetros que en la práctica deben ser incluidos para el cálculo de los semi-variogramas experimentales de datos diversos.

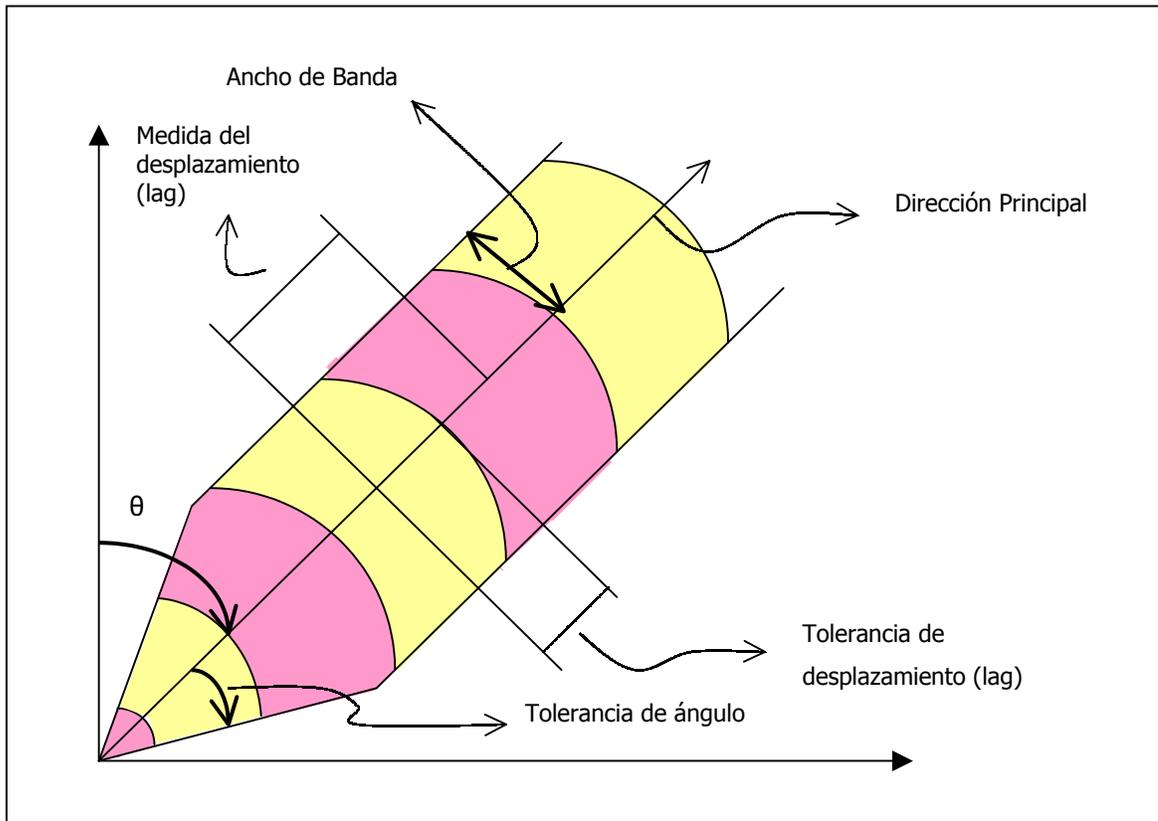


Figura 3-2. Parámetros para el Cálculo de los Semi-variogramas Experimentales de datos dispersos ⁽⁵⁾

Las partes principales de todo semi-variograma, las cuales permiten determinar si está bien definido o no, son:

- Meseta (Sill): corresponde al valor límite más alto alcanzado por la función $\gamma(h)$, el cual es constante.
- Rango o Alcance: es la distancia a la cual se alcanza el valor correspondiente a la Meseta y marca la zona de influencia en torno a un punto, más allá del cual la autocorrelación es nula.
- Efecto Pepita: salto finito o discontinuidad que se observa generalmente en el origen del semi-variograma, a pesar de que $\gamma(0) = 0$.

- *Distancia Integral o Alcance Integral*: es el valor de h en el cual el área que se encuentra por encima de la curva y la meseta es igual al área que se encuentra por debajo de la curva (Figura 3-3). Suele emplearse para medir el grado de correlación espacial de la variable.

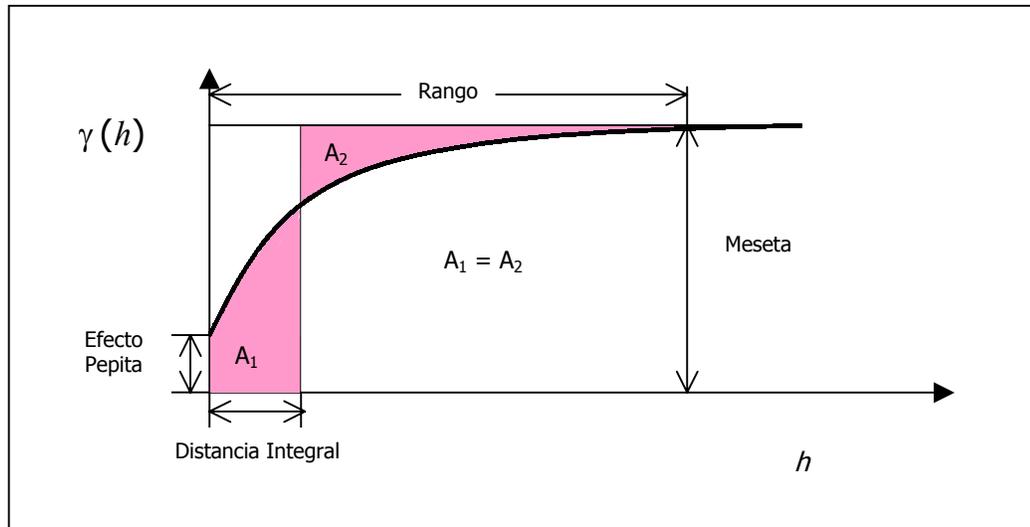


Figura 3-3. Partes de un Semi-variograma ⁽⁵⁾

3.1.3.1 Anisotropía y Modelaje de Fenómenos Físicos ⁽⁶⁾⁽⁸⁾⁽¹⁰⁾

En el campo geoestadístico se pueden encontrar dos tipos fundamentales de anisotropía:

- *Anisotropía Geométrica*

Se habla de anisotropía geométrica en aquellos casos en que los semi-variogramas experimentales muestran una variación del rango a medida que cambia la dirección.

- *Anisotropía Zonal*

Para este caso la meseta cambia con la dirección mientras que el rango permanece constante.

La información cualitativa, tal como orientación de las unidades litológicas o planos de estratificación, usualmente es de ayuda en la identificación de los ejes de anisotropía. El conocimiento de la génesis del fenómeno bajo estudio también puede ser de ayuda.

Una vez identificados los ejes de anisotropía, el siguiente paso consiste en poner juntos los modelos que describan cómo cambia el semi-variograma a medida que cambia la distancia y la dirección. Para ajustar el semi-variograma experimental. Se deben detectar posibles estructuras anidadas (efecto pepita y otra estructura). Se escoge la meseta correspondiente a cada estructura con su respectivo rango. Al observar el gráfico obtenido se busca el modelo de semi-variograma que más se adapte y finalmente se modifican rangos y mesetas hasta obtener el mejor ajuste posible.

Una vez calculado el semi-variograma experimental, éste se ajusta a algún semi-variograma teórico, son funciones con una expresión analítica sencilla. Cabe destacar que, en general, sus expresiones no se han deducido a partir de ninguna hipótesis especial, ni pretenden representar procesos específicos.

Existen tres condiciones que deben cumplir los modelos de semi-variogramas, las cuales son:

- De la definición de semi-variograma se deduce que $\gamma(h)$ debe ser nulo en el origen, es decir, $\gamma(0) = 0$. Sin embargo, debido a que se permiten discontinuidades dicha condición se obvia al imponer la definición analítica para $h > 0$.

- $\gamma(h)$ es una función par, es decir, $\gamma(h) = \gamma(-h)$, lo que garantiza que la matriz tenga solución
- Como consecuencia de la condición anterior, se puede demostrar que el semi-variograma debe tener un ritmo de crecimiento inferior a h^2 , es decir,

$$\lim_{h \rightarrow \infty} \frac{\gamma(h)}{h^2} = 0.$$

Entre las funciones utilizadas en la práctica para ajustar los semi-variogramas experimentales, las cuales deben satisfacer las condiciones anteriores, se consideran como modelos básicos de semi-variogramas los simples, isotrópicos e independientes de la dirección y se dividen en dos tipos:

- *Aquellos que alcanzan una Meseta*

Generalmente están referidos a modelos de "transición". La meseta que éstos alcanzan se llamada "sill" y la distancia a la cual ellos alcanzan dicho "sill" se denomina "rango". Algunos de los modelos de transición alcanzan su "sill" en forma asintótica. Para algunos modelos, el "rango" se define arbitrariamente como la distancia a la cual se alcanza el 95% del "sill". Entre éstos describen los más utilizados:

- *Modelo de Efecto Pepita*

Algunos semi-variogramas tienen una discontinuidad obvia en el origen (Figura 3-4). Mientras el valor del semi-variograma para $h = 0$ es estrictamente 0, el valor del semi-variograma para distancias de separación muy pequeñas podría resultar en valores mayores que 0 originando una discontinuidad. Es posible modelar dicha discontinuidad utilizando un modelo de transición definido positivamente que sea 0 cuando h es igual a 0 e igual al "sill" en todos los otros puntos. Este modelo es indicativo de un fenómeno sin ninguna autocorrelación espacial.

Su ecuación viene dada por:

$$\gamma(h) = \begin{cases} 0 & \rightarrow h = 0 \\ S & \rightarrow h > 0 \end{cases} \quad S \rightarrow \text{Meseta}$$

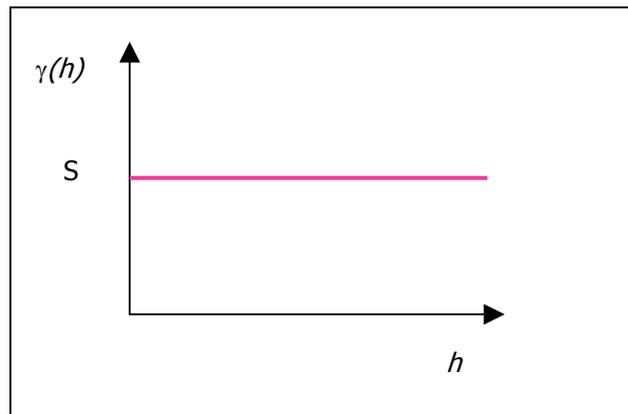


Fig. 3-4. Modelo de Efecto Pepita Puro ⁽⁸⁾

- *Modelo Esférico*

Es un modelo de transición, es decir, de aquel grupo de los que alcanzan su meseta en forma asintótica y se utiliza frecuentemente. Su ecuación está definida por:

$$\gamma(h) = \begin{cases} \frac{S}{2} \left[3\left(\frac{h}{a}\right) - \left(\frac{h}{a}\right)^3 \right] & \rightarrow h \leq a \\ S & \rightarrow h > a \end{cases}$$

$$S \rightarrow \text{Meseta} \quad a \rightarrow \text{Rango}$$

Entre sus principales características está que la pendiente en el origen es igual a $1.5 \frac{S}{a}$ y la distancia integral viene dada por:

$$\frac{1}{S} \int_0^a S \left[1 - \frac{3}{2} \left(\frac{h}{a} \right) + \frac{1}{2} \left(\frac{h}{a} \right)^3 \right] dh = \frac{5}{12} a$$

Este modelo alcanza su meseta para una distancia finita ($h=a$), con el rango práctico definido como la distancia a la cual el valor del semi-variograma es 95% de la meseta o "sill". Este modelo es lineal a distancias bastante cortas cercanas al origen. Sin embargo, asciende y luego se nivela gradualmente. Es un modelo indicativo de fenómenos continuos. Es el más utilizado en la práctica (Figura 3-5).

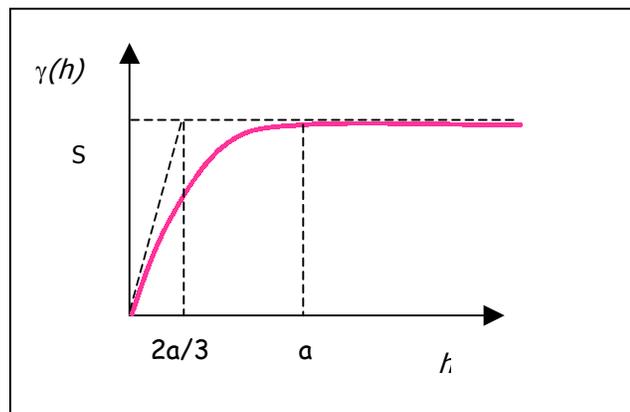


Fig. 3-5. Modelo Esférico ⁽⁸⁾

- *Modelo Exponencial*

Es un modelo representativo de modelos continuos que alcanza su meseta de forma asintótica, por lo que la "curva" se levanta y se aproxima a la meseta más rápidamente que el esférico (Figura 3-6). Su ecuación viene dada por:

$$\gamma(h) = S \left(1 - e^{-\frac{3h}{a}} \right) \quad \text{sí } h \leq a$$

$$\gamma(h) = S \quad \text{sí } h > a$$

Así la meseta queda definida como:

$$\lim_{h \rightarrow \infty} S \left(1 - e^{-\frac{3h}{a}} \right)$$

Entre sus principales características está que el rango efectivo queda definido por $a' = 3a$, la pendiente en el origen es igual a S/a y la distancia integral es igual a:

$$\lambda = \frac{1}{S} \int_0^{\infty} [S - \gamma(h)] dh = a = \frac{a'}{3}$$

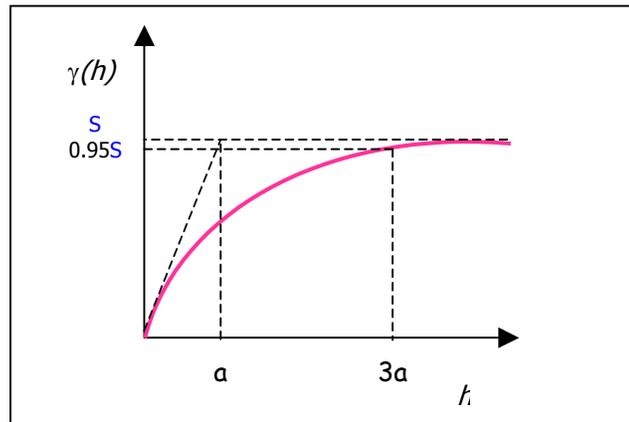


Fig. 3-6. Modelo Exponencial ⁽⁸⁾

- *Modelo Gaussiano*

Es otro modelo de transición, usualmente utilizado para modelar fenómenos extremadamente continuos. Su ecuación viene dada por:

$$\gamma(h) = S \left[1 - \exp\left(\frac{-3h^2}{a^2}\right) \right] \quad \text{sí } h \leq a$$

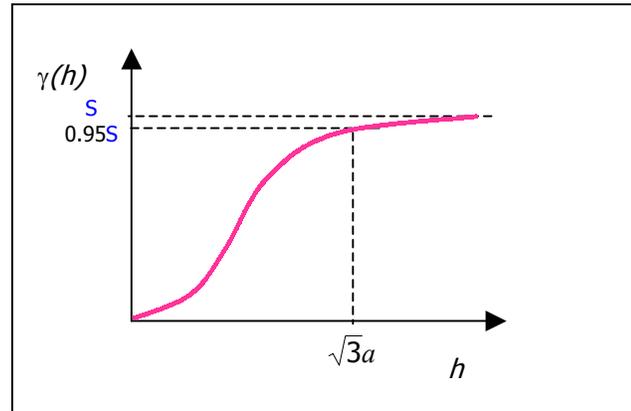
$$\gamma(h) = S \quad \text{sí } h > a$$

Es similar al modelo exponencial, y este modelo alcanza su meseta en forma asintótica, la cual viene dada por $S = \lim_{h \rightarrow \infty} \gamma(h)$. Además el parámetro a se define como el rango efectivo o distancia a la cual el valor del semi-variograma alcanza el 95% del "sill" y queda definido por $a' = \sqrt{3}a$.

La característica que distingue el Modelo Gaussiano es su comportamiento parabólico cercano al origen, con pendiente nula. Esto es indicativo de una gran regularidad (Figura 3-7). Finalmente, la distancia integral queda definida por:

$$\lambda = \frac{1}{S} \int_0^{\infty} [S - \gamma(h)] dh = \frac{a}{2} \sqrt{\pi}$$

Su uso en la práctica es poco habitual porque suele conducir a problemas numéricos. Sin embargo, cuando se utiliza es conveniente combinarlo con un efecto pepita para evitar los problemas de estabilidad numérica.

Fig. 3-7. Modelo Gaussiano ⁽⁸⁾

- *Modelo Cúbico*

Este modelo alcanza la meseta para una distancia finita a y su comportamiento en el origen es cuadrático, por lo que es típico de fenómenos muy suaves. Queda descrito por la ecuación:

$$\gamma(h) = \begin{cases} S\left(\frac{2h}{a} - \frac{h^2}{a^2}\right) \rightarrow h < a \\ S \rightarrow h \geq a \end{cases}$$

Su distancia integral es igual a $0.37a$

- *Modelo Cuadrático*

Se representa por la ecuación:

$$\gamma(h) = \begin{cases} S\left(\frac{2h}{a} - \frac{h^2}{a^2}\right) \rightarrow h < a \\ S \rightarrow h \geq a \end{cases}$$

Este modelo posee un rango finito a y un comportamiento lineal de pendiente en el origen igual a $\frac{2S}{a}$. Es muy similar al esférico. Su distancia

integral viene dada por $\frac{a}{2}$.

- Modelos que no alcanzan una Meseta:

A pesar de no alcanzar una meseta, estos modelos generalmente continúan aumentando a medida que la magnitud de h incrementa. Entre ellos se identifican los siguientes:

- *Modelo Monómico*

Este modelo no tiene meseta porque tiende a infinito cuando h lo hace. Se emplea para representar fenómenos no estacionarios (Figura 3-8). La ecuación está dada por $\gamma(h) = Kh^\theta$, donde θ pertenece al intervalo abierto $(0,2)$.

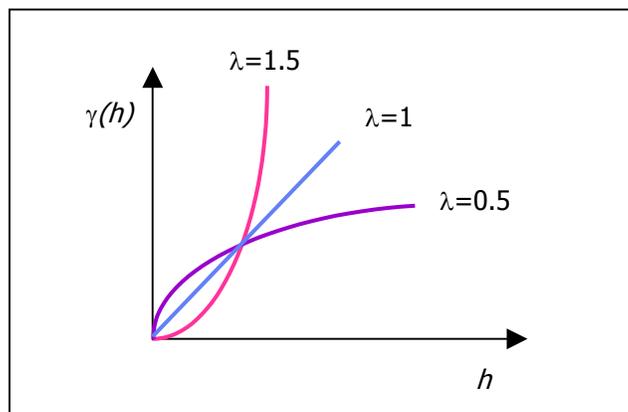


Fig. 3-8. Modelo Monómico ⁽⁸⁾

- *Modelo Logarítmico*

Es de utilidad cuando el semi-variograma experimental se comporta de forma lineal en un gráfico de escala logarítmica para las distancias. Su expresión es como sigue:

$$\gamma(h) = C_1 \log(h) \quad C_1 \rightarrow \text{Constante}$$

No está definido en el entorno del origen y no tiene meseta.

- *Modelo Lineal*

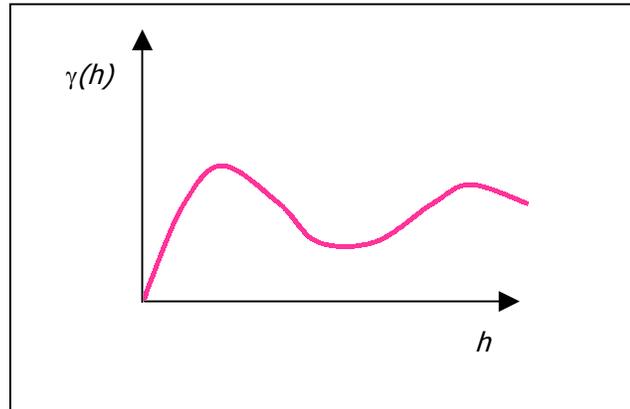
Es característico de fenómenos con una modesta variabilidad en el espacio. Se incrementa linealmente a medida que incrementa h . En su forma estandarizada se rige por la ecuación simplificada:

$$\gamma(h) = |h|$$

- *Modelo de Efecto Agujero*

Es indicativo de fenómenos con componentes periódicas o cuasi-periódicas. Presenta comportamiento parabólico en el origen y negativo en tres dimensiones (Ver figura 3-9). Los semi-variogramas más comunes con efecto agujero quedan definidos por:

$$\gamma(h) = S \left(1 - \frac{\text{sen}(h)}{h} \right) \quad \text{o} \quad \gamma(h) = S(1 - \cos(h))$$

Fig. 3-9. Modelo de Efecto Agujero ⁽⁸⁾

En el caso isotrópico, es decir, cuando no existe una dirección preferencial en la distribución del atributo, el semi-variograma experimental depende únicamente de la distancia de separación.

Para ajustar una combinación de modelos básicos de semi-variogramas a un semi-variograma experimental direccional específico, es necesario decidir cual de los modelos básicos describe mejor "globalmente" su forma. Si el semi-variograma experimental tiene una meseta, sería más apropiado emplear un modelo transicional; si no, sería más apropiado un modelo lineal.

Entre los tres modelos de transición descritos anteriormente, la elección generalmente depende del comportamiento del semi-variograma experimental cercano al origen. Si el fenómeno fundamental es bastante continuo, el semi-variograma experimental mostrará un comportamiento parabólico cerca del origen. En tales situaciones, el Modelo Gaussiano generalmente provee el mejor ajuste. Si el semi-variograma experimental presenta un comportamiento lineal cerca del origen, es preferible utilizar los modelos esféricos o exponencial. Algunas veces es posible ajustar una línea recta en los primeros puntos en el semi-variograma experimental. Si esa línea intercepta la meseta alrededor de 1/5 del rango, entonces es posible ajustar un modelo exponencial más fácilmente que uno

esférico. Por otra parte, si la intercepta alrededor de 2/3 del rango, entonces el modelo esférico se ajustará mejor que el exponencial.

Sin embargo, en algunos casos el semi-variograma experimental requiere una combinación de varios modelos básicos distintos (estructuras anidadas). Tres o más modelos básicos se pueden combinar para generar o representar cada curvatura de los puntos en el semi-variograma experimental. Sin embargo, los modelos complicados usualmente no conducen a un estimado más preciso que aquellos ajustados por modelos simples. Si las principales características del semi-variograma experimental pueden ser capturadas por un modelo sencillo, éste proveerá soluciones suficientemente precisas.

Una vez que se ha elegido el modelo o los modelos básicos, el resto consiste en un ejercicio de ajuste de curvas en el cual existen una serie de parámetros que se pueden variar sistemáticamente. Para los modelos de transición, el rango o alcance usualmente puede ser escogido del semi-variograma experimental. El efecto pepita también puede ser escogido del semi-variograma experimental, extrapolando el comportamiento lineal de los primeros puntos hacia atrás, y cortando el eje γ . La guía más usada para escoger estos coeficientes es recordar que su suma debe ser igual a la del semi-variograma. Dentro de esta guía, existen varias posibles soluciones y un ajuste satisfactorio frecuentemente requiere de una aproximación por tanteo y error.

Para la aplicación en forma óptima de la mayoría de los métodos geoestadísticos se utiliza la suposición de que en cada punto x , $z(x)$ existe una distribución normal.

Una vez que se tiene una idea del patrón a seguir por el modelo estático, es necesario generar los valores en cada una de las celdas de la malla que representan el modelo estático del yacimiento. Para esto se utiliza la simulación.

3.1.4. Simulación Geoestadística ⁽¹²⁾⁽¹⁷⁾

En general, los procesos de estimación siempre implican alguna forma promedio. Sin embargo, si se quiere tratar con la incertidumbre y todo el posible espectro de valores de un atributo deben considerarse todos los efectos de la variabilidad "in situ". Para esto se utiliza la Simulación Estocástica.

Antes de definir el método de simulación empleado es necesario presentar la definición de Kriging:

3.1.4.1. Kriging ⁽⁶⁾

El nombre de "Kriging" procede del nombre de un geólogo sudafricano, D.G. Krige, considerado como precursor de este método. A este tipo de estimación se le llama Estimación Puntual, es decir, principalmente corresponde a obtener el valor de $Z(x)$ (función aleatoria Z) en el punto x .

Es utilizado para relacionar los valores que se encuentran entre las muestras disponibles y los valores desconocidos ubicados espacialmente entre ellas, por medio de modelos geológicos, los cuales son "realizados" en base a estudios de campo (geología) y su posterior adaptación a posibles mecanismos de flujo, lo que permite una caracterización de un yacimiento en base a la poca data de pozos disponibles.

3.1.4.2. Simulación Estocástica Condicional ⁽⁵⁾⁽⁶⁾⁽¹⁷⁾

Considerando la distribución en un campo A de uno o más atributos ($z(u)$, $u \in A$), la simulación estocástica es el proceso de construir modelos alternativos de distribución

espacial de $z(u)$, de igual probabilidad y de alta resolución. Se dice que la realización o representación es condicional si las realizaciones resultantes honran valores de los datos en sus localizaciones.

$l : \{z^{(l)}(u), u \in A\}$ → Denotación de cada realización

$z^{(l)}(u_\alpha) = z(u_\alpha) = z(u_\alpha), \forall l$ → Realización para simulación condicional

La simulación estocástica permite obtener múltiples imágenes equiprobables del yacimiento, honra la información local (pozos), reproduce el histograma (estadísticas básicas), variabilidad espacial (semi-variogramas) y permite cuantificar la incertidumbre.

Sin embargo, la mejor realización o representación será aquella que presente cercanía de la estadística de la misma a los parámetros del modelo y un mejor ajuste a alguna propiedad no considerada en el modelo inicial, todo esto basado en apreciaciones subjetivas de la apariencia global de dicha realización.

Los algoritmos de simulación estocástica han probado ser más versátiles que los tradicionales de interpolación para reproducir todo el espectro de la variabilidad espacial de los datos y considerar distintos tipos de información. Esto con el principal objetivo de manejar distintas imágenes equiprobables del yacimiento, las cuales deberán tener en común toda la información disponible: dura y suave, numérica e interpretativa, local y estructural.

3.1.4.2.1. Simulación conjunta de varias Variables ⁽⁵⁾⁽⁸⁾⁽¹⁰⁾⁽¹⁷⁾

En el modelaje y caracterización de yacimientos, la dependencia espacial de varias variables se observa en los requerimientos de simulación conjunta de porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos.

La mayoría de los algoritmos de simulación basados en funciones aleatorias pueden ser generalizados, en teoría, considerando una función vectorial aleatoria:

$$Z(u) = \{Z_1(u), Z_2(u), \dots, Z_K(u)\}$$

Los diferentes algoritmos de simulación imparten distintas estadísticas globales y características espaciales para cada realización. Ningún algoritmo sencillo de simulación es lo suficientemente flexible para reproducir la gran variedad de características y estadísticas que se consiguen en la práctica. De allí la importancia de la selección del conjunto o juego apropiado de algoritmos y de ajustarlo de ser necesario.

En busca de la mejor realización, en este TEG se emplearon los siguientes métodos:

- Simulación Secuencial

Se basa en la descomposición de la función de probabilidad multivariada de la función aleatoria $Z(x)$ en un producto de distribuciones univariadas condicionales. Si estas últimas son conocidas, es posible obtener las realizaciones de $Z(x)$ a través de generaciones secuenciales aleatorias de cada una de las distribuciones.

El resultado de cada generación se usa para condicionar a la siguiente distribución univariada, antes de proceder al siguiente paso. La simulación y las generaciones se detienen cuando se condiciona la última generación univariada y se genera aleatoriamente una realización.

Es necesario conocer la secuencia completa de distribuciones univariadas de probabilidad condicional. En la práctica se utilizan los datos localizados a una cierta distancia del nodo a ser simulado.

- Simulación Secuencial Gaussiana

También llamada modelo normal de función aleatoria, el algoritmo directo para generar realizaciones en un campo Gaussiano multivariado es facilitado por el principio secuencial de simulación. Este permite dibujar el valor de una variable $z(u)$ desde su distribución condicional. Cada variable se simula secuencialmente, de acuerdo a su función distribución condicional acumulativa (ccdf) totalmente caracterizada a través de un sistema de tipo de Kriging simple (SK), el cual es un método geoestadístico de estimación de un atributo en un punto donde se desconoce su valor, conociendo su media y semi-variograma. El acondicionamiento de la data consiste en agrupar toda la data original y todos los valores previamente simulados encontrados dentro de la "vecindad" de la localización que está siendo simulada.

La función aleatoria $Y(\bar{x}) = \{Y(\bar{x}), \bar{x} \in A\}$ es normal multivariada si y sólo si: todos los subconjuntos $\{Y(\bar{x}): \bar{x} \in B \subset A\}$ son multivariados, todas las combinaciones lineales de las variables aleatorias $Y(\bar{x}_\alpha)$ con $\bar{x}_\alpha \in A$, están normalmente distribuidas; y se representa así:

$$X = \sum_{\alpha=1}^n w_\alpha Y(\bar{x}_\alpha) \quad \text{tiene distribución normal}$$

Además existe covarianza nula entre variables aleatorias $Y(\bar{x})$ cualesquiera.

Además es la primera condición necesaria para que una función aleatoria $Y(\bar{x})$ tenga distribución acumulada univariada que su función de distribución acumulada univariada, $Prob\{Y(\bar{x}) \leq y\}$, sea normal.

Sin embargo, la mayoría de los datos obtenidos en ciencias de la tierra no presentan el clásico histograma simétrico de una distribución normal, lo que se puede resolver mediante una transformación de los datos originales en un nuevo conjunto de datos que sí tengan una distribución normal. Debido a que esto último no garantiza que los datos tengan una distribución normal multivariada, la siguiente condición necesaria es que satisfagan una distribución normal bivariada.

A continuación se describen los pasos básicos seguidos por el algoritmo de simulación secuencial gaussiana:

- Transformación de los datos originales a datos normalizados
- Definición de una trayectoria aleatoria que visite una vez cada uno de los N nodos de la malla a ser simulada (suponiendo que el número de datos M es menor que el número de nodos N)
- Con los datos disponibles y ubicado en el punto visitado x_n , se estima el valor del atributo $Z^*_{SK}(x_n)$ y la correspondiente varianza $\sigma^2_{SK}(x_n)$ utilizando el método de Kriging simple
- El valor estimado $Z^*_{SK}(x_1)$ y la varianza obtenida $\sigma^2_{SK}(x_n)$ se utilizan para proponer una función de densidad gaussiana (condicionada a los M datos originales), la cual se utiliza para generar un valor aleatorio del atributo en la posición x_n :

$$Z^*_{SK}(x_1) = \text{media de la distribución normal}$$

$$\sigma^2_{SK}(x_n) = \text{varianza de la distribución normal}$$

- El valor generado se incorpora al conjunto de datos disponibles como un nuevo dato condicionante y será utilizado en el siguiente paso
- Ubicación en la siguiente posición x_{n+1} de la trayectoria aleatoria y estimación de los parámetros necesarios para una nueva función de densidad gaussiana (condicionada a los $M+1$ datos disponibles)

- Generación de un valor aleatorio del atributo en la posición x_{n+1} basado en la función densidad obtenida. Este valor será añadido al conjunto de datos que condicionarán el siguiente paso
- Se repite el proceso hasta que se genere un valor del atributo en la última posición X_N de la trayectoria aleatoria
- Para el caso de distintas realizaciones se debe cambiar la trayectoria aleatoria y se repite el proceso
- Debido a que el algoritmo se basa en el Método de Kriging es posible usar sus variantes (Kriging con deriva externa) para el manejo de información secundaria, por ejemplo, atributos sísmicos (impedancia acústica vs porosidad).

- Simulación Secuencial Indicadora:

Refleja los diferentes modelos de variabilidad espacial correspondientes a los distintos umbrales o valores límites de la variable correspondiente, considerando tanto datos primarios (reales) como datos secundarios (simulados) y haciendo énfasis en la correlación espacial de los valores extremos.

La reproducción de un modelo indicador de covarianza a través de una simulación indicadora estocástica permite identificar las series de probabilidades para distintas separaciones del vector h . La contribución más importante del indicador es la evaluación directa de las probabilidades condicionales como lo exige el principio de simulación secuencial.

Para las variables categóricas de tipo probabilístico: $I(u)$ es la función aleatoria de modelaje de la variable binaria indicadora $i(u)$ ajustada a 1 si una cierta categoría o

evento prevalece en la localización u , cero por defecto, y $E\{I(u)\} = p$ es la proporción estacionaria.

- Si la variable a ser simulada es ya un indicador binario $i(u)$, ajustar a 1 si la localización u pertenece a la categoría $s \subset A$, de otra manera a cero, entonces:

$$\text{Prob}\{I(u) = 1 \mid (n)\} = E\{I(u) \mid (n)\}$$

- Si la variable $z(u)$ a ser simulada es continua, su función distribución condicional acumulativa (ccdf) puede también ser escrita como una esperanza condicional del indicador:

$$\text{Prob}\{Z(u) \leq z \mid (n)\} = E\{I(u) \mid (n)\}$$

Con $I(u; z) = 1$ si $Z(u) \leq z$, igual a cero de lo contrario.

El Kriging aplicado al indicador de variable aleatoria adecuado provee los mejores estimados de las esperanzas del indicador condicional, de allí que las probabilidades estén definidas por las ecuaciones mostradas.

3.1.5. Programas utilizados⁽⁵⁾

Para el estudio Geoestadístico en este TEG se utilizó la librería *GSLIB* (**G**eo**S**tatistical **S**oftware **L**IBrary), la cual posee una serie de sub-rutinas que permiten realizar estudios de estadística, variografía, estimación y simulación con un mismo programa. De esas rutinas, las utilizadas en el presente TEG son:

- *histplt:*

Es una rutina básica que permite generar estadística sumarial de datos por medio de la visualización de los histogramas de frecuencia o acumulados de la data. Además acota como resultado: g número de datos, valor promedio, desviación estándar, moda, coeficiente de variación, valores mínimo y máximo de la data, mediana y cuartiles.

- *gamv:*

Es la rutina que tiene GSLIB para el manejo de data irregularmente espaciada en una (1D), dos (2D) y tres dimensiones (3D). Permite la realización de semi-variogramas según las especificaciones dadas en el archivo de parámetros con el objetivo de cumplir los requerimientos del estudio geoestadístico a realizarse. Para esto puede manejar diferentes direcciones, variables y tipos de medidas de la variabilidad espacial.

- *sisim lm:*

Es el programa de simulación secuencial indicadora para variables categóricas y continuas. Dicho programa sirve tanto para variables categóricas de códigos enteros como para variables continuas con función distribución definida. Permite simular los valores de una variable tomando en cuenta su distribución.

3.2. ALGORITMOS GENÉTICOS – PERTINENTE AL PASO 2 DE LA METODOLOGÍA

3.2.1. Antecedentes ⁽³⁾⁽⁷⁾⁽⁹⁾

Los algoritmos genéticos están inspirados en algunos de los procesos observados en la evolución natural. La evolución se lleva a cabo en los cromosomas, los cuales son

mecanismos orgánicos para la codificación de las estructuras de los seres humanos. Basado en la "supervivencia del más apto", John Holland, quien formalizó los algoritmos genéticos en 1975, propuso que los cromosomas representados apropiadamente en un algoritmo computacional, podrían apoyar una técnica para la solución de problemas difíciles mediante la "evolución" de las posibles soluciones.

Tal como en la naturaleza, estos algoritmos no conocen nada acerca del tipo de problema que están resolviendo. La única información de la cual disponen es de una evaluación de cada cromosoma producido y el único uso de esa evaluación es para influenciar la selección de una manera tal que aquellos cromosomas que tengan las mejores evaluaciones tiendan a ser reproducidos con más frecuencia que aquellos con malas evaluaciones.

Existen dos mecanismos que permiten conectar el Algoritmo Genético al problema que se busca solucionar. Estos son: la manera de codificación de las soluciones al problema en forma de cromosomas y la función evaluación, la cual da una medida del desempeño de cada cromosoma en el contexto del problema.

En el trabajo de Holland, la codificación se lleva a cabo utilizando cadenas de "bits". Por su parte, la función evaluación es el enlace entre el Algoritmo Genético y el problema a ser resuelto. La función evaluación toma el cromosoma como dato de entrada y retorna un número o lista de números que son una medida del desarrollo de cada cromosoma en el problema planteado. La función evaluación juega el mismo rol en los Algoritmos Genéticos que juega el ambiente en la evolución natural. La interacción de un individuo con su medio ambiente provee una medida de su aptitud. Esta es empleada por el Algoritmo Genético para llevar a cabo la "reproducción".

A continuación se presenta un esquema general para describir un algoritmo genético:

1. Inicializar una población de cromosomas
2. Evaluar cada cromosoma en la población
3. Crear nuevos cromosomas apareando cromosomas actuales; aplicar mutación y recombinación como pareja de los cromosomas "padres"
4. Borrar miembros de la población para hacer campo para nuevos cromosomas
5. Evaluar los nuevos cromosomas e insertarlos en la población
6. Si el tiempo es limitado, parar y volver a los mejores cromosomas; si no, volver al paso tres (3)

3.2.2. Definición ⁽³⁾⁽⁷⁾⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾

En el caso particular, objeto del presente TEG, esta técnica consiste en algoritmos heurísticos, es decir, aquellos algoritmos probados por medio de la experimentación, que pueden ser utilizados para la optimización de funciones complejas. Estos algoritmos desarrollan búsquedas estructuradas, aunque aleatorias, basadas en genética y en una analogía de los métodos de selección natural, de acuerdo a la teoría evolucionista Darwiniana y al principio de "supervivencia del más apto".

Los Algoritmos Genéticos (GAs, siglas en inglés) describen soluciones al problema como "individuos", y representan la evolución natural de una población inicial de posibles soluciones (individuos) al problema. Los individuos están representados por cada uno de los modelos estáticos generados por el estudio geoestadístico previo, en base a la data dura (datos de pozos e interpretación geológica).

"La técnica de Algoritmos Genéticos (GAs) explota eficientemente la información histórica (memoria implícita) para considerar nuevos puntos de investigación con la intención de

mejorar el ajuste". Éstos han sido implementados empíricamente para proveer una investigación robusta, eficiente y efectiva en espacios complejos (Goldberg 1989).

Para representar un proceso de evolución natural, GAs comienza con una población inicial de soluciones potenciales (individuos) al problema considerado. La población inicial puede ser escogida aleatoriamente o de un análisis de las posibles y plausibles regiones en el espacio. El proceso continúa con la selección de soluciones individuales de la población de acuerdo a un proceso estocástico que favorece aquellos individuos con mejor desarrollo, y su información genética es recombinada y modificada siguiendo las reglas de transición probabilística, tales como recombinación y mutación, para formar una nueva población. A medida que el proceso de optimización progresa, la población actual va siendo reemplazada por soluciones nuevas. El proceso se repite hasta lograr la convergencia o hasta que se alcanza un número máximo de evaluaciones.

3.2.3. Algoritmo Genético a utilizarse⁽⁹⁾

En este caso se describe un Algoritmo Genético diseñado especialmente para lograr una descripción óptima del yacimiento, el cual honra datos de pozos y de producción una vez que se han definido los modelos geológico y estructural. El modelo empleado utiliza ideas de la teoría evolucionista Darwiniana, combinando algoritmos genéticos y modelos geoestadísticos para generar múltiples descripciones del yacimiento elegido para la prueba del método.

Los problemas de optimización presentan tres componentes básicos:

- Una función objetivo a ser minimizada o maximizada

- Un conjunto de variables desconocidas que pueden afectar el valor devuelto por la función objetivo
- Un conjunto de limitaciones que permite que las incógnitas tomen ciertos valores, pero excluye otros

Por esto último, el objetivo principal de la optimización está en encontrar valores de variables que minimicen o maximicen la función objetivo, satisfaciendo a su vez las limitaciones.

Es importante describir a continuación el método de los Puntos Piloto, el cual va a ser utilizado en conjunto con los Algoritmos Genéticos.

3.2.4. Método de Puntos Piloto ⁽⁹⁾

Se utiliza para obtener una mejor descripción del yacimiento en conjunto con un método geoestadístico.

Primero, se hace una realización geoestadística para generar las propiedades de interés del yacimiento. Se imponen dos limitaciones: las propiedades de las celdas que contienen pozos nunca son ajustadas, es decir, son consideradas puntos fijos debido a su baja incertidumbre, y el semi-variograma asumido debe ser honrado por todas las demás realizaciones.

Segundo, se seleccionan los *puntos piloto*, los cuales no son más que celdas cuyas propiedades pueden variar dentro de ciertas limitaciones, las cuales restringen la elección del valor de dicha propiedad en cualquier celda correspondiente a un punto piloto, manteniéndolo dentro de un rango aceptable. Los valores iniciales para las celdas de los

puntos piloto pueden obtenerse de una realización geoestadística basada únicamente en datos de pozos.

Tercero, se corre una simulación del yacimiento basada en los valores obtenidos (puntos piloto) y la información dura.

Como cuarto paso se utiliza la historia de producción obtenida de la simulación para calcular la Función Objetivo, la cual se utilizará para medir cuán bien se ajusta la data de producción simulada a la real.

El quinto paso es el empleo de un algoritmo de optimización para calcular nuevos valores de las propiedades en los puntos piloto con la finalidad de reducir la Función Objetivo.

Finalmente, el paso seis consiste en generar una nueva realización geoestadística basada en los nuevos valores obtenidos en los *puntos piloto*. Se repiten los pasos del 3 al 6 en forma iterativa hasta que la función objetivo haya sido minimizada. Para cada simulación, tanto el semi-variograma como los valores medidos (reales) y los valores en las celdas de los *puntos piloto*, deben ajustarse a la data de producción mejor que el modelo simulado anteriormente.

3.2.5. Formulación ⁽⁹⁾

En la formulación de todo Algoritmo Genético para un problema específico, existen tres puntos importantes que deben ser indicados:

- El diseño del Genoma por las variables que definen una posible solución y la

generación del fenotipo (realización del modelo numérico)

- La selección y creación de estructuras utilizadas para generar soluciones
- Los operadores genéticos, tales como crossover y mutaciones, utilizados para recombinar la información genética

3.2.5.1. Genoma

En biología, el Genoma representa el sitio o lugar donde se almacena la información genética (genotipo), la cual se interpreta por procesos psicoquímicos altamente complejos, gobernados por el ácido desoxirribonucleico (ADN), para así lograr una representación física (fenotipo) de los individuos. Son la unidad funcional de la información genética.

Similarmente, los Algoritmos Genéticos trabajan con arreglos de variables codificadas (series o cromosomas) que representan artificialmente la información que en la naturaleza está contenida en el código genético de los organismos vivos. En el caso de codificación binaria, los genes están representados por "bits" sencillos o bloques cortos de "bits" adyacentes que codifican un elemento particular del individuo. El conjunto de "bits" o bloques cortos de "bits" son combinados para formar las series. En este sentido, el arreglo de variables codificadas es el genotipo (en problemas de optimización un conjunto de parámetros codificados describen el modelo), y el modelo numérico es el fenotipo.

La estructura del Genoma debe ser diseñada en una forma que explote las particularidades del problema y la interdependencia, si existe, entre las variables. La estructura que tiene el genoma de los algoritmos utilizados en el presente TEG es no convencional. Así la data espacial está localizada en cromosomas tridimensionales.

Una vez que la estructura del Genoma ha sido definida, se utiliza un procedimiento de inicialización para asignar valores a todas las variables en el genoma de los individuos que conforman la población inicial.

El Algoritmo Genético utiliza tres (3) cromosomas separados para distintos tipos de parámetros de yacimientos, conformados por estructuras multidimensionales de números reales.

3.2.5.2. Mapeo Genotipo-Fenotipo

Para la realización de mapas a partir de la información contenida en los cromosomas (Genoma) al modelo numérico en sí, se requiere el siguiente paso principal:

- *Mapeo Geoestadístico*

Se refiere a la generación de las propiedades estáticas de la acumulación, las cuales dependen de la semilla de inicialización, siendo ésta uno de los principales factores que controlan el mapeo de genotipo - fenotipo. De una misma data, diferentes semillas geoestadísticas producen distintas realizaciones de las propiedades petrofísicas, las cuales representan un grupo de parámetros importantes en la definición de los modelos de simulación del yacimiento.

La razón principal por la cual diferentes semillas de inicialización en la simulación geoestadística producen distintas realizaciones de las propiedades petrofísicas es que los resultados geoestadísticos están ligados a la secuencia seguida por la simulación gaussiana y la simulación indicadora. La semilla de inicialización se utiliza para definir el camino a través del cual será desarrollada la simulación secuencial.

Distintos caminos producirán resultados diferentes, aunque la data dura (información de pozos) es la misma.

En este TEG se introduce una variante a la metodología utilizada por la geoestadística, la cual consiste en incorporar los puntos piloto. Es importante resaltar que estos puntos piloto cambian cada vez que se genera un individuo.

3.2.5.3. Estrategias de Población

La información genética de los individuos (cromosomas) es copiada de acuerdo a su adaptación (f), representando la selección natural, "supervivencia del más apto", entre una población. Este proceso se denomina reproducción. Dicho proceso de selección está basado en la evaluación de la capacidad de adaptación de los modelos individuales. Como los Algoritmos Genéticos trabajan con una población de soluciones potenciales individuales al problema considerado, la población actual de soluciones es progresivamente reemplazada por nuevas soluciones. La manera exacta en que son obtenidas depende de la formulación de dicho algoritmo. La población original es la población "padre", mientras que la nueva población es la población "progenie" o "descendiente".

Para la selección de los individuos que contribuirán a la siguiente generación se pueden utilizar, entre otros, los siguientes métodos:

- Valor esperado, basado en la probabilidad de cada individuo en función de una media
- Escalamiento sigma, basado en variaciones y desviaciones estándar
- Boltzmann
- Rank

Estos métodos determinan la probabilidad con la cual cada individuo puede ser seleccionado. Una vez determinada ésta, la selección puede realizarse utilizando distintos procedimientos. Entre éstos, se tienen los siguientes:

- *Rueda Ruleta (Roulette Wheel)*

Este método simula una ruleta cuyas divisiones ("Slices") corresponden a cada uno de los individuos en una generación dada (Goldberg, 1989). El tamaño de dicha división ("Slice") es proporcional a su nivel de adaptación y la ruleta se gira tantas veces como "padres" se requieran. Este método provee selección sobre el promedio, pero no garantiza que individuos altamente aptos sean seleccionados, particularmente en corridas utilizando poblaciones pequeñas. La ventaja principal de este método es que promueve directamente la reproducción de la población más apta, por medio de la influencia de la probabilidad de selección de cada miembro de acuerdo a su adaptación.

- *Muestreo Estocástico Universal (SUS):*

Con la intención de minimizar el rango de posibles consecuencias resultantes de un muestreo dado un valor, Baker (1987) propuso girar la rueda únicamente una vez, pero utilizando puntos de igual espaciado, tantos en número como "padres" se requieran.

Posteriormente, para la actualización de la población a medida que el proceso de optimización progresa, las soluciones individuales son reemplazadas progresivamente por nuevas soluciones. La población que antes estaba formada por "padres" es reemplazada completamente por cada generación formada por "descendientes". Sin embargo, los mejores modelos pueden ser conservados utilizando el "elitismo", el cual consiste en clonar los mejores individuos de la generación anterior manteniéndolos hasta la siguiente generación, sin sufrir mutación.

3.2.6. Otras Características

Cabe mencionar que el programa de Algoritmos Genéticos utilizado en el presente TEG fue probado con un yacimiento complejo y sintético que representaba un yacimiento del Mar del Norte, donde se tomaron en cuenta para el cotejo histórico de producción parámetros como permeabilidad, porosidad, propiedades de volumen de arena neta, parámetros que controlan el flujo a través de fallas, factores de daño y los índices de productividad de pozos. Esto demostró que dicho programa de algoritmos genéticos permite encontrar diferentes descripciones de un yacimiento que honren los datos dinámicos (reales) con una calidad comparable a la obtenida a mano. Sin embargo, dicho programa no había sido probado hasta ahora con un yacimiento real, por lo que todos los parámetros de cotejo arriba mencionados serán tratados en forma aislada.

Para el presente TEG se tomaron en cuenta la porosidad, permeabilidad y saturaciones como variables de ajuste del modelo estático a la información real (History Match) por medio del cotejo del corte de agua (Producción de agua) del campo.

3.3. SIMULADOR NUMÉRICO ECLIPSE – PERTINENTE AL PASO 3 DE LA METODOLOGÍA

3.3.1. SIMULACIÓN NUMÉRICA⁽¹⁾⁽⁴⁾

3.3.1.1. Definición

La simulación del comportamiento de yacimientos de petróleo se refiere a la construcción y operación de un modelo numérico cuya tendencia debe representar certeramente la conducta real del yacimiento.

La optimización de un yacimiento requiere la construcción de un modelo adecuado del mismo y la ejecución de simulaciones de su comportamiento. La interpretación e integración de datos, cuya calidad ha sido rigurosamente controlada, y que provienen de diferentes fuentes, son requisitos previos esenciales para la preparación de un modelo adecuado del yacimiento. Los datos, modelos y simulaciones deben reflejar de manera exhaustiva el comportamiento real del yacimiento.

Usualmente, el propósito de la simulación es generar predicciones de comportamiento del yacimiento bajo uno o más esquemas de explotación y optimizar las estrategias de desarrollo del mismo. Sin embargo, la simulación de yacimientos también es útil para evaluar las distintas técnicas de integración de datos y modelaje estático del referido yacimiento.

La simulación numérica se rige por principios de balance de materiales, tomando en cuenta la heterogeneidad del yacimiento y la dirección de flujo de los fluidos. A su vez, utiliza una combinación especializada de conocimientos de varias disciplinas: ingeniería, física, química, matemáticas, análisis numérico y sistemas de programación. El simulador conjuga estas disciplinas en un modelo que utiliza los datos medidos transformándolos en una representación del comportamiento del yacimiento. Básicamente, se trata de representar los cambios del yacimiento causados por la producción e inyección de fluidos en el mismo.

A diferencia del análisis convencional de balance de materiales (Cero-Dimensional), el cual reduce al yacimiento a un punto, la simulación numérica toma en cuenta parámetros como la ubicación de los pozos, sus condiciones de operación, tanto de presión como de tasa, y si están sujetos a restricciones de flujo o a cambios operacionales durante algunos períodos de la historia y del pronóstico.

En la simulación se divide al yacimiento en pequeños bloques o celdas, para tomar en cuenta la heterogeneidad del yacimiento. Cuanto más fina sea la división, más preciso será el modelo, pero esto trae el inconveniente de hacer más lentas las corridas de simulación, puesto que se realizan muchos más cálculos en el simulador.

Estos cálculos se realizan, para cada celda, en pasos discretos de tiempo, utilizando ecuaciones de balance de materiales y de flujo para cada fase presente en las celdas. Por ello, se puede decir que la utilidad de los modelos numéricos radica en que permiten atacar problemas complejos con soluciones simples.

3.3.1.2. Antecedentes

La simulación de yacimientos ha sido utilizada desde el inicio de la Ingeniería de Petróleo como especialidad. En la década de los años 40, el potencial de la simulación de yacimientos fue reconocido y muchas compañías iniciaron el desarrollo de modelos analógicos y numéricos con la finalidad de mejorar las soluciones analíticas disponibles (cálculo de balance de materiales y desplazamiento 1-D de Buckley-Leverett).

En la década de los años 50, se llevaron a cabo investigaciones en lo que respecta a solución numérica de ecuaciones de flujo. Como resultado, se desarrollaron programas para simulación de yacimientos, sencillos pero útiles. Estos programas representaron el mayor avance y usaron la solución de un conjunto de ecuaciones de diferencias finitas para describir el flujo multifásico 2-D y 3-D en medios porosos heterogéneos. Fue la primera vez que los ingenieros de yacimientos lograron evaluar rápidamente problemas complejos.

En la década de los años 60, el desarrollo de la simulación de yacimientos, estuvo dirigido a resolver problemas de flujo de tres fases en yacimientos de hidrocarburos. Los métodos de recuperación que fueron simulados incluían agotamiento de presión y varias formas de mantenimiento de presión. Los programas desarrollados operaban en grandes computadoras (Mainframe) y usaban tarjetas de papel o cartón para la carga de datos.

Durante la década de los años 70, la tendencia cambió bruscamente, debido al creciente número de investigaciones en procesos EOR, avances en técnicas de simulación numérica y la disminución del tamaño e incremento de velocidad de las computadoras.

Los nuevos simuladores matemáticos fueron desarrollados de tal manera que incluían procesos de inyección química, inyección de vapor y combustión in-situ. La investigación durante este período resultó en avances significativos en lo que se refiere a la caracterización de los hidrocarburos durante el desplazamiento bajo la influencia de la temperatura, agentes químicos y comportamiento de fases multicomponentes.

Durante la década de los años 80, el rango de las aplicaciones de la simulación de yacimientos continuó expandiéndose. La descripción de yacimientos avanzó hacia el uso de la geoestadística para describir heterogeneidades y proporcionar una mejor definición del yacimiento.

Se desarrolló la tecnología para modelar yacimientos naturalmente fracturados, incluyendo efectos composicionales. Asimismo, se modeló el fracturamiento hidráulico y pozos horizontales y su aplicación al monitoreo del yacimiento. Al inicio de esta década, las aplicaciones fueron desarrolladas en grandes computadoras y al final de la década se empezaron a usar microcomputadoras.

Actualmente, las computadoras personales y una gran cantidad de sistemas de simulación de yacimientos, proporcionan al usuario un medio económico y eficiente para resolver problemas complejos de ingeniería de yacimientos.

Los avances más recientes se han centrado principalmente en los siguientes puntos:

- Descripción del yacimiento
- Yacimientos naturalmente fracturados
- Fracturamiento hidráulico
- Pozos horizontales

En cuanto a descripción del yacimiento, se están aplicando técnicas sustentadas en los siguientes elementos:

- Información incompleta del yacimiento en todas sus escalas
- Deposición compleja de facies en el espacio
- Propiedades variables de roca
- Relación desconocida entre propiedades
- Abundancia relativa de muestras con información proveniente de los pozos

En la actualidad la simulación numérica incluye una formulación rigurosa del sistema físico a ser modelado, incluyendo:

- Propiedades variables de la roca
- Propiedades de los fluidos versus presión

- Balance de materiales
- Ecuaciones de flujo en el medio poroso
- Presión capilar

Generalmente estas ecuaciones matemáticas se manipulan para representar adecuadamente los complicados fenómenos del yacimiento que serán estudiados.

Un simulador numérico reduce el balance de materiales (tanque) a un pequeño elemento y considera este elemento como uno de muchos dentro del límite del yacimiento. Cada elemento es considerado contiguo y en comunicación con los otros que lo rodean. Asimismo, los elementos pueden ser arreglados areal y verticalmente para representar mejor la geometría física del yacimiento a ser estudiado. Además, las características de la roca y el yacimiento pueden ser variadas para representar cualquier heterogeneidad de un yacimiento anisotrópico. Los yacimientos pueden ser descritos de manera mas fiel usando elementos o bloques muy pequeños. Muchos elementos pequeños, incrementarán el tiempo de cálculo.

Una vez que se ha preparado la representación del yacimiento en forma de elementos individuales, el modelo de simulación numérica resuelve para cada serie de pasos de tiempo ("time-steps") un conjunto de ecuaciones de balance de materiales para todos los bloques, hasta que los efectos dinámicos del movimiento de fluidos, causado ya sea por producción o inyección en uno o más bloques, sea balanceado.

Estas resoluciones o soluciones son efectuadas en pasos pequeños de tiempo, para reflejar el comportamiento del yacimiento en general y para cada pozo activo considerado por el modelo. Debido a que se permite el flujo de fluidos a través de los bloques (dentro de los límites), el movimiento de los frentes de fluidos puede seguirse con los simuladores

numéricos, detectando cambios en los contactos gas-petróleo o agua-petróleo. Los modelos también deben representar los cambios dinámicos en la presión y distribución de saturación en el yacimiento.

3.3.1.3. Aplicaciones

Entre las aplicaciones de la simulación se pueden mencionar:

- Estudiar la recuperación final primaria y su comportamiento bajo diferentes modos de operación tales como agotamiento natural, inyección de agua y/o gas
- Evaluar el momento en el cual debe iniciarse un proceso de recuperación mejorada a fin de maximizar la recuperación, así como el tipo de patrón que debe ser usado
- Elegir el tipo de proceso de recuperación mejorada mas apropiado y cual será la recuperación final y el comportamiento con dicho proceso
- Investigar los efectos de nuevas ubicaciones y espaciamentos de pozos
- Analizar el efecto de las tasas de producción sobre la recuperación
- Analizar qué tipos de datos tienen el mayor efecto sobre la recuperación y por lo tanto los que deben ser evaluados mas cuidadosamente con experimentos físicos en el laboratorio

La principal aplicación de la simulación numérica, en lo que se refiere al presente TEG, es la evaluación de los distintos modelos estáticos generados por medio de técnicas Geoestadísticas y de Algoritmos Genéticos para así validar la metodología desarrollada y postulada como técnica que permite obtener modelos estáticos que honran la información dinámica.

3.3.2. Modelo de Simulación

Una vez definida la geometría, propiedades, condiciones iniciales, información de pozos y datos históricos del yacimiento, es necesario definir el tipo de modelo de simulación a utilizarse. En el presente TEG el modelo a ser utilizado en las predicciones para evaluar con el mismo la bondad de la metodología desarrollada es el siguiente:

3.3.2.1. Simulador de Yacimientos de Petróleo Negro "Black Oil"

Modela el flujo de fluidos, en yacimientos donde se asume existen tres fases distintas en el yacimiento, petróleo, agua y gas (caso más complejo). Este es el simulador más comúnmente usado en la actualidad en yacimientos de petróleo y la principal suposición es que las composiciones del petróleo y el gas no cambian significativamente con el agotamiento. Generalmente son isotérmicos.

El agua y el petróleo se asumen inmiscibles y además que no existe intercambio de masa o cambio de fase entre ellos. Se asume además que el gas es soluble en el petróleo, pero no en el agua.

A pesar que los resultados de un estudio de simulación pudieran ser juzgados como más aceptables, debido a la complejidad que se le proporciona al modelo, es mejor diseñar el modelo más simple que permita simular el proceso de desplazamiento con suficiente exactitud. El diseño de un modelo estará influenciado por los siguientes factores:

- Tipo y complejidad del problema
- Tiempo disponible para completar el estudio
- Costo del estudio

- Calidad de los datos disponibles
- Capacidad del simulador y equipos existentes

Estos modelos generalmente se usan en las siguientes aplicaciones:

- Usados para simular yacimientos de petróleo que tienen baja volatilidad ($B_o < 2$)
- Utilizado para representar procesos de desplazamiento agua/petróleo o gas/petróleo
- Útiles en yacimientos con empuje por gas disuelto, expansión de capa de gas o inyección de gas

3.3.3. *Discretización Espacial y del Tiempo en un Modelo de Simulación*

Se puede definir la discretización como la subdivisión de la distancia y el tiempo en incrementos o pasos definidos y específicos. Es decir, las ecuaciones diferenciales parciales que describen el flujo de fluidos en el yacimiento, no pueden ser resueltas analíticamente. Estas deben ser resueltas numéricamente, reemplazando las ecuaciones diferenciales con ecuaciones de diferencias finitas. En tal sentido, para usar ecuaciones de diferencias finitas es necesario tratar al yacimiento como si estuviera compuesto de elementos discretos de volumen y calcular los cambios en las condiciones para cada elemento de volumen en cada intervalo discreto de tiempo:

3.3.3.1. Discretización Espacial

- *Ubicación de los pozos*

La discretización espacial se realiza de tal manera que sea factible obtener los valores de presión y saturación en las zonas donde se piensa incluir ubicaciones para pozos. Normalmente estas ubicaciones están representadas por todos los pozos existentes o planificados.

- *Geometría y Geología de la Estructura*

Una representación adecuada de la geometría, geología y propiedades físicas del yacimiento es factor fundamental para llevar a cabo una simulación numérica del yacimiento en el diseño de un sistema de modelaje. El límite externo del yacimiento es el factor más obvio.

Las barreras internas al flujo de fluidos (barreras de lutitas, discontinuidades del yacimiento y fallas sellantes) definen la dimensión mínima de la malla.

La malla se elige de tal forma que permita aproximar la localización de las barreras. Los yacimientos altamente estratificados pueden requerir una mayor segmentación de la malla en la dirección vertical. La definición de la malla en la zona de transición normalmente es bastante fina.

- *Propiedades de los Fluidos del Yacimiento*

Las variaciones en las propiedades de los fluidos (viscosidad, presión de saturación y RGP) pueden requerir una densificación de malla fina en algunas regiones del modelo. Algunos ejemplos son: zona de petróleo viscoso cercana al contacto agua/petróleo, cambios en la presión de saturación con la profundidad o posiciones

areales en yacimientos de gas donde las propiedades del gas cambian con la profundidad.

3.3.4. Planificación de un Estudio de Simulación

A continuación se presenta un “orden sugerido” de las actividades más importantes durante un estudio de simulación:

- Definición del Problema
- Adquisición y Revisión de datos
- Descripción del yacimiento y diseño del modelo
- Ajuste de historia ó cotejo histórico
- Predicción
- Informe final

3.3.4.1. Definición del Problema

El primer aspecto a tratar cuando se lleva a cabo un estudio de simulación es definir los problemas de comportamiento del yacimiento y los problemas operativos asociados. Para lograr esto se debe reunir información suficiente acerca del yacimiento y su forma de operación, para así identificar las alternativas necesarias en lo que respecta a pronósticos.

Se debe definir en forma clara y concisa el objetivo práctico del estudio. Asimismo, son necesarias evaluaciones rápidas a fin de identificar el mecanismo principal de producción y

reconocer qué factores dominarán el comportamiento del yacimiento (gravedad, heterogeneidad, conificación, etc.).

3.3.4.2. Adquisición y revisión de los datos

Los datos deben ser revisados y reorganizados, después que estos hayan sido recopilados, debido a que estos han sido obtenidos para diferentes usos y normalmente no han sido organizados de tal forma que tengan entrada directa en el simulador.

La revisión debe efectuarse cuidadosamente y se debe dedicar todo el tiempo necesario a fin de evitar trabajo innecesario en el futuro.

Si es posible, se debe determinar el nivel de complejidad del modelo de yacimiento, para iniciar el diseño del mismo e identificar los datos necesarios para su construcción.

3.3.4.3. Descripción del Yacimiento y Diseño del modelo

El diseño de un modelo de simulación está influenciado por el tipo de proceso a ser modelado, problemas relacionados con la mecánica de fluidos, los objetivos del estudio, la calidad de los datos del yacimiento y su descripción, restricciones de tiempo y el nivel de confiabilidad necesario para asegurar que los resultados del estudio sean aceptables como certeros.

3.3.4.4. Ajuste de Historia

Después que se ha construido un modelo del yacimiento, debe ser verificado a fin de determinar si puede reproducir el comportamiento histórico del yacimiento. Generalmente, la descripción del yacimiento usada en el modelo se valida haciendo "correr" el simulador con datos históricos de producción de crudo o líquido e inyección y comparando las presiones calculadas y el movimiento de los fluidos con el comportamiento real del yacimiento.

El principal objetivo de un estudio de simulación es predecir o pronosticar el comportamiento futuro del yacimiento con mayor exactitud que alguna otra técnica más sencilla de predicción.

Es evidente que el comportamiento del modelo numérico debe ser similar al del yacimiento para que los resultados sean aceptables. Debido a la incertidumbre inherente a los datos requeridos para construir el modelo, se debe probar el comportamiento del modelo antes de ser usado para predecir el comportamiento futuro.

La única forma de probar el modelo es simular el comportamiento pasado del yacimiento y comparar los resultados con los datos históricos. Este proceso se usa también para identificar las inconsistencias del modelo y corregirlas.

El ajuste de historia es, por lo tanto, el proceso de refinar el modelo a través del ajuste de parámetros de geología, roca y fluido, para generar la mínima diferencia entre los datos de campo y los resultados del simulador, todo esto en una etapa de comportamiento conocido o estimable.

3.3.4.5. Predicción

Una vez que se ha obtenido un ajuste aceptable de la historia, el modelo puede ser usado para predecir con mayor confianza el comportamiento futuro del yacimiento.

3.3.4.6. Informe Final

El paso final de un estudio de simulación es plasmar los resultados y conclusiones en un Informe Final claro y conciso. El mismo puede ser un breve memorando para un pequeño estudio o un informe completo con gran detalle para un estudio al nivel de yacimiento completo.

En el Informe Final se deben incluir los objetivos del estudio, la descripción del modelo usado y además debe presentar los resultados y conclusiones referentes al estudio específico.

SECCIÓN 4

METODOLOGÍA – ENFOQUE PROPUESTO

Como se ha indicado en la Sección 2, este TEG cubrió cuatro actividades fundamentales que se enumeran a continuación:

- Etapa 1: *Análisis Geoestadístico para Caracterización de la roca (porosidad, permeabilidad, arcillosidad y facies sedimentarias)*
- Etapa 2: *Uso de algoritmos genéticos y herramientas geoestadísticas para la generación del modelo estático de la acumulación*
- Etapa 3: *Modelaje Dinámico para reproducción del comportamiento histórico utilizando el simulador ECLIPSE a fin de evaluar las bondades de la metodología*
- Etapa 4: *Comparación de resultados del método con la realidad del campo*

A continuación una breve descripción del trabajo realizado en cada una de las etapas.

Se observa que para todas las fases de este TEG se utilizaron datos de roca, fluidos y comportamiento del Intervalo CPI-3, Campo Piloto 1. Como en este trabajo lo fundamental es el desarrollo metodológico y la prueba de procedimientos y herramientas, los datos básicos de la acumulación se presentan como Anexo 1. Adicionalmente en las secciones 5 y 6 se discutirán en detalle esos datos y las herramientas utilizadas para manejarlos.

En esta Sección 4 se concentra la discusión en los procedimientos, haciendo referencia a los datos, dando por sentado que el lector los tiene disponibles en el Anexo 1 y en las Secciones 5 y 6.

4.1. Análisis Geoestadístico para Caracterización de la Roca

El patrón estructural es un factor importante en la caracterización de yacimientos, y se califica como uno de los causantes principales de las acumulaciones de hidrocarburos. El conocimiento de la estructura de los yacimientos permite un desarrollo adecuado de los mismos. Es por esto, que uno de los pasos en la construcción de un modelo geoestadístico es establecer el marco stratigráfico /estructural del yacimiento, el cual define el volumen de referencia y los límites dentro del cual se llevará a cabo la simulación de facies y la asignación de las propiedades de la roca / yacimiento.

Por otro lado, conocer la distribución de facies dentro del yacimiento es un factor clave, debido a que la misma influye significativamente en el comportamiento del flujo de fluidos. Esto se atribuye a la variabilidad de las propiedades petrofísicas de las distintas facies. Por lo expuesto, es indispensable la realización de un estudio sedimentológico global del área en estudio.

Una vez definido el número de facies presentes, es necesario codificarlas por medio de la asignación de un número que las identificará durante todo el estudio geoestadístico y el cual debe ser único. También es necesario realizar las curvas de proporción horizontal y vertical de facies, lo que permite evaluar rápidamente la distribución areal y el grado de variabilidad lateral de las facies dentro de un intervalo estudiado. Por otro lado, estas curvas ayudan a identificar tendencias regionales en la distribución de facies y sus correlaciones laterales/verticales. Previo a este TEG, PDVSA habían realizado un estudio de caracterización geológica, sedimentológica y modelaje dinámico del yacimiento Piloto A del Campo Piloto 1 ⁽¹⁶⁾. El mismo yacimiento sería utilizado para probar la metodología desarrollada en este TEG debido a la facilidad de acceso a la data.

De hecho, de este trabajo previo ⁽¹⁶⁾, para este TEG se utilizaron los archivos de datos. Los resultados de aplicar la metodología del presente TEG se compararían luego con la historia

real del yacimiento a manera de cotejo o reproducción de historia. Esto permitiría decidir sobre la bondad de la nueva metodología para representar de manera más certera el sistema roca-fluido.

Se calcularon, en dicho estudio previo ⁽¹⁶⁾, las proporciones horizontales de facies para un intervalo dado. Por otra parte, las curvas de proporción vertical fueron representadas como un histograma acumulado, donde las barras representan proporciones de las facies presentes en los pozos calculadas a cada nivel estratigráfico; dichas curvas resumen y cuantifican la información geológica contenida en una descripción de facies. En la metodología desarrollada en el presente TEG se toman en cuenta las distribuciones no sólo en el intervalo sino en los sub-intervalos en que pueda estar dividida la formación en estudio por razones de estratigrafía.

Las curvas de proporción de las facies sedimentarias para los sub-intervalos en los que ha sido dividido el intervalo en estudio representan una descripción más fina de lo que ocurre en las curvas de proporción del intervalo completo, lo cual permite realizar un estudio más detallado en busca de una representación lo más similar posible a los datos probados. También permite establecer las facies predominantes en cada sub-intervalo y las zonas en las que se encuentran.

Para tener una visión general del comportamiento de las propiedades petrofísicas del yacimiento en estudio, es necesario realizar de un análisis estadístico por facies dentro del intervalo y uno global sobre la arena neta y la arena neta petrolífera, el cual permite organizar, conocer, describir y condensar la información dentro de cada intervalo. Adicionalmente, permite detectar aspectos particulares de los datos, tales como, tendencias, valores atípicos, identificación de poblaciones en el área, que pudiera ofrecer información valiosa para el estudio geoestadístico. En este caso, las propiedades de la roca/yacimiento empleadas en el análisis estadístico son porosidad, permeabilidad y arcillosidad; creándose archivos con los datos de dichas propiedades por facies y por intervalo para luego aplicar a estos archivos las subrutinas de GSLIB reiteradamente

hasta obtener los valores de los datos estadísticos básicos (número de puntos, media, desviación estándar, mínimo, cuartiles, mediana y máximo) para cada propiedad. Así se establecen las facies más prospectivas dentro del área en estudio, es decir, aquellas que presenten mejores características petrofísicas; ya que estas representan las facies que presentan mayor capacidad de almacenamiento y flujo.

Para complementar el análisis estadístico de las propiedades petrofísicas de la roca/yacimiento es necesario conocer las curvas de proporción vertical de porosidad, permeabilidad y arcillosidad para cada sub-intervalo, utilizando la información de pozos. Estas curvas permiten describir la distribución vertical de dichas propiedades y así determinar dentro de cada sub-intervalo las áreas con mejores propiedades petrofísicas.

Debido a la diversidad de facies que generalmente se presentan en las acumulaciones, se hace necesario reagruparlas con el fin de simplificar el estudio geoestadístico ⁽¹⁶⁾. Para esto se deben utilizar los resultados del análisis estadístico de las propiedades petrofísicas (ϕ , K, Vsh, Sw) y la distribución porcentual de arena neta petrolífera por facies dentro de cada intervalo y sub-intervalo. En base a esto, las facies con mejores características petrofísicas serán consideradas sin agruparlas. Por otro lado, el resto de las facies, debido a la ausencia de buenas propiedades petrofísicas, serán reagrupadas en una sola facies denominada "background" a la que se le asignará un número único que representará su código para el estudio geoestadístico.

Una vez definidos estos datos comienza en sí lo que significa el desarrollo y aplicación de la Metodología Sistemática, lo que constituye el Objetivo Principal de este TEG.

Como primer paso se utilizó la rutina *histplt*, la cual permite conocer la proporción global de cada facies sedimentaria presente en cada sub-intervalo.

Se utilizó la rutina *gamv* para calcular los semi-variogramas experimentales horizontales / verticales en diferentes direcciones y su ajuste respectivo para cada una de las facies sedimentarias reagrupadas. Con esto fue posible establecer, tanto la dirección principal de continuidad como la secundaria, el modelo teórico que mejor se ajusta al semi-variograma, el rango y la meseta. Con esta información se identificó el tipo de anisotropía presente y sus ejes principales.

Como siguiente paso es necesario definir la malla geoestadística que representa la acumulación. Por medio de sus dimensiones, tamaño de celda, coordenadas de cada celda y orientación de la malla. Para el presente estudio se trató cada sub-intervalo por separado como una malla de área horizontal igual pero de distinto número y tamaño de celdas en la dirección Z. Dado que la malla original estaba rotada 22 ° con respecto al eje x, según la dirección de flujo, se creó un algoritmo que permitió obtener las coordenadas de cada una de las celdas de la malla como si ésta no estuviese rotada. Esto último se hizo debido a que las sub-rutinas de la librería GSLIB (**G**eoestatistical **S**oftware **L**IBrary) trabajan con mallas no rotadas. Por supuesto, una vez asignadas las propiedades de la malla, esta fue rotada nuevamente 22 ° para realizar la simulación numérica.

El algoritmo se basa en una proyección de cada punto en la horizontal, considerando como horizontal el Este franco, obteniendo así la malla donde se aplicaron los diferentes algoritmos para la simulación de facies y propiedades de la roca / yacimiento. (Figura 4-1)

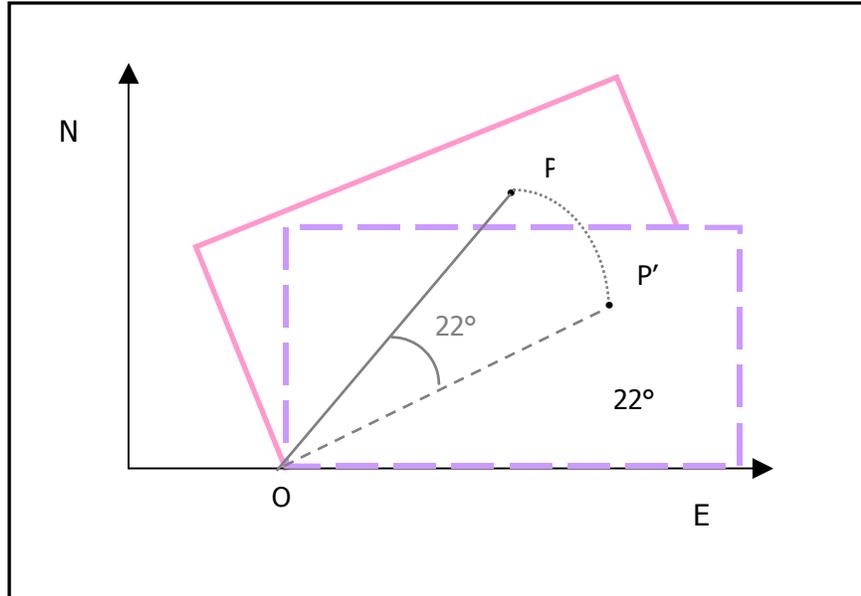


Figura 4-1. Rotación de cada Punto de la Malla a la Horizontal

Una vez definida cada una de las mallas correspondientes a cada uno de los sub-intervalos, teniendo las probabilidades de aparición de cada facies reagrupada y conociendo la información obtenida de los semi-variogramas acerca de la distribución de las mismas, se realizó la simulación de las facies sedimentarias reagrupadas para cada sub-intervalo. Para esto se utilizó el programa de Simulación Indicadora (*sisim_lm*), el cual permite simular para cada celda un valor de la variable en cuestión, teniendo en cuenta la probabilidad de aparición de cada uno de los posibles valores de dicha variable. En este caso la variable es la Facies Sedimentaria Reagrupada, obteniendo así la Facies presente en cada una de las celdas de la malla correspondiente a cada sub-intervalo.

Debido a que cada facies tiene sus propiedades de roca asociadas, es necesario separar el archivo de datos en varios archivos donde estén porosidad, permeabilidad y arcillosidad asociada a cada facies por separado. Para esto se utilizó un algoritmo que lee del archivo de data original (información de pozos) la facies presente y separa los datos correspondientes en archivos individuales para cada facies. Con esta información y con el programa de Simulación Secuencial Gaussiana (*sgsim*) (el cual permite simular

determinada propiedad tomando en cuenta los valores alcanzados por la misma en las celdas vecinas), se obtuvo un archivo con la distribución de cada una de las propiedades estudiadas (porosidad, permeabilidad y arcillosidad) para cada facies y en cada una de las celdas del sub-intervalo.

El siguiente paso consistió en diseñar un algoritmo que permitiera enlazar toda la información disponible (Figura 4-2), es decir, que leyera celda por celda en el archivo de salida de la simulación indicadora la facies presente y le asignará los valores de porosidad, permeabilidad y arcillosidad correspondientes a dicha facies. Con ello se obtuvo un modelo 3D.

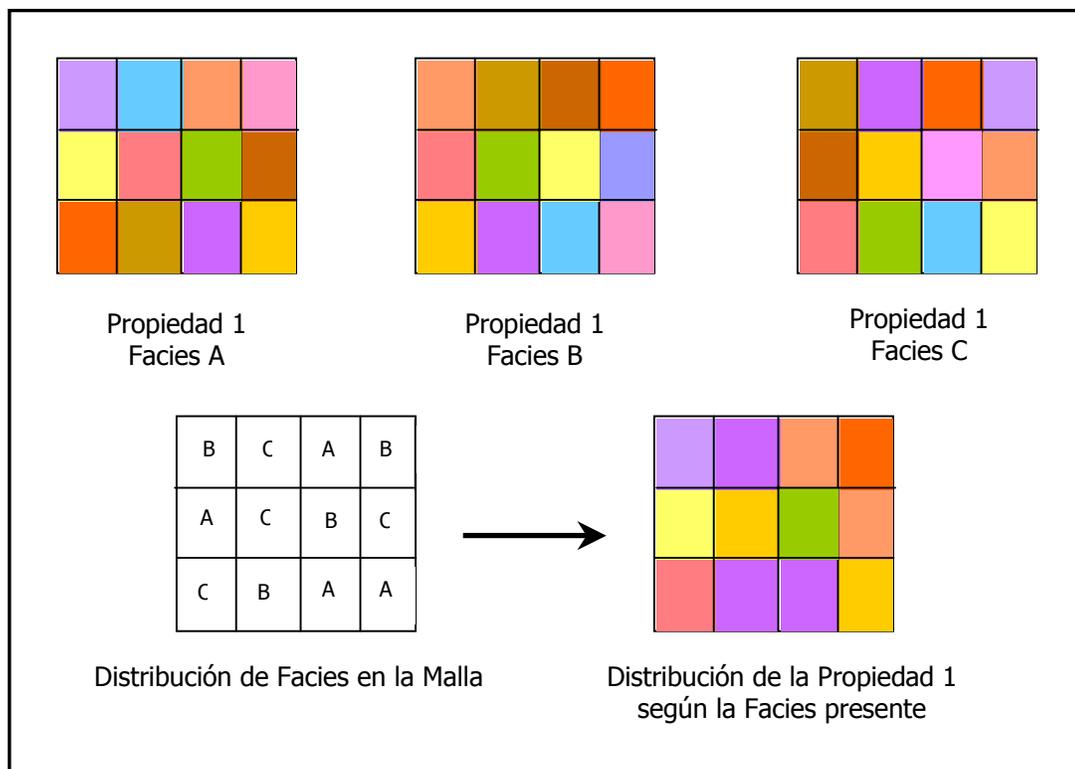


Figura 4-2. Esquema gráfico del procedimiento empleado por el Algoritmo para asignar los valores de las Propiedades Petrofísicas a cada celda, según la Facies presente

Se obtuvo un modelo 3D que contiene 69 celdas en la dirección X, 31 celdas en la dirección Y y 112 celdas en la dirección Z. Las celdas en la dirección Z se dividieron en los sub-intervalos CPI-6a, CPI-6b y CPI-6c como muestra la tabla 4-1.

Tabla 4-1. Distribución de las Celdas en la Dirección Z

Intervalo	Resolución
CPI – 6a	34
CPI – 6b	43
CPI – 6c	35

Con la intención de generar un archivo que tuviese en forma ordenada todos los datos resultado del estudio geoestadístico, se diseñó un algoritmo que asociara los datos de facies, porosidad, permeabilidad y arcillosidad a las coordenadas de cada celda. Así se obtuvo un archivo de salida que presenta los datos de la siguiente forma: coordenada X, coordenada Y, coordenada Z estratigráfica, coordenada Z estructural, índice i, índice j, índice k, facies, porosidad, permeabilidad y arcillosidad para cada una de las celdas de la malla.

Finalmente, se diseñó un algoritmo que lee los datos del archivo de salida y escribe tres archivos separados: uno con valores de porosidad, otro con valores de permeabilidad y un último archivo con valores de arcillosidad. Cada uno presenta dichos valores en una columna cuyos datos están ordenados desde la celda 1, 1, 1 y continúa desplazándose en la dirección i, luego en la j y después en la dirección k desde el tope a la base. Esto fue necesario debido a que estas propiedades petrofísicas fueron las ingresadas al simulador dinámico ECLIPSE y éste lee los datos y los coloca en las celdas en ese orden. Adicionalmente, se generaron dos archivos para configurar la malla de simulación: uno con el tope del intervalo, es decir la profundidad vertical verdadera para cada celda del

tope del sub-intervalo 6a que es el tope del yacimiento en sí y otro con los espesores de cada celda en Z, los cuales fueron definidos en función de la profundidad de cada celda (Z estructural).

En la Figura 4-3 se muestra un flujograma que describe el proceso completo, el cual fue descrito en un "Script" que permite enlazar todas las subrutinas, programas y algoritmos a utilizar, permitiendo que una vez definidos todos los archivos de parámetros se corran todos los programas antes mencionados de una sola vez para obtener así el modelo estático completo al cual se le llamará "Individuo" y que servirá de inicio para la aplicación de los Algoritmos Genéticos, Puntos Piloto y generará los archivos de entrada al simulador dinámico.

Para correr cada una de las sub-rutinas y programas de GSLIB es necesario preparar un archivo de parámetros que será el que le indique al programa donde ubicar los archivos de entrada y salida, así como todos los datos necesarios para la corrida del mismo. En el Anexo 2 se muestra cada archivo de parámetros para las subrutinas del GSLIB y los algoritmos empleados en el presente TEG, así como la descripción de los parámetros necesarios.

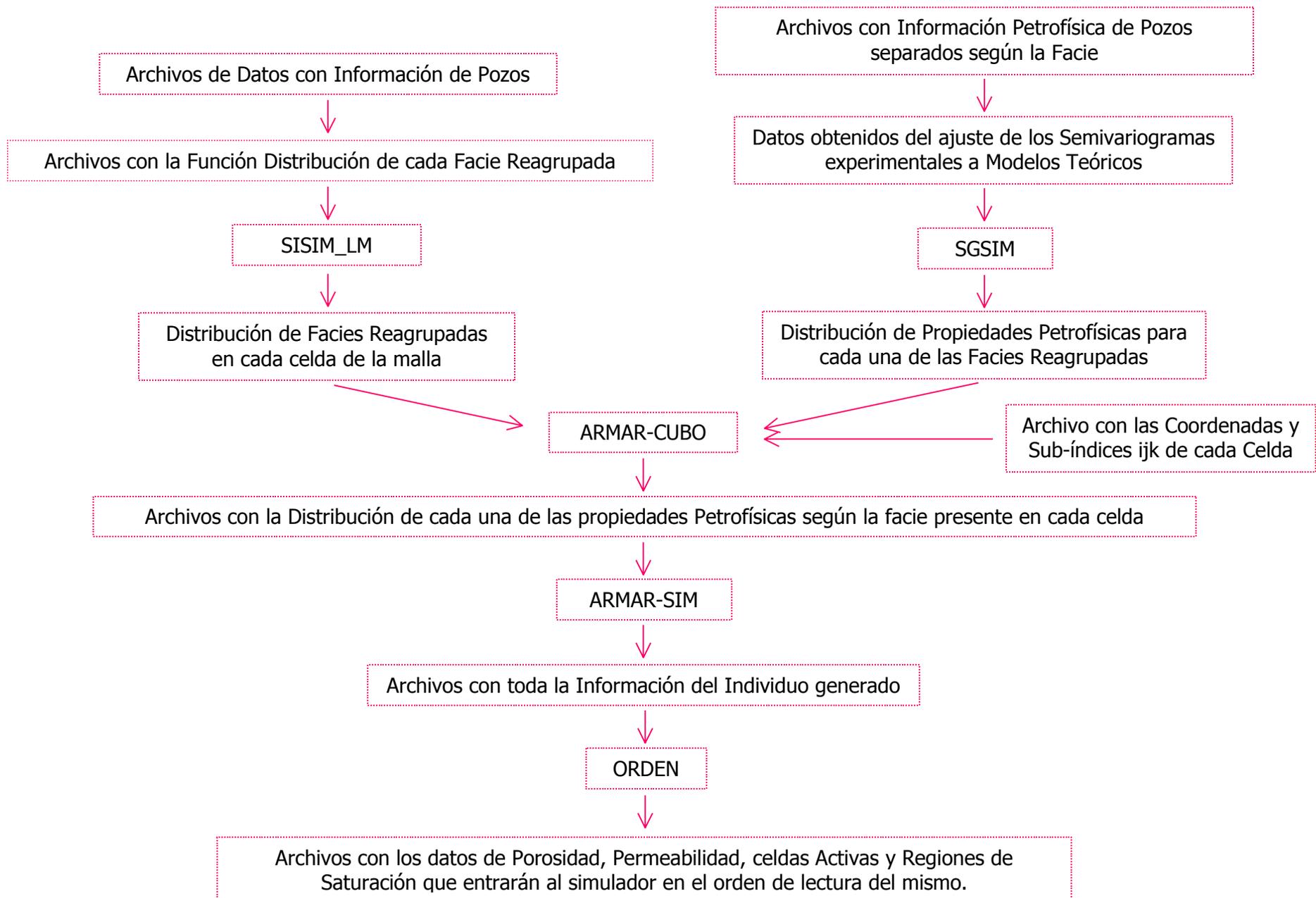


Figura 4-3. Flujograma que describe el Método Geoestadístico empleado para la generación del Modelo Estático

4.2. Algoritmos Genéticos y Puntos Piloto para Generar Modelos Estáticos cotejados con Datos de Producción

Para la aplicación como optimizador de un Algoritmo Genético, para acometer la solución de un problema inverso como lo es la definición de un modelo estático satisfactorio del yacimiento basándose en los datos duros (información de pozos) honrando los datos dinámicos; se deben considerar cuatro puntos importantes ⁽⁹⁾:

1. *¿Cómo están codificadas las variables de optimización?*
2. *¿Cómo han sido seleccionados los individuos de la población de "padres"?*
3. *¿Qué operadores genéticos son aplicados?*
4. *¿Cómo está conformada la población "progenie"?*

El primer punto sobre codificación de las variables se refiere a la definición de la estructura del Genoma y la relación existente entre el genotipo y el fenotipo. La definición del Genoma involucra la selección de todas las variables incluidas en la tarea de optimización y su asignación de cómo han sido codificadas las variables de optimización en dichos arreglos, así como las reglas de interpretación entre fenotipo y genotipo.

El segundo punto de selección de individuos de la población de padres está relacionado con la manera en que la presión de selección se aplica de forma que se logre un mejoramiento en el nivel de adaptación de los individuos. Es decir, cada individuo generado debe ajustarse mejor que los anteriores a los datos dinámicos (cotejo histórico). La presión de selección controla la velocidad de convergencia de la optimización.

En lo referente a los operadores genéticos aplicados, éstos definen las reglas de transición entre los puntos previos y los puntos propuestos. Es decir, la cercanía (o unión) entre la población de "padres" y la población "progenie". Sin embargo, esta característica del

programa de Algoritmos Genéticos no será utilizada en el presente TEG por motivos de tiempo.

Finalmente, la manera en que está conformada la población "progenie" da el criterio que determina cuáles individuos están disponibles para ser "padres".

Los modelos numéricos de yacimiento requieren que un gran número de variables sean especificadas. El primer paso para la definición de la estructura del Genoma es la selección de las variables que serán incluidas en la optimización. Estrictamente el Genoma debe ser dividido en dos partes: el Genoma desarrollado, con estructuras que cambian durante la optimización, en este caso representadas por la porosidad, permeabilidad y la distribución de saturaciones en el modelo estático de la acumulación; y el Genoma no desarrollado, el cual contiene la información que contribuye al "maquillaje" o "retocado" de los modelos numéricos, pero permanece inalterable a lo largo de la optimización, representada por las coordenadas X, Y, Z estructural, Z estratigráfico y valores de propiedades petrofísicas en los pozos.

Una vez definida la estructura del Genoma es necesario conocer la relación entre el genotipo y fenotipo de los individuos a generar, donde el genotipo sólo provee la información de la cual el fenotipo será construido. En este caso, el genotipo contiene las propiedades petrofísicas en los puntos piloto y en los bloques con pozos. Ello lleva a que un genotipo sencillo produzca una variedad de fenotipos, dependiendo de los elementos aleatorios de los métodos geoestadísticos.

Las variables han sido distribuidas en grupos, con cada grupo localizado en un cromosoma separado. Se creó un cromosoma para cada una de las tres propiedades petrofísicas: porosidad, permeabilidad y facies, los cuales poseen la misma estructura, es decir, arreglos tridimensionales con inserciones de los pozos. Los valores de las propiedades

petrofísicas están representados por números reales, más que por formas binarias. Esto se hizo así para facilitar el manejo de la data.

Los modelos generados del estudio geoestadístico son evaluados por medio del cotejo histórico de la acumulación. Es decir, el modelo estático es introducido al simulador y los resultados obtenidos son comparados con los históricos por medio de una función objetivo. Esto persigue concluir si el proceso utilizado está conduciendo progresivamente a una "mejor representación" del sistema roca-fluidos.

La Función Objetivo mide la diferencia entre el desarrollo del yacimiento real y la respuesta del modelo numérico que intenta representar dicha realidad. Sin embargo, una disminución en la función objetivo no necesariamente implica que el modelo se acerca a la realidad; sólo significa que la historia de producción es satisfecha en un grado aceptable. No existe una relación directa entre la representatividad de un modelo en particular y su Función Objetivo.

La Función Objetivo tiene seis (6) componentes o variables de control. Las dos primeras relacionadas a presiones de fondo medidas en los pozos productores y en los pozos inyectoros de agua (**Bottom Hole Pressure -Producer** y **Bottom Hole Pressure -Injectors**). Otros componentes son: la tasa de producción de agua (**Water Production Rate**), la tasa de producción de Gas (**Gas Production Rate**), la tasa de producción de petróleo (**Oil Production Rate**) y la tasa de inyección de agua (**Water Injection Rate**). En todos los casos, tanto la OPR como la WIR son cero debido a la manera en que se controla la simulación de flujo. La GPR es un término marginal debido a que el yacimiento se mantiene sobre la presión de burbujeo, así como la relación gas petróleo (RGP) ya que será constante e igual a R_s . Además, la presión permanece casi constante. Así, se decidió utilizar como la principal referencia para la determinación de la Función Objetivo y la evaluación del modelo estático el corte de agua tanto a nivel de pozo como para la acumulación completa.

Una vez generado el primer individuo mediante el estudio geoestadístico, se introducirá en el simulador para observar su comportamiento dinámico (“pronóstico” de comportamiento durante el período histórico) y establecer si cumple con los requerimientos básicos del simulador como modelo estático de la acumulación y permitir así la realización de un cotejo histórico, es decir, verificar que las dimensiones de la malla, completaciones de los pozos, POES del yacimiento, volumen poroso, etc. están correctamente definidos y el modelo honra los datos geológicos de la acumulación en estudio, así como el parámetro que se está cotejando (en este caso la producción de agua).

También se generó un archivo con los datos históricos a evaluar por la función objetivo: presión de fondo en cada pozo (BHP), tasa de producción de petróleo (WOPRH), tasa de producción de gas (WGPRH), corte de agua (WWCTH), relación gas petróleo (WGORH). Estos, por ser datos reales, servirán como referencia a la Función Objetivo para comparar los valores obtenidos del simulador (datos numéricos o simulados) con los datos reales de la historia.

4.3. Modelaje Dinámico por medio de la Simulación Numérica empleando el Simulador ECLIPSE

Para el modelaje dinámico del modelo estático generado se utilizó el simulador *ECLIPSE*, el cual requiere de información de entrada que le permita construir el modelo del yacimiento y realizar la simulación en sí de los parámetros a cotejar y predecir.

4.3.1. Información requerida por el Simulador

Entre los principales datos requeridos para efectuar una simulación generalmente están los siguientes:

- Dimensiones para el modelo del yacimiento (malla)
- Geometría del yacimiento
- Distribuciones de Porosidad y Permeabilidad
- Datos de presión capilar y permeabilidad relativa
- Datos PVT de los fluidos
- Distribución dentro del yacimiento de la presión y saturación inicial
- Parámetros de diagnóstico y control de la ejecución de la "Corrida"
- Parámetros para el acuífero del modelo
- Datos de producción y de los pozos

4.3.2. Modelo de Simulación

En el presente TEG el modelo utilizado y al cual se hizo referencia en la Sección 3 es el "*Simulador de Yacimientos de Petróleo Negro (Black Oil)*" de Schlumberger / Geoquest para cuyo uso es necesario definir el archivo .DATA, el cual contiene las secciones y los keywords que definen el yacimiento a simular.

Para el este TEG se utilizó básicamente el mismo archivo de entrada al simulador empleado en el modelo de simulación que se utilizó para la definición de los mecanismos de producción del campo en estudio en fechas anteriores⁽¹⁶⁾. En dicho archivo están

definidos los datos básicos del yacimiento, propiedades de los fluidos, datos de interacción roca fluido y la información de los pozos. La única diferencia en este caso serán los archivos que contienen las celdas activas, porosidad, permeabilidad y distribución de saturaciones, los cuales estarán continuamente cambiando a medida que se genera cada individuo, en el proceso de avance genético.

4.4. Vinculación del modelo Geoestadístico, Algoritmos Genéticos y la evaluación del modelo dinámico

Una vez vinculados entre sí los tres procedimientos antes descritos, se establece el número de generaciones así como el número de individuos por cada generación que se desean obtener y se ejecuta el programa completo, el cual incluye:

- Generación del modelo estático por medio de la simulación estocástica
- Ejecución de la Simulación con Eclipse
- Evaluación y combinación de los mejores modelos estáticos para obtener el que mejor se ajuste tanto a la información de pozos como a la historia de producción, por medio de los Algoritmos Genéticos

Para verificar la bondad de los resultados se corrieron doce (12) casos adicionales empleando solamente el estudio Geoestadístico, para así poder comparar con los individuos generados por la metodología propuesta donde el Algoritmo Genético es el motor guía de los cambios hechos en la generación del modelo estático honrando los datos dinámicos y poder determinar así si es justificable continuar haciendo esfuerzos en un área tan compleja como lo son los Algoritmos Genéticos.

4.5. Selección del Yacimiento de prueba

Se establecieron dos requisitos principales para la identificación de un yacimiento que sirviera para probar la metodología desarrollada en este TEG, y así poder comparar con los datos reales históricos de producción del mismo, con la plena seguridad que los resultados están fuertemente respaldados por un estudio integrado previo. Los principales requisitos fueron los siguientes:

- Existencia de datos recopilados y disponibles
- Existencia de historia real de producción

Por cumplir los requisitos ya mencionados se escogió el yacimiento Piloto A del campo Piloto 1, el cual posee un estudio previo completo y una descripción del modelo geológico confiable ya realizada y respaldada por INTEVEP y PDVSA. Además, en el yacimiento elegido hay disponibilidad de toda la información requerida en el mismo sitio físico donde se realizó el presente TEG.

SECCIÓN 5**RESULTADOS OBTENIDOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS****5.1. General**

El yacimiento seleccionado para probar la metodología desarrollada en el presente TEG, como se indicó en la Sección 4, es el yacimiento Piloto A Intervalo CPI-3 del Campo Piloto 1 ⁽¹⁶⁾. En la Sección 4 se identifican los principales requisitos cumplidos por el yacimiento seleccionado y que más influyeron para su selección.

A continuación se muestran dos tablas donde se resumen las principales características del yacimiento Piloto A para Enero de 2000, fecha del Estudio previo ⁽¹⁶⁾ que se utilizó para apoyar la ejecución de este TEG:

Tabla 5-1. Características Generales del Yacimiento Piloto A para Enero de 2000 ⁽¹⁶⁾

Dato (unidad)	Valor
Datum (pbnm)	15500
Presión Inicial (lpc)	11880
Presión Actual (@ Enero, 2000) (lpc)	8800
Presión de Burbujeo (lpc)	3250
Temperatura (°F)	300
Área Productora (Acres)	3000
Espesor Total (pies)	1900
Relación Arena Neta / Bruta	0,7
POES (MMBN)	884,9
GOES (MMPCN)	512

Tabla 5-2. Propiedades de Roca y Fluidos del Yacimiento Piloto A ⁽¹⁶⁾

Propiedad (unidad)	Valor
Porosidad (%)	10
Permeabilidad (mD)	285
Saturación de Agua (%)	12-16-22
Gravedad del Petróleo (API)	26
Factor Volumétrico del Petróleo @ Pi	1,44
Viscosidad del Petróleo (cp)	0,6
Factor Volumétrico del Agua @ Pi	1,002
Viscosidad del Agua (cp)	0,2
Solubilidad del Gas (PCN/BN)	647
Sor (Sistema Agua/Petróleo) (%)	30
Razón de movilidad (agua/petróleo)	< 1

Se debe indicar que los datos mostrados en las tablas 5-1 y 5-2 corresponden al yacimiento Piloto A completo. Sin embargo, la metodología desarrollada fue probada sólo con el Intervalo CPI-3 de dicho yacimiento, el cual a su vez se subdivide en tres sub-intervalos denominados CPI-6a, CPI-6b e CPI-6c. Esta última sub-división fue realizada como resultado del análisis de la distribución de los ambientes de sedimentación, capacidad de almacenamiento y flujo.

El yacimiento seleccionado representa una de las zonas más prospectivas del Campo Piloto 1, además de poseer un estudio completo de todas las propiedades petrofísicas, ambientes de sedimentación, marco geológico, un modelo de simulación validado previamente y una historia de producción de diez (10) años, lo que servirá como punto de comparación de los resultados obtenidos de la simulación de los modelos estáticos desarrollados por medio de la metodología planteada en este TEG.

Como se muestra al final del Anexo 1, el intervalo utilizado para la prueba de la metodología desarrollada presenta un comportamiento de presión bastante estable, la cual es restaurada a partir de principios del año 1995 con la intención de mantener la presión constante alrededor de 8000 lpc.

Para esto se ha venido utilizando un plan de inyección de unos 2600 BAPD con una presión de cabezal de 4780 lpc, logrado por medio de cuatro pozos inyectores, los cuales comienzan a inyectar en Diciembre de 1994.

Para cualquier otro detalle requerido por el lector referente al yacimiento Piloto A se le remite al Anexo 1.

5.2. Estudio Geoestadístico – Aplicación del Enfoque Geoestadístico

Siguiendo la secuencia descrita en la Sección 4.1 de la Metodología se obtienen los siguientes resultados:

Del estudio de frecuencia de aparición de cada facies en los datos de pozos utilizando la subrutina *histplt*, se obtuvieron los histogramas que se muestran en las Figuras 5-1 a la 5-3, los cuales muestran porcentaje de cada facies presente en cada uno de los sub-intervalos estudiados y los valores obtenidos se resumen en la tabla 5-3. Dichos porcentajes fueron utilizados para la simulación secuencial de las facies en cada celda de la malla.

Adicionalmente, en los gráficos se pueden observar los valores de la media, desviación estándar, número de valores en la población, cuartiles, valor máximo y valor mínimo.

Tabla 5-3. Facies presentes y Frecuencia de Aparición en cada Sub-intervalo

Nombre de la Facies	Código	CPI-6a Frec.	CPI-6b Frec.	CPI-6c Frec.
Canales Entrelazados (Braided Stream)	3	0,18	0,27	0,235
Deltas de Canales Entrelazados (Braided Delta)	7	0,475	0,317	0,372
Abanico (Splay)	8	0,1	0,07	0,103
Anteplaya (Shoreface)	11	0,03	0,003	0,018
Areniscas de Marea (Tidal Channell)	14	0,015	0,14	0,038
Background	25	0,2	0,2	0,234

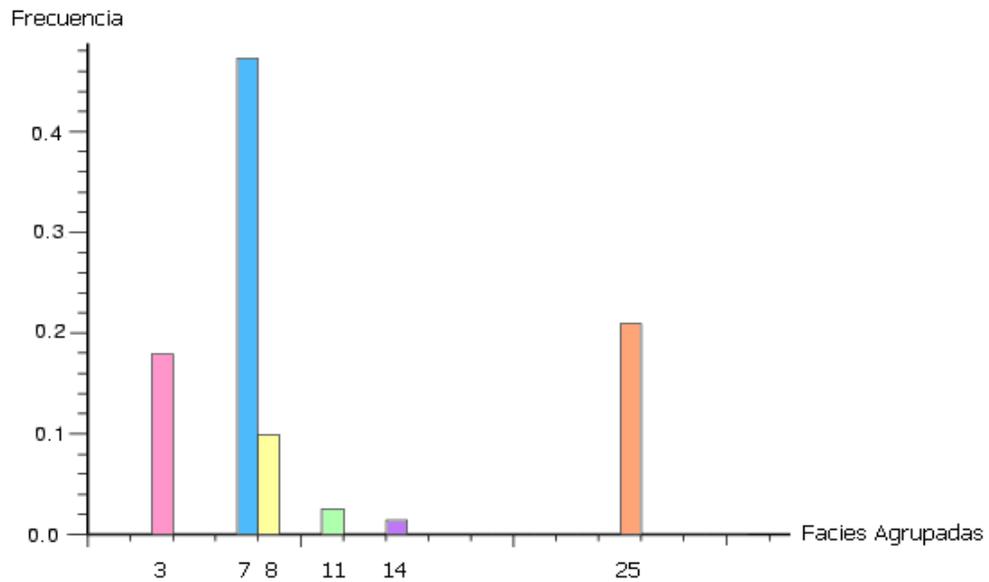


Fig. 5-1. Proporción Global de Facies, sub-intervalo CPI-6a

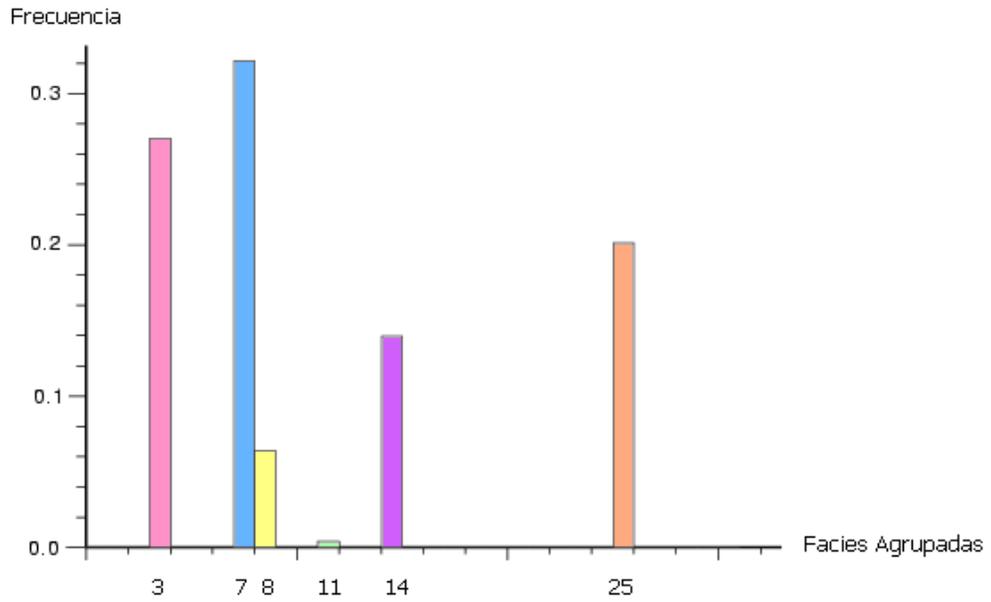


Fig. 5-2. Proporción Global de Facies, sub-intervalo CPI-6b

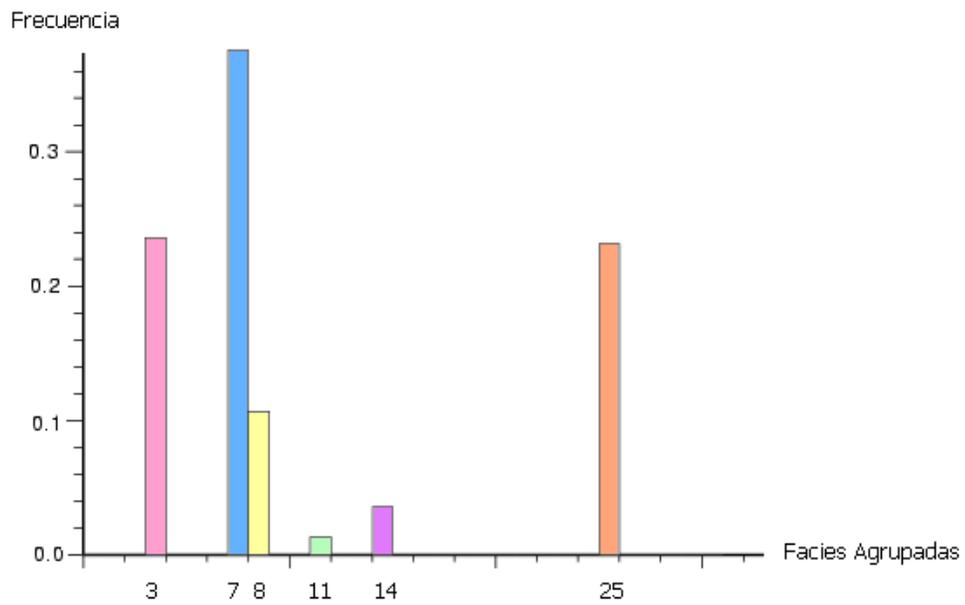


Fig. 5-3. Proporción Global de Facies, sub-intervalo CPI-6c

Se debe observar en las figuras 5-1, 5-2 y 5-3 que, según las muestras de pozos, las facies presentes en mayor frecuencia son los deltas de canales entrelazados (7) y los canales entrelazados (3), ambos típicos de un ambiente de sedimentación deltaica con presencia de periodos consecutivos de transgresión y regresión. Ellos están seguidos por la facies denominada Background (25), la cual se encuentra presente en iguales cantidades en todos los sub-intervalos representada por aquellos sedimentos de menor tamaño (arcillas) depositados durante los periodos de asentamiento. Por su parte, las facies denominadas Anteplaya (8), Abanicos (11) y Areniscas de Marea (14) se encuentran presentes con muy baja frecuencia por lo que su influencia en la distribución del flujo es menor.

Una vez obtenidos estos valores se utilizaron los parámetros de ajuste de los semi-variogramas experimentales horizontales y verticales obtenidos en un estudio previo para definir la distribución de cada una de las facies en los sub-intervalos. A continuación se muestran las tablas con los valores utilizados para el ajuste de un modelo teórico a cada semi-variograma:

Tabla 5-4. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Facies en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6a

Código	Modelo Teórico	Dirección Principal	Rango	Sill	Dirección Secundaria	Rango	Sill
3	Exponencial	36 (E) / 54 (N)	3750	1,35	126 (E) / 144 (N)	1929	1,35
7	Exponencial	39 (E) / 51 (N)	3000	1,2	129 (E) / 141 (N)	2300	1,2
8	Exponencial	Isotrópico	804	0,94	Isotrópico	804	0,94
11	Exponencial	Isotrópico	1779	1,04	Isotrópico	1779	1,04
14	Exponencial	Isotrópico	1161	1,18	Isotrópico	1161	1,18
25	Exponencial	Isotrópico	2643	0,89	Isotrópico	2643	0,89

Tabla 5-5. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Facies en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6a

Código	Modelo Teórico	Rango	Sill
3	Exponencial	0,03	0,56
7	Exponencial	0,13	0,91
8	Exponencial	0,18	0,92
11	Exponencial	0,03	1
14	Exponencial	0,09	0,38
25	Exponencial	0,045	0,99

Tabla 5-6. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Facies en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6b

Código	Modelo Teórico	Dirección Principal	Rango	Sill	Dirección Secundaria	Rango	Sill
3	Exponencial	34 (E) / 56 (N)	4000	1,1	124 (E) / 146 (N)	2500	1,1
7	Exponencial	33 (E) / 57 (N)	3000	1,09	123 (E) / 147 (N)	2000	1,09
8	Exponencial	Isotrópico	696	0,95	Isotrópico	696	0,95
11	Exponencial	Isotrópico	1036	0,99	Isotrópico	1036	0,99
14	Exponencial	Isotrópico	643	1,07	Isotrópico	643	1,07
25	Exponencial	Isotrópico	1732	1,1	Isotrópico	1732	1,1

Tabla 5-7. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Facies en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6b

Código	Modelo Teórico	Rango	Sill
3	Exponencial	0,14	0,55
7	Exponencial	0,15	1,07
8	Exponencial	0,098	0,91
11	Exponencial	0,05	0,83
14	Exponencial	0,117	0,36
25	Exponencial	0,065	1

Tabla 5-8. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Facies en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6c

Código	Modelo Teórico	Dirección Principal	Rango	Sill	Dirección Secundaria	Rango	Sill
3	Exponencial	38 (E) / 52 (N)	3500	1,1	128 (E) / 142 (N)	2000	1,1
7	Exponencial	39 (E) / 51 (N)	3750	1,16	129 (E) / 141 (N)	1821	1,16
8	Exponencial	Isotrópico	1875	0,99	Isotrópico	1875	0,99
11	Exponencial	Isotrópico	964	1,04	Isotrópico	964	1,04
14	Exponencial	Isotrópico	1089	1,08	Isotrópico	1089	1,08
25	Exponencial	Isotrópico	1411	1,14	Isotrópico	1411	1,14

Tabla 5-9. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Facies en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6c

Código	Modelo Teórico	Rango	Sill
3	Exponencial	0,02	0,81
7	Exponencial	0,1	0,81
8	Exponencial	0,022	0,67
11	Exponencial	0,06	0,67
14	Exponencial	0,11	1,09
25	Exponencial	0,03	0,89

Adicionalmente, se realizaron los semi-variogramas verticales de la distribución de porosidad, permeabilidad y arcillosidad para cada sub-intervalo a fin de determinar los parámetros de ajuste (Fig. 5-4), debido a que los valores de Z estructural fueron normalizados en función del espesor del intervalo. Una vez preparados los semi-variogramas experimentales, se determinaron los parámetros de ajuste a modelos teóricos utilizando las direcciones principal y secundaria determinadas en el estudio previo del yacimiento escogido para la prueba de la metodología propuesta en el presente TEG. A continuación se tabularon los resultados obtenidos (Tablas 5-10 hasta 5-27).

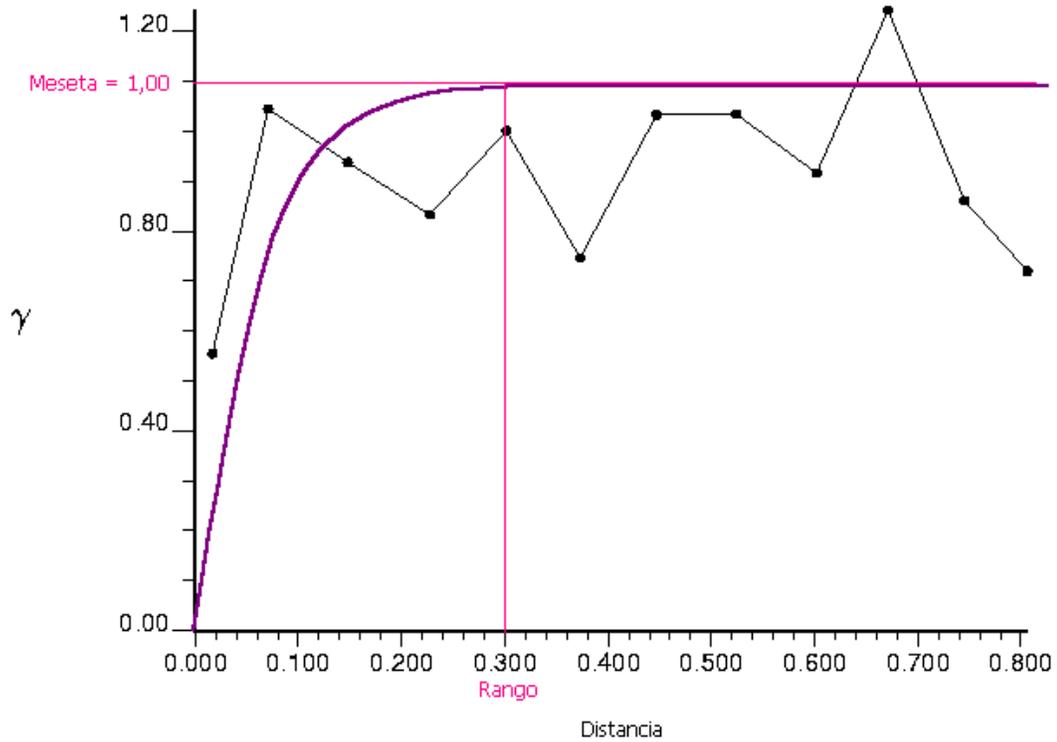


Fig. 5-4. Ejemplo del ajuste de un Semi-variograma Experimental a un modelo teórico. Semi-variograma Experimental correspondiente a la Permeabilidad de la Facies Braided Delta (7) del Sub-intervalo CPI-6a

Debido a que se determinó previamente que todas las propiedades petrofísicas tienen una distribución Isotrópica, es decir, igual en todas las direcciones y se tiene una circunferencia de anisotropía en lugar de una elipse, las tablas a continuación mostrarán el valor del rango y la meseta para una sola dirección.

Tabla 5-10. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Porosidad en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6a

Código	Modelo Teórico	Dirección Principal	Rango	Sill
3	Esférico	Isotrópico	1500	0,2
7	Esférico	Isotrópico	1250	0,74
8	Esférico	Isotrópico	1000	0,13
11	Esférico	Isotrópico	900	0,96
14	-	-	-	-
25	Esférico	Isotrópico	750	0,23

Tabla 5-11. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Porosidad en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6a

Código	Modelo Teórico	Rango	Sill
3	Esférico	0,034	1,00
7	Esférico	0,034	1,00
8	Exponencial	0,07	1,00
11	-	-	-
14	Exponencial	0,04	1,00
25	Exponencial	0,51	1,00

Tabla 5-12. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Permeabilidad en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6a

Código	Modelo Teórico	Dirección Principal	Rango	Sill
3	Gaussiano	Isotrópico	1809,524	0,219
7	Gaussiano	Isotrópico	1375	0,919
8	Gaussiano	Isotrópico	1000	0,130
11	Gaussiano	Isotrópico	100	1,0
14	Gaussiano	Isotrópico	100	1,0
25	Gaussiano	Isotrópico	1130,952	0,2

Tabla 5-13. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Permeabilidad en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6a

Código	Modelo Teórico	Rango	Sill
3	Exponencial	0,3	1,00
7	Exponencial	0,3	1,00
8	Esférico	0,54	1,00
11	-	-	-
14	Exponencial	0,05	1,00
25	Exponencial	0,35	1,00

Tabla 5-14. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Arcillosidad en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6a

Código	Modelo Teórico	Dirección Principal	Rango	Sill
3	Esférico	Isotrópico	1500	0,2
7	Esférico	Isotrópico	1250	0,74
8	Esférico	Isotrópico	1000	0,13
11	Esférico	Isotrópico	900	0,96
14	Gaussiano	Isotrópico	1000	1,0
25	Esférico	Isotrópico	750	0,23

Tabla 5-15. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Arcillosidad en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6a

Código	Modelo Teórico	Rango	Sill
3	Esférico	0,18	1,00
7	Esférico	0,18	1,00
8	Exponencial	0,27	1,00
11	Gaussiano	0,002	1,00
14	Gaussiano	0,044	1,00
25	Exponencial	0,28	1,00

Tabla 5-16. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Porosidad en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6b

Código	Modelo Teórico	Dirección Principal	Rango	Sill
3	Esférico	Isotrópico	1107,14	0,92
7	Esférico	Isotrópico	1125	0,45
8	Esférico	Isotrópico	1202,38	0,12
11	-	-	-	-
14	Esférico	Isotrópico	752,38	0,21
25	Esférico	Isotrópico	1107,14	0,31

Tabla 5-17. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Porosidad en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6b

Código	Modelo Teórico	Rango	Sill
3	Exponencial	0,06	1,00
7	Esférico	0,01	1,00
8	Esférico	0,18	1,00
11	-	-	-
14	Esférico	0,042	1,00
25	Esférico	0,15	1,00

Tabla 5-18. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Permeabilidad en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6b

Código	Modelo Teórico	Dirección Principal	Rango	Sill
3	Gaussiano	Isotrópico	1416,667	0,457
7	Gaussiano	Isotrópico	1267,857	0,586
8	Gaussiano	Isotrópico	1416,667	0,105
11	-	-	-	-
14	Gaussiano	Isotrópico	976,190	0,114
25	Gaussiano	Isotrópico	1476,190	0,310

Tabla 5-19. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Permeabilidad en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6b

Código	Modelo Teórico	Rango	Sill
3	Esférico	0,27	1,00
7	Exponencial	0,056	1,00
8	Exponencial	0,19	1,00
11	-	-	-
14	Esférico	0,12	1,00
25	Esférico	0,22	1,00

Tabla 5-20. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Arcillosidad en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6b

Código	Modelo Teórico	Dirección Principal	Rango	Sill
3	Esférico	Isotrópico	1107,14	0,92
7	Esférico	Isotrópico	1125	0,45
8	Esférico	Isotrópico	1202,38	0,12
11	-	-	-	-
14	Esférico	Isotrópico	752,38	0,21
25	Esférico	Isotrópico	1107,14	0,31

Tabla 5-21. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Arcillosidad en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6b

Código	Modelo Teórico	Rango	Sill
3	Exponencial	0,042	1,00
7	Esférico	0,032	1,00
8	Esférico	0,065	1,00
11	-	-	-
14	Esférico	0,025	1,00
25	Exponencial	0,078	1,00

Tabla 5-22. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Porosidad en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6c

Código	Modelo Teórico	Dirección Principal	Rango	Sill
3	Esférico	Isotrópico	1214,28	0,36
7	Esférico	Isotrópico	2178,57	0,65
8	Esférico	Isotrópico	1428,57	0,25
11	-	-	-	-
14	Esférico	Isotrópico	742,85	0,24
25	Esférico	Isotrópico	1428,57	0,36

Tabla 5-23. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Porosidad en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6c

Código	Modelo	Rango	Sill
3	Esférico	0,033	1,00
7	Esférico	0,033	1,00
8	-	-	-
11	Exponencial	0,029	1,00
14	Exponencial	0,332	1,00
25	Esférico	0,012	1,00

Tabla 5-24. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Permeabilidad en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6c

Código	Modelo Teórico	Dirección Principal	Rango	Sill
3	Gaussiano	Isotrópico	1726,190	0,386
7	Gaussiano	Isotrópico	1589,286	0,733
8	Gaussiano	Isotrópico	1446,429	0,295
11	-	-	-	-
14	Gaussiano	Isotrópico	764,290	0,270
25	Gaussiano	Isotrópico	750	0,171

Tabla 5-25. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Permeabilidad en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6c

Código	Modelo Teórico	Rango	Sill
3	Esférico	0,09	1,00
7	Esférico	0,09	1,00
8	-	-	-
11	Exponencial	0,016	1,00
14	Exponencial	0,033	1,00
25	Exponencial	0,002	1,00

Tabla 5-26. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Arcillosidad en la dirección Horizontal para el Sub-intervalo CPI-6c

Código	Modelo Teórico	Dirección Principal	Rango	Sill
3	Esférico	Isotrópico	1214,28	0,36
7	Esférico	Isotrópico	2178,57	0,65
8	Esférico	Isotrópico	1428,57	0,25
11	-	-	-	-
14	Esférico	Isotrópico	742,85	0,24
25	Esférico	Isotrópico	1428,57	0,36

Tabla 5-27. Parámetros de ajuste de los Semi-variogramas Experimentales para la distribución de Arcillosidad en la dirección Vertical para el Sub-intervalo CPI-6c

Código	Modelo Teórico	Rango	Sill
3	Esférico	0,042	1,00
7	Esférico	0,042	1,00
8	-	-	-
11	Exponencial	0,028	1,00
14	Exponencial	0,05	1,00
25	Esférico	0,15	1,00

Luego, con estos valores se simularon tanto las facies como las propiedades petrofísicas de cada una de ellas y se obtuvo la mallá geoestadística con una facies presente en cada celda y un valor de propiedades petrofísicas dependiendo de la facies presente. En las Figuras 5-5 a la 5-7 se muestra la distribución de facies, porosidad y permeabilidad en cada sub-intervalo. A este conjunto de propiedades se les denominó Individuo y se define como el modelo estático generado por el estudio geoestadístico que será introducido al simulador para evaluar si se ajusta o no al modelo dinámico, es decir, si es capaz de reproducir el comportamiento dinámico de la acumulación.

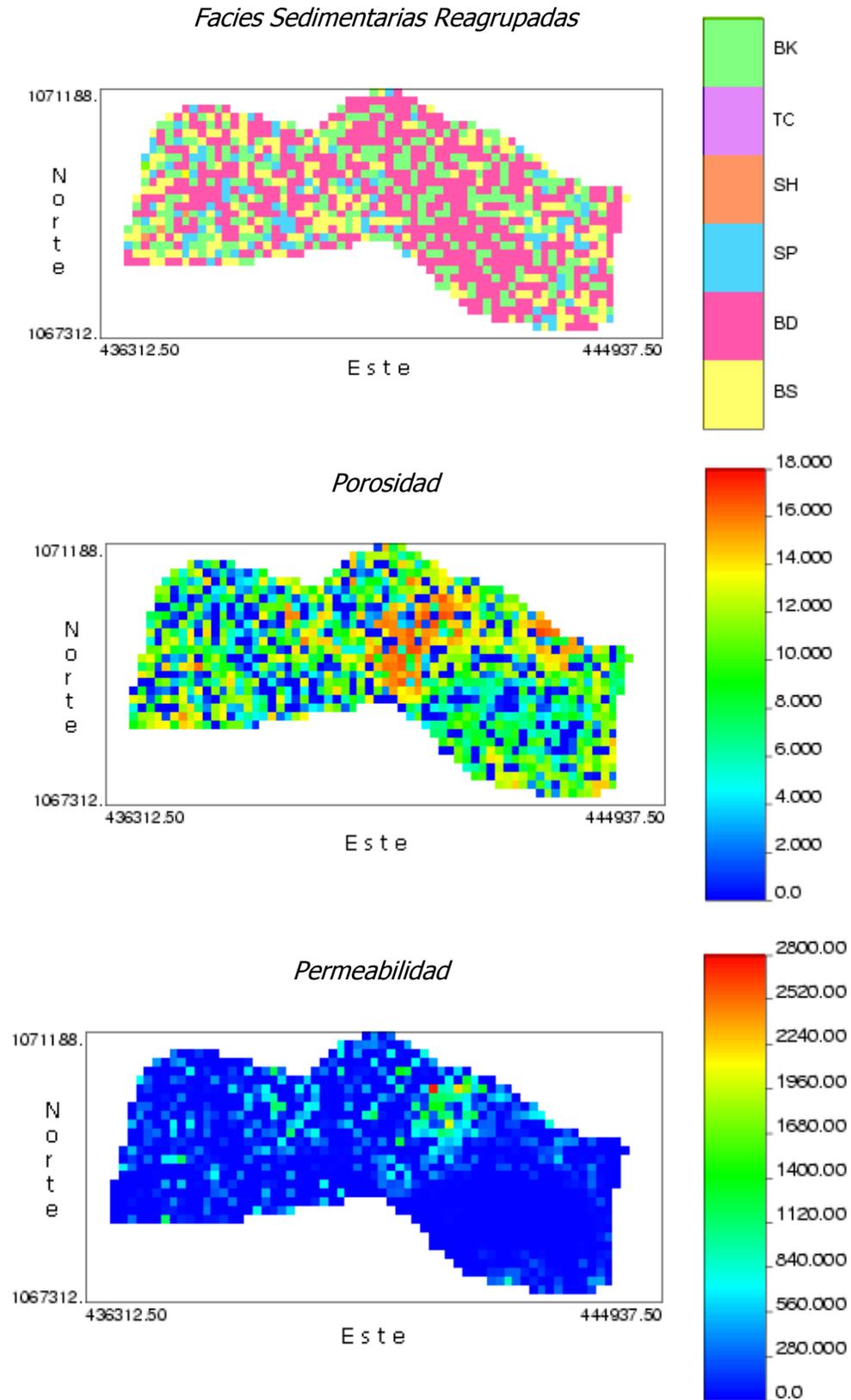


Fig. 5-5. Distribución de Facies y Propiedades Petrofísicas en cada celda de la capa 1 perteneciente al Sub-intervalo CPI-6a

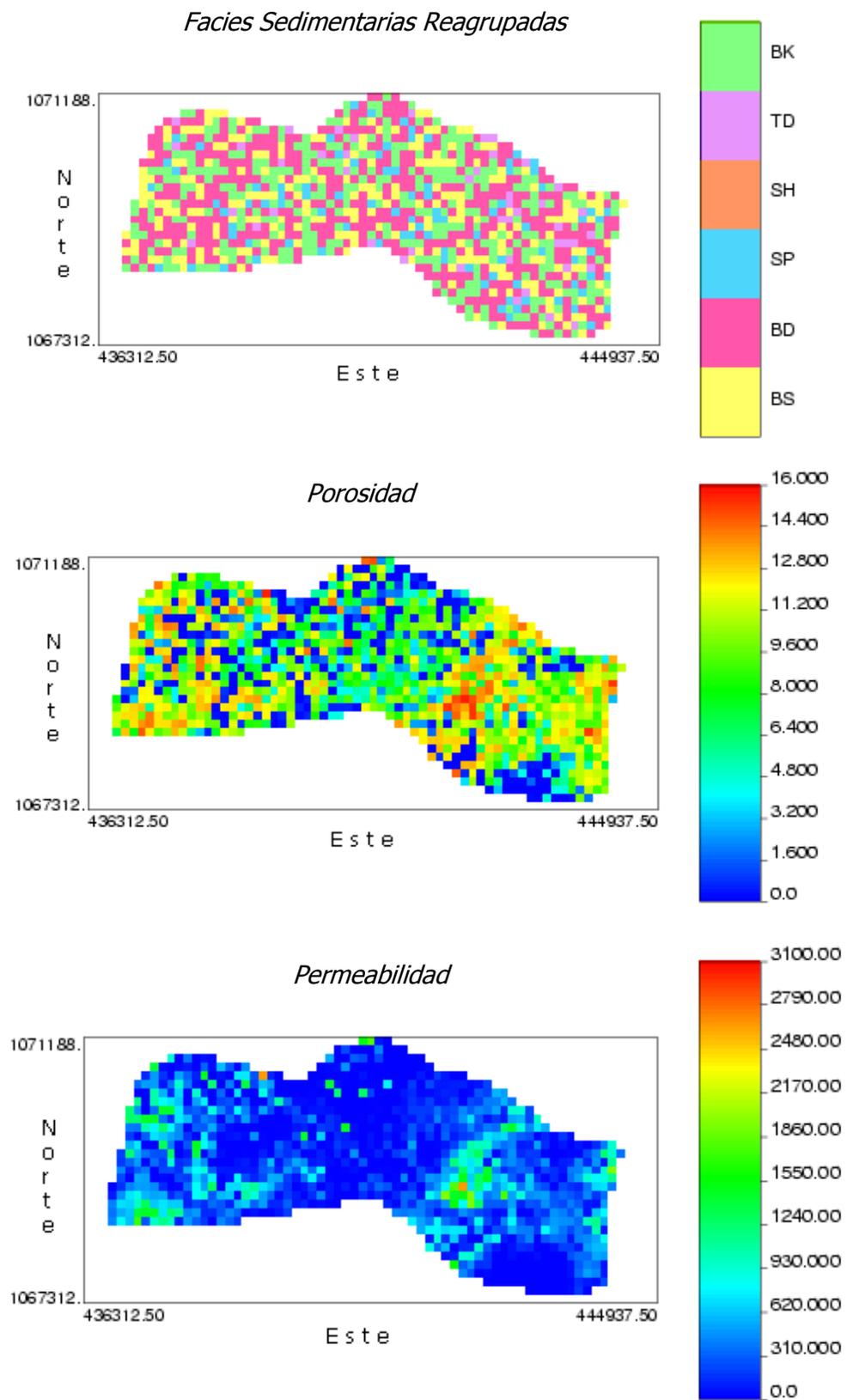


Fig. 5-6. Distribución de Facies y Propiedades Petrofísicas en cada celda de la capa 35 perteneciente al Sub-intervalo CPI-6b

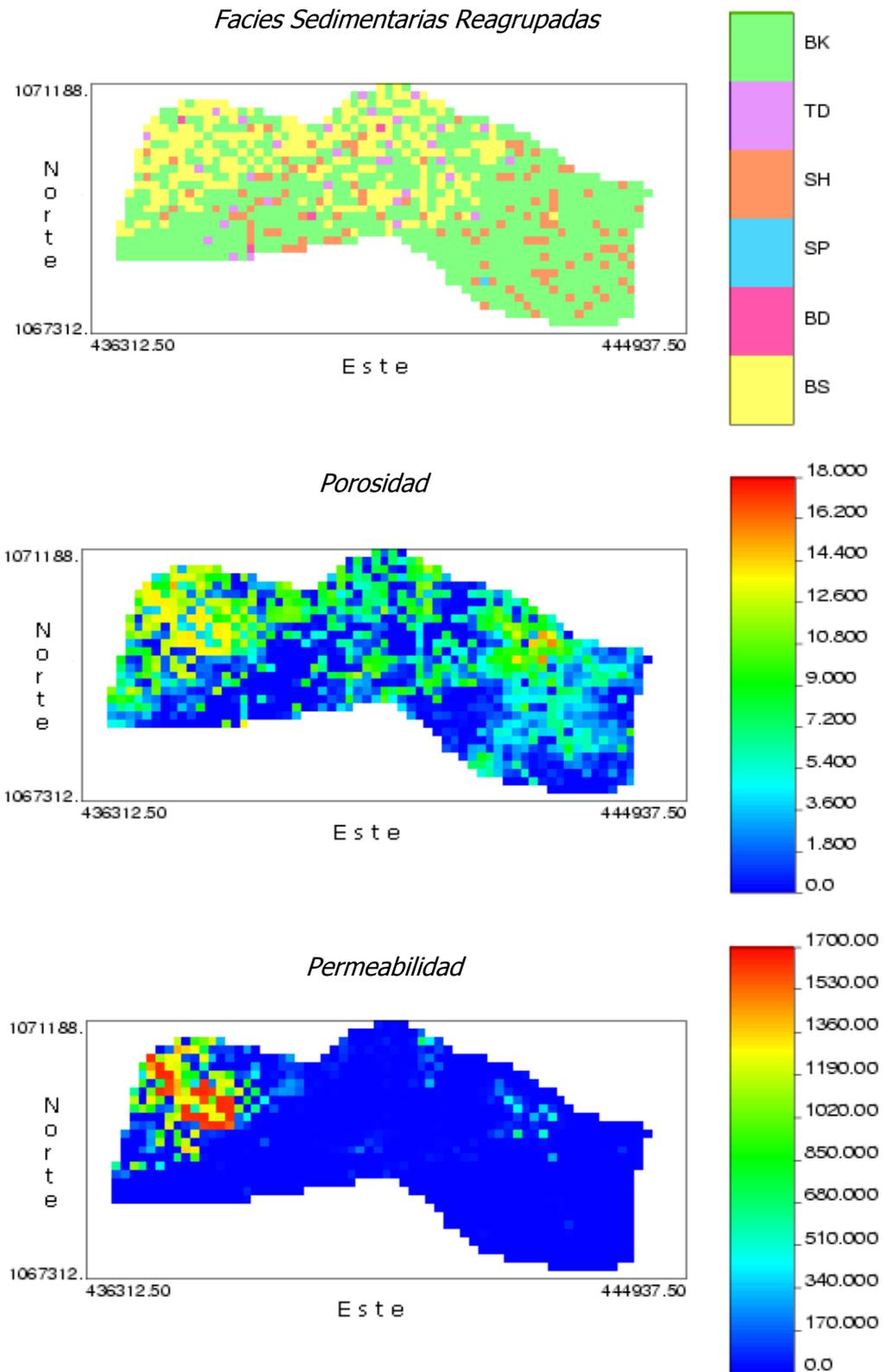


Fig. 5-7. Distribución de Facies y Propiedades Petrofísicas en cada celda de la capa 78 perteneciente al Sub-intervalo CPI-6c

Al evaluar las Figuras 5-5 hasta 5-7 se puede concluir que el método de simulación estocástica empleado en la metodología desarrollada en el presente TEG para la simulación del modelo estático del intervalo escogido es capaz de representar en forma acertada la distribución tanto de las facies como de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) del modelo estático de la unidad genética UG-6 del Intervalo CPI-3 del Yacimiento Piloto A Campo Piloto 1.

Las facies dominantes son los Delta de canales entrelazados (BD) y los canales entrelazados (BS) para los sub-intervalos CPI-6a y CPI-6b, con presencia significativa de Anteplaya (SH) y Background (BK). Sin embargo, se observan pequeñas cantidades de Abanicos (SP) y Areniscas de Marea (TD). Por otra parte, el sub-intervalo CPI-6c se encuentra dominado en gran parte por la facies denominada Background (BK) con alta presencia de Canales Entrelazados (BS) hacia la zona noroeste del yacimiento y presencia significativa de Anteplaya (SH), también se pueden observar pequeñas y distanciadas zonas con presencia de Areniscas de Marea (TC). Sin embargo hay prácticamente ausencia de Delta de Canales Entrelazados y Abanicos.

Esto demuestra que la zona en estudio está caracterizada por un estilo de sedimentación delta Ica con cambios frecuentes de progradación y retrogradación. También se puede observar un alto grado de heterogeneidad en la distribución de facies tanto areal como verticalmente debido a los cambios en la posición de los distributarios y al retrabajo de los sedimentos depositados. Otro punto importante es que cada uno de los sub-intervalos representa un momento distinto dentro del proceso de depositación de los sedimentos, lo que se puede corroborar al comparar con la definición teórica en el estudio sedimentario previo. Dicha comparación se muestra en las Figuras 5-8 a la 5-10.

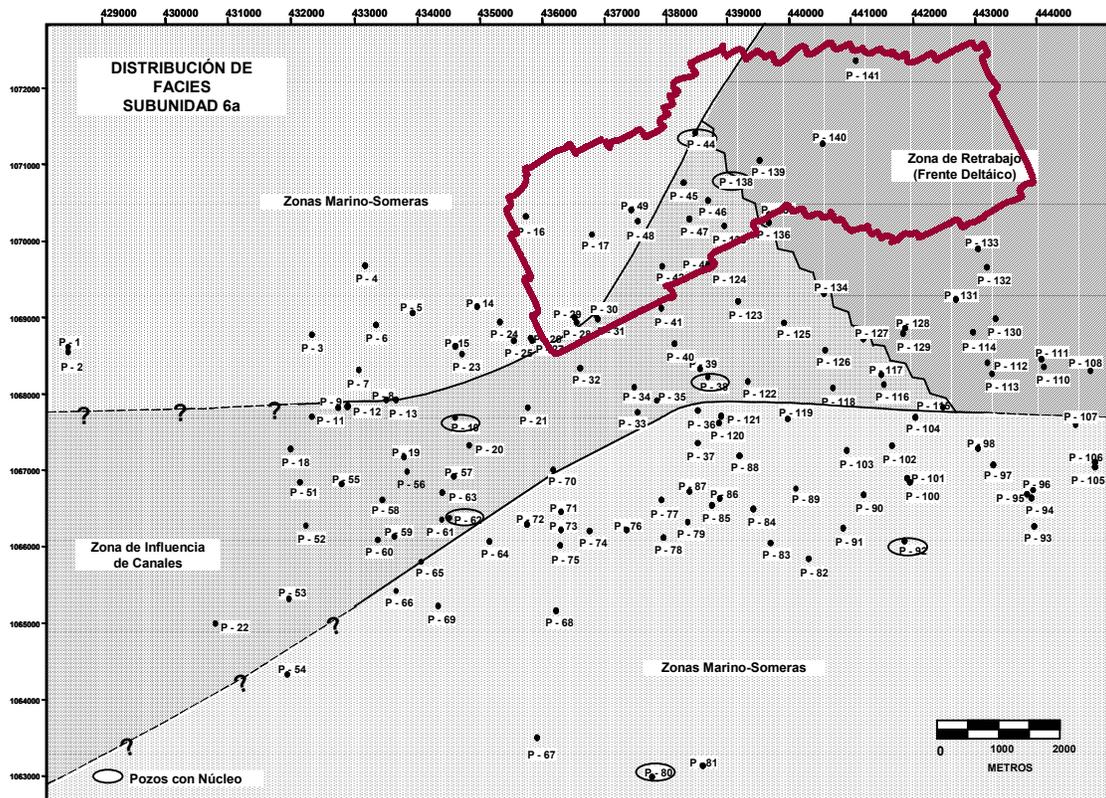


Fig. 5-8. Distribución de Facies para el Sub-intervalo CPI-6a proveniente del estudio previo realizado por INTEVEP – PDVSA ⁽¹⁶⁾

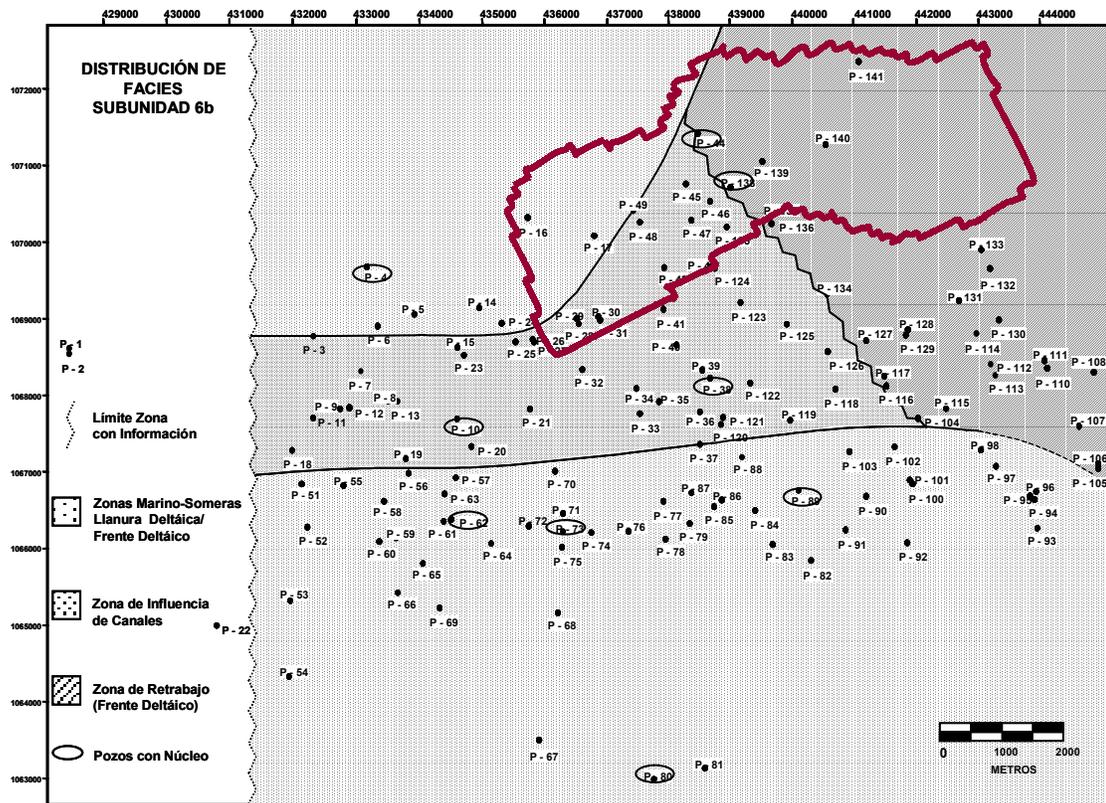


Fig. 5-9. Distribución de Facies para el Sub-intervalo CPI-6b proveniente del estudio previo realizado por INTEVEP – PDVSA ⁽¹⁶⁾

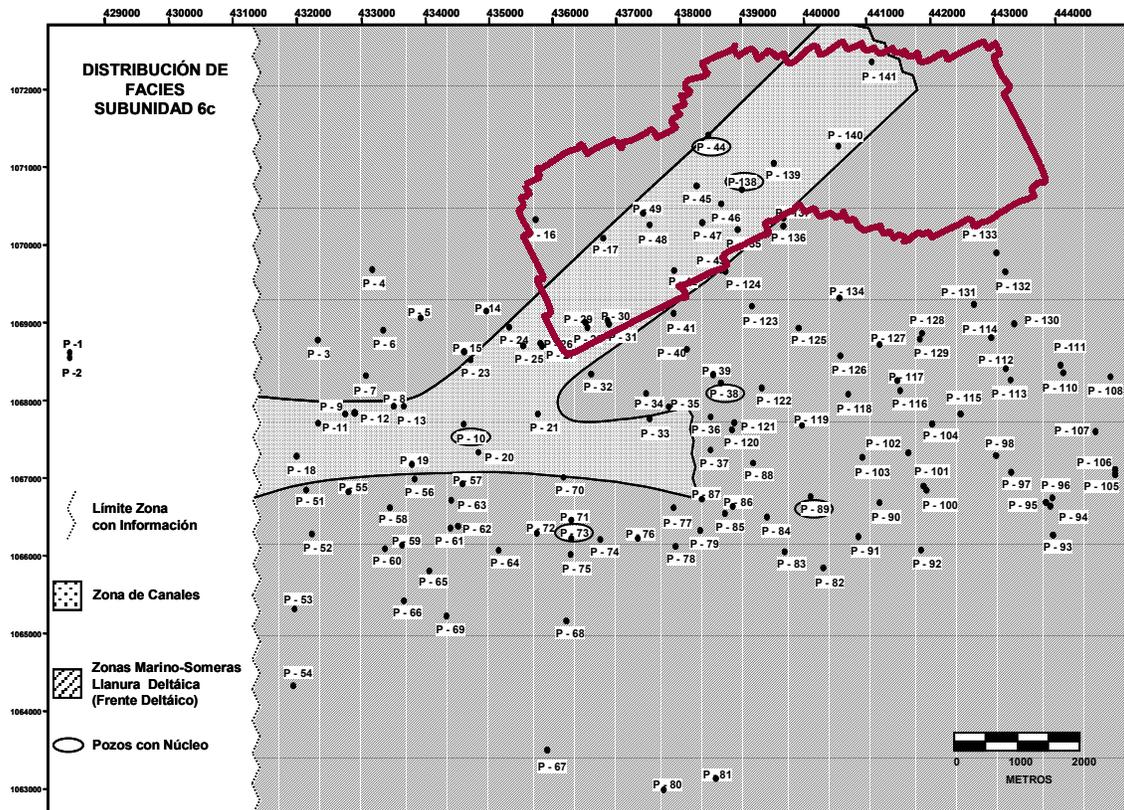


Fig. 5-10. Distribución de Facies para el Sub-intervalo CPI-6c proveniente del estudio previo realizado por INTEVEP – PDVSA ⁽¹⁶⁾

De igual forma, se puede concluir que la distribución de la porosidad y permeabilidad está relacionada con la facies presente. Es decir, aquellas zonas con presencia de facies que posean sedimentos de grano medio a grueso con un escogimiento bueno, como lo son los deltas de canales entrelazados o los canales entrelazados, presentarán valores de porosidad y permeabilidad mayores que aquellas zonas donde predominen facies con depósitos de sedimentos más fino o con peor escogimiento, en este caso representado por la facies denominada Background, donde se encontrarán los menores valores de porosidad y permeabilidad.

Una vez lograda exitosamente la definición de cada una de las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) para cada una de las celdas de la malla, honrando la información de pozos disponible y honrando también la descripción geológica y el modelo sedimentológico desarrollado, el estudio geoestadístico del intervalo escogido propuesto como primera fase de la metodología desarrollada en el presente TEG, se considera completo y confiable.

Con la intención de automatizar y vincular las herramientas empleadas en este estudio se generó un Script que permite correr de una sola vez todos los programas y algoritmos del estudio geoestadístico una vez especificada la información requerida por los archivos de parámetros. A su vez este Script fue vinculado al programa de Algoritmos Genéticos y al Simulador Numérico ECLIPSE, para así poder generar cada individuo (modelo estático), introducirlo al simulador, evaluarlo mediante la Función Objetivo, aplicando el Método de Puntos Piloto y utilizar los más aptos en la generación de nuevos individuos que presenten una menor Función Objetivo. Es decir, que presenten un mejor ajuste a la historia de producción del yacimiento en estudio, honrando a su vez el modelo estático del mismo.

5.3. Aplicación del Enfoque Genético y el Método de Puntos Piloto

Para inicializar el programa de Algoritmos Genéticos utilizado en la metodología desarrollada en el presente TEG es necesario definir una serie de parámetros que describen las características de la corrida. Dichos parámetros son elegidos en función de los resultados esperados y de las características de la acumulación en estudio.

Sin embargo, como se explicó en detalle en la Sección 4 de Metodología, no todos los parámetros variables del programa de algoritmos genéticos empleado fueron utilizados en el presente TEG, debido a que representarían muchas variables a evaluar y requeriría de mucho tiempo para su ejecución. Además es mejor realizar el estudio corriendo paso a paso cada uno de los parámetros del programa para así poder determinar su influencia en la calidad de los resultados obtenidos así como en el tiempo de computación.

Por las razones aquí indicadas, los parámetros elegidos para el archivo de entrada al programa de Algoritmos Genéticos fueron:

- Número de individuos por generación y Número de generaciones

Se generaron cuatro (4) individuos por generación y tres (3) generaciones, lo cual hace un total de doce (12) individuos. Ésto debido a que se consideró doce (12) una cantidad representativa de modelos a evaluar y además se logró una mejora notable en el cotejo a medida que aumentaba la generación. Otra razón, fue que se pudieron generar otros doce (12) individuos aleatoriamente y en forma simultánea que sirvieran como punto de comparación y validación del programa de Algoritmos Genéticos y por ende de la metodología propuesta.

- Especificación de las variables a utilizar en la corrida

En este caso, la principal variable a utilizar es el modelo geoestadístico. El mismo está representado por las facies sedimentarias presentes, la porosidad y la permeabilidad. Sus estimados estarán cambiando continuamente de un individuo a otro.

- Estrategia de Población a emplear

En este caso el tipo de estrategia de seleccionado fue el método de Valor Esperado por medio del procedimiento descrito por el Muestreo Estocástico Universal (SUS).

- Número de Pozos Productores e Inyectores

Para la acumulación utilizada se tiene información de once (11) pozos productores y cuatro (4) pozos inyectores.

- Número de Pasos de Tiempo "Time Steps" que tiene la simulación numérica

Según el modelo empleado, se tienen diez (10) años de producción distribuidos en 173 pasos de tiempo.

- Número y nombre de los parámetros a cotejar

Como se explicó en la Sección 4 de Metodología, en este caso los parámetros a cotejar son el corte de agua por pozo, la tasa de producción y la producción acumulada de agua del campo. Estos parámetros serán evaluados por la Función Objetivo.

- Selección y especificación de la ubicación de los Puntos Piloto

Para la selección de las celdas donde se ubicaron los Puntos Piloto se utilizó el criterio de aquellos puntos ubicados en zonas donde no existe data de pozos cercana, de manera de cubrir todo el yacimiento arealmente, ya que los Puntos piloto actuarán como pseudopozos, es decir, celdas con información confiable la cual ha sido determinada por medio de la simulación geoestadística del primer individuo y que varía dentro de un rango establecido por dicha simulación.

Para la especificación de la ubicación de los Puntos Piloto seleccionados se construyó un archivo con las coordenadas UTM de cada uno de ellos, así como de los índices i, j, k correspondientes a las celdas ocupadas por los mismos, el programa de Algoritmos Genéticos leerá dicho archivo y agregará las facies presentes, porosidad y permeabilidad correspondientes a cada celda seleccionada como Punto Piloto y a su vez toda esta información será agregada al archivo original de data utilizado como entrada al estudio geoestadístico. Esto permitirá que estas celdas sean tomadas como pozos y los valores de las propiedades en ellas permanezcan fijos para la simulación geoestadística del siguiente individuo. Una vez generado el individuo, el archivo de data pasará a ser el original y un nuevo conjunto de propiedades pertenecientes al nuevo individuo generado serán agregadas al archivo de data original en las celdas correspondientes a los Puntos Pilotos seleccionados anteriormente.

Una vez definidos todos los parámetros de entrada al programa de Algoritmos Genéticos se comienza a correr todo el proceso que involucra la metodología planteada, es decir, la simulación geoestadística, generación del modelo estático, simulación numérica, evaluación mediante la Función Objetivo, asignación de propiedades a los Puntos Pilotos y selección de los individuos que influirán mayormente en la generación siguiente. Una vez generados los doce individuos se tiene un archivo de salida con todos los valores de la función objetivo para cada uno de los individuos.

A continuación se muestra la tabla con los valores de la Función Objetivo obtenida como resultado:

Tabla 5-28. Valores de la Función Objetivo obtenidos para cada Individuo generado

Individuo	Generación	Valor de la Función Objetivo
1	1	4083,80
2	1	276,78
3	1	648,87
4	1	94,57
1	2	1209,52
2	2	445,25
3	2	2459,42
4	2	794,09
1	3	1009,41
2	3	88,12
3	3	71,50
4	3	69,47

Como se puede observar a medida que aumenta el número de generaciones disminuye el valor de la Función Objetivo. Traduce en un mejor cotejo de la producción acumulada de agua. A continuación se muestran las curvas de producción de agua para el "peor" y "mejor" individuo obtenidos, es decir, el individuo con la mayor y menor Función Objetivo respectivamente.

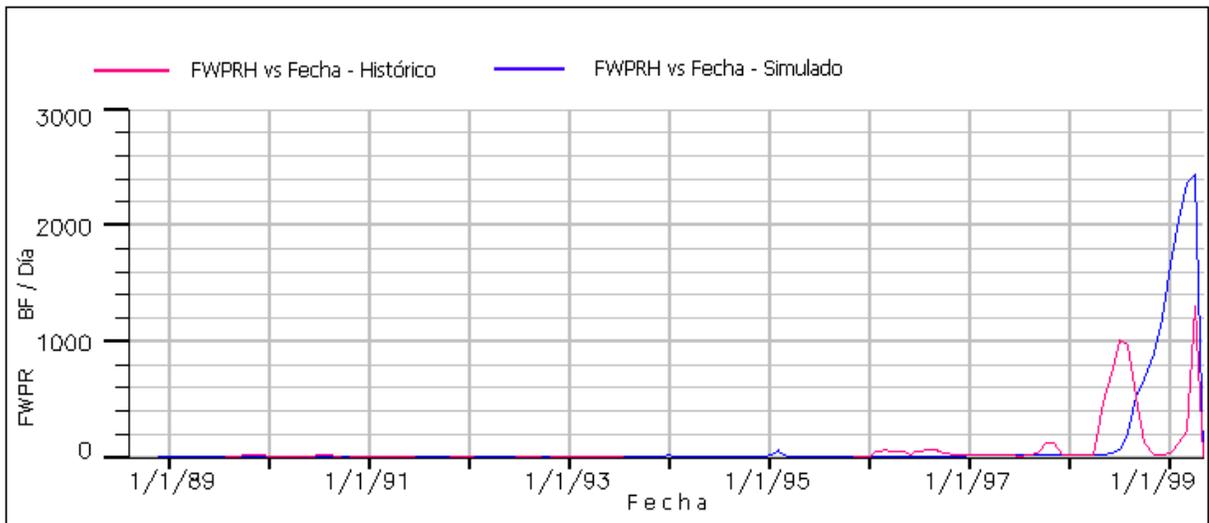


Fig. 5-11. Comportamiento de la Tasa de Producción de Agua (Q_w) del Campo para el Individuo de Mayor Función Objetivo generado

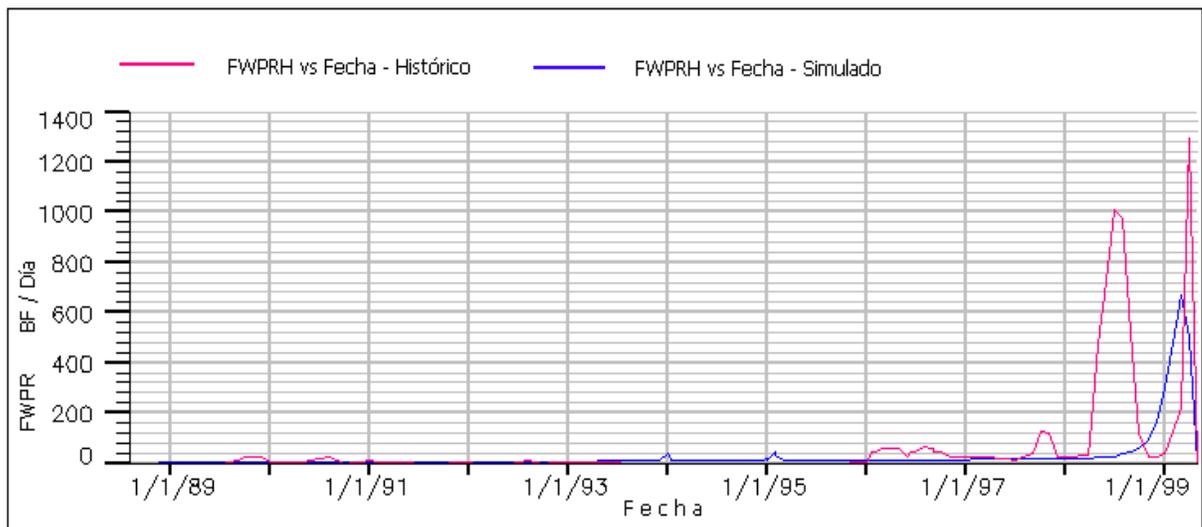


Fig. 5-12. Comportamiento de la Tasa de Producción de Agua (Q_w) del Campo para el Individuo de Menor Función Objetivo generado

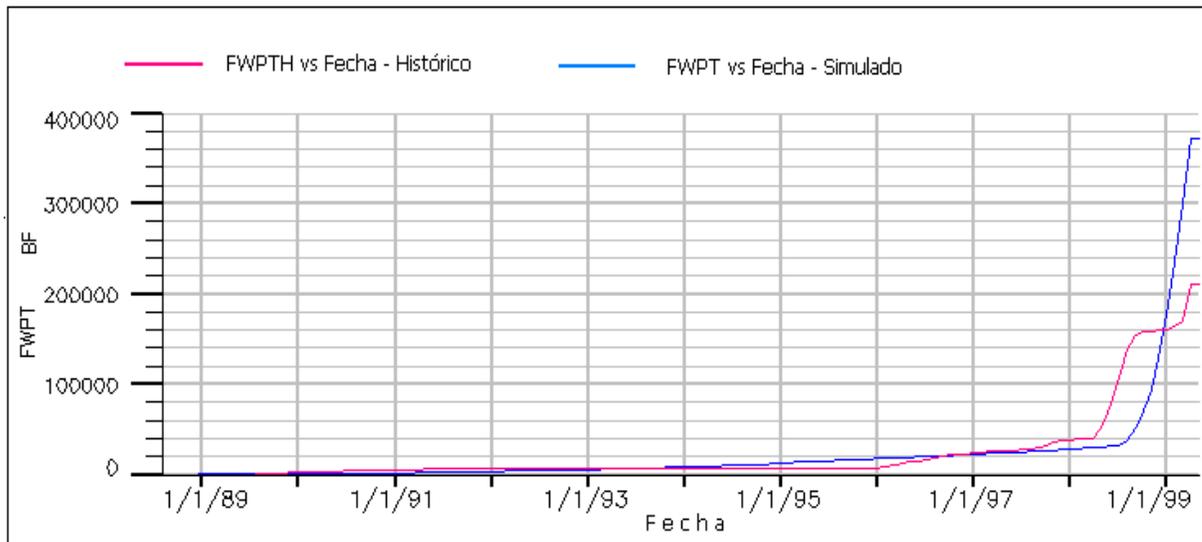


Fig. 5-13. Comportamiento de la Producción Acumulada de Agua (W_p) del Campo para el Individuo de Mayor Función Objetivo generado

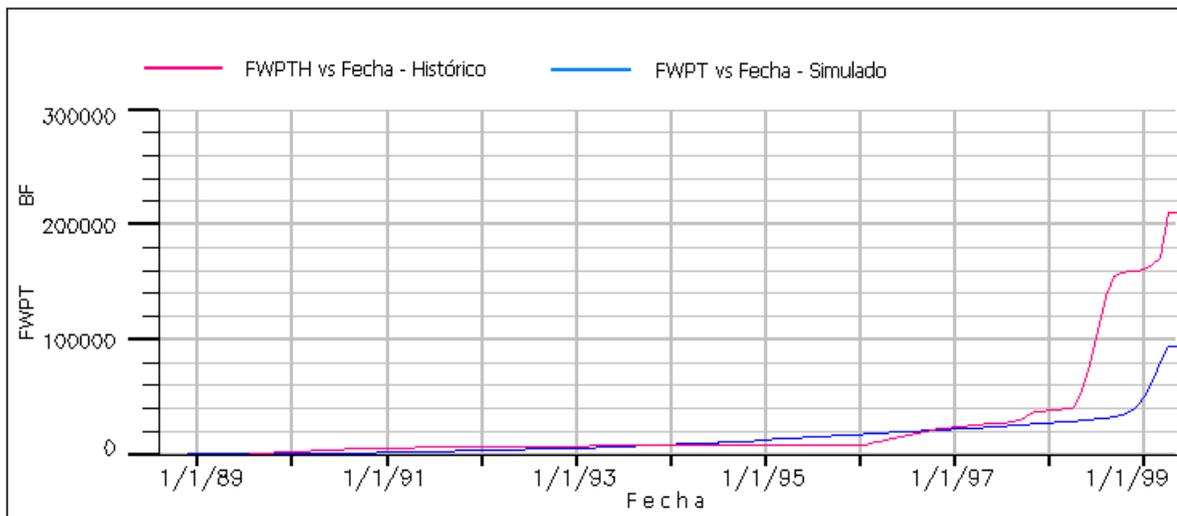


Fig. 5-14. Comportamiento de la Producción Acumulada de Agua (W_p) del Campo para el Individuo de Menor Función Objetivo generado

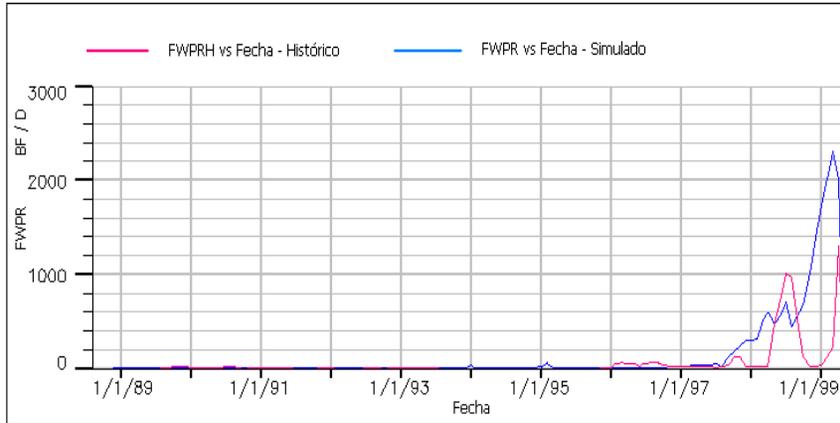
Como se puede concluir, en ambos casos es notable un acercamiento entre la curva de valores simulados y la curva de valores históricos, lo que significa que el individuo cuatro (4) de la tercera generación reproduce en forma más acertada la tasa de producción y la producción acumulada de agua del campo que cualquiera de los otros individuos generados. Se concluye que se ha logrado cumplir el principal objetivo del uso del programa de Algoritmos Genéticos como guía en la selección del “mejor” modelo estático, es decir, aquel que reproduzca fielmente el modelo estático y el comportamiento dinámico de la acumulación bajo estudio.

5.4. Variación de Escenarios Geoestadísticos por el usuario sin uso de Algoritmos Genéticos

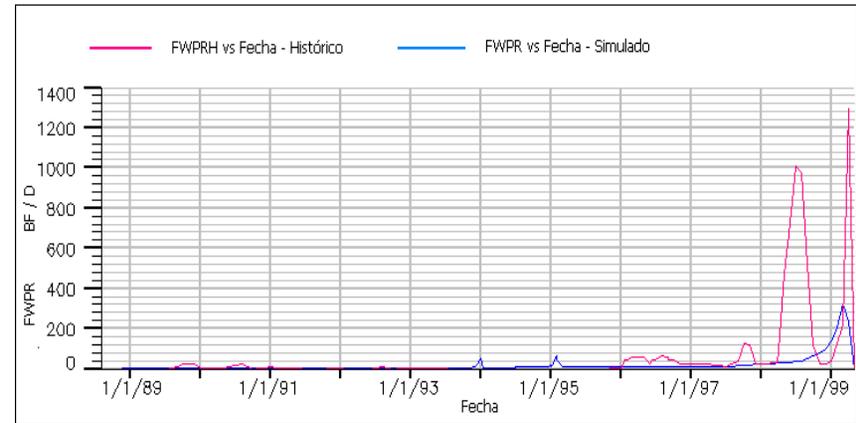
Como se indicó en la Sección 4 de Metodología, se generaron utilizando el mismo método geoestadístico propuesto en la metodología desarrollada en el presente TEG doce (12) modelos estáticos variando en forma aleatoria únicamente la semilla de inicialización para la simulación de las propiedades petrofísicas.

Una vez generados estos modelos estáticos se utilizaron los archivos de las propiedades para representar el modelo dinámico de la acumulación y observar el grado de similitud obtenido en el cotejo de la historia de producción de agua del campo. Esto fue ejecutado con el simulador numérico ECLIPSE utilizando el mismo archivo de entrada que se utilizó para todas las simulaciones realizadas en el presente TEG, con la única variación de la porosidad, permeabilidad y regiones de saturación.

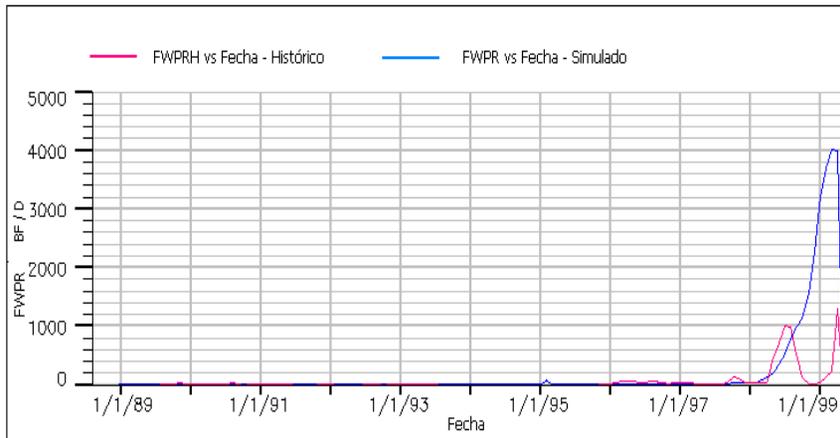
A continuación se muestra en forma gráfica la Tasa de Producción y Producción Acumulada de Agua para el campo obtenidas de la simulación.



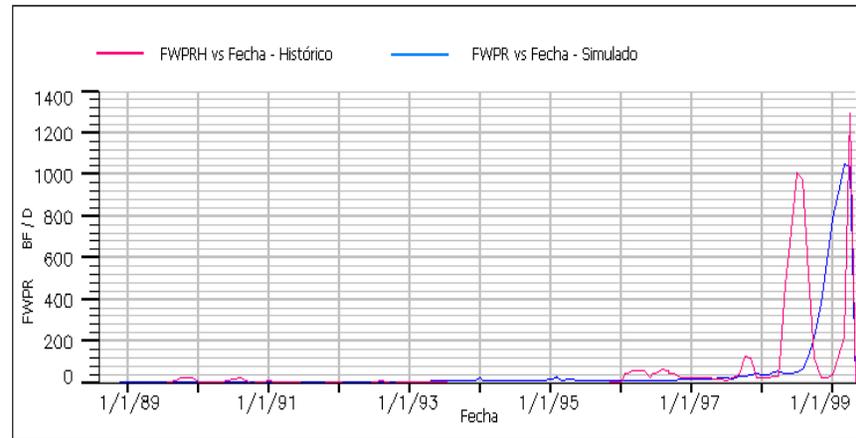
Individuo 1



Individuo 2

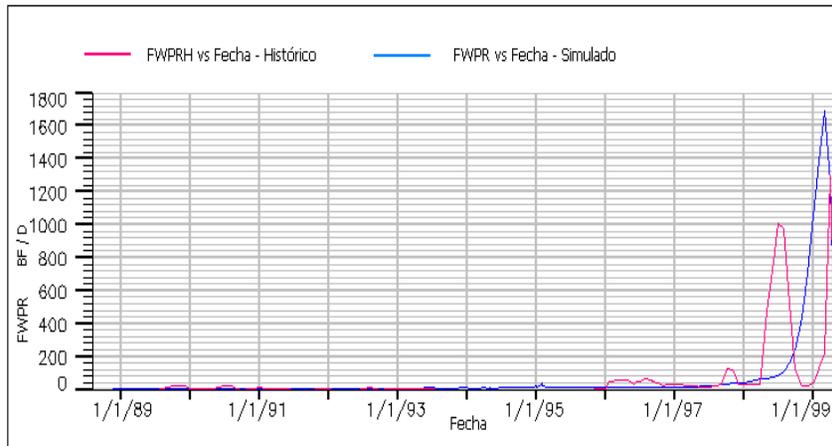


Individuo 3

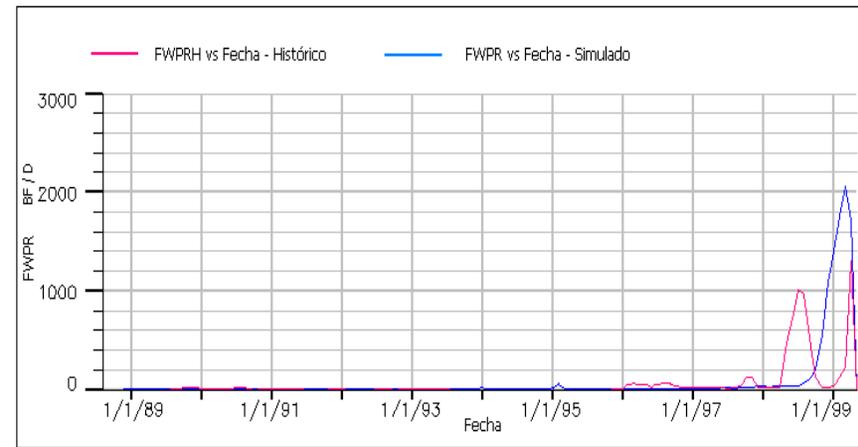


Individuo 4

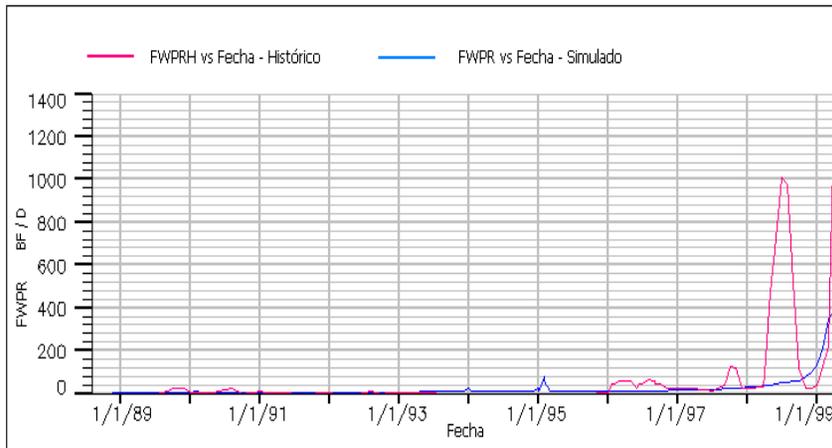
Fig. 5-15. Comportamiento de la Tasa de Producción de Agua del Campo para los Cuatro primeros Individuos generados sin utilizar el Motor Genético



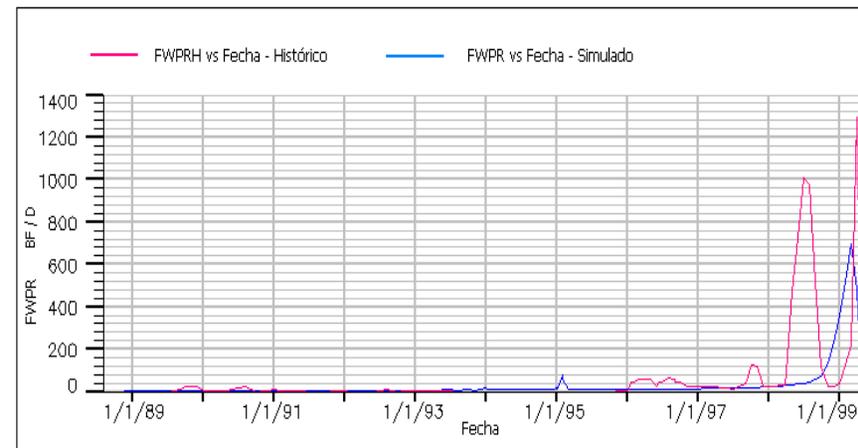
Individuo 5



Individuo 6

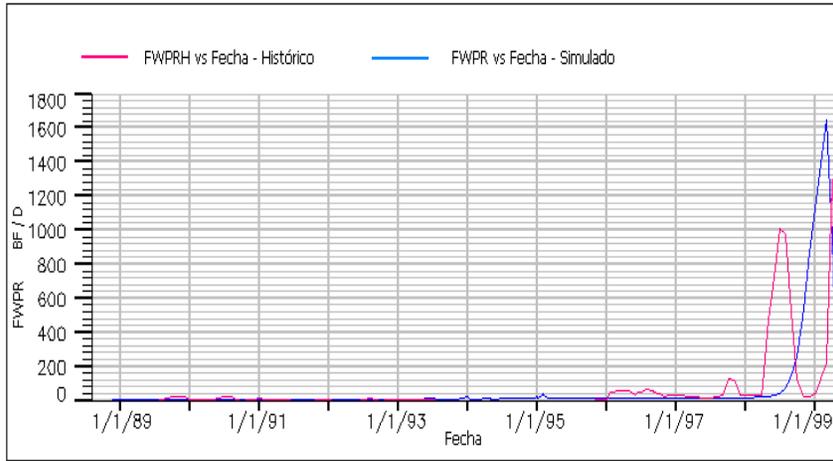


Individuo 7

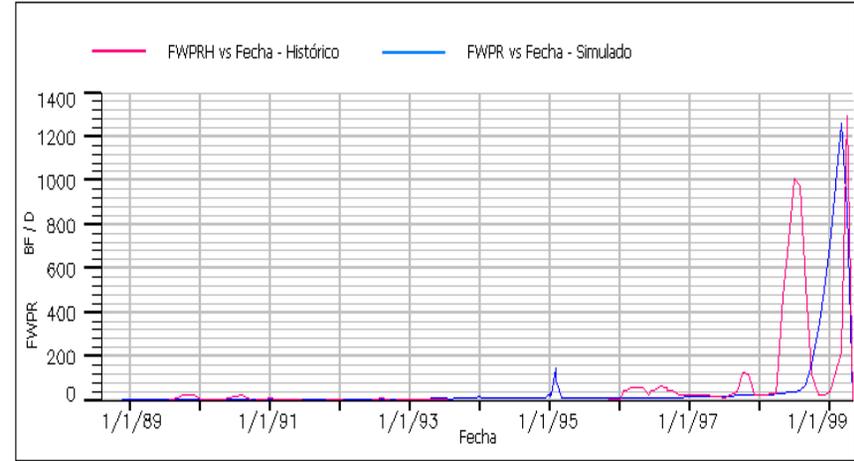


Individuo 8

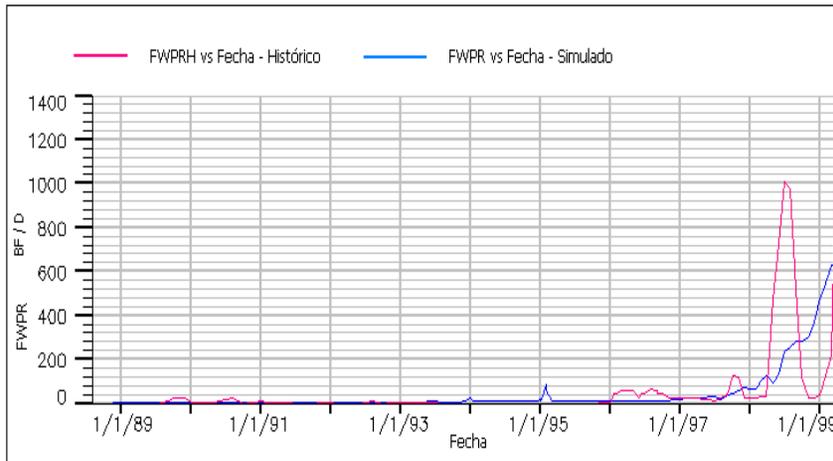
Fig. 5-16. Comportamiento de la Tasa de Producción de Agua del Campo para los Cuatro Individuos siguientes generados sin utilizar el Motor Genético



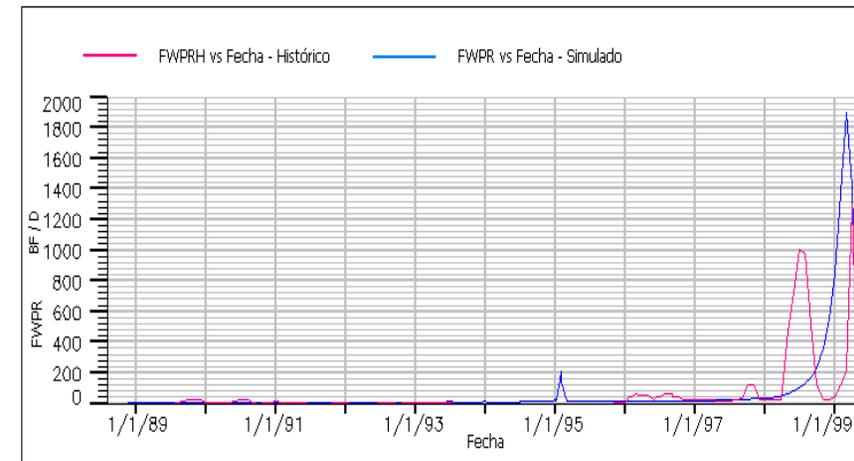
Individuo 9



Individuo 10



Individuo 11



Individuo 12

Fig. 5-17. Comportamiento de la Tasa de Producción de Agua del Campo para los Cuatro últimos Individuos generados sin utilizar el Motor

Como se puede observar en los gráficos anteriores, no existe un acercamiento significativo de la curva de valores simulados a la de valores históricos. Es decir, la simulación estocástica realizada en forma aleatoria (sin control genético) indica una representación aceptable del modelo geológico de la acumulación estudiada. Sin embargo, no necesariamente honra los datos dinámicos de dicha acumulación y es necesario que se establezcan los parámetros que se deben ajustar para mejorar el pronóstico de producción de la simulación hasta lograr la mayor semejanza posible con los datos reales de producción disponibles y así poder garantizar que las predicciones que se hagan con dicho modelo serán lo más realistas posible.

5.5. Resumen de Hallazgos

5.5.1. Del Estudio Geoestadístico

Se puede concluir que el método geoestadístico utilizado en la metodología desarrollada en el presente TEG, basado en la variabilidad en la continuidad espacial y en la simulación estocástica de las facies y de las principales propiedades petrofísicas de la acumulación, permite una representación robusta y confiable del modelo estático de dicha acumulación partiendo de información de pozos (muestras de núcleos y perfiles).

Una de las ventajas principales del método empleado es que permite reproducir la estadística de los datos para lograr la representación del modelo estático de la acumulación estudiada. Esto se puede concluir de las Figuras que se muestran a continuación con los histogramas de frecuencia para las facies, porosidad y permeabilidad, realizados primero con los datos obtenidos de la información de pozos y luego con los valores simulados. Obviamente la comparación caso a caso entre la información de pozos y los valores de pozos es sumamente flexible

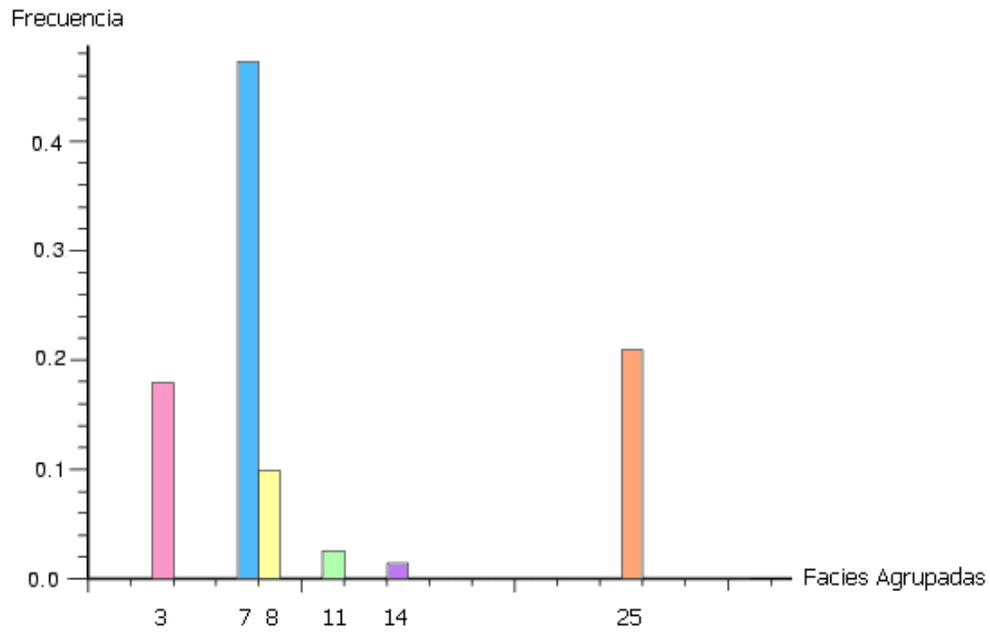


Fig. 5-18. Proporción Global de Facies en el Sub-intervalo CPI-6a con los datos obtenidos de la información de pozos

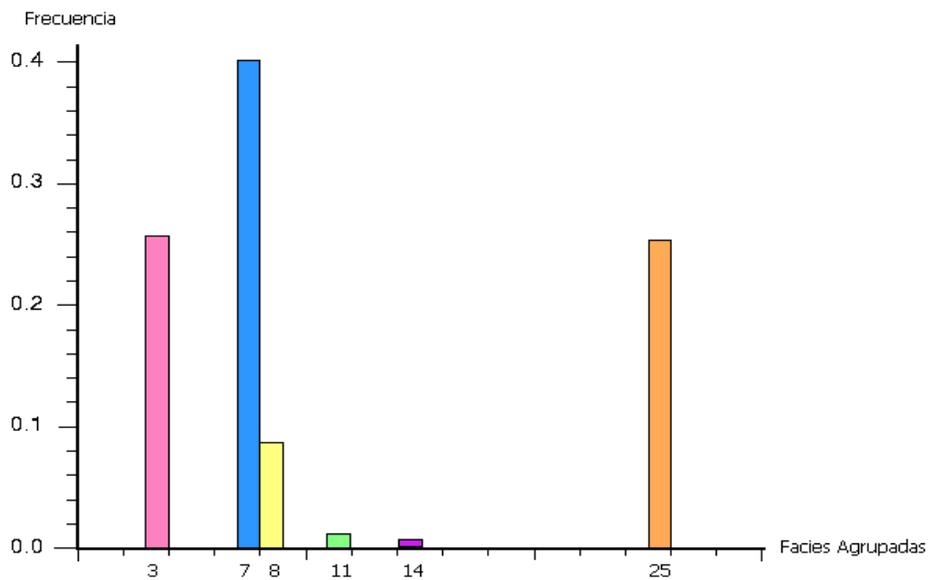


Fig. 5-19. Proporción Global de Facies en el Sub-intervalo CPI-6a con los datos obtenidos de la simulación geostatística

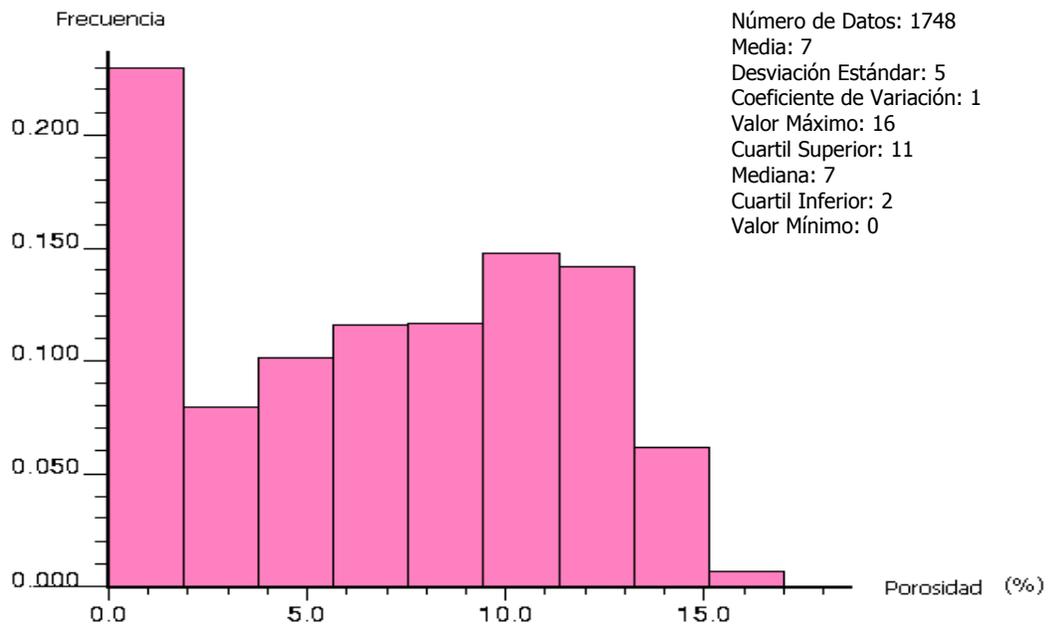


Fig. 5-20. Proporción Global de la Porosidad en el Sub-intervalo CPI-6a con los datos obtenidos de la información de pozos

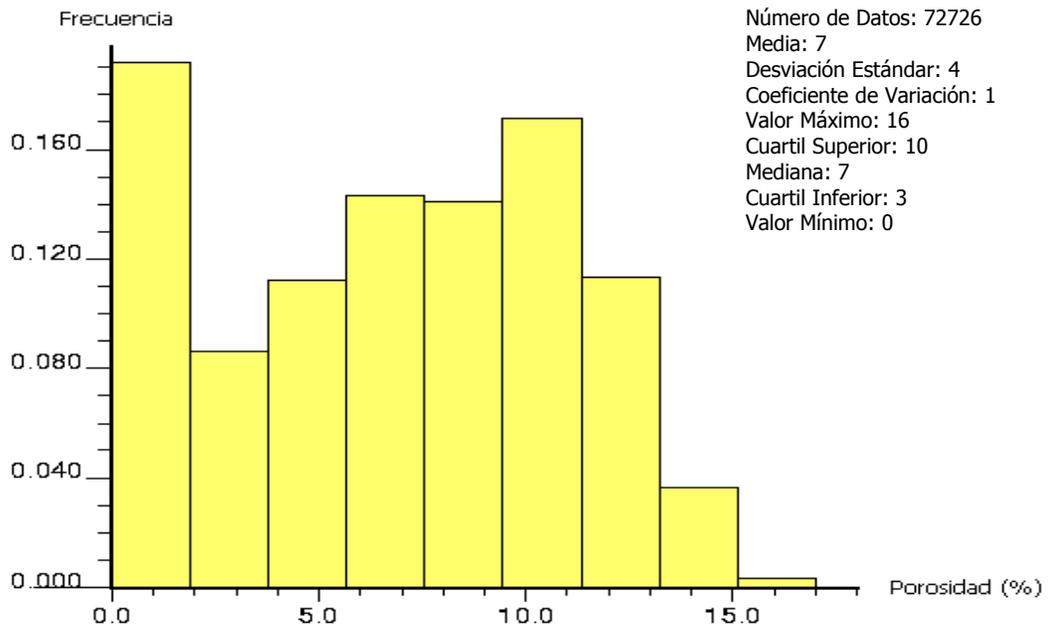


Fig. 5-21. Proporción Global de la Porosidad en el Sub-intervalo CPI-6a con los datos obtenidos de la simulación geostatística

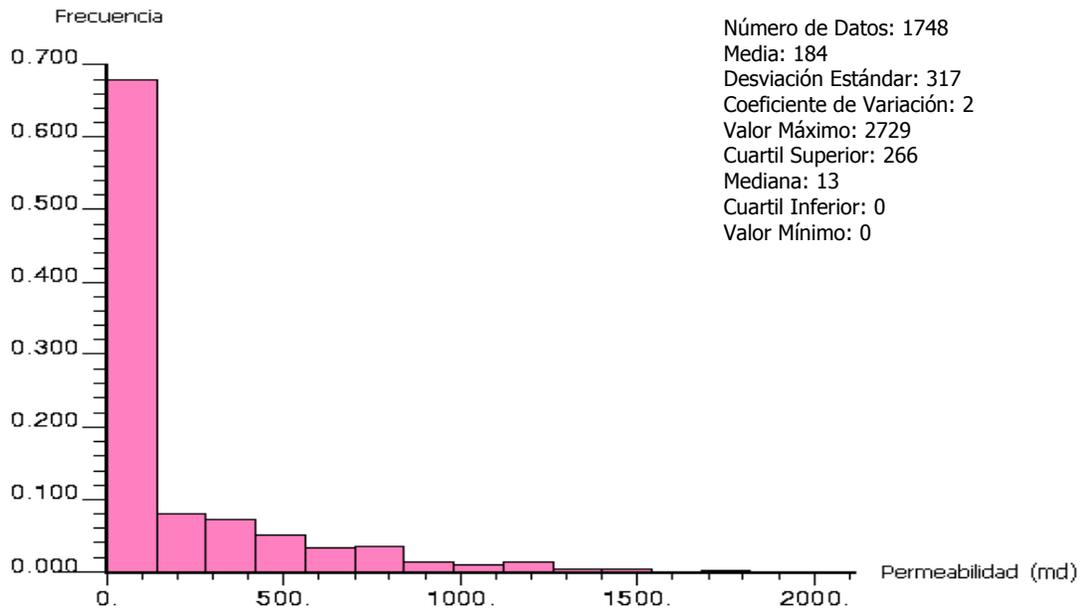


Fig. 5-22. Proporción Global de la Permeabilidad en el Sub-intervalo CPI-6a con los datos obtenidos de la información de pozos

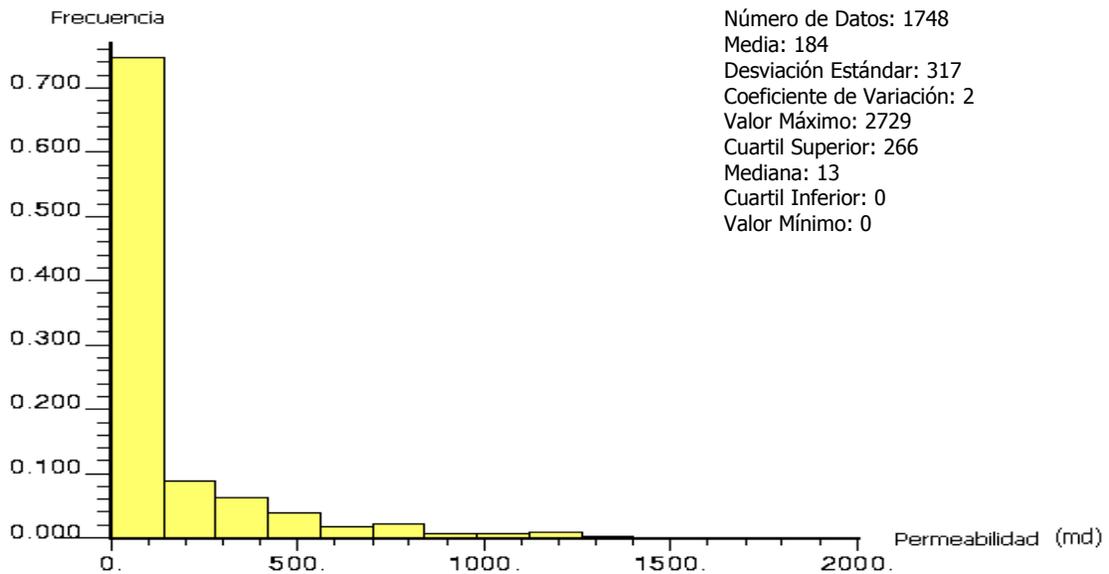


Fig. 5-23. Proporción Global de la Permeabilidad en el Sub-intervalo CPI-6a con los datos obtenidos de la simulación geoestadística

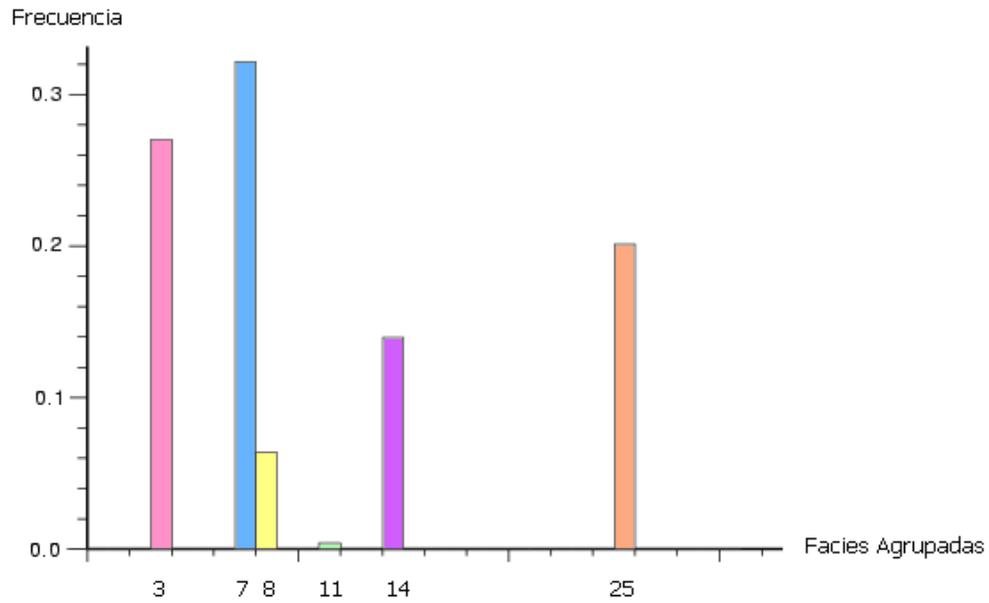


Fig. 5-24. Proporción Global de Facies en el Sub-intervalo CPI-6b con los datos obtenidos de la información de pozos

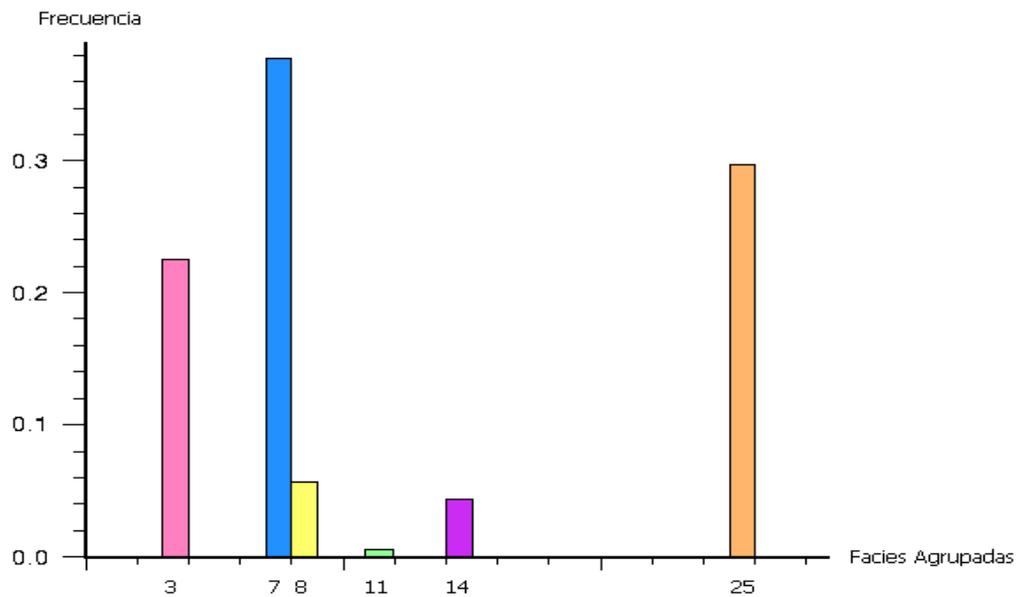


Fig. 5-25. Proporción Global de Facies en el Sub-intervalo CPI-6b con los datos obtenidos de la simulación geoestadística

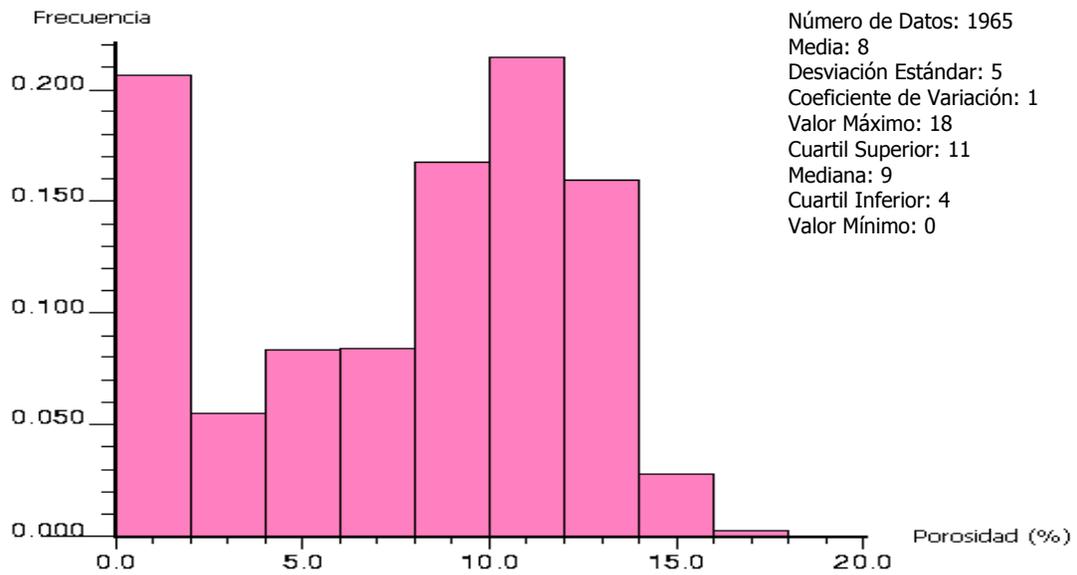


Fig. 5-26. Proporción Global de la Porosidad en el Sub-intervalo CPI-6b con los datos obtenidos de la información de pozos

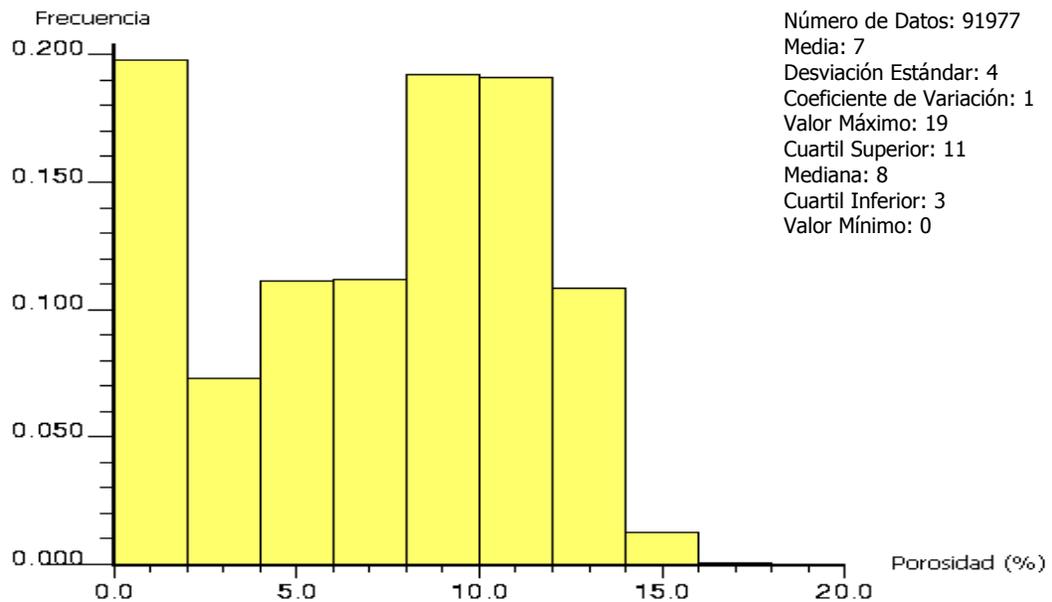


Fig. 5-27. Proporción Global de la Porosidad en el Sub-intervalo CPI-6b con los datos obtenidos de la simulación geoestadística

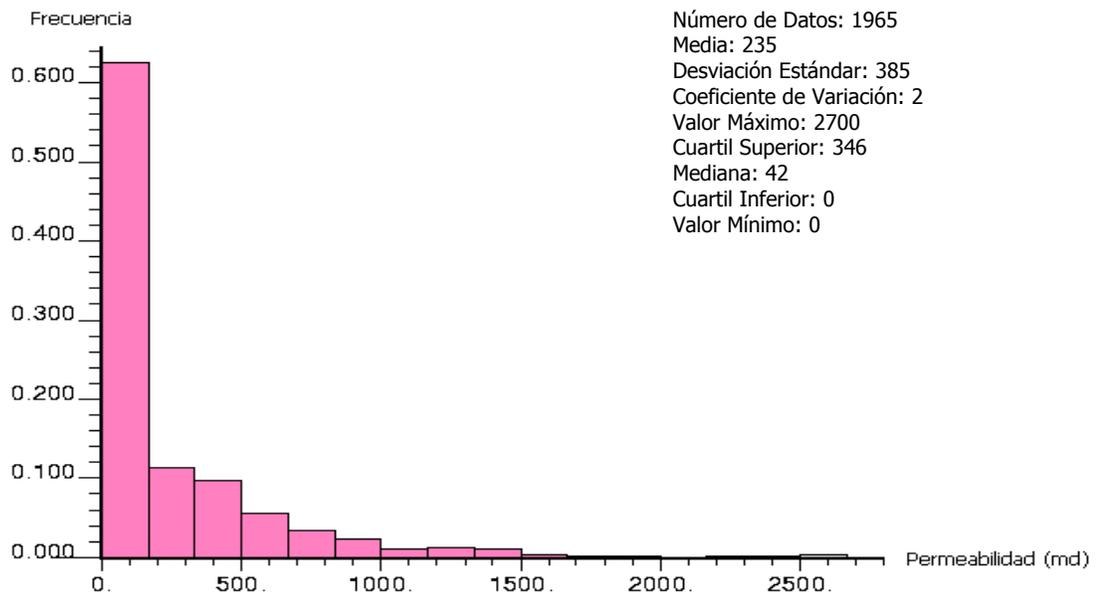


Fig. 5-28. Proporción Global de la Permeabilidad en el Sub-intervalo CPI-6b con los datos obtenidos de la información de pozos

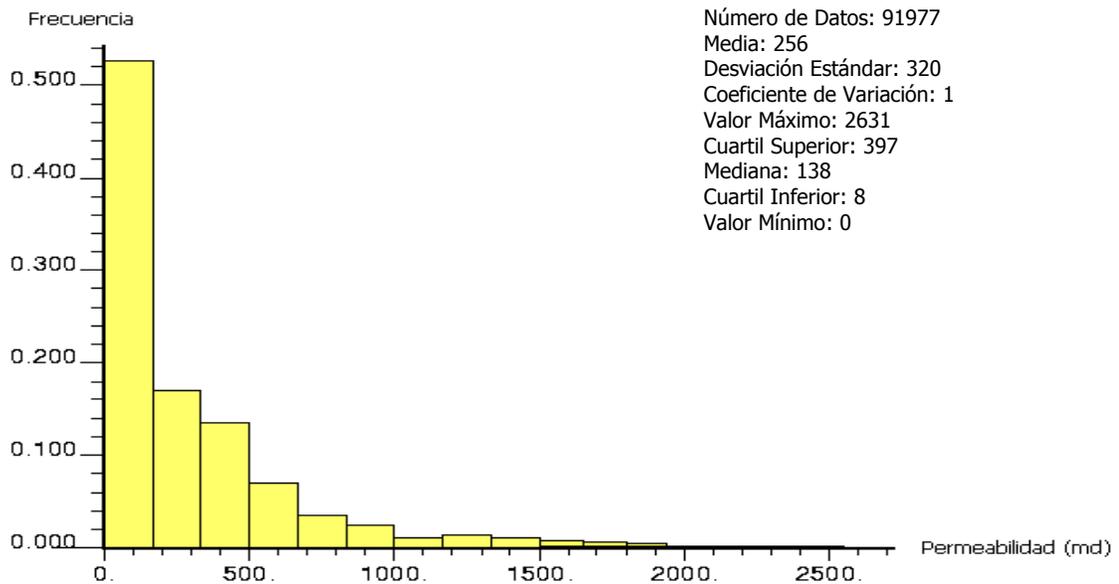


Fig. 5-29. Proporción Global de la Permeabilidad en el Sub-intervalo CPI-6b con los datos obtenidos de la simulación geoestadística

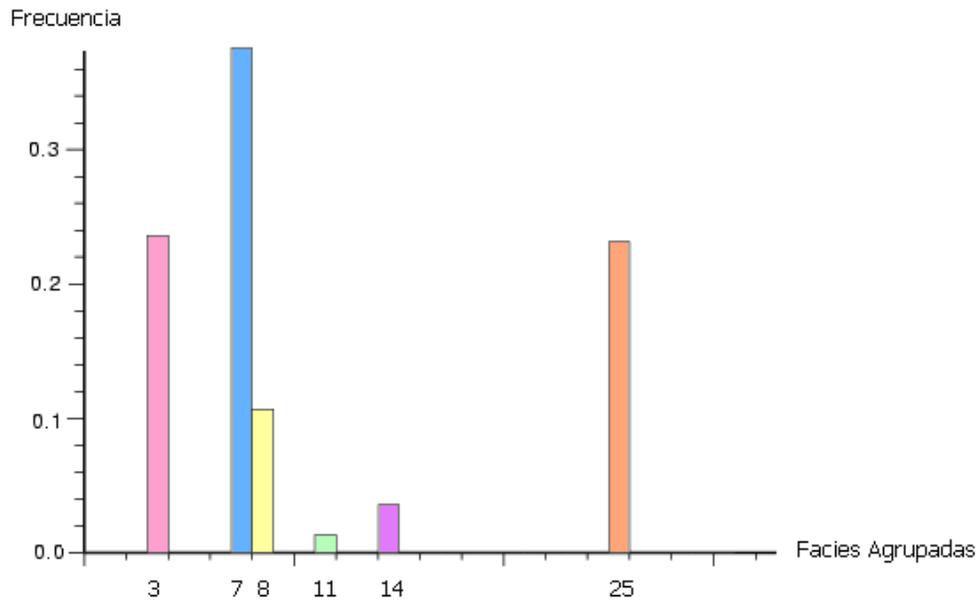


Fig. 5-30. Proporción Global de Facies en el Sub-intervalo CPI-6c con los datos obtenidos de la información de pozos

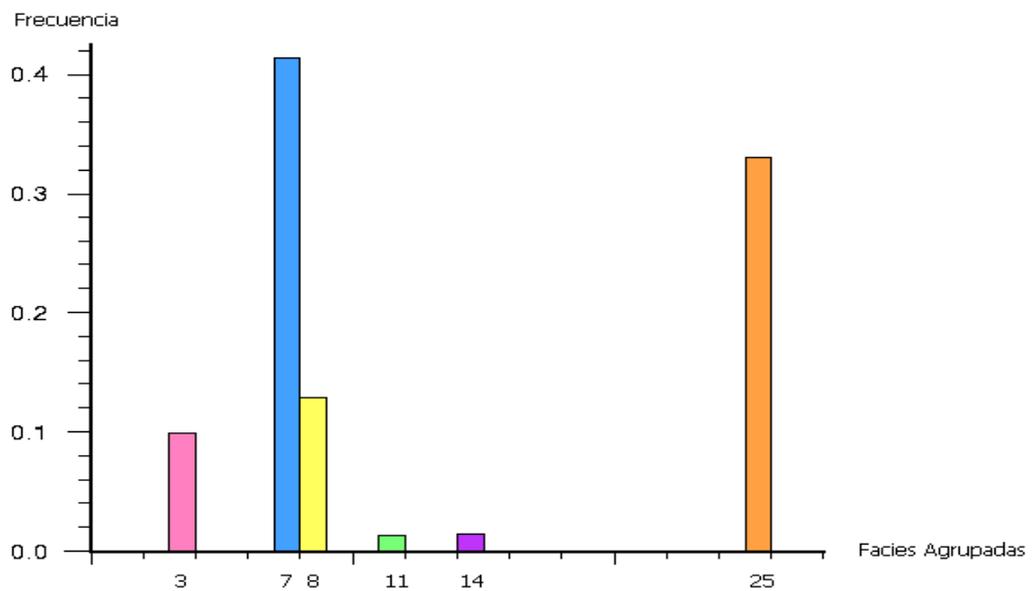


Fig. 5-31. Proporción Global de Facies en el Sub-intervalo CPI-6c con los datos obtenidos de la simulación geoestadística

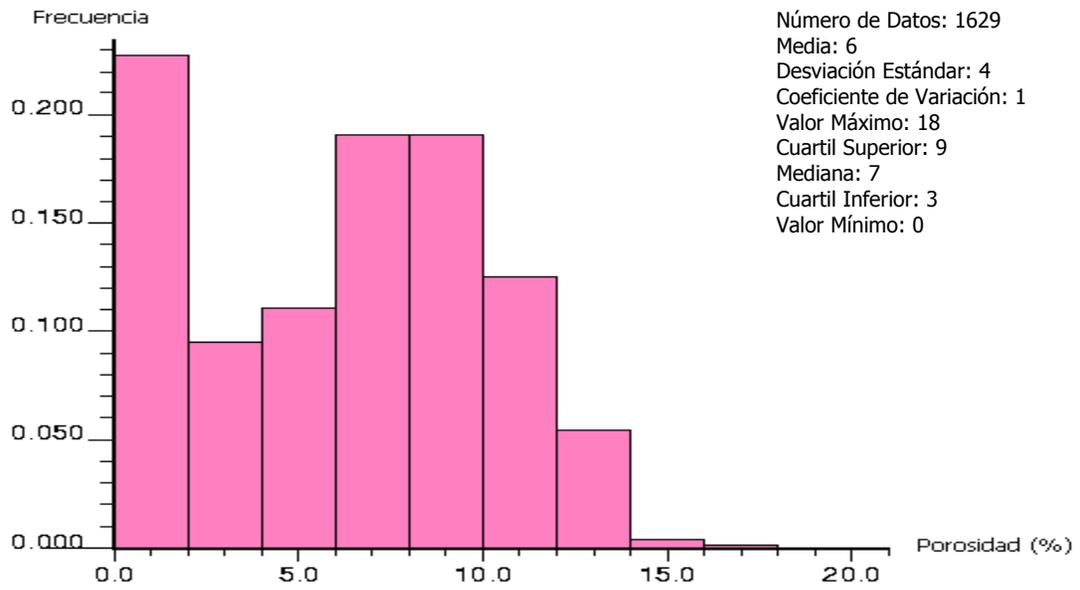


Fig. 5-32. Proporción Global de la Porosidad en el Sub-intervalo CPI-6c con los datos obtenidos de la información de pozos

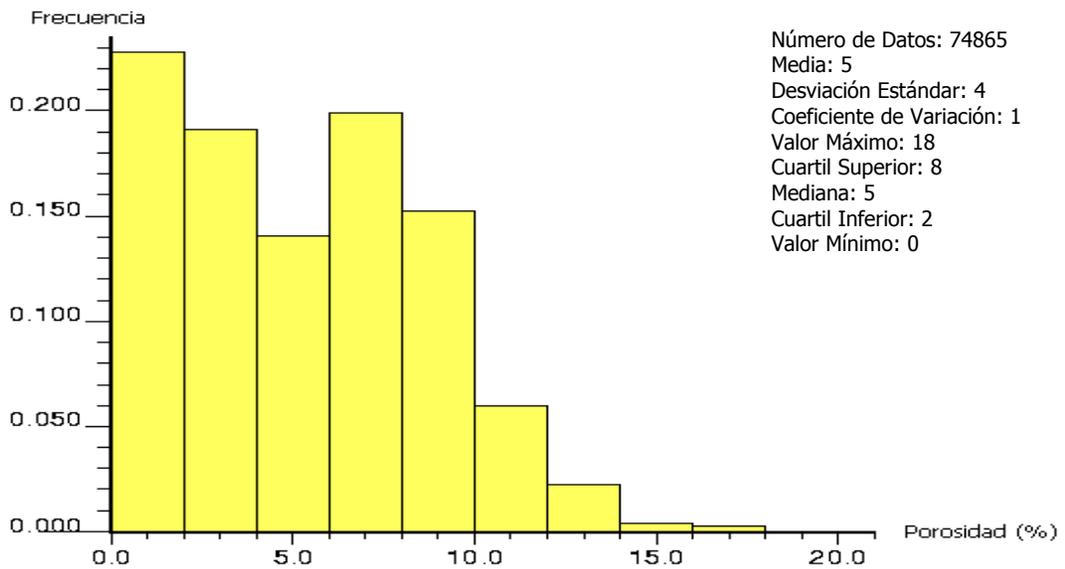


Fig. 5-33. Proporción Global de la Porosidad en el Sub-intervalo CPI-6c con los datos obtenidos de la simulación geoestadística

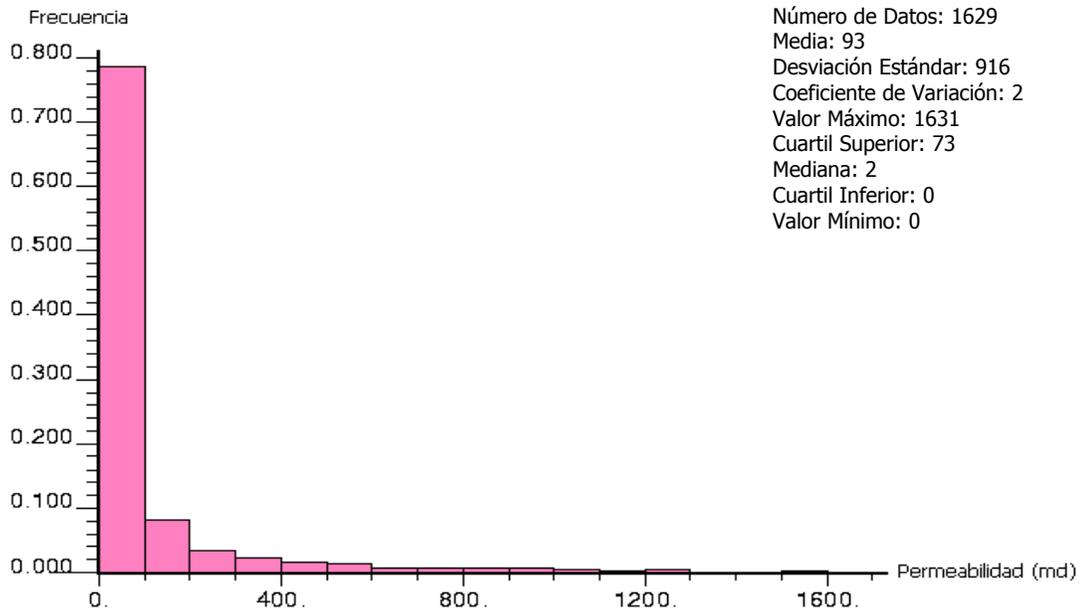


Fig. 5-34. Proporción Global de la Permeabilidad en el Sub-intervalo CPI-6c con los datos obtenidos de la información de pozos

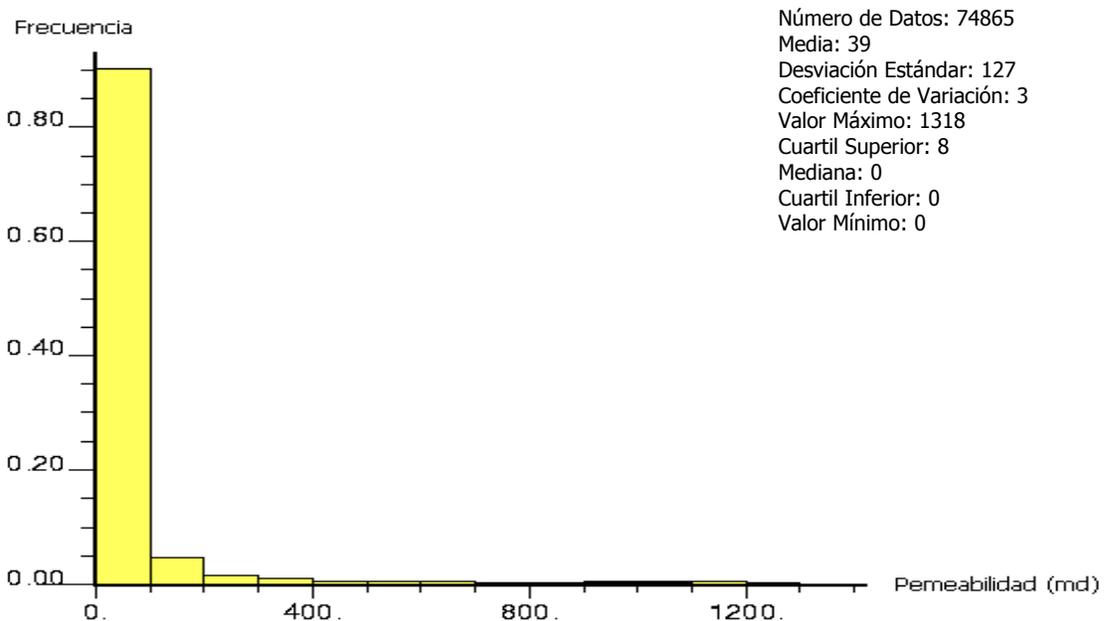


Fig. 5-35. Proporción Global de la Permeabilidad en el Sub-intervalo CPI-6c con los datos obtenidos de la simulación geoestadística

Otra de las ventajas es que por medio del conocimiento de la distribución de las propiedades petrofísicas para cada una de las facies presentes en la acumulación y adicionalmente la distribución de dichas facies es posible representar el ambiente de sedimentación descrito en el modelo geológico de la acumulación. Esto a su vez, permite la definición de las principales direcciones de continuidad en la distribución de facies, porosidad y permeabilidad, información con la cual por medio de la simulación geoestadística se determinan los valores “más probables” de dichas propiedades en aquellas celdas de la malla geoestadística donde no exista data dura.

Adicionalmente, el empleo del método de Simulación Estocástica Condicional permite simular la variable a representar utilizando los valores ya simulados como datos a tomar en cuenta y además establece una función de probabilidad condicional para la distribución de los valores obtenidos de la información de pozos.

Todo esto permite definir un modelo estático probable que cumple con la estadística básica y que honra la data dura obtenida de la información de pozos.

5.5.2. Del Enfoque Genético

Al comparar los resultados obtenidos con la metodología desarrollada en el presente TEG y los resultados obtenidos al variar los escenarios geoestadísticos sin el uso del programa de algoritmos genéticos se puede decir que el programa de algoritmos genéticos sirve como guía o motor en la selección de aquellos individuos que representen el modelo estático de la acumulación y a que la vez honren los datos dinámicos de la misma. Todo esto basándose en la información de pozos disponible y en los parámetros que el operador del programa especifique en los archivos de entrada.

Al observar los gráficos de la producción de agua para el caso donde los Algoritmos Genéticos actúan como motor en la selección del modelo estático, es notable que a medida que avanzan las generaciones los individuos que la conforman presentan curvas de producción de agua de comportamiento cada vez más parecido a las curvas de producción de agua históricas. En cambio los individuos generados en forma aleatoria no presentan un patrón de comportamiento a medida que son generados, por lo que no es posible estimar el momento en el cual se conseguirá el modelo estático que honre los datos dinámicos de la acumulación en estudio.

5.5.3. De la Metodología Desarrollada y Probada en el presente TEG

La metodología basada en algoritmos genéticos propuesta en el presente TEG, representa una herramienta para el logro de un análisis formal y sistemático que permita resolver en forma óptima los problemas de caracterización de yacimientos por medio del uso de una nueva tecnología en el área petrolera como lo es el programa de algoritmos genéticos vinculado a técnicas geoestadísticas desarrolladas y al simulador numérico ECLIPSE.

Este paquete de programas vinculados entre sí, ha sido probado en la solución de un problema real al aplicar la metodología propuesta al intervalo CPI-3 del yacimiento Piloto A del campo Piloto 1 el cual ha sido caracterizado previamente y cuya historia de producción sirvió como punto de comparación de los resultados obtenidos con la metodología desarrollada.

Dichos resultados demostraron que la metodología propuesta puede ser utilizada en la caracterización de otras acumulaciones, logrando así el principal objetivo de este TEG, el cual fue "desarrollar y probar una metodología sistemática que haga uso de técnicas geoestadísticas y Algoritmos Genéticos de manera vinculada para lograr descripciones

tanto de las características estáticas (roca y fluidos) como del comportamiento dinámico de acumulaciones de hidrocarburos". Lo que representa a su vez un paso importante en la adecuación de técnicas genéricas hacia aplicaciones específicas e integradas entre sí.

Adicionalmente se diseñaron pequeños algoritmos que permitieron vincular entre sí los programas principales utilizados, facilitando así la aplicación de la metodología, ya que sólo es necesario definir los archivos de entrada con las características requeridas para cada uno de los programas y luego sólo será un proceso de iteración realizado por la computadora que dependerá del tiempo de cómputo.

SECCIÓN 6**CONCLUSIONES**

En base al trabajo realizado, se ofrecen las siguientes conclusiones:

- Se cumplió con el objetivo fundamental del Trabajo Especial de Grado como era “Desarrollar y Probar una Metodología de Simulación basada en Algoritmos Genéticos”.
- En este Trabajo Especial de Grado (TEG) se desarrolló un análisis geoestadístico que permitió caracterizar la roca/yacimiento en los distintos intervalos estratigráficos en cuanto a su porosidad, permeabilidad, arcillosidad y las facies sedimentarias.
- El análisis geoestadístico desarrollado está fundamentado en la descripción de las características estáticas de la acumulación, basado a su vez en la continuidad espacial y en la simulación estocástica de las propiedades antes indicadas.
- Los resultados de los análisis geoestadísticos, honrando toda la data dura, resultaron absolutamente coherentes con la descripción geológica y el modelo de sedimentación ⁽¹⁶⁾.
- El análisis genético, por su parte, permitió la generación del modelo estático de mayor sentido físico, que represente la combinación más probable y a su vez honre los datos dinámicos de la acumulación.

- Los resultados confirmaron que se pueden utilizar algoritmos genéticos y herramientas geoestadísticas para generar un modelo estático de mayor confiabilidad (honrando propiedades estáticas y dinámicas de los yacimientos). En esta etapa se demostró inequívocamente la utilidad y bondad del Método de Puntos Piloto.
- Para la prueba se eligió un Intervalo del Campo Piloto 1 escogido, ubicado en la región Oriental de Venezuela, debido al fácil acceso a la data “dura” de roca, fluidos e historia de producción.
- Resultó sumamente valioso disponer de un Estudio Integrado Previo ⁽¹⁴⁾ que permitió evaluar las bondades de las Metodologías Propuestas (Técnicas Geoestadísticas y Algoritmos Genéticos) versus el enfoque tradicional determinístico.
- Se cumplió satisfactoriamente la etapa de modelaje dinámico de la acumulación, al reproducir la historia de producción (petróleo y agua) utilizando Algoritmos Genéticos como “motor” para guiar las modificaciones permisibles / probables a aquellos parámetros que lo requieran, para así acelerar y mejorar el cotejo o reproducción de la historia.
- Se han demostrado las bondades de los Algoritmos Genéticos como guía o motor en el proceso de selección y variación de elementos del modelo estático, que a su vez honre el modelo dinámico, acelerando y mejorando la “solución o cotejo”.
- En este Trabajo Especial de Grado se ha desarrollado una metodología absolutamente poderosa, la cual está apoyada en las Técnicas Geoestadísticas y de Algoritmos Genéticos y se propone una metodología para el Análisis Formal y

Sistemático de las variables, para mejorar y acelerar la reproducción de la conducta dinámica de cualquier acumulación.

- Ante los resultados favorables que ya se han obtenido con esta experiencia en el uso de la Geoestadística y los Algoritmos Genéticos como motor en el proceso de análisis de sistemas productores de hidrocarburos, se amerita y se justifica plenamente proseguir, ampliar y profundizar con esta línea de investigación.

SECCIÓN 7

RECOMENDACIONES

En base al trabajo realizado y a las Conclusiones descritas en la Sección 6 se ofrecen las siguientes Recomendaciones:

- Incluir entre las variables manejadas por el programa de Algoritmos Genéticos los parámetros de fallas, factor de daño, curvas de permeabilidad relativa, índice de productividad de pozos y otros factores que permitan modelar en forma más completa las características de la acumulación.
- Determinar la importancia de cada uno de los factores nombrados en el punto anterior para asignarle un peso a cada uno de ellos, lo que determinará el grado de influencia y participación de los mismos al poner en práctica la metodología propuesta.
- Adelantar el mismo procedimiento, pero con más individuos y más generaciones hasta determinar el "menor" número tanto de individuos por generación como de generaciones que garantice un modelo estático que honre "completamente" el modelo dinámico de la acumulación.
- Realizar un cotejo de presiones utilizando la metodología propuesta en una acumulación cuyo comportamiento de presiones varíe significativamente, con el principal objetivo de validar el uso de esta metodología en la predicción de comportamiento de presiones.

- Realizar un estudio de sensibilidades con distintas resoluciones de la malla en el eje Z, para verificar que se esté utilizando el modelo que permite representar con mejor precisión el comportamiento dinámico de la acumulación, pero con menor tiempo de cómputo y utilización de la menor cantidad de memoria del equipo a utilizar.

- Eventualmente, incorporar el simulador dinámico de Líneas de Corriente "Streamlines" para la validación del modelo estático.

- Realizar una evaluación económica del uso de la metodología propuesta.

SECCIÓN 8**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

1. ÁLVAREZ, A. **"Identificación de Planes de Explotación para el Yacimiento C7 del Área VLA-31 Flanco Oeste Campo Lagomar Estado Zulia"**. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Caracas 2001.
2. COWARD, M. et al **"Structural Geology in Reservoir Characterization"**. 1998
3. DAVIS, L. **"Handbook of Genetic Algorithms"**. Edit. New York: Van Nostrand Reinhold, 1991.
4. DELGADO, D. **"Factibilidad de Uso de Pozos Multilaterales en Áreas Piloto del Yacimiento Lagunillas Inferior del Área LL-07"**. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Caracas 2001.
5. DEUTSCH, C. **"GSLIB: Geoestatistical Software Library and user's Guide"**. Edit. New York: Oxford University Press, 1992.
6. GONZALEZ, R. **"Curso de Geoestadística Avanzada"**
7. ISAAKS, E. and SRIVASTAVA, R. **"An Introduction to Applied Geoestadistics"**, Oxford University Press, 1989.
8. OGUZHAN, H. & FUAT, E. **"Evaluation of crossover techniques in genetic algorithm based optimum structural design"**. Revista Computers & Structures, Nro. 78, Abril de 2000.
9. ROMERO, C. **"A Genetic Algorithm for Reservoir Characterisation using Production Data"**. Tesis de Doctorado Universidad de Londres "Royal School of Mines", Noviembre de 2000.
10. SAMPER, J y Carrera, J. **"Geoestadística. Aplicaciones de la Hidrología subterránea"**, CIMNE, 1990.
11. SCHMITT, L. **"Theory of Genetic Algorithms"**. Theoretical Computer Science, Vol. 259. Issues 1-2, 28-05-2001, pág. 1-61.

12. TAHERI, M. et al. **"Caracterización geoestadística y simulación de yacimientos, norte de Monagas". I Taller: Visión de la geoestadística, metodologías, herramientas y aplicaciones.** INT – STE – 00700. PDVSA, INTEVEP. 1996.
13. TAHERI, M. et al. **"Caracterización geoestadística y simulación de yacimientos, norte de Monagas". III Taller: Caracterización geoestadística de la roca/yacimiento.** INT – STE – 00778. PDVSA, INTEVEP. 1996.
14. TAHERI, M. **"Caracterización geoestadística y simulación de yacimientos, norte de Monagas". II Taller: Caracterización geoestadística de la roca/yacimiento.** INT – STE – 00611. PDVSA, INTEVEP. 1996.
15. VENEZUELA. Ministerio de Energía y Minas. Dirección General Sectorial de SERVIGEOMIN. Dirección de Geología, **"Léxico Estratigráfico de Venezuela"**. Caracas M.J. Editores c.a., 1997.
16. VILORIA, R., et al. **"Caracterización geoestadística del área Carito Norte, campo Carito-Mulata, norte de Monagas"**. INT – 8321. PDVSA, INTEVEP. 2001.
17. **"Stochastic Modeling and Geostatistics": principios, métodos y caso de estudio.** Editado en Tulsa, Oklahoma, AAPG, 1994.

ANEXO 1**INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO UTILIZADO PARA LA PRUEBA DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA – CAMPO PILOTO 1*****Descripción Geológica*****Ubicación Geográfica** ⁽¹⁶⁾

El área del Campo Piloto 1 tiene una extensión de 24 km². Está ubicada en la región Oriental de Venezuela. Perteneciente a la Cuenca Oriental de Venezuela.

El área está limitada al Norte por una falla inversa de buzamiento hacia el Norte, al Sur por una falla inversa de rumbo Este-Oeste y buzamiento Norte, al Este por una falla transcurrente que lo separa del campo vecino hacia el este y al Oeste por una falla normal de rumbo Norte-Sur que la separa del campo vecino hacia el oeste.

La acumulación seleccionada en este Trabajo Especial de Grado (TEG) para probar la metodología desarrollada es el yacimiento Piloto A del Campo Piloto 1.

Está caracterizado por la presencia de fallas inversas, con orientación preferencial Este/Oeste y Noreste/Suroeste con alto ángulo de buzamiento al Norte y desplazamiento variable. El campo está limitado en sus flancos Norte y Sur por dos sobrecorrimientos que buzan al Norte.

Estructura ⁽¹⁶⁾

Estructuralmente, la trampa está conformada por un monoclinal densamente fallado, de buzamiento suave (12° al Norte aproximadamente) y está cortado por 6 (seis) fallas Normales que actúan como reacomodo de los estratos dentro del régimen compresivo que originó el corrimiento de desplazamiento variable que actúa como límite Sur. Solo tres (3) de las fallas normales cortan el corrimiento de rumbo Este-Oeste, que actúa como límite Sur.

El tope de la estructura está a 14500 pbnm y la base esta ubicada alrededor de 17700 pbnm aproximadamente. El espesor total es de 1900 pies.

Las fallas normales fueron determinadas por los pozos P15 (+-240' de salto); P22 (+-140' de salto); P31 (+- 170' de salto). Las otras tres (3) fallas normales fueron dadas por la sísmica. Las fallas inversas fueron determinadas por los pozos P8 (+-1050' d repetición) falla al Sur y el pozo P34 (+- 450' de repetición) falla al Norte. En la figura 1-2 se muestra el mapa estructural de la acumulación, que muestra estos rasgos estructurales.

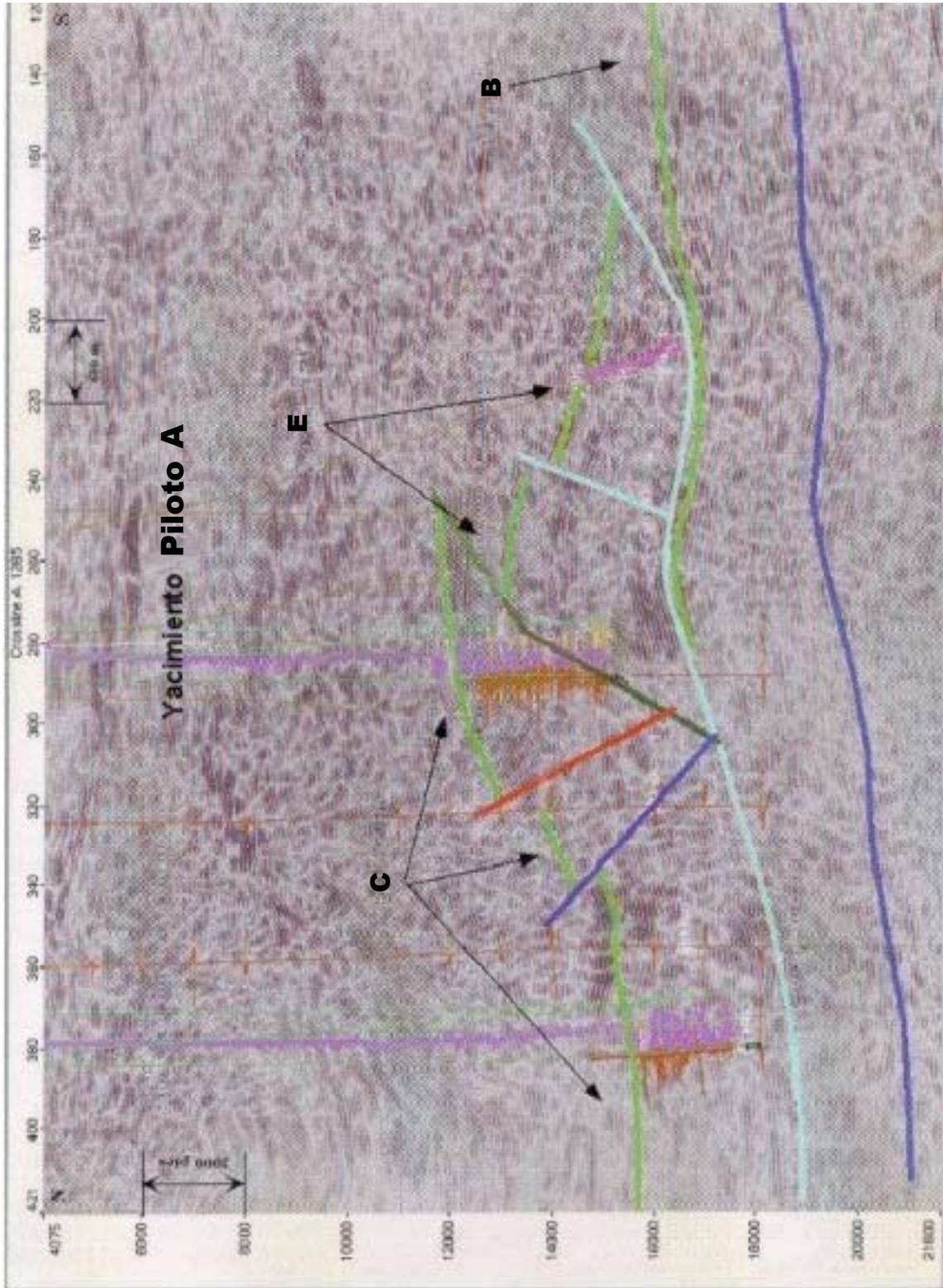


Fig. 1-1. Sección Sísmica – Estructural Norte – Sur del área empleada para la prueba de la Metodología propuesta (46)

Estratigrafía ⁽¹⁵⁾⁽¹⁶⁾

Estratigráficamente el área Campo Piloto 1 está conformada por sedimentos que van desde el Cretáceo-Paleoceno hasta el Plio-Pleistoceno. El intervalo productor está conformado por 2000´ de sedimentos prospectivos que están conformados, de mayor a menor edad, por la Formación San Juan (+- 500'), Formación Vidoño del Eoceno (+- 100'), Formación Naricual del Oligoceno (+- 1200') y Carapita-E de la Formación Carapita del Mioceno inferior (+- 200'). La Formación Naricual es la de interés para el presente TEG, Intervalo CPI-3, el cual está dividido en tres unidades genéticas de las cuales se tomó en cuenta la UG-6 que a su vez está dividida en tres sub-intervalos CPI-6a, CPI-6b y CPI-6c.

La estratigrafía de detalle se basa en la correlación de los 17 pozos que están dentro del área en estudio donde se prepararon en el pasado seis (6) secciones estratigráficas: dos (2) en dirección Este-Oeste y cuatro (4) en dirección Norte-Sur. Así, quedó dividida el área en doce (12) sub-intervalos (Tabla 1-1)

Promedios (TVDSS)	Intervalos	Unidad de Flujo (Correlación Oficial)	
		PILOTO B	± 230'
CPI-8a /	CPI-8		
CPI-8a / 55'			
CPI-8c / 137'		PILOTO C	± 145'
16'	CPI-7		
CPI-6a / 170'	CPI-6	PILOTO A	± 550'
CPI-6b / 213'			
CPI-6c / 174'			
CPI-5a / 101'	CPI-5	PILOTO D	± 100'
CPI-5b / 84'	CPI-4	PILOTO E	± 270'
CPI-5c / 122'			
CPI-3a / 194'	CPI-3	PILOTO F	± 661'
CPI-3b / 467'			

Tabla 1-1. Sub-intervalos en que se dividió el Área del Yacimiento Piloto A Campo Piloto 1 ⁽¹⁶⁾

" Hedberg y Pyre (1944, p. 17) fueron quienes formalizaron el nombre como el "Miembro Naricual, para la parte superior espesa de la formación Merecure por encima de los miembros Los Jabillos y Tinajitas.....". Liddle (1946), siguiendo a Hedberg y Pyre (op. cit.), volvió a describir la secuencia como el miembro Naricual de la formación Merecure. Hedberg (1950, p. 1196-1199) elevó el miembro Naricual al rango de formación que, junto con las formaciones Tinajitas, Los Jabillos, Areo, "Periquito" (Formación Merecure) y "Caño Dulce" (Formación Naricual de Guárico), formaban el Grupo Merecure.

Salvador (1964-b) redefinió al Grupo Merecure con tres formaciones: Los Jabillos, Areo y Naricual, nomenclatura actualmente en uso. Socas (1991) estudió exhaustivamente a la formación en su localidad tipo y en el subsuelo de Monagas; aportó muchos datos nuevos significativos sobre su estratigrafía.

Localidad tipo

La localidad tipo está en las cercanías de Naricual, pueblo minero de carbón; la sección tipo aflora bien en el valle del río Naricual, en las minas y en las carreteras del área (Hedberg y Pyre, op. cit.).

Descripción litológica

La formación se compone de un tramo inferior de 488 m de lutitas carbonosas, lutitas arenosas y areniscas, un tramo medio de 914-1.067 m que contiene los "paquetes" carboníferos de Santa María, Mallorquín y Aragüita, y un intervalo superior de 457 m de areniscas gruesas intercaladas con lutitas grises no-fosilíferas y algunos carbones. Las areniscas son típicamente masivas, de color claro, cuarzosas, friables a cuarcíticas y de grano medio a grueso (Hedberg y Pyre, op. cit.). Hacia el este, Peirson (1965-a, 21)

describió 15% a 25% de arenisca blanca y cuarzosa, hasta 1% de carbón y 75%-85% de lutita lignítica, lutita arenosa y limolita, todo finamente laminado.

Las areniscas se meteorizan y se muestran de color amarillento, marrón ferruginoso y, localmente rojizo o rosado. Son compactas, bien estratificadas, duras a muy duras, cuarcíticas, de grano fino a grueso con ocasionales guijarros redondeados, con engrosamiento de granos hacia arriba, de buen escogimiento, raramente calcáreas, con cemento de sílice o material arcilloso. Se presentan Rizaduras y estratificación cruzada.

Las lutitas y limolitas son de color gris a negro o achocolatadas, blandas, fósiles o pizarrosas, arenáceas, micáceas, carbonáceas, jarosíticas, meteorizan amarillento, rojizo, marrón; son prácticamente estériles de microfósiles.

Espesor

Hedberg y Pyre (1944) citaron un espesor de 1.860 a 2.012 m en la localidad tipo. Peirson (1965-a) reportó 1.250 m en la quebrada Teresén, aproximadamente 1.450 m en la quebrada Carapita, 1.992 m en el río Capiricual y un estimado de 1.753 m en la localidad tipo. La formación aumenta su espesor hacia el noroeste.

Extensión geográfica

Peirson (op. cit.) describió su extensión así: "la parte más meridional del flanco sur de la Serranía de Interior, desde su localidad tipo en el río Naricual, al este-sureste 41 km hasta el río Aragua, en una faja de afloramientos entre 1 y 3 km de ancho. De allí al Anticlinal de Cumñucual y el río Orégano y, al oeste de la depresión de Barcelona, a lo largo del

pie demonte de Guárico, desde 3 km al oeste de Piritu hasta Altagracia de Orituco". Leonard (fide Peirson, 1965-a) reconoció a Naricual en los pozos VC-1 (tope a 10.520') y VM-1, pero no está presente en pozos al oeste, como GXT-1, Placer-1, Camáz-1 y Barbacoas-1. También está presente en el subsuelo de los campos petroleros del norte de Anzoátegui-Monagas, donde sus relaciones estratigráficas dentro del Grupo Merecure están por definirse. De Sisto (1972, p. 2577) asignó unos 610 m del Grupo Merecure en el Campo La Vieja a la Formación Naricual.

Expresión sísmica

En el subsuelo del norte de Monagas, un excelente reflector marca el contraste acústico entre las areniscas de Naricual y las lutitas de Carapita.

Expresión topográfica

La parte inferior de la formación forma el amplio valle del río Naricual, ubicado entre las filas de areniscas resistentes de la Formación Los Jabillos y las filas de las areniscas superiores de Naricual.

Contactos

Peirson (1965-a, p. 24) notó que Naricual es bruscamente transicional, vertical y lateralmente, con las formaciones Areo, Carapita y Capiricual. El contacto superior, con la Formación Capaya, es transicional, puesto en donde las areniscas limpias de Naricual pasan a las areniscas ftaníticas de Capaya.

En la localidad tipo, Socas (1991, p. 270) describió dos tipos de contacto para la base de la formación: 1) transicional con la Formación Areo y 2) discordante erosivo con la Formación Los Jabillos. El contacto superior es de falla, con la Formación Capircual sobrecorrida sobre Naricual.

Fósiles

Liddle (1946, p. 387) mencionó a los macrofósiles *Acila*, *Pecten* y *Turritella* en la base de Naricual. Las fósiles son muy escasos, con la excepción de impresiones de plantas.

Plantas

Inga sp. y *Cassia* sp.

Edad

Peirson (1965-a, 25) concluyó, en base a relaciones estratigráficas con formaciones fosilíferas adyacentes, que Naricual se sitúa en el Oligoceno Tardío y Mioceno Temprano. Los fósiles identificados por Socas (1991) confirmaron esa edad, con énfasis en el Mioceno Temprano.

Correlación

Naricual se correlaciona lateralmente con las Formaciones Capiricual, Areo y Carapita en el norte de Anzoátegui-Monagas y con la Formación Merecure en las áreas mayores de Anaco y Oficina. En el afloramiento de Guárico, es lateralmente correlativa (en parte) con las formaciones Quebradón y Roblecito; en el subsuelo, es equivalente a la parte basal de la Formación Chaguaramas ("Chaguaramas basal" o intervalo "C-39"; Kiser, 1987).

Paleoambientes

El ambiente sedimentario indicado por Peirson (1965-a, p. 100) es de una fase regresiva en aguas dulces a muy salobres, relacionado a un sistema deltáico grande o una región amplia de tierras bajas pantanosas. Este autor enfatizó el significado de la brusca apariencia de fanita detrítica al terminar la sedimentación de Naricual, y sugirió una fuente de sedimentos en el Escudo de Guayana para Naricual y una fuente hacia el norte de terrenos en levantamiento para las unidades faníticas sobreyacentes.

Sin embargo, en su excelente tesis sobre la Formación Naricual en su localidad tipo, Socas (1991, p. 163) determinó, a base de estructuras de corriente, megarizaduras, estratificación cruzada y festoneada, marcas de arrastre y turboglifos, que las paleocorrientes se orientaban hacia el S 40° E, con la proveniencia de los sedimentos desde el noroeste. Además (p. 102), encontró del 1% al 26% de fragmentos de origen metamórfico, sedimentario e ígneo volcánico, y (p. 166) concluyó que "De acuerdo a la procedencia detrítica de las areniscas y de acuerdo a su ambiente tectónico se obtuvo que la mayor parte de estas areniscas corresponden al bloque continental (Escudo de Guayana) y a un orógeno reciclado (Serranía del Interior en orogénesis); una menor cantidad corresponden al Arco Magmático". Indicó que los sedimentos de la localidad tipo fueron depositados "..... en el flanco norte de la cuenca tipo foreland con la activa

orogénesis de la Serranía del Interior.....". interpretó (p. 172) un ambiente regresivo de talud a plataforma externa en la base, que varia hacia arriba a marino abierto- marino restringido, lo cual lo diferencia del Naricual de los campos El Carito, Furrial y otros, depositado en el flanco sur de la cuenca, concluyendo que los dos Naricual corresponden a unidades distintas.

Ambientes Sedimentarios⁽¹²⁾⁽¹³⁾⁽¹⁶⁾

La distribución de facies indica que la sedimentación ocurrió en un sistema deltáico cuya evolución estuvo caracterizada por repetidos episodios de progradación y retrogradación, probablemente relacionados con fluctuaciones en el aporte de sedimentos. También se observa una dirección de sedimentación predominante en sentido Este-Oeste en la mayor parte de los intervalos, con algunas variaciones locales observadas en los sub-intervalos CPI-6a, CPI-6b y CPI-6c, hacia direcciones SO-NE.

El sistema sedimentario es deltáico. Fueron identificadas un total de 21 facies, las cuales fueron posteriormente agrupadas en 10 de acuerdo a criterios sedimentológicos y calidad de arena. Este agrupamiento facilita el análisis y la representación sedimentológica del yacimiento en el modelo geoestadístico.

La sedimentación durante el Cretácico presenta canales entrelazados fluyendo en dirección Oeste-Este, y posiblemente desde el Sur, que desembocaban en un estuario o bahía. En cuanto a la paleografía durante el Terciario, según lo planteado por McGowen *et al* (1998), el choque de las placas del Caribe y Suramérica originó una serie de montañas al Norte y una cuenca con forma de cono o embudo, con el extremo más angosto hacia el Oeste y el más amplio hacia el Este. Esta configuración de la cuenca tenía al Sur el Cratón de Guayana, al Este el océano y hacia el Oeste tierras bajas en las que se desarrolló un sistema de canales entrelazados que se desplazaban en dirección Oeste-Este y que

originaban un delta de canales entrelazados al desembocar en el mar. Llanuras de marea, canales de marea, marismas y pantanos eran comunes hacia los bordes de la cuenca mientras que las partes distales del delta eran retrabajadas por procesos marinos originando islas de margen deltáico, barreras, areniscas de marea, etc. Para estos autores las principales fuentes de sedimentos se encontraban al Norte, al Sur y al Oeste.

El estilo de sedimentación que caracteriza el intervalo en estudio, en el que períodos de progradación alternan con períodos de retrogradación, ha sido documentado en numerosas secuencias de origen deltáico, y se relaciona con cambios en la posición de los distributarios. En sistemas deltáicos, los periodos de progradación pueden ser temporalmente interrumpidos por cambios en el curso del río principal o de los distributarios (proceso auto cíclico conocido como "*Delta Lobe Switching*") (Bhattacharya y Walker, 1992). De esta manera se producirá progradación en el lóbulo deltáico activo, mientras que los sedimentos del lóbulo abandonado serán sometidos a erosión y retrabajo por procesos marinos como oleaje.

La distribución areal de las facies es la representación de la posición, en un momento determinado, de los elementos que integran el sistema depositacional. Las sub-unidades en que fue dividida la sección estudiada contienen depósitos que corresponden a varios episodios de sedimentación. En general la distribución de facies refleja el solapamiento de varios episodios de sedimentación.

Con base en la distribución de facies, la sedimentación en el área del Campo Piloto 1 puede ser modelada suponiendo un sistema deltáico dinámico en el que los procesos dominantes fueron progradación de lóbulos deltáicos, abandono, transgresión y nueva progradación.

Los episodios de progradación deltáica se caracterizan por el predominio de depósitos de canales entrelazados (sub-unidades CPI-6b y CPI-6c). En ocasiones la distribución de estos

depósitos sugiere que los canales se bifurcaron y extendieron (progradaron) considerablemente hacia el oeste. Una característica importante de los períodos de progradación es que la mayor acumulación de arena ocurre en las áreas próximo-costeras donde el material es depositado en forma rápida, lo que dificulta su retrabajo y redistribución por procesos marinos. Esto coincide con la distribución de arena neta correspondiente a los sub-intervalos CPI-6b y CPI-6c.

Si bien la etapa de abandono no es tan evidente, sí se observa un cambio a facies deltáicas o depósitos de pantano en zonas que anteriormente estaban dominadas por canales entrelazados. Esto último se observa en el sub-intervalo CPI-6a de los tres en estudio; esto sugiere cambios en la posición de los canales y profundización de los ambientes de sedimentación. La asociación de facies de anteplaya y plataforma también es muy común, y sugiere retrabajo de depósitos deltáicos, posiblemente durante etapas de abandono.

Características del Intervalo CPI-6 de la unidad de Flujo CPI-3 ⁽¹⁶⁾**Unidad de flujo CPI-3**

Está representada por las unidades genéticas UG-6, UG-7 y UG-8. Los sedimentos de la parte basal y de la unidad media provienen del ambiente fluvial. Las zonas en el Centro y Este están conformadas por una serie de canales apilados con granos que van desde medio a grueso. Los espesores de estos canales que conforman esta unidad varían entre 25' a 110'.

En la parte superior de la unidad se distinguen sistemas distributarios con influencia marina, particularmente en el Este del área de estudio. Este sistema está representado por canales apilados con influencia marina (bioturbación, presencia de glauconita y restos de conchas), pudiendo considerarse como estuarino. Estos canales tienen una orientación preferencial SO-NE y sus espesores varían entre 20' y 90'. En los bordes de dichos canales se desarrollan depósitos de llanuras de marea.

Los espesores promedios de los sub-intervalos en estudio son:

Espesor de CPI-6a = 170'

Espesor de CPI-6b = 213'

Espesor de CPI-6c = 174'

Espesor total = 557'

Petrofísica ⁽¹²⁾⁽¹³⁾⁽¹⁶⁾

Como parte del proyecto de caracterización sedimentológica y petrofísica de los yacimientos del área, se desarrolló un modelo de evaluación petrofísica en el cual se evaluaron todos los pozos del área bajo un mismo criterio utilizando el modelo generado, logrando así la estandarización de los datos y la obtención de resultados uniformes. El modelo desarrollado para la evaluación petrofísica se basó en las relaciones existentes entre porosidad, permeabilidad, saturación de agua y radio de las gargantas de los poros.

Para realizar los análisis cuantitativos, el factor de cementación (m) y el exponente de saturación (n) fueron obtenidos de los análisis de núcleos del pozo P-138, mientras que el valor de la resistividad del agua de formación se obtuvo de los análisis de agua del pozo P-92.

Por otra parte los análisis de difracción de Rayos X hechos a los núcleos indican que la arcilla predominante en la Formación Naricual es caolinita, la cual tiene poco efecto sobre la conductividad. Esto resulta en menores valores de saturación de agua irreducible que en otros casos como el Cretáceo.

Volumen de Arcilla (V_{sh})

El volumen de arcilla se calculó utilizando una combinación de los perfiles de rayos gamma y densidad-neutrón. En las arenas limpias, se utilizó el registro de rayos gamma como indicador de arcillosidad. Para las arenas arcillosas y lentes delgadas de arcilla, se utilizaron combinaciones de los perfiles de rayos gamma y densidad-neutrón.

Porosidad (ϕ)

La porosidad de los núcleos a presión de yacimientos fue comparada a las diferentes porosidades calculadas a partir de los perfiles, con la finalidad de establecer una relación entre porosidad de perfiles y porosidad de núcleos. Se observó que la mejor correlación es la existente con la porosidad obtenida de los perfiles de densidad.

Para CPI-3 se utilizó un valor de densidad de matriz de 2,65 gr/cc, el cual se utilizó para el cálculo de la porosidad. La relación entre porosidad de núcleo y porosidad derivada del perfil de densidad resulta en porosidad total, por lo que el valor resultante fue multiplicado por un factor de arcillosidad (1-Vsh) para corregir aquella porción de la porosidad que no es efectiva debido a la presencia de arcillas, en las arenas más limpias este factor se aproxima a 1.

Saturación de Agua

La saturación de agua (S_w) fue calculada utilizando una combinación de la Ecuación de Archie y la Ecuación de Simandoux de Arcilla Total, la cual corrige por contenido de arcilla.

$$\text{Archie: } S_w = \left(\frac{a * R_w}{\phi^m * R_t} \right)^{0.5}$$

$$\text{Simandoux: } S_w = \left(\left(\frac{R_o}{R_t} \right) + \left(\frac{R_o * Vsh}{(2 * Rsh)} \right)^2 \right)^{0.5} - \frac{R_o * Vsh}{(2 * Rsh)^{\frac{2}{n}}}$$

Donde:

R_o = resistividad de la formación 100% saturada de agua. $R_o = \frac{a * R_w}{\phi^m}$

a = constante empírica = 1

R_w = resistividad del agua de formación (ohm-m)

Φ = porosidad efectiva

m = factor de cementación

R_t = resistividad verdadera de la formación (ohm-m)

V_{sh} = volumen de arcilla

R_{sh} = resistividad de la arcilla (ohm-m)

n = exponente de saturación

Para los valores de R_t se utilizó el valor de la curva de laterolog profunda corregida para pozos perforados con lodo a base de agua y perfilados con la herramienta Dual Laterolog. Para los pozos perforados con lodo base aceite se establecieron relaciones para obtener R_t a partir de la curva de inducción profunda corregida.

La Ecuación de Simandoux se utilizó para arenas limpias, mientras que para arenas arcillosas se utilizó la ecuación de Archie, la cual resulta en valores más reales. Esto se hizo de esta manera debido a que el modelo de saturación de agua de arcilla total de Simandoux es optimista en arenas arcillosas.

Los valores de saturación de agua calculados fueron validados mediante la comparación con datos de análisis de núcleos, presión capilar y permeabilidad relativa.

Radio de Garganta de Poro R35

El radio R35 se define como el tamaño de las gargantas de los poros en las curvas de presión capilar donde la fase no mojante (mercurio) satura el 35% de la porosidad. A su vez R35 es una función de la presión de entrada inicial y del escogimiento de las gargantas de los poros, y es una excelente medida de la interconectividad de las gargantas de los poros más grandes en una roca con porosidad intergranular.

Porosidad, Permeabilidad y R35, junto con los datos de presión capilar fueron utilizados para caracterizar el sistema poroso del yacimiento. De los datos de núcleos y por medio de la ecuación de R35 se calculó dicho valor y se graficó contra saturación de agua, obteniéndose una relación entre ambos, y al mismo tiempo con porosidad y permeabilidad, la cual es válida para áreas como el campo Piloto 1, donde el fluido movable es hidrocarburo, y el agua existente en la formación es irreducible. Dicha relación se utilizó para calcular R35 en aquellas zonas sin núcleos.

Permeabilidad

La permeabilidad fue calculada despejando de la Ecuación de R35:

$$\text{Log}(R35) = 0.372 + 0.588 * \text{Log}(k_{air}) - 0.864 * \text{Log}(\phi)$$

Donde R35 es el radio de apertura de los poros correspondiente a una saturación de mercurio de 35%, k_{air} es permeabilidad al aire sin corregir por Efecto Klinkenberg (md) y ϕ es porosidad (%).

Tipos de Calidad de Roca

La roca yacimiento fue clasificada basada en los valores del radio de las gargantas de los poros (R35) y el volumen poroso de agua (BVW= $\Phi \cdot S_w$). R35 es un control dominante sobre permeabilidad y las características de flujo de los yacimientos, mientras que BVW es factor dominante sobre la capacidad del yacimiento de almacenar hidrocarburos. De acuerdo a esto, la roca se dividió en cinco categorías petrofísicas en base a la calidad de roca:

1. *Roca Tipo A*

Definida por un radio de las gargantas de los poros > 10 micrones, caracterizada por una porosidad entre 9.5 – 16%, y una permeabilidad promedio de 556 md. Este tipo de roca fue a su vez subdividido en dos sub-tipos:

Megaporoso Superior { BVW $< 1\%$, $\Phi_{prom} = 12,2\%$ y $K = 1055$ md

Megaporoso Inferior { BVW $> 1\%$, $\Phi_{prom} = 11,8\%$ y $K = 270$ md

2. *Roca Tipo B*

Definida por un radio de las gargantas de los poros entre 2.5 y 10 micrones, caracterizada por una porosidad entre 7 – 13%, y una permeabilidad promedio de 35 md. Este tipo de roca fue a su vez subdividido en dos sub-tipos:

Macroporoso Superior { BVW $< 2\%$, $\Phi_{prom} = 10,8\%$ y $K = 42$ md

Megaporoso Inferior $\left\{ \begin{array}{l} \text{BVW} > 2\%, \Phi_{\text{prom}} = 9.1\% \text{ y } K = 25 \text{ md} \end{array} \right.$

3. *Roca Tipo C*

Definida por un radio de las gargantas de los poros entre 0.5 y 2.5 micrones, caracterizada por una porosidad entre 4 – 10.5%, y una permeabilidad promedio de 2.3 md. Este tipo de roca fue a su vez subdividido en dos sub-tipos:

Mesoporoso Superior $\left\{ \begin{array}{l} \text{BVW} < 4\%, \Phi_{\text{prom}} = 8.6\% \text{ y } K = 2.5 \text{ md} \end{array} \right.$

Mesoporoso Inferior $\left\{ \begin{array}{l} \text{BVW} > 4\%, \Phi_{\text{prom}} = 7.4\% \text{ y } K = 1.8 \text{ md} \end{array} \right.$

4. *Roca Tipo D*

Definida por un radio de las gargantas de los poros entre 0.1 y 0.5 micrones, caracterizada por una porosidad entre 2.3 – 7%, y una permeabilidad promedio de 0.23 md. Este tipo de roca fue a su vez subdividido en dos sub-tipos:

Microporoso Superior $\left\{ \begin{array}{l} \text{BVW} < 5\%, \Phi_{\text{prom}} = 6.5\% \text{ y } K = 0.5 \text{ md} \end{array} \right.$

Microporoso Inferior $\left\{ \begin{array}{l} \text{BVW} > 5\%, \Phi_{\text{prom}} = 4.4\% \text{ y } K = 0.2 \text{ md} \end{array} \right.$

5. *Roca Tipo E*

Definida por un radio de las gargantas de los poros entre < 0.1 micrones (nanoporoso), caracterizada por una porosidad $< 2.3\%$, y una permeabilidad promedio < 0.1 md.

La división en sub-tipos se debe a que para un tipo de roca con una capacidad de flujo similar, existen zonas con mejor capacidad de almacenamiento (sub-tipo superior) que otras (sub-tipo inferior). Igualmente, para rocas pertenecientes a un mismo tipo, aquellas que pertenecen al sub-tipo superior forman parte de zonas ubicadas estructuralmente buzamiento arriba dentro de un yacimiento, mientras que las rocas pertenecientes al sub-tipo inferior se encuentran ubicadas buzamiento abajo.

Unidades de Flujo

Las dos nuevas metodologías para identificar y definir unidades de flujo son el Gráfico de Lorenz Modificado y el Diagrama de Almacenamiento y Flujo Estratigráfico. En el Gráfico de Lorenz la capacidad de flujo y la capacidad de almacenamiento de las capas son ranqueadas en base a unidades de flujo y no pie a pie, mostrando el grado de heterogeneidad del yacimiento y a la vez agrega una dimensión de unidades de flujo.

Por otra parte el Diagrama de Almacenamiento y Flujo Estratigráfico permite una mejor visualización de la distribución vertical de los datos contenidos en el Gráfico de Lorenz.

Las unidades de flujo identificadas no están compuestas exclusivamente de un solo tipo de roca. En el peor de los casos, son combinaciones de rocas tipo A-C, más comúnmente

combinaciones de A y B, lo que sugiere que desde el punto de vista de la recuperación de hidrocarburos, existen canales desviadores del flujo, lo cual resulta en hidrocarburos no recuperados a menos que estos canales desviadores puedan ser definidos.

Lignitos

Los lignitos fueron detectados utilizando los perfiles de densidad y de neutrón, ya que pueden ser reconocidos por presentar valores muy bajos de densidad y de neutrón, ya que pueden ser reconocidos por presentar valores muy bajos de densidad y muy altos de porosidad neutrón. Los siguientes valores fueron asignados a los lignitos:

Arcillosidad (Vsh): 100%

Porosidad (Phi): 0%

Permeabilidad (K): 0 md

Saturación de agua (Sw): 100%

Arena Neta Petrolífera

Los espesores de arena neta petrolífera (ANP) por Unidad Hidráulica fueron calculados para cada uno de los pozos evaluados. Los parámetros de corte utilizados fueron: $Vsh \geq 30\%$, $\Phi \geq 7\%$ y $Sw \leq 50\%$.

La porosidad en la formación Naricual posee mejor calidad de roca, menor contenido de arcilla, a su vez posee menor saturación de agua y mayor capacidad de flujo.

Descripción de Heterogeneidades⁽¹²⁾⁽¹³⁾⁽¹⁶⁾

La unidad de flujo CPI-3 es la más prospectiva dentro de la Formación Naricual. Se caracteriza por las zonas de arenas limpias, ubicadas al Oeste y Este del área. La calidad de la arena mejora hacia el Noreste del área. En general los valores promedio de arcillosidad son menores que 30%. Al Este del área, la porosidad promedio es 8%, las arenas limpias están al Centro-Este con Vsh < 15% y la porosidad promedio de 10%. La permeabilidad en el sector Noreste es mayor que 100 md, al igual que las saturaciones de agua que son menores del 20% en este sector.

Dicha unidad muestra cuerpos de arenas de buena extensión lateral y alta porosidad y permeabilidad en la parte basal. En la parte media se observan intercalaciones de arenas/lutitas, haciéndose más lutítica hacia el tope. En la dirección Norte – Sur se observan arenas limpias, con buenas características petrofísicas en la parte central de la unidad. La dirección Sur-Oeste Nor-Este muestra buena correlación lateral en la parte media de la unidad con buena porosidad y permeabilidad. Sin embargo, estas propiedades se empobrecen hacia el tope de la unidad. Esta unidad está entre los intervalos potenciales del área con mayor capacidad de almacenaje y facilidades de flujo.

Antecedentes del Análisis de Producción⁽¹⁶⁾

El yacimiento Piloto A fue descubierto en Noviembre de 1988 con la perforación del pozo P-47, el cual reportó una prueba inicial de 4641 BBPD en la parte superior del intervalo y 4538 BBPD en la parte media. En 1992 un estudio de Geología-Yacimiento determinó un POES de 550 MMBN.

El principal mecanismo de producción del yacimiento Piloto A, Formación Naricual del Campo Piloto 1 en su fase inicial de explotación, fue la expansión de la roca y los fluidos.

La presión original fue de 11880 lpc y la presión de saturación de 3500 lpc, lo que indica que es un yacimiento originalmente sub-saturado. A través de su vida productiva y debido a su comportamiento volumétrico, experimentó una declinación acelerada de presión con una tasa de agotamiento de 130 lpc/MMBBL de petróleo producido, con una producción acumulada de 32.8 MMBNP (Dic. 1993) motivando la revisión de la estrategia de explotación con el objeto de tomar los correctivos necesarios.

Como resultado del estudio de ingeniería de yacimientos en el año 1992, se decidió mantener la presión en 7500 lpc a nivel del datum (15500 p.b.n.m.), mediante el proyecto de recuperación secundaria denominado PIAMO (Proyecto de Inyección de Agua Monagas). El proyecto de inyección de agua fue iniciado como prueba piloto el 12 de Diciembre de 1993 en el pozo P-49. La tasa de inyección inicial fue de 2596 BAPD con una presión de cabezal de 4763 lpc. Para Diciembre de 1994 comenzó la inyección en el pozo P-139 y actualmente, se tienen cuatro pozos inyectores: P-139, P-48, P-45 y P-46.

En la figura 1-2 se puede observar un gráfico del comportamiento de presiones del campo desde 1988, año en que fue descubierto, hasta Abril de 1999, fecha en la que se realizó el estudio en el cual se basa el presente TEG. Como se puede observar en la figura 1-2 la presión declina rápidamente hasta principios del año 1994 cuando comienza a declinar en forma más suave, año en que se inicia el proyecto de inyección, luego se mantiene constante por un período corto y finalmente comienza a reestablecerse como producto del programa de inyección implantado. Sin embargo, se puede observar que en ocho (8) años el diferencial de presión es de 1350 lpc, lo que no se considera un cambio muy significativo tomando en cuenta que el yacimiento se encuentra todavía muy por encima de la presión de burbujeo ($P_b = 3250$ lpc).

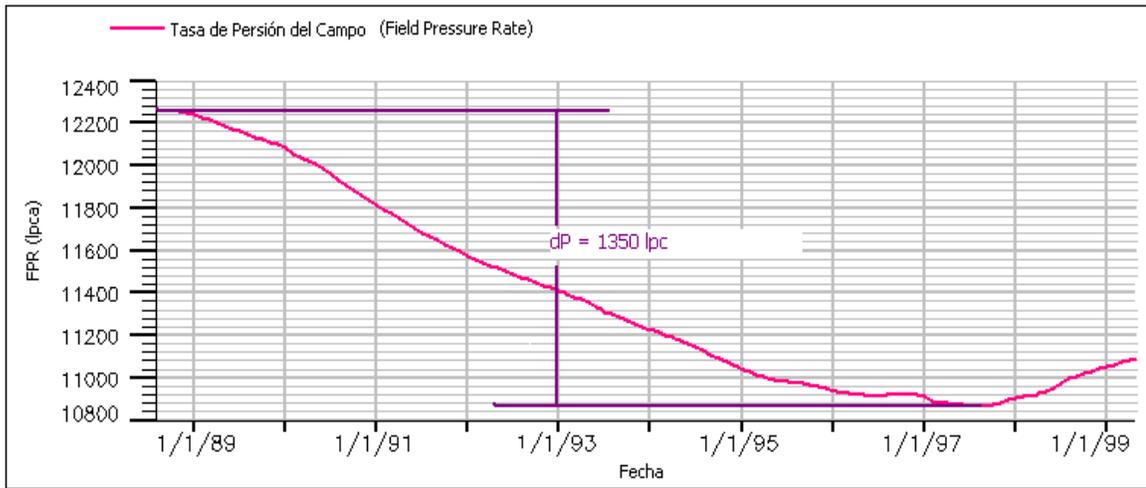


Fig. 1-2. Comportamiento de Presión del Campo

ANEXO 2**DESCRIPCIÓN DE LOS ARCHIVOS DE PARÁMETROS Y ARCHIVOS DE ENTRADA A LOS PROGRAMAS UTILIZADOS EN EL MÉTODO GEOESTADÍSTICO EMPLEADO.****LIBRERÍA GSLIB** ⁽⁵⁾Sub-rutina histplt

Parameters for HISTPLT

```

START OF PARAMETERS:
../data/cluster.dat      \file with data
3      0                  \  columns for variable and weight
-1.0e21  1.0e21          \  trimming limits
histplt.ps               \file for PostScript output
  0.01    100.0          \attribute minimum and maximum
-1.0      \frequency maximum (<0 for automatic)
25        \number of classes
1         \0=arithmetic, 1=log scaling
0         \0=frequency, 1=cumulative histogram
200      \  number of cum. quantiles (<0 for all)
2        \number of decimal places (<0 for auto.)
Clustered Data          \title
1.5      \positioning of stats (L to R: -1 to 1)
-1.1e21  \reference value for box plot

```

- *datafl*: archivo de entrada, el cual contiene la data.
- *ivr* e *iwt*: número de la columna con la variable a utilizar dentro del archivo de datos y su ponderación o peso. En este caso se utilizará la columna de Facies reagrupadas e igual peso para todos los datos, por lo que *iwt* de ser ≤ 0 .
- *tmin* y *tmax*: todos los valore estrictamente menores que *tmin* y estrictamente mayores que *tmax* son ignorados, en este caso se trabajó con todos los números positivos (*tmin*= 0 y *tmax*= 1×10^{21}).
- *outfl*: nombre a asignar al archivo de salida.

-
- *hmin* y *hmax*: límites para el eje x del gráfico del histograma (éste valor no necesariamente debe ser compatible con *tmin* y *tmax*), es decir, un rango de valores que incluya todos los códigos asignados a las facies reagrupadas. Todos aquellos valores menores que *hmin* y mayores que *hmax* serán graficados fuera de los límites del histograma, sin embargo sus valores contribuirán a la estadística calculada.
 - *fmax*: máximo valor de la frecuencia de dibujo del eje vertical. Este valor es ajustado a cero por lo que se utilizará un *fmax* automático.
 - *ncl*: número de clases para el histograma. Para el caso de las facies reagrupadas es necesario definir las clases de tal manera de que cada una encierre el valor del número asignado a cada facie reagrupada.
 - *ilog*: determina el tipo de escala a usar para la variable, en este caso se ajusta a 0 para escala aritmética.
 - *icum*: determina el tipo de histograma a realizar, por lo que será ajustado a 0 ya que se necesita un histograma de frecuencia.
 - *ndec*: número de decimales a utilizar para la estadística y el gráfico del histograma (si se coloca cero el valor empleado es automático).
 - *title*: título para el gráfico, con un máximo de 40 caracteres.
 - *pos*: ubicación de la estadística (-1 es a la izquierda y 1 a la derecha)
 - *refval*: valor de referencia a colocar bajo el histograma o resaltar.

Sub-rutina gamv

Parameters for GAMV

```

START OF PARAMETERS:
../data/cluster.dat      \file with data
1  2  0                  \  columns for X, Y, Z coordinates
2  3  4                  \  number of variables, column numbers
-1.0e21    1.0e21       \  trimming limits
gamv.out              \file for variogram output
10                   \number of lags
5.0                  \lag separation distance
3.0                  \lag tolerance
3                    \number of directions
0.0  90.0  50.0   0.0  90.0  50.0 \azm, atol, bandh, dip, dtol, bandv
0.0  22.5  25.0   0.0  22.5  25.0 \azm, atol, bandh, dip, dtol, bandv
90.  22.5  25.0   0.0  22.5  25.0 \azm, atol, bandh, dip, dtol, bandv
1                    \standardize sills? (0=no, 1=yes)
3                    \number of variograms
1  1  1              \tail var., head var., variogram type
1  1  3              \tail var., head var., variogram type
2  2  1              \tail var., head var., variogram type

```

- *datafl*: archivo de entrada, el cual contiene la data.
- *icolx*, *icoly* e *icolz*: columnas en el archivo de entrada correspondientes a las coordenadas *x*, *y* e *z* (si la coordenada no está presente en la data, debe ser ajustada a cero dicha columna), en el caso de los variogramas horizontales la coordenada *z* es ajustada a 0 y en el caso de los variogramas verticales la coordenada *y* es ajustada a 0.
- *nvar* e *ivar(1) ...ivar(nvar)*: número de variables y su respectivo número de columna en el archivo de data, para los variogramas realizados en este estudio se usó una sola variable y dependiendo del parámetro en estudio se selecciona el número de columna.
- *tmin* y *tmáx*: todos los valores estrictamente menores que *tmin* y estrictamente mayores que *tmax* son ignorados, en este caso se trabajó con todos los números positivos (*tmin*= 0 y *tmax*= 1×10^{21}).

- *outfl*: los variogramas de salida son escritos en un archivo de salida sencillo denominado *outfl*. Los archivos de salida contienen el variograma ordenado por dirección y luego se especifica el tipo de variograma según la información en el archivo de parámetros. Para cada variograma hay una corta descripción y luego *nlag* líneas cada una con:
 - Número de paso (incrementando de 1 a *nlag*).
 - Distancia de separación promedio del paso.
 - Valor del semivariograma (cualquiera que sea el tipo especificado).
 - Número de pares por cada paso.
 - Media de la data contribuyente a la "cola".
 - Media de la data contribuyente a la "cabeza".
 - Varianzas de la "cola" y la "cabeza" para el correlograma.
- *nlag*: número de pasos a calcular (el mismo para todas las direcciones).
- *xlag*: distancia unitaria de separación de cada paso ("lag").
- *xtol*: tolerancia del paso. Esta puede ser la mitad de la distancia de cada paso (*xlag*) o más pequeña. Si *xtol* es introducida negativa o cero, volverá a comenzar a *xlag/2*. En este caso se utilizó la mitad de la distancia de cada paso.
- *ndir*: número de direcciones a considerar. Todas estas direcciones son consideradas para todos los variogramas especificados (*nvarg*). Para el presente estudio se tomaron las direcciones estimadas en estudios previos como direcciones principales y secundarias de continuidad.
- *azm*, *atol*, *bandwh*, *dip*, *dtol* y *bandwd*: ángulo azimut, tolerancia de "media ventana" del azimut, ancho de banda del azimut, ángulo de buzamiento, tolerancia de media ventana del buzamiento y ancho de banda del buzamiento. El azimut es medido en grados en sentido horario desde el norte. El ángulo de buzamiento es medido en grados negativos hacia abajo de la horizontal. *bandwh* es la máxima desviación horizontal de la dirección del vector. *bandwd* es la desviación máxima perpendicular a la dirección de buzamiento en el plano vertical. (Ver figura)

-
- *standardize*: permite estandarizar el valor de la meseta o "sill". Debe ser ajustada a 1 para que los valores del semivariograma sean divididos por su varianza y así normalizar la meseta ("sill")
 - *nvarg*: el número de variogramas a calcular. En este caso uno solo.
 - *ivtail*, *ivhead* e *ivtype*: para cada uno de los variogramas se debe especificar cuáles variables van a ser usadas para la "cola" y la "cabeza" y el tipo de variograma a ser calculado. Para este caso el arreglo de la cola (*ivtail*) es idéntico al arreglo de la cabeza (*ivhead*), por lo que se coloca 1 para ambos valores. El tipo de variograma a utilizar para los variogramas de las facies es el 10 (variograma indicador de variable categórica) y para el caso de las propiedades se utilizó el 1 (variograma tradicional).
 - *cut*: para el caso del tipo de variograma 10, se debe especificar un corte inmediatamente después del parámetro *ivtype* el cual permite conocer la categoría a graficar en los variogramas. Es importante saber que si un variograma indicador está siendo calculado, entonces el corte/categoría aplica al número de variables (*ivtail(i)*) en el archivo de salida.

Sub-rutina sisim_lm

Parameters for SISIM_LM

```

START OF PARAMETERS:
1                               \l=continuous (cdf), 0=categorical (pdf)
5                               \number thresholds/categories
0.5 1.0 2.5 5.0 10.0          \ thresholds / categories
0.12 0.29 0.5 0.74 0.88      \ global cdf / pdf
nodata.dat                     \file with data
1 2 0 3                         \ columns for X,Y,Z, and variable
priorallcut.dat                \file with gridded indicator prior mean
-1.0e21 1.0e21                 \trimming limits
0.0 30.0                       \minimum and maximum data value
1 1.0                           \ lower tail option and parameter
3 1.0                           \ middle option and parameter
1 1.0                           \ upper tail option and parameter
cluster.dat                     \ file with tabulated values
3 5                               \ columns for variable, weight
3                               \debugging level: 0,1,2,3
sisim_lmclus.dbg                \file for debugging output
sisim_lmclus.out                \file for simulation output
1                               \number of realizations
50 0.5 1.0                       \nx,xmn,xsiz
50 0.5 1.0                       \ny,ymn,ysiz
1 1.0 10.0                       \nz,zmn,zsiz
69069                           \random number seed
12                               \maximum original data for each kriging
12                               \maximum previous nodes for each kriging
1                               \assign data to nodes? (0=no,1=yes)
0 3                               \multiple grid search? (0=no,1=yes),num
0                               \maximum per octant (0=not used)
20.0 20.0 2.0                   \maximum search radii
0.0 0.0 0.0                     \angles for search ellipsoid
0 2.5                             \0=full IK, 1=median approx. (cutoff)
1 0.15                             \One nst, nugget effect
1 0.85 0.0 0.0 0.0               \ it,cc,ang1,ang2,ang3
10.0 10.0 10.0                   \ a_hmax, a_hmin, a_vert
1 0.10                             \Two nst, nugget effect
1 0.90 0.0 0.0 0.0               \ it,cc,ang1,ang2,ang3
10.0 10.0 10.0                   \ a_hmax, a_hmin, a_vert
1 0.10                             \Three nst, nugget effect
1 0.90 0.0 0.0 0.0               \ it,cc,ang1,ang2,ang3
10.0 10.0 10.0                   \ a_hmax, a_hmin, a_vert
1 0.10                             \Four nst, nugget effect
1 0.90 0.0 0.0 0.0               \ it,cc,ang1,ang2,ang3
10.0 10.0 10.0                   \ a_hmax, a_hmin, a_vert
1 0.15                             \Five nst, nugget effect
1 0.85 0.0 0.0 0.0               \ it,cc,ang1,ang2,ang3
10.0 10.0 10.0                   \ a_hmax, a_hmin, a_vert

```

- *vartype*: tipo de variable (1 = continua, 0 = categórica). Como la variable a simular son las Facies, este valor es ajustado a 0.
- *ncat*: número de códigos de categoría, es decir, número de Facies reagrupadas (habrá *ncat* valores en esta línea de entrada).
- *cat*: corresponde a las categorías a simular, en el caso de las facies reagrupadas se debe colocar cada número asignado a cada una.
- *pdf*: valores globales de la función distribución acumulada o valores de la función densidad de probabilidad, es decir, los valores de frecuencia de aparición de cada facie en los datos originales (información de pozos) obtenidos de los histogramas realizados.
- *datafl*: archivo de entrada, el cual contiene la data.
- *icolx*, *icoly*, *icolz* e *icolvr*: número de la columna de la variable *x*, *y* e *z*, y la variable a ser simulada. Una o dos de las columnas de número de coordenada puede ajustarse a cero, lo cual indica que la simulación se realiza en una o dos dimensiones. En este caso la simulación es hecha en tres dimensiones y la variable a simular es la facie sedimentaria (reagrupadas).
- *tmin* y *tmax*: todos los valores estrictamente menores que *tmin* y estrictamente mayores que *tmax* son ignorados, en este caso se trabajó con todos los números positivos ($tmin = 0$ y $tmax = 1 \times 10^{21}$).
- *zmin* y *zmax*: valores máximos y mínimos del atributo. Obtenidos de la data.
- *ltail* y *ltpair*: especifica la extrapolación en la "cola" más baja: *ltail* = 1 implementa interpolación lineal al límite menor *zmin*; *ltail* = 2 implementa un modelo de potencia de interpolación, con $w = ltpair$, ajustado el límite menor *zmin*; y *ltail* = 3 implementa interpolación lineal entre los cuantiles tabulados. En este caso se ajusta a 1 tanto para la cabeza como para la cola.
- *utail* y *utpar*: especifica la extrapolación en la "cola" más alta de la distribución: *utail* = 1 implementa interpolación lineal al límite más alto *zmax*, *utail* = 2 implementa un modelo de potencias para la interpolación, con $w = utpar$ al límite más alto *zmax*; *utail*

- = 3 implementa interpolación lineal entre los cuantiles tabulados; y $utail = 4$ implementa un modelo de extrapolación hiperbólico con $w = utpar$. La extrapolación hiperbólica de la "cola" está limitado por $zmax$ (únicamente para variables continuas).
- *tabfl*: archivo con los valores tabulados, si la interpolación lineal entre los valores tabulados es la opción seleccionada para cualquiera de las tres regiones, entonces el archivo es abierto para leer los valores en él.
 - *icolvrt e icolwtt*: número de columnas para los valores y los momentos de dispersión en el archivo anterior (*tabfl*). Es de notar que los momentos de dispersión pueden ser usados pero no requeridos – sólo ajustar el número de columna menor o igual que cero. Si el momento de dispersión no es usado, entonces la probabilidad de clase es dividida igualmente entre las sub-clases definidas por los valores tabulados.
 - *idbg*: un depurador de nivel entero entre 0 y 3. Mientras mayor el nivel de depuración, mayor información descrita. En este caso es ajustado a 0.
 - *dbgfl*: nombre del archivo de salida del depurador.
 - *outfl*: nombre del archivo de salida de los valores simulados. El archivo de salida contendrá los resultados, realizando más rápido x , luego y , luego z y luego simulación por simulación.
 - *nsim*: número de simulaciones a generar. Para este caso sólo se requirió de 1 simulación.
 - *nx, xmn, xsiz*: definición del sistema de mallado (eje x).
 - *ny, ymn, ysiz*: definición del sistema de mallado (eje y).
 - *nz, zmn, zsiz*: definición del sistema de mallado (eje z).
 - *seed*: número de semilla aleatoria. (un entero impar largo)
 - *seed*: número de la semilla aleatoria.
 - *ndmax*: máximo número de data original que podrá ser usada para simular los nodos del mallado. Para este caso se colocó 12.
 - *ncnode*: máximo número de nodos previamente simulados a usar en la simulación para simular otro nodo. De igual forma se colocaron 12 nodos.

- *sstrat*: si se ajusta a 0, la data y los nodos de mallas previamente simuladas son encontrados en forma separada: la data es encontrada con un super bloque de búsqueda y los nodos previamente simulados son encontrados con una búsqueda espiral. Si se ajusta a 1, la data es recolocada en los nodos de la malla y se utiliza la búsqueda espiral; los parámetros *ndmin* y *ndmax* no son considerados. Debe ser ajustado a 0.
- *multigrid*, *nmult*: una simulación múltiple de malla podrá ser desarrollada si este valor es ajustado a 1 (de otra manera una búsqueda espiral standard será considerada), *nmult* representa el número de objetivo de múltiples refinamientos de mallas a considerar. En este caso se ajustó a 1 y el número de objetivo fue de 3.
- *noct*: número de data original a usar por octante. Si este parámetro es ajustado ≤ 0 , no es usado; de otra forma, la data *noct* más cercana en cada octante es tomada en cuenta para la simulación de los nodos de la malla. Se ajusta a 4.
- *radius_{hmax}*, *radius_{hmin}* y *radius_{vert}*: máximo radios de búsqueda en la dirección horizontal máxima (ejes principal y secundarios de anisotropía) y en la dirección vertical.
- *sang1*, *sang2* y *sang3*: ángulos de los parámetros que describe la orientación del elipsoide de búsqueda.
- *mik* y *mikcat*: si *mikcat* está ajustado a 0, entonces un indicador de kriging es desarrollado en cada localización de la malla para establecer la distribución condicional. Si *mikcat* está ajustado a 1, entonces una aproximación mediana es utilizada. Para este caso se utilizará un kriging indicador.
- *ktype*: el tipo de kriging (0 = kriging simple, 1 = kriging ordinario) utilizado a lo largo del enlace de todos los nodos. Se requiere de kriging simple, por lo que este parámetro debe estar ajustado a 0.

Los siguientes parámetros son requeridos para cada una de las *ncat* categorías:

- *nst* y *c0*: número de estructuras del semivariograma y del efecto pepita isotrópico constante. Para este caso los variogramas fueron ajustados con una sola estructura y no existe efecto pepita.

-
- Para cada estructura anidada *nst* se deben definir: el tipo de estructura, es decir modelo teórico ajustado (*it*); meseta o "sill" alcanzada (*cc*), *ang1*, *ang2*, *ang3*: ángulos que definen la anisotropía geométrica; *aa_{hmáx}* el máximo rango horizontal, *aa_{hmín}* el mínimo rango horizontal; y *aa_{vert}* el rango vertical.

Sub-rutina sgsim

Parameters for SGSIM

```

START OF PARAMETERS:
./data/cluster.dat      \file with data
1 2 0 3 5 0            \ columns for X,Y,Z,vr,wt,sec.var.
-1.0      1.0e21       \ trimming limits
1                    \transform the data (0=no, 1=yes)
sgsim.trn              \ file for output trans table
0                    \ consider ref. dist (0=no, 1=yes)
histsmth.out          \ file with ref. dist distribution
1 2                  \ columns for vr and wt
0.0    15.0          \ zmin,zmax(tail extrapolation)
1      0.0           \ lower tail option, parameter
1      15.0          \ upper tail option, parameter
1                    \debugging level: 0,1,2,3
sgsim.dbg             \file for debugging output
sgsim.out             \file for simulation output
1                    \number of realizations to generate
50    0.5    1.0     \nx,xmn,xsiz
50    0.5    1.0     \ny,ymn,ysiz
1     0.5    1.0     \nz,zmn,zsiz
69069                \random number seed
0     8              \min and max original data for sim
12                    \number of simulated nodes to use
1                    \assign data to nodes (0=no, 1=yes)
1     3              \multiple grid search (0=no, 1=yes),num
0                    \maximum data per octant (0=not used)
10.0 10.0 10.0      \maximum search radii (hmax,hmin,vert)
0.0  0.0  0.0       \angles for search ellipsoid
4     0.60  1.0      \ktype: 0=SK,1=OK,2=LVM,3=EXDR,4=COLC
./data/ydata.dat     \ file with LVM, EXDR, or COLC variable
4                    \ column for secondary variable
1     0.1           \nst, nugget effect
1     0.9  0.0    0.0  0.0 \it,cc,ang1,ang2,ang3
          10.0 10.0 10.0 \a_hmax, a_hmin, a_vert

```

- *datafl*: archivo de entrada, el cual contiene la data.
- *icolx, icoly, icolz, icolvr, icolwt e icolsec*: número de la columna de la variable x , y e z , la variable a ser simulada, el peso del desaglomerador y la variable secundaria. Una o dos de las columnas de número de coordenada puede ajustarse a cero, lo cual indica que la simulación se realiza en una o dos dimensiones. Para igual peso, ajustar *icolwt*

a cero. En este caso la columna de z a utilizar corresponde a la columna con las profundidades re-escaladas, la variable corresponde a la propiedad a simular (porosidad, permeabilidad o arcillosidad), se le asignará igual peso y no hay variable secundaria.

- *tmin* y *tmax*: todos los valores estrictamente menores que *tmin* y estrictamente mayores que *tmax* son ignorados, en este caso se trabajó con todos los números positivos ($tmin = 0$ y $tmax = 1 \times 10^{21}$).
- *itrans*: si es ajustado a cero, no se desarrollará la transformación; la variable es asumida como normal estándar (los resultados de la simulación serán dejados sin cambio). Si es ajustado a 1 las transformaciones son desarrolladas. En este caso debe ser ajustada a 1.
- *transfl*: nombre del archivo de salida para la tabla de transformaciones si *itrans* es ajustado a 1.
- *ismooth*: si es ajustado a cero el histograma de la data, posiblemente con pesos del desaglomerador es utilizado para la transformación; si es ajustado a 1 la data es transformada de acuerdo a valores en otro archivo (no aplica a este caso).
- *smthfl*: archivo con los valores a usar en la transformación a puntuaciones normales (no aplica).
- *icolvr* e *icolwt*: columnas en *smthfl* para la variable y el peso del desaglomerador (ajustado a 1 y 2 si *smthfl* es el archivo de salida desde *histsmth*). (no aplica)
- *zmin* y *zmax*: valores máximos y mínimos del atributo cuando se considera una variable continua, sacados del archivo de datos.
- *ltail* y *ltpair*: especifica la implementación de transformación en la "cola" más baja: *ltail* = 1 implementa interpolación lineal al límite mayor *zmax*, *ltail* = 2 implementa un modelo de potencia de interpolación, con $w = ltpair$, ajustado el límite menor *zmin*. Para este caso se ajustó a 1.
- *utail* y *utpar*: especifica la implementación de la transformación en la "cola" más alta de la distribución: *utail* = 1 implementa interpolación lineal al límite más alto *zmax*, *utail* = 2 implementa un modelo de potencias para la interpolación, con $w = utpar$ al

límite más alto z_{max} ; $utail = 3$ implementa interpolación lineal entre los cuantiles tabulados; y $utail = 4$ implementa un modelo de extrapolación hiperbólico con $w = utpar$. La extrapolación hiperbólica de la "cola" está limitada por z_{max} . Para este caso se ajustó a 1.

- *idbg*: un depurador de nivel entero entre 0 y 3. Mientras mayor el nivel de depuración, mayor información descrita. Para el caso de las propiedades petrofísicas es ajustado a 1.
- *dbgfl*: nombre del archivo de salida del depurador.
- *outfl*: nombre del archivo con los valores de la malla simulados. El archivo de salida contendrá los resultados, realizando más rápido x , luego y , luego z y luego simulación por simulación.
- *nsim*: número de simulaciones a generar.
- *nx, xmn, xsiz*: definición del sistema de mallado (eje x).
- *ny, ymn, ysiz*: definición del sistema de mallado (eje y).
- *nz, zmn, zsiz*: definición del sistema de mallado (eje z).
- *seed*: número de semilla aleatoria. (un entero impar largo)
- *ndmín* y *ndmax*: valores mínimo y máximo de la data original que serán usados para simular los nodos del mallado. Los valores empleados serán los correspondientes al mínimo y máximo alcanzados por la data en el archivo de entrada.
- *ncnode*: máximo número de nodos previamente simulados a usar en la simulación para simular otro nodo (12).
- *sstrat*: si se ajusta a 0, la data y los nodos de mallas previamente simuladas son encontrados en forma separada: la data es encontrada con un super bloque de búsqueda y los nodos previamente simulados son encontrados con una búsqueda espiral. Si se ajusta a 1, la data es recolocada en los nodos de la malla y se utiliza la búsqueda espiral; los parámetros *ndmin* y *ndmax* no son considerados. Debe ser ajustado a 0.

- *multigrid*, *nmult*: una simulación múltiple de malla podrá ser desarrollada si este valor es ajustado a 1 (de otra manera una búsqueda espiral standard será considerada), *nmult* representa el número de objetivo de múltiples refinamientos de mallas a considerar. En este caso se ajustó a 1 y el número de objetivo fue de 3.
- *noct*: número de data original a usar por octante. Si este parámetro es ajustado ≤ 0 , no es usado; de otra forma, la data *noct* más cercana en cada octante es tomada en cuenta para la simulación de los nodos de la malla. Se ajusta a 4.
- *radius_{hmáx}*, *radius_{hmín}* y *radius_{vert}*: máximo radios de búsqueda en la dirección horizontal máxima (ejes principal y secundarios de anisotropía) y en la dirección vertical.
- *sang1*, *sang2* y *sang3*: ángulos de los parámetros que describe la orientación del elipsoide de búsqueda.
- *mik* y *mikcat*: si *mikcat* está ajustado a 0, entonces un indicador de kriging es desarrollado en cada localización de la malla para establecer la distribución condicional. Si *mikcat* está ajustado a 1, entonces una aproximación mediana es utilizada. Para este caso se utilizará un kriging indicador.
- *ktype*: el tipo de kriging (0 = kriging simple, 1 = kriging ordinario) utilizado a lo largo del enlace de todos los nodos. Se requiere de kriging simple, por lo que este parámetro debe estar ajustado a 0.

Los siguientes parámetros son requeridos para cada una de las *ncat* categorías:

- *nst* y *c0*: número de estructuras del semivariograma y del efecto pepita isotrópico constante. Para este caso los variogramas fueron ajustados con una sola estructura y no existe efecto pepita.
- Para cada estructura anidada *nst* se deben definir: el tipo de estructura, es decir modelo teórico ajustado (*it*); meseta o "sill" alcanzada (*cc*), *ang1*, *ang2*, *ang3*: ángulos que definen la anisotropía geométrica; *aa_{hmáx}* el máximo rango horizontal, *aa_{hmín}* el mínimo rango horizontal; y *aa_{vert}* el rango vertical.

Algoritmos diseñados para Vincular los Programas Principales**Algoritmo ARMAR-CUBO:**

- Dimensiones de la malla: número de nodos en x , en y , y en z de la malla simulada, en este caso es una malla para cada subintervalo.
- Número de facies (reagrupadas) simuladas.
- Nombre del archivo de entrada, es decir, el archivo de salida de la subrutina *sisim_lm*.
- Columna en el archivo de entrada con la propiedad simulada
- Código de la facie y nombre del archivo con la propiedad de dicha facie.
- Número de columna ocupada por la propiedad en los archivos de cada facie.
- Nombre del archivo de salida con la distribución de la propiedad según la facie.

Algoritmo ARMAR-SIM:

- Dimensiones de la malla: número de nodos en x , en y , y en z de la malla simulada, en este caso es una malla para cada subintervalo.
- Nombre del archivo de salida.
- Número de archivos a leer.
- Nombre del archivo con las coordenadas de la malla.
- Número de propiedades a extraer seguido por el número de la columna ocupada por cada propiedad.
- Nombre del archivo con la distribución de facies.

-
- Número de propiedades a extraer seguido por el número de la columna ocupada por cada propiedad.
 - Nombre del archivo con la distribución de porosidad.
 - Número de propiedades a extraer seguido por el número de la columna ocupada por cada propiedad.
 - Nombre del archivo con la distribución de permeabilidad.
 - Número de propiedades a extraer seguido por el número de la columna ocupada por cada propiedad.
 - Nombre del archivo con la distribución de arcillosidad.
 - Número de propiedades a extraer seguido por el número de la columna ocupada por cada propiedad.