

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE POZOS NO CONVENCIONALES EN UN MODELO ESTOCÁSTICO DE YACIMIENTO UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Bohórquez L, Bernardo
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Diciembre 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

OPTIMIZACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE POZOS NO CONVENCIONALES EN UN MODELO ESTOCÁSTICO DE YACIMIENTO UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS

TUTOR ACADEMICO: MSc José R. Villa
MSc Alexis Gammiero

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Bohórquez L, Bernardo
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, Diciembre 2007

Bohórquez L. Bernardo

“Optimización de la Configuración de Pozos no Convencionales en un Modelo Estocástico de Yacimiento Utilizando Algoritmos Genéticos”

Tutores Académicos: MSc José R. Villa, MSc Alexis Gammiero. Tesis.
Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería de
Petróleo. Año 2007, 216p.

Palabras Claves: *Algoritmos Genéticos, Simulación de Numérica de Yacimientos, Optimización del recobro de petróleo, Pozos petroleros no convencionales, Simulador ECLIPSE100TM*

Resumen. El modelaje y la simulación numérica de yacimientos constituyen un conjunto de herramientas que permiten realizar la predicción del comportamiento de producción de un yacimiento utilizando un modelo matemático previamente calibrado. Los cálculos realizados incluyen: (1) determinación de distribución espacial de propiedades del yacimiento dentro del modelo, (2) distribución de la presión y la saturación de los fluidos presentes y (3) comportamiento de afluencia dentro de los pozos.

Cuando se realiza la optimización del esquema de explotación de un campo, se deben tomar en consideración un gran número de variables que, debido a su alta complejidad, no pueden ser modeladas utilizando métodos de optimización tradicional. De aquí viene la necesidad de implementar algoritmos de búsqueda que puedan determinar un escenario de explotación que maximice las reservas obtenidas, y minimice el tiempo asociado a este estudio.

Este trabajo presenta el desarrollo e implementación de una metodología que permite optimizar el factor de recobro, o el Valor Presente Neto, para un yacimiento mediante la modificación del número, tipo y configuración de los pozos presentes, utilizando los algoritmos genéticos como algoritmo de búsqueda. Esta técnica

se utilizó con el fin de disminuir el tiempo asociado a dichos estudios ya que se deben considerar un gran número de parámetros de producción y la incertidumbre asociada a estos.

Para analizar la eficiencia de la herramienta desarrollada por la implementación de esta metodología, fueron configurados cuatro casos en donde se realiza la optimización de un modelo de yacimiento generado con técnicas geoestadística y utilizando la simulación de yacimiento para evaluar la función a optimizar.

La evaluación de esta metodología permitió concluir que debido a la gran cantidad de opciones disponibles para ser evaluados, los algoritmos genéticos ofrecen un buen resultado en un corto período de tiempo, y que por si solos no pueden asegurar la convergencia en la búsqueda del valor óptimo. Es necesario la combinación de este tipo de algoritmos, con otros algoritmos de búsqueda, que permitan aumentar la eficiencia del proceso de optimización.

DEDICATORIA

A **Dios**, por tu voluntad, esta meta se ha alcanzado.

A mi **madre**, por darme la fuerzas para lograr esta meta.
¡Este logro es para ti!

A la **Sra Iris**, que en vida fue un gran apoyo para mi.
¡Que Dios te tenga en su Gloria!

A **mi**, por lograr esta meta.

Índice General

Lista de Tablas	VIII
Lista de Figuras	IX
Introducción	1
1 Planteamiento del Problema	3
1.1 Justificación	3
1.2 Objetivos	4
1.2.1 Objetivo General	4
1.2.2 Objetivos Específicos	4
1.3 Alcance	4
1.4 Limitaciones	5
2 Fundamentos Teóricos	6
2.1 Modelaje Geoestadístico de Yacimiento	6
2.1.1 Análisis Estructural de Variables	7
2.1.2 Modelaje Estócastico de Propiedades del Yacimientos	13
2.2 Simulación Numérica de Yacimiento	17
2.2.1 Fundamentos de las ecuaciones de flujo	19
2.2.2 Derivación de las Ecuaciones Fundamentales	23
2.2.3 Discretización de las ecuaciones fundamentales	29
2.2.4 Solución de las ecuaciones discretizadas	31
2.3 Pozos No Convencionales	34
2.3.1 Parámetros de Caracterización de Pozo	35
2.3.2 Modelo de pozo en la simulación de yacimientos	37
2.4 Procesos de optimización	42

2.4.1	Aproximaciones Deterministas	44
2.4.2	Aproximaciones estocásticas	47
2.4.3	Aproximaciones Heurísticas y Metaheurísticas	48
2.5	Algoritmos Genéticos	50
2.5.1	Ventajas	51
2.5.2	Aplicación de los Algoritmos Genéticos	55
2.5.3	Vocabulario Utilizado en los Algoritmos Genéticos	56
2.5.4	Evaluación de la Función Objetivo	59
2.5.5	Selección	60
2.5.6	Operaciones Genéticas	62
2.5.7	¿Por qué funcionan los Algoritmos Genéticos?	67
3	Metodología	73
3.1	Revisión Bibliográfica	73
3.2	Entrenamiento con las herramientas computacionales	75
3.2.1	ECLIPSE100™	75
3.2.2	MATLAB®	75
3.2.3	PRiSMA	76
3.3	Identificación de los Parámetros de la Optimización	77
3.3.1	Lenguaje de programación	77
3.3.2	Función Objetivo	78
3.3.3	Variables de diseño	81
3.4	Desarrollo de la herramienta computacional	88
3.4.1	Configuración de los casos de estudio	95
3.4.2	Generación del modelo de yacimiento	96
3.4.3	Parámetros de pozo	106
3.4.4	Parámetros de los algoritmos genéticos	108
4	Resultados	110
4.1	Optimización del modelo de 30 canales	111
4.1.1	Factor de Recobro Utilizando Pozos Verticales	111
4.1.2	Factor de Recobro Utilizando Pozos con Configuración Arbitraria	120
4.1.3	Valor Presente Neto Utilizando Pozos Multilaterales	130
4.2	Optimización del modelo de 8 canales	140

Conclusiones	148
Recomendaciones	150
Referencias Bibliográficas	152
A Curvas de flujo multifásico en tuberías	158
B Archivo de parámetros de SReM	159
C Pozos Multi-Segmentados	161
D Fundamentos de ECLIPSE	163
E Proyecto PRiSMA	167
F Ejecución de los Algoritmos Genéticos en MATLAB®	179
G Archivo de parámetros de PRiSMA-0	185
H Principales algoritmos de PRiSMA-0	187
H.1 PRiSMA-0	188
H.2 ga2prisma	189
I Archivo de Parámetro con la Información de Pozo	201
J bopvt2ecl	203
K Propiedades del fluido	205
K.1 Valores PVT del petróleo	205
K.1.1 Petróleo	205
K.1.2 Gas	207
K.2 Permeabilidades Relativas y Presiones Capilares	210
K.2.1 Sistema Petróleo–Agua	210
K.2.2 Sistema Petróleo–Gas	211
L Modelo de yacimientos	214
L.1 Modelo de yacimiento con 30 canales fluviales	214
L.1.1 Distribución de porosidad	214

L.1.2	Distribución de permeabilidad	216
L.2	Modelo de yacimiento con 8 canales fluviales	218
L.2.1	Distribución de porosidad	218
L.2.2	Distribución de permeabilidad	220

Lista de Tablas

2.1	Correspondencia entre el código binario y los códigos gray	57
2.2	Terminología Utilizada en los Algoritmos Genéticos	58
3.1	Indicadores económicos	80
3.2	Parámetros para la generación de los modelos de yacimientos	96
3.3	Rango de permeabilidad en función de la porosidad de la roca	98
3.4	Parámetros de configuración del acuífero	98
3.5	Parámetros PVT	104
3.6	Valores utilizados para generar las curvas de permeabilidades relativas . .	106
3.7	Parámetros de pozo utilizados en la optimización	107
3.8	Parámetros de los algoritmos genéticos utilizados en la optimización . .	109
4.1	Variación del mejor factor de recobro por generación para pozos verticales	113
4.2	Variación del mejor factor de recobro (% POES) por generación para configuración arbitraria de pozo	122
4.3	Variación del mejor Factor de Recobro por generación para configuración arbitraria de pozo	132
4.4	Variación del mejor Factor de Recobro por generación para localizaciones conocidas	141
K.1	Valores PVT para el petróleo	205
K.2	Valores PVT para el gas	208
K.3	Valores para el sistema petróleo-agua	210
K.4	Valores para el sistema petróleo-gas	212

Lista de Figuras

2.1	Múltiples realizaciones de una propiedad	7
2.2	Parámetros del semi-variograma	8
2.3	Modelo efecto nugget	9
2.4	Modelo esférico	10
2.5	Modelo exponencial	11
2.6	Modelo Gaussiano	12
2.7	Comparación entre los semi-variogramas esférico, exponencial y Gaussiano	12
2.8	Vista y corte de un modelo conceptual de facies	14
2.9	Modelo de facies generado por un simulador	15
2.10	Transformación de datos a una distribución normal	16
2.11	Cambio del volumen en función de la presión	21
2.12	Volumen de Control en flujo lineal. Medio poroso	24
2.13	Malla uniforme 1D	29
2.14	Sistema lineal de 4 celdas	32
2.15	Secciones que conforman la trayectoria de un pozo	36
2.16	Parámetros de construcción de un pozo	36
2.17	Mallado de 10 x 10. Régimen en estado estable hacia el nodo(0,0) . .	39
2.18	Proyección de la trayectoria de un pozo en los ejes de coordenadas .	41
2.19	Función de Rastrigin	52
2.20	Corte Transversal de la Función Rastrigin	53
2.21	Evolución de la población	54
2.22	Evolución de la población	54
2.23	Ciclo evolutivo de los Algoritmo Genéticos	56
2.24	Representación binaria de múltiples variables	58

2.25 Comparación entre el escalamiento tipo jerárquico y tipo tope	60
2.26 Esquema de la selección por torneo	62
2.27 Individuos Codificados Utilizando Alfabeto Binario	63
2.28 Operación de Cruce Genético Simple	64
2.29 Operación de Cruce Genético Doble	64
2.30 Vector Binario Aleatorio	65
2.31 Operación de Cruce Genético Disperso	65
2.32 Operación de Mutación Genética	67
2.33 Proceso Paralelo Implícito	72
3.1 Metodología utilizada	74
3.2 Distribución de los brazos de un pozo	82
3.3 Restricción del espacio de búsqueda en una malla cartesiana	85
3.4 Pozos bilaterales con un azimut de 0° y 180° respectivamente	87
3.5 Diagrama de flujo de la metodología desarrollada	89
3.6 Diagrama de flujo utilizado para preparar los datos	91
3.7 Diagrama de flujo utilizado por GA2PRiSMa	93
3.8 Campos de la variable tipo estructura GEN	94
3.9 Relación empírica entre la porosidad y la permeabilidad	97
4.1 Variación de la función Objetivo con la generación para pozos verticales	112
4.2 Variación del número de pozos por generación para pozos verticales .	114
4.3 Variación de los mejores escenarios de producción por generación para pozos verticales. Generación 01	115
4.4 Variación de los mejores escenarios de producción por generación para pozos verticales. Generación 11	116
4.5 Variación de los mejores escenarios de producción por generación para pozos verticales. Generación 23	117
4.6 Variación de los mejores escenarios de producción por generación para pozos verticales. Generación 46	118
4.7 Tasa de producción de petróleo por pozo. Pozos Verticales	119
4.8 Variación de la función Objetivo con la generación para configuración arbitraria de pozos	121
4.9 Variación del número de pozos por generación para configuración arbitraria de pozos	123

4.10 Variación del tipo de pozos por generación para configuración arbitraria de pozos	124
4.11 Variación de los mejores escenarios de producción por generación para configuración arbitraria de pozos. Generación 01	125
4.12 Variación de los mejores escenarios de producción por generación para configuración arbitraria de pozos. Generación 12	126
4.13 Variación de los mejores escenarios de producción por generación para configuración arbitraria de pozos. Generación 41	127
4.14 Variación de los mejores escenarios de producción por generación para configuración arbitraria de pozos. Generación 50	128
4.15 Tasa de producción de petróleo por pozo. Pozos con configuración arbitraria	129
4.16 Celdas conectadas a flujo sobre la trayectoria del pozo. Pozo multilateral	130
4.17 Variación de la función Objetivo con la generación en la optimización del VPN	132
4.18 Variación del número de pozos por generación en la optimización del VPN	133
4.19 Variación del tipo de pozos por generación en la optimización del VPN	134
4.20 Variación de los mejores escenarios de producción por generación dentro de la optimización del VPN. Generación 01	135
4.21 Variación de los mejores escenarios de producción por generación dentro de la optimización del VPN. Generación 09	136
4.22 Variación de los mejores escenarios de producción por generación dentro de la optimización del VPN. Generación 33	137
4.23 Variación de los mejores escenarios de producción por generación dentro de la optimización del VPN. Generación 50	138
4.24 Tasa de producción de petróleo por pozo. Optimización del VPN . . .	139
4.25 Variación del mejor Factor de Recobro por generación para localizaciones conocidas	141
4.26 Variación de los mejores escenarios de producción por generación para la optimización de localizaciones conocidas. Generación 01	142
4.27 Variación de los mejores escenarios de producción por generación para la optimización de localizaciones conocidas. Generación 05	143

4.28	Variación de los mejores escenarios de producción por generación para la optimización de localizaciones conocidas. Generación 11	144
4.29	Variación de los mejores escenarios de producción por generación para la optimización de localizaciones conocidas. Generación 35	145
4.30	Celdas conectadas a flujo sobre la trayectoria del pozo. Pozo bilateral	146
C.1	Configuración de un pozo multi-segmento	162
E.1	Modelo Conceptual de facies generado con SReM	169
E.2	Distribución espacial de porosidad para la arena y la lutita	170
E.3	Distribución espacial de porosidad condicionada a la face	170
E.4	Distribución Espacial de la Porosidad en una Malla Cartesiana de 100x100x10	171
E.5	Escalamiento de la porosidad. Malla Cartesiana de 50x50x5	171
E.6	Flujo de trabajo utilizado para la generación del modelo de yacimiento .	172
E.7	Trayectoria y conexiones de un pozo altamente desviado en un mallado Cartesiano uniforme	175
E.8	Conexiones y WI de un pozo altamente desviado en un mallado Cartesiano uniforme	176
E.9	Esquema de explotación de un sistema integrado subsuelo-superficie .	177
E.10	Flujo de trabajo de PRiSMA	178
F.1	Fujo de trabajo utilizado por GA	182
K.1	Variación del Factor Volumétrico de Formación del petróleo en función de la presión	206
K.2	Variación de la solubilidad del petróleo en función de la presión . . .	207
K.3	Variación de la viscosidad del petróleo en función de la presión . . .	207
K.4	Variación del Factor Volumétrico de Formación del gas en función de la presión	209
K.5	Variación de la viscosidad del gas en función de la presión	209
K.6	Curva de permeabilidades relativas. Sistema petróleo-agua	211
K.7	Variación de la presión capilar en función de la saturación de agua .	211
K.8	Curva de permeabilidades relativas. Sistema petróleo-gas	213
K.9	Variación de la presión capilar en función de la saturación de gas .	213

L.1	Distribución de porosidad del Yacimiento A. Modelo fino	214
L.2	Distribución de porosidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 01 . . .	215
L.3	Distribución de porosidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 02 . . .	215
L.4	Distribución de porosidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 03 . . .	216
L.5	Distribución de permeabilidad del Yacimiento A. Modelo fino	216
L.6	Distribución de permeabilidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 01 .	217
L.7	Distribución de permeabilidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 02 .	217
L.8	Distribución de permeabilidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 02 .	218
L.9	Distribución de porosidad del Yacimiento B. Modelo fino	218
L.10	Distribución de porosidad del Yacimiento B. Modelo Grueso 01	219
L.11	Distribución de porosidad del Yacimiento B. Modelo Grueso 02	219
L.12	Distribución de porosidad del Yacimiento B. Modelo Grueso 03	220
L.13	Distribución de permeabilidad del Yacimiento B. Modelo fino	220
L.14	Distribución de permeabilidad del Yacimiento B. Modelo Grueso 01 .	221
L.15	Distribución de permeabilidad del Yacimiento B. Modelo Grueso 02 .	221
L.16	Distribución de permeabilidad del Yacimiento B. Modelo Grueso 02 .	222

Introducción

La ingeniería de petróleo tiene como objetivo desarrollar estrategias para producir la mayor cantidad de hidrocarburos en el menor tiempo posible, conociendo las limitaciones económicas y técnicas que esta tarea tiene. Para desarrollar estrategias el ingeniero debe comprender y optimizar el comportamiento de un gran número de variables implícitas en el yacimiento y en el sistema de producción que se encuentra conectado al mismo.

En muchos estudios, el número de variables a optimizar suele ser apreciables, lo cual ocasiona una tarea bastante engorrosa. Esto ha llevado al ingeniero a desarrollar herramientas computacionales que le permitan realizar dichas operaciones con reducción en los tiempos de computo y con mayor exactitud en lugar de utilizar un proceso de ensayo y error.

Actualmente, la simulación de yacimiento es reconocida como la principal herramienta en la definición de la estrategia de producción de un yacimiento, ya que permite al ingeniero cuantificar el flujo de las distintas fases desde el yacimiento, al pozo y posterior.

Esta herramienta ha cobrado suma importancia en la definición del tipo, localización, y cantidad de los pozos productores para desarrollar de manera óptima el yacimiento en estudio. La gran mayoría de las veces este proceso representa el seguimiento de una metodología basada en el ensayo y error, en donde el resultado final depende directamente de la habilidad del ingeniero de petróleo en entender el comportamiento del yacimiento y las limitaciones operacionales que este tiene. Por este motivo, es necesario recurrir a herramientas computacionales que optimicen el tiempo y la ubicación de los pozos, sin dejar a un lado la correcta interpretación

por parte del ingeniero con respecto a los resultados obtenidos.

Desde los años 90, ha incremento el rango de aplicabilidad de la computación evolutiva, el cual combina los principios de la evolución y la genética, para resolver problemas de optimización estocásticos. Los Algoritmos Genéticos se encuentran dentro de esta rama y utilizan técnicas inspiradas en los conceptos de la evolución biológica tales como la reproducción, selección, herencia y mutación para encontrar soluciones óptimas en un espacio en estudio. Estas técnicas se han utilizado en diversas áreas como la Biogenética, Ingeniería, Economía, Matemáticas, Física y entre otras.

De acuerdo con todo los conceptos anteriormente mencionados, el presente trabajo tiene como objetivo desarrollar una herramienta computacional, que combine la simulación numérica algoritmos genéticos, para optimizar el número, trayectoria y ubicación de pozos no convencionales dentro de un modelo de yacimiento, con la finalidad de disminuir el tiempo y los costos asociados a dicho proceso.

Este trabajo se encuentra estructurados en capítulos. En estos, se presenta el planteamiento del problema; los conceptos teóricos utilizados en las distintas áreas que son abarcadas en este trabajo; la descripción de la metodología utilizada para desarrollar la herramienta computacional; la presentación y análisis de resultados y por último las conclusiones y recomendaciones.

Capítulo 1

Planteamiento del Problema

1.1 Justificación

La simulación numérica de yacimientos es una herramienta utilizada en la ingeniería de yacimientos para realizar varias tareas, entre las cuales se encuentran: toma de decisiones, cálculo de reservas, planificación del escenario de producción y diseño de instalaciones necesarias en superficie. De igual manera permite determinar las condiciones óptimas de operación, que incluyen la selección de la localización, tipo y número de pozos así como las tasas de producción.

Realizar la optimización del esquema de explotación en un campo es muy complicado, esto es debido a que deben ser consideradas un gran número de variables cuyo origen puede ser geológico, de producción y económicas. Este tipo de problema no puede ser modelado utilizando métodos de optimización tradicional, ya que no pueden ser representados con una función analítica.

El principal objetivo de este trabajo es el desarrollo de una metodología, para su posterior implementación en una herramienta computacional, que realice la optimización de un escenario de explotación dentro de un estudio de yacimiento utilizando los algoritmos genéticos. El estudio de la ubicación y el tipo de los pozos dentro del yacimiento comprenden de un gran número de parámetros de producción los cuales poseen una incertidumbre asociada y deben ser analizadas en conjunto. El desarrollo de este tipo de herramientas permite disminuir el tiempo asociado a estos estudios, así como el costo asociado a los mismo. Adicionalmente, la creación

de la metodología de trabajo contribuirá a creación de una nueva área de estudio dentro de la línea de investigación en modelaje de yacimientos, la optimización de los escenarios de explotación utilizando técnicas no convencionales. La herramienta generada se encontrará disponible para la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela para su estudio y modificación en trabajos futuros.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Diseñar una herramienta computacional para determinar el número, tipo y ubicación de los pozos que permitan establecer el esquema de explotación óptimo de un modelo de yacimiento dado.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Recopilar información necesaria para establecer las bases teóricas del trabajo.
- Determinar el número de variables a optimizar para la configuración de los pozos.
- Establecer una metodología de trabajo para la implementar el proceso de optimización.
- Desarrollar una herramienta computacional que permita realizar la optimización de la configuración de un escenario de explotación.
- Utilizar la aplicación desarrollada para determinar el escenario óptimo de explotación de un modelo de yacimiento en estudio.

1.3 Alcance

La elaboración de este trabajo se encuentra enfocado en el desarrollo de una metodología que permita realizar la optimización de la configuración de uno o varios pozos en un modelo de simulación numérica de yacimientos utilizando

Algoritmos Genéticos. Para implementar esta metodología se utilizará la aplicación MATLAB® y para realizar la evaluación de dicha optimización se utilizará el simulador numérico de yacimientos ECLIPSE™. El modelo de yacimiento será generado utilizando técnicas geoestadísticas. El mismo estará compuesto por un malla- do cartesiano con propiedades heterogéneas y anisotrópicas en un ambiente fluvial. Sin embargo, este trabajo no busca realizar una comparación entre los diferentes tipos de métodos de optimización existentes en la literatura.

1.4 Limitaciones

Las principales limitaciones que se presentaron durante el desarrollo de este trabajo son las siguientes:

- El tiempo de cómputo implementado para la optimización es muy importante. Dependiendo de la capacidad de la computadora a utilizar el proceso de optimización puede durar desde un par de horas, hasta varios días.
- Este tópico no ha sido desarrollado por completo dentro de la Escuela de Ingeniería de Petróleo, representando una innovación y un reto al no manejarse con frecuencia los términos utilizados en este tipo de optimización.
- La bibliografía referente al uso de este tipo de algoritmos dentro de la industria petrolera es muy limitada.

Capítulo 2

Fundamentos Teóricos

2.1 Modelaje Geoestadístico de Yacimiento

La geoestadística es una reciente rama de la estadística y matemáticas aplicada la cual ofrece una gran cantidad de herramientas para cuantificar y modelar la variación espacial de las variables en determinado estudio. Cuando se realizan estudios en cualquier área de la geociencias, es común encontrar una cantidad de variables distribuidas espacialmente las cuales pueden estar relacionadas entre si. Es común observar que a medida que aumenta la distancia entre dos puntos, en los cuales se han medido valores en la misma propiedad, la similitud entre los mismos disminuye. La primera pregunta que se enfrenta el modelador de yacimiento es si estos dos valores tienen una continuidad espacial, lo que es igual a si estas se encuentran relacionadas entre si.

Dentro de la industria petrolera las variables que caracterizan el yacimiento (por ejemplo, la permeabilidad, porosidad, la saturación de los fluidos presente, la relación entre la arena y la lutita, entre otros), son el producto de un complejo número de procesos químicos y físicos. Estos procesos establecen un patrón direccional en las propiedades del yacimiento para el cual es importante tratar de entender su dimensión y dirección para establecer los parámetros óptimos de producción de hidrocarburos. La distribución espacial de dichas propiedades son complicadas, por lo cual al momento de modelar un yacimiento es necesario asignarle cierto grado de incertidumbre a como se distribuyen las variables en el espacio comprendido entre un pozo y otro. Debido a que los modelos analizados

utilizando estadística clásica no pueden manejar la incertidumbre asociada a la continuidad espacial de las propiedades, se utiliza un modelo probabilístico el cual es capaz de reproducir la continuidad y anisotropía presente en el espacio de los datos.^[1]

Es por eso que se ha utilizado la geoestadística durante los últimos años, para realizar la caracterización estocástica de yacimiento mediante el uso de múltiples realizaciones (o generación de múltiples modelos de yacimientos con la misma probabilidad de ocurrencia), evitando el uso promedios o distribuciones lineales y anexando al modelo una medida cuantitativa de la incertidumbre, los cuales se acercan a lo que ocurre realmente en el yacimiento. Un ejemplo de múltiples realizaciones se observa en la figura 2.1 en la cual ambas imágenes tienen una dirección preferencial desde el noroeste al sureste, pero la imagen b) tiene un mayor grado de continuidad y anisotropía. Estas imágenes pueden verse diferente, pero estadísticamente representan el mismo caso, tiene el mismo valor de promedio y de varianza.

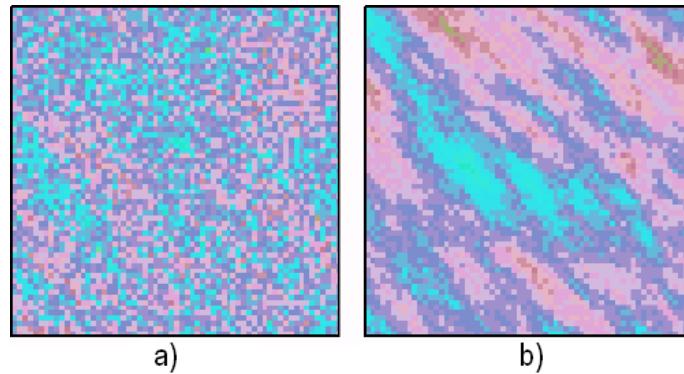


Figura 2.1: Múltiples realizaciones de una propiedad (Modificado de [1])

2.1.1 Análisis Estructural de Variables

El modelaje geoestadístico de yacimientos requiere de un análisis exploratorio de los datos previo al modelaje. Es necesario determinar la representación gráfica de los datos, sus histogramas y gráficos probabilísticos en base de sus valores de promedio, moda, desviación estándar, entre otros. Sin embargo, dentro de este análisis no puede ser capturado la continuidad espacial de los datos presentes, por lo tanto

es necesario un realizar, de la misma manera, un análisis estructural de las variables.

Esta etapa tiene como objetivo la investigación cuantificar y reproducir la variabilidad, o cambio de una variable entre dos localizaciones, de un fenómeno espacial utilizando un modelo analítico. Se obtiene de dicho estudio el semi-variograma, que se define utilizando la expresión 2.1.

$$\gamma = \frac{1}{N_p(h)} \sum_{i=1}^{N_p(h)} [Z(x_i + h) - Z(x_i)]^2 \quad (2.1)$$

donde: $N_p(h)$ es el número de pares de datos a la distancia h , h es el incremento o distancia en una dirección definida, $Z(x_i)$ es el valor de la variable en la localización x_i , y $Z(x_i + h)$ es el valor de la variable en la localización $x_i + h$.

Para pequeñas distancias entre dos puntos h , el valor del semi-variograma tiende a cero, lo cual significa que la variabilidad tiende a disminuir cuando la distancia entre dos puntos es menor. La figura 2.2 reproduce este comportamiento, adicionalmente se incluye los parámetros que definen al semi-variograma.

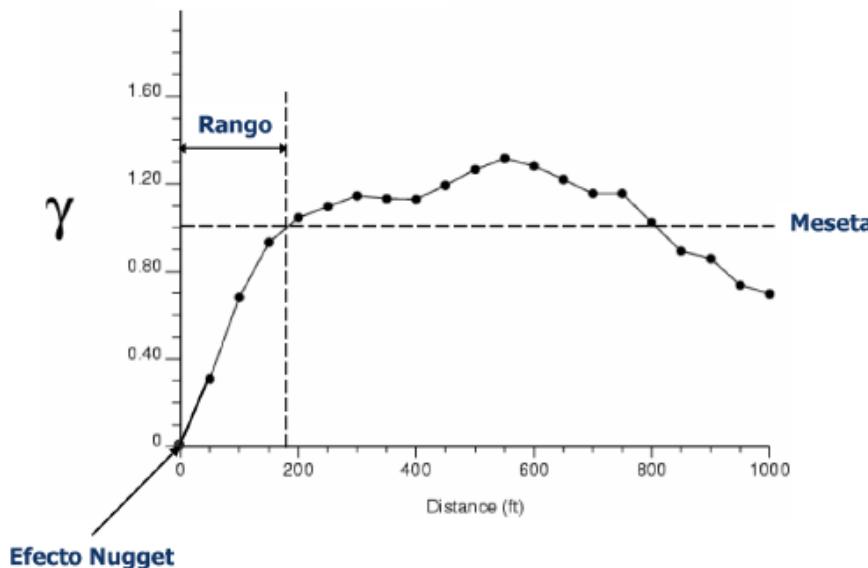


Figura 2.2: Parámetros del semi-variograma^[2]

Los parámetros que definen el semi–variograma se presentan a continuación:

- **Efecto nugget:** El semi–variograma es nulo en el origen por definición. Este efecto es observado cuando existe una discordancia en el origen, producto de errores en el muestreo o discontinuidades geológicas cuando se representa el modelo en la escala fina.
- **Meseta:** Representa la magnitud máxima de variabilidad.
- **Rango:** Este parámetro representa la longitud de correlación. Se define como la distancia h a partir del cual las variables dejan de estar correlacionadas.

Al momento de utilizar un semi–variograma para realizar la correlación espacial de las variables, es necesario ajustarlo a un modelo matemático. Algunos de los modelos existentes en la literatura se presentan a continuación^[2]:

- **Modelo efecto nugget** Corresponde a un fenómeno aleatorio. Se cumple la expresión 2.2.

$$\gamma(h) = \begin{cases} 0 & \text{si } h = 0 \\ C & \text{si } |h| > 0 \end{cases} \quad (2.2)$$

La constante C corresponde al valor de la meseta. En la figura 2.3 se observa como se comporta este modelo.

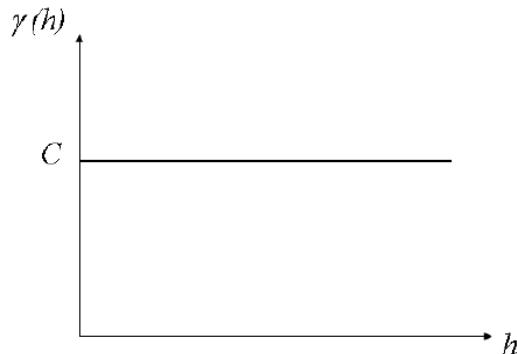


Figura 2.3: Modelo efecto nugget^[2]

- **Modelo esférico:** El modelo de semi-variograma se ve modelado con una expresión polinomial simple, donde exhibe un comportamiento lineal en el origen, y una estabilización antes de llegar a la meseta. La tangente en el origen coincide con la meseta a una distancia $(2/3)a$, donde a corresponde al rango del semi-variograma. Este modelo se ve representado por la expresión 2.3.

$$\gamma(h) = \begin{cases} \frac{3h}{2a} - \frac{1}{2} \left(\frac{h}{a}\right)^3 & , \forall h \leq a \\ 1 & , \forall h > a \end{cases} \quad (2.3)$$

En la figura 2.4 se observa este modelo.

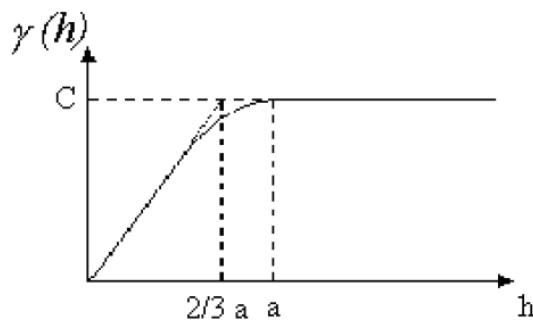


Figura 2.4: Modelo esférico^[2]

- **Modelo exponencial:** Este modelo presenta un comportamiento lineal en el origen, que crece más rápido que el modelo esférico. Al terminar la sección lineal del semi-variograma, exhibe un comportamiento asintótico. Es definido el alcance efectivo a' , que corresponde a la distancia para la cual el modelo ha obtenido el 95% de la meseta. Este alcance posee una distancia $a' = 3a$, donde a es el parámetro de escala para el cual, la tangente en el origen encuentra a la meseta. Se cumplen las expresiones 2.4 y 2.5.

$$\gamma(h) = 1 - \exp\left(-\frac{h}{a}\right) \quad (2.4)$$

$$\gamma(3a) = 0,95 \quad (2.5)$$

En la figura 2.5 se observa este modelo.

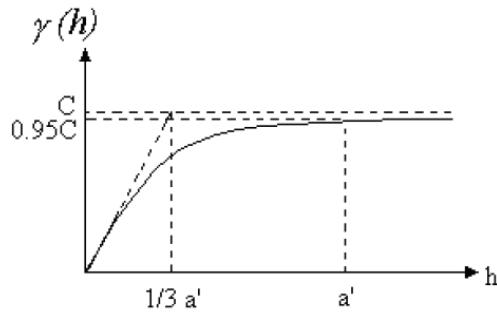


Figura 2.5: Modelo exponencial^[2]

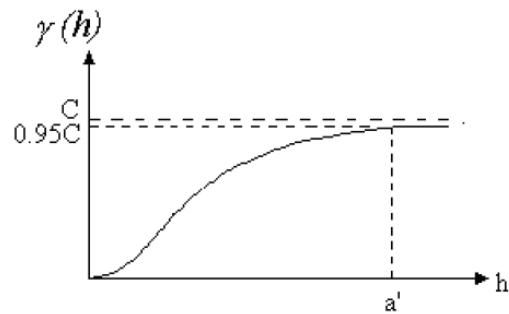
- **Modelo Gaussiano**

Este modelo presenta un comportamiento parabólico en el origen. Luego exhibe un comportamiento asintótico al superar la meseta, de la misma manera que el modelo exponencial. El alcance efectivo tiene un valor de $a' = 1,73a$, que es el valor de la abscisa cuando se alcanza el 95% de la meseta. Se cumplen las expresiones 2.6 y 2.7.

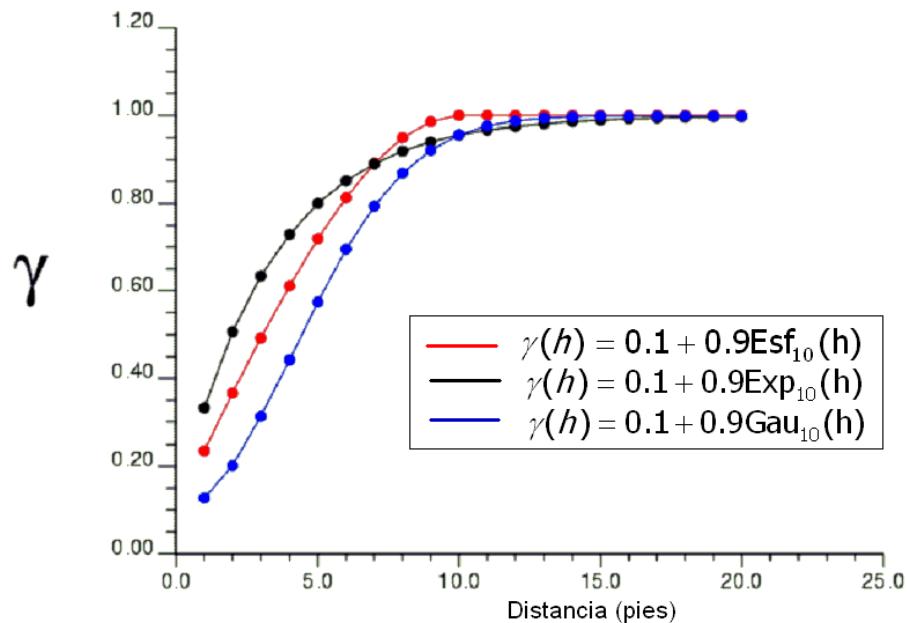
$$\gamma(h) = 1 - \exp\left(-\frac{h^2}{a^2}\right) \quad (2.6)$$

$$\gamma(3\sqrt{a}) = 0,95 \quad (2.7)$$

En la figura 2.6 se observa este modelo.


 Figura 2.6: Modelo Gaussiano^[2]

La figura 2.7 exhibe los tres modelos de semi-variogramas y se observan las diferencias entre ellos. Una vez determinado el modelo matemático que se ajusta mejor a la variabilidad de las propiedades, se puede proceder con las estimaciones mediante el modelaje estocástico.


 Figura 2.7: Comparación entre los semi-variogramas esférico, exponencial y Gaussiano^[3]

2.1.2 Modelaje Estocástico de Propiedades del Yacimientos

El flujo de trabajo utilizado para realizar el modelaje de estocástico de las propiedades del yacimiento consta de dos etapas: Primero, se realiza una simulación que determina la geometría de cada una de las facies presentes dentro del yacimiento y posteriormente se simulan la distribución espacial de las variables petrofísicas condicionada a cada una de las facies simuladas. A continuación se presentan ambas etapas.

Simulación de Geometría de Facies

Para realizar la simulación de la geometría de facies se utilizan principalmente dos técnicas: La simulación de facies basada en objetos y la simulación basada en celdas. La primera de estas busca reproducir a grandes escalas las heterogeneidades de las facies presentes en ambientes fluviales, tales como canales, diques y abanicos de rotura. Las zonas donde no se simula la presencia de facies fluviales, se establece que en dicha zona esta presente la facie lutita de fondo (Ver figura 2.8). El segundo tipo de simulación busca reproducir las heterogeneidades a pequeñas escalas, común en zonas de transición.

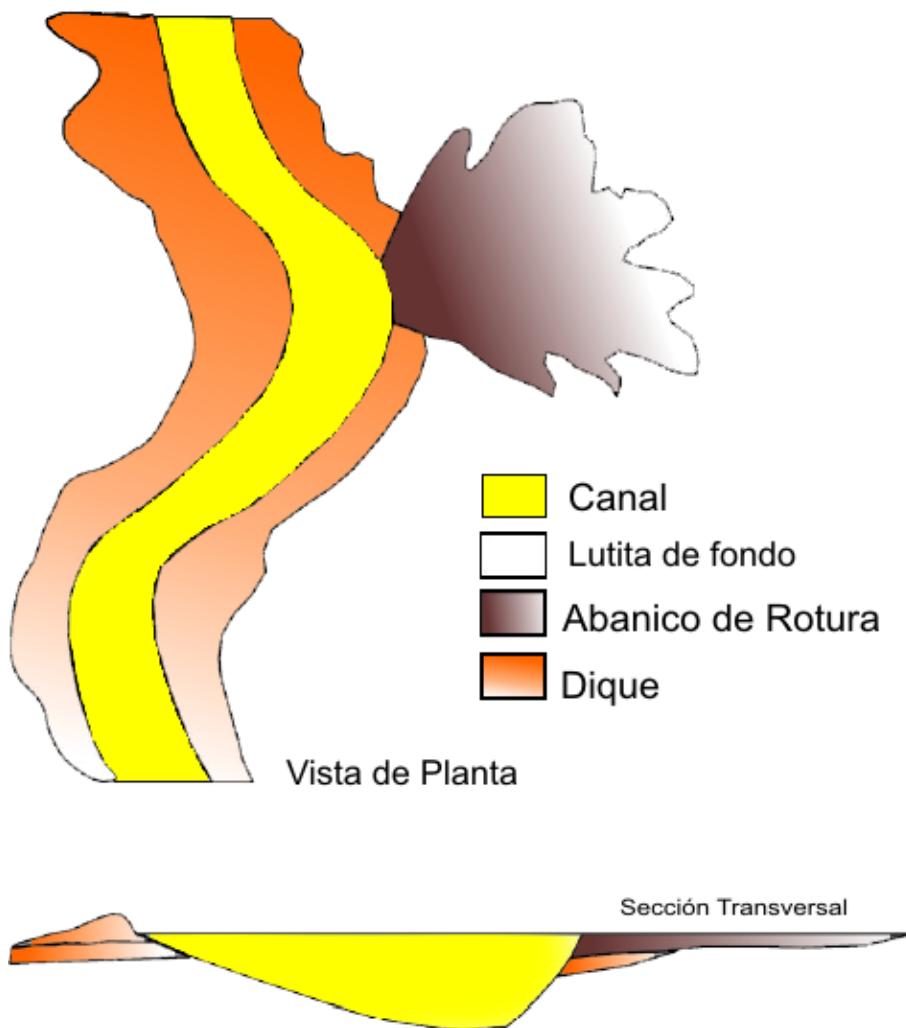


Figura 2.8: Vista de planta y corte transversal de un modelo conceptual de facies (Modificado de [4])

El procedimiento utilizado por la simulación basada en objeto es el siguiente, primero se selecciona las formas básicas de cada una de las facies depositacionales, basados en la distribución de parámetros que definen la forma de la facie, su geometría y las proporciones existente de cada fase con respecto al modelo final. Seguido, se llena el fondo del modelo del yacimiento con alguna de las litofacies (lutita como facie de fondo). Se selecciona aleatoriamente una semilla en el modelo y una forma de litofacies para luego dibujar dicha forma con un tamaño, anisotropía y orientación adecuada. Posteriormente se verifica si la forma coincide con cualquiera de los datos de condicionamiento (como por ejemplo datos de

pozos) o con otras formas previamente simuladas. Si ocurre esto se mantiene la forma, de lo contrario se rechaza y se regresa al paso anterior. Como paso final se verifica si se cumplen las proporciones de cada facie dentro del modelo, de no ser si, se utiliza otra semilla aleatoria como punto de partida dentro del modelo. [5, 6].

Este tipo de simulación es ampliamente aceptada por los geólogos, ya que, aunque sea un método generado matemáticamente, los objetos creados se encuentran basados en la estadística realizada para medir las formas y facies presentes dentro de la zona a modelar. La figura 2.9 nos enseña el resultado de este tipo de simulación con dos facies (canal y dique) sobre una malla cartesiana.

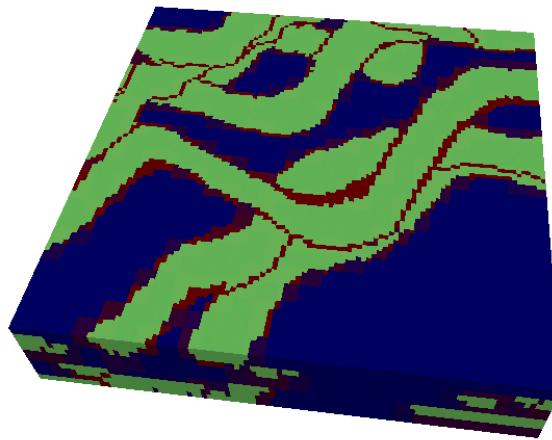


Figura 2.9: Modelo de facies generado por un simulador

Distribución Espacial de las Variables

La distribución espacial de propiedades presentes se puede realizar de manera determinista, o utilizando teoría de probabilidades (estocástico). El algoritmo determinístico más utilizado es el Kriging, el cual es una técnica de interpolación, similar al método del inverso de la distancia ponderada, para determinar la

distribución espacial de las propiedades. Las ponderaciones utilizadas por el Kriging dependen de un modelo de continuidad espacial, por lo cual permite reproducir mapas con anisotropías más fuertes, los cuales son geológicamente más probables^[5], aunque solo presentan una sola solución.

La Simulación Secuencial Gaussiana es un algoritmo estocástico ampliamente utilizado en geoestadística para reproducir la distribución espacial y la incertidumbre asociadas con las variables presentes. Para que el algoritmo funcione, es necesario que los datos se encuentren normalmente distribuidos. De no ser así, se debe realizar una transformación del espacio de la distribución de los datos a la distribución normal, como se observa en la figura 2.10

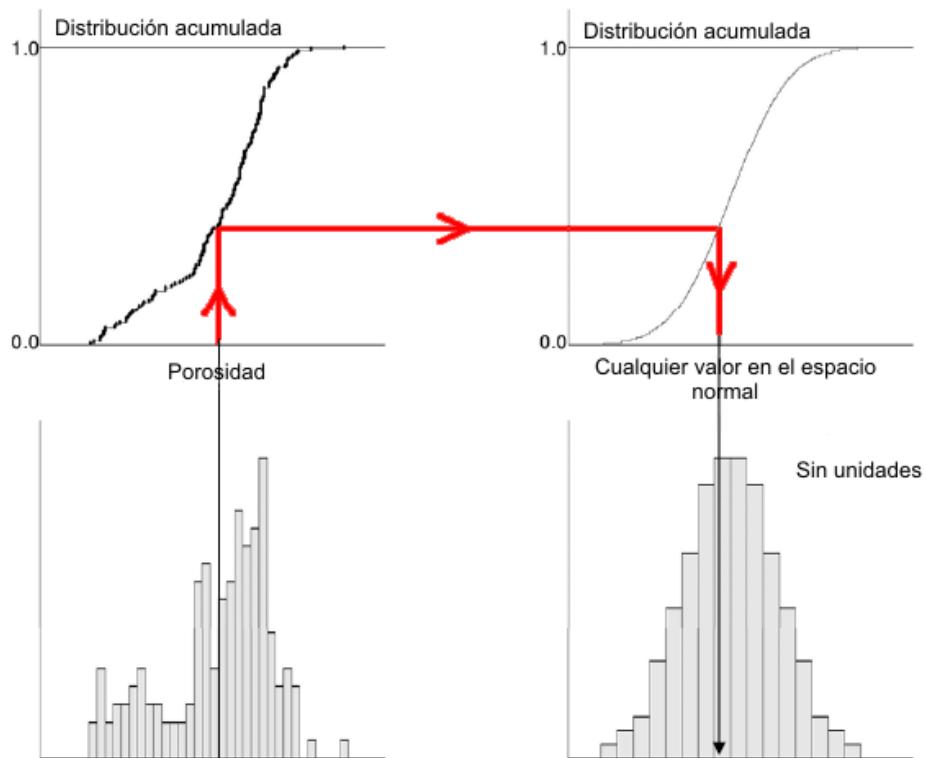


Figura 2.10: Transformación de datos a una distribución normal(Modificado de [7])

Después de transformado los datos, se aplica Kriging para determinar el valor de la propiedad y su varianza en una ubicación cualquiera. Aleatoriamente es generado un valor residual que tiene una distribución normal, con promedio igual a 0 y varianza

igual a la del Kriging. El valor de la propiedad en la ubicación generada va ser la suma del valor obtenido con el Kriging y ese valor residual generado. Con el punto obtenido, se repite el procedimiento hasta completar todas las ubicaciones posibles. Una vez completada la simulación, se regresan los valores obtenidos a la distribución original. Este procedimiento crea múltiples realizaciones al repetirse con diferentes semillas aleatorias.

2.2 Simulación Numérica de Yacimiento

La simulación numérica de yacimientos busca predecir el comportamiento de un yacimiento, previa calibración de este con un modelo matemático. Esta herramienta ha permitido a los ingenieros de yacimientos una mayor comprensión de los mecanismos de producción, o energía impulsora, que existen durante el desarrollo de dicho yacimiento.^[8].

El yacimiento se encuentra representado por una serie de celdas interconectadas y la simulación del flujo entre las celdas es el resultado del modelaje progresivo del cambio en las propiedades del yacimiento y del flujo a través del espacio en una serie de pasos discretos de tiempo^[8]. Los simuladores calculan el flujo de fluidos a través de las celdas dentro del yacimiento, utilizando los principios contenidos en la Ley de Conservación de la Masa, la Ley de Darcy y las Ecuaciones de Estado, sin descartar las posibles heterogeneidades de las propiedades dentro del yacimiento, la dirección del flujo de los fluidos y las localizaciones de los pozos productores e inyectores, además de sus condiciones operacionales.^[6]

Esto se ve representado en la ecuación 2.8, en donde el flujo es función de las geometría y las propiedades del yacimiento (**Transmisibilidad**), las propiedades del fluido presente (**Movilidad**) y la **diferencia de potencial** existente entre el yacimiento y la superficie, presente por la existencia de los pozos:

$$\text{Flujo} = \text{Transmisibilidad} * \text{Movilidad} * \text{Diferencia de potencial} \quad (2.8)$$

Para obtener la solución de las ecuaciones de flujo del fluido que se encuentra

dentro del yacimiento se discretizan a través del espacio y el tiempo. Para esto, es necesario que dichas ecuaciones se expresen en forma diferencial para cada fase presente en el yacimiento. Dichas ecuaciones parciales son resueltas al expresarlas en forma de diferencias finitas, en conjunto con la discretización del volumen del yacimiento en celdas enumeradas.

Cuando se realiza la simulación de yacimiento se debe tomar en cuenta los siguientes puntos:^[8]

- El modelo construido no es idéntico al yacimiento.
- El comportamiento del modelo depende directamente de la calidad y la cantidad de los datos disponibles (propiedades del yacimiento, historia de producción, etc.).
- El modelo reproduce el comportamiento del yacimiento si este se encuentra bien representado.
- Toda la información generada por los simuladores debe ser validada.
- Si se realiza alguna modificación en los datos disponibles, estos deben ser físicamente viables y justificables.

Actualmente existen varios tipos de simuladores de yacimientos disponibles en el mercado, vale la pena mencionar alguno de ellos^{[6][9][10]}:

- **Simulador de Petróleo Negro (Black–Oil):** Se define a este sistema como aquel cuyos fluidos hidrocarburos pueden describirse solo por dos componentes, petróleo y gas, los cuales se pueden encontrar en la fase petróleo, o fase líquida de hidrocarburo. Adicionalmente se incluye el agua como componente, pero esta pertenece a la fase agua. La fase gas solo se encuentra conformada por un componente, gas. El gas se puede encontrar disuelto en la fase petróleo, dicha solubilidad es función de la presión, aunque existe una fase de gas libre. Adicionalmente, no considera la solubilidad del petróleo ni la del gas en el agua, como tampoco considera la existencia de fases líquidas en el gas. El simulador utiliza las ecuaciones para expresar la conservación de la masa de los tres componentes (agua, petróleo y gas) en cada una de las celdas.

- **Simulador Composicional:** Considera una fase agua formada por un solo componente, el agua, y dos fases de hidrocarburos, petróleo y gas, conteniendo n componentes, sobre la base de las leyes termodinámicas de equilibrio. Utiliza ecuaciones de estado para simular procesos donde se esperan cambios en la composición de los fluidos. La transferencia de masa entre cada uno de los elementos es calculada en fracciones molares de cada componente individual o pseudocomponentes combinando dos o más de los componentes hidrocarburos individuales. Este tipo de modelo es útil para yacimientos de condensado (retrógrado) y petróleo volátil así como cierto tipo de inyección de gas y/o procesos de recuperación mejorada.
- **Simulador de Procesos Térmicos:** Es similar al modelo composicional, pero utiliza una ecuación adicional para la conservación de la energía (los modelos de petróleo negro y composicionales simulan flujo isotérmico por lo que no requieren la ecuación de energía). Este tipo de modelo es útil para simular procesos de recuperación mejorada tales como inyección de vapor o combustión in-situ.
- **Simulador de Procesos Químicos:** Incluye la inyección de polímeros, surfactantes y cáusticos. Los procesos químicos involucran interacciones complicadas fluido-fluido y roca-fluido tales como adsorción, intercambio catiónico, flujo no newtoniano, flujo de tres o más fases, etc.
- **Simulador de Yacimientos Fracturados:** Considera sistemas de doble porosidad y/o doble permeabilidad para modelar las características de las fracturas y la matriz de la roca en el yacimiento.

2.2.1 Fundamentos de las ecuaciones de flujo

Las ecuaciones de flujo del fluido presente en el yacimiento son discretizadas en función de la caracterización de los mismo. Para esto, es necesario determinar cual es la configuración de las propiedades de los fluidos que componen el yacimiento , su comportamiento durante el tiempo y geometría. De dicha discretización surgen las siguientes clasificaciones:^[11]

- a) Tipo de fluidos en el yacimiento

El coeficiente de compresibilidad isotérmica es el principal parámetro que identifica

el tipo de fluido presente en el yacimiento. Principalemente los fluidos presentes en el yacimiento se pueden clasificar en tres tipos, fluidos incompresibles, fluidos ligeramente compresibles y fluidos compresibles. El coeficiente de compresibilidad isotérmica se define matemáticamente con la ecuación 2.9:

$$c_f = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \quad (2.9)$$

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

- **Fluidos incompresibles:** aquellos cuyo volumen (o densidad) no varía con la presión. Esto implica que se cumple $\frac{\partial V}{\partial p} = \frac{\partial \rho}{\partial p} = 0$, por lo tanto:

$$c_f = 0$$

Estos fluidos no existen en la realidad, pero este comportamiento puede ser asumido en alguno de los casos para simplificar la derivación de alguna de las ecuaciones de flujo.

- *Fluidos ligeramente compresibles:* aquellos que exhiben un ligero cambio en su volumen (o densidad) con los cambios de presión. Resolviendo la ecuación diferencial 2.9 y truncando la expansión exponencial resultante, se obtiene la ecuación 2.10

$$V = V_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)] \quad (2.10)$$

El subíndice “ref” representa el volumen y la presión a un valor de referencia, puede ser el inicial. Esta ecuación es valida para compresibilidades por el orden de $c_f = 10^{-6} - 10^{-5} \text{ lpc}^{-1}$

- *Fluidos compresibles:* aquellos que experimentan grandes cambios de volumen (o densidad) con respecto a los cambios de presión. El truncamiento utilizado para deducir la ecuación 2.10 no es valido para este tipo de fluidos, por lo

tanto se utiliza la ecuación 2.9. Esta calificación engloba a los fluidos con $c_f > 10^{-4} \text{ lpc}^{-1}$

En la figura 2.11 se muestra los cambios en volumen, como una función de la presión, para los tres tipos de fluidos.

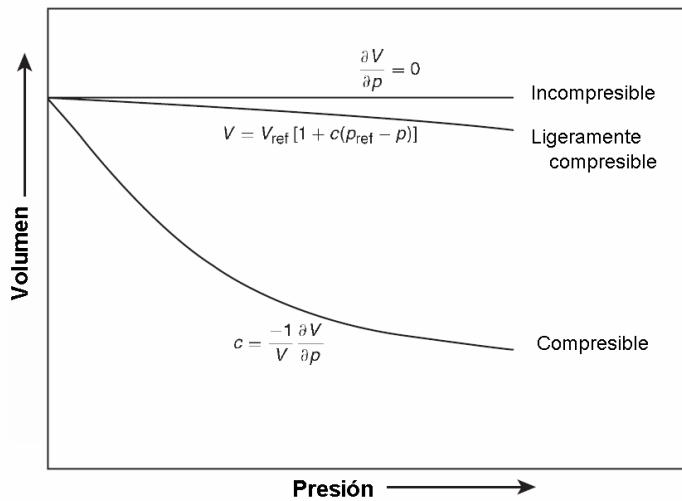


Figura 2.11: Cambio del volumen en función de la presión^[11]

b) Regímenes de flujo

Existen básicamente tres tipos de regímenes de flujo que deben ser tomados en cuenta para describir el comportamiento de flujo de fluidos y la distribución de presión en el yacimiento como una función del tiempo^[11]. Estos tres regímenes de flujo comprenden:

- *Flujo en estado estable:* ocurre cuando la presión en cualquier lugar del yacimiento permanece constante, es decir, no cambia con el tiempo (ecuación 2.11). Este tipo de flujo se presenta cuando el yacimiento se encuentra bajo el efecto de un acuífero de gran magnitud o existe un mecanismo que restaure la presión como por ejemplo un proyecto de inyección.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_r = 0 \quad (2.11)$$

- **Flujo en estado semi-estable:** este régimen de flujo ocurre cuando a diferentes posiciones dentro del yacimiento, la presión declina en forma lineal con respecto al tiempo (ecuación 2.12). Matemáticamente, esta condición establece que la razón de cambio de la presión con respecto al tiempo en cada localización es constante. Este tipo de régimen de flujo también es conocido como flujo en estado pseudo-estable o flujo en estado cuasi-estable.

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_r = \text{constante} \quad (2.12)$$

- **Flujo en estado no-estable:** o flujo transiente, éste régimen de flujo se define como la condición de flujo de fluido para el cual la derivada de la presión con respecto al tiempo en cualquier lugar del yacimiento es esencialmente una función de su posición r y el tiempo t (ecuación 2.13).

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right) = f(r, t) \quad (2.13)$$

c) Geometría de flujo

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

- *Flujo radial:* este tipo de geometría de flujo es utilizado para caracterizar el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo, el cuál ocurre principalmente a través de la matriz de la roca. El flujo radial está caracterizado por líneas de flujo que convergen en un mismo cilindro circular.
- *Flujo lineal:* ocurre cuando las líneas de flujo son paralelas y el flujo de fluidos es en una sola dirección. Este tipo de geometría de flujo es común en yacimientos fracturados.
- *Flujo esférico y hemisférico:* puede ocurrir en las cercanías del pozo dependiendo del tipo de completación y está caracterizado por líneas de

flujo que convergen en un mismo punto. Cuando un pozo tiene un intervalo perforado limitado se puede presentar flujo esférico en la vecindad de las perforaciones, mientras que si el pozo penetra parcialmente la zona productora, se puede presentar flujo hemisférico.

d) Número de fluidos fluyendo en el yacimiento

Existe generalmente tres tipos de sistemas fluyentes:

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

2.2.2 Derivación de las Ecuaciones Fundamentales

Las ecuaciones utilizadas para describir el flujo se obtienen del uso combinado de la ley de conservación de la masa y la Ley de Darcy, tomando en cuenta los cambios presentes en la densidad en función de la presión.

Ley de conservación de la masa^[6]

Para derivar la ecuación de La Conservación de la Masa es necesario considerar el volumen de control mostrado en la figura 2.12, que se encuentra inmerso en un medio poroso de porosidad ϕ y se toma \dot{m}_x como el componente x del vector de flujo másico (masa por unidad de área por unidad de tiempo) de un fluido de densidad ρ .

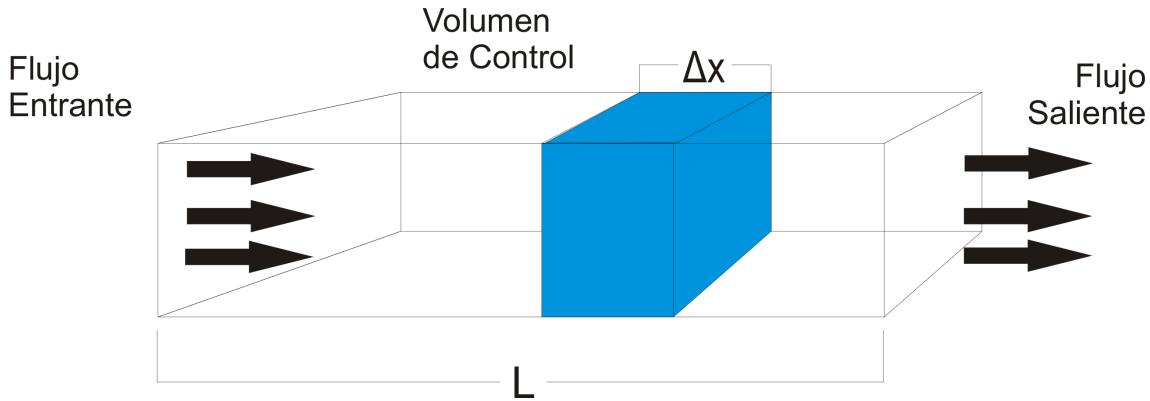


Figura 2.12: Volumen de Control en flujo lineal. Medio poroso (Modificado de [12])

La Ley de Conservación de la Masa, establece que

$$\text{masa entrante} - \text{masa saliente} = \text{acumulación} + (\text{fuente ó sumidero})$$

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

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

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

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

la acumulación de masa en el volumen de control debido a la compresibilidad del fluido sobre un intervalo de tiempo Δt es

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

y la transferencia de masa a partir del volumen de control debido a un pozo con tasa de flujo q (masa por unidad de volumen por unidad de tiempo), sobre un intervalo de tiempo Δt es

$$q\Delta V\Delta t$$

De esta manera se tiene que:

$$[(\dot{m}_x)_x - (\dot{m}_x)_{x+\Delta x}] A \Delta t = \left[\frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi \Delta V) \right] \Delta t + q \Delta V \Delta t \quad (2.14)$$

Dividiendo la ecuación 2.14 por $\Delta V \Delta t$ y teniendo en cuenta que $\Delta V = A \Delta x$, se obtiene que

$$\frac{(\dot{m}_x)_x - (\dot{m}_x)_{x+\Delta x}}{\Delta x} = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) + q \quad (2.15)$$

Tomando el límite cuando $\Delta x \rightarrow 0$, la ecuación 2.15 se convierte en

$$-\frac{\partial \dot{m}_x}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) + q \quad (2.16)$$

Expresando el flujo másico en términos de una velocidad superficial (o darciana), de acuerdo a la ecuación 2.17,

$$\dot{m}_x = \rho u_x \quad (2.17)$$

donde u_x es la velocidad del flujo en la dirección x , y sustituyendo la ecuación 2.17 en la ecuación 2.16, se obtiene la **Ecuación de Continuidad** para flujo monofásico en una dimensión:

$$-\frac{\partial \rho u_x}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) + q \quad (2.18)$$

Para flujo monofásico en tres dimensiones en un medio poroso de forma arbitraria, con un volumen de control $\Delta x \Delta y \Delta z$, la ecuación de continuidad se puede derivar de una manera similar, para obtener la ecuación 2.19:

$$-\nabla \cdot \rho \mathbf{u} = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) + q \quad (2.19)$$

donde, en un sistema de coordenadas Cartesianas,

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

El término q en las ecuaciones 2.18 y 2.19 es positivo en caso de que exista una fuente (pozo productor) y negativo en caso de dicha fuente sea un sumidero (pozo inyector).

Ley de Darcy^[6]

La Ley de Darcy es la ley fundamental que caracteriza el movimiento de fluidos en el medio poroso. Esta ley establece que la velocidad u de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de potencial $\partial\Phi/\partial l$ e inversamente proporcional a la viscosidad μ del fluido. Para un fluido de densidad ρ , en un sistema lineal de longitud l , esta relación viene dada por la ecuación diferencial mostrada en (2.20)

$$u = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial\Phi}{\partial l} = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial l} + \rho g \frac{\partial z}{\partial l} \right) \quad (2.20)$$

donde, la velocidad u se define como la relación entre la tasa de flujo q del fluido a través de un área de sección transversal A (ecuación 2.21).

$$u = \frac{q}{A} \quad (2.21)$$

Para flujo monofásico en tres dimensiones, despreciando el término gravitacional, la ecuación 2.20 se convierte en la ecuación 2.22,

$$\mathbf{u} = -\frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla p \quad (2.22)$$

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

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

Derivación^[6]

Una vez deducidas ambas leyes, se procede a combinarlas. Si se supone la presencia de un flujo monofásico, la ecuación 2.22 se puede sustituir dentro de la ecuación 2.19, para obtener

$$\nabla \cdot \left(\rho \frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla \mathbf{p} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) + q \quad (2.23)$$

En el caso más simple de flujo bajo condiciones de estado estable, donde el cambio de presión, y por lo tanto de densidad, con respecto al tiempo es cero, la ecuación 2.23 se convierte en

$$\nabla \cdot \left(\frac{\mathbf{k}}{\mu} \nabla \mathbf{p} \right) = q \quad (2.24)$$

Adicionalmente, si se considera que la viscosidad, μ es constante, la permeabilidad es isotrópica, $k_{xx} = k_{yy} = k_{zz} = k$, y no existe el término fuente o sumidero, q , la ecuación 2.24 se convierte en la conocida Ecuación de Laplace, la cual se expresa en coordenadas cartesianas con la ecuación 2.25

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = 0 \quad (2.25)$$

Como se dedujo para las condiciones de flujo transiente, la ecuación 2.10 representa la relación entre el volumen y el cambio de presión. Esta ecuación puede ser expresada de igual manera para la densidad en función de la presión ecuación 2.26

$$\begin{aligned} V &= V_{ref}[1 + c_f(p + p_{ref})] \\ \rho &= \rho_{ref}[1 + c_f(p - p_{ref})] \end{aligned} \quad (2.26)$$

donde, el cambio de volumen puede ser expresado en función del factor volumétrico de formación, B , como

$$B = B_{ref}[1 + c_f(p - p_{ref})] \quad (2.27)$$

Dividiendo la ecuación 2.26 entre la ecuación 2.27 y tomando en cuenta que para condiciones de superficie $B_{ref} = 1$, $p_{ref} = p_{sup}$, se obtiene la relación mostrada en la ecuación 2.28.

$$\frac{\rho}{\rho_{ref}} = \frac{B_{ref}}{B} = \frac{1}{B} \quad \Rightarrow \quad \rho = \frac{\rho_{ref}}{B} \quad (2.28)$$

Sustituyendo la ecuación 2.28 en la ecuación 2.23 y dividiendo entre ρ_{ref} , se obtiene

$$\nabla \cdot \left(\frac{\mathbf{k}}{B\mu} \nabla \mathbf{p} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B} \right) + q^w \quad (2.29)$$

donde q^w es la tasa de flujo por unidad de volumen.

En un sistema multifásico, la ecuación 2.29 se convierte en,

$$\nabla \cdot \left(\frac{k_{rp}}{B_p \mu_p} \mathbf{k} \nabla \mathbf{p} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_p}{B_p} \right) + q_p^w \quad (2.30)$$

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

Las ecuaciones 2.29 y 2.30 representan las Ecuaciones Fundamentales de Flujo generalizadas para sistemas fluyentes monofásico y multifásico, respectivamente.

2.2.3 Discretización de las ecuaciones fundamentales

La forma unidimensional de la ecuación 2.29, en coordenadas Cartesianas (en la dirección x), viene dada por:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_x}{B\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B} \right) + q^w \quad (2.31)$$

La discretización de la ecuación 2.31 involucra la representación numérica de las derivadas parciales. Esta representación numérica, es lograda utilizando la aproximación por “diferencias infinitas”, en la cual, aproxima la primera derivada utilizando la ecuación 2.32^[10]:

$$f'(x) \approx \frac{f(x + \Delta x) - f(x)}{\Delta x} \quad (2.32)$$

Considere la malla uniforme de N celdas de longitud Δx cada una y área transversal A , que se muestra en la figura 2.13. La discretización del lado izquierdo de la ecuación 2.31 en la celda i , se encuentra representado por la ecuaciones 2.33 y 2.34.

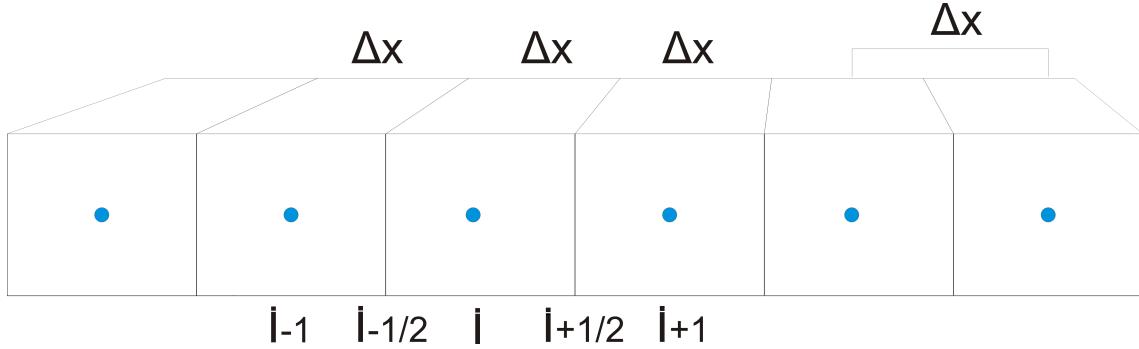


Figura 2.13: Malla uniforme 1D (Modificado de [10])

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_x}{B\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) \approx \frac{1}{\Delta x} \left[\left(\frac{k_x}{B\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i+1/2} - \left(\frac{k_x}{B\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i-1/2} \right] \quad (2.33)$$

$$\approx \frac{1}{\Delta x} \left[\left(\frac{k_x}{B\mu} \right)_{i+1/2} \left(\frac{p_{i+1} - p_i}{\Delta x} \right) - \left(\frac{k_x}{B\mu} \right)_{i-1/2} \left(\frac{p_i - p_{i-1}}{\Delta x} \right) \right] \quad (2.34)$$

Mientras que la discretización del lado derecho de la ecuación 2.31, para un intervalo de tiempo Δt que va de n a $n + 1$, es:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B} \right) + q^w = \frac{1}{\Delta t} \left[\left(\frac{\phi}{B} \right)_i^{n+1} - \left(\frac{\phi}{B} \right)_i^n \right] + q_i^w \quad (2.35)$$

Los términos ϕ y B dependen a su vez, de la presión a la cual se evalúan. A partir de la ecuación 2.9, tomando $b = 1/B$, se obtiene que para cada paso de tiempo, ϕ y b se relacionan con el cambio de presión mediante las ecuaciones 2.36 y 2.37, respectivamente.

$$\phi^n = \phi_{ref} (1 + c_r (p^n - p_{ref})) \quad (2.36)$$

$$b^n = b_{ref} (1 + c_f (p^n - p_{ref})) \quad (2.37)$$

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

Sustituyendo las ecuaciones 2.36 y 2.37 en la ecuación 2.35 se obtiene que,

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi b) + q^w = \frac{1}{\Delta t} [b^n \phi^o c_r + \phi^{n+1} b^o c_f]_i (p_i^{n+1} - p_i^n) + q_i^w \quad (2.38)$$

Igualando las ecuaciones 2.34 y 2.38, multiplicando la expresión resultante por el volumen de la celda $V_i = A\Delta x$ y agrupando términos, la ecuación 2.18 discretizada en tiempo y espacio, para la celda i se reduce a

$$\gamma_{i+1/2} (p_{i+1} - p_i) - \gamma_{i-1/2} (p_i - p_{i-1}) = \frac{V_i}{\Delta t} [b^n \phi^o c_r + \phi^{n+1} b^o c_f]_i (p_i^{n+1} - p_i^n) + q_i^w \quad (2.39)$$

donde, γ es la transmisibilidad total,

$$\gamma_{i\pm 1/2} = T_{i\pm 1/2} \lambda_{i\pm 1/2} \quad (2.40)$$

T es la parte geométrica de la transmisibilidad,

$$T_{i\pm 1/2} = \left(\frac{K_x A}{\Delta x} \right)_{i\pm 1/2} \quad (2.41)$$

λ es la movilidad del fluido

$$\lambda_{i\pm 1/2} = \left(\frac{1}{B\mu} \right)_{i\pm 1/2} \quad (2.42)$$

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

2.2.4 Solución de las ecuaciones discretizadas^[6]

Para flujo bajo condiciones de estado estable, la ecuación 2.39 se reduce a

$$\gamma_{i+1/2} p_{i+1} - (\gamma_{i+1/2} + \gamma_{i-1/2}) p_i + \gamma_{i-1/2} p_{i-1} = q_i^w \quad (2.43)$$

Si se evalúa la ecuación 2.43, para un sistema lineal de 4 celdas (figura 2.14), con un pozo productor ubicado en la celda 4, se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones:

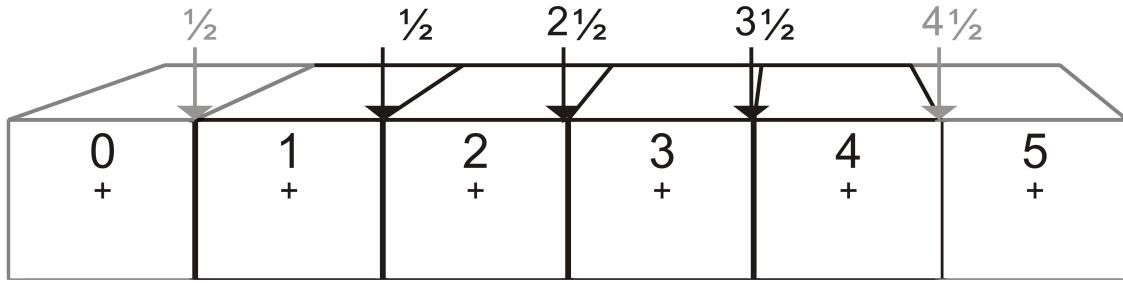


Figura 2.14: Sistema lineal de 4 celdas(Modificado de [9])

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

Simplificando, se tiene

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

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

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

O bien,

$$\mathbf{T}\mathbf{p} = \mathbf{b} \quad (2.44)$$

donde,

T : matriz de transmisibilidad

p : vector de presión (variable desconocida)

b : vector de producción/inyección (condiciones de borde)

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

$$\mathbf{T}\mathbf{p} = \mathbf{D}(\mathbf{p}^{n+1} - \mathbf{p}^n) + \mathbf{b} \quad (2.45)$$

donde **D** es la matriz que contiene los términos de acumulación (ver ecuación 2.39).

Debido a que los términos de **T** y **D** dependen implícitamente de la presión, el sistema de ecuaciones, representado por la ecuación 2.45, se puede resolver usando algunos de los siguientes métodos [9]:

- **Método Explícito:** en este método, los términos del lado izquierdo de la ecuación 2.45 se evalúan en un nivel de tiempo t_n . Con este enfoque es posible simplemente avanzar del tiempo t_n a t_{n+1} resolviendo explícitamente la única variable desconocida al nuevo nivel de tiempo (p^{n+1}), como sigue:

$$\mathbf{T}^n \mathbf{p}^n = \mathbf{D}^n (\mathbf{p}^{n+1} - \mathbf{p}^n) + \mathbf{b} \quad (2.46)$$

Este esquema es simple computacionalmente hablando, pero su aplicación en la práctica es muy reducida ya que produce resultados inestables si se utilizan pasos de tiempo muy grandes. Esto se puede evitar tomando pasos de tiempo muy pequeños lo se se transforma a simulaciones muy largas.

- **Método Implícito:** en el caso de una solución implícita, los términos del lado izquierdo de la ecuación 2.45 se evalúan en el nuevo paso de tiempo t_{n+1} , como muestra la ecuación 2.47:

$$\mathbf{T}^{n+1} \mathbf{p}^{n+1} = \mathbf{D}^{n+1} (\mathbf{p}^{n+1} - \mathbf{p}^n) + \mathbf{b} \quad (2.47)$$

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

Esta discretización, y su respectivo método de solución, fueron expresados considerando el sistema de fluido monofásico. Cuando se lleva este problema a un fluido multifásico, los términos de la ecuación 2.45 \mathbf{T} y \mathbf{D} dependen implicitamente de la saturación correspondiente a cada fluido y la presión. Por lo cual es necesario utilizar la ecuación que relaciona las saturaciones 2.48 y la relación de las presiones capilares 2.49 en el sistema de ecuaciones propuesto.

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (2.48)$$

$$p_{cow} = p_o - p_w \quad p_{cog} = p_g - p_o \quad (2.49)$$

La solución de este tipo de esquema se basa en un método combinado conocido como **IMPES** (Presión implícita, Saturación Explicita, del inglés **IM**plit **P**ressure, **E**xplicit **S**aturation) en el cual se resuelve primero implícitamente la presión y luego explícitamente la saturación. Éste método es utilizado por la gran mayoría de los simuladores comerciales al ofrecer un menor costo computacional por cada paso de tiempo. Este método puede presentar problemas de convergencia cuando se simulan cambios de saturación muy grande en pequeños pasos de presión.^[6]

2.3 Pozos No Convencionales

Los pozos no convencionales son aquellos que buscan aumentar el área de drenaje aumentando la extracción de hidrocarburos, respecto a los pozos verticales. Dentro de esta categoría se encuentran los pozos altamente desviado, multilaterales y hidráulicamente fracturados. Este tipo de pozos tienen una ventana de aplicación

mayor con respecto a los pozos verticales, los cuales ha hecho que este tipo de pozo sea común en estos días. Estas aplicaciones se presentan a continuación^[13]

- **Yacimientos de poco espesor:** Los pozos verticales no son eficientes cuando se presentan este tipo de yacimiento. Los pozos no convencionales aumentan la sección perforada del yacimiento, aumentando el área de contacto entre el pozo y el yacimiento.
- **Yacimientos Fracturados:** Los pozos pueden ser perforados para aprovechar el sistema de fracturas existente en yacimiento favoreciendo el flujo entre las fracturas hacia el pozo.
- **Yacimientos de Crudo Pesado:** al aumentar el área de contacto entre el pozo y el yacimiento, aumenta la productividad de los pozos. Aumentando la cantidad de fluidos producida por unidad de caída de presión.
- **Yacimientos sometidos a recuperación mejorada:** Si se aumenta el área de contacto entre el pozo y el yacimiento, aumenta la inyectividad de los pozos. Esto permite aumentar la eficiencia de barrido dentro del yacimiento.
- **Yacimientos sometidos a recuperación térmica:** Procesos como SAGD¹ utilizan pozos no convencionales para su implementación.

Sin embargo, este tipo de pozo tienen un costo mayor que oscila entre 2 a 3 veces que los costos asociado a los pozos verticales, esto depende del tipo de perforación y el tipo de terminación utilizada. El riesgo operacional es mucho mayor que el de la perforación de un pozo convencional, ya que se presentan complicaciones en el monitoreo o toma de datos a partir de perfiles.

2.3.1 Parámetros de Caracterización de Pozo

Un pozo altamente desviado se compone por tres secciones principalmente, la primera de estas secciones se denomina “sección principal o vertical”, la cual comienza en el cabezal del pozo y termina en el punto donde comienza a cambiar la inclinación del pozo (conocido como KOP²). La segunda sección es conocida como

¹del inglés Steam Assisted Gravity Drainage

²del inglés Kick off Point

“sección curva”, se encuentra por debajo del KOP y es la sección en la cual se construye el angulo deseado de la siguiente sección. Para realizar dicho segmento es necesario un ensamblaje de fondo especial para construir la inclinación deseada. La sección final se pozo es conocido como “sección inclinada” en la cual el ángulo de inclinación se mantiene constante. La figura 2.15 muestra la distribución de estas secciones.

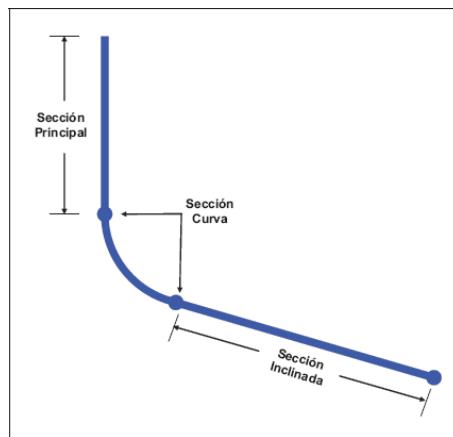


Figura 2.15: Secciones que conforman la trayectoria de un pozo^[6]

La figura 2.16 muestran los parámetros necesarios para caracterizar un pozo, los cuales se nombran a continuación:

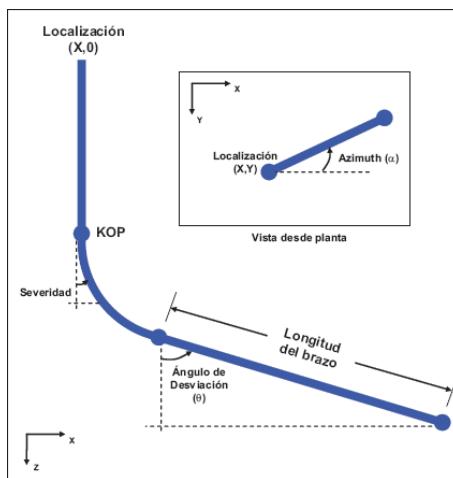


Figura 2.16: Parámetros de construcción de un pozo^[6]

- **Ubicación del pozo:** Este parámetro establece la ubicación del pozo en una zona determinada. Viene dada en coordenadas UTM, o desde un marco estacionario de referencia diferente.
- **Azimut(α):** ángulo medido desde del este con dirección norte el cual se mide con un compás magnético, con base en la escala completa del círculo de 360°
- **Severidad:** Tasa de cambio de angulo de inclinación por cada 10 pies, es el parámetro que caracteriza la sección curva o de construcción de ángulo.
- **Número de Brazos:** Es la cantidad de secciones inclinadas que tiene un pozo a partir de una sección Vertical. Estas secciones pueden partir de un mismo KOP o de diferentes puntos a lo largo de la sección vertical.
- **Ángulo de desviación (θ):** Ángulo medido desde la vertical que muestra la separación angular entre la sección vertical y la sección inclinada.

2.3.2 Modelo de pozo en la simulación de yacimientos

Los pozos dentro de la simulación numérica de yacimientos se definen como fuente o sumideros (productores o inyectores) al momento de definir su ubicación dentro de la malla del yacimiento. No obstante, la presión calculada en la celda donde se ubica el pozo no equivale a la presión que se obtiene en el fondo del pozo, tampoco a la presión promedio de la celda. Es por esto que se ha desarrollado modelos que permitan calcular la relación existente entre la presión calculada por el simulador en la celda con un pozo y la presión correspondiente al mismo pozo. Alguno de los modelos de pozo mas conocidos en la literatura se presentan a continuación^[6, 13]:

Modelo Básico de Peaceman

Fue presentado en 1978 por D. Peaceman^[14], siendo el primer modelo de pozo desarrollado para los simuladores de yacimiento. Dentro de las suposiciones del modelo se encuentra el flujo radial incompresible en estado estable de una fase hacia el pozo. El pozo se encuentra ubicado en el centro de la celda, la malla tiene una geometría uniforme y un medio isotrópico. Bajo estas suposiciones se estableció una relación entre la presión de fondo fluyente del pozo ubicado en

la celda i,j ($p_{wf(i,j)}$) y la presión de la celda donde se encuentra ubicado el pozo ($p_{(i,j)}$).

Para obtener una relación de correspondencia, Peaceman partió de la definición del flujo radial monofásico en estado estable expuesta en la ecuación 2.50^[14]:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = 0 \quad (2.50)$$

Como se observa en la ecuación 2.50, el término de la izquierda se encuentra igualado a cero, por lo tanto lo que se encuentra dentro del paréntesis es igual a una constante(ecuación 2.51)

$$r \frac{\partial p}{\partial r} = \text{ctte} \quad (2.51)$$

Adicionalmente se tiene por condiciones de frontera, el flujo en el pozo, el cual se encuentra representado por la ecuación 2.52, que no es más que la aplicación de la Ley de Darcy para flujo radial:

$$q_w = \frac{2\pi k h}{\mu} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} \quad (2.52)$$

Combinando las ecuaciones 2.51 y 2.52 se obtiene la expresión 2.53

$$r \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{q_w \mu}{2\pi k h} \quad (2.53)$$

Resolviendo la ecuación diferencial resultante se deriva la ecuación 2.54

$$p = p_o + \frac{q_w \mu}{c2\pi k h} \ln \left(\frac{r}{r_o} \right) \quad (2.54)$$

Donde r_o se encuentra definido como el radio al cual la presión del pozo, bajo condiciones de flujo en estado estable, es igual a la presión p_o calculada la numéricamente para la celda del pozo. Para realizar la evaluación de r_o , Peaceman modelo un pozo ubicado en el nodo (0,0) en un esquema repetido de cinco puntos

con un mallado uniforme como se observa en la figura 2.17.

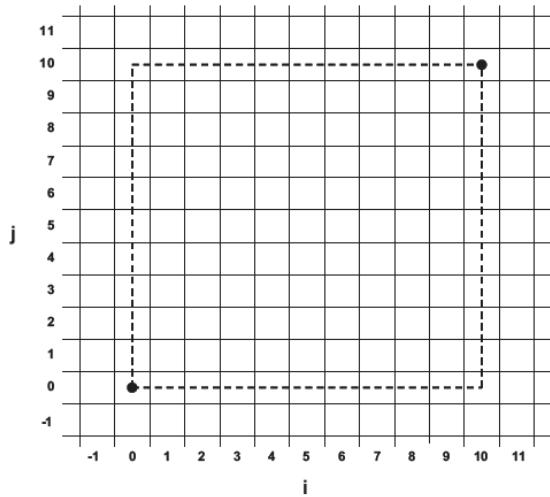


Figura 2.17: Mallado de 10 x 10. Régimen en estado estable hacia el nodo(0,0)^[14]

Reescribiendo la ecuación 2.54 se tiene la expresión 2.55

$$\frac{p - p_o}{\frac{q_w \mu}{kh}} = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{r}{\Delta x} \right) - \ln \left(\frac{r_o}{\Delta x} \right) \right] \quad (2.55)$$

la cual se puede resolver numéricamente para obtener una aproximación de la relación de correspondencia existente entre el radio equivalente y el tamaño de la celda (ecuación 2.56)

$$r_o = 0.28\Delta x \quad (2.56)$$

La expresión general del Modelo Básico de Peaceman, desarrollada para condiciones de flujo de estado estable, se muestra en la ecuación 2.57.

$$q_w = \frac{c2\pi kh}{\mu} \frac{p_o - p_{wf}}{\ln(0.2\Delta x/r_w)} \quad (2.57)$$

Extensión del Modelo de Peaceman

Posteriormente, Peaceman^[15] extendió su modelo al caso de mallas con celdas no cuadradas y yacimientos anisotrópicos. La solución analítica para r_o cuando $\Delta x \neq \Delta y$ se observa en la ecuación 2.58

$$\frac{r_o}{\Delta x} = \exp \left(\frac{\ln \alpha - \pi \alpha}{1 + \alpha^2} \right) \quad (2.58)$$

donde α es igual a la cociente entre Δy y Δx . De igual manera, Peaceman realizó cálculos numéricos del radio equivalente para varias relaciones de Δy y Δx . A partir de estos experimentos se logró la aproximación demostrada en la ecuación (2.59).

$$r_o = 0.140365 (\Delta x^2 + \Delta y^2)^{1/2} \quad (2.59)$$

La constante 0.140365 es igual a $\frac{1}{4} \exp(-\gamma)$ donde $\gamma = 0.5772157$ es la constante de Euler.

Cuando se está a la presencia de un medio anisotrópico el radio equivalente viene expresado por la ecuación 2.60:

$$r_o = 0.28 \frac{\sqrt{(\frac{k_y}{k_x})^{1/2} \Delta x^2 + (\frac{k_y}{k_x})^{1/2} \Delta y^2}}{(\frac{k_y}{k_x})^{1/4} + (\frac{k_y}{k_x})^{1/4}} \quad (2.60)$$

La ecuación generalizada del modelo de Peaceman para flujo multifásico, incluyendo el factor de daño s , se puede escribir como^[6]:

$$q_w = T^w (p_o - p^w) \quad (2.61)$$

donde, T^w es la transmisibilidad del pozo:

$$T^w = \text{WI} \lambda_p \quad (2.62)$$

WI es el índice del pozo:

$$WI = \frac{c2\pi(k_x k_y)^{1/2} \Delta z}{\ln(r_o/r_w) + s} \quad (2.63)$$

λ_p es el movilidad de la fase p :

$$\lambda_p = \frac{k_{rp}}{B_p \mu_p} \quad (2.64)$$

y r_o es el radio equivalente, determinado por la ecuación 2.60.

Modelo de Holmes^[16, 6]

Este modelo extiende el modelo de Peaceman a pozos desviados, manteniendo las mismas suposiciones. La trayectoria del pozo a través de una celda se proyecta en los tres ejes de coordenadas, como se muestra en la figura 2.18. Utilizando estas proyecciones y la ecuación de Peaceman para calcular el tanto índice del pozo WI_i para cada dirección (equaciones 2.65) así como el radio equivalente correspondiente, $r_{o,i}$ utilizando las ecuaciones 2.66.

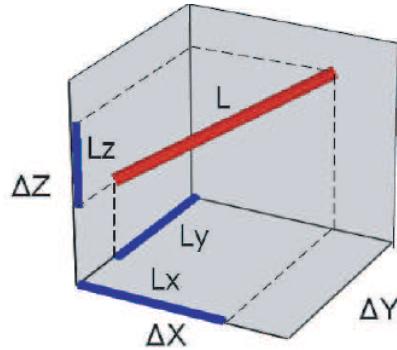


Figura 2.18: Proyección de la trayectoria de un pozo en los ejes de coordenadas^[16]

$$WI_x = \frac{c2\pi\sqrt{k_y k_z} L_x}{\ln\left(\frac{r_{ox}}{r_w}\right) + s} \quad WI_y = \frac{c2\pi\sqrt{k_x k_z} L_y}{\ln\left(\frac{r_{oy}}{r_w}\right) + s} \quad WI_z = \frac{c2\pi\sqrt{k_x k_y} L_z}{\ln\left(\frac{r_{oz}}{r_w}\right) + s} \quad (2.65)$$

$$\begin{aligned}
 r_{ox} &= 0.28 \frac{\sqrt{(\frac{k_y}{k_z})^{1/2} \Delta x^2 + (\frac{k_z}{k_y})^{1/2} \Delta y^2}}{(\frac{k_y}{k_z})^{1/4} + (\frac{k_z}{k_y})^{1/4}} \\
 r_{oy} &= 0.28 \frac{\sqrt{(\frac{k_z}{k_x})^{1/2} \Delta x^2 + (\frac{k_x}{k_z})^{1/2} \Delta y^2}}{(\frac{k_z}{k_x})^{1/4} + (\frac{k_x}{k_z})^{1/4}} \\
 r_{oz} &= 0.28 \frac{\sqrt{(\frac{k_y}{k_x})^{1/2} \Delta x^2 + (\frac{k_x}{k_y})^{1/2} \Delta y^2}}{(\frac{k_y}{k_x})^{1/4} + (\frac{k_x}{k_y})^{1/4}}
 \end{aligned} \tag{2.66}$$

El WI para el segmento de pozo en dicha celda es la raíz cuadrada de la suma de los índices parciales del pozo, tal como indica la ecuación (2.67).

$$WI = \sqrt{WI_x^2 + WI_y^2 + WI_z^2} \tag{2.67}$$

2.4 Procesos de optimización

Para dar una solución práctica a un modelo donde se desconoce toda solución, o cuando se necesita mejorar una solución existente con la cual se cumplan toda las condiciones, limitaciones y restricciones, es necesario realizar un proceso de optimización. Para realizar de manera correcta dicha optimización, es necesario realizar un análisis de la naturaleza del problema, las funciones que debe cumplir y las acciones al cual va a ser sometido. Esto permite determinar el conjunto de criterios y las variables de diseño que deben ser optimizada, y que valor debe tener para constituir un grupo de diferentes soluciones.

La definición formal del modelo a optimizar comprende^[18]:

1. La selección de aquellas variables que determinan o definen el diseño a realizar, llamadas variables de diseño, siendo precisamente el valor de tales variables el que se debe ser determinado de forma que el diseño sea óptimo.
2. Selección de las restricciones mediante las cuales determinan cuando un diseño es aceptable o no. Existen dos tipos de restricciones en los problemas de

ingeniería; restricciones de frontera y restricciones de comportamiento. Las restricciones de frontera son aquella limitaciones que se establecen en el rango por naturaleza de las variables en la optimización, tales como parámetros de diseño. Las restricciones de comportamiento son aquellas que se derivan del comportamiento propio de los materiales y elementos que intervienen en el objeto a optimizar.

3. Seleccionar el espacio de diseño. Se define como el espacio n-dimensional formado por las n variables de diseño y como región factible al conjunto de puntos del espacio para los cuales se satisfacen las restricciones impuestas.
4. Selección de la función objetivo. Representa los criterios de preferencia o selección de los diseños que se desean optimizar. Tal función debe tener la propiedad de alcanzar los mejores valores cuando mejor sea el diseño de las propiedades que le corresponden. Entre el tipo de funciones objetivo a optimizar se pueden nombrar el Valor Presente Neto de un proyecto, peso de una estructura de metal, factor de recobro de un yacimiento, entre otros.

Esto escrito en notación matemática esta representado por minimizar $F(\bar{x})$ sujeto:^[18]

$$\begin{aligned} g_i(\bar{x}) &= 0; \quad i = 1, 2, \dots, \text{NRI} \\ g_i(\bar{x}) &\geq 0; \quad i = \text{NRI} + 1, \dots, \text{NR} \\ X_k^I \geq x_k \geq X_k^s; & \quad k = 1, 2, \dots, \text{NV} \end{aligned} \tag{2.68}$$

Donde:

$F(\bar{x})$	= La función objetivo
\bar{x}	= Vector de variables de diseño
$g_i(\bar{x})$	= Las restricciones de diseño
NRI	= El número de restricciones de igualdad
NR	= El número total de restricciones
X_k^I, X_k^s	= Número mínimo y máximo respectivamente de la variable i
NV	= Número de variables.

Maximizar la función real $g(x)$ puede ser trabajado al minimizar la función transformada $f(x) = (-1) \cdot g(x)$. Es común referirse a minimización cuando dicha función representa un costo, mientras que maximización es aplicado cuando dicha

función representa un valor.

En la práctica las funciones que tratan de modelar los problemas del día a día tienen un gran número de mínimos y máximos locales. Localizar estos extremos locales resulta realmente sencillo si se aplican algún método de búsqueda para extremos locales. Sin embargo, calcular los valores extremos globales es mucho más complicado hasta el punto de ser prácticamente imposible para un gran número de modelos propuestos.^[19]

El proceso de optimización puede ser tratado de tres maneras, diferenciadas directamente en su manera de realizar la optimización. Estas son^[19]:

- Aproximaciones Deterministas
- Aproximaciones estocásticas
- Aproximaciones Heurísticas y Metaheurísticas

Las cuales se analizan a continuación:

2.4.1 Aproximaciones Deterministas

Se conoce a las aproximaciones determinista a aquellos algoritmo que son completamente predictivos si se conocen las entradas al mismo. Esto significa que si se conocen las entradas del algoritmo siempre se producirá la misma salida, y en el flujo de trabajo interno, serán recorrido la misma secuencia de estados. Este tipo de algoritmos ha sido el más estudiado durante la historia y por lo tanto resulta el más familiar, así como el más práctico debido a que su implementación es fácil y eficiente. Un buen ejemplo de un algoritmo determinístico es una función matemática $f(x)$, se da una un número de entrada de este se forma una única salida.^[20]

Entre los métodos de aproximacion determinista más estudiados se encuentran^[18, 19]:

- Métodos basados en geometría algebraica, como por ejemplo:
 - Solución directa o analítica
 - Solución indirecta:

1. Gradientes (también conocidos como “Steepest descent”)
 2. Gradiente Conjugado
 3. Método de Powell
 4. Método de Newton
 5. Método Quasi–Newton
- Ramificación y Acotación (del inglés, Branch and Bound)

Solución directa o analítica^[18]

De los métodos basados en geometría algebraica, el más conocido es la solución directa o analítica, el cual agrupa aquellos que buscan la solución utilizando el vector \bar{x} para minimizar $F(\bar{x})$ sin imponer restricción alguna en las variables de diseño. Este tipo de optimización se aleja de la ingeniería ya que la gran mayoría de los problemas a optimizar están sujetos a una serie de limitaciones impuestas a la variable de diseño. Aunque la gran mayoría de los problemas de optimización con restricciones se pueden convertir en problemas sin restricciones, lo cual hace su aplicación más factible.

$F(\bar{x})$ puede ser optimizada si dicha función de n variables $(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$ es continua con derivadas continuas. Dicho óptimo se obtiene al cumplirse la ecuación 2.69

$$\frac{\partial F}{\partial x} = 0 \quad i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2.69)$$

Ademas debe cumplirse que:

$$F(X_m) \leq F(X) \quad \forall X \quad (2.70)$$

El punto X_m será entonces un mínimo relativo o local de F si satisface 2.68 y la ecuación 2.71 es positiva para cualquier valor arbitrario de las constantes a_1, a_2, \dots, a_n .

$$Q = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial^2 F}{\partial x_i \partial x_j} \right)_{X_m} a_i a_j \quad (2.71)$$

Una forma usual de comprobar que la ecuación 2.71 es positiva es calculando la matriz:

$$J \equiv \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 F}{\partial x_1^2} & \frac{\partial^2 F}{\partial x_1 \partial x_2} & \cdots & \frac{\partial^2 F}{\partial x_1 \partial x_n} \\ \vdots & \ddots & & \vdots \\ \frac{\partial^2 F}{\partial x_n \partial x_1} & \frac{\partial^2 F}{\partial x_n \partial x_2} & \cdots & \frac{\partial^2 F}{\partial x_n^2} \end{bmatrix} \quad (2.72)$$

El cual se denomina como el Hessiano de la función objetivo, la cual debe ser positiva en el punto X_m . Esta propiedad no asegura conseguir un mínimo absoluto dentro del espacio de búsqueda, sólo nos indica la existencia de un mínimo en las cercanías del punto estudiado (X_m).

Este tipo de optimización no es eficiente generalmente ya que la mayoría de las veces la solución del sistema planteado al resolver las ecuaciones resultantes no son lineal, y a su vez, el sistema formado puede tener múltiples soluciones lo cual complica la optimización en función del costo y el tiempo.

Ramificación y Acotación^[21, 22]

La lineamientos generales de esta función puede ser descritos en términos de calcular el mínimo, o máximo, de una función objetivo a través de la combinatoria existente de variables de diseño, las cuales se encuentran dividida en diferentes regiones conocidas como “regiones factibles”.

Esta técnica se suele interpretar como un árbol de soluciones, donde cada rama nos lleva a una posible solución posterior a la actual. Dicha técnica puede detectar en qué ramificación las soluciones dadas ya no están siendo óptimas, para acotar dicha ramificación y no continuar malgastando recursos y procesos en casos que se alejan de la solución óptima. Este tipo de algoritmo puede ser utilizado para realizar optimizaciones, como para resolver laberintos o juegos numéricos, como el conocido Sudoku.

2.4.2 Aproximaciones estocásticas

Un proceso estocástico, también conocido como un proceso aleatorio, es la contraparte de un proceso determinista en la teoría de probabilidades. En lugar de estar trabajando con un posible secuencia de pasos para resolver la optimización, se realiza un proceso aleatorio para lograr la convergencia a un máximo o mínimo global. Esto significa que si las condiciones iniciales son conocidas, existe la posibilidad que exista convergencia en el método.^[23]

Este tipo de algoritmos cumplen alguna, o ambas, de las siguiente propiedades^[24]

- Existe un ruido aleatorio en los datos a ser optimizados y/o en la información relacionada a dichos datos.
- Existe una selección aleatoria realizada en la dirección de búsqueda a medida que el algoritmo itera hacia la solución.

Dichas propiedades difieren de los métodos determinista de búsqueda y optimización, en donde está asumido la existencia de toda la información de la función objetivo y su información derivada (gradientes, derivadas, etc) y esta información es utilizada para determinar la dirección de búsqueda. En la gran mayoría de los casos prácticos, esta información no se encuentra disponible, lo que indica que aplicar algoritmos deterministas para optimizar la función es inapropiado.

La primera propiedad sucede en aquellas áreas en las cuales se realizan una estimaciones y control en tiempo real, optimizaciones basadas en simulaciones Monte Carlo y en problemas donde existe errores experimentales en la medición de los datos a utilizar. Un buen ejemplo de los algoritmos que cumplen con esta propiedad son los conocidos **Stochastic gradient descent** (Pendiente estocástica del gradiente), aproximación estocástica por diferencias finitas(Kiefer and Wolfowitz, 1952)^[23] y **simultaneous perturbation SA** o aproximación estocástica de la perturbación simultánea^[25]

La segunda propiedad ocurre debido a que algunas veces es beneficioso introducir deliberadamente aleatoriedad en el proceso de búsqueda para aumentar la velocidad de convergencia y convertir el algoritmo menos sensible a los errores del modelo.

Esta aleatoriedad es introducida mediante el uso de generadores computacionales de números pseudo-aleatorios. Sin embargo, dicha aleatoriedad puede ser necesaria para que el algoritmo no converja en un máximo o mínimo local.

2.4.3 Aproximaciones Heurísticas y Metaheurísticas

Un Algoritmo Heurístico es aquel que proporciona buenas soluciones en períodos de tiempo muy pequeños.^[26, 27, 28] Este tipo de algoritmo es el más apto para resolver problemas que computacionalmente son difíciles de optimizar. Realizar la implementación de estos algoritmos es relativamente simple comparado con la complejidad de modelar los problemas de optimización discreta. Existe una clase de algoritmos heurísticos denominado metaheurísticos, el cual utiliza búsquedas aleatorias para realizar la optimización. Este tipo de algoritmos pueden ser aplicados en un amplio rango de problemas, pero su buen desenvolvimiento no se encuentra asegurado.^[29, 30]

El objetivo final de la optimización es obtener un objeto matemático discreto que maximice o minimice una función objetivo. Estos objetos son conocidos como “estados” y la unión de todos los posibles “estados” se denomina el “espacio de búsqueda”. La naturaleza de estos estados y de los espacios de búsqueda dependen del tipo de metaheurísticos que se este utilizando.

La función objetivo es normalmente dada como entrada del algoritmo y es evaluada en cada uno de los “estados” generados sin modificar la función objetivo durante el flujo de trabajo. Dependiendo del metaheurístico utilizado, el usuario deberá dar de nuevas funciones para producir un nuevo “estado”, sea creando uno nuevo produciendo las variaciones necesarias a los “estado” ya dados, suministrar los valores extremos de la función objetivo y para que el algoritmo metaheurístico termine.

Algunos algoritmos metaheurísticos mantienen en cualquier instante un solo “estado”, y reemplaza ese estado por uno nuevo. Este paso es denominado como “paso o transición de estado”. El siguiente “estado” puede ser construido utilizando algún procedimiento generador suministrado por el usuario, o puede ser derivado

al utilizar algún procedimiento de mutuación, en este caso, el nuevo “estado” se le coloca el sustantivo de “vecino” del estado actual. Los generadores y los mutantes normalmente son procedimientos probabilísticos.

Existen algoritmos metaheurísticos más avanzados que mantienen, en lugar de un solo “estado”, una nube de estados. Los pasos básicos en la ejecución del algoritmo puede agregar o eliminar estados de dicha nube. Un procedimiento dado por el usuario deberá seleccionar los estados para ser descartados, y generar los nuevos estados para ser introducidos en la nube de estados. Los subsiguiente estados puede ser generados utilizando la combinación, o cruce, de dos o más estados actuales dentro de la nube. Adicionalmente, el algoritmo mantiene un registro de cual es el optimo de la nube de estados actual y del estado optimo de aquellos que ya han sido evaluados en la función objetivo.

Desde que los procesos a optimizar son usualmente muy grandes, los algoritmos metaheurísticos son implementados de tal manera que pueden ser interrumpidos al alcanzar un límite de tiempo. Si estos no son interrumpidos, alguno de este tipo de algoritmo podrá verificar todos los posibles estados del espacio de búsqueda y conseguir el verdadero optimo. Otros dará una pequeña garantía probabilística, en otras palabras, si el tiempo de ejecución tiende al infinito, la probabilidad de que el algoritmo verifique todos los candidatos se aproximará a un valor dado, comúnmente uno.

Algunos de los algoritmos metaheurísticos conocidos son:

- Optimización Aleatoria
- Búsqueda Local
- Algoritmos ávidos y Ascenso de Colina (del inglés *greedy algorithms* y *hill-climbing* respectivamente)
- Best-first search
- Algoritmos genéticos
- Simulated annealing (SA)

- Búsqueda de tabú (Tabú Search)
- Algoritmo de la colonia de Hormigas (Ant colony optimization)

En este trabajo se seleccionó los Algoritmo Genéticos como método de optimización. Como se expuso en el alcance del trabajo, no se busca realizar una comparación entre los métodos existentes de optimización.

2.5 Algoritmos Genéticos

Los algoritmos genéticos son algoritmos de búsqueda metaheurístico basados en métodos de selección que rigen la genética desarrollada por Mendel. Este tipo de algoritmo combina la supervivencia de los individuos más aptos, representados por cadenas, con la creación de manera aleatoria de los diferentes individuos que conforman la población. Estos algoritmos hacen evolucionar una población de individuos, sometiéndola a acciones aleatorias semejantes a las que actúan en la evolución biológica y así como también a una selección de acuerdo con algún criterio, en función del cual se decide cuáles son los individuos más adaptados, que sobreviven, y cuáles los menos aptos, que son descartados. Los mecanismos que guían esta evolución no son ampliamente entendidos, pero la mayoría de sus principios son:

- Los procesos de evolución operan sobre los cromosomas, los cuales contienen la información que identifica cada individuo de la población de manera codificada.
- La selección natural es la respuesta de la interacción entre los cromosomas y la actuación de los individuos con el medio. Esto permite que se reproduzcan más aquellos individuo que se adaptan más al medio a aquellos que no.
- El proceso de reproducción ocurre cuando la evolución ocurre, bien sea en procesos de recombinación, o cruce, en los cuales se combinan la información genética de los padres para formar los nuevos individuos, o a través de mutaciones, donde los cromosomas de los hijos difieren ligeramente a de los padres.

El principal problema de estudio de los algoritmos genéticos es el equilibrio existente entre la eficiencia del proceso y la eficacia necesaria la implementación en los distintos ambientes a optimizar. Es por esto que este tipo de algoritmos tienen

una base teórica y empírica el cual certifica que se puede realizar la optimización a través de una búsqueda robusta en un dominio complejo.

La aplicación de estos conceptos a los procesos de optimización se debe a los trabajos realizados por John Holland y desde entonces se han realizado diferentes estudios para extender su aplicación a diferentes campos. El motivo que permite a este tipo de algoritmos ser implementado en diferentes áreas es debido a que estos son computacionalmente simples, pero son eficaces en la búsqueda cuando son implementados. Adicionalmente, este tipo de algoritmos no se encuentran limitados por la forma del espacio de búsqueda (continuidad, existencia de las derivadas, unimodalidad, otros).

2.5.1 Ventajas

Este tipo de optimización tiene una serie de ventajas con respecto a los métodos tradicionales de optimización^[18]

- Los algoritmos genéticos trabajan con códigos de las variables, no con ellas. Esto permite mayor flexibilidad al carecer de las limitaciones que imponen las variables de diseño, como su continuidad, existencia de funciones suaves, entre otras.
- La búsqueda utilizada en los algoritmos genéticos se realiza en una población de diferentes puntos, y no sobre un punto aislado.

Los métodos tradicionales de optimización usan reglas de decisión para saltar de un punto en estudio a otro, mientras los algoritmos genéticos utilizan una nube de puntos. Al realizar la búsqueda punto por punto, el método puede converger en mínimos locales y no en el mínimo global. Esto es común en espacio de búsqueda multimodales, como se observa en el siguiente ejemplo, la función de Rastrigin se encuentra definida por la ecuación 2.73

$$F(x, y) = 20 + x^2 + y^2 - 10(\cos(2\pi x) + \cos(2\pi y)) \quad (2.73)$$

Se observa en la figura 2.19 que la función tiene varios mínimos locales pero uno solo mínimo global en $(0,0)$. La figura 2.20 muestra un corte de la función en un plano horizontal.

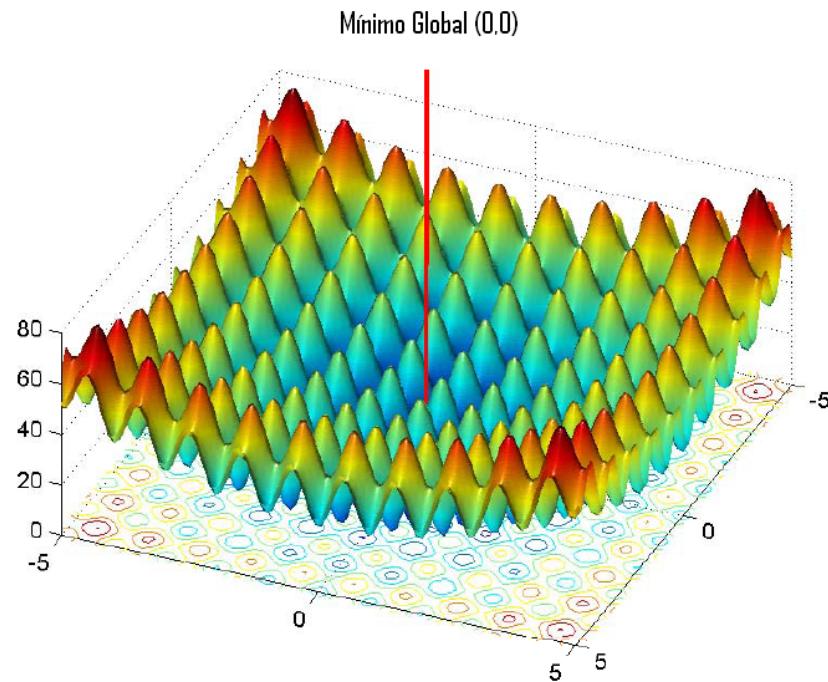


Figura 2.19: Función de Rastrigin^[31]

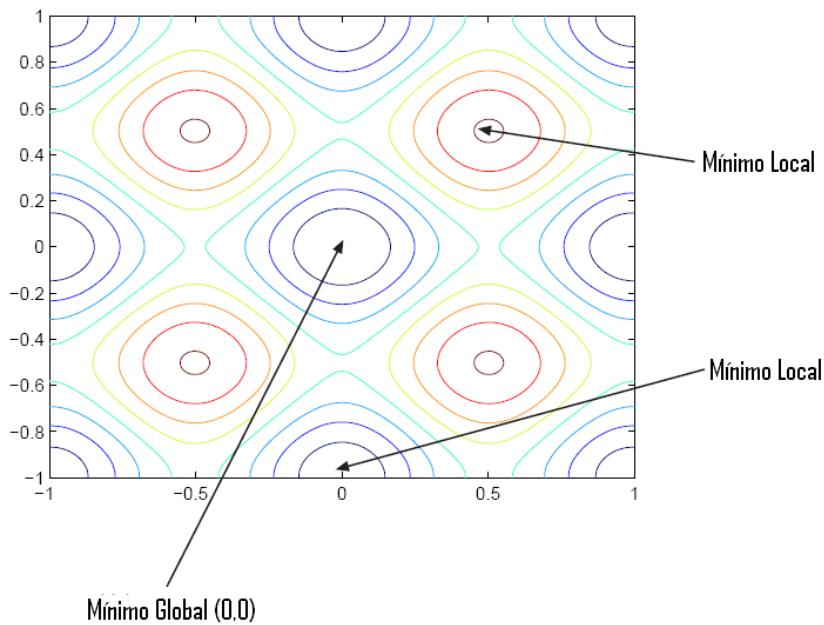


Figura 2.20: Corte Transversal de la Función Rastrigin^[31]

A medida que aumenta el número de iteraciones dentro de la ejecución de los algoritmos genéticos los puntos de búsqueda evolucionan hasta conseguir el valor correspondiente al mínimo global. Este fenómeno se puede observar en las figuras 2.21 y 2.22 , donde a medida que aumenta el número de iteraciones (60, 80, 95 y 100 respectivamente), la población converge al mínimo global (0,0).

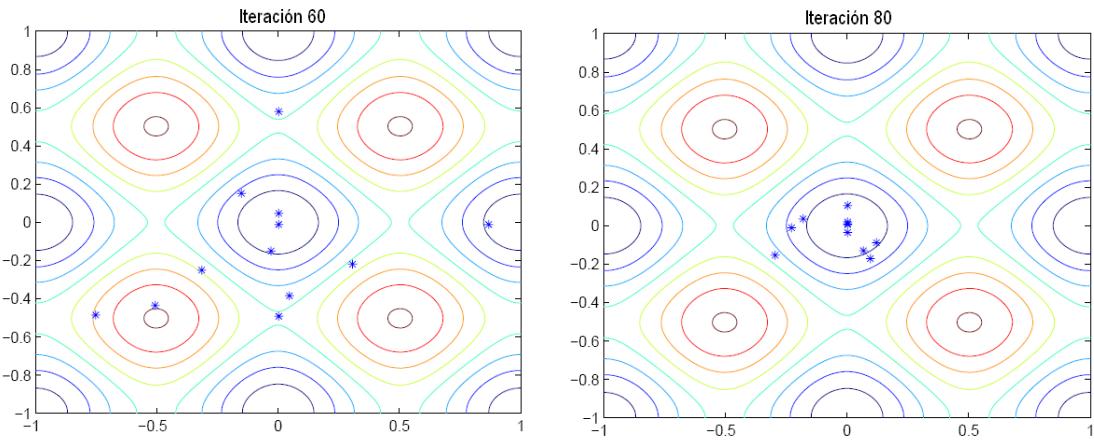


Figura 2.21: Evolución de la población para 60 y 80 iteraciones^[31]

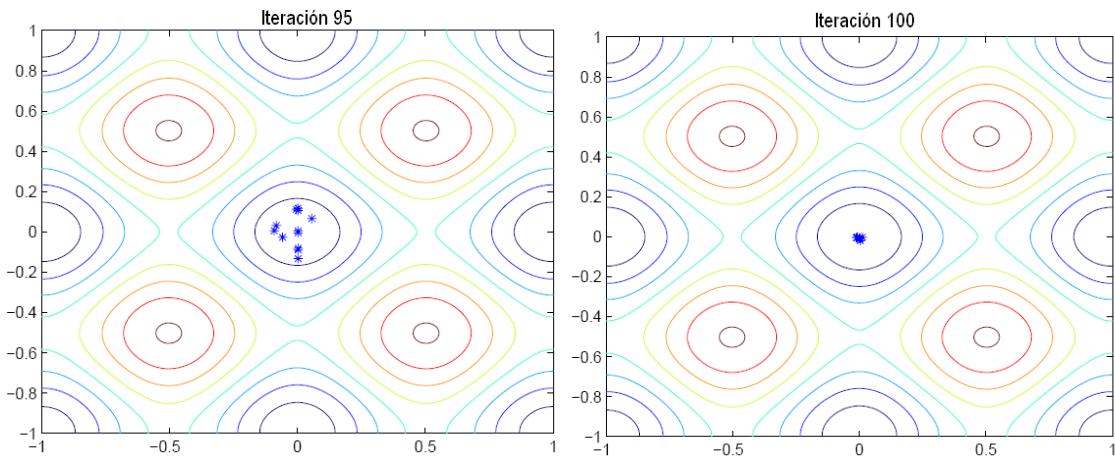


Figura 2.22: Evolución de la población para 95 y 100 iteraciones^[31]

- Los algoritmos genéticos utilizan funciones objetivos para realizar la evaluación. A diferencia de otros métodos, no necesita el cálculo de derivadas o el uso de gradientes para determinar la dirección de búsqueda de la siguiente población de individuos. Las técnicas de gradiente necesitan la ayuda de las derivadas para saltar los picos existentes en la función. La función objetivo mide la respuesta de cada uno de los individuos en la población. Esto permite rechazar aquellos cuya evaluación de dicha función sea baja en comparación a los que obtienen un buen desenvolvimiento

- Los algoritmos genéticos utilizan reglas de transición probabilísticas mientras que la gran mayoría de los métodos existentes utilizan reglas deterministas.

2.5.2 Aplicación de los Algoritmos Genéticos

Gracias a los trabajos de Goldberg^[32], se han logrado varias aplicaciones para este tipo de algoritmos en la ingeniería. Dicha aplicación se ha llevado gracias a la definición de los siguientes puntos:

- **Representación en Cromosomas de la Población:** Se requiere que las variables de diseño sean codificadas en cadenas de longitud finita, en cualquier alfabeto.
- **Creación de la población Inicial:** Generalmente esto se realiza en forma aleatoria a partir de un rango de las variables de diseño, o utilizando una semilla inicial.
- **Evaluación de la función objetivo:** Esta función representa la unión entre el Algoritmo Genético y el problema a ser resuelto. La función objetivo toma un cromosoma como entrada y se obtiene un valor de salida, el cual mide el éxito de dicho cromosoma sobre el problema a resolver. Estas funciones juegan el mismo papel del ambiente en la evolución natural, la interacción de un individuo con su ambiente proporciona una medida de su salud, y la interacción de un cromosoma con su función objetivo proporciona una medida de su éxito o fracaso, la cual es usada por el algoritmo a la hora de efectuar su reproducción.
- **Operadores Genéticos a Utilizar:** Seleccionar los operadores genéticos que alteren la composición de los descendientes creando así la nueva población.
- **Evaluación de los parámetros que el algoritmo utiliza en la población actual:** Se evalúa la nueva población en la función objetivo y se verifica los criterios de parada para comprobar si se ha alcanzado el óptimo. De no ser así, se genera una nueva población

Este ciclo puede ser representado a través de la figura 2.23

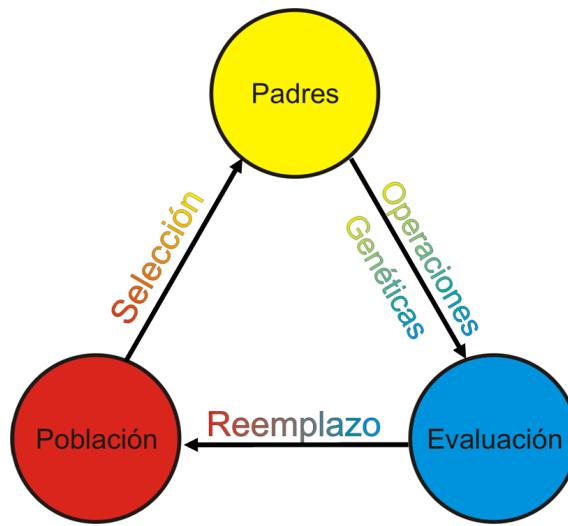


Figura 2.23: Ciclo evolutivo de los Algoritmo Genéticos(Modificado de[22])

2.5.3 Vocabulario Utilizado en los Algoritmos Genéticos

Debido a que este tipo de algoritmos mezcla conceptos de varias ramas, tanto en la genética como en la computación, se debe establecer el vocabulario a emplear. Este vocabulario no es más que una mezcla de los términos de ambas ciencias.

La unidad más pequeña existente que constituye los cromosomas se denominan Gen y ocupa una posición denominada locus. Estos constituyen la unidad del material hereditario responsable de la similitud entre los organismos descendientes y los progenitores^[33].

Los cromosoma contiene la información hereditaria requerida para la formación y funcionamiento de un individuo dentro de la población. Cuando se implementan los algoritmos genéticos en un lenguaje de computación, estos cromosomas son representado por cadenas de caracteres. Holland recomienda en sus trabajos^[18]utilizar la menor cantidad de alfabetos posible para cada problema a optimizar. Dentro de la literatura se pueden nombrar los siguientes sistemas para construir los cromosomas:^[26]

- **Cadenas Binarias:** Fueron sugeridas por Holland en su libro ya que son una representación universal para cualquier tipo de alfabeto. Esta representación

Tabla 2.1: Correspondencia entre el código binario y los códigos gray

Decimal	Binario	Código de Gray
0	0000	0000
1	0001	0001
2	0010	0011
3	0011	0010
4	0100	0110
5	0101	0111
6	0110	0101
7	0111	0100
8	1000	1100
9	1001	1101
10	1011	1111

favorece la diversidad y la formación de bloques constructores [32]

- **Códigos Gray:** Similar a las cadenas binarias, se basa que dos números distan un solo bit, a diferencia del alfabeto binario. La tabla 2.1 muestra la diferencia entre ambos alfabetos, con su correspondencia con la numeración decimal.
- **Representación Real:** Se puede utilizar los números reales directamente en cada uno de los genes.
- **Representación Entera:** Se puede utilizar los números enteros en cada gen para representar un individuo de la población.

Una vez determinado las variables a optimizar y el tipo de alfabeto a utilizar, se codifican las distintas configuraciones que pueden tomar las variables. Si se trabaja con modelos en el cual se necesita optimizar varias variables combinadas, simplemente se puede concatenar las cadenas que representan cada una de las variables. Esto se observa en la figura 2.24 donde las variables han sido expresadas en alfabeto binario.



Figura 2.24: Representación binaria de múltiples variables(Modificado de [32])

Por otra parte, en los sistemas naturales, uno o más cromosomas combinados se le conoce como genotipo. En los sistemas artificiales, un conjunto de cadenas forman una estructura que contiene una respuesta codificada de una solución dada. Por lo tanto, en los algoritmos genéticos al hablar de genotipo, se está hablando de una estructura codificada, lo cual es un número de cadenas de caracteres, que pueden constituir una solución.

En los sistemas naturales, el organismo final formado con todas sus características externas en manifiesto, se le denomina fenotipo. En los sistemas artificiales, la estructura decodificada forma un conjunto particular de parámetros o variables con significado real final, o individuo.

Esto se encuentra relacionado de la siguiente manera: un gen es asociado a un bit y su posición en la cromosoma o cadena, al decodificar el contenido del cromosoma o cadena, se determina el valor del fenotipo final o individuo. La correspondencia existente entre los términos utilizados se observa en la tabla 2.2^[33].

Tabla 2.2: Terminología Utilizada en los Algoritmos Genéticos

Sistemas naturales	Sistemas artificiales	Ejemplo
Genes	Bit	1 ó 0
Cromosomas	Cadenas	1101
Genotipos	Estructura en código	(01101 , 11000)
Fenotipo o Individuo	Estructura decodificada	(169 , 576)

2.5.4 Evaluación de la Función Objetivo

El criterio de transformación de cada población a una nueva se encuentra directamente relacionada con el mérito que obtiene cada uno de los individuos perteneciente a la población. Una vez definido y codificado los parámetros a optimizar, tales como la ubicación superficial de un pozo, azimut, número de brazos y la inclinación de cada uno de los brazos, y definida la función objetivo, en este caso la simulación numérica de yacimiento para determinar el recobro al final un período de estudio, es evaluada la función para diferentes configuraciones de las variables de diseño.

Para que los algoritmos genéticos determinen el máximo global de una población en estudio es necesario que los individuos de la población actual sean seleccionados como padres de la siguiente población. Para que esto sea posible es necesario establecer un criterio único de selección en donde los individuos son ordenados en función del mérito obtenido. Este procedimiento es reconocido como escalamiento de la función objetivo, para que posteriormente sea utilizada otra función para seleccionar a los individuos que tiene mejor valor escalado. Existen varios tipo de escalamiento y se describen a continuación:^[31, 22, 26]

- **Proporcional:** Los valores escalados son proporcionales a los valores obtenido por la función objetivo.
- **Escalamiento por Jerarquías:** Este tipo de escalamiento ordena los valores de los individuos de la población al ser evaluada en función objetivo de mayor a menor, asignándole valores desde uno al individuo mejor adaptado hasta el numero total de la población. Esto disminuye el efecto que puede tener la diferencia en el orden de magnitud de los valores obtenidos.
- **Tope:** Este tipo de escalamiento utiliza los mejores individuos de la población y le asigna el mismo valor escalado, mientras que los individuos restantes se le asigna un valor escalado de 0. Para este tipo de escalamiento es necesario conocer el número de individuos que se le va a asignar el valor escalado positivo. Este número puede ser representado por un entero positivo, desde 1 hasta la longitud total de la población, o como la fracción de la población, por ejemplo

0.4. La figura 2.25 muestra la comparación entre este tipo de escalamiento y el tipo jerárquico.

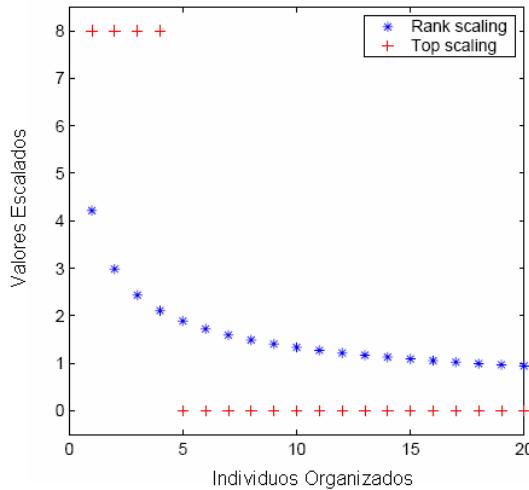


Figura 2.25: Comparación entre el escalamiento tipo jerárquico y tipo tope^[31]

El rango de los valores escalados afectan directamente el desenvolvimiento de los algoritmos genéticos. Si estos valores varían ampliamente dentro de su rango, los individuos con los valores más alto se reproducirían más rápido sin evaluar correctamente la población, por el contrario si estos valores varían poco todos los individuos de la población tienen la misma probabilidad de reproducirse y la búsqueda en el espacio de posibilidades se realizará más lento.

2.5.5 Selección

Para determinar los padres de la siguiente generación, se realiza el proceso de selección en función de los valores obtenido en el proceso de escalamiento. Un individuo puede ser seleccionado más de una vez para ser padre, para contribuir con su carga genética a la formación de más de un hijo. El proceso de selección puede realizarse de manera aleatoria, o siguiendo un proceso determinístico y se explican a continuación^[31, 26]:

- **La Ruleta:** Este método de selección trabaja simulando una ruleta rusa, en la cual el área correspondiente a cada sección de la ruleta es proporcional al valor

escalado de cada individuo. Se genera un número aleatorio para seleccionar una de las áreas disponibles cuya probabilidad de selección es igual a la fracción del área total de la ruleta ocupada por cada individuo. Esta técnica de selección fué propuesta por DeLong (1975) y fue el método de selección más usado en los orígenes de los algoritmos genéticos. El algoritmo es simple, pero resulta ineficiente ya que el individuo menos apto puede ser seleccionado más de una vez.

- **Selección estocástica Uniforme:** Este método de selección traza una línea en donde cada parente le corresponde una sección de dicha linea, la cual es proporcional a su valor escalado. El algoritmo se mueve a lo largo de esta linea en intervalos de igual tamaño donde el primer paso es realizado de manera aleatoria uniforme.
- **Selección del Resto:** Este tipo de selección asigna los padres de manera determinística partiendo de la parte entera del valor escalado de cada individuo y selecciona la parte fraccional de dicho valor utilizando algún método estocástico. Por ejemplo, si el valor escalado de un individuo es 2.3, este es seleccionado dos veces como parente ya que su parte entera es 2. Una vez seleccionado todos los padres utilizando solamente la parte entera, los padres restantes se seleccionan de manera estocástica. La probabilidad de que un parente sea seleccionado en este paso es proporcional a la parte fraccional de su valor escalado.
- **Torneo:** Se simula una competencia entre los individuos con su valor escalado. Aleatoriamente son seleccionados un número definido de concursantes, los cuales obtienen mérito aquellos que tienen los mejores valores escalados. La figura 2.26 muestra como es este proceso. Si se seleccionan dos individuos, este proceso es conocido como Torneo Binario.

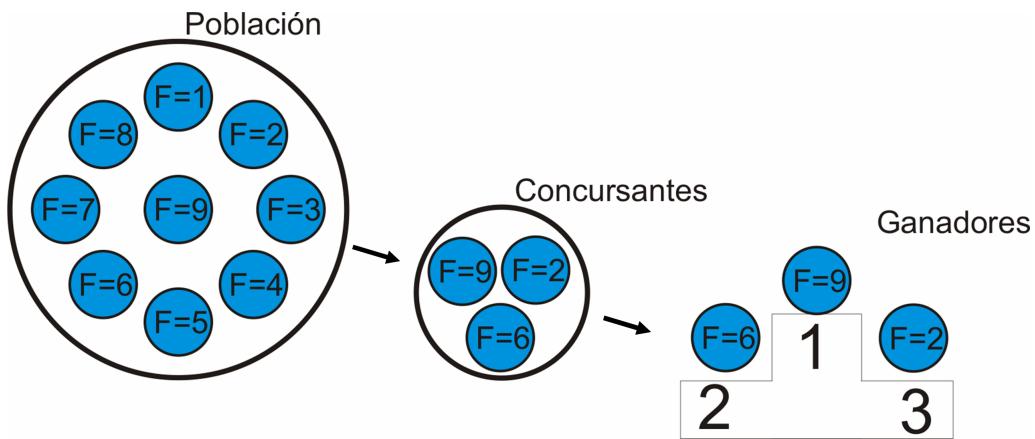


Figura 2.26: Esquema de la selección por torneo (Modificado de [22])

2.5.6 Operaciones Genéticas

Se han realizado diferentes estudios^[18] sobre distintos operadores que generan cada una de las generaciones en estudio, modificando la generación actual para generar los distintos individuos que conforman la siguiente generación. Entre los operadores genéticos reconocidos en la literatura, se puede nombrar los siguientes^[18, 26, 22]

- **Reproducción o Cruce:** Selección de dos padres para formar a los hijos de la siguiente generación. Después de seleccionado los padres, parte de la información genética contenida en los padres pasan a los hijos mediante el cruce de su contenido genético.
- **Mutación:** El nuevo individuo tiene la misma información genética de sus padres, en excepción de alguno de sus genes, el cual ha cambiando de manera aleatoria.
- **Dominancia:** Predominio de la acción en un gen sobre la de su alternativo (llamado recesivo), esto tiene como efecto el enmascaramiento de los efectos dominante sobre el recesivos. El carácter hereditario dominante es el que se manifiesta en el fenotipo.
- **Translocación:** Es una anomalía cromosómica ocasionada por el cambio de posición de un segmento cromosómico. El segmento translocado puede situarse en el mismo cromosoma (translocación intracromosómica) o en otro cromosoma (translocación intercromosómica).

- **Inversión:** Es una translocación de un fragmento de ADN que se inserta en posición invertida.
- **Hijos Élites:** Son aquellos individuos que sobreviven sin modificación genética a través de las generaciones. Son padres de varias generaciones y gracias a ellos es posible la sustitución parcial de la población.
- **Otros.**

Durante el desarrollo de este trabajo, se utilizaron los siguientes operadores genéticos:

Reproducción o Cruce

Una vez seleccionado dos padres en función de las posibilidades de cruce, formaran los individuos que constituyen la nueva población a través del cruce. La información genética perteneciente a los hijos estará constituida por la combinación de la información de los padres. Existen varios tipos de cruce documentado en la literatura^[31]:

- **Simple:** Si se tiene dos cadenas de “n” bits cada una, se selecciona aleatoriamente un número k en el intervalo (1,n-1) y se crean dos hijos intercambiando las cadenas comprendida desde 1 hasta k, inclusive.

Esto se puede ilustrar utilizando el siguiente ejemplo; se tiene dos cadena codificada en el alfabeto binario como se muestra en la figura 2.27, se selecciona un número aleatorio entre uno y la longitud total de la cadena menos uno y se procede al intercambio. En este ejemplo el número aleatorio generado es el cinco y el resultado del cruce se observa en la figura 2.28

1	1	1	0	1	1	1	1	1	P ₁
1	0	1	0	1	0	0	0	1	P ₂

Figura 2.27: Individuos Codificados Utilizando Alfabeto Binario

1	1	1	0	1	0	0	0	1
1	0	1	0	1	1	1	1	1

Figura 2.28: Operación de Cruce Genético Simple

- **Doble:** Es similar al cruce simple, en este caso se generan dos puntos de corte en lugar de uno y de igual manera se intercambia la información contenida en los padres. Esto se ilustra de la siguiente manera; ultilizando las cadenas codificadas de la figura 2.27, se selecciona dos números aleatorios sin repetición entre uno y la longitud total de la cadena menos uno y se procede al intercambio. En este ejemplo los número aleatorios generados fueron el dos y el cinco. El resultado del cruce se observa en la figura 2.29

1	0	1	0	1	0	0	0	1
1	1	1	0	1	1	1	1	1

Figura 2.29: Operación de Cruce Genético Doble

- **Disperso:** Se crea un vector binario aleatorio de longitud igual a los padres y se va formando los hijos utilizando el vector binario como patrón. Se colocara la información del padre “a” en los genes donde el vector binario sea uno y del padre “b” en los genes donde el vector binario es cero. Como se observó en la figura 2.27 se tienen dos padres los cuales van a ser cruzados. La figura 2.30 muestra el vector binario generado de forma aleatoria, en él se observa que el nuevo individuo debe tener la siguiente información genética: los genes 1,2 y 5 corresponden al padre “P1”, mientras que los restantes corresponden al padre “P2”. La figura 2.31 muestra el resultado del cruce.

1 1 0 0 1 0 0 0 0

Figura 2.30: Vector Binario Aleatorio

1 1 1 0 1 0 0 0 1

Figura 2.31: Operación de Cruce Genético Disperso

- **Intermedio** Obtiene un hijo tomando un promedio por peso de los valores de los padres. Ese peso puede ser definido utilizando un parámetro el cual debe ser un vector de longitud igual al numero de variables existentes. Esta función crea a los hijos utilizando la ecuación 2.74^[31]:

$$\text{Hijo} = \text{Padre1} + \text{Rand} * \text{Ratio} * (\text{Padre2} - \text{Padre1}) \quad (2.74)$$

donde *ratio* es el parámetro de peso y *rand* un numero aleatorio uniforme. Si todos los valores de *ratio* se encuentran entre cero y uno, los hijos que se generan se encuentran dentro del hipercubo generado al colocar a los padres en vértices opuestos.

- **Heurístico** Esta función crea un hijo que se encuentra entre la linea que une a los dos padres, en la cual este se encuentra una distancia pequeña con respecto al padre que tiene el mejor valor. Esta función crea a los hijos utilizando la ecuación 2.75^[31]:

$$\text{Hijo} = \text{Padre2} + R * (\text{Padre1} - \text{Padre2}) \quad (2.75)$$

donde *R* es una constante definida, en este caso el padre uno tiene mejor valor que el padre número dos.

- **Arismétrico** Los hijos son creados utilizando un promedio arismétrico entre los dos padres.

Mutación

La mutación consiste en propiciar pequeños cambios de manera aleatoria dentro de los individuos que constituyen la población. Esto permite al Algoritmo Genético realizar la búsqueda del óptimo en un espacio más amplio. Existen dos tipos de mutación referenciada en la literatura^{[31][18]}:

- **Mutación Gaussiana** Este tipo de mutación agrega un número aleatorio tomado de una distribución gaussiana con un promedio igual a 0 por cada parente que es seleccionado para ser mutado. La varianza de dicha distribución se encuentra definida por los parametros de **scale** (escalamiento) y **shrink** (encogimiento). El primero de estos parámetros, el escalamiento, determina la varianza de la primera generación. Al colocar este parámetro como un vector de dos filas y el numero de variables como columnas la varianza inicial se encuentra definida por **scale**^{*}(V(i,2)-V(i,1))

El encogimiento controla como la varianza se encoge a medida que las generaciones avanzan. La varianza en cada generación se encuentra definida por la fórmula recursiva observada en la ecuación 2.76

$$var_{i,k} = var_{i,k-1} \left(1 - \text{shrink} \cdot \frac{k}{\text{generation}} \right) \quad (2.76)$$

donde k es el número de la generación actual, “generation” el número de generaciones totales. Como se observa en la ecuación, si **shrink** se establece como 1, la varianza disminuye linealmente hasta que se alcanza el valor de cero en la última generación. Si **shrink** es un número negativo, la varianza aumenta a medida que la población aumenta en el número de generación.

- **Mutación Uniforme** Este operador consiste en seleccionar aleatoriamente un número k del intervalo (1,n-1), si en la posición k del cromosoma se encuentra un uno, este es sustituido por un cero y viceversa. Al igual que la operación de cruce, existe un parámetro que regula la probabilidad que tiene una cadena sea sometida a la mutación.

Esto se puede ilustrar utilizando el siguiente ejemplo; se toma una de las dos cadenas como las presentaron en la figura 2.27, se selecciona un número aleatorio entre uno y la longitud total de la cadena y se sustituye la información que se encuentra en dicha posición. En este ejemplo el número aleatorio generado es el cinco y el resultado de la mutación se observa en la figura 2.32

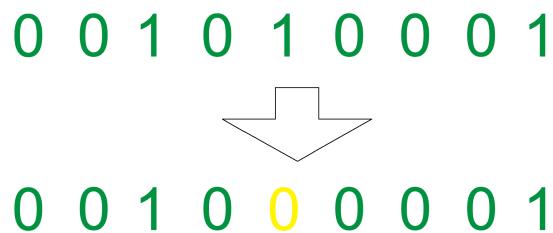


Figura 2.32: Operación de Mutación Genética

2.5.7 ¿Por qué funcionan los Algoritmos Genéticos?

Los algoritmos genéticos convergen rápidamente hacia la estructura óptima habiendo examinado sólo una pequeña fracción de individuos del espacio de búsqueda. Un buen ejemplo de esto es que estos algoritmos son utilizados para resolver el problema del vendedor viajante, en el cual un vendedor tiene que visitar “n” número de ciudades alrededor de un país en un solo viaje, partiendo de una de la ciudades y regresando a la misma. El problema se presenta al querer encontrar la ruta que el viajante utilice y minimice el costo total asociado durante viaje^[34]. Si se configura un problema con 25 ciudades, el número total de rutas existentes son 6.2×10^{23} , para una computadora PC con un procesador de 3.0 GHz, le tomaría 1600000 siglos comprobar todas las rutas disponibles. Debido a la complejidad del problema requiere que se utilicen funciones metaheurística, en lugar de deterministas o estocástica. Una vez implementado el Algoritmo Genético para resolver el problema, este converge a la solución óptima utilizando 50 generaciones^[35]

¿Por qué los algoritmos genéticos convergen a la estructura óptima utilizando reglas de la genética? La respuesta a esta pregunta se encuentra fundamentada en el Teorema Fundamentos de los algoritmos genéticos desarrollado por Holland^[18, 32]

en la cual se fundamenta la existencia de un proceso paralelo implícito que va seleccionando, de generación en generación, los mejores esquemas adaptados para determinar cual es el individuo óptimo. Dicho teorema es explicado a continuación:^[18, 32]

Para desarrollar dicho teorema es necesario definir los esquemas, los cuales son las cadenas de caracteres formadas por los símbolos 0,1,*; y estas se encuentran representadas de la siguiente manera:

$$H = < 1 \ * \ * \ 1 \ * \ 0 > \quad (2.77)$$

Como se observó en la ecuación 2.77 el símbolo * representa un comodín al tomar valores de cero y uno. H es un esquema que contiene todo los cromosomas que tienen un 1 en la primera posición, 1 en la cuarta posición y un 0 en la última. Es un esquema existen dos parámetros que lo definen: el orden del esquema, $O(H)$ que es el número de dígitos fijos que tiene, y la longitud del esquema $\delta(H)$ que no es más que la diferencia entre la posición del último dígito fijo y el primero. Como ejemplo, el esquema $H=0**11**1$ tiene un orden $O(H)=4$ y una longitud definida de $\delta(H)=8-1=7$. Si una población se encuentra definida por cadenas de longitud l , el número total existente en la población es de 2^l y el número de esquemas definido es de 3^l .

Si en una población $A(t)$, que contiene n individuos y una probabilidad de selección de p_s , existen $m(H,t)$ individuos que contienen el esquema H , en la siguiente generación habrá:

$$m(H, t + 1) = m(H, t)np_s \quad (2.78)$$

donde la probabilidad de selección es:

$$p_s = \frac{f(H)}{\sum f_j} \quad (2.79)$$

$f(H)$ es el valor numérico de la función objetivo del esquema H , donde este valor es el promedio de los valores de la función objetivo de cada uno de los individuos que lo contienen. Al sustituir esto en la ecuación 2.78 se obtiene la ecuación 2.80

$$m(H, t + 1) = m(H, t) \frac{f(H)}{f_m} \quad (2.80)$$

donde f_m es el promedio de la función objetivo, evaluado a toda la población. Si expresamos $f(H)$ en la ecuación 2.81

$$f(H) = f_m + c f_m \quad (2.81)$$

La ecuación 2.80 se puede reescribir en la ecuación 2.82

$$m(H, t + 1) = m(H, t) \frac{f_m + c f_m}{f_m} = m(H, t)(1 + c) \quad (2.82)$$

Si esta se evalua en la población inicial:

$$m(H, t) = m(H, 0)(1 + c)^t \quad (2.83)$$

Según lo expuesto en la ecuación 2.83 los individuos con esquemas que poseen un mérito superior al valor medio de la población crecen exponencialmente ($c > 0$) y los individuos con un mérito inferior ($c < 0$) decrecen exponencialmente.

En la operación de cruce de dos cromosomas, aleatoriamente se elige una posición de cruce y las subcadenas desde el origen a esta posición se intercambian entre ambos cromosomas. La posibilidad de que sea roto el esquema debido al cruce es:

$$\frac{\delta(H)}{l - 1} \quad (2.84)$$

Si la probabilidad de cruce es p_c , la probabilidad de que se rompa el esquema esta

expresada por la ecuación 2.85:

$$p_c \frac{\delta(H)}{l - 1} \quad (2.85)$$

y la probabilidad de supervivencia, ecuación 2.86

$$p_s \geq 1 - p_c \frac{\delta(H)}{l - 1} \quad (2.86)$$

Si la probabilidad de mutación de un bit es p_m , la probabilidad de que sobreviva es de $1 - p_m$. En un esquema el número de bits que hay es $o(H)$, así que la probabilidad de que sobrevivan todos se ve reflejada en la ecuación 2.87.

$$(1 - p_m)^{o(H)} = 1 - p_m o(H) \quad (2.87)$$

como $p_m \ll 1$, por lo general en orden de 0.001. Así que la probabilidad de supervivencia del esquema después del cruce y mutación está expresada en la ecuación 2.88:

$$p_s \geq 1 - p_c \frac{\delta(H)}{l - 1} p_m o(H) \quad (2.88)$$

Al paso de una generación, el número e individuos con el esquema H se observa en la ecuación 2.89:

$$m(H, t + 1) = m(H, t) (1 + c) p_s \quad (2.89)$$

si se sustituye la ecuación 2.88 en la ecuación 2.89 y se toma como origen de partida la generación inicial se obtiene la ecuación 2.90

$$m(H, t) \geq m(H, 0) [(1 + c)(1 - p_c \frac{\delta(H)}{l - 1} - p_m o(H))]^t \quad (2.90)$$

La expresión 2.90 es el Teorema General de los Algoritmos Genéticos que muestran que los esquemas de alto valor de mérito, corta longitud y bajo orden, llamados “bloques de construcción”^[32], crecen exponencialmente, mientras que los que no tienen estas características decrecen también exponencialmente. Así que independiente del carácter aleatorio condicionado o probabilísitico de los procesos naturales, se convergen exponencialmente hacia el óptimo que se va formando exclusivamente con los “bloques de construcción”. Como se vio anteriormente, un esquema está formado por la terna alfabética (0,1, *). Es decir tendremos 2^l cromosomas, pero 3^l esquemas para cromosomas de longitud l . Si se tiene una población de “n” cromosomas, el número de esquemas presentes está comprendido entre 2^l y $n2^l$. Sin embargo, no todos estos cromosomas son procesados con probabilidad alta. John Holland estima que en una población de n cromosomas, un Algoritmo Genético procesa $o(n^3)$ esquemas en cada generación. Esta propiedad de los algoritmos genéticos se conoce como “Proceso paralelo implícito” y se puede observar en la figura 2.33 y consta que en cada generación se está procesando computacionalmente “n” individuos, pero realmente se están siendo procesado n^3 esquemas.

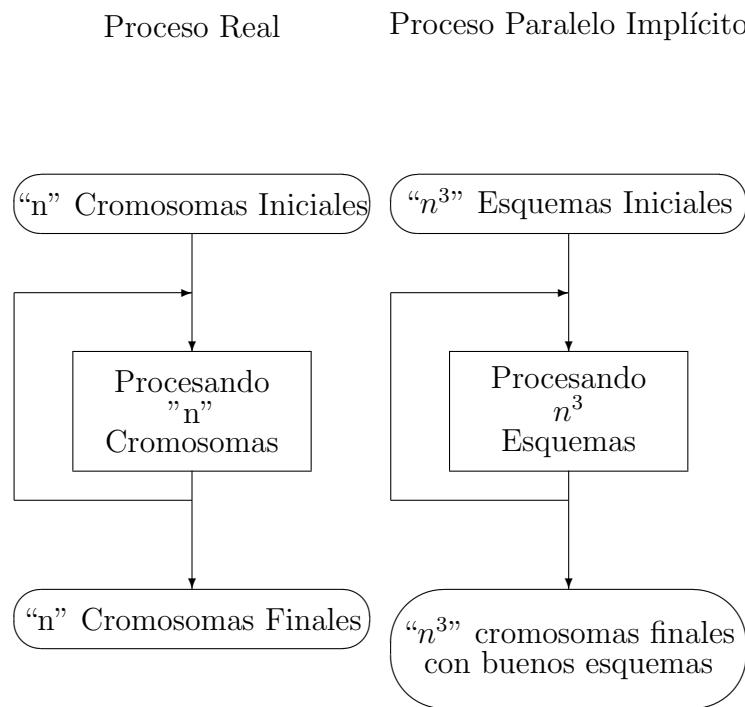


Figura 2.33: Proceso Paralelo Implícito^[18]

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se expone de forma detallada la metodología utilizada durante el desarrollo de este trabajo, la cual permite generar un flujo de trabajo para lograr la optimización de los esquemas de explotación de un yacimiento en estudio, utilizando los algoritmos genéticos. También se explica implementación de la herramienta computacional y los criterios utilizados para establecer los casos para evaluar la aplicabilidad de la misma. La metodología utilizada se expone esquemáticamente en la figura 3.1.

3.1 Revisión Bibliográfica

Durante esta etapa, se establecieron las bases teóricas que involucran este Trabajo Especial de Grado. Se revisaron fuentes impresas: libros, manuales, Tesis; y de fuentes electrónicas: artículos técnicos de diferentes asociaciones profesionales, artículos de revistas, enciclopedias en línea; que se encontraran asociadas con los diferentes procesos de optimización, los algoritmos genéticos, modelaje geoestadístico, arquitectura de pozos no convencionales y simulación numérica de yacimientos. El resultado de dicha investigación permitió elaborar los fundamentos expuestos en el capítulo anterior, así como establecer las bases teóricas necesarias para compresión del problema al momento de elaborar la herramienta computacional.

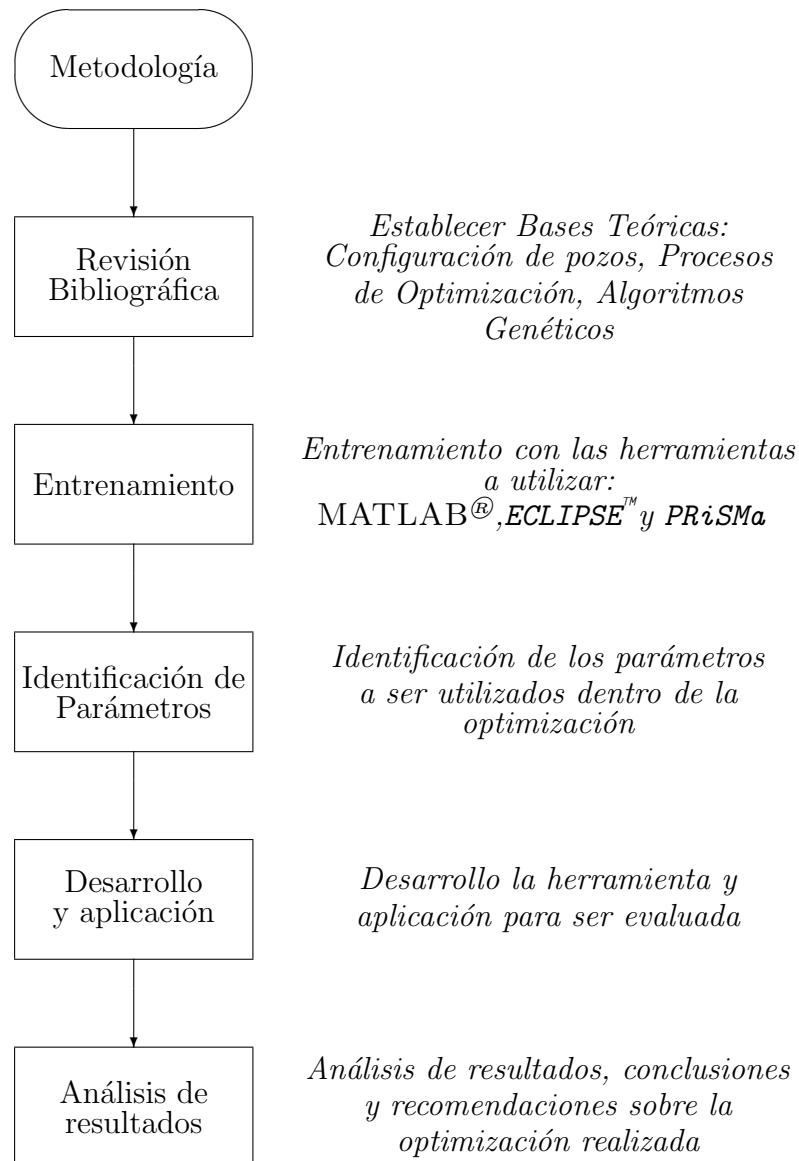


Figura 3.1: Metodología utilizada

3.2 Entrenamiento con las herramientas computacionales

En esta sección se expondrán las herramientas computacionales utilizadas durante el desarrollo de este trabajo.

3.2.1 ECLIPSE100™

ECLIPSE™ es un paquete de simuladores numéricos de yacimiento comercializado por la compañía Schlumberger. Este consiste en tres simuladores por separado; ECLIPSE100™, especializado en simulación de petróleo negro, ECLIPSE300™, utilizado para realizar simulaciones composicionales y FrontSim™ el cual realiza estudios sobre líneas de flujo. Durante este trabajo se realizaron simulaciones de petróleo negro, por lo tanto fue utilizado ECLIPSE100™.

ECLIPSE100™ se encuentra diseñado para leer archivos de texto en formato ASCII, normalmente con extensión .DATA, en el cual se encuentra toda la información referente al modelo a simular. Esta información es reconocida por simulador al ser introducida por una serie de palabras claves (conocidas como keywords) las cuales tienen un formato pre-establecido. El archivo de texto es comúnmente referido como archivo de datos. Este se encuentra explicado en el apéndice D, al igual que el funcionamiento del simulador.

3.2.2 MATLAB®

MATLAB® es un lenguaje de alto desempeño para computación técnica, el cual integra computación, visualización y programación en un ambiente fácil de usar, donde los problemas planteados y sus soluciones pueden ser expresadas en una notación matemática simple. Fue desarrollado por The MathWorks en el año 1984 y su nombre proviene de las palabras inglesas *Matrix Laboratory* (Laboratorio de Matrices)^[36]. Entre los usos más frecuentes de MATLAB® se encuentran:

- Matemáticas y computación.
- Desarrollo de algoritmos.

- Adquisición de datos.
- Modelaje y simulación.
- Gráficos científicos.
- Desarrollo de interfaces gráficas.

Las capacidades de MATLAB® han aumentado por la aplicación de programas de apoyo especializados, denominados *toolbox*, permitiendo la aplicación de tecnologías especializadas para un problema en específico. Entre los tipos de tecnologías disponibles se encuentran los controladores de sistemas, procesamiento de señales, desarrollo de redes neuronales, lógica difusa, algoritmos genéticos, entre otros^[6].

MATLAB® se encuentra orientado en variables matriciales, esto implica que contiene un gran número de funciones pre-cargadas en su sistema el cual facilita las operaciones con matrices. Adicionalmente, se puede instruir a MATLAB® que准备 los archivos que sean necesarios para que se ejecute diferentes programas, como simuladores, y posteriormente los resultados generados por estos programas pueden ser procesados dentro del flujo de trabajo de MATLAB®. Estas características permite que la programación dentro de la ingeniería sea más facil.

3.2.3 PRiSMa

Desarrollado por el Profesor José Reinaldo Villa de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela y la Ingeniero Any Ordoñez, PRiSMa^[37] ¹ es una herramienta computacional desarrollada utilizando MATLAB® el cual tiene como objetivo realizar el estudio de diferentes escenarios de explotación utilizando un modelo de yacimiento fluvial generado estocásticamente. Las simulaciones son realizadas utilizando el simulador ECLIPSE100™.

Actualmente, el proyecto PRiSMa se encuentra constituido por dos programas principalmente: SReM², el cual genera un modelo estocástico de yacimientos de

¹Modelaje y Simulación Estocástica de Yacimientos

²<http://villaj.googlepages.com/srem.htm>

alta resolución, utilizando técnicas geoestadísticas; y PRiSMa , el cual de manera automatizada realiza el modelaje de un pozo, simula y procesa los resultados del modelo generado utilizando SReM. El funcionamiento de este script de MATLAB®es explicado en el apéndice E

3.3 Identificación de los Parámetros de la Optimización

En esta sección se exponen los criterios utilizados para realizar la selección de los parámetros necesarios para realizar la optimización. Adicionalmente se presenta la manera como se seleccionaron las variables de diseño del problema y su respectiva codificación para su uso en el flujo de trabajo de los algoritmos genéticos.

3.3.1 Lenguaje de programación

Debido a la posibilidad que tiene MATLAB®para manejar los algoritmos genéticos y debido a que el flujo de trabajo de PRiSMa también se encuentra dentro de MATLAB®, la herramienta de computación se desarrolló dentro de este lenguaje de programación.

Para poder utilizar el programa auxiliar de los algoritmos genéticos, fue necesario el entendimiento total del flujo de trabajo de estos algoritmos dentro de MATLAB®. Estas características se presentan a continuación:

Algoritmos Genéticos dentro de MATLAB®

Desarrollado por *The Mathwork*, este *toolbox* amplía las capacidades que tiene MATLAB®para realizar optimizaciones utilizando los algoritmos genéticos. El nombre de la función principal es GA³, el cual calcula el mínimo de una función de múltiples variables. Escrito esto en notación matemática se observa en la siguiente expresión:

³de Genetic Algorithms, algoritmos genéticos en inglés

$$\text{Min} \quad F(x) \quad \text{subjeto a} \quad A * x \leq B, Aeq * x = Beq \quad (3.1)$$

$$C(x) \leq 0, Ceq(x) = 0 \quad (3.2)$$

$$LB \leq x \leq UB$$

La inecuaciones 3.1 y 3.2 representan las restricciones lineales y no lineales que poseen las variables de diseño. Adicionalmente, GA pueden calcular el mínimo de la función $f(x)$ sin imponerse restricción al valor que puede tomar las variables de diseño.

El apéndice F explica como se ejecutan los algoritmos genéticos en MATLAB®.

3.3.2 Función Objetivo

Como se estudio en los fundamentos teóricos, la función objetivo representa la unión entre el algoritmo genético y el problema a ser resuelto, y esta función debe tener la propiedad de alcanzar los mejores valores cuando mejor sea el diseño de las variables.

La simulación de yacimiento suministra la función objetivo a seleccionar para realizar la optimización del escenario de explotación, pero debido a la gran cantidad de información que dicha simulación genera, es necesario determinar cual de los parámetros de la historia de producción deben ser utilizados.

Debido a que el modelo de yacimiento se genera mediante reglas probabilísticas, la cantidad de petróleo en sitio (POES) en dos realizaciones diferentes pueden diferir, de la misma manera cuando se realiza el escalamiento de la malla de simulación. Si se desea maximizar la producción de petróleo de un yacimiento en estudio, el factor de recobro al finalizar un período de estudio debe ser el parámetro que represente mejor la adaptabilidad de un escenario propuesto. De igual manera se pueden seleccionar otros parámetros si se desea enfocar la optimización hacia otras metas, por ejemplo: si se desea minimizar la producción de gas de un campo, se debería seleccionar la relación Gas-Petróleo.

Otra manera de optimizar el escenario de explotación es maximizando el Valor Presente Neto (**VPN**). Este parámetro económico es una herramienta utilizada para la evaluación y gerencia de proyectos, incluyendo la administración financiera. El mismo consiste en trasladar todos los flujo de caja (ingreso y egreso) al momento que se comienza el proyecto. Utilizando la definición de la equivalencia del dinero en el tiempo, se obtiene que el **VPN** viene expresado por la ecuación 3.3^[38, 39].

$$\text{VPN} = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} - C_i \quad (3.3)$$

donde:

- t = Tiempo donde ocurre flujo de dinero dentro del proyecto
- n = El tiempo de evaluación del proyecto
- i = Tasa de descuento
- C_t = Flujo neto de dinero en el tiempo t
- C_i = Costo de la inversión inicial ($t = 0$)

Para el caso en estudio, la ecuación 3.3 se expresa en la ecuación 3.4 siguiente manera^[40]:

$$\text{VPN} = \sum_{t=1}^n \left(\frac{1}{(1+i)^t} \cdot \begin{bmatrix} N_p \\ G_p \\ W_p \end{bmatrix}_t^T \cdot \begin{bmatrix} (C_o - C_{pro} - R_e) \\ C_g \\ -C_w \end{bmatrix}_t \right) - C_{op} - C_p - C_i \quad (3.4)$$

donde:

N_p	=	Producción de petróleo acumulada durante el año t
G_p	=	Producción de gas acumulada durante el año t
W_p	=	Producción de agua acumulada durante el año t
C_o	=	Precio de venta del Barril de petróleo \$/bbl
C_g	=	Precio de venta del pié cúbico de gas \$/MPCN
C_w	=	Costo de procesamiento del agua producida \$/bbl
C_{pro}	=	Costo procesamiento por barril de petróleo \$/bbl
R_e	=	Regalía asociada \$/bbl
C_{op}	=	Costos operacionales
C_p	=	Costo de perforación del pozo
C_i	=	Inversión inicial

Para realizar dicho análisis se utilizaron los siguientes indicadores económicos:

Tabla 3.1: Indicadores económicos

Precio del Petróleo	40 \$/bbl
Precio del Gas	3 \$/MPCN
Costo de procesamiento del agua	1 \$/bbl
Costo de producción	2.4 \$/bbl
Regalía	2.3 \$/bbl
Tasa de descuento	12 %
Inversión inicial	20 MM \$
Costos operacionales	1000000 \$/Mes

Para calcular el costo de perforación de un pozo, se utilizó la expresión 3.5 para pozos verticales y la expresión 3.6 para pozos altamente desviados y multilaterales:^[41]

$$C_p = n * 1400000\$ \quad (3.5)$$

$$C_p = \sum_{i=1}^{npozos} (1500000\$ + 1500\$/pie * long * nbrazos) \quad (3.6)$$

El primer término dentro de la sumatoria en la ecuación 3.6 se encuentra referido al costo de la perforación de la sección vertical, la cual difiere en \$ 100000 con

respecto a la peroración de un pozo vertical debido al alquiler de herramientas especiales para construir la sección curva^[41]. Dentro del flujo de trabajo se asume que la longitud de los brazos es de 1000 pies, y esta es constante para todos los brazos de los pozos.

Para que PRiSMA funcionara como función objetivo dentro de la optimización, fue necesario realizar cambios dentro su flujo de trabajo, los cuales permitieron la exportación del factor de recobro, el tiempo de duración del *plateau* de producción y el Valor Presente Neto como una variable de MATLAB®. De la misma manera, se realizaron cambios en el flujo de trabajo para que funcione con una sola realización del modelo de yacimiento.

3.3.3 Variables de diseño

Las variables de diseño para realizar esta optimización se encuentra constituida por la combinación de los parámetros que definen los pozos dentro de un esquema de explotación. Estos parámetros fueron expuestos en la sección 2.3.1 de los fundamentos teóricos.

Variables Seleccionadas

Los parámetros de pozo seleccionados como variables de diseño se presentan a continuación:

- **Número de pozos en el escenario**(N_{pozo}): El número de pozos que se encuentran drenando el yacimiento debe ser una variable a optimizar, ya que no necesariamente a medida que aumenta el número de pozos, aumenta el factor de recobro del yacimiento. Dentro del esquema óptimo de explotación se deben incluir pozos que se encuentren separados una distancia prudencial para que no existan interferencia de los radios de drenaje.
- **Ubicación superficial del pozo**(X_{loc} y Y_{loc}): Esta ubicación se encuentra determinada por las coordenadas X y Y, las cuales se dependen de un marco de referencia fijo. Esta es la primera variable que utilizan los ingenieros para obtener el plan de explotación óptimo, buscando colocar los pozos en las mejores ubicaciones que se encuentren disponibles para su explotación. PRiSMA

puede utilizar estas coordenadas expresadas en el sistema métrico, así como la correspondiente utilizando el número de celda en cada dirección dentro del modelo numérico de yacimiento. Se seleccionó este último debido a la facilidad que tiene manipular números enteros y para minimizar el número de bits utilizados al momento de realizar la codificación.

- **Azimut inicial del pozo(α_p):** La orientación superficial del pozo determina si este es perforado en la dirección que ofrece las mejores propiedades de flujo considerando que las propiedades tienen una distribución espacial. Motivo por el cual esta variable debe ser incluida dentro de las variables de diseño. PRiSMA calcula el azimut de cada uno de los brazos que tiene el pozo utilizando solamente el azimut correspondiente al primer brazo. A partir de este se establece que el azimut del segundo brazo es igual a $360/n + \alpha$, donde n es el número de brazos que tiene el pozo. De esta manera, son separados los brazos en una distancia angular constante. La figura 3.2 muestra como quedan distribuidos los 4 brazos en un pozo, los cuales son perpendiculares entre si.

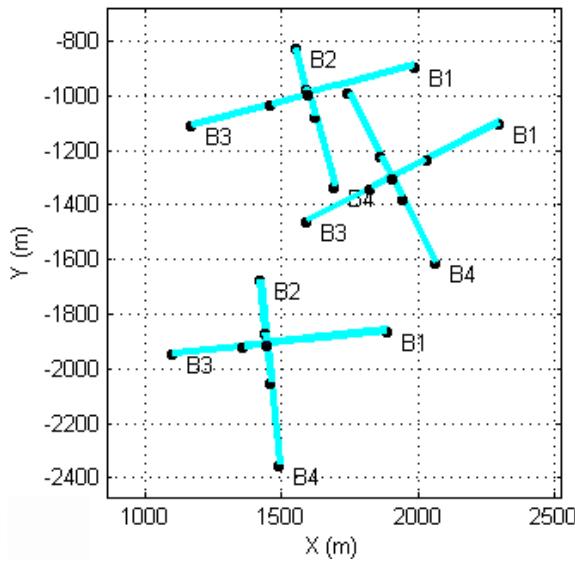


Figura 3.2: Distribución de los brazos de un pozo

- **Número de brazos (B):** El número de brazos por cada pozo debe ser también una variable a optimizar, ya que alguno de los pozos pueden extraer mejor las reservas, cuando estas se someten a producción con un número menor de

brazos.

- **Grado de inclinación de cada uno de los brazos**(θ_b^w): Ciertas zonas pueden ser conectadas entre si cuando se utiliza la correcta inclinación. Como no se conoce con anterioridad cual debe ser la inclinación, esta se incluye como variable de diseño.

Codificación y restricciones

Todas las variables presentadas en el apartado anterior fueron codificadas de manera que fueran compatibles con el flujo de trabajo de GA. Las cinco variables son variables enteras, por lo tanto el lenguaje a utilizar es la codificación real, escribiendo las funciones de inicialización, mutación y cruce de manera que sean compatibles con este tipo de números. Adicionalmente se definieron cinco (5) escenarios de optimización los cuales se presentan a continuación:

1. **Optimización de pozos verticales:** El primer término de la cadena real es el número de pozos dentro del escenario. Posteriormente son incluidas las localizaciones X y Y correspondientes a cada uno de los pozos dentro del escenario. La longitud máxima de la cadena viene determinada por la cantidad máxima de pozos permitida dentro de la optimización.

$$< N_{pozo} \ X_{loc}^1 \ Y_{loc}^1 \ X_{loc}^2 \ Y_{loc}^2 \dots X_{loc}^n \ Y_{loc}^n >$$

2. **Optimización de pozos con un solo brazo:** La representación es similar al caso anterior, pero son adicionados el valor del azimut y la inclinación del pozo dentro de la cadena.

$$< N_{pozo} \ X_{loc}^1 \ Y_{loc}^1 \ \alpha^1 \ \theta^1 \ X_{loc}^2 \ Y_{loc}^2 \ \alpha_{loc}^2 \ \theta^2 \dots X_{loc}^n \ Y_{loc}^n \ \alpha^n \ \theta^n >$$

Si se desea dejar constante el valor de la inclinación, esta variable se sale de la codificación.

$$< N_{pozo} \ X_{loc}^1 \ Y_{loc}^1 \ \alpha^1 \ X_{loc}^2 \ Y_{loc}^2 \ \alpha^2 \dots X_{loc}^n \ Y_{loc}^n \ \alpha^n >$$

3. **Optimización de pozos multilaterales:** Se realiza la optimización con los pozos sin permitir que el número de brazos sea menor a dos. Son seleccionadas

todas las variables de diseño dentro de la cadena: Número de pozos, localización X y Y, Azimut inicial, número de brazos y la inclinación de cada uno de los brazos, los cuales son repetidos por el número máximo de brazos permitidos.

$$< N_{pozo} \ X_{loc}^1 \ Y_{loc}^1 \ \alpha^1 \ B^1 \ \underbrace{\theta_1^1 \ \theta_2^1 \theta_3^1 \dots \theta_b^1}_{N.\max \text{ de brazos}} \dots X_{loc}^n \ Y_{loc}^n \ \alpha^n \ B^n \ \theta_1^n \ \theta_2^n \ \theta_3^n \dots \theta_b^n >$$

De igual manera si se desea dejar constante los valores de la inclinación en cada brazo, esta variable se excluye de la codificación.

$$< N_{pozo} \ X_{loc}^1 \ Y_{loc}^1 \ \alpha^1 \ B^1 \dots X_{loc}^n \ Y_{loc}^n \ \alpha^n \ B^n >$$

4. **Optimización arbitraria de pozos:** La codificación es igual al caso anterior, pero no se presenta la restricción referente al número de brazos.

$$< N_{pozo} \ X_{loc}^1 \ Y_{loc}^1 \ \alpha^1 \ B^1 \ \underbrace{\theta_1^1 \ \theta_2^1 \theta_3^1 \dots \theta_b^1}_{N.\max \text{ de brazos}} \dots X_{loc}^n \ Y_{loc}^n \ \alpha^n \ B^n \ \theta_1^n \ \theta_2^n \ \theta_3^n \dots \theta_b^n >$$

5. **Optimización del azimut y la inclinación cuando la localización es conocida:** En este caso, son excluidas las localizaciones X y Y de los pozos que se encuentran en el yacimiento. Se optimiza por pozo el número de brazos, el azimut y la inclinación de cada brazo.

$$< \alpha^1 \ B^1 \ \underbrace{\theta_1^1 \ \theta_2^1 \theta_3^1 \dots \theta_b^1}_{N.\max \text{ de brazos}} \dots \alpha^n \ B^n \ \theta_1^n \ \theta_2^n \ \theta_3^n \dots \theta_b^n >$$

Si se desea o se conoce el numero de brazo y su inclinación, estas variables deben ser excluidas de la cadena. De esta manera, solamente es optimizado el valor del azimut del pozo.

$$< \alpha^1 \ \alpha^2 \ \alpha^3 \dots \alpha^n >$$

Las restricciones impuestas a las variables de diseño se presentan a continuación:

- **Espacio de búsqueda de las localizaciones X y Y**

Para evitar que las secciones horizontales se salgan de la malla de simulación,

se reduce en un porcentaje dado el espacio de búsqueda de las localizaciones X y Y. Se observa en la figura 3.3 como la región oscura.

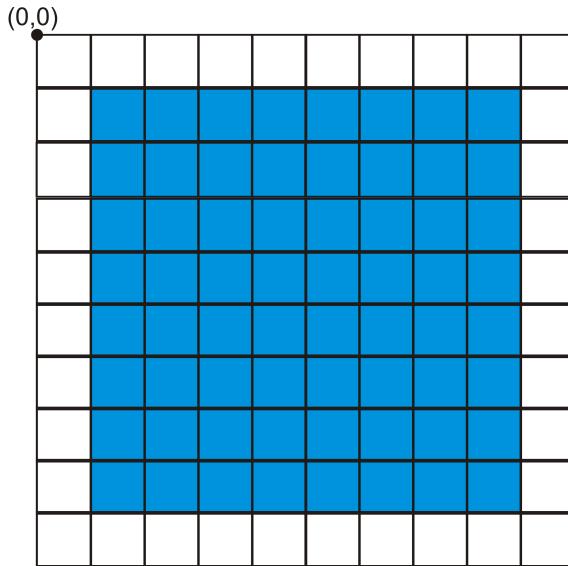


Figura 3.3: Restricción del espacio de búsqueda en una malla cartesiana

Para calcular los valores extremos se utiliza las ecuaciones 3.7 y 3.8

Mínimos:

$$X_{min} = \text{round}((1 - \%_b) * N_x) \quad Y_{min} = \text{round}((1 - \%_b) * N_y) \quad (3.7)$$

Máximos:

$$X_{max} = \text{round}((\%_b) * N_x) \quad Y_{max} = \text{round}((\%_b) * N_y) \quad (3.8)$$

donde:

X_{min}	=	Valor mínimo que puede tomar la variable Xloc
Y_{min}	=	Valor mínimo que puede tomar la variable Yloc
X_{max}	=	Valor máximo que puede tomar la variable Xloc
Y_{max}	=	Valor máximo que puede tomar la variable Yloc
$\%_b$	=	Porcentaje de búsqueda
N_x	=	Número de celdas en la dirección X
N_y	=	Número de celdas en la dirección Y
$round$	=	Es la función que redondea el número resultante

Por lo tanto, al expresar la inecuación que describe la restricción se obtiene las expresiones 3.9 y 3.10

$$X_{min} \leq X_{loc} \leq X_{max} \quad (3.9)$$

$$Y_{min} \leq Y_{loc} \leq Y_{max} \quad (3.10)$$

De la misma manera, fue definida una subregión de once (11) celdas en cada dirección, cuyo centro corresponde el centro del pozo, en la cual se prohíbe la existencia otro pozo. De esta manera, se evita la simulación de pozos cercanos entre si al calificar como inválido los escenarios de producción que contiene por lo menos un par de pozos que cumplen con esta condición. Esto busca eliminar los problemas relacionados a la intersección de trayectorias entre los pozos.

- **Restricción del valor de α**

Como se observó en la figura 3.2 todos los brazos se encuentran separados a una distancia angular constante. Cuando se tiene un escenario con un pozo de dos brazos, simular el caso cuando el azimut es igual a cero es exactamente el mismo que el caso con azimut de 180° . Es decir, los brazos tienen las mismas características (diámetro interno, longitud). Esto se puede observar las figuras 3.4-a y 3.4-b. En donde el pozo en la figura a) se ha construido utilizando un azimut de 0° , el brazo 1 (B1) se encuentra en dirección X positiva. Por otro lado el pozo en la figura b) fue construido con un valor de 180° , se puede

observar que el brazo identificado como B1 ahora se encuentra en dirección X negativa.

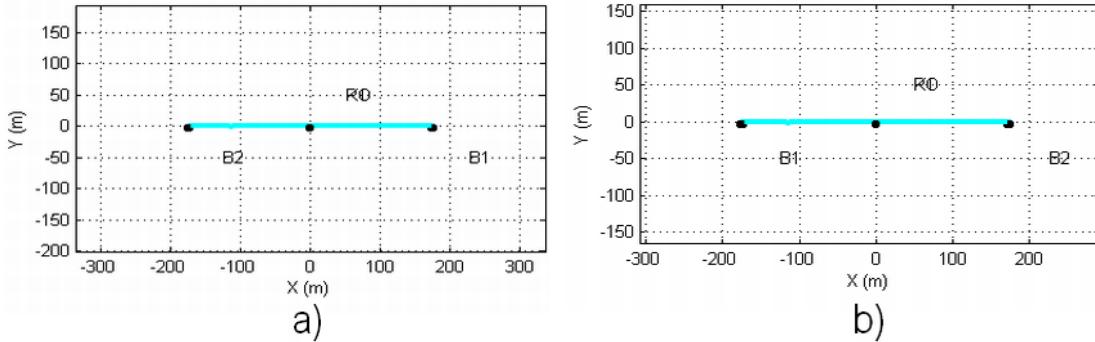


Figura 3.4: Pozos generados con un azimut de 0° y 180° respectivamente

Esta situación se extiende a medida que aumentan el número de brazos, por lo tanto para evitar este problema, se debe restringir el rango de valores que debe tomar el azimut, y este debe estar condicionado al número de brazos que tiene el pozo. La inecuación 3.11 impone dicha restricción:

$$0 \leq \alpha < \frac{360}{\text{Nbrazos}} \quad (3.11)$$

Para disminuir la cantidad de azimut disponibles para la optimización, se establece un incremento de tres grados sobre este valor, en lugar de uno. Esto reduce el número de posibilidades a $\frac{120}{\text{Nbrazos}}$.

- **Restricción del valor de θ**

Debido a que PRiSMa tiene implementado que la inclinación del pozo se mantiene constante durante toda la sección inclinada, la restricción que se le debe imponer a esta variable es que la misma sea menor a 90 grados. Escrito en forma de inecuación se obtiene:

$$0 \leq \theta < 90 \quad (3.12)$$

De igual manera, para disminuir la cantidad de θ disponibles dentro de la optimización, se establece un incremento de diez grados, en lugar de uno. Esto reduce el número de posibilidades a nueve inclinaciones, en lugar de noventa.

No existe alguna restricción con respecto al valor que número de brazos que pueden tener los pozos. Sin embargo, estos se encuentran limitados por el número máximo de brazos que se desea tener en un determinado estudio.

$$0 \leq B \leq \text{Número Máximos de Brazos} \quad (3.13)$$

3.4 Desarrollo de la herramienta computacional

Después de realizar la revisión de cada uno de los puntos expuestos en las secciones anteriores, se desarrolló la herramienta computacional. La metodología implementada debía ser compatible con el flujo de trabajo que tiene PRiSMa⁴, de manera que pueda ser incorporada una vez desarrollada.

PRiSMa-0⁴ es el nombre de la herramienta desarrollada en este estudio, sus algoritmos se presentan en el apéndice H. El flujo de trabajo se observa en la figura 3.5 y es explicado a continuación.

⁴Optimización del Modelaje y la Simulación Estocástica de Yacimientos

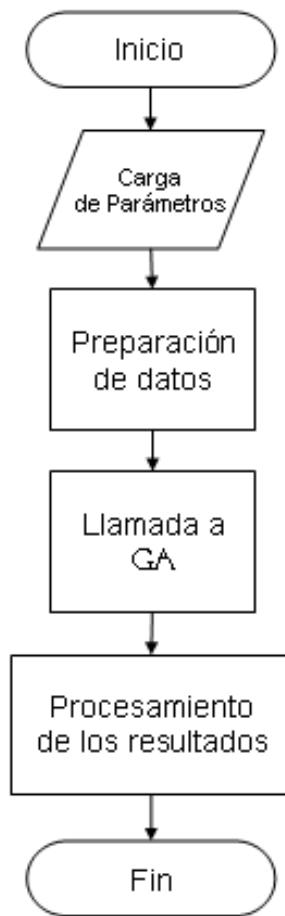


Figura 3.5: Diagrama de flujo de la metodología desarrollada

- **Carga de Parámetros:** En esta sección se cargan los parámetros para la ejecución de la optimización. Esto se realiza mediante la lectura del archivo de parámetros el cual consta de tres partes principalmente:
 1. *Population Parameters* o parámetros de la población, en el cual es especificada toda la información referente al tipo de escenarios que se van a generar: Espacio de búsqueda de las localizaciones X y Y, el tipo de optimización que se va a realizar, el número de escenarios por generación, el número máximo de pozos por escenario, identificadores para indicar si la inclinación del pozo es constante así como el número de pozos y de brazos que se desean optimizar cuando las localidades X y Y son conocidas (caso de optimización N°5).

2. *Well Specifications* o las especificaciones de pozo. En esta parte del archivo de parámetro es introducida la información necesaria para realizar el modelo de pozo y las simulaciones por cada escenario propuesto utilizando el flujo de trabajo. Se especifica el modelo de pozo a utilizar, las especificaciones para el modelaje del flujo, los parámetros de pozo, tales como: diámetro interno de la sección vertical, tope del yacimiento en el pozo, longitud de los brazos, diámetro interno de los brazos y el efecto *skin*. Los parámetros que definen la simulación: Tasa máxima de producción, por pozo y campo, un identificador si se realiza la simulación subsuelo-superficie, el tiempo de la simulación y la presión de entrega.
3. *Genetic Algorithm Parameters* o los parámetros que configuran los algoritmos genéticos. Se debe especificar: El número máximo de iteraciones genéticas permitidas, la proporción de individuos que van a permanecer sin modificarse entre cada generación, la fracción de los individuos que la población que se van a cruzar, la función de escalamiento a utilizar: **PP** Proporcional, **RK** por Jerarquías o **TP** Tope; la función de selección: **RW** La Ruleta, **ST** Selección Estócastica Uniforme, **RR** Selección del Resto, o **TT** tipo Torneo; la función de cruce: **HC** Heuristica, **IE** intermedia, **SP** un punto, **TP** dos puntos, **SD** disperso; los parámetros utilizados en la mutación Gaussiana y criterios para detener el algoritmos, máximo número de generaciones sin que se realice cambios y la tolerancia en el cambio de la función objetivo.

El archivo de parámetro utilizado para la versión del programa a la fecha de escribir este trabajo se presenta en el apéndice G.

- **Preparación de los datos:** En esta parte de la herramienta, son preparados los archivos para la ejecución de los algoritmos genéticos. Una vez seleccionado el tipo de optimización, se crean las variables que identifican las restricciones numérica de cada una de las variables de diseño. Adicionalmente, es creada la estructura **options**, que configura la ejecución de los algoritmos genéticos dentro de MATLAB®, mediante la subfunción **GAOPTIMSET**. La figura 3.6 muestra el diagrama de flujo utilizado por esta parte del programa.



Figura 3.6: Diagrama de flujo utilizado para preparar los datos

- **Llamada a la ejecución de GA:** Una vez preparado los datos, se realiza la ejecución de GA. Como se expuso anteriormente, la codificación utilizada para este problema fue la de cadenas reales con números enteros, por lo cual, fue necesario determinar las funciones que crearan la población inicial y la función que realizara la mutación con números enteros. Las cuales se presentan a continuación^[42]:
 - **Función para la creación de la población inicial:** Utilizando el rango de valores que puede tomar cada una de las variables, es generado n individuos de manera aleatoria utilizando una distribución uniforme. Esto se observa en el siguiente ejemplo: Si se desea optimizar la localización X y Y de un pozo vertical, los números que pueden tener estas variables se encuentran restringidos por las inecuaciones 3.9 y 3.10. Si $X_{min} = Y_{min} = 1$, $X_{max} = Y_{max} = 10$, y los números aleatorios generados son $[0.30.6]$ el nuevo individuo sera:

$$pop = \binom{1}{1} + round \left(\binom{10 - 1}{10 - 1} \cdot \binom{0.3}{0.9} \right) = \binom{4}{6} \quad (3.14)$$

donde *round* es la función que redondea el número resultante.

- **Función de Mutación:** La función de mutación utilizada es la misma mutación Gaussiana, solo que agrega la función *round* para asegurar que las variables mutadas sean enteras y no reales.

Para integrar los algoritmos genéticos con las simulación, fue necesario escribir una función que preparara los archivos de parámetros que utiliza PRiSMA para su ejecución. La metodología utilizada para realizar dicha función (llamada GA2PRiSMA⁵) se observa en el siguiente diagrama de flujo:

⁵Genetic Algorithms to PRiSMA

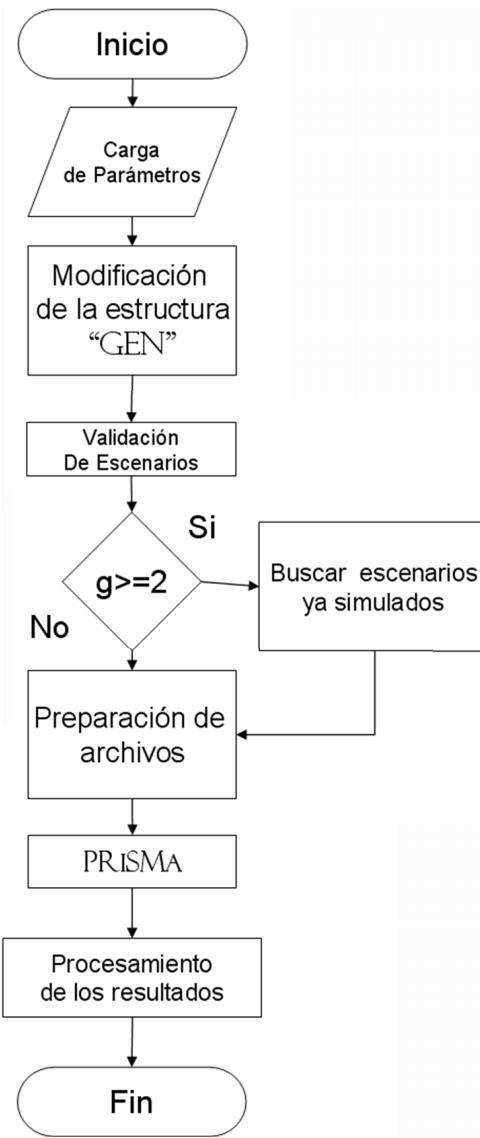


Figura 3.7: Diagrama de flujo utilizado por GA2PRiSMA

Una vez que se realiza la carga de los parámetros necesarios para esta función, se crea, o se modifica, la variable tipo estructura denominada **GEN**, la cual contiene la información de cada uno de los escenarios generados por cada generación. Cada campo de dicha variable se nombran a continuación y se muestran en la figura 3.8:

- **Xloc**: Almacena la información de las localizaciones X de cada pozo dentro del escenario.

- ***Yloc***: Almacena la información de las localizaciones Y de cada pozo dentro del escenario.
- ***B***: Almacena la información del número de brazos de cada pozo dentro del escenario.
- ***Azim***: Almacena la información del azimut de cada pozo dentro del escenario.
- ***NAME***: Almacena la información del nombre de cada pozo dentro del escenario.
- ***Well-theta***: Almacena la información de la inclinación por cada brazo de cada pozo dentro del escenario.
- ***SCORE***: Almacena la información del valor obtenido al realizarse la simulación del escenario.
- ***CODE***: Almacena, en una codificación especial, la información referente al escenario. Este campo es utilizado en la búsqueda de escenarios ya simulados.

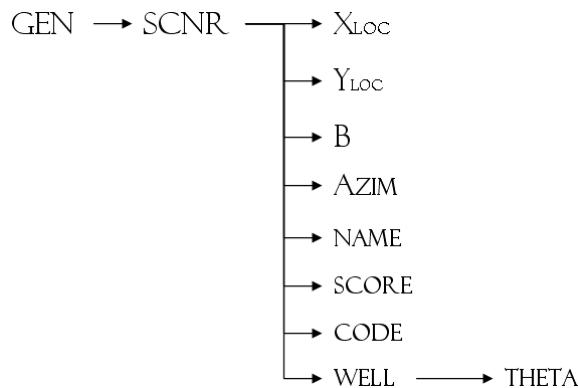


Figura 3.8: Campos de la variable tipo estructura **GEN**

Una vez seleccionado los escenarios a simular, se preparan el archivo de parámetro que utiliza PRiSMa con las especificaciones del pozo (ver apéndice I), se realizan las simulaciones, y se procesan los resultados de manera que estos sean compatibles con el flujo de trabajo de GA.

- **Procesamiento de los resultados de GA:** Una vez concluido el flujo de trabajo de GA, son procesados los resultados. Son creadas las gráficas que

muestran la evolución del mejor valor de la función objetivo, la variación del número de pozos y la variación del tipo de pozo a medida que aumentan las generaciones. Adicionalmente es ejecutado PRiSMa de manera de obtener las gráficas de la distribución espacial de los pozo, así como las gráficas de producción por pozo.

3.4.1 Configuración de los casos de estudio

Para analizar la eficiencia de la herramienta computacional desarrollada, fueron configurados cuatro casos de estudios en los cuales se utiliza la simulación numérica de yacimiento para calcular las variables de salida de la función objetivo. Los casos se presentan a continuación y se clasifican en función a la variable a optimizar:

- **Factor de Recobro al finalizar el período de estudio** Optimización del escenario de explotación utilizando:
 1. **Pozos verticales**: Variación del número de pozos y la localización X y Y en un escenario de explotación
 2. **Pozos verticales, altamente desviados y pozos multilaterales**: Optimización de los número de pozos, localidades X y Y, Azimut y el Número de brazos. La inclinación de los brazos se mantiene constante.
 3. **Perforación de uno o dos brazos en una localización conocida**: Dados un número de pozos dentro del escenario, realizar la optimización del número de brazos y el azimut de dicho pozos.
- **Valor Presente Neto de un escenario de explotación** Optimización del escenario de explotación utilizando pozos multilaterales. Aquí se realiza la optimización de las mismas variables de utilizadas para pozos multilaterales, pero estableciendo que la función objetivo es el Valor Presente Neto

A continuación se presenta la configuración de los parámetros utilizados para generar el modelo de yacimiento, los parámetros de pozo y los parámetros utilizados para la configuración de los algoritmos genéticos utilizados dentro de la herramienta computacional.

3.4.2 Generación del modelo de yacimiento

Propiedades de roca

Para realizar la evaluación de la herramienta creada, fueron generados dos modelos de yacimientos utilizando **SReM**. El primero de estos es un modelo que contiene un número máximo de 30 canales, identificado con el nombre **Final**, y el segundo contiene un número máximo de 8 canales, denominado **Final-2**. Este último fue configurado para realizar un estudio que permita observar la relación existente entre la dirección de los pozos y la dirección de los canales.

Los parámetros utilizados se presentan en la tabla 3.2

Tabla 3.2: Parámetros para la generación de los modelos de yacimientos

Nombre del Proyecto	FINAL	FINAL-2
Número de celdas en el modelo fino	[100x100x10]	
Tamaño de celda en el modelo fino	[100'x100'x10']	
Topes	10000'	
Condicionamiento de las propiedades a las facies	Sí	
Número de realizaciones fluviales	1	
Número de realizaciones SGS	1	
Facie simuladas	Solo Canal	
Proporción global de la facie Canal	60 %	20 %
Número máximo de canales permitidos	30	8
Orientación de los canales (min, med , max)	[50° 60° 70°]	
Sinuosidad del canal: media amplitud	1000'	
Sinuosidad del canal: media longitud de onda	6000'	
Espesor del canal: relativo al tamaño de la celda en z	20'	
Relación entre el espesor y el grosor (min, med , max)	[64 74 76]	
Parámetros de Arena		
Porosidad (min, max y varianza)	[0.10 0.30 0.05]	
Variograma experimental	Esférico	
Rango del variograma horizontal	30	
Rango del variograma vertical	3	
Relación empírica $k-\phi$	$perm = 1.000000 * exp(23.02585 * poro)$	
Parámetros de Lutita		
Porosidad (min, max y varianza)	[0.02 0.06 0.02]	
Sigue ...		

Tabla 3.2: Parámetros para la generación de los modelos de yacimientos(cont)

Variograma experimental	Esférico
Rango del variograma horizontal	30
Rango del variograma horizontal	3
Relación empírica $k-\phi$	$perm = 0.630957 * exp(23.025851 * poro)$
Relación entre K_v/K_h	0.1
Número de modelos escalados	3
Número de celdas del modelo escalado 01	[50 50 10]
Número de celdas del modelo escalado 02	[50 50 5]
Número de celdas del modelo escalado 03	[50 50 2]

Para determinar las relaciones empíricas entre la permeabilidad y la porosidad, es planteada una relación logarítmica entre ambas variables, como se observa en la tabla 3.2 y se observa en la figura 3.9.

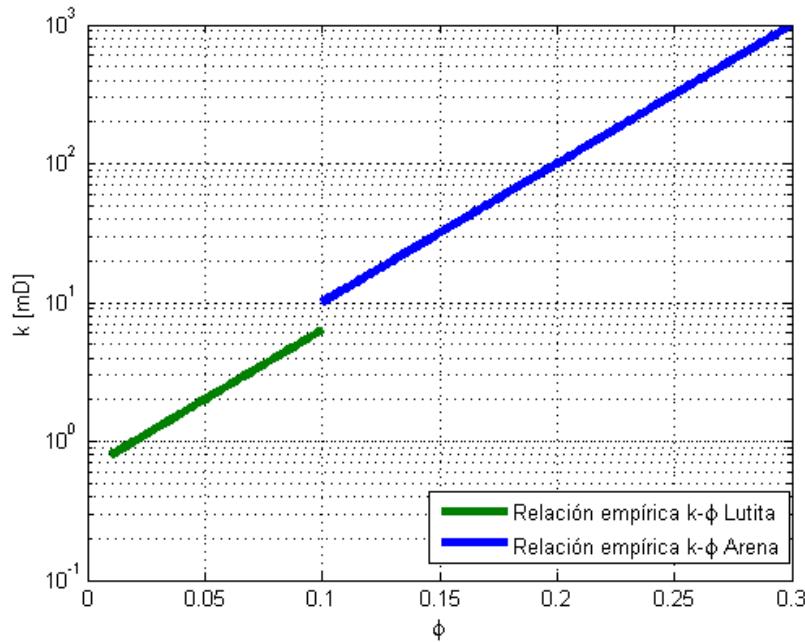


Figura 3.9: Relación empírica entre la porosidad y la permeabilidad

La misma se obtienen estableciendo un rango de permeabilidad en función de la porosidad de cada facie. Esto se observa en la tabla 3.3

Tabla 3.3: Rango de permeabilidad en función de la porosidad de la roca

Arena		Lutita	
Poro	Perm	Poro	Perm
0,1	10	0,01	1
0,3	1000	0,1	10

Las simulaciones fueron realizadas en la malla de [50 50 2] del modelo de 30 canales para la optimización del factor de recobro (pozos verticales, inclinados, Multi-laterales) y para la optimización del VPN. Para la optimización de la perforación de uno o dos brazos en una localización conocida se utilizó la malla [50 50 5] del modelo de 8 canales. Los tamaño de las celdas fueron seleccionados en función de las capacidades de computo de las máquinas disponibles.

Acuífero Se configuró un acuífero analítico utilizando la información de la tabla 3.4

Tabla 3.4: Parámetros de configuración del acuífero

Profundidad de referencia	10050'
Presión inicial	calculada por el simulador
Volumen inicial	1.4 MMBN
Compresibilidad total (roca + agua)	$1 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$
Índice de productividad	100 BN/dia/psi
Celdas conectadas	Xdir= 50 $1 < Ydir < 50$ $1 < Zdir < Zmax$

Presión inicial de yacimiento Se estableció la presión inicial del yacimiento en 6000 lpc, a una profundidad de referencia de 10050 pies.

Compresibilidad de la Roca Se utilizó la correlación de Li, Chen and Du^[43] para generar el valor de la compresibilidad de la roca, la cual se encuentra definida

por la expresión 3.15:

$$c_p = \frac{2.587 \times 10^{-4}}{\phi^{0.4358}} \quad (3.15)$$

Utilizando el valor de la porosidad promedio ($\phi = 0.2$), fue sustituido en la ecuación 3.15 y se obtuvo un valor de $c_p = 3.58 \times 10^{-5} \text{ lpc}^{-1}$. Esta valor fue asignado a una presión de referencia de 6000 lpc.

Propiedades de los fluidos

Las propiedades PVT de los fluidos presentes en el yacimiento fueron calculadas utilizando las correlaciones empíricas. Las cuales se presentan a continuación:

Presión en el Punto de Burbujeo(P_b) Se utiliza la correlación de Standing^[44]:

$$p_b = a_1 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{a_2} * 10^{(a_3*T - a_4*\gamma_{API})} - a_5 \right] \quad (3.16)$$

Donde:

- T = Temperatura del Yacimiento
- γ_{API} = Gravedad API en el tanque
- p_b = Presión de burbuja
- a_1 = 18.2
- a_2 = 0.83
- a_3 = 0.00091
- a_4 = 0.0125
- a_5 = 1.4

Factor de Compresibilidad del Gas (Z) Correlación de Hall-Yarborough^[45]:

$$Z = \left[\frac{0.06125}{Y} p_{pr} t \right] \exp -1.2(1-t)^2 \quad (3.17)$$

Donde:

p_{pr} = Presión pseudo-reducida

t = Inverso de la temperatura reducida

Y = Densidad Reducida, la cual se obtiene a partir de las expresiones 3.18, 3.19, 3.20, 3.21 y 3.22:

$$F(Y) = X_1 + \frac{Y + Y^2 + Y^3 + Y^4}{(1-Y)^3} - X_2 Y^2 + X_3 Y^{X_4} = 0 \quad (3.18)$$

Donde:

$$X_1 = -0.06125 p_{pr} t \exp [-1.2(1-t)^2] \quad (3.19)$$

$$X_2 = (14.76t - 9.76t^2 + 4.58t^3) \quad (3.20)$$

$$X_3 = (90.7t - 242.2t^2 + 42.4t^3) \quad (3.21)$$

$$X_4 = 2.18 + 2.82t \quad (3.22)$$

Relación Gas-Petróleo (R_s) Partiendo de la correlación de Standing para el cálculo de la presión de burbuja, ecuación 3.16. Al despejar R_s , se obtiene la expresión 3.23:

$$R_s = \left[\frac{p + a_1 a_5}{10^{a_3 T - a_1 \gamma_{API}^{a_4}}} \right]^{1/a_2} \gamma_g \quad (3.23)$$

Factor Volúmetrico de Formación del Petróleo (B_o) Utilizando la correlación de Standing (ecuación 3.24) se obtiene el valor del factor volumétrico del petróleo.

$$\beta_o = a_1 + a_2 [R_s(\gamma_g/\gamma_{API})^{a_3} + a_6 T^{a_4}]^{a_5} \quad (3.24)$$

Donde:

$$\begin{aligned} a_1 &= 0.972 \\ a_2 &= 1.472E^{-4} \\ a_3 &= 0.5 \\ a_4 &= 1.25 \\ a_5 &= 1.175 \end{aligned}$$

Factor Volumétrico de Formación del Gas En unidades de campo se puede expresar como[45]:

$$\beta_g = 0.0050352 Z \frac{T}{p} \quad (3.25)$$

Donde:

$$\begin{aligned} Z &= \text{Factor de Compresibilidad del Gas} \\ T &= \text{Temperatura, [°R]} \\ p &= \text{Presión, [psia]} \\ \beta_g &= \text{Factor Volumétrico de Formación de Gas en [bbl/SCF]} \end{aligned}$$

Viscosidad del petróleo Para calcular la viscosidad en el punto de burbuja se utiliza la correlación de Beggs–Robinson.^[46]

$$\mu_{OD} = 10^X - 1 \quad (3.26)$$

Donde:

$$X = y * T^{-1.163} \quad (3.27)$$

$$y = 10^Z \quad (3.28)$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 * {}^\circ\text{API} \quad (3.29)$$

Es necesario realizar una corrección de la viscosidad al considerar el gas disuelto dentro del petróleo, para esto se utiliza la ecuación 3.30:

$$\mu = A * \mu_{OD}^B \quad (3.30)$$

Donde:

$$A = 10.715 * (R_s + 100)^{-0.515} \quad (3.31)$$

$$B = 5.44 * (R_s + 150)^{-0.338} \quad (3.32)$$

- R_s = Relación Gas Petróleo [SCF/STB]
 T = Temperatura [$^{\circ}F$]
 μ_{OD} = Viscosidad del petróleo libre de gas a T, [cP]
 μ = Viscosidad del petróleo saturado a T, [cP]

Viscosidad del Gas Esta propiedad se determina a través de la Correlación de Thodos^[47]:

$$[(\mu_g - \mu')\xi + 10^{-4}]^{1/4} = f(\rho_{r,JTS}) \quad (3.33)$$

donde, $f(\rho_{r,JTS})$ viene dada por la expresión 3.34:

$$f(\rho_{r,JTS}) = a_1 + a_2\rho_{r,JTS} + a_3\rho_{r,JTS}^2 + a_4\rho_{r,JTS}^3 + a_5\rho_{r,JTS}^4 \quad (3.34)$$

$$\xi = \frac{T_c(1/6)}{M_w(1/2p_c(2/3))} \quad (3.35)$$

Donde:

- a_1 = 0.1023
 a_2 = 0.023364
 a_3 = 0.05833
 a_4 = -0.040758
 a_5 = 0.0093324
 $\rho_{r,JTS}$ = ρ/ρ_c Densidad Reducida, Adimensional
 ρ = Densidad a p y T, [gr/cc]
 ρ_c = Densidad en el punto crítico,[gr/cc]
 T_c = Temperatura Crítica ,[K]
 M_w = Peso Molecular, [lb/lb_{mol}]
 μ_g = Viscosidad del gas, [cP]
 μ = Viscosidad del gas a baja presión, [cP]

Los parámetros utilizados para generar las variables anteriormente nombradas se presentan en la tabla 3.5. Estos deben ser sustentados por un estudio previo, de manera que representen un yacimiento en estudio. De poseer la información se deben utilizar la información generada en los estudios realizados en el laboratorio, cotejo históricos, entre otras pruebas.

Tabla 3.5: Parámetros PVT

Relación Gas-Petróleo en solución [PCN/BN]	1000
Gravedad API	22
Gravedad específica del gas	0.7
Temperatura del Yacimiento [°F]	180
Presión Inicial del yacimiento [lpc]	6000
Número de pasos de presión del PVT	30

Los valores generados con las correlaciones PVT son reescritos al formato de ECLIPSE™ mediante una función implementada en MATLAB® denominada **bopvt2ecl**. Adicionalmente, esta función verifica si los parámetros introducidos para generar los valores PVT se encuentran dentro del rango de validez de las correlaciones suministradas y verifica si estos valores son válidos, al no generar compresibilidades negativas. Mayor información sobre esta función se presenta en el apéndice J.

Curvas de Permeabilidad Relativa Para generar las curvas de permeabilidad relativa del sistema petróleo-agua se utilizaron las expresiones 3.36 y 3.37; y las expresiones 3.38, 3.39 para el desplazamiento gas-petroleo^[48, 49]:

$$k_{ro} = (k_{ro})_{S_{wc}} \left(\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right)^{n_o} \quad (3.36)$$

$$k_{rw} = (k_{rw})_{S_{or}} \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right)^{n_w} \quad (3.37)$$

$$k_{ro} = (k_{ro})_{S_{gc}} \left(\frac{1 - S_w - S_{wc} + S_{org}}{1 - S_{wc} - S_{org}} \right)^{n_{go}} \quad (3.38)$$

$$k_{rg} = (k_{rg})_{S_{lc}} \left(\frac{S_g - S_{gcrit}}{1 - S_{gcrit} - S_{wc}} \right)^{n_g} \quad (3.39)$$

Donde:

$(k_{ro})_{S_{wc}}$ Permeabilidad relativa para el petróleo, cuando la saturación de agua es la connata

$(k_{rw})_{S_{or}}$ Permeabilidad relativa para el agua, cuando la saturación de petróleo es la residual

$(k_{ro})_{S_{gc}}$ Permeabilidad relativa para el petróleo, cuando la saturación de gas es la crítica

$(k_{rg})_{S_{lc}}$ Permeabilidad relativa para el gas, cuando la saturación del líquido es critica

S_{wc} Saturación de Agua Irreducible

S_{orw} Saturación de Petróleo Residual en un sistema petróleo-agua

S_{org} Saturación de Petróleo Residual en un sistema petróleo-gas

S_{or} Saturación de Petróleo Residual

S_{gcrit} Saturación de gas crítica

S_{lc} Saturación de líquido crítica

Los coeficientes n_o , n_w , n_g , n_{go} corresponden a Los Coeficientes de Corey para el petróleo y agua, para un sistema petróleo-agua; para el gas y el petróleo, para un sistema petróleo-gas respectivamente. Los valores utilizados para generar las curvas de permeabilidades relativas se presentan en la tabla 3.6

Tabla 3.6: Valores utilizados para generar las curvas de permeabilidades relativas

Propiedad	Magnitud
S_{wc}	0.150
S_{orw}	0.200
S_{gcr}	0.050
S_{org}	0.150
Kr_{ocw}	1.000
Kr_{wro}	0.300
Kr_{gcw}	1.000
Kr_{ogro}	1.000
n_w	4.000
n_o	3.000
n_g	3.000
n_{og}	4.000

Presión Capilar El comportamiento de la Presión Capilar será modelado utilizando la siguiente expresión^[50]:

$$P_c = -P'_c \ln(S_w) \quad (3.40)$$

Donde P'_c es la constante de la Presión Capilar, la cual se determina a través de pruebas de laboratorio.

Las tablas generadas y sus respectivas gráficas se encuentran en el apéndice K.

3.4.3 Parámetros de pozo

Para evaluar la herramienta computacional, se establecieron los siguientes parámetros de pozos:

- **Número de pozos:** Se estableció que el número máximo de pozos que puede existir en cada escenario es 4. Esto permite que se evalúen escenarios con uno, dos, tres y hasta cuatro pozos; ya que existe la posibilidad de que el óptimo no necesariamente se encuentre utilizando el número máximo de pozos.
- **Modelo de Pozo:** Se seleccionó el modelo de Holmes, debido a que modela

mejor los pozos desviados que el modelo de Peaceman.

- **Opción Pozos Multi-segmentados:** Se desactivó esta opción ya que su aplicación hace que el tiempo de la simulación sea mayor.
- **Plateau de Producción:** Se estableció que el plateau de producción del campo tiene un valor de 30000 BN/día y el de pozo 10000 BN/día. De la misma manera, se estableció una presión de fondo fluyente de 500 lpc. Estos valores deben ser seleccionado después de realizar un estudio previo para determinar cuales son las capacidades de producción existentes en superficie.
- **Simulación subsuelo-superficie:** Se utilizaron curvas VFP para representar las tuberías que componen el sistema de producción y se estableció una presión de entrega de 150 lpc.
- **Inclinación de los brazos del pozo:** Debido a la baja resolución de las mallas de simulación, se retiró la inclinación de los pozos de las variables a optimizar. Esto es motivado a que el número de celdas conectadas al pozo no son las suficientes para representar la inclinación real del mismo.
- **Otros:** se muestran seguidamente en la tabla 3.7, parámetros adicionales a optimizar:

Tabla 3.7: Parámetros de pozo utilizados en la optimización

Propiedad	Magnitud
Diámetro interno del pozo	0.375'
Severidad del pozo	10°/100'
Longitud de la sección inclinada	1000'
Efecto Skin	0
Estado de los pozos	Abiertos a producción
Controles de los pozos	Tasa de petróleo Presión de Fondo fluyente
Corte máximo de agua (%)	90

Si se alcanza el valor establecido de corte de agua dentro del pozo, se cierran las conexiones que se encuentran aportando una mayor cantidad de agua, y todas las que se encuentran debajo de estas.

3.4.4 Parámetros de los algoritmos genéticos

Para configurar los algoritmos genéticos, se utilizaron los siguientes parámetros:

- *Número máximo de escenarios por generación:* Se seleccionó un número de cien (100) escenarios por generación ya que esta cantidad permite tener una mejor información del espacio de búsqueda.
- *Generaciones máxima permitida:* Se seleccionó un número máximo de cincuenta (50) generaciones buscando un equilibrio entre el valor obtenido y el tiempo de computo. Este parámetro incide directamente en la duración de la corrida.
- *Número máximo de iteraciones sin cambios:* Se permite que no existan cambios en veinticinco (25) generaciones. Debido a que el número máximo de iteraciones genéticas es cincuenta(50), colocar la mitad del número máximo de generaciones permite la no terminación prematura de la corrida.
- *Tolerancia:* Se seleccionó un valor muy bajo ($1e^{-9}$) para que el algoritmo detenga su búsqueda utilizando este criterio solo si la variación en el mejor valor obtenido es casi nula.
- *Sustitución Parcial:* Se seleccionó un valor de 20% para evitar que exista convergencia sobre un máximo local. Esto no garantiza que al utilizar este valor, el algoritmo vaya a conseguir el máximo global durante la corrida.
- *Probabilidad de Cruce:* Se seleccionó 0.9 como fracción de cruce ya que este es el valor más utilizado en la literatura.
- *Función de escalamiento:* Fue seleccionado el escalamiento tipo tope. Esto busca descartar aquellos individuos que no sean lo suficientemente bueno al momento de realizar las operaciones genéticas. Este tipo de escalamiento no asegura que el mejor individuo sea seleccionado una mayor cantidad de veces, ya que se toma una fracción total de la población (40 %) y se le asigna el mismo valor escalado.
- *Función de selección:* Fue seleccionado la selección estocástica uniforme. En combinación con el escalamiento tope, todos los individuos tienen la misma

probabilidad de ser seleccionado. Esto permite que la selección de los individuos este regido directamente por la aleatoriedad de la selección y no por la preferencia a los mejores individuos de la generación actual. Se busca que el algoritmo no converja en mínimos locales al seleccionar siempre, los mismos individuos como padres.

- *Función de cruce:* Se utilizó la función de cruce dispersa, la cual permite combinar la información genética de los padres en función de un vector aleatorio binario. Este es el tipo de cruce que tiene MATLAB® por defecto.

En su libro “*An Introduction to Genetic Algorithms*”, Mitchel comenta que para cada problema en estudio se observa una reacción diferente al utilizar los mismos parámetros en los algoritmos genéticos. En otras palabras, cada problema en estudio tiene sus propios parámetros óptimos . Es por esto que dichos parámetros deben ser seleccionados realizando un estudio previo donde se observe el comportamiento de la población en función de la generaciones^[51]. Se presenta en la tabla 3.8 la información referente a los parámetros seleccionados.

Tabla 3.8: Parámetros de los algoritmos genéticos utilizados en la optimización

Número de escenarios por generación	100
Generaciones máxima permitida	50
Número máximo de iteraciones sin cambios en la función objetivo	25
Tolerancia	$1e^{-9}$
Sustitución parcial	20 %
Probabilidad de cruce	0.9
Función de Escalamiento	Tope
Función de Selección	Selección Uniforme
Función de Cruce	Disperso

Capítulo 4

Resultados

En este capítulo se presentan y se analizan los resultados obtenidos al utilizar la herramienta computacional generada en los casos de estudio expuestos en la metodología.

La optimización de la configuración y el número de pozos que extrae las reservas del yacimiento no solo incluye la ubicación de los pozos en las mejores zonas. La respuesta del yacimiento cuando se somete a diferentes regímenes de explotación y la interacción de cada uno de los pozos sobre los otros pozos presentes en el yacimiento deben ser considerados en este tipo de estudio.

Durante todo el estudio de optimización no fue considerada la incertidumbre asociada a la distribución de propiedades dentro del modelo de yacimiento. Como se expuso en los fundamentos teóricos, la geoestadística permite generar modelos anisotrópicos y heterogéneos que respetan los valores que se tienen como datos (promedio, valores de núcleo entre otros). Esto permite tener varias realizaciones del yacimiento que tienen diferentes respuestas de flujo de fluido dentro del yacimiento, pero tienen la misma probabilidad de ocurrencia. Es por esto, que al reportar un escenario de explotación se debe realizar un análisis de incertidumbre a las variables que componen el modelo de simulación.

4.1 Optimización del modelo de 30 canales

La distribución espacial de la porosidad y su respectivo histograma de frecuencia para cada escalamiento dentro de este modelo es presentado en el apéndice L.1. El valor numérico de la cantidad de petróleo original en sitio (POES) es de 130.78 MMBN. Utilizando los parámetros expuestos en la metodología, es presentado a continuación los valores obtenidos por la herramienta computacional generada.

4.1.1 Factor de Recobro Utilizando Pozos Verticales

Se configuró este ejemplo para observar la aplicabilidad de la herramienta en la optimización de la ubicación espacial de pozos verticales que conforman el escenario de explotación del yacimiento. Los pozos verticales se caracterizan en tener bajas tasas de producción en comparación a los pozos con inclinación y los pozos multilaterales. Esto es debido a que el área de contacto entre el yacimiento y el pozo es menor en este tipo de pozos.

Utilizando los parámetros expuestos en la metodología, se observa en la figura 4.1 la variación del mejor factor de recobro en función de cada iteración genética de la optimización.

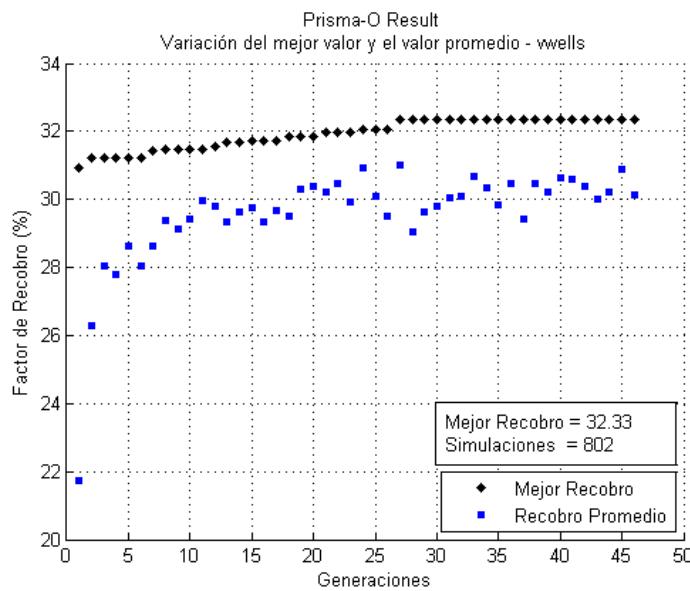


Figura 4.1: Variación de la función Objetivo por generación para pozos verticales

El comportamiento observado en la figura 4.1 es el esperado para este tipo de proceso. El recobro promedio debe adquirir un comportamiento asintótico con respecto al escenario de mejor recobro para asegurar la convergencia del proceso de optimización. Sin embargo, esto no asegura que la convergencia sea al óptimo del problema en estudio. De la misma manera, se observa en la tabla 4.1 la variación de los mejores escenarios explotación en función de las iteraciones genéticas.

Tabla 4.1: Variación del mejor factor de recobro por generación para pozos verticales

Generación	Factor de Recobro(%)
1	30.93
6	31.20
11	31.44
12	31.48
14	31.54
17	31.70
23	31.84
26	31.97
46	32.33

Se observa un incremento en el factor de recobro de 1.20% entre el registrado en la primera y la última generación. Utilizando la información del peor escenario propuesto durante la primera generación, se observa un incremento de 26.30 % ya que este tenía un factor de recobro asociado de 6.03%. De igual manera se observa que el criterio de parada del algoritmo fue que el mismo alcanzó el número máximo de generaciones sin presentar cambio en el mejor factor de recobro.

La figura 4.2 muestra la variación del número de pozo por generación, en la cual se puede observar que los escenarios de explotación con cuatro (4) pozos son los que más se utilizan a medida que aumentan las generaciones.

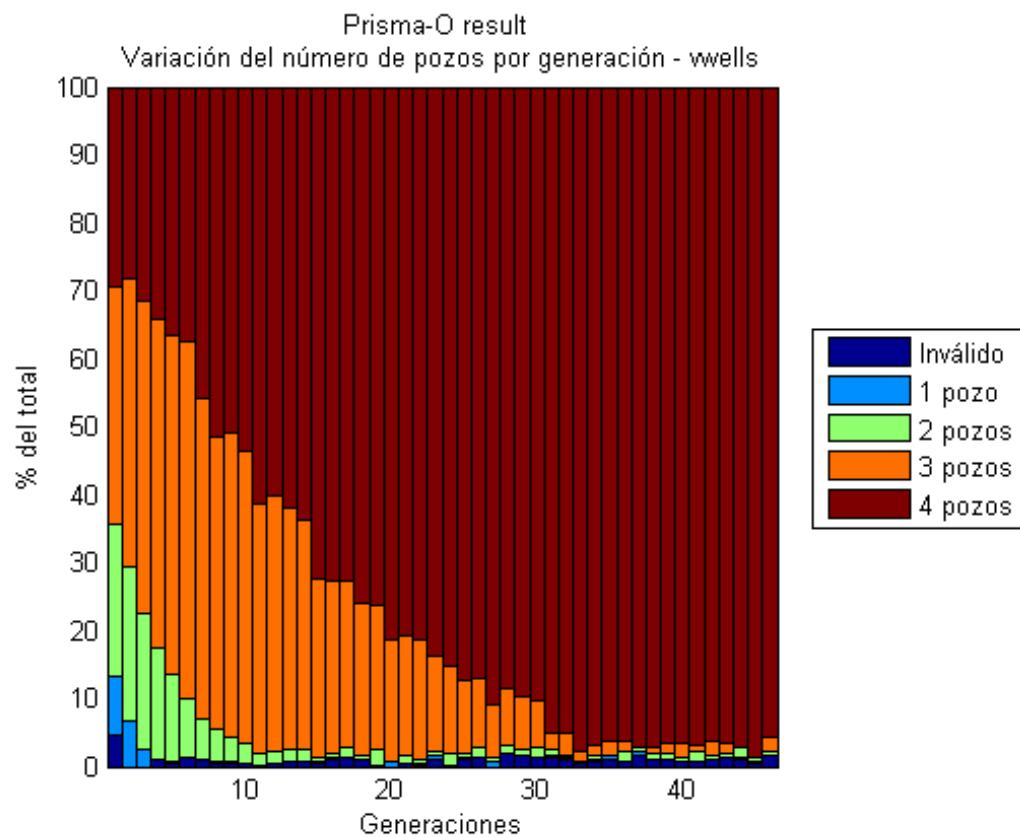


Figura 4.2: Variación del número de pozos por generación para pozos verticales

De igual manera, en las figuras 4.3, 4.4, 4.5 y 4.6 se muestra la variación espacial de los pozos a medida que aumenta las generaciones. Se observa preferencia a ubicar uno de los pozos en la zona sur de la malla y mantener una distancia entre ellos.

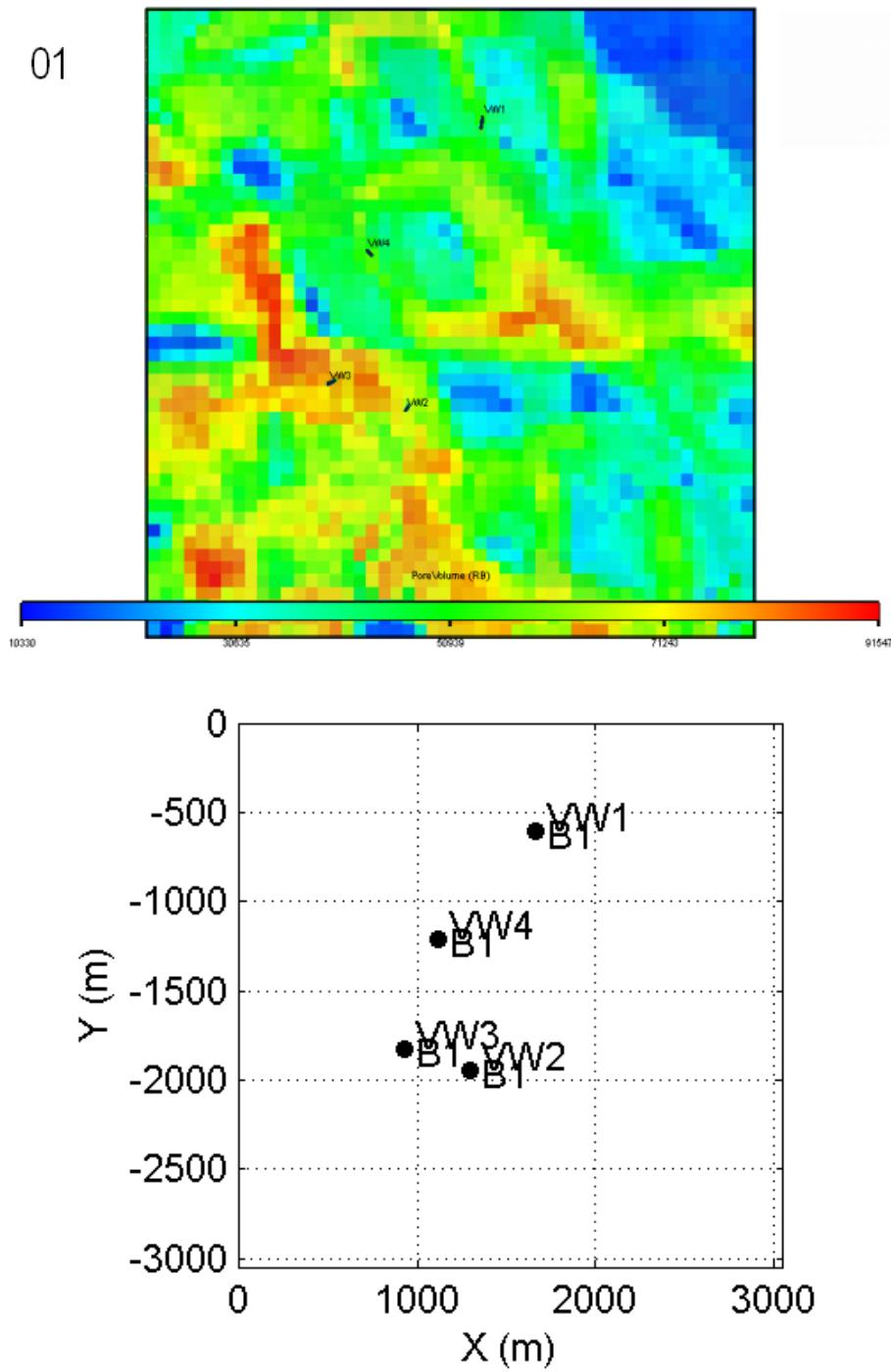


Figura 4.3: Variación de los mejores escenarios de producción por generación para pozos verticales. Generación 01

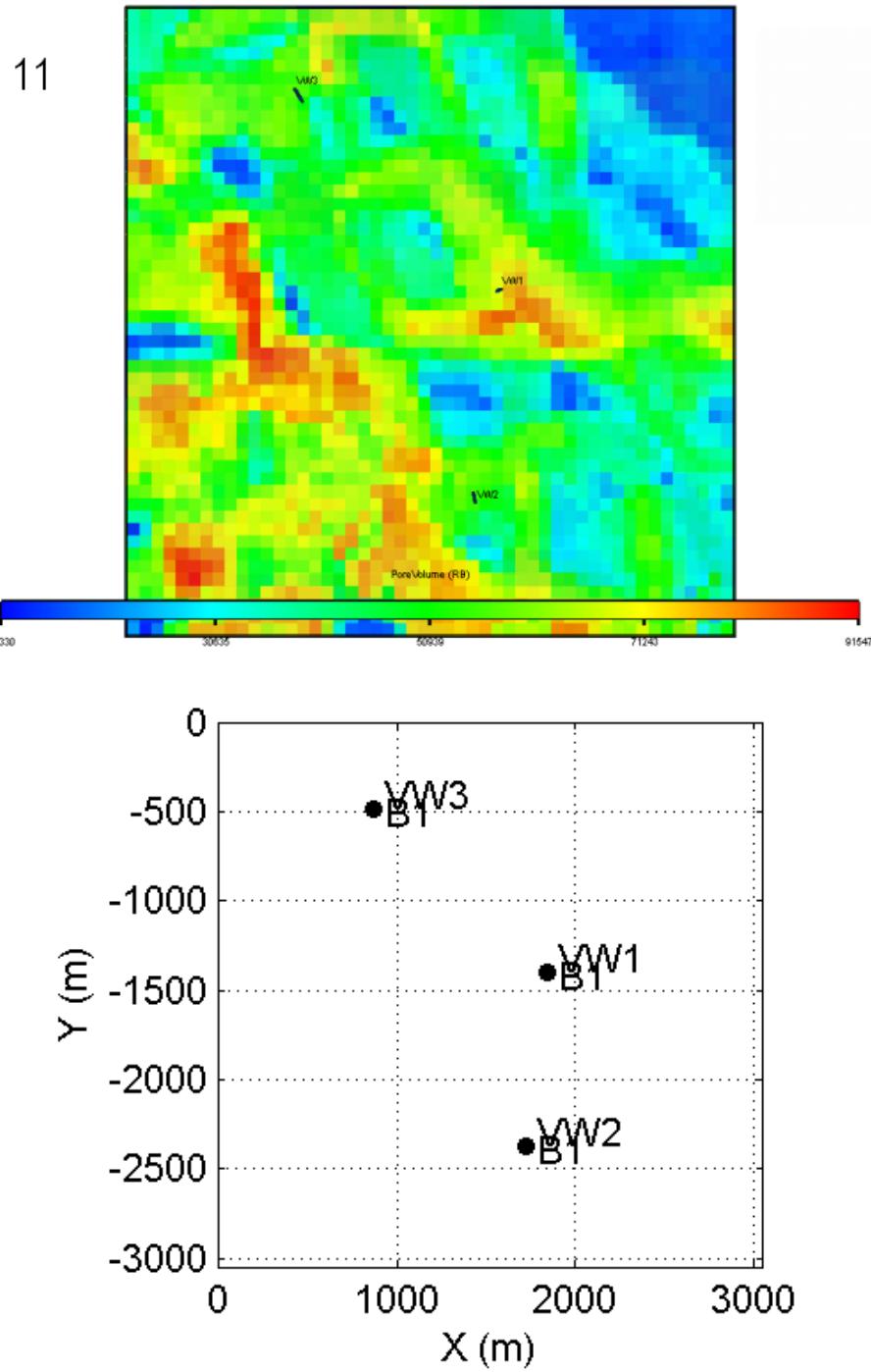


Figura 4.4: Variación de los mejores escenarios de producción por generación para pozos verticales. Generación 11

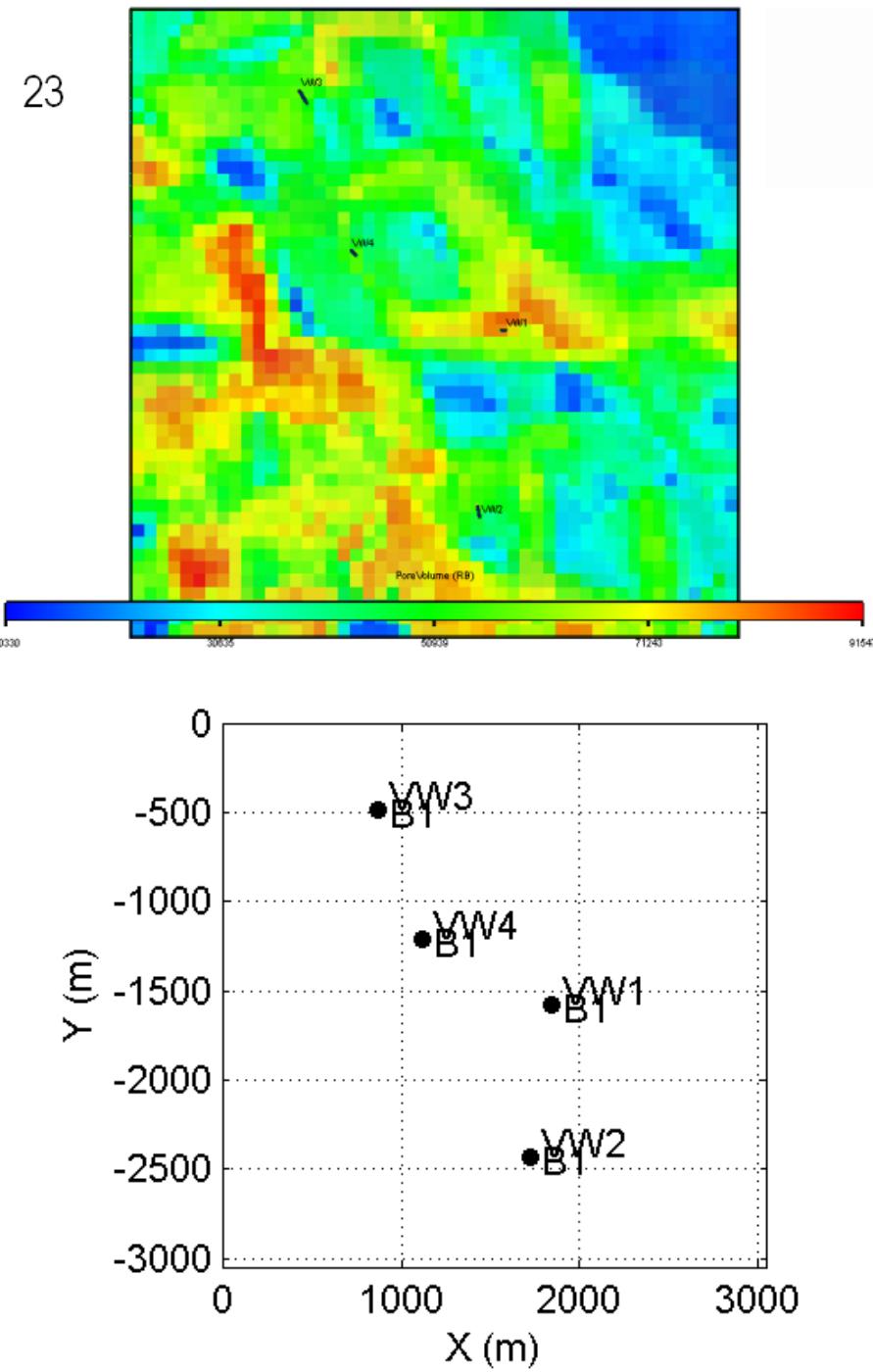


Figura 4.5: Variación de los mejores escenarios de producción por generación para pozos verticales. Generación 23

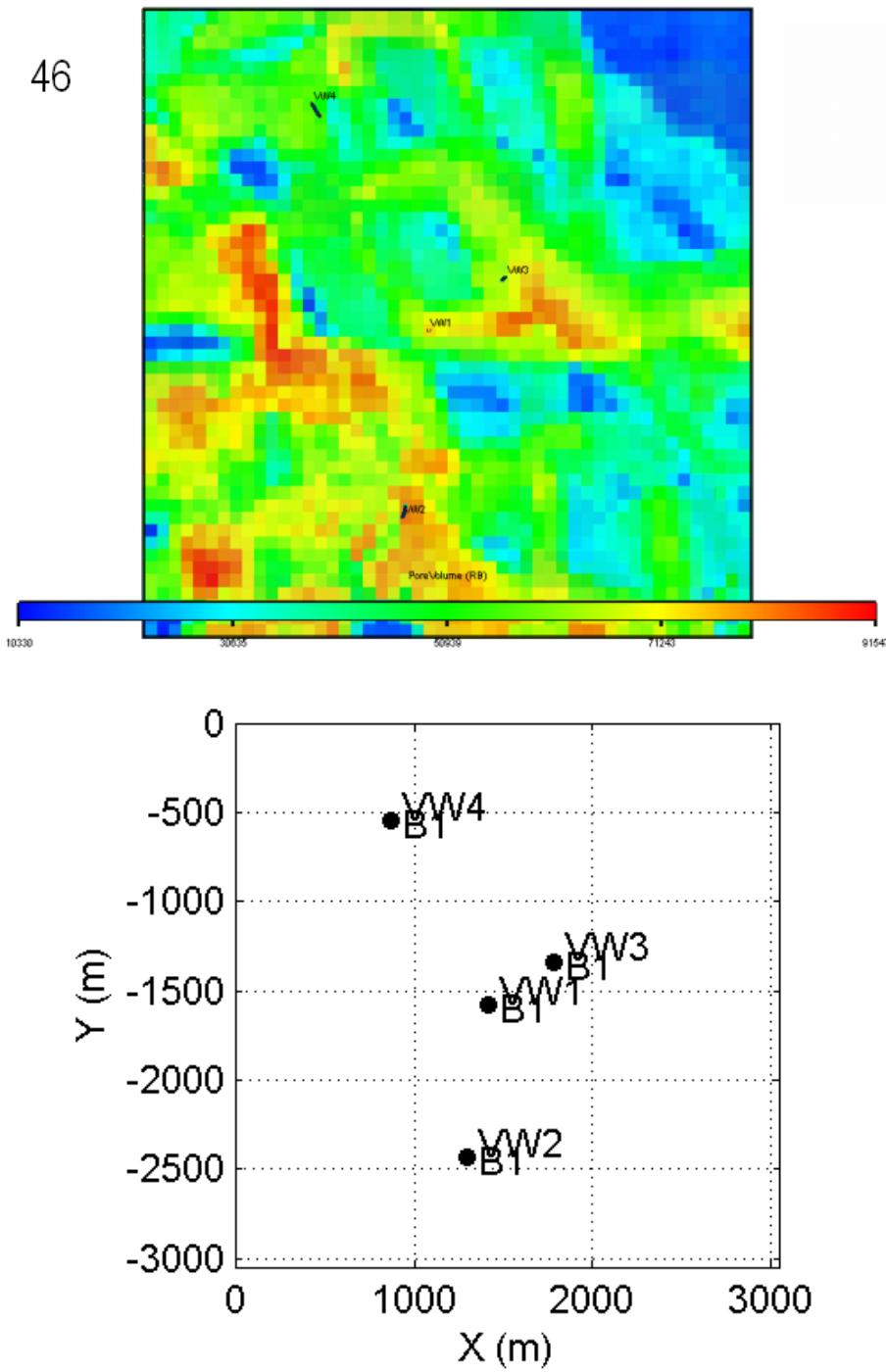


Figura 4.6: Variación de los mejores escenarios de producción por generación para pozos verticales. Generación 46

En las gráficas 4.3 y 4.4 se evidencia que durante la generación 11 es sugerido un escenario de explotación que tiene solamente tres pozos y su factor de recobro asociado es mayor al escenario expuesto en la primera generación, lo cual representa la posibilidad que el escenario óptimo no necesita el mayor número de pozos drenando el yacimiento.

El escenario propuesto como óptimo por la herramienta se encuentra constituido por cuatro (4) pozos verticales, dos en el centro del yacimiento, uno en la parte superior y el último en la parte inferior del yacimiento. El factor de recobro asociado a este escenario de explotación es de 32.33 %. La figura 4.7 muestra el comportamiento de las tasas de producción de petróleo de los cuatro pozos presente en el yacimiento. El pozo vertical número 3 (VW3) se cierra a los 3890 días, ya que este no puede operar a las condiciones que tiene el yacimiento en ese momento.

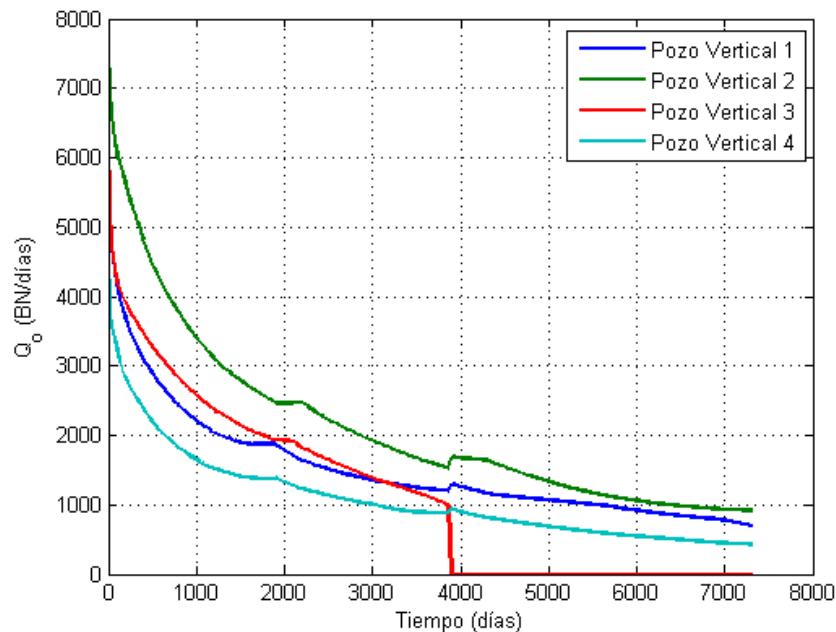


Figura 4.7: Tasa de producción de petróleo por pozo. Pozos Verticales

Es necesario mencionar que el espacio de búsqueda total esta compuesto por 1×10^{13} simulaciones diferentes¹ al considerarse que se deberían evaluar todos los escenarios

¹sin excluir aquellos escenarios que son físicamente inválidos

con uno, dos, tres y cuatro pozos para determinar realmente cual es el verdadero óptimo de este caso de estudio. El algoritmo detuvo su búsqueda después de realizar 808 simulaciones de yacimiento, esto muestra la ventaja de utilizar estos métodos para realizar este tipo de optimización.

La resolución vertical de esta malla (dos celdas) proporcionó tiempos de simulación relativamente cortos, necesario para este tipo de estudio, sin embargo al utilizar este tipo de mallas el espesor y ancho del canal no son representados correctamente y la geometría del canal pierde considerablemente su resolución vertical. Al modelar pozos verticales, las celdas conectadas representan la trayectoria del pozo en este modelo.

4.1.2 Factor de Recobro Utilizando Pozos con Configuración Arbitraria

Este caso fue configurado para evaluar la herramienta en la determinación del escenario óptimo en un estudio de yacimiento utilizando configuración arbitraria de pozos. En este estudio fueron incluidos pozos verticales (**PV**), pozos altamente desviados (**PAD**) y pozos multilaterales de dos, tres y cuatro brazos (**PML–2**,**PML–3** y **PML–4** respectivamente). Los pozos multilaterales se caracterizan por tener altas tasas de producción y presentan un atractivo económico en comparación a los pozos verticales, sin embargo esto no descarta el uso combinado de pozo multilaterales con pozos verticales en un mismo escenario de explotación.

La figura 4.8 muestra la evolución del escenario con mayor recobro en función de cada generación. Se puede observar en esta figura que el algoritmo detiene su búsqueda al superar el número máximo de generaciones permitido (50 generaciones). Igualmente, el comportamiento observado en esta figura es el esperado para este tipo de optimización. La tabla 4.2 muestra la variación numérica del factor de recobro por generación evidenciando un incremento de 1.38% entre la primera y la última generación propuesta. Si se utiliza la información del escenario propuesto durante la primera generación con el recobro más bajo, se observa un incremento de 21.42% ya que este tenía un factor de recobro de 13.35%.

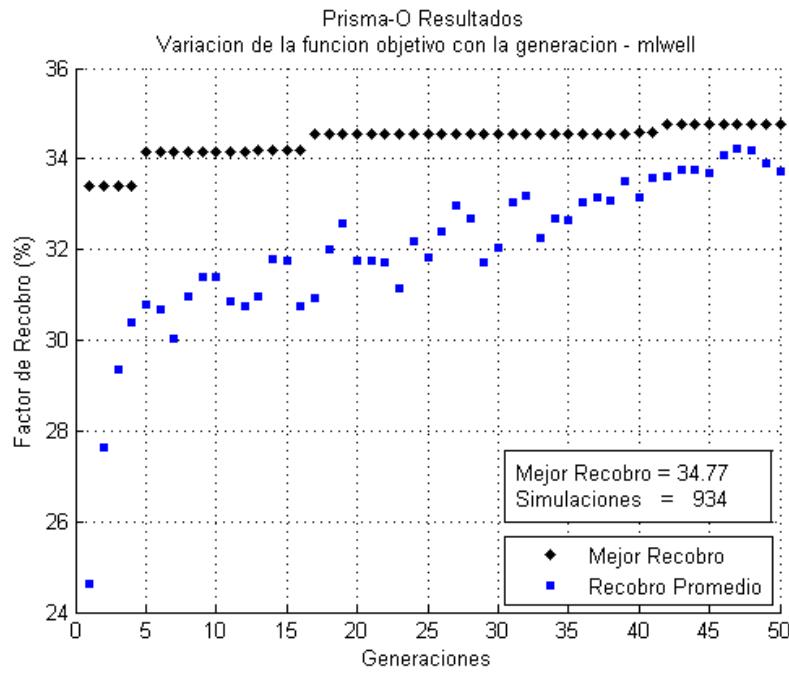


Figura 4.8: Variación de la función Objetivo con la generación para configuración arbitraria de pozos

Tabla 4.2: Variación del mejor factor de recobro (% POES) por generación para configuración arbitraria de pozo

Generación	factor de recobro (% POES)
1	33.39
12	34.16
16	34.20
31	34.55
39	34.56
41	34.59
50	34.77

En la figura 4.9 se encuentra la variación del número de pozos por generación para este caso. En esta se puede observar que a medida que aumentan las generaciones, aumenta la proporción de escenario con tres pozos. Este número de pozos por escenarios no representa el número máximo establecido para este caso de estudio.

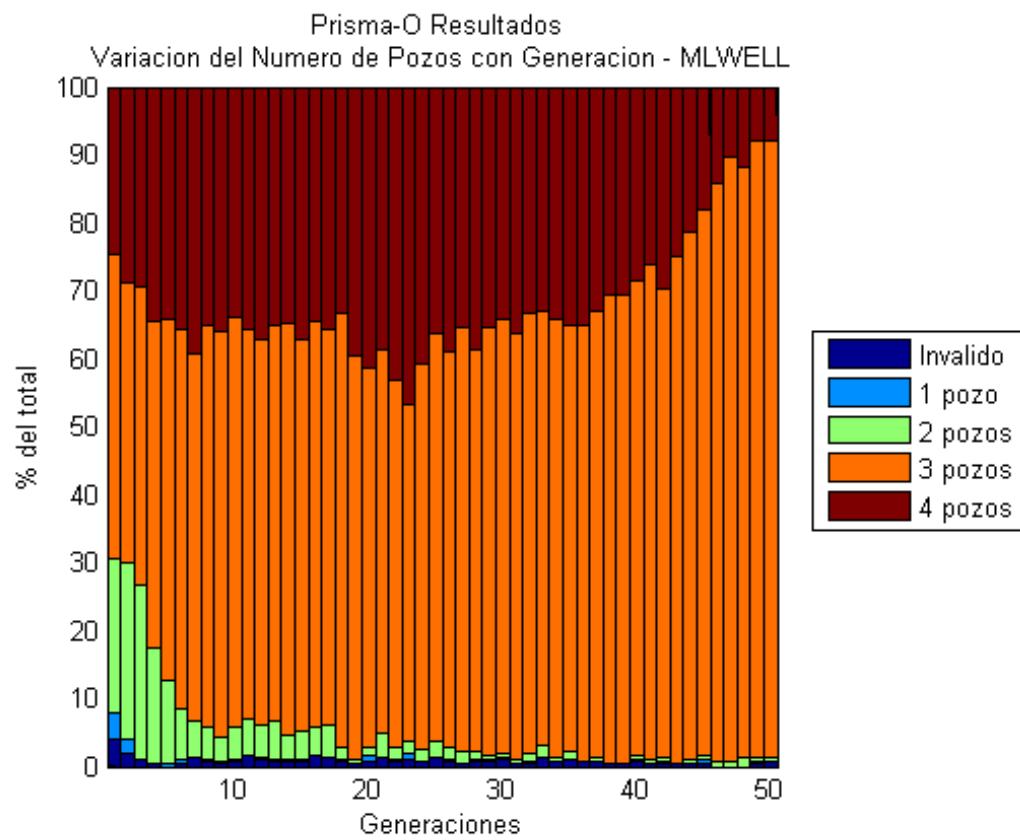


Figura 4.9: Variación del número de pozos por generación para configuración arbitraria de pozos

En la figura 4.10 se muestra la variación del tipo de pozos por generación para este caso de estudio. En esta, se observa una preferencia a los pozos de tres (3) y cuatro (4) brazos, representando estos las mejores opciones para extraer un mayor volumen de reservas.

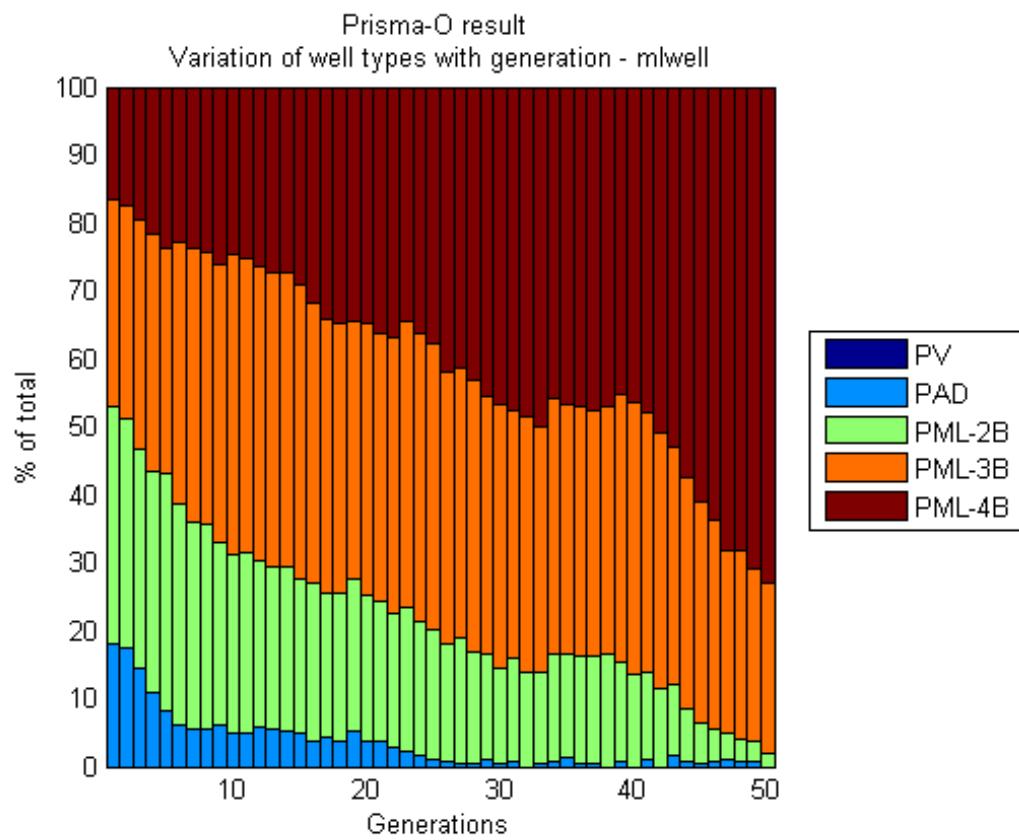


Figura 4.10: Variación del tipo de pozos por generación para configuración arbitraria de pozos

La figura 4.9 debe ser analizada en conjunto con la figura 4.10, ya que a medida que disminuye a tres pozos el número de pozos que se encuentran drenando el yacimiento, aumenta a cuatro (4) el número de brazos por pozos.

Las figuras 4.11, 4.12, 4.13 y 4.14 muestran la variación espacial de los pozos a medida que aumentan las generaciones. En estas se observa que a medida que aumenta el número de generaciones, el número de pozos en el yacimiento disminuye a tres (3) pozos.

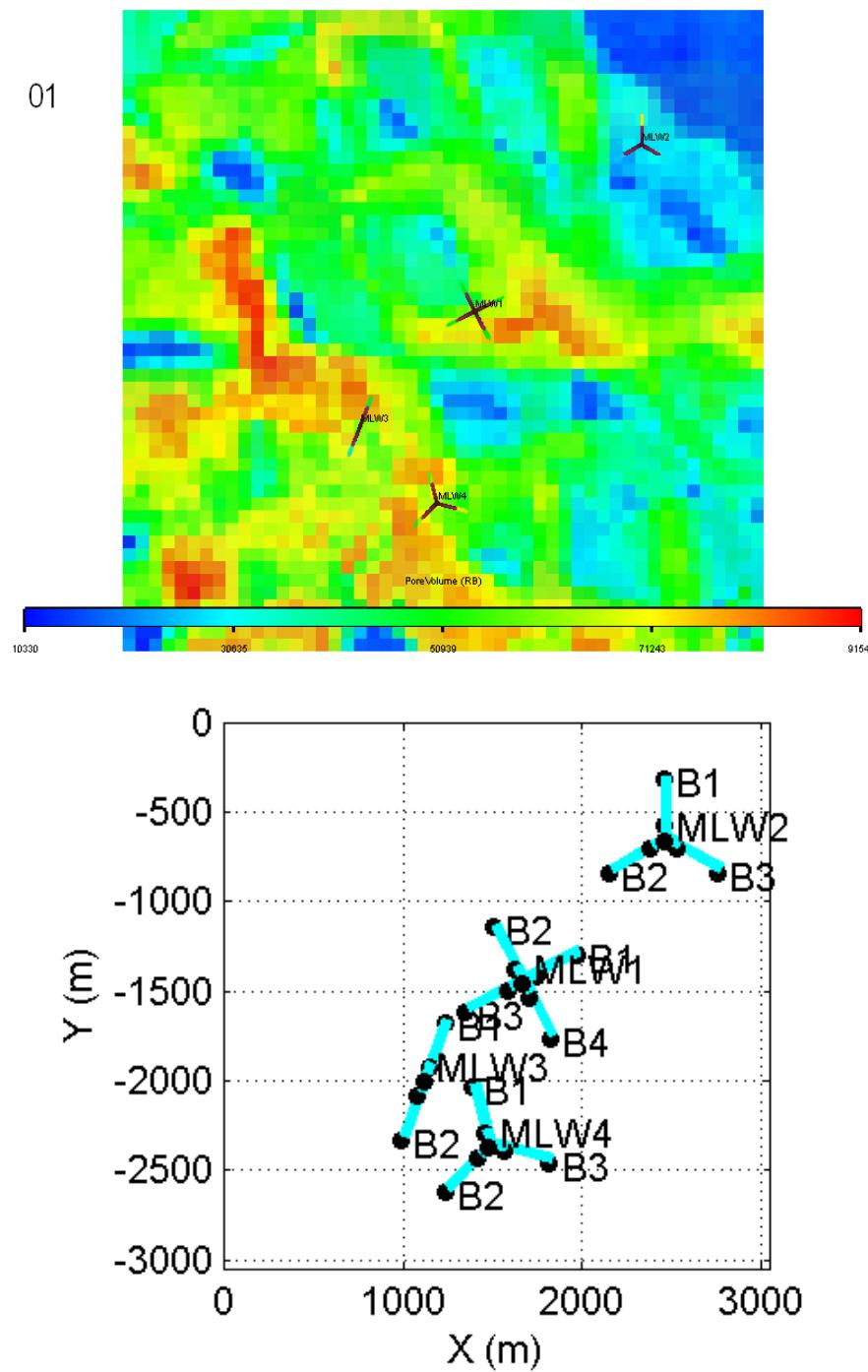


Figura 4.11: Variación de los mejores escenarios de producción por generación para configuración arbitraria de pozos. Generación 01

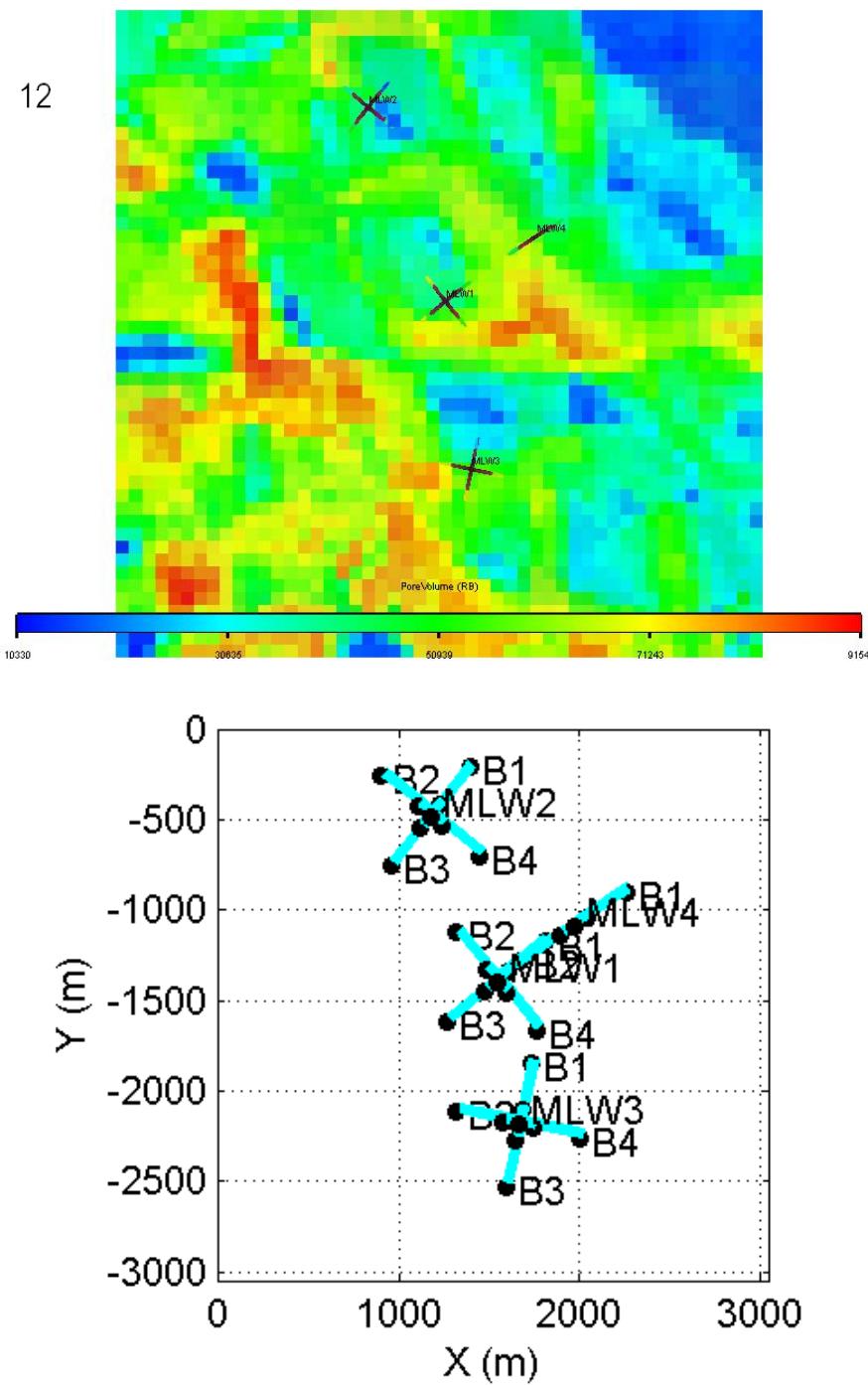


Figura 4.12: Variación de los mejores escenarios de producción por generación para configuración arbitraria de pozos. Generación 12

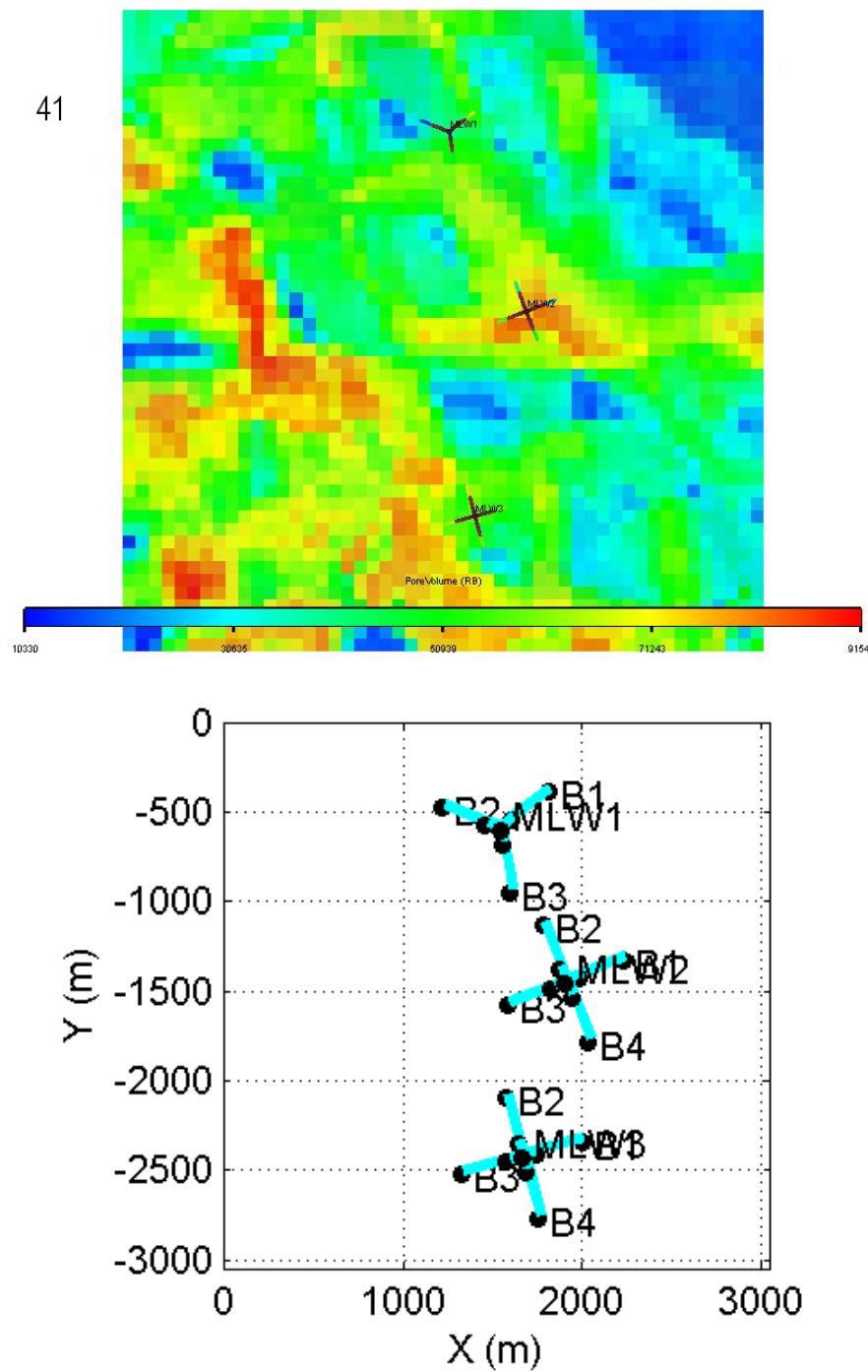


Figura 4.13: Variación de los mejores escenarios de producción por generación para configuración arbitraria de pozos. Generación 41

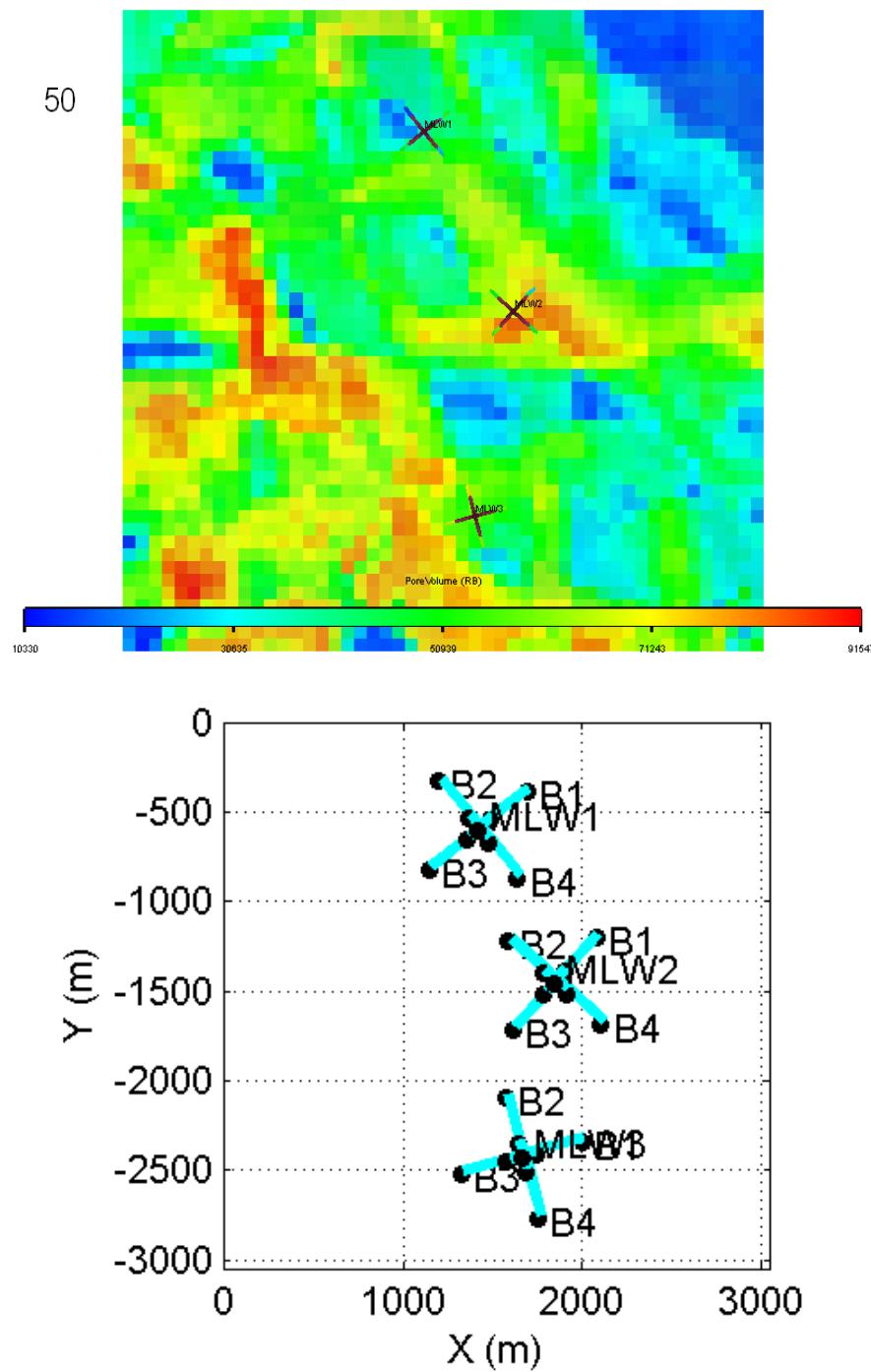


Figura 4.14: Variación de los mejores escenarios de producción por generación para configuración arbitraria de pozos. Generación 50

En la figura 4.12 se observa la aparente intersección de la trayectoria de los pozos

multilateral 1 y 4 (MLW 1 y MLW 4), esto corresponde a lo que se observa en la figura es la proyección de las trayectorias sobre un plano horizontal. Tal intersección no existe en la realidad.

El escenario propuesto como óptimo por la herramienta se encuentra constituido por tres (3) pozos multilaterales, con cuatro (4) brazos cada uno, distanciados entre si, uno en la parte superior, otro en el medio y el último en la parte inferior del yacimiento. El factor de recobro de este escenario de explotación es de 34.77%. La figura 4.15 muestra el comportamiento de las tasas de producción de petróleo de los tres pozos presentes en el escenario de explotación.

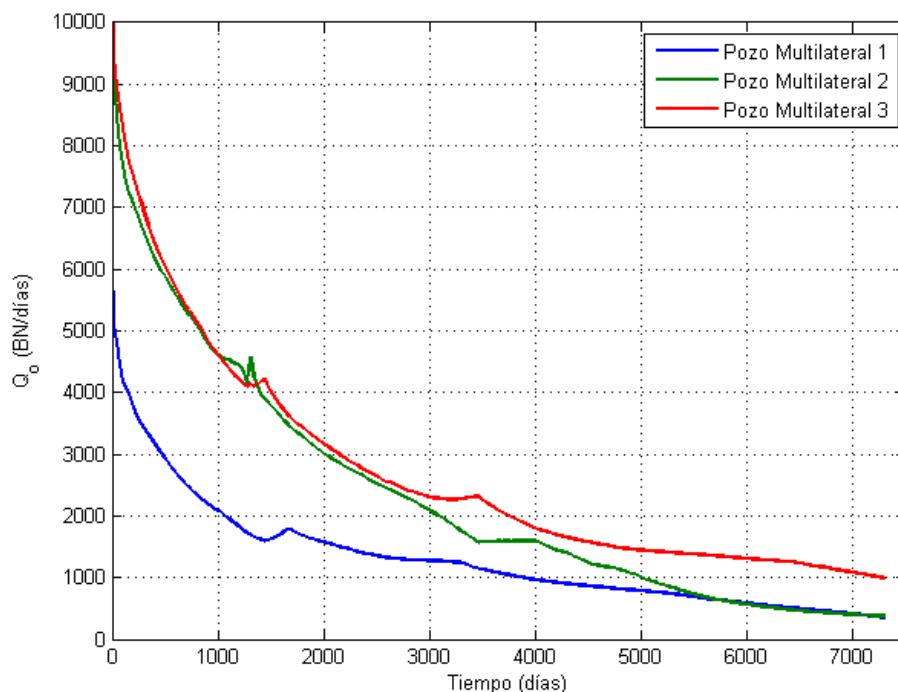


Figura 4.15: Tasa de producción de petróleo por pozo. Pozos con configuración arbitraria

El modelo de yacimiento utilizado tiene dos celdas en la dirección **z**, como se ha venido comentando desde antes, esto representa una desventaja al no poder representar la trayectoria del pozo en función de las celdas conectadas dentro del modelo. En la figura 4.16 se observa como el pozo 3 del escenario de explotación

propuesto por la herramienta conecta a flujo 17 celdas (4 por brazos y una en el centro).

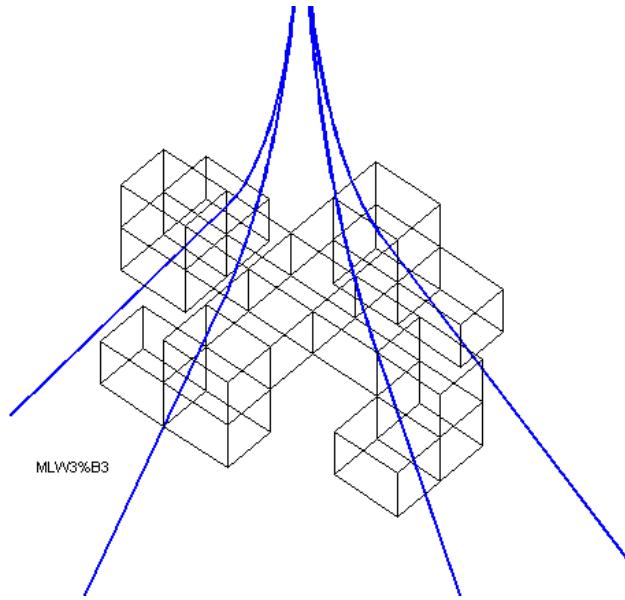


Figura 4.16: Celdas conectadas a flujo sobre la trayectoria del pozo. Pozo multilateral

El espacio de búsqueda total esta compuesto por 10^{22} simulaciones diferentes² al considerarse que se deberían evaluar todos los escenarios con uno, dos, tres y hasta cuatro pozos; y con uno, dos tres y cuatro brazos para determinar realmente cual es el verdadero óptimo. Nuevamente se comprueba la versatilidad de utilizar estos mecanismos de búsqueda al obtener un buen resultado con 934 simulaciones.

4.1.3 Valor Presente Neto Utilizando Pozos Multilaterales

Para observar la aplicabilidad de esta herramienta para optimizar el Valor Presente Neto de un escenario de explotación se configuró este ejemplo. Al utilizar solamente pozos multilaterales, se excluye los pozos con un solo brazo dentro de la búsqueda.

Cuando se realiza la optimización del VPN de un escenario de explotación pueden presentarse casos en el cual el factor de recobro es muy alto, pero su VPN es bajo. Esto es debido a que los gastos (costos de producción, costo de procesamiento del

²sin excluir aquellos escenarios que son físicamente inválidos

agua y el costo de la perforación) y las ganancias (venta de producción de petróleo y gas) cambian por cada escenario de explotación. Por esta razón, se debe lograr la configuración óptima de los parámetros de pozo, y la economía asociada al escenario de explotación.

A diferencia del factor de recobro de un yacimiento, los escenarios que contienen una mayor cantidad de pozos son penalizado por la ecuación 3.4 ya que el costo la perforación de los pozos aumenta, observándose una disminución en el valor numérico del VPN.

La figura 4.17 muestra la evolución del mejor VPN en función de cada generación. De igual manera se puede observar en esta figura que el algoritmo detiene su búsqueda al superar el número máximo de generaciones permitido. De igual manera la tabla 4.3 muestra la variación del mejor VPN, y su correspondiente factor de recobro, por generación. En esta se puede observar un incremento en el VPN de 35.11 MM\$ durante las 50 iteraciones genéticas. Nuevamente, si se utiliza la información referente al escenario con el menor VPN de la primera generación, el aumento es de 619.89 MM\$.

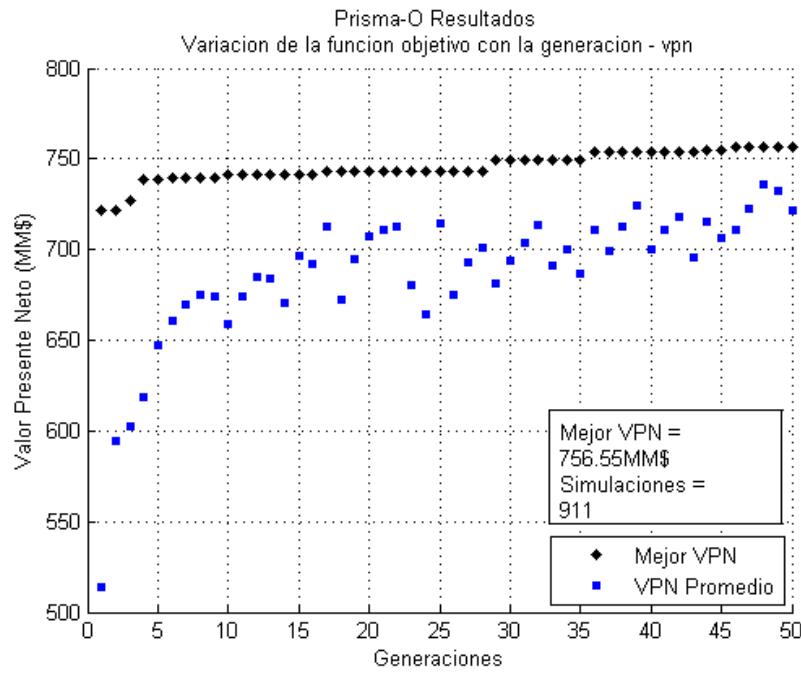


Figura 4.17: Variación de la función Objetivo con la generación en la optimización del VPN

Tabla 4.3: Variación del mejor Factor de Recobro por generación para configuración arbitraria de pozo

Generación	VPN (MM\$)	FR(%)
1	721.44	33.04
3	727.09	31.83
5	738.45	31.81
9	739.34	32.60
16	741.43	33.58
28	742.97	31.97
33	749.40	32.37
35	749.53	34.30
40	753.66	34.53
43	753.99	34.43
45	755.17	34.57
50	756.55	34.58

En la figura 4.18 se encuentra la variación del número de pozos por generación para este caso. En esta se puede observar que durante las primeras 35 generaciones, los escenarios con cuatro (4) pozos ofrecen el mejor VPN y los escenarios de tres (3) pozos ofrece un buen VPN, sin llegar a superar al mejor escenario. Una vez que el algoritmo encuentra un escenario que contiene tres (3) pozos tiene un VPN mayor que los escenarios propuestos con cuatro pozos, los nuevos escenarios generados tienen una preferencia a este número de pozos.

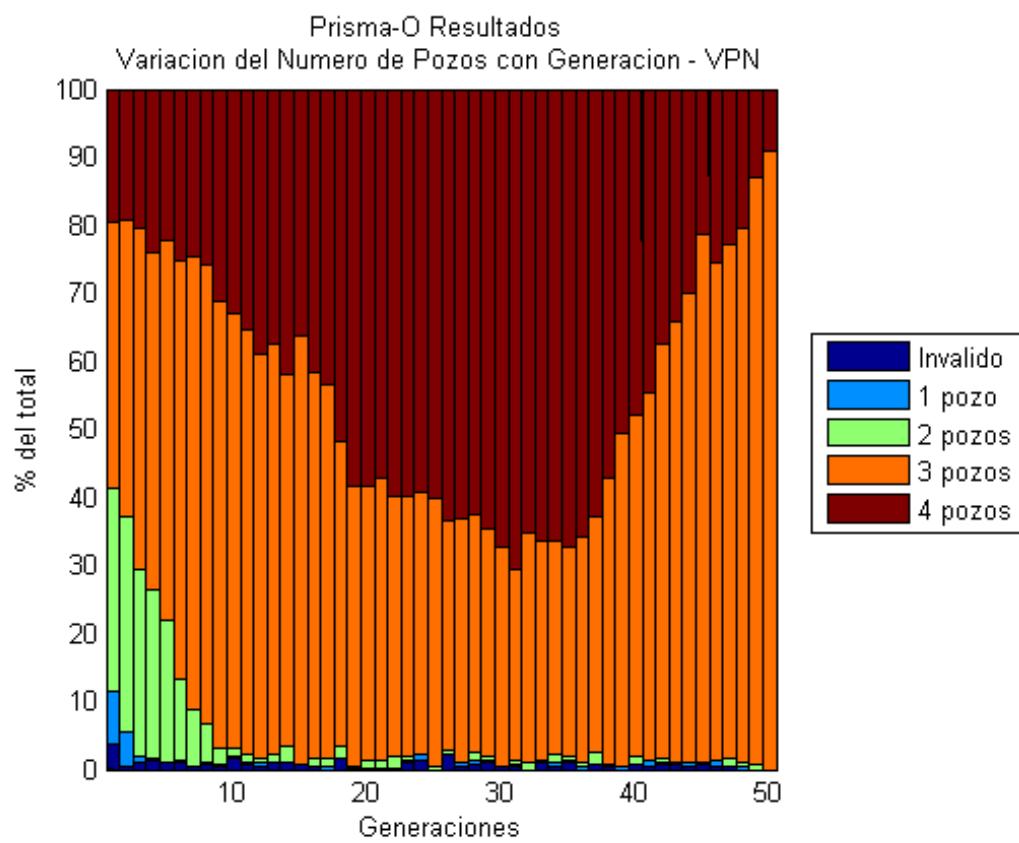


Figura 4.18: Variación del número de pozos por generación en la optimización del VPN

La figura 4.19 muestra la variación del tipo de pozo por generación, y se observa que existe una preferencia a los pozos con tres (3) y cuatro (4) brazos.

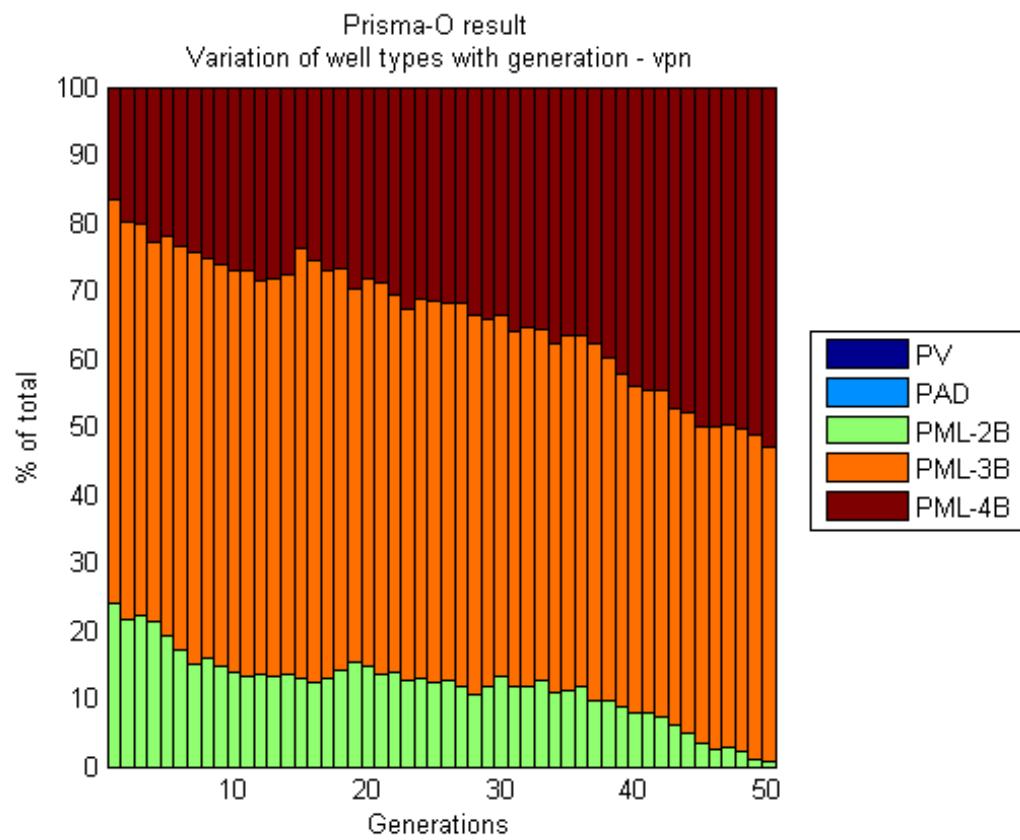


Figura 4.19: Variación del tipo de pozos por generación en la optimización del VPN

Las figuras 4.20, 4.21, 4.22 y 4.23 muestran la variación espacial de los pozos a medida que aumentan las generaciones.

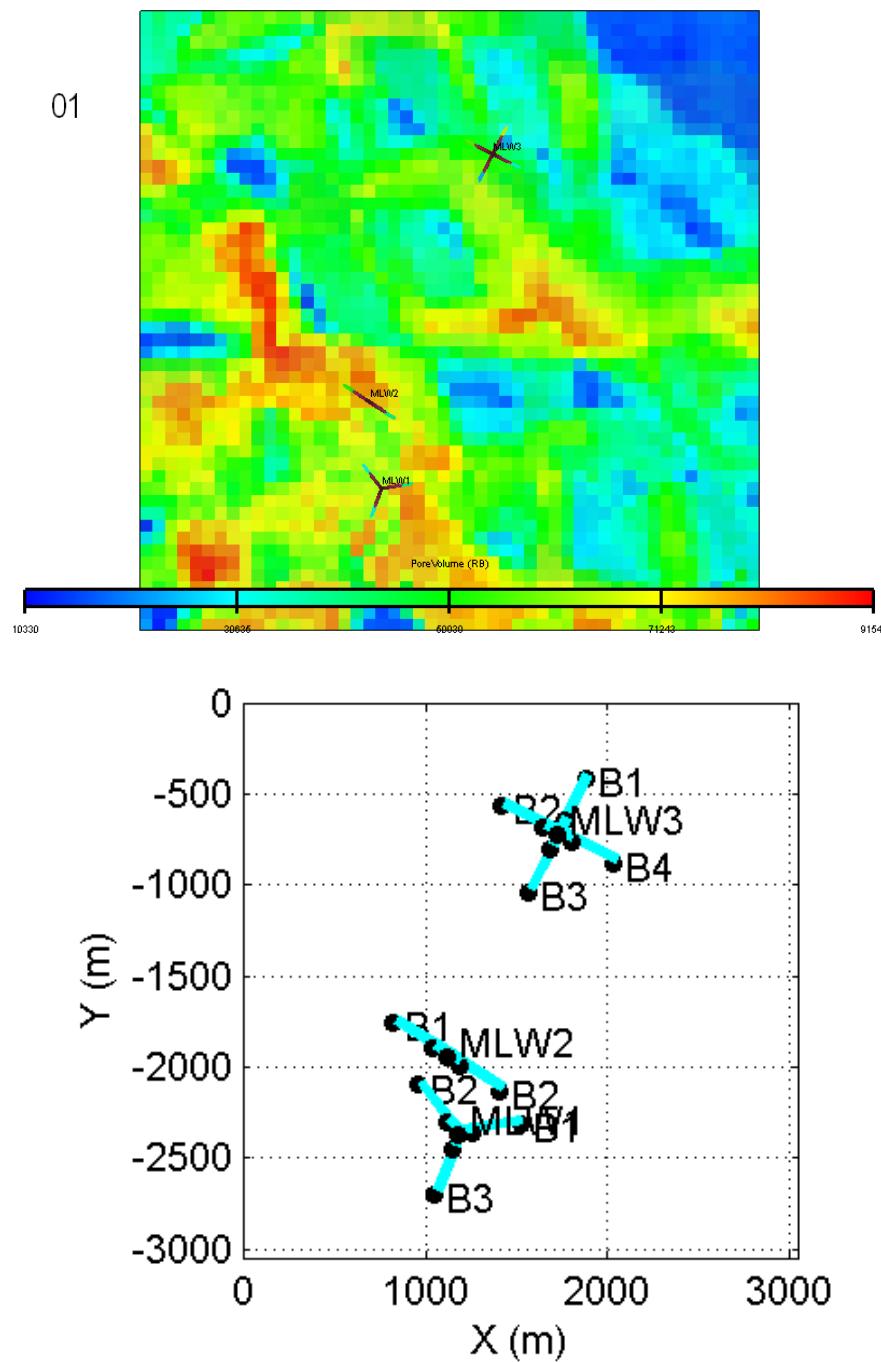


Figura 4.20: Variación de los mejores escenarios de producción por generación dentro de la optimización del VPN. Generación 01

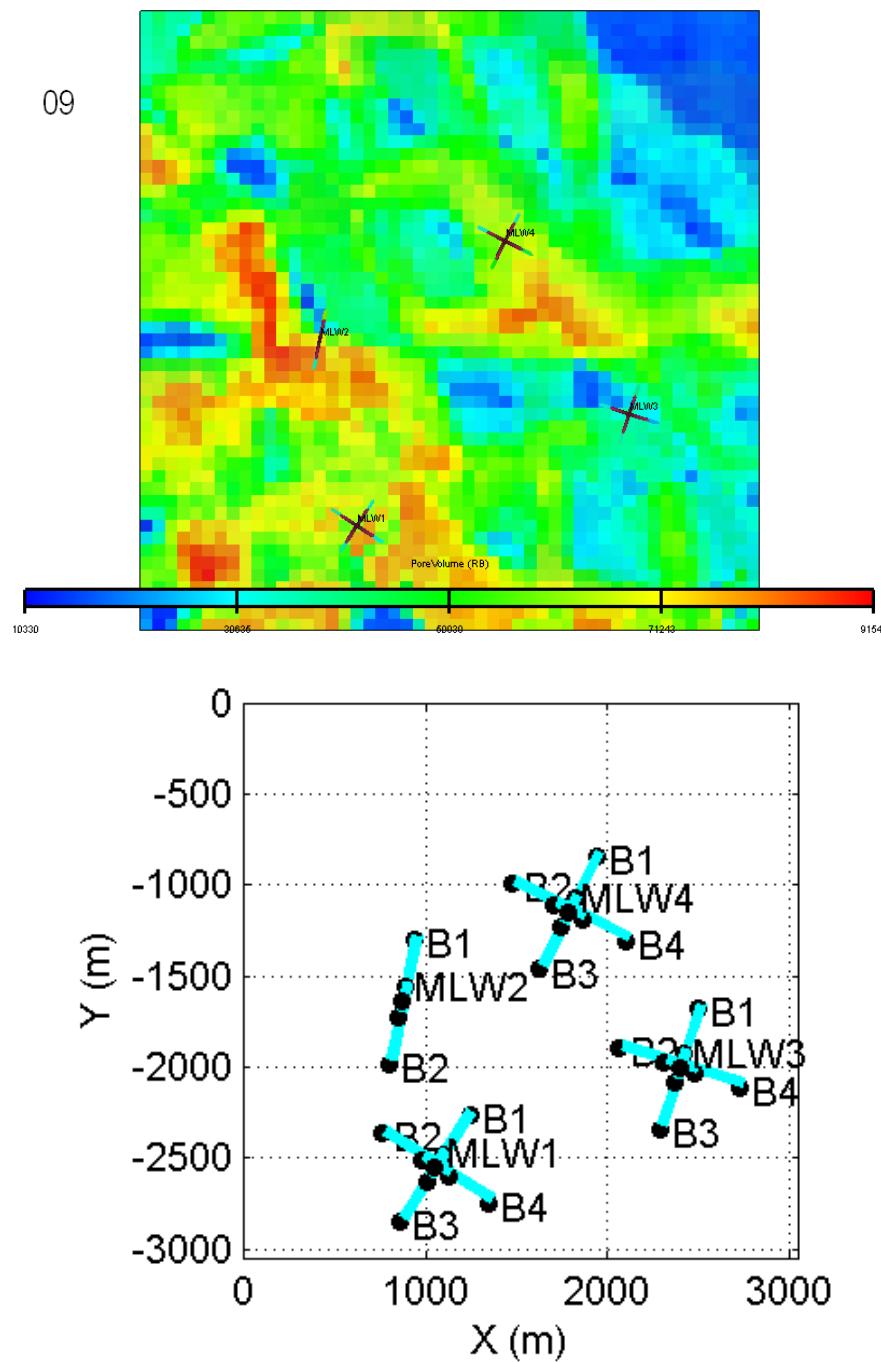


Figura 4.21: Variación de los mejores escenarios de producción por generación dentro de la optimización del VPN. Generación 09

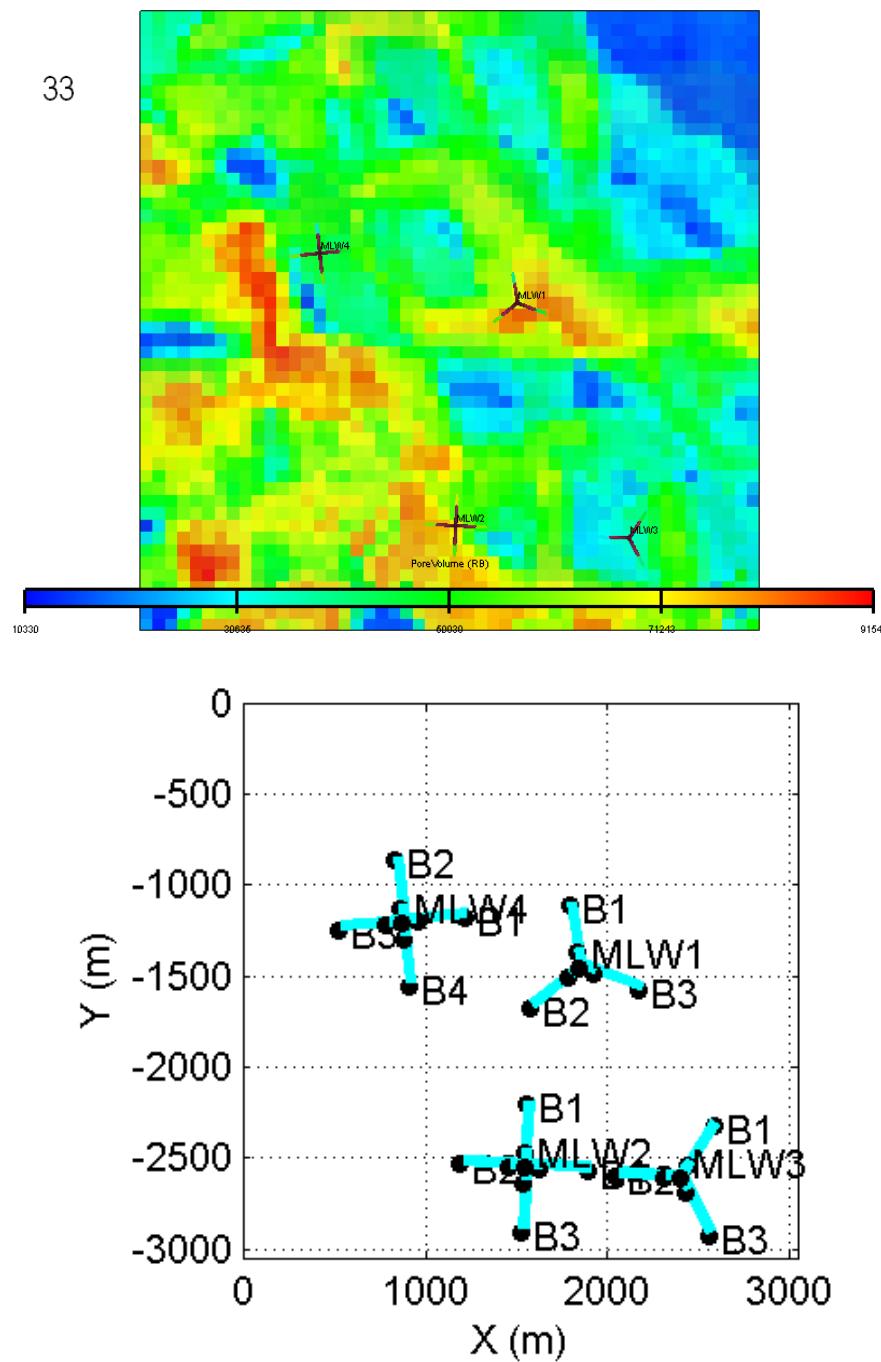


Figura 4.22: Variación de los mejores escenarios de producción por generación dentro de la optimización del VPN. Generación 33

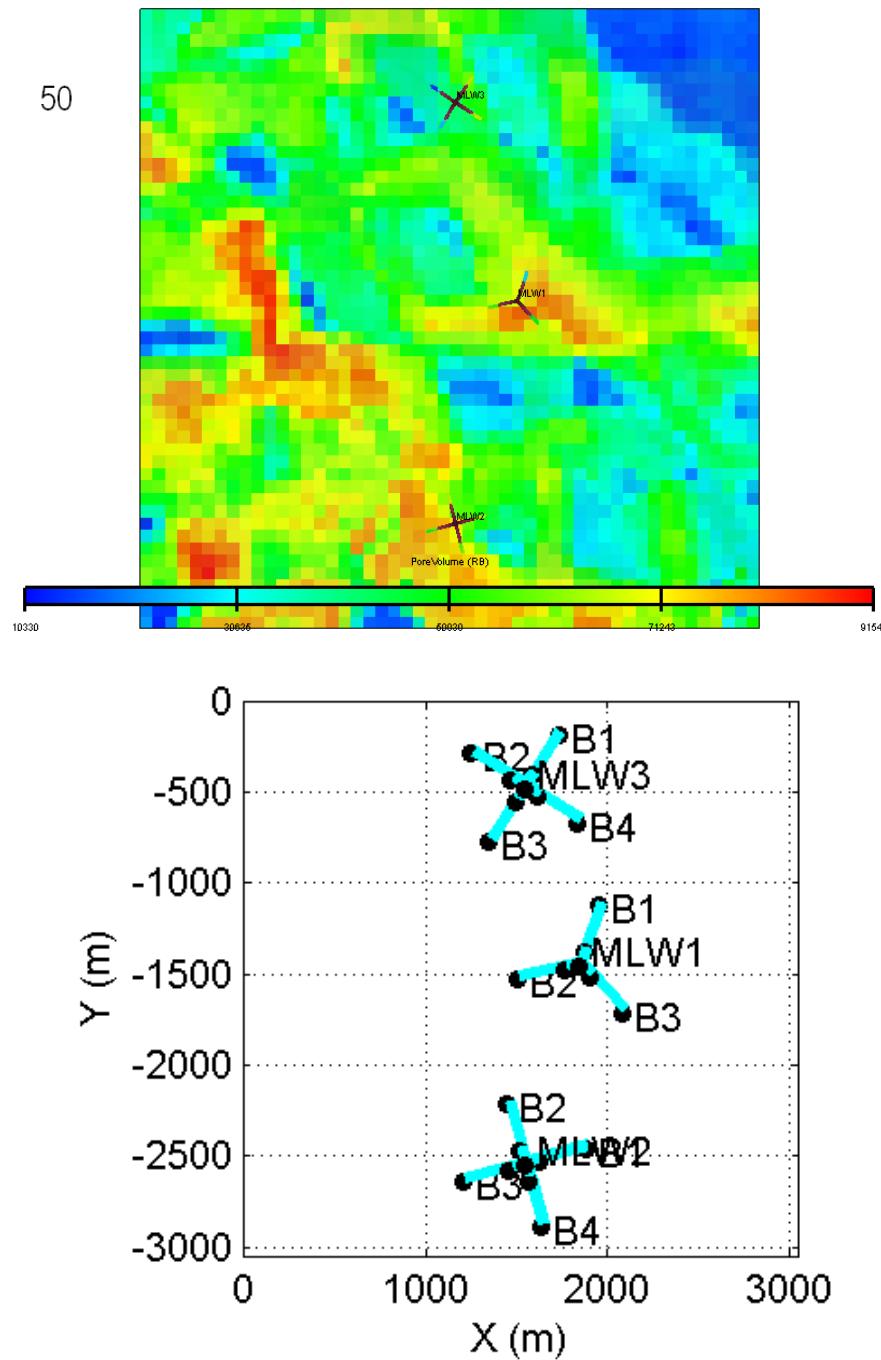


Figura 4.23: Variación de los mejores escenarios de producción por generación dentro de la optimización del VPN. Generación 50

El escenario propuesto como óptimo por la herramienta se encuentra constituido

por tres (3) pozos multilaterales, muy parecido al caso anterior, con dos pozos con cuatro (4) brazos cada uno y otro con tres. Este resultado respalda el óptimo sugerido por el caso en estudio anterior, representando una posible respuesta al óptimo global del estudio. El VPN de este escenario de explotación es de 756.55 MM\$, con un factor de recobro asociado de 34.58%. La figura 4.24 muestra el comportamiento de las tasas de producción de petróleo en el escenario óptimo. El pozo multilateral 1 se cierra a los 6800 días por alcanzar el corte de agua máximo establecido.

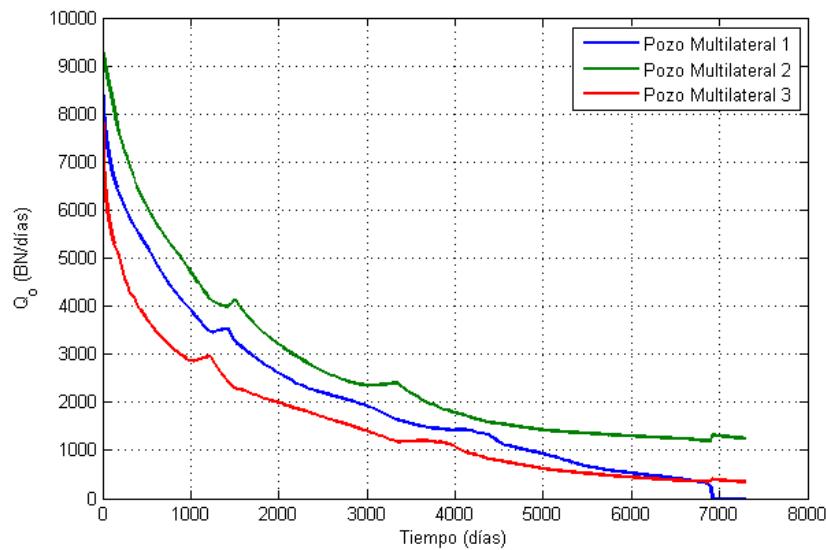


Figura 4.24: Tasa de producción de petróleo por pozo. Optimización del VPN

El número posible de simulaciones tiene un orden de magnitud de 10^{21} y el algoritmo detiene su búsqueda al realizar 911 simulaciones. Se mantiene la misma proporción observada en el caso de la optimización del factor de recobro para la configuración arbitraria de pozos.

4.2 Optimización del modelo de 8 canales

En este modelo de yacimiento fue realizada la optimización de la dirección de la perforación de uno o dos brazos en una localización conocida. La distribución espacial de la porosidad y su respectivo histograma de frecuencia para cada escalamiento dentro de este modelo es presentado en el apéndice L.2. El valor numérico de la cantidad de petróleo en sitio de este modelo es de 71.42 MMBN

Es común en la industria tener pozos verticales perforados y se desea incrementar la productividad asociada a cada uno de los pozos mediante la perforación de una sección horizontal. Sin embargo, se presenta el inconveniente de no saber cuál de las configuraciones disponibles es la que mejor extrae las reservas del yacimiento en estudio.

En la gráfica 4.25 y tabla 4.4 se presenta el recobro máximo en función de las generaciones en donde se observa que para este caso, el incremento en el factor de recobro registrado fue de 0.35 %. Es interesante agregar que el factor de recobro asociado al escenario menos comprometedor generado en la primera generación es de 20.19%, representando un aumento de 11.50%. De igual manera, el algoritmo detuvo su búsqueda al superarse el número máximo de generaciones en la cual no se presentan cambios.

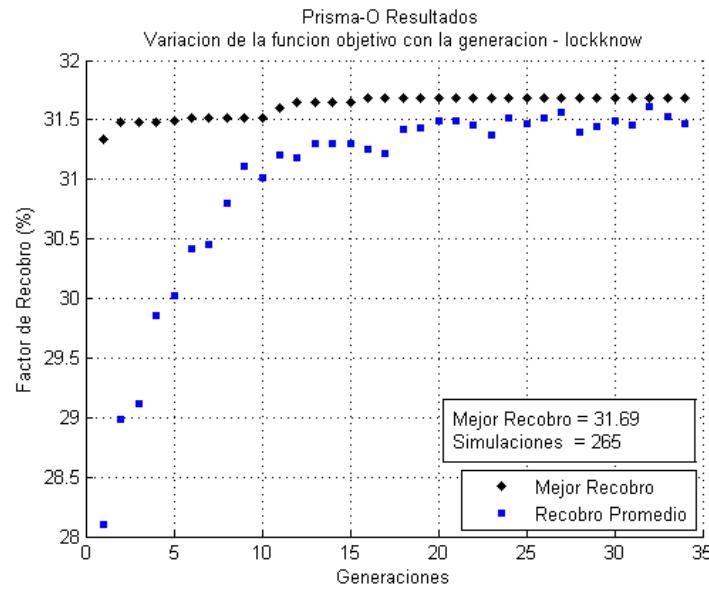


Figura 4.25: Variación del mejor Factor de Recobro por generación para localizaciones conocidas

Tabla 4.4: Variación del mejor Factor de Recobro por generación para localizaciones conocidas

Generación	FR(%)
1	31.34
4	31.48
5	31.49
10	31.51
11	31.60
15	31.65
35	31.69

De igual manera, las figuras 4.26, 4.27, 4.28 y 4.29 muestran la variación de dirección de número de brazos y dirección de los pozos a medida que aumentan las iteraciones genéticas.

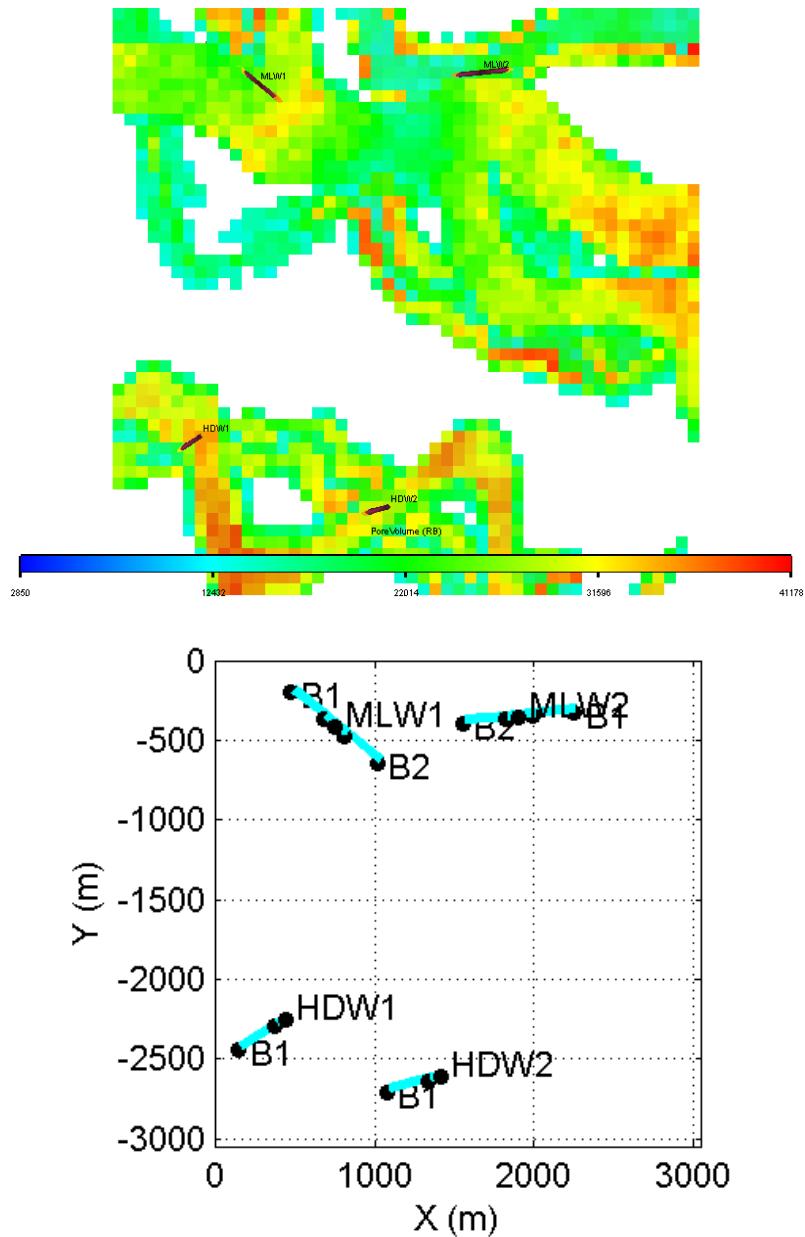


Figura 4.26: Variación de los mejores escenarios de producción por generación para la optimización de localizaciones conocidas. Generación 01

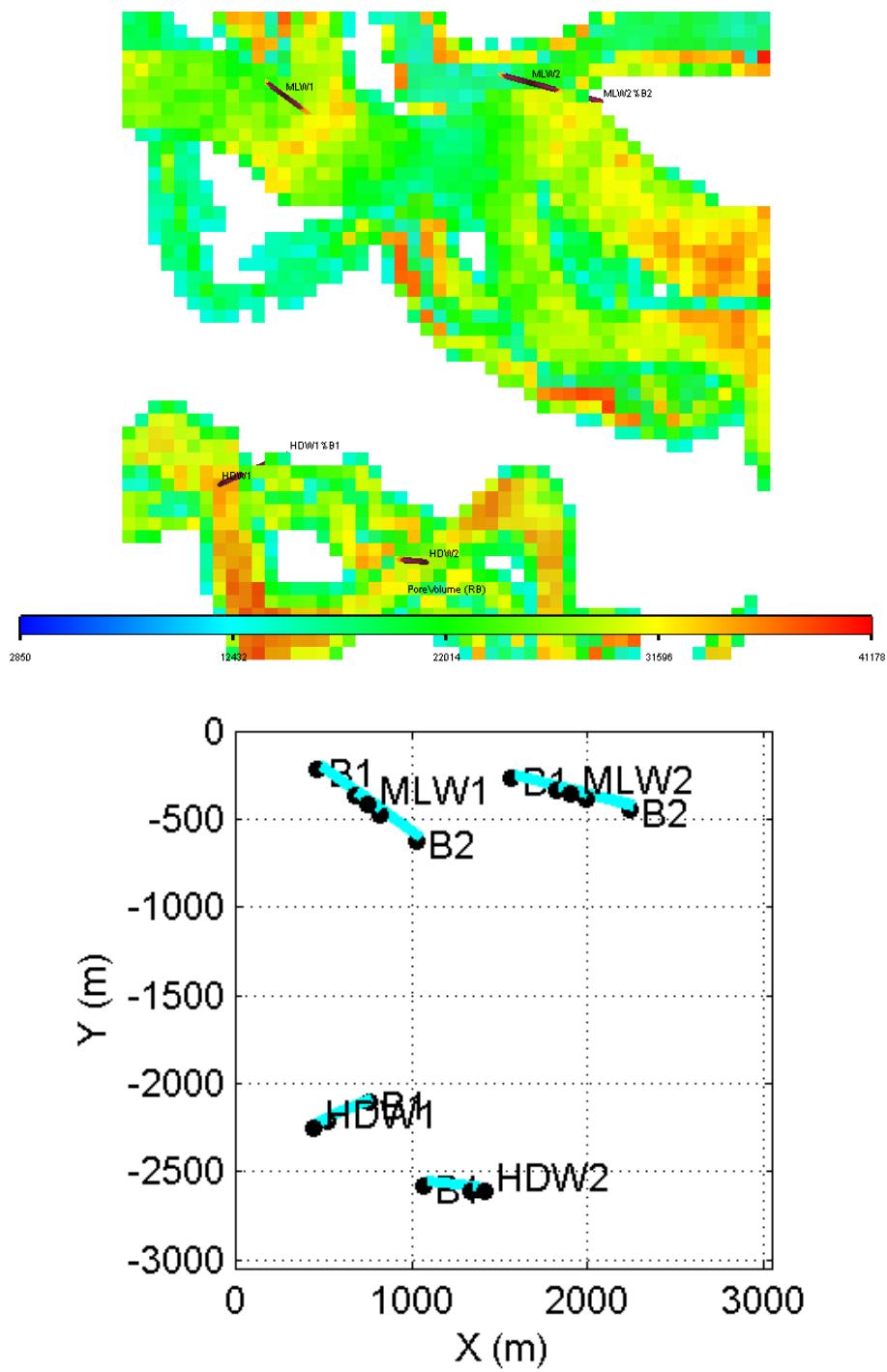


Figura 4.27: Variación de los mejores escenarios de producción por generación para la optimización de localizaciones conocidas. Generación 05

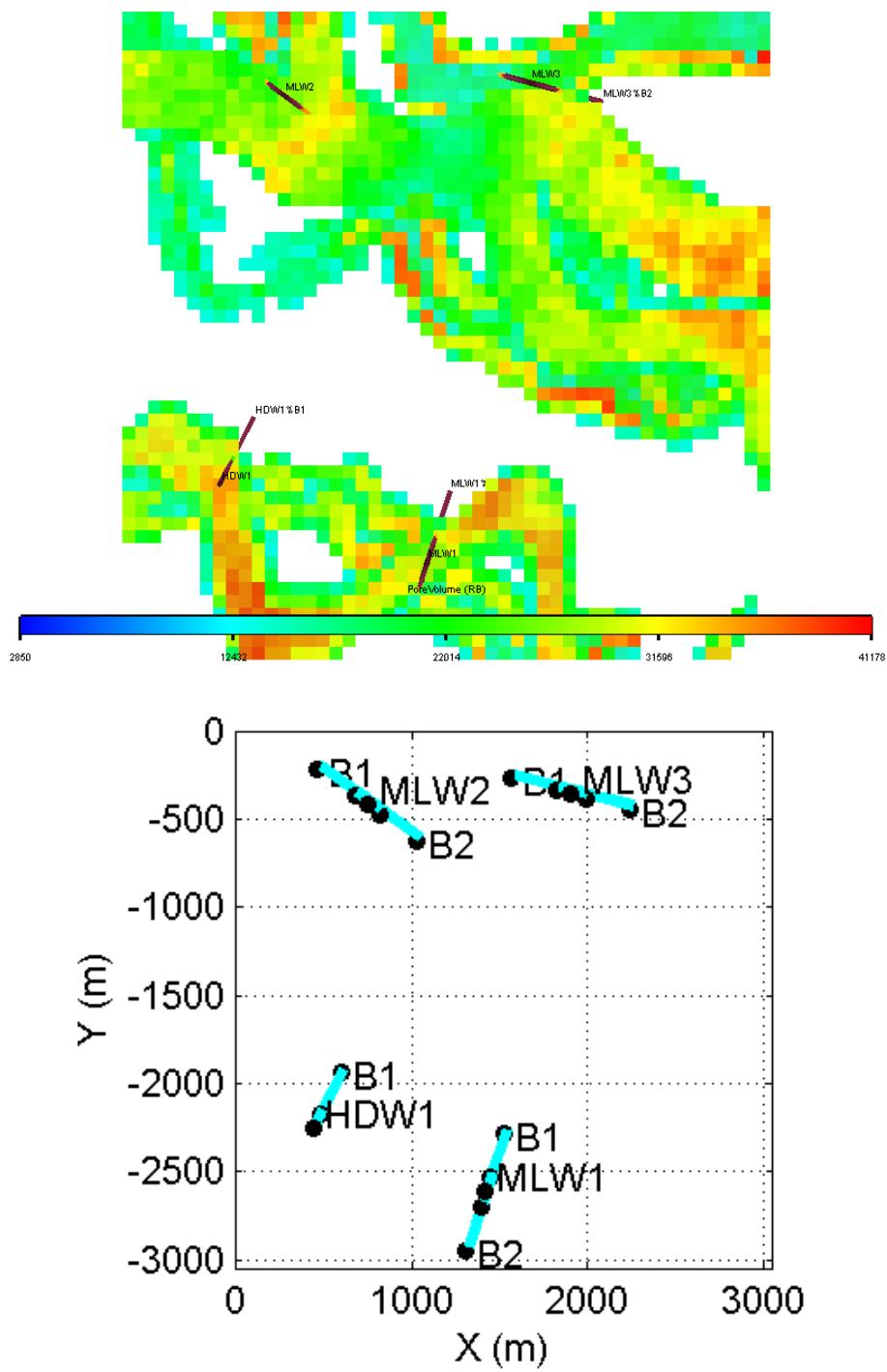


Figura 4.28: Variación de los mejores escenarios de producción por generación para la optimización de localizaciones conocidas. Generación 11

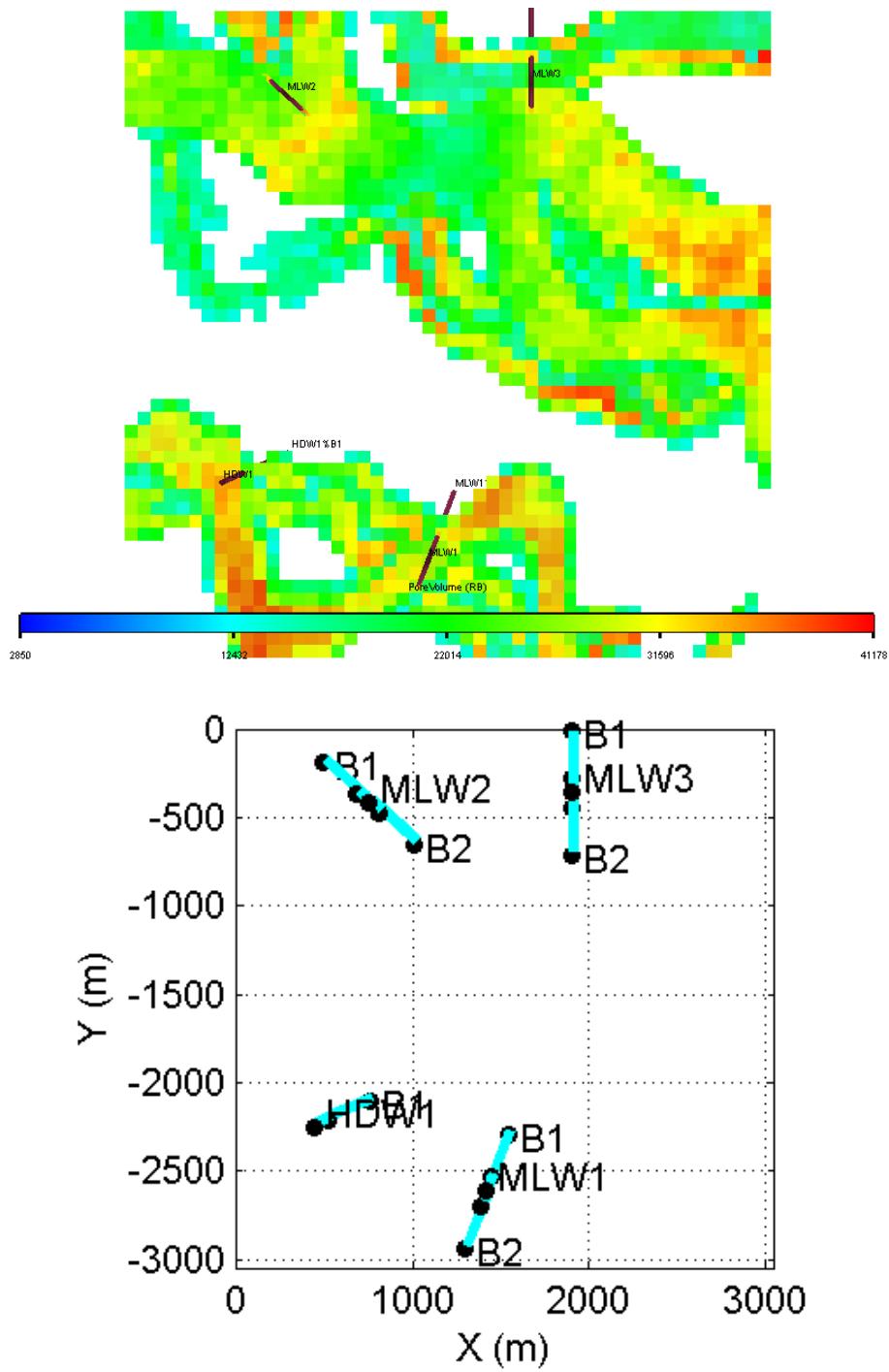


Figura 4.29: Variación de los mejores escenarios de producción por generación para la optimización de localizaciones conocidas. Generación 35

Se utilizó el modelo de yacimiento con 8 canales, ya que se buscaba analizar este caso en función de la dirección del pozo y la dirección de los canales presentes en el modelo de yacimiento. Sin embargo, el incremento en el recobro no superó el 0.5%, lo que representa que para distintos azimut de pozo la cantidad de petróleo acumulado es muy similar.

Adicionalmente, se utilizó una resolución vertical de 5 celdas para representar la trayectoria del pozo con más celdas conectadas entre si. Sin embargo, el número de celdas conectadas por brazo solo supera las 6 celdas. En la figura 4.30 se observa la correspondencia de la trayectoria del pozo y las celdas conectadas para el pozo multilateral 3 del escenario óptimo ofrecido por la herramienta.

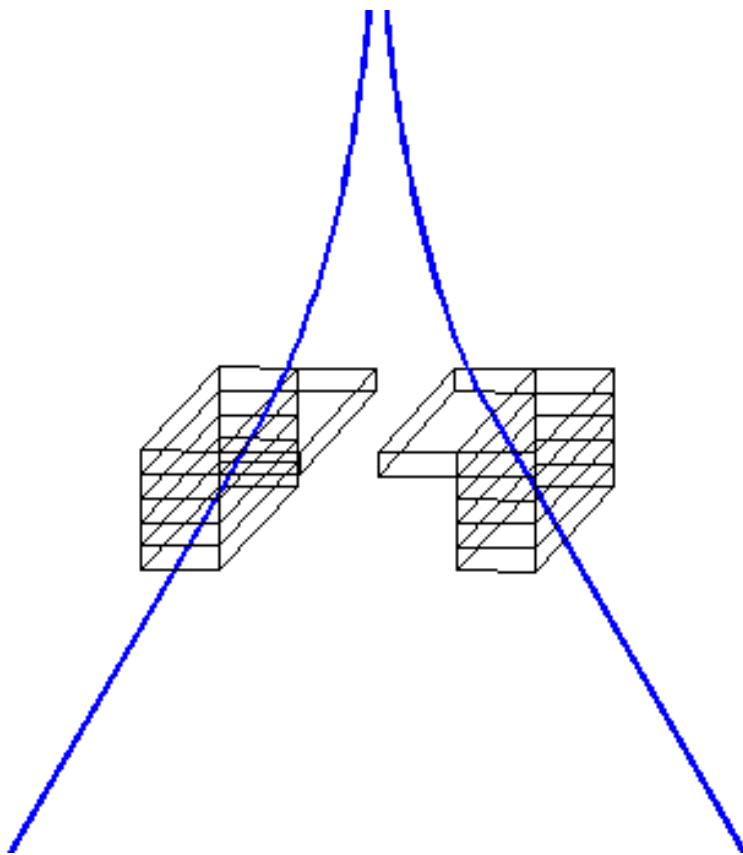


Figura 4.30: Celdas conectadas a flujo sobre la trayectoria del pozo. Pozo bilateral

Durante la evolución de los escenarios de explotación, el pozo multilateral que se encuentra en la parte superior izquierda no sufre ninguna modificación. Su

dirección es paralela a la dirección del canal. Sin embargo los otros tres pozos van modificando sus direcciones para encontrar la mejor configuración que permita optimizar el factor de recobro. Sin embargo, no se puede determinar una dirección común para todos los pozos, o una dirección de preferencia en función del canal presente dentro del yacimiento.

Como se observó en la figura 4.25, fueron realizadas 265 simulaciones y el orden de magnitud del número total de combinaciones es de 10^9 demostrando nuevamente la facilidad de utilizar estos algoritmos para realizar este tipo de optimización.

Conclusiones

- Se desarrolló una metodología innovadora a las existentes en este trabajo que permite realizar la optimización del número, tipo y configuración de los pozos de un yacimiento en estudio. Se creó una herramienta que permite asistir al ingeniero ofreciendo una solución cualitativa en un corto período de tiempo.
- Debido al tipo de problema en estudio, se debe utilizar métodos de optimización que permita la representación de las complejidades existentes en las variables de diseño y en las diferentes respuestas a las combinaciones de estas variables.
- Se deben entender todos los procesos que se encuentran asociados con el modelo de yacimiento: sistema de producción, facilidades en superficie, entre otros; para realizar el correcto análisis de los resultados generado por esta herramienta.
- Los algoritmos genéticos ofrecen una reducción en los tiempos de estudio al ser comparados con los métodos convencionales de optimización.
- El uso de este tipo de algoritmo no asegura conseguir el óptimo global del sistema de estudio por si solo. Es por esto, que este tipo de algoritmo debe ser combinado con otros algoritmos de búsqueda para aumentar su eficiencia.
- El modelaje geoestadístico permite construir modelos estocásticos de yacimiento que representan la variabilidad asociada a los datos utilizados.
- Se observó un aumento en el factor de recobro de 1.20 % para la optimización de escenarios de pozos verticales, 1.38% en la optimización de pozos con configuración arbitraria y 0.35 % en la optimización de la perforación de uno o dos brazos en una localización conocida. De igual manera se observó

un aumento en 35.11MM\$ en el Valor Presente Neto del yacimiento. Estos valores se obtuvieron comparando los mejores escenarios de producción entre la primera generación y la última generación propuesta por el algoritmo.

- Al comparar el peor escenario de producción generado en la primera generación, y el óptimo propuesto por la herramienta se observa un incremento asociado de 26.30 % para la optimización de pozos verticales, 21.42% en la optimización de pozos con configuración arbitraria , 11.50% en la optimización de la perforación de uno o dos brazos en una localización conocida y 619.89 MM\$ del VPN. Sin embargo, el estudio realizado no permite evaluar el impacto producido por la manera que fueron generados los individuos iniciales para cada optimización.
- Debido a la interacción entre los pozos drenando el yacimiento y el mismo, a medida que aumenta el número de pozos, no necesariamente se incrementan el recobro. La presencia de pozos innecesarios dentro del sistema conlleva a una caída drástica en la presión del yacimiento, la cual representa la energía principal de producción, y en una interferencia entre los radios de drenaje de cada pozo.
- Obtener el mayor Valor Presente Neto dentro de un estudio es equivalente a obtener la mayor cantidad de recobro de petróleo del yacimiento. Esto depende directamente de los precios de venta del petróleo, gas y el costo del procesamiento del agua obtenida. Esto puede hacer factible la altos cortes de gas y agua en la producción.
- El uso de esta metodología no debe ser desvinculado de un análisis de incertidumbre al modelo de yacimiento, esto es debido a que estos resultados son dependiente de la distribución obtenida por la realización del yacimiento. Los pozos se agrupan donde se tienen las mejores propiedades. Si se utiliza otra realización, la respuesta del modelo del yacimiento y la ubicación de los pozos van a ser diferentes, pero con una misma probabilidad.

Recomendaciones

- Realizar un estudio adicional que permita asociar el escenario óptimo de explotación, con la incertidumbre asociada a los parámetros que determinan las propiedades del yacimiento y los parámetros que determinan el sistema de producción que se encuentra acoplado al mismo.
- Combinar este algoritmo genético con redes neuronales, o superficie de respuesta, para disminuir el tiempo cómputo asociado a las simulaciones.
- Evaluar el impacto sobre el resultado generado por la herramienta, utilizando distintas maneras de generar la población inicial, como por ejemplo, las localizaciones sugeridas por un estudio integrado de yacimiento.
- Aumentar la resolución de la malla de yacimiento para realizar el estudio de la optimización de pozos multilaterales, de manera que las trayectorias sean mejor representadas en función de las celdas conectadas.
- Realizar un estudio que permita obtener la configuración óptima de los parámetros que configuran los algoritmos genéticos, esto permitiría disminuir el número de corridas y el tiempo necesario para obtener los resultados.
- Realizar un estudio que permita determinar las restricciones productivas óptimas de los pozos presente en el modelo de simulación.
- Implementar una metodología que permita establecer criterios más robustos en la determinación de aquellos escenarios que deben ser considerados como inválido. Estos deben ir dirigidos a la identificación de restricciones físicas (intersección de trayectorias) y económicas (inversión inicial máxima permisible).

- Redirigir la función objetivo a otras variables de estudio, por ejemplo corte de agua, relación gas–petróleo, que permita realizar el proceso de optimización desde diferentes enfoques y permita aumentar la complejidad de la función objetivo a optimizar.
- Expandir esta metodología que permita establecer escenarios de explotación que combinen pozos inyectores con pozos productores.
- Implementar dentro del flujo de trabajo la opción *parallel* del simulador ECLIPSE™, el cual permite realizar las simulaciones en computadoras con varios procesadores. Esto permitiría disminuir el tiempo de cómputo dentro del proceso de optimización. Sin embargo, se necesita una estructura adecuada instalada que permita realizar este tipo de procedimiento dentro de la universidad.
- Implementar metodología más robusta de integración subsuelo-superficie con un simulador de redes de superficie y un controlado.
- Proponer un proyecto piloto con el uso de la herramienta generada para realizar la optimización utilizando un modelo de yacimiento real, entre la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela y una empresa petrolera que permita el intercambio de conocimientos técnicos en optimización de esquemas de explotación de yacimientos y que además permita la dotación de infraestructura de computación necesarias para realizar las simulaciones.

Referecias Bibliográficas

- [1] Richard L. Chambers, Jeffrey M. Yarus, and Kirk B. Hird. Petroleum geostatistics for nongeostatisticians part 1. *The Leading Edge*, pages 474–479, May 2000.
- [2] Carla Da Silva. Simulación del comportamiento de producción de pozos no convencionales en un modelo estocástico de yacimiento fluvial. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Noviembre 2006.
- [3] José R. Villa. *Geoestadística Aplicada*. Universidad Central de Venezuela, 2005–2007.
- [4] C.V. Deutsch and T.T. Tran. Fluvsim: A program for object-based stochastic modeling of fluvial depositional systems. *Computers & Geosciences*, 28:525–535, 2002.
- [5] Richard L. Chambers, Jeffrey M. Yarus, and Kirk B. Hird. Petroleum geostatistics for nongeostatisticians part 2. *The Leading Edge*, pages 592–599, June 2000.
- [6] Any Ordoñez. Modelo de pozos en simulación numérica de yacimientos. Trabajo especial de grado, Escuela de Ingeniería de Petróleo. UCV, 2007.
- [7] Jef Caers. *Introduction to Geostatistics for reservoir characterization: A 3-day short course*. Department of Petroleum Engineering. Stanford University, Palo Alto, California, 2006.
- [8] Schlumberger. *ECLIPSE Black Oil Reservoir Simulation Training*. Schlumberger Information Solutions, August 2005.

- [9] J. R. Villa. *Simulación de Yacimientos*. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2005.
- [10] P. Vaca. *Simulación de Yacimientos*. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela, 2003.
- [11] Tarek Ahmed. *Advanced Reservoir Engineering*. Gulf Professional Publishing, Houston, Texas, 2004.
- [12] Khalid Aziz and Anthony Settari. *Petroleum Reservoir Simulation*. Applied Science Publishers, London, 1979.
- [13] Angel Guerrero. Optimización de trayectorias de pozos desviados. Trabajo especial de grado, Escuela de Ingeniería de Petróleo. UCV, 2007.
- [14] Donald W. Peaceman. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation. *Paper SPE 6893 presented at the SPE-AIME 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition*, June 1978.
- [15] Donald W. Peaceman. Interpretation of well-block pressures in numerical reservoir simulation with nonsquare grid blocks and anisotropy permeability. *SPE Journal*, (SPE 10528), June 1983.
- [16] Jones Shu. *Comparasion of Various Techinques for Computing Well Index*. Master of science, Stanford University, August 2005.
- [17] Arnold Neumaier. "Complete Search in Continuous Global Optimization and Constraint Satisfaction". In *Acta Numerica 2004 (A. Iserles, ed.), Cambridge University Press 2004.*, 2003.
- [18] Miguel Cerrolaza and William Annicchiarico. *Algoritmos de Optimización Estructural Basados en Simulación Genética*. Consejo de Desarrollo Científico y Humanístico. Universidad Central de Venezuela, 1996.
- [19] "Global optimization". From Wikipedia, the free encyclopedia, 2007.
http://en.wikipedia.org/wiki/Global_optimization.
- [20] "Deterministic algorithm". From Wikipedia, the free encyclopedia, 2007.
http://en.wikipedia.org/wiki/Deterministic_algorithm.

- [21] “Branch and bound”. From Wikipedia, the free encyclopedia, 2007. http://en.wikipedia.org/wiki/Branch_and_bound.
- [22] Gabriela Ochoa. Notas del curso: “Computación Evolutiva, CI-6463”. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela, 2007. <http://delta.cs.cinvestav.mx/%7Eccoello/genetic.html>.
- [23] “Stochastic process”. From Wikipedia, the free encyclopedia, 2007. http://en.wikipedia.org/wiki/Stochastic_process.
- [24] James C. Spall. “Introduction to Stochastic Search and Optimization: Estimation, Simulation, and Control”. Wiley, Hoboken, NJ, 2003.
- [25] James C. Spall. “Multivariate Stochastic Approximation Using a Simultaneous Perturbation Gradient Approximation”. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 37:332–341, 1992. <http://www.jhuapl.edu/SPSA/>.
- [26] Carlos A. Coello. Notas del curso: “Introducción a la Computación Evolutiva”. Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional(CINVESTAV). México, D. F, México., 2007. <http://delta.cs.cinvestav.mx/%7Eccoello/genetic.html>.
- [27] Jussi Jalkanen and Juhani Koski. “Heuristic Methods in Space Frame Optimization”. In *46th AIAA/ASME/ASCE/AHS/ASC Structures, Structural Dynamics & Materials Conference*, 2005.
- [28] Natallia Kokash. “An Introduction to Heuristic Algorithms”. 2005.
- [29] “Heuristic (computer science)”. From Wikipedia, the free encyclopedia, 2007. [http://en.wikipedia.org/wiki/Heuristic_\(computer_science\)](http://en.wikipedia.org/wiki/Heuristic_(computer_science)).
- [30] “Metaheuristic”. From Wikipedia, the free encyclopedia, 2007. <http://en.wikipedia.org/wiki/Metaheuristic>.
- [31] “Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox User’s Guide”, 2007. <http://www.mathworks.com>.
- [32] David E. Goldberg. *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*. Addison-Wesley, 1989.

- [33] Carolina Rodríguez. Optimización de la localización de pozos verticales mediante algoritmos genéticos. Trabajo Especial de Grado, Escuela de Ingeniería de Petróleo. UCV, 2005.
- [34] Rob Womersley. “Local and Global Optimization: Formulation, Methods and Applications”, 2007. Laminas de Clase. Bioinformatics 3 (BINF3001) Facultad de Ingeniería – Universidad de New South Wales – Australia <http://web.maths.unsw.edu.au/~rsw/lgopt.pdf>.
- [35] Joseph Kirk. “Traveling Salesman Problem–Genetic Algorithm”. <http://www.mathworks.com>.
- [36] “Getting Started with MATLAB®help,“ What Is MATLAB?”, 2006. <http://www.mathworks.com>.
- [37] José R. Villa. PRiSMA : Probabilistic reservoir modeling and simulation, 2007. <http://villaj.googlepages.com/prisma>.
- [38] “Net present value”. From Wikipedia, the free encyclopedia, 2007. http://en.wikipedia.org/wiki/Net_present_value.
- [39] Robustiano Gorgal. Notas del curso: “Introducción al Análisis Económico de Decisiones”. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela, 2007.
- [40] Yeten Burak. *Optimum Deployment of Nonconventional wells*. PhD thesis, Department of Petroleum Engineering. Stanford University, 2003.
- [41] J. R. Villa. Conversación personal, Septiembre 2007.
- [42] “Integer Programming using the Genetic Algorithm Toolbox ”, 2007. <http://www.mathworks.com>.
- [43] Zhimin Du Chuanliang Li, Xiaofan Chen. “A New Relationship of Rock Compressibility with Porosity”. In *Paper SPE 88464. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 18-20 October, Perth, Australia*, 2004.
- [44] M.B. Standing. “A General Pressure Volume-Temperature Correlation for Mixtures of Californian Oils and Greases”. In *Drilling and Production Practice, API(1947) 275.*, 1947.

- [45] Tarek Ahmed. *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Professional Publishing, Houston, Texas, 2000.
- [46] Beggs. “Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems”. In *Paper SPE 5434, Journal Of Petroleum Technology*, 1975.
- [47] T.A. Blasingame, F.E. Londono, R.A. Archer. “Simplified Correlations for Hydrocarbon Gas Viscosity and Gas Density - Validation and Correlation of Behavior Using a Large-Scale Database”. In *Paper SPE 75721. SPE Gas Technology Symposium, 30 April-2 May 2002, Calgary, Alberta, Canada*, 2002.
- [48] M. Honanpour. “Relative Permeability of Petroleum Reservoirs”. In *CRC Press, Inc., Florida, USA, 1986*.
- [49] A.T. Corey. “Mechanics of Immiscible Fluids in Porous Media”. In *Water Resources Publications, LLC., USA*, 1994.
- [50] Francisco Rosado, Edgar Rangel, and Fernando Rodríguez. “Analysis of Capillary, Gravity and Viscous Forces Effects in Oil/Water Displacement”. In *Paper SPE 108722. International Oil Conference and Exhibition in Mexico, 27-30 June, Veracruz, Mexico*, 2007.
- [51] Melanie Mitchell. *An Introduction to Genetic Algorithms*. The MIT Press, 1998.
- [52] Schlumberger. *How to build a VFP Table for ECLIPSE Forecast Simulation Using PIPESIM*, 2006.
- [53] Schlumberger. *ECLIPSE Reference Manual*, 2004.
- [54] Mariella Infante. Evaluación de múltiples configuraciones de pozos no convencionales en un yacimiento fluvio-deltáico. Trabajo especial de grado, Universidad Central de Venezuela, Febrero 2006.
- [55] M. Salazar and J. Villa. “”Upscaling Techniques for Reservoir Simulation”. In *SPE paper 107907 Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, 2007.
- [56] C. V. Deutsch. Reservoir modeling with publicly available software. *Computers & Geosciences*, 25:355–363, 1999.

- [57] Amoco Production Co. Black oil properties correlations. Hoja de cálculo de Microsoft Excel, 1995–1997.
- [58] Edurne De Elguezabal. Análisis de yacimientos compartamentalizados mediante balance de materiales. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Noviembre 2004.
- [59] Carlos García. Análisis de errores de presión y pvt sobre las estimaciones de balance de materiales. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Noviembre 2005.
- [60] M. Al-Marhoun. “The Coefficient of Isothermal Compressibility of Black Oils”. In *SPE paper 81432 SPE 13th Middle east Oil Show and Conference held in Bahrain. 5-8 Apr 2003*, 2003.
- [61] Dindoruk B and Christman P. “Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations.”. In *SPE paper 71633, 2001 SPE Annual Conference and Exhibition held in New Orleans Louisiana. 30 Sep - 3 Oct*, 2001.
- [62] E. Glaso. “Generalized pressure-Volume-Temperature Correlations.”. In *Paper SPE paper 8016.*, 1980.
- [63] J.A Lasater. “Bubble Point Pressure Correlation””. In *Trans., AIME (1958)*, 1958.
- [64] G.E. Petrosky. and F. Farshad. “Pressure-Volume-Temperature Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils”. In *Paper SPE 51395, 1993 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston TX, USA 3-6 Oct 1993.*, 1993.
- [65] Beggs H.D Vasquez, M. “Correlations for Fluid Physical Property Prediction”. In *Paper SPE 6719, Journal Of Petroleum Technology*, 1977.
- [66] Hewlett-Packard. *H.P. 41C Petroleum Fluids PAC manual*.
- [67] J. Brill and H. Beggs. “Two-Phase Flow in Pipes”. In *Tulsa, OK: The University of Tulsa, 1978.*, 1978.

Apéndice A

Curvas de flujo multifásico en tuberías^[52]

Las curvas de comportamiento de flujo(**VFP**) dentro de las tuberías del sistema de producción son tablas que muestran una serie de tasa dependiente de la presión de fondo fluyente en formato compatible que puede ser leído por los simuladores de yacimiento. El objetivo de estas curvas es realizar la predicción de la tasa de producción del pozo para ciertas condiciones de operación (presión de cabezal de pozo, relación gas–petróleo, corte de agua, tasa de inyección, entre otros) mediante el cálculo de la presión de fondo fluyente del pozo.

Durante la simulación, el simulador de yacimiento utiliza la información dentro de la tabla VFP para los valores dado de la tasa de líquido, corte de agua, relación gas–petróleo, tasa de inyección y la presión de cabezal; y se realizan interpolación dentro de las tablas para determinar la presión de fondo fluyente del pozo. Una vez determinada, el simulador de yacimiento calcula la tasa de producción del pozo utilizando el índice de productividad del pozo. El proceso se repite para cada paso de tiempo.

Apéndice B

Archivo de parámetros de SReM

```
START OF PARAMETERS:  
Bern  
100 100 10  
100 100 10  
1 10000 tops-fine.out  
  
0  
1 1  
1 0 0  
0.60 0.07 0.08  
50  
50 60 70  
  
1000 1000 1000  
6000 6000 6000  
20 20 20  
64 74 76  
0 0.5 10  
0.2 0.4 0.6  
  
80 80 80  
0.25 0.5 0.75  
  
500 500 500  
  
sand  
0.10 0.30 0.05  
0.1  
1 0.9 0 0  
30 30 3  
perm=1.000000*exp(23.02585*poro)  
shale  
0.02 0.06 0.02  
  
-Project name  
-nx, ny, nz  
-xsiz, ysiz, zsiz  
-Tops: flag (0=from file, 1=constant), top depth,  
top file in GeoEAS format (located in INCLUDE  
folder)  
-Facies-conditioned properties? (0=no, 1=yes)  
-number of realizations: fluvsim, sgsim  
-Facies(on): channel, levee, crevasse  
- global proportion of channel, levee, crevasse  
- maximum number of channels  
- channel: orientation  
(degrees clockwise from North)  
- channel: sinuosity: half amplitude  
- channel: sinuosity: half wavelength  
- channel: thickness (relative to zsiz)  
- channel: width/thickness ratio  
- levee: average width  
- levee: depth below top  
(relative to channel thickness)  
- crevasse: attachment length  
- crevasse: crevasse thickness next to channel  
(relative to channel thickness)  
- crevasse: areal size of crevasse  
(diameter in horizontal distance units)  
-Sand parameters  
- min, max, variance  
- nugget effect  
- it, cc, ang1, ang2  
- a_hmax, a_hmin, a_vert  
- k-phi regression  
-Shale parameters  
- min, max, variance
```

```

0.1
1 0.9 0 0
30 30 3
perm=0.630957*exp(23.025851*poro)
0.1
0 0
0 0.20 0

1
1
20 20 2
1

0 0 0 0 0 0
1 0.5

1 init.inc

10050 6000 20000 1000 1000
1 10050 1400 10 100 East
0
1
NOSIM

- nugget effect
- it, cc, ang1, ang2
- a_hmax, a_hmin, a_vert
- k-phi regression
-Vert/horiz permeability (kv/kh)
-Postsim E-type (0=no, 1=yes), print
-Postsim probability (0=no, 1=yes), threshold,
print
-Poro/Perm Upscaling (0=no, 1=yes)
- number of upscaled models
- NX, NY, NZ
-Pore volume ranking:
flag (0=no, 1=yes), bar plot (0=no, 1=yes)
-Plots: 2D, 3D, histplt, pixelplt, isosurf, print
(0=no, 1=yes)
-Property multipliers:
porosity (x), permeability (10^x)
-Initialization: flag (0=from file, 1=yes)
init file (located in INCLUDE folder)
- datum, initial pressure, OWC, GOC, Rsi
- aquifer flag, datum, volume, ct, PI, face
-Multiple developing scenarios (0=no, 1=yes)
- number of scenarios
- name of scenario

```

Sthochastic Reservoir Modeling - SReM
 ©2003-2007, Jose R. Villa

Apéndice C

Pozos Multi-Segmentados^[6]

La opción Multisegment Wells permite obtener una descripción más detallada de las condiciones del flujo de fluidos dentro del pozo, a través de la división del pozo (y cualquier brazo lateral) en un número de segmentos unidimensionales, tal como se muestra en la figura C.1, donde cada segmento tiene un conjunto de variables independientes que permiten describir las condiciones de flujo. En el caso de un simulador de petróleo negro, como ECLIPSE 100, se utilizan cuatro variables por segmento: la presión, la tasa total de flujo y las fracciones de flujo de agua y gas. Las variables dentro de cada segmento se evalúan a partir de la solución de las ecuaciones de balance de materiales para cada fase y una ecuación de caída de presión que toma en cuenta los gradientes de presión que ocurren en el pozo (hidrostático, fricción y aceleración).

El diferencial de presión se puede calcular a partir de un modelo de flujo homogéneo, donde se considera que todas las fases fluyen a la misma velocidad, o a partir de un modelo de *Drift Flux*, el cual permite considerar el deslizamiento que existe entre las fases. Tal como un modelaje común de pozos, las ecuaciones generadas por este modelo son resueltas totalmente implícitas y simultáneamente con las ecuaciones de flujo en el yacimiento.

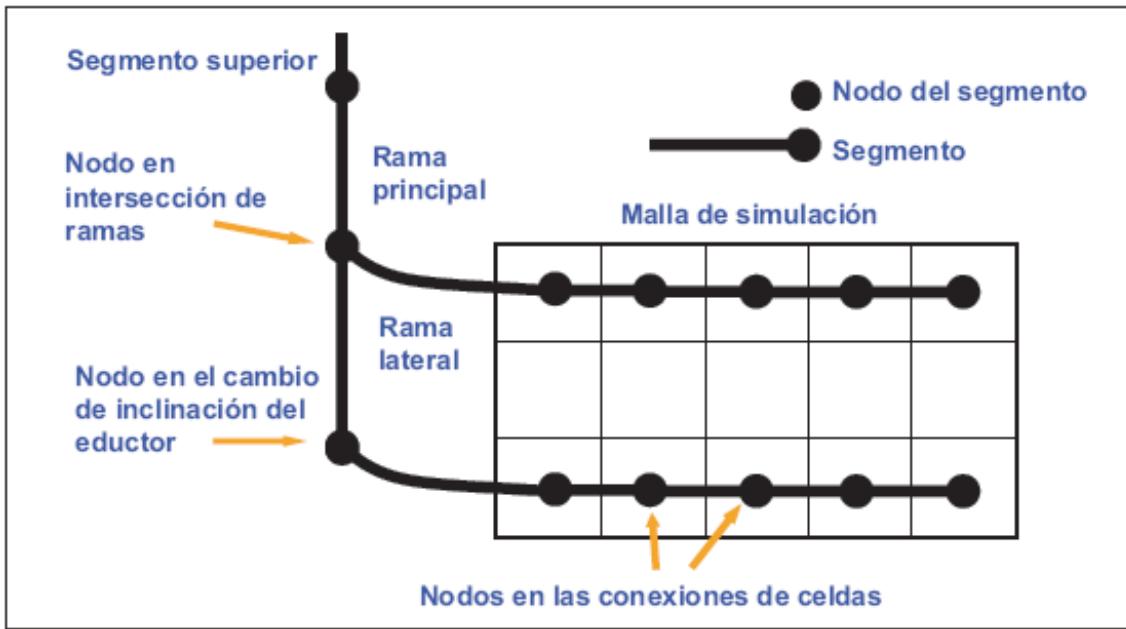


Figura C.1: Configuración de un pozo multi-segmento

El flujo de fluidos entre el nodo de cada segmento y su conexión asociada es calculado por el simulador a partir de la ecuación C.1.

$$q_{pj} = WI_{pj}\lambda_{pj} (p_j + H_{cj} - p_n - H_{nc}) \quad (\text{C.1})$$

en donde:

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

Apéndice D

Fundamentos de ECLIPSE

ECLIPSE100™ se encuentra diseñado para leer archivos de texto en formato ASCII, normalmente con extensión .DATA, en el cual se encuentra toda la información referente al modelo a simular. Esta información es reconocida por simulador al ser introducida utilizando una serie de palabras claves (conocidas como keywords) las cuales tienen un formato pre-establecido. El archivo de datos se encuentra subdividido en varias secciones las cuales se presentan a continuación:^[53, 54, 8]

- **RUNSPEC:** Esta sección contiene la información general del modelo, entre los cuales se incluye el título de la simulación, las dimensiones de la malla, las fases presentes en el yacimiento, la cantidad inicial de fluidos presentes en el modelo, entre otros.
- **GRID:** Esta sección contempla la información correspondiente a la geometría del mallado del modelo y alguna de las características básicas de las propiedades del yacimiento, como por ejemplo: topes, porosidad, permeabilidad, espesor de arena neta, entre otros. Utilizando esta información, el programa calcula el volumen poroso, la transmisibilidad y la profundidad del punto medio correspondiente de cada celda.
- **EDIT:** Esta sección se utiliza cuando es necesario realizar alguna modificación en las propiedades calculadas con los valores suministrados en la sección **GRID**. Esta sección es opcional.
- **PROPS:** En esta sección se introduce la información correspondiente a las propiedades que dependen de la presión y la saturación: PVT, presiones

capilares, permeabilidades relativas, densidades de los fluidos, compresibilidad de la roca, entre otros.

- **REGIONS:** Si esta sección es especificada, se divide la malla en sub-regiones. Esta sección es opcional.
- **SOLUTION:** Esta sección introduce los valores necesarios para calcular las valores iniciales de presión y saturación en el modelo de yacimiento. Entre los datos necesitados se encuentran: profundidad de referencia (datum), las presiones al datum, profundidad de los contactos entre los fluidos (agua–petróleo, gas–petróleo), entre otros.
- **SUMMARY:** Esta sección especifica el número de variables que van a ser escritas en los archivos de salida en cada paso de tiempo dentro de la simulación. Utilizando programas como FLOVIZ™ se puede observar como cambian las variables especificadas dentro de esta sección. Si no se introduce alguna información en esta sección, el simulador no genera los archivos de salida.
- **SCHEDULE:** La información suministrada en esta sección permite definir las operaciones que se van a simular(producción y/o inyección). Adicionalmente esta sección es utilizada para indicarle al simulador la información sobre las curvas de comportamiento de flujo dentro de las tuberías del sistema de producción (o curvas VFP¹). Utilizar este tipo de curvas o el herramientas especializadas para describir el flujo de fluidos en tuberías se extiende en el apéndice A.

De igual manera se puede suministrar de la historia de producción de cada pozo, información necesaria para realizar el cotejo histórico del campo. Los parámetros correspondiente a la calibración del simulador puede ser suministrado en esta sección.

Este archivo de datos puede ser creado utilizando editores de texto convencionales, así como el programa ECLIPSE--OFFICE™ el cual permite realizar la misma tarea,

¹del Inglés Vertical Flow Performance

pero de manera interactiva.

ECLIPSE™ funciona de la siguiente manera^[8]: El usuario crea un archivo de dato, el cual contiene toda la información correspondiente al modelo a simular. Este modelo debe contener la descripción del yacimiento, la descripción de las propiedades de la roca y el fluido, condiciones iniciales, los pozos con su fase fluyente y sus instalaciones en superficie. El simulador procesa la información contenida dentro del archivo de parámetros por secciones, como se expuso anteriormente, y se realizan varias validaciones sobre la consistencia de la información suministrada antes de seguir a la siguiente sección.

ECLIPSE™ toma la cantidad necesaria de memoria para la información que va a ser procesada. La geometría del mallado y las propiedades son procesadas de la maneras más conveniente para realizar los cálculos de flujo; procesando y calculando el volumen poroso, la transmisibilidad en las tres dimensiones y la profundidad del punto medio de la celda para crear las conexiones necesarias y simular así aquel fluido que pueda fluir o no.

Seguidamente son cargadas las propiedades de la roca y el fluido. Esto se realiza al leer las tablas que definen el comportamiento de la fase presente en el modelo y al leer las tablas que especifican la permeabilidades relativas y las presiones capilares versus la saturación. Estos permite definir las saturaciones crítica, connata, máximas y mínimas, las cuales permiten calcular las zonas de transición y las condiciones de flujo relativo entre las fases.

Posteriormente, las condiciones iniciales son definidas, frecuentemente se especifica la información de cada uno de los contactos (presión y profundidad). ECLIPSE™ utiliza esta información, en conjunto con la suministrada en los pasos anteriores, para calcular los gradientes de presión iniciales en cada una de las zonas del yacimiento, así como la saturación de cada fase en cada celda. Este paso es conocido como inicialización.

Por último, comienza la simulación. Los pozos son perforados, cañoneados y terminados. Se configuran los límites económicos de los pozos productores e

inyectores y se simula el flujo dentro del yacimiento hacia la superficie. Durante el desarrollo de la simulación, ECLIPSE™ imprime en un archivo de salida los resultados de la simulación. Estos resultados pueden ser cargados en un post–procesador para ser visualizado.

Apéndice E

Proyecto PRiSMA

Desarrollado por el Profesor José Reinaldo Villa de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela y la Ingeniero Any Ordoñez, PRiSMA^[37] ¹ es una herramienta computacional desarrollada utilizando MATLAB®el cual tiene como objetivo realizar el estudio de diferentes escenarios de explotación utilizando un modelo de yacimiento fluvial generado estocásticamente. Las simulaciones son realizadas utilizando el simulador ECLIPSE100™.

Actualmente, el proyecto PRiSMA se encuentra constituido por dos programas principalmente: SReM², el cual genera un modelo estocástico de yacimientos de alta resolución, utilizando técnicas geoestadísticas; y PRiSMA , el cual de manera automatizada realiza el modelaje de un pozo, simula y procesa los resultados del modelo generado utilizando SReM. El funcionamiento de este script de MATLAB®es explicado en el apéndice E

Generación del Modelo Estocástico de Yacimiento (SReM)

El primer paso consiste en la generación del modelo que se va a simular. SReM genera una malla de alta resolución en un sistema fluvial. Para lograr esto, primero se realiza la simulación basada en objetos para generar las facies presentes en el yacimiento. Se le puede indicar a SReM que se realicen múltiples realizaciones fluviales las cuales deben reproducir la estadística de los datos suministrados,

¹Modelaje y Simulación Estocástica de Yacimientos

²<http://villaj.googlepages.com/srem.htm>

histogramas, media y varianza, así como representar las proporciones globales de cada una de las facies presentes.

De la misma manera, **SReM** tiene la capacidad de definir dentro del modelo un acuífero analítico, mediante el uso de las palabras claves *AQUFETP* y *AQUANCON*.

Los parámetros necesarios para simular las facies son los siguientes:

- **Facies presentes:** se pueden simular canales, diques y/o abanicos de rotura.
- **Proporción global:** Es la proporción total de cada una de las facies dentro del modelo, por ejemplo: Canales 60%, diques 7%, abanico de rotura 8%.
- **Número máximos de canales:** Es el número máximo de canales presentes en el modelo. Si se indica un número bajo de canales es posible que no se cumpla las proporciones establecida en el punto anterior.
- **Parámetros que definen los canales:** Se necesita la orientación, o los grados en sentido de las agujas del reloj medido desde Norte; la sinuosidad del canal, definida por la amplitud y la longitud de onda del canal; el espesor y el ancho del canal.
- **Parámetros que definen los diques:** Se debe suministrar la información correspondiente al espesor promedio y a la profundidad por debajo del tope promedio, relativa al espesor de los canales presente.
- **Parámetros que definen los abanicos de rotura:** La longitud, el espesor (relativo al espesor del canal) y la extensión superficial del abanico deben ser suministrados para realizar la simulación de esta facie.

La figura E.1-a muestra un modelo de facies generado por **SReM**, y la figura E.1-b muestra la cara posterior solamente. El color verde representa el canal, el marrón el borde del canal y el color azul es la facie de fondo o lutita.

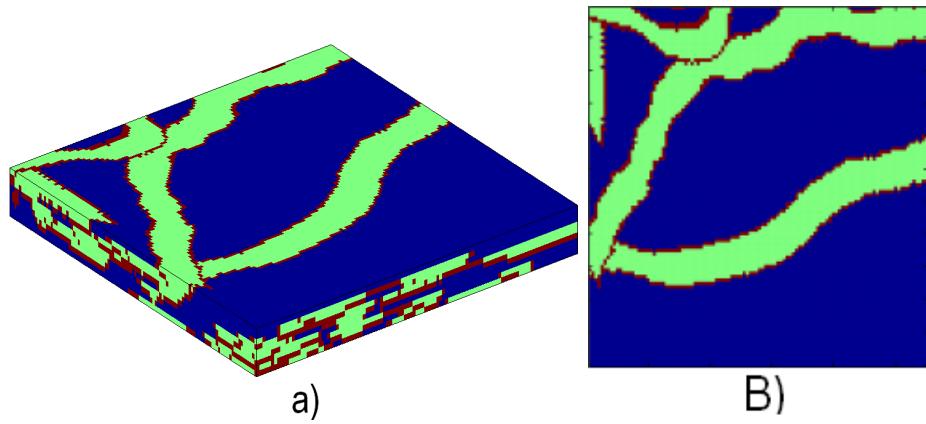


Figura E.1: Modelo Conceptual de Facie generado con **SReM**

El segundo paso es realizar la simulación secuencial Gaussiana para determinar la distribución espacial de la porosidad, para luego determinar la permeabilidad a través de una regresión empírica. Para realizar este tipo de simulación, se le debe suministrar la información correspondiente al semivariograma, el rango de valores de la porosidad, y la regresión empírica correspondiente a la tipo de roca a simular, bien sea lutita o arena. La figura E.2 muestra la distribución espacial de la porosidad generada mediante Simulación Secuencial Gaussiana. En la arena (A), los colores rojos representan valores altos de porosidad (cercano al 30%) mientras que en la distribución para la lutita(B), los valores poseen un rango entre 2% y 6%.

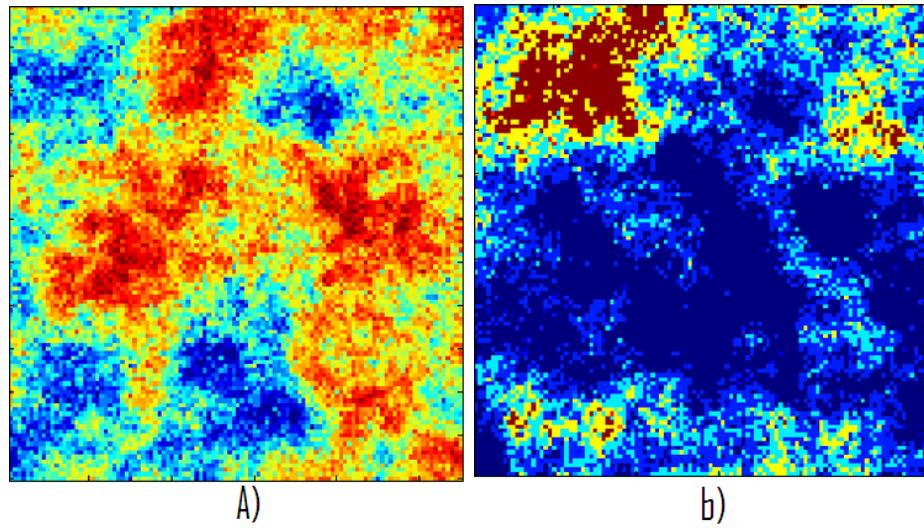


Figura E.2: Distribución espacial de porosidad para la arena y la lutita

Una vez calculada la distribución de propiedades, son condicionadas las propiedades del modelo a la facie presente en el mismo. Para esto, se toma cada una de las facies y se asignan las propiedades del tipo de roca presente en cada facie. Las figura E.3-a y E.3-b, muestran el condicionamiento de las propiedades a cada una de las facies presente expuestas en la figura E.1.

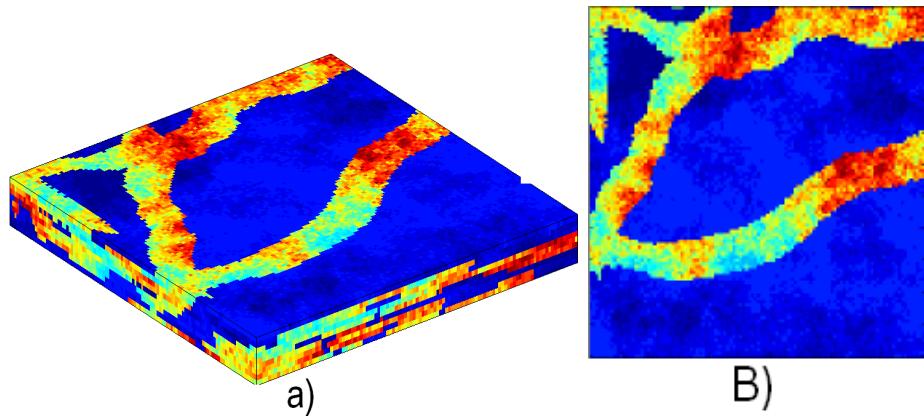


Figura E.3: Distribución espacial de porosidad condicionada a la face

Por último, son calculado los modelos escalados a simular. El escalamiento es un procedimiento que permite trasladar un modelo de yacimiento de alta resolución (aproximadamente 100 millones de celda) a una escala que sea manejable para

la simulación del yacimientos, aproximadamente 100 mil celdas, manteniendo la respuesta de flujo en el modelo fino. La geoestadística es aplicada en el modelo fino, sin embargo, para realizar la simulación en este modelo se necesita un capacidad de procesamiento superior a la que se ofrece actualmente. Para realizar el escalamiento de la porosidad **SReM** utiliza un promedio arismétrico. De igual manera, el escalamiento de las permeabilidades es realizado utilizando un escalamiento dinámico monofásico.^[55]

Las figuras E.4 muestra la distribución espacial de la porosidad en una malla cartesiana de 100x100x10. La figura E.5 muestra el escalamiento a una malla 50x50x5, en donde se observa que se conservan las direcciones y las preferencias de las propiedades.

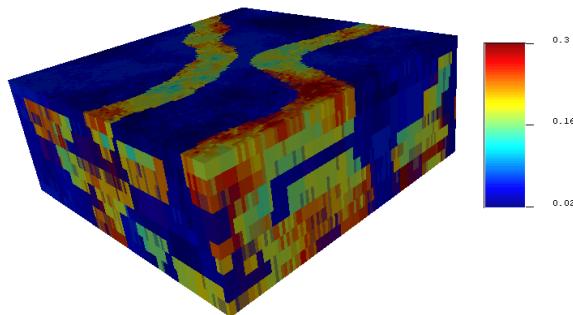


Figura E.4: Distribución Espacial de la Porosidad en una Malla Cartesiana de 100x100x10

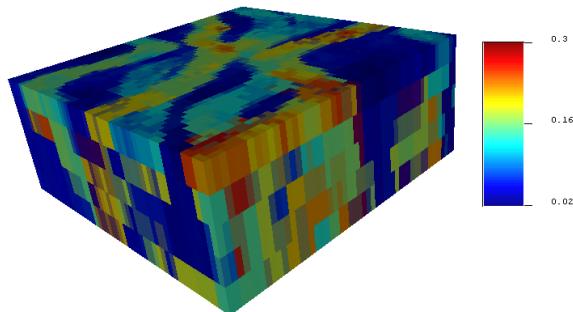


Figura E.5: Escalamiento de la porosidad. Malla Cartesiana de 50x50x5

Si se indica por el usuario, **SReM** realiza este procedimiento para múltiples

realizaciones de la geometría de facies y múltiples realizaciones de la distribución espacial de propiedades. El apéndice B muestra como se encuentra constituido el archivo de parámetro que utiliza **SReM**. El flujo de trabajo utilizado por **SReM** se presenta en la figura E.6

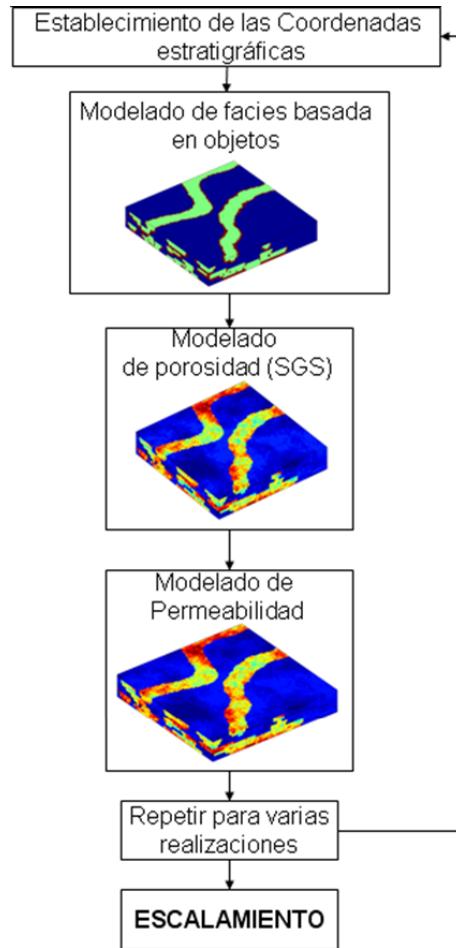


Figura E.6: Flujo de trabajo utilizado para la generación del modelo de yacimiento(modificado de [56])

Modelaje de Pozo y Simulación de Yacimiento

Esta parte del programa, también conocida como **PRiSMa -S³**, fue desarrollada por la Ingeniero Any Ordoñez en su Trabajo Especial de Grado^[6]. Esta herramienta computacional permite calcular el índice del pozo (WI), prepara los archivos

³PRiSMa –Scenario (escenario)

necesarios para la creación del archivo de datos de **ECLIPSE™**, ejecuta la simulación utilizando **ECLIPSE™** y genera los gráficos de la producción total y por pozos para diferentes realizaciones geoestadísticas y para distintos escenarios de explotación.

PRiSMa –S puede trabajar con escenarios de explotación donde se encuentren pozos verticales, desviados, horizontales y multilaterales. Para realizar la simulación de dichos escenarios, es necesario realizar el modelaje de los pozos presentes a través del cálculo del índice del pozo (o well index WI). Esta herramienta tiene implementado el modelo de pozo de Peaceman y el modelo de Holmes. Adicionalmente, el modelo del pozo puede ser realizado utilizando la opción *Multi-segmented wells* de **eclipse**, el cual permite una descripción más detallada del flujo de fluido dentro de la tubería. El apéndice C trata esta opción con más detalle.

El flujo de trabajo utilizado para calcular el índice del pozo es el siguiente:

Generación de trayectoria de pozos La trayectoria del pozo es calculada para cada una de las secciones que este se encuentra constituido. La sección principal se encuentra definida por dos puntos, el inicial y el final. Cada punto se encuentra constituido por su coordenada X y Y en el plano, la profundidad medida y la profundidad vertical (MD y TVD respectivamente). El punto donde termina esta sección (KOP) es calculada con la ecuación E.1

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

en donde *top* representa el tope del yacimiento, en pies, *sev* es la severidad del pozo, expresada en °/100ft y θ es el ángulo de inclinación de pozo.

Posteriormente se construye la sección curva del pozo, la cual se encuentra constituida por secciones de $\theta-1$ puntos, en la cual se construye la trayectoria. Los valores de X, Y, MD y TVD en este intervalo se obtiene utilizando las expresiones E.2, E.3, E.4 y E.5.

$$X_{i+1} = X_i + \text{sev} * \cos(\alpha)\sin(i) \quad (\text{E.2})$$

$$Y_{i+1} = Y_i + sev * \sin(\alpha) \sin(i) \quad (\text{E.3})$$

$$\text{MD}_{i+1} = \text{MD}_i + sev \quad (\text{E.4})$$

$$\text{TVD}_{i+1} = \text{TVD}_i + sev * \cos(i) \quad (\text{E.5})$$

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

Por último, es construida la sección inclinada del pozo, la cual se encuentra definida por dos puntos (inicial y final) calculados utilizando las ecuaciones E.6, E.7, E.8 y E.9.

$$X_F = X_I + L * \cos(\alpha) \sin(\theta) \quad (\text{E.6})$$

$$Y_F = Y_I + L * \sin(\alpha) \cos(\theta) \quad (\text{E.7})$$

$$\text{MD}_F = \text{MD}_I + L \quad (\text{E.8})$$

$$\text{TVD}_F = \text{TVD}_I + L * \cos(\theta) \quad (\text{E.9})$$

“L” representa la longitud de cada brazo, en pie, y α es el azimut del pozo en grados. Una vez calculada la trayectoria del pozo, son generados un conjunto de archivos los cuales contemplan la información detallada del pozo. Estos archivos pueden ser cargados en el pre-procesador de ECLIPSE™, ECLIPSE--SCHEDULE™, el cual genera los parámetros del pozo que se deben definir cuando se realiza una simulación^[6].

Cálculo del índice del pozo Para realizar el cálculo del índice del pozo es necesario conocer la magnitud de los segmentos del pozo que perfora la malla en estudio. Esta parte de PRiSMa tiene implementado el modelo de Peaceman

modificado y el modelo de Holmes, modelos revisados en el capítulo anterior. Para realizar los cálculos necesarios, la metodología desarrollada por Ordoñez⁴ contempla la carga de la malla de simulación y la trayectoria del pozo. Mediante la solución de un sistema de ecuaciones no lineales se evalúa la intersección de cada uno de los segmentos rectos formado por los puntos contenido dentro de la trayectoria de los pozos, y el plano bilineal formado por los cuatro nodos de la cara de la celda del mallado.^[6].

La figura E.7 muestra la intersección de un brazo con una malla, y la figura E.8 muestra tanto las conexiones entre las celdas, como el valor numérico del índice del pozo en cada una de las celdas para un pozo altamente desviado en un mallado Carteciano uniforme.

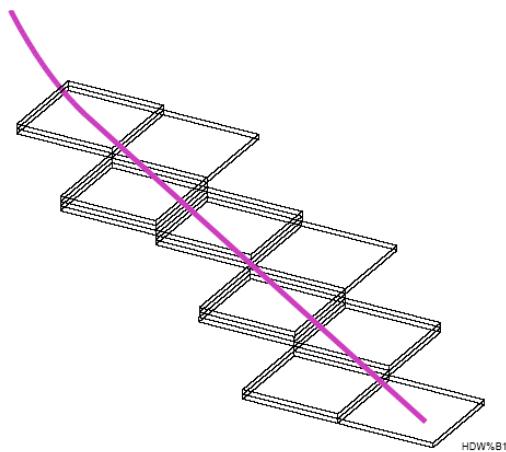


Figura E.7: Trayectoria y conexiones de un pozo altamente desviado en un mallado Cartesiano uniforme^[6]

⁴denominada WI2ECl, o Well Index to Eclipse

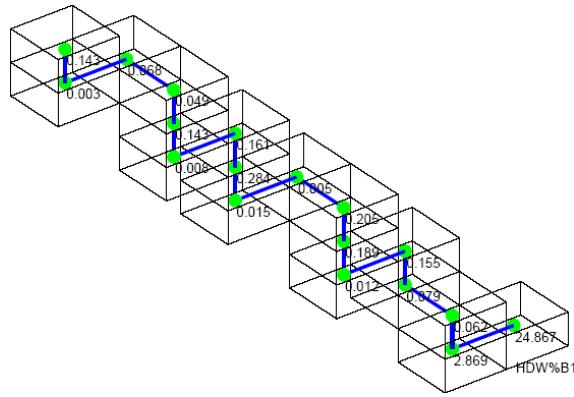


Figura E.8: Conexiones y WI de un pozo altamente desviado en un mallado Cartesiano uniforme^[6]

Este procedimiento puede repetirse tantas veces como número de brazos, pozos, escenarios y realizaciones se tengan. Una vez calculado el índice del pozo y el producto kh correspondiente a cada conexión del pozo son generados los archivos de datos que contienen la información de la trayectoría y terminación del pozo, los cuales van a hacer utilizado en la sección SCHEDULE del archivo de datos del simulador ECLIPSE™.

Simulación de yacimiento :

Una vez generado el modelo de yacimiento, así como también las trayectorias y terminaciones de los pozos, se procede a la simulación. PRiSMA tiene integrada la posibilidad de realizar la simulación integrada substitution-superficie mediante el uso de la opción *Networks*. Esta opción habilita al simulador para que calcule la caídas de presión existentes en cada una de las tuberías del sistema de producción, utilizando las curvas de comportamiento de flujo, y calcula la tasa de producción en función a la presión que tiene los separadores a nivel de superficie.

Si se desea, se puede desactivar esta opción. La figura E.9 es una representación de dicho sistema.

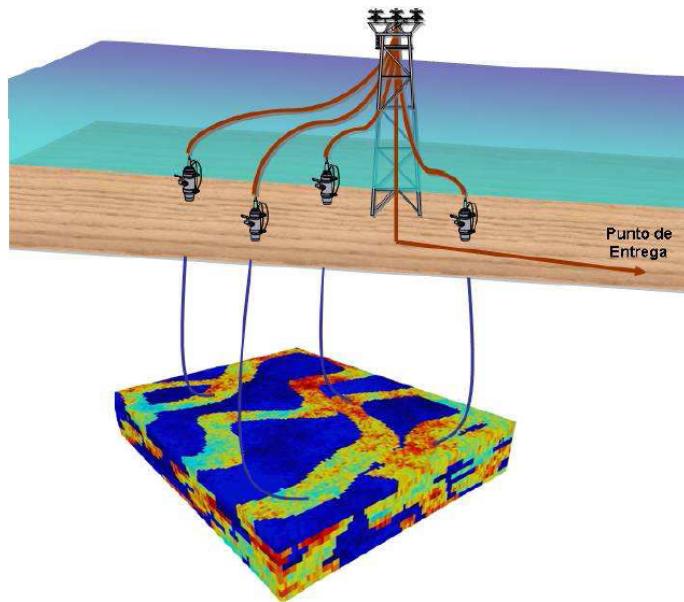


Figura E.9: Esquema de explotación de un sistema integrado subsuelo–superficie^[6]

Una vez finalizadas las simulaciones, PRiSMA realiza dentro de MATLAB® el procesamiento de la historia de producción generada por el simulador, generando gráficas de producción por pozos y por escenarios. También realiza el estudio probabilístico de los resultados por escenarios.

La figura E.10 muestra el flujo de trabajo que utiliza PRiSMA explicado en esta sección.

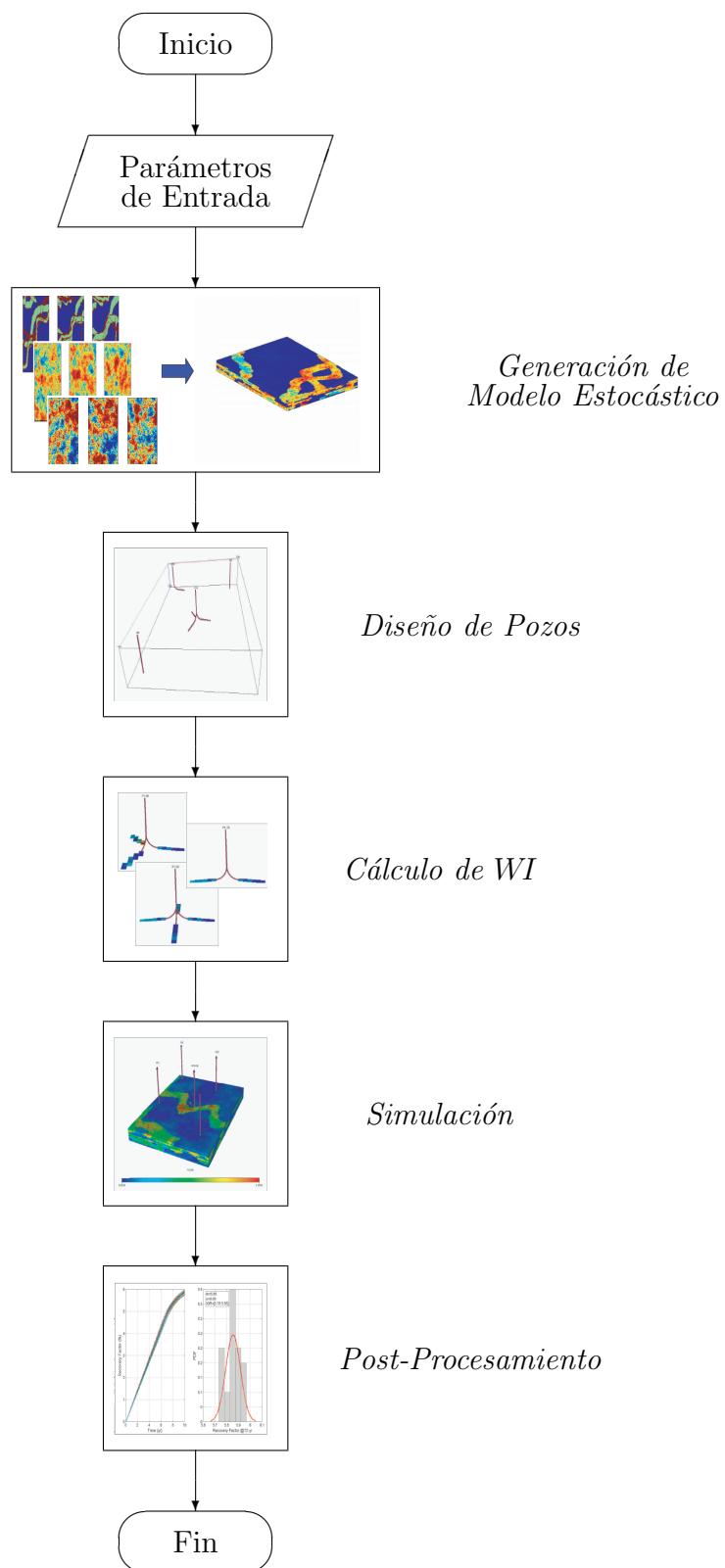


Figura E.10: Flujo de trabajo de PRiSMa [37] (modificado de [6])

Apéndice F

Ejecución de los Algoritmos Genéticos en MATLAB[®]

Para ejecutar `GA`, se debe escribir en la ventanas de comando de MATLAB[®] la siguiente información:

```
X = GA(FITNESSFCN,NVARS,options);
```

donde `FITNESSFCN` es la función objetivo a minimizar, `NVARS` es el número de variables que se van a optimizar, y `options` es una variable tipo estructura que contiene la información que configura el funcionamiento de la función `GA`. La variable `options` se crea mediante el uso de la sub-función denominada `GAOPTIMSET`. Los parámetros más importantes que se encuentran dentro de esta variable se presentan a continuación:

- ***PopulationType***: Tipo de población. `GA` puede trabajar con dos tipos de población, cadenas binarias y *dobleVectors* o vectores con números reales. Cada tipo de población se encuentran escritas las funciones que realizan la creación inicial de la población y las operaciones genéticas: la reproducción y la mutación. Si se desea utilizar otro tipo de variables, se debe colocar *Custom*, pero igualmente se escribir las funciones que crean y manipulan a las variables que componen la población.
- ***PopInitRange***: Rango Inicial de los valores que la población deben tener. Se especifica introduciendo una matriz de dimensiones $(2 \times NVARS)$.

- ***PopulationSize***: Es el número de individuos que tiene la población en cada generación. Se debe introducir un número entero positivo.
- ***EliteCount***: Hijos élites. Son el número de individuos que se sobreviven sin ninguna modificación hacia la siguiente iteración genética. Son la base de la sustitución parcial. Se debe especificar un número entero positivo.
- ***CrossoverFraction***: Es la fracción de los individuos contenidos en la población que van a hacer utilizado para realizar la operación de cruce.
- ***Generations***: El número de iteraciones genéticas permitidas. Se debe introducir un número entero positivo.
- ***StallGenLimit***: Es el número máximo de iteraciones genéticas en donde la variación de función objetivo es menor a un valor dado como tolerancia.
- ***TolFun***: Tolerancia aceptada para finalizar la ejecución de **GA**.
- ***InitialPopulation***: Si se suministra, **GA** toma estos individuos como la población inicial, o semilla del algoritmo.
- ***InitialScores***: Son los valores de la función objetivo correspondiente a la población inicial. Si estos valores no se suministran, **GA** evalúa la función objetivo en cada uno de los individuos especificados en el ítem anterior.
- ***FitnessScalingFcn***: Selecciona el tipo de función que realiza el escalamiento de los valores obtenidos por la función objetivo. Entre los tipos de escalamiento disponibles se encuentran: Proporcional, por Jerarquías o Tope.
- ***SelectionFcn***: Especifica el tipo de selección utilizada para determinar los padres de la siguiente generación. Se puede seleccionar: La Ruleta, Selección Estócastica Uniforme, Selección del Resto, o tipo Torneo.
- ***CrossoverFcn***: Selecciona el tipo de función que realiza el cruce de los padres. Los tipos de cruce disponible se encuentran: Simple o de un punto, doble o dos puntos, disperso, intermedio y Heurístico.
- ***MutationFcn***: Selecciona el tipo de función que realiza la mutación de los individuos. La mutación uniforme y la mutación gaussiana pueden ser seleccionadas.

- **Vectorized**: Esta opción permite evaluar todos los individuos de la población invocando a la función objetivo solamente una vez. Esto es posible ya que cada uno de individuos de la población se encuentran dentro de una matriz. Esto representa una ventaja ya que se disminuye el número que se evalúa la función objetivo dentro del flujo de trabajo.
- **PlotFcns**: Se especifican los tipos de gráficas que se generan dentro de la simulación de los algoritmos genéticos.
- **Otros**: Varios parámetros sobre el tipo de respuestas dadas por el *toolbox* al finalizar las corridas. Si no se especifican dentro de **GAOPTIMSET**, estos parámetros toman valores por defecto.

Si solo se desea modificar alguno de los campos de la variable **options** se debe introducir lo siguiente en la ventana de comando:

```
options = GAOPTIMSET('SelectionFcn',@selectionroulette, ...
'CrossOverFcn',@crossoverheuristic);
```

Al introducir este comando se crea una variable denominada **options** con la información necesaria para que realice la selección tipo ruleta y el cruce tipo heurístico. Para los campos restantes, utiliza los valores que **GA** tiene establecido por defecto.

El flujo de trabajo utilizado por **GA** se expone a continuación, y este se observa en la figura F.1

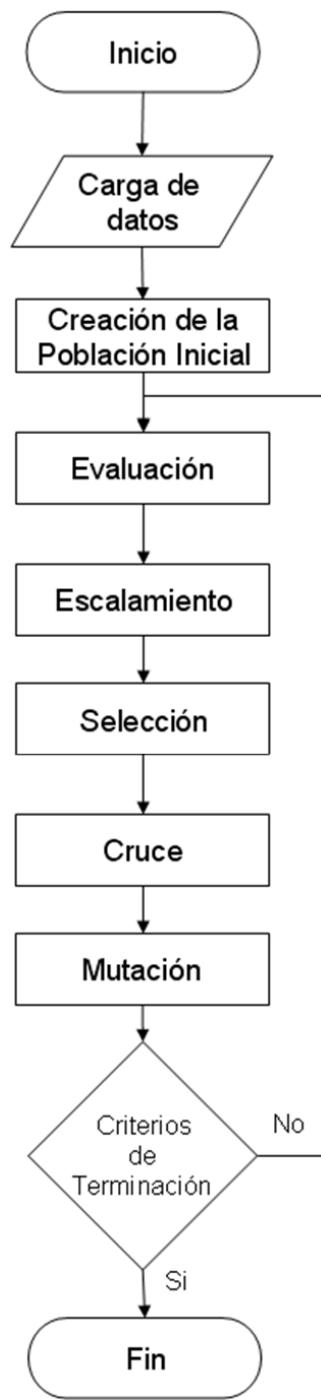


Figura F.1: Fujo de trabajo utilizado por GA

- **Carga de datos:** es en esta parte del programa que se cargan toda la información que va a ser utilizada dentro del programa. Adicionalmente se

realiza la validación de dichos datos. De existir algún error en los datos de entrada, GA suspende la ejecución de los comandos indicando el valor que se encuentra incorrecto.

- **Creación de la población inicial:** de no estar especificado dentro de la variable `options`, se crea la población inicial. Si no se especifica el tipo de función que cree la población, GA la genera utilizando números aleatorios con una distribución uniforme.
- **Evaluación:** En esta etapa del programa, los individuos de la población son evaluados en la función objetivo. La función objetivo debe ser suministrada por el usuario, y la misma debe tener la forma:

```
scores = funcion_objetivo(data);
```

Donde `data` representa el vector fila que contiene la información codificada de las variables de diseño, y `scores` es el valor obtenido a partir de la evaluación de función. Si se selecciona la opción `vectorized`, `data` representa una matriz la cual contiene todos los individuos de la población y `scores` es un vector columna con los valores obtenido de cada individuo.

El valor obtenido en dicha evaluación será utilizado para realizar la selección de los mejores individuos, así como también para determinar si se ha evaluado, o no, el óptimo. Al finalizar la evaluación se escala el valor obtenido.

- **Selección:** Para determinar el número de padres que se necesitan para crear los nuevos individuos se utiliza la expresión F.1:

$$(N. \text{ Padres}) = 2 * (\text{hijos por cruce}) + (\text{hijos por mutación}) \quad (F.1)$$

donde los hijos por cruce y los hijos por mutación son calculados con las ecuaciones F.2 F.3

$$(\text{hijos por cruce}) = (P_c * T. \text{ población} - N. \text{ hijos élitess}) \quad (F.2)$$

$$(hijos por mutación) = (T. población) - (hijos por cruce) - (N. hijos élites) \quad (F.3)$$

donde P_c es la fracción de los individuos que la población que se van a cruzar y “N. hijos élites” es el número de individuos que pasan a la siguiente generación sin sufrir modificaciones. Ambos parámetros son especificados dentro de la variable `options`. Una vez determinados cuál es el volumen de individuos a ser seleccionados, se realiza la selección utilizando los métodos disponibles: La Ruleta, Selección Estocástica Uniforme, Selección del Resto, o tipo Torneo.

- **Cruce:** Una vez seleccionado los padres, se realiza el cruce para formar los nuevos individuos. Los tipos de cruce intermedio y heurístico no son válidos cuando se utilizan cadenas binarias para representar a los individuos.
- **Mutación:** Utilizando los individuos seleccionados, se realiza la mutación. Los individuos generados utilizando la mutación uniforme no dependen de los padres utilizados.
- **Criterios de terminación:** En esta sección son evaluados los criterios de terminación suministrados como variables de entradas, entre los cuales pueden ser: tolerancia la variación del valor de la función objetivo, número máximo de generaciones, entre otros. Si se cumple una de estas condiciones, se presentan los resultados obtenidos por `GA` y se finaliza la aplicación. De no ser así, se regresa al paso de la evaluación para la nueva población, lo que corresponde a una iteración genética.

Apéndice G

Archivo de parámetros de PRiSMA-0

El archivo de parámetro se presenta a continuación:

```
Parameters for PRiSMA-0
*****
Project Settings
*****
FINAL           -SReM project name
VPN             -Optimization Case
3               -Simulation model ID
2               -Optimization type (1: RF , 2: NPV)

Population Parameters
*****
0.85            -Reservoir XY domain search
3               -Scenario type (1:vertical wells only, 2:single-branch wells only,
                  3:multi-lateral wells only, 4:arbitrary configuration,
                  5: XY location known)
5               - Number of scenarios
4               - Maximum number of wells/scenarios
4 1 60          - Maximum number of branches (<=6), inclination flag (1=yes, 0=no),
                  theta
3 1 1           -Number of wells, branches flag (1=yes, 0=no),
                  number of branches for scenario type 5
15 16           - xloc yloc
15 5            - xloc yloc
5 10            - xloc yloc

Well Specifications
*****
2               -Well model (Peaceman=1, Holmes=2)
AVG             - Type of density calculation (SEG or AVG)
0               -Multi-segment well? (yes=1, no=0)
DF              - Multi-phase flow model (HO or DF)
0               -Show figures? (yes=1, no=0)
0.375           -Trunk ID
10              -Well severity
```

```

10000          -Well tops
100 1000        -Branch length (vertical, high-deviated and horizontal)
0.375          -Branch ID
0              -Skin
10000 30000     -Maximum production rate (well, field)
1              -Simulate surface network (1=yes, 0=no)
20 365 -Simulation Time (steps, days)
150 -Delivery pressure
1              -Run PRiSMa for optimal cases? (1=yes, 0= no)
Genetic Algorithm Parameters
*****
15             -Maximum number of generations allowed
0.8            -Fraction of elite children
0.9            -Crossover fraction
RK             -Fitness scaling function (RK:rank-based fitness scaling,
                  PP:proportional fitness scaling,
                  TP:top individuals reproduce equally)
ST             -Selection function (RR:remainder stochastic sampling without
                  replacement, RW:choose parents using roulette wheel,
                  TT:tournament parent is the best of a random set,
                  ST:choose parents using stochastic universal sampling)
SD             -Crossover function (HC:heuristic, IE:intermediate, SP:single point,
                  TP:two point, SD:scattered)
0.01 1          -Mutation parameters: shrink, scale
1e-9           -Termination tolerance on fitness function value
60              -Stall generation limit
1              -Plot interval
PRiSMa-0
©2003-2007, Jose R. Villa
©2007,      Bernardo Bohorquez

```

Apéndice H

Principales algoritmos de PRiSMa-0

La estructura de la metodología desarrollada tiene la siguiente forma:

Programa Principal: **prismao.m**

Función Objetivo: **ga2prisma.m**

Funciones secundarias:

1. **checkpopulation.m:** Verifica que el azimut de cada pozo se encuentre dentro de los rangos establecidos.
2. **datapro.m:** Prepara las variables para que sea ejecutado GA. De igual manera se crean los límites superior e inferior de las variables de diseño.
3. **int_mutation.m:** Realiza la mutación gaussiana con variables enteras.
4. **int_pop.m:** Crea la población inicial con variables entera, las cuales se encuentran dentro del rango establecido. Esta población es generada utilizando una distribución aleatoria uniforme.
5. **loadpar.m:** Carga del archivo de parámetros **prismao.par**
6. **makemwd2schFile.m:** Crea el archivo de parámetros con la información de los escenarios de explotación que utiliza PRiSMa .

7. **makerankfile.m**: Crea un archivo de salida con la información de la posición que ocupa los escenarios simulados al ordenarse de forma decreciente.
8. **postprocessing.m**: Realiza el procesamiento de los resultados del flujo de trabajo de GA, una vez finalizado este.
9. **xoverfunction.m**: Realiza el cruce de los individuos con la función seleccionada en el archivo de parámetros, y ejecuta **checkpopulation.m**.

A continuación se presentan los algoritmos correspondiente al programa principal y a la función objetivo.

H.1 PRiSMA-0

```

1 function [x,fval]= prismao(parfile,author)
2
3
4 %function [x,fval]= prismao(parfile,author)
5 %
6 %
7 % Written by: Bernardo Bohorquez
8 % 25/08/2007, v0.1
9 % 09/12/07 v0.4 Multiple scenario selection added
10 % 09/21/07 v0.5 Release version
11
12 clc; tic;
13 warning off;
14
15 %
16 % Loading Parameters
17 %
18 prismaoComments(1);
19 [options nvar]=datapro(parfile,author);
20
21 %
22 % GA call
23 %
24

```

```

25 prismaoComments(2);
26 [x,fval] = ga(@ga2prisma,nvar,options);
27
28 %
29 % Post Processing
30 %
31
32 prismaoComments(9);
33 postprocessing(options,nvar,author);
34
35 %
36 % End of PrismaO
37 %
38
39 prismaoComments(13);

```

H.2 ga2prisma

```

1 function [scores]=ga2prisma(data)
2
3 % function [scores]=ga2prisma(data)
4 %
5 % Written by Bernardo Bohorquez
6 % 08/25/07 v0.1 Workflow
7 % 08/31/07 v0.2 Prisma simulation as Fitness Function Added
8 % 09/01/07 v0.3 Comments added.
9 % 09/12/07 v0.4 Multiple scenario selection added.
10 % 09/13/07 V0.5 Scenario code added
11 % 09/14/07 v0.6 Workflow modificated for non-repetated simulation
12 % ****
13 % Crea la estructura correspondiente a la generacion g      *
14 % ****
15 load 'par';
16 g=g+1;
17 prismaoComments(6,g);
18 switch par.opt
19     case 1 % Vertical Wells Only
20         varpoz=2;

```

```

21     for i=1:par.nsce %numero de scenarios
22         counter=1;
23         gen(g).scnr(i).code='';
24         gen(g).scnr(i).wnumber=zeros(1,par.nwell+1);
25         for j=1:data(i,1) %numero de pozos por scenarios
26             gen(g).scnr(i).wnumber(data(i,1)+1)=...
27             gen(g).scnr(i).wnumber(data(i,1)+1)+1;
28             gen(g).scnr(i).xloc(j)=data(i,(j-1)*varpoz+2);
29             gen(g).scnr(i).yloc(j)=data(i,(j-1)*varpoz+3);
30             gen(g).scnr(i).code=...
31             cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).xloc(j)),gen(g).scnr(i).code);
32             gen(g).scnr(i).code=...
33             cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).yloc(j)),gen(g).scnr(i).code);
34             gen(g).scnr(i).name(j)={cat(2,'VW',num2str(counter))};
35             counter=counter+1;
36         end
37     end
38
39 case 2 % High Deviated Wells and Vertical Wells
40 if par.theta.flag==1;
41     varpoz=3;
42 else
43     varpoz=4;
44 end
45 for i=1:par.nsce %numero de scenarios
46     counter=[1 1];
47     gen(g).scnr(i).code='';
48     gen(g).scnr(i).tnumber=zeros(1,par.bmax+1);
49     gen(g).scnr(i).wnumber=zeros(1,par.nwell+1);
50     for j=1:data(i,1) %numero de pozos por scenarios
51         gen(g).scnr(i).wnumber(data(i,1)+1)=...
52             gen(g).scnr(i).wnumber(data(i,1)+1)+1;
53         gen(g).scnr(i).xloc(j)=data(i,(j-1)*varpoz+2);
54         gen(g).scnr(i).yloc(j)=data(i,(j-1)*varpoz+3);
55         gen(g).scnr(i).azim(j)=data(i,(j-1)*varpoz+4);
56         gen(g).scnr(i).code=...
57         cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).xloc(j)),gen(g).scnr(i).code);
58         gen(g).scnr(i).code=...
59         cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).yloc(j)),gen(g).scnr(i).code);
60         gen(g).scnr(i).code=...
61         cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).azim(j)),gen(g).scnr(i).code);

```

```

62         if par.theta.flag==1;
63             gen(g).scnr(i).well(j).theta=...
64             par.theta.value;
65         else
66             gen(g).scnr(i).well(j).theta=...
67                 data(i,(j-1)*varpoz+5)*10;
68         end
69         gen(g).scnr(i).code=...
70     cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).well(j).theta),gen(g).scnr(i).code);
71         if gen(g).scnr(i).well(j).theta(1)==0
72             gen(g).scnr(i).tnumber(1)=...
73             gen(g).scnr(i).tnumber(1)+1;
74         else
75             gen(g).scnr(i).tnumber(2)=...
76             gen(g).scnr(i).tnumber(2)+1;
77         end
78         if gen(g).scnr(i).well(j).theta==0
79             gen(g).scnr(i).name(j)=...
80             {cat(2,'VW',num2str(counter(1)))};
81             counter(1)=counter(1)+1;
82         else
83             gen(g).scnr(i).name(j)=...
84             {cat(2,'HDW',num2str(counter(2)))};
85             counter(2)=counter(2)+1;
86         end
87
88
89     end
90 end
91 case 3 %Multi-Lateral Well Only
92     if par.theta.flag==1;
93         varpoz=4;
94     else
95         varpoz=4+par.bmax;
96     end
97
98     for i=1:par.nsce %numero de scenarios
99         counter=1;
100        gen(g).scnr(i).code=' ';
101        gen(g).scnr(i).tnumber=zeros(1,par.bmax+1);
102        gen(g).scnr(i).wnumber=zeros(1,par.nwell+1);

```

```

103     for j=1:data(i,1) %numero de pozos por scenarios
104         gen(g).scnr(i).wnumber(data(i,1)+1)=...
105         gen(g).scnr(i).wnumber(data(i,1)+1)+1;
106         gen(g).scnr(i).xloc(j)=data(i,(j-1)*varpoz+2);
107         gen(g).scnr(i).yloc(j)=data(i,(j-1)*varpoz+3);
108         gen(g).scnr(i).b(j)=data(i,(j-1)*varpoz+4);
109         gen(g).scnr(i).azim(j)=data(i,(j-1)*varpoz+5)*3;
110         gen(g).scnr(i).code=...
111     cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).xloc(j)),gen(g).scnr(i).code);
112             gen(g).scnr(i).code=...
113     cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).yloc(j)),gen(g).scnr(i).code);
114             gen(g).scnr(i).code=...
115     cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).b(j)),gen(g).scnr(i).code);
116             gen(g).scnr(i).code=...
117     cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).azim(j)),gen(g).scnr(i).code);
118         for f=1:gen(g).scnr(i).b(j)
119             if par.theta.flag==1;
120                 gen(g).scnr(i).well(j).theta(f)=...
121                     par.theta.value;
122             else
123                 gen(g).scnr(i).well(j).theta(f)=...
124                     data(i,(j-1)*varpoz+f+5)*10;
125             end
126             gen(g).scnr(i).code=...
127     cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).well(j).theta(f)),gen(g).scnr(i).code);
128         switch gen(g).scnr(i).b(j)
129             case 1 %t type
130                 if gen(g).scnr(i).well(j).theta(f)==0
131                     gen(g).scnr(i).tnumber(1)=...
132                     gen(g).scnr(i).tnumber(1)+1;
133                 else
134                     gen(g).scnr(i).tnumber(2)=...
135                     gen(g).scnr(i).tnumber(2)+1;
136                 end
137             case 2
138                 gen(g).scnr(i).tnumber(3)=...
139                 gen(g).scnr(i).tnumber(3)+1;
140             case 3
141                 gen(g).scnr(i).tnumber(4)=...
142                 gen(g).scnr(i).tnumber(4)+1;
143             case 4

```

```

144             gen(g).scnr(i).tnumber(5)=...
145             gen(g).scnr(i).tnumber(4)+1;
146         case 5
147             gen(g).scnr(i).tnumber(6)=...
148             gen(g).scnr(i).tnumber(6)+1;
149         case 6
150             gen(g).scnr(i).tnumber(7)=...
151             gen(g).scnr(i).tnumber(7)+1
152         end
153     end
154     gen(g).scnr(i).name(j)=...
155     {cat(2,'MLW',num2str(counter))};
156     counter=counter+1;
157     end
158 end
159 case 4 %MLW, HDW, VW
160 if par.theta.flag==1;
161     varpoz=4;
162 else
163     varpoz=4+par.bmax;
164 end
165 for i=1:par.nsce %numero de scenarios
166     counter=[1 1 1];
167     gen(g).scnr(i).code='';
168     gen(g).scnr(i).tnumber=zeros(1,par.bmax+1);
169     gen(g).scnr(i).wnumber=zeros(1,par.nwell+1);
170     for j=1:data(i,1) %numero de pozos por scenarios
171         gen(g).scnr(i).wnumber(data(i,1)+1)=...
172             gen(g).scnr(i).wnumber(data(i,1)+1)+1;
173         gen(g).scnr(i).xloc(j)=data(i,(j-1)*varpoz+2);
174         gen(g).scnr(i).yloc(j)=data(i,(j-1)*varpoz+3);
175         gen(g).scnr(i).b(j)=data(i,(j-1)*varpoz+4);
176         gen(g).scnr(i).azim(j)=data(i,(j-1)*varpoz+5)*3;
177         gen(g).scnr(i).code=...
178     cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).xloc(j)),gen(g).scnr(i).code);
179         gen(g).scnr(i).code=...
180     cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).yloc(j)),gen(g).scnr(i).code);
181         gen(g).scnr(i).code=...
182     cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).b(j)),gen(g).scnr(i).code);
183         gen(g).scnr(i).code=...
184     cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).azim(j)),gen(g).scnr(i).code);

```

```

185     for f=1:gen(g).scnr(i).b(j)
186         if par.theta.flag==1;
187             gen(g).scnr(i).well(j).theta(f)=...
188             par.theta.value;
189         else
190             gen(g).scnr(i).well(j).theta(f)=...
191             data(i,(j-1)*varpoz+f+5)*10;
192         end
193         gen(g).scnr(i).code=...
194     cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).well(j).theta(f)),gen(g).scnr(i).code);
195
196
197     switch gen(g).scnr(i).b(j)
198         case 1
199             if gen(g).scnr(i).well(j).theta(f)==0
200                 gen(g).scnr(i).tnumber(1)=...
201                 gen(g).scnr(i).tnumber(1)+1;
202             else
203                 gen(g).scnr(i).tnumber(2)=...
204                 gen(g).scnr(i).tnumber(2)+1;
205             end
206         case 2
207             gen(g).scnr(i).tnumber(3)=...
208             gen(g).scnr(i).tnumber(3)+1;
209         case 3
210             gen(g).scnr(i).tnumber(4)=...
211             gen(g).scnr(i).tnumber(4)+1;
212         case 4
213             gen(g).scnr(i).tnumber(5)=...
214             gen(g).scnr(i).tnumber(5)+1;
215         case 5
216             gen(g).scnr(i).tnumber(6)=...
217             gen(g).scnr(i).tnumber(6)+1;
218         case 6
219             gen(g).scnr(i).tnumber(7)=...
220             gen(g).scnr(i).tnumber(7)+1
221     end
222
223     if gen(g).scnr(i).b(j)>1
224         gen(g).scnr(i).name(j)=...
225         {cat(2,'MLW',num2str(counter(1)))};

```

```

226         counter(1)=counter(1)+1;
227     else
228         if gen(g).scnr(i).well(j).theta(f)==0
229             gen(g).scnr(i).name(j)=...
230             {cat(2,'VW',num2str(counter(2)))};
231             counter(2)=counter(2)+1;
232         else
233             gen(g).scnr(i).name(j)=...
234             {cat(2,'HDW',num2str(counter(3)))};
235             counter(3)=counter(3)+1;
236         end
237     end
238 end
239
240 end
241 case 5 % Branches, Azimut and Theta
242 for i=1:par.nsce %numero de scenarios
243     counter=[1 1];
244     gen(g).scnr(i).code='';
245     varpoz=par.well.flag+2;
246     if par.theta.flag==0;
247         varpoz=varpoz+par.bmax;
248     end
249     for j=1:par.well.num %Numero maximo de pozos disponibles!!!
250         if par.well.flag==1
251             gen(g).scnr(i).b(j)=par.well.bran;
252             gen(g).scnr(i).azim(j)=data(i,(j-1)*varpoz+1)*3;
253             a=1;
254         else
255             gen(g).scnr(i).b(j)=data(i,(j-1)*varpoz+1);
256             gen(g).scnr(i).azim(j)=data(i,(j-1)*varpoz+2)*3;
257             a=2;
258         end
259         gen(g).scnr(i).code=...
260         cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).b(j)),gen(g).scnr(i).code);
261         gen(g).scnr(i).code=...
262         cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).azim(j)),gen(g).scnr(i).code);
263         for f=1:gen(g).scnr(i).b(j)
264             if par.theta.flag==1;
265                 gen(g).scnr(i).well(j).theta(f)=par.theta.value;
266             else

```

```

267         gen(g).scnr(i).well(j).theta(f)=...
268             data(i,(j-1)*varpoz+f+a)*10;
269     end
270     gen(g).scnr(i).code=...
271 cat(2,dec2bin(gen(g).scnr(i).well(j).theta(f)),gen(g).scnr(i).code);
272     end
273     if gen(g).scnr(i).b(j)==1
274         gen(g).scnr(i).name(j)=...
275         {cat(2,'HDW',num2str(counter(1)))};
276         counter(1)=counter(1)+1;
277     else
278         gen(g).scnr(i).name(j)=...
279         {cat(2,'MLW',num2str(counter(2)))};
280         counter(2)=counter(2)+1;
281     end
282 end
283 end
284 otherwise
285     return
286 end
287
288 % ****
289 % Crea la carpeta correspondiente a la generacion g y copia los   *
290 % archivos necesarios   *
291 % ****
292
293 direct=cat(2,'GEN',num2str(g,'%03.0f'));
294 mkdir(direct);
295 copyfile('SREM',cat(2,direct,'\\SREM'));
296 cd(direct); cd srem;
297 renamesremfile(direct,par.pnam);
298 cd ../..
299
300 scores=zeros(1,par.nsce);
301
302 %
303 % Validacion de los pozos
304 % Realiza la validacion de los pozos, primera validacion,
305 %
306 if par.opt#5
307     for i=1:par.nsce

```

```

308     for f=1:length(gen(g).scnr(i).xloc) %numero de pozos por escenario
309         for x=[-5:1:-1 1:1:5]
310             for y=[-5:1:-1 1:1:5]
311                 A=gen(g).scnr(i).xloc==gen(g).scnr(i).xloc(f)+x;
312                 B=gen(g).scnr(i).yloc==gen(g).scnr(i).yloc(f)+y;
313                 for w=1:length(length(gen(g).scnr(i).xloc))
314                     if A(w)==B(w) && A(w)≠0
315                         gen(g).scnr(i).score=0.01;
316                         scores(i)=0.01;
317                         gen(g).scnr(i).wnumber(1)=...
318                         gen(g).scnr(i).wnumber(1)+1;
319                         if par.opt≠1 %no contabiliza el escenario invalido
320                             gen(g).scnr(i).tnumber=zeros(1,par.bmax+1);
321                         end
322                         break
323                         break
324                         break
325                         break
326                     end
327                 end
328             end
329         end
330     end
331 end
332 end
333
334 % ****
335 % Busqueda de scenarios ya simulados, compara la cadena binaria de *
336 % cada scenario. Busca desde la penultima generacion hasta la      *
337 % primera. Si consigue un scenario repetido, deja la busqueda y      *
338 % sigue con el siguiente scenario.                                     *
339 % ****
340 if g≥2
341     for i=1:par.nsce
342         for n=(g-1):-1:1
343             for j=1:par.nsce
344                 if strcmp(gen(g).scnr(i).code,gen(n).scnr(j).code)
345                     gen(g).scnr(i).score=gen(n).scnr(j).score;
346                     scores(i)=gen(n).scnr(j).score;
347                     break;
348                     break;

```

```

349         end
350     end
351 end
352 end
353 end
354
355 % _____
356 % Busca los scenarios sin Score, esto determina el numero de
357 % scenarios que se van a simular
358 %
359
360 scnrss=find(scores==0); %Scenarios sin score
361 cha=[];
362 for i=1:length(scnrss)
363     temp(i)=gen(g).scnr(scnrss(i));
364     cha=1;
365 end
366
367 %
368 % Corre PRiSMA para obtener scores
369 % Si existen scenarios para simular corre prisma,
370 % de no ser asi, es por q todos los scenarios ya fueron simulados.
371 %
372
373 if ~isempty(cha)
374     prismaoComments(7);
375 makemwd2schFile(temp,par.wspec,par.opt,par.well,0,'bla',par.author);
376 copyfile('wspecs.par',...
377 cat(2,direct,'\',lower(direct),'-wellspec.par'));
378 prismaoComments(8);
379 [foe,plateautime,NPV]=...
380 prisma(direct,0,'srem-prismao',...
381 'wspecs',par.coarsemodel,0,par.otype,par.author);
382 if par.otype == 1
383 for i=1:length(temp)
384     scores(scnrss(i))=-foe{1}{i};
385     rankscore(i)=-foe{1}{i};
386     gen(g).scnr(scnrss(i)).score=scores(scnrss(i));
387 end
388 else
389     for i=1:length(temp)

```

```

390     scores(scnrss(i))=-NPV{1}{i};
391     rankscore(i)=-NPV{1}{i};
392     gen(g).scnr(scnrss(i)).score=scores(scnrss(i));
393 end
394 end
395 cd(direct);
396 makerankfile(rankscore,g,0,par.author);
397 makerankfile(scores,g,1,par.author);
398 else
399     cd(direct);
400 end
401 gen(g).scnr(1).sims=length(scnrss);
402 scores=scores';
403
404
405 [sorted index]=sort(abs(scores), 'descend');
406 for i=1:par.nsce
407     gen(g).scnr(index(i)).rank=i;
408 end
409
410 rmdir('SREM','s');
411 cd ..
412 copyfile(direct,cat(2,'OPTIMIZE-',upper(par.opcas),'\',direct));
413 rmdir(direct,'s');
414
415 save 'par' par g nvar gen;
416
417 %-----%
418 % function calls
419 %-----%
420
421 function renamesremfile(direct,project)
422
423 %
424 %cambia el nombre del archivo .mat y .sum del directorio.
425 %Adicionalmente cambia le nombre del proyecto dentro de la
426 %estructura de srem.mat. Necesario para que el flujo de trabajo
427 %de prisma funcione dentro de la carpeta GENXX.
428 %
429
430 loadfile=cat(2,project,'-srem');
```

```
431 filena=cat(2,direct,'-srem');
432 load(loadfile);
433 prjname=direct;
434 save(filena);
435 delete(cat(2,loadfile,'.mat'));
436 copyfile(cat(2,lower(project),'.sum'),cat(2,lower(direct),'.sum'));
437 delete(cat(2,project,'.sum'));
438 project=direct;
```

Apéndice I

Archivo de Parámetro con la Información de Pozo

```
Well/Scenario specification file
*****
Well Specifications
*****
2           -Well Model (Peaceman=1, Holmes=2)
AVG          - Type of density calculation (SEG or AVG)
0           -Multi-segment well? (yes=1, no=0)
DF           - Multi-phase Flow Model (HO or DF)
1           -Location flag (1=ijk, 0=xyz)
100 100 10   - nx, ny, nz
100 100 10   - xsiz, ysiz, zsiz
0           -Show figures? (yes=1, no=0)

Well Design
*****
Scn Well Phase xloc/iloc  yloc/jloc tid    B top    sev azim  theta   length   bid      skin
1  VW1  OIL     40       40   0.375 1 10000 10  0    0        100      0.375    0
1  VW2  OIL     70       80   0.375 1 10000 10  0    0        100      0.375    0
1  HDW1 OIL    95       22   0.375 1 10000 10  225  85      1000     0.375    0
1  HDW2 OIL    60       15   0.375 1 10000 10  0    85      1000     0.375    0
1  MLW1 OIL    15       15   0.375 2 10000 10  45   85   85      1000 1000 0.375 0.375 0 0
1  MLW2 OIL    20       60   0.375 2 10000 10  0    85   85      1000 1000 0.375 0.375 0 0
2  VW1  OIL     40       40   0.375 1 10000 10  0    0        100      0.375    0
2  VW2  OIL     70       80   0.375 1 10000 10  0    0        100      0.375    0
2  VW3  OIL     95       22   0.375 1 10000 10  0    0        100      0.375    0
2  VW4  OIL     60       15   0.375 1 10000 10  0    0        100      0.375    0
2  VW5  OIL     15       15   0.375 1 10000 10  0    0        100      0.375    0
2  VW6  OIL     20       60   0.375 1 10000 10  0    0        100      0.375    0
```

```

WCONPROD
*****
1 VW1 OPEN ORAT 10000 4* 500 1* 1
1 VW2 OPEN ORAT 10000 4* 500 1* 1
1 HDW1 OPEN ORAT 10000 4* 500 1* 1
1 HDW2 OPEN ORAT 10000 4* 500 1* 1
1 MLW1 OPEN ORAT 10000 4* 500 1* 1
1 MLW2 OPEN ORAT 10000 4* 500 1* 1
2 VW1 OPEN ORAT 10000 4* 500 1* 1
2 VW2 OPEN ORAT 10000 4* 500 1* 1
2 VW3 OPEN ORAT 10000 4* 500 1* 1
2 VW4 OPEN ORAT 10000 4* 500 1* 1
2 VW5 OPEN ORAT 10000 4* 500 1* 1
2 VW6 OPEN ORAT 10000 4* 500 1* 1

WECON
*****
1 VW1 10 1* 0.9 2* '+CON'
1 VW2 10 1* 0.9 2* '+CON'
1 HDW1 10 1* 0.9 2* '+CON'
1 HDW2 10 1* 0.9 2* '+CON'
1 MLW1 10 1* 0.9 2* '+CON'
1 MLW2 10 1* 0.9 2* '+CON'
2 VW1 10 1* 0.9 2* '+CON'
2 VW2 10 1* 0.9 2* '+CON'
2 VW3 10 1* 0.9 2* '+CON'
2 VW4 10 1* 0.9 2* '+CON'
2 VW5 10 1* 0.9 2* '+CON'
2 VW6 10 1* 0.9 2* '+CON'

BRANPROP
*****
Riser 2
Export 3

NODEPROP
*****
150

GCONPROD
*****
1 FIELD ORAT 30000
2 FIELD ORAT 30000

WCONINJE
*****
None
TSTEP
*****
20 365
Reservoir developing scenarios
©2003-2007, Jose R. Villa
©2006-2007, Any C. Ordoñez
©2007, Bernardo Bohorquez
This file was generated using makemwd2schFile.m
©Bern, 25-Oct-2007

```

Apéndice J

bopvt2ecl

bopvt2ecl.m¹, es una función implementada en MATLAB[®], escrita por Bernardo Bohorquez, José R. Villa y María José Vallés. Esta función proviene de los trabajos realizado por la compañía Amoco Production Co^[57], Edurne De Elguezabal^[58] y Carlos Garcia^[59] y su función es generar tablas PVT utilizando correlaciones empíricas, y las exporta en formato para ser procesado por ECLIPSETM utilizando las palabras claves *PVTO*, *PVDG*, *PVTW* y **GRAVITY**.

Dentro de este flujo de trabajo se encuentran disponibles siguientes correlaciones, las cuales se presenta el rango de aplicabilidad:

1. Al Morhoun^[60]: $74 < T[^\circ F] < 240$, $26 < R_s[\text{SCF/STB}] < 1602$, $0.75\gamma_g < 1.37$ y $19.4 < \text{API} < 44.6$
2. Dindoruk-Christman^[61]: $117 < T[^\circ F] < 276$, $133 < R_s[\text{SCF/STB}] < 3050$, $0.6017 < \gamma_g < 1.0270$ y $14.7 < \text{API} < 40$
3. Glaso^[62]: $80 < T[^\circ F] < 280$, $90 < R_s[\text{SCF/STB}] < 2637$, $0.65 < \gamma_g < 1.28$, $22.3 < \text{API} < 48.1$
4. Lasater^[63]: $82 < T[^\circ F] < 272$, $3 < R_s[\text{SCF/STB}] < 2905$, $0.57 < \gamma_g < 1.2$ y $26.6 < \text{API} < 53.3$
5. Petrosky-Farshad^[64]: $114 < T[^\circ F] < 288$, $217 < R_s[\text{SCF/STB}] < 1406$, $0.58 < \gamma_g < 0.85$, $16.3 < \text{API} < 45$

¹Blackoil PVT to Eclipse

6. Standing [44]: $100 < T[^\circ F] < 258$, $20 < R_s[\text{SCF/STB}] < 1425$, $0.59 < \gamma_g < 0.95$ y $16.5 < \text{API} < 63.8$
7. Vasquez-Beggs^[65]: $75 < T[^\circ F] < 294$, $0 < R_s[\text{SCF/STB}] < 2199$, $0.511 < \gamma_g < 1.35$ y $15.3 < \text{API} < 59.3$

donde:

T	Temperatura del yacimiento [$^\circ F$]
R_s	Relación gas-petróleo en solución[SCF/STB]
γ_g	Gravedad específica del gas
API	Gravedad API del petróleo

Utilizando los valores de entrada suministrados, la herramienta verifica si estos son compatibles con la correlación seleccionada. En el caso de no seleccionar correlación alguna, con la información introducida se selecciona la correlación que cumple con los rangos de valores.

Una vez generada las funciones PVT, se verifica si los resultados son físicamente posibles, al comparar al verificar que al liberarse gas de solución, la mezcla de gas y petróleo restante tiene menos volumen. Esto se hace al verificar las siguientes fórmulas recursivas.

$$Bg_i * \frac{Rs_{i+1} - Rs_i}{p_{i+1} - p_i} > \frac{Bo_{i+1} - Bo_i}{p_{i+1} - p_i} \quad (\text{J.1})$$

$$Bg_{i+1} * \frac{Rs_{i+1} - Rs_i}{p_{i+1} - p_i} > \frac{Bo_{i+1} - Bo_i}{p_{i+1} - p_i} \quad (\text{J.2})$$

Una vez verificado esto, se realiza el cálculo del factor volumétrico de formación del agua utilizando las correlaciones de Hewlett-Packard ^[66] y la viscosidad del agua utilizando la de Brill, J. and Beggs ^[67].

Una vez realizado todos los cálculos, se escribe un archivo de texto con la información generada en formato tal que puede ser reconocido por el simulador ECLIPSE™ 100

Apéndice K

Propiedades del fluido

K.1 Valores PVT del petróleo

K.1.1 Petróleo

Tabla K.1: Valores PVT para el petróleo

Rs (MPCN/BN)	p (lpc)	B_o (BY/BN)	μ_o (cP)
0	14.7	1.0557	6.977
0.0494	214.2	1.0743	4.726
0.0801	413.7	1.0862	3.94
0.106	613.2	1.0964	3.458
0.1311	812.7	1.1064	3.095
0.1569	1012.2	1.1169	2.796
0.1841	1211.8	1.128	2.54
0.2125	1411.3	1.1399	2.32
0.2418	1610.8	1.1522	2.132
0.2715	1810.3	1.1648	1.972
0.3014	2009.8	1.1777	1.835
0.3313	2209.3	1.1907	1.717
0.3613	2408.8	1.2039	1.614
0.3921	2608.3	1.2175	1.521
0.4241	2807.8	1.2319	1.437
0.4579	3007.3	1.2472	1.358
0.4938	3206.9	1.2636	1.284
Sigue ...			

Tabla K.1: Valores PVT para el petróleo(cont)

Rs (MPCN/BN)	p (lpc)	B_o (BY/BN)	μ_o (cP)
0.5314	3406.4	1.2809	1.215
0.5625	3605.9	1.2954	1.164
0.6	3805.4	1.313	1.109
0.6378	4004.9	1.3309	1.059
0.6761	4204.4	1.3492	1.013
0.7147	4403.9	1.3677	0.972
0.7536	4603.4	1.3867	0.933
0.7929	4802.9	1.4059	0.898
0.8326	5002.4	1.4254	0.865
0.8725	5202.0	1.4452	0.835
0.9128	5401.5	1.4654	0.806
0.9534	5601	1.4858	0.780
1	5828.3	1.5094	0.752
1	6000	1.5068	0.752

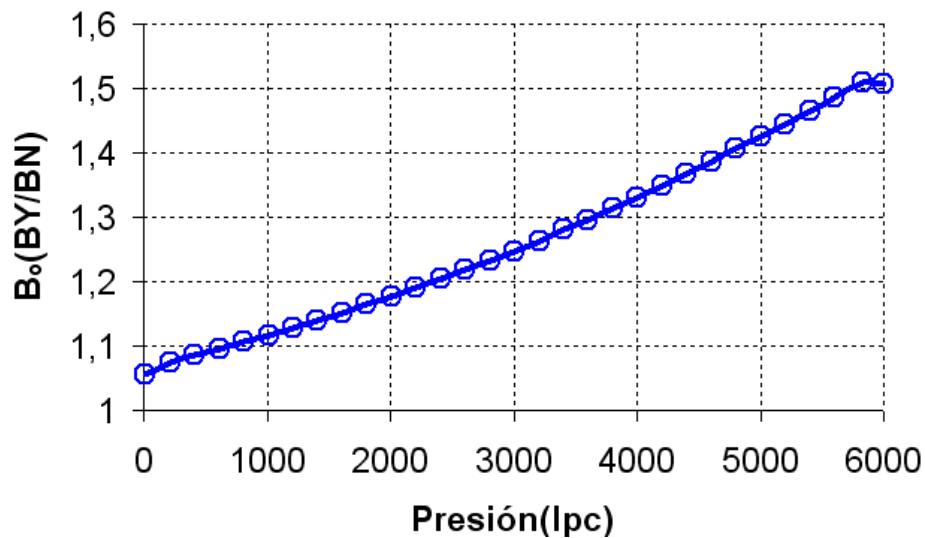


Figura K.1: Variación del Factor Volumétrico de Formación del petróleo en función de la presión

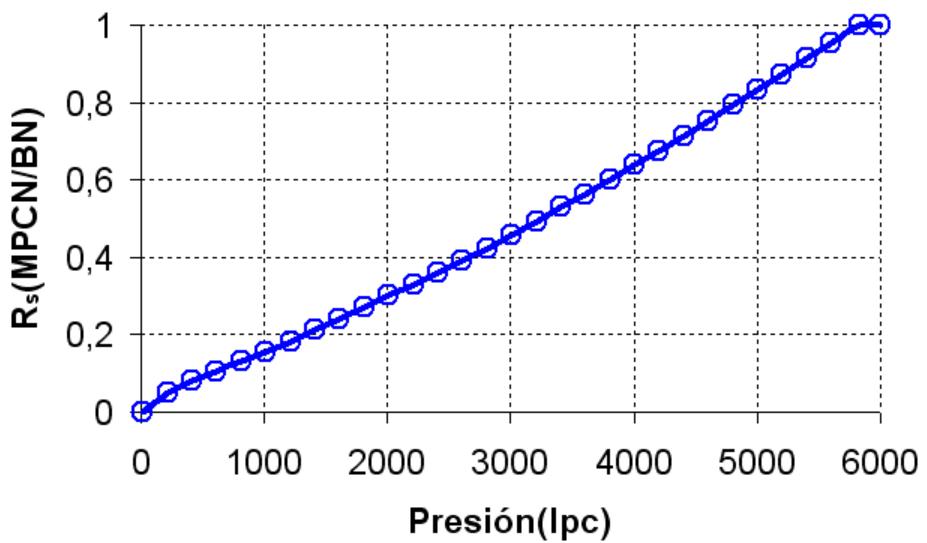


Figura K.2: Variación de la solubilidad del petróleo en función de la presión

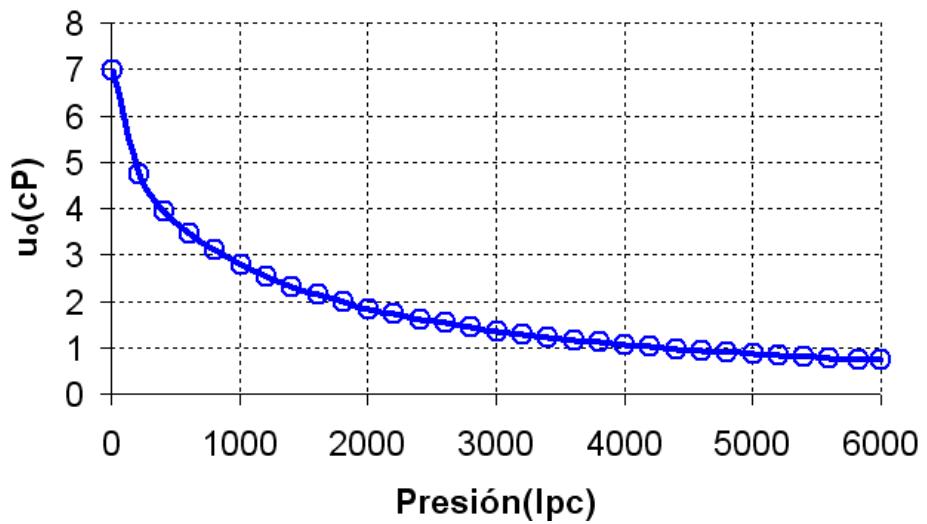


Figura K.3: Variación de la viscosidad del petróleo en función de la presión

K.1.2 Gas

Tabla K.2: Valores PVT para el gas

P (lpc)	B_g (BY/MPCN)	μ_g (cP)
14.7	218.863	0.01256
214.2	14.6872	0.01271
413.7	7.4394	0.01291
613.2	4.9131	0.01317
812.7	3.632	0.01349
1012.2	2.8606	0.01388
1211.8	2.3478	0.01435
1411.3	1.9845	0.0149
1610.8	1.7156	0.01554
1810.3	1.5102	0.01627
2009.8	1.3497	0.01707
2209.3	1.2221	0.01793
2408.8	1.1191	0.01885
2608.3	1.035	0.0198
2807.8	0.9656	0.02078
3007.3	0.9077	0.02175
3206.9	0.859	0.02272
3406.4	0.8177	0.02368
3605.9	0.7822	0.02461
3805.4	0.7516	0.02552
4004.9	0.7249	0.02639
4204.4	0.7015	0.02724
4403.9	0.6808	0.02806
4603.4	0.6624	0.02885
4802.9	0.6459	0.02962
5002.4	0.631	0.03036
5202	0.6175	0.03107
5401.5	0.6052	0.03177
5601	0.594	0.03244
5828.3	0.5823	0.03319
6000	0.5742	0.03374

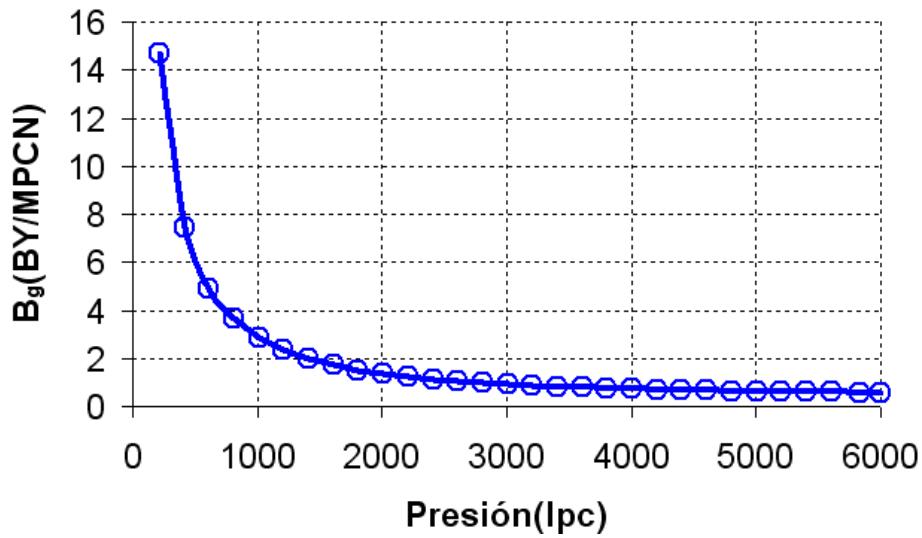


Figura K.4: Variación del Factor Volumétrico de Formación del gas en función de la presión

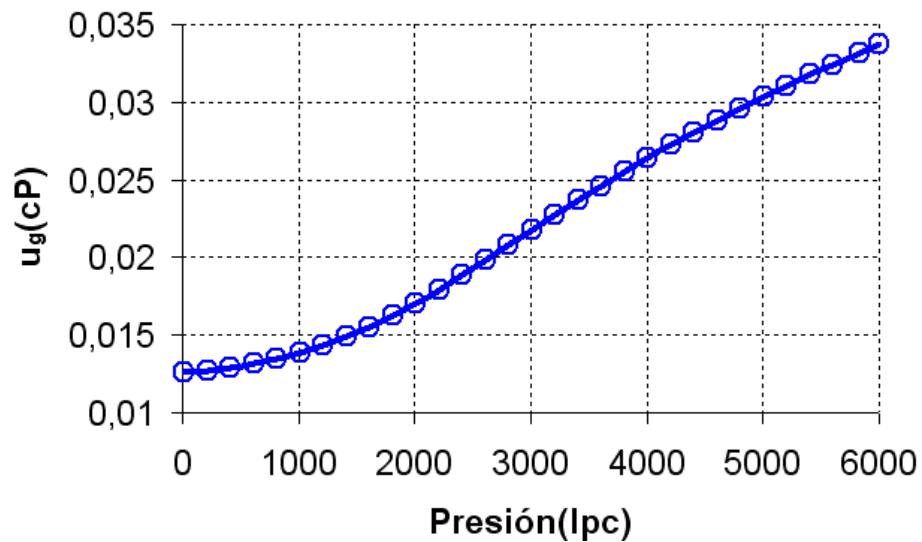


Figura K.5: Variación de la viscosidad del gas en función de la presión

K.2 Permeabilidades Relativas y Presiones Capilares

K.2.1 Sistema Petróleo–Agua

Tabla K.3: Valores para el sistema petróleo–agua

S_w	K_{rw}	K_{row}	P_{cow}
0.15	0	1	9.49
0.184	0	0.85	8.46
0.218	0	0.716	7.61
0.253	0	0.597	6.88
0.287	0.001	0.492	6.24
0.321	0.001	0.4	5.68
0.355	0.003	0.32	5.17
0.389	0.006	0.252	4.71
0.424	0.009	0.194	4.29
0.458	0.015	0.146	3.91
0.492	0.023	0.106	3.55
0.526	0.034	0.075	3.21
0.561	0.048	0.05	2.89
0.595	0.066	0.031	2.6
0.629	0.088	0.018	2.32
0.663	0.117	0.009	2.05
0.697	0.151	0.004	1.8
0.732	0.192	0.001	1.56
0.766	0.242	0	1.33
0.8	0.3	0	1.12
1	1	0	0

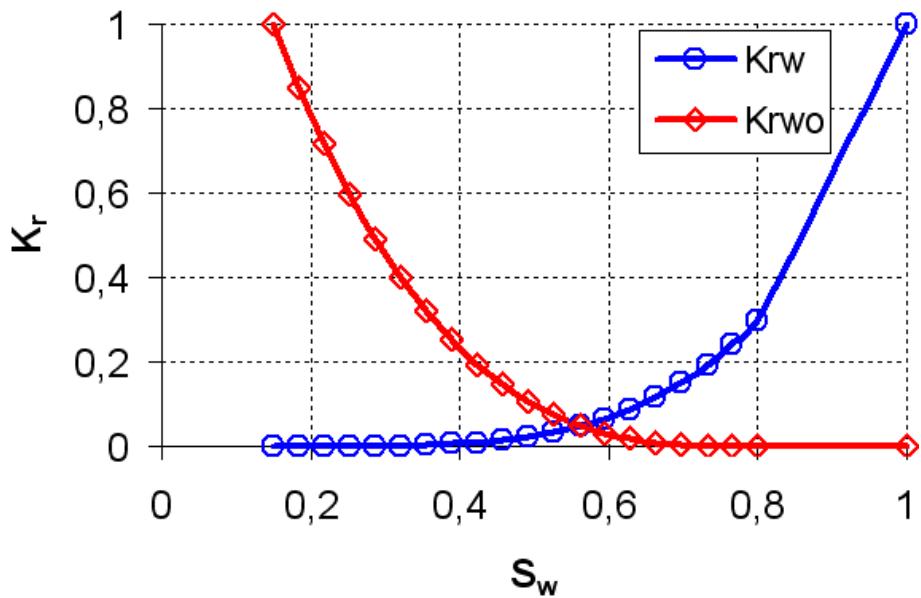


Figura K.6: Curva de permeabilidades relativas. Sistema petróleo–agua

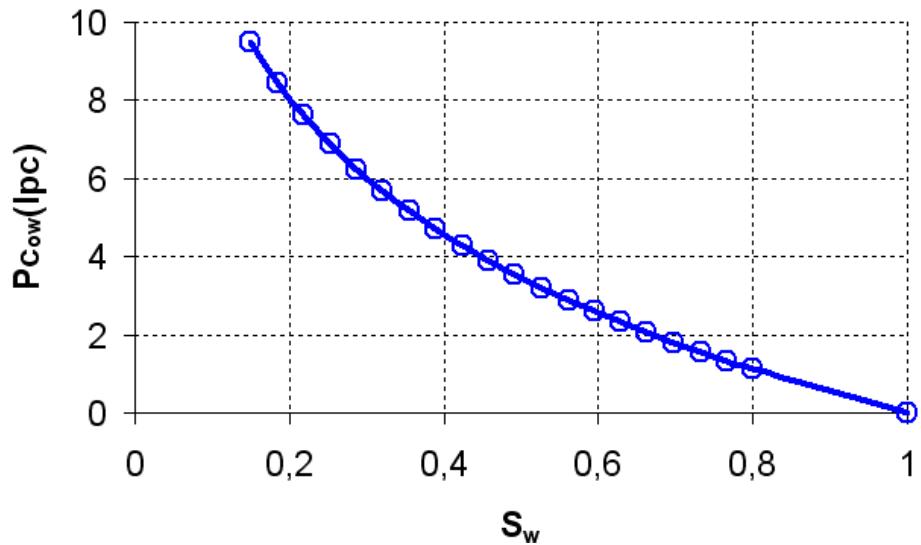


Figura K.7: Variación de la presión capilar en función de la saturación de agua

K.2.2 Sistema Petróleo–Gas

Tabla K.4: Valores para el sistema petróleo–gas

S_w	K_{rg}	K_{rog}	P_{cgo}
0	0	1	0
0.05	0	0.743	0.05
0.092	0.0001	0.569	0.10
0.134	0.0011	0.427	0.14
0.176	0.0039	0.313	0.19
0.218	0.0093	0.224	0.25
0.261	0.0182	0.155	0.30
0.303	0.0314	0.104	0.36
0.345	0.0501	0.066	0.42
0.387	0.0746	0.04	0.49
0.429	0.1062	0.022	0.56
0.471	0.1458	0.011	0.64
0.513	0.1941	0.005	0.72
0.555	0.2519	0.002	0.81
0.597	0.3203	0	0.91
0.639	0.4001	0	1.02
0.682	0.4921	0	1.14
0.700	0.5364	0	1.20
0.724	0.5972	0	1.29
0.766	0.7163	0	1.45
0.808	0.8509	0	1.65
0.850	1	0	1.90

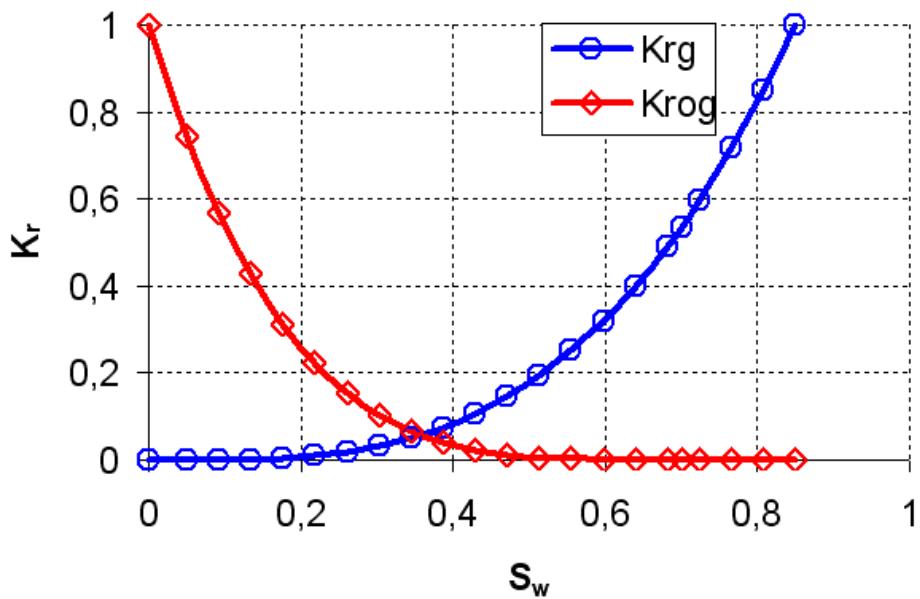


Figura K.8: Curva de permeabilidades relativas. Sistema petróleo–gas

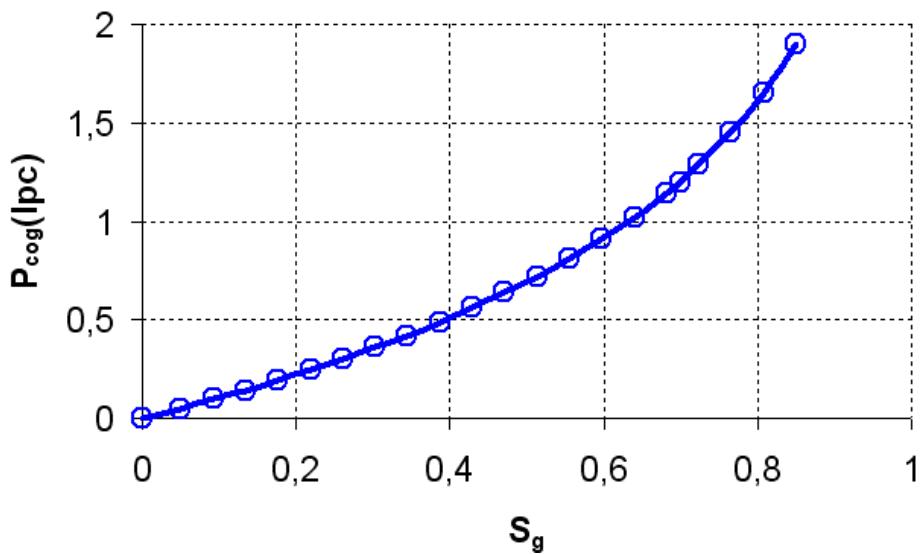


Figura K.9: Variación de la presión capilar en función de la saturación de gas

Apéndice L

Modelo de yacimientos

En esta parte se presentan las gráficas correspondiente a los modelos de yacimientos utilizados para realizar el estudio de optimización.

L.1 Modelo de yacimiento con 30 canales fluviales

L.1.1 Distribución de porosidad

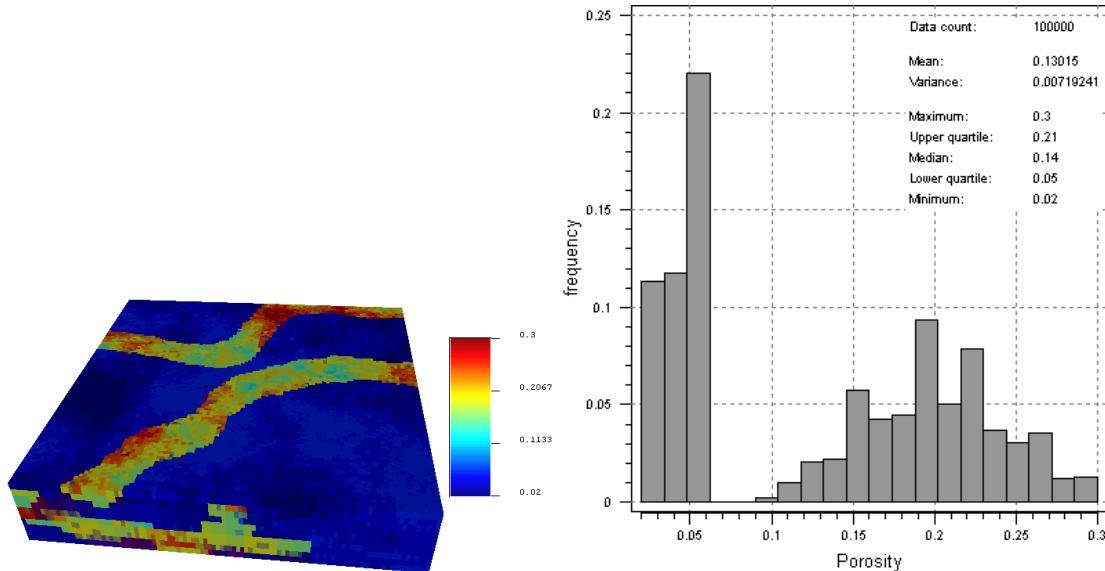


Figura L.1: Distribución de porosidad del Yacimiento A. Modelo fino

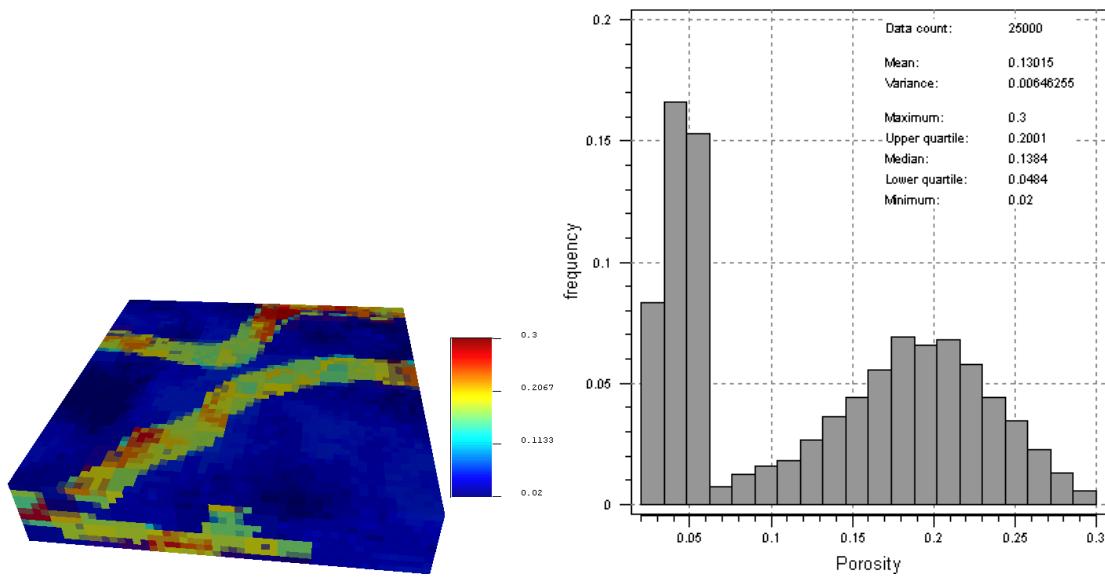


Figura L.2: Distribución de porosidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 01

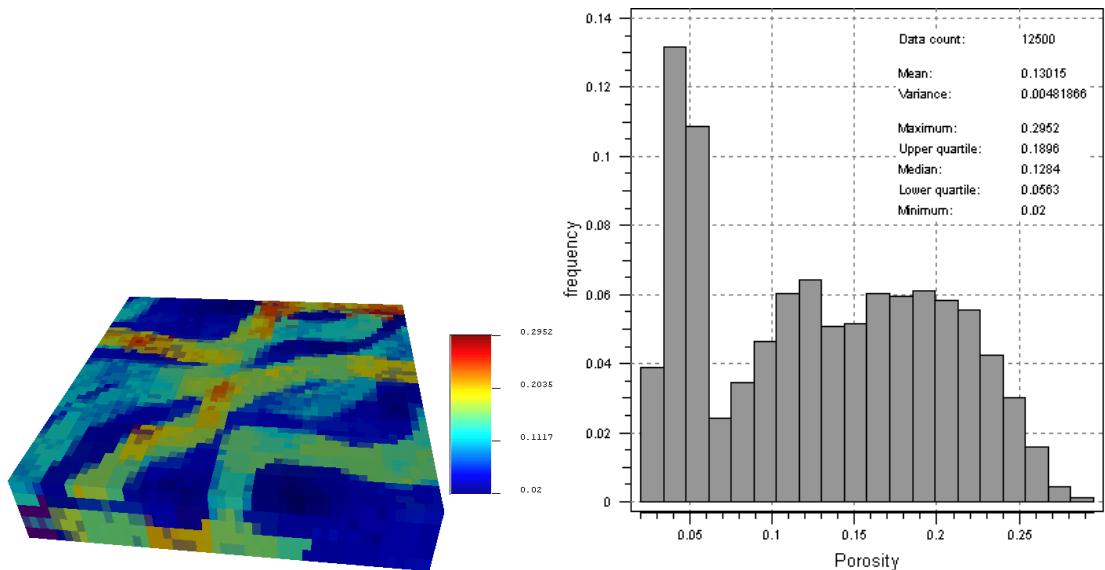


Figura L.3: Distribución de porosidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 02

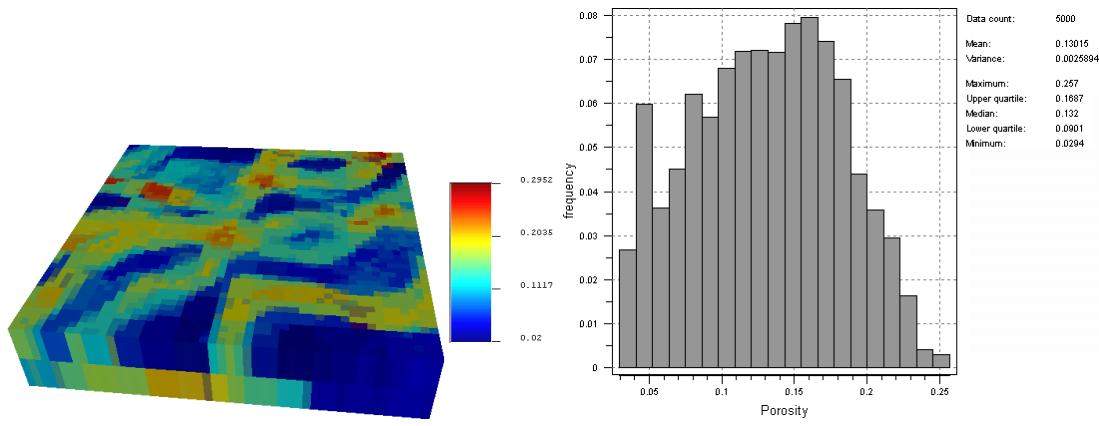


Figura L.4: Distribución de porosidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 03

L.1.2 Distribución de permeabilidad

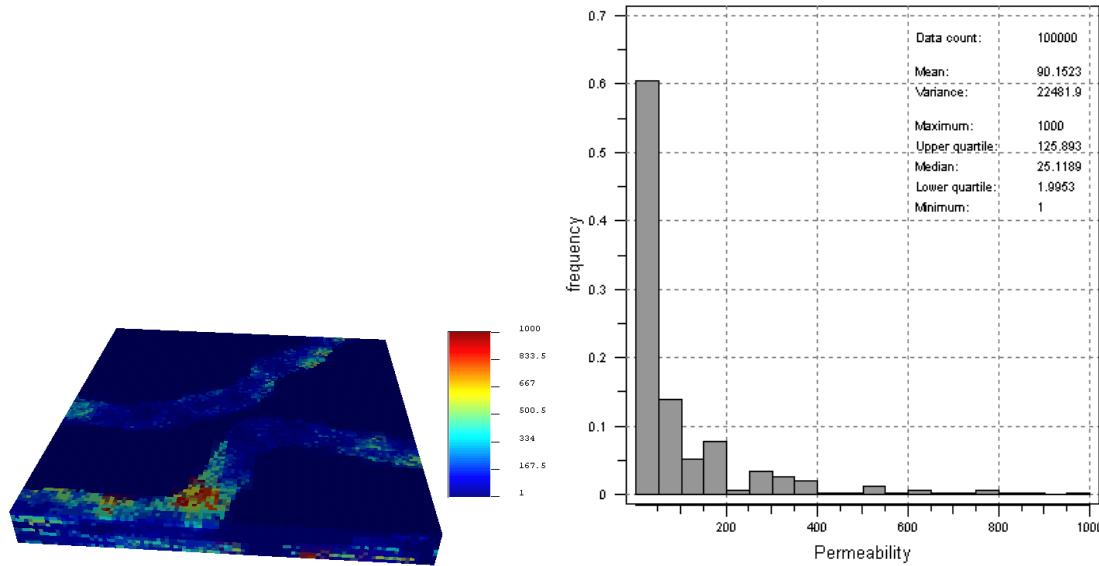


Figura L.5: Distribución de permeabilidad del Yacimiento A. Modelo fino

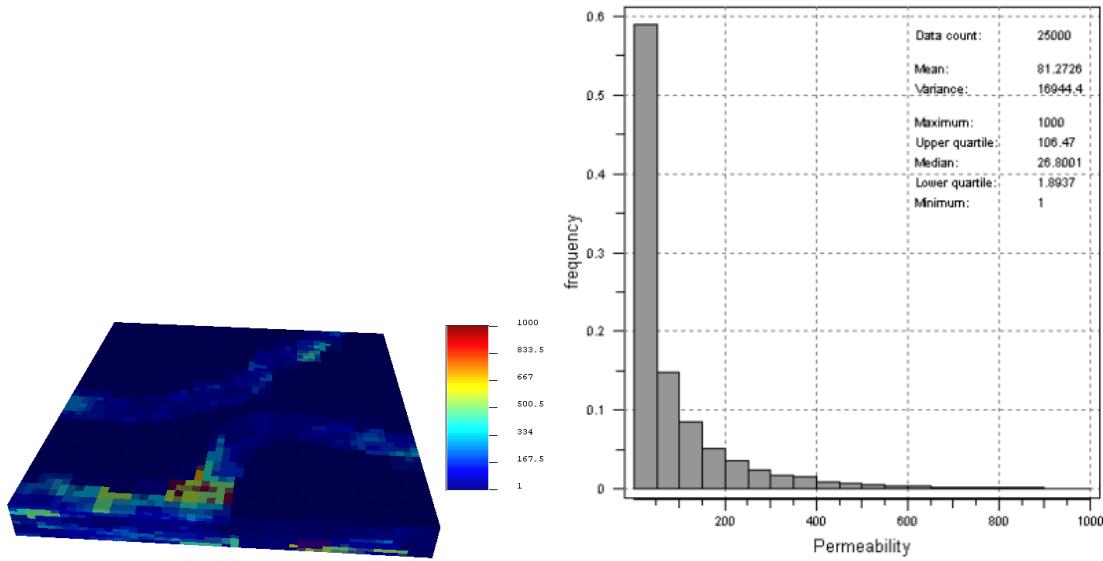


Figura L.6: Distribución de permeabilidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 01

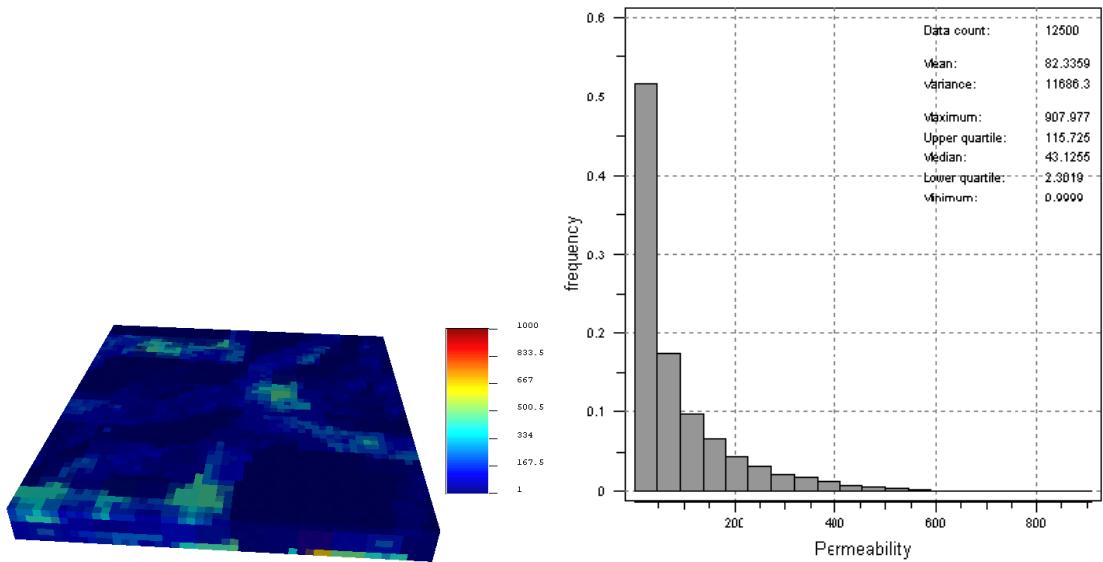


Figura L.7: Distribución de permeabilidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 02

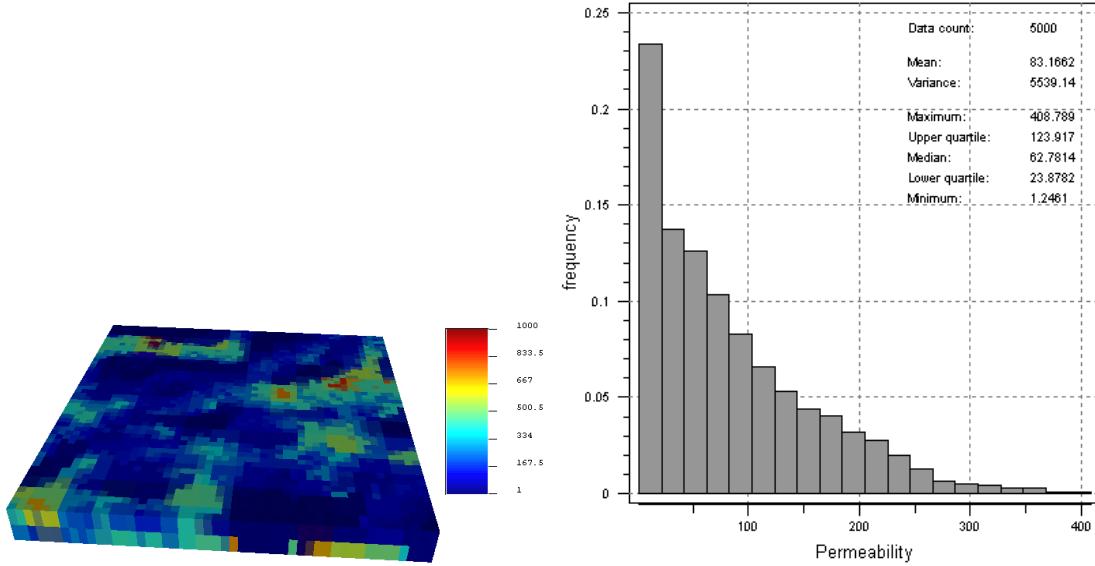


Figura L.8: Distribución de permeabilidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 02

L.2 Modelo de yacimiento con 8 canales fluviales

L.2.1 Distribución de porosidad

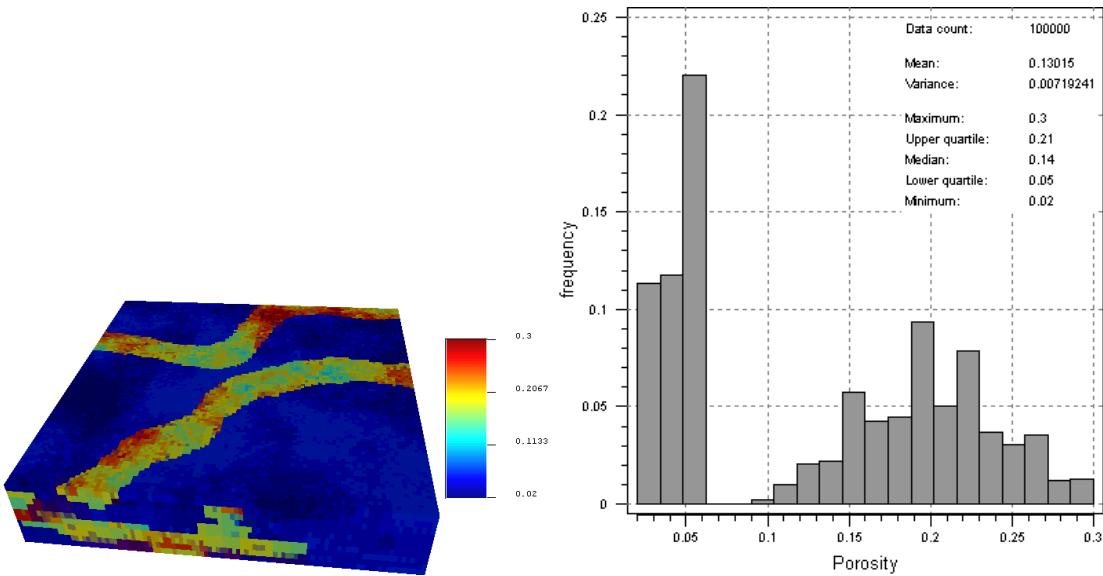


Figura L.9: Distribución de porosidad del Yacimiento A. Modelo fino

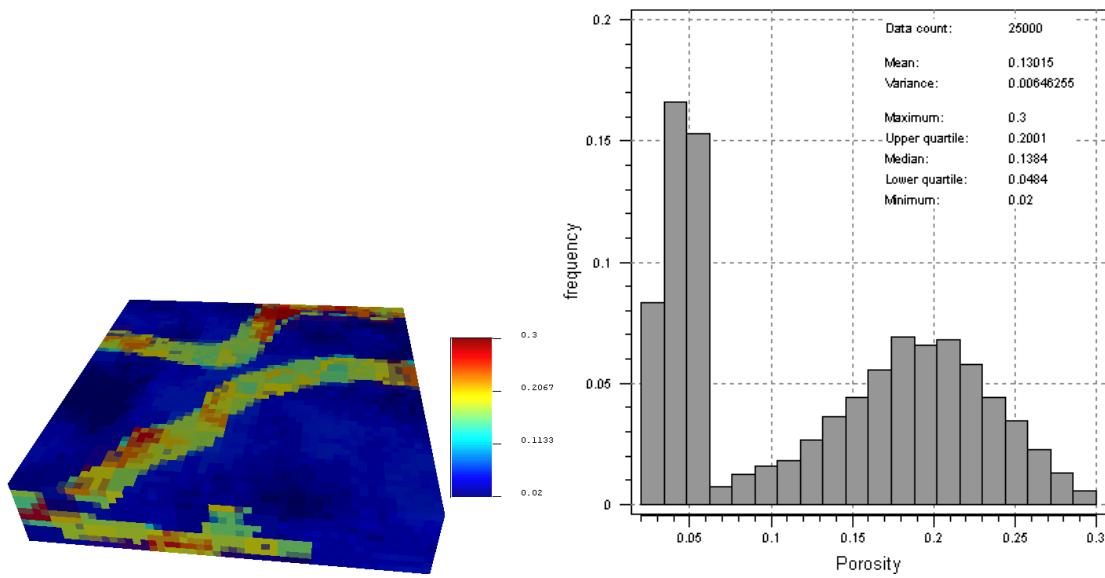


Figura L.10: Distribución de porosidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 01

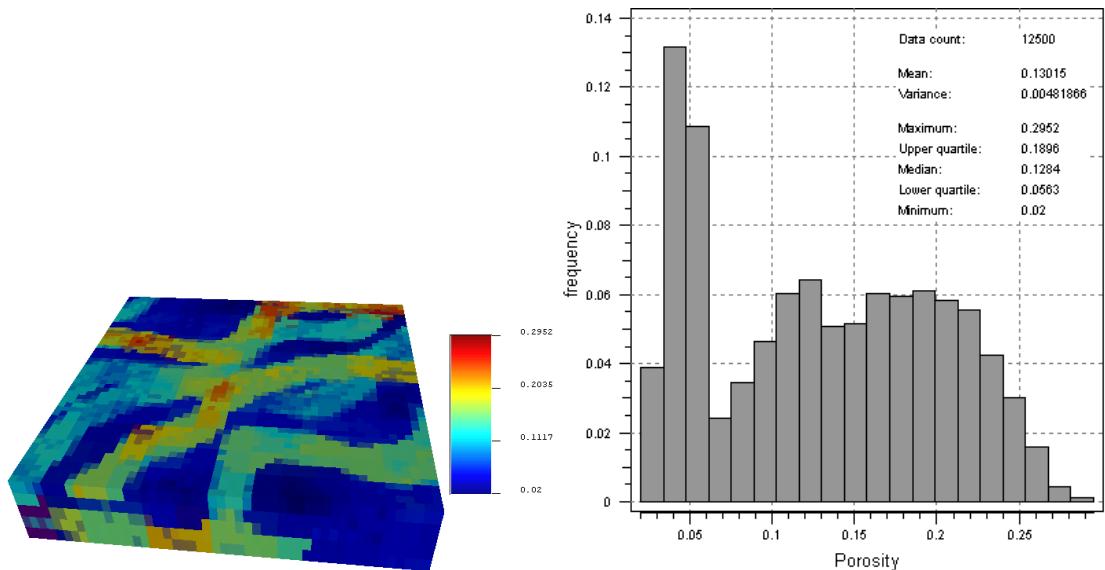


Figura L.11: Distribución de porosidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 02

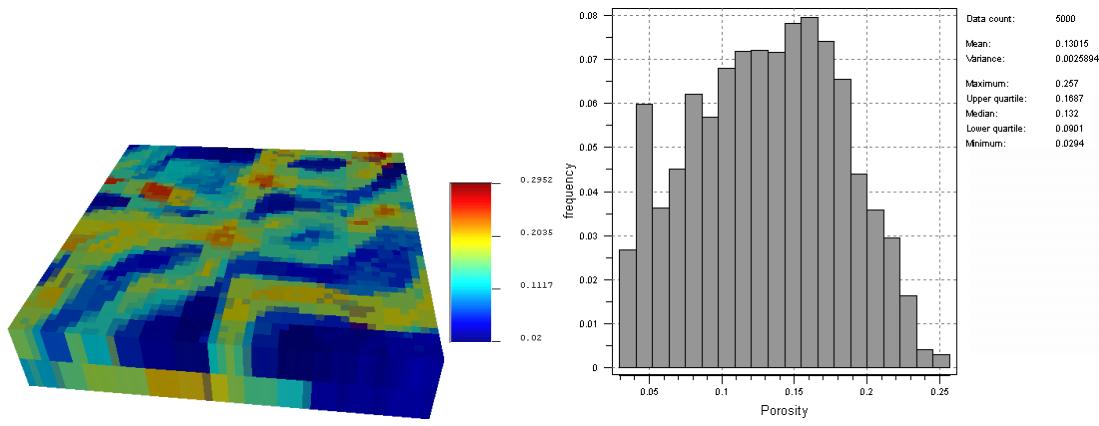


Figura L.12: Distribución de porosidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 03

L.2.2 Distribución de permeabilidad

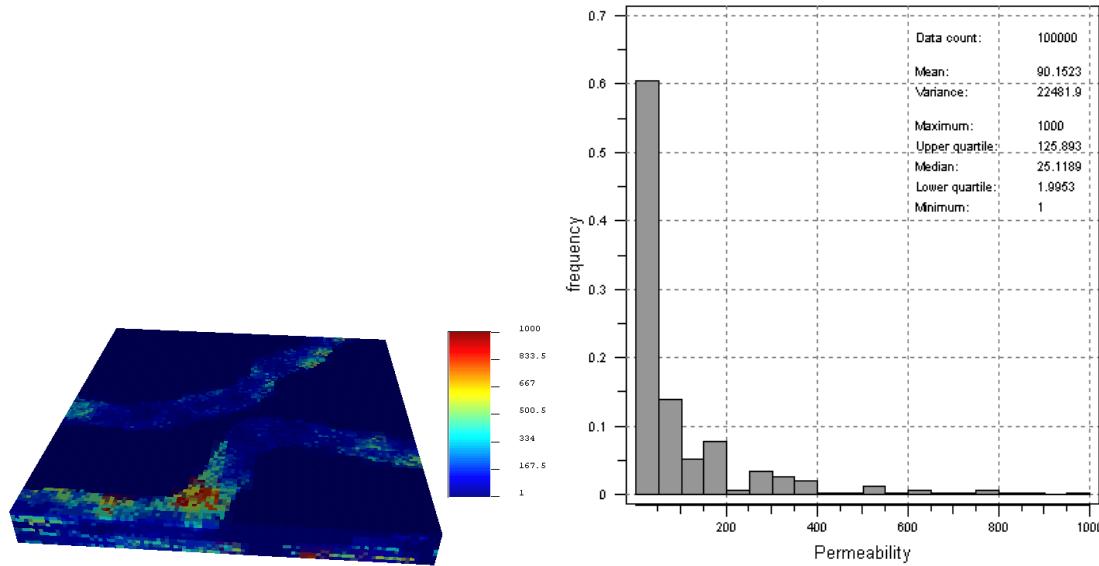


Figura L.13: Distribución de permeabilidad del Yacimiento A. Modelo fino

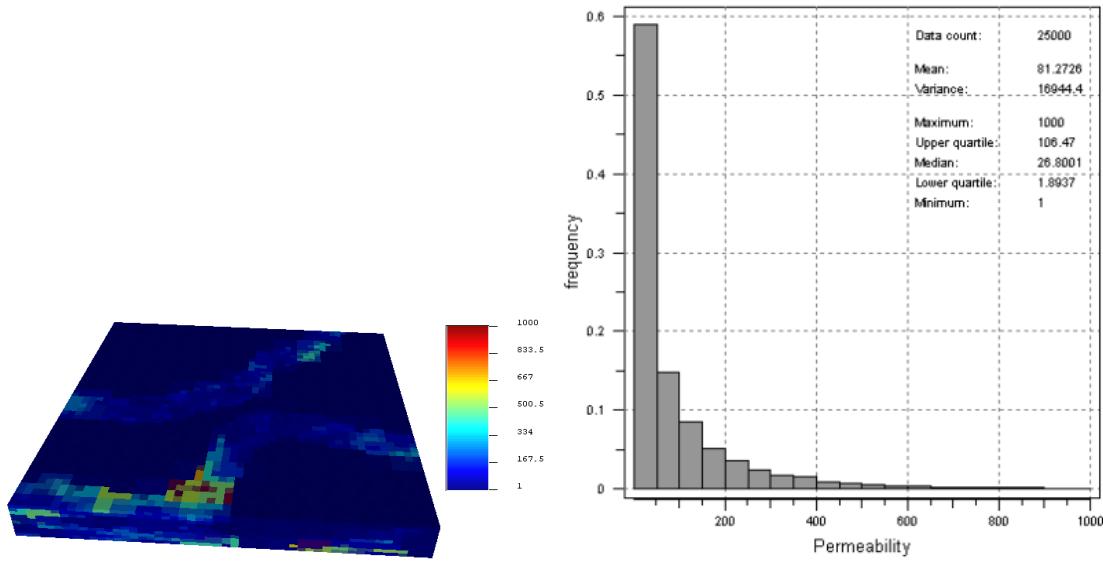


Figura L.14: Distribución de permeabilidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 01

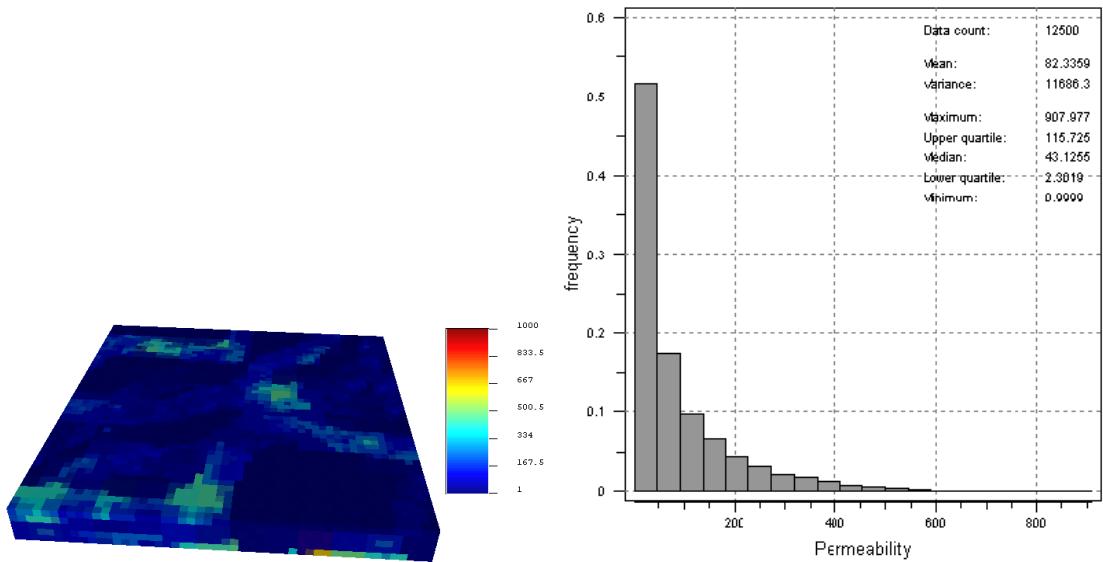


Figura L.15: Distribución de permeabilidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 02

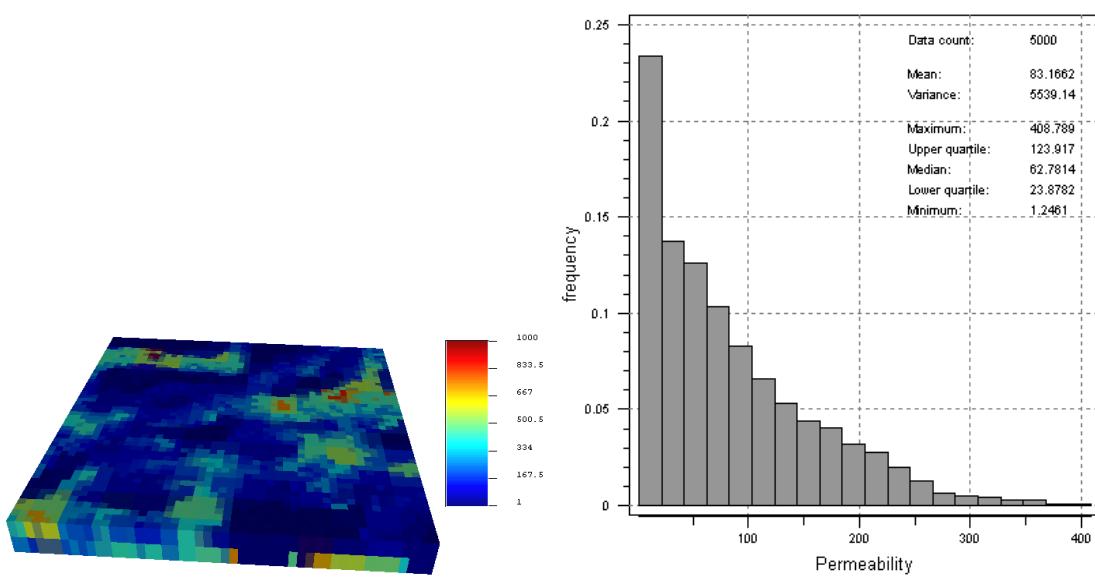


Figura L.16: Distribución de permeabilidad del Yacimiento A. Modelo Grueso 02