



PROYECTO DE GRADO

Presentado ante la ilustre Universidad de Los Andes como requisito parcial para obtener el
Título de Ingeniero de Sistemas

DISEÑO DE TRAYECTORIAS DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS

Por:

Br. Girling Marquez

Tutor: Prof. Pablo Guillén

Cotutor: Prof. Francisco Hidrobo

Noviembre, 2008

©2008 Universidad de Los Andes Mérida, Venezuela

DISEÑO DE TRAYECTORIAS DE PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS

Br. Girling Marquez

Proyecto de Grado – Investigación de Operaciones, Páginas 122.

Resumen: En el presente estudio se desarrolló una herramienta computacional de código abierto para PDVSA, la cual utiliza Algoritmos Genéticos (AGs) como método de optimización para la búsqueda y diseño de la ruta óptima de perforación direccional de pozos petroleros, dadas las coordenadas iniciales y finales del pozo, así como también sus restricciones. El principal propósito de este trabajo fue minimizar costos de construcción de pozos y extracción de petróleo, así como promover la independencia tecnológica a nivel de programas de este tipo. Se compararon los resultados obtenidos de la herramienta de optimización desarrollada, con los conseguidos por el modelo realizado por Shokir et al. (2004), demostrando que el algoritmo genético utilizado en el presente estudio superó los resultados alcanzados por el AG diseñado por Shokir et al. (2004).

Palabras claves: Perforación Direccional de Pozos Petroleros, Trayectoria Óptima de Perforación, Algoritmos Genéticos.

Dedicatoria

A quienes siempre están a mi lado y de los cuales estoy orgullosa.

A ustedes padres míos, guías de mi corazón y sembradores de valores.

Éste es solo el comienzo...

Agradecimientos

Para aquellas personas que me brindaron su apoyo y confianza en el desarrollo de este estudio y a quienes les debo tanto.

A mis tutores, quienes confiaron en mí y me brindaron la posibilidad de conocer y experimentar un mundo nuevo del cual me enamoré desde el principio.

A mis amigos, Mariela, Ivan y Alejandro, quienes de distintas formas me apoyaron y en los momentos difíciles siempre estuvieron conmigo sin desvanecer.

A mi Mamá, juntas aprendimos y vivimos todos los tramos de este camino que hoy día culmina.

A la niña que llevo dentro, la que nunca crece, eternamente alegre, siempre con ganas de aprender; a ti, por permitirme disfrutar de este camino bonito.

A Dios y a mi bisabuela Pastora, mis grandes confidentes.

A todos, siempre les estaré agradecida por llenarme la vida de vida!...

Epígrafe

“Sin autores no hay libros,
sin libros no hay ciencias,
sin amor propio nadie escribe,
aunque mucho se haya escrito,
siempre hay algo sobre qué escribir”.

Simón Rodríguez.

Índice General

[_Toc213433097](#)

Dedicatoria	iii
Agradecimientos.....	iv
Epígrafe.....	v
Índice de figuras	viii
Índice de tablas	xii
Capítulo 1	4
1.1. Antecedentes	4
1.2. Planteamiento del Problema	5
1.3. Justificación	6
1.4. Objetivo General.....	7
1.4.1Objetivos Específicos	7
1.5. Metodología de trabajo	7
Capítulo 2	9
2.1 Especificaciones del diseño de trayectorias de perforación de pozos petroleros	9
2.2 Variables del diseño de trayectorias de pozos petroleros	20
2.3 Algoritmos genéticos (AGs)	27
2.3.1Definición de Algoritmos Genéticos.....	28

2.3.2 Características de los AGs	28
2.3.3 Elementos que conforman los AGs.....	29
2.3.4 Operadores genéticos	34
2.4 Métodos de interpolación.....	42
2.4.1 Método tangencial	43
2.4.2 Método tangencial equilibrado	44
2.4.3 Método del ángulo promedio.....	44
2.4.4 Método de la mínima curvatura	45
Capítulo 3	49
3.1 Diseño del algoritmo genético	49
3.2 Librería del algoritmo genético utilizada	52
3.2.1 Estructura binaria de la librería utilizada	53
3.2.2 Estructura punto flotante de la librería utilizada.	57
3.3 Descripción del algoritmo genético desarrollado	58
3.4 Interpolación del survey	64
Capítulo 4	66
4.1 Herramientas utilizadas	66
4.2 Programa para el diseño de trayectorias de perforación de pozos petroleros	67
4.2.1 Lectura de datos	67
4.2.2 Ejecución del AG.....	74

4.2.3 Salida de resultados	76
Capítulo 5	85
5.1 Documentación y recolección de datos	85
5.2 Comparación de los resultados obtenidos con DTP y los publicados por Shokir et al. (2004).....	85
5.2.1 Resultados obtenidos para el pozo de formulación teórica.	88
5.2.2 Resultados obtenidos para el pozo ubicado en el Golfo de Suez, Egipto	93
5.3 Estudio de las trayectorias de dos pozos reales venezolanos	98
Capítulo 6	101
6.1 Conclusiones.....	101
6.2 Recomendaciones	102
Referencias	103
Apéndices	106
Apéndice A-1, survey del Pozo Teórico	106
Apéndice A-2, survey del pozo ubicado en Egipto	107
Apéndice A-3, parámetros del AG a utilizar.....	109
Apéndice B-1, gráficas TMD y DKOP para el Pozo Teórico	110
Apéndice B-2, gráficas TMD y DKOP para el Pozo ubicado en Egipto	111
Apéndice C-1, resultados del mejor individuo	112
Apéndice C-2, resultados del mejor individuo	112

Apéndice D-1, archivo de salida con coordenadas finales del pozo teórico	113
Apéndice D-2, archivo de salida con coordenadas finales del pozo de Suez Egipto ...	115
Apéndice E, archivo del survey de la trayectoria del pozo horizontal	117
Apéndice F, Manual de ayuda al usuario	119
Glosario.....	120

Índice de figuras

Figura 2.1: Variables incluidas en el <i>survey</i> (Shokir <i>et al</i> , 2004).	11
Figura 2.2: Representación de 18° azimuth en coordenadas UTM.	13
Figura 2.3: Representación de 157° azimuth en coordenadas UTM.	13
Figura 2.4: Vista de plano vertical de una sarta revestida y cementada (PDVSA, 1996).	16
Figura 2.5: Modelos de distintos pozos (PDVSA, 1993)	19
Figura 2.6: Modelos de pozos con varios ángulos de inclinación (PDVSA, 1993).	20
Figura 2.7: Especificaciones del Diseño de la Trayectoria de un Pozo direccional (Shokir <i>et al</i> , 2004).	26
Figura 2.8: Conformación de la población de un AG.....	29
Figura 2.9: Vista de plano vertical de un Pozo (Shokir <i>et al</i> , 2004).	31
Figura 2.10: Diagrama de flujo del funcionamiento de un AG simple.	34
Figura 2.11: Ilustración del proceso de cruce simple entre dos cromosomas	38
Figura 2.12: Ilustración del proceso de cruce doble entre dos cromosomas.	39
Figura 2.13: Ilustración del proceso de cruce múltiple entre dos cromosomas.....	40
Figura 2.14: Ilustración del proceso de cruce con mascara entre dos cromosomas.	40
Figura 2.15: Ilustración del proceso de cruce con mascara entre dos cromosomas.	41
Figura 2.16: Ilustración del proceso de mutación de un cromosoma.	42
Figura 2.17: Representación de los puntos a ser interpolados junto con las coordenadas deseadas.	47
Figura 2.18: Representación de los ángulos de inclinación y desviación en un segmento entre C y D.....	47

Figura 3.1: Ilustración de Fenotipo y Genotipo del AG (Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires, 2004)	51
Figura 3.2: Conformación de la población en el AG diseñado.	54
Figura 3.3: Etapas que conforman el AG diseñado.	59
Figura 3.4: Esquema del Algoritmo Genético diseñado en este trabajo.....	61
Figura 3.5: Población total del AG	60
Figura 4.1: Estructura del programa DTP	67
Figura 4.2: Menú de Archivos, para la carga de datos y la salida de la aplicación.	67
Figura 4.3: Menú de la aplicación que permite el dibujado de Trayectorias.....	68
Figura 4.4: Diagrama jerarquizado con la estructura del archivo XML con datos del Pozo.....	69
Figura 4.5: El icono de la cabría cambia a color amarillo cuando se ha cargado los datos de un pozo.	69
Figura 4.6: Diagrama jerarquizado con la estructura del archivo XML con los parámetros de inicialización del AG.	70
Figura 4.7: Diagrama jerarquizado con la estructura del archivo XML con los parámetros de inicialización del AG.	71
Figura 4.8: Sección del programa DTP para el ingreso de valores como número de individuos y generaciones.	72
Figura 4.9: Sección del programa DTP para el ingreso de las probabilidades del AG.	72
Figura 4.10: Sección del programa DTP con las 6 opciones de tipos de selección.	73
Figura 4.11: Sección del programa DTP con los 4 métodos de interpolación usados.	73
Figura 4.12: Ingreso de número de trayectorias deseadas.	74
Figura 4.13: Botón de inicio para la ejecución de la evolución de la población creada.....	74
Figura 4.14: Barra de progreso del programa.....	74
Figura 4.15: Campo con el número de individuos correctos.....	75

Figura 4.16: Ningún individuo adecuado.	75
Figura 4.17: Vista completa del Programa DTP.....	75
Figura 4.18: Acceso al editor de archivos de la aplicación	76
Figura 4.19: Funciones que presta el Editor de Archivos.....	77
Figura 4.20: Estructura del archivo XML con las coordenadas resultantes de nTrayectorias Diseñadas.....	77
Figura 4.21: Estructura de archivo DAT con resultados de las distintas trayectorias.	78
Figura 4.22: Gráficas de TMD vs, Trayectorias y DKOP vs. Trayectorias.	79
Figura 4.23: Valores TMD con relación a 10 trayectorias generadas.	80
Figura 4.24: Valores D_{KOP} con relación a 10 trayectorias generadas.	81
Figura 4.25: Ejemplo de la generación dinámica de gráficas con las distintas perspectivas del pozo.	82
Figura 4.26: Gráfica obtenida con el programa DTP de la vista desde de planta de un pozo. ...	83
Figura 4.27: Gráfica obtenida con el programa DTP de la vista vertical de un pozo.....	84
Figura 4.28: Gráfica obtenida con el programa DTP de la vista horizontal de un pozo.	84
Figura 5.1: Representaciones de las coordenadas EW- NS del pozo teórico.	91
Figura 5.2: Gráfica del plano NS-TVD, obtenida con el programa desarrollado en el presente trabajo.	92
Figura 5.3: Gráfica de las coordenadas EW-TVD, de la trayectoria 1.....	93
Figura 5.4: Representación gráfica de las coordenadas EW-NS, producto de los métodos mencionados y estudiados.	96
Figura 5.5: Gráfica de las coordenadas NS-TVD, de la trayectoria 3.....	97
Figura 5.6: Gráfica de las coordenadas EW-TVD, de la trayectoria 3.....	98
Figura 5.7: Ultima sección de un pozo tipo “Especial S”.	100

Figura 5.8: Trayectoria del pozo horizontal	100
Apéndice B.1: Gráfica TMD del pozo teórico.....	110
Apéndice B.2: Gráfica TMD del pozo teórico	110
Apéndice B.3: Gráfica TMD del pozo de Egipto.	111
Apéndice B.4: Gráfica TMD del pozo de Egipto.	111
Apéndice F.5: Impresión de la pantalla donde aparece el manual de ayuda del programa DTP	119

Índice de tablas

Tabla 2.1: Descripción de las variables consideradas en el sistema (Shokir <i>et al</i> , 2004)	21
Tabla 2.2: Lista de restricciones operacionales, ángulos de inclinación.	22
Tabla 2.3: Lista de restricciones operacionales, severidad de cambio de los ángulos.	22
Tabla 2.4: Lista de restricciones operacionales, tramos de distancias verticales verdaderas.	23
Tabla 2.5: Lista de restricciones operacionales, tramos de distancias verticales verdaderas.	23
Tabla 5.1: Entrada de datos para el programa DTP.....	87
Tabla 5.2: Comparación de resultados obtenidos para el Pozo de formulación teórica (Shokir <i>et al</i> , 2004).	89
Tabla 5.3: Confrontación de los resultados obtenidos para el Pozo ubicado en Egipto (Shokir <i>et al</i> , 2004).	94

Introducción

La Perforación Direccional ha sido descrita como, el arte y la ciencia contenida en la desviación de un pozo en una dirección específica, para alcanzar un objetivo predeterminado debajo de la superficie de la tierra. Cuanto arte y cuanta ciencia en realidad están involucradas es todavía discutible, aunque en la actualidad existe una evolución significativa hacia métodos científicos (Inglis, 1987).

Los orígenes de la perforación direccional en la industria petrolera comienzan a finales del siglo diecinueve en los Estados Unidos. En aquel tiempo fue poco el esfuerzo hecho para estabilizar la cuerda del taladro y el control del camino del pozo, por lo que años más tarde, estudios realizados a los registros de yacimientos perforados demostraron que estos pozos "verticales" estaban distantes de serlo (Inglis, 1987).

En Venezuela los conceptos y prácticas de hacer hoyos desviados intencionalmente comenzaron a tener aplicaciones técnicas en la década de 1930. Nuevos diseños de herramientas desviadoras o guía barrenas fijos o articulados permitieron obtener con mayor seguridad el ángulo de desviación requerida, con fines principalmente como los de recuperar herramientas y equipos dejados en la trayectoria del hoyo (actividad comúnmente denominada “pesca”) y para la construcción de pozos de alivio, los cuales permiten disminuir la presión que pudiese existir y afectar la extracción del crudo o gas (PDVSA, 1996).

La perforación direccional en la actualidad se ha convertido en un elemento esencial en los yacimientos petrolíferos, y una de las aplicaciones que brinda es la construcción de pozos bajo el mar, actividad que se ve limitada por el alto coste de perforar en superficies marinas. Sin embargo, el potencial que presentan las costas venezolanas para la explotación de petróleo es una de las causas que conduce a que se preste mayor interés al desarrollo de nuevos instrumentos y técnicas para mejorar la eficacia de la perforación direccional. Las empresas que prestan estos servicios de planificación y desarrollo de pozos petroleros en su mayoría son foráneas y privadas, lo que lo convierte en una técnica muy costosa.

La disminución de costos de construcción de pozos direccionales representa uno de los principales obstáculos con los que se encuentran cada día los ingenieros de perforación. En la búsqueda de esta meta, por lo general, se ajustan parámetros como peso y rapidez de rotación de la mecha, tiempo de excavación y tamaño del revestidor (Miska, 1981); ajustes que dependen fuertemente de la experiencia y juicio del diseñador, por lo que la mayoría de los resultados obtenidos no son necesariamente los mejores.

En base a la problemática antes expuesta, el presente estudio surge para satisfacer la necesidad de diseñar trayectorias de perforación de yacimientos petrolíferos, en los que se minimice la profundidad total medida de las tuberías para la construcción de los pozos. Por ello se reprodujo el modelo matemático publicado por Shokir et al. (2004) y se desarrolló una herramienta computacional con el uso de tecnologías libres, basada en Algoritmos Genéticos (AGs), métodos de búsqueda y optimización que consisten en emular la evolución Darwiniana, en la que partiendo de un conjunto inicial de soluciones (individuos) y con el uso de operadores evolutivos (selección, cruce y mutación), se busca, a través de generaciones, un individuo óptimo que posea las características ideales que permitan obtener la solución factible del problema de diseño de trayectorias de perforación de pozos petroleros.

El contenido de la presente investigación está estructurado de la siguiente manera. En el **capítulo 1** se exponen los aspectos referidos a los antecedentes y planteamiento del problema, junto a la justificación y objetivos del presente estudio, así como la metodología utilizada en su desarrollo. En el **Capítulo 2** se sustenta desde el punto de vista teórico el diseño de las trayectorias de perforación de pozos basado en el modelo matemático expuesto por Shokir et al. (2004), el método de algoritmos Genéticos desarrollado y los métodos de interpolación utilizados. En el **capítulo 3** se describe como se realizó la investigación y parte del desarrollo de la aplicación computacional para el diseño de trayectorias. En el **capítulo 4** se describe con detalle el porqué y cómo funciona la interfaz desarrollada para la herramienta computacional. En el **capítulo 5** se presentan y analizan los resultados obtenidos para los distintos pozos estudiados, con el modelo desarrollado de optimización de rutas de excavación y el propuesto por Shokir, Emera, Eid y Wally (2004). Finalmente en el **capítulo 6** se concluye en base a los

resultados obtenidos y se presentan recomendaciones para estudios futuros. Por último, se presentan bibliografía, apéndices y glosario.

Capítulo 1

En este capítulo se presentan los antecedentes de estudios realizados en el pasado referentes al problema tratado, el planteamiento del problema evaluado por este trabajo, la justificación de su solución, seguidamente, los objetivos (tanto general, como específicos) del trabajo desarrollado y por último, la metodología utilizada durante el desarrollo de la investigación y su posterior aplicación.

1.1. Antecedentes

Fueron Helmy, Khalf, y Darwish (1998) quienes diseñaron el primer modelo de un pozo horizontal, en dos dimensiones (2D) utilizando optimización no lineal, tomando en cuenta restricciones como punto de arranque, inclinación, parámetros del revestidor, etc; y donde el espacio de solución se dividió en varios sub espacios.

Seguidamente, Ahmed (2000) ideó un modelo de trayectoria de perforación en tres dimensiones (3D) ajustado con mayor detalle a la realidad, pero con la desventaja que no consideraba como restricción la profundidad del revestidor, variable de gran importancia en el diseño de pozos y esencial para la optimización de costos de construcción.

Por su parte, Shokir et al. (2004) utilizando algoritmos genéticos, desarrollaron un modelo de optimización para el diseño de pozos petroleros en tres dimensiones (3D) en el que no se excluyeron restricciones importantes como el revestidor del pozo; así mismo se comparó el resultado obtenido con los modelos realizados a través de un método de optimización convencional y un programa de uso comercial llamado WELLDES.

1.2. Planteamiento del Problema

En el diseño de trayectorias para la perforación de pozos petroleros existen diversos métodos, entre ellos se pueden mencionar la optimización lineal en dos y tres dimensiones, método del gradiente, el de Newton, y los de búsqueda directa o fuerza bruta. Igualmente, en la búsqueda del diseño de pozos, Shokir et al. (2004), diseñaron un modelo basado en algoritmos genéticos, el cual ha sido aplicado en un pozo petrolero ubicado en el Golfo de Suez, Egipto, brindando resultados positivos.

Sin embargo, basado en los principios de los algoritmos genéticos, se considera en este estudio, diseñar un modelo alternativo que optimizara los resultados en el diseño de trayectorias para la perforación de pozos petroleros, lo cual redundaría en una significativa reducción de costos y de esfuerzos humanos y una consiguiente elevación de la eficiencia en la industria petrolera venezolana.

Al respecto, cabe señalar que los programas computacionales utilizados por Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) para el diseño de las trayectorias para la perforación de pozos petroleros, por una parte, no consideran las restricciones del yacimiento a la hora de ejecutarse, y queda bajo la responsabilidad del ingeniero encargado determinar si el modelo generado por el programa cumple o no con las condiciones necesarias para la construcción del pozo. Por otra parte, en muchos casos el diseño de estas trayectorias se deja en manos de profesionales del área que no manejan criterios científicos sino más bien empíricos y, por consiguiente, sólo se basan en su experiencia para determinar rutas de perforación.

Ambos casos traen como consecuencia una pérdida de tiempo valioso en el ajuste y reajuste de los parámetros del diseño, lo que se traduce en altos costos económicos y realización de grandes esfuerzos que no garantizan que los modelos obtenidos se acerquen al óptimo resultado deseable.

Las circunstancias planteadas, motivaron la realización de la presente investigación, con la que se buscó dar respuesta a las siguientes interrogantes:

- ✓ ¿Cuál sería la herramienta computacional que, basada en el método de algoritmos genéticos facilitaría la optimización de la trayectoria de perforación de pozos petroleros direccionales?
- ✓ ¿Cuáles son los métodos aplicados en la perforación de pozos petroleros tomando en cuenta sus restricciones?
- ✓ ¿Cuáles son los fundamentos conceptuales del método de algoritmos genéticos y su aplicación?
- ✓ ¿Cuáles son los métodos empleados por PDVSA en perforación de pozos petroleros?
- ✓ ¿Cuáles son las ventajas comparativas del método propuesto en este estudio y el método de Shokir et al. (2004)?

1.3. Justificación

En la actualidad, la estatal PDVSA utiliza programas computacionales comerciales para la estimación de parámetros concernientes al diseño de las trayectorias de perforación de yacimientos; estos programas se caracterizan por tener licencias costosas y pertenecer a empresas privadas, las cuales no permiten el acceso a su código fuente, lo que imposibilita la adaptación de estas herramientas a las características de los problemas a solucionar en los campos petroleros venezolanos.

En vista de esta problemática y siguiendo el propósito de fomentar la soberanía tecnológica del país, en PDVSA se cree necesario el desarrollo y uso de tecnologías de código abierto propias, por lo que dicha estatal venezolana, brinda su apoyo a estudios y proyectos que planteen este objetivo.

En tal sentido, para el presente trabajo se desarrolló una herramienta computacional de código abierto, la cual determina, según los parámetros y restricciones de un pozo, la ruta óptima de perforación minimizando los costos que esto conlleva, utilizando como método de optimización los algoritmos genéticos, en vista de que constituyen una técnica adecuada para realizar búsquedas en espacios de dimensión elevada, a la vez que impone pocas restricciones

de tipo matemático en la forma de la función a optimizar (Gallardo et al., 1987); por consiguiente es aplicable a la generación de trayectorias de perforación de pozos petroleros.

1.4. Objetivo General

Diseñar una herramienta computacional que facilite el diseño de trayectorias de perforación de pozos petroleros direccionales, basado en el método de optimización algoritmos genéticos.

1.4.1 Objetivos Específicos

- Identificar las variables y restricciones del sistema bajo estudio.
- Exponer los métodos aplicados en la perforación de pozos petroleros tomando en cuenta sus restricciones.
- Explorar los fundamentos conceptuales del método de algoritmos genéticos y su aplicación.
- Implantar la herramienta computacional basada en algoritmo genético para la optimización de la perforación de pozos petroleros.
- Comparar el método propuesto en este estudio con el publicado por Shokir et al. (2004).

1.5. Metodología de trabajo

Primero se inició la investigación sobre lo referente a procesos, técnicas, metodología y tendencias concernientes a la planificación y diseño de pozos petroleros, con el fin de entender el problema a solucionar.

Simultáneamente, se procedió a la realización de estudios sobre el modelo de optimización a usar en el desarrollo del proyecto, en este caso algoritmos genéticos y su aplicación en el diseño de trayectorias.

Luego de conocer en qué consiste el problema a solucionar, se determinaron las variables, parámetros y restricciones del sistema bajo estudio, los cuales cumplen con los estándares establecidos por PDVSA.

Se diseñó la función objetivo del sistema, basada en la profundidad de perforación medida, con la cual se juzga la efectividad de la trayectoria de perforación (Shokir et al., 2004).

Seguidamente, en base a esta función objetivo y a las restricciones consideradas para la construcción de pozos petroleros, se implantó un modelo de optimización aplicando algoritmos genéticos en el lenguaje de programación C++.

A continuación, se desarrolló la interfaz gráfica de la herramienta computacional en base a los requerimientos del AG y a lo observado al utilizar el programa de diseño de trayectorias utilizado en la actualidad por PDVSA y perteneciente a una empresa de servicios.

Seguidamente, se procedió a la recolección de datos que permitieran corroborar la metodología utilizada, en base a éstos se utilizaron los publicados por Shokir et al. (2004). Se estudiaron y analizaron los datos, correspondientes a dos pozos reales perforados a mediados de Marzo de 2008 por la estatal venezolana.

Finalmente, se estudiaron y analizaron los resultados obtenidos con el programa desarrollado.

Capítulo 2

Marco Teórico

Con el fin de entender la problemática planteada en el presente estudio, en este capítulo se exponen la revisión de la literatura para efectos del diseño de trayectorias de perforación, las bases teóricas de la investigación concerniente a las variables y restricciones del sistema, todo lo referente al método de optimización aplicado (AG), definiciones, características, etc., y por último, lo concerniente a las bases matemáticas de los métodos de interpolación utilizados.

2.1 Especificaciones del diseño de trayectorias de perforación de pozos petroleros

En la planificación de la trayectoria de perforación de un pozo direccional se debe tener claro ciertos conocimientos de la dirección y el objetivo que se desea alcanzar, así como también todas las variables y restricciones que se deben satisfacer durante el proceso de perforación.

En esta sección se definen los conceptos más importantes a considerar en el diseño de la trayectoria de pozos petroleros, los cuales serán tomados en cuenta para el desarrollo de la herramienta computacional.

Yacimiento

Un yacimiento es un cuerpo rocoso subterráneo que tiene porosidad y permeabilidad suficientes para almacenar y transmitir fluidos (Schlumberger, 2008).

Pozo petrolero

Es un lugar en la tierra ó costa afuera donde se sospecha de la existencia de petróleo a través de estudios geográficos, geológicos y petrofísicos (PDVSA, 1996). En dicha zona se realizan perforaciones profundas con el uso de equipos especiales y técnicas avanzadas, las cuales parten de una coordenada inicial en la superficie desde donde se construye un camino cubierto por secciones contiguas de tuberías, que terminan en un objetivo predeterminado dentro del yacimiento y donde se espera encontrar hidrocarburo para su posterior extracción.

Perforación direccional

A medida que una creciente cantidad de yacimientos se explotaban con éxito, la industria petrolera comenzó a desarrollar pozos más complejos. Actualmente, se utilizan de forma rutinaria para maximizar la producción y las reservas de los yacimientos, diseños de pozos que desafían tanto aspectos económicos como técnicos, al situarse en zonas que presentan algún tipo de instalación o edificación (parques, edificios, zonas urbanas, etc.) o en las que se hace difícil su acceso debido a condiciones naturales (lagunas, ríos, montañas, etc.), y los cuales eran inexistentes hace un par de décadas (PDVSA, 1998).

Para esto, la construcción de pozos tuvo que evolucionar de la construcción de pozos sencillos (horizontales, verticales, inclinados, etc.) a los dirigidos o direccionales diseñados en base a información geológica, y los que se caracterizan por controlar intencionalmente el grado de inclinación de las herramientas de perforación con respecto al eje vertical, desplazamiento horizontal y rumbo que debe tener la trayectoria hacia un objetivo seleccionado.

Trayectoria de perforación

Es el camino dentro del yacimiento el cual se inicia en unas coordenadas UTM sobre la superficie terrestre y por donde pasa la herramienta perforadora (o mecha) que finaliza su recorrido en otro punto donde se encuentra la arena productora.

En el caso de los pozos desviados o direccionales, la trayectoria de perforación constará de ángulos de inclinación y dirección los cuales permitirán evadir los obstáculos que se puedan presentar en el yacimiento.

Survey

Son datos o mediciones que contienen información del tipo y características particulares de un yacimiento, como por ejemplo, la profundidad de las arenas productoras, ángulos de inclinación, dirección, entre otras.

En el desarrollo de este estudio los *surveys* tienen un rol importante ya que representan los datos de entrada del programa y deben seguir los estándares establecidos y utilizados por PDVSA.

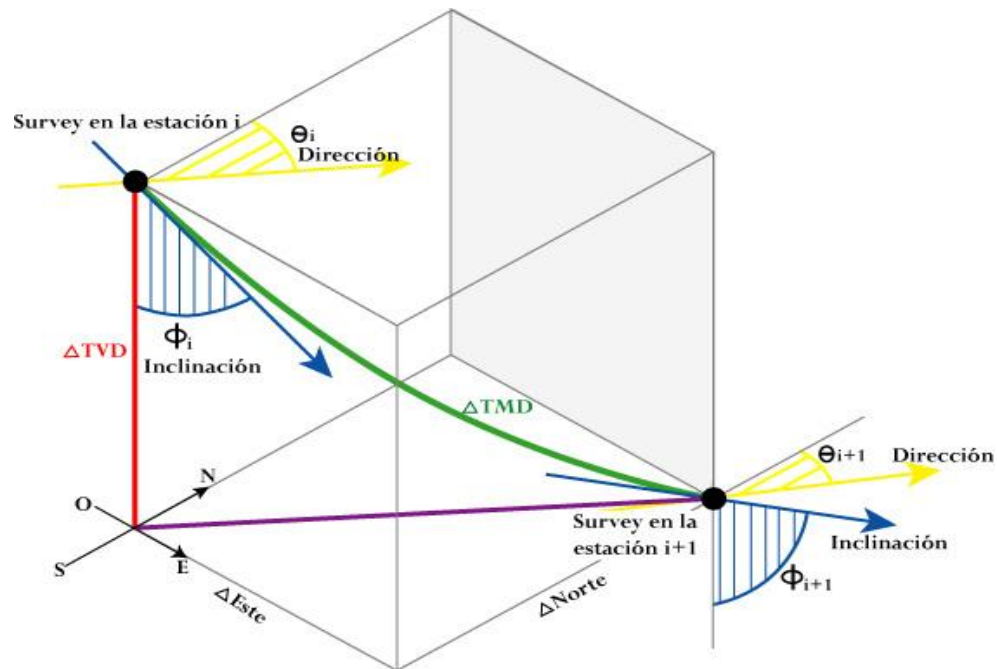


Figura 2.1: Variables incluidas en el *survey*.

La Figura 2.1 muestra una representación de un segmento de trayectoria entre dos estaciones inmediatas y donde se identifica a los *surveys* como esos datos característicos del yacimiento en un punto dado.

Profundidad vertical verdadera o *true vertical depth* (TVD, por sus siglas en inglés)

Conocido en la industria petrolera como *True Vertical Depth* (TVD), representa la distancia vertical medida en pies (ft), desde un punto en la superficie terrestre donde se encuentra la torre o cabría del pozo, hasta el lugar donde se halla la arena productora (PDVSA, 1998).

Profundidad verdadera medida o *true measured depth* (TMD, por sus siglas en ingles)

Es la profundidad (medida en pies (ft)) que tiene la longitud total del pozo y se obtiene con la medición de la sarta (tubería) de perforación (PDVSA, 1998).

Punto de arranque o *kick off point* (KOP, por sus siglas en ingles)

Es el lugar ubicado a una determinada profundidad (ft) en el subsuelo y donde se coloca la herramienta de deflexión inicial para comenzar a perforar (PDVSA, 1998).

Distancia del punto de arranque (D_{KOP} , por sus siglas en ingles)

Es la profundidad vertical (ft) entre un lugar en la superficie terrestre y una coordenada en el subsuelo conocida como punto de arranque o KOP (PDVSA, 1998).

Ángulo de inclinación

Es el ángulo fuera del eje vertical (expresado en grados), también llamado ángulo de deflexión o desvío, el cual representa uno de los parámetros más importantes en el diseño de las

trayectorias de perforación debido a que permite modificar el sentido del rumbo tomado (PDVSA, 1998).

Azimuth o ángulo de dirección

Es el ángulo fuera del norte del hoyo girando a través del este y se mide en sentido horario con base en la escala completa del círculo de 0° a 360° , por lo que el norte es 0° de azimuth. En la perforación direccional, este valor corresponde a la dirección de la cara de la herramienta de desviación o deflectora con respecto al norte magnético de la tierra (Services, 2002). Con las Figura 2.2 y Figura 2.3 se observa cómo se calcula el ángulo acimutal.

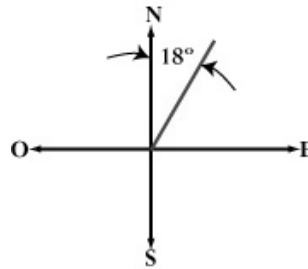


Figura 2.2: Representación de 18° azimuth en coordenadas UTM.

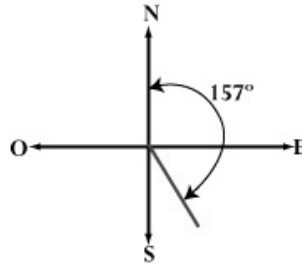


Figura 2.3: Representación de 157° azimuth en coordenadas UTM.

Severidad de la desviación o *dogleg severity* (DLS, por sus siglas en inglés)

También llamado “viraje”, es un lugar particularmente torcido de un pozo en donde su trayectoria en espacio tridimensional cambia rápidamente. Aunque un viraje puede ser creado

a veces intencionalmente por las taladradoras direccionales, el término refiere más comúnmente a una sección del agujero que cambia la dirección más rápidamente de lo anticipado o deseado, generalmente con efectos secundarios perjudiciales. En la trayectoria del pozo que se examina, un cálculo estándar de la severidad de la desviación se hace, expresado generalmente en grados de dos dimensiones por 100 pies [grados por 30 m] de la longitud del pozo (Schlumberger, 2008).

Distancia horizontal (HD, por sus siglas en ingles)

Es la distancia horizontal (ft) con inicio en el último cambio de ángulo hasta el fin en el destino de la trayectoria u objetivo (PDVSA, 1998).

Tasa de aumento

Es el número de grados en los que crece el ángulo de inclinación sobre una longitud específica del tramo de perforación (PDVSA, 1993).

Sección aumentada o *build section*

Es la sección de la trayectoria del pozo después del punto de arranque inicial donde el ángulo de inclinación aumenta (PDVSA, 1993).

Sección tangencial o *hold section*

Es la parte de la trayectoria del pozo sucesivo a la sección aumentada donde el ángulo y dirección se mantiene constante (PDVSA, 1993).

Sección de descenso o *drop section*

Es el tramo del hoyo después de la sección tangencial donde el ángulo de inclinación del calibre del pozo disminuye (PDVSA, 1993).

Objetivo

Es un punto fijo en el subsuelo muy cercano a una arena productora el cual debe ser penetrado con la herramienta de perforación y donde termina la trayectoria que define al pozo (PDVSA, 1998).

Tolerancia del objetivo

Es un rango o una distancia máxima (medidas en pies (ft)) permitida para la ubicación del objetivo (PDVSA, 1998).

Sartas de revestimiento o *casing*

El revestimiento es una de las operaciones de perforación estrechamente ligadas a la seguridad en la construcción del pozo y su vida productiva. El revestimiento o *casing* son tuberías de acero de alta calidad producidas bajo estrictos controles de seguridad de diámetro interior mayor al del trépano a emplear en la siguiente etapa de la perforación, y se las asegura mediante la circulación de lechadas de cemento que se bombean por dentro de la tubería y se desplazan hasta el fondo de ésta, hasta que las mismas desbordan y cubren el espacio entre el revestidor y las paredes del pozo. Estas tuberías así cementadas aíslan al pozo de las formaciones atravesadas (ver Figura 2.4).

Esto se realiza con fines tales como evitar el derrumbe de estratos del yacimiento sobre el crudo, prevenir el riesgo de contaminación de depósitos de agua dulce aprovechables para usos domésticos y/o industriales cercanas al sitio de perforación, como soporte para la instalación del equipo que contrarresta, en caso de ser necesario, las presiones subterráneas durante la perforación y para aislar tramos o intervalos de tuberías de otros disminuyendo así la posibilidad de fugas de gas, petróleo o agua (PDVSA, 1998).

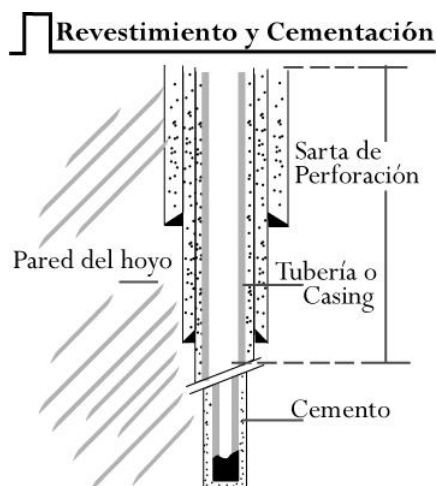


Figura 2.4: Vista de plano vertical de una sarta revestida y cementada.

Ahora bien, son pocos los casos en que se necesita un solo segmento de tubería o sarta de perforación en la construcción de un pozo y en perforaciones muy profundas quizás cuatro o más sarts son necesarias, generalmente, tres segmentos de tuberías son suficientes para satisfacer las profundidades de las trayectorias de los pozos registrados en Venezuela (PDVSA, 1996).

Es importante mencionar que el proceso de *casing* y cementación puede representar entre 16 y 25 % del costo de perforación, de acuerdo al diámetro, longitud y otras propiedades físicas de cada segmento de tubos (PDVSA, 1996). De este modo, una responsabilidad importante que tienen los ingenieros de perforación es el diseñar la trayectoria con menor costo en revestimiento y cementación que permita que el pozo sea perforado y operado de manera segura en toda su vida útil. Los ahorros que se puedan obtener con un diseño óptimo, como el riesgo que pueda conllevar un diseño inapropiado, justificando un esfuerzo ingenieril considerable.

Zapata de cementación

Es un objeto de forma anular que va enroscado por soldadura en el extremo inferior de los tubos que van dentro del hoyo.

La zapata sirve para guiar la tubería en su descenso hasta la profundidad donde se va a cementar. En su parte interna lleva un mecanismo de obturación que actúa como una válvula de un solo paso, la cual no permite que el fluido de perforación en el hoyo entre en la sarta, pero sí que el fluido que se ponga en la sarta pueda bombearse hacia el espacio entre la pared del hoyo y la tubería (PDVSA, 1996).

Tipos de pozos direccionales

Los pozos direccionales se clasifican dependiendo de la forma que toma el ángulo de inclinación de la trayectoria de perforación.

Pozos inclinados. La construcción de este tipo de pozos es más sencilla comparado con los antes mencionados, ya que se utiliza un solo tramo de revestimiento, debido a que el ángulo de inclinación de perforación es predeterminado y se mantiene constante desde un punto en la superficie, pasando luego por el *KOP* hasta llegar al objetivo. Éstos están formados por sólo una sección tangencial. Como se muestra en la Figura 2.5a, este tipo de pozos amerita de herramientas especiales y se identifican porque su cabría o torre es inclinada (PDVSA, 1993).

Pozos horizontales. Los pozos horizontales se caracterizan por tener una sarta vertical seguida de una horizontal y entre estas un ángulo de 90° (véase Figura 2.5b). Este tipo de pozos usualmente requiere de mayores esfuerzos debido a que es necesario emplear ciertas técnicas y herramientas especiales en la construcción y para la posterior extracción del crudo (PDVSA, 1993).

Pozos tipo tangenciales. En este tipo de pozo la desviación de la trayectoria deseada es obtenida a una profundidad relativamente llana y se mantiene constante hasta la profundidad total. Este tipo de desviación es aplicable a arenas de poca profundidad, donde el valor del ángulo de desviación no será muy grande y no se requerirá revestimiento intermedio, hasta después de perforado el hoyo completo. Este tipo de pozo direccional ilustrado en la Figura 2.5c, presenta ventajas (PDVSA, 1993), tales como:

- Configuración de curva sencilla a lo largo de un rumbo fijo.
- Ángulo de inclinación moderado
- Flexibilidad en la escogencia del punto de arranque.

Pozos tipo “S”. Por lo general, este tipo de pozos tiene en su trayectoria una sección de aumento del ángulo de desviación, seguida de una sección tangencial y terminando en una de caída de ángulo a cero grado, en estos pozos se baja el *casing* de producción y luego se perfora la sección de caída del ángulo (PDVSA, 1993). Como se observa en la Figura 2.6a.

Pozo especial “S”. Son tipos de pozos conformados por varias secciones de aumento de ángulo, tangenciales intermedias, tramos en los que el ángulo de inclinación tiene decremento y secciones en los que el ángulo se mantiene hasta llegar al *target* (PDVSA, 1993). Son los más difíciles de ejecutar y en los que se baso este estudio. Partes de sus características se observan en la Figura 2.6b.

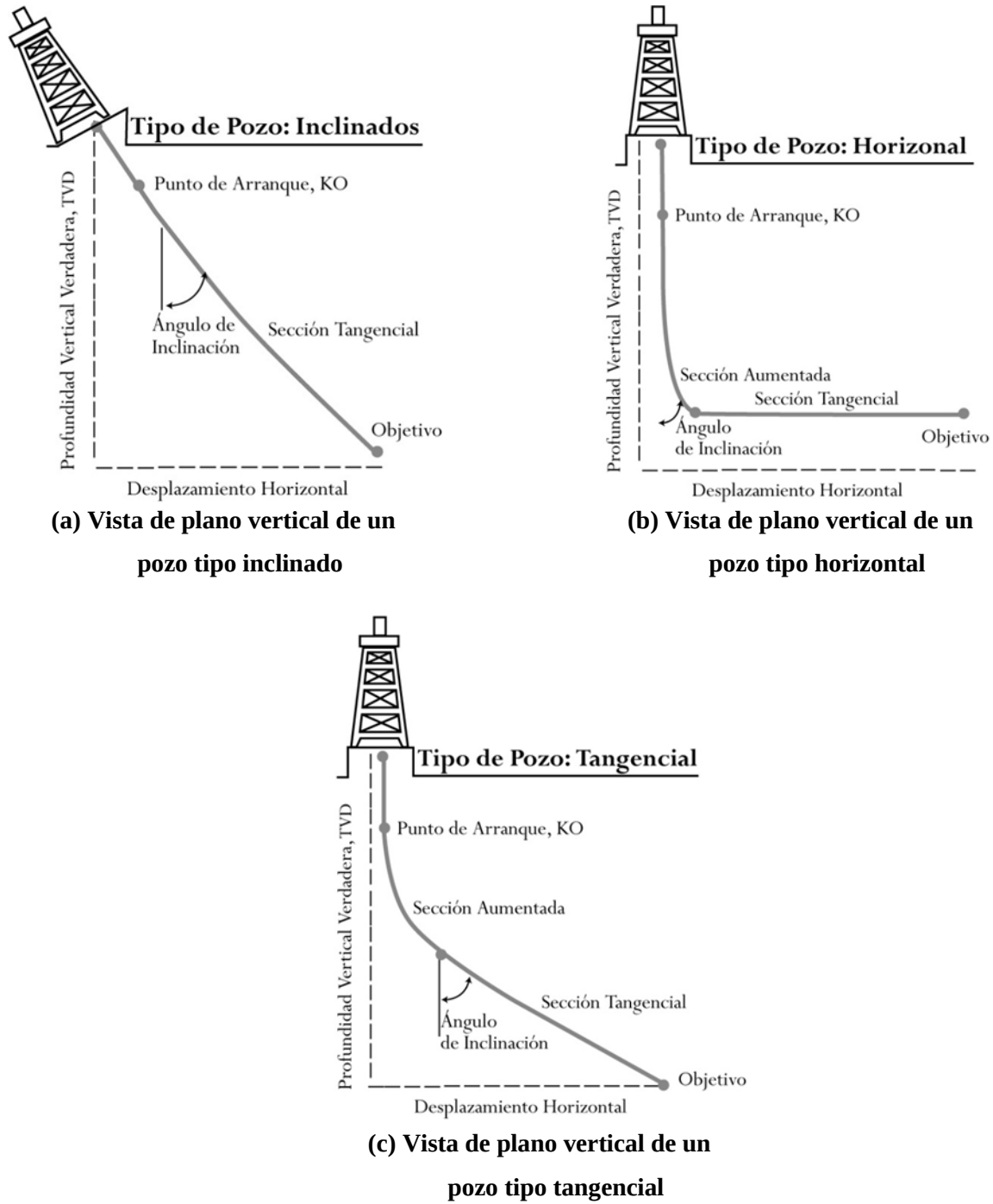


Figura 2.5: Modelos de distintos pozos



(a) Vista de plano vertical de un Pozo Tipo "S"



(b) Vista de plano vertical de un Pozo Tipo Especial "S"

Figura 2.6: Modelos de pozos con varios ángulos de inclinación.

2.2 Variables del diseño de trayectorias de pozos petroleros

A continuación se exploran las variables, ecuaciones y restricciones necesarias para el diseño de las trayectorias de perforación de pozos y su optimización, en base al modelo matemático expuesto por Shokir et al. (2004), el cual se adoptó en la presente investigación.

Variables del sistema

El modelo matemático del diseño de trayectorias de perforación de pozos direccionales es definido por las variables mostradas en la Tabla 1 junto con su respectiva descripción y unidades en las que fueron expresadas.

Tabla 1: Descripción de las variables consideradas en el sistema

Variable	Descripción	Unidad
Φ_1, Φ_2 y Φ_3	Primer, segundo y tercer ángulos de inclinación.	Grados (°)
Θ_1	Ángulo de azimuth en el KOP o punto de arranque, fin de la sección vertical.	Grados (°)
Θ_2	Ángulo de azimuth en el extremo de la primera sección aumentada.	Grados (°)
Θ_3	Ángulo de azimuth en el extremo de la primera sección tangencial.	Grados (°)
Θ_4	Ángulo azimuth en el extremo inferior de la segunda sección de aumento o descenso de ángulo.	Grados (°)
Θ_5	Ángulo de azimuth en el extremo de la segunda sección tangencial.	Grados (°)
Θ_6	Ángulo de azimuth al final de la tercera porción de aumento de ángulo o sección aumentada.	Grados (°)
T_1	Viraje o severidad de desviación de la primera sección aumentada.	°/100 Pies
T_2	Viraje o severidad de desviación de la primera sección de ángulo constante o tangencial.	°/100 Pies
T_3	Viraje o severidad de desviación de la segunda sección de aumento o descenso del ángulo de inclinación.	°/100 Pies
T_4	Viraje o severidad de desviación de la segunda sección tangencial.	°/100 Pies
T_5	Viraje o severidad de desviación de la tercera sección de aumento de ángulo.	°/100 Pies
TVD	Profundidad vertical verdadera del pozo.	Pies
D_{KOP}	Profundidad vertical verdadera del KOP.	Pies
D_B	Profundidad vertical verdadera hasta el final de la sección de disminución del ángulo de inclinación.	Pies
D_D	Profundidad vertical verdadera hasta el tercer punto de disminución del ángulo de inclinación.	Pies
HD	Longitud horizontal (longitud lateral).	Pies

Restricciones del sistema

Con el objetivo de localizar la mínima profundidad medida (TMD), es necesario establecer restricciones que controlen la selección del grupo óptimo de variables, las cuales se agrupan en dos tipos.

Restricciones de no negatividad. Este tipo de restricciones son impuestas sobre el diseño de trayectorias, con el fin de evitar que soluciones aparentemente eficientes incluyan distancias negativas. Las siguientes son las restricciones referentes al caso.

$$D_1 \geq 0 \quad (2.1)$$

$$D_2 \geq 0 \quad (2.2)$$

La naturaleza de las distancias D_1 y D_2 se explica más adelante.

Restricciones operacionales. Estas restricciones son aquellas impuestas sobre el diseño del pozo causadas por los diferentes tipos de formaciones existentes. Las características de éstas son explicadas con mayor detalle a continuación.

Tabla 2: Lista de restricciones operacionales, ángulos de inclinación.

Variable	Rangos límites	
	Inferior	Superior
Φ_1	$\geq \phi_{1mn}$	$\leq \phi_{1mx}$
Φ_2	$\geq \phi_{2mn}$	$\leq \phi_{2mx}$
Φ_3	$\geq \phi_{3mn}$	$\leq \phi_{3mx}$

Este conjunto de restricciones mostradas en la Tabla 2, permiten al diseñador de la trayectoria solucionar problemas geológicos como la pendiente o inclinación de la formación que altera en gran medida la futura extracción del crudo. La naturaleza del pozo estará determinada por el número de grados de inclinación que tenga el mismo. Por ejemplo, un solo grado de inclinación (Φ_1) formará un pozo horizontal.

Tabla 3: Lista de restricciones operacionales, severidad de cambio de los ángulos.

Variable	Rangos límites	
	Inferior	Superior
T_1	$\geq T_{1mn}$	$\leq T_{1mx}$
T_2	$\geq T_{2mn}$	$\leq T_{2mx}$
T_3	$\geq T_{3mn}$	$\leq T_{3mx}$

T_4	$\geq T4mn$	$\leq T4mx$
T_5	$\geq T5mn$	$\leq T5mx$

Las restricciones mostradas en la Tabla 3 reducen el valor de la curvatura total o rotación y rastra de la herramienta perforadora o mecha y así tornar más sencilla la operación de ingresar la tubería o revestimiento dentro del yacimiento.

Un viraje no deseado perjudicará la trayectoria del pozo, debido a que perturba la planificación inicial del hoyo. Al mismo tiempo, si el ángulo es muy pronunciado dificultará introducir fácilmente la tubería dentro del yacimiento, a la par, de que en la ruta de extracción de petróleo del pozo se alterará la rapidez del fluido del crudo y los cálculos realizados sobre la vida productiva de éste (Schlumberger, 2008).

Tabla 4: Lista de restricciones operacionales, tramos de distancias verticales verdaderas.

Variable	Rangos límites	
	Inferior	Superior
D_{KOP}	$\geq DKOPmn$	$\leq DKOPmx$
D_D	$\geq Ddmn$	$\leq Ddmx$
D_B	$\geq Dbmn$	$\leq Dbmx$

En la Tabla 4, $DKOPmn$ y $DKOPmx$ son los límites inferiores y superiores donde se debe colocar el punto de partida (KOP), estos valores podrían ser el tope y la base de una formación difícil. Mientras que $Ddmn$ y $Ddmx$ son los límites inferiores y superiores de la tercera sección de descenso. A su vez, $Dbmn$ y $Dbmx$ son los límites inferiores y superiores de la tercera sección de aumento de ángulo.

Tabla 5: Lista de restricciones operacionales, tramos de distancias verticales verdaderas.

Variable	Rangos limites	
	Inferior	Superior
C_1	$\geq minc1$	$\leq maxc1$
C_2	$\geq minc2$	$\leq maxc2$
C_3	$\geq minc3$	$\leq maxc3$

En la Tabla 5, maxc1 y minc1 son los límites inferiores y superiores para la ubicación del primer *casing* (revestiendo después de la primera sección de aumento de ángulo), minc2 y maxc2 son los límites inferiores y superiores de la profundidad permitida para la ubicación del segundo *casing* instalado después de la sección de disminución de ángulo. Finalmente, minc3 y maxc3 son los límites inferiores y superiores para la ubicación del tercer y último *casing*.

Función tridimensional (3D) para el cálculo de la profundidad verdadera medida

Como se ha mencionado el problema radica en expresar la función matemática que represente la profundidad medida de perforación (TMD) de un pozo direccional en base a las variables del sistema en tres dimensiones. Muchos métodos han sido utilizados para la planificación direccional de pozos, pero fue McMilliam (1981) quien describió el cálculo del radio de curvatura de la trayectoria en tres dimensiones desde un punto de partida y basado en ángulos de dirección e inclinación. A continuación se muestran las ecuaciones utilizada para el desarrollo del modelo.

Ecuación constante de curvatura entre dos puntos:

$$a = \frac{1}{\Delta M} \sqrt{(\theta_2 - \theta_1)^2 \sin^4 \frac{(\Phi_1 - \Phi_2)}{2} + (\Phi_2 - \Phi_1)^2} \quad (2.3)$$

Donde ΔM representa la distancia medida de una sección de la trayectoria, θ_2 y θ_1 son los dos primeros ángulos acimutales, Φ_1 y Φ_2 los dos primeros ángulos de inclinación.

Y el radio de curvatura es expresado como:

$$r = \frac{1}{a} = 180 \cdot \frac{100}{\pi \cdot T_i} \quad (2.4)$$

De las ecuaciones (2.3) y (2.4), la trayectoria del pozo en tres dimensiones puede ser calculada como función del radio de curvatura y de su cambio de inclinación y dirección, tal como lo expresa la ecuación (2.5).

$$\Delta M = r \cdot \sqrt{\left((\theta_2 - \theta_1)^2 \cdot \text{sen}^4 \left(\frac{(\Phi_1 - \Phi_2)}{2} \right) + (\Phi_2 - \Phi_1)^2 \right)} \quad (2.5)$$

Función objetivo

La profundidad medida es expresada en base a variables del sistema, como se indica en la siguiente ecuación y como se ilustra en la Figura 2.7.

$$TMD = D_{KOP} + D_1 + D_2 + D_3 + D_4 + D_5 + HD \quad (2.6)$$

En la ecuación (2.6) se suman valores tales como D_{KOP} , la distancia lateral al objetivo HD que es un valor constante asignado en el *survey* del pozo, y cinco distancias que corresponden a cada sarta de perforación. Estos valores son calculados con el uso de las siguientes ecuaciones.

La primera distancia calculada en la trayectoria del pozo estará definida de la siguiente forma:

$$D_1 = R_1 \sqrt{(\theta_2 - \theta_1)^2 \text{sen}^4 \left(\frac{\Phi_1}{2} \right) + (\Phi_1)^2} \quad (2.7)$$

Asumiendo la inclinación del ángulo en el KOP como cero, se obtienen:

$$D_3 = R_3 \sqrt{(\theta_4 - \theta_3)^2 \text{sen}^4 \left(\frac{\Phi_2 + \Phi_1}{2} \right) + (\Phi_2 - \Phi_1)^2} \quad (2.8)$$

$$D_5 = R_5 \sqrt{(\theta_6 - \theta_5)^2 \text{sen}^4 \left(\frac{\Phi_3 + \Phi_2}{2} \right) + (\Phi_3 - \Phi_2)^2} \quad (2.9)$$

Donde, R_1 , R_3 y R_5 para las ecuaciones anteriores pueden ser calculados como:

$$R_i = \frac{18000}{\pi \cdot T_i}, \text{ Para } i = 1, 2, \dots, 5 \quad (2.10)$$

$$D_2 = (D_D - D_{KOP} - D_1 \frac{(\frac{\sin(\Phi_1) - \sin(\Phi_0)}{(\Phi_1 - \Phi_0)})}{\cos\Phi_1}) \quad (2.11)$$

En la ecuación (2.11), Φ_0 es igual a la inclinación en el KOP o punto de partida, el cuál fue asumido como igual a cero (Adams, 1985) y D_4 se obtiene mediante:

$$D_4 = (D_B - D_D - D_3 \frac{(\frac{\sin(\Phi_2) - \sin(\Phi_1)}{(\Phi_2 - \Phi_1)})}{\cos\Phi_2}) \quad (2.12)$$

Finalmente los *casing* se determinan mediante las siguientes operaciones:

$$C_1 = D_{KOP} + D_1 \cdot \left(\frac{\sin(\Phi_1)}{\Phi_1} \right) \quad (2.13)$$

$$C_2 = C_1 + D_2 \cdot \cos(\Phi_1) + D_3 \cdot \left(\frac{\sin(\Phi_2) - \sin(\Phi_1)}{\Phi_2 - \Phi_1} \right) \quad (2.14)$$

$$C_3 = C_2 + D_4 \cdot \cos(\Phi_2) + D_5 \cdot \left(\frac{\sin(\Phi_3) - \sin(\Phi_2)}{\Phi_3 - \Phi_2} \right) \quad (2.15)$$

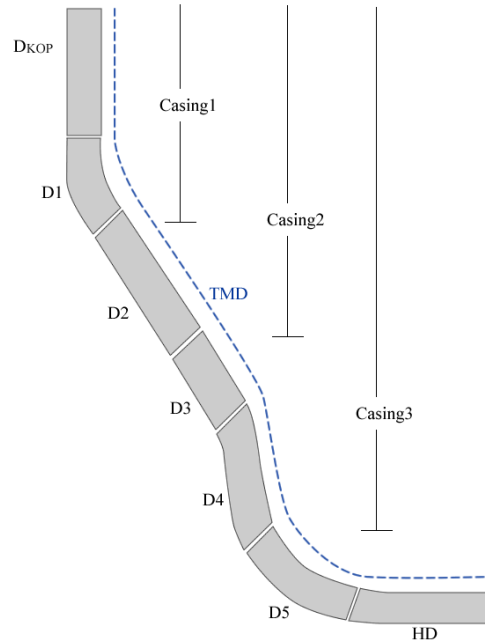


Figura 2.7: Especificaciones del diseño de la trayectoria de un pozo direccional.

Puntos de control

Como se explicó antes, del modelo matemático utilizado se obtienen cinco distancias medidas de la trayectoria (D_1 , D_2 , D_3 , D_4 y D_5) las cuales, junto a la Longitud Lateral (HD) se interpolan para obtener seis coordenadas UTM. A estos puntos se les llaman Puntos de control, los cuales son de gran importancia para el especialista de perforación, ya que con ellos se verificará si la herramienta defletores va por el camino planificado.

2.3 Algoritmos genéticos (AGs)

En el presente estudio se escogió utilizar algoritmos genéticos (AGs) como método de optimización debido a que estos son robustos y aplicables al problema planteado en este estudio. Así mismo, permiten explorar de forma multiparamétrica, espacios de soluciones potencialmente grandes y en numerosas direcciones a la vez; característica que lo aventaja ante otros tipos de algoritmos que sólo pueden realizar sus búsquedas en una sola dirección al mismo tiempo.

Holland (1975) comparó a los algoritmos genéticos con un ejército de paracaidistas saltando a un área de búsqueda y con órdenes de encontrar la cima más alta. Pequeñas mutaciones permiten a cada individuo explorar sus proximidades, mientras que la selección enfoca el progreso, guiando a la descendencia del algoritmo hacia zonas más prometedoras del espacio de soluciones.

Se evidencia entonces, la importancia de conocer con detalle las características, modo de operar de los algoritmos genéticos y su aplicación en la búsqueda de la mínima distancia medida a partir de un punto en la superficie terrestre hasta un objetivo donde se encuentra el hidrocarburo, por lo que a continuación se definirán conceptos claves y procedimientos necesarios para su comprensión.

2.3.1 Definición de Algoritmos Genéticos

Los algoritmos genéticos (AGs) son métodos robustos de optimización basados en la teoría de evolución de Darwin (1859), y consisten en aplicar operadores genéticos tales como selección, cruce y mutación sobre una población inicial de individuos (soluciones), con el fin de obtener un nuevo conjunto de sujetos élite que mejor se adapten a las condiciones del sistema y de los cuales se extraiga una solución factible a un problema dado. Mediante la simulación de un ambiente de selección natural, estos algoritmos permiten el descarte de soluciones no óptimas y la prevalencia de las soluciones cercanas a la solución óptima. Al avanzar las generaciones o ciclos, los individuos resultantes (soluciones), van acercándose más a lo buscado.

2.3.2 Características de los AGs

Los AGs poseen particularidades que permiten su aplicabilidad en la búsqueda de soluciones en diferentes áreas. Este es el caso de la perforación direccional de pozos petroleros en donde los AGs poseen elementos que permiten hallar la trayectoria óptima de perforación.

A continuación se mencionan algunas de éstos (Hidrobo, 2001):

- *Búsqueda basada en población:* se realiza la búsqueda a partir de una población de soluciones aleatorias, contrario a iniciar el proceso partiendo desde una posible solución o individuo. Esta condición permitirá disminuir en gran medida la posibilidad de caer en óptimos locales.
- *Función objetivo como elemento a optimizar:* Este elemento requiere información adicional de lo que se desea optimizar. La función objetivo (también llamada función evaluación) evaluará los individuos de cada generación con el fin de determinar cuál de ellos se adapta mejor a la solución del problema.
- *Operadores aleatorios:* Utilizan operadores probabilísticos, en vez de los típicos operadores determinísticos de las técnicas tradicionales.

2.3.3 Elementos que conforman los AGs

Los conceptos generales de cómo están formados y el funcionamiento de los Algoritmos Genéticos, se describen a continuación.

Individuo. Un individuo simboliza una posible solución y está conformado por un conjunto de parámetros que se denominan genes, los cuales agrupados forman una cadena de valores llamado Cromosoma.

Este conjunto de parámetros que está siendo representado por un cromosoma en particular se denomina Fenotipo. El Fenotipo contiene información necesaria para construir un organismo, el cual se refiere como Genotipo. La adaptación de un individuo al ambiente (problema) depende de la evaluación de su genotipo y puede inferirse a partir del Fenotipo, es decir, puede ser computada a partir del cromosoma, usando la Función de Aptitud (Gestal, 1991). Usualmente, en los AGs este cómputo se realiza con valores binarios, es decir, los genes de un cromosoma están representados por ceros o unos. En el diseño de trayectorias de perforación cada gen representa valores de distancia, ángulos, etc., por lo que para este estudio se utilizó la conformación del individuo de forma binaria y su posterior transformación a valores reales a través de una función decodificadora.

Población de individuos. La población de individuos está conformada por padres y descendientes, ambas sub poblaciones tendrán el mismo tamaño, en otras palabras, el número de individuos por generación será siempre constante y se encuentran continuas en memoria, por lo que la población será una gran cadena binaria de tamaño definido por el número de genes de cada individuo multiplicado por el número de padres y el número de descendientes, esto se ilustra en la Figura 2.8.

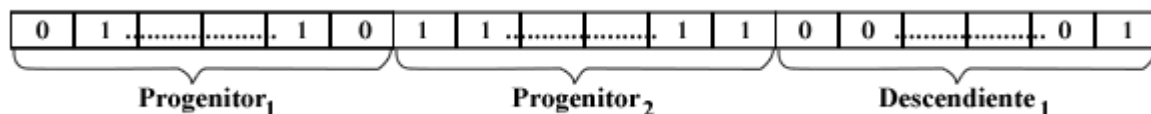


Figura 2.8: Conformación de la población de un AG

Debe señalarse que inicialmente se desea que las características de los individuos sean lo más variadas posibles para que no exista convergencia prematura. Sin embargo, algún conocimiento específico que se tenga del problema (función objetivo) ayudará en gran medida a iniciar la población cercana al óptimo y obtener así un mejor resultado (Hidrobo, 2001).

Función objetivo. Es la expresión matemática que modela el problema a solucionar o sistema bajo estudio que se desea optimizar, maximizando o minimizando los valores de sus parámetros. En el diseño de trayectorias óptimas de perforación de pozos petroleros se consideró la profundidad verdadera medida (TMD) como la función a minimizar (Shokir et al., 2004), la cual está expresada como la ecuación (2.6).

La ecuación (2.6) está formada por siete expresiones que definen los segmentos de la trayectoria de un pozo, comenzando con el D_{KOP} , seguido de D_1 , D_2 y D_3 los cuales representan las longitudes de las tuberías de revestimiento, D_4 y D_5 son las variables que expresan las longitudes de zapatas de cementación y finalmente la distancia horizontal (HD) la cual llega al objetivo (última sarta).

Es importante señalar que el número de tuberías de revestimiento puede cambiar en función al tipo de yacimiento que se desee perforar, pero se considerará en este estudio el modelo de la ecuación (2.6).

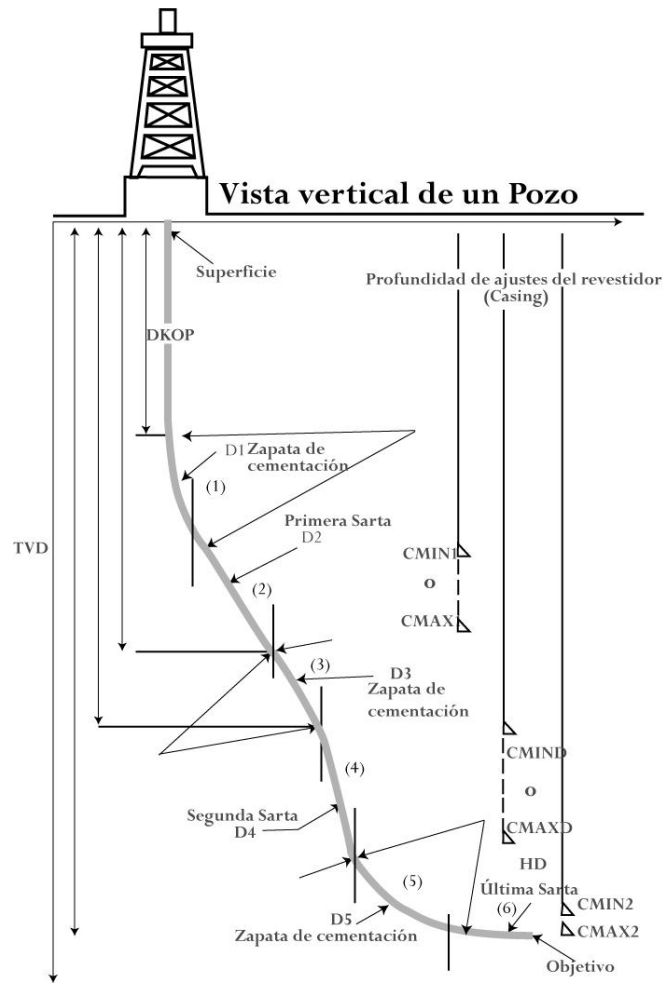


Figura 2.9: Vista de plano vertical de un pozo.

La Figura 2.9 es sólo una abstracción de algunas de las variables involucradas en el diseño de trayectorias, donde queda representado los segmentos de la ruta que serán considerados en la optimización del proceso de perforación.

La mayoría de las restricciones del modelo serán operacionales como aquellas impuestas sobre el diseño de trayectorias de pozos debido a diferentes tipos de formaciones o yacimientos que se perforarán, rangos máximos y mínimos para las profundidades del *casing* o revestidor, margen de tolerancia de error del objetivo, limitaciones de las variables que representen al equipo o tecnología usadas, etc.

Función aptitud. Esta función evaluará a cada individuo frente a un problema dado indicando en su estructura un valor que representará la oportunidad que tendrá de aparearse y de transmitir sus características a sucesivas generaciones.

Valor de aptitud o adaptación. Es necesario tener un valor que indique si los individuos de la población representan o no buenas soluciones al problema planteado, este valor es el que se le asigna a cada individuo al ser evaluado por la función aptitud. En el universo de los algoritmos genéticos es preciso realizar esta medición para controlar la aplicación de los AGs en la población, es decir, controlando el número de selecciones, cruces y mutaciones llevadas a cabo. Se pueden diferenciar dos tipos de valores de adaptación.

- *Adaptación bruta.* Es la aptitud pura establecida en la terminología natural del propio problema. Debido a que en el diseño de trayectorias de perforación de pozos se desea minimizar la distancia medida de tubería hasta el yacimiento, el valor de adaptación bruta será TMD (Profundidad Verdadera Medida).
- *Adaptación corregida.* También llamada descendencia permitida, este tipo de adaptación indica la bondad de una solución con respecto al resto de las soluciones representadas en la población y siempre tomará valores del intervalo $[0..1]$, con mejores individuos cuanto más próximo esté a la unidad. Un valor cercano a 1 no sólo indica que ese individuo representa una buena solución al problema, sino que además es una solución considerablemente mejor que las proporcionadas por el resto de la población, esto debido a que por cada restricción que no cumpla el individuo se multiplicará por 0.1 lo que disminuirá su orden de magnitud.

Criterios de parada. En el diseño del AG deben existir condiciones que finalicen su ejecución, a continuación se presentan algunas de estas.

- El algoritmo encontró la solución factible del problema o lo que es lo mismo, el valor de aptitud de un individuo es igual al promedio del valor de aptitud en toda la generación.
- Se alcanzó el número de iteraciones (generaciones) establecidas.

- No se obtuvo una solución factible a la problemática planteada, es difícil de detectar.
- Existe similitud o parecido entre las estructuras de los individuos de una población.
- Existe similitud de contenido y no hay grandes cambios evolutivos en el algoritmo, es decir, si después de cierto número de iteraciones el AG no ha propuesto una mejor solución.

Manejo de los individuos no factibles. Análogo a la naturaleza, en donde los sujetos que no se adaptan a condiciones ambientales tienen mayor posibilidad de perecer, en los AGs existen individuos que representan soluciones no válidas para el sistema. Ejemplo: un individuo que en su gen, que determina las coordenadas del objetivo de perforación, tenga valores fuera de los límites de donde se encuentra la arena productora. Este tipo de casos hará necesario que se establezcan mecanismos para su extinción y tratamiento, a continuación se mencionarán algunas técnicas (Hidrobo, 2001).

- *Penalización:* aquellos individuos que resultan ser no factibles se les reduce, significativamente, su aptitud.
- *Reparación o corrección:* cuando se encuentre un individuo no factible, se corrige. Esta técnica presenta su mayor dificultad al necesitar un procedimiento de corrección para cada caso.
- *Decodificación:* se establece una codificación que disminuya la probabilidad de aparición de individuos no factibles. Además, es necesario modificar los Operadores Genéticos para que siempre generen individuos factibles.

Esquema de funcionamiento de los AGs. En la Figura 2.10 se describe con el uso de un diagrama de flujo, el proceso general de funcionamiento de los AGs que puede ser representado a través de un macro algoritmo, el cual comienza generando una población inicial de individuos con unas características específicas dadas, se seleccionan los progenitores y se les aplica operadores de cruce y mutación a estos progenitores, se incluye una nueva descendencia para formar una nueva generación y se evalúa el criterio de parada.

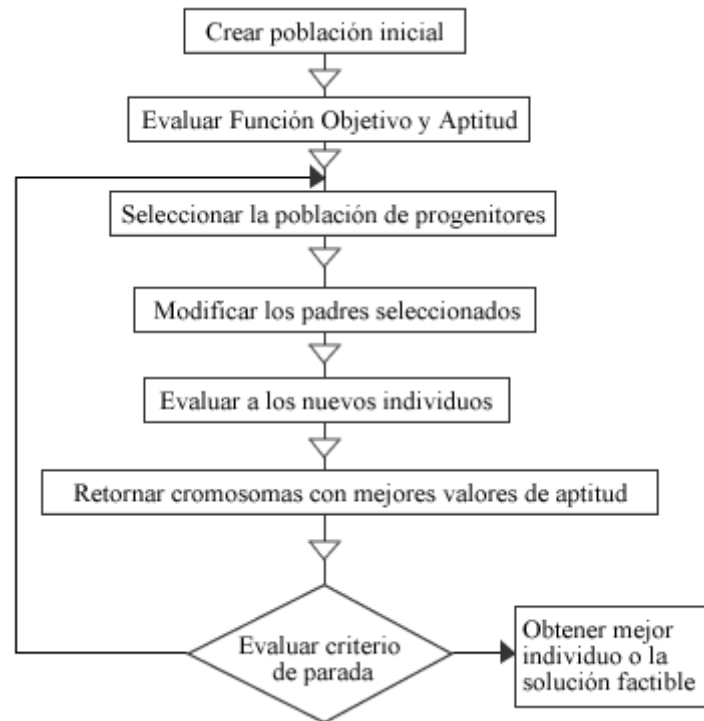


Figura 2.10: Diagrama de flujo del funcionamiento de un AG simple.

2.3.4 Operadores genéticos

Para dirigir la evolución a posibles soluciones, se generan aleatoriamente una serie de cromosomas, a los que se les aplica los siguientes pasos generales.

1. Se evalúa la adaptación bruta de cada uno de las posibles soluciones.
2. A los individuos se les permite reproducirse de acuerdo con su adaptación corregida.
3. Se aparean los individuos con mejor adaptación corregida formando una nueva población, permitiendo que intercambien material genético, y que alguno de los genes de un cromosoma se vea alterado debido a una mutación espontánea.

Como se observa, cada uno de estos pasos están encargados de originar cambios sobre los individuos de una población, a estos se les denomina operadores genéticos y existen tres principales: selección, cruce y mutación.

- **Selección**

Comparado con la naturaleza y la supervivencia del más fuerte, el operador selección es el encargado de escoger, en base a algún criterio, los individuos dentro de una población que tendrán mayores posibilidades de reproducirse y de pasar a próximas generaciones; caso contrario ocurrirá con los que no sean seleccionados ya que perecerán en esa generación, es decir, sus características no prevalecerán.

De este modo, se selecciona a partir de la población de padres a los progenitores de la nueva generación produciendo una lista de individuos que podrán aparearse, en donde dos individuos consecutivos en memoria forman una pareja.

El principal medio para que la información útil se transmita es que aquellos individuos mejor adaptados (mejor valor de la función de adaptación bruta o corregida) tengan más probabilidades de reproducirse. Sin embargo, es necesario también incluir un factor aleatorio que permita aparearse a individuos que aunque no estén muy bien adecuados, puedan contener alguna información útil para posteriores generaciones, con el objeto de mantener así también cierta diversidad en cada población.

En base a esto, algunas de las técnicas de las cuales se dispone son las siguientes:

Ruleta o selección proporcional. Con este método la probabilidad que tiene un individuo de reproducirse es proporcional a su valor de función de evaluación, es decir, a su adaptación corregida. En este método se define un rango con las características de la selección por sorteo. El número al azar será un número aleatorio forzosamente menor que el tamaño del rango. El elemento escogido será aquel en cuyo rango esté el número resultante de sumar el número aleatorio con el resultado total que sirvió para escoger el elemento anterior.

El comportamiento es similar al de una ruleta, donde se define un avance cada tirada a partir de la posición actual. Tiene la ventaja de que no es posible escoger dos veces consecutivas el mismo elemento, y que puede ser forzado a que sea alta la probabilidad de que

no sean elementos próximos en la población -esto último no es una ventaja de por sí; salvo que algunos de los otros operadores genéticos, es mejor utilizar un método de selección directa basado en la posición relativa de los individuos de la población (Gallardo et al., 1987).

Selección por torneo. Se selecciona un grupo de t individuos (normalmente $t = 2$, torneo binario) y se genera un número aleatorio entre 0 y 1. Si este número es menor que un cierto umbral K , se selecciona para reproducirse al individuo con mejor adaptación, y si este número es menor que K , se selecciona, por el contrario, al individuo con peor adaptación.

Esta técnica tiene la ventaja de que permite un cierto grado de elitismo, el mejor nunca va a morir, y los mejores tienen más probabilidad de reproducirse y de emigrar que los peores pero sin producir una convergencia genética prematura, si la población es, al menos, un orden de magnitud superior al del número de elementos involucrados en el torneo. Gallardo et al. (1987) considera que de ser la diferencia sea menor no se observará mucha diferencia entre emplear el torneo o no.

Teniendo claro lo antes expuesto, a continuación se detalla los métodos de selección utilizados en el presente estudio los cuales se dividen en dos grupos, estocásticos y determinístico.

- **Selección estocástica**

Estocástico con reemplazo. En un primer paso se asigna a cada individuo de la población de padres un sector en una ruleta, proporcional a su descendencia permitida. Luego se hace girar la ruleta sobre la población de padres para seleccionar los progenitores. Entretanto, para los siguientes lanzamientos de la ruleta se preserva la representación de los individuos sobre esta, haciendo corresponder el proceso con una selección con reemplazo. Este método no requiere el ordenamiento previo de la población de padres según su adaptación, lo que permite que exista la posibilidad que individuos no adecuados puedan transmitir su información a próximas generaciones (Montilla, 2001).

Estocástico sin reemplazo (ruleta). En un primer paso se asigna a cada individuo de la población de padres un sector en una ruleta, proporcional a su adaptación corregida. Luego se hace girar la ruleta sobre la población de padres para seleccionar los progenitores. Cada vez que un individuo es seleccionado se disminuye en uno su descendencia permitida y se calculan de nuevo los sectores de la ruleta. Éste método no requiere ordenamiento previo de la población de padres (Montilla, 2001).

Estocástico sin reemplazo (Bernoulli). En este método se lanza la moneda (prueba Bernoulli) para apostar a la selección de los progenitores. Para ello, la adaptación corregida del individuo se divide por el valor medio de la adaptación corregida de la población, o lo que es lo mismo a calcular " $\text{adaptcorregida}/\mu_{\text{adaptcorregida}}$ " para cada individuo y este valor se considera como la probabilidad asociada a la moneda. Una probabilidad mayor que uno se trata como probabilidad uno. Cada vez que se selecciona un individuo se decrementa su probabilidad en uno, hasta que esta probabilidad se anula (Montilla, 2001).

- **Selección determinística**

Determinística con reemplazo. En un primer paso, se selecciona un conjunto de progenitores según la parte entera de la descendencia permitida, luego a este valor se le decrementa la parte entera para obtener la parte decimal que se denomina descendencia residual. Posterior a esto, se procede como en el modo Estocástico con reemplazo, pero con el sector de la ruleta proporcional a la descendencia residual (Montilla, 2001).

Determinística sin reemplazo (Bernoulli). En este método también se inicia seleccionando la población de padres en base a la parte entera de la descendencia permitida, para posterior a esto decrementar la parte entera y obtener la descendencia residual. En un segundo paso se procede como en el modo Estocástico sin reemplazo (Bernoulli), con el sector de la ruleta proporcional a la descendencia residual (Montilla, 2001).

Determinística sin reemplazo (Ruleta). En un primer paso se procede a la selección de modo Determinístico con reemplazo. En un segundo paso se procede como en el modo

Estocástico sin reemplazo (Ruleta), con el sector de la ruleta proporcional a la descendencia residual (Montilla, 2001).

- **Cruce**

Este operador representa de forma sencilla el mecanismo natural de apareamiento, donde se intercambia información genética proveniente de progenitores para conformar nuevos individuos que heredarán la combinación de esas características.

El operador Cruce en los AGs consiste en concatenar parte de la información de los cromosomas de cada padre para formar nuevos individuos, ofrece una amplia variedad en cuanto al número de puntos de cruce y la selección de su ubicación. A continuación se mencionan diversas alternativas para realizarlo.

Cruce simple. Es el método de cruce más sencillo. Se selecciona una posición en las cadenas de los progenitores (A y B), y se intercambian los genes a la izquierda de esta posición en los descendientes (C y D). La Figura 2.11 ilustra la aplicación del cruce simple entre dos individuos (Montilla, 2001).

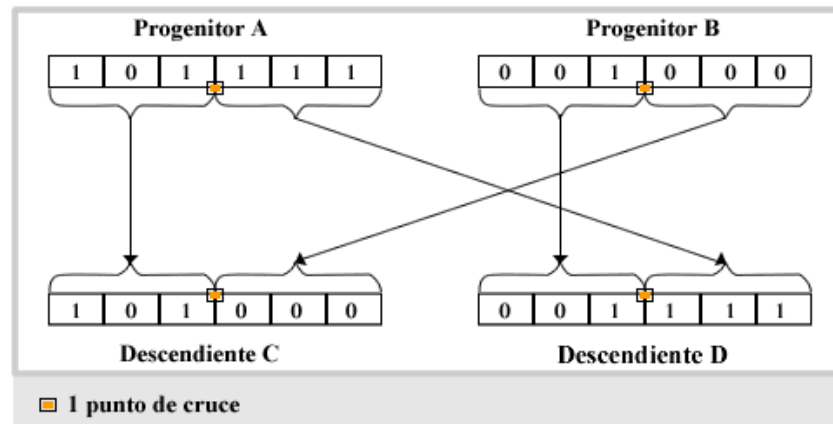


Figura 2.11: Ilustración del proceso de cruce simple entre dos cromosomas

Cruce doble. Propone el cruce de dos individuos en torno a dos puntos. Con este cruce se amplía las capacidades de intercambio de información comparado con el Cruce simple (ver Figura 2.12).

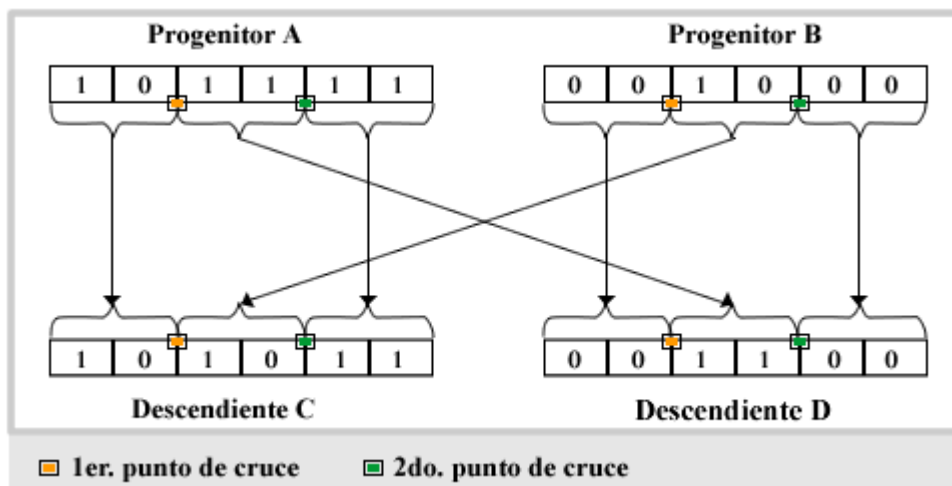


Figura 2.12: Ilustración del proceso de cruce doble entre dos cromosomas.

Cruce múltiple. Se seleccionan varias posiciones en las cadenas de los progenitores y se intercambian los genes a ambos lados de estas posiciones. Con este cruce también amplía las capacidades de intercambio de información genético, pero se pierde convergencia (Hidrobo, 2001). Ver Figura 2.13.

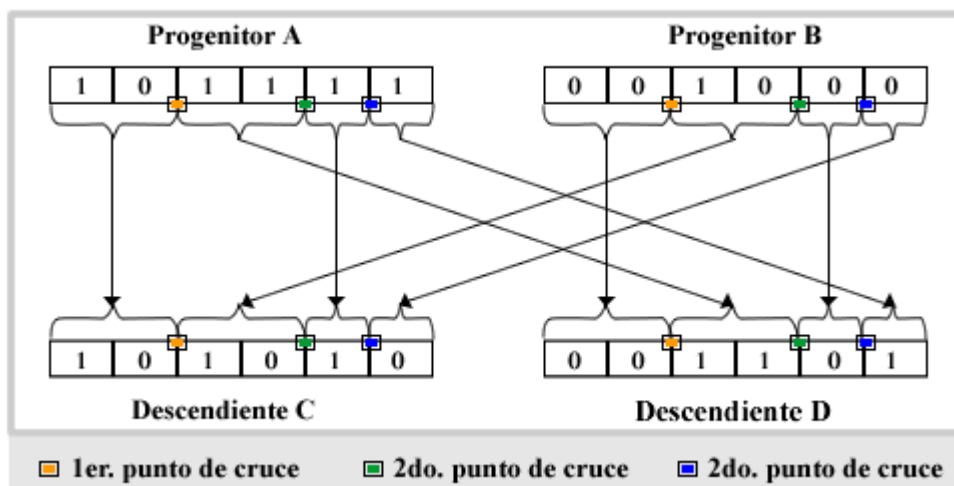


Figura 2.13: Ilustración del proceso de cruce múltiple entre dos cromosomas.

Cruce con máscara. En este tipo de cruce la conformación de los descendientes (C y D) se corresponderá de acuerdo a la estructura de otro individuo booleano (máscara); por ejemplo, si el primer gen de la máscara es 1, entonces C tendrá el gen del individuo A y D el gen del padre B, de no ser así, C será copia de B en ese gen específico y D de A. Se ilustra este proceso en la Figura 2.14 (Montilla, 2001).

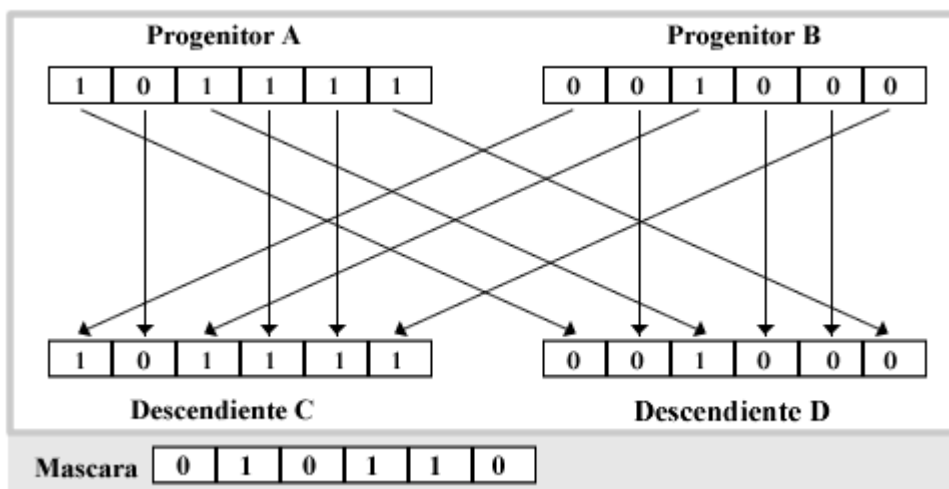


Figura 2.14: Ilustración del proceso de cruce con máscara entre dos cromosomas.

Cruce uniforme. Para cada gen del primer descendiente se decide, según una cierta probabilidad uniforme, de cual progenitor heredará su valor. El segundo descendiente recibe el correspondiente gen del otro progenitor (Hidrobo, 2001).

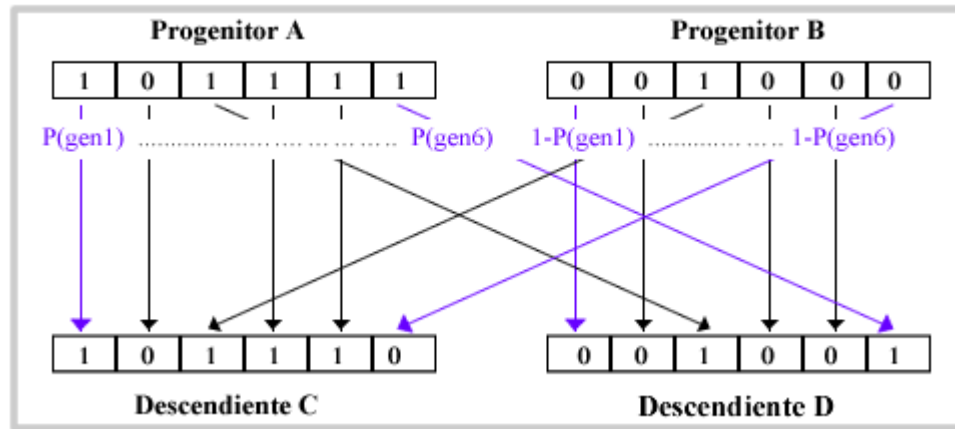


Figura 2.15: Ilustración del proceso de cruce con máscara entre dos cromosomas.

- **Mutación**

Como se observa en la naturaleza, todo individuo tiene una probabilidad (por lo general pequeña) de ser mutado, lo que produce cambios que alteran el grado de adaptabilidad de un individuo a su ambiente de una mejor o peor forma.

En los AGs este operador se aplica a cada hijo de forma individual y simula el proceso que ocurre en los sujetos cuando se da un cambio en su estructura genética, el cual consiste en seleccionar aleatoriamente componentes (genes) de dicho individuo para posteriormente ser modificados también de forma aleatoria. En la Figura 2.16: Ilustración del proceso de mutación de un cromosoma. se ilustra la mutación de un par de alelos del cromosoma A, con cierta probabilidad de mutar ($P_{\text{muta}}(\text{gen})$) la cual es asignada por el usuario.

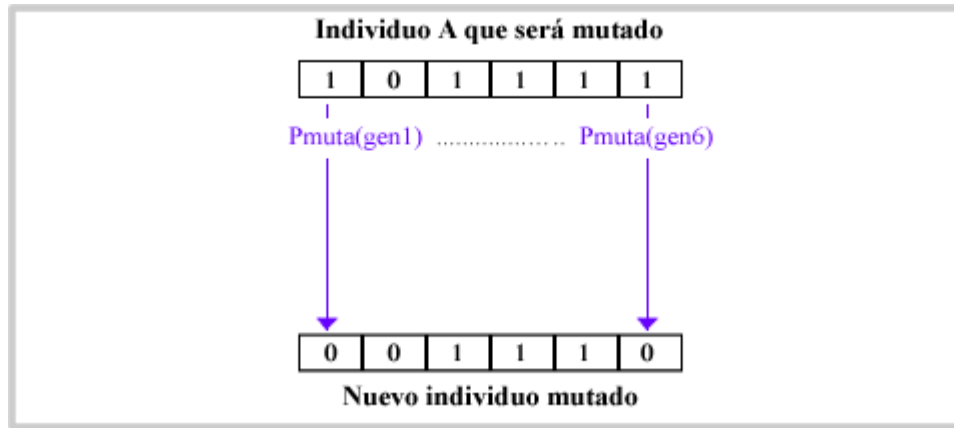


Figura 2.16: Ilustración del proceso de mutación de un cromosoma.

2.4 Métodos de interpolación

Los datos acimutales y de inclinación, incluidos en la conformación de cada individuo, son necesarios para el cálculo de las respectivas coordenadas norte-sur (NS), este-oeste (EW) y TVD en cada estación de la trayectoria del pozo. Para realizar este cálculo se utilizan métodos de interpolación ampliamente usados en la industria petrolera los cuales se explicarán con mayor detalle más adelante. En el presente estudio los métodos de interpolación fueron usados con dos objetivos, que se explican a continuación.

Evaluación de los individuos. Para que una solución sea considerada adecuada, debe cumplir con todas las restricciones estimadas para el diseño del pozo, la ubicación del *target* u objetivo es una de éstas y para determinar dicho lugar se utilizan métodos de interpolación con los cuales se puedan obtener las correspondientes coordenadas en los planos NS, EW y TVD para posteriormente evaluar si se encuentra en los márgenes establecidos para la ubicación del *target*, de no ser así este individuo se penaliza.

Trayectoria final del mejor individuo. Luego de haberse cumplido el criterio de parada del AG y con la obtención de los parámetros del mejor individuo, se interpolan nuevamente los valores correspondientes a ángulos de inclinación y dirección a coordenadas cartesianas las

cuales permitan a los encargados del área de perforación orientar la mecha perforadora en la trayectoria deseada. Los métodos utilizados con este fin son:

1. Método tangencial
2. Método tangencial equilibrado
3. Método de ángulo promedio
4. Método de mínima curvatura

En la herramienta desarrollada se programaron estos cuatro métodos, con el fin de permitirle al usuario tener la posibilidad de obtener el *survey* final con alguno de éstos.

2.4.1 Método tangencial

En los inicios de la perforación direccional de pozos, este fue el primer método utilizado por la industria petrolera mundial (Texas A&M Distance Education, 2007), sus cálculos están basados en ángulos de inclinación y dirección correspondientes a dos puntos contiguos (S_i , S_{i+1}) en la trayectoria. La distancia medida entre dos puntos del pozo (Δd_i) es tomada como una línea recta, se asume que la línea tiene el mismo ángulo de desviación y dirección que el punto inferior (S_{i+1}). Para dos estaciones de monitoreo, S_i y S_{i+1} , donde la profundidad medida, D_i y D_{i+1} , la inclinación Φ_i y Φ_{i+1} , y el acimutal Θ_i y Θ_{i+1} , son conocidos, el norte-sur, este-oeste y el TVD pueden ser calculadas en S_{i+1} . Los errores con este método pueden ser significativos y de ahí su imprecisión (Texas A&M Distance Education, 2007).

Las ecuaciones para el cálculo de coordenadas con el método tangencial, son las siguientes:

$$x_i = \Delta d_i \cdot \text{sen}\phi_{i+1} \cdot \cos\theta_{i+1} \quad (2.16)$$

$$y_i = \Delta d_i \cdot \text{sen}\phi_{i+1} \cdot \text{sen}\theta_{i+1} \quad (2.17)$$

$$z_i = \Delta d_i \cdot \cos\phi_{i+1} \quad (2.18)$$

Posterior a esto se determina las coordenadas en el n -ésimo punto perteneciente a la trayectoria del pozo con la suma algebraica sobre el total de los puntos del *survey*.

$$x_n = \sum_{i=1}^n x_i \quad (2.19)$$

$$y_n = \sum_{i=1}^n y_i \quad (2.20)$$

$$z_n = \sum_{i=1}^n z_i + D_{kop} \quad (2.21)$$

2.4.2 Método tangencial equilibrado

Este método considera la mitad de la distancia medida como tangente a un ángulo de inclinación (Φ_i) y de dirección (Θ_i) y el resto de la distancia medida como tangente a los siguientes ángulos de inclinación y dirección (Φ_{i+1} , Θ_{i+1}). Las siguientes son las ecuaciones que utiliza el método tangencial equilibrado para el cálculo de las coordenadas X, Y, Z (Texas A&M Distance Education, 2007).

$$x_i = \frac{\Delta d_i}{2} \cdot |\text{seno}\phi_i \cdot \text{seno}\theta_i + \text{seno}\phi_{i+1} \cdot \text{seno}\theta_{i+1}| \quad (2.22)$$

$$y_i = \frac{\Delta d_i}{2} \cdot |\text{seno}\phi_i \cdot \text{cos}\theta_i + \text{seno}\phi_{i+1} \cdot \text{cos}\theta_{i+1}| \quad (2.23)$$

$$z_i = \frac{\Delta d_i}{2} \cdot |\text{cos}\phi_{i+1} + \text{cos}\phi_i| \quad (2.24)$$

Posterior a realizar este cálculo se utilizan las ecuaciones (2.19), (2.20) y (2.21) expuestas en el método anterior.

2.4.3 Método del ángulo promedio

Esta interpolación utiliza un ángulo de inclinación y un promedio de la dirección del ángulo de desviación (azimuth) como los demás, por ejemplo, entre dos puntos de evaluación para dos estaciones de monitoreo dadas, S_i y S_{i+1} , donde las profundidades medidas D_i y D_{i+1} , la inclinación Φ_i y Φ_{i+1} y el azimut Θ_i y Θ_{i+1} son conocidas, y con las que se calcula las

coordenadas cartesianas respectivas a un punto en la trayectoria (Shell Internationale Petroleum , 1991).

Con este método se reduce significativamente los errores generados utilizando los métodos anteriores y asume que el curso varía en línea recta entre dos puntos evaluados. Es simple realizar los cálculos de ángulo promedio a mano y de ahí su uso, recordando que en la historia de la perforación direccional de pozos los especialistas en esta área diseñaban las trayectorias siguiendo muchas veces su intuición y sin más herramientas que una calculadora de bolsillo. A continuación se presentan las ecuaciones del método del ángulo promedio (Texas A&M Distance Education, 2007):

$$x_i = \Delta d_i \cdot \left(\text{seno} \frac{\phi_i + \phi_{i+1}}{2} + \cos \frac{\theta_i + \theta_{i+1}}{2} \right) \quad (2.25)$$

$$y_i = \Delta d_i \cdot \left(\text{seno} \frac{\phi_i + \phi_{i+1}}{2} + \text{seno} \frac{\theta_i + \theta_{i+1}}{2} \right) \quad (2.26)$$

$$z_i = \Delta d_i \cdot \left(\cos \frac{\phi_i + \phi_{i+1}}{2} \right) \quad (2.27)$$

Como en los métodos anteriores se utiliza la sumatoria total de los puntos interpolados para así obtener los valores en coordenadas cartesianas.

2.4.4 Método de la mínima curvatura

Este método es el más preciso en el cálculo de la trayectoria del pozo y el más usado por la industria petrolera actual mundial, en su cómputo se consideran los ángulos medidos en dos estaciones consecutivas, S_{i-1} y S_i , y un factor de radio de curvatura (*dogleg severity*) que se calcula para cada sarta de la curva con el fin de describir suaves trayectorias de perforación (Shell Internationale Petroleum , 1991).

Cálculo coordenadas este-oeste:

$$x_i = \frac{\Delta d_i}{2} \cdot (\text{seno} \phi_{i-1} \cdot \text{seno} \theta_{i-1} + \text{seno} \phi_i \cdot \text{sen} \theta_i) \cdot R_{ei} \quad (2.28)$$

$$y_i = \frac{\Delta d_i}{2} \cdot (\text{seno}\phi_{i-1} \cdot \cos\theta_{i-1} + \text{seno}\phi_i \cdot \cos\theta_i) \cdot R_{ei} \quad (2.29)$$

$$z_i = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta d_i}{\cos\phi_{i-1} + \cos\phi_i} \right) \cdot R_{ei} \quad (2.30)$$

Donde

$$R_{ei} = \frac{2}{e_i} \cdot \tan \frac{e_i}{2} \quad (2.31)$$

e_i es la variación del ángulo de la mecha de perforación entre i y $i-1$, dado por:

$$e_i = \cos^{-1}(\text{seno}\phi_i \cdot \text{seno}\phi_{i+1} \cdot \cos(\theta_{i+1} - \theta_i) + \cos\phi_i \cdot \cos\phi_{i+1}) \quad (2.32)$$

Al igual que en los métodos previos también es necesario utilizar las ecuaciones (2.19), (2.20) y (2.21) para el cálculo final de las coordenadas en cualquier punto del pozo.

Con el fin de entender mejor los métodos antes expuestos, se presenta un ejemplo práctico para el cálculo de la ubicación de un punto D en la trayectoria de un pozo utilizando el método mínima curvatura. Este se escogió por ser el método de interpolación más usado por la industria petrolera a nivel mundial (Texas A&M Distance Education, 2007).

Se desea calcular las coordenadas X, Y y Z (ver Figura 2.17) correspondientes del punto D, donde la distancia medida entre los puntos C y D es igual a $\Delta MD = 400\text{ft}$, y el *survey* en esos dos puntos es:

Coordenadas del punto C del pozo.

X = 1000ft, positivo hacia el este

Y = 1000ft, positivo hacia el norte

Z = 3500ft. TVD, positivo hacia la profundidad del yacimiento.

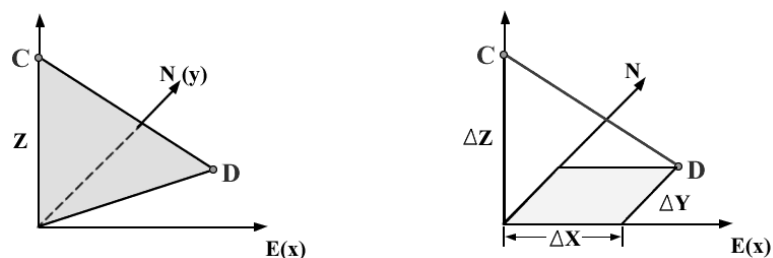


Figura 2.17: Representación de los puntos a ser interpolados junto con las coordenadas deseadas.

Ángulos de inclinación en los puntos C y D (ver Figura 2.18).

$$\phi_C = 14^\circ, \phi_D = 24^\circ,$$

Ángulos de desviación o acimutales en C y D.

$$\theta_C = 20^\circ \text{ y } \theta_D = 80^\circ.$$

Donde el subíndice i corresponde a el punto C y el i+1 al D.

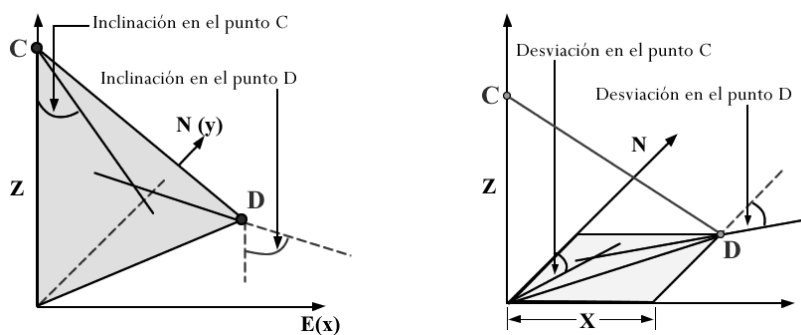


Figura 2.18: Representación de los ángulos de inclinación y desviación en un segmento entre C y D.

Primo se calcula Re_i y para esto es necesario obtener a e_i .

$$e_i = \cos^{-1}(\text{seno}14^\circ \cdot \text{seno}24^\circ \cdot \cos(80^\circ - 20^\circ) + \cos14^\circ \cdot \cos24^\circ) = 0.361$$

Por lo que,

$$R_{ei} = \frac{2}{e_i} \cdot \tan \frac{e_i}{2} = 1.0101$$

$$\Delta X_D = \frac{400}{2} \cdot |\text{sen}14^\circ \cdot \text{sen}20^\circ + \text{sen}24^\circ \cdot \text{sen}80^\circ| \cdot 1.0101 = 97.72 \text{ft.}$$

$$\Delta Y_D = \frac{400}{2} \cdot |\text{sen}14^\circ \cdot \cos20^\circ + \text{sen}24^\circ \cdot \cos80^\circ| \cdot 1.0101 = 60.25 \text{ft.}$$

$$\Delta Z_D = \frac{400}{2} \cdot |\cos24^\circ + \cos14^\circ| \cdot 1.0101 = 380.91 \text{ft.}$$

Obteniéndose las coordenadas en el punto D:

$$X_D = 1000 + 97.72 = 1097.72 \text{ft.}$$

$$Y_D = 1000 + 60.25 = 1060.25 \text{ft.}$$

$$Z_D = 3500 + 380.91 = 3888.91 \text{ft.}$$

Capítulo 3

Marco Metodológico

El presente estudio consistió en desarrollar una herramienta en software libre basada en algoritmos genéticos que permita diseñar trayectorias óptimas de perforación de pozos petroleros direccionales, minimizando costos de construcción y posterior producción, al reducir la profundidad verdadera medida o TMD. En este capítulo se muestra el AG diseñado, se explica las funcionalidades de la biblioteca de AG utilizada, la descripción del programa AG desarrollado y la aplicación de los métodos de interpolación en el cálculo de las coordenadas UTM (*Universal Transverse Mercator*) de las trayectorias de perforación.

3.1 Diseño del algoritmo genético

En base a los conocimientos adquiridos acerca del diseño de rutas de perforación de pozos, se desarrolló un modelo computacional que incluyó todo lo explicado en el capítulo 2, el cual tiene como objetivo principal minimizar la profundidad verdadera medida o TMD, utilizando algoritmos genéticos como método de búsqueda. Este proceso se explica con mayor detalle a continuación.

El primer paso para el diseño del algoritmo genético, fue establecer qué tipo de individuo (booleano o real) era necesario para la representación de las posibles soluciones al problema planteado. En el diseño de trayectorias de perforación, los *surveys* cumplen un papel fundamental debido a que son los datos de entrada que aportan la información necesaria para la creación de las rutas de excavación. Éstos contienen datos como distancias (en pies) y ángulos (en grados) los cuales son valores en su mayoría de naturaleza real; que difieren en unidades, aportando una característica de diversidad a la estructura de los individuos. Esta

particularidad hace que surjan las dos siguientes interrogantes: ¿Por qué no un individuo enteramente booleano? y ¿Por qué no un individuo totalmente real?

Para esclarecer la primera pregunta es preciso indicar que según Holland (1975), las cadenas binarias tienen una justificación biológica, debido a que en los cromosomas naturales, es más usual que haya muchos genes (variables) con pocos alelos (1s o 0s), en vez de contar con pocos genes con muchos alelos posibles, lo que permite una representación “natural” para la computadora. Esta justificación no favorece el presente estudio, ya que como se mencionó antes, se tiene un modelo matemático a optimizar en el que están en juego 18 variables con grupos de unidades distintas, o lo que es lo mismo a tener muchos alelos posibles en 18 variables.

Supongamos, que se desea crear un AG simple con individuos binarios para el problema del diseño de trayectorias de pozos petroleros, para esto se asignan aleatoriamente 1s o 0s a cada gen con el fin de explorar lo mejor posible el espacio de búsqueda. Una vez creada este grupo inicial de individuos se ejecuta la evolución aplicando operadores de cruce y mutación, con lo que se obtendrá el mejor individuo, el cual se decodificará traduciendo sus genes de binario a real. Es posible que se observe que en la conformación de la solución existan, por ejemplo, ángulos acimutales ilógicos o de inclinación que no favorezcan la planificación, ya que se ha tratado a las distancias de igual forma que a los ángulos, se evidencia, entonces, la dificultad de utilizar un AG con individuos binarios.

Ahora bien, sería natural pensar que la solución lógica y sencilla es diseñar los cromosomas del AG con valores reales, lo que sin duda respondería la segunda interrogante. Pero en este caso también surge un inconveniente, por ejemplo, si se crea un AG en el que los genes de cada cromosoma contienen valores acordes a su naturaleza (grados o pies) y estos respetan rangos establecidos por el usuario, posterior a la inicialización de estas variables a optimizar, cuando se aplique los operadores evolutivos se obtendrán individuos bastante diversos, debido a que el operador de cruce mezcla los alelos de los padres para dar origen a descendientes y en este proceso puede intercambiarse valores con unidades distintas. De allí

pues, que este tipo de AGs requiere de operadores genéticos especiales (Coello, 2008), posibilidad que se estudió y descartó en éste estudio.

Por consiguiente, se decidió utilizar la biblioteca de AG desarrollada en el Centro de Procesamiento de Imágenes de la Universidad de Carabobo por el Dr. Guillermo Montilla, la cual solventa la problemática antes expuesta, diseñando individuos híbridos, o lo que es lo mismo, de conformación genotípica binaria y fenotípica en punto flotante.

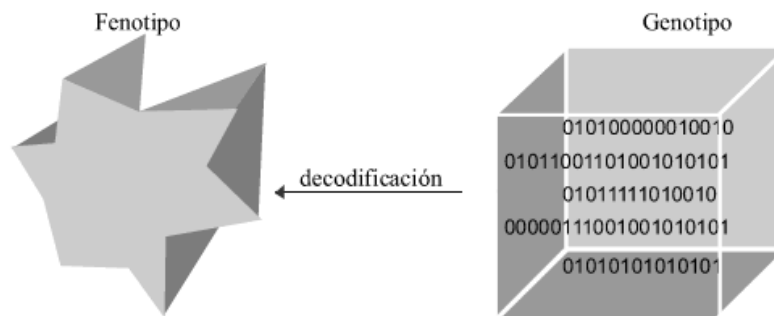


Figura 3.1: Ilustración de Fenotipo y Genotipo del AG

En la Figura 3.1 se ilustra como la estructura binaria de la librería AG utilizada es análoga a la estructura genotípica de los individuos, y la clase en punto flotante se asemeja al fenotipo de los cromosomas (Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires, 2004).

Los individuos híbridos consisten en una estructura binaria, la cual es generada en base a unos valores (en punto flotante) máximos y mínimos establecidos por el usuario y dentro de los cuales se toma aleatoriamente un valor que se codifica y asigna a su correspondiente gen. Por consiguiente, esto permite solucionar los inconvenientes que puedan surgir cuando se ejecute la evolución (cruce y mutación), ya que esta se produce sobre individuos binarios y no se requerirá de operadores especiales, por el contrario, la mutación consiste en cambiar un bit a su complemento y en el caso del cruce la mezcla de información no alterará de forma inadecuada la estructura de los individuos. Por lo que, una vez establecido las especificaciones de los individuos, se procedió a estudiar la función de adaptación o aptitud, la cual se estableció para el AG como:

$$\text{Prob}_{\text{Adap}} = \left(\frac{10000000}{10000000 + \text{TMD}} \right) \cdot 0.1^{\text{pen}} \quad (3.1)$$

Donde el TMD es la distancia verdadera medida de la tubería necesaria para la construcción del pozo y la cual fue definida en el capítulo anterior, siendo la ecuación (2.6) la que define su cálculo.

En la ecuación (3.1) se puede observar que el valor de la función de adaptación es multiplicada por 0.1^{pen} , esto se hizo con la intención de que por cada restricción irrespetada por el individuo, “pen” (inicializado en cero) aumenta en una unidad su valor y al ser éste potencia de 0.1 y multiplicado por valor de aptitud, trae como resultado que en la medida que los individuos no cumplan con las especificaciones del pozo, su valor de aptitud disminuirá un orden de magnitud, alejándose su valor del óptimo (adaptación = 1) lo que le resta posibilidades de aparearse y pasar a futuras generaciones. Este proceso hace que el problema pase de ser de minimización del TMD a maximización del valor de aptitud.

Se consideró necesario para la herramienta computacional desarrollada en C++, la entrada y parte de la salida de los datos siguiendo el formato XML (Lenguaje de Marcas Extensible), el cual permite un estándar de intercambio y almacenamiento de información estructurada entre diferentes plataformas (W3C, 1996-2003).

Con este propósito, se utilizó un *parser* de XML desarrollado por Frank Vanden Berghen (2002), con licencia libre, de código abierto y basado en el lenguaje de programación C++, lo que permitió su fácil entendimiento y aplicación al código desarrollado.

3.2 Librería del algoritmo genético utilizada

Se utilizó la biblioteca de algoritmos genéticos desarrollada por Montilla (2001). Dicha biblioteca, basada en el lenguaje de programación C++, cuenta con una clase principal para la conformación de individuos binarios (VVM_Genetic) y otra derivada para la creación de individuos reales (VVM_fGenetic), las cuales se explicarán con mayor detalle a continuación.

Algunas de las definiciones que se presentan fueron tomadas del manual de ayuda de la biblioteca usada (Montilla, 2001).

3.2.1 Estructura binaria de la librería utilizada

La clase VVM_Genetic es un algoritmo genético que opera sobre individuos definidos por cadenas de símbolos booleanos conformados por 1s y 0s (verdadero/falso). Esta clase contiene la mayoría de las funciones necesarias para la aplicación del método de optimización, por lo que a continuación se exploran sus funcionalidades (Montilla, 2001).

Descripción de un individuo booleano

La descripción del individuo contenida en la superclase VVM_Genetic sigue vigente con el uso de la clase real y está estructurada de la siguiente forma.

- *Estructura individuo.*

- Un apuntador al cromosoma booleano (población), de tamaño 2 veces el número de padres (ya que la población de progenitores es del mismo tamaño a la de descendientes) por el número de bits asignados por el usuario, o lo que es lo mismo a $2 * n\text{Padres} * n\text{bits}$.
- Valor de adaptación bruta. Valor único de cada cromosoma resultado de evaluar sus alelos en la función de adaptación.
- Valor de adaptación corregida, permite reconocer que tan adecuado es el individuo con respecto a su generación; éste valor está comprendido entre 0 y 1.
- Iteración en que nació el individuo.

Descripción de la población

La población global se divide en padres y descendientes. Ambas poblaciones tienen el mismo tamaño y están continuas en memoria, de tal forma que los padres son la población actual y los

descendientes se encuentran “población + nPadres” por lo que la población total de una generación corresponderá a una gran cadena de bits (véase la Figura 3.2).

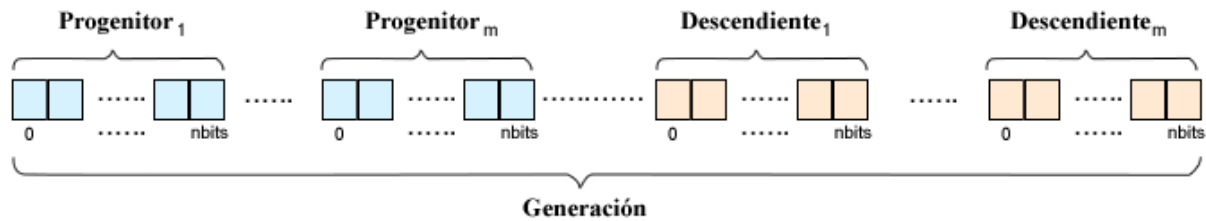


Figura 3.2: Conformación de la población en el AG diseñado.

- *Funciones de inicialización.* Estas funciones establecen los parámetros necesarios para crear una población inicial de individuos, como son, el número de genes por cada cromosoma y la inicialización de estas variables que puede ser de tres formas, aleatoria (ceros o unos), con solo unos o todos los genes en cero.
- *Función de estadísticas.* Evalúa las variables estadísticas de la población en términos de la adaptación bruta. Estas variables son mediana, varianza y rango, y son de importancia al momento de calcular la adaptación corregida.
- *Funciones de truncamiento.* Este proceso incrementa la oportunidad de seleccionar a los individuos menos aptos lo que permite mantener la diversidad en las generaciones para poder recorrer en mayor número de direcciones el espacio de búsqueda. La idea con esto es mantener más o menos constante la presión de selección a lo largo del proceso evolutivo.

Se puede fijar un valor $K\sigma$ de truncamiento o se puede escoger la función en la que el nuevo valor de adaptación de cada individuo será en función de:

$$F(x) = \mu + K\sigma \quad (3.2)$$

$$F(x) = \mu - K\sigma \quad (3.3)$$

La primera ecuación es para casos en que se desee minimizar y la segunda para maximización. El valor inicial establecido en la librería usada para $K\sigma$ es 2, y σ corresponde al valor de desviación estándar de la población.

- *Funciones de escalamiento.* El escalamiento normaliza la curva de adaptación de la población, asignando uno a los individuos con una adaptación bruta igual a la media. La nueva adaptación (adaptación corregida) siempre crece con el individuo, independientemente de que se trate de un problema de maximización o minimización.

- *Funciones de adaptación.* Estas funciones calculan la adaptación bruta al evaluar los genes en la función objetivo. Contiene métodos para obtener la adaptación bruta de la población de padres, de un grupo de cromosomas o de un solo individuo.

- *Funciones de selección.* Estas funciones ajustan el orden de selección y eligen a partir de la población de padres a los progenitores de la nueva generación, produciendo una lista de individuos que podrán aparearse y en donde dos individuos consecutivos forman una pareja. Se proponen los siguientes seis modos de selección estudiados en el capítulo 3:

- Estocástico con reemplazo.
- Estocástico sin reemplazo (ruleta).
- Estocástico sin reemplazo (Bernoulli).
- Determinístico con reemplazo.
- Determinístico sin reemplazo (Bernoulli).
- Determinístico sin reemplazo (ruleta).

- *Funciones de evolución.* Aplica los operadores de evolución sobre las parejas obtenidas en el proceso de selección. En un primer paso, para cada pareja se selecciona el operador de cruce usando una ruleta con las probabilidades suministradas con la función de inicialización de

parámetros evolutivos. Seguidamente, en un segundo paso aplica el operador de cruce seleccionado. Y finalmente utiliza el operador de mutación sobre cada alelo de los descendientes con la probabilidad suministrada.

- *Funciones de fusión.* En estas aparece un concepto como es el “gap poblacional”, éste es un porcentaje asignado con el cual se calcula la población de descendientes como el número par mayor o igual a la fracción "gap" de la población de padres. La cantidad de individuos obtenidos con el operador selección es igual a este número, por lo que el tamaño de las poblaciones será constante.

Posterior a asignar el valor “gap”, se mezclan las poblaciones de descendientes y de progenitores de dos formas posibles:

1. Se reemplazan los individuos menos aptos de la población de padres por la población de descendientes.
2. Se fusionan las poblaciones de padres y descendientes, luego se ordenan por adaptación bruta y finalmente se seleccionan los más adaptados como los progenitores de la siguiente generación.

- *Funciones de ejecución.* Estas permiten establecer el criterio de parada, siendo las siguientes las tres formas conocidas de detener la ejecución de un AG:

1. Fijando un número de generaciones máxima.
2. Fija como criterio de parada un número de descendientes con una adaptación bruta mejor que un valor asignado.
3. El proceso de evolución se detiene cuando se alcanzaron un número de iteraciones máximo o existen descendientes con adaptación bruta mejor que el valor asignado como límite.

- *Funciones de impresión y salidas.* Estas funciones permiten obtener los valores de las variables de interés a la hora de conocer los resultados del AG. Entre estas encontramos:

impresión de todos los alelos de un cromosoma, valor de adaptación bruta y descendencia permitida, estadísticas de la población, etc.

3.2.2 Estructura punto flotante de la librería utilizada.

La clase VVM_fGenetic es una clase derivada de VVM_Genetic, ésta es utilizada cuando se requiere que el cromosoma represente un conjunto de variables reales, como es el caso del diseño de trayectorias de perforación de pozos petroleros en donde se desea optimizar valores como ángulos de inclinación, azimuth, TVD, TMD, etc. (Montilla, 2001)

Descripción de un individuo real.

El individuo de la clase VVM_fGenetic está definido por dos estructuras que describen las propiedades de los cromosomas.

Descripción de variables (genes). Las características básicas de una variable se describen en ésta estructura.

- Número de bits asignados a cada variable.
- Valor mínimo.
- Valor máximo.

Cada variable ocupa un número n de bits y tiene su propio rango (mínimo – máximo).

Descripción cromosoma. Se declara un solo objeto de este tipo para toda la población.

- Número de variables en un cromosoma.
- Vector con los valores reales devueltos por la función de decodificación.
- Apuntador de tipo de “descripción de variables” al arreglo que detalla las variables del cromosoma.

El cromosoma codifica un número n de variables descritas en la estructura del cromosoma. El vector con los valores reales no representa una propiedad adicional de los individuos, sino

que es un auxiliar para almacenar temporalmente los valores de las variables reales resultado de la decodificación de los cromosomas. Por último, se tiene un apuntador a una tabla de descripciones de las variables completa la estructura de un individuo de la población.

En base a esto, a continuación se presentan las funcionalidades contenidas en la clase VVM_fGenetic de la librería.

- *Funciones de inicialización.* Se establece los rangos máximos y mínimos para la posterior conformación genética de cada individuo, el algoritmo asigna valores comprendidos entre los rangos establecidos a cada gen de los cromosomas. A su vez, es posible la asignación de la función objetivo del problema.

- *Función decodificadora.* Es necesario recordar que la conformación de los individuos original es de forma binaria, y se emplea la función decodificadora para calcular los valores reales de las variables del cromosoma. Este procedimiento consiste en particionar al cromosoma en n variables codificadas sobre cadenas de longitudes en bits, que posterior a realizar desplazamientos binarios, a cada variable se le asigna n valor aleatorio comprendido entre el rango establecido para ese valor, la función retorna un apuntador a un arreglo con estas variables.

- *Función de adaptación.* Determina la adaptación bruta del individuo. En un primer paso decodifica el cromosoma y obtiene sus variables embebidas. En un segundo paso calcula la adaptación del individuo usando la función suministrada.

3.3 Descripción del algoritmo genético desarrollado

El programa se divide en tres etapas principales como muestra la Figura 3.3, la primera parte es donde se realiza la inicialización del método, asignando las características que se desea tenga el AG. Posterior a esto, se ejecuta el proceso evolutivo sobre la población de individuos creados en la primera parte. Y por último, después de cumplido el criterio de parada, se escoge el mejor individuo.

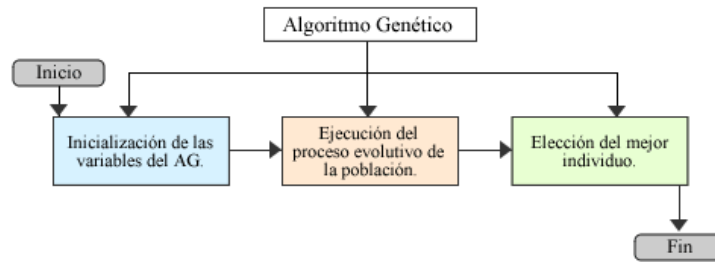


Figura 3.3: Etapas que conforman el AG diseñado.

Para el desarrollo del AG se utilizaron las dos clases VVM_Genetic y VVM_fGenetic (Montilla, 2001), debido a que las variables del modelo matemático a utilizar para el diseño de las rutas de perforación son de naturaleza Real. A la vez, se crearon métodos nuevos que complementaron el objetivo de desarrollar un AG para el diseño de trayectorias de perforación de pozos.

En la Figura 3.5, se ilustra el esquema de funcionamiento del AG diseñado. Se puede observar tres colores en el diagrama, los cuales corresponden a cada uno de las etapas en que se divide el programa y las que se observan de igual forma en la Figura 3.3.

Descripción del módulo de inicialización del AG.

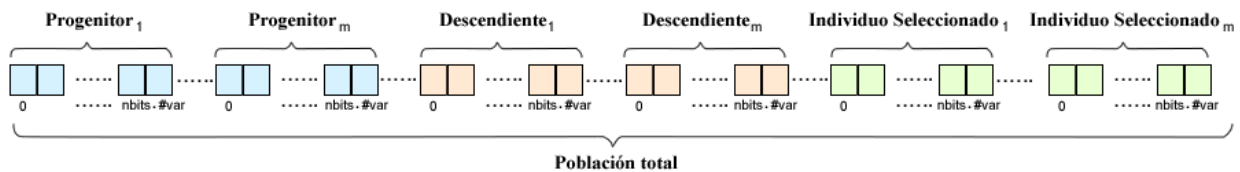
A continuación, en base a la Figura 3.5, se describe el módulo de inicialización del programa de Algoritmo Genético.

- 1.1. Los cromosomas son de longitud fija (de 18 genes) con codificación binaria. Para la conformación de la población del AG, se debe fijar el número de bits que tendrán cada gen, el valor asignado fue de 16 bits para cada variable, por tanto, las combinaciones posibles para una variable en específico es de 2^{16} , y los cromosomas están conformados por 18 variables, lo que implica que el tamaño de un individuo será de $2^{16} \cdot 18$ bits. Posterior a esto, se asignan 0s o 1s de forma aleatoria a cada uno de los genes de los cromosomas.

- 1.2. Asignar valor gap para la población de 100%, lo que implica que luego de aplicarse la selección la nueva población generada será de igual tamaño que la anterior.
- 1.3. Se fija la función objetivo de la ecuación (3.1).
- 1.4. Seguidamente, se creó una función que establece el problema de tipo maximización, puesto que las soluciones deseadas son aquellas que más se acerquen a 1 en su valor de aptitud. Por lo que, el problema inicialmente de minimización de TMD, se torna un problema de maximización de la adaptación, ya que mientras mayor sea el valor de aptitud de un cromosoma, menor será su valor TMD.
- 1.5. Asignar criterio de parada. Éste se estableció como el número máximo de iteraciones realizadas por el AG y dicho valor es asignado por el usuario como número de generaciones.
- 1.6. En este paso se establece las probabilidades para los parámetros evolutivos, o lo que es lo mismo, la posibilidad de que ocurra alguno de los cinco tipos de cruce estudiados en el capítulo anterior y la posibilidad que tienen de mutar cada gen de los cromosomas.

Descripción del módulo de ejecución del AG

- 2.1. Como primer paso para esta segunda fase del AG, se debe asignar la memoria virtual necesaria para la conformación de la población la cual está definida por tres grupos, inicialmente la población de padres, seguidos por los descendientes, para finalizar con el conjunto de individuos seleccionados. Todos continuos en memoria y de igual tamaño, debido a que el gap poblacional es del 100%. Esto se ilustra en la Figura 3.4.



2.1. Figura 3.4: Población total del AG

En la Figura 3.4 se observa como la población del AG está toda continua en memoria, a la vez de que para el tamaño de los individuos de ésta, se les asigna un número de bits por cada variable del gen.

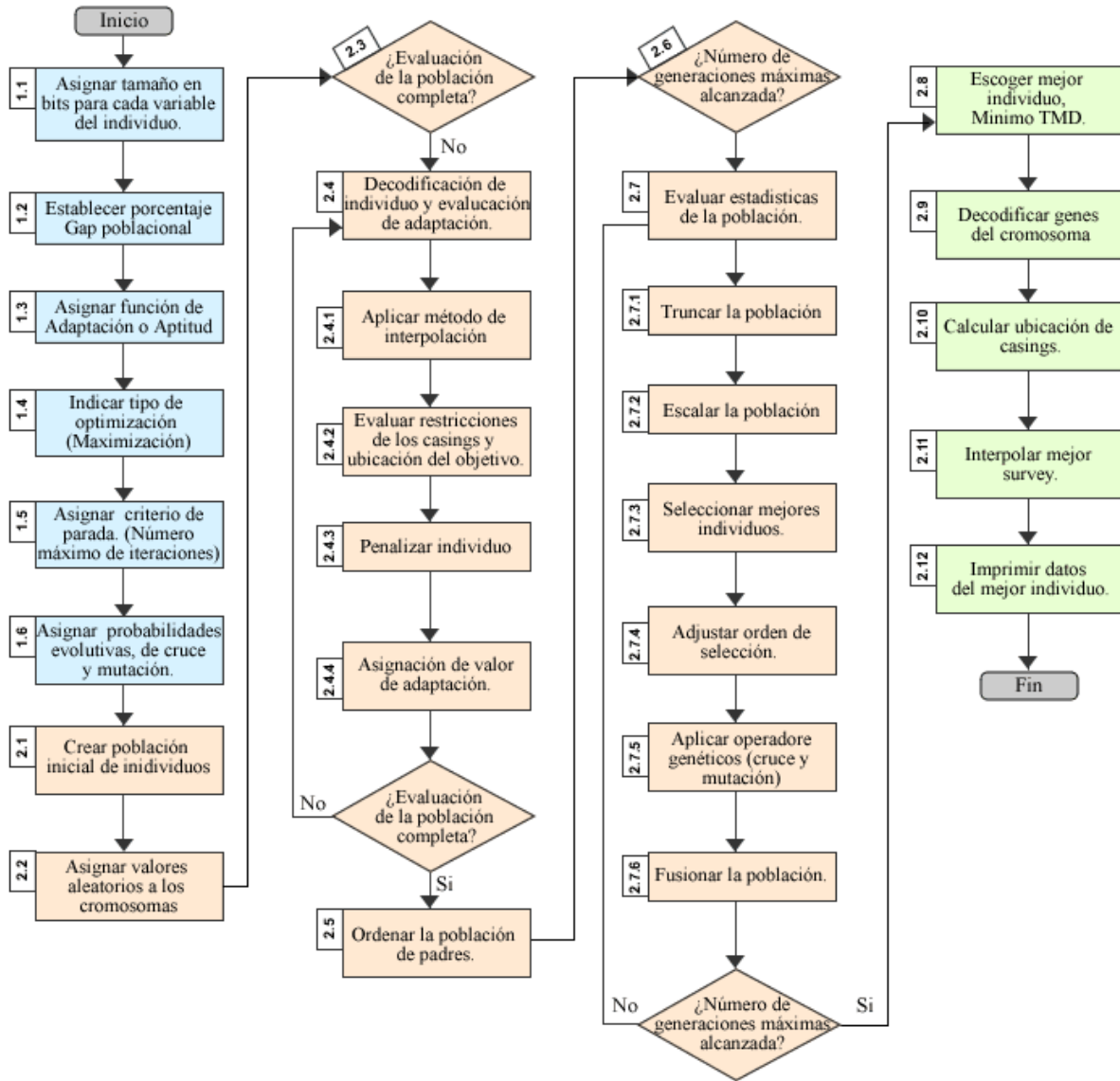


Figura 3.5: Esquema del algoritmo genético diseñado en este trabajo

2.2. Asignar memoria virtual a la estructura “descripción cromosoma”.

2.3. Evaluar criterio de parada: evaluación de la aptitud de toda la población esté completa.

2.3.1. Se decodifica de un individuo de la población las variables binarias a reales, este proceso consiste en dividir cada individuo en el número de variables, cada gen o variable se recorre bit a bit, con lo que se halla el orden de magnitud de la variable. Posterior a esto, se asigna el valor real correspondiente a un gen en específico, en base a la siguiente expresión:

$$\text{Valor.min} + (\text{valor.max} - \text{valor.min}) * (\text{orden obtenido})/(\text{orden maximo})$$

Si el valor tiene un orden de magnitud pequeño, el valor resultante estará cercano al valor mínimo de la variable, por el contrario, si el orden de magnitud está cercano a su valor máximo, el valor del gen estará muy cercano a su límite superior. Es por esto que para la conformación de los individuos, no existirá penalización, ya que se asegura que sus valores se encuentren entre los márgenes estipulados para cada variable.

2.3.2. Estos valores obtenidos de ángulos de inclinación, azimuth y coordenadas permiten el cálculo de las distancias medidas (ecuaciones (2.5) a (2.10)) y la correspondiente ubicación de los *casings* (ecuaciones (2.11) a (2.13)). Con los valores de los cinco tramos de distancias medidas se pueden obtener las coordenadas de destino, utilizando el método de interpolación mínima curvatura, el cual se escogió para la realización de esta tarea.

2.3.3. Con las coordenadas obtenidas con el método de mínima curvatura, se evalúan las restricciones del modelo; ubicación de los tres *casing* y coordenadas del destino de la trayectoria, verificando que no irrespete los márgenes de tolerancia asignados, a la vez de que no tenga distancias negativas.

2.3.4. Por cada restricción quebrantada, sumar una unidad a la variable “pen”, valor que se multiplica a la adaptación corregida o aptitud del individuo en cuestión. Este procedimiento facilita observar cuantas restricciones no cumple cierto individuo, ya que su valor de adaptación disminuirá un orden de magnitud por cada falta que se tenga a las especificaciones del pozo.

- 2.3.5. Finalmente, el valor de adaptación corregida obtenido se le asignará al cromosoma.
- 2.4. Ordena de forma descendiente la población de padres en función a su adaptación.
- 2.5. Evaluar estadísticas de la población, se computa valores como mediana, varianza y adaptaciones mínimas y máximas.
- 2.6. Se trunca la adaptación de los individuos menos afortunados, o aquellos que poseen una aptitud menor que la media. Este procedimiento consiste en asignar un nuevo valor adaptación el cual está definido por la ecuación (3.3) donde K es igual a 2.
- 2.7. En este paso se escala la adaptación bruta de la población, dando lugar a la descendencia permitida o adaptación corregida. Radica en asignar 1 a los individuos con adaptación bruta igual a la media.
- 2.8. Se selecciona de la población conformada los individuos que mejor se adapten. El tipo de selección (estudiados en el capítulo anterior) deberá ser asignado por el usuario.
- 2.3.1. Compara todos los individuos de la población de elegidos y elimina las réplicas.
- 2.3.2. Aplicar evolución. Se lanza la ruleta sobre los operadores de cruce (véase capítulo 2) según las probabilidades asignadas por el usuario. Cruza y posterior a esto muta cada uno de los genes del cromosoma, también en función a las probabilidades asignadas por el operador del programa. Después verifica, por precaución que no se repitan los descendientes.
- 2.3.3. Se escogió fusionar la población de padres y descendientes, para luego escoger los mejores adaptados, en vez de reemplazar a los menos aptos de la población de progenitores por individuos del grupo de descendientes originados.

 Descripción del módulo de elección del mejor individuo.

1. Se calcula los valores reales de las variables codificadas en el mejor cromosoma, estos se guardan en el vector de la estructura de descripción del cromosoma, antes explicado.

2. Con los valores reales de los genes del mejor individuo, se procede a calcular de nuevo valores como TMD, adaptación, distancias medidas, *casings*, D_{KOP} , etc. Proceso que se repite debido a que los individuos en su estructura no almacenan esta información, que también es de importancia para el analista de las trayectorias a diseñar.
3. Bajo el criterio del usuario final, se aplica de nuevo uno de los cuatro métodos de interpolación, con la diferencia de que en esta fase del programa se calculan más puntos sobre la trayectoria, para obtener así una curva más suave.

3.4 Interpolación del survey

Como se explicó en el capítulo 2, para realizar la perforación de pozos petroleros, el especialista del área necesita las coordenadas UTM que le permitan dirigir la herramienta deflectora a través del yacimiento.

Por esto, en base a lo observado en un programa de una empresa de servicios de la estatal PDVSA, se diseñaron en C++ los cuatro métodos, con el fin de ofrecerle al usuario la posibilidad de escoger que método utilizar para la interpolación de los *survey*.

Como se mencionó antes, se debe interpolar a coordenadas EW, NS, TVD, los valores contenidos en la conformación de cada individuo, lo que permite verificar si estos cumplen o no con las restricciones impuestas a la ubicación del objetivo. Para esto, se interpolan los 6 puntos (con tres coordenadas cada uno) correspondientes a las 5 distancias medidas obtenidas con las ecuaciones (2.7) a (2.12), y para la última coordenada, el valor de TVD se mantuvo constante, y con el valor de la sección lateral (HD) se calculó las coordenadas EW y NS, este proceso que sólo se realiza con el método de mínima curvatura, ya que es el más preciso de los cuatro métodos estudiados.

Por otra parte, posterior a ejecutar la evolución en la población, los valores del mejor individuo se interpolan de nuevo, pero esta vez dividiendo las 5 distancias medidas cada una entre 5, lo que suma junto con la sección lateral del último punto, 26 puntos interpolados, que

hacen que la curva se dibuje de una forma más suave. Para este proceso, el usuario selecciona con cual método de interpolación desea que se calcule la trayectoria final.

Capítulo 4

Modelo propuesto para la interfaz del programa

La interfaz gráfica diseñada se desarrolló como valor agregado para el estudio, con el fin de facilitar de una forma amigable y sencilla, el uso de la propuesta o modelo para el diseño de trayectorias. A continuación se explicará con mayor detalle el funcionamiento de ésta y las características de los archivos y gráficos que son necesarios para el funcionamiento de la misma, como también los obtenidos con ésta.

4.1 Herramientas utilizadas

Las herramientas utilizadas se ciñen al decreto 3390 publicado en la Gaceta oficial N° 38.095 de fecha 28/12/2004 el cual establece como prioridad del Estado incentivar y fomentar la producción de bienes y servicios para satisfacer las necesidades de la población; a su vez el uso del software libre desarrollado con estándares abiertos que fortalezca la industria del software nacional, aumentando y fortaleciendo sus capacidades. Las herramientas principales utilizadas fueron:

- Lenguaje de programación C++. Se eligió en base a características tales como, ser un lenguaje de alto nivel, con una extensa documentación y el cual permite desarrollar programas estructurados y orientado a objetos.
- Biblioteca de algoritmos genéticos desarrollada por Montilla (2001). Biblioteca desarrollada bajo el lenguaje de programación C++, la cual representó una herramienta sencilla, eficiente y de fácil uso para el diseño del AG creado.
- Biblioteca multiplataforma para el desarrollo de la interfaz gráfica de usuario, QT 4.4.0 (*Open source*). Se escogió QT 4.4.0 debido a su compatibilidad con el lenguaje de

programación C++, de igual forma a su excelente documentación, que permitieron la realización de la interfaz.

4.2 Programa para el diseño de trayectorias de perforación de pozos petroleros

El programa DTP (diseño de trayectorias de perforación de pozos petroleros) desarrollado en este estudio se divide en los siguientes 3 módulos principales.



Figura 4.1: Estructura del programa DTP

Los módulos señalados en la Figura 4.1, se explicarán a continuación con mayor detalle.

4.2.1 Lectura de datos

- **Lectura de archivos XML**

En el proceso de entrada de datos es necesario cargar dos archivos XML para el diseño de trayectorias de perforación; uno con la información del pozo bajo estudio y otro con los parámetros iniciales para la ejecución del algoritmo genético.

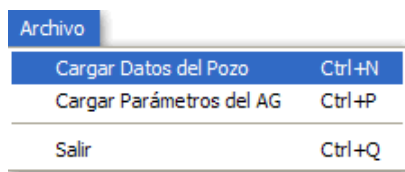


Figura 4.2: Menú de Archivos para la carga de datos y la salida de la aplicación.

Ahora bien, es necesario acotar que la herramienta desarrollada no solo es capaz de diseñar caminos para la perforación de yacimientos, sino que también, brinda la posibilidad de interpolar y luego graficar *surveys* de perforación ya diseñados. Esta función se utiliza con el menú mostrado en la Figura 4.3.

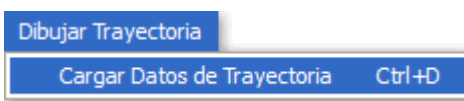


Figura 4.3: Menú de la aplicación que permite el dibujo de trayectorias

De lo antes expuesto, se describen a continuación los diferentes tipos de archivos de entrada.

Archivo con survey para el diseño de trayectorias. Un documento XML se dice que está bien ejecutado si encaja con las especificaciones de estructura jerárquica de sus elementos (W3C, 1996-2003). Cada uno de los elementos incluidos en la Figura 4.4 son valores que deben ser especificados en el archivo del pozo, los cuales en su mayoría deben contener rangos de tolerancia máximos y mínimos para la creación de los individuos de la población.

Los nodos de color azul claro, representan los rangos que debe tener cada variable para la conformación de los individuos.

Los nodos representados con el color naranja claro, corresponden a valores puntuales que debe tener la trayectoria diseñada, entre las cuales se encuentran, Sección Lateral (HD) y coordenadas UTM en la superficie de la tierra donde tendrá inicio la perforación.

Es de hacer notar, que la totalidad de los términos usados en el archivo de entrada ilustrado en la Figura 4.4, son ampliamente usados en la industria petrolera nacional y resultan familiares para el usuario al cual va dirigido el programa.

Por otra parte, una vez cargado el archivo con la información del pozo bajo estudio, en el campo “nombre del pozo” aparecerá la ruta del directorio donde se encuentra el respectivo archivo. Tal como se muestra en la Figura 4.5.

Archivo con parámetros del AG. De igual forma, es necesario un segundo archivo XML que contenga los parámetros necesarios para la inicialización del AG, éste documento está jerarquizado como lo ilustra la Figura 4.6.

En la Figura 4.6 se observa que todos los nodos corresponden a valores puntuales que deben ser ingresados para la inicialización y posterior ejecución del AG. Estos serán ingresados por el usuario, y de ellos dependerá la velocidad de convergencia que pueda tener el método de optimización.

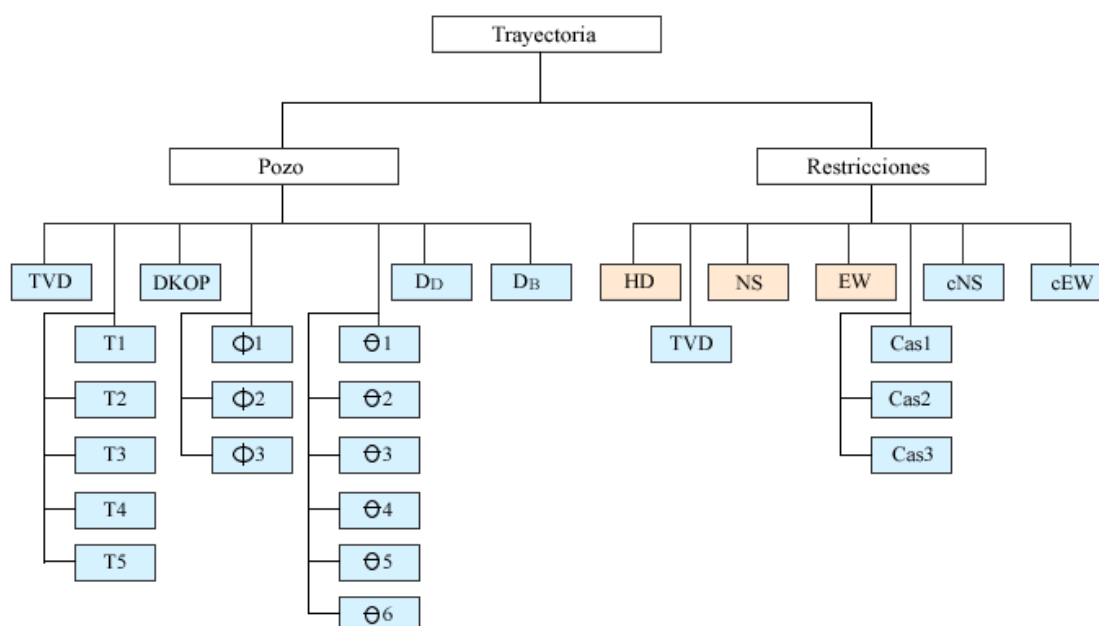


Figura 4.4: Diagrama jerarquizado con la estructura del archivo XML con datos del pozo.

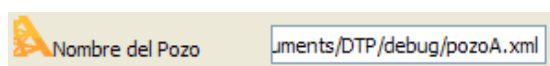


Figura 4.5: El icono de la cabría cambia a color amarillo cuando se ha cargado los datos de un pozo.

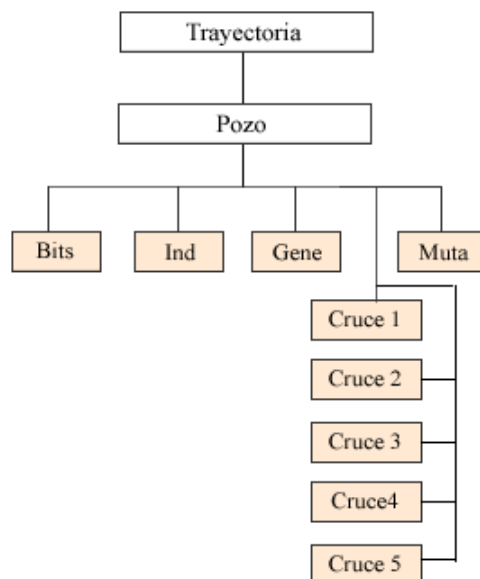


Figura 4.6: Diagrama jerarquizado con la estructura del archivo XML con los parámetros de inicialización del AG.

El término “algoritmos genéticos” posiblemente sea desconocido para el profesional encargado del diseño de las trayectorias de perforación, por lo que se diseñó un manual (ver Apéndice F) que le brinda una ayuda inicial para su entendimiento y posterior manejo, éste se encuentra en el menú de ayuda del programa DTP.

Archivo con survey para el graficado de trayectorias. Es posible ingresar al programa DTP, *surveys* con el propósito de interpolar y dibujar la trayectoria de perforación. Para la correcta funcionalidad de esta herramienta el archivo de entrada debe estructurarse como se observa en la Figura 4.7.

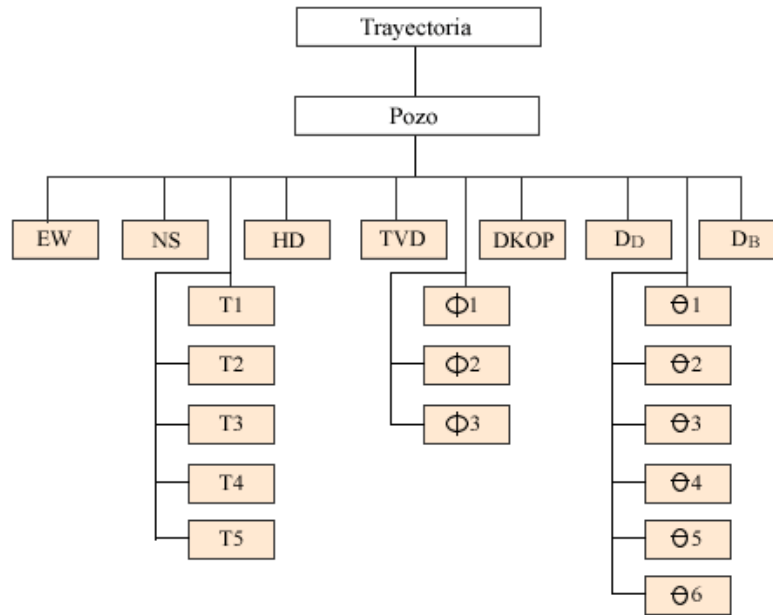


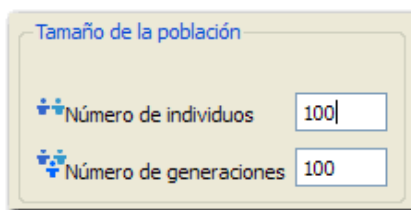
Figura 4.7: Diagrama jerarquizado con la estructura del archivo XML con los parámetros de inicialización del AG.

- **Lectura de datos por pantalla.**

Debido a la naturaleza aleatoria de los algoritmos genéticos, se consideró necesario facilitarle al usuario la posibilidad de modificar o ajustar los parámetros evolutivos. Con este fin, la interfaz desarrollada, contiene campos editables de las variables contenidas en el archivo de parámetros del AG, por lo que el diseñador de las trayectorias, tiene la posibilidad de cargar el archivo con los datos o asignar estos directamente en la interfaz.

A la vez, no sólo los parámetros evolutivos se pueden modificar directamente en la interfaz, otras especificaciones para la ejecución del algoritmo deberán ser indicadas por pantalla. A continuación se profundizará con mayor detalle lo antes expuesto.

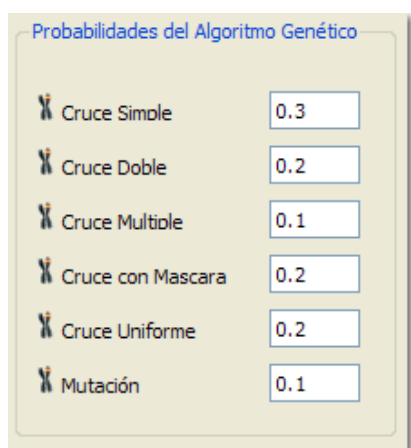
Tamaño de la población. En la Figura 4.8 se observa los campos editables en los cuales se puede asignar valores al número de individuos y el número de generaciones que tendrá el AG.



Tamaño de la población	
Número de individuos	100
Número de generaciones	100

Figura 4.8: Sección del programa DTP para el ingreso del número de individuos y de generaciones.

Probabilidades del AG. Estos valores están especificados en la estructura del archivo XML de los parámetros del AG, y también se podrán ingresar o modificar en la interfaz, como lo muestra la Figura 4.9. Es importante mencionar que la suma de las probabilidades de cruce debe sumar 1.



Probabilidades del Algoritmo Genético	
Cruce Simple	0.3
Cruce Doble	0.2
Cruce Múltiple	0.1
Cruce con Mascara	0.2
Cruce Uniforme	0.2
Mutación	0.1

Figura 4.9: Sección del programa DTP para el ingreso de las probabilidades del AG.

Tipo de selección. El usuario tiene la posibilidad de escoger un tipo de selección del mejor individuo entre los seis aplicados, todos estos excluyentes entre sí. La selección “estocástica con reemplazo” es asignada por defecto. Esto se observa en la Figura 4.10.

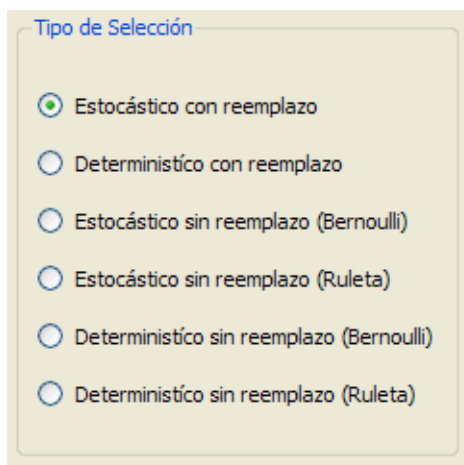


Figura 4.10: Sección del programa DTP con las 6 opciones de tipos de selección.

Método de interpolación. Inspirado en una herramienta de diseño de trayectorias de perforación de una empresa de servicios de la estatal PDVSA, se ofrece la posibilidad al usuario, de escoger con cuál de los cuatro tipos de interpolación expuestos desea que se calculen las coordenadas finales de la trayectoria. Por defecto la interfaz asigna el método de mínima curvatura (como se muestra en la Figura 4.11).

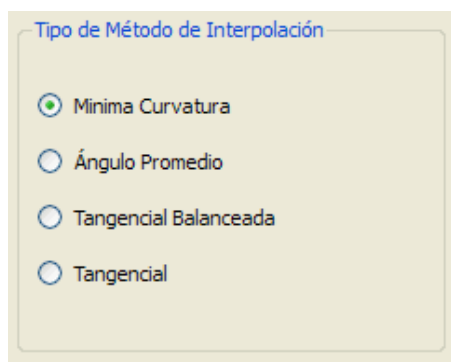


Figura 4.11: Sección del programa DTP con los 4 métodos de interpolación usados.

Número de trayectorias. Como se observa en la Figura 4.12, el usuario tiene la posibilidad de escoger e indicar el número de trayectorias que generará el programa, dicho en otras

palabras, el número asignado representará el grupo de mejores soluciones en base al TMD que se desea obtener por cada ejecución del AG.

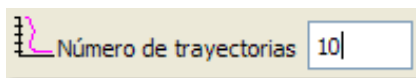


Figura 4.12: Ingreso de número de trayectorias deseadas.

4.2.2 Ejecución del AG

Una vez que se inicializan todas las variables del sistema, se ejecuta la evolución del AG tantas veces como sea el número de trayectorias ingresadas. Éste procedimiento se inicia con el uso del botón mostrado en la Figura 4.13.

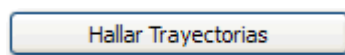


Figura 4.13: Botón de inicio para la ejecución de la evolución de la población creada.

Inmediatamente, aparecerá la barra de progreso del programa la cuál notificará al usuario el tiempo restante para obtener los resultados. Ésta se muestra en la Figura 4.14.

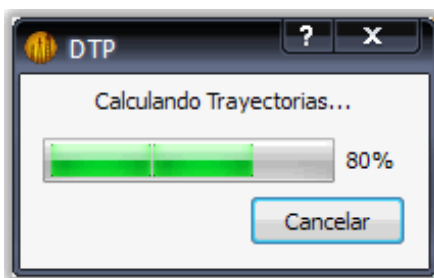


Figura 4.14: Barra de progreso del programa

Posterior a ejecutarse la evolución y conseguidos los mejores individuos se observará el número de resultados correctos o no penalizados obtenidos, en el campo no editable mostrado en la Figura 4.15.

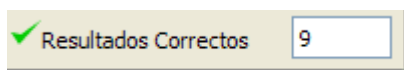


Figura 4.15: Campo con el número de individuos correctos.

De no existir ningún individuo que cumpla con las especificaciones del pozo, el campo de resultados correctos lucirá como se muestra en la Figura 4.16. El usuario podrá en este caso (cuando hay cero individuos correctos), modificar los parámetros evolutivos (tipo de selección, probabilidades de mutación, tamaño de la población, etc.) con el fin de mejorar las características del AG que le permitan encontrar un individuo adecuado para la solución del problema.

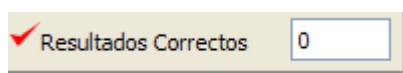


Figura 4.16: Ningún individuo adecuado.

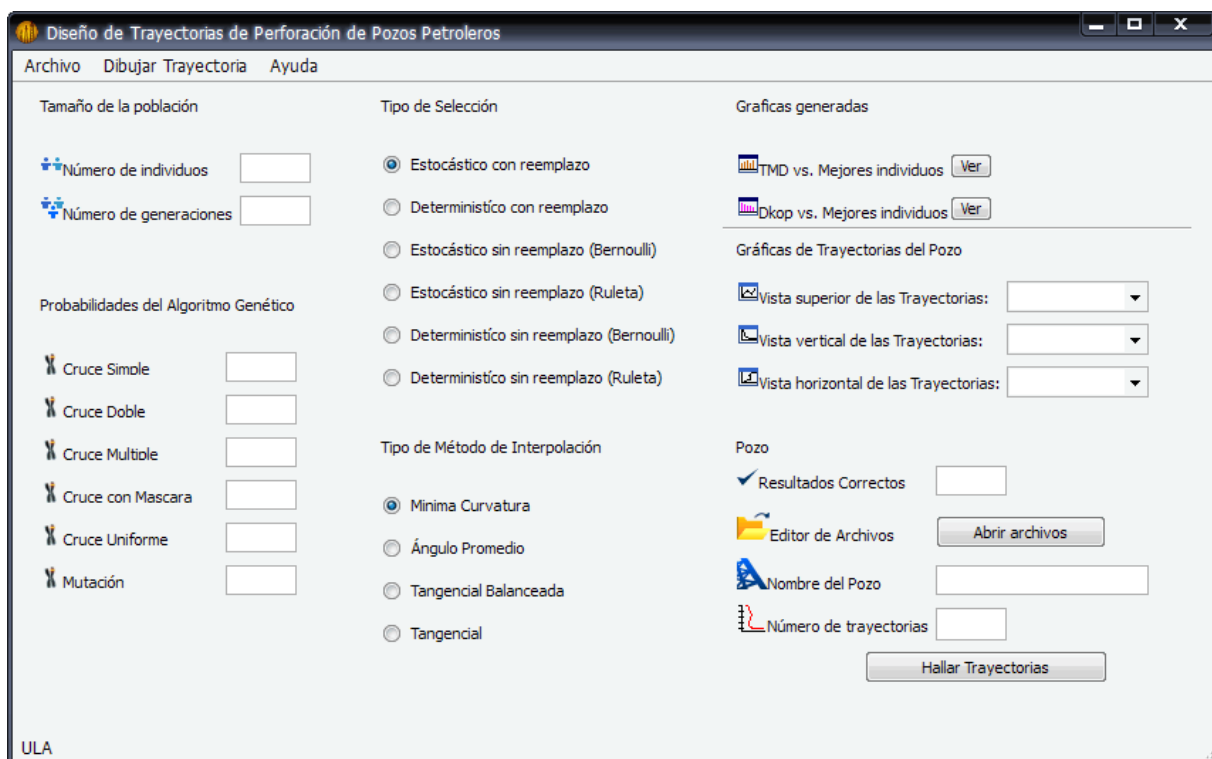


Figura 4.17: Vista completa del Programa DTP

Por último, en la Figura 4.17 se muestra una imagen completa de lo que es el programa DTP desarrollado en el presente estudio.

4.2.3 Salida de resultados

Con la herramienta diseñada se obtendrán resultados en archivos XML, DAT y gráficos.

- Archivos de resultados.

Editor de archivos. En el presente estudio una de las consideraciones que siempre se tuvo presente, fue brindar la mayor comodidad posible al analista de trayectorias de perforación en el momento de usar la aplicación. En base a esto, se agregó un editor de archivos el cual permite al usuario leer, modificar o crear, los datos referentes al diseño de trayectorias.

Se inicia su uso al hacer clic en el botón mostrado en la Figura 4.18.

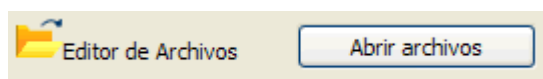


Figura 4.18: Acceso al editor de archivos de la aplicación

Éste editor tiene las siguientes funcionalidades, las cuales se muestran en la Figura 4.19.

- Crear un archivo.
- Abrir archivo.
- Guardar archivo actual
- Guardar archivo actual con otro nombre o extensión.
- Muestra los archivos abiertos recientemente.
- Opción para salir de la aplicación.

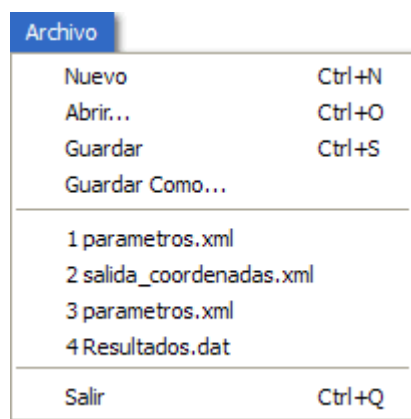


Figura 4.19: Funciones que presta el Editor de Archivos.

Archivo con coordenadas finales. Es necesario recordar que el usuario final del programa DTP requiere coordenadas UTM que le permitan al profesional de perforación guiar la herramienta deflectora a través del yacimiento hasta la arena productora. Con este fin, luego de ejecutarse el AG, el programa imprime en un archivo XML estos valores siguiendo la estructura ilustrada en la Figura 4.20.

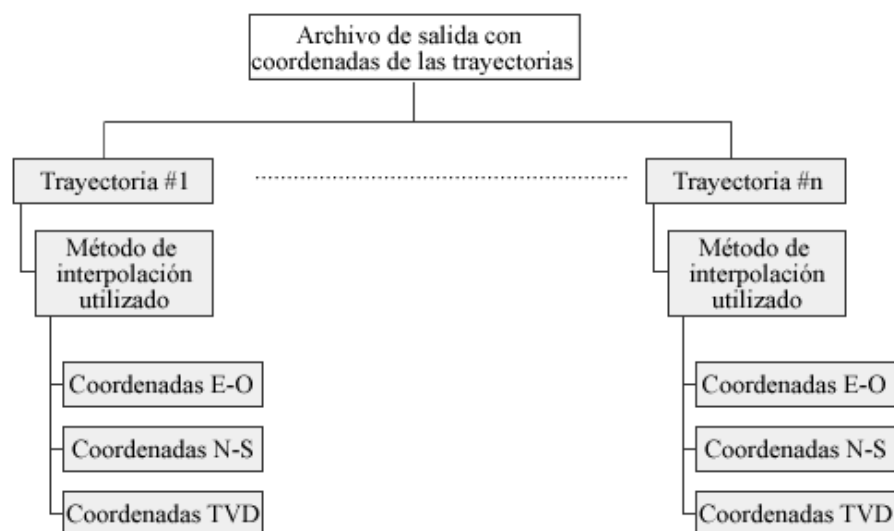


Figura 4.20: Estructura del archivo XML con las coordenadas resultantes de n trayectorias diseñadas.

Archivo con los mejores individuos (trayectorias). En la planificación de trayectorias de Perforación varios criterios son tomados en cuenta a la hora de escoger la mejor alternativa. El más importante sin duda es el valor TMD, ya que como se ha mencionado antes, al necesitarse menos tubería se reducirán gastos de construcción y posterior producción del pozo.

En base a lo anterior, se imprimen en un archivo DAT, todos los valores de las variables de cada mejor individuo, con el fin de brindarle al usuario la mayor información posible de las distintas trayectorias generadas. En la Figura 4.21 se muestra un esquema de cómo está conformado este archivo.

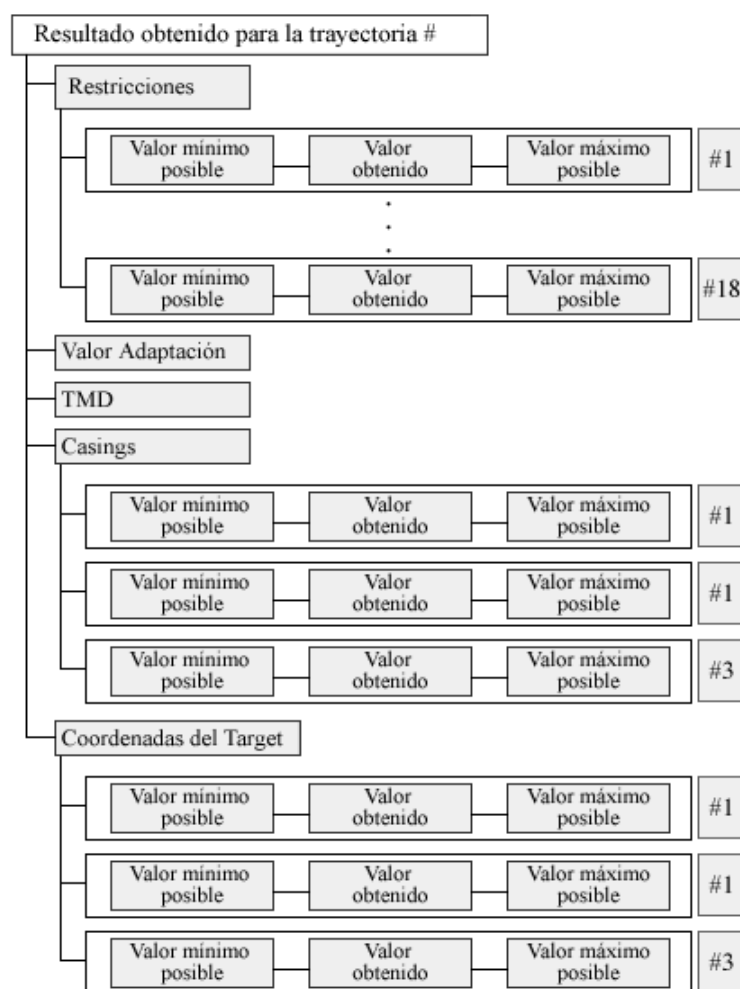


Figura 4.21: Estructura de archivo DAT con resultados de las distintas trayectorias.

En la Figura 4.21 se puede observar que las restricciones son los valores de tolerancia ingresados por el usuario en los archivos de entrada, y los valores obtenidos pertenecen a la conformación de los distintos cromosomas generados por el AG.

- Resultados gráficos

Visualización de valores de TMD y D_{KOP} vs. trayectorias generadas. Son varios los criterios para evaluar que tan eficiente o deficiente es el diseño de la planificación de un pozo bajo estudio. En vista de esto, se consideró necesario que datos como TMD y D_{KOP} fuesen graficados por la herramienta, con el fin de sumar información al análisis de la trayectoria, esto se observa en la Figura 4.22: Gráficas de TMD vs. trayectorias y DKOP vs. trayectorias..

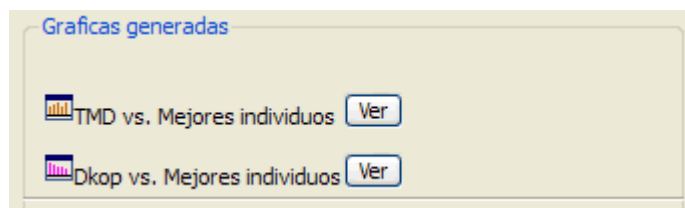


Figura 4.22: Gráficas de TMD vs. trayectorias y DKOP vs. trayectorias.

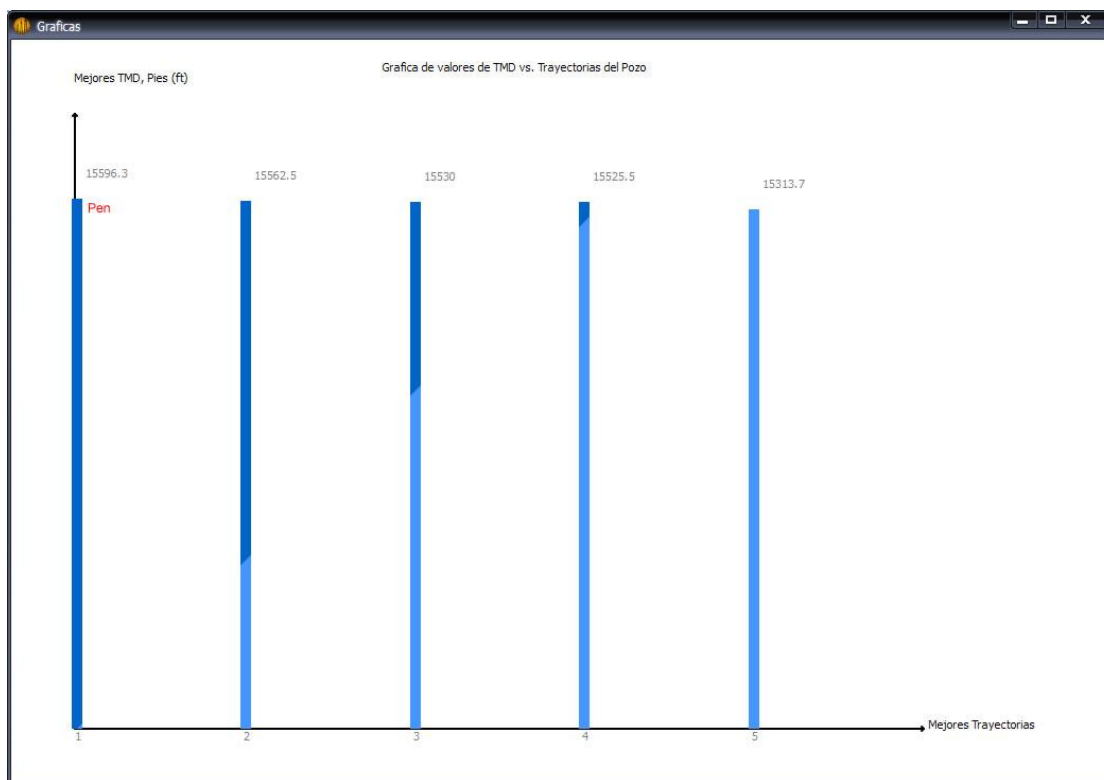


Figura 4.23: Valores TMD con relación a 10 trayectorias generadas.

La Figura 4.23 corresponde a una ejecución del AG con datos específicos de un pozo ubicado en el Golfo de Suez, Egipto (Shokir et al., 2004) y el cuál se estudiará en el capítulo 5. En ésta se puede observar, que el primer individuo no cumplió con alguna restricción y como símbolo de esto aparece marcado con la palabra “Pen” en color rojo. De igual forma, se obtiene la gráfica de los valores de D_{KOP} de cada trayectoria, para el mismo pozo bajo estudio, como se muestra en la Figura 4.24, donde se observa que el individuo 4 obtuvo el menor valor de D_{KOP} , por lo que la herramienta de perforación (en ese diseño de trayectoria) comenzará a los 686.177 ft.

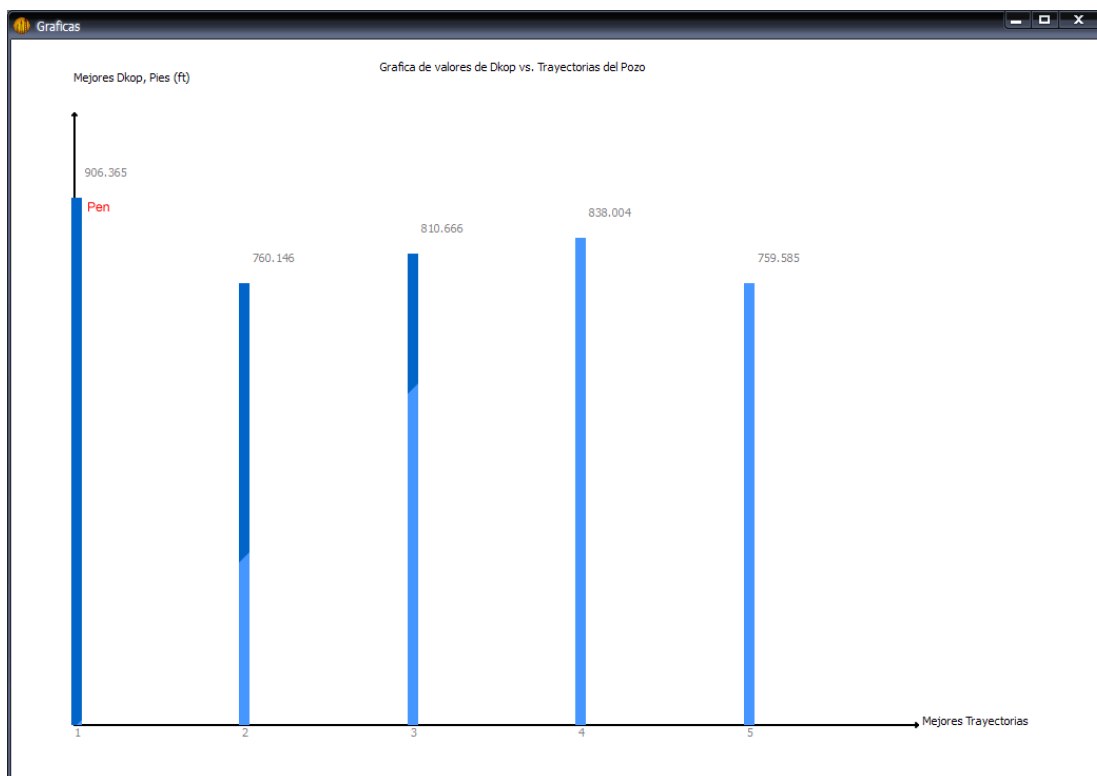


Figura 4.24: Valores D_{KOP} con relación a 10 trayectorias generadas.

Por último, como se observó en las Figura 4.23 y Figura 4.24, estas imágenes tienen, título, leyenda y los nombres respectivos a cada eje.

Gráficas en diferentes perspectivas de las trayectorias diseñadas. Dependiendo de cuántas trayectorias desea obtener el usuario, se generarán el mismo número de gráficas con los distintos planos del pozo bajo estudio. Por ejemplo, si se desean diseñar 10 trayectorias en una ejecución del AG, se obtendrán 10 gráficas de la vista superior del pozo, 10 de la vista vertical y otras 10 para la vista horizontal, como lo muestra la Figura 4.25. Así, la herramienta permite escoger qué vista de qué pozo visualizar.

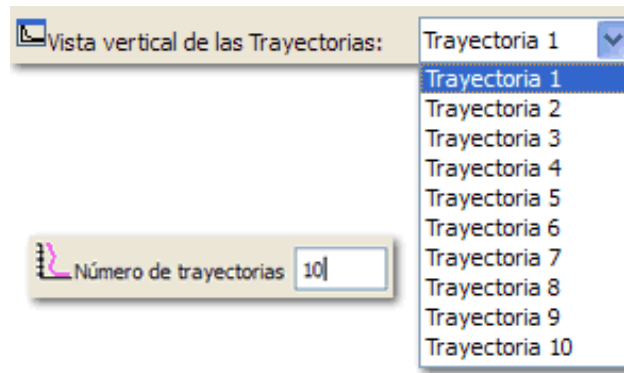


Figura 4.25: Ejemplo de la generación dinámica de gráficas con las distintas perspectivas del pozo.

- Gráficas de la vista superior del pozo.

Los pozos petroleros vistos desde la perspectiva de planta, o en otras palabras, desde la superficie de la tierra, se caracterizan por tener forma irregular. Una semejanza sencilla a esto, podría ser, el recorrido que deja en su excavación una lombriz de tierra. Para observar esta vista de las trayectorias con la aplicación desarrollada, se grafican las coordenadas este-oeste, norte-sur del pozo y a esta representación se le agrega los puntos de control, importantes para la futura ejecución de la planificación.

Con la herramienta desarrollada, se puede obtener la representación de la trayectoria de un pozo desde distintas perspectivas. La forma de la gráfica que se observa en la Figura 4.26 permitiría en un futuro comparar distintas trayectorias de distintos pozos, con lo que se puede aplicar análisis anticolisión de pozos.

- Gráficas de la vista vertical del pozo.

Para dibujar este tipo de gráficas se necesitan las coordenadas norte-sur y TVD de los distintos puntos interpolados. En esta representación también se muestran los puntos de control, aunado al valor de D_{KOP} , como se muestra en la Figura 4.27.

- Gráficas de la vista horizontal del pozo.

Para dibujar este tipo de gráficas se necesitan las coordenadas norte-sur y TVD de los puntos interpolados por el método seleccionado por el usuario. Como en la anterior representación, se imprimen los puntos de control, sumado al valor del D_{KOP} . Véase Figura 4.28.

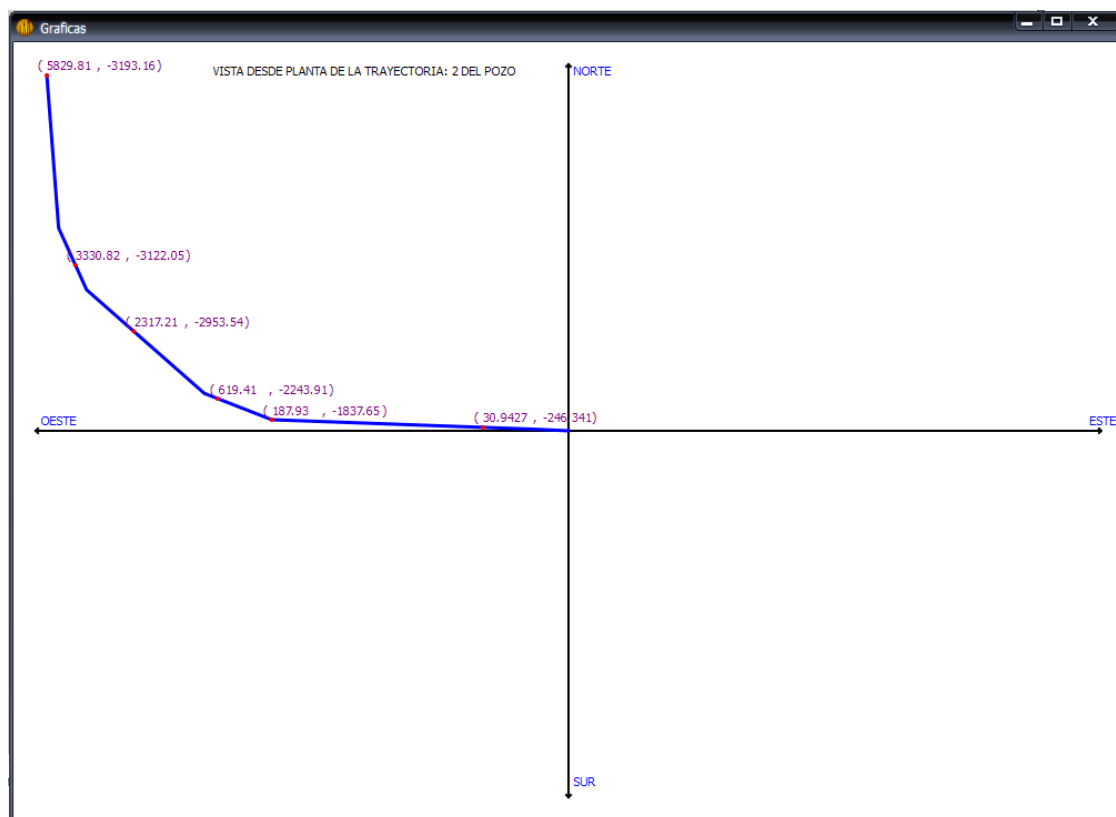


Figura 4.26: Gráfica obtenida con el programa DTP de la vista desde de planta de un pozo.

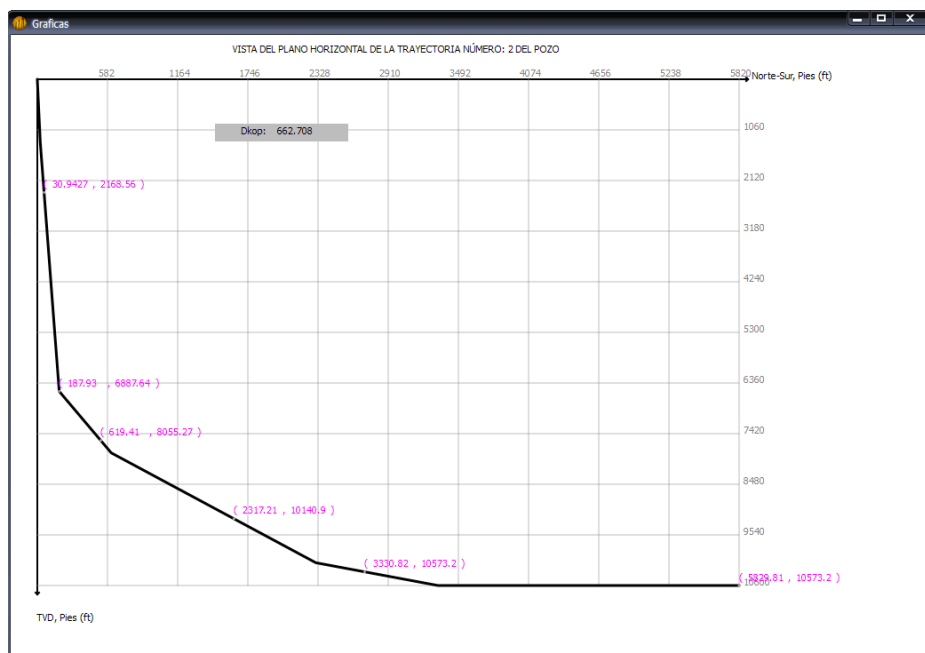


Figura 4.27: Gráfica obtenida con el programa DTP de la vista vertical de un pozo.



Figura 4.28: Gráfica obtenida con el programa DTP de la vista horizontal de un pozo.

Capítulo 5

Resultados

En este capítulo se presentan los datos concernientes a los pozos estudiados, los cuales representan las entradas de la herramienta desarrollada, posterior a esto, se describen y analizan los resultados obtenidos con el programa DTP.

5.1 Documentación y recolección de datos

En la búsqueda de la información o datos que permitieron el estudio del diseño de trayectorias de pozos petroleros con el uso de AG, se usaron datos procedentes de dos fuentes. Como primera fuente, y con el fin de validar la metodología manejada, se utilizaron los datos de los pozos publicados por Shokir et al. (2004), los cuales corresponden a una perforación real realizada en el Golfo de Suez, Egipto y otro de fundamento teórico.

De igual forma, gracias al aporte de la estatal PDVSA se estudiaron los datos de dos pozos venezolanos (uno productor y el otro inyector) los cuales se encuentran ubicados en el Distrito San Tomé – Anzoátegui, Venezuela y cuyas planificaciones y perforaciones fueron realizadas a mediados de Marzo de 2008 por una empresa de servicios.

5.2 Comparación de los resultados obtenidos con DTP y los publicados por Shokir et al. (2004)

A continuación se presentan gráficamente los resultados obtenidos en el presente estudio y su comparación a los publicados por Shokir et al. (2004).

- Variables que mayor afectan la convergencia del AG.

En el presente estudio, se experimentó con diferentes valores para los parámetros del AG, obteniendo como resultado lo esperado, que el número de generaciones, número de individuos y la mutación son las variables que en mayor grado afectan la convergencia del AG.

La mutación es un parámetro de gran importancia en los resultados obtenidos, debido a que con valores altos de mutación (mayor o igual a 0.5) no existe garantía de obtener individuos sin penalizaciones, esto debido a que con el AG desarrollado se muta (con cierta probabilidad asignada) cada gen de los cromosomas de conformación binaria, por lo que con valores altos de mutación, se estará en cada iteración cambiando drásticamente la población de individuos. Sin embargo, puede presentarse el caso en el que se obtengan individuos satisfactorios con valores altos de mutación, pero esto ya no sólo estará relacionado con la mutación, sino también con el número de individuos y generaciones que se utilicen así como también con el operador de cruce. Por ejemplo, si se especifica un valor alto de mutación para cada gen (supongamos 0.7), con un número alto de individuos y generaciones (2000 para cada uno), puede que se obtengan soluciones satisfactorias al final de la ejecución del AG y esto será debido a que, aunque la población siempre será muy diversa y recorrerá en una gran gama de direcciones los espacios de búsqueda, el operador de cruce guiará al AG a las soluciones correctas, considerando que su influencia sobre la población es pequeña comparada a las transformaciones que trae la mutación, por lo que para obtener individuos correctos bajo estas circunstancias será necesario un gran tamaño de la población.

Del análisis precedente, se asignó valores pequeños a la mutación (0.1, 0.2 y 0.3) y se experimentó con valores para el número de individuos y generaciones como 100, 200, 300, 400, 500, 600, 700, 800, 900 y 1000. Con esto se observó, que con valores entre 100 a 400 el tiempo de cómputo es muy corto (menos de 1 minuto), pero no existe garantía que el 100% de las trayectorias diseñadas cubran las especificaciones del pozo bajo estudio, o dicho de otra forma, se observaron en los resultados individuos penalizados. Esto se evidenció más para ejecuciones en los que estos valores estén comprendidos entre 100 a 200 comparado con valores más altos como 300 a 400. Por lo que siendo así, esto se puede conocer experimentación que para valores comprendidos entre 500 o 600 generaciones e individuos, se

garantiza en su totalidad que las soluciones obtenidas cumplirán sin irregularidades las especificaciones del pozo, a la vez de que se observa un TMD menor que con poblaciones menores. Para valores superiores a 600 individuos y generaciones no se observó mejoras significativas en el valor de TMD, y el tiempo de generación de resultados es mucho mayor.

Finalmente, se escogió como los mejores valores para el número de individuos y generaciones entre 500 y 600. Esto en detrimento del tiempo de cómputo comparado a poblaciones menores, debido a que éste aumentó a alrededor de 6 minutos, aún así es un tiempo muy pequeño considerando a todos los cálculos que se realizan en la evolución de un AG. Por lo que satisfactoriamente se menciona, que el programa DTP brinda excelentes soluciones en poco tiempo.

A continuación se presentan el conjunto de los mejores resultados obtenidos para los pozos publicados por Shokir et al. (2004) con el programa DTP. Los parámetros utilizados fueron aquellos con los que se logró los valores más bajos de TMD. La Tabla 5.1 muestra los datos de entrada respectivos a cada pozo, estos valores en su mayoría conformarán a los cromosomas. Los archivos XML correspondientes a cada entrada se pueden observar en los Apéndices A-1 y A-2.

Tabla 5.1: Entrada de datos para el programa DTP.

Variable	Pozo teórico	Pozo ubicado en el Golfo de Suez, Egipto.
Coordenadas en la superficie, desde un punto de referencia.	Norte-sur: 0.0ft. Este-oeste: 0.0ft.	Norte-sur: 4.2ft. Este-oeste: -25.99ft.
Coordenadas del objetivo, límite superior.	Norte-sur: 1867ft. Este-oeste: 2315ft.	Norte-Sur: 39293.2ft. Este-oeste: -3130.35ft.
Coordenadas del objetivo, límite inferior.	Norte-sur: 1986ft. Este-oeste: 4011ft.	Norte-sur: 6423ft. Este-oeste: -3228ft.
TVD	Min. TVD = 9385ft. Max. TVD = 9435ft.	Min. TVD = 10850ft. Max. TVD = 10900ft.
HD	1700ft.	2500ft.
<i>Dogleg severity</i>	$T_1 \leq 5^\circ / 100\text{ft.}$, $T_2 \leq 1^\circ / 100\text{ft.}$ $T_3 \leq 5^\circ / 100\text{ft.}$, $T_4 \leq 1^\circ / 100\text{ft.}$, $T_5 \leq 10^\circ / 100\text{ft.}$	$T_1 \leq 5^\circ / 100\text{ft.}$, $T_2 \leq 5^\circ / 100\text{ft.}$ $T_3 \leq 5^\circ / 100\text{ft.}$, $T_4 \leq 5^\circ / 100\text{ft.}$, $T_5 \leq 5^\circ / 100\text{ft.}$

Valores mínimos para los ángulos de inclinación.	$\Phi_1 = 10^\circ, \Phi_2 = 40^\circ, \Phi_3 = 90^\circ$	$\Phi_1 = 10^\circ, \Phi_2 = 40^\circ, \Phi_3 = 90^\circ$
Valores máximos para los ángulos de inclinación.	$\Phi_1 = 30^\circ, \Phi_2 = 50^\circ, \Phi_3 = 95^\circ$	$\Phi_1 = 20^\circ, \Phi_2 = 70^\circ, \Phi_3 = 95^\circ$
Valores mínimos para los ángulos de azimuth.	$\Theta_1 = 300^\circ, \Theta_2 = 300^\circ, \Theta_3 = 300^\circ, \Theta_4 = 360^\circ, \Theta_5 = 360^\circ, \Theta_6 = 360^\circ$	$\Theta_1 = 270^\circ, \Theta_2 = 270^\circ, \Theta_3 = 270^\circ, \Theta_4 = 330^\circ, \Theta_5 = 330^\circ, \Theta_6 = 355^\circ$
Valores máximos para los ángulos de azimuth.	$\Theta_1 = 360^\circ, \Theta_2 = 360^\circ, \Theta_3 = 360^\circ, \Theta_4 = 460^\circ, \Theta_5 = 460^\circ, \Theta_6 = 460^\circ$	$\Theta_1 = 300^\circ, \Theta_2 = 300^\circ, \Theta_3 = 300^\circ, \Theta_4 = 340^\circ, \Theta_5 = 340^\circ, \Theta_6 = 360^\circ$
KOP	Min. $D_{KOP} = 500\text{ft.}$ Max. $D_{KOP} = 2000\text{ft.}$	Min. $D_{KOP} = 600\text{ft.}$ Max. $D_{KOP} = 1000\text{ft.}$
Segundo punto de aumento de ángulo.	Min. $D_D = 2000\text{ft.}$ Max. $D_D = 7000\text{ft.}$	Min. $D_D = 6000\text{ft.}$ Max. $D_D = 7000\text{ft.}$
Tercer punto de aumento de ángulo.	Min. $D_B = 8000\text{ft.}$ Max. $D_B = 10000\text{ft.}$	Min. $D_B = 10000\text{ft.}$ Max. $D_B = 10200\text{ft.}$
Ubicación del 1er. <i>casing</i> .	Min. $C_1 = 1500\text{ft.}$ Max. $C_1 = 4000\text{ft.}$	Min. $C_1 = 7200\text{ft.}$ Max. $C_1 = 8700\text{ft.}$
Ubicación del 2do. <i>casing</i> .	Min. $C_2 = 9000\text{ft.}$ Max. $C_2 = 10000\text{ft.}$	Min. $C_2 = 10300\text{ft.}$ Max. $C_2 = 11000\text{ft.}$
Ubicación del 3er. <i>casing</i> .	Min. $C_3 = 10300\text{ft.}$ Max. $C_3 = 11000\text{ft.}$	Min. $C_3 = 9000\text{ft.}$ Max. $C_3 = 1000\text{ft.}$

De la Tabla 5.1, sólo valores como HD, ubicación de los *casings* y del objetivo, no conformarán la estructura de los cromosomas, sino tendrán como función validar que los individuos cumplan con las exigencias del pozo.

5.2.1 Resultados obtenidos para el pozo de formulación teórica.

En la columna 2 de la Tabla 5.1, se observan los datos de entrada correspondientes al pozo teórico publicado por Shokir et al. (2004) los cuales se utilizaron los siguientes valores para el AG, en el programa DTP.

Los parámetros para el AG fueron:

Número de individuos: 1000, número de generaciones: 1000, cruce simple: 100%, mutación: 10%, Tipo de selección: estocástico con reemplazo, método de interpolación: mínima curvatura, número de trayectorias: 5 (véase Apéndice A-3).

De las 5 trayectorias diseñadas, todas fueron correctas (esto se puede observar en el Apéndice B-1). Se escogió la de menor valor de TMD, la cuál fue la trayectoria 1, o dicho en

otras palabras, el mejor individuo de la 3era ejecución del AG, fue el que mayor valor de Adaptación el cual obtuvo 0.998843. A continuación se presentan los resultados.

Para valores superiores a los 1000 individuos y 1000 generaciones, el valor de TMD no sufrió bajas significativas. El tiempo de cómputo fue de alrededor de 10min.

Tabla 5.2: Comparación de resultados obtenidos para el pozo de formulación teórica.

Variable	Resultados (Shokir et al., 2004)	Resultados Programa DTP
Profundidad verdadera medida o TMD, ft.	12889.27	11583.7
1er. <i>casing</i> , ft.	1636.31	3703.22
2do. <i>casing</i> , ft.	8090.76	8986.21
3er. <i>casing</i> , ft.	9370.73	9328.97
TVD, ft.	9385	9386.98
Ubicación <i>target</i> norte-sur, ft.	1867.58	1921.81
Ubicación <i>target</i> este-oeste, ft.	3672.26	2333
D _{KOP} , ft.	934.2557	1771.02
Profundidad del 2do. aumento de ángulo, ft.	6651.251	6800.26
Profundidad del 3er. aumento de ángulo, ft.	8090.88	9042.8
Φ_1 , grados	10.73	10.7486
Φ_2 , grados	34.773	30.3381
Φ_3 , grados	90	90.3175
Θ_1 , grados	322.156	320.808
Θ_2 , grados	322.22	358.368
Θ_3 , grados	402.355	326.852
Θ_4 , grados	457.04	444.561
Θ_5 , grados	437.234	441.796
Θ_6 , grados	1.5195	425.209
T ₁ , °/100 ft.	0.00355	0.553292
T ₂ , °/100 ft.	1.708	0.453834
T ₃ , °/100 ft.	0.01258	1.03883
T ₄ , °/100 ft.	1.9978	0.259052
T ₅ , °/100 ft.	2.413	9.94629

En la Tabla 5.2 se puede observar que se logró un valor optimizado de TMD de 11583.7ft que con respecto al modelo comparado, representa un ahorro en tubería de 1305.57ft para la construcción del pozo. En sus estudios Shokir et al. (2004) confrontó su modelo con el método

convencionalmente, es decir, en el que los especialistas del área de perforación siguen criterios empíricos y de experiencia a la hora de diseñar trayectorias de perforación. Por lo que, en su experimentación obtuvo una disminución del TMD de tan solo 110ft, que comparado con el resultado obtenido en éste estudio tan solo representa aproximadamente un 8% del ahorro total en tubería. (El archivo de resultado se puede observar en el Apéndice C-1)

Además, se observa en la Tabla 5.2 que se tiene un aumento para el último valor de la severidad de ángulo o viraje (T_5), por lo que en ese tramo de la trayectoria del pozo tendrá un cambio de ángulo elevado, lo cual forma parte de las causas para la gran disminución del TMD que se obtuvo en este modelo, debido a que el pozo no siguió una trayectoria suave, sino sufrió un cambio en su ángulo de inclinación que minimizó el uso de tubería, esto no perjudica en nada el grado de dificultad que tenga el pozo a la hora de ser construido, ya que el AG aseguró que éste último valor de viraje no superará los $10^\circ/100\text{ft}$.

Igualmente, el diseño generado por el programa DTP ubica la coordenada este-oeste del *target*, 1339.26ft menos que la mostrada en el modelo con el que se comparó. Es importante mencionar que los yacimientos son grandes concentraciones de minerales los cuales pueden ser perforados desde muchos puntos por lo que esto no altera el grado de eficiencia de la planificación obtenida (véase Apéndice D-1).

A la vez, se aumentó en gran medida la profundidad desde donde la herramienta deflectora comenzará la perforación (D_{KOP}), pero esto no trae consecuencias que alteren el ahorro en términos económicos para la construcción del pozo.

Otra inferencia que se puede realizar de la Tabla 5.2, es que de forma satisfactoria en el modelo generado con la herramienta computacional desarrollada, se obtuvo una ubicación del 3er *casing* con una diferencia de 41.76ft, lo que trae ahorros económicos en la construcción del pozo.

Finalmente, para valores como ángulos de inclinación y azimuth la diferencia entre ambos modelos no fue drástica.

A continuación se compara de forma gráfica las trayectorias obtenidas con ambos métodos.

En la Figura 5.1 se muestra la representación del pozo en coordenadas Este-Oeste, Norte-Sur del modelo realizado por el programa DTP, y a un lado en el cuadro de color azul, la gráfica obtenida por Shokir et al. (2004) y su comparación con el método convencional.

Se puede observar que los dos resultados tienen un comportamiento general parecido, el cual se aleja mucho del presentado con un método convencional.

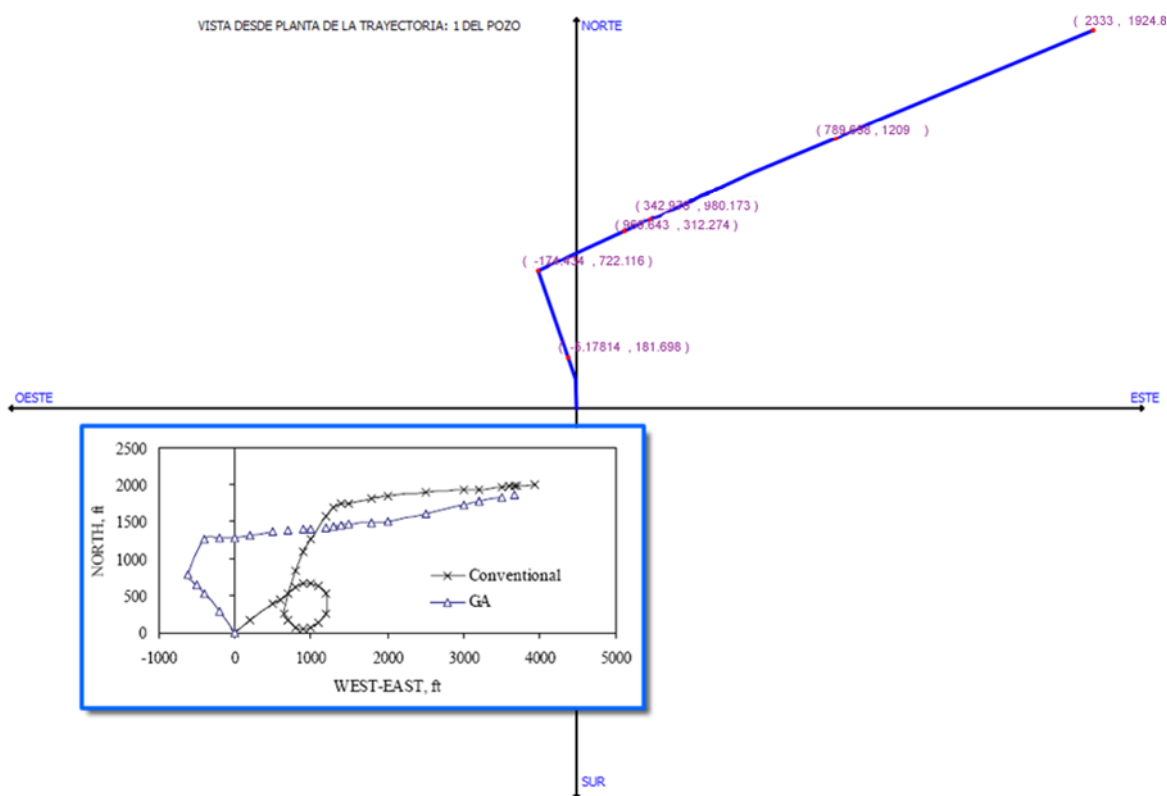


Figura 5.1: Representaciones de las coordenadas EW- NS del pozo teórico.

En la Figura 5.1 se observa la representación en coordenadas cartesianas de los puntos obtenidos e interpolados con la herramienta computacional DTP, en ésta también se observa el cambio de los distintos ángulos de inclinación, y la similitud del comportamiento de las trayectorias obtenidas por los métodos comparados.

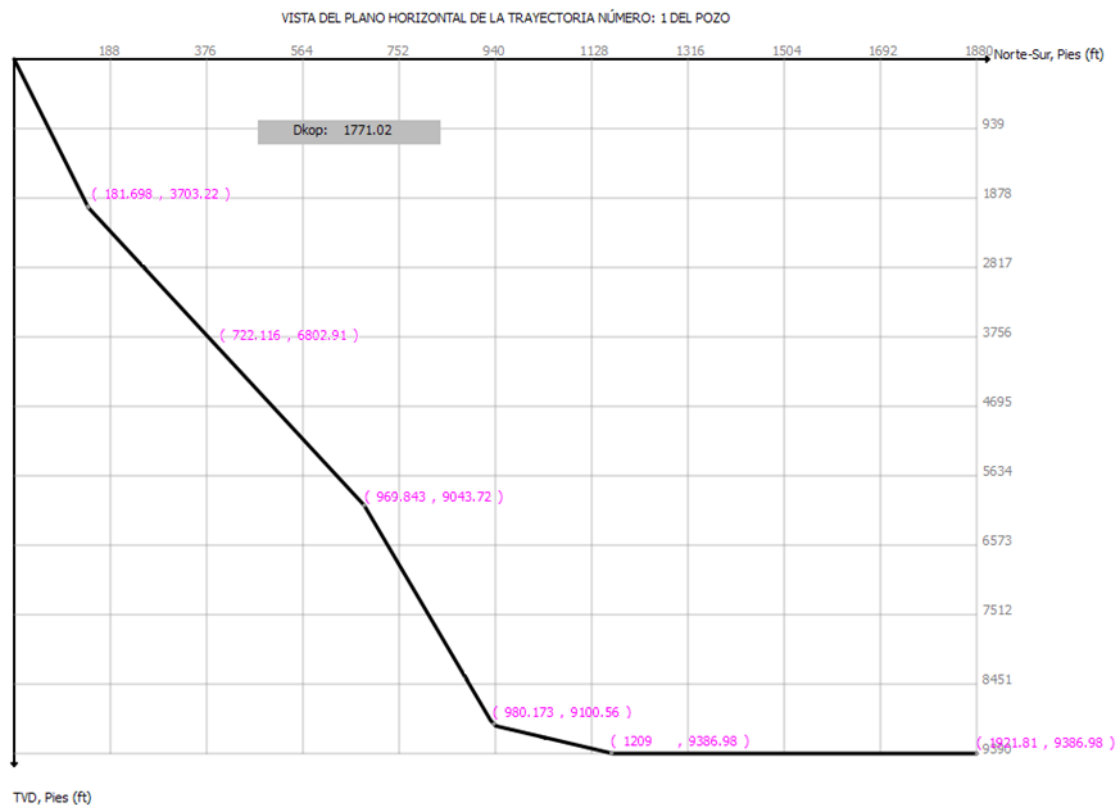


Figura 5.2: Gráfica del plano NS-TVD, obtenida con el programa desarrollado en el presente trabajo.

En la Figura 5.2 se observa el comportamiento en el plano NS-TVD del Pozo de formulación teórica. En esta representación se puede notar claramente los distintos cambios de ángulo de inclinación que se dan en un pozo tipo especial “S”.

En la Figura 5.3 se realiza la comparación de los puntos y el comportamiento obtenido del modelo para el pozo teórico, con el método desarrollado en el presente estudio, en contraste con los presentados por Shokir et al. (2004). En esta representación también se observa un comportamiento cercano entre los dos métodos principales expuestos.

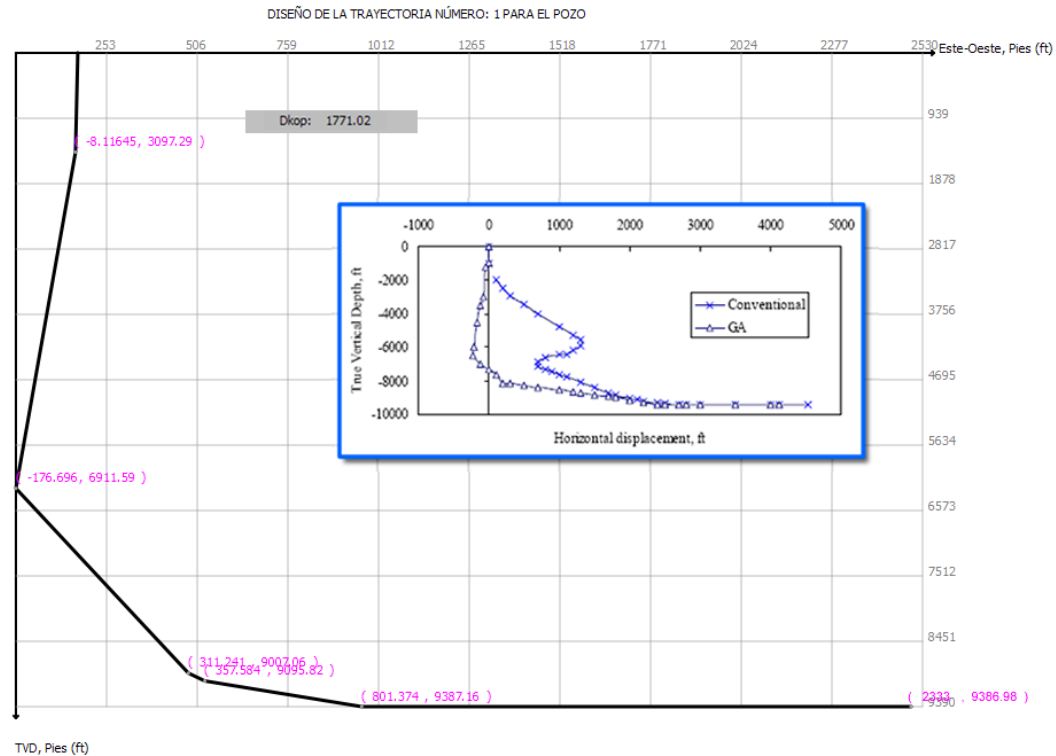


Figura 5.3: Gráfica de las coordenadas EW-TVD, de la trayectoria 1.

Las gráficas correspondientes de los valores obtenidos de TMD y D_{KOP} de las distintas trayectorias obtenidas, se pueden observar en el Apéndice B.1.

5.2.2 Resultados obtenidos para el pozo ubicado en el Golfo de Suez, Egipto.

Se utilizaron los datos del pozo en el Golfo de Suez, Egipto, publicado por Shokir et al. (2004) mostrados en la Tabla 5.1: Entrada de datos para el programa DTP., junto con los siguientes valores para el AG en el programa DTP.

Los parámetros para el AG fueron los mismos que para el pozo teórico estudiado en la sección 5.2.1.

Con estos parámetros se consiguieron los mejores resultados. Para valores superiores a 1000 individuos y 1000 generaciones, el valor de TMD no obtuvo disminuciones significativas. El tiempo de computo fue de alrededor de 12 minutos.

De las 5 trayectorias diseñadas, todas fueron factibles (véase Apéndice B.2). Se eligió el de menor valor de TMD, el cuál correspondió a la trayectoria 4 con un valor de adaptación de 0.998492. A continuación se presentan los resultados. (El archivo de resultado se puede observar en el Apéndice C-2).

Tabla 5.3: Confrontación de los resultados obtenidos para el Pozo ubicado en Egipto

Variable	Resultados (Shokir et al., 2004)	Resultados Programa DTP
Profundidad verdadera medida o TMD, ft.	15496.7	15098.4
1er. <i>casing</i> , ft.	1802.033	2040.22
2do. <i>casing</i> , ft.	8700	8693.59
3er. <i>casing</i> , ft.	10835.2	10812.8
TVD, ft.	10850	10851.9
Ubicación target norte-sur, ft.	6257.23	5590.21
Ubicación target este-oeste, ft.	-3130.35	-3133.53
D _{KOP} , ft.	987.975	945.312
Profundidad del 2do. aumento de ángulo, ft.	6804.37	6943.6
Profundidad del 3er. aumento de ángulo, ft.	10004.48	10197.1
Φ_1 , grados	13.77	15.2103
Φ_2 , grados	42.131	40.0371
Φ_3 , grados	90	90.1434
Θ_1 , grados	279.976	274.208
Θ_2 , grados	279.72	275.726
Θ_3 , grados	275.02	271.129
Θ_4 , grados	332.3	335.725
Θ_5 , grados	334.32	330.457
Θ_6 , grados	355	355.056
T ₁ , °/100 ft.	1.675	1.37293
T ₂ , °/100 ft.	0.047	2.57969]
T ₃ , °/100 ft.	1.431	1.42901
T ₄ , °/100 ft.	-0.0102	3.11307
T ₅ , °/100 ft.	2.413	3.58022

En la Tabla 5.3 se observa un valor TMD de 15098.4ft el cual con respecto al modelo comparado, representa un ahorro en tubería de 398.3ft para la construcción del pozo. En los estudios presentados por Shokir et al. (2004) se obtuvo un ahorro en tubería de 68.3ft comparado con el método convencionalmente, el cual representa aproximadamente solo un 17% del ahorro total en tubería que se generó con el programa DTP.

De la Tabla 5.3 se observa un aumento para la severidad de ángulos o virajes T_2 y T_4 , por lo que en esos tramos de la trayectoria del pozo tendrá un cambio de ángulo elevado, como se mencionó antes, esto no perjudica el grado de dificultad que tenga el pozo a la hora de su construcción o la posterior producción de petróleo, ya que el AG aseguró que estos valores de viraje no superaran los $5^\circ/100\text{ft}$.

Parecido al resultado obtenido con el pozo antes estudiado, el punto de llegada a la arena productora en coordenada norte-sur sufrió un traslado de este punto de extracción de 667.02ft. También para este pozo la ubicación del 3er. *casing* disminuyó en 22.4ft.

A continuación se compara de forma gráfica las trayectorias obtenidas con ambos métodos.

En la Figura 5.4 se puede observar la representación del pozo en coordenadas Este-Oeste, Norte-Sur del modelo realizado por el programa DTP, y a un lado en el cuadro de color azul, los valores obtenidos por Shokir et al. (2004), a la vez de los conseguidos por un programa llamado WELLDES y el método convencional del cual ya se ha mencionado.

En la Figura 5.5 se grafican las coordenadas norte-sur y TVD del diseño de trayectoria obtenido con el programa DTP, a su vez se compara con Shokir et al. (2004) compara a sus resultados con un programa llamado WELLDES y con el método convencional en el que especialistas en perforación, basándose en criterios empíricos y de experiencia en el área, diseñan trayectorias de perforación de pozos petroleros, método que es comúnmente utilizado en la industria petrolera. Existe un comportamiento ligeramente similar entre los dos métodos principales con tres diseños, uno realizado por el método llamado GA, un programa llamado WELLDES, y por último con el método convencional.

En la Figura 5.6 se grafican las coordenadas este-oeste y TVD del diseño de trayectoria obtenido con el programa DTP, y en el modelo generado por el DTP se puede observar de una forma no tan pronunciada los diferentes cambios de ángulo que sufre la trayectoria.

En los apéndices B, C y D se podrá observar con mayor detalle los valores de entrada y de salida obtenidos con el programa DTP, en formato XML y DAT.

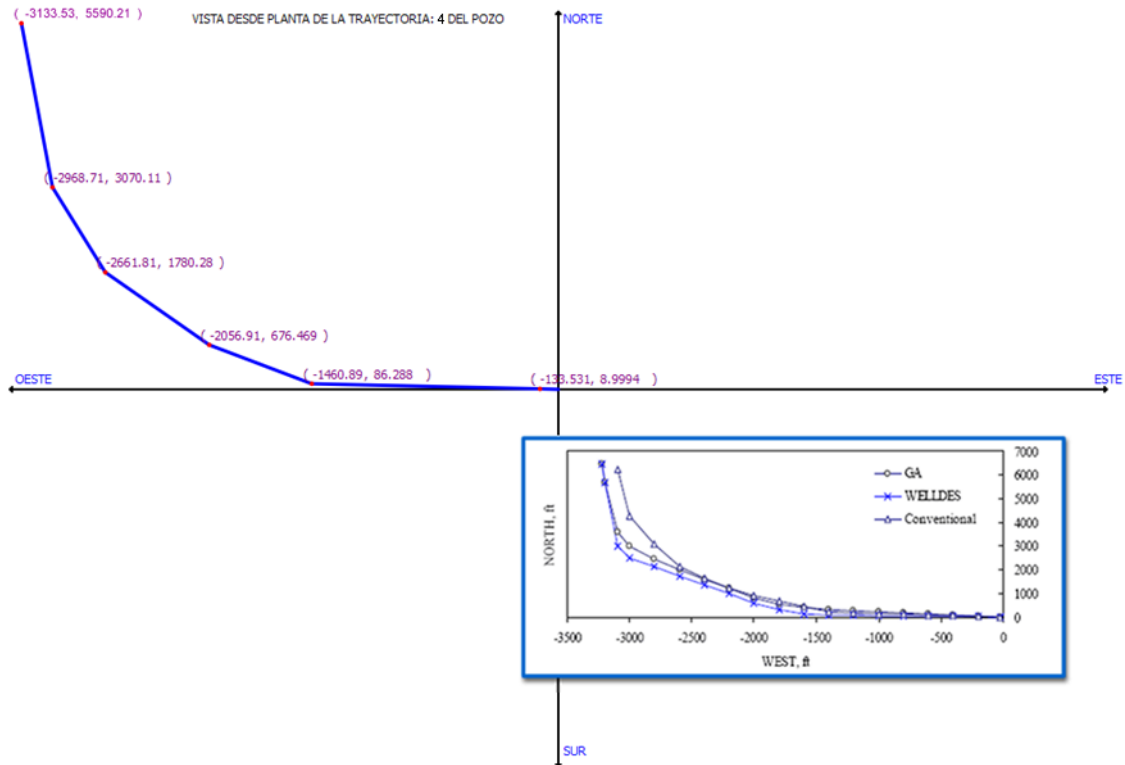


Figura 5.4: Representación gráfica de las coordenadas EW-NS, producto de los métodos mencionados y estudiados.

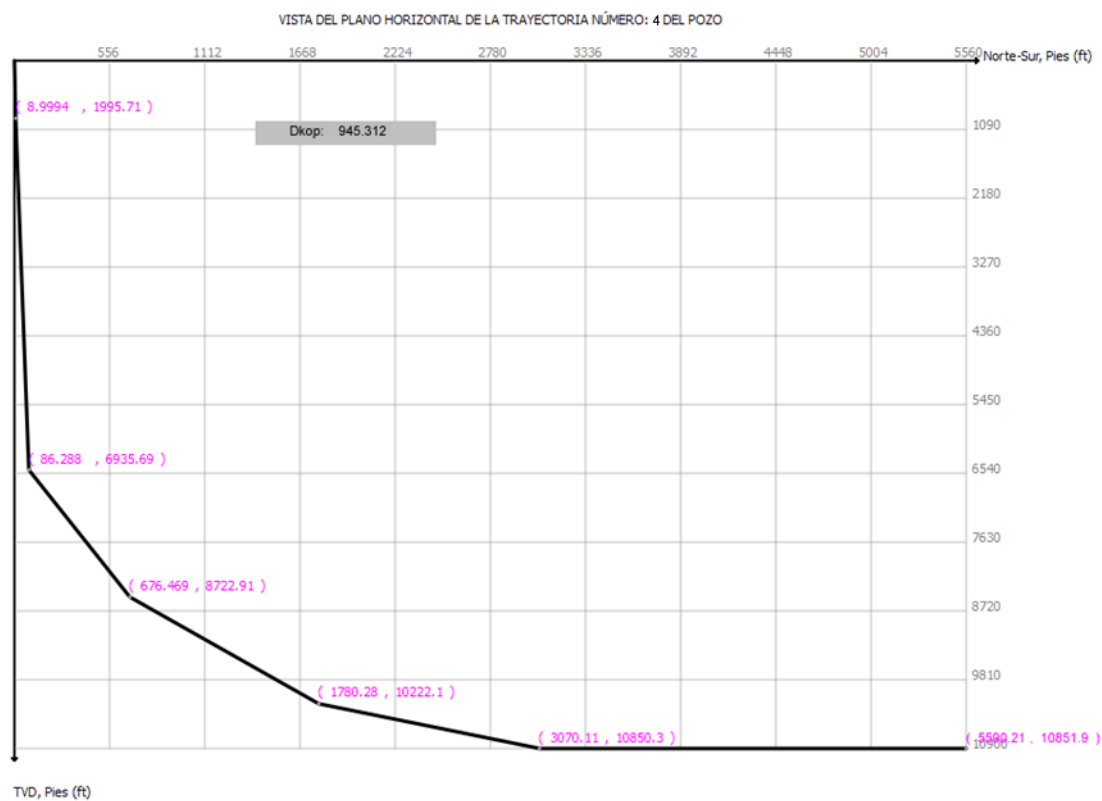


Figura 5.5: Gráfica de las coordenadas NS-TVD, de la trayectoria 3

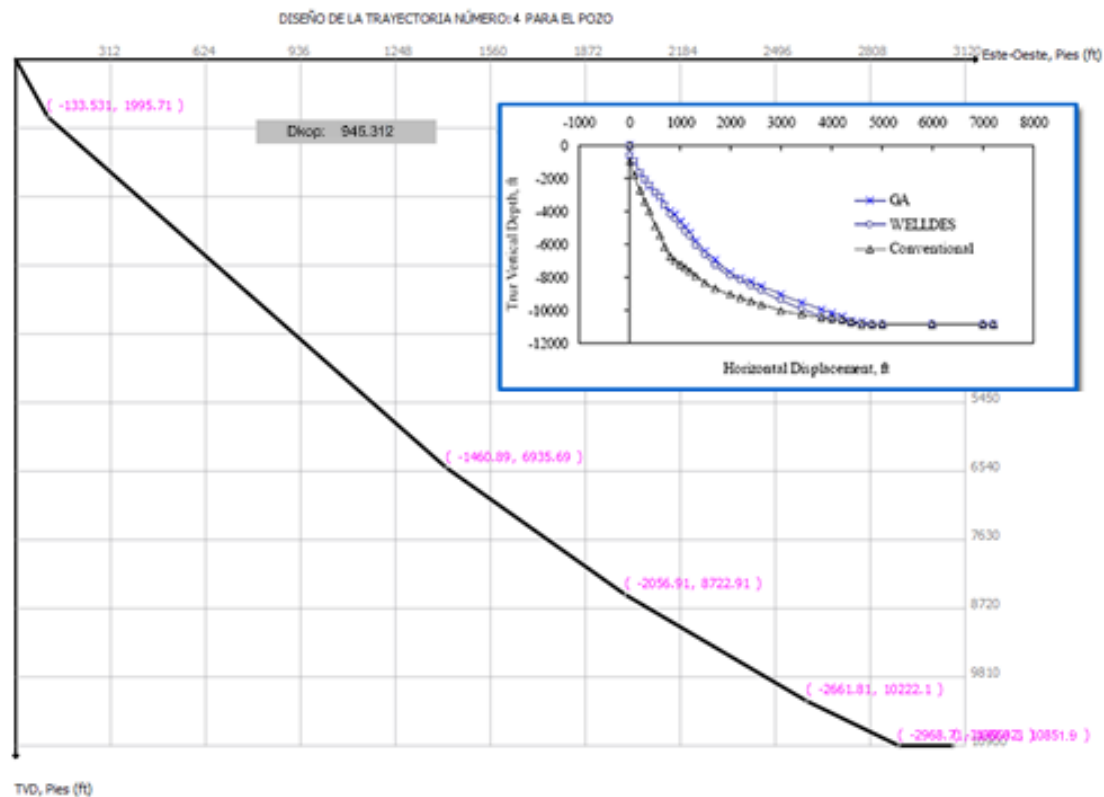


Figura 5.6: Gráfica de las coordenadas EW-TVD, de la trayectoria 3

5.3 Estudio de las trayectorias de dos pozos reales venezolanos

En el presente estudio se consideró necesario utilizar el programa DTP con datos reales de pozos venezolanos. PDVSA brindó su apoyo al prestar la planificación de dos pozos venezolanos, uno de naturaleza productor y el otro inyector, utilizado para introducir vapor de agua al yacimiento y así facilitar la extracción del hidrocarburo cuando la presión natural no es suficiente (Lyons, Cuo, & Seidel, 2001). Esta planificación fue realizada por un programa de una empresa de servicios, contratada por la estatal venezolana.

El estudio de estos datos se puede dividir en tres fases.

Fase de reconocimiento de términos y variables usadas. Al obtener los datos se procedió a verificar que la terminología usada por la empresa privada fuese la misma o parecida a la estudiada en la investigación, obteniéndose resultados satisfactorios.

Fase de extracción de la información necesaria. Fue necesario identificar los márgenes para los puntos de cambio de ángulo de inclinación y azimuth, la ubicación de los *casings*, los valores de *dogleg severity*, el TVD, coordenadas de ubicación del objetivo, etc. con lo que se creó los respectivos archivos XML con los datos de los dos pozos y se introdujo al modelo de AG desarrollado.

Fase de ajuste de parámetros y obtención de los resultados. Al utilizar los datos de los dos pozos de PDVSA en la herramienta desarrollada no se obtuvieron resultados satisfactorios, por lo que se ajustó sus parámetros en base a los conocimientos obtenidos con el modelo desarrollado, lo que tampoco logró las expectativas iniciales planteadas. Esto debido a que los datos prestados por la estatal venezolana corresponden a dos pozos tipo horizontal y como se mencionó en el Capítulo 2, estos se caracterizan por tener un solo grado de inclinación (Baker Hughes INTEQ, 1995), lo que imposibilita la aplicación directa del modelo desarrollado. Esto porque el modelo matemático utilizado se diseñó para pozos tipo “Especial S” en el que se utilizan tres ángulos de inclinación, en este modelo, las distancias D_D y D_B donde el ángulo de inclinación cambia posteriormente al D_{KOP} , no se encuentran en un pozo Horizontal, y son de gran importancia para el cálculo de la distancia medida D_4 que a su vez conforma la ubicación del *casing* 3 (véase ecuaciones (2.12) y (2.15)).

Si se compara un pozo Horizontal con uno tipo especial “S” (Figura 5.7), el primero corresponderá en forma a la última sección de disminución de ángulo del segundo pozo, como se muestra en la Figura 5.7. Esto se quiso realizar con el modelo matemático hallando el inconveniente que en base al fundamento matemático utilizado en este tipo de pozos existiría un solo *casing*, lo que impide la aplicación de los datos de los pozos reales, ya que en estos, existen tres *casings*.

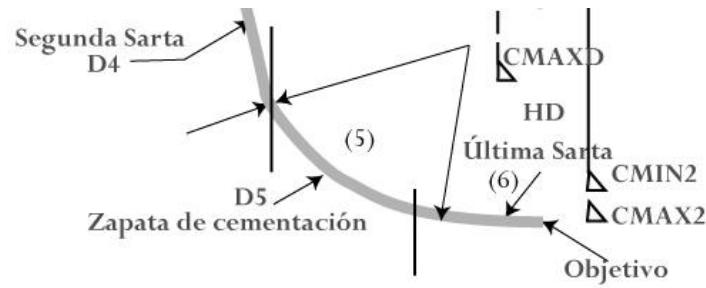


Figura 5.7: Última sección de un pozo tipo “Especial S”.

Los datos de la trayectoria hecha por la empresa de servicios se utilizaron para crear un archivo XML (Apéndice D) y dibujar la trayectoria del pozo utilizando el método de Mínima Curvatura (Figura 5.8).

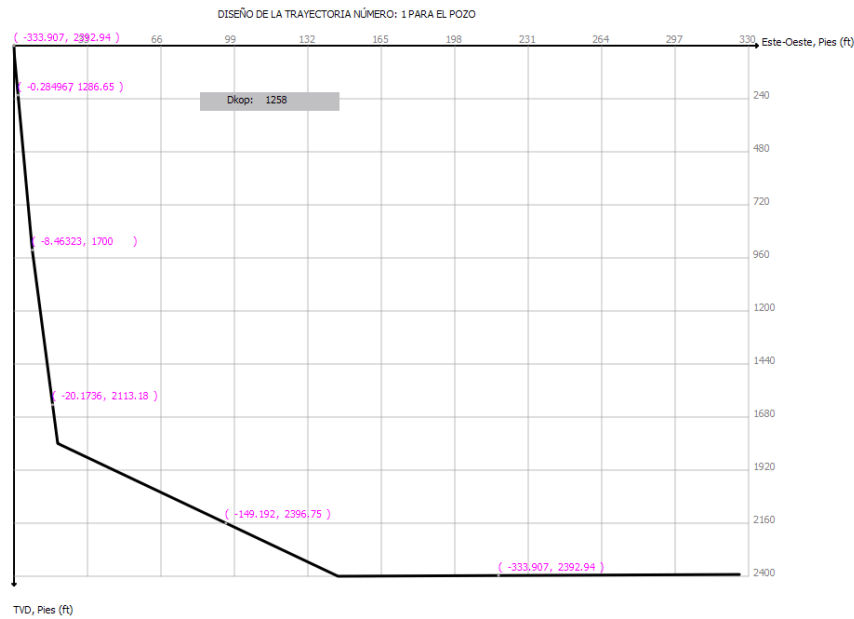


Figura 5.8: Trayectoria del pozo horizontal.

Finalmente se concluyó, que debe disponerse de alguna transformación de parámetros de pozos horizontales a pozos de tipo especial “S”, o de un modelo matemático para pozos horizontales, que permita el diseño de trayectorias de perforación de pozos petroleros, utilizando algoritmos genéticos.

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

6.1 Conclusiones

De los resultados obtenidos se derivan las siguientes conclusiones:

- La investigación realizada en el presente estudio permitió, diseñar una herramienta computacional precisa, de interfaz sencilla y fácil manejo para el usuario al cual va dirigido.
- Este estudio permitió identificar las variables y restricciones que están relacionadas con la construcción de pozos petroleros.
- El presente estudio permitió observar, una vez más, la eficiencia y eficacia que tienen los algoritmos genéticos aplicados como método de optimización y búsqueda.
- Quedó demostrado que el algoritmo genético utilizado en el presente estudio, superó los resultados obtenidos por el AG diseñado por Shokir et al. (2004).
- El programa desarrollado cumple con los estándares establecidos por PDVSA.
- Con la herramienta computacional desarrollada se reduce en gran medida el valor TMD, lo que equivale al ahorro futuro en costos de perforación de yacimientos y producción de petróleo.
- Quedó en evidencia la capacidad que existe en el país, utilizando el conocimiento propio de la formación académica universitaria nacional, para la solución de problemas reales que apunten a una mayor independencia tecnológica y científica, así como un uso productivo del conocimiento ingenieril.

6.2 Recomendaciones

La investigación realizada, la herramienta desarrollada y los resultados obtenidos con este estudio dan base para continuar las siguientes acciones, las cuales ampliarán el alcance de la solución:

- Comprobar la efectividad de los resultados obtenidos con el programa DTP, trazando las trayectorias generadas sobre secciones estratigráficas (geonavegación).
- Adaptar el modelo matemático utilizado en el presente estudio, para el diseño de trayectorias de pozos con 1 o 2 ángulos de inclinación.
- Modificar la interfaz para que el usuario pueda establecer el número de ángulos de inclinación, ángulos acimutales, puntos de *dogleg severity*, etc.
- Modificar el programa DTP para que sea capaz de graficar distintas trayectorias de diferentes pozos y así permitir el análisis anticolidión.

Referencias

- Adams, N. (1985). *Drilling engineering: a complete well planning approach*. Oklahoma: Penn Well Books.
- Baker Hughes INTEQ. (1995). *Drilling Engineering Workbook*. Houston: Baker Hughes INTEQ, Training & Development.
- Bureau of Land Management (BLM). (s.f.). *Oil Shale & Tar Sands Programmatic EIS*. Recuperado el 13 de Junio de 2008, de <http://ostseis.anl.gov/about/index.cfm>
- Coello, C. (2008). *Laboratorio Nacional de Informática Avanzada - Rébsamen 80*. Recuperado el 25 de Agosto de 2008, de <http://www.lania.mx/~ccoello>
- Gallardo, D., Otto, C., Flórez, F., & Rizo, R. (1987). *A Genetic Algorithm for Robust Motion*. Grupo i3a: Informatica Industrial e Inteligencia Artificial , 8.
- Gestal, M. (1991), *Introducción a los Algoritmos Genéticos*, Dpto. Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, Universidad de Coruña.
- Goldberg, D. E. (1989). *Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning*. Boston, MA, USA: Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc.
- Hidrobo, F. (2001). *Computación Evolutiva*. En *Introducción a las Técnicas de Computación Inteligente* (págs. 181-197). Mérida, Venezuela.
- Holland, J. (1975). *Adaptation in natural and artificial systems*. MI: University of Michigan Press .
- Holland, J. (s.f.). *Iowa Institute University, Department of Economics*. Visitado el 25 de Julio de 2008, de <http://www.econ.iastate.edu/tesfatsi/holland.GAIntro.htm>
- Inglis, T. (1987). *Directional drilling (Petroleum Engineering and Development Studies, Vol 2)*. Londres, Inglaterra: Graham & Trotman.
- Lyons, W. C., Cuo, B., & Seidel, F. A. (2001). *Air and Gas Drilling Manual*. McGraw-Hill.
- McMilliam, W. (Marzo de 1981). *Planning the directional well, a calculation method*. *JPT* , 952-962.

- Miska, S. (1981). *Theoretical description of a new method of optimal program design*. SPEJ, 21, 425-434.
- Mostafa, E.M. (2000). *Optimization of computer communication network topologies using genetic algorithms*. Tesis M. Sc., Universidad de Cairo.
- Montilla, G. (Mayo de 2001). Biblioteca AG . Valencia, Carabobo: Centro de Procesamiento de Imágenes - Universidad de Carabobo.
- PDVSA (1996). *EL Pozo Ilustrado* (págs. 89-140). Caracas: Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED).
- PDVSA (1998). *Fundamentos de la Ingeniería de Perforación* (1era. ed.). Ojeda, Zulia, Venezuela: Centro Internacional de Educación y Desarrollo, CIED.
- PDVSA (1993). *Perforación Direccional* (Vol. 2). Tapamare, Zulia, Venezuela: Centro de Formación y Adiestramiento de Petroleos de Venezuela, CEPET.
- Real Academia Española. (Marzo 20, 2008). Deflexión. Visitado en http://buscon.rae.es/draeI/SrvltConsulta?TIPO_BUS=3&LEMA=deflexion
- Real Academia Española. (Marzo 17, 2008). Hidrocarburo. Visitado en http://buscon.rae.es/draeI/SrvltConsulta?TIPO_BUS=3&LEMA=hidrocarburo
- Real Academia Española. (Marzo 17, 2008). Petróleo. Visitado en http://buscon.rae.es/draeI/SrvltConsulta?TIPO_BUS=3&LEMA=petroleo
- Schlumberger. (2008). *Schlumberger*. Visitado el 5 de Agosto de 2008, de <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=dogleg>
- Services, C. D. (2002). *Advanced Directional Drilling*. Houston, Texas: Precision Drilling.
- Shell Internationale Petroleum (1991). *Drilling Engineers Notebook*. Massachusetts: Training Division Drilling Engineering.
- Shokir, E., Emera, M., Eid, S., & Wally, A. (2004). A new optimization model for 3-D well design. *Emirates Journal for Engineering Research*, , 67-74.
- Texas A&M Distance Education. (20 de 07 de 2007). *PETE 661- Drilling Engineering*. Visitado el 17 de Julio de 2008, de <http://distance.tamu.edu/futureaggies/distance-degrees/master-of-engineering-in-petroleum-engineering.html>

- Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires. (16 de Junio de 2004). *Algoritmos Evolutivos y Memeticos, Curso de Postgrado – UC3M*. Visitado el 28 de Agosto de 2008, de Facultad de Ciencias Exáctas: <http://www.exa.unicen.edu.ar/escuelapav/cursos/bio/l2.pdf>
- W3C. (1996-2003). Visitado el 10 de Septiembre de 2008, de Extensible Markup Language (XML): <http://www.w3.org/XML/>

Apéndices

Apéndice A-1, *survey* del Pozo Teórico

Archivo de “PozoTeorico.xml” con datos del Pozo de fundamento teórico (Shokir et al., 2004).

```
<?xml version="1.0" encoding="ISO-8859-1"?>
<TRAYECTORIA>
  <POZO>
    <TVDmn>9385</TVDmn>
    <TVDmx>9435</TVDmx>
    <DKOPmn>500</DKOPmn>
    <DKOPmx>2000</DKOPmx>
    <Ddmn>2000</Ddmn>
    <Ddmx>7000</Ddmx>
    <Dbmn>8000</Dbmn>
    <Dbmx>10000</Dbmx>
    <T1mn>0</T1mn>
    <T1mx>5</T1mx>
    <T2mn>0</T2mn>
    <T2mx>1</T2mx>
    <T3mn>0</T3mn>
    <T3mx>5</T3mx>
    <T4mn>0</T4mn>
    <T4mx>1</T4mx>
    <T5mn>0</T5mn>
    <T5mx>10</T5mx>
    <filmn>10</filmn>
    <filmx>30</filmx>
    <fi2mn>30</fi2mn>
    <fi2mx>50</fi2mx>
    <fi3mn>90</fi3mn>
    <fi3mx>95</fi3mx>
    <te1mn>300</te1mn>
    <te1mx>360</te1mx>
    <te2mn>300</te2mn>
    <te2mx>360</te2mx>
    <te3mn>300</te3mn>
    <te3mx>360</te3mx>
    <te4mn>360</te4mn>
    <te4mx>460</te4mx>
```



```

        <te5mn>360</te5mn>
        <te5mx>460</te5mx>
        <te6mn>360</te6mn>
        <te6mx>460</te6mx>
    </POZO>
    <RESTRICCIONES>
        <HD>1700</HD>
        <NS>0.0</NS>
        <EW>0.0</EW>
        <minNS>1867</minNS>
        <minEW>2315</minEW>
        <maxNS>1986</maxNS>
        <maxEW>4011</maxEW>
        <mintvd>9385</mintvd>
        <maxtvd>9435</maxtvd>
        <minc1>1500</minc1>
        <maxc1>4000</maxc1>
        <minc2>7000</minc2>
        <maxc2>9000</maxc2>
        <minc3>9000</minc3>
        <maxc3>10000</maxc3>
    </RESTRICCIONES>
</TRAYECTORIA>

```

Apéndice A-2, survey del pozo ubicado en Egipto

Archivo “PozoGolfo.xml” con datos del pozo ubicado en el Golfo de Suez, Egipto (Shokir et al., 2004).

```

<?xml version="1.0" encoding="ISO-8859-1"?>
<TRAYECTORIA>
    <POZO>
        <TVDmn>10850</TVDmn>
        <TVDmx>10900</TVDmx>
        <DKOPmn>600</DKOPmn>
        <DKOPmx>1000</DKOPmx>
        <Ddmn>6000</Ddmn>
        <Ddmx>7000</Ddmx>
        <Dbmn>10000</Dbmn>
        <Dbmx>10200</Dbmx>
        <T1mn>0</T1mn>
        <T1mx>5</T1mx>
        <T2mn>0</T2mn>
        <T2mx>5</T2mx>
        <T3mn>0</T3mn>
    </POZO>
</TRAYECTORIA>

```

```

    <T3mx>5</T3mx>
    <T4mn>0</T4mn>
    <T4mx>5</T4mx>
    <T5mn>0</T5mn>
    <T5mx>5</T5mx>
    <filmn>10</filmn>
    <filmx>20</filmx>
    <fi2mn>40</fi2mn>
    <fi2mx>70</fi2mx>
    <fi3mn>90</fi3mn>
    <fi3mx>95</fi3mx>
    <telmn>270</telmn>
    <telmx>280</telmx>
    <te2mn>270</te2mn>
    <te2mx>280</te2mx>
    <te3mn>270</te3mn>
    <te3mx>280</te3mx>
    <te4mn>330</te4mn>
    <te4mx>340</te4mx>
    <te5mn>330</te5mn>
    <te5mx>340</te5mx>
    <te6mn>355</te6mn>
    <te6mx>360</te6mx>
  </POZO>
  <RESTRICCIONES>
    <HD>2500</HD>
    <NS>4.2</NS>
    <EW>-25.99</EW>
    <minNS>3929.2</minNS>
    <minEW>-3130.35</minEW>
    <maxNS>6423</maxNS>
    <maxEW>-3228</maxEW>
    <mintvd>10850</mintvd>
    <maxtvd>10900</maxtvd>
    <mincl>1800</mincl>
    <maxcl>2200</maxcl>
    <minc2>7200</minc2>
    <maxc2>8700</maxc2>
    <minc3>10300</minc3>
    <maxc3>11000</maxc3>
  </RESTRICCIONES>
</POZO>
</TRAYECTORIA>

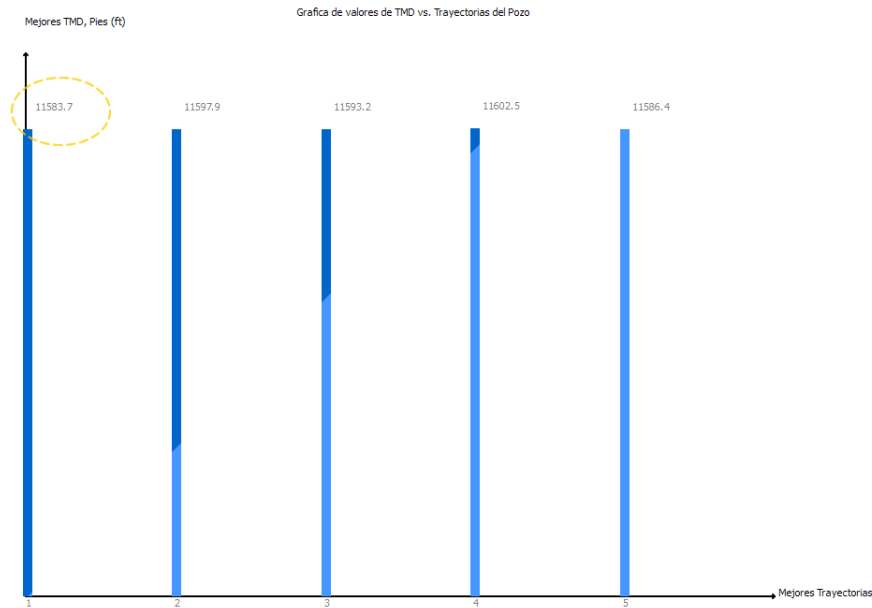
```

Apéndice A-3, parámetros del AG a utilizar

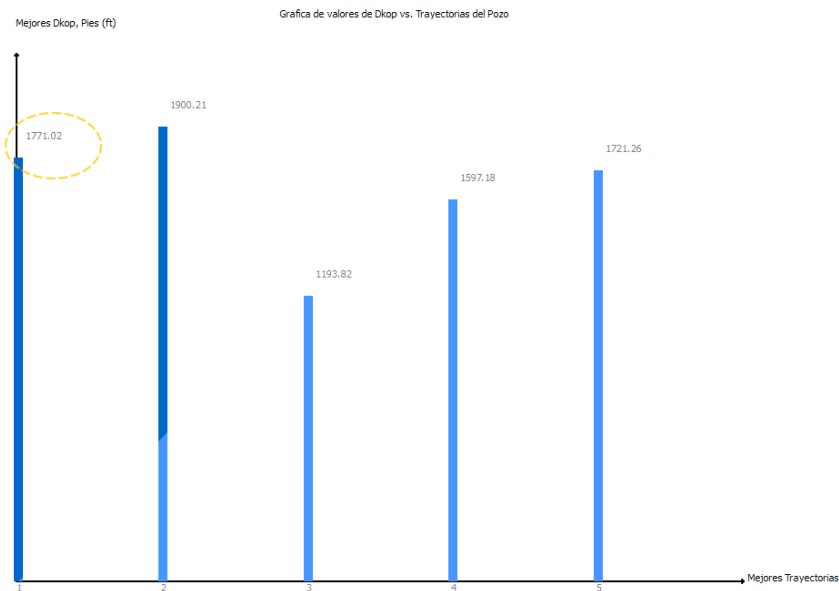
Archivo “parámetrosAG.xml” con valores de los parámetros necesarios para la ejecución del AG.

```
<?xml version="1.0" encoding="ISO-8859-1"?>
<TRAYECTORIA>
  <GA>
    <bit>16</bit>
    <ind>1000</ind>
    <gene>1000</gene>
    <pCross1>1.0</pCross1>
    <pCross2>0.0</pCross2>
    <pCross3>0.0</pCross3>
    <pCross4>0.0</pCross4>
    <pCross5>0.0</pCross5>
    <muta>0.1</muta>
  </GA>
</TRAYECTORIA>
```

Apéndice B-1, gráficas TMD y D_{KOP} para el Pozo Teórico

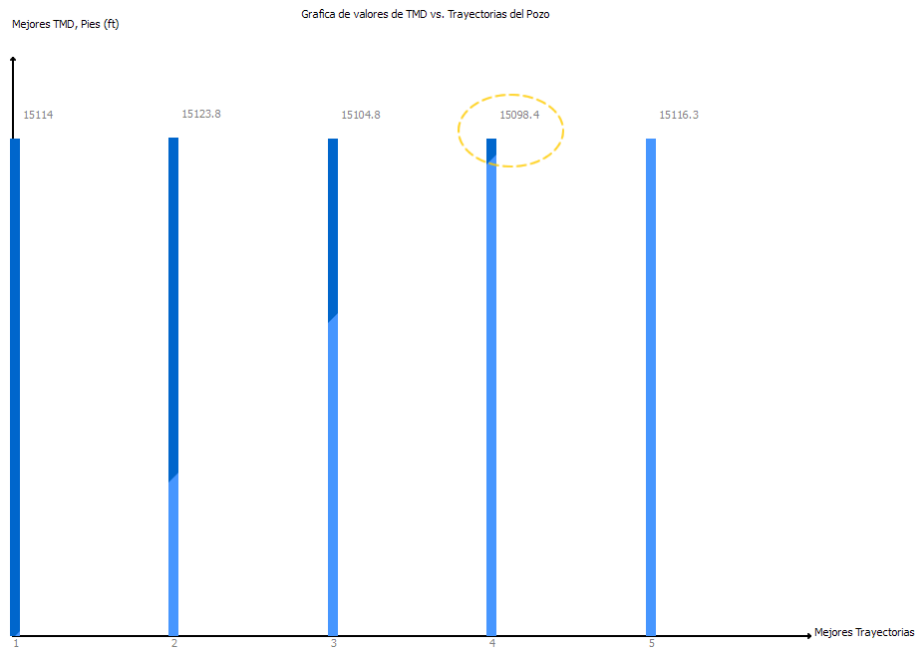


Apéndice B.1: Gráfica TMD del Pozo Teórico

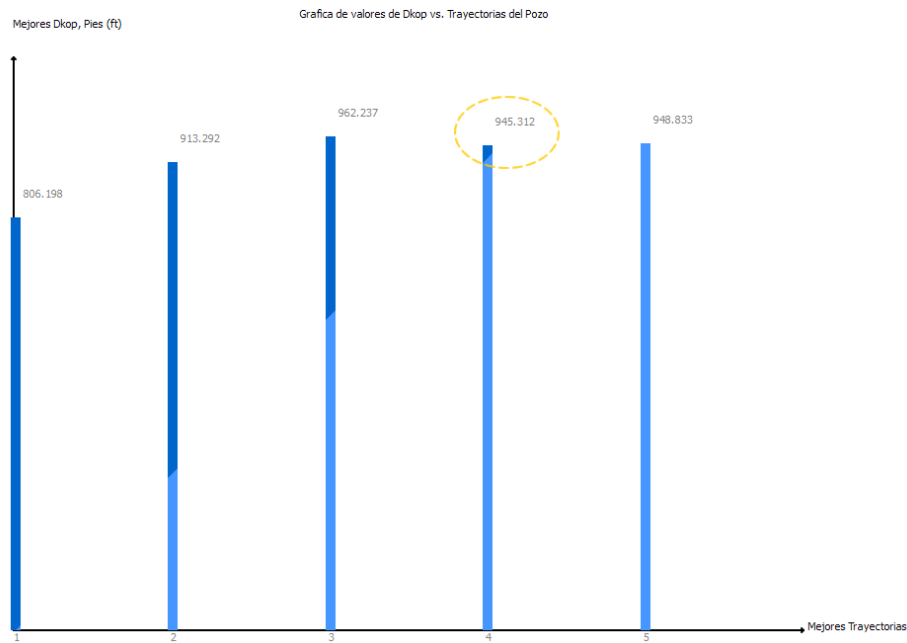


Apéndice B.2: Gráfica TMD del Pozo Teórico

Apéndice B-2, gráficas TMD y D_{KOP} para el Pozo ubicado en Egipto



Apéndice B.3: Gráfica TMD del Pozo de Egipto.



Apéndice B.4: Gráfica TMD del Pozo de Egipto.

Apéndice C-1, resultados del mejor individuo

Archivo “Resultados.dat” con valores del mejor individuo obtenido para el diseño de la Trayectoria del pozo teórico.

```
Resultados obtenidos para la Trayectoria # 4
- Restricciones:
Min [9385] valor [9424.14] Max [9435]
Min [500] valor [1837.74] Max [2000]
Min [2000] valor [6876.48] Max [7000]
Min [8000] valor [9050.1] Max [10000]
Min [0] valor [2.46609] Max [5]
Min [0] valor [0.9178] Max [1]
Min [0] valor [1.17494] Max [5]
Min [0] valor [0.654429] Max [1]
Min [0] valor [9.77584] Max [10]
Min [0.174533] valor [10.4233] Max [0.523599]
Min [0.523599] valor [31.792] Max [0.872665]
Min [1.5708] valor [90.2526] Max [1.65806]
Min [5.23599] valor [308.395] Max [6.28319]
Min [5.23599] valor [353.733] Max [6.28319]
Min [5.23599] valor [332.252] Max [6.28319]
Min [6.28319] valor [450.303] Max [8.02851]
Min [6.28319] valor [441.796] Max [8.02851]
Min [6.28319] valor [424.326] Max [8.02851]
- Adaptacion 0.998839
- TMD 11622.9
- Casing:
Min [1500] Valor [2258.35] Max [4000]
Min [7000] Valor [8951.6] Max [9000]
Min [9000] Valor [9334.57] Max [10000]
- Coordenadas del target:
Min EW [2315] valor [2339.63] Max EW [4011]
Min NS [1867] valor [1931.94] Max NS [1986]
Min TVD [9385] valor [9391.24] Max TVD [9435]
```

Apéndice C-2, resultados del mejor individuo

Archivo “Resultados.dat” con valores del mejor individuo obtenido para el diseño de la Trayectoria del pozo ubicado en el Golfo de Suez, Egipto.

```
Resultados obtenidos para la Trayectoria # 4
- Restricciones:
Min [10850] valor [10898.5] Max [10900]
```

```

Min [600] valor [945.312] Max [1000]
Min [6000] valor [6943.6] Max [7000]
Min [10000] valor [10197.1] Max [10200]
Min [0] valor [1.37293] Max [5]
Min [0] valor [2.57969] Max [5]
Min [0] valor [1.42901] Max [5]
Min [0] valor [3.11307] Max [5]
Min [0] valor [3.58022] Max [5]
Min [0.174533] valor [15.2103] Max [0.349066]
Min [0.698132] valor [40.0371] Max [1.22173]
Min [1.5708] valor [90.1434] Max [1.65806]
Min [4.71239] valor [274.208] Max [4.88692]
Min [4.71239] valor [275.726] Max [4.88692]
Min [4.71239] valor [271.129] Max [4.88692]
Min [5.75959] valor [335.725] Max [5.93412]
Min [5.75959] valor [330.457] Max [5.93412]
Min [6.19592] valor [355.056] Max [6.28319]

```

- Adaptacion 0.998492

- TMD 15098.4

- Casing:

```

Min [1800] Valor [2040.22] Max [2200]
Min [7200] Valor [8693.59] Max [8700]
Min [10300] Valor [10812.8] Max [11000]

```

- Coordenadas del target:

```

Min EW [-3130.35] valor [-3133.53] Max EW [-3228]
Min NS [3929.2] valor [5590.21] Max NS [6423]
Min TVD [10850] valor [10851.9] Max TVD [10900]

```

Apéndice D-1, archivo de salida con coordenadas finales del pozo teórico

Archivo “SalidaCoordenadas.xml”, con las respectivas coordenadas UTM correspondientes a 26 puntos de la trayectoria diseñada interpoladas con el método de mínima curvatura, para el pozo teórico.

```

<?xml version="1.0" encoding="ISO-8859-1"?>
<Metodo Minima Curvatura>
  <EW>-1.03563</EW>
  <EW>-2.07126</EW>
  <EW>-3.10688</EW>
  <EW>-4.14251</EW>
  <EW>-5.17814</EW>
  <EW>-39.0293</EW>

```

<EW>-72.8805</EW>
<EW>-106.732</EW>
<EW>-140.583</EW>
<EW>-174.434</EW>
<EW>-77.0924</EW>
<EW>20.2492</EW>
<EW>117.591</EW>
<EW>214.932</EW>
<EW>312.274</EW>
<EW>318.414</EW>
<EW>324.555</EW>
<EW>330.695</EW>
<EW>336.836</EW>
<EW>342.976</EW>
<EW>432.313</EW>
<EW>521.649</EW>
<EW>610.985</EW>
<EW>700.322</EW>
<EW>789.658</EW>
<EW>2333</EW>
<NS>36.3397</NS>
<NS>72.6793</NS>
<NS>109.019</NS>
<NS>145.359</NS>
<NS>181.698</NS>
<NS>289.782</NS>
<NS>397.866</NS>
<NS>505.949</NS>
<NS>614.033</NS>
<NS>722.116</NS>
<NS>771.662</NS>
<NS>821.207</NS>
<NS>870.753</NS>
<NS>920.298</NS>
<NS>969.843</NS>
<NS>971.909</NS>
<NS>973.975</NS>
<NS>976.041</NS>
<NS>978.107</NS>
<NS>980.173</NS>
<NS>1025.94</NS>
<NS>1071.7</NS>
<NS>1117.47</NS>
<NS>1163.23</NS>
<NS>1209</NS>
<NS>1921.81</NS>
<TVD>2157.46</TVD>
<TVD>2543.9</TVD>
<TVD>2930.34</TVD>


```

<TVD>3316.78</TVD>
<TVD>3703.22</TVD>
<TVD>4323.16</TVD>
<TVD>4943.1</TVD>
<TVD>5563.03</TVD>
<TVD>6182.97</TVD>
<TVD>6802.91</TVD>
<TVD>7251.07</TVD>
<TVD>7699.24</TVD>
<TVD>8147.4</TVD>
<TVD>8595.56</TVD>
<TVD>9043.72</TVD>
<TVD>9055.09</TVD>
<TVD>9066.46</TVD>
<TVD>9077.83</TVD>
<TVD>9089.2</TVD>
<TVD>9100.56</TVD>
<TVD>9157.85</TVD>
<TVD>9215.13</TVD>
<TVD>9272.41</TVD>
<TVD>9329.7</TVD>
<TVD>9386.98</TVD>
<TVD>9386.98</TVD>
<Distancias medidas>1943.58</Distancias medidas>
<Distancias medidas>3152.35</Distancias medidas>
<Distancias medidas>2345.81</Distancias medidas>
<Distancias medidas>65.5694</Distancias medidas>
<Distancias medidas>605.342</Distancias medidas>
</MMC>

```

Apéndice D-2, archivo de salida con coordenadas finales del pozo de Suez Egipto

Archivo “SalidaCoordenadas.xml”, con las respectivas coordenadas UTM correspondientes a 26 puntos de la trayectoria diseñada interpoladas con el método de mínima curvatura, para el pozo ubicado en el Golfo de Suez, Egipto.

```

<?xml version="1.0" encoding="ISO-8859-1"?>
<Metodo Minima Curvatura>
  <EW>-29.0927</EW>
  <EW>-58.1853</EW>
  <EW>-87.278</EW>
  <EW>-116.371</EW>
  <EW>-145.463</EW>

```

<EW>-411.416</EW>
<EW>-677.369</EW>
<EW>-943.322</EW>
<EW>-1209.27</EW>
<EW>-1475.23</EW>
<EW>-1583.64</EW>
<EW>-1692.05</EW>
<EW>-1800.46</EW>
<EW>-1908.87</EW>
<EW>-2017.29</EW>
<EW>-2131.55</EW>
<EW>-2245.8</EW>
<EW>-2360.06</EW>
<EW>-2474.32</EW>
<EW>-2588.58</EW>
<EW>-2654.48</EW>
<EW>-2720.38</EW>
<EW>-2786.28</EW>
<EW>-2852.17</EW>
<EW>-2918.07</EW>
<EW>-3133.53</EW>
<NS>2.91698</NS>
<NS>5.83396</NS>
<NS>8.75095</NS>
<NS>11.6679</NS>
<NS>14.5849</NS>
<NS>30.5124</NS>
<NS>46.4398</NS>
<NS>62.3673</NS>
<NS>78.2948</NS>
<NS>94.2222</NS>
<NS>215.968</NS>
<NS>337.714</NS>
<NS>459.46</NS>
<NS>581.205</NS>
<NS>702.951</NS>
<NS>928.076</NS>
<NS>1153.2</NS>
<NS>1378.33</NS>
<NS>1603.45</NS>
<NS>1828.58</NS>
<NS>2082.76</NS>
<NS>2336.95</NS>
<NS>2591.14</NS>
<NS>2845.32</NS>
<NS>3099.51</NS>
<NS>5590.21</NS>
<TVD>1164.29</TVD>
<TVD>1383.28</TVD>

```

<TVD>1602.26</TVD>
<TVD>1821.24</TVD>
<TVD>2040.22</TVD>
<TVD>3020.93</TVD>
<TVD>4001.65</TVD>
<TVD>4982.36</TVD>
<TVD>5963.07</TVD>
<TVD>6943.78</TVD>
<TVD>7299.94</TVD>
<TVD>7656.1</TVD>
<TVD>8012.25</TVD>
<TVD>8368.41</TVD>
<TVD>8724.57</TVD>
<TVD>9025.36</TVD>
<TVD>9326.16</TVD>
<TVD>9626.95</TVD>
<TVD>9927.75</TVD>
<TVD>10228.5</TVD>
<TVD>10353.2</TVD>
<TVD>10477.9</TVD>
<TVD>10602.5</TVD>
<TVD>10727.2</TVD>
<TVD>10851.9</TVD>
<TVD>10851.9</TVD>
<Distancias medidas>1107.88</Distancias medidas>
<Distancias medidas>5081.39</Distancias medidas>
<Distancias medidas>1990.66</Distancias medidas>
<Distancias medidas>1963.79</Distancias medidas>
<Distancias medidas>1509.35</Distancias medidas>
</MMC>

```

Apéndice E, archivo del survey de la trayectoria del pozo horizontal

Archivo “TrayectoriaPozoInyector.xml”, con el survey necesario para la interpolación con el Método de Mínima Curvatura y su posterior dibujado.

```

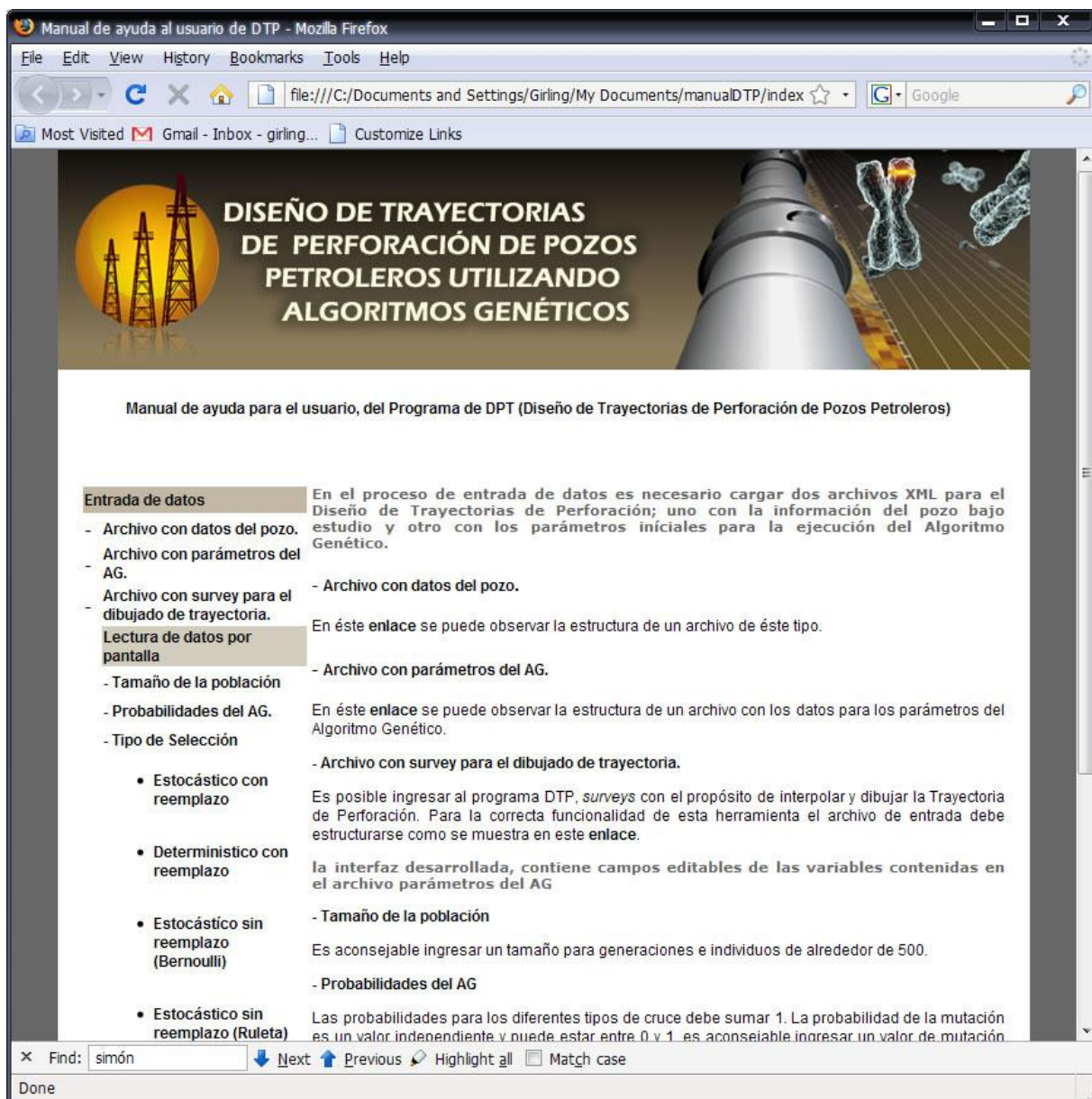
<?xml version="1.0" encoding="ISO-8859-1"?>
<TRAYECTORIA>
  <POZO>
    <EW>0</EW>
    <NS>0</NS>
    <HD>2200</HD>
    <TVD>3080</TVD>
    <DKOP>1258</DKOP>
    <Dd>1700</Dd>
    <Db>2250</Db>
  </POZO>
</TRAYECTORIA>

```

```
<T1>4</T1>
<T2>4</T2>
<T3>5</T3>
<T4>4</T4>
<T5>7</T5>
<fi1>0.02</fi1>
<fi2>0.05</fi2>
<fi3>1.58</fi3>
<te1>4.75</te1>
<te2>4.88</te2>
<te3>4.84</te3>
<te4>5.84</te4>
<te5>5.84</te5>
<te6>5.80</te6>
</POZO>
</TRAYECTORIA>
```

Apéndice F, Manual de ayuda al usuario

En la Apéndice F.5 se observa como el usuario tiene la posibilidad de consultar el manual de ayuda que se agregó al programa DTP.



Apéndice F.5: Impresión de la pantalla donde aparece el manual de ayuda del programa DTP

Glosario

Arenas productoras. El término, “Arena Bituminosa” generalmente se refiere a cualquier roca sedimentaria que contiene materiales sólidos bituminosos que es liberado como líquidos parecidos a petróleo cuando la roca es calentada en procesos químicos. (Bureau of Land Management (BLM))

Deflexión. Desviación de la dirección de una corriente (RAE, 2008)

Disco. Película que se inserta en el instrumento, que una vez revelada muestra la dirección, inclinación y cara de la herramienta de un pozo (PDVSA, 1998).

Estudios Geográficos. Consisten en la ubicación del yacimiento y detalles de identificación y acceso. Relación geográfica con otros campos y/o ciudades y pueblos. Mapa (PDVSA, 1996).

Estudios Geológicos. Son investigaciones realizadas a un yacimiento sobre origen, migración y entrapamiento de los hidrocarburos. Características generales y específicas de los estratos productores. Secciones y correlaciones. Mapas isópacos. Estimaciones de acumulaciones de hidrocarburos en sitio (PDVSA, 1996).

Estudios Petrofísicos. Características de los estratos productores. Profundidad, espesores, arena neta, porosidad, permeabilidad, presión, temperatura, saturación, características de los fluidos, etc. (PDVSA, 1996).

Estratigrafía. (Del lat. strātus, lecho, y -grafía). Parte de la geología que estudia la disposición y caracteres de las rocas sedimentarias estratificadas. Disposición seriada de las rocas sedimentarias de un terreno o formación.

Herramientas de Deflexión. Se encargan de dirigir el hoyo en el sentido que se tenga predeterminado (PDVSA, 1993).

Hidrocarburo. (De hidro y carburo) Compuesto resultante de la combinación del carbono con el hidrógeno (RAE, 2008)

INTEVEP. Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo (INTEVEP), creado el 1° de enero de 1976 por decreto N° 1.387 y filial de Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA, 1996).

Mecha. Herramienta de deflexión que contienen tres chorros, a través de los cuales sale el fluido de perforación a altas velocidades. Ésta realiza de forma alterna la erosión del hoyo a través de la fuerza hidráulica generada y luego continua con la perforación rotatoria (PDVSA, 1993).

PDVSA. Petróleos de Venezuela S.A. es la corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela que se encarga de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos, de manera eficiente, rentable, segura, transparente y comprometida con la protección ambiental; con el fin último de motorizar el desarrollo armónico del país, afianzar el uso soberano de los recursos, potenciar el desarrollo endógeno y propiciar una existencia digna y provechosa para el pueblo venezolano, propietario de la riqueza del subsuelo nacional y único dueño de esta empresa operadora (PDVSA, 2005).

Petróleo. Líquido natural oleaginoso e inflamable, constituido por una mezcla de hidrocarburos, que se extrae de lechos geológicos continentales o marítimos. Mediante diversas operaciones de destilación y refino se obtienen de él distintos productos utilizables con fines energéticos o industriales, como la gasolina, la nafta, el queroseno, el gasóleo, etc. (RAE, 2008).

Trépano. Es la herramienta de corte que permite perforar un pozo. Ha sufrido cambios a lo largo del tiempo a fin de obtener la geometría y el material adecuado para vencer a las distintas y complejas formaciones del terreno que se interponen entre la superficie y los

hidrocarburos (arenas, arcillas, yesos, calizas, basaltos), y las que van aumentando en consistencia en relación directa con la profundidad (PDVSA, 1993).