

ACIPET

Utilización de algoritmos genéticos para optimizar el diseño de trayectorias 2D y 3D de pozos horizontales

R. A. Perdomo, Universidad técnica estatal de Ukhtá
monchoperdomo@hotmail.com
+57 3505745228

Categoría: Marque con una "X"

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.
Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen

Se propone un enfoque basado en incorporar herramientas computacionales evolutivas al conocimiento adquirido en el diseño de trayectorias de pozos horizontales en Colombia para automatizar el proceso. Se desarrolla una metodología que incluye la creación de un modelo matemático que adapta el método de mínima curvatura aplicado a trayectorias de pozos horizontales 2D y 3D para describirlo como un problema de optimización sin derivadas (DFO) para minimizar la función objetivo (profundidad medida – MD), así como la creación de un algoritmo genético que satisfaga las restricciones de diseño para realizar una optimización multiobjetivo de trayectorias de pozos horizontales bajo restricciones geológicas y de ingeniería, especificadas por el usuario.

Se formulan hipótesis para analizar y comprobar la mejora de los resultados obtenidos por la trayectoria de pozo horizontal "optimizada" en comparación con los pares de trayectoria de pozo horizontales planificadas (metodología convencional) y trayectoria de pozo "real – perforada" para validarlas mediante técnicas de análisis estadístico y la utilización del índice de dificultad direccional (DDI) como referencia.

Los hallazgos comprobaron que la trayectoria optimizada del pozo mejora la trayectoria planificada del pozo horizontal y se aproxima a la trayectoria real (pozo perforado), satisfaciendo las restricciones y condiciones operativas definidas por el usuario, alcanzando el objetivo de reducir la profundidad medida MD. Al realizar el análisis estadístico sobre la diferencia de los valores en la sección vertical, teniendo en cuenta la totalidad de los 15 pares de trayectorias de pozos horizontales analizados, se llegó a la conclusión de que, en términos de distancia euclidiana, la trayectoria optimizada del pozo es un 8,1% mejor que la trayectoria prevista del pozo. Se concluye también, que la eficacia de la trayectoria generada por el algoritmo genético no depende del tipo de perfil de la trayectoria del pozo.

Introducción

Un área que ha sido objeto de escrutinio en la aplicación de tecnologías de la cuarta revolución industrial es la gestión del talento humano [1]: ¿Cómo puede una industria mejorar su eficiencia más allá de las capacidades del discernimiento y el empirismo humano? ¿Cómo puede hacerse para que los nuevos niveles de eficiencia en los procesos sean consistentes, escalables, medibles y reproducibles?

La planificación de pozos horizontales es un proyecto multidisciplinar [2], la tarea de diseñar una trayectoria de pozo horizontal optimizada que refleje la curva de aprendizaje de la compañía y las lecciones aprendidas, suele recaer en el ingeniero de diseño de pozos [3], quien se encarga de supervisar el recaudo y organización de complejos requisitos, datos y tareas, que requieren una atención constante durante el proceso. La destreza necesaria para concretar este proceso hace que la calidad del resultado final pueda variar mucho de un proyecto a otro, en función de la experiencia del planificador, las herramientas computacionales empleadas, entre otras variables.

La repetibilidad es un problema importante a la hora de definir los niveles de eficiencia en el proceso de planificación de pozos cuando se apunta a estrategia del tipo “fábrica de pozos”, toda vez que es prácticamente imposible obtener exactamente el mismo resultado al basar las decisiones en el criterio y experiencia del diseñador [4]. El complejo proceso de diseñar una arquitectura de pozo con restricciones hace que gestionar el talento humano con las habilidades, experiencia y discernimiento necesarios para integrarse al trabajo multidisciplinario y garantizar la transmisión del conocimiento resulte una tarea que demanda grandes esfuerzos.

Una revisión de la literatura publicada en las dos últimas décadas muestra que el proceso de planeación de pozos depende en gran medida del factor humano [3]; y muestra que, los resultados obtenidos no son necesariamente reproducibles debido a la falta de modelos matemáticos rigurosos y la falta de aplicación de teorías de optimización adecuadas.

Mohammed Wael Helmy et al (1998) [5] desarrollaron el primer modelo de pozo horizontal en 2D utilizando la optimización no lineal en un modelo computacional, teniendo en cuenta restricciones como el punto de KOP, la dirección del acimut, la tubería de revestimiento, etc.; y donde el espacio de solución se dividía en varios subespacios. Shokir et al. (2002) [6] desarrollaron un paquete de software que utiliza un algoritmo genético para encontrar la profundidad óptima para la perforación de pozos direccionales y horizontales en 3D. En ese trabajo se utilizó una función de penalización especial, mutaciones, probabilidades de cruce y un criterio de parada para obtener un mínimo global de la MD. Este valor se obtuvo a partir de valores mínimos de separación del fondo del pozo respecto a la vertical (VS), ángulo de acimut y severidades de pata de perro (DLS). Los valores mínimos de los parámetros presentados en estos trabajos permitieron reducir la severidad de la curvatura del pozo, lo que a su vez permitió inferir una reducción de los problemas operativos (tortuosidad, torque, arrastre). El diseño optimizado presentado por Shokir et al [6] redujo la MD de los dos pozos considerados en su trabajo, mientras que todos los demás parámetros de funcionamiento se mantuvieron dentro de las restricciones.

En la actualidad los programas informáticos utilizados por empresas para la planificación de trayectorias de pozos tienen las siguientes características operacionales: Sistemas de diseño de trayectorias y gestión de datos con todas las funciones para empleos de métodos de cálculo mediante la interfaz de Windows o Mac OS; ofrecen una visualización completa de la trayectoria en tiempo real y gráficos estándar de la industria, como el uso de cilindros, vistas en sección y en planta, plots diseñados por el usuario, etc. Todo ello fácil de usar y con facilidades para importar y exportar datos en diferentes formatos. Los paquetes actuales admiten una amplia gama de opciones paramétricas para trazar las trayectorias de pozos integrándose con sistemas de terceros. Sin embargo, se debe tener en cuenta que, a pesar del notorio avance de los programas informáticos, los paquetes actuales tienen una gran limitación al no considerar la posibilidad de optimizar las restricciones operativas consideradas al momento del diseño, por lo que es responsabilidad del ingeniero de planificación, determinar si el plan generado por el software coincide con las restricciones introducidas para aprobar y ejecutar la trayectoria del pozo. Así las cosas, el proceso de planificación de pozos actual demanda mayor discernimiento y empirismo que consistencia y repetibilidad del input del flujo de trabajo.

Método, propuesta de valor y desarrollo

Para abordar la formulación del problema de automatización del proceso de planificación de trayectorias de pozos horizontales con las restricciones geológicas (Figura 1) y técnicas (Figura 2), aplicables al diseño de las cuencas colombianas, se consideró, para propósitos de análisis de información y datos, recaudar 15 pares de trayectorias de pozos horizontales (pozos planificados y perforados) de un campo que para efectos del presente estudio tendrá el nombre ficticio de campo Tehillim. Estos pares de trayectorias corresponden a 4 perfiles de pozo de tipo 2D y 11 perfiles de pozo de tipo 3D (ver tabla 1). A continuación, se describen las características de los pares de trayectorias (planeadas – reales) de los pozos considerados como parentales:

- 6 pares de pozos pertenecen a un mismo cluster o isla de pozos.
- 4 pares de pozos pertenecen a un segundo clúster o isla de pozos
- 5 pares de pozos pertenecen a diferentes clúster o islas de pozos

Se concibió la creación de una interface ofimática que permitiera el input de datos de usuario hacia el algoritmo para permitir reconocer los metadatos de la fila en la que se incluyen los comentarios en las trayectorias diseñadas y perforadas (figura 3). Siendo de este modo para el usuario más fácil reconocer: la profundidad medida (MD), el ángulo de inclinación, el acimut, la profundidad vertical verdadera (TVD), la profundidad vertical verdadera referida al nivel del mar (TVD subsea), la sección vertical (VS), la severidad de la pata de perro (DLS) y las coordenadas de referencia en la cabeza del pozo y el sistema local de coordenadas. Permitiendo al usuario leer un formato de reporte de trayectorias.



Figura 1. Consideraciones geológicas para la perforación de pozos horizontales en cuencas colombianas



Figura 2. Consideraciones técnicas (limitaciones y restricciones) en la planificación y diseño de pozos horizontales en cuencas colombianas

Tehillim-2804 Optimized Survey Geodetic Plan
(Optimized)

Report Date:	DABAR OIL	Survey / DLS Computation:	Minimum Curvature / Lubinski
Client:	OPTIMIZACION 04	Vertical Section Azimuth:	47.097° (Grid North)
Field:	Cluster TH 2804/ Tehillim 2804H	Vertical Section Origin:	0.000 R, 0.000 R
Structure / Slot:	Tehillim 2582H	TVD Reference Datum:	Rotary Table
Well:	OH	TVD Reference Elevation:	R above MSL
Borehole:	Unknown / Unknown	Seabed / Ground Elevation:	R above MSL
UVI / API#:	Tehillim 2582H Plan	Magnetic Declination:	
Survey Name:		Total Gravity Field:	997.3208mgn (3.80665 Based)
Survey Date:		Gravity Model:	RAP
Tort / AHD / BDI / ERD		Total Magnetic Field:	23705.186 nT
Coordinate Reference	WGS 1984 MAGNA SIRGAS	Magnetic Dip Angle:	25.193°
Location Lat / Long:		Declination Date:	
Location Grid N/E Y/X:		Magnetic Declination	
CRS Grid Convergence	-0.0220°	North Reference:	Grid North
Grid Scale Factor:	1.00001656	Grid Convergence Used:	-0.0214°
Version / Patch:		Total Corr Mag North->Grid North:	-8.2406°
		Local Coord Referenced	Well Head

Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	TYDSS (ft)	YSEC (ft)	NS (ft)	EW (ft)	DLS (7100ft)	Northing (m)	Easting (m)	Latitude (N/S)	Longitude (E/W)
----------	---------	----------	---------------	----------	------------	-----------	---------	---------	--------------	--------------	-------------	----------------	-----------------

Figura 3. Ejemplo interfaz de ingreso para facilitar el reconocimiento y la lectura de datos por parte del usuario

Para el desarrollo del modelo matemático, se consideró que, al diseñar un pozo horizontal en las cuencas colombianas, los parámetros y las restricciones vistas en las figuras 1 y 2 para cada sección ya se conocen, así como, el desplazamiento desde la vertical, la TVD del tope de la formación de interés, el sitio donde debe emplazarse la bomba y la longitud de la sección tangente. Con esto en

mente, se consideró que la sección direccional puede diseñarse como un arco circular utilizando un método de curvatura mínima [7] adaptado.

Para efectos del presente trabajo, el diseño de la trayectoria del pozo 2D o 3D se dividió en cinco subespacios: (1) la sección vertical definida como la unión de dos puntos (coordenadas de superficie y coordenadas polares en la profundidad vertical del punto de inicio de la curvatura - KOP) con un punto intermedio interpolado, (2) el diseño con dirección del pozo sin restricciones a través de una sección de arco, que se define con nueve puntos a partir de una medida estadística como sigue: a) coordenadas polares en la profundidad vertical del punto de inicio de la curvatura b) creación de siete puntos aleatorios para permitir la creación de variables continuas y c) coordenadas polares en la TVD de la zona de tangente requerida para emplazar la bomba de producción, (3) el diseño con dirección de pozo no restringida a través de una sección tangente con tres puntos, las coordenadas polares en la profundidad vertical de inicio y final de la zona de estabilización y un punto intermedio interpolado para asegurar la generación de variables continuas, (4) el diseño con dirección restringida del pozo a través del número total de puntos definidos por el usuario, a partir del punto final de la sección de estabilización definido por coordenadas polares y profundidad vertical, teniendo en cuenta las coordenadas polares del punto de control geológico y su profundidad vertical, así como las coordenadas polares y la profundidad vertical del punto correspondiente a la entrada en la formación productora definida por los geólogos (landing point). Y (5) el diseño con dirección restringida del pozo a través de la sección horizontal a lo largo de la zona productiva. Para ello se requiere el número total de puntos definidos por el usuario, que como mínimo deben corresponder a las coordenadas polares del punto de entrada a la profundidad vertical definida, las coordenadas polares a la profundidad vertical del punto definido como final de la trayectoria y un punto intermedio interpolado definido por el sistema. La figura 4 ilustra de manera gráfica como se concibe el diseño de la trayectoria.

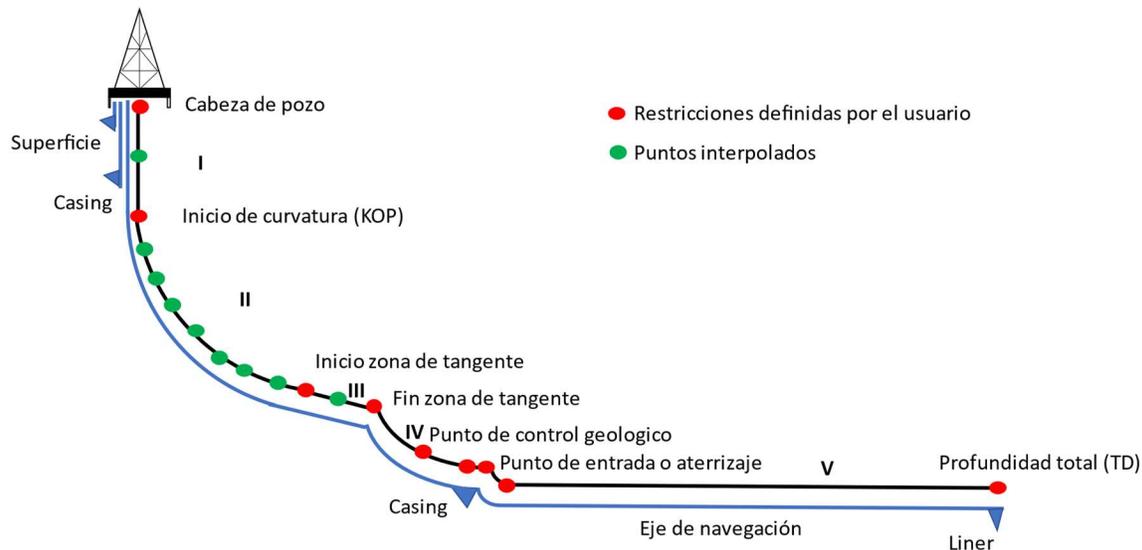


Figura 4. Diagrama resumen de los considerandos para el desarrollo del modelo matemático

La propuesta de valor del presente trabajo consiste en avanzar hacia la automatización del proceso de planeación de pozos horizontales diseñando un modelo adecuado para la construcción de un algoritmo genético, teniendo en cuenta dos criterios: 1) el número de parámetros que describe el modelo debe ser lo más pequeño posible. Este requisito surge del hecho de que los parámetros del modelo son las mismas variables que optimiza el algoritmo genético. 2) los parámetros deben seleccionarse de forma que sus valores tengan relaciones físicas con el resultado de la función objetivo (MD). Esto se debe a la naturaleza de las herramientas de computación evolutiva. Durante la evolución, los genes asociados a las soluciones más adecuadas sobreviven. Cuanto más fuerte sea la conexión de los parámetros con el resultado de la función objetivo, más información recogerá el algoritmo genético en la búsqueda de sus valores óptimos. Esto aumenta el ritmo con el que el algoritmo se mueve hacia el óptimo.

Al considerar el problema matemático de optimización analizando los objetivos de cada uno de los subespacios, se encontró válida la conclusión del trabajo de Shokir et al [6] con relación a que se puede lograr una optimización reduciendo la MD a partir de considerar la variación del arco de curvatura del primer tramo curvo. Entonces el problema de optimización del diseño automatizado de una arquitectura de pozo horizontal se puede simplificar construyendo un radio de curvatura que cumpla con la condición de no

sobrepasar el ángulo máximo de DLS definido por el usuario en la dirección del acimut fijada para que pueda conectar con el punto de inicio de la sección tangente. A efectos del desarrollo del modelo, se crearon cinco subespacios como lo muestra la figura 4 a lo largo de la trayectoria del pozo horizontal. Tres secciones crean puntos intermedios para facilitar el modelaje de la información.

Un algoritmo genético multitarea creado en lenguaje de programación Python permite tener en cuenta las limitaciones mostradas en las figuras 1 y 2 a la hora de planificar y diseñar pozos horizontales. Este algoritmo, diseñado con una interfaz de usuario, puede cargar las trayectorias de pozo (plan) diseñadas con la metodología tradicional de criterio y experiencia humana considerándolas como muestras madre. La figura 5 muestra el diagrama de flujo del proceso lógico de las funciones del algoritmo genético diseñado.

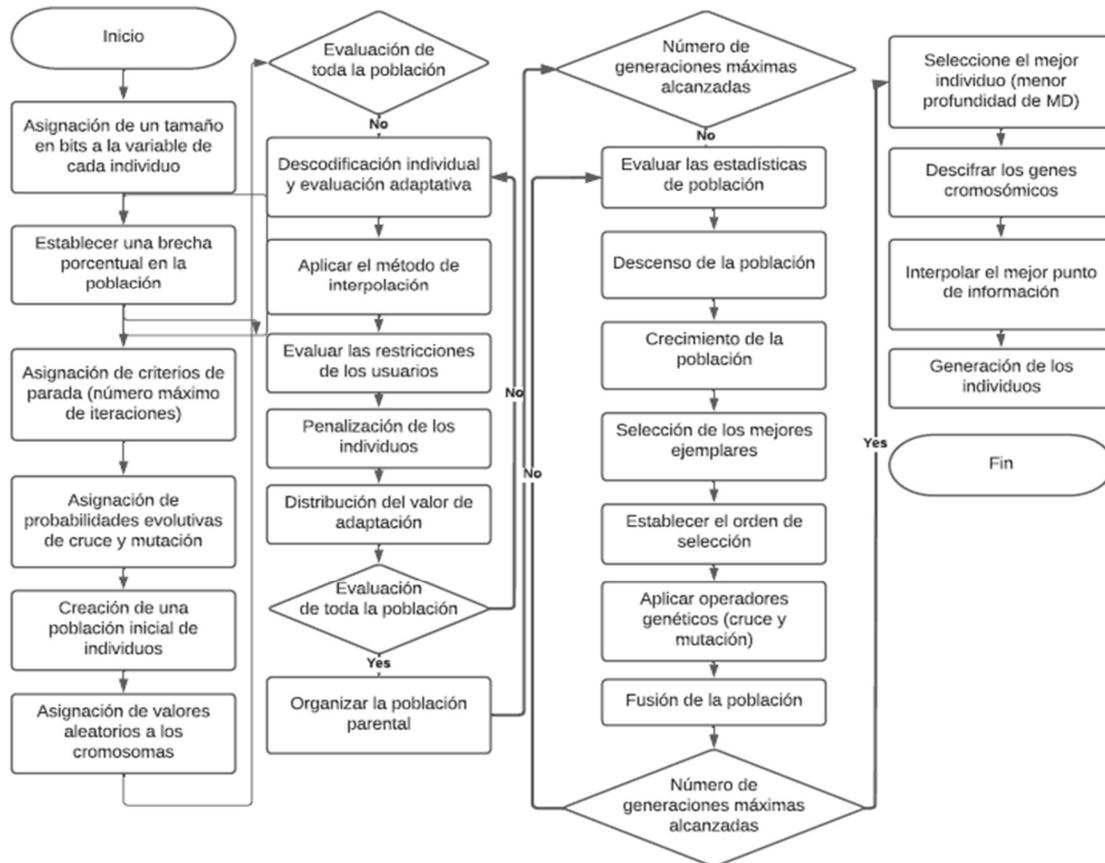


Figura 5. Diagrama de flujo explicativo del funcionamiento del algoritmo genético

Resultados

El modelo matemático fue desarrollado con base a un método de curvatura mínima adaptado junto con un algoritmo genético en lenguaje de programación Python, permitiendo tener en cuenta las restricciones para la planificación y el diseño de pozos horizontales en las cuencas colombianas. Para una óptima interfase de usuario se desarrolló un programa computacional denominado Wellpro® cuyas principales partes de código fuente son mostradas en la figura 6.

Wellpro® satisface las siguientes restricciones del usuario a) la dirección de la nueva trayectoria (optimizada) del plan del pozo debe cumplir con los requisitos del usuario; b) la profundidad de inicio de la sección curva (KOP) debe cumplir con los requisitos del usuario; c) la máxima severidad de pata de perro (DLS) debe ser como máximo el 50% del valor de tolerancia permitido para el paso del revestimiento introducido por el usuario; d) la ubicación de la zona de tangente para el emplazamiento de la bomba de producción del pozo debe ser especificada en función de la cabeza neta positiva de succión (NPSH) y la longitud requerida por el usuario; y, f) la ubicación (coordenadas UTM y profundidad) de los puntos de control geológico y de aterrizaje en la zona productiva y la profundidad total (TD) de la sección horizontal (coordenadas UTM y profundidad) del pozo deben ser definidas por el usuario.

A efectos de análisis de resultados, se consideraron tres tipos de trayectorias: a) La trayectoria planificada, generada por el ingeniero en el proceso de planificación; b) la trayectoria optimizada, generada mediante el uso del modelo matemático como función de optimización y el algoritmo genético que implica el uso de la estrategia evolutiva para el proceso de optimización heurística; y c) la trayectoria real o perforada, resultado de la perforación de la trayectoria planificada y “condicionada” a las actualizaciones de las condiciones técnicas registradas durante la perforación y a la incertidumbre de posicionamiento del entorno geológico.



Figura 6. Las principales partes de la aplicación de código fuente del algoritmo de optimización genética diseñado para automatizar el proceso de diseño de trayectorias de pozos horizontales

Es importante señalar que la trayectoria planificada, creada por el ingeniero de diseño de pozos, constituyó la base para la construcción de la trayectoria perforada. Del mismo modo, la trayectoria optimizada se basa en la “evolución genética” de la trayectoria planificada. Sin embargo, se realizó, para efectos del presente trabajo, la comparación entre las trayectorias planificadas, optimizadas y perforadas con el propósito de establecer similitudes y diferencias que permitan, con un proceso de análisis de datos, la elaboración de correlaciones que permitan inferir cuál trayectoria resulta más parecida a la trayectoria perforada entre, la trayectoria planificada construida con la experticia y el discernimiento humano, o la optimizada construida con el empleo de herramientas de computación evolutiva usando un algoritmo genético y un modelo matemático como función de optimización.

Nombre del pozo	Tipo de perfil trayectoria	Cumple la optimización
Tehillim 2801H	Perfil 3D	Si
Tehillim 2802H	Perfil 3D	Si
Tehillim 2804H	Perfil 3D	Si
Tehillim 2805H	Perfil 3D	Si
Tehillim 2806H	Perfil 3D	No
Tehillim 2807H	Perfil 3D	Si
Tehillim 2580H	Perfil 2D	Si
Tehillim 2581H	Perfil 2D	No
Tehillim 2582H	Perfil 3D	Si
Tehillim 2583H	Perfil 3D	Si
Tehillim 2470H	Perfil 2D	Si
Tehillim 2770H	Perfil 3D	Si
Tehillim 2783H	Perfil 2D	Si
Tehillim 2785H	Perfil 3D	Si – No
Tehillim 2900H	Perfil 3D	Si

Tabla 1. Población total de trayectorias de pozos planificadas tomadas para el análisis

Para el propósito de probar la optimización del proceso de automatización obtenido, se procedió a considerar someter las trayectorias resultantes a análisis de ingeniería que permitieran establecer la funcionalidad de los perfiles 2D y 3D. En primer lugar, se estableció el Índice de dificultad direccional (DDI) desarrollado por Oag y Williams (2000) [8]. El DDI como punto de referencia permitió establecer un criterio operativo adicional que compara la mejora en la trayectoria optimizada (ver tabla 2). La aplicación del

DDI ha demostrado su utilidad en otros ámbitos de perforación. Cuando se planifica una campaña de perforación prolongada, es conveniente disponer de planes preliminares para algunos, sino de todos, los pozos propuestos. Al clasificar estas trayectorias mediante el DDI, la secuencia de perforación puede diseñarse para que los pozos menos "complejos" se programen primero. De este modo, se puede resolver cualquier dificultad operativa imprevista mientras se perforan estos pozos. Las lecciones aprendidas pueden entonces incorporarse rápidamente a las trayectorias de pozo más complejas.

Nombre del pozo	DDI Trayectoria planeada	DDI Trayectoria perforada	DDI Trayectoria optimizada
Tehillim 2804H	5,752	5,775	5,594
Tehillim 2580H	5,92	5,875	6,070
Tehillim 2582H	5,777	5,817	5,939

Tabla 2. DDI calculado para tres pares de trayectorias de pozos

Para interpretar los resultados se formularon dos hipótesis de trabajo para analizar y verificar los resultados de la optimización del algoritmo genético y el proceso de automatización:

1) La trayectoria optimizada del pozo mejora la trayectoria planificada del pozo y la aproxima a la trayectoria real (del pozo perforado), satisfaciendo las restricciones geológicas y de ingeniería establecidas por el usuario y reduciendo la MD del perfil de trayectoria en perfiles 2D y 3D. Para obtener una profundidad de perforación mínima global se utilizó una función de penalización especial, probabilidades de mutación, cruce y un criterio de parada (figura 5). Este mínimo se consigue con valores menores de DLS lo que a su vez reduce los problemas operativos asociados con la tortuosidad.

2) La trayectoria optimizada creada mediante el modelo matemático y el algoritmo genético reduce las emisiones de gases de efecto invernadero (Alcance 1) al reducir el tiempo de perforación. Para inferir esta hipótesis se utilizarán tres parámetros de prueba estadísticos adicionales: a) La eficacia del modelo matemático y del algoritmo genético no depende de la naturaleza del perfil 2D o 3D de la trayectoria del pozo. b) El comportamiento del DLS permite optimizar la geometría del plan para las condiciones mecánicas. La solución óptima puede entonces basarse en la condición de la menor tortuosidad, que cumple con todos los criterios mecánicos necesarios para la trayectoria del pozo. c) Utiliza el DDI como medio para comparar la curvatura del perfil del pozo optimizado en comparación con la trayectoria planificada.

Discusión

La utilización del DDI como criterio de ingeniería para la comparación de trayectorias de pozos horizontales permite afirmar que el control del DLS, optimizando la geometría del plano para las condiciones mecánicas al reducir la tortuosidad, genera una solución óptima basada en la condición que genera menor torque y arrastre, condición que además cumple con los criterios mecánicos necesarios para correr los ensamblajes de fondo de pozo (BHA) y los revestidores / liners previstos para la perforación / producción del pozo.

Al realizar el análisis estadístico sobre la diferencia de los valores en la sección vertical (desplazamiento desde la vertical), teniendo en cuenta la totalidad de los 15 pares de trayectorias de pozos horizontales analizados, se llegó a la conclusión de que, en términos de distancia euclidiana, la trayectoria optimizada del pozo es un 8,1% mejor que la trayectoria prevista del pozo.

El análisis estadístico para comprobación de hipótesis se realizó con R (versión 4.1.1-Kick Things).

De los datos de las figuras 7 y 8 se desprende que la MD representa una variable relevante, un resultando consistente con los hallazgos del trabajo de Shokir et al [6], ya que su índice de correlación es significativo con respecto a los demás parámetros del pozo; además, todo indica que la distribución de esta variable es independiente. Se observa que la distribución de la trayectoria del pozo optimizado es muy similar a la de la trayectoria del pozo perforado; esto presenta un soporte a la hipótesis de investigación.

El análisis basado en el coeficiente de correlación de rango de Spearman (figuras 7 y 8), con la consideración de las variables, permite establecer una cercanía muy alta (más de 0,9) de la correlación de la MD con los valores del ángulo de inclinación, TVD y VS, entonces, la correlación se considera estadísticamente significativa. Se prueba además que la MD es una variable relevante porque su índice de correlación con otras variables es significativo a través de varias trayectorias de pozos planificadas, optimizadas y reales; además, todo indica que la distribución de dicha variable es independiente del tipo de pozo.

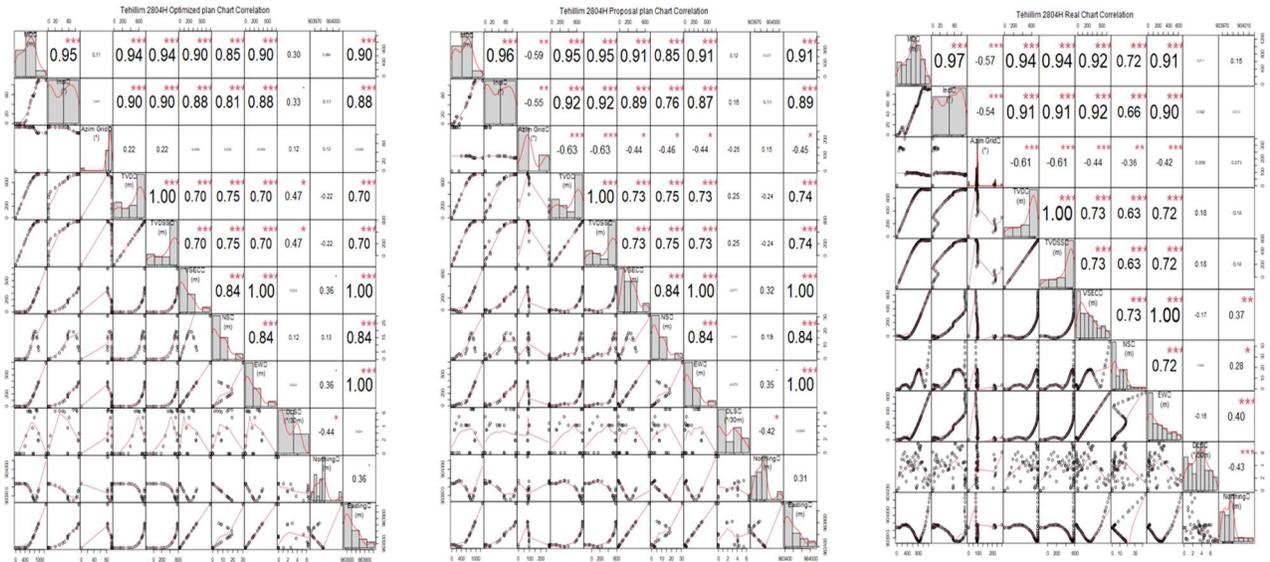


Figura 7. Análisis basado en el coeficiente de correlación de rango de Spearman para el pozo Tehillim 2804 Con la relación de la trayectorias optimizada, planeada y real

El algoritmo genético demostró ser un método de optimización sólido. La comparación entre la trayectoria planificada del pozo, la trayectoria real del pozo y la trayectoria optimizada del pozo confirmó la fiabilidad del modelo matemático y del software. De hecho, se observa que la distribución de la trayectoria del pozo optimizada es muy similar a la distribución de la trayectoria del pozo real, lo que constituía la primera hipótesis de la investigación: ¿Es la varianza de cada una de las variables de la trayectoria del pozo optimizada igual a la varianza de la trayectoria del pozo real? (La significación estadística del coeficiente obtenido se evaluó mediante la prueba t de Student. Si el valor calculado de la prueba t es inferior a la tabla z para un número determinado de grados de libertad, no hay significación estadística de la relación observada. Si es mayor, se considera que la correlación es estadísticamente significativa).

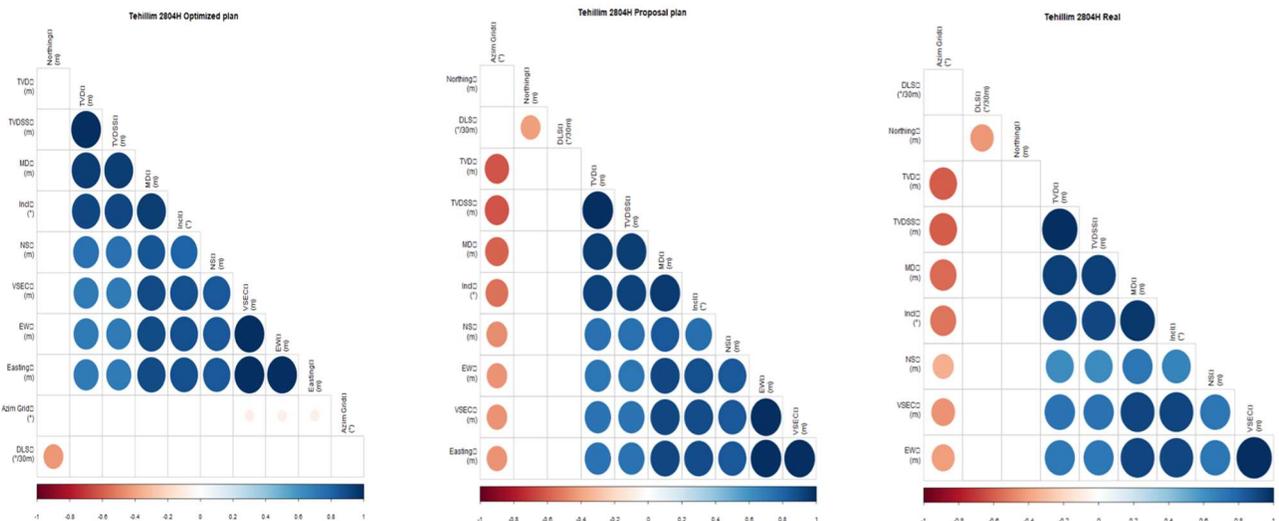


Figura 8. Análisis basado en el coeficiente de correlación de rango de Spearman para el pozo Tehillim 2804 Con la relación de la trayectorias optimizada, planeada y real

Se demuestra que la trayectoria optimizada del pozo es más parecida a la trayectoria real del pozo que la trayectoria planificada. Se realizó un análisis de la varianza (ANOVA) para comprobar su igualdad. La tabla 3 muestra los valores p de la prueba ANOVA para cada pozo según la profundidad del survey. Dado que todos los valores p son mayores que el nivel de significación (0,05), las diferencias de varianza fueron estadísticamente insignificantes. Esto nos permite suponer que la distribución de la profundidad de los surveys es la misma para las trayectorias de los pozos optimizadas y las reales. El programa del algoritmo genético es fácil de utilizar y puede aplicarse

a cualquier problema de optimización cambiando la codificación de los cromosomas y la función de estimación según la tarea requerida.

Nombre del pozo	Profundidad medida (MD)	Severidad de pata de perro (DLS)	Ángulo de inclinación
Tehillim 2804H	0,57232303441569	0,622624629141822	2,6311062959205e-10
Tehillim 2580H	0,94458770687659	0,7443382318989981	0,159785682131971
Tehillim 2582H	0,67939743441487	0,729831535188591	1,4280619426902e-19

Tabla 3. Valor p de las trayectorias de los pozos optimizados y perforados

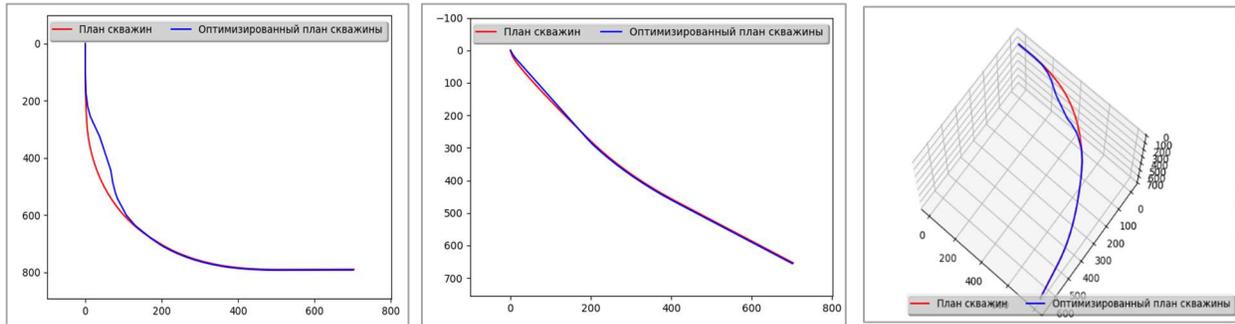


Figura 9. Wellpro®- Análisis gráficos

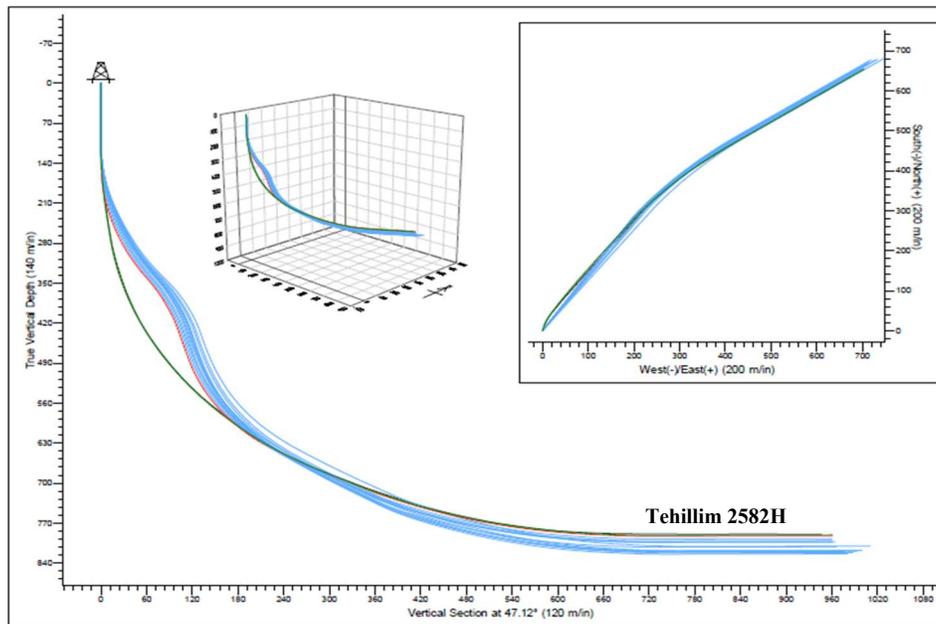


Figura 10. Wellpro®- Evolución generaciones algoritmo.

De manera empírica la experiencia del autor sugiere que, existe una buena correlación entre los indicadores clave de desempeño (KPI) utilizados por las compañías del sector y los DDI. En general, cuando el DDI aumenta, los KPI disminuyen y, a la inversa, cuando el DDI disminuye, los KPI mejoran notablemente respecto a la media. Entonces, si el tiempo total de trabajo asociado a la MD del pozo disminuye, mientras que el DDI permanece estable o con pocos cambios, se puede alcanzar una mejora en los KPI mejorando las curvas de avance de perforación, alcanzando una reducción del tiempo operativo y con ello, una reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero (Alcance 1). Segunda hipótesis de trabajo.

Una de las cuestiones recurrentes a lo largo del análisis de los datos es determinar si el modelo matemático y el algoritmo muestran alguna preferencia hacia el tipo de perfil. A efectos prácticos, se considera como perfiles 2D aquellas trayectorias cuyas variaciones de ángulo acimutal son inferiores a 20° y como trayectorias de pozo 3D aquellas cuya variación de ángulo acimutal es superior a 20°. Es importante mencionar que, en el caso de la descripción de las trayectorias de pozos horizontales, todos los pozos tienen variaciones de acimut entre la cabeza de pozo y el punto de entrada al yacimiento por riesgo de colisión.

La diferencia entre los perfiles de pozos 2D y 3D permite comprobar si una preferencia de trayectoria optimizada mejora más un perfil que el otro, o si es indiferente. Para ello, se utilizó el criterio de concordancia de Pearson (prueba Chi-cuadrado de independencia) para obtener valores p que permitan responder a esta pregunta. Se concluye, que la eficacia de la trayectoria generada por el algoritmo genético no depende del tipo de perfil. La eficacia de la optimización alcanzada no depende de la naturaleza del perfil de la trayectoria del pozo. También se puede realizar un análisis visual comparativo con los gráficos generados por el programa (Figura 9) y la evolución de las diferentes generaciones de trayectorias (Figura 10)

Conclusiones

1. Las herramientas de computación evolutiva han probado ser una fuente de optimización para solución del problema de automatización del proceso de diseño de trayectorias de pozos horizontales. Se desarrolló un enfoque de algoritmo genético multiobjetivo unificado para la planificación y el diseño de trayectorias de pozos horizontales en 2D y 3D para manejar múltiples objetivos y restricciones con aplicación directa a las condiciones geológicas y técnicas de las cuencas colombianas.

2. El problema de optimización consiste en expresar una función matemática que represente la profundidad medida de la trayectoria de un pozo horizontal 2D o 3D en función de las variables del sistema y sus condiciones. Al considerar el problema de optimización, analizando los objetivos de cada uno de los cinco subespacios en los que se ha dividido la trayectoria del pozo horizontal, se encontró que la optimización global se puede conseguir reduciendo la MD a partir del control de cambio del arco de curvatura del segundo subespacio. Entonces, el problema de optimización se limita construyendo un radio de curvatura que satisfaga la condición de no exceder el DLS máximo, en la dirección de acimut definida por el usuario, para que pueda conectarse con el inicio de la sección tangente.

3. Se comprobó que el 85% de los casos el algoritmo genético satisfacía las restricciones de trayectoria definidas por el usuario; el 65% de los casos la trayectoria optimizada mostraba una disminución de la función objetivo (MD); el 65% de los casos la trayectoria optimizada muestra una disminución del DDI al comparar la trayectoria del pozo optimizada con la trayectoria del pozo planificada. Utilizando el criterio de Spearman y la prueba ANOVA, se demuestra que la distribución de la trayectoria optimizada del pozo creada es más similar a la trayectoria real que a la planificada. Utilizando la prueba Chi-cuadrado, se concluye que la eficacia del modelo matemático y del algoritmo es independiente del tipo de perfil.

Agradecimientos

El autor desea expresar su agradecimiento a la Georgi V. Buslaev por su soporte para este trabajo. También quiere agradecer a la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (ACIPET) por permitir la publicación y difusión del presente trabajo.

Referencias

1. White Paper: HR4.0 Shaping People Strategies in the Fourth Industrial Revolution, REF 10122019, World Economic Forum, December 2019.
2. Kikuchi, Shuichi. "2D and 3D Well Planning for Horizontal Wells." Paper presented at the Middle East Oil Show, Bahrain, April 1993. doi: <https://doi.org/10.2118/25647-MS>
3. Adams, Neil: *Drilling Engineering – A Complete Well Planning Approach*, PennWell Books, 1985.
4. Ambrus, Adrian, Pournazari, Parham, Ashok, Pradeepkumar, Shor, Roman, and Eric van Oort. "Overcoming Barriers to Adoption of Drilling Automation: Moving Towards Automated Well Manufacturing." Paper presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, London, England, UK, March 2015. doi: <https://doi.org/10.2118/173164-MS>
5. Helmy, Mohamed Wael, Khalaf, Fouad, and T. A. Darwish. "Well Design Using a Computer Model." *SPE Drill & Compl* 13 (1998): 42–46. doi: <https://doi.org/10.2118/37709-PA>
6. Shokir, E.M. El-M., Emera, M., Eid, S.M., and A.A. Waly. "Optimal 3-D Directional & Horizontal Wells Planning Using Genetic Algorithm." Paper presented at the Annual International Conference and Exhibition, Abuja, Nigeria, August 2002. doi: <https://doi.org/10.2118/79164-MS>
7. Taylor, Howard L., and C. Mack Mason. "A Systematic Approach to Well Surveying Calculations." Paper presented at the Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, New Orleans, Louisiana, October 1971. doi: <https://doi.org/10.2118/3362-MS>
8. Oag, Alistair W., and Mike Williams. "The Directional Difficulty Index - A New Approach to Performance Benchmarking." Paper presented at the IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, February 2000. doi: <https://doi.org/10.2118/59196-MS>