

CARACTERIZACIÓN GEOESTADÍSTICA DE ESFUERZOS EN UN CAMPO DE PETRÓLEO

CHARACTERIZATION GEOSTATISTIC OF EFFORTS IN A PETROLEUM FIELD

LUIS HERNÁN SÁNCHEZ ARREDONDO

*Profesor Asociado Universidad Nacional de Colombia, Facultad Nacional de Minas
Centro Nacional de Geoestadística (CNG), lhsanche@unal.edu.co*

CARLOS DAVID MIRANDA RAMOS

Universidad Nacional De Colombia-Sede Medellín, Estudiante Ingeniería De Petróleos, cdmirand@unalmed.edu.co

VÍCTOR JÚNIOR VALLEJO DÍAZ

Universidad Nacional De Colombia-Sede Medellín, Estudiante Ingeniería De Petróleos, vvallej@unalmed.edu.co

RESUMEN: El objetivo de este trabajo es la estimación del azimut del esfuerzo mínimo horizontal (AEMH) en la zona Norte del campo Cupiagua, localizado en el Piedemonte Llanero, usando como herramienta fundamental la geoestadística. La metodología para el tratamiento de los datos consistió en la conversión de los valores azimutales (variables circulares) a datos numéricos mediante los cósenos directores con el fin de evitar incompatibilidades en la medida del error. El análisis geoestadístico mostró que la variabilidad espacial de los datos son concurrentes con un efecto pepita de 0.0017 más un modelo exponencial con meseta igual a 0.0087 y rango de influencia de 7874 pies. La dirección del AEMH, estimada por el método de kriging ordinario de bloque, indicó que los valores AEMH varían entre 11°-65°, con un valor promedio de 34°, mientras que el error de estimación varía entre 2° y 7°. Los resultados obtenidos permitieron diferenciar dos campos de orientación de esfuerzos mínimos horizontales diferentes: uno al norte, donde el AEMH tiende a valores inferiores a 40° y representan el 75% de los datos estimados; mientras que el 25% de los datos restantes, superan los valores obtenidos en el norte, debido probablemente a una mayor complejidad estructural de la zona.

PALABRAS CLAVE: Geoestadística, Azimut, Esfuerzo Mínimo, Campo Petrolero, Modelo Exponencial.

ABSTRACT: The objective of this work is the estimation of azimuth of the horizontal minimum stress (AHMS) in the North zone of the Cupiagua field, located in the Piedemonte Llanero, using like fundamental tool the geostatistics. The methodology for the data's treatment consisted of the conversion of the azimuthal values (circular variable) to numeric data by means of the cosine function with the purpose to avoid incompatibilities in the error's measurement. The geostatistics analysis showed that the space variability of the data is concurrent with an effect nugget of 0, 0017 plus an exponential model with equal sill to 0, 0087 and an influence range of 7874 feet. The direction of the AHMS, considered by the ordinary method of kriging of block, indicated that values AHMS vary between 11°- 65°, with a value average of 34°, where as the estimation error varies between 2° and 7°. The obtained results allowed differentiating two fields from direction of different horizontal minimum stress: one to the north, where the AHMS tends to values inferior to 40° and they represent 75% of the calculated data; where as 25% of the remaining data surpass the values obtained in the north, probably had to a greater structural complexity of the zone.

KEYWORDS: Geostatistics, Variogram, Kriging, Interpolation, Azimuth, Stress Minimum, Exponential Model.

1. INTRODUCCIÓN

En la industria Petrolera abundan los riesgos y las incertidumbres. Ambos aspectos tienen gran importancia en todas las etapas del negocio (exploración, explotación, mercadeo y distribución), razón por la cual la industria necesita de sofisticados enfoques como la Geoestadística, con el objetivo de obtener más herramientas que brinden apoyo al momento de tomar decisiones.

Un yacimiento es una roca porosa y permeable saturada con petróleo, gas o agua. Debido a la acción de las capas suprayacentes, se generan esfuerzos (medida de la fuerza que actúa sobre una determinada área) y presiones sobre todo el yacimiento. Cuando la roca está sometida a esfuerzos se genera una reducción en el volumen poroso, afectando parámetros importantes como porosidad y permeabilidad. Si estos esfuerzos no son reconocidos y no se está preparado para afrontarlos, los costos de las operaciones de una zona prospectiva pueden ser cuantiosos, superando en grandes cantidades los costos establecidos en un principio.

Los esfuerzos varían según su origen, magnitud, dirección, litología, presión de poro y temperatura, además tienen dos componentes: esfuerzo normal y esfuerzo de cizalladura¹. El esfuerzo normal se aplica en un plano perpendicular a la superficie de la roca, el esfuerzo cortante actúa a lo largo de dicho plano y la disposición de los ejes varía con el buzamiento del yacimiento. Estos esfuerzos producen deformaciones que a la larga se traducen en fracturamiento o fallamiento².

Los cambios causados por los esfuerzos probablemente ocasionaron problemas de inestabilidad del hoyo mientras se perfora, o de producción de arena en la terminación del pozo. El primer factor fundamental que afecta los esfuerzos presentes en el yacimiento, es la perforación, esta actividad transforma el equilibrio inicial de los esfuerzos presentes en el área cercana al pozo; porque a medida que se perfora el hoyo se excava un volumen cilíndrico de roca. Al extraer dicho volumen y

reemplazarlo por un volumen de fluido de perforación, la presión que ejerce el lodo no se equilibra con los esfuerzos que tratan de distribuirse en la pared del pozo y mientras esto ocurre los esfuerzos pueden aumentar de tal manera que deformará el pozo (ovalización)³.

Este problema se puede extender a pérdida de lodo de perforación, atascamiento de tuberías, interconexión entre tramos y fracturamiento hasta abandono del pozo. Significando un mayor costo desde todo el punto de vista. La prevención de todas estas contingencias es la clave para minimizar los costos y el tiempo empleado en estas operaciones.

La Geoestadística⁴ ofrece una colección de herramientas que cuantifican y modelan la variabilidad espacial. Su propósito es predecir el valor de una variable en localidades donde no se conoce a partir de la relativamente escasa información conocida. La Geoestadística es válida si los resultados son interpretados y validados a la luz de la geología del yacimiento, la física de la roca, información y principios de la ingeniería de yacimiento.

La Geoestadística tiene su origen exclusivamente en la industria Minera. D. G. Krige, sin embargo, no fue sino hasta la mitad de los años 80 cuando las técnicas Geoestadísticas fueron utilizadas extensivamente en la industria Petrolera⁵. El campo de acción de la Geoestadística con respecto a la industria petrolera se centra más que todo en modelos geológicos y petrofísicos de yacimientos, análisis de permeabilidad, predicción de recobro, predicción del volumen de petróleo en sitios y reservas, etc.

El objetivo de este trabajo es determinar la orientación de los esfuerzos horizontales mínimos mediante el uso de la Geoestadística en el Campo Cupiagua. En especial se hace un estudio al campo que descubrió en el año 1998 la compañía operadora BP ubicado en la parte oriental de Colombia, departamento de Casanare. Conociendo la dirección del esfuerzo mínimo horizontal en el área se puede determinar la trayectoria más óptima de perforación y cañoneo para evitar los inconvenientes de arenamiento y colapso de pozos tan comunes en el área.

2. GEOLOGIA CAMPO DE ESTUDIO

El modelo geológico es muy importante al definir las principales características del campo de estudio, ya que se implementará en el modelo geostadístico el estado de esfuerzos para la obtención de resultados acordes a los esfuerzos del campo.

En la Figura 1, se muestra la columna estratigráfica generalizada del campo de estudio, donde nuestro interés está en la Formación Mirador con aproximadamente el 50% de los hidrocarburos del yacimiento, ubicada entre la Formación Los Cuervos y la Formación Carbonera

La formación Mirador es de edad Eoceno tardío. Se encuentra dividida en dos miembros, denominados Inferior y Superior. Tiene un espesor promedio de 400 fts, su porosidad es relativamente baja contrastándose con su alta permeabilidad y se aproxima al modelo ideal de esferas empaquetadas no cementadas. La compañía operador BP estima este campo en 22500 ft² de área y 200 ft de espesor bruto.

3. METODOLOGÍA

Para determinar la dirección del esfuerzo mínimo horizontal se recopiló e interpretó la información (Tomada referencia⁹) proveniente de registros de imagen UBI (*Circumferential Borehole Imaging Log*)⁶. El resultado de esta recolección de información en un total de 11 pozos ubicados en el piedemonte llanero colombiano, muestra 1157 mediciones georeferenciadas del azimut del esfuerzo mínimo.

Como herramienta fundamental para el proceso de estimación es el cálculo de semivariogramas. Véase referencia⁴. La construcción de semivariogramas requiere el uso de diferencias angulares $\Delta\alpha_{i,j}$ entre pares de datos i y j , el

$\Delta\alpha_{i,j}$ es la menor diferencia angular y dependiendo del valor del azimut se induce un problema debido a la propiedad circular de los datos azimutales.

Por ejemplo. Para el par de datos azimutales 30° y 300° la diferencia algebraica es (300°-30°) = 270° con un exceso de 180° cuando en realidad la menor diferencia entre estos dos datos es de 90°. En este trabajo se muestra un procedimiento de transformación de los datos antes de realizar los cálculos de la estimación.

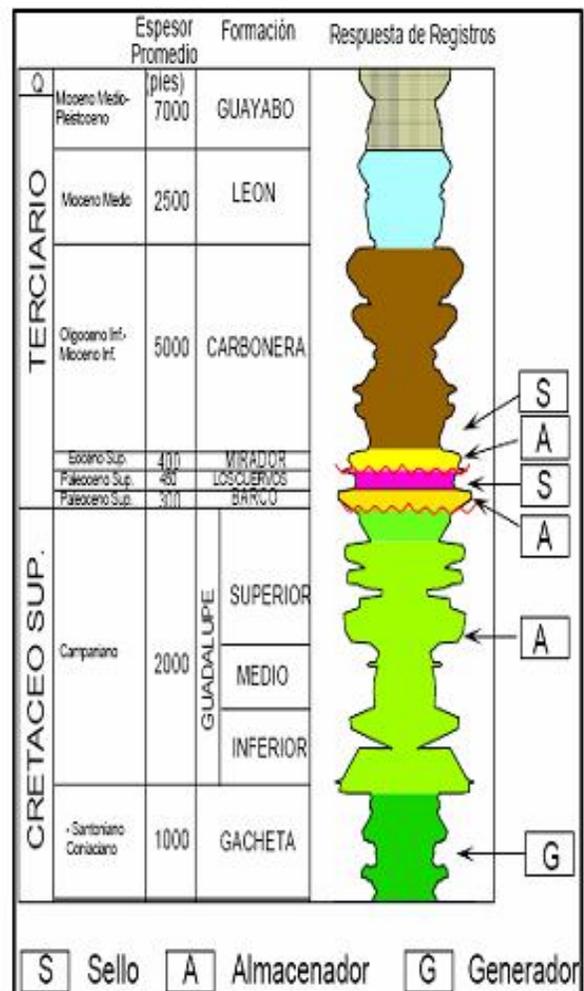


Figura 1. Columna estratigráfica generalizada del Piedemonte llanero. Tomada de referencia⁶
Figure 1. Generalized stratigraphic column of the llanero Piedemont. Seizure reference⁶.

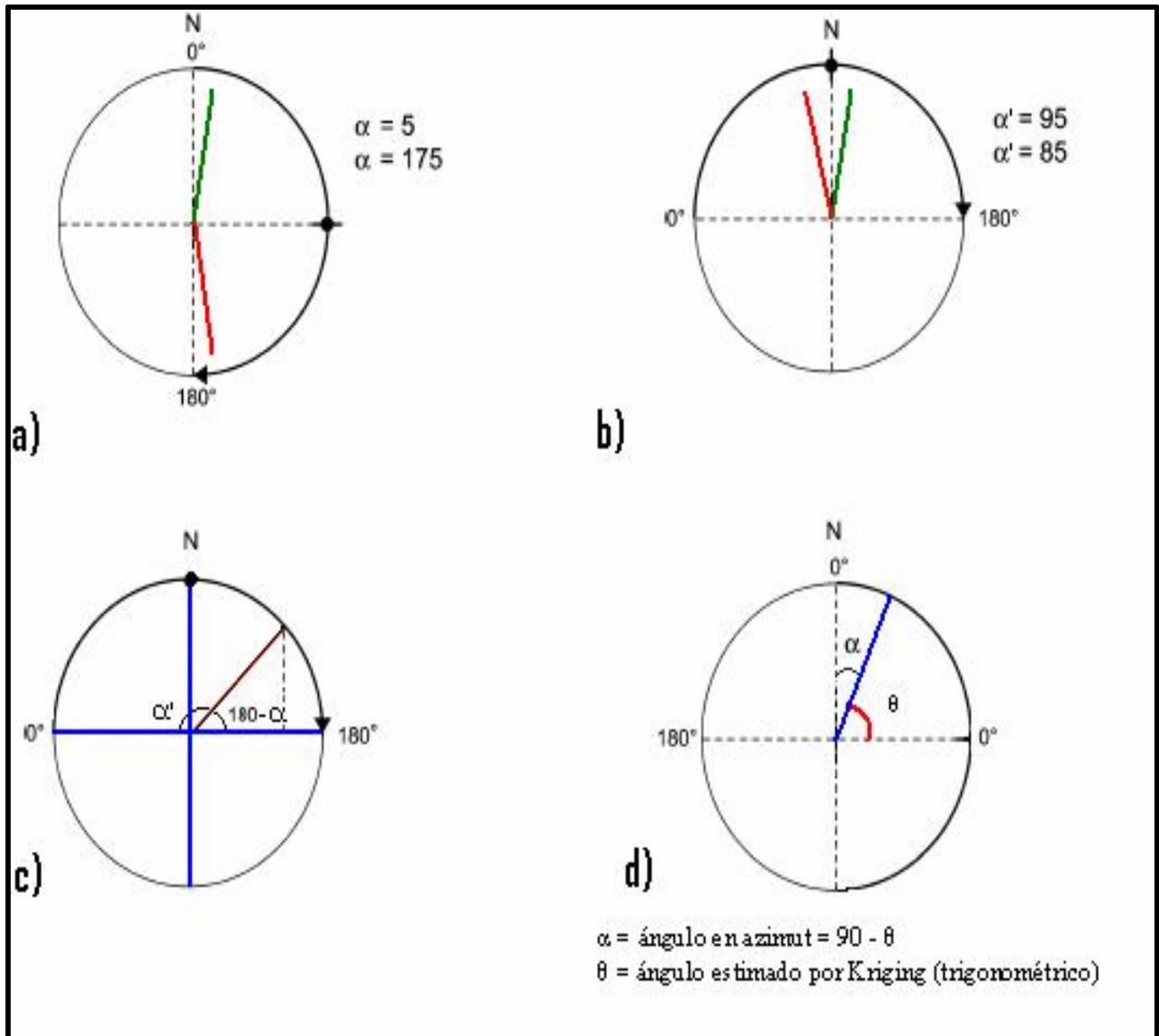


Figura 2. Ilustración del problema de circularidad en los datos direccionales (a, b), Equivalencia entre ángulo algebraico y trigonométrico (c), Transformación ángulo trigonométrico a azimut (d). Modificada de referencia⁴.

Figure 2. Illustration of problems attached to the calculation of mean values for circular angular data (a, b), Equivalence between algebraic and trigonometrical angle (c), Transformation trigonometrical angle to azimuth (d). Modified of reference⁴.

3.1 Manejo de datos del esfuerzo mínimo horizontal

La primera etapa de preparación de los datos para el análisis estructural, es trasladar el ángulo medido en azimut (Figura 2a), como un vector unitario, a un nuevo sistema de coordenadas algebraico (Figura 2b), donde el 0° corresponde al oeste y se mide en el sentido de las manecillas

del reloj. En este nuevo sistema de coordenadas existe menor diferencia entre datos y se permite realizar cálculos clásicos de $\text{sen}\alpha$, $\text{cos}\alpha$, etc.

Se procede (como se mencionó arriba) a trasladar los ángulos a coordenada algebraica de la siguiente manera:

Se define:

α = ángulo en azimut

α' = ángulo nuevo algebraico

$$\alpha' = \alpha + 90 \quad \text{si} \quad 0 \leq \alpha \leq 90^\circ \quad (1)$$

Ejemplo: 30° en azimut (α) \implies 120° en el nuevo sistema (α').

$$\alpha' = \alpha - 90 \quad \text{si} \quad 90^\circ < \alpha < 270^\circ \quad (2)$$

Ejemplo: 150° en azimut (α) \implies 60° en el nuevo sistema (α').

$$\alpha' = \alpha - 270 \quad \text{si} \quad 270 \leq \alpha \leq 360^\circ \quad (3)$$

Ejemplo: 300° en azimut (α) \implies 30° en el nuevo sistema (α').

En la Figura 2c, se procede a hallar las componentes rectangulares, donde la función senoidal es positiva en el primero y segundo cuadrante cumpliendo además que:

$$\text{sen}(\alpha') = \text{sen}(180 - \alpha') \quad (4)$$

Aplicando seno de angulos dobles

$$\text{sen}(\alpha') = \text{sen}(180) * \cos(\alpha') - \cos(180) * \text{sen}(\alpha')$$

sabiendo que, $\text{sen}(180) = 0$ y $\cos(180) = -1$

tenemos

$$\text{sen}(\alpha') = 0 * \cos(\alpha') - (-1) * \text{sen}(\alpha')$$

$$\text{sen}(\alpha') = \text{sen}(180 - \alpha')$$

Con el resultado anterior, se ingresan los valores del seno (α') a un software especializado en geoestadística (para este ejercicio se trabajó con el software ISATIS, módulo petróleo y gas⁷), con el fin de hacer el análisis de estimación, que

en este caso se utilizó el método de Kriging Ordinario de bloques (KOB).

Después de realizar la estimación por KOB de los valores senoidales, es necesario volver a transformar estos a datos azimutales de la siguiente forma:

$$\alpha = 90 - (180/\pi) * \text{sen}^{-1}(KOB) \quad (5)$$

Donde:

$$KOB = \text{sen}(\theta)$$

θ es el ángulo trigonométrico medido desde el eje x positivo en sentido contrario de las manecillas del reloj (Figura 2d).

Para realizar la estimación creamos una malla rotada 47° de 3280 pies*3280 pies*656.17pies, largo, ancho y profundidad respectivamente, sus coordenadas geográficas iniciales son:

$$X = 1161750 \text{ m}, Y = 1068300 \text{ m}, Z = -5250 \text{ m}.$$

Consta de una cantidad de 15 nodos en el eje X, 4 en el eje Y, y 8 en el eje Z.

4. RESULTADOS

Los resultados obtenidos permitieron evaluar el AEMH en un área de 2.4 mil millones de pies cuadrados, arrojando resultados del seno del ángulo trigonométrico (tabla 1).

Con el análisis estructural del AEMH se determinó que el modelo teórico que mejor representa la variabilidad espacial del esfuerzo mínimo horizontal es un modelo exponencial con un efecto pepita de 0.0017, meseta de 0.0087 y rango de influencia de 7874 pies.

Las estadísticas de 222 bloques estimados, muestran un promedio de 0.83 para el seno del esfuerzo mínimo que implica un valor azimutal de aproximadamente 34° para la dirección del esfuerzo mínimo horizontal. Los valores estimados varían entre 65° como valor máximo y 11° como valor mínimo, con una mediana de 34°.

una curtosis de 3 y un coeficiente de sesgo tendiente a cero; lo cual sugiere una fuerte tendencia al comportamiento gaussiano de los valores estimados. Los errores estimados varían entre 2° y 7° con un promedio de 5°, pero con unos valores de curtosis y sesgo, que difícilmente nos permite ajustar los datos a una distribución normal o lognormal.

La visualización de una de las secciones del AEMH estimado, se muestra en la en Figura 3, la cual representa una vista en el plano XY de la sección (1, 1, 5). A este plano han sido superpuestas las fallas geológicas regionales, donde es notorio observar el aumento del AEMH en la zona suroeste de mapa, precisamente donde se presenta la zona de convergencia del fallamiento regional.

5. DISCUSIÓN

Los análisis realizados indican que la dirección del AEMH en la zona norte de Cupiagua, del Piedemonte Llanero es de 34° aproximadamente, lo que concuerda con el régimen de fallamiento regional existente en la zona (Figura 3: sección (1, 1, 5)). El 90% de los datos estimados para la dirección del AEMH, es inferior a 48° y el 98% de los datos estimados mostraron errores en la estimación del AEMH inferiores a 7°.

Estos resultados difieren de los reportados por Gómez y Vélez (2007)⁶ para la zona sur del campo Cupiagua, donde el valor promedio para la dirección del AEMH fue estimado en 42°, y con los de Peña (2008)⁹; quien estimó en 68° el valor promedio para la dirección del AEMH en la zona estudiada en este trabajo. Es importante anotar que la estimación en estos trabajos fue hecha directamente con los valores azimutales,

los cuales tienen implícitos propiedades circulares y no es factible realizar propiedades aritméticas como lo son la media y la desviación estándar, por lo tanto los errores de estimación tienden a estar ampliamente sobreestimados.

En la Figura 4, se muestra el modelo geológico en 3D de la variación de la dirección del AEMH en toda el área estudiada, donde prácticamente ha quedado la zona fragmentada en dos regiones; la primera al noreste con valores de AEMH inferiores a 40° y la segunda al suroeste con altos valores de orientación del AEMH. Esta diferencia de valores ha sido correlacionada con la geología estructural de la zona y la actividad microsísmica local⁶, para determinar que el AEMH aumenta hacia el suroeste, donde el fallamiento geológico activo es mas complejo.

Los resultados obtenidos en este trabajo representan un valor agregado a los trabajos previamente desarrollados por el grupo Giga en el proyecto Ecopetrol-Piedemonte y con el grueso de una información exploratoria mas detalla resultará de vital importancia para el diseño y planeamiento del yacimiento de hidrocarburos localizado en la Formación Mirador del Campo Cupiagua.

La integración de las técnicas geomecánica y geoestadística con la geología permite obtener el patrón de los esfuerzos máximos y mínimos horizontales de un área, de esta manera, es posible predecir la dirección de los esfuerzos en un yacimiento de hidrocarburos. Demostrando que para las variables orientadas (en azimut), al momento de hacer una estimación es aconsejable transformarlas a una medida numérica que no este ligada a ninguna clase de orientación

<i>Estadísticas de lo valores estimados</i>						
	<i>Nº Bloques</i>	<i>Mínimo</i>	<i>Máximo</i>	<i>Media</i>	<i>Error</i>	<i>Varianza</i>
<i>AEMH (KO)</i>	222	11	65	34	12	149
	222	2	7	5	1	1
<i>Estadísticas (continuación):</i>						
	<i>Coef. Variación</i>	<i>Skevness</i>	<i>Curtosis</i>	<i>Geométrica</i>	<i>Harmónica</i>	
<i>AEMH (KO)</i>	0,4	0,4	3	32	29	
<i>Error de estimación AEMH (KO)</i>	0,24	-0,7	-0,7	5	5	
<i>Cuantiles</i>						
<i>VARIABLE</i>	<i>Q5</i>	<i>Q25</i>	<i>Q50</i>	<i>Q75</i>	<i>Q90</i>	<i>Q98</i>
<i>Azimut esfuerzo Min (KO)</i>	15	26	34	41	48	65
<i>St dev Azimut esfuerzo Min (KO)</i>	3,1	4,5	5,6	6,4	6,7	6,8

Tabla 1. Estadísticas básicas.

Tabla 1. Basic Statistics.

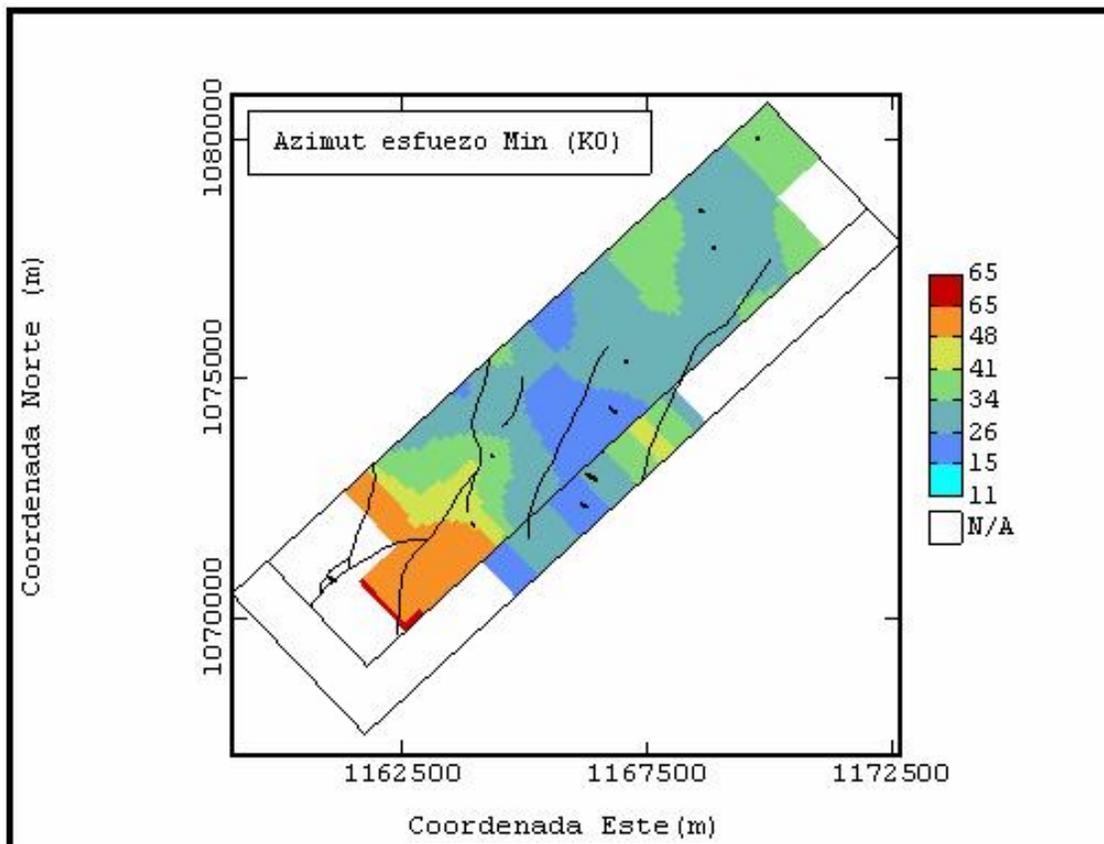


Figura 3. Sección (1, 1,5) en la zona Norte del campo Cupiagua.
 Figure 3. Section (1, 1, 5) in the North zone of Cupiagua field.

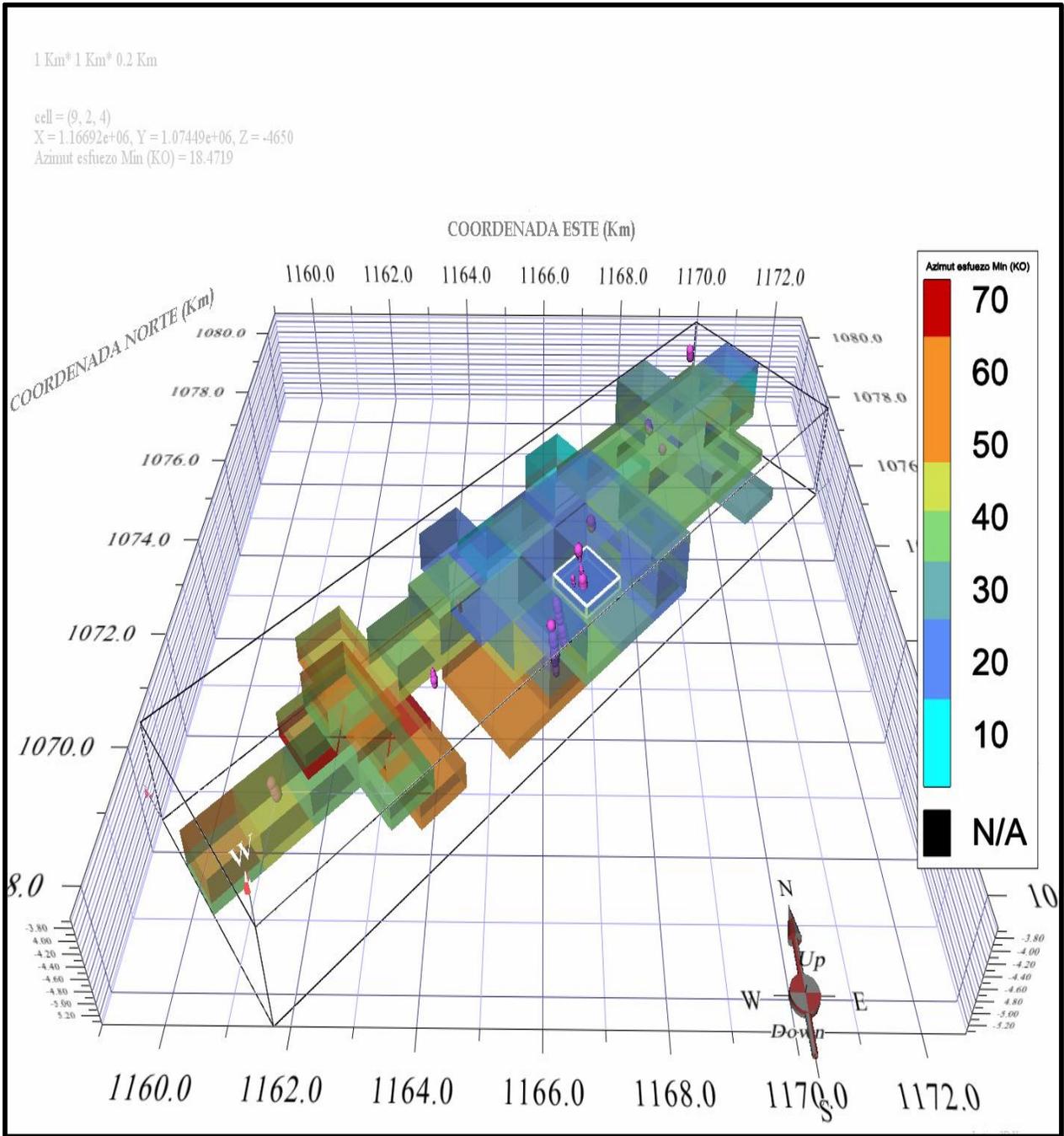


Figura 4. Distribución en 3D de AEMH en la zona Norte del campo Cupiagua
Figure 4. 3D Distribution of AHMS in the North zone of Cupiagua field.

6. CONCLUSIONES

El objetivo de este trabajo fue mostrar una metodología a seguir para los datos direccionados de un campo de petróleo.

Teniendo en cuenta la información de 11 pozos y utilizando la técnica geoestadística del kriging ordinario de bloques, se estimó la dirección del azimut del esfuerzo mínimo horizontal sobre la Formación Mirador, zona norte del Campo Cupiagua.

El azimut del esfuerzo mínimo horizontal promedio fue estimado en 34° y el error de estimación promedio en 5°. Estos resultados no son definitivos ya que es necesario involucrar toda la información disponible en el campo.

Los resultados obtenidos permitieron diferenciar dos campos de orientación de esfuerzos mínimos horizontales diferentes: uno al norte, donde los valores azimutales del esfuerzo mínimo horizontal tiende a valores inferiores a 40° y representan el 75% de los datos estimados, mientras que el 25% de los datos restantes, superan los valores obtenidos en el norte, debido a probablemente a una mayor complejidad estructural de la zona.

7. AGRADECIMIENTOS

Este artículo es una contribución al proyecto de investigación “Caracterización de Macizos Rocosos”, del grupo de investigación Centro Nacional de Geoestadístico (CNG).

REFERENCIAS

- [1] TARBUCK, E. “*Ciencias de la Tierra-Una introducción a la geología física*”. Madrid, Pearson Prentice Hall. 2005.
- [2] ERLING, F. “*Petroleum Related Rock Mechanics*”. Elsevier. 1992.
- [3] KASTAR, R.L. “*Triaxial Testing Designs for Burst*”. Article SPE 14727. 1986.

[4] GUMIAUX. C, GAPAIS. D, BRUN J.P. “*Geostatistics applied to best-fit interpolation of orientation data*”. Universidad de Rennes, France. 2003.

[5] GIRALDO. R, “*Introducción a la Geoestadística*”. Universidad Nacional de Colombia. 2005.

[6] GÓMEZ, D. VÉLEZ, J. “*Caracterización Geoestadística de Esfuerzos en el Piedemonte Llanero*”. Universidad Nacional de Colombia. 2007.

[7] BLEINES. C, DERAISME. J, GEFFROY. F, JEANNEE. N, PERSEVAL. S, RAMBERT. F, RENARD. D, TORRES. O, TOUFFAIT. Y. “*ISATIS Software Manual, 5th Edition*”. Geovariances & Ecole des Mines de Paris. 2006.

[8] TORRES, M. “*Determinación de esfuerzos in-situ en la cordillera oriental de Colombia*”. Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia. 2001. 32 pp.

[9] PEÑA, K. “*Modelo Geoestadístico del estado de esfuerzos del campo Receptor y de la zona norte de Cupiagua*”. Universidad Nacional de Colombia. 2008.

A. ANEXO

A.1 Macro corrección general de datos azimutales

Se procede a mostrar la macro realizada en un hoja de calculo EXCEL, para la transformación de datos azimutales a un nuevo sistema de coordenadas algebraico que permita realizar cálculos clásicos de $\text{sen}\alpha$, $\text{cos}\alpha$, etc.

Sub correccionAzimut()

Dim nroIteraciones As Integer

nroIteraciones = 1157

For i = 2 To nroIteraciones

If Cells(i, 1) <= 90 Then

Cells(i, 2) = Cells(i, 1) + 90

End If

If Cells(i, 1) > 90 And Cells(i, 1) < 270 Then

Cells(i, 2) = Cells(i, 1) - 90

End If

If Cells(i, 1) >= 270 And Cells(i, 1) <= 360

Then Cells(i, 2) = Cells(i, 1) - 270

End If

If Cells(i, 2) >= 0 Then

Cells(i, 3) = Sin((4 * Math.Atn(1) / 180) * Cells(i, 2))

End If

Next i

End Sub

Se hizo la macro para transformar los 1157 datos iniciales del AEMH. Las Cells(i, 1), Cells(i, 2) corresponden a la columna en la hoja de calculo. Figura A.2 y A.3.

Esta macro puede utilizarse para cualquier cantidad de datos es solo cambiarle el **nroIteraciones** = al numero de datos de azimut que se tengan.

La manera de cambiar la cantidad de datos es ir a la ventana en la parte superior de la hoja de Excel. **Herramientas**, después le damos **Macro**. Cuando aparecen las opciones de macro le damos en **modificar Figura A.1**. Enseguida a parece una hoja tipo Visual Basic y cambiamos el **nroIteraciones** por el que se desee. Por ultimo le damos **play** y volvemos a la hoja de Excel y corremos. Este procedimiento aplica de la misma forma para la Macro de transformación del seno estimado por KOB a datos azimutales.

A.2 Macro para transformación del seno estimado por KOB a datos azimutales.

Sub SENO_KRIGING_A_AZIMUT()

Dim nroIteraciones As Integer

nroIteraciones = 222

For i = 2 To nroIteraciones

If Cells(i, 1) <> 1 Then

Cells(i, 2) = (Atn ((Cells(i, 1) / Sqr (-Cells(i, 1) * Cells(i, 1) + 1)))) * 180 / (4 * Math.Atn(1))

If Cells(i, 1) = 1 Then

Cells(i, 2) = 90

End If

If Cells(i, 2) <= 90 Then

Cells(i, 3) = 90 - Cells(i, 2)

End If

If Cells(i, 2) > 90 And Cells(i, 2) <= 360 Then

Cells(i, 3) = 450 - Cells(i, 2)

End If

Next i

End Sub

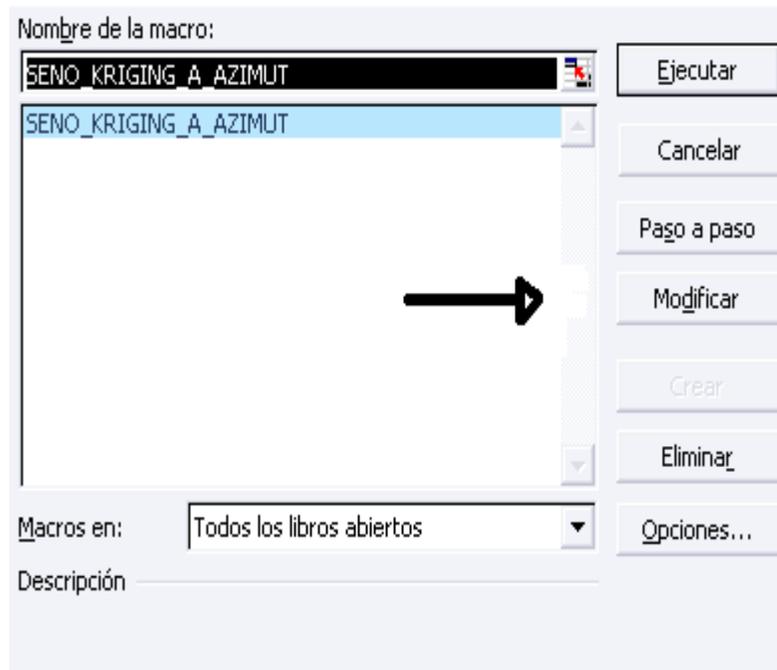


Figura A.1. Ventana de modificación de macros
Figure A.1. Window of modification of macro

	A	B	C	D
1	DATOS A PASAR DE AZIMUT EN ALGEBRAICOS	RESULTADO CON LA MACRO		
2	28,8	118,8		
3	23,9	113,9		
4	26,4	116,4		
5	34,7	124,7		
6	11,7	101,7		
7	48,4	138,4		
8	124,4	34,4		
9	120,9	30,9		
10	26,3	116,3		
11	183,2	93,2		
12	174,8	84,8		
13	9,1	99,1		
14	1,8	91,8		
15	187,7	97,7		
16	169,3	79,3		
17	170,6	60,6		
18	7,4	97,4		
19	188	96		
20	162,9	72,9		
21	270	0		
22	320	50		
23	254	164		
24	318	48		
25	45	135		
26	100	10		
27	160	70		
28	190	100		

Figura A.2. Visualización del resultado arrojado por la macro para corrección general de azimut.
Figure A.2. Visualization of the result thrown by the macro for general correction of azimuth.

Microsoft Excel - macro de retransformación para azimut.xls

Archivo Edición Ver Insertar Formato Herramientas Datos Ventana ?

Arial 10 % 000 € 00 00

	A	B	C	D	E	F
1	valor seno que da kriging	transformacion en trigonometrico	transformacion azimut			
2	0	0	90			
3	0,75	48,59037789	41,40962211			
4	0,71	45,23491533	44,76508467			
5	0,76	49,46419789	40,53580211			
6	0,32	18,66292488	71,33707512			
7	0,67	42,0670648	47,9329352			
8	0,81	54,09593142	35,90406858			
9	0,37	21,71561728	68,28438272			
10	0,67	42,0670648	47,9329352			
11	0,76	49,46419789	40,53580211			
12	0,74	47,73141557	42,26858443			
13	0,76	49,46419789	40,53580211			
14	0,76	49,46419789	40,53580211			
15	0,7	44,427004	45,572996			
16	0,74	47,73141557	42,26858443			
17	0,24	13,88654036	76,11345964			
18	0,67	42,0670648	47,9329352			
19	0,67	42,0670648	47,9329352			
20	0,57	34,75022575	55,24977425			
21	0,67	42,0670648	47,9329352			
22	0,73	46,88639405	43,11360595			
23	0,16	9,206896221	80,79310378			
24	0,76	49,46419789	40,53580211			
25	0,68	42,84364304	47,15635696			
26	0,42	24,83458749	65,16541251			
27	0,92	66,92608193	23,07391807			
28	0,76	49,46419789	40,53580211			

Hoja1 / Hoja2 / Hoja3 /

Autoformas

Listo

Figura A.3. Visualización resultado arrojado por la macro para transformación del seno estimado por KOB a datos azimut. **Figure A.3.** Visualization result thrown by the macro for transformation of sine estimated by KOB to data azimuth.