

CARACTERIZACIÓN GEOESTADÍSTICA DE ESFUERZOS EN UN CAMPO DE PETRÓLEO: CASO DE ESTUDIO CAMPO CUPIAGUA, COLOMBIA

CHARACTERIZATION GEOSTATISTIC OF STRESS IN A PETROLEUM FIELD: CASE STUDY CUPIAGUA FIELD, COLOMBIA

LUIS HERNÁN SÁNCHEZ ARREDONDO

Universidad Nacional de Colombia, Facultad Nacional de Minas. lhsanche@unal.edu.co

CARLOS DAVID MIRANDA RAMOS

Universidad Nacional de Colombia-Sede Medellín, cdmirand@unal.edu.co

VÍCTOR JÚNIOR VALLEJO DÍAZ

Universidad Nacional de Colombia-Sede Medellín, vjvallej@unal.edu.co

Recibido para revisar septiembre 9 de 2009, aceptado septiembre 27 de 2010, versión final febrero 23 de 2011

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 senos 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 bloques, 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: 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, Campo Petrolero, Esfuerzo Mínimo Horizontal.

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 sine 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 block kriging method, 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, Azimuth, Oil Field, Horizontal Minimum Stress.

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.

En geología del petróleo, un yacimiento es una roca porosa y permeable saturada con hidrocarburos 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 en magnitud y dirección según el régimen tectónico regional, la litología y la temperatura, implicando un efecto directo en la presión de poro, 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 ocasionaran 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 geoestadístico 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. Los datos fueron procesados utilizando el software Isatis(9.2).

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 $(300^\circ - 30^\circ) = 270^\circ$ 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.

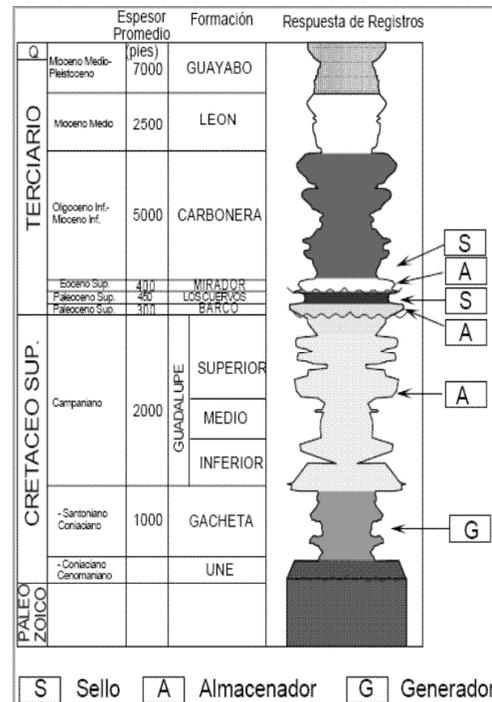


Figura 1. Columna estratigráfica generalizada del Piedemonte llanero. Tomada de referencia⁶
Figure 1. Generalized stratigraphic column of the llanero Piedmont. Seizure reference⁶.

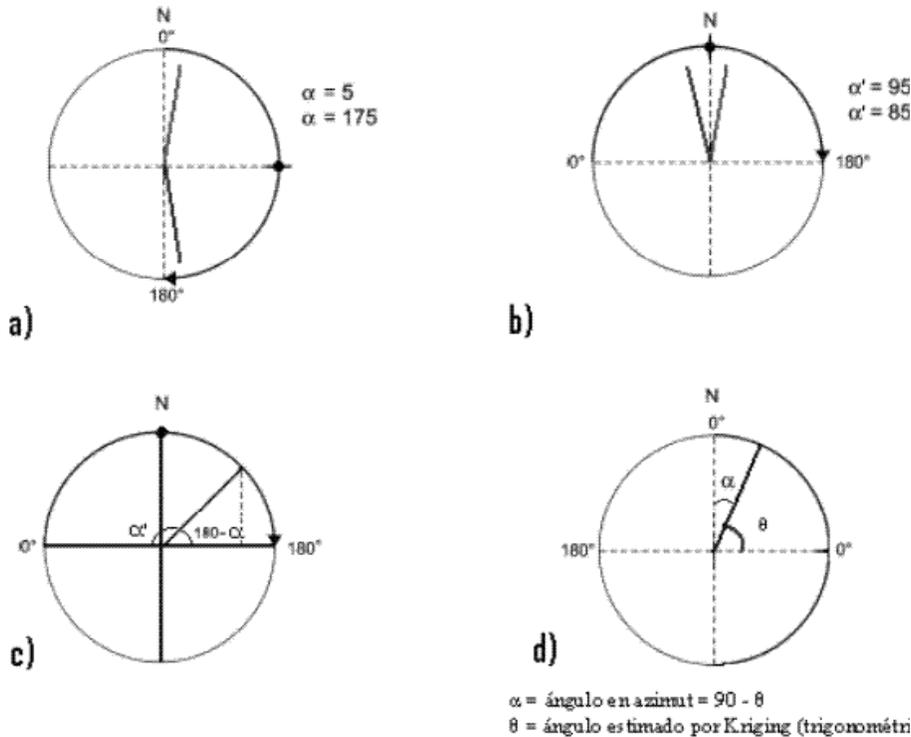


Figura 2. Ilustración del problema de circularidad en los datos direccionales (a, b), Equivalencia entre ángulo algebraico y trigonométrico (c), Transformación ángulo trigonométrico a azimut (d). Modificada de referencia⁴.

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) 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) 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) 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

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

abiendo 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 m, Y= 1068300 m, Z= -5250 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 implícitas 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 más 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 más detallada 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

Tabla 1. Estadísticas básicas.

Tabla 1. Basic Statistics.

Estadísticas de los valores estimados						
	N° Bloques	Mínimo	Máximo	Media	Desv. Est.	Varianza
AEMH (KO)	222	11	65	34	12	149
	222	2	7	5	1	1
Estadísticas (continuación):						
	Coef. Variación	Skevnness	Curtosis	Media Geomét.	Media Harmón	
AEMH (KO)	0,4	0,4	3	32	29	
Error de estimación AEMH (KO)	0,24	-0,7	-0,7	5	5	
Cuantiles						
VARIABLE	Q5	Q25	Q50	Q75	Q90	Q98
Azimut esfuerzo Min (KO)	15	26	34	41	48	65
St dev Azimut esfuerzo Min (KO)	3,1	4,5	5,6	6,4	6,7	6,8

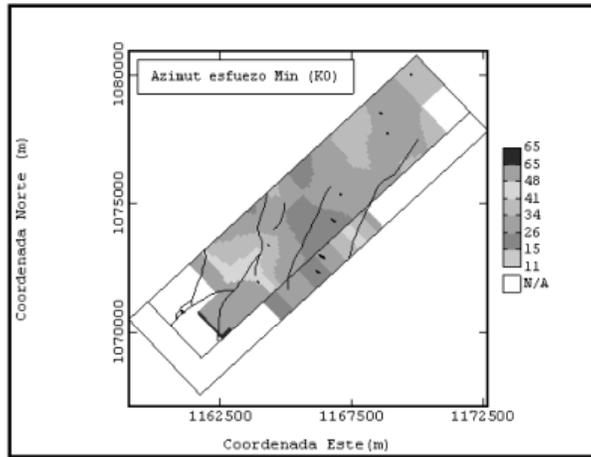


Figura 3. Sección (1, 1,5) en la zona Norte del campo Cupiagua.
Figure 3. Section (1, 1, 5) in the North zone of Cupiagua field.

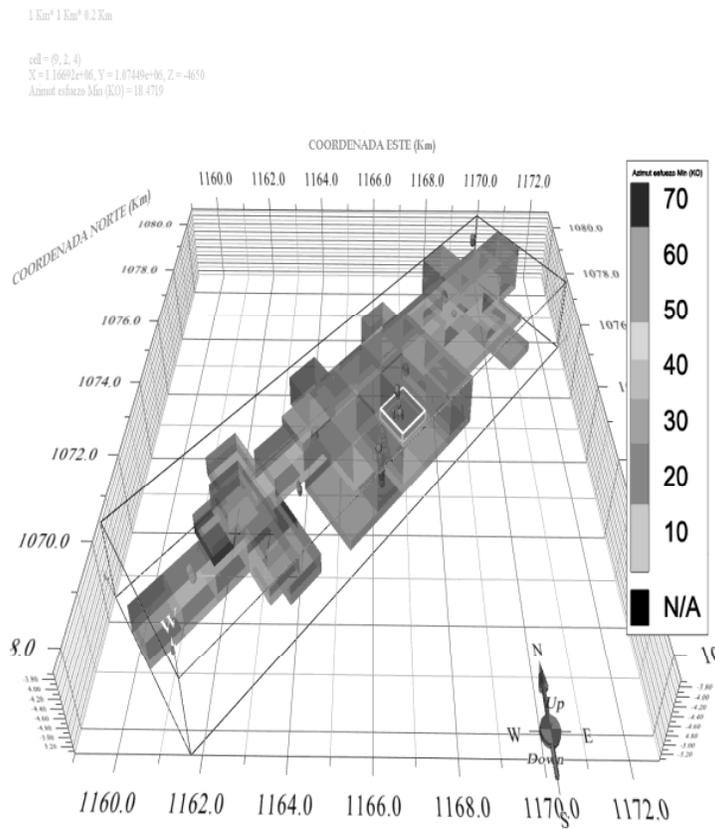


Figura 4. Distribución en 3D de AEMH en la zona Norte del campo Cupiagua
Figure 4. 3D Distribution of AHMS in the North zone of Cupiagua field.

6. CONCLUSIONES

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.

Con los datos disponibles, 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 probablemente a una mayor complejidad tectónica 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-Bogotá. 2005.
- [6] GÓMEZ, D. VÉLEZ, J. “*Caracterización Geoestadística de Esfuerzos en el Piedemonte Llanero*”. Trabajo de grado Universidad Nacional de Colombia-Medellín. 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*”. Trabajo de grado Universidad Nacional de Colombia-Medellín. 2008.