

**PREDICCIÓN DE VOLUMENES DE CAVINGS POR MEDIO DE METODOS
GEOESTADÍSTICOS CON APLICACIÓN A LA ZONA DEL PIEDEMONT
LLANERO.**

LUZ YAMILE ORDOÑEZ SUAREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2008**

**PREDICCIÓN DE VOLUMENES DE CAVINGS POR MEDIO DE METODOS
GEOESTADÍSTICOS CON APLICACIÓN A LA ZONA DEL PIEDEMONTE
LLANERO.**

LUZ YAMILE ORDOÑEZ SUAREZ

**Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Ingeniera de Petróleos.**

**Director:
M.Sc. ARISTÓBULO BEJARANO WALLENS**

**Codirector:
Ingeniero. HECTOR HUGO PEREZ VEGA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2008**

DEDICATORIA

A mis padres, mis tíos Alonso Ordóñez y Nelly Ordóñez, por incondicional, por enseñarme que “La constancia y la paciencia deben ser siempre mis aliados”, por estar conmigo siempre que los he necesitado...

Luz Yamile Ordóñez Suárez

AGRADECIMIENTOS

El autor extiende sus agradecimientos a:

Primero que todo a Dios por darme la oportunidad de culminar mi carrera,
Luego a mis padres que me brindaron el apoyo y la fuerza necesaria para llevar a cabo una de las primeras etapas de mi vida.

El grupo de investigación “Estabilidad de pozos” por la oportunidad de realizar este trabajo.

Al Ing. Néstor Fernando Saavedra por su colaboración.

A mi director el Ing. Aristóbulo Bejarano Walles por sus sugerencias e ideas en el desarrollo de este trabajo, por sus valiosos consejos.

Al Ing. Hector Hugo Perez Vega ,por ayudarme a llevar a feliz termino esta tesis, por su valiosa colaboración , darme ánimos en este proceso,.

Al Ing. Yair Quintero y a la Geóloga Aura Maria Roa por su gran colaboración y oportunos concejos que permitieron desarrollar esta investigación.

Al Instituto Colombiano del Petróleo ICP, por facilitar los recursos e instalaciones para el desarrollo de esta Investigación.

Luz Yamile Ordóñez Suárez

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	14
2. GENERALIDADES DE LA GEOMECÁNICA APLICADA A LA ESTABILIDAD DE POZOS	16
2.1. LA GEOMECANICA EN LA ESTABILIDAD DE POZOS	16
2.1.1. Antecedentes	17
2.1.2. Aplicaciones	17
2.1.3. Problemas Asociados a la Inestabilidad de Pozos y sus Causas	18
2.1.4. Soluciones	18
3. CAVINGS	19
3.1.1. Cavings Angulares	19
3.1.2. Cavings en Bloque	20
3.1.3. Cavings Astillosos	20
3.1.4. Otros Tipos de Cavings	21
3.2. INFLUENCIA LITOLÓGICA EN LA PRODUCCIÓN DE CAVINGS	22
3.2.1. Formaciones o estratos con litologías de grano fino como lodolitas (arcillas y limos):	22
3.2.2. Niveles de materia Orgánica ínterestratificada.	22
3.2.3. Presencia de zonas con material volcánico	22
3.2.4. En cuerpos salinos y diapiros	22
3.2.5. Zonas asociadas a calizas	23
3.3. MANEJO DE LA ESTABILIDAD DE POZO EN TIEMPO REAL	23
3.3.1. Monitoreo en tiempo real	23
3.3.2. Acciones inmediatas:	25
3.4. METODOLOGÍA DE TRABAJO	25
3.4.1. Trabajo de campo	25

4. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO EN ESTUDIO: EL PIEDEMONT LLANERO	26
4.1. GENERALIDADES DE LA CUENCA	26
Figura 4.1. Esquema tectónico regional del Nor-occidente de Suramérica	
4.2. LOCALIZACIÓN	
4.3. ESTRATIGRAFIA	29
4.3.1. Formación Guayabo	29
4.3.2. Formación León	29
4.3.3. Formación Carbonera	30
4.3.4. Formación Mirador	30
4.3.5. Formación Los Cuervos	30
4.3.6. Formación Barco	30
4.3.7. Formación Guadalupe	30
4.3.8. Formación Gachetá	30
4.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	32
4.4.1. Falla Yopal	33
4.4.2. Primera Falla Imbricada	33
4.4.3. Falla Core	33
4.4.4. Falla Frontal	33
4.4.5. Back Thrust de Cupiagua	33
4.4.6. Back Limb	33
4.4.7. Fore Limb	33
4.4.8. Crestal Back Thrust	33
4.4.9. Lower Plate	33
5. FUNDAMENTO TEORICO DE GEOESTADISTICA	37
5.1. ORIGEN DE LA GEOESTADISTICA	37
5.2 DEFINICION DE GEOESTADISTICA	37
5.3 DOMINIOS DE APLICACIÓN	38
5.4. TRATAMIENTO ESTADISTICO DE DATOS	40

5.5. HIPÓTESIS DE LA GEOESTADÍSTICA	44
5.5.1. Estacionaridad estricta	44
5.5.2. Estacionaridad de segundo orden	44
5.5.3. Hipótesis intrínseca	44
5.5.4. Procesos cuasiestacionarios	
5.6. ANALISIS EXPLORATORIO	
5.7. ANALISIS ESTRUCTURAL	
5.7.1. Semivariograma experimental	46
5.7.2 Modelo variográfico	47
5.7.3. Variogramas Teóricos	48
5.8. METODOS DE ESTIMACIÓN	52
5.8.1. ESTIMACIÓN LINEAL- KRIGING	53
6. APLICACION	54
6.1. ESTUDIO DE LA INFLUENCIA DE PARAMETROS OPERACIONALES EN LA PRODUCCION DE CAVINGS	54
6.1.1. FORMACION C5	54
6.1.2. FORMACION C1	67
6.2.1. Elaboracion de los variogramas	82
6.2.2. Kriging formacion carbonera	83
6.2.3. KRIGING FORMACION CARBONERA 2	92
6.2.4. KRIGING FORMACION CARBONERA 3	94
6.2.5. KRIGING FORMACION CARBONERA 5	96
6.2.6. KRIGING FORMACION CARBONERA 6	98
6.2.7. KRIGING FORMACION CARBONERA 7	100
6.2.8. KRIGING FORMACION CARBONERA 8	102
6.2.8. KRIGING FORMACION LEON	104
7. CONCLUSIONES	108
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	

LISTA DE TABLAS

Tabla 5.1. Modelos teóricos de semivariogramas.	51
Tabla 6.1. Resultados obtenidos de los variogramas elaborados en GEOEAS.	82
Tabla 6.2. Comparación de los resultados obtenidos por medio de KRIGING con los datos de reportes diarios de perforación.	106

LISTA DE FIGURAS

	Páa.
Figura 4.1. Esquema tectónico regional del Nor-occidente de Suramérica.	
Figura 4.3. Columna Estratigráfica Generalizada del Piedemonte Llanero.	
Figura 4.4. Geología Estructural del Campo con las Fallas Principales	32
Figura 4.5. Sección estructural esquemática representando los diferentes estilos	34
Figura 4.6. Mapa estructural del tren de algunos campos en el Piedemonte.	35
Figura 5.1. Parámetros del semivariograma.	48
Figura 6.1. Peso de lodo contra profundidad estándar.	55
Figura 6.3. ROP contra profundidad estándar.	57
Figura 6.7. Volumen de cavings contra GPM.	62
Figura 6.8. volumen de cavings contra WOB.	63
Figura 6.9. Volumen de cavings contra ROP.	64
Figura 6.11. Ubicación estructural pozo UIS 13.	66
Figura 6.12. Peso de lodo contra profundidad estándar C1.	68
Figura 6.13. Ubicación pozos UIS 31, UIS 23, UIS 14, UIS 15 Y UIS 5.	69
Figura 6.14. GPM contra profundidad estándar.	70
Figura 6.15. ROP contra profundidad estándar.	72
Figura 6.16. RPM contra profundidad estándar.	73
Figura 6.18. Ubicación estructural pozo UIS 14.	75
Figura. 6.20. Volumen de cavings contra peso de lodo.	77
Figura 6.21. Volumen de cavings contra GPM.	78
Figura 6.22. Volumen de cavings contra WOB.	79
Figura 6.24. Kriging formación C1 (mapa sin valores de líneas de contorno).	83
Figura 6.25. Kriging formación C1 (mapa con valores de líneas de contorno).	84
Figura 6.26. Kriging formación C1 (mapa con zoom, valores de algunas líneas de contorno).	

Figura 6.27. Kriging formación C1 (mapa con zoom, valores de algunas líneas de contorno).	86
Figura 6.28. Kriging formación C1 (mapa con zoom, valores de algunas líneas de contorno).	87
Figura 6.29. Kriging formación C1 (mapa con zoom, valores de algunas líneas de contorno).	88
Figura 6.30. Validación de resultados pozo UIS 10, formación C1.	89
Figura 6.31. Validación de resultados pozo UIS 22, formación C1.	90
Figura 6.32. Validación de resultados pozo UIS 22, formación C1.	91
Figura 6.33. Kriging formación C2 (mapa sin valores de líneas de contorno).	92
Figura 6.34. Kriging formación C2 (mapa con valores de líneas de contorno).	93
Figura 6.35. Kriging formación C3 (mapa sin valores de líneas de contorno).	94
Figura 6.36. Kriging formación C3 (mapa con valores de líneas de contorno).	95
Figura 6.37. Kriging formación C5 (mapa sin valores de líneas de contorno).	96
Figura 6.38. Kriging formación C5 (mapa con valores de líneas de contorno).	97
Figura 6.39. Kriging formación C6 (mapa sin valores de líneas de contorno).	98
Figura 6.40. Kriging formación C6 (mapa son valores de líneas de contorno).	99
Figura 6.41. Kriging formación C7 (mapa sin valores de líneas de contorno).	100
Figura 6.42. Kriging formación C7 (mapa con valores de líneas de contorno).	101
Figura 6.43. Kriging formación C8 (mapa sin valores de líneas de contorno).	102
Figura 6.44. Kriging formación C8 (mapa con valores de líneas de contorno).	103
Figura 6.45. Kriging formación León (mapa sin valores de líneas de contorno).	104
Figura 6.46. Kriging formación León (mapa con valores de líneas de contorno).	105

RESUMEN

TÍTULO: PREDICCIÓN DE VOLUMENES DE CAVINGS POR MEDIO DE METODOS GEOESTADISTICOS CON APLICACIÓN A LA ZONA DEL PIEDEMONTTE LLANERO.*

AUTOR: LUZ YAMILE ORDOÑEZ SUAREZ**

PALABRAS CLAVES: Cavings, Parámetros operacionales, Geomecánica, Estabilidad de pozos, Geoestadística, Litología del Piedemonte Llanero.

El Piedemonte llanero se encuentra enmarcado en áreas de alta complejidad, por lo que los pozos perforados en esta zona presentan gran cantidad de problemas de estabilidad durante su perforación, debido a esta gran problemática, en los últimos años se ha venido implementando una serie de procedimientos que permiten minimizar o solucionar los problemas potenciales de la inestabilidad en los pozos durante la perforación.

Una de las soluciones que más ha sido utilizada es el monitoreo en tiempo real de la inestabilidad de pozos, ya que este procedimiento busca mejorar las prácticas de perforación por medio de análisis en superficie y de esta forma ayuda a reducir el tiempo y los costos adicionales generados durante la etapa de perforación.

Recientemente los cavings están siendo estudiados debido a la gran información que se puede obtener a través de ellos, su análisis es muy importante, ya que del comportamiento del volumen y su forma se puede obtener en superficie una señal de alerta de inestabilidad del pozo, además son indicadores de cuáles formaciones son inestables y cuáles podrían ser los posibles mecanismos de falla ayudando de esta forma a tomar correctivos rápidos y en tiempo real.

En este caso se realizó el análisis al comportamiento de los volúmenes de cavings, buscando una metodología para predecir su volumen, la metodología implementada fue la Geoestadística, ya que esta permite predecir valores de variables con alta precisión.

En vista que la producción de cavings puede ser afectada por muchos factores, como la litología de la zona, y algunos parámetros de perforación como ROP, GPM, WOB y WM, anexo al estudio geoestadístico, se realizó un análisis al comportamiento del volumen de cavings respecto a algunos parámetros operacionales como los ya mencionados y de esta forma tratar de identificar los parámetros que más afectan la producción de cavings.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Msc. Aridobulo Bejarano Walles e ing. Hector Hugo Perez Vega

ABSTRACT

TITLE: STUDY OF VOLATILE SECONDARY METABOLITES OF *Lippia origanoides* HBK, IN THREE PHENOLOGICAL STATES*

Author: Carlos Alberto Ruiz Nova**

Keywords: *Lippia origanoides*; essential oils; phenological; thymol; *p*-cimene.

L. origanoides is a plant of American origin, which is distributed from Mexico to Brazil. It grows in arid environments and with little rain. Its essential oil presents antioxidant, antibacterial and antifungal activities. The existence of chemotypes is a characteristic of this species.

Changes in the composition of essential oils and extracts for three phenological stages were assessed in this study. Nodal segments were collected in the municipality of Jordan Sube (Santander) and planted in experimental plots at the Research Center of Excellence CENIVAM. The soil of the experimental plots was analyzed at the Laboratory of Soils, UIS. The essential oil composition revealed the existence of two chemotypes in the plant material. Both chemotypes were identified at the Colombian National Herbarium as *Lippia origanoides* HBK. Leaves were sampled in the first flowering, post-flowering and second flowering. We used three extractive techniques, namely, microwave radiation assisted hidrodestilación (MWHD), simultaneous distillation-solvent extraction (SDE) and supercritical fluid extraction (SFE). A technical data sheet of the oils obtained was constructed with density, refractive index and ethanol miscibility data.

The regrowth percentages of *L. origanoides* were 78% for chemotype I and 91% for chemotype II. The essential oils and extracts of chemotype I presented as major components *p*-cymene (14,5-17% and 16-18,4%), - phellandrene (9,9-10,3% and 7-9, 6% respectively); the SFE extracts contained pinocembrin (36,5-35%) and *trans*- -caryophyllene (4,5-5,8%) as a main components. Monoterpene hydrocarbons were most abundant in fractions isolated from chemotype I (35% in the EO, 34% in the SDE extract and 14.7% in the SFE extract). In contrast, in chemotype II, the compounds were mainly phenylpropanoids (79% in the EO, 70% in the SDE extract and 77% in SFE extracts). The essential oils of chemotype II were denser (0949 g/mL vs 0871 g/ml), showed higher refractive index (1510 vs. 1482) and were more soluble in ethanol solutions than those of chemotype I.

* Undergraduate project

** Industrial University of Santander, Faculty of Science, School of Chemistry. Directors: Elena E. Stashenko and Jairo René Martínez

1. INTRODUCCIÓN

En la búsqueda de minimizar el riesgo de problemas operacionales, que puedan conllevar a la pérdida del pozo, es muy importante conocer con anterioridad el volumen de cavings que se producirá, buscando de ésta forma identificar las posibles zonas que por su alta producción, pueda generar mayores problemas durante la perforación, ya que ellos se han establecido como uno de los nuevos conceptos integrados para el análisis de la estabilidad de pozo en tiempo real.

Una herramienta muy útil en la predicción de estos volúmenes es la GEOESTADISTICA, ya que esta permite la estimación de fenómenos naturales, en este caso sería predecir el volumen de cavings.

La interpretación de estos fragmentos (CAVINGS) es muy importante básicamente por tres razones:⁷

- Son una señal de alerta de inestabilidad de pozo.
- Son un indicador de cuáles formaciones son inestables.
- Ayudan a determinar un rápido correctivo; lo que se encuentra íntimamente ligado con los factores tiempo y costos.

Con el fin de predecir estos volúmenes por medio de métodos Geoestadísticos para la zona del Piedemonte Llanero se debe tener en cuenta algunos aspectos importantes; el primero y mas importante es seleccionar una muestra significativa de pozos (15 pozos) sobre los cuales exista información completa de volúmenes de cavings y diferentes parámetros operacionales, ya que la precisión de los resultados, se ve afectada por el numero de datos que se tenga.

Debido a que la producción de cavings se puede ver afectada por algunos parámetros operacionales, resulta muy útil realizar un estudio del comportamiento de estos volúmenes con respecto a algunos parámetros y de esta forma realizar una mejor evaluación del área de estudio.

Cabe notar que la acentuación de estos problemas se manifiesta cuando los pozos son perforados en zonas tectónicamente activas como es el caso del Piedemonte Llanero y en pozos direccionales de trayectorias complicadas, estos problemas de estabilidad de pozos son ocasionados por factores tanto químicos como mecánicos ó una combinación de estos, y son consecuencia de la potencialidad que tiene la roca de fallar por compresión o por tensión. Los factores químicos hacen referencia generalmente a tópicos como tipo de lodo inapropiado y/o inadecuada capacidad de inhibición entre otros aspectos. Sin embargo, los factores mecánicos juegan un papel más relevante en la fase de perforación ya

que los problemas mecánicos son en gran parte consecuencia de una selección no adecuada de las condiciones de perforación tales como trayectoria de pozo (inclinación y azimut del pozo), ángulo de ataque, y/o densidad del lodo, las cuales dependen de muchos factores como la litología, régimen de esfuerzos in situ, propiedades mecánicas de la roca, entre otras.

2. GENERALIDADES DE LA GEOMECÁNICA APLICADA A LA ESTABILIDAD DE POZOS

La geomecánica de yacimientos es una ciencia que estudia la respuesta mecánica de los materiales geológicos ante cambios del entorno físico entre los que se encuentran los esfuerzos, las presiones, la temperatura, que influyen en la exploración, desarrollo y producción en un campo petrolero. La geomecánica ayuda a comprender los diversos problemas asociados con la deformación de la roca por producción de fluidos, el fenómeno de fracturamiento, lutitas problemáticas, compactación y subsidencia y en general lo relacionado con la estabilidad de pozos, entre otros problemas geológicos.⁹

2.1. LA GEOMECANICA EN LA ESTABILIDAD DE POZOS

La Geomecánica es la disciplina que se ocupa de las deformaciones y fallas de las rocas.

En la industria del petróleo, los geomecánicos se ocupan de las deformaciones y fallas de las rocas sedimentarias durante el ciclo de perforación y producción de hidrocarburos. Por ejemplo la inestabilidad del hoyo, la fractura hidráulica, la producción de arena y el hundimiento de la superficie. En algunos casos, la extracción de hidrocarburos provoca la formación de nuevas fallas y fracturas o deslizamientos sobre fallas preexistentes.⁷

En si se puede decir que la geomecánica del petróleo es la rama de la ingeniería que trata con las propiedades mecánicas y el comportamiento de las formaciones geológicas, las cuales tienen gran influencia en la exploración, perforación y producción de petróleo y gas. Esta permite el estudio de fenómenos a escala de yacimiento tales como: evolución de fallas y fracturas en el tiempo geológico, compactación y subsidencia causada por la producción de fluidos, fallamiento inducido y sismicidad. También incluye fenómenos a escala de pozo, tales como la estabilidad de pozo durante la perforación, fracturamiento hidráulico, interacción formación / casing durante la producción, producción de arena.

Por medio de esta se puede determinar el potencial de inestabilidad de un pozo con el propósito de minimizar los problemas relacionados con esta y con el propósito de perforar pozos estables.

La geomecánica se fundamenta en conceptos de las teorías: mecánica de suelos y mecánica de rocas, igualmente de áreas como: Mecánica de fluidos, Termodinámica, Geología Física, entre otras.

2.1.1. Antecedentes

Desde el comienzo de las investigaciones realizadas en el campo geológico en el siglo XIX , científicos como Charles - Augustin de Coulomb 1760, Otto Mohr 1900, Terzaghi, Kirsch, Gubert y Willis 1957, han elaborado diferentes teorías para describir el comportamiento mecánico de las rocas. Como resultado de estas investigaciones se ha podido dar explicación a diferentes fenómenos en la industria entre los que se encuentran: Inestabilidad del pozo (Colapso de las paredes, pega diferencial, pérdida de circulación), estimación del régimen de esfuerzos, arenamiento, fracturamiento hidráulico, modelos de compactación/subsidencia y geopresiones.⁹

Entre las áreas específicas en la industria petrolera donde la geomecánica es aplicada para dar solución a los problemas de estabilidad de pozo se encuentran:

- Mediciones de los esfuerzos in-situ: esfuerzos horizontales y verticales causados por el peso de los estratos supra-yacentes y la actividad tectónica.
- Análisis de la distribución de los esfuerzos alrededor de la pared del pozo sobre una roca elástica lineal alrededor de un hueco cilíndrico, incluyendo el efecto de la presión de poro.
- Fracturamiento del pozo el cual se ha venido utilizando desde los años 50's como un proceso para romper y fallar la roca.
- *Problemas asociados a la perforación donde pueden ocurrir inestabilidades durante o ligeramente después de la perforación, o se pueden desarrollar luego durante la operación del campo.*

2.1.2 Aplicaciones

Entre las aplicaciones mas conocidas se tienen:

- ☀ Predicción de la presión de poro.
- ☀ Fracturamiento hidráulico.
- ☀ Pronóstico y control de la estabilidad del pozo.
- ☀ Optimización de la localización del pozo y de la trayectoria.
- ☀ Predicción y control de la producción de arena.
- ☀ Predicción y control de la compactación y subsidencia del yacimiento.
- ☀ Diseño de estimulaciones.
- ☀ Caracterización de yacimientos fracturados.
- ☀ Diagnóstico de problemas de perforación.
- ☀ Análisis de esfuerzos en el subsuelo.

2.1.3. Problemas Asociados a la Inestabilidad de Pozos y sus Causas

Entre los problemas asociados con la estabilidad de pozos se encuentran:

- Ensanchamiento del pozo (cavings)
- Reducción del tamaño del pozo debido al flujo plástico de la roca dentro del pozo (flujo de shale y sal)
- Pérdida de circulación
- Exceso de torques y altas presiones de bombeo en la perforación
- Daño del pozo inducidos por los esfuerzos
- Fallas de pozo inducidas por la perforación
- Deterioro del casing debido a los esfuerzos de corte (deformaciones en el revestimiento y en la tubería de producción)
- Pega de tubería
- Consolidación
- Subsistencia
- Producción de arena
- Dificultades en la toma de registros.
- Side-tracking inadvertidos (poco control direccional).
- Problemas en los viajes: Washouts o zonas de lavado (que generan deformación del pozo en todas las direcciones) y Reaming
- Pobre cementación con sus respectivos problemas

2.1.4. Soluciones

Dentro del programa para prevenir y mitigar los problemas de inestabilidad de pozo se pueden señalar:⁹

- Selección del modelo geomecánico para el análisis de estabilidad.
- Estimación de los parámetros de entrada para el modelo seleccionado (esfuerzos in-situ, presión de poro, parámetros de resistencia, interacciones químicas).
- Aplicación de herramientas modernas para el análisis de estabilidad.
- Implementación del monitoreo en tiempo real de los parámetros de perforación controlables durante la perforación

3. CAVINGS

Los CAVINGS han sido definidos como cualquier fragmento de roca producto de la inestabilidad de un pozo, que llega a superficie por medio de los fluidos de perforación y cuyas dimensiones varían de milímetros a (1-2) cm. y en muy raras ocasiones hasta 10 cm. o más. La principal importancia de de la interpretación de estos fragmentos (CAVINGS) es muy importante básicamente por tres razones:⁷

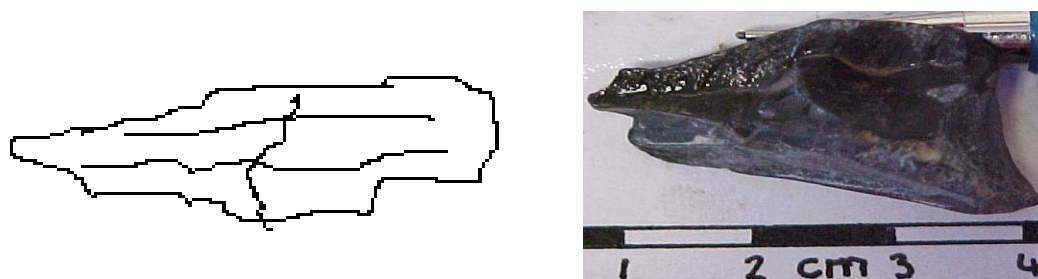
- Son una señal de alerta de inestabilidad de pozo.
- Son un indicador de cuáles formaciones son inestables y cuáles son los posibles mecanismos de falla ya que dependiendo del tipo de caving, puedo tomar acciones precisas al daño que esta ocurriendo.
- Ayudan a determinar un rápido correctivo; lo que se encuentra íntimamente ligado con los factores tiempo y costos.

3.1. CLASIFICACIÓN MORFOLÓGICA DE CAVINGS

3.1.1. Cavings Angulares

En cuanto a su morfología, presentan formas irregulares y textura de superficie rugosa ver figura 3.1. Cada una de las nuevas superficies generadas, se convierte en nuevas superficies de fractura. Su presencia indica que la concentración de esfuerzos en el pozo excede la resistencia compresiva de la formación dando como resultado fallas por cizalla.⁵

Figura 3.1. Apariencia de los cavings tipo angulares.



3.1.2. Cavings en Bloque

Este tipo de cavings exhibe superficies planas y paralelas ver figura 3.2.

Figura 3.2. Apariencia de los cavings tipo bloque.



Estas superficies corresponden a planos preexistentes de debilidad como son la estratificación o las fracturas naturales.

Figura.3.3. Cavings en bloque de planos de debilidad: estratificación o fracturas Naturales.



Los cavings en forma de bloque indican Inestabilidad tectónica o estructural. Posiblemente por presión. Indican planos preexistentes de debilidad que se han desestabilizado. Ver figura 3.3.⁷

3.1.3 Cavings Astillosos

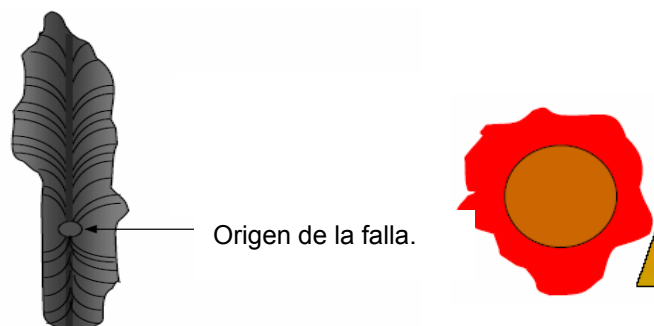
Estos cavings presentan una morfología elongada, son laminados y cóncavos.

Figura. 3.4. Apariencia de los cavings tipo astilloso.



Muestran dos superficies cercanamente paralelas que pueden exhibir estructura tipo pluma ver figura 3.5., estas superficies son el resultado de presiones, y se encuentran relacionados con el 'astillamiento' de la pared del hueco dando como resultado fallas ténsiles.¹⁰

Figura 3.5. Estructura tipo pluma que exhiben los cavings astillosos como resultado de fallas ténsiles. Fuente: I.D.R. Bradford, Schlumberger Cambridge Research, et al. When Rock Mechanics Met Drilling: Effective Implementation Of Real Time Wellbore Stability Control, SPE 59121, February 2000.



Una de las litologías más propensa a la formación de cavings astillosos son los shales en la figura 3.6 se presenta un caving astilloso proveniente de una formación arcillosa.

Figura 3.6. Caving de shale astilloso.



3.1.4 Otros Tipos de Cavings

Aquellos que cumplen con la definición de caving pero que morfológicamente no coinciden que ninguno de los tipos anteriormente nombrados.¹⁰

Cabe notar que el mecanismo de fractura debido a una compresión excesiva puede conducir a la formación de cualquiera de los cuatro tipos de cavings, al mismo tiempo o en sucesión.

3.2. INFLUENCIA LITOLÓGICA EN LA PRODUCCIÓN DE CAVINGS

Con base en la diferenciación de cavings de acuerdo a su morfología y posible mecanismo de origen, se debe hacer un énfasis en las litologías más propensas a la producción de cavings:²

3.2.1 Formaciones o estratos con litologías de grano fino como lodolitas (arcillas y limos):

Son litologías potencialmente más inestables y ampliamente estudiadas por los sin números de problemas de inestabilidad de pozo que generan. Se ha encontrado que los shales presentan una tendencia a la producción de cavings de tipo astilloso como se muestra en la figura 3.6, los cuales como ya se comentó son causados por fallas ténsiles a lo largo de la circunferencia del pozo.

El agrandamiento del pozo puede darse a lo largo de sus paredes, es decir, a lo largo de la circunferencia del pozo y sin ninguna dirección preferencial.

3.2.2 Niveles de materia Orgánica ínterestratificada.

Pueden llegar a presentarse problemas de aumento en la producción de cavings en los intervalos donde existen o están presentes niveles de materia orgánica, esto posiblemente influenciado por sus condiciones particulares de formación (pantanos, condiciones de baja energía en medios anóxicos), lo cual genera diferencias en las propiedades (porosidad, Composición etc.) con respecto al material rocoso adyacente.

3.2.3. Presencia de zonas con material volcánico

Es probable que se cree inestabilidad por presencia de material volcánico como ceniza gruesa – fina (1/16 – 1/256 mm), niveles de lapilli (2mm), o cualquier fragmento piroclástico (tobas) o material poco consolidado (tefras) y/o altamente fracturado.

3.2.4 En cuerpos salinos y diapiros

Se han encontrado cuerpos diapíricos que pueden llegar a influenciar la producción de cavings. Estas zonas son parte de las conocidas “zonas de rípios”, que corresponden a zonas causadas de manera natural debido a los cambios en los esfuerzos en el subsuelo y que también están asociadas a fallas.

Se han hecho las siguientes observaciones:

- La sal influencia los esfuerzos en las rocas alrededor de los diapiros.
- El emplazamiento del cuerpo genera fracturamiento.
- Si existen shales rodeando estos diapiros es muy probable que se encuentren sobrepresurizados.

3.2.5 Zonas asociadas a calizas.

En cuanto a la presencia de calizas la importancia radica en considerar el alto fracturamiento que por lo general pueden llegar a presentar, así como las mineralizaciones que en dado caso podría llegar a afectar la estabilidad de la zona.

Aún cuando éstas sean las litologías más propensas para la producción de cavings, no deben tomarse como casos generalizados ya que se deben tener en cuenta algunas otras consideraciones de tipo geológico, como la posición estructural, las estructuras sedimentaras, la laminación interna (siempre y cuando se pueda determinar el grado de fracturamiento), la interestratificación entre otras, además de algunas consideraciones en cuanto a parámetros de perforación así como de las propiedades del lodo.

3.3 MANEJO DE LA ESTABILIDAD DE POZO EN TIEMPO REAL

Se ha desarrollado un nuevo concepto y proceso para monitorear y controlar en tiempo real la estabilidad de un pozo; este concepto involucra una serie de parámetros de perforación que buscan tanto optimizar estos procesos de perforación como reducir en cuanto sea posible algunos problemas potenciales de inestabilidad.

Este manejo de la estabilidad de pozo en tiempo real envuelve dos procesos:

3.3.1. Monitoreo en tiempo real

Los cavings deben ser monitoreados en tiempo real debido a la importancia que representa un aumento o disminución en el volumen de cavings durante la perforación.¹⁰

Para poderlos monitorear de una forma correcta se deben tener presente el tipo, tamaño, volumen; además es recomendable tener una buena cámara y tomar buenas fotos (grandes, claras y con escala).¹⁰

El monitoreo en tiempo real integra todos los datos disponibles en la locación y se divide en tres categorías de análisis:⁵

- *Información en superficie*: Esta involucra los análisis de cavings-inestabilidad en el pozo, análisis de cuttings-limpieza del hueco, entre otros.
- *Datos de MWD (Measure While Driller)*: Involucra una serie de parámetros de perforación.
- *Datos de LWD (Measure While Logging)*: como los registros Gamma Ray, Resistivos, sínicos, predicción de presión de poro mientras se perfora, medidas de caliper entre otros.

El procedimiento que se debe llevar a cabo para realizar este monitoreo consiste básicamente en:¹⁰

- a) **Monitorear** el volumen de cavings en función del tiempo.
- b) **Categorizar** los cavings dentro de tres tipos (angular, blocosos y astillosos).
- c) **Reportar** cuando la rata de cavings se incremente repentinamente.

El cálculo de la producción de cavings, se realiza siguiendo los pasos que se encuentran a continuación, esta medida es la del tiempo requerido para llenar una bandeja de capacidad conocida:¹⁰

1. Se coloca una bandeja por rumba, por lo general cada bandeja tiene una capacidad de seis (6) galones.
2. A continuación se calcula el tiempo que se requiere para llenar esa bandeja (maneja unidades de barriles (bls) y horas (h)); se debe tener en cuenta que ese valor corresponde al valor real de cuttings.
3. Seguidamente se calcula el valor teórico de cuttings con ayuda de las dimensiones del hueco.
4. Y por ultimo se realiza la resta del valor teórico y el valor real se asume como el valor de cavings, si ese valor es negativo significa que se está presentando mala limpieza del hueco y que se está quedando material en él.

La actividad que se este llevando a cabo en el pozo se debe tener en cuenta en el momento de calcular la producción de cavings, debido a que esta es mayor cuando se está haciendo limpieza y menor cuando se está perforando.

3.3.2. Acciones inmediatas: ⁵

Estas acciones inmediatas hacen referencia a todos los correctivos que se llevan a cabo para solucionar o prevenir un problema de inestabilidad y que por lo general se encuentran asociados a los aumentos del peso del lodo o al mejoramiento de las condiciones de limpieza del hueco.

Para este en caso en particular, el interés radica en el análisis en tiempo real de la estabilidad de pozo con base en la utilización de cavings como mecanismo principal de detección de los posibles mecanismos de falla del pozo.

3.4. METODOLOGIA DE TRABAJO

Para llevar a cabo el análisis de cavings, se deben tener en cuenta las siguientes actividades:

3.4.1 Trabajo de campo:

En esta fase se busca básicamente conocer y adquirir experiencia asociada a la rata de producción de cavings, análisis, descripciones y demás factores y consideraciones tenidos en cuenta, directamente en pozo. ⁵

3.4.2 Trabajo de oficina:

- Realizar una revisión bibliográfica con ayuda de publicaciones, experiencias en campo etc.
- Recopilar información de los pozos y hacer una revisión de la caracterización de los cavings presentes.
- Conocer la geología del subsuelo y su influencia en la producción de cavings, en cuanto a:
 - A. Litología
 - B. Columna Estratigráfica
 - C. Posición Estructural
 - D. Principales Sistemas de fallas que los afectan
- Establecer el efecto de la Presión de Poro y de algunas Propiedades del lodo de perforación sobre el aumento o disminución en la producción de cavings con ayuda de gráficas.
- Relacionar los tipos de cavings con los posibles mecanismos de falla y correlacionarlos con registros cuando sea posible.

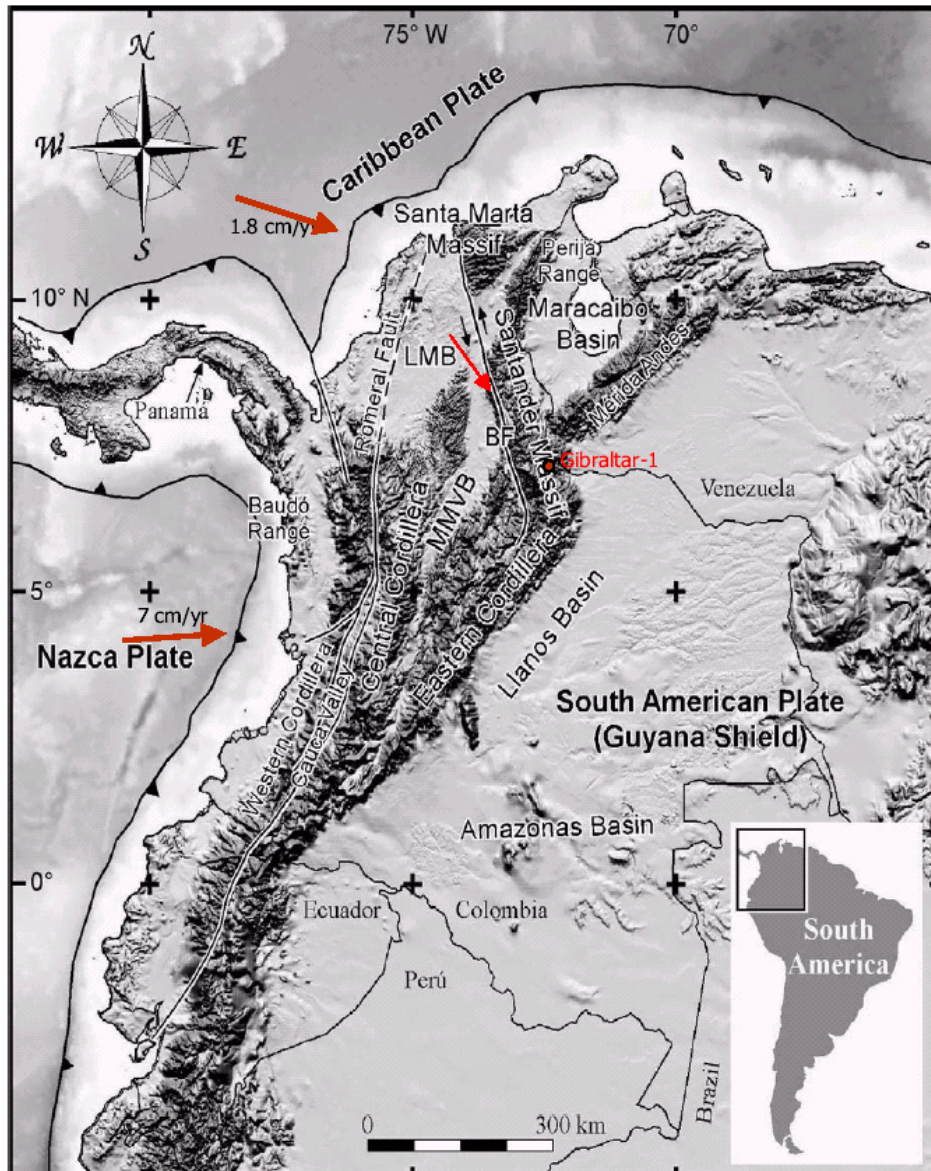
4. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO EN ESTUDIO: EL PIEDEMONT LLANERO

4.1. GENERALIDADES DE LA CUENCA

En esta zona, las placas continentales se están moviendo sobre el manto terrestre a razón de hasta 12 cm/año (Figura 4.1) y los esfuerzos in-situ se ven afectados por la deriva continental y los procesos tectónicos asociados. La zona del piedemonte llanero ubicada en las estribaciones orientales de la cordillera oriental contiene una gran cantidad de reservas de hidrocarburos encontradas principalmente en yacimientos de areniscas cuarzosas compactadas. La estratigrafía del área involucra formaciones que van desde el Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico con muchas discordancias regionales debido a la gran actividad geológica de la zona. Las rocas más antiguas perforadas en el área son las arcillolitas del Ordovícico, luego encontramos de manera discordante la secuencia cretácea (Formaciones Une, Gachetá y el grupo Guadalupe), la secuencia terciaria (Formaciones Barco, Los Cuervos, Mirador, Carbonera, León, Guayabo y Necesidad).²

Las principales formaciones acumuladoras de hidrocarburos del área del piedemonte se encuentran en las arenas del Grupo Guadalupe y las formaciones Barco y Mirador. El entendimiento de la geometría estructural permite establecer que la evolución de estos campos se ha dado a través de diferentes etapas de deformación.

Figura 4.1. Esquema tectónico regional del Nor-occidente de Suramérica.
Fuente: Reporte final pozo 1, Gibraltar 2002.



4.2. LOCALIZACIÓN

La cuenca de los llanos orientales corresponde a una cuenca asimétrica, localizada al este de los andes y hace parte de las cuencas Subandinas de antepaís, como se muestra en la Figura 8.

La cuenca se orienta en dirección Suroeste-Noreste y se extiende unos 100 kilómetros al norte y sur del pueblo de Yopal (Casanare), hasta Venezuela y esta separada de la cuenca de Barinas por el arco de Santa Barbara y hacia el sur se encuentra separada de la cuenca del putumayo por el arco de la macarena-Guaviare. La cuenca se encuentra limitada al oeste por el sistema de fallas de Guaicaramo y al este por el sistema de fallas de Yopal-Borde Llanero (VIRGILIO, 2004).

Figura 4.2. Mapa de ubicación de la cuenca del Piedemonte Llanero.
Fuente: Well Review 2001.



4.3. ESTRATIGRAFIA ⁶

La Cordillera Oriental de Colombia, se funda sobre un basamento precámbrico, afectada por eventos orogénicos en el proterozoico y el paleozoico, eventos ígneos y procesos sedimentarios en el Mesozoico y procesos sedimentarios en el Terciario. La Cuenca presenta estilos tectónicos bien definidos, que separan o ponen en contacto unidades estratigráficas a lo largo de un tren estructural que sigue un patrón regional NE-SW.

Rocas sedimentarias marinas del Cretáceo ocupan extensas zonas de la Cordillera Oriental, las cuales se manifiestan en algunos sitios de la Serranía del Perijá como conglomerados básales y en otros como capas de calizas o lutitas, las cuales reposan discordantemente sobre rocas del Grupo Quetame y del Grupo Farallones. Estas secuencias litológicas que comienzan con conglomerados, areniscas y limolitas fluviales y deltáicas, también cuenta con areniscas, calizas y limolitas marinas. La sedimentación continúa con lutitas, calizas, areniscas e intercalaciones locales de limonitas silíceas, mantos de carbón, evaporitas y rocas fosfóricas.

En la figura 4.3 se muestra la columna estratigráfica del Piedemonte Llanero. Puede observarse que las formaciones productoras son Mirador, Barco y Guadalupe, mientras que las formaciones sellos son Los Cuervos y Carbonera. También es evidente que la formación generadora es Gachetá, de 1000 pies de espesor. De igual forma se pueden observar las formaciones supereyacen al yacimiento, identificadas como Guayabo y León. A continuación se realiza una descripción de los aspectos generales más importantes de las formaciones que comprenden la columna estratigráfica.

4.3.1. Formación Guayabo:

Representa la última sedimentación de la cuenca. Esta formación es de edad Pliocenocuaternaria. Constituida por una alternancia de material detrítico, fino y grueso. Esta dividida en dos miembros, superior e inferior, siendo más arcilloso el inferior.

4.3.2. Formación León:

Pertenece al Terciario -Mioceno medio- y constituye el único sello eficaz de la cuenca. Compuesta por shales y arcillas, con delgadas Interestratificaciones, de granos finos poco consolidados. Además se encuentran intercalados lentes de dolomita oolítica.

4.3.3. Formación Carbonera:

Desarrollada desde el Oligoceno a mioceno temprano. Consiste en una alternancia de rocas arcillo-limosas, limonitas, limonita arenosa y areniscas. La formación Carbonera se divide en 8 miembros, llamados C-1, C-2, C-3, C-4, C-5, C-6, C-7 y C-8. Las unidades del C-1 al C-6 se desarrollaron como consecuencia de transgresiones y regresiones oligocenas-miocenas, mientras que la unidad C-7 y C-8 se depositaron durante el Oligoceno.

4.3.4. Formación Mirador:

Esta es la formación productora más importante de la cuenca con aproximadamente el 50 % de los hidrocarburos del yacimiento. La formación Mirador es de edad Eoceno tardío. Se encuentra dividida en dos miembros, denominados Inferior y Superior. La formación Mirador tiene un espesor promedio de 400 pies.

4.3.5. Formación Los Cuervos:

Es la formación sello que separa las formaciones productoras Mirador y Barco. La formación los cuervos es de edad Paleoceno tardío. Constituida por areniscas cuarzosas separadas por arcillolitas. Esta formación consiste principalmente de lodolitas moteadas, arcillolitas, limonitas y en menor proporción areniscas de grano fino.

4.3.6. Formación Barco:

Esta formación es almacenadora –productora-. Corresponde al Terciario -Paleoceno tardío-. Descansa sobre la discordancia que está relacionada con procesos tectónicos -orogénia pre-Andina-. La formación Barco tiene un espesor promedio de 300 pies.

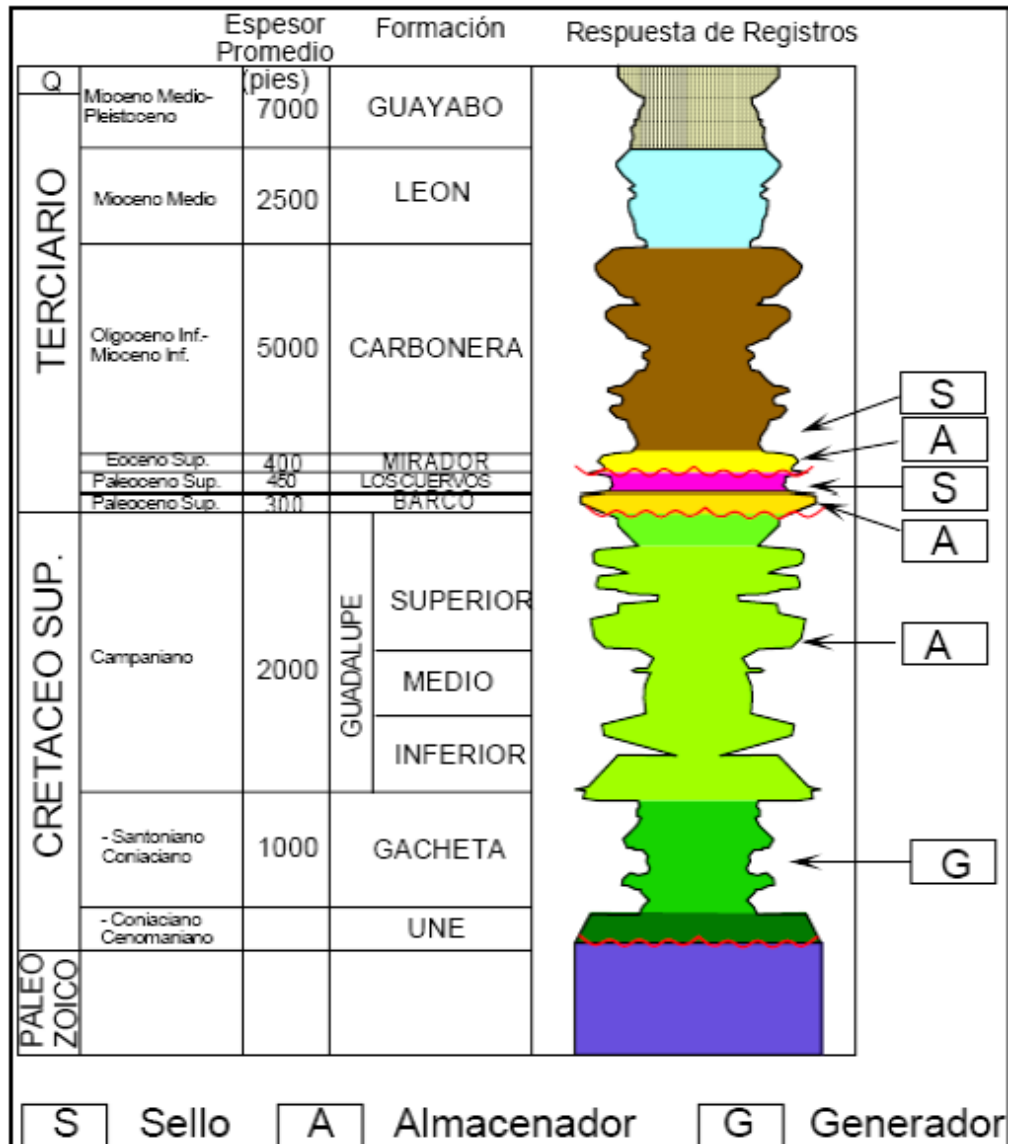
4.3.7. Formación Guadalupe:

La Formación Guadalupe corresponde al Cretáceo –Campaniano y está limitada a la base y al tope por superficies de inconformidad. La discordancia de la base pone en contacto lodolitas de plataforma o areniscas de shoreface de la Formación Gachetá con areniscas de canales estuarinos del Guadalupe. La superficie de inconformidad del tope pone en contacto esta formación con rocas del Paleoceno tardío o del Eoceno tardío; el origen de esta discordancia está relacionado con procesos tectónicos. La formación Guadalupe tiene un espesor promedio de 2000 pies.

4.3.8. Formación Gachetá:

Esta es la formación generadora. Esta conformada por conjunto medio arcilloso, intercalado con niveles pequeños de calizas finamente arenosa con contenido variable de Glauconita. Corresponde al Cretáceo - Coniaciano-Santoniano-, esta delimitada en la base por una superficie de inundación y al tope por una superficie de inconformidad que representa tiempo de erosión.

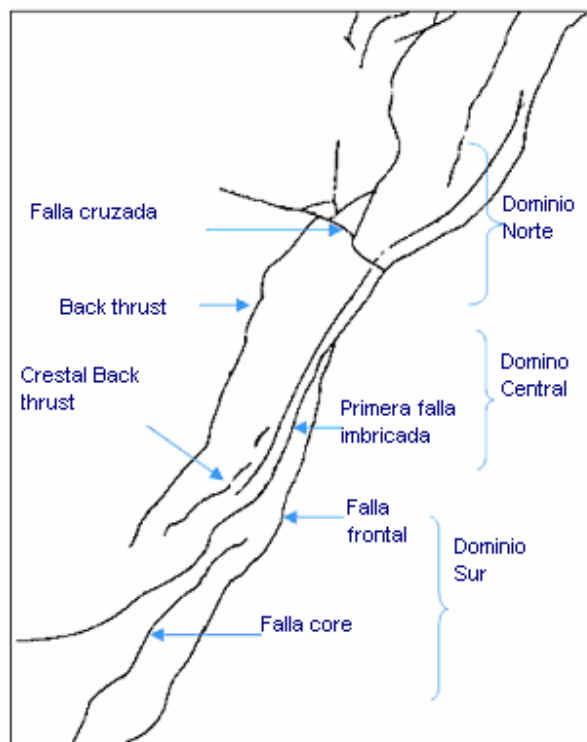
Figura 4.3. Columna Estratigráfica Generalizada del Piedemonte Llanero.
Fuente: Well Review 2001.



4.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El Piedemonte de los Llanos pertenece fisiográficamente a las estribaciones orientales de la cordillera conocida como el cinturón plegado, correspondiente a un frente de cabalgamiento limitado por dos grandes fallas inclinadas al oeste. El lado este del Macizo de Quetame y de la Cordillera, está limitado por un cinturón de fallas cabalgantes a lo largo de las cuales rocas del Cambro Ordovísico, Devónico y Cretáceo, han sido cabalgadas hacia el este sobre rocas del Mioceno, así como rocas Cretáceas sobre rocas del Plioceno. Este cinturón plegado esta limitado en el sur por las fallas de Santa María y Guaicaramo y hacia el norte por las Fallas de Guaicaramo y Yopal. El campo se caracteriza por tener una estructura anticlinal, además elementos estructurales complejos como la Falla Cruzada, la primera Falla imbricada, la Falla Core, la Falla Frontal, el Back Thrust de Cupiagua y el Crestal Back Thrust, ilustrados en la Figura 4.4.⁶

Figura 4.4. Geología Estructural del Campo con las Fallas Principales
Fuente: Diana Gomez, Johann Velez, CARACTERIZACION GEOESTADISTICA DE ESFUERZOS EN EL PIEDEMONTE LLANERO COLOMBIANO, pag, 59, UNALMED-Medellin, 2007



- 4.4.1. Falla Yopal:** Posible superficie de inconformidad, reactivada como una falla cabalgante, la cual despega la secuencia superior -Formación Carbonera- de la estructura plegada del nivel de reservorio del anticlinal de Cupiagua.
- 4.4.2. Primera Falla Imbricada:** El cabalgamiento mas superior -de las tres estructuras sintéticas subparalelas- que disecta el Forelimb del pliegue Cupiagua, mejor desarrollado en el dominio sur, donde es separado de otros dos cabalgamientos -todos los tres son seguidos, formando horst sintéticos en el dominio Norte-.
- 4.4.3. Falla Core:** Cabalgamiento medio que disecta el Forelimb del pliegue Cupiagua, cortando hacia arriba a través del plano axial del eje en la Formación Mirador, en el Dominio Sur y formando una rampa natural en el Dominio Central a la parte sur del Dominio Norte.
- 4.4.4. Falla Frontal:** El pliegue más inferior y más planar que disecta el Forelimb, el cual es subparalelo a los otros pliegues en el Dominio Norte pero el cual es desprendido en el plano inferior del Dominio Sur.
- 4.4.5. Back Thrust de Cupiagua:** Es el pliegue prominente dirigido hacia Hinterland y corta atrás a través de la Falla Core y la Primera Falla Imbricada. Existe a lo largo de la longitud de la estructura de Cupiagua pero es desarrollada más fuerte en el Dominio Sur.
- 4.4.6. Back Limb:** Se refiere al limbo Hinterland buzamiento NW del campo Cupiagua
- 4.4.7. Fore Limb:** Se refiere al Foreland buzamiento SW vertical invertido del pliegue Cupiagua.
- 4.4.8. Crestal Back Thrust:** Este es el secundario, Back Thrust subordinado que ocurre en el splay imbricado primer Core, y el cual es paralelo al Back Thrust de Cupiagua y el rumbo del pliegue al nivel de cierre del pliegue del nivel del yacimiento de Mirador superior.
- 4.4.9. Lower Plate:** Es un área compleja el cual permanece hacia el Foreland y debajo del Forelimb y es unido por las fallas Frontal y Core, y el Back Thrust de Cupiagua. Este ocupa el nivel estructural más bajo como un punto de rampa sobre un posible detachment lower Thrust. Este es localizado en el Dominio Sur.

La complejidad de la cuenca aumenta a medida que se desplaza de sur a norte. Esta complejidad estructural en el subsuelo y en superficie se refleja en el deterioro de la calidad de la imagen sísmica.

La variación del estilo estructural a lo largo del Piedemonte central es en gran medida reflejo de la presencia de múltiples despegues y de la configuración del Basamento cristalino subyacente. La posición de estos despegues cambia de oeste a este ascendiendo estratigráficamente a medida que la deformación avanza, al igual que variando en la dirección de rumbo suroeste a noreste

atravesando zonas de transferencia lateral. Para las estructuras en el bloque colgante del sistema Guaicaramo, el despegue se presenta en la formación Fόμεque, luego asciende a la formación Gacheta en la zona triangular de cabalgamientos y posteriormente la deformación se transfiere a niveles superiores en los miembros inferiores del grupo Carbonera para finalizar en el Carbonera superior y la formación León. Esta variación en la posición del despegue conlleva a la formación de estructuras tipo “duplex” o estacadas las cuales contienen diferente estratigrafía dependiendo de la posición del despegue inferior y superior y de su posición relativa en la cuenca. Por lo tanto a medida que el despegue asciende las estructuras involucran rocas cada vez más jóvenes lo que causa que en algunos sectores se encuentren zonas de apilados de hasta tres o cuatro laminas estructurales repitiendo las misma estratigrafía. Hacia el oeste y más profundo se encuentra un sistema que contiene rocas del Cretáceo Medio y al este y más somero la estructuración es dentro del Grupo Carbonera.

En la Figura 4.5 se puede observar una sección estructural esquemática representando los diferentes estilos estructurales de estos campos y su posición relativa con respecto al tren. A manera general se presentan tres zonas de deformación: *la zona del tren de estructuras frontales (ej, Cusiana), la zona de transición de estructuras aisladas (ej. Cupiagua) y la zona del tren de estructuras cabalgantes (ej. Volcanera, Pauto, Dele, Floreña).* Y en la figura 4.6 se presentan los diferentes campos descubiertos a lo largo del tren.

Figura 4.5. Sección estructural esquemática representando los diferentes estilos estructurales del Piedemonte Llanero. Fuente: Martínez 2003.

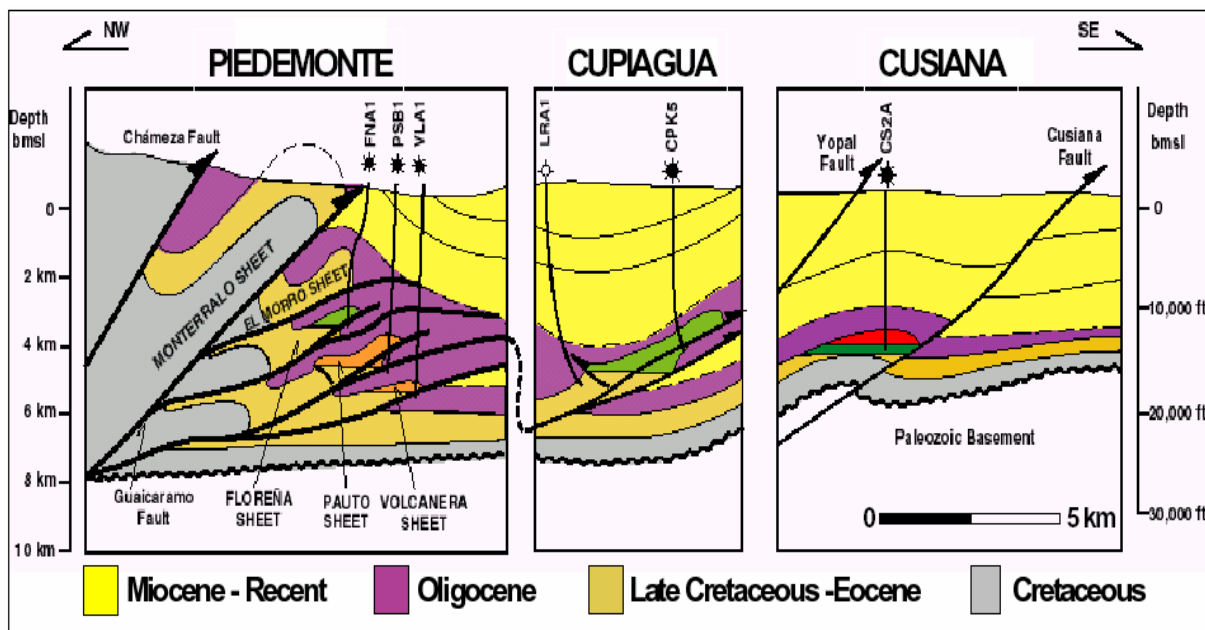
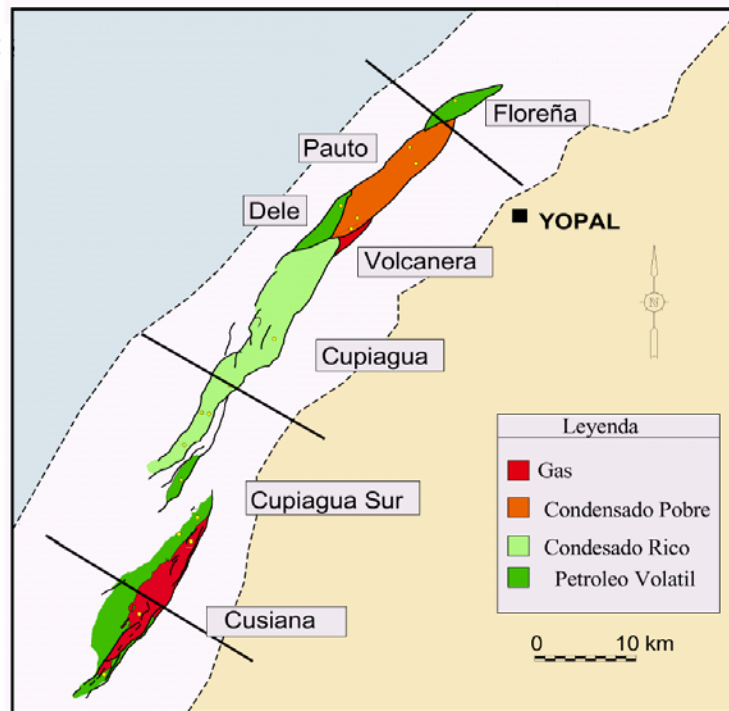
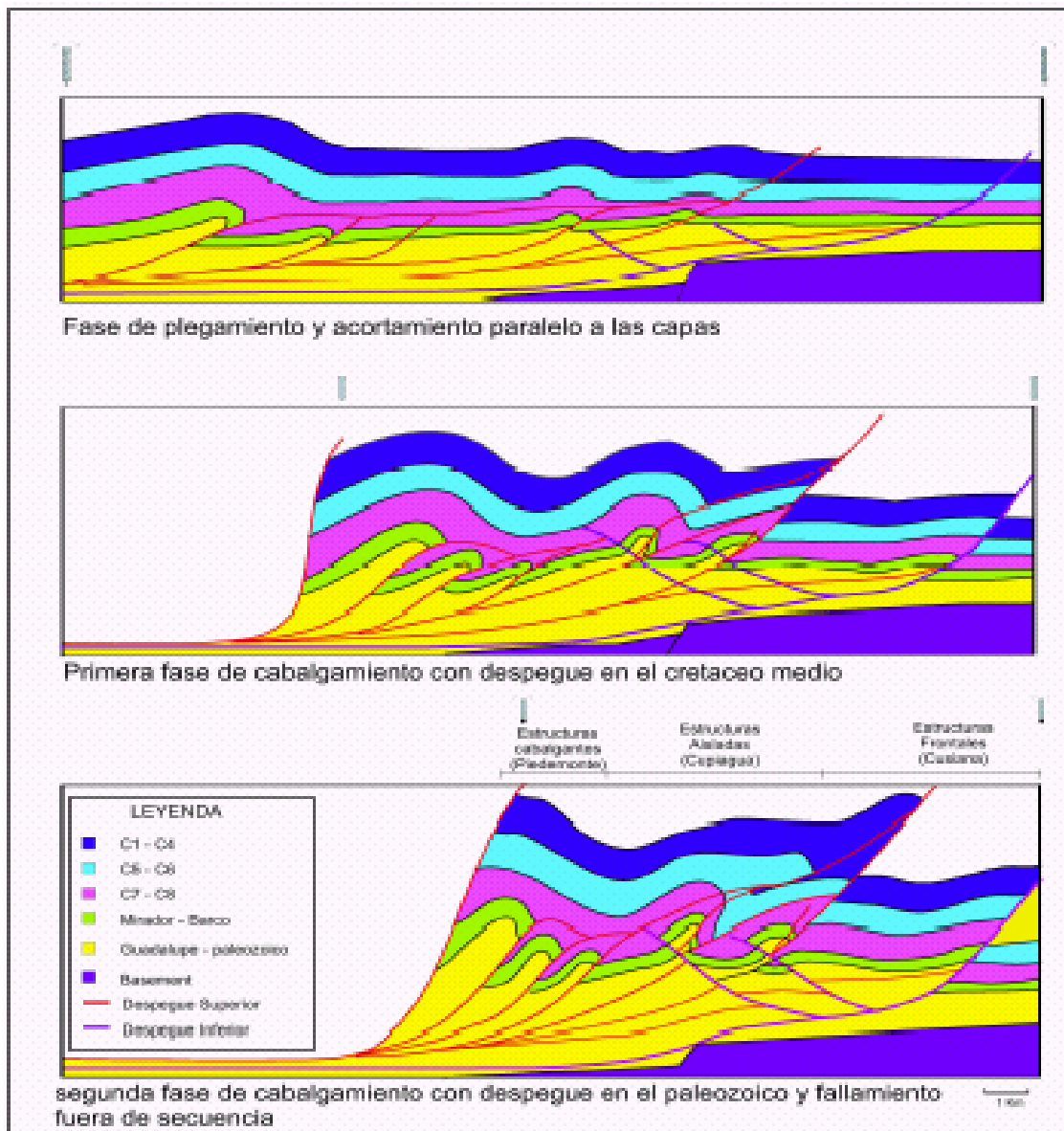


Figura 4.6. Mapa estructural del tren de algunos campos en el Piedemonte.
Fuente: Martínez 2003.



A partir del estudio de la geometría de las estructuras y de la historia cinemática del área ha permitido postular varias etapas de deformación en la evolución de estos campos. *La etapa temprana*, correspondiente a acortamiento paralelo a las capas y plegamiento antes de fallamiento, *una segunda* con despegues más profundos en las arcillolitas del Paleozoico la cual modifica las estructuras ya existentes y un *último evento* o simultáneo al anterior donde ocurre fallamiento fuera de secuencia esta secuencia se puede observar en la figura 4.7.

Figura 4.7. Restauración esquemática mostrando los diferentes tipos de estructuras y su posición con respecto a la cuenca. Estructuras frontales tipo Cusiana, estructuras aisladas apretadas tipo Cupiagua y estructuras cabalgantes “duplex” en una zona triangular tipo Piedemonte (Floreña, Pauto, Volcanera). Fuente: Martínez 2003.



5. FUNDAMENTO TEORICO DE GEOESTADISTICA

5.1. ORIGEN DE LA GEOESTADISTICA

La geoestadística surge cuando el geomatemático G. Matheron se concentra en la búsqueda de un método de estimación que minimice la varianza del error, basado en trabajos iniciales de H. S. Sichel en 1947 y 1949.

La geoestadística se origina por las necesidades de la industria minera entre la década del 40 y 50. El cálculo de recursos y reservas que se realizaba para la búsqueda, evaluación y explotación de yacimientos minerales se basaba en la aplicación de un principio importante del estudio del subsuelo, el Principio de Aproximaciones Sucesivas. Los métodos clásicos de estimación se caracterizan por el uso de valores medios o medias ponderadas de la variable en estudio, los cuales son representativos cuando los datos presentan regularidad, pero en la práctica existen diversas distribuciones de los datos, lo que ha llevado a la utilización de técnicas matemáticas y estadísticas para resolver un único problema, estimar valores desconocidos a partir de los conocidos; con el objetivo de estimar y caracterizar los recursos y reservas.³

La geoestadística surge cuando el geomatemático G. Matheron se concentra en la búsqueda de un método de estimación que minimice la varianza del error, basado en trabajos iniciales de H. S. Sichel en 1947 y 1949.¹

5.2 DEFINICION DE GEOESTADISTICA

La geoestadística es una rama de la estadística tradicional que se aplica al estudio de la continuidad espacial de información que presenta un carácter mixto o aleatorio a escala local, pero a la vez estructural a gran escala, como por ejemplo, las variables de las ciencias de la tierra. Por lo tanto Matheron desarrolló herramientas matemáticas para el estudio de las variables dependientes entre sí, llamadas variables regionalizadas, desarrollando así su teoría, como se presenta en Matheron (1970).¹

La continuidad del fenómeno en estudio se cuantifica con el grado de correlación entre los datos, los cuales son diferentes, más no independientes. Por lo tanto la determinación de la función de correlación espacial de los datos proporciona el éxito de esta técnica.

El principal método de estimación geoestadística es el Krigeaje, técnica que hace la mejor estimación a partir de los datos disponibles, basada en una combinación

lineal de los pesos asociados a cada localización del fenómeno en estudio y se tiene en cuenta la minimización de la varianza, la cual se alcanza al cumplir las siguientes condiciones:

- Estimador insesgado, es decir, $E[Z^* - Z] = 0$
- La varianza - $\text{Var}[Z^* - Z]$ - sea mínima.

Para realizar el Krigeaje es necesario realizar un análisis previo de la información, con el objetivo de definir un modelo que represente las características de variabilidad y correlación espacial del fenómeno en estudio. Esta es la principal ventaja del krigeaje frente a otros métodos de interpolación. Hay otras técnicas de predicción espacial importantes que son utilizadas en las ciencias de la tierra, como la simulación y el diseño muestral. La combinación de estas técnicas con la geoestadística permite obtener resultados representativos de la variable en estudio. Sin embargo, ningún método de estimación por sofisticado que sea permite obtener resultados exactos.³

Varias fases han caracterizado el desarrollo de la Geoestadística como método de investigación:⁴

- La primera es la creación de sus algoritmos que dan soporte técnico y científico a su formulación.
- La segunda es la experimentación y aplicación en las etapas de exploración, estimación y desarrollo de diferentes proyectos mineros.
- La tercera son los adelantos de la informática y su aplicación a la geostatística, ya que esta consiste en el desarrollo de software de la más alta tecnología.

5.3 DOMINIOS DE APLICACIÓN

La minería es el campo que posibilitó el surgimiento de la geoestadística, pero en la actualidad esta ciencia se aplica en muchos dominios, siendo los principales la industria del petróleo y las ciencias ambientales, así mismo se aplica en la cartografía, la hidrogeología, los campos forestales, el análisis de imágenes, entre otros. En la industria del petróleo se utiliza la tecnología de simulación estocástica condicional para modelar, cuantificar incertidumbres y tomar decisiones. La geoestadística se clasifica en la industria como una de las tecnologías de mayor impacto en la exploración y explotación de yacimientos, ya que constituye una herramienta de gran valor en la planificación de las empresas, que permite

diseñar diferentes escenarios y tomar decisiones sobre la mejor estrategia a seguir para optimizar los procesos.¹

Las principales aplicaciones de la geoestadística en la ingeniería de yacimientos son:

- Modelación de las heterogeneidades del yacimiento.
- Determinación de la geometría del medio poroso.
- Integración de datos (petrofísicos, geológicos, yacimientos y geofísicos).
- Predicción de recobro.
- Mejora de la calidad de secciones sísmicas.
- Ajuste de historia de producción.
- Modelos de yacimientos condicionados por pruebas de presión.
- Predicción del volumen de petróleo en sitios y reservas.
- Determinación de las áreas de drenaje.
- Selección de intervalos de inyección

La integración de la información proveniente de la ingeniería y geociencias, es el principio fundamental del modelaje geoestadístico de yacimientos. Hoy en día, la integración es simple, gracias a la evolución de la informática, la cual ha permitido que la geoestadística se utilice cada vez más en diversos problemas de la industria del Petróleo. En la actualidad se encuentran diversas herramientas comerciales, especializadas en la aplicación de las técnicas geoestadísticas enfocadas a la ingeniería de yacimientos, entre las cuales se encuentran:³

- **1970'S** BLUEPACK Centro de Geoestadística de Fontainebleau
- **1988** GEO-EAS (Environmental Protection Agency, U.S.A.) Programa para DOS.
- **1992** GSLIB Clayton Deutsch y André Journel U. Stanford Código abierto de dominio público escrito en lenguaje FORTRAN.
- **1996** VARIOWIN Yvan Pannatier (Suiza) versión de GEO-EAS en MSWindows.
- **1990** I S A T I S (nueva versión de BLUEPACK) Software comercial de geoestadística de propósito general (Geovariaciones).
- **1990** HERESIM3D (BEICIP-FRANLAB) Software de caracterización de yacimientos con geoestadística integrada.
- **2003** PETREL (Schulmberger) Software de caracterización de yacimientos con geoestadística integrada.

Siendo los mas utilizados PETREL, GSLIB e ISATIS.

Para el desarrollo de la presente investigación se utilizo el programa PETREL.

PETREL es una caja de herramientas que engloba diferentes técnicas geoestadísticas, además es un paquete iterativo y amigable. Asimismo ofrece el

mapeo por medio de kriging, métodos convencionales de estimación, simulación condicionada y no condicionada; características que permiten combinar diferentes técnicas geoestadísticas con el fin de obtener resultados representativos.

5.4. TRATAMIENTO ESTADISTICO DE DATOS

Antes de comenzar un estudio geoestadístico, se deben discutir todos los elementos que aporten conocimientos del problema a resolver, asimismo los aspectos geológicos del yacimiento y verificación de la información disponible. Un estudio geoestadístico se debe realizar en varias etapas: ⁴

- La primera se refiere al análisis estadístico preliminar, es decir, el análisis exploratorio de los datos, limpieza de los mismos e identificación de las poblaciones, en esta etapa se debe tener conocimiento de algunos conceptos básicos de estadística, que se mostraran mas adelante.
- La segunda etapa hace énfasis en el análisis de la continuidad espacial, donde se realizan cálculos de variogramas experimentales, su análisis e interpretación. De igual forma la segunda etapa incluye la modelación y ajuste de los variogramas experimentales a los teóricos.
- En la tercera etapa se realizan las predicciones, lo que implica estimar las propiedades y evaluar la incertidumbre.
- Por último se realiza la cuarta etapa de un estudio geoestadístico, donde se realiza el mapeo del volumen de cavings.

Conceptos básicos de estadística: ¹

A.) Numero de casos: Es el número de valores muestreados del fenómeno en estudio, representados por n y los datos por $x_i, i = 1, \dots, n$, que llamamos distribución.

B.) Rango de la distribución: Es la diferencia entre el valor máximo y el mínimo.

C.) Media: Es la media aritmética de la distribución, dado por la fórmula:

$$X_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i \quad \text{Ec...5.1.}$$

D.) Moda: Es el valor más frecuente de la distribución.

E.) Mediana: Es el valor para el cual la mitad de los datos son menores y la otra mitad están por encima de este valor. Si ordenamos los datos en orden ascendente podemos calcular la mediana como.

$$M = \begin{cases} X_{(n+1)/2} & \text{si } n \text{ es impar} \\ (X_{n/2} + X_{n/2+1})/2 & \text{si } n \text{ es par} \end{cases} \quad \text{Ec...5.2.}$$

La mediana es también llamada percentil 50, además los datos no solo se dividen en dos grupos, sino que se pueden dividir en cuatro partes, cuartiles, donde:

Q_1 = percentil 25

Q_2 = Mediana

Q_3 = percentil 75

si los datos se dividen en 10, tenemos los deciles. De forma general estas medidas se pueden calcular por:

$[p(n+1)/100]$ ésima observación de los datos ordenados ascendentemente, donde p es el percentil que se desea calcular.

F.) Varianza: Describe la variabilidad de la distribución. Es la medida de la desviación o dispersión de la distribución y se calcula por:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - X_m)^2 \quad \text{Ec...5.3.}$$

La razón principal por la que se aboga por la división entre $n-1$ en la estimación de la varianza, es porque proporciona un mejor estimado; si se divide por $n-1$ se hace referencia a la varianza muestral S^2 como un estimador insesgado de la varianza poblacional σ^2 . Esto significa que si un experimento fuera repetido muchas veces se podría esperar que el promedio de los valores así obtenidos para S^2 igualaría a σ^2 . Por otra parte si se divide entre n los valores obtenidos para S^2 serían como promedio demasiado pequeño.

G.) Desviación estándar: Describe la tendencia o dispersión de la distribución. Es la medida de desviación alrededor de la media. Se calcula por:

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} \quad \text{Ec...5.4.}$$

H.) Coeficiente de asimetría: Describe la simetría de la distribución relativa a la distribución normal. Se calcula por:

$$\alpha_3 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - X_m)^3 / S^3 \quad \text{Ec...5.5.}$$

En la distribución normal la asimetría tiene valor cero, un valor negativo indica una cola a la izquierda y un valor positivo indica una cola a la derecha.

I.) Curtosis: Describe el grado de esbeltez de la distribución, tomado por lo general en relación a una distribución normal, y se puede calcular por:

$$\alpha_4 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - X_m)^4 / S^4 \quad \text{Ec...5.6.}$$

La distribución normal tiene curtosis igual a tres, y es llamada mesocúrtica. A las distribuciones más agudas, con colas relativamente anchas, se les llama leptocúrticas, tienen valores de curtosis mayores que tres, y las distribuciones más bien achatadas en el centro se llaman platicúrticas, tienen valores menores que tres, en ocasiones se acostumbra a definir la curtosis como $\alpha_4 - 3$

J.) Error estándar: Describe el grado de conocimiento de los datos y se puede calcular por:

$$\varepsilon = \sqrt{\sigma^2 / n} \quad \text{Ec...5.7.}$$

La distribución normal tiene un valor de error estándar menor que 1.25 y la distribución lognormal o una distribución con tendencia positiva, tiene valores de error estándar mayores que 1.25.

K.) Coeficiente de variación: Es una medida de la variación relativa de los datos y puede ser calculado por:

$$CV = S / X_m \quad \text{Ec...5.8.}$$

y en porcentaje como:

$$100CV = 100(S / X_m)\%$$

Ec...5.9.

Proporciona una comparación entre la variación de grandes valores y la variación de pequeños valores.

L.) Gráficos estadísticos: Estos gráficos permiten ilustrar y entender las distribuciones de los datos, identificar datos errados, valores extremos, algunos de estos son:

- 1 **Mapa base, sección cruzada y vista en perspectiva:** Son usados para visualizar la relación espacial en 2 y 3 dimensiones, permiten encontrar errores en la información.
- 2 **Histogramas:** Son usados para ver las características descriptivas de la distribución. Es un gráfico de barras donde en las abscisas aparecen los límites de las clases y en las ordenadas las frecuencias correspondientes a cada clase.
- 3 **Frecuencia acumulativa:** Usado para identificar el tipo de distribución muestral y ayuda a determinar si están presentes poblaciones mixtas. Es un gráfico de límite de clase contra frecuencia acumulada.

En el caso de gráficos estadísticos es útil usar los gráficos de frecuencia absoluta, relativa, acumulativa y el diagrama de dispersión, como se presenta en muchos sistemas.

Todos estos elementos permiten decidir sobre las condiciones de estacionaridad ya mencionadas.

Como se pudo observar en el análisis estadístico preliminar se realiza el resumen descriptivo, donde se calculan las medidas de tendencia central (media, mediana y moda), las medidas de dispersión (rango, varianza y desviación estándar) y las medidas de la forma y asimetría, análisis que facilita la modelación del semivariograma y a su vez del variograma.

Es importante comprender los datos a utilizar en el estudio geoestadístico para seleccionar un buen método de estimación y obtener resultados confiables. El principal objetivo del análisis estadístico preliminar es organizar, explotar y describir los datos originales por medio de la visualización e interpretación de los

mismos, con el fin de sintetizar la información, de tal forma que la manipulación de los datos se haga de manera adecuada.

5.5. HIPÓTESIS DE LA GEOESTADÍSTICA

Como la forma en que se presenta la información es muy diversa (Journel y Huijbregts, 1978), la geoestadística se construye asumiendo condiciones de estacionariedad. Por lo que es necesario aceptar el cumplimiento de ciertas hipótesis sobre el carácter de la función aleatoria o procesos estocásticos estudiados, llamadas Hipótesis de la Geoestadística. Estas son según Journel y Huijbregts (1978) y David (1977): *La Estacionariedad Estricta, La Estacionariedad de Segundo Orden, La Hipótesis Intrínseca y los Procesos Cuasiestacionarios*.¹

5.5.1. Estacionariedad estricta:

$Z(x)$ es estacionaria si la función de distribución de probabilidades de las variables aleatorias regionalizadas $Z(x_i)$ son iguales entre sí, independientes de la localización x_i , Esta condición es demasiado restrictiva al estudiar los fenómenos reales en la práctica.

5.5.2. Estacionariedad de segundo orden:

Esta hipótesis requiere la estacionariedad sólo para la media y la función de covarianza de la variable aleatoria regionalizada. La estacionariedad de segundo orden exige las siguientes condiciones:

a) $E\{Z(x_i)\} = m$, exista y no dependa de la localización x_i .

b) $C(h) = \text{Cov}\{Z(x_i), Z(x_j)\} = E\{Z(x_i), Z(x_i+h)\} - m^2$, es decir, la función covarianza, exista y sólo dependa de la longitud del vector $i, j, h = x - x$, lo que implica estacionariedad de la varianza y del variograma.

5.5.3. Hipótesis intrínseca

Esta condición es común, ya que existen procesos que no tienen varianza finita, pero poseen una función variograma finita. Cuando se cumple esta condición se dice que la función aleatoria $Z(x)$ es homogénea. Para que una función aleatoria $Z(x)$ sea intrínseca se debe cumplir que:

a) $E\{Z(x)\} = m \forall x$ lo que indica que su esperanza matemática exista y no dependa de la localización x .

b) $Var\{Z(x+h) - Z(x)\} = E\{[Z(x+h) - Z(x)]^2\} = 2\gamma(h) \forall x$, es decir, el incremento $[Z(x+h) - Z(x)]$, de todo vector h tiene varianza finita y no depende de la localización x .

La estacionaridad de segundo orden implica la condición intrínseca (homogeneidad), sin embargo la relación inversa no siempre se cumple.

5.5.4. Procesos cuasiestacionarios

La hipótesis de cuasiestacionaridad depende de la escala de homogeneidad del fenómeno y la cantidad de datos disponibles. Los procesos cuasiestacionarios se refieren a la zona en la que el fenómeno estudiado conserva homogeneidad en el comportamiento de la función aleatoria $Z(X_i)$, donde las distancias al interior de esta zona corresponden a la hipótesis de cuasiestacionaridad. En general las hipótesis que más se presentan en la práctica son la *hipótesis intrínseca* y la *hipótesis de estacionaridad de segundo orden*.

En la primera etapa de un estudio geoestadístico se debe verificar la hipótesis de la geoestadística por medio del análisis exploratorio de la información, de tal forma que se contabilice la confiabilidad de la aplicación de esta técnica, pues las condiciones de estacionaridad se asumen en el desarrollo teórico del método.

5.6. ANALISIS EXPLORATORIO ⁴

El primer paso de todo estudio geoestadístico es la realización de un análisis exploratorio de datos (A.E.D.). El A.E.D. es un conjunto de técnicas estadísticas cuya finalidad es conseguir un entendimiento básico de los datos y de las relaciones existentes entre las variables analizadas. Para conseguir este objetivo el A.E.D. proporciona métodos sistemáticos sencillos para organizar y preparar los datos, detectar fallas en el diseño y recopilación de los mismos, tratamiento y evaluación de datos ausentes -missing-, identificación de casos atípicos -outliers- y comprobación de los supuestos subyacentes en la mayor parte de las técnicas multivariantes -normalidad, linealidad, etc-. Para realizar un A.E.D. conviene seguir las siguientes etapas:

- Preparar los datos para hacerlos accesibles a cualquier técnica estadística.
- Realizar un examen gráfico de la naturaleza de las variables individuales a analizar y un análisis descriptivo numérico que permita cuantificar algunos aspectos gráficos de los datos.

- Realizar un examen gráfico de las relaciones entre las variables analizadas y un análisis descriptivo numérico que cuantifique el grado de interrelación existente entre ellas.
- Evaluar, si fuera necesario, algunos supuestos básicos subyacentes a muchas técnicas estadísticas como, por ejemplo, la normalidad, linealidad, etc.
- Identificar los posibles casos atípicos –outliers- y evaluar el impacto potencial que puedan ejercer en análisis estadísticos posteriores.
- Evaluar, si fuera necesario, el impacto potencial que pueden tener los datos ausentes –missing- sobre la representatividad de los datos analizados.

Una vez organizados los datos, *el segundo paso de un A.E.D.* consiste en realizar un análisis estadístico gráfico y numérico de las variables del problema con el fin de tener una idea inicial de la información contenida en el conjunto de datos así como detectar la existencia de posibles errores en la codificación de los mismos. El método gráfico para diagnosticar la normalidad es una comprobación visual conjunta del histograma y variograma que permite comparar los valores de los datos observados con una distribución normal. Aunque atractivo por su simplicidad, este método es problemático para muestras pequeñas, donde la construcción del histograma puede distorsionar la representación visual de tal forma que el análisis sea poco fiable.

Otras posibilidades, también basadas en información gráfica, consisten en realizar diagramas de cuantiles –Q-Q plots-. Los diagramas de cuantiles comparan en un sistema de coordenadas cartesianas, los cuantiles muestrales –eje X- con los cuantiles esperados bajo la hipótesis normalidad. Si la distribución de partida es normal dichos diagramas tenderán a ser rectas que pasan por el origen. Cuanto más se desvíen de una recta, menos normales serán los datos.

5.7. ANALISIS ESTRUCTURAL

La relación espacial de la variable, o variables, de interés se tiene por medio del análisis estructural. En esta etapa de un estudio geoestadístico se desarrollan los semivariogramas experimentales y se ajustan a los modelos teóricos.

5.7.1. Semivariograma experimental

El elemento más importante en un estudio geoestadístico es el semivariograma, ya que su elaboración esta asociada a:

- La dirección en la que será calculado el semivariograma y las tolerancias angulares que se tendrán en cuenta para la estimación o simulación.

- El incremento o paso h en el cálculo del semivariograma y su tolerancia.
- El ancho de banda, que indica la distancia máxima a la que pueden estar alejados los segundos puntos del par con respecto a la línea que define la dirección de cálculo.

El semivariograma se define como la media aritmética de todos los cuadrados de las diferencias entre pares de valores experimentales separados una distancia h , es decir:

$$\text{Var}\{Z(x+h) - Z(x)\} = 2\gamma(h) \quad \text{Ec...5.10.}$$

$\gamma(h)$ hace referencia la función semivariograma, la cual se obtiene por medio de la ecuación 5.11.

$Z(x)$ es el valor de la muestra a una distancia x y $Z(x+h)$ es el valor del segundo punto del par de muestras.

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N_p(h)} \sum_{i=1}^{N_p(h)} [Z(x_i) - Z(x_i + h)]^2 \quad \text{Ec...5.11.}$$

Donde:

$N_p(h)$ es el número de pares de muestras separadas una distancia h ,
 h indica el incremento.
 $Z(x_i)$ son los valores experimentales.
 x_i las localizaciones donde son medidos los valores $z(x_i)$.

5.7.2 Modelo variográfico ¹

Una vez construido el variograma experimental o semivariograma, se debe ajustar este a un modelo teórico, con el fin de determinar las características de la relación espacial de los datos para ser utilizadas posteriormente en la estimación o simulación.

El variograma proporciona un sentido preciso a la noción tradicional de la zona de influencia de una muestra. La velocidad de crecimiento del variograma refleja como se deteriora la relación espacial de una muestra a grandes distancias, es decir, en zonas cada vez más alejadas del yacimiento.

Existen tres parámetros que describen la variabilidad y continuidad espacial de la información en el modelo variográfico, como se presentan en Journel y Huijbregts (1978).

El primer parámetro es la discontinuidad en el origen -*efecto pepita*-, el segundo parámetro es el valor máximo de variabilidad -*meseta*-, y el tercer parámetro es el área de influencia de la correlación -*alcance*-, Ver figura 5.1.

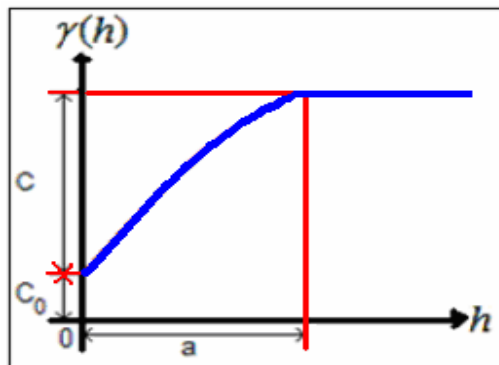


Figura 5.1. Parámetros del semivariograma.

Por definición el semivariograma debe ser nulo en el origen, sin embargo, las funciones obtenidas en la práctica siempre presentan el efecto pepita -nugget effect-, representado como C_0 . Cuando el intercepto es negativo se asume que el valor es cero, pues valores negativos de $\gamma(0)$ no tienen significado y no es común. El efecto pepita se presenta por errores en la medición de las variables, por la presencia de estructuras a una distancia menor a la utilizada y por la falta de autocorrelación de los datos.

La Meseta -*Sil*- es un valor constante al cual se estabiliza la función $\gamma(h)$ con el aumento de h . Se representa como $CT = C + C_0$, valor que se obtiene al identificar el intercepto de la ordenada con la línea paralela al eje X que ajusta a los puntos de mayor valor del semivariograma.

Por otra parte la distancia h para la cual los valores de la variable no tienen correlación o su correlación es despreciable se denomina Alcance -*Range*- y se representa por a . La ordenada de la meseta del semivariograma es el alcance, ver Figura 5.1.

5.7.3. Variogramas Teóricos: ¹

La relación espacial de la variable, o variables, de interés se tiene por medio del modelo de variograma. El modelo variográfico describe el fenómeno en cualquier

dimensión espacial y con cualquier número de variables que se estudien de manera simultánea. Este modelo es una combinación de funciones básicas las cuales garantizan que el valor de la varianza es mínimo y así el proceso de estimación y simulación produce resultados confiables.

La expresión matemática y la curva típica de los modelos teóricos de semivariogramas más utilizados en la práctica se presentan en la Tabla 5.1, donde se tienen en cuenta las dos características más importantes de los variogramas, que son: Su comportamiento en el origen, el cual puede ser lineal, parabólico y con efecto de pepita. Y la presencia o ausencia de meseta.

5.7.3.1. Efecto de Pepita:

Corresponde a un fenómeno puramente aleatorio (ruido blanco), sin correlación entre las muestras, cualquiera sea la distancia que las separe.

5.7.3.2. Modelo Esférico:

Este modelo es probablemente el más utilizado, es una expresión polinomial simple, en su forma representada en la figura 10, se puede observar un crecimiento casi lineal y después a cierta distancia finita del origen se alcanza una estabilización, la meseta. La tangente en el origen encuentra a la meseta en el punto de abscisa $(2/3)a$.

5.7.3.3. Modelo Exponencial:

Este modelo a diferencia del esférico crece inicialmente más rápido y después se estabiliza de forma asintótica (figura 11). Como la meseta no se alcanza a una distancia finita, se usa con fines prácticos el “alcance efectivo” o “alcance práctico” a' , valor que se obtiene en el punto de abscisa para el cual el modelo obtiene el 95% de la meseta, con un valor $a'=3a$, donde a es el parámetro de escala. La tangente en el origen encuentra a la meseta en el punto $a=(1/3)a'$.

5.7.3.4. Modelo Gaussiano:

Este es un modelo extremadamente continuo (figura 12), inicialmente presenta un comportamiento parabólico en el origen, después al igual que en el modelo Exponencial se alcanza la meseta de forma asintótica. El alcance práctico tiene un valor de $a'=1.73a$, que es el valor de la abscisa donde se alcanza el 95% de la meseta.

5.7.3.5. Modelo con función potencia:

Este es un modelo sin meseta, su forma se representa en la figura 13, para valores de α correspondientes a 0.5, 1.0 y 1.5.

Para el valor de $\alpha=1$ en el modelo anterior se obtiene el modelo Lineal, al cual no tiene ni meseta ni alcance. Ahora por efectos prácticos, sin

embargo, muchos programas informáticos denotan la pendiente del modelo lineal con la relación C/a .

Los *Modelos Esférico y Exponencial* presentan un comportamiento lineal en el origen, pero estos se diferencian en la velocidad de crecimiento y en la presencia o ausencia de meseta. El modelo exponencial no alcanza el sill a una distancia finita ya que se estabiliza de forma asintótica, mientras que el modelo esférico alcanza la meseta a una distancia de $(2/3)a$, donde a representa el valor del alcance. Como la meseta del modelo exponencial no se alcanza a una distancia finita, se usa con fines prácticos el "alcance efectivo" o "alcance práctico" a' , valor que se obtiene en el punto de abscisa para el cual el modelo obtiene el 95% de la meseta, con un valor aproximado de $a' \approx 3a$.

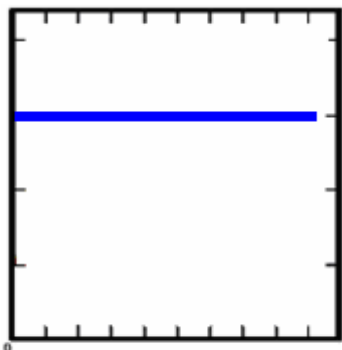
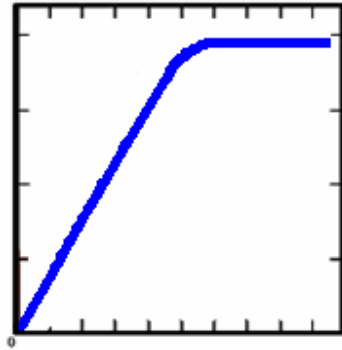
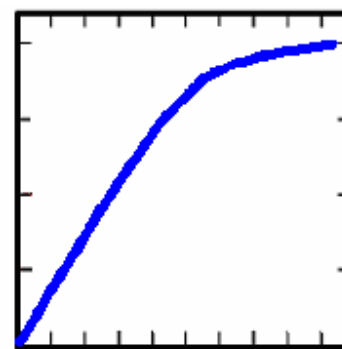
A diferencia de los modelos esférico y exponencial el *Modelo Gaussiano* presenta un comportamiento parabólico en el origen, después al igual que el modelo Exponencial alcanza la meseta de forma asintótica, donde el alcance práctico tiene un valor de $a' \approx 1.73a$.

Todos los modelos descritos tienen una característica que los hace similares, presentan meseta, mientras que el *Modelo con Función Potencia* es un modelo sin meseta, además su forma varía en función de α , valor que oscila entre 0 y 2. Un caso particular de este modelo es cuando $\alpha=1$, denominado *Modelo Lineal*. La principal característica del modelo lineal es que no tiene ni meseta ni alcance. Es posible que en la práctica se puedan presentar estructuras a las cuales se les debe ajustar varios modelos teóricos, es decir, aplicar el principio de superposición para desarrollar las *Estructuras Imbricadas* o *Modelos Combinados*.

Es importante señalar que se presentan los modelos más usados en la práctica, aunque existen otros modelos.

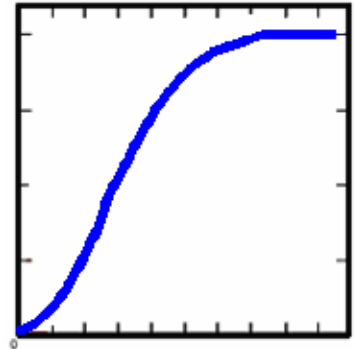
La selección del variograma y sus parámetros es el paso mas importante en el proceso de realización de un estudio geoestadístico, ya que los parámetros del variograma describen las zonas de influencia de todo el yacimiento.

Tabla 5.1. Modelos teóricos de semivariogramas.

NOMBRE	EXPRESION MATEMATICA	FORMA DE LA FUNCION
Efecto Pepita	$\gamma(h) = 0 \quad h = 0$ $= C \quad h > 0$	
Modelo Esférico	$\gamma(h) = C \left[\left(\frac{3}{2} \right) \left(\frac{h}{a} \right) - \frac{1}{2} \left(\frac{h}{a} \right)^3 \right] \quad h \leq a$ $Ch > a$	
Modelo Exponencia	$\gamma(h) = C \left[1 - \text{Exp}(- h /a) \right] \quad h > 0$	

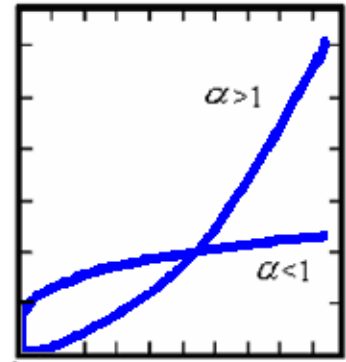
**Modelo
Gaussiano**

$$\gamma(h) = C [1 - \text{Exp}(-|h|^2/a^2)] \quad |h| > 0$$



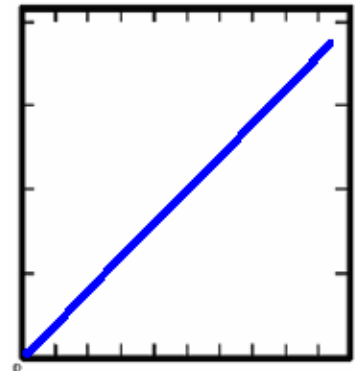
**Modelo con
función
potencia**

$$\gamma(h) = |h|^\alpha \quad \text{con } \alpha \in]0, 2[$$



**Modelo
Lineal**

$$\gamma(h) = (C/a) |h|$$



5.8. METODOS DE ESTIMACIÓN ¹

La aplicación de la geoestadística permite estimar el valor de una propiedad de interés en un punto del medio en el que no se cuenta con registro alguno. La solución a este problema permite estimar sondeos y cortes virtuales, por lo tanto esta solución puede generalizarse al cálculo del valor medio de la misma propiedad en cualquier subdominio, por ejemplo en un volumen dado o a lo largo de determinada superficie potencialmente crítica.

5.8.1. ESTIMACIÓN LINEAL- KRIGING

Una técnica que permite alcanzar los objetivos generales de los métodos de estimación es la técnica de estimación lineal sin sesgo y con mínima varianza - Best Linear Unbiased Estimation o "BLUE"-, conocida también como filtro de Wiener o, en geología matemática, como Kriging.

Se conoce con el nombre de kriging a una familia de algoritmos de regresión por mínimos cuadrados generalizados, que a partir de un conjunto de observaciones $Z(X_i, t_i)_{i \in \{1, \dots, n\}}$, proporcionan el predictor lineal óptimo para la variable Z en una nueva posición (X_0, t_0) . Los valores estimados mediante kriging pueden ser utilizados para dibujar mapas de contorno cuando estos son calculados en los nodos de una malla regular.

Existen varios métodos de kriging, pero todos comparten la misma filosofía, minimizar la varianza del error de la estimación, con la restricción de que el estimador obtenido Z^* sea insesgado, y de acuerdo a las suposiciones que se hagan sobre la media $\mu(x, t)$ de $Z(x, t)$, se trabaja con una variedad o con otra.

Algunos de los metodos de kriging son:

5.8.1.1. Kriging Simple (SK)

Considera la media conocida y constante a través de todo el dominio espacio temporal. Es decir: $\mu(x, t) = \mu, \forall (x, t) \in \mathbb{R}^2 \times \mathbb{R}$

5.8.1.2. Kriging Ordinario (OK)

Esta variante de kriging se utiliza cuando se desconoce el valor de la media y se sabe que no es constante en toda el área de estudio, pero se considera constante a nivel local, i.e. se considera constante ($\mu = \mu_0$) en una vecindad centrada en el punto en el que se quiere predecir. El dominio de estacionaridad de la media se restringe en este caso a una vecindad local, centrada en la localización (x_0, t_0) en la que se quiere predecir.

En ocasiones, en lugar de predecir el valor de la variable en estudio en una nueva posición, se estiman y hacen mapas de medias. La principal suposición del método es que la media es desconocida pero constante en la vecindad del punto de predicción.

6. APLICACION

6.1. ESTUDIO DE LA INFLUENCIA DE PARAMETROS OPERACIONALES EN LA PRODUCCION DE CAVINGS:

6.1.1. FORMACION C5:

Los parámetros que se tuvieron en cuenta son: peso de lodo, ROP, WOB y GPM.

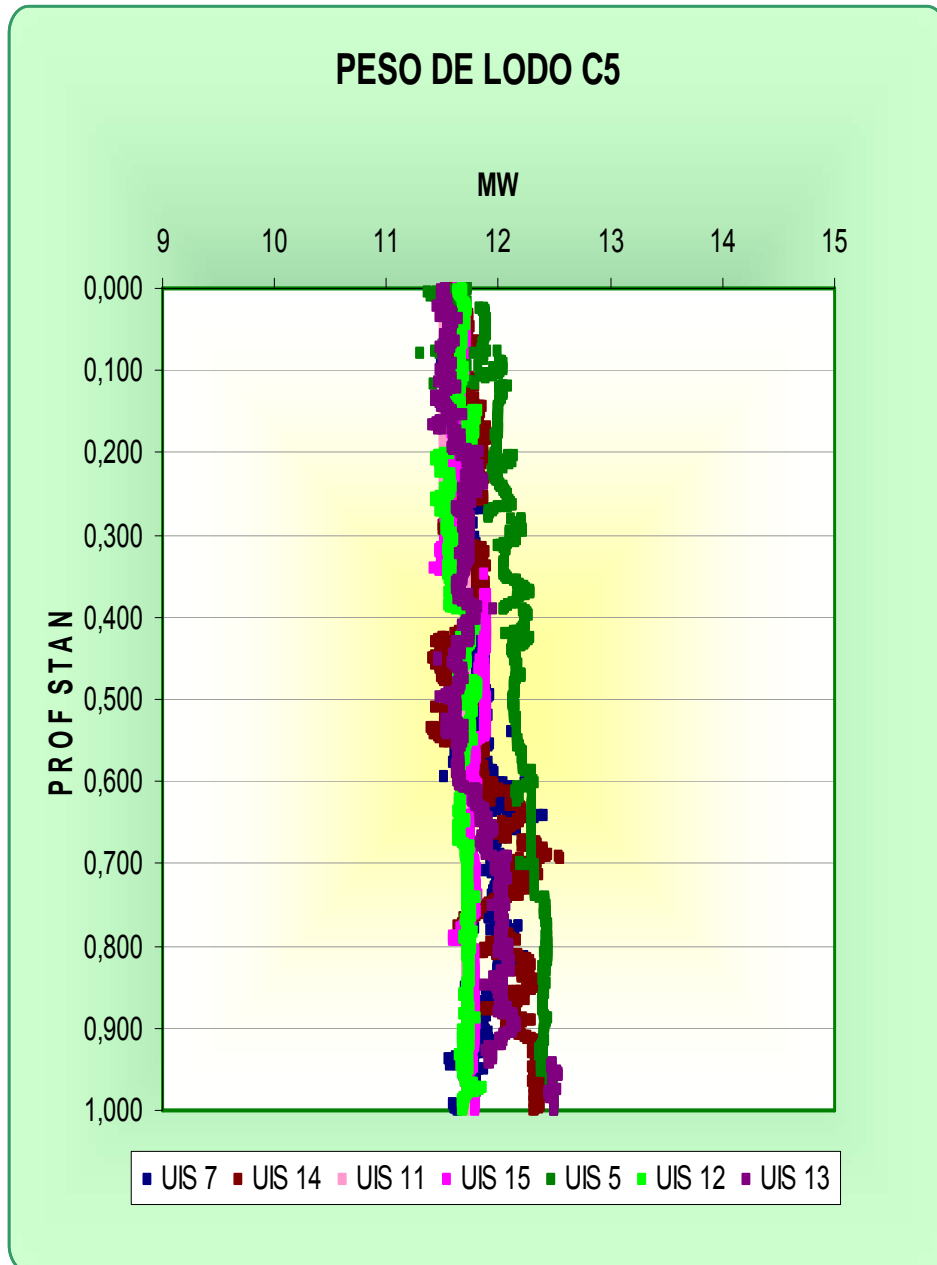
Primero que todo se analizaron las gráficas de los parámetros operacionales en profundidad y luego se observó el comportamiento del volumen de Cavings con cada parámetro.

6.1.1.1. Análisis de gráficas, de parámetros en profundidad estándar.

6.1.1.1.1. PESO DE LODO:

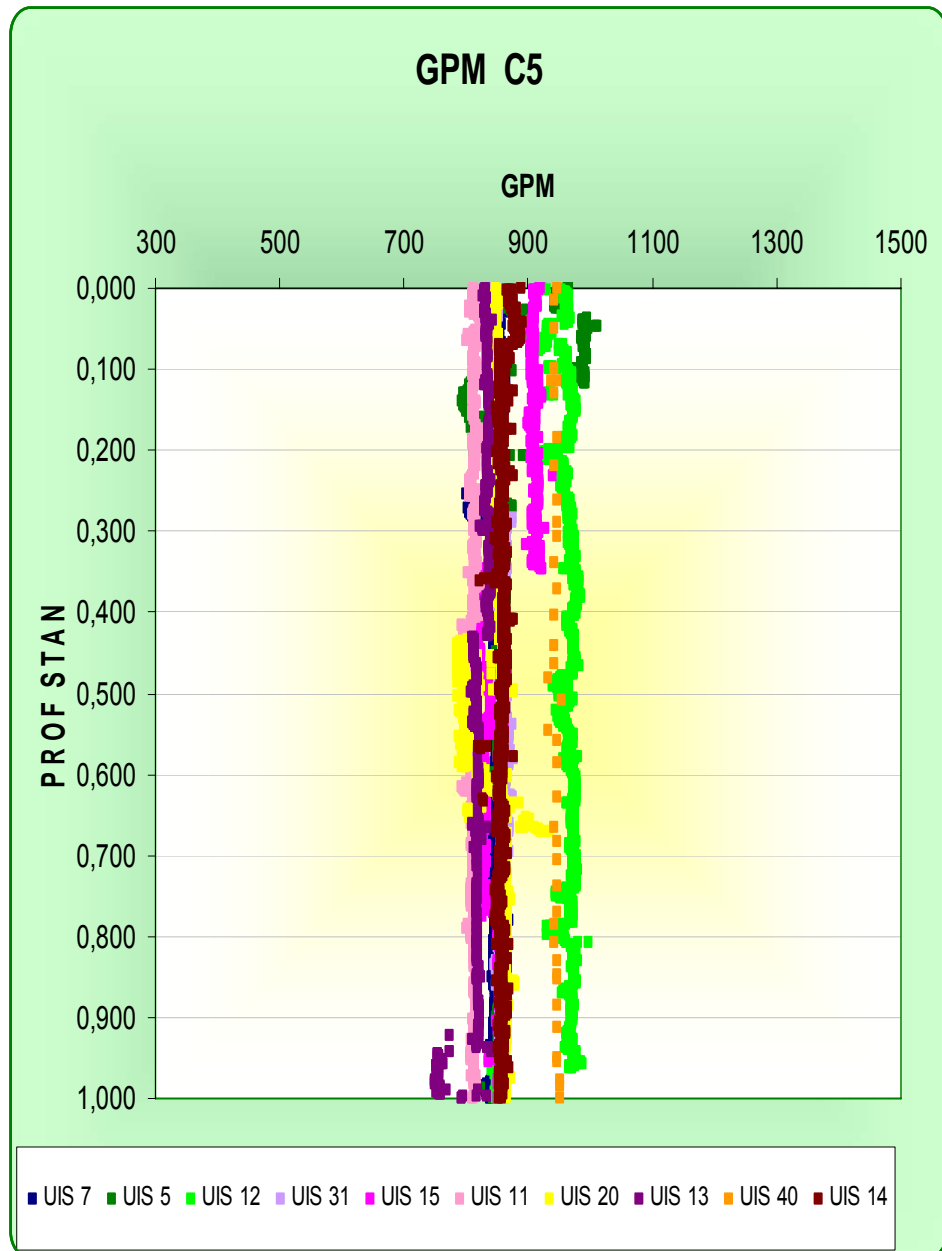
Como se puede observar en la figura 6.1, el peso de lodo aumenta al incrementarse la profundidad, éste comportamiento es de esperarse, ya que a medida que se obtiene mayor profundidad, también se va obteniendo mayor presión ejercida por la columna litológica del pozo por este motivo debe aumentarse el peso de lodo, para de esta forma evitar problemas operacionales creando equilibrio entre el overburden y el peso de lodo.

Figura 6.1. Peso de lodo contra profundidad estándar.



6.1.1.1.2. GPM:

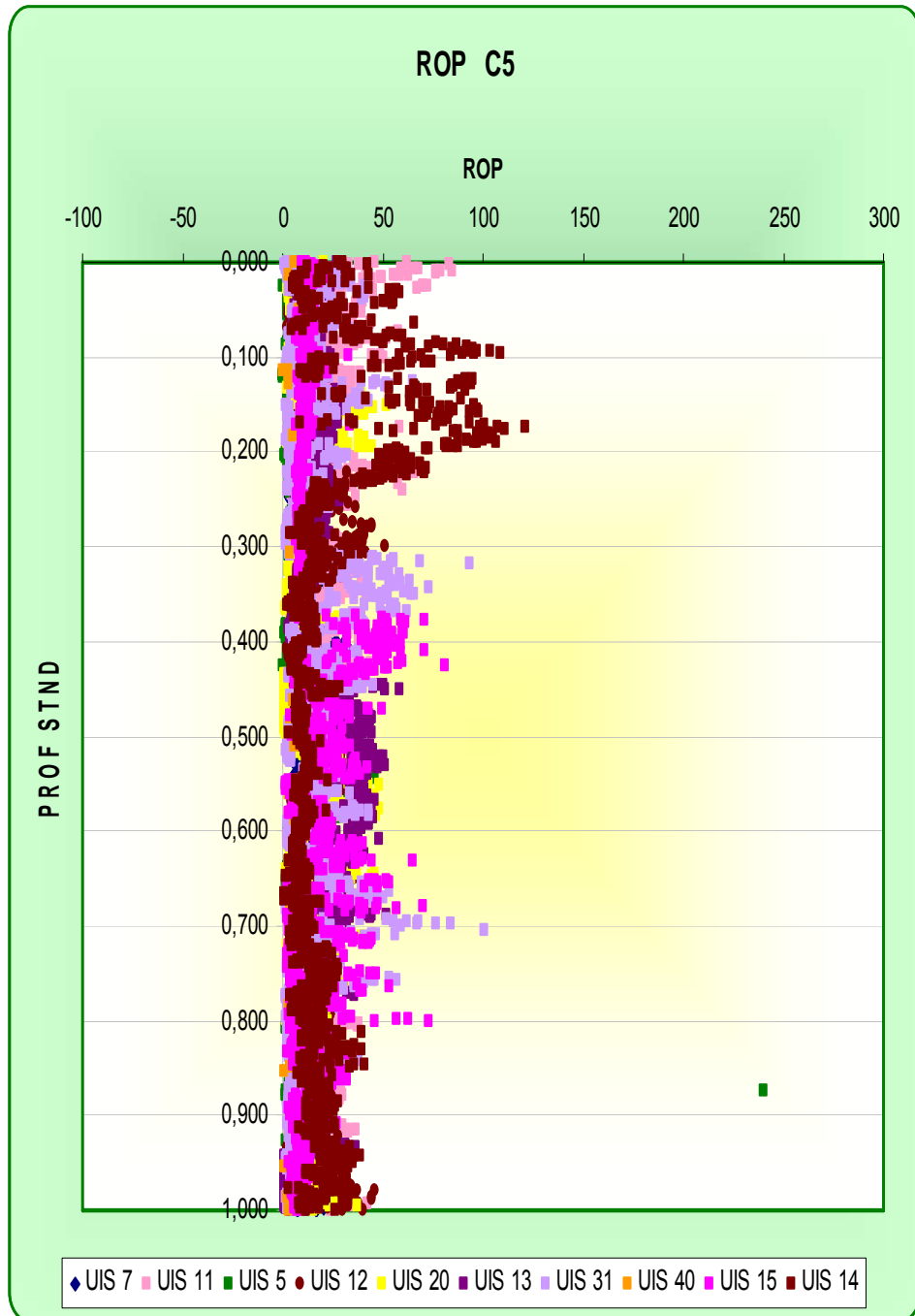
Figura 6.2. GPM contra profundidad estándar.



Según la figura 6.2, se puede notar que el GPM permanece casi constante durante la perforación de C5, aunque se puede observar, que este valor maneja un rango aproximadamente entre 800 y 1200.

6.1.1.1.3. ROP:

Figura 6.3. ROP contra profundidad estándar.



La figura 6.3 permite notar claramente que el pozo UIS 14 (color vinotinto), presenta aumento de perforabilidad en la formación C5.

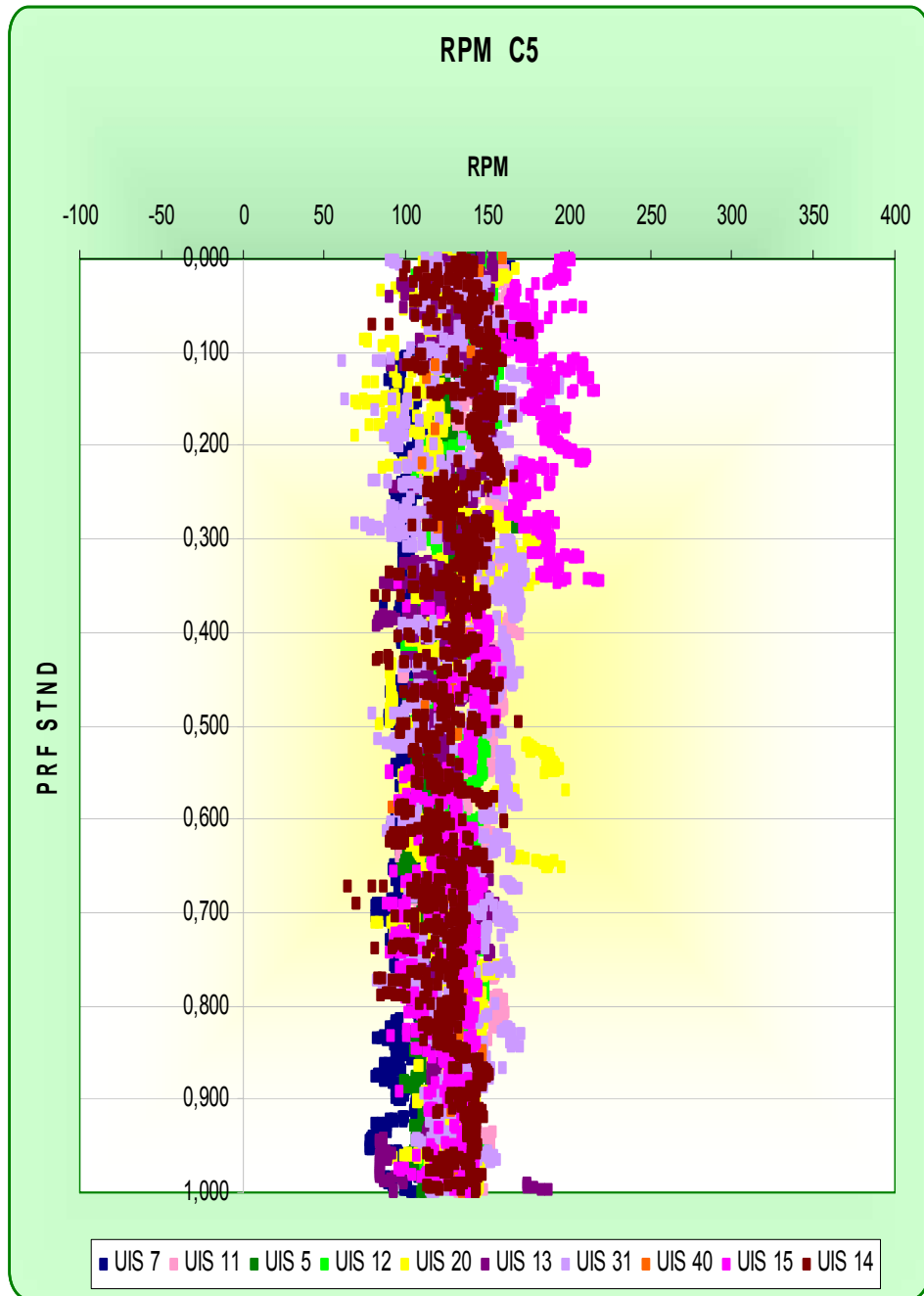
Al notarse el aumento de perforabilidad, lo primero que se hizo fue revisar el comportamiento del mismo pozo con otros parámetros, con el fin de descartar que el aumento de perforabilidad estaba influenciado por alguno de los otros parámetros (RPM, GPM, WOB..). Como se notó que éste aumento sólo se presenta en ROP (ver figuras 6.1, 6.2, 6.4 y 6.5), esto conlleva a decir que el aumento de perforabilidad presentado en el pozo UIS 14 puede ser influenciado por presencia de presiones anormales, ya que el aumento de ROP puede ser un indicador de presiones anormales por lo cual se genera aumento de perforabilidad en la formación y este puede estar afectado por la porosidad de la zona.

Por otro lado, el aumento de ROP también puede ser ocasionado por la ubicación en que fue perforado el pozo, ya que como se puede observar en la figura 6.10 el pozo UIS 14, fue perforado en una zona de alta complejidad,

6.1.1.1.4. RPM:

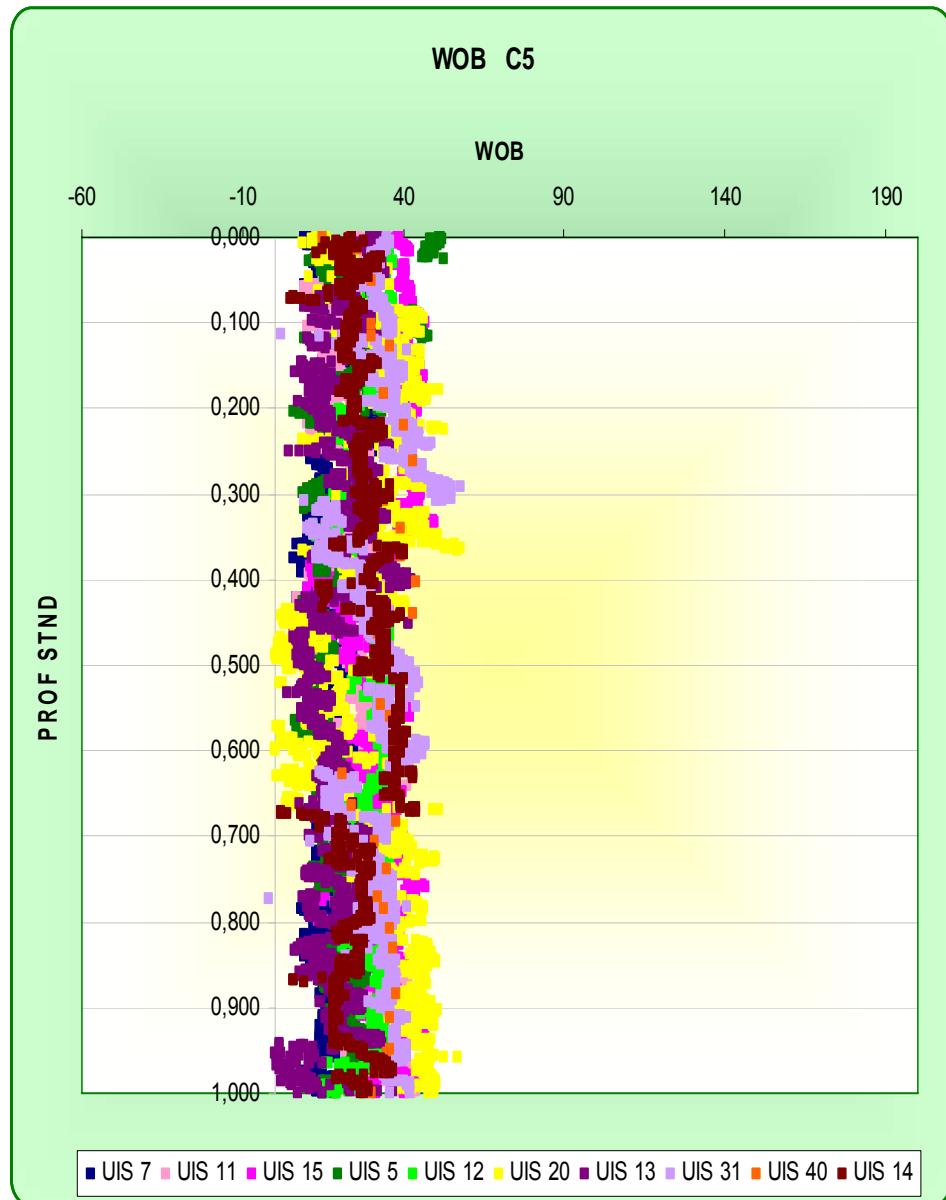
Según la figura 6.4 las RPM, no presentan ningún comportamiento especial, ya que se mantienen prácticamente constantes durante la perforación de C5.

Figura 6.4. RPM contra profundidad estándar.



6.1.1.1.5. WOB:

Figura 6.5. WOB contra profundidad estándar.



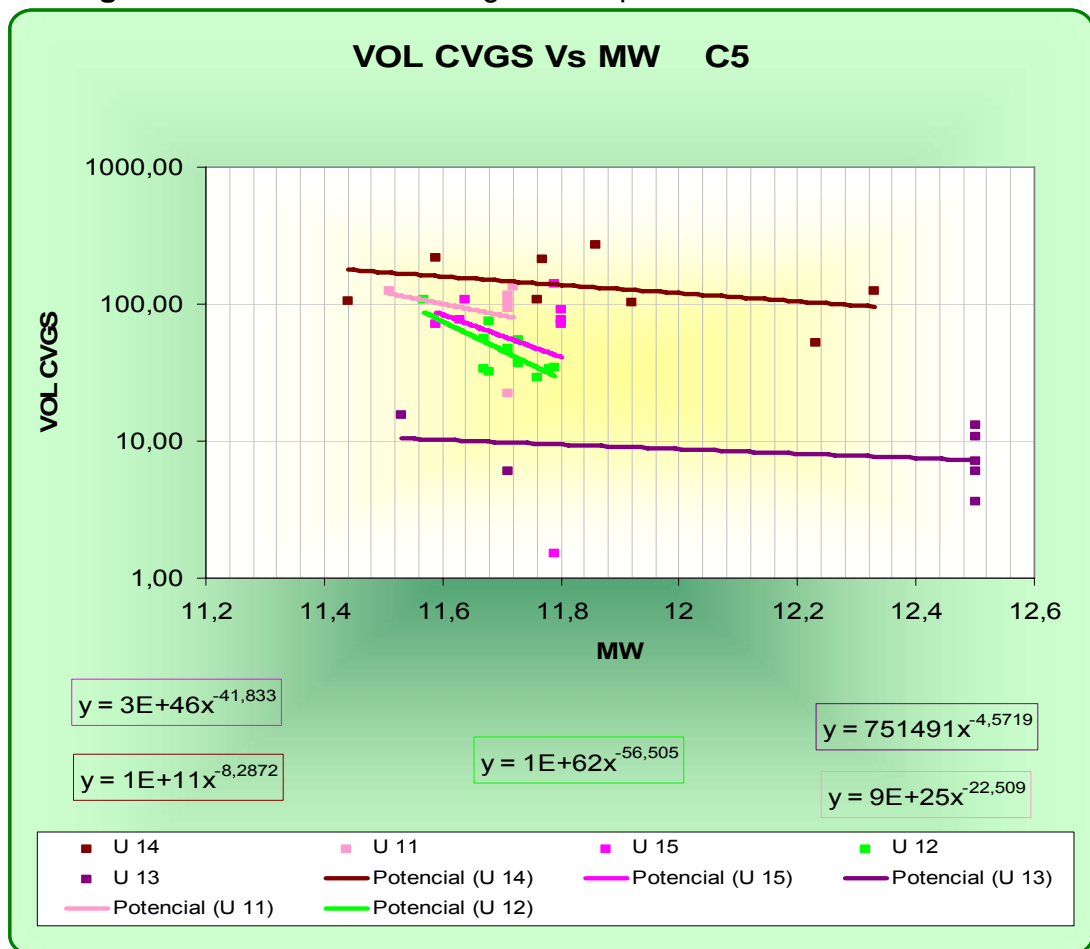
Según la figura 6.5 el WOB, no presenta ningún comportamiento especial, ya que se mantiene prácticamente constante durante toda la formación.

6.1.1.2. ANALISIS DE GRÁFICAS DEL COMPORTAMIENTO DE VOLUMENES DE CAVINGS CON ALGUNOS PARAMETROS OPERACIONALES.

6.1.1.2.1. PESO DE LODO:

El comportamiento del volumen de Cavings con el peso de lodo para C5, fue el esperado, ya que como se puede notar en la figura 6.6 la tendencia indica, que a medida que aumenta el peso de lodo, disminuye el volumen de cavings. Además en esta figura también se puede notar que el pozo UIS 13 (ver figura 6.11) presenta la misma tendencia de los demás solo, que este pozo muestra menores volúmenes de cavings que los demás, este comportamiento puede ser ocasionado, por la ubicación donde fue perforado el pozo, ya que este se encuentra en flanco lo que lo puede hacer mas estable.

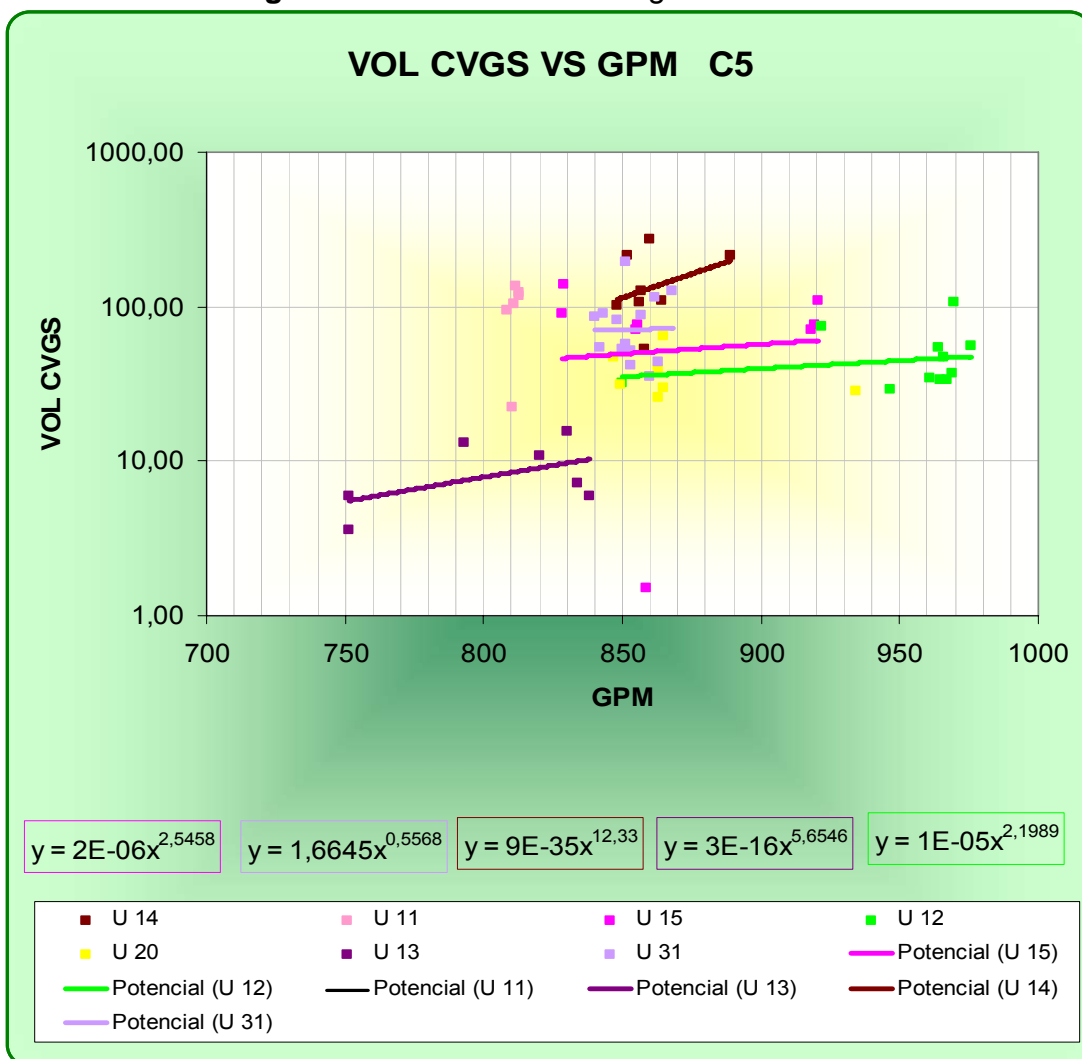
Figura 6.6. Volumen de cavings contra peso de lodo.



6.1.1.2.2. GPM:

En la figura 6.7 se puede ver claramente que a medida que aumenta el galonaje, incrementa el volumen de cavings, y es lo esperado, ya que el galonaje es la tasa de bombeo y al incrementarse ésta, aumenta la fricción en el contacto fluido-formación, causando un efecto parecido a la erosión, tal que en superficie se obtienen fragmentos que se cuentan como cavings, pero realmente son fragmentos que aun no se han desestabilizado, sino que son derrumbes por la erosión causada debido al incremento de la tasa de bombeo. En esta figura también se presenta el mismo comportamiento que en la gráfica de peso de lodo para el pozo UIS 13.

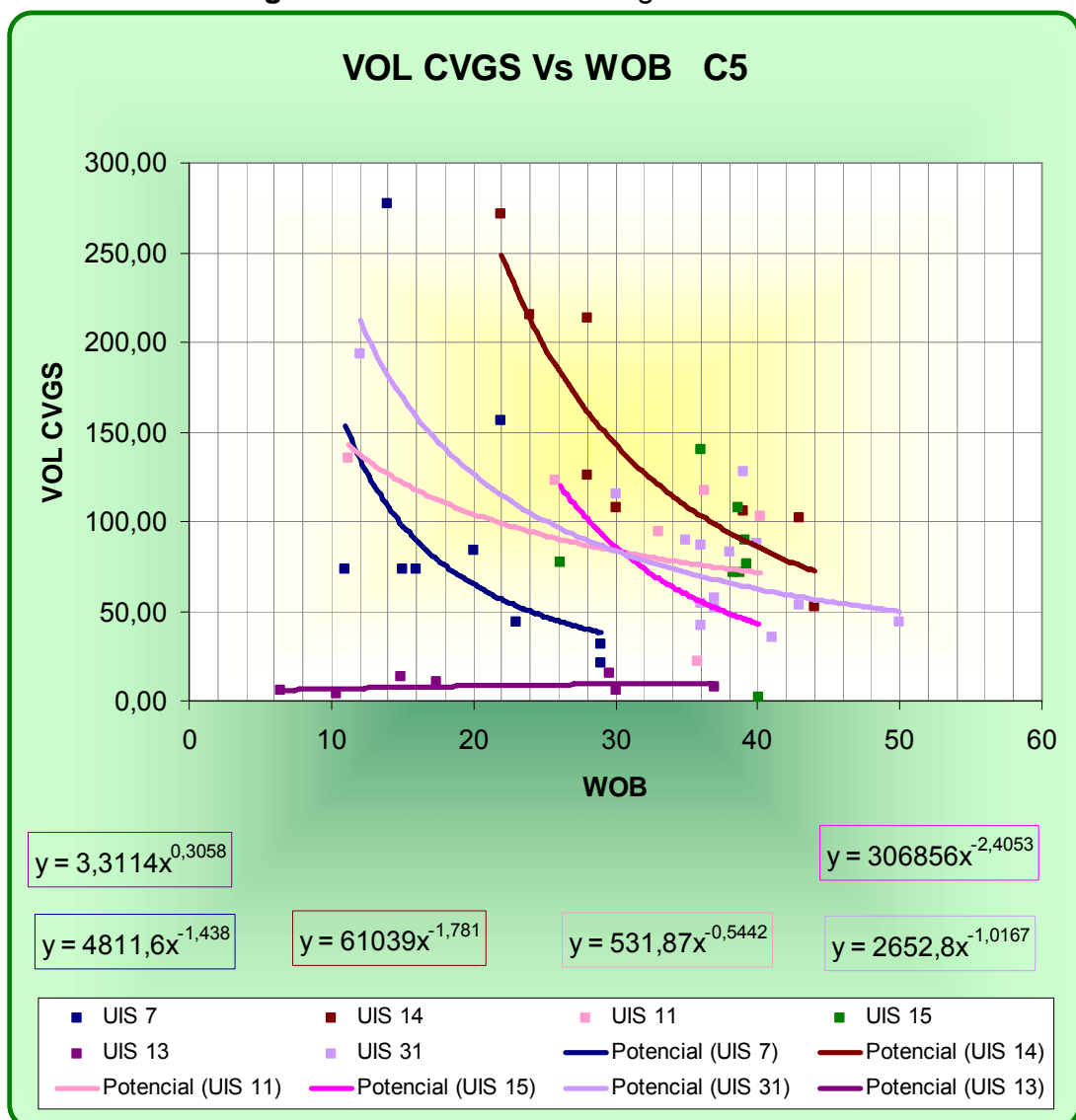
Figura 6.7. Volumen de cavings contra GPM.



6.1.1.2.3. WOB:

Al incrementar el peso sobre la broca, disminuye el volumen de cavings, y esto se ve muy claro en la figura 6.8, ya que en esta gráfica, la tendencia muestra incremento de cavings si se disminuye el peso sobre la broca, este efecto puede ser ocasionado debido a que si se incrementa el peso sobre la broca, puede que disminuyan la cantidad de vibraciones, permitiendo un ambiente con menores condiciones de inestabilidad.

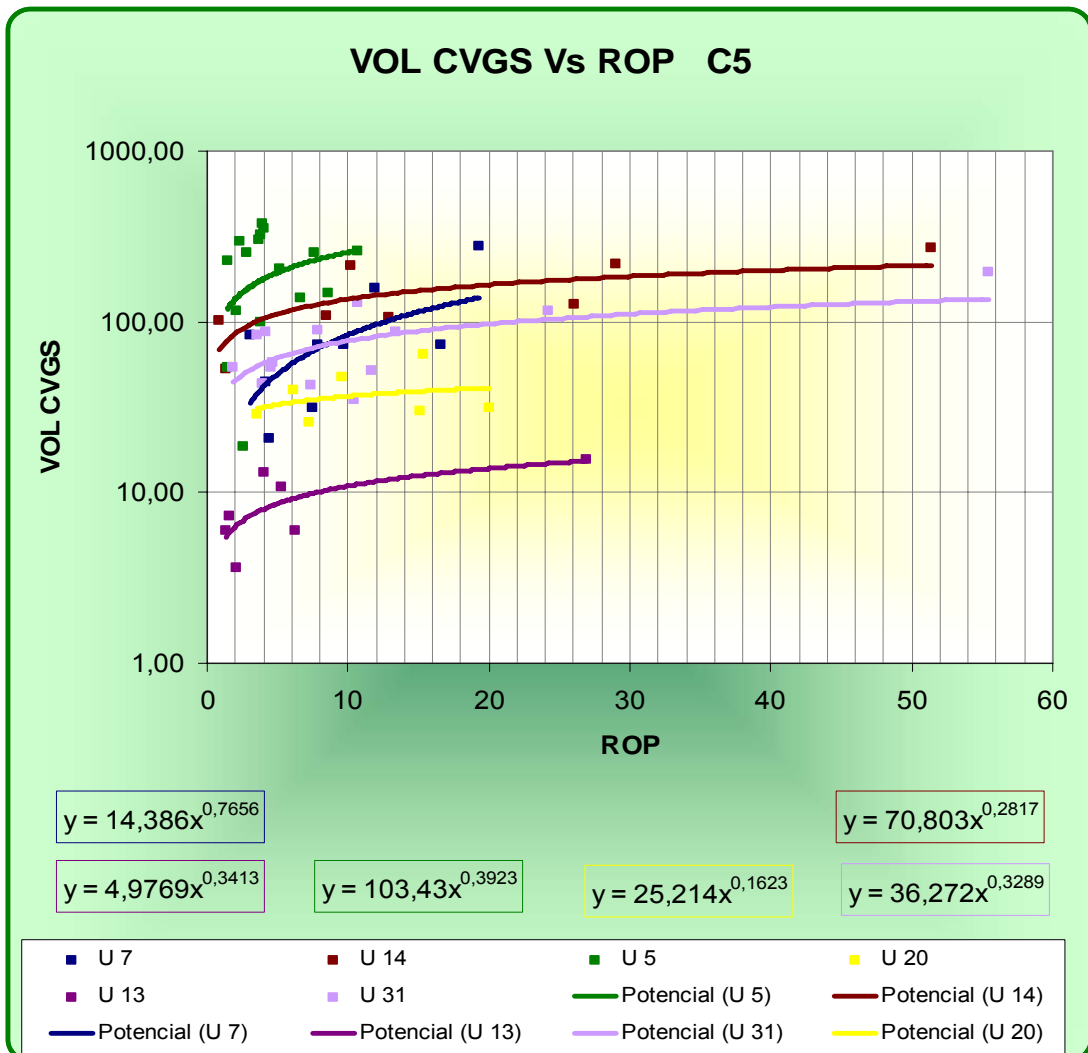
Figura 6.8. volumen de cavings contra WOB.



6.1.1.2.4. ROP:

Las ROP tiene gran influencia en el comportamiento de los volúmenes de cavings, y esto se observa muy bien en la figura 6.9., en esta gráfica, la tendencia muestra, que un incremento en la ROP, genera incremento en la producción de cavings; este resultado resulta coherente, ya que es muy diferente perforar el mismo día mayor numero de pies, ya que se desestabiliza todo, y no se da lugar para que se establezca lo que se perforo, por consiguiente el volumen diario de cavings será mayor, si aumenta la ROP.

Figura 6.9. Volumen de cavings contra ROP.



A continuación presentan gráficas de la ubicación estructural algunos pozos ya mencionados:

Figura 6.10. Ubicación estructural pozo UIS 14.
Fuente: Cupiagua Well review 2005.

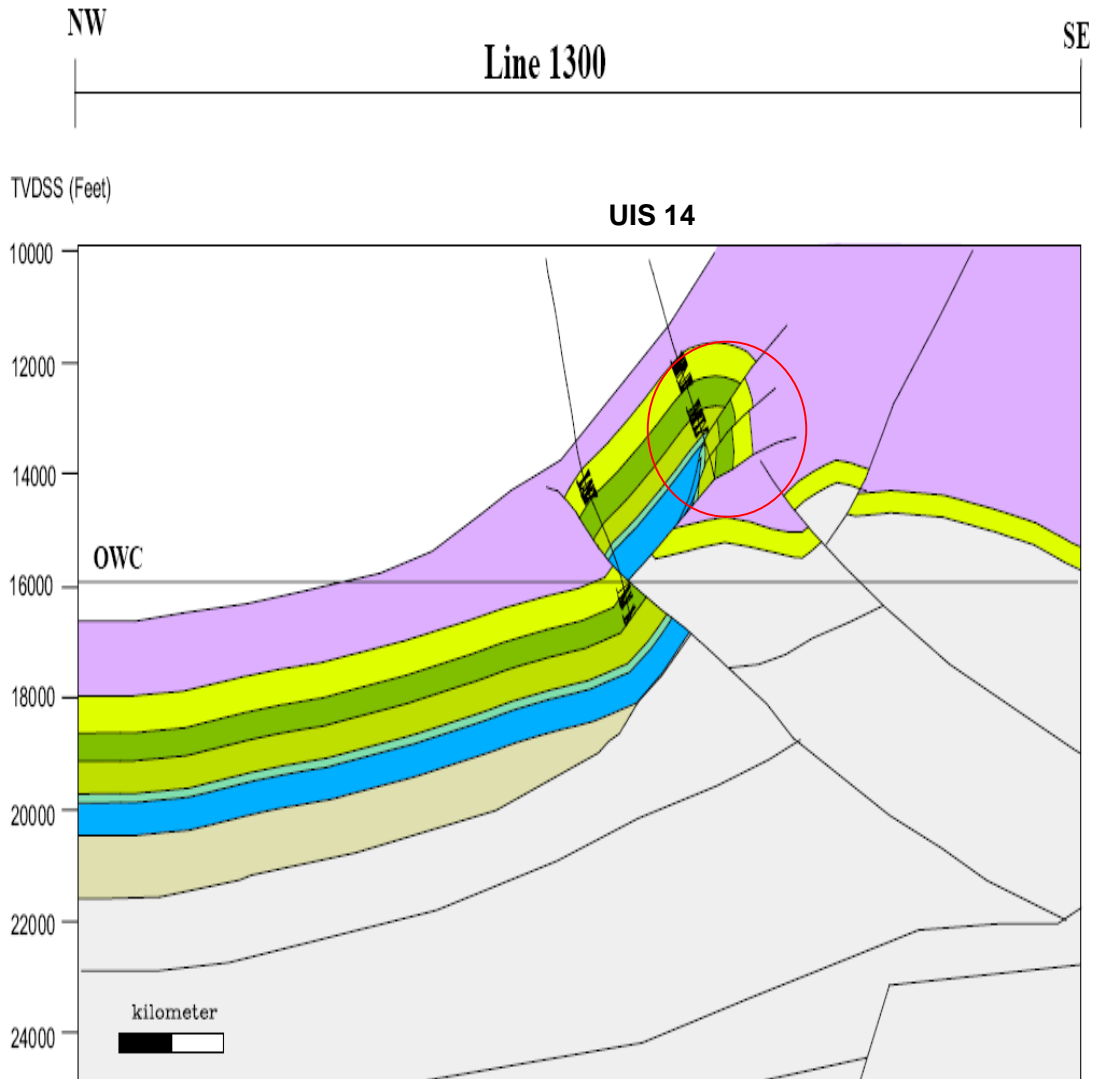
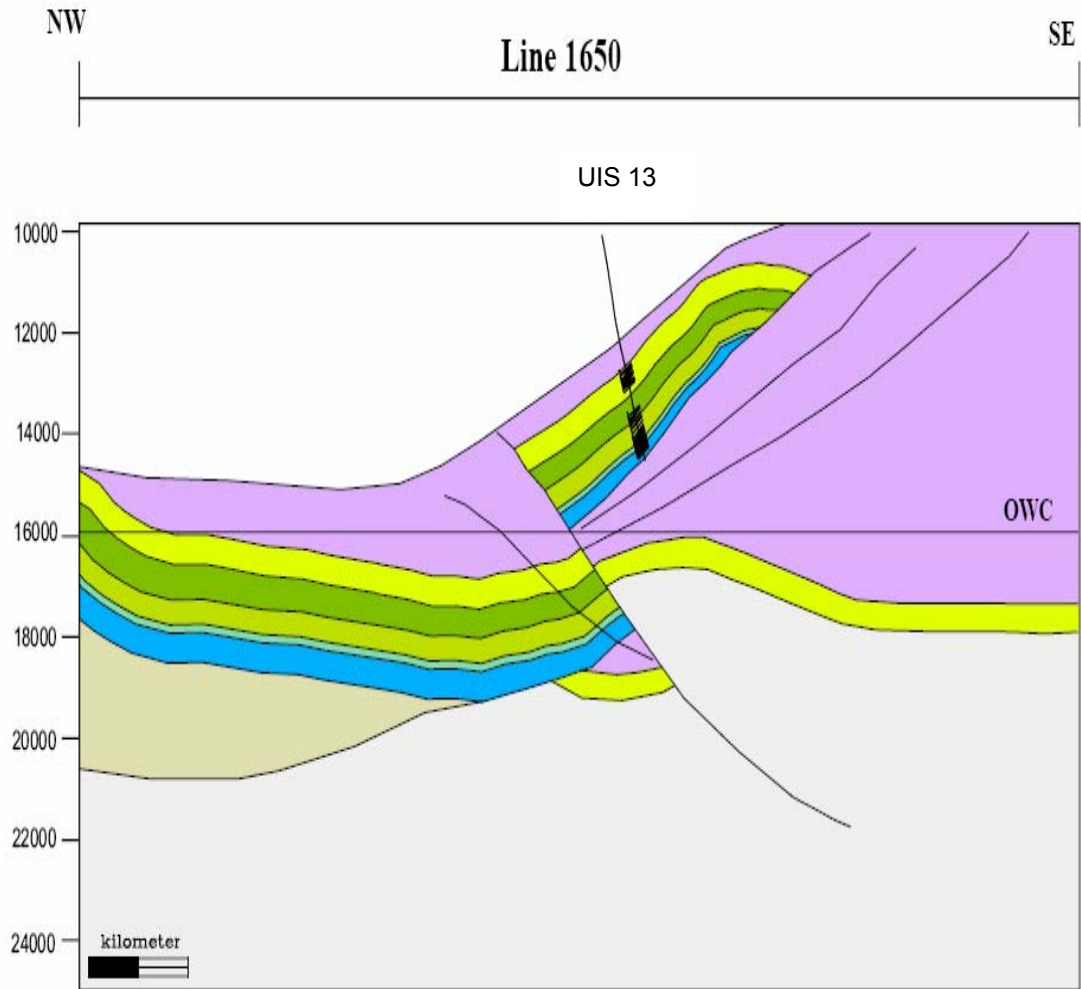


Figura 6.11. Ubicación estructural pozo UIS 13.
Fuente: Cupiagua Well review 2005.



6.1.2. FORMACION C1:

Al igual que a la formación Carbonera 5, a Carbonera 1 se le realizó el mismo análisis, obteniendo los siguientes resultados:

6.1.2.1. ANÁLISIS DE GRÁFICAS, DE PARÁMETROS EN PROFUNDIDAD ESTÁNDAR.

6.1.2.1.1. PESO DE LODO:

Como se puede observar en la figura 6.12, el peso de lodo en C1, aumenta al aumentar la complejidad estructural (ver figuras 6.12 y 6.13), ya que al comparar la complejidad estructural del pozo UIS 5 (color verde) con la del pozo UIS 31 (color lila), se puede notar claramente que la complejidad estructural es mayor en el pozo UIS 5 que en el pozo UIS 31, en la figura 6.12 se ve también claramente que el peso de lodo utilizado durante la perforación de C1 es mayor en el pozo UIS 5 que para el pozo UIS 31, siguiendo este orden de ideas, se puede concluir que el peso de lodo utilizado en C1 puede depender del grado de complejidad que presenta la zona.

En cuanto a la profundidad, el peso de lodo aumenta al incrementarse la profundidad, éste comportamiento es de esperarse, ya que a medida que se obtiene mayor profundidad, también se va obteniendo mayor presión ejercida por la columna litológica del pozo por este motivo debe aumentarse el peso de lodo, para de esta forma evitar problemas operacionales creando equilibrio entre el overburden y el peso de lodo.

Figura 6.12. Peso de lodo contra profundidad estándar C1.

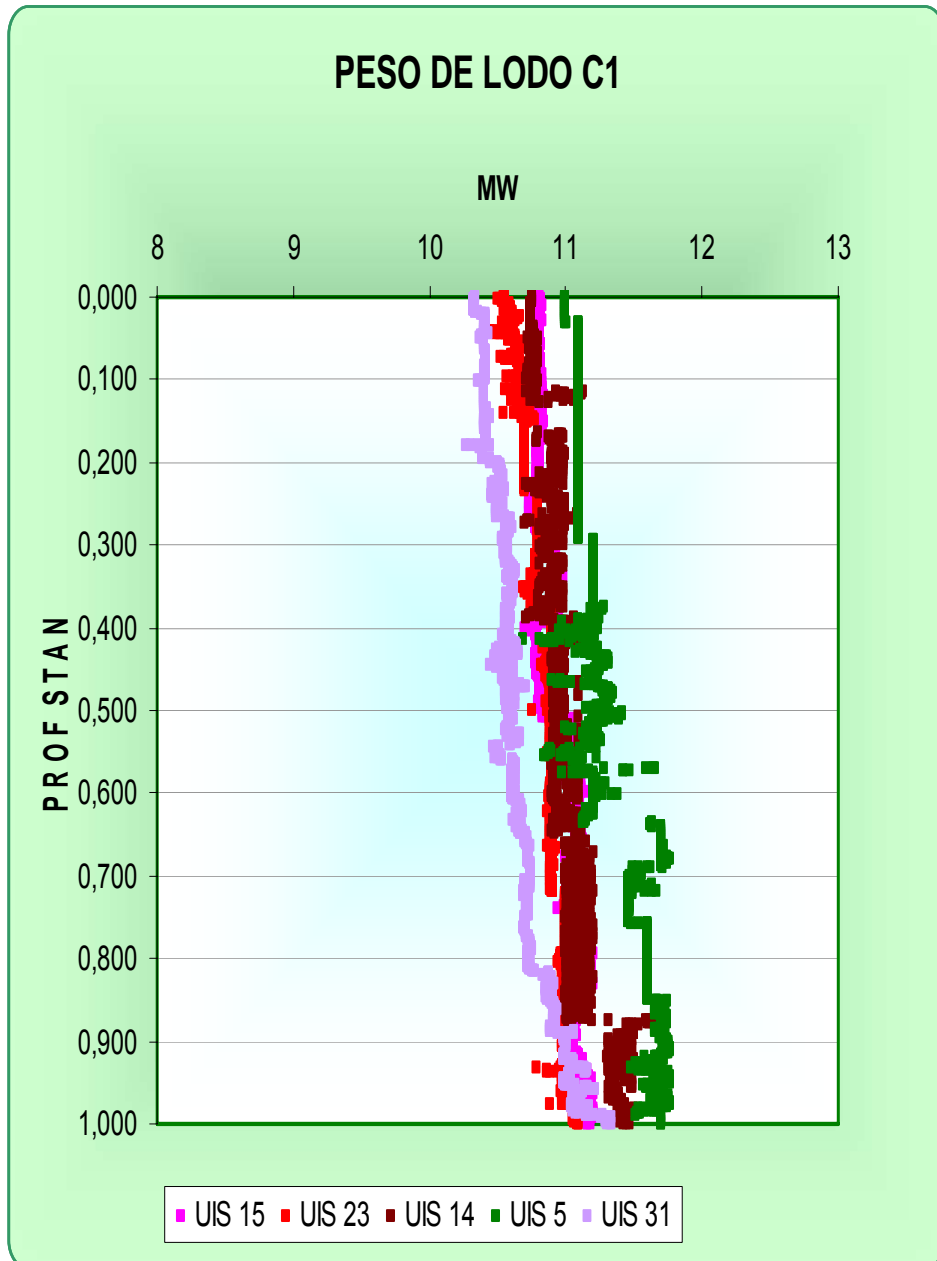
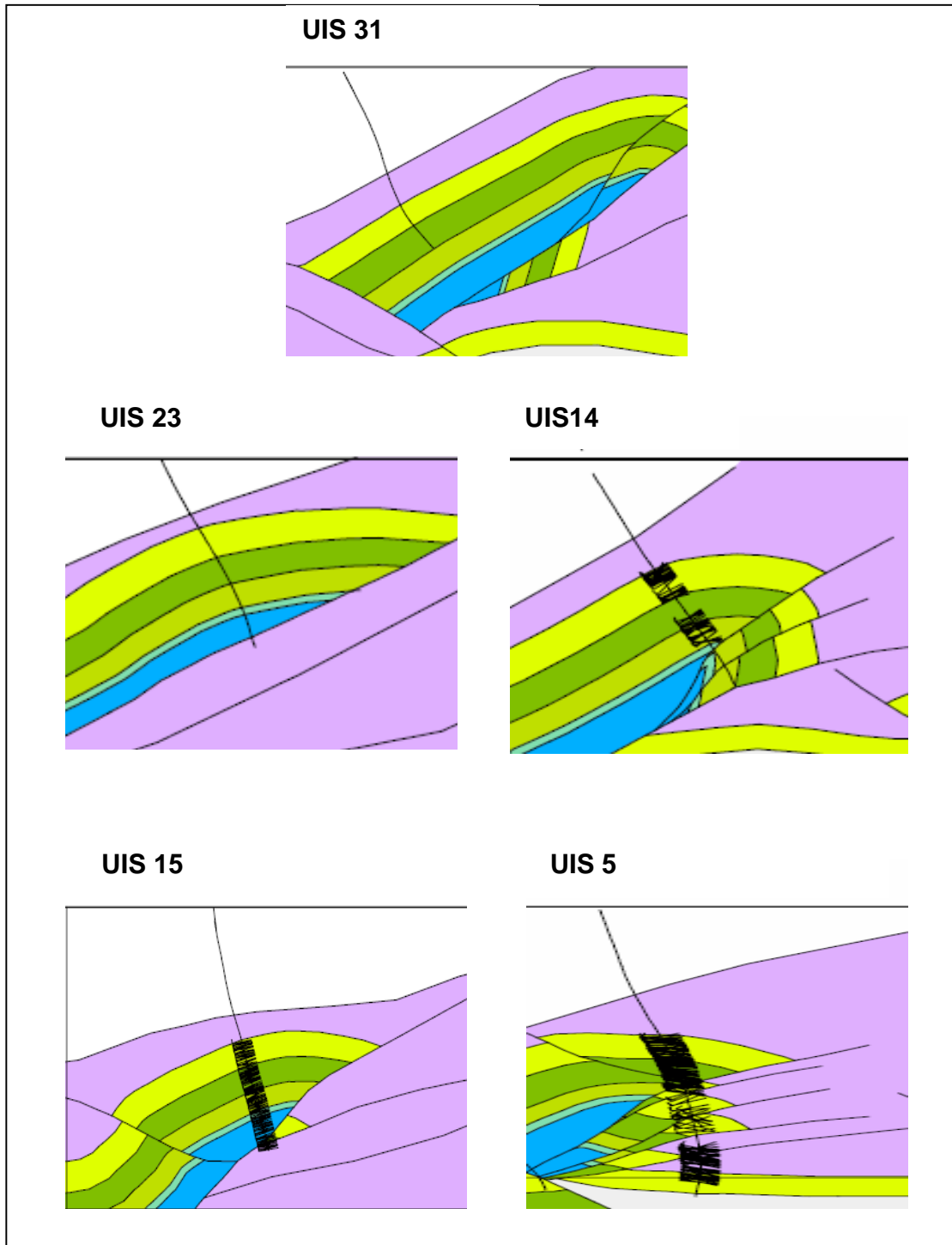


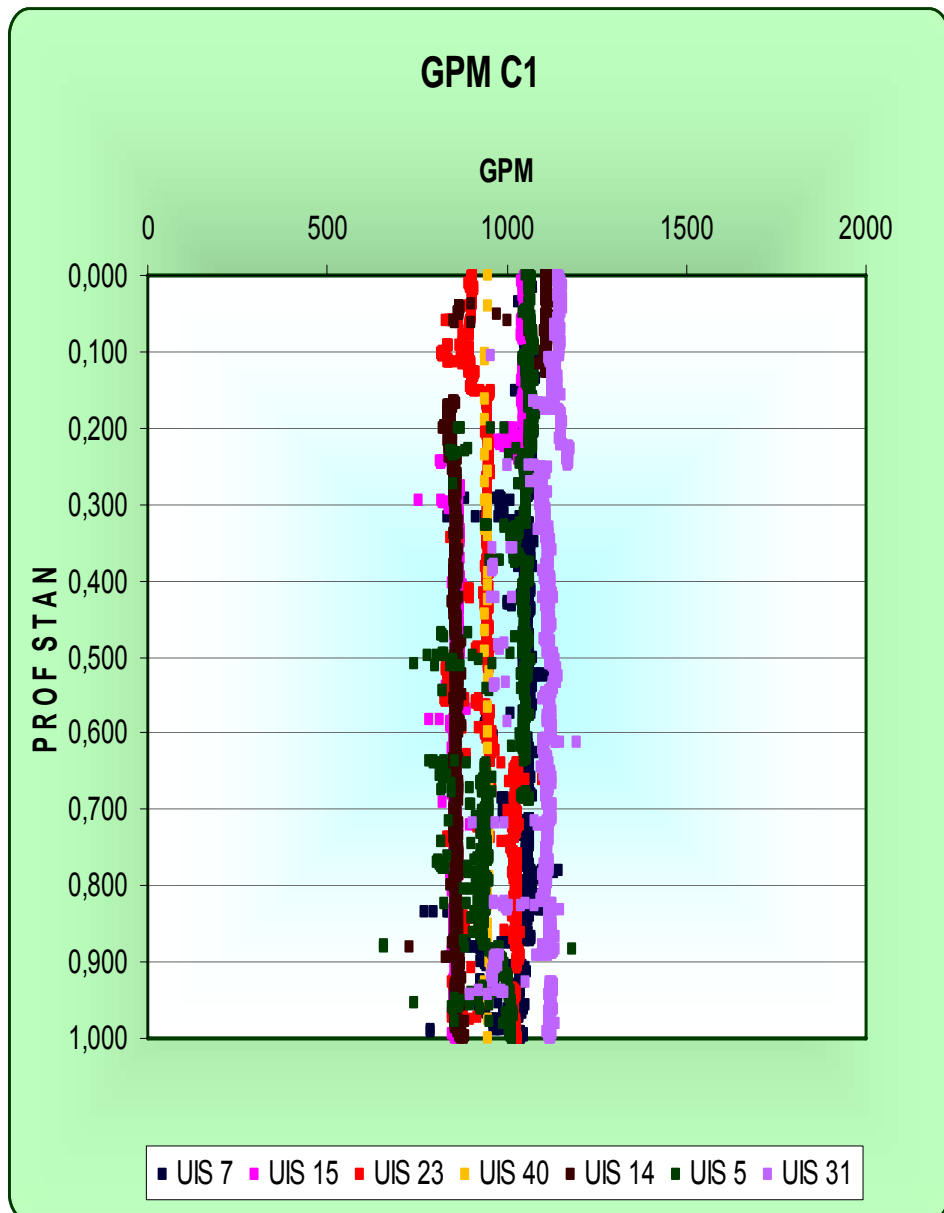
Figura 6.13. Ubicación pozos UIS 31, UIS 23, UIS 14, UIS 15 Y UIS 5.
Fuente: Cupiagua Well Review 2005



6.1.2.1.2. GPM:

Según la figura 6.14, se puede notar que el GPM permanece casi constante durante la perforación de C1, aunque se puede observar, que este valor maneja un rango aproximadamente entre 800 y 1200, presentando un comportamiento muy similar que la formación C5.

Figura 6.14. GPM contra profundidad estándar.



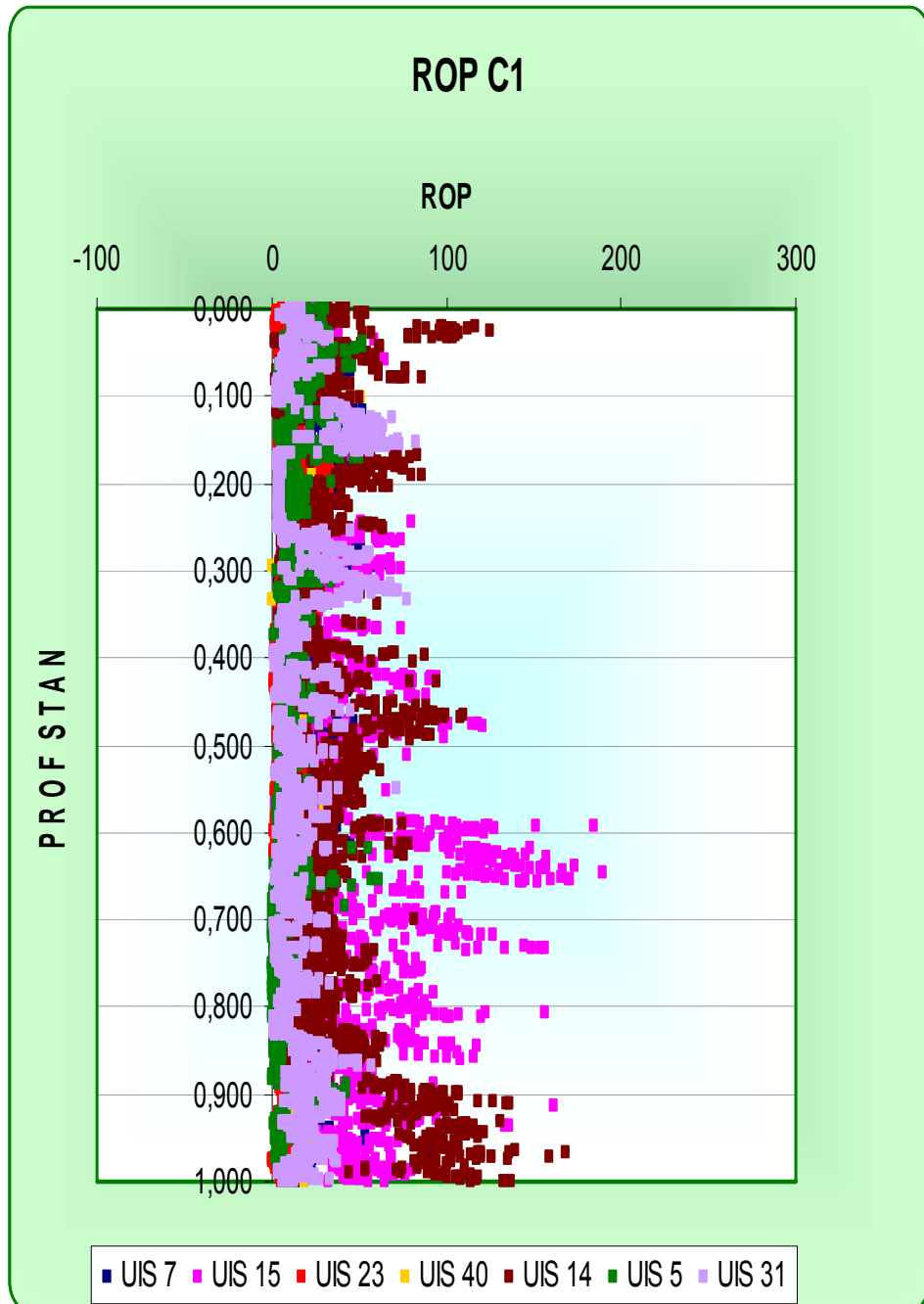
6.1.2.1.3. ROP:

La figura 6.15 permite notar claramente que el pozo UIS 15 (color fucsia), presenta aumento de perforabilidad en la formación, al igual que el pozo UIS 14 (color café). Al notarse el aumento de perforabilidad, lo primero que se hizo fue revisar el comportamiento del mismo pozo con otros parámetros, con el fin de descartar que el aumento de perforabilidad estuviera influenciado por alguno de los otros parámetros (RPM, GPM, WOB).

Como se notó que éste aumento sólo se presenta en ROP (ver figuras 6.12, 6.14, 6.15, 6.16, 6.17), esto conlleva a decir que el aumento de perforabilidad presentado en los pozos UIS 14 y UIS 15, puede ser influenciado por presencia de presiones anormales, ya que el aumento de ROP puede ser un indicador de presiones anormales por lo cual se genera aumento de perforabilidad en la formación y este puede estar afectado por la porosidad de la zona.

Por otro lado, el aumento de ROP también puede ser ocasionado por la ubicación en que fue perforado el pozo, ya que como se puede observar en las figuras 6.18 y 6.19, pozos UIS 14 y UIS 15 respectivamente, estos fueron perforados en zonas de alta complejidad, Como se observa en la figura 6.15 el pozo UIS 15 (figura 6.18), presenta un incremento mayor que el pozo UIS 14, esto se le puede atribuir a que este pozo (UIS 15) se encuentra perforado en una cresta en medio de dos fallas.

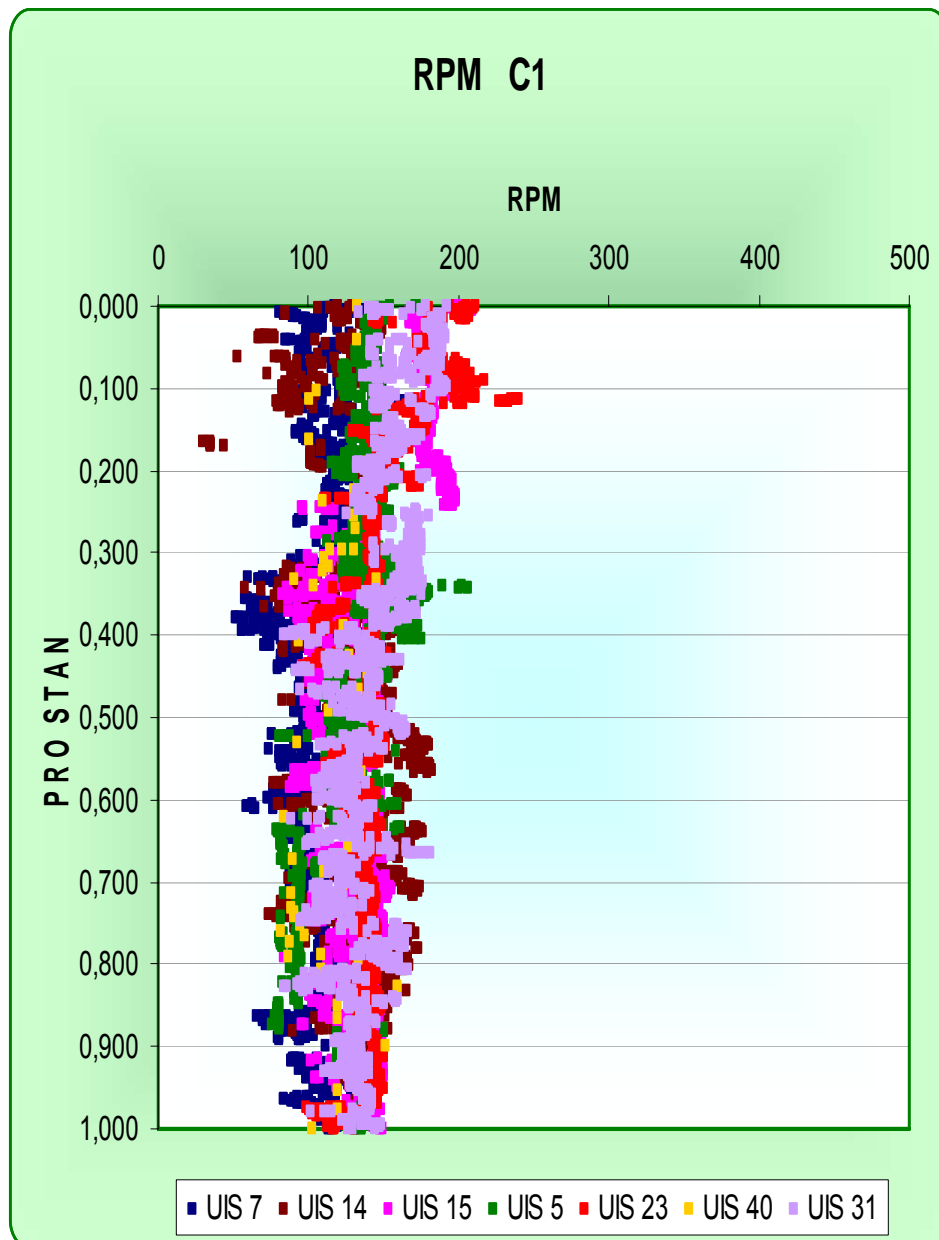
Figura 6.15. ROP contra profundidad estándar.



6.1.2.1.4. RPM:

Según la figura 6.16 la RPM, no presenta ningún comportamiento especial, ya que se mantiene prácticamente constante durante toda la formación.

Figura 6.16. RPM contra profundidad estándar.



6.1.2.1.5. WOB:

Según la figura 6.17 el WOB, no presenta ningún comportamiento especial, ya que se mantiene prácticamente constante durante toda la formación.

Figura 6.17. WOB contra profundidad estándar.

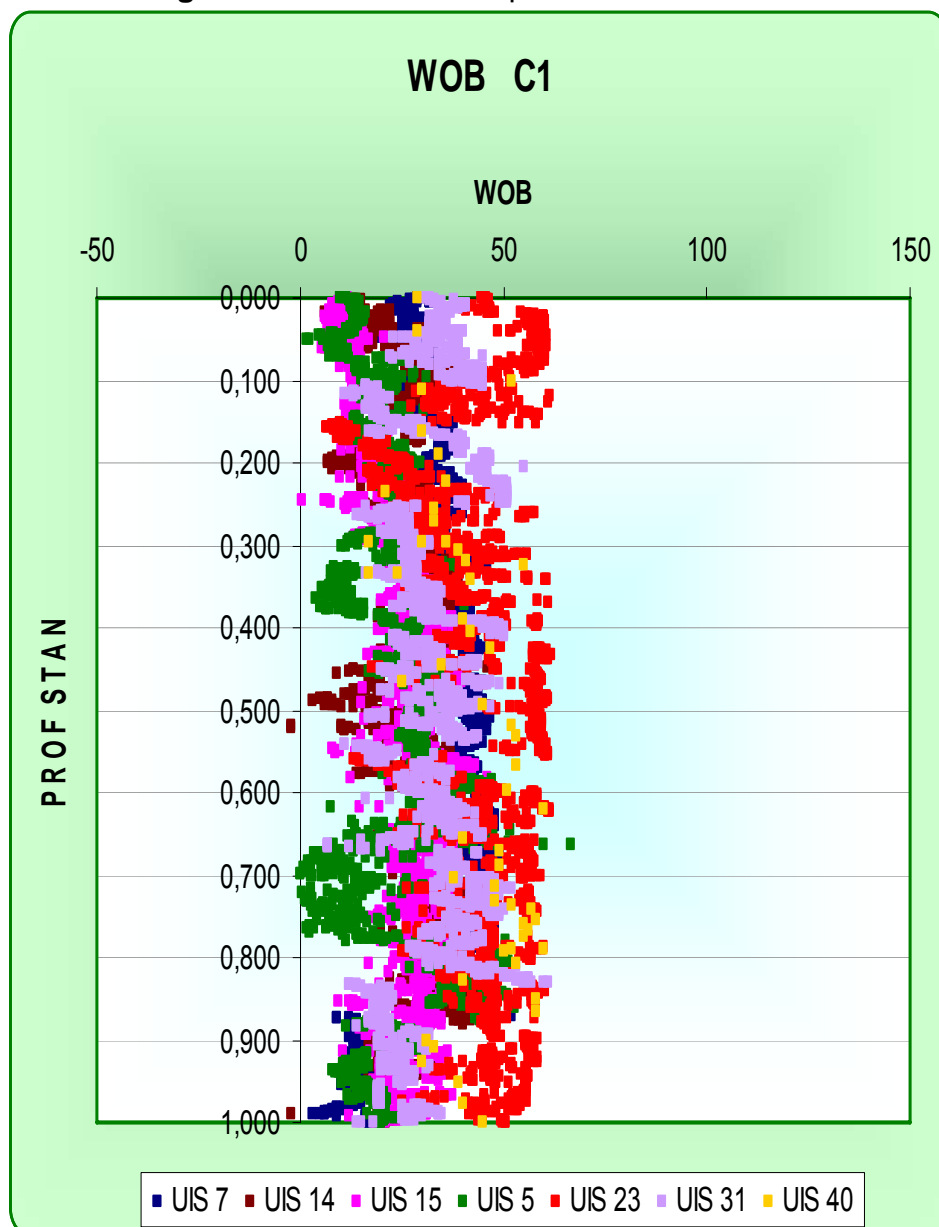


Figura 6.18. Ubicación estructural pozo UIS 14.
Fuente: Cupiagua Well Review 2005

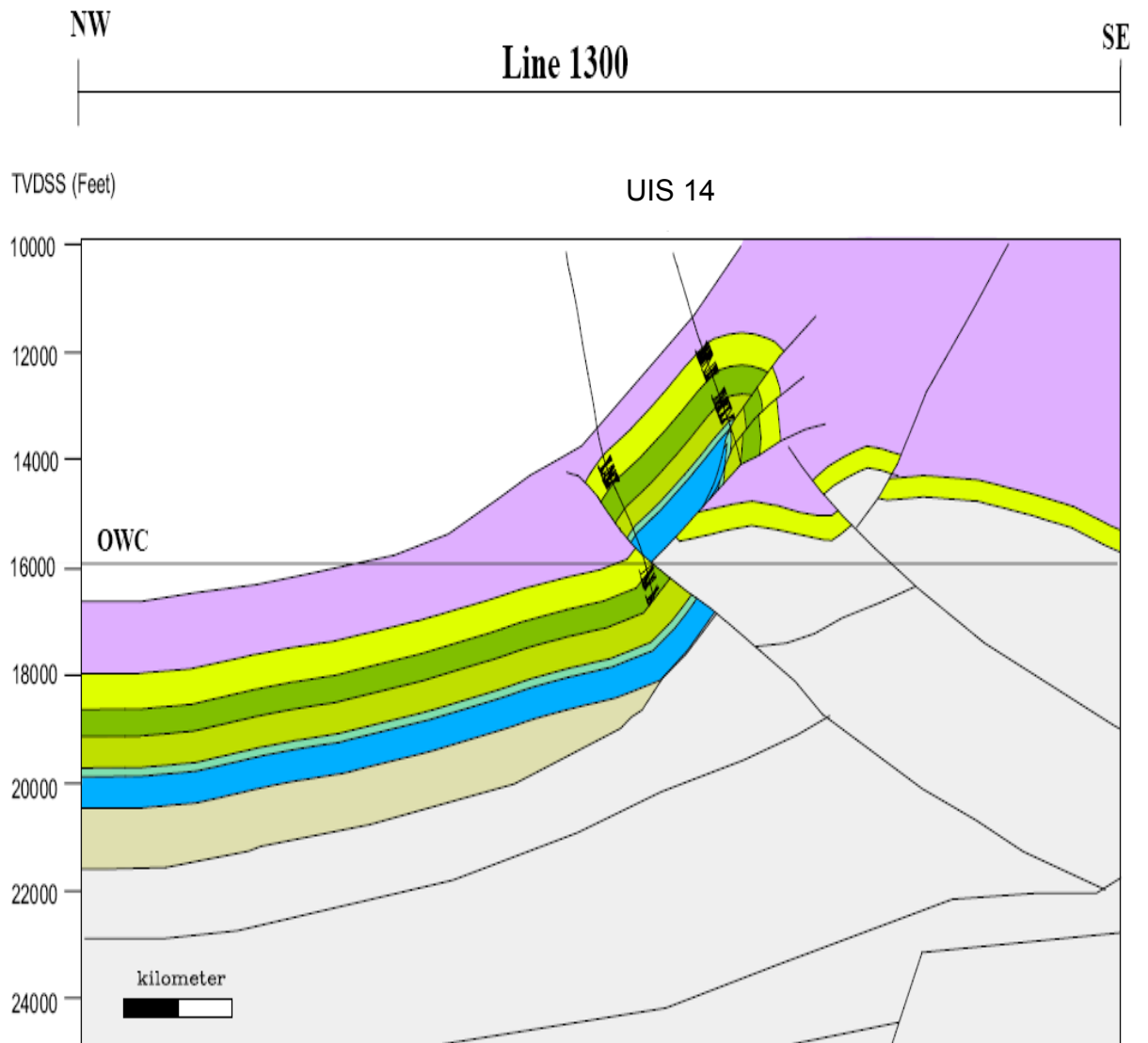
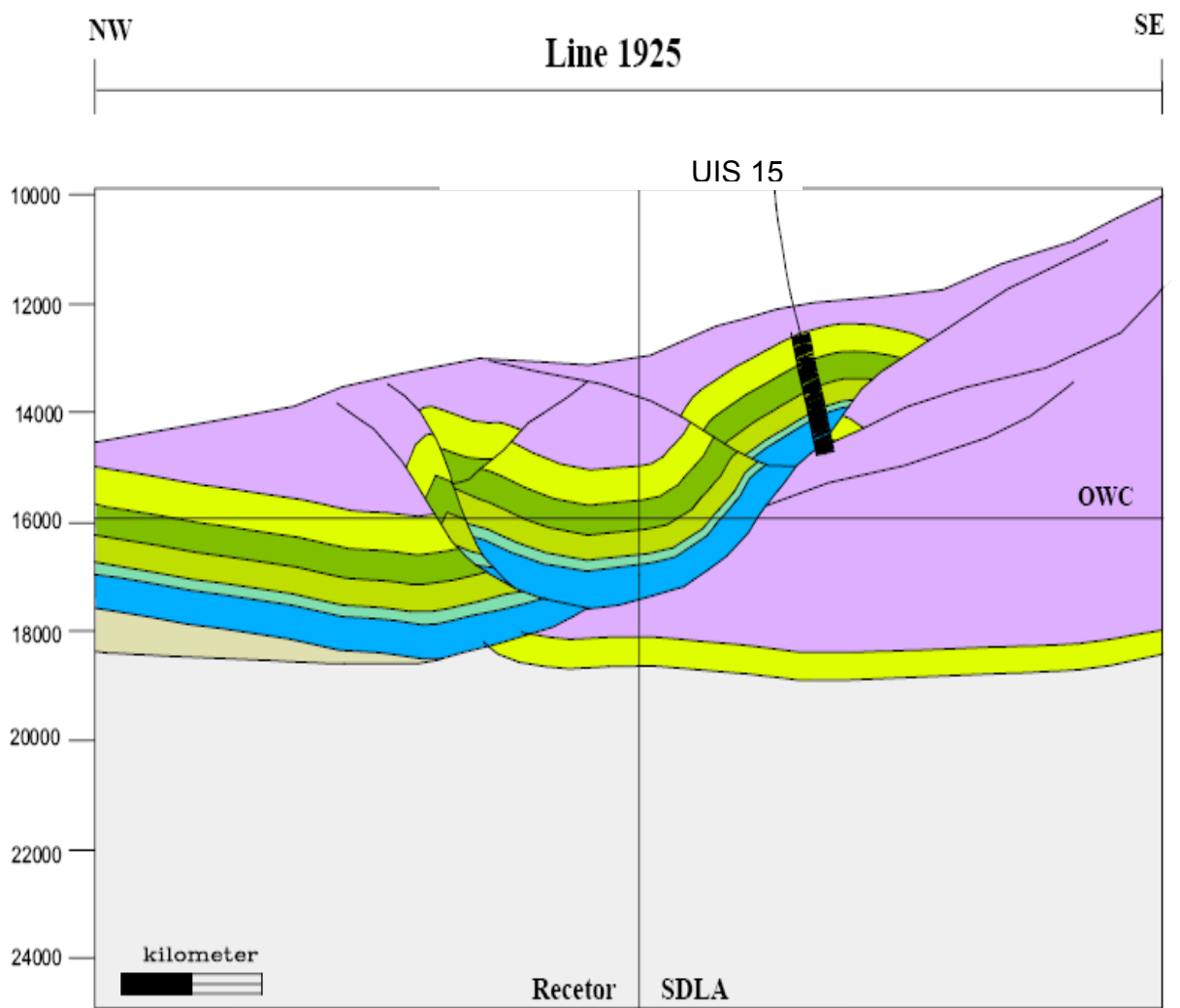


Figura 6.19. Ubicación estructural pozo UIS 15.
Fuente: Cupiagua Well Review 2005

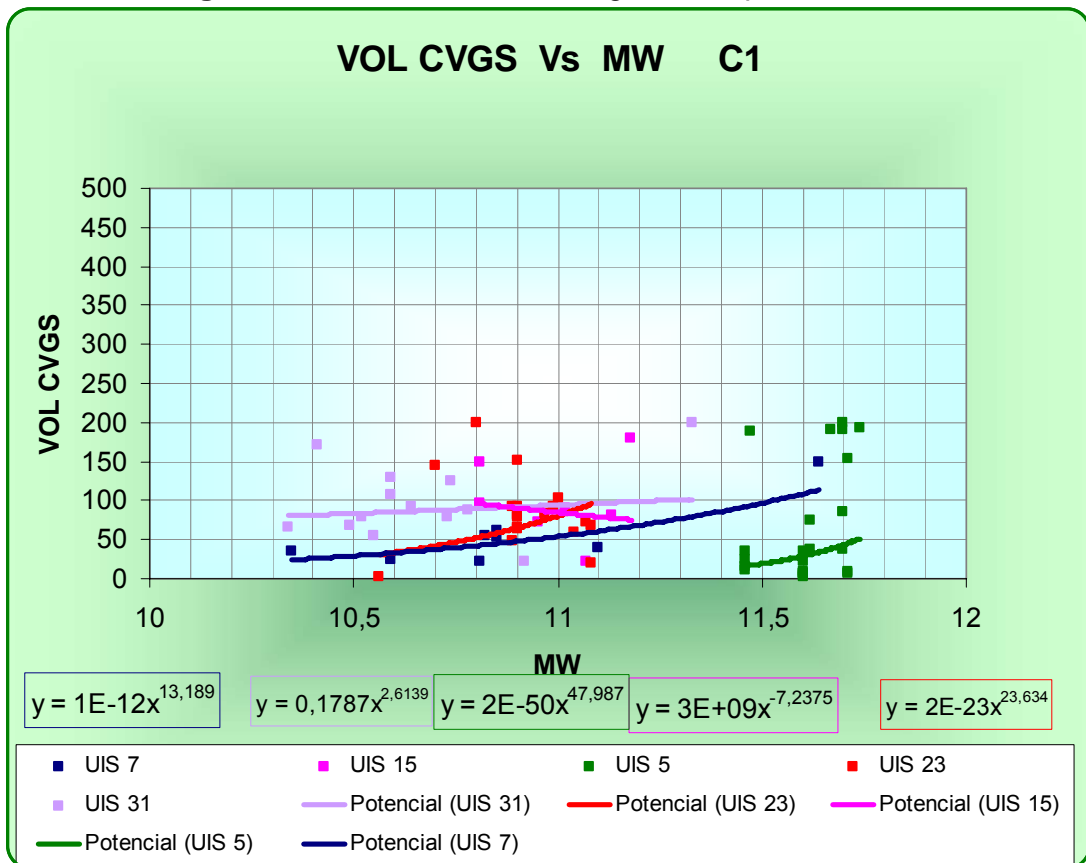


6.1.2.2. ANALISIS DE GRÁFICAS DEL COMPORTAMIENTO DE VOLUMENES DE CAVINGS CON ALGUNOS PARAMETROS OPERACIONALES.

6.1.2.2.1. PESO DE LODO:

El comportamiento del volumen de Cavings con el peso de lodo para C1, no fue el esperado, ya que como se puede notar en la figura 6.20 la tendencia indica, que a medida que aumenta el peso de lodo, aumenta el volumen de cavings, Lo ideal es que al incrementar el peso de lodo, el volumen de cavings disminuya, pero este incremento de cavings, puede también ser ocasionado por peso de lodo alto, ya que puede originar cavings debido al peso de lodo alto.

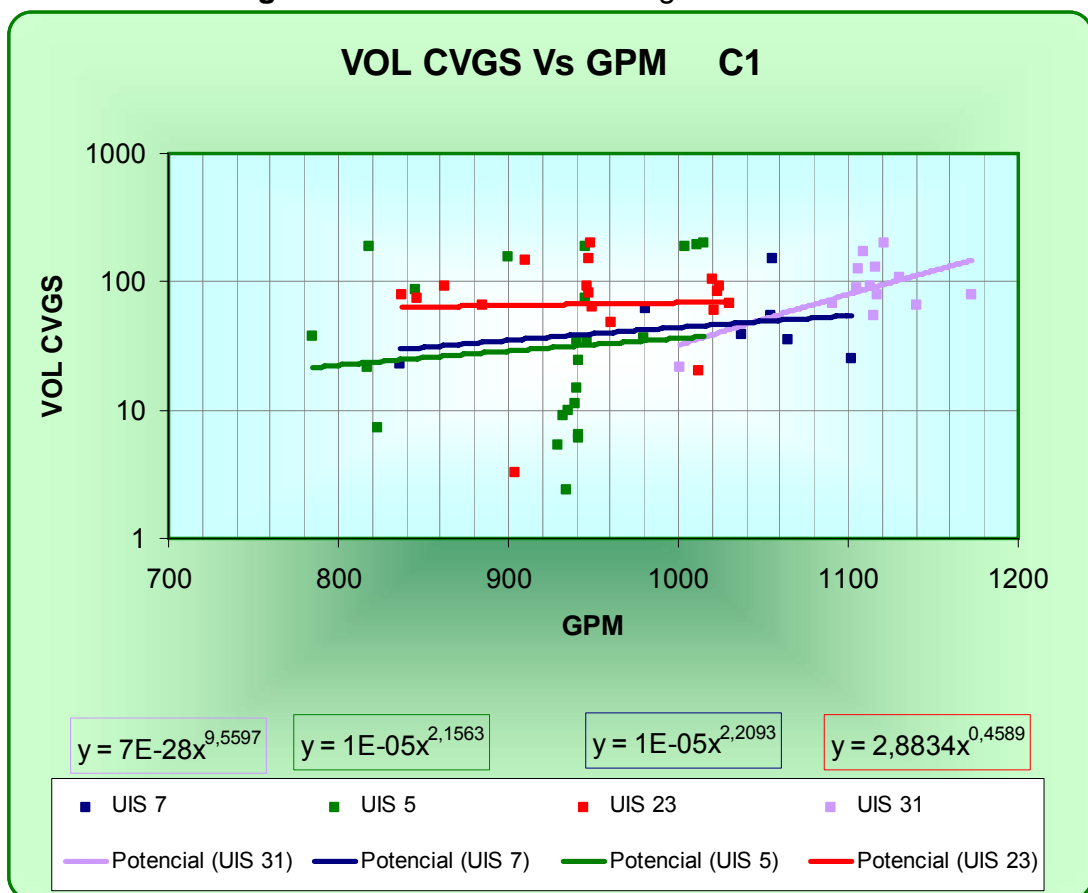
Figura. 6.20. Volumen de cavings contra peso de lodo.



6.1.2.2.2. GPM:

En la figura 6.21 se puede ver claramente que a medida que aumenta el galonaje, incrementa el volumen de cavings, y es lo esperado, ya que el galonaje es la tasa de bombeo y al incrementarse ésta, aumenta la fricción en el contacto fluido-formación, causando un efecto parecido a la erosión, tal que en superficie se obtienen fragmentos que se cuentan como cavings, pero realmente son fragmentos que aun no se han desestabilizado, sino que son derrumbes por la erosión causada debido al incremento de la tasa de bombeo.

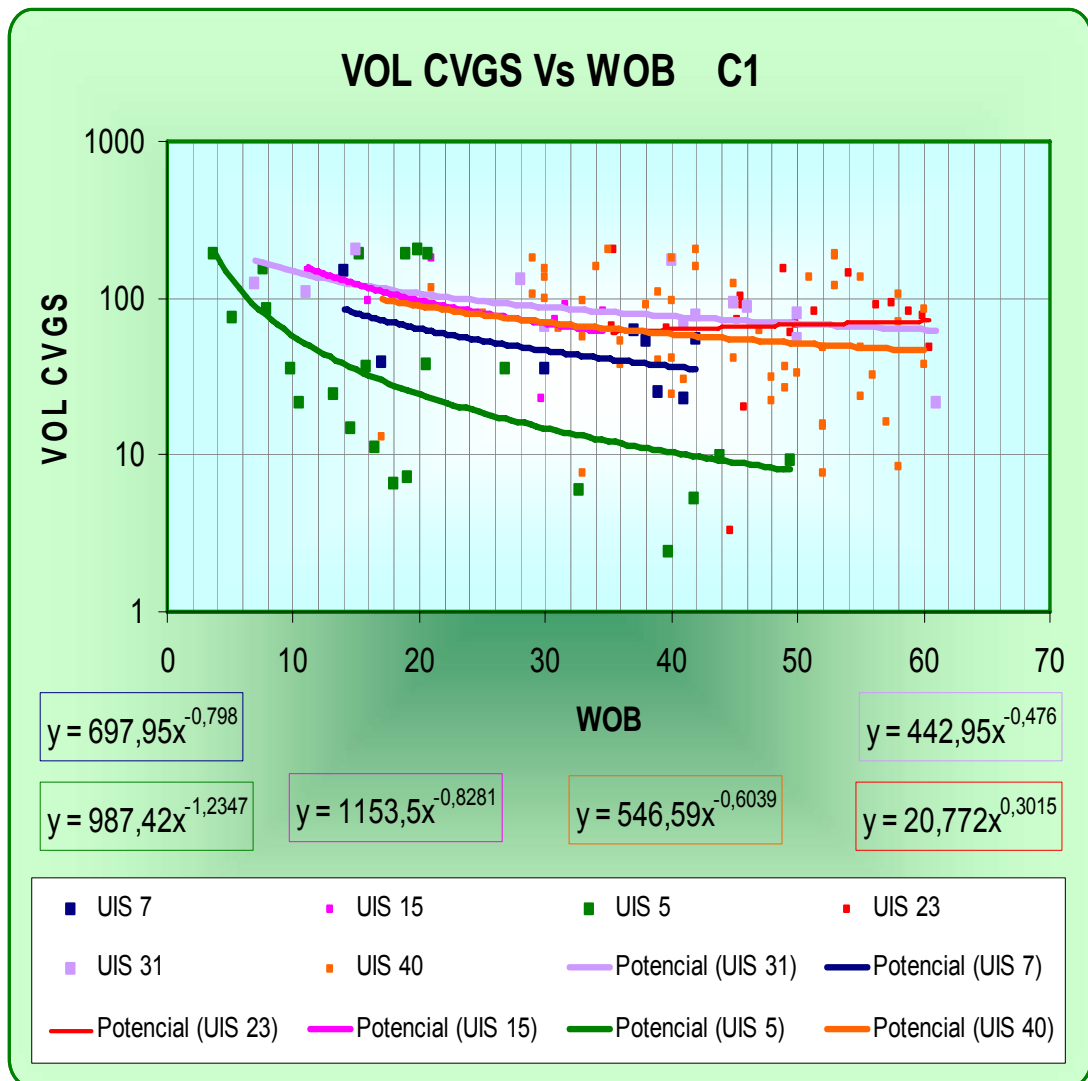
Figura 6.21. Volumen de cavings contra GPM.



6.1.2.2.3. WOB:

Al incrementar el peso sobre la broca, disminuye el volumen de cavings, y esto se ve muy claro en la figura 6.22, ya que en esta gráfica, la tendencia muestra incremento de cavings si se disminuye el peso sobre la broca, este efecto puede ser ocasionado debido a que si se incrementa el peso sobre la broca, puede que disminuyan la cantidad de vibraciones, permitiendo un ambiente con menores condiciones de inestabilidad.

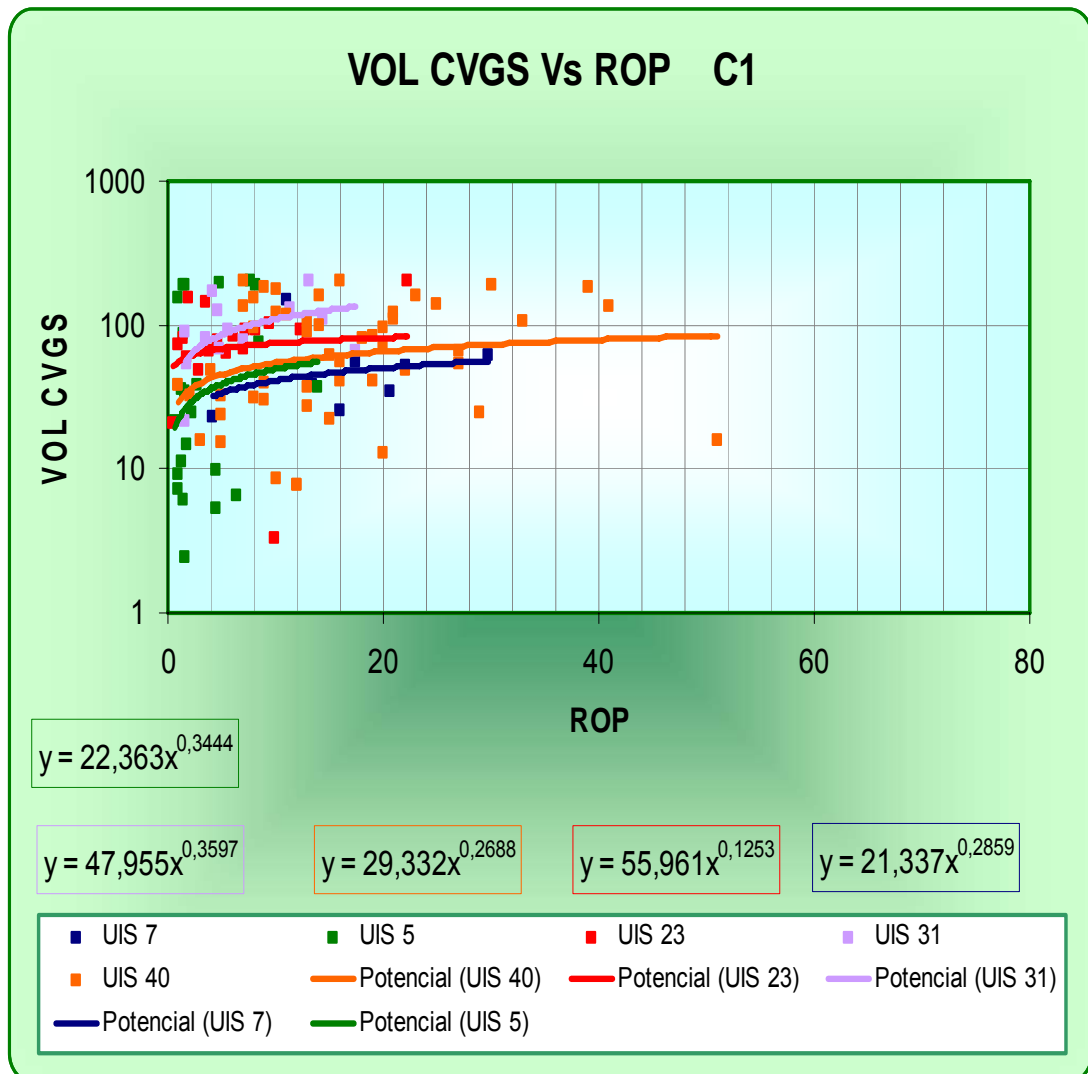
Figura 6.22. Volumen de cavings contra WOB.



6.1.2.2.4. ROP:

La ROP tiene gran influencia en el comportamiento de los volúmenes de cavings, y esto se observa muy bien en la figura 6.23, en esta gráfica, la tendencia muestra, que un incremento en la ROP, genera incremento en la producción de cavings; este resultado resulta coherente, ya que es muy diferente perforar el mismo día mayor cantidad de pies, ya que se desestabiliza todo, y no se da lugar para que se establezca lo que se perforó, por consiguiente el volumen diario de cavings será mayor, si aumenta la ROP.

Figura 6.23. Volumen de cavings contra ROP.



6.2.) METODOLOGIA PARA PREDECIR VOLUMENES DE CAVINGS:

La metodología que se llevo a cabo para predecir volúmenes de cavings implementando la técnica de mapeo Geoestadística KRIGING fue la siguiente:

- 1.) Se realizó un estudio de los métodos existentes para predicción de comportamiento de variables es este caso volumen de cavings, entre estos se revisó simulación y Geoestadística, escogiendo para la elaboración del proyecto métodos geoestadísticos.
- 2.) El siguiente paso a realizar fué hacer una revisión sobre conceptos básicos de Geoestadística.
- 3.) Durante éste paso se recopiló la información bibliográfica que posiblemente pueda aportar al desarrollo de este proyecto (esta información debe ser como mínimo de 10 de pozos, ya que para obtener resultados confiables, la teoría recomienda tomar como mínimo 10 pozos del mismo campo). En este tiempo, también se recopiló información de parámetros operacionales para diferentes pozos del mismo campo.
Para el estudio geoestadístico se cuenta con datos de 14 pozos del campo Cupiagua (UIS 5, 7, 11, 12, 13, 14, 15, 18, 20, 21, 23, 31 Y 41).
- 4.) En el transcurso de esta etapa se realizó el tratamiento de datos y búsqueda del software más adecuado para la implementación de técnicas geoestadísticas, en este caso el software que se implementó fue PETREL.
- 5.) En paralelo a la predicción de volúmenes de cavings por medio de métodos geoestadísticos, también se realizó el estudio de la influencia de algunos parámetros operacionales en la producción de cavings, para realizar este estudio, se debió contar con información sobre parámetros operacionales (ROP, RPM, WOB, entre otros) de algunos pozos en este caso fueron los pozos : UIS 13,14,15,20,23 Y 31 para la formación C5 y UIS 5,14,15,23 y 31 para la formación C1.
- 6.) A partir de los datos ya tratados se realizó el objetivo principal de este proyecto que fué realizar el mapeo por formación de la producción de cavings, las formaciones mapeadas fueron C1, C2, C3, C5, C6, C7, C8 Y LEON.
- 7.) Como ultimo paso estos mapas fueron calibrados utilizando información de 3 pozos UIS 10, UIS 22 y UIS 32, y de esta forma validar los mapas relaizados.

6.2.1. Elaboracion de los variogramas

Para poder elaborar el mapa (KRIGING) en PETREL, antes se contó con el software GEOEAS, ya que en por medio de este se realizaron los semivariogramas, variogramas y se validaron con los modelos teóricos, obteniendo en esta etapa los datos de Sill, Rango, Nuget, dirección, valores mínimos y máximos, que son requeridos por PETREL para la elaboración de los mapas, este procedimiento fue aplicado a cada una de las formaciones y los resultados de estos valores se pueden observar en la siguiente tabla:

Tabla 6.1. Resultados obtenidos de los variogramas elaborados en GEOEAS.

PARAMETRO	C1	C2	C3	C5	C6	C7	C8	LEON
SILL	0.9	0.3	0.5	1	1	0.3	0.3	0.5
RANGO	4000	3000	4010	4000	5000	3800	4000	2000
NUGET	0.2	0.2	0.8	1	0.1	0.8	0.3	0.5
DIRECCION	35	35	35	35	35	35	35	35
MINIMO	1	2.5	1	0.5	1	1.2	0.8	1
MAXIMO	8	8	3.8	5	5.6	4	3.5	8

El variograma teórico, utilizado en la validación de el variograma experimental es llamado de tipo EXPONENCIAL, ya fue el que mas se ajusto a los datos, por su comportamiento, estos tipos de variogramas se ilustran en la tabla 5.1.

Según los resultados anteriores, se puede observar que los datos de las formaciones C2, C3, C7, C8 y león, presentaron los valores mas bajos en Sill, lo que indica que estos datos presentan menor varianza en los datos, en cuanto al Nuget se nota claramente que los datos con menor grado de dispersión son de las formaciones C1, C2, C6, C8 y León, para los valores de Rango el cual indica la distancia en la que los datos puede tener alto grado de continuidad, la formación que presento el valor mas bajo fue Leon, lo que indica que en esta formación los datos se mantienen constantes hasta una distancia inferior que las demás formaciones.

Ya con estos resultados obtenidos, se procedió a la elaboración de los mapas en PETREL.

6.2.2. Kriging formación carbonera 1

Figura 6.24. Kriging formación C1 (mapa sin valores de líneas de contorno).

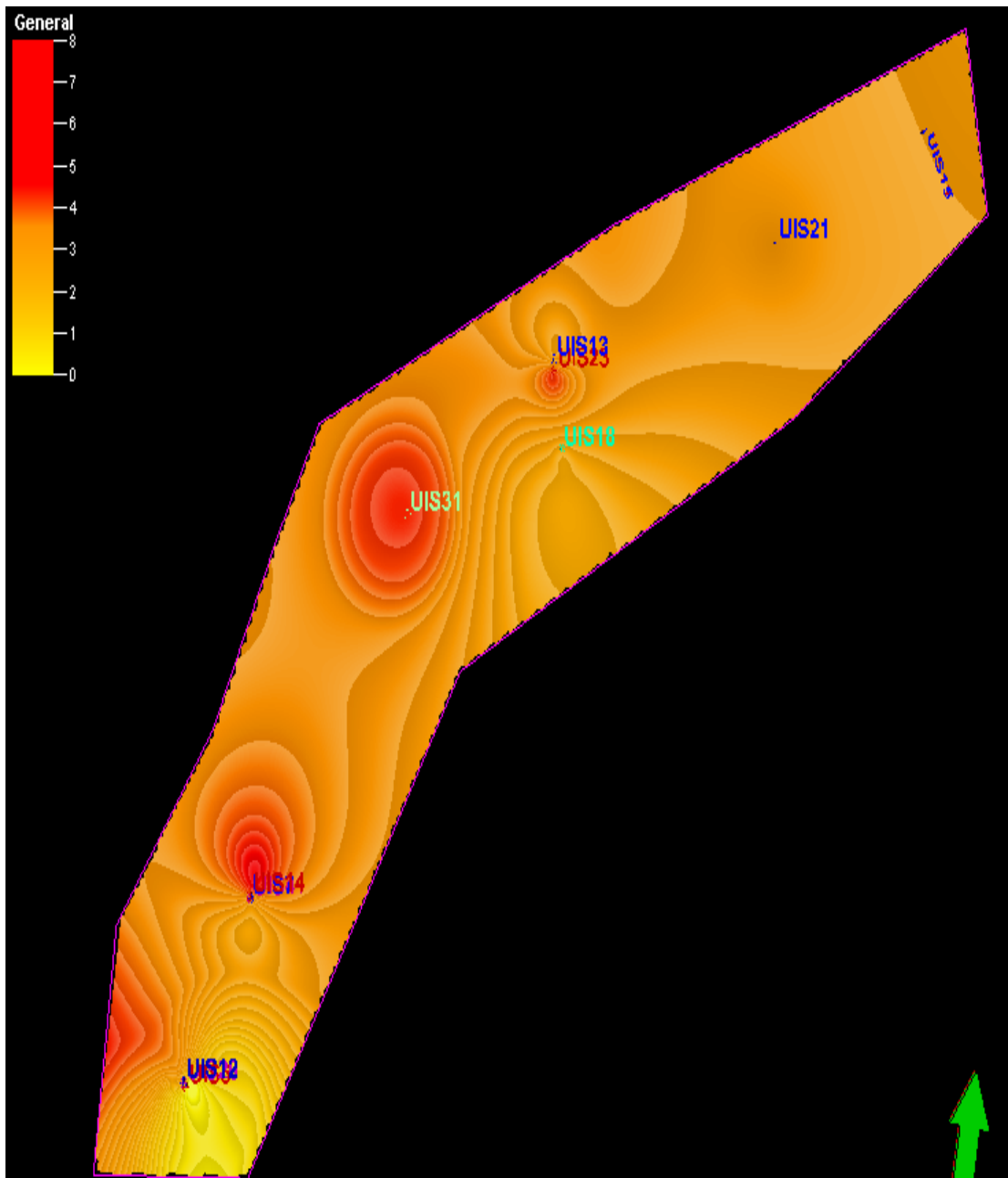
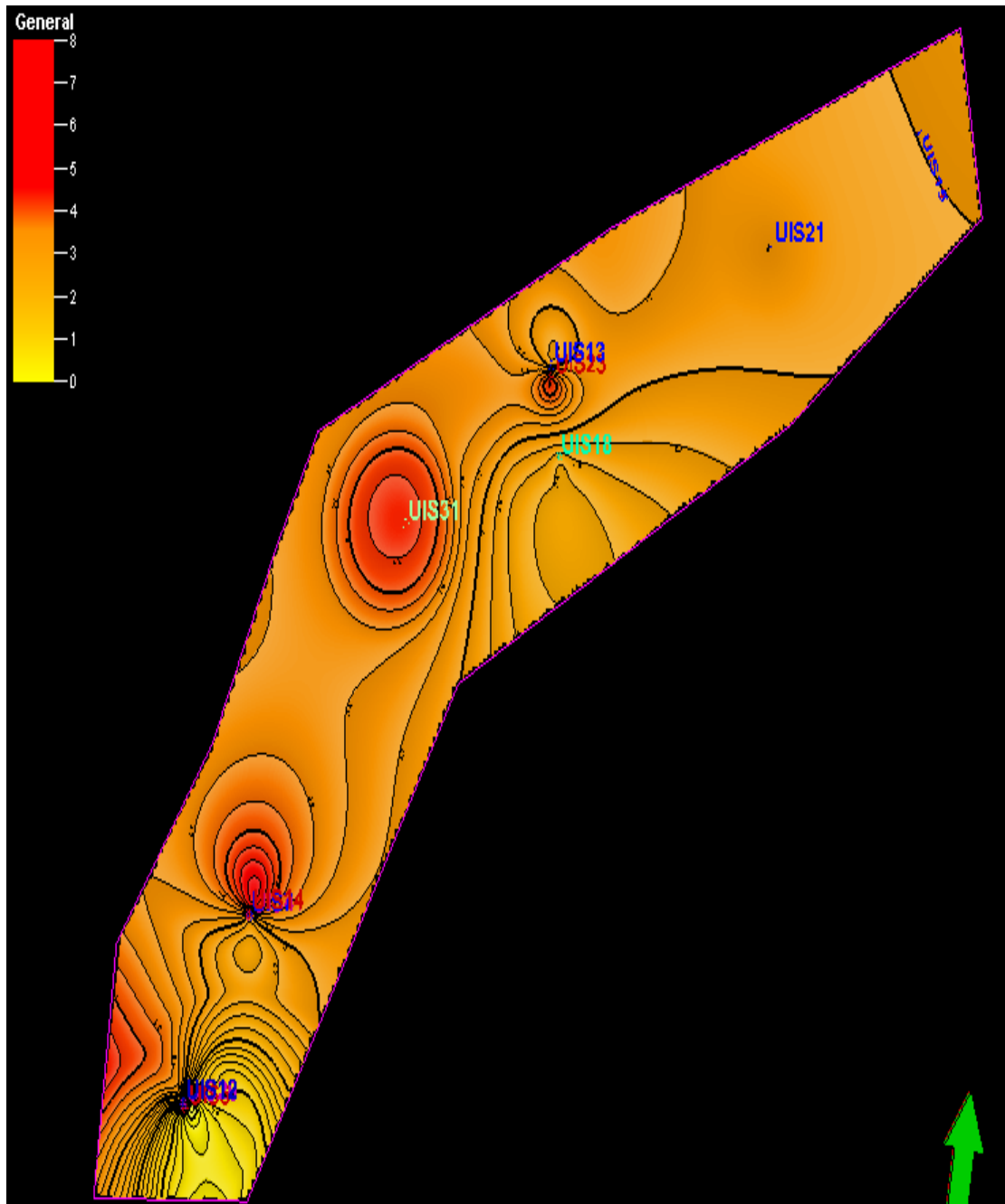


Figura 6.25. Kriging formación C1 (mapa con valores de líneas de contorno).



Este software presenta la opción de acercar los mapas elaborados con el fin de visualizar los valores de las líneas de contorno, a continuación se presentan figuras mas cercas:

Figura 6.26. Kriging formación C1 (mapa con zoom, valores de algunas líneas de contorno).

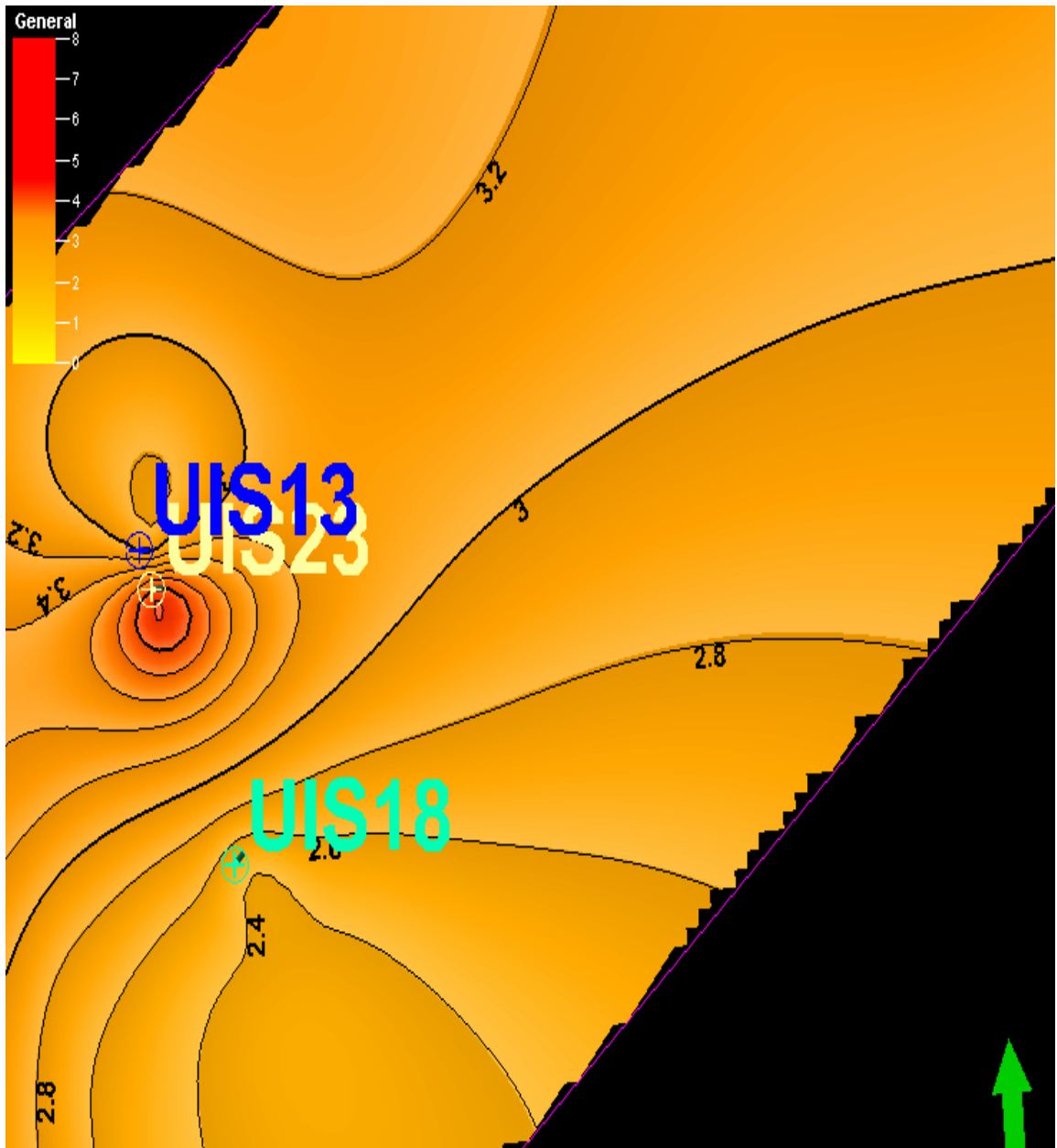


Figura 6.27. Kriging formación C1 (mapa con zoom, valores de algunas líneas de contorno).

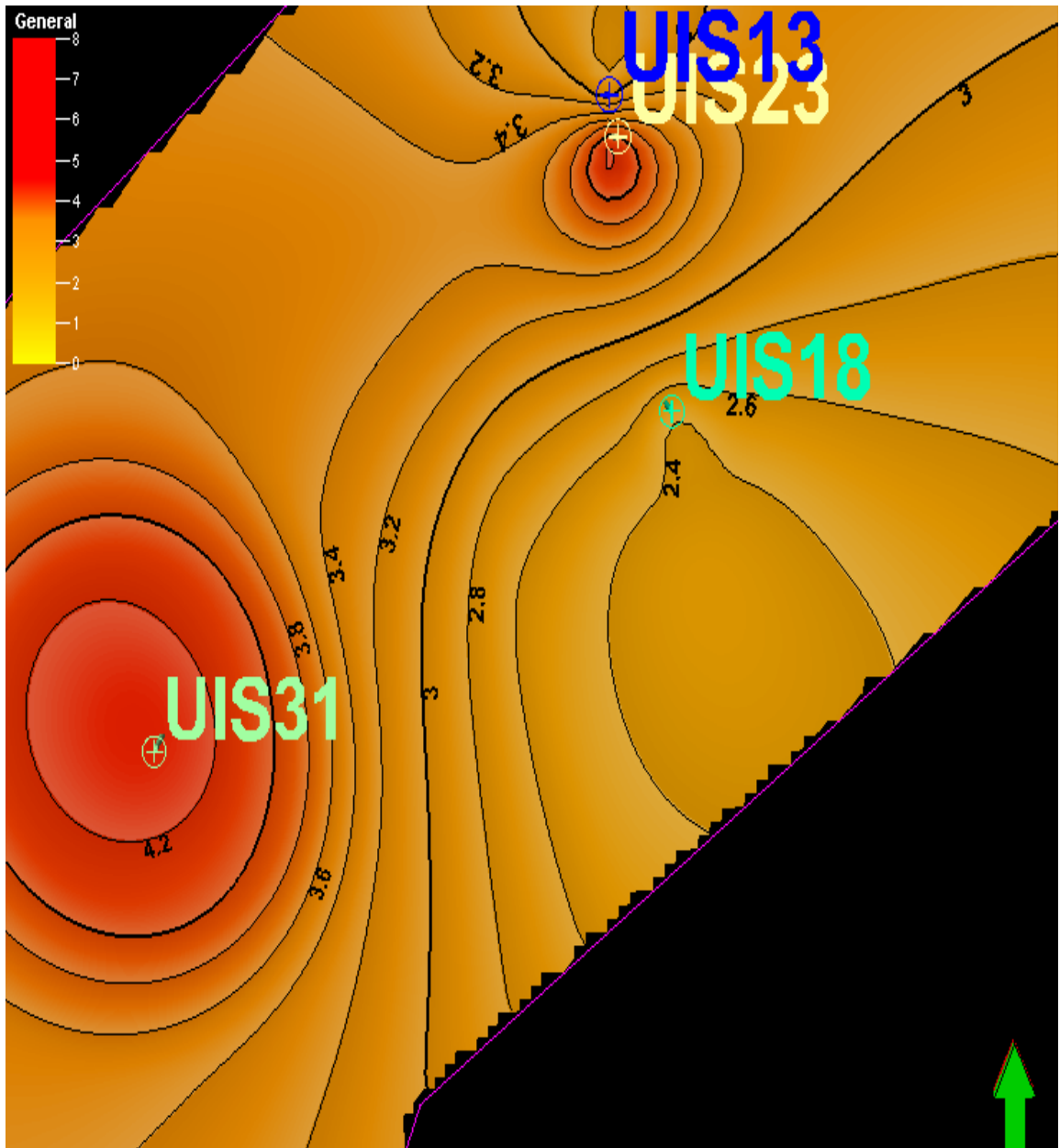


Figura 6.28. Kriging formación C1 (mapa con zoom, valores de algunas líneas de contorno).

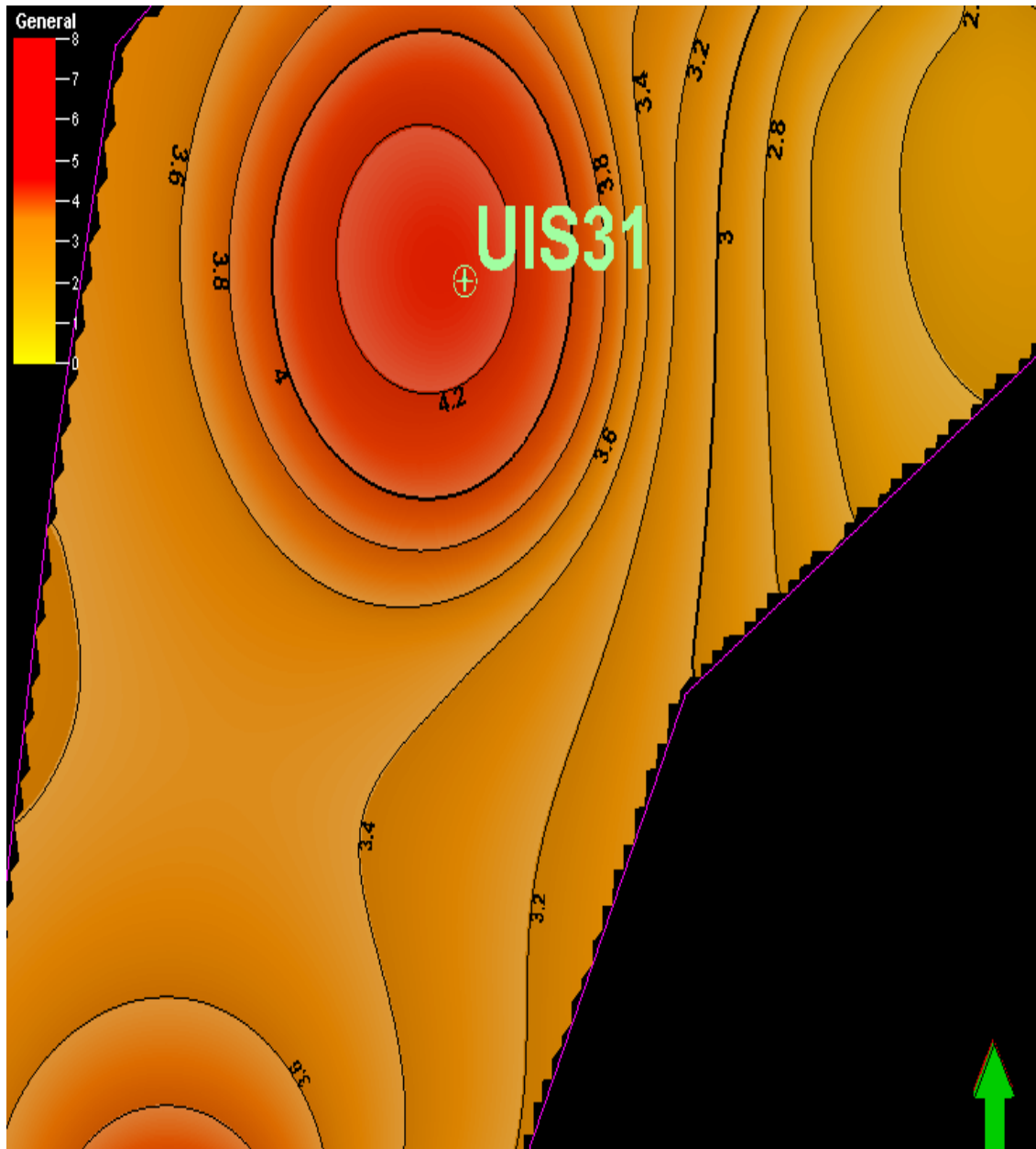
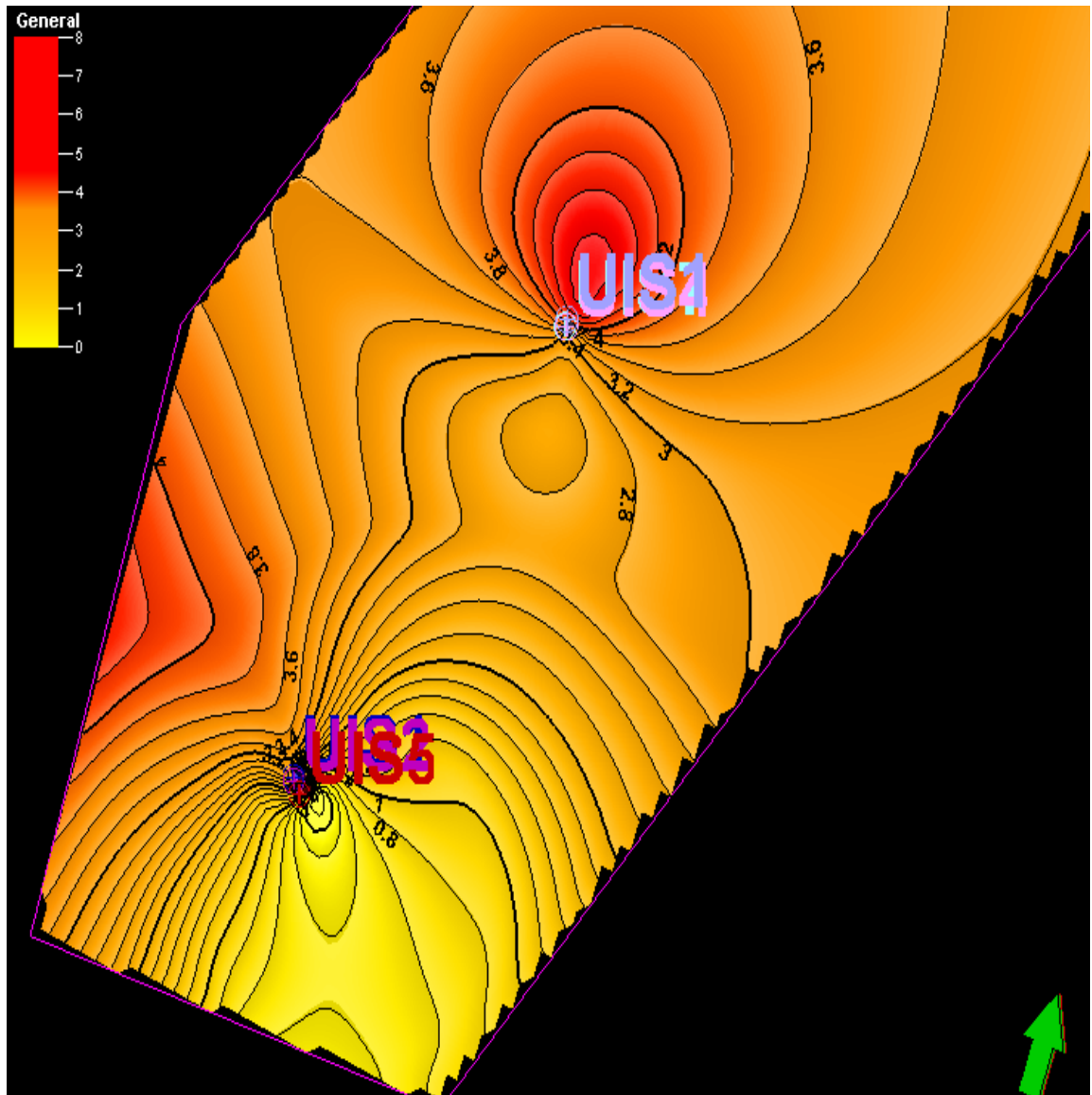
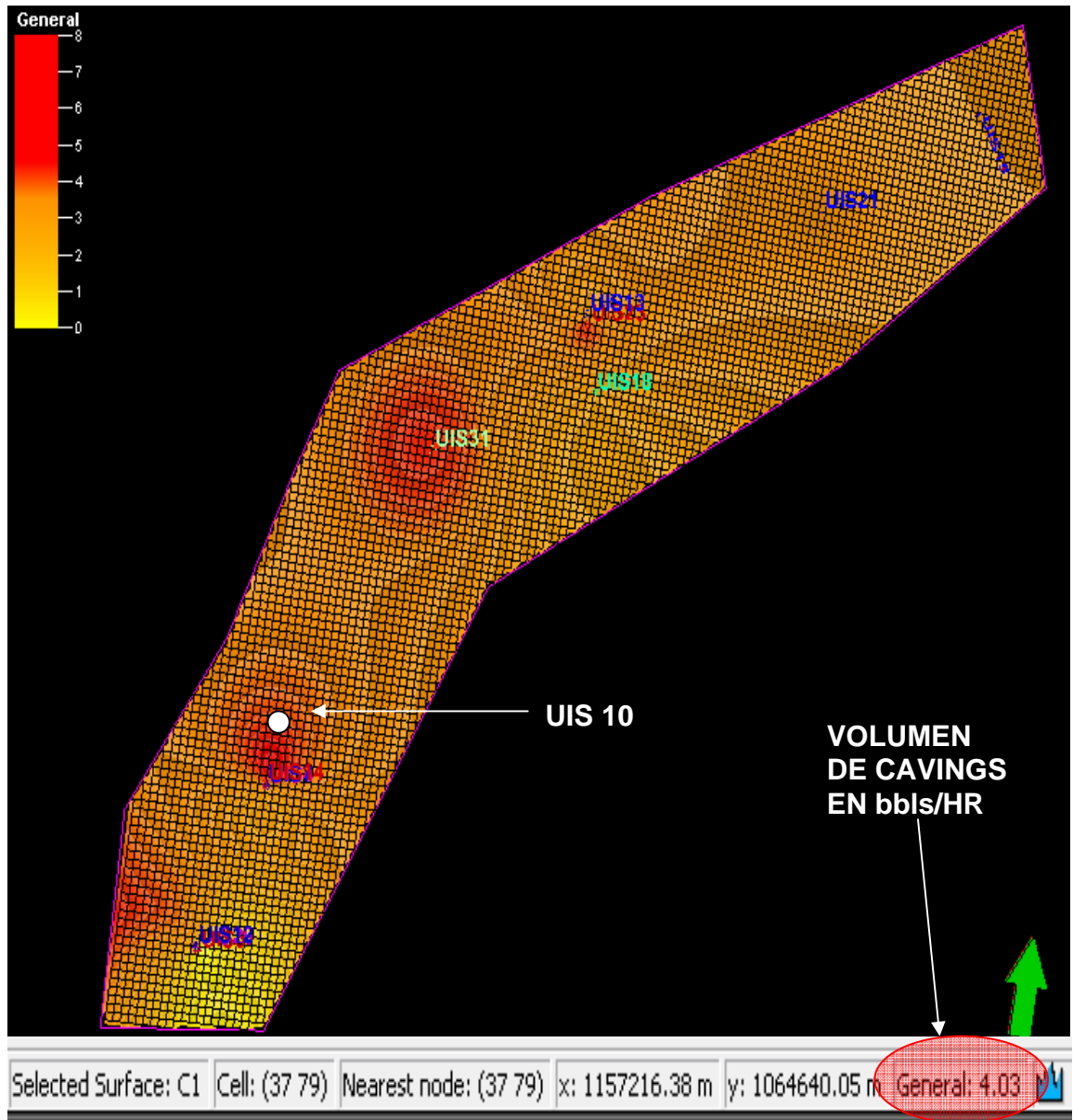


Figura 6.29. Kriging formación C1 (mapa con zoom, valores de algunas líneas de contorno).



Como ya se mencionó, se realizó una calibración de los datos para cada formación a continuación ilustran los mapas con los valores obtenidos del volumen de casing para los pozos con los cuales se verificaron los resultados, para la formación C1. (Este procedimiento se realizó con todas las formaciones).

Figura 6.30. Validación de resultados pozo UIS 10, formación C1.



Como se puede observar en la barra inferior se presentan los resultados arrojados para una ubicación determinada en este caso es el pozo UIS 10, el cual según la tabla 6.2 presenta un valor de volumen de cavings igual a 4 BBLs/hr, lo que indica que el resultado arrojado por el mapa es muy cercano ya que es igual a 4.03 BBLs/hr, estas comparaciones se pueden observar para todas las formaciones en la tabla 6.2. la cual se presenta al final de todas las figuras.

Figura 6.31. Validación de resultados pozo UIS 22, formación C1.

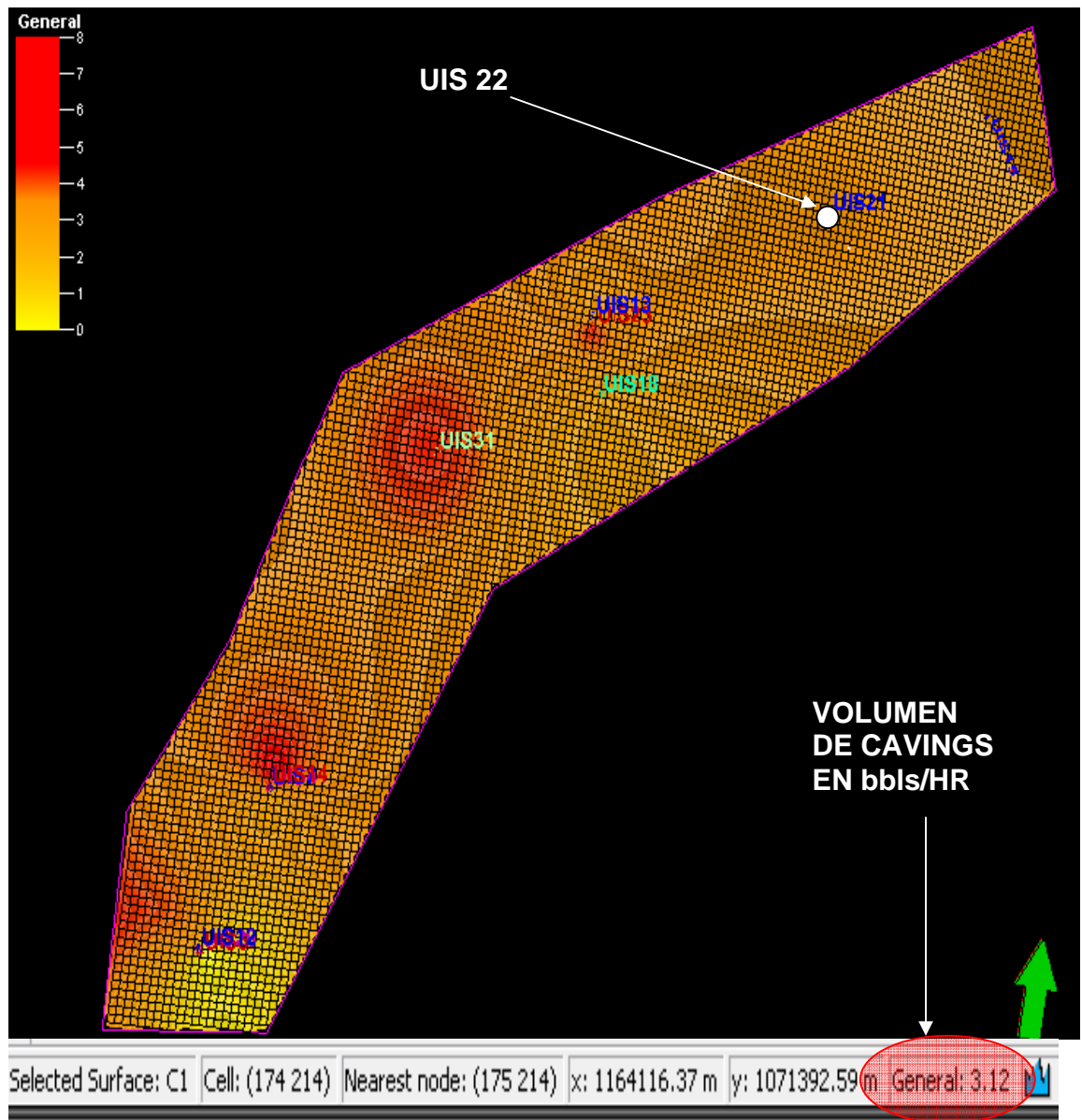
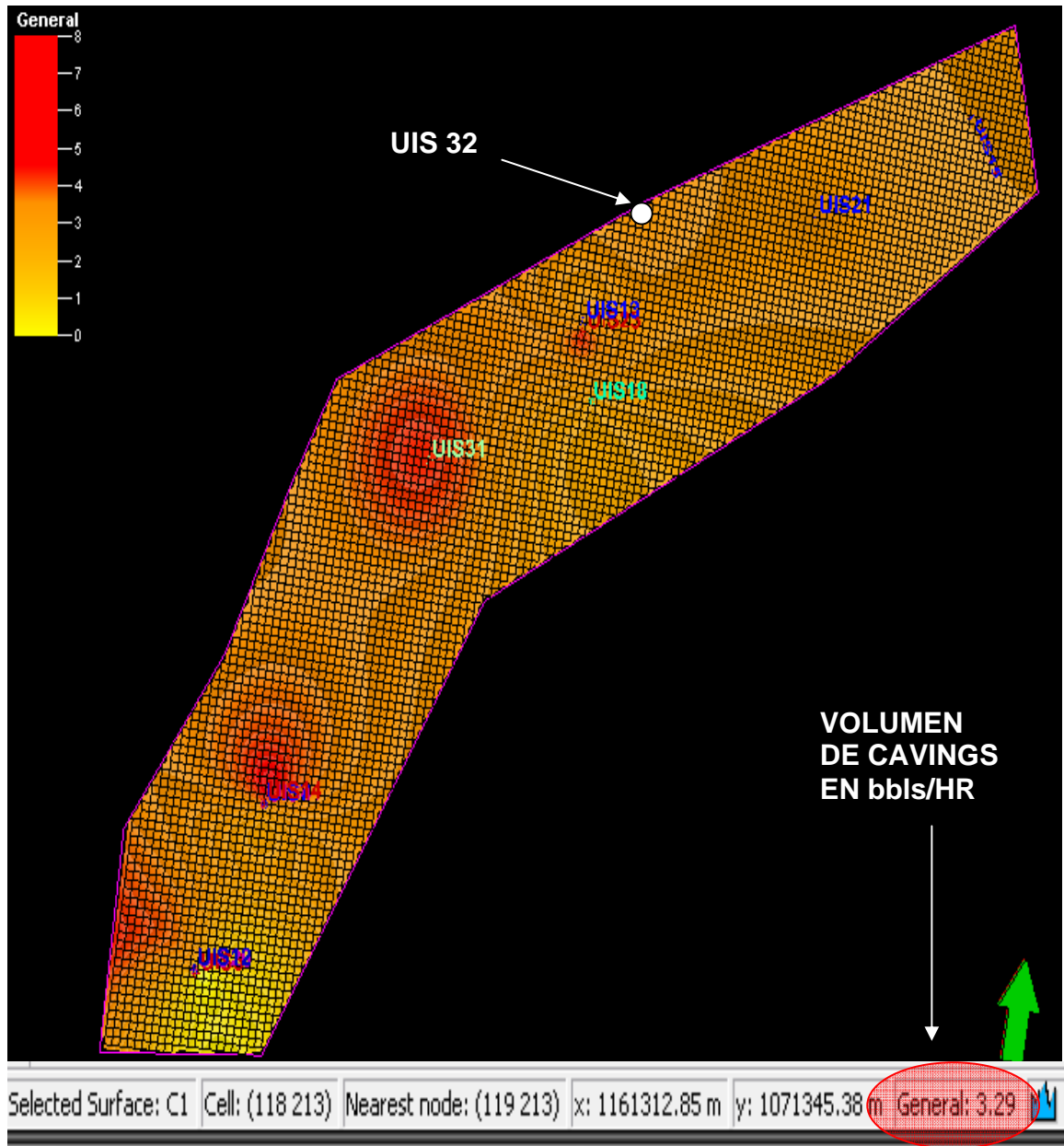


Figura 6.32. Validación de resultados pozo UIS 22, formación C1.



A continuación se presentan los mapas realizados para las demás formaciones, los resultados de las validaciones se pueden observar en la tabla 6.2.

6.2.3. KRIGING FORMACION CARBONERA 2

Figura 6.33. Kriging formación C2 (mapa sin valores de líneas de contorno).

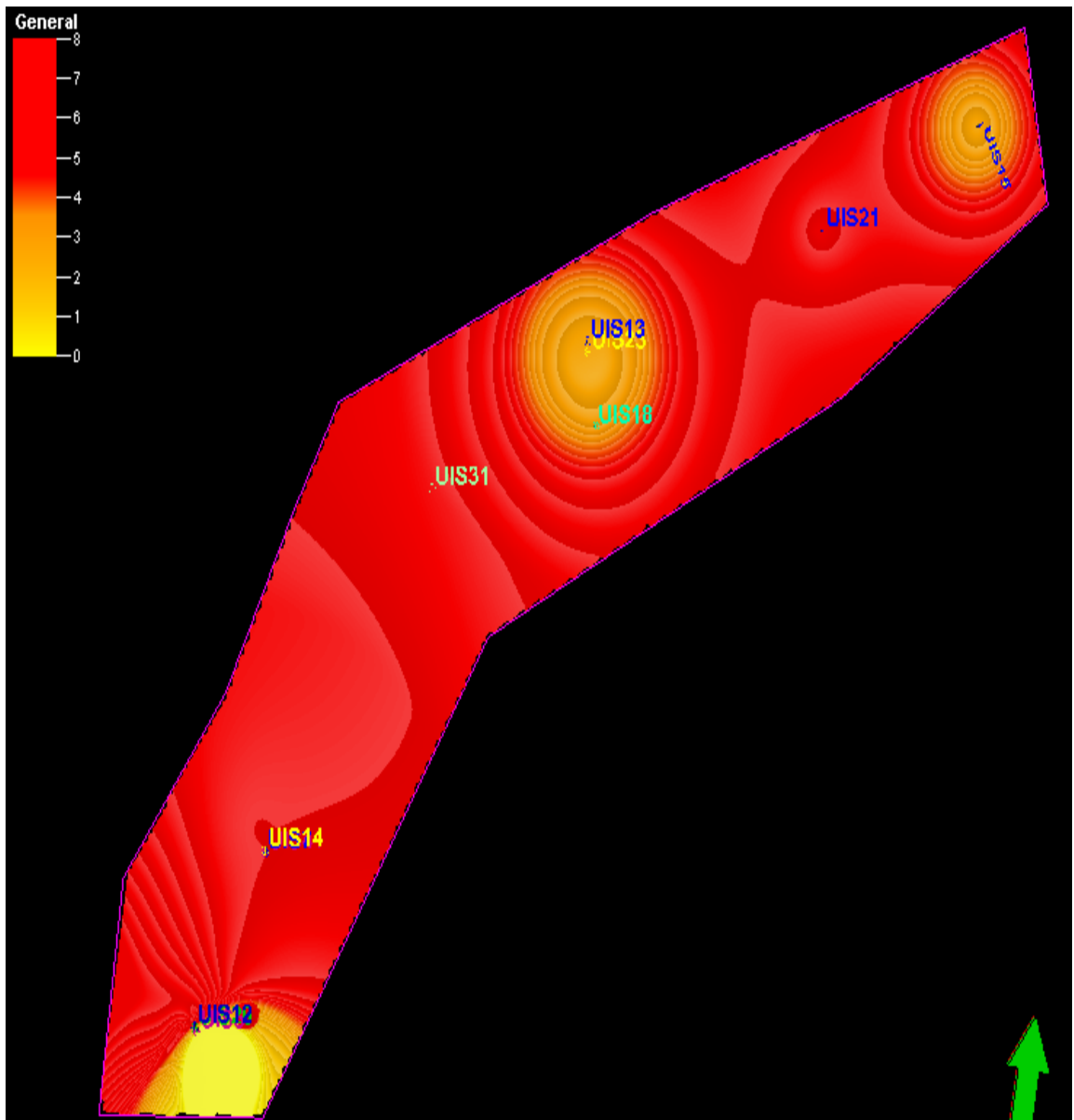
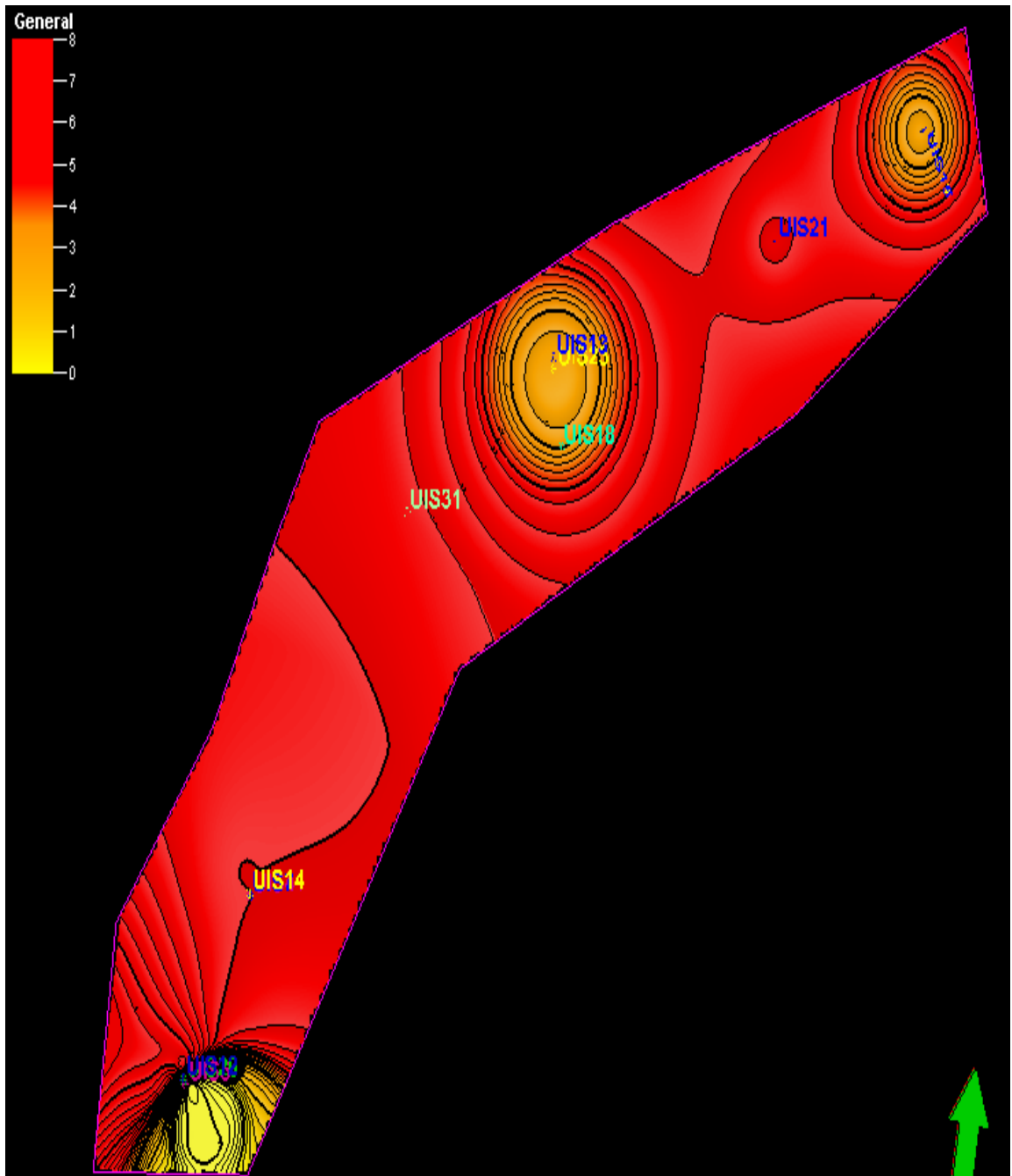


Figura 6.34. Kriging formación C2 (mapa con valores de líneas de contorno).



6.2.4. KRIGING FORMACION CARBONERA 3

Figura 6.35. Kriging formación C3 (mapa sin valores de líneas de contorno).

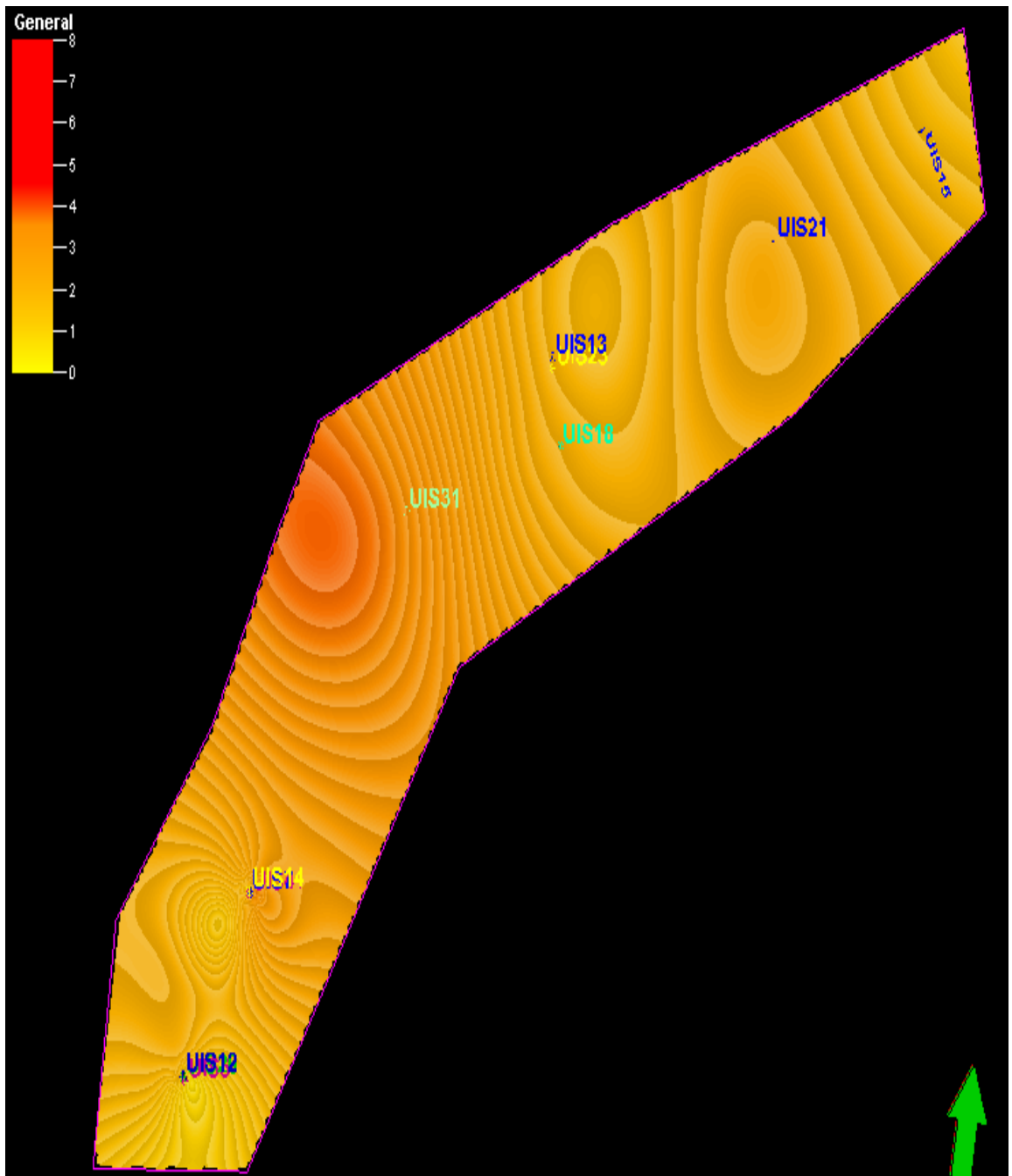
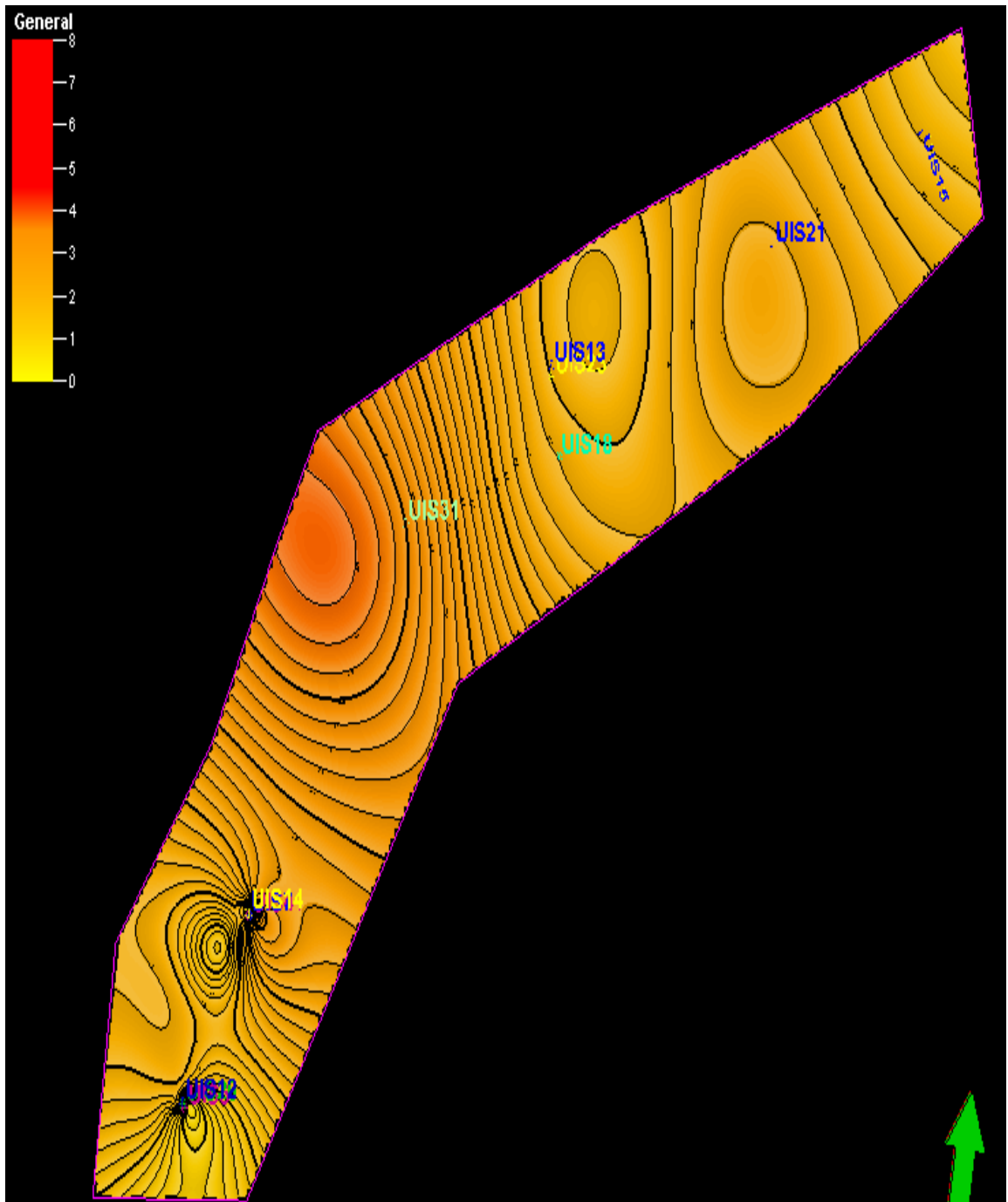


Figura 6.36. Kriging formación C3 (mapa con valores de líneas de contorno).



6.2.5. KRIGING FORMACION CARBONERA 5

Figura 6.37. Kriging formación C5 (mapa sin valores de líneas de contorno).

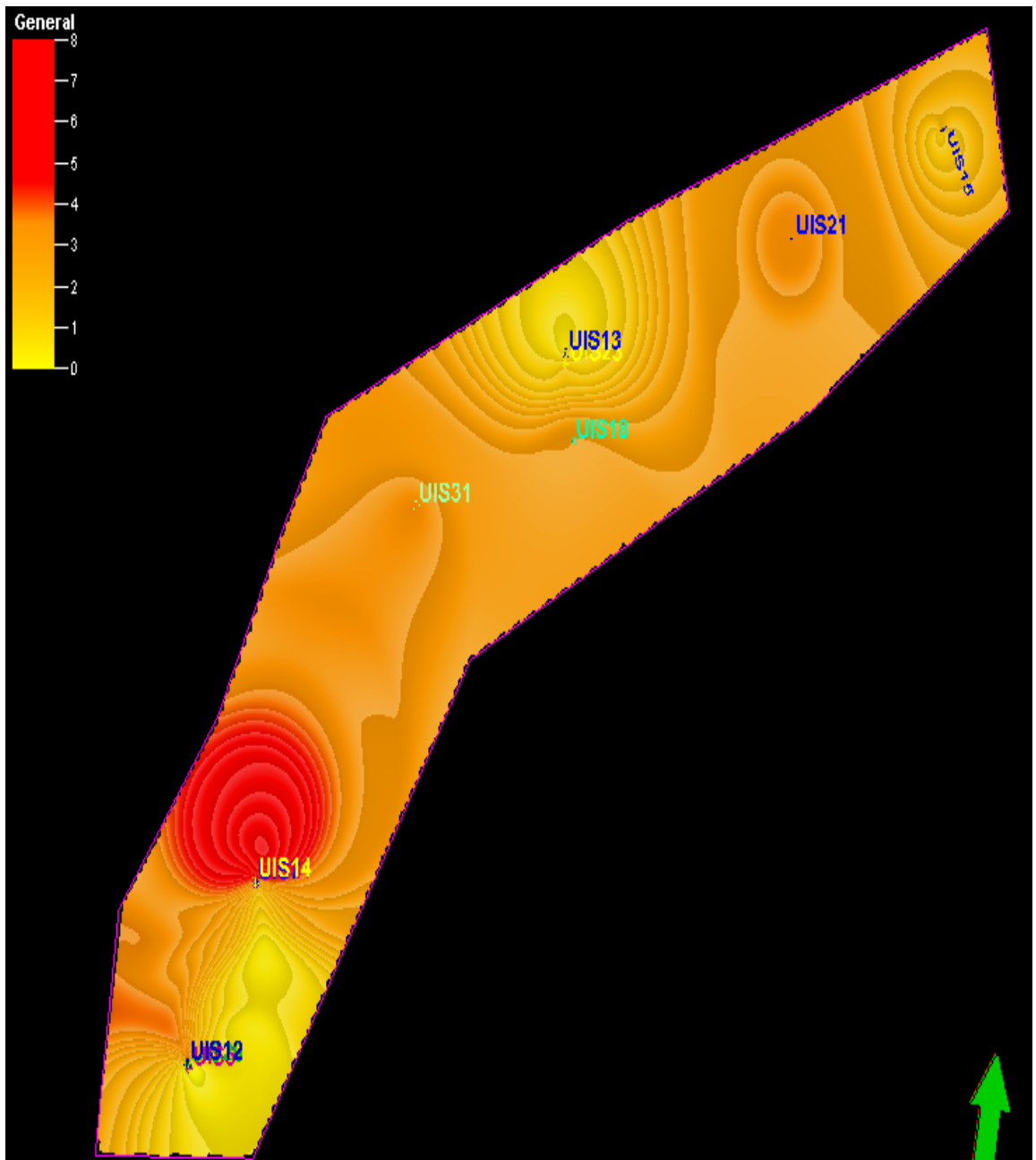
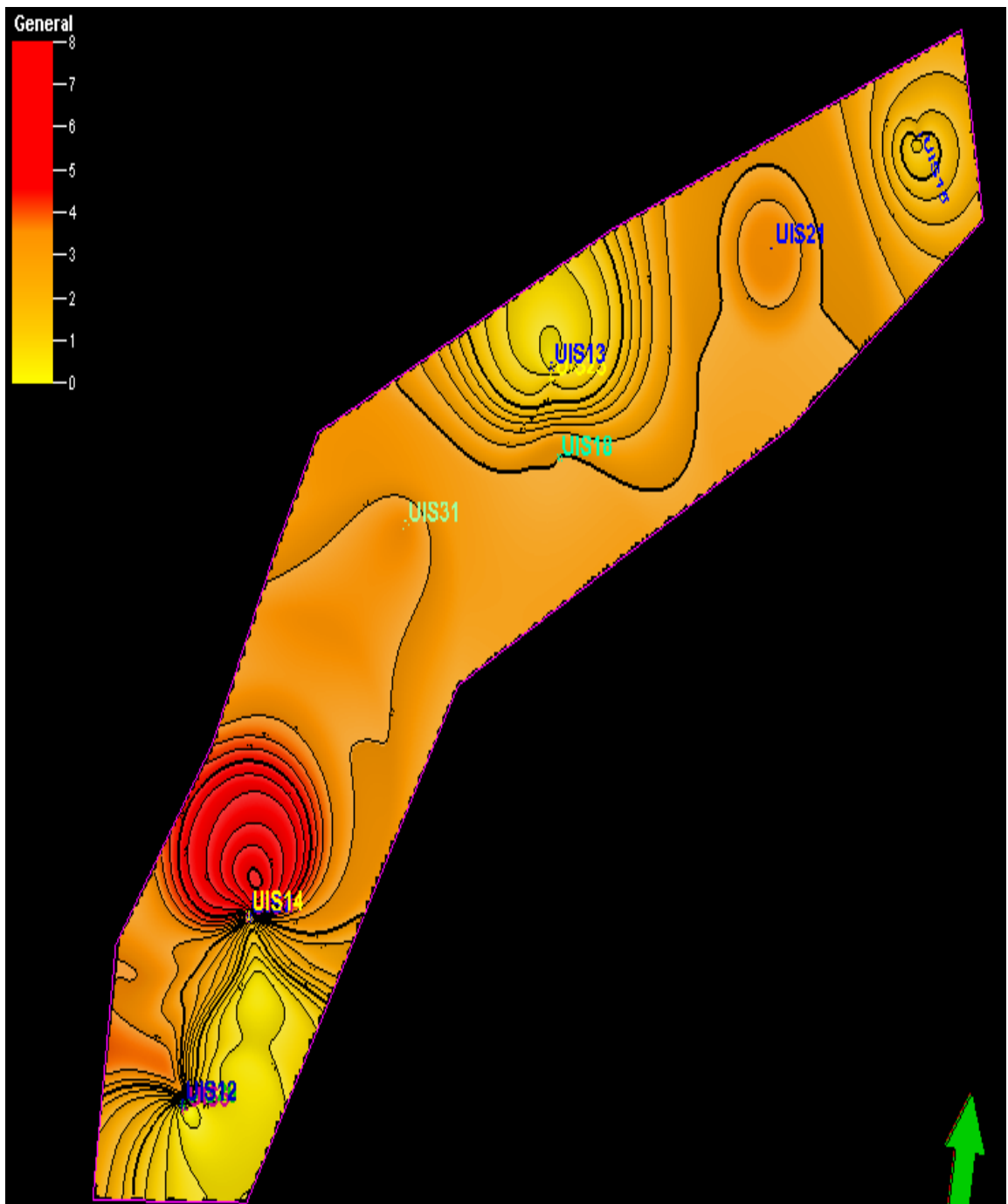


Figura 6.38. Kriging formación C5 (mapa con valores de líneas de contorno).



6.2.6. KRIGING FORMACION CARBONERA 6

Figura 6.39. Kriging formación C6 (mapa sin valores de líneas de contorno).

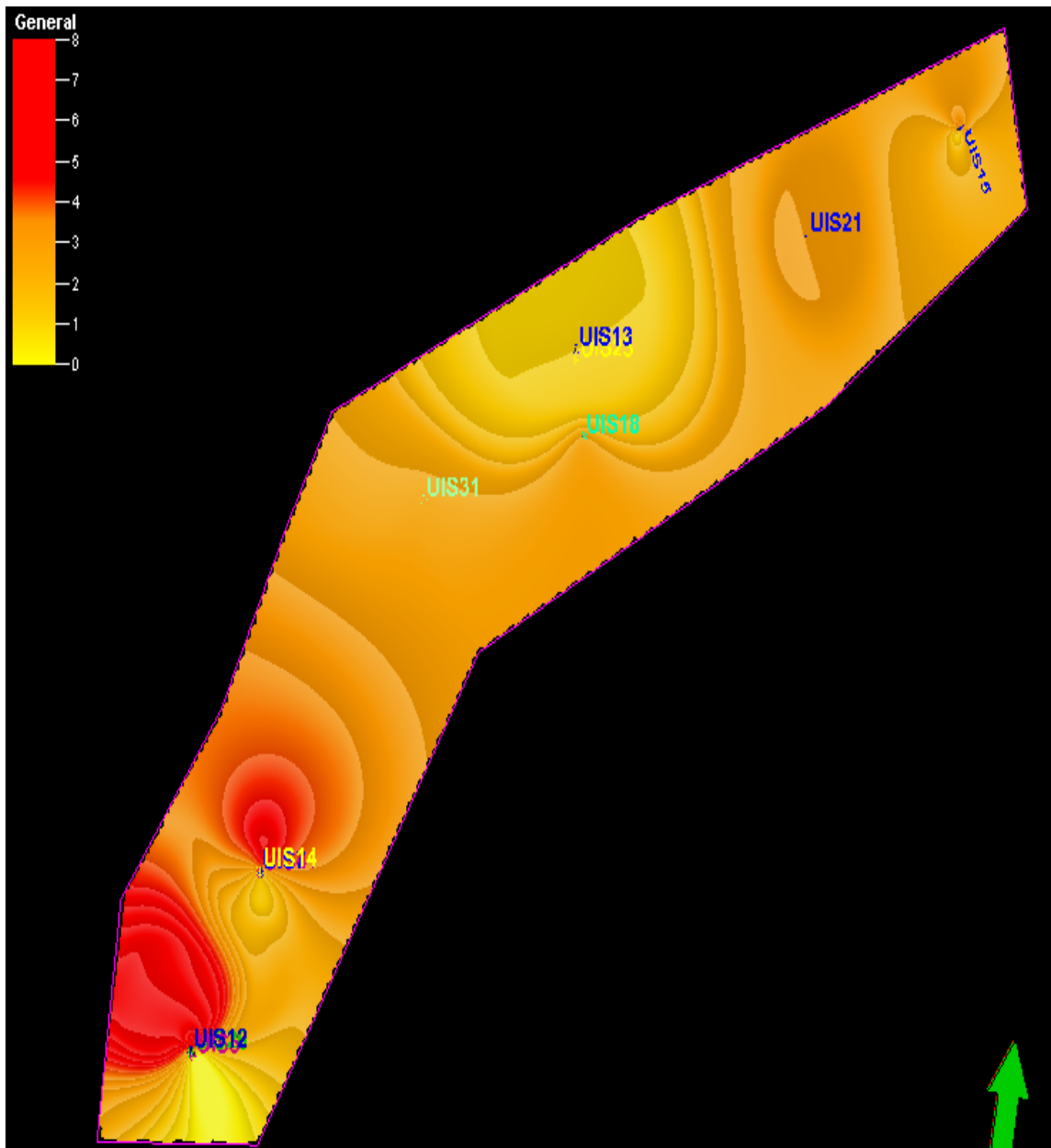
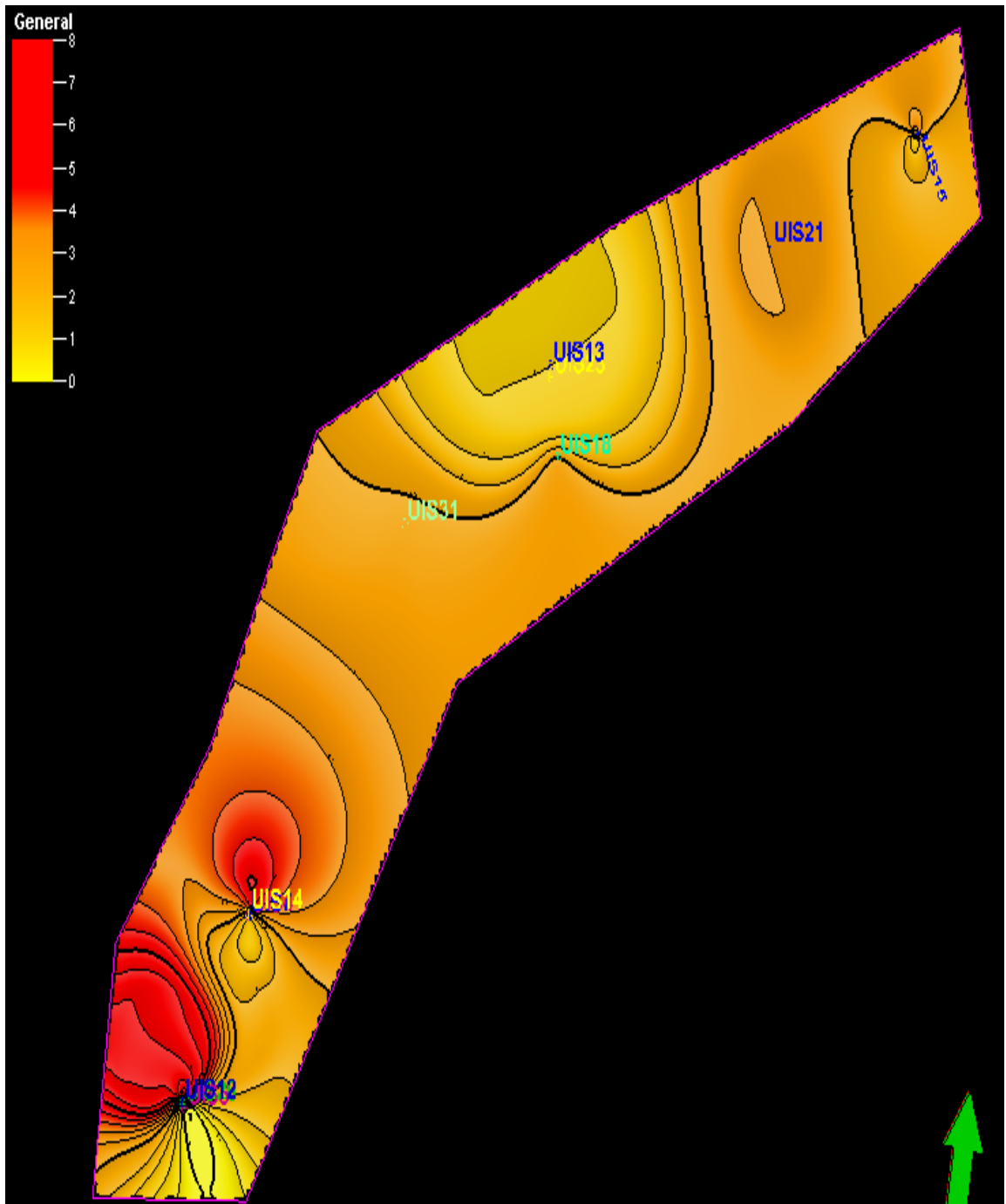


Figura 6.40. Kriging formación C6 (mapa son valores de líneas de contorno).



6.2.7. KRIGING FORMACION CARBONERA 7

Figura 6.41. Kriging formación C7 (mapa sin valores de líneas de contorno).

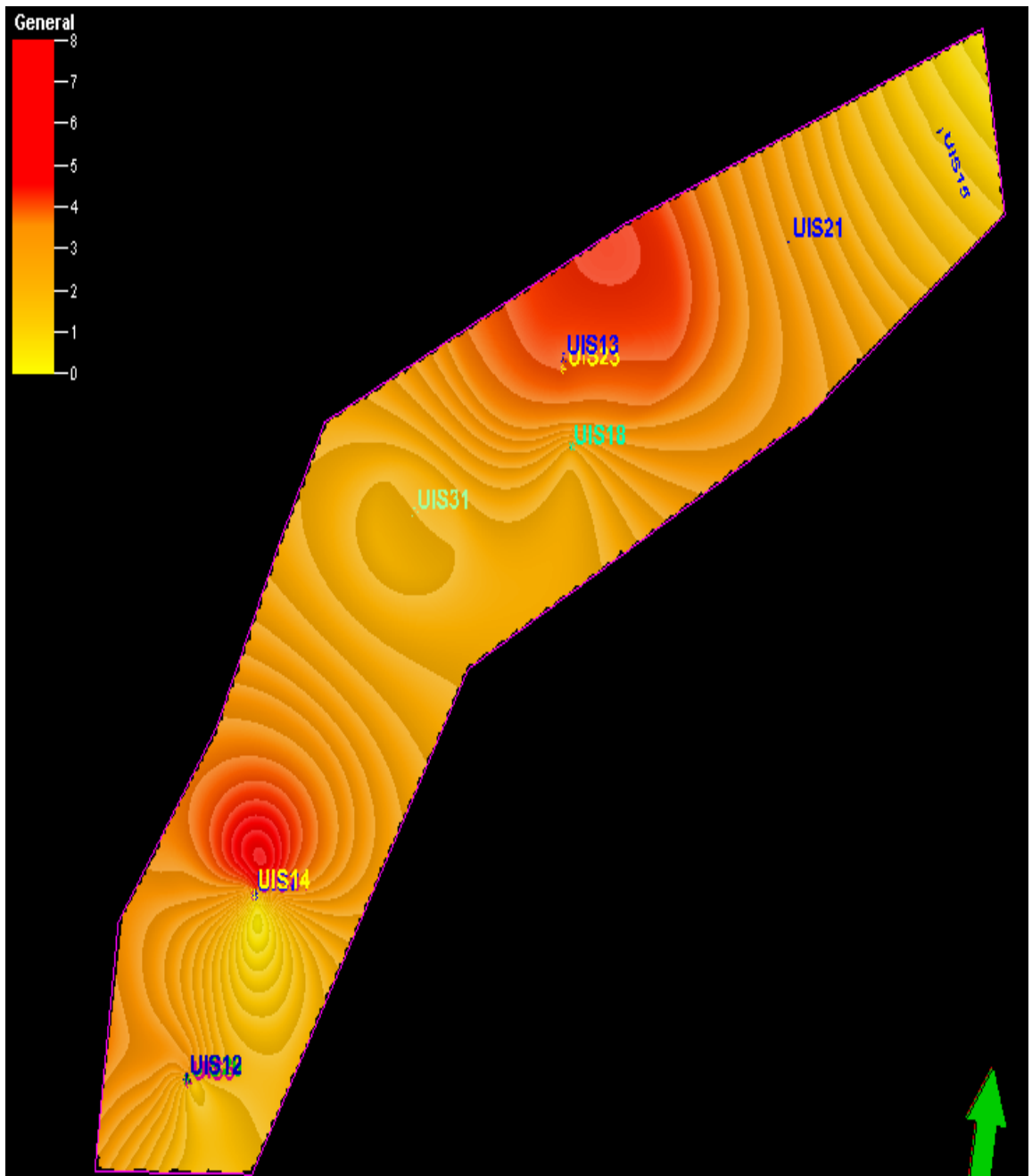
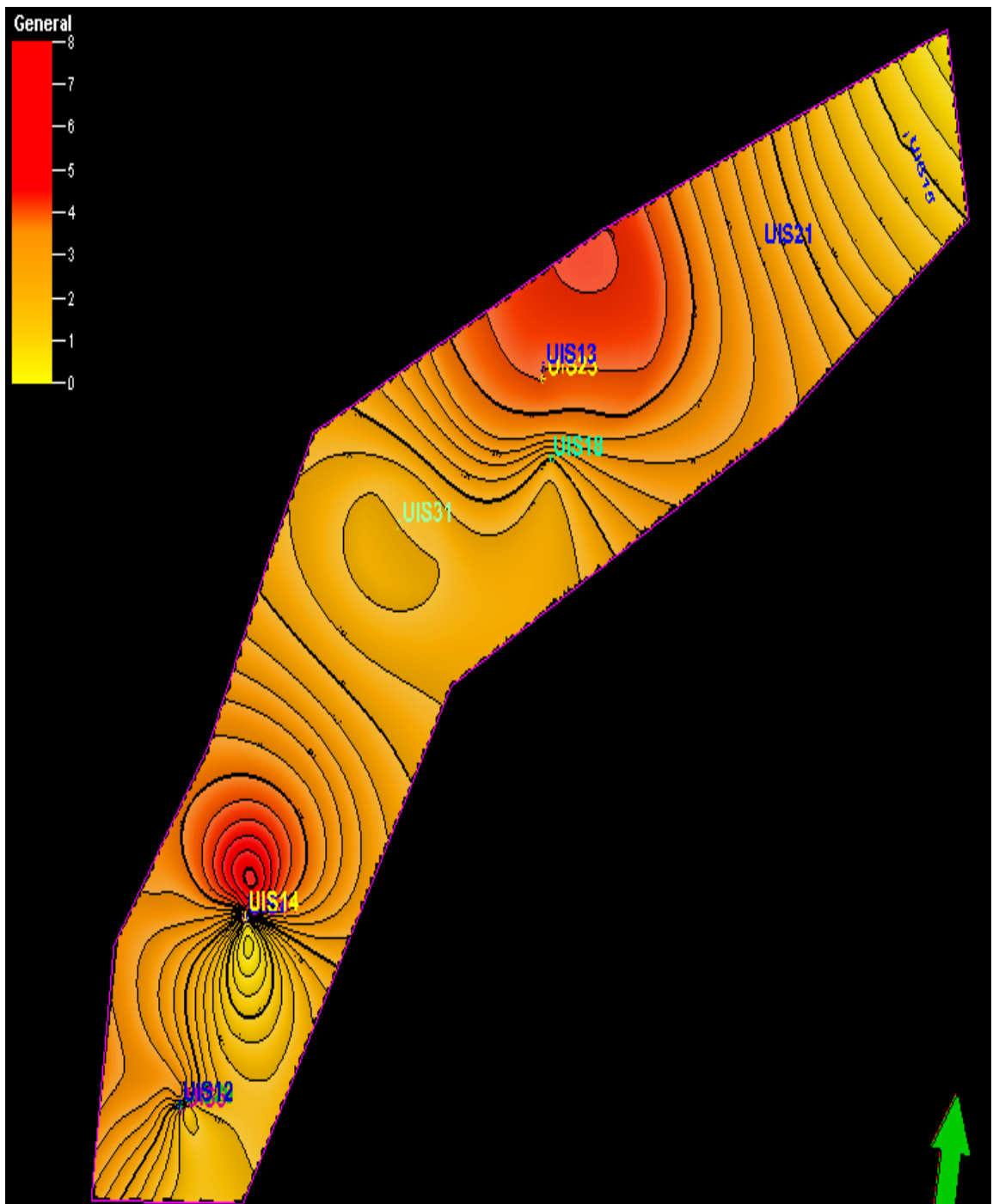


Figura 6.42. Kriging formación C7 (mapa con valores de líneas de contorno).



6.2.8. KRIGING FORMACION CARBONERA 8

Figura 6.43. Kriging formación C8 (mapa sin valores de líneas de contorno).

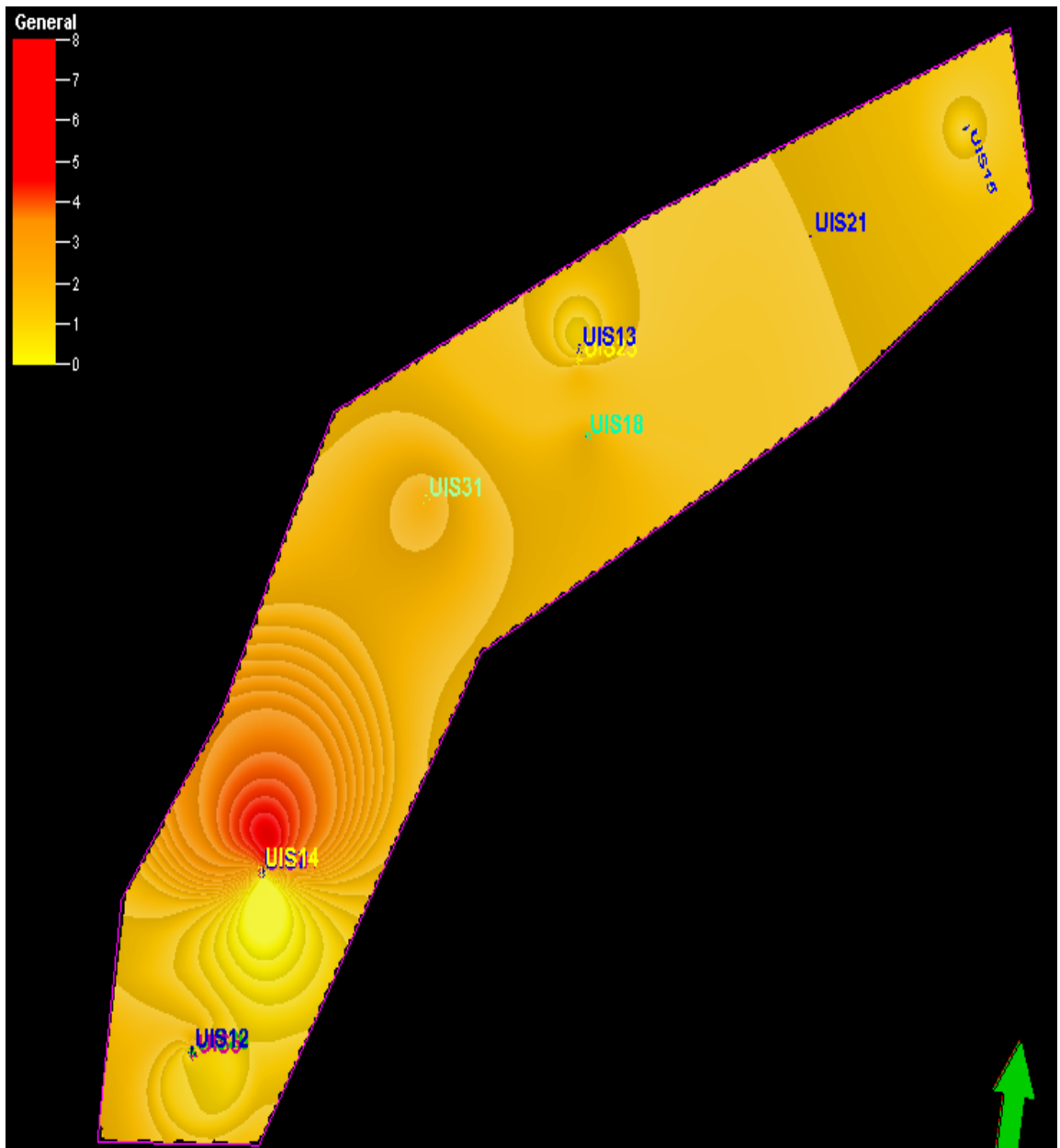
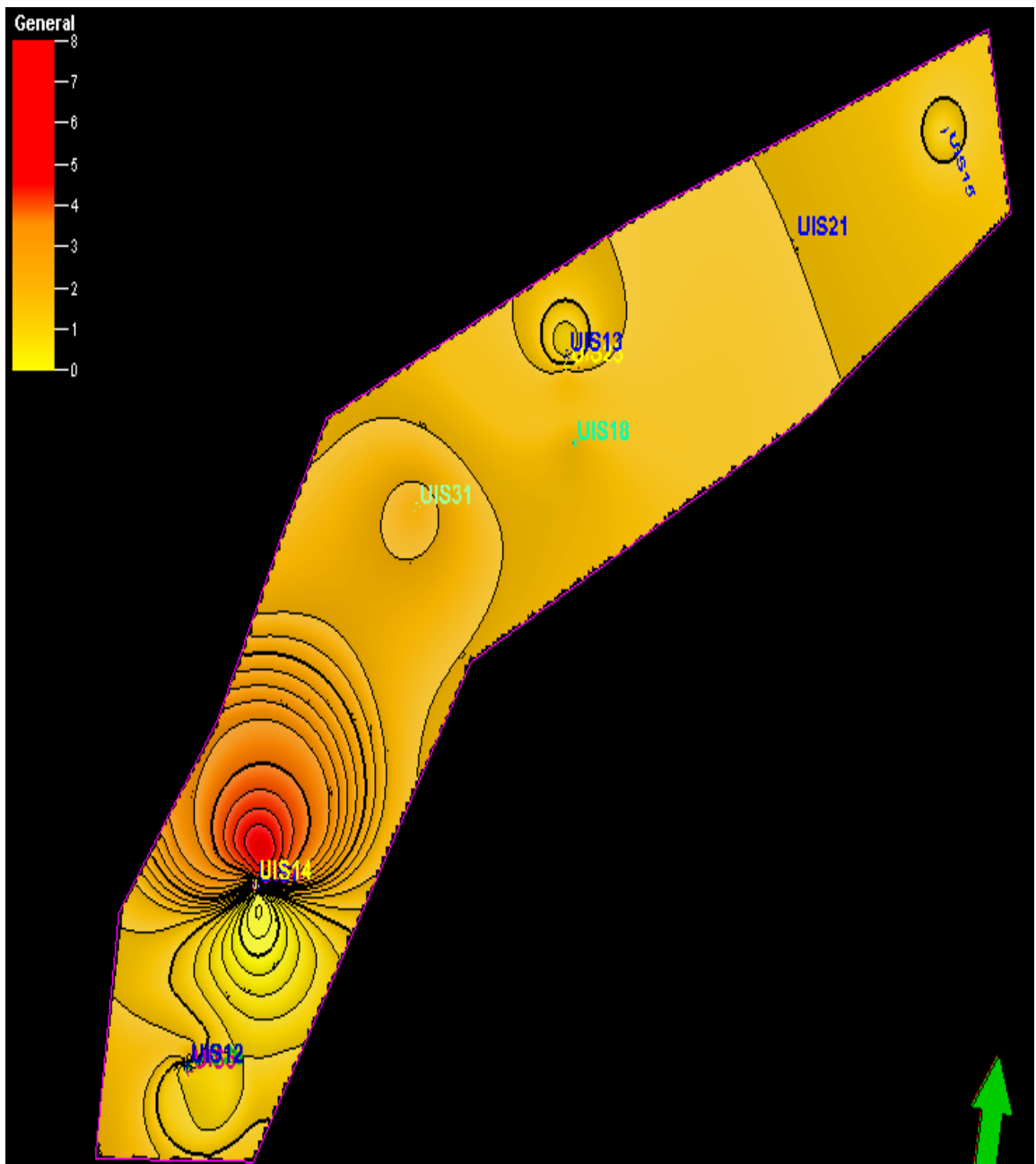


Figura 6.44. Kriging formación C8 (mapa con valores de líneas de contorno).



6.2.8. KRIGING FORMACION LEON

Figura 6.45. Kriging formación León (mapa sin valores de líneas de contorno).

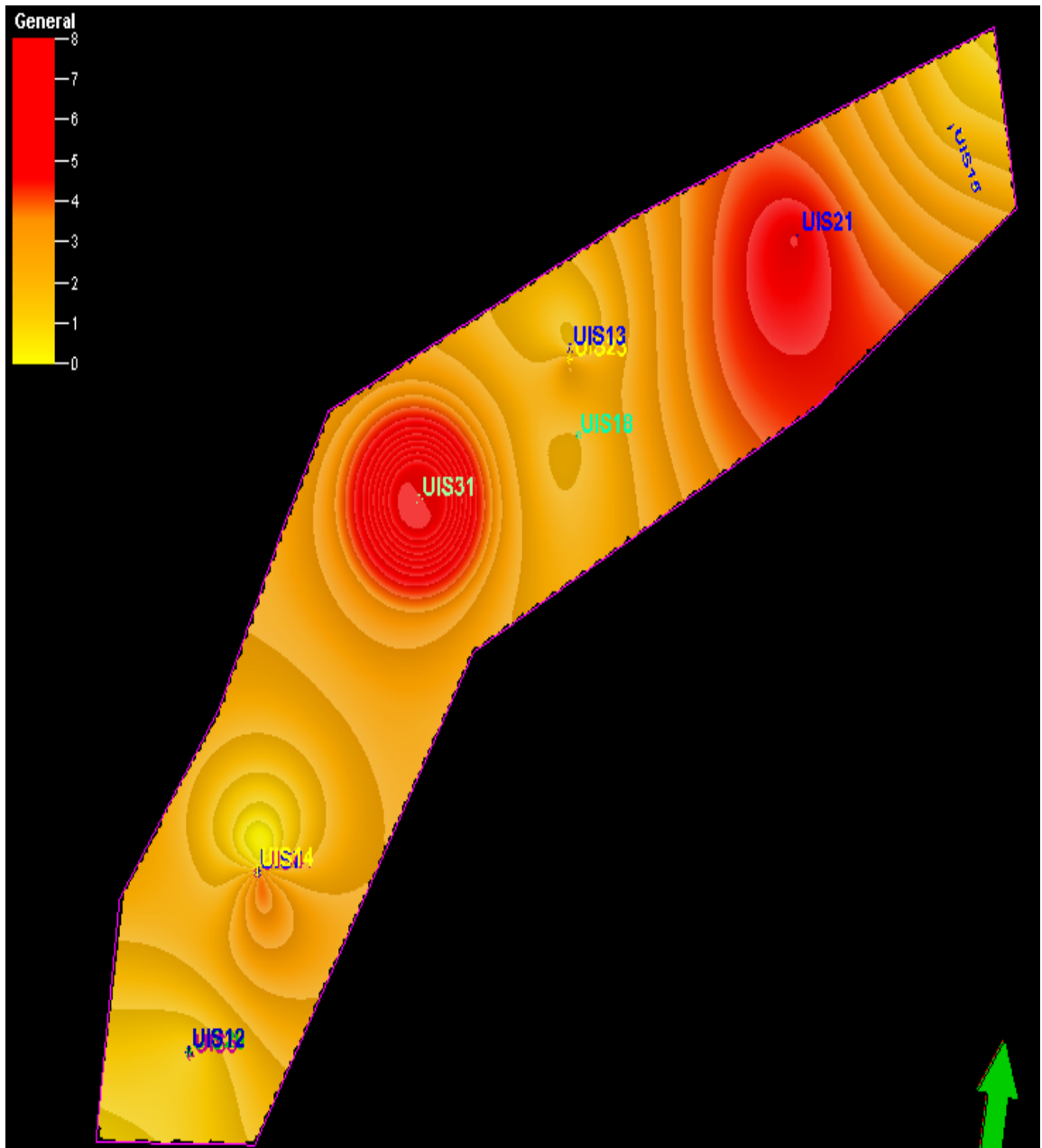


Figura 6.46. Kriging formación León (mapa con valores de líneas de contorno).

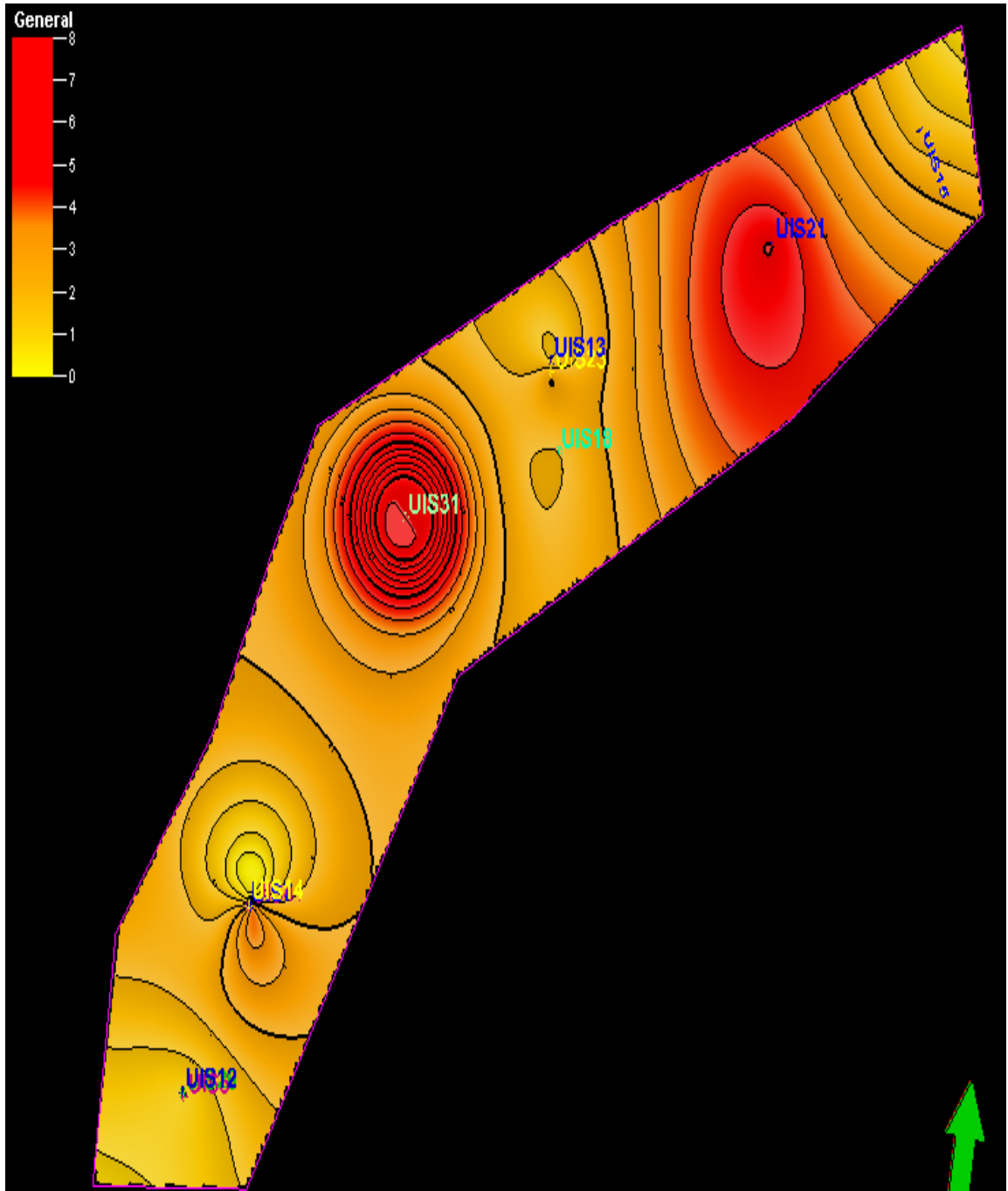


Tabla 6.2. Comparación de los resultados obtenidos por medio de KRIGING con los datos de reportes diarios de perforación.

FORMACIONES	DATOS REPORTES DE PERFORACION (BBLs/HR)			DATOS GEOESTADISTICA-KRIGING (BBLs/HR)		
	UIS 10	UIS 22	UIS 32	UIS 10	UIS 22	UIS 32
	C1	4.00	3.22	2.80	4.03	3.12
C2	-	5.00	2.53	6.03	5.17	3.14
C3	2.91	2.40	3.43	2.71	2.32	1.91
C5	5.53	3.42	4.20	5.43	3.37	1.27
C6	4.41	-	-	4.28	2.99	1.06
C7	4.22	3.23	5.00	4.33	2.83	3.94
C8	5.00	1.62	6.88	4.46	1.50	1.52
LEON	1.00	4.50	4.89	0.97	4.70	2.90

Como se puede observar en la tabla 6.2. los resultados obtenidos por medio de KRIGING se alejan muy poco de los datos reales o los obtenidos de los reportes diarios de perforación los que indica que un buen método para predecir el volumen de cavings es Geoestadística en este caso KRIGING, pero estos resultados no son tan confiables para los pozos que se encuentren en el borde del área escogida y esto se evidencia con el pozo UIS 32, ya que como se puede observar en la figura 6.32, este pozo se encuentra ubicado cerca al borde del área que se trabajó, y los resultados arrojados por KRIGING difieren considerablemente de los datos reales (reportes diarios de perforación).

Un error que se puede considerar es el que el software me arroja valores para un pozo de todas las formaciones que se hallan importado a este, y muchas veces el

pozo no presenta valores durante estas formaciones, es el caso de C2 en el pozo UIS 10, C6 en los pozos UIS 22 y UIS 32.

7. CONCLUSIONES

- Un cambio notorio en el comportamiento de ROP, puede obedecer a: cambio en los parámetros (RPM, GPM, entre otros), o a la litología, lo que se podría asociar a cambios en la perforabilidad de la formación, que puede estar asociado a porosidades anormales, lo que puede obedecer a presiones anormales de la zona como fue el caso de los pozos UIS 14 y UIS 15.
- A medida que aumenta el galonaje, incrementa el volumen de cavings, esta tendencia se presentó en las dos formaciones estudiadas figuras 6.7 y 6.21, este comportamiento es debido a que el galonaje es la tasa de bombeo y al incrementarse ésta, aumenta la fricción en el contacto fluido-formación, generando erosión, y de esta forma se generan fragmentos que se cuentan como cavings, pero realmente son fragmentos que aun no se han desestabilizado, sino que son derrumbes por la erosión causada debido al incremento del GPM.
- De las figuras 6.6, 6.7, 6.8 y 6.9; se puede concluir que el volumen de cavings se incrementa, si se incrementa la ROP, GPM, en cambio disminuye si aumenta el MW y WOB en el caso de Carbonera 5, pero el comportamiento de volumen de cavings con el peso de lodo es diferente en carbonera 1, ya que al aumentar éste, el volumen de cavings incrementa, esto se explica por la infiltración de lodo a la formación. El lodo se introdujo a lo largo de los planos de debilidad y los desestabilizó; además puede que se tenga un factor agregado: la permeabilidad, alguna serie de grietas y redes fracturadas.
- Se debe tener en cuenta la actividad que se está llevando a cabo en el hueco para estimar una tasa de cavings apropiada.

- Durante el proceso de conocer el problema, es muy importante tener en cuenta lo siguiente: una vez obtenido los datos, es necesario que se controlen integralmente a fin de verificar por una parte su exactitud y por otra su representatividad.
- Muchos autores sólo toman como elementos fundamentales de estadística básica que: la media y la mediana tome valores próximos; el coeficiente de variación sea inferior a 1; la distribución de los datos esté próxima a la curva normal y no existan valores extremos que afecten el desarrollo del análisis estructural, pero en la cotidianidad, este comportamiento nunca se ve.
- Por definición el semivariograma debe ser nulo en el origen, sin embargo, las funciones obtenidas en la práctica siempre presentan el efecto pepita – nugget efect-, representado como C_0 .
- El efecto pepita se presenta por errores en la medición de las variables, por la presencia de estructuras a una distancia menor a la utilizada y por la falta de autocorrelación de los datos.
- La selección del variograma y sus parámetros es el paso más importante en el proceso de realización de un estudio geoestadístico, ya que los parámetros del variograma describen las zonas de influencia de todo el yacimiento.
- Un error que se puede considerar es el que el software arroja valores para un pozo de todas las formaciones que se halla importado a este, y muchas veces el pozo no presenta valores durante estas formaciones, es el caso de C2 en el pozo UIS 10, C6 en los pozos UIS 22 y UIS 32, ya que al mirar los reportes de perforación, estos pozos no presentan valores para estas formaciones. Ver tabla 6.2.
- En la tabla 6.2. se puede ver claramente que los resultados obtenidos por medio de KRIGING se alejan muy poco de los datos reales o los obtenidos de los reportes diarios de perforación los que indica que un buen método para predecir los volúmenes de cavings es la Geoestadística en este caso KRIGING.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Curso de geoestadística ICP, Bucaramanga 2007.
2. DATALOG.
3. **DIAZ VIERA**, Martín A., CASAR GONZALEZ, Ricardo, presentación GEOESTADÍSTICA APLICADA, INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO
4. **GOMEZ GARCIA** Diana C, VELEZ BOTERO Johana A, CARACTERIZACION GEOESTADISTICA DE ESFUERZOS EN EL PIEDEMONTE LLANERO COLOMBIANO, Trabajo de Grado para optar por el título de Ing. De Petroleos, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, 2007.
5. I.D.R. Bradford, Schlumberger Cambridge Research, et al. When Rock Mechanics Met Drilling: Effective Implementation Of Real Time Wellbore Stability Control, SPE 59121, February 2000.
6. **MARTINEZ** J.A. MODELAMIENTO ESTRUCTURAL 3D Y APLICACIONES EN LA EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS EN EL CINTURON DE CABALGAMIENTO DEL PIEDEMONTE LLANERO, CORDILLERA OREINTAL, COLOMBIA, BOGOTA-VIII Simposio Bolivariano.
7. Spectrum of instability mechanics (presentacion Hugo Osorio).
8. Reportes diarios de perforación campo Cupiagua.
9. **ROA PRADA**. Aura M. ANALISIS, CAUSAS Y CARACTERIZACIÓN DE CAVINGS APLICADO A LA ESTABILIDAD DE POZOS: DOS CASOS EN EL PIEDEMONTE LLANERO. Trabajo de Grado para optar por el título de Geólogo, UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, BUCARAMANGA, 2006.
10. William Standifird, Knowledge. Systems www.knowsys.com