

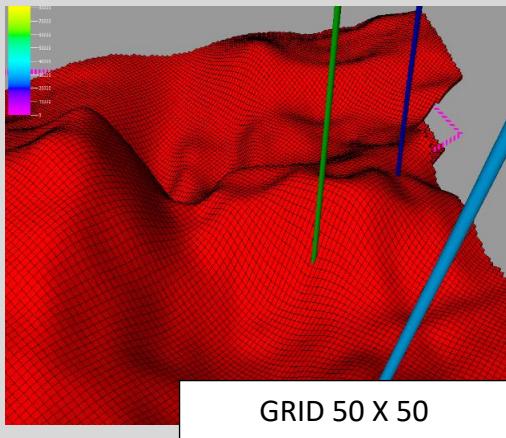
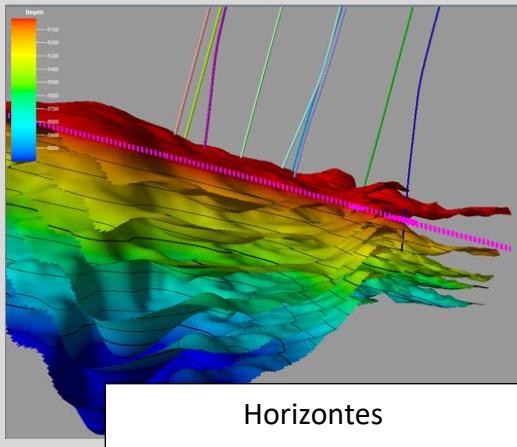
URIEL HAZEL SEGURA GONZALEZ

REPORTE FINAL

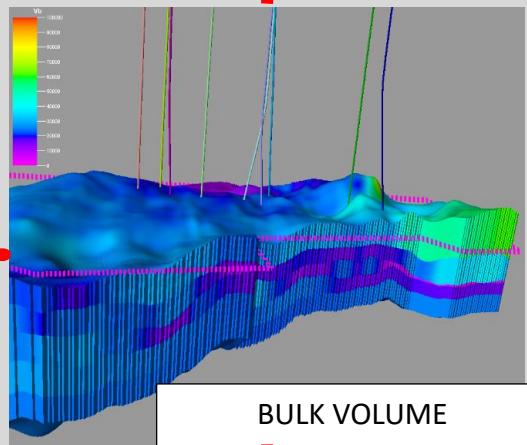
Integración Sísmica y Registros Geofísicos de Pozo

Breve Resumen Previo (Reporte #5)

Comienzo del Modelado

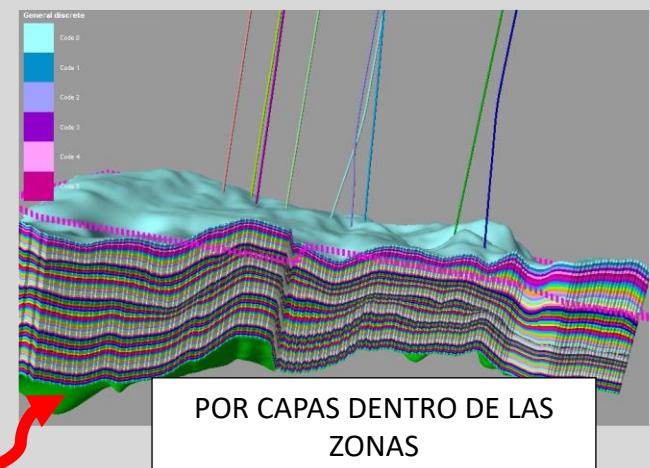
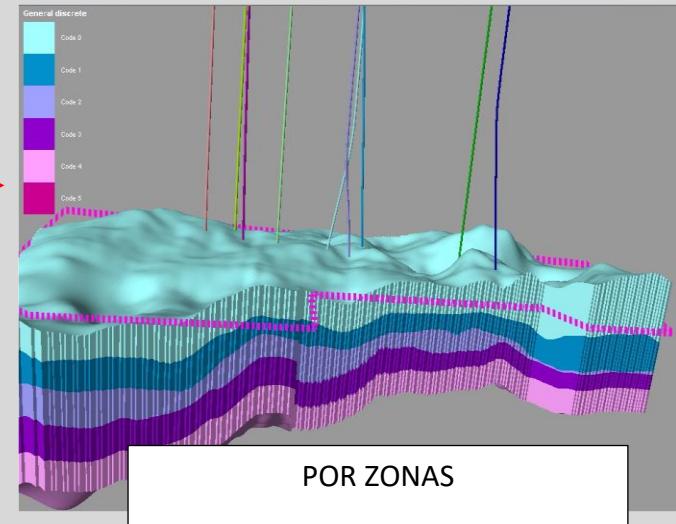


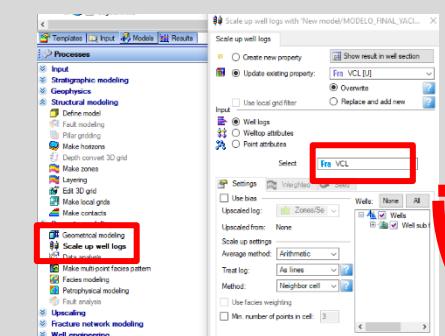
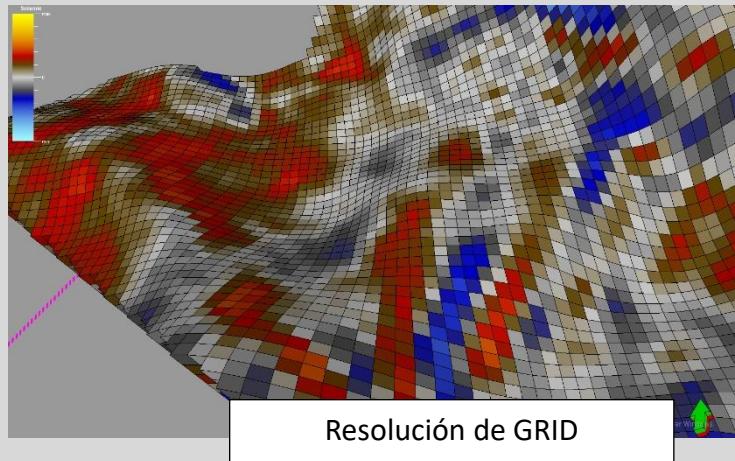
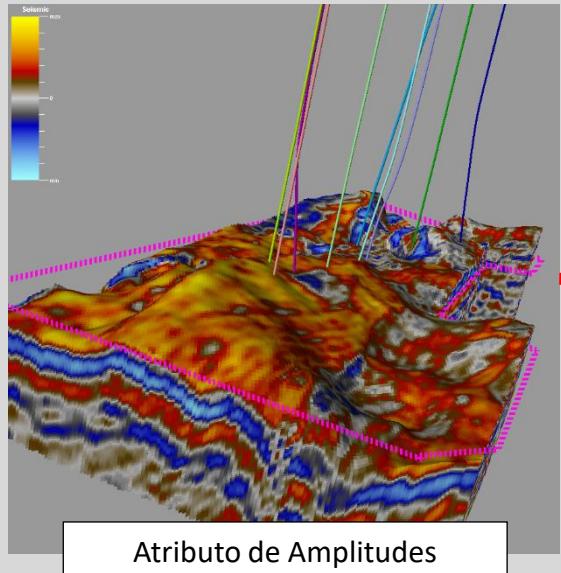
Aplicando Propiedades



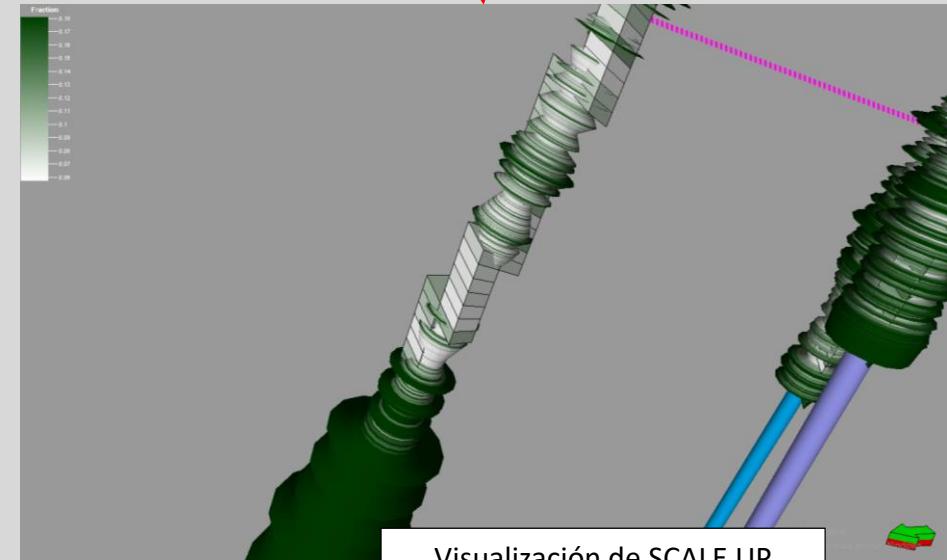
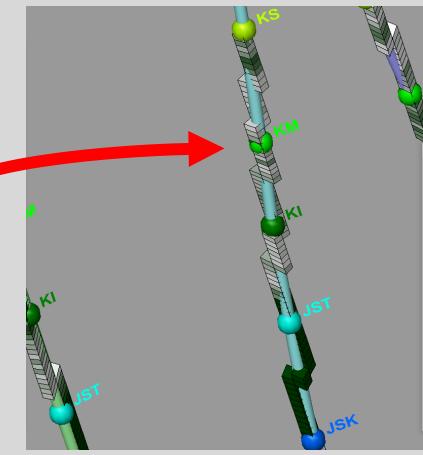
Make horizons with New model/MODELO_FINAL_YACIMIENTO_SUPERFICIES										
	Horizons	Settings	Faults	Segments	Wells	Uncertainty	Info			
Index	Horizon name	Color	Calculate	Horizon type	Conform to another horizon	Status	Smooth iterations	Use horizon fault lines	Well tops	Input #1
1	KS	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Conformable	No	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Done	1	<input checked="" type="checkbox"/>
2	KM	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Conformable	No	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Done	1	<input checked="" type="checkbox"/>
3	KI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Conformable	No	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Done	1	<input checked="" type="checkbox"/>
4	JST	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Conformable	No	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Done	1	<input checked="" type="checkbox"/>
5	JSK	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Conformable	No	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Done	1	<input checked="" type="checkbox"/>
6	BASE_MO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Conformable	No	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Done	1	<input checked="" type="checkbox"/>

Análisis por Zonas / Capas



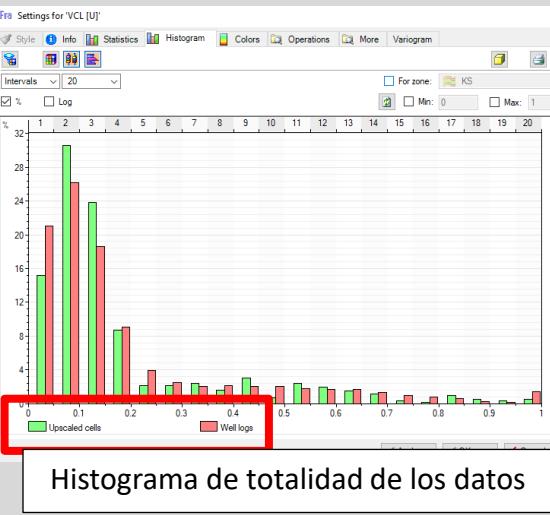


Proceso de “SCALE UP WELL LOGS”

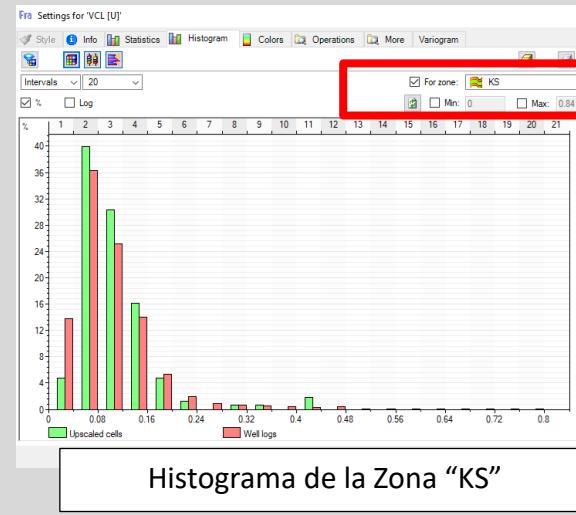


Visualización de SCALE UP WELL LOGS de “Vsh”

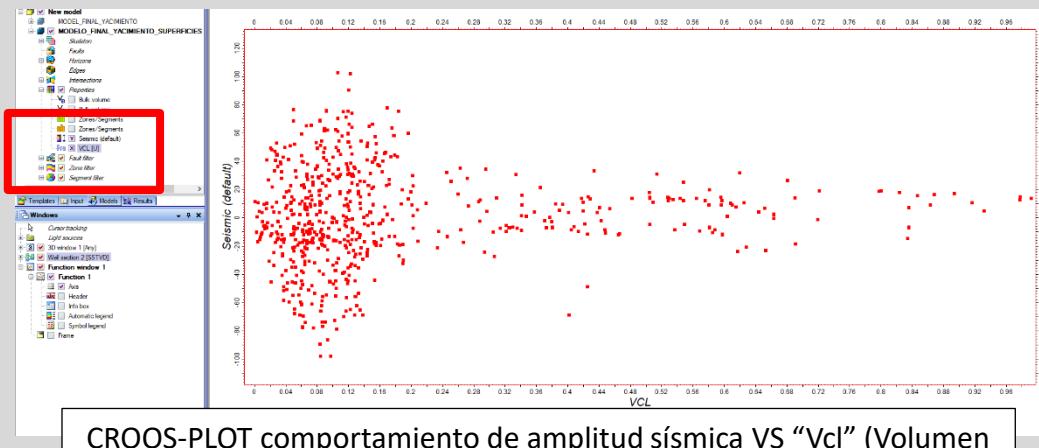
Breve resumen del análisis de los datos



Histograma de totalidad de los datos

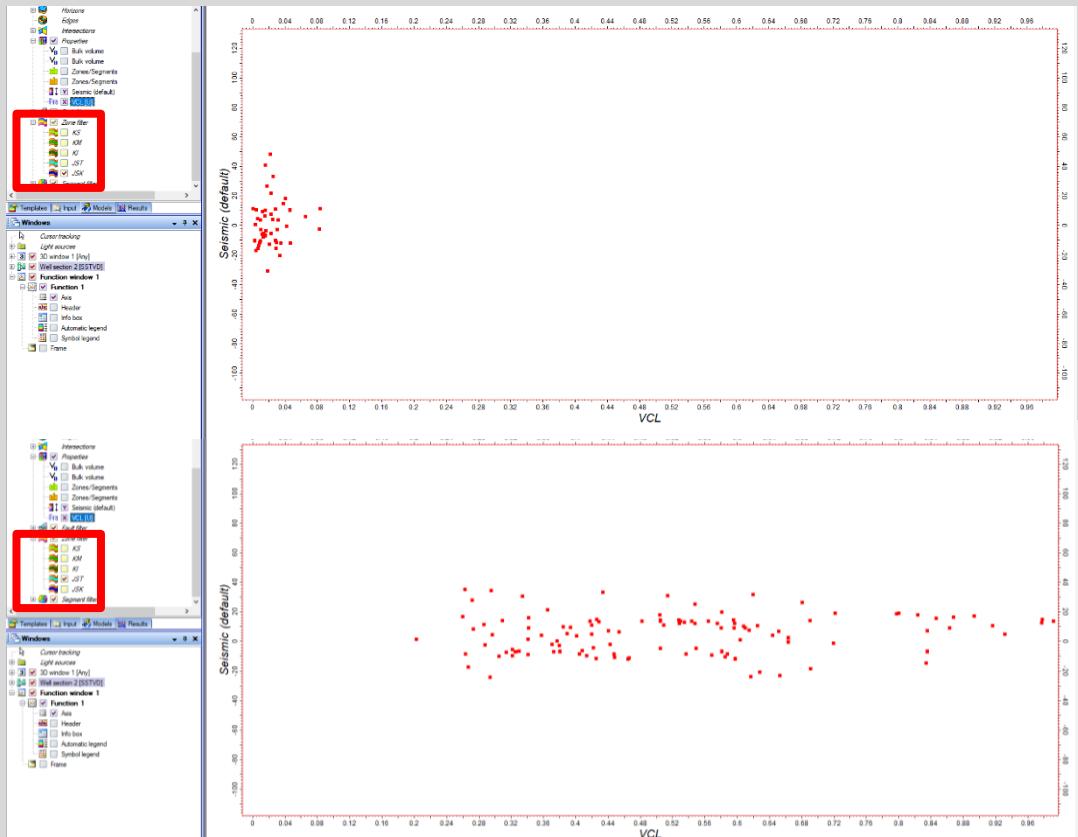


Histograma de la Zona “KS”



CROOS-PLOT comportamiento de amplitud sísmica VS “Vcl” (Volumen de arcilla)

Este análisis de datos consiste en analizar la distribución de los datos (Recomendante por zonas), comenzando por el histograma, y su grado de error entre los Registros de Pozo y el escalamiento.



CROOS-PLOT comportamiento de amplitud sísmica VS “Vcl” (Volumen de arcilla) filtrado por Zonas

Conclusión del reporte #5:

Con esto se concluye el análisis de los datos y se ejemplifica de manera muy precisa distintas maneras de analizar los datos para una correcta interpretación, en el trascurso de las clases se nos fue enseñando como primera instancia las distintas funciones del Software PETREL, seguido del conocimiento necesario para la óptima utilización de las funciones recordando distintas bases teóricas platicadas anteriormente en el curso e incluso en su mayoría bases teóricas de materias precursoras.

***NOTA:**

Este fue un resumen del Reporte #5 el cual es previo a este trabajo.

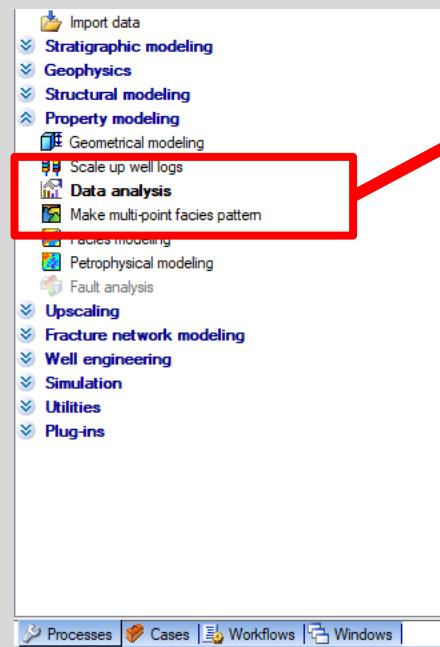
En el Reporte #5 se detallan todos los aspectos mencionados en este resumen.

“DATA ANALYSIS” AND “PETROPHYSICAL MODELING”

“ANALISIS DE DATOS” Y “MODELADO PETROFÍSICO”

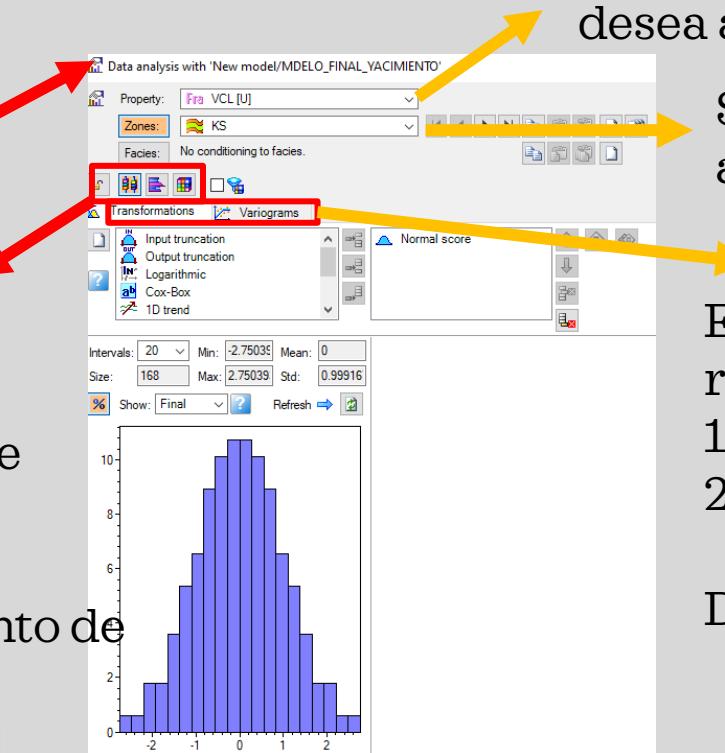
Se detallara el proceso para la zona “KS”, las demás zonas será mas breve.

Una vez realizado el Escalamiento, se prosigue al análisis de los datos:



Indica:

- Valores de registros de Pozo
- Valores de escalamiento de celdas
- Valores del Modelado



Se selecciona la propiedad que se desea analizar

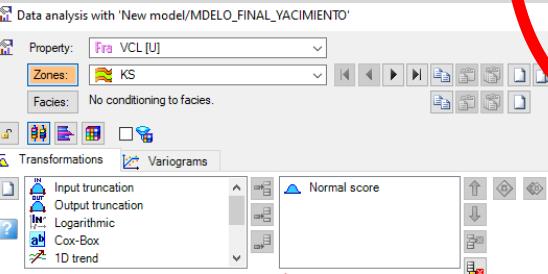
Se selecciona la “Zona” que se desea analizar

El análisis de los datos se puede realizar por 2 medios:

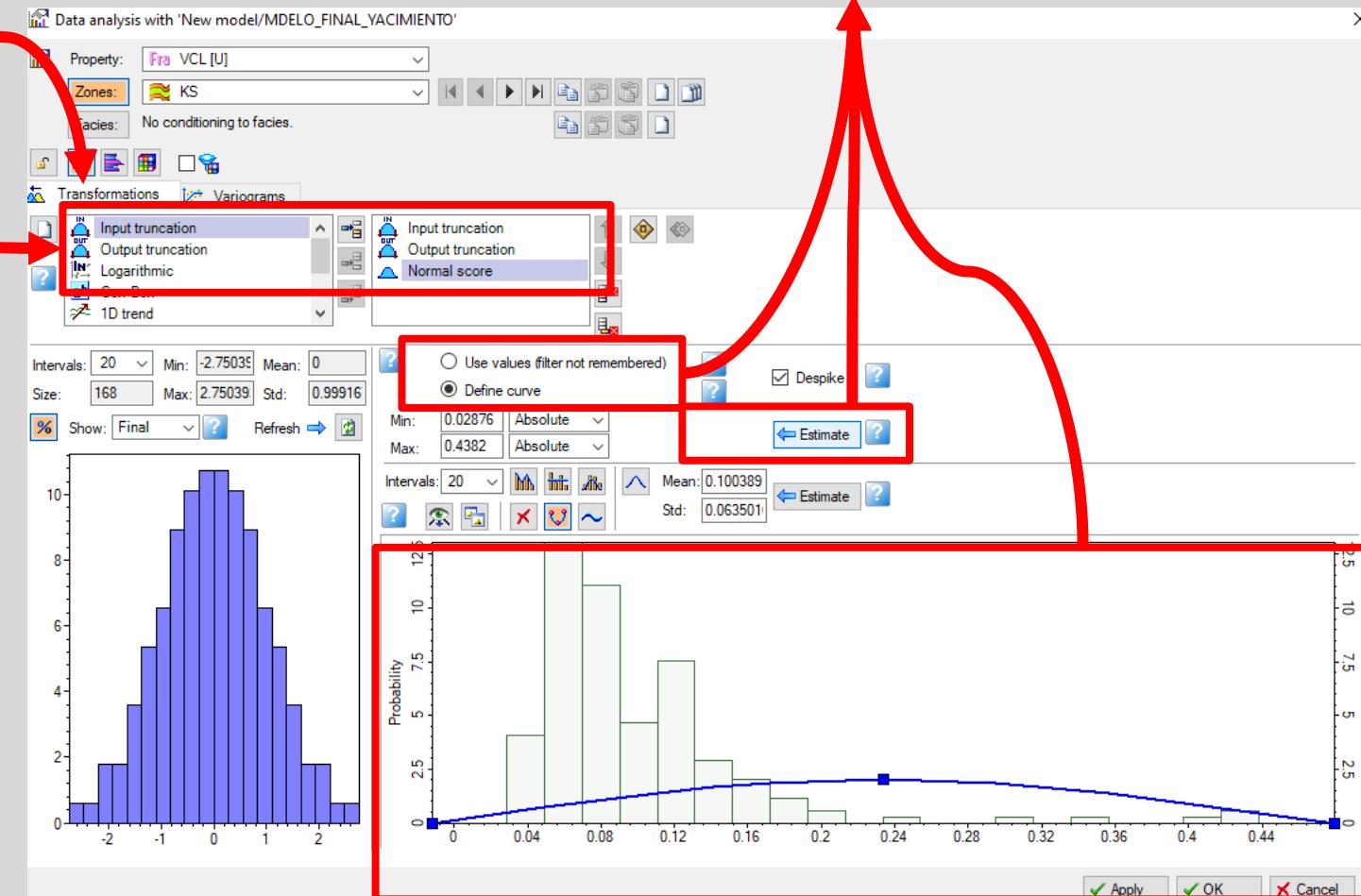
1. Transformation
2. Variograms

De los cuales se detallara cada uno.

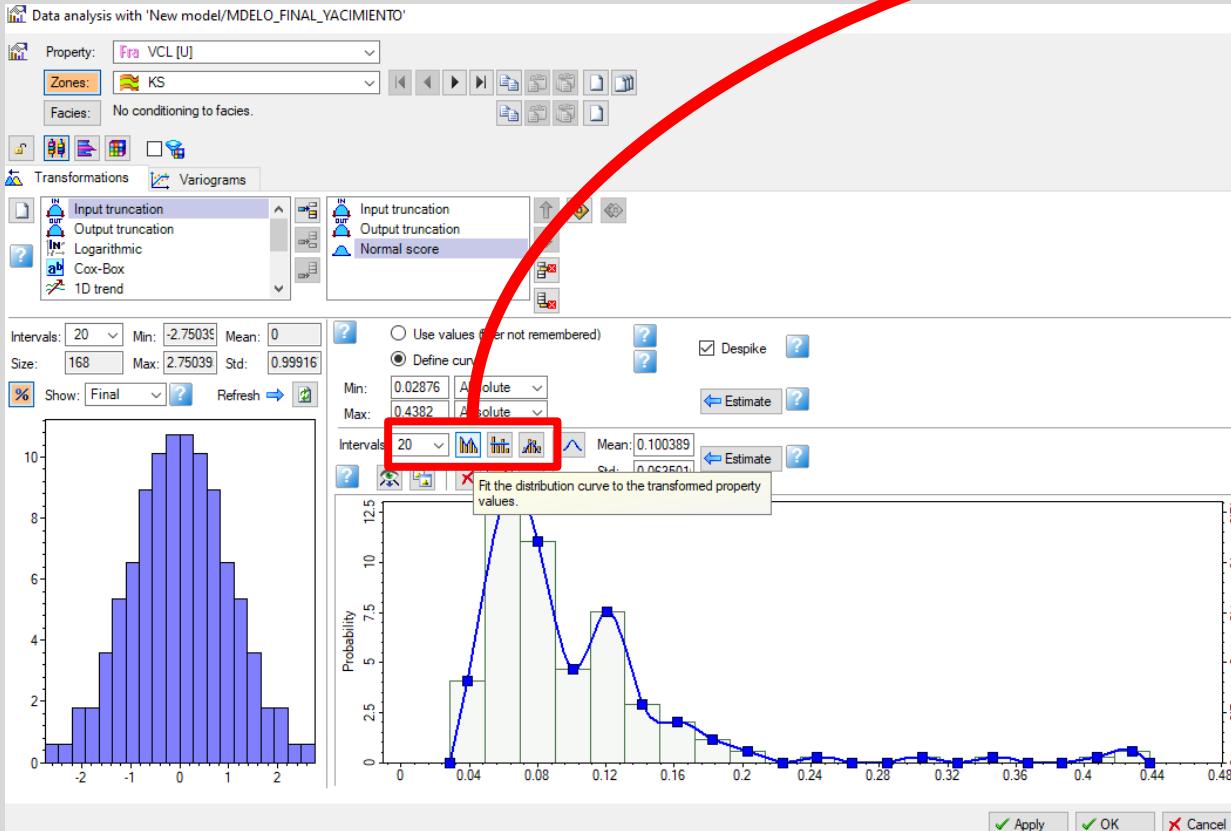
Menu #1: Transformation



1) Se introducen
“Input” y “Output” y
se estima su valor
mínimo y máximo

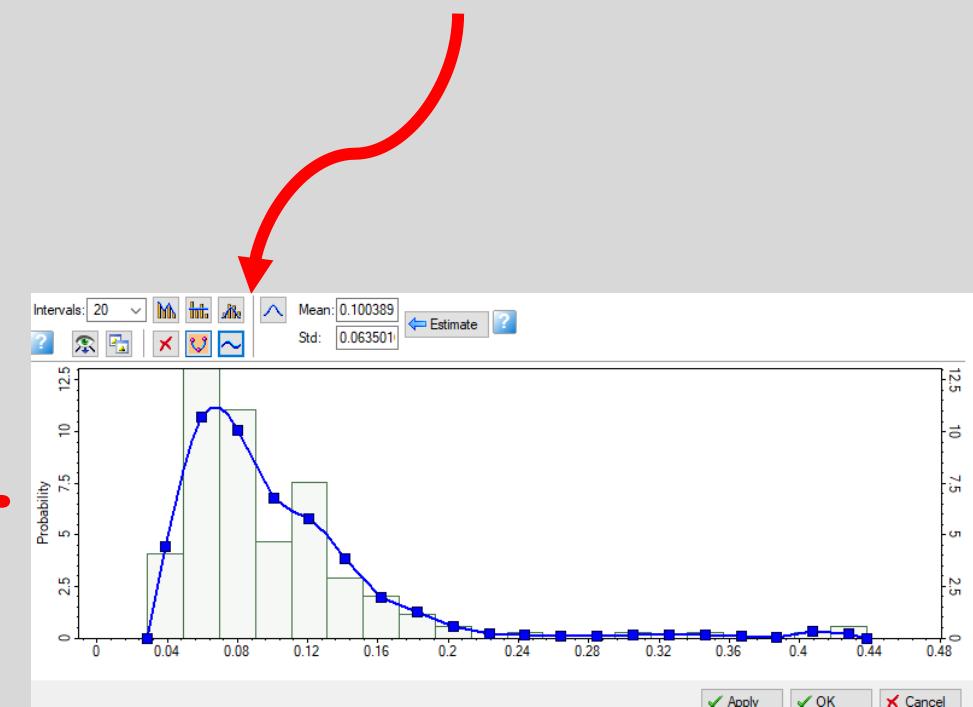


2) Se define y estima la curva, para
posteriormente ajustar los datos a
esta.

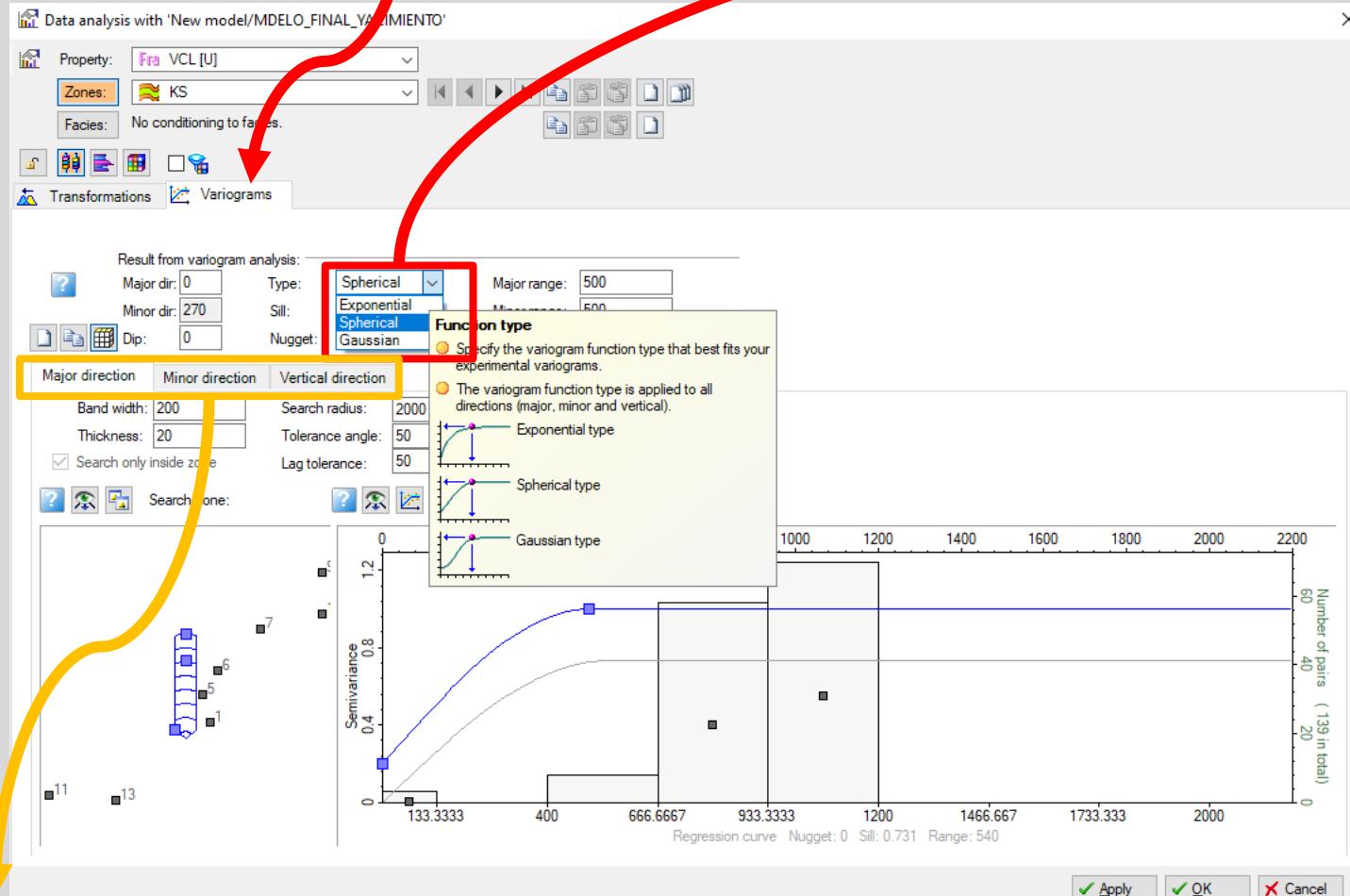


3) Se ajusta la curva de manera automática a la distribución de los datos, sin embargo, el ajuste final es a consideración del interprete.

Este ajuste será personal.



Menu #2: Variograms



- 1) Se selecciona el tipo de variograma existiendo 3:
Exponencial
Esferico
Gausiano
- 2) Existen 3 sub-menus en el apartado de “Variograma” de los cuales los 3 se detallaran adelante

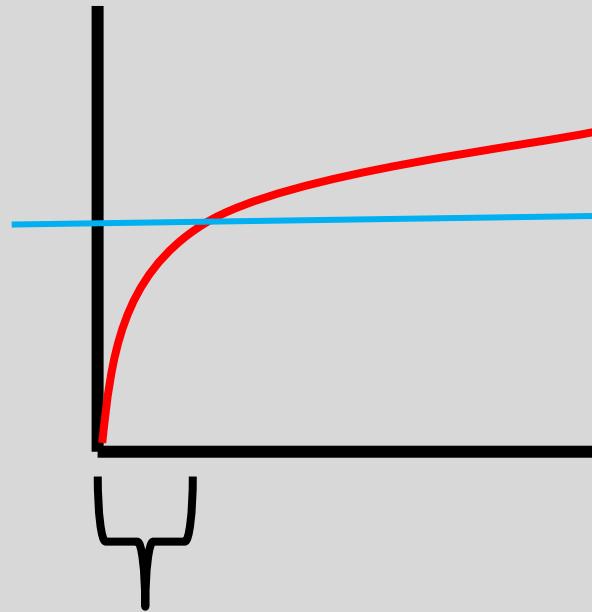
La variación de este será en la cercanía de la pendiente en relación al origen.

Véase explicado en el [AXENO#1](#)

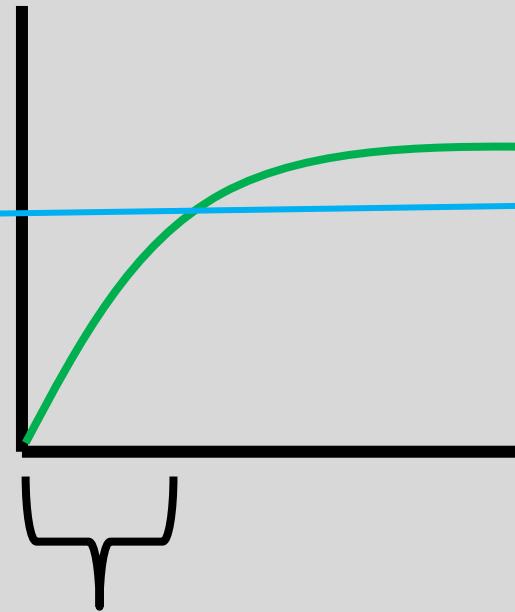
En nuestro caso se uso la Esférica

ANEXO #1: Tipos de Variogramas

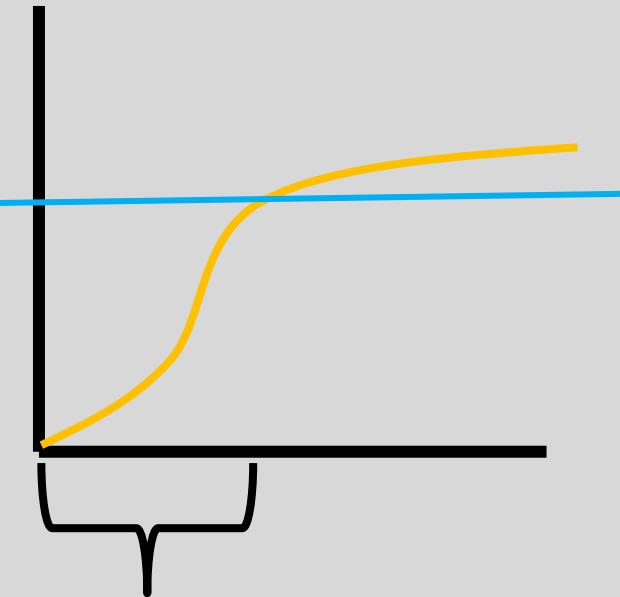
Exponencial



Esférico



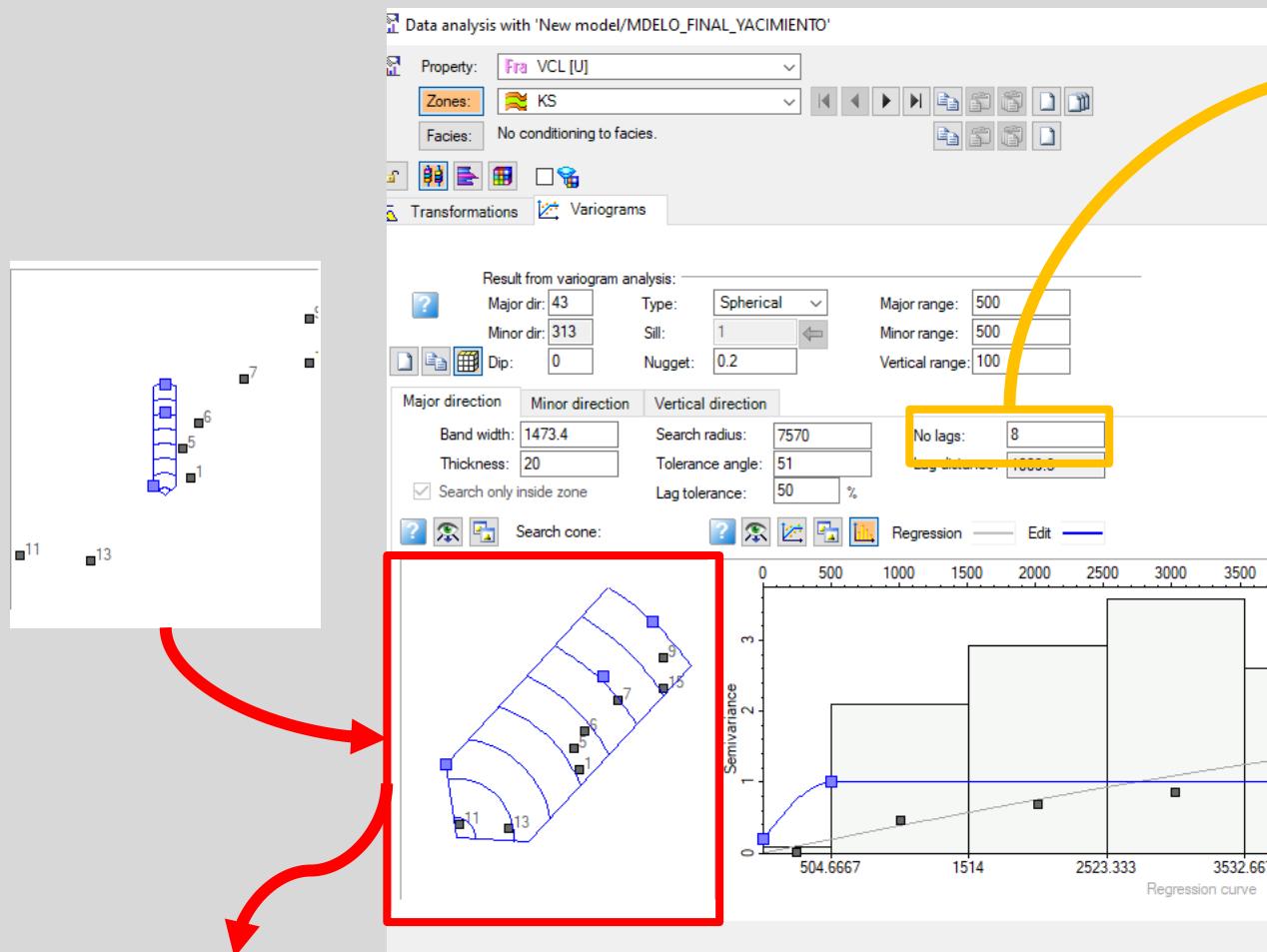
Gausiano



La variación de este será en la cercanía de la pendiente en relación al origen.

Como se puede observar los tipos de variograma delimitaran la velocidad con la que los datos dejaran de estar relacionados, por tal motivo en nuestro caso se uso la Esférica.

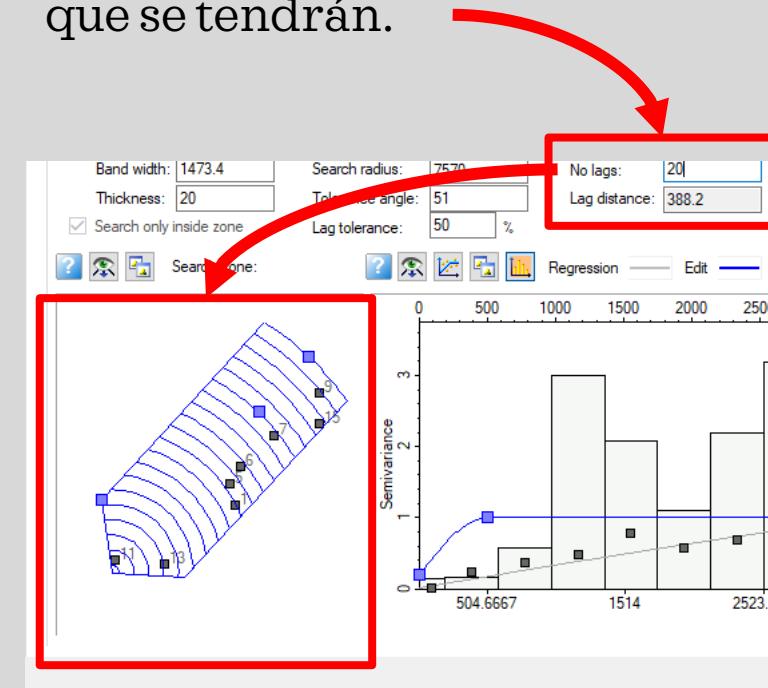
Sub - Menu #1 de “Major Direction”



1) Se ajusta dicha figura a que abarque todos los pozos.

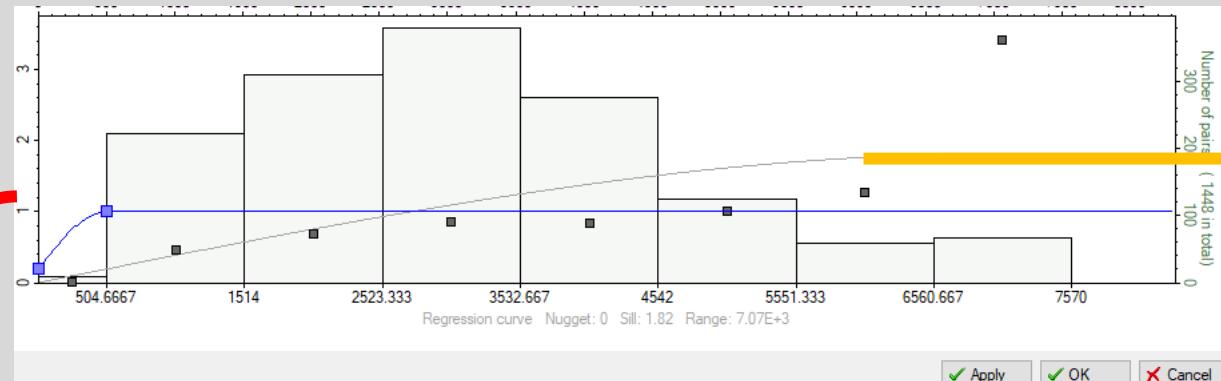
Este apartado delimita la dirección principal de análisis, de esta manera le estamos señalando la dirección en la que nuestros datos pueden ser analizados

2) Se determina el numero de “Lags” o lo que se puede entender como “Diviciones” que se tendrán.

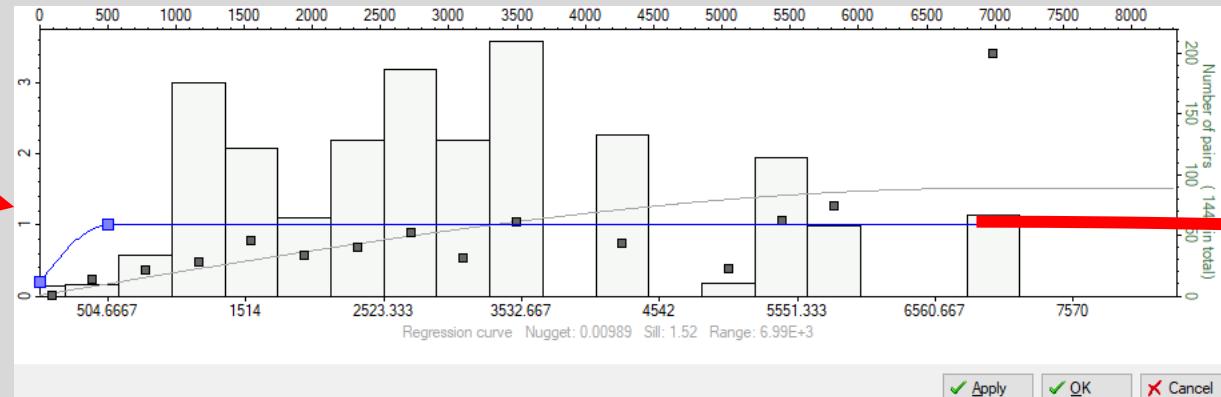


3) Al aumentar los "Lags" también cambia la distribución de los datos.

Lags = 8



Lags = 20



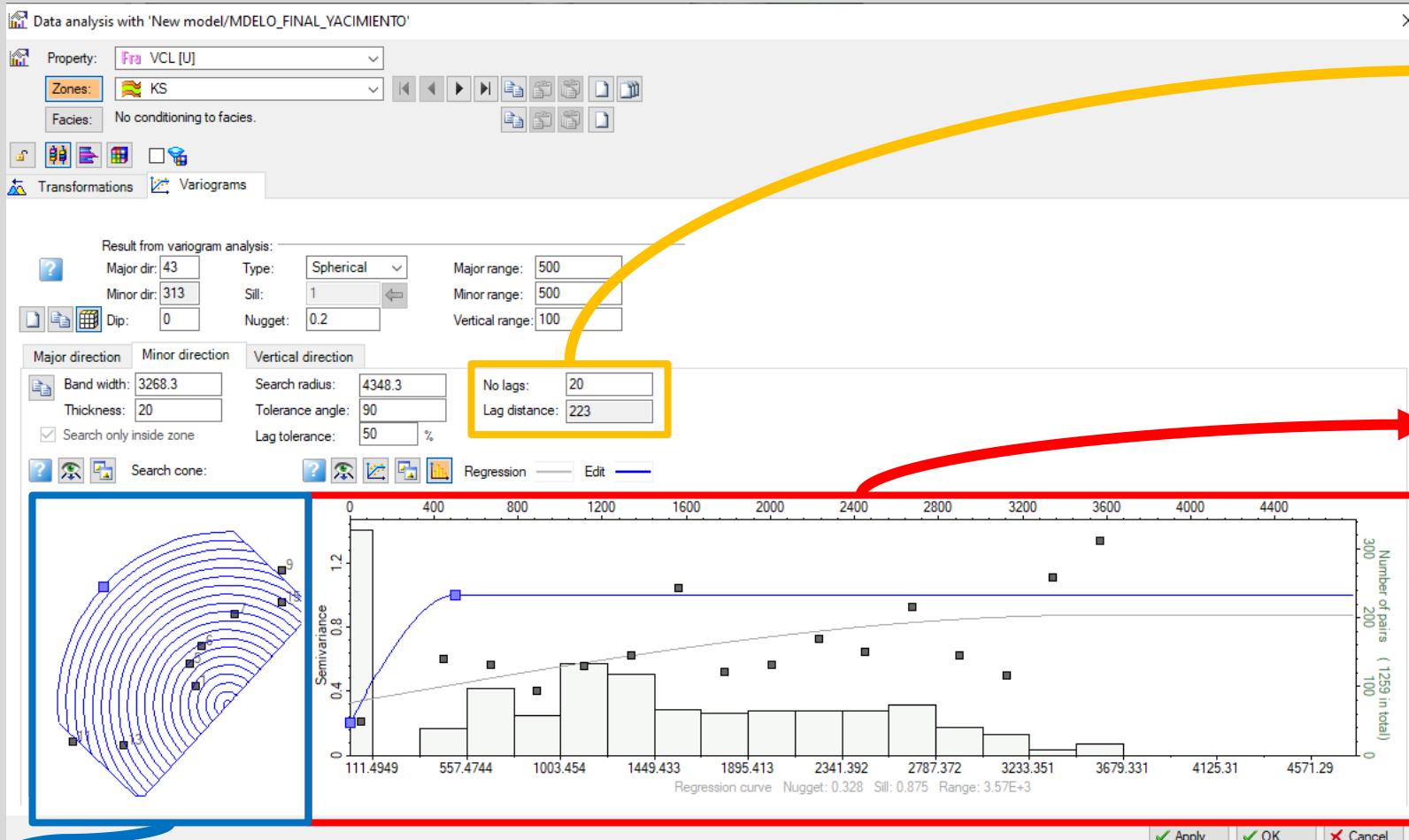
4) Se debe ajustar la distribución de los datos.

El programa da una sugerida (Linea gris) sin embargo, una vez mas esto es a decisión del interprete.

Sugerida por el programa

Ajuste final, decidido por el interprete

Sub - Menu #2 de “Minor Direction”



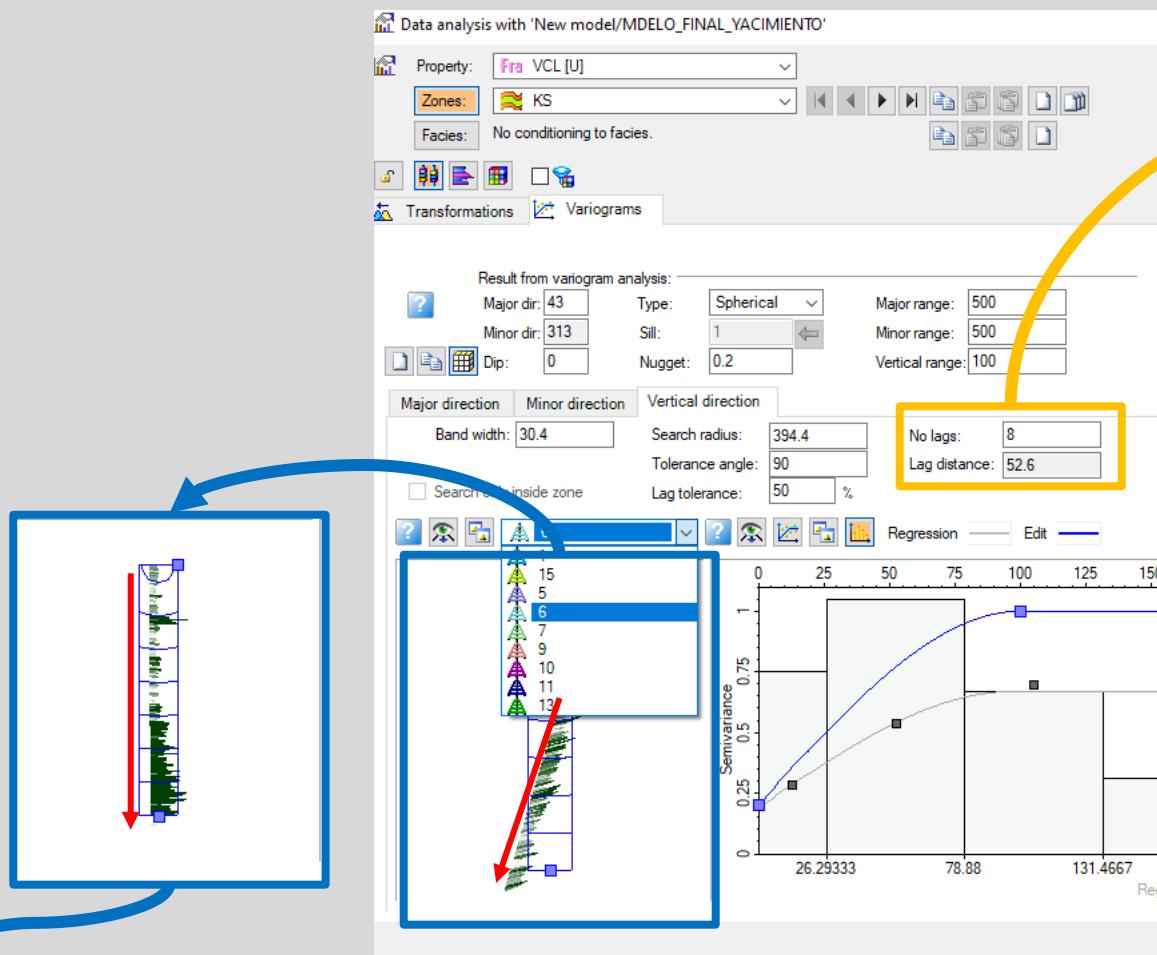
1) Se ajusta dicha figura a que abarque todos los pozos.

Este apartado delimita la dirección paralela de análisis, de esta manera le estamos señalando la dirección en la que nuestros datos pueden ser analizados

2) Se determina el numero de “Lags” o lo que se puede entender como “Diviciones” que se tendrán.

3) Se debe ajustar la distribución de los datos. El programa da una sugerida (Línea gris) sin embargo, una vez mas esto es a decisión del interprete.
Ajuste final (Línea Azul)

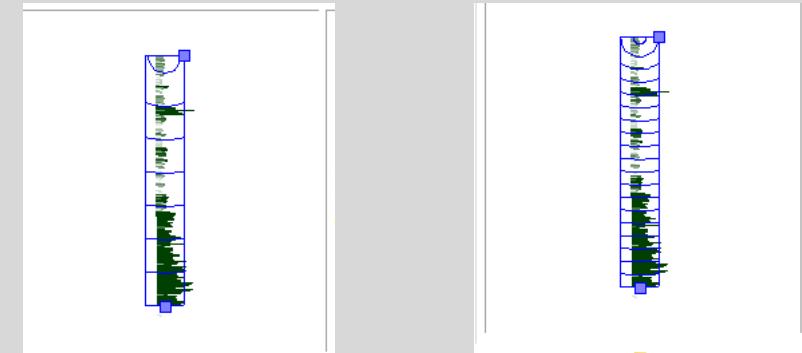
Sub - Menu #3 de “Vertical Direction”



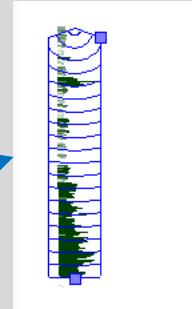
- 1) Se ajusta dicha figura a que abarque la dirección del registro de pozo (Vertical)
Recomienda el cambio a un pozo mas Vertical

2) Se determina el numero de “Lags” o lo que se puede entender como “Diviciones” que se tendrán.

Lags = 8 Lags = 20

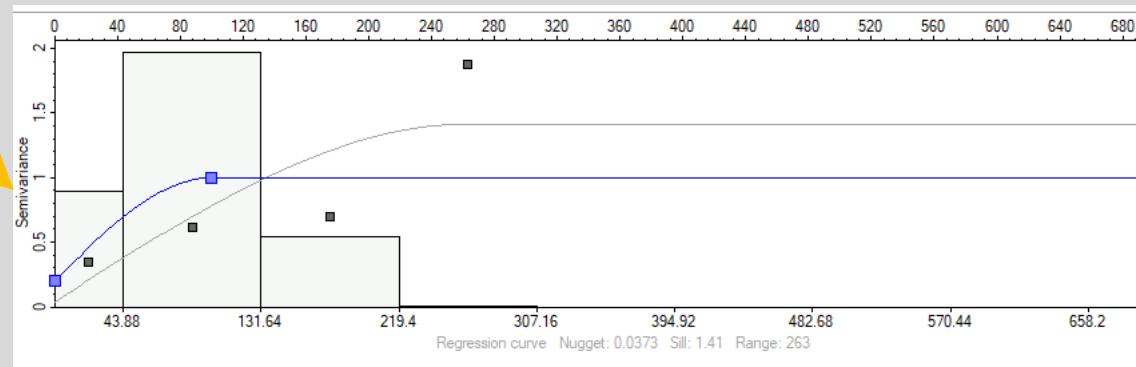


Final

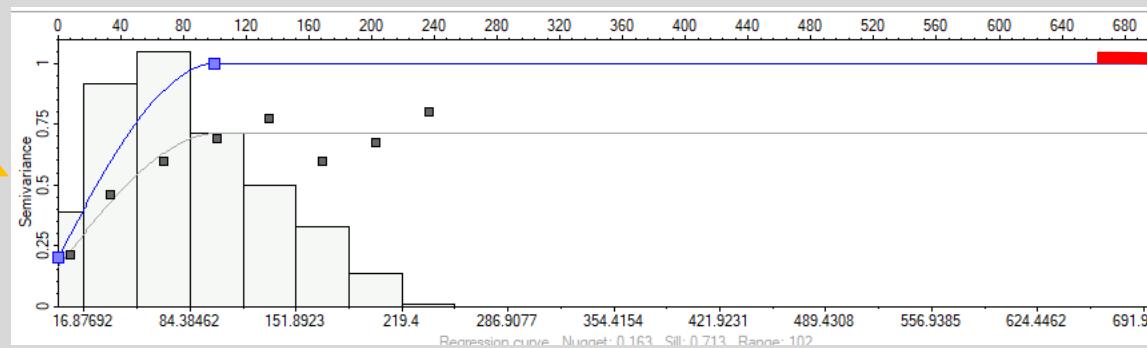


3) Al aumentar los "Lags" también cambia la distribución de los datos.

Lags = 8



Lags = 20



4) Se debe ajustar la distribución de los datos.

El programa da una sugerida (Linea gris) sin embargo, una vez mas esto es a decisión del interprete.

Ajuste final, decidido por el interprete

The screenshot shows the software interface for petrophysical modeling. On the left, a sidebar lists various modeling categories. A red box highlights the 'Petrophysical modeling' section. A blue arrow points from the 'Processes' tab in the bottom navigation bar to the 'Transformation' and 'Variograms' buttons in the main toolbar of the central window. The main window displays 'Petrophysical modeling with 'New model/MDELO_FINAL_YACIMIENTO''. It shows 'Modeling settings' with 'Existing property: Fra VCL [U]' and 'Status: Is upscaled'. The 'Zone settings' tab is selected, showing 'Zones: KS' and 'Facies: No conditioning to facies. The zone is modeled in one single operation.' Below this, a dropdown menu 'Method for zone/facies:' is set to 'Sequential Gaussian simulation'. The bottom toolbar includes buttons for 'Variogram', 'Distribution', 'Co-kriging', 'Trends', 'Expert', and 'Hint'. A blue bracket on the right groups the 'Transformation' and 'Variograms' buttons, with the text 'Se selecciona basado en el previo "Análisis de datos realizado" cual análisis se desea usar: 1) Transformation 2) Variograms' below it. A yellow bracket groups the 'KS' zone selection and the 'Sequential Gaussian simulation' method selection, with the text 'En nuestro caso se seleccionan ambos dado que se realizo el análisis con ambos' below it. A red bracket groups the 'Fra VCL [U]' property selection and the 'KS' zone selection, with the text 'Se selecciona la propiedad que se desea analizar' above it. Another red bracket groups the 'KS' zone selection and the 'Method for zone/facies:' dropdown, with the text 'Se selecciona la "Zona" que se desea analizar' above it. A red bracket groups the 'Method for zone/facies:' dropdown and the expanded list of methods, with the text 'Se selecciona el método para estimar el valor' above it.

Se selecciona basado en el previo “Análisis de datos realizado” cual análisis se desea usar:

- 1) Transformation
- 2) Variograms

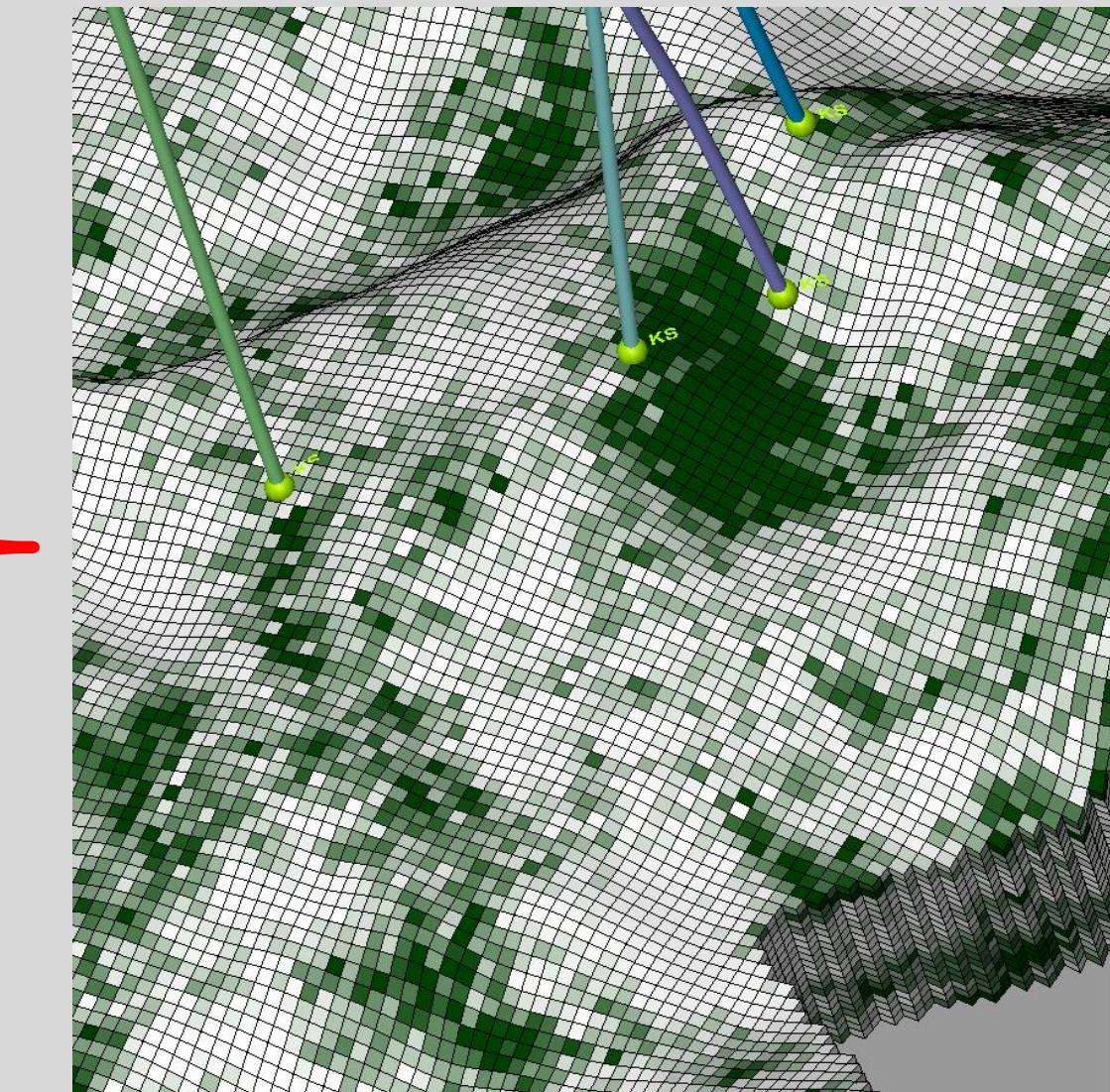
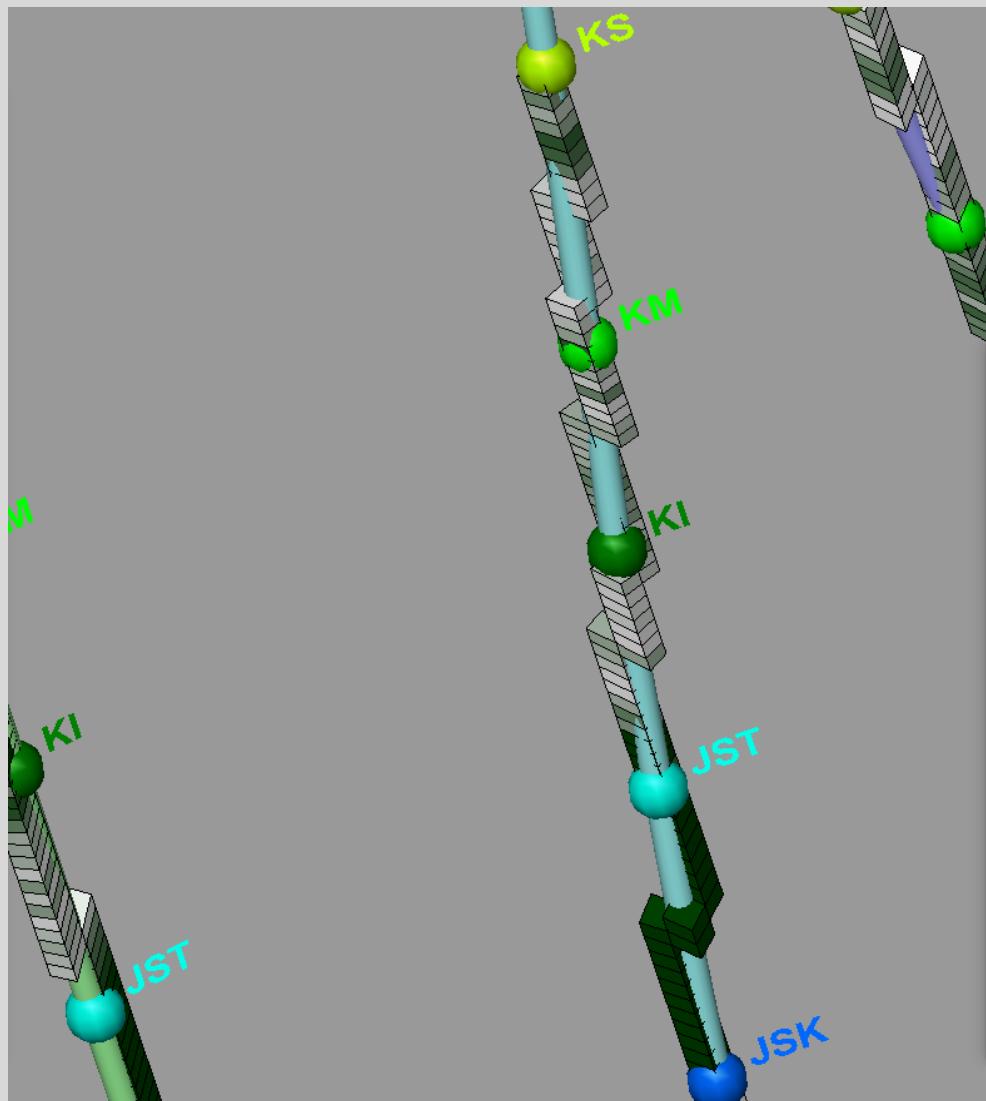
En nuestro caso se seleccionan ambos dado que se realizo el análisis con ambos

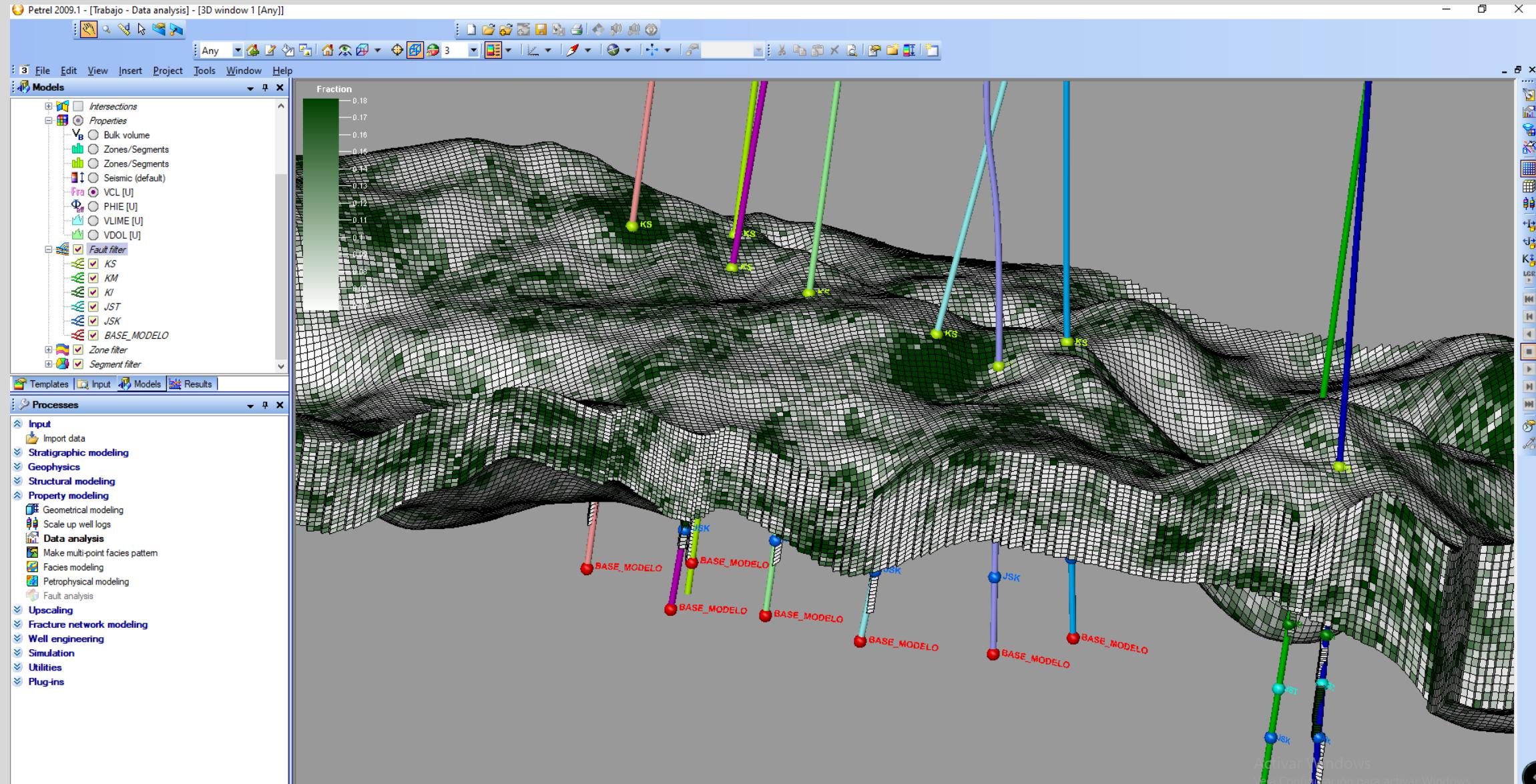
Se selecciona la propiedad que se desea analizar

Se selecciona la “Zona” que se desea analizar

Se selecciona el método para estimar el valor

Se aplica el modelado y el escalamiento se convierte en un modelo por celdas





ANEXO #2: Tipos de Metodos

#1 Kriging:

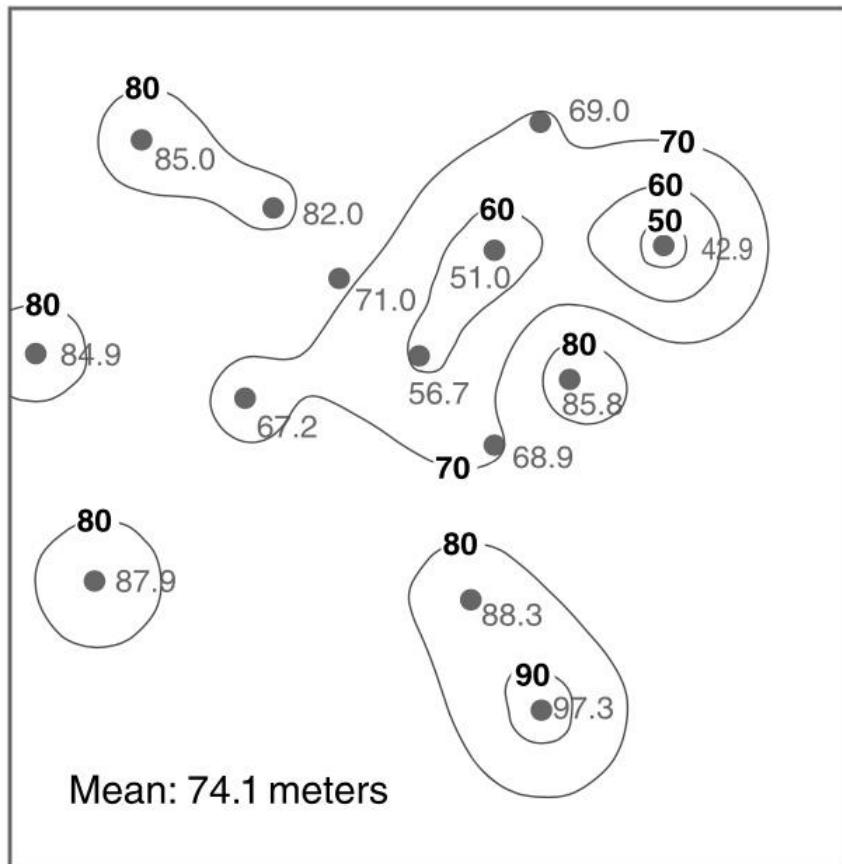
Es un método para estimar el valor de una superficie en una ubicación sin muestrear de una manera estadísticamente rigurosa para minimizar el error involucrado en la predicción.

La estimación se realiza interpolando un valor entre los pozos donde la influencia de los valores individuales de los pozos en la estimación se pondera utilizando el modelo de variograma.

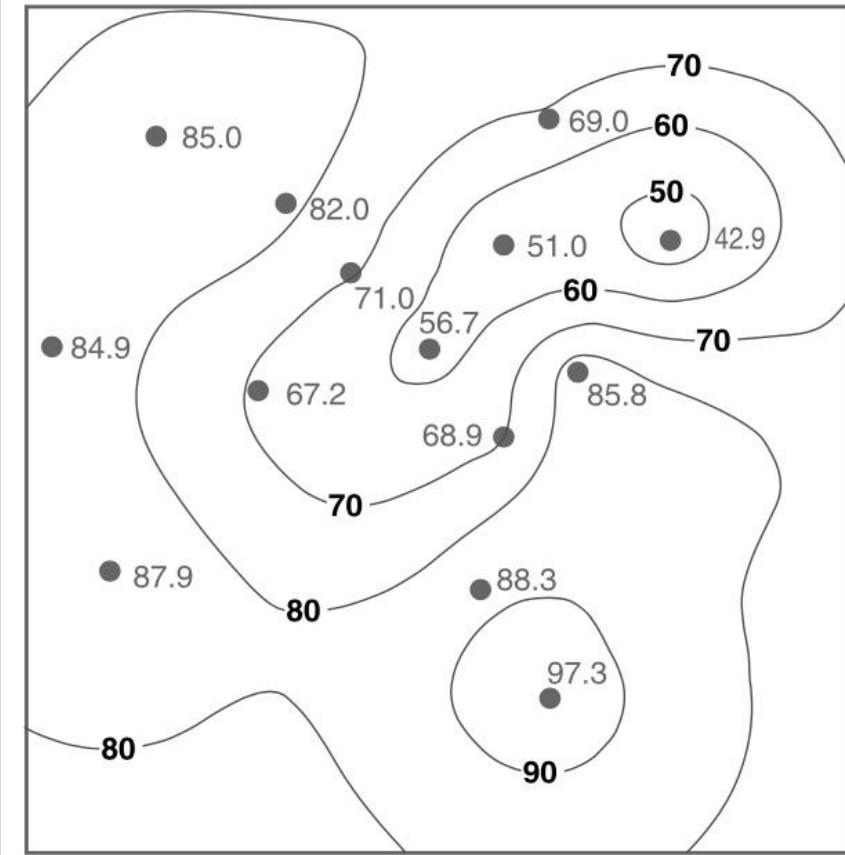
Kriging es un método tan riguroso para crear mapas que, en las áreas más allá de la influencia de los puntos de datos, la superficie se suavizará hasta el valor medio de los datos. Esto sucederá si el rango del variograma es menor que la distancia media entre pozos.

Los mapas producidos pueden parecer estéticamente desagradables para el geólogo, pero, en un sentido estricto, serán estadísticamente válidos dados los datos de entrada. Por tanto, la aparición de **mapas kriged es sensible a los rangos utilizados en el modelo de variograma.**

Un rango corto creará un ajuste local del valor medio creando los mapas de aspecto feo

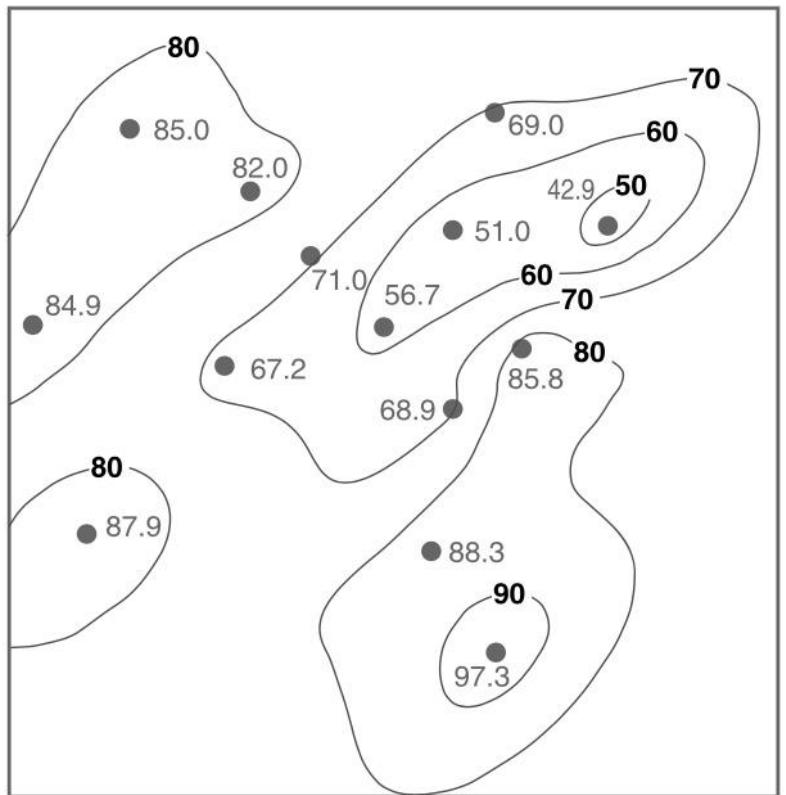


b) Kriged map, range 1000 x 1000 m



c) Kriged map, range 2000 x 2000 m

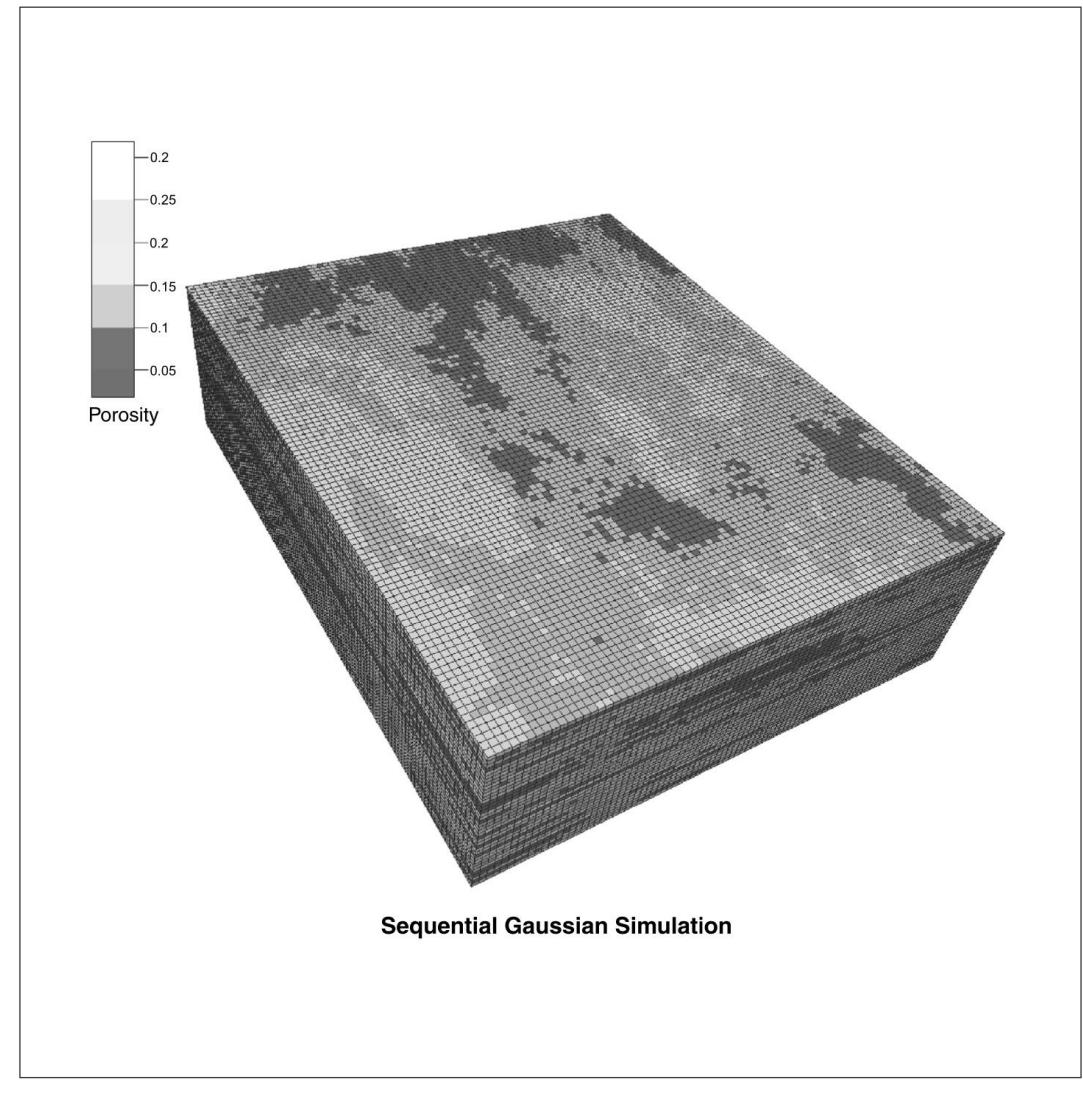
Si se usa un rango largo, cada punto tiene un radio de influencia grande y los mapas comienzan a parecer más razonables desde un punto de vista geológico.



d) Kriged map, range 2000 x 1000 m
Anisotropy angle 45°N

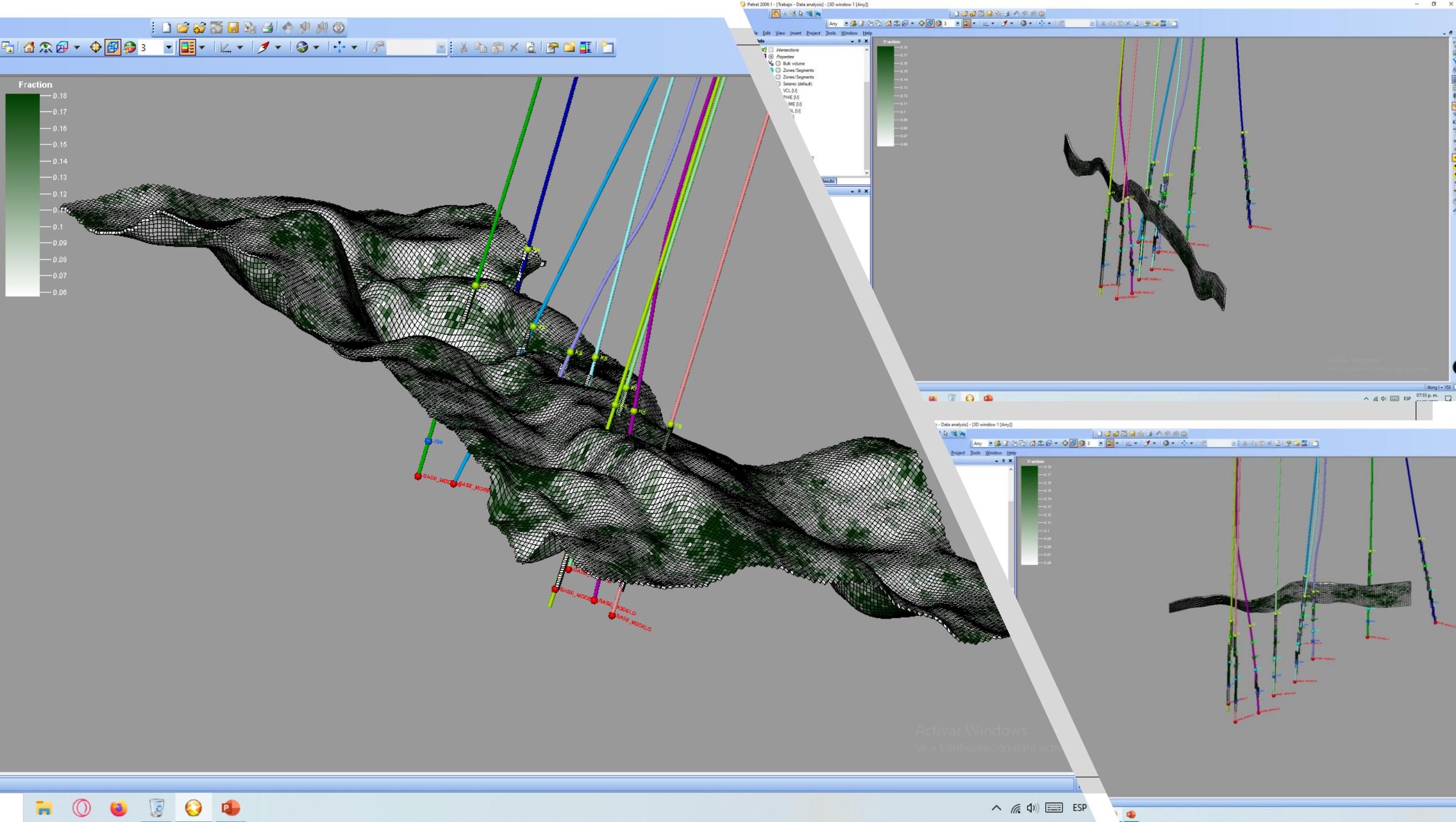
Kriging utiliza el modelo de variograma para producir un conjunto óptimo de pesos para interpolar entre puntos de datos, y los pesos mismos pueden cambiar según el grado de anisotropía.

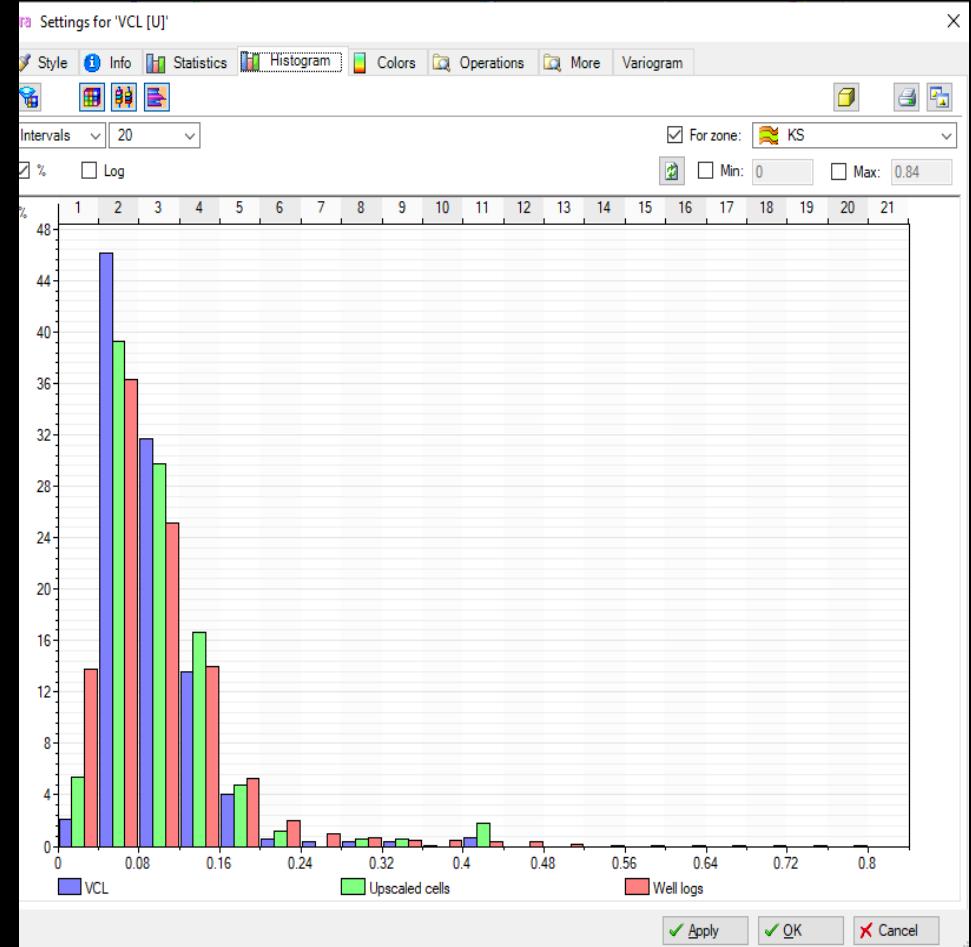
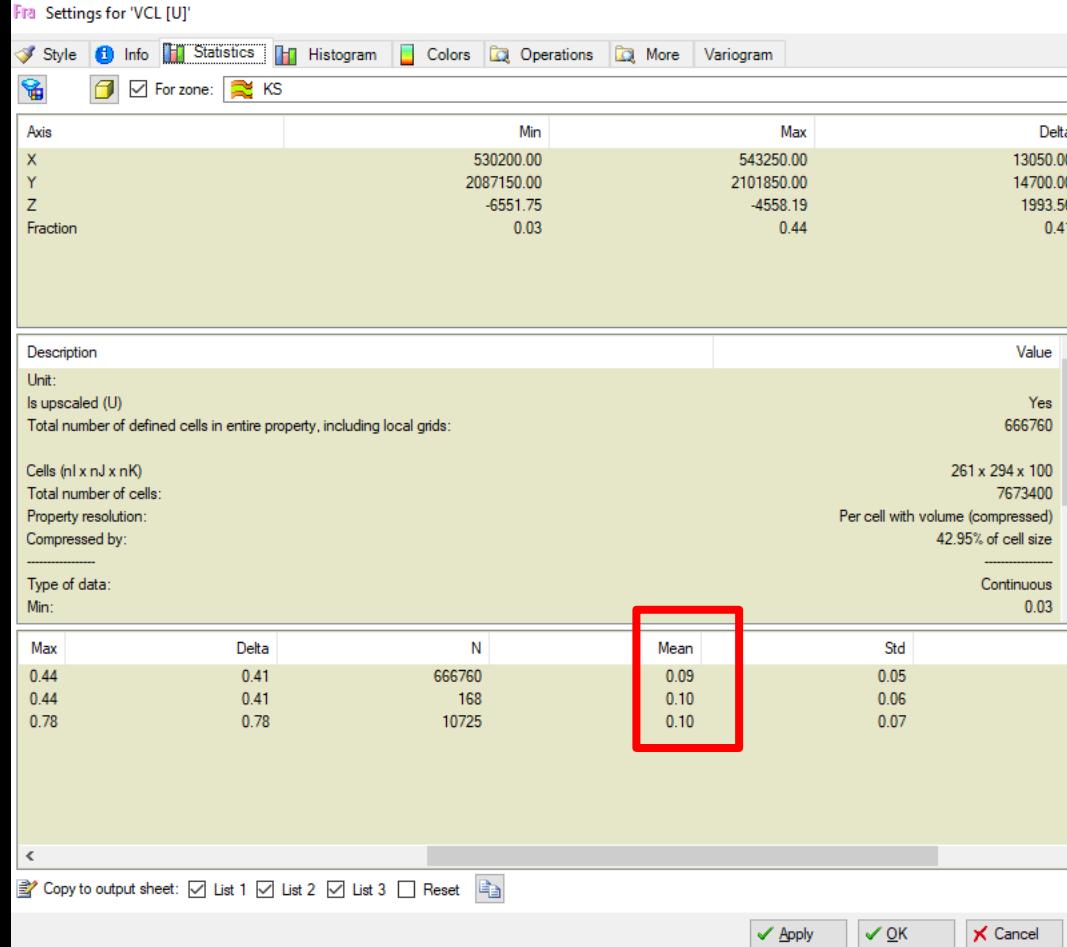
ANEXO #3: Tipos de Metodos



#2 “Sequential Gaussian Simulation”

El algoritmo secuencial de simulación gaussiana es adecuado para variables continuas como las propiedades de las rocas.



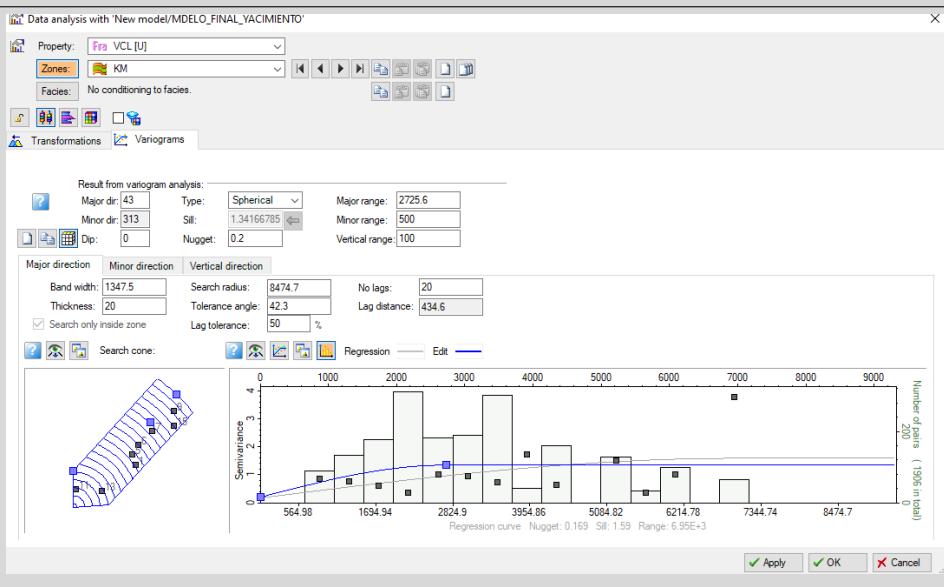
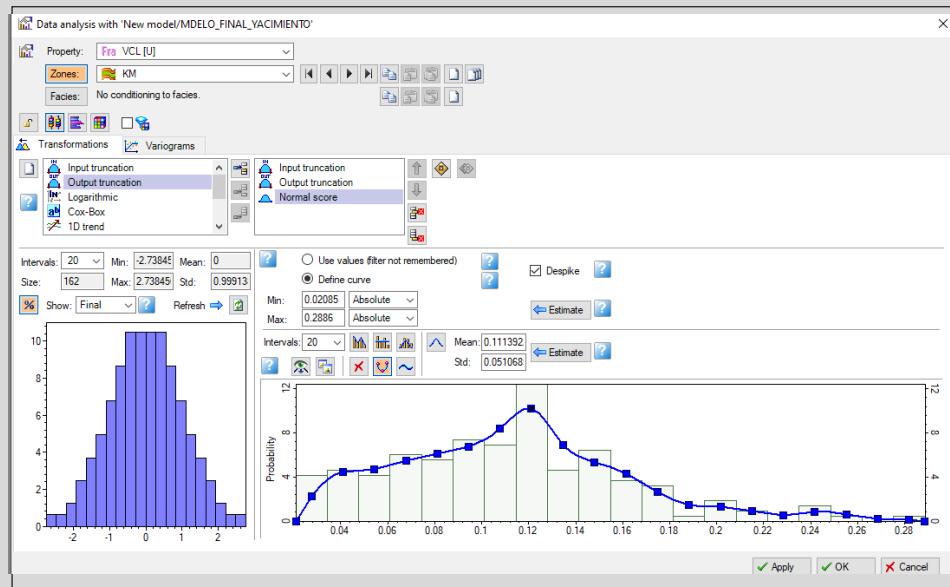


ANALISIS DE LA CALIDAD DE DATO

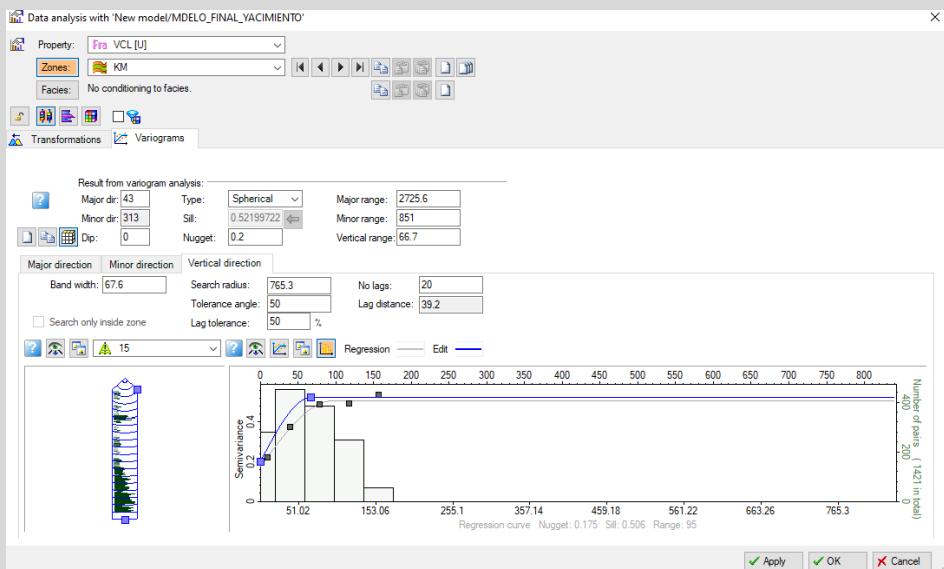
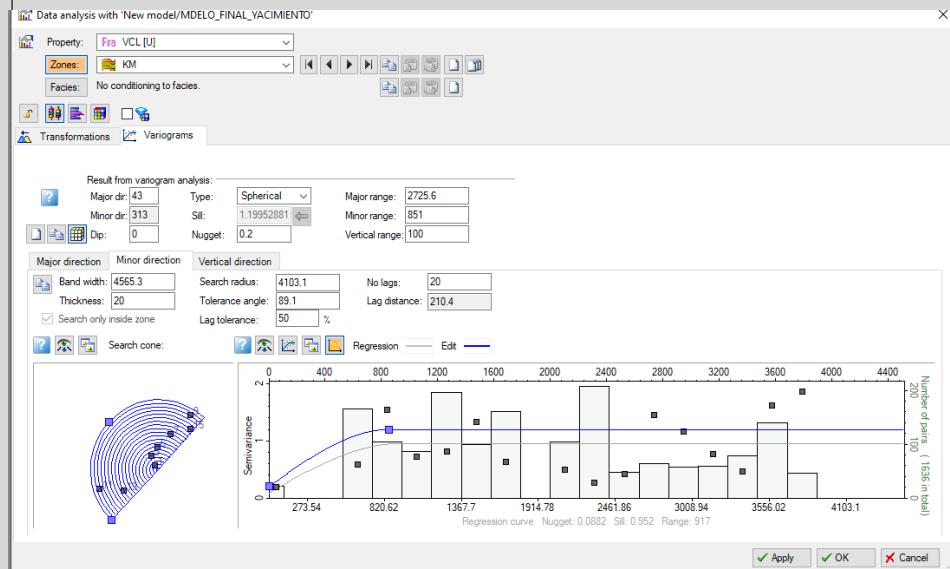
Se evalúa la calidad del dato, **entre mas similar sean entre si es mejor calidad de dato**, dado que el escalamiento y el modelado reproducen con mejor fidelidad el dato del registro geofísico de pozo.

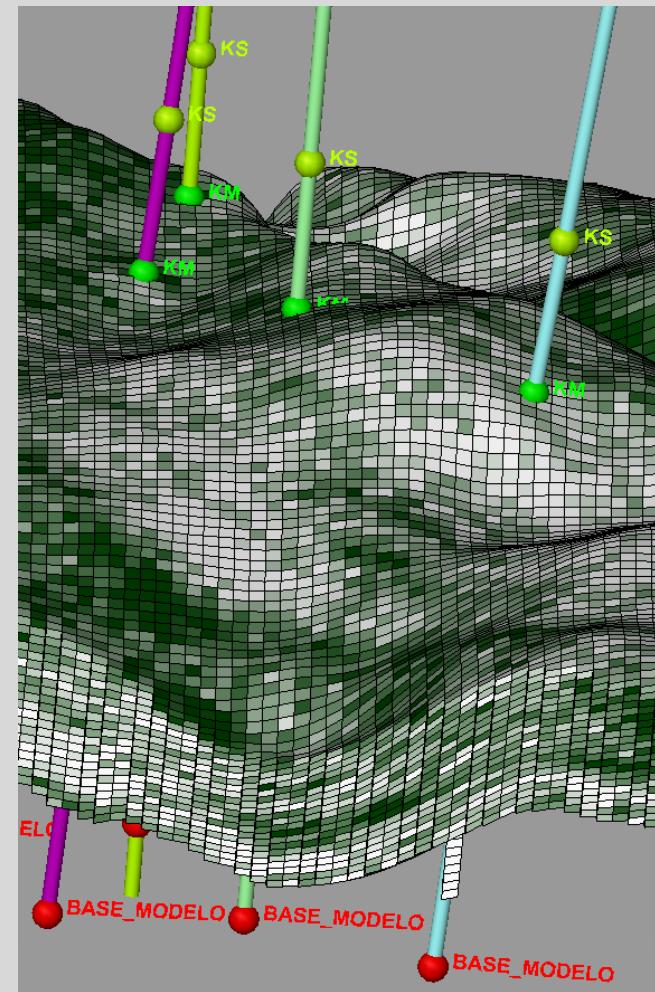
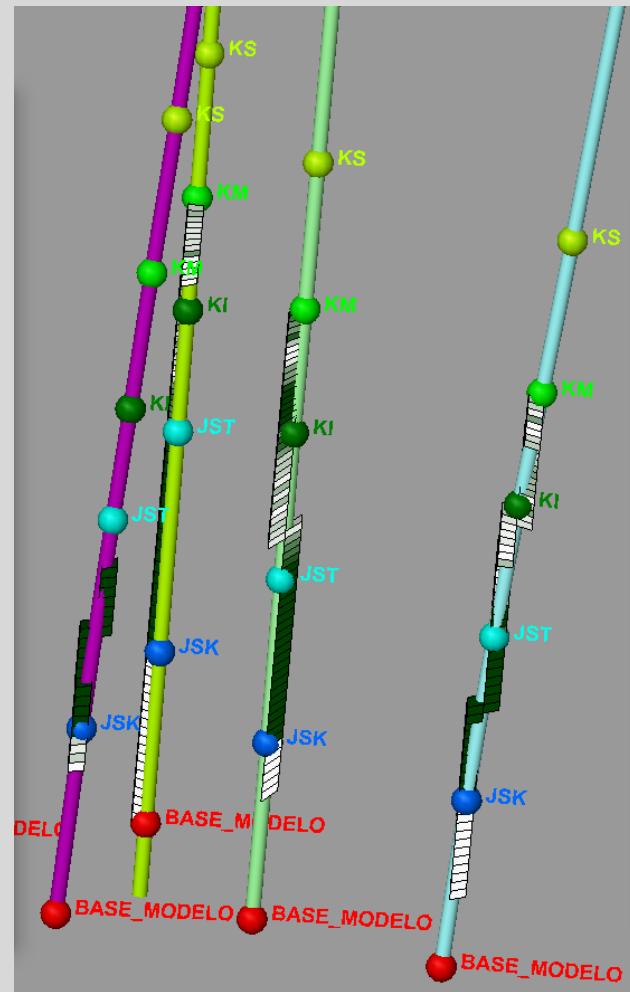
EL PROCEDIMIENTO
SEÑALADO PARA LA
ZONA “KS” SE
REALIZA PARA LAS
DEMÁS ZONAS

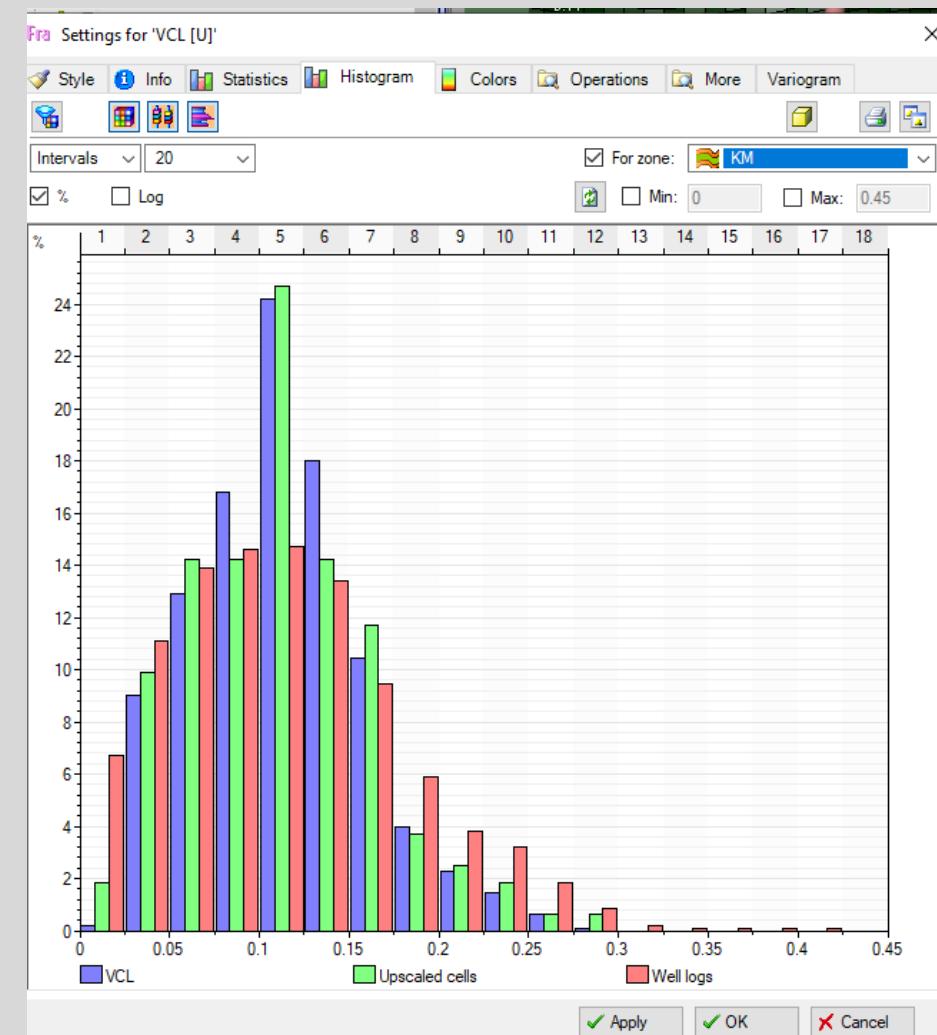
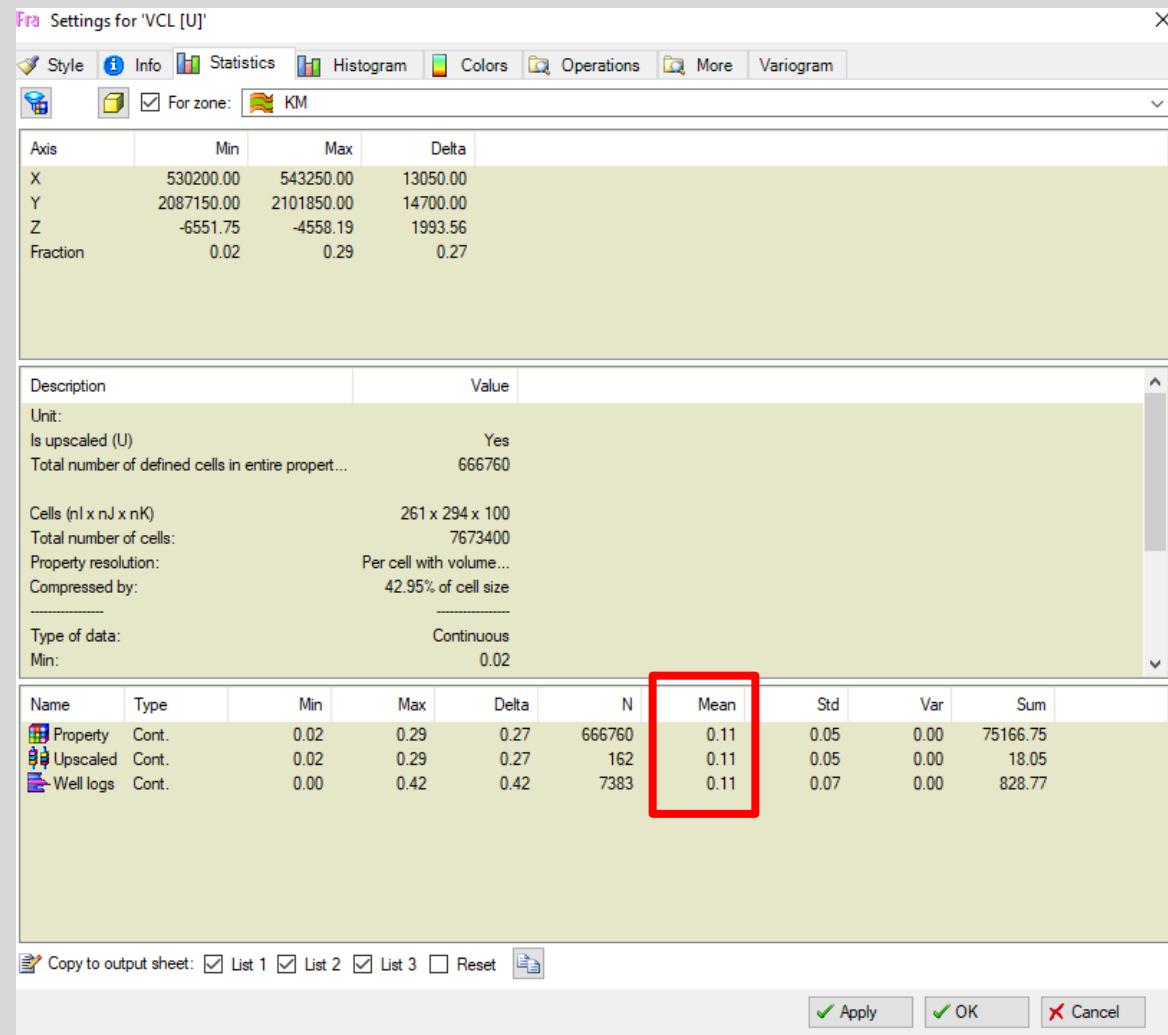
Se exemplifica de manera
mas breve en esta ocacion,
dado que es el mismo
procedimiento

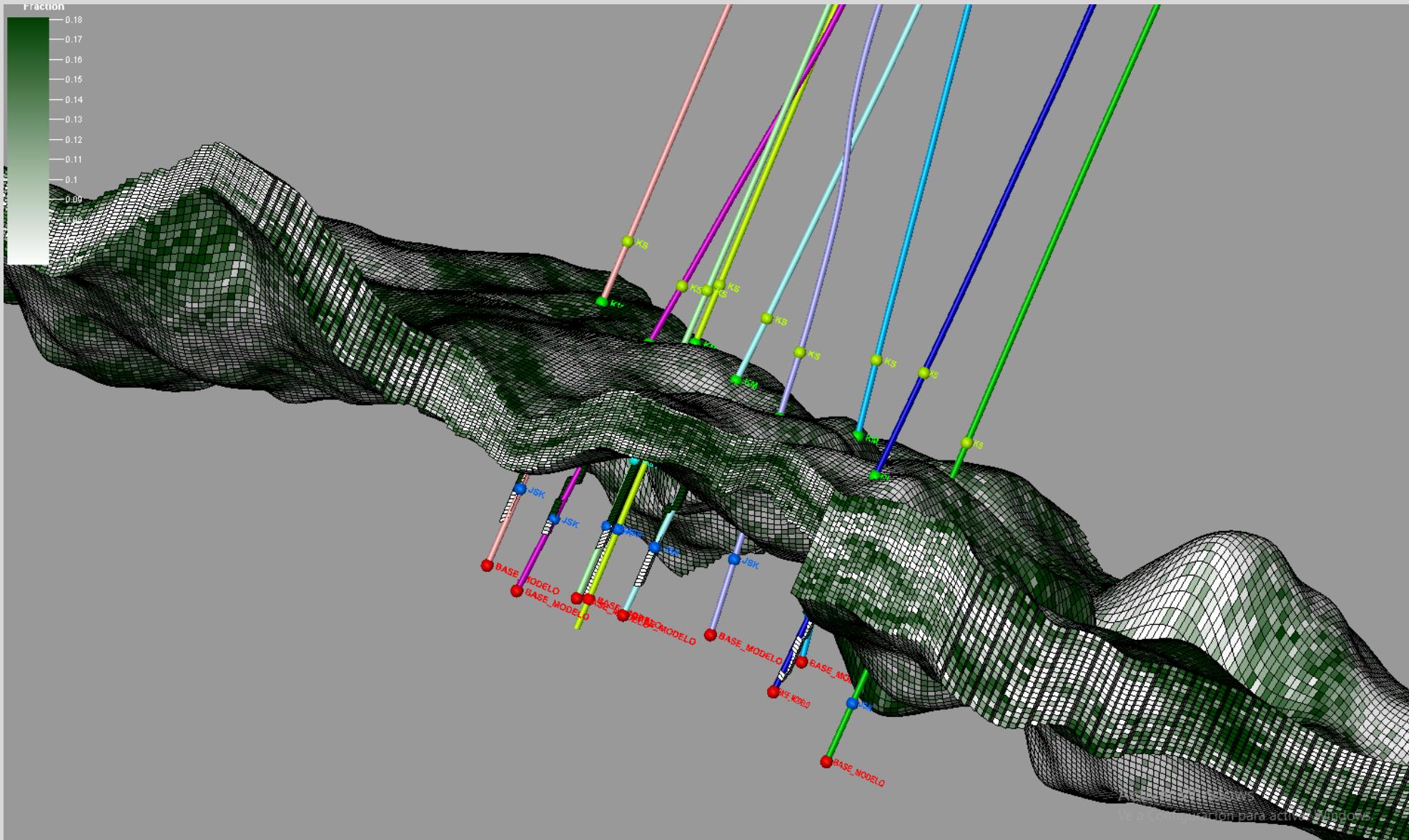


KM

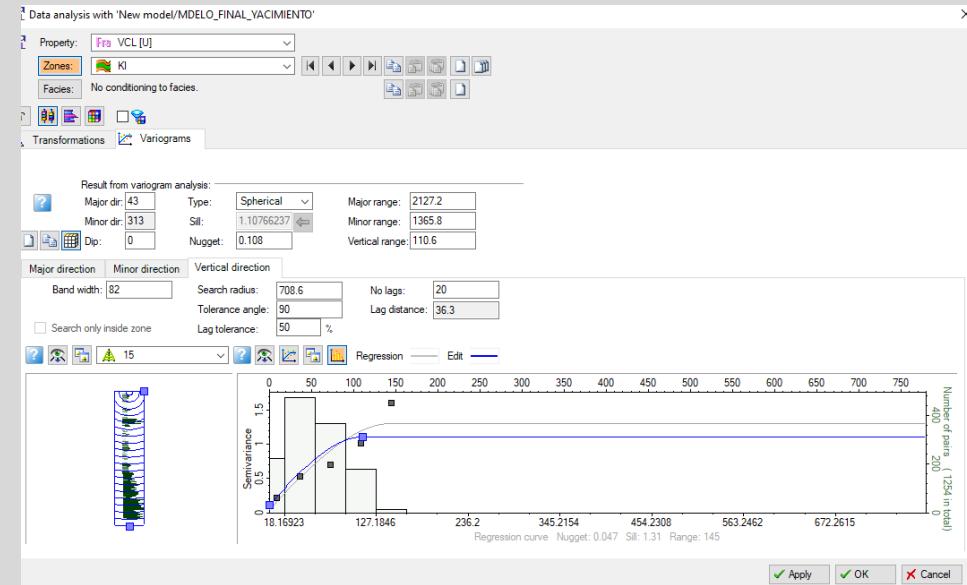
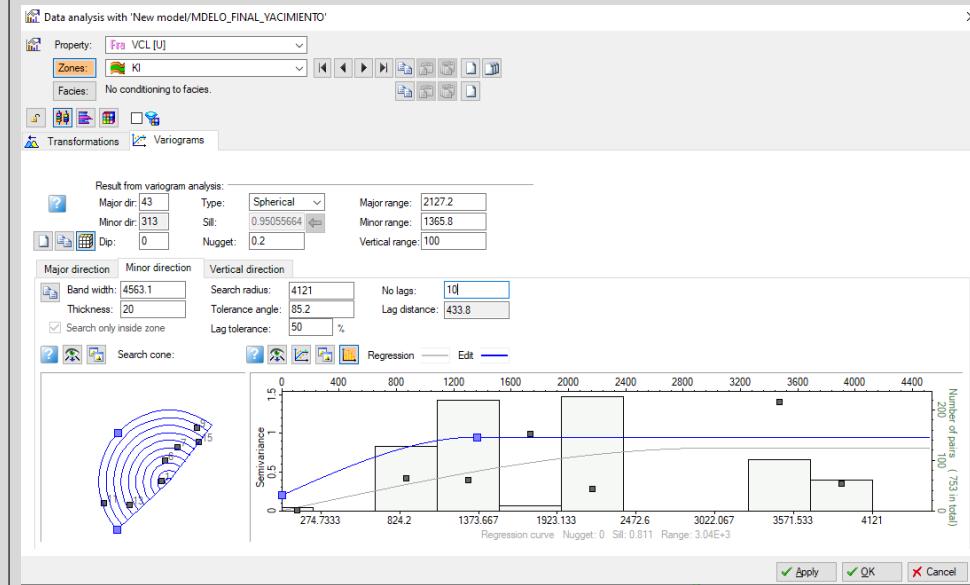
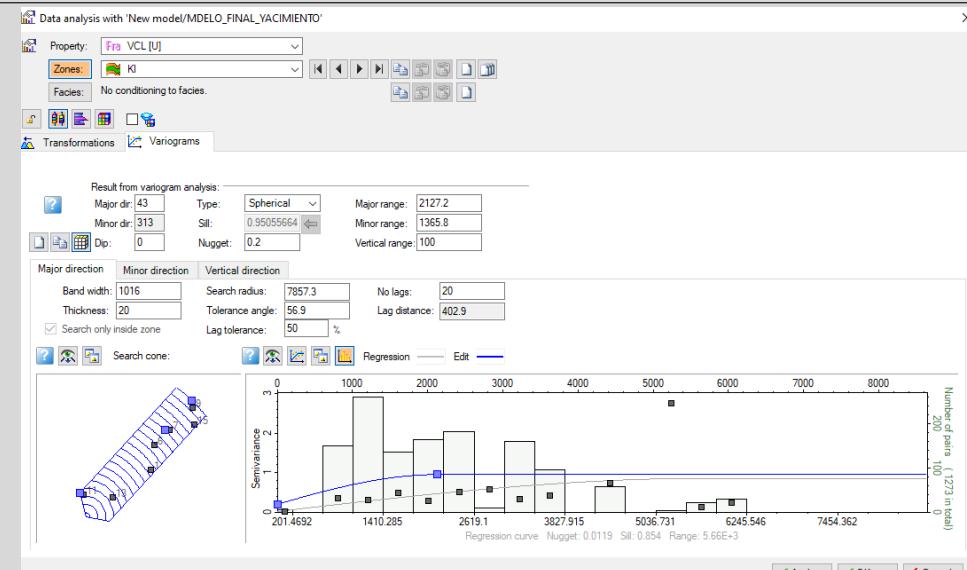
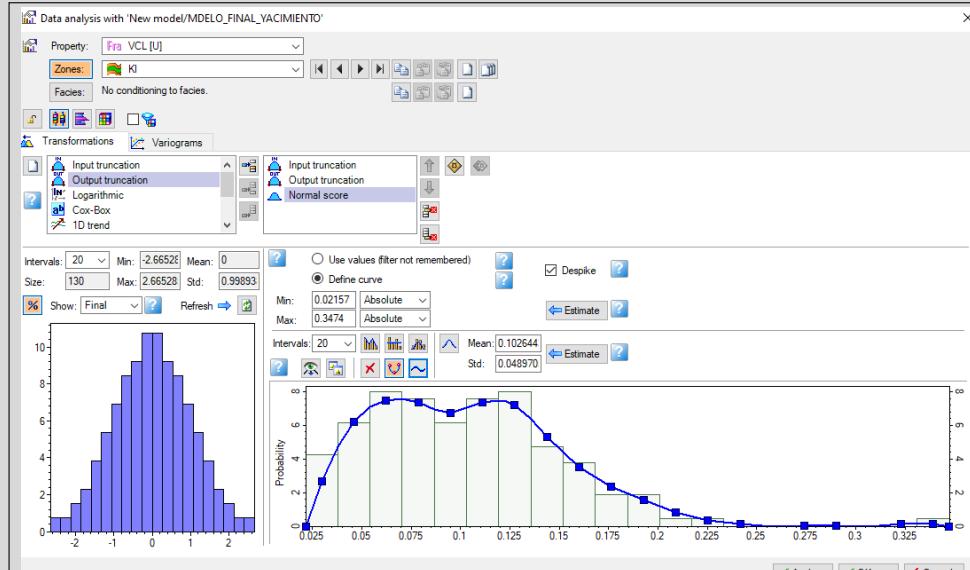


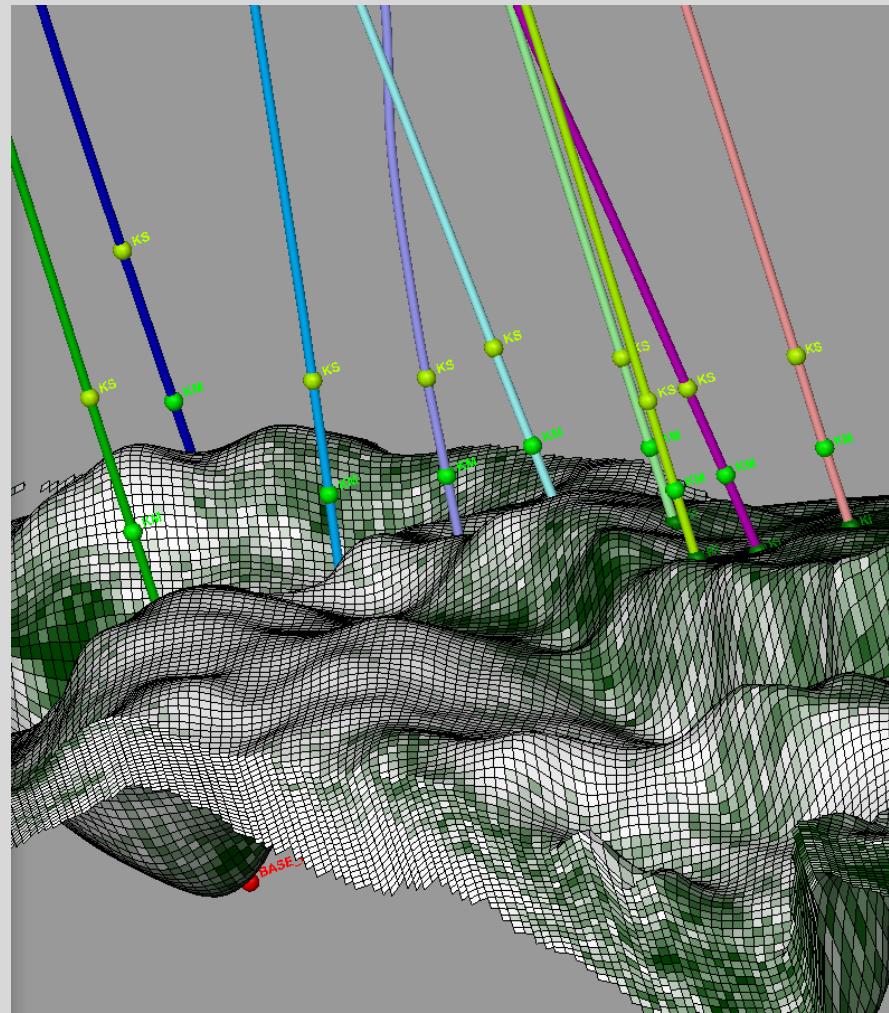
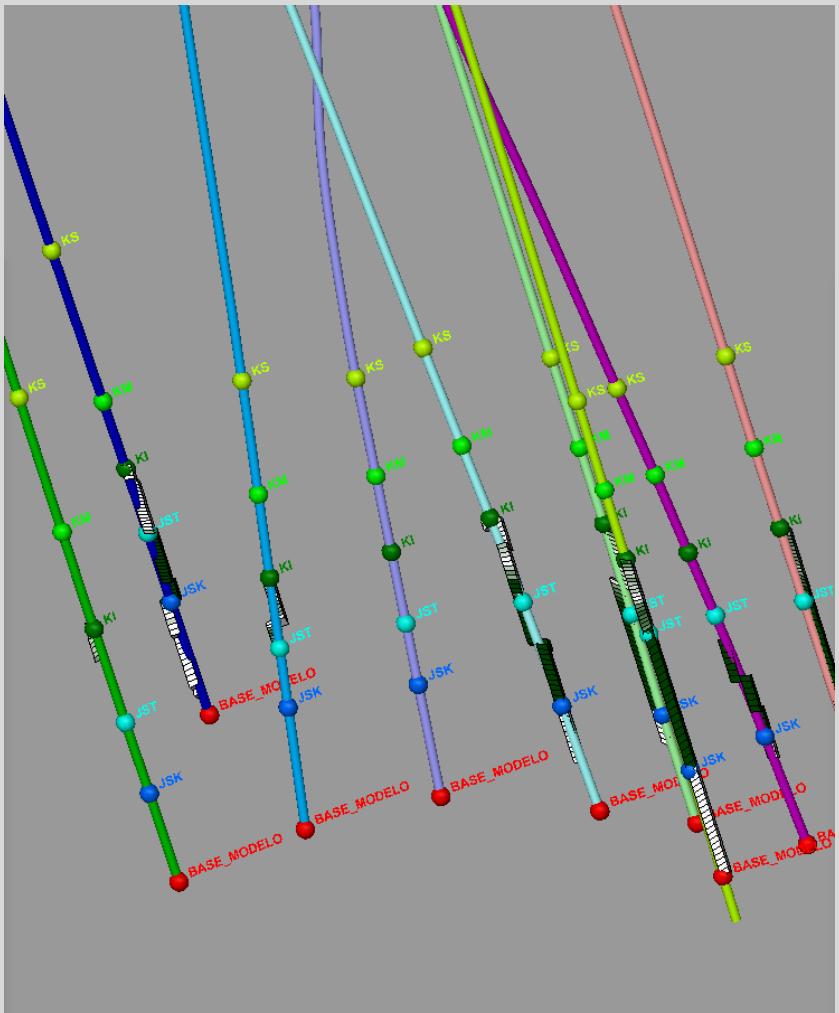


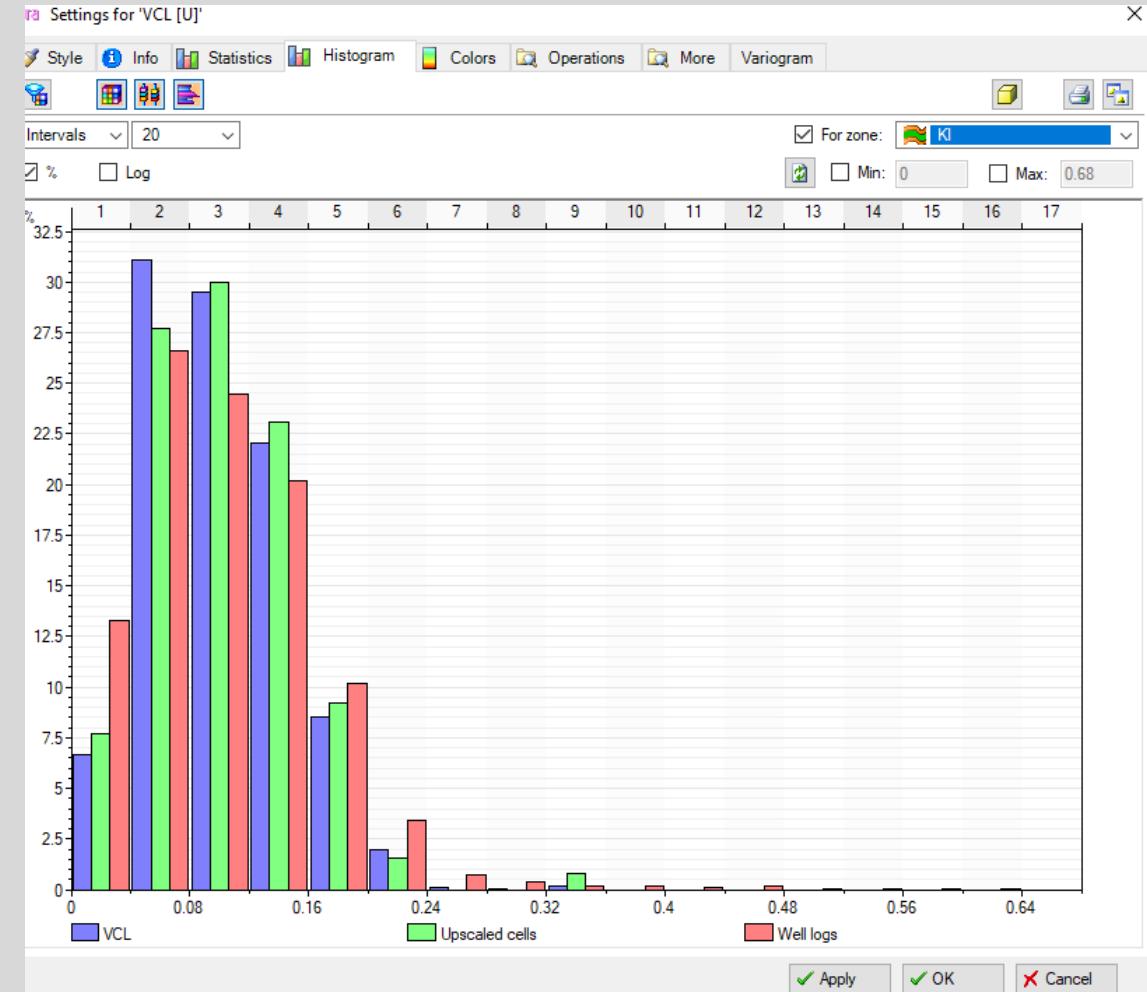
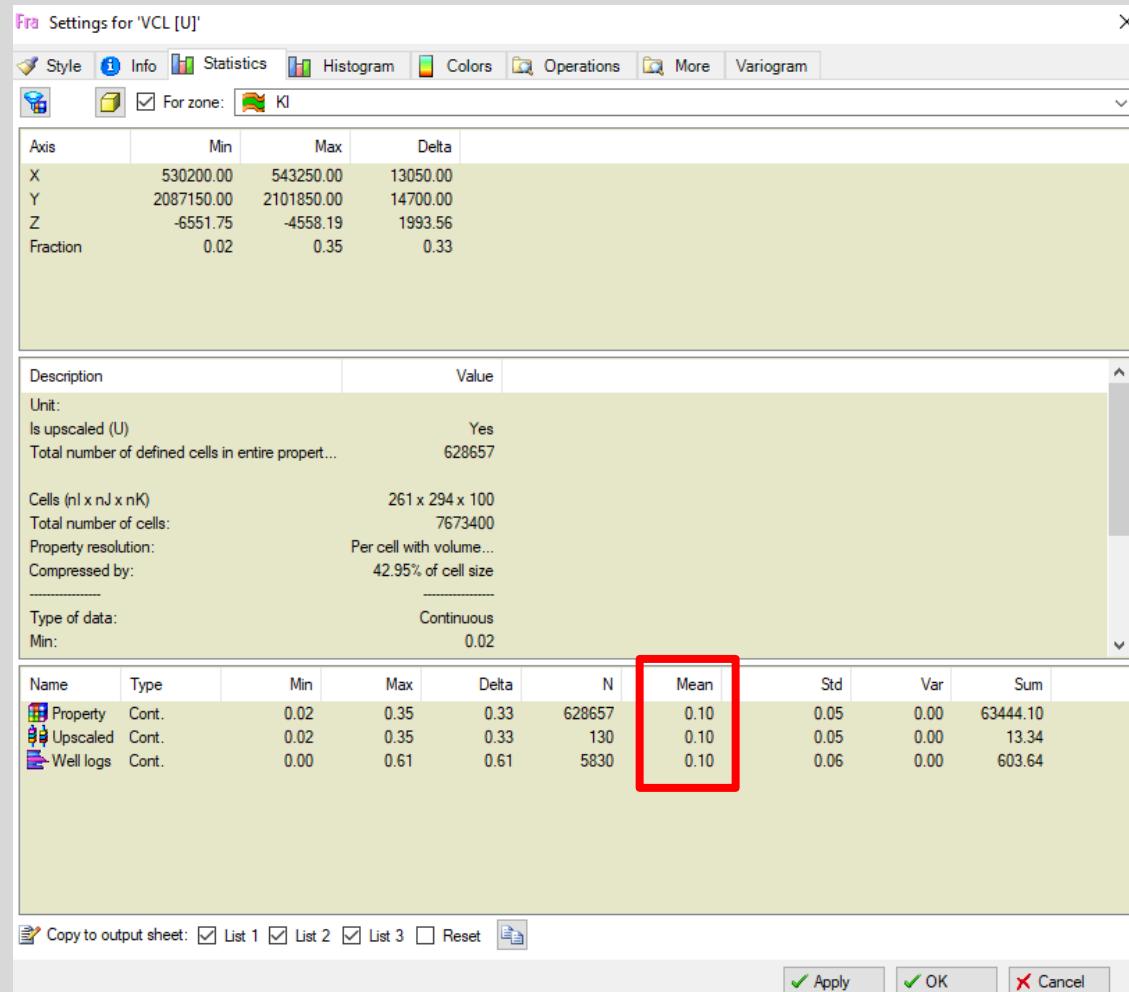


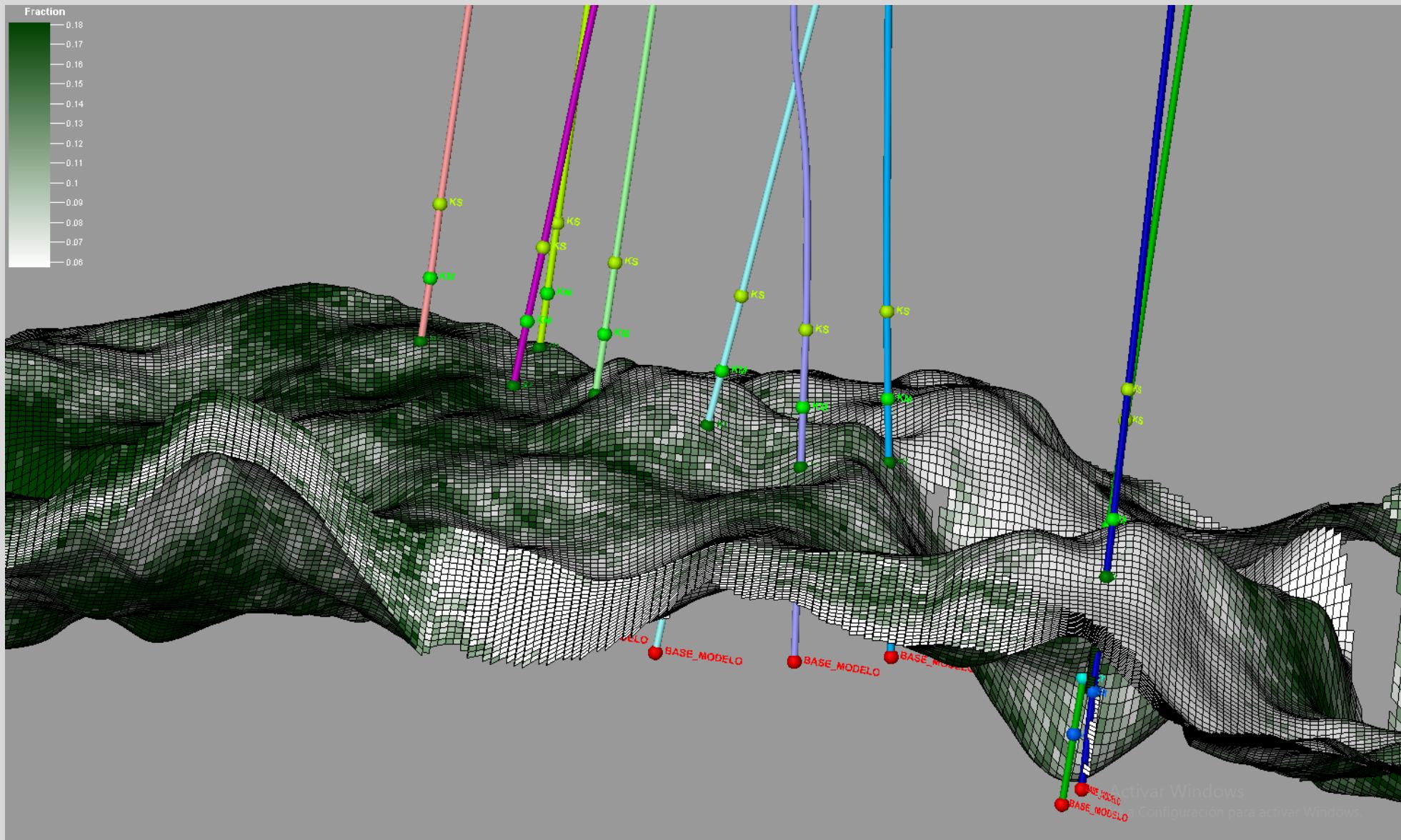


KI

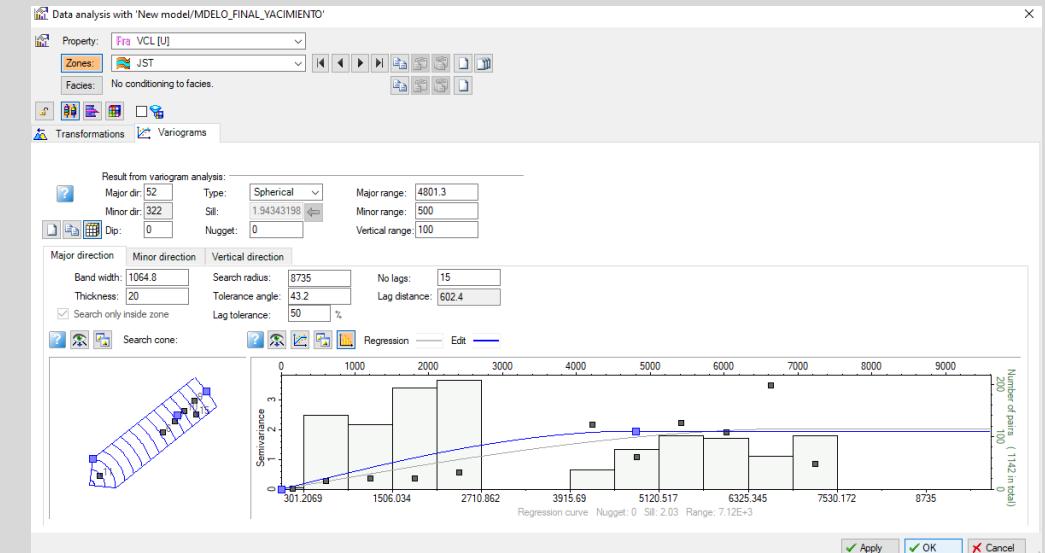
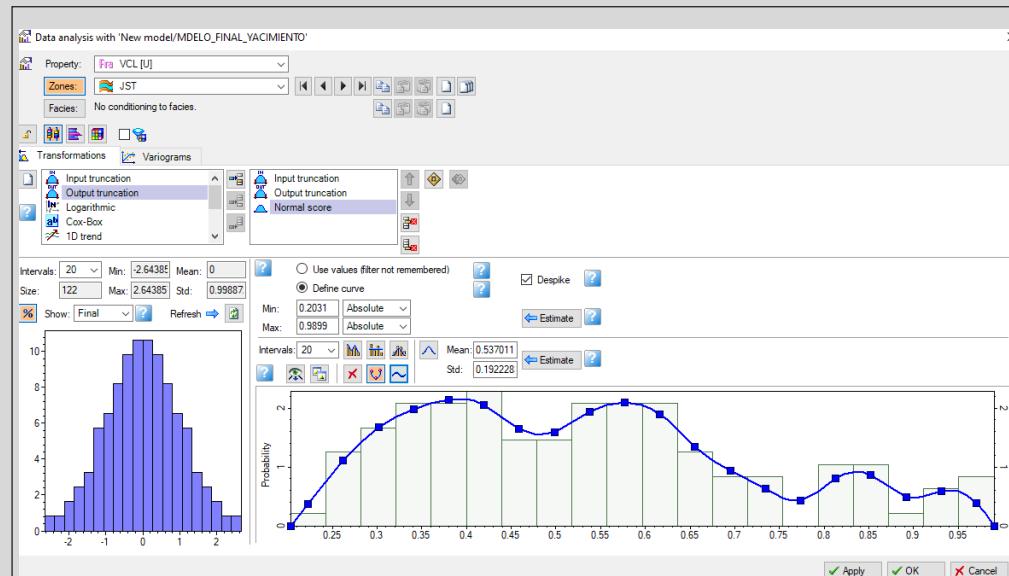




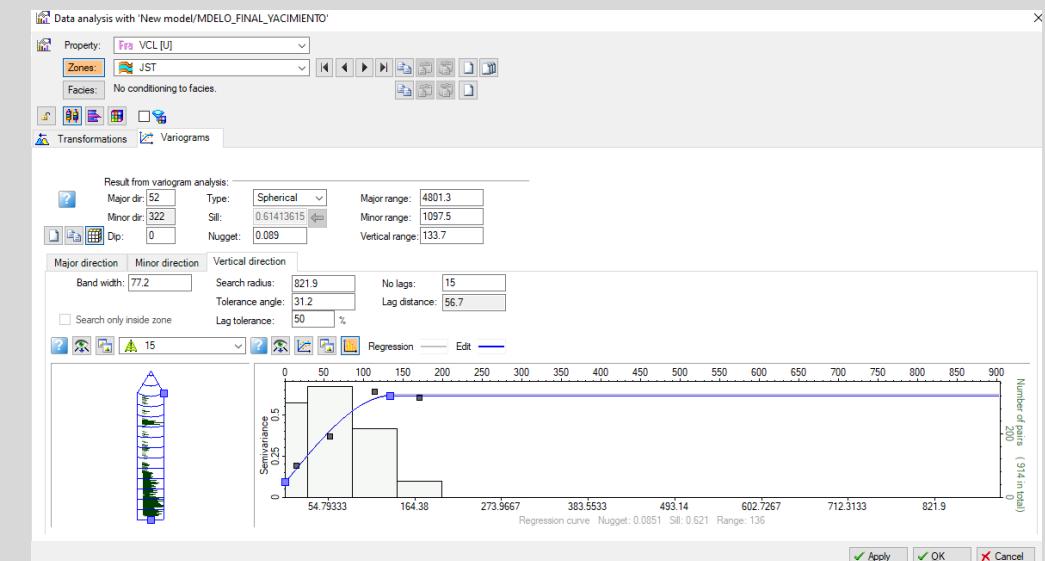
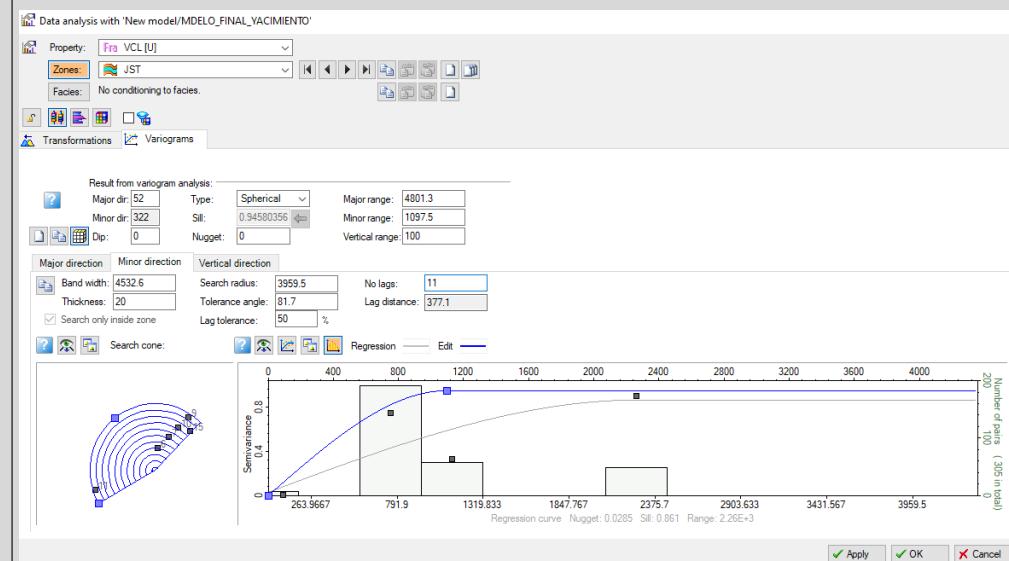


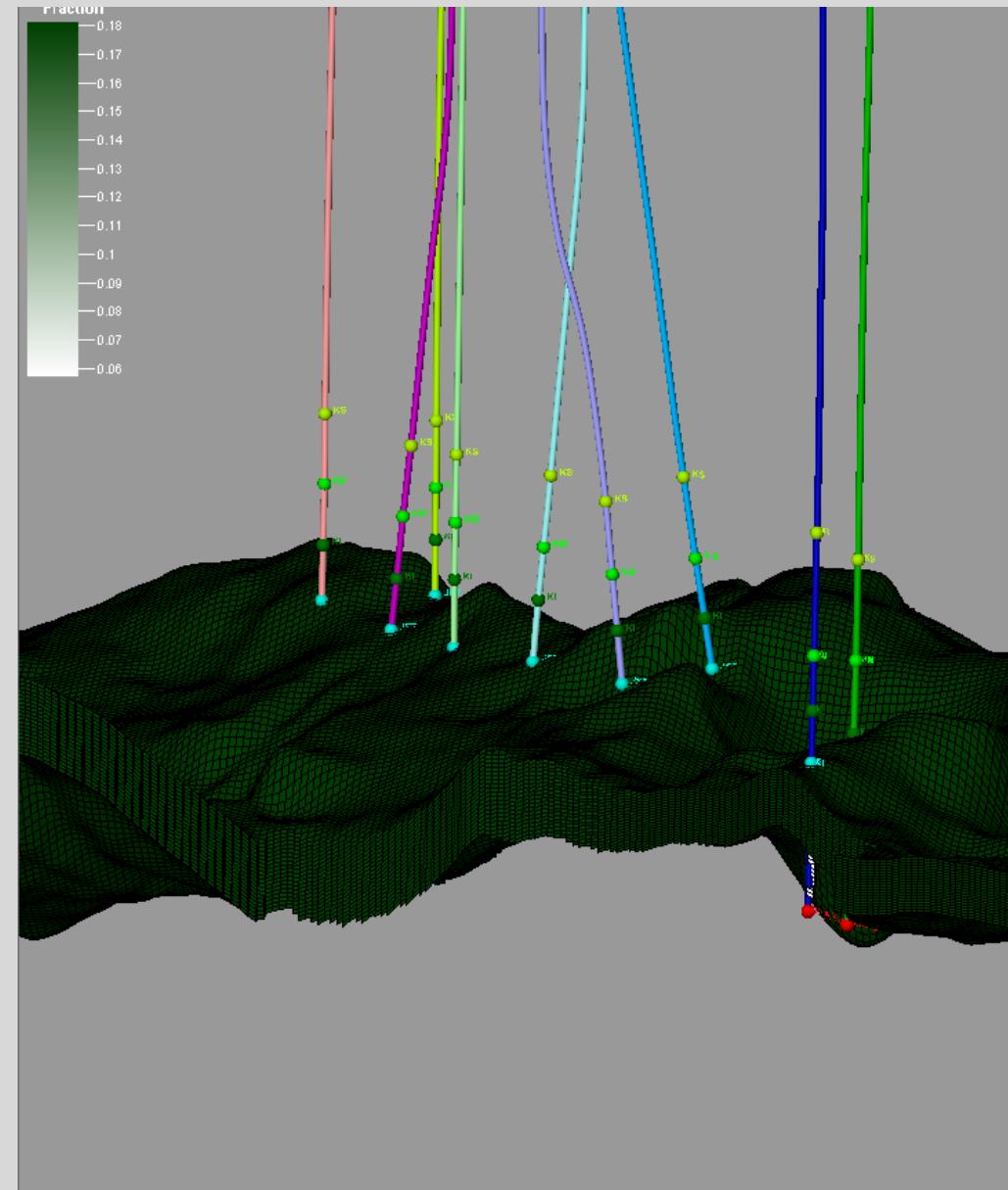
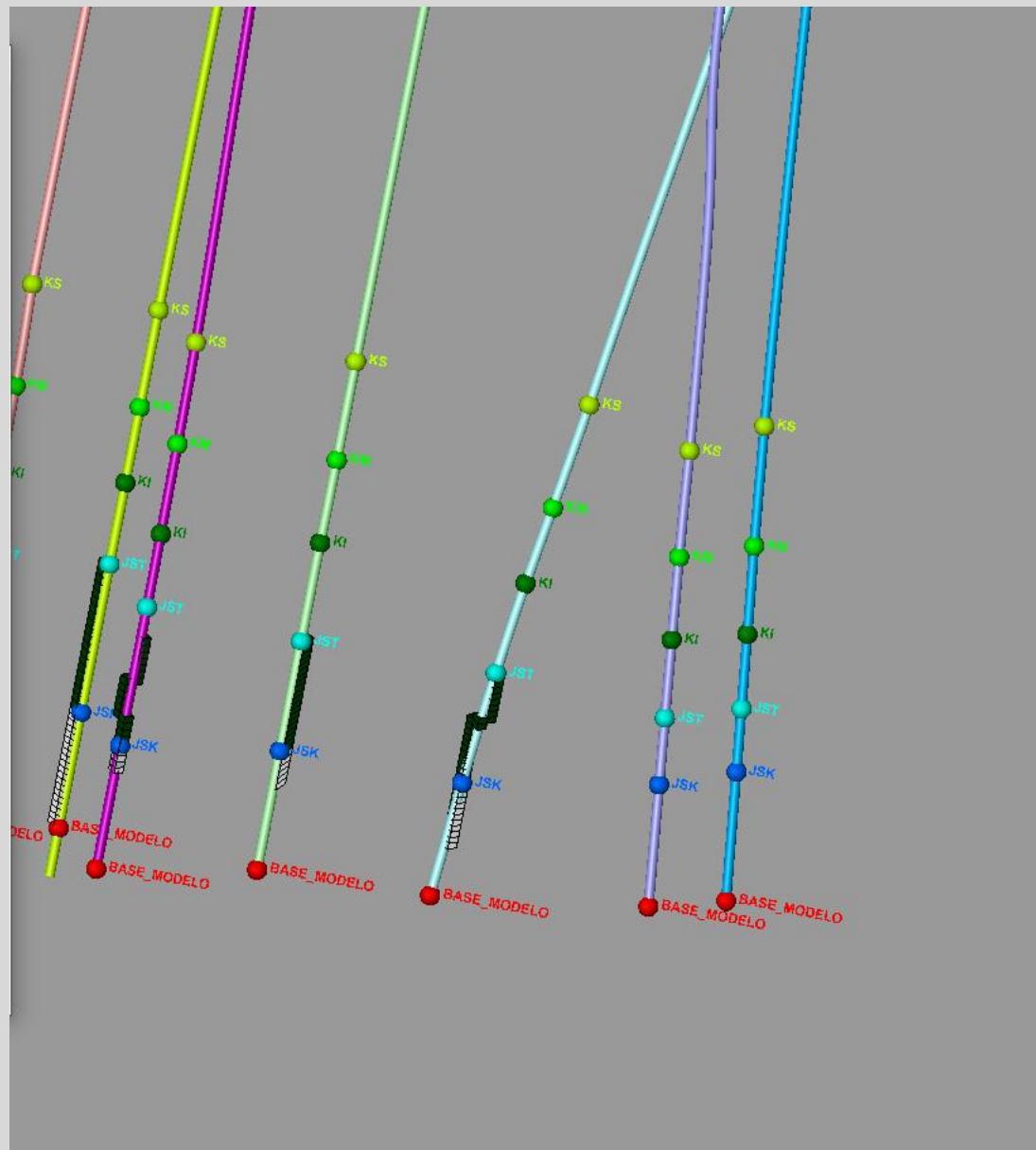


Activar Windows
Configuración para activar Windows



JST





Fra Settings for 'VCL [U]'

Style Info Statistics Histogram Colors Operations More Variogram

For zone: JST

Axis	Min	Max	Delta
X	530200.00	543250.00	13050.00
Y	2087150.00	2101850.00	14700.00
Z	-6551.75	-4558.19	1993.56
Fraction	0.20	0.99	0.79

Description

Unit: Yes
Is upscaled (U)

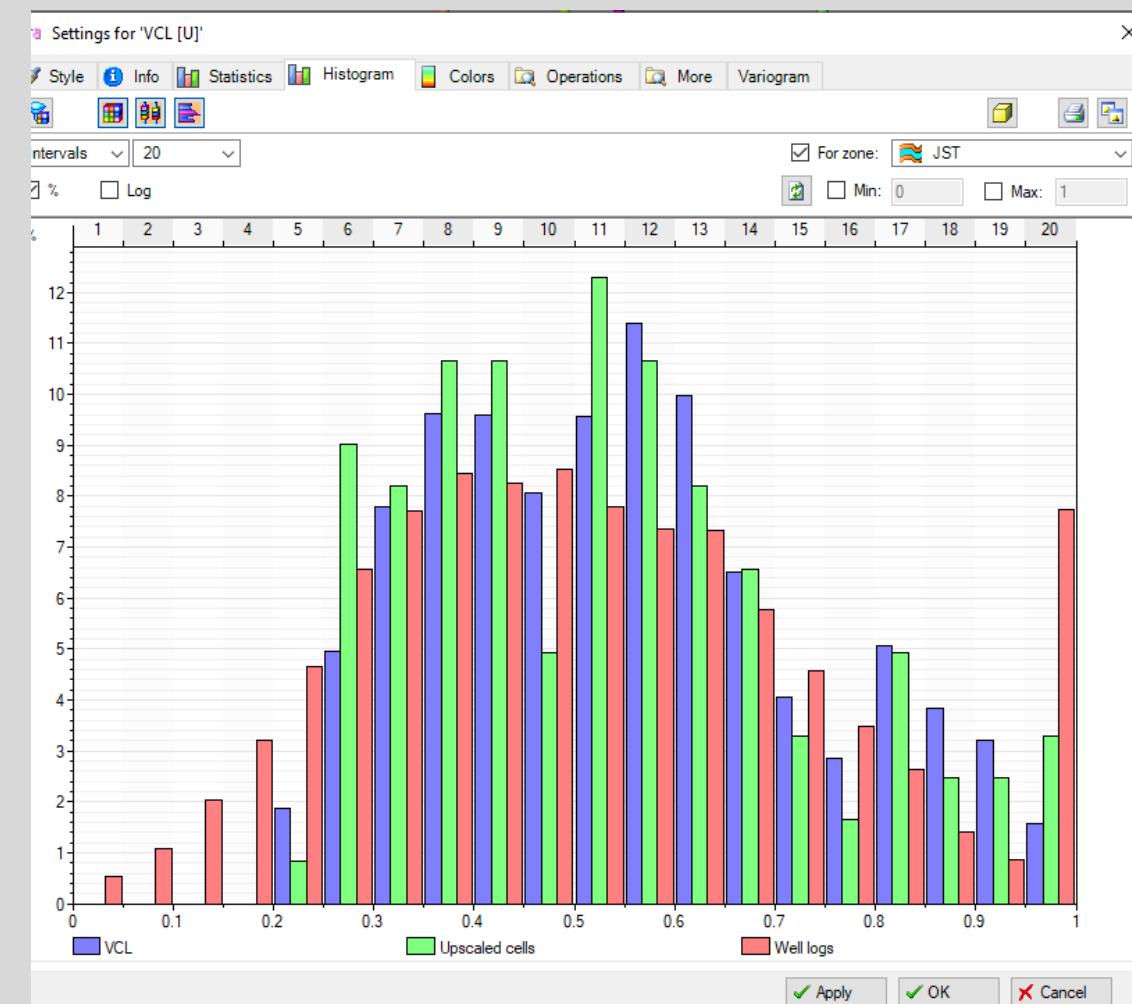
Total number of defined cells in entire property, including local grids: 666760

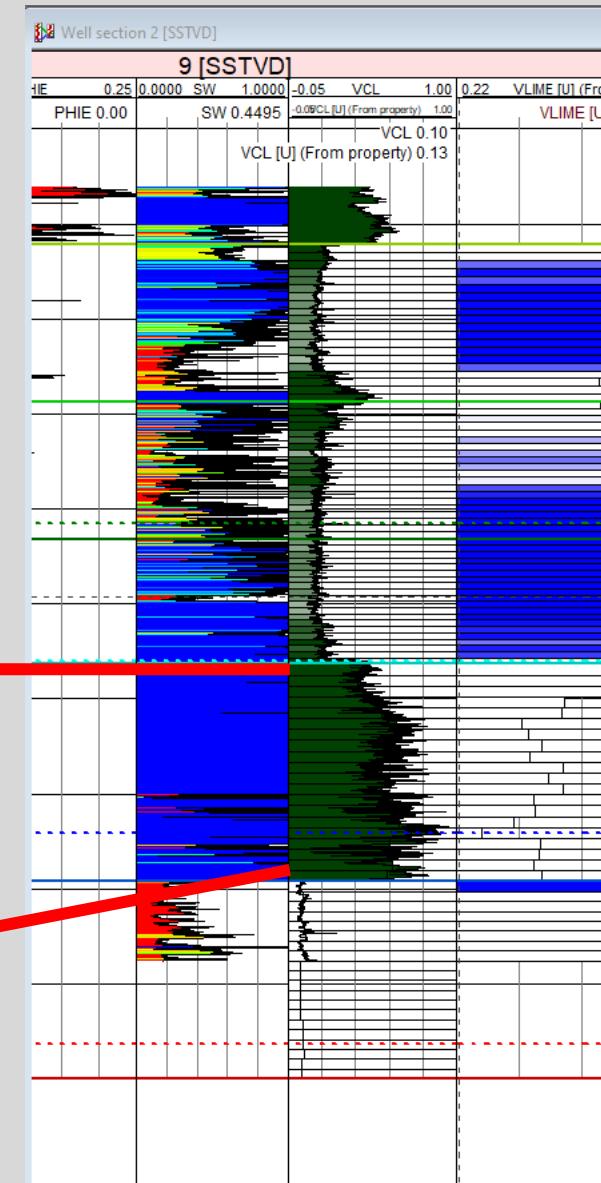
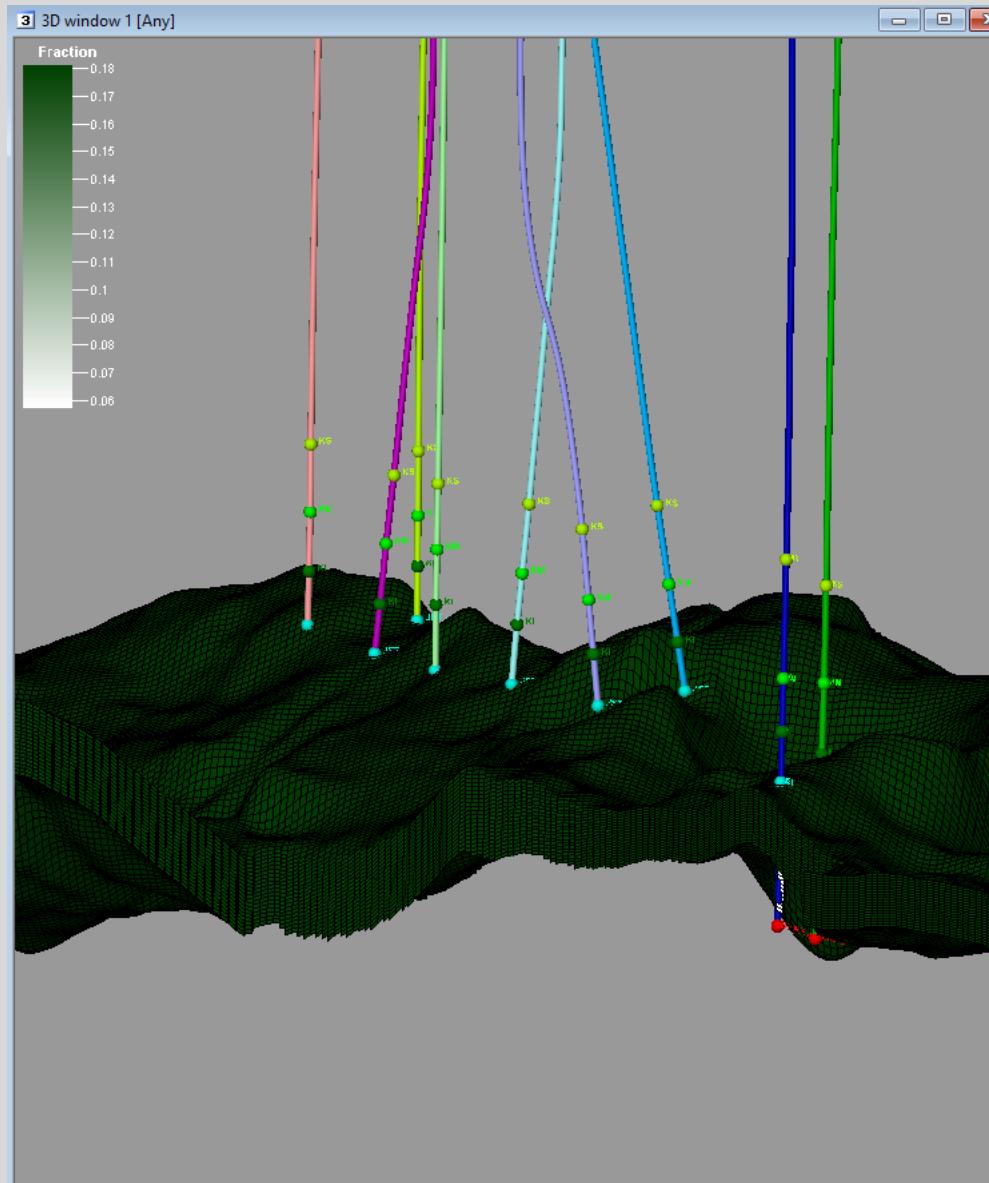
Cells (nI x nJ x nK)
Total number of cells: 7673400
Property resolution: 261 x 294 x 100
Compressed by: Per cell with volume (compressed)
42.95% of cell size

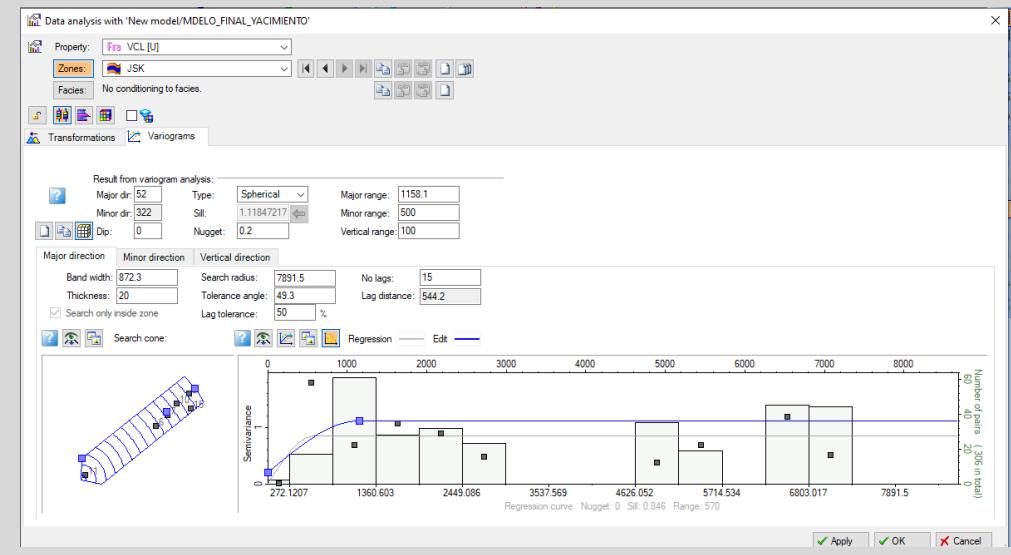
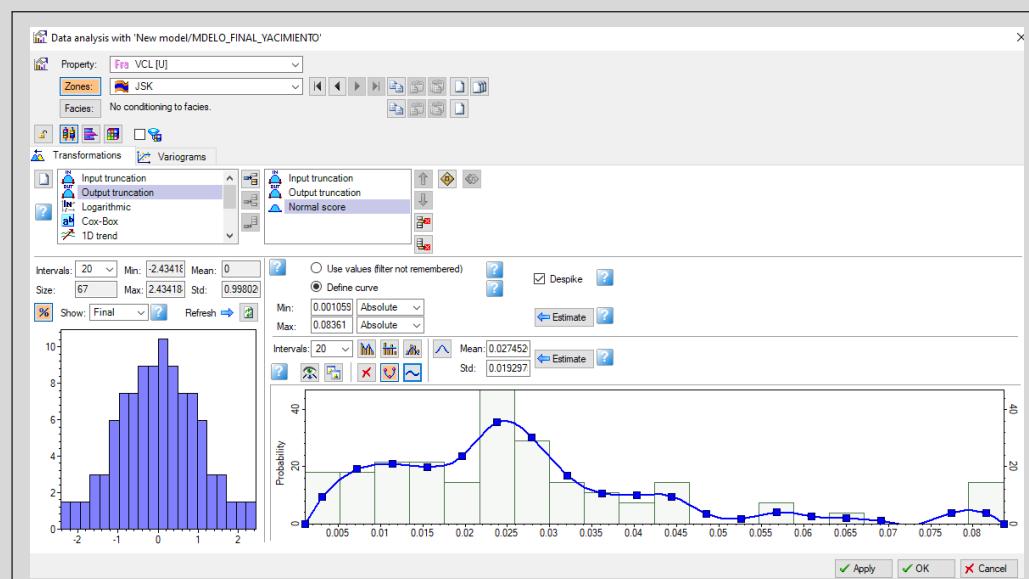
Type of data: Continuous
Min: 0.20

Max	Delta	N	Mean	Std
0.99	0.79	666760	0.55	0.18
0.99	0.79	122	0.54	0.19
1.00	1.00	7733	0.52	0.23

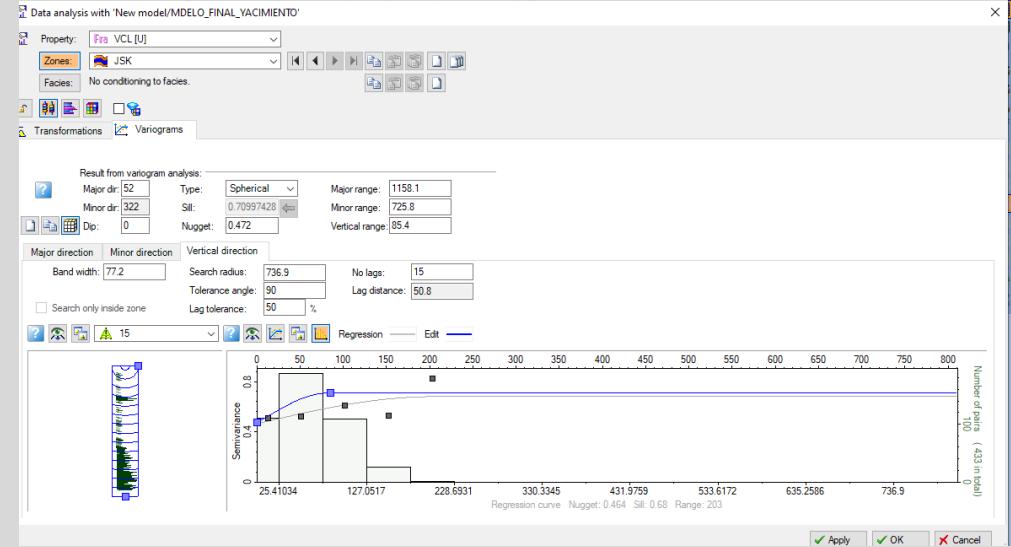
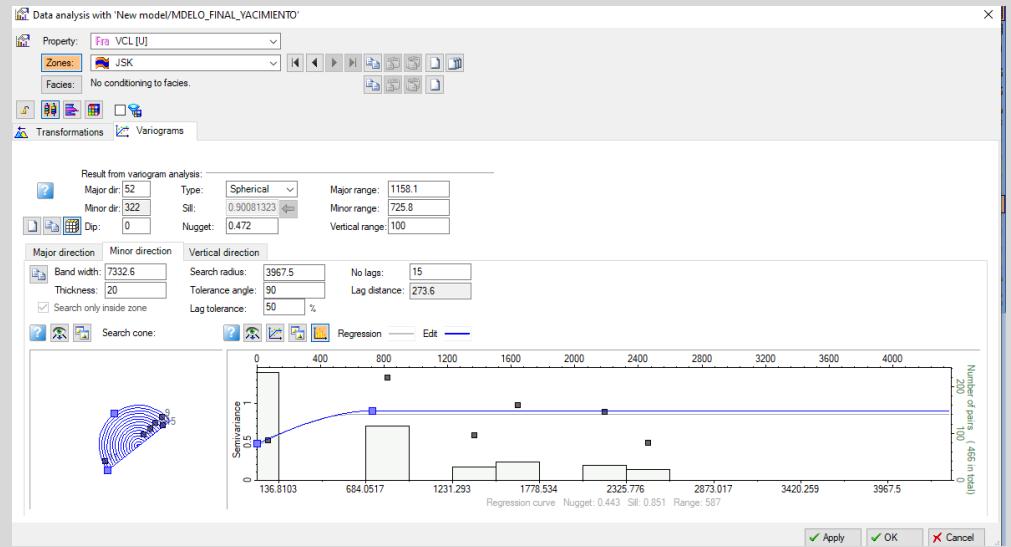
Copy to output sheet: List 1 List 2 List 3 Reset

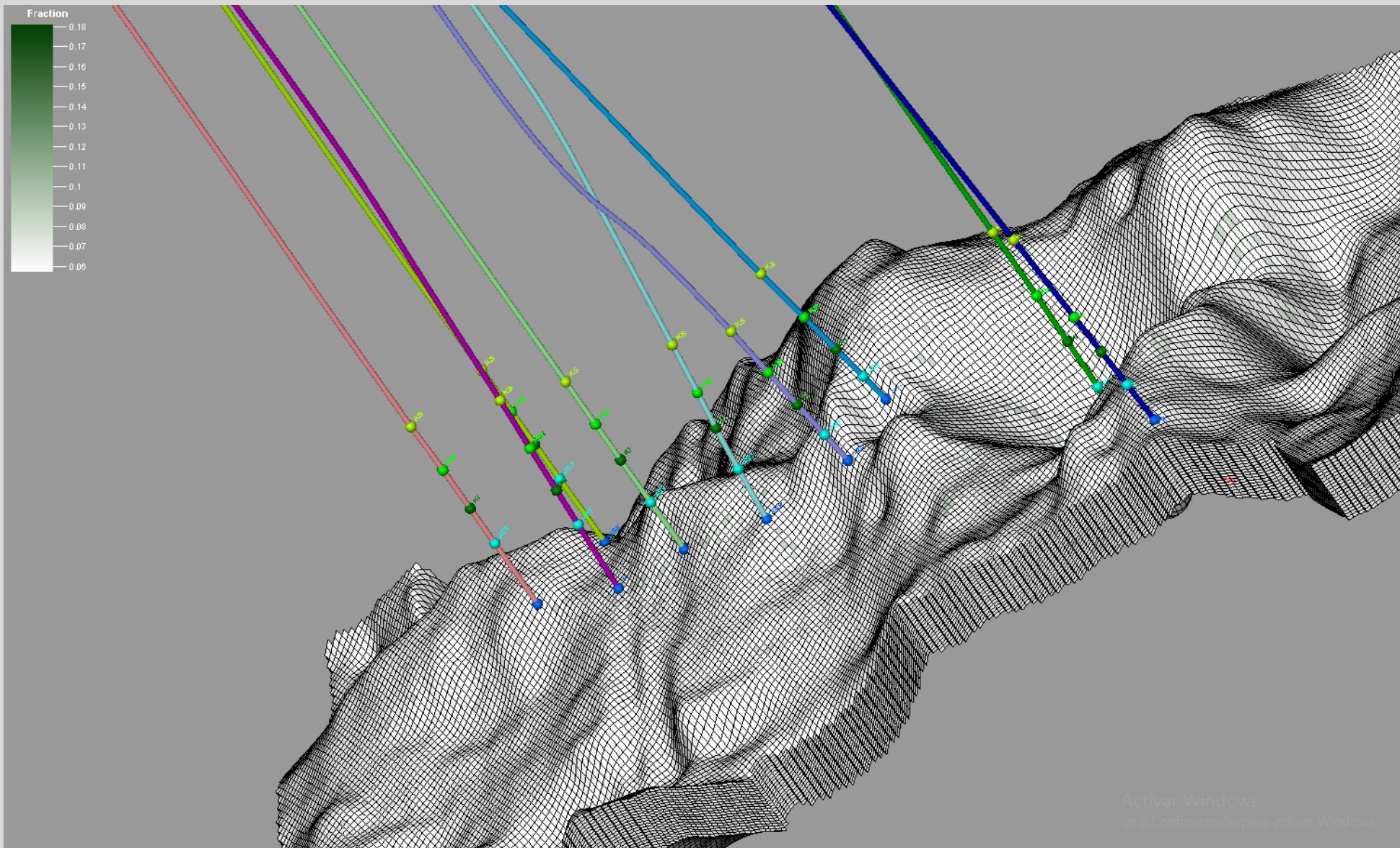






JSK





Fra Settings for 'VCL [U]'

Style Info Statistics Histogram Colors Operations More Variogram

For zone: JSK

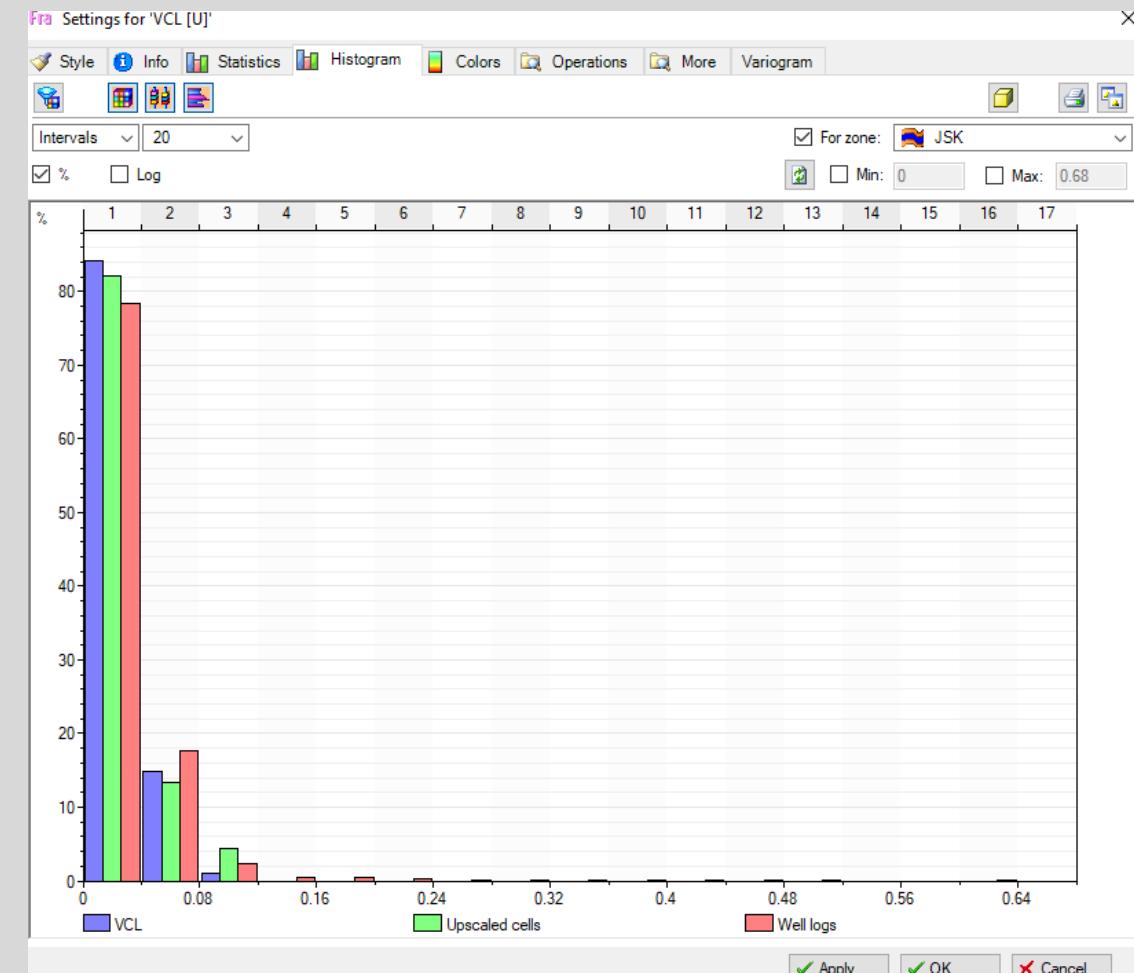
Axis	Min	Max	Delta
X	530200.00	543250.00	13050.00
Y	2087150.00	2101850.00	14700.00
Z	-6551.75	-4558.19	1993.56
Fraction	0.00	0.08	0.08

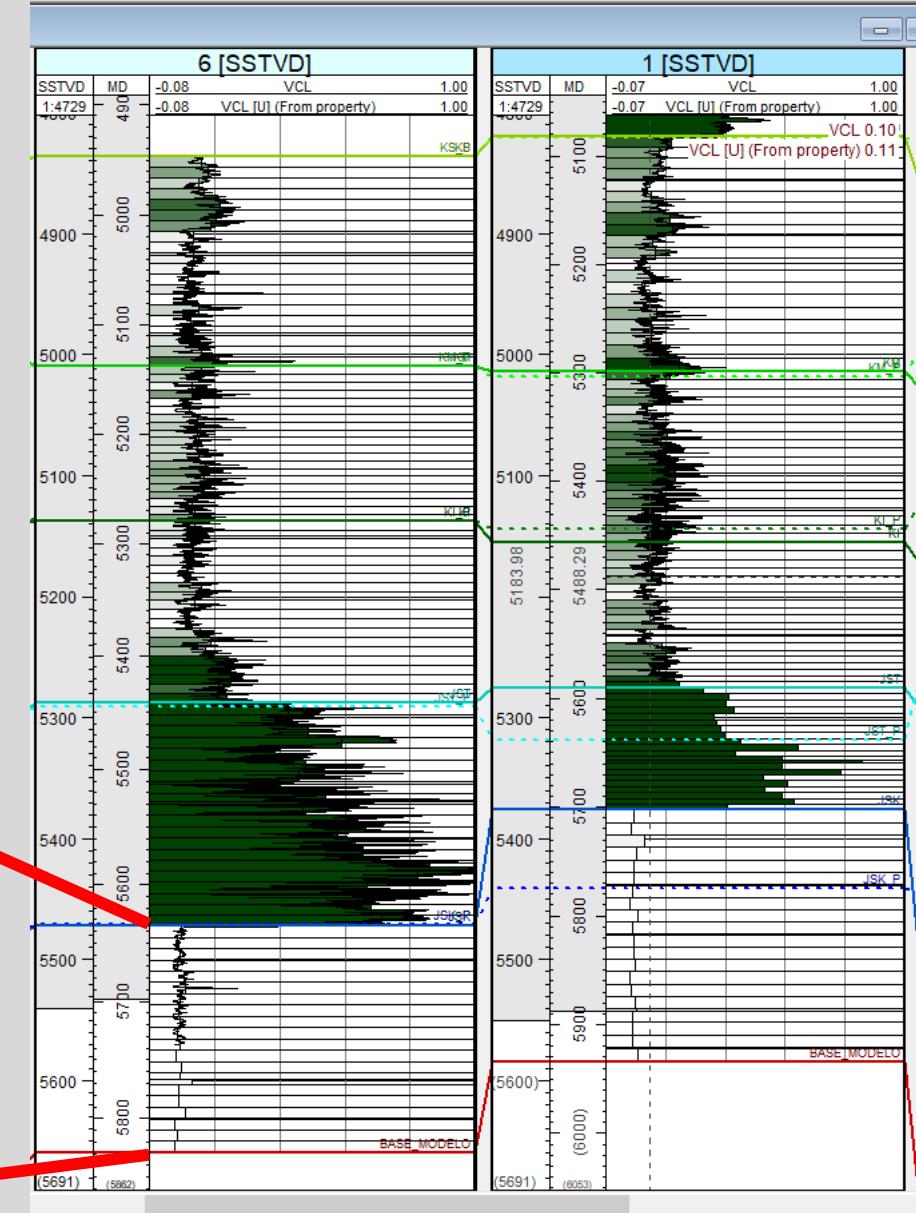
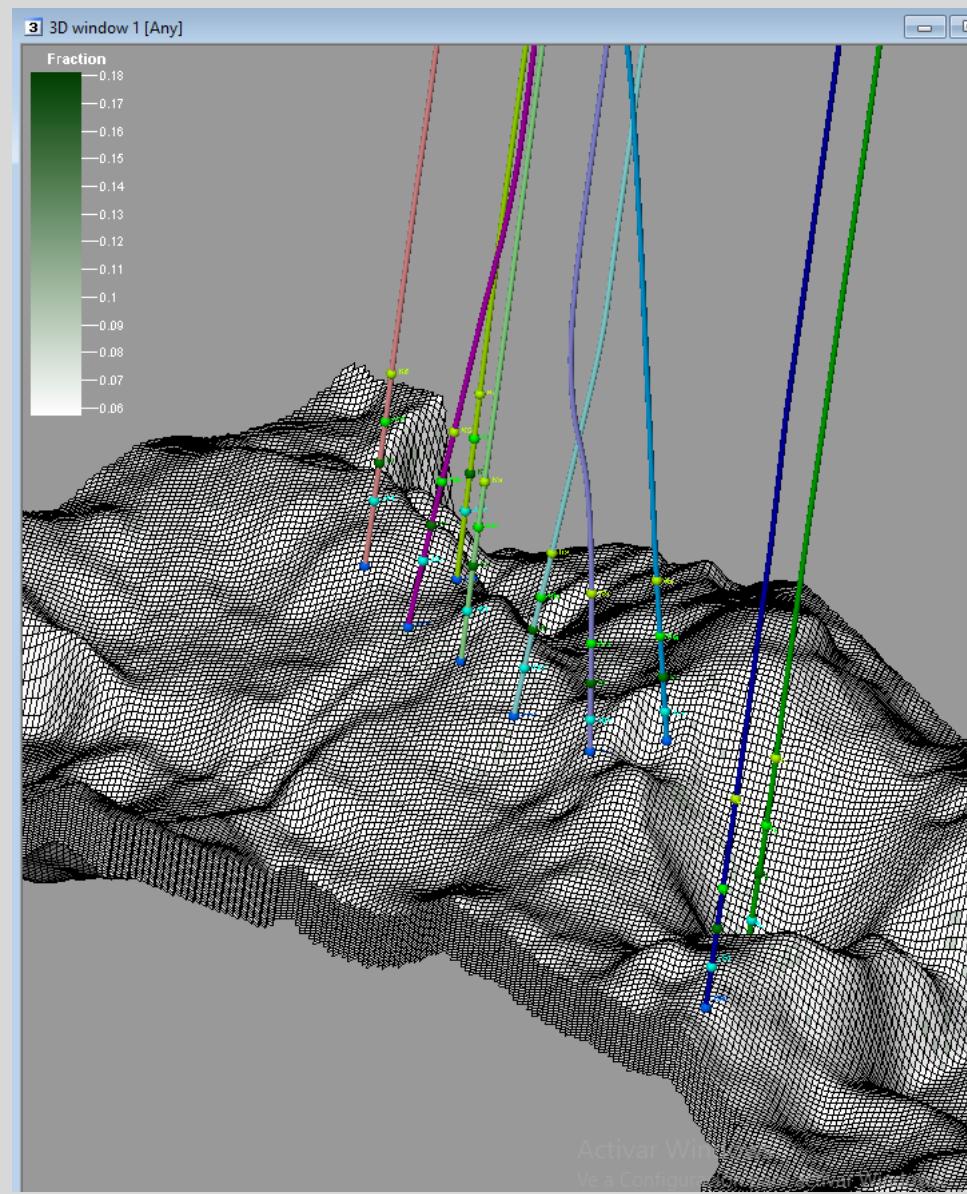
Description	Value
Unit:	
Is upscaled (U)	Yes
Total number of defined cells in entire property...	666760
Cells (nI x nJ x nK)	261 x 294 x 100
Total number of cells:	7673400
Property resolution:	Per cell with volume...
Compressed by:	42.95% of cell size
Type of data:	Continuous
Min:	0.00

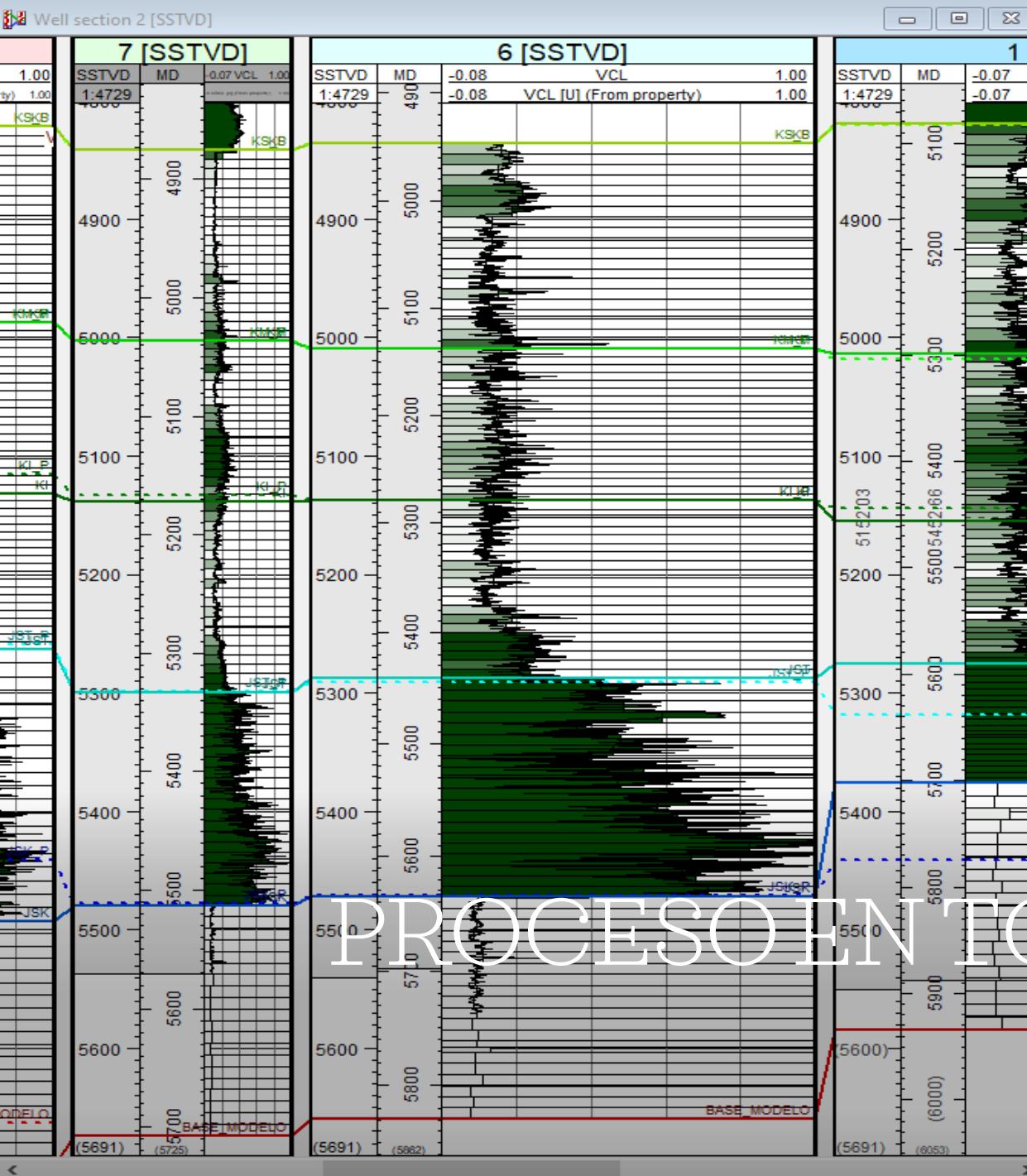
Name	Type	Min	Max	Delta	N	Mean	Std	Var	Sum
Property	Cont.	0.00	0.08	0.08	666760	0.03	0.02	0.00	17714.60
Upscaled	Cont.	0.00	0.08	0.08	67	0.03	0.02	0.00	1.84
Well logs	Cont.	0.00	0.63	0.63	4246	0.03	0.04	0.00	121.41

Copy to output sheet: List 1 List 2 List 3 Reset

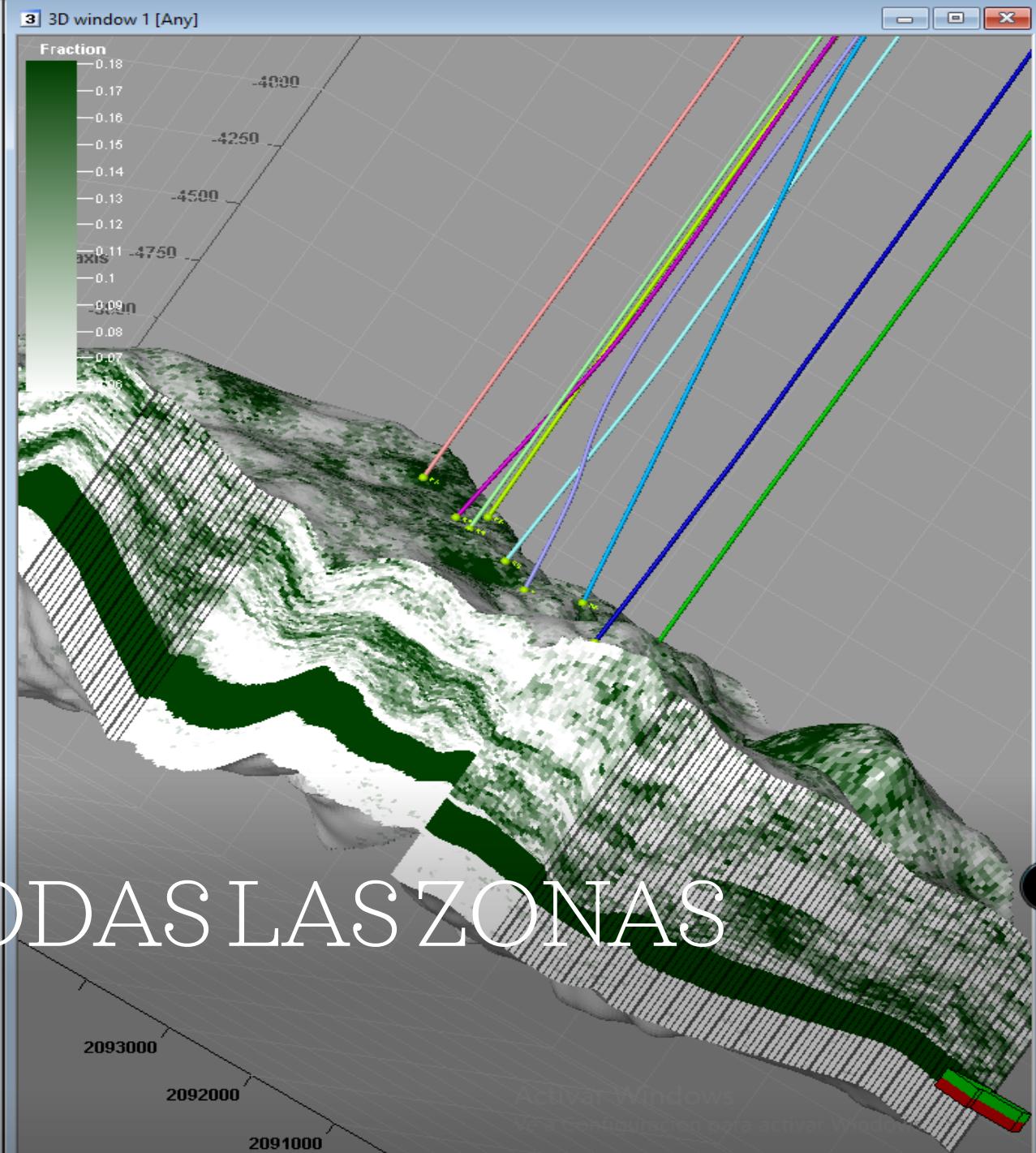
Apply OK Cancel

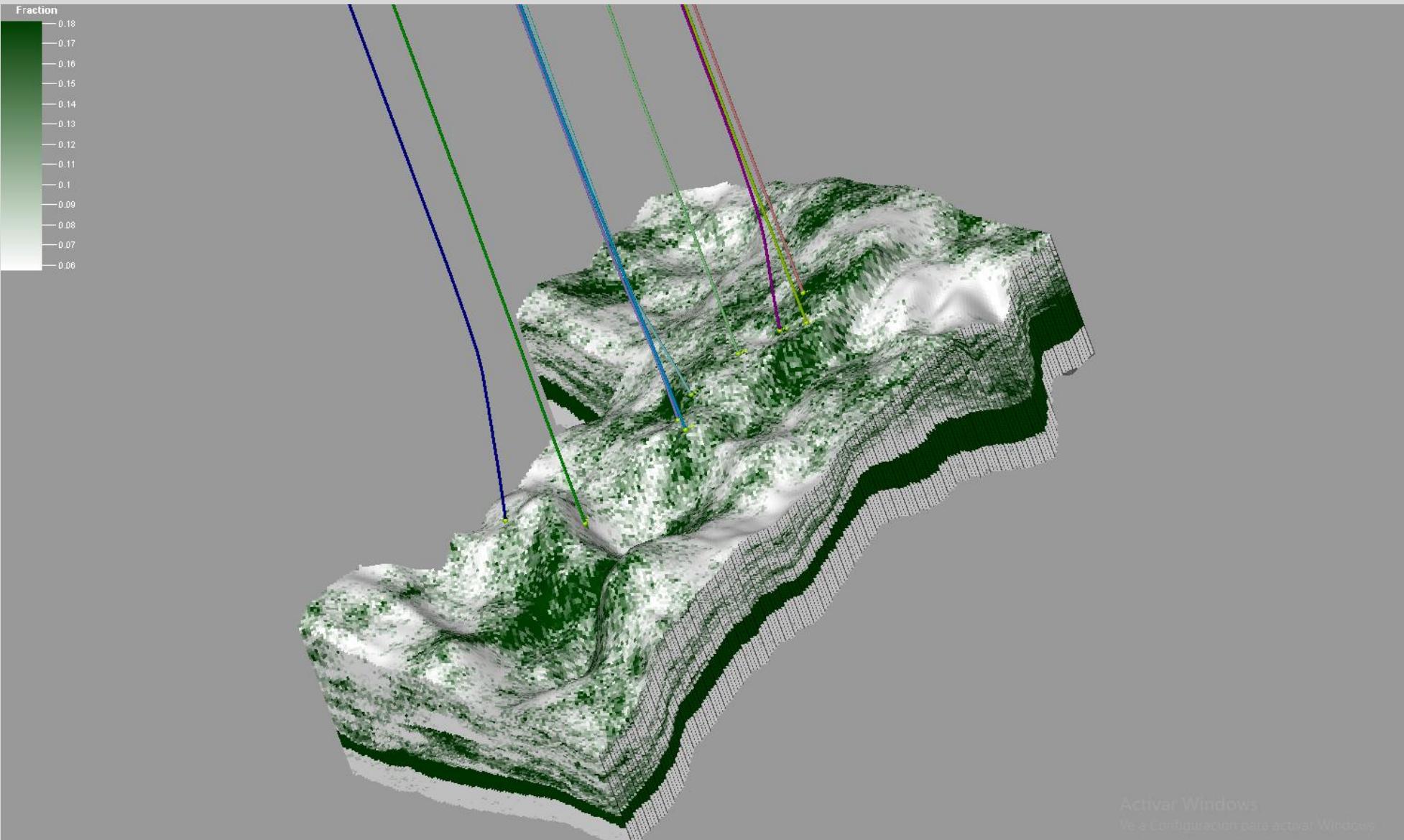






PROCESO EN TODAS LAS ZONAS

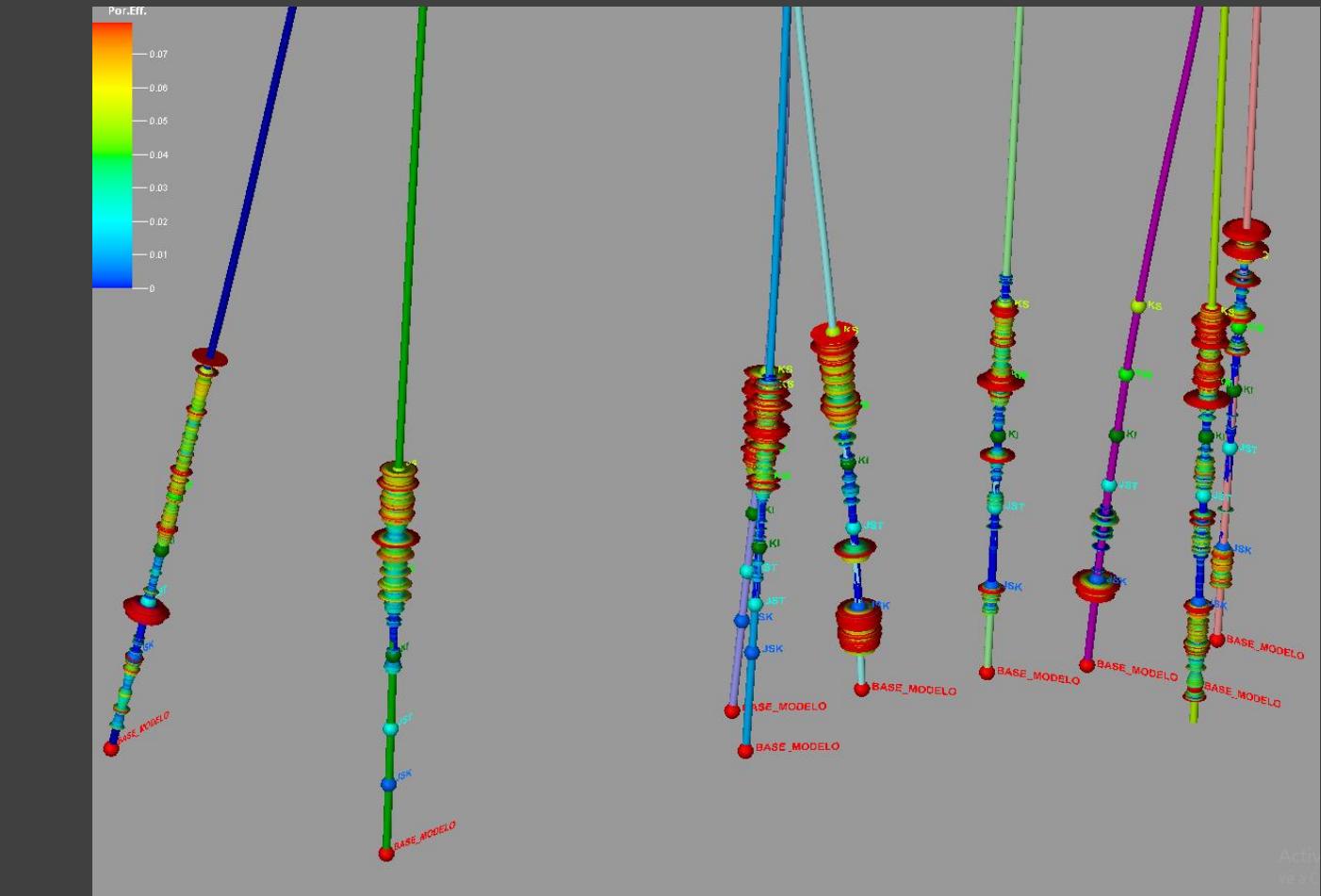




Activar Windows
Ve a Configuración para activar Windows

PROPIEDAD “PHIE”

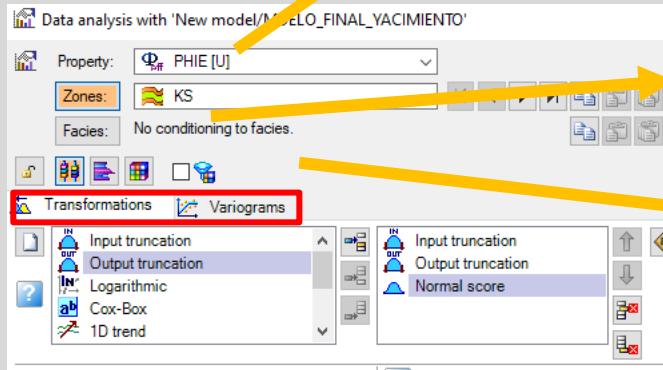
Se detallara el proceso para la zona “KS”, las demás zonas será mas breve.



Se realiza el análisis de datos para “PHIE”

ZONA “KS”

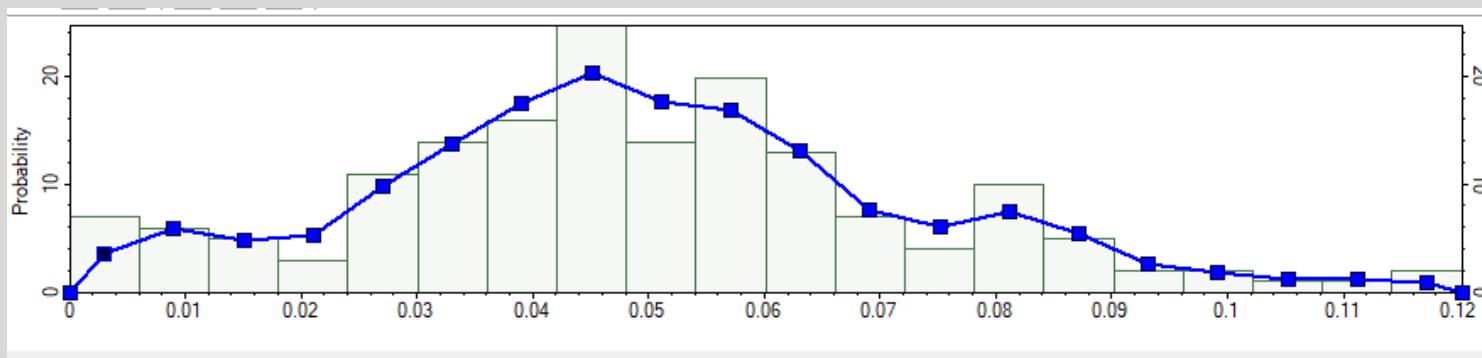
Se selecciona la propiedad que se desea analizar



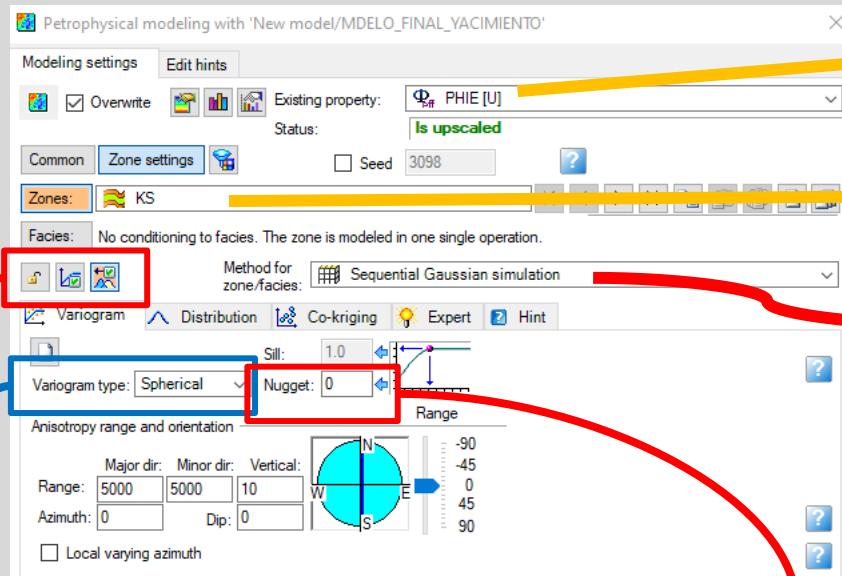
Se selecciona la “Zona” que se desea analizar

El análisis de los datos se puede realizar por 2 medios:
1. Transformation
2. Variograms

En este caso solo se realizara el análisis de los datos del menú “Transformation”



Petrophysical Modeling_ Menu “Variogram”



Se selecciona el tipo de Variograma
AXENXO #1

En este caso únicamente se señala la pestaña de “Transformation” dado que fue el único proceso de análisis de datos que se realizó.
Por lo tanto, se debe de configurar en esta pestaña los parámetros de “Variogram”

Se selecciona la propiedad que se desea analizar

Se selecciona la “Zona” que se desea analizar

Se selecciona el método para estimar el valor.

ANEXO #3

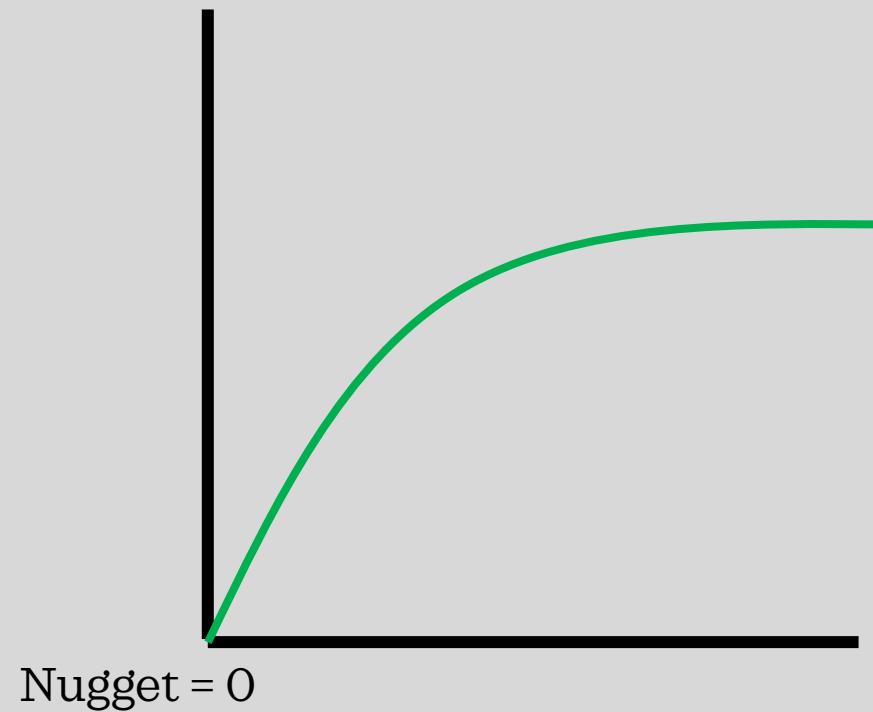
Se selecciona el valor del “Nugget”

Este se refiere cuan similares serán un valor de otro.

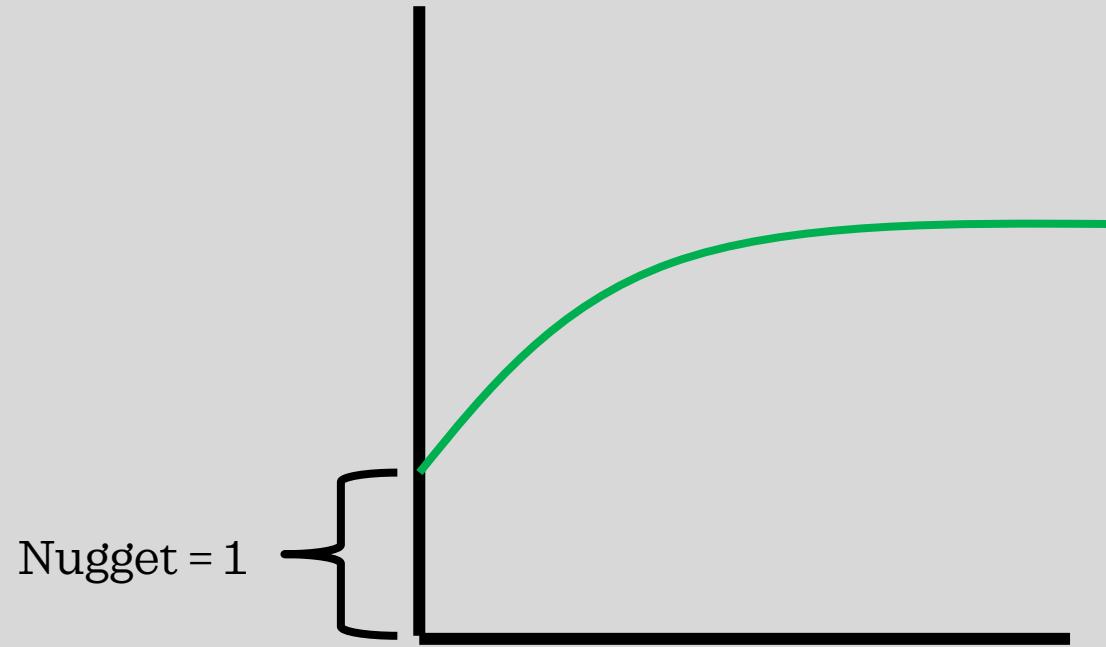
En nuestro caso usamos “0” para referirnos a que tienen mucha semejanza entre estos.

ANEXO #4

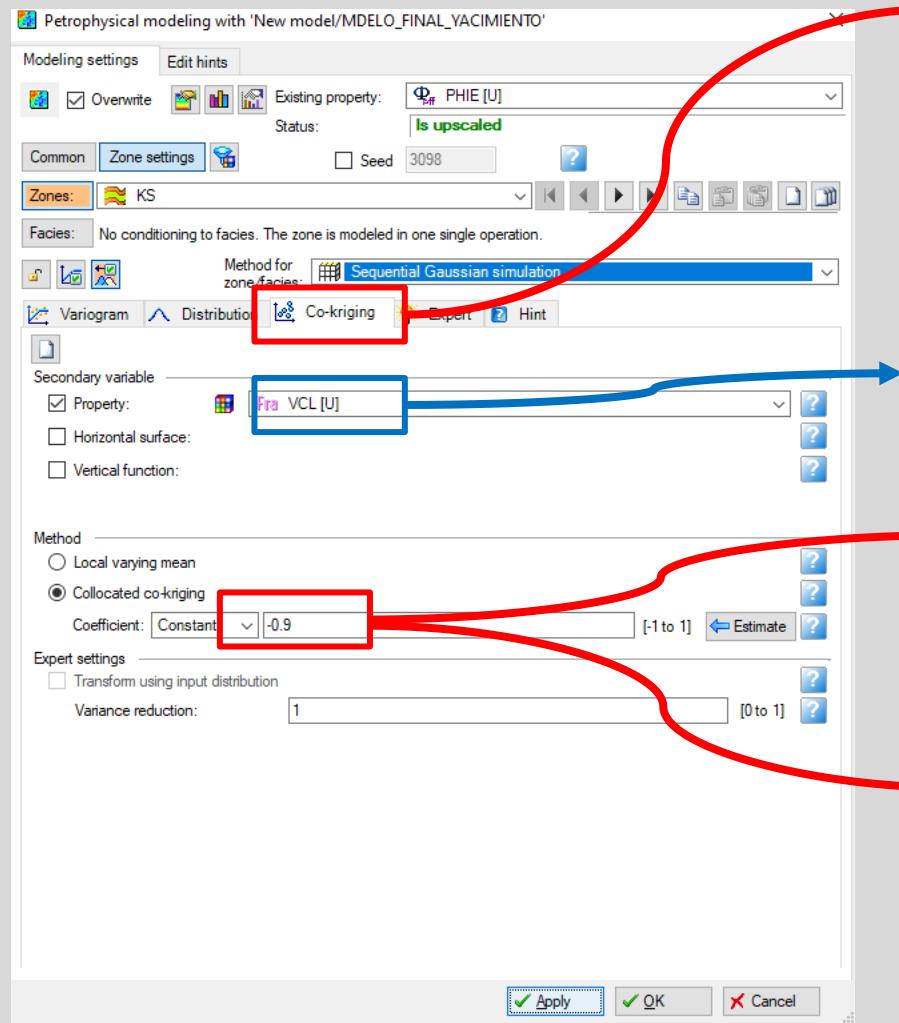
ANEXO # 4: "Nugget"



Los datos son muy similares entre si a poca distancia, conforme se alejan su similitud disminuye



Los datos son **distintos** entre si aun a poca distancia, conforme se alejan su similitud disminuye aun mas.



Se selecciona la pestaña “Co-kriging”

Cokriging es un método para incorporar datos secundarios en un mapa o modelo kriged

ANEXO #5

Se define la propiedad secundaria, en este caso correlacionaremos “Vcl” y “PHIE”

El coeficiente correlación será muy alto, dado que estas muy relacionados, sin embargo, son inversos.
(-) Negativo el coeficiente

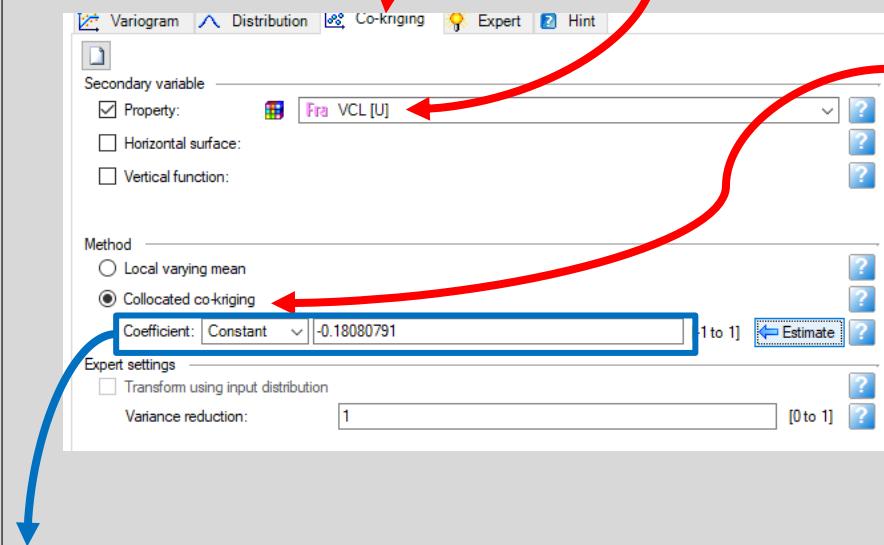
Esto por que a mayor Volumen de arcilla menor Porosidad y viceversa, Lo cual se puede entender como:

Al aumentar “VCL” disminuye “PHIE”
Al disminuir “VCL” aumenta “PHIE”

ANEXO # 5: "Co-Kriging"

Kriging utiliza la ponderación derivada del variograma para interpolar entre los puntos de control del pozo.

Cokriging utiliza datos adicionales, generalmente conjuntos de datos de alta densidad, como datos sísmicos, para ayudar a llenar los vacíos sin dejar de respetar los datos primarios.



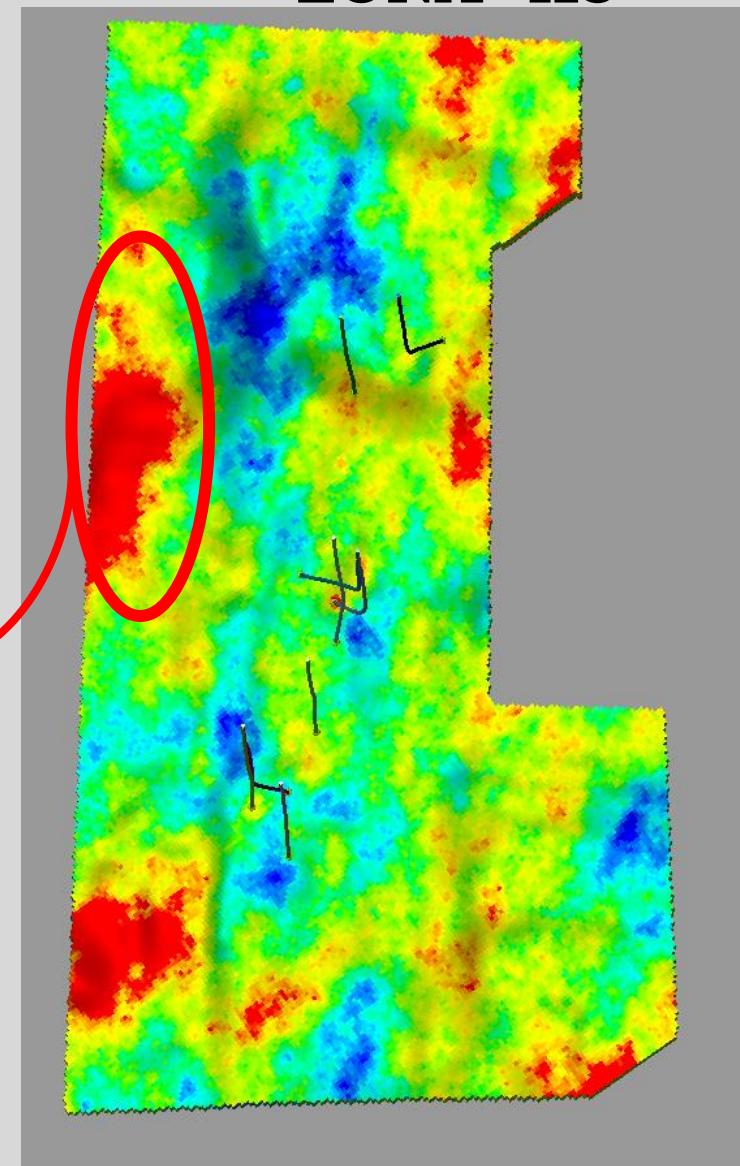
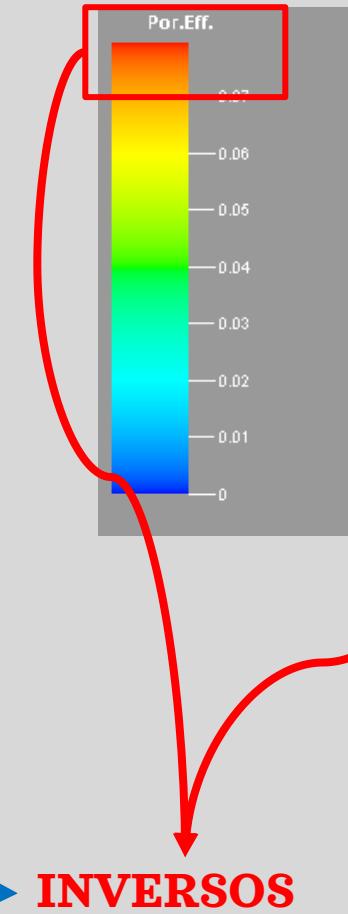
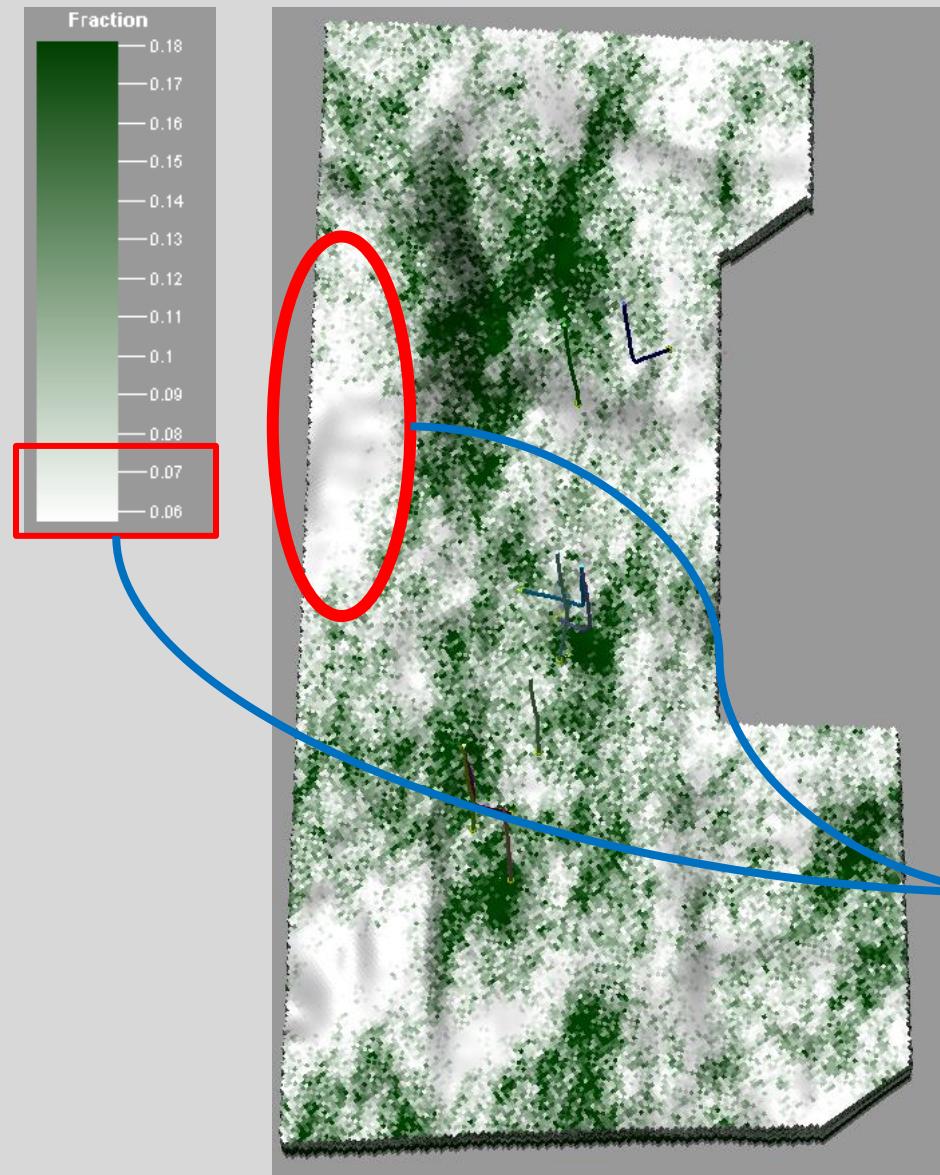
El **cokriging colocado** es un tipo de cokriging comúnmente utilizado, que en su forma más simple, **usa un coeficiente de correlación de la variable secundaria con el variograma primario**.

Uno de los beneficios del cokriging es que proporciona un marco general para la integración de datos sísmicos y de propiedades de las rocas.

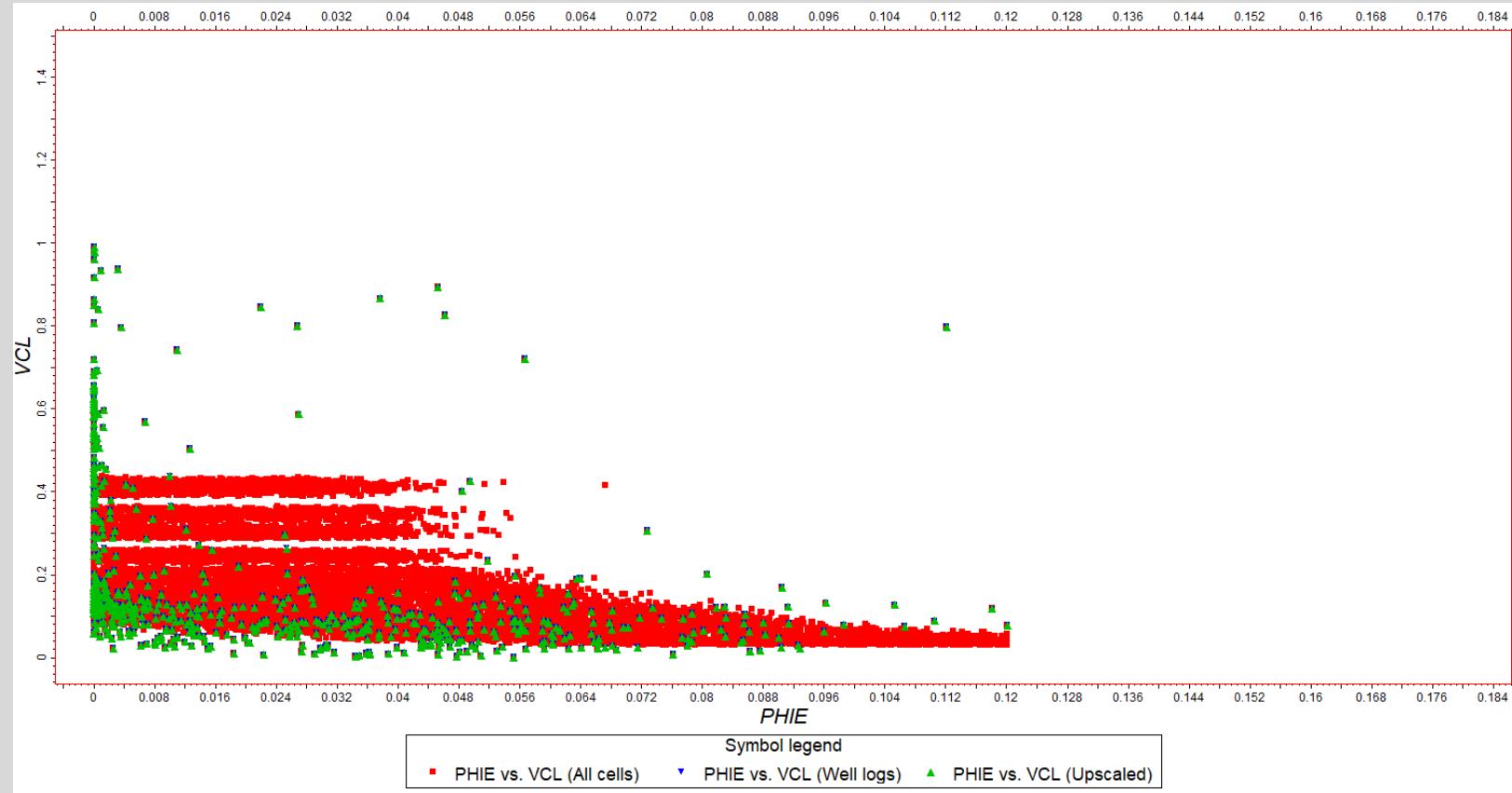
El coeficiente de correlación, nos indica cuan relacionados están.
Entre mas cercano a "0" menos correlacionado
Entre mas cercano a "1" MAS correlacionado

Si es Positivo (+) significa que llevan la misma tendencia
Si es Negativo (-) significa que son INVERSOS

ZONA "KS"



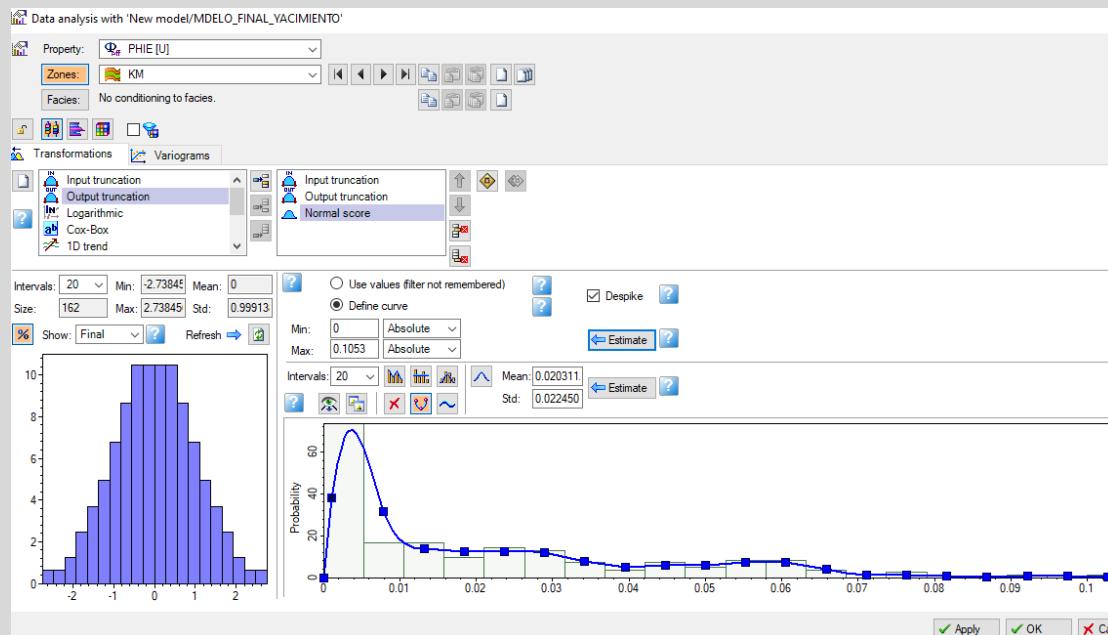
Los valores de las celdas calculados por el proceso de “Modelado petrofísico” son consistentes con la tendencia



Se ejemplifica de manera mas breve en esta ocacion, dado que es el mismo procedimiento

EL PROCEDIMIENTO SEÑALADO PARA LA ZONA “KS” SE REALIZA PARA LAS DEMAS ZONAS

KM



Petrophysical modeling with 'New model/MDELO_FINAL_YACIMENTO'

Modeling settings Edit hints

Overwrite Existing property: $\Phi_{\text{PHIE}} [\mu]$
Status: Is upscaled

Common Zone settings Seed 3098

Zones: KM

Facies: No conditioning to facies. The zone is modeled in one single operation.

Method for zone/facies: Sequential Gaussian simulation

Variogram Distribution Co-kriging Expert Hint

Secondary variable

Property: $\Phi_{\text{VCL}} [\mu]$

Horizontal surface:
Vertical function:

Method

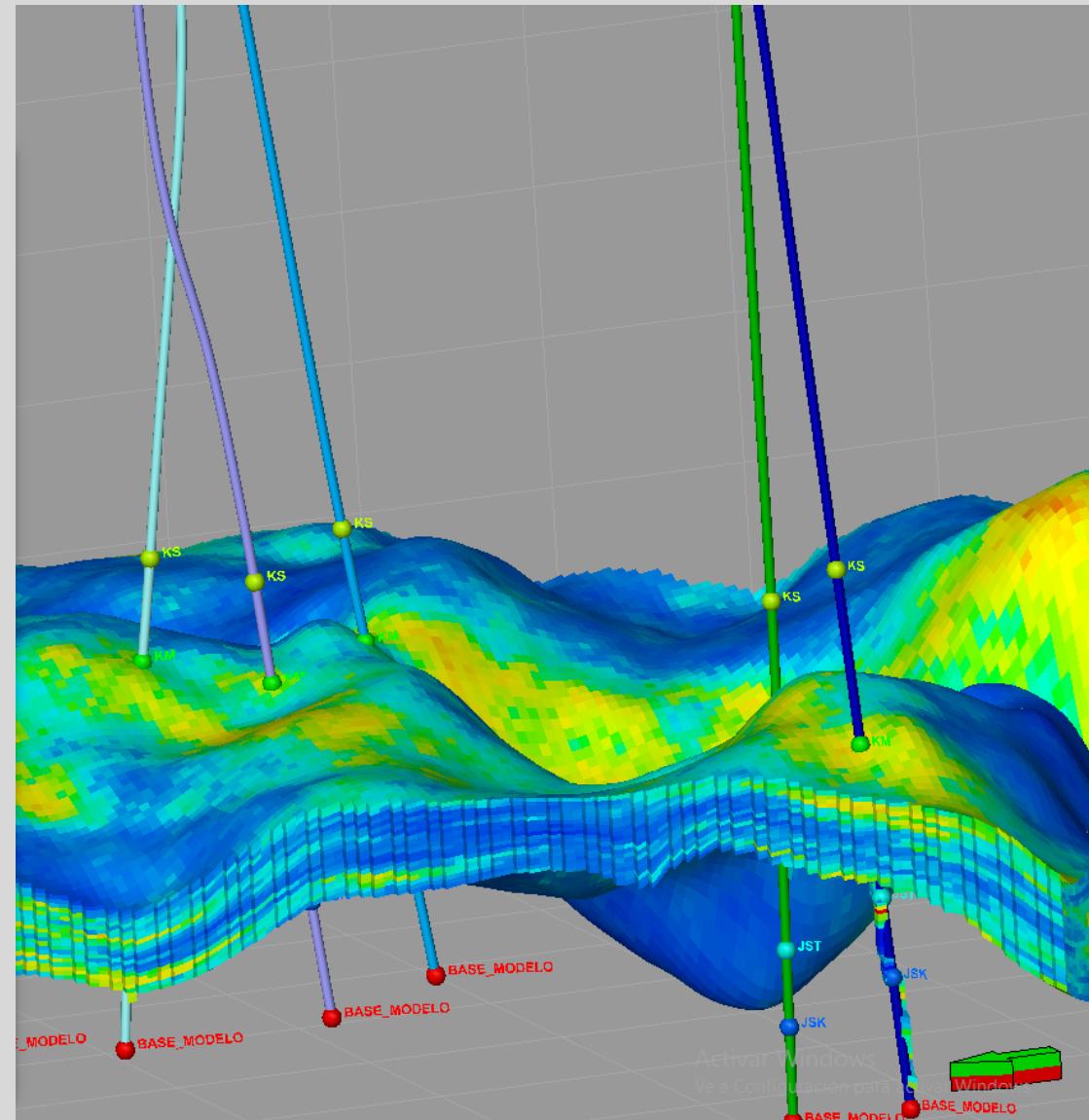
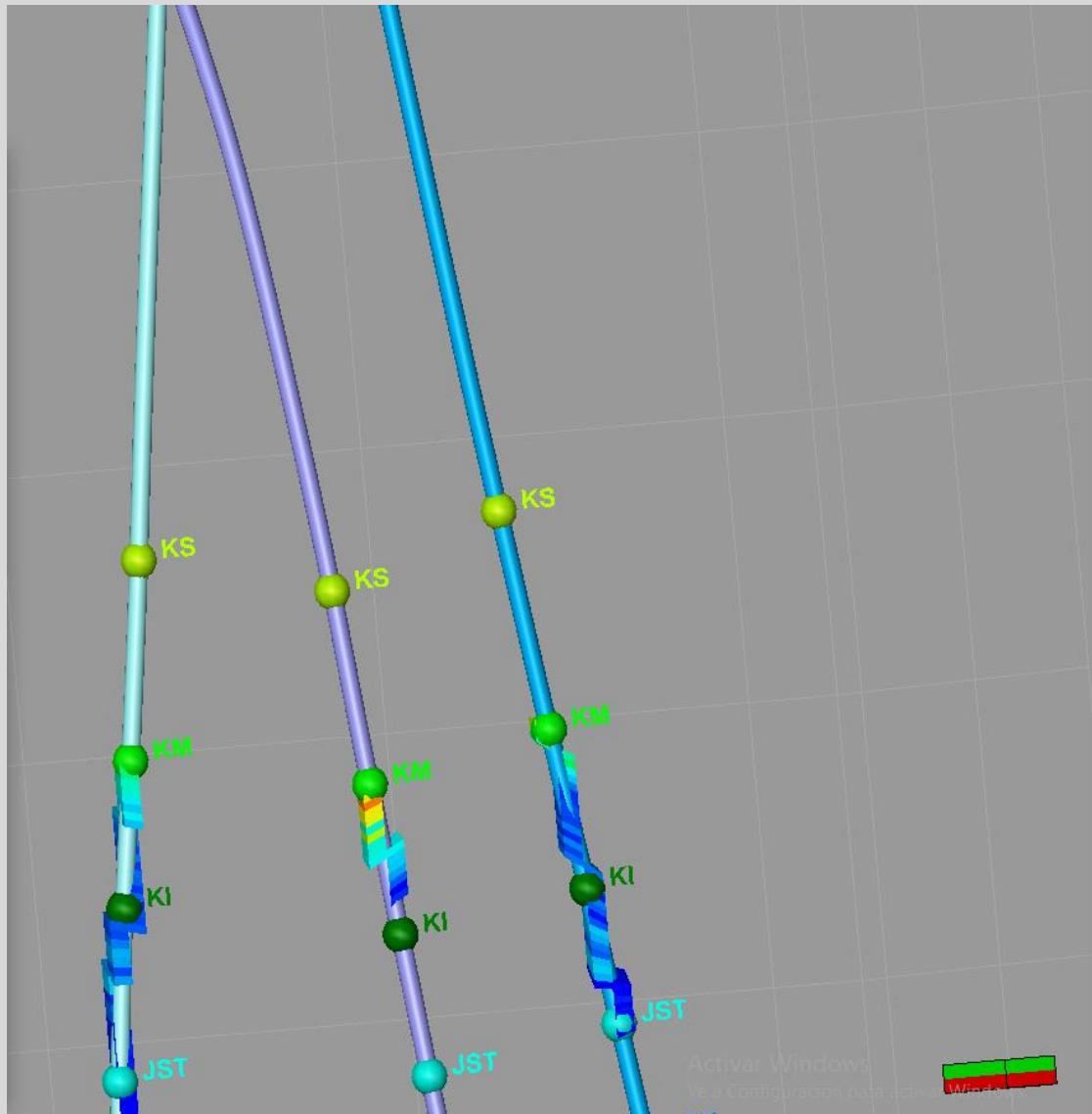
- Local varying mean
- Collocated co-kriging (selected)

Coefficient: Constant [-1 to 1], -0.95

Expert settings

Transform using input distribution
Variance reduction: 1

Apply OK Cancel



Φ_{eff} Settings for 'PHIE [U]'

For zone: KM

Axis	Min	Max	Delta
X	530200.00	543250.00	13050.00
Y	2087150.00	2101850.00	14700.00
Z	-6551.75	-4558.19	1993.56
Porosity - effective	0.00	0.11	0.11

Description: Value: m³/m³

Unit: Yes

Is upscaled (U): Yes

Total number of defined cells in entire property, including local grids: 666760

Cells (nI x nJ x nK): 261 x 294 x 100

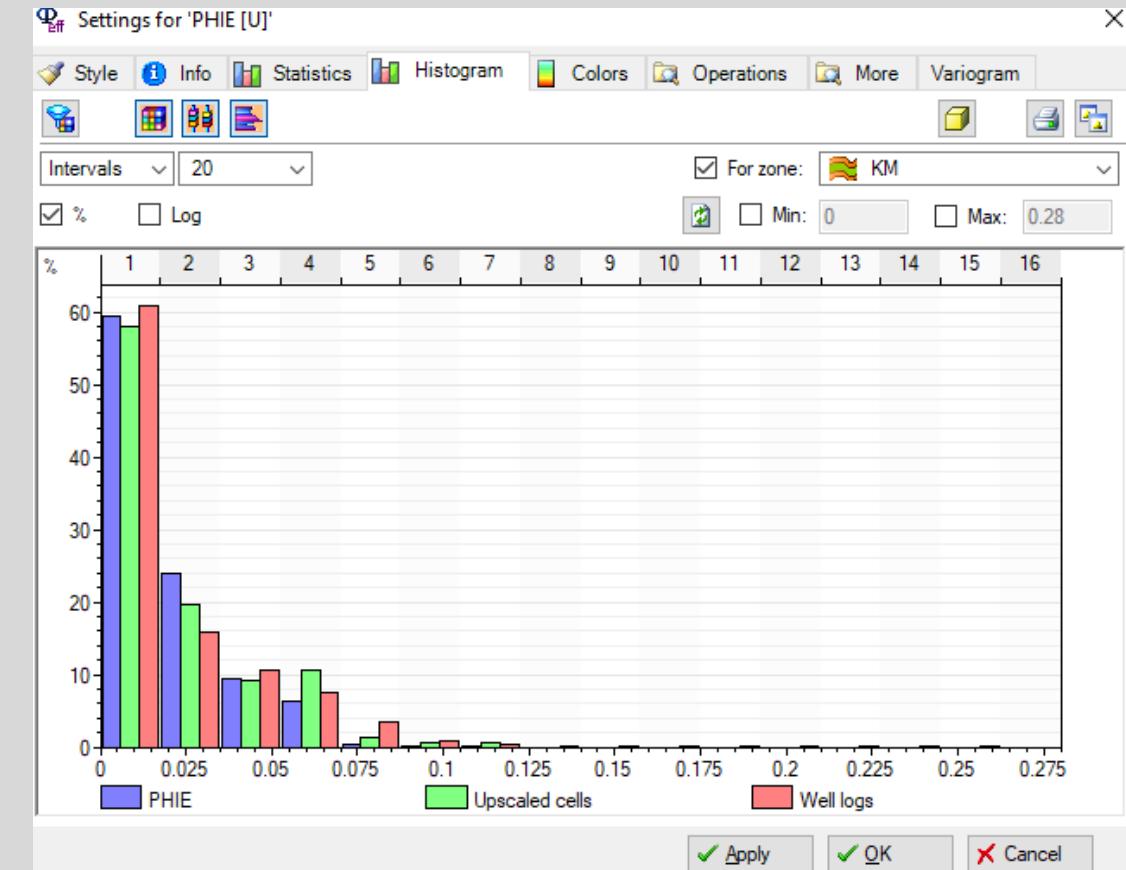
Total number of cells: 7673400

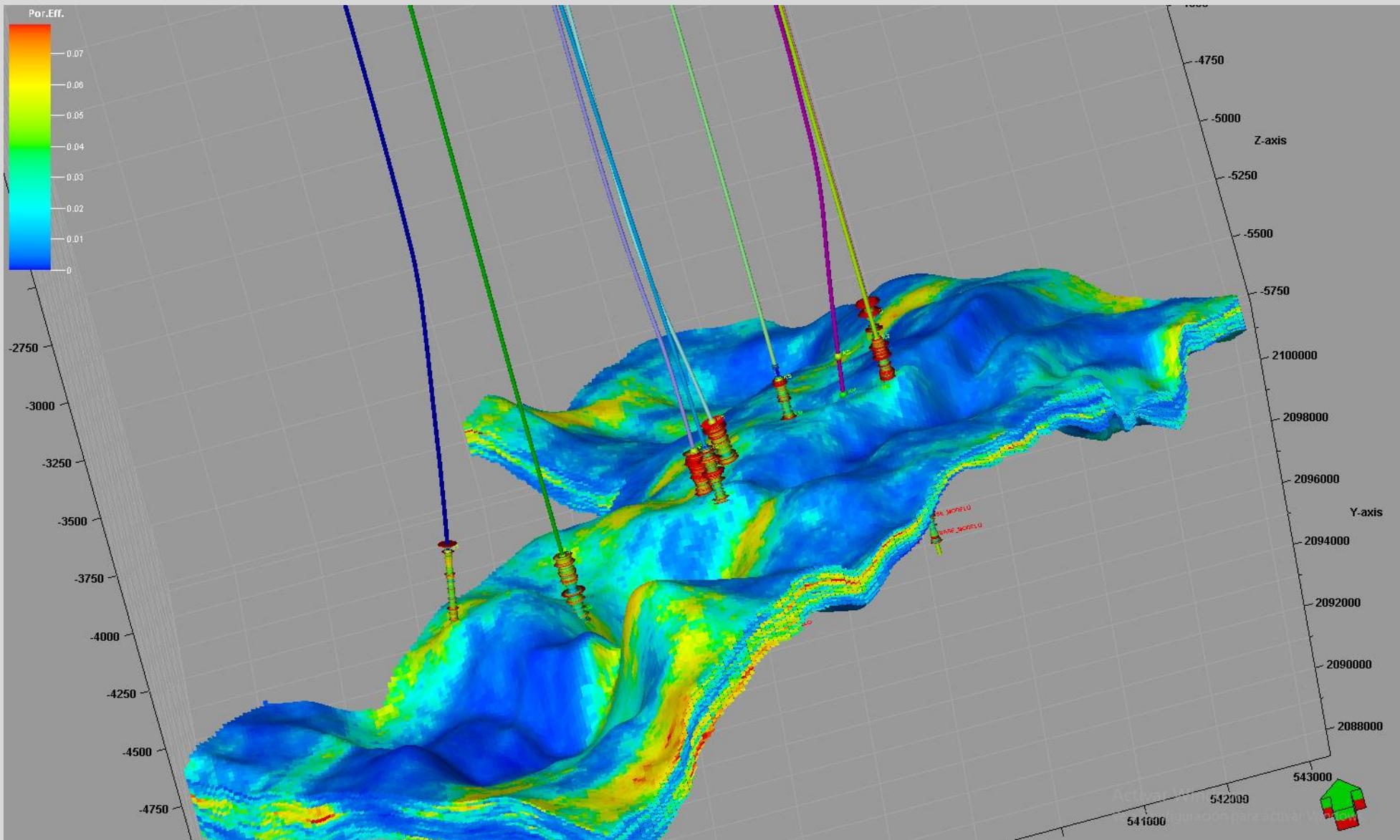
Property resolution: Per cell with volume (compressed)

Compressed by: 42.95% of cell size

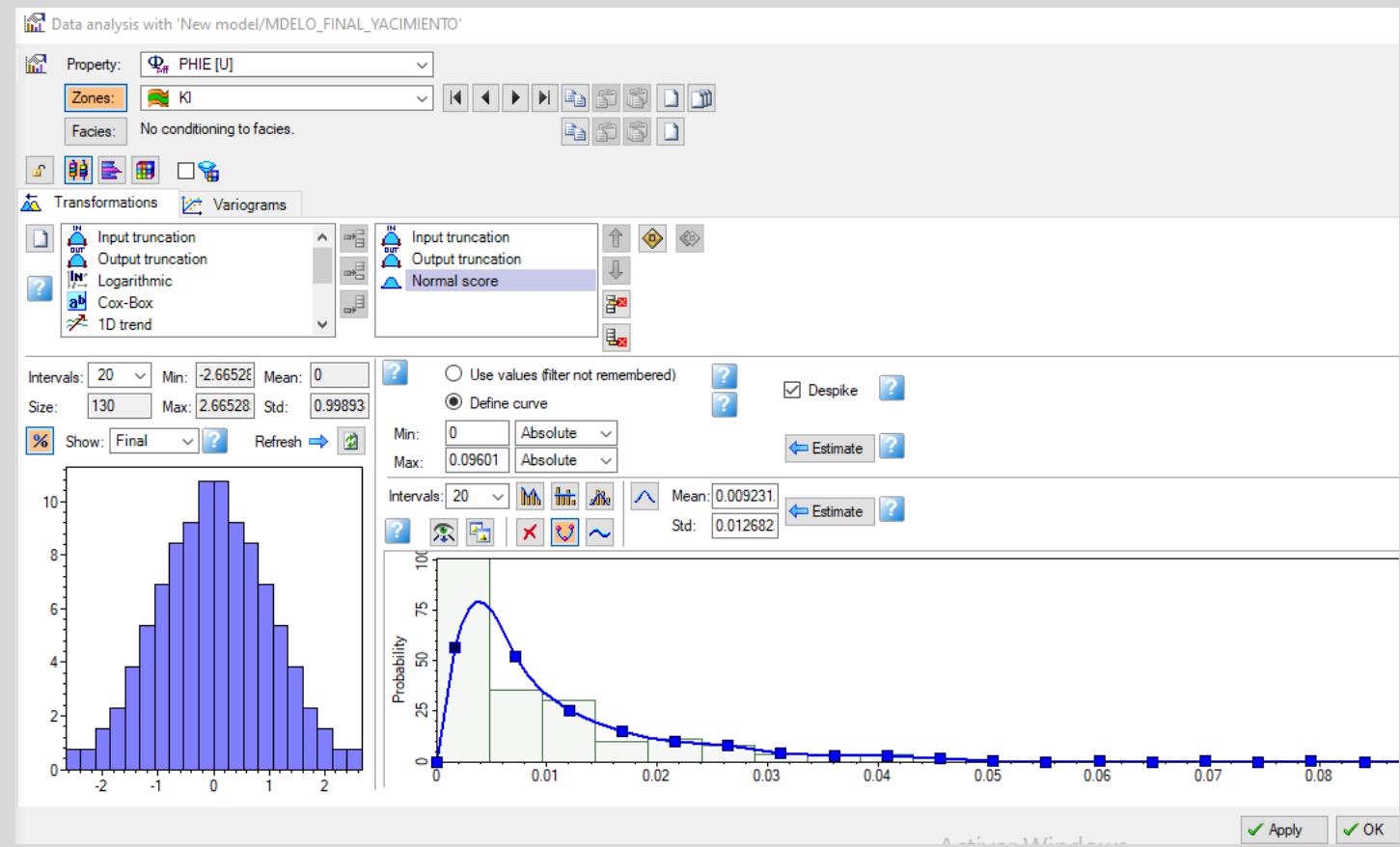
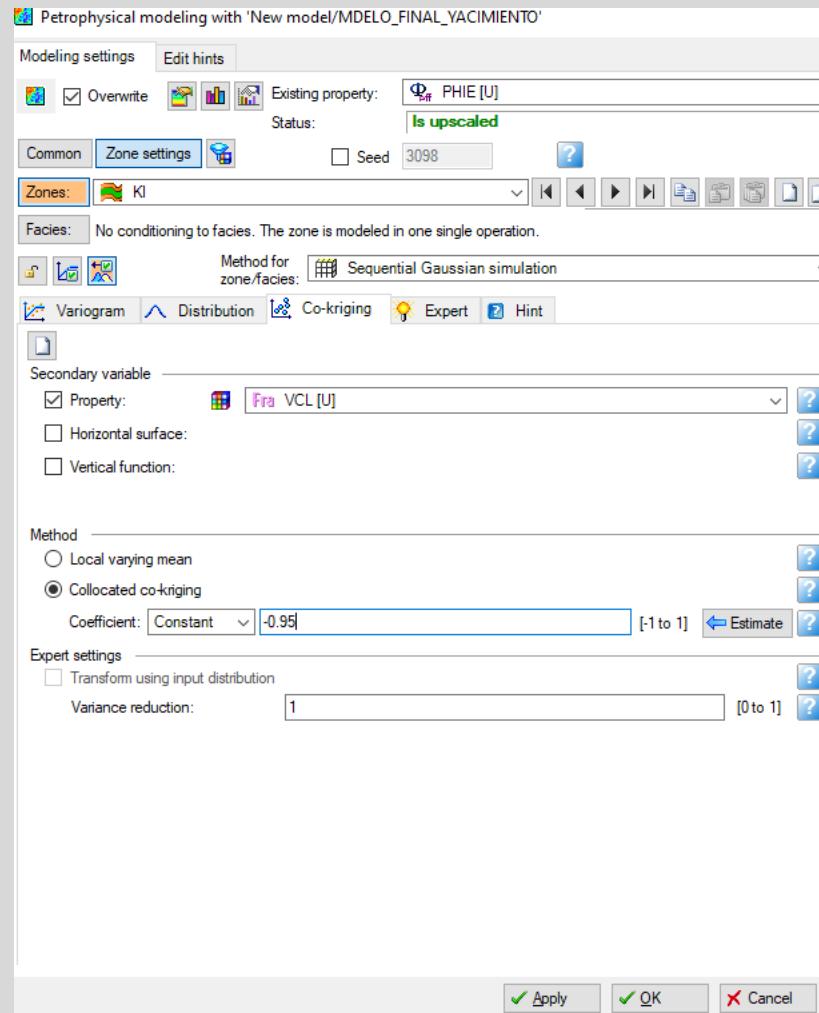
Min	Max	Delta	N	Mean	Std
0.00	0.11	0.11	666760	0.02	0.02
0.00	0.11	0.11	162	0.02	0.02
0.00	0.26	0.26	7383	0.02	0.03

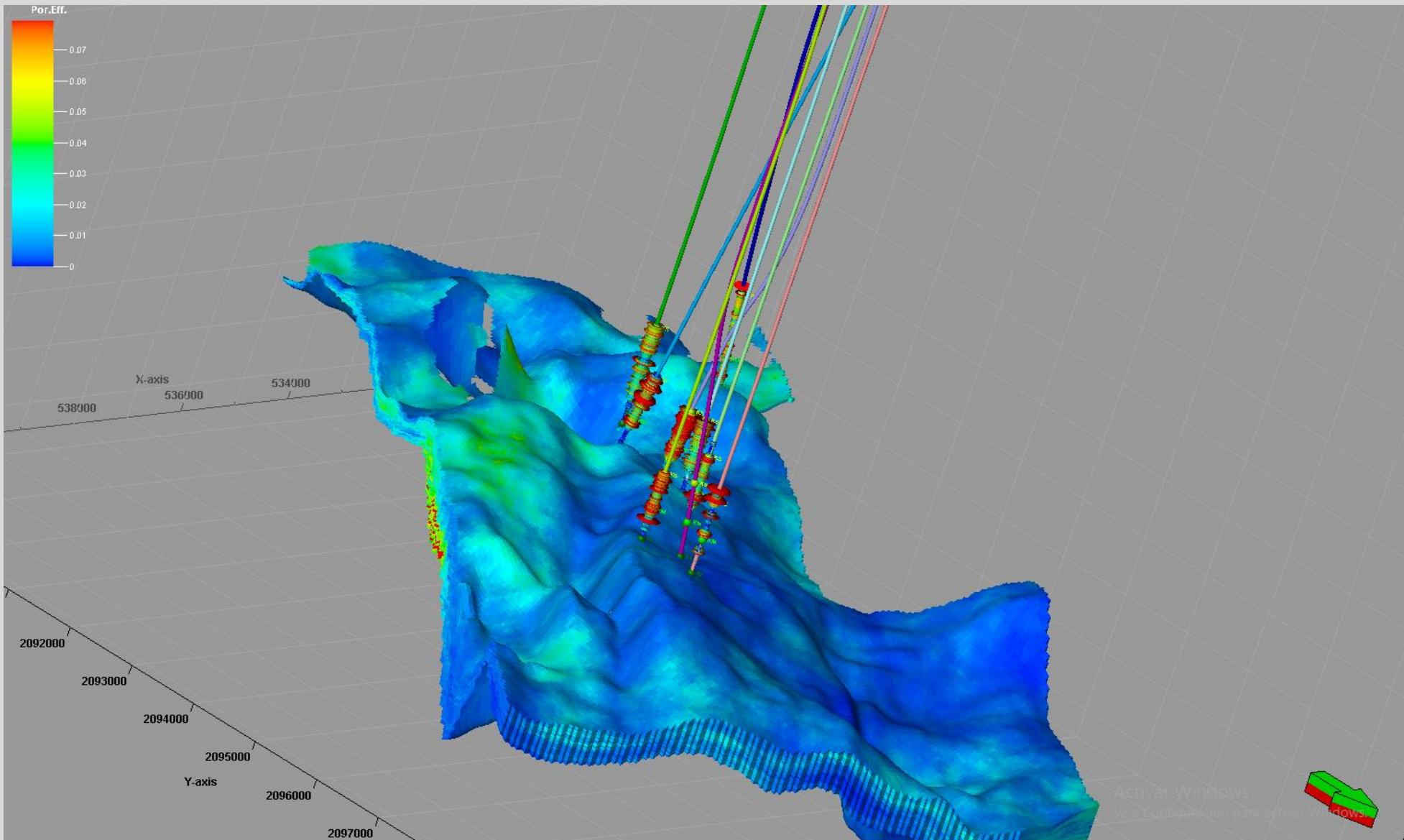
Copy to output sheet: List 1 List 2 List 3 Reset





KI





Activar Windows
Ve a Configuración para activar Windows



Settings for 'PHIE [U]'

Style Info Statistics Histogram Colors Operations More Variogram

For zone: KI

Axis	Min	Max	Delta
X	530200.00	543250.00	13050.00
Y	2087150.00	2101850.00	14700.00
Z	-6551.75	-4558.19	1993.56
Porosity - effective	0.00	0.10	0.10

Description

Unit: m³/m³

Is upscaled (U) Yes

Total number of defined cells in entire property, including local grids: 628657

Cells (nI x nJ x nK)

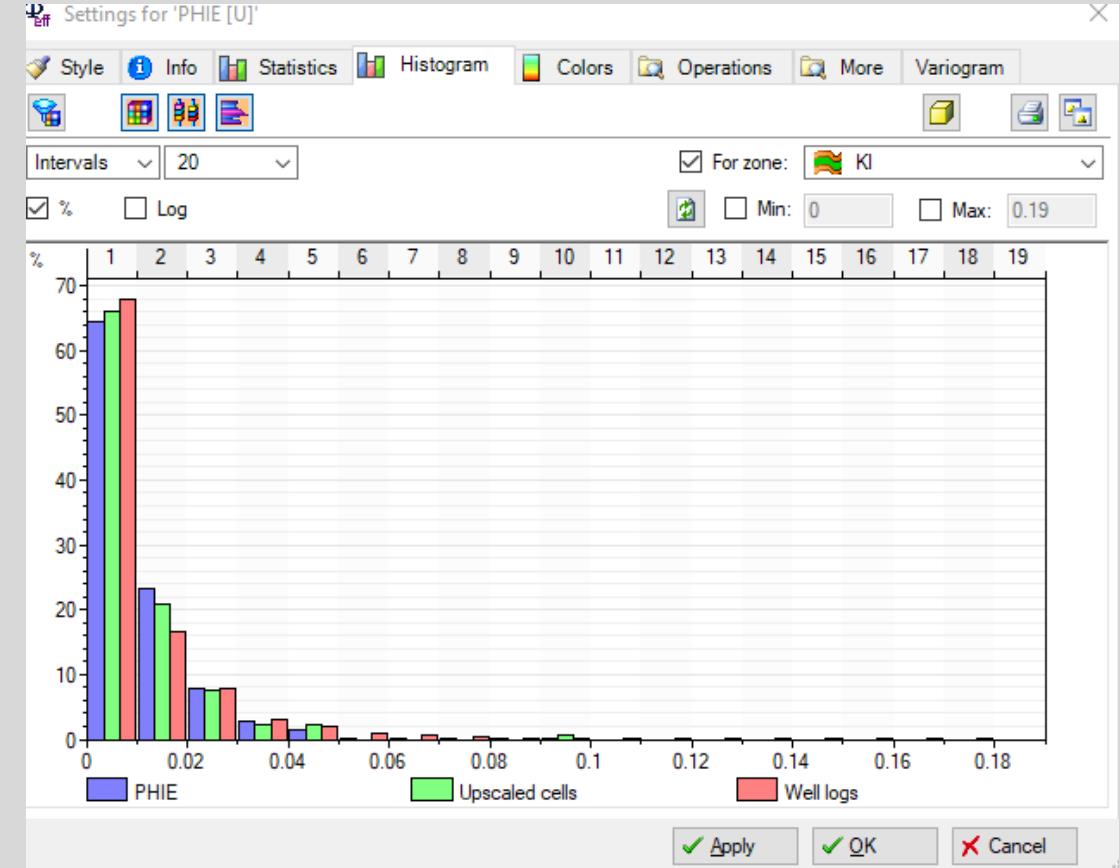
Total number of cells: 261 x 294 x 100
7673400

Property resolution:

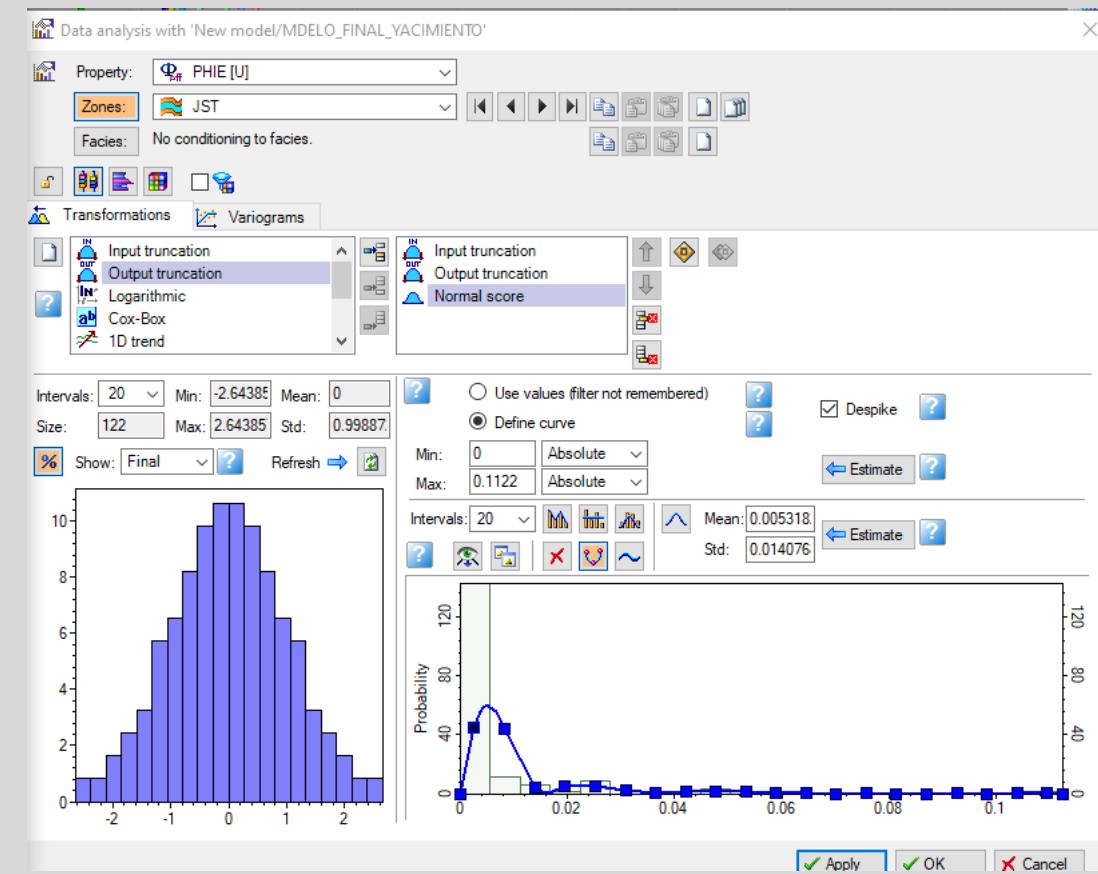
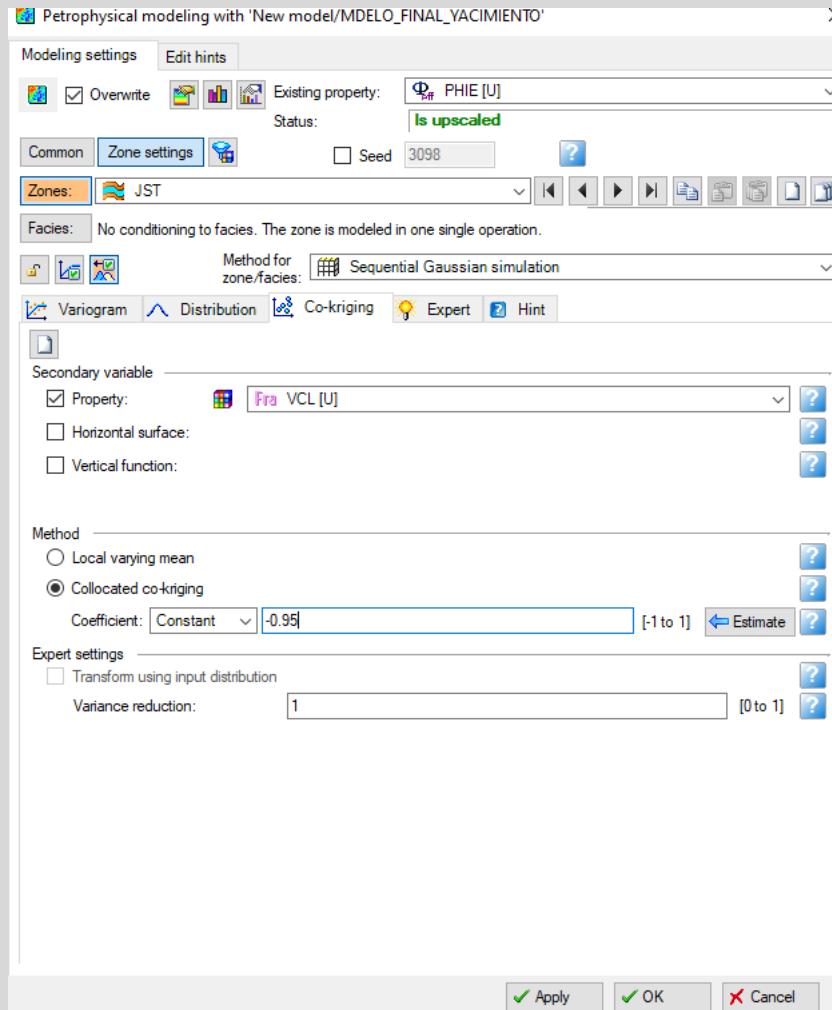
Compressed by: Per cell with volume (compressed)
42.95% of cell size

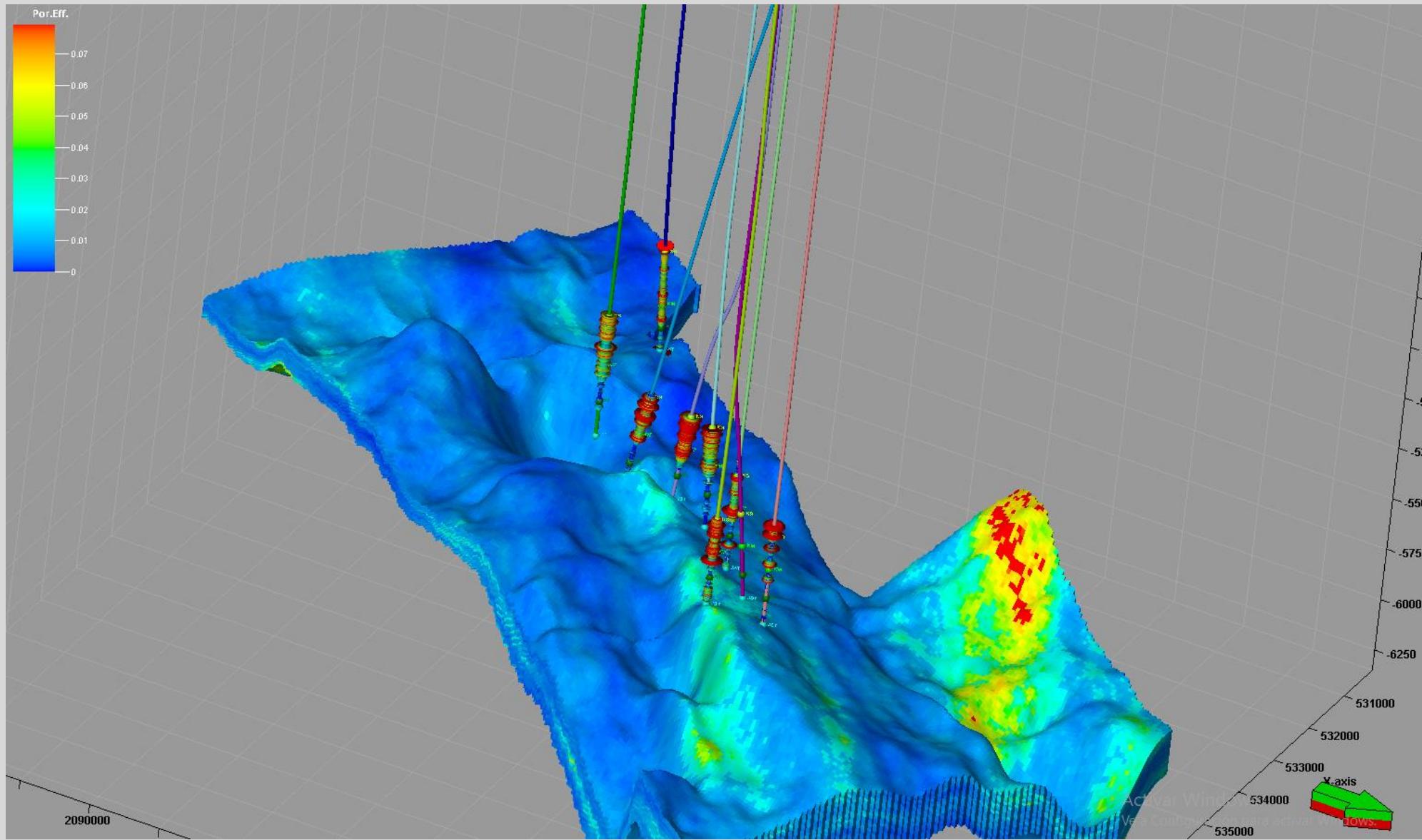
Max	Delta	N	Mean	Std
0.10	0.10	628657	0.01	0.01
0.10	0.10	130	0.01	0.01
0.18	0.18	5830	0.01	0.02

Copy to output sheet: List 1 List 2 List 3 Reset



JST





Settings for 'PHIE [U]'

Style Info Statistics Histogram Colors Operations More Variogram

For zone: JST

Axis	Min	Max	Delta
X	530200.00	543250.00	13050.00
Y	2087150.00	2101850.00	14700.00
Z	-6551.75	-4558.19	1993.56
Porosity - effective	0.00	0.11	0.11

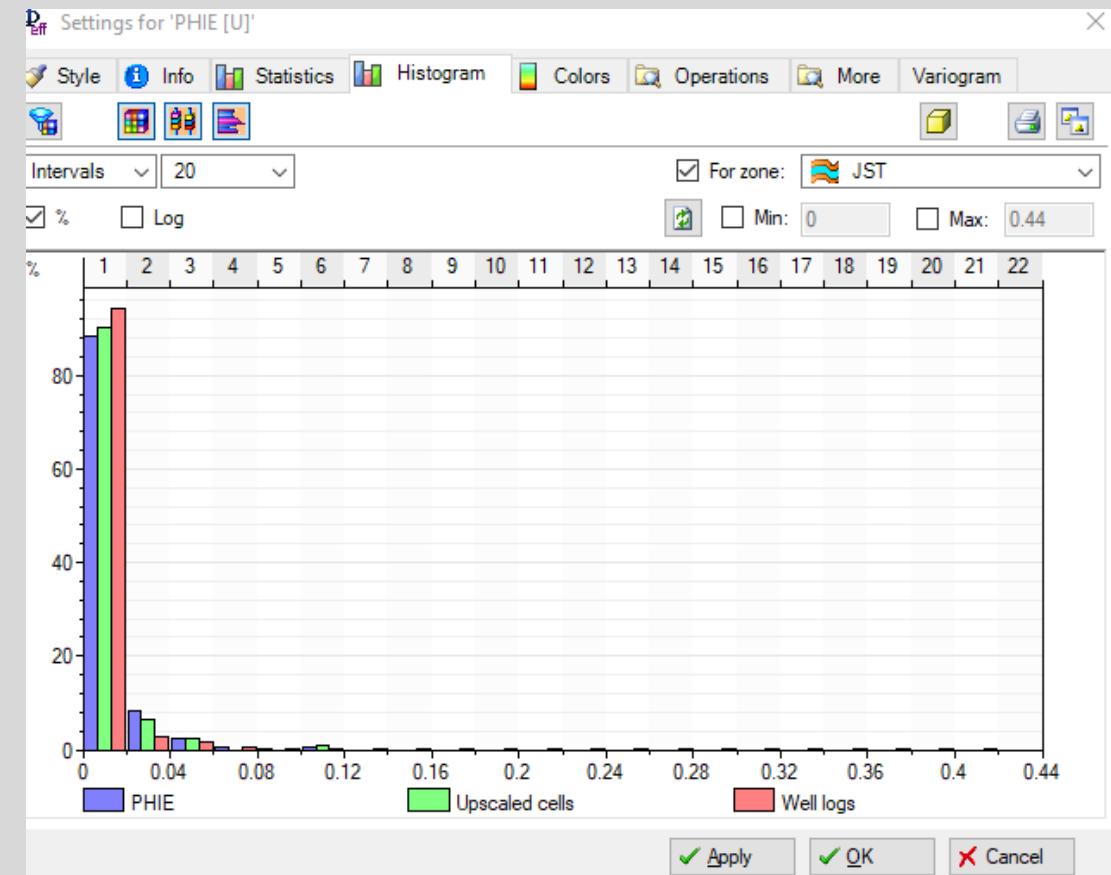
Description
Unit: m³/m³
Is upscaled (U)
Total number of defined cells in entire property, including local grids: 666760

Cells (nI x nJ x nK)
Total number of cells: 261 x 294 x 100
Property resolution:
Compressed by:

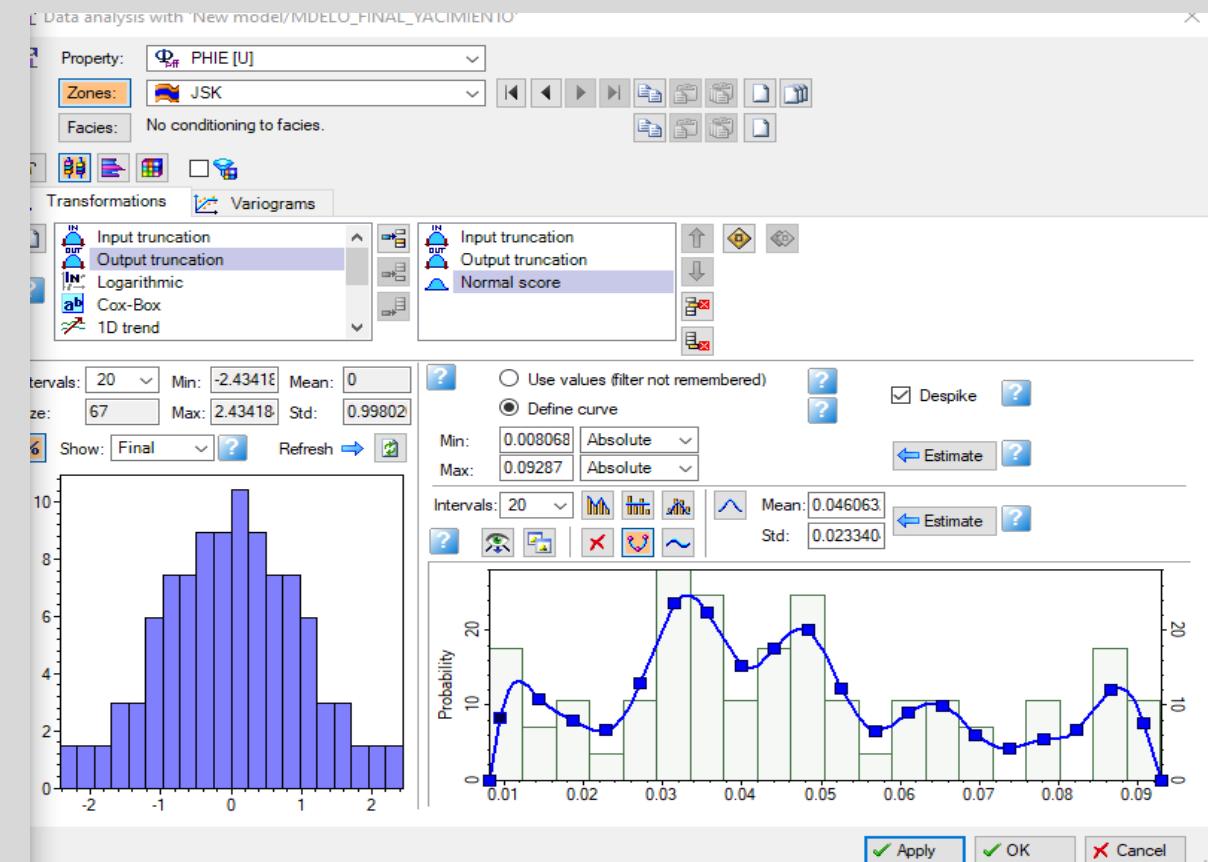
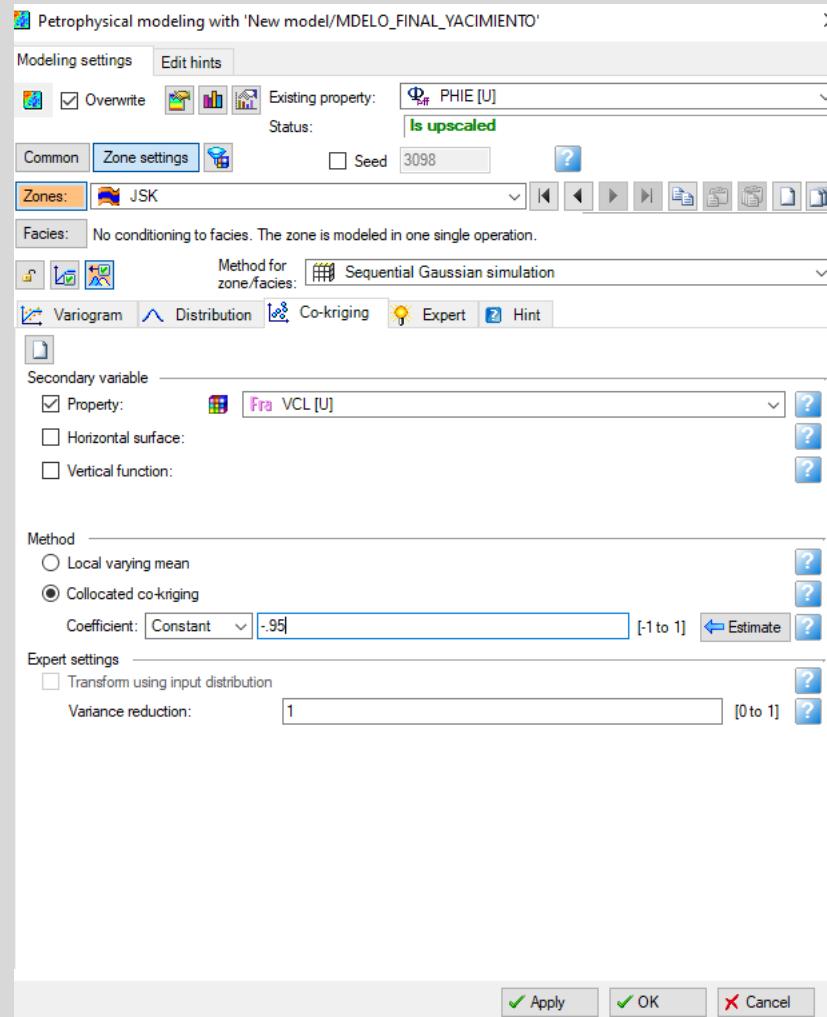
Max	Delta	N	Mean	Std
0.11	0.11	666760	0.01	0.01
0.11	0.11	122	0.01	0.01
0.42	0.42	7733	0.00	0.02

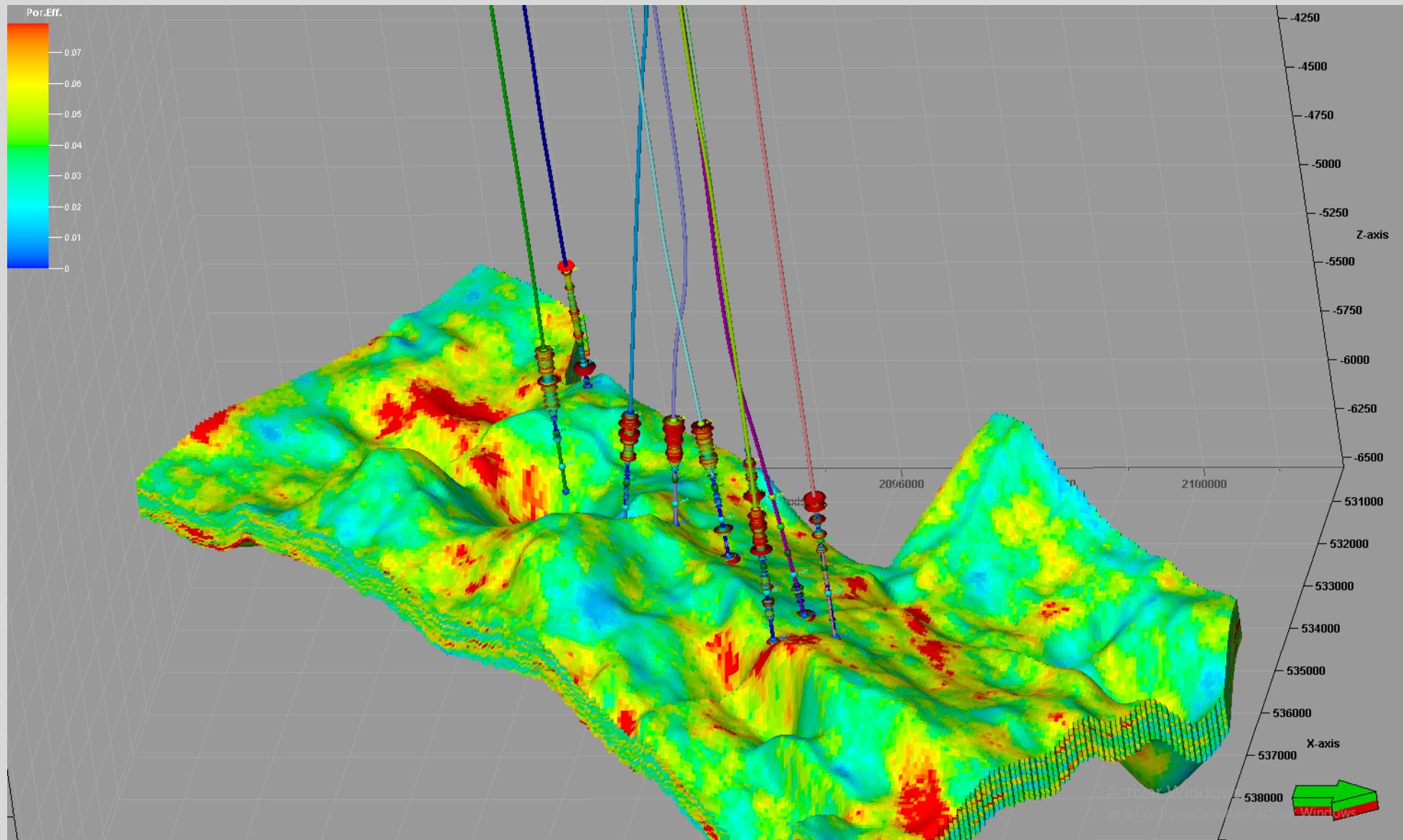
Copy to output sheet: List 1 List 2 List 3 Reset

Apply OK Cancel



JSK





Settings for 'PHIE [U]'

Style Info Statistics Histogram Colors Operations More Variogram

For zone: JSK

Axis	Min	Max	Delta
X	530200.00	543250.00	13050.00
Y	2087150.00	2101850.00	14700.00
Z	-6551.75	-4558.19	1993.56
Porosity - effective	0.01	0.09	0.08

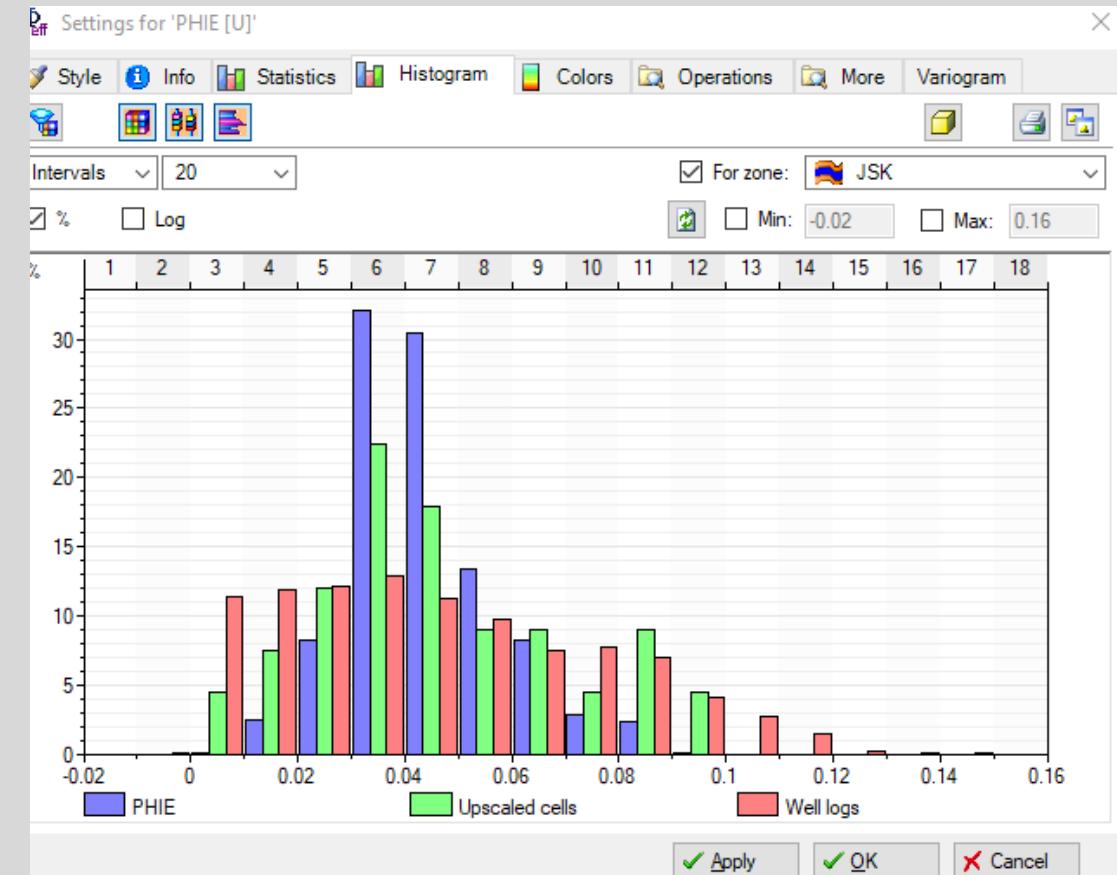
Description
Unit: m³/m³
Is upscaled (U) Yes
Total number of defined cells in entire property, including local grids: 666760

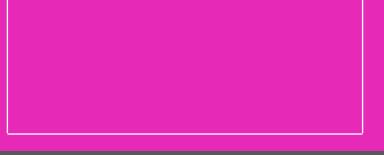
Cells (nI x nJ x nK)
Total number of cells: 261 x 294 x 100
Property resolution:
Compressed by: 42.95% of cell size

Min	Max	Delta	N	Mean
0.01	0.09	0.08	666760	0.04
0.01	0.09	0.08	67	0.05
-0.00	0.14	0.14	4246	0.05

Copy to output sheet: List 1 List 2 List 3 Reset

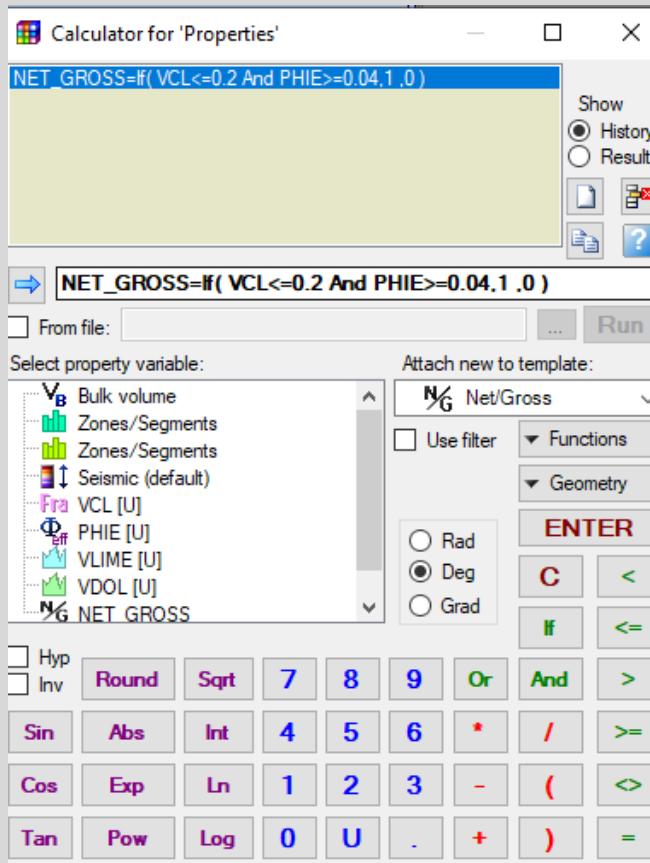
Apply OK Cancel





NET_GROOS

Esta propiedad nos ayuda a dividir basado los registros si es FORMACION o FLUIDO/POROSIDAD



¿Qué significa el comando?

"If" – Condicionante (si)

Si

"VCL" es menor o igual a 0.2

y

"PHIE" es mayor o igual a 0.04

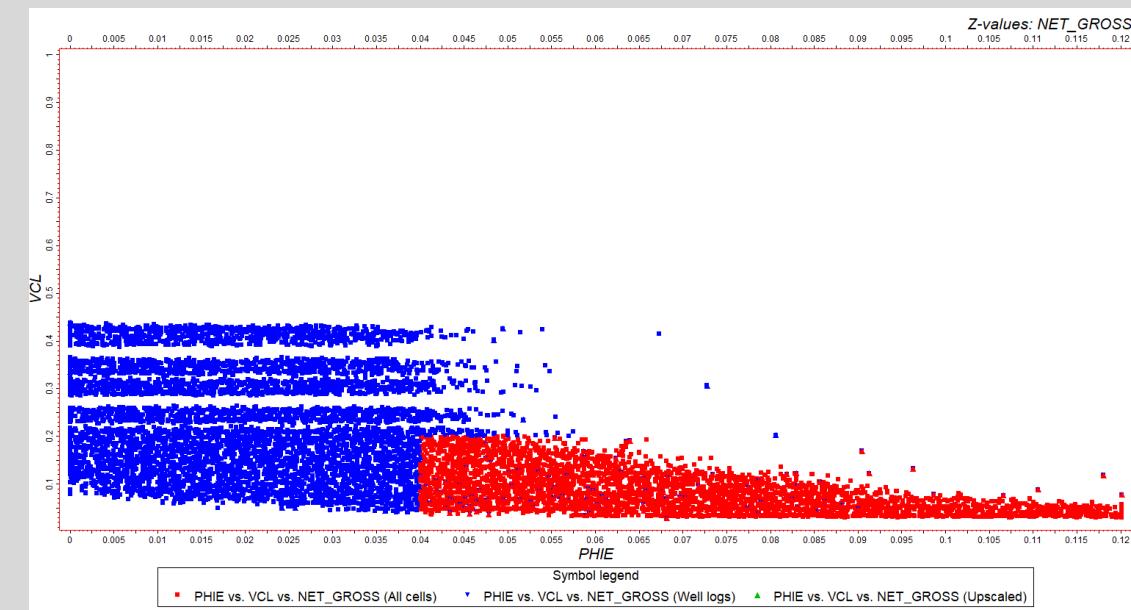
Entonces vale "1"

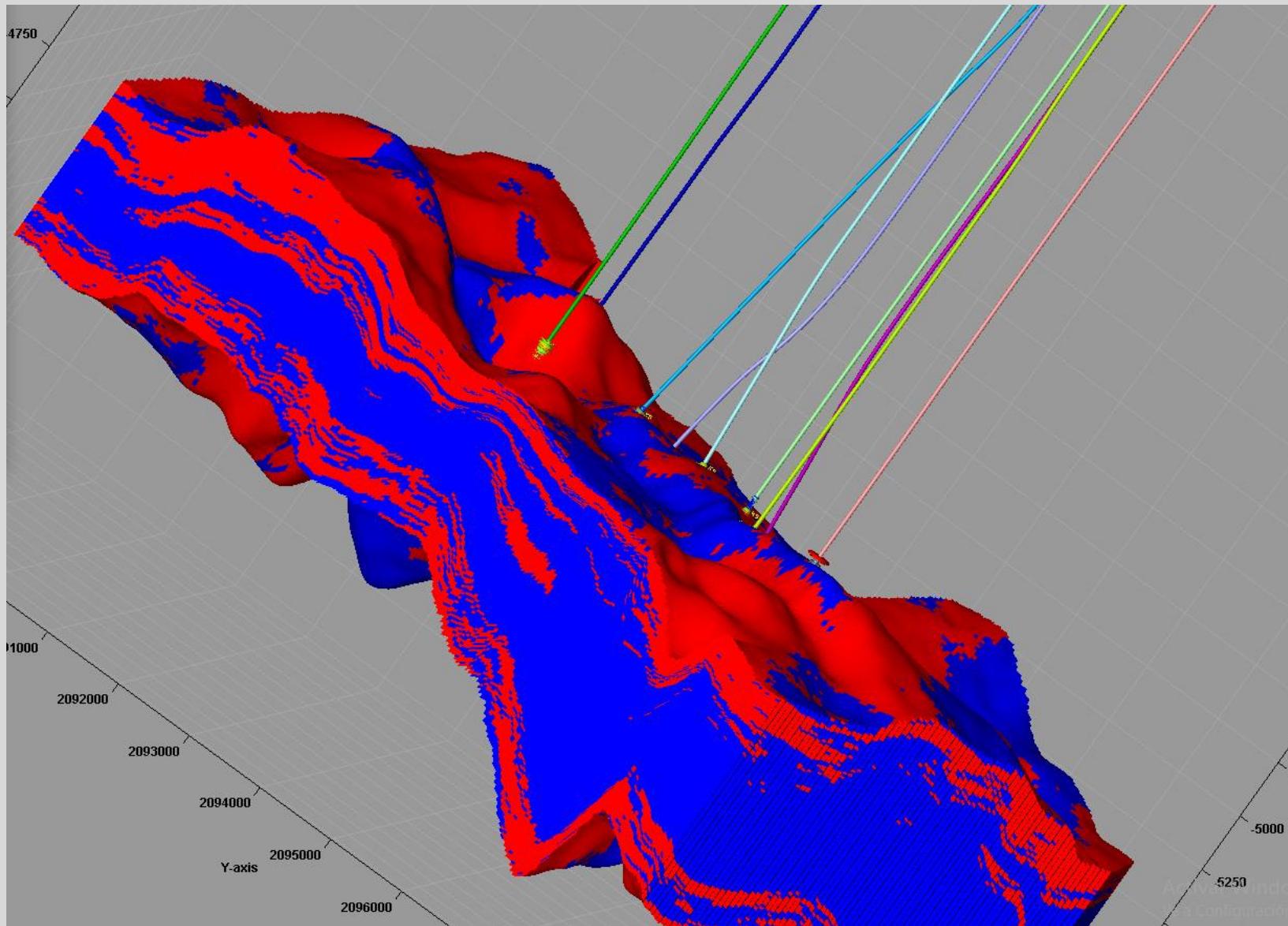
En caso de que no.

Es
POROSIDAD/FLUIDO

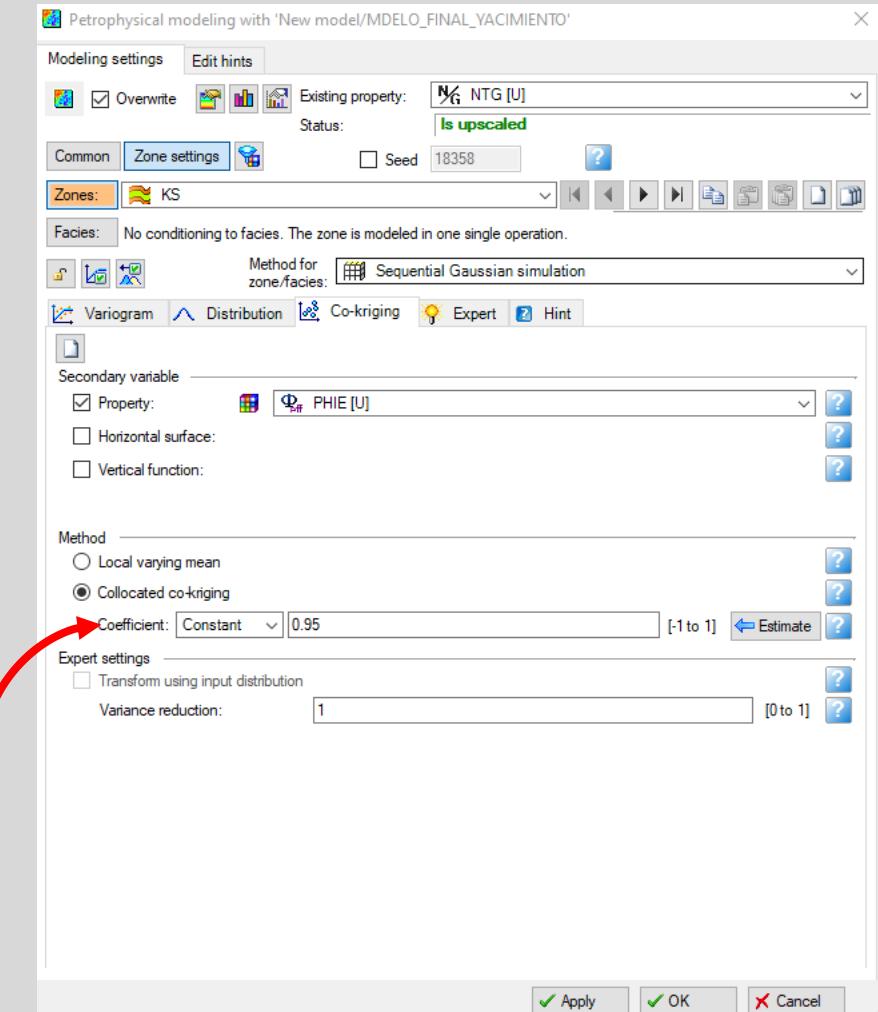
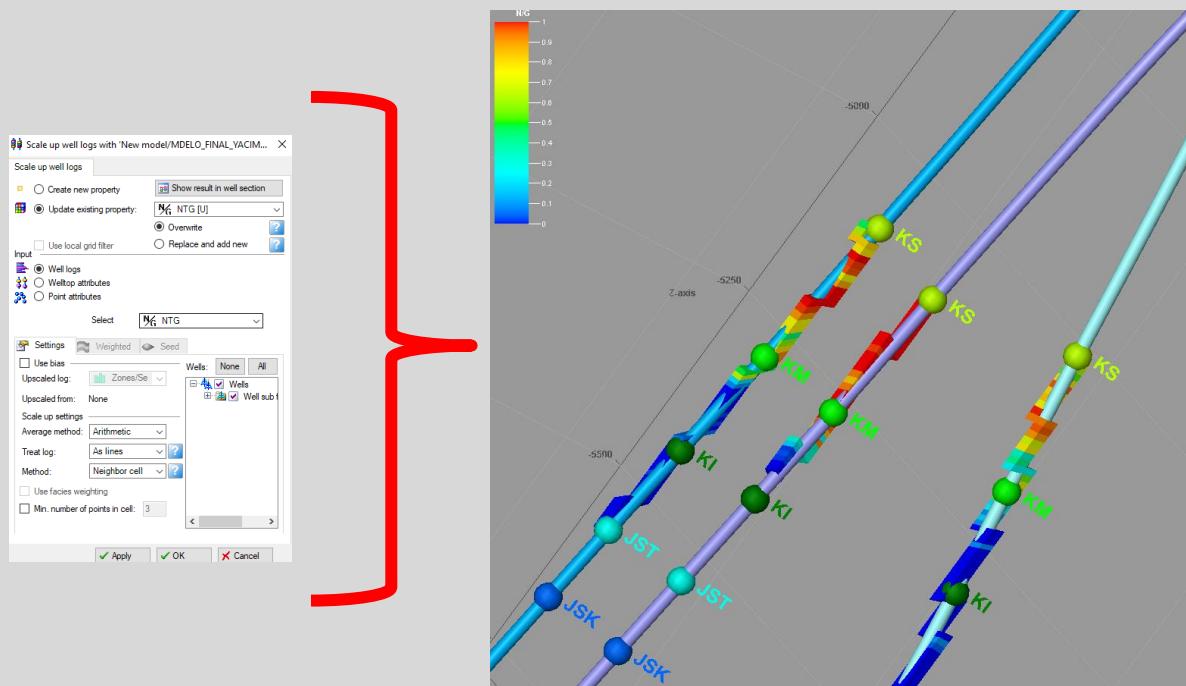
Entonces vale "0"

Es FORMACION





ESCALAMIENTO de Net_Groos



Se realiza el proceso de “Modelado Petrofisico” del mismo modo que se realizo con “PHIE” aplicando “Co-kriging”

En esta ocasión el coeficiente es alto y positivo (+) esto porque la “Porosidad esta directamente relacionada con si es o no FORMACION



Models

KS

Petrophysical modeling with 'New model/MDELO_FINAL_YACIMIENTO'

Modeling settings

Overwrite Existing property: **NTG [U]** Status: **Is upscaled**

Seed 18358

Zones: KS

Facies: No conditioning to facies. The zone is modeled in one single operation.

Method for zone/facies: Sequential Gaussian simulation

Variogram **Distribution** **Co-kriging** **Expert** **Hint**

Secondary variable

Property: **PHIE [U]**

Horizontal surface:

Vertical function:

Method

Local varying mean

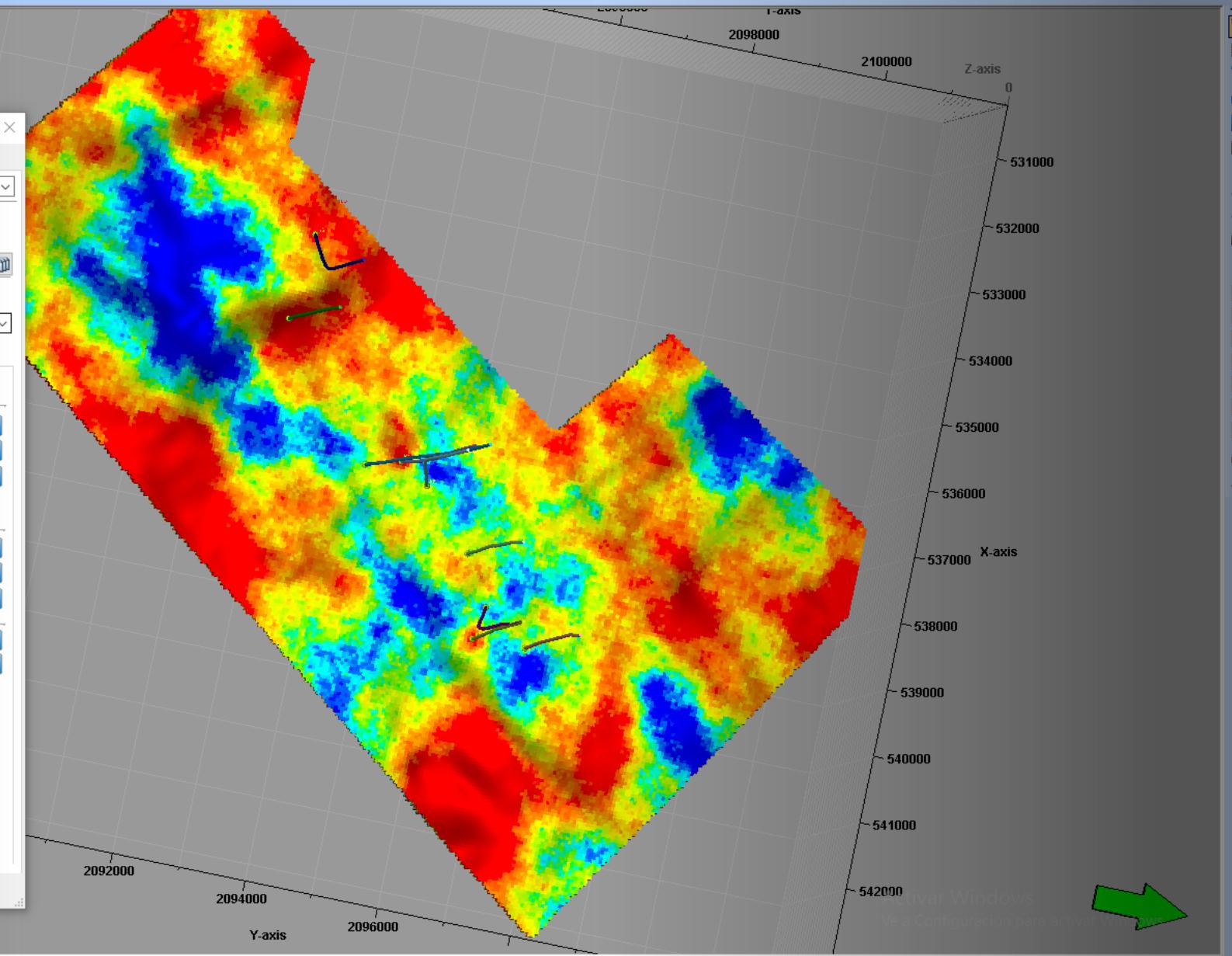
Collocated co-kriging

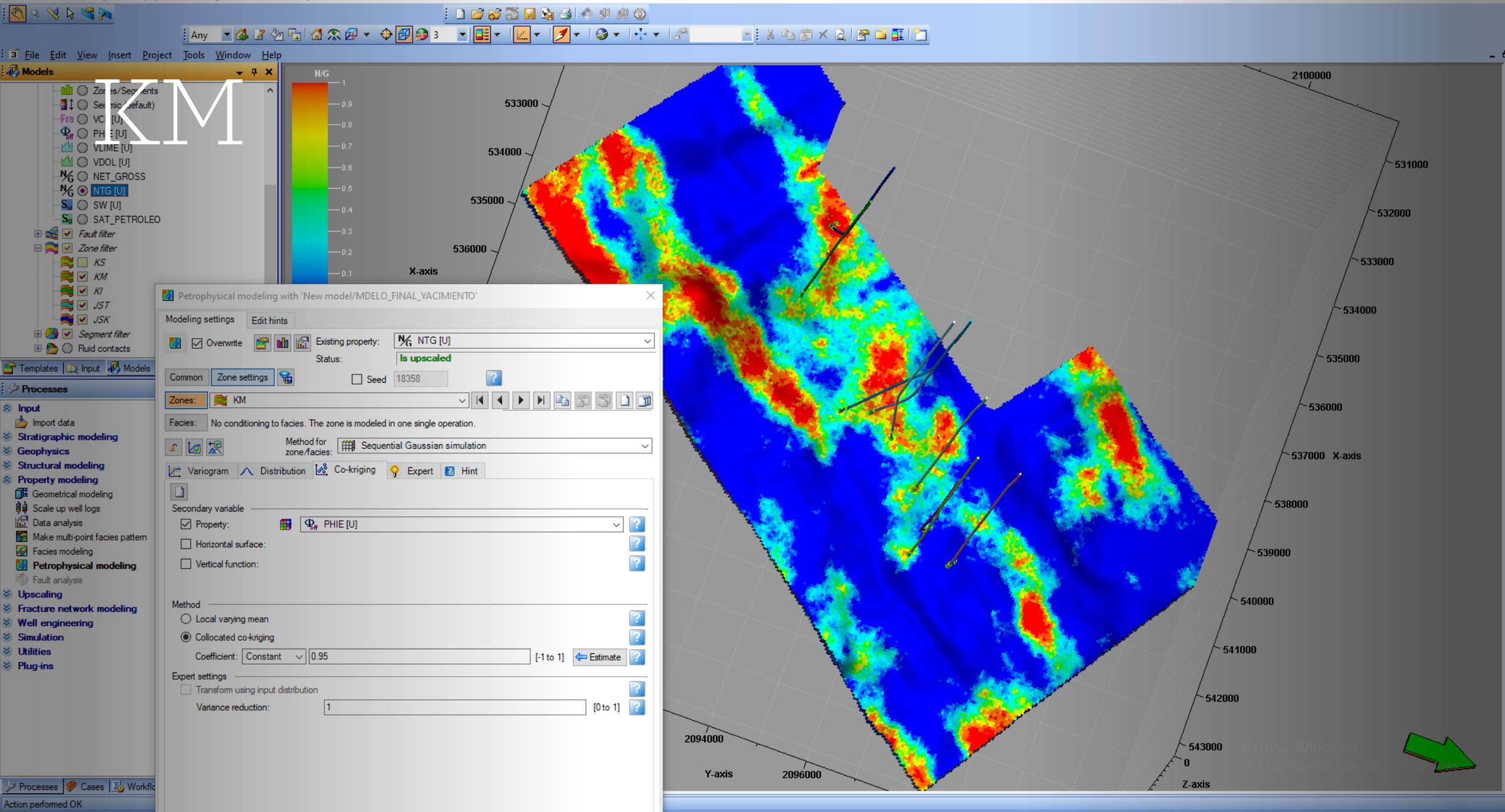
Coefficient: Constant 0.95 [-1 to 1]

Expert settings

Transform using input distribution

Variance reduction: 1 [0 to 1]







KI

Models

- Zones/Segments
- Seismic/default
- Frac
- VO [U]
- Phi_{eff}
- VLIIME [U]
- VDOL [U]
- NG
- NET_GROSS
- NTG
- NTG [U]
- SW
- SW [U]
- Sat
- SAT_PETROLEO

Fault filter

Zone filter

- KS
- KM
- KI
- JST
- JSK

Segment filter

Fluid contacts

Templates | Input | Models

Processes

- Input**
 - Import data
- Stratigraphic modeling**
- Geophysics**
- Structural modeling**
- Property modeling**
 - Geometrical modeling
 - Scale up well logs
 - Data analysis
 - Make multi-point facies pattern
 - Facies modeling
 - Petrophysical modeling
 - Fault analysis
- Upscaling**
- Fracture network modeling**
- Well engineering**
- Simulation**
- Utilities**
- Plug-ins**

Petrophysical modeling with 'New model/MDELO_FINAL_YACIMIENTO'

Modeling settings **Edit hints**

Overwrite Existing property: NTG [U] Status: Is upscaled

Common **Zone settings** Seed 18358

Zones: KI

Facies: No conditioning to facies. The zone is modeled in one single operation.

Method for zone/facies: Sequential Gaussian simulation

Variogram **Distribution** **Co-kriging** **Expert** **Hint**

Secondary variable

Property: Phi_{eff} PHIE [U]

Horizontal surface: Vertical function:

Method

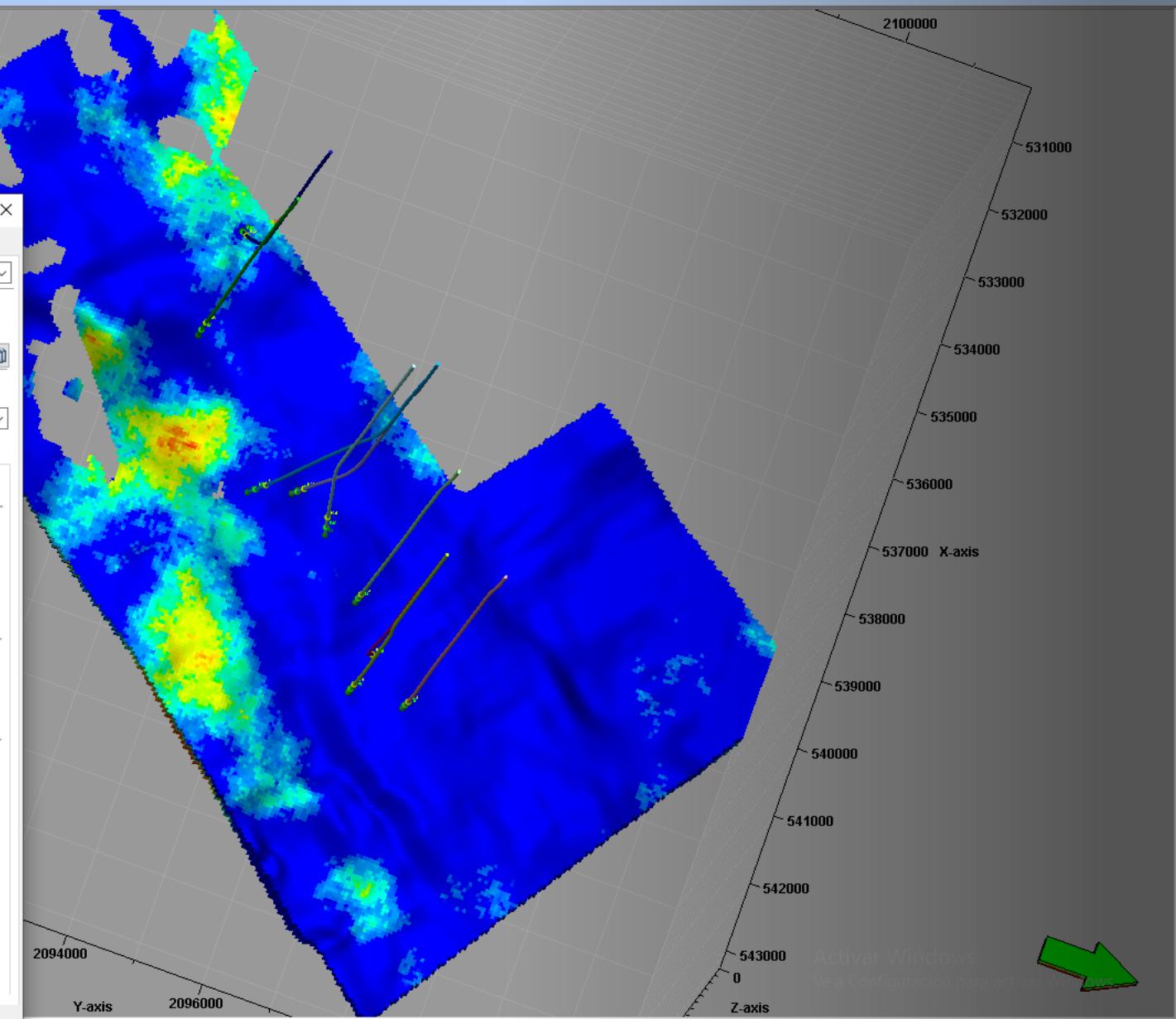
Local varying mean Collocated co-kriging

Coefficient: Constant 0.95 [-1 to 1]

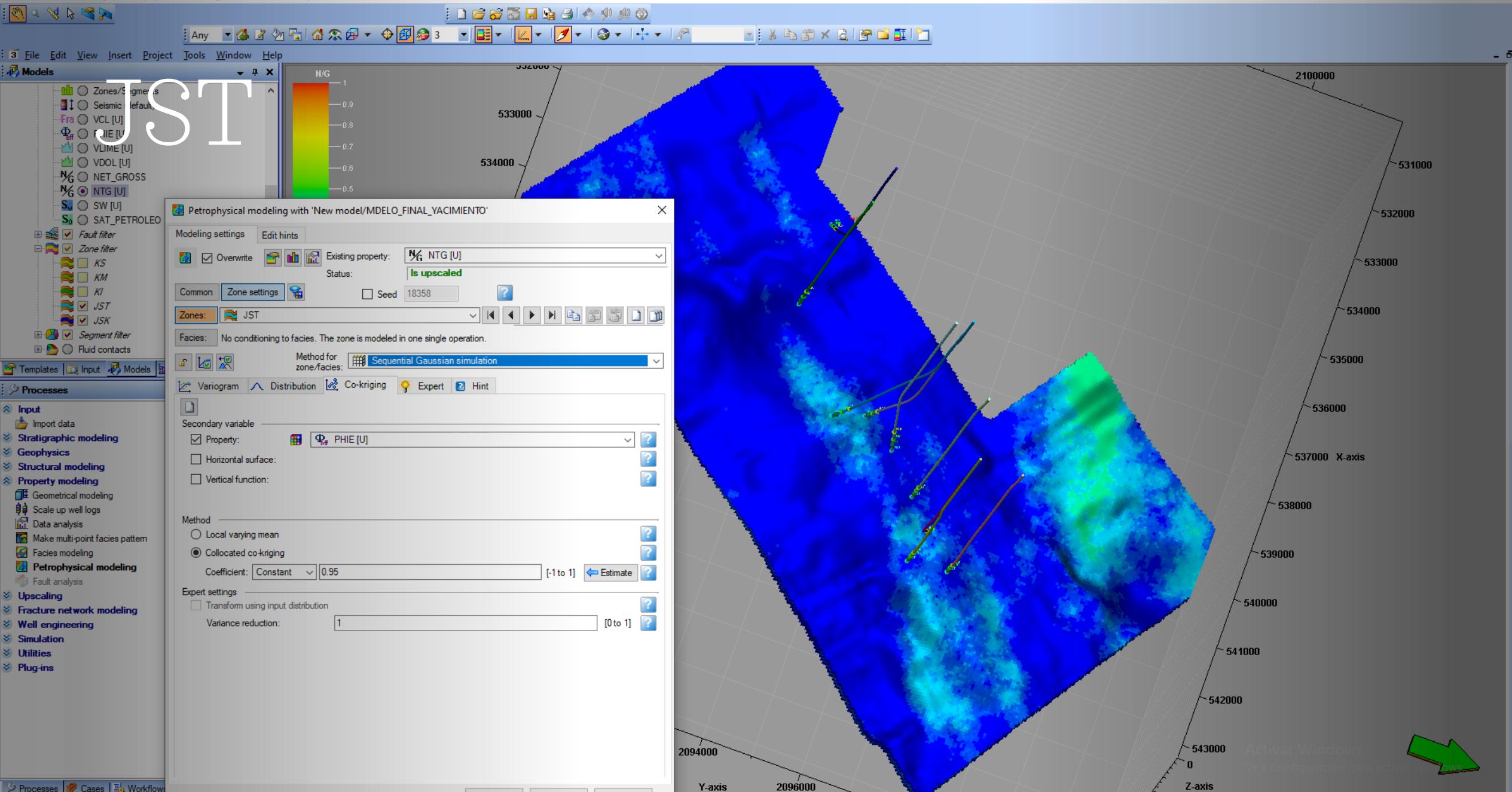
Expert settings

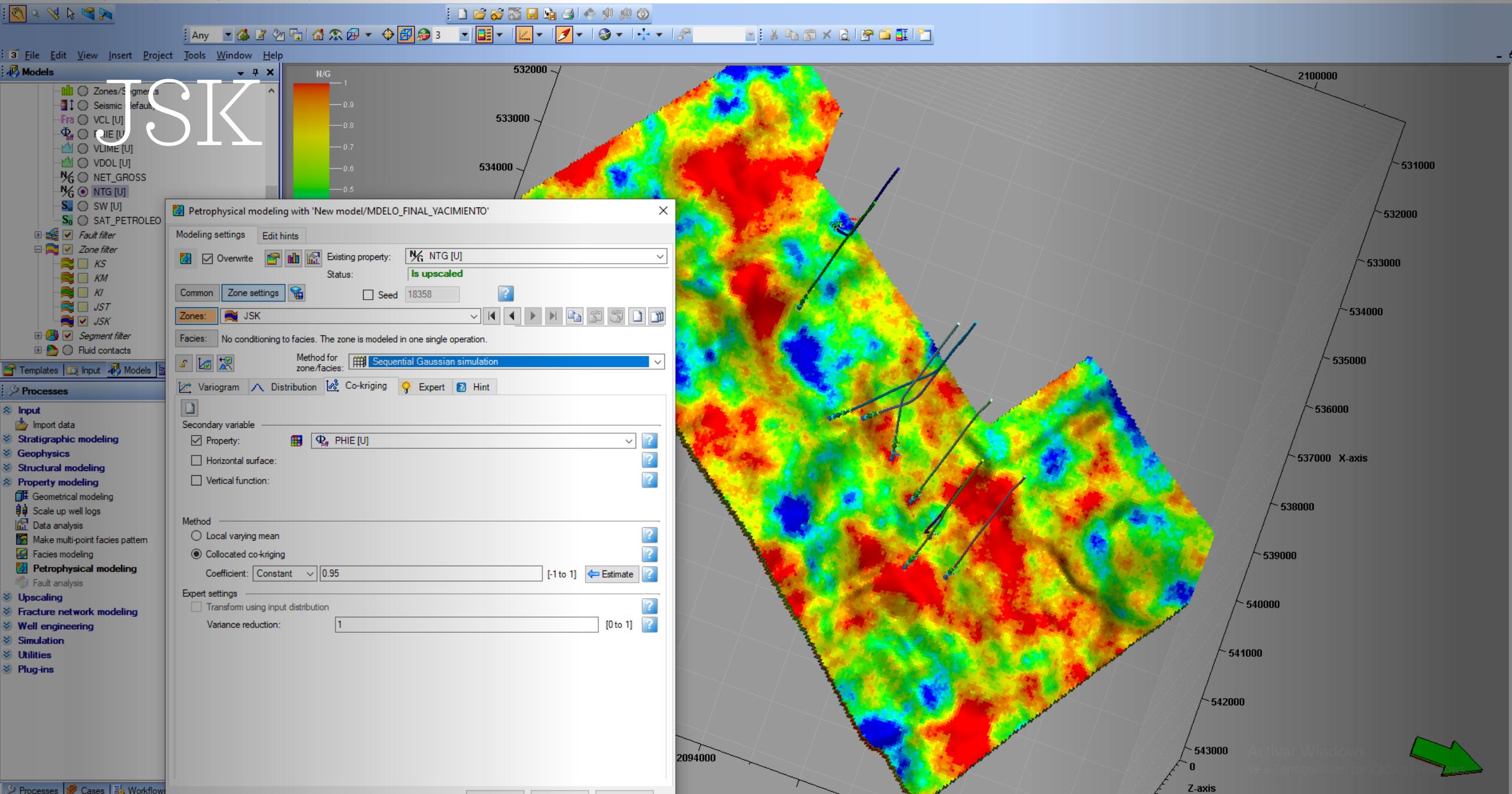
Transform using input distribution

Variance reduction: 1 [0 to 1]

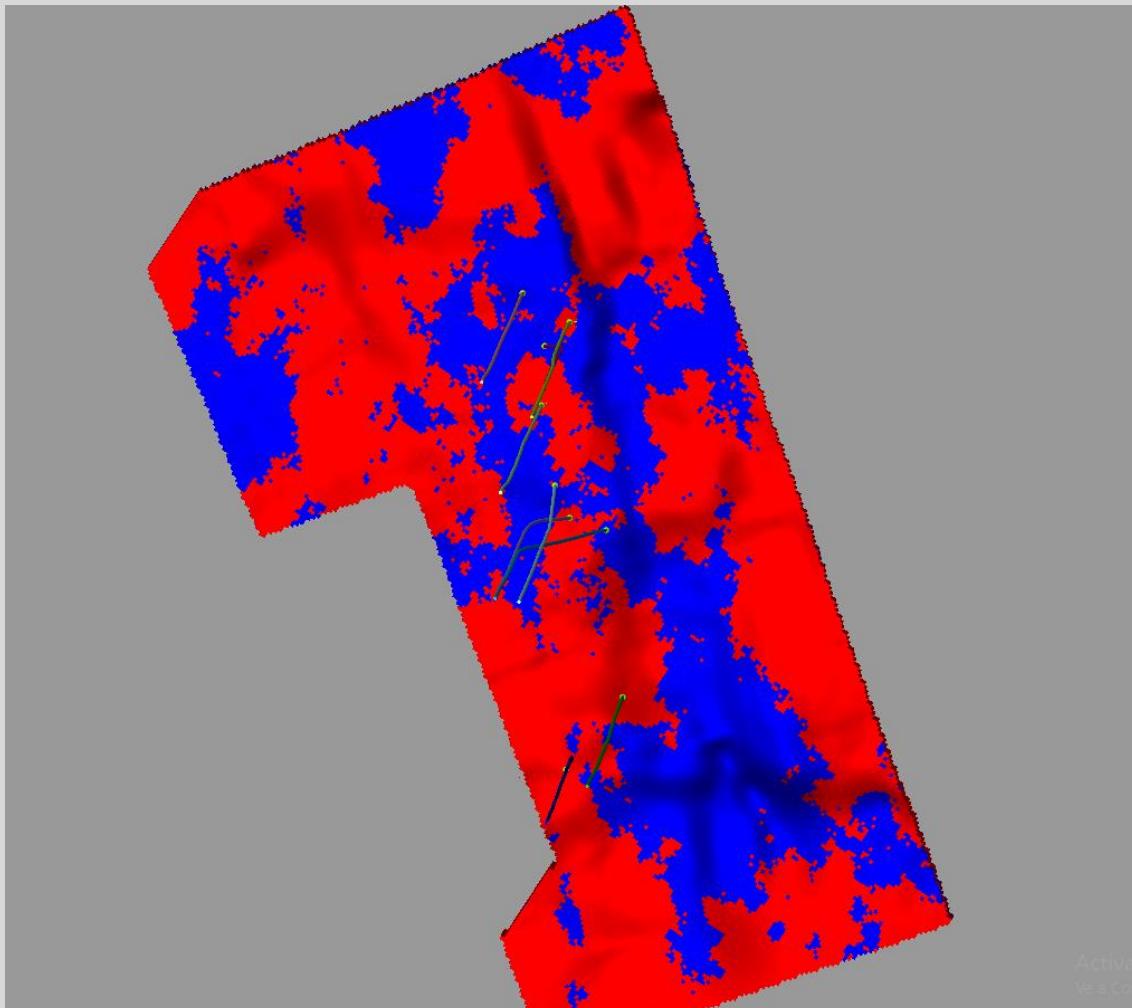


Action performed OK

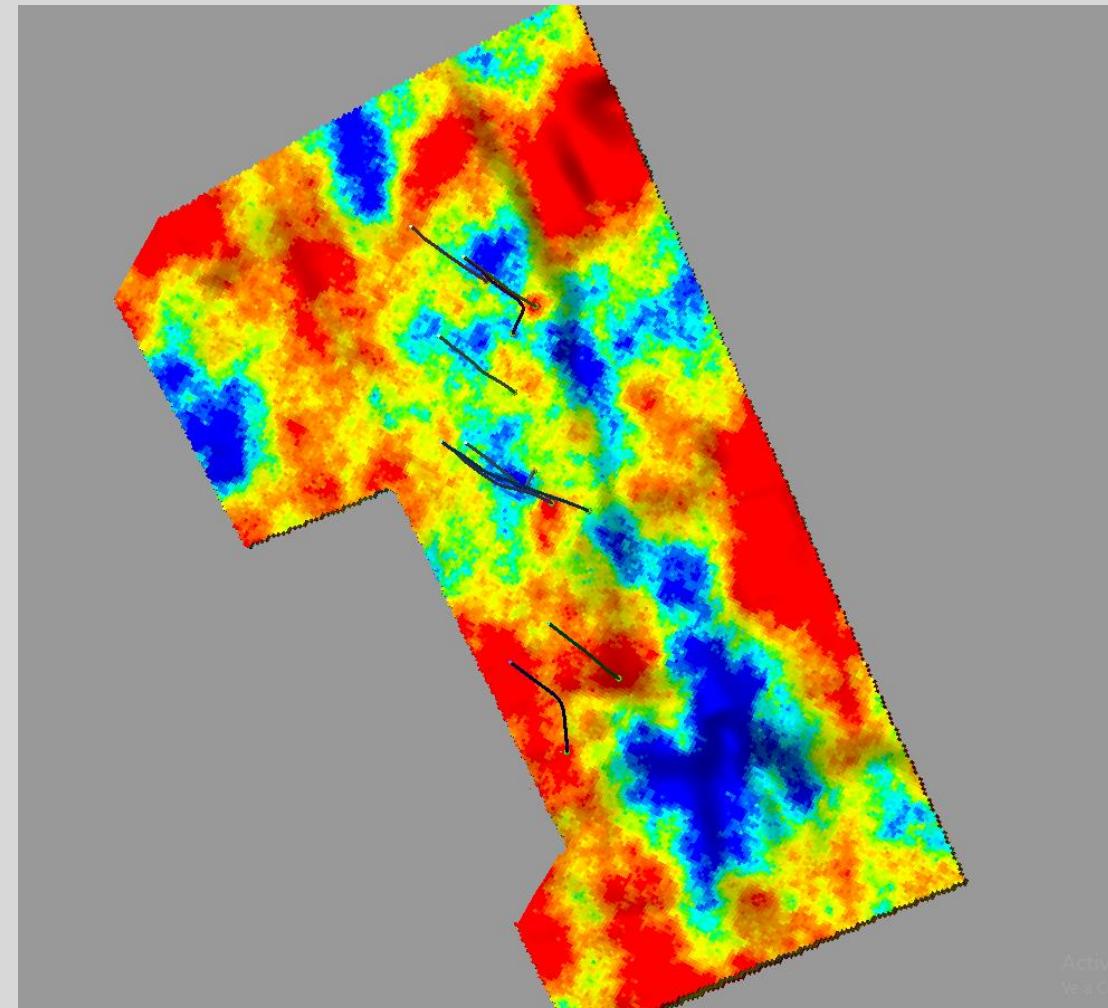




Diferencia entre el escalado y el NO escalado

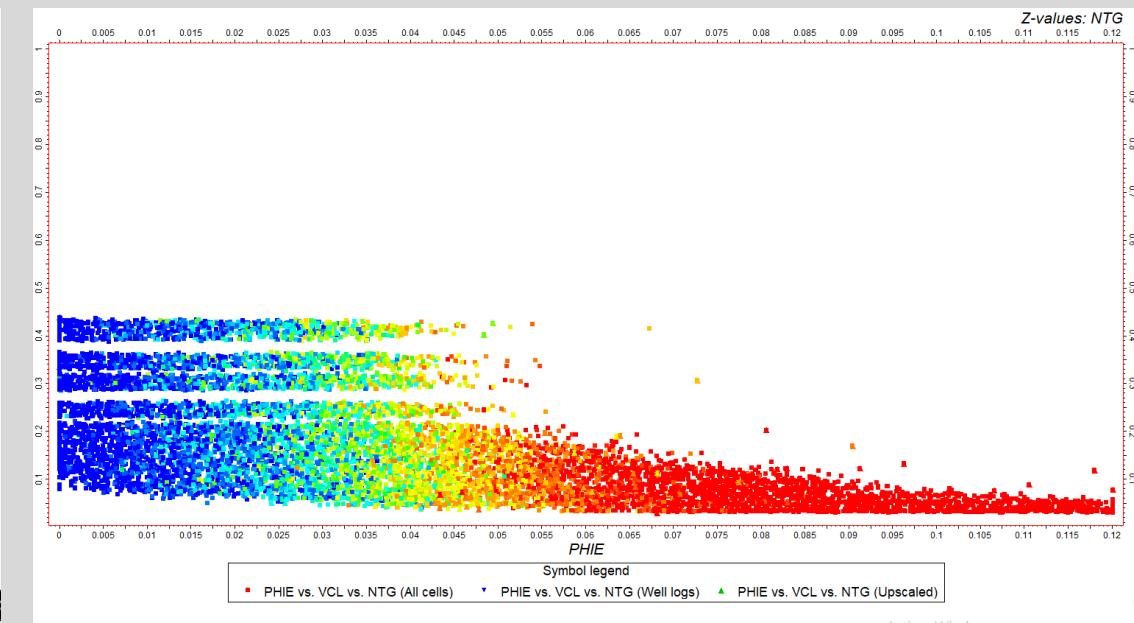
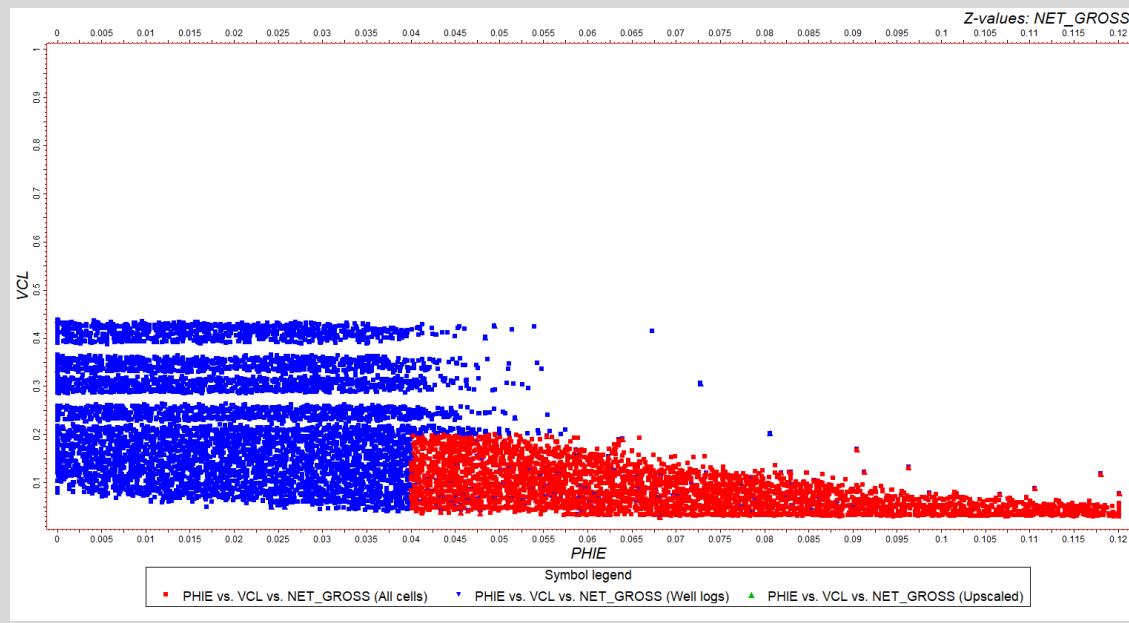


NO Escalado



Escalado

Diferencia entre el escalado y el NO escalado

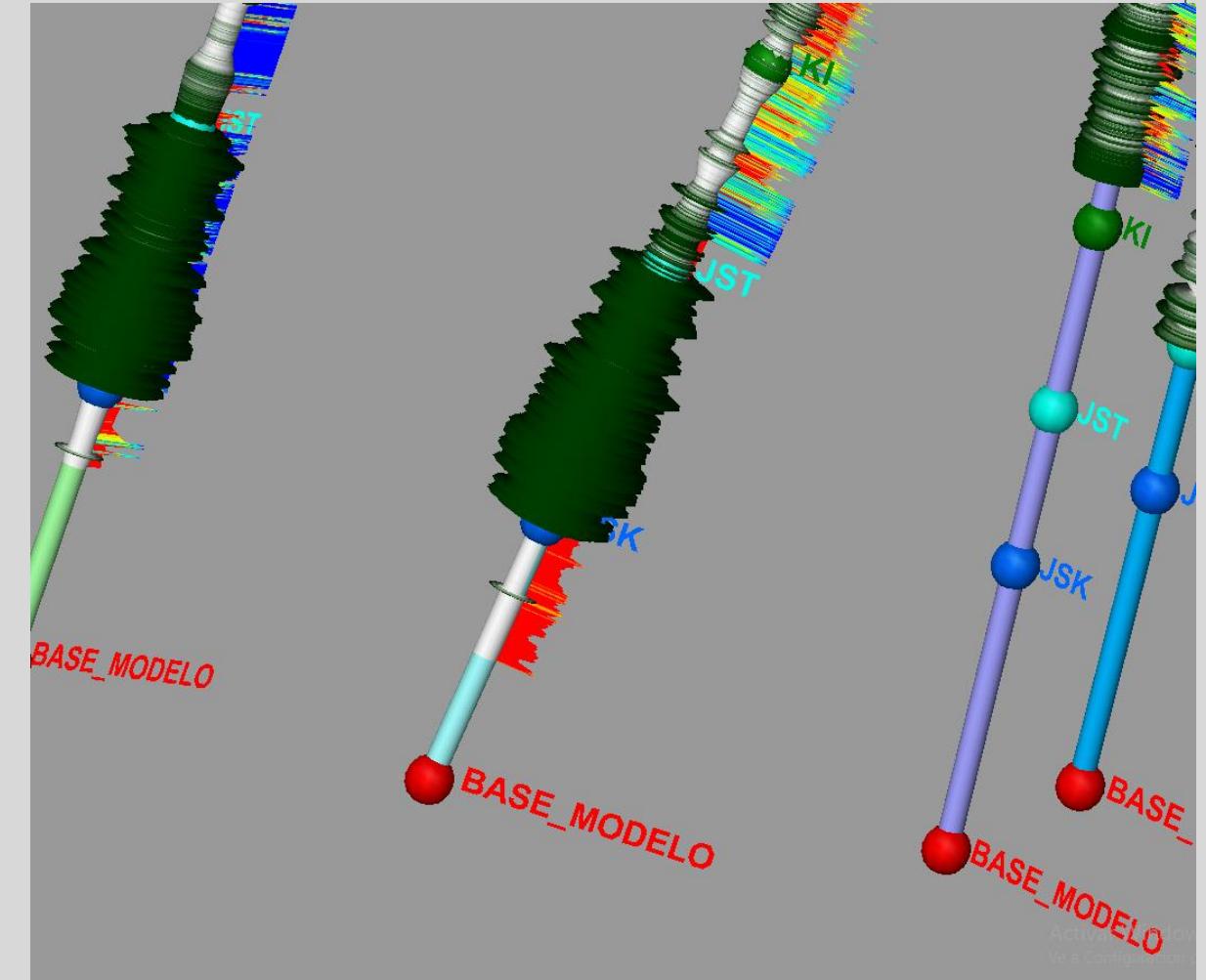
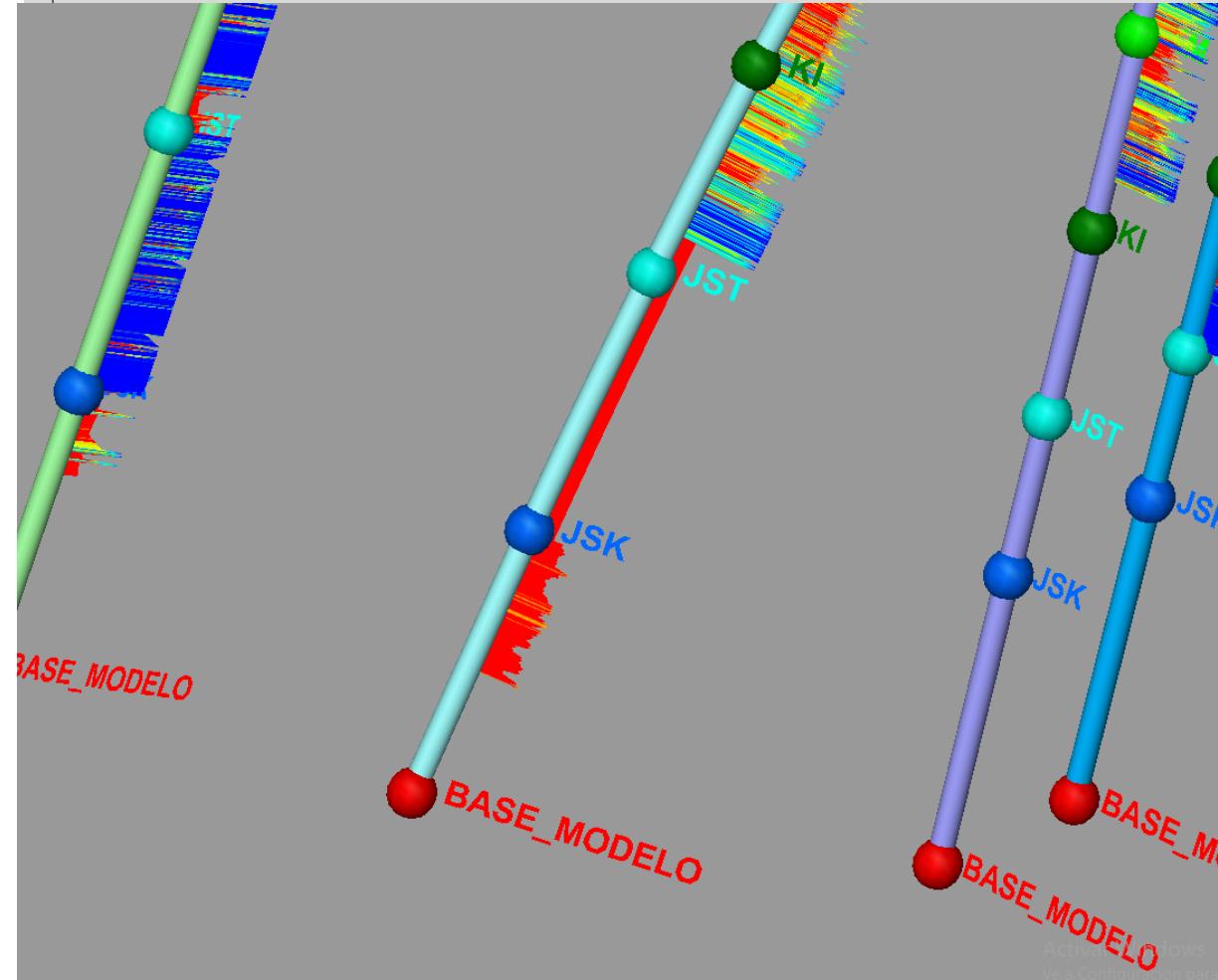


NO Escalado

Escalado

SATURACION DE AGUA

Existe un error en el pozo N. “6”



Dado que señala que tiene nula Saturación de agua (SW)

¿Qué significa el comando?

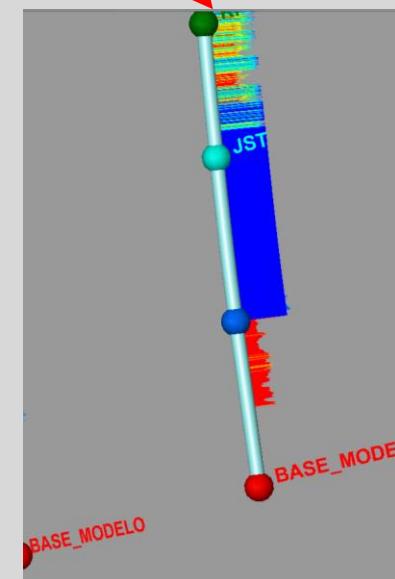
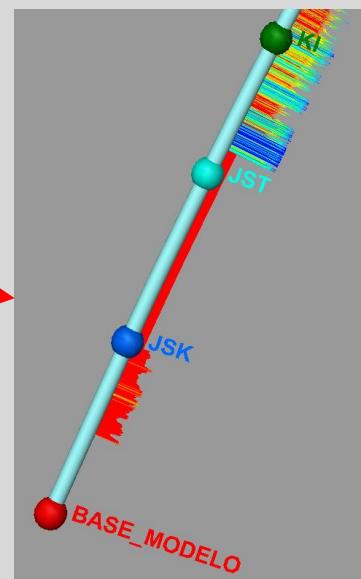
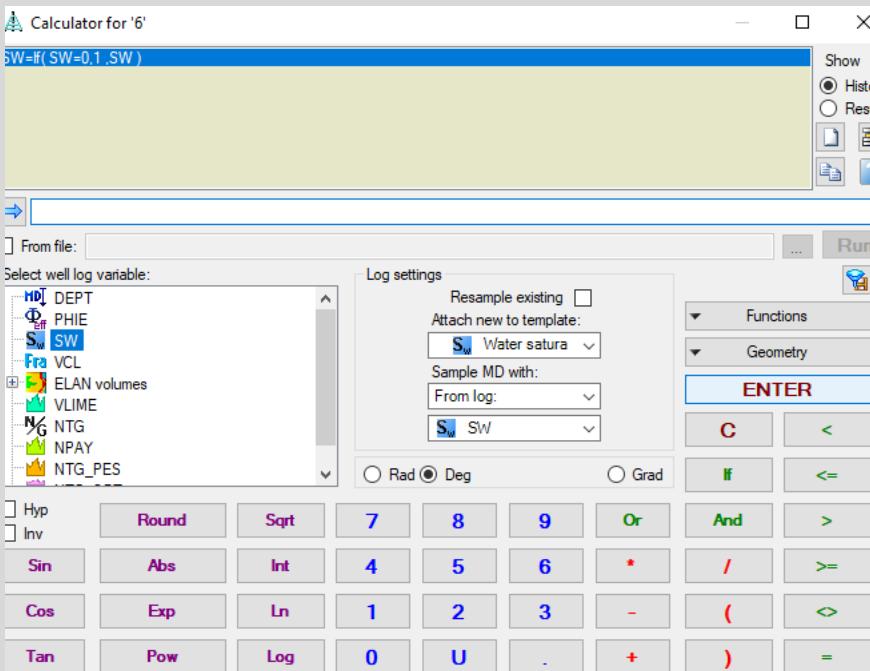
"If" – Condicionante (si)

Si

"SW" es igual a 0 (Valor erróneo)

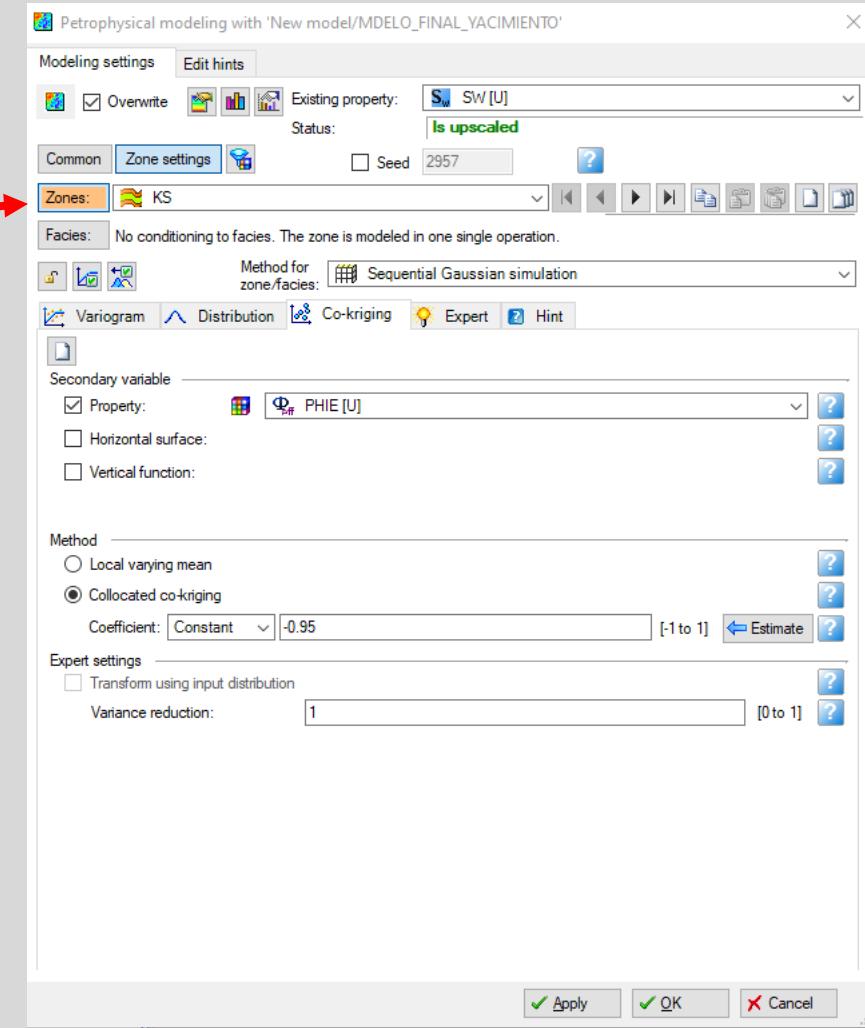
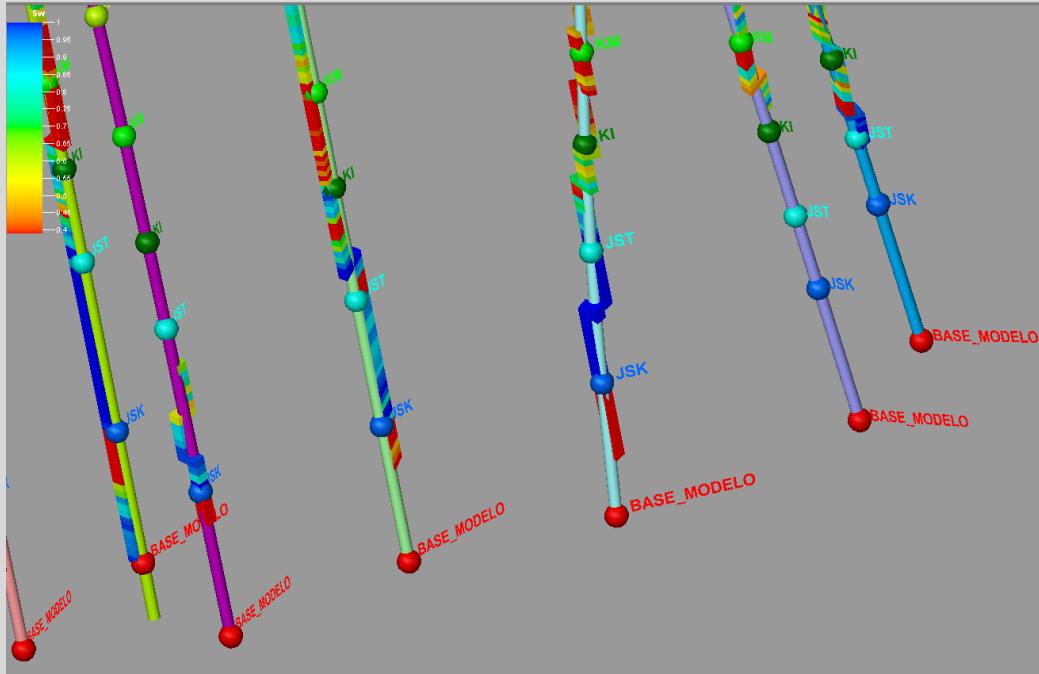
Entonces es "1"

Lo cual arregla el error.

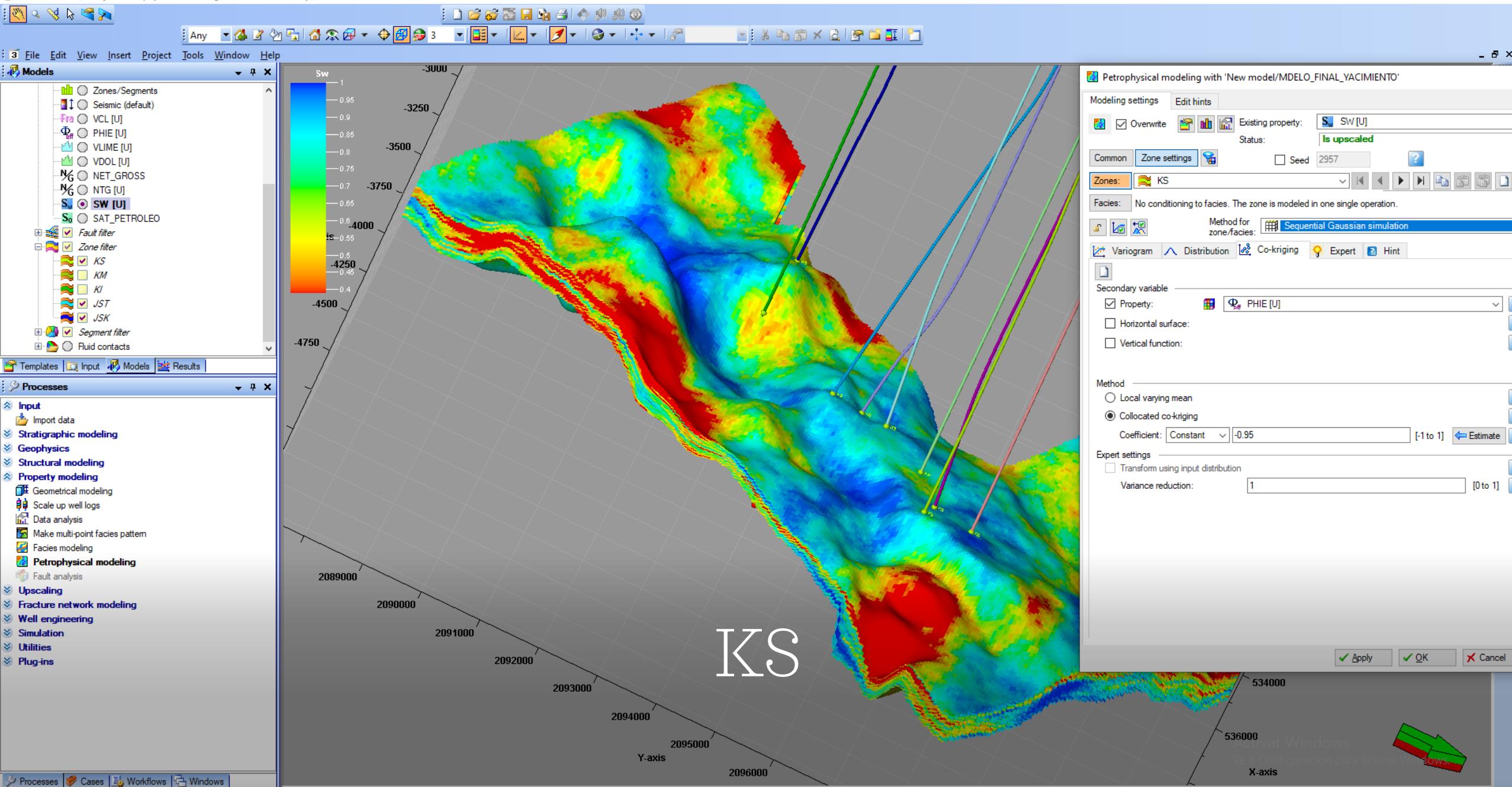


Se realiza el "Escalado de Sw" y posterior el "Modelado Petrofisico"

Se realiza con el proceso en todas las zonas



Se realiza con el mismo proceso ya explicado para:
Net_Gross y PHIE





Models

- Zones/Segments
- Seismic (default)
- Frac
- VCL [U]
- PHIE [U]
- VLIME [U]
- VDOL [U]
- NET_GROSS
- NTG [U]
- SW [U]
- SAT_PETROLEO
- Fault filter
- Zone filter
- KS
- KM
- KI
- JST
- ISK

Templates

Processes

Input

Stratigraphic model

Geophysics

Structural model

Property modeling

- Geometrical modeling
- Scale up well locations
- Data analysis
- Make multi-point
- Facies modeling
- Petrophysical
- Fault analysis

Upscaling

Fracture network

Well engineering

Simulation

Utilities

Plug-ins

Processes

Action performed OK

Petrophysical modeling with 'New model/MDELO_FINAL_YACIMIENTO'

Modeling settings

Overwrite Existing property: SW SW [U] Status: Is upscaled

Common Zone settings Seed: 2957

Zones: KM

Facies: No conditioning to facies. The zone is modeled in one single operation.

Method for zone/facies: Sequential Gaussian simulation

Variogram Distribution Co-kriging Expert Hint

Secondary variable

Property: PHIE [U]

Horizontal surface:

Vertical function:

Method

Local varying mean

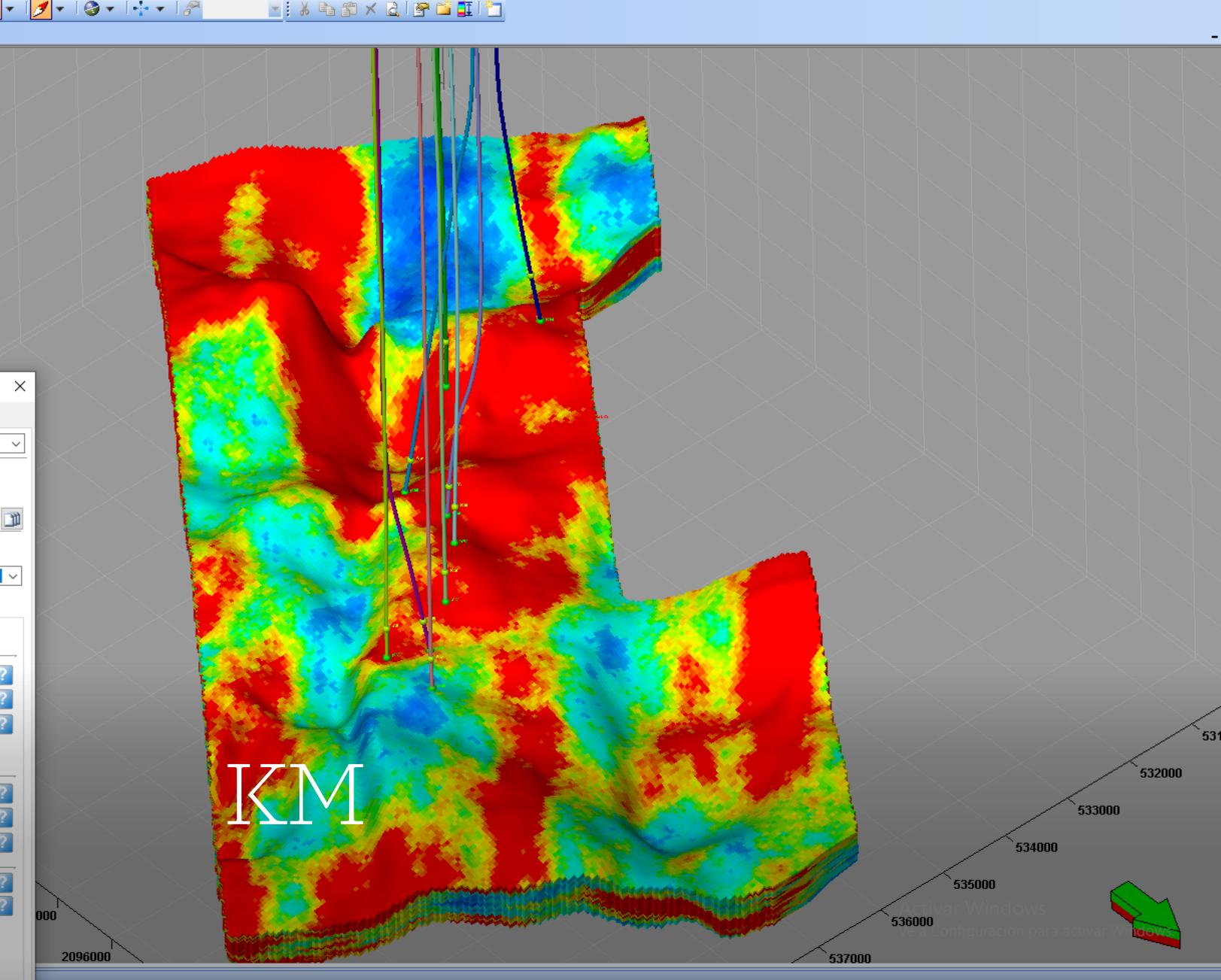
Collocated co-kriging

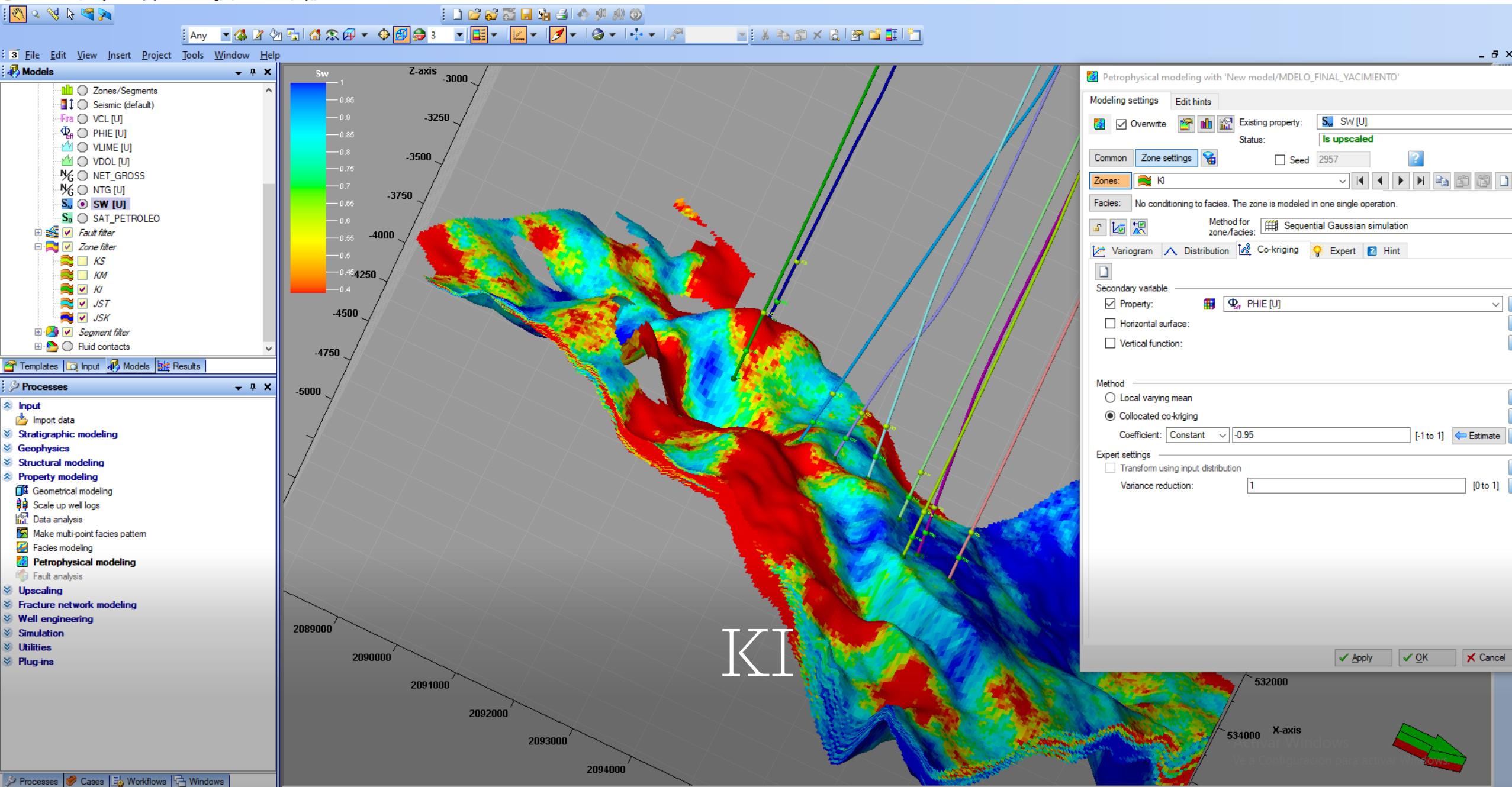
Coefficient: Constant -0.95 [-1 to 1] Estimate

Expert settings

Transform using input distribution

Variance reduction: 1 [0 to 1]

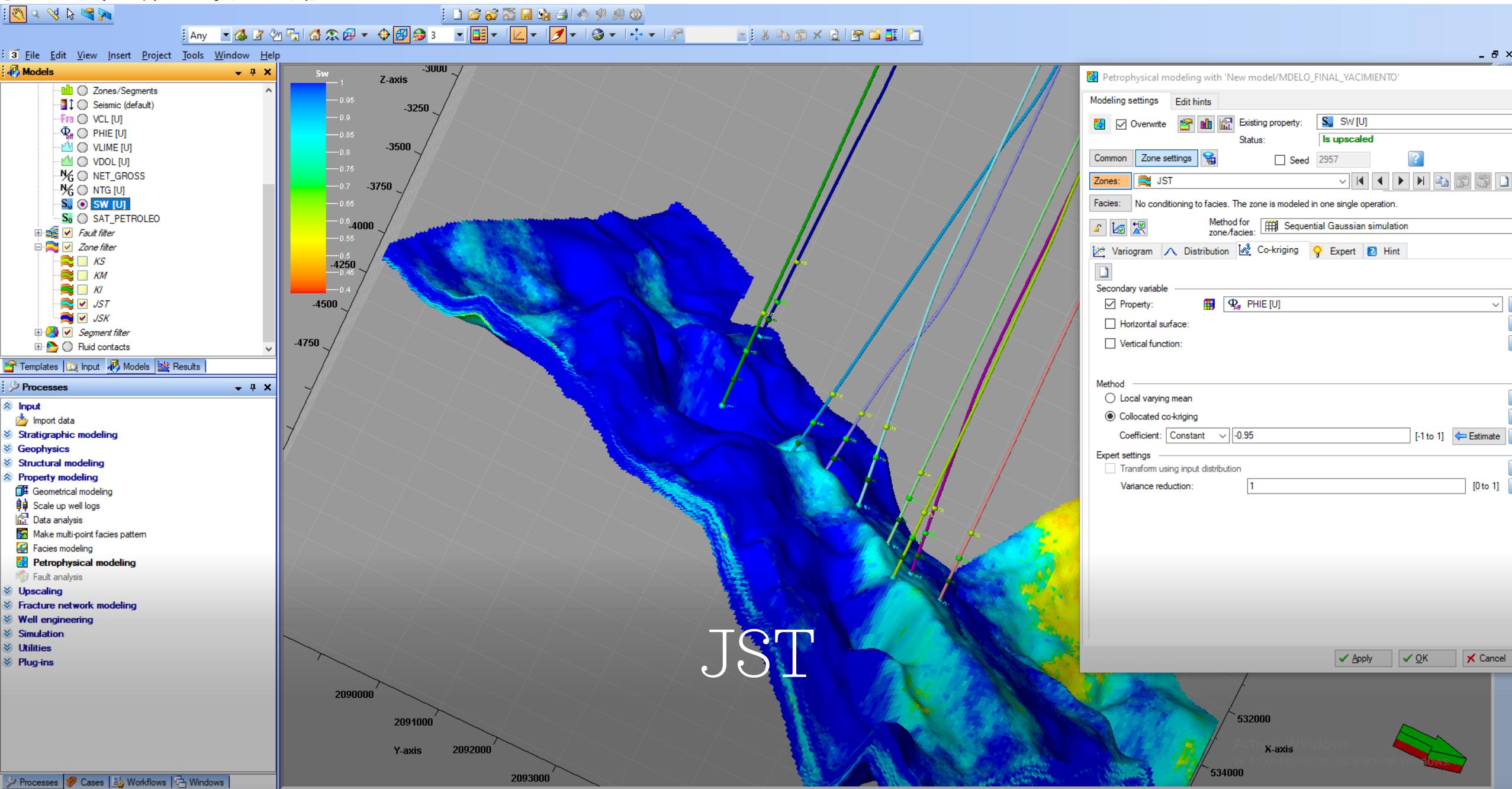


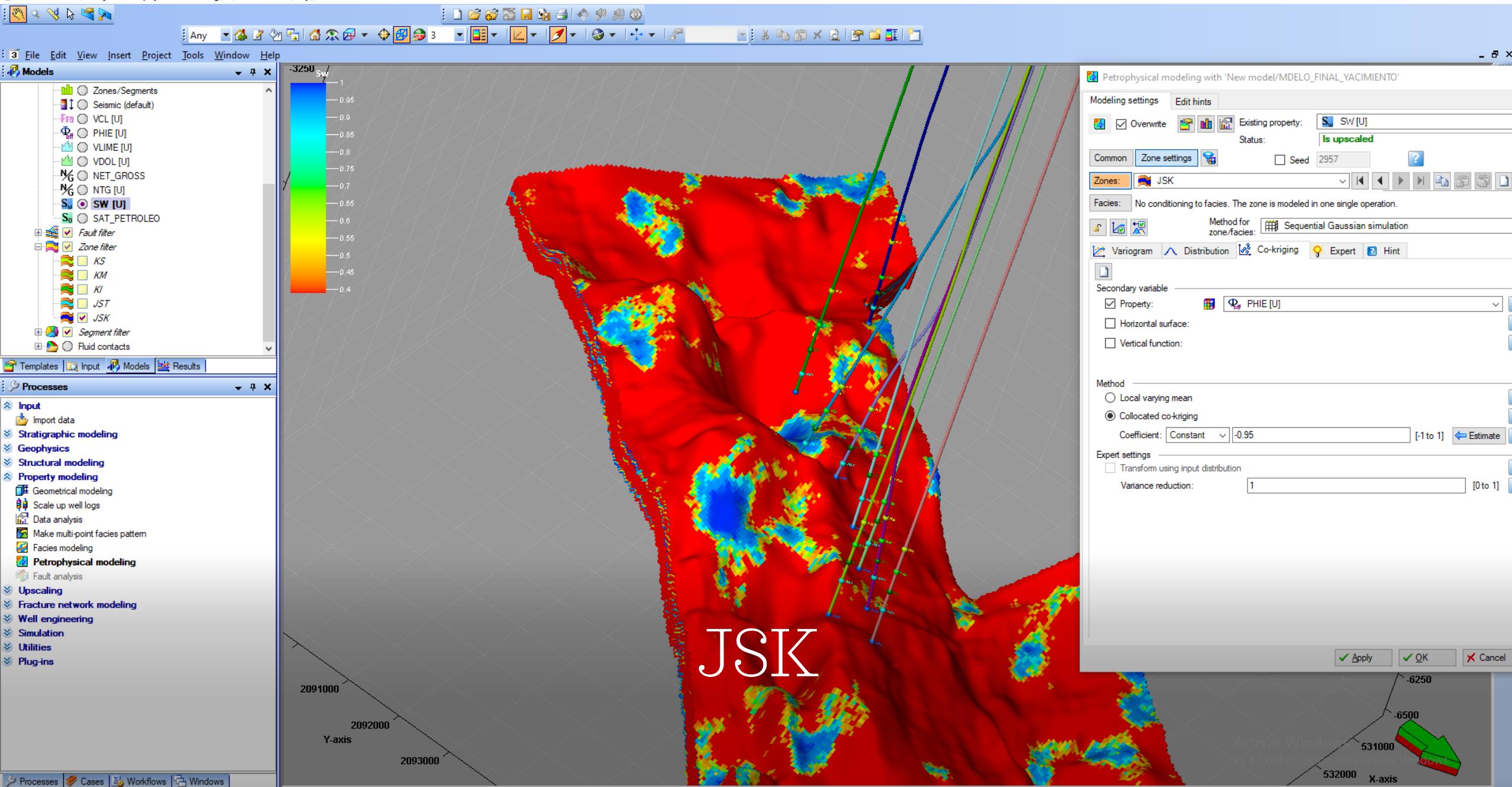


Action performed OK

Escribe aquí para buscar.









File Edit View Insert Project Tools Window Help

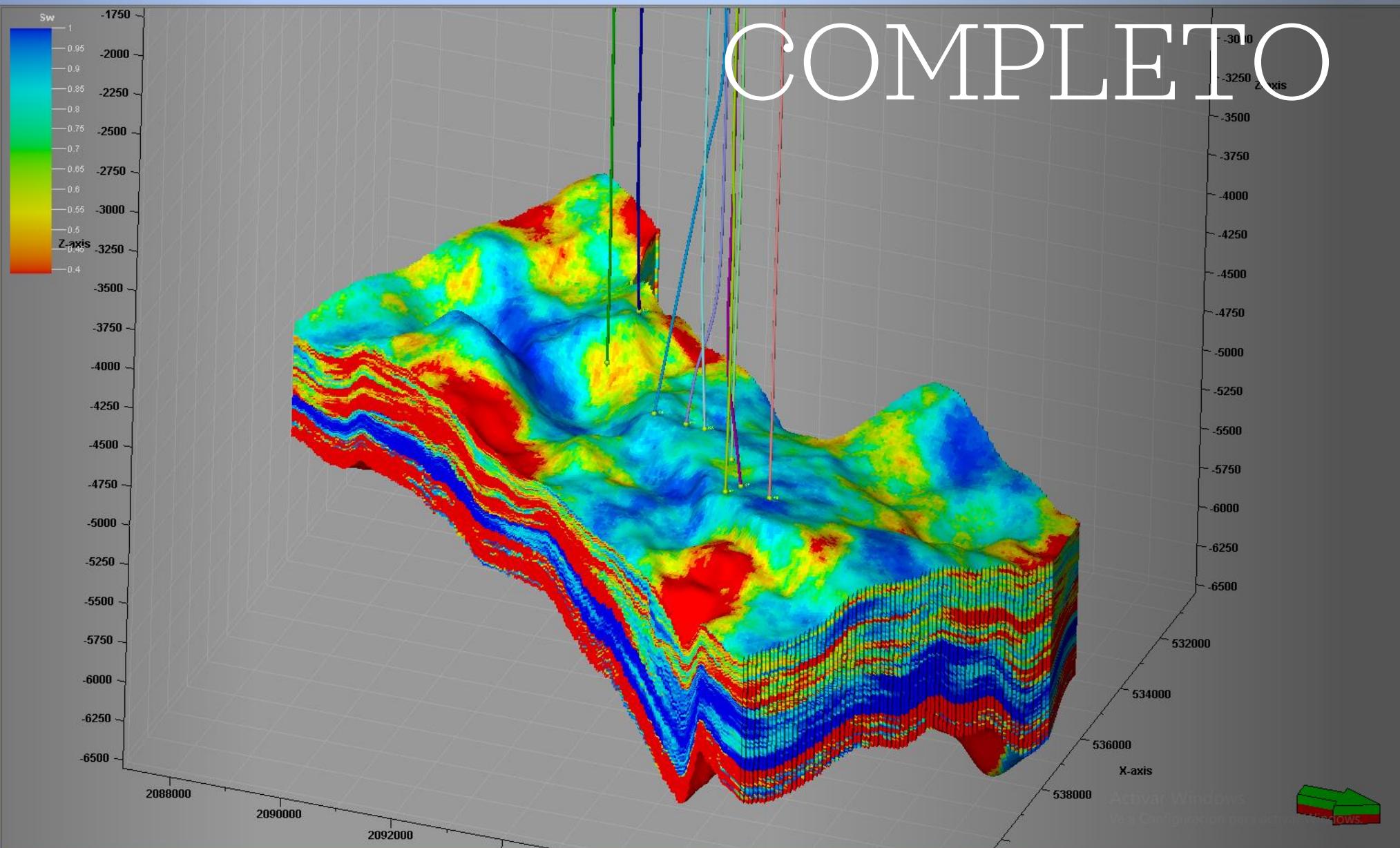
Models

- Zones/Segments
- Seismic (default)
- VCL [U]
- PHIE [U]
- VLIME [U]
- VDOL [U]
- NG NET_GROSS
- NG NTG [U]
- SW [U]
- SAT_PETROLEO
- Fault filter
- Zone filter
 - KS
 - KM
 - KI
 - JST
 - JSK
- Segment filter
- Fluid contacts

Templates | Input | Models | Results |

Processes

- Input
 - Import data
- Stratigraphic modeling
- Geophysics
- Structural modeling
- Property modeling
 - Geometrical modeling
 - Scale up well logs
 - Data analysis
 - Make multi-point facies pattern
 - Facies modeling
 - Petrophysical modeling
 - Fault analysis
- Upscaling
- Fracture network modeling
- Well engineering
- Simulation
- Utilities
- Plug-ins



Action performed OK



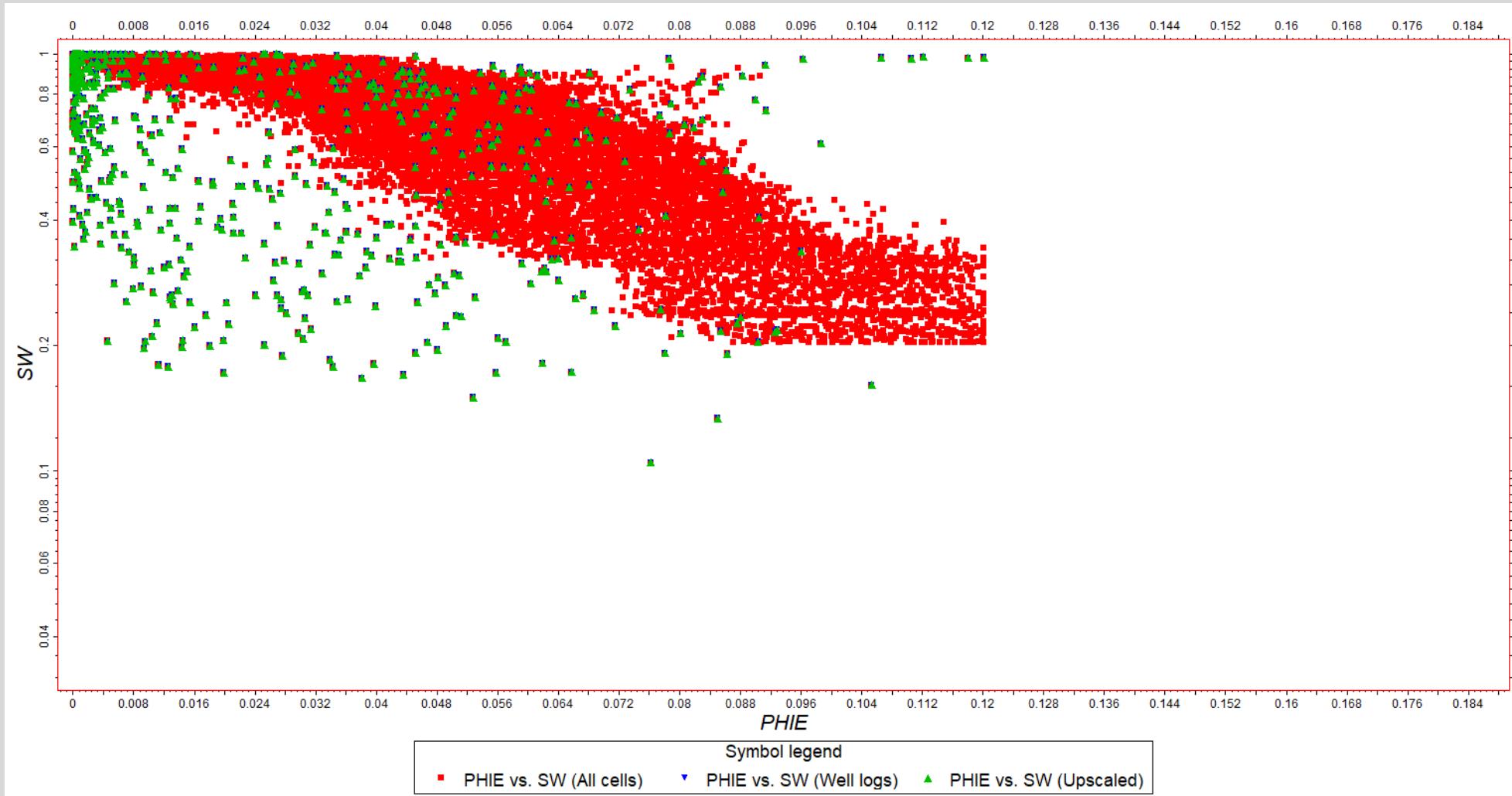
Escribe aquí para buscar.



SW

VS

“PHIE”





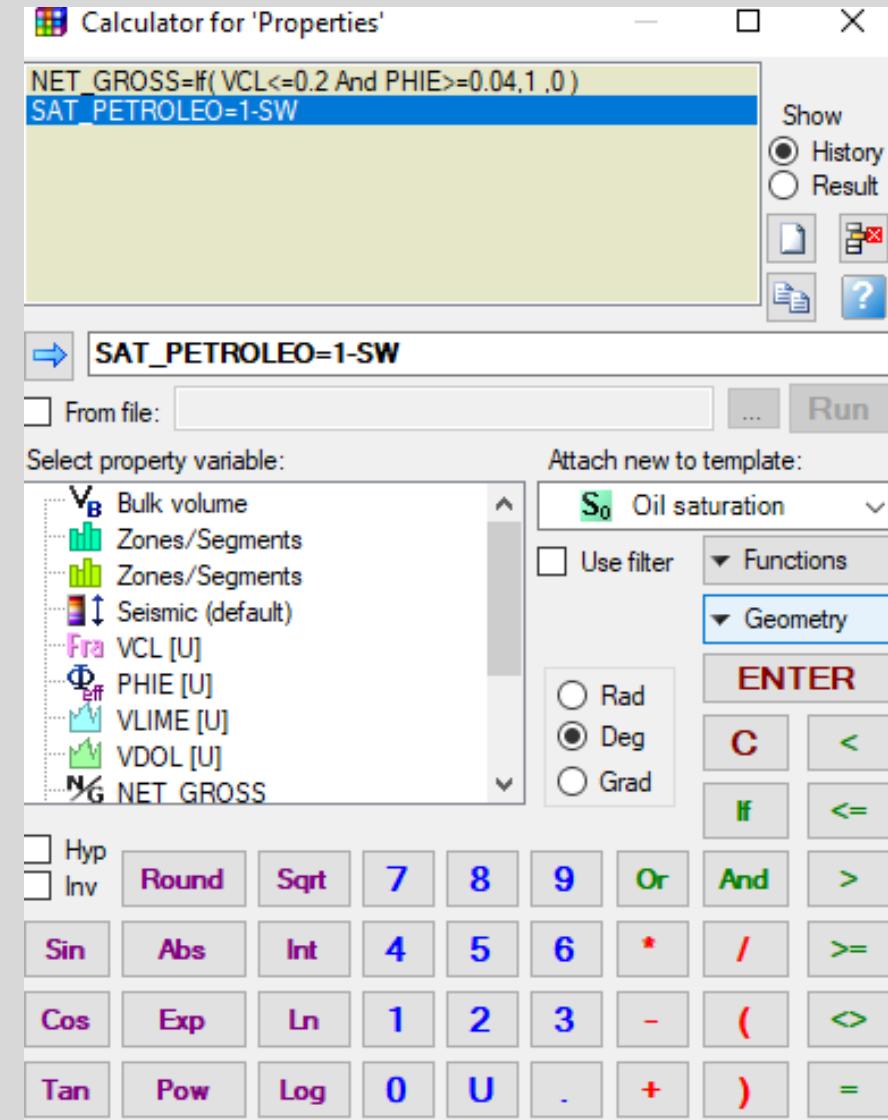
SATURACION DE PETROLEO

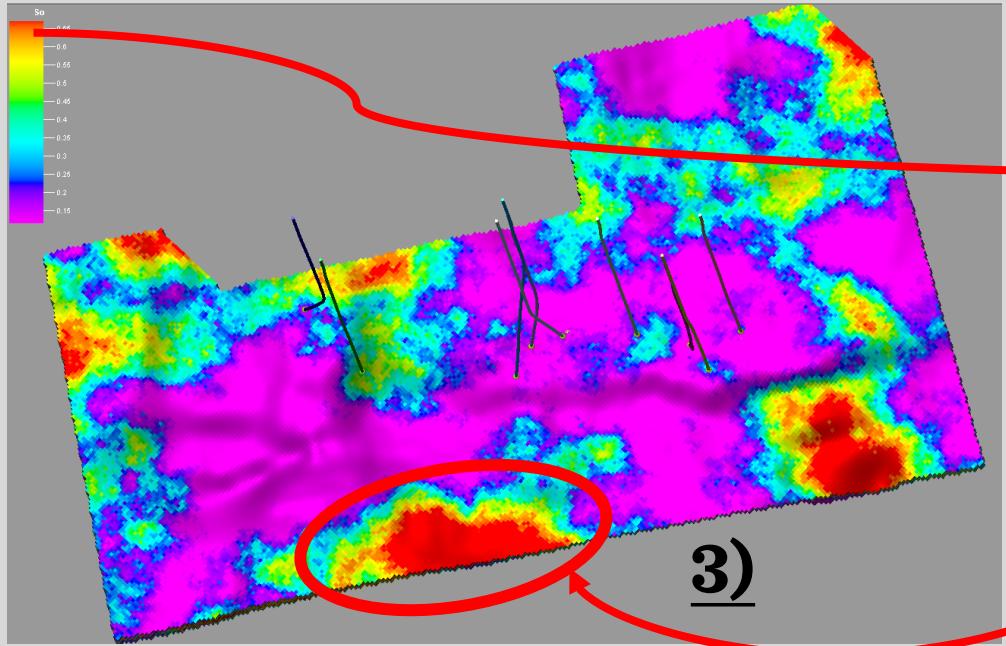
¿Qué significa el comando?

Saturación de petróleo será

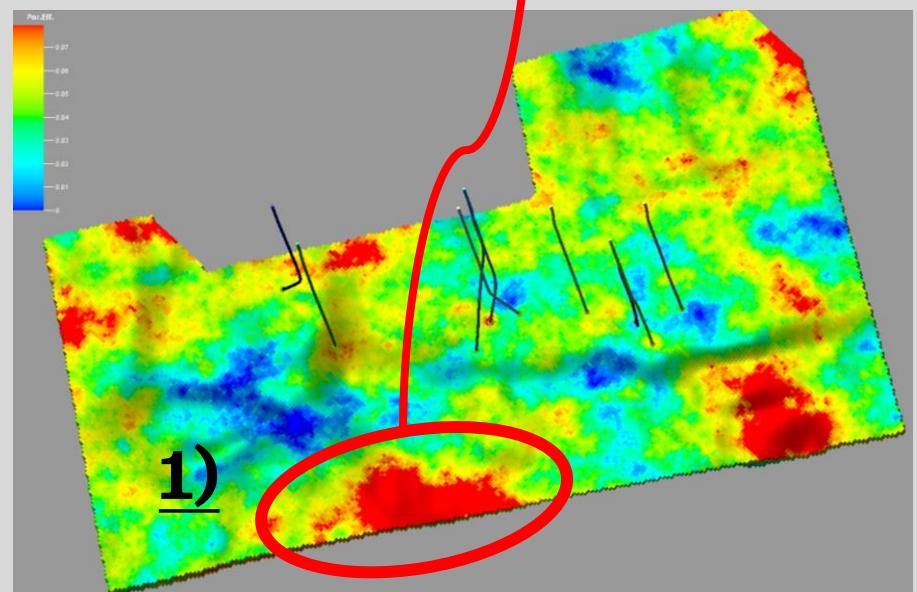
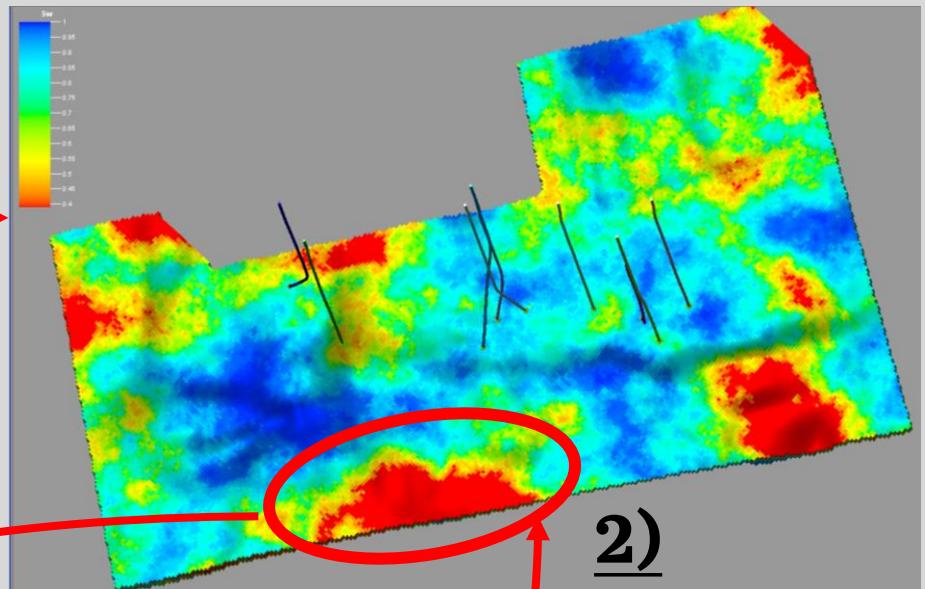
1 - Saturación de Agua

Esto se refiere a que toda porosidad no ocupada por AGUA será ocupada por Petroleo.





INVERSO

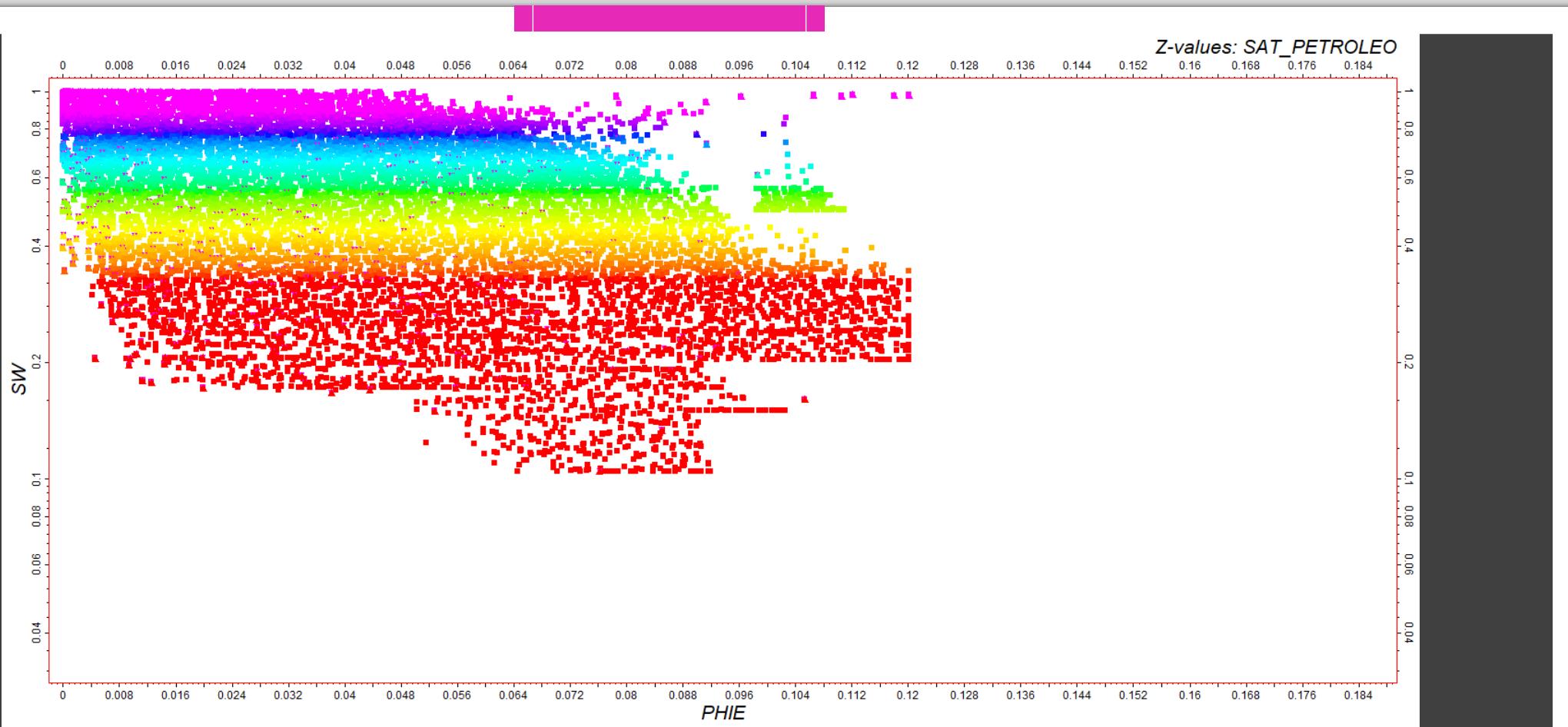


1) Zona se alta Porosidad

2) Zona de baja saturación de agua

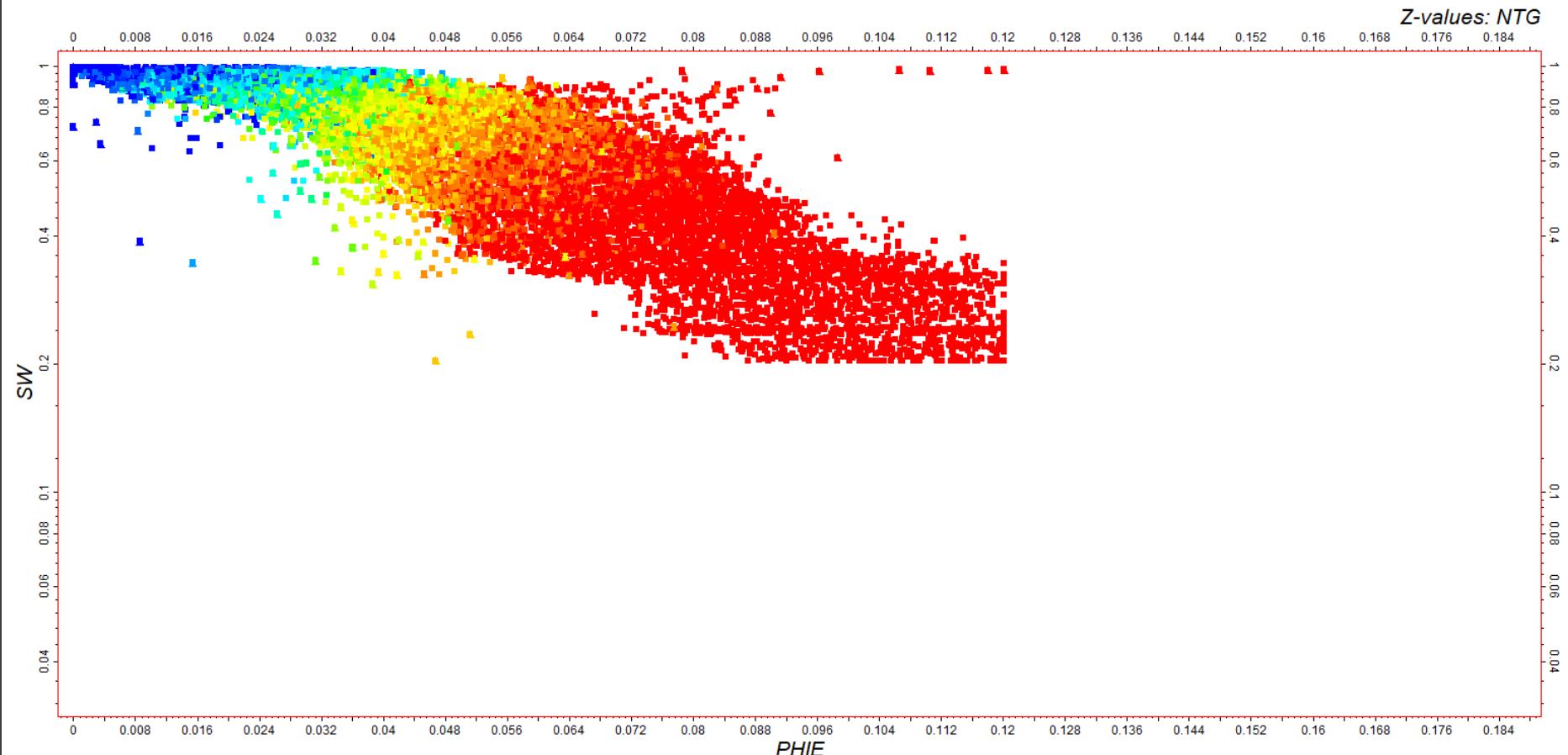
Dado que “So” es inverso a “Sw”

3) Zona de alta Saturación de Petroleo



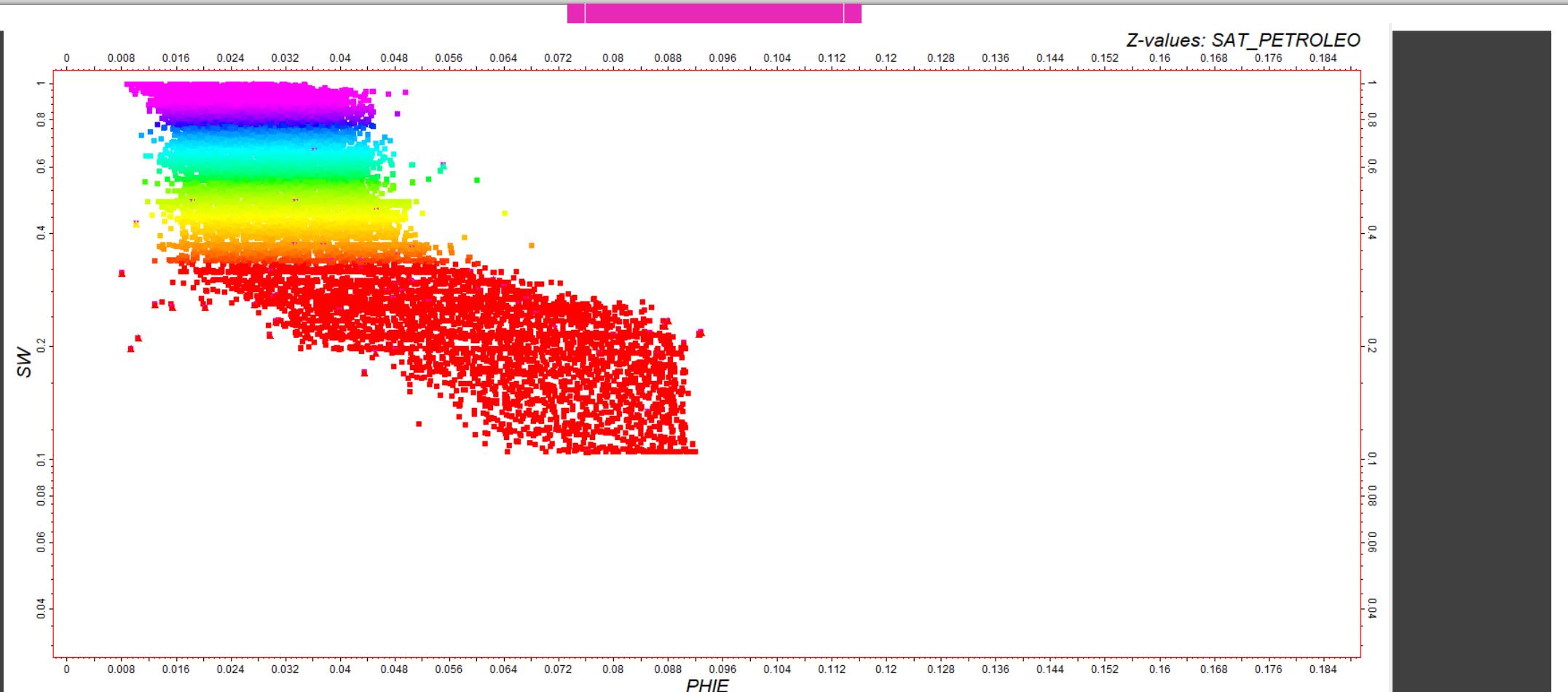
TODAS LAS ZONAS

X=PHIE
Y=SW
Z=SO(escala de colores)



KS

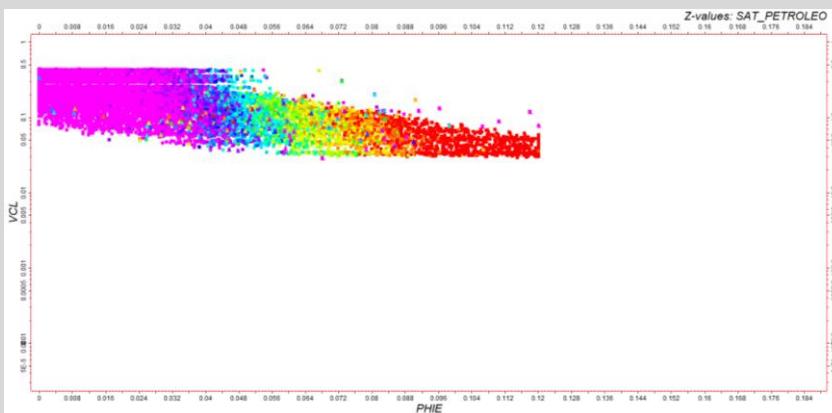
X=PHIE
Y=SW
Z=SO (escala de colores)



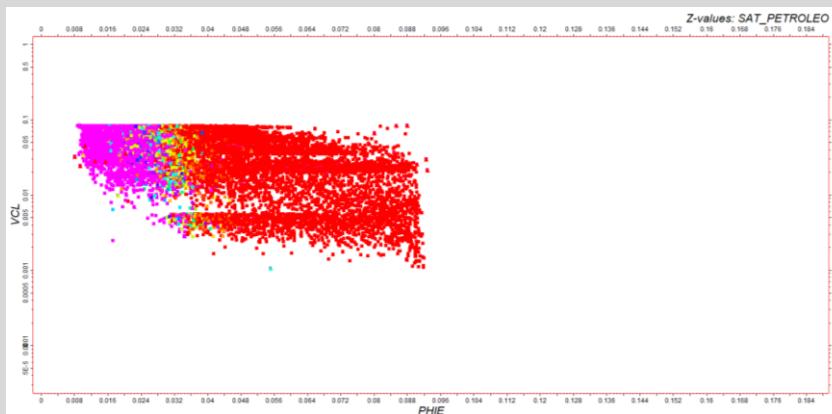
JSK

X=PHIE
Y=SW
Z=SO(escala de colores)

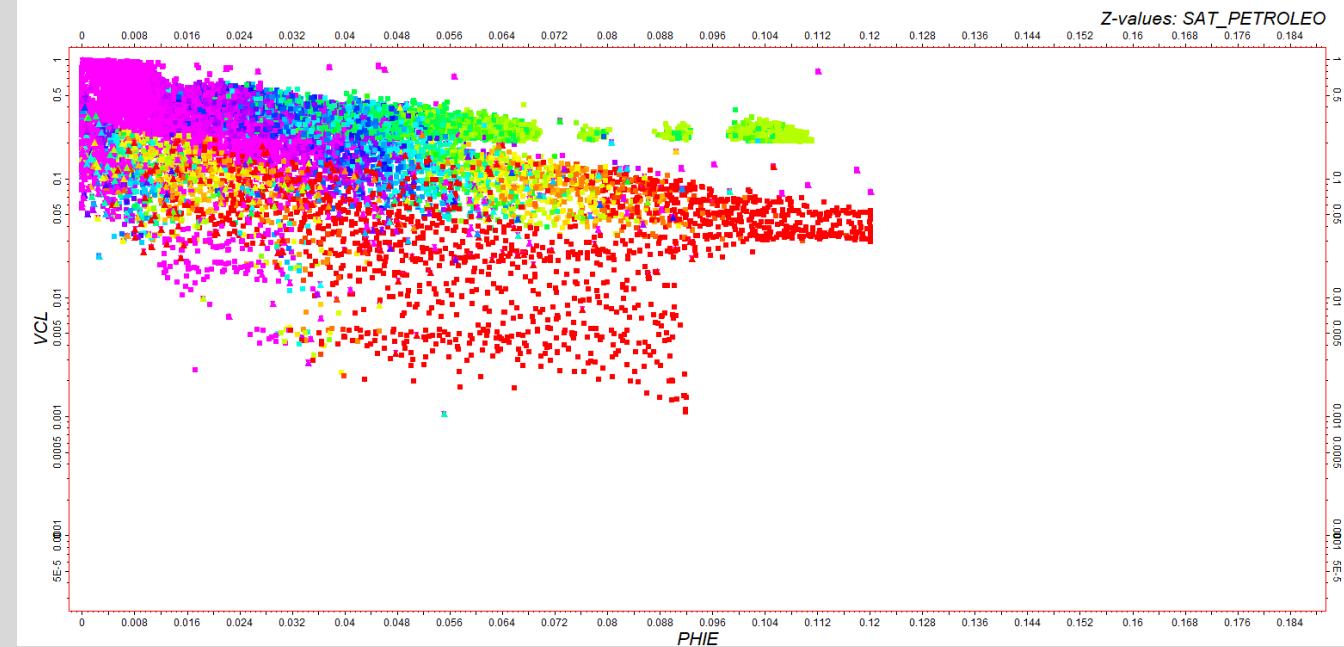
Ks



Jsk

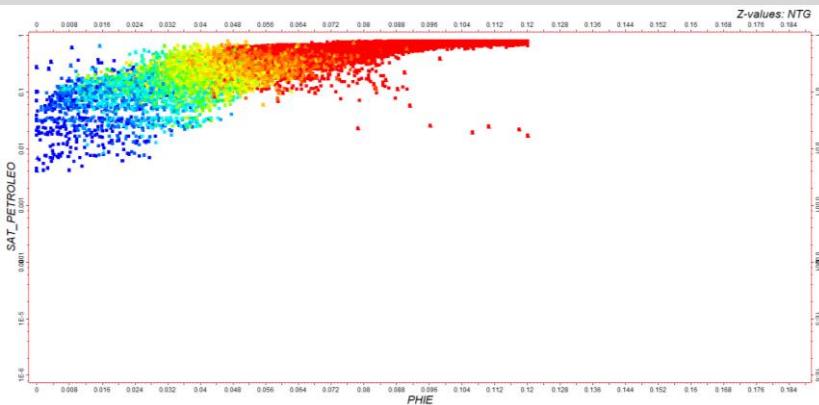


Todas las zonas

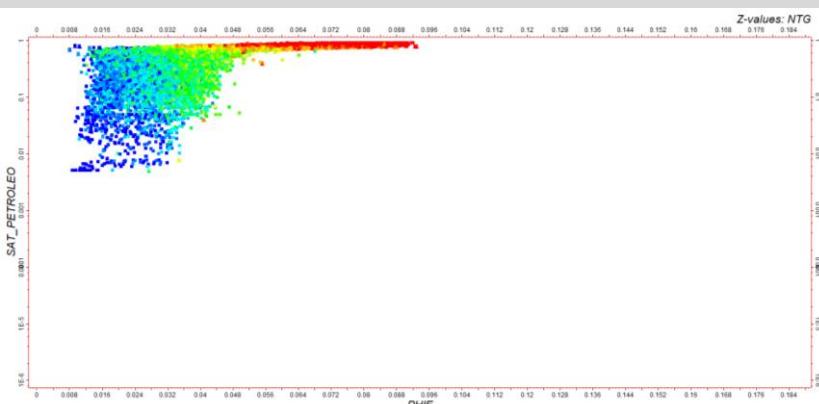


X=PHIE
Y=VCL
Z=SO (escala de colores)

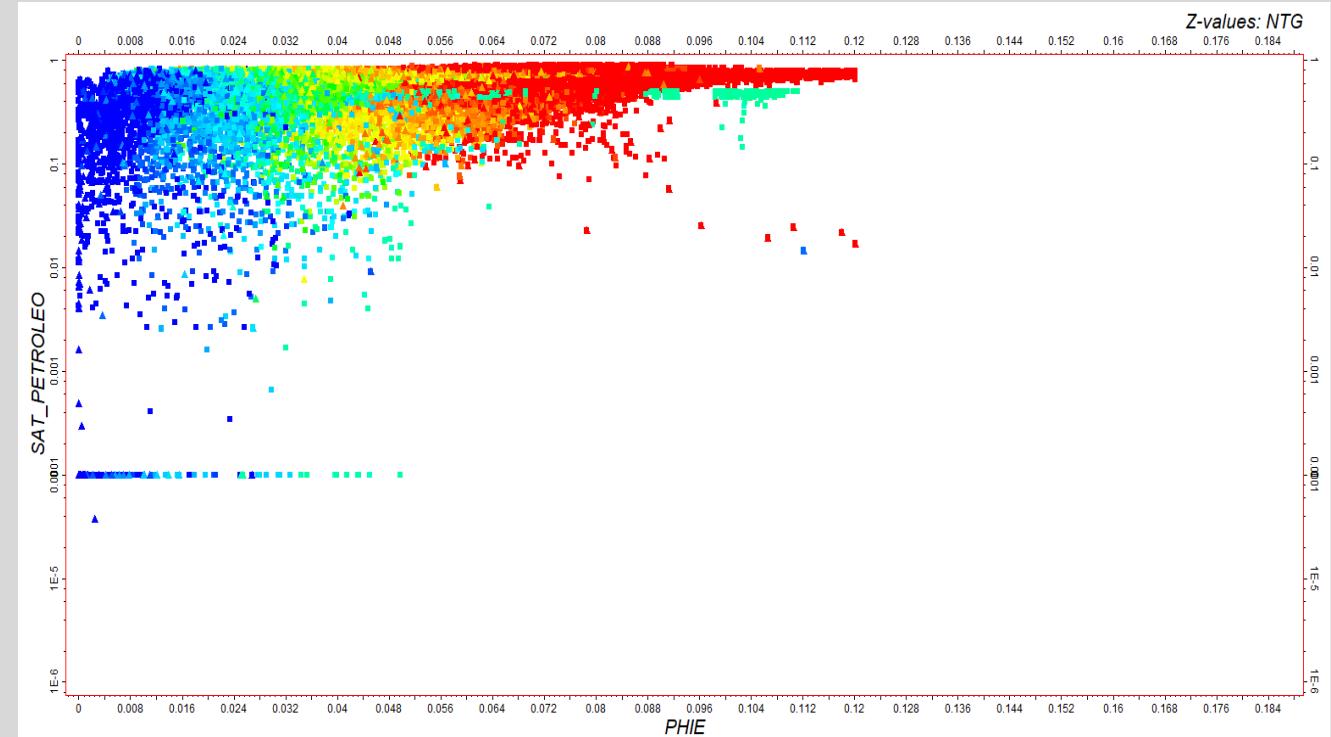
Ks



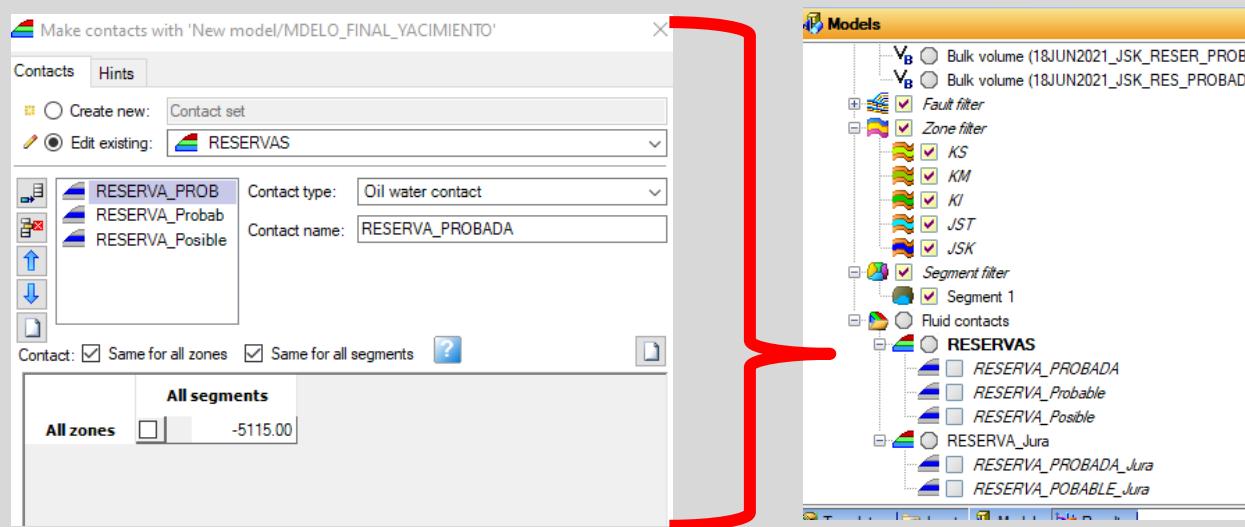
Jsk



Todas las zonas



X=PHIE
Y=SO
Z=NET_GROOS(escala de colores)



RESERVA PROBADA:

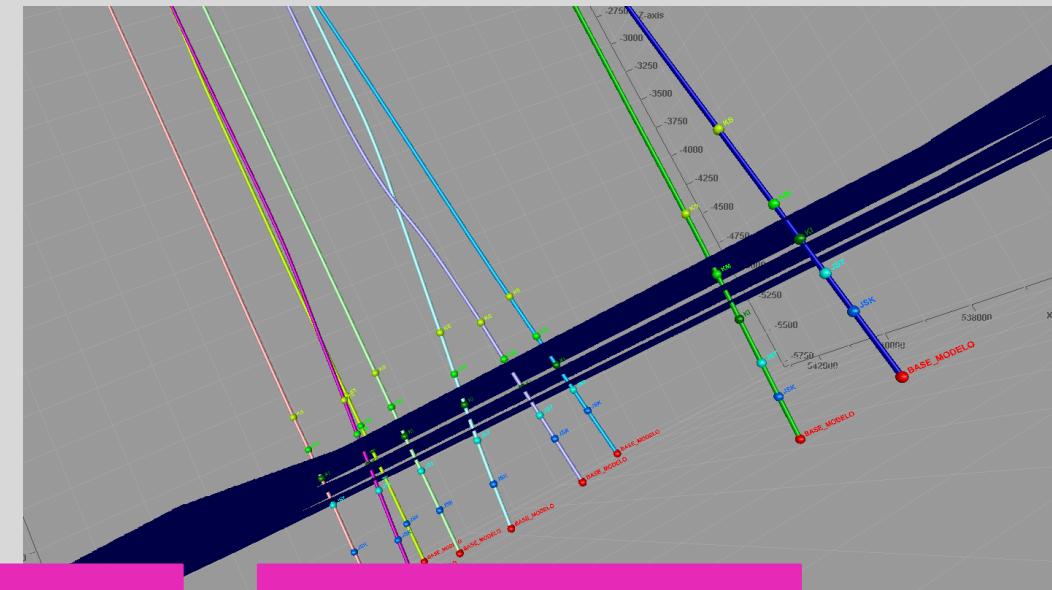
- Se refiere al contacto agua-aceite con un 90% de probabilidad

RESERVA PROBABLE:

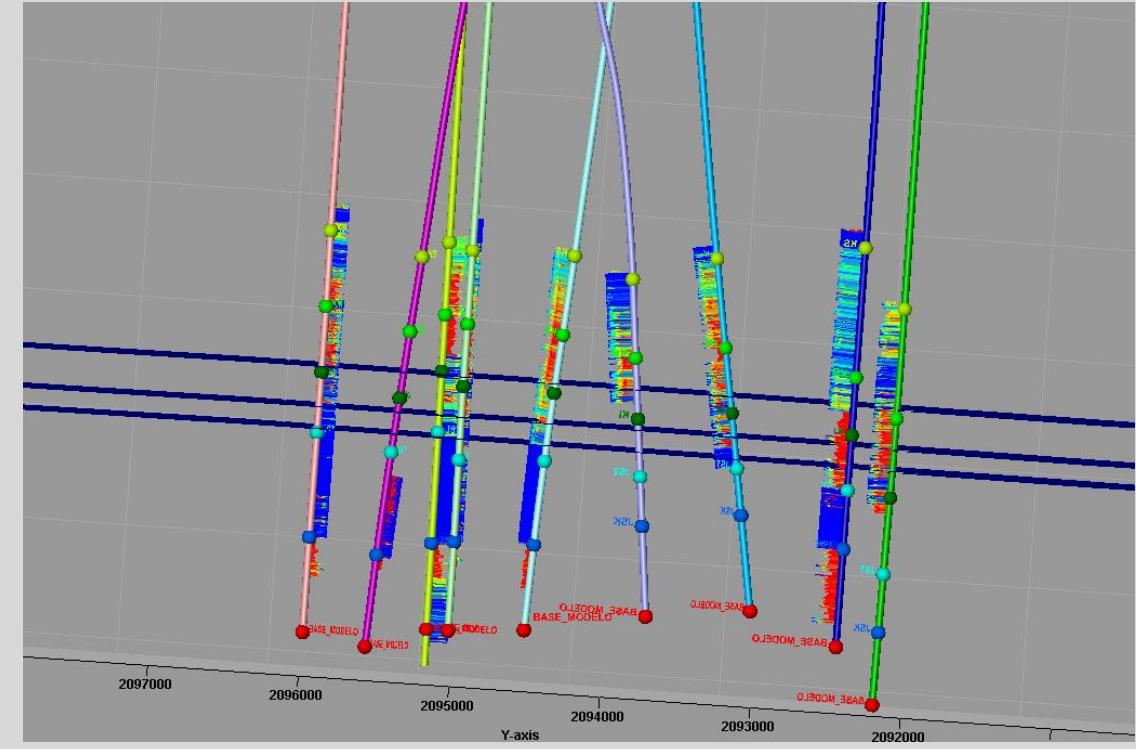
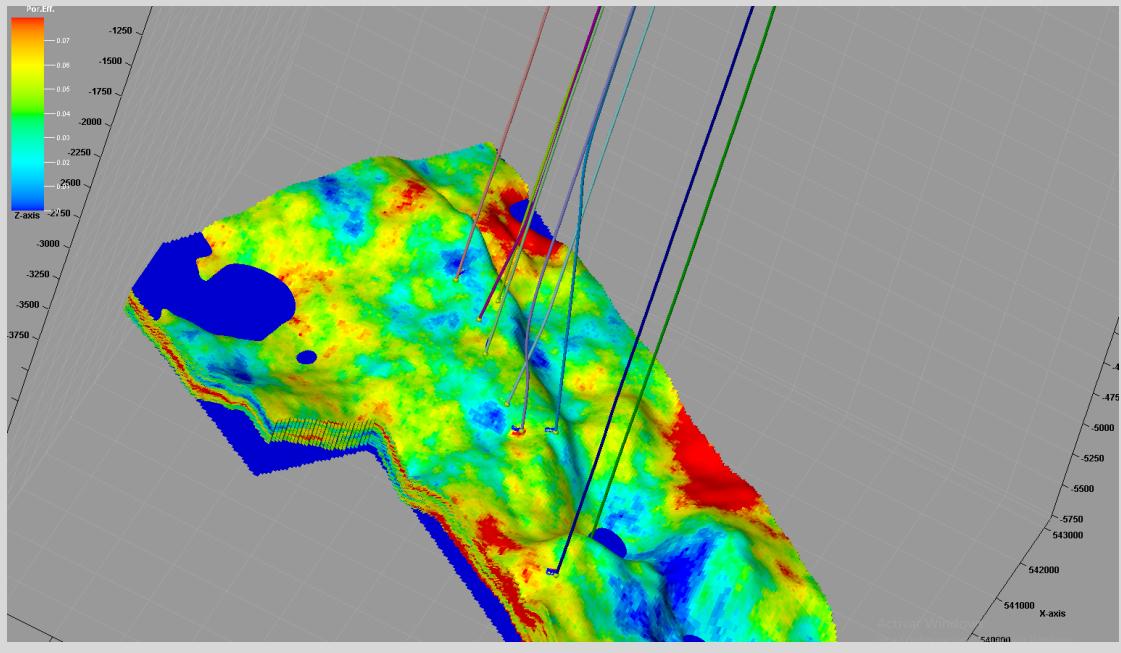
- Se refiere al contacto agua-aceite con un 50% de probabilidad

**RESERVA
POSIBLE:**

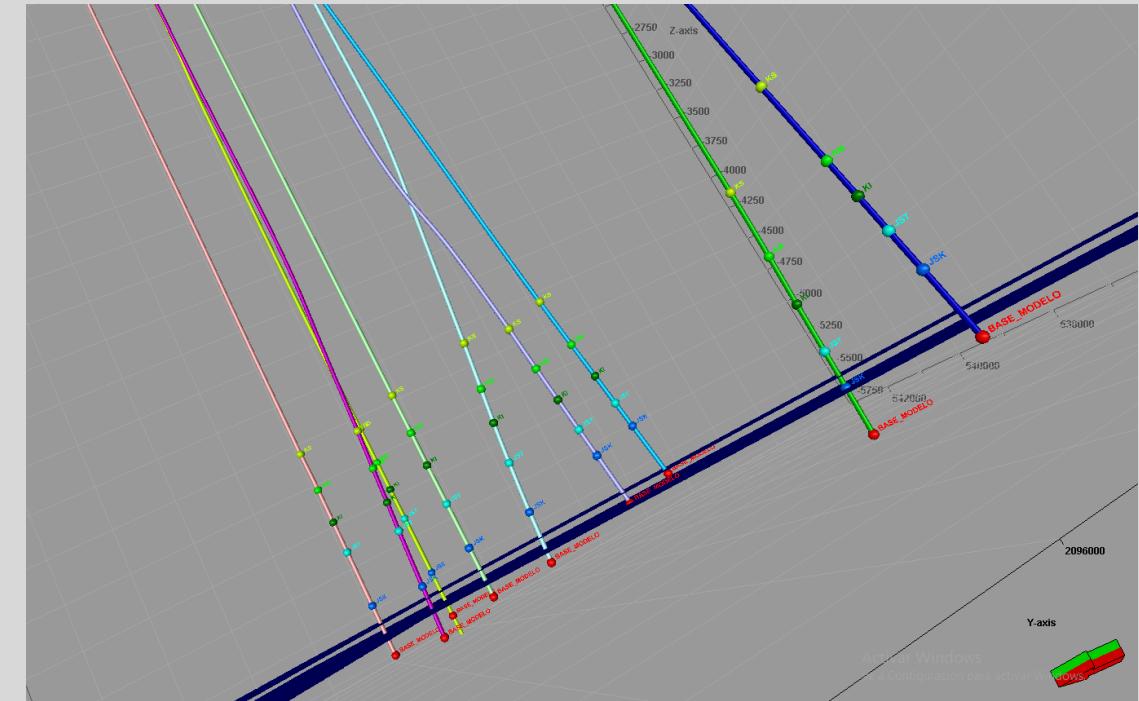
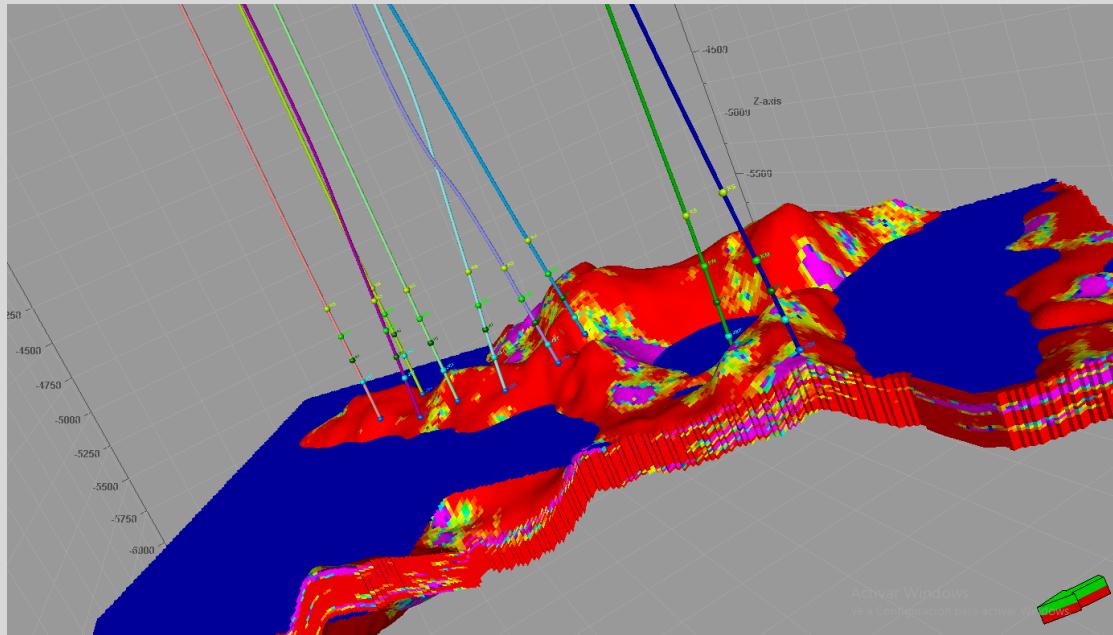
- Se refiere al contacto agua-aceite con un 10% de probabilidad



KS



JSK





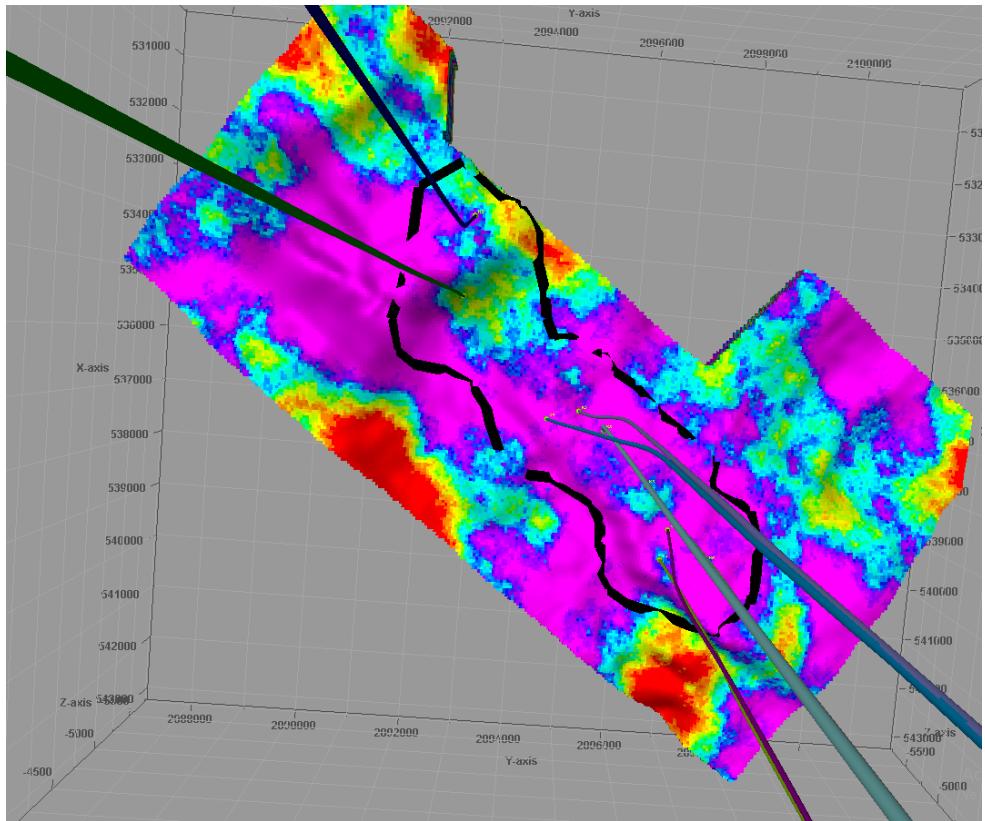
DELIMITATION DE
POLIGONO A DISTANCIA
MAX DE 1000 METROS

KS

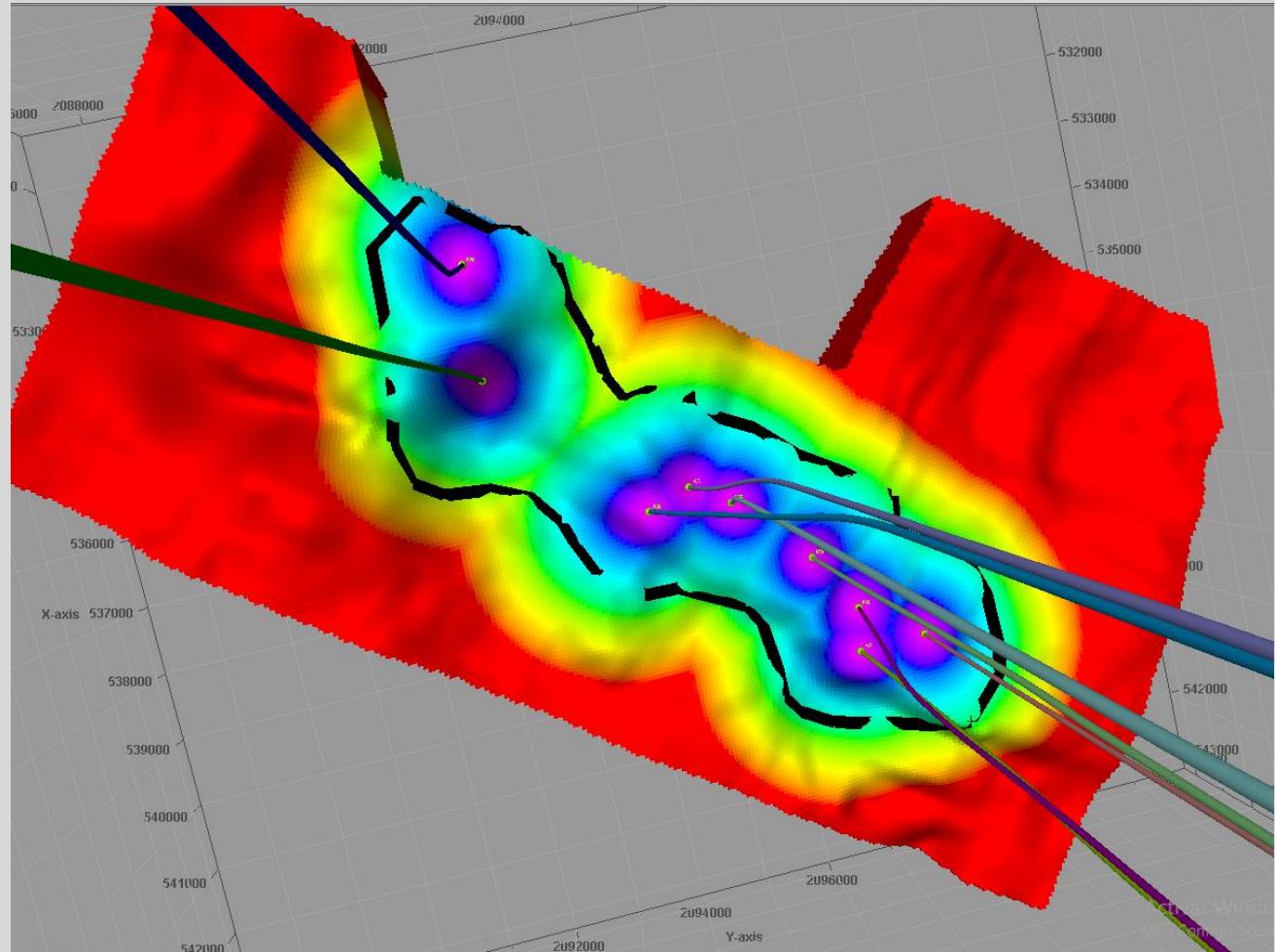
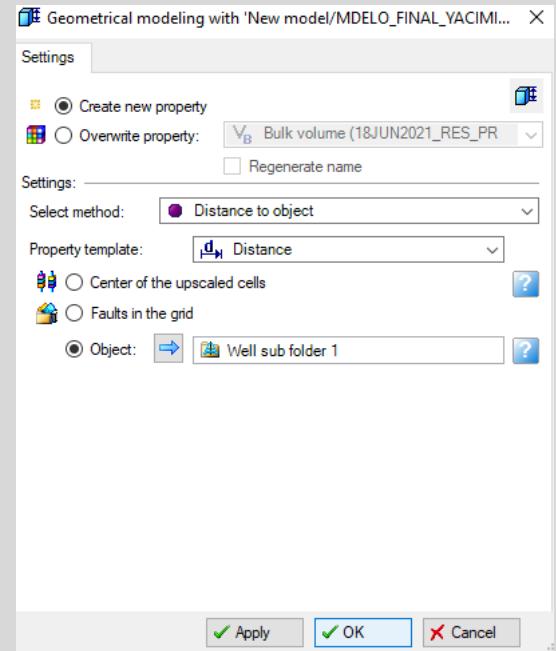
SE DELIMITA UN POLÍGONO A UNA DISTANCIA DE
1000 M DE DISTANCIA DESDE LOS POZOS.

ESTO DADO QUE NO SE PUEDE PREDECIR EL
COMPORTAMIENTO GEOLÓGICO FUERA DE ESE
MARGEN.

POR TAL MOTIVO SE DELIMITA UN ÁREA MÁXIMA
PARA DELIMITAR EL YACIMIENTO Y SU
VOLUMEN.

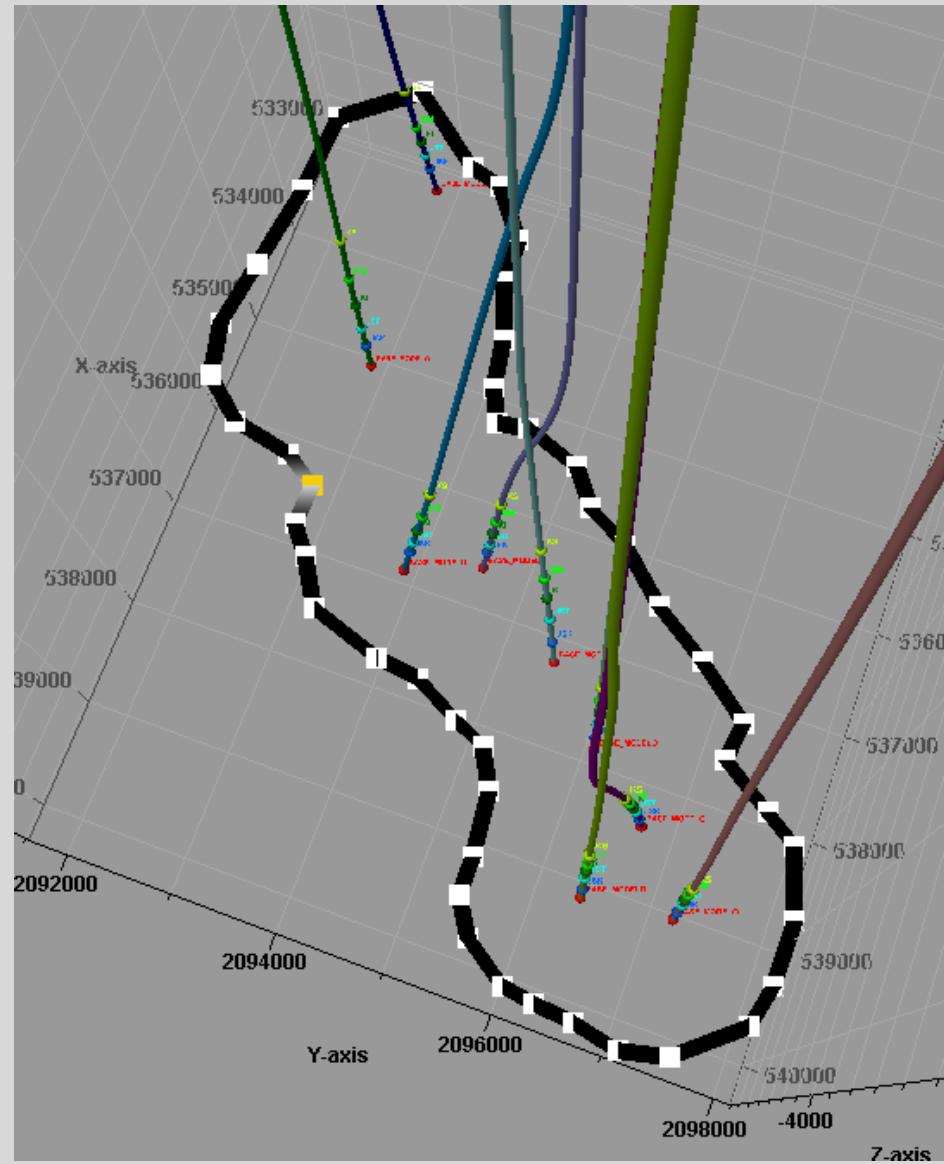
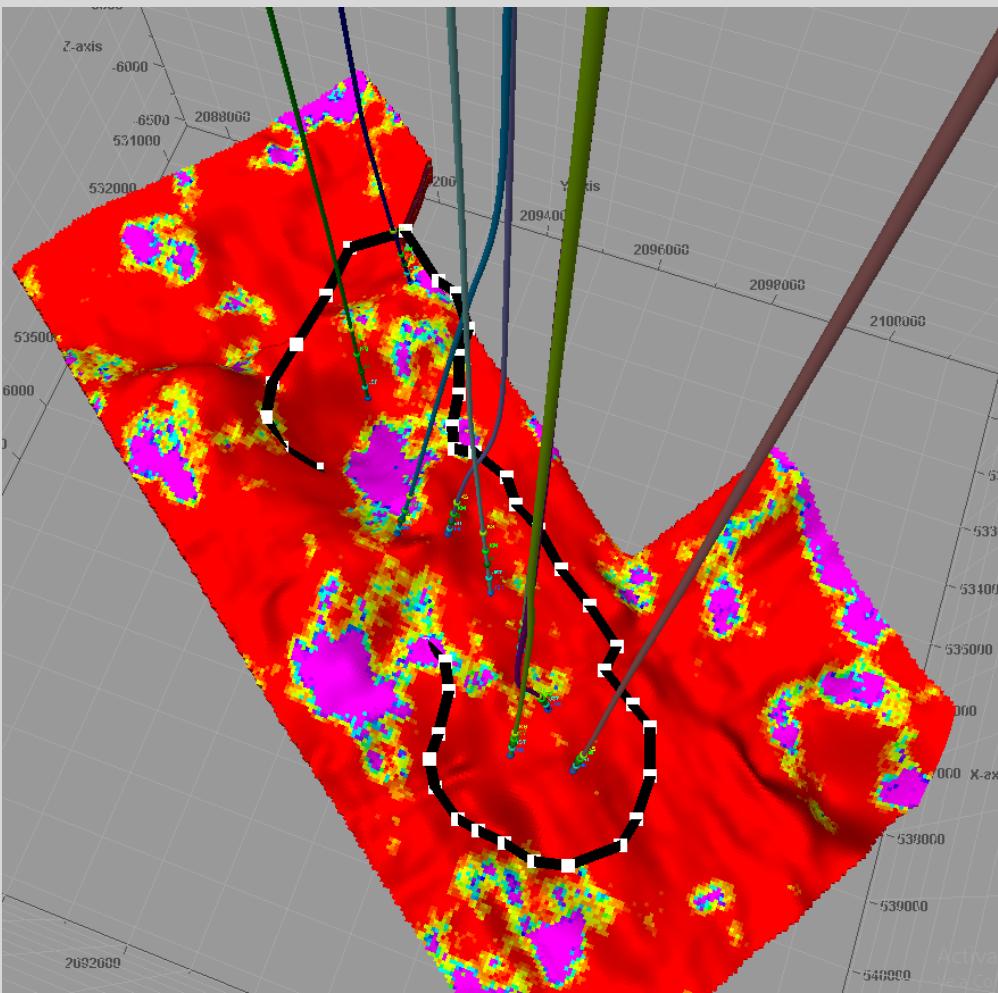


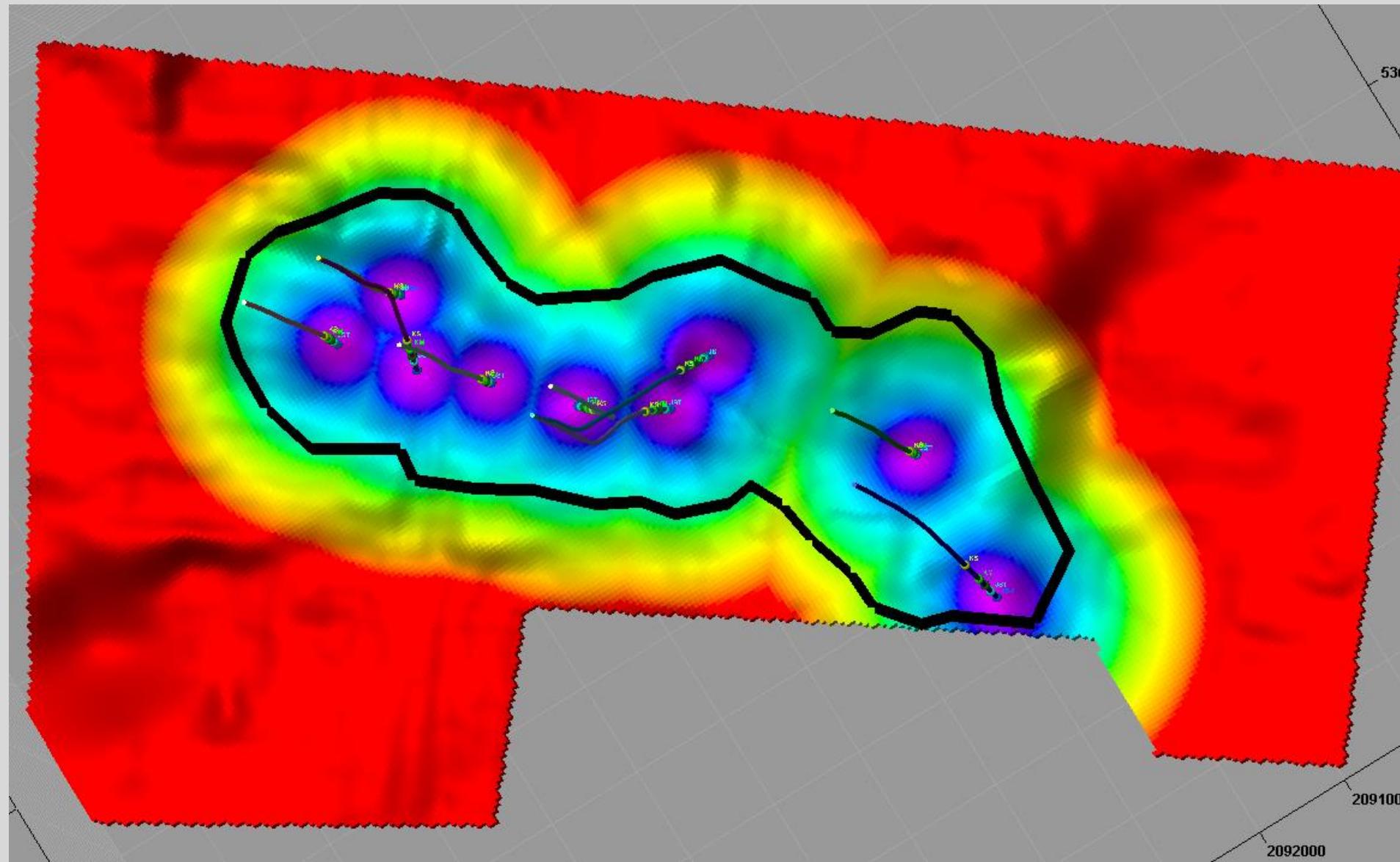
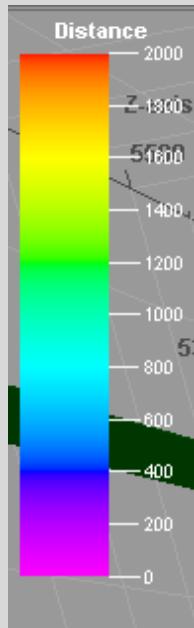
KS



Se aplica una propiedad para corroborar la distancia que existe desde los pozos hasta el área delimitada

JSK

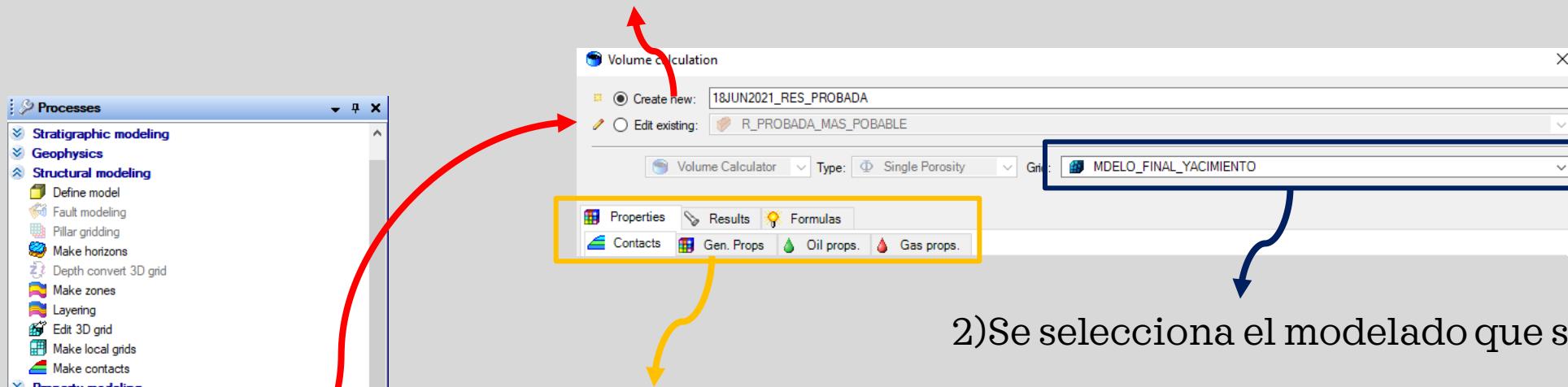




CALCULO DE VOLUME DE HIDROCARBURO

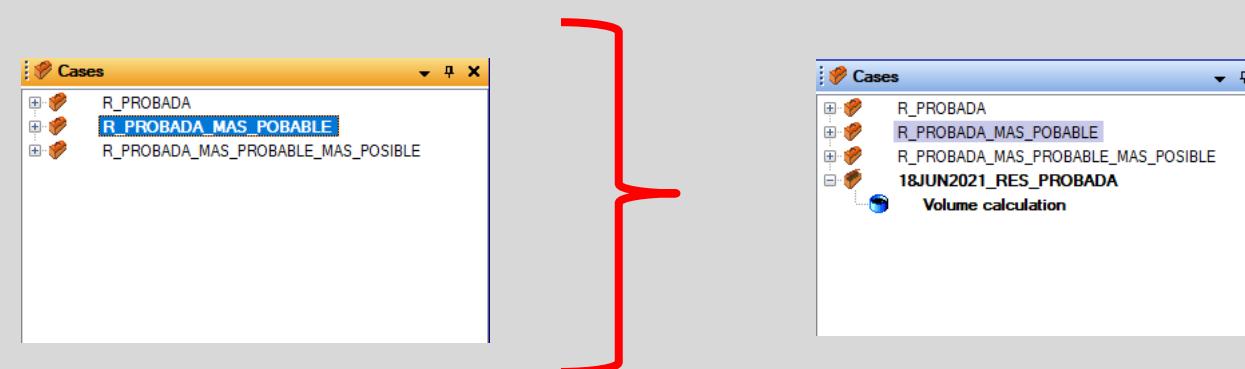
RESERVA PROBADA

1) Se determina el nombre del nuevo caso o se edita uno existente

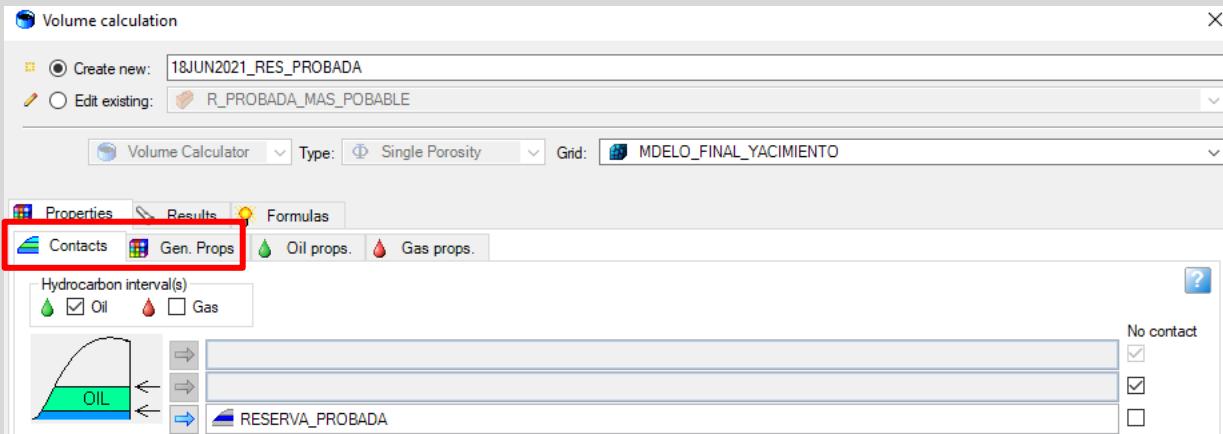


2) Se selecciona el modelado que se desea utilizar

Se trabaja con los diferentes menús que proporciona



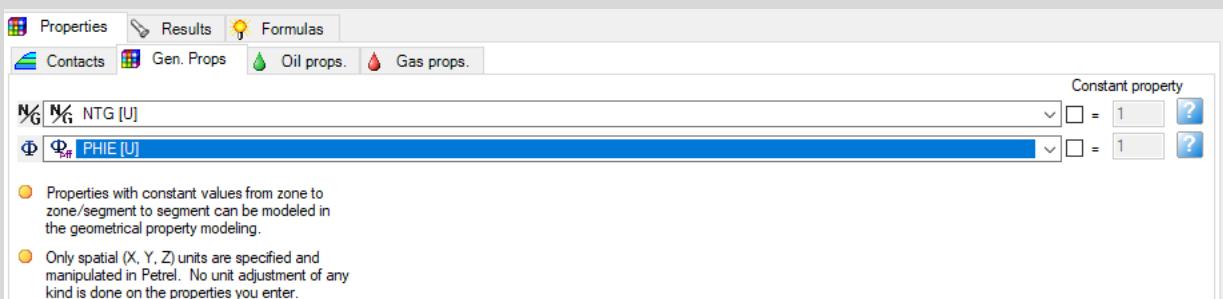
MENU: PROPERTIES - Submenu “Contacts”



En este apartado se señala los contactos agua-aceite previamente realizados, con el fin de indicarle al programa que evalúe el volumen de hidrocarburo de ese punto en adelante.

En caso de existe “Gas” puede ser señalado en este apartado, sin embargo en este caso no fue utilizada dicha función.

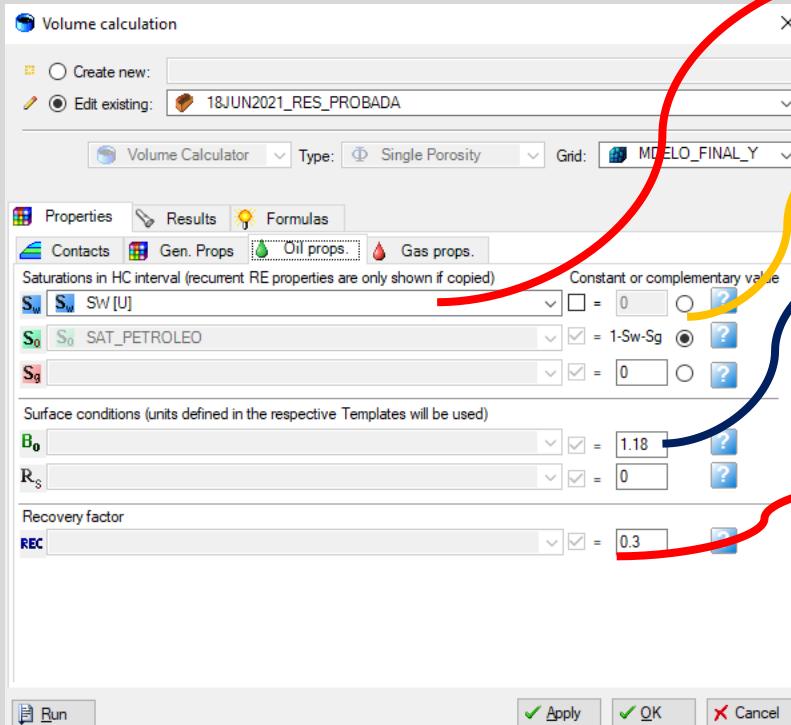
MENU: PROPERTIES - Submenu “Gen. Props”



Se selecciona "Net_groos" la propiedad escalada para tener un mejor dato.

Y la propiedad de Porosidad.

MENU: PROPERTIES - Submenu “Oil Props”



- 1) Se introduce la “ S_w ” que se escalado y modelado, sin embargo en caso de no tener esta propiedad se puede poner un valor promedio.
- 2) “ S_o ” o Saturación de Petróleo no se introduce dado que el programa realizara este mismo calculo ($S_o = 1 - S_w$)
- 3) “ B_o ” es un factor que nos permite saber el cambio de volumen que se tendrá del hidrocarburo en superficie en relación al volumen en formación.

ANEXO #6

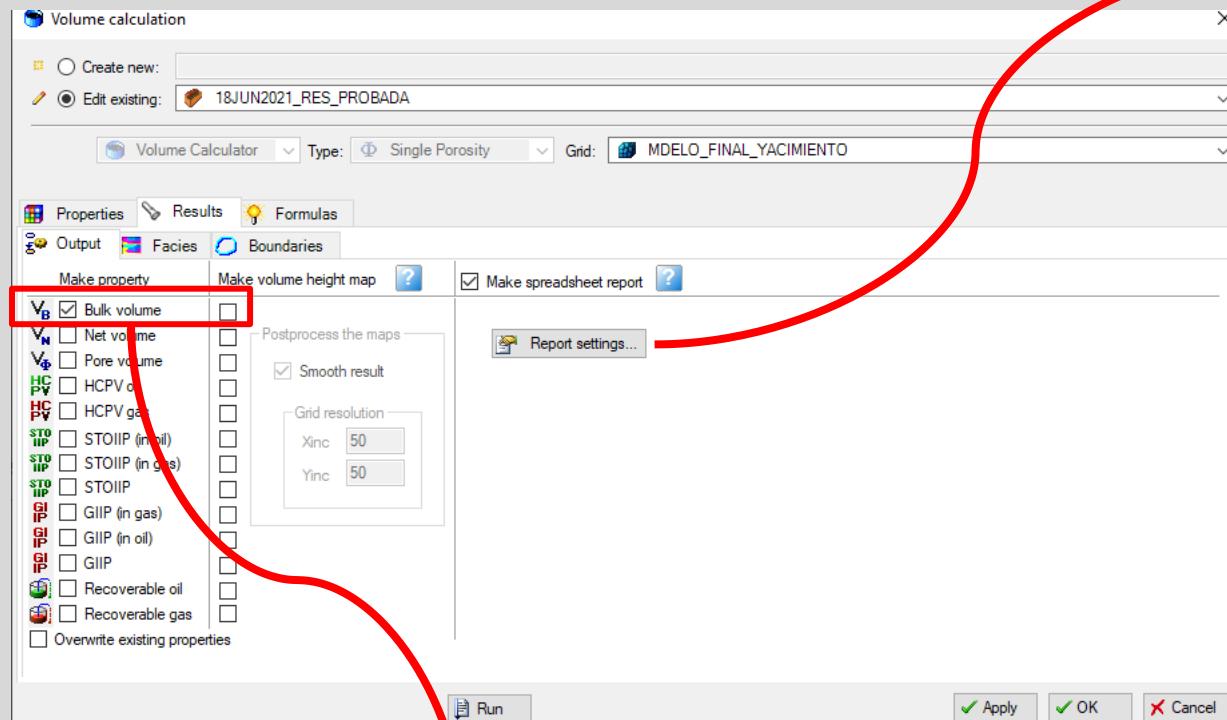
- 4) “REC” se refiere a que porcentaje del hidrocarburo contenido en la formación se va a recuperar, dado que se acaba el empuje natural de la formación.
 - 1) En México el promedio del “REC” se encuentra en un 30%

ANEXO # 6: "Factor BO"

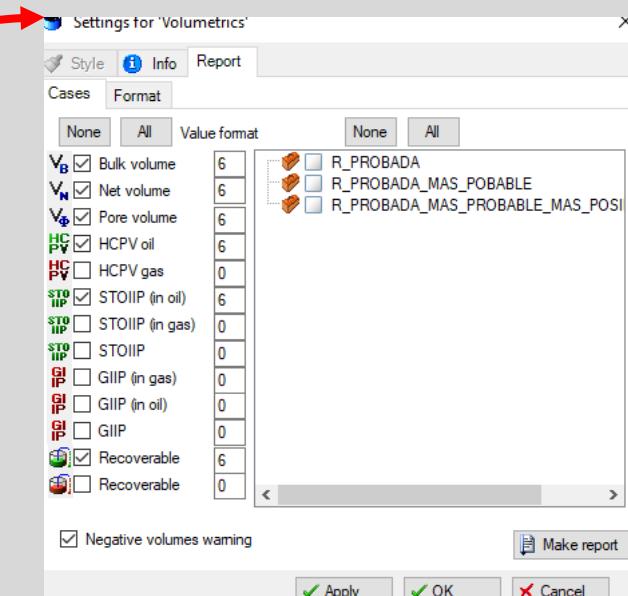
El factor “BO” se refiere al **“Factor de Volumen de Formacion”** o también llamado **“Shrinkage Factor”**.

Este parámetro, **definido en las condiciones iniciales del depósito, convierte el volumen de aceite en el depósito en el volumen de aceite en la superficie** bajo presión y temperatura estándar. El volumen de la superficie es menor principalmente debido a la contracción del petróleo que ocurre cuando el gas se separa de la solución en el camino hacia el pozo. La presión y la temperatura también disminuirán en el pozo y los volúmenes de aceite cambiarán en cierta medida como resultado de esto.

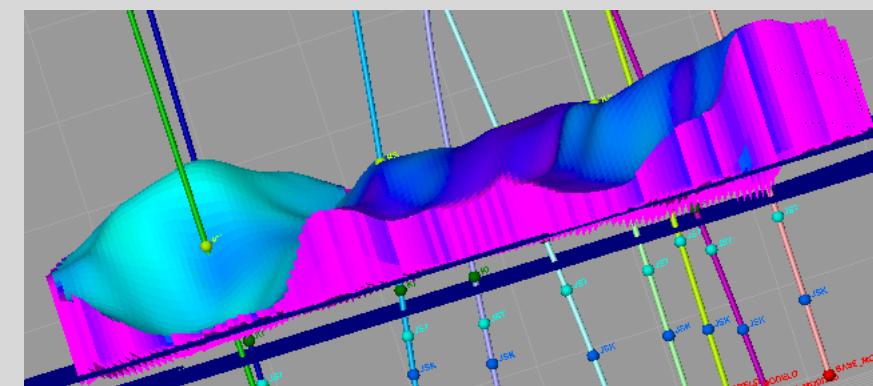
MENU: RESULTS - Submenu “Output” o “Salidas”



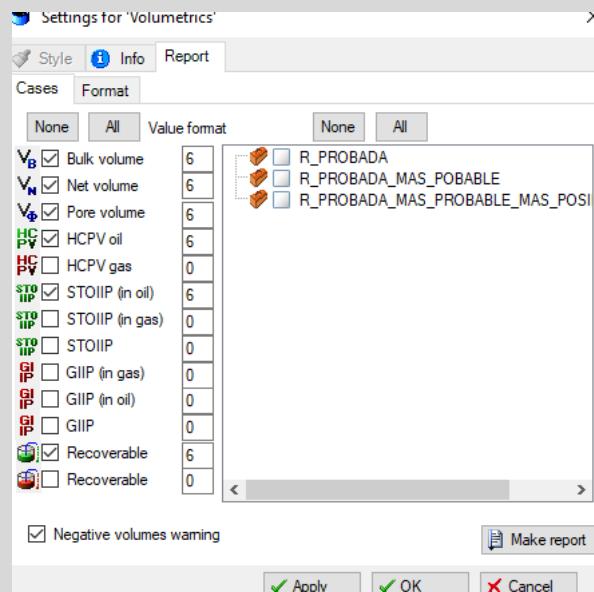
1) selecciona el realizar la propiedad “BULK VOLUME” para visualmente corroborar si el calculo es correcto.



2) Se seleccionan los “Cálculos que se desean”
ANEXO #7

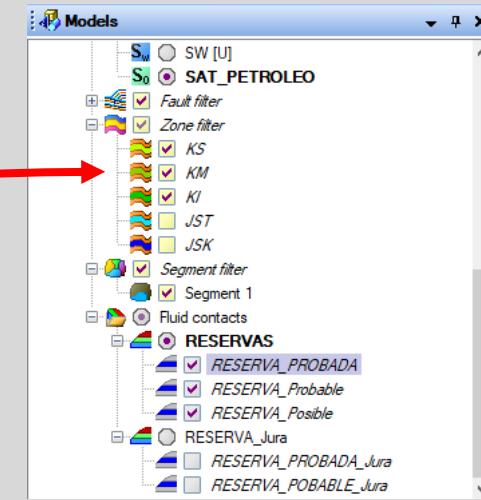
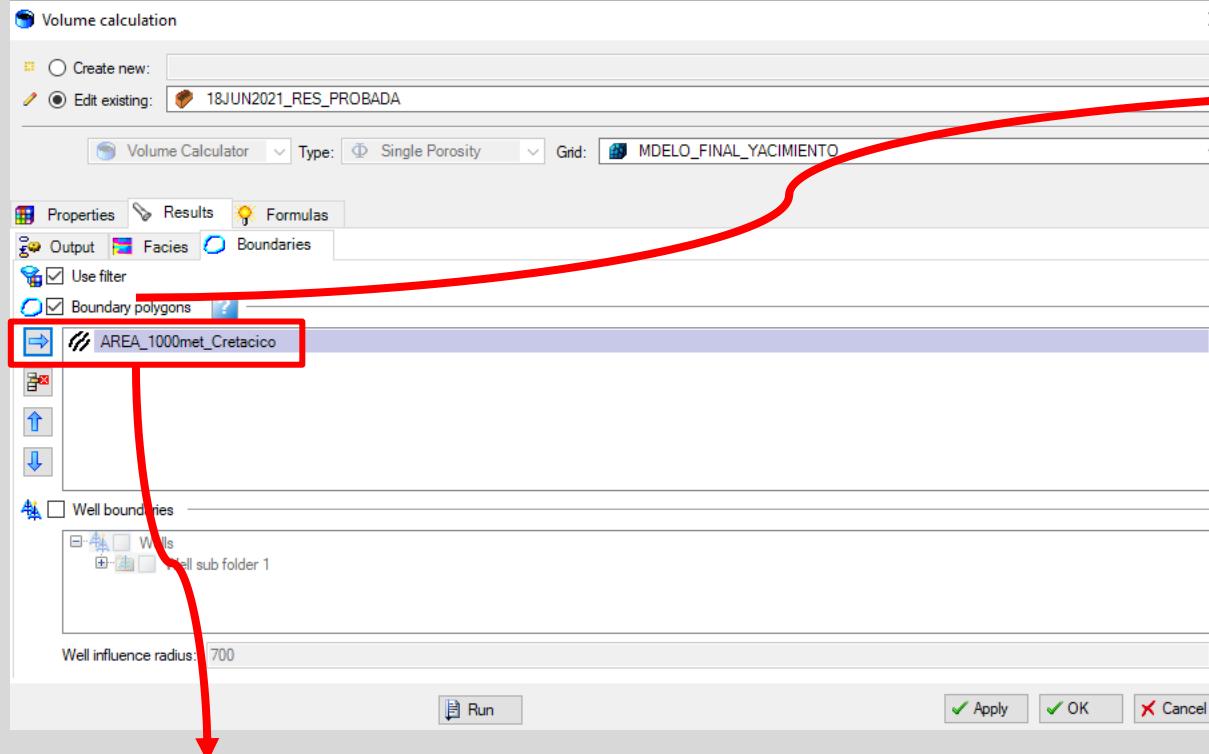


ANEXO #7: "Significado de opciones por calcular"



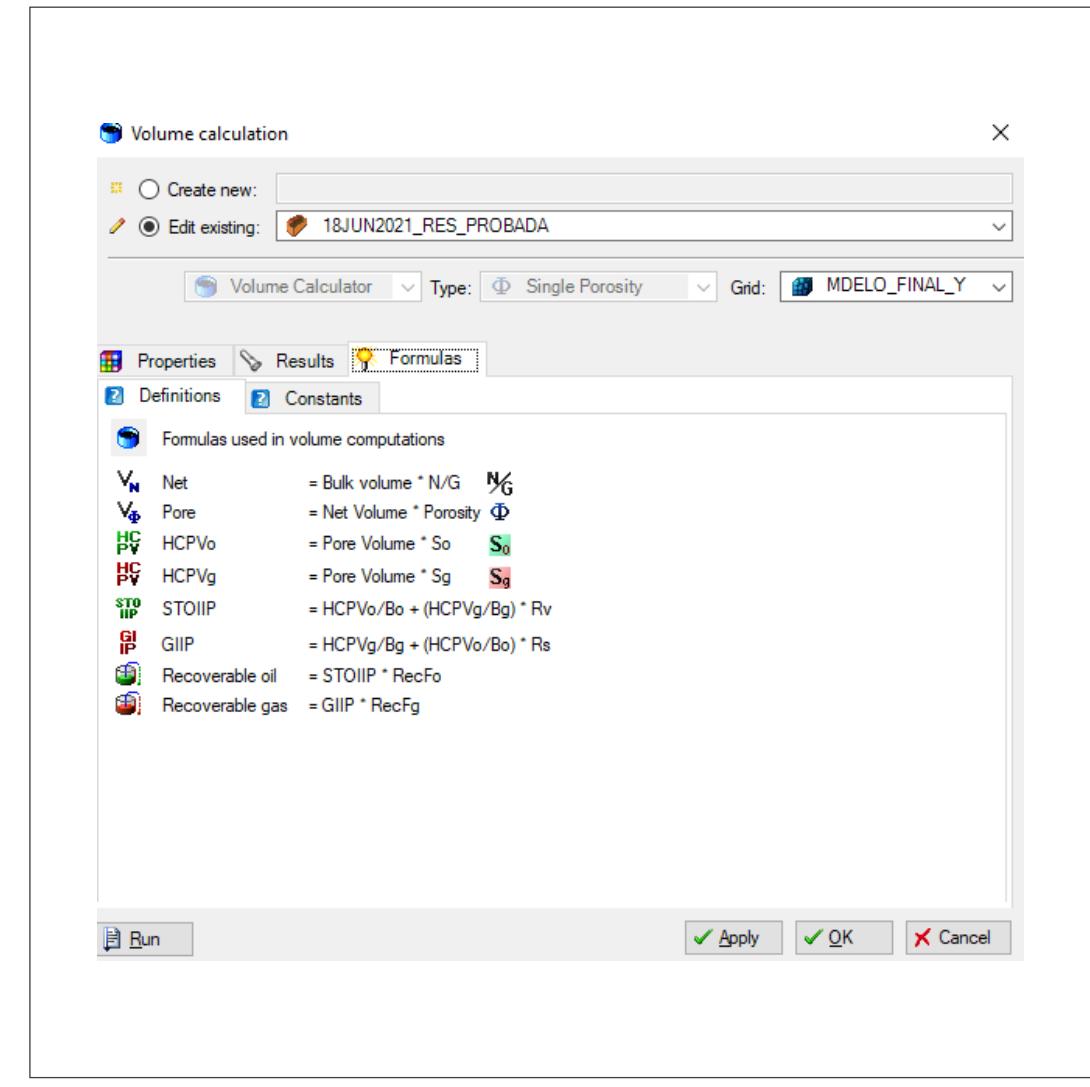
- 1) Bulk volumen:
Se refiere a el volumen bruto de roca
- 2) Net Volume:
Se refiere a el volumen neto de roca
- 3) Pore Volume:
Se refiere a el volumen neto poroso
- 4) HCPV oil:
Se refiere al volumen original de petróleo en yacimiento.
- 5) STOIIP oil:
Se refiere al volumen original de petróleo en superficie.
- 6) Recoverable:
Se refiere a al volumen que se recuperara de petróleo, considerando “REC”.

MENU: RESULTS - Submenu “Boundaries” o “Limites”



Al seleccionar “Usar filtro” se debe de cuidar tener seleccionado correctamente las zonas que se desean considerar.

Se selecciona el área anteriormente delimitada (Área a 1000 metros de los pozos)



○ MENU: FORMULAS

En este menú únicamente señala el procedimiento de los cálculos que implementar.

A su vez señala las formulas como se ve la imagen.



AL “CORRER” LOS
CÁLCULOS

Volume calculation

Create new: 18JUN2021_RES_PROBADA

Edit existing: 18JUN2021_RES_PROBADA

Type: Single Porosity Grid: MDELO_FINAL_Y

Properties Results Formulas

Contacts Gen. Props Oil props. Gas props.

Hydrocarbon interval(s)
 Oil Gas

No contact

Run Apply OK Cancel

Case	Bulk volume[*10^6 m3]	Net volume[*10^6 m3]	Pore volume[*10^6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIP (in oil)*10^6 bbl]	Recoverable oil[*10^6 bbl]	Folder
18JUN2021_RES_PROBADA	4688	2889	150	60	319	96	

Totals all result types

Zones

KS	3660	2669	142	54	287	86
KM	987	218	8	6	32	9
KI	41	1	0	0	0	0
JST	0	0	0	0	0	0
JSK	0	0	0	0	0	0

Segments

Segment 1	4688	2889	150	60	319	96
-----------	------	------	-----	----	-----	----

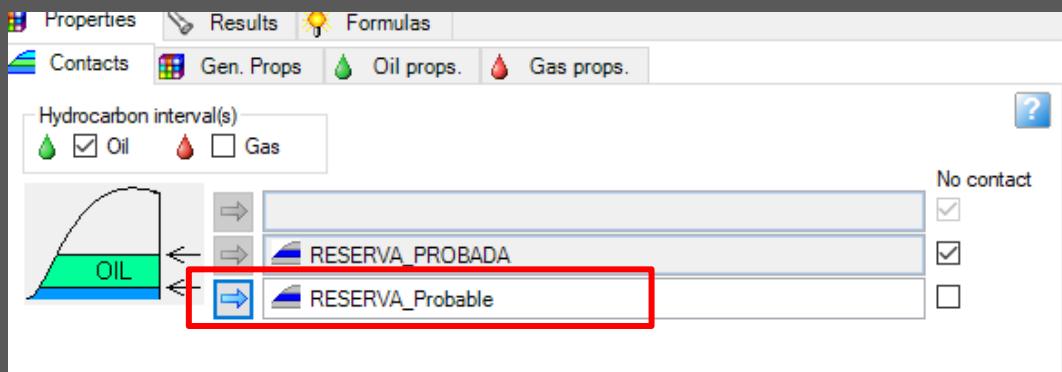
Detailed results

Zone	Segment	Bulk volume[*10^6 m3]	Net volume[*10^6 m3]	Pore volume[*10^6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIP (in oil)*10^6 bbl]	Recoverable oil[*10^6 bbl]

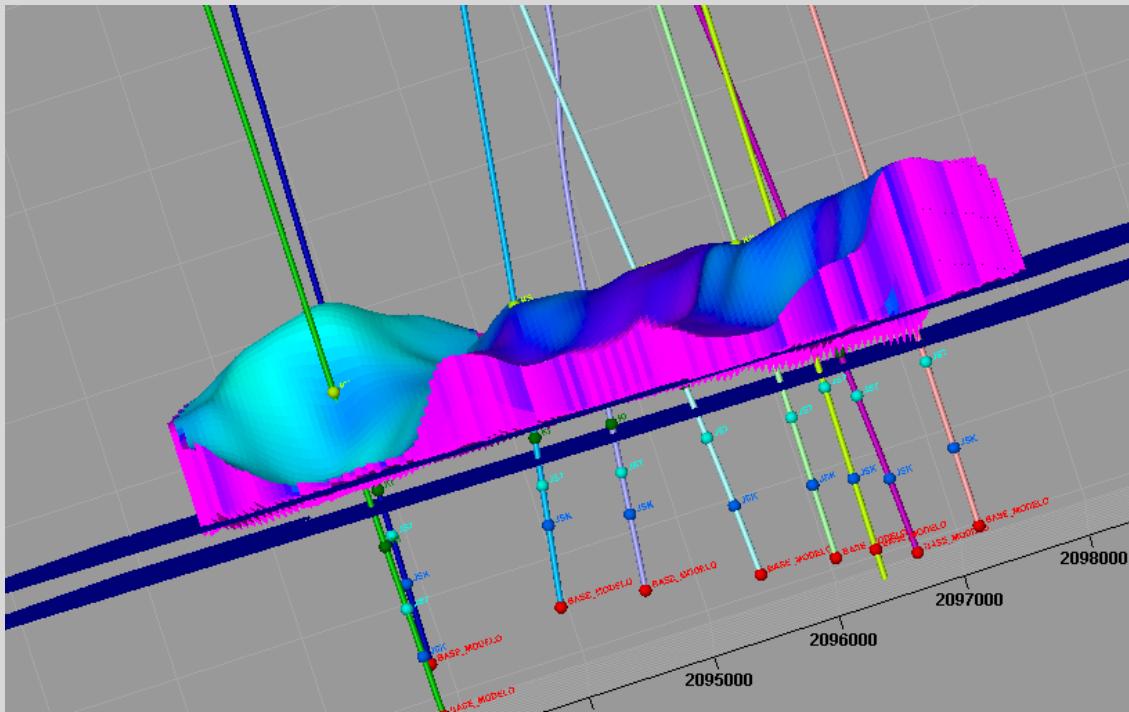
Activar Windows
Ve a Configuración para activar Windows.

Statistics Well report Volume Depth conv Workflow License report Velocity model Layer report Perforation report Complete model report Available formats Summary data Match analysis Optimization

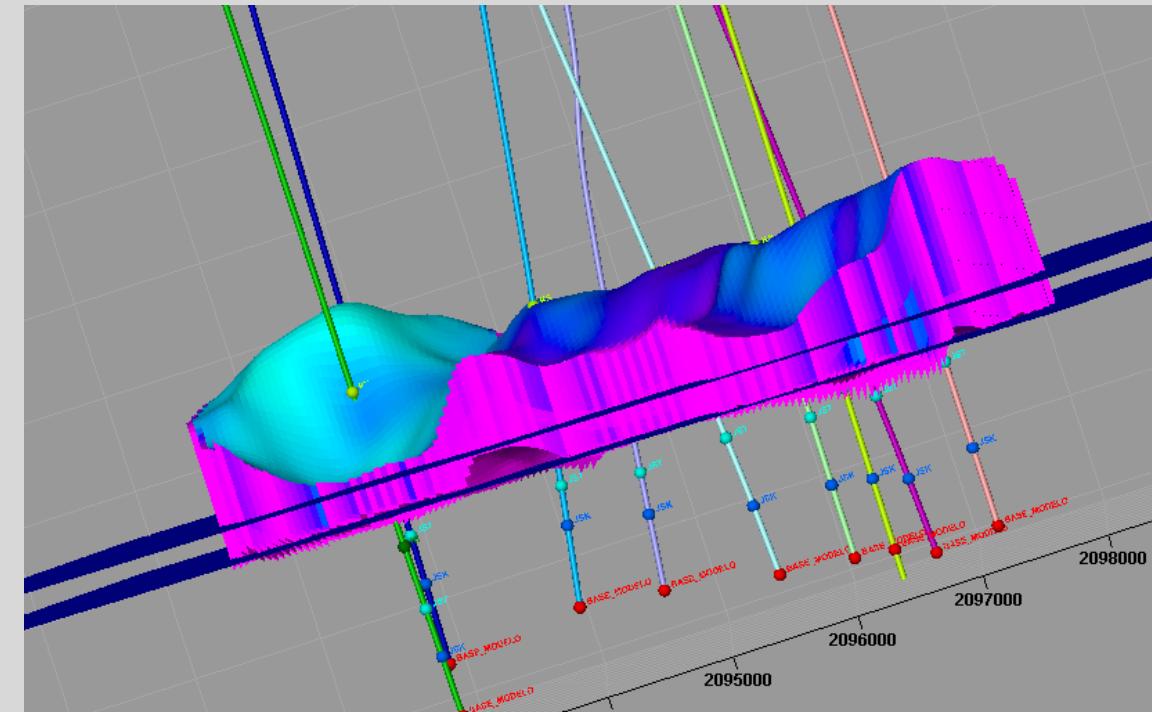
SE REALIZA EL MISMO
PROCEDIMIENTO PARA
LA RESERVA “PROBABLE”



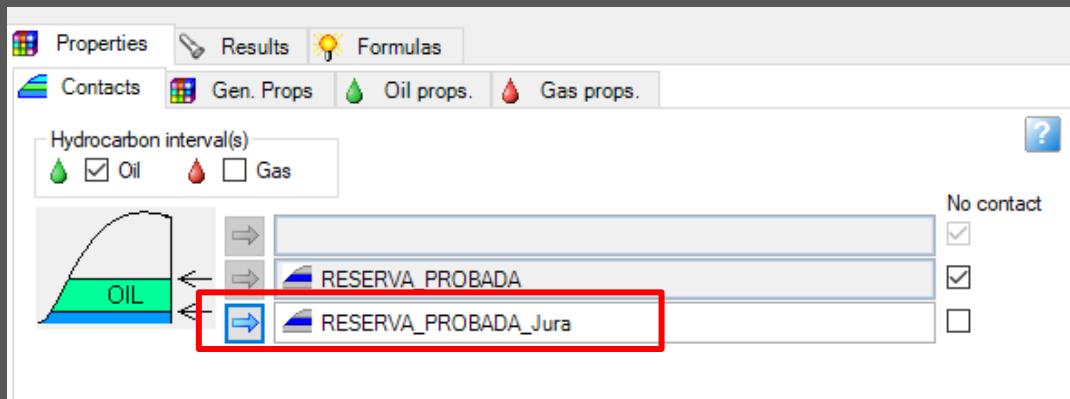
RESERVA PROBADA

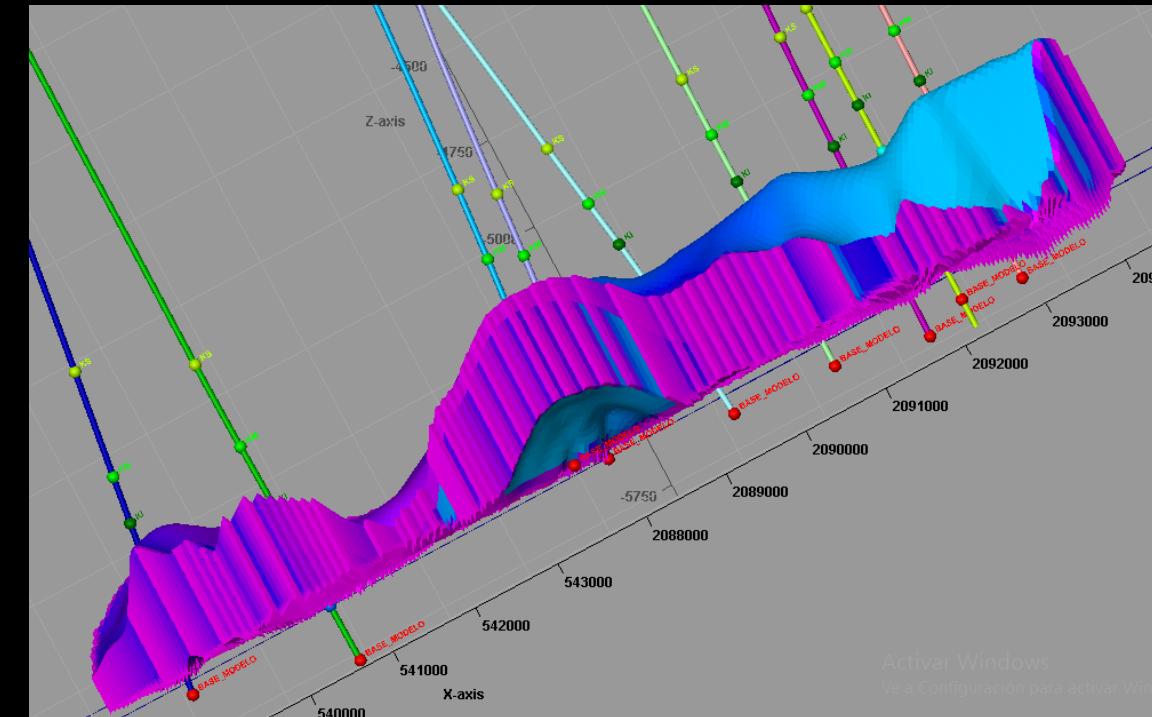
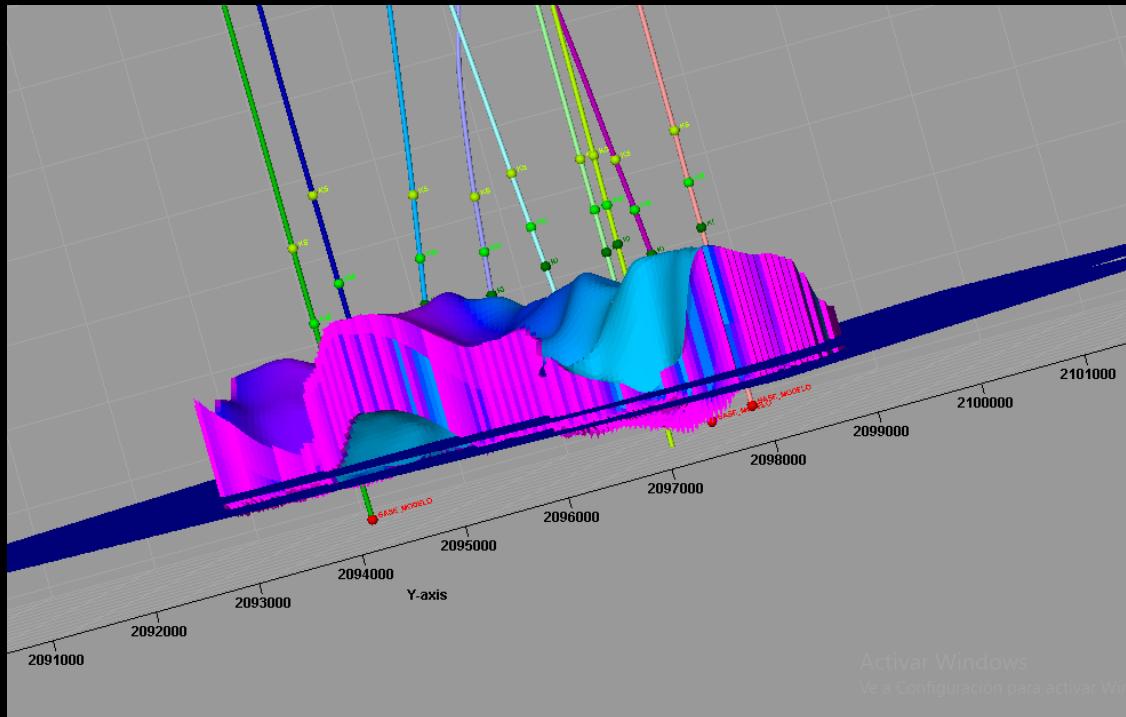


RESERVA PROBADA + PROBABLE



SE REALIZA EL MISMO
PROCEDIMIENTO PARA
EL YACIMINTO DE JKT





CRETASICO

RESERVA PROBADA

CASO	Volumen Bruto de roca[*10^6 m3]	Volumen neto de ROCA[*10^6 m3]	Volumen neto de PROSO[*10^6 rm3]	VOLUMEN DE ACEITE@ CND. DE YACIMIENTO[*10^6 rm3]	VOLUMEN DE ACEITE A CONDICIONES DE SUPERFICIE[*10^6 bbl]	VOLUMEN RECUPERABLE[*10^6 bbl]
18JUN2021_RES_PROBADA (1P)	4688	2889	150	60	319	96

RESERVA PROBADA + PROBALE

CASO	Volumen Bruto de roca[*10^6 m3]	Volumen neto de ROCA[*10^6 m3]	Volumen neto de PROSO[*10^6 rm3]	VOLUMEN DE ACEITE@ CND. DE YACIMIENTO[*10^6 rm3]	VOLUMEN DE ACEITE A CONDICIONES DE SUPERFICIE[*10^6 bbl]	VOLUMEN RECUPERABLE[*10^6 bbl]
18JUN2021_RES_PROBADA_MAS_PROBABLE (2P)	6430	3371	172	70	374	112

JURASICO

RESERVA PROBADA

CASO	VOLUMEN BRUTO DE ROCA[*10^6 m3]	VOLUMEN NETO DE ROCA[*10^6 m3]	VOLUMEN NETO DE POROSO[*10^6 rm3]	VOLUMEN DE ACEITE@ CND. DE YACIMIENTO[*10^6 rm3]	VOLUMEN DE ACEITE A CONDICIONES DE SUPERFICIE[*10^6 bbl]	VOLUMEN RECUPERABLE[*10^6 bbl]
18JUN2021_RES_PROBADA (1P)	4256	773	40	30	161	48

RESERVA PROBADA + PROBALE

CASO	VOLUMEN BRUTO DE ROCA[*10^6 m3]	VOLUMEN NETO DE ROCA[*10^6 m3]	VOLUMEN NETO DE POROSO[*10^6 rm3]	VOLUMEN DE ACEITE@ CND. DE YACIMIENTO[*10^6 rm3]	VOLUMEN DE ACEITE A CONDICIONES DE SUPERFICIE[*10^6 bbl]	VOLUMEN RECUPERABLE[*10^6 bbl]
18JUN2021_RES_PROBADA_ MAS_PROBABLE (2P)	4990	1083	56	43	228	68

A	B	C	D	E	F	G	H
1 Petrel 2009.1	Schlumberger						
2 User name	Hazel Segura						
3 Date	Saturday, June 19 2021 16:59:16						
4 Project	Trabajo.pet						
5							
6 Model	New model						
7 Grid	MDELO_FINAL_YACIMIENTO						
8 Input XY unit	m						
9 Input Z unit	m						
10							
11 HC intervals	Includes oil interval only.						
12 Lower oil contact:	RESERVA_PROBADA						
13							
14 General properties							
15 Porosity:	PHIE						
16 Net gross:	NTG						
17							
18 Properties in gas interval:							
19 Bg (formation vol. factor):	1.0000000 [rm3/sm3]						
20 Rv (vaporized oil/gas ratio):	0.0000000 [sm3/sm3]						
21							
22 Properties in oil interval:							
23 Sat. water:	SW						
24 Sat. oil:	1-Sw-Sg						
25 Sat. gas:	0.0000000						
26 Bo (formation vol. factor):	1.1800000 [rm3/sm3]						
27							
28 Boundaries used							
29 AREA_1000met_Cretacico							
30							
31 Filter has been used.							
32							
33 Case	Bulk volume[*10^6 m3]	Net volume[*10^6 m3]	Pore volume[*10^6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIP (in oil)*10^6 bbl	Recoverable oil[*10^6 bbl]	Folder
34 18JUN2021_RES_PROBADA	4688	2889	150	60	319	96	
35							
36 Totals all result types							
37							
38 Zones							
39 KS	3660	2669	142	54	287	86	
40 KM	987	218	8	6	32	9	
41 KI	41	1	0	0	0	0	
42 JST	0	0	0	0	0	0	
43 JSK	0	0	0	0	0	0	
44							
45 Segments							
46 Segment 1	4688	2889	150	60	319	96	
47							
48 Detailed results							
49							
50 Zone	Segments	Bulk volume[*10^6 m3]	Net volume[*10^6 m3]	Pore volume[*10^6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIP (in oil)*10^6 bbl	Recoverable oil[*10^6 bbl]

RESERVA PROBADA KS

RESERVA PROBADA
+ PROBABLE
KS

A	B	C	D	E	F	G	H
1 Petrel 2009.1	Schlumberger						
2 User name	Hazel Segura						
3 Date	Saturday, June 19 2021 16:58:58						
4 Project	Trabajo.pet						
5							
6 Model	New model						
7 Grid	MDELO_FINAL_YACIMIENTO						
8 Input XY unit	m						
9 Input Z unit	m						
10							
11 HC intervals	Includes oil interval only.						
12 Lower oil contact:	RESERVA_Probable						
13							
14 General properties							
15 Porosity:	PHIE						
16 Net gross:	NTG						
17							
18 Properties in gas interval:							
19 Bg (formation vol. factor):	1.0000000 [rm3/sm3]						
20 Rv (vaporized oil/gas ratio):	0.0000000 [sm3/sm3]						
21							
22 Properties in oil interval:							
23 Sat. water:	SW						
24 Sat. oil:	1-Sw-Sg						
25 Sat. gas:	0.0000000						
26 Bo (formation vol. factor):	1.1800000 [rm3/sm3]						
27							
28 Boundaries used							
29 AREA_1000met_Cretacico							
30							
31 Filter has been used.							
32							
33 Case	Bulk volume[*10^6 m3]	Net volume[*10^6 m3]	Pore volume[*10^6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIP (in oil)*10^6 bbl	Recoverable oil[*10^6 bbl]	Folder
34 18JUN2021_RES_PROBADA_MAS_PROBABLE	6430	3371	172	70	374	112	
35							
36 Totals all result types							
37							
38 Zones							
39 KS	4046	2946	156	59	313	94	
40 KM	1869	408	15	11	59	18	
41 KI	515	16	0	0	1	0	
42 JST	0	0	0	0	0	0	
43 JSK	0	0	0	0	0	0	
44							
45 Segments							
46 Segment 1	6430	3371	172	70	374	112	
47							
48 Detailed results							
49							
50 Zone	Segments	Bulk volume[*10^6 m3]	Net volume[*10^6 m3]	Pore volume[*10^6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIP (in oil)*10^6 bbl	Recoverable oil[*10^6 bbl]

Activar Windows
Ve a Configuración para activar

User name	Schlumberger
Date	Tuesday, June 22 2021 19:35:59
Project	Trabajo.pet
Model	New model
Grid	MDELO_FINAL_YACIMIENTO
Input XY unit	m
Input Z unit	m
HC intervals	Includes oil interval only.
Lower oil contact:	RESERVA_PROBADA_Jura
General properties	
Porosity:	PHIE
Net gross:	NET_GROSS
Properties in gas interval:	
Bg (formation vol. factor):	1.0000000 [rm3/sm3]
Rv (vaporized oil/gas ratio):	0.0000000 [sm3/sm3]
Properties in oil interval:	
Sat. water:	SW
Sat. oil:	1-Sw-Sg
Sat. gas:	0.0000000
Bo (formation vol. factor):	1.1800000 [rm3/sm3]
Boundaries used	
Copy of AREA_1000met_Jurasico	

RESERVA PROBADA
+ PROBABLE
JKT

RESERVA PROBADA JKT

Metrel 2009.1	Schlumberger													
User name	Hazel Segura													
Date	Tuesday, June 22 2021 19:27:12													
Project	Trabajo.pet													
Model	New model													
Grid	MDELO_FINAL_YACIMIENTO													
Input XY unit	m													
Input Z unit	m													
HC intervals	Includes oil interval only.													
Lower oil contact:	RESERVA_POBABLE_Jura													
General properties														
Porosity:	PHIE													
Net gross:	NET_GROSS													
Properties in gas interval:														
Bg (formation vol. factor):	1.0000000 [rm3/sm3]													
Rv (vaporized oil/gas ratio):	0.0000000 [sm3/sm3]													
Properties in oil interval:														
Sat. water:	SW													
Sat. oil:	1-Sw-Sg													
Sat. gas:	0.0000000													
Bo (formation vol. factor):	1.1800000 [rm3/sm3]													
Boundaries used														
Copy of AREA_1000met_Jurasico														
Filter has been used.														
Case	Bulk volume[*10^6 m3]	Net volume[*10^6 m3]	Pore volume[*10^6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)*10^6 bbl	Recoverable oil*10^6 bbl	Folder							
22JUN2021_JSK_RES_PROBADA	4256	773	40	30	161	48								
Totals all result types														
Zones														
KS	0	0	0	0	0	0								
KM	0	0	0	0	0	0								
KI	0	0	0	0	0	0								
JST	2806	0	0	0	0	0								
JSK	1449	773	40	30	161	48								
Segments														
Segment 1	4256	773	40	30	161	48								
Detailed results														
Zone	Segments	Bulk volume[*10^6 m3]	Net volume[*10^6 m3]	Pore volume[*10^6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)*10^6 bbl	Recoverable oil*10^6 bbl	Match						
Statistics	Well report	Volume	Depth conv	Workflow	License report	Velocity model	Layer report	Perforation report	Complete model report	Available formats	Summary data	Activar Windows	Ve a la Configuración para activar Windows	
33	Case	Bulk volume[*10^6 m3]	Net volume[*10^6 m3]	Pore volume[*10^6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)*10^6 bbl	Recoverable oil*10^6 bbl	Folder						
34	22JUN2021JSK_RES_PROBADA_MAS_PROBABLE	4990	1083	56	43	228	68							
35	Totals all result types													
36	Zones													
39	KS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
40	KM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
41	KI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
42	JST	3013	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
43	JSK	1977	1083	56	43	228	68							
44	Segments													
46	Segment 1	4990	1083	56	43	228	68							
47	Detailed results													
49	Zone	Segments	Commands	Bulk volume[*10^6 m3]	Net volume[*10^6 m3]	Pore volume[*10^6 m3]	HCPV oil[*10^6 m3]	STOIIP (in oil)*10^6 bbl	Recoverable oil*10^6 bbl	Match	Available formats	Summary data	Activar Windows	Ve a la Configuración para activar Windows

YACIMIENTO DEL
CRETASICO

RESERVA PROBADA

VOLUMEN RECUPERABLE[*10^6 bbl]

96

DOLARES (60 DLS por barril)

\$
5,760,000,000.00

Pesos mex (CAMBIO A 20 X DLS)

\$
115,200,000,000.00

RESERVA PROBADA + PROBABLE

VOLUMEN RECUPERABLE[*10^6 bbl]

112

DOLARES (60 DLS por barril)

\$
6,720,000,000.00

Pesos mex (CAMBIO A 20 X DLS)

\$
134,400,000,000.00

YACIMIENTO DEL
JURASICO

RESERVA PROBADA

VOLUMEN RECUPERABLE[*10^6 bbl]

48

DOLARES (60 DLS por barril)

\$
2,880,000,000.00

Pesos mex (CAMBIO A 20 X DLS)

\$
57,600,000,000.00

RESERVA PROBADA + PROBABLE

VOLUMEN RECUPERABLE[*10^6 bbl]

68

DOLARES (60 DLS por barril)

\$
4,080,000,000.00

Pesos mex (CAMBIO A 20 X DLS)

\$
81,600,000,000.00

CONCLUSION

- Este reporte tiene la finalidad de ejemplificar lo aprendido en clase, y desde mi punto de vista muy personal el reporte hace honor a todo el conocimiento que he adquirido a lo largo de la materia considero que en cada apartado existen múltiples cosas a considerar. Y la verdad es que cada una de ellas fueron platicadas en clase.
- Concluyo la materia con una amplia gama de conocimientos los cuales van desde geología hasta el calculo final del volumen recuperable de hidrocarburo.



GRACIAS

URIEL HAZEL SEGURA GONZALEZ