

SIMULACION GEOLOGICA DE LA FORMACION BARRANCAS YACIMIENTO VIZCACHERAS. PCIA. DE MENDOZA

Gastón J. Orioabala – Virginia Martinez Cal
Astra-Repsol

Abstract

The Geostatistical Modeling of the Barrancas Formation in the Vizcacheras field, is part of an integrated study performed by ASTRA-REPSOL. The overall objectives are twofold:

- Build a geological model using geostatistical techniques at a fine scale level. (Stochastic Simulation)
- Derive the corresponding reservoir model for a pilot area for fluid flow tests.

The model of the Vizcacheras field includes:

- The high-resolution **geological model** (nearly 13 millions cells), which describes the lithofacies (sand, shaly sand and shale), porosity and permeability distribution. This model fits the well data (lithofacies and petrophysics), the overall sedimentological features and reproduces the statistics on facies, porosity and permeability distribution derived from the well data. This model is a probable image of the reservoir.
- **The reservoir model** for fluid flow simulation (nearly 20.000 cells). It is performed for a pilot area located in the center of the field. This model is obtained by scaling up the high-resolution geological model.

The upscaling was performed using algebraic techniques (geometrical mean for permeability and arithmetic mean for porosity).

Summarizing, we obtain a tridimensional model of facies and petrophysics properties for the Barrancas Formation in the Vizcacheras field using the Heterogeneous Reservoir Simulator Heresim 3D.

The 3D geological model can be used to better understand the spatial variability of the facies and the fluid flow parameter in order to plan the in-fill well locations.

Introducción

El **modelo Geológico** se realizó en el intervalo productivo de la Formación Barrancas (entre el tope de la Capa Gris y el tope de la Capa Azul) en el Yacimiento Vizcacheras. Este intervalo ha sido considerado como un reservorio multicapa con cuatro unidades mayores, que tienen propiedades estadísticas homogéneas. Las cuatro unidades son llamadas, de techo a base: Gris, Roja, Verde y Amarilla. Tres litofacies se definieron en el yacimiento: **arenisca, arenisca arcillosa y arcilita**.

El conocimiento geológico anterior del yacimiento ha sido usado para:

- Cómputo de mapas de Net to Gross para localizar canales y seleccionar grupos de pozos sobre los cuales se han construido las curvas de proporción vertical (VPC).
- Seleccionar el modo de muestreo de las unidades geológicas: Se desarrolló un ensayo para comprobar la validez de la hipótesis de estratificación proporcional (donde el número de subdivisiones internas es el mismo y el espesor de cada celda es proporcional al espesor total de la unidad) sobre la estratificación paralela (donde en cada unidad el espaciamiento vertical es de espesor constante).

El **modelo geoestadístico** fue desarrollado con los softwares HERESIM 3D e ISATIS. Los parámetros claves han sido computados a partir de los datos de pozo. (VPC's, Matrix de Proporción, modelos de variogramas).

Las VPC's fueron usadas para computar la matrix de proporción y muestran la tendencia de la secuencia vertical dentro de cada unidad. Los resultados coinciden con el conocimiento geológico del yacimiento.

Finalmente, el análisis de variogramas puso en evidencia la existencia de anisotropías. Variogramas en la dirección SO/NE tienen 500 m de rango, mientras que en la dirección SE/NO son cercanos a 250 m. Esto es debido a la existencia de canales en la dirección SO/NE. El rango vertical es de aproximadamente 7 metros para todas las capas.

Varias simulaciones han sido ejecutadas para obtener diferentes realizaciones. Cada realización es un posible escenario de la distribución de la litología que respeta el dato del pozo y la variabilidad espacial derivada de los datos.

Sólo una realización ha sido tomada en cuenta para el diseño y escalamiento petrofísico. La porosidad y la permeabilidad han sido computadas para cada litotipo usando el método de kriging. Como el escalamiento promedia los valores de permeabilidad y porosidad, se espera que los resultados sean muy similares entre una realización y otra.

El **modelado del reservorio** para la simulación de fluidos requirió una grilla que debió tener el mismo tamaño en sentido lateral que la grilla geoestadística, lo cual se logró usando una grilla cartesiana. Sin embargo, esta grilla tiene verticalmente, sólo 18 unidades de flujo. El tamaño de la grilla es de aproximadamente 20.000 celdas.

Las unidades de flujo han sido detectadas usando la opción “vertical layering” dentro de HERESIM. Esta opción muestra estadísticas verticales de la permeabilidad y porosidad dentro de la unidad, y hace posible diferenciar y definir las unidades de flujo mayores, además de las barreras entre estas unidades.

El escalamiento fue realizado usando técnicas algebraicas: debido a que la distribución de la permeabilidad es lognormal, la media geométrica ha sido aplicada a las permeabilidades. La media aritmética se aplicó a las porosidades.

El modelo del reservorio se exportó hacia un simulador de fluidos en un **formato Eclipse**.

Resumen Geológico

El yacimiento Vizcacheras está localizado en el eje más oriental productivo de la Cuenca Cuyana (Ver figura 1). Esta se describe como una cubeta de rift continental de edad Triásica caracterizada por un relleno predominantemente clástico y piroclástico.

Durante los tiempos Jurásicos se acumularon sedimentos detríticos rojos de la Formación Barrancas en una cuenca intracontinental superpuesta a la anterior y generada a raíz de esfuerzos tensionales débiles. La sedimentación comienza con niveles areno-conglomerádicos depositados por cursos fluviales entrelazados. El relleno superior está constituido por una progradación de sistemas aluviales efímeros. (Ver columna tipo figura 2).

La expulsión de coladas volcánicas asignadas a la Formación Punta de las Bardas a través de fallas profundas se debe al esfuerzo tensional continuado durante el Cretácico. Posteriormente se depositan las Formaciones Papagayos y Divisadero Largo. Estos depósitos integran una secuencia continental de edad Eocena originada a raíz de una suave subsidencia (pre-andina) de la cuenca. Estos sedimentos se han acumulado en ambientes de tipo fluvial, eólico y de playa lake.

La base de esta secuencia, conocida como Formación Papagayos, está constituida por conglomerados depositados por ríos entrelazados de distribución areal restringida. Hasta la fecha, este intervalo sólo ha comprobado petróleo en el yacimiento Vizcacheras y resultó ser uno de los mejores reservorios de la cuenca.

La Formación Divisadero Largo es una importante sección limo-arcillosa que constituye un excelente sello regional para los hidrocarburos alojados en las unidades infrayacentes.

Completando la columna sedimentaria de la zona, se asienta sobre las secuencias anteriores una espesa sucesión arenosa de edad Terciaria que supera los 1900 metros de espesor.

La Formación Barrancas, el reservorio de interés, está constituido principalmente por areniscas conglomerádicas dispuestas en discordancia sobre los depósitos arenosos de Río Blanco.

Dominan cuerpos areno-conglomerádicos a veces apilados tanto vertical como lateralmente, típicos de un sistema fluvial de baja sinuosidad. En proporción similar pero distribuidas en bancos

delgados se describen litologías impermeables, areniscas finas, limolitas y arcilitas dispuestas según una geometría lateral muy variable.

En el área productiva se intentó correlacionar a nivel de detalle las capas de interés, sobre todo para evaluar selectivamente los resultados de un proyecto de inyección de agua. Al tratarse de un yacimiento multicapa, de origen fluvial, con cuerpos de desarrollo muy dispar y distribución heterogénea, el agrupamiento de capas no fue sencillo. Aún así, se concentraron las arenas en cinco niveles: Azul en la base, Amarilla, Verde, Roja y Gris en el techo de la formación. Algunos niveles impermeables que separan las distintas unidades resultaron ser relativamente continuos y esto ayudó a la definición de las unidades.

De acuerdo a los resultados del modelado geológico, se concluyó acerca del significado ambiental de algunas de las subdivisiones.

Regionalmente en la Formación Barrancas se reconocen dos secuencias definidas, Secuencia Inferior y Secuencia Superior. La Secuencia Inferior apoya en discordancia sobre términos de la Formación Río Blanco y se homologa al nivel acuífero en Vizcacheras o capa Azul. Este nivel se caracteriza por su excepcional desarrollo areno-conglomerádico y buenas características petrofísicas. Depositado por un sistema de ríos de baja sinuosidad (entrelazados), se lo interpreta como el relleno inicial del depocentro principal, que se dispone hacia el norte del bloque con una dirección preferencial NO-SE (Ver figura 3). Es notoria la disminución de espesor que describe hacia el sur (borde del depocentro), hasta desaparecer.

La base de la Formación Barrancas no siempre es fácil de determinar sobre todo cuando se ponen en contacto litofacies arenosas similares de las formaciones Barrancas y Río Blanco.

La Secuencia Superior comprendería la sección que se identifica como capas Amarilla, Verde, Roja y Gris. Limita hacia el techo en forma discordante con los basaltos de la Formación Punta de las Bardas. A veces no es sencillo determinar el pase a la Formación Barrancas, especialmente cuando en la base de los basaltos se desarrollan niveles alterados o clásticos intercalados. Esta secuencia corresponde a una etapa más tranquila de sedimentación, con menor espacio de acomodación y tiempo suficiente para lograr la agradación de depósitos de abanicos aluviales y sistemas fluviales efímeros.

La suma del espesor de ambas secciones varía entre 25m y 135m, y se verifica también una gradual disminución de espesor hacia el sur para la Sección Inferior igual que para la Superior.

Las características estructurales actuales se deben a la deformación producida por la orogenia andina de la que resulta un esquema compresivo en sentido este-oeste. La estructura para la Formación Barrancas es un amplio espolón con flancos asimétricos, con rumbo norte-sur, buzante al norte. Es la estructura dominante en el área. La sísmica 3D recientemente registrada y aún en las primeras fases de interpretación, describe un juego de fallas de rumbo este-oeste de muy poco rechazo vertical y con componente de desplazamiento horizontal, que afecta a todo el yacimiento (Ver figura 4). Este esquema se ha confirmado con la interpretación de imágenes acústicas y resistivas de pozos que describe: 1) buzamientos principales al NNE y NNW, 2) fracturas con ángulos medios a altos de rumbo predominante norte-sur y 3) un juego de fracturas abiertas este-oeste.

Metodología

La metodología de un estudio típico de caracterización de reservorios que involucra geoestadística y el uso del programa Heresim como herramienta principal, incluye los siguientes pasos:

- Revisión de los datos existentes: pozos y horizontes principales.
- Muestreo de datos en x, y, z.
- Análisis estadístico de los datos petrofísicos (Porosidad y Permeabilidad) versus datos litológicos, con la determinación de **litotipos**, de acuerdo a la litología y petrofísica asociada a la litología.
- Análisis geoestadístico de las unidades-reservorio individuales.
- Simulación estocástica de la distribución de litotipos en una grilla geológica fina.

- Simulación de la petrofísica asociada a la/s simulación/es estocástica/s.
- Simulación de la saturación de agua dentro del reservorio. (no fue realizada en este estudio)
- Diseño de una grilla de reservorio gruesa con el fin de simular el flujo de fluidos.
- Escalamiento de los parámetros petrofísicos desde la grilla geológica hasta la grilla de reservorio.

Revisión de los datos existentes

Un estudio de caracterización de reservorio involucra siempre datos “duros”, que corresponden a datos de pozos, y datos “blandos”, que corresponden a los horizontes principales, información sísmica y/o conocimiento a priori de las características de sedimentación del reservorio. Los datos duros tienen buen intervalo de resolución (en el orden de un pie o metro), mientras que los datos blandos son menos precisos a escala de reservorio (varias decenas de pies o metros o más).

Litounidades

Un reservorio está a menudo subdividido en varias unidades, cada unidad muestra características geológicas y productivas comunes. Heresim se refiere a ellas como **litounidades**.

Pozos

El dato de pozo debe incluir una descripción de las litofacies (areniscas, arcilitas, etc.) y puede incluir información petrofísica de perfiles, cutting y coronas. Las litofacies pueden determinarse a partir de perfiles de pozos y/o cuttings, y están disponibles a partir de la interpretación clásica en workstations. Si no, pueden ser reconstruidas con un software de interpretación de perfiles, que permita clasificar muestras de pozos en facies de acuerdo a su respuesta de perfiles.

Los datos de pozos deben incluir además los markers de los horizontes principales.

La revisión de los datos de pozos consiste en chequear la consistencia de los markers y disponibilidad de litofacies.

Horizontes

Los horizontes, también llamados markers, corresponden a los límites internos de las unidades dentro del reservorio. Se definen a partir de los pozos o de la información sísmica. Cuando los datos de pozo son muy escasos, uno puede combinar información sísmica y de pozos usando métodos de interpolación (deriva externa), en donde se conserva la forma del horizonte a partir de la sísmica, y el tope del horizonte en la locación del pozo es igual al marker definido en el pozo. Esto se realiza con el software ISATIS y usa el método de deriva externa o co-kriging.

Muestreo de datos

Un estudio de caracterización de reservorios debe conducir a una completa descripción del volumen del reservorio, con valores de litología, porosidad y permeabilidad en cada punto dentro de ese volumen. Esto se logra construyendo una grilla 3D que contenga suficientes celdas y que cada celda posea un único valor de litología, porosidad y permeabilidad. El espaciamiento vertical es normalmente del orden de unos pocos pies a 1 o 2 metros, mientras que el muestreo horizontal está en el rango desde unas pocas decenas hasta 100 metros.

La grilla resultante se llama **grilla geológica**.

Uno debe definir un cubo que contenga todas las unidades reservorio a ser descriptas. Este cubo se llama **Cubo de Simulación**.

En cada unidad, el espaciamiento vertical puede ser de espesor constante, o el número de subdivisiones internas ser el mismo, y así, el espesor de la celda sea entonces proporcional al espesor total de la unidad. Unidades erosionadas pueden ser procesadas.

Cada pozo es muestreado de acuerdo a la resolución vertical seleccionada y puede ser editado para asegurarse que la operación de muestreo no pierda información, como por ejemplo, capas permeables finas, que pueden ser más delgadas que el tamaño vertical promedio de celda, pero que son importantes para la reconstrucción del flujo de fluidos.

Cada horizonte es representado por una grilla, que tiene el mismo espaciamiento que el cubo de simulación.

Análisis estadístico y litotipos

El concepto principal en un estudio de caracterización de reservorios en Heresim es que la distribución de las propiedades petrofísicas es gobernada por la litología. En otras palabras, la mayoría de los cambios en porosidad y permeabilidad se supone que están relacionados con variaciones litológicas, las que a su vez están gobernadas por la sedimentología.

Para cada litología, se desarrolla un análisis estadístico que muestra la distribución de Phi/K asociada con esa litología.

Las litologías pueden agruparse en **Litotipos**, que se seleccionan usualmente de acuerdo a las estadísticas de Phi/K, y así, cada litotipo está caracterizado por parámetros estadísticos de Phi/K bien definidos.

La simulación geoestadística (a la que también se llama **realización**) se hará sobre la base de la clasificación de litotipos, derivada del análisis estadístico previo.

Análisis geoestadístico de las unidades individuales del reservorio

El análisis geoestadístico, también llamado **análisis estructural** (no debe relacionarse con conceptos tectónicos), consiste en determinar las relaciones espaciales entre los varios litotipos, incluyendo extensión lateral, espesores, frecuencia a lo largo de una secuencia vertical.

Numeración de litotipos

Cada litotipo es numerado (1,2,3...) y el juego de litotipos ideal (1,2...) se supone que representa la secuencia sedimentaria elemental ideal. Con esta numeración uno asegura que el litotipo 2 por lo general aparecerá por encima del litotipo 1, más que por sobre el litotipo 3. Se le debe dar especial atención a la numeración de litotipos.

Curva de proporción vertical

El concepto de curva de proporción es representar el porcentaje de ocurrencia de cada litotipo a lo largo de cada capa individual o "slice" (paralela a las superficies de correlación internas de la unidad) dentro de la unidad reservorio.

Estas curvas se determinan con datos de pozos o datos análogos a partir de afloramientos.

Las curvas de proporción vertical (VPC) muestran la evolución vertical de la distribución de litotipos a través de una unidad.

Las VPC's se construyen agrupando varios pozos. Las tendencias dentro de las unidades reservorio pueden ser detectadas por comparación de varios VPC's computados en distintas áreas, usando diferentes pozos. Los VPC's derivados de analogías geológicas también pueden usarse.

Las VPC's son sensibles a la hipótesis de estratificación. Estas hipótesis pueden incluir:

- estratificación paralela a una superficie dada (superficie de referencia), que puede ser el tope, base o cualquier referencia. Esto permite manejar superficies erosionadas por ejemplo.

- estratificación proporcional al espesor de la unidad. Así el número de capas en un punto dado de coordenadas x, y permanece idéntico a través de la unidad reservorio.

En Heresim uno puede correlacionar las variaciones laterales de las VPC y tendencias detectadas por otros métodos, tal como imágenes sísmicas (atributos). Entonces, se construye una grilla de VPC (o **matrix**) de acuerdo a un muestreo grueso en x e y. Así, cada celda de la matrix está caracterizada por una VPC, la que ha sido interpolada o ingresada manualmente.

La **matrix de proporción** puede ser también computada a partir de pozos y puede o no ser ajustada por datos externos como un mapa de atributos o más frecuentemente por un mapa NET to GROSS. Estos mapas NET to GROSS son comúnmente usados como guías para la construcción de la matrix de proporción.

En la realización geoestadística, Heresim asegurará que la proporción relativa de cada litotipo determinada a partir del dato de pozo para un determinado “slice” de reservorio, ajuste con las VPC’s.

Variogramas

El variograma es un concepto geoestadístico, que muestra la variabilidad espacial de un parámetro. Puede cuantificar la extensión lateral de los litotipos. Cuando una correlación manual de litotipos entre pozos es posible a través de todo el reservorio, el variograma horizontal de este litotipo mostrará un **rango alto**. Por otro lado, los variogramas horizontales con **bajo rango** muestran que la extensión lateral de un litotipo es pequeña y la correlación manual virtualmente imposible, o el espaciamiento de los pozos es mayor que las distancias de correlación, por lo cual no se detectan.

Los **variogramas verticales** dan una indicación de la variación de un dado litotipo a través del espesor de la unidad.

En favor de una mayor eficiencia de cálculo, los variogramas observados (también llamados experimentales) se representan por curvas de tipo exponencial (**modelo de variograma**)

Simulación estocástica de los litotipos (simulación geoestadística)

Esta simulación consiste en asignar un litotipo a cada celda mientras se mantienen las observaciones en las ubicaciones de los pozos (**simulación condicional**).

Esto se logra usando varios métodos: - Método “pixel” o gaussiana truncada (usado para el presente estudio) – método Boolean o de objetos – método “nested Boolean” (combina pixel y objeto).

Método “pixel” o gaussiana truncada

Este método combina una interpolación y un muestreo aleatorio en cada celda (o pixel). En un slice de un reservorio dado, la probabilidad de que un litotipo esté presente está dada por el valor de la curva de proporción vertical a ese nivel.

Los datos de pozo se reproducen determinando primero una curva gaussiana, la que ajusta los litotipos en la locación del pozo.

En una celda dada, se hace un muestreo aleatorio sobre la curva gaussiana, y el litotipo es determinado dependiendo de la ubicación de ese muestreo aleatorio en la curva gaussiana, usando los umbrales dados por la VPC en la curva de probabilidad (la curva de probabilidad es truncada de acuerdo a estos umbrales).

Además, se realiza una interpolación entre pozos, usando el método convencional de kriging, que integra los parámetros del variograma y permite determinar la extensión lateral de cada litotipo.

Simulación petrofísica anexada a la simulación de litotipos

Es importante recordar que Heresim utiliza una metodología de dos etapas para el modelado de reservorio: una vez simulada la distribución de litotipos del reservorio, se procede a asignarle

atributos (porosidad, permeabilidad) a cada litotipo. Se le otorga mayor importancia a la geología por lo que es simulada primero.

La asignación de las propiedades petrofísicas puede lograrse usando distintas técnicas:

Asignación determinística: consiste en tomar como hipótesis que la petrofísica es función de la profundidad o de la variación lateral ($\phi=f(x,y)$ o $\phi=f(z)$)

Técnica de Montecarlo: Esta técnica consiste en la generación de un número aleatorio que cumple con una distribución gaussiana, teniendo algunos valores petrofísicos estadísticos, como aquellos calculados a partir de muestras en los pozos.

Interpolación: Esto consiste en usar técnicas de interpolación como “spline” o el método de kriging.

Escalamiento de las propiedades petrofísicas

Hay dos tipos de métodos:

-método algebraico, que es válido para casos especiales (por ejemplo reservorios estratificados, un medio totalmente desordenado o caótico).

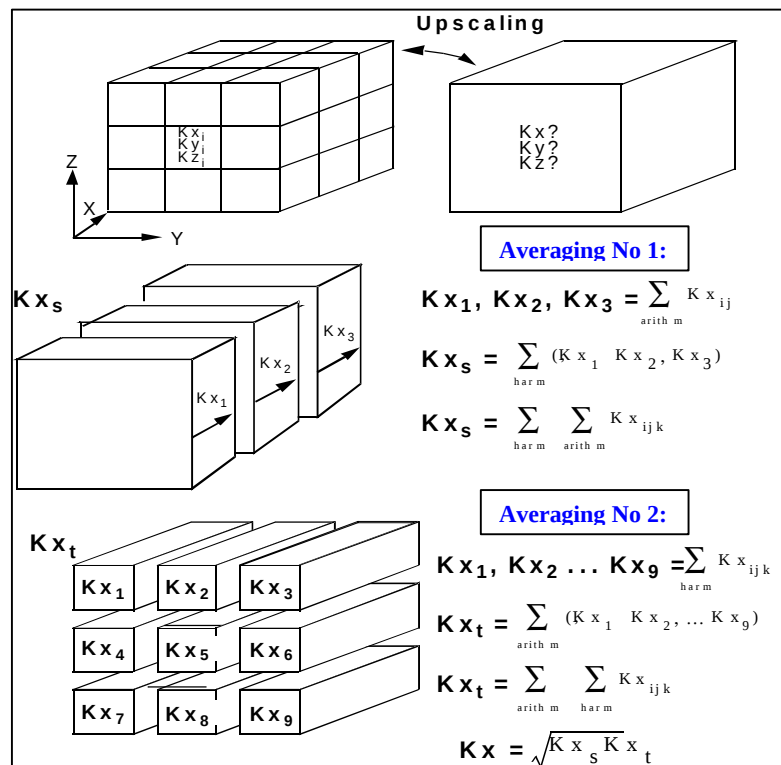
-método numérico, que es válido en muchos casos, pero asume que el régimen de flujo de fluido está inferido correctamente.

Ambos están disponibles en Heresim, y el usuario debe seleccionar el más conveniente para su propósito y para la descripción del reservorio.

El estimador de Cardwell y Parson (explicado en la figura abajo) es el método de escalamiento de permeabilidades que más comúnmente se usa:

Cardwell y Parson mostraron que la permeabilidad equivalente puede estar limitada por dos combinaciones de promedios aritméticos y armónicos de la permeabilidad de pequeña escala. En la implementación de Heresim, se utiliza el promedio geométrico del límite inferior y superior.

Escalamiento de las propiedades petrofísicas



Control de los datos de entrada

Una vez realizada la carga de los perfiles en Landmark, se revisó y uniformó la correlación de los niveles identificados en la Formación Barrancas con el programa Stratworks.

Así definidos los topes y bases de las distintas unidades a simular, se procedió a normalizar las evaluaciones petrofísicas, muchas de ellas elaboradas en distintos momentos y con diferentes parámetros de cálculo.

Posteriormente, la definición de las litofacies se basó en los datos del pozo Vi-1007 en el que, con ayuda de coronas, perfiles de nueva generación y la evaluación petrofísica, se especificaron valores de corte que luego se generalizarían a todos los pozos.

Esta etapa se realizó con el programa WDS y la salida principal de esta tarea es la identificación en cada pozo, con un muestreo cada 20cm, de las tres litofacies seleccionadas: alternancia de areniscas y conglomerados limpios, areniscas y conglomerados arcillosos y arcilitas. Asimismo se obtuvieron los valores de porosidad y permeabilidad.

A partir de los datos de pozo, coordenadas, litofacies, porosidad, permeabilidad y markers se generaron archivos de entrada que fueron procesados en Unix y cargados al simulador con el programa específico Simfeeder de Geomath.

Modelado litoestratigráfico

El modelo litoestratigráfico predice la geometría de los cuerpos y la distribución posible de facies en el espacio entre los pozos. Se logró una vez completados los pasos aquí descriptos:

1. Creación del estudio: Una vez ingresados los archivos de datos en Heresim 3D se creó un nuevo estudio con un total de 156 pozos, que incluye pozos productivos e improductivos que alcanzaron la Fm. Barrancas en el Yacimiento Vizcacheras.
2. Edición de pozos: Edición manual de las litofacies con el fin de corregir pequeñas inconsistencias halladas en la columna litológica ingresada a Heresim comparada con los datos del pozo. Estas consistieron principalmente en la definición de los límites entre litofacies. (Ver figura 6).
3. Definición de la grilla de simulación: Se definió una grilla regular tridimensional orientada que incluye el yacimiento con un total de aproximadamente 13 millones de celdas. El tamaño de celda elegido para esta simulación fue de 100m x 100m x 0.75m. Esta selección está basada en características geológicas y distanciamiento de pozos. El número total de celdas fue de 105 en la dirección X, 225 en la dirección Y y 550 en Z. Para elegir este número se consideró también la capacidad de la estación de trabajo y el tiempo de procesamiento. La orientación de la grilla a 45° al NO es debido, fundamentalmente, a la disposición de los pozos en el yacimiento y para evitar numerosas celdas con valores poco confiables. (Ver figura 5).
4. Definición de superficies: Con Isatis, herramienta geoestadística más potente, se interpolaron los valores de profundidad de los markers en cada pozo. Así se originaron las distintas superficies que fueron reimportadas en Heresim. El simulador permitió establecer la relación geométrica entre las superficies que se acuñan sobre la formación subyacente. En el futuro y en cuanto se cuente con la interpretación estructural de la sísmica 3D, se ajustará la forma de las superficies, sobre todo en zonas un poco más alejadas a la densamente perforada y con la incorporación de las fallas, sus orientaciones y rechazos.
5. Definición de litounidades: Al definir la geometría de las litounidades, además de delimitar techo y base, se optó por la grilla proporcional, que permite encontrar en una sección vertical el mismo número de subdivisiones internas, independientemente del espesor total de la litounidad. Al comparar curvas de proporción vertical en distintas zonas del yacimiento, se observó una tendencia de este tipo que avaló la selección de esta grilla proporcional y no la grilla paralela (subdivisiones de espesor constante).
6. Discretización en subunidades: De acuerdo a la resolución vertical pretendida, el número de subunidades en que se dividió cada litounidad es aproximadamente el doble del espesor

promedio total, así la capa Gris, de 9 metros de espesor promedio, se dividió en 18 capas, la Roja en 25, la Verde en 20, la Amarilla en 30 y la Azul en 38. Se discretizaron los datos de pozos en el nuevo sistema de celdas generado. Esto significa proyectar una línea horizontal desde el centro de la celda recientemente creada hacia la columna que contiene las litofacies. La celda va a ser llenada con la litofacies que encuentre en dicha columna. Luego de esta operación se comprobó que la variación del porcentaje de facies antes y después de la discretización era despreciable, con lo que se confirmó que esta operación de muestreo no perdió información.

7. Planos Net to Gross: Estos planos se describen en detalle en el análisis de los resultados. Grafican la relación entre espesor de arena neta y espesor total de la unidad. Sobre la base de estos planos que representan heterogeneidades horizontales en el reservorio, se seleccionaron los grupos de pozos que corresponden a las áreas canalizadas con alta relación net to gross (60%-65%) y áreas de planicie de inundación. Con la interpretación de la sísmica 3D y el cálculo de atributos sísmicos se podrán ajustar estos planos para condicionar la simulación geológica principalmente en la zona con baja densidad de datos.
8. VPC (Vertical Proportion Curve): Un punto clave en la simulación es la adecuada elección de las VPC ya que se puede perder información importante que caracterice una determinada zona. Las curvas de proporción vertical generadas confirmaron que hubo acierto en la selección de varios parámetros que fueron seleccionados en forma consecutiva, es decir, la discretización de litofacies originó los planos net to gross, que a su vez se tuvieron en cuenta para generar las VPC, que representan la distribución vertical de litofacies en cada área elegida (planicie o canal). Más adelante en discusión de resultados se describen algunas conclusiones para cada litounidad.
9. Matrix de proporción: Es un conjunto de celdas, dentro de una grilla más gruesa, cada una caracterizada por una VPC. En este estudio el cálculo se realizó mediante la interpolación (kriging) de las curvas de proporción vertical calculadas por zonas. Para mejorar el cálculo de la matrix de proporción, en una próxima etapa se pueden incorporar los datos que aportará la sísmica 3D (atributos sísmicos). La matrix de proporción computada es uno de los condicionantes para la simulación, en su representación gráfica se pueden observar tendencias generales de distribución de litofacies en el espacio. Así se puede ver que, aún en las zonas canalizadas, el desarrollo y arreglo de los cuerpos arenosos es distinto en cada una de las unidades consideradas.
10. Variogramas: Otro de los condicionantes para la simulación geológica es el cálculo de los variogramas que cuantifican la extensión lateral y vertical de los litotipos. El variograma experimental calculado en sentido horizontal para cada unidad, revela la baja correlación que existe entre los pozos o puntos de muestreo. El distanciamiento entre pozos (500m en la zona productiva) es mayor que la distancia de correlación. Esta variabilidad es típica en ambientes de sedimentación fluvial en el que se originan depósitos de extensión lateral limitada. Por el contrario, el variograma vertical, con una muestra cada 0,75m, indica una correlación mayor, con un rango de 7m. El rango representa la distancia máxima de correlación, o sea que el espesor máximo esperado de los cuerpos arenosos individuales no es mayor que 7m. El ajuste de los variogramas consiste en elegir el modelo de variograma o curva teórica (cuya ecuación es conocida), que mejor se ajuste al variograma experimental calculado a partir de los datos de pozos.
Las observaciones realizadas sobre los planos net to gross, que revelan tendencias locales en la sedimentación, fundamentan la elección de una dirección de anisotropía en el ajuste de los variogramas horizontales. El rumbo NO-SE sería en promedio la dirección de mayor heterogeneidad para las unidades con canales de mayor jerarquía, por lo que se consideró un rango menor en ese sentido (250m).
11. Análisis petrofísico: este análisis lleva a conocer cómo es el comportamiento estadístico de las propiedades petrofísicas de cada litounidad, resultados que serán aplicados en las posteriores simulaciones. Esta etapa involucra la generación de datos estadísticos generales (valor mínimo,

valor máximo, media, desviación standard, etc.) que se presentan en las tablas adjuntas (Ver figura 7), histogramas, y cross plots que describen la distribución de los parámetros petrofísicos del reservorio. Se observó que para el litotipo arenoso la distribución de la porosidad es gaussiana normal no así para los dos restantes que presentan una clara distribución asimétrica.

12. Simulación litoestratigráfica: Una vez construidas la matrix de proporción, los variogramas y el modelo petrofísico, bases de la simulación, se procedió a simular cada una de las litounidades. Este reservorio heterogéneo será más fielmente representado por un simulador estocástico que caracterice las variaciones de facies dentro de cada unidad.

Se realizaron cinco simulaciones diferentes para cada litounidad. Los resultados no diferían mucho entre sí en la zona productiva, debido principalmente a la alta densidad de datos. La variación era mayor a medida que aumentaba la distancia entre pozos.

Las salidas disponibles de esta etapa son secciones verticales y “slices”, tanto estructurales como estratigráficas en donde se observa la distribución espacial de facies en cualquier dirección del cubo simulado. En las figuras se pueden observar cortes antes y después de la simulación. (Ver figuras 8 y 9).

13. Generación del modelo petrofísico: Una vez simulada la distribución de litotipos en el reservorio, se procede a asignarle a cada uno, los atributos petrofísicos (porosidad y permeabilidad). Heresim le otorga mayor importancia a la geología, por lo que es simulada primero.

La asignación de las propiedades petrofísicas puede lograrse usando distintas técnicas: asignación determinística, técnica de Montecarlo o método de Interpolación (spline o kriging). En este estudio la porosidad y la permeabilidad han sido computadas para cada litotipo, usando el método kriging de interpolación, debido a que respetaba más fielmente los valores de corte observados en los histogramas calculados al realizar el análisis petrofísico.

Al igual que en la simulación litoestratigráfica, las salidas gráficas posibles son secciones verticales, slices y cubos tridimensionales. (Ver figura 10).

Descripción del modelo (discusión por unidad)

Se modelaron las cuatro capas superiores, de las cinco que integran la formación Barrancas. Por razones de tiempo, ante la necesidad urgente de contar con el modelo listo para el piloto de ASP, se pospuso la simulación de la capa Azul pues no es principal productora en Vizcacheras como las restantes. Aún así se pudieron describir algunos rasgos observados a partir de diferentes salidas.

Las siguientes observaciones intentan describir la geometría y desarrollo de cada una de las capas que integran la Formación Barrancas. Fueron realizadas sobre distintas salidas de Heresim 3D e Isatis, como por ejemplo: Planos de relación espesor de arena neta / espesor total (aquí llamado **net to gross**), Curvas de proporción Vertical (**VPC**), Cortes horizontales (aquí llamados **slices**) a distintos niveles y **secciones verticales** del cubo simulado.

Además de describir individualmente cada unidad, se realizaron algunas observaciones generales de la secuencia completa. En la **VPC** total de la Fm. Barrancas se visualizan tres grandes rasgos: 1) la base está caracterizada por un porcentaje muy elevado de arena: 80% y concentrada en un grupo de capas apiladas y amalgamadas (capa Azul), 2) la zona intermedia está representada por una secuencia multicapa con capas de litofacies impermeables (arcilita y arenisca arcillosa) intercaladas, el porcentaje de arenisca limpia promedio es de 40% (capas Amarilla, Verde y Roja), y 3) hacia el tope, la facies permeable disminuye gradualmente hasta valores del orden de 25% (capa Gris). (Ver figura 11).

Esta secuencia representa claramente el medio de depositación decripto en el resumen geológico, en donde se identifica una Secuencia Inferior depositada por un sistema entrelazado conglomerádico y una Secuencia Superior integrada por depósitos de canales efímeros de mayor sinuosidad, con amplio desarrollo de planicies de inundación, hasta evolución de barreales hacia el tope de la formación.

El plano **net to gross** total de la Fm. Barrancas representa el deterioro de facies y espesores hacia el sur del yacimiento. En esa dirección es que se produce el acúñamiento de la capa basal (capa azul). Además el comportamiento productivo de los pozos evidencia el desmejoramiento petrofísico de las areniscas. A escala de yacimiento, se observan distintas orientaciones en la sedimentación (canales este-oeste y norte-sur) pero ninguna tendencia preferencial, esto se debe a la falta de coincidencia en las direcciones principales entre las distintas unidades.

El programa Heresim genera **secciones verticales** con las que es posible observar en cualquier dirección la distribución espacial de facies de todo el reservorio y el grado de comunicación vertical y horizontal. Las figuras n° 12 y 18 permiten observar estas variaciones en sentido E-W y N-S.

Capa Gris (Techo de Barrancas)

En el plano **net to gross** se reconoce claramente el diseño de las zonas más arenosas, de formas canalizadas sinuosas, de rumbo general este-oeste. Son rasgos de extensión limitada, de ancho similar a un distanciamiento entre pozos (500m), rodeados por zonas de menor proporción arenosa que representan las facies de planicie de inundación y eventualmente crevasse splay o desbordamiento. (Ver figura 13).

Los **VPC** correspondientes a las zonas más arenosas representan una secuencia de gradación directa con neta disminución de espesores y proporción de arenisca hacia el techo. El rango se define entre 35% y 25% de arenisca. Por el contrario, la litofacies de areniscas más finas, de baja porosidad, más arcillosas, que pueden corresponder a pequeños canales de baja jerarquía, cobra importancia de base a techo, produciéndose cierto reemplazo de facies arenosa permeable por areno-arcillosa.

Secciones verticales en distintas direcciones indican la tendencia general de baja conectividad horizontal y espesores muy variables de los cuerpos arenosos.

Como era de esperar, en distintos **lices** se ve reducida extensión lateral de los cuerpos.

Capa Roja

El plano **net to gross** presenta mayor proporción arenosa que la unidad del tope, distribuida en áreas de mayor extensión, de orientación variable. En el sur las zonas canalizadas tienen rumbo NO-SE y parecen ser más discontinuas y al norte cambian a E-O y aparentan de mayor jerarquía. (Ver figura 14).

El **VPC** de la unidad, considerando todos los pozos del yacimiento, muestra el desarrollo de dos a tres importantes cuerpos arenosos amalgamados, con proporción arenosa que disminuye de 50% a 25% hacia el techo de la unidad. Esto refleja la proximidad del fin del ciclo sedimentario en un depocentro que se está colmatando. (Ver figura 15).

En los **lices** obtenidos a un nivel de buen desarrollo arenoso, la tendencia general es de cuerpos continuos y de rumbo este-oeste.

Capa Verde

El plano **net to gross** define zonas arenosas con orientación principal norte-sur. En dirección este-oeste se comprueba la discontinuidad de los cuerpos por lo que se asume que la mejor comunicación tendrá sentido norte-sur. La unidad se desarrolla mejor en potencia y número de capas hacia el flanco oeste de la estructura.

Esta unidad representa una etapa de equilibrio en la que se mantienen las condiciones de sedimentación con importante aporte de material y desarrollo de canales.

La proporción de los tres litotipos definidos, arenisca, arcilita y arenisca arcillosa, se mantienen constantes según lo muestra el **VPC** total. La facies permeable está presente en valores cercanos al 50% y conforma importantes cuerpos amalgamados.

Capa Amarilla

En el plano **net to gross** y en los **slices** obtenidos del cubo simulado, se observan las zonas arenosas sin una orientación definida. Además, estas áreas de alta relación arenosa son de extensión limitada y discontinuas. Hacia el sur del yacimiento se produce el acuñaamiento paulatino de esta unidad.

En la **VPC** promedio de la unidad se observa una marcada tendencia de aumento de la proporción de arenisca hacia el techo hasta alcanzar valores cercanos al 50%. En la base, por el contrario, es predominante (70%) la participación arcillosa por sobre las otras dos litofacies. Este evento marca el cambio que sufre el medio luego de la sedimentación de Barrancas Inferior (capa Azul) y hasta la avenida de los próximos depósitos de areniscas aluviales progradantes, que indican una reactivación del sistema. Estos depósitos están representados por los cuerpos arenosos amalgamados que se disponen en la mitad superior de la unidad. (Ver figura 16).

Curvas de proporción vertical generadas en dos áreas distintas, al norte y al sur del yacimiento, revelan la presencia de los canales de mayor jerarquía hacia el norte.

Capa Azul

La capa Azul se identifica claramente en el CPV total del reservorio como una unidad basal compuesta por más del 75% de areniscas. Estas conforman una serie de cuerpos apilados, depositados por un sistema fluvial entrelazado.

El plano **net to gross** describe alta relación de arena /espesor total (75% – 95%) en una vasta área que cubre prácticamente todo el yacimiento y hasta su total acuñaamiento evidenciado hacia el sur. Este amplio desarrollo areal se debe a la presencia de cuerpos amalgamados lateralmente.

Modelo completo del reservorio

Una vez completadas las simulaciones para cada unidad en forma separada, se realizó la construcción del modelo del reservorio completo. Simplemente consiste en apilar las distintas litounidades del reservorio con el objetivo de observar el comportamiento general, y escalarlo para la simulación dinámica final. También se realizó la división vertical en unidades principales de flujo sobre la base de estadísticas de porosidad y permeabilidad observadas dentro de cada litounidad. (Ver figura 17).

Escalamiento del modelo petrofísico del reservorio

Heresim 3D provee simulaciones de la distribución espacial de litotipos y de las propiedades petrofísicas en grillas de alta resolución o grillas geológicas. Sin embargo, los programas de simulación dinámica de fluidos trabajan sobre celdas de mayor dimensión o grilla de reservorio. Por lo tanto, es necesario promediar los valores de porosidad y permeabilidad de las celdas pequeñas para asignarlos a las celdas mas grandes (escalamiento).

El escalamiento se desarrolló usando técnicas algebraicas. Debido a la distribución lognormal de la permeabilidad se aplicó la media geométrica. El método de escalamiento utilizado se describe en el capítulo de metodología. Por otro lado, para las porosidades se aplicó la media aritmética.

El escalamiento se realizó sobre el área del piloto del proyecto de recuperación asistida ASP, en una superficie de 12 Km² aproximadamente, localizada en la zona central del yacimiento. La grilla de reservorio mantuvo las dimensiones laterales de la grilla geológica (100m x 100m) y se dividió en 18 unidades de flujo en sentido vertical.

Finalmente el modelo escalado se exportó en formato Eclipse para iniciar la simulación dinámica de fluidos.

Conclusiones

- Se ha generado un modelo tridimensional de facies y propiedades petrofísicas para la Fm. Barrancas en el Yacimiento Vizcacheras con el uso del simulador de reservorios heterogéneos HERESIM 3D.
- El proceso de escalamiento practicado en un área de 1200 hectáreas originó los datos de entrada para la simulación dinámica de fluidos en un piloto de recuperación asistida localizado en el sector central del yacimiento.
- En una etapa siguiente, se procederá a la integración de la descripción geoestadística del reservorio a los datos de sísmica 3D registrada recientemente. Se logrará un mejor ajuste de las superficies (rasgos estructurales) y se buscarán correlaciones entre relaciones de facies y variaciones petrofísicas y atributos sísmicos.
- Cabe destacar que si bien, esta es una etapa que se ha concluido, no se debería dar por finalizado el modelado geológico de la Fm. Barrancas, ya que es posible actualizarlo con la incorporación de nuevos datos, y de esta manera utilizar el modelo como apoyo de futuros proyectos o estudios a realizar en el yacimiento.

Agradecimientos

Los autores agradecen a ASTRA-REPSOL la autorización para publicar este trabajo. Se agradece también a los Sres. Pierre Yves Chenet y Mustafa Touati de Geomath Inc. que colaboraron en la realización del trabajo, así como también a José M. Jauregui por su apoyo en la interpretación petrofísica, a Raúl Lay y Juan Pablo De Lucía que aportaron datos para el escalamiento del modelo, a Jorge Albano por el apoyo brindado desde el comienzo del proyecto y a Horacio Romano por la preparación de las figuras que acompañan al texto.

Bibliografía

ALBANO, J., ORIOZABALA, G. Y TERUEL F., 1998. Simulación Geológica de El Alba Pampa. ASTRA-REPSOL. Informe interno.
YARUS J. AND CHAMBERS R, 1994. Stochastic Modelling and Geostatistics. AAPG Computer Applications in Geology, No. 3. Tulsa, USA.

Indice de Figuras

Figura 1: Mapa de Ubicación Yacimiento Vizcacheras
Figura 2: Columna estratigráfica tipo. Cuenca Cuyana
Figura 3: Mapa isopáquico regional Fm. Barrancas
Figura 4: Mapa estructural en tiempo al tope de la Fm. Barrancas
Figura 5: Grilla geológica de simulación
Figura 6: Perfil que muestra las facies editadas
Figura 7: Gráfico con estadísticas generales de la Fm. Barrancas
Figura 8: Corte estructural de correlación O-E (Vi-141;Vi-146) antes de la simulación
Figura 9: Corte estructural de simulación de facies O-E (Vi-141;Vi-146) de las cuatro capas
Figura 10: Corte estructural de simulación de porosidad O-E (Vi-141;Vi-146)
Figura 11: Curva de Proporción vertical Fm. Barrancas
Figura 12: Corte estructural de simulación de facies N-S (Vi-106;Vi-208)
Figura 13: Mapa de Net to Gross (N2G) de la Capa Gris
Figura 14: Mapa de Net to Gross de la Capa Verde
Figura 15: Curva de proporción vertical de la Capa Roja
Figura 16: Curva de proporción vertical de la Capa Amarilla

Figura 17: División unidades de flujo de la Capa Roja
Figura 18: Corte estructural de simulación de facies O-E (Vi-213;Vi-128)

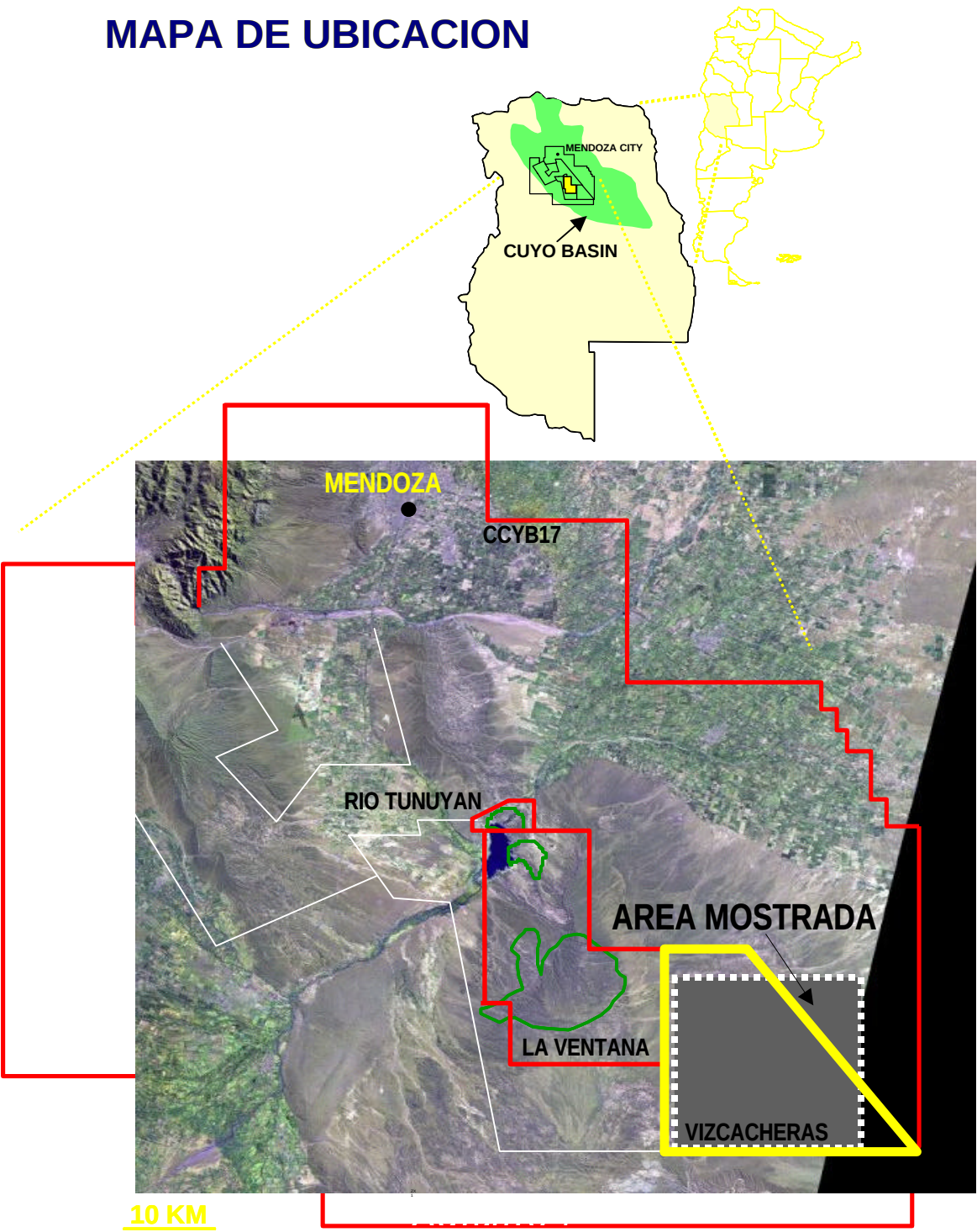


Figura 1

EDAD	FORMACION	LITOLOGIA SYSTEM TRACTS	FASE TECTONICA	RESERVORIOS	ROCA MADRE	AMBIENTE SEDIMENTARIO	ESPESOR
EOCENO	DIVISADERO LARGO					FLUVIAL	0 - 150
	PAPAGAYOS						0 - 100
JURASICO CRETACICO	PUNTA DE LAS BARDAS					BASALTOS	0 - 200
JURASICO SUPERIOR	BARRANCAS		POSTRIFT NEQUEN?			ABANICO ALUVIAL FLUVIAL Y BARREAL	0 - 160
TRIASICO	RHETIANO NORIANO	RIO BLANCO	AST	TARDIO		FLUVIAL	200 - 900
			BST			DELTAICO	
	CARNIANO		FST	POSTRIFT			
		CACHEUTA	HST			LACUSTRE	40 - 450
			MFS			DELTAICO	100 - 800
	POTRERILLOS	TST	PLANICIE ALUVIAL				
		LST					
	LADINIANO	LAS CABRAS	SYNRIFT			VOLCANICOS LACUSTRE	100 - 700
	ANSIANO					FLUVIAL	
SCYTIANO	RIO MENDOZA	ABANICO ALUVIAL				50 - 200	
PALEOZOICO	BASAMENTO		PRERIFT				

Figura 2

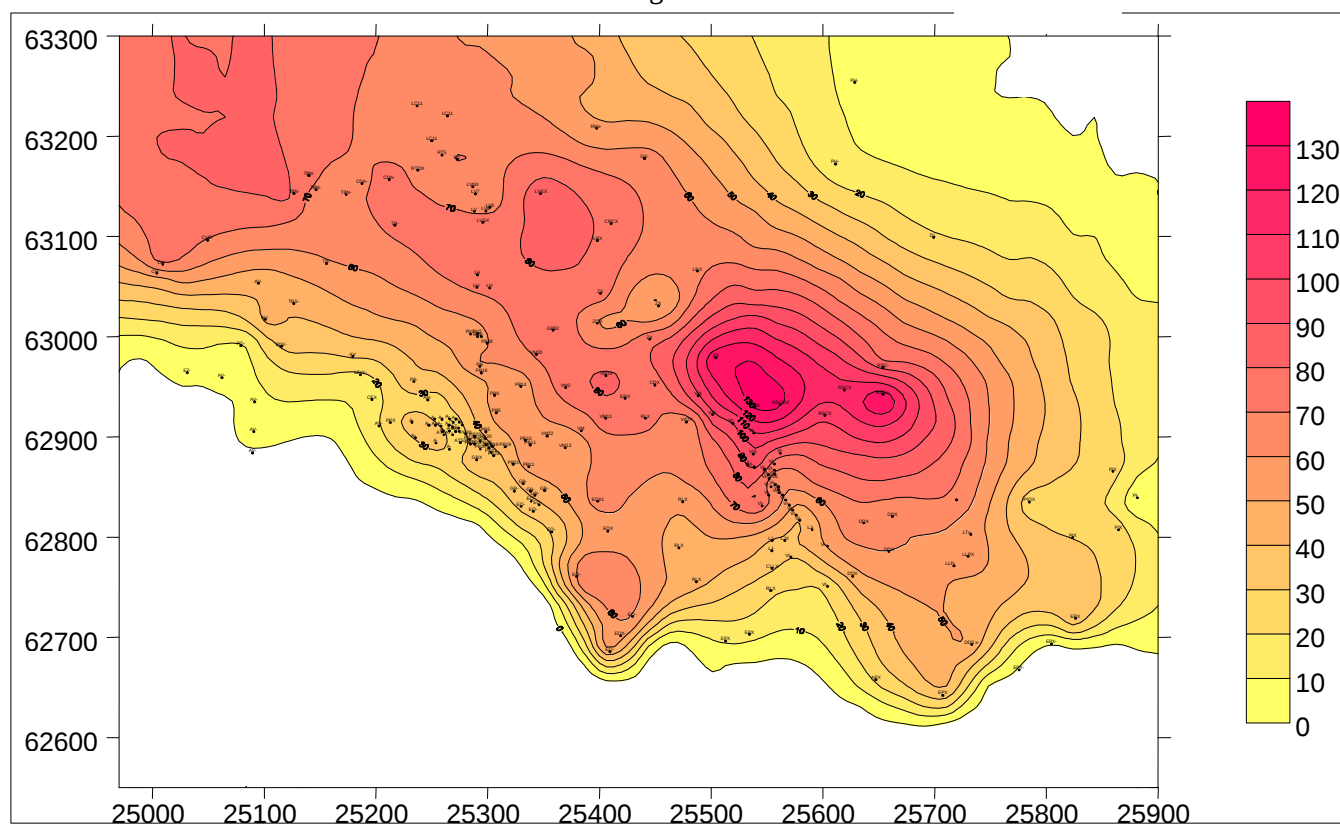


Figura 3

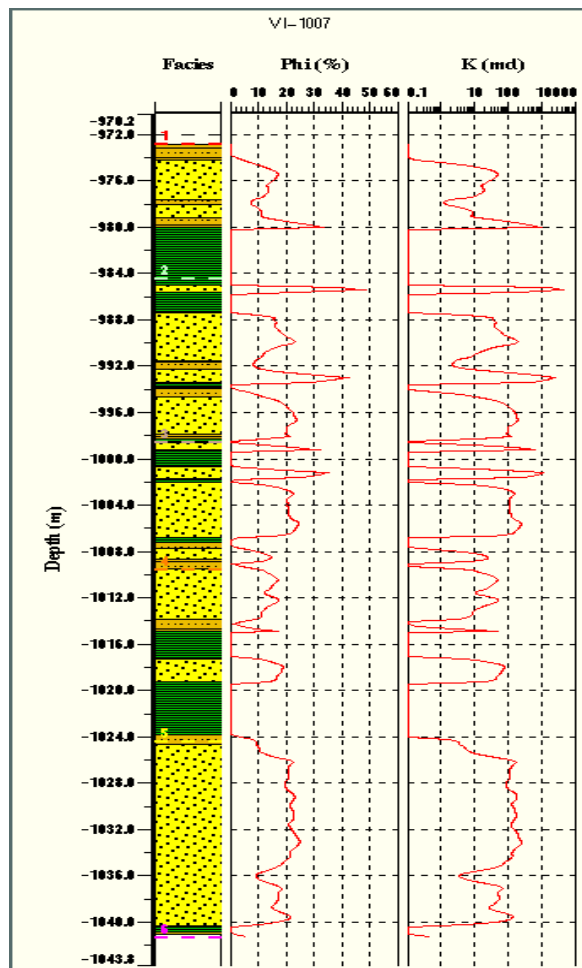


Figura 6

[illegible]

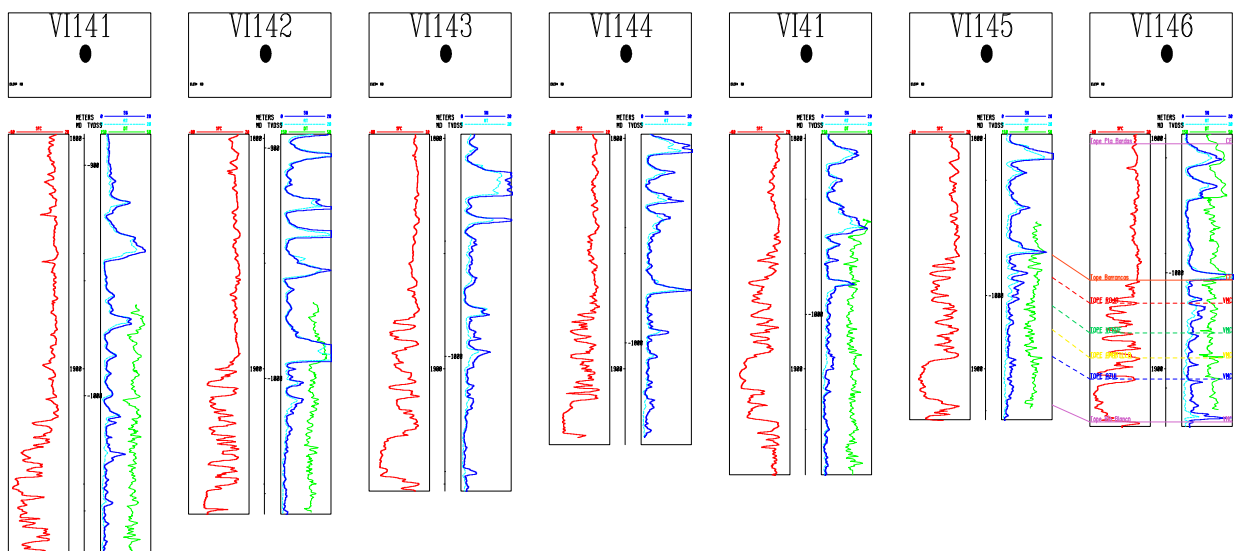


Figure 8

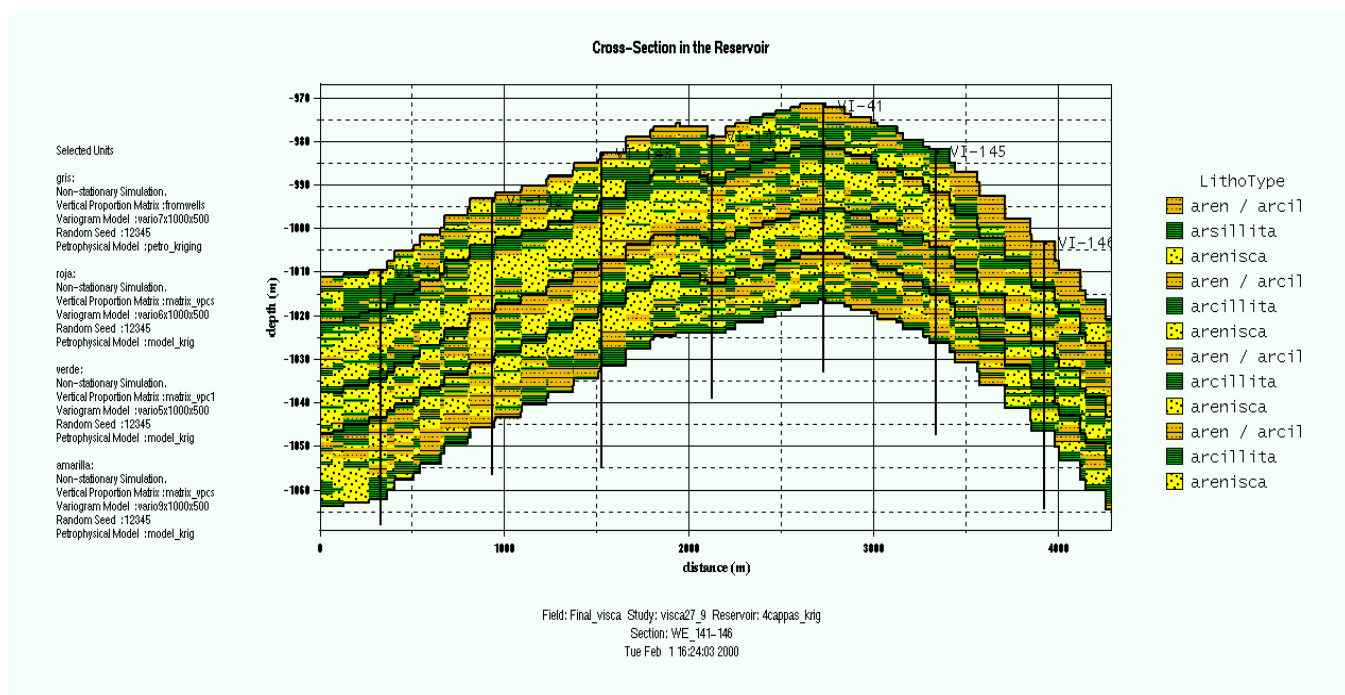


Figure 9

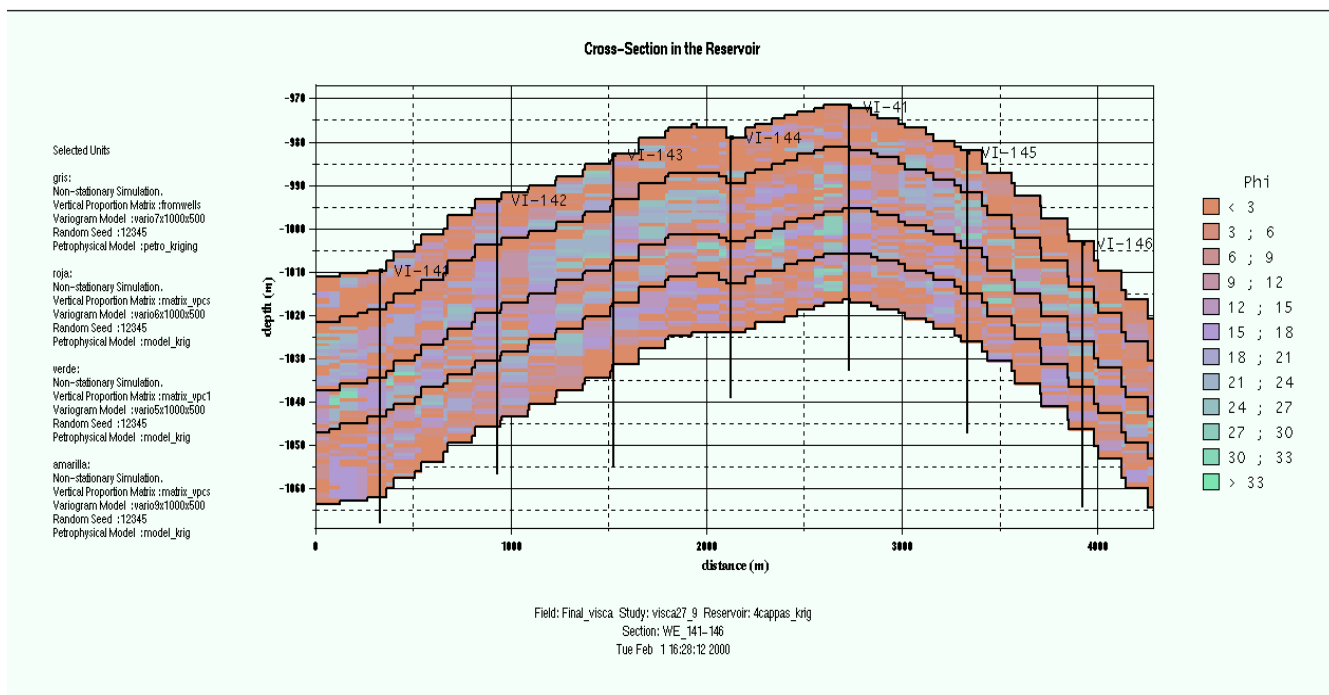


Figura 10

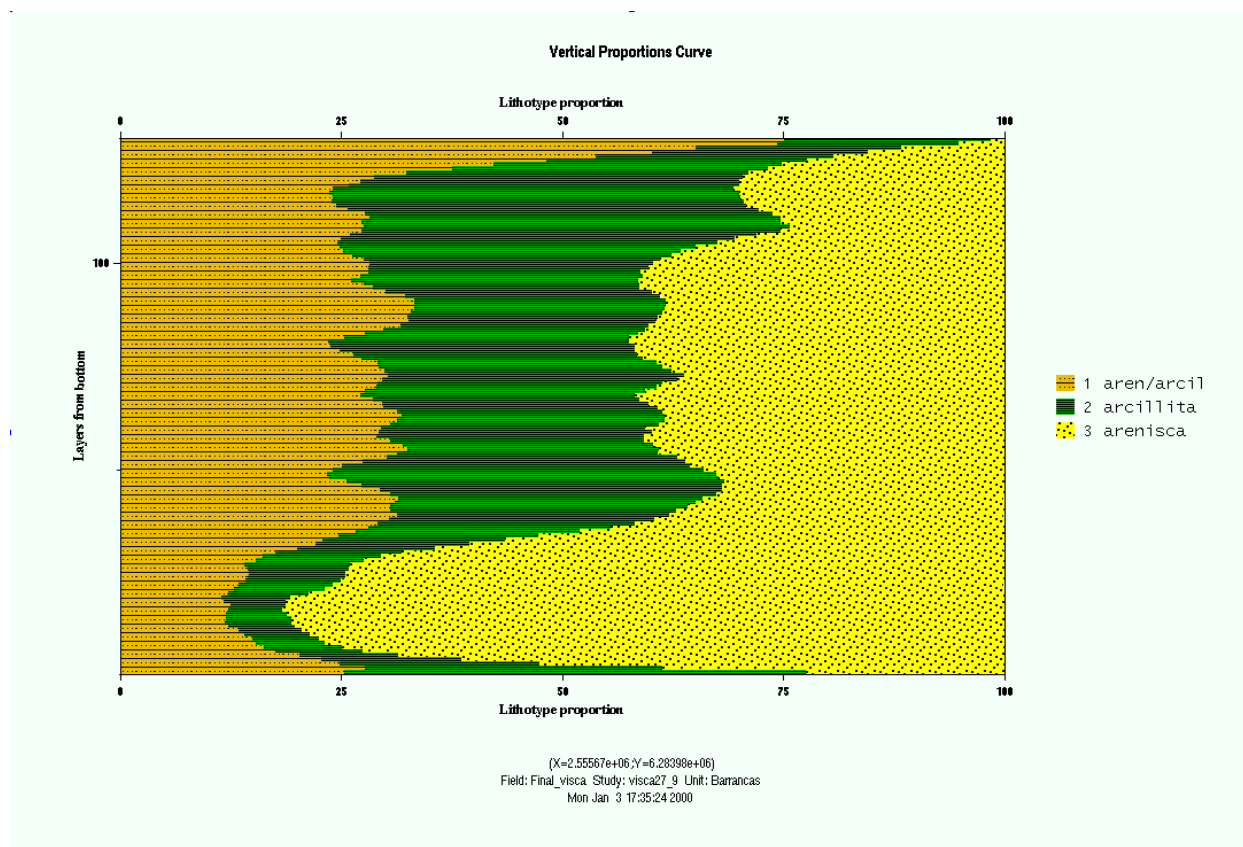


Figura 11

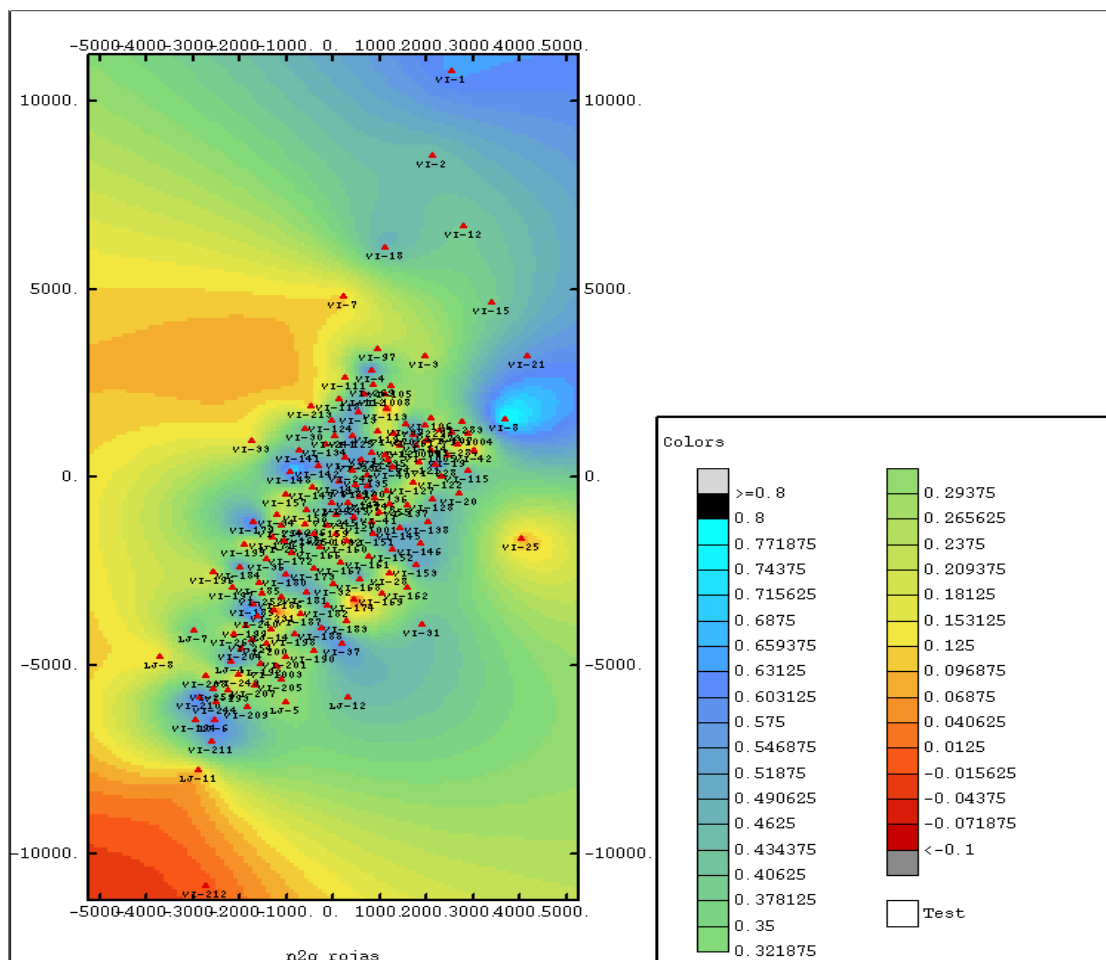


Figura 14

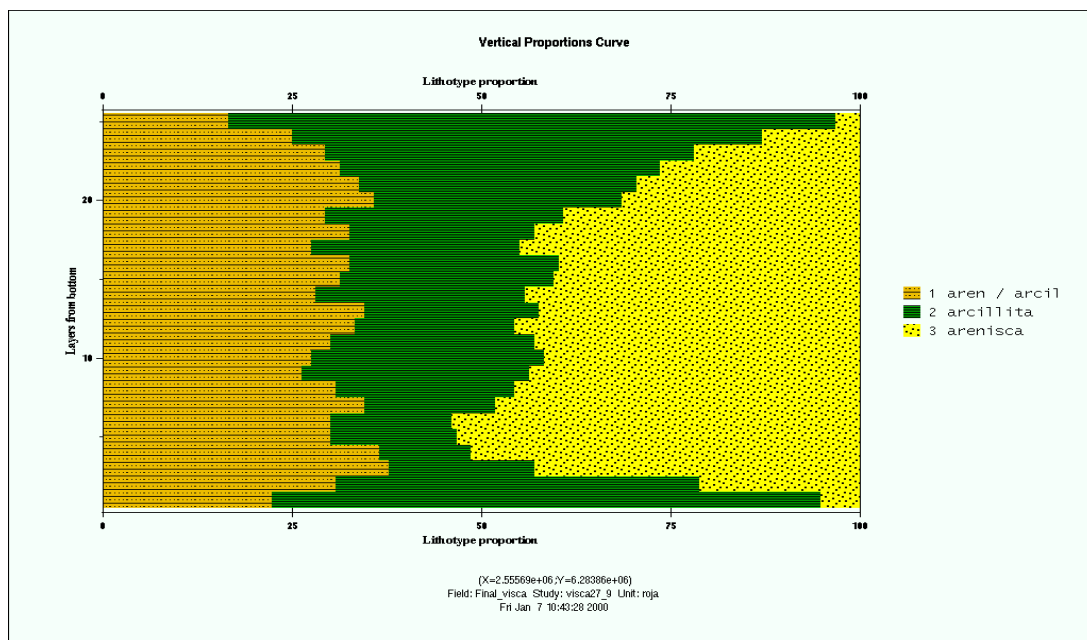


Figura 15

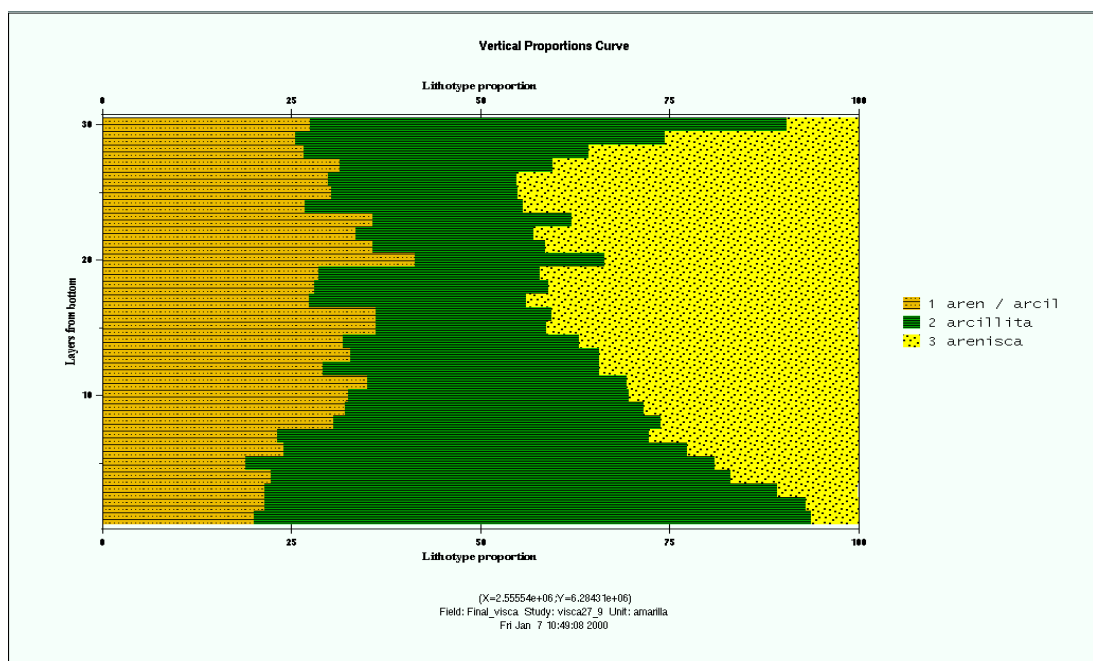


Figura 16

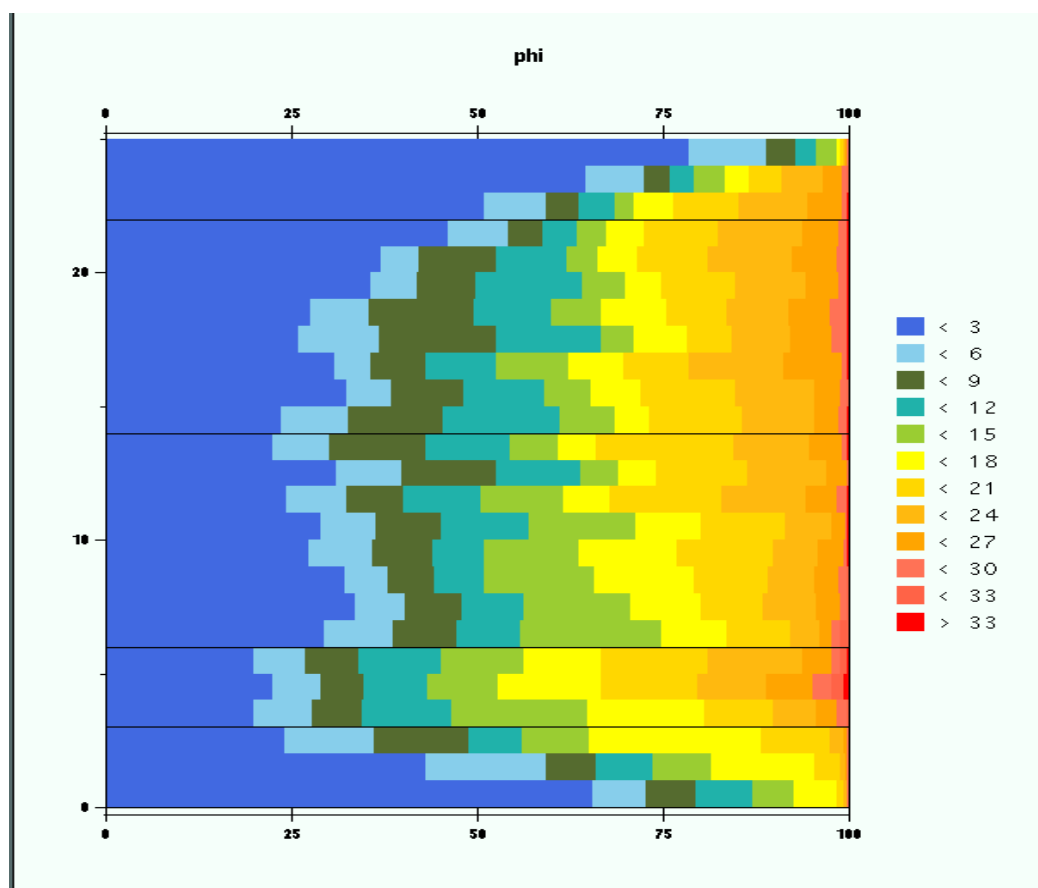


Figura 17

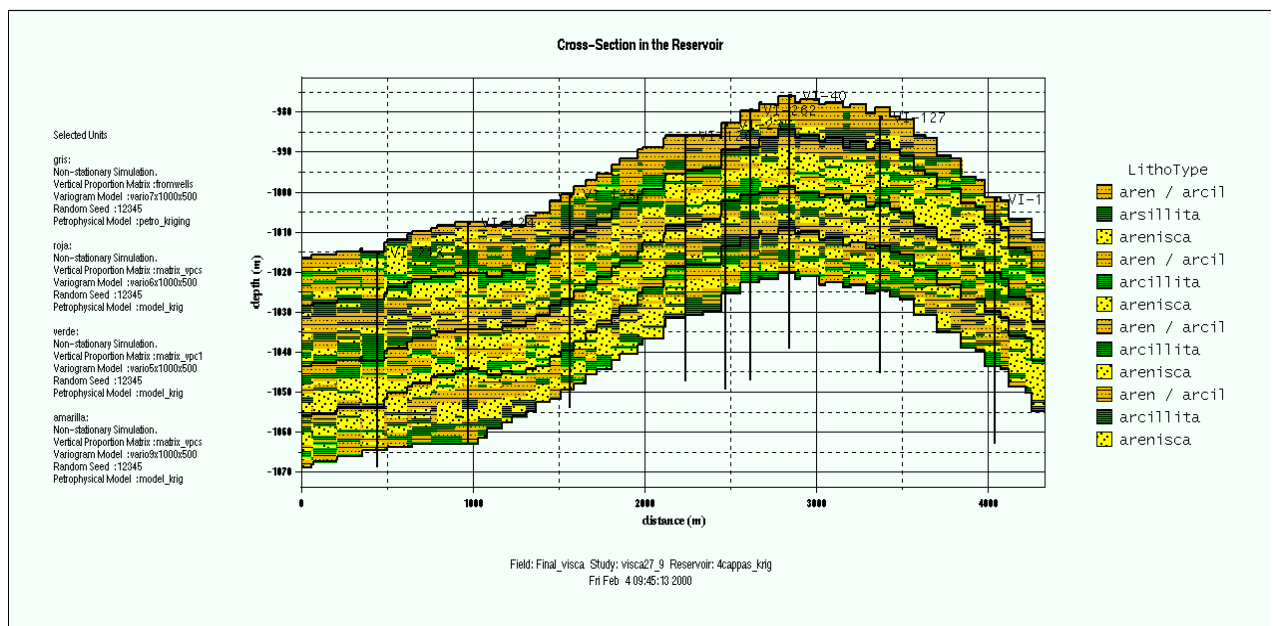


Figura 18