

# **INTEGRACION DE DATOS DE SISMICA 3D Y PERFILES DE POZO APLICANDO TECNICAS GEOESTADISTICAS. YACIMIENTO LOMAS DEL CUY - CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE**

**Mario Atencio\* - Víctor Sánchez\* - Eduardo Breda\* - Benito Saavedra\*\* - Tomas Hansen\*\*  
- Jorge Souza\*\***

**\* REPSOL-YPF  
\*\* BAKER ATLAS GEOSCIENCE**

## **ABSTRACT**

The northern Estancia San Justo Area in the Lomas del Cuy Field was characterized using geostatistical methods. The distributions and thicknesses of sand bodies were determined within an area of over 20 square km which counts with 42 drilled wells and 3D seismic interpreted by REPSOL-YPF.

The intervals of interest were determined from well logs, correlated throughout the field and tied with the 3D seismic data. The appropriate reflectors were identified in the seismic and time windows were established so that these would match the selected intervals. A total of seven windows were used and 25 seismic attributes were extracted within each one of these. On the other side, petrophysical evaluations were made from well logs obtaining results for gross, net and net pay thicknesses and average petrophysical properties within the intervals.

Good correlations were found between petrophysical properties and certain seismic attributes in 6 of the 7 windows. In these cases, cokriging was used to map the petrophysical properties integrating the seismic data. As a result, petrophysical maps guided by seismic attributes were obtained for net thickness, net/gross, net porosity thickness and average net porosity. These maps proved very useful for determining new well locations.

The results clearly indicate that the application of this technique is very effective for describing the fluvial type reservoirs with small lateral continuity, typical of the Golfo San Jorge Basin. Geostatistical methods were good predictors of sand body distributions in each of the analyzed intervals. This data is extremely valuable in the development of fields when it is integrated with the rest of the available information in the area.

## **1. INTRODUCCION**

El presente artículo describe el desarrollo y resultados obtenidos en un Proyecto Piloto realizado durante la segunda mitad del año 1998 en forma conjunta entre REPSOL-YPF y BAKER ATLAS GEOSCIENCE.

El proyecto tuvo como objetivo analizar mediante la integración de datos de pozo y de sísmica 3D, la distribución areal de distintos complejos arenosos pertenecientes a la sección productiva de un área del Yacimiento Lomas del Cuy, que contaba con 42 pozos perforados al momento de iniciar el estudio.

Debido a la diversidad de resultados obtenidos con los sondeos existentes, y ante la necesidad de continuar con el desarrollo de este sector del campo, se decidió mapear las variaciones areales de

los promedios y acumuladas de algunos parámetros petrofísicos de distintos complejos arenosos productivos, utilizando la técnica geoestadística denominada *co-kriging*, metodología que permite interpolar y extrapolar parámetros petrofísicos que posean buena correlación con alguna variable sísmica, apoyándose en la misma, lo cual la convierte en una poderosa herramienta de predicción allí donde no existen perforaciones.

Esta decisión estuvo basada en la presunción de que se podrían obtener mapas que permitieran minimizar el alto grado de incertidumbre que presentan yacimientos con reservorios de poca continuidad lateral, como es el caso de la mayoría de los campos de la Cuenca del Golfo San Jorge y de éste en particular.

## **2. UBICACION**

El área de estudio se denomina Estancia San Justo Norte y pertenece al Yacimiento Lomas del Cuy. Está ubicada en el flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge, a unos 45 km al NW de la localidad de Las Heras, Provincia de Santa Cruz, República Argentina (figura 1).

## **3. MARCO GEOLOGICO**

Tal como puede ser apreciado en el mapa isócrono de la figura 3, el área de estudio está localizada en un homoclinal buzante hacia el Este, y está afectada por un sistema de fallas regionales directas de alto ángulo, con rumbo predominante NNW-SSE que dan límite al desarrollo realizado.

La secuencia estratigráfica característica de este sector de la cuenca está conformada por un basamento pre-Cretácico conocido como Grupo Bahía Laura, y un relleno compuesto por sedimentitas cretáceas (Grupo Chubut), terciarias y cuaternarias (figura 2).

Los reservorios de este campo están constituidos por niveles de areniscas, en su mayoría líticas, con distinta participación tobácea y distintos grados de cementación, intercalados en secuencias pelíticas y tobáceas. Pertenecen a la Fm Bajo Barreal, de edad cretácica, correspondiendo a sedimentos depositados en un sistema fluvial efímero y lacustre somero.

## **4. BASE DE DATOS**

### **4.1. INFORMACION SISMICA**

Este trabajo se realizó con información perteneciente al cubo de sísmica 3D registrado en el yacimiento Lomas del Cuy, utilizándose el dato en verdadera amplitud (sin ganancia ni filtros) para la extracción de los atributos sísmicos.

El ajuste de los pozos fue realizado con las leyes de velocidad obtenidas en los pozos LC.a-544 y LC-560. La frecuencia dominante del área es de 30 Hz y la resolución vertical es del orden de 25 a 30 metros. La coherencia entre la respuesta sísmica y las variaciones de la geología fue realizada mediante ambos VSP y sus correspondientes sismogramas sintéticos.

En el análisis del dato sísmico se detectaron leves problemas de “foot print”, cuyo efecto no resultó importante debido a que la profundidad de trabajo excede los 800 mseg.

El dato sísmico fue cargado e interpretado en una WorkStation, utilizando IESX en ambiente GeoFrame3.6 para el análisis y extracción de atributos. El análisis geoestadístico se realizó

mediante el programa SigmaView, con el que se obtuvieron mapas 2D de tendencias sísmico-petrofísicas.

#### **4.2. DATOS DE POZO**

Se utilizó la totalidad de perfiles de pozo disponibles en el área de estudio, información que fue analizada mediante el programa tipo arena-arcilla *Petroview*, y sirvió para correlacionar geológicamente aquellos complejos arenosos potencialmente productores de hidrocarburos, obteniéndose niveles-guía que reforzaron la interpretación sísmica realizada.

#### **5. METODOLOGIA**

En primera instancia fueron seleccionados intervalos de interés petrolero, correlacionándolos mediante perfiles de pozo a través del área; posteriormente utilizando leyes de velocidad provenientes de dos VSP se vincularon a la sísmica 3D, eligiéndose horizontes sísmicos continuos que estuvieran comprendidos en cada uno de los intervalos definidos, estos reflectores sirvieron para delimitar ventanas de tiempo que se correspondieran con cada una de los complejos arenosos seleccionados. De esta manera se definieron ventanas fijando una cantidad de milisegundos por arriba y por debajo de los mismos.

Dado el carácter de Piloto que tuvo este estudio geoestadístico, también se definieron ventanas de trabajo comprendidas entre dos reflectores sísmicos, lo cual permitiría evaluar que tipo de ventana brindaba mejores coeficientes de correlación entre variables de pozo y atributos sísmicos.

En total se definieron siete ventanas de trabajo, extrayéndose de cada una 25 atributos sísmicos. La tabla 1 detalla la nomenclatura y límites de cada una de las ventanas analizadas en el Proyecto.

La figura 4 muestra a modo de ejemplo, una sección sísmica con: un pozo representado por sus registros de potencial espontáneo (SP) y resistividad (ILD), los cuatro reflectores interpretados, los marcadores geológicos definidos como límites de cada intervalo arenoso de interés petrolero y la traza de un sismograma sintético para la correlación sísmico-geológica.

El proceso de conformar la base de datos necesaria para realizar con éxito este estudio geoestadístico, se completó con una cuidadosa obtención de curvas de arcillosidad, porosidad efectiva y saturación de agua, a partir de los perfiles registrados en el área.

Toda esta información fue obtenida íntegramente por REPSOL-YPF y fue suministrada a BAKER ATLAS GEOCIENCE para que realizara su procesamiento geoestadístico mediante la utilización del software SigmaView. Con este programa se determinaron los mejores coeficientes de correlación, y mediante algoritmos de co-kriging se confeccionaron mapas de porosidades y de espesores netos de arenas entre otros, con sus respectivos mapas de error.

#### **6. DISCUSION**

A partir del registro de sísmica 3D, se confeccionaron los primeros mapas isocronos que confirmaron y definieron en detalle el fallamiento existente. A partir de estos mapas y de las correlaciones geológicas se comenzaron a sacar las primeras conclusiones de un control fundamentalmente estratigráfico para el área, al no encontrarse un fallamiento pendiente arriba que justificara algún entrapamiento estructural más simple.

Antes de la implementación del estudio geoestadístico que es motivo de esta publicación, se confeccionaban mapas del atributo sísmico RMS (figura 5) para ventanas definidas, con el propósito de asociar valores de RMS a espesores netos de arenas, número de arenas y producción de petróleo.

En términos generales y a partir de los mapas de RMS, se buscaban relaciones entre parámetros de pozo y dicho atributo sísmico. Con este criterio inicial se elegían rangos de valores óptimos de RMS para la ubicación de las propuestas. Este tipo de análisis por comparación visual resulta a todas luces muy condicionado al criterio de observación del intérprete.

La utilización de la metodología descrita en el párrafo anterior, estaba motivada por la falta de un software adecuado, con el cual se pudiese trasladar las observaciones semicuantitativas de este atributo sísmico, a mapas petrofísicos o de arenamiento que permitieran discriminar áreas susceptibles de ser perforadas.

La aplicación piloto del programa SigmaView permitió cuantificar las relaciones existentes entre parámetros petrofísicos y sísmicos, confeccionándose mapas 2D de distintas propiedades petrofísicas, a partir de regresiones realizadas con grillas de atributos sísmicos que demostraron tener correlación con las mismas. Esto permitió pasar de un criterio que dependía fuertemente de observaciones personales, a uno que estaba estrechamente asociado a los datos sísmicos y de pozos.

## **7. ANALISIS PETROFISICO**

El análisis petrofísico fue realizado para cada una de las ventanas definidas entre reflectores sísmicos (NB – BAR1 y BAR) y para la ventana definida en torno al reflector NP (NPW).

De acuerdo con las descripciones de muestras de cutting, la ventana NPW presenta un elevado contenido tobáceo, por tal motivo y debido a la fuerte variación de los valores de RHOMA para este tipo de litología, se consideró imprescindible realizar una concordancia entre las porosidades obtenidas a partir de las herramientas sónicas y de densidad (SPHI y DPHI).

Los valores de  $\Delta TMA$  (C. Colo et al, 1996) fijaron la porosidad sónica (SPHI); con esta consideración se calculó la porosidad a partir del perfil de densidad (DPHI) permitiendo seleccionar valores de RHOMA diferentes a lo largo del intervalo NPW. El mismo proceso se realizó con todas las ventanas definidas entre reflectores sísmicos.

Los valores de “a” y “m” se calcularon con gráficos de Pickett (figura 6-a). En la ventana de estudio NPW, el valor de “a” más representativo es 1, mientras que los valores de “m” varían entre 2.10 y 2.15. Así mismo el contenido de sales que presenta el agua de formación en los reservorios de NP es de alrededor de 10.000 p.p.m., con lo cual los valores de  $R_w$  oscilan entre 0.3 / 0.28 Ohm-m.

Con valores de  $\Delta TMA$ : 53  $\mu$ /ft y RHOMA: 2.62 gr/cm<sup>3</sup> se realizaron las interpretaciones petrofísicas de todos los pozos que intervienen en el estudio (figura 6-b), particularmente el intervalo NPW presenta niveles productivos con valores promedio de  $S_w$  cercanos a 60%. Así mismo estos reservorios producen hidrocarburos con muy bajos contenidos de agua, debido a que las  $S_{wirr}$  (registradas por perfiles de resonancia magnética nuclear) en esta sección son de 55%.

La presencia de microfisuras en esta ventana de trabajo, incrementa notablemente los caudales de extracción durante la etapa de completación de los pozos, y en la mayoría de los casos el hecho de

que no existan, motiva que las capas ensayadas resulten secas. Valores de 2000 l/h surgentes o con niveles cercanos a la boca de pozo son representativos de la sección estudiada.

Las restantes ventanas analizadas (NB, BAR1 y BAR) están constituidas por una típica secuencia arena/arcilla, con una notable disminución del contenido tobáceo hacia el tope de la columna.

Los valores de  $a=0,81$  y  $m=2.0$  (Figura 7-a) son representativos para estas secciones, los contenidos salinos se incrementan a 16.000 p.p.m., con lo cual los valores de  $R_w$  varían entre 0.25 Ohm-m y 0.20 Ohm-m.

Una interpretación petrofísica se muestra en la figura 7-b, en estas secciones es necesario que los valores de  $S_w$  sean menores o igual a 50% para producir hidrocarburos con bajos contenidos de agua, ya que las  $S_{wirr}$  de estas zonas está en el orden de 40%. En estos intervalos la estimulación hidráulica es necesaria para mejorar la producción de las capas de interés, caudales iniciales de 500 / 700 l/h son transformados en 2000 / 2800 l/h con iguales contenido de agua en el momento del ensayo final.

En la tabla 2 se describen a modo de resumen todas las variables utilizadas para realizar las evaluaciones petrofísicas de todas las capas presentes en el área de estudio.

## **8. ESTUDIO GEOESTADISTICO**

### **8.1. ANALISIS DE LA INFORMACION DE REGISTROS DE POZO**

La exploración de la información de pozos disponible se realizó con el propósito de obtener una mejor comprensión de las características del subsuelo en el área de estudio. Se analizaron las relaciones existentes entre distintas curvas a través de variados cross-plots, observándose que:

- Los datos de porosidad con que se trabajó provienen de cuatro tipos de herramientas de perfilaje. Los indicadores utilizados fueron: RHOB (20 pozos),  $\Delta T$  (8 pozos), MRIL (8 pozos), CMR (5 pozos) y en el LC-525, perfilado con MRIL, se utilizó como indicador de porosidad un perfil acústico sintético, debido a que no estaba cubierto el tramo superior de las ventanas más someras.
- A pesar de que los datos de porosidad fueron normalizados, tal como puede apreciarse en los cross-plots de las figuras 8 y 9, la información brindada por cada herramienta posee distintos rangos de lectura. Esto introduce ruido en la información original y en el proceso de correlación de este set de datos con los de atributos sísmicos.
- El GR no resulta un buen perfil para discriminar roca reservorio de roca no-reservorio (figuras 10 y 11).
- El SP es el perfil que mejor discrimina roca reservorio de roca no-reservorio, siendo -5mv el valor de corte óptimo (figuras 12 y 13).
- La roca que constituye los reservorios del área de estudio posee una mayor velocidad de tránsito acústico que la roca no-reservorio (figuras 12 y 14).
- La roca reservorio posee una impedancia acústica mayor que la roca no-reservorio (figuras 13 y 15).
- Lo expresado sugiere la posibilidad de utilizar la impedancia acústica como un buen indicador de reservorio usando *3D indicator kriging* (reservorio / no-reservorio) o *co-kriging* (modelado de resistividad).

### **8.2. CARGA y ACONDICIONAMIENTO de la INFORMACION SISMICA**

Las tareas desarrolladas en esta etapa consistieron en:

- Carga y edición de 233 grillas de atributos sísmicos recibidos de REPSOL-YPF.
- Preacondicionamiento y re-grillado de los 233 atributos sísmicos a un tamaño de celda adecuado al procesamiento geoestadístico.
- Muestreo del valor de los atributos sísmicos en la posición de los pozos.

### 8.3. OBTENCION DE PARAMETROS PETROFISICOS

Fueron obtenidos para cada ventana de trabajo, 19 parámetros petrofísicos mediante promediaciones y totalizaciones logradas a partir de la realización de un *lumping*, con y sin cutoffs, a los registros de potencial espontáneo  $-SP-$ , resistividad  $-Rt-$ , acústico  $-DT-$  y densidad de roca  $-RHOB-$ , y a las curvas petrofísicas de porosidad  $-POR-$ , arcillosidad  $-VCL-$  y saturación de agua  $-SW-$ .

### 8.4. ANALISIS GEOESTADISTICO INTEGRANDO PARAMETROS PETROFISICOS Y ATRIBUTOS SISMICOS

Las tareas inherentes al análisis geoestadístico propiamente dicho consistieron en:

- Selección, racionalización y edición de atributos sísmicos y parámetros petrofísicos de cada ventana de trabajo. Esto fue realizado utilizando matrices de correlación numéricas y gráficas (figura 16) con las que se analizaron las relaciones existentes entre variables sísmicas y variables petrofísicas entre sí, lo cual permitió descartar grillas idénticas, evitándose posteriores cross-correlaciones redundantes.
- Correlación cruzada entre atributos sísmicos y parámetros petrofísicos de pozo. Selección de las mejores correlaciones, mediante la utilización de matrices numéricas y gráficas de correlación múltiple (figura 17).
- Análisis con histogramas de aquellas grillas de atributos sísmicos que tuvieran buena correlación con alguna variable de pozo. Esto permitió verificar si las grillas consideradas no presentaban valores anómalos o algún otro problema que pudiera estar creando índices de correlación ficticiamente altos.
- Generación de nuevas variables sísmicas a partir de las grillas seleccionadas en el paso anterior. El resultado de este proceso es una regresión que define una variable sísmica que servirá para estimar con mayor certeza un parámetro petrofísico determinado. En la figura 18 está expresada una ecuación que fuera obtenida por regresión en la ventana de trabajo NB. La grilla correspondiente a la nueva variable está representada en la figura 19. La figura 20 muestra el histograma con que se analizó la confiabilidad del resultado obtenido en este paso del procesamiento.
- Mapeo geoestadístico utilizando *co-kriging*, de aquellos parámetros petrofísicos que presentaron altos coeficientes de correlación con las respectivas grillas obtenidas por regresión. Este proceso involucró los siguientes pasos:
  1. Obtención de los valores de la regresión en la ubicación de cada pozo.
  2. Modelado de la estructura de continuidad espacial mediante autocorrelaciones y cross-correlaciones de las variables petrofísicas y sísmicas. Obteniéndose elipses de anisotropía que representan las tendencias areales de las variables involucradas (figuras 21 y 22).
  3. Generación mediante *co-kriging*, de la grilla del parámetro petrofísico considerado y de su correspondiente grilla de estimación de error (figuras 23 y 24).

### 8.5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL ANALISIS GEOESTADISTICO

- Se encontraron robustas correlaciones entre atributos sísmicos y parámetros petrofísicos.
- Esto se hace más evidente en las ventanas definidas entre reflectores.
- La ventana superior de tiempo fijo *BARW* no pudo modelarse mediante *co-kriging* debido a sus pobres correlaciones.
- Los resultados obtenidos en la ventana de tiempo fijo *BARIW* no muestran tendencias areales definidas.
- Del ejercicio de comparación de resultados entre ventanas definidas entre reflectores sísmicos y ventanas de tiempo fijo realizado en este Proyecto, resulta evidente que las ventanas entre reflectores resultan las que poseen mejor correlación con los parámetros de pozo.
- En las ventanas definidas entre reflectores, el atributo sísmico *WINLEN* posee una fuerte correlación con el espesor de la ventana, con los espesores netos de arena y con las porosidades acumuladas.
- Debido a la robusta correlación existente entre el espesor de ventana y los espesores netos de arena en *BARI*, el mapa de *GROSS* presentado indica donde se puede esperar la presencia de concentraciones de cuerpos arenosos, sobre la base de un aumento del espesor total de la secuencia mapeada.
- Las elipses de anisotropía obtenidas en las ventanas *BARI* y *NB* muestran un fuerte condicionamiento de la estructura a la sedimentación de cuerpos arenosos, observándose que el eje de mínima variabilidad del parámetro petrofísico mapeado tiene dirección subparalela al fallamiento.
- Las elipses de anisotropía de la ventana *BAR* no exhiben patrones areales tan definidos como en las ventanas *BARI* y *NB*, mostrando una distribución más errática de los cuerpos arenosos.
- Lo expuesto en los dos párrafos anteriores estaría indicando que las fallas presentes en el área de estudio son contemporáneas a la sedimentación y perderían rechazo hacia las secciones superiores de la columna sedimentaria analizada.
- En este estudio no se ha encontrado ninguna relación entre los distintos atributos sísmicos disponibles y los tipos de fluidos contenidos en los reservorios analizados.
- Los mapas de parámetros petrofísicos obtenidos por *co-kriging* son probabilísticos y no identifican canales individuales.
- Los mapas de *POR-MT* representan la porosidad acumulada en metros del intervalo analizado, incluyendo porosidades de arcillas, por lo tanto este parámetro petrofísico indica distribución y no calidad de arenas.
- El hecho de que las porosidades utilizadas en este análisis geoestadístico hayan sido extraídas de varios tipos de herramientas, introduce ruido en los datos.
- Los mapas geoestadísticos resultantes son indicadores confiables de la distribución de los cuerpos arenosos presentes en cada intervalo, pero deben ser considerados conjuntamente con el resto de la información existente en el área, para definir futuras posiciones de pozos.
- Es recomendable el mapeo de las tendencias areales de mineralización de cada uno de los intervalos considerados en este estudio, a los efectos de definir las áreas de mejor espesor útil.
- Se sugiere realizar la inversión de los datos sísmicos y repetir el mapeo geoestadístico 2D en ventanas equivalentes a las estudiadas en este trabajo. El propósito de esto es comparar ambos resultados finales y evaluar que metodología se ajusta mejor con la realidad geológica del campo.
- Debido a que la roca reservorio posea una impedancia acústica mayor que la roca no-reservorio, se sugiere utilizar la impedancia acústica como indicador de reservorios usando *3D indicator kriging* (reservorio/no reservorio) o *co-kriging* (modelado de resistividad), dentro de un Proyecto de mayor envergadura de Modelado Geoestadístico en 3D.

## 9. ANALISIS DE RESULTADOS

En enero del 1999 y con los primeros datos obtenidos del tratamiento geoestadístico mediante el programa SigmaView, se decidió ubicar dos pozos en posiciones estructurales altas, que coincidieran con máximos de arenamiento marcados por los mapas de tendencias sísmico-petrofísicos resultantes del estudio geoestadístico. Con estos objetivos se ubicaron los pozos LC-657 y LC.a-662, los cuales en el análisis posterior verificaron el buen arenamiento previsto, a pesar de que el fluido aportado por ambos sondeos consistió fundamentalmente en agua de formación.

Las dos propuestas anteriores llevaron a considerar dentro del análisis, un modelo de migración de fluidos diferente al utilizado. Con esta consideración y tratando de encontrar un modelo estratigráfico-estructural mas acotado, se perforaron los pozos: LC-659, LC-660, LC-661 y LC-664.

Estas, a excepción del pozo LC-659, resultaron ser buenas posiciones considerando los caudales y tipos de fluidos aportados por los sondeos. De todas maneras, al igual que ambos pozos perforados anteriormente, todas ellas corroboraron la certeza de los valores pronosticados para los distintos parámetros petrofísicos que se modelaron geoestadísticamente.

En la tabla 3 están expresados los valores documentados por cada uno de los seis pozos perforados en el área de estudio. La comparación de estos valores con los correspondientes pronósticos realizados a partir de la integración de datos provenientes de pozos y de sísmica 3D, muestran que tales predicciones fueron certeras en un 90% de los casos.

Analizando de los datos contenidos en la tabla 3, se hace notable que salvo en la ventana mas somera del pozo LC-657, donde los valores constatados para los parámetros petrofísicos modelados resultaron muy distintos a los pronosticados, en el resto de los casos estos valores estuvieron muy cerca del intervalo de pronóstico, al punto que tal diferencia resulta irrelevante a la hora de evaluar la certeza de los mapas resultantes del estudio geoestadístico.

La comparación entre mapas de espesores netos de arena realizados a partir de datos provenientes de la totalidad de pozos perforados en el área de estudio (figuras 26 y 28), y mapas sísmico-petrofísicos obtenidos con *co-kriging* (figuras 25 y 27) para un mismo intervalo, ponen de manifiesto la excelente correlación existente entre ellos. Haciéndose evidente como estos últimos extrapolan tendencias de arenamiento que resultan invisibles en los primeros (comparar figuras 27 y 28).

Los resultados alcanzados con los seis pozos perforados hasta el presente a partir de la información brindada por este Proyecto Piloto, permiten aseverar que la utilización de técnicas geoestadísticas brinda la posibilidad de realizar una confiable selección de ubicaciones para nuevos pozos, sobre la base de contar con la seguridad de que la columna sedimentaria que éstos atraviesen presentará importantes volúmenes de roca reservorio, aumentando consecuentemente las posibilidades de que los sondeos resulten productivos de hidrocarburos. Esto último obviamente deberá ser apoyado con el uso de información estructural y de tendencias de mineralización del yacimiento.

## 10. CONCLUSIONES GENERALES

- Este estudio geoestadístico alcanzó uno de los principales objetivos planteados por el Proyecto, al lograr pasar de interpretaciones cualitativas a cuantitativas, dejándose de lado la subjetividad que surge de la simple observación de datos, al ser utilizada información obtenida sin ninguna influencia del criterio del interprete.
- Los mapas 2D obtenidos son representativos de la geología del area.



- Los pozos perforados verifican la validez de las correlaciones sísmico-petrofísicas obtenidas y de los mapas realizados a partir de ellas.
- Se logró realizar un confiable análisis estratigráfico relacionado tanto a los espesores netos de arenas, como a las porosidades de los intervalos analizados.
- El análisis geoestadístico permitió revalorizar bajos estructurales considerados hasta ese momento de alto riesgo, perforándose pozos productivos en posiciones que por tal motivo anteriormente habían sido descartadas.
- La ubicación de nuevos pozos utilizando los mapas obtenidos con esta metodología, es independiente del distanciamiento entre sondeos, ya que dichas posiciones surgen de la identificación de anomalías factibles a ser perforadas.
- La utilización de tendencias de mineralización permitió optimizar la selección de prospectos a perforar, lográndose posiciones de buen rendimiento económico.
- La cuidadosa recolección y manipulación de los datos a ser analizados con geoestadística, demostró ser uno de los principales soportes para la confiabilidad de los mapas resultantes.
- El trabajo interdisciplinario integrado y coordinado representó un desafío alcanzado por este trabajo, asegurándose de esta manera los excelentes resultados obtenidos.
- La utilización de los mapas resultantes del estudio geoestadístico permitió agilizar y reducir considerablemente los tiempos insumidos en la ubicación de futuras propuestas, minimizando los riesgos de encontrar una columna sedimentaria empobrecida en reservorios.

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores agradecen a las autoridades de REPSOL-YPF y de BAKER ATLAS por autorizar la publicación de este trabajo.

## **NOMENCLATURA**

a: factor de tortuosidad de la ley de Archie  
 m: factor de cementación de la ley de Archie  
 DHPI: Porosidad densidad  
 $\Delta TMA$  : Tiempo de tránsito del grano  
 $\Delta T_{clay}$  : Tiempo de tránsito de la arcilla  
 NMR: Resonancia Magnética Nuclear  
 RHOMA: densidad de grano  
 RHOB<sub>clay</sub>: densidad de la arcilla  
 Rw: Resistividad del agua de formación  
 Sw: Saturación de agua en la zona virgen  
 Swirr: Saturación de agua irreducible.  
 SPHI: Porosidad acústica

## **REFERENCIAS**

C.Colo – M.D’Onofrio – D.Crivaró – R.Martínez – C.Ollier (1996) “Evaluación de reservorios en la Cuenca del Golfo de San Jorge mediante un nuevo método de interpretación.” XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos. Actas 1: 211-222.



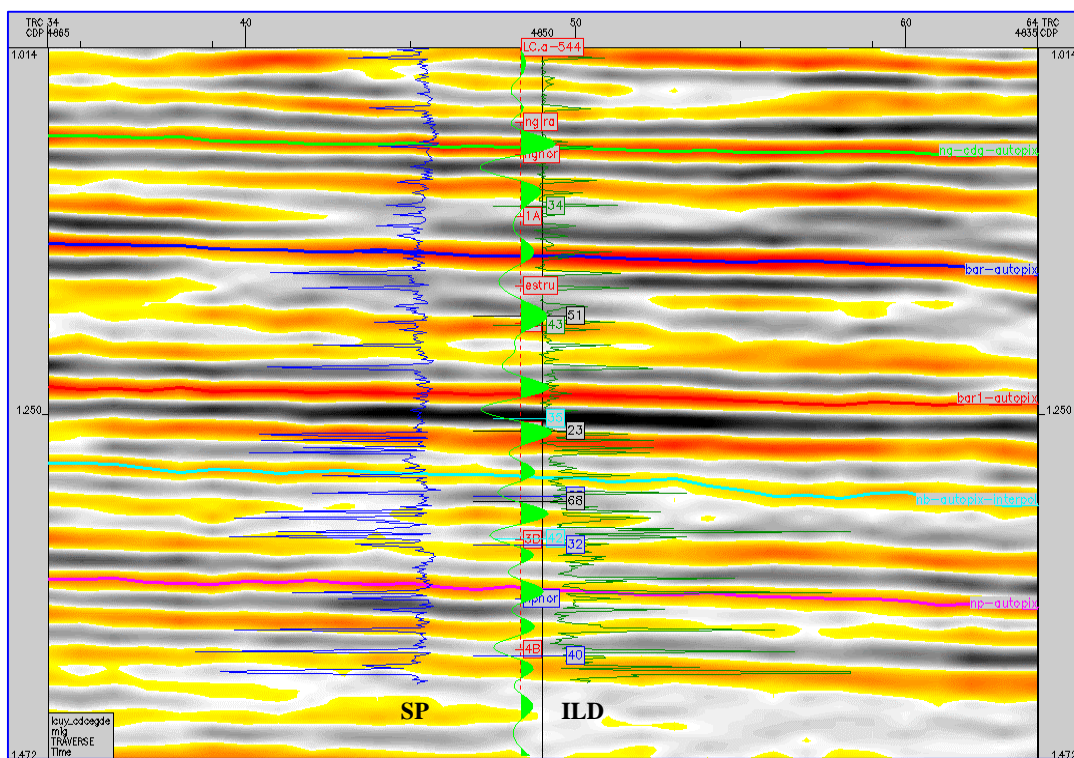
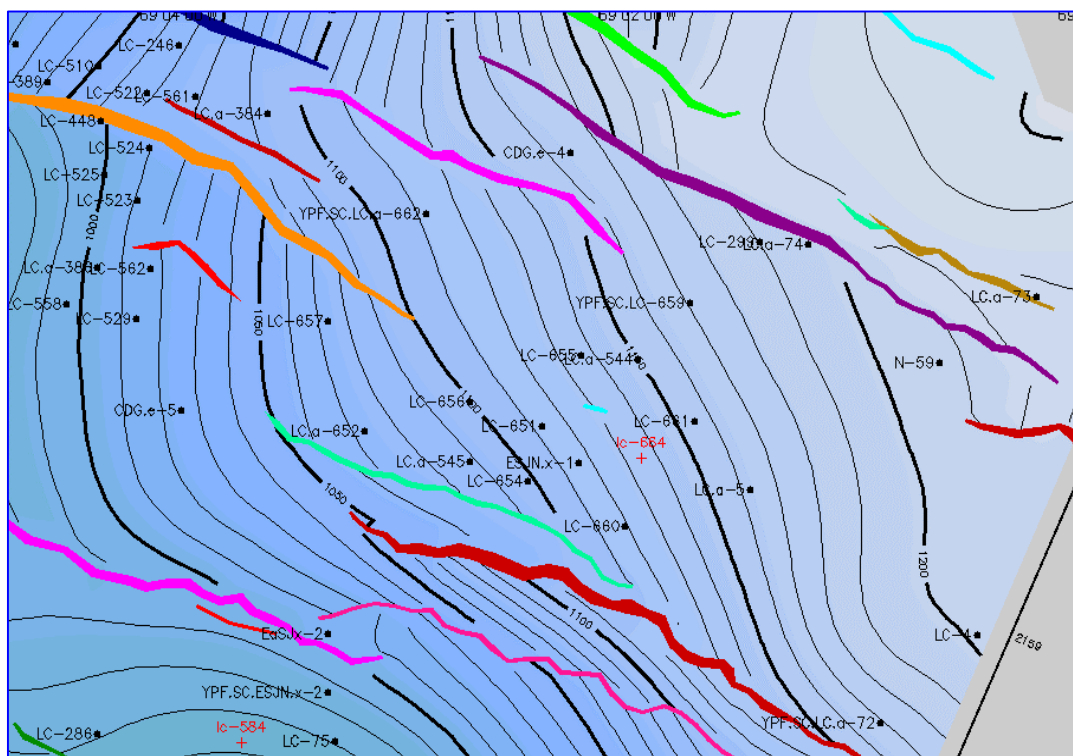
Figura 1

## CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE YACIMIENTO LOMAS DEL CUY



Figura 2

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE						
EDAD	UNIDADES LITOESTRATIGRAFICAS		SISTEMA PETROLERO		EVOLUCIÓN	
TERCIARIO	PLEISTOC. MIOCENO OLIGOC. EOCENO PALEOC.	RODADOS TEHUELCHES Fm. SANTA CRUZ Fm. CHENQUE Gr. SARMIENTO Fm. RÍO CHICO Fm. SALAMANCA	30 Ma 71 Ma	PROGLACIAL FLUVIAL Y EÓLICO MARINO SOMERO-ESTUÁRICO LLANURAS (PALEOLÉS) FLUVIAL ALTA SINUOSIDAD MARINO SOMERO-ALBÚFERAS		COMPRESIÓN E INVERSIÓN TECTÓNICA SAG MARGINAL EN PLANICIE COSTERA
CRET. SUP.	MAAS- TRICH- TIANO SANTO- NIANO	<b>Fm. LAG. PALACIOS</b> <b>+ BAJO BARREAL sup.</b> <b>=M.Espinosa=El Trébol</b>	88.5 Ma	SISTEMAS FLUVIALES	DEPOSITACIÓN DE ARENA MIGRACIÓN 2ª REMIGRACIÓN	SAG TARDÍO DE INTRAPLACA SIST. ALUVIALES POCO JERARQUIZADOS
CRETÁSICO MEDIO	TURON- NIANO ALBIANO SUP.	<b>Fm. BAJO BARREAL inf.</b> <b>=Fm. Cañadón Seco</b> <b>=Fm. Cro. Rivadavia</b> "SECCIÓN TOBÁCEA"	94 Ma	SISTEMAS FLUVIALES Y LACUSTRES	RESERVORIOS	SUMINISTRO PIROCLÁSTICO VARIABLE RECICLAJE DE MAT. VOLCÁNICO
	ALBIANO APTIANO	<b>Fm. CASTILLO</b> <b>Fm. Mina el Carmen</b>	112 Ma	PLANICIES FLUVIALES LACUSTRE Y LLUVIAS DE CENIZAS	1ª GENERACIÓN TRAMPAS (EXTENSIÓN)	ACOMODACIÓN POR SUBSIDENCIA TECTÓNICA EN HEMIGRÁBENES
NEOCOMIANO/CRET. INF.	BARREM. HAUTER.	<b>Fm. D129</b> <b>+ Fm. MATASIETE</b>	121.5 Ma	FLUVIAL ENTRELAZADO LACUSTRE	DEPOSITACIÓN DE M.O.	TRANSICIÓN RIFT-SAG
	CRET. BASAL	<b>Fm. CERRO GUADAL</b>	128.5 Ma	LACUSTRE		SUBSIDENCIA TERMAL AMB. LACUSTRE ALCALINO Y PERENNE RICO EN M.O.
	JURAS. SUP.	<b>Fm. AGUADA BANDERA</b>	155 Ma	LACUSTRE		VULCANISMO LOCAL RIFT TARDÍO
JURÁSICO MEDIO		<b>Gr. LONCO TRAPIAL</b> <b>=Gr. BAHÍA LAURA</b>		COMPLEJO VOLCÁNICO-PIROCLÁSTICO	COMIENZO DE SUBSIDENCIA	RIFT TEMPRANO CON VULCANISMO BIMODAL



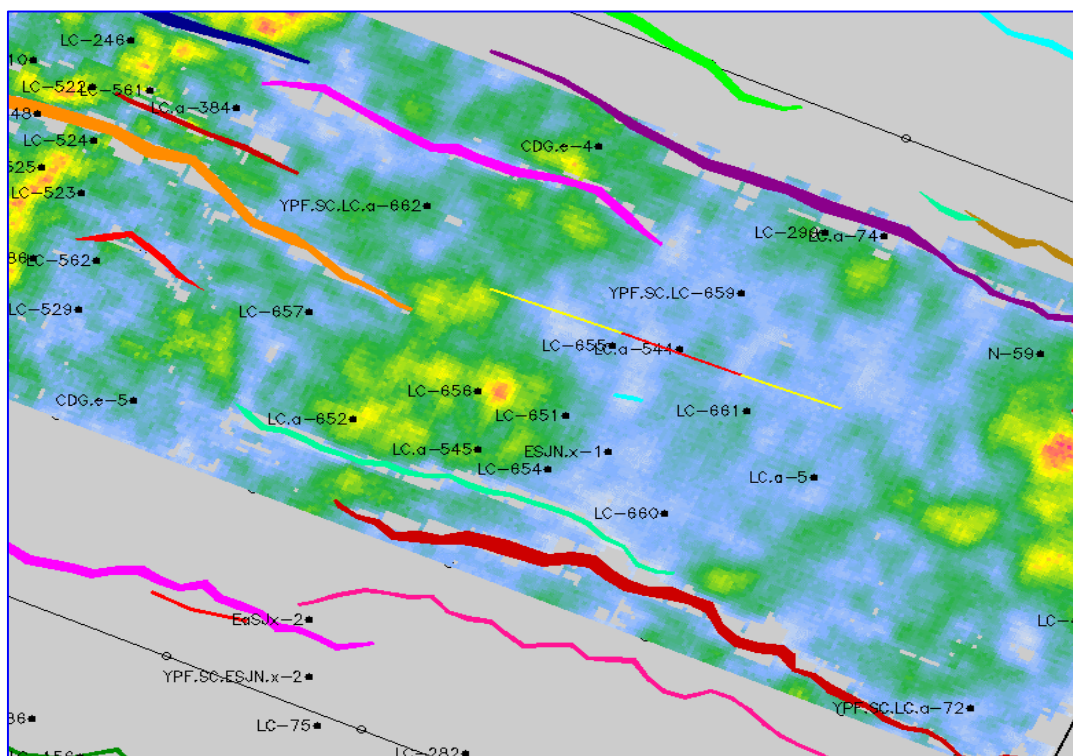


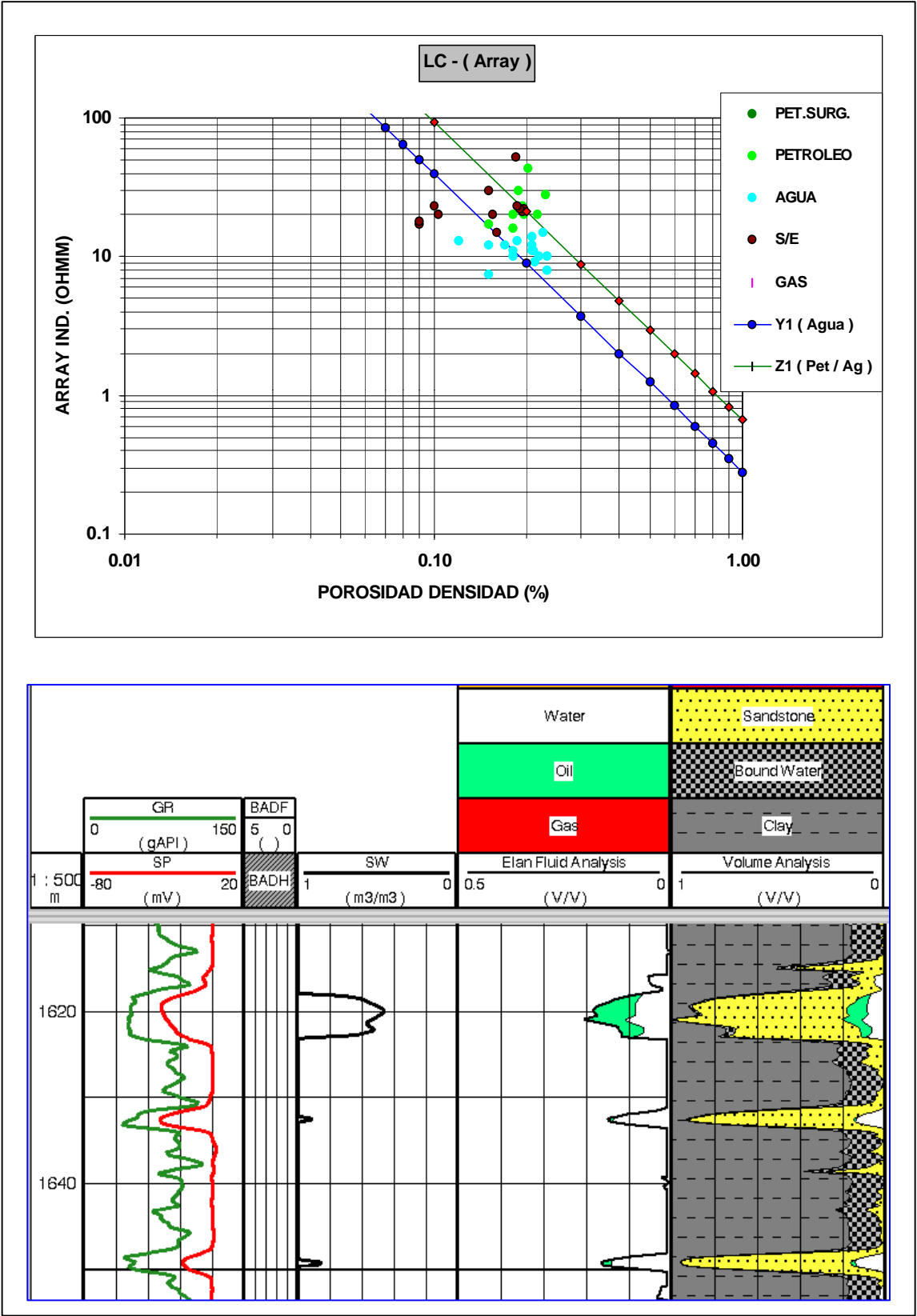
Figura 5

VENTANA	REFLECTOR	TOPE	BASE
BAR	-	Reflector BAR	Reflector BAR1
BAR1	-	Reflector BAR1	Reflector NB
NB	-	Reflector NB	Reflector NP
BARW	BAR	34 ms	43 ms
BAR1W	BAR1	51 ms	23 ms
NBW	NB	35 ms	42 ms
NPW	NP	32 ms	40 ms

Tabla 1

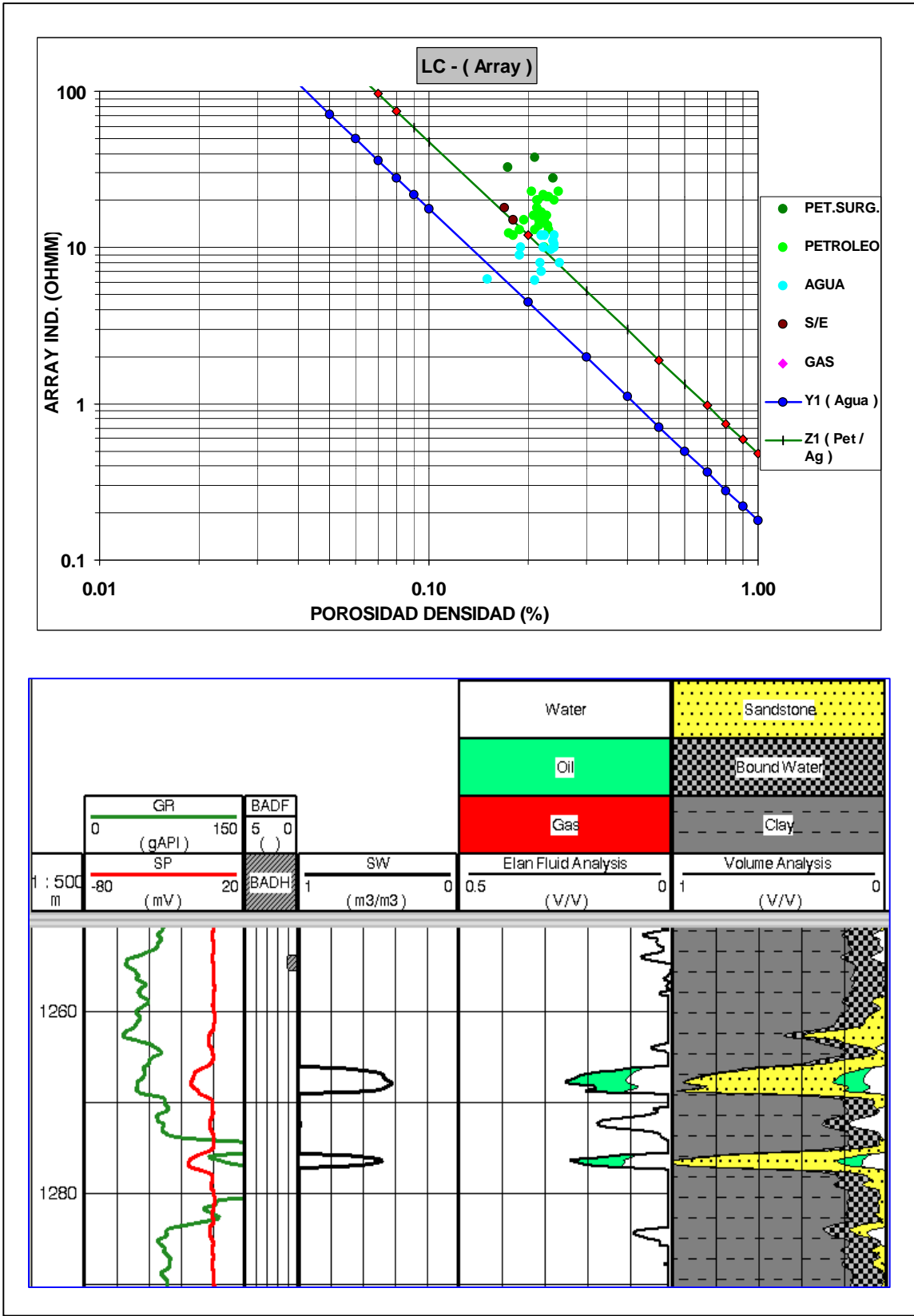
Zonas	NPW	NB	BAR1	BAR
a	1	0.9 / 0.92	0.81	0.81
m	2.15 / 2.1	2.09 / 2.04	2	2
Rw	0.3 / 0.28	0.255 / 0.24	0.23 / 0.218	0.21 / 0.204
RHOB_clay	2.413 / 2.44	2.42	2.403	2.327
NPHI_clay	0.33 / 0.32	0.31 / 0.33	0.354	0.404
DTclay	85/90	90/93	95/99	102/106
DTMA	53	54	54.5	55.5
RHOMA	2.62	2.64	2.65	2.665

Tabla 2



Figuras 6 a y 6 b





Figuras 7 a y 7 b

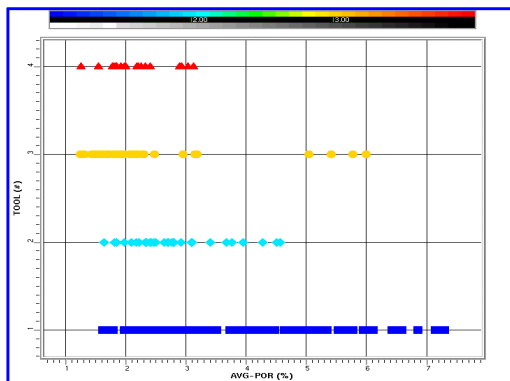


Figura 8

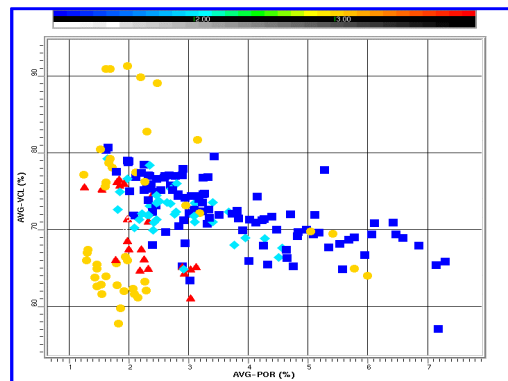


Figura 9

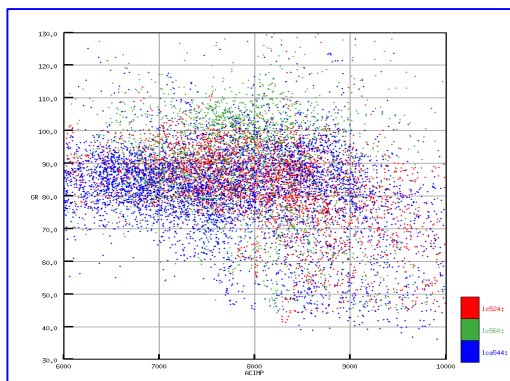


Figura 10

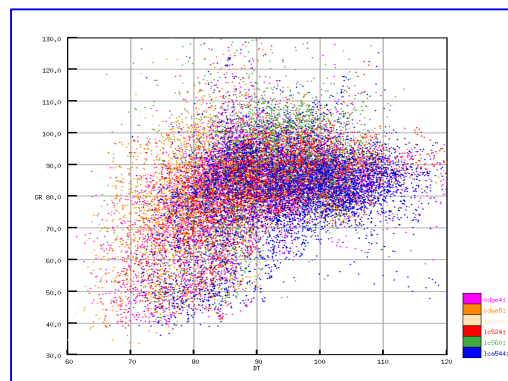


Figura 11

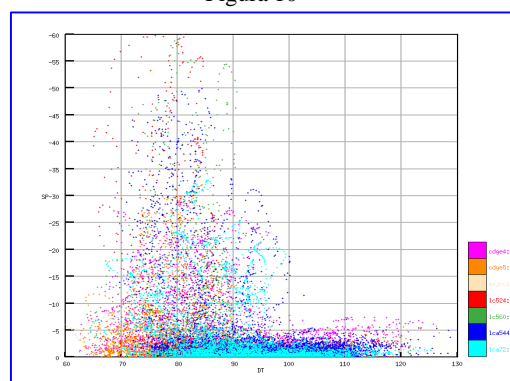


Figura 12

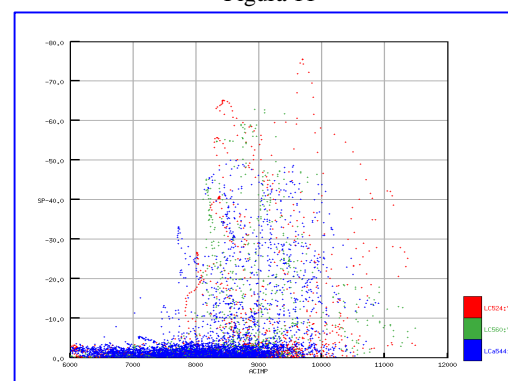


Figura 13

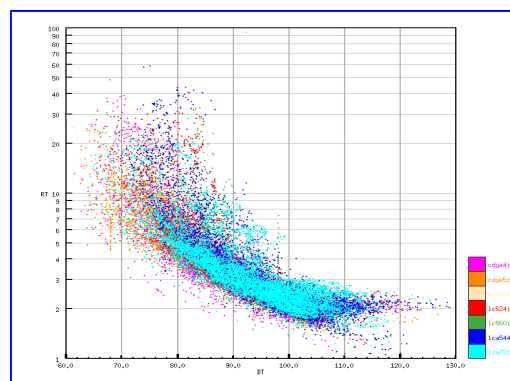


Figura 14

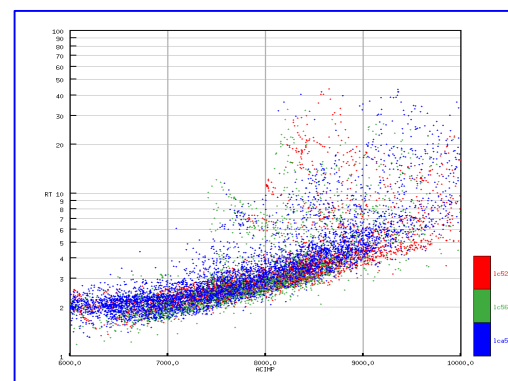


Figura 15

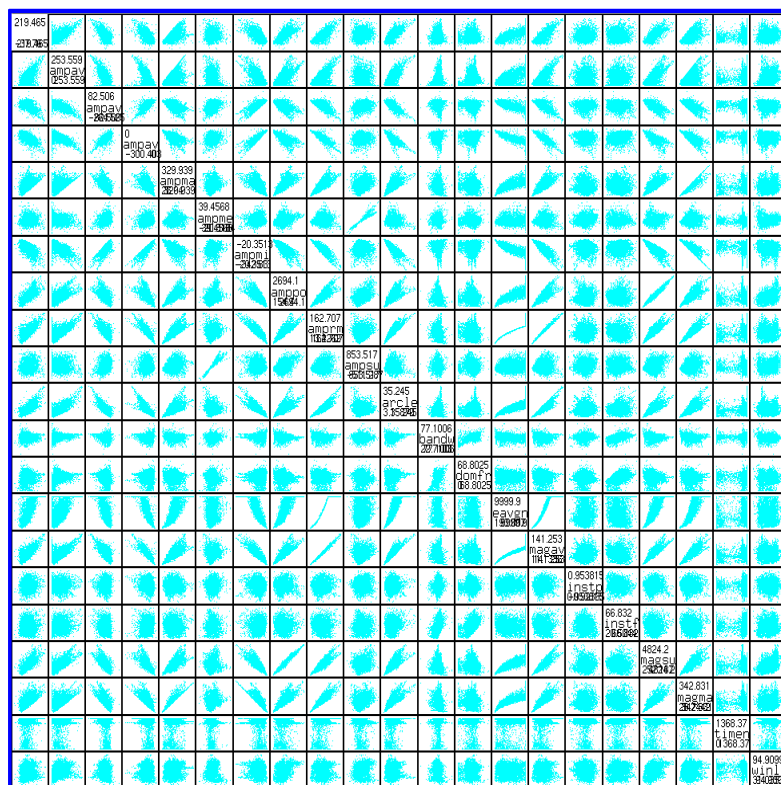


Figura 16  
Matriz de correlación gráfica de atributos sísmicos



Figura 17  
Matriz gráfica de cross-correlación entre atributos sísmicos y parámetros petrofísicos.



$$\text{POR\_MT\_Estimate} = -2.43643 + 0.0775338 \cdot \text{WINLEN} + 0.00942985 \cdot \text{MAX} + 0.0106713 \cdot \text{THROUGH}$$

R squared 0.596236

Source	Sums of	Degrees of	Mean	F
Squares	Freedom	Square		
Total	42.076	25		
Regression	25.0872	3	8.36242	
Residuals	16.9888	21	0.808989	10.34

Figura 18

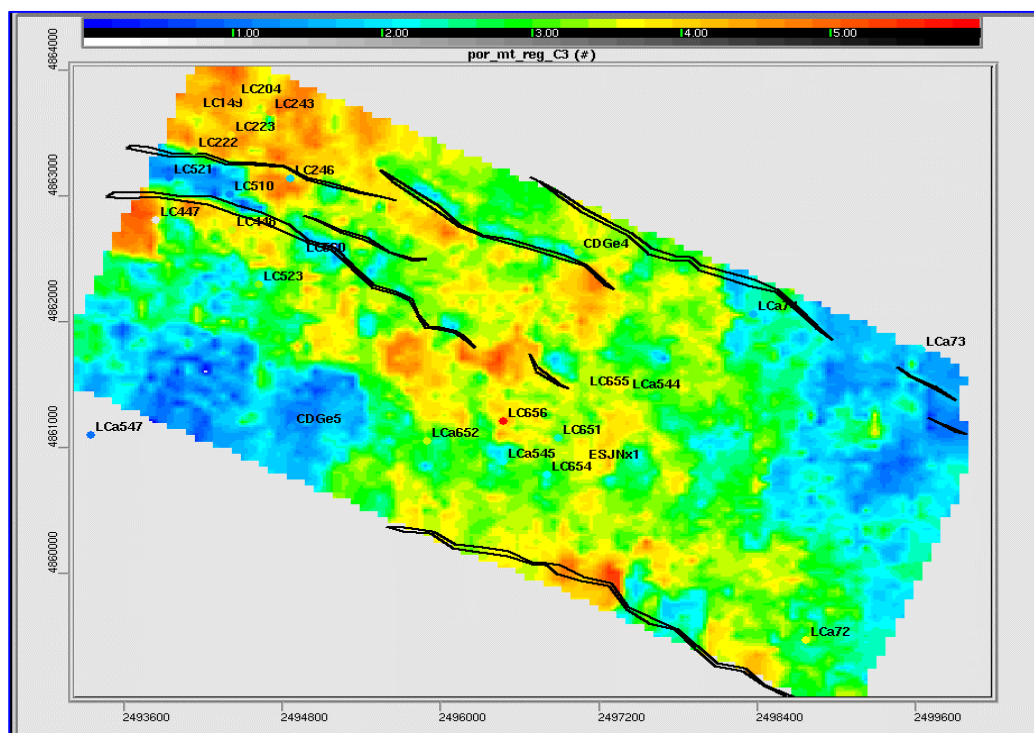


Figura 19

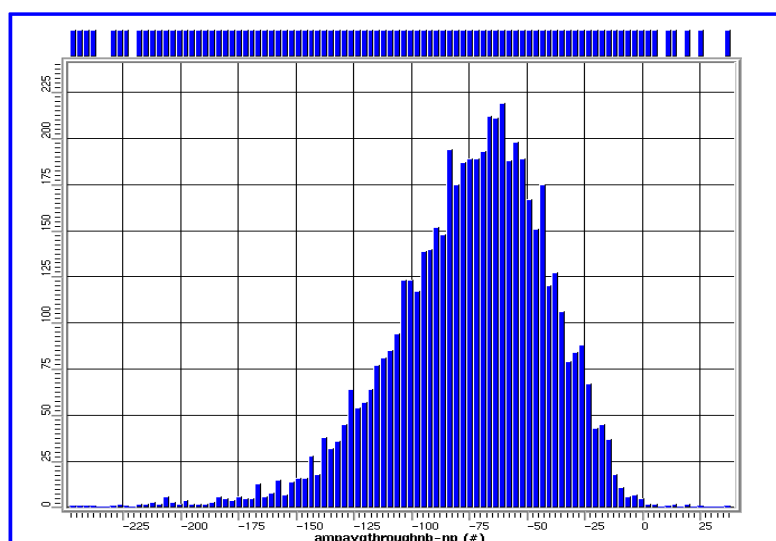


Figura 20

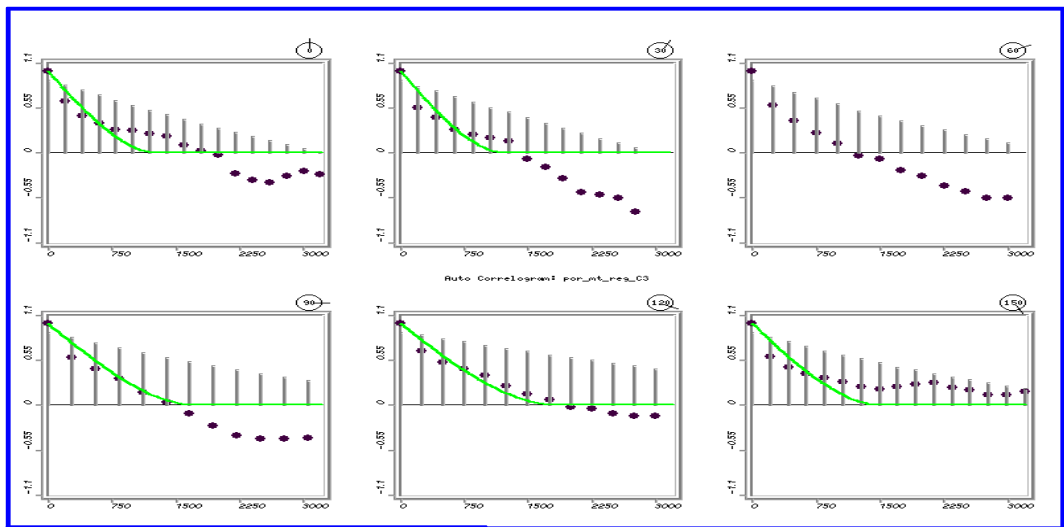


Figura 21

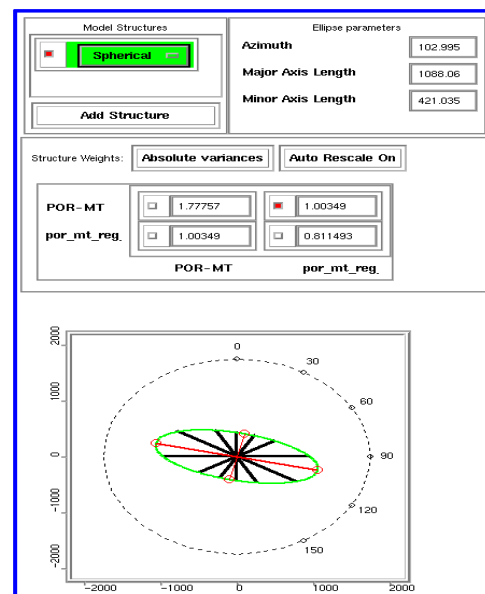
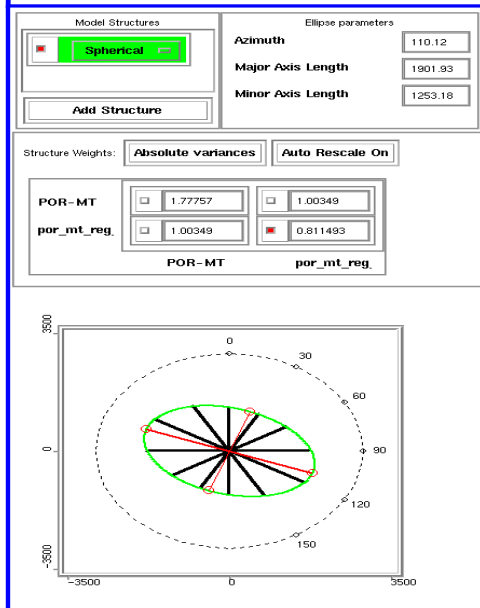
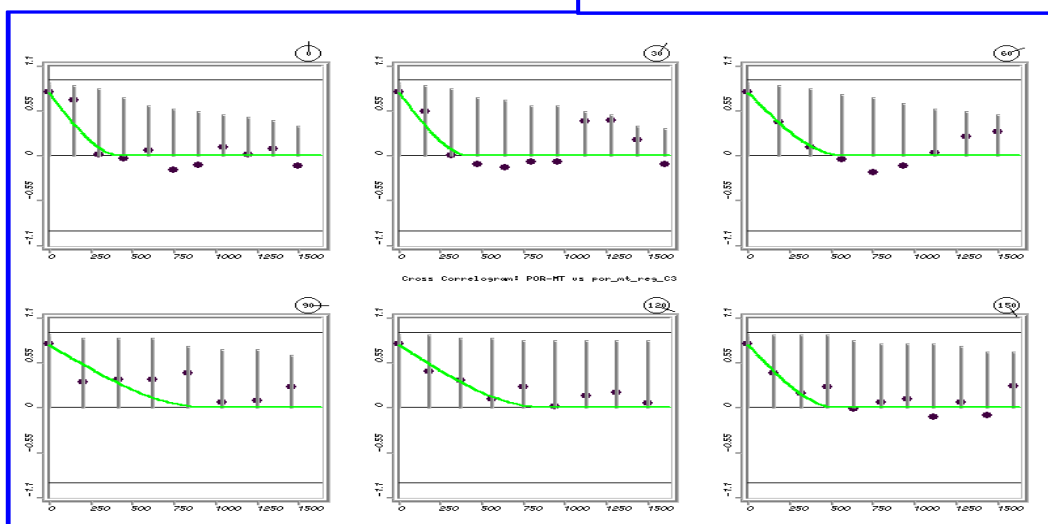


Figura 22



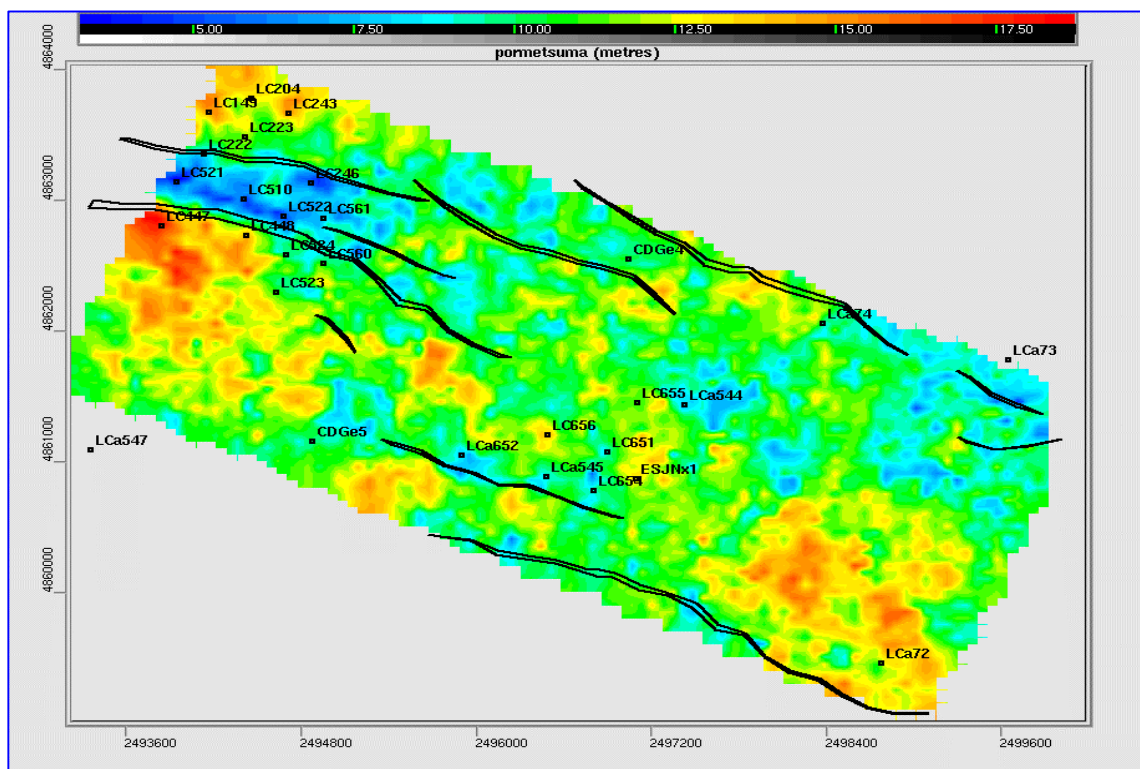


Figura 23

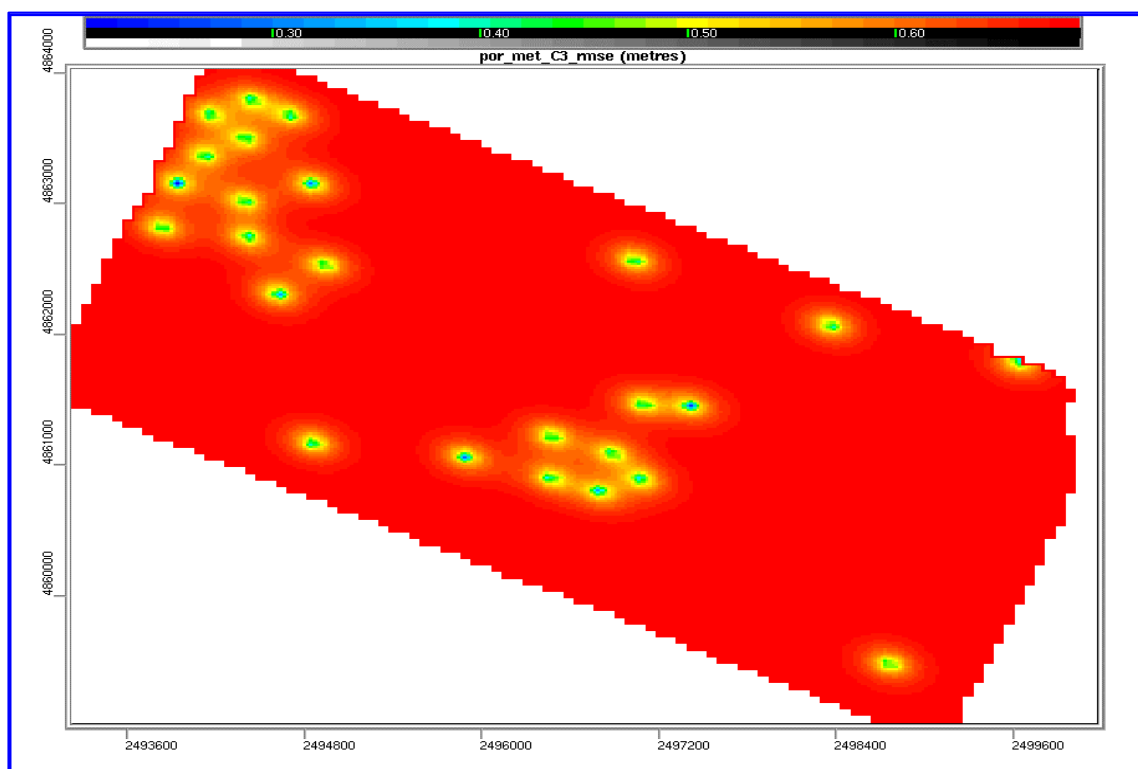


Figura 24

VENTANA	PARAMETRO PETROFISICO	YPF.SC.LC-657		YPF.SC.LC-659		YPF.SC.LC-660	
		MEDIDO	PRONOSTICO	MEDIDO	PRONOSTICO	MEDIDO	PRONOSTICO
BAR	ARNET	10.8	21 - 31	15.5	6 - 16	15	15 - 25
	N/G	0.08	0.13 - 0.19	0.11	0.08 - 0.14	0.12	0.09 - 0.15
	PORMT	1.2	5.5 - 8.6	2.3	2.5 - 5.6	1.9	1.9 - 4.1
BAR1	PORMT	3.4	2 - 4	2.7	2 - 4	1.2	1.6 - 3.7
	AVGPOR	3.4	1.3 - 3.8	3.9	1.8 - 4.3	2.3	0.8 - 3.3
	GROSS	98	79 - 131	97	71 - 129	114	100 - 150
NB	PORMT	4.5	4.4 - 5.7	-	2.4 - 3.7	2.7	2.6 - 3.9
BAR1W	PORMT	2.9	2.9 - 5.6	3.8	1.2 - 3.9	4	3.2 - 5.9
NBW	N/G	0.16	0.12 - 0.22	-	0.11 - 0.21	0.11	0.11 - 0.21
	ARNET	19.7	14 - 26	-	14 - 26	14.4	14 - 26
NPW	N/G	0.2	0.07 - 0.21	-	0.25 - 0.39	0.24	0.11 - 0.25
	AR16/40	4.4	2.5 - 4.5	-	3.1 - 5	5.4	4.1 - 6
	ARNET	36	14 - 36	-	31 - 53	31.5	19 - 41
VENTANA	PARAMETRO PETROFISICO	YPF.SC.LC-661		YPF.SC.LC-662		YPF.SC.LC-664	
		MEDIDO	PRONOSTICO	MEDIDO	PRONOSTICO	MEDIDO	PRONOSTICO
BAR	ARNET	19.4	10 - 20	24.3	21 - 31	24	15 - 25
	N/G	0.15	0.10 - 0.16	0.16	0.12 - 0.18	0.17	0.11 - 0.17
	PORMT	7	5.5 - 8.6	6.2	3.5 - 6.6	4.8	3 - 6
BAR1	PORMT	4	2.7 - 4.3	2.4	0.9 - 3.1	3.6	2.2 - 3.8
	AVGPOR	4	1.6 - 4.1	2.7	1.3 - 3.8	3.9	1.6 - 4.1
	GROSS	100	105 - 153	86	55 - 115	93	70 - 110
NB	PORMT	3.8	2.9 - 4.2	3.928	3.4 - 4.7	4.6	2.3 - 3.7
BAR1W	PORMT	4.7	2.9 - 5.6	4.2	2.2 - 4.9	4.2	1.7 - 4.3
NBW	N/G	0.15	0.09 - 0.19	0.11	0.08 - 0.18	0.23	0.16 - 0.24
	ARNET	20.4	14 - 26	13.8	6 - 18	30	20 - 32
NPW	N/G	-	0.11 - 0.25	0.25	0.12 - 0.28	0.19	0.12 - 0.28
	AR16/40	-	3.1 - 5	4.4	4.1 - 6	1	1.6 - 3.4
	ARNET	-	18 - 40	32.2	19 - 41	24	13 - 35

Tabla 3

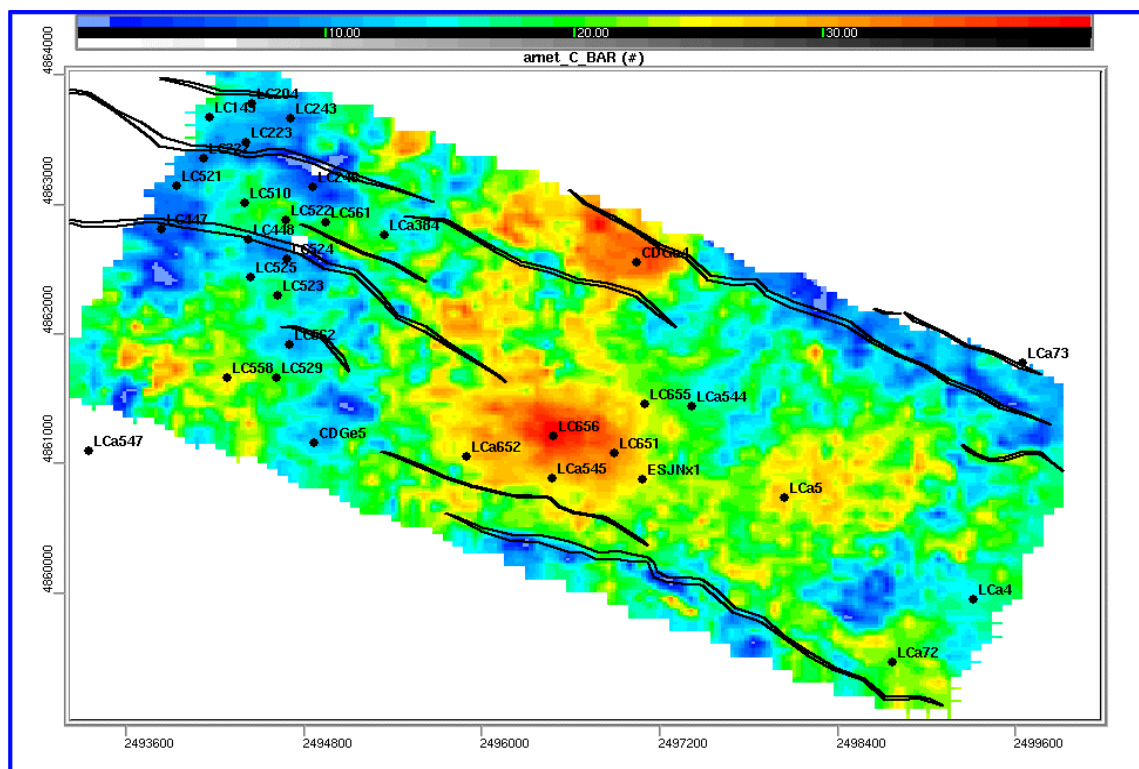


Figura 25

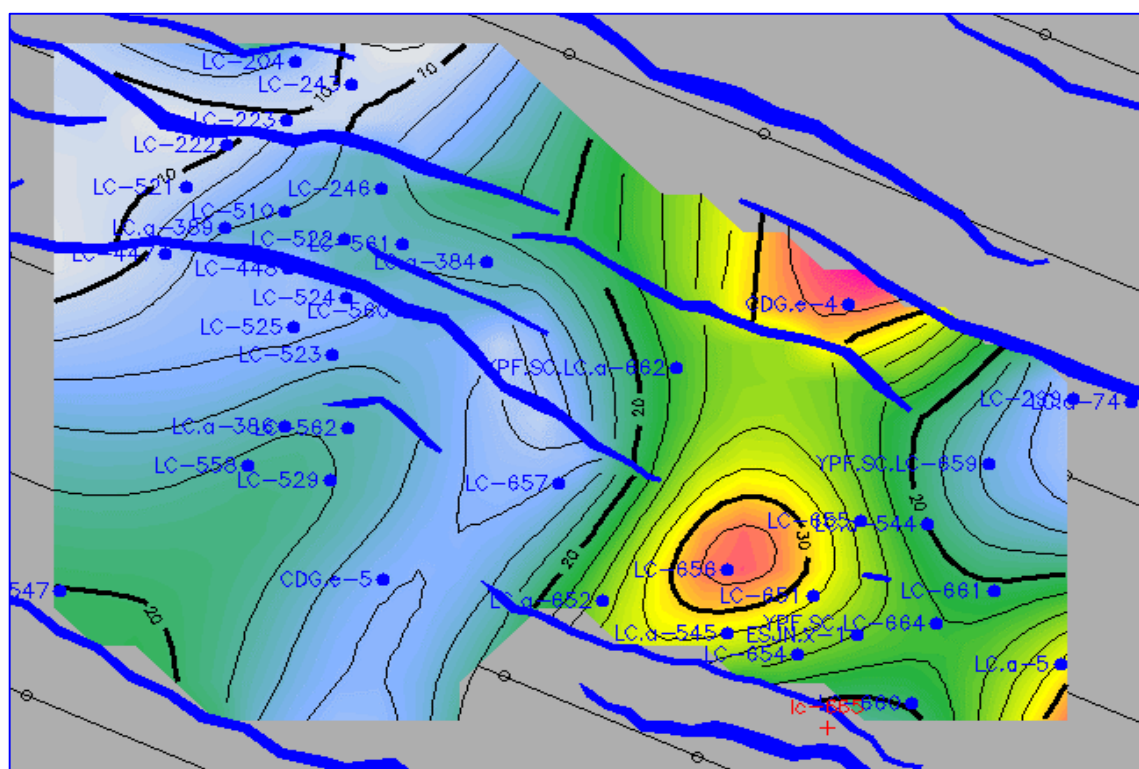


Figura 26

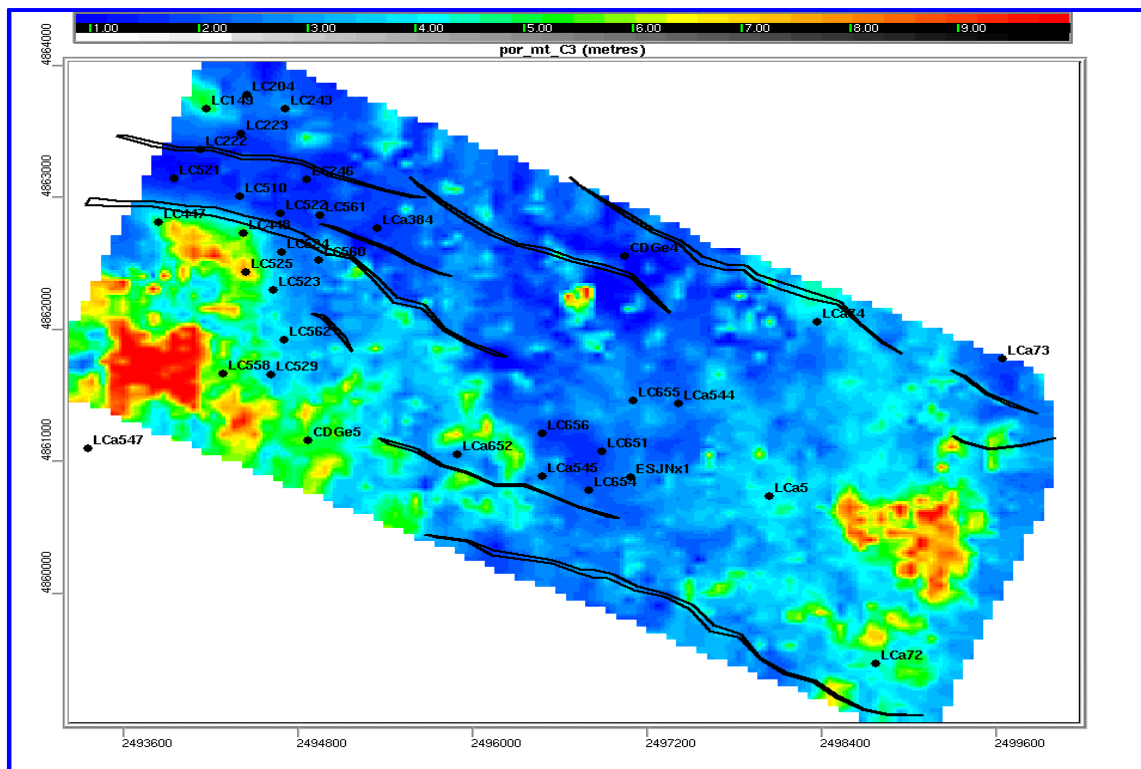


Figura 27

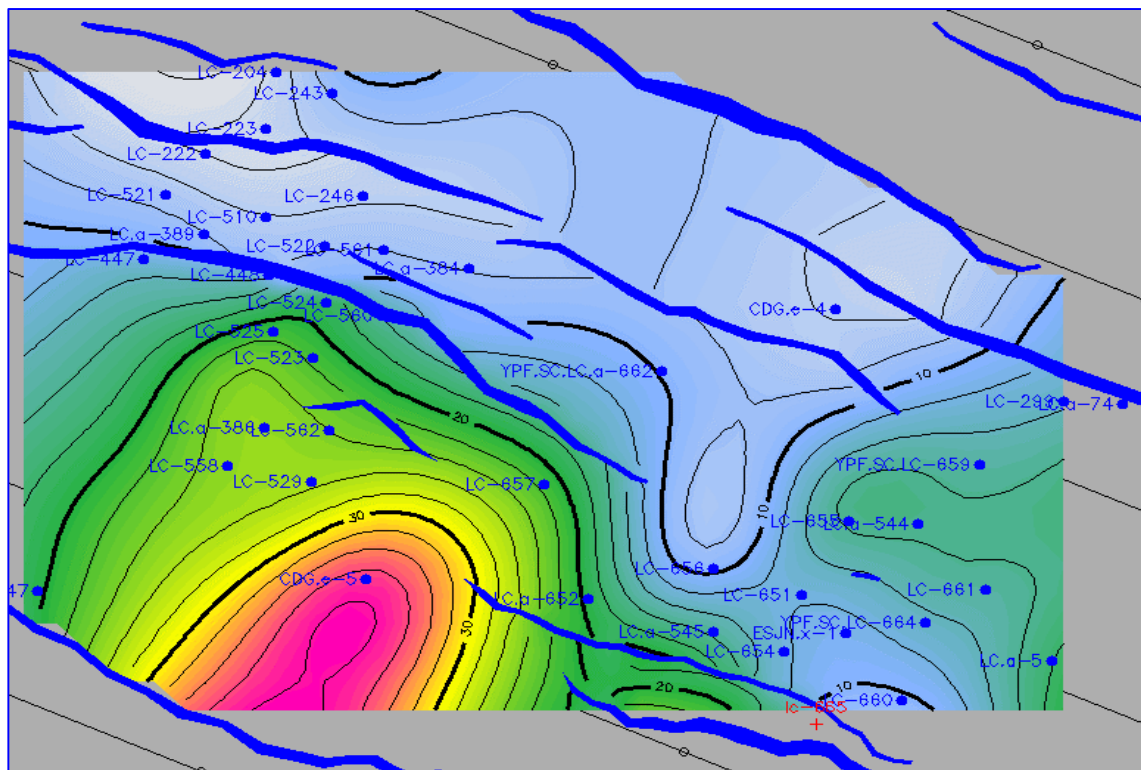


Figura 28