

CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS, FORMACION SIERRAS BLANCAS, YACIMIENTO LOMA LA LATA: DESDE LA CORONA A LA SÍSMICA.

Hernán Maretto¹, Joaquín Royo², Hernán Verzi³, Horacio Verdur⁴ y Claudio Larriestra⁵

¹Repsol – YPF exploración – Talero 360 Nqn. hmmarett@repsolypf.com

²Repsol – YPF exploración – Madrid. jroyor@repsolypf.com

³Repsol – YPF exploración – Madrid. hjverzi@repsolypf.com

⁴Baker Atlas – Buenos Aires. Horacio.Verdur@bakerhughes.com

⁵Consultor – Buenos Aires. clarriestra@uolsinectis.com.ar

Keywords: Loma La Lata – Fm. Sierras Blancas - redes neuronales – impedancia - petrofísica

Abstract: Reservoir Characterization from Core Data to Seismic: Integrated 3D Geological Model of the Sierras Blancas Formation at the Loma La Lata Field, Neuquen Basin.

A completely integrated static reservoir modeling was performed over the Sierra Blancas gas bearing sandstones at the Loma La Lata field located in the central Neuquen Basin, Argentina. The main objectives of the study were to enhance the reservoir description in order to improve the existing total production and compositional forecasting in order to reduce uncertainties on the field development plan. The characterization model adopted included data integration from microscopic pore geometrical attributes to gigascopic field wide integration with 3D seismic and log derived properties using non linear probabilistic neural network techniques.

Microscopic pore geometry and core plug reservoir data allowed identification of pore structure based rock types and poro-perm calibration data. Laboratory data due to their small support volume have very small statistical significance to enable a direct upscaling at the field wide level. Therefore, it was used in conjunction with wireline log data to allow for a more representative calibrated estimation of permeability and porosity at the reservoir scale. Using this core calibrated poro-perm data, pressure profiles, production logging data and microscopic data, rock types having a consistent pore structure, capillary entry pressure and dynamic response were consolidated and correlated to identify flow units.

Inter-well scale variability was then modeled by cokriging, between petrophysical properties extracted from post-stack 3D seismic migration cube, similar properties from the well domain and hydraulic flow units correlation boundaries. The geostatistical integration enabled the numerical assemblage of highly accurate reservoir description properties at the well level, with low resolution gigascopic data providing field wide lateral coverage.

Since the final reconciliated model was constructed honoring variability from pore to reservoir level, the final upscaling of reservoir properties into a coarser reservoir simulation grid, contained minimal smoothing effect and was less destructive regarding petrophysical parameters, preserving their flow and pore interrelation attributes and yielding to a significant upgrade to the existing forecasting tools.

1.Introducción

El yacimiento de gas y condensado Loma La Lata, ubicado 100 km al NW de la ciudad de Neuquén dentro del engolfamiento neuquino (Fig.1), se desarrolla sobre el flanco oriental de una gran estructura regional denominada Alto de Sauzal Bonito.

La mineralización se emplaza en las areniscas eólicas kimeridgianas correspondientes a la Fm. Sierras Blancas y su acumulación resulta de una combinación de trampa estructural / estratigráfica-diagenética. (Fig. 2)

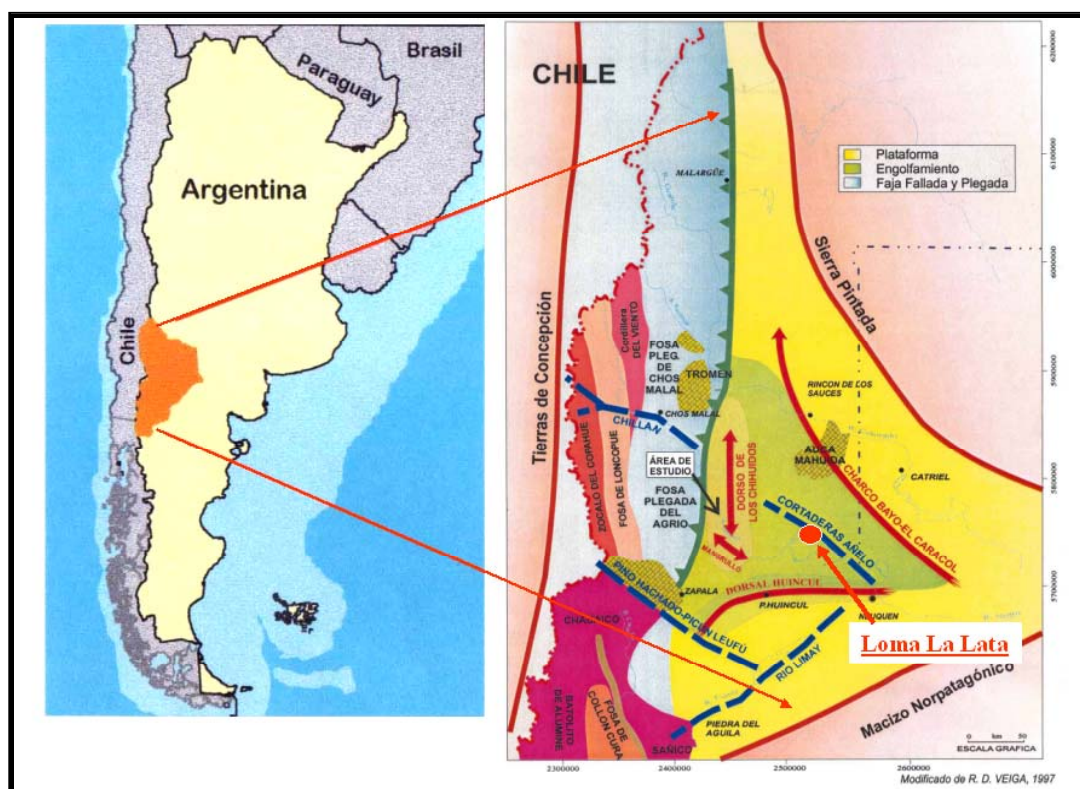


Fig. 1 Mapa de ubicación

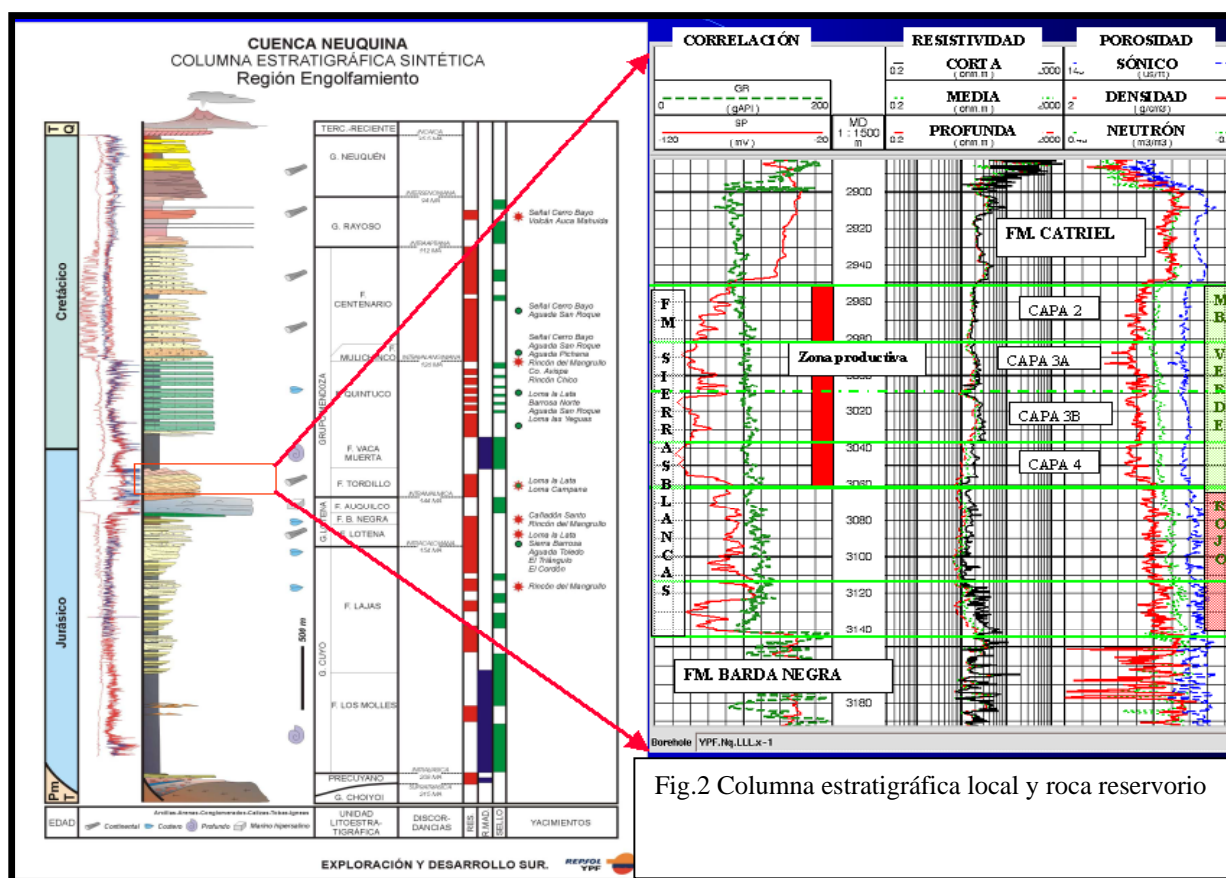


Fig.2 Columna estratigráfica local y roca reservorio

Con el objetivo de obtener un modelo geológico confiable, reproducible y abierto para simulación; se desarrolló un modelo petrofísico capaz de reproducir los datos de corona y honrar información proveniente de perfiles de producción.

Este objetivo amplio, implica resolver el problema en la interpretación de perfiles que plantea la presencia de residuos de hidrocarburo sólido y gas dentro de las areniscas de la Fm. Sierras Blancas, con sus consecuencias en las estimaciones volumétricas; como así también proveer un modelo de permeabilidad que represente la dinámica de producción y depletación diferencial de los pozos.

A esta mejora en la caracterización del reservorio, debe sumarse un carácter predictivo robusto en las zonas marginales y bajas estructuralmente, donde los datos de pozo son escasos; ya que el futuro desarrollo del campo se orienta a estas posiciones. Esto implica el uso de la sísmica 3D ya no solo para el modelo estructural-estratigráfico, sino en lo posible como variable guía para el desarrollo/decisión de inversiones.

Mediante una metodología combinada de métodos lineales (geoestadística) y no lineales (redes neuronales), se realizó el modelado tridimensional de las propiedades petrofísicas integrando datos geofísicos (en este caso impedancia acústica) y geológicos (porosidad efectiva y permeabilidad), tratando de alcanzar ambos objetivos: robustez y predictividad.

2. Modelo petrofísico

2.1 Problemática

La estimación de la porosidad y de la permeabilidad de la Formación Sierras Blancas en el yacimiento Loma La Lata a partir de perfiles de pozo, se constituye en un problema de particular complejidad. La principal causa de esto es la cobertura desigual de perfiles de porosidad a lo largo del yacimiento. Los perfiles dominantes en cantidad –acústico y densidad- se encuentran distribuidos de manera tal que es imposible realizar una interpretación de porosidad con una herramienta única, debiéndose desarrollar modelos de cálculo alternativos para los diferentes sets de perfiles. La segunda causa es la insuficiencia de perfiles en forma generalizada como para resolver matemáticamente los volúmenes de todos los elementos que componen la matriz, lo que obliga a realizar simplificaciones mas o menos ajustadas.

Sumado a eso, algunos perfiles responden mejor que otros a los fenómenos de porosidad siendo algunos fuertemente influenciados por efecto de fluidos o elementos intervinientes en la composición de la matriz, que obliteran parcialmente las lecturas y que deben ser corregidos previamente. Un ejemplo muy notable de esto sucede con el perfil de densidad que se ve afectado por dos fenómenos concomitantes y que se adicionan: Efecto de gas (Fig. 3) y presencia de bitumen (Fig.4). La corrección de ambos fenómenos, es importante para la estimación de la porosidad efectiva.

En el caso de la permeabilidad, el desarrollo de una importante diagénesis afecta notoriamente el tipo de roca, por lo que para un mismo valor de porosidad la permeabilidad puede variar de 0.1 a 100 md. (Fig. 5)

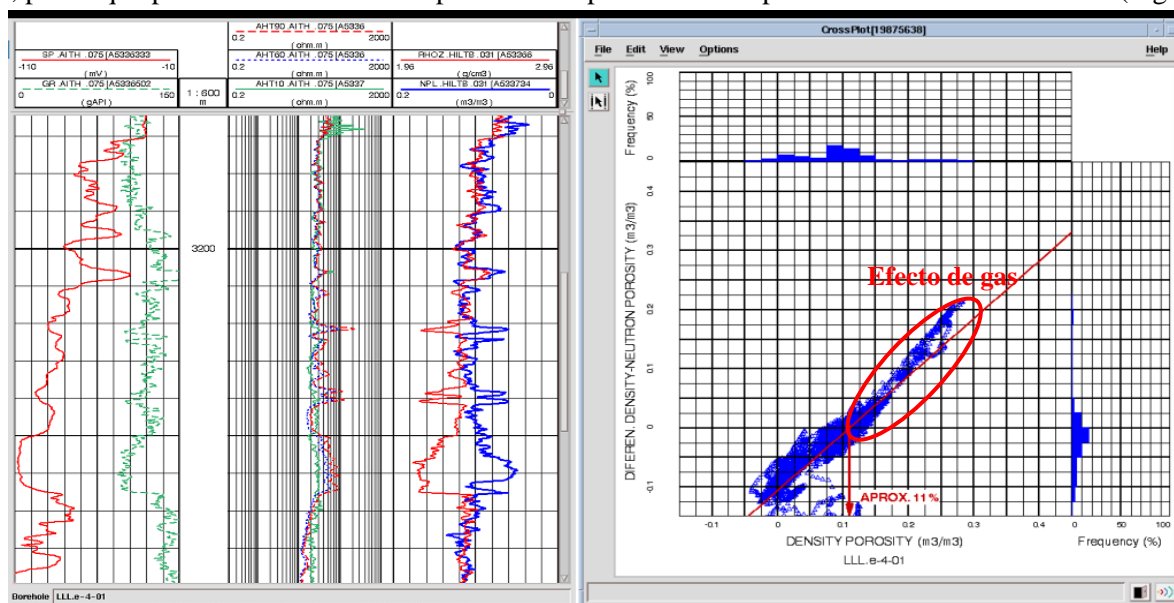


Fig.3. Efecto de gas en los perfiles de densidad/neutrón (especularidad). En la imagen de la derecha se destaca como el gas afecta a los perfiles en las rocas de buena calidad (porosidad mayor al 10-11%)

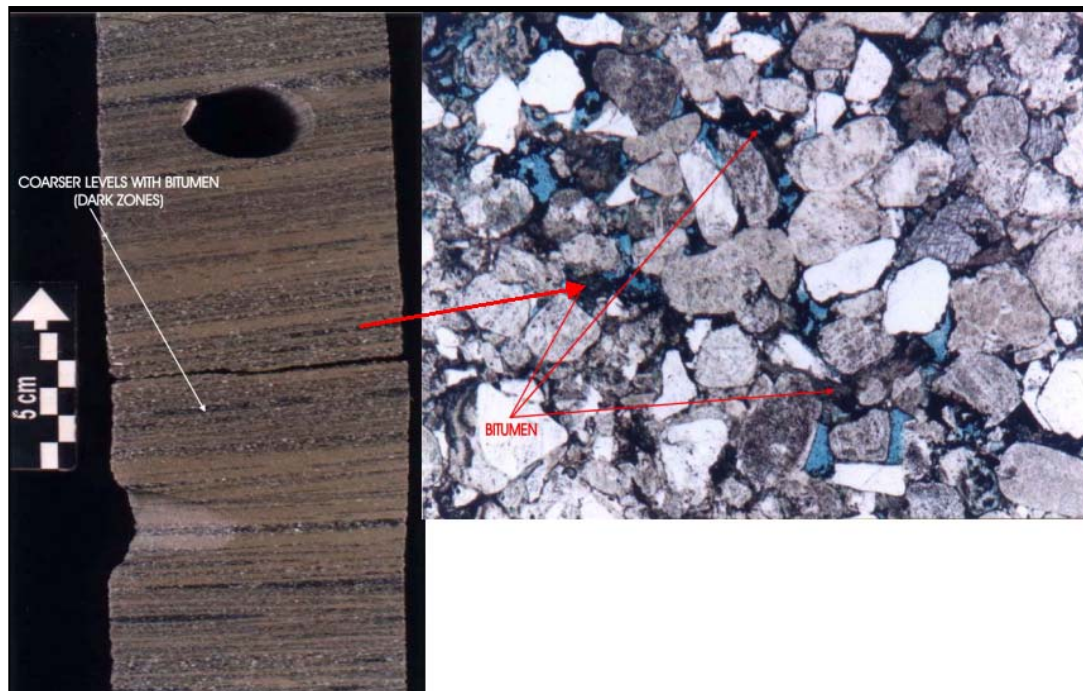


Fig.4. Presencia de residuo bituminoso en el reservorio que posiblemente reduzca la densidad de matriz de la roca

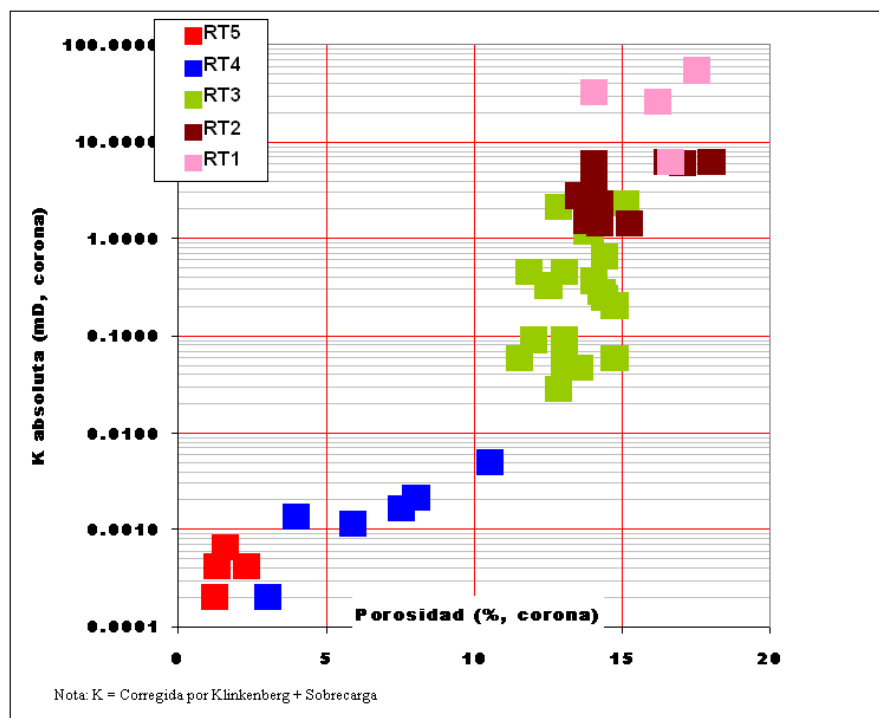


Fig.5 Relación entre porosidad y permeabilidad según el tipo de roca. Nótese que para un rango muy cercano de porosidad se puede variar de 0.1 a 100 mD de permeabilidad.

2.2 Derivación de la porosidad

El yacimiento Loma La Lata cuenta con una extensa base de datos de petrofísica básica utilizada para determinación de los parámetros petrofísicos relacionados a la porosidad y volumen de arcilla, contando los mismos, además, con descripción de facies, cortes delgado, conteo de bitumen y mediciones XRD. La distribución de los pozos y unidades involucradas se detallan en la siguiente tabla (Fig.6):

POZO	FACIES	CAPAS	ZONA	ESPESOR (m)	MUESTRAS
LLL.a-22	SB (duna-SS)	2 + 3parcial	Centro-norte	48	187
LLL-25	SB (SS-duna)	3 + 4parcial	Centro-centroW	48	187
LLL.a-18	SB (SS-duna)	2	Centro-oeste	46	103
LLL-122	SB (SS-duna)	2 + 3 + 4	Centro-centroE	108	122*
LLL-120	SB (SS-duna)	2 + 3 + 4	Centro-centroE	107	**
LLL.a-9	SB (SS-duna)	2 + 3 + 4	Centro-Sureste	100	520**
LLL.a-20	Catriel-SB(cerr)	Cat. y 2 parcial	Limite sur	20	6*
LCm.a-3	Catriel-SB(cerr)	Cat. y 2 parcial	Limite norte	18	76
Sbo.x-2	SB (cerrado)	3	Limite W	9	7*

Nota.

*Pozos descriptos por Davies 1995 que tienen muestras cada 1 metro

** Pozos utilizados solo como control de la porosidad y para determinación de otros parámetros como arcillocidad

Fig. 6: Base de datos con distribución y espesor de las coronas involucradas en el estudio.

Estas coronas fueron puestas en profundidad punto a punto y se extrajeron todos los valores correspondientes a los perfiles de pozo para estos tramos.

Con todos estos datos se creo un perfil continuo donde se unieron todas las coronas existentes con sus mediciones petrofísicas y valores de perfiles eléctricos asociados empalmados en un solo archivo.

De esta manera se buscaba desarrollar una sola ecuación que tuviera representación tanto areal como vertical. Todos los datos de corona, tanto porosidad como permeabilidad Klinkenberg, fueron llevados a condiciones de reservorio).

Se evaluaron diferentes alternativas, desde la derivación de una porosidad corregida por bitumen a partir del conteo óptico a la obtención de una ecuación de porosidad con tres rangos de matriz.

La evaluación de las distintas alternativas de cálculo se realizó comparando los resultados obtenidos por diferentes métodos versus la porosidad efectiva medida en corona corregidas por sobrecarga.

De acuerdo con la observación de los datos, se consideró inadecuado basar la evaluación únicamente en la comparación de los valores medios porque estos resultan insuficientes para determinar la existencia de errores sistemáticos a lo largo de todo el rango de porosidades. Por lo tanto, para analizar los resultados estimados por cada modelo se graficaron además de los parámetros estadísticos descriptivos para cada uno de estos métodos, las distribuciones de frecuencias, del Error Tipo y del Bias de cada método. La presencia o no de errores sistemáticos introducidos por el método de cálculo se consideró como un elemento crítico para aceptar o rechazar cualquier modelo de interpretación. Los errores sistemáticos tienen impacto volumétrico directo, dependiendo este de su magnitud, por el contrario, cuando los errores son aleatorios y de baja magnitud el impacto en la volumetría es despreciables.

Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

2.2.1 Perfil sónico

El mejor ajuste para la obtención de porosidad a partir del perfil sónico se logró utilizando la formula de Wyllie.

Se determinó que un DTmatriz de 57,5 useg/ft produce el mejor ajuste para la obtención de la porosidad, manteniéndose el parámetro de fluido en 189 us/ft. Este valor de matriz se obtuvo considerando la descripción mineralógica a partir de XRD.

Según dicho análisis el 93.5 % de la roca está constituido por los siguientes minerales (Fig.7):

Mineral	Participación (%)	DTm (usec/ft) [1]	Ponderación
Cuarzo	37.50	56.0	21.87
Albita	14.85	49.0	7.58
Andesina	14.85	47.5	7.35
Ortoclasa	20.33	69.0	14.61
clorita	6.11	49.0	3.12
Illita			0.00
Calcita			0.00
Bitumen	2.38	120.0	2.97
	96.02		57.50

[1] Fuente: Baker Atlas - Log Interpretation Charts -

Fig.7. Tabla donde se detallan los constituyentes de la roca y tiempos de tránsito de matriz.

Correspondiendo el 6.5% restante a minerales accesorios que no están presentes en todas las muestras, y que incluyen siderita, illita, calcita, dolomita, baritina etc. El porcentaje de albita igual al de andesina ya que según Davies (1995) , la plagioclasa presente está constituía por ambos minerales en partes iguales.

Si se toman en cuenta los tiempos de tránsito estimados para cada mineral, se obtiene un valor promedio para la roca de 55.91 useg/ft,. Este valor resulta un poco bajo al correlacionar con el set de datos corregidos por sobrecarga, (93% de la Porosidad medida).

Sin embargo, si se le suma el porcentaje de bitumen promedio obtenido por conteo óptico para todos los pozos, (2.4%), y asumiendo un tiempo de tránsito para el bitumen estimado de 120 useg/ft , se obtiene un tiempo de tránsito de matriz de 57,5 useg/ft, finalmente usado para el cálculo de la porosidad sónica.

En las figuras 8 y 9 se detallan los niveles de confianza sobre la ecuación utilizada.

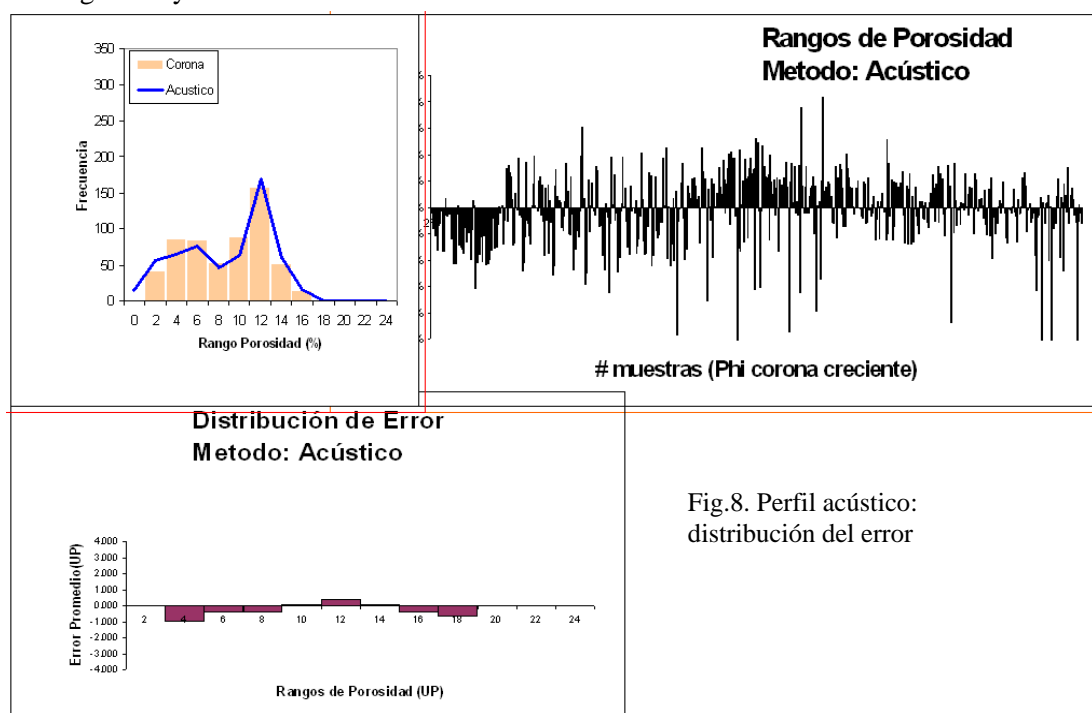


Fig.8. Perfil acústico: distribución del error

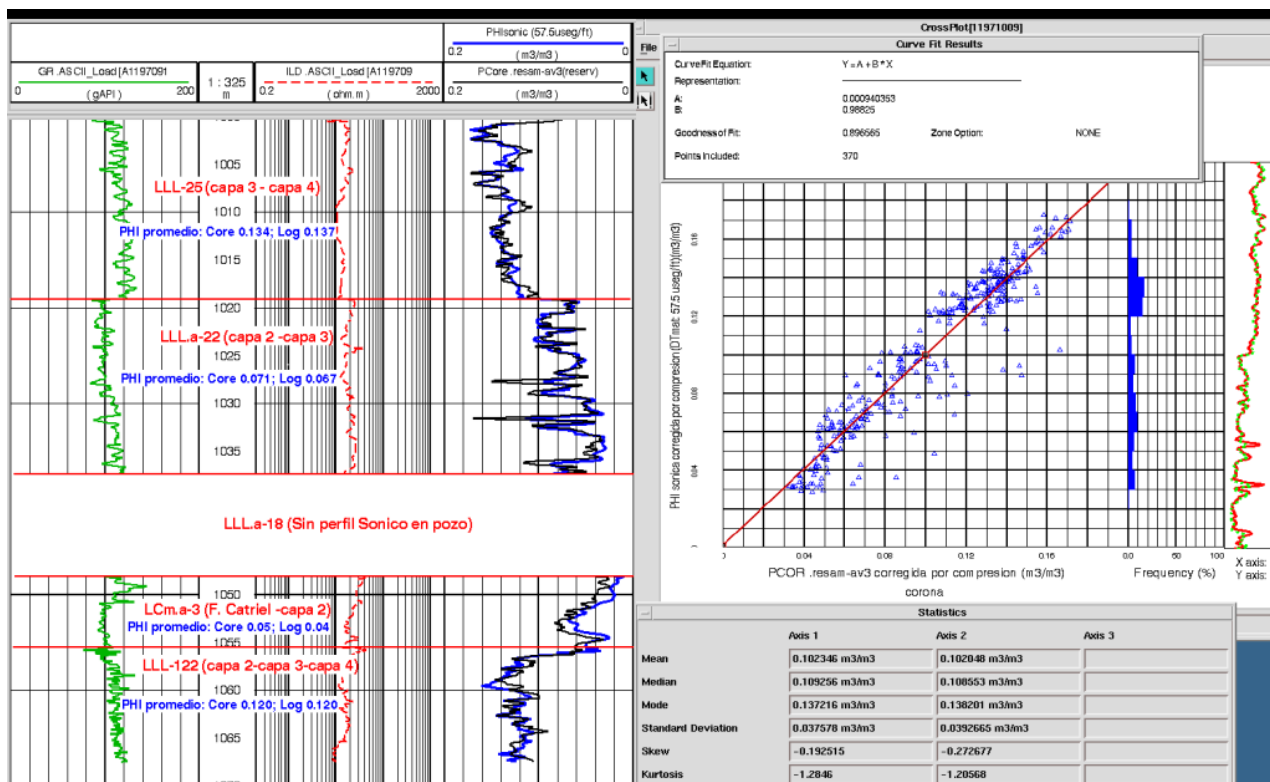


Fig.8 Perfil continuo creada a partir de la extracción de perfiles electricos puestos en profundidad con la corona del pozo involucrado. En la figura se indica a que pozo pertenece cada tramo. La curva PCore resam.AV3 (traza negra, tercer track) representa la porosidad de corona en condiciones de reservorio. La curva PHIsone (traza azul, tercer track) representa la porosidad calculada a partir del perfil sónico con un DT_matrix de 57.5 useg/ft. En el gráfico se indican los valores promedio de ambos métodos para cada pozo. A la derecha se detallan los parámetros estadísticos y de correlación.

En la distribución del Error Tipo se puede ver que en general no sobrepasa ± 1 UP y se transmite a todo el rango de porosidades con un error sistemático muy leve. Se puede decir que este error sistemático es de menos de -0.5 UP en el rango de porosidades bajas ($< 4\%$), de alrededor de +0.5 UP en las porosidades intermedias y en las porosidades altas ($> 10\%$) el error vuelve a ser negativo del orden -0.75 UP. Estos resultados sugieren que los parámetros utilizados (DT matriz de 57.5 useg/ft y Dt de fluido 189 useg/ft) no necesitan de correcciones adicionales por bitumen o gas para la reproducción de los datos de corona.

2.2.2 Perfil de densidad

En este caso se optó por resolver la ecuación de respuesta de la densidad utilizando densidades de matriz derivadas de la espectrografía por rayos X y densidades de grano real obtenidas de corona, intentando introducir una corrección por hidrocarburos que contemple separadamente los dos efectos -gas y bitumen-.

En este caso se trató de sacar provecho de la observación de que los pozos marginales y zonas de baja porosidad, muestran valores de Densidad de Grano promedio más elevados (Avg DG= 2.651 g/cc), en tanto que, en los pozos centrales de mejor productividad y con mayor porosidad promedio, las densidades de grano reales son mas bajas (Avg DG= 2.615 g/cc) (Fig.10)

POZOS CENTRALES		POZOS MARGINALES	
Densidad de Grano		Densidad de Grano	
(g/cc)		(g/cc)	
LLL.a-18	2.616	LLL.a-22	2.644
LLL-122	2.602	LLL.a-20	2.647
LLL.a-9	2.623	Sbo.x-2	2.641
		LCm.a-3	2.671
Media	2.614	Media	2.651

Fig.10 densidades de grano medidas en pozos centrales y marginales

Estos valores se apartan de la densidad promedio general, obtenida a partir del conteo mineralógico efectuado con XRD, cuyo valor es 2.632 (Fig.11)

Mineral	Participación (%)	Log Density (g/cc) [1]	Ponderación
Cuarzo	37.50	2.640	0.990
Albita	14.85	2.590	0.385
Andesina	14.85	2.660	0.395
Ortoclasa	20.40	2.540	0.518
clorita	6.20	2.880	0.179
Illita	3.20	2.630	0.084
Calcita	3.00	2.710	0.081
Bitumen			
	100		2.632

[1] Fuente: Baker Atlas - Log Interpretation Charts -

Fig.11. Constituyentes de la roca y densidad de matriz promedio de todos los pozos, obtenida a partir de la composición mineralógica según XRD.

Esta desviación se atribuye a dos causas:

1-Presencia de bitumen en los pozos de mejor calidad y con mayor porosidad, cuya densidad de 1,25 gr/cc disminuye la densidad de grano real de las muestras, y no es tenido en cuenta en la descripción XRD.

Este hecho coincide con lo observado en cortes delgados, donde la presencia de este residuo de hidrocarburo sólido es clara y afecta principalmente a porosidades superiores al 10-11%.

2- Para los pozos con calidad de reservorio menor, el aumento de la densidad de grano real se debe principalmente a un enriquecimiento en calcita y clorita como cementos (DG = 2.71, y 2.88 g/cc respectivamente) en detrimento del porcentaje de Feldespato Potásico (DG= 2.54 g/cc) en la composición de la matriz, sumado también, a la disminución de bitumen (de baja densidad) para porosidades menores al 10% que también caracteriza a estos pozos .

Debido a estas consideraciones, y en coincidencia con lo observado en cortes delgados, se determinaron dos valores de densidad de matriz a partir de la Densidad de Grano Real, para porosidades mayores y menores al 10% respectivamente (Fig.12):

PHI eff > 10% , DG = 2.62

PHI eff < 10% , DG = 2.65

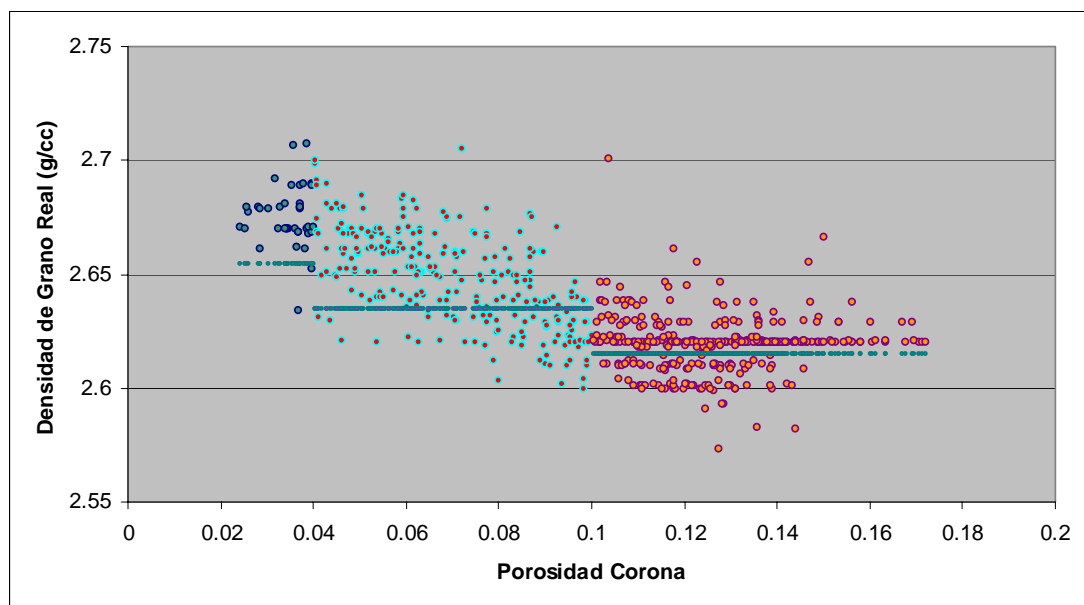


Fig.12: Relación de densidad de grano Vs. Porosidad. Se destaca una densidad promedio de 2,62 gr/cc para las porosidades mayores a 10%, correspondientes a las rocas de mejor calidad.

Como ya se mencionara, el perfil de densidad también se ve afectado por la presencia de gas (Fig.3). Para la cuantificación de la corrección por efecto de gas se decidió considerar como Densidad del Fluido la densidad del gas medida en condiciones de fondo más la del agua de Formación y/o inyección, y ponderarla de acuerdo con su participación volumétrica en el espacio poral de la siguiente manera:

$$DF = D_{\text{gas}} * V_{\text{gas}} + D_{\text{agua}} * V_{\text{agua}}$$

Donde:

DF = Densidad de Fluido.

D_{gas} = Densidad del Gas (0.65 g/cc)

D_{agua} = 1 g/cc

V_{agua} = Saturación Irreducible Promedio (S_{wi} =30%) (El campo no produce agua)

V_{gas} = $1 - S_{\text{wi}}$

Resultando una densidad de fluido aproximada de 0.73 g/cc

Tal como se explicara, de acuerdo con lo que se puede ver en la figura 3, esta corrección se aplica solamente a las porosidades mayores al 10 -11%, coincidiendo con la presencia de bitumen a partir de dicho rango, pero formando parte de los elementos del volumen poral. En consecuencia, la secuencia de cálculo quedó de la siguiente manera:

1- Se calcula una porosidad total con los parámetros normales

RHO_{fluido} = Densidad del Fluido (1 gr/cc.)

RHO_{matrix} = Densidad de matriz (2.65 gr/cc.)

2-Corregir por efecto de “hidrocarburos” (Gas + bitumen) a las porosidades mayores al 10% cambiando los valores de matriz por los descriptos y reemplazar:

RHO_{fluido} = Densidad del Fluido (0.73 gr/cc.)

RHO_{matrix} = Densidad de matriz (2.62 gr/cc.)

En las figuras 13 y 14 se detallan los niveles de confianza sobre la ecuación utilizada.

Este caso las distribuciones del Error y del *Bias* no muestran un error sistemático sino la existencia de un error aleatorio cuyo promedio por rango es de alrededor de ± 0.5 UP con extremos en ± 3 UP respecto de porosidades medidas en el laboratorio. Los histogramas de porosidades medidas vs calculadas por éste modelo muestran una buena representación del rango dinámico siendo la frecuencia en los valores altos muy similares a los de los observados en las coronas. El método al utilizar una doble densidad de grano introduce un área de solapamiento de porosidades que se observa en el histograma de frecuencias en el rango 6 a 8% como un incremento del número de muestras, pero que influye en forma mínima en los promedios por rango.

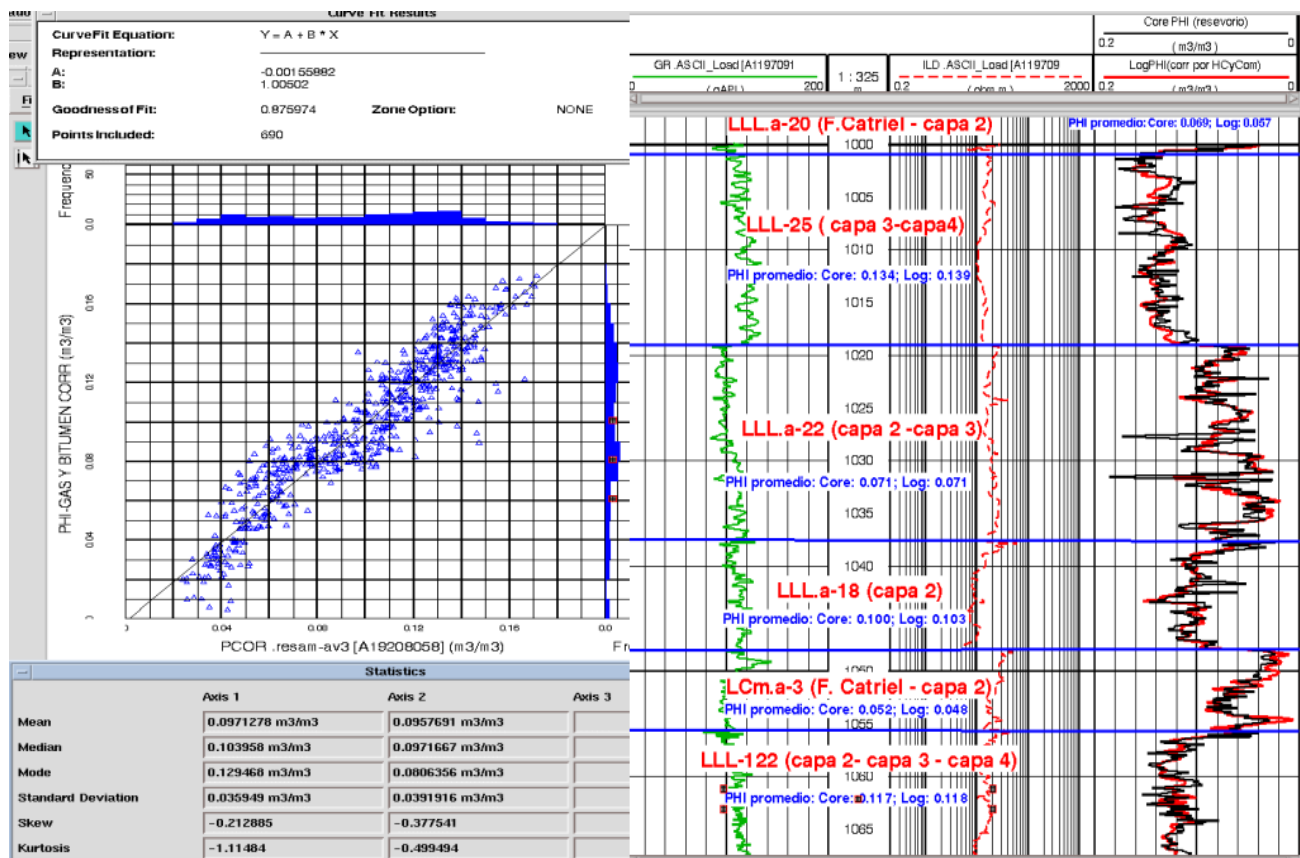


Fig.13. Corona "ficticia" creada a partir de la extracción de perfiles eléctricos puestos en profundidad con la corona del pozo involucrado. En la figura se indica a que pozo pertenece cada tramo. La curva Core PHI representa la porosidad de corona en condiciones de reservorio. La curva Log PHI representa la porosidad calculada a partir del perfil de densidad, corregida por soterramiento y bitumen. A la izquierda los parámetros estadísticos y de correlación

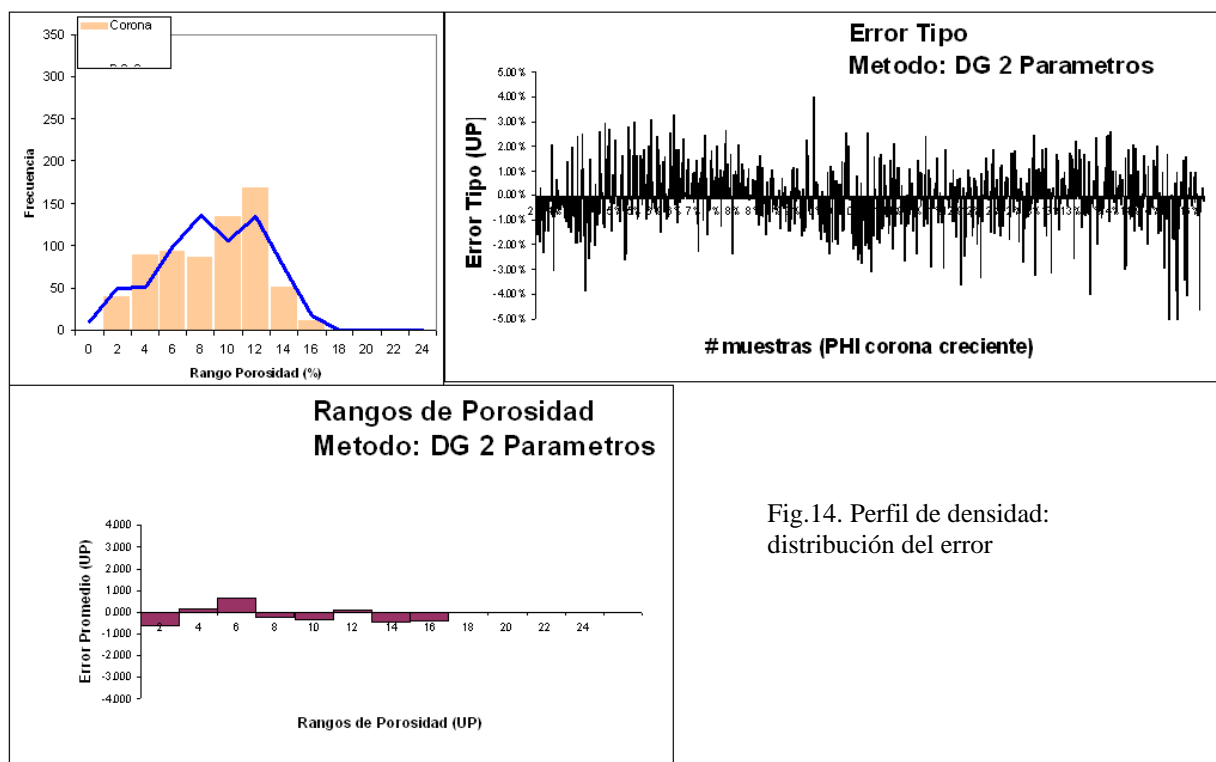


Fig.14. Perfil de densidad: distribución del error

2.3 Derivación de la permeabilidad

Con el total de aproximadamente 920 metros coroneados y medidos en laboratorio cada 0.25m, se confeccionó un perfil continuo a fin de facilitar la calibración y la correlación asegurando su consistencia para todos los pozos.

La permeabilidad es uno de los tres parámetros clave a utilizar en la caracterización petrofísica a la escala de reservorio por la gran relevancia que tiene sobre los modelos dinámicos.

El camino para predicción de la permeabilidad a partir de perfiles de pozo, puede realizarse por dos rutas diferentes. La primera alternativa es utilizar los perfiles directamente, es decir, obtener leyes que a partir de datos petrofísicos primarios estimen el valor de la permeabilidad.

La segunda alternativa es una optimización del método tradicional de PHI-K que utiliza la técnica de segmentación del reservorio en unidades de flujo para restringir la relación PHI-K a unidades con características hidráulicas similares.

Ejemplos clásicos del primer método son la relación entre la porosidad y el logaritmo de la permeabilidad (relación k-FHI) o los modelos empíricos de Wyllie&Rose, Timur, Morris&Biggs, etc. En la segunda categoría se encuentran métodos que utilizan indicadores como el FZI (por *Flow Zone Indicator*) o la determinación de "*lithotypes*" o clases de roca para definir zonas (Unidades de Flujo) donde puede obtenerse una relación k-FHI mejorada. Para este trabajo se optó por la primera opción (estimación directa de la permeabilidad), por la imposibilidad de contar con set mínimo de perfiles por pozo que permitiera identificar el tipo de roca, pero evaluando además nuevas metodologías que mejoraran sustancialmente la capacidad de predicción.

En general de las descripciones de cortes delgados y de coronas se puede decir que la permeabilidad está controlada por los siguientes 5 factores:

Tamaño de poro, "*Pore shape parameters*" - Forma, Orientación -, Tortuosidad de la red poral y Porosidad.

Los trabajos realizados sobre los cortes delgados dejan inferir que la permeabilidad es más sensible al tamaño o tipo del poro dominante que a la porosidad. Además y también en general, la presión poral y presión de confinamiento, tipo de cementación, tamaño de granos y clasificación, contenidos y tipos de arcillas, y saturación residual afectan indirectamente a la permeabilidad modificando los 5 parámetros mencionados más arriba.

La porosidad puede ser medida directamente con los perfiles, pero no existe medición directa de tamaño de poro, forma y conectividad. Por esta razón la predicción de permeabilidades tiene que confiar en medidas indirectas de estas propiedades.

Las relaciones generalmente utilizadas para estimar permeabilidades se basan en una relación clásica entre porosidad permeabilidad. Esta técnica se basa en la observación de que entre las dos medidas existiría una plausible correlación aunque no investiga en profundidad las razones de esa correlación.

Ha sido observado que esa correlación en muchos casos no asegura causalidad y en este caso en particular debido a que existe una fuerte dependencia de la permeabilidad con el tamaño del poro o con la relación diámetro poral/ diámetro de garganta poral, el método de regresión sobre una relación K- PHI, es por este motivo, uno de los que mas incertidumbre cuantitativa (desviación y dispersión) ofrece.

A pesar de lo expuesto, se analizaron métodos desde relaciones porosidad/permeabilidad lineales y polinómicas, hasta redes neuronales incluyendo el método denominado "indicadores" (Ríos *et al* 1984).

Este último método resulto el más confiable y se detalla a continuación:

Utiliza tres indicadores que responden individualmente a los 5 elementos que componen la arquitectura poral y por ende se relacionan individualmente en forma cualitativa con la permeabilidad. Estos indicadores se componen luego a través de un proceso de apilamiento, para obtener un valor de permeabilidad que se calibra con los valores obtenidos de las coronas. Los tres indicadores utilizados son:

1-SP normalizado en frecuencia (Alguero *et al* 2000): la deflexión del SP ha sido tradicionalmente asociada al desarrollo de permeabilidad aunque en forma descalibrada. Normalmente esta deflexión ocurre si existe en la roca una capacidad de flujo suficiente que permita la migración de iones entre el fluido y la formación. El movimiento de fluidos (*Streaming Potencial*) por presiones diferenciales entre el pozo y la formación, puede causar también desarrollos de SP frente a capas de baja permeabilidad, pero su ocurrencia es muy rara y contrariamente relaciones adversas entre R_w/R_{mf} atenúan la respuesta del SP y debe ser corregido cuando su efecto es notable.

Debido a que la deflexión de SP a partir de la línea de base de arcillas es una función del log de la relación R_{mf}/R_w , la permeabilidad de corona y el SP no son linealmente dependientes y su deflexión es variable en función del rango de permeabilidades, por esa razón la respuesta de SP debe ser previamente calibrado y corregido.

2-Relación de Resistividades : El principio subyacente a esta relación es que la oscilación relativa de las curvas de inducción profunda, media y corta, debido a su diferente profundidad de investigación responden principalmente a la profundidad de la invasión. Esta medida está influida principalmente por varios parámetros de la formación que inciden directamente en la permeabilidad y la porosidad:

Tamaño del poro: Las rocas con extremadamente bajas permeabilidades no experimentan invasión, pero en general rocas con poros pequeños y con algo de permeabilidad son invadidas profundamente debido a que el volumen de fluidos del filtrado, para alocarse en la baja porosidad disponible de la roca debe introducirse profundamente en la formación. Contrariamente las rocas con alta permeabilidad y tamaño de poros grandes normalmente experimentan muy baja invasión y en un lapso muy corto porque hay mas espacio poral disponible en la vecindad del pozo para aceptar el volumen de filtrado y la formación de revoque.

Tortuosidad o conectividad: Los caminos preferenciales de flujo de fluidos en la roca son de similar efecto a los caminos que se ofrecen a la conductividad eléctrica. Aunque en principio estas serían equivalentes, son en la práctica muy diferentes en su orden de magnitud. Igualmente hay otros parámetros que afectan a esa relación ej. presión del lodo, tasa de penetración de la perforación, etc. y que no representan a la calidad de la roca.

3-Diferencia de porosidades acústicas y densidad: Tradicionalmente en la evaluación de perfiles esta relación se conoce como “Índice de Porosidad Secundaria” (SPI) cuando se aplica a la detección de zonas fracturadas o zonas con considerables efectos de disolución. Este principio está basado en la premisa de que el DT principalmente recorre la formación a través de las conexiones establecidas entre los granos que constituyen la matriz y no se ve en gran medida afectado por el tamaño de los poros mientras que contrariamente la Densidad se ve muy afectado por el volumen de vacío existente en la formación. En este sentido cuando las lecturas de porosidad del acústico son menores que las de densidad se trataría de zonas con tamaño de poro grandes, sucediendo lo contrario cuando las lecturas de porosidad sónica son mayores que las de densidad.

Los tres indicadores son apilados en forma ponderada para minimizar efectos aleatorios registrados en los indicadores y ocasionados por otros factores desvinculados de la permeabilidad. Estos efectos así llamados aleatorios producen respuestas contradictorias en cada uno de los indicadores ej. tipo y saturación de fluidos, características mineralógicas y texturales no modificantes de la permeabilidad, tipos de lodos usados durante la perforación y su relación con los fluidos de la formación, espesor del filtrado, etc.

La figura 15 siguiente sintetiza los parámetros del reservorio que inciden en la respuesta de estos tres indicadores:

	Pore shape Parameters				
	Phi	Tamaño de Poro	Forma	Orien.	Tort.
Resistividades					
SP deconvolucionado					
Diferencia de Porosidades					

Fig. 15 Parámetros de reservorio que inciden en la respuestas de los indicadores usados para estimar permeabilidad

Los resultados se aprecian en las figuras 16 y 17

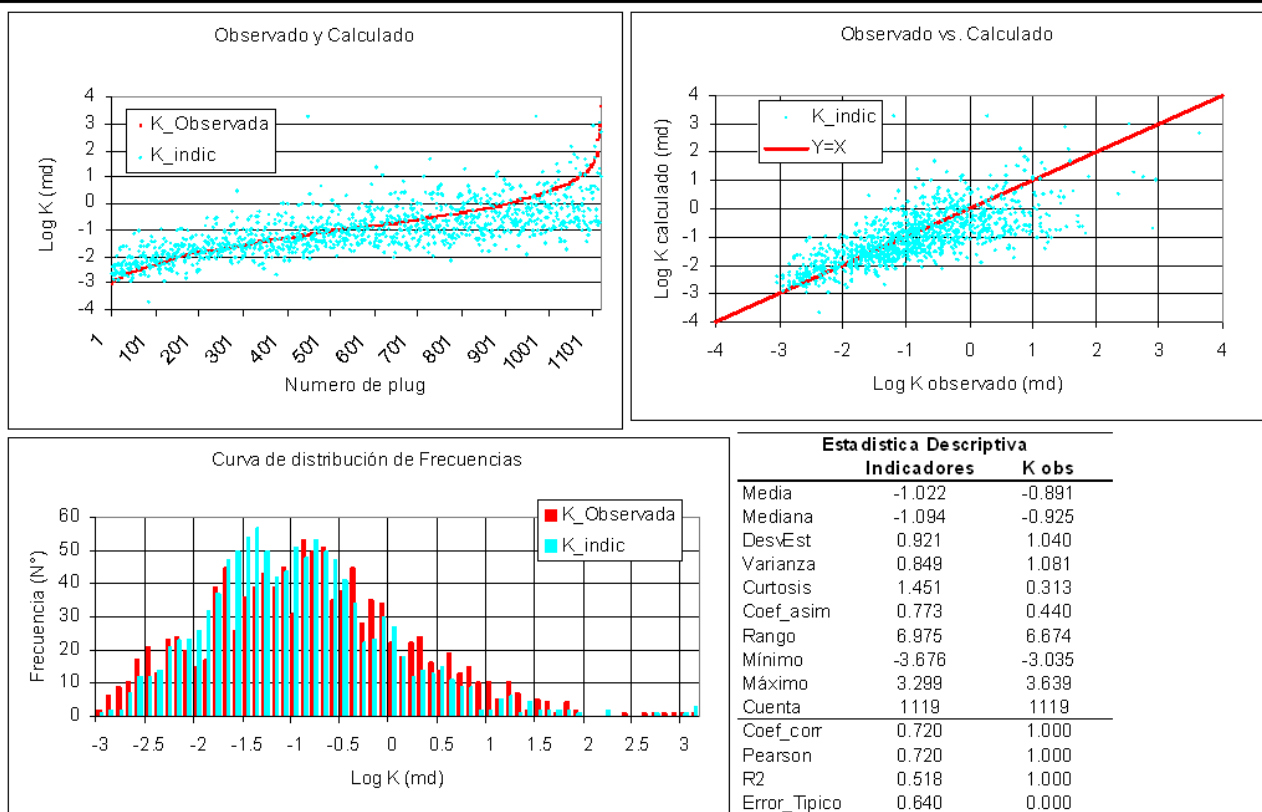


Fig. 16 Parámetros estadísticos y de correlación entre la permeabilidad Klinkenberg de corona en condiciones de reservorio y la estimada mediante el método de los indicadores

El método de los indicadores alcanza un alto grado de predicción ($r^2=0.52$). Los gráficos muestran que la dispersión respecto de la línea de 45 grados ($Y=X$) es baja y que las desviaciones se producen en igual proporción hacia valores superiores e inferiores a los observados (el error sistemático es menor). También se observa que tiene un contenido de frecuencias muy similar al observado en el reservorio ya que este método reproduce con mucha aproximación el histograma de datos observados. La distribución de errores muestra que el rango de alta precisión y exactitud se extiende aproximadamente entre 0.01 y 30 mD, luego tiende a sobreestimar las permeabilidades en los rangos altos ($k>100$) y su umbral de definición es mas alto que en los otros métodos analizados.

2.4 Modelo dinámico, tipo de roca y sensibilidad del nivel de corte al almacenaje

Como control de calidad de la curva de permeabilidad obtenida a partir del método de los indicadores, se la comparó con datos de producción obtenidos a través de perfiles tipo PLT.

También se derivó una forma de estimación de tipo de roca, para comparar con las definidas para Loma La Lata (Maretto *et al* 2002) (Fig. 5) y de esta manera tener un control “geológico” sobre el comportamiento dinámico del reservorio y los valores de corte a utilizar para el cálculo de almacenaje

Según se visualiza en la figura 18, la integral de la permeabilidad corresponde con excelente aproximación al comportamiento dinámico del pozo.

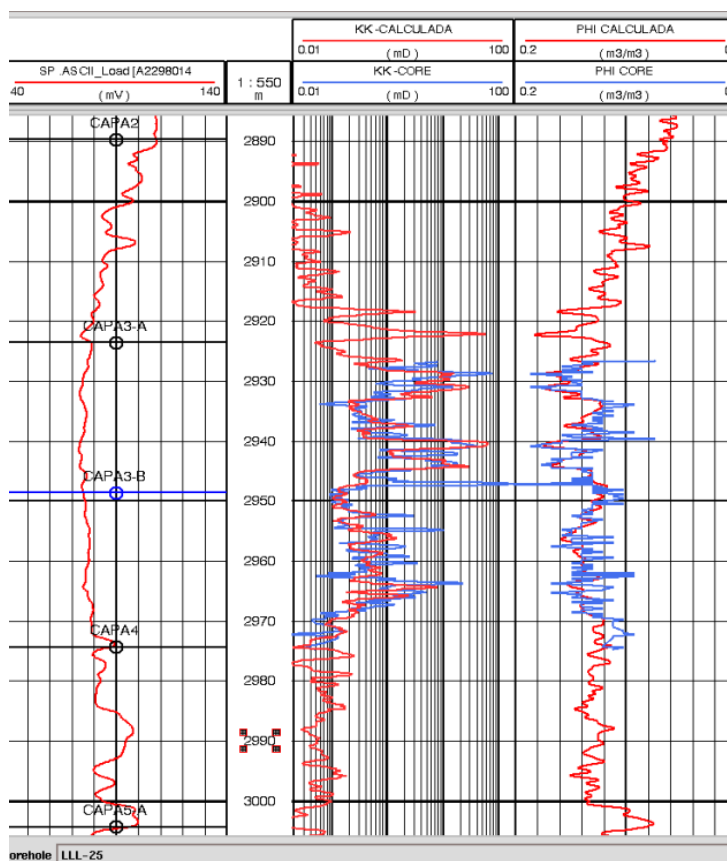


Fig. 17: Ejemplo de correlación entre la permeabilidad de corona (azul, pista central) y la estimada por el método de los indicadores (roja, pista central). También se detalla la excelente correlación entre la porosidad calculada a partir del perfil de densidad y la correspondiente a la corona (tercer pista)

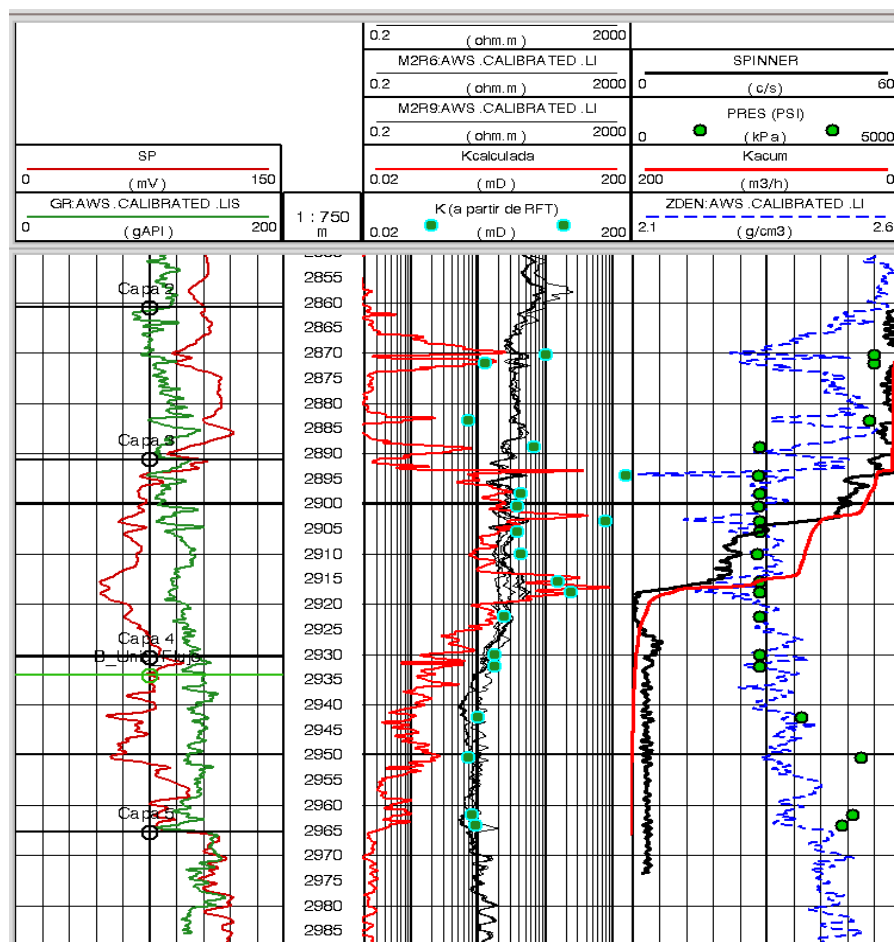


Fig. 18: Comparación entre el perfil de producción (negro, tercer pista) y la permeabilidad acumulada (traza roja). Nótese la excelente correlación de los "escalones" en ambos casos

Se estableció un modelo conceptual de Tipos de Roca basado en el trabajo realizado por Davies K. Davies. 1995. Las areniscas analizadas fueron clasificadas en 4 tipos de roca cuyas características se presentan en la figura 19:

Pore Charact. (LCV)	Rock Types (Davies)	Phi (%)	k (mD)	Pd (psi)	Modal Pore Body Diameter (u)	Modal Pore Throat Radius (u)	Mean Grain Size (mm)	Modal Sorting	
Mesoporos	1	16.4 - 17.5	49.1 - 86.5	08 - 10	100 - 250	2 - 15	0,35	Well	Reservorio Sello
Mesoporos	2	14.3 - 17.6	3.71 - 11.1	15 - 20	50 - 100	1.5 - 5	0,23	Mod. Well	
Microporos	3	12.4 - 14.9	0.99 - 1.11	10 - 50	10 - 50	0.1 - 0.5	0,21	Poor	
Microporos	4	4,6	0,11	400	<5	0.005 - 0.01	0,21	Poor	

Tipo de Roca 1
 Tipo de Roca 2
 Tipo de Roca 3
 Tipo de Roca 4

↓

>2

0.5 - 2

0.1 - 0.5

<0.1

[1]

Fig.19: Tipos de roca, Clasificación de Davies 1995.

El tipo de Roca 1, siempre según esta clasificación, esta dominado por una porosidad generada por disolución parcial hasta completa de los granos existentes. El Tipo de Roca 2 en cambio esta caracterizado por los poros remanentes del sistema de porosidad original de la roca, y algunos poros primarios exhumados por disolución, todos ellos en general en una red fuertemente empaquetada. El Tipo de Roca 3 es porosidad intercrystalina, y de granos parcialmente disueltos. Finalmente, el Tipo de Roca 4 sería predominantemente caracterizada por microporosidad.

Aparte de estos, se determinó también un Tipo de Roca 5 para tomar en consideración la estructura poral encontrada las areniscas del pozo Sbo.x-2. Estas areniscas son similares a las de la Formación Catriel, pero tienen aún peores características de reservorio. De acuerdo con Davies *op cit*, la porosidad y la permeabilidad están estrechamente controladas por el Tipo de Roca . Los Tipos de Roca 1, 2 y 3 pueden tener valores similares de porosidad, pero valores muy diferentes de permeabilidad. El análisis de la geometría poral, permite la identificación de tipos de poros muy específicos que controlan la permeabilidad. Ésta, estaría directamente relacionada con la abundancia de poros de diámetro muy específico (> de 100 micrones) e inversamente relacionada a los poros de diámetro menor de 10 micrones. Las rocas altamente productivas son por lo tanto las que requieren la existencia de poros de diámetro > de 100 micrones. La evaluación hecha sobre las muestras de presión capilar (Hg/aire) para estas rocas revela que diferentes Tipos de Roca tienen significativamente diferente valor de presión de entrada (Pd) y también diferente forma de la curva.

Basados en la evaluación de los datos de presión capilar, se sugiere que los tipos de Roca 1,2 y 3 serían las potenciales rocas reservorio, mientras que los tipos de Roca 4 y 5 constituyen rocas con alta capacidad sellante, capaces de mantener la integridad aún bajo columna de gas de varios cientos de metros.

Los Tipos de roca fueron derivados de los perfiles utilizando la ecuación de R35 establecida por Winland (1976) para computar el diámetro de la garganta poral. Esta ecuación establece una relación empírica entre porosidad, permeabilidad absoluta y radio de la garganta poral (r).

Winland encontró que el sistema poral efectivo que domina el flujo a través de una roca corresponde a una saturación de mercurio del 35%. Es decir que, después de que el 35% del sistema poral se llena con el fluido no mojante, la porosidad remanente no contribuye al flujo, pero sí contribuye al almacenaje. De esta manera, utilizando la clasificación propuesta por Davies, se pudieron establecer los rangos para cada uno de los tipos de roca.

Estos rangos difieren levemente con los establecidos por Davies porque se integraron con los datos de PLT En la figura 20 se puede ver claramente como los intervalos en los que se produce el flujo al pozo están dominados por los Tipos de Roca 1,2 y 3, mientras que el tipo de roca 4 establece el sello. El sello superior e inferior es también claramente visible observando los datos de presiones en donde se establece una clara diferencia entre la roca reservorio y la que presenta presión original.

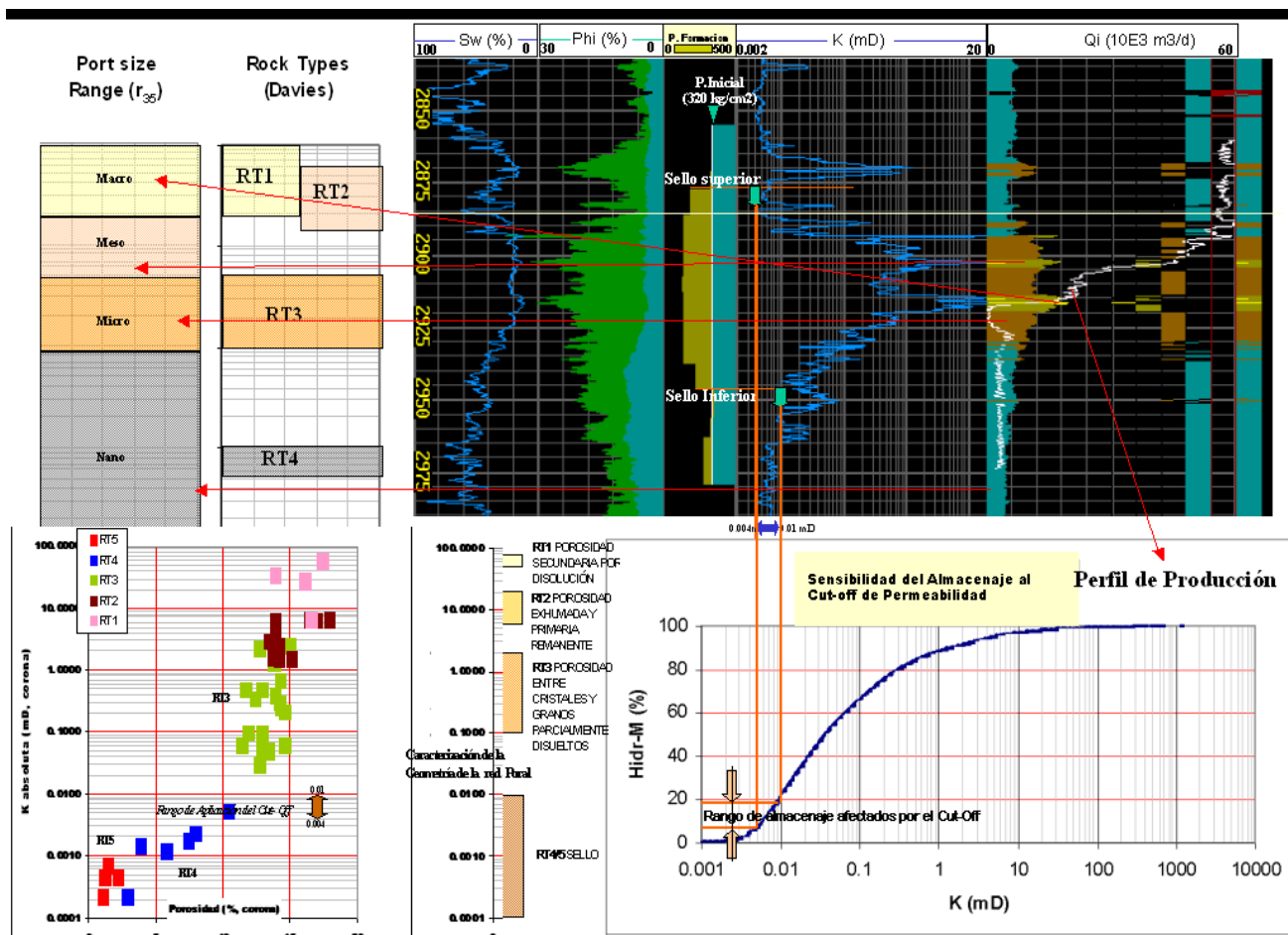


Fig.20 Comparación entre tipo de roca, reservorio, sello, producción, presión y almacenamiento. A partir de las diferencias de presión puede establecerse el rango de aplicabilidad de sellos (0,006 a 0,02 mD), los que coinciden con los tipo de roca 4. Es claro también que si bien el tipo de roca 3 no influye a la producción directa al pozo, se encuentra igualmente depletado como todo el intervalo por lo que también contribuye al almacenamiento. Estas pequeñas variaciones entre tipos de roca/permeabilidad, implican volúmenes de hidrocarburos que rondan del 5 al 35% del almacenamiento.

En la misma puede ver claramente como el límite establecido para la zona permeable se verifica utilizando datos de presión, producción y las curvas y tipos de rocas obtenidos según la metodologías explicadas anteriormente. Así se puede establecer que permeabilidades (Klinkenberg en condiciones de reservorio) en el rango entre 0.006 mD y 0.02 mD pueden ser consideradas como límites para descartar intervalos considerados no reservorio. Teniendo en cuenta estos niveles de corte se elimina entre un 5-35% del almacenaje calculado.

Sin embargo, esto debe considerarse en forma exclusivamente cualitativa, debido a la pobre definición de las herramientas de perfilaje para rangos de porosidades bajas y a la incertidumbre en la estimación de permeabilidad con valores en órdenes de magnitud cercanos a 0.01 mD.

3. Modelo geofísico

Con el fin de construir ajustadamente el modelo estructural y estratigráfico, se realizó la inversión acústica del cubo sísmico de Loma La Lata.

La inversión acústica de banda limitada fue realizada por una compañía proveedora de procesamiento sísmico, lográndose un muy buen ajuste entre sísmica y pozo.

Ya a partir de la comparación visual entre los niveles reservorio, sello e impedancia; resalta claramente la relación entre los mismos. (Fig. 21)

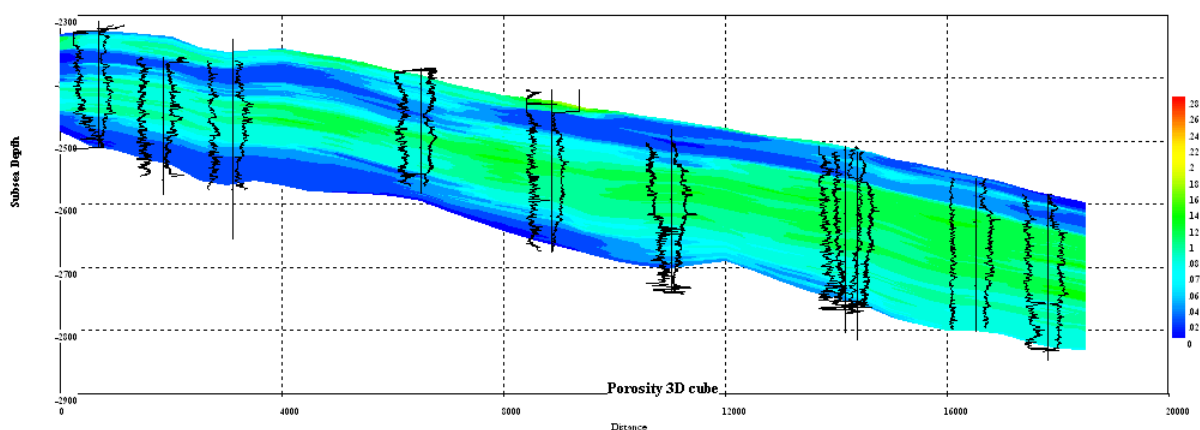


Fig.21: Comparación entre una sección estratigráfica de porosidad a partir del modelo realizado con pozos (superior) con una sección sísmica de impedancia (inferior). Visualmente se destaca la correlación de las mayores porosidades (verdes en la sección superior) con las bajas impedancias (rojos en la sección sísmica)

Esta correlación pudo ser cuantificada al determinarse que las facies reservorio con porosidades mayores a 7%, se manifiestan con bajas impedancias ($<38330 \text{ g/cm}^3 \times \text{ft/s}$), en tanto que los sellos lo hacen con altos valores de impedancia. (Fig. 22)

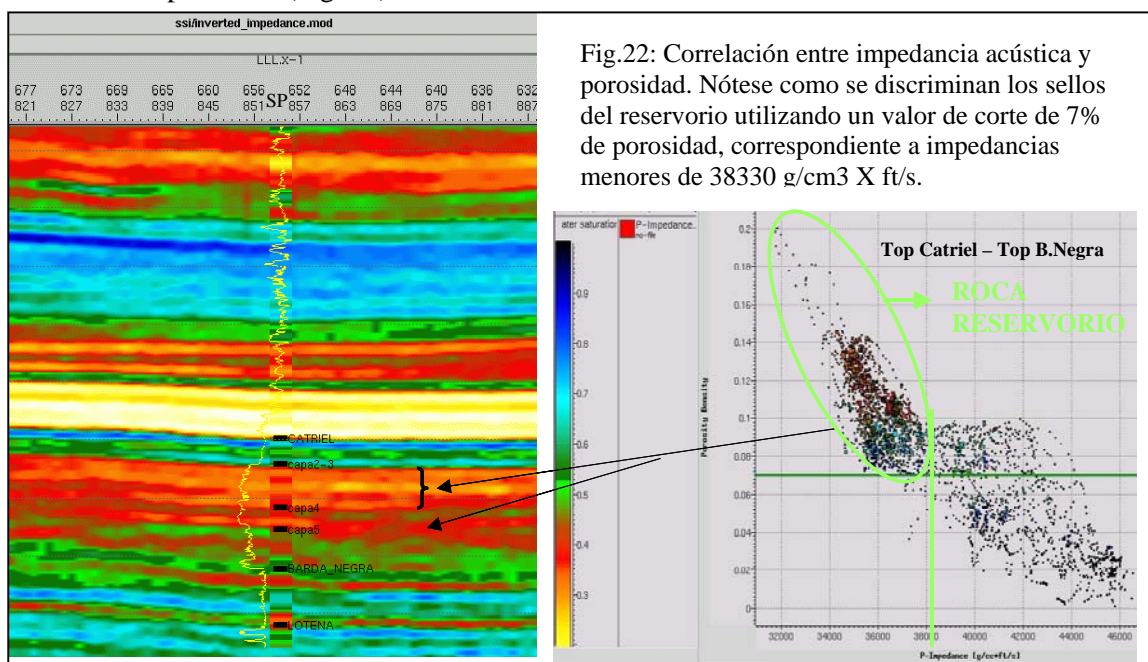


Fig.22: Correlación entre impedancia acústica y porosidad. Nótese como se discriminan los sellos del reservorio utilizando un valor de corte de 7% de porosidad, correspondiente a impedancias menores de $38330 \text{ g/cm}^3 \times \text{ft/s}$.

4. Modelo geocelular: Integración de geología y geofísica.

A partir de la excelente correlación descrita en el punto anterior, se procedió a integrar los resultados petrofísicos, de excelente resolución vertical y escasa areal (pozos distanciados cada 1500 metros); con el dato sísmico (pobre resolución vertical pero con excelente cobertura, en especial para las zonas marginales del campo).

Esto se desarrollo en tres etapas donde los datos “duros” disponibles fueron las curvas de porosidad efectiva y permeabilidad derivada de perfiles y tal como se describió, debidamente calibradas con datos de coronas y ensayos. Por otro lado, como dato “blando” se contaba con el volumen de impedancia acústica, producto de la inversión del volumen de sísmico post-stack.

En la primer etapa se construyó un primer modelo utilizando la información de 180 pozos en donde se analizó el comportamiento estadístico de las variables en cuestión (porosidad, permeabilidad y saturación de agua).

El análisis estructural (variogramático tridimensional) permitió establecer el tipo de modelo que gobernaba la correlación espacial de los datos, optándose por los modelos mas sencillos (tipo exponencial) y que mejor respondían a la variabilidad de los datos.

Se calcularon mediante Kriging ordinario las grillas para las diferentes capas en que se subdividió el reservorio. Este primer análisis permitió tener una vista general de la heterogeneidad petrofísica de Sierras Blancas y eliminar algunas curvas que tenían defectos de cálculo y alteraban la armonía estratigráfica del modelo.

La segunda etapa consistió en el análisis de la variable secundaria (dato blando) que sería empleada en la estrategia de cokriging, es decir la impedancia acústica. Se procedió a la calibración de 40 pozos con el volumen de impedancia, investigándose el tipo de relación que existía entre la impedancia, la porosidad y el logaritmo de la permeabilidad, ya expresamente manifiesta durante el estudio geofísico.

En una primera aproximación se empleó regresión lineal a los efectos de estimar el grado de correlación entre la impedancia, la porosidad efectiva (coef. corr.= -0,66) y el logaritmo de la permeabilidad (coef. corr.= 0,59) (Fig. 23).

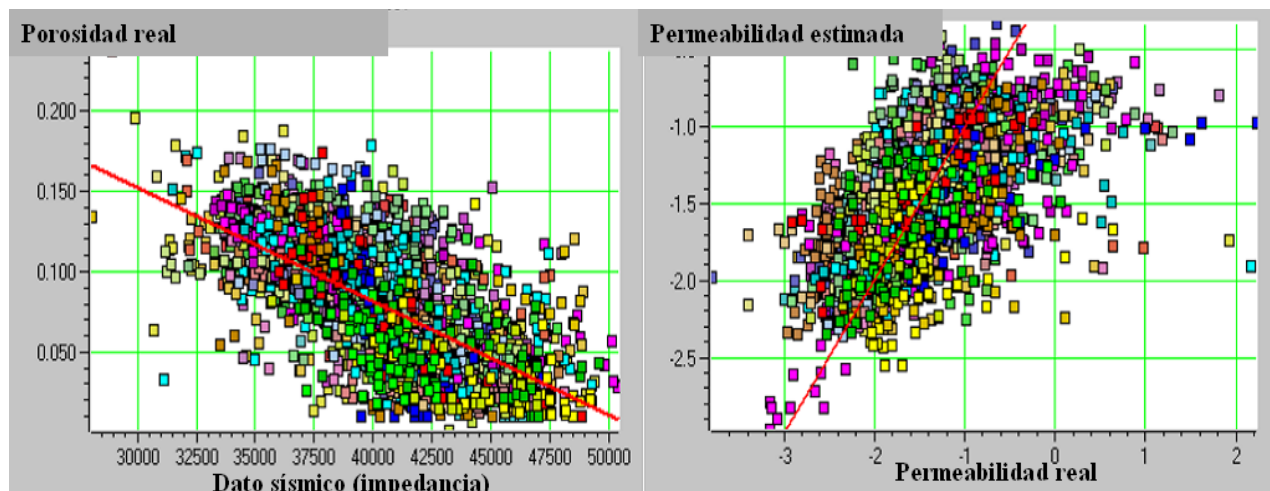


Fig. 23: Correlación entre porosidad efectiva (izquierda) y la permeabilidad (derecha) con atributos derivados de la impedancia acústica mediante regresiones lineares

Luego mediante la herramienta “*Neural Connection*” y usando la técnica de Redes Neuronales Probabilísticas, se calculó un modelo no lineal que fue verificado mediante cross-validation. Mediante esta técnica el modelo creado fue evaluado realizando extracciones de las curvas dato (de a uno por vez) y estimándolo con el resto de los datos. La correlación entre la porosidad real y estimada fue de 0,88, mientras que en el logaritmo de la permeabilidad fue de 0,77. (Figs. 24 y 25).

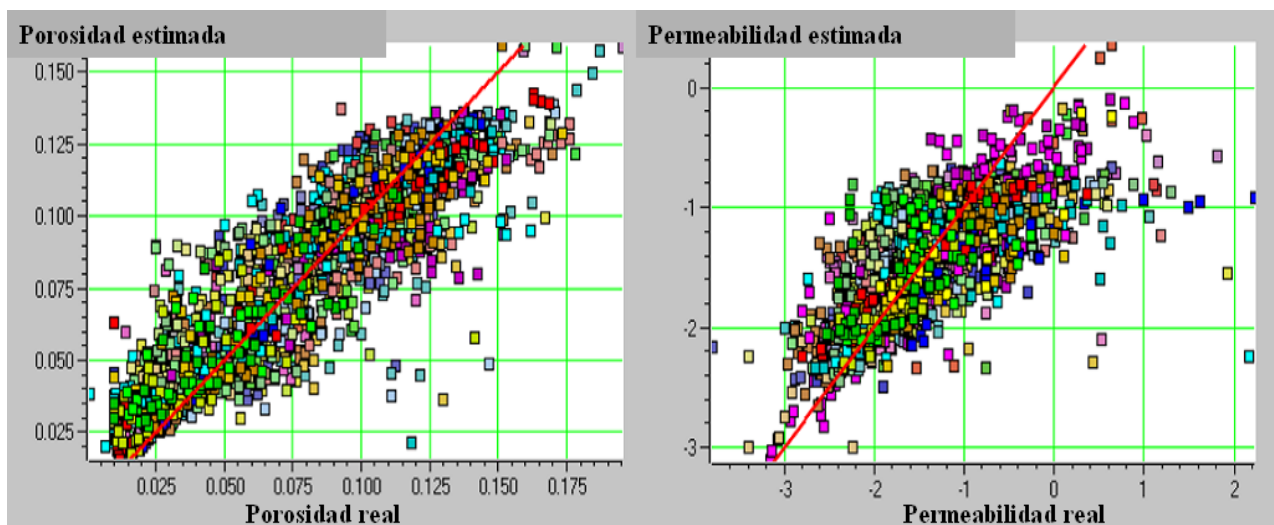


Fig. 24 Correlación entre porosidad efectiva (izquierda) y la permeabilidad (derecha) con atributos derivados de la impedancia acústica mediante redes neuronales. Nótese el incremento en el coeficiente de correlación y la distribución de la nube de puntos en relación a la figura 23.

De esta manera se dispuso de variables secundarias que si bien no respetan estrictamente el dato de pozo, presentan un variabilidad areal mas adaptada que la impedancia original, obteniéndose cubos en tiempo de porosidad y permeabilidad a partir del dato sísmico, con una excelente capacidad de predicción (Fig.25 y 26).

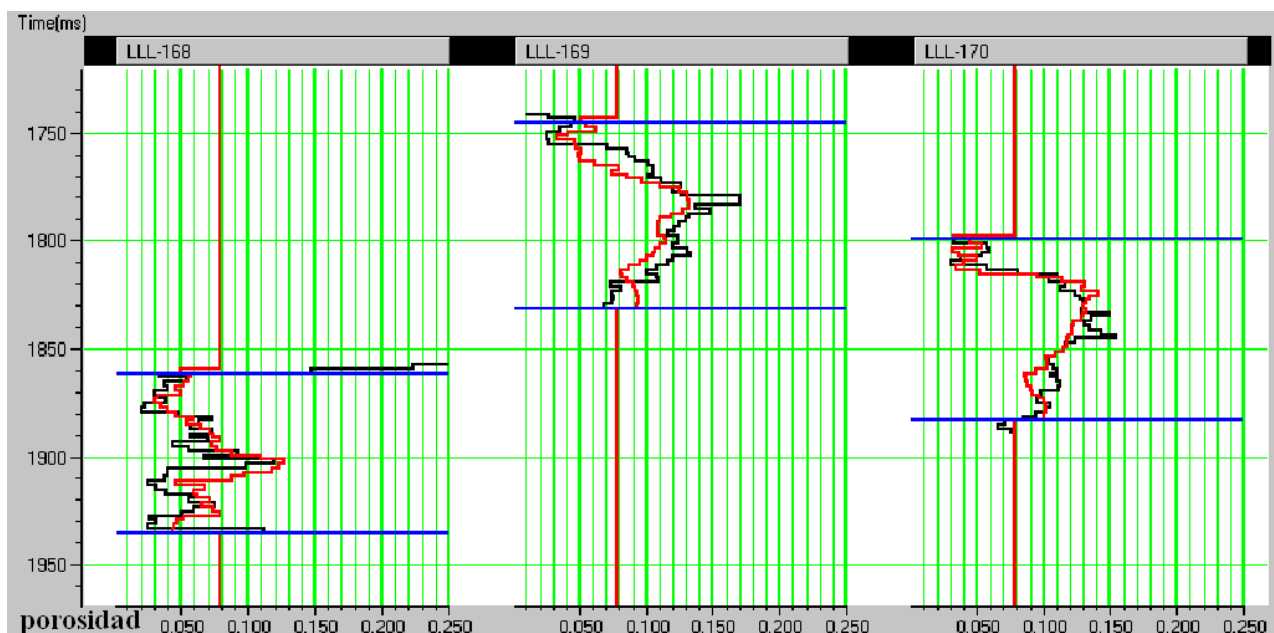


Fig.25: Comparación entre los perfiles originales (negro) y lo modelado (rojo). Se observa una muy buena correlación a pesar de que los originales no fueron usados como *input* y el cubo de porosidad calculado no respeta el dato de pozo.

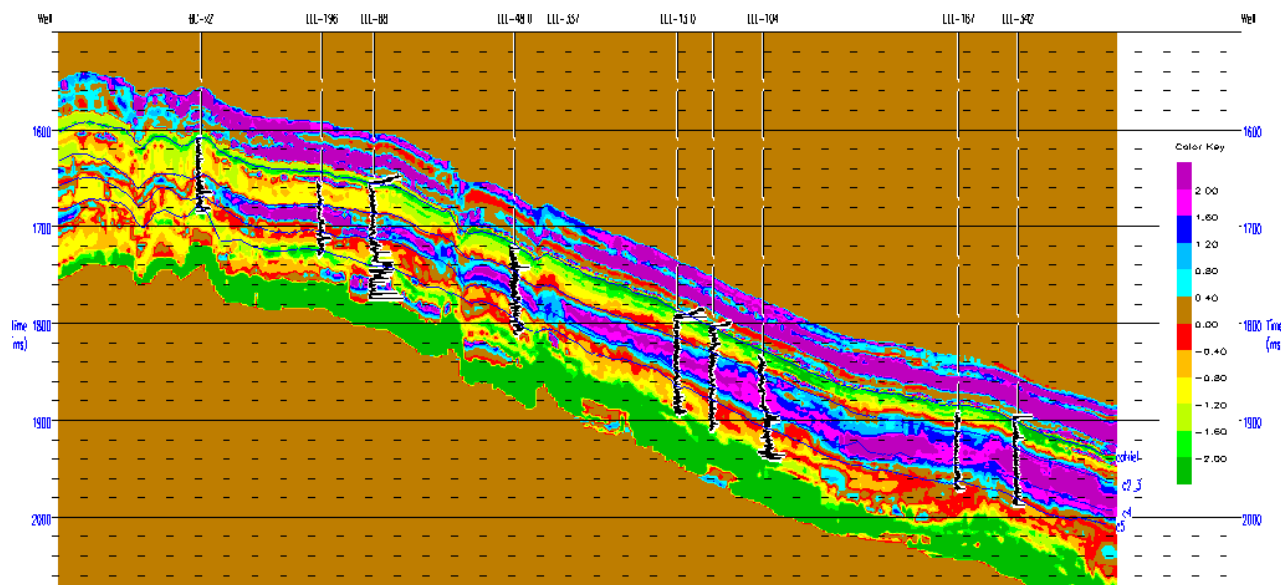


Fig.26 Sección W-E en tiempo del logaritmo de permeabilidad, obtenida a partir de aplicar al cubo de impedancia la función determinada mediante redes neuronales. Esta técnica ha permitido poseer un cubo tanto de porosidad como de permeabilidad a partir del dato sísmico, lo que significa una herramienta predictiva muy poderosa.

Por último se extrajeron valores promedio de las propiedades para cada capa por medio de ventanas variables en tiempo. Estas grillas 2D fueron utilizadas para guiar el collocated cokriging final en las zonas donde no había pozos.

5. Conclusiones

Se logró un modelo petrofísico-geológico confiable y robusto que permitió integrar datos desde la información proveniente de coronas hasta la sísmica, logrando una excelente correspondencia con el comportamiento dinámico del pozo.

El modelo de permeabilidad obtenido a través del método de los indicadores permitió representar fielmente las heterogeneidades observadas en el campo, ya que se pudo ajustar la depletación diferencial de un reservorio representado por más de 100 metros de areniscas sin intercalaciones arcillosas o variaciones litológicas, altamente dominado por diagénesis. Estas variaciones fueron capturadas, aún después del escalado, según se pudo comprobar en pozos “infill” perforados con posterioridad.

A partir de la relación existente entre la impedancia acústica y la calidad del reservorio (principalmente porosidad), se obtuvieron cubos sísmicos de porosidad y permeabilidad (luego llevados a profundidad), que le otorgan al modelo un importante carácter predictivo para el desarrollo venidero del yacimiento, el que va a estar fuertemente dirigido en los próximos años hacia las zonas bajas estructuralmente y marginales, que carecían de datos provenientes de pozos.

Esto no solo permitió conocer con extrema exactitud los límites del campo, sino que a partir de los valores de correlación obtenidos (88% para el caso de la porosidad) con el uso de redes neuronales, esta herramienta se tornó altamente confiable como para ser utilizada como variable secundaria en el poblado del modelo geológico 3D base de la simulación.

6. Agradecimientos

Los autores expresan su agradecimiento a Repsol-YPF por autorizar la publicación de esta contribución.

7. Referencias bibliográficas

- ALGUERÓ, A Y M. PARIS 2000. Normalización de la frecuencia de perfiles de pozo. Actas del congreso de producción 2000. Puerto Iguazú. IAPG
- DAVIES, K. 1995. Geological/petrophysical analysis of outcrop and conventional core samples Catriel, Sierras Blancas and Tordillo Formations: Neuquen Basin, Argentina. Informe inédito YPF.

MARETTO, H., CARBONE, O., GAZZERA, C., y SCHIUMA, M., 2002. Los reservorios de la Fm. Tordillo. Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina. V Congreso de exploración y desarrollo de hidrocarburos.335-358. Mar del Plata.

RÍOS, N., P. AGRAZ Y H. VERDUR, 1984. Características Mineras del yacimiento Loma La Lata. IX Congreso Geológico Argentino. San Carlos de Bariloche, Río Negro.

WINLAND, H.D, 1976. Evaluation of gas slippage and pore aperture size in carbonate and sandstone reservoirs. Amoco Production Company Report F76-G-5, 25p. Informe inédito en Exploring for Oil an Gas Traps, AAPG treatise of Petroleum Geology. Capítulo 9