

ANÁLISIS INTEGRAL DE ATRIBUTOS SÍSMICOS, FACIES SÍSMICAS, CORRELACIONES GEOLÓGICAS DE DETALLE Y PETROFÍSICA BÁSICA EN EL YACIMIENTO PERALES SUR CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Olima, Oscar ; Hlebszevitsch, Julio y Olarte, Rafael

YPF S.A.

ABSTRACT

This study is an integrated evaluation done during 1998 in Los Perales Sur oil field. This field is located on the south-western flank of the Golfo San Jorge Basin in Argentina. The interpretation reconciles electric well logs and detailed seismic sections with cutting an side well core providing an integrated reservoir description. The relationship between the detailed geologic correlation, petrophysic and seismic interpretation was tested using the Cluster Analysis method. That methodology permits a coherent comparison and control between the well's data and seismic attributes. The results observed show that the seismic attributes and seismic facies in the basin are being affected by the effect of tuning and therefore don't allow the prediction stratigraphic characters..

1.- Introducción

La información suministrada en esta publicación es parte de un trabajo de caracterización de reservorios realizado en el Yacimiento Perales Sur (Santa Cruz, Argentina) de YPF S.A. utilizando la información suministrada por la sísmica 3D y los perfiles de pozo.

Se presenta a continuación parte del mismo donde se muestra fundamentalmente la metodología de trabajo aplicada a un análisis integrado de atributos sísmicos, facies sísmicas (Stratimagic), correlaciones geológicas de detalle y petrofísica básica de pozos.

La base de datos está constituida por la información de la sísmica 3D y los datos de 23 pozos de explotación perforados en el último año.

Para el análisis de los resultados se utilizó la técnica de Cluster Analysis.

2.- Ubicación y Marco Geológico

La zona de estudio corresponde al bloque Perales Sur (Fig. N°1), se eligió el mismo por las expectativas de desarrollo y generación de reservas de petróleo y gas que este posee; por tener un modelo geológico de detalle y por contar además con leyes de velocidad bien calibradas.

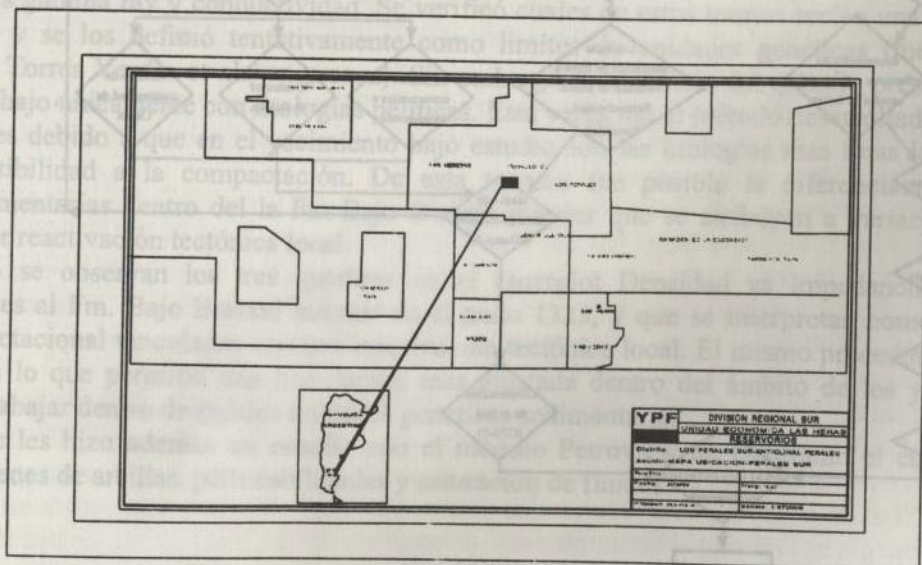


Fig. N°1.-

Marco Geológico

El Yacimiento Perales Sur se encuentra al oeste del Anticlinal Perales (estructura de inversión tectónica de orientación NNW-SSE) entre dos fallas directas con rumbo perpendicular a este. El graben formado entre estas dos fallas de buzamiento opuesto, responde a un colapso de rollover, originado durante una tectónica de estilo extensional (en preparación Hlebszevisch, Olima). Dentro de este graben se encuentra un relleno sedimentario que comprende las formaciones Castillo y Bajo Barreal, ambas de edad cretácica (Fig. N°2). El diastrofismo Terciario da origen a la estructuración que actualmente se observa en el yacimiento.

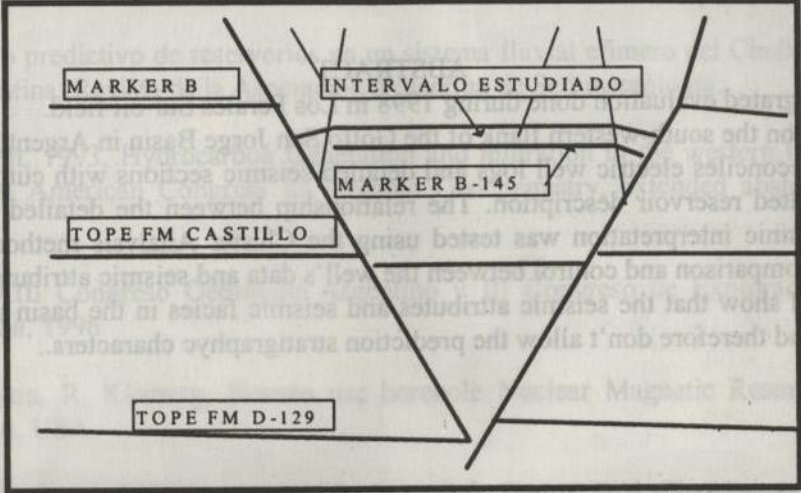


Fig. N°2 : Esquema estructural del bloque Perales Sur extraído de la interpretación sísmica. El intervalo estudiado corresponde a una ventana de tiempo de 39 milisegundos (comprendida entre los markers B y B-145) y de 750 a 850 milisegundos del plano de referencia sísmica (500 metros sobre el nivel del mar).

3.- Metodología Aplicada.-

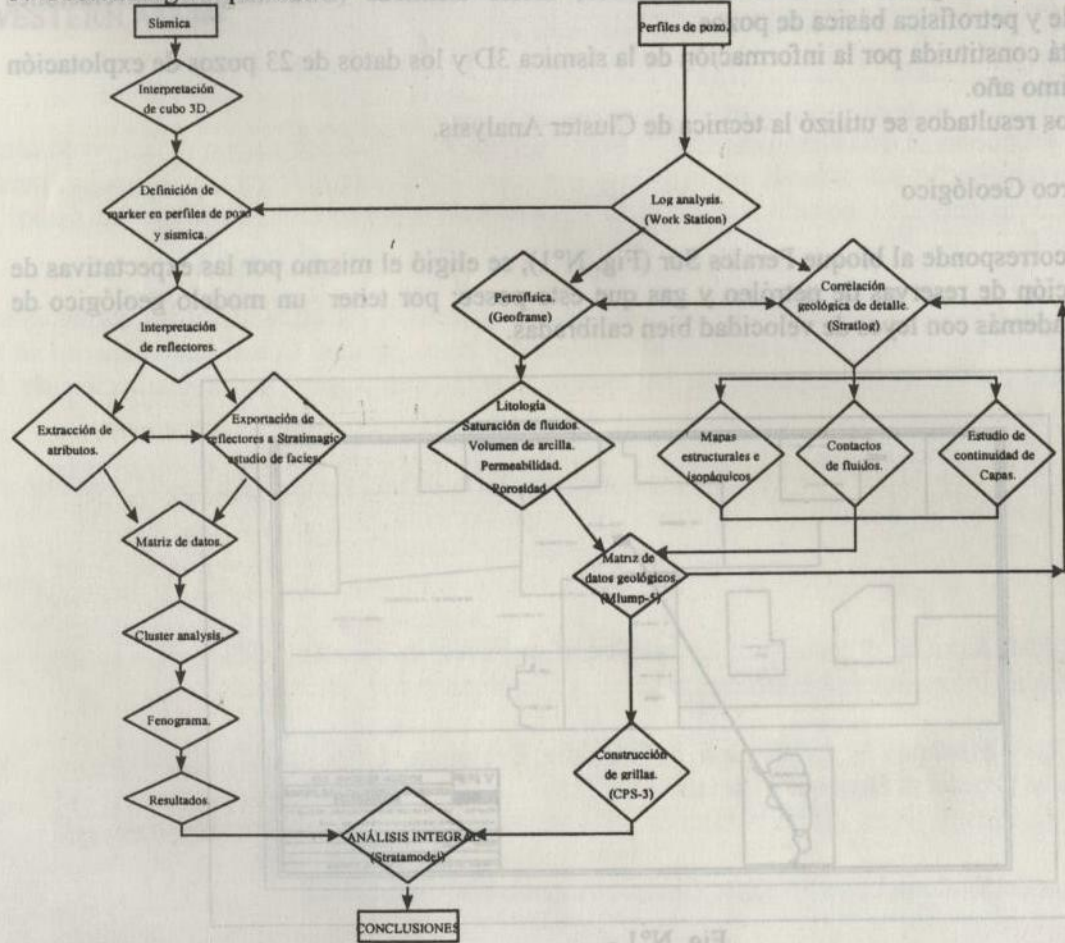


Diagrama de Flujo Fig. N° 3
3.1.-Geología

La geología de detalle se efectuó correlacionando pozo a pozo utilizando el método hexagonal para el ajuste de la misma. Se muestra en la figura 4 y 5 los resultados en planta y perfil de la correlación aplicada. Los pozos estudiados se hallan alejados de la falla en la zona de interés por lo que no se hallan influenciadas por estas. En el corte se observa la problemática de estos reservorios, la que consiste en la presencia de capas de arenas productivas de escaso espesor y estrechamente espaciadas entre si (Fig N5). Para presentar la geología de detalle se utilizó Stratlog y Cps3.

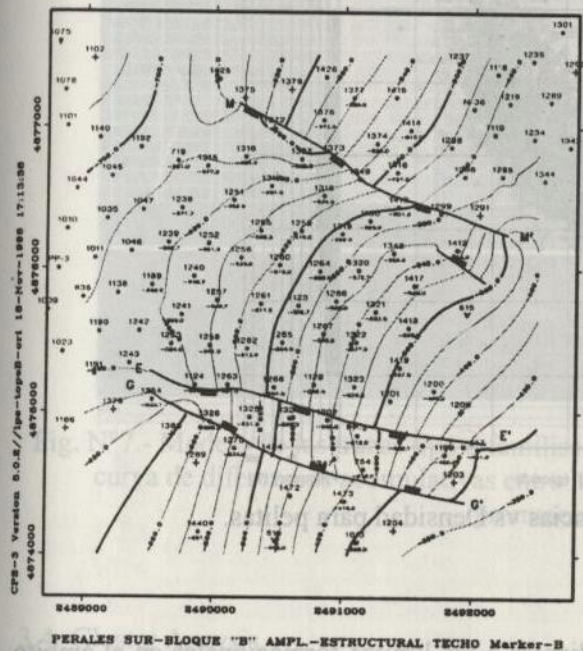


Fig. N° 4 Mapa estructural surgido de la correlación de pozos. Referenciado al marker B.

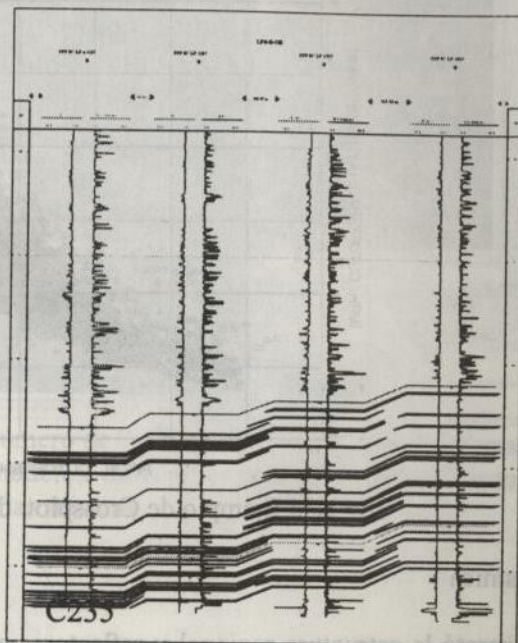


Fig. N° 5. Corte estructural y correlación surgido de la geología de detalle.

3.2- Petrofísica

El estudio de petrofísica se realizó en varias etapas. En una primer instancia se definieron y correlacionaron capas de arenas mediante el uso de perfiles eléctricos (SP, ILD y CILD).

Mediante el uso de las curvas de sónico y densidad, se obtuvieron las impedancias acústicas con las cuales se realizaron crossplot de densidad vs impedancia. Estos crossplot mostraron tramos diferenciados (que presentaban la misma deriva en los perfiles de densidad) y cuyos límites fueron posteriormente ajustados con los perfiles gamma ray y conductividad. Se verificó cuales de estos tramos tenían una mejor expresión en la sísmica y se los definió tentativamente como límites de unidades genéticas (método de trabajo propuesto por Torres Verdin et al., en prensa). Sin embargo a diferencia del método presentado por estos autores, se trabajó únicamente con litologías pelíticas. Esta variación al método desarrollado por los autores antes citados es debido a que en el yacimiento bajo estudio son las litologías mas finas las que presentan mayor susceptibilidad a la compactación. De esta manera fue posible la diferenciación de unidades genéticas sedimentarias dentro del la Fm Bajo Barreal inferior que se atribuyen a variaciones locales de subsidencia por reactivación tectónica local.

En la Fig N6 se observan los tres quiebres en el crossplot Densidad vs Impedancia en las pelitas correspondientes al Fm. Bajo Barreal inferior en el pozo 1323, y que se interpretan como cambios en la historia compactacional vinculados con una reactivación tectónica local. El mismo procedimiento se realizó en otros pozos lo que permitió una correlación mas ajustada dentro del ámbito de los yacimientos y la seguridad de trabajar dentro de iguales unidades genéticas sedimentarias..

A los pozos se les hizo además un estudio con el módulo Petroview de Geoframe el cual nos permitió conocer volúmenes de arcillas, permeabilidades y saturación de fluidos.

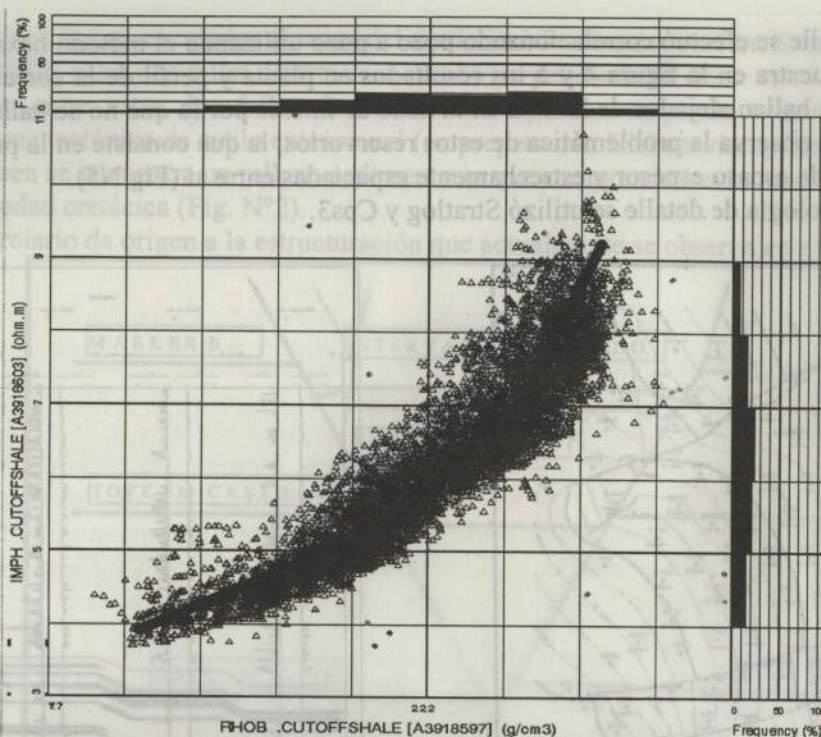


Fig N°6 Ejemplo de Crossplot de Impedancias vs Densidad para pelitas.

3.3.-Sísmica

Se interpretó la estructura regional y reflectores correspondientes a los límites formacionales en el ámbito del Anticlinal Perales, Perales Sur y Puesto Perales. Dentro de este marco regional se caracterizó el Yacimiento Perales Sur, y se mapearon dos horizontes correspondientes a los markers B y B 145.

La interpretación se realizó con IESX y posteriormente se los exportó al programa Stratimagic para el estudio de facies sísmicas.

3.3.1- Estudio de facies sísmicas (Stratimagic)

Este programa se basa en un proceso de clasificación por medio de redes neuronales que son descritas por Kohonen(1984). Aparentemente, esta aproximación no solo da una clasificación de trazas, sino también una organización de clases en base a la relación de unas con otras, lo que da como resultado un mapa de facies sísmicas. De acuerdo a este programa, una mapa de facies es un mapa de similitud de trazas reales en relación a un conjunto de trazas modelos que representan la diversidad de las distintas formas de trazas presentes en la base de datos; mientras que en el sentido tradicional (Mitchum, 1977) una facies sísmica es una unidad mapeable, de reflexiones sísmicas tridimensionales cuyas características difieren de los modelos adyacentes, siendo los parámetros básicos que la definen la geometría de las reflexiones dentro de una secuencia y la forma externa de la secuencia misma.

Como producto de este análisis se obtuvo: una representación de las trazas tipo (familias) (FigN7) con las cuales se clasificó las trazas originales del cubo, la distribución en planta de las familias en base a la semejanza de las trazas reales a las trazas tipo (mapa de facies sísmicas) y la correlación entre las trazas del cubo y las trazas tipo a las cuales se asemejan. En el caso de Perales Sur se alcanzó una muy alta correlación entre las trazas del cubo que correspondían a la locación de los pozos y las trazas tipos, oscilando los valores de correlación entre 80 y 100 %.

Se ejecutó el programa para el intervalo de interés con distinto número de familias: 7, 10, 14 y 20. Paralelamente se extrajeron de la sísmica en IESX los siguientes atributos: energ avg (promedio de energía), amp mean (media de la amplitud), sum amp pos (suma de amplitudes positivas), rms amp (media cuadrática de amplitudes), dfreq (frecuencia dominante), xzero (cruces por cero), freq inst (frecuencia instantánea).

El promedio de energía es la suma de las amplitudes al cuadrado dividido el número de trazas vivas de una; la amplitud media es una media aritmética de las amplitudes; la suma de amplitudes positivas es la suma de amplitudes positivas; la media cuadrática de amplitudes es la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las amplitudes y la dominant frequency (frecuencia dominante) es la frecuencia dominante dentro de un intervalo.

POZOS	eneravgstanc	amp mean	st sumampos	rms stand	dfreqstand	xzerostand	freqinststand
1419	33.6241356	26.1333313	-0.17331515	0.01361215	-1.17714167	-0.03716995	0.84302531
1324	31.0770292	28.5848941	-1.00293571	-1.08744226	1.07272667	0.07940853	-1.0386641
1323	31.0502176	34.2423467	0.34605862	0.69605481	0.52921915	0.93431735	-2.0204151
1322	31.0234059	30.8478751	0.294403	0.56238047	0.11210873	-0.03716995	2.56108956
1321	30.9965943	32.9222744	0.11157342	-0.33464468	1.32552087	-0.42576487	1.25208823
1320	30.9697827	48.7631416	1.15783452	1.05134713	1.07272667	-0.30918639	0.67940015
1268	29.5755771	26.1333313	-0.33360411	-0.45424803	-0.51987676	0.46800345	0.18852465
1267	29.5487654	40.6541262	1.65059782	1.36794424	-0.9622666	-1.04751673	0.76121273
1266	29.5219538	34.9966737	0.87482433	0.80862267	-1.00018573	-1.24181419	0.51577498
1265	29.4951421	32.1679474	-0.49389306	-0.43314156	1.755271	2.29439956	0.76121273
1264	29.4683305	43.105689	1.89103125	1.69509459	0.36490293	0.2348465	0.02489948
1261	29.3878955	19.7215517	-1.63156896	-1.80506238	-1.25297993	-0.58120283	0.67940015
1260	29.3610839	32.3565291	1.34942991	1.33628453	-1.46785499	-1.39725216	0.10671206
1258	29.3074606	27.0762401	-0.60972688	-0.85878879	0.13738815	-0.58120283	-1.12047669
1257	29.280649	29.3392211	0.66131444	0.49906105	-1.2150608	0.58458192	0.10671206
1241	28.8516626	28.9620576	-0.230919	-0.01101207	0.65561625	-0.03716995	-0.87503894
1240	28.824851	32.5451109	0.52043547	0.79806944	0.44074118	-0.54234334	-0.22053827
1239	28.7980393	30.0935481	0.06085699	0.5799692	1.27496203	0.46800345	-1.28410185
1202	27.8060084	21.041624	-1.22583754	-1.27036503	-0.79795037	-0.96979775	-0.5477886
1201	27.7791968	34.8080919	0.25871367	0.12969775	0.37754264	0.97317684	-0.46597602
1128	25.8219466	23.4931868	-0.61097913	-0.57736913	-1.50577412	-1.6692686	-1.0386641
1014	22.765419	25.7561678	-1.03298989	-0.91859046	0.26378525	0.93431735	0.4339624
517	9.44003086	21.041624	-1.83130402	-1.78747365	0.51657944	1.90580464	-0.30235085

Fig. N° 11

POZOS	7fam	10fam	14fam	20 fam
1419	-1.2163	1.08725	-1.2871	0.52127
1324	0.268	-1.1678	1.05306	1.18849
1323	0.76276	-1.1678	1.28707	0.18766
1322	-1.711	1.08725	-0.819	-0.8132
1321	1.25752	1.08725	-1.2871	-1.4804
1320	-1.7111	0.7651	-0.585	-0.8132
1268	0.76276	-0.5235	0.35102	0.35446
1267	1.25752	1.40939	-1.0531	-1.1468
1266	-1.7111	1.08725	-1.2871	-1.4804
1265	1.25752	1.40939	-1.2871	-1.4804
1264	-0.7215	0.12081	0.11701	-0.146
1261	1.25752	1.40939	-1.5211	-1.3136
1260	0.76276	-1.1678	1.28707	1.35529
1258	-0.7215	0.12081	-0.117	0.02085
1257	-0.2268	-0.8456	0.58503	0.85488
1241	0.268	-1.1678	1.05306	1.18849
1240	-0.2268	-0.5235	0.58503	0.68807
1239	-0.2268	-0.5235	0.58503	0.18766
1202	-0.2268	-0.8456	0.81904	0.85488
1201	-0.7215	-0.2013	0.11701	-0.3128
1128	-0.7215	-0.2013	0.35102	0.52127
1014	0.268	-1.1678	1.05306	1.02168
517	0.76276	-1.1678	1.28707	1.35529

Fig. N° 12

POZOS	rms	dfreq	s a p	14 fam	7 fam
1419	0.01361	-1.17714	-0.17332	-1.36584	-1.17917
1324	-1.08744	1.07273	-1.00294	1.01403	0.32755
1323	0.69605	0.52922	0.34606	1.25202	0.82978
1322	0.56238	0.11211	0.2944	-0.88986	-1.68141
1321	-0.33465	1.32552	0.11157	-1.36584	1.33202
1320	1.05135	1.07273	1.15783	-0.65188	-1.68141
1268	-0.45425	-0.51988	-0.3336	0.30007	0.82978
1267	1.36794	-0.96227	1.6506	-1.12785	1.33202
1266	0.80862	-1.00019	0.87482	-1.36584	-1.68141
1265	-0.43314	1.75527	-0.49389	-1.36584	1.33202
1264	1.69509	0.3649	1.89103	0.06208	-0.67693
1261	-1.80506	-1.25298	-1.63157	-1.60382	1.33202
1260	1.33628	-1.46785	1.34943	1.25202	0.82978
1258	-0.85879	0.13739	-0.60973	-0.1759	-0.67693
1257	0.49906	-1.21506	0.66131	0.53806	-0.17469
1241	-0.01101	0.65562	-0.23092	1.01403	0.32755
1240	0.79807	0.44074	0.52044	0.53806	-0.17469
1239	0.57997	1.27496	0.06086	0.53806	-0.17469
1202	-1.27037	-0.79795	-1.22584	0.77604	-0.17469
1201	0.1297	0.37754	0.25871	0.06208	-0.67693
1128	-0.57737	-1.50577	-0.61098	0.30007	-0.67693
1014	-0.91859	0.26379	-1.03299	1.01403	0.32755
517	-1.78748	0.51658	-1.8313	1.25202	0.82978

Fig. N° 13

Posteriormente a cada matriz estandarizada se le aplicó un coeficiente de similitud, en este caso el coeficiente de correlación del momento-producto, cuyos valores oscilan entre 1 y -1. Siendo 1 el valor de máxima similitud y -1 de mínima similitud. La elección de este coeficiente se debe a que es el que se aconseja en la literatura para el caso de datos multiestados continuos.

Las matrices de similitud (Figs. N°14; 15; 16) obtenidas para cada caso son las siguientes:

POZO	1419	1324	1323	1322	1321	1320	1268	1267	1266	1265	1264	1261	1260	1258	1257	1241	1240	1239	1202	1201	1128	1014	517
1419	1																						
1324	0,991	1																					
1323	0,975	0,992	1																				
1322	0,989	0,994	0,991	1																			
1321	0,981	0,995	0,995	0,998	1																		
1320	0,916	0,95	0,977	0,983	0,974	1																	
1268	0,997	0,998	0,989	0,998	0,993	0,943	1																
1267	0,944	0,986	0,987	0,98	0,985	0,996	0,964	1															
1266	0,969	0,984	0,995	0,993	0,995	0,986	0,983	0,996	1														
1265	0,976	0,994	0,996	0,993	0,997	0,974	0,99	0,983	0,991	1													
1264	0,93	0,96	0,985	0,971	0,98	0,999	0,955	0,999	0,992	0,98	1												
1261	0,996	0,982	0,954	0,976	0,986	0,882	0,986	0,914	0,945	0,96	0,898	1											
1260	0,977	0,987	0,995	0,995	0,995	0,977	0,988	0,992	0,999	0,99	0,985	0,955	1										
1258	0,993	1	0,993	0,996	0,996	0,952	0,999	0,97	0,987	0,993	0,963	0,982	0,99	1									
1257	0,988	0,995	0,996	0,997	0,996	0,964	0,996	0,982	0,994	0,994	0,974	0,972	0,997	0,997	1								
1241	0,986	0,998	0,998	0,996	0,998	0,966	0,996	0,98	0,992	0,997	0,974	0,971	0,994	0,999	0,998	1							
1240	0,974	0,991	0,998	0,995	0,998	0,982	0,988	0,992	0,999	0,995	0,988	0,953	0,998	0,992	0,996	0,997	1						
1239	0,981	0,996	0,999	0,994	0,997	0,971	0,993	0,982	0,993	0,997	0,979	0,964	0,994	0,997	0,996	0,999	0,998	1					
1202	0,999	0,993	0,974	0,987	0,981	0,913	0,996	0,939	0,965	0,976	0,927	0,997	0,993	0,993	0,986	0,987	0,973	0,981	1				
1201	0,959	0,983	0,996	0,987	0,993	0,991	0,978	0,995	0,997	0,995	0,995	0,935	0,993	0,984	0,99	0,991	0,997	0,993	0,958	1			
1128	0,995	0,997	0,991	0,997	0,994	0,95	0,999	0,971	0,988	0,989	0,962	0,983	0,993	0,999	0,998	0,997	0,992	0,994	0,994	0,981	1		
1014	0,974	0,991	0,995	0,994	0,997	0,979	0,989	0,987	0,994	0,999	0,984	0,958	0,991	0,991	0,994	0,995	0,996	0,995	0,973	0,996	0,988	1	
517	0,834	0,888	0,925	0,899	0,917	0,973	0,875	0,952	0,93	0,932	0,964	0,797	0,912	0,888	0,901	0,905	0,926	0,914	0,832	0,951	0,876	0,937	1

Fig. N° 14.-

	1419	1324	1323	1322	1321	1320	1268	1267	1266	1265	1264	1261	1260	1258	1257	1241	1240	1239	1202	1201	1128	1123	1014	517
1419	1																							
1324	-0.52	1																						
1323	-0.92	0.813	1																					
1322	0.792	-0.73	-0.85	1																				
1321	0.082	-0.81	-0.45	0.201	1																			
1320	0.732	-0.65	-0.76	0.988	0.086	1																		
1268	-0.79	0.734	0.849	-1	-0.2	-0.99	1																	
1267	0.169	-0.86	-0.53	0.289	0.996	0.173	-0.29	1																
1266	0.718	-0.88	-0.87	0.968	0.436	0.933	-0.97	0.515	1															
1265	0.152	-0.86	-0.52	0.285	0.996	0.171	-0.29	1	0.512	1														
1264	0.446	-0.13	-0.32	0.738	-0.44	0.829	-0.74	-0.37	0.58	-0.37	1													
1261	0.214	-0.86	-0.56	0.284	0.991	0.161	-0.29	0.997	0.505	0.995	-0.4	1												
1260	-0.62	0.987	0.87	-0.83	-0.71	-0.76	0.831	-0.77	-0.94	-0.77	-0.28	-0.77	1											
1258	0.74	-0.16	-0.54	0.787	-0.44	0.837	-0.79	-0.35	0.607	-0.36	0.91	-0.34	-0.32	1										
1257	-0.31	0.968	0.682	-0.55	-0.92	-0.45	0.548	-0.95	-0.74	-0.95	0.068	-0.94	0.917	0.085	1									
1241	-0.52	1	0.813	-0.73	-0.81	-0.65	0.734	-0.86	-0.88	-0.86	-0.13	-0.86	0.987	-0.18	0.968	1								
1240	-0.26	0.933	0.823	-0.44	-0.97	-0.33	0.439	-0.99	-0.85	-0.99	0.212	-0.98	0.864	0.203	0.989	0.933	1							
1239	-0.54	0.88	0.795	-0.47	-0.88	-0.33	0.467	-0.91	-0.63	-0.9	0.252	-0.93	0.835	0.072	0.883	0.88	0.914	1						
1202	-0.37	0.964	0.708	-0.53	-0.94	-0.42	0.531	-0.97	-0.72	-0.96	0.129	-0.96	0.912	0.094	0.992	0.984	0.993	0.935	1					
1201	0.075	0.15	0.069	0.444	-0.61	0.574	-0.44	-0.56	0.281	-0.56	0.922	-0.61	0.03	0.717	0.295	0.15	0.432	0.567	0.382	1				
1128	0.228	0.572	0.139	0.138	-0.94	0.243	-0.14	-0.9	-0.11	-0.91	0.676	-0.9	0.436	0.715	0.753	0.572	0.829	0.699	0.763	0.725	1			
1014	-0.57	0.998	0.85	-0.75	-0.8	-0.66	0.751	-0.85	-0.89	-0.85	-0.14	-0.85	0.991	-0.2	0.954	0.998	0.92	0.895	0.958	0.161	0.545	-0.8	1	
517	-0.82	0.987	0.87	-0.83	-0.71	-0.76	0.831	-0.77	-0.94	-0.77	-0.28	-0.77	1	-0.32	0.917	0.987	0.884	0.835	0.912	0.03	0.436	-0.71	0.991	

Fig. N° 15.-

POZO	1419	1324	1323	1322	1321	1320	1268	1267	1266	1265	1264	1261	1260	1258	1257	1241	1240	1239	1202	1201	1128	1014	517
1419	1																						
1324	-0,97	1																					
1323	-0,59	0,53	1																				
1322	0,736	-0,54	-0,61	1																			
1321	-0,16	0,135	-0,56	-0,16	1																		
1320	0,65	-0,45	-0,68	0,983	-0,06	1																	
1268	-0,57	0,349	0,809	-0,97	0,059	-0,99	1																
1267	0,732	-0,87	-0,5	0,123	0,203	0,054	0,055	1															
1266	0,967	-0,89	-0,62	0,846	-0,24	0,784	-0,71	0,577	1														
1265	-0,31	0,331	-0,4	-0,19	0,985	-0,09	0,056	-0,02	-0,39	1													
1264	0,909	-0,8	-0,59	0,899	-0,31	0,852	-0,79	0,433	0,984	-0,44	1												
1261	-0,44	0,25	0,132	-0,82	0,626	-0,79	0,803	0,259	-0,63	0,594	-0,74	1											
1260	0,445	-0,8	0,281	-0,1	-0,64	-0,23	0,315	0,553	0,369	-0,77	0,301	-0,06	1										
1258	-0,69	0,834	0,139	-0,03	0,11	0,098	-0,18	-0,91	-0,51	0,278	-0,37	-0,19	-0,77	1									
1257	0,511	-0,62	0,219	0,086	-0,76	-0,03	0,116	0,456	0,495	-0,89	0,464	-0,3	0,987	-0,66	1								
1241	-0,88	0,932	0,754	-0,47	-0,21	-0,43	0,325	-0,92	-0,8	0,016	-0,7	0,048	-0,37	0,744	-0,37	1							
1240	0,56	-0,37	-0,11	0,847	-0,63	0,78	-0,8	-0,14	0,892	-0,59	0,778	-0,96	0,143	0,015	0,349	-0,13	1						
1239	-0,18	0,431	-0,05	0,493	0,019	0,54	-0,65	-0,72	-0,04	0,212	0,079	-0,54	-0,74	0,725	-0,59	0,451	0,507	1					
1202	-0,82	0,735	0,904	-0,75	-0,38	-0,75	0,697	-0,61	-0,8	-0,24	-0,74	0,254	0,102	0,383	0,052	0,845	-0,33	-0,08	1				
1201	0,322	-0,09	-0,38	0,853	-0,28	0,894	-0,91	-0,35	0,533	-0,24	0,666	-0,91	-0,31	0,44	-0,06	-0,03	0,824	0,71	-0,36	1			
1128	-0,08	-0,03	0,737	-0,33	-0,86	-0,43	0,448	-0,06	-0,07	-0,86	-0,06	-0,15	0,794	-0,26	0,8	0,251	0,153	-0,43	0,63	-0,22	1		
1014	-0,98	0,937	0,776	-0,71	-0,08	-0,87	0,58	-0,78	-0,93	0,102	-0,87	0,32	-0,29	0,631	-0,35	0,953	-0,41	0,197	0,918	-0,3	0,282	1	
517	-0,99	0,946	0,684	-0,77	0,01	-0,71	0,629	-0,71	-0,98	0,272	-0,93	0,467	-0,37	0,617	-0,46	0,899	-0,55	0,152	0,859	-0,39	0,147	0,982	

Los dendrogramas son diagramas arborescentes que muestra la relación en grado de similitud entre dos OTU o grupo de OTU, mediante una clasificación jerárquica de las entidades en estudio. Esta jerarquía fue definida en función de las similitudes (correlaciones) establecidas entre los objetos o grupos de objetos. El criterio usado para la construcción del dendrograma fue que el mismo sea exclusivo (se originan grupos donde los OTU son exclusivos del grupo que forman parte y no pueden pertenecer a otro grupo que se halle al mismo rango o nivel), jerárquico (los conjuntos originados presentan rangos, en los cuales los OTU o grupos de OTU forman parte de un grupo mayor o inclusivo), aglomerativo (partiendo de n OTU se los agrupa en sucesivos conjuntos, siempre en un número menor a n) y secuencial (a un nivel de similitud dado, un objeto puede unirse únicamente a otro objeto o grupo de objetos de mayor similitud). Obsérvese en la Fig N° 17 que en el dendrograma surgido de los atributos sísmicos existe un grupo mayor que comprende los pozos 1241 a 1257, un grupo menor que comprende los pozos 1264 a 1267, y otros pares de pozos (1202-1419, 1265-1014) así como pozos aislados (1201, 1261) cuyo grado de similitud con otros grupos es muy bajo. En cambio en el dendrograma con datos de Stratimagic se observa 3 grupos bien diferenciados, no coincidentes con el dendrograma de atributos. Así mismo es evidente que los pozos con máxima similitud arrojados por el estudio de atributos sísmicos (por ejemplo 1258-1324, 1264-1320, etc) no son los mismos que presentan la máxima similitud con Stratimagic (1320-1322, 1265-1267, etc), lo que muestra ya una incompatibilidad entre ambos resultados.

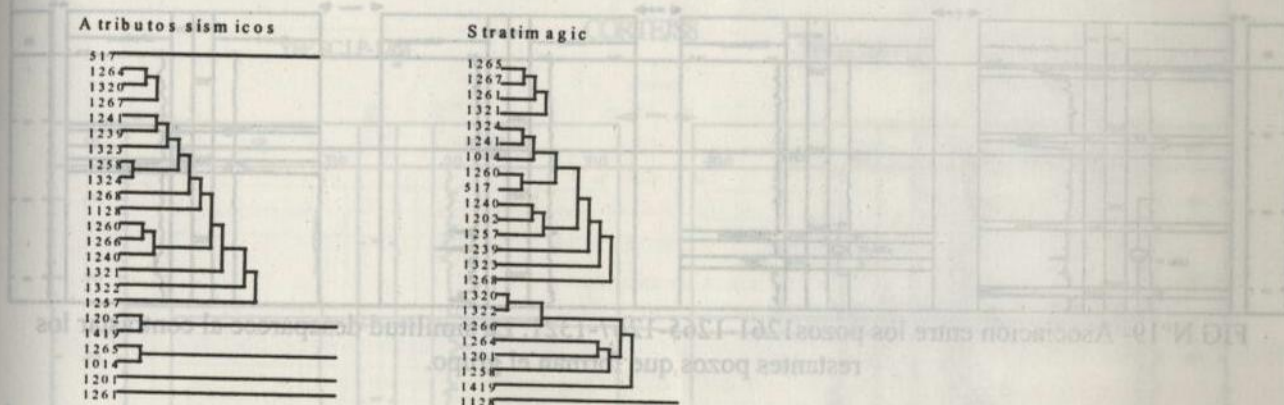


FIG N°17- Dendrogramas de atributos sísmicos (izquierda) y Stratimagic (derecha)

Asumiendo que los atributos sísmicos (incluyendo Stratimagic) permiten discriminar variaciones en las características geológicas, entonces aquellos pozos que presentan muy alta similitud entre si deben presentar rasgos en común que me permiten discriminarlos fácilmente y que quedan reflejados en la sísmica.

A continuación se presentan cortes geológicos entre los pares de pozos que mejor correlacionan según las distintas matrices (Figuras 18 a 26).

Para comparar los resultados mostrados por la sísmica y contrastarlos con los del modelo geológico se tomaron los perfiles de pozo utilizando principalmente las curvas ILD y SP dentro del intervalo del marker B.

4.3.- Asociaciones de pozos con mayor similitud surgidas del Cluster Analysis.

Asociaciones surgidas de Stratimagic

FIG N°24- Asociación

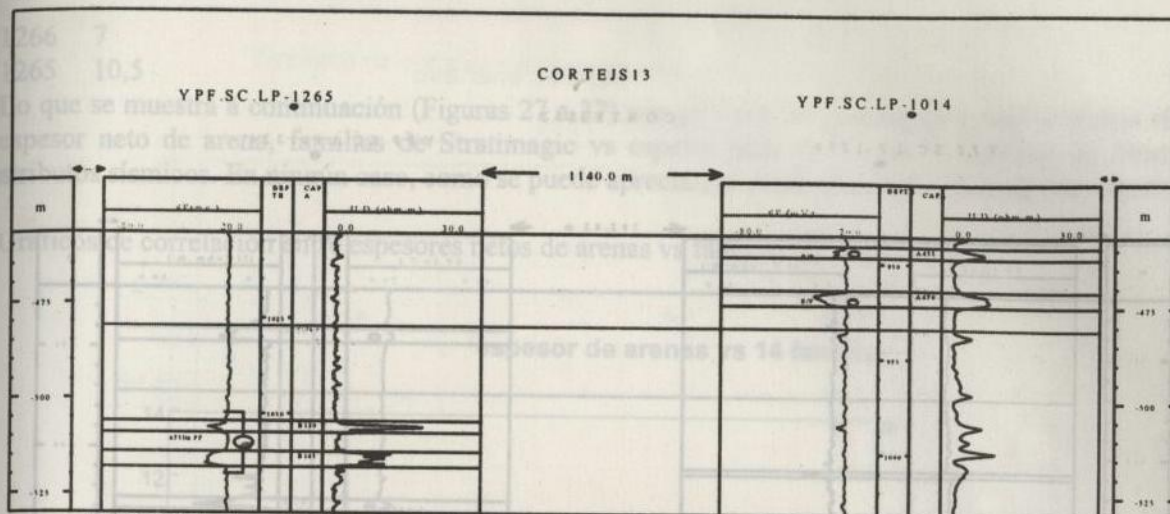


FIG N°21- Asociación entre los pozos 1265-1014. No se observa semejanza geológica alguna.

FIG N°22- Asociación entre los pozos 1419-1202

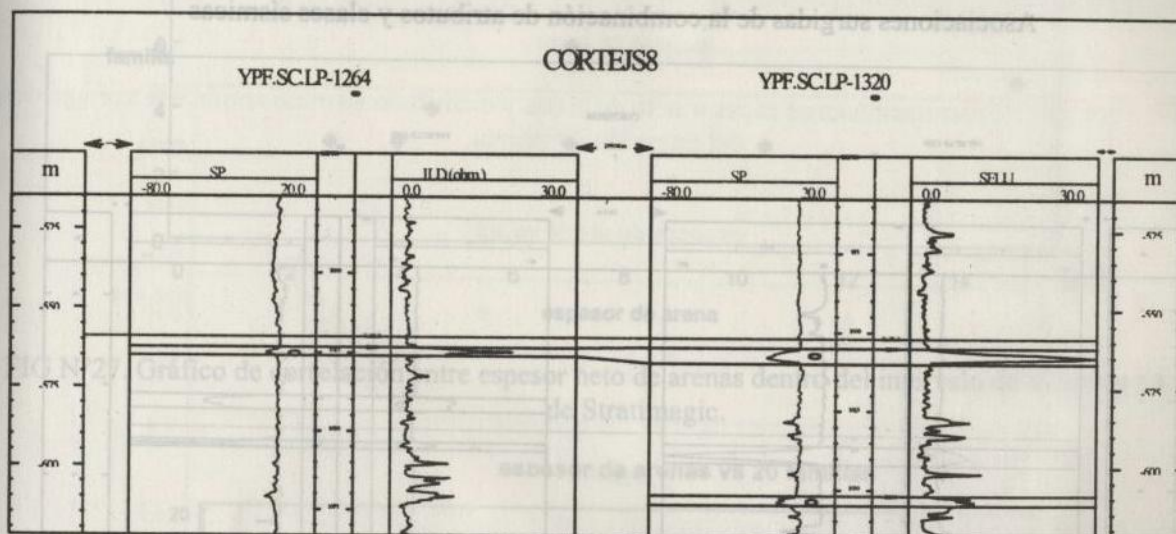


FIG N°23- Asociación entre los pozos 1264-1320. No se observa semejanza geológica alguna.

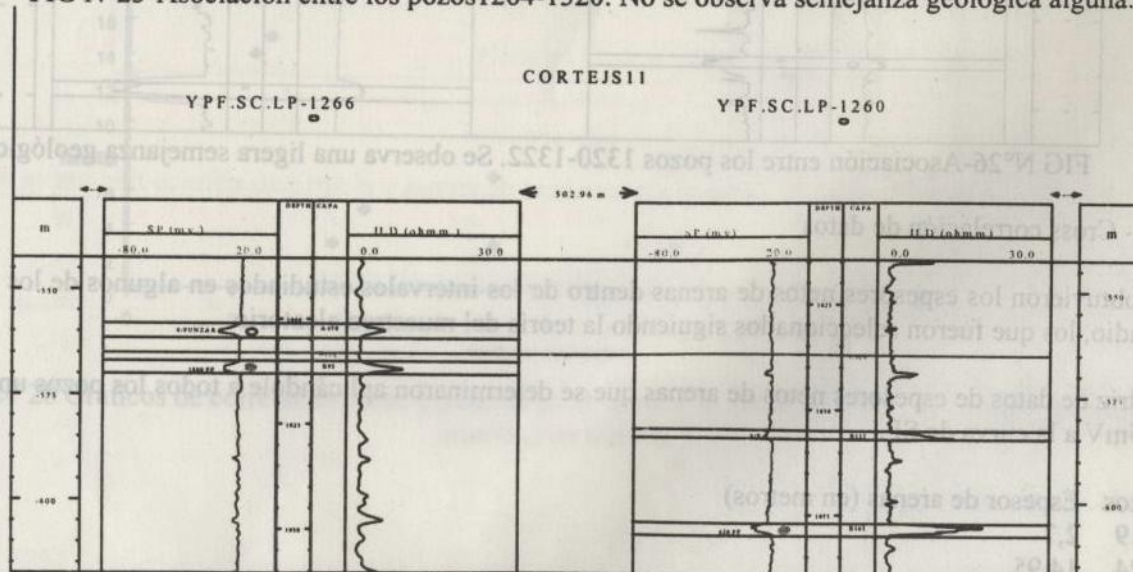
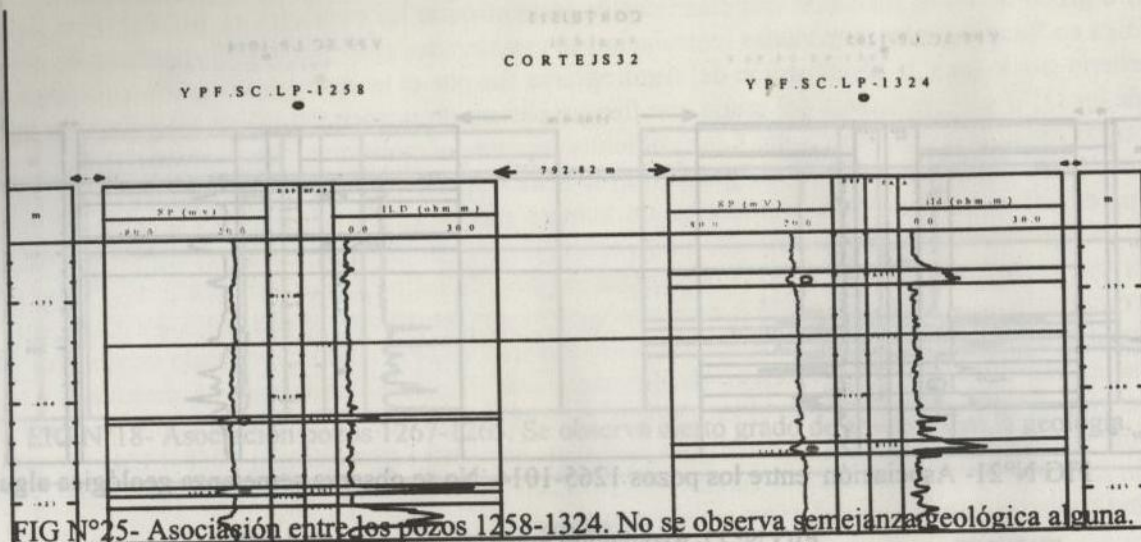
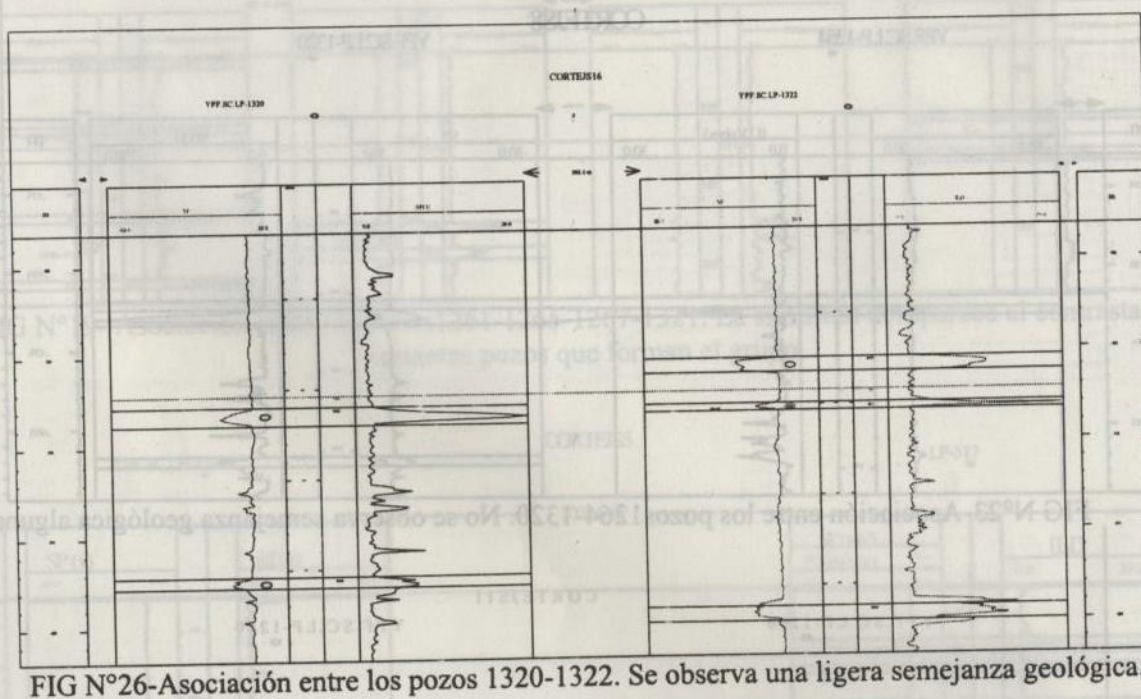


FIG N°24- Asociación entre los pozos 1266-1260. No se observa semejanza geológica alguna.



Asociaciones surgidas de la combinación de atributos y clases sísmicas



4.4.- Cross correlación de datos

Se obtuvieron los espesores netos de arenas dentro de los intervalos estudiados en algunos de los pozos del estudio, los que fueron seleccionados siguiendo la teoría del muestreo aleatorio.

Matriz de datos de espesores netos de arenas que se determinaron aplicándole a todos los pozos un cutoff de -4,5mV a la curva de SP.

Pozos	Espesor de arenas (en metros)
1419	2,7
1324	14,95
1323	12,6
1322	15
1321	3,9
1320	7
1268	2,4
1267	4,5

1266 7
1265 10,5

Lo que se muestra a continuación (Figuras 27 a 37) son gráficos de correlación entre: atributos sísmicos vs espesor neto de arena, familias de Stratimagic vs espesor neto de arenas, y familias de Stratimagic vs atributos sísmicos. En ningún caso, como se puede apreciar, se encontró algún grado de correlación.

Gráficos de correlación entre espesores netos de arenas vs familias de Sratimagic.

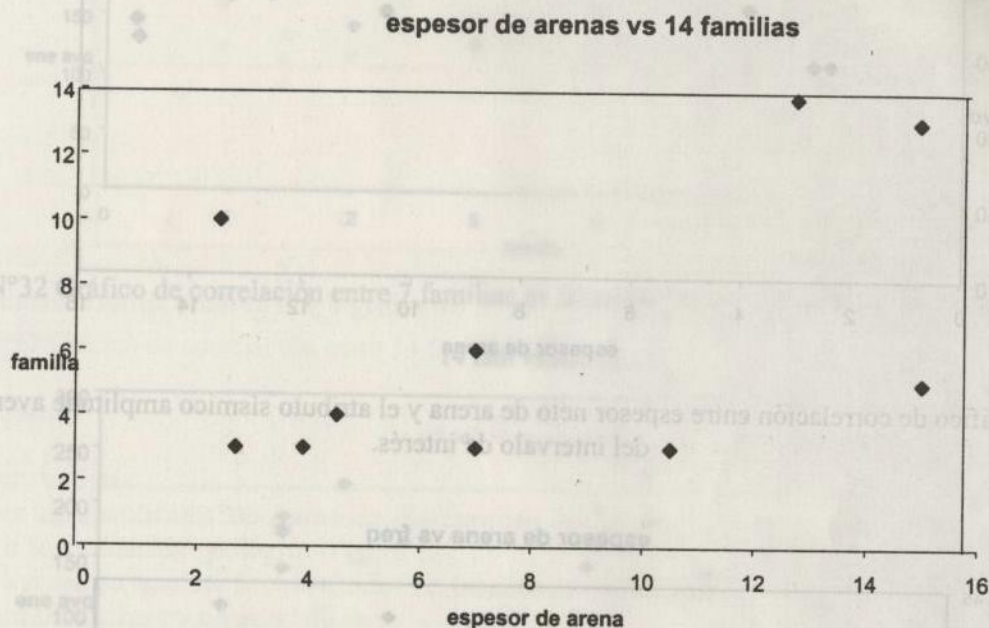


FIG N°27. Gráfico de correlación entre espesor neto de arenas dentro del intervalo de interés y 14 familias de Stratimagic.

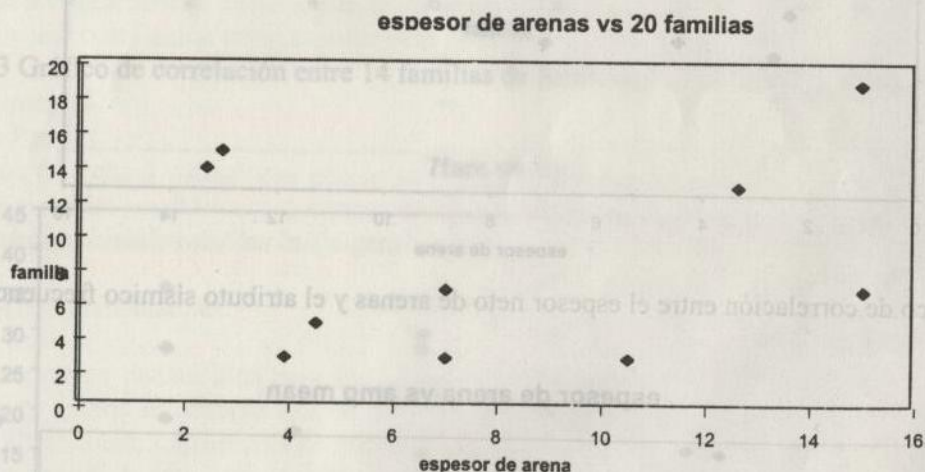


FIG N°28 Gráficos de correlación entre espesor neto de arenas vs. 20 familias de Stratimagic dentro del intervalo de interés.

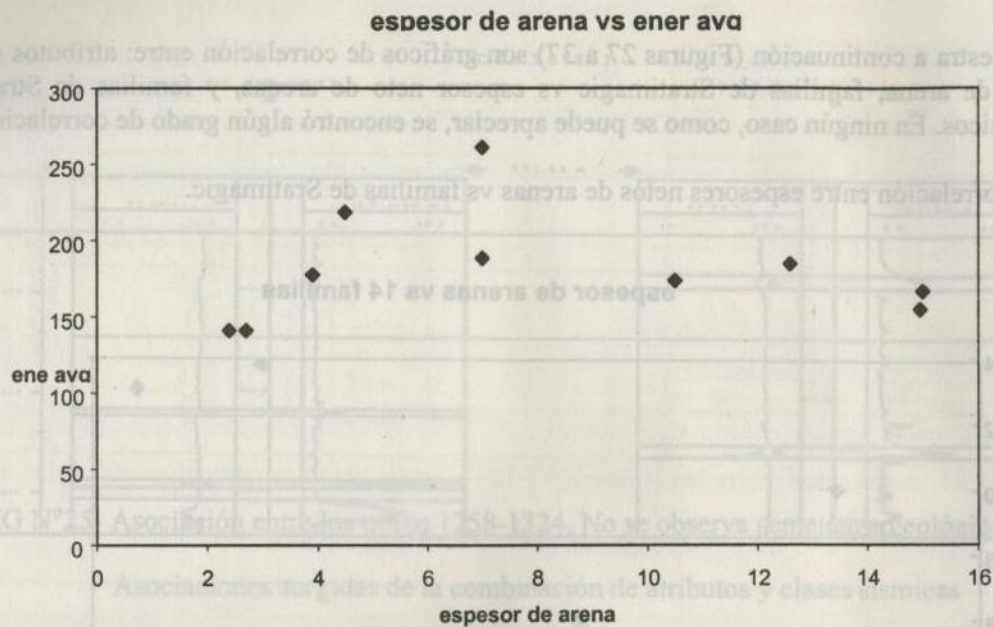


FIG N°29 Gráfico de correlación entre espesor neto de arena y el atributo sísmico amplitud average dentro del intervalo de interés.

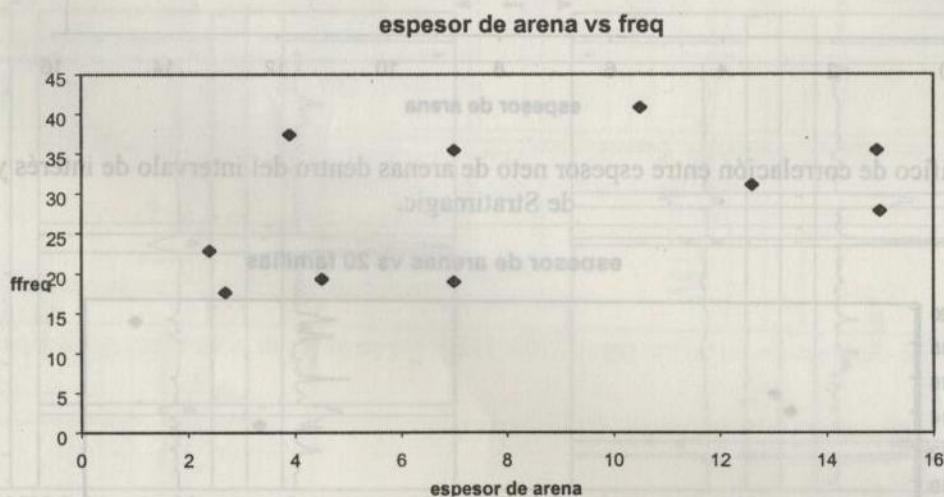


FIG N°30 Gráfico de correlación entre el espesor neto de arenas y el atributo sísmico frecuencia instantánea

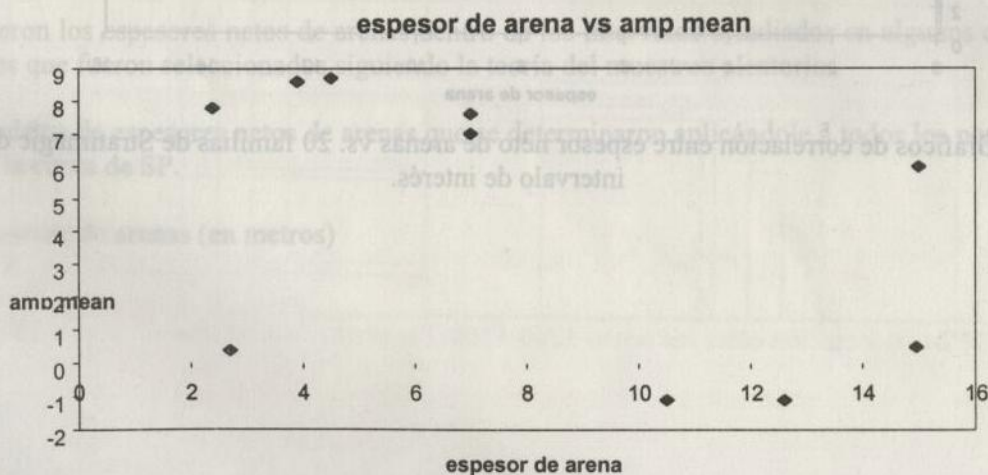


FIG N°31 Gráfico de correlación entre el espesor neto de arenas y el atributo sísmico amplitud mean.

Gráficos de correlación entre Stratimagic vs. Atributos sísmicos.

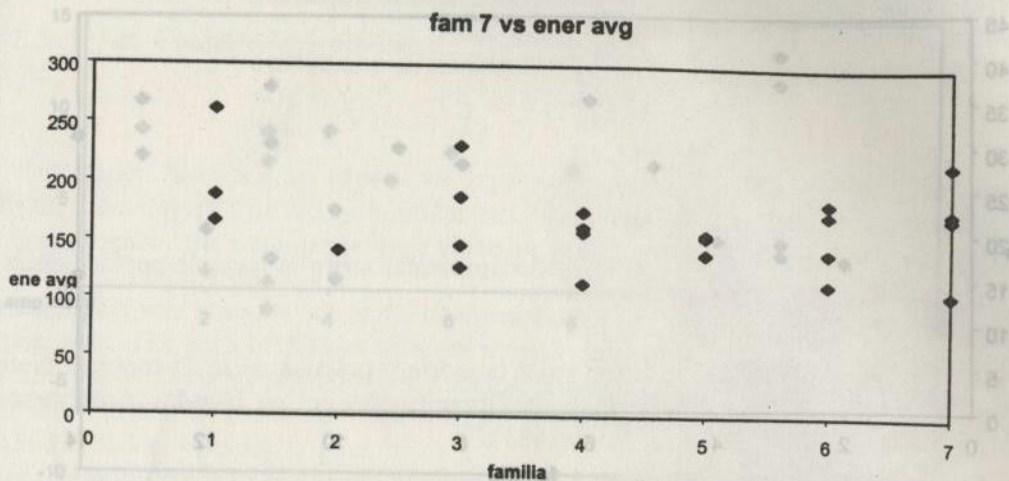


FIG N°32 Gráfico de correlación entre 7 familias de Stratimagic vs el atributo sísmico energy average

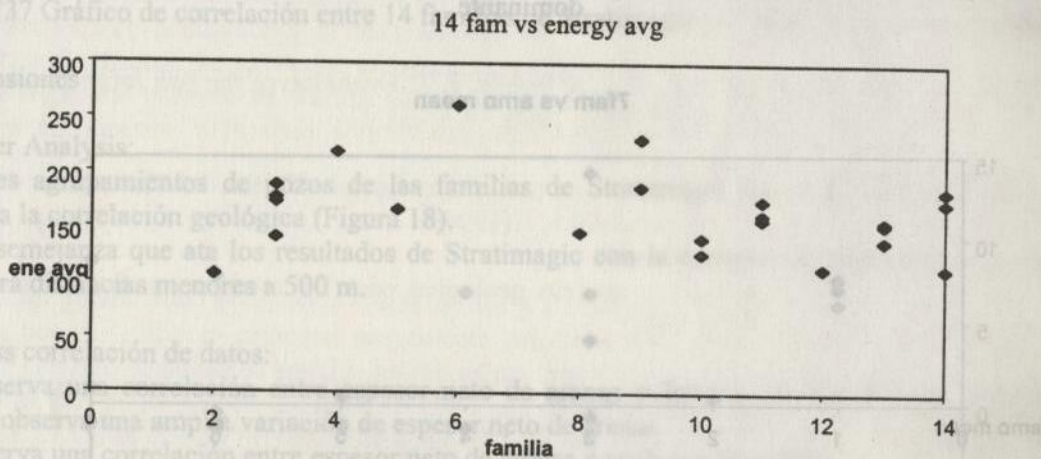


FIG N°33 Gráfico de correlación entre 14 familias de Stratimagic y el atributo sísmico energy average

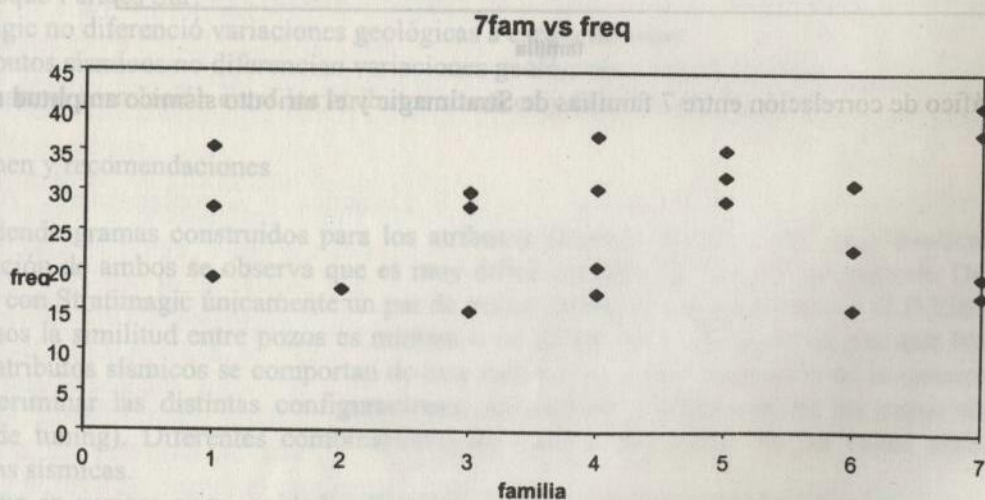


FIG N°34 Gráfico de correlación entre 7 familias de Stratimagic y el atributo frecuencia dominante

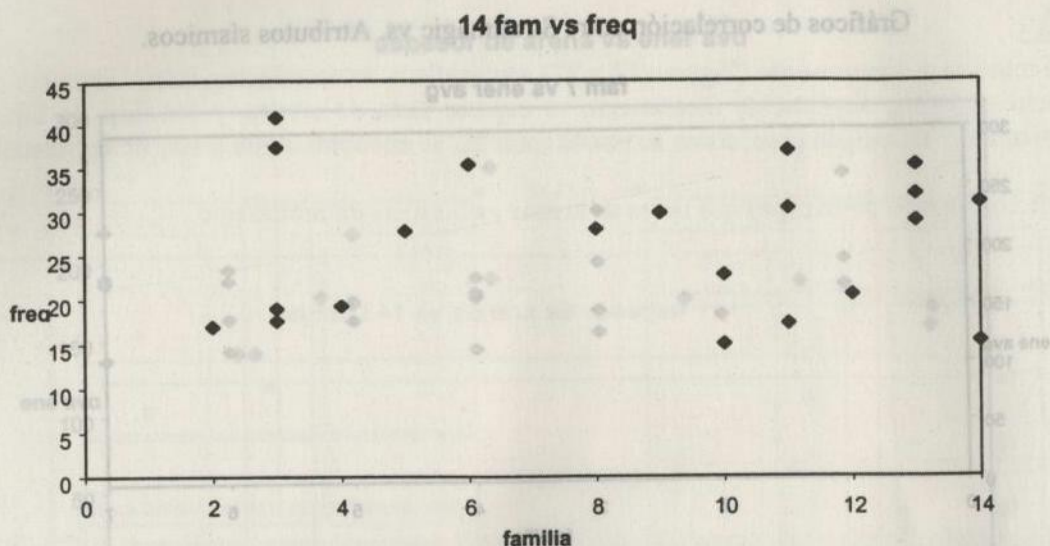


FIG N°35 Grafico de correlación entre 14 familias de Stratimagic y el atributo sísmico frecuencia dominante

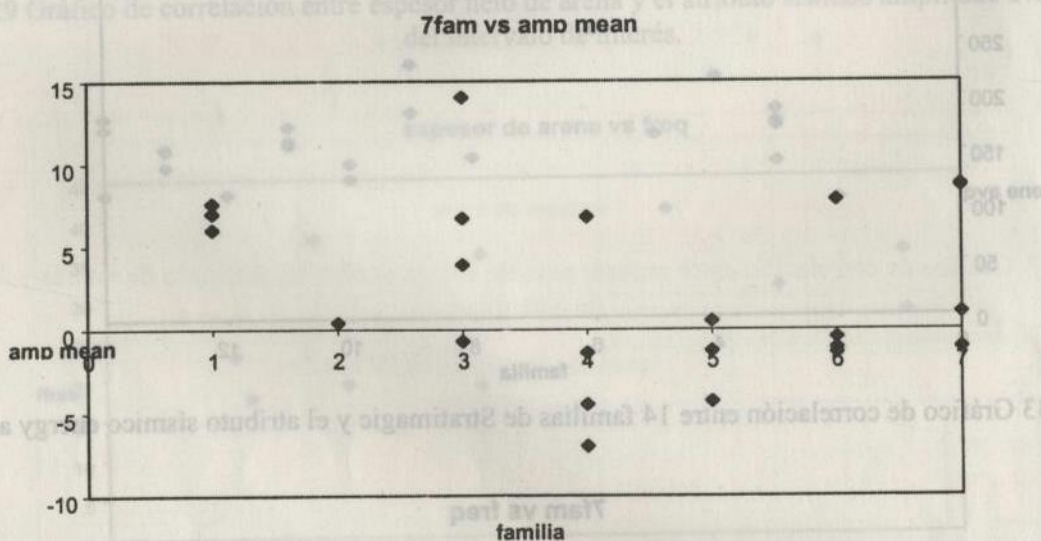


FIG N° 36 Gráfico de correlación entre 7 familias de Stratimagic y el atributo sísmico amplitud mean

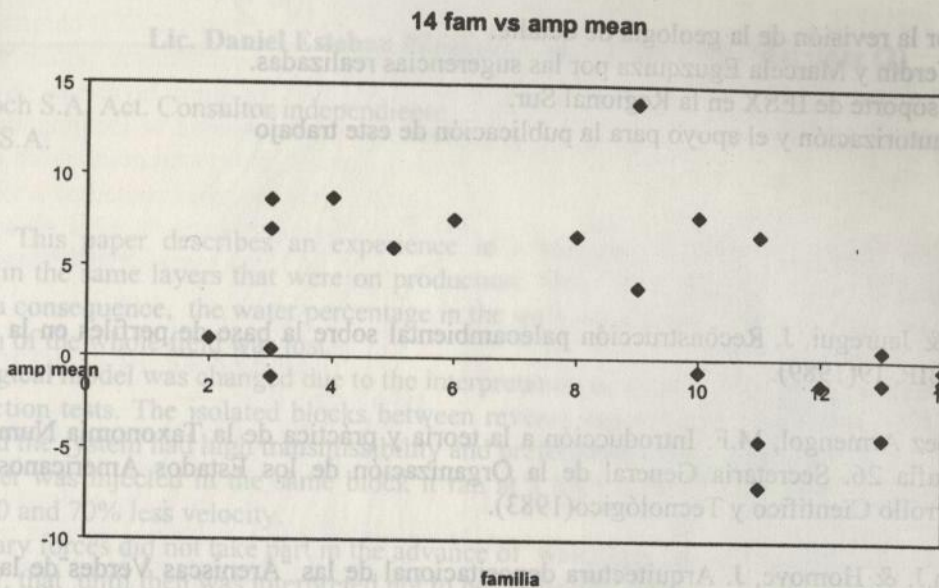


FIG N°37 Gráfico de correlación entre 14 familias de Stratimagic y el atributo sísmico amplitud mean.

5.- Conclusiones

Del Cluster Analysis:

De los tres agrupamientos de pozos de las familias de Stratimagic con máxima similitud solo una se aproxima a la correlación geológica (Figura 18).

La única semejanza que ata los resultados de Stratimagic con la correlación geológica se cumple en este estudio para distancias menores a 500 m.

De la Cross correlación de datos:

No se observa una correlación entre espesor neto de arenas y familias de Stratimagic. Para una misma familia se observa una amplia variación de espesor neto de arenas.

No se observa una correlación entre espesor neto de arenas y atributos sísmicos.

Del análisis integral :

En el bloque Perales Sur:

Stratimagic no diferenció variaciones geológicas a escala de capas.

Los atributos sísmicos no diferencian variaciones geológicas a escala de capas

No se observó correlación entre los atributos sísmicos y familias de Stratimagic.

6-Resumen y recomendaciones

De los dendrogramas contruidos para los atributos sísmicos, familias de trazas sísmicas (Stratimagic) y combinación de ambos se observa que es muy difícil predecir parámetros geológicos. De las asociaciones surgidas con Stratimagic únicamente un par de pozos presentan similitud entre si (LP-1267-LP1265), en los otros casos la similitud entre pozos es mínima o no existe. La explicación de por que Stratimagic al igual que los atributos sísmicos se comportan de esta manera, es que la resolución de la sísmica no es suficiente para discriminar las distintas configuraciones, geometrías y espesores de las capas delgadas de arena (efecto de tuning). Diferentes combinaciones de estas propiedades de las capas arenosas dan iguales respuestas sísmicas.

Por lo que se sugiere sumo cuidado al establecer correlaciones entre las propiedades de las capas antes citadas y los atributos sísmicos en yacimientos con estas características geológicas, ya que es muy probable que arrojen resultados espurios..

Por otro lado el uso del Cluster Analysis permitió la comparación y evaluación de los datos que se disponía de una forma integrada, brindando los dendrogramas una rápida visualización de los resultados obtenidos.

Agradecimientos

A Carlos Aceto por la revisión de la geología de detalle.
A Carlos Torres Verdín y Marcela Eguzquiza por las sugerencias realizadas.
A Andrés Estrada soporte de IESX en la Regional Sur.
A YPF SA por la autorización y el apoyo para la publicación de este trabajo

Bibliografía

- Anzulovich, F.J. & Jauregui, J. Reconstrucción paleoambiental sobre la base de perfiles en la Cuenca del Golfo San Jorge. BIP, 19(1989).
- Crisci, J.V. y Lopez Armengol, M.F. Introducción a la teoría y práctica de la Taxonomía Numérica. Serie biología. Monografía 26. Secretaría General de la Organización de los Estados Americanos. Programa Regional de Desarrollo Científico y Tecnológico(1983).
- Figari, E., Hechem, J. & Homovc, J. Arquitectura depositacional de las "Areniscas Verdes" de la Formación Bajo Barreal, provincia de Chubut, Argentina. Actas de la Tercer Reunión Argentina de Sedimentología (1990).
- Fitzgerald, M.G.; Mitchum, M.A.; Uliana, M.A. & Biddle, K.T. Evolution of the San Jorge Basin, Argentina. American Association Petroleum, Bulletin 74(6), 1990.
- Hechem, J.J. Modelo predictivo de reservorios en un sistema fluvial efímero del Chubutiano de la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. AAS Revista vol 1, 1 (1994).
- Hechem, J. Arquitectura depositacional y modelo geológico para los reservorios de la Formación Bajo Barreal. BIP. Tercera Epoca XII, 47(1996).
- Hechem, J.J.; Homovc, J. & Figari, E. Estratigrafía del Chubutiano (Cretácico) en la sierra de San Bernardo, cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. Undécimo Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas 2 (1990).
- Homovc, J.F.; Conforto, G.A. y Lafourcade, P. Faja plegada en el subsuelo de la Cuenca del Golfo San Jorge. Ejemplo de inversión tectónica. Boletín Informativo Petrolero. Marzo 1994.
- Meconi, G. Facies, arquitectura fluvial y paleoambientes del Grupo Chubut en el codo del río Senguer, Chubut, límite provincial de Chubut-Santa Cruz. Actas de la Tercer Reunión Argentina de Sedimentología (1990).
- Merodio, J.C. Métodos estadísticos en geología. Serie B Didáctica y Complementaria. Asociación Geológica Argentina (1985).
- Rodriguez, J.R. Interpretación de la Formación Bajo Barreal (Cretácico tardío) en Estancia Ocho Hermanos, Chubut. Cuarta Reunión Argentina de Sedimentología, III: 81-88, La Plata(1992).
- Sciutto, J.C. Geología del Codo del Río Senguer, Chubut, Argentina. Octavo Congreso Geológico Argentino, Actas III, (1981).
- Torres Verdín, C., Victoria, M. and Merletti, G. Trace-Based and Geostatistical Inversion of 3-D Seismic Data for Thin-Sand Delineation : An application to San Jorge Basin, Argentina. (En prensa)