



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
División de Estudios de Posgrado – Facultad de Ingeniería

PETROFISICA EN YACIMIENTOS COMPACTOS, PORCION
CENTRAL DEL PALEOCANAL DE CHICONTEPEC, CENTRO-
ORIENTE DE MEXICO

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
HUGO AVALOS TORRES

TUTOR
JOAQUIN EDUARDO AGUAYO CAMARGO
Investigador y Catedrático de la Coordinación de Posgrado, Facultad de Ingeniería
UNAM

MÉXICO, D. F. SEPTIEMBRE 2013

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Ricardo José Padilla y Sánchez.

Secretario: Dr. Guillermo A. Pérez Cruz.

Vocal: Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo.

1er. Suplente: Dr. Gorgonio García Molina.

2do. Suplente: M.C. Emiliano Campos Madrigal.

Lugar donde se realizó la tesis: **Posgrado en Ingeniería, UNAM.**

TUTOR DE TESIS:

Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo

FIRMA

Dedico este trabajo:

**a mi esposa María Yolanda,
a mis hijas Avellaneda y Vania,
y a mi hijo Santiago.**

**Con todo el amor que les tengo y porque han sabido entender y tolerar
mis ausencias físicas y mentales.**

AGRADECIMIENTOS

A Petróleos Mexicanos (PEMEX Exploración y Producción) por las facilidades otorgadas para realizar los estudios de posgrado.

Agradezco de sobre manera al Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo por la dirección, supervisión, sugerencias y útiles comentarios en esta tesis, y sobre todo por la invaluable enseñanza recibida.

Doy las gracias y mi respeto permanente al M.I. Mario Alfredo Marxh Rojano por el apoyo brindado y la confianza conferida.

Quiero agradecer al M.I. Javier Méndez de León por la asesoría técnica y el desinteresado apoyo brindado durante la recopilación e integración de información.

Este trabajo no hubiera sido posible sin la asesoría y contribución desinteresada del Dr. Ambrosio Aquino López y el Dr. Alexander Mousatov, en el aspecto de inversión de registros geofísicos, a ellos mi más sincero agradecimiento.

A los catedráticos: Dr. José Ricardo Padilla y Sánchez, Dr. Guillermo Alejandro Pérez Cruz, Dr. Gorgonio García Molina y M.I. Emiliano Campos Madrigal; por aceptar formar parte de mi jurado, así como sus comentarios y sugerencias, siempre muy oportunas. Profesores que además me han servido de ejemplo y motivación.

A mi segunda *alma máter*; Universidad Nacional Autónoma de México.

A la memoria de mis profesores de primaria y secundaria, de los cuales siempre recibí buenos consejos.

A mis compañeros de trabajo y del AI-ATG, que siempre me han brindado su amistad, apoyo, comentarios e ideas para integrar este trabajo.

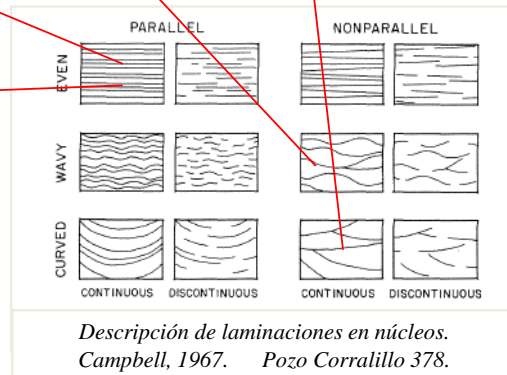
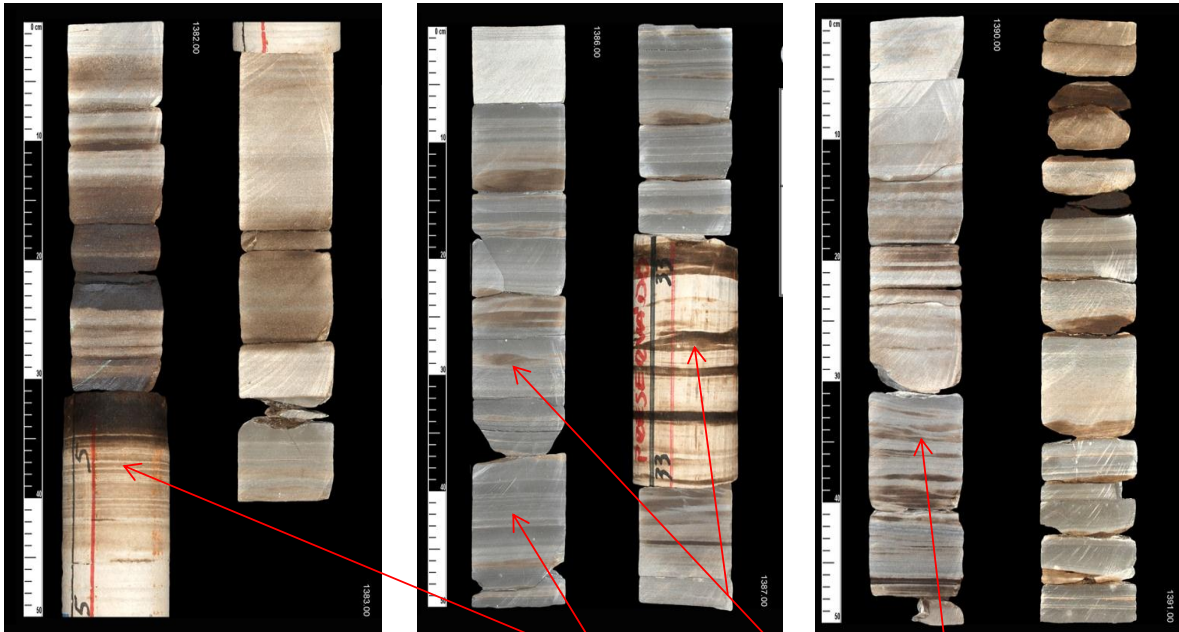
CONTENIDO

Índice	Página.
Resumen	1
CAPITULO I. Generalidades.	2
a) Introducción.	3
b) Localización del área de estudio.	4
c) Antecedentes.	5
d) Planteamiento del Problema.	9
e) Objetivo.	10
f) Hipótesis.	10
g) Metodología de trabajo.	11
g.1) Selección de material.	11
g.2) Método de trabajo y organización.	11
CAPITULO II. Marco Geológico Regional.	13
a. Geología histórica.	14
b. Tectónica.	15
c. Estratigrafía.	16
c.1) Formación Velasco.	17
c.2) Formación Chicontepec Inferior.	17
c.3) Formación Chicontepec Medio.	17
c.4) Formación Chicontepec Superior.	18
c.5) Formación Guayabal.	19
a) Modelo paleosedimentario.	19
b) Marco geológico local de la porción central (sector 6 y 7).	21
CAPITULO III. Yacimientos Compactos.	28
a) Yacimientos Convencionales y No Convencionales.	29
b) Clasificación de yacimientos No Convencionales.	30
c) Yacimientos compactos.	31
c.1) Definición.	31
c.2) Propiedades físicas.	32
c.3) Ocurrencia geológica y características sedimentarias.	33
c.4) Identificación con registros y núcleos.	42
c.5) Propiedades petrofísicas.	54

CAPITULO IV. Métodos y Procedimientos.	59
a) Selección de pozos clave e intervalos de interés.	60
a.1) Revisión y organización de información de núcleos y registros.	60
a.2) Determinación de pozos clave.	61
a.3) Mapa base y secciones.	62
a.4) Líneas sísmicas.	62
a.5) Secciones estratigráficas.	64
a.6) Selección de intervalos de interés de pozos clave.	65
a.7) Inventario de registros geofísicos de pozos clave.	66
b) Análisis de información de núcleos (<i>cross plots</i>) de pozos clave.	66
b.1) Grafica de porosidad (\emptyset) y permeabilidad (k).	68
b.2) Graficas de difracción de rayos X (XRD) o mineralogía.	69
b.3) Graficas de espectroscopia de rayos gamma (GRKT).	76
b.4) Graficas de propiedades eléctricas.	78
c) Evaluación petrofísica convencional de pozos clave.	80
c.1) Control de calidad.	80
c.2) Edición.	81
c.3) Normalización.	81
c.4) Cálculo de volumen de arcilla (VCL).	81
c.5) Cálculo de porosidad (\emptyset).	82
c.6) Cálculo de saturación de agua (SW).	85
c.7) Cálculo de permeabilidad (k).	87
c.8) Cortes y espesor impregnado (Hi).	87
d) Inversión petrofísica de registros convencionales.	89
d.1) Teoría de inversión petrofísica.	90
d.2) Análisis de registros de pozos.	94
d.3) Discretización de distribución de arcilla.	96
d.4) Inversión de registros y su relación con núcleos.	100
CAPITULO V. Resultados y Discusión.	110
CAPITULO VI. Conclusiones y Recomendaciones.	119
a) Conclusiones.	119
b) Recomendaciones.	122
BIBLIOGRAFIA.	123
ANEXOS.	128

*En 1492 , los nativos descubrieron que eran indios,
 descubrieron que vivían en América,
 descubrieron que estaban desnudos,
 descubrieron que existía el pecado,
 descubrieron que debían obediencia a un rey y una reina
 de otro mundo y a un dios de otro cielo,
 y que ese dios había inventado la culpa y el vestido
 y había mandado que fuera quemado vivo quien adorara al
 Sol, a la Luna, a la Tierra y a la lluvia que moja.*

E. Galeano.



ABSTRACT

The study area is located north on the state of Veracruz and Puebla East, in the Gulf Coastal Plain of Mexico.

In this work we studied the compact deposits (oil-gas tight sandstone) in the central portion the Chicontepec channel, in order to know their characteristics and properties petrophysical, sedimentological and stratigraphic.

One problem in the compact reservoirs study is the evaluation of the stratigraphic units with laminar layers contained in turbiditic heterogeneous deposits in the Chicontepec channel, because geophysical well logs are limited in vertical resolution by the high density of layers and sheets contained in lithostratigraphic formations.

The tight oil-gas reservoirs in the study area are cemented and clayey, so the disperse clays laminar distribution a long its structure is studied order to determine the petrophysical properties of the rocks that affect their low porosity and permeability. In other words, the purpose is to have better control and estimation of the quantity's of clay present in the rock, because it's direct involvement in the calculation of the effective porosity and fluid saturation for petrophysical evaluation.

In this work we applied the joint inversion process of geophysical well logs with a hierarchical model for siliclasticas rocks, in order to know the distribution of types of clay in lytic units, for a better estimation of the physical properties in the multi-layer sequences and reduce uncertainty in conventional petrophysical evaluation.

An analysis of X-ray diffraction was done, in order to meet the mineralogical constraints which could occur when running the model for siliclastic rocks, and concluded that the high content of carbonate present in the formation prevents the proper operation of model siliclastic applied.

The model used here is for terrigenous siliclastic, but due to comments made during the preparation of the paper, it is suggested to add a carbonate component in the hierarchical model of clastic rocks. It is noteworthy that the model allows the incorporation of new components at different levels of homogenization that correspond to different position in the rock volume, or else it is suggested to innovate and apply another sandy-siliclastic limestones, as in the case of Chicontepec Group formations.

Key words:

petrophysical modeling, tight sandstones, joint inversion logs, Chicontepec paleochannel.

RESUMEN

El área de estudio se ubica al Norte del Estado de Veracruz y Oriente del de Puebla, en la Planicie Costera del Golfo de México.

En este trabajo se estudiaron los yacimientos compactos (*tight oil-gas sandstones*) en la porción central del paleocanal de Chicontepec, con la finalidad de conocer sus características y propiedades petrofísicas, sedimentológicas y estratigráficas.

Uno de los problemas en el estudio de los yacimientos compactos, es la evaluación de las unidades estratigráficas con capas delgadas y laminares, contenidas en depósitos turbidíticos heterogéneos en el paleocanal de Chicontepec, debido a que los registros geofísicos de pozo están limitados en su resolución vertical por la alta densidad de capas y láminas contenidas en las formaciones litoestratigráficas.

Los yacimientos compactos en el área de estudio están cementados y son arcillosos; por lo que, se estudia la distribución dispersa de las arcillas laminarmente en su estructura; con el objetivo de determinar las propiedades petrofísicas de las rocas que inciden en su baja porosidad y permeabilidad. Es decir, se pretende tener un mejor control y estimación del volumen de arcilla presente en la roca, porque tiene una implicación directa en el cálculo de la porosidad efectiva y saturación de fluidos durante la valoración petrofísica.

En este trabajo se aplicó el proceso de inversión conjunta de registros geofísicos de pozo con un modelo jerárquico para rocas siliclasticas, con la finalidad de conocer la distribución de los tipos de arcilla en las unidades líticas, para una mejor estimación de las propiedades físicas en las secuencias multi-capas y disminuir la incertidumbre en la valoración petrofísica convencional.

Se realizó un análisis de difracción de rayos X, con la finalidad de conocer mineralógicamente las limitantes que se pueden presentar al correr el modelo para rocas siliclasticas, y se concluyó que el alto contenido de carbonato presente en la formación, impide el buen funcionamiento de modelo aplicado en rocas siliclasticas.

El modelo que se uso aquí es para terrígenos siliclasticos, pero debido a las observaciones realizadas durante la elaboración del trabajo se sugiere adicionar un componente de carbonatos en el modelo jerárquico de rocas clásticas. Es importante mencionar que el modelo permite la incorporación de nuevas componentes en los diferentes niveles de homogenización que corresponden a diferente posición en el volumen rocoso, o en su defecto sugiere innovar otro y aplicarlo en calizas arenosiliclasticas, como es en el caso de las formaciones del Grupo Chicontepec.

CAPITULO I.

“... en todo caso, había un solo túnel, oscuro y solitario: el mio”.

E. Sábato.

CAPITULO I. Generalidades.

a) Introducción.

En el paleocanal de Chicontepec, ubicado al Norte del estado de Veracruz y Oriente del estado de Puebla, en la Planicie Costera del Golfo de México; se han realizado diversos trabajos por Pemex y otros autores de diversas instituciones de investigación. Sin embargo, en ninguno de los documentos consultados no se considera al conjunto de los yacimientos de Chicontepec como un *play* “**No Convencional**”, que debe ser tratado con tecnologías apropiadas y como una secuencia de yacimientos compactos.

Los depósitos del paleocanal de Chicontepec están considerados como “No Convencionales” y son del tipo “**Yacimientos Compactos**” o “**Tight**”, denominados así en el ámbito petrolero.

Los yacimientos compactos denominados así por su baja permeabilidad y porosidad, pueden llegar a ser muy importantes en la exploración y producción de hidrocarburos en México, por tal razón se pretende documentar desde el punto de vista petrofísico; las características de este tipo de yacimientos, enfatizar mejor su concepto, comportamiento, tratamiento de explotación y cómo incrementar su productividad en el área de estudio y conocer más de cerca los factores que generan su temprana declinación.

En el aspecto petrofísico uno de los principales problemas en yacimientos compactos (o *tight*) es la evaluación en formaciones con capas delgadas y laminares, contenidas en depósitos turbidíticos heterogéneos y altamente estratificados, tipo paleocanal de Chicontepec. Muchas de estas capas tienen espesores que están por debajo de la resolución vertical de los registros estándar o convencionales (menores de 2 pies o 60 cm). De manera práctica, entiéndase por resolución vertical al mínimo espesor que puede ser detectado verticalmente, aunque existen registros de micro-resistividad (o de imágenes) que nos ayudan a resolver parte del problema, debido a que pueden ver espesores mayores de 0.5 cm, no se está en condiciones económicas de tomar este tipo de registro especial en todos los pozos de desarrollo.

Adicionalmente, se considero realizar inversión conjunta de registros convencionales, con un modelo para terrígenos siliciclasticos, como una alternativa que permitiera una mejor definición de los horizontes de capas delgadas y laminares, y con la finalidad de ayudar a conocer la distribución y tipos de arcilla. El modelo usado trabaja con información cruda de registros convencionales.

Específicamente en este trabajo se estudiaron petrofísicamente los yacimientos compactos muy estratificados y con alto grado de laminación en la porción central del paleocanal de Chicontepec, realizándose con base a criterios sedimentológicos, estratigráficos y estructurales.

En algunas cuencas de México existen yacimientos constituidos por formaciones heterogéneas y de baja permeabilidad; este estudio además de describir las dificultades asociadas con la evaluación petrofísica de yacimientos compactos, pretende establecer los criterios iniciales que permitan la caracterización y evaluación de sus parámetros petrofísicos, e incluso una estimación más certera en el cálculo volumétrico de las reservas.

b) Localización del área de estudio.

El área de estudio denominada “Paleocanal de Chicontepec” se localiza al Norte del Estado de Veracruz (Figura 1), en la provincia fisiográfica Planicie Costera del Golfo de México, dentro de la provincia geológica Cuenca Tampico-Misantla, entre la Sierra Madre Oriental (SMO) y la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro).

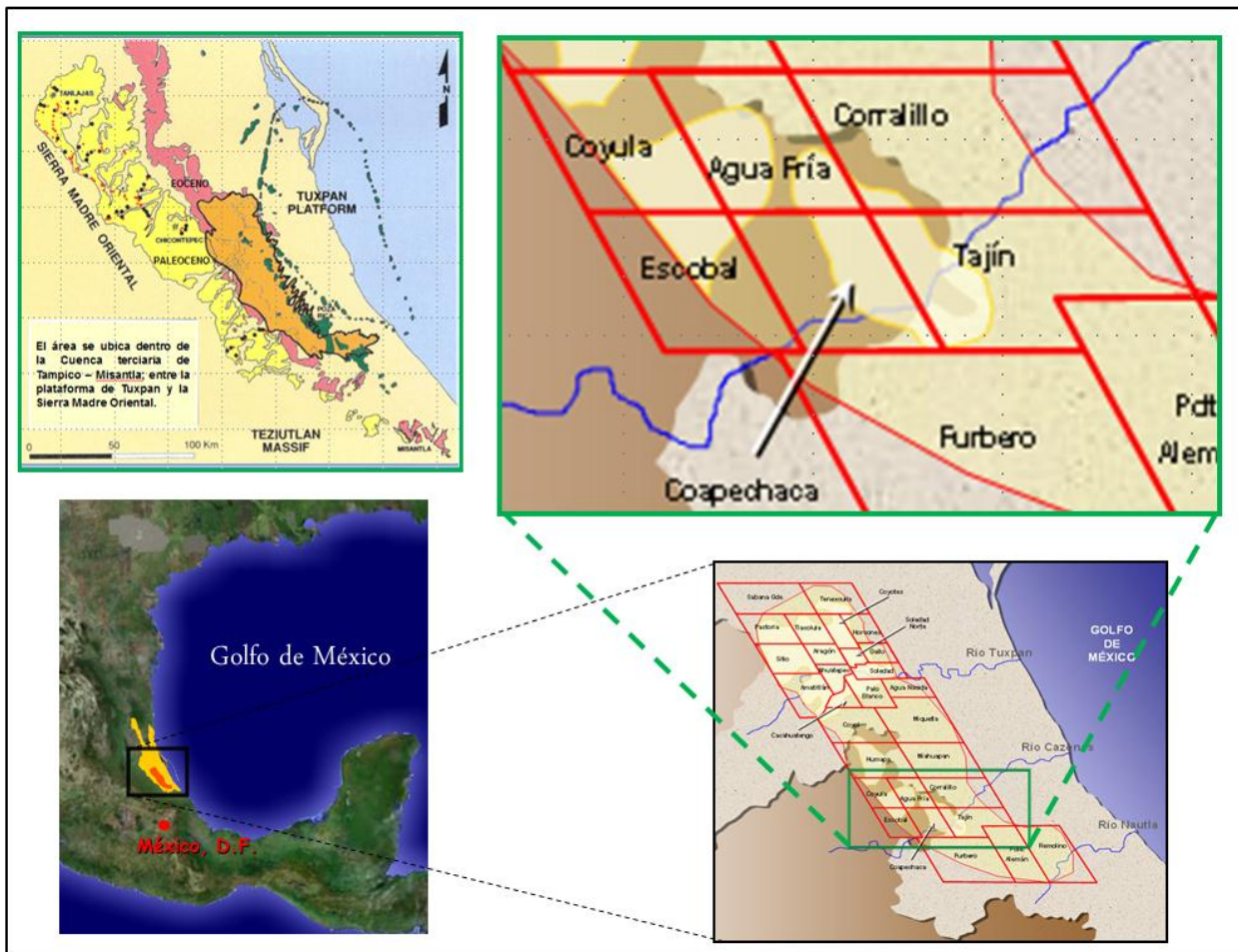
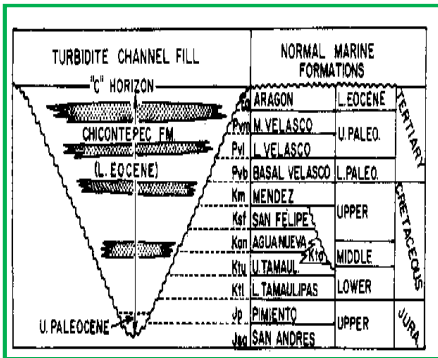


Figura 1. Área de estudio en la porción central del paleocanal de Chicontepec, compuesta por los sectores 6 y 7; que comprenden los campos Corralillo, Tajín, Agua Fría, Coapechaca (Sector 7); y Coyula y Escobal (Sector 6).

c) Antecedentes.

Los trabajos de investigación que se han realizado en el área de estudio son bastantes y con diversos objetivos: geología regional y local, ambientes sedimentarios, estratigrafía, petrología, turbiditas, plays, electrofacies, diagénesis, por Pemex, compañías y diversos autores.

Desde 1869 se realizaron los primeros trabajos con la perforación del pozo Furbero-1, identificándose la presencia de hidrocarburos en el área. Posteriormente en 1935 se perforó el pozo Poza Rica-8 quedando productor. En 1952 inicia la explotación de Chicontepec en su parte SE con el campo Miguel Alemán y en 1970 con el campo Agua Fría (Pemex, 1998). Con estudios de afloramientos y de subsuelo Bush y Govela (1974), plantearon, por asociación faunística, la existencia de depósitos de aguas profundas en el subsuelo; este sistema consiste del piso de un canal en una cuenca mayor, con múltiples distributarios descargados en él. Y para 1974 queda postula la existencia del Paleocanal de Chicontepec (Busch y Govela, 1978). Definiendo de esta manera una columna geológica (Figura 2).



SISTEMA	SERIE	PLAY PRODUCTOR	FORMACION	
			NORTE	SUR
TERCIARIO	OLIGOCEÑO SUPERIOR	●	HORCONES	PALMA REAL SUPERIOR
	OLIGOCEÑO INFERIOR		ALAZAN	PALMA REAL INFERIOR
	EOCEÑO SUPERIOR		TANTOYUCA	CHAPOPOTE
	EOCEÑO MEDIO		GUAYABAL	
	EOCEÑO INFERIOR		CHICONTEPEC SUPERIOR	ARAGON
	PALEOEOCENO SUPERIOR		CHICONTEPEC MEDIO	
	PALEOEOCENO INFERIOR		CHICONTEPEC INFERIOR	
CRETACICO	SUPERIOR		VELAZCO BASAL	
			MENZEZ	CHICONTEPEC CANAL
			SAN FELIPE	
			AGUA NUEVA	
			TAMAULIPAS SUPERIOR < TAMABRA	
JURASICO	SUPERIOR		TAMAULIPAS INFERIOR	
			PIMIENTA	
			TAMAN < SAN ANDRES	

F. Cuevas 1980 (Modificada 2005)

Figura 2. La imagen muestra 2 columnas geológicas. La primera propuesta por Busch y Govela (1974) y otra más actualizada y modificada por F. Cuevas (2005).

En el aspecto de volumetría en 1978 se realiza la primera certificación de reservas por DeGoyler & MacNaughton en 106,000 MMB (OOIP). En 1991 se realiza el primer proyecto integral de desarrollo (tomado de Pemex 1998), y para 1993 el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) realiza el primer estudio sedimentológico-diagenético. A partir de aquí y hasta la fecha se han realizado varios estudios y caracterizaciones como:

Estudios regionales (British Petroleum, 1993); *estudios diagenéticos* (AMOCO, 1994); *caracterización y simulación en el campo Agua Fría* (CGM, 1995); en 1998, con la finalidad de mejorar el conocimiento del subsuelo se realizó un estudio geológico-geofísico denominado *Estudio Regional Chicontepec*, este estudio en 1999 permite a la nueva certificación de reservas que realiza la compañía DeGolyer-McNaughton sustentar 139,000 MMMBPCE; *caracterización geoestadística de Chicontepec* (JNOP 2001; y Maghsood. A. *et al*, 2003); *prueba de Inyección de agua pozo AF-847* (2002); *modelado sedimentológico Agua Fría-Tajín* (STDP Noel Tyler, 2003); *modelado geológico, ingeniería de yacimientos y simulación numérica de yacimientos, complejo Amatitlán, Chicontepec Norte* (STDP 2003); *actualización modelado geológico, ingeniería de yacimientos y simulación numérica de yacimientos campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín* (STDP 2004); *actualización del Modelo geológico regional de Chicontepec* (SCOTIA, 2005); en PEMEX (1998 y 2008), sobre plays y electrofacies (Scotia, 2004 y 2005), de ambientes sedimentarios; Aguayo (2005 y 2008), Cossey S. *et al.* (2007), Santillán-Piña (2009), de estratigrafía (Bush y Govea, 1978), de petrología y diagénesis, sobre turbiditas, diagénesis y sedimentología; Aguayo C. 2008 y 2010), Juan C. Bermúdez (2006) y Ruiz Violante (2008), entre otros; aunque todos con la finalidad de entender y contribuir con el estudio y caracterización de esta provincia geológica.

Con la recopilación realizada hasta el momento, no hay documento que contemple específicamente el tópico de yacimientos compactos en el paleocanal de Chicontepec. Sin embargo, existen algunos trabajos afines, que apoyan a esta investigación y son los siguientes:

Holditch, Stephen A. *et al.* (2001 y 2007), realiza una clasificación sobre yacimientos No Convencionales, define cada uno de ellos, comenta sobre la importancia de su exploración, explotación y capacitación en las diferentes líneas, y el impacto que estos pueden tener a nivel mundial.

Passey, Quinn. *et al.* (2006), en su libro hacen mención de la problemática que presentan las formaciones litológica con alto grado de estratificación y laminación; citan y retoman el trabajo de Campbell (1967), sobre la clasificación de capas delgadas, conjunto de capas, lamina y conjunto de laminas; el y sus co-autores proponen una metodología para realizar una evaluación petrofísica en este tipo de yacimientos, y mencionan la importancia de cotejar el registro de imágenes con fotografías y micro-fotografías de núcleos, con la finalidad de apoyar la caracterización del yacimientos. Además proponen un programa de registros y núcleos, que se deben tomar durante la perforación de un pozo.

Zhipeng Liu. *et al.* (2007), proponen un método de inversión conjunta (MIC) de registros de densidad y resistividad, para mejorar la evaluación petrofísica en capas delgada y muy laminares en rocas clásticas; con el objetivo de reducir los efectos de *shoulder-bed* (o efecto de capa), y reducir su estado único, que además es aplicable para estimar la porosidad y saturación de hidrocarburos. La inversión requiere el registro crudo de resistividad y de mediciones de densidad; con la idea de modelar sintéticamente las curvas de densidad y resistividad y posteriormente, hacer la inversión conjunta de ellos. El método utiliza dos

procedimientos radicalmente diferentes: a) cuando las capas son más delgadas que 1 pie (menos de 28 cm); b) cuando las capas son más gruesas que 1 pie (mayor a 28 cm). La metodología de inversión conjunta es exitosa en datos sintéticos y de campo, y mejora la estimación petrofísica obtenida con el método de interpretación tradicional con registros convencionales. La estructura del MIC es abierta para incorporar otros registros; por ejemplo, rayos gamma o sínicos.

Cruz Ambrosio, Aurelio. (2007) (comunicación personal); realizó un estudio petrofísico del campo Agua Fría. En este modelo petrofísico considero la información de 9 pozos; su aportación fue mostrar la rutina de trabajo en el rubro petrofísico, que incluye: editar, normalizar, evaluar y calibrar, con datos de núcleos los registros geofísicos convencionales y especiales, con la finalidad de obtener los parámetros petrofísicos y analizar sus propiedades petrofísicas para entender las características de este campo. La información con la que conto para realizar su análisis son: análisis especiales de presión capilar (tamaño de garganta de poro), propiedades eléctricas (a, m, n, Ir, F, Rw, etc.), análisis mineralógico por conteo de puntos y difracción de rayos X (XRD), tamaño de grano, fotografías de SEM y láminas delgadas; además de analizar los reportes de perforación y la descripción petrográfica de núcleos. Sumándose en este trabajo, el modelo petrofísico regional general existente.

Salazar, Kenia. (2008), define el concepto de “**Tight**”, sobre Yacimientos Compactos, y describe algunas características y propiedades básicas de este tipo de yacimientos, en sus diferentes modalidades de una manera práctica (como se describen en el capítulo II).

Santillán-Piña, Noe. (2009 y 2011), realizó un estudio de secuencias estratigráficas de la Formación Chicontepec del Paleoceno Inferior, en afloramientos aislados; interpretando dos subambientes sedimentarios mayores en el modelo de abanico, el medio y el externo, con los siguientes criterios: (a) litoestratigráficos (espesor, geometría y distribución); (b) estructuras sedimentarias primarias internas y externas, y (c) estructuras por deformación intraformacional. Las facies sedimentarias están compuestas por partículas siliciclásticas y calcáreas provenientes de la SMO, al occidente; la paleoisla de Tuxpan, al oriente; el macizo de Teziutlán, al sur. Los sedimentos fueron transportados masivamente como deslizamientos, derrumbes, flujos de escombros y por corrientes de turbidez, y depositados de forma masiva, tabular, lenticular y lobular, al pie de talud de la cuenca y en el piso marino. El estudio también menciona que los flujos turbidíticos, tabulares y lenticulares de los lóbulos submarinos, muestran una tendencia regional de transporte hacia el SE. Finalmente el modelo conceptualizado sobre los mecanismos de transporte y sedimentación de los depósitos turbidíticos del Grupo Chicontepec, es hipotético y esquematizado; por lo que es imperativo correlacionar crono-estratigráficamente la secuencia aflorante con la del subsuelo profundo; con el objetivo de tener un mejor conocimiento, de forma integral sobre la distribución espacio-temporal de los depósitos turbidíticos y de sus facies asociadas.

Sánchez-Ramírez, J.A. *et al.* (2010), muestra los resultados que obtuvo al realizar inversión conjunta de registros de rayos gamma (GR), densidad, y resistividad adquiridos en

formaciones de capas delgadas en campo, con la finalidad de un mejor cálculo petrofísicos, en este tipo de yacimientos.

Describe que el pasaje más crítico para asegurar y hacer más exactos los resultados de inversión, es la detección y selección de límites de capas. El autor usa el método de “inversión determinística” por ser la más usada en eliminar el “efecto de capa” en las mediciones del agujero.

El artículo muestra adicionalmente una clasificación de capas que se han adoptado, basada en los espesores propuestos por Campbells (1967), y los valores típicos de resolución vertical en diversas herramientas.

Estrada, Enrique. *et al.* (2011), describe el modelo de las arcillas que realizó, basado en el método de Thomas-Steiber (1975) en el campo Corralillo. También determina siete facies sedimentarias, basándose en la clasificación de Emiliano Mutti (1977). Los autores consideran los procesos diagenéticos, modelando los tipos de arcillas y su afectación en los parámetros de porosidad y permeabilidad, así como, su impacto en la estimación de la saturación de agua. Resalta en este estudio la descripción diagenética, para cada una de las facies; la asociación de facies, el modelo de arcillas y el modelo sobre la presencia de arcillas como matriz de la roca, de manera dispersa, laminar y estructural. En este trabajo se abordan los problemas que generan los minerales arcillosos y el factor de mojabilidad.

El conocimiento de la interacción, roca-fluidos, entre las diferentes facies sedimentológicas y la distribución espacial y textural, de minerales de carbonato de calcio, de arcillas y cemento; es fundamental para entender el comportamiento de los yacimientos y determinar el mejor sistema de productividad del pozo. Las evoluciones de las facies diagenéticas, son diferentes para cada una de las unidades estratigráficas.

J. van der Wal and S. Stromberg (2012), corrigen la estimación de la saturación de agua (S_w) para arcilla dispersa, en formaciones con alto grado de estratificación y laminación, partiendo de la Q_v normalizada de la ecuación de Juhász. Esta modificación en la Q_v , es su contribución; debido a que la conductividad está asociada o relacionada a la fracción de arcilla dispersa. Los autores incluyen tres nuevos conceptos: a) Diferencia de Porosidad Relativa (DPR), b) correlación de Q_v de Juhász para DPR y, c) cálculo de DPR para la única fracción de arena. Sin embargo, estos tres conceptos necesitan ser probados sobre una amplia variedad de base de datos con diferentes manifestaciones en capas delgadas.

Aquino López, Ambrosio. *et al.* (2012), realizó una simulación e inversión de registros de pozo para formaciones areno-arcillosas, con base a un nuevo modelo petrofísico, buscando la posibilidad de evaluar el volumen de distribución de arcilla, separar tipos de arcilla, analiza la influencia de las formas de arcilla en las propiedades medidas en el pozo y estimar volúmenes de arcillas utilizando inversión conjunta de registros convencionales. La importancia de este trabajo es que utiliza un modelo para rocas clásticas y propone la inversión para determinar volúmenes de arcilla, que a través de este, puede predecir

propiedades físicas no medidas en los pozos, tales como la resistividad vertical. También se puede validar el modelo con modelos sintéticos con niveles de ruido.

Mark Knakstedt. *et al.* (2012), caracterizó petrofísicamente los núcleos en un yacimiento compacto a múltiples escalas. Los autores consideran que los estudios de las imágenes a multi-escalas de núcleos, pueden ayudar en el entendimiento de contribuciones de heterogeneidad, densidad de fractura natural, tipo de poro, conectividad de la garganta de poro, contenido mineral y orgánico; para la respuesta petrofísica y características de producción.

En este trabajo, se presentan tres casos de yacimientos No Convencionales: a) Un yacimiento de gas compacto, b) un yacimiento con basamento fracturado y, c) un yacimiento de gas con betas de carbón. En los tres casos, la heterogeneidad y la descripción geológica de las rocas es llevado a una escala de núcleos; demostrando que las imágenes a multiescala proveen un rápido y complementario método para caracterizar la distribución y naturaleza de los diferentes tipos de poros y componentes de la matriz, así como, para caracterizar propiedades elásticas y dinámicas de la roca. Los autores señalan que los resultados tienen el potencial para mejorar el entendimiento en la petrofísica, fracturamiento y en los procesos de flujo multifase, en yacimientos No Convencionales con baja porosidad y permeabilidad.

Fan, Maged. (2012), evalúa formaciones de turbiditas, con capas delgadas, compuestas de partículas que usualmente van graduando de tamaño hasta llegar a muy finas, tipo Chicontepec. Utilizo imágenes de resonancia magnética y micro resistividad como nuevas tecnologías para apoyar la valoración de estos horizontes muy laminares, mostrando esta aplicación para diferentes casos en turbiditas que contienen aceite y gas.

Por lo expuesto anteriormente, en este trabajo se estudiaron las características petrofísicas de los yacimientos compactos, con base en criterios sedimentológicos, petrofísicos, estratigráficos y estructurales; en el sector central del paleocanal de Chicontepec.

d) Planteamiento del problema.

La baja productividad y la declinación temprana son características de los yacimientos compactos en el área de estudio, posiblemente se debe a la baja permeabilidad y al alto grado de estratificación y laminación de capas litológicas. Es aquí donde surge la necesidad de investigar este tipo de yacimientos y como optimizar mejor su evaluación y explotación.

Estos depósitos de tipo turbidíticos, son altamente heterogéneos y originan cambios laterales con frecuencia; los depósitos están compuestos por capas litológicas con alto grado de estratificación y laminación, esta característica provoca en el rubro de registros geofísicos que las herramientas de perfilaje eléctrico no puedan resolver verticalmente las propiedades de una litología; esto se debe a las limitaciones inherentes de la tecnología utilizada, pero también a la falta de integración de información y metodologías mediante la que se pudiera

mejorar la resolución vertical. Por lo tanto, es la resolución vertical un aspecto importante que no ha sido atendido con suficiencia en el área de estudio.

Los yacimientos compactos en el área de estudio presentan altos contenido de arcilla y cementante, y existe conocimiento parcial de cómo las arcillas están distribuidas en la matriz de la roca, se debe estudiar si la distribución de arcilla se puede correlacionar con un parámetro petrofísico que provoca baja porosidad y permeabilidad.

e) Objetivo.

El objetivo general del trabajo es investigar los yacimientos compactos de aceite y gas en la porción central del paleocanal de Chicontepec y como valorar petrofísicamente estos horizontes, para estimar una volumetría con menor incertidumbre de fluidos, en formaciones muy heterogéneas.

Objetivos Específicos:

1. Con el análisis de diversas técnicas en muestras específicas de núcleos de pozos previamente seleccionados (difracción de rayos X, petrografía en lámina delgada, imágenes de microscopio de barrido electrónico y espectroscopia de rayos gamma); determinar propiedades líticas de la secuencia estratigráfica para coadyuvar con su interpretación petrofísica en el área de estudio.
2. Con registros geofísicos convencionales y el uso de un modelo de terrígenos siliciclasticos, se realizó inversión conjunta de registros, con la finalidad de conocer la distribución de los tipos de arcilla (laminar, estructural y dispersa), estimar un mejor volumen de arcilla, que permita una mejor estimación de la porosidad efectiva y saturación de fluidos, y si es posible disminuir el efecto de capa en las unidades estratigráficas.

f) Hipótesis.

La investigación y estudio sobre las características, propiedades y comportamiento de los yacimientos compactos con alto grado de estratificación y laminación realizadas en campos análogos, puede arrojar luz sobre como mejorar las técnicas de evaluación, explotación y posiblemente generar nuevas propuestas que mantengan o incrementen la productividad.

Existe la posibilidad de mejorar la resolución vertical mediante la inversión de registros convencionales. Al realizar esta actividad se puede validar y mejorar, si es factible y en que tanto mejora la evaluación petrofísica.

Según el tipo de arcilla (dispersa, laminar, o lenticular) y cementante se tienen implicaciones en la permeabilidad y porosidad efectiva, y consecuentemente en la producción de hidrocarburos. Es posible que la distribución de arcillas se pueda correlacionar con uno o

varios parámetros petrofísicos, y exista relación entre la resistividad de los intervalos arcillosos (R_{sh}) con la resistividad del agua de formación (R_w) y la mineralogía.

g) Metodología de trabajo.

La metodología de trabajo de investigación permitió integrar la información recopilada con modelos mineralógicos basados en el análisis de núcleos de sedimentos terrígenos y realizar inversión petrofísica a los pozos clave del área de estudio, utilizando registros geofísicos convencionales.

g.1.) Selección de material.

Para realizar este trabajo de tesis se contó con la siguiente información:

- Recopilación de información para documentar el marco geológico regional y local.
- Recopilación de información para documentar el tema de yacimientos compactos con alto grado de estratificación y laminación.
- Mapa geográfico base con pozos perforados.
- Compilación de información geológica, geofísica y de yacimientos, que incluye: secciones sísmicas con correlación de registros geofísicos, interpretación de horizontes, mapas de atributos sísmicos, datos de producción de los distintos yacimientos y otros.
- Compilación de información digital de registros geofísicos de pozo convencionales y especiales (rayos gamma, espectroscopia de rayos gamma, resistividad, micro-resistividad, sónicos, neutrones, densidad, imágenes, mineralógicos y resonancia magnética) en sus diferentes modalidades.
- Uso de un software para evaluar registros geofísicos de pozo.
- Compilación de reportes digitales de núcleos básicos y especiales (porosidad (\emptyset), permeabilidad (k), densidad de grano, espectroscopia de rayos gamma, factor de cementación (m), exponente de saturación (n), fotografía de núcleos con luz blanca y ultravioleta, microfotografías petrográficas, microfotografías de microscopio electrónico de barrido, mineralogía, propiedades acústicas, entre otros).
- Uso de un modelo para realizar inversión de registros.

g.2.) Método de trabajo y organización.

Realizar lecturas sobre generalidades, geología regional y local del área de estudio.

Realizar lecturas en libros, artículos y presentaciones sobre yacimientos No Convencionales y en específico de yacimientos compactos.

Realizar lecturas en libros, artículos y presentaciones sobre inversión de registros e investigar modelos de inversión, para realizar inversión y texto.

Realizar inventario de registros y núcleos, de manera general y detallada.

Definición de pozos clave con apoyo en el inventario de registros y núcleos.

Generación del mapa base con información seleccionada.

Generación de modelos y definición de tendencias de variables petrofísicas mediante graficas cruzadas (*cross plots*) con la información de núcleos.

Aplicación de control de calidad, edición y normalización a los registros geofísicos de los pozos clave seleccionados.

El análisis y evaluación de registros geofísicos se desarrolló mediante el uso del software *Interactive Petrophysics* de la compañía SENERGY, LTD.

Calculo de ϕ_e , S_w , k y mineralogía, calibrando con el análisis de petrofísica básica, con el análisis de difracción de rayos X y petrografía en lámina delgada. Este análisis fue utilizando la metodología convencional establecida.

Investigar, verificar y conseguir un modelo de inversión de registros geofísicos convencionales.

Tratar de adaptar un modelo de inversión de registros geofísicos al área de estudio con información adicional disponible.

Realizar inversión conjunta de registros geofísicos convencionales.

Análisis y discusión de resultados, conclusiones y recomendaciones.

CAPITULO II.

Que es la vida???

Es la velocidad de un rayo en la noche.

Es el resollar del búfalo en invierno.

Es la luz de las luciérnagas en la noche.

*Es la pequeña sombra que corre por la hierba
y se pierde al atardecer.*

*Es la canción del viento que pasa silbando
por el tronco hueco de un árbol.*

*Crowfoot's last words.
(Jefe Pata de Cuervo, tribu Siksika).*

CAPITULO II. Marco Geológico Regional.

a) Geología histórica.

La cuenca de Chicontepec en el Terciario se encontraba limitada al norte por el arco o archipiélago de Tamaulipas y la Sierra de San Carlos, al oeste por la Sierra Madre Oriental (SMO), al oriente por la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro), que para ese tiempo era un alto topográfico, y al sur por el Macizo de Teziutlán, El Macizo de Teziutlán es un alto orientado este-oeste que separa a la Cuenca Tampico-Misantla de la Cuenca de Veracruz (Figura 3).

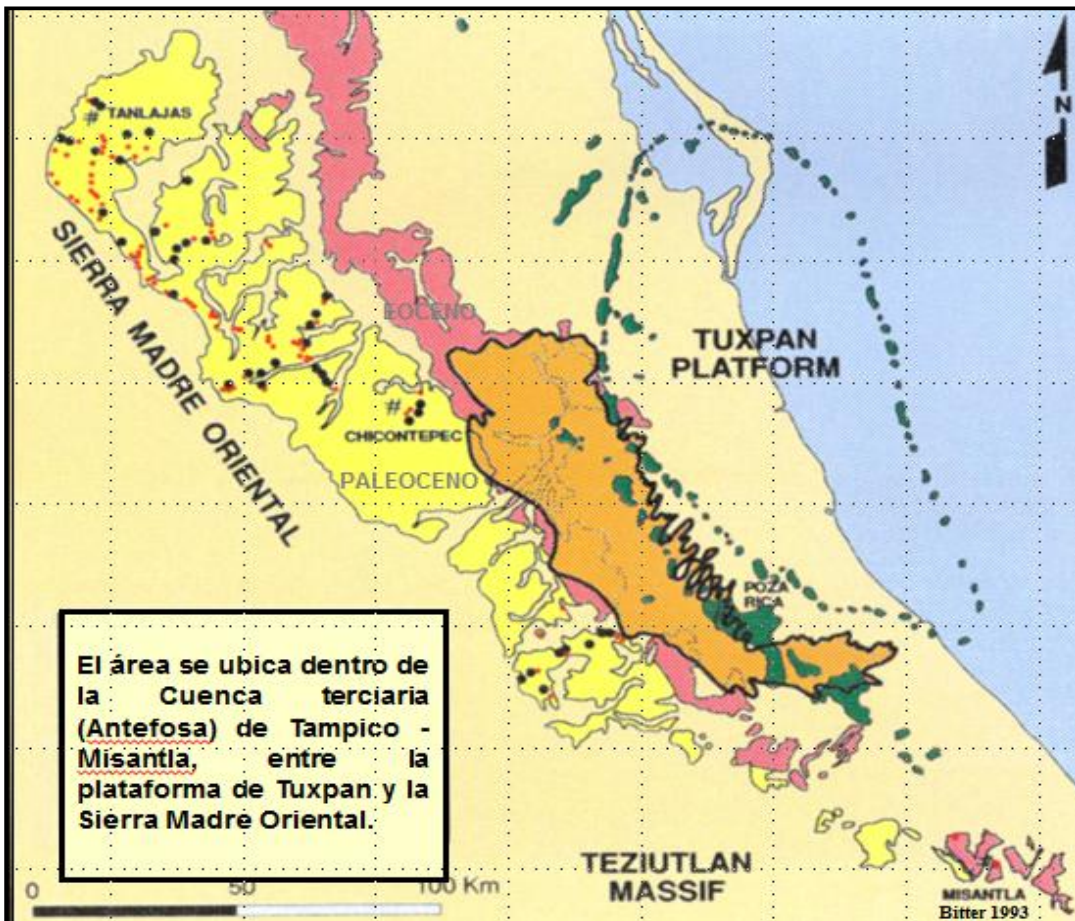


Figura 3. Mapa geológico regional generalizado de la cuenca de Chicontepec. Tomado de Bitter 1993, en Pemex; 2008.

La Formación Chicontepec, del Paleoceno Medio-Superior al Eoceno Inferior, ha sido tradicionalmente descrita como una secuencia “*flysch*” de mas de 2000 metros de espesor, constituida principalmente por lutitas interestratificadas, con capas delgadas calcáreas y cuerpos de areniscas de grano fino a grueso que gradúan hacia la porción superior a lutitas limosas (Bitter, 1993); la cual se encuentra en la porción occidental y sureste en la parte

marginal de la Cuenca Tampico-Misantla, localizada en la parte norte del Estado de Veracruz, y se extiende en el extremo sur del Estado de Tamaulipas y las porciones mas orientales de los Estados San Luis Potosí, Hidalgo y norte de Puebla (Figura 3).

La Cuenca de Chicontepec es una cuenca de antepaís rellena de sedimentos terrígenos turbidíticos depositados en un ambiente marino profundo, formando lóbulos y abanicos submarinos durante el Paleoceno-Eoceno Inferior.

La Formación Chicontepec representa el relleno generado por la erosión y acumulación de sedimentos provenientes del cinturón plegado de la SMO, las edades de dicho relleno son del Paleoceno-Eoceno. Las dimensiones de la cuenca de antepaís es aproximadamente entre 12 y 25 Km de ancho y 125 Km de largo, con un área de 3300 Km². La forma alargada de la cuenca se debe a las barreras al Oeste de la SMO y al Este de la Faja de Oro (Figura 3), donde la erosión producida por corrientes submarinas que cortaron los sedimentos del Paleoceno, Cretácico y Jurásico Superior, genero un sistema de canales que fueron rellenados con alternancias de sedimentos arcillosos y arenosos turbidíticos, formando un sistema complejo de trampas estratigráficas, y por su contenido fosilífero bentónico indica ambientes de depósito nerítico externo a batial (mayor de 500 metros) (Bitter, 1983, 1993) y Arellano y Yussim, 2004 en: Santillán y Aguayo (2011).

b) Tectónica.

De acuerdo con Santillán-Piña (2009), y de una manera breve; la secuencia sedimentaria mesozoica de la SMO fue deformada durante la orogenia laramídica a finales del Cretácico y principios del Cenozoico con la evolución posterior durante el Paleoceno Medio-Eoceno Medio de la Cuenca de Chicontepec, con la generación de una discordancia progresiva afectando al oriente las rocas carbonatadas de la Plataforma de Tuxpan y hacia el poniente a las del frente de la SMO. Las unidades calcáreas y calcáreo-arcillosas mesozoicas están erosionadas en varios niveles (discordancia progresiva) y son cubiertas por rocas siliciclásticas de diferente espesor de la Formación Chicontepec (areniscas y lutitas).

La componente compresiva de esta fase provino del SW, afectando desde el Turoniano Medio (91 m.a.) hasta el Paleoceno (55 m.a.) a todo el paquete sedimentario depositado en este tiempo. El estilo de deformación esta controlado tanto por el contraste litológico de las unidades, como por su espesor, expresándose como grandes rampas en el oriente del borde del banco calcáreo de El Doctor y en el frente de la SMO (Hernández-Jáuregui, 1997; Arellano y Yussim, 2004; en: Santillán-Piña (2009).

c) Estratigrafía.

El espesor estratigráfico de la Formación Chicontepec en el paleocanal es muy variable, dependiendo de la ubicación del área considerada, ya que en la porción norte el espesor es del orden de 100 m únicamente, mientras que en su extremo occidental se ha llegado a definir espesores de 700 y hasta 2000 metros.

Estratigráficamente e iniciando en el Cretácico Tardío hubo un cambio brusco en los ambientes de depósito, provocado por el incremento de material terrígeno, el cual dio origen a las formaciones calcáreo-arcillosas como las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez. En el cierre del Cretácico, se inició la fase orogénica Laramídica que dio lugar al levantamiento de la SMO.

La cuenca de Tampico-Tuxpan que se origino en el Paleoceno, al principiar los levantamientos de la SMO, fue afectada en su margen occidental y suboccidental por una depresión de considerable magnitud, denominada antefosa de Chicontepec; en ella se depositó un gran volumen de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidíticos correspondiente a las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio, en Carrillo-Martel y Santiago (1994).

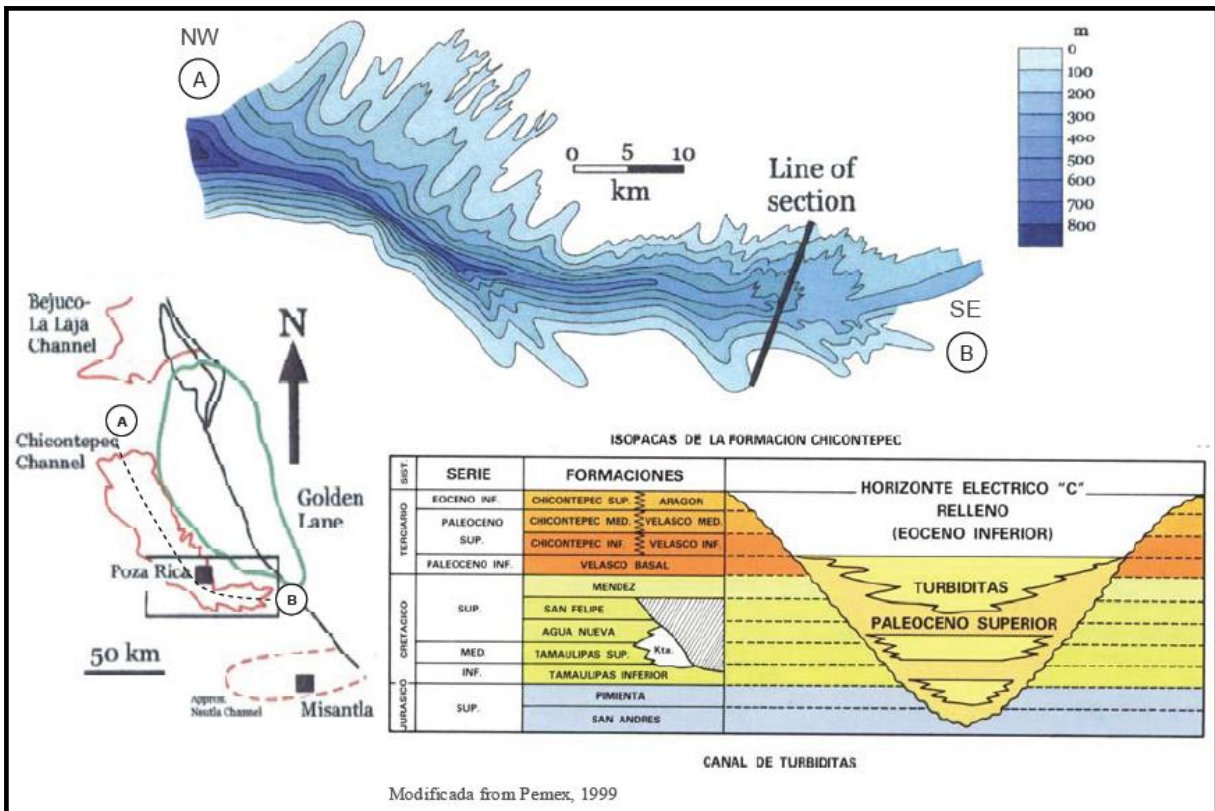


Figura 4. Mapa de isopacas y sección de una parte del paleocanal de Chicontepec. Modificado Bush y Govela (1978) en donde se muestran los depósitos de corte y relleno del paleocanal en el Eoceno Temprano (Rosenfeld y Pindell; 2003), en Santillán-Piña; 2009.

Simultáneamente, en la porción noroeste (NW) de la citada región se desarrolló la subcuenca de Magiscatzin que fue rellenada por sedimentos arcillo-arenosos y arcillosos de la Formación Velasco. Durante el Eoceno Temprano se mantuvo una continuidad en las condiciones de depósito, representándose estas por una facies arenosa de tipo "Flish" (Chicontepec Superior) y una arcillosa (Velasco Superior). Al poniente del área se desarrolló el paleocanal de Chicontepec que fue rellenado por sedimentos arcillo-arenoso de tipo turbidíticos; en Carrillo-Martel y Santiago (1994). Figura 4.

El Eoceno Tardío presenta dos facies, una arcillosa de aguas profundas que constituye a la Formación Chapopote y otra arenosa conglomerática de origen deltaico, conocida como Formación Tantoyuca. Durante el Oligoceno y el Mioceno el área fue sometida a constantes transgresiones y regresiones, propiciando el depósito de sedimentos areno-arcillosos y en ocasiones, conglomeráticos como las Formaciones Palma Real Inferior, Palma Real Superior y Tuxpan; al finalizar este sistema, se presentó una regresión que tiene como límite la actual línea de costa, en Carrillo-Martel y Santiago (1994).

c.1) Formación Velasco.

Cushman y Trager (1925), designaron con este nombre a las lutitas color gris verdoso a rojizo bentoníticas, que sobreyacen a la Formación Méndez. La localidad Tipo se encuentra en la Estación Velasco, S. L. P., sobre la vía del ferrocarril Tampico-San Luis Potosí. Está constituida por lutitas café rojizo y gris verdoso, ligeramente arenosas, calcáreas, en partes bentoníticas, en capas de 20 a 40 centímetros de espesor a masivas. Tiene un espesor promedio de 100 m. Tanto su contacto inferior como el superior con las Formaciones Méndez y Chicontepec, respectivamente, son concordantes. Le corresponde una edad Paleoceno Inferior de acuerdo a los fósiles *Globorotalia trinidadensis* y *Globorotalia compressa*; en Pemex (2008).

c.2) Formación Chicontepec Inferior.

Dumble (1918), definió con este nombre a sedimentos tipo flysch, constituidos por una serie de lutitas y areniscas gris verdoso, de estratificación rítmica y con delgadas intercalaciones de margas arenosas color gris oscuro, expuestas en un anticlinal de 2.5 km. ubicado al este de Chicontepec, Ver. Se presenta como una alternancia de capas de 3 a 10 centímetros de arenisca calcárea gris, de grano fino y lutitas de igual color en horizontes de 3 a 30 centímetros que intemperizan a color amarillo. Sobreyace en concordancia a la Formación Velasco y subyace discordantemente a la Formación Chicontepec. La edad que se le asigna es Paleoceno Medio-Superior, basada en la fauna: *Globorotalia velascoensis* y *Globorotalia pseudomenardii*; en Pemex (2008).

c.3) Formación Chicontepec Medio.

Es la unidad litoestratigráficamente intermedia del Grupo Chicontepec, definido por Dumble en 1918, al este de Chicontepec, Veracruz. Está constituida por una serie de capas de 20 a 40 centímetros de areniscas calcáreas de grano fino a medio, gris claro, que intemperizan en

café amarillento, alternando con horizontes de 10 a 20 centímetros de lutitas café. Sobreyace concordantemente a la Formación Chicontepec Inferior, y subyace normalmente a la Formación Chicontepec Superior. La edad de esta unidad es Paleoceno superior (Landeniano), de acuerdo con la fauna *Chilogumbelina critina*, *globorotalia velascoensis* y *Globigerina velascoensis*; en Pemex (2008).

c.4) Formación Chicontepec Superior.

Corresponde a la unidad superior del grupo Chicontepec, también definido por Dumble en 1918. Se presenta como capas de arenisca calcárea de grano medio a grueso, gris verde, que intemperizada cambia a color café amarillento, en capas de 40 a 80 centímetros. Es frecuente observar calcos de bioturbación y huellas de oleaje. Alternando con las areniscas se encuentran horizontes de lutitas arenosas, color gris, intemperizadas en amarillo. Subyace concordantemente a la Formación Guayabal del Eoceno Medio y sobreyace concordantemente a la Formación Chicontepec Medio, del Paleoceno Superior. La edad que le corresponde es del Eoceno Inferior y contiene los siguientes microfósiles: *Globorotalia rex* y *Globorotalia formosa formosa*.

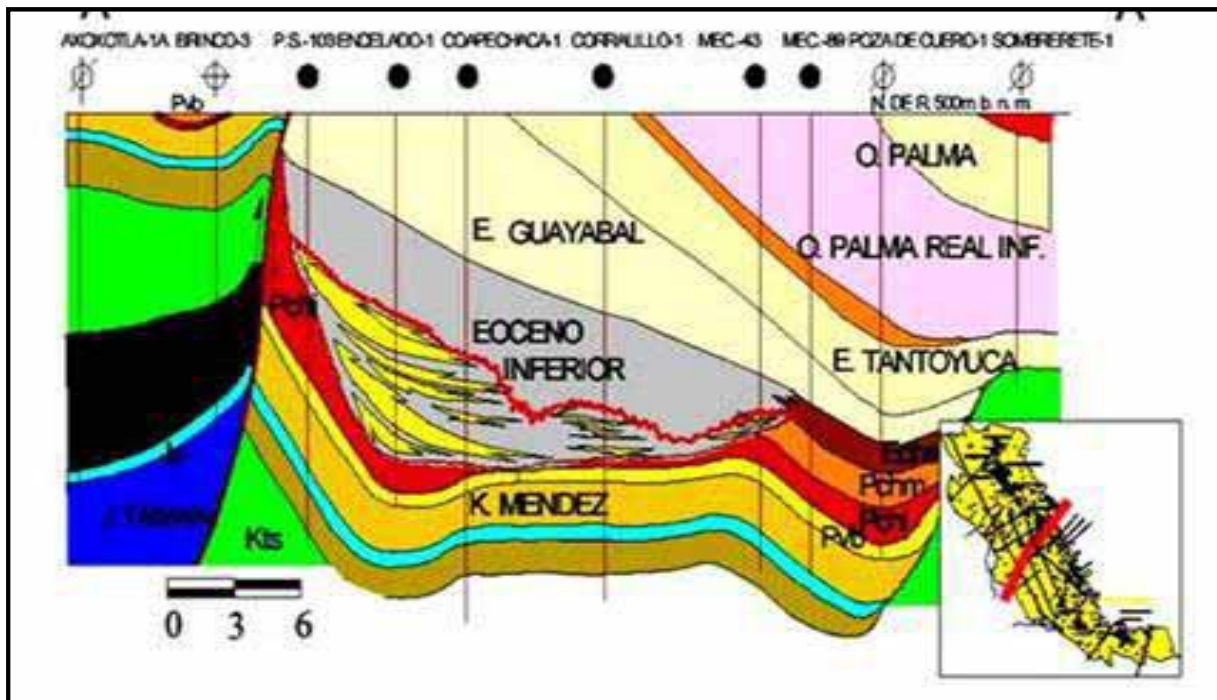


Figura 5. Sección esquemática de la distribución de formaciones estratigráficamente en el área de Chicontepec. AIATG-Pemex 2010.

El predominio de areniscas sobre lutitas en esta unidad, aunado a las estructuras sedimentarias, sugiere que su depósito se realizó en zonas más cercanas a la costa, probablemente relacionadas con deltas con acumulaciones considerables de terrígenos que constituyen esta formación; representa el máximo volumen del aporte de sedimentos orgénicos, tipo flysch depositados al iniciarse el Eoceno. López-Ramos (1956), describe

Chicontepec usando un simple sistema: inferior, medio y superior y considera a la Formación Aragón como el equivalente al Chicontepec Superior. Por la presencia de los fósiles *Vulvulina advena*, *Chilostomella sp.*, *Chilostomelloides sp.*, *Heterolepa sp.*, *Gyroidinoides sp* y *Oridorsalis sp.*, se ha interpretado su depósito en ambientes de aguas profundas en un rango de 200 a 500 metros; en Pemex (2008).

c.5) Formación Guayabal.

Adkins (1925) la describe por primera vez, pero fue Cole (1927) quien publica el nombre de una manera formal. La localidad tipo se encuentra en un acantilado, al Noreste de Guayabal, municipio de Tamatoco, Veracruz, a 12 Km al Oeste de Potrero del Llano, por el camino a Tlacolula. Las rocas de la Formación Guayabal están constituidas principalmente por lutitas suaves de color gris, azul y café, que intemperizan en color gris café a crema. El espesor de la formación varía de 100 hasta 500 m. (Pemex, 2008). Se considera como roca sello regional a las lutitas de la Formación Guayabal del Eoceno Medio.

d) Modelo paleosedimentario.

La proveniencia interpretada de los sedimentos depositados en la Cuenca de Chicontepec se propuso a partir de los datos de campo aportados por Bitter (1983); el autor reporta abundancia de fragmentos de caliza con fósiles, principalmente del Cretácico; indicando que estas rocas fueron expuestas y erosionadas. Para que esto ocurriera, el levantamiento de las áreas que actuaron como fuente de estos sedimentos calcáreos, debió de ser rápido; por lo que, el depósito de los mismos dieron lugar a la Formación Chicontepec. Las fracturas y la angulosidad que presentan los fragmentos de caliza, evidencian que fueron derivados de una región tectónica activa (Pemex, 2008).

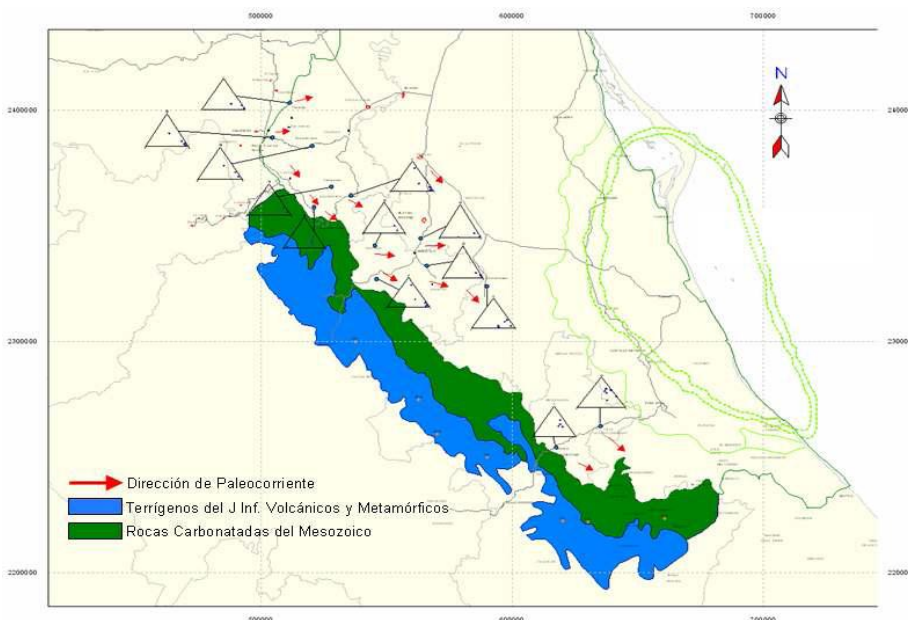


Figura 6. Mapa que muestra las posibles proveniencias de sedimentos. Tomada de Pemex 2008.

De acuerdo con las estructuras sedimentarias primarias que aportan datos de paleocorrientes; según Bitter (1983), los sedimentos provinieron del Occidente y fueron transportados hacia el Oriente, o sea, hacia la cuenca de Chicontepec, por procesos fluviales y corrientes marinas de turbidez. Por lo tanto, es posible que la mayoría de los sedimentos depositados por estos mecanismos, a la vez, también se erosionaron y transportaron nuevamente como sedimentos re-trabajados los que finalmente se depositaron en el paleocanal de Chicontepec.

Bush y Govela en 1975, con asociación faunística plantearon la existencia de depósitos de aguas profundas, tanto en afloramientos como en el subsuelo; interpretando con datos de bioestratigrafía, ambientes de canal dentro de una cuenca mayor con múltiples distributarios, como se muestra en la figura 7.

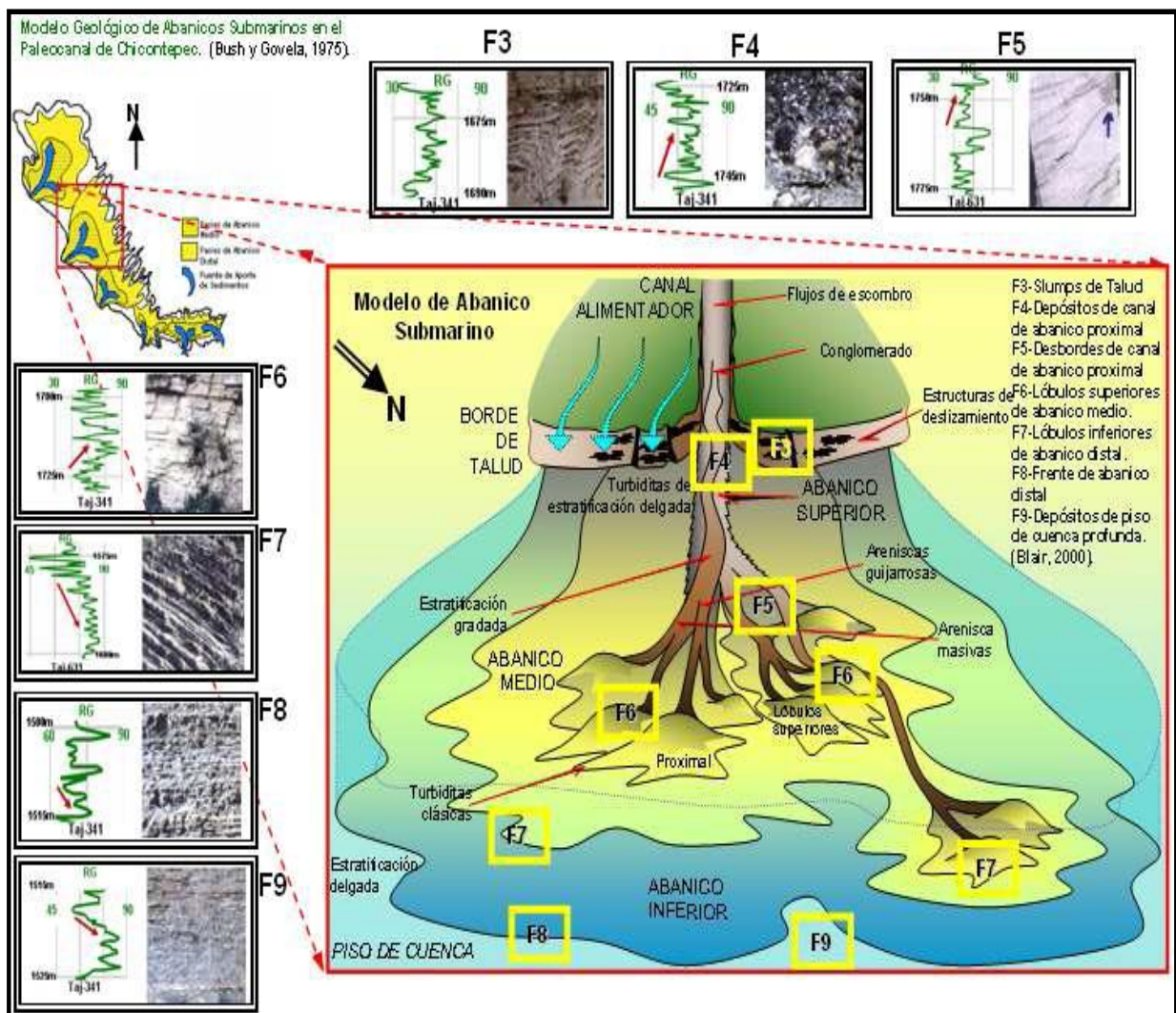


Figura 7. Modelo conceptual de abanicos submarinos postulado por Bush y Govela (1975), para el paleocanal de Chicontepec. Esquema de Abanico Submarino modificado de Walther (1978), con definición de facies de Blair (2000), en Pemex (2008).

El modelo conceptual de abanico submarino (figura 7) fue tomado de acuerdo a lo establecido por Walther (1978) y que se aplica al área del campo Agua Fría, en el que se interpretan facies de canal en abanicos submarinos, interpretados en el cubo sísmico del campo Agua Fría (Pemex, 2008).

Por otra parte, la presencia de partículas de cuarzo y feldespatos, son indicativos de la erosión de rocas continentales y volcánicas del Jurásico Medio y Triásico Superior; así como, provenientes del núcleo de los anticlinorios de Teziutlán, Huayacocotla, y de las rocas metamórficas del basamento de la SMO (Pemex, 2008).

Las zonas de derrumbes (*slumps*), representan grandes saltos estratigráficos, así como horizontes líticos que actúan como sellos entre las unidades arenosas de los abanicos submarinos. Estas zonas, aparentemente, representan periodos en donde el talud marino progradó sobre los abanicos submarinos (Blair, 2000).

e) Marco geológico local de la porción central (sectores 6 y 7).

La porción central del paleocanal de Chicontepec esta compuesta por los sectores 6 y 7. Estos a su vez, están compuestos por los campos: Corralillo, Tajín, Agua Fría, Coapechaca, Coyula y Escobal (figura 1).

A fines del Cretácico Superior, se inició la sedimentación terrígena de las secuencias estratigráficas del Terciario. Con base en la restructuración de la SMO estas secuencias se depositaron como un sistema de abanicos submarinos. La base de la columna estratigráfica del Terciario, está representada por la Formación Velasco-Basal, la cual se caracteriza por lutitas calcáreas; sobre esta unidad, descansa el grupo Chicontepec, que comprende a las formaciones: Chicontepec Inferior, Chicontepec Medio y Chicontepec Superior; caracterizados estos por alternancias de areniscas y lutitas calcáreas.

La Formación Chicontepec, está cubierta en forma discordante por las lutitas de la Formación Guayabal (Eoceno Medio). Sobreyaciendo a esta formación, se encuentran las unidades de las formaciones Tantoyuca-Chapopote, constituidas por lutitas, areniscas y conglomerados (Formación Tantoyuca), y lutitas (Formación Chapopote). Sobre estas unidades, descansa concordantemente la Formación Palma Real Inferior, la cual está constituida por lutitas y areniscas que cambian a facies de la Formación Horcones, y a la vez, a esta formación le sobre yace la Formación Palma Real Superior, litológicamente compuesta por lutitas y areniscas, como se observa en la figura 2.

El Play productor de aceite para los sectores 6 y 7, está representado por depósitos turbidíticos arenosos de edad Paleoceno-Eoceno, atribuibles a complejos de canales submarinos y lóbulos, y **los sellos** están constituidos en la parte superior por un paquete arcilloso de hasta 1400 m de espesor y por múltiples sellos de lutitas interestratificadas.

Dentro de la secuencia estudiada del sector 6 y 7, en la Formación Chicontepec, se reconocen 4 discordancias definidas como A, B-3, B y C. Estas constituyen límites de secuencias que separan a los sedimentos en el área; se ha interpretado también la superficie de la Formación Méndez, y que en conjunto con las discordancias A, B-3, B y C, sirven como límites de control (Pemex, 2012). La figura 8 se muestra la columna geológica del Sector 6 y 7.

EDAD	SECUENCIAS (4º Y 3er Orden)	DESCRIPCIÓN	AMBIENTE SEDIMENTARIO
Eoceno Superior	Es-TNYC	Arcillosa hacia su parte superior y alternancia de areniscas con lutitas en la parte basal, con contenido de Gas y Aceite.	Deltaico.
Eoceno Medio	Em-GYBL	Lutitas (Roca Sello para el Play Chicontepec)	Nerítico Externo.
	Disc-C		
Eoceno Inferir	SECUENCIA 4: C-10, C-20, C-30, C-40, C-50	Lutitas en su parte superior y alternancia de areniscas con lutitas hacia su parte inferior. Los cuerpos con potencial económico son: C-30-40-50.	Turbidítico, con predominio de lóbulos externo a medio, con pocos canales distributarios.
	Disc-B		
Paleoceno Superior	SECUENCIA 3: C-60, C-65, C-60, C-70, C-80, C-85	Areniscas de grano fino a medio. Las arenas con potencial económico son: C-60, C-70 y C-80.	Turbidítico, con predominio de lóbulos interno a medio, con canales distributarios y abanicos en mayor proporción.
	Disc-B3		
	SECUENCIA 2: C-90, C-100, C-105	Areniscas de grano medio, intercaladas con esporádicos lentes de lutitas. Las arenas con potencial económico son: C-90 y C-105.	Turbidítico, con predominio de lóbulos interno, con canales distributarios mayor proporción.
	Disc-A		
Paleoceno Inferior	SECUENCIA 1: Pechi-A, B, C	Depósitos Masivos de arena, siendo Pechi A/B cuerpos potencialmente rentables.	Turbidítico con lóbulos medio a externo y predominio de canales distributarios.
Cretácico Superior	Ks-MNDZ	Marga gris verdoso y café rojizo	Nerítico de baja energía.

Figura 8. Columna geológica detallada para los sectores 6 y 7 (Pemex, 2012).

Adicionalmente se tiene a la Formación Tantoyuca como *Play* productor de gas y aceite de edad Eoceno Superior, esta formación se encuentra principalmente al Este del campo Agua Fría y corresponde a arenas de buena calidad de ambientes deltaicos, las cuales se han visualizado como un área de oportunidad futura.

La secuencia turbidítica de la Formación Chicontepec, fue subdividida en cuatro secuencias de tercer orden, quedando definidos entre discordancias regionales.

Esta Formación tiene un rango de espesor entre 300-1,500 metros, identificándose 17 secuencias de cuarto orden a nivel yacimiento, cuyo rango de espesor es de 10 a 100 metros; se encuentran limitadas en su cima y base por superficies de inundación reconocibles al menos a nivel de yacimiento.

En las figuras 9 y 10 se muestran dos secciones, una longitudinal y otra transversal, con sísmica y estratigrafía del sector 6. En ellas se aprecia que los colores en verde corresponden a secuencias arcillosas de la Formación Chicontepec y los colores amarillos, a desarrollos arenosos; esto se comprueba con el apoyo de registros geofísicos. Adicionalmente el paquete en color azul, corresponde a la Formación Guayabal, la cual es el sello de los cuerpos arenosos.

La sección longitudinal en la figura 9, orientada NW-SE, trazada en la parte central del Sector 6, entre los pozos Agua Fría-94 y Coapechaca-394. En su porción central, se presenta una estructura de tipo anticlinal a partir de la cual los cuerpos arenosos al NW son más delgados que los presentes en la porción SE, mientras que la Formación Guayabal se adelgaza en dirección al SE. Se aprecian depósitos aislados suprayacentes a la discordancia B. Los desarrollos arenosos denominados Pechi, se encuentran distribuidos en forma dispersa en la intersección de los 4 campos del área de interés.

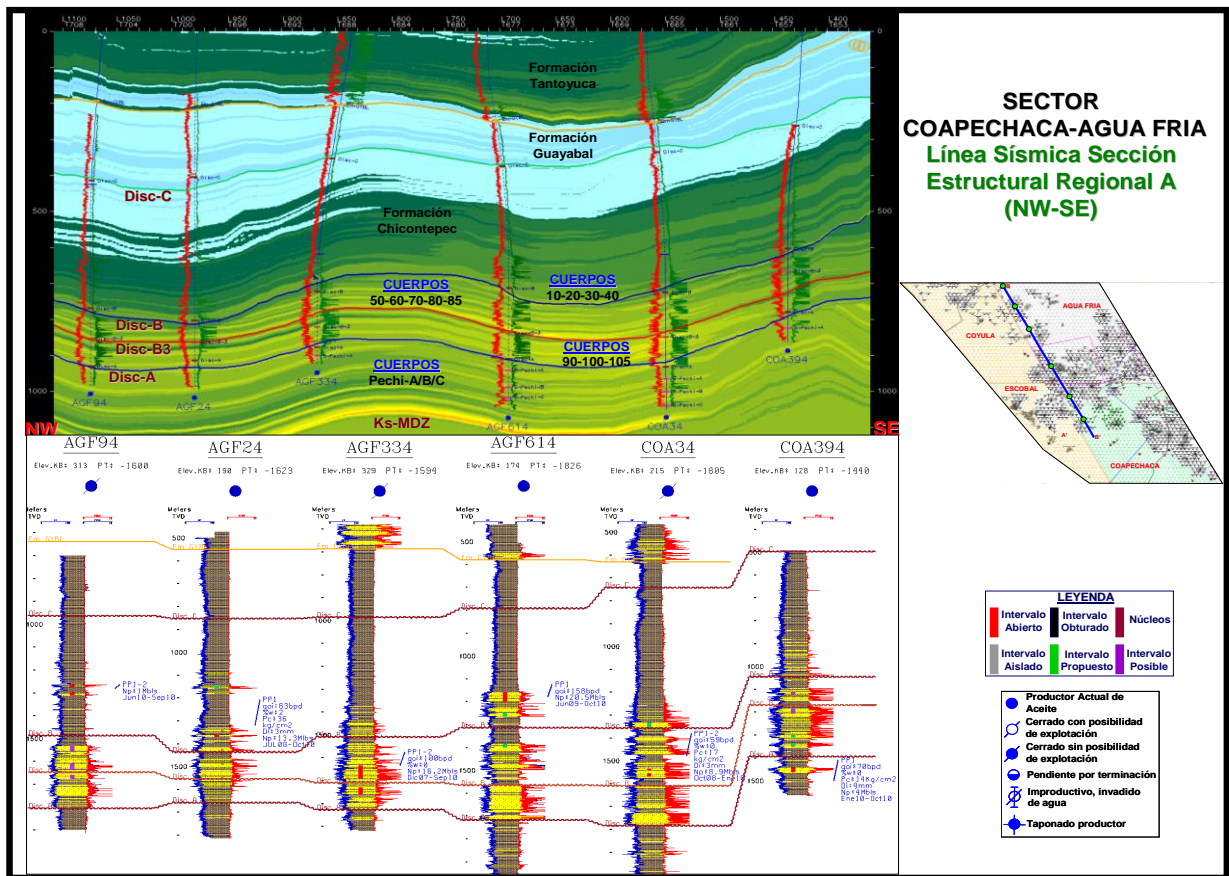


Figura 9. Sección longitudinal sísmica-estructural y estratigráfica (NW-SE) sector 6 (Pemex, 2012).

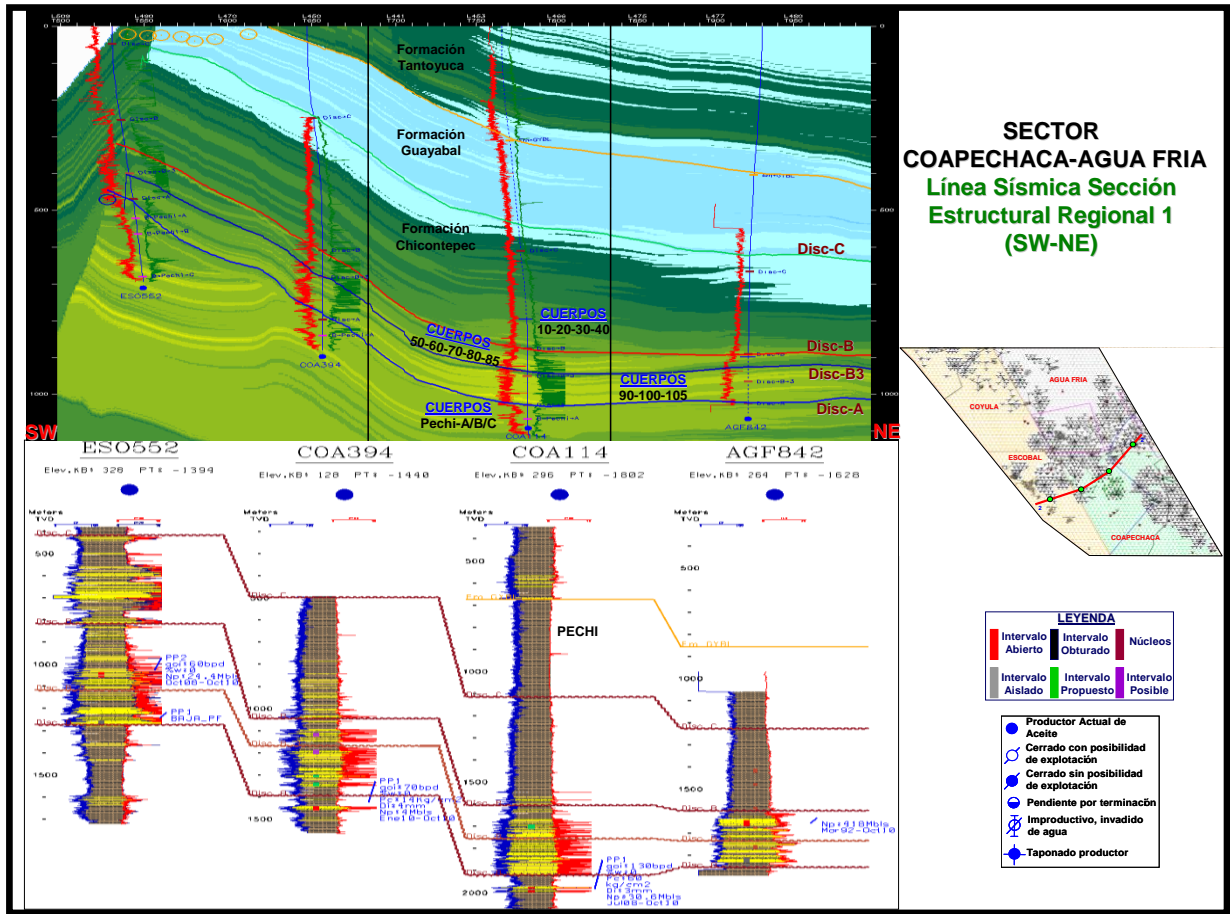


Figura 10. Sección transversal sísmica-estructural y estratigráfica (SW-NE) sectores 6 y 7. Se aprecia buzamiento convergente del NE al SW, debido a la falla estructural Brinco-Escobal (Pemex, 2012).

La sección transversal en la figura 10, orientada NE-SW, ubicada en la parte sur del sector 6 (campos Escobal, Coapechaca y Agua Fria), y los pozos Escobal-552 y Agua Fria-842; como referencia, se aprecia un buzamiento convergente de NE al SW; este levantamiento es debido al sistema de la falla Brinco-Escobal. A partir de aquí se observa cómo se adelgazan los cuerpos arenosos y en la misma dirección se profundizan hacia el campo Agua Fria.

En las figuras 11,12 y 13, se muestran tres secciones estructurales estratigráficas, una longitudinal y dos transversales para del sector 7.

La figura 11, muestra una sección longitudinal orientada NW-SE, trazada en la parte poniente del Sector 7, entre los pozos Corralillo-336 y Tajín-669, con la finalidad de observar los cambios laterales de espesor entre ambos campos, lo cual queda evidenciado con los pocos desarrollos arenosos al Noroeste, en contraparte con los mayores cuerpos arenosos al Sureste. Se puede observar que los cuerpos arenosos de la Formación Tantoyuca presentan un comportamiento distinto, con mayores desarrollos hacia el Noroeste.

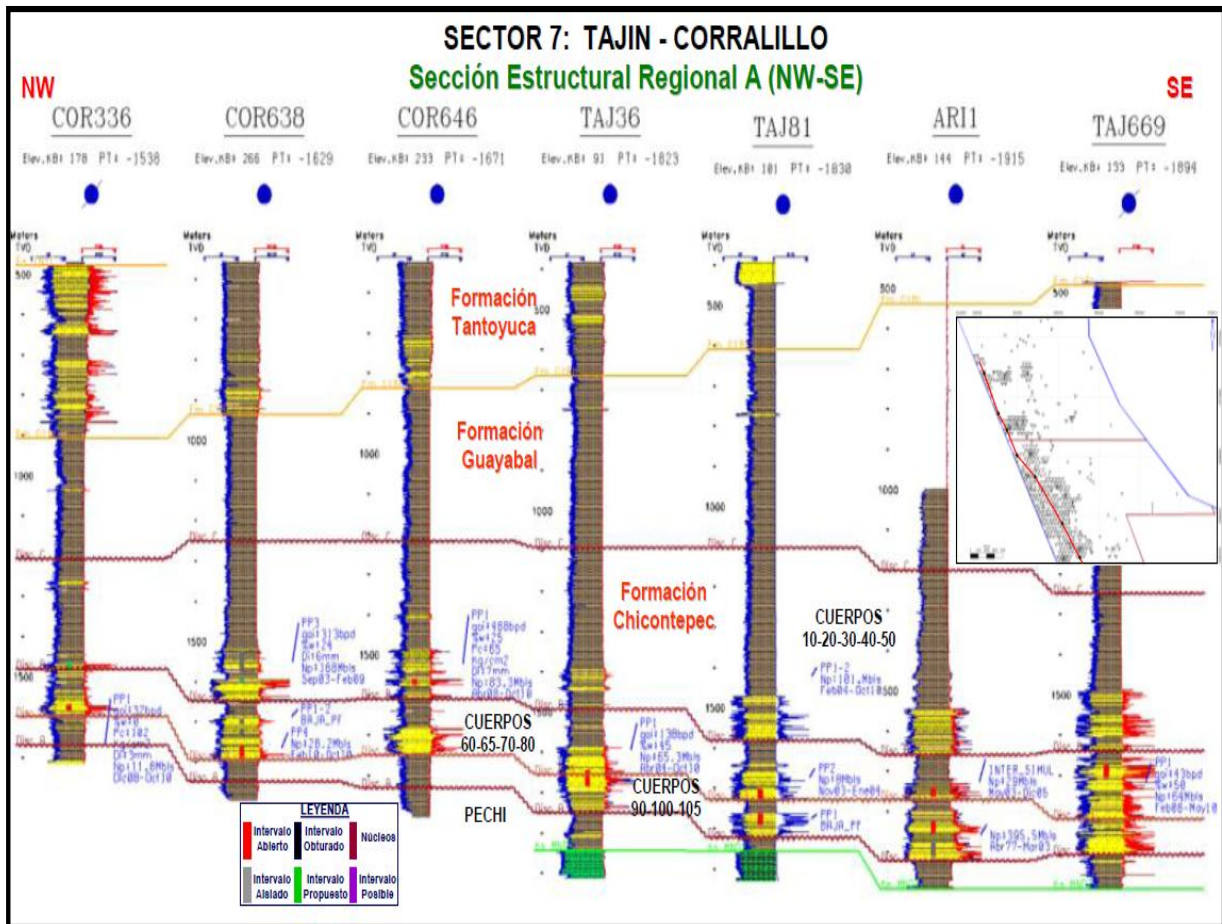


Figura 11. Sección longitudinal estructural-estratigráfica (NW-SE) en el sector 7, (Pemex, 2012).

La figura 12 muestra la sección (1), estructural-estratigráfica transversal, orientada W-E, ubicada en la parte Norte del campo Corralillo, entre los pozos Corralillo-336 y Corralillo-475; se aprecia un buzamiento convergencia al E, y en la misma dirección se observa un fuerte adelgazamiento de los cuerpos arenosos con gran potencial, esto es evidencia de excelentes producciones en pozos ubicados hacia esta zona.

La figura 13 muestra la sección transversal (2), estructural-estratigráfica orientada SW-NE, ubicada en la parte central del campo Tajín, entre los pozos Tajín-656 y Tajín-472, igual que la sección anterior muestra una disminución de los cuerpos arenosos hacia el NE pero con muy buenas producciones.

Se considera que la trampa es de tipo estratigráfico y en algunas ocasiones mixta; y la arquitectura de la trampa, presenta alta heterogeneidad por los abundantes cambios laterales y verticales de facies en cortas distancias y a la progradación de sus depósitos, con dirección de Occidente a Oriente. Cuando se presenta la componente estratigráfica-estructural (mixta), existen alineamientos de fractura-miento, los cuales se identifican en los registros geofísicos de pozo y por sus producciones iniciales.

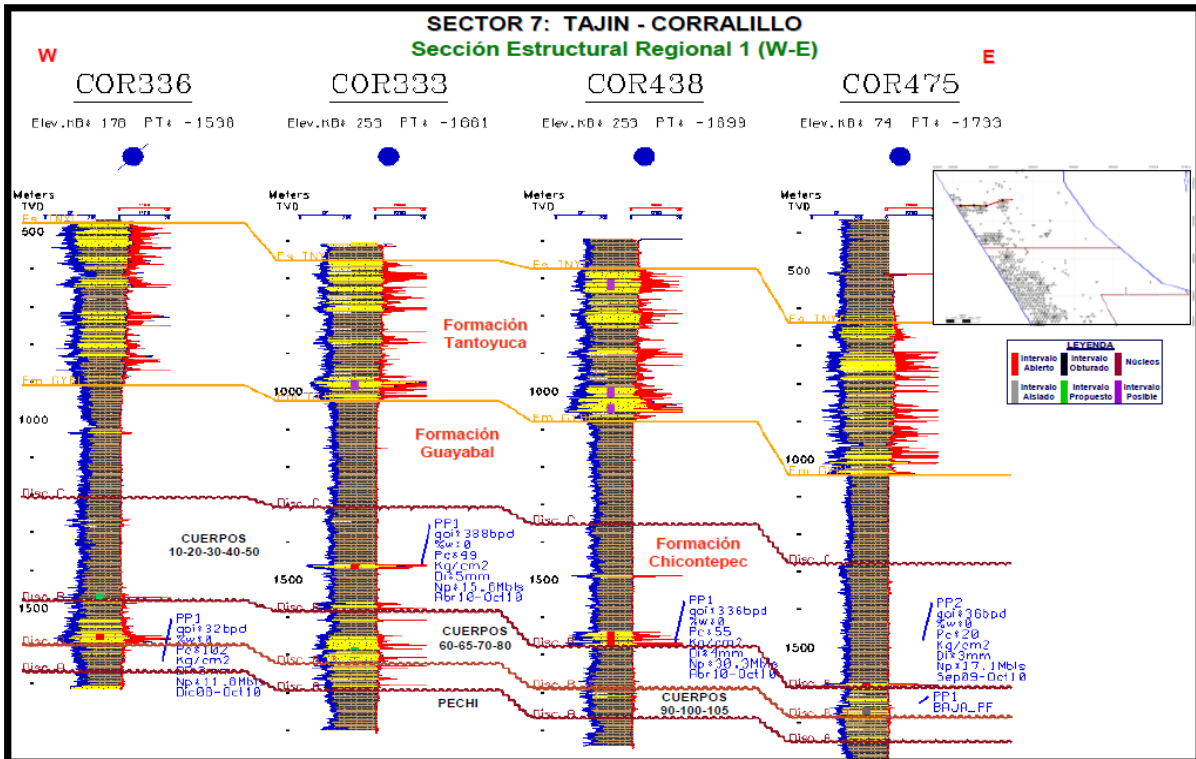


Figura 12. Sección transversal (1) estructural-estratigráfica (W-E) en el sector 7, (Pemex, 2012).

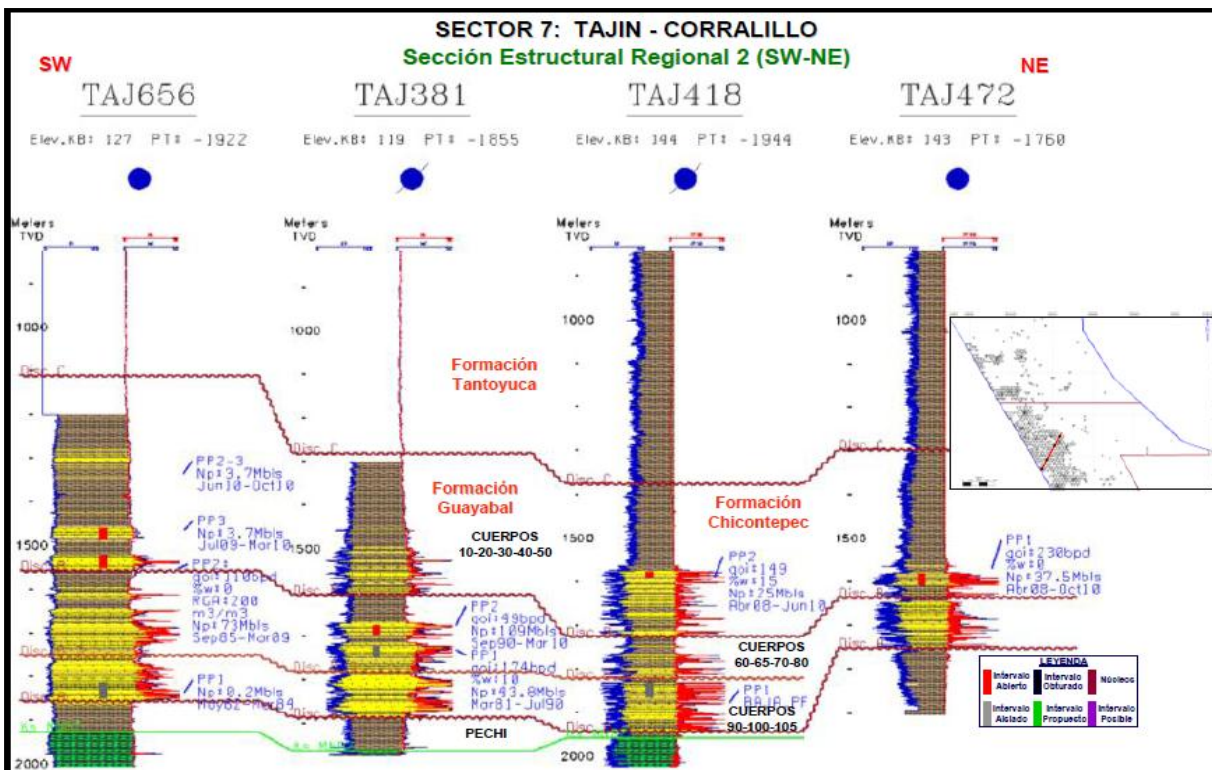


Figura 13. Sección trasversal (2) estructural-estratigráfica (SW-NE) en el sector 7, (Pemex, 2012).

Para la determinar facies en las areniscas, se ha utilizado la firma del registro de rayos gamma (GR) y de resistividad, como se muestra en la figura 14.

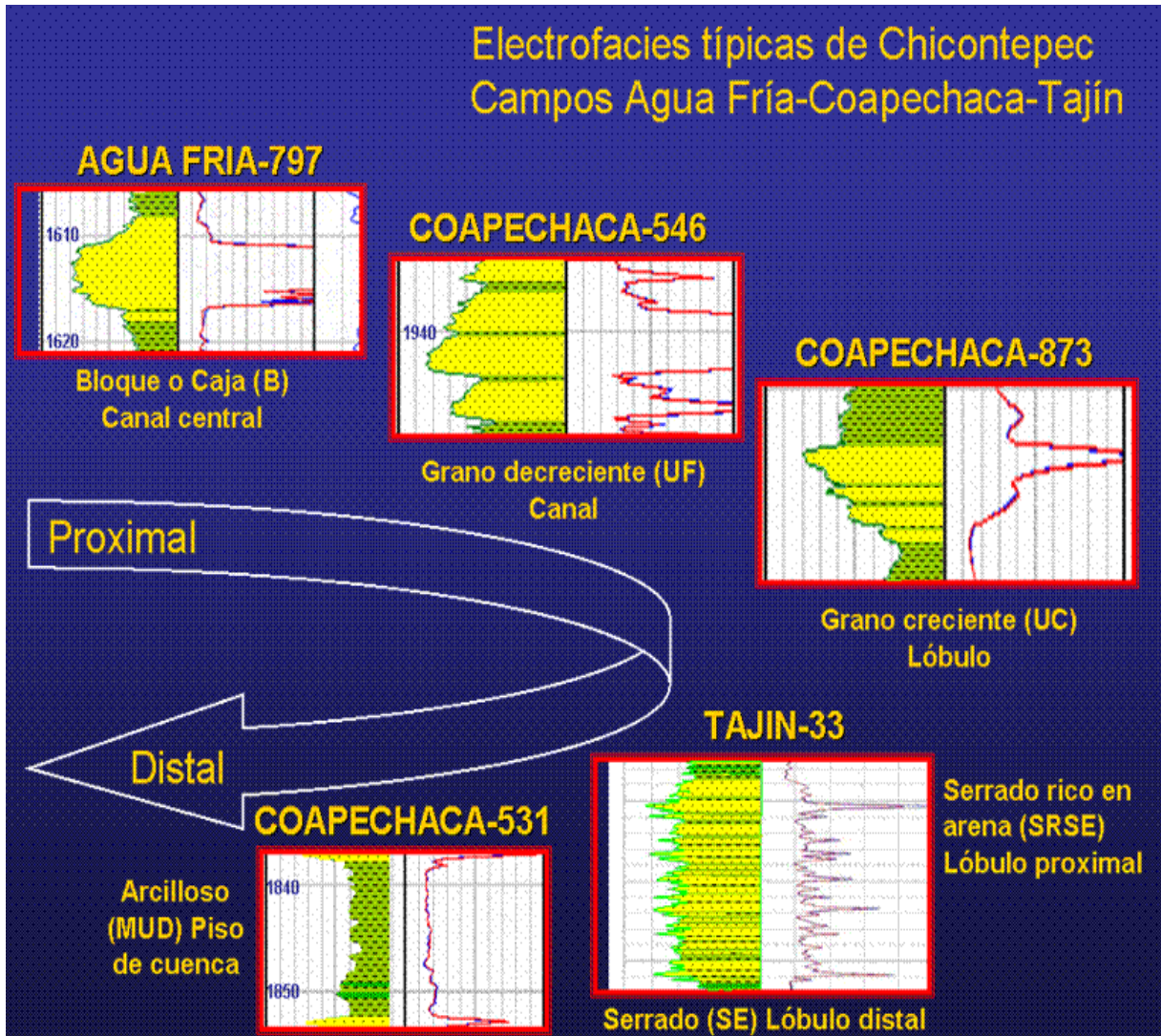


Figura 14. Determinación de Facies en base a la traza de registros de rayos gamma (RG) y de resistividad, para facilitar la interpretación de secuencias (Tyler, 2004).

CAPITULO III.

*“No sabemos en donde empieza el mal,
si en las palabras o en las cosas,
pero cuando las palabras se corrompen
y los significados se vuelven inciertos,
el sentido de nuestros actos y de nuestras obras
también es inseguro.
Las cosas se apoyan en sus nombres y viceversa.*

O. Paz.

CAPITULO III. Yacimientos Compactos.

a) Yacimientos Convencionales y No Convencionales.

Para definir un yacimiento No Convencional se sugiere primero definir un yacimiento convencional. Con la finalidad de distinguir la diferencial entre ellos (Figura 15).

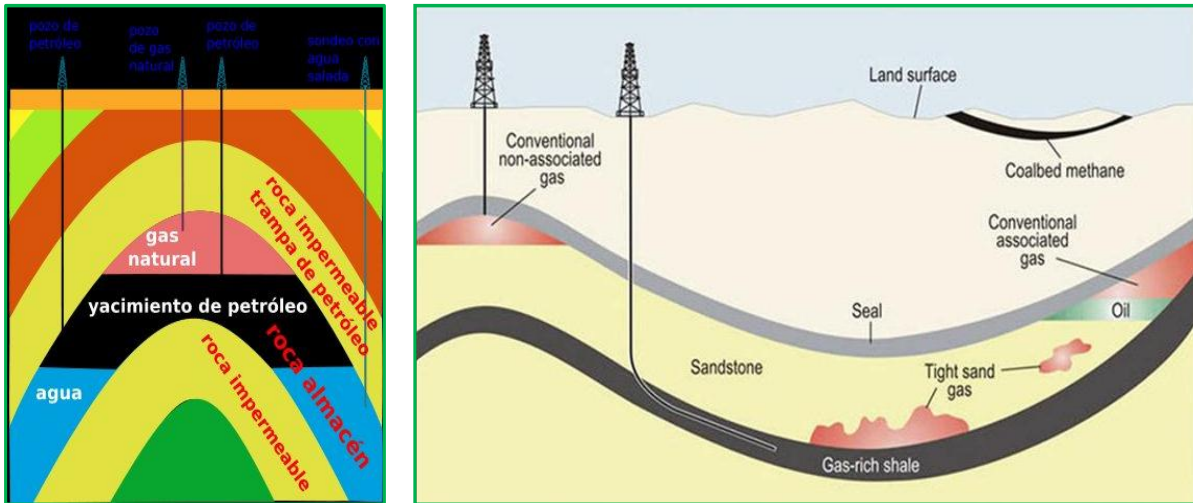


Figura 15. La imagen muestra de manera práctica dos dibujos hipotéticos de un yacimiento petrolero: en la izquierda el Convencional y en la derecha ambos yacimientos; el Convencional y el No Convencional. Tomado internet y de Galicia B.J.G., SGM, 2012.

Yacimiento Convencional:

Estos son los yacimientos que producen tasas de flujo económico y volúmenes económicos de aceite y gas, sin tratamientos de estimulación masiva o procesos de recuperación especial o de tecnología de punta.

Yacimiento NO Convencional:

Son yacimientos que No producen tasas de flujo económico o volúmenes económicos de aceite y gas, sin asistencia de tratamientos de estimulación masiva o procesos de recuperación especial o de tecnologías específicas (Holditch, 2001 y 2007; Vello, 2004).

Son yacimientos de aceite y gas de muy baja permeabilidad donde los fluidos son extraídos utilizando técnicas que pueden ser similares o diferentes a las que se emplean en los yacimientos convencionales.

Suelen cubrir grandes áreas y por lo general presentan múltiples ambientes depositacionales y heterogeneidad lateral.

Tienen baja porosidad y permeabilidad.

Los registros de pozos proveen respuestas parciales y se requiere apoyo del análisis de núcleos (en pozos verticales y horizontales).

b) Clasificación de yacimientos No Convencionales.

Con la finalidad de conocer los tipos de yacimientos No Convencionales, Stephen A. Holditch (2001, 2007), los clasifica como:

- Low perm oil o *tight oil sandstones* (Aceite en areniscas compactas).
- *Tight gas sandstones* (Gas en areniscas compactas).
- *Shale Gas* (Gas en lutitas).
- *Heavy oil* (Aceite pesado).
- *Coal bed methane* (Metano en capas de carbón).
- *Gas hydrates* (Hidratos de Gas).
- *Shale oil* (Aceite en lutitas o lutitas bituminosas).

Otros autores consideran a *Tar sands* (Arenas con alquitrán) como yacimientos no convencionales en su clasificación.

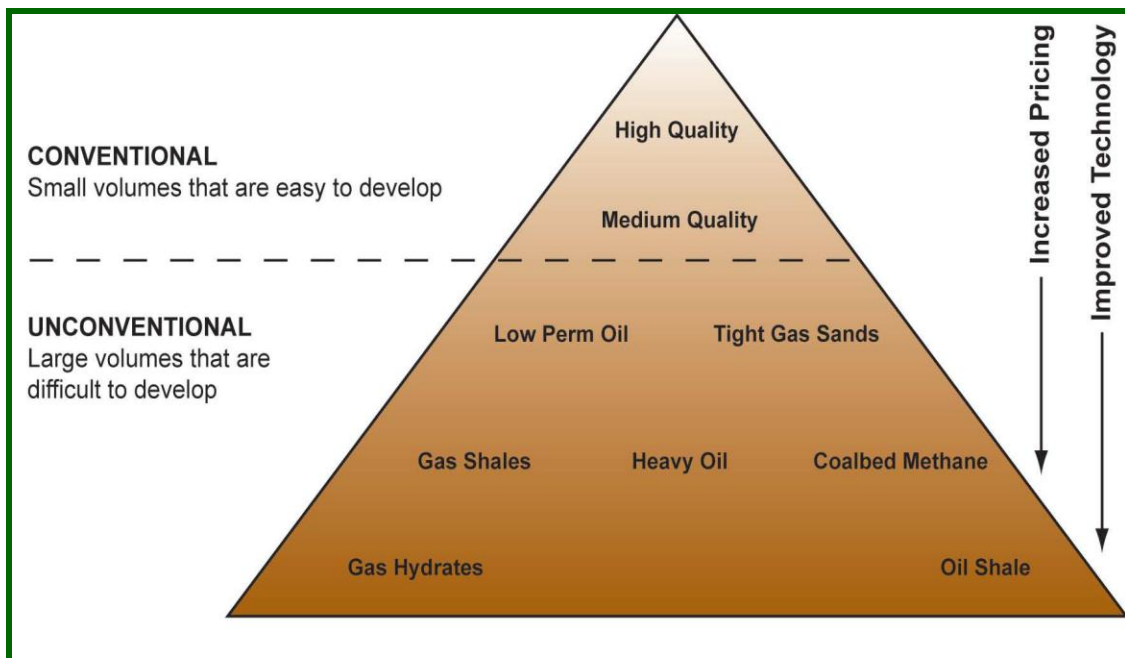


Figura 16. Clasificación de los diferentes tipos de yacimientos Convencionales y No Convencionales. Modificado de Masters (1979) y Miskimins (2008) en: Holditch (2001).

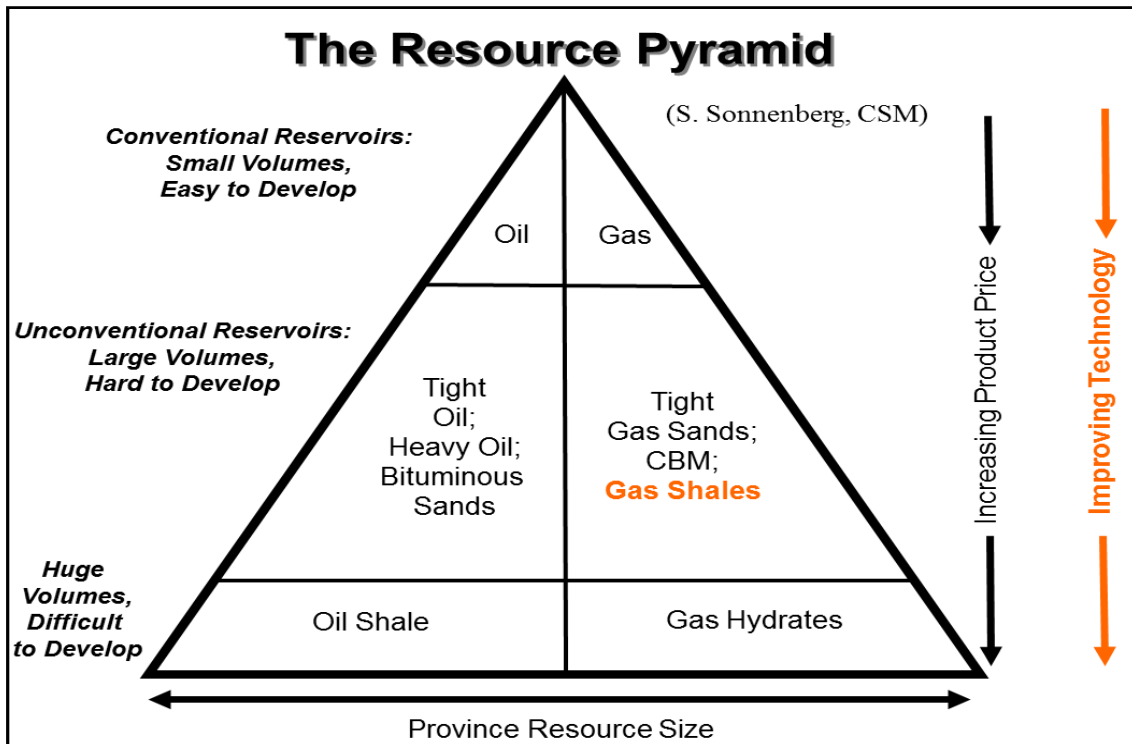


Figura 17. Otra clasificación de los diferentes tipos de yacimientos No Convencionales, en; Curtis (2010).

c) Yacimientos compactos.

Aquí se considera la fusión de la primera y segunda clasificación de Holditch (2001; 2007), quedando traducidos y unificados literalmente los yacimientos compactos de la siguiente manera: aceite y gas en areniscas compactas o de baja permeabilidad (*tight oil and gas sandstones*). La fusión de los dos tipos de yacimientos se debe a que ambos fluidos se presentan en la Formación Chicontepec.

Considerando que es una fusión de dos tipos de yacimientos, se investigaron y obtuvieron las características y propiedades de ambos.

c.1) Definición.

Sobre los yacimientos compactos (*tight*), Salazar (2008), describe: " *Tight* es el término comúnmente usado para referirse a yacimientos de baja permeabilidad, que producen hidrocarburos líquidos y gaseosos. Para los años 70 debido a una decisión del gobierno de U.S., se nombraban yacimientos *tight*, a todos aquellos cuya permeabilidad fuese menor a 1.0 mD".

Varios autores a partir de la década de los 70's, después de que se acuñó el término de *tight*, siguen aportando información sobre este tipo de yacimientos No Convencional. La palabra

tight en español significa “compacto” o “apretado”, en este trabajo se usara el adjetivo de “compacto”.

c.2) Propiedades físicas.

Según Salazar (2008); Holditch, (2001; 2007), Vello, (2004), un yacimiento *tight* es aquel que pueda producir tasas económicamente rentables y que por lo menos, solo se puedan recuperar cantidades discretas de hidrocarburos.

El entendimiento de los yacimientos compactos está en función de varios factores físicos relacionados con la ley de Darcy, para flujo radial y parámetros como: tasa de flujo, presión de yacimiento, el radio del pozo, propiedades del fluido, temperatura del yacimiento, permeabilidad, espesor, radio de drenaje y del daño; incluso si el pozo es estimulado con técnicas de fracturamiento o es producido por pozos horizontales o multilaterales (tipo Chicontepec).

Con esto se tiene que no hay yacimientos compactos típicos, estos pueden ser tanto profundos como someros, con alta o baja presión, con alta o baja temperatura, homogéneos o no, así como naturalmente fracturados.

El aceite No Convencional (también conocido como aceite compacto ligero, y abreviado LTO) es un crudo ligero contenido en formaciones con baja porosidad y permeabilidad (lutitas o pizarras). No debe ser confundido con el aceite en lutitas (lutitas bituminosas o *shale oil*), por que varia según su gravedad API y viscosidad de fluidos y de su método de extracción (Holditch, 2001).

Otro de los atributos modificadores en este tipo de yacimientos, es su conectividad, que generalmente es limitada y discontinua; por lo que su correlación lateral es de poco alcance, debido a su heterogeneidad.

Algunas veces se pueden presentar gastos de producción cercanos al límite económico de las explotaciones.

Contrariamente a los yacimientos de gas en lutitas, los yacimientos compactos son formaciones compuestas principalmente por areniscas muy finas, normalmente de origen marino, con porosidades primarias menores al 10-12% y permeabilidades menores de 1.0 mD para aceite y 0.1 mD para gas (Passey, 2006; Sánchez-Ramírez, 2010; Salazar, 2008; Law, et al. (2001), en Byeong-Kook, 2008; Holditch, 2001). Obviamente, el hidrocarburo contenido en este tipo de rocas, al carecer estas de porosidad secundaria (ausencia de fisuras) tiene muy pocas posibilidades de incidir en el horizonte objetivo si no se fractura hidráulicamente la formación. Esta es la razón, por la que los pozos del Paleocanal de Chicontepec deben fracturarse con operaciones masivas, utilizando diversos métodos de iniciación y diversificación de la fractura.

c.3) Ocurrencia geológica y características sedimentarias.

La ocurrencia de yacimientos compactos es muy común en depósitos turbidíticos, como es el caso del paleocanal de Chicontepec. Una de las características de los yacimientos compactos es estar formado de capas delgadas y alto grado de laminación, (v.g.) Holditch *et al.* (2001), Passey *et al.* (2006), Aguayo Camargo (2006 y 2011), Fan, Maged. (2012), Sánchez-Ramírez, J.A. *et al.* (2010), o bien, estratos delgados compuestos de areniscas, con alto contenido de arcilla en la matriz o muy cementadas.

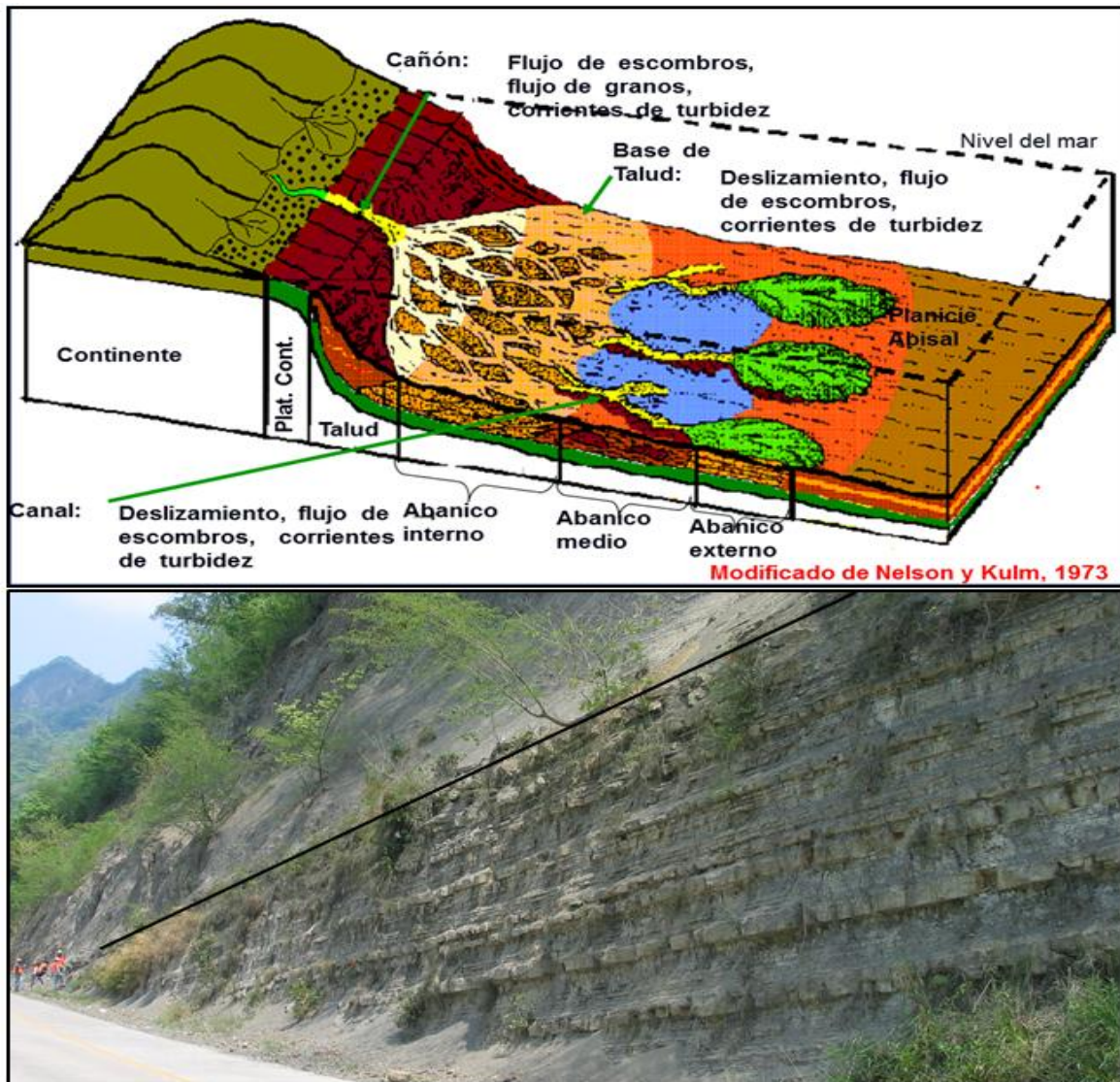


Figura 18. La imagen muestra en la parte superior un modelo hipotético de talud continental y zona abisal. Puede observarse la gran variedad de depósitos que se pueden generar con los flujos de sedimentos transportados, entre ellos los turbidíticos. En la parte inferior se muestra dos afloramientos superficiales, separados por una línea negra: el inferior es un depósito de turbidita y sus capas no han sido modificadas (en: Roger Slatt-Steve Cossey, 2008).

En el área de estudio se han observado en afloramientos, núcleos y registros intervalos de capas delgadas y muy delgadas, esta es una característica de los yacimientos del paleocanal de Chicontepec; como se muestra en la figura 19, obtenida del pozo Corralillo - 378, además de su nivel de cementación y tamaño de grano o partícula.

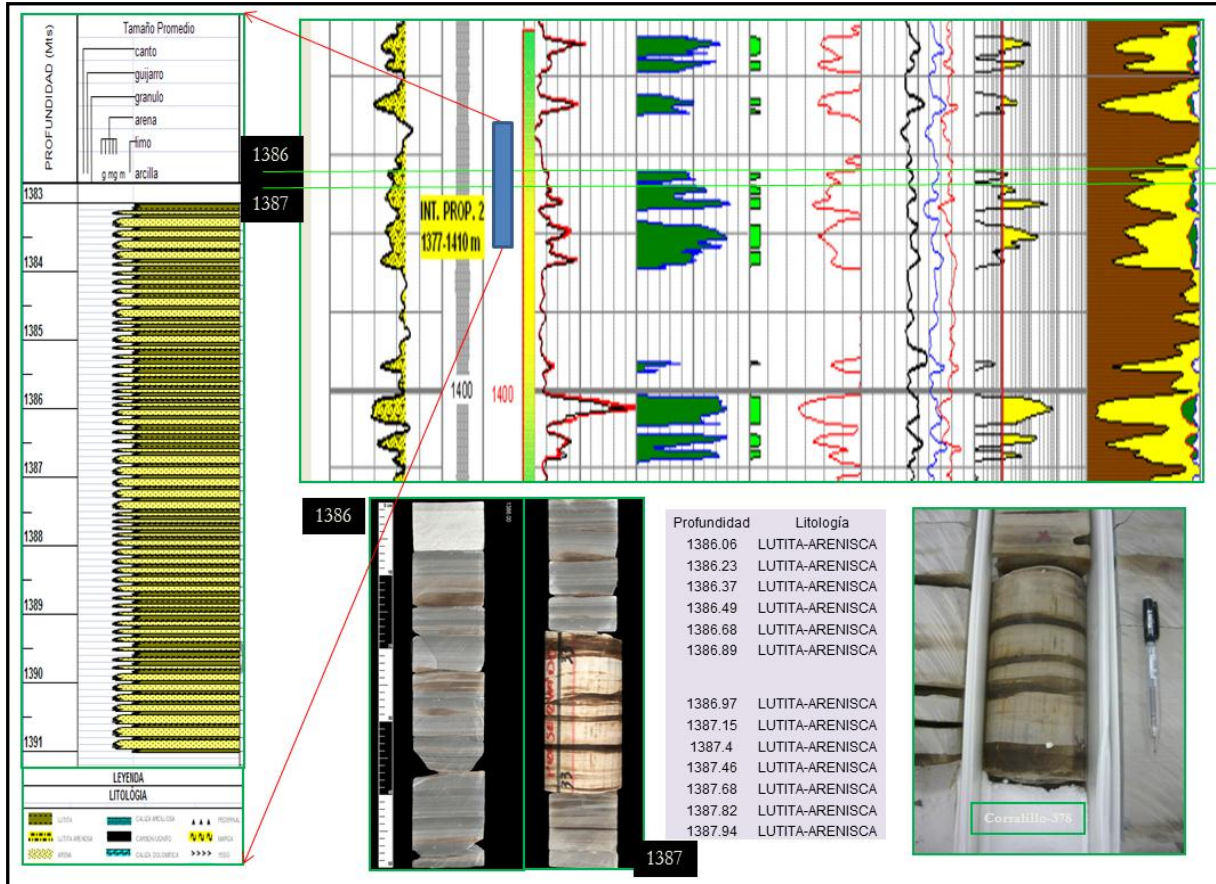


Figura 19. La imagen muestra un horizonte con alto grado de estratificación y laminación, de una fracción de núcleo del pozo Corralillo-378. La columna litológica del núcleo y un fragmento del mismo certifican esta condición. En la evaluación petrofísica se puede observar el intervalo donde fue recuperado el núcleo. Tomado de Avalos T.H. et al. 2012.

Los términos, capa delgada, capa muy delgada, conjunto de capas delgadas, laminar, muy laminar y conjunto de laminas; fueron definidos y descritos por Campbell (1967).

La definición de **capa delgada** sedimentológicamente tiene un espesor cuyo rango es de 5 a 60 cm. (Bates and Jackson, 1984: en Passey, et al., 2006).

La definición de **capa petrofísica**, es una unidad de roca que por sus características petrofísicas se distingue de aquellas rocas que la encajonan, que a la vez, sus características petrofísicas son significativamente diferentes (Passey, et al., 2006).

En esta definición, las características petrofísicas incluyen: porosidad, densidad de grano, permeabilidad y comportamiento de presión capilar. Nótese que esta definición puede describir una capa geológica, un conjunto de capas, un conjunto de láminas o una lamina.

La definición de **capa petrofísica delgada**; es una capa petrofísica con espesores entre 1 pulgada (2.5 cm) y 2 pies (60 cm).

El espesor de 2 pies es seleccionado como un *cutoff* de capa delgada, porque es aproximadamente igual a la resolución vertical del registro de porosidad y la mas grande resolución de resistividad; estos registros resuelven la petrofísica de los límites de la capa y dan una medición verdadera de las propiedades petrofísicas cerca del centro de la capa.

La definición de **capa petrofísica muy delgada**; es una capa petrofísica con espesores menores a 1 pulgada (2.5 cm).

Las capas petrofísicas muy delgadas están cerca o por debajo de la resolución de los registros de imágenes y de tapones de núcleos convencionales.

La figura 19 muestra el conjunto de la terminología propuesta por Campbell (1967) y análoga el tamaño de los espesores para cada una de las terminologías de capas y laminas, con la respuesta de los registros geofísicos de pozo.

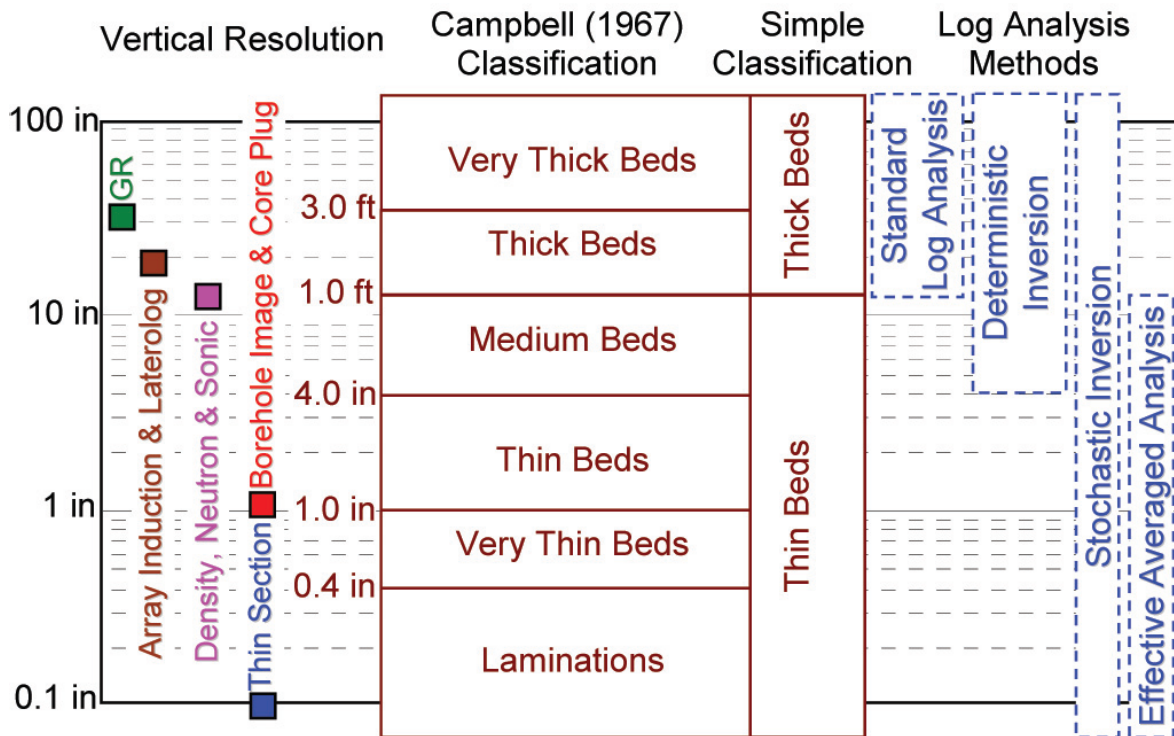


Figura 20. Al centro se muestra la terminología de los diferentes espesores de capas y laminas, desde el punto de vista geológico. Los términos de espesores de capas pueden también ser usados para el conjunto de laminas (Campbell, 1967). Sánchez-Ramírez, et al., 2010; retoma la clasificación

de Campbell y hace adaptaciones para facilitar el trabajo en la caracterización y evaluación petrofísica.

La idea, desde el punto de vista petrofísico, se basa en el espesor de capas para facilitar el método de análisis de registros y mostrar la resolución vertical típica de herramientas de registros convencionales, cuando 1 pulgada es igual a 0.0254 m (2.54 cm) y 1 pie es igual a 0.3048 m (30.48 cm); en: Sánchez-Ramírez, *et al.*, 2010.

Los yacimientos compactos ocurren preferentemente en ambientes de depósito siliciclásticos y específicamente en subambientes, donde las capas delgadas son altamente representativas. Además de originarse en turbiditas, también ocurren en sistemas de aguas profundas (depósitos de leeve, lóbulo distributivo, margen de canal, desbordes (overbank). Así como, en sedimentos hemipélagico: deltaicos (facies distales o pro-delta), depósitos lacustres, depósitos fluviales (point bar o depósito del meandro y levee) y en tempestitas. (Aguayo, C.J.E., 2011).

Se incluye aquí, una breve descripción de las corrientes de turbidez, depósito de turbidita y abanicos submarinos, por representar el principal depósito de interés en el área de estudio.

Corriente de turbidez. Son flujos de sedimentos con reología newtoniana y en estado turbulento; en la que el sedimento va soportado en suspensión, por la misma turbulencia en un inicio y, su depósito ocurre a través de la decantación del mismo en el fondo marino.

Características de la corriente de turbidez:

- Litofacies: desde arenas finas, limos y arcillas.
- Gradación normal sin clastos flotantes de mayor tamaño.
- Contacto basal erosivo o abrupto bien definido.
- Contactos internos gradacionales y cíclicos de sedimentos muy finos con gruesos.
- Capas cíclicas de espesor delgado, comúnmente de centímetros.
- Geometría laminar en ambientes de cuenca profunda.
- Se pueden observar geometrías lenticulares en zonas de relleno de canal.
- En las planicies abisales, pueden tener continuidad por cientos de kilómetros.

Este tipo de corrientes son el resultado de la interacción compleja de todos los procesos gravitacionales. Generalmente están asociados con flujos de sedimentos a partir de su transporte masivo.

La combinación entre estos procesos, depende de las condiciones en las que se mueva el sedimento (coherente o incoherente) y del estado de fluidez, en el que se encuentre bajo

condiciones submarinas (laminar, plástico o cohesivo y turbulento, newtoniano o no cohesivo).

Las corrientes profundas están principalmente controladas por diferencias de densidad en el agua causadas por cambios en la salinidad, temperatura y/o por contenido de sedimentos en suspensión. Se pueden diferenciar 3 tipos principales de procesos que las generan:

- 1) Corrientes inducidas por diferencias termohalinas ó corrientes de contorno (*contour currents*) o contornitas.
- 2) Corrientes de fondo causadas por el viento.
- 3) Corrientes de fondo generadas por la acción de las mareas.

Los depósitos generados por las corrientes de fondo y las causadas por corrientes de turbidez, pueden llegar a confundirse; sin embargo existen diferencias claves para distinguir entre una y otra. Algunas de estas diferencias son las siguientes:

- Las corrientes de fondo fluyen en paralelo al talud en movimientos circulares (giros) y pueden depositar sedimentos hacia la parte proximal del talud ó hacia las planicies abisales; mientras que las corrientes de turbidez siempre fluyen hacia las zonas profundas de la cuenca
- Las contornitas se pueden depositar en la plataforma, el talud o en las planicies abisales, mientras que las turbiditas, comúnmente se depositan al pie del talud o en las planicies abisales.
- Las corrientes de fondo transportan sedimentos principalmente por tracción de fondo; por lo que, es común encontrar estructuras asociadas a este proceso, mientras que las corrientes de turbidez transportan sedimentos finos y muy finos en suspensión. Por lo tanto se encuentran estructuras de tracción de fondo y rizaduras en las contornitas, mientras que la gradación normal es característica de la turbidita.
- Las contornitas presentan contactos abruptos y bien definidos entre el material arenoso y el lodoso; mientras que las turbiditas muestran contactos gradacionales (transicionales).
- Las contornitas pueden presentar secuencias arenosas muy limpias y bien seleccionadas, por causa del retrabajo y la remoción de material arcilloso que realizan las corrientes; mientras que las turbiditas no tienen secuencias arenosas bien seleccionadas y son facies ricas en material lodoso.

		EVENT TYPES	DEPOSITS	BEHAVIOUR
DEBRIS FLOW	COHESIVE		Debrite D	
CO-GENETIC FLOWS	HYBRID		'Linked' debrite LD	
SLURRY FLOW	TRANSITIONAL		'Banded' sandstone SF	
HIGH-DENSITY TURBIDITY CURRENT	NON-COHESIVE		HDT	
LOW-DENSITY TURBIDITY CURRENT			LDT	

Peter Haughton, 2006

Figura 21. La imagen muestra los diferentes tipos de eventos que generan depósitos y su comportamiento físico. En la parte inferior se encuentra caracterizada la corriente de turbidez, que propicia el depósito de turbiditas. Tomado de Peter Haughton, 2006.

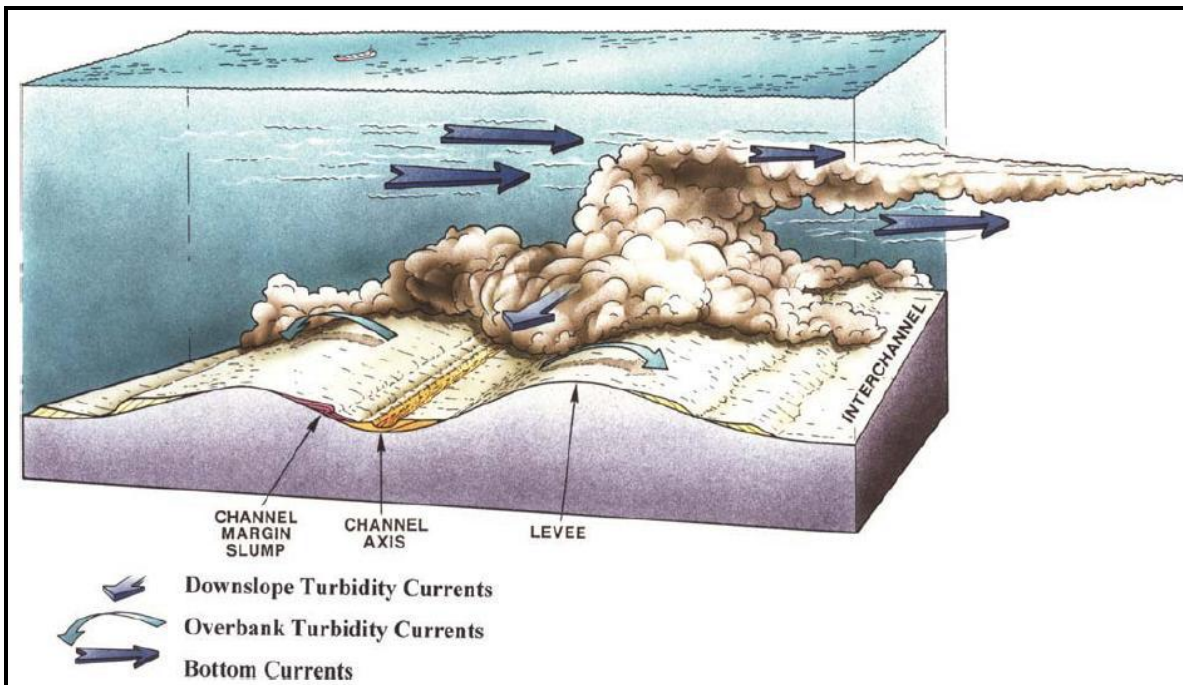


Figura 22. A estas corrientes se les llama de "contorno" porque tienden a circular paralelamente al talud continental y por lo tanto de manera perpendicular a los movimientos de materiales en masa o a los flujos de sedimentos.

Turbidita: El termino *turbidita* se aplica a una alternancia rítmica de areniscas y lutitas, caracterizadas por presentar contactos horizontales y paralelos entre ellas; así como marcas impresas por el flujo de corrientes y efectos de carga, además de una secuencia interna de estructuras primarias características de los estratos. Las turbiditas no son exclusivas de un ambiente tectónico en particular (Aguayo C.J.E, 2011).

Una **secuencia turbidítica** es el resultado del transporte y depositación de sedimentos, debidos al fenómeno hidrodinámico conocido como *corriente de turbidez*. De igual forma, el concepto de corriente de turbidez ha sido aplicado para explicar la erosión de un cañón submarino y por lo tanto, la depositación de arenas en un abanico submarino, así como la génesis de los sedimentos de tipo “flysch”.

Bouma (1962) realiza un estudio completo de depósitos turbidíticos, y propone un modelo de facies turbidíticas, conocido actualmente como secuencia Bouma; la cual es dividida de manera idealizada en 5 facies: **a)** Intervalo de areniscas con gradación normal y marcas de base, **b)** Intervalo de areniscas con laminación paralela, **c)** Intervalo de laminación cruzada o laminación ondulada o convoluta, **d)** Intervalo de limos y arcillas con laminación paralela, y **e)** Intervalo de sedimentos lodosos hemipelágicos.

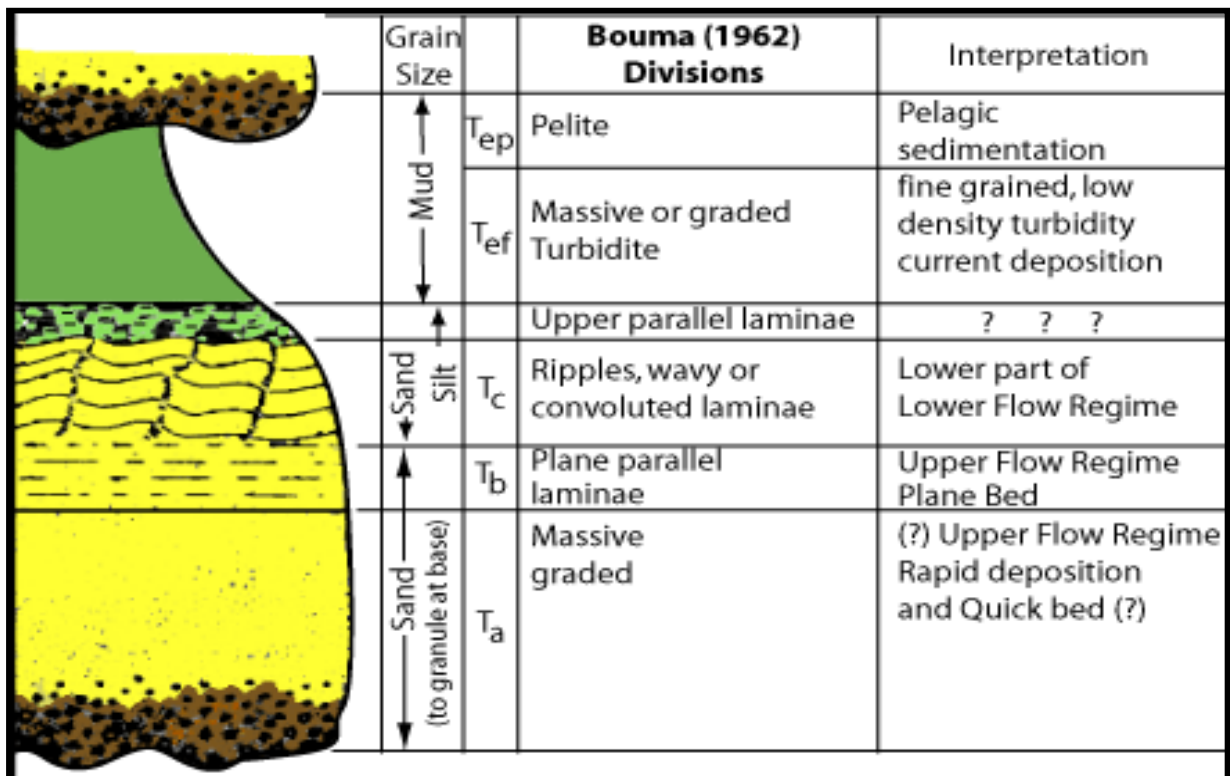


Figura 23. Modelo propuesto por Bouma (1962); en: Walter (1965); Walton (1967); Middleton (1967).

Los sistemas terrígenos de aguas profundas se han investigado mediante imágenes acústicas en abanicos modernos y penetración profunda de perfiles sísmicos, en sistemas sepultados, principalmente en márgenes divergentes y cuencas cratónicas.

Los depósitos de ambientes marinos profundos comparados con los de ambientes someros, son menos conocidos, debido a que son inaccesibles a la observación directa; por esta razón, los datos para la construcción de modelos se derivan del muestreo superficial de depósitos antiguos y estudios de sismica marina de alta resolución. Existe un gran número de modelos para abanicos submarinos modernos, entre los que destacan: Mutti (1977), Ricci Lucchi (1975), Normark (1978) y Walker (1978). Con base en estos autores, las rocas clásticas de aguas profundas pueden subdividirse en cinco asociaciones de facies principales:

- 1.- Turbiditas clásicas.
- 2.- Areniscas masivas.
- 3.- Areniscas gravosas.
- 4.- Conglomerados re-depositados y lodos gravosos.
- 5.- Flujos de escombros y depósitos por deslizamiento.

Otro modelo de abanicos submarinos antiguos es el de Mutti y Ricci Lucchi (1972) que corresponde a una distribución espacio-temporal de facies y a unos ambientes caracterizados por depósitos de abanico interno, abanico medio y abanico externo, como se ilustra en la figura 25. Los cuales son alimentados por fuentes puntuales (canales alimentadores de cañones submarinos), y cuyos flujos de densidad son transportados masivamente como derrumbes, deslizamientos, flujos de escombros y corrientes de turbidez, depositados al pie del talud de las cuencas marinas profundas

El **abanico interno** es alimentado por cañones submarinos en los que se derivan canales, que sirven como conducto para los sedimentos. Los sedimentos más gruesos se acumulan en la zona del sistema de canales en el abanico interno, los cuales en ocasiones se desbordan lateralmente a través de los flancos de canales y terrazas, depositándose sedimentos finos en unidades delgadas gradadas. Esas capas delgadas comúnmente presentan en sus bases estructuras de flama y secuencias parciales Bouma; consistiendo de laminación paralela cubierta por estratificación convoluta o múltiples sectores de laminación cruzada en rizaduras.

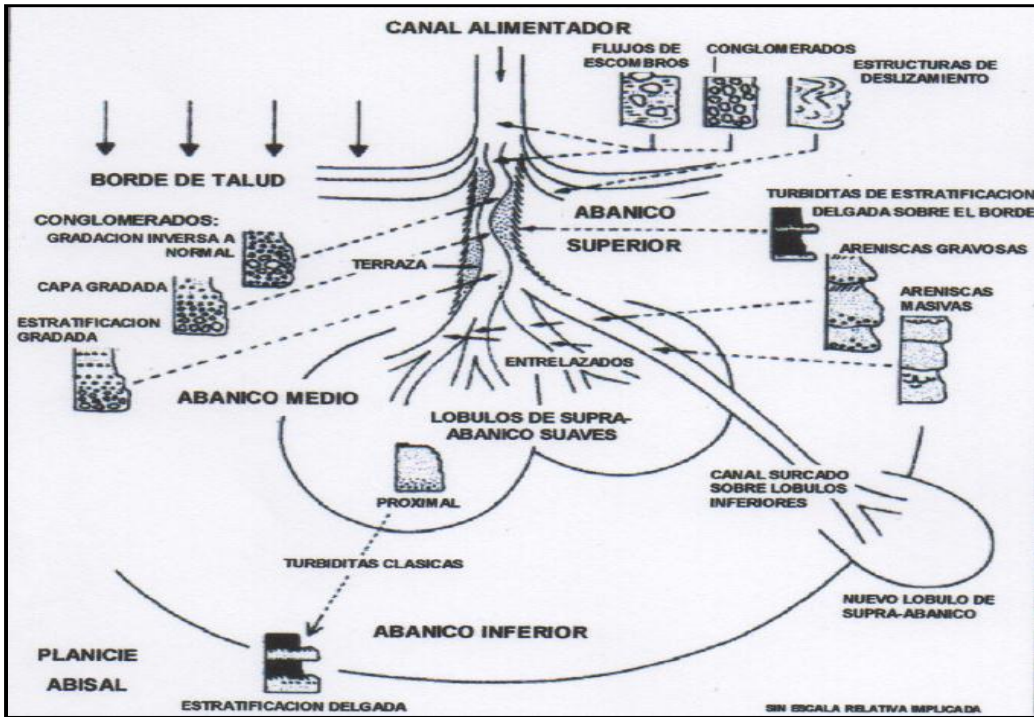


Figura 24. Modelo depositacional de un abanico submarino no confinado rico en arenas, rasgos morfológicos relacionados, medio ambiente depositacional y facies resultantes. Walker (1978).

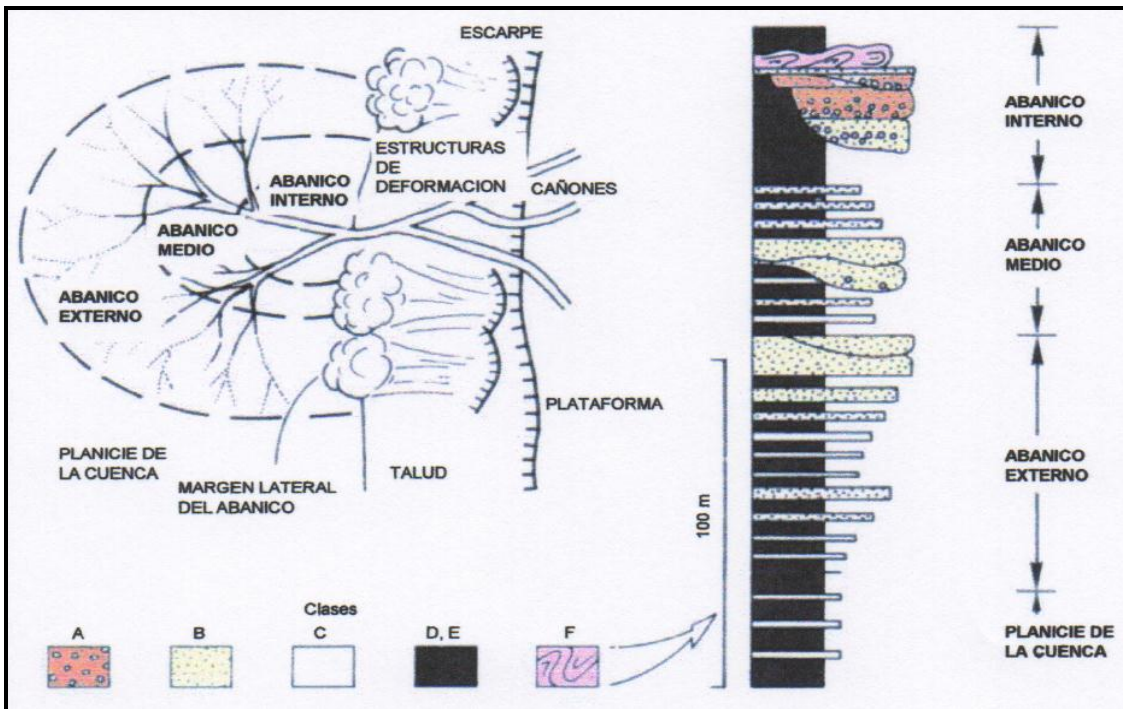


Figura 25. Modelo para abanico submarino antiguo que muestra el desarrollo y la mecánica de los depósitos turbidíticos en las zonas de la plataforma continental, talud continental y la cuenca; en: Mutti-Ricci Lucchi (1972).

El **abanico medio** es un sistema rico en areniscas que se caracteriza por formar lóbulos de supra-abanico, con superficies pulidas convexas. Cada lóbulo es abastecido por canales distributarios, bifurcados o trenzados que acumulan areniscas masivas o guijarrosas, mostrando estratificación lenticular y estructuras someras de arrastre. Los sedimentos interlobulares están parcial o completamente retrabajados a medida que los canales migran.

El **abanico externo** tiene una superficie de ligera pendiente y recibe incrementos de depósitos de sedimentos suspendidos, puntualizados por pulsos de turbiditas de grano fino. Los mantos gradados resultantes son delgados, lateralmente persistentes y monótonamente superimpuestos, comúnmente a través de espesores estratigráficos considerables.

Los yacimientos compactos incluyen, por ejemplo, a las siguientes formaciones: Lutita de Bakken, Niobrara, Barnett Shale, Spraberry Field e Eagle Ford Shale en los Estados Unidos; R'Mah en Siria; Sargelu en la región norte del Golfo Pérsico; Athel en Omán; Bazhenov y Achimov en el Oeste de Siberia; y la Formación Chicontepec en México.

Las formaciones con capas delgadas constituyen una porción importante de los últimos descubrimientos a nivel mundial y están presentes en la mayoría de los *play* de aguas profundas, como es el caso del Golfo de México.

c.4) Identificación con registros y núcleos.

Como se ha expuesto anteriormente, los yacimientos compactos (*tight*) presentan un conjunto de características que los hace diferentes a los yacimientos convencionales. En el caso del paleocanal de Chicontepec los horizontes compuestos por capas delgadas y laminares no son la excepción, puesto que la resolución vertical es limitada por los registros eléctricos convencionales. Generalmente no es fácil identificar capas delgadas con estas herramientas o medir directamente las propiedades petrofísicas en cada una de estas capas individualmente.

El espesor de capa y la resolución vertical:

Como el rango vertical es más grande o de mayor dimensión que una capa individual y varía en las diferentes sondas utilizadas, aquí se tratará de ver el método de identificar las formaciones de capas delgadas de estos yacimientos compactos con registros de pozo y núcleos.

La figura 26 muestra una comparación o ejemplo entre el espesor de capa y la resolución vertical de registros convencionales, tapones de núcleo y laminas delgadas (petrografía); con la finalidad de mostrar de una manera práctica esta relación.

		Definición Geológica	Resolución Vertical con Registro de Pozo
Capa gruesa petrofísicamente	100 cm	Capa muy gruesa	Inducción - SP Rayos Gamma
	30 cm	Capa gruesa	Laterolog - Inducción Densidad - Neutro- Sónico
Capa delgada petrofísicamente	10 cm	Capa media	Sónico - Microlog Microesférico Enfocado
	3 cm	Capa delgada	
Capa muy delgada petrofísicamente	1 cm	Capa muy delgada o lamina	<i>Tapones de núcleo</i> Registros imágenes de agujero
	3 mm	Lamina delgada	
		Lamina muy delgada	<i>Lamina delgada (petrografía)</i>

Figura 26. Relación entre capas petrofísicas y estratigráficas, y su definición en la resolución vertical con registros geofísicos de agujero descubierto. Apoyándose en la clasificación de Campbell, 1967. Tomado de Passey, Q.R. et al., 2006.

Por lo tanto, cuando se trabaja con registros, la primer pregunta salta a la vista; están presentes las capas delgadas en nuestro yacimiento o no????

Primeramente se pueden seleccionar un grupo de pozos con registros donde se hayan recuperado núcleos, estos tendrán la finalidad de ubicar las capas delgadas en pozos existentes. Varios tipos de datos pueden alertar al analista en la presencia de capas delgadas, estos indicadores son directos e indirectos. (Sánchez-Ramírez, J.A. et al. 2010; Passey, Q.R. et al., 2006).

Indicadores directos:

- **Núcleos convencionales e imágenes de núcleos.**

Para establecer capas delgadas de un intervalo no hay un sustituto mejor que los núcleos convencionales. Por otra parte, las imágenes de núcleos digitales pueden proveer un significado conveniente de un núcleo con la respuesta del registro, y determinar los volúmenes de arena y arcilla con un alto grado de confianza. En la figura 27, se muestra una imagen de un registro de microresistividad del pozo Agua Fria-76, que se correlaciona con una fotografía digital de núcleo convencional.

Ambas imágenes de núcleo en luz blanca, son usadas para diferenciar las capas de areniscas (imágenes en claro) y las capas de lutita (en oscuro).

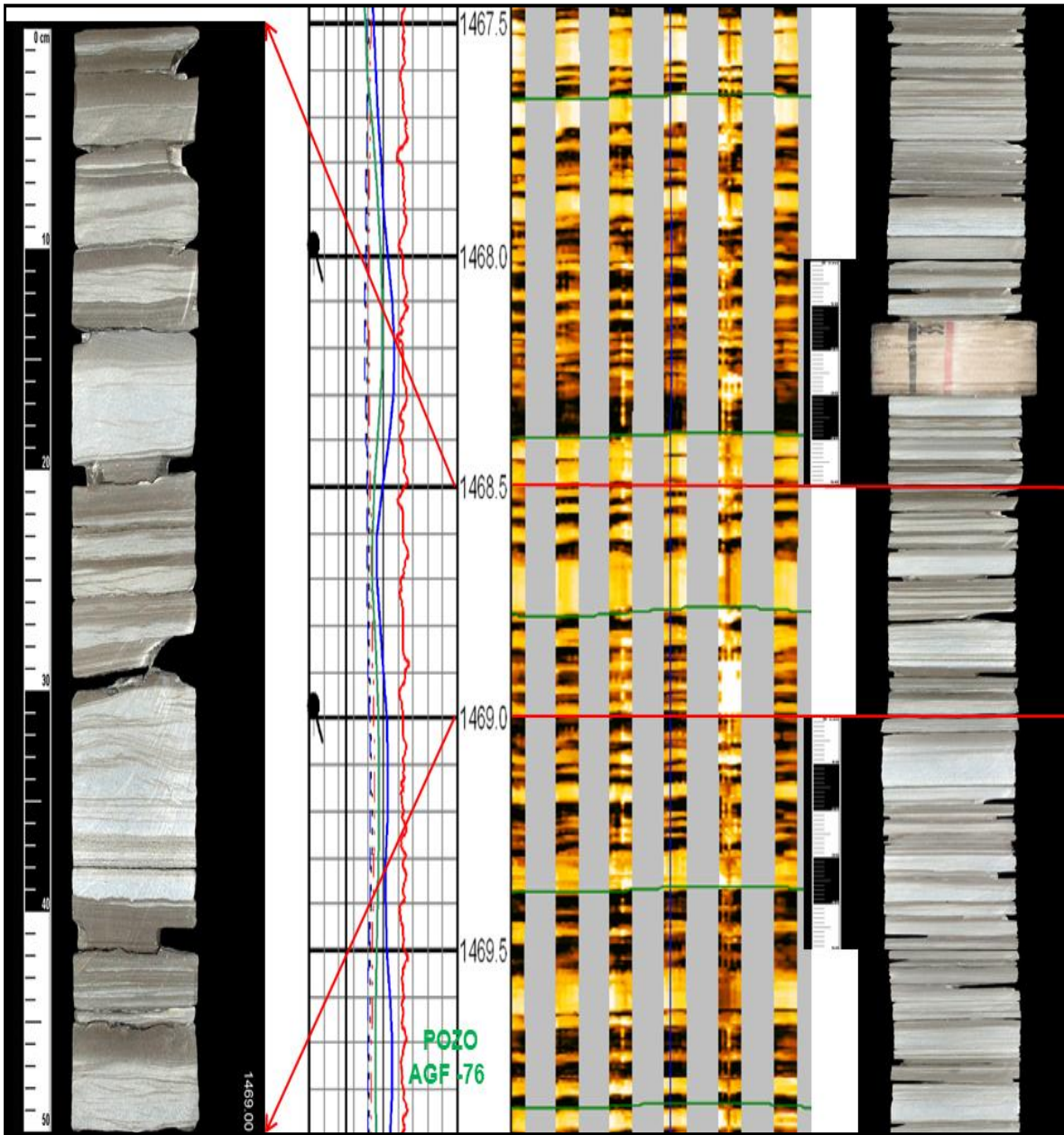


Figura 27. La imagen muestra fotos en luz blanca de un fragmento de núcleo convencional, a la derecha; y una ampliación de medio metro, a la izquierda. Al centro, la imagen de un registro de microresistividad con la finalidad de homologar la resolución de estratos y laminación.

En la figura 27, también se observa en la fotografía de luz blanca del núcleo, laminaciones delgadas y muy delgadas, de pocos milímetros, que no son percibidas por el registro de microresistividad o imágenes; con esa finalidad se realiza una ampliación del intervalo 1468.5 a 1469 m (la escala a la izquierda es de cada 10 cm). Aparentemente son diferenciables, sin embargo con la observación a detalle, no es así. Por lo tanto, queda aquí demostrado que el núcleo convencional es la única y mejor evidencia directa de este tipo de formaciones.

- **Núcleos de pared**

Si el núcleo convencional no está disponible, entonces los núcleos de pared o percusión pueden ser la única evidencia de capas delgadas, pero es pertinente considerar que ambas litologías (areniscas delgadas y lutitas laminares) pueden encontrarse con cierta frecuencia en los datos de núcleos de pared. En la figura 35, que veremos más adelante, en la parte superior izquierda, muestra una galleta litológica que se obtuvo de un núcleo de pared (para un servicio petrográfico), y a escala de cm podemos observar laminación existente a nivel de milímetros.

Indicadores indirectos:

- **Registros de imágenes de agujero (micro-resistividad, scanner y acústicos).**

Las imágenes digitales proveen datos de registros únicos que son similares a las imágenes de núcleo convencional. Como las imágenes de núcleo, estas proveen una visualización de alta resolución de la formación y permite una buena interpretación geológica y petrofísica. Asumiendo una calidad en los datos, adecuada calibración y procesamiento apropiado, las imágenes de alta resolución pueden proveer:

- Identificación de capas delgadas.
- Cuantificación de espesor de capa.
- Determinación de capas delgadas.
- Evaluación de porosidad secundaria.
- Interpretación del espesor de las capas de areniscas.
- Identificación de facies descriptivas de roca.
- Caracterización de cuerpos sedimentarios.
- Interpretación del espesor de arenisca impregnada por hidrocarburos.

De acuerdo con Sovich J.P., Newberry B. (1993); en Passey Q. *et al.* 2006., las mediciones de alta resolución en imágenes son esenciales para la valoración de la heterogeneidad de pequeña escala de un yacimiento, porque regularmente los registros estándares no son suficientes para identificar estas complejidades, las imágenes de la pared del pozo proporcionan detalles de la estratificación interna y de las superficies de continuidad que ayudan a caracterizar los estratos expuestos. El análisis cuantitativo de capas delgadas utilizando las imágenes de la pared del pozo, puede ayudar a identificar secciones productivas previamente pasadas por alto por parecer demasiado arcillosas o demasiado

saturadas de agua. También apoya las estrategias de terminación y estimulación de pozos en base a la heterogeneidad y alta estratificación de la formación.

La imagen de la figura 28, del registro de micro-resistividad tomado en el pozo Coapechaca-71, ofrece un ejemplo de alta calidad para detectar capas delgadas.

Las imágenes de agujero descubierto no son equivalentes a las de imágenes de núcleo. Se debe tener la precaución durante el ejercicio de la interpretación de estas imágenes. De acuerdo con Seiler, Doug *et al.*, (1994); en Passey Q. *et al.* 2006., las imágenes eléctricas presentan variaciones en la conductividad, y las acústicas de agujero descubierto presentan variaciones en las rocas. Estos atributos están relacionados con la litología pero pueden estar afectados por otros factores como el tipo de fluido, las propiedades químicas del lodo, errores en la velocidad de corrección, contacto con los patines de la herramienta y la rugosidad del agujero.

En la figura 28 (obtenida del pozo Coapechaca-71), se ilustra la dificultad de la interpretación litológica que suele presentarse, cuando en la imagen del registro de micro-resistividad se observan mas capas que las registradas por los registros convencionales (GR y RT, en este caso); esto se observa en el intervalo 1390 a 1404 m, donde las intercalaciones de capas de areniscas y lutitas son mas abundantes que las que se reflejan en la traza de los registros GR y Resistividad.

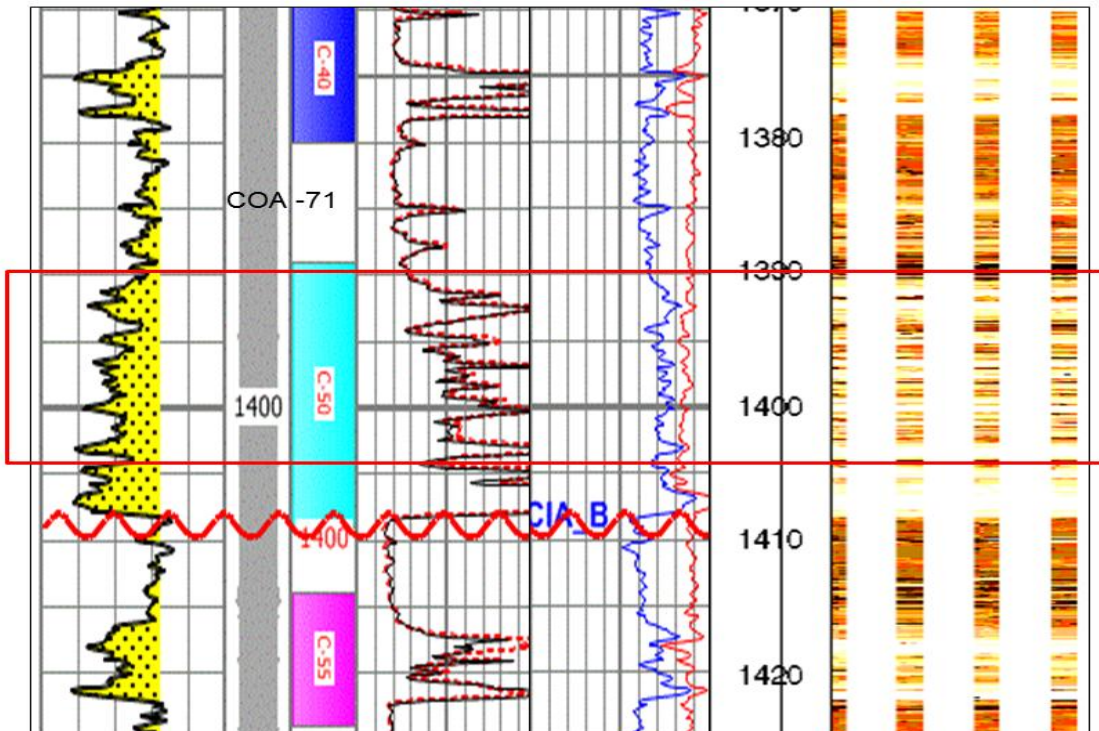


Figura 28. La imagen muestra un registro de micro-resistividad de agujero descubierto y detecta capas gruesas y delgadas en centímetros. Las lutitas, color oscuro; y las areniscas, en color claro. La escala que aquí se presenta es una escala grande, pero escalas más reales se pueden identificar rasgos

sedimentarios en las cercanías de la pared del pozo, que raramente se observan con registros convencionales, y puede ayudar a reconstruir el ambiente en el que se produjo la sedimentación.

Se pueden presentar las areniscas impregnadas de hidrocarburos y aun así, la imagen reporte color claro por la alta resistividad, esto es contrario al patrón usual y sugiere que los hidrocarburos quizás han sido desplazado; sin embargo la respuesta es correcta, pero hay que considerarlo al momento de su interpretación, por que la herramienta registra o lee el hidrocarburo que se encuentra en la formación, como saturación o impregnación remanente.

En el intervalo 1380 a 1404 (m) en la parte superior-media, se puede observar intercalaciones de areniscas y lutitas, lo que corresponde a una alta estratificación y laminación. Si realizáramos una inspección más cercana y a detalle en los núcleos se observaría que hay laminaciones que no son perceptibles. Por otro lado, los intervalos claros en la parte superior, media y baja son esencialmente de la misma intensidad como la respuesta del registro de imágenes en la sección inferior del espesor de lutitas (1410-1415 m); consistente con la respuesta de GR y del Neutro-Densidad (NPHI-DPHI).

En el caso de las areniscas impregnadas de gas, se pueden definir bien por el efecto de gas entre el NPHI-DPHI y cuando están impregnadas de agua se pueden evidenciar también por la buena porosidad de estas curvas.

- **Registros de echados.**

La resolución vertical de los registros de echados (dipmeter) es similar al de las herramientas de imágenes de agujero abierto; para la mayoría de herramientas de echados están disponibles un máximo de conectividad de 6 u 8 trazas (una por cada patín de la herramienta), contra mas de 192 de la herramienta de micro-resistividad (EMI).

Sin embargo, la ocurrencia de las capas delgadas puede interferir por las pruebas de actividad en cada traza, las capas delgadas son mejor interferidas en los registros de echados por la alta correlación en las curvas de resistividad cruda de echados, y generalmente de la consistencia en la magnitud del echado y azimut. En la figura 29 se muestra una sección con datos crudos de echado y se observa buena correlación de las capas entre traza y traza.

En el carril de la izquierda los *tadpols* indican los echados de alta calidad en las capas; en la traza del carril de la derecha la correlación asociada con los *tadpols* esta presente. Se puede inferir con estos datos que el intervalo se caracteriza por capas delgadas paralelas. Como en el EMI, esta herramienta también tiene limitaciones, cuando se trata de determinar la litología de los datos del registro de echados individuales.

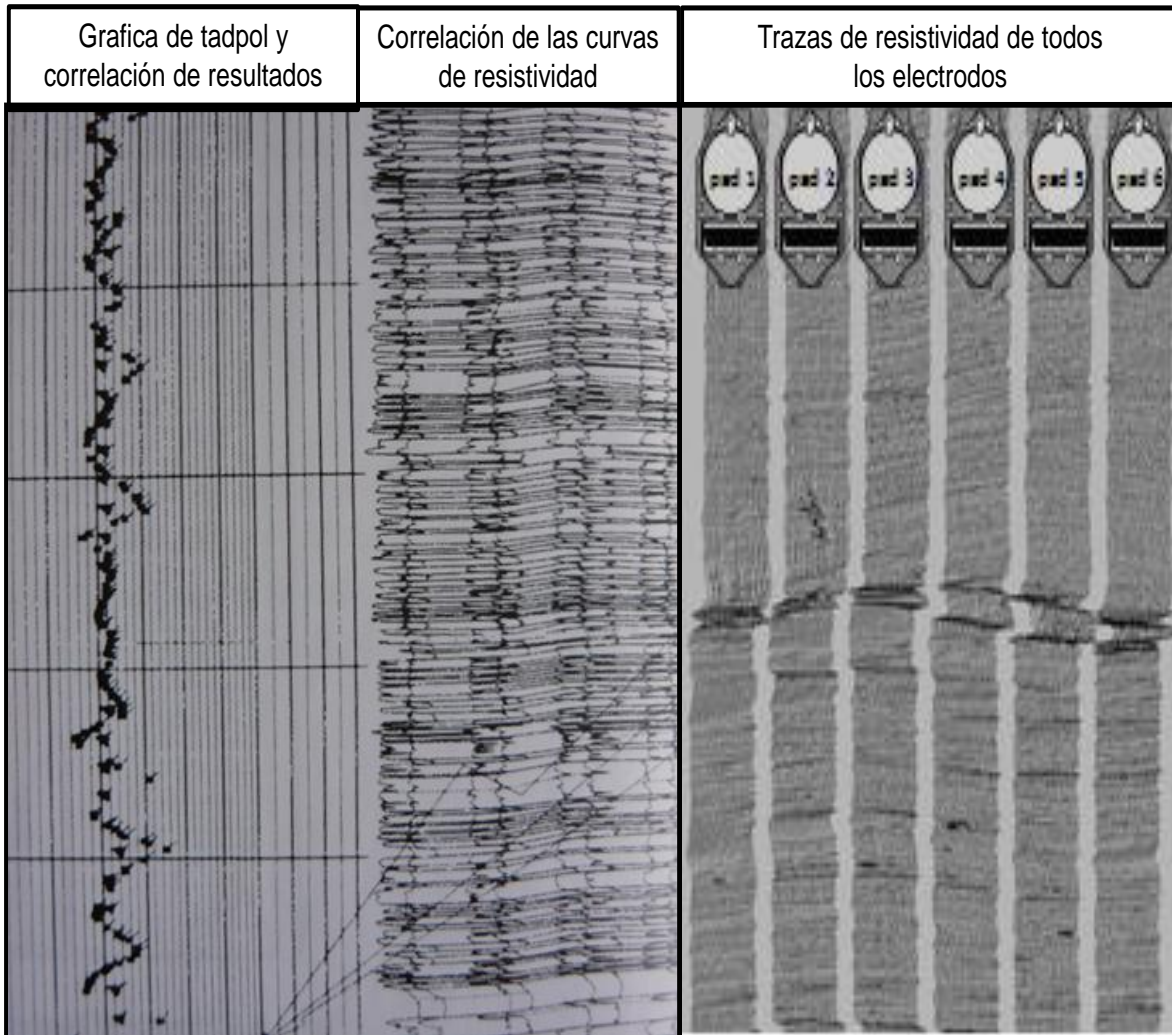


Figura 29. Ejemplo de un registro de echados (Dipmeter), que correlaciona la alta frecuencia de características en curvas de resistividad, que sugieren capas delgadas paralelas.

- **Registros convencionales y de alta resolución.**

A continuación se enlistan varios métodos comúnmente usados para inferir la presencia de capas delgadas en registros convencionales de alta resolución:

- SP y GR. Indican una formación arcillosa, a menudo con variaciones en la alta frecuencia.
- Registros de porosidad exhiben variaciones en la alta frecuencia, y la curva de densidad -RHOB- puede reflejar la curva del registro neutrón -NPHI- (efecto mariposa o efecto de gas). El NPHI y el DPHI están mas juntos comparados a una lutita

masiva. En algunas formaciones intercaladas la curva de densidad mostrara variaciones cuando la curva de neutrón –NPHI-sea relativamente constante.

- Si las areniscas delgadas tienen impregnación de hidrocarburos la curva de resistividad -Rt- es relativamente elevada para las arcillas circundantes (cercanas a la vecindad de estas).
- El registro esférico enfocado, aparece puntiagudo (*spiky*), indicando que las capas delgadas de alta resistividad no han sido resueltas por la herramienta que lee mas profundamente la inducción de alta resolución.
- Se incrementa la separación entre la resistividad -Rt- somera y la resistividad –Rt- profunda, relativa a las lutitas, indicando que los intervalos permeables están presentes.
- Variaciones en la amplitud de alta frecuencia en registros de resistividad somera especialmente en la curva de atenuación directa.
- La separación del registro microlog indica las capas delgadas permeables.
- El caliper menor que el tamaño del diámetro agujero (bit size) indica enjarre en zonas permeables.

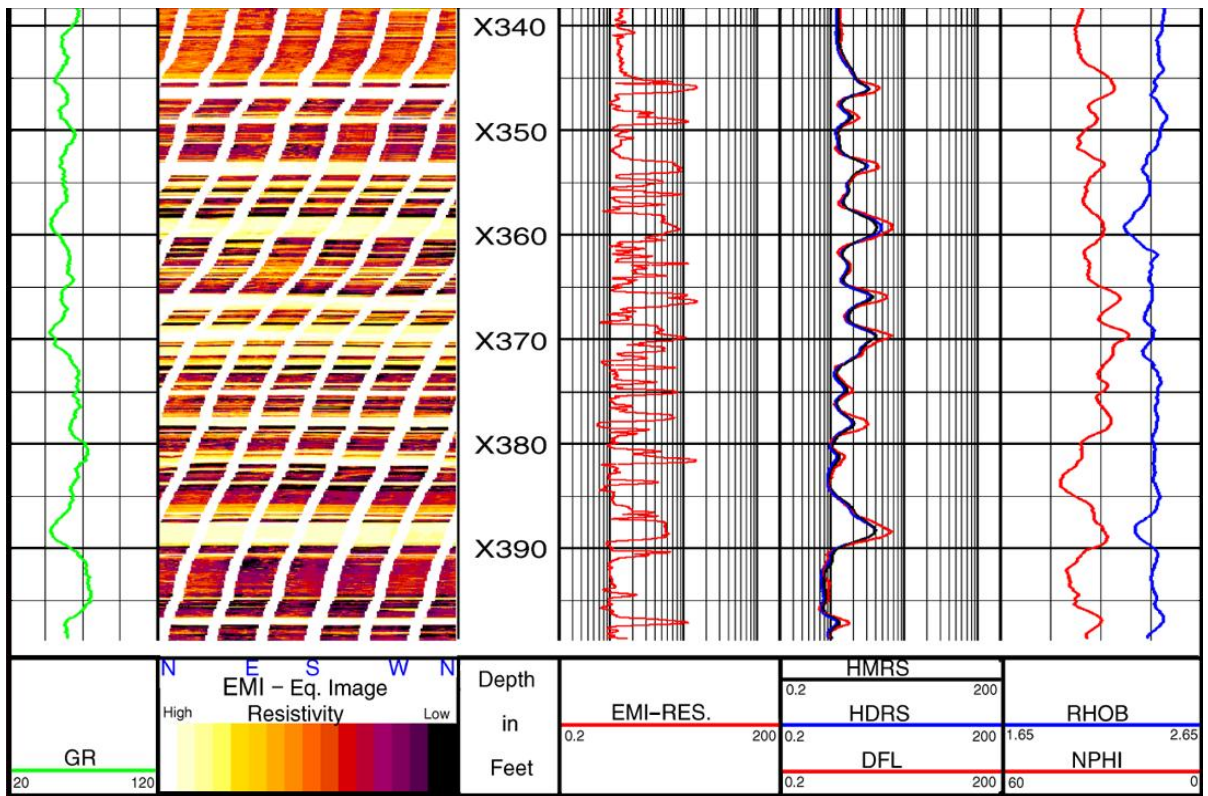


Figura 30. Respuesta de registros convencionales en capas laminadas, Tomado de Fam, M. 2012.

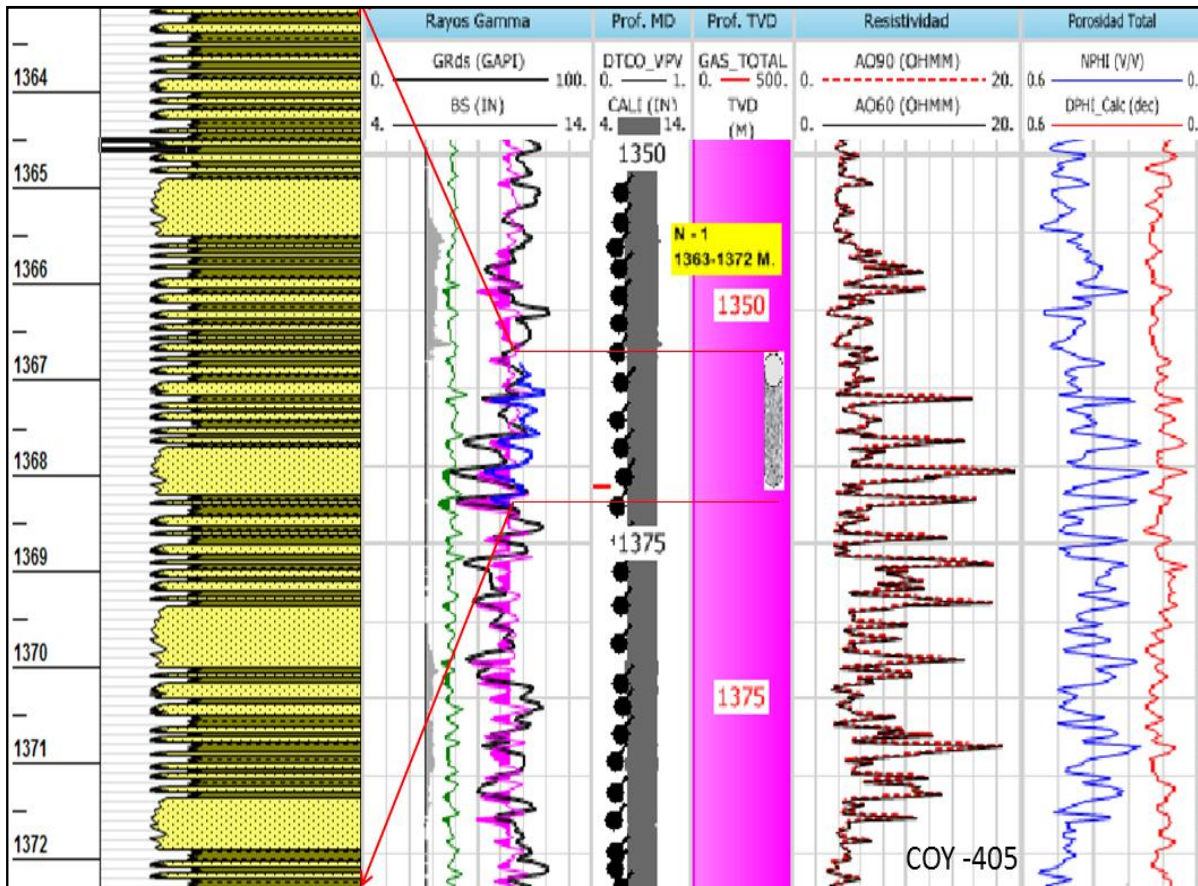


Figura 31. Respuesta de registros convencionales para areniscas laminadas con intervalos de lutita, en el pozo Coyula-405. Con columna litológica del núcleo recuperado.

▪ Registros de resonancia magnética

La distribución de la resonancia T2 (Fam M., 2012); (Ye and Rabiller, 2000., en Passey, Q. *et al.* 2006) puede ser usada para inferir la presencia de un yacimiento de capas delgadas, que en los registros convencionales solo se vería lutita. La figura 32 muestra un ejemplo del pozo Coapechaca-71.

El carril 4, contiene los registros de porosidad (NPHI, DPHI, SPHI) y la porosidad total de registro de resonancia (TCMR). En el carril 5, se muestran los bins, que representan el tamaño de los espacios porosos a nivel microscópico. En el carril 6, se grafica la distribución T2, en este caso provee información de la calidad del yacimiento y de su potencial. En el carril 8 se muestra la imagen del registro de micro-resistividad para cotejar la alta estratificación del intervalo encerrado en un rectángulo rojo.

En este intervalo se observa un cuerpo de arena con un contenido de arcilla que varía entre 14 y 32%, y cuya porosidad efectiva es en promedio del 10 %. La imagen OBMI muestra que hay capas de arena con valores altos de resistividad, también atractivos de ser probados.

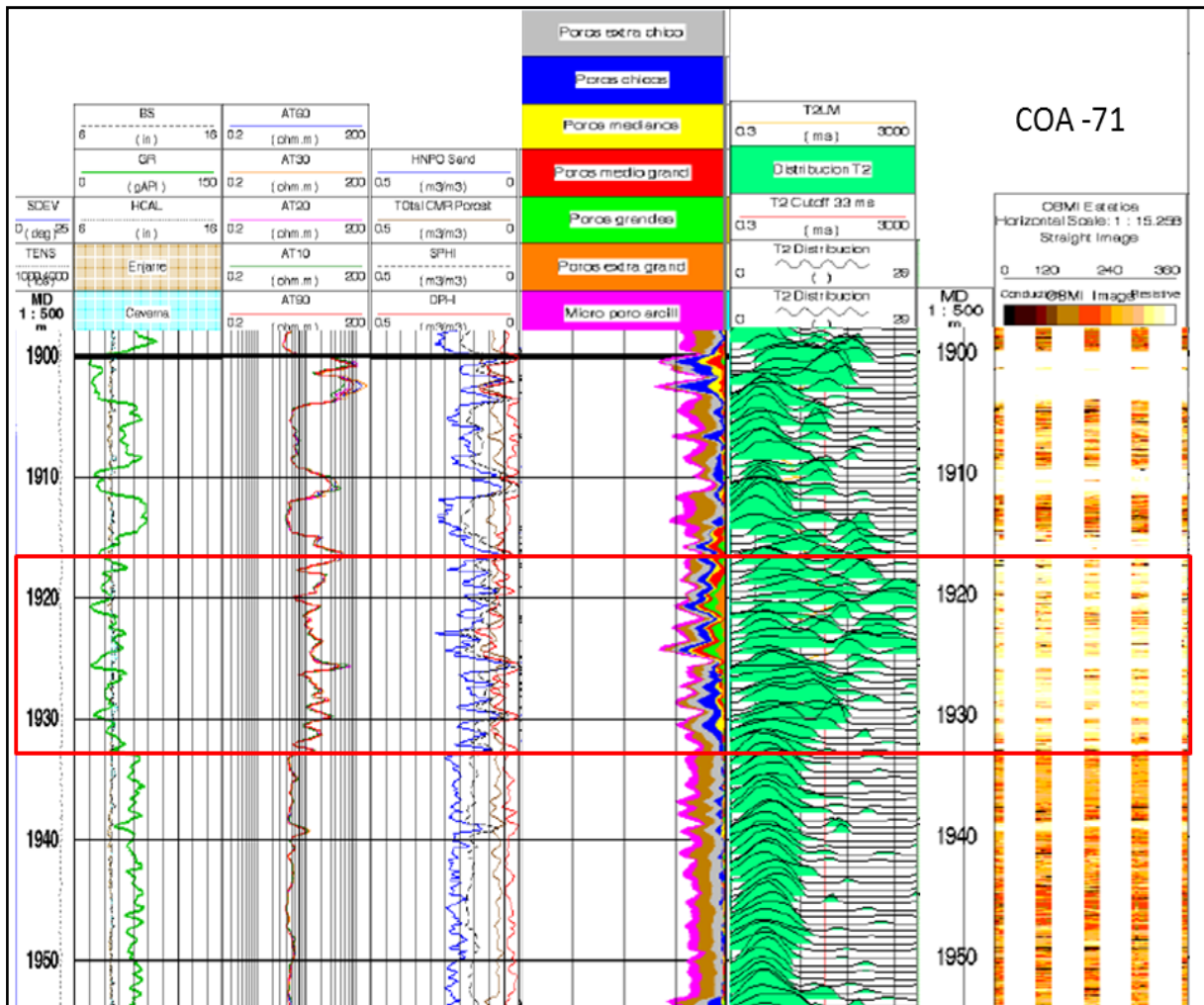


Figura 32. La distribución de resonancia magnética T2, (carril 6) muestra la presencia de intercalación delgada de arenas y lutitas, en el intervalo de 1917-1933 m. (rectángulo rojo).

- **Registros de inducción multi-componente (resistividad vertical -Rv- y resistividad horizontal -Rh-).**

La herramienta del registro de inducción multi-componente en principio provee la presencia de yacimientos compactos con capas delgadas. En la figura 33 se muestra un escenario simple, donde el agujero penetra perpendicular a los planos de capas horizontales y las capas individuales de arena y lutita son planas e isotrópicas.

En este caso se medirán dos resistividades (Gianzero *et al.* 2002; Clavaud, J.B. *et al.*, 2005). La primera será la resistividad horizontal -Rh-; la cual es medida por corrientes paralelas a los planos de capa y es equivalente al registro de inducción estándar. La segunda, es la resistividad vertical -Rv-; la cual es medida por las corrientes transversales a los planos de capa. Por otro lado, -Rh- es muy sensible a la baja resistividad de las arcillas intercaladas,

mientras que $-R_v-$ es más sensible a la alta resistividad de arenas impregnadas de hidrocarburos.

En la parte inferior de la figura 33, se presentan dos escenarios; el primero del lado izquierdo donde la imagen de resistividad del agujero muestra la alta resistividad leída por la herramienta convencional de inducción (4 ohm-m), esta asociada con la capa de espesor resistivo (mayor de 50 cm), mientras que la resistividad baja (1 ohm.m) esta asociada con laminaciones delgadas. El segundo, en el lado derecho, la imagen de resistividad del agujero muestra una buena relación con las capas detectadas por la herramienta de inducción triaxial. En la parte superior de la figura 33 se muestra una fotografía de un yacimiento en turbiditas, con un esquema emblemático que representa la R_v y R_h en sus direcciones correspondientes a los horizontes litológicos.

Comúnmente se puede observar que las mediciones de $-R_v-$ responden fuertemente a la resistividad de la arena.

La anisotropía de resistividad (o resistividad anisotrópica) se puede confirmar con herramientas tecnológicas de barrido de resistividad (Rt Scanner), que pueden mostrar la anisotropía en los diversos intervalos. Esto puede apoyar al análisis de formaciones laminadas y mejora la SW. Los echados de estas herramientas tienen buena correlación con los registros de micro-resistividad, que además ofrecen una imagen con una resolución equivalente.

Otros datos de producción relacionados con este tipo de yacimientos podrían dar mas evidencia indirecta de la presencia de capas delgadas; sin embargo, como son de menor importancia para este trabajo, solo se mencionan estos datos:

- Pruebas de formación.
- Datos de históricos de producción.

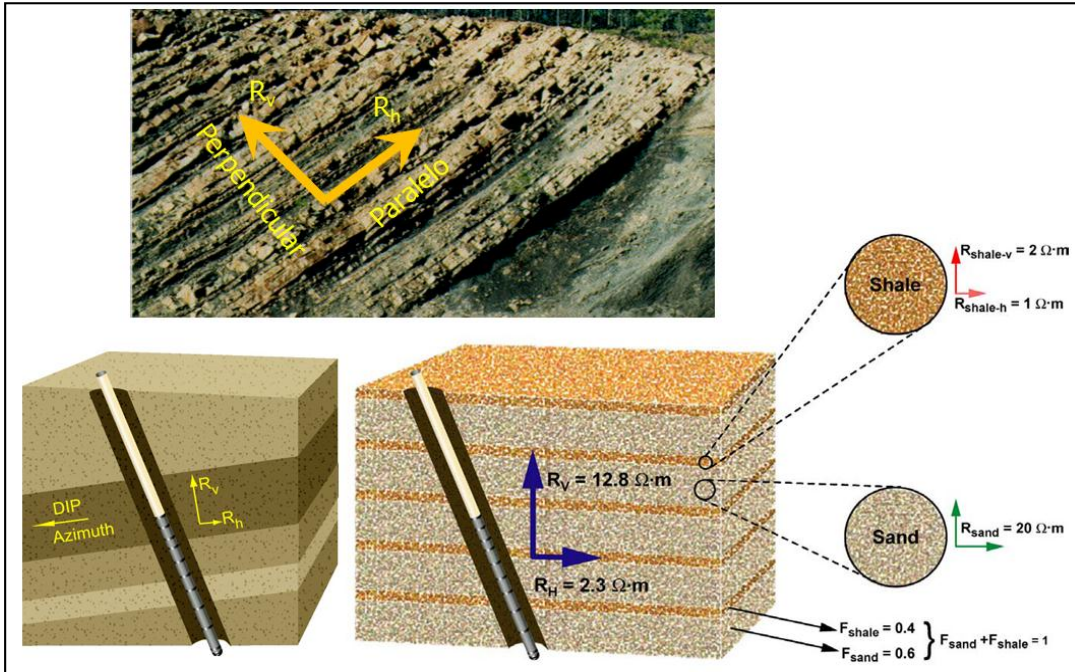


Figura 33. Esquema de una secuencia de areniscas y lutitas: la lutita es anisotrópica y la arenisca isotrópica. Una herramienta de inducción regular puede leer una resistividad ordinaria R_h y una herramienta de inducción especial (Triaxial) puede leer ambas resistividades; R_h y R_v , resistividad vertical, corregida por un echado y azimuth, cuando las capas están inclinadas. Tomado de Clavaud J.B. et al., 2005; Fan M., 2012.

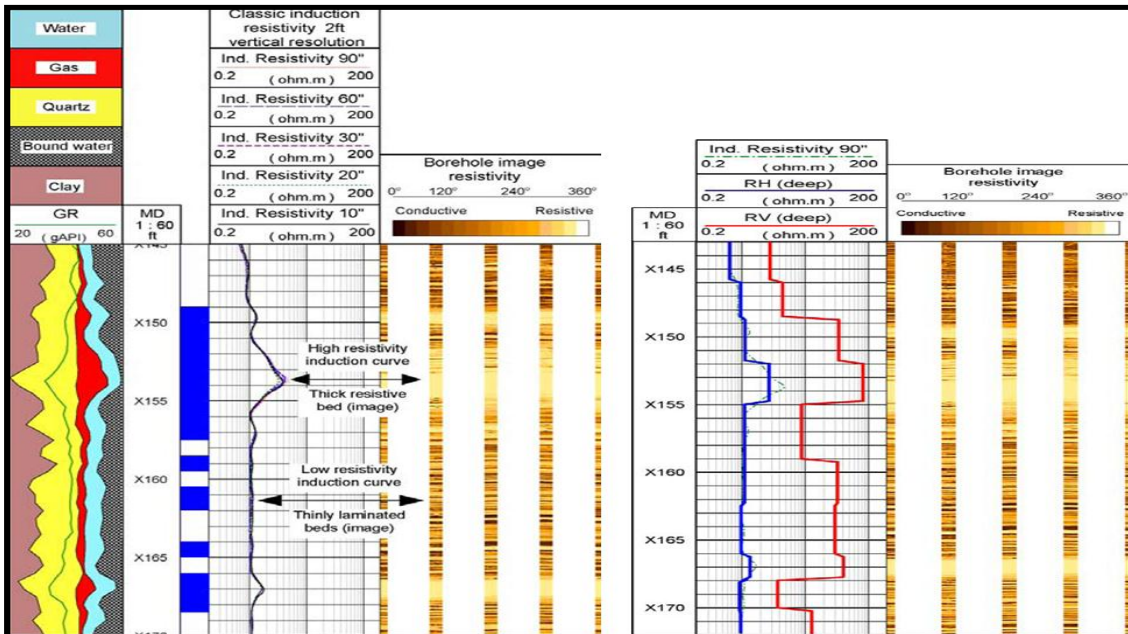


Figura 34. A la izquierda se presenta un registro de inducción de alta resolución (HRI), que mide la R_v , y a la derecha un registro de resistividad triaxial, que mide las dos resistividades; R_h y R_v , resistividad vertical en una secuencia con alta estratificación de areniscas y lutitas.

c.5) Propiedades petrofísicas.

Los yacimientos compactos presentan características propias, que los diferencian de los que suelen llamarse *Yacimientos Convencionales*, como consecuencia de sus características, tanto de muestreo y recolección de datos, como la de traslado de mediciones de laboratorio a escala de reservorio.

La escala

La escala es un factor que debe estar presente en lo que se va a evaluar. No se debe olvidar en ningún momento el conocimiento de las escalas medidas por las herramientas de registros eléctricos, porque en el yacimiento puede resultar utópico en algunos casos; por que físicamente no se distinguen las escalas pequeñas de los horizontes litológicos delgados, por diversas razones: por no estar acostumbrados a relacionar la traza de registro con un espesor de formación; por que no tenemos la formación de geólogos; porque las herramientas eléctricas tienen limitantes de investigación vertical, y por otras razones. Con el apoyo de los núcleos y de afloramientos en superficie se obtiene la caracterización estratigráfica, incluso cuando son laminares; como se ha cotejado con núcleos y registros de micro-imágenes.

La figura 35 muestra diferentes ejemplos de este contexto:

- Una imagen de ondas acústicas con que se toma la sísmica en el subsuelo y simula un dibujo hipotético de ellas sobre un afloramiento. Hay un grupo de personas en la fotografía, con la finalidad de que sirva como referencia de una escala de decenas de metros en comparación de la escala de los registros eléctricos.
- También se muestra un afloramiento con tres líneas sísmicas, que pretenden simular cómo se puede representar un grupo de reflectores sobre un afloramiento en superficie de gran tamaño.
- En otro escenario se observa a la par de un registro eléctrico, la columna geológica interpretada y que representa capas de muy delgadas a muy gruesas.
- En un collage también se muestra la diferencia de escalas que existe de un registro a un núcleo; de un núcleo a una lámina delgada petrográfica, y de una lamina petrográfica a una de microscopio electrónico de barrido. Esto corresponde a los dos puntos extremos en escala con los que hay que referenciar al yacimiento, y que se debe tener siempre en consideración el camino de los registros de escala macro a la micro escala.

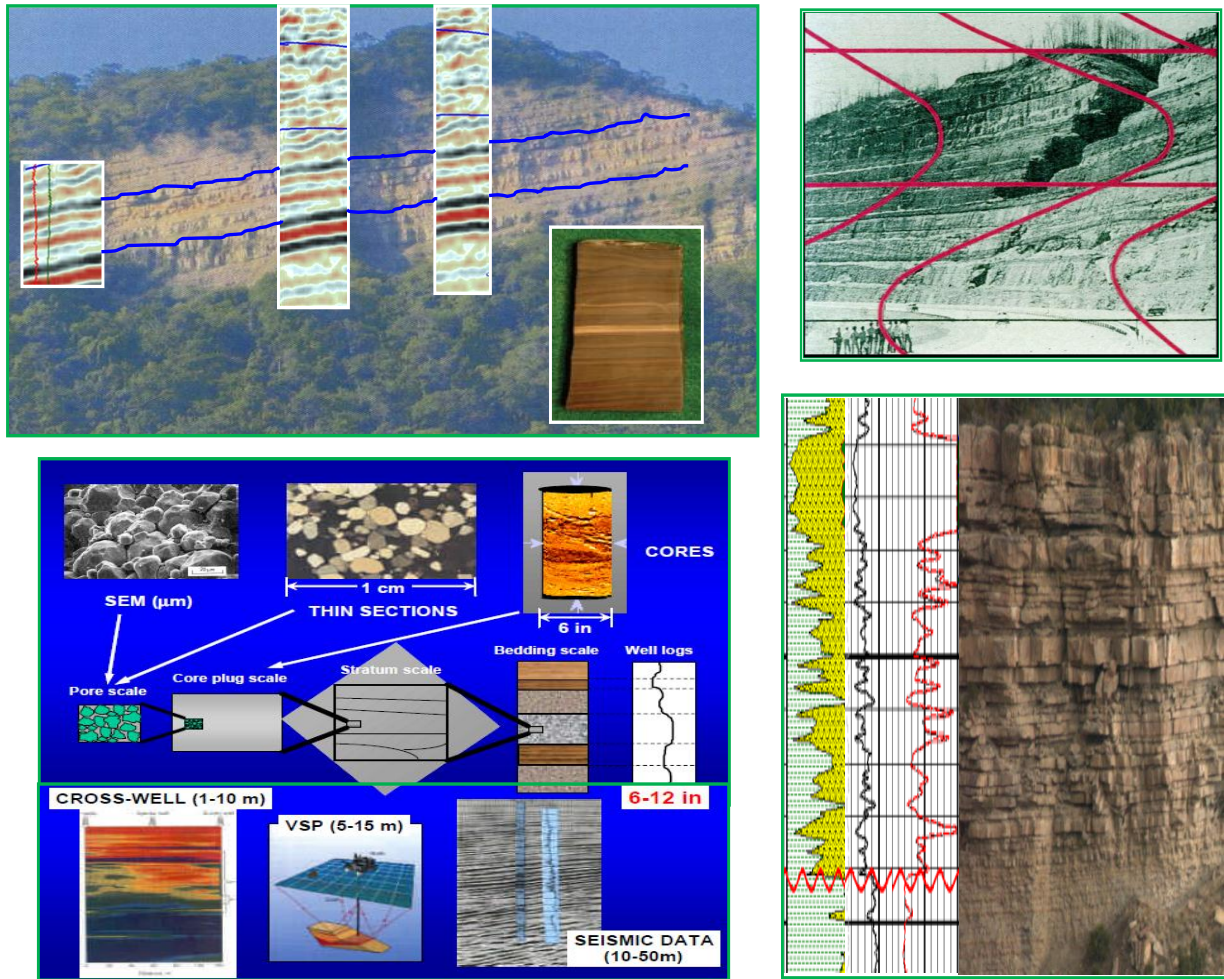


Figura 35. Considerar el camino de los registros hacia lo macro (asociación con sísmica y registros eléctricos) y hacia lo micro (asociación con registros eléctricos, núcleos, petrografía e imágenes de microscopio electrónico de barrido –SEM-).

En el caso del paleocanal de Chicontepec, los criterios de análisis tienden a confundir su significado, debido a que existen diferentes generaciones de registros eléctricos.

La resolución vertical es una de las primeras propiedades o características petrofísicas que hay que resaltar como una problemática a enfrentar, debido a que los registros eléctricos antiguos y convencionales están limitados para hacer las mediciones requeridas ante este tipo de yacimientos (Passey, Q.R. *et al.*, 2006 y 2010; Zhipieng Liu., 2007; Sánchez-Ramírez, J.A. *et al.*, 2010; Fan M., 2012). Debido a las mediciones verticales y de investigación horizontal. A continuación se describen medidas de resolución vertical de una manera general de los registros eléctricos más representativos:

- Registros antiguos de 60 a 180 cm.
- Registros convencionales modernos de 30 cm.
- La excepción son los registros de imágenes;

EMI y FMI 0.5 cm;
 OBMI y CASTv 3 cm;
 RAV 4 cm.

- Microlog MSFL y ILD de 5 a 10 cm.
- Caso especial en la densidad de 20 cm y en condiciones favorables 5 cm con herramienta (RHOI).

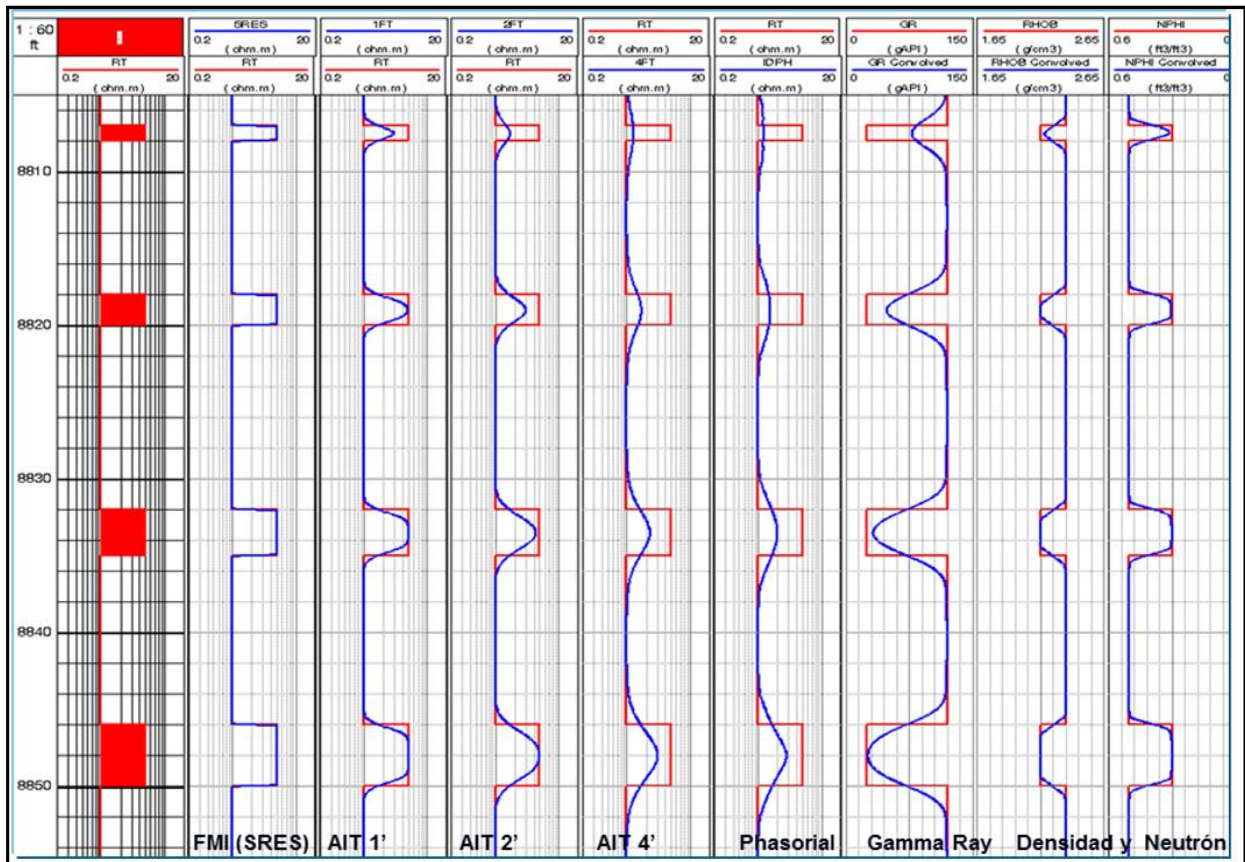


Figura 36. Respuesta estándar de registros eléctricos convencionales en función del espesor de capa. Tomado de Bustos D. U., 2008.

En el caso de registros geofísicos uno de los principales problemas en los yacimientos compactos (tight oil-gas) es la evaluación de intervalos con capas delgadas y laminares, que en el del paleocanal de Chicontepec están contenidas en depósitos turbidíticos heterogéneos y altamente estratificados. Muchas de estas capas tienen espesores que están por debajo de la resolución vertical de los registros estándar o convencionales (menores de 30-60 cm). De manera práctica, entiéndase por resolución vertical al mínimo espesor que puede ser detectado verticalmente, aunque existen registros de micro-resistividad o de imágenes, que ayudan a resolver parte del problema, debido a que pueden ver espesores mayores de 0.5 cm, no se está en condiciones económicas de tomar este tipo de registro especial para todos los pozos en desarrollo.

En yacimientos compactos esta problemática de resolución vertical, es debido a que estos yacimientos heterogéneos tienen alta estratificación y laminación; la experiencia ha demostrado que un pie (28 cm) de resolución vertical es una limitante en formaciones de capas delgadas (Passey, Q.R. *et al.*, 2006) por lo tanto las herramientas de perfilaje eléctrico no puedan resolver verticalmente las propiedades de una litología adecuadamente.

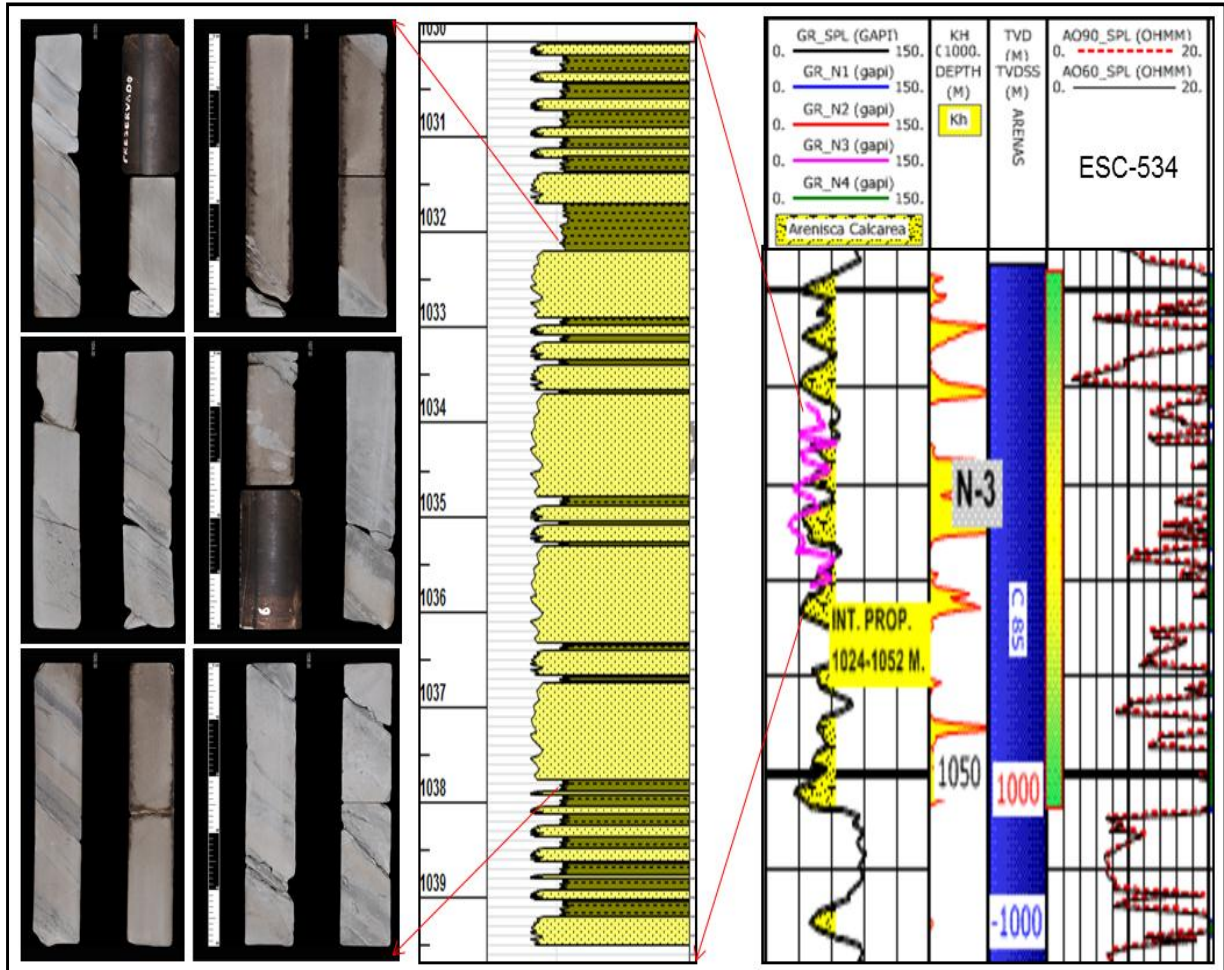


Figura 37. En la imagen se aprecia un intervalo de registros eléctricos donde se recuperó un núcleo convencional, la columna geológica del intervalo y algunas fotos del núcleo. Se puede observar en las fotos del núcleo que existe estratificación y laminación, y que esta no es perceptible por los registros eléctricos convencionales.

Otro punto que es conveniente mencionar es que; algunas veces los registros y la columna general de los núcleos, a primera vista pueden mostrarnos una representación de una capa o un conjunto de capas medianas o gruesas; sin embargo, cuando se observa con atención, se perciben capas delgadas que no son perceptibles por las sondas convencionales, como se muestra en la figura 37.

Otras propiedades que se consideran en este tipo de yacimientos, son las siguientes:

- Son depósitos de baja y muy baja permeabilidad, en general se caracterizan como yacimientos compactos a los que presentan permeabilidades promedio menores a 1.0 mD.
- Baja porosidad con posibles sistemas de doble porosidad (matriz y micro-fisuras).
- Dificultad en la evaluación de reservas; frecuentemente se encuentran muchos yacimientos no inter-conectados en la misma estructura (como es el caso del paleocanal de Chicontepec).
- Dificultad en la evaluación de la saturación de agua en la matriz arenosa.
- Permeabilidades relativas dominadas por fuerzas capilares.
- Virtual ausencia de zonas de transición capilar; es muy difícil correlacionar las mediciones de laboratorio con el perfil de saturaciones calculado mediante perfiles eléctricos. Las mediciones de presión capilar sugieren zonas de transición mucho más dilatadas que las encontradas en la evaluación de pozos.
- Imposibilidad de establecer claramente un nivel de agua libre (FWL), común para los distintos reservorios.
- Daños significativos por las tareas de terminación; estos daños suelen generarse por los efectos capilares muy pronunciados que conducen a una marcada retención de fluidos en las fracturas de la pared del pozo.
- Estas características sumadas, conducen frecuentemente a que la principal incógnita a resolver en estos yacimientos sea la relacionada a la reserva de hidrocarburos; que frecuentemente resulta complejo determinar o predecir adecuadamente.
- Otros factores que deben de ser considerados en este tipo de yacimientos son: la saturación de agua en la estructura (incluyendo la zona de transición capilar); la caída de presión media en la estructura, y la evolución de la producción.

Sin embargo, la importancia o influencia, de los puntos enumerados anteriormente varían de yacimiento a yacimiento, ya que cada uno de ellos presenta características propias dominantes. No hay que olvidar que cada yacimiento es único, por tal razón, en este trabajo se tratan, principalmente, la influencia y forma de evaluación de las propiedades indicadas. No se analizan, en este trabajo, los sistemas con grandes redes de fracturas, puesto que, en general, esto conduce a pozos o yacimientos con alta permeabilidad, que están fuera del objetivo de este trabajo.

CAPITULO IV.

*...mi propósito no es el de enseñar aquí
el método que cada cual debe seguir para
guiar acertadamente su razón, sino solamente
el de mostrar de que manera he tratado
de guiar la mía.*

*(Discurso del método).
Descartes.*

CAPITULO IV. Métodos y Procedimientos.

a) Selección de pozos clave e intervalos de interés.

Con la información recopilada hasta el mes de marzo del 2012, de núcleos básicos y especiales, y registros geofísicos convencionales de pozo, incluyendo los especiales; se realizaron y complementaron los inventarios correspondientes:

Los inventarios de núcleos y de registros geofísicos en tablas excel (ver anexo); se elaboraron con la finalidad de facilitar la administración, control y uso de la información disponible. Al cruzar la información de núcleos y registros geofísicos de pozos se pueden seleccionar los pozos candidatos, y a partir de estos, los pozos clave, que serán utilizados en la elaboración de este trabajo de investigación.

a.1) Revisión y organización de información de núcleos y registros.

Se realizó un inventario general con información de los núcleos recuperados en **112** pozos del sector 6 y 7. El total de núcleos contabilizados y recuperados, es de **345** núcleos convencionales.

Se revisó y consultó el inventario general de registros geofísicos de los 112 pozos, proporcionado por el departamento de línea de acero, para complementar el inventario general de núcleos. La idea de integrar esta información, fue detectar que pozos contenían la mayor cantidad de información en los conjuntos de núcleos y registros geofísicos; sobre todo los del tipo especial, para asignarlos como **pozos candidatos**. Para el control de la información de los **pozos candidatos** se realizó una tabla en excel (figura 39) denominada "inventario de pozos candidatos", que es útil para detectar fácil y específicamente los **pozos claves**.

INVENTARIO GENERAL DE NUCLEOS Y DATO DE REGISTROS SECTOR 6 Y 7							
#	CAMPO	POZO	NUCLEOS	BASICA	ESPECIAL	Observaciones	Candidatos
1	ESCOBAL	101	1			ok. Descripción de núcleo y foto. No Reg. Esp.	0
2	ESCOBAL	102	5	X		ok. Solo tiene; Petrografía, SEM, Difracción R-X y presión sobre carga. No Reg. Esp.	0
3	ESCOBAL	103	4			ok. Solo tiene Foto de núcleo. No Reg. Especiales.	0
4	ESCOBAL	103-D	7	X		ok. Solo tiene; Petrografía, SEM, Difracción R-X y presión sobre carga. No Reg. Esp.	0
5	ESCOBAL	107	4	X	X	ok. Pozo Clave.	1
6	ESCOBAL	211	4			ok. Solo tiene; Petrografía, SEM, Difracción R-X, presión sobre carga, una k y una Presión Capilar. No Reg. Esp.	0
7	ESCOBAL	247	4			ok. Solo tiene; Reg. Esp. MDA. En núcleos GR espectral, Petrografía, SEM, DRX, Iny. Hg. Y presión sobre carga. No Reg. Esp.	0
8	ESCOBAL	284	4	X		ok. Solo tiene; GR espectral, Fotos y presión sobre carga.	0
9	ESCOBAL	534		X	X	ok. Pozo Clave.	1
10	COYULA	1	4			Solo existe columna y descripción.	0

Figura 38. Formato utilizado en el inventario de núcleos y datos de registros geofísicos especiales (original en anexos).

INVENTARIO DE POZOS CANDIDATOS																
Datos de Registros								Datos de Nucleo								
#	Pozo	Registro Convencional	Imagen (Micro-resistividad)	Intervalo	Mineralogico	Sonico Especial	RMN	Nucleo Convencional	Intervalo	GR Espectral	Foto Nucleo	Petrografia	SEM	Difraccion R-X	Propiedades Electricas	Observaciones
15	COA-877	X		501-2060	X	X	X									No Nucleos. Aislado.
17	AF-24	X	OBMI	505-1620		X	X	X	1341-1350 1426-1435 1485-1494 1547-1556	X	X	X	X	X		Tambien tiene lry, Hg, Presion sobre carga. 2 Velocidad de onda Compresional
19	AF-487	X	OBMI	497-1952	X	X	X	X	1550-1559 1636-1647 1706-1717		X					A Dos espaciamientos de Yate-1.
20	AF-523	X	OBMI	507-1791		X	X	X	1400-1409 1420-1429 1475-1484 1495-1504	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene lry, Hg, Presion sobre carga, Presion Capilar, e Intercambio Cationico, lr y Mojabilidad.
	AF-647	X	OBMI	512-1623		X	X	X	1399-1405 1450-1459 1560-1569 1665-1674	X	X					Tambien tiene Presion sobre carga.

Figura 39. Formato utilizado en el inventario de pozos candidatos (original en anexos).

Posteriormente se determinaron **30** pozos candidatos, que están incluidos en una tabla excel para su mejor control y revisión; denominada “inventario de pozos clave”, esto facilita su revisión y contenido específico de información.

a.2) Determinación de pozos clave.

Un pozo clave es aquel que contiene información suficiente y de buena calidad de análisis de núcleos y de registros geofísicos; con el apoyo de la tabla de pozos candidatos se determinaron **17** pozos clave, y son los siguientes:

- 1.- AGUA FRIA-24
- 2.- AGUA FRIA-76 (Datos en laboratorio de núcleos).
- 3.- AGUA FRIA-523
- 4.- AGUA FRIA-705
- 5.- COAPECHACA-71
- 6.- COAPECHACA-118
- 7.- COAPECHACA-224
- 8.- COAPECHACA-485
- 9.- COAPECHACA-497
- 10.- CORRALILLO-607
- 11.- COYULA-236 (Pozo aislado)
- 12.- COYULA-405 (Pozo aislado, datos en el laboratorio de núcleos).

13.- COYULA-1663 (Datos en el laboratorio de núcleos).

14.- ESCOBAL-107

15.- ESCOBAL-534 (No tiene registros de sónico dipolares)

16.- TAJIN-434

17.- TAJIN-728

Pozos Clave (Núcleo-Registros)																
#	Pozo	Registro Convencional	Imagen (Micro-resistividad)	Intervalo	Mineralogico	Sonico Especial	RMN	Nucleo Convencional	Intervalo	GR Espectral	Foto Nucleo	Petrografia	SEM	Difraccion R-X	Propiedades Electricas	Observaciones
3	COY-1663	X	OBMI	528-2005	X	X	X	X	1201-1211 1231-1240 13411350 1602-1611 1726-1735 1781-1770	X	X	En Laboratorio	En Laboratorio	En Laboratorio	Datos en Laboratorio, ya se solicitaron.	
4	ESC-107	X	OBMI	401-1890		X	X	X	1158-1168 1447-1456 1457-1467 1569-1579	X	X	X	X	X	Tambien tiene Iny. Hg. Cerca de Escobal-101.	
5	ESC-534	X	OBMI	40-890 807-1808				X	536-605 674-683 1030-1039 1546-1557	X	X	X	X	X	Tambien tiene Iny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, e Intercambio Cationico. Cerca de Escobal-103 y 103D	
6	COA-118	X	OBMI	508-2106		X	X	X	1570-1579 1650-1659 1704-1713 1818-1827	X	X	X	X	X	Tambien tiene Iny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, Intercambio Cationico, 1Velocidad de onda Compresional	
7	COA-224	X	OBMI	501-1916		X		X	1656-1665 1718-1727 1874-1883	X	X	X	X	X	Tambien tiene Iny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, Intercambio Cationico, 1Velocidad de onda Compresional	

Figura 40. Formato utilizado en el inventario de pozos clave (original en anexos).

Sin embargo, tres de ellos no tiene información por que están en proceso en el laboratorio de núcleos, y uno de ellos no tiene información de registros sísmicos dipolares. De esta forma solo quedan **14** pozos para realizar el estudio. Aun así, la inversión de registro se realizara con 16 pozos, debido a que el pozo Escobal-534, no cuenta con registro sísmico dipolar, y este registro es necesario para correr el modelo de inversión conjunta.

a.3) Mapa base y secciones.

Se trazaron sobre un mapa base del área de estudio cinco secciones: tres secciones longitudinales NW-SE (Secc **A-A'**; **B-B'** y **C-C'**) y dos transversales NE-SW (Secc **D-D'** y **E-E'**); como se puede apreciar en la figura 41. Las secciones pasan por los pozos clave (originales en anexos).

a.4) Líneas sísmicas.

De cada una de estas secciones, se obtuvieron cinco líneas sísmicas correspondientes, estas fueron obtenidas de los cubos sísmicos **-Coyula-Hum-CAC-Completo-** y **-FURBERO-**; las secciones sísmicas están en tiempo (NO en profundidad), con la finalidad de conocer el comportamiento de los reflectores sísmicos (horizontes). De manera general, para tener un panorama regional, las líneas sísmicas traen implícitas los registros geofísicos de los pozos (GR y resistividad).

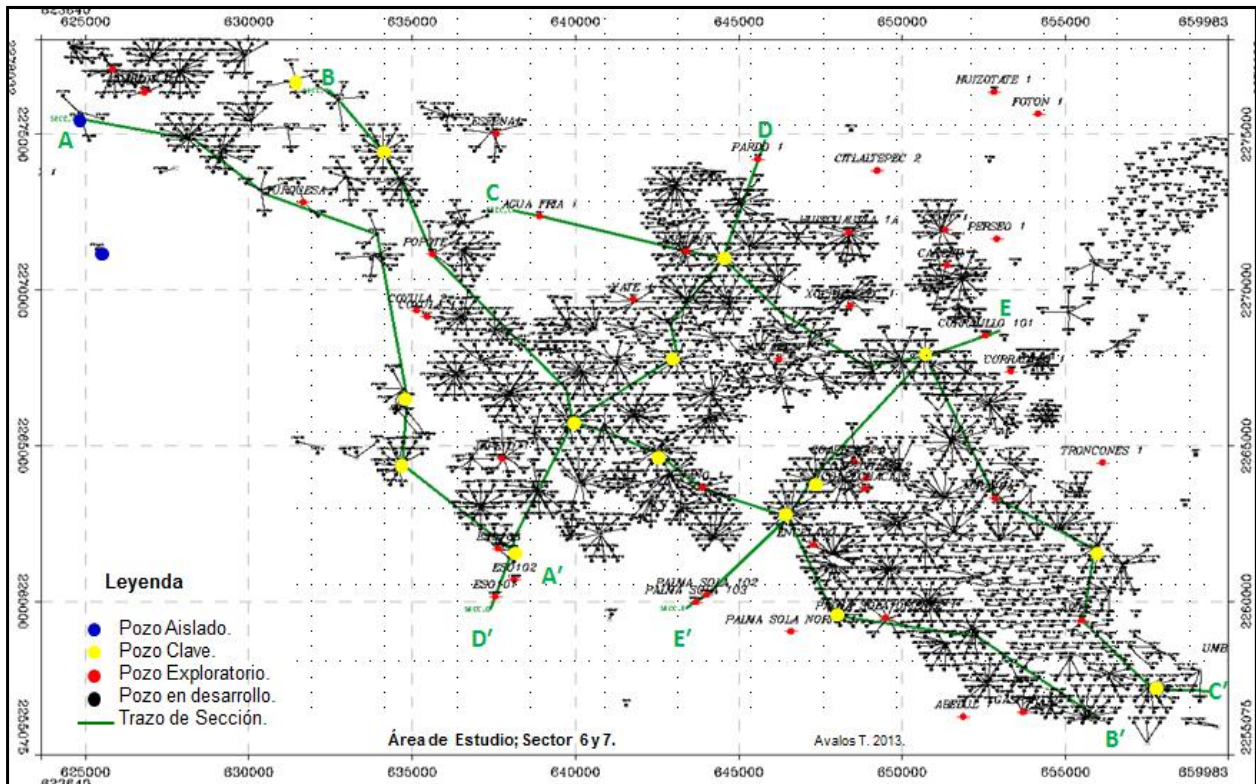


Figura 41. Secciones trazadas (línea verde) sobre los pozos clave (puntos en amarillo) y otros de interés cercanos a ellos. Los puntos en rojo son pozos exploratorios, los puntos azules son pozos aislados y en negro son pozos en desarrollo. Mayor detalle en anexo.

De acuerdo con Aquino A. *et al.* 2011; 2012; y Mousatov A. *et al.* 2006; la traza de los registros en las líneas sísmicas es para determinar, (a manera de filtro inicial), que los pozos clave se encuentre lo más verticalmente posible, ya que la mayoría de los pozos en Chicontepec son desviados.

Un requisito, para hacer la inversión de registros es que los registros hallan sido corridos en pozos verticales, o por lo menos, que en los intervalos de interés, estos se mantengan verticales. Si no es así, es más problemático y complejo correr el modelo, al realizar inversión cuando los registros son corridos en pozos desviados.

Después de revisar las cinco líneas sísmicas se observó que los pozos atraviesan los horizontes de interés de manera vertical. Sin embargo, existen algunos pozos donde los reflectores tienen un buzamiento considerable; lo cual se observó en los pozos siguientes: Coyula-1663 y Escobal-107; de la sección sísmica **A-A'** (por encontrarse cerca de la Falla Brinco-Escobal. Coapechaca-71; de la sección sísmica longitudinal **B-B'** (que atraviesa la parte superior del flanco de un pliegue tipo anticlinal) y Agua Fria-24 (presenta buzamiento por encontrarse en la parte inicial del flanco de una estructura anticlinal). La figura 42, muestra una sección sísmica a manera de ejemplo, las demás se refieren en los anexos.

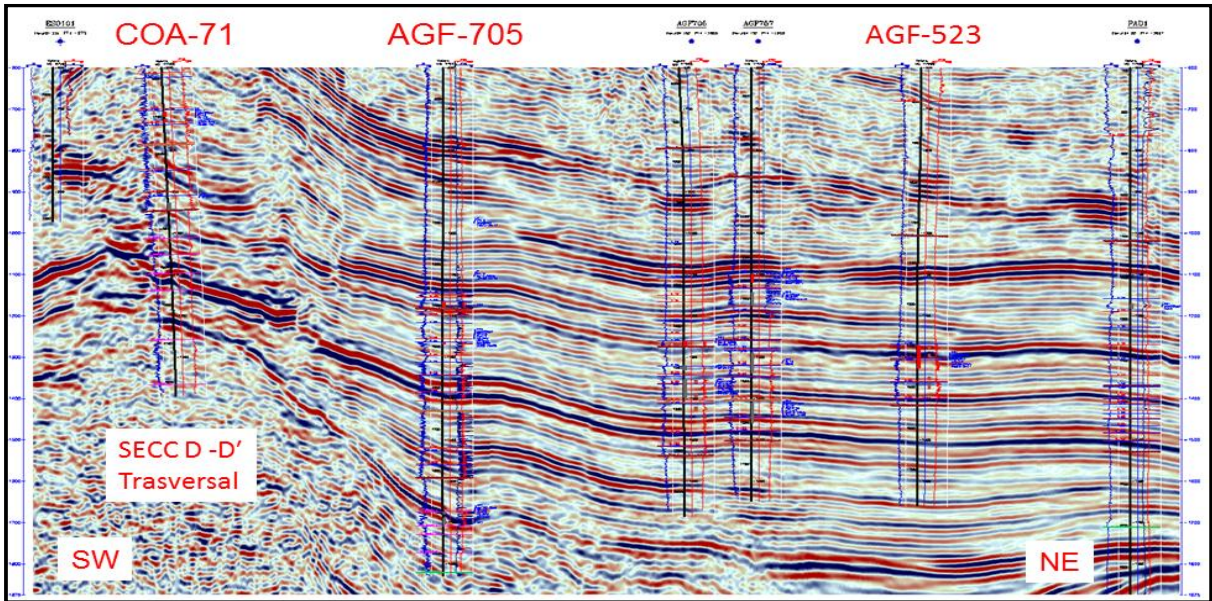


Figura 42. Sección sísmica transversal con tres pozos clave seleccionados. El buzamiento que se observa hacia el lado izquierdo obedece a la estructura denominada Falla Brinco-Escobal.

a.5) Secciones estratigráficas.

Con base en cinco secciones estratigráficas, pre-establecidas con mas detalle que en las secciones sísmicas y en el mismo sentido (como se indica en la figura 41), se determinaron las cimas, limites, contactos, espesor, traza de registro y nomenclatura de las formaciones o intervalos; con la finalidad de apoyar la selección de los intervalos de interés, porque son los que se ocuparan en estudio en específico (figura 43).

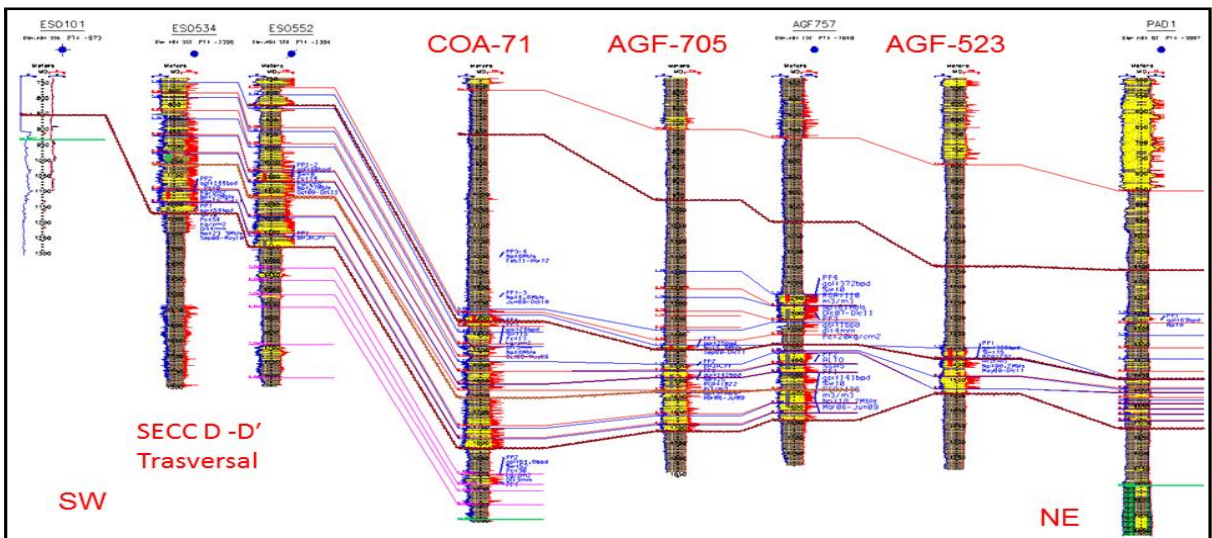


Figura 43. Sección estratigráfica con tres pozos clave seleccionados; el buzamiento (o diferencia en profundidad) que se observa hacia el lado izquierdo, obedece a la estructura denominada Falla Brinco-Escobal.

a.6) Selección de intervalos de interés de pozos clave.

Los intervalos de interés fueron determinados revisando las imágenes de micro-resistividad, columnas litológicas de núcleos, registros de pozo requeridos fotografías de núcleos y secciones estratigráficas, de los **16** pozos clave; a los cuales se les aplicara la inversión conjunta.

Los intervalos seleccionados son los siguientes:

- 1.- AGUA FRIA-24, INT. 1320 A 1600 M.
- 2.- AGUA FRIA-76, INT. 1430 A 1810 M.
- 3.- AGUA FRIA-705, 1490 A 1720 M. (Ausencia de XRD)
- 4.- AGUA FRIA-523, INT. 1390 A 1550 M.
- 5.- COAPECHACA-118, INT. 1630 A 1940 M.
- 6.- COAPECHACA-224, INT. 1710 A 1840 M. OK, Aplica en intervalo de N-2.
- 7.- COAPECHACA-485, INT. 1380 A 1600 M.
- 8.- COAPECHACA-497, INT. 1580 A 1800 M.
- 9.- COAPECHACA-71, INT. 1480 A 1750 M.
- 10.- CORRALILLO-607, INT. 1590 A 1710 M.
- 11.- COYULA-236, INT. 1400 A 1580 M.
- 12.- COYULA-405, INT. 1300 a 1400 M. (Ausencia de XRD)
- 13.- COYULA-1663, INT. 1180 a 1650 Y 1700 a 1820 M (Ausencia XRD)
- 14.- ESCOBAL-107, INT. 1140 A 1190 M.
- 15.- TAJIN-434, INT. 1650 A 1900 M.
- 16.- TAJIN-728, INT. 1490 A 1940 M.

a.7) Inventario de registros geofísicos de pozos clave.

El inventario de registros geofísicos de los pozos clave, tiene la función de conocer qué sondas convencionales y especiales fueron corridas en los mismos, además de tener el control práctico e inmediato de esta información.

INVENTARIO DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS CLAVE																					
POZO	PT (M)	FECHA	CORRIDA	Rayos Gamma		Resistividad		Sonico		Sonico Dipolar		Neutron		Densidad		Microimagen		Resonancia		Mineralógico	
				Cima	Base	Cima	Base	Cima	Base	Cima	Base	Cima	Base	Cima	Base	Cima	Base	Cima	Base	Cima	Base
AF-523	1789	07-abr-06	1	106	504	106	504	106	501												
		14-abr-06	2	507	1791	507	1791	507	1791	507	1791	507	1791	507	1791	507	1791	1300	1580		
AF-705	1861	29-dic-05	1	99	496	99	496	99	496												
		06-ene-06	2	496	1846	496	1846	496	1846	496	1846	496	1855	496	1855	496	1864	1225	1725	496	1864
COA-118	2106	17-abr-08	1	146	510	146	510	146	505												
		27-abr-08	2	508	2105	508	2105	508	2092	508	2092	508	2100	508	2100	508	2106	508	2106		
COA-224	1915	01-dic-07	1	152	495	152	495	152	490												
		13-dic-07	2	501	1915	501	1915			501	1901	501	1908	501	1908	501	1916	501	1901		
COA-485	1636	09-dic-07	1	152	504	152	504	152	492												
		21-dic-07	2	505	1633	505	1633			505	1619	505	1629	505	1629	505	1634	505	1623		
COA-497	1910	27-ago-06	1	51	492	51	492	51	487												
			2	498	1911	498	1911	498	1911	498	1896	498	1904	498	1904	550	1912				
COA-71	2056	10-jul-08	1	133	488	133	488	133	483												
		24-jul-08	2	490	2056	490	2056			490	2039	490	2051	490	2051	490	2039	965	2057		
CORR-607	1880	23-may-08	1	160	511	160	511	160	506												
		29-may-08	2	510	1881	510	1881	510	1868	510	1868	510	1863	510	1877	510	1863	510	1882		

Figura 44. Formato utilizado en el inventario de registros de pozos clave.

b) Análisis de información de núcleos (cross plots) de pozos clave.

Para el estudio se tomaron en cuenta todos los datos de núcleo convencional disponibles, porque se considera que la roca es el componente de mayor peso en la caracterización petrofísica del yacimiento, ya que a partir de ella se determinan sus atributos texturales y composicionales mineralógicos y calidad petrofísica de la roca, entre otras características.

Para realizar las gráficas o *cross plots* se elaboró y utilizó una tabla excel, como la que se muestra en la figura 45, que incluye datos de las muestras de núcleo, como; profundidad, número de muestra, porosidad, permeabilidad, densidad, volumen de arcilla, porcentaje de minerales por medio de difracción de rayos X, entre otros.

En la figura 45, se observa la ausencia de datos en la tabla excel, esto es debido a que no siempre es posible adquirir o calcular el dato solicitado, o que la calidad de la muestra no es adecuada para obtenerlos, por lo tanto, las gráficas o *cross plots* se realizaron con los datos existentes. Partiendo de esta premisa se desarrollaron las siguientes actividades. Esta información no se encuentra en el anexo, por ser de gran tamaño (lo que llevaría varias hojas mostrar estos datos y no esa su finalidad).

XRD (Mineralogía)																								
Campo	Pozo	No. de Muestra	Profundidad	Cuarzo	Feldespatos		Calcita	Anqueñita	Dawsonita	Dolomita	Pirita	Barita	Yeso	Siderita	Arcilla Total	Illita y Mica	Caolinita	Clorita	Mezcla Illita Esmechita (90%)	Mezcla Illita Esmechita (30%)	Porosidad (%VT)	Permeabilidad (mD)	Densidad de Grano (g/cm ³)	
					Fpr K	Plagioclasa																		
COAPECHACA	COAPECHACA-485	MH7	1487	428	15	32	398	0.7		6.5	0.9				4.6	2.0	1.2	0.5		0.9	11.21		88.26	
COAPECHACA	COAPECHACA-485	M3H6	1512.74	339	0.8	12.5	331	0.7		5.8	0.8				12.4	4.2	1.6	3.7		2.9	7.0		0.0440	
COAPECHACA	COAPECHACA-485	M3H1	1514.16	302	1.0	15.8	320	0.7		3.8	1.5				15.0	4.1	4.2	3.6		3.1	10.5		0.2720	
COAPECHACA	COAPECHACA-485	M3H7	1516.36	434	1.0	7.6	285	0.6		6.1	1.1				11.7	4.5	1.5	2.8		2.9	5.2		0.0500	
COAPECHACA	COAPECHACA-485	M2H2	1483.43	412	0.4	6.2	384	0.8		4.5	0.5				8.0	2.9	0.8	2.1		2.2	3.2			
COAPECHACA	COAPECHACA-485	M2H5	1485.61	262	1.3	17.7	330	0.7		3.5	0.9				16.7	6.2	1.6	3.2	1.6	4.1	5.6			
COAPECHACA	COAPECHACA-485	M2H9	1487.55	203	1.5	11.0	522	1.1		3.6	0.4				9.9	4.4	1.4	1.0	0.8	2.3	2.1			
COAPECHACA	COAPECHACA-485	M2H8	1491.21	422	0.9	9.3	320	0.8		3.1	0.7				11.0	4.3	1.3	2.3		3.1	6.4			
COAPECHACA	COAPECHACA-487	M1H1	1500.28	428	0.9	8.5	34.7			2.8	1.5				8.8	4.3	1.5	1.3	1.7	3.0	0.6		0.002	2.632
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M1H8	1513.72	351	0.7	7.0	46.0	1.0		3.9	0.5				5.8	2.9	1.1	0.8	1.0	3.0	0.3		0.001	2.660
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M1H4	1515.50	419	0.6	8.9	28.0			3.4	1.2				18.0	6.5	4.0	2.0	5.5	3.0	6.0		0.186	2.672
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M1TS15	1516.00	441	0.5	9.1	31.5			3.8	1.2				9.8	4.2	3.0	1.1	1.5	3.0	nd			
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M1TS19	1517.38	455	0.4	5.6	36.0			2.8	1.1				8.6	3.3	2.8	1.2	1.3	3.0	nd			
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M2H1	1620.08	435	0.5	11.7	28.0			4.5	1.3				10.5	4.5	3.0	1.5	1.5	3.0	7.0		0.156	2.63
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M2H6	1621.29	378	0.4	8.6	40.4			5.3	0.7				6.8	2.9	1.6	1.2	1.1	3.0	0.5			2.66
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M2H10	1622.00	416	0.3	10.9	29.6			4.3	2.2				11.1	4.4	2.4	1.2	3.1	3.0	0.7		0.015	2.67
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M2H13	1623.15	415	0.4	8.7	34.4			5.1	1.1				8.8	4.1	1.7	1.0	2.0	3.0	1.8		0.177	2.63
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M2H16	1624.01	387	0.3	6.9	39.6			5.9	0.9				7.7	3.3	1.4	1.3	1.7	3.0	1.2		0.001	2.67
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M2H18	1624.96	291	0.2	2.9	54.5	2.0		6.5	0.4				4.4	2.1	0.8	0.8	0.7	3.0	0.7		0.001	2.67
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M2H22	1626.21	374	0.2	5.1	46.6			6.4	0.4				3.9	1.6	1.1	0.6	0.6	3.0	0.4		0.001	2.68
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M2H24	1627.27	470	0.4	9.4	27.7			6.7	1.2				7.6	3.0	1.2	1.0	2.4	3.0	2.7		0.080	2.62
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M2H29	1628.25	275	0.4	4.4	54.6	1.8		6.1	0.6				4.6	2.2	1.0	0.7	0.7	3.0	0.4			2.70
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M2H33	1629.01	379	0.6	4.7	42.8			9.3	0.9				3.8	1.8	0.9	0.6	0.5	3.0	2.9		0.005	2.68
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M3H1	1706.28	410	0.7	11.0	24.8			5.3	1.1				16.1	7.2	2.1	2.5	4.3	3.0	3.6			2.604
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M3H9	1707.73	373	0.6	6.3	36.8	2.2		9.2	1.1				6.5	3.5	1.6	0.8	0.6	3.0	0.6			2.694
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M3H11	1708.49	336	0.5	4.1	48.6			7.7	0.8				4.7	2.5	0.8	0.7	0.7	3.0	0.3			2.681
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M3H12	1710.54	332	0.4	11.3	35.7			3.5	0.9				15.0	6.3	2.9	2.5	3.3	3.0	0.5			2.640
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M3H14	1711.27	333	0.3	12.8	36.8			4.7	0.7				11.4	5.8	2.5	1.2	1.9	3.0	0.6			2.629
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M3H20	1712.27	366	0.2	3.0	40.3	2.5		12.3	0.3				4.8	3.3	1.1	0.4	0.0	3.0	0.4		0.001	2.675
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M3H25	1713.53	409	0.4	6.8	40.0	0.7		4.7	0.4				6.1	4.3	1.5	0.3	0.0	3.0	0.6			2.850
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M3H26	1714.28	312	0.4	16.7	25.5			4.1	2.4				19.7	8.8	5.6	2.0	3.3	3.0	0.4			2.617
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M4H2	1718.26	362	0.2	9.5	37.3	1.8		5.3	0.4				9.3	3.9	3.5	1.1	0.8	3.0	2.8		0.004	2.677
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M4H7	1719.80	427	0.3	10.5	30.8			4.4	1.3				10.0	4.9	2.6	1.0	1.5	3.0	6.0		0.256	2.660
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M4H9	1780.51	346	0.4	12.3	30.6			6.2	0.7				15.2	7.8	2.5	2.9	2.0	3.0	0.4		0.003	2.619
COAPECHACA	COAPECHACA-497	M4H12	1781.74	270	0.5	11.5	45.3			4.5	0.5				10.7	5.4	2.9	1.2	1.2	3.0	0.5		0.003	2.672

Figura 45. Tabla Excel que muestra datos de núcleo; porosidad, permeabilidad, número de muestra, profundidad, DRX y otros.

b.1) Grafica de porosidad (\emptyset) y permeabilidad (k).

El análisis inicial del yacimiento empieza con los datos de porosidad y permeabilidad de núcleos. Se realizaron las graficas cruzadas (o *cross plots*) para conocer la propiedad estadística de estos dos parámetros petrofísicos.

La figura 46 muestra dos graficas con datos de porosidad y permeabilidad de los núcleos del área de estudio. Se realizaron 2 graficas de este tipo: (1) La primera con datos de núcleo de 34 pozos de desarrollo (incluyendo los pozos clave) y 9 exploratorios del sector 6 y 7; con la finalidad de observar su comportamiento respecto a la segunda, que está compuesta únicamente de datos de núcleo de los pozos clave.

Los pozos utilizados fueron los siguientes: Desarrollo; Agua Fría 24, 138, 301, 509, 523, 634, 676, 688 y 801, Coapechaca 24, 56, 71, 118, 224, 241, 458, 497 y 805, Corralillo 101 y 607, Coyula 2, 236, 1024, 1436 y 1748, Escobal 102, 103D, 107, 211, 247, 284 y 534, Tajín 434 y 728. Exploratorios; Antares-1, Esfena-1, Abedul-1, Gaspar-1, Jano-1, Japeto-1, Tablon-1D, Turquesa-1 y Umbriel-1.

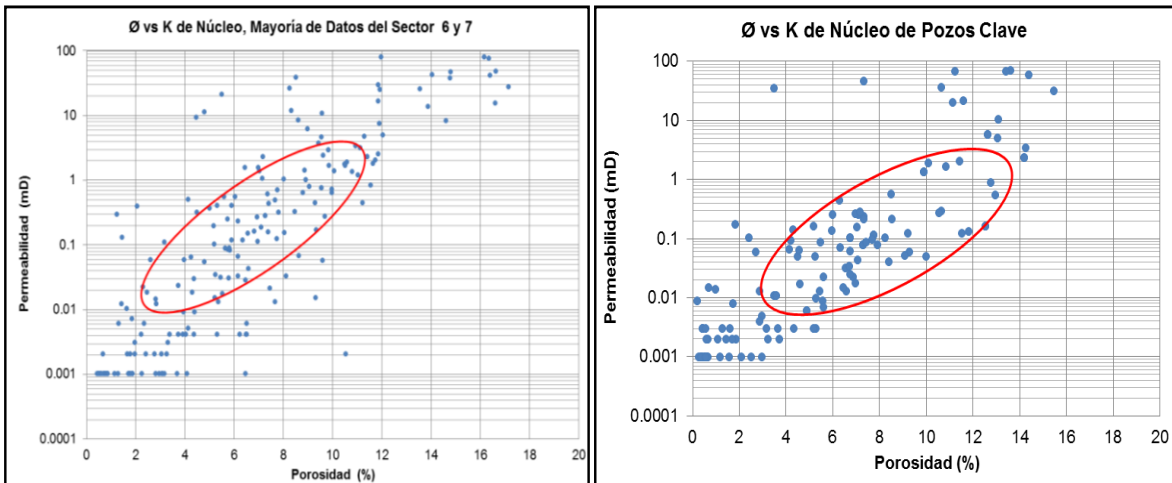


Figura 46. Grafica de porosidad vs permeabilidad de núcleos de pozos de los sectores 6 y 7.

Como se puede observar de manera general, los cambios prácticamente comparten los mismos rangos de porosidad y permeabilidad.

El rango de porosidad es de 4 a 11 %, y el de permeabilidad de 0.01 a 3.0 mD, para los yacimientos del sector 6 y 7. Estos rangos son estimados con información disponible y de una manera general; por lo que se considera que gran parte de la producción en el sector 6 y 7, procede de yacimientos con estas características, que están dentro de la categoría de yacimientos compactos, debido a su baja porosidad y permeabilidad.

Sin embargo, otra proporción de producción procede de yacimientos que se encuentran con permeabilidades 4 mD y porosidades mayores de 12%; debido a que también hay en existencia formaciones con buena calidad de roca. Estos horizontes del tipo yacimiento convencional comparten y cohabitan estratigráficamente sus características y propiedades,

con los yacimientos compactos, o bien, pueden ser datos de tapones que se seleccionan en el núcleo en zonas limpias o de mayor contenido de areniscas, debido a que es deseable muestrear y mandar al laboratorio la mejor calidad de roca.

En la figura 46 se aprecia la existencia de valores de permeabilidad 0.01 mD y porosidad por debajo de 4 %; estos yacimientos compactos, también aportan un porcentaje de producción, cuando se comunica la baja permeabilidad, al fracturarse el yacimiento.

En la figura 46, en el horizonte de permeabilidad 0.001 mD, se observa un alineamiento de valores; estos se debe a que son iguales o menores de 0.001 mD, aunque se desconoce su valor real, debido a que el reporte de laboratorio solo destaca valores base de 0.001 mD.

b.2) Graficas de difracción de rayos X (XRD) o mineralogía.

Con datos de difracción de rayos X (XRD, por sus siglas en inglés de; X Ray Difraction), se realizó una tabla excel, como apoyo y control de información mineralógica.

La difracción es un fenómeno característico de las ondas, que consiste en la dispersión de estas cuando interactúan con un objeto ordenado. Ocurre en todo tipo de ondas, desde las sonoras, hasta las electromagnéticas, como la luz y los rayos X.

Los rayos X tienen longitudes de onda similares a las distancias interatómicas en los materiales cristalinos, por lo que los podemos utilizar como método para explorar la naturaleza de la estructura molecular.

Si hurgamos en la estructura de la materia, la difracción de rayos X es el único método que permite, tras un procedimiento generalmente largo y complicado, determinar de modo exacto la estructura molecular de cualquier producto, ya sea un fármaco, un compuesto inorgánico, un mineral, una proteína o incluso un virus.

Un experimento de difracción consiste en la irradiación con rayos X de estos pequeños cristales, que actúan dispersándolos sólo en unas direcciones específicas, con intensidades que dependen de cómo se ordenan los átomos a nivel microscópico. Con esta información, dirección e intensidad de cada rayo, los cristalógrafos son capaces de obtener la estructura molecular.

Se realizaron graficas con datos de XRD, con la finalidad de observar la relación y distribución de minerales y arcillas; de la figuras 47 a la 52, se pueden observar las distribuciones para los campos del sector 6 y 7 con datos de XRD.

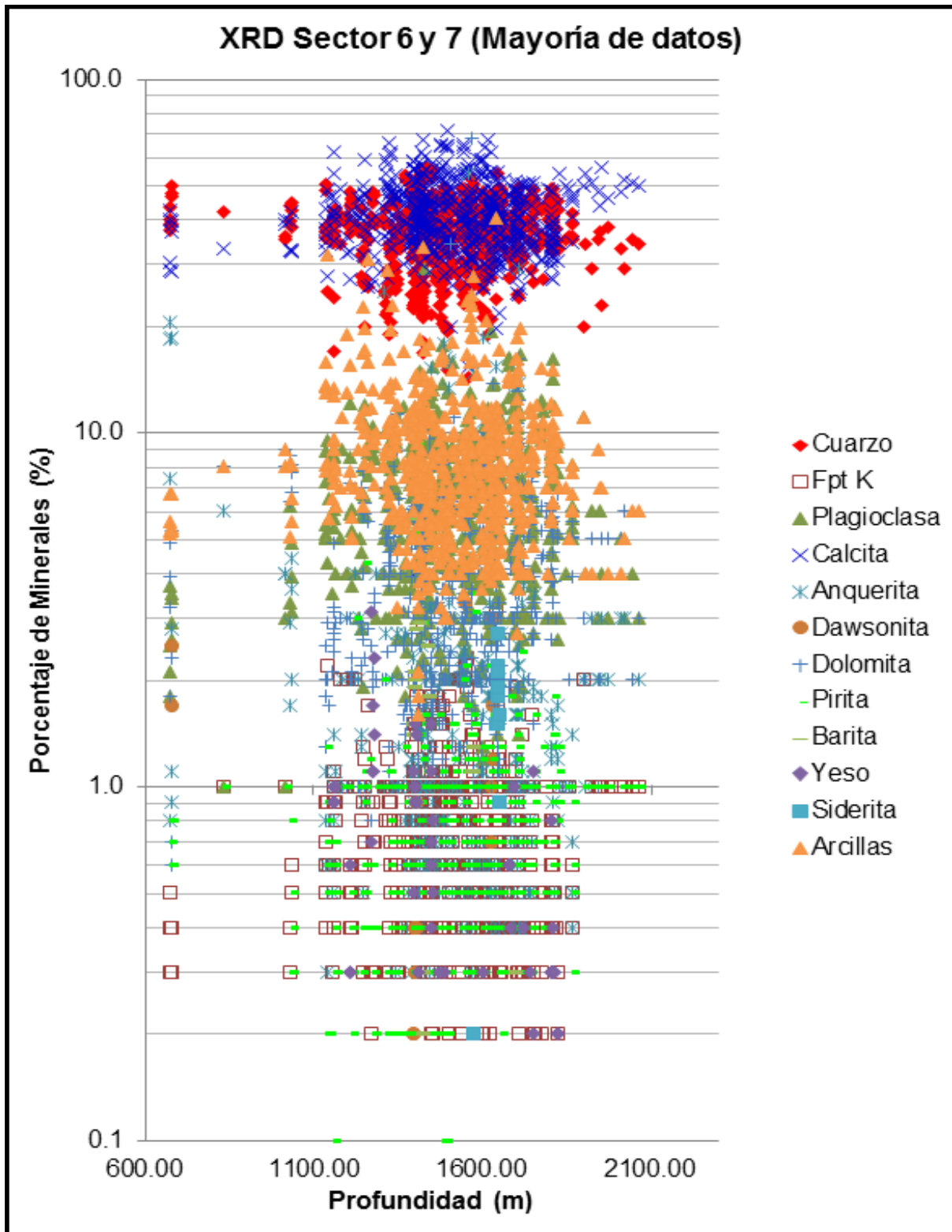


Figura 47. Distribución (en porcentaje) de minerales representativos, obtenidos de muestras de núcleos en los **sectores 6 y 7**, respecto a la profundidad.

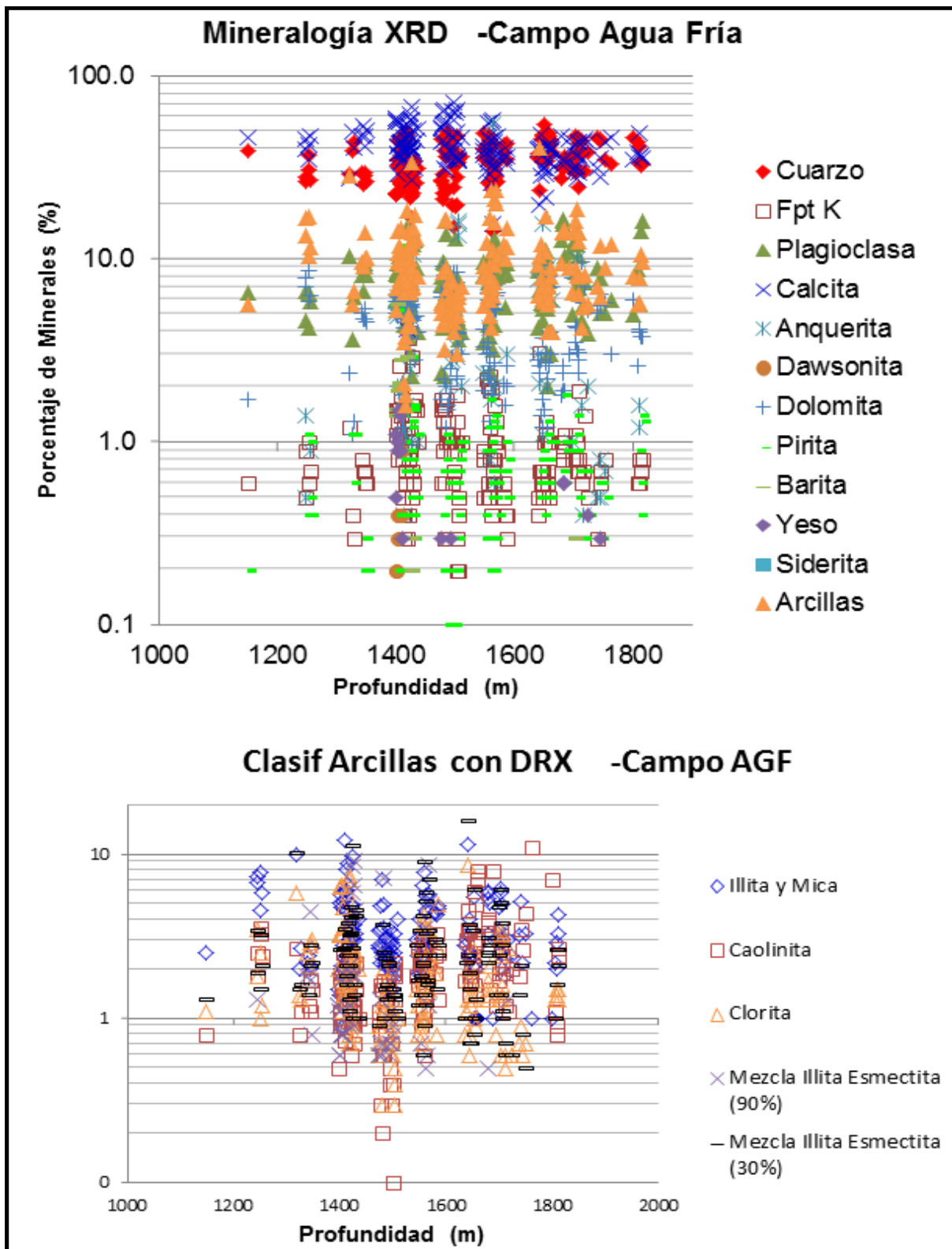


Figura 48. Distribución mineralógica y clasificación de arcillas con datos de DRX vs. profundidad, para el campo **Agua Fría**.

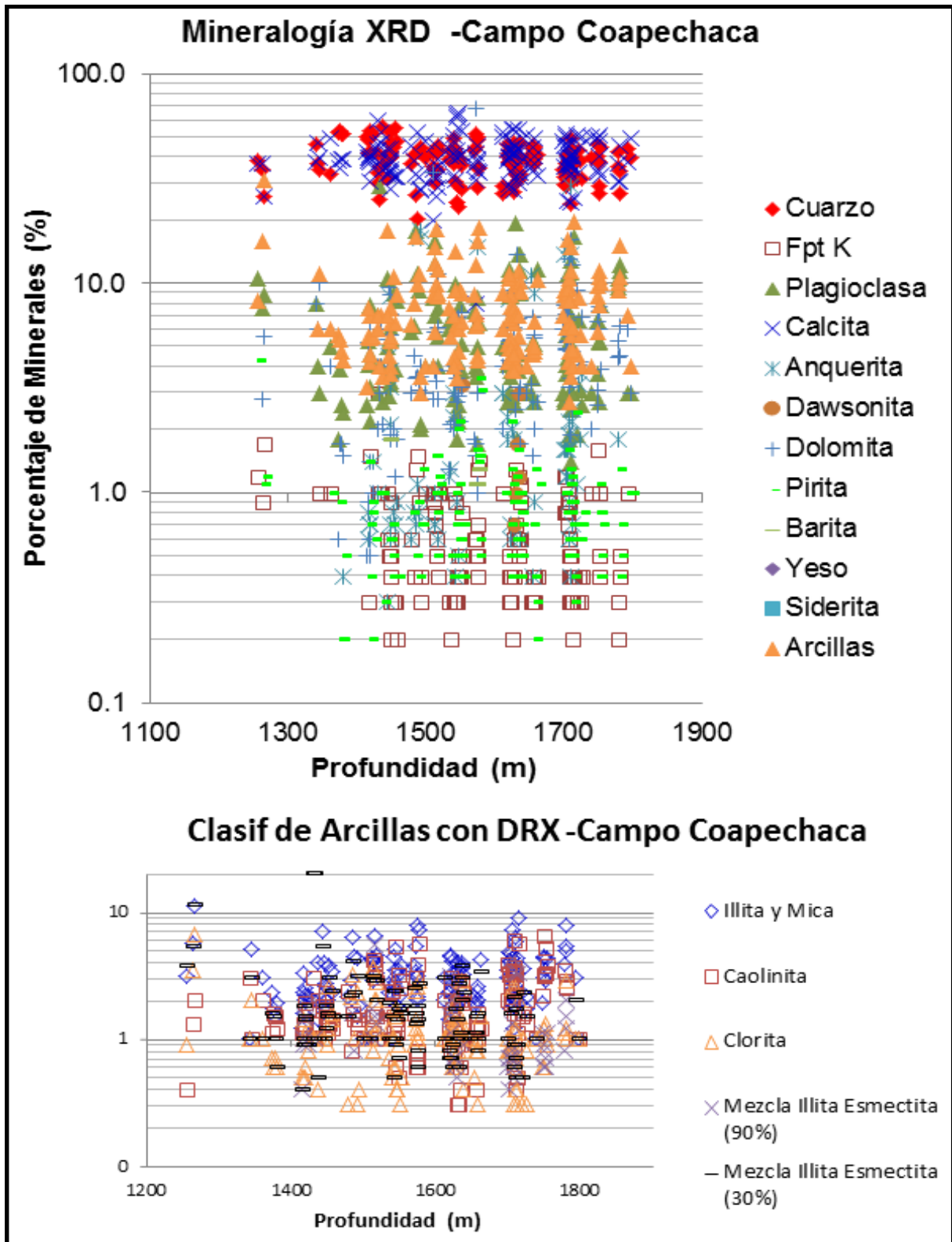


Figura 49. Distribución mineralógica y clasificación de arcillas con datos de DRX vs. profundidad, para el campo **Coapechaca**.

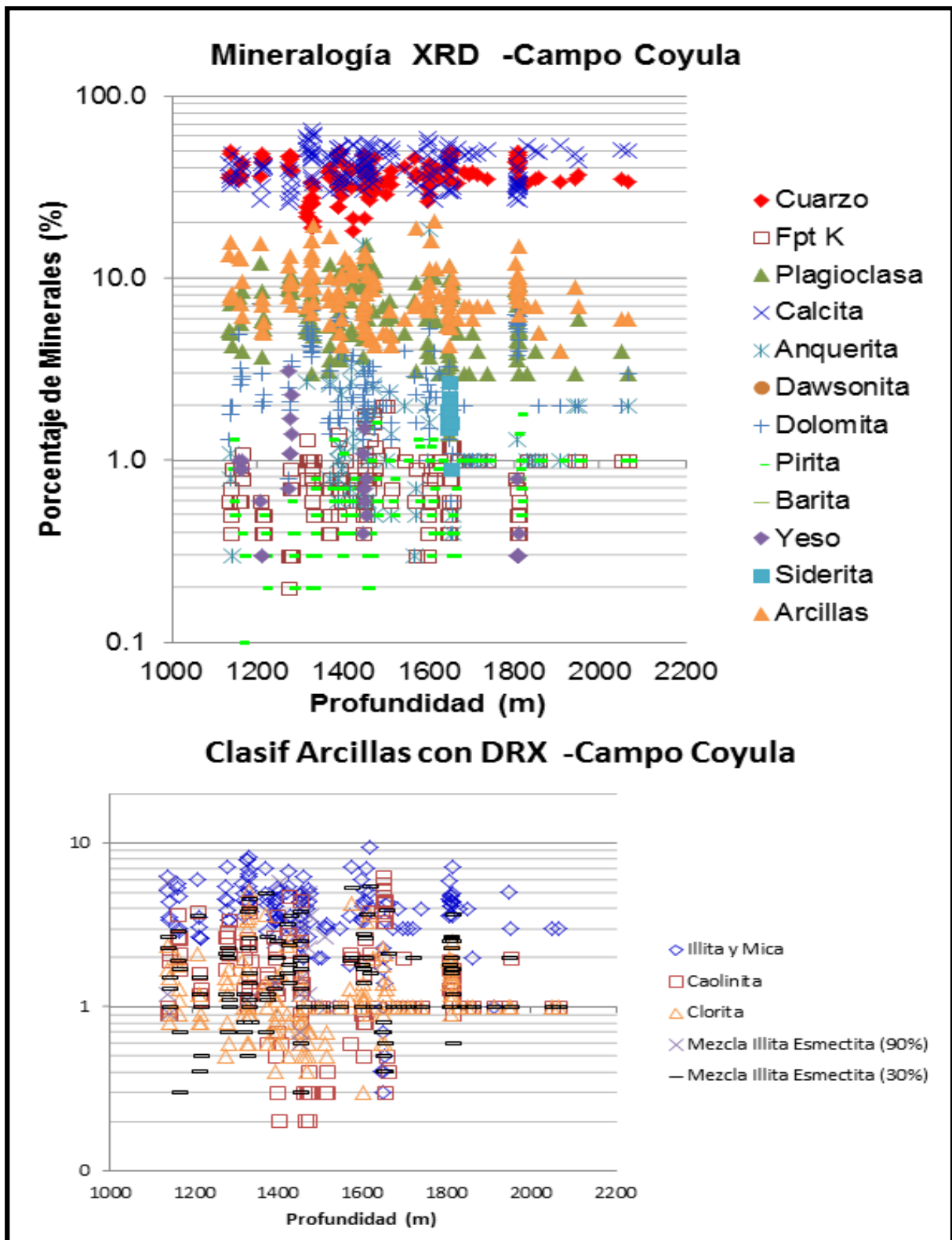


Figura 50. Distribución mineralógica y la clasificación de arcillas con datos de DRX vs. profundidad, para el campo **Coyula**.

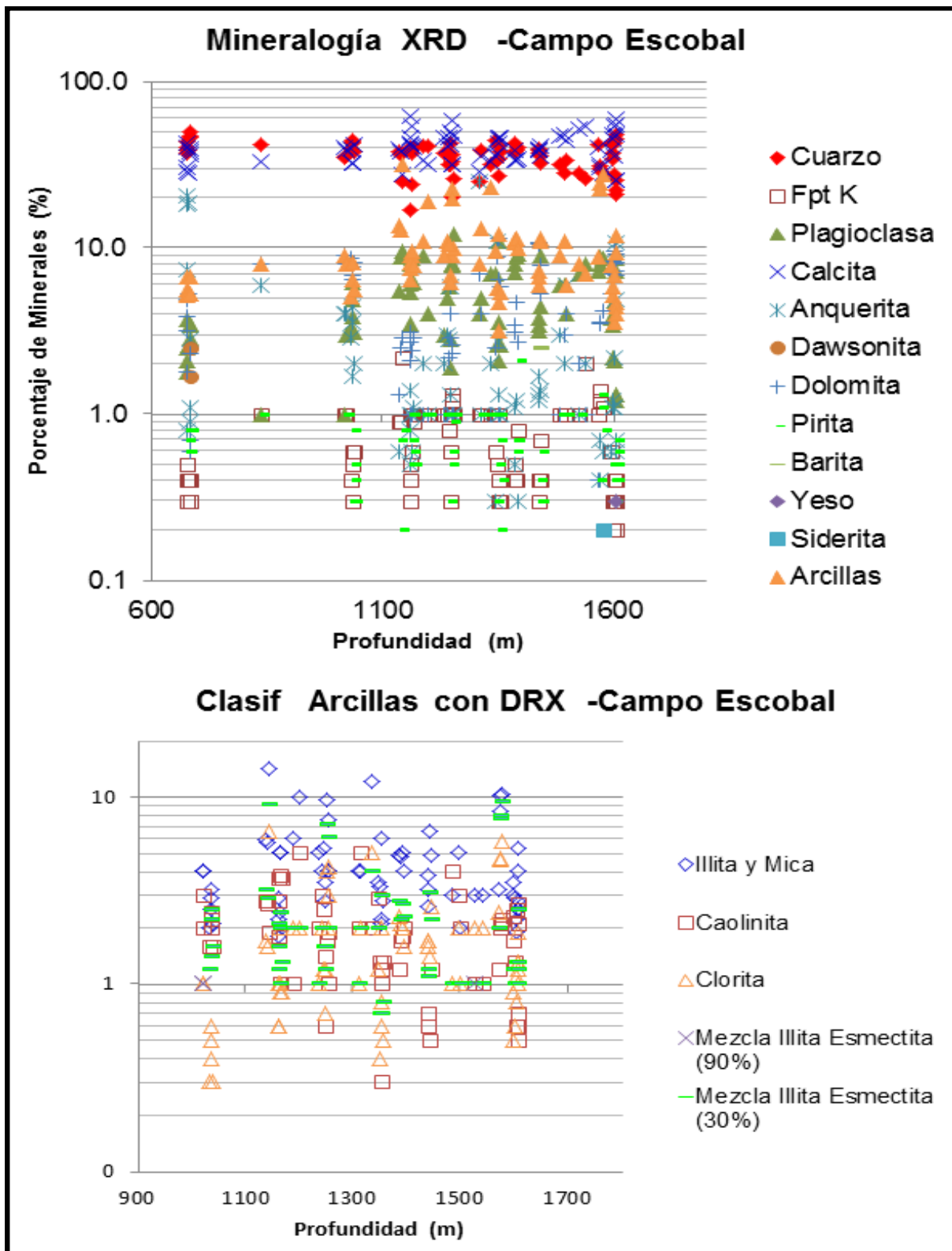


Figura 51. Distribución mineralógica y la clasificación de arcillas con datos de DRX vs. profundidad, para el campo **Escobal**.

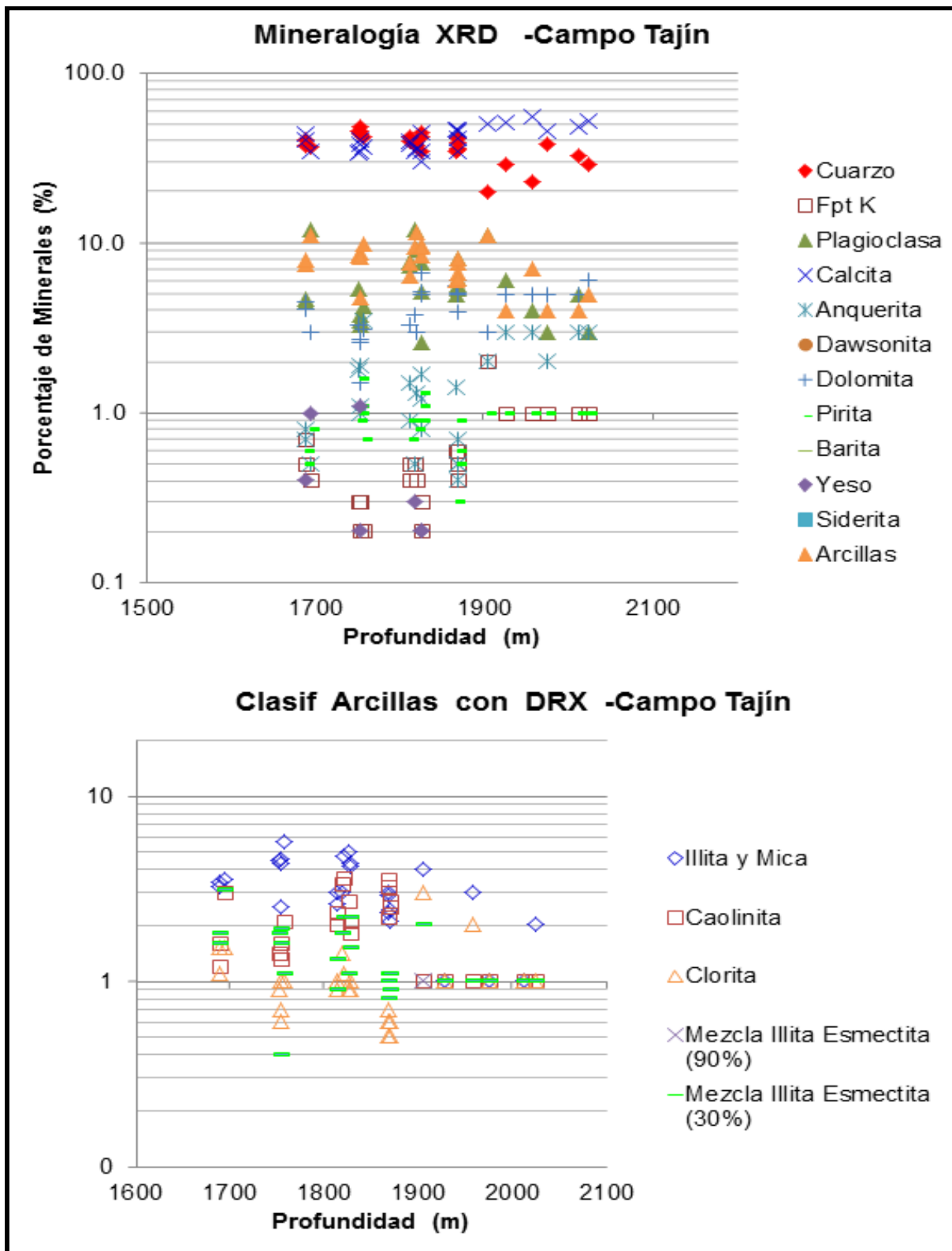


Figura 52. Distribución mineralógica y la clasificación de arcillas con datos de DRX vs. profundidad, para el campo **Tajín**.

b.3) Graficas de espectroscopia de rayos gamma (GRKT).

Los minerales radioactivos frecuentemente ocurren relativamente en pequeñas concentraciones en las rocas sedimentarias. Las arcillas contienen entre el 30-70 % de minerales arcillosos radioactivos.

Para poder identificar el tipo de arcillas en base a sus minerales radioactivos más comunes se usan graficas de espectroscopia de rayos gamma. Estas plantillas mineralógicas comerciales (Schlumberger y Halliburton, Figura 53), ayudan a determinar los tipos de arcilla, usando las relaciones: Torio vs Uranio; Torio vs Potasio. En este trabajo se usaron la relación Torio vs Potasio.

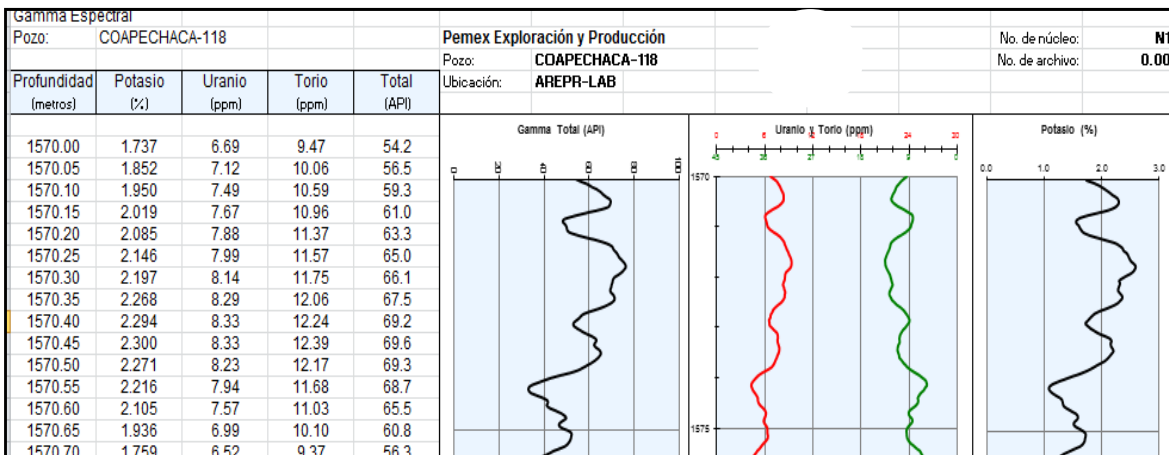
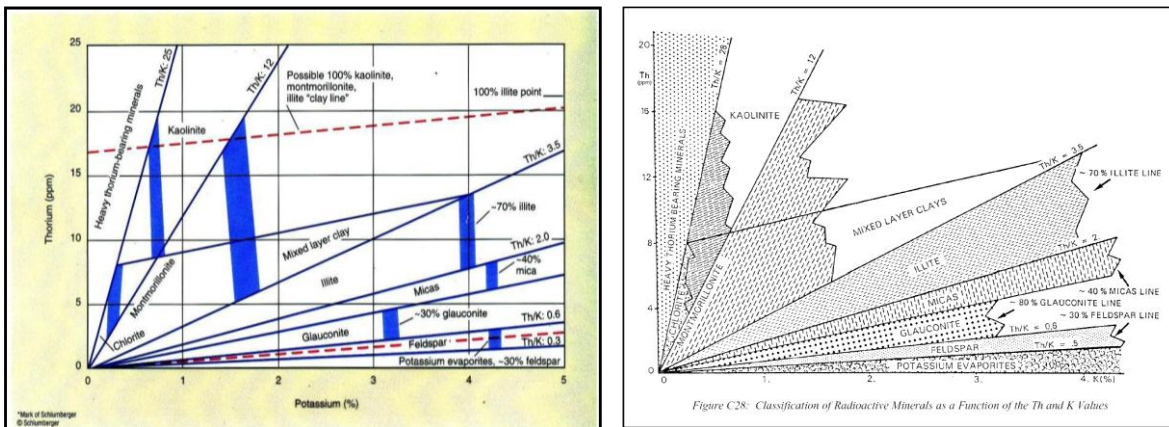


Figura 53. La imagen muestra las plantillas que se usan para clasificar arcillas, usando datos de potasio y torio provenientes del estudio de espectroscopia de rayos gamma que se realiza a los núcleos en el laboratorio.

Se presenta aquí solamente un ejemplo de los datos obtenidos en 4 núcleos del pozo Tajín-728, entre otros ya elaborados y se encuentran en el Anexo. Se puede apreciar la abundancia de montmorillonita en los cuatro núcleos; cantidades de illita y de illita-esmectita, que habla de su alteración a esmectita, es un indicador de diagénesis debido a un incremento de temperatura; también se presenta una mezcla de arcillas, que sugiere una descarga sedimentaria con variación de productos.

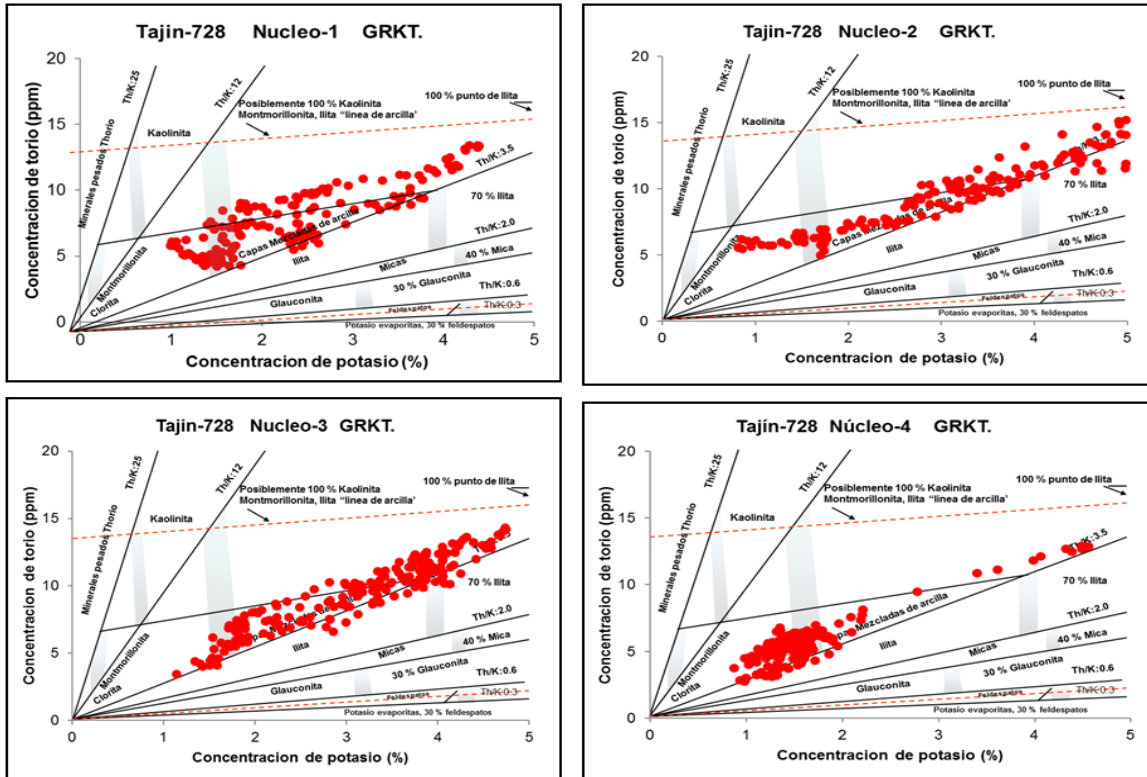


Figura 54. Distribución de datos de potasio y torio, obtenidos de la prueba de espectroscopia GR de los núcleos 1,2, 3 y 4 del pozo Tajin-728.

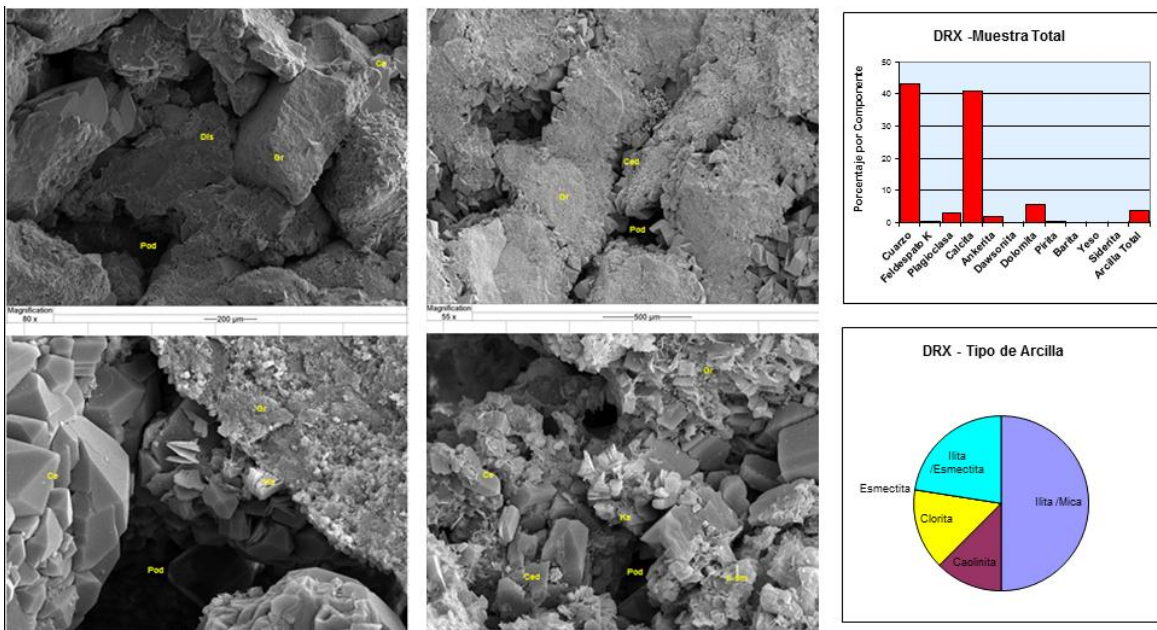


Figura 55. Foto-micrográficas de microscopio electrónico de barrido (SEM), la distribución de minerales (XRD) y tipos de arcillas, de la muestra N3H22 y N3H16, tomadas a 1710 y 1712 m. en el pozo Coapechaca-118.

En las fotografías superiores la imagen muestra abundantes granos detríticos (Gr) angulosos a subangulosos, mal clasificados, con contactos puntuales entre ellos; los granos están soportados por cemento calcáreo (Ce); se observa también porosidad intergranular por disolución-precipitación del cemento (Dis). La presencia de granos detríticos (Gr) soportados por cemento de dolomita (Ced) son disperso.

El mayor aumento (en las fotografías inferiores) permite observar la presencia de porosidad intergranular por disolución del cemento (Pod), la cual está parcialmente cementada por calcita (Ce) y escasamente por caolinita (Ka); y se puede observar el grado de alteración de los granos a arcillas (Gr). La presencia de un grano (Gr) alterado a arcillas y con rasgos de disolución; la abundancia de dolomita (Ced) y caolinita (Ka); nótese también la presencia de illita-esmectita (Il-Sm).

Con lo descrito anteriormente, se deduce que los porcentajes estimados y la identificación o tipos de arcillas, son congruentes en las micro fotografías con las gráficas de espectroscopia de rayos gamma; entre otras características como la geometría poral, la geometría de los granos, minerales, tipo de porosidad, rasgos de diagénesis, clasificación, cementante, entre otros.

b.4) Graficas de propiedades eléctricas.

Se recopilaron los datos de propiedades eléctricas de los núcleos, para conocer el promedio de los parámetros: exponente de cementación “m” y exponente de saturación “n”; como se muestra en la figura 56.

PROPIEDADES ELECTRICAS (m y n)										
Pozo	Número de muestra	Profundidad (metros)	Exponente de Cementación		Saturación de Salmuera (%VP)	Resistividad, Rt (ohm-m)	Índice de Resistividad		Exponente de Saturación	
			sin CIC ("m")	con CIC ("m**")			sin CIC ("l")	con CIC ("l**")	sin CIC ("n")	con CIC ("n**")
COA-497	N1H14	1515.5	1.71	1.84	100	23.3	1	1	1.49	1.85
COA-497	N2H4	1620.56	1.37	1.63	100	46.712	1	1	1.58	2.23
COA-497	N2H13	1623.15	1.27	1.69	100	36.588	1	1	1.17	2.01
COA-497	N2H19	1624.96	1.46	1.54	100	109.41	1	1	1.41	1.72
COA-497	N4H16	1783.05	1.64	1.72	100	122.2	1	1	1.87	2.17
COA-497	N4H17	1783.22	1.32	1.37	100	123.3	1	1	1.97	2.21
CORR-607	N1H6	1616.62	1.98	1.99	100	6.1314	1	1	1.4	1.49
CORR-607	N1H15	1620.64	1.94	2.08	100	14.272	1	1	1.45	1.76
CORR-607	N1H30	1625.62	1.82	1.83	100	5.7503	1	1	1.62	1.68
CORR-607	N1H40	1629.76	1.82	1.84	100	7.1113	1	1	1.55	1.62
CORR-607	N1H47	1631.88	1.75	1.76	100	3.074	1	1	1.53	1.58
ESC-534	N2H3	674.56	2	2.08	100	30.41	1	1	1.67	1.91
ESC-534	N2H12	676.38	1.99	2.04	100	23.77	1	1	1.27	1.46
ESC-534	N2H21	678.2	1.97	2.05	100	32.46	1	1	1.27	1.54
ESC-534	N2H33	680.87	1.98	2.02	100	11.25	1	1	1.35	1.52
ESC-534	N2H35	681.11	1.93	1.95	100	7.46	1	1	1.299	1.39
TAJ-728	N1H8	1584.63	1.85	1.90	100.0	8.599	1	1	1.64	1.82
TAJ-728	N1H18	1588	1.88	1.92	100	12.41	1	1	1.84	1.97
TAJ-728	N1H20	1588.63	1.87	1.93	100	16.43	1	1	1.47	1.68
TAJ-728	N2H7	1754.03	1.79	1.83	100	8.104	1	1	1.61	1.77

Figura 56. Datos de propiedades eléctricas obtenidas en núcleos. Original en anexos.

Los valores utilizados para los parámetros de exponente de cementación “m” y del exponente de saturación “n”, se obtuvieron a partir de la información disponible en los reportes de pozos clave, que está construida con graficas Log-Log (logaritmo-logaritmo) del factor de formación (F) vs porosidad, para obtener el valor del exponente de cementación “m”, el valor estimado en este ejemplo es 1.87; para corroborar mas esta estimación se consultó la gráfica Log-Log del Índice de resistividad vs la saturación de agua y con esto se obtuvo un valor del exponente de cementación igual a 1.87, como se puede apreciar en la figura 57.

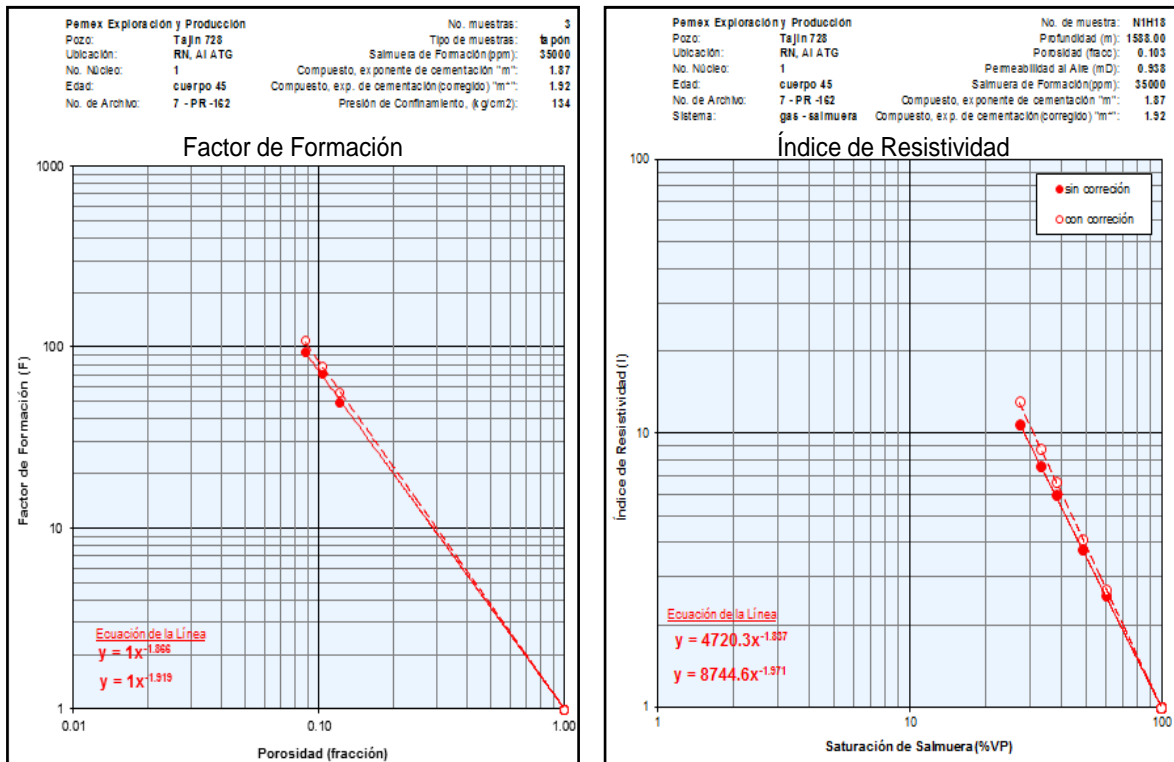


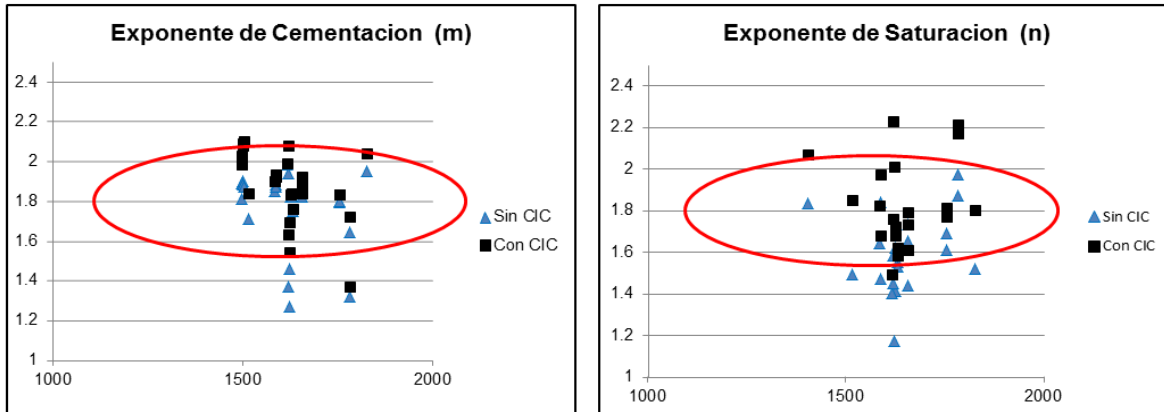
Figura 57. Gráficas Log-Log del factor de formación vs porosidad y el índice de resistividad vs saturación de salmuera, para estimar un valor para el exponente de cementación “m”.

El factor de formación (F), es el resultado de dividir la resistividad de una formación limpia saturada al 100% de agua (Ro), entre la resistividad del agua que satura a la roca (Rw), no tiene unidades, es adimensional y siempre va a ser mayor que 1. Por lo tanto: $F = R_o / R_w$.

El índice de resistividad (Ir), es la división entre la resistividad de una formación con hidrocarburos (Rt), entre la resistividad de la misma formación que contiene solamente agua (Ro), considerando que cuando hay hidrocarburos la Rt es mayor. Por lo tanto: $I = R_t / R_o$.

También se realizó un par de gráficas para obtener el promedio de estos valores y su comportamiento en profundidad, como se muestra en la figura 58. El promedio de profundidad de los horizontes estratigráficos del Terciario en el paleocanal de Chicontepec, se encuentran entre 1000 y 1900 mbnm.

Estos parámetros fueron los utilizados en la estimación de la saturación de agua (S_w).



Fi

Figura 58. Promedio de datos para el exponente de cementación “m” y saturación “n” obtenidas en núcleos. Eje de ordenada Y: índice del exponente de cementación; Eje abscisa X: profundidad (m).

Los promedios son los siguientes:

- Factor de cementación: **a= 1**
- Exponente de cementación: **m= 1.8**
- Exponente de saturación: **n= 1.8**

Cuando no se tienen datos de núcleo, los parámetros para a, m y n, se pueden obtener de suposiciones litológicas, manipulación de datos o historial del comportamiento del yacimiento.

c) Evaluación petrofísica convencional de pozos clave.

Los principales objetivos de la evaluación convencional de registros geofísicos de pozo, son estimar el volumen de arcilla (VCL), porosidad (ϕ), permeabilidad (k) y saturación de agua (SW); con la finalidad de cuantificar el volumen de hidrocarburos, tomar decisiones de terminación y estimar reservas.

El proceso de interpretación-evaluación convencional incluye *grosso modo* las siguientes actividades:

c.1) Control de calidad.

Los registros geofísicos son mediciones de parámetros obtenidos a través de métodos indirectos que registran las propiedades de la formación *versus* profundidad.

Las herramientas son calibradas previamente para obtener datos confiables y tiene como objetivo ajustar los sistemas de medida de estas.

Se revisaron y consideraron los puntos básicos siguientes del control de calidad: sección repetida, descripción de herramienta, escalas, velocidad estipulada, encabezado de registros, tensión del cable, condiciones de agujero, temperaturas y matriz adecuada.

Cuando fue necesario se considero a los registros de agujero descubierto, ejecutarles correcciones ambientales para corregir los efectos de espesor de capa e invasión. Sin embargo en las herramientas actuales estos ya se efectúan al momento de estar realizando el servicio.

c.2) Edición.

Cuando fue necesario se realizaron los empates en curvas de diferentes corridas; tomando como referencia el registro de resistividad, se ajustaron todas las curvas a la misma profundidad; se unificaron escalas, regularmente se tiene un estándar, pero cuando es necesario, se debe realizar para cada caso la normalización de los valores para todas las curvas.

c.3) Normalización.

Para realizar la normalización se hace uso de histogramas. Un histograma es una grafica de rectángulos, con base unitaria en X, y área igual a la frecuencia relativa, porque nos ayuda a ver la frecuencia de los valores (o repetición de valores).

c.4) Cálculo de volumen de arcilla (VCL).

El valor del volumen de arcilla (VCL), se calcula con las curvas GR, NPHI-DPHI, Rt y DT. No se puede considerar a la curva de rayos gamma (GR) como el único indicador de volumen de arcilla, debido a que en el algunas áreas la curva GR se encuentra en ocasiones alterada por la presencia de material radiactivo asociado a Torio (Th) y Potasio (K).

Para la estimación del volumen de arcilla (VCL), se utilizan como indicadores de arcillocidad las curvas Rayos Gamma (GR) y de Resistividad (Rt), y si es necesario con NPHI-DPHI y DT. El volumen de arcillas es un factor obligado y definitivo para estimar el valor de porosidad efectiva.

Se utilizan los métodos o modelos de Steiber y Clavier, realizando al final un promedio entre ellas.

Determinación del Índice ó indicador de Rayos Gamma IGR:

$$\text{IGR} = (\text{GR} - \text{GRmin}) / (\text{GRmax} - \text{GRmin})$$

Lo que se traduce en:

IGR= Fracción o volumen de arcilla.

GR = Lectura o valor del registro, que propiamente es la curva de GR.

GRmin = Lectura del registro frente a una formación limpia.

GRmax = Lectura del registro frente a una formación de lutita.

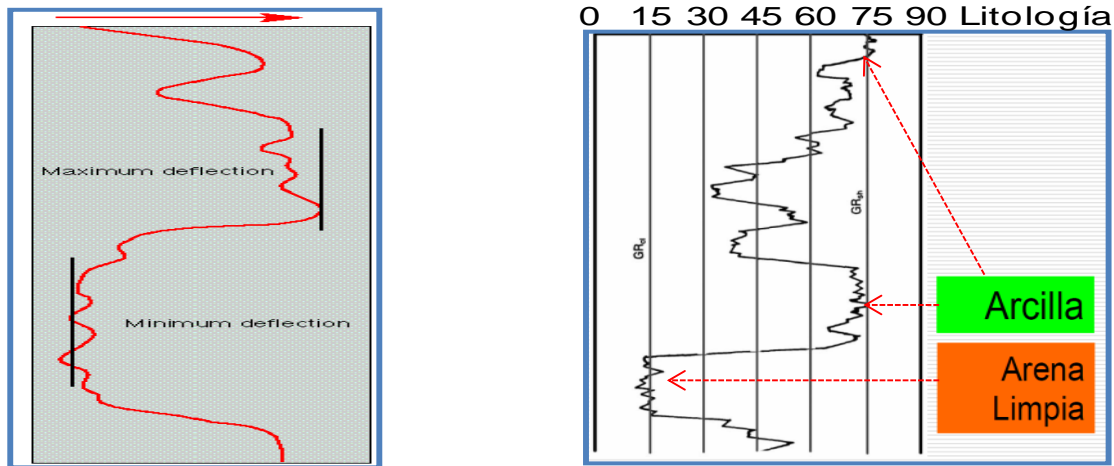


Figura 59. La imagen muestra dos ejemplos para determinar el criterio de selección del valor máximo y mínimo en la curva de GR.

En la figura 59, el dibujo hipotético de la izquierda con una línea color negro hacia la izquierda, muestra la mínima deflexión de la curva de GR, indicando el horizonte más limpio o con menos contenido de material radioactivo, el cual se interpreta como una arenisca. En sentido opuesto se señala con otra línea negra la máxima deflexión de la curva de GR, o sea, el mayor contenido de material radioactivo, que se interpreta como un cuello arcilloso. En la figura de la derecha se muestra prácticamente lo mismo, con una escala que muestra estos mismos valores, de tal manera que se tienen 13 API para la zona limpia y 74 API para la zona arcillosa.

c.5) Cálculo porosidad (\emptyset).

Para la estimación de porosidad Total (PHIT) y Efectiva (PHIE), se ocupan las curvas de porosidades (NPHI, DPFI y SPFI), considerando los siguientes parámetros:

El cálculo de la curva DPFI (porosidad de la densidad), se realizó con una matriz de 2.68 gr/cc calibrada con datos de núcleo.

En la figura 60 se observa la población de valores de la densidad de grano y la profundidad a la que ha sido registrada, el rango es de 2.66 gr/cc a 2.69 gr/cc, considerándose como promedio 2.68 gr/cc, debido a que existe una mayor carga de datos hacia 2.69 gr/cc. La finalidad es mostrar la justificación del valor de la matriz (2.68 gr/cc) que se utilizó para calcular la porosidad de la densidad (DPFI) antes de la estimación de la porosidad efectiva (PHIE) y total (PHIT), como fue mencionado en el tema de porosidad.

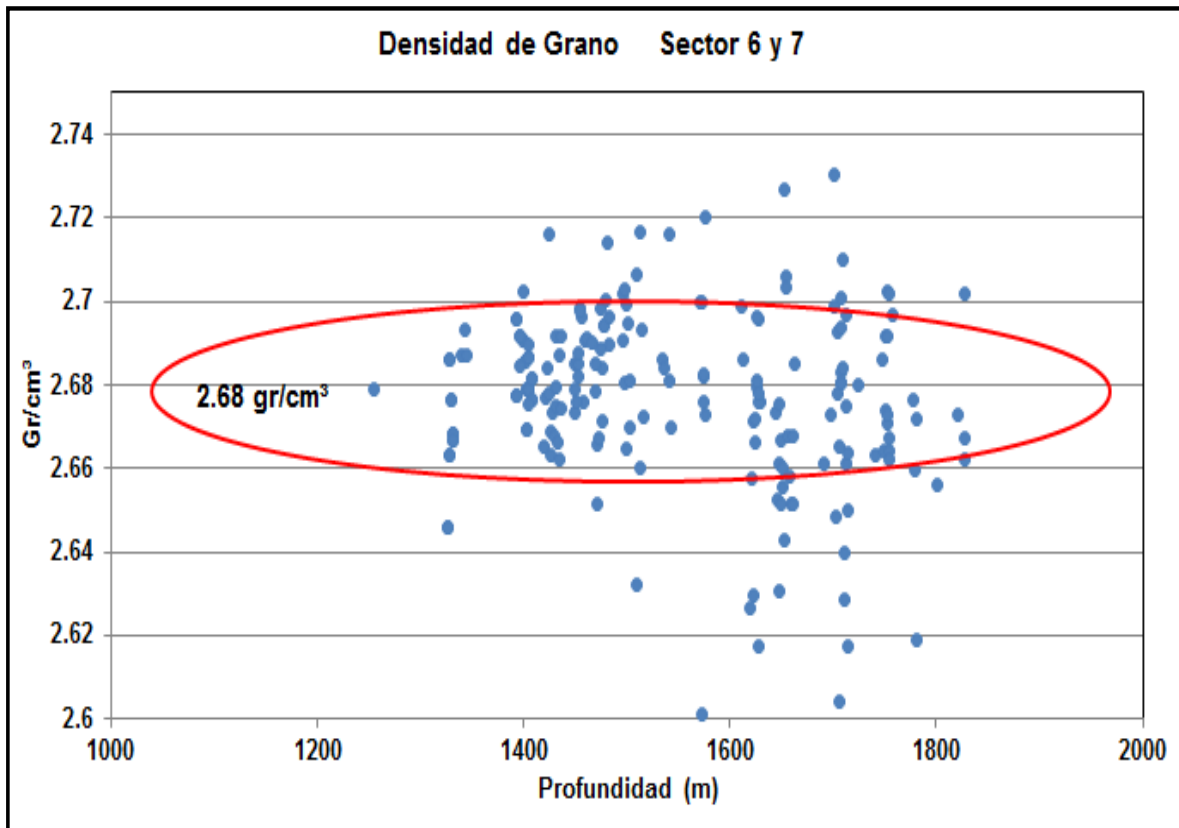


Figura 60. Valores de densidad de grano y profundidad entre los rangos es de 2.6 a 2.75 gr/cc, cuyo promedio es de 2.68 gr/cc.

El cálculo de la curva NPHI_LST (porosidad neutrón), se realiza en modo matriz caliza, mediante un modelo en el software IP, debido a que las herramientas de campo la recuperan en modo matriz arenisca.

El cálculo de la curva SPHI (porosidad sónica), se realizó con una matriz de 53.3 useg/ft y 189 para la densidad del fluido, con la finalidad de tener una curva de porosidad a partir de una curva cruda de campo cuando no se tienen NPHI y DPHI.

Posteriormente se emplea la combinación de curvas NPHI y DPHI para el cálculo de la porosidad total (PHIT) y efectiva (PHIE), estos valores son calibrados con los valores de porosidad de los núcleos, como se observa en la figura 62, que es un intervalo de la evaluación del pozo Coapechaca-118.

La porosidad, representada por $PHI (\emptyset)$, es la fracción del volumen total ocupada por el volumen poroso; es un indicador adimensional con valores entre 0 y 1, y así se debe utilizar en los cálculos. En la práctica se multiplica por 100 para expresar la porosidad en unidades de porosidad o "pu" (*porosity-units*). Por ejemplo: $\emptyset = 0.25 = 25\%$. Esta definición se expresa matemáticamente como:

$$\emptyset = V_p / V_t$$

Donde:

\emptyset ; es la parte del volumen de la roca ocupado por fluidos, en fracción.

V_p ; es todo el volumen del espacio poral; está ocupado por fluidos (agua, aceite, gas).

V_t ; es el volumen total de la roca; incluye los sólidos y fluidos.

Porosidad primaria (PHI1): (intergranular o intercrystalina):

Representada por \emptyset_1 , es generalmente encontrada en rocas clásticas; su valor depende principalmente de la forma, tamaño y clasificación de los granos.

Porosidad secundaria (PHI2):

Representada por \emptyset_2 , está constituida por la porosidad vugular, generada por disolución (en el caso de carbonatos), y por la porosidad de fracturas, generadas mecánicamente.

Porosidad total (PHIT):

Representada por \emptyset_T , es la relación entre el volumen de todo el espacio poral existente en la roca (poros, fisuras, fracturas, vúgulos) y el volumen total de la roca. Se pueden relacionar las primeras tres porosidades mencionadas, de la siguiente forma:

$$\emptyset_T = \emptyset_1 + \emptyset_2$$

Porosidad conectada (PHIC):

Representada por \emptyset_{con} , es la porosidad de los poros interconectados en el volumen de la roca. Puede ser mucho menor que la porosidad total, si parte de los poros que no están conectados; en el caso de la piedra-pómez o "pumice", \emptyset_t es de aproximadamente 0.50, mientras que \emptyset_{con} es cero.

Porosidad potencial (PHIP):

Representada por \emptyset_{pot} , es la porosidad conectada por gargantas de sección mayor que un valor límite, debajo del cual los fluidos no se desplazan. Esta porosidad puede ser mucho menor que la porosidad conectada. Este es el caso de las lutitas o lodolitas, que generalmente presentan una porosidad conectada bastante alta (0.40 a 0.50 para lutitas compactadas y hasta 0.90 para limo recién depositado), aunque los fluidos no pueden ser desplazados debido al pequeño tamaño de las gargantas, por lo que \emptyset_{pot} es prácticamente cero.

Porosidad efectiva (PHIE):

Representada por \emptyset_e , es la porosidad accesible a los fluidos libres para desplazarse, excluyendo la porosidad no-conectada y el espacio ocupado por el agua adsorbida e inmovilizada en las lutitas. Esta definición es específica para los intérpretes. La ecuación ocupada, considerando que $\emptyset_e = PHIE$. Para la estimación de la porosidad efectiva en yacimientos arcillosos impregnados de aceite se aplica la expresión siguiente:

$$PHIE = PHIT * (1 - VCL)$$

Donde:

PHIE porosidad efectiva

PHIT porosidad total

VCL volumen de arcilla

c.6) Cálculo saturación de agua (SW).

Para el cálculo de la Saturación de Agua (Sw), se aplica un modelo arena-arcilla, el cual esta reflejado en todos los pozos, para este cálculo se utilizó la ecuación de Doble Agua por ser la más adecuada para este tipo de yacimientos. El modelo de interpretación de dos aguas o "DWM" (*Dual Water Model*).

La fracción del espacio poral que contiene agua, denominada *saturación de agua* y representada por Sw , es un indicador adimensional con valores entre 0 y 1, que se utiliza en los cálculos. En la práctica se multiplica por 100 para expresar la saturación en porcentaje. Por ejemplo: $SW = 0.35$; es el 35%. Esta definición se expresa matemáticamente como:

$$Sw = Vw / Vp$$

Donde:

Sw, es la parte de la porosidad que contiene agua, en fracción.

Vw, es el volumen del espacio poral que está ocupado por agua.

Vp, es todo el volumen del espacio poral; está ocupado por fluidos (agua, aceite, gas).

En el tema de la Sw , se considero que el volumen de agua existente en el área, puede ser irreducible de dos causas: debido a las fuerzas capilares que imperan cuando la garganta de poro es muy pequeña, o bien, cuando un volumen de agua congénita está asociada al volumen de arcilla.

El modelo de doble agua o “DWM” (*Dual-Water-Model*) se distingue del tradicional en la forma que trata la fracción lutita en la roca (Figura 61); en vez de considerarla como un mineral con agua en su composición, la considera como una roca porosa conteniendo agua adsorbida o “bound” (que no puede ser desplazada), con salinidad específica que puede diferir de las salinidades del agua de formación y del filtrado de lodo:

La matriz o roca porosa puede ser:

Arenisca, caliza, dolomía, o una mezcla de estas tres litologías.

Porosidad efectiva, la cual puede dividirse en porosidad con agua, con aceite y/o con gas.

Agua adsorbida o “bound”, que representa el agua de lutita.

Lutita seca o “dry-clay”, que representa la parte sólida de lutita.

La fracción de la roca ocupada por el agua “bound” representa una porosidad ϕ_{wb} , denominada *porosidad de agua bound*, que puede ser sumada a la porosidad efectiva ϕ_e , para obtener la porosidad total de la formación ϕ_t .

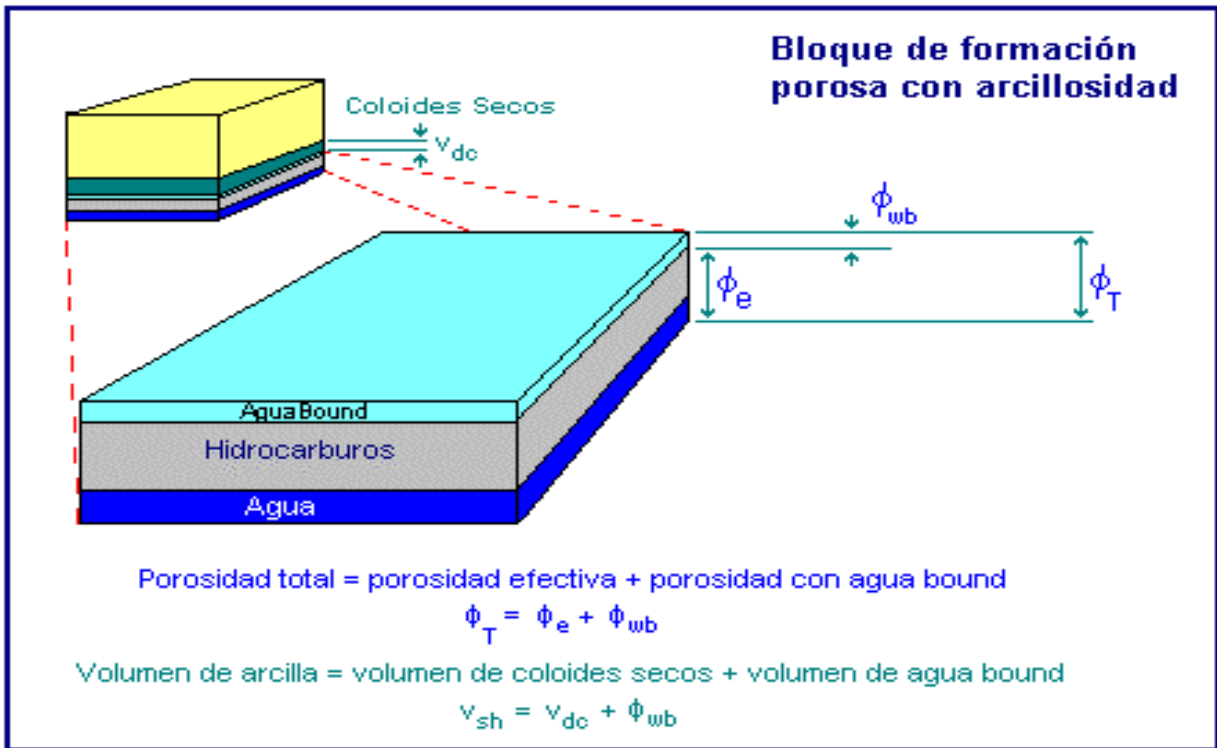


Figura 61. Representación hipotética geométrica de un fragmento de roca, donde se considera a la arcilla como un mineral con agua en su composición, se considera como una roca porosa conteniendo agua adsorbida “capilar o irreducible” (que no puede ser desplazada), con salinidad específica que puede diferir de las salinidades del agua de formación.

Salinidad y Rw

La resistividad del agua de formación (Rw) se calculó a partir de muestras de agua recuperada, la salinidad varía entre 33,000 y 42,000 ppm de cloruros de sodio, por lo cual en promedio, se ocupó una salinidad de 35,000 ppm, con estos valores de salinidad y a la temperatura promedio se determinó la Rw, que varía entre 0.08 y 0.09 ohm-m.

c.7) Cálculo de permeabilidad (k).

Para el cálculo de la Permeabilidad fue obtenida a partir de la ecuación de Tixier, la cual fue adaptada en función de la porosidad efectiva y la saturación de Agua (Sw).

$$KTIXIER= cTix*((PHIE**3)/(SW**2)); cTix=50$$

Estos valores de permeabilidad obtenidos a partir de esta ecuación, se compararon contra los valores de permeabilidad medidos en los núcleos, con la finalidad de calibrar la relación de la permeabilidad (K) obtenida con la ecuación y la valores de Permeabilidad (K) obtenidos a partir de los núcleos, encontrando buena relación entre ambos valores de permeabilidad.

c.8) Cortes y espesor impregnado (Hi).

Se utilizaron los cortes que se usan en el modelo petrofísico actual en el sector 6 y 7 del área de estudio y son los siguientes:

VCL: < 50%

PHIE: > 5 %

SW: <65%

Con estos parámetros de corte, se determinaron los espesores, Neto Poroso y Neto Impregnado.

En la figura 62, se muestra una evaluación petrofísica calibrada (la imagen está rotada, con la finalidad de que se pueda apreciar mejor las escalas y detalles). La información incluida es la más representativa y generaliza la calidad de yacimiento; sin embargo, es posible que exista un valor que se salga de rango o que la imagen no sea la representativa de un área, hay recordar que los yacimientos del paleocanal de Chicontepec son heterogéneos y con cambios laterales y verticales inconsistentes.

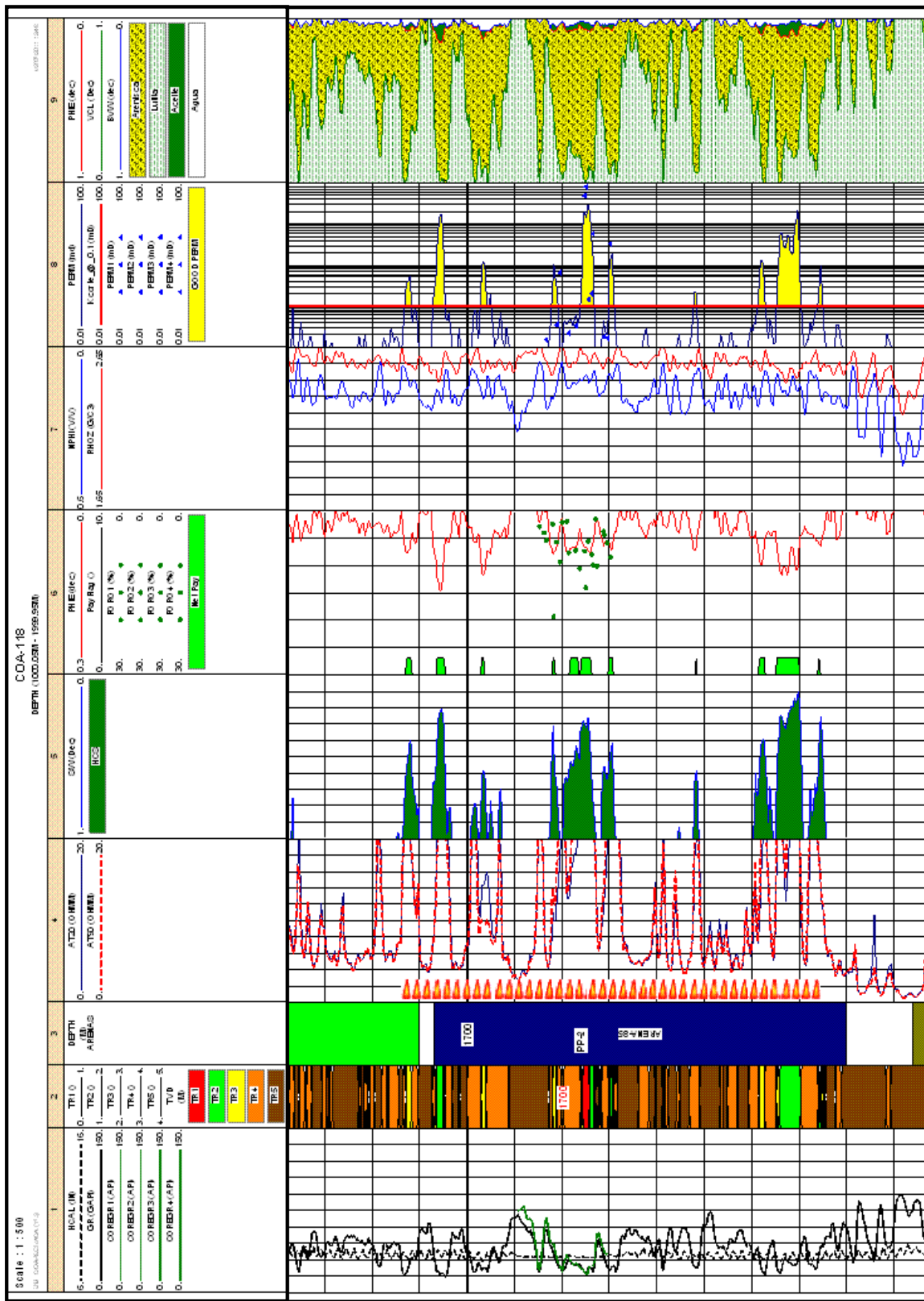


Figura 62. Evaluación petrofísica convencional del pozo Coapechaca-118, calibrada con núcleos.

d) Inversión petrofísica de registros convencionales.

La complejidad de los yacimientos No Convencionales en México, conduce a la necesidad de conocer mejor los yacimientos, y para esto, hay que recurrir a flujos de trabajo y tecnologías que permitan ir más allá del trabajo tradicional, con el objeto de ser más precisos en las estimaciones petrofísicas. Una de ellas es la inversión conjunta de registros geofísicos de pozos.

En un inicio los proyectos previamente publicados sobre inversión de registros de pozo, no reportaban ejemplos de integración de los diferentes registros. Los ejemplos estaban limitados a inversiones de una sola medición de datos sintéticos o de campo (Dyos, 1987; Freeman y Minerbo, 1989; Frenkel y Mezzatesta, 1998; Gao y Torres-Verdin, 2003; Hakwoodtt, 1999; Tabaroski and Rabinovich, 1996; Woohouse, et al. 1984; en Sánchez-Ramírez., *et al.* 2010).

Existen varios modelos de inversión conjunta de registros que ya han sido propuesto por diversos autores como: Aquino, *et al.* (2011); Sánchez-Ramírez, *et al.* (2010); Zhipeng Liu, *et al.* (2007); Mendoza *et al.* (2007); Mousatov, *et al.* (2006). La inversión de registros se ha aplicado a formaciones con carbonatos, areniscas, yacimientos complejos, con alto contenido de arcilla y también en lutitas.

El proceso de inversión conjunta puede realizarse para dos herramientas (resistividad y densidad) o más (resistividad, densidad, neutrón y sónicos) para mejorar el cálculo petrofísico en yacimientos complejos. La inversión conjunta aplicada a registros geofísicos, también permite la simulación de mediciones no confiables, incluyendo casos de corrección de mediciones anormales sesgadas que de otra manera dificultan el diagnóstico en los registros procesados.

En otros casos la inversión de registros en el aspecto determinístico ha sido usada para reducir el efecto de capa y mejorar la estimación de las propiedades físicas y petrofísicas de secuencias multicapa. De acuerdo con Wang, *et al.* (2009); Zhang, *et al.* (1995); y Zhang *et al.* (1999), también ha sido usada para clarificar la interpretación petrofísica a través de capas delgadas, y permite aplicaciones en secciones de mucha profundidad o en aguas profundas.

Los casos analizados en este trabajo corresponden a secuencias sedimentarias turbidíticas depositadas en el paleocanal de Chicontepec; por lo tanto se propone aplicar aquí, la técnica de inversión conjunta de registros, porque apoya en la discretización de la distribución espacial de arcilla que es un factor importante para el cálculo de la porosidad, permeabilidad, saturación de agua y volumen de hidrocarburos (Vhc); que en combinación con los datos de núcleo se puede tratar de encontrar una relación entre la mineralogía proveniente de las gráficas de XRD y espectroscopia de rayos gamma, para determinar los probables factores que se deben considerar en la valoración petrofísica de registros y apoyar la caracterización de este tipo de yacimientos.

d.1) Teoría de inversión petrofísica.

Se propone realizar inversión conjunta de registros, con la finalidad de calcular la distribución de la arcilla (laminar, estructural o dispersa), para una mejor estimación de porosidad en yacimientos compactos.

La inversión conjunta aplicada en este trabajo es la utilizada por Aquino, *et al.* (2011) y Mousatov, *et al.* (2006). Es un modelo para rocas clásticas; asumiendo que en las rocas clásticas no hay porosidad secundaria (podría haber, pero en este modelo no se considera, porque se simula bajo condiciones ideales), solo la porosidad primaria. Esto se logra simulando las velocidades de ondas elásticas y la conductividad eléctrica en las rocas arcillosas y de arena con diferente distribución espacial de arcilla, y auxiliándose de un modelo unificado de microestructura. La aplicación es únicamente para obtener y ver cómo está distribuida la arcilla en las rocas, las cuales se presentan en diferentes grados de homogenización (a nivel de poro, a nivel de arena y a nivel de secuencia), donde se puede observar tentativamente cuánto hay de fluidos y arcilla. Con la finalidad de facilitar la correlación de información mineralógica, siempre y cuando se pueda correlacionar con los datos de XRD.

Datos de entrada y salida.

La inversión conjunta de registros de pozos utiliza los datos crudos de campo: resistividad (R_t), rayos gamma (GR), sónicos (DTS, DTC), neutrón (NPHI) y densidad (RHOB). Los productos obtenidos por el proceso de inversión conjunta son: (V_{clam}), (V_{cdis}), (V_{cest}), (V_{fl}) y porosidad.

V_{clam} volumen de arcilla laminar.

V_{cdis} volumen de arcilla dispersa.

V_{cest} volumen de arcilla estructural.

V_{fl} volumen de fluido.

La inversión conjunta brinda mejor estimación de las propiedades petrofísicas de la roca debido a que utilizan los registros convencionales con la misma importancia.

Estimación del volumen de arcilla

Si se desea calcular la cantidad y tipo de arcillas que están en la roca, la arcilla puede estar representada por el modelo que se va a utilizar en arcilla dispersa, laminar y estructural; recordando que, el objetivo es calcular cuánto de estos volúmenes existen y el volumen de fluidos. En síntesis, el proceso de inversión conjunta consiste en calcular el volumen de los parámetros o productos de salida (V_{clam} , V_{cdis} , V_{cest} , V_{fl}), en función de las mediciones de las sondas de registros de R_t , GR, NPHI, RHOB, DTC Y DTS.

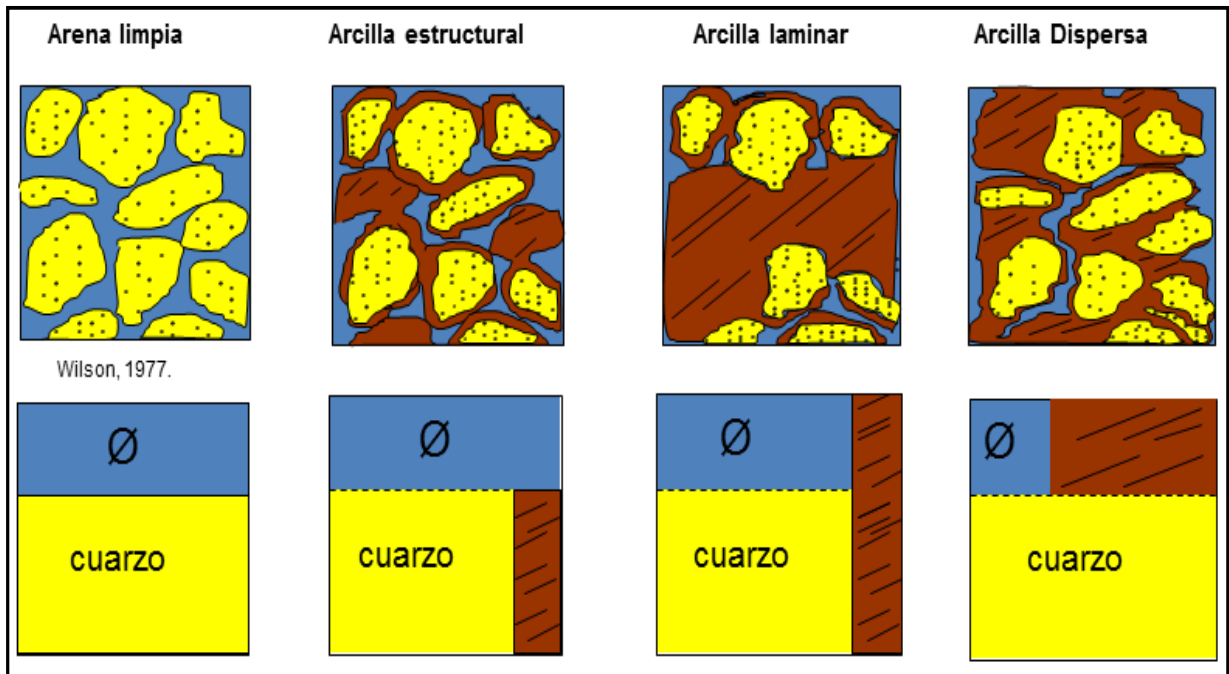


Figura 63. Representación hipotética de los tipos de arcillas en rocas clásticas (Wilson (1977), en Gallardo A. (2010)).

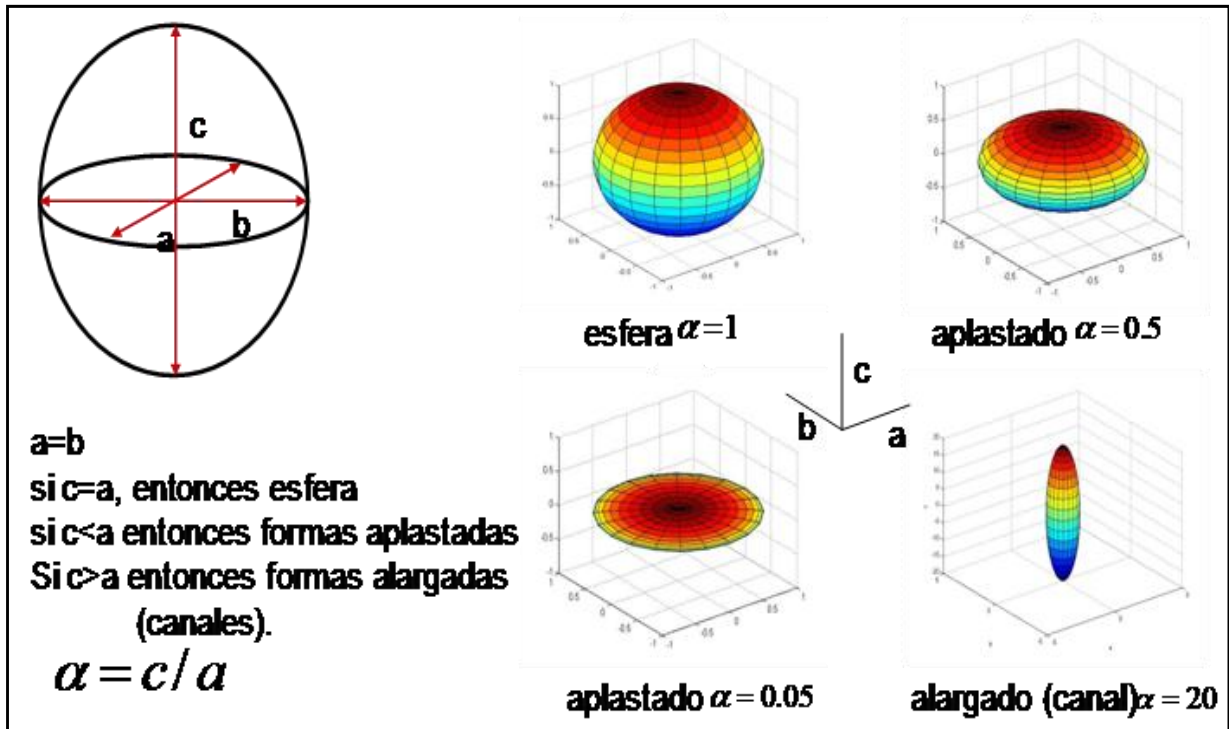


Figura 64. Representación hipotética de la porosidad que es presentada como un espacio elipsoidal en la matriz isotrópica homogénea conductiva. La variación geométrica de los elipsoides permite describir diferentes formas de poros (después de Ambrosio et al., 2012).

De acuerdo con Aquino, *et al.* (2011), esto se resuelve usando un modelo unificado del espacio poroso y el método denominado Aproximación del Medio Efectivo (EMA, por sus siglas en inglés de “*Effective Medium Approximation*”). El método es ampliamente usado para obtener propiedades de compuestos, en este caso de velocidades elásticas y conductividad eléctrica. La porosidad se presenta como un espacio elipsoidal en la matriz isotrópica homogénea conductiva. Por lo tanto, la variación geométrica de los elipsoides permite describir diferentes formas de poros.

La relación de grano/poro, que depende de la porosidad ha sido obtenida, aplicando el procedimiento de inversión conjunta, consiste en minimizar la diferencia entre los datos experimentales (registros medidos o crudos) y teóricos estimados por EMA.

El método de inversión conjunta emplea una función de costo (**FC**), compuesta de cinco mediciones y resuelve cuatro incógnitas (o productos); de una manera práctica y general se plantea en la ecuación 1:

Ecuación 1.

$$WR (Rk - R^* / Rk)^2 + WVp (Vpk - Vp^* / Vpk)^2 + WVs (Vsk - Vs^* / Vsk)^2 + W\rho (\rho k - \rho^* / \rho k)^2 + W\varnothing n (\varnothing nk - \varnothing n^* / \varnothing nk)^2 = FC = (Vcdis, Vcest, Vclam, Vfl)$$

Dónde:

FC Función de Costo.

WR función de peso para la diferencia normalizada de resistividad

Rk Resistividad simulada.

R* Resistividad medida.

WVp función de peso para la diferencia normalizada de la velocidad de onda P

Vpk Velocidad de onda P simulada.

Vp* Velocidad de onda P medida.

WVs función de peso para la diferencia normalizada de velocidad de onda S.

Vsk Velocidad de onda S simulada.

Vs* Velocidad de onda S medida.

W\rho función de peso para la diferencia normalizada de densidad.

\rho k Densidad simulada.

\rho* Densidad medida.

$W\emptyset n$ función de peso para la diferencia normalizada de porosidad neutrón.

$\emptyset nk$ Porosidad neutrón simulada.

$\emptyset n^*$ Porosidad neutrón medida.

La función de costo (**FC**) se aplica a cada profundidad (k) a lo largo del intervalo que se va a someter a la inversión.

La velocidad de onda P (V_p) tiene un valor mínimo (V_{pmin}) y un valor máximo (V_{pmax}), el peso de esta velocidad (WV_p) se calcula como el inverso de la dispersión de los datos.

$$W_p = 1 / (V_{pmax} - V_{pmin})$$

Este procedimiento se aplica para cada una de las mediciones de propiedades físicas.

Los pesos significan la confianza que se da a la medición de cada una de las curvas medidas (o de campo); es una especie de ponderación, pero esta es matemática, y se estima en términos de la dispersión de datos.

El proceso de inversión consiste en la minimización de la función de costo. Esto implica que el proceso es interactivo y para encontrar el mínimo, se cambian los parámetros del modelo para calcular el sintético y compararlo con los datos de campo. La inversión se realiza para cada profundidad. Esto quiere decir, que si tenemos 1000, 3000 o 8000 datos de un registro por intervalo dado se tendrían 1000, 3000 o 8000 resultados puntuales para ese intervalo; porque para cada profundidad los valores son diferentes. Para la minimización de la función de costo se aplica el método de gradiente conjugado.

En términos de planteamiento se aplica el modelo para rocas clásticas, o sea, para formaciones areno-arcillosas; la roca clástica se representa en 3 niveles o etapas básicas (figura 65).

- 1 A nivel de poro de las arenas. Se calculan los parámetros físicos efectivos de la mezcla que satura los poros, que consiste de fluidos y arcilla dispersa.
- 2 A nivel arena. Simula las propiedades eléctrica y acústica efectivas compuestas por granos sólidos (cuarzo, arcilla estructural y poros), y poros con parámetros efectivos obtenidos en el primer nivel de homogenización.
- 3 A nivel de formación. Simula las propiedades efectivas considerando capas de arena y arcilla. Se puede cotejar con fotografías de núcleo convencional.

Por lo tanto el abanico queda representado por tres escalas, con el afán de ver una roca desde la parte microscópica a la más representativa (no olvidar conceptualizar este panorama).

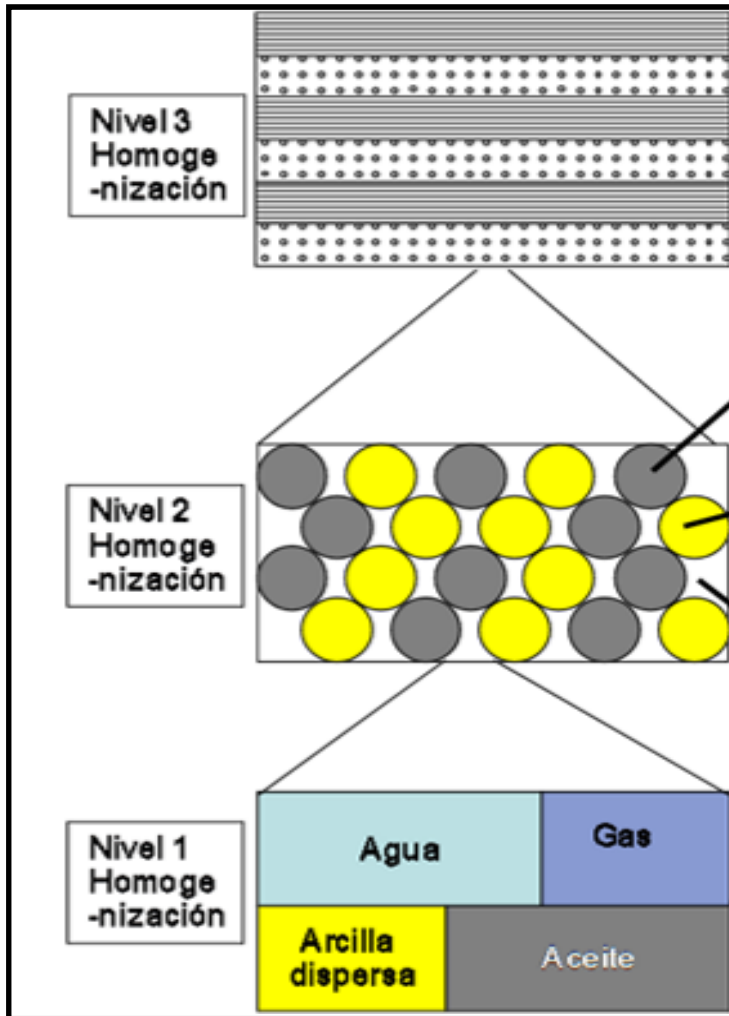


Figura 65. Representación hipotética de las tres escalas del modelo para rocas clásticas (Tomado de Aquino, et al. (2011)).

d.2) Análisis de registros de pozos.

Para el análisis de los registros geofísicos de pozo medidos en el campo, se utiliza el volumen de arcilla Larionov ($V_{clLarionov}$); que se calcula con la ecuación de Larionov. Se realizan graficas de $V_{clLarionov}$ con la resistividad, densidad, porosidad neutrón, y entre ellas con las velocidades acústicas (V_p y V_s).

Ecuación Larionov

Larionov es una ecuación que da un valor de volumen de arcilla corregido ($V_{clLarionov}$). La ecuación Larionov es parte del proceso; esta ecuación considera el registro de rayos gamma. Prácticamente todas las evaluaciones de arcillas se hacen ocupando Larionov, que

es una corrección del índice de arcillocidad, cuando se da confianza al GR y se combina con el volumen de arcilla (VCL) y la resistividad medida para darle más peso a la estimación o mejor valor (Aquino, *et al.*, 2011; Mousatov, *et al.*, 2006). (Figura 66). No hay que olvidar que la estimación del volumen de arcilla es un parámetro muy sensible.

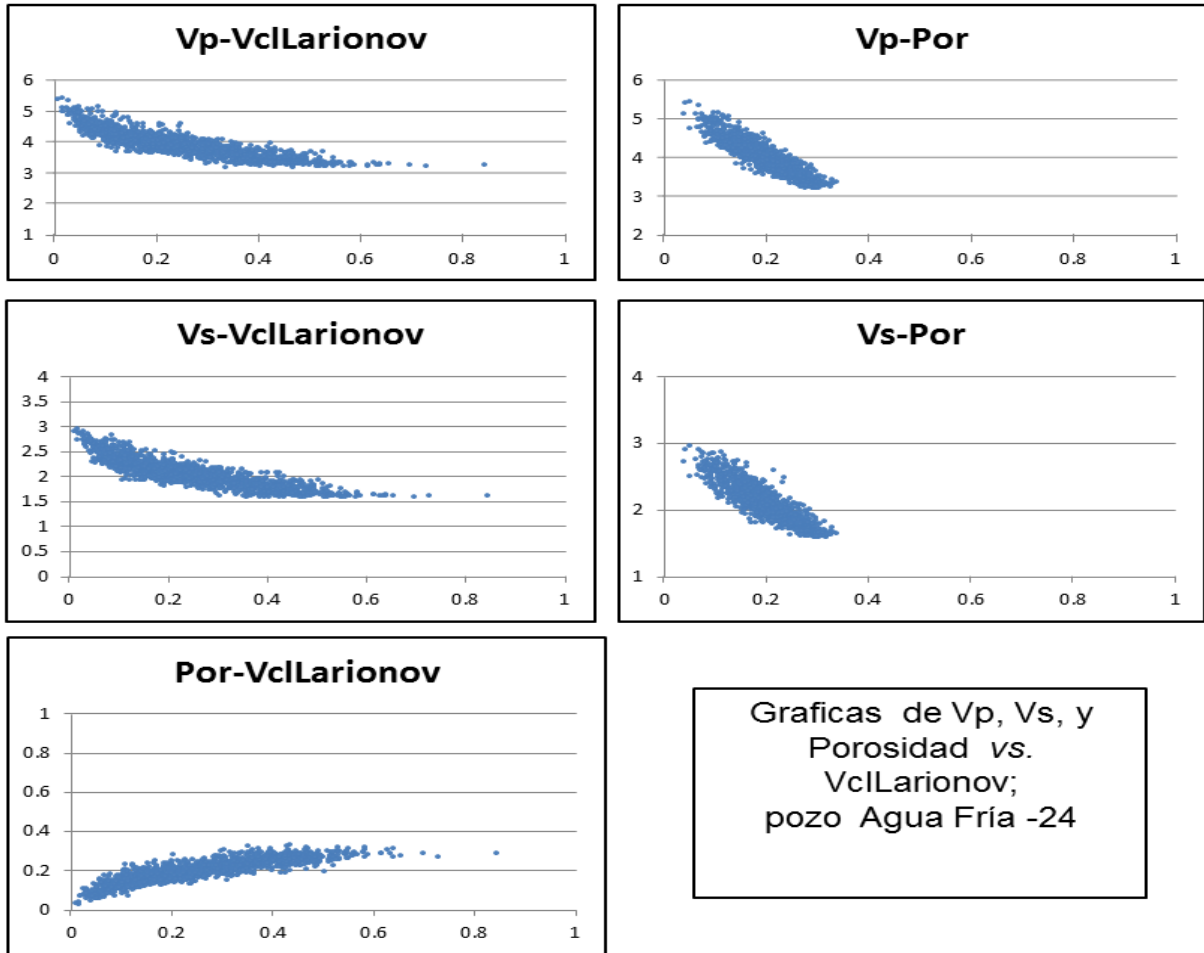


Figura 66. Graficas de VclLarionov vs. Vp, Vs y porosidad y Vp y Vs vs. Porosidad.

Se graficaron los registros medidos en los pozos donde hay núcleos; en el eje horizontal (X), el volumen de arcilla Larionov, y en eje vertical las diversas curvas convencionales, como se describen a continuación:

Los *cross plots* realizados para el pozo Agua Fría-24 (figura 66) grafican VclLarionov en el eje "X" (horizontal) y Vp, Vs, porosidad, densidad, y resistividad, en el eje "Y" (vertical). La Vp indica una zona totalmente limpia, la Vp es alrededor de 5.5 km/seg, y es claro que no hay dispersión alta de datos, de hecho presenta una buena tendencia lineal, al igual que en Vs; esto a su vez puede indicar que las arenas, independientemente de todos los datos que estén ahí (involucrados en la nube de valores) es bastante noble en cuanto a su valor de

mineralogía, lo que se observa es una mezcla de muchos elementos que se mantiene constante en toda la roca.

Estas graficas se realizan con la finalidad de hacer una verificación de la calidad de los valores que se van a introducir al modelo de inversión. Sirven para ver su dispersión; si esta dispersión es muy alta en la resistividad, densidad o en la porosidad neutrón, entonces la información no es confiable; por lo tanto es un control de calidad que se aplica a estos datos. Este proceso se realiza para cada uno de los pozos. Aquí se muestra solo uno (figura 66 y 67), los demás se encuentran en Anexos.

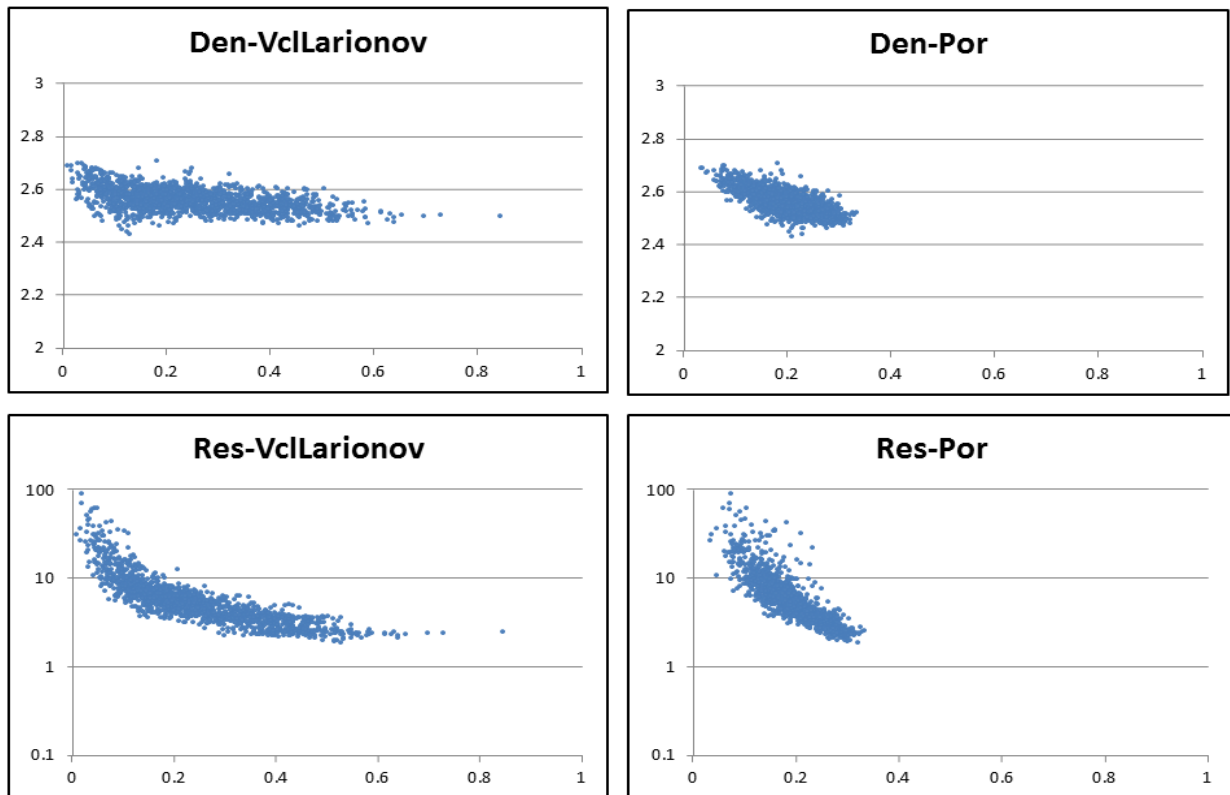


Figura 67. Graficas de VclLarionov vs densidad, resistividad; y porosidad vs densidad, resistividad (ejemplo con registros geofísicos del pozo Agua Fria-24).

d.3) Discretización de distribución de arcillas.

En la lámina de la figura 68, se muestran la primera simulación y los ajustes obtenidos de una manera general para los registros GR, RT, densidad, Vp, Vs, y porosidad. Aquí se muestra, como se sobreponen las curvas sintéticas a las originales para confirmar la calidad del trabajo. Se observa que el ajuste en la sobre posición en las curvas de GR, RT y densidad es buena, sobre todo en la RT que es una curva difícil de simular por experiencias antecedentes (Aquino, *et al.*, 2011; y comunicación personal) En el último track, se grafican

los volúmenes (o los tres niveles de homogenización) para tener una primer panorama del V_{clam} , V_{cest} y V_{cdis} .

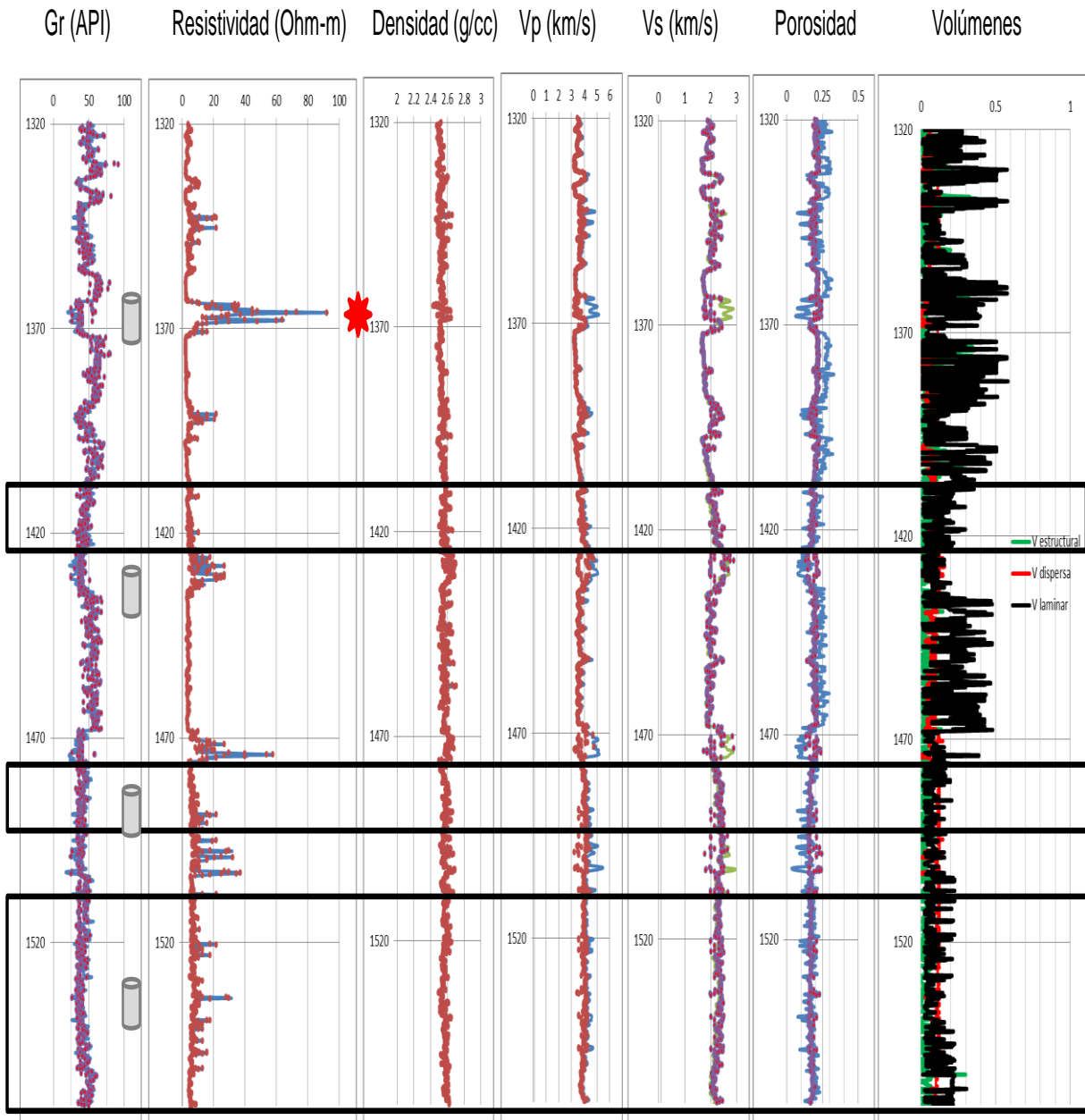


Figura 68. Primer proceso de inversión. Se sobreponen las curvas sintéticas a las originales para confirmar la calidad del trabajo. En el último track, se grafican los volúmenes para tener un primer panorama del V_{clam} , V_{cdis} y V_{cest} (ejemplo con registros geofísicos del pozo Agua Fria-24).

Se puede observar una inconsistencia en las curvas V_p y V_s , pero la inconsistencia más representativa es en la porosidad, cuando se sobrepone la curva simulada (puntos en color guinda o purpura) a la curva original (en color azul), la sobre-posición no es la ideal. A partir de aquí, se empieza a detectar que existe algo que no permite que el modelo ajuste.

En la lámina de la figura 69, se muestra como en la primera etapa de inversión es importante ajustar los resultados obtenidos en los tres niveles de homogenización usando un modelo jerárquico para rocas clásticas. Puede observarse de manera general que la estimación de GR y resistividad es alta; pero la porosidad no lo es tanto. Hay algunas inconsistencias en la estimación de las velocidades en ciertos intervalos. La presencia de carbonato (que no fue tomado en cuenta en el modelo), puede ser la causa de estas discrepancias. Por lo que se debiera adicionar este elemento al modelo y continuar haciendo simulaciones, con la finalidad de que ajuste. En este caso y de manera general la inversión no es baja.

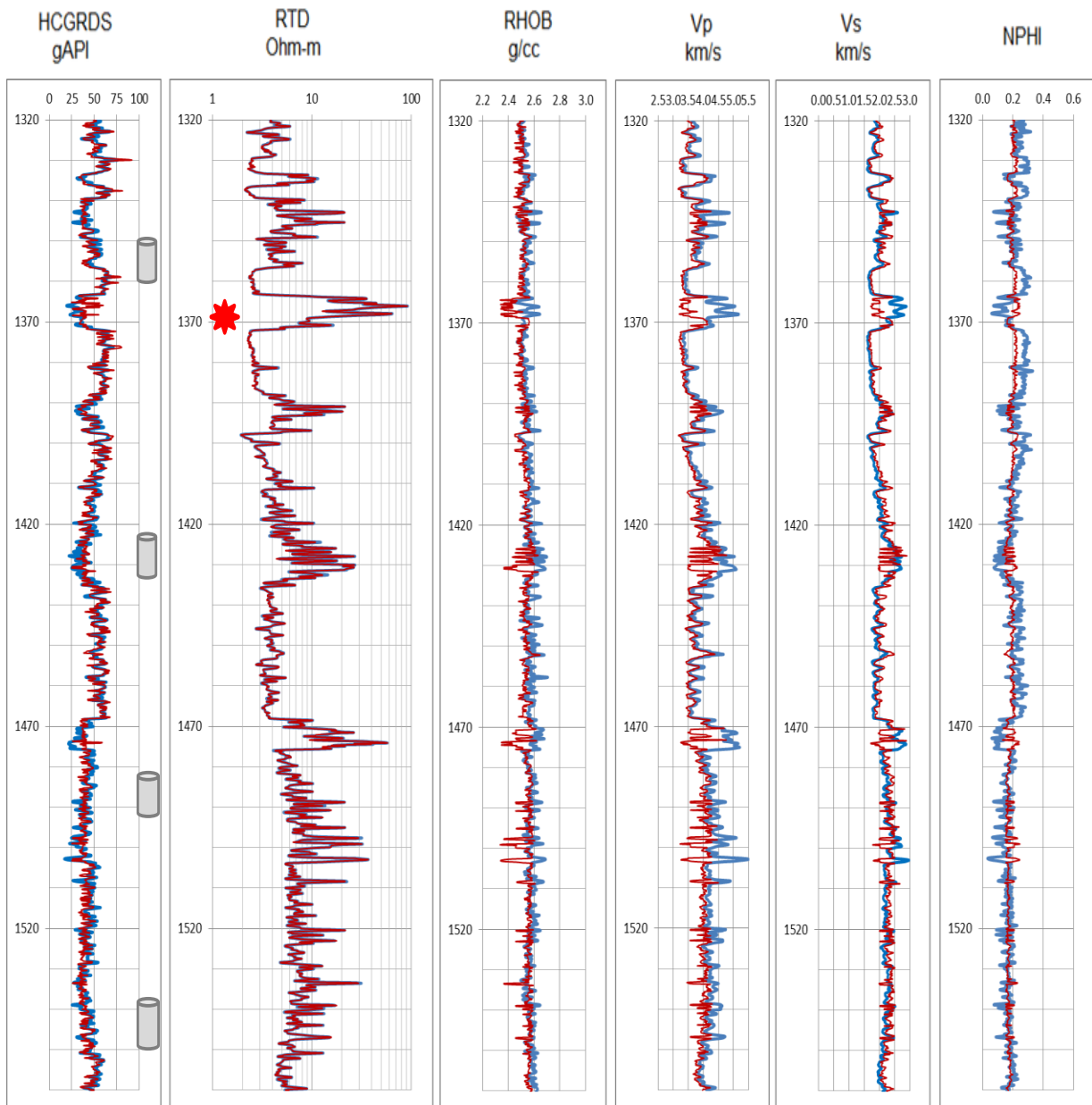


Figura 69. Proceso de inversión. Se trata de ajusta la simulación, se observa que la sobre-posición de las curvas sintéticas en las originales es más correspondiente, pero no en su totalidad (ejemplo con registros geofísicos del pozo Agua Fría-24).

En la figura 70, el primer carril muestra función de costo (FC), esta curva indica los valores a cada profundidad. En ciertas zonas la FC se dispara, indicando que el ajuste con alguna de las propiedades no es la adecuada; de esta manera la FC actúa como un control de calidad, cuando es mayor a 1, indica que algo puede estar mal.

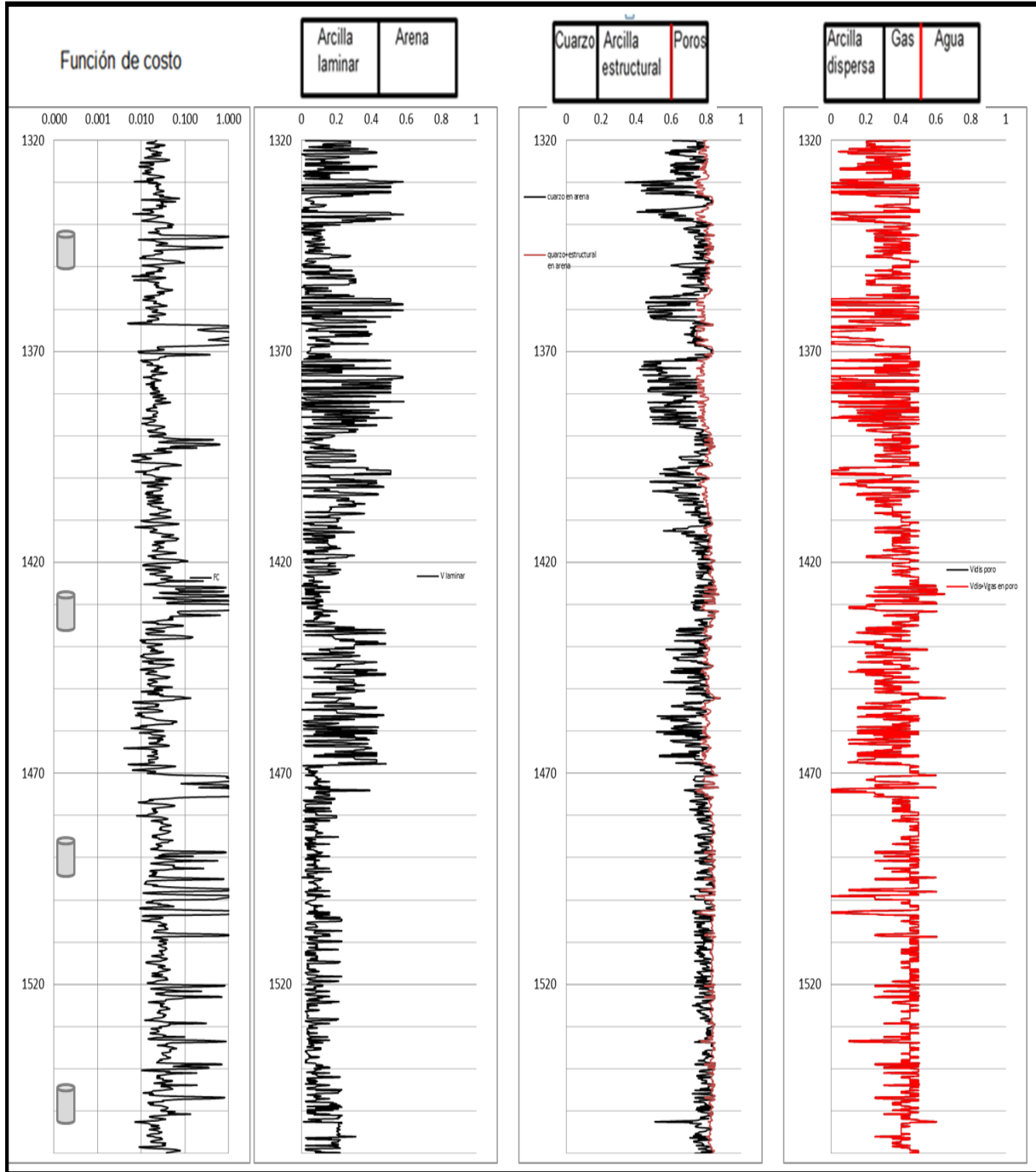


Figura 70. Función de costo, como parámetro de control de calidad y discretización de los tres tipos de arcilla; V_{lam} , V_{cest} , V_{cdis} , porosidad y fluidos (ejemplo del pozo Agua Fría-24).

En la figura 70 se puede observar que en la parte superior está bien, pero en la parte inferior hay problemas para estimar las velocidades, y posiblemente sea por el contenido de elementos no considerados en el modelo, o quizás es la zona productora, y se está considerando en el modelo que no hay hidrocarburos, y la ausencia de los parámetros del hidrocarburo no dejan estimar las velocidades “P” y “S” simuladas; y por esta razón no hay ajuste.

El segundo carril es del tercer nivel; de la curva negra hacia la izquierda es el dominio de arcilla laminar y hacia la derecha es arenisca.

El tercer carril corresponde al segundo nivel; de la curva negra hacia la izquierda es arenisca, lo que se encuentra entre la curva negra y café es arcilla estructural, esta se observa en unos horizontes y en otro no, y de la curva café hacia la derecha son poros o porosidad.

El cuarto carril pertenece al primer nivel, a la escala de poros en la formación; lo que está a la izquierda de la curva roja es la arcilla dispersa y a la derecha es fluido.

El cambio drástico en la cantidad de arcilla laminar es congruente con los cambios en los datos medidos a 1470 m. A partir de esa profundidad, la presencia de arcilla estructural es mínima, pero en la parte superior esta arcilla se incrementa (carril 3).

Las inversiones fueron realizadas considerando que no había presencia de fluidos, por lo que la curva en el cuarto carril muestra en su lado izquierdo, la cantidad de arcilla dispersa en los poros de la arena y lo que está a la derecha representa solamente contenido de fluido o agua.

La cantidad de arcilla dispersa es casi constante en todo el intervalo. De aquí se puede inferir que el origen de los sedimentos es diferente, y por lo tanto, la sedimentación también lo es.

d.4) Inversión de registros y su relación con núcleos.

Aquí se revisa la relación de la inversión conjunta de registros geofísicos con los datos de núcleo.

Como se ha mencionado, los registros están limitados y no pueden ver las capas delgadas, o cada capa (figura 71); lo que la herramienta destaca es una secuencia de arcilla laminar o capas litológicas, que contienen todos estos elementos, por lo tanto, lo que se busca es el volumen de arcilla dispersa, estructural y laminar en cada medición de los registros. Esto se realiza y facilita con los datos de propiedades físicas (V_p y V_s), provenientes de los registros sísmicos y registros convencionales.

Como un ejemplo de lo escrito anteriormente, se utiliza aquí el intervalo 1485-1494 del pozo Agua Fría-24.

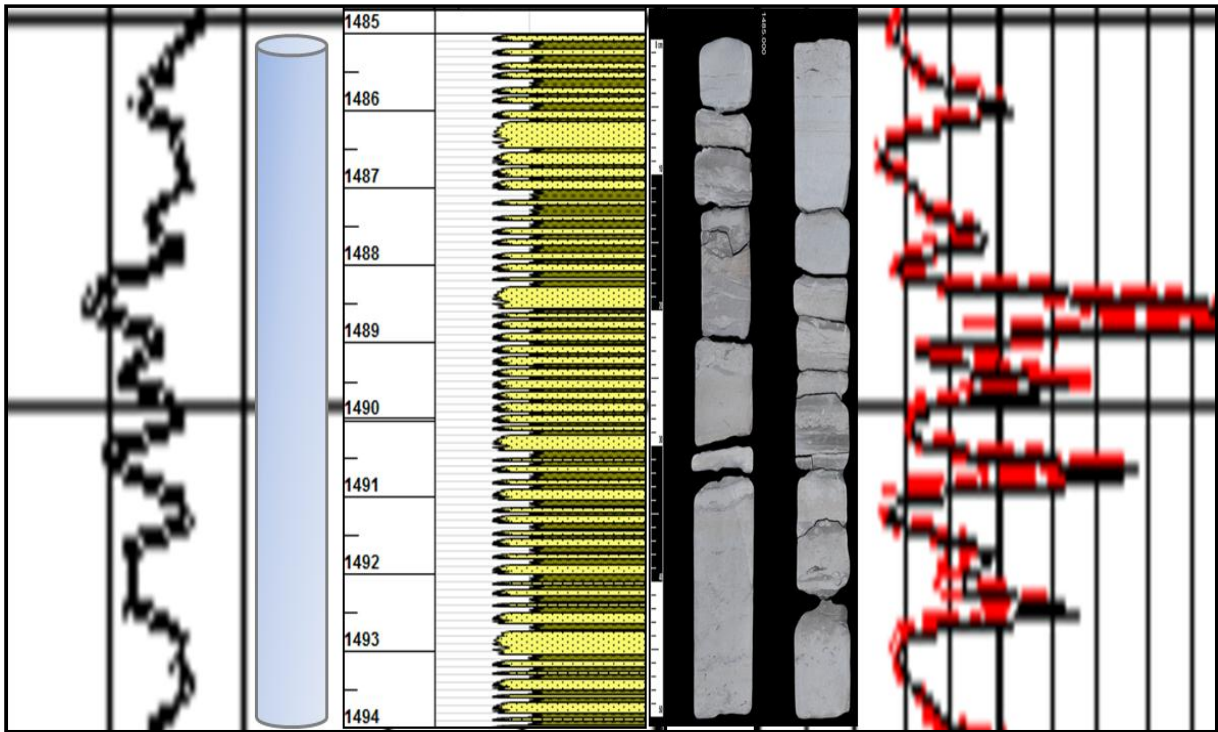


Figura 71. Intervalo donde se recupero un núcleo convencional (9 m); columna estratigráfica del núcleo y primer metro de fotografía en luz blanca (1485-1486 m), N-3, del pozo Agua Fría-24.

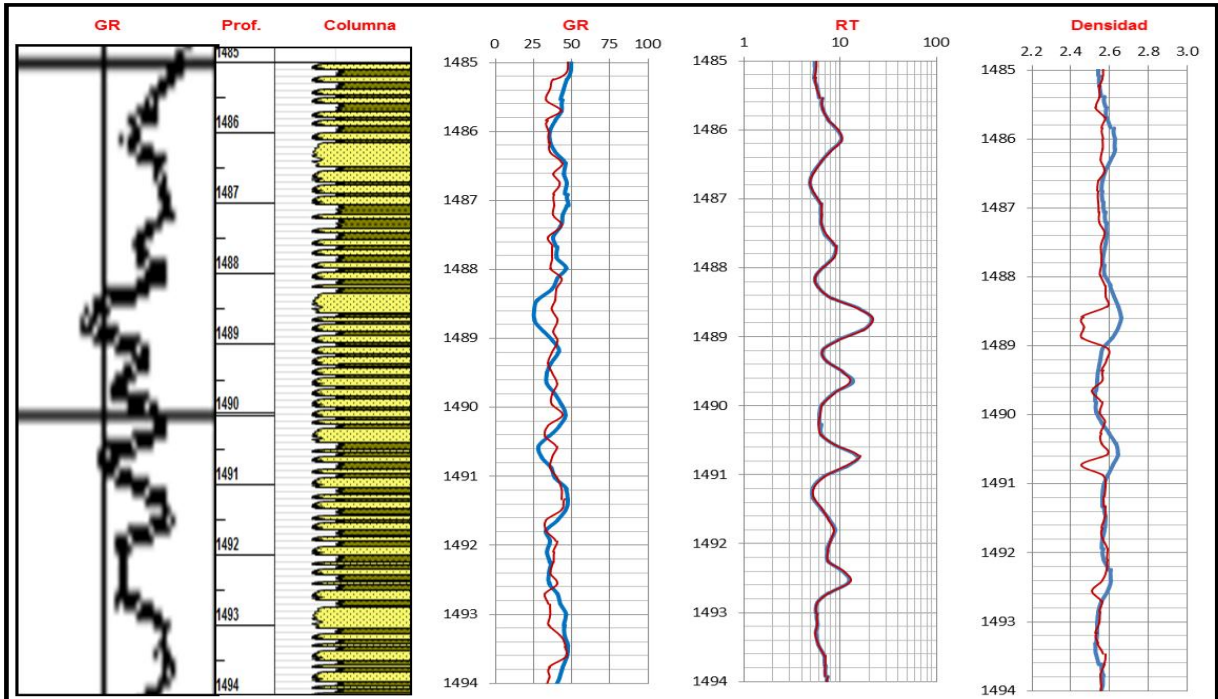


Figura 72. Resultado de la inversión conjunta de registros GR, RT y Densidad en color rojo y en azul los registros medidos en el campo; N-3, pozo Agua Fría-24.

La figura 71, muestra de izquierda a derecha, la traza de registro GR, un cilindro que representa el núcleo recuperado, la profundidad, una columna litológica que ilustra la alta densidad en la estratificación, la fotografía en luz blanca de un fragmente de 1 metro de núcleo (1485-1486 m) y el registro de resistividad. La idea es observar como los registros son incompetentes ante la alta estratificación de la formación, y aun así, en un metro de núcleo podemos observar que este a su vez, tiene aun capas y laminaciones; en algunos es más alta o baja esta laminación que en otros, pero existe.

Considerando esto, se va a presentar a continuación una serie de gráficos que se realizaron con registros convencionales, productos de la inversión conjunta y su relación o calibración con los datos del núcleo 3 (N-3) a escala zonificada de 1485 a 1494 m. Se incluye en las figuras la traza de GR, profundidad y columna litológica como referencia.

Este proceso se realizó a los intervalos que tienen núcleo, en 7 pozos clave, no se incluyen aquí los resultados por falta de espacio, pero se encuentran en el anexo.

La figura 72 muestra la inversión de registros básica en el intervalo del N-3. Se observa que los ajustes en la curva del GR y densidad es parcialmente buena y en algunos intervalos mala, por que no ajusta totalmente (como si se ajusta en la RT), sobre todo en la zona limpia o de yacimiento (1488.2 a 1489 m), este es uno de los tres horizontes limpios a nivel GR, hablando desde el punto de vista de traza de GR. Los otros dos están a 1490.5 y 1492.5 m. Se observa que no ajusta pero es mucho menor que en el intervalo superior expuesto.

La densidad a lo largo de la traza y de manera general, se comporta mucho mejor que el GR. En cuanto a la RT, es bueno comentar que el ajuste que se efectúa es excelente, porque prácticamente tiene los mismos valores, la curva simulada que la medida en el campo.

La figura 73 muestra la inversión de propiedades físicas de la roca (V_p y V_s), se observa inmediatamente que la V_p simulada no ajusta tan bien como la V_s , la simulación se considera regular, sin embargo, continua presentándose en el intervalos de 1488.2 a 1489 metros un mal ajuste, con respecto a las curvas calculadas con métodos tradicionales. Lo mismo pasa con la porosidad, que esta considerada aquí de regular a mala.

La figura 74, se muestra la curva de porosidad efectiva (PHIE); simulada por la inversión petrofísica. Los puntos negros son los valores de la porosidad con núcleos (que representan porosidad efectiva). Se puede observar que no hay un ajuste perfecto, pero la estimación puede considerarse correcta tomando en cuenta que el modelo usado no toma en cuenta todas las componentes de la roca.

Hay que considerar que cuando el ajuste no es al 100%, puede ser debido a otros factores involucrados en ello; por ejemplo, el intervalo donde se recupero el tapón para el análisis, el equipo de medición, la persona que realiza la medición, la calidad de muestra, etc. No hay que olvidar que son datos muy puntuales, y sobre todo a esta escala.

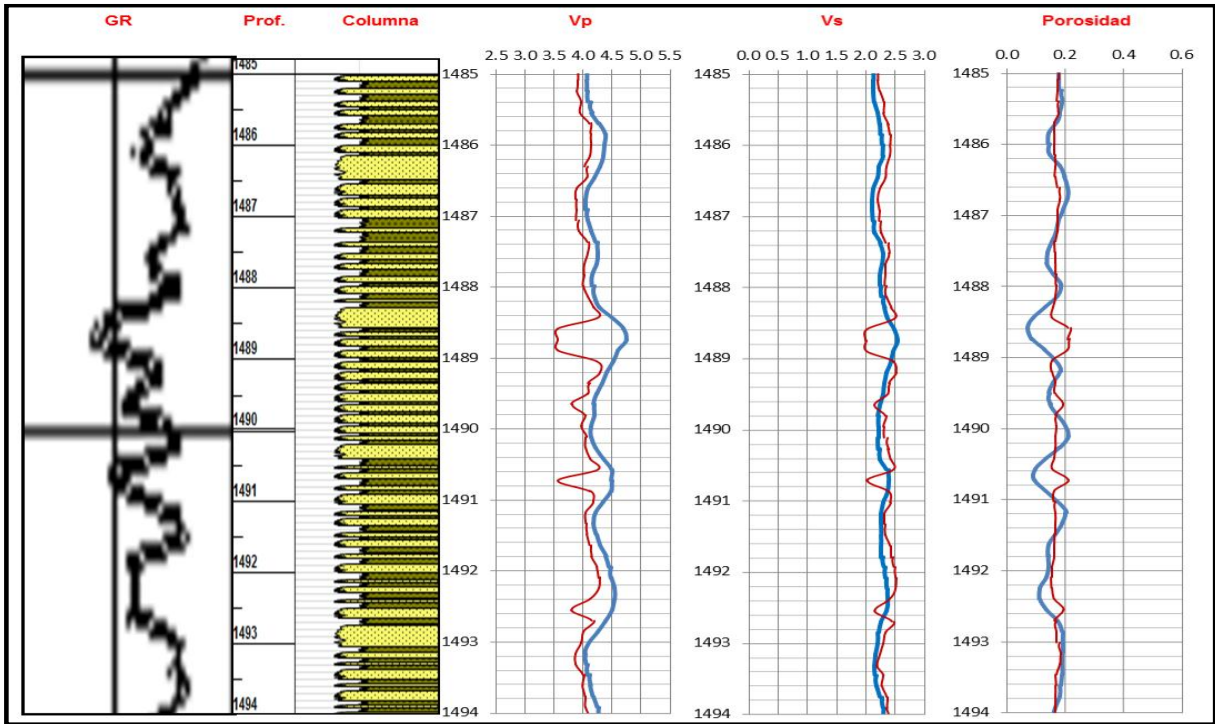


Figura 73. Resultado de inversión conjunta de propiedades físicas de la roca (V_p , V_s) y porosidad en color rojo y en azul las calculadas con método tradicional; N-3, pozo Agua Fría- 24.

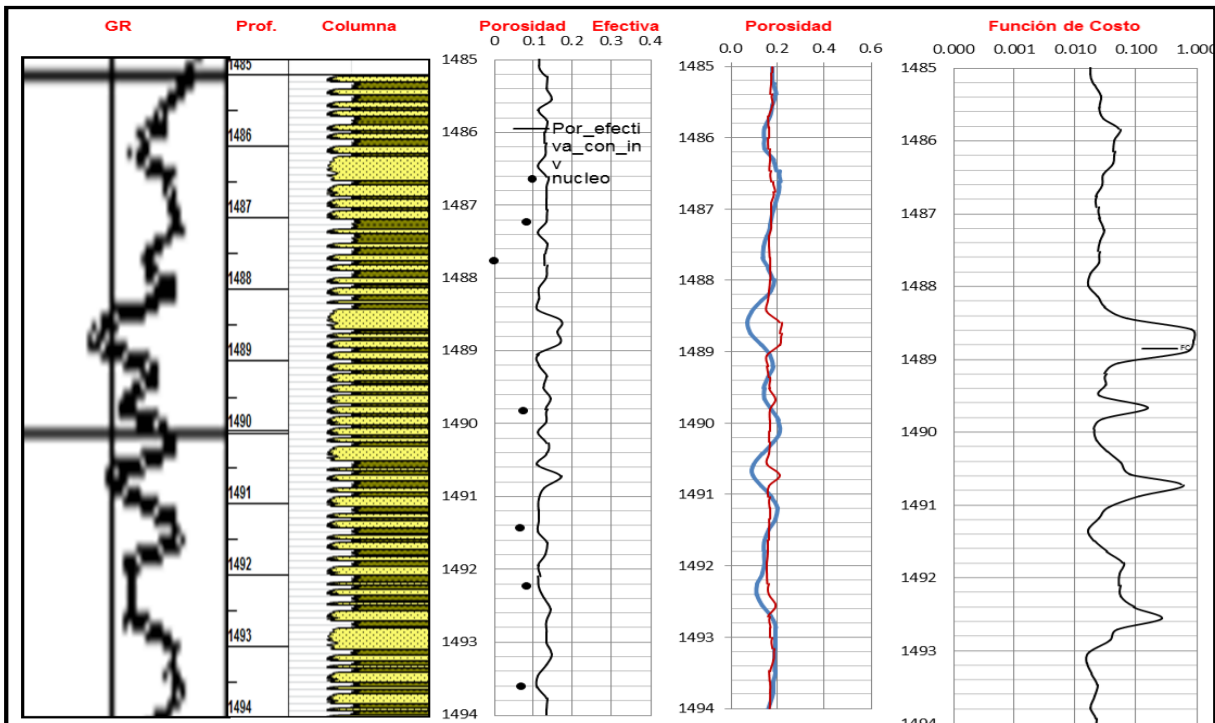


Figura 74. Inversión de porosidad efectiva con datos de núcleo, porosidad calculada con método tradicional y función de costo (FC). En azul estimada con método tradicional; pozo Agua Fría- 24.

La porosidad ya se había comentado en el punto anterior, se incluyo aquí, para mencionar que la anterior es porosidad total, y aquí es la porosidad efectiva (PHIE) con los puntos del núcleo.

La función de costo (FC) como ya se menciona, es un semáforo de alerta; cuando es alta, avisa que hay algo que no esta ajustando bien, y cuando se mantiene mas o menos constante, quiere decir que los valores invertidos están dentro del rango de tolerancia o certidumbre.

Se puede observar la FC en el intervalo de 1488.2 a 1489 m, ese valor alto de FC, de la misma manera y en menor grado en los horizontes 1490.3 y 1492.5 m. La FC en estos horizontes pareciera deformar toda la estela de la curva, sin embargo, sucede algo semejante al efecto de capa que se genera en los registros geofísicos con la resistividad cuando un punto u horizonte es altamente resistivo, los horizontes que sub o sobre yacen son de baja resistividad.

Para explicar la integración de datos de núcleo y su relación con las curvas simuladas de volumen de arcilla laminar y arcilla estructural, se incluye aquí la imagen de una tabla excell (figura 75).

La figura 75 muestra los datos de DRX (como en la figura 45), en su parte final se anexan 6 columnas mas (parte inferior derecha), con los datos para calibrar las curvas simuladas; estos se obtiene con la información de la DRX, y se denominan de la siguiente manera: valor de cuarzo entre 100; valor de calcita entre 100; volumen de no arcilla en la arena; 1-volumen de no arcilla en la arena; sumatoria de cuarzo, calcita y dolomía; y porosidad efectiva del núcleo

En la figura 76, se muestra el intervalo 1426 – 1435 m, del N-2 del pozo Agua Fría-24. De izquierda a derecha se muestra la curva de GR, profundidad, columna litológica del núcleo, volumen de arcilla laminar y de arena, y de cuarzo+arcilla estructural en la arena.

La curva continua es el volumen de arcilla laminar estimado con el proceso de inversión petrofísica.

El **volumen de lo que no es arcilla en la arena** se estima como:

Cuarzo + fpt K + plagioclasas + calcita + anquerita + dolomita + pirita.

Los puntos representan **1 - (volumen de lo que no es arcilla en la arena)**. Bajo este criterio se observa que hay un buen ajuste entre las curvas. Los valores de los puntos para calibración están representados en el rectángulo punteado en la figura 75.

Pozo	No. de muestra	Profundidad	Cuarzo	Feldespato		Calcita	Ankerita	Dawsonita	Dolomita	Pirita	Barita	Yeso	Siderita	Arcilla Total
				Fpt K	Plagioclasa									
AF-24	N1H2	1341.6	0.296	0.8	8.2	0.465	0		5.1	0.2		0	0	9.6
AF-24	N1H8	1343.9	0.253	0.7	6.7	0.532	0		4.7	0.3		0	0	9.1
AF-24	N1H13	1346.1	0.297	0.6	9.4	0.41	0		5.3	0.2		0	0	13.8
AF-24	N1H18	1347.7	0.284	0.7	9.1	0.469	0		4.7	0.3		0	0	9.9
AF-24	N1H23	1349.7	0.263	0.6	8.2	0.5	0		4.5	0.2		0	0	10.2
AF-24	N2H3	1426.8	0.32	0.7	7.5	0.406	0		5.7	1.6	0.3		0	11.6
AF-24	N2H6	1427.5	0.168	0.5	2.3	0.672	0		5.6	0.5	0.2		0	6.9
AF-24	N2H13	1429.6	0.258	0.6	9	0.386	10.5		7.8	0.7		0	0	7
AF-24	N2H21	1432.3	0.341	1.7	12.6	0.311	0		2.8	0.5		0	0	17.2
AF-24	N2H24	1432.9	0.261	1.5	9	0.445	0		4.9	1.1		0	0	12.9
AF-24	N4H2	1547.3	0.356	0.9	9.6	0.411			3.3	0.4				9.1
AF-24	N4H5	1547.8	0.398	0.8	8.1	0.389			4.1	0.3				8
AF-24	N4H8	1548.3	0.487	0.5	3.5	0.366	2.4		1.9	0.9				5.5
AF-24	N4H17	1550.9	0.39	0.6	6.5	0.463	0		1.7	0.2				5.7
AF-24	N4H21	1554.2	0.475	0.5	5.5	0.33	2.4		2.3	1.7				7.1
AF-24	N3H5	1487.2	0.475	1.3	6.1	0.364	0		1.5	0.3		0	0	6.9
AF-24	N3H8	1487.8	0.494	1.1	7.1	0.346	0		1.6	0.6		0	0	5.6
AF-24	N3H15	1489.8	0.449	1	7	0.388	0		1.7	0.5		0	0	6.1
AF-24	N3H20	1491.4	0.453	0.9	7.9	0.352	0		2	0.7		0.3	0	7.7
AF-24	N3H23	1492.2	0.405	1	6.1	0.388	2.7		2.5	0.6		0	0	7.8
AF-24	N3H26	1493.6	0.397	1.1	7.3	0.381	2.8		2.9	0.7		0	0	7.4

Illita y Mica	Caolinita	Clorita	Mezcla Illita Esmectita (90%)	Mezcla Illita Esmectita (30%)	Petrofísica			DATOS PARA CALIBRACION					
					Porosidad (% VT)	Permeabilidad (mD)	Densidad de Grano (g/cm ³)	Valor Cuarzo entre 100	Valor Calcita entre 100	Vol de No Arcilla en Arena	1-Vol de No Arcilla en Arena	Cuarzo+Cal+Dol	Porosidad Efectiva Nucleo
2.2	1.5	2.5	1.8	1.6	11.502	0.126		0.00296	0.00465	0.904	0.096	0.812	0.11502
2.4	1.2	2.1	2	1.4	6.536	0.032		0.00253	0.00532	0.909	0.091	0.832	0.06536
2	1.7	2.8	4.5	2.8	9.981	0.051		0.00297	0.0041	0.862	0.138	0.76	0.09981
2.1	1.1	2.9	1.7	2.1	6.865	0.023		0.00284	0.00469	0.901	0.099	0.8	0.06865
2.7	1.5	3	0.8	2.2	6.718	0.025		0.00263	0.005	0.898	0.102	0.808	0.06718
3	1.3	2.8	1.8	2.7	7.097	0.26		0.0032	0.00406	0.881	0.119	0.783	0.07097
2	0.7	1.7	0.9	1.6	3.481	0.011		0.00168	0.00672	0.929	0.071	0.896	0.03481
2.2	1.2	2.2	0	1.4	0.315	0		0.00258	0.00386	0.93	0.07	0.722	0.00315
3.3	2.2	2.5	4.6	4.6	6.946	0.018		0.00341	0.00311	0.828	0.172	0.68	0.06946
3	1.5	2.4	1.8	4.2	6.713	0.061		0.00261	0.00445	0.871	0.129	0.755	0.06713
3	1.8	1.5		2.8	3.702	0.002		0.00356	0.00411	0.909	0.091	0.8	0.03702
2.4	2.7	1.2		1.7	5.435	0.013		0.00398	0.00389	0.92	0.08	0.828	0.05435
1.9	1.6	0.8		1.2	4.476	0.05		0.00487	0.00366	0.945	0.055	0.872	0.04476
2.5	0.8	1.1		1.3	1.715	0.008		0.0039	0.00463	0.943	0.057	0.87	0.01715
2.6	0.9	1.2		2.4	4.181	0.093		0.00475	0.0033	0.929	0.071	0.828	0.04181
2.1	1.2	1.3	0	2.3	8.381	0.041		0.00475	0.00364	0.931	0.069	0.854	0.08381
2.2	0.8	1.1	0	1.5	0	0		0.00494	0.00346	0.944	0.056	0.856	0
2.1	1.2	1.5	0	1.3	7.311	0.242		0.00449	0.00388	0.939	0.061	0.854	0.07311
3.1	1.3	1.7	0	1.6	6.694	0.034		0.00453	0.00352	0.92	0.08	0.825	0.06694
3	1.6	1.1	0	2.1	8.221	0.106		0.00405	0.00388	0.922	0.078	0.818	0.08221
2.5	1.7	1	0	2.2	6.957	0.263		0.00397	0.00381	0.926	0.074	0.807	0.06957

Figura 75. Datos de DRX y datos para calibrar las curvas simuladas por inversión petrofísica en los núcleos N-1, 2, 3 y 4 del pozo Agua Fría -24. El rectángulo de línea punteado es N-2 y el rectángulo línea continua es N-3.

En el último track denominado cuarzo, arcilla estructura en la arena; la curva continua de color negro representa la cantidad de lo que no es arcilla en la arena. Lo que está entre las curvas negra y café representa la cantidad de arcilla estructural y los puntos fueron calculados de la forma siguiente:

Cuarzo + calcita + dolomía

De acuerdo a esto, lo que se tiene es que; los puntos deberían corresponder a la curva negra. Se observa que esto se cumple de manera regular; esto puede deberse a que el modelo no considera la presencia de carbonatos en la arena. Sin embargo, puede considerarse que la estimación es relativamente buena.

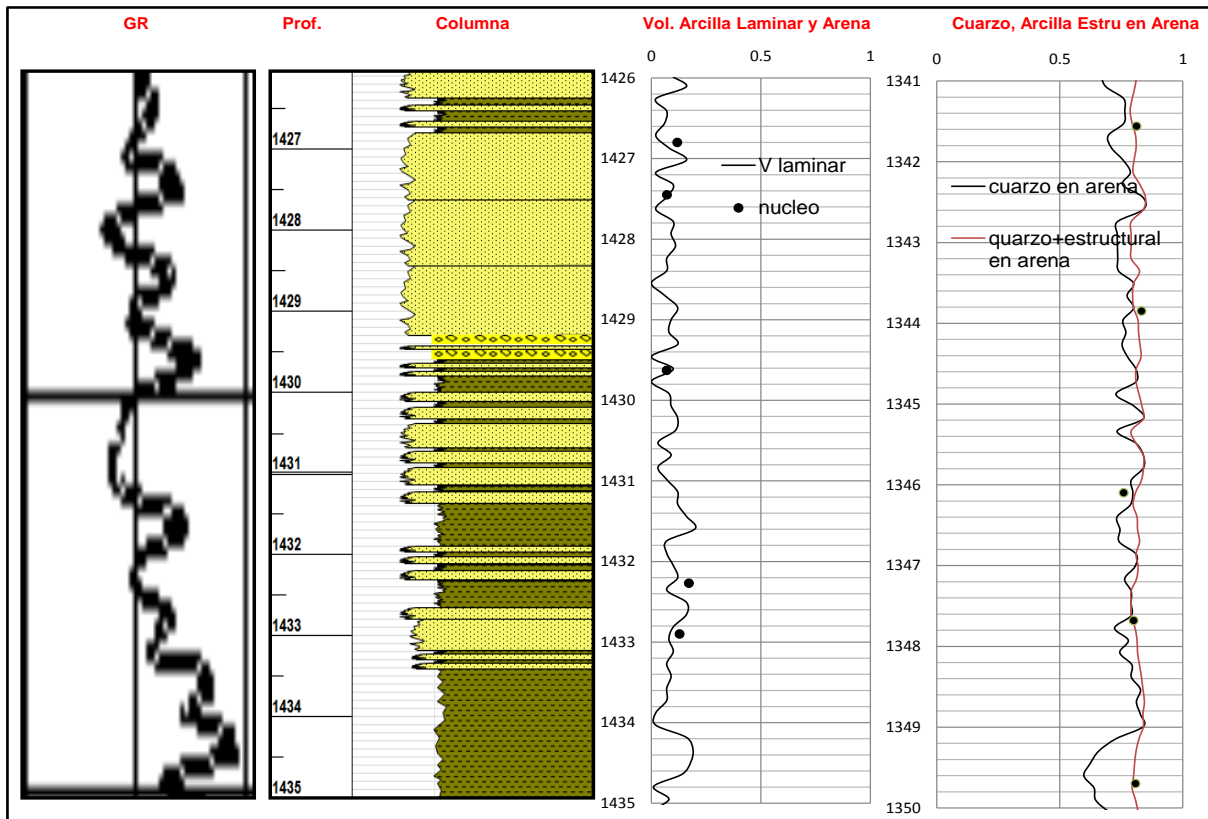


Figura 76. Arcilla laminar, arcilla estructural, arcilla dispersa y fluido, con datos de núcleo de volumen de arcilla; N-3, pozo Agua Fría- 24.

En la figura 77, se grafica el volumen de arcilla laminar simulado y los datos volumen de arcillas de la DRX del núcleo tres (N-3); los valores para calibrar están representados en el rectángulo de línea continua en la figura 75. Se observa buen ajuste, por lo tanto, si el modelo ajusta en áreas donde hay núcleos, es posible dar un valor promedio de los elementos que no están considerados y el modelo puede funcionar.

La figura 78 muestra otro intervalo del pozo Agua Fría-24, donde se recuperó núcleo de 1547 a 1556 m (N-4); de izquierda a derecha, traza del registro GR, profundidad, columna litológica que ilustra la alta estratificación y la fotografía en luz blanca de un fragmento de 1 metro de núcleo (1554-1555 m), para apreciar la laminación de capas, y el registro de resistividad. La idea es la misma, observar como los registros son incompetentes ante la alta estratificación de la formación.

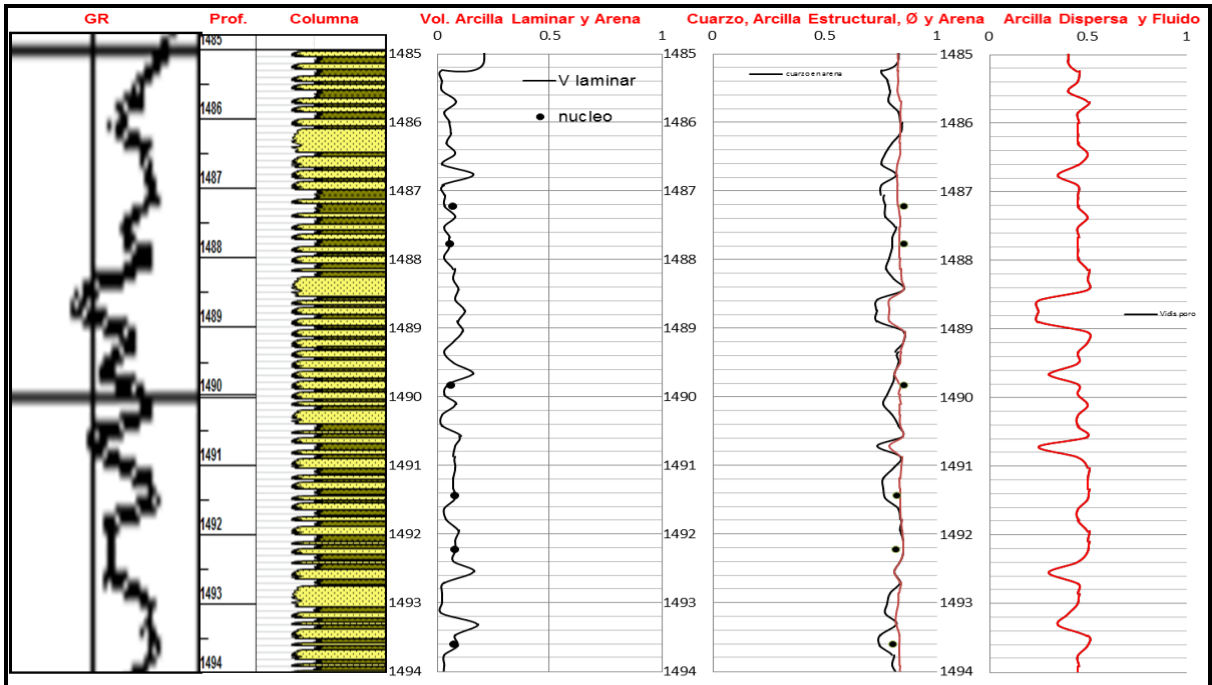


Figura 77. Arcilla laminar, arcilla estructural, arcilla dispersa y fluido, con puntos de núcleo para calibrar volumen de arcilla laminar y cuarzo + arcilla estructural; N-3, pozo Agua Fría- 24.

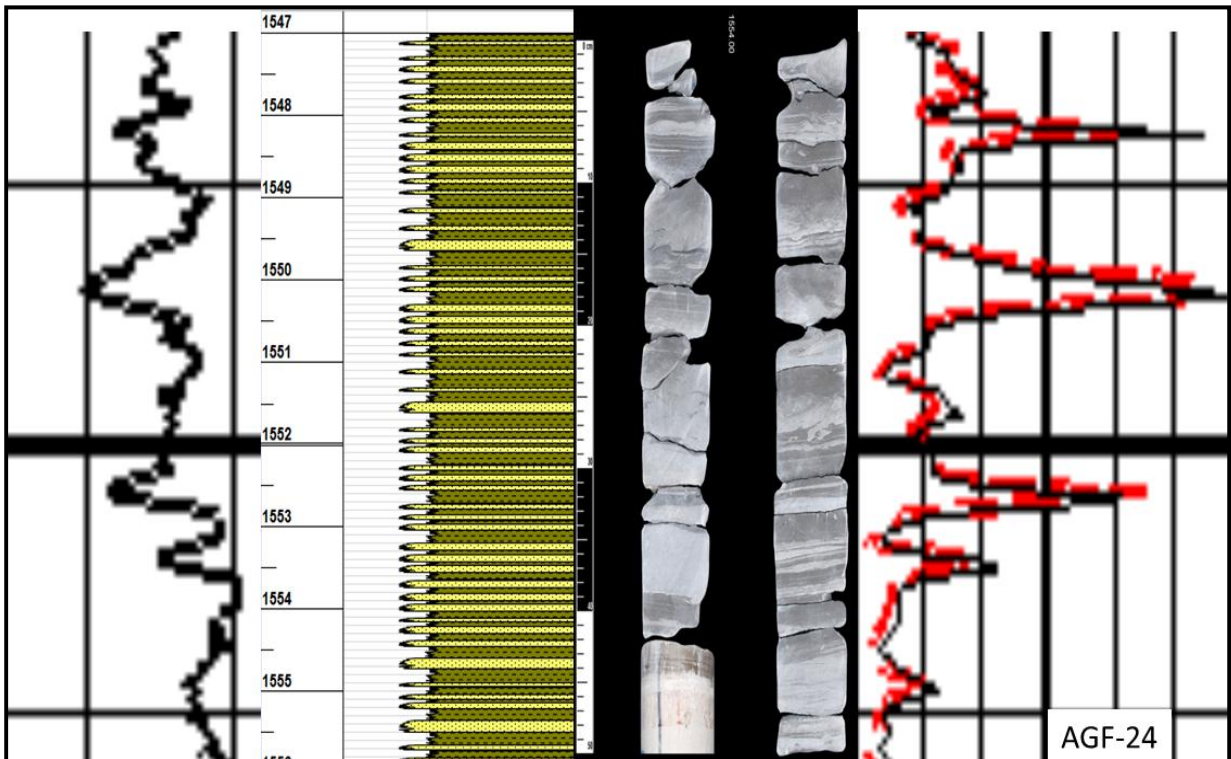


Figura 78. Intervalo donde se recupero un núcleo convencional (9 m); columna estratigráfica del núcleo y primer metro de fotografía en luz blanca (1554-1555 m), N-4 del pozo Agua Fría-24

La curva continua que se aprecia en el cuarto track de la figura 79, es el volumen de arcilla laminar simulado con el proceso de inversión de registros y el **volumen de lo que no es arcilla en la arena** se estima como:

Cuarzo + fpt K + plagioclasas + calcita + anquerita + dolomita + piritita.

Los puntos representan 1 - (volumen de lo que no es arcilla en la arena). Bajo este criterio se observa que hay un buen ajuste entre las curvas.

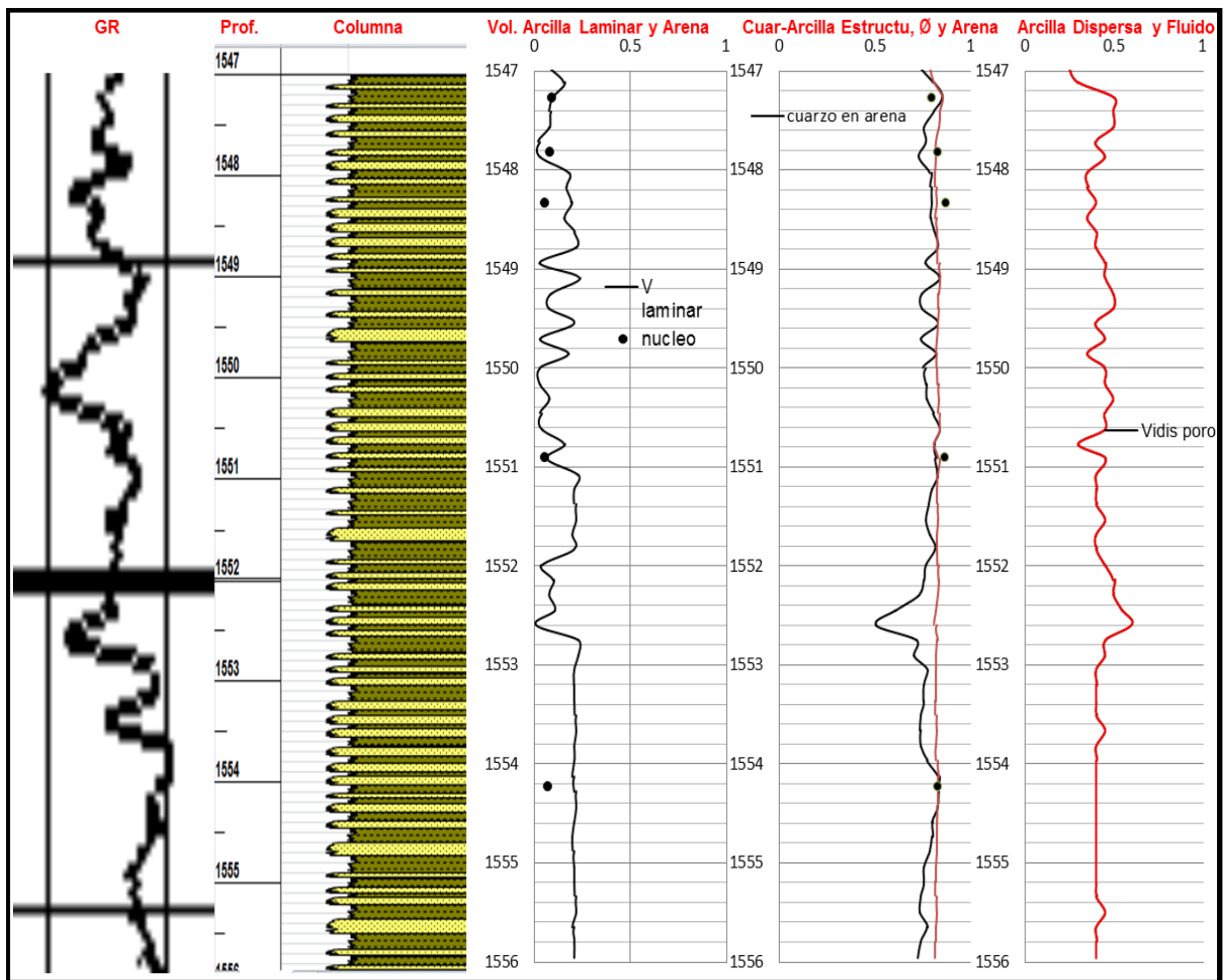


Figura 79. Arcilla laminar, arcilla estructural, arcilla dispersa y fluido, con datos de núcleo de volumen de arcilla; N-4, pozo Agua Fría- 24.

En el último quinto track, denominado cuarzo-arcilla estructural, porosidad y arena; la curva continua de color negro representa la cantidad de lo que no es arcilla en la arena. Lo que

está entre las curvas negra y café representa la cantidad de arcilla estructural y los puntos fueron calculados de la forma siguiente:

Cuarzo +calcita + dolomía

Los puntos deberían corresponder a la curva negra. Por lo tanto, también aquí se observa que esto se cumple de manera regular, como ya anteriormente se había mencionado; esto puede deberse a que el modelo no considera la presencia de carbonatos en la arena. Se considera que la estimación es relativamente buena.

Otros intervalos realizados en el estudio se encuentran en el anexo y son los siguientes.

Pozo Agua Fría-523: intervalo 1420-1430

Pozo Coapechaca-118: intervalo 1650-1655

Pozo Coyula-236: intervalo 1450-1455

Pozo Tajín-728: intervalo 1820-1828

Este trabajo considera que los resultados de las inversiones fueron de regulares a buenas. Es conveniente referir aquí, que en los casos con resultados parciales, en esta tesis están sujetos a probar el modelo completo en un modelo en el cual se considere la presencia de carbonatos.

CAPITULO V.

*“... mis obsesiones personales :
las trampas del tiempo,
la profundidad del infinito,
la existencia como laberinto,
la dudosa seguridad de los espejos”.*

J.L. Borges.

CAPITULO V. Resultados y Discusión.

La **Formación Chicontepec** es una secuencia de turbiditas depositadas en aguas profundas, en un cañón submarino, con abanicos submarinos, compuesta por la alternancia de capas de areniscas, calizas y compuestos cementados de arcilla, arena, arenisca, lutita y calizas.

Se compone de granos muy finos a medio, de arenisca, carbonato, cuarzo mono-cristalino, plagioclasa y en menor cantidad fragmentos ígneos, metamórficos, limo.

Cuando hablamos de **yacimientos compactos** en el paleocanal de Chicontepec, nos referimos a yacimientos de **baja permeabilidad**, de 1 mD a 0.01 mD, o menor (figura 46); en los que las moléculas de aceite o gas no pueden fluir sin ayuda hacia los pozos productivos.

En este tipo de yacimientos (tight), el aceite y gas es de más fácil extracción que los de aceite en lutitas (shale oil), donde el hidrocarburo se encuentra atrapado en la roca madre y requieren para su desarrollo mayores cantidades de arena y agua de fractura que los compactos, pero producen menos gas.

Son yacimientos que desafían las técnicas de exploración, perforación, terminación y producción, La perforación y terminación de este tipo de yacimientos son especiales y deben conocerse bien.

El contacto de aceite, gas, agua suele presentarse en algunas ocasiones, por lo tanto, puede considerarse irrelevante, en algunas áreas, las áreas donde se produce agua libre es conocida; por ejemplo, en el SE del campo Tajín, donde este fenómeno esta bien definido.

El entendimiento de los yacimientos compactos está en función de varios factores físicos relacionados con la ley de Darcy para flujo radial y parámetros como: tasa de flujo, presión de yacimiento, el radio del pozo, propiedades del fluido, temperatura del yacimiento, permeabilidad, espesor, radio de drenaje y del daño. Incluso si el pozo es estimulado con técnicas de fracturamiento o es producido por pozos horizontales o multilaterales (tipo Chicontepec).

No hay yacimientos compactos típicos, estos pueden ser tanto profundos como someros, con alta o baja presión, con alta o baja temperatura, homogéneos o no, así como naturalmente fracturados o no fracturados.

Los sedimentos del paleocanal de Chicontepec deben de interpretarse como turbidita y tratarlos como un terrígeno, como un depósito de corriente de turbidez, por esta razón producen en un intervalo y en otro no, y por esta misma razón las características petrofísicas son diferentes en un intervalo y en otro, cada deposito es independiente.

La matriz no es redonda, ni esférica, por esta razón las partículas que la componen no son uniformes, por lo tanto, el flujo del fluido, desde el punto microscópico es difícil, esto desde

su estructura microscópica ya es un factor de baja permeabilidad en los yacimientos compactos.

Tipos y factores que reducen la **porosidad**; la porosidad es principalmente intergranular e intragranular, en menor cantidad porosidad móldica; el rango de porosidad es de 4 a 10 % (figura 46) y en el mejor de los caso 12%, pero ya entraría en horizontes de yacimientos de tipo convencional que cohabitan con horizontes de No Convencionales.

No solo la forma lenticular de las turbiditas genera baja porosidad y permeabilidad; la composición mineralógica y diagénesis en los yacimientos compactos del paleocanal de Chicontepec, generan reducción en la porosidad y permeabilidad, por la compactación, cementación y recristalización durante su compleja historia en el subsuelo. La profundidad produce compactación; a mayor profundidad, mayor presión y menor porosidad, por cuestión mecánica.

La complejidad de los depósitos en las capas delgadas genera baja transmisibilidad vertical; por esta razón en las formaciones con alta estratificación de Chicontepec no hay permeabilidad vertical, debido a que los núcleos y registros de imágenes muestran intervalos de multicapa y multilaminación de lutita y arena; por tal efecto su caracterización y desarrollo requiere el uso de altas tecnologías.

Selección de muestreo; se observa que los intervalos seleccionados para recuperar los tapones, para análisis de petrofísica básica y especial, fueron los adecuados para caracterizar un yacimiento convencional, porque se trata de identificar los intervalos de mejor calidad de roca almacén; sin embargo, en este caso es conveniente que se determinen los tapones en intervalos donde hay alta estratificación y laminación, para trabajar con datos mas afines a los objetivos de caracterizar un yacimiento No Convencional; incluso nuclear horizontes de lutita y laminares.

Sobre la calibración; se observó que los datos de núcleo con los de registros procesados no hay buen ajuste, esto se debe a problemas de escalamiento o como se mencionó anteriormente, que unos tapones son recuperados en horizontes de menor espesor a la resolución vertical de las sondas, y por lo tanto suelen no coincidir con los resultados obtenidos; incluso hay factores como la calidad del tapón, el equipo de medición o la persona que hace la medición, en un momento dado.

Análisis de DRX; los gráficos de DRX muestran de manera general una radiografía mineralógica de la porción central del paleocanal de Chicontepec. Se puede observar, a través de las gráficas que contienen un número abundante de muestras (como en los campos Agua Fría y Coapechaca), que los porcentajes de minerales, prácticamente se mantienen igual, en proporción con las gráficas que contienen un número reducido de muestras (como en Corralillo). Es decir; en este caso, no importa que tantas muestras tengan un área, intervalo o núcleo, el comportamiento de los porcentajes mineralógicos es muy representativo en cuanto a la distribución mineralógica, esto se puede observar en las gráficas del campo Agua Fría y Coapechaca, que tienen una gran cantidad de datos, respecto a las gráficas de los campos Corralillo y Tajín, con una minoría de datos de DRX (figuras 48, 49, 51 y 52).

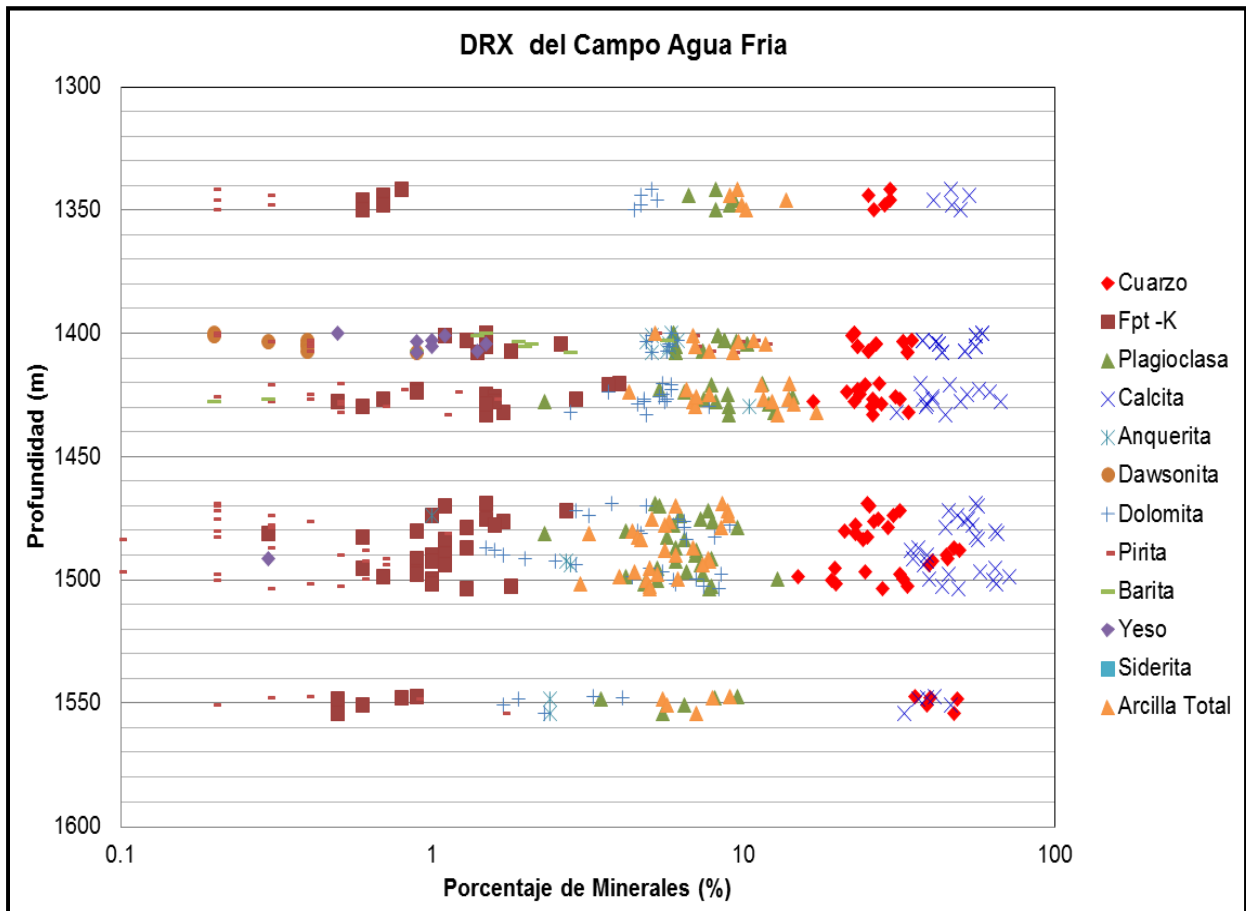


Figura 80. Distribución mineralógica (DRX), de pozos clave del campo Agua Fría.

Los principales minerales detectados por el análisis de XRD, en primer término y abundancia la calcita (35–55 %), y de igual cantidad o menor el cuarzo (25-45 %); en segundo término, arcillas (4-10.5 %), y otros minerales como plagioclasa, dolomía, anquerita; y en tercer término y en menor proporción, feldespatos potásicos, pirita, siderita, yeso, y trazas de dawsonita.

Las principales arcillas detectadas por la DRX son: illita y mica, caolinita, clorita, la relación illita-esmectita (90%) e illita-esmectita (30%). La mayor abundancia en primer término es la illita y Mica, illita-esmectita (30), en segundo término la caolinita y clorita, y en tercer término illita-esmectita (90%), como se observa en la figura 81.

Las arcillas son granos finos (tamaño $<1/256$) de roca, formados por minerales, principalmente hidro-aluminosilicatos, con pequeñas cantidades de magnesio, hierro, potasio y otros minerales. Son formadas por el depósito y compactación de minerales de arcilla y limo.

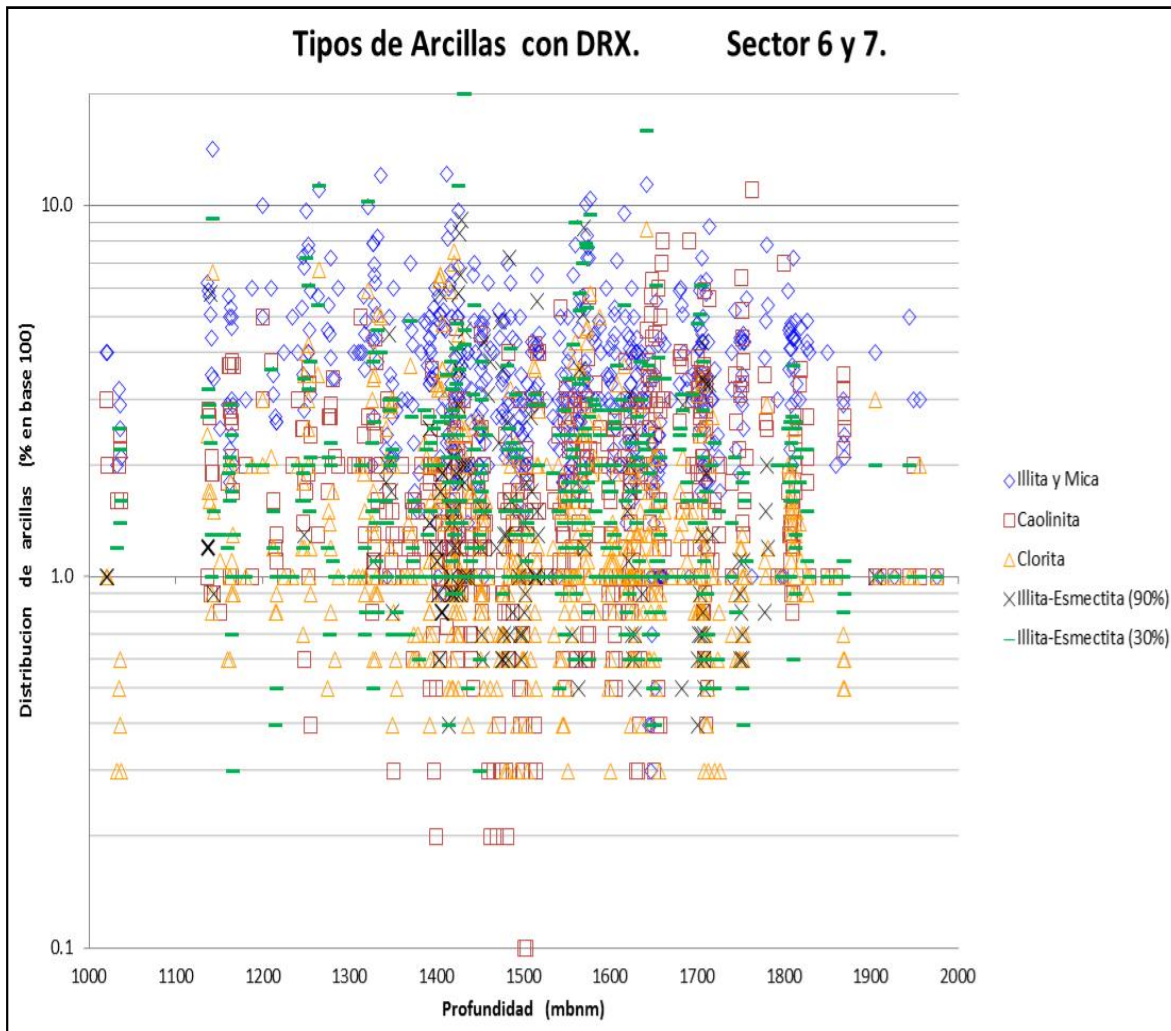


Figura 81. Distribución de tipos de arcillas, con datos de la DRX, en el sector 6 y 7.

Tener conocimiento de los minerales de arcilla dominante es importante, porque las propiedades físicas de cada mineral afectaran en diferente forma y magnitud la perforación y/o producción, por ejemplo, en este caso la abundancia de illita y/o caolinita generan la migración de finos, las arcillas viajan con el aceite (es cuando se dice “*que esta produciendo finos*”), los finos son puras arcillas; el exceso de clorita reduce la porosidad, porque es sensible al acido, una estimulación puede resultar contraproducente en la formación con un fluido de este tipo, y en vez de crear permeabilidad, puede ocluirla; la esmectita es parecida a la montmorillonita, es sensible al agua dulce, la absorbe y se agranda, y puede atrapar herramientas.

Criterios sedimentológicos: las gráficas de DRX cuando se tienen un cumulo de datos ayudan en la interpretación de los ambientes sedimentarios; por ejemplo, si se utiliza la gráfica de la figura 80, con datos de DRX del campo Agua Fría, se pueden inferir 3 mega secuencias:

- Una mega-secuencia de tipo externo, con abundancia de materiales finos y arcillosos.
- Una mega-secuencia de tipo intermedio, con horizontes arenosos y granulares; y sobreyaciendo a las dos anteriores.
- Una mega-secuencia proximal o superior formada por sedimentos gruesos, mal clasificados, debidos a avalanchas, derrumbes, deslizamientos y flujos de escombros, provenientes de los bordes; occidental y oriental del paleocanal de Chicontepec.

Respecto al contenido de pirita; que es un sulfuro de hierro, cuando su concentración es alta, podría afectar las mediciones en la resistividad, que tiende a ser mas alta, por lo tanto, se puede sobre-estimar el volumen de hidrocarburos al momento de realizar la valoración petrofísica; su abundancia es en razón de 1 a 2 y 3 %, sin embargo, es posible que no sea suficiente para alterar el modelo, debido a que la curva de RT, fue la que mejor ajusto en todos los casos, por lo tanto, se asume que no es una limitante contundente para el modelo.

Espectroscopia GR; en función de las gráficas se identificó que los tipos de arcilla más abundantes es la montmorillonita en prácticamente todos los núcleos, pero más abundante hacia el campo Tajín, el contenido de Illita, presenta a su vez la mezcla de illita-esmectita y esmectita, este un indicador de diagénesis, generada regular y posiblemente por un incremento de temperatura, también se presenta mezcla de arcillas, que sugiere una descarga sedimentaria con variación de productos, prácticamente en todos los campos del sector 6 y 7, finalmente también aparecen cantidades reducidas de caolinita, que actúa como un cementante y es un factor que reduce la permeabilidades, aunque su concentración no es homogénea; es menor en el campo Coapechaca y Agua Fría, y en los demás es casi de la misma proporción, y de NW a SE disminuye este cementante.

La montmorillonita predomina en la parte media y aumenta hacia el oriente, con dirección NW-SE, esto se puede apreciar en las gráficas de Coyula-236 y Agua Fría-24 respecto a las de Tajín-424 y 728.

El comportamiento de illita y esmectita es muy semejante al de la montmorillonita, por lo tanto, sugiere que la diagénesis evoluciona en dirección NW-SE; hacia la cima disminuye la illita y es más abundante hacia el fondo del paleocanal.

Inversión conjunta de registros geofísicos.

Se realizó inversión conjunta de registros geofísicos usando un modelo para rocas clásticas, donde la idea fundamental es caracterizar la roca en tres diferentes niveles:

Primer nivel; se considera que la arena tiene poros y los poros están saturados por fluidos y arcilla dispersa.

Segundo nivel; se asume que las arenas están compuestas por arcilla estructural y la matriz o por elementos como cuarzo, feldespatos (potásicos y sódicos) y poros que tienen estos elementos.

Tercer nivel; cuando se habla de la formación, se refiere a una secuencia de arcilla laminar, intercalada con capas de areniscas, como se muestra en la figura 65.

La inversión considera que no hay hidrocarburos, y si los hay, es necesario conocer los parámetros de los mismos para estimarlos, lo cual requiere trabajar más con el modelo en el aspecto de calibración. Durante el proceso de inversión se observó que algunos núcleos no estaban en los intervalos de incongruencias, para buscar más evidencia y certidumbre sobre este comportamiento.

Además de los parámetros de hidrocarburos y ausencia de núcleos en horizontes clave, hay otros elementos que no están considerados en el modelo; fundamentalmente carbonatos, y en la mayoría de los casos, pirita. Por lo tanto, el modelo de inversión conjunta de registros, que es para rocas clásticas NO funciona como debiera o no totalmente, porque no se están considerando los parámetros de estos elementos. Sin embargo, en términos generales (como lo muestran las tendencias y las simulaciones realizadas) cuando se realiza la inversión (asumiendo que todo es cuarzo) con una densidad cercana a los carbonatos, resulta que la aproximación que se tiene de los datos medidos es buena en unos casos y baja en otros; lo que se quiere decir con esto, es que este modelo para rocas clásticas no puede funcionar al 100% para el paleocanal del Chicontepec, sin embargo, hay intervalos específicos donde si funciona; cuando la roca es textural y composicionalmente más homogénea, ahí se puede buscar un parámetro equivalente que ayude a mejorar la inversión.

Respecto al modelo de inversión conjunta, es fundamental calibrarla a un tipo específico de roca tales como: caliza, arenisca, lutita y otras; y la limitación del modelo es su poca elasticidad para estarlo utilizando durante el proceso operativo indistintamente a cualquier tipo lítico.

La fortaleza del proceso es que no hay estimación del volumen inicial de arcilla, se recalculan los volúmenes introduciendo GR, RT, RHOB y NPHI, y no solo el GR, como tradicionalmente se hacía, y en este sentido puede apoyar la técnica de evaluación convencional.

Respecto al valor de densidad en el modelo; los datos de densidad son cercanos a 2.7 gr/cm³, como en carbonatos, pero no es matriz desde el punto de vista geológico, lo que en el modelo se denomina matriz, que es la componente principal y se denomina arena. Sin embargo las graficas de DRX muestran que no es totalmente arena siliclástica, porque también son de fragmentos calcáreos, además de plagioclasas y feldespatos potásicos en menor proporción.

Análisis por pozo.

Pozo Agua Fria-24.

Las tendencias creadas por V_{cl} Larionov y V_p , V_s , densidad y resistividad son buenas, a excepción de unos horizontes que son fácilmente observables antes de 1370 y a 1470 m, en V_p y V_s . En cuanto a la porosidad no ajustan bien, posiblemente se deba al efecto de gas en estas curvas, el dato de producción es; $q_{oi} = 63$ bpd y $G_p = 14$ mmpcd.

Las graficas que se presentaron muestran 10-14 % de arcilla, 5 % es laminar y 6% es dispersa. La porosidad total estimada es de 10-15 %.

Pozo Agua Fria-523

En el intervalo 1480-1510 m, no ajustan las curvas en V_p y V_s , esto posiblemente se debe a los hidrocarburos implícitos en la formación. Este horizonte es productor de aceite, el dato de producción es; $q_{oi} = 395$ bpd y $RGA = 232$. La imagen de la columna geológica reporta más 90 % de arenisca, sin embargo, las fotografías de luz blanca y ultravioleta de los núcleos, manifiestan laminación, por lo tanto, el mal ajuste en este caso también se deba a la laminación del yacimiento.

Los rangos de distribución descritos en el pozo AGF-24 son tentativamente los mismos para este pozo; en cuanto a la porosidad, se puede apreciar que hay mucha similitud en los ajustes; así mismo con los volúmenes de arcillosidad.

Coapechaca-118.

En este pozo se realizó la primera inversión conjunta de registros. En principio los datos de densidad y resistividad, son aceptables, pero el ajuste en la porosidad es bajo. Posiblemente la medición de porosidad (cruda de campo) es muy alta, y no tiene mucha relación con las ecuaciones, además en las graficas V_{cl} Larionov, se observa una aglutinación de datos y no hay buena tendencia de la nube de valores. Se infiere que pueden estar deficientemente tomados; ya que en principio se parte de la base que fueron tomados razonablemente bien; se realizó un control de calidad, sin embargo, puede ser que el registro neutrón este mal desde su adquisición en el campo. La porosidad (NPHI) registrada por la herramienta neutrón es de 35% y va en contra de la estimación realizada que en contraste con la estimada es más baja.

En este sentido no se puede dar mucha confianza a los datos de porosidad; la información derivada es a través de los registros, siendo estos el aval, y que afectan directamente en el modelado. En principio se infiere una alta confiabilidad a los valores de neutrón, lo cual no debiera ser puesto que puede afectar el trabajo de adquisición.

La calidad de inversión en este pozo es mala, como se puede observar en el rango de porosidad, y salta a la vista que es muy grande entre la simulada y la original o medida. Cuando la porosidad medida es alta y la simulada es de bajo valor implica que hay que

mover parámetros. Pero, también hay que revisar si la medición original es correcta; si la medición original es correcta, entonces la porosidad simulada por el modelo está mal; pero, si la medición original está mal, entonces la porosidad estimada por el modelo está bien.

Hay un mal ajuste cuando el modelo se corre con densidad de 2.66 gr/cc³ para los granos, y cuando se corre con densidad de 2.69 gr/cc³, ajusta bien, por que es una densidad cercana a los carbonatos.

Pozo Coyula-236

El GR ajusta regularmente, el Vp y Vs esta bien en algunas zonas, la RT y densidad ajustan bien, el intervalo de este pozo muestra baja porosidad de 1400 a 1550 mbnm. Los núcleos muestran alto contenido de lutita y otro conglomerado.

Hay zonas de mala inversión. Esto parece validar la “premisa” cuando hay hidrocarburos y no se consideran estos parámetros hay algo incoherente.

En cuanto a los porcentajes de distribución tentativamente se ven bien; 30-40% cuarzo, 30-40 de calcita, sumando entre los dos un aproximado de 75-80% de lo que se consideran granos (aunque no sean arenas totalmente), 10% arcillas, la porosidad anda siempre abajo del 10%.

Pozo Escobal-107.

En este pozo el comportamiento del GR fue regular; en RT y densidad buen ajuste; el Vp y Vs tiene buen ajuste, pero tiene 2 horizontes que no ajustaron. En cuanto a la porosidad resulto con valores muy bajos respecto a la medida (NPHI), con variaciones de 5 a 10 unidades de porosidad, el NPHI lee 30 % aprox.

En el intervalo procesado ajusta muy bien, sobre todo la resistividad, considerando que es una curva que regularmente no es fácil simular, como se puede apreciar en la zona de yacimiento.

Pozo Tajín-434.

En las gráficas de VclLarionov vs propiedades acústicas, se observan tendencias muy estables, hay dispersión pero no es representativa, se puede aún tomar un promedio o rango. Para la densidad y resistividad la tendencia en lo general es buena y clara.

La grafica de la densidad vs VclLarionov, se observa una pequeña nube que genera incertidumbre; este efecto se presenta con menor intensidad en el pozo Coapechaca-118, pero no en los otros. Posiblemente es un efecto errático, que está relacionado a la porosidad; si se observa la densidad respecto al VclLarionov esta es aceptable.

Aquí, el comentario cae sobre la densidad, a pesar de que se ocuparon los mismos parámetros de densidad en el modelado, existen diferencias, por lo tanto, es bueno mencionar, que es importante el cambio mineralógico de campo a campo. Debido a que la

densidad de grano también cambio en los registros geofísicos, no mucho, pero si se pone atención, es notorio.

Es posible que la alta estratificación y laminación esté involucrada en las mediciones de la curva RHOB, debido a que la respuesta de lectura no es alta investigación horizontal, ni vertical y puede generar anomalías durante el proceso de inversión.

Finalmente solo resta comentar que el modelo es congruente; pero la zona es difícil, heterogénea y compleja; independientemente de agregarle elementos; llega el momento en que el modelo físico lo ordena, o lo sugiere y el modelo numérico ya no lo permite; debido a que tiene una base y funciona bajo esas condiciones; y si físicamente existen otras condiciones, se debe implementar esas propiedades al modelo, no tanto porque funcione bien, si no, porque hay que entender hasta donde puede ser manejable y entendible, porque tampoco se puede estar ajustando y ajustando, hasta obtener lo que se desea, debe existir un equilibrio entre los datos duros y la estimación de los productos.

En cuanto a cómo agregar o meter el volumen de hidrocarburos (V_{hcs}) y el volumen de carbonatos (V_{carb}) en el modelo, habrá que definir en la categoría de laminar o como parte de la estructura de lo que no es arcilla, esto hay que analizarlo, porque, por otra parte, tampoco se puede meter el carbonato en todas partes, porque matemáticamente tendríamos más incógnitas que datos duros.

CAPITULO VI.

adiós...

Decir adiós es algo tan “común” que, sin embargo, no siempre resulta fácil.

Y he ahí el problema...

A veces debemos darnos cuenta de que lo importante es el final de los ciclos...

Aureliano Castillo León.

CAPITULO VI. Conclusiones y Recomendaciones.

a) Conclusiones.

Los yacimientos compactos son complejos y de diferentes escenarios geológicos, y aun existe un entendimiento parcial de este Play No Convencional, en el paleocanal de Chicontepec.

Se describieron las propiedades y características litológicas y petrofísicas de los yacimientos compactos.

Las graficas de DRX muestran una radiografía mineralógica de la porción central del paleocanal de Chicontepec, donde se observa abundancia de calcita en igual o mayor cantidad que en la del cuarzo; y como minerales accesorios están presentes arcillas, plagioclasa, dolomía, anquerita; y como minerales traza feldespatos potásicos, pirita, siderita, yeso y dawsonita.

Con el análisis de DRX se determinó que la respuesta de las sondas de registros convencionales está controlada por el contenido de cuarzo, calcita y pirita (entre otros), contenidos en la formación, de tal manera que este dato desde su adquisición, genera anomalías durante el proceso de inversión conjunta.

En función del análisis del NGT y DRX se identificó que los minerales de arcilla más abundantes son illita-micas, caolinita, montmorillonita, clorita y las capas de mezcla de arcillas. El conocimiento de la abundancia y tipo de arcillas es importante, porque las propiedades físicas de cada mineral pueden afectar en diferente forma y magnitud la perforación y/o producción, de la siguiente manera:

La abundancia de illita y/o caolinita generan la migración de finos.

La montmorillonita es sensible al agua y soluble en ácidos, se expande al contacto con agua, lo que ocasiona atrapamientos de herramientas.

La clorita que es sensible al acido, durante una estimulación puede resultar contraproducente, si el fluido utilizado es de este tipo, y en vez de crear permeabilidad, puede ocluirla.

La lutita y arcilla en la formación no reduce tanto la permeabilidad, como lo hace el porcentaje de cementante calcáreo (como se observa en la petrografía y SEM), y en algunos casos es muy drástico. Sin embargo, esto no las exime de reducir también la permeabilidad.

De acuerdo con trabajos previos relacionados con la inversión conjunta de registros en estos tipos de yacimientos, muestran que cada yacimiento es único, y son incomparables entre ellos, debido a que ocupan espacios diferentes y con propiedades sedimentarias y petrofísicas que los distinguen, por lo tanto, es difícil hacer una estandarización entre ellos.

Los resultados que aquí se presentaron sobre la aplicación del método de inversión conjunta de registros geofísicos en pozos del sector 6 y 7, son moderadamente buenos, por lo siguiente:

La resistividad se ajusta perfectamente en la mayoría de los casos.

La porosidad se ajusta de manera regular a buena; debido a que no es un parámetro fácil de ajustar, porque es un parámetro sensible y posiblemente se deba a que faltan otros elementos tales como datos específicos de hidrocarburos, entre otros.

La presencia de cementante calcáreo afecta las propiedades de permeabilidad y porosidad de la roca. Sin embargo, en algunos intervalos, se lograron detectar horizontes con buenas características petrofísicas.

Los factores que son necesarios implementar en el modelo de inversión conjunta para la porción central del paleocanal de Chicontepec, son carbonatos y propiedades físicas del hidrocarburo; de no ser así, se debe elaborar un modelo para areniscas-carbonatadas o calizas arenosas.

La montmorillonita predomina en la parte media y aumenta hacia el oriente, con dirección NW-SE. El comportamiento de illita y esmectita es muy semejante al de la montmorillonita, por lo tanto, sugiere que la diagénesis evoluciona en dirección NW-SE; hacia la cima disminuye la illita y es más abundante hacia el fondo del paleocanal.

El contenido de Illita, presenta a su vez la mezcla de illita-esmectita y esmectita, es un indicador de diagénesis, generada por incremento de temperatura; la mezcla de arcillas, sugiere una descarga sedimentaria con variación de productos, prácticamente en todos los campos del sector 6 y 7; también aparecen cantidades reducidas de caolinita, que actúa como cementante, este un factor que reduce la permeabilidades, aunque su concentración no es homogénea; es menor en el campo Coapechaca y Agua Fría.

b) Recomendaciones.

Entender las limitaciones de los registros convencionales.

Es recomendable aplicar tecnologías avanzadas en registros especiales del tipo microresistividad, R_v y R_h , Anisotropía, y resonancia magnética; considerando ecuaciones y modelos para yacimientos no convencionales.

Este modelo es para terrígenos siliciclasticos, por lo tanto, se recomienda innovar un modelo para calizas arenosas siliciclásticas.

Solicitar el servicio de cálculo de volumen de arcilla (VCL) en núcleos específicos, para calibrar el volumen de arcilla estimado con registros; ya que se revisaron los servicios en los pozos claves y en ninguno de ellos se encontró esta información.

Con la recomendación anterior, la finalidad es cerrar la incertidumbre de este parámetro para obtener una mejor estimación de la porosidad efectiva y por consecuencia una mejor saturación de fluidos.

BIBLIOGRAFIA.

Aguayo, C.J.E., 2006. *Complejos Sedimentarios Turbidíticos*. 1er. Congreso Mexicano del Petróleo. Cancún, Quintana Roo, México.

Aguayo, C.J.E., 2008. *Petrología, diagénesis y origen de la porosidad de las facies turbidíticas en el noroeste de la paleo cuenca terciaria de Chicontepec*, SW de San Luis Potosí y NE de Hidalgo, México. Congreso Anual de la SGM. Ciudad de México.

Aguayo, C.J.E. 2011. *Petrología de sedimentos siliciclásticos*. Curso Posgrado UNAM. Semestre 2011-2.

Aquino Lopez .A., et al. 2012. Simulación e inversión de registros de pozos para la evaluación de formaciones areno-arcillosas con base en un nuevo modelo petrofísico. 6ta. Reunión Nacional de Registros Geofísicos de Pozo. IMP. México D.F.

Aquino Lopez A. et al. 2011. *Inversión conjunta de los registros de pozos para la evaluación petrofísica en formaciones areno-arcillosas anisotrópicas*. Tesis Doctoral, documento inédito, Instituto Mexicano del Petróleo.

Aquino Lopez A. 2011. *Model of sand formation for joint simulation of elastic moduli and electrical conductivity*. Journal of Geophysics, Vol. 8, pp 568-578. IOP publishing.

Avalos Torres, H. et al. 2008. *Usando geología, petrofísica e ingeniería para caracterizar yacimientos, área oriental, cuenca de Burgos*. 1er. Foro y Convención Geológica Nacional. México D.F.

Avalos Torres, H. et al. 2012. *Premisas a considerar en una valoración petrofísica en yacimientos No Convencionales*. 6ta. Reunión Nacional de Registros Geofísicos de Pozo. IMP. México D.F.

Bermudez. J.C., 2006. *Diagenetic history of the turbiditic litharenites of the Chicontepec formation, Northern Veracruz: Controls on the secondary porosity for hydrocarbon emplacement*. GCAGS Transactions. Volume Vol. 56, Pages 65 - 72.

Byeong-Kook. 2008. *Tight Oil Reservoirs Corea*. Presentación.
http://www.ccop.or.th/ppm/document/CHWS4/CHWS4DOC06_son.pdf

Busch, Daniel A. and Goveia, Amado S. 1978. *Stratigraphy and structure of Chicontepec turbidites, Southeastern Tampico-Misantla*. AAPG Bulletin, v.62, No. 2, pp. 235-246.

Campbell, Charles. V. 1967. *Lamina, laminaset, bed and bedset*. Sedimentology 8. Elsevier Publishing Company, Amsterdam. Printed in The Netherlands. Pp 7-26.

Carrillo Bravo, Jose; Martell Andrade, Bernardo; y Santiago. 1984. *Evaluación de Formaciones en México*. PEMEX-Schlumberguer.

Clavaud, J.B. et al. 2005. *Field example of enhanced hydrocarbon estimation in thinly laminated formation with triaxial array induction tool: A laminated sand-shale analysis with anisotropic shale*. SPWLA 46th Annual Logging Symposium, June 26-29, 2005.

- Cluff, Robert M. and Byrnes, Alan P.** 2010. *Relative permeability in tight gas sandstone reservoirs – The “permeability jail” model*. SPWLA 51 Annual Logging Symposium held Perth, Australia. June 19-23.
- Cossey, S,P,J.** 2007. *Guidebook (field-trip)*, prepared to Pemex for Cossey & Associates.
- Cossey, S,P,J.** 2008. *Depositional history and sedimentology of the Paleocene and Eocene Chicontepec Formation, Mexico*. Preparado para GYMSA. Cossey & Associates Inc. Durango, Colorado, USA.
- Cruz Ambrosio, Aurelio.** 2007. *Estudio petrofísico del campo Agua Fría*. ATG. Pemex. Comunicación personal e intercambio de experiencias en 2010.
- Curtis, John. B.** 2010. *Resources, Reserves and Money*. Potential Gas Agency. Cholorados School of Minas. presentation ppt.
- Galicia Barrios, J. G.** 2012. *Aceite y gas en lutitas*. SGM. México, D.F.
- Gallardo Alvarado, Jorge.** 2006. *Interacción entre petrofísica y física de rocas para la determinación de litologías y fluidos*. Simposium SPWLA-IMP. Boca del Rio, Veracruz. México.
- Gallardo Alvarado, Jorge.** 2010. *Determinación de la saturación de hidrocarburos en yacimientos de baja resistividad en la Cuenca de Burgos*. Congreso Mexicano del Petróleo. México D.F.
- Gunter, Gary.** *et al.* 1997. *Overview of an integrated process model to develop petrophysical based reservoir description*. SPE 38748.
- Daggett, Paul.** *et al.* 2012. *Characterizing a Turbiditec Reservoir*. SPWLA 53 Annual Symposium, June 16-20. Cartagena, Colombia
- De la Torre, G. B. V.** 2008 *Modelo didáctico de la cuenca de Chicontepec*. Ingeniería Geofísica, Facultad de Ingeniería UNAM.
- Estrada, Enrique.** *et al.*, 2010. *Turbidite Chicontepec Formation, Channel Chicontepec, Mexico. A diagenetic and petrophysical study to optimize the completions Corralillo Area*. SPE.
- Fan, Maged.** 2012. *Formation evaluation in turbidite, low contrast-low resistivity reservoirs*. 6ta. Reunion Nacional de Registros Geofísicos de Pozo. IMP. México D.F.
- Fogal, J. and Kessler, C.** 2002. *Aplication of shear anisotropy from a new generation crossed dipole acoustic tool*. SPE 77792. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas.
- Holditch, Stephen. A.** 2001. *Unconventional reservories*. SPE Schlumberguer. Presentación.
- Holditch, Stephen. A.** 2001. *The increasing role of unconventional reservories in the future of the oil and gas bussines*. SPE Schlumberguer. Presentación.
- Holditch, Stephen. A.** *et al.* 2007. *Unconventional Gas*. Working Document of the National Petroleum Council (NPC) Global Oil and Gas Study. Topic paper # 29.

Holditch, Stephen. A. 2009. *Análisis de Rocas compactas*. TerraTek. Schlumberger. Copyright 09-DC-0109.

ICMA. 2012. *Difracción de Rayos X, Hurgando en la estructura de las moléculas*. Universidad de Zaragoza. <http://www.unizar.es/icma/>.

Indrajit Basu. et al. 2007. Enhanced reservoir characterization in a deep water turbidite system using borehole images and spectroscopy logs. SPWLA 48 th. Annual Logging Symposium. Austin, Tx.

Knackstedt, Mark. et al. 2012. Petrophysical characterization of unconventional reservoir core at multiple scales. SPWLA 53 Annual Symposium, June 16-20. Cartagena, Colombia.

Maghsood, A. et al, 2003. *Integrated Geostatistical Reservoir Characterization of Turbidite Sandstone Deposits in Chicontepec Basin, Gulf of Mexico*. SPE 84052. Annual Technical conference and Exhibition held. Denver Colorado.

Mousatov, A. et al. 2006. *Inversión petrofísica de registros de pozos, nueva herramienta para caracterizar formaciones carbonatadas*. Boletín de la AMGE. Vol. 46, Num 3 y 4. , pp 59 - 81.

Mutti, Emiliano. et al. 1992. *Turbidite sandstones*. Istituto di Geologia, Università di Parma.

PEMEX, 1998. Estudio Regional Chicontepec. PEP (Inédito).

PEMEX, 2008. *Play Eoceno inferior Chicontepec turbiditas*. Coordinación de análisis de cuencas (Inédito).

PEMEX, 2012. Información Técnico Económica. AIATG, Sector 6 y 7. PEP (Inédito).

Passey, Q. R. et al. 2006, *Petrophysical evaluation of hydrocarbon porethickness in thinly bedded clastic reservoirs*. AAPG. Archie Series, n. 1. Tulsa.

Rojas, Eugenia. 2005. Elastic rocks properties of tight gas sandstones for reservoir characterization at Rutilson field, Colorado. Tesis. Colorado School of Mines

Ruiz Violante, A. 2008. *Algunos Aspectos diagenéticos del Paleocanal de Chicontepec*, Ver. Congreso Anual de la SGM, Cd. De México.

Salazar, Kenia. 2008. *Yacimientos compactos Tight*. <http://simulacion-de-yacimientos.blogspot.com/2008/02/yacimientos-de-gas-con-baja.html>

Sánchez-Ramírez, J. A. et al. 2010. *Field examples of combined petrophysical inversión of gamma-ray, density, and resistivity logs acquired in thinly-bedded clastic rocks formations*. Rev. Petrophysics, Vol. 51, No. 4. Pp. 247-263.

Santillán-Piña. N. 2009. *Paleoambientes Sedimentarios en Facies Turbidíticas en la Cuenca Terciaria de Chicontepec, Centro Oriente de México*. Tesis de Maestría, UNAM.

Santillán P. N. y Aguayo-Camargo J.E. 2011. *Facies Sedimentarias Turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro Oriente de México*. Rev. Ingeniería, Investigación y Tecnología, Vol. XII, Núm. 3. UNAM. Pp. 337-352.

Seiler, Doug. et al. 1994. *Field test results of a six arm microresistivity borehole imaging tool.* SPWLA –W1994.

Scotia Grup. 2004. *Estudio Regional de plays Chicontepec del Terciario, cuenca de Chicontepec.* (Inédito PEMEX).

Shujie Liu, D.R. and **Dacy, J.M.** 2012. *Beyond volumetric: Petrophysical characterization using rock types to predict dynamic flow behavior in tight gas sands.* SPWLA 53 Annual Symposium, June 16-20. Cartagena, Colombia.

Sovich J.P. and **Newberry B.** 1993. *Quantitative applications of borehole imaging.* Transcriptions SPWLA 34 Annual Symposium. Calgary, Alberta, Canada. Paper FFF.

Torres Verdín, Carlos. 2006. Interpretation and quality control of well logs with emphasis on the correlation of elastic and petrophysical properties. Universidad of Austin, Tx. Curso de capacitación. Reynosa, México.

Vello A. Kuuskraa. 2004. *Natural Gas Resources, Unconventional.* Encyclopedia of Energy, Volume 4. Elsevier Inc.

Vello A. Kuuskraa. 2011. *Impact of abundant international shale gas resources.* Treasure of Shales: international Panel Developing Unconventional Gas. Presentation. Office location: Washinton, D.C. 4501 Fairfax Drive, suite 910. Arlinton, VA 22203.

Van der Wal, J. and **Stromberg, S.** 2012. *Correcting the water saturation calculation for dispersed clay in thinly-bedded sandstones: Revisiting the normalized QV equation of Juhasz.* SPWLA 53 Annual Symposium, June 16-20. Cartagena, Colombia.

Zhipeng Liu. et al. 2007. *Joint Inversion of Density and Resistivity Logs for the Improved Petrophysical Assessment of Thinly-Bedded Clastic Rock Formations.* SPWLA 48th Annual Logging Symposium held in Austin, Texas, United States, June 3-6.

INVENTARIO GENERAL DE NUCLEOS Y DATO DE REGISTROS SECTOR 6 Y 7							
#	CAMPO	POZO	NUCLEOS	BASICO	ESPECIAL	Observaciones	Candidatos
1	ESCOBAL	101	1			ok. Descripción de núcleo y foto. No Reg. Esp.	0
2	ESCOBAL	102	5	X		ok. Solo tiene; Petrografía, SEM, Difracción R-X y presión sobre carga. No Reg. Esp.	0
3	ESCOBAL	103	4			ok. Solo tiene Foto de núcleo. No Reg. Especiales.	0
4	ESCOBAL	103-D	7	X		ok. Solo tiene; Petrografía, SEM, Difracción R-X y presión sobre carga. No Reg. Esp.	0
5	ESCOBAL	107	4	X	X	ok. Pozo Clave.	1
6	ESCOBAL	211	4			ok. Solo tiene; Petrografía, SEM, Difracción R-X, presión sobre carga, una k y una Presión Capilar. No Reg. Esp.	0
7	ESCOBAL	247	4			ok. Solo tiene; Reg. Esp. MDA. En núcleos GR espectral, Petrografía, SEM, DRX, Inv. Hg. Y presión sobre carga. No Reg. Esp.	0
8	ESCOBAL	284	4	X		ok. Solo tiene; GR espectral, Fotos y presión sobre carga.	0
9	ESCOBAL	534		X	X	ok. Pozo Clave.	1
10	COYULA	1	4			Solo existe columna y descripción.	0
11	COYULA	2	4		X	ok. Bueno, pero no tengo datos de Registros. Tiene; GR espectral, Fotos, Reg. Sedim, petrografía, SEM, presión sobre carga, Inv. Hg. Y Propiedades eléctricas.	0
12	COYULA	236	4			ok. Pozo Clave. FALTA Data en Inventario detalle	1
13	COYULA	401	3			Solo existe descripción litológica.	0
14	COYULA	405	3	X		ok. Pozo Clave.	1
15	COYULA	1019	2	X		ok. Solo tiene; Descripción litológica, Foto, GR espectral, petrofísica básica y DRX.	0
16	COYULA	1024	3	X		ok. Solo tiene GR Espectral y Foto de núcleo.	0
17	COYULA	1196	8			ok. Solo tiene; Descripción litológica, Foto, GR espectral, petrofísica básica e Inv. Hg.	0
18	COYULA	1436	3	X	X	ok. Pozo Clave.	1
19	COYULA	1663				ok. Pozo Clave.	1
20	COYULA	1748	3			ok. Solo tiene; GR espectral, Fotos y presión sobre carga.	0
21	COAPECHACA	1				ok. No hay datos de este núcleo. (Javier Mendez).	0
22	COAPECHACA	18	1			ok. Solo tiene; Presión Capilar.	0
23	COAPECHACA	24	4	X		ok. Reg. Esp. Sonico. Tiene; Foto, Descripción. GR espectral, Reg. Sediment petrografía, SEM, Inv. Hg.	0
24	COAPECHACA	55	5	X	X	ok. Pozo Clave.	1
25	COAPECHACA	56	4	X		ok. No Reg. Esp. Tiene; Foto, Descripción. GR espectral, Reg. Sediment petrografía, SEM, Inv. Hg.	0
26	COAPECHACA	71	4	X	X	ok. Pozo Clave.	1
27	COAPECHACA	118	4	X	X	ok. Pozo Clave.	1
28	COAPECHACA	224	3	X	X	ok. Pozo Clave.	1
29	COAPECHACA	241	3	X	X	ok. Pozo Clave.	1
30	COAPECHACA	376	3	X		ok. Foto, Descripción. GR espectral, petrofísica Básica, e Inv. Hg. Reg. Esp. CMR de 504-1302.	0
31	COAPECHACA	458	4			ok. Foto, Descripción. GR espectral, petrofísica Básica, e Inv. Hg. Reg. Esp. msdq de 124 - 461.	0
32	COAPECHACA	485	3	X	X	ok. Pozo Clave.	1
33	COAPECHACA	497	4	X	X	ok. Pozo Clave.	1
34	COAPECHACA	502	3			ok. Solo tiene; micro k, fotos, columna y descripción litológica. No Reg. Especiales.	0
35	COAPECHACA	537			X	ok. Solo tiene; Difracción R-X, SEM, P. sobrecarga, Presión, k, aceites, Coef Compresibilidad y Velocidad onda compresional. No Reg. Especiales.	0
36	COAPECHACA	563				ok. Solo tiene; GR espectral, fotos, columna y descripción litológica. Reg. Esp. DSI (792-1850).	0
37	COAPECHACA	595				ok. Fotos, Espectral GR y descripción litológica. No Reg. Especiales.	0
38	COAPECHACA	805	4		X	ok. Difracción R-X, Pre Capilar, Coef Compresibilidad y Velocidad onda compresional. Reg. Esp. Sonico y CMR	0
39	COAPECHACA	851	4		X	ok. Muchas Fotos, GR espectral, Descripción, Pre. Capilar, Inv. Hg. Reg. Esp. OBMI (512-1876) y CMR	0
40	AGUA FRIA	1	1			ok. No datos núcleo. No Reg. Esp.	0
41	AGUA FRIA	24	4	X	X	ok. Pozo Clave.	1
42	AGUA FRIA	76	4	X	X	ok. Muchas Fotos, GR espectral, Descripción, Pre. Capilar, Inv. Hg. NO Reg. Esp.	0
43	AGUA FRIA	84	3	X	X	ok. Muy incompleto. Reg. DSI, OMNI, CMR,	0
44	AGUA FRIA	138	1			Falta Data y Actualizar Inventario Detalle. Reg. Esp. DSI.	0
45	AGUA FRIA	283	2			ok. tiene; micro k, GR espectral. No Reg. Especiales.	0
46	AGUA FRIA	301	4		X	ok. Solo tiene; GR espectral, fotos, petrografía, SEM, columna y descripción litológica, Pres. sobrecarga, Inv. Hg. Y Velocidad onda compresional. Reg. Esp. DSI (516-1891).	0
47	AGUA FRIA	333	4			ok. Tiene; GR espectral, Fotos, y Pres. sobrecarga (1490-1703 dif. intervalos). Reg. Esp. OBMI Y CMR (710-1335) NOTA: DATOS NUCLEOS Y REGISROS EN DIFERENTES PROFUNDIDADES.	0
48	AGUA FRIA	487	3			ok. Pozo Clave.	1

INVENTARIO GENERAL DE NUCLEOS Y DATO DE REGISTROS SECTOR 6 Y 7							
#	CAMPO	POZO	NUCLEOS	BASICO	ESPECIAL	Observaciones	Candidatos
49	AGUA FRIA	505				FALTA Data y actualizar Inventario detalle. No Reg	0
50	AGUA FRIA	509	1	X		ok. Tiene; GR espectral, fotos, petrografia, SEM, DRX, columna y descripcion litologica, Pres, sobrecarga, lny. Hg. Y Velocidad onda compresional. Reg. Esp. DSI (509-1691).	0
51	AGUA FRIA	523	4			ok. Pozo Clave.	1
52	AGUA FRIA	547				Falta Data y Actualizar inventario Detalle. No Reg. Especiales.	0
53	AGUA FRIA	562				Falta Data y Actualizar inventario Detalle. No Reg. Especiales.	0
54	AGUA FRIA	569	3		X	ok. Tiene; DRX, Petrografia, SEM, Presion amb, sobre carga, Presion Capilar, e Intercambio Cationico, kr, Coef compresibilidad, Vel onda compresional y Mojabilidad. Reg. Esp. CMR (860-1800)	0
55	AGUA FRIA	634	4	X		ok. Tiene; GR espectral, P sobrecarga y Fotos. Reg. Esp. Mft y mda.	0
56	AGUA FRIA	647	4	X	X	ok. Pozo Clave.	1
57	AGUA FRIA	676	4	X	X	ok. Tiene; GR Espectral, Foto, DRX, Petrografia, SEM, Pre sobrecarga, lny. Hg. Pba Tria Emvol Mohr. Reg. Esp. NMR (491-2150) y mda.	0
58	AGUA FRIA	688	4	X	X	ok. Tiene; GR Espectral, Foto, DRX, Petrografia, SEM, Pre sobrecarga, lny. Hg. Vel onda compresional. NO Reg. Esp.	0
59	AGUA FRIA	705	3	X	X	ok. Pozo Clave.	1
60	AGUA FRIA	706			X	ok. Tiene; P cond amb, Pc, Pdades elec y CoCw. NO Reg. Esp.	0
61	AGUA FRIA	708				Falta Data y Actualizar inventario Detalle. No Reg. Especiales.	0
62	AGUA FRIA	716				Falta Data y Actualizar inventario Detalle. No Reg. Especiales.	0
63	AGUA FRIA	718				Falta Data y Actualizar inventario Detalle. No Reg. Especiales.	0
64	AGUA FRIA	719				ok. Tiene; GR Espectral, Foto. Reg. Esp. DSI y CMR 500-2111).	0
65	AGUA FRIA	724				Falta Data y Actualizar inventario Detalle. No Reg. Especiales.	0
66	AGUA FRIA	731				Falta Data y Actualizar inventario Detalle. No Reg. Especiales.	0
67	AGUA FRIA	747				Falta Data y Actualizar inventario Detalle. No Reg. Especiales.	0
68	AGUA FRIA	767	1		X	ok. Tiene; P cond amb, Pc, Pdades elec y CoCw y kr. NO Reg. Esp.	0
69	AGUA FRIA	769				Falta Data y Actualizar inventario Detalle. No Reg. Especiales.	0
70	AGUA FRIA	801	1	X	X	ok. Tiene; DRX, Petrografia, SEM, Pre sobrecarga, lny. Hg. Pre cond amb, Pc, Pdades elec, CoCw, Pba desplazamiento, kr, Vel onda compresional y Sensibilidad dif fluidos. NO Reg. Esp.	0
71	AGUA FRIA	802	2	X	X	ok. Tiene; DRX, Petrografia, SEM, Pre sobrecarga, lny. Hg. Pre cond amb, Pc, Pdades elec, CoCw, Pba desplazamiento, kr, Vel onda compresional y Sensibilidad dif fluidos. NO Reg. Esp.	1
72	AGUA FRIA	819				Falta Data y Actualizar inventario Detalle. No Reg. Especiales.	0
73	AGUA FRIA	836		X	X	ok. Tiene; DRX, Petrografia, SEM, Pre cond amb, Pc, Pdades elec, CoCw, Vel onda compresional y Sensibilidad dif fluidos. NO Reg. Esp.	0
74	AGUA FRIA	841	2			ok. Tiene; Foto, P cond amb y Desc litologica. NO Reg. Esp.	0
75	AGUA FRIA	843				Falta Data y Actualizar inventario Detalle. No Reg. Especiales.	0
76	AGUA FRIA	867	6		X	ok. Tiene; Pre cond amb, Pc, Pdades elec, CoCw, Mojabilidad , Coef compresibilidad y Analisis Sensibilidad Dif Fluidos. Reg. Esp. DSI (1440-2010).	0
77	AGUA FRIA	892	5	X		ok. Tiene; Foto, P cond amb, Desc litologica y 2 analisis petrograficos. Reg. Esp. DSI y OBDT (794-1814).	0
78	AGUA FRIA	893				Falta Data y Actualizar inventario Detalle. No Reg. Especiales.	0
79	CORRALILLO	1	5			ok. Tiene; Foto, GR Espectral, Desc litologica. NO Reg. Esp.	0
80	CORRALILLO	2	4			ok. Tiene; Foto, GR Espectral, Desc litologica. NO Reg. Esp.	0
81	CORRALILLO	101	7	X		ok. Tiene; Foto, GR Espectral, Desc litologica, Petrografia, DRX, SEM. NO Reg. Esp.	0

INVENTARIO GENERAL DE NUCLEOS Y DATO DE REGISTROS SECTOR 6 Y 7							
#	CAMPO	POZO	NUCLEOS	BASICO	ESPECIAL	Observaciones	Candidatos
82	CORRALILLO	111	2			Falta Data y Actualizar Inventario Detalle. No Reg. Especiales.	0
83	CORRALILLO	112	2			Falta Data y Actualizar Inventario Detalle. Reg. Esp. Sonico.	0
84	CORRALILLO	337	2			Falta Data y Actualizar Inventario Detalle. No Reg. Especiales.	0
85	CORRALILLO	378	3			Falta Data y Actualizar Inventario Detalle. No Reg. Especiales.	0
86	CORRALILLO	607	1	X	X	ok. Pozo Clave.	1
87	CORRALILLO	624	3	X	X	ok. Pozo Clave.	1
88	CORRALILLO	874	2			Falta Data y Actualizar Inventario Detalle. No Reg. Especiales.	0
89	TAJIN	33	1			ok. Tiene; Foto, GR Espectral, Desc litologica. P cond amb, Sensibilidad dif fluidos. Falta actualizar Inventario Detalle. NO Reg. Esp.	0
90	TAJIN	43	3			ok. Tiene; Foto, GR Espectral, Desc litologica. P cond amb, Sensibilidad dif fluidos. Falta actualizar Inventario Detalle. NO Reg. Esp.	0
91	TAJIN	64	5		X	ok. Tiene Foto, GR Espectral, Desc litologica, Pre cond amb, Pc, Mojabilidad, Coef compresibilidad, kr, Veloc onda comp. Reg. Esp. CMR (650-1960).	0
92	TAJIN	101	8			ok. Tiene; Foto, GR Espectral, Desc litologica. NO Reg. Esp.	0
93	TAJIN	336	6		X	ok. Tiene; Foto, GR Espectral, Desc litologica. P cond amb, Pdes elec y CoCw. NO Reg. Esp.	0
94	TAJIN	341	29		X	ok. Tiene; Foto, GR Espectral, Desc litologica. P cond amb, Pdes elec, CoCw y kr. NO Reg. Esp.	0
95	TAJIN	347	3		X	ok. Tiene; Foto, Desc litologica. P cond amb, Pdes elec, CoCw y kr. NO Reg. Esp.	0
96	TAJIN	351	9			ok. Tiene; Foto, GR Espectral, Desc litologica y P cond amb. NO Reg. Esp.	0
97	TAJIN	366	3		X	ok. Tiene; Foto, GR Espectral, Desc litologica. P cond amb, Pdes elec, CoCw y kr. NO Reg. Esp.	0
98	TAJIN	386	1			ok. Tiene; Foto y GR Espectral. NO Reg. Esp.	0
99	TAJIN	411	1			ok. Foto, GR Espectral y Desc. NO Reg. Esp.	0
100	TAJIN	434	3	X	X	ok. Pozo Clave.	1
101	TAJIN	631	6		X	ok. Tiene; Foto, GR Espectral, Desc litologica. P cond amb, Pc, Pdes elec, CoCw y kr. NO Reg. Esp.	0
102	TAJIN	636	9		X	ok. Tiene; Foto, GR Espectral, Desc litologica. P cond amb, Pc, Pdes elec y CoCw. NO Reg. Esp.	0
103	TAJIN	637	8		X	ok. Tiene; Foto, GR Espectral, Desc litologica. P cond amb, Pc, Pdes elec y CoCw. NO Reg. Esp.	0
104	TAJIN	662	4	X	X	ok. Tiene Foto, GR Espectral, Desc litologica, Pre cond amb, Pc, Pdes elec, Ing Hg, Mojabilidad, kr g-a, kr sal, Coef compresibili, Veloc onda comp y Pba Triaxial. NO Reg. Esp.	0
105	TAJIN	676	1			ok. Foto, GR Espectral y Desc. NO Reg. Esp.	0
106	TAJIN	691	8			ok. Foto, GR Espectral y Desc. NO Reg. Esp.	0
107	TAJIN	728	4	X	X	ok. Pozo Clave.	1
108	TAJIN	742	2			Falta Data y Actualizar Inventario Detalle. No Reg. Especiales.	0
109	TAJIN	758	1			ok. Foto, Desc. Es Carbonato. NO Reg. Esp.	0
110	TAJIN	826	1			Falta Data y Actualizar Inventario Detalle. Reg. Especiales MDA (724-2301).	0
111	TAJIN	2001	2			ok. Foto, GR Espectral y Desc. NO Reg. Esp.	0
112	TAJIN	5010	3			Falta Data y Actualizar Inventario Detalle. Reg. Espe DSI 3039 a 4463	0
			0				0
112 Pozos	6 Campos		345				23

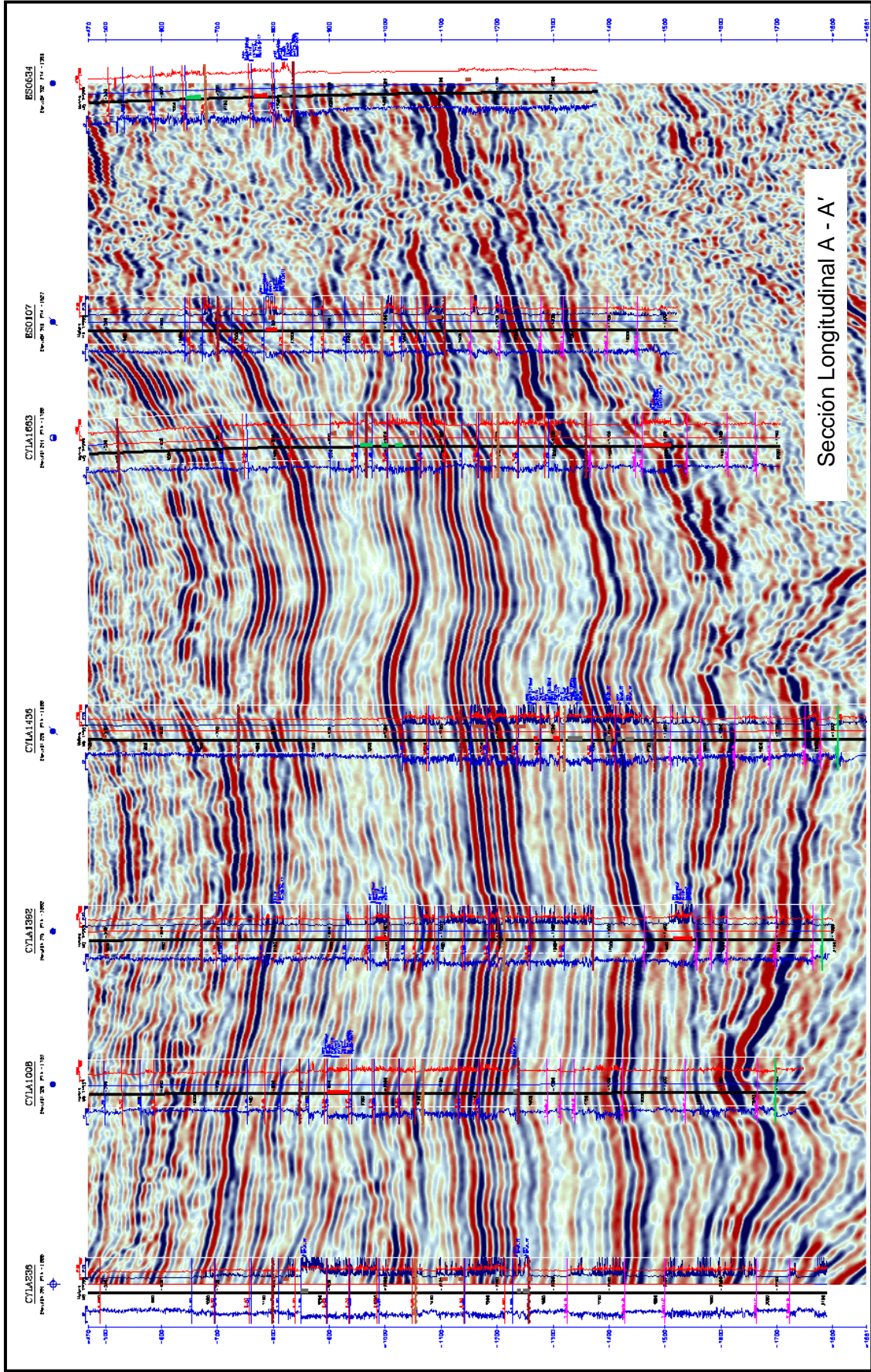
INVENTARIO DE POZOS CANDIDATOS

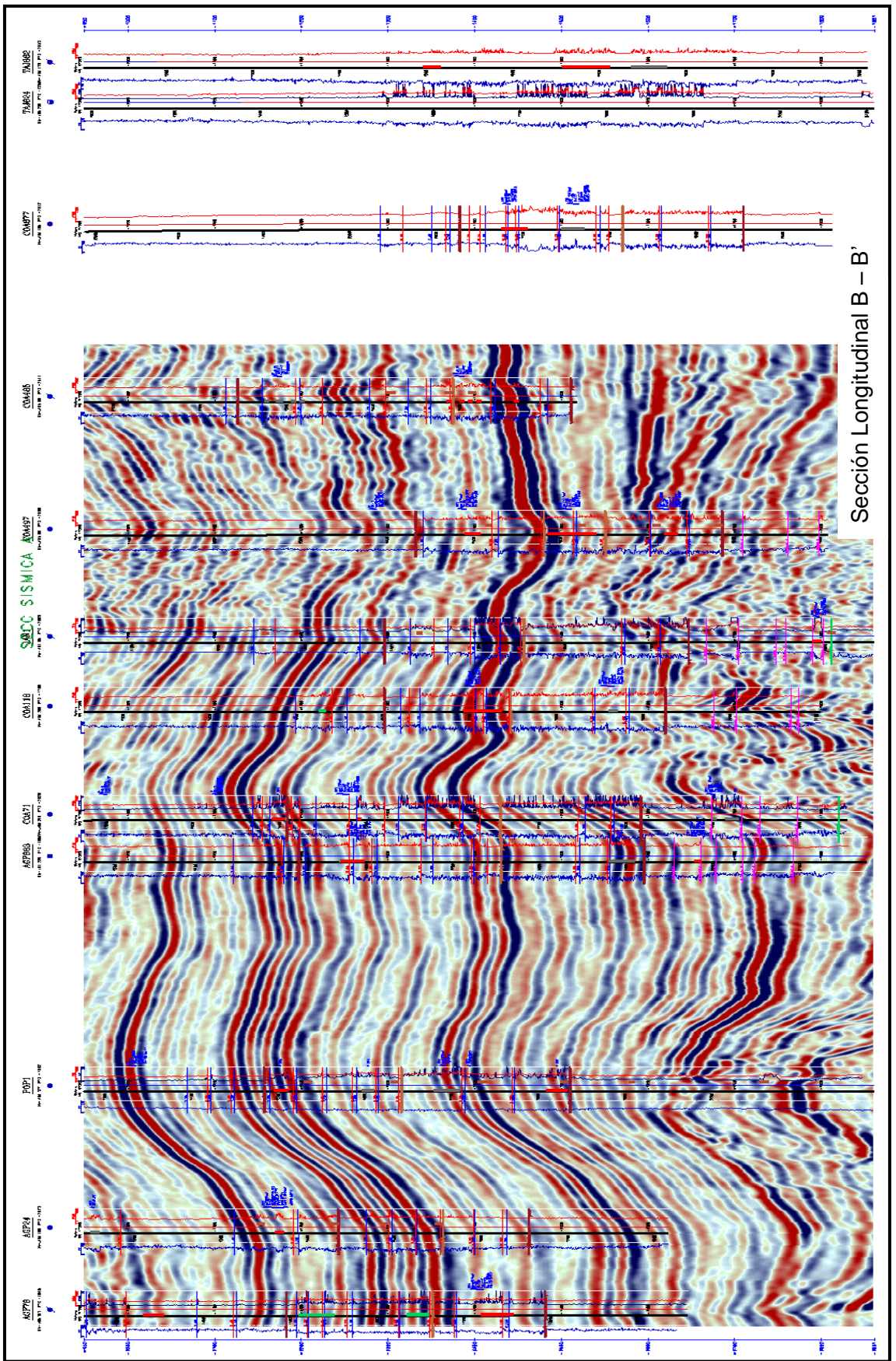
Datos de Registros								Datos de Nucleo								
#	Pozo	Registro Convencional	Imagen (Micro-resistividad)	Intervalo	Mineralogico	Sonico Especial	RMN	Nucleo Convencional	Intervalo	GR Espectral	Foto Nucleo	Petrografia	SEM	Difraccion R-X	Propiedades Electricas	Observaciones
1	COY-236	X	OBMI	509-2127		X	X	X	1135-1144 1418-1427 1443-1458 1570-1579	X	X	X	X	X		Tambien tiene Iny. Hg. Esta Muy Aislado.
2	COY-405	X	OBMI	1300-2211	X	X	X	X	1363-1372	X	X					Tambien tiene Iny. Hg. Petrobasica. Nucleos 2 y 3 son Carbonato 100%. Aislado Totalmente, es de avanzada.
3	COY-1436	X		148-2081		X		X	351-356 675-684 1388-1406 1469-1478 1507-1516 1650-1659	X	X	X	X	X		Tambien tiene Iny. Hg. Cerca de Popote-1
4	COY-1663	X		528-2005	X	X	X	X	1201-1211 1231-1240 13411350 1602-1611 1726-1735 1761-1770							Falta de datos
5	ESC-107	X	OBMI	401-1890		X	X	X	1158-1168 1447-1456 1457-1467 1569-1579	X	X	X	X	X		Tambien tiene Iny. Hg. Cerca de Escobal-101.
6	ESC-534	X	OBMI	40-890 807-1808				X	596-605 674-683 1030-1039 1546-1557	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene Iny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, e Intercambio Cationico. Cerca de Escobal-103 103D
7	ESC-552	X		717-1823	X	X										No Nucleos. A 1 espaciamento de Pozo Clave ESC-534, que tiene 4 nucleos y OBMI.
8	COA-118	X	OBMI	508-2106		X	X	X	1570-1579 1650-1659 1704-1713 1818-1827	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene Iny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, Intercambio Cationico, 1 Velocidad de onda Compresional
9	COA-224	X	OBMI	501-1916		X		X	1656-1665 1718-1727 1874-1883	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene Iny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, Intercambio Cationico, 1 Velocidad de onda Compresional
10	COA-241	X		497-1771 1400-1771		X	X	X	1571-1580 1700-1709 1745-1754 3975-3978	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene Iny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, Reg Sedimentario, Intercambio Cationico, 1 Velocidad de onda Compresional, LUV, Coef de Compresibilidad y 1 Prueba triaxial.
11	COA-485	X	OBMI	500-1635		X	X	X	1416-1425 1483-1492 1510-1519	X	X	X	X	X		Tambien tiene Iny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar y 1 Velocidad de onda Compresional
12	COA-497	X	OBMI	550-1912		X		X	1510-1519 1620-1629 1706-1715 1778-1787	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene Iny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, Reg Sedimentario e Intercambio Cationico.
13	COA-55	X		506-2004		X	X	X	1470-1479 1567-1576 1635-1644 1725-1734	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene Iny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, Intercambio Cationico, 1 Velocidad de onda Compresional
14	COA-71	X	OBMI	490-2057		X	X	X	1492-1501 1577-1586 1683-1692	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene Iny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, Intercambio Cationico, 1 Velocidad de onda Compresional

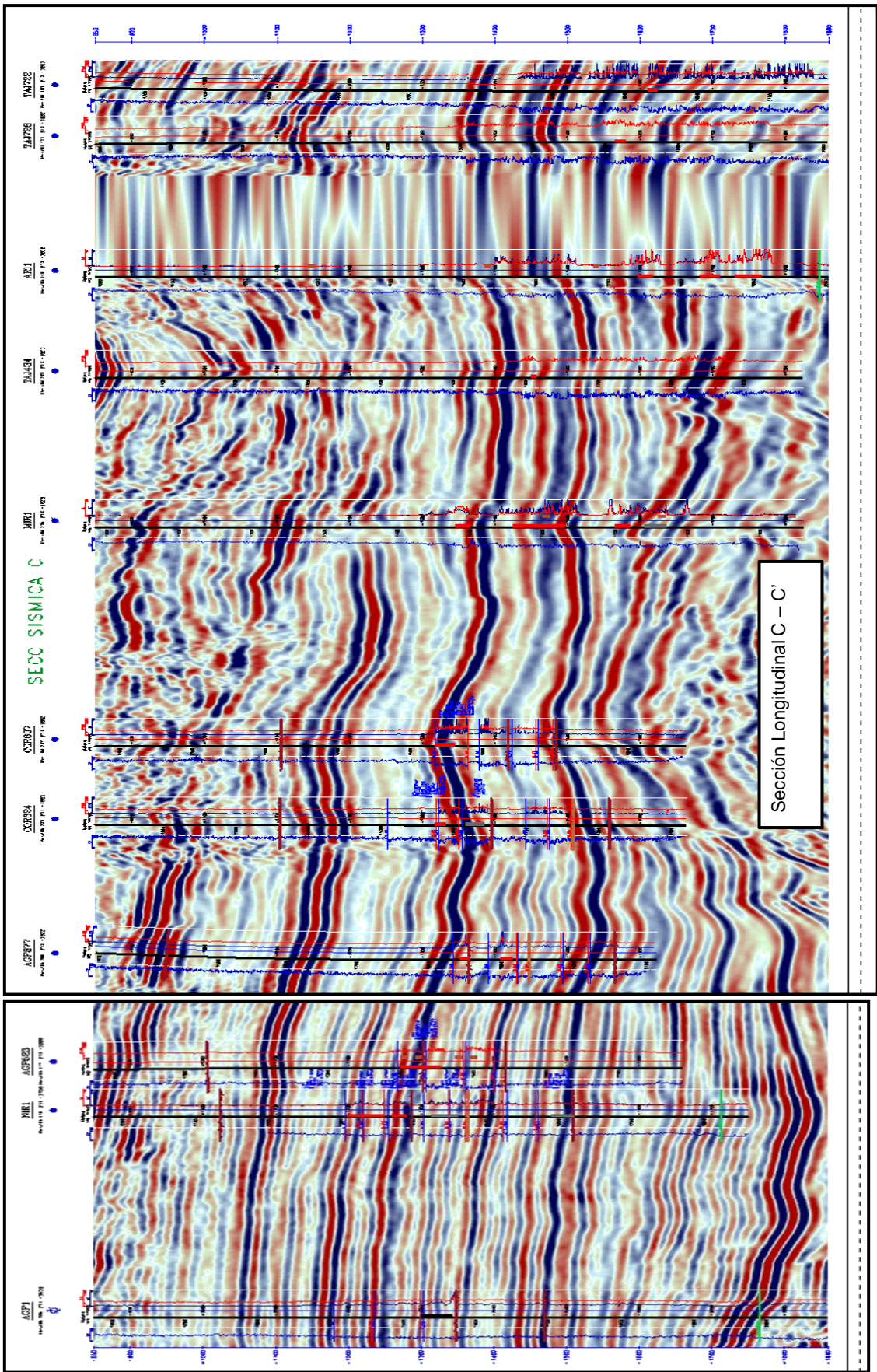
INVENTARIO DE POZOS CANDIDATOS

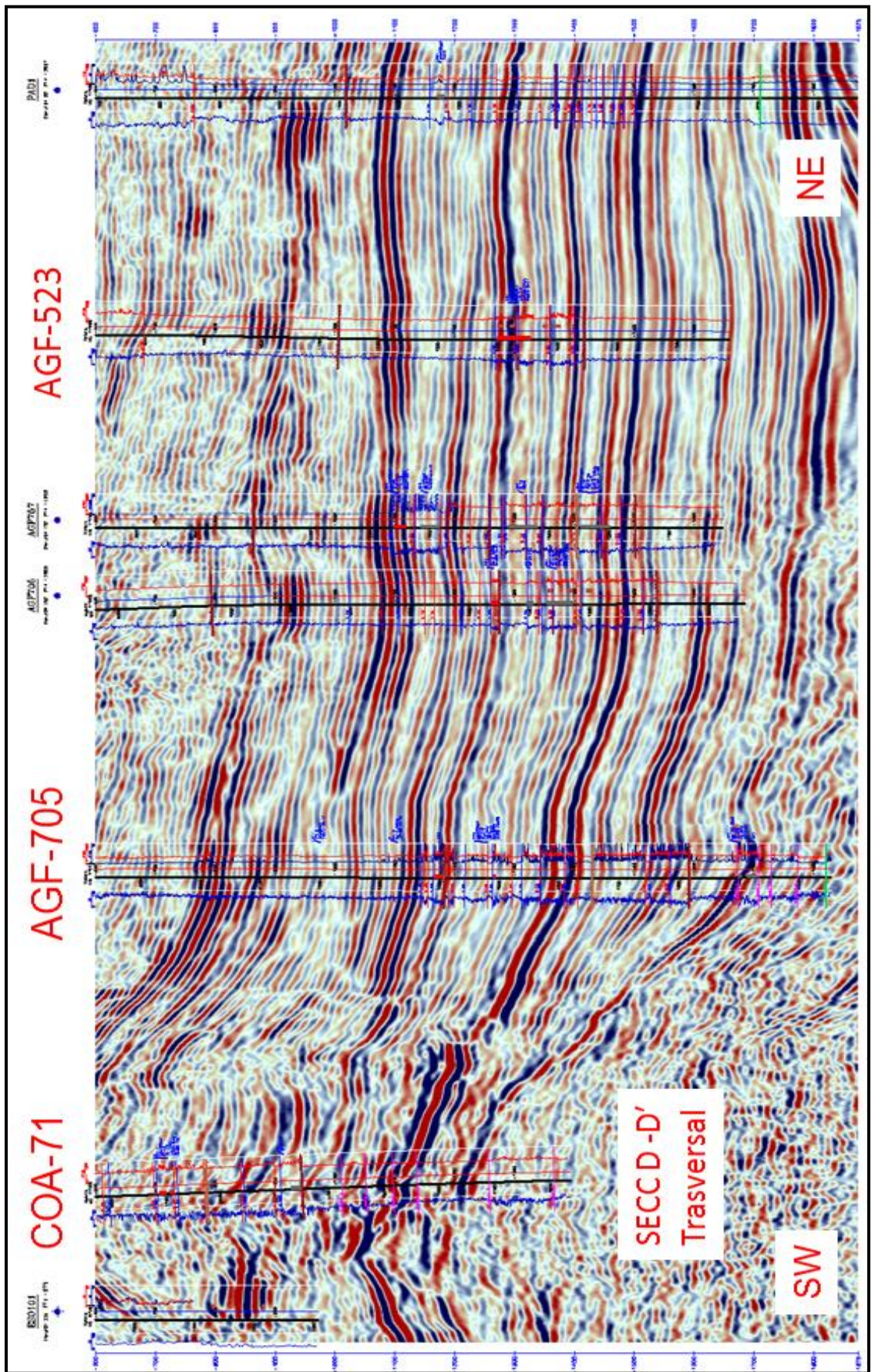
Datos de Registros								Datos de Nucleo								
#	Pozo	Registro Convencional	Imagen (Micro-resistividad)	Intervalo	Mineralogico	Sonico Especial	RMN	Nucleo Convencional	Intervalo	GR Espectral	Foto Nucleo	Petrografia	SEM	Difraccion R-X	Propiedades Electricas	Observaciones
15	COA-805	X				X	X	X			X			X		Tambien Presion Capilar, Coef Compresibilidad y Velocidad onda compresional. Reg. Esp. Sonico y CMR
16	COA-877	X		501-2060	X	X	X									No Nucleos.
17	AF-24	X	OBMI	505-1820		X	X	X	1341-1350 1426-1435 1485-1494 1547-1556	X	X	X	X	X		Tambien tiene Iny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, e Intercambio Cationico, kr y Mojabilidad.
18	AF-487	X	OBMI	497-1952	X	X	X	X	1550-1559 1638-1647 1708-1717		X					A Dos espaciamentos de Yate-I.
19	AF-523	X	OBMI	507-1791		X	X	X	1400-1409 1420-1429 1475-1484 1495-1504	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene Iny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, e Intercambio Cationico, kr y Mojabilidad.
20	AF-647	X	OBMI	512-1823		X	X	X	1399-1405 1450-1459 1560-1569 1665-1674	X	X					Tambien tiene Presion sobre carga.
21	AF-669	X		1620-2202	X	X	X									No Nucleos. A 2 o 3 espaciamentos de Pozo Clave AGF-647, que tiene 4 nucleos y OBMI.
22	AF-705	X	OBMI	498-1864	X	X	X	X		X	X	X	X	X		Tiene Estudio Petrografico y Sedimentario.
23	AF-749	X		1500-1723	X											No Nucleos. Aislado, No hay propuesta para recuperar nucleo y tomar reg de imágenes.
24	AF-757	X	OBMI	1336-1794	X	X	X									No Nucleos. Aislado, No hay propuesta para recuperar nucleo y tomar reg de imágenes.
25	CORR-607	X	OBMI	510-1882		X	X	X	1615-1633	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene Iny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, CoCw, y Vel onda comp.
26	CORR-624	X	OBMI	512-1922		X	X	X	1580-1589 1690-1699 1750-1759	X	X	X				Tambien tiene Iny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar.
27	TAJ-434	X	OBMI	500-2001		X	X	X	1688-1695 1813-1820 1864-1873	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene Iny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, CoCw, y Vel onda comp.
28	TAJ-662	X	OBMI	489-2008		X	X									No Nucleos. Aislado, No hay propuesta para recuperar nucleo y tomar reg de imágenes.
29	TAJ-722	X		1600-2254	X		X									No Nucleos. PROPUESTA para recuperar nucleo y tomar reg de imágenes TAJN-701 y 721.
30	TAJ-728	X	OBMI	520-2036		X	X	X	1582-1590 1752-1761 1818-1827 1908-1917	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene Iny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, CoCw, Mojabilidad, Coef comp y Vel onda comp.
30			20		10	27	23									

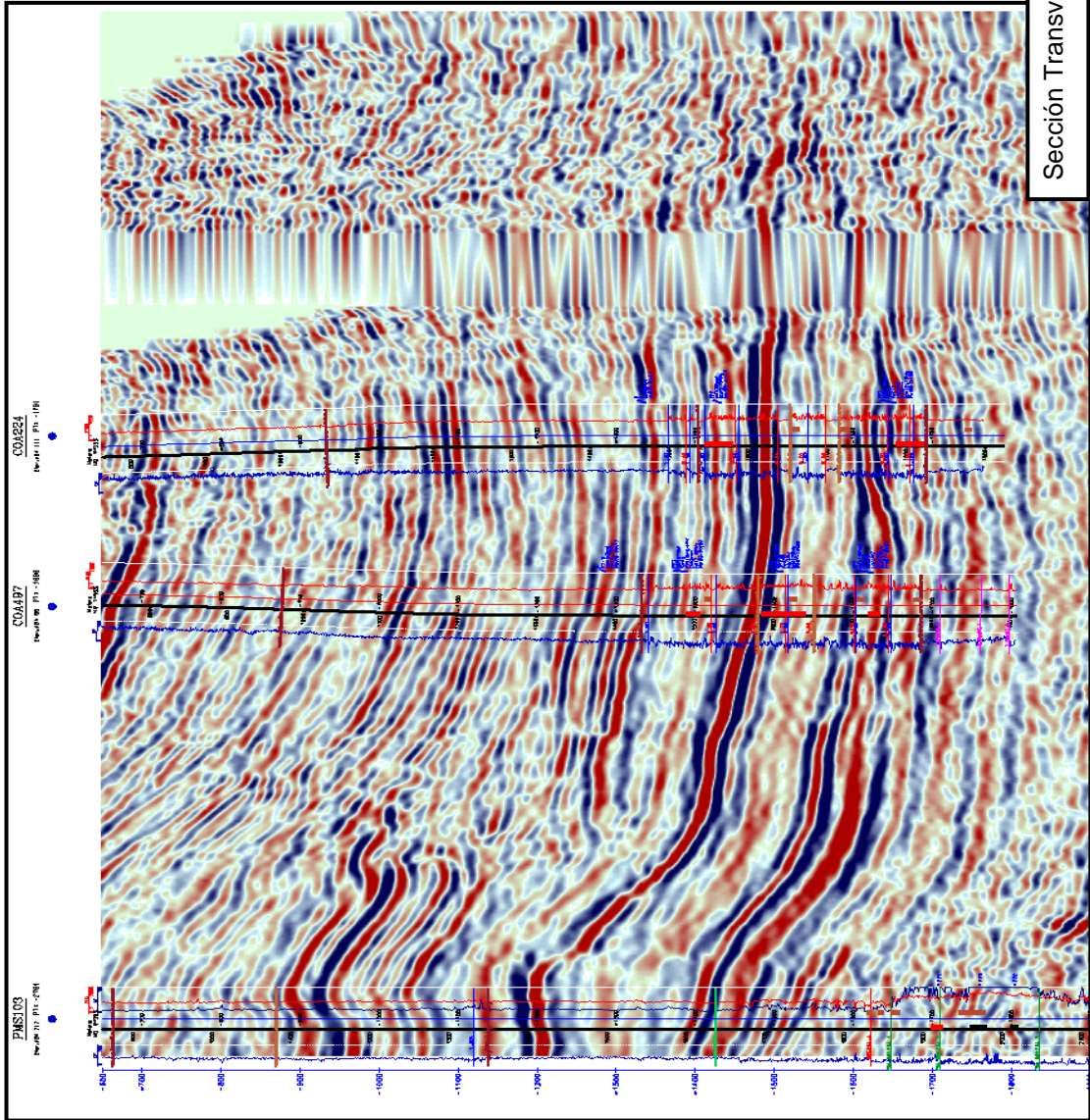
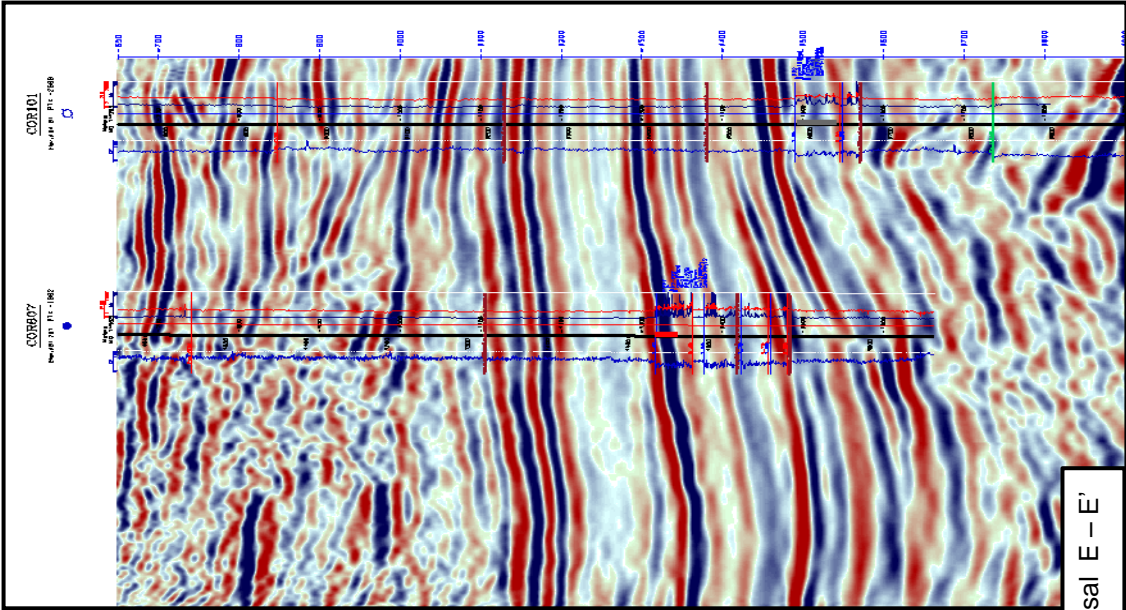
Pozos Clave (Nucleo-Registros)																
#	Pozo	Registro Convencional	Imagen (Micro-resistividad)	Intervalo	Mineralogico	Sonico Especial	RMN	Nucleo Convencional	Intervalo	GR Espectralar	Foto Nucleo	Petrografia	SEM	Difraccion R-X	Propiedades Electricas	Observaciones
1	AF-24	X	OBMI	505-1820		X	X	X	1341-1350 1426-1435 1485-1494 1547-1556	X	X	X	X	X		Tambien tiene lny. Hg. Presion sobre carga. 2 Velocidad de onda Compresional
2	AF-76	X	OBMI	991-1358		X	X	X	1467-1476 1520-1529 1585-1594 1682-1691	X	X	En Lab.		X	En Lab.	Faltan Datos
3	AF-523	X	OBMI	507-1791		X	X	X	1400-1409 1420-1429 1475-1484 1495-1504	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene lny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, e Intercambio Cationico, kr y Mojabilidad.
4	AF-705	X	OBMI	498-1864	X	X	X	X	1530-1539 1563-1572 1595-1604	X	X	X	X ???	X		Ausencia de XRD. Tiene Estudio Petrografico y Sedimentario.
5	COA-118	X	OBMI	508-2106		X	X	X	1570-1579 1650-1659 1704-1713 1818-1827	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene lny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, Intercambio Cationico, 1 Velocidad de onda Compresional
6	COA-224	X	OBMI	501-1916		X	X	X	1656-1665 1718-1727 1874-1883	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene lny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, Intercambio Cationico, 1 Velocidad de onda Compresional
7	COA-485	X	OBMI	500-1635		X	X	X	1416-1425 1483-1492 1510-1519	X	X	X	X	X		Tambien tiene lny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar y 1 Velocidad de onda Compresional
8	COA-497	X	OBMI	550-1912		X		X	1510-1519 1620-1629 1706-1715 1778-1787	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene lny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, Reg Sedimentario e Intercambio Cationico.
9	COA-71	X	OBMI	490-2057		X	X	X	1492-1501 1577-1586 1683-1692	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene lny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, Intercambio Cationico, 1 Velocidad de onda Compresional
10	CORR-607	X	OBMI	510-1882		X	X	X	1615-1633	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene lny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, CoCw, y Vel onda comp.
11	COY-236	X	OBMI	509-2127		X	X	X	1135-1144 1418-1427 1449-1458 1570-1579	X	X	X	X	X		Tambien tiene lny. Hg. Esta Muy Aislado.
12	COY-405	X	OBMI	1300-2211	X	X	X	X	1363-1372	X	X	En Lab.		En Lab.	En Lab.	Ausencia de XRD. Tambien tiene lny. Hg. Petrobasica. Nucleos 2 y 3 son Carbonato 100%. MUY Aislado, es de avanzada.
13	COY-1663	X	OBMI	528-2005	X	X	X	X	1201-1211 1231-1240 13411350 1602-1611 1726-1735	X	X	En Lab.		En Lab.	En Lab.	Datos en Laboratorio, ya se solicitaron. Ausencia de XRD.
14	ESC-107	X	OBMI	401-1890		X	X	X	1158-1168 1447-1456 1457-1467 1563-1573	X	X	X	X	X		Tambien tiene lny. Hg. Cerca de Escobal-101.
15	ESC-534	X	OBMI	40-890 607-1808				X	596-605 674-683 1030-1039 1546-1557	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene lny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, e Intercambio Cationico. Cerca de Escobal-103 y 103D
16	TAJ-434	X	OBMI	500-2001		X		X	1688-1695 1813-1820 1864-1873	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene lny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, CoCw, y Vel onda comp.
17	TAJ-728	X	OBMI	520-2036		X	X	X	1582-1590 1752-1761 1818-1827 1908-1917	X	X	X	X	X	X	Tambien tiene lny. Hg. Presion sobre carga, Presion Capilar, CoCw,., Mojabilidad, Coef comp y Vel onda comp.
17																



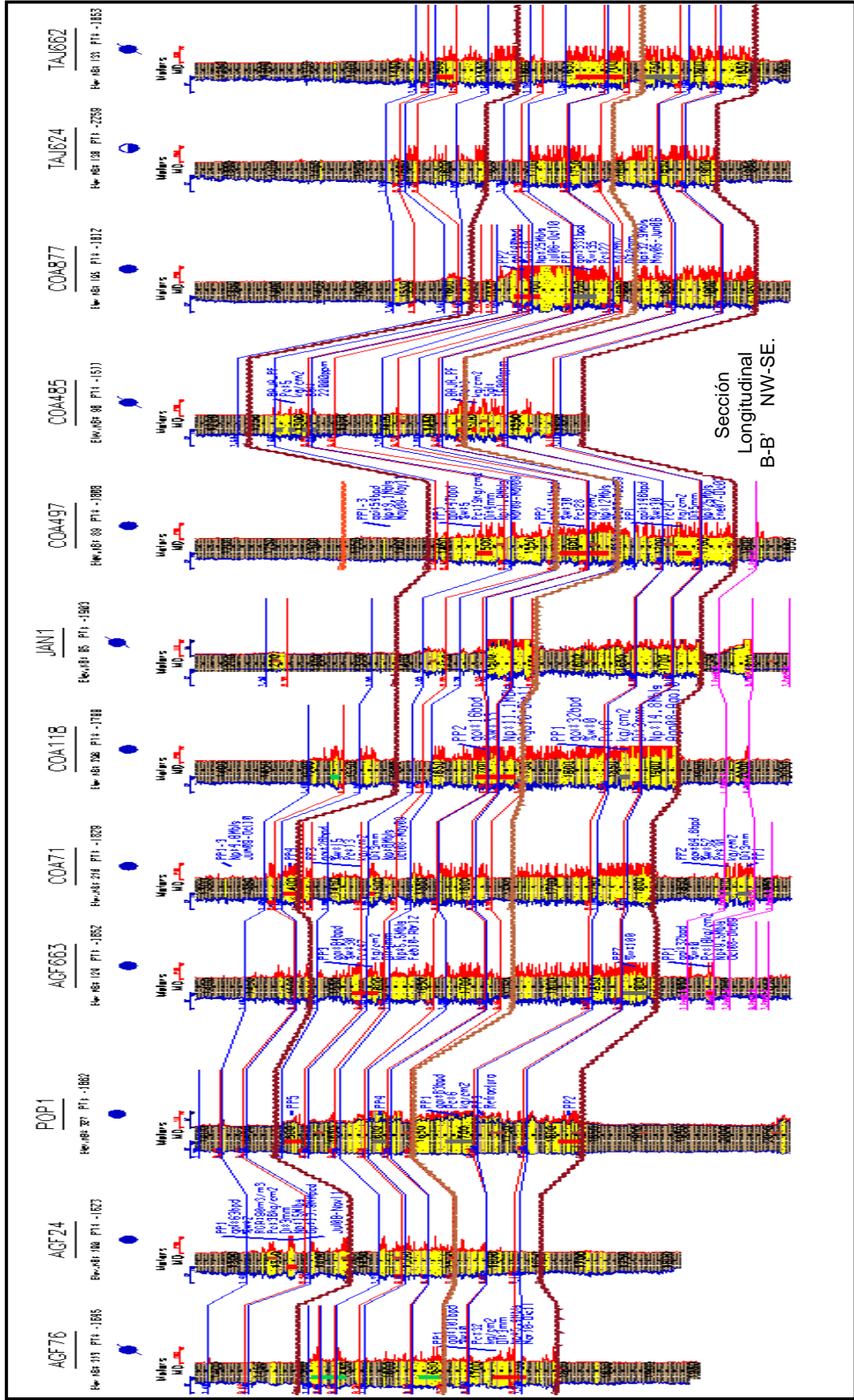






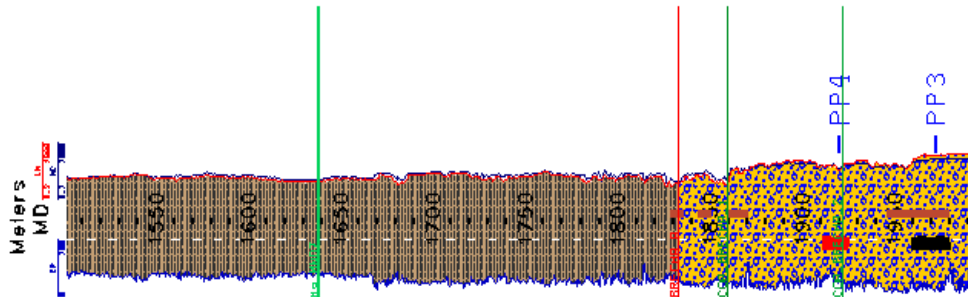


Sección Transversal E - E'



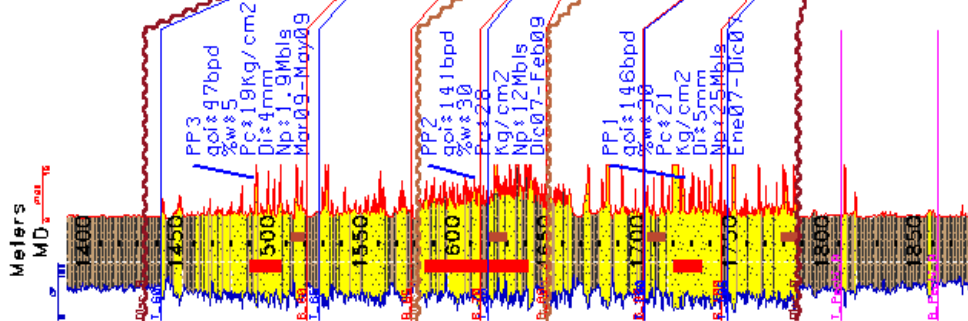
PMS103

Elev. KB: 212 PT: -2704



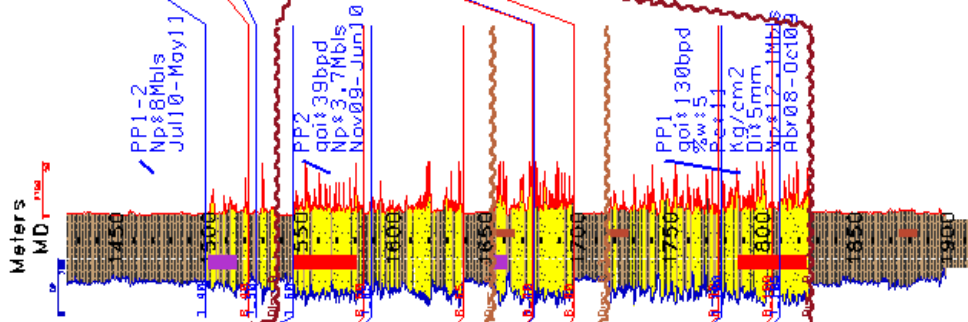
COA497

Elev. KB: 89 PT: -1808



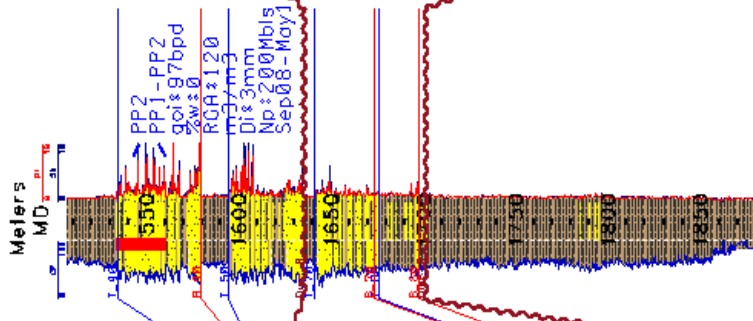
COA224

Elev. KB: 111 PT: -1791



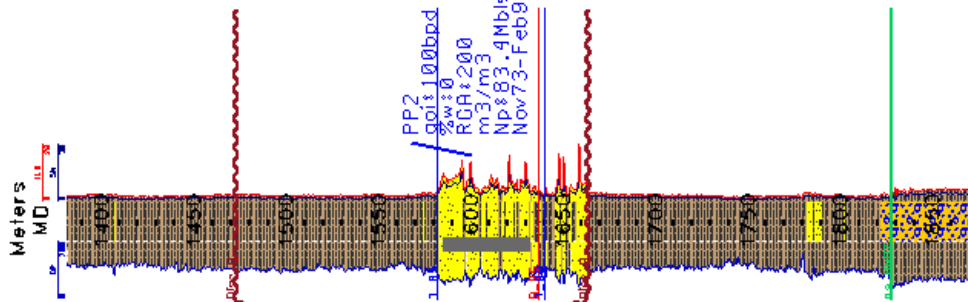
COR607

Elev. KB: 207 PT: -1662

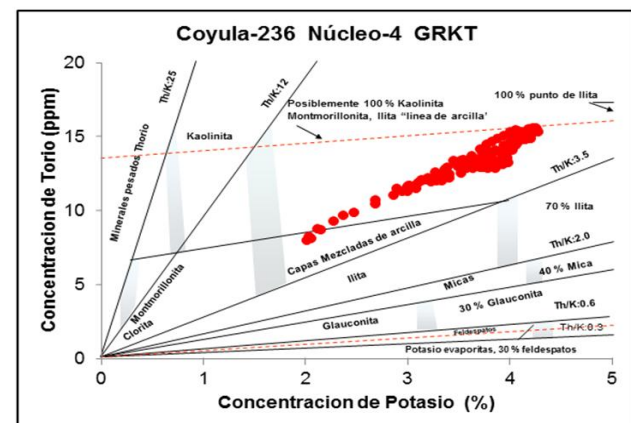
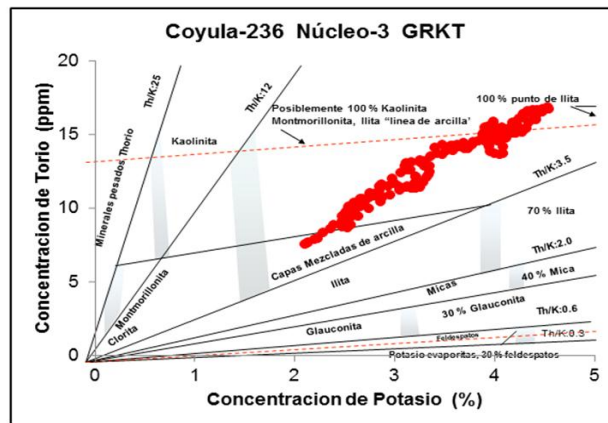
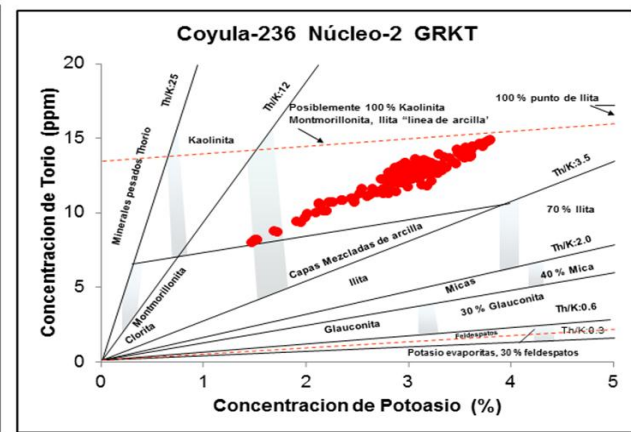
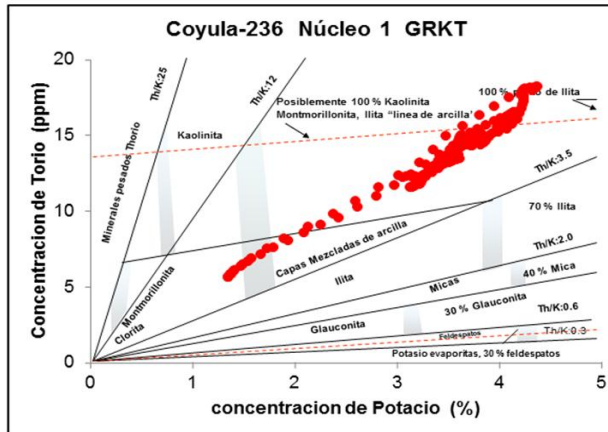
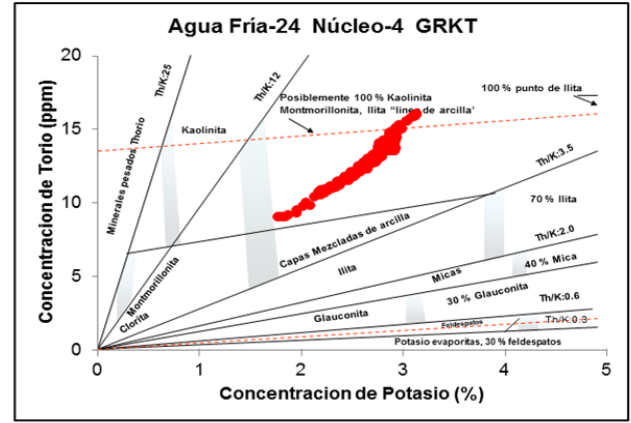
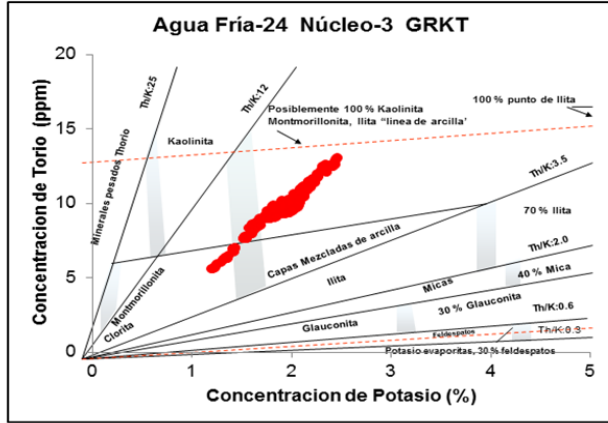
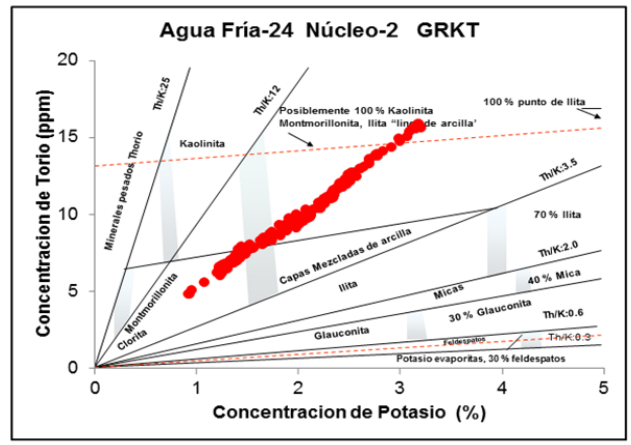
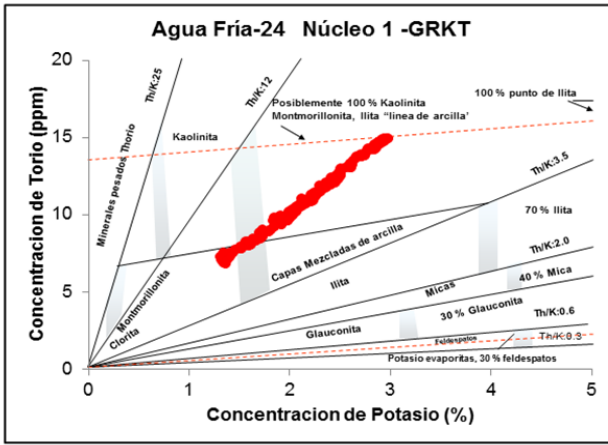


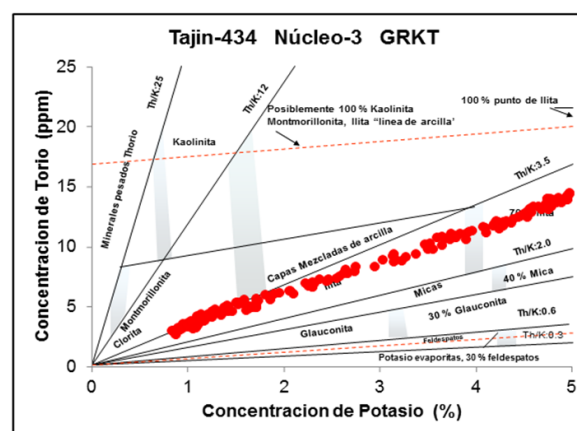
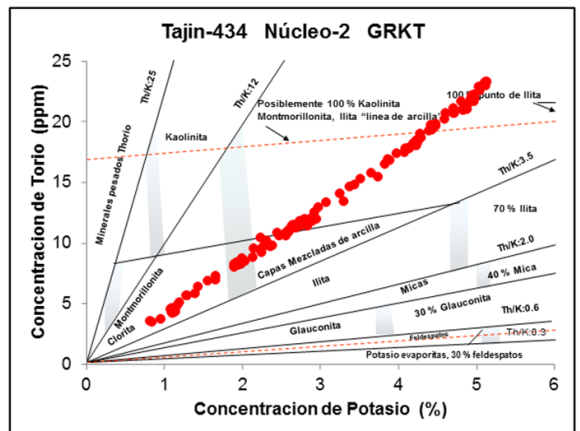
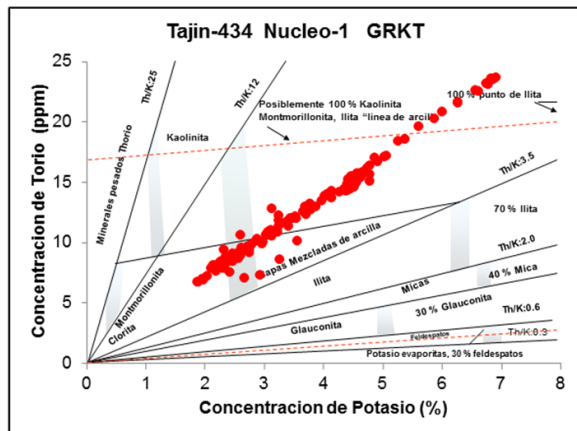
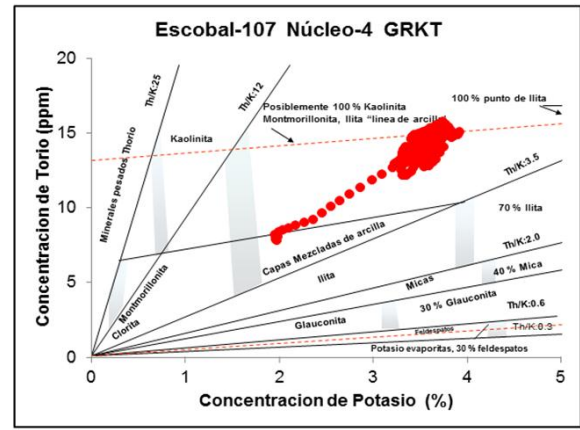
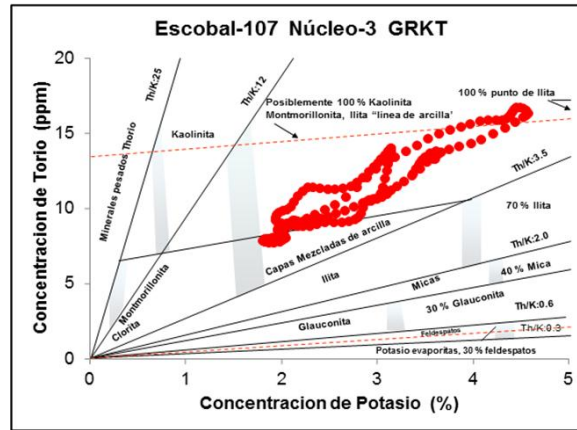
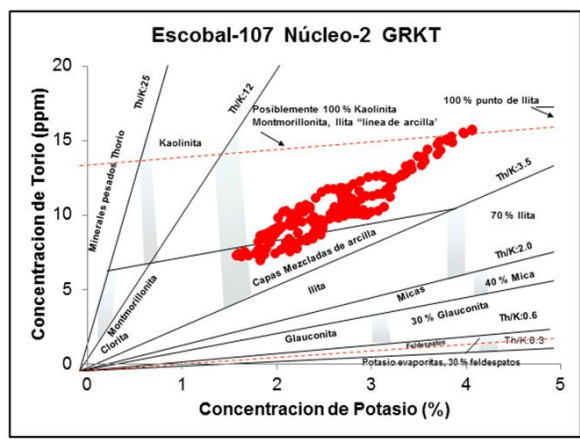
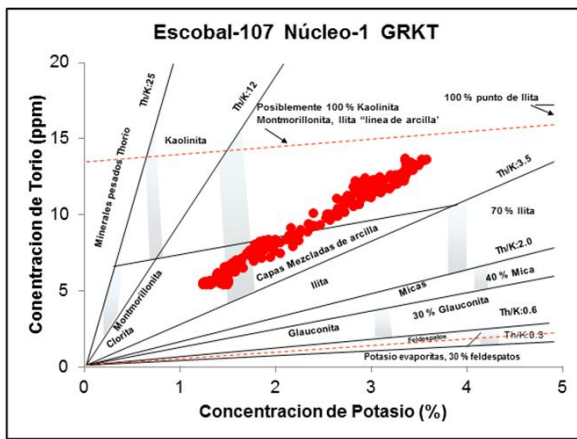
COR101

Elev. KB: 91 PT: -2508

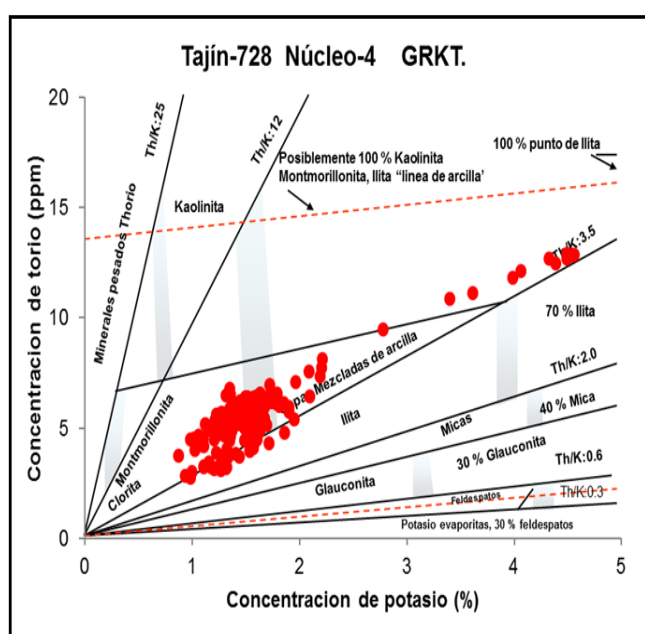
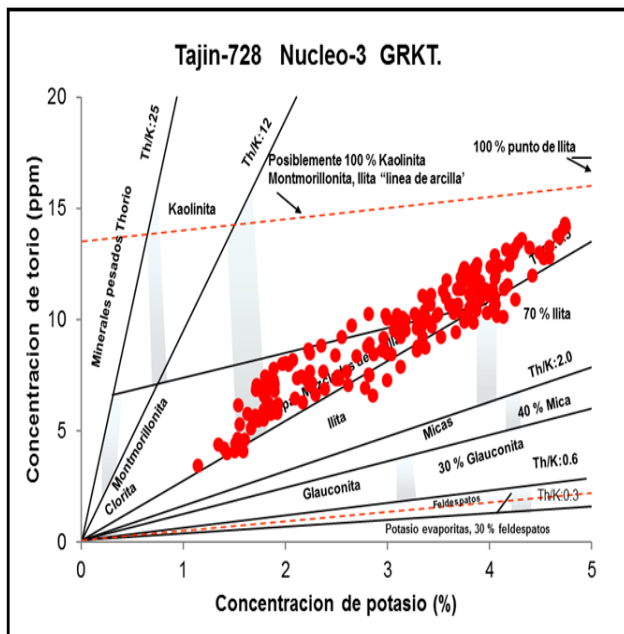
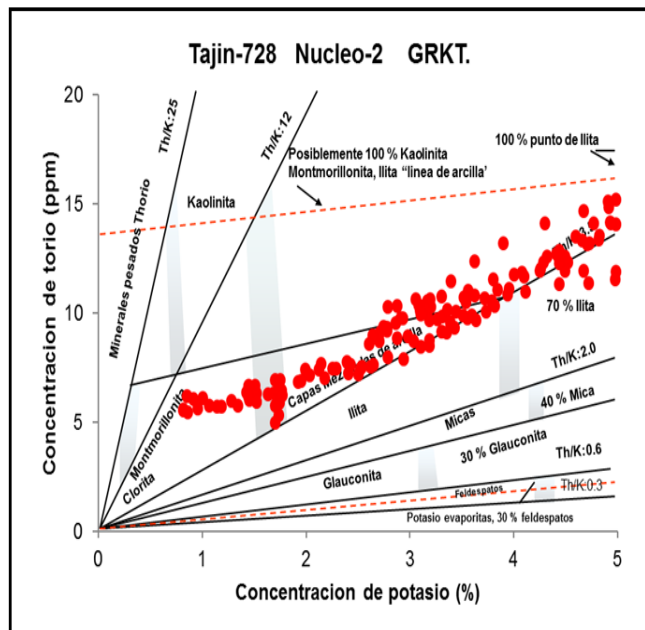
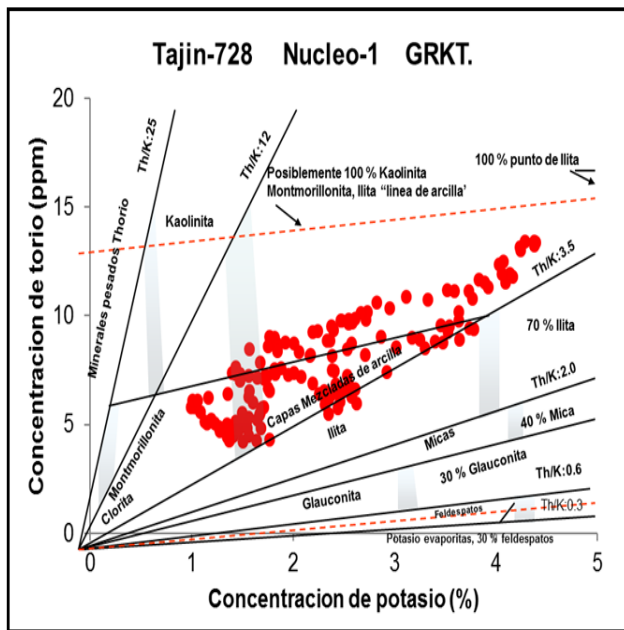


Sección Transversal E-E'. SW-NE



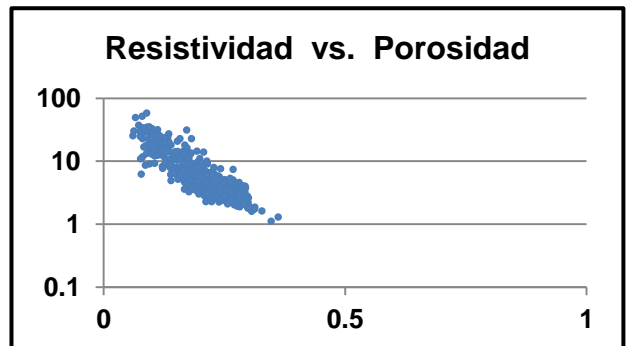
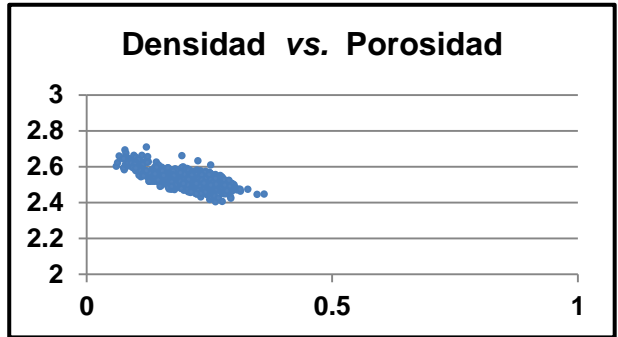
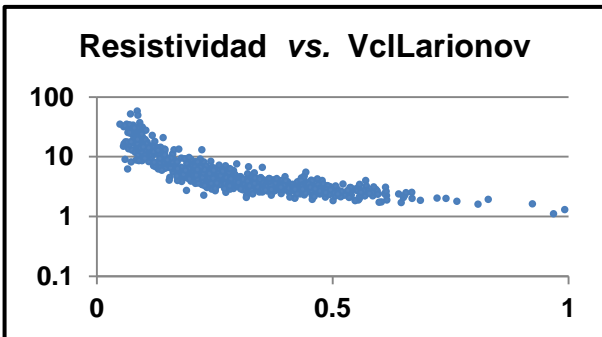
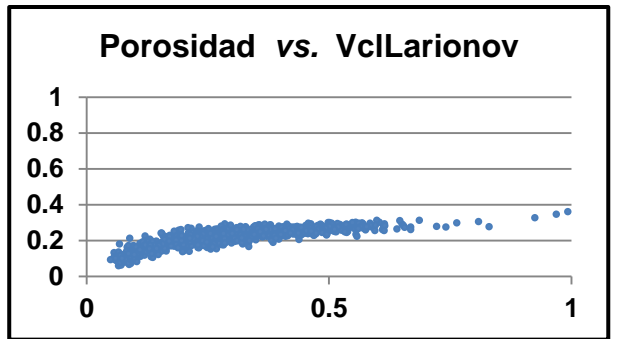
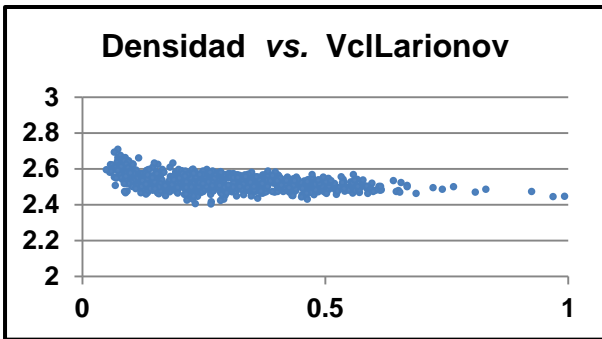
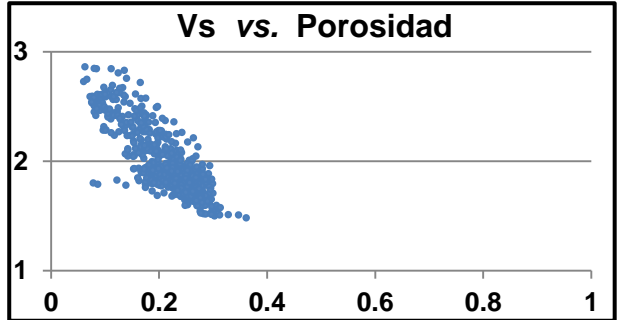
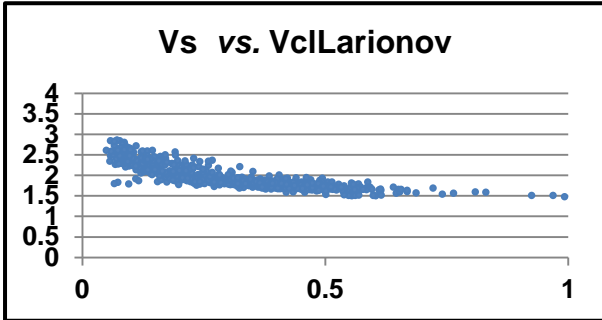
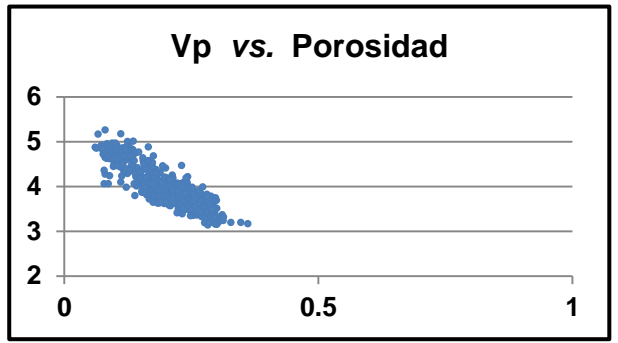
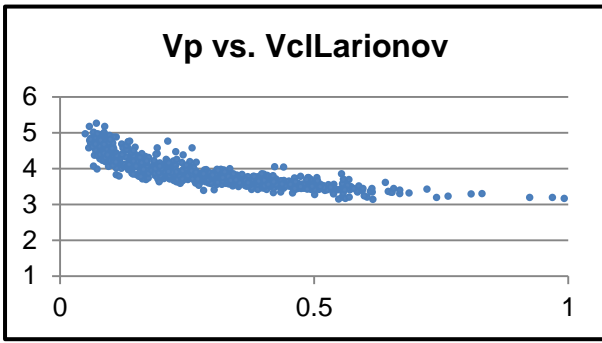


La pagina Anterior, esta y la siguiente muestran graficas cruzadas con datos de núcleo de espectroscopia de rayos gamma, de pozos clave: Agua Fría -24, Coyula 236, Escobal-107, Tajín-434 y Tajín -728.

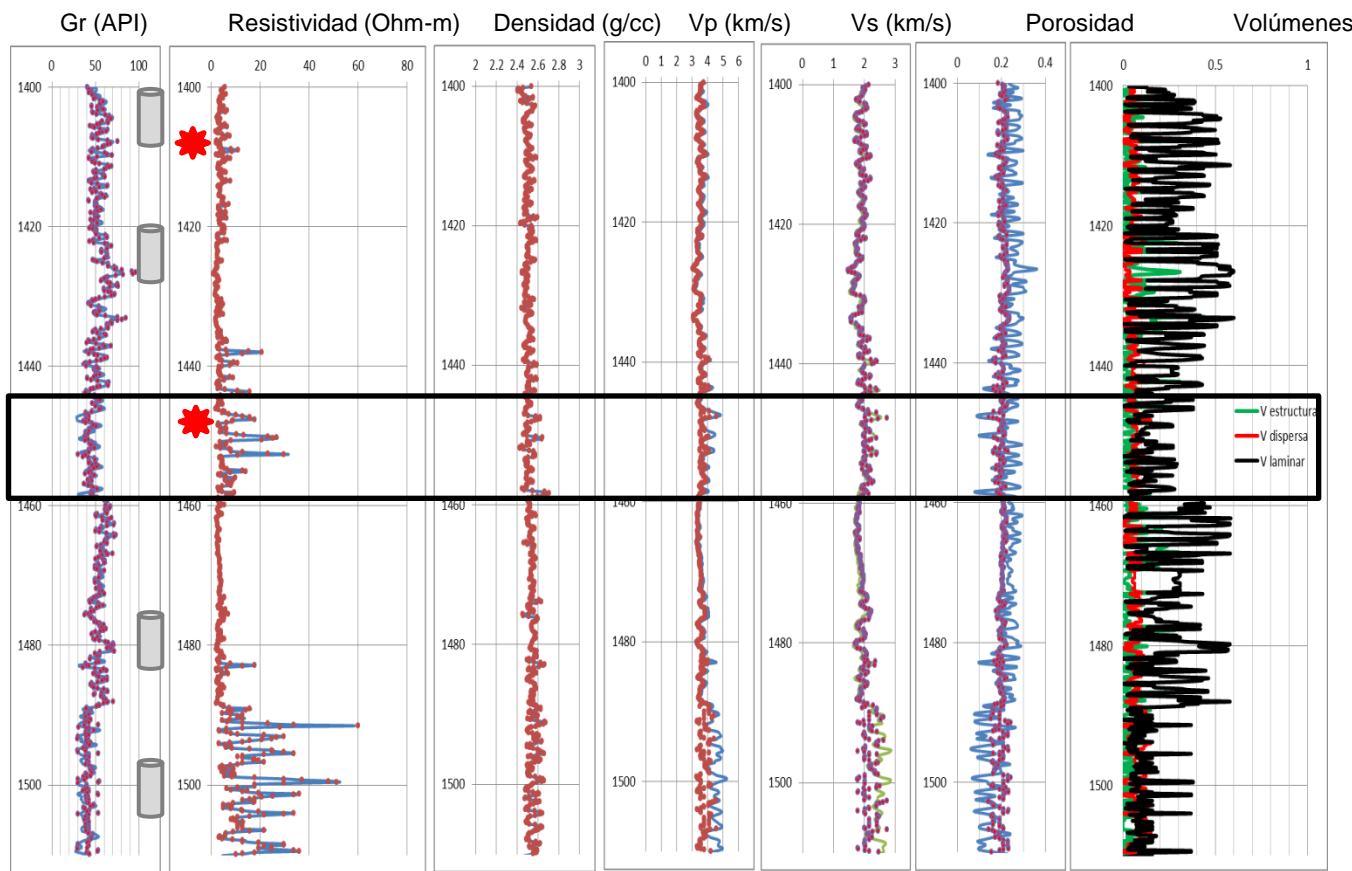


PROPIEDADES ELECTRICAS (m y n)

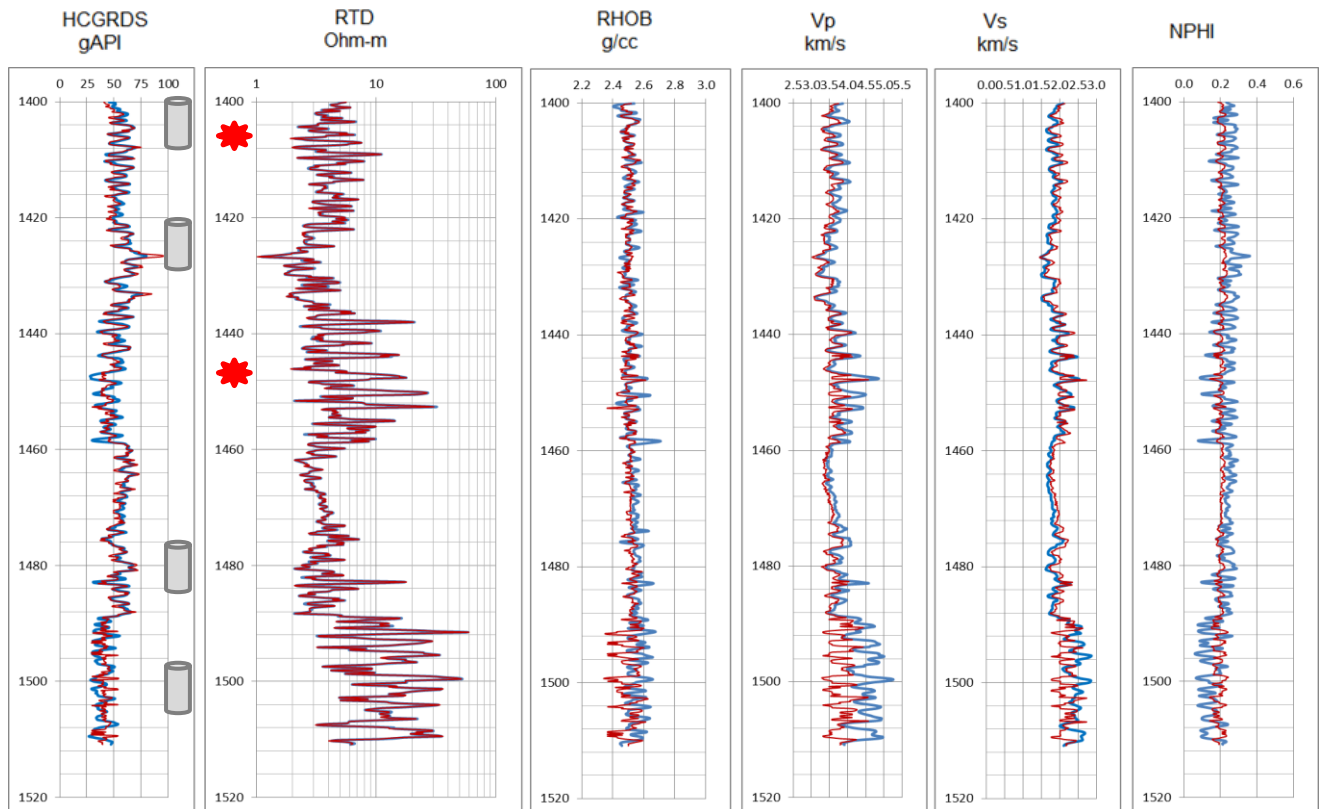
Pozo	Número de muestra	Profundidad (metros)	Exponente de Cementación		Saturación de Salmuera	Resistividad, Rt	Índice de Resistividad		Exponente de Saturación	
			sin CIC ("m")	con CIC ("m**")	(%VP)	(ohm-m)	sin CIC ("I")	con CIC ("I**")	sin CIC ("n")	con CIC ("n**")
AF-523	N1H13	1404.32	0.139	2.66	2.68	6.62	36.95	59.55	1.83	2.07
AF-523	N4H5B	1496.55	1.81	1.98						
AF-523	N4H9	1497.5	1.89	2.03						
AF-523	N4H21	1499.96	1.9	2.08						
AF-523	N4H27	1501.24	1.88	2.09						
AF-523	N4H38	1503.5	1.87	2.1						
COA-224	N1H1	1656.06	1.82	1.84	100	6.8574	1	1	1.73	1.79
COA-224	N1H5	1657.26	1.86	1.88	100	40.855	1	1	1.65	1.73
COA-224	N1H6	1657.53	1.86	1.92	100	18.595	1	1	1.44	1.61
COA-497	N1H14	1515.5	1.71	1.84	100	23.3	1	1	1.49	1.85
COA-497	N2H4	1620.56	1.37	1.63	100	46.712	1	1	1.58	2.23
COA-497	N2H13	1623.15	1.27	1.69	100	36.588	1	1	1.17	2.01
COA-497	N2H19	1624.96	1.46	1.54	100	109.41	1	1	1.41	1.72
COA-497	N4H16	1783.05	1.64	1.72	100	122.2	1	1	1.87	2.17
COA-497	N4H17	1783.22	1.32	1.37	100	123.3	1	1	1.97	2.21
CORR-607	N1H6	1616.62	1.98	1.99	100	6.1314	1	1	1.4	1.49
CORR-607	N1H15	1620.64	1.94	2.08	100	14.272	1	1	1.45	1.76
CORR-607	N1H30	1625.62	1.82	1.83	100	5.7503	1	1	1.62	1.68
CORR-607	N1H40	1629.76	1.82	1.84	100	7.1113	1	1	1.55	1.62
CORR-607	N1H47	1631.88	1.75	1.76	100	3.074	1	1	1.53	1.58
ESC-534	N2H3	674.56	2	2.08	100	30.41	1	1	1.67	1.91
ESC-534	N2H12	676.38	1.99	2.04	100	23.77	1	1	1.27	1.46
ESC-534	N2H21	678.2	1.97	2.05	100	32.46	1	1	1.27	1.54
ESC-534	N2H33	680.87	1.98	2.02	100	11.25	1	1	1.35	1.52
ESC-534	N2H35	681.11	1.93	1.95	100	7.46	1	1	1.299	1.39
TAJ-728	N1H8	1584.63	1.85	1.90	100	8.599	1	1	1.64	1.82
TAJ-728	N1H18	1588	1.88	1.92	100	12.41	1	1	1.84	1.97
TAJ-728	N1H20	1588.63	1.87	1.93	100	16.43	1	1	1.47	1.68
TAJ-728	N2H7	1754.03	1.79	1.83	100	8.104	1	1	1.61	1.77
TAJ-728	N2H8	1754.19	1.8	1.83	100	16.16	1	1	1.69	1.81
TAJ-728	N3H11	1826.94	1.95	2.04	100	33.19	1	1	1.52	1.8



Graficas de registros geofísicos de pozo vs. VclLarionov y con Vp y Vs, del pozo Agua Fría - 523.



Inversión conjunta de registros geofísicos en el pozo **Agua Fría-523**.

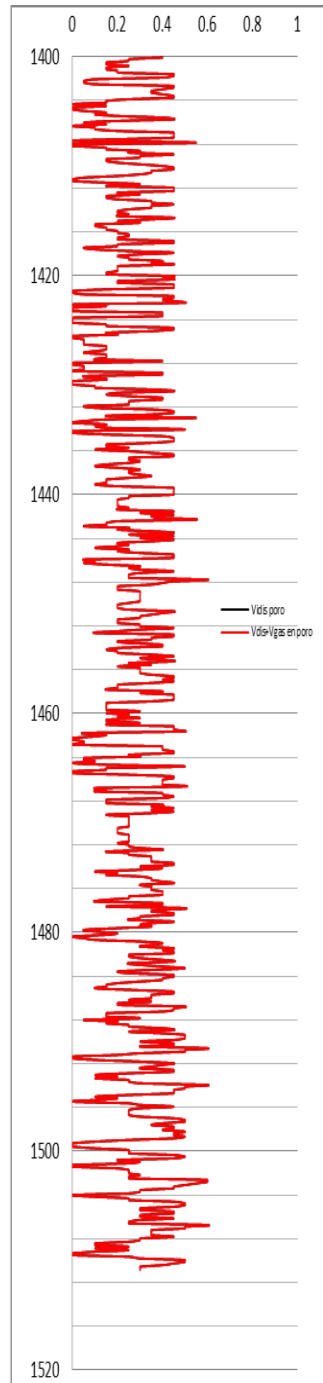
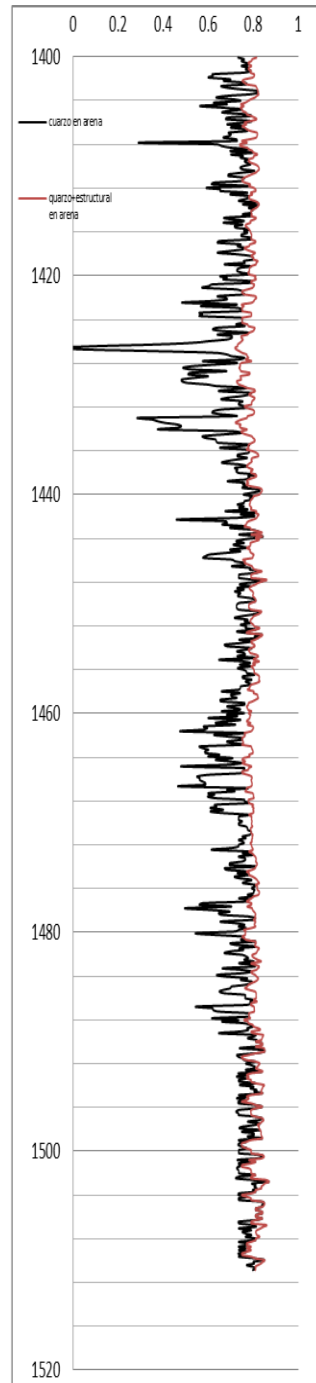
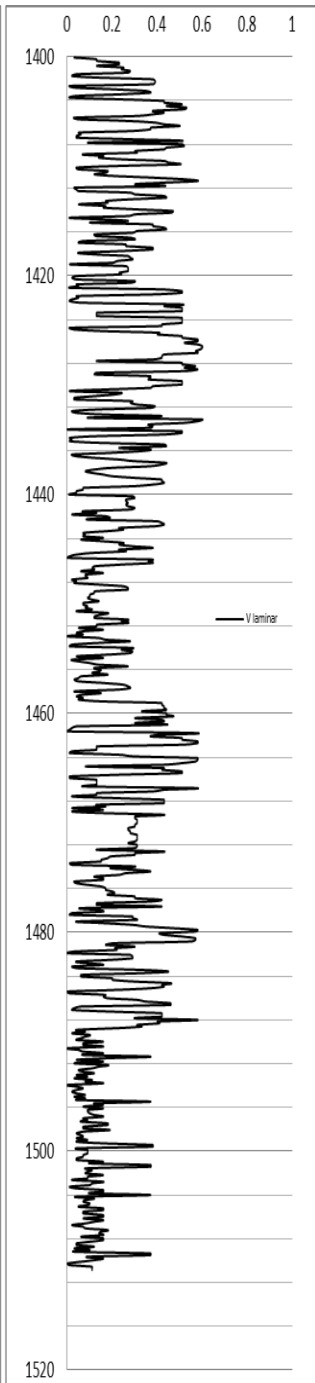
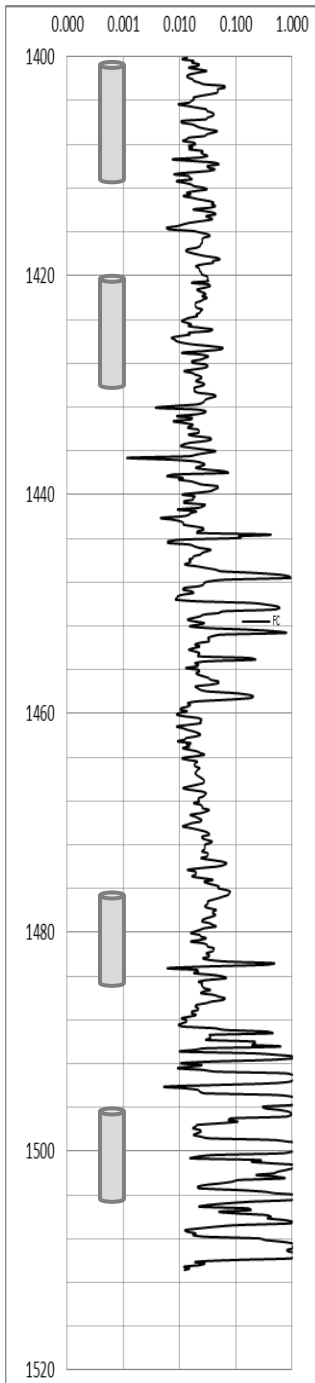


Función de costo

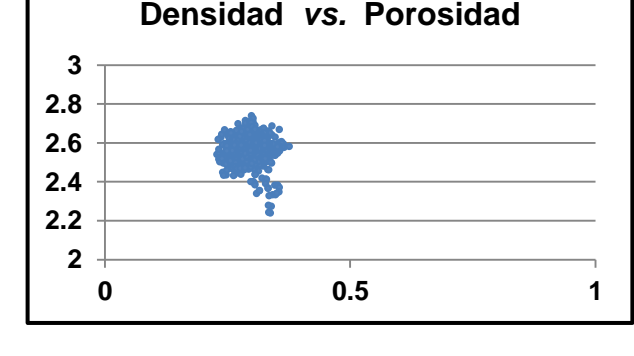
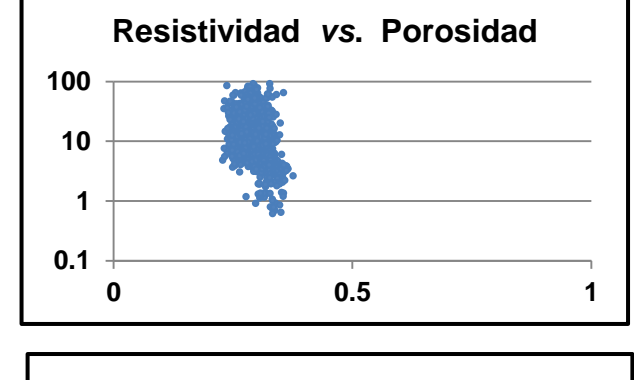
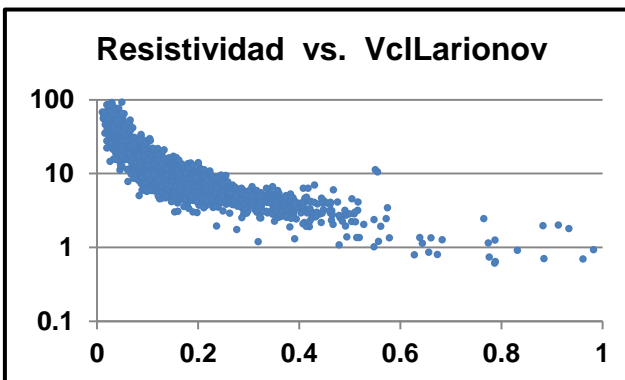
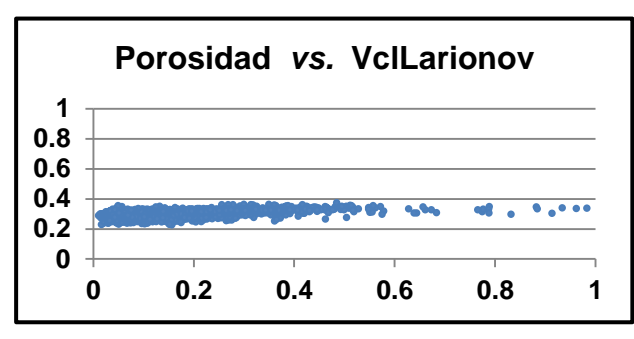
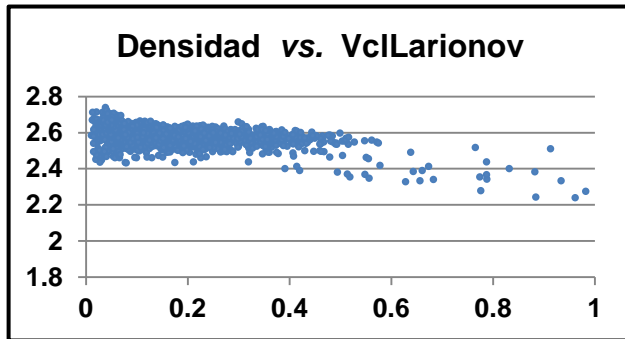
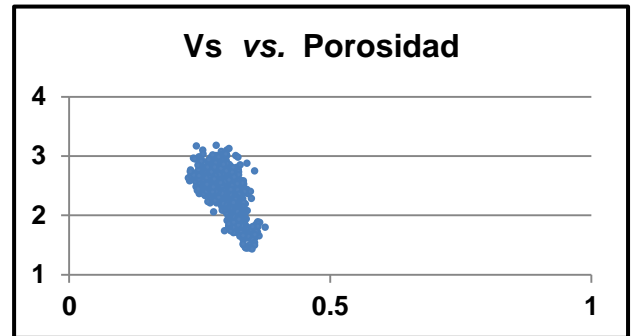
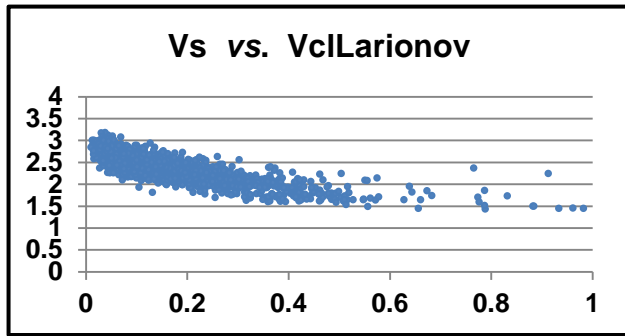
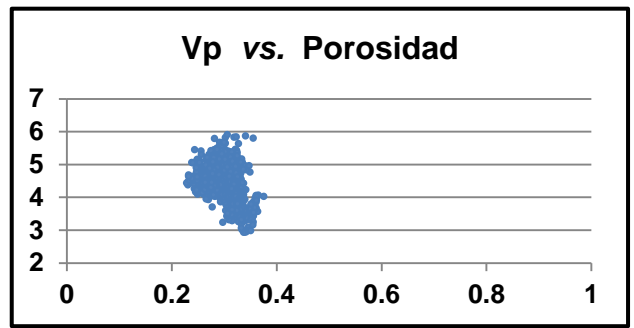
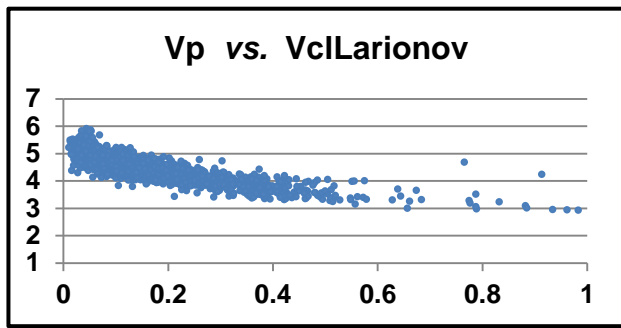
Arcilla laminar	Arena
-----------------	-------

Cuarzo	Arcilla estructural	Poros
--------	---------------------	-------

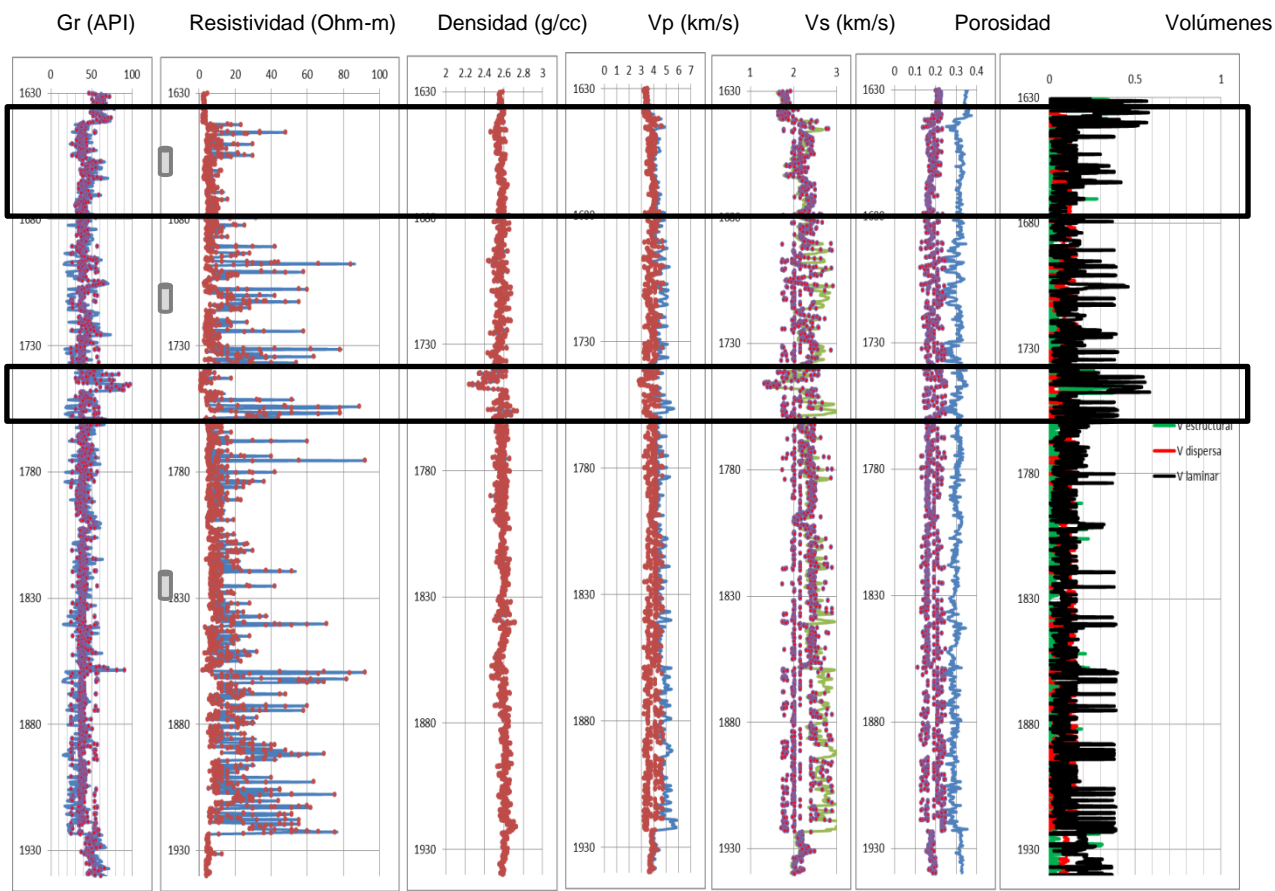
Arcilla dispersa	Gas	Agua
------------------	-----	------



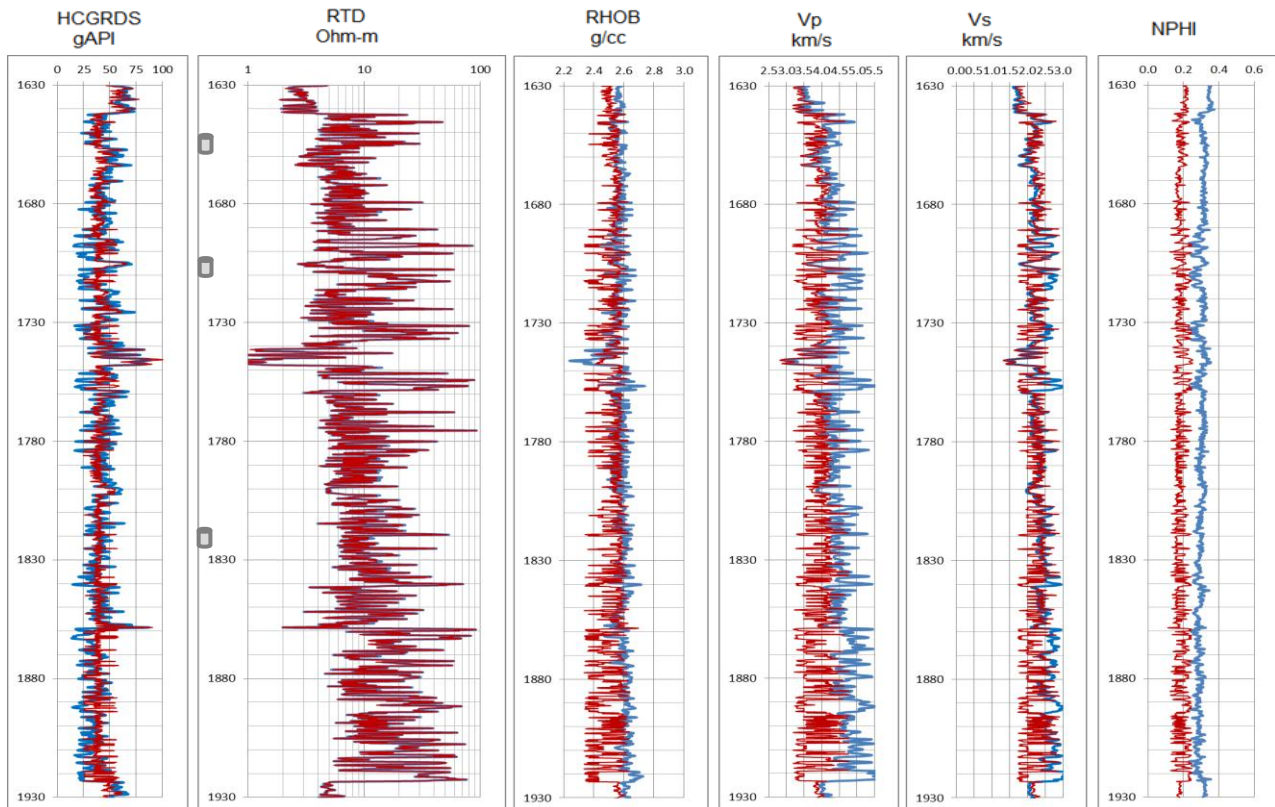
Discretización de los tres tipos de arcilla; V_{lam}, V_{cest}, V_{cdis}, porosidad y fluidos para el pozo **Agua Fría-523**.



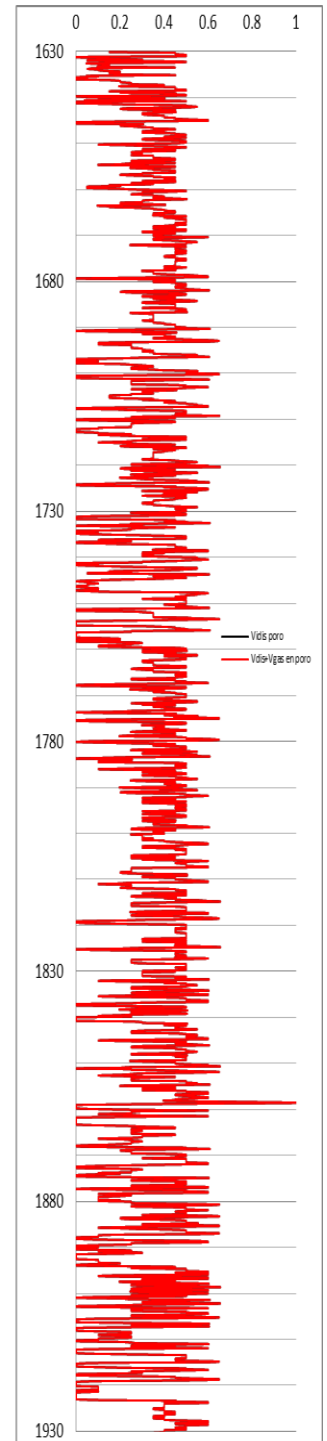
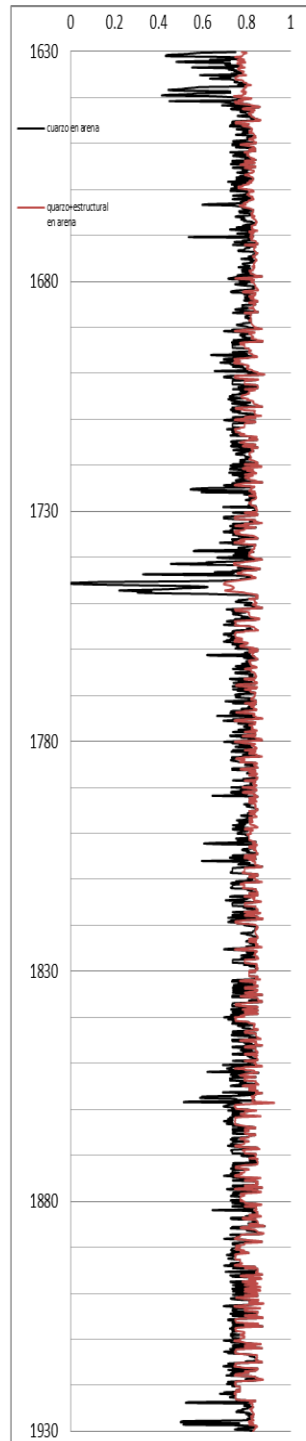
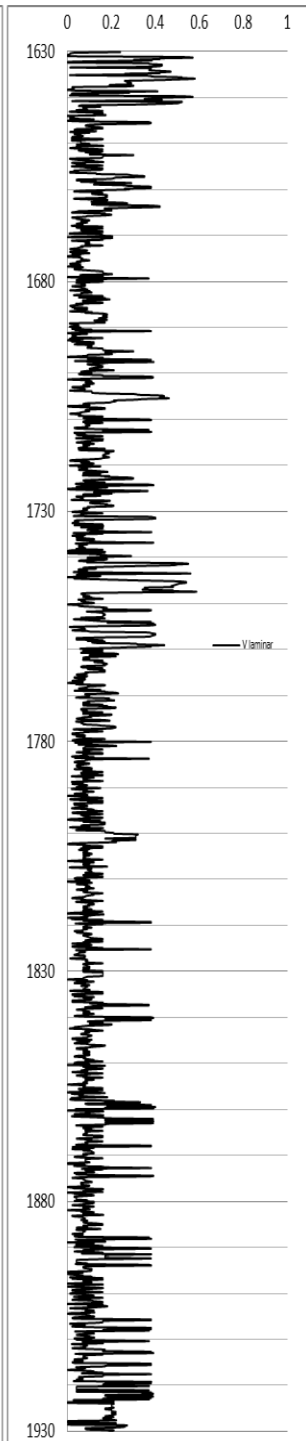
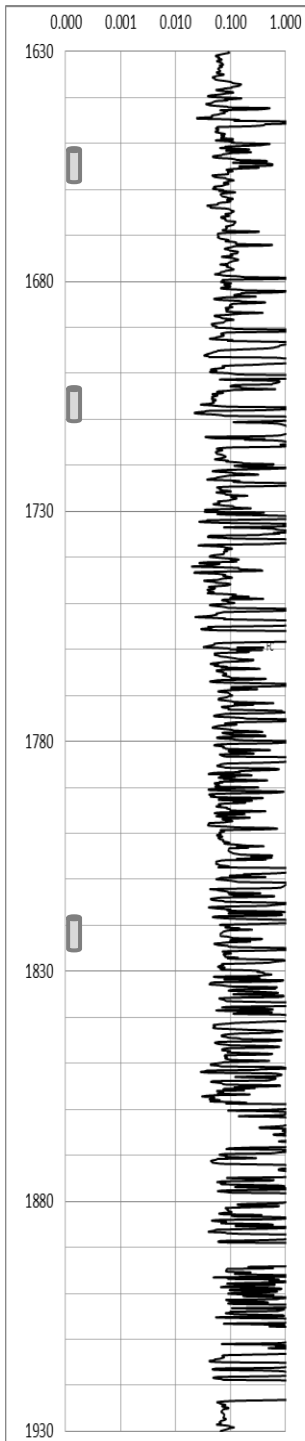
Graficas de registros geofísicos de pozo vs. VclLarionov y con Vp y Vs, del pozo Coapechaca-118.



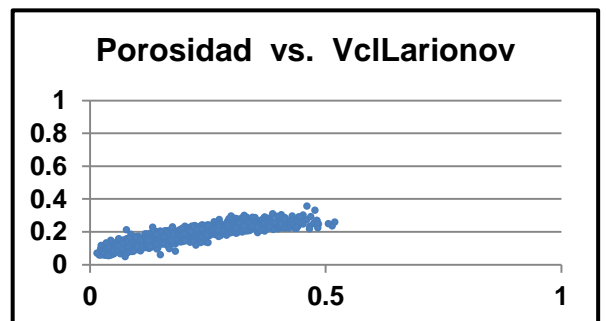
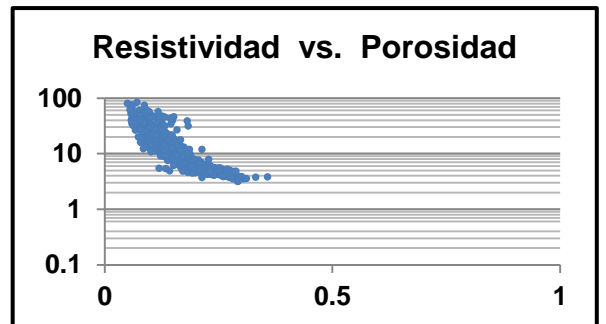
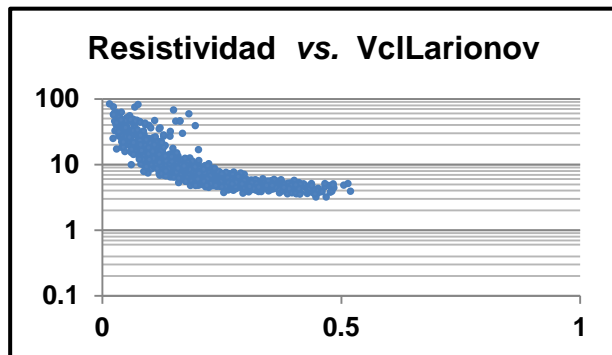
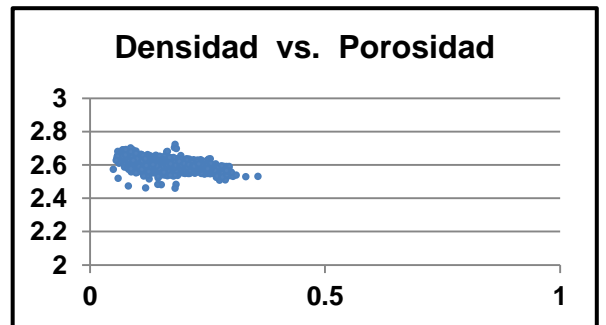
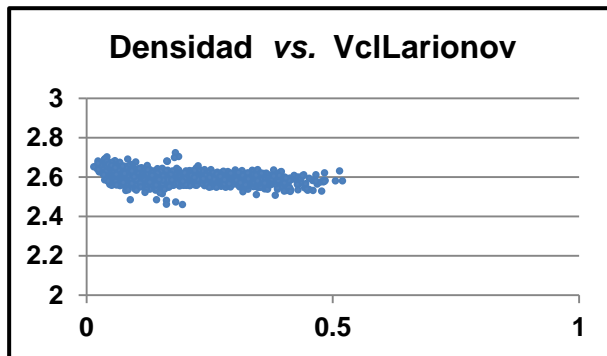
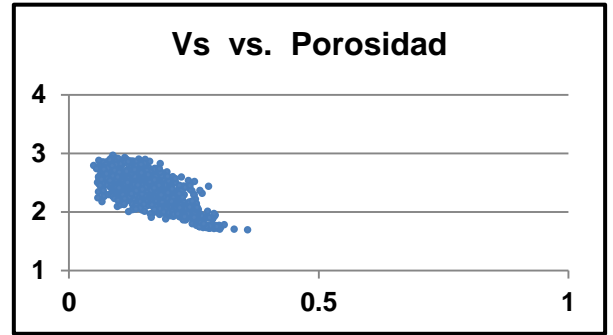
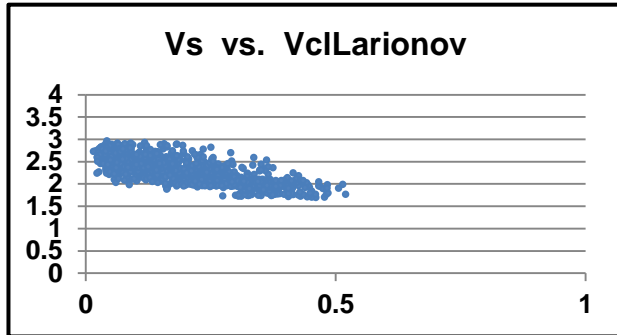
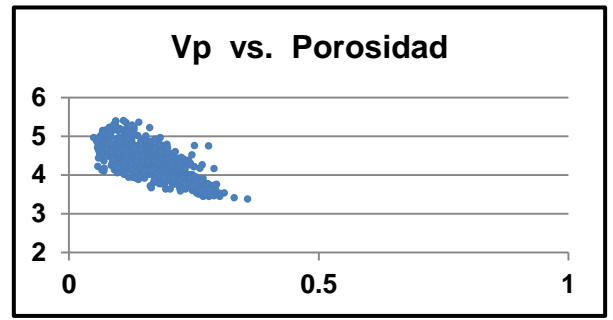
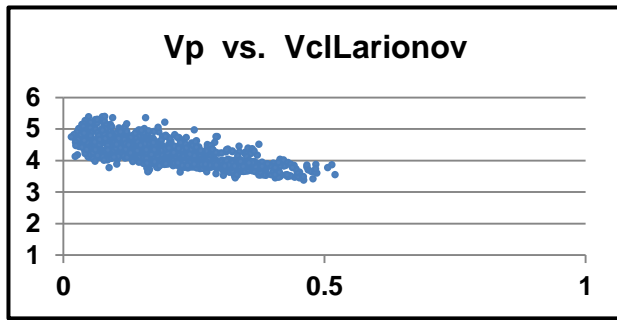
Inversión conjunta de registros geofísicos en el pozo **Copachaca-118**.



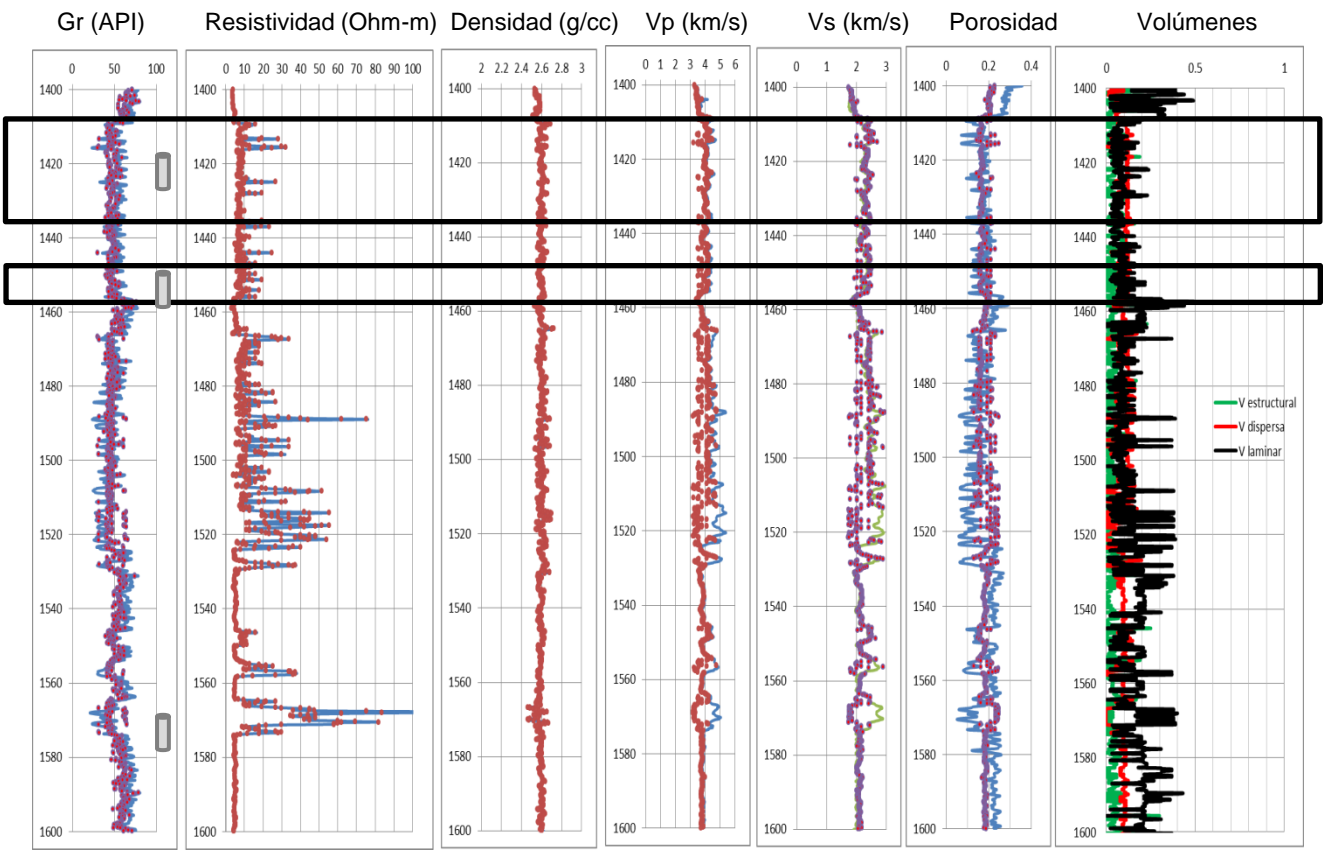
Función de costo



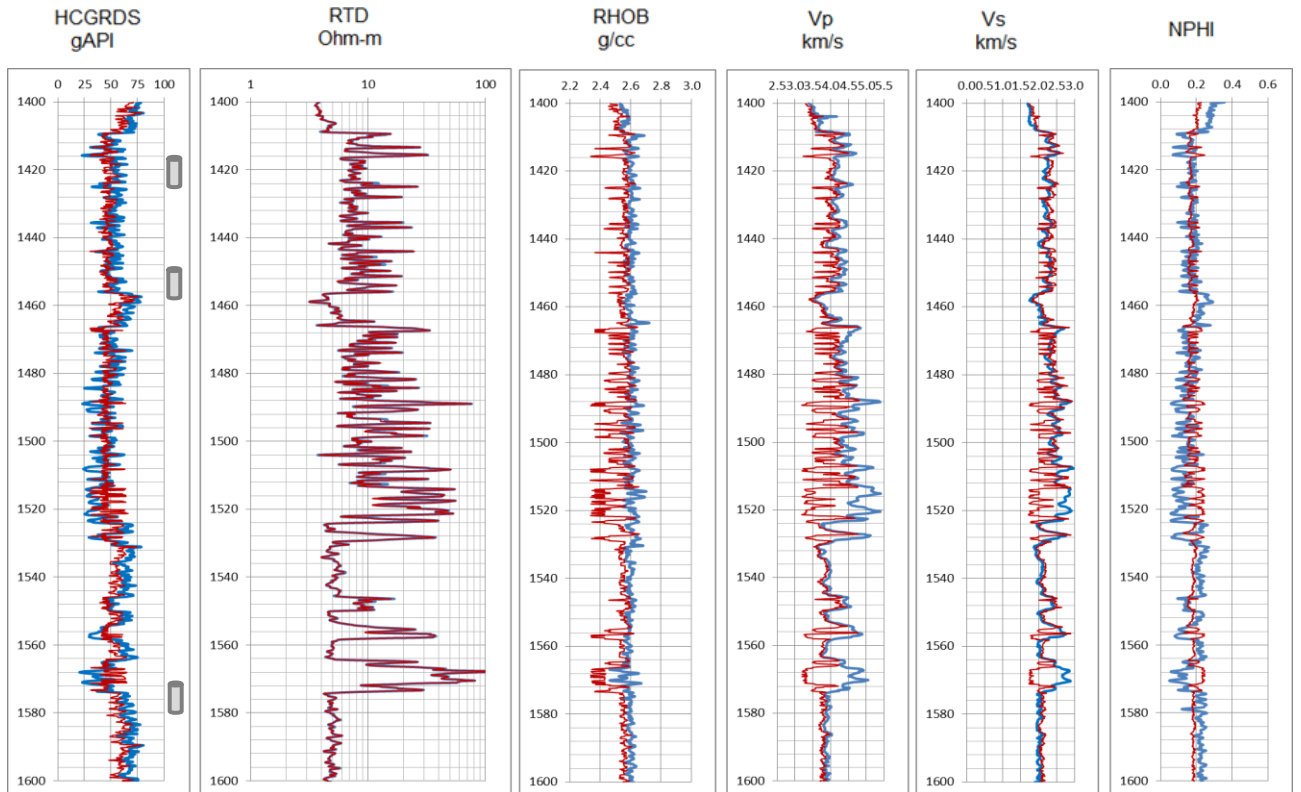
Discretización de los tres tipos de arcilla; Vlamin, Vcest, Vcdis, porosidad y fluidos para el pozo **Coapechaca-118**.



Graficas de registros geofísicos de pozo vs. VclLarionov y con Vp y Vs, del pozo Coyula-236.



Inversión conjunta de registros geofísicos en el pozo **Coyula-236**.

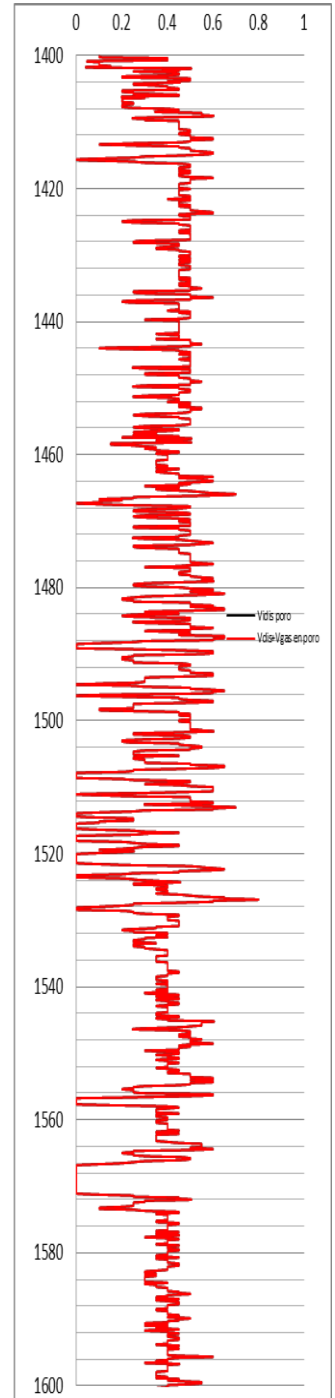
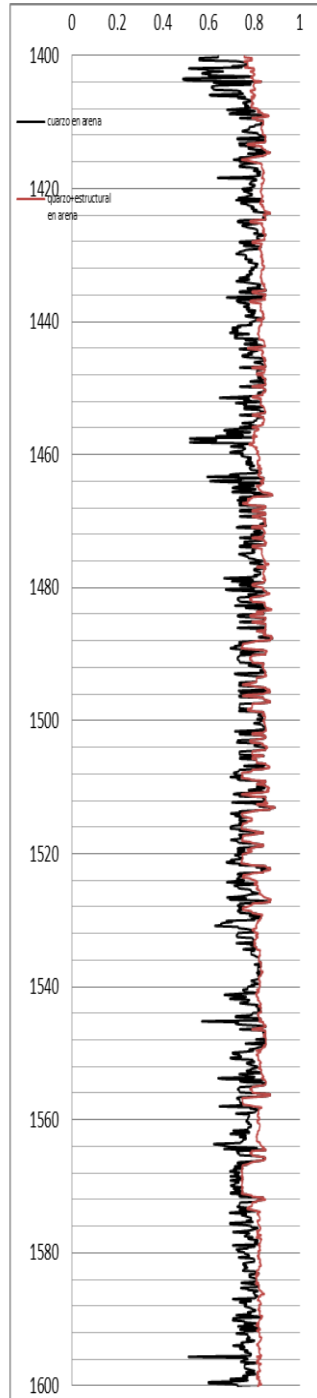
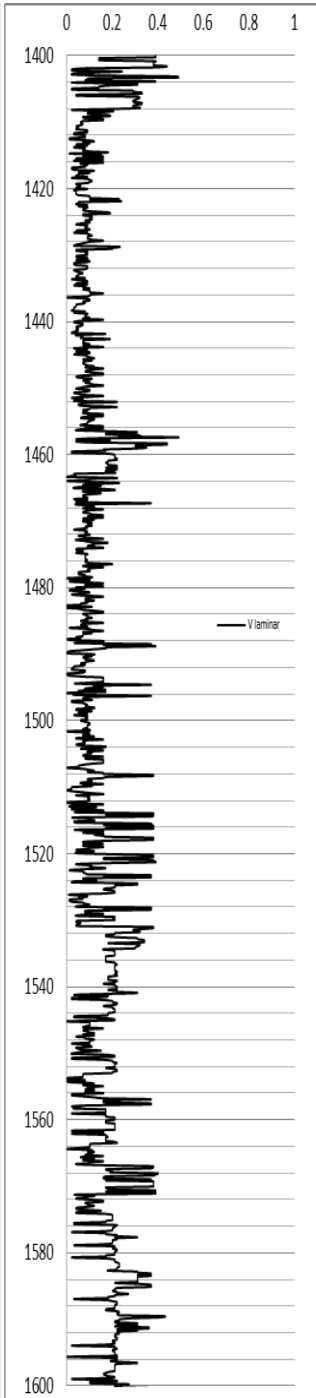
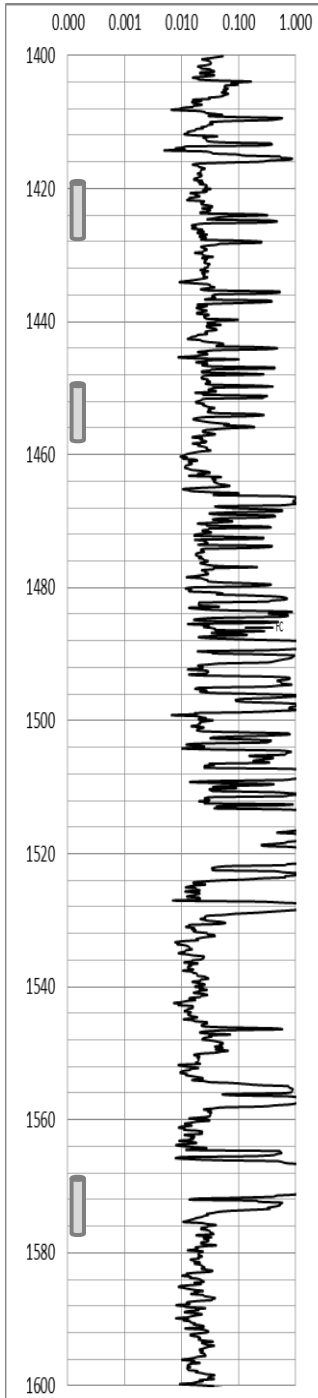


Función de costo

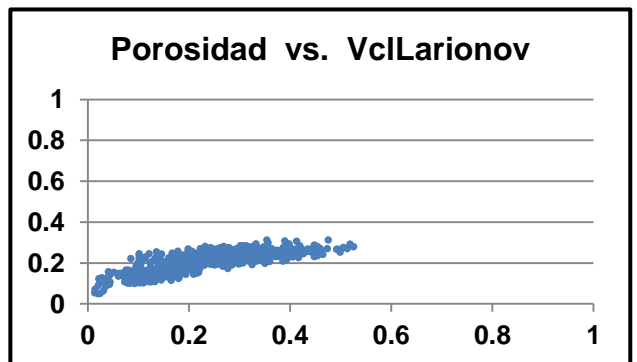
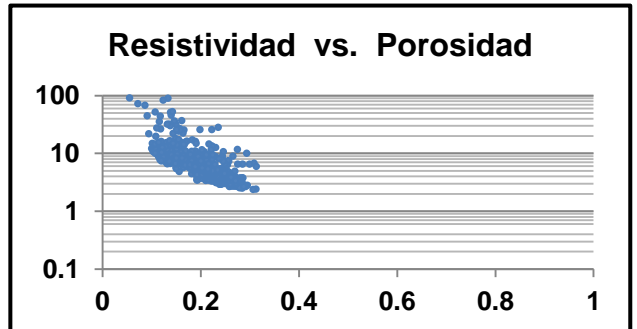
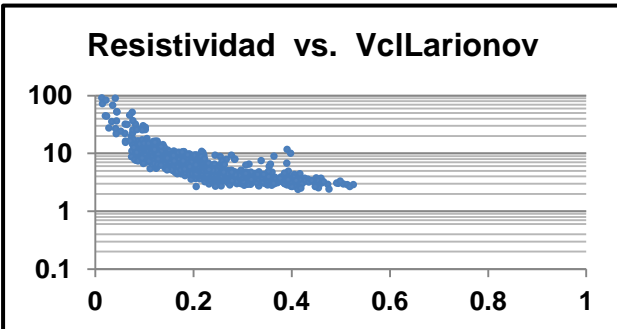
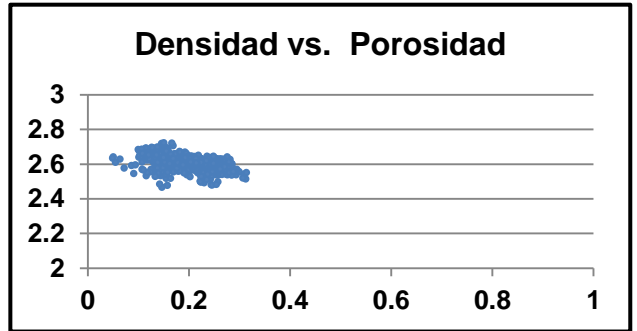
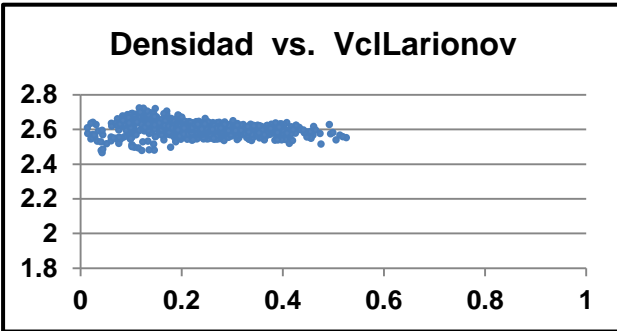
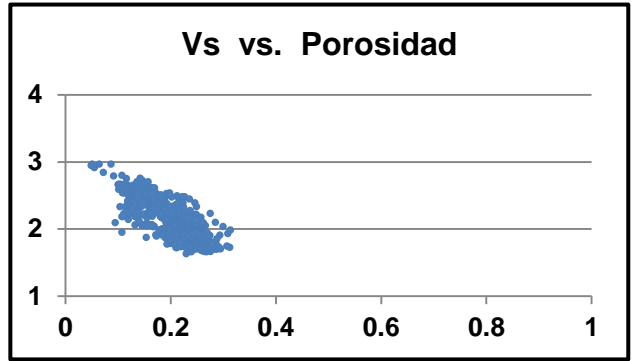
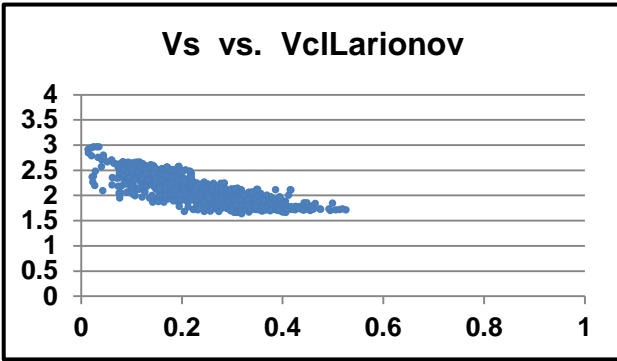
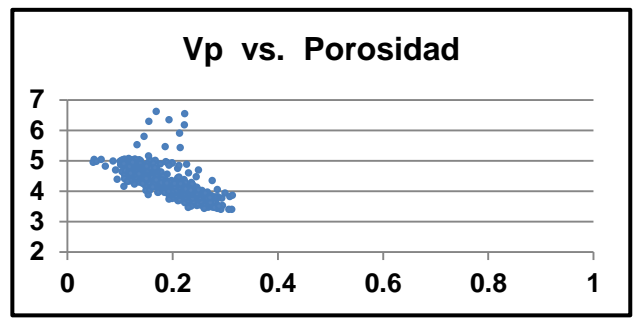
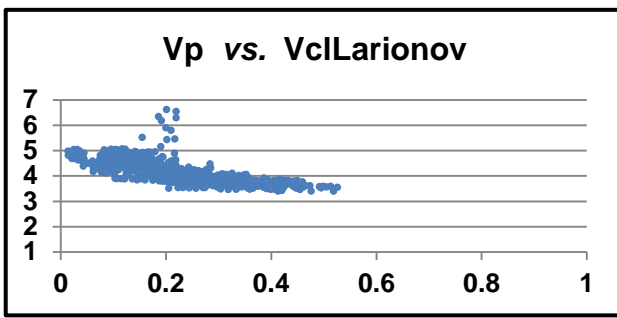
Arcilla laminar	Arena
-----------------	-------

Cuarzo	Arcilla estructural	Poros
--------	---------------------	-------

Arcilla dispersa	Gas	Agua
------------------	-----	------

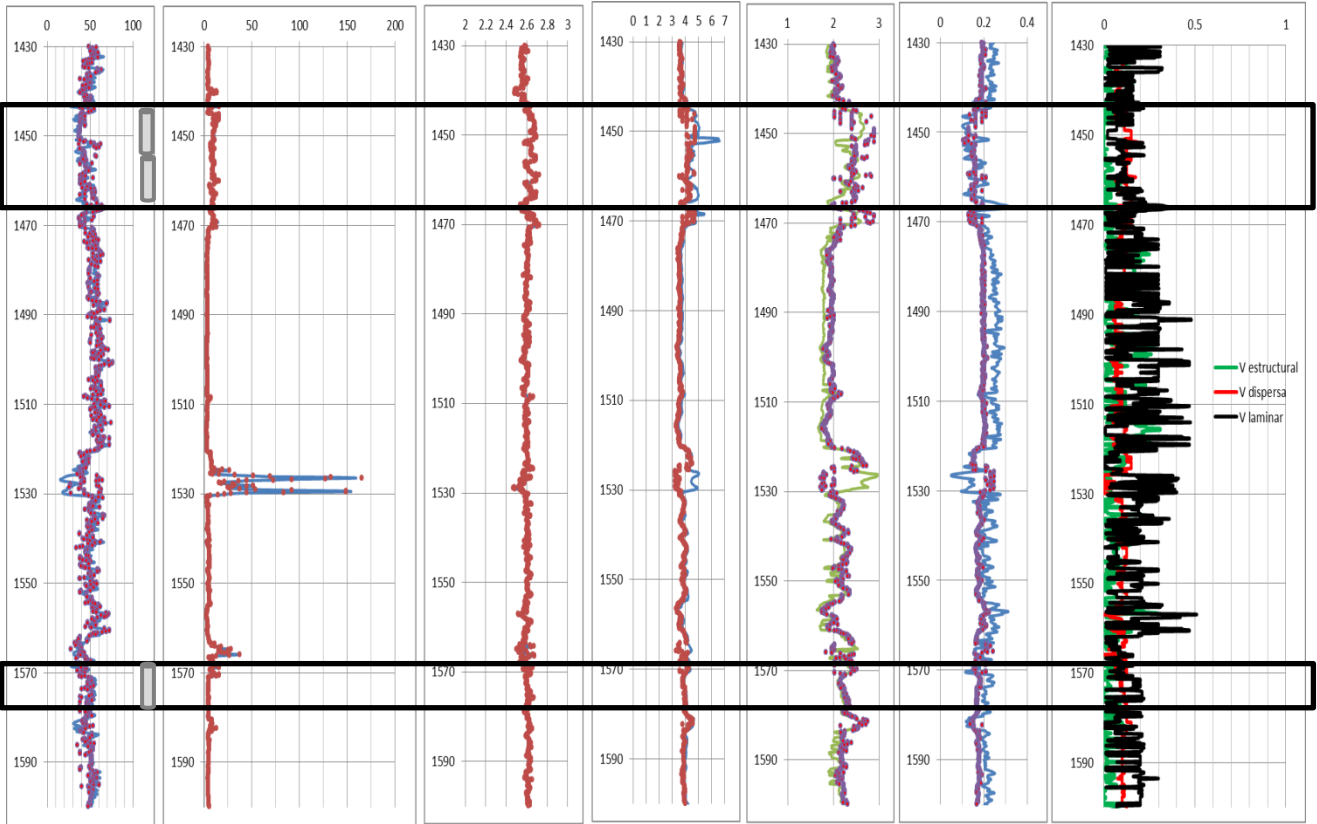


Discretización de los tres tipos de arcilla; V_{clam} , V_{cest} , V_{cdis} , porosidad y fluidos para el pozo **Coyula-236**.

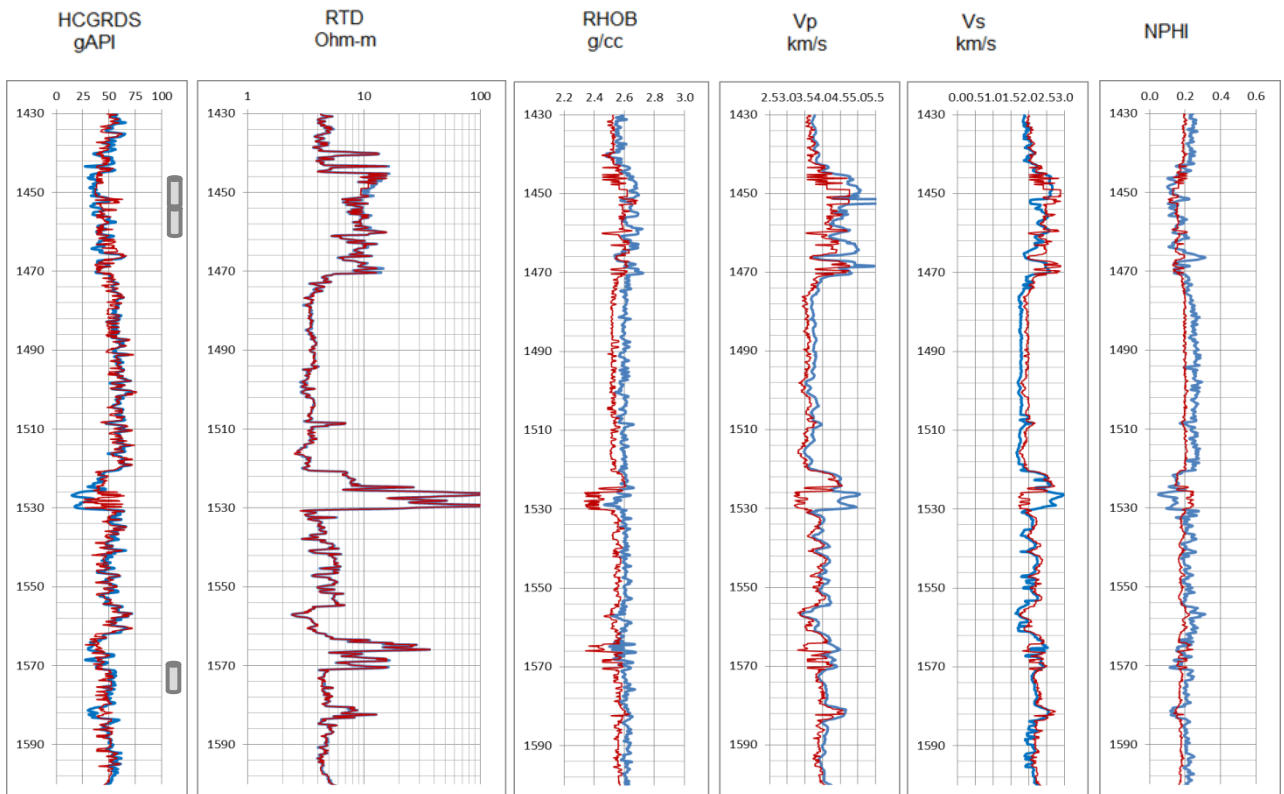


Graficas de registros geofísicos de pozo vs. VclLarionov y con Vp y Vs, del pozo Escobal-107.

Gr (API) Resistividad (Ohm-m) Densidad (g/cc) Vp (km/s) Vs (km/s) Porosidad Volúmenes



Inversión conjunta de registros geofísicos en el pozo **Escobal-107**.

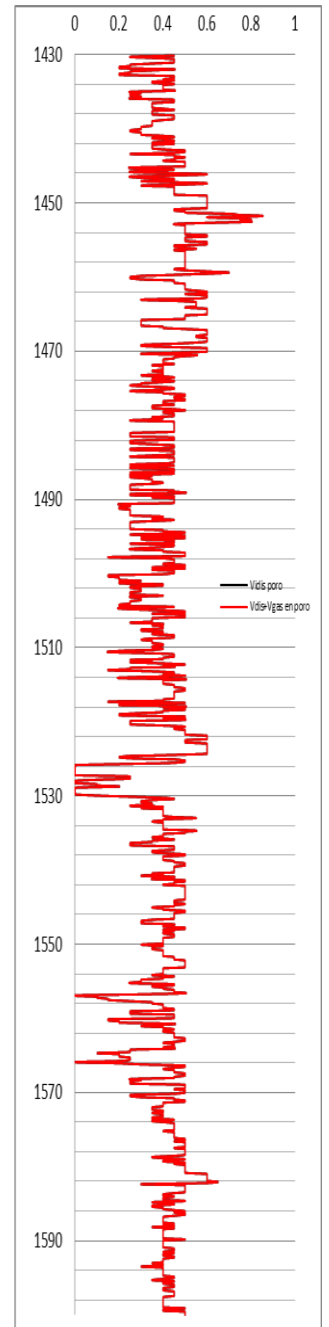
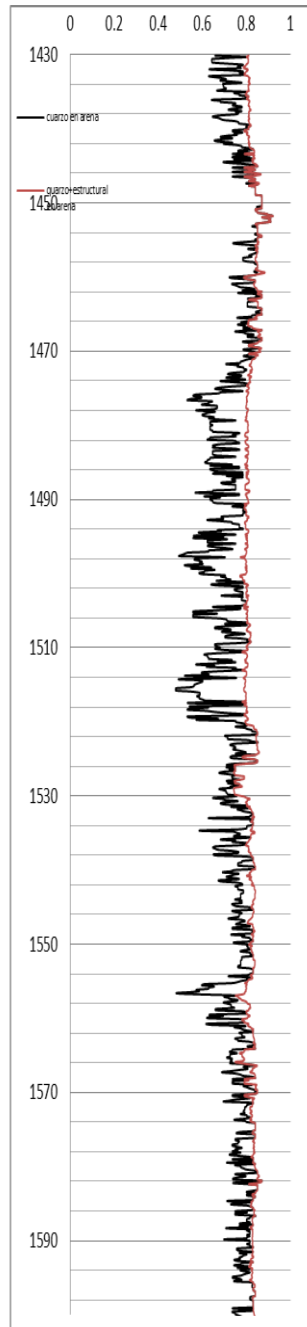
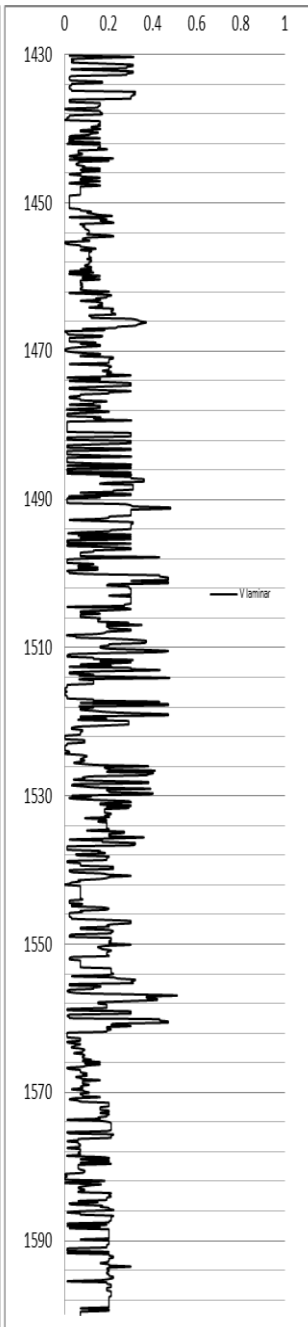
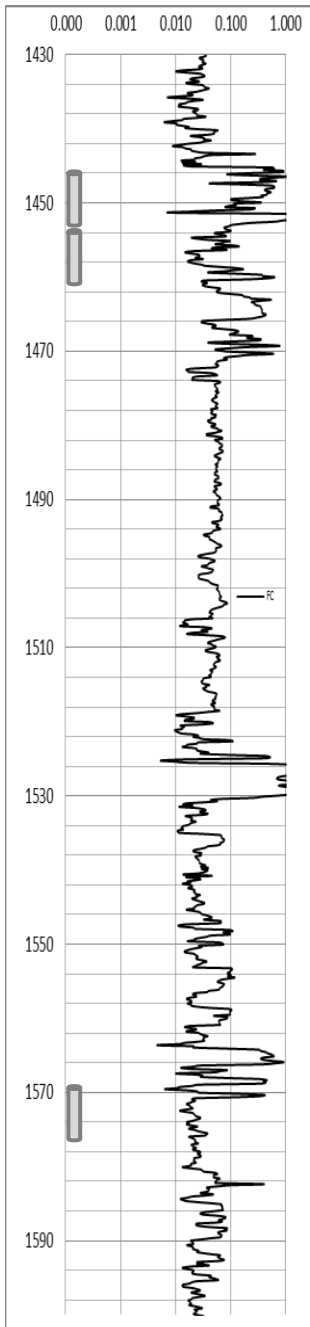


Función de costo

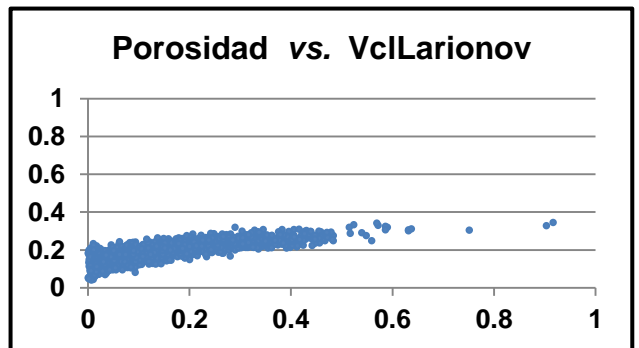
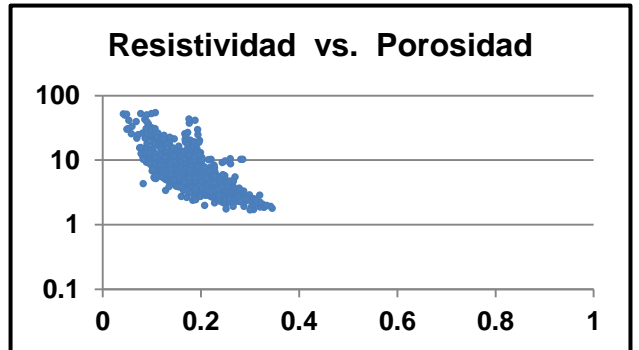
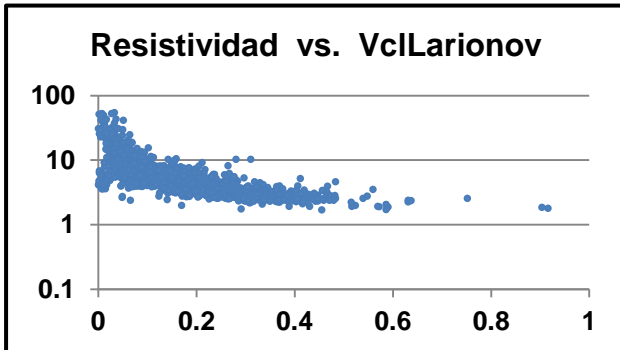
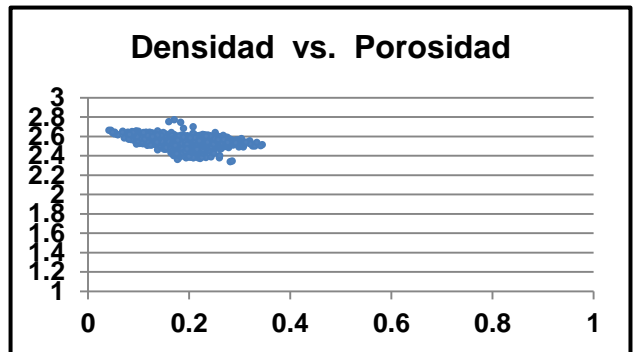
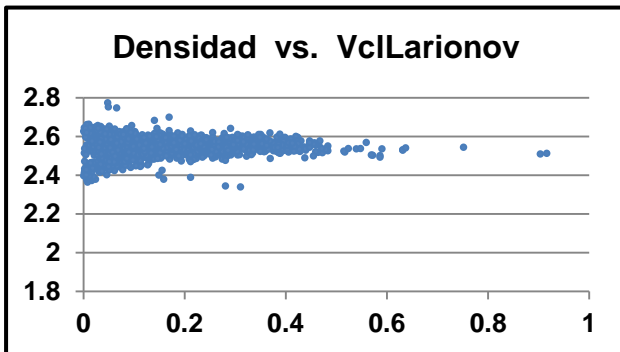
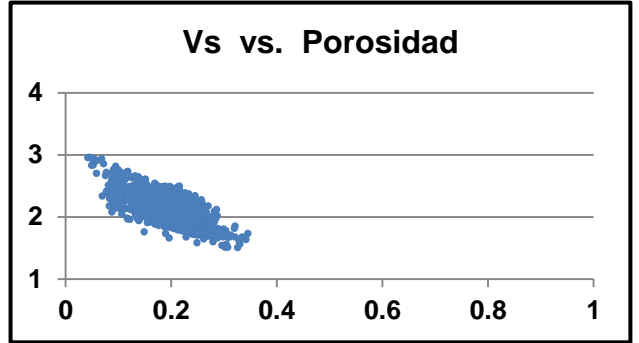
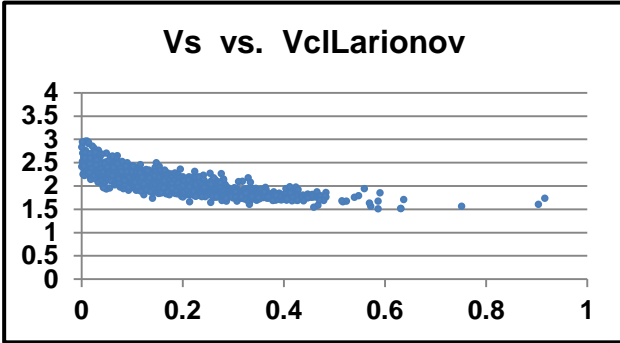
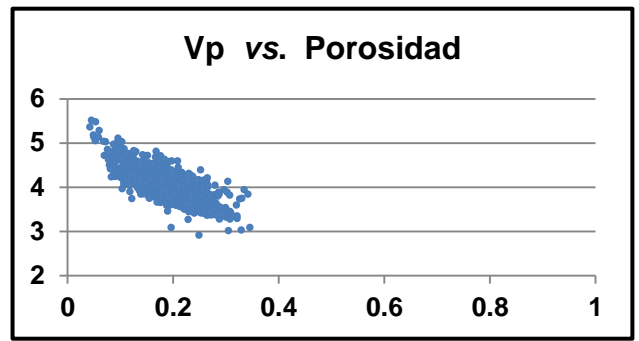
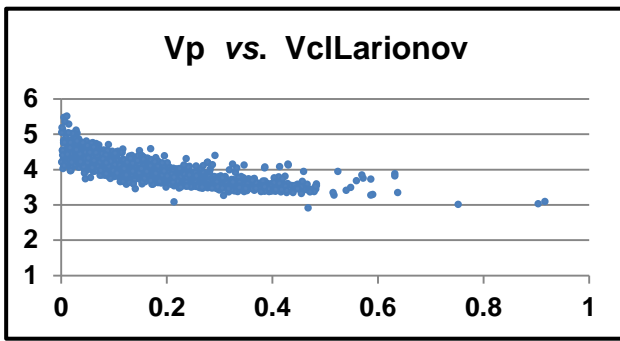
Arcilla laminar	Arena
-----------------	-------

Cuarzo	Arcilla estructural	Poros
--------	---------------------	-------

Arcilla dispersa	Gas	Agua
------------------	-----	------

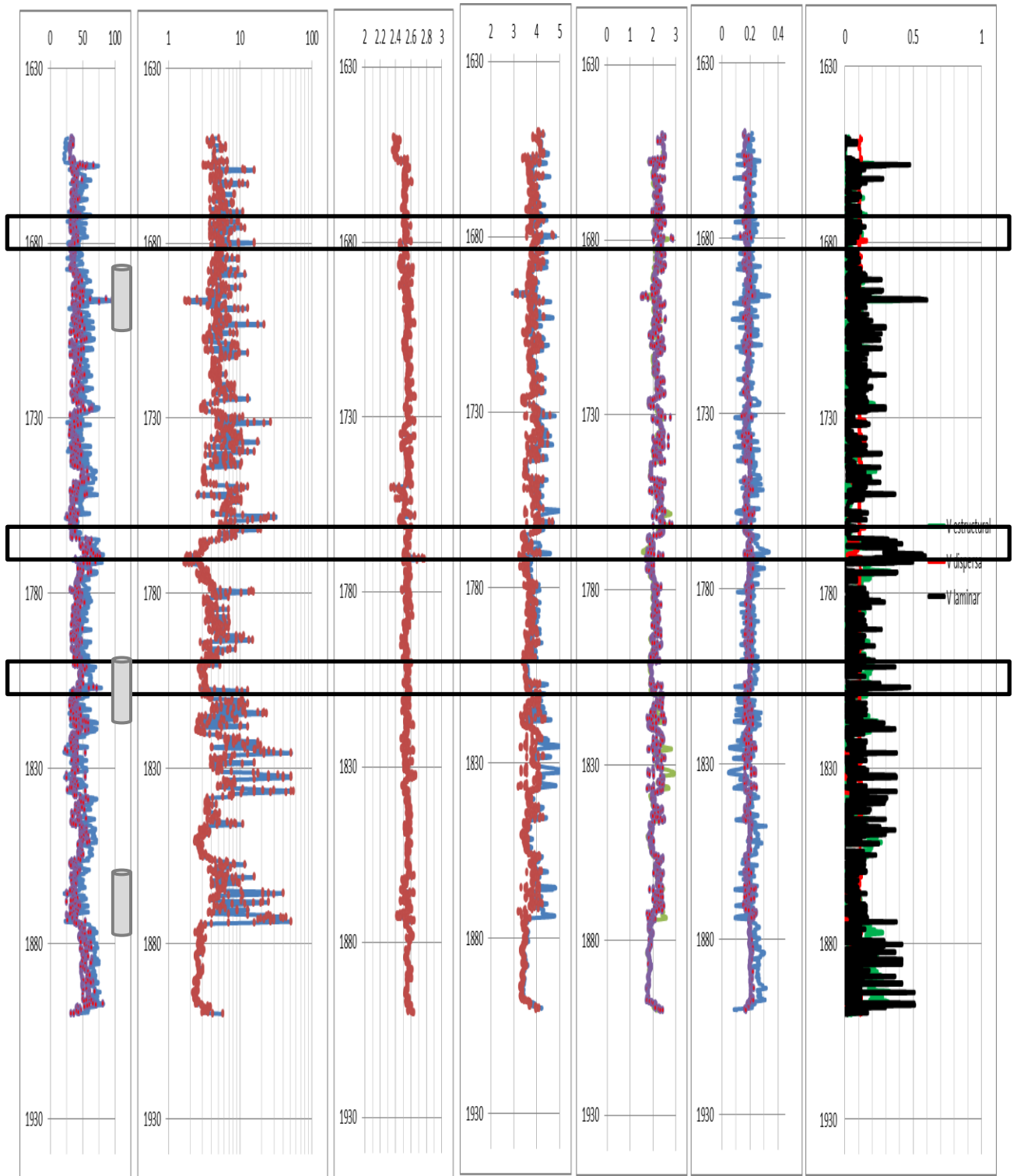


Discretización de los tres tipos de arcilla; Vclam, Vcest, Vcdis, porosidad y fluidos para el pozo **Escobal-107**.

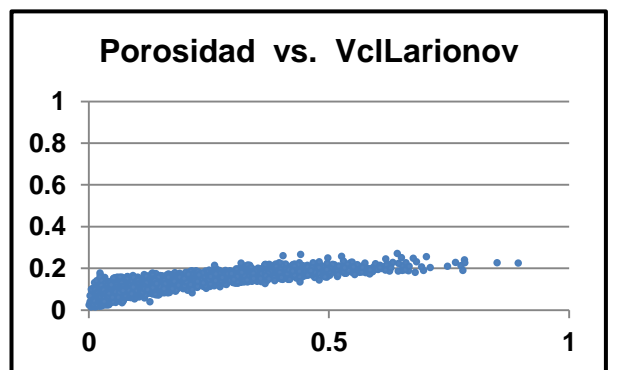
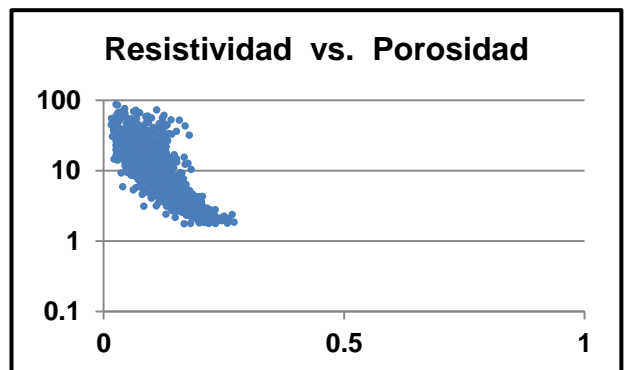
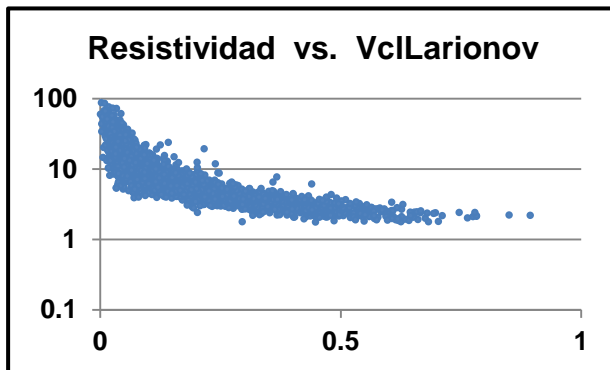
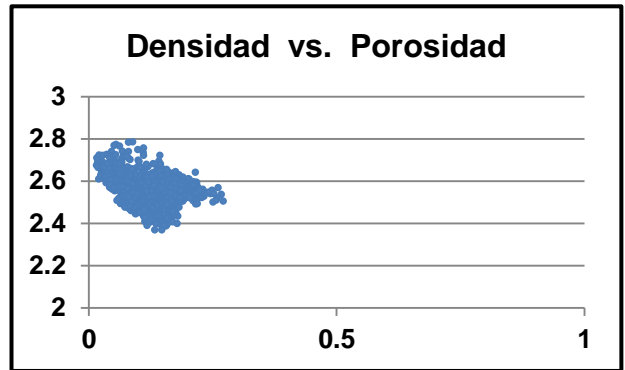
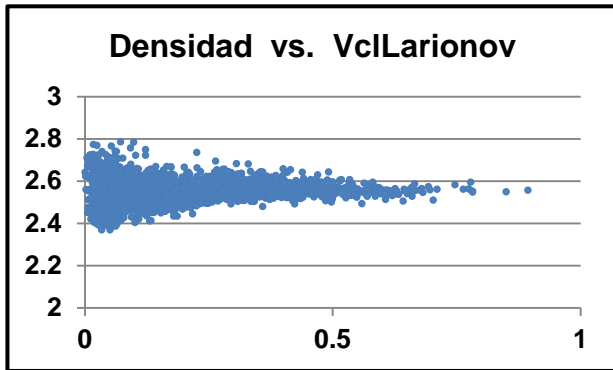
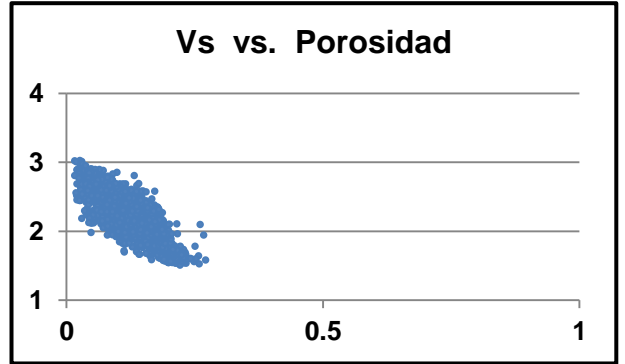
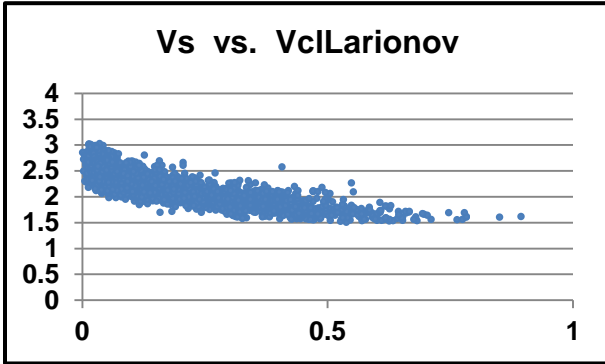
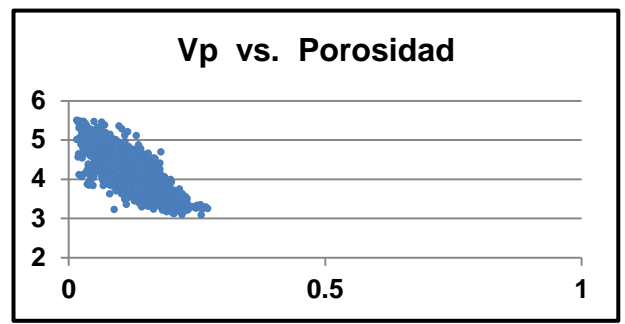
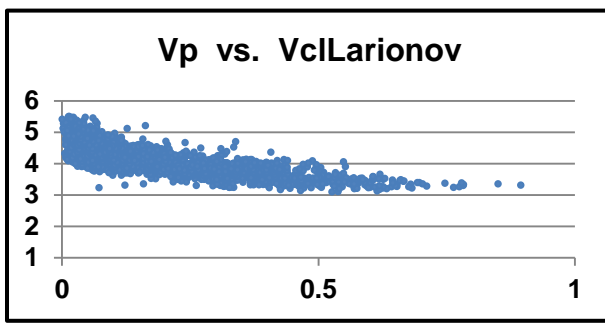


Graficas de registros geofísicos de pozo vs. VclLarionov y con Vp y Vs, del pozo Tajín-434.

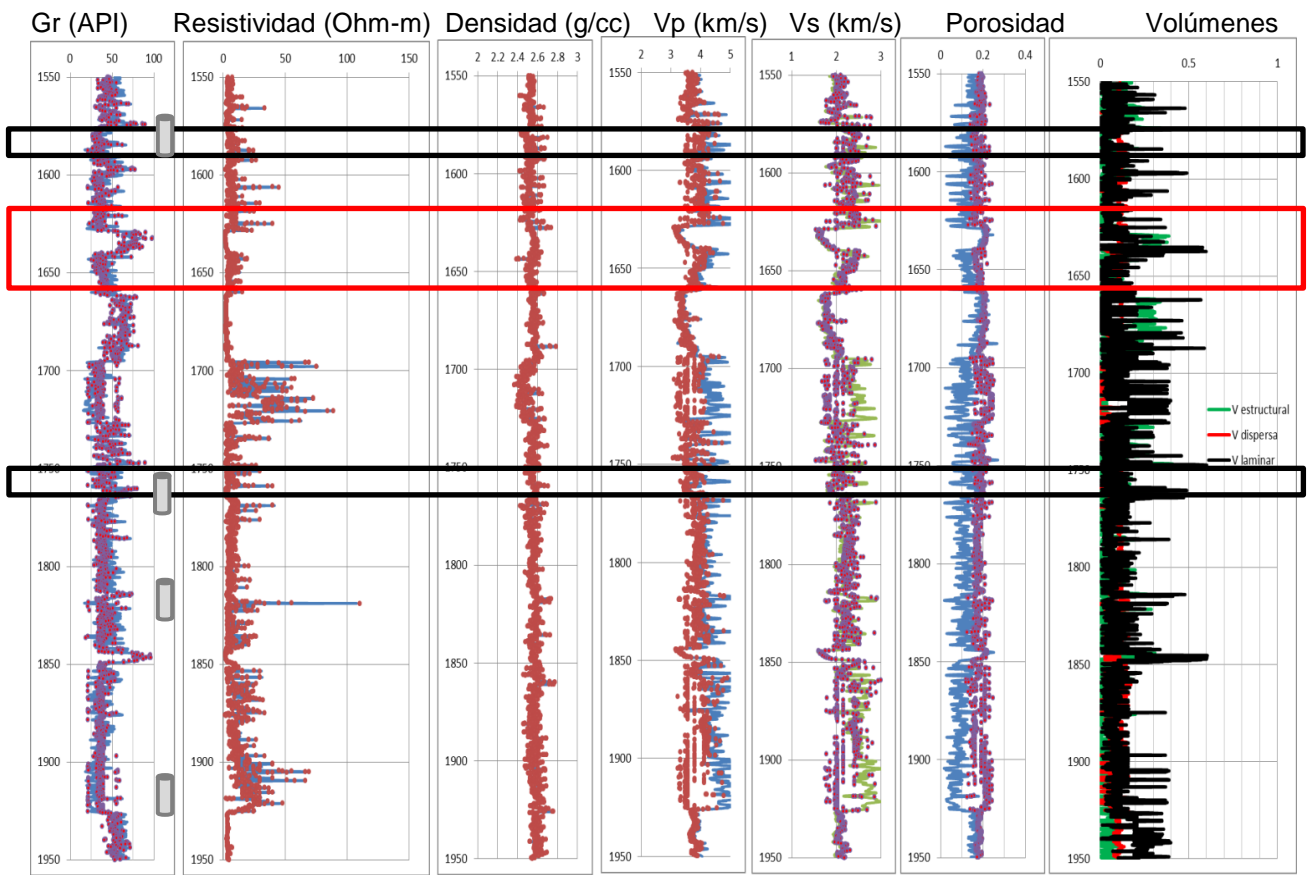
Gr (API) Resistividad (Ohm-m) Densidad (g/cc) Vp (km/s) Vs (km/s) Porosidad Volúmenes



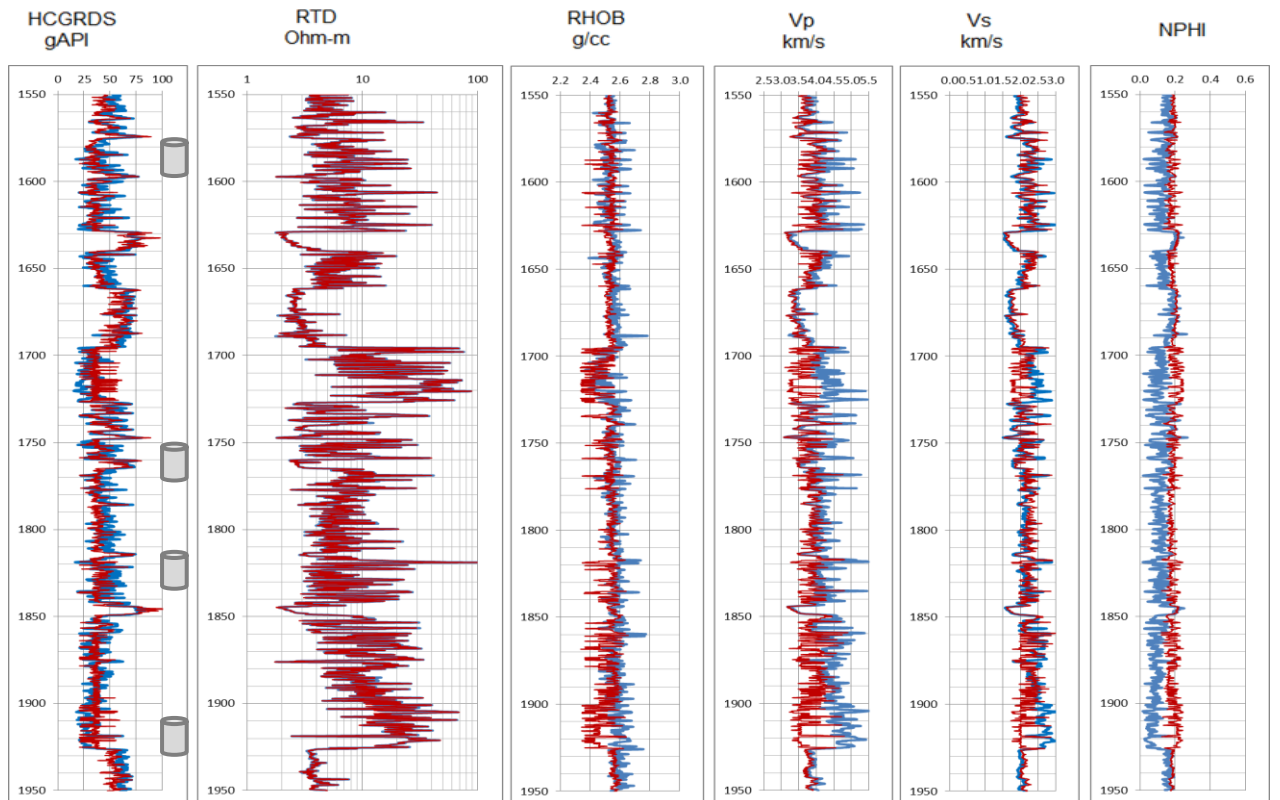
Inversión conjunta de registros geofísicos en el pozo **Tajín -434**.



Graficas de registros geofísicos de pozo vs. VclLarionov y con Vp y Vs, del pozo Tajín-728.



Inversión conjunta de registros geofísicos en el pozo **Tajin -728**.

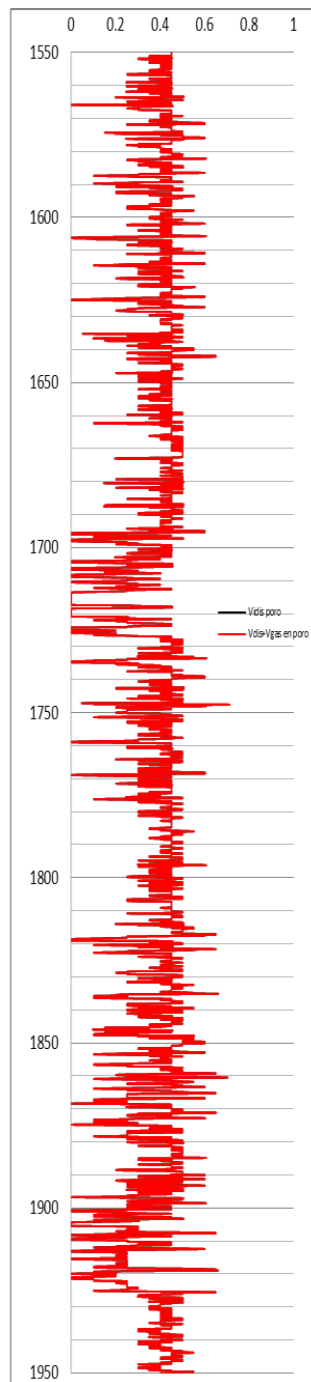
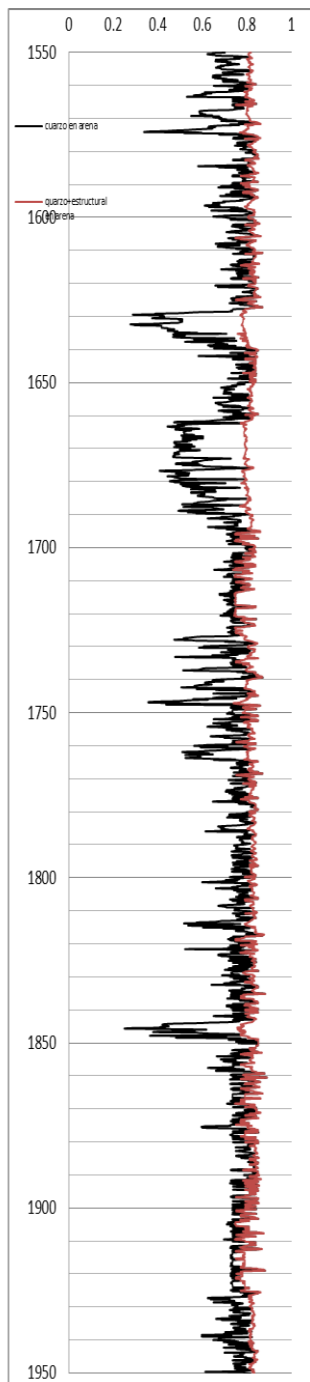
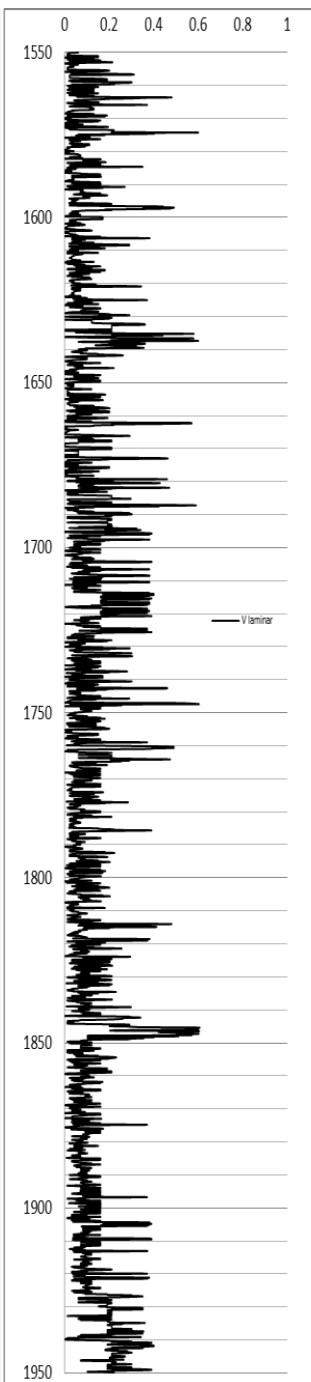
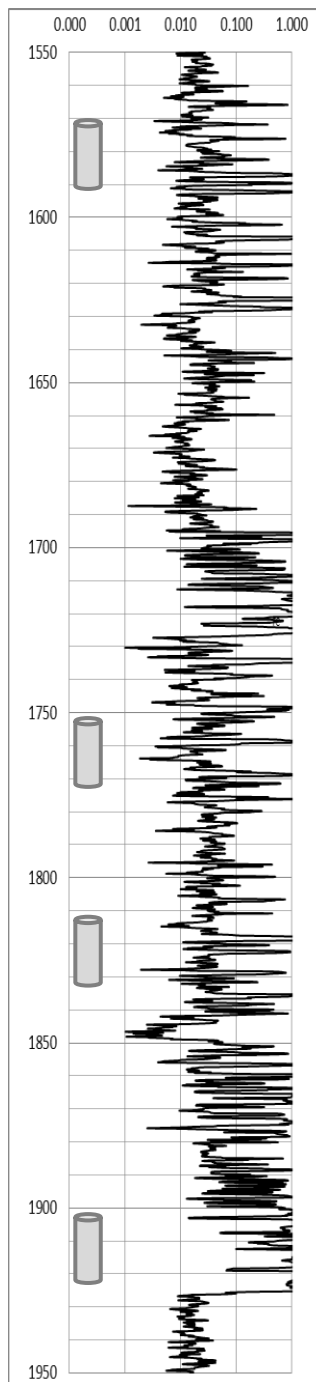


Función de costo

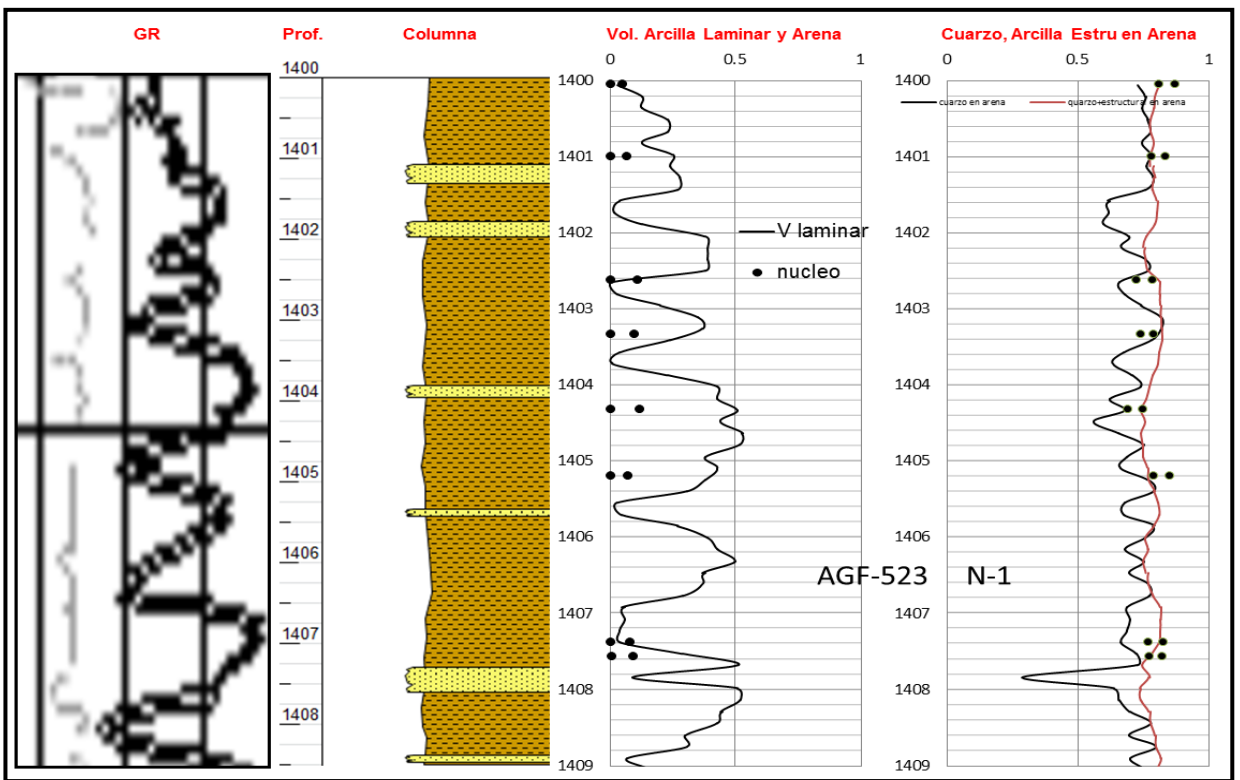
Arcilla laminar	Arena
-----------------	-------

Cuarzo	Arcilla estructural	Poros
--------	---------------------	-------

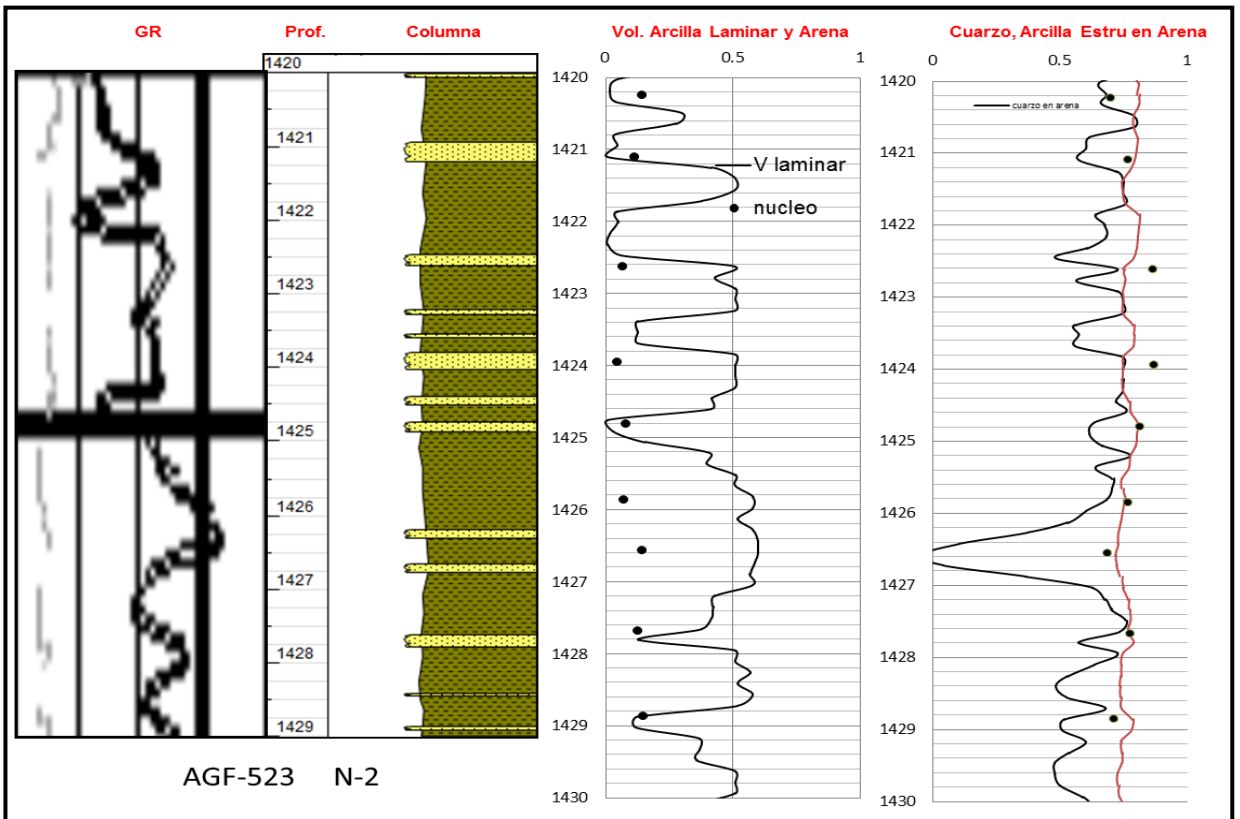
Arcilla dispersa	Gas	Agua
------------------	-----	------



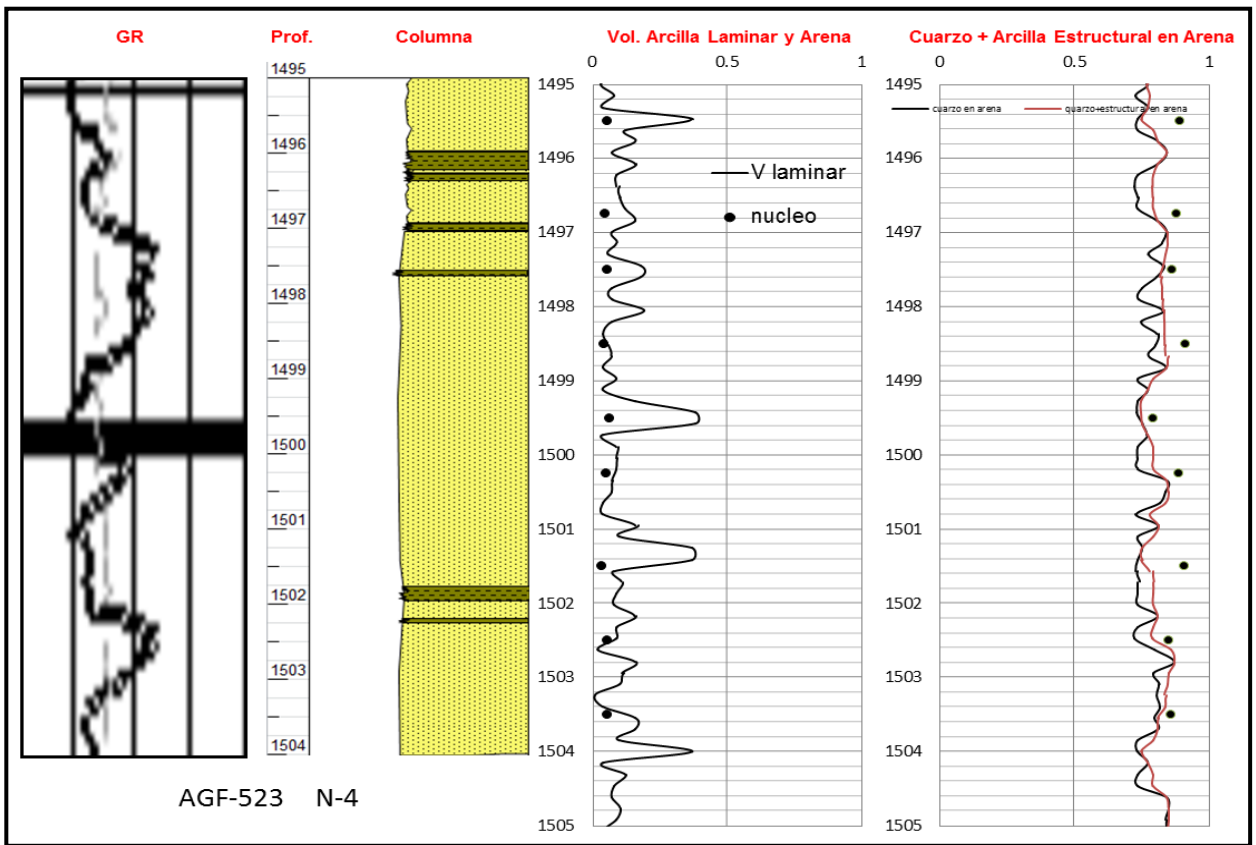
Discretización de los tres tipos de arcilla; V_{lam} , V_{cest} , V_{cdis} , porosidad y fluidos para el pozo **Tajin-728**.



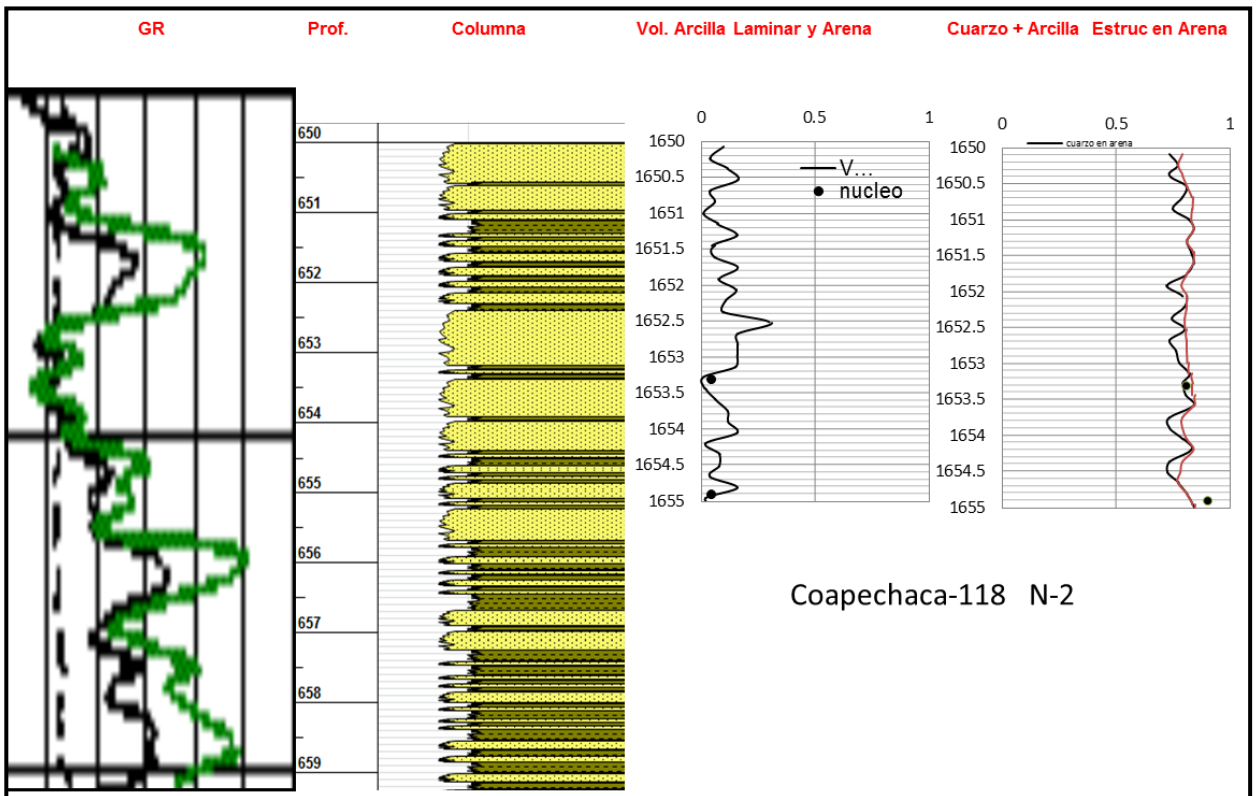
Calibración de arcilla laminar y estructural con puntos de núcleo. Pozo **AGF-523, N-1**.



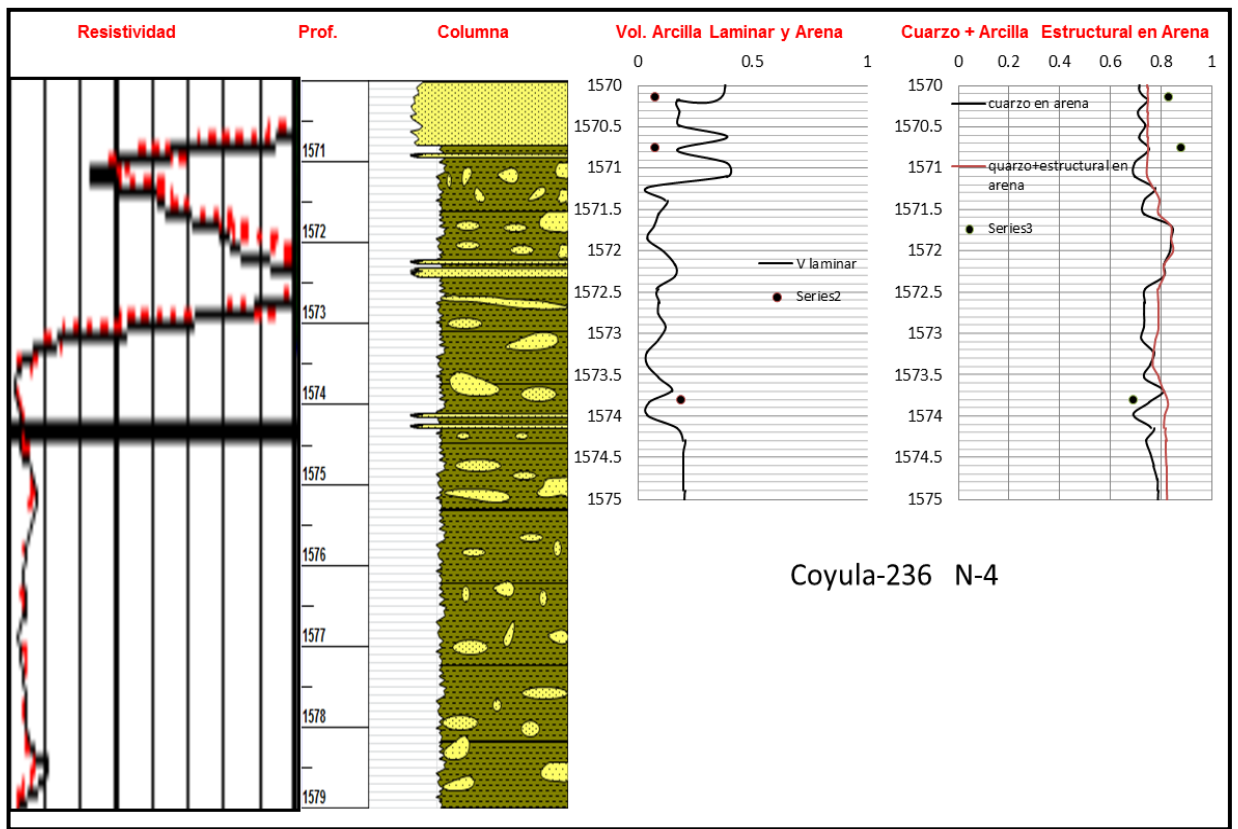
Calibración de arcilla laminar y estructural con puntos de núcleo. Pozo **AGF-523, N-2**.



Calibración de arcilla laminar y estructural con puntos de núcleo. Pozo **AGF-523, N-4.**

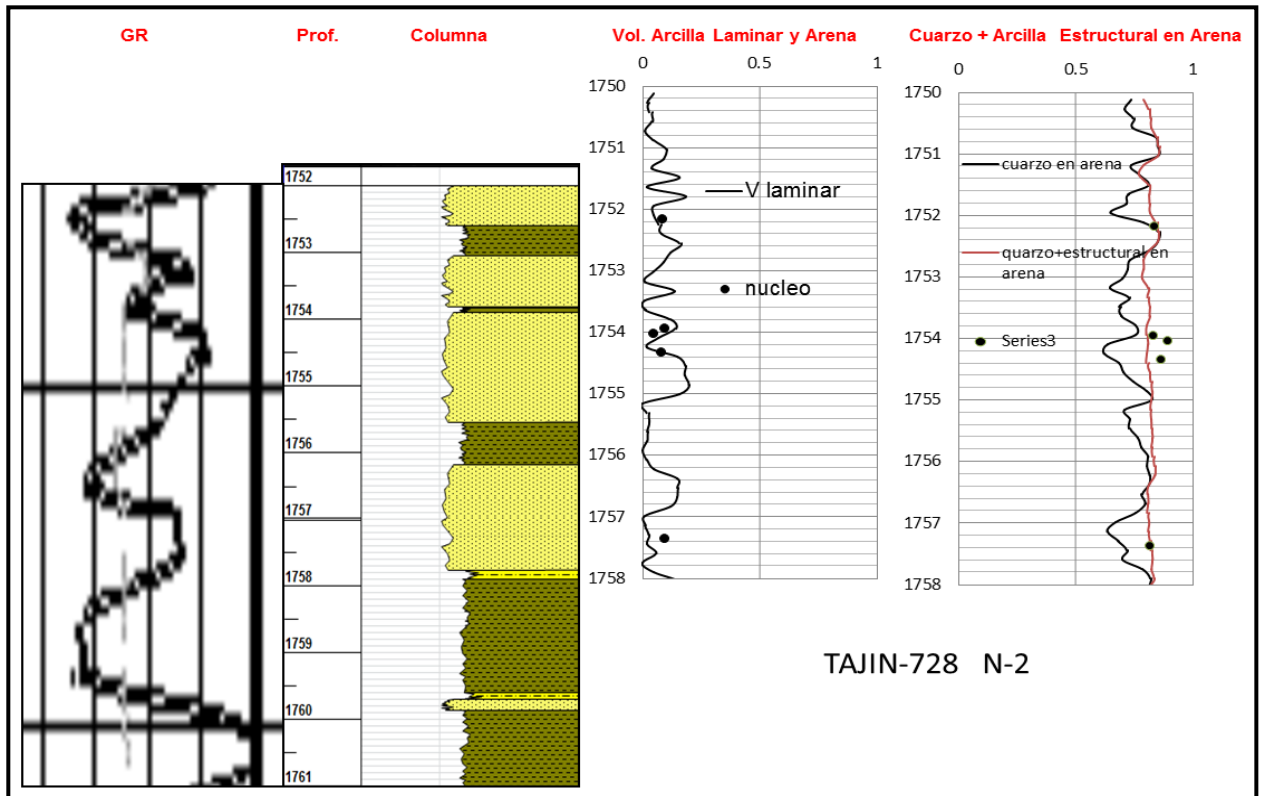


Calibración de arcilla laminar y estructural con puntos de núcleo. Pozo **Coapechaca-118, N-2.**



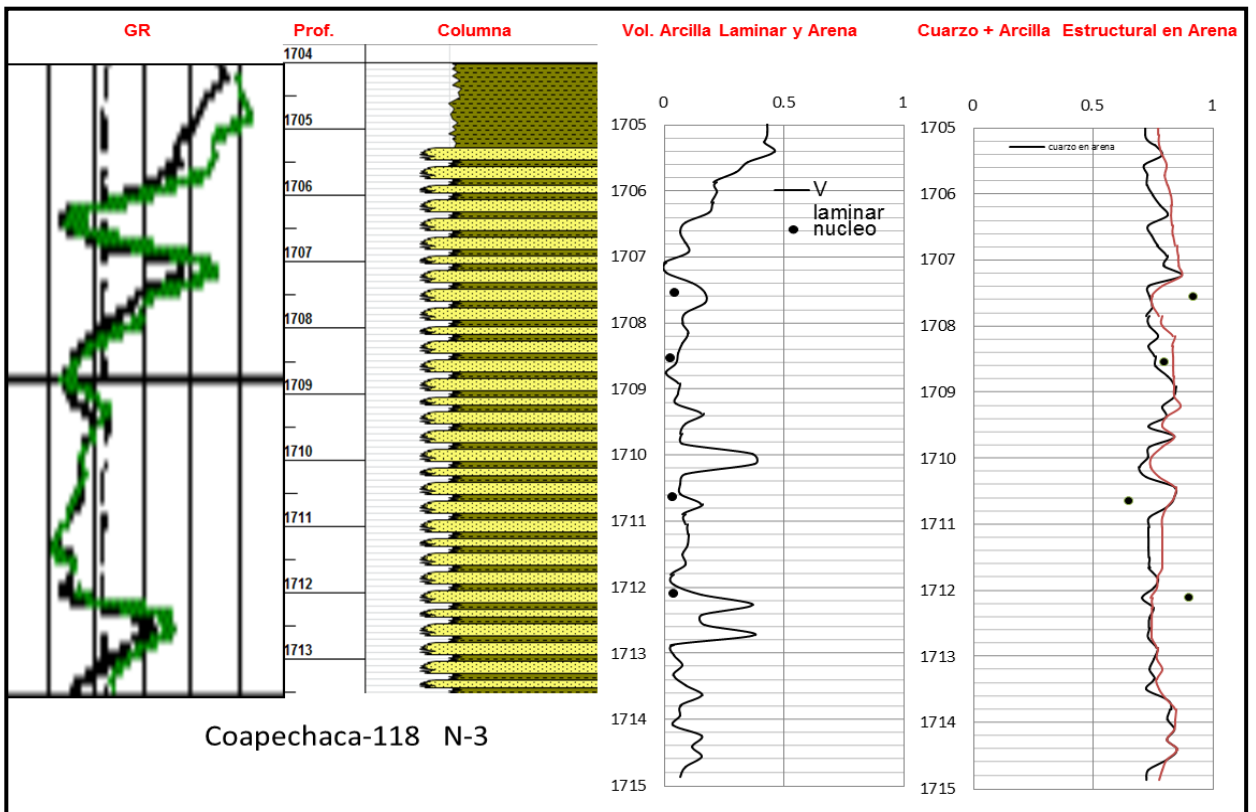
Coyula-236 N-4

Calibración de arcilla laminar y estructural con puntos de núcleo. Pozo Coyula-236, N-4.

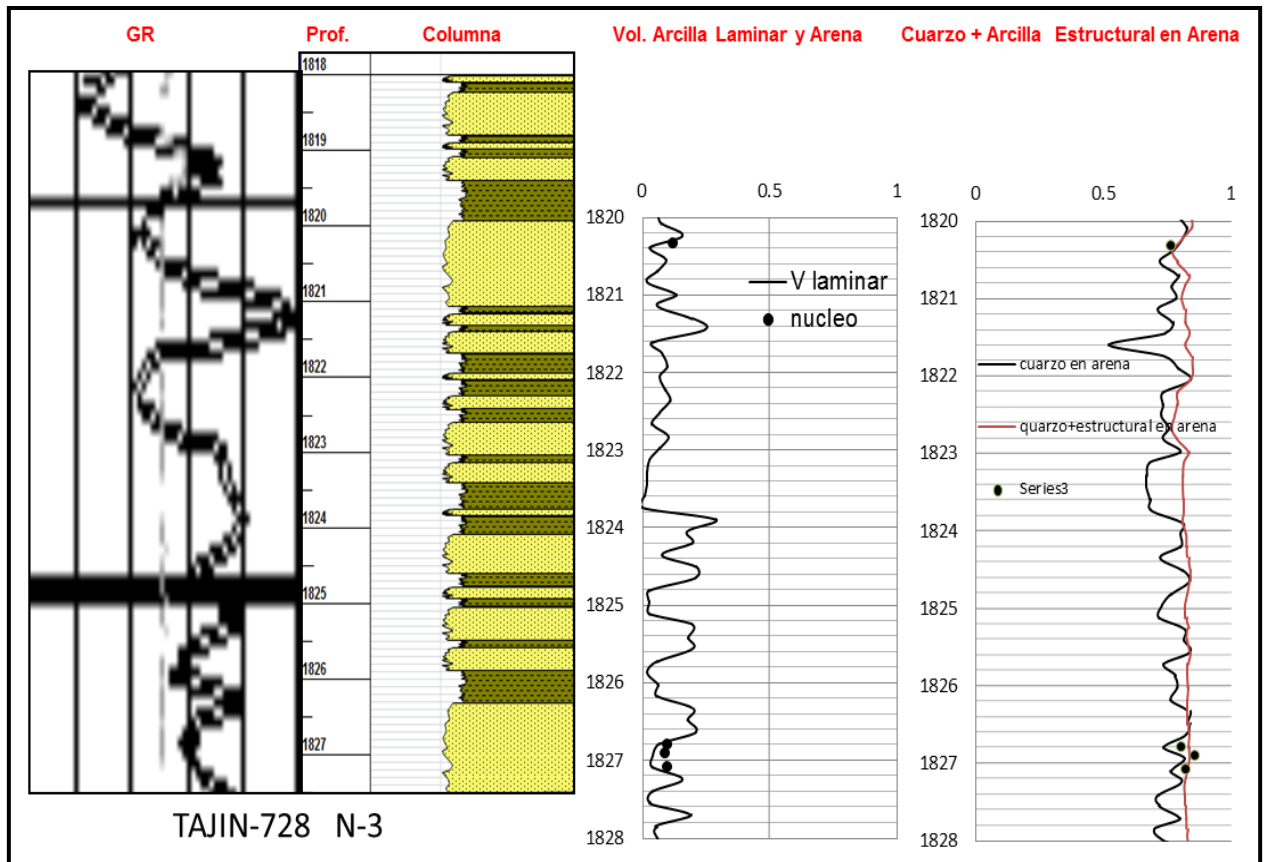


TAJIN-728 N-2

Calibración de arcilla laminar y estructural con puntos de núcleo. Pozo Tajín-728, N-2.



Calibración de arcilla laminar y estructural con puntos de núcleo. Pozo Coapechaca-118, N-3.



Calibración de arcilla laminar y estructural con puntos de núcleo. Pozo Tajín-728, N-3.