



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“DETERMINACIÓN DE VALORES DE CORTE PARA CÁLCULO DE
RESERVAS DE HIDROCARBUROS”**

TESIS PROFESIONAL

que para obtener el título de

INGENIERO GEÓLOGO

PRESENTA:

ALMA ANGÉLICA ALCANTARA ACEVEDO

DIRECTOR DE TESIS

HÉCTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA



Ciudad Universitaria, México, Junio 2013.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Índice

Resumen	3
Capítulo 1	
Introducción.....	4
Capítulo 2	
Aplicación a un área de estudio	5
Geología	6
Capítulo 3	
Metodología.....	18
Metodologías tradicionales para la determinación de valores de corte.....	24
Método de isocarburos para el cálculo de volumen original de hidrocarburos.....	54
Capítulo 4	
Análisis de resultados	56
Capitulo 5	
Conclusiones	91
Bibliografía	94

RESUMEN

Los retos que presenta actualmente la complejidad de los yacimientos— de interés económico debido al potencial petrolero, se resuelven a través de una caracterización óptima de los yacimientos, donde el cálculo de volumen original de hidrocarburos, es fundamental para determinar su valor económico.

Este trabajo tiene como propósito, determinar los valores de corte que permitirá el cálculo de volúmenes de hidrocarburos.

Capítulo 1.- Se hace una Introducción al tema de valores de corte y el estado del arte.

Capítulo 2.- Se incluye un resumen de la Geología de la Cuenca de Chicontepec en la cual se aplica el método de determinación de valores de corte.

Capítulo 3.- se describen las metodologías más importantes para determinar valores de corte: Regla de dedo, Núcleos, Registros Geofísicos de Pozo, Histogramas y Gráficas Cruzadas de Pickett y Hingle.

Capítulo 4.- Se aplica la metodología de Crossplot de Hingle y Pickett con datos de registros geofísicos de ocho pozos productores de la cuenca de Chicontepec y se determinan los valores de corte: porosidad de corte (ϕ_c), saturación de agua de corte (Sw_c) y volumen de arcilla de corte (Vcl_c), para cada sector.

El análisis y procesamiento Crossplot en base a la información de los registros, se realizó con software comercial y los resultados obtenidos de dicho análisis se interpretaron para determinar los valores de corte más adecuados para la cuenca, dividida en tres sectores Norte, Centro y Sur.

Capítulo 5.- Se incluyen las conclusiones de este trabajo.

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

Para determinar el valor económico de los yacimientos, es necesario hacer un cálculo correcto del volumen de hidrocarburos, es decir, calcular el valor más cercano al valor real.

Los valores de corte son en un sentido literal simplemente valores límite y representan un parámetro clave en la evaluación de yacimientos, la determinación de estos tiene un impacto directo en el cálculo de los volúmenes de reservas, ya que el uso de valores inapropiados puede resultar en volúmenes erróneos o poco realistas.

Los valores de corte han sido un parámetro utilizado durante varias décadas para delimitar intervalos de interés, permitiendo calcular el Espesor Neto Impregnado de Hidrocarburos (*Net Pay*); intervalos en los cuales los hidrocarburos son (económicamente) producibles. En muchos casos, un sólo valor de corte no es suficiente para definir un yacimiento, por lo que es necesario que estos valores sean adecuados considerando el mecanismo de depósito y la metodología sistemática para la evaluación de los hidrocarburos. Así como basar la cuantificación de los mismos en criterios específicos del yacimiento que rigen el almacenamiento y el flujo de hidrocarburos, acondicionándolos dinámicamente para reflejar la calidad del yacimiento, teniendo en cuenta el tipo de roca, el mecanismo de agotamiento del yacimiento y la escala de medición.

Aunque la determinación de valores de corte es un trabajo de rutina para Geocientíficos e Ingenieros de Yacimientos, no existe un procedimiento estándar para identificarlos y aplicarlos; Worthington y Cosentino (2003) concluyen que no existe una metodología establecida o bien definida sobre una base sólida científica para determinar los valores de corte dentro de los estudios integrados de yacimientos, debido a las diferentes percepciones geológicas o de ingeniería de lo que es el *Net Pay*; Worthington y Gaffney (2009) indican que, no existe una definición universal de *Net Pay*, ni la aceptación general de su papel en los estudios de yacimientos integrados, además de carecer de un método reconocido para su evaluación, y la existencia de opiniones divergentes sobre el uso del parámetro.

Se observa un desarrollo continuo de metodologías para la aplicación de *Net Pay* y valores de corte, mejorando el flujo de trabajo, que es la base para una mayor consistencia técnica en la estimación de los parámetros, prestando especial atención a las relaciones entre la identificación de los puntos de corte y los elementos clave de la práctica contemporánea sistémica de estudios de yacimientos.

Capítulo 2

APLICACIÓN A UN ÁREA DE ESTUDIO

CHICONTEPEC

La Cuenca de Chicontepec se localiza en el centro-orientado de la República Mexicana sobre la Planicie Costera del Golfo de México, cubre un área de aproximadamente 11,300 Km², comprendida en los estados de Veracruz, Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí (figura 1.1).

Geológicamente se ubica dentro de la Provincia Tampico–Misantla, entre el frente del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental al poniente y la paleoplateforma de Tuxpan al oriente, el Arco de Tamaulipas al Norte y el Eje Neovolcánico por el Sur.

Dentro de la cuenca se tiene el Paleocanal de Chicontepec el cual cubre una superficie aproximada de 3,300 km² y la mayor parte se encuentra en los estados de Puebla y Veracruz.



Figura.1.1. Ubicación del Paleocanal de Chicontepec (Ortega Gutiérrez et al. 1991).

La cuenca se divide en ocho sectores estratégicos, en polígonos con lados de diferente longitud para su exploración y producción (figura 1.2). Para la determinación de los valores de corte en este trabajo, el paleocanal se dividió en tres sectores: Norte, Centro y Sur.



Figura 1.2. Ubicación de los sectores del Paleocanal de Chicontepec (PEMEX, 2008).

GEOLOGÍA.

La Cuenca de Chicontepec pertenece a la Provincia Tampico-Misantla, que comprende una historia geológica desde el Triásico hasta el Reciente, pero la Cuenca principalmente tiene una historia que involucra al Paleoceno, al Eoceno y Oligoceno.

La Cuenca de Chicontepec se originó en el Paleoceno-Eoceno Inferior como producto de los esfuerzos compresivos Laramídicos del frente de la Sierra Madre Oriental hacia el Noreste, afectada en su margen oriental por una discordancia sintectónica, teniendo como apoyo el Macizo de Teziutlán al Sur y al Este la Paleoisla de Tuxpan.

Es el resultado de una combinación de eventos erosivos, producidos por corrientes submarinas que canalizaron sedimentos turbidíticos siliciclásticos y calcáreos del Terciario Inferior, provenientes del noroccidente y occidente por la erosión del Orógeno de la Sierra Madre Oriental, calcáreo-arcillosos de la paleo-Isla de Tuxpan al oriente y metamórficos del Macizo de Teziutlán al sur del paleo-cañón, que subyacen discordantemente al paleo-relieve laramídico del Mesozoico; estos aportes sedimentarios fueron transportados y

distribuidos por corrientes de turbidez y depositados en ambientes de aguas profundas (figura 1.3), generando una serie de canales que fueron rellenados por sedimentos arcillosos y arenosos, de manera alternada, en forma de turbidita, definidos como la formación Chicontepec (Inferior, Medio y Superior).

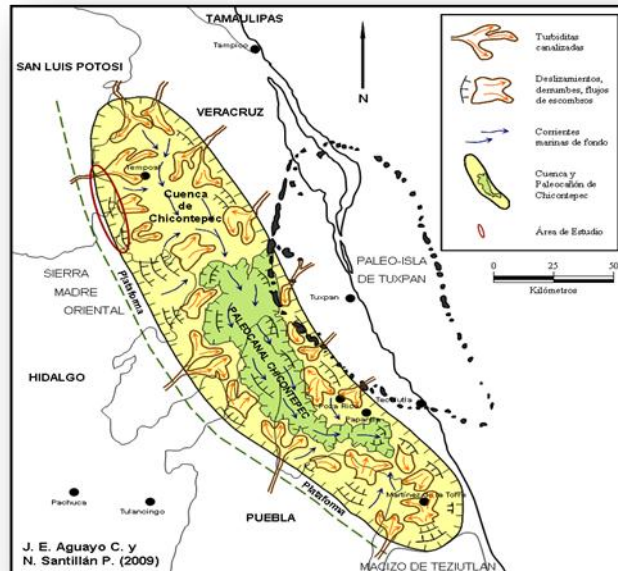


Figura 1.3. Modelo conceptual generalizado de flujos turbidíticos (J. E. Aguayo C. y N. Santillán P., 2009).

La fase más importante de deformación de la secuencia sedimentaria del Paleocañón corresponde al plegamiento Laramídico y a un sistema de fallas laterales, con desarrollo de fracturas principalmente, que originaron estructuras secundarias como pliegues y cabalgaduras con un rumbo general NW-SE, con convergencia al oriente y buzamiento entre 10 y 15° al NW, presentando diferentes estructuras menores asociadas como pliegues chevrón e isoclinales en las secuencias calcáreas delgadas, pliegues disarmónicos en las secuencias calcáreo-arcillosas y arcillo-arenosas, crucero de roca (clivaje) y fallas inversas de menor desplazamiento. Las secuencias de areniscas y lutitas que constituyen el Grupo Chicontepec únicamente presentan pliegues suaves en los sectores próximos a la Sierra Madre Oriental.

Las pulsaciones tectónicas intermitentes, provocaron una serie de eventos erosivos a la Formación Chicontepec Medio y la porción superior de la Formación Chicontepec Inferior; el depocentro de la Cuenca migró hacia el Este y la superficie de la cuenca se redujo, alcanzando un mínimo durante el Eoceno Inferior, por la reactivación de la falla transcurrente Brinco-Escobal y su extensión hacia el NW, canalizándose los flujos turbidíticos que se profundizan del noreste hacia el sureste. En el extremo más suroriental de la fosa del paleocañón, la columna paleógena fue totalmente erosionada, alcanzando a las rocas basales del Cretácico-Jurásico Superior.

Esta discordancia del Eoceno Inferior es un factor que regula la distribución de hidrocarburos en diferentes trampas. En la parte Norte y centro del Paleocanal la mayoría de los hidrocarburos se localizan por debajo de esta discordancia, mientras que en la porción Sur la producción se ubica en las arenas basales que la sobreyacen.

Sector norte:

La litoestratigrafía de los campos del Norte reflejan la influencia de los aportes calcáreo-arcillosos provenientes del oriente de la Paleo-plataforma de Tuxpan y de los flujos turbidíticos canalizados, siliciclásticos-arcillosos y calcáreo-arcillosos, asociados a lóbulos no canalizados debidos a derrumbes y deslizamientos, con vergencia hacia el NE-SE, provenientes de los canales alimentadores del borde noroccidental del Paleocañón de Chicontepepec.

Sector central:

La composición litoestratigráfica presenta estratos intercalados e interdigitados de areniscas arcillosas y arcillo-arenosas que se formaron como producto de flujos turbidíticos lobulares canalizados, interlobulares y de “overbanks”; tiene depósitos intercalados de areniscas arcillosas, siliciclásticas y calcáreas; existen también depósitos sedimentarios tabulares y lateralmente continuos formados por cuerpos lenticulares dispersos areno-arcillosos, formando lóbulos canalizados provenientes de los flujos de turbiditas del Norte y del noroccidente del Paleocañón de Chicontepepec; intercalados entre flujos de calcarenitas arcillosas y cementadas, provenientes del margen occidental de la Paleoplataforma de Tuxpan, presenta deslizamientos, derrumbes y flujos de escombros, masivos y con alta arcillosidad.

Sector Sur:

Los horizontes estratigráficos tienden a acuñarse lateralmente hacia el noreste y sureste; están compuestos por intercalaciones e interdigitaciones de areniscas arcillosas y arcillas arenosas. Los flujos de escombros, depósitos sedimentarios canalizados, derrumbes y deslizamientos intraformacionales, son las estructuras más frecuentes; consiste de estratos tabulares areno-arcillosos y arcillo-arenosos; que cambian verticalmente a cuerpos lobulares areno-arcillosos, interestratificados e interdigitados con horizontes interlobulares arcillo-arenosos; éstos presentan superficies de deslizamiento y derrumbes locales de baja magnitud, con plegamientos y fallamientos intraformacionales de pequeña escala; las estructuras lobulares areno-arcillosas son aisladas y dispersas, con baja conectividad entre ellas.

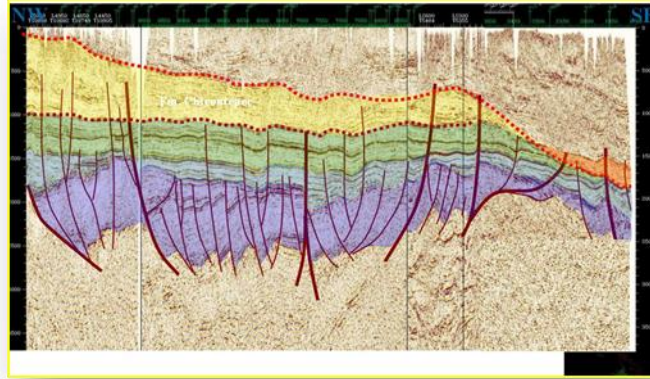


Figura 1.4. Fosa canalizada del paleo Cañon de Chicontepec, sección NW-SE (R.Slatt and S.Cossey,2008).

El Paleocanal de Chicontepec es una cuenca de antepaís (*foreland*), rellena de sedimentos terrígenos turbidíticos depositados en un ambiente marino profundo y nerítico externo a batial, con un espesor de más de 2,000 metros, formando lóbulos y abanicos submarinos de edad Paleoceno-Eoceno Inferior (figura 1.4).

Regionalmente, el ambiente de depósito de abanicos submarinos da la geometría de las arenas, conformando estructuras suaves y amplias en facies de abanico medio y distal; en las facies de abanico superior o cercano a la fuente de aporte se encuentran las estructuras más pronunciadas hacia el occidente del Paleocanal (figura 1.5).

SISTEMA	SERIE	PLAY PRODUCTOR	FORMACION	
			NORTE	SUR
TERCIARIO	OLIGOCENO SUPERIOR		HORCONES	PALMA REAL SUPERIOR
	OLIGOCENO INFERIOR		ALAZAN	PALMA REAL INFERIOR
	EOCENO SUPERIOR	●	TANTOYUCA	CHAPOPOTE
	EOCENO MEDIO		GUAYABAL	
	EOCENO INFERIOR	●	CHICONTEPEC SUPERIOR	ARAGON
	PALEOCENO SUPERIOR		CHICONTEPEC MEDIO	
	PALEOCENO INFERIOR	●	CHICONTEPEC INFERIOR	
	PALEOCENO INFERIOR		VELAZCO BASAL	
CRETACICO	SUPERIOR		MENDEZ	CHICONTEPEC CABAL
	MEDIO		SAN FELIPE	
	INFERIOR		AGUA NUEVA	
	INFERIOR		TAMAULIPAS SUPERIOR > TAMABRA	
JURASICO	SUPERIOR		TAMAULIPAS INFERIOR	
	SUPERIOR		PIMIENTA	
JURASICO	SUPERIOR		TAMAN > SAN ANDRES	

Figura 1.5. Columna geológica de la Cuenca de Chicontepec (Cuevas, 2005).

Las secuencias estratigráficas– reflejan sedimentos terrígenos, areno-lodosos, maduros texturalmente ya que las condiciones geomorfológicas de depresiones endorreicas presentaron una circulación hidrodinámica intermitente, restringida a semi-restringida y poco efectiva.

Los depósitos turbidíticos consisten de areniscas inmaduras (litarenitas y sublitanitas feldespáticas arcillosas), con fragmentos siliciclásticos y calcáreos, gruesos a finos, en una matriz lodosa y con cementante calcáreo; se presentan en forma de lóbulos canalizados y no canalizados, así como masivos, por deslizamientos, derrumbes y por flujos de escombros. Estos cuerpos sedimentarios son erráticos y aleatorios, tienen una dirección preferencial hacia el NE-SW pero están intercalados e interdigitados con estratos areno-arcillosos y lodosos, tabulares y lateralmente continuos, como depósitos interlobulares y “overbanks” (figura 1.6).

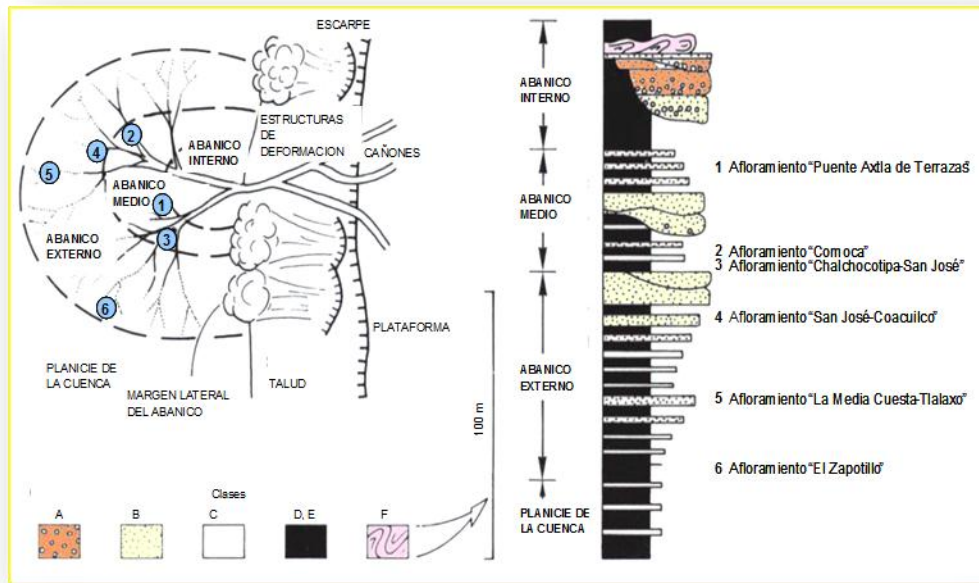


Figura 1.6. Interpretación de Facies en Chicontepec con base al Modelo del Sistema Turbidítico propuesto por E. Mutti y Ricci - Lucci, 1972.

Formaciones geológicas del área de estudio.

Las Formaciones asociadas al sistema petrolero que se ubican en el área de estudio pertenecen principalmente al Cretácico y a la parte inferior del Terciario. Sus principales características se describen de las más recientes a las más antiguas en la siguiente tabla 1.1.

PERIODO	EPOCA	FORMACIÓN
Terciario	Paleoceno Superior	Chicontepec Medio
		Chicontepec Inferior
	Paleoceno Inferior	Velazco Basal
Cretácico	Superior	Méndez
		San Felipe
		Agua Nueva
	Inferior	Tamaulipas
		Superior/Tamabra
		Tamaulipas Inferior

Tabla1.1 Columna geológica de la zona de interés analizada. (Santiago, 2012).

Formación Chicontepec Medio.

Se compone de una secuencia de lutitas color gris verdoso, gris y café con contenidos de bentonita, en varias localidades presenta impregnaciones de aceite (Pérez, 1990). En algunas localidades se caracteriza por la presencia de guijarros de caliza, de areniscas conglomeráticas, alternadas con areniscas oscuras de grano fino a medio, compactas y con restos de plantas; el Sur de la Cuenca de Chicontepec se compone de lutitas compactas, masivas color gris, sin estratificación visible y con láminas de areniscas calcáreas (Nava y Alegría, 2001). El contacto inferior de la Formación es concordante o discordante con la Formación Chicontepec Inferior. Se considera un ambiente de depósito similar al de la Formación Chicontepec Inferior (abanicos submarinos), con diferencia en la magnitud de los periodos de aporte.

Formación Chicontepec Inferior.

Consiste principalmente de lutitas suaves, grises, ligeramente arenosa con tonos verdosos y café, con contenidos moderados de bentónica blanca y verde; se presentan intercalados con areniscas arcillosas grises de grano fino; contienen impregnaciones de aceite residual (Pérez, 1990). Los espesores de la formación alcanzan hasta 1500 m. El depósito de esta formación se asocia al continuo levantamiento del occidente y un acelerado hundimiento o basculamiento al oriente. Este episodio es relacionado con la Orogenia Laramide, que da por resultado la Sierra Madre Oriental y que al erosionarse aporta un gran volumen de sedimentos hacia la cuenca, en condiciones próximas a los litorales y a zonas marginales de profundidad somera y también como depósitos que ocurrieron de manera irregular en abanicos submarinos. Se le considera roca almacenadora por sus horizontes lenticulares arenosos (Nava y Alegría, 2001); lo cual puede corroborarse, ya que al NW del campo Soledad se presenta como roca almacenadora productora (Pérez, 1990), sus facies arcillosas corresponden con rocas generadoras o sello.

Formación Velazco.

Se compone de lutitas de color gris, verde, algunas capas son calcáreas y otras se componen de bentonita verde, con interestratificaciones de areniscas calcáreas en capas delgadas. Al Sur de la Cuenca de Chicontepec, consiste de margas de color gris, gris-verde, con capas muy delgadas de bentonita, cenizas y areniscas. Presentan en ocasiones horizontes de anhidritas, huellas de oleaje y anélidos; al Este de la Faja de Oro, la Formación Velazco está representada por lutitas de color verde, el espesor promedio es de 140 m (Nava y Alegría, 2001). Al Oeste de Ebano-Pánuco, en las Haciendas de Tulillo, se zonificó a la Formación Velazco en dos miembros distintivos por su contenido faunístico: Velazco Basal y Velazco Superior (Nava y Alegría, 2001).

Formación Méndez.

Su litología se caracteriza por margas grises con fracturamiento concoidal. En la cima, las margas son de color rosado y se conocen como “Méndez rojo”, este miembro tiene intercalaciones de margas grises con areniscas arcillosas. Aflora en la mayoría de los casos en el eje axial de los sinclinales del frente Este de la Sierra Madre Oriental.

Se compone de una secuencia de lutitas y margas de color gris y gris verdoso, que llegan a alternar con capas de bentonita blanca; incluyen calizas arcillosas de color gris, lutitas en parte bentoníticas en capas delgadas. El espesor de la Formación Méndez varía desde 100 m hasta 1,000 m aproximadamente. Es de edad Campaniano Superior-Maestrichtiano, siendo la última formación del Periodo Cretácico que erosionaron los paleocanales de la Cuenca de Chicontepec. Se le considera roca almacenadora por su litología en horizontes brechoides y también roca sello por sus horizontes limosos y arcillosos (Nava y Alegría, 2001).

Formación San Felipe.

Presenta una amplia distribución, ya que, se le reporta al Sur de la Paleo-Península de Tamaulipas, en las cuencas de: Burgos, Veracruz y las del Sureste; aflora en el Este de la Sierra Madre Oriental y en la cuenca Mesozoica del centro de México. También se encuentra en afloramientos o en el subsuelo de la Provincia de Tampico-Misantla, incluyendo Chicontepec, aunque con espesores muy variados a lo largo de la cuenca. La localidad tipo se ubica al Oeste del poblado de San Felipe en San Luis Potosí, en donde se caracteriza por una alternancia de calizas y lutitas en estratos delgados gris verdoso, con capas de bentonita verde (Nava y Alegría, 2001). Su litología dominante es mudstone y wackestone bentoníticos, con escasos nódulos de pedernal; alterna con capas de lutitas color gris claro a gris verdoso, con material glauconítico. En la mayor parte de los sitios en la que se ha estudiado se compone de wackestone gris verdoso que intemperiza a café, en estratos de 10 a 40 cm de espesor, con intercalaciones de lutitas bentoníticas gris verdoso, así como capas laminares de bentonita de 5 a 10 cm de espesor (Nava y Alegría, 2001). Su espesor va de 50 hasta 330 m, aunque en Poza Rica, Ver. Se reportan espesores en subsuelo de 50 a 150 m. El ambiente de depósito de esta formación es el de cuenca, con gran influencia del material volcánico proveniente del arco magmático del Occidente de México, en plena actividad en el tiempo de depositación de esta formación. Se le tiene

considerada como roca almacenadora en sus brechas fracturadas de la parte basal, así como roca sello por algunos horizontes bentoníticos de baja porosidad (Nava y Alegría, 2001).

Formación Agua Nueva.

Aflora en el frente Este de la Sierra Madre Oriental, al noreste de la Cuenca Mesozoica del centro de México y al Sur de la Península de Tamaulipas; en el subsuelo se ha cortado en pozos petroleros en las cuencas de Burgos y Tampico-Misantla. En la Cuenca de Chicontepec no aflora, sólo se ha encontrado en cortes de núcleos de los pozos perforados en ella, aunque presenta una constante continuidad lateral a través de toda la cuenca. La unidad estratigráfica consiste de una alternancia de mudstone, wackestone con nódulos y bandas de pedernal; contiene intercalaciones de lutitas carbonosas y cuerpos de margas bentoníticas. Los estratos son delgados y medios en la base, laminares en la parte media y superior. Incluyen mudstone y calizas arcillosas, biógenas y bandeadas, wackestone gris claro con nódulos y bandas de pedernal negro. En algunas localidades presenta intercalaciones de lutitas calcáreas laminares, mudstone-wackestone gris, ligeramente arcilloso con abundantes nódulos de pedernal negro con interestratificaciones de lutitas gris verdoso de aspecto laminar (Nava y Alegría, 2001); el espesor promedio de la unidad es de 240 m. Tiene las tres posibilidades dentro del sistema petrolero: roca generadora, basándose en su contenido de materia orgánica, roca almacenadora debido a su porosidad y permeabilidad secundaria por fracturamiento, y roca sello por sus horizontes arcillosos y por las calizas mudstone y wackstone.

Formación Tamabra.

Se encuentra aflorando al Este de la Sierra Madre Oriental, al oriente de los bordes arrecifales de la Plataforma San Luis Valles y la Faja de Oro; así mismo se encuentra en el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec, en el área de Poza Rica y en Misantla, Ver. Es un conjunto litológico constituido por brechas de carbonatos, es decir, son rocas clásticas de talud (dolomitizadas o parcialmente dolomitizadas); se constituye de rocas derivadas del borde de plataforma, por lo que contiene clastos de ambiente arrecifal, moluscos y rudistas. La unidad consiste de brechas intraformacionales con fragmentos de packstone y grainstone, mudstone de foraminíferos y dolomías microcristalinas. Esta formación se divide en el Campo Poza Rica, en miembro superior (zona de calcarenitas biógenas) y un miembro inferior (zona de calcirruditas biógenas y dolomías) (Nava y Alegría, 2001). La presencia de arcillas como matriz en estos sedimentos, apoya el origen pelágico de sus sedimentos. El espesor promedio de esta secuencia es de 200 m para la zona de Poza Rica, aunque sorprendentemente los espesores pueden ser mayores, por ejemplo Salas (2001), reporta 370 m para un pozo cerca de Poza Rica, Ver; en otras localidades se reportan que van de 300 a 1,500 m. Su ambiente de depósito es el de talud, representando la facies intermedia entre depósitos de arrecife y mar abierto. Dada la presencia de rocas carbonatadas bioclásticas, brechoides y microcristalinas, corresponde con potenciales rocas almacenadoras y productoras de hidrocarburos (Nava y Alegría, 2001).

Formación Tamaulipas Superior.

Su distribución es muy amplia, se ha reportado al Sur de la Península de Tamaulipas, al Este de la Sierra Madre Oriental, al sureste de la Cuenca de Sabinas, al Este de la cuenca Mesozoica del Centro de México y la Cuenca de Burgos, así como en la Cuenca de Chicontepec; aunque autores como Salas (1949) y Mayol (2005) la ubican sólo en la parte Norte de la Cuenca, haciéndola equivalente a la Formación Tamabra en la parte sur en el área de Poza Rica, Ver. En el subsuelo de la Cuenca de Chicontepec consiste de calizas mudstone a wackestone gris claro y café oscuro, con estilolitas, contiene bandas y lentes de pedernal y nódulos de hematita. Presenta intercalaciones de lutitas, margas y horizontes delgados de tobas, además abundante disolución. Hacia la base contiene intercalaciones de estratos delgados de bentonita de color claro, verde y gris; su espesor varía de 60 a 400 m. Su ambiente de depósito corresponde a facies de cuenca con influencia volcánica ya que contiene material tobáceo bentonítico en capas delgadas, proveniente de la actividad volcánica del arco magmático del occidente. Se le considera roca almacenadora dada su buena porosidad secundaria por fracturamiento, en especial en la zona de Ébano y Pánuco.

Formación Tamaulipas Inferior.

Se encuentra aflorando al Sur de la paleopenínsula de Tamaulipas, en el Este-centro de la Sierra Madre Oriental y en el sector transversal; además también aflora en el Norte y noreste de la cuenca Mesozoica del centro de México; todos estos sitios donde hay afloramientos están fuera de la Cuenca de Chicontepec, pero dentro de la cuenca se ha encontrado durante la perforación de varios pozos petroleros.

En el subsuelo esta unidad es reportada en varios pozos petroleros de la cuenca, manteniéndose continua a través de toda su extensión, también se encuentra en otras cuencas como la de Burgos, Veracruz y todas las demás áreas que conforman la Provincia Tampico-Misantla.

La litología está compuesta de calizas wackestone y mudstone de color gris y gris oscuro, con microfósiles planctónicos; incluye lentes y bandas de pedernal gris oscuro a negro, además presenta intercalaciones de lutitas negras laminares. Contiene en su parte basal grainstone con oolitas, bioclastos y peletoides, seguidos por un wackestone con horizontes bentoníticos, después se compone de wackestone grueso con oolitas, de color gris y diseminaciones de hematita. El espesor de los estratos varía de 0.6 a 2.20 m. y el espesor promedio de la formación es de 400 m (Nava y Alegría, 2001).

Megasecuencias litoestratigráficas.

En el Grupo Chicontepec del Paleoceno-Eoceno Inferior, se distinguen tres megasecuencias litoestratigráficas (Inferior, Medio y Superior), que corresponden a las Unidades 1,2 y 3 respectivamente y son el resultado de diferentes procesos tectono-sedimentarios durante su depósito.

Unidad-1.- presenta un proceso pasivo y nivelador con facies arcillosas distales o externas; Equivalente a “Abanico externo o inferior” con facies arcillosas sobreyaciendo facies lodosas de piso de cuenca.

Unidad-2.- tiene procesos tectono-sedimentarios durante el depósito activo con aporte sedimentario en facies medias, areno-arcillosas; equivalente a “Abanico medio” con facies areno-arcillosas canalizadas y de desbordamientos inter-lobulares (“*overbank*”)

Unidad-3.- presenta un proceso de colapso, con facies arcillo-arenosas, internas o proximales, por flujos de escombros predominantemente arcillosos; equivalente a “Abanico interno o superior” con facies arcillosa-arenosas y estructuras intraformacionales (derrumbes, flujos de escombros, cabalgaduras con plegamientos y fallamientos inversos).

Estas unidades están limitadas respectivamente, por cuatro superficies discordantes: “C”, “B”, “A” y K/T; que indican períodos intermitentes de sedimentación, con franca progradación y tendencia a acuñarse hacia el E-NE- SE.

De las tres megasecuencias identificadas, de acuerdo a su posición en la columna estratigráfica del Grupo Chicontepec, la Megasecuencia Media (Unidad-2), que se encuentra entre las discontinuidades estratigráficas A y B, es la que ofrece mejores condiciones de acumulación de hidrocarburos, ya que se compone de flujos masivos de escombros canalizados y derrumbes, asociados a plegamientos y deslizamientos coherentes e incoherentes con estratos apilados altamente arcillosos y aislados entre sí; formando trampas estratigráficas y diagenéticas, texturalmente compuestas por areniscas-arcillosas, que aunque aisladas y cementadas con carbonatos la hacen atractiva como rocas almacenadoras de hidrocarburos (figura 1.7).

En el Paleocanal de Chicontepec se tiene definidos tres plays productores:

Play Chicontepec (Paleoceno-Eoceno Temprano): corresponde a una secuencia sedimentaria marina, turbidítica de ambiente nerítico, externo y batial, depositada en forma de lóbulos y abanicos submarinos. Estas secuencias de areniscas, limolitas y lutitas tienen características muy variables y se encuentran distribuidas de manera compleja. Este play se localiza de bajo de una discordancia regional y preferentemente hacia el borde occidental del Paleocanal de Chicontepec.

Play Chicontepec Canal (Eoceno Inferior Tardío): se localiza en la parte sureste del Paleocanal de Chicontepec. El relleno sedimentario en esta parte del paleocanal ocupó el canal originado por un evento erosivo de gran magnitud. Corresponde a una secuencia sedimentaria marina, turbidítica de ambiente nerítico externo batial.

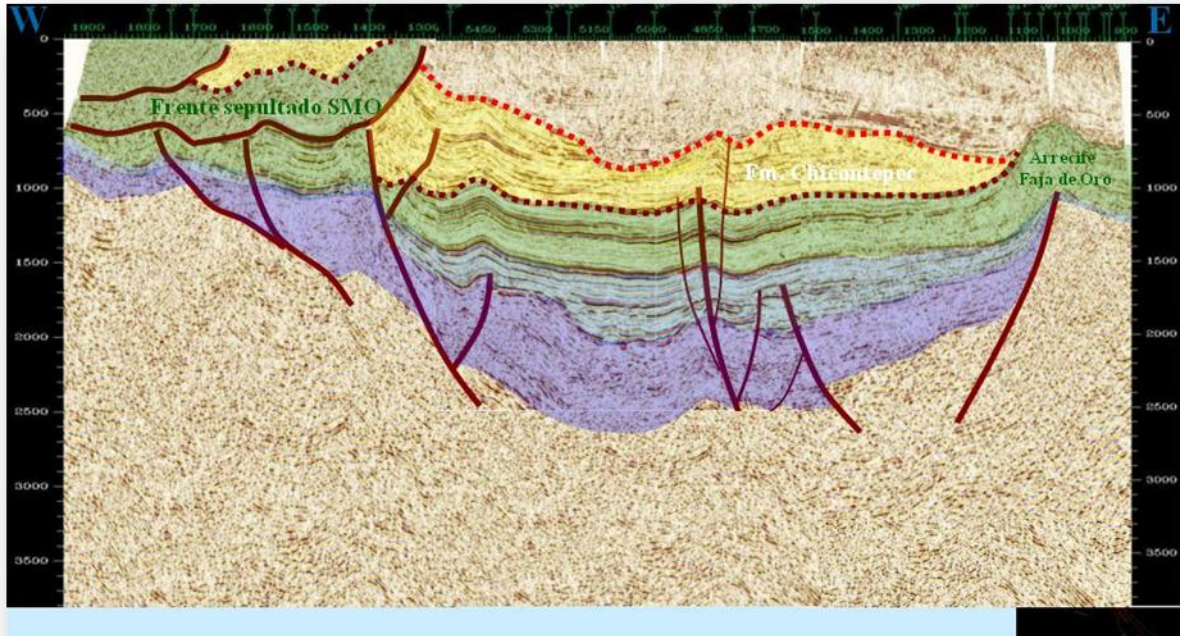


Figura 1.7. Paleo-Cuenca y Cañón de Chicontepec sección SW-NE (R. Slatt and S. Cossey, 2008).

Play Tantoyuca (Eoceno Tardío): corresponde a una secuencia sedimentaria compuesta por areniscas, conglomerados, limolitas y lutitas, depositadas en ambientes que varían de nerítico interno a batial superior. Su distribución está restringida principalmente entre el borde oriental del Paleocanal de Chicontepec y la Plataforma de Tuxpan. Su depósito se efectuó en deltas y canales submarinos.

Sistema Petrolero:

Roca almacenadora.

Se encuentra constituida por areniscas de espesor variable y su continuidad lateral es dependiente de la geometría y profundidad de la erosión; son comunes las liatarenitas de grano fino a medio aunque en algunos intervalos existen conglomerados con matriz arenosa, muestran alta variabilidad vertical en sus características petrofísicas, de porosidad y permeabilidad. Estas rocas presentan constituyentes líticos carbonatados.

Trampas.

Está constituido por una gran variedad de trampas donde predomina las de tipo estratigráfico, complejas y controladas por la geometría debida a la superposición de abanico y superficies de erosión, que muestran un componente estructural en los cuerpos localizados en la porción occidental. El entrapamiento del yacimiento está dado por lutitas intercaladas que limitan en su cima, en su base y lateralmente a los desarrollos arenosos.

Los procesos relacionados con la erosión y la migración han propiciado la degradación de los hidrocarburos cambiando sus propiedades fisicoquímicas, como lo demuestra la presencia de aceites pesados de 18 grados API.

Roca Generadora.

Los trabajos geoquímicos realizados en la provincia Tampico-Misantla han demostrado en especial que las facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior son las principales generadoras de los hidrocarburos, con un kerógeno tipo II.

Roca Sello.

En las porciones Norte y central del área el sello lo componen sedimentos arcillosos localizados por encima de la erosión regional de la edad Eoceno Temprano, mientras que hacia el sureste lo establecen los sedimentos arcillosos de la formación Guayabal (Eoceno Medio). Es importante mencionar que debido a la naturaleza del depósito, las intercalaciones arcillosas entre los cuerpos arenosos constituyen sellos de carácter local, se tienen lutitas interestratificadas con los cuerpos arenosos que actúan como sello.

Capítulo 3

METODOLOGÍA

Terminología básica.

Aunque no exista una definición universal para los términos que describen la capacidad de una roca para almacenar y transmitir fluidos, hay siete términos descriptivos que tienen un uso generalmente aceptado. Ellos se basan en el análisis volumétrico utilizando datos de núcleos y registros de pozos, todos ellos definen espesores o relaciones de espesor, y están relacionados entre sí (figura 3.1).

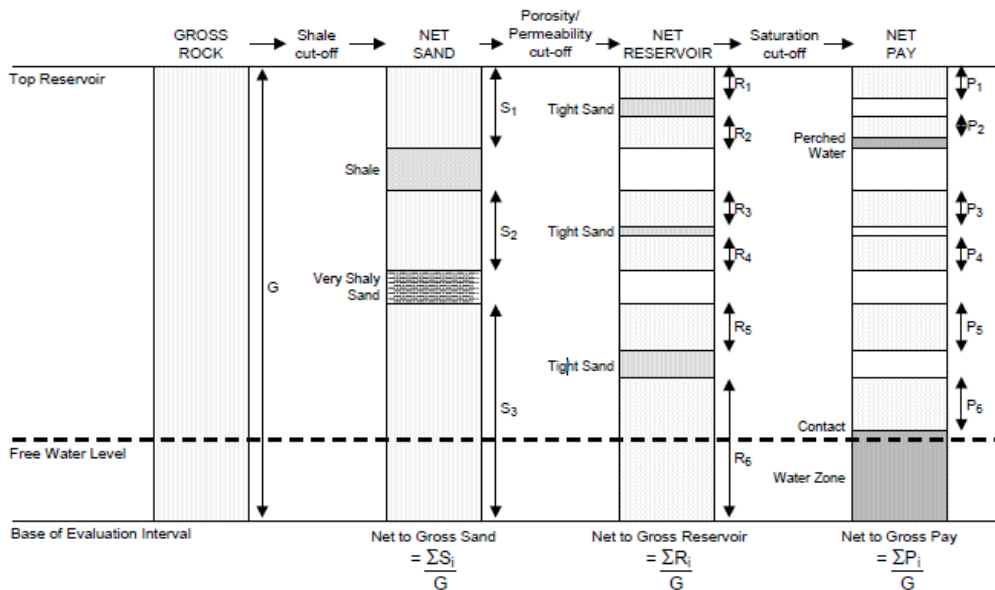


Figura 3.1. Interrelación esquemática de los parámetros y valores de corte.

Gross Rock: comprende todas las rocas dentro del intervalo de evaluación.

Net Sand: comprende aquellas rocas que podrían tener propiedades útiles de yacimiento. La palabra arena es un término genérico que históricamente se usa en yacimientos y equivale a una roca sedimentaria litológicamente limpia. *Net Sand* se define generalmente como la suma de los intervalos para los que el contenido de arena es mayor o igual a un valor límite. Este criterio se expresa habitualmente en términos del contenido de volumen de arcilla Vsh que debe de ser menor que un valor límite Vsh_c (el valor de corte de contenido de arcilla). Este término de volumen e arcilla incluye arcillas y limos

(indicadores de tamaño), minerales de arcilla (indicadores de composición, en su mayoría dentro de la fracción arcilla), y otros detritos, por lo general de naturaleza mal clasificados.

Net reservoir: comprende los intervalos de *Net Sand* que sí tienen propiedades útiles de yacimientos. Esta condición se expresa habitualmente en términos de la porosidad (ϕ), la cual debe ser mayor o igual a un valor límite ϕ_c (el punto de corte de porosidad). A menudo está ligado a la permeabilidad del núcleo para que el criterio *Net Reservoir* sea efectivamente una roca suficientemente porosa y permeable capaz de almacenar y transmitir hidrocarburos.

Net Pay: comprende aquellos intervalos de *Net Reservoir* con un contenido significativo de hidrocarburos. Este requisito se expresa derivado del registro de saturación de hidrocarburos S_h , que es mayor que o igual a un valor límite. Esta condición es equivalente a decir que la saturación de agua $S_w (=1-S_h)$ es menor que un valor límite S_{w_c} (el valor de corte de saturación de agua). El parámetro S_w se puede medir de los registros de pozos y también en el laboratorio si los núcleos se encuentran disponibles, pero las mediciones básicas de S_w confiables en núcleos siguen siendo relativamente poco frecuentes. Donde el *Net Reservoir* está ligado a la permeabilidad, el *Net Pay* describirá aquellos *Net Reservoir* de intervalos que contienen hidrocarburos producibles. En una clara relación con las reservas, la definición de *Net Pay* son los intervalos prospectivos con hidrocarburos que se pueden producir económicamente utilizando un determinado método de recuperación.

Net to Gross: término genérico que abarca tres definiciones, todos derivados de lo anterior. En general, es la relación del espesor neto y espesor bruto. *Net-to-gross* puede ser basado en el *Net sand*, *Net Reservoir*, o *Net Pay* y expresado como *Net-to-Gross sand*, *Net-to-Gross reservoir*, o *Net-to-Gross pay*, o sea respectivamente, arena neta, depósito neto, o pago neto, y se expresó como neto-a-bruto de arena, depósito neto-a-bruto, o pago neto-a-bruto, respectivamente.

Este conjunto de definiciones no es única (tabla 3.1) Indica la relación entre la clasificación descrita aquí y algunos otras propuestas.

La adopción plena de estas definiciones requiere tres puntos de corte coexistentes físicos: Vsh_c , ϕ_c y S_{w_c} . Estos se pueden utilizar en cierto modo "estático" o "volumétrico", donde los puntos de corte se utilizan para evaluar los hidrocarburos en el lugar, posiblemente con la posterior aplicación de un factor de recuperación para estimar reservas.

This Paper	Snyder ²	Bailey and De Crespo ³	Márquez <i>et al.</i> ⁴	Cheatwood and Guzman ⁵
Gross sand	Gross reservoir interval	Gross sand	Gross sand	Gross sand
Net sand	Gross sand	Net sand		Net sand
Net reservoir	Net sand		Net sand	
		Net oil sand ^a		Net pay ^c
Net pay	Net pay	Net exploitable sand ^b	Net oil sand	Productive zones ^c
Notes: (a) <i>Net oil sand</i> has sufficient porosity and hydrocarbon saturation to allow oil to be movable; this parameter is used for hydrocarbons in place. (b) <i>Net exploitable sand</i> is a net oil sand that should be produced, although not necessarily commercially as a stand-alone. (c) <i>Productive zones</i> have a higher porosity cutoff than <i>net-pay</i> intervals: this higher porosity is needed for flow to occur.				

Tabla 3.1. Correspondencia de algunos términos en la evaluación de yacimientos.

Alternativamente, se puede utilizar en un modo "dinámico", es decir los valores de corte estáticos están ligados a otro parámetro, como la permeabilidad (relativa), que a veces se incluye explícitamente en la definición de *Net Pay*. En estos casos, los puntos de corte se convierten en indicadores de capacidad de flujo, así como de los volúmenes. Son más apropiados para la estimación dinámica de recuperación de hidrocarburos final a través de la simulación, que también proporciona un factor de recuperación. Estos dos enfoques proporcionarán diferentes valores de *Net Pay* y tienen diferentes factores de recuperación, aunque el producto de estos dos parámetros puede hacerlos parecer similares.

En general, los parámetros de corte se expresan en cuatro parámetros petrofísicos, que son de gran importancia para calcular el volumen original y su reserva:

Porosidad (ϕ):

La porosidad es el volumen ocupado por fluidos que contiene una unidad volumétrica de formación. Las porosidades de las formaciones pueden variar en alto grado, por ejemplo, las calizas y evaporitas tienen una porosidad muy baja, las areniscas bien consolidadas presentan una porosidad del 10% al 30%, las lutitas o arcillas tienen porosidades con contenido de agua de más del 40%, sin embargo los poros individuales son generalmente tan pequeños que la roca es impermeable al flujo de los líquidos.

Las porosidades se clasifican según la disposición del material que rodea los poros; en una roca limpia, la matriz se compone de granos de arena individuales, con formas más o menos esféricas y apiñadas de manera que los poros se forman entre ellos; a esta porosidad se le llama porosidad intergranular, que por lo general ha existido en las formaciones desde el momento en que se depositaron, razón por la cual se le conoce como porosidad primaria.

Desde el punto de vista de los registros geofísicos, la porosidad se define como:

1. Porosidad efectiva.- Es el cociente que resulta de dividir el volumen total de poros comunicados, entre el volumen total de la roca.

$$\phi_a = \frac{V_{pc}}{V_t}$$

donde:

V_{pc} = volumen de poros comunicados

V_t = volumen total de roca

ϕ = porosidad efectiva de una formación limpia.

2. Porosidad absoluta.- que se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total de poros, comunicados más no comunicados, entre el volumen total de roca.

$$\phi = \frac{V_{pc}}{V_t}$$

donde:

V_{pc} = volumen total de poros

V_t = volumen total de roca

ϕ_a = porosidad absoluta de una formación limpia .

De acuerdo al origen de la roca la porosidad puede clasificarse como: porosidad original y porosidad inducida, que tiene correspondencia con porosidad primaria y porosidad secundaria, respectivamente.

Permeabilidad (K):

La permeabilidad se define como la facilidad con que los líquidos fluyen a través de los poros interconectados de una roca, la que será constante en una roca con cualquier líquido, siempre y cuando el líquido no interactúe con la roca.

La unidad de permeabilidad es el "Darcy", sin embargo por cuestiones prácticas comúnmente se utiliza la milésima parte, el miliDarcy (mD).

Una roca debe tener fracturas, capilares o poros interconectados para ser permeable, de tal forma que exista cierta relación directamente proporcional entre porosidad y permeabilidad; por lo general una permeabilidad mayor se acompaña de una porosidad mayor, sin embargo esto no es una regla absoluta.

Las lutitas y ciertas arenas tienen altas porosidades, sin embargo, sus granos son tan pequeños que los caminos que permiten el paso de los líquidos son escasos y tortuosos, por ello sus permeabilidades suelen ser muy bajas.

Algunas rocas como las calizas, pueden presentar pequeñas fracturas o fisuras de una gran extensión, la porosidad de estas rocas será baja, pero la permeabilidad de una fractura puede ser muy grande, en consecuencia, las calizas fracturadas pueden tener bajas porosidades, pero permeabilidades muy altas.

En la actualidad existen metodologías que han demostrado ser confiables para determinar esta propiedad de las rocas, a partir de registros geofísicos de pozo.

Saturación de agua (S_w).

La saturación de una formación es la fracción del volumen de ésta que es ocupada por un líquido.

La saturación de agua (S_w) se define como la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene el agua de formación.

$$S_w = \frac{V_w(\text{m}^3 \text{ de agua})}{V_p(\text{m}^3 \text{ de poro})}$$

Cuando sólo existe agua en los poros, la formación tiene una saturación de agua del 100%.

El símbolo de la saturación es la letra S y para denotar la saturación de un fluido en particular, se utilizan varios subíndices, por ejemplo:

S_w =saturación de agua.

S_o =Saturación de aceite.

S_g = **Saturación de gas.**

S_{hc} =Saturación de hidrocarburos.

La saturación de aceite o gas es la fracción de volumen poroso que los contiene. De este modo, la suma de todas las saturaciones de una determinada roca debe ser igual al 100%.

$$S_o = \frac{V_{hc}}{V_p} = \frac{(1 - S_w)((\text{m}^3 \text{ hidrocarburos}))}{(\text{m}^3 \text{ poros})}$$

Ambas saturaciones se pueden expresar en fracción o por ciento.

Volumen de arcilla (Vsh).

Existe una clara distinción entre los términos arcilla para el sedimento y lutita para la roca, no así en la evaluación de registros, donde ambos términos se usan indistintamente para denominar la fracción de la roca ocupada por arcilla o lutita. En términos petroleros se define como arcilla a los silicatos complejos hidratados de Aluminio que constituye la caolinita, illita, montmorillonita (esmeclita), clorita y vermiculita, cuyo tamaño de partícula es inferior a 1/256 mm. La lutita es la roca de minerales de arcilla y algunas variedades de minerales con grano muy fino, como el óxido de hierro, micrita y materia orgánica.

Debido al tamaño muy pequeño que presentan las partículas de arcilla tienen una muy alta área superficial, por lo que pueden captar de manera muy efectiva grandes cantidades de agua, las cuales no fluyen, pero contribuyen a la respuesta de los registros. La arcilla presente en las formaciones debe tomarse en cuenta para los efectos de los análisis de los registros; independientemente de su influencia sobre la porosidad y permeabilidad, la importancia señalada se desprende de sus propiedades eléctricas, las cuales ejercen una influencia significativa en la determinación de las saturaciones de fluidos.

El cálculo de volumen de arcilla se puede hacer a través de la siguiente fórmula matemática utilizando el registro Rayos Gamma.

$$Vsh = \frac{GR_{reg} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

donde:

GR_{reg}: Gamma Ray del registro.

GR_{max}: Gamma Ray máximo.

GR_{min}: Gamma Ray mínimo.

METODOLOGÍAS TRADICIONALES PARA LA DETERMINACIÓN DE VALORES DE CORTE.

Los valores de corte por lo general se han generado y aplicado en la fase de evaluación Petrofísica, pero su impacto principal ha sido en la etapa de ingeniería de yacimientos. Esta separación se ha visto exacerbada por la práctica histórica de la evaluación de yacimientos, lo que genera la falta de uniformidad en las definiciones.

La industria petrolera ha adoptado tradicionalmente como valores de corte reglas de dedo, esta naturaleza arbitraria de los valores de corte ha sido durante mucho tiempo conocida. Estas reglas para determinar valores de corte se han fundado en la experiencia, pero resultan arbitrarias en el sentido de que no se toman en cuenta específicamente las características del yacimiento y el mecanismo de declinación del yacimiento. Las reglas empíricas se degradan por la falta de un procedimiento especificado para su aplicación.

Algunos han propuesto valores típicos de V_{shc} , ϕ_c y S_{wc} para depósitos clásticos y luego los modifican para yacimientos carbonatados.

Lithology	Cut-off parameter	Range of values
Sandstones	V_{sh}	0.3 - 0.5
	ϕ	0.06 - 0.08
	S_w	0.5 - 0.6
Carbonates	V_{sh}	0.3 - 0.5
	ϕ	0.04 - 0.05
	S_w	0.5 - 0.6

Tabla 3.2. Valores de corte propuestos para calcular volúmenes de hidrocarburos en areniscas y carbonatos.

En su mayor parte, han sido valores de corte fijos de permeabilidad K_c , nominalmente 0.1 mD para yacimientos de gas y 1.0 mD para yacimiento de aceite; Estos valores de corte han sido usados debido a que la permeabilidad no se mide por los registros de pozos, la práctica ha sido relacionar la permeabilidad de núcleo a la porosidad y / o algún otro parámetro medido de registros. Las respuestas del registro y / o valores de parámetros del depósito, al interpretarse corresponden a un punto de corte adoptado a la permeabilidad que se utiliza como un punto de corte de permeabilidad calculado.

Metodología a partir de Núcleos.

El método más directo para determinar las propiedades petrofísicas de las rocas son los núcleos, por tal cuando se recuperan núcleos, es conveniente realizarles una serie de ensayos especiales.

a) Determinación de la saturación de agua (Sw).

La saturación de fluidos será determinada en un núcleo mediante la técnica de extracción por destilación del solvente (método Dean-Stark), utilizando tolueno como solvente extraído. El peso inicial, corregido por el peso de la camisa y el tamiz son registrados para cada muestra y luego estas son colocadas en un extractor Dean-Stark. La ebullición del solvente empuja el agua de la muestra, la cual es recolectada en trampas calibradas ubicadas debajo de tubos de condensación. Los volúmenes de agua son medidos después de la estabilización. Las muestras son secadas y limpiadas para completar la determinación de la saturación de fluidos. Los volúmenes de petróleo serán determinados por la pérdida de peso después que se ha estimado el volumen de agua extraído; usando la densidad real del petróleo utilizado (se pudiera usar en su defecto el valor de densidad de 0.85 grs/cm³).

Las ecuaciones siguientes deben ser utilizadas para calcular la saturación de petróleo y agua, respectivamente:

$$S_o = \frac{\left[\frac{W_i - W_d}{\rho_o} \right] - V_w}{V_p} \times 100\%$$

donde:

S_o saturación de petróleo expresada en porcentaje por volumen poroso

W_i Peso inicial de la muestra corregida en gramos ,

W_d Peso de la muestra seca corregida en gramos,

ρ_o Densidad del petróleo en $\frac{\text{gramos}}{\text{cm}^3}$

V_w Volumen de agua extraído en cm³,

V_p Volumen poroso corregido en cm³

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \times 100\%$$

S_w saturación de agua expresada en porcentaje de volumen poroso

V_w volumen de agua extraído en cm³

V_p volumen poroso en cm³

b) Determinación de la porosidad (ϕ).

La densidad de grano debe ser determinada usando el peso de la muestra seca corregido (mencionado anteriormente) y las medidas del volumen de grano, bajo condiciones atmosféricas en un porosímetro de expansión de Helio usando la Ley de Boyle. Los volúmenes de granos de la muestra son corregidos por el volumen de la camisa y el tamiz

(níquel y acero inoxidable respectivamente). La densidad de grano es calculada de la forma siguiente:

$$\rho_g = \frac{W_d}{V_g}$$

donde:

W_d Peso de la muestra seca corregida en gramos

ρ_0 Densidad de grano en $\frac{\text{gramos}}{\text{cm}^3}$

V_g Volumen de grano corregido en cm^3

La porosidad es determinada utilizando los valores de volumen de granos ya obtenidos y midiendo el volumen poroso con la expansión del Helio en una celda de prueba hidrostática a presiones de sobrecarga, utilizando la Ley de Boyle. Antes de empezar las mediciones, se debe calibrar el equipo midiendo los volúmenes falsos de producto de las tapas laterales con mallas y la expansión de los tubos. El volumen de poro real se calcula restando el valor de este volumen falso del volumen de poros medido. La porosidad se calcula de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{V_p}{V_p + V_g} \times 100\%$$

donde:

ϕ porosidad exoresada en porcentaje

V_p volumen poroso corregido en cm^3

V_g volumen de grano corregido en cm^3

La porosidad es determinada utilizando los valores de volumen de granos ya obtenidos y midiendo el volumen poroso con la expansión del Helio en una celda de prueba hidrostática a presiones de sobrecarga, utilizando la Ley de Boyle. Antes de empezar las mediciones, se debe calibrar el equipo midiendo los volúmenes falsos de producto de las tapas laterales con mallas y la expansión de los tubos. El volumen de poro real se calcula restando el valor de este volumen falso del volumen de poros medido. La porosidad se calcula de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{V_p}{V_p + V_g} \times 100\%$$

donde:

ϕ porosidad exoresada en porcentaje

V_p volumen poroso corregido en cm^3

V_g volumen de grano corregido en cm^3

c) Presión capilar y tamaño del poro por inyección de mercurio.

Muestras secadas al aire son colocadas en una cámara hermética de Mercurio evacuada a menos de 100 micrones de Mercurio. El Mercurio es luego introducido en la muestra dentro de la cámara. Se aplica presión a la muestra, forzando el Mercurio a penetrar los espacios porosos hasta la estabilización, en la presión deseada. Este paso es realizado en varios incrementos de presión hasta haber invadido con Mercurio aproximadamente 100% del espacio poroso. El tamaño de la garganta del poro penetrado por cada nivel de presión es calculado de la siguiente manera:

$$r = 2\alpha \cos\lambda \left[\frac{0.145}{P_c} \right]$$

donde:

r = radio de la garganta del poro

λ = ángulo de contacto del mercurio (140°)

α = tensión superficial entre el mercurio y el nitrógeno $\left(480 \frac{\text{dinas}}{\text{cm}}\right)$

P_c = presión capilar

d) Determinación de la permeabilidad (K).

La permeabilidad al gas (Nitrógeno) en condiciones de estado constante, debe ser medida en una celda de presión hidrostática al nivel de esfuerzo en sitio. Inmediatamente después del cálculo del volumen poroso descrito arriba se cambia el múltiple de la celda para medir la permeabilidad por flujo del gas. La presión de entrada es medida directamente sobre la cara de la muestra por un manómetro de precisión o un transductor de 50 psi de presión, dependiendo de la caída de presión.

La presión de salida es medida directamente en el orificio de salida de la superficie de la muestra usando un manómetro de aceite inclinado. La tasa de flujo es medida directamente fluyendo una película jabonosa a través de una bureta graduada. El tiempo requerido para que esta película jabonosa fluya a través de un volumen dado, es medido con un cronómetro. El promedio de tres medidas de razones de flujo es usado para

calcular el valor reportado de permeabilidad. La permeabilidad se calcula de la siguiente manera:

$$K_a = \frac{2000 Q_b \mu P_b \left(\frac{L}{A}\right)}{(P_i + P_b)^2 - (P_e + P_b)^2}$$

donde:

Ka = Permeabilidad absoluta del gas en mD

Qb = Razón de flujo en cm³/seg

μ = Viscosidad del nitrógeno en centipoise (asumir 0.176 cp)

Pb = Presión barométrica en atmósferas

L = Longitud de la muestra en cms

A = Area de la sección transversal de la muestra en cm²

Pi = Presión de entrada en atmósferas

Pe = Presión de salida en atmósferas

Se deben medir las permeabilidades direccionales a presiones de confinamiento, ya que microfracturas y canales preferenciales sufrirán una disminución de tamaño. Las muestras de materiales utilizando núcleos enteros, son orientadas usando algunos de los diferentes métodos de orientación, donde se harán particiones con segmentos de 30° o 45°. Los permeámetros para muestras enteras son generalmente usados para hacer pasar flujo de gas a través de estos segmentos.

Todas las otras posibles direcciones son mecánicamente selladas. Por ejemplo, si los segmentos de 45° son utilizados, las muestras son rotadas cuatro veces midiendo la permeabilidad al Nitrógeno en cada ocasión. Otro método más sencillo que se recomienda, consiste en tomar muestras del núcleo orientado, en diferentes direcciones (2 verticales y una horizontal), y medir la permeabilidad lineal en cada uno de ellas.

e) Permeabilidad relativa agua/ petróleo: método estado variable.

Las mediciones de permeabilidad relativa agua/petróleo de estado variable, serán realizadas sobre tapones en una celda de presión hidrostática, a la temperatura y presión de interés. Inicialmente, las muestras son saturadas al vacío con una salmuera de propiedades iguales a las de formación y luego montadas dentro de la celda de prueba, donde se mide la permeabilidad absoluta de la salmuera. La saturación de agua residual es estabilizada por desplazamiento dinámico de la salmuera con petróleo crudo muerto. Una vez que la saturación de agua residual ha sido obtenida, la muestra es añejada por un

período largo de tiempo (45 - 60 días) para restaurar la humectabilidad a las condiciones originales. Los datos del desplazamiento en estado variable son adquiridos inyectando una salmuera simulada de la formación, mientras la caída de presión y la producción de petróleo y agua son monitoreadas en función del tiempo hasta alcanzar un corte de agua de 99.9%. El punto final de saturación de agua es determinado por extracción de solvente por destilación con tolueno, y la historia de saturación se deduce utilizando el punto final de saturación y la historia de los fluidos desplazados. La relación puede ser expresada por las funciones generalizadas de Corey:

$$K_{rw} = K_{rwe} \left[\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{or}} \right]^{n_w}$$

Y

$$K_{ro} = K_{roe} \left[\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wr} - S_{or}} \right]^{n_o}$$

donde:

K_{rw} = Permeabilidad relativa al agua

K_{rwe} = Permeabilidad realtiva final al agua (K_{rwe} @ S_{or})

K_{ro} = Permeabilidad Relativa al petróleo

K_{roe} = Permeabilidad relatica final al petroleo (K_{ro} @ S_{wr})

S_w = Saturacion de agua

S_{wr} = Saturación Residual de agua

S_o = saturación de Petróleo

S_{or} = Sataracion Residual de Petróleo

n_w = Forma del exponente de la ecuacion de Corey para la fase agua

n_o = Forma del exponente de la ecuacion de Corey para la fase petróleo

f) Permeabilidad relativa agua/petróleo: método estado constante.

Pruebas de permeabilidad relativa agua/petróleo son realizadas sobre tapones o núcleos completos en una celda de prueba hidrostática. Esta celda está hecha de material especial para poder utilizar un equipo de Tomografía Axial Computarizada (CT), a las condiciones de presión y temperaturas en sitio, para determinar saturación mientras se inyectan las dos fases simultáneamente. Las medidas típicas de permeabilidades relativas son realizadas para siete condiciones de saturación.

Para cada condición de saturación, el fluido es introducido en un porcentaje determinado de petróleo y agua. La saturación que se inyecta en la muestra es monitoreada usando el equipo CT y se continúa el flujo hasta que las condiciones de estado estable son obtenidas. El criterio para determinar flujo constante lo constituye la estabilización de mediciones sucesivas de números CT (atenuación de rayos X) con el tiempo. La caída de presión y las tasas de flujo son usados para calcular valores relativos. La ecuación de Corey arriba mostrada es usada para describir la relación entre la permeabilidad relativa y saturación.

g) Volumen de arcilla (Vcl).

La descripción litológica de cada muestra consiste mencionar el tipo de roca, color, tamaño de grano, estratificación o cualquier otra característica importante que pueda afectar los valores de densidad de grano, porosidad y permeabilidad. La descripción se hace para cada muestra a medida que se vaya analizando.

Se deben preparar también secciones finas a las condiciones de los esfuerzos efectivos en sitio. Se debe meter una muestra congelada en una celda hidrostática a la presión requerida. Una vez que esta se descongele se evacuará el sistema poroso y se inyectará una resina azul fluorescente hasta que esta se cure. Luego se desmontará la muestra y se procederá a preparar una sección fina tradicional. Esta puede ser descrita usando luz normal o luz ultravioleta. Se presentarán microfotografías con luz normal y luz UV de cada sección. Es muy importante observar la forma de los granos, su empaquetamiento, el tipo de porosidad, la presencia de hidrocarburos y los procesos diagenéticos.

Una muestra cilíndrica es colocada en una celda de prueba hidrostática a las condiciones de esfuerzos en sitio. El sistema poroso es evacuado, inyectando epoxy azul o fluorescente y permitiendo que este cure a los esfuerzos aplicados. La muestra es tallada hasta tener un tamaño apropiado y luego es montada en un vidrio deslizante y preparada en secciones finas tradicionales. Estas secciones finas pueden ser descritas usando luz normal o luz ultravioleta, terminando el volumen de arcilla con un conteo de puntos.

Control de calidad e interpretación

Se debe mantener un estricto control de calidad de las mediciones, basado en procedimientos estandarizados, calibración de equipos y pruebas puntuales. Los procedimientos de control de calidad deben ser realizados para medidas de volumen de

grano, medidas de volumen poroso y medidas de permeabilidad. Se debe exigir información sobre los procedimientos de los ensayos, métodos de control de calidad y prueba de las calibraciones.

Para poder determinar los valores de corte es necesario realizar estas mediciones en núcleos de roca almacén es decir con características de la formación productora, se hace un análisis de los valores obtenidos y se determina mediante un promedio para cada propiedad característica de la zona productora, el valor de corte.

2.- Método por Registros Geofísicos de Pozo.

Los registros geofísicos de pozo, proporcionan información que permite evaluar las condiciones originales de acumulación de fluidos entrampados en el subsuelo; son una herramienta útil en la exploración petrolera y posteriormente en la caracterización de yacimientos.

Los principales registros geofísicos de pozo utilizados para calcular parámetros petrofísicos y hacer cálculo de reservas son:

Registro de Potencial Espontáneo (SP).

La curva de potencial espontáneo (SP), es un registro de la diferencia de potencial de un electrodo móvil colocado dentro del pozo y un electrodo fijo colocado en superficie.

La curva SP Permite:

- Determinar cuerpos permeables.
- Correlacionar estratos.
- Determinar límites entre capas.
- Conocer cualitativamente el contenido de arcilla.
- Determinar valores de resistividad del agua de formación (Rw).

Registro de Rayos Gamma (GR).

El registro de Rayos Gamma es una medición de la radioactividad natural de las formaciones, los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas como los que forman las lutitas.

Este registro es particularmente útil para definir capas de lutita, así mismo refleja la proporción de arcilla y se puede utilizar cuantitativamente como un indicador de arcillosidad. Es de gran utilidad en pozo entubado para definir intervalos de disparo y correlación entre pozos.

Registro de Espectrometría de Rayos Gamma (NGS).

El NGS mide la radioactividad natural de las formaciones, pero a diferencia del GR, mide las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio expresadas en partes por millón (ppm) y el K en (%).

El registro NGS se puede utilizar para detectar e identificar el tipo de arcilla y calcular sus volúmenes. La combinación de este registro con otras mediciones de litología (densidad, neutrón, sónico) permite el análisis volumétrico de mezclas litológicas muy complejas.

Registros de Resistividad.

La resistividad eléctrica de un material es su capacidad de impedir el flujo de corriente eléctrica a través de sí misma. La unidad utilizada en los registros geofísicos de pozo es el $\text{ohm}\cdot\text{m}^2/\text{m}$, generalmente expresado como $\text{ohm}\cdot\text{m}$. La conductividad eléctrica es el recíproco de la resistividad y se expresa en milimhos/m (mmho/m).

La mayoría de las formaciones que se estudian para buscar saturaciones potenciales de petróleo y gas, se componen de rocas que, al estar secas, no conducen corriente eléctrica, esto es, la matriz de la roca tiene una conductividad nula o resistividad infinitamente alta.

Una corriente eléctrica fluirá solo a través del agua intersticial que satura la estructura porosa de la formación. Las sales se disocian en cationes (de carga positiva como el Na y Ca, etc.) y aniones (con carga negativa como Cl o SO_4 , etc.) que bajo la influencia de un campo eléctrico, esos iones se mueven transportando una corriente eléctrica a través de la solución. Si las otras condiciones permanecen estables, mientras mayor sea la concentración salina, menor será la resistividad del agua de formación y por tanto, de la formación. Si la porosidad de la formación se incrementa, existirá mayor cantidad de agua de formación y la resistividad será menor.

Las condiciones de resistividad son básicas para la obtención de la saturación, en especial las determinaciones de saturación en la parte no invadida del yacimiento; las mediciones de resistividad, junto con las de resistividad del agua de formación y la porosidad, se utilizan para obtener los valores de saturación de agua.

Registros de Resistividad y Microresistividad.

Los registros de Resistividad y Microresistividad se obtienen con herramientas que funcionan con el principio eléctrico (enviar corriente a la formación y medir la resistividad) y con el principio inductivo (inducir una corriente eléctrica en la formación y medir la conductividad). El objetivo de las herramientas de resistividad es realizar una lectura profunda que mida la resistividad (R_t) de la formación mientras, que el objetivo de las herramientas de microresistividad es medir la resistividad de la zona lavada (R_{xo}).

Registros de Arreglos de Inducción.

La herramienta de arreglo de inducción (AIT) está diseñada para medir la conductividad de la formación, de tal manera que la señal de herramienta penetra a través de las zonas irregulares e invadidas alrededor del pozo para llegar a la zona no contaminada de la formación. La herramienta funciona en cualquier tipo de fluido incluyendo lodo base aceite y como resultado se obtienen imágenes de invasión, resistividad del agua de formación y contenido de fluidos; funciona con diferentes frecuencias de una manera balanceada, con lo que se tienen 5 profundidades de investigación: 10, 20, 30, 60 y 90 pulgadas de profundidad.

Registros de Porosidad:

Es posible determinar la porosidad de las formaciones aledañas al pozo, utilizando herramientas que utilizan principios radioactivos, sónicos y resonancia magnética nuclear.

Registro de Neutrones.

Los registros de neutrones (CNT) se utilizan principalmente para definir formaciones porosas y para determinar su porosidad. Responden a la cantidad de Hidrógeno en la formación, por lo tanto, en formaciones limpias, cuyos poros están saturados con agua o aceite, el registro de neutrones refleja la cantidad de porosidad que está saturada con esos fluidos. Las zonas de gas, con frecuencia pueden identificarse al comparar el registro de neutrones con otro de porosidad o con un análisis de muestras. La combinación del registro de neutrones con uno o más registros de porosidad permite reducir la incertidumbre en la determinación de litologías y en la cuantificación de la porosidad de la formación, incluso en la evaluación del contenido de arcilla.

Registros de Densidad y Lito-Densidad.

El equipo de densidad (FDC) es una herramienta nuclear para registros de pozos, desarrollada para obtener la densidad de la formación e inferir con base en ella, la

porosidad, presencia de gas, evaluación de arenas con arcillas y de litologías complejas, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de la roca.

En el caso de la herramienta de litodensidad (LDT), ésta hace una identificación litológica por medio de la medición del índice de absorción fotoeléctrica, el cual es la cuantificación de la capacidad del material de la formación de absorber radiación electromagnética, mediante el mecanismo de absorción fotoeléctrica, el registro nos indica la densidad total del medio.

Registros Sónicos.

Son registros que proporcionan el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer una distancia de 1 ft de la formación, conocido también como tiempo de tránsito (Δt). El tiempo de tránsito registrado dependerá de la litología y de la porosidad. Las velocidades sónicas en litologías de formaciones comunes fluctúan alrededor de 6,000 a 23,000 ft/seg. El registro presenta el inverso de la velocidad en microsegundos por pie ($\mu\text{s}/\text{ft}$).

Es utilizado para:

- Correlación/calibración sísmica.
- Sismogramas sintéticos.
- Determinación de porosidades primaria y secundaria.
- Evaluación del espesor de formación.
- Detección de gas.
- Determinación de la porosidad detrás de la tubería de revestimiento.
- Detección de fracturas y registros de cementación.
- Análisis de arena.
-

Determinación de valores de corte a través de registros.

A partir del registro geofísico de pozo se selecciona el intervalo productor (fig. 3.2^a).

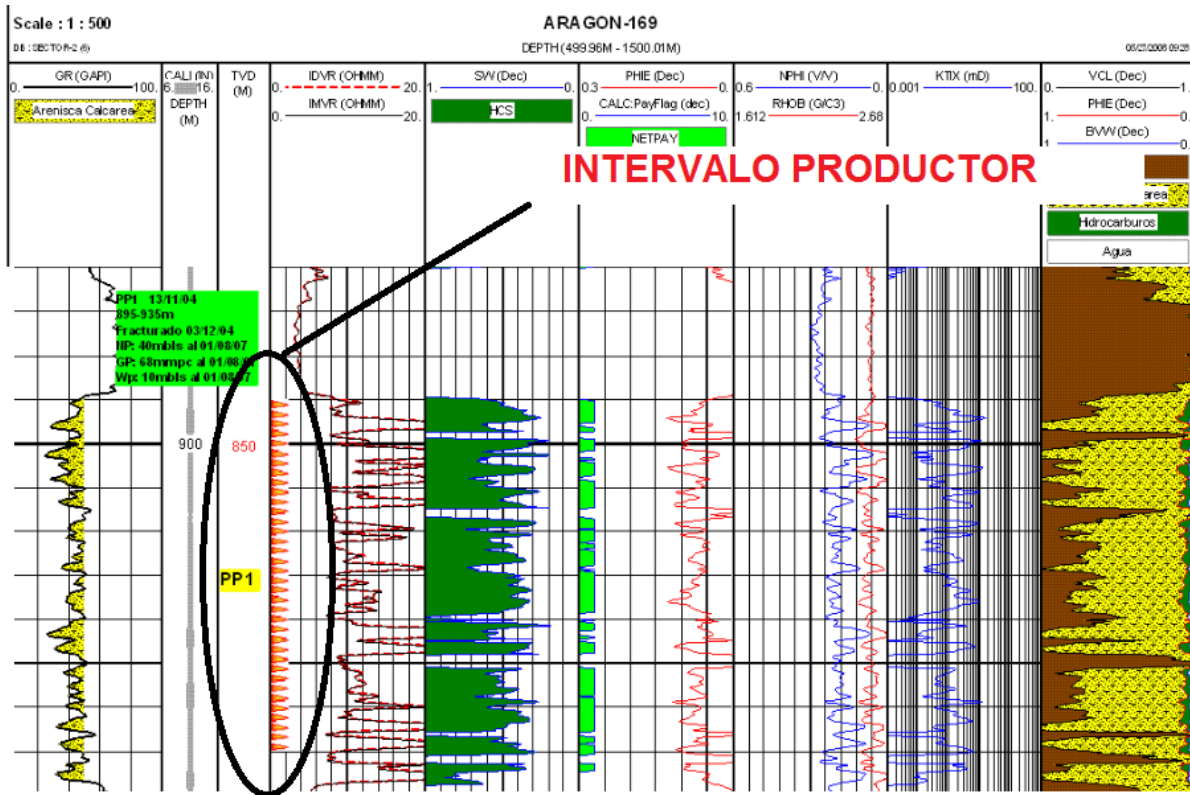


Figura 3.2ª. Registro geofísico de pozo de Aragón-169.

Se seleccionan los registros para determinar el valor de corte (fig. 3.2b).

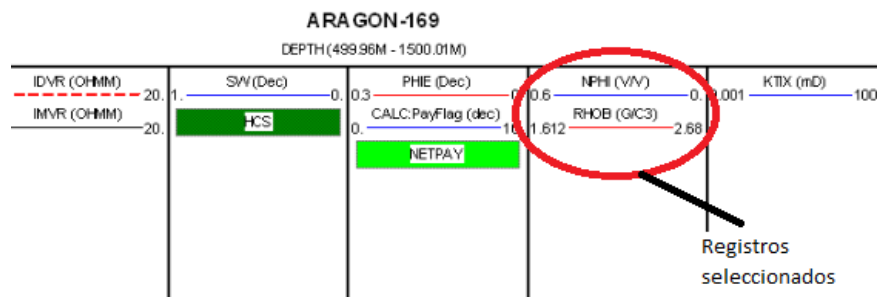


Figura 3.2b. Registro geofísico de pozo de Aragón-169.

Se ve el comportamiento de la curva en el intervalo productor y se lee el valor más representativo de la tendencia que presenta del registro, y se marca el valor como valor de corte (fig. 3.2c).

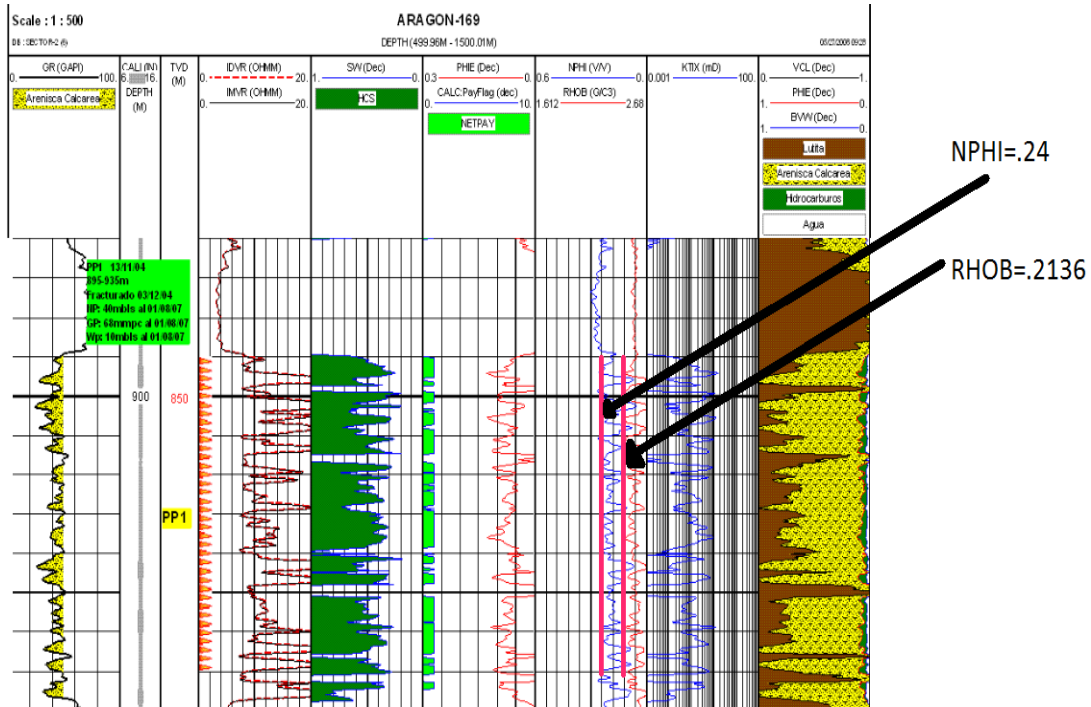


Figura 3.2c. Registro geofísico de pozo de Aragón-169.

Del registro se obtiene un valor de corte $NPHI_c=2.4\%$ y uno $RHOB_c=2.136g/cm^3$

3.- Método de histogramas.

La idea básica del método es la densidad de probabilidad o histograma de una variable aleatoria. Una variable aleatoria es una variable que puede tomar una variedad de valores de resultado a partir de una población según el histograma. El histograma de una población dada se caracteriza por un conjunto de parámetros estadísticos, como media, la varianza, asimetría, etc. Cuando se mezclan dos poblaciones, el histograma nuevo para la población mixta conserva algunas de las características y al mismo tiempo forma una región superpuesta entre los dos histogramas.

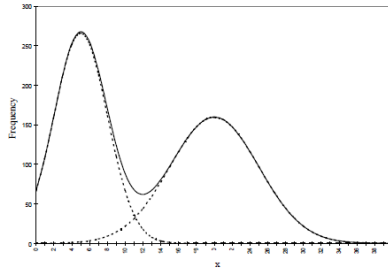


Figura 3.3. Histograma para dos poblaciones superpuesta de datos 1 y 2.

El histograma mixto conserva las características principales de los histogramas individuales, pero pierde toda la información original en la parte de superposición. La línea continua en la figura.3.3 representa el histograma nuevo, mientras que las líneas punteadas delimitan los histogramas originales para las dos poblaciones distintas. Si las dos poblaciones parentales no tienen puntos en común, el histograma de matrices presentará una frontera clara que separa claramente los dos histogramas originales (fig. 3.4).

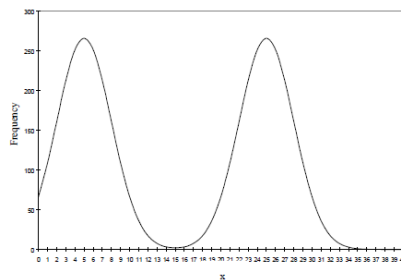


Figura 3.4. Histograma para las poblaciones no superpuestas.

La descripción anterior se puede aplicar a delimitar el *Net pay*, utilizando un parámetro petrofísico específico, analizando sus diferencias estadísticas sobre el mismo parámetro.

Es común que los intervalos productores y no productores tengan un intervalo de superposición en su función de distribución de la porosidad, que contiene una forma similar (línea continua), como se muestra en la figura. 3.4 En consecuencia teóricamente no se pueden, separar basados en el histograma de porosidad, pero se ilustrará un método práctico que logra una separación basada no sólo en la porosidad, sino que también evalúa otras variables relacionadas de alguna manera con la porosidad.

La forma tradicional es definir un valor de corte (por ejemplo, una línea de corte = 12 en la fig. 3.4), y determinar que los intervalos de no productores están a la izquierda de esta línea de corte y los de interés se encienden a la derecha de esta línea de corte. Es evidente que sin importar cómo se elige el valor de corte, siempre habrá una serie de valores que son clasificados erróneamente.

Los intervalos de interés se pueden separar adecuadamente sólo cuando una propiedad (variable) de las dos poblaciones muestra un límite claro en el histograma.

Típicamente, la separación utilizando una variable, como la porosidad, a menudo falla. Para estos casos, un método de varias fases se necesita; repitiendo el procedimiento de identificación de límites con la consideración de las distribuciones poblacionales de varias variables. En primer lugar, seleccionar todos los posibles candidatos que muestran los más claros límites en sus histogramas, y luego tomar como variable 'base' el mejor candidato que puede ser determinada por su histograma, que muestre la más clara separación. La primera separación puede definir la mayor parte de los intervalos. De manera similar, una segunda variable puede ser determinada y el procedimiento se puede repetir hasta que todos los intervalos estén definidos.

4.- Método Crossplot.

Mediciones en pozo proporcionan una gran variedad de parámetros registrados o calculados. Los parámetros normalmente disponibles son resistividad de la formación (R_t), resistividad de la zona lavada (R_{xo}), densidad aparente de la formación (ρ_b), porosidad densidad (ϕ_D), tiempo de tránsito (Δt), porosidad neutrón (ϕ_N) y la radiactividad de rayos gamma natural (γ).

Las técnicas de interpretación de valores de corte se basan en graficar uno de estos parámetros frente a otro. Los parámetros a considerar pueden ser la relación o la diferencia entre dos parámetros. El gráfico se define como gráfica cruzada ("*crossplot*"), que no es más que una forma de presentación de la información contenida en los registros en una gráfica X vs. Y. En ellos, las coordenadas de los puntos graficados son valores de los registros para una misma profundidad. Existe un patrón o tendencia que representa las zonas que tienen el mismo valor de una propiedad de formación específica en el *crossplot*.

a) Gráfica de Hingle: resistividad (no lineal) vs. porosidad (lineal).

Hingle introdujo el concepto de graficar la resistividad frente a la porosidad. El método se basa en el modelo Petrofísico básico de Archie reorganizado y presentado en una cuadrícula especial. El modelo de Archie reorganizado se presenta por la ecuación:

$$(R_t)^{-\frac{1}{m}} = \left(\frac{S_w^n}{aR_w} \right)^{\frac{1}{m}} \phi$$

Teniendo en cuenta las zonas de resistividad del agua de formación (R_w) constantes y la misma litología (constante m y n). Un gráfico de R_t vs. ϕ obtiene una familia de tendencias no lineales. Sin embargo, estas tendencias se pueden hacer en línea recta por el trazado de $(R_t)^{-1/m}$ en lugar de R_t vs. porosidad (fig. 3.5), entonces la ecuación se expresa como:

$$Y=c\phi$$

donde:

- $y=(R_t)^{-1/m}$
- $c= \left(\frac{s_w^n}{aR_w} \right)^{\frac{1}{m}}$

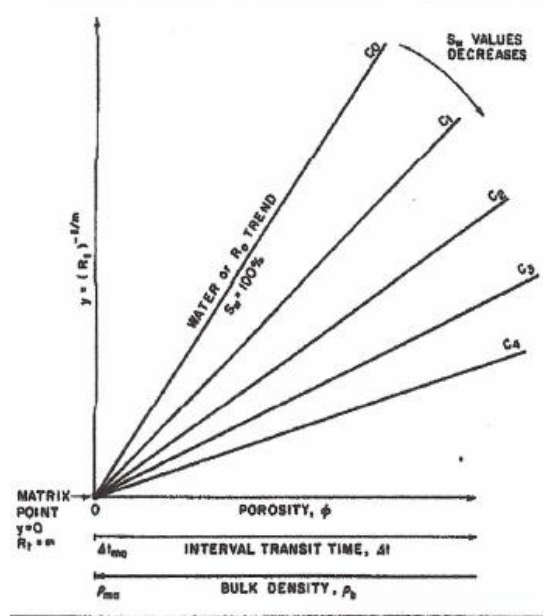


Figura 3.5. Parámetros de la gráfica de Hingle.

La figura 3.5 describe un conjunto de líneas rectas en abanico desde un punto común de origen, ($\phi = 0, Y = 0$), que corresponde a ($\phi = 0, R_t = \infty$). Este punto de origen representa físicamente la matriz. Cada una de las líneas corresponde a un valor específico del parámetro C . Debido a que m, n , y R_w son constantes, el cambio en una, refleja un cambio en la saturación de agua (S_w). La línea superior, designado por el C_0 , corresponde a $S_w=100\%$ y representa zonas acuíferas. La ecuación de esta línea es una forma especial de

la ecuación $(R_t)^{-\frac{1}{m}} = \left(\frac{s_w^n}{aR_w} \right)^{\frac{1}{m}} \phi$ en el que $S_w = 1$ y $R_t = R_0$ y se puede expresar como:

$$(R_t)^{-\frac{1}{m}} = (aR_w)^{\frac{1}{m}} \phi$$

La línea superior se llama tendencia de la resistividad de la roca saturada 100% de agua salada (R_0). Las otras líneas representan $S_w < 100\%$, disminuyendo hacia la parte inferior derecha.

La técnica no se limita a las mediciones que proporcionan la porosidad explícitamente, tales como el registro de neutrones. También es aplicable a las mediciones que proporcionan cantidades proporcionales a la porosidad, tales como los registros sínicos y densidad. El registro sínico de porosidad se define por la ecuación.

$$\begin{aligned}\phi &= \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \\ &= \frac{\Delta t}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} - \frac{t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \\ &= \alpha \Delta t - \beta\end{aligned}$$

donde α y β son coeficientes que expresen las propiedades del fluido y de la matriz.

Sustituyendo en la ecuación:

$$y = c(\alpha \Delta t - \beta)$$

Con el registro de porosidad densidad se puede expresar como:

$$\begin{aligned}\phi &= \frac{\rho_{ma} - \Delta \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \\ &= \frac{\rho_{ma}}{\rho_{ma} - \rho_f} - \phi = \frac{\rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \\ &= k - \delta \rho_b\end{aligned}$$

donde k y δ también son coeficientes que reflejan las propiedades del fluido de la matriz y.

Sustituyendo en la ecuación:

$$Y = C(k - \delta \rho_b)$$

Cada se describe un conjunto de líneas rectas desde un punto que representa la matriz. Las coordenadas del punto de la matriz son $(\Delta t = \Delta t_{ma}, R_t = \infty)$ para el registro sínico y $(\rho_b = \rho_{ma}, R_t = \infty)$ para el registro de densidad.

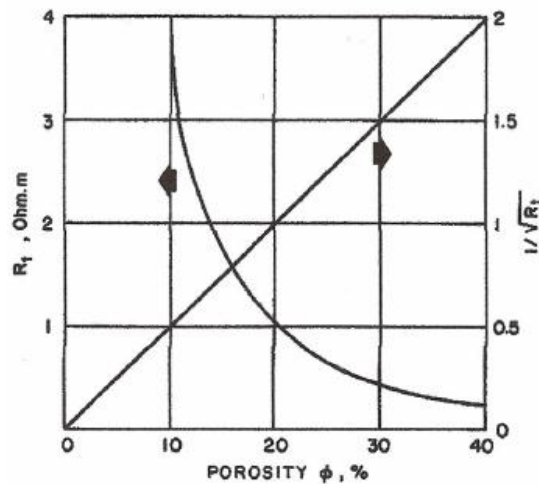


Figura 3.6. representación de la gráfica R_t vs. ϕ .

Un gráfico de R_t vs ϕ , representa una tendencia no lineal, pero se puede hacer lineal si se traza $\frac{1}{\sqrt{R_t}}$ vs ϕ . La tendencia lineal se muestra en la figura 3.6.

Procedimiento de trazado de un Crossplot de Hingle:

Para simplificar la construcción de la gráfica de interrelación Hingle, la escala R_t se puede ajustar de antemano. Esto eliminará la necesidad de calcular $(R_t)^{-1/m}$. El ajuste de la escala R_t depende, por supuesto, en el valor de m o, en otras palabras, en la relación F - ϕ . La escala de la resistividad en este tipo de cuadrícula especial se puede multiplicar por cualquier valor constante, para obtener una escala que abarque un rango diferente de valores.

1. Los datos de los registros se adquieren y se tabulan. Esto requiere correlación entre los registros seguidos de la selección de la zona.
2. El procedimiento de trazado se inicia con la selección o la construcción del gráfico adecuado. La cuadrícula se determina por el valor de m que es representativa de la litología predominante.
3. El eje X (abscisas) está en escala lineal en términos del parámetro disponible en el registro de porosidad: Δt , p_b ó $N\phi$. El aumento de la porosidad se grafica hacia la derecha, Δt aumenta a la derecha, sin embargo, p_b debe disminuir en esa dirección. La

escala se debe seleccionar correctamente de modo que el punto de la matriz y el valor más alto de porosidad queden dentro de ese rango.

4. R_t se grafica contra los datos de registro (ϕ , Δt o ρ_b).

Interpretación:

Los datos se muestran en un Hingle *crossplot*, tales como la figura. 3.7^a.

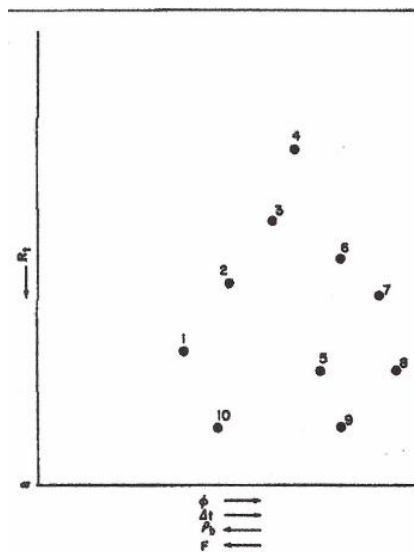


Figura 3.7^a. Proceso de interpretación *Crossplot* Hingle.

Se interpretan de la siguiente manera:

1.- Se reconoce la tendencia que representan las formaciones acuíferas. Debido a que la formación acuífera muestra resistividades más bajas para determinados valores de porosidad, la tendencia de presencia de agua se extrae a través de los puntos más al noroeste del *crossplot*, es decir, los puntos 1 a 4 en la figura 3.7a, si se conoce la matriz ρ_{ma} ó Δt_{ma} , la tendencia del agua puede ser tomada a través del punto matriz.

2.- Si no se conoce la matriz, la tendencia del agua se extrapola a la intersección con el eje X en el punto del valor de la matriz. Esta es la forma en que ρ_{ma} o Δt_{ma} se determina. La construcción de la tendencia del agua, como se explicó anteriormente, supone que un número relativamente grande de puntos de datos fueron tomados de los registros dentro de las zonas de agua obvias, que idealmente tienen una buena variedad de porosidades.

Sabiendo R_w y p_{ma} ó Δt_{ma} , se puede construir la tendencia agua sin un gran número de puntos de datos que representan las zonas de agua.

3.- El eje X puede hacerse a escala en términos del factor de resistividad de formación con la relación $F=a\phi^{-m}$, el valor de m debe ser el mismo que se usó en la cuadrícula.

4.- La resistividad del agua de formación (R_w) puede estimarse con la tendencia del agua. La coordenada "Y" de un punto tal es R_o . Su coordenada del eje "X" es F o un parámetro que pueda convertirse fácilmente en F . El valor de R_w es igual a R_o/F .

5.- Los puntos del 5 al 10 en la figura 3.7b se encuentran fuera de la tendencia establecida de agua, lo que representa la zona de hidrocarburos. Esto es cierto sólo si R_w y la litología son los mismos para todos los datos considerados. La saturación de agua de una zona con hidrocarburos puede estimarse a partir del valor de R_t para la zona y para el valor de la resistividad R_o en el punto de intersección con la tendencia del agua, de una línea vertical trazada desde el punto de interés. La tendencia de agua representa las zonas que tiene el mismo R_w y litología como zonas de hidrocarburos, por lo tanto el valor de R_o en la línea vertical de la constante de porosidad que pasa a través de la zona de hidrocarburos de interés, es el valor de resistividad de la zona de interés cuando está completamente saturada de agua.

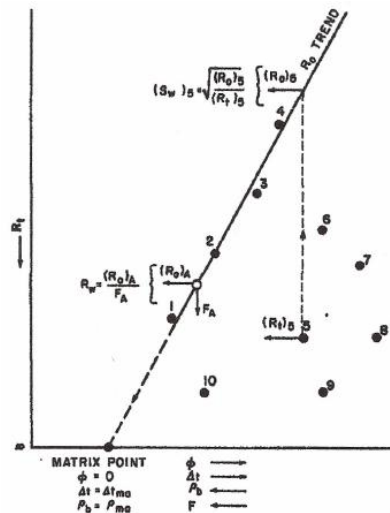


Figura 3.7b. Proceso de interpretación Crossplot Hingle.

6.- La estimación de los valores de saturación de agua para numerosas zonas de hidrocarburos se puede simplificar mediante el trazado de líneas que representan valores distintos de $Sw=100\%$. Esto se hace mediante la designación de los valores de R_t que corresponden a otros valores Sw en una línea vertical que representa un valor R_o específico. Esto se basa en la ecuación de Archie $Sw^2 = R_o/R_t$. Por ejemplo, la línea que

representa $S_w = 50\%$ corresponde a $R_t = 4R_o$. Esta línea se puede construir uniendo el $R_t = 4R_o$ punto y el punto de la matriz (fig. 3.7c).

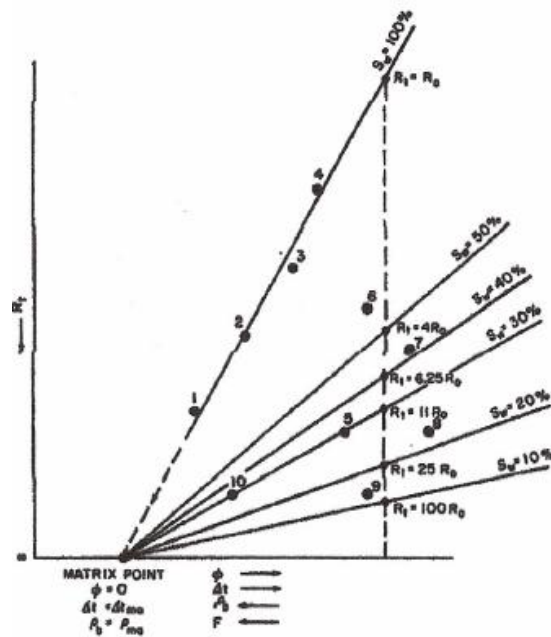


Figura 3.7c. Proceso de interpretación *Crossplot* Hingle.

7.- El *crossplot* ofrece una visualización rápida de las zonas potenciales trazando líneas que representan la saturación de corte y corte de porosidad (Fig-3.7d). Se puede ver fácilmente que, con los valores de corte ilustrados, sólo las zonas 5 y 7 a 9 son zonas potenciales. La zona 10 no cumple el criterio mínimo porosidad y la zona 6 no cumple el criterio mínimo de la saturación de hidrocarburos.

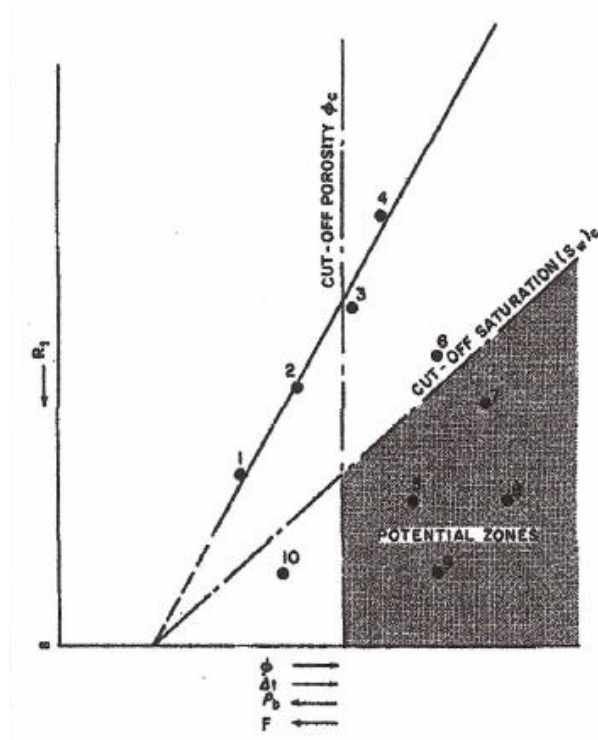


Figura 3.7d. Proceso de interpretación con *Crossplot Hingle*.

Si se utiliza la densidad o registro sísmico, la interpretación cualitativa anterior es válida independientemente del tipo de hidrocarburo. Sin embargo, los valores de saturación son ciertos sólo para zonas de petróleo.

Para las zonas de gas, a menos que el parámetro de porosidad utilizada está libre de los efectos del gas, el valor de saturación del agua derivado será más bajo que el valor real. Si se utiliza el registro de neutrones, se produce el efecto contrario.

La interpretación cualitativa y cuantitativa anterior asume que las zonas de interés y los de la tendencia agua de referencia tienen el mismo R_w , litología, y propiedades de la matriz. También se supone que los puntos utilizados para establecer la línea de referencia son totalmente (es decir, 100%) saturados con agua.

Ventajas y limitaciones de la Crossplot Hingle.

Al igual que cualquier otra técnica de interpretación, la gráfica de interrelación Hingle tiene varias ventajas y limitaciones. Las dos ventajas que siguen.

1) La gráfica proporciona un medio rápido para evaluar cualitativamente de intervalos con presencia de saturaciones de hidrocarburos significativas. Una vez que se hace la gráfica, parámetros tales como R_w , ρ_{ma} , y Δt_{ma} se pueden variar fácilmente sin necesidad de nuevos cálculos tediosos.

2) Una medida cuantitativa de la saturación de agua se puede derivar sin el conocimiento de R_w y sin tener una calibración para la herramienta de porosidad (es decir, ρ_{ma} y Δt_{ma}). En condiciones favorables, la tendencia del agua reconocida se puede utilizar para obtener los valores de R_w , ρ_{ma} , y Δt_{ma} .

Las limitaciones incluyen lo siguiente:

1) Para establecer una tendencia de agua representativa, las zonas con agua presentan una gama diferente de porosidades y deben estar presentes en la sección analizada.

2) El exponente de cementación m , debe ser conocido o asumido.

3) El parámetro $R_t^{-1/m}$ tiene que ser calculado primero o se necesita un papel especial gráfico.

4) Los modelos petrofísicos en que se basa el concepto del gráfico son para zonas limpias, consolidadas y formaciones saturadas de líquido. Por lo tanto, para el manejo de arenas arcillosas, formaciones no consolidadas y zonas de gas se requieren de ciertas precauciones.

5) La resistividad del agua de formación y la litología deben permanecer relativamente constante durante el intervalo analizado.

Los cambios en R_w y/o litología pueden mostrar zonas potenciales donde no existe o puede enmascarar la presencia de zonas potenciales. Esto no es una debilidad peculiar de la gráfica de interrelación Hingle, pero es una manifestación de la ambigüedad básica inherente a todas las técnicas de interpretación. No existe un procedimiento predeterminado para detectar estas anomalías. Reconocer los cambios en R_w y/o litología dependerán en gran medida de la situación, y en el ingenio y la experiencia del analista.

b) Gráfica de Pickett.

Pickett introdujo el concepto de un *crossplot* del logaritmo de la porosidad contra el logaritmo de la resistividad, La técnica se basa en la manipulación de tres ecuaciones básicas ($F = \phi^{-m}$, $R_o = R F_w$, y $R_t = R_o S_w^{-n}$) para obtener:

$$\log R_t = -m \log \phi + \log R_w - n \log S_w$$

Teniendo en cuenta las zonas de R_w constantes y la misma litología (es decir, misma m y n), un gráfico de ϕ vs R_t en papel log-log refleja una familia de tendencia lineal paralela (fig. 3.8). Cada línea corresponde a un valor específico de S_w . La línea más baja corresponde al valor más alto de S_w ó 100%. Esta línea, llamada tendencia del R_o del agua y se expresa por una forma especial de la ecuación anterior como:

$$\log R_o = -m \log \phi + \log R_w$$

ó

$$\log \phi = -1/m (\log R_o - \log R_w)$$

La pendiente de esta línea es $-1/m$. Si intercepta el $\phi = 1$ (ó 100%) la línea da un valor de resistividad igual a $a \cdot R_w$.

La técnica es aplicable a las mediciones que permiten o bien el cálculo explícito de la porosidad o la derivación de un registro que es proporcional a la porosidad. Ecuaciones de respuesta apropiados para los registros sónicos y de densidad, se pueden expresar como:

$$\rho = \rho_{ma} - A\phi$$

y

$$\Delta t = \Delta t_{ma} + B\phi$$

Donde A y B son coeficientes que reflejan las propiedades del fluido de la matriz y donde:

$$A = \rho_{ma} - \rho_f$$

y

$$B = \Delta f, -\Delta t_{ma}$$

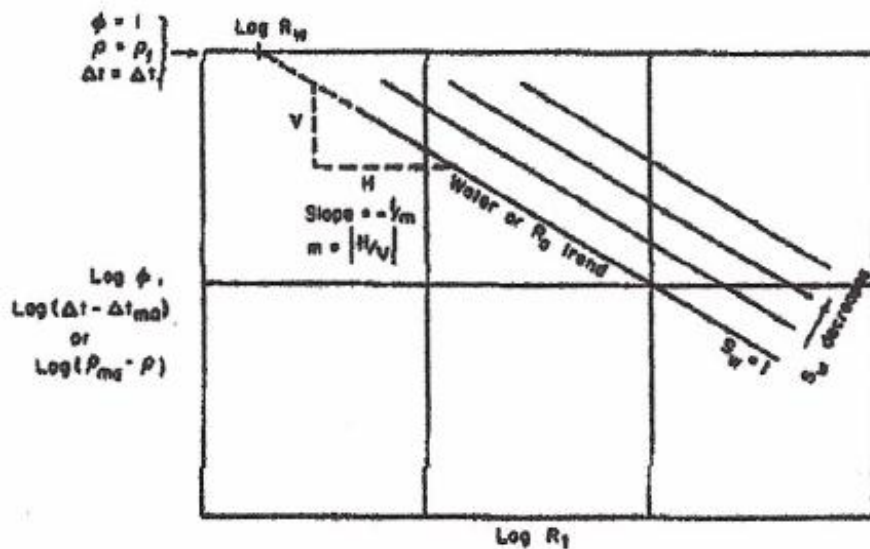


Figura 3.8. Parámetros de la gráfica de Pickett .

Resolviendo las ecuaciones. $\rho = \rho_{ma} - A\phi$ y $\Delta t = \Delta t_{ma} + B\phi$ para ϕ y sustituyendo en $\log R_o = -m \log \phi + \log R_w$ conduce a:

$$\log R_o = -m (\rho_{ma} - \rho) + m \log A + \log R_w$$

y

$$\log K_o = -m \log (\Delta t - \Delta t_{ma}) + \log m B \log R_w.$$

Las ecuaciones muestran que un gráfico log-log de R_t vs $(\Delta t - \Delta t_{ma})$ ó $(\rho_{ma} - \rho)$ produce tendencias lineales que son proporcionales a m . La tendencia intercepta a R_o y corresponde a $\rho - \rho_f$ ó $\Delta t = \Delta t_f$ en $R_t = R_w$.

Trazado y procedimiento de interpretación:

- 1.- Se selecciona el papel adecuado log-log.
- 2.- Los valores de resistividad R_t se trazan contra ϕ , $(\rho_{ma} - \rho)$, o datos $(\Delta t - \Delta t_{ma})$. Convencionalmente, R_t se traza en el eje de abscisas y ϕ , $(\rho_{ma} - \rho)$, o $(\Delta t - \Delta t_{ma})$ en la ordenada (fig. 3.9a). El valor de ρ_{ma} o Δt_{ma} se estima a partir del conocimiento de la litología en el intervalo analizado.
- 3.- Si el intervalo analizado contiene zonas de agua, a continuación, la línea recta trazada a través de los puntos más hacia el suroeste define la tendencia del agua, o la línea de $S_w = 100\%$. Los puntos 1 a 4 en la figura. 3.9a definen la tendencia del agua.

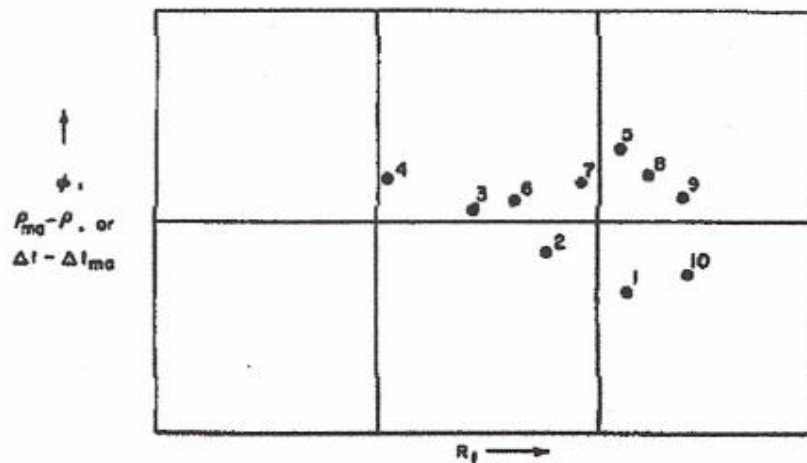


Figura 3.9ª. Proceso de interpretación *Crossplot* de Picket.

4.- El exponente de cementación del $F = \phi^{-m}$ puede determinarse a partir de la pendiente de la tendencia del agua debido a que la pendiente es igual a $-1 / m$.

5.- El valor de R_t en el cual esta línea cruza la línea de $\phi = 100\%$ representará R_w . Si la intersección está fuera de la página o si el eje de ordenadas se escala en $(\rho_{ma}-\rho)$ o $(\Delta t-\Delta t_{ma})$, las coordenadas de cualquier punto de la tendencia del agua se pueden utilizar para calcular R_w . La coordenada X del punto tal es R_o , y la coordenada Y es un parámetro (ϕ , $\rho_{ma} - \rho$, o $\Delta t-\Delta t_{ma}$) que se puede convertir fácilmente a F. El valor de R_w es simplemente igual a R_o / F .

6.- Si ninguno de los intervalos analizados están 100% saturados de agua y si se conoce R_w , a continuación, con el valor de R_w y una estimación de m , se utilizan para construir la línea S_w 100%.

7.- Los puntos 5 a 10 en Fig.3.9b se encuentran frente a la tendencia del agua establecidos y representan zonas de hidrocarburos. Esto es cierto si R_w y la litología son los mismos para todos los puntos de datos considerados.

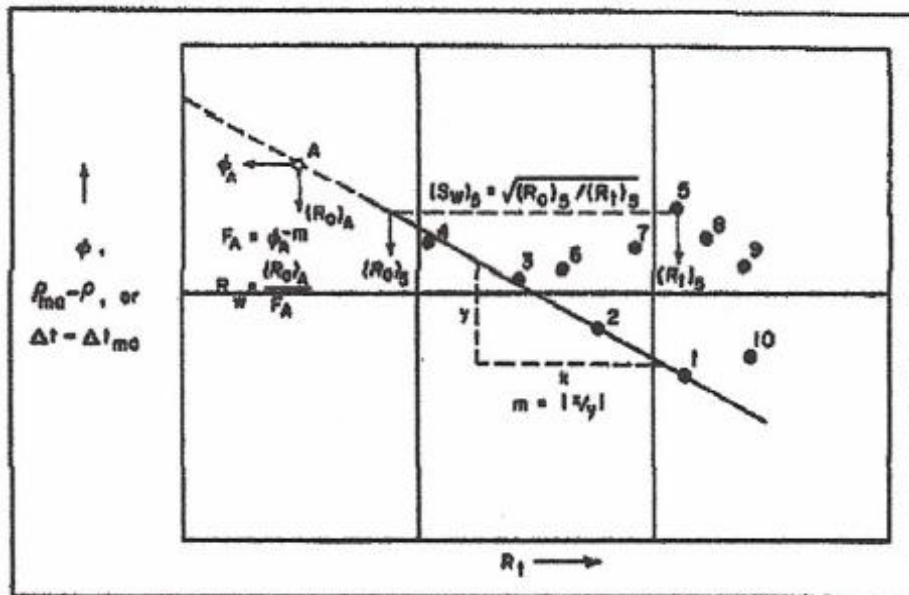


Figura 3.9b Proceso de interpretación Crossplot Picket.

La saturación de agua de una zona de hidrocarburos puede estimarse a partir de la relación entre el valor R_o de la zona, para cada valor de la resistividad R_t . Se considera que el valor de la resistividad R_o para esta relación, donde R_o y la tendencia de agua es una

línea horizontal trazada desde el punto de interés (zona 5 en la figura.3.9b) hasta la recta $S_w=100\%$. Debido a la tendencia del agua representa zonas con la misma R_w y litología como las zonas de hidrocarburos, el valor R_o se lee en la línea horizontal de la constante de porosidad que pasa a través de la zona de hidrocarburos de interés. Es zona de interés cuando está completamente saturado con agua.

8.- Los valores de saturación de agua para numerosas zonas pueden estimarse simplemente mediante la construcción de líneas que representan los valores de S_w que no sean 100% (fig. 3.9c). Para la construcción de las líneas de saturación de agua adicionales en este gráfico, una línea horizontal se dibuja a la derecha, comenzando en el punto donde la línea $S_w=100\%$ cruza a "1" ($R_t = R_o = 0,1, 1, 10, \text{etc.}$) Los valores de R_t que corresponden a diferentes saturaciones de agua.

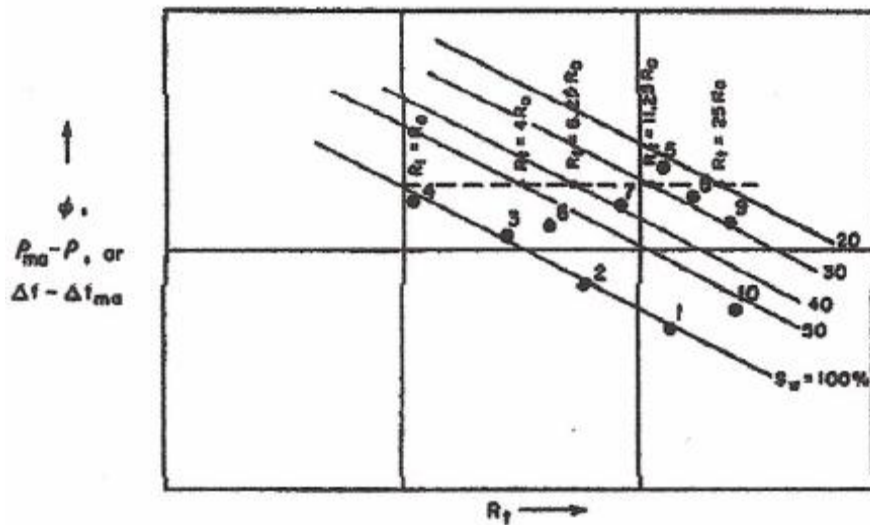


Figura 3.9c. Proceso de interpretación *crossplot* de Picket.

9.- El *crossplot* ofrece un método rápido para encontrar las zonas potenciales, trazando líneas que representan la saturación de corte y la porosidad (fig.3.9d). Se puede ver fácilmente que, con los valores de corte ilustradas, sólo las zonas 5 y 7 a 9 son zonas potenciales. Zona 10 no cumple el criterio mínimo de porosidad (porosidad de corte Φ_c) y la zona 6 no cumple el criterio mínimo de la saturación de hidrocarburos (saturación de agua de corte S_{wc}).

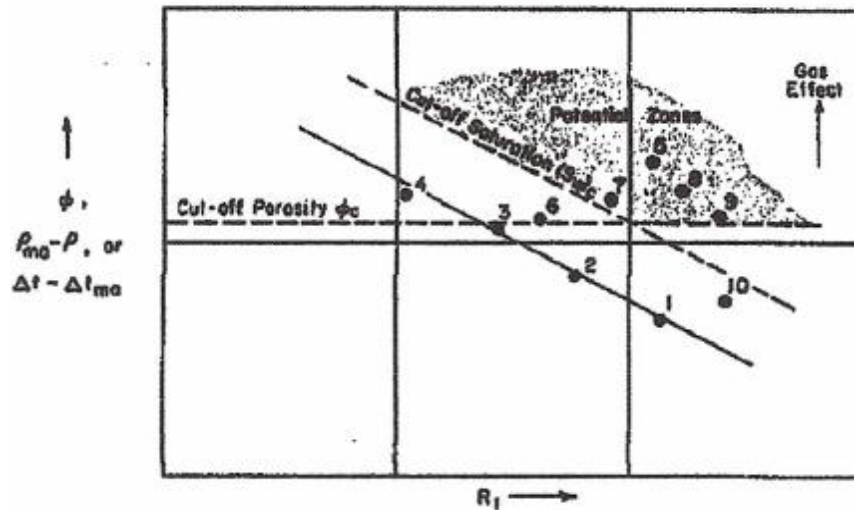


Figura 3.9d. Proceso de interpretación *crossplot* de Pickett.

La interpretación cualitativa y cuantitativa anterior asume que las zonas de interés y las de la tendencia agua de referencia tienen el mismo R_w , litología, y propiedades de la matriz. También se supone que los puntos utilizados para establecer la línea de referencia están en realidad totalmente saturados con agua. Sin embargo, bajo condiciones favorables, efectos de los cambios o la presencia de más de un valor para cualquiera de estos parámetros se pueden predecir, reconocer y representar durante la interpretación.

Para una formación de gasífera, se recomienda el uso de un registro sísmico o densidad. La gráfica va a ayudar a detectar zonas gasíferas. Sin embargo, a menos que el registro de la porosidad que se utiliza está libre del efecto de gas, el valor de saturación del agua derivada de la gráfica será más bajo que el valor real.

Ventajas y limitaciones.

El *crossplot* de Pickett tiene las mismas ventajas y limitaciones que el *crossplot* de Hingle a excepción de lo siguiente.

- 1) La relación F/ϕ no tiene que ser conocida o supuesta, de hecho, se puede calcular a partir del gráfico.
- 2) El papel de gráfico utilizado para construir la trama es fácil de conseguir.

3) Las propiedades de la matriz (Δt_{ma} o p_{ma}) tienen que ser conocidas o asumidas. Sin embargo, en ciertos casos en los que un gran número de puntos de datos están disponibles, estas propiedades se pueden derivar por ensayo y error.

La gráfica de Pickett ayuda al analista a hacer una serie de observaciones:

a) Una extensión lateral de puntos de datos (fig. 3.10a) generalmente indica la presencia de una zona de transición.

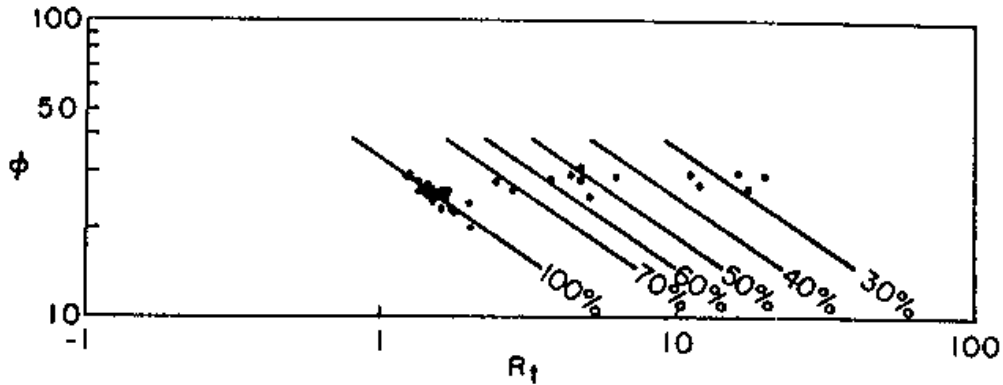


Figura 3.10a. Crossplot de Pickett zona de transición.

b) Agrupaciones paralelas de puntos de datos (fig. 3.9b) indican cambios en R_w .

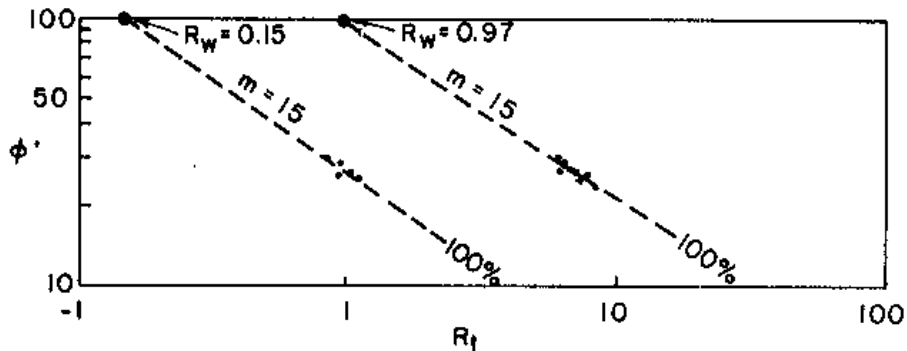


Figura 3.10b. Gráfico de Pickett con cambio de R_w .

c) Agrupaciones no paralelas en línea recta (Fig. 3.9c) indican diferentes litologías, lo que resulta en diferentes valores de m .

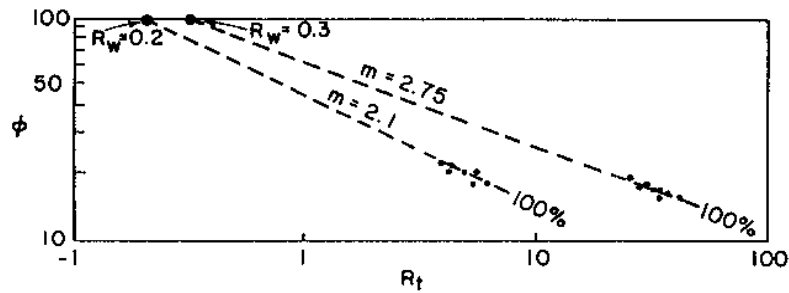


Figura 3.10c. Gráfico de Pickett con diferentes valores de "m".

En 1980 la industria comenzó a beneficiarse de la revolución en la adquisición, procesamiento y almacenamiento de datos digitales; es decir, se caracteriza más por la mejora de la tecnología de adquisición de datos, que por un salto en la filosofía de la interpretación.

La tabla 3.3 resume los métodos de valores de corte que se han publicado durante este período. La lista no es completa, ya que algunos enfoques han ido más allá de las limitaciones del procedimiento impuesto por el diseño de la tabla 3.3. Sin embargo, varias observaciones se pueden hacer, en primer lugar, la tabla 3.3 no indica una metodología predominante o preferida, aunque la mayoría selecciona V_{shc} , ϕ_c , K_c , y S_{wc} como valores de corte lo que abarca un enfoque más común. En segundo lugar, donde la permeabilidad no está incluida explícitamente en la tabla 3.3, a menudo está presente implícitamente a través de una vinculación con uno de los otros parámetros y de ahí dinámicamente acondicionado, a puntos de corte. A pesar de esta observación, la permeabilidad se produce menos como un corte explícito que los otros tres parámetros de este subconjunto. En tercer lugar, no ha habido clara convergencia con el tiempo hacia una agrupación de la industria preferida de puntos de corte.

La falta de convergencia se fundamenta en los ejemplos específicos anteriores en la tabla que no encajan en el esquema de la Tabla 3.3.

Investigators	Reference No.	Lithology	Hydrocarbon Type	Investigators' Classification ^a	Cut-off Parameter(s) ^b						
					V _{sh} ^c	φ	k	S _w	R ^d	MHI ^e	
Berruín & Barlai (1980)	38	Shaly sand	Oil	Net pay	✓						✓
Bailey & De Crespo (1981)	3	Shaly sand	Oil	Net oil sand					✓		
Wilson & Hensel (1982)	39	Tight sandstone	Oil & gas	Net effective pay		✓					
Hall (1983)	20	Dolomite	Oil	Net pay		✓					
Molnard et al (1983)	11	Laminated sandstone	Gas	Net		✓	✓	✓			
Sallee & Wood (1984)	40	Laminated sandstone	Oil	Net pay					✓		
Boyer (1985)	16	Sandstone	Oil	Net pay	✓	✓					
Desbrandes (1985)	8	Sandstones & carbonates	Oil & gas	Net hydrocarbons in place	✓	✓		✓			
Finley (1985)	41	Sandstones	Gas	Net pay		✓		✓			
Bigelow (1986)	42	Sandstone	Oil	Producible zones	✓	✓		✓			
Hunter et al. (1990)	43	Limestone	Oil	Net pay		✓	✓	✓			
Craft et al. (1992)	44	Sandstone	Gas	Net pay	✓	✓					
Howell et al. (1992)	45	Dolomite	Oil	Net pay		✓		✓			
Coll et al. (1998)	46	Laminated shaly sands	Oil	Net pay						✓	
Coskuner & Lutes (1996)	17	Silty sandstone	Gas	Net pay			✓	✓			
Deakin & Manan (1996)	12	Shaly sand	Gas condensate	Net pay	✓		✓				
Doane et al. (1996)	18	Sandstone	Oil	Net pay		✓	✓				
Joshi & Lahiri (1996)	47	Limestone	Oil & gas	Net pay	✓	✓	✓	✓			
Mohan et al. (1996)	48	Sandstone	Oil	Net pay		✓					
Thompson et al. (1996)	49	Shaly sandstone	Oil & gas	Net pay							✓
Burch & Clough (1998)	50	Sandstone	Gas	Net pay	✓	✓		✓			
Flelo et al. (1998)	51	Laminated muds & sands	Oil	Net pay		✓					
Martin et al. (1999)	6	Sandstone	Oil	Net pay	✓	✓		✓			
Pekot et al. (1999)	52	Sandstone	Gas	Net pay	✓	✓					
Kessler et al. (2000)	53	Sandstone	Gas	Net pay	✓	✓	✓	✓			
Schoeling & Mark (2000)	54	Sandstone	Oil	Net pay		✓					
Kopper et al. (2001)	55	Sandstone	Extra-heavy oil	Net oil count	✓					✓	
Márquez et al. (2001)	4	Sandstone	Heavy oil	Net oil sand	✓	✓	✓	✓			
Cheatwood & Guzman (2002)	5	Silty sandstone	Oil	Net pay	✓	✓					
Frorup et al. (2002)	56	Sandstone	Oil	Net pay		✓		✓			
Sakurai et al. (2002)	57	Sandstone	Gas & oil	Net pay	✓	✓		✓			

- Notes:
- (a) The investigators' use of the term *net pay* does not necessarily conform to the definitions in this paper: for selected correspondences, see Table 1.
 - (b) Cut-off parameters can be tied back to other hydraulic parameters such as (relative) permeability or residual fluid saturations
 - (c) This column also includes source parameters such as natural gamma log response.
 - (d) R = formation resistivity
 - (e) MHI = movable hydrocarbon index

Tabla 3.3. Algunos ejemplos de valores de corte en la integración de estudio de reservas desde 1980.

MÉTODO DE ISOHIDROCARBUROS PARA EL CÁLCULO DE VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS.

El método de Isohidrocarburos es un método volumétrico de gran utilidad para determinar el volumen de hidrocarburos originales en un campo o yacimiento; este método es el que mejor resultados da y se basa en el conocimiento de un índice de hidrocarburos asociado al yacimiento; el cálculo de volumen original es fundamental para determinar las reservas respectivas, que son bases primordiales para definir las actividades en la industria petrolera.

El método tiene similitud con el método de Isopacas, sin embargo, proporciona resultados más preciosos y confiables. El índice de hidrocarburos, representa una medida del volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento que existe en la roca, proyectada sobre un metro cuadrado alrededor de un pozo; es el producto del espesor neto de la formación por su porosidad y por la saturación de hidrocarburos, es decir:

$$I_{hcs} = \phi h(1 - S_w)$$

donde:

I_{hcs} es el índice de isohidrocarburos
 ϕ es la porosidad efectiva (%)
 h es el espesor neto impregnado (m)
 S_w es la saturación de agua

El índice de Isohidrocarburos se calcula a partir de los parámetros petrofísicos obtenidos y procesados de los registros geofísicos de pozo y la metodología de cálculo para aplicarla a un campo o yacimiento, es la siguiente:

- 1.- Se construye un plano de localizaciones de los pozos.
- 2.- A partir de la información de registros de pozo se calculan los parámetros petrofísicos y se obtiene el Índice de Isohidrocarburos para cada pozo.
- 3.- Sobre el plano de localización se anota el valor de Isohidrocarburos correspondiente a cada pozo.
- 4.- Con el plano anteriormente construido se hace una configuración de curvas de igual índice. La configuración de Isohidrocarburos se debe plantear con un método que minimice el error de interpolación, esto con el fin de obtener una mejor distribución de los datos para que el cálculo de volumen sea lo más preciso posible.
- 5.- Se determinan las áreas comprendidas para cada Índice de Isohidrocarburos.
- 6.- Se gráfica el Índice de Isohidrocarburos contra el área correspondiente y mediante la determinación del área bajo la curva; afectándola por los factores de escala, se obtendrá el volumen original de hidrocarburos.
- 7.- El volumen obtenido se multiplica por el factor de volumen, el cual proporciona el volumen de hidrocarburos calculado a condiciones de superficie

Las ventajas al usar este método comparado con los de cimas y bases e Isopacas, son:

1. Considera la heterogeneidad del yacimiento o campo refiriéndola a parámetros petrofísicos como la porosidad, saturación de agua y espesores netos dentro del sistema.
2. Identifica zonas a desarrollar dentro del campo de manera inmediata.
3. Permite delimitar el campo, área de estudio o yacimiento por medio de:
 - a) Acuñaamiento (espesores tendiendo a cero).
 - b) Saturación de agua con tendencia a 100%.
 - c) Porosidad efectiva tendiendo a 0%.
4. No es necesario determinar valores medios de espesores y parámetros petrofísicos como la saturación de agua y porosidad.

Capítulo 4

ANÁLISIS Y RESULTADOS.

El análisis para determinar valores de corte de parámetros petrofísicos en nuestra área de estudio fué a partir de registros en intervalos productores mediante las gráficas de Hingle y Picket. Se observó que existe una gran variabilidad en los valores de corte obtenidos utilizando diferentes propiedades en la región norte, centro y sur.

NORTE DE LA CUENCA: COYOTES, ARAGÓN Y PALO BLANCO.

Se utilizó la información disponible de los pozos más productores y con mayor información de registros geofísicos de pozo: Aragón-169, Coyotes-435 y PaloBlanco-032.

En la parte Norte de la Cuenca los intervalos de interés se encuentran entre las discordancias A y B, y muy pocos bajo la discordancia A. Las facies corresponden a la megasecuencia de los frentes lobulares de los abanicos submarinos; principalmente se presentan arenas con mayor contenido de calcita que cuarzo, tanto granos como cementante, con espesores mayores en arenas (litarenitas y calcarenitas) que en lutitas en Coyotes (figura 4.1a); y mayormente laminares de lutitas, limolitas y areniscas (calcarenitas y litarenitas: sedarenitas y calclititas) de grano fino a medio en Aragón y Palo Blanco (figura 4.1b). Se observan resistividades mayores a otras áreas de la cuenca de Chicontepec, debidas principalmente a que la porosidad intergranular es muy baja por la cementación de calcita, además del porcentaje de hidrocarburos en los poros, en general los intervalos disparados se encuentran en bloques arenosos de dimensiones menores a 20m.

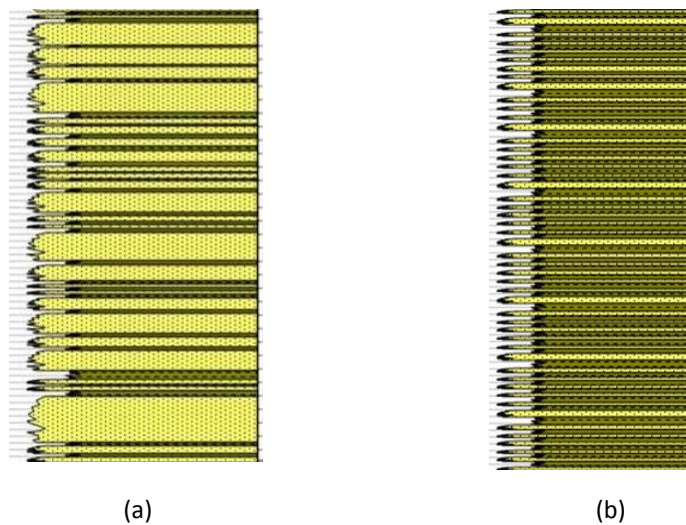
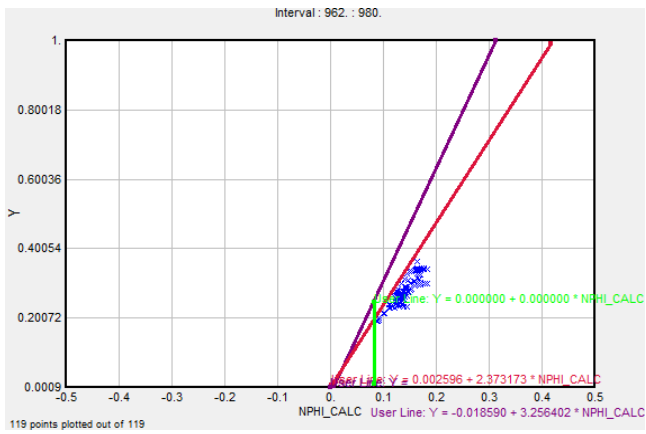
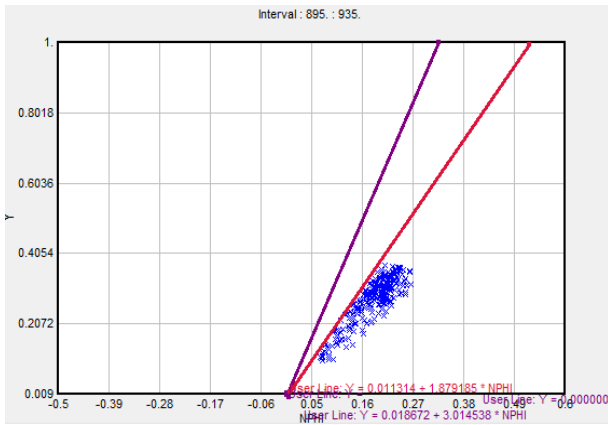
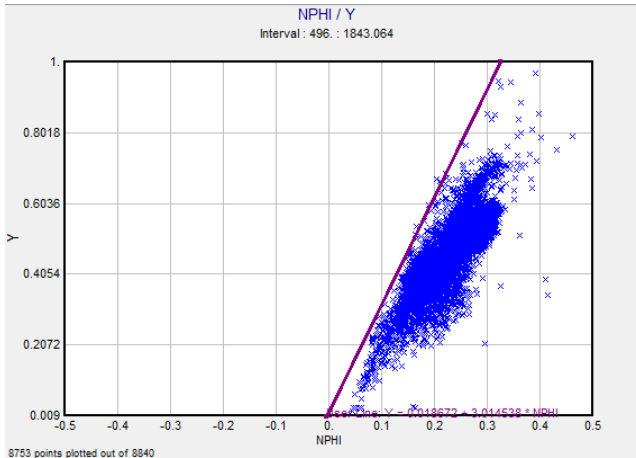


Figura 4.1. a) Tamaño de granos en núcleos en Coyotes, b) tamaño de grano en Aragón y Palo Blanco.

1) POZO ARAGÓN169:

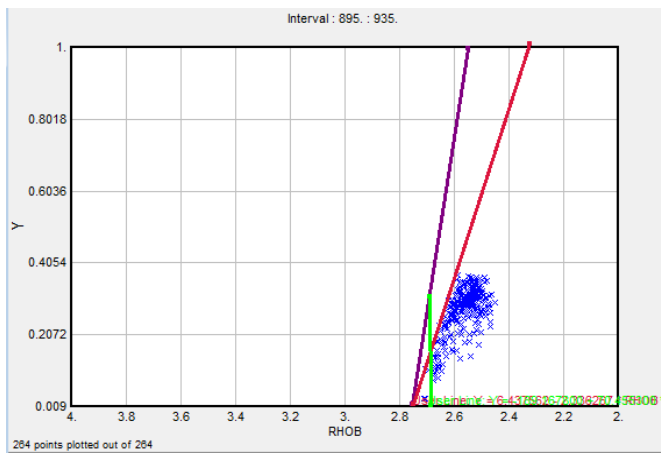
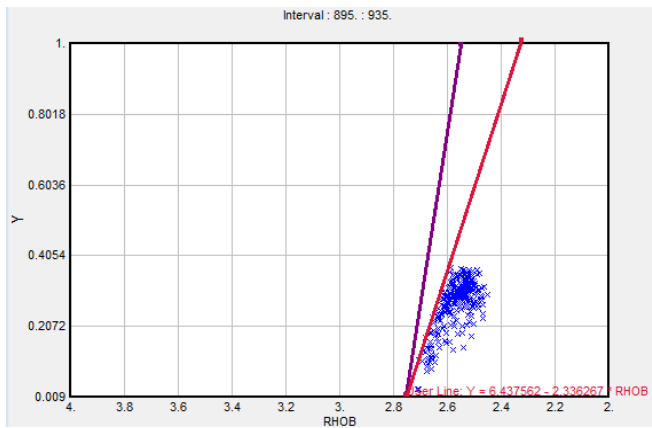
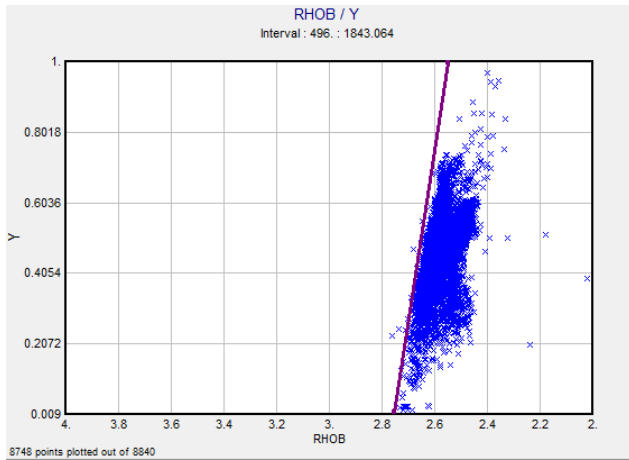
Gráfica de Hingle.

Crossplot N_{phi} & $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$



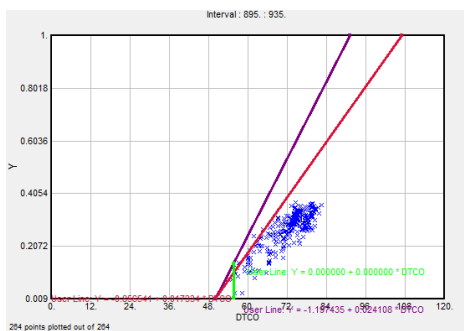
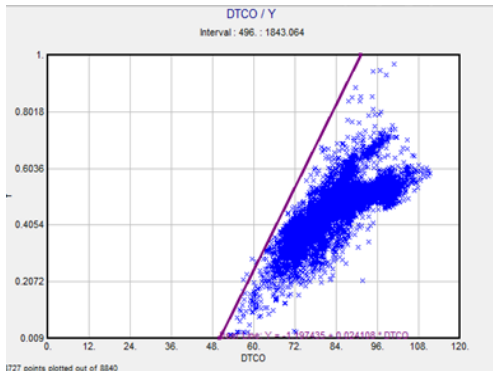
Se obtiene una valor de corte de $N_{phi}_c = 7.8\%$

Crossplot $\text{RHOB} \& \frac{1}{\sqrt{Rt}}$



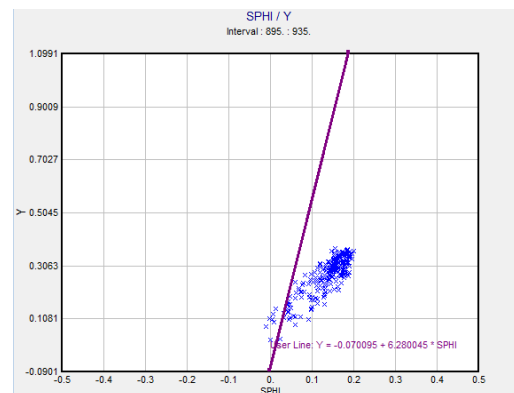
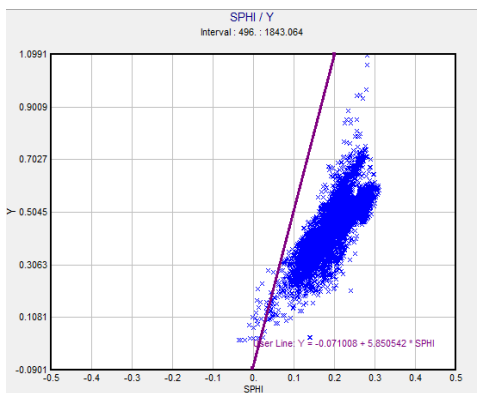
Se obtienen una ρ_c de 2.685 g/cm^3

Crossplot Δt & $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$



Se obtiene un $\Delta t_c = 56 \mu s/ft$

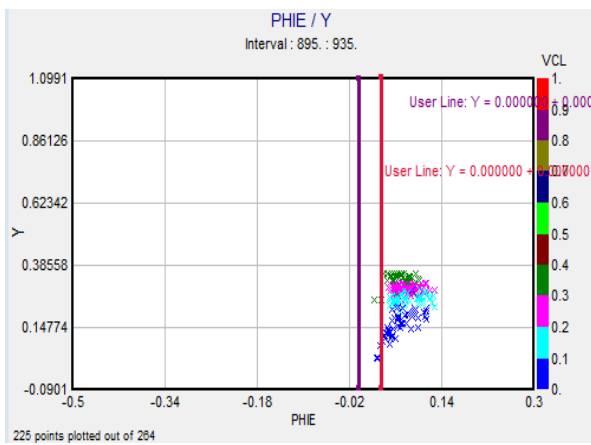
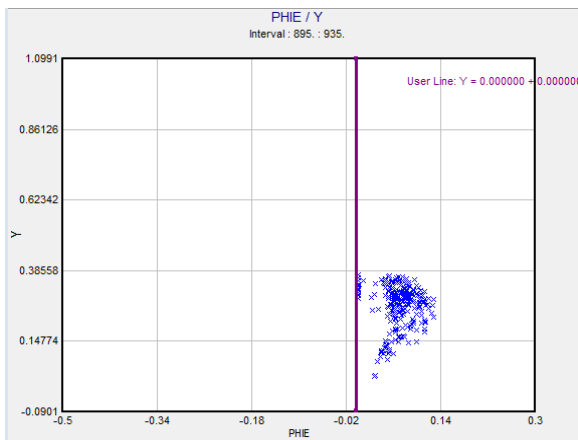
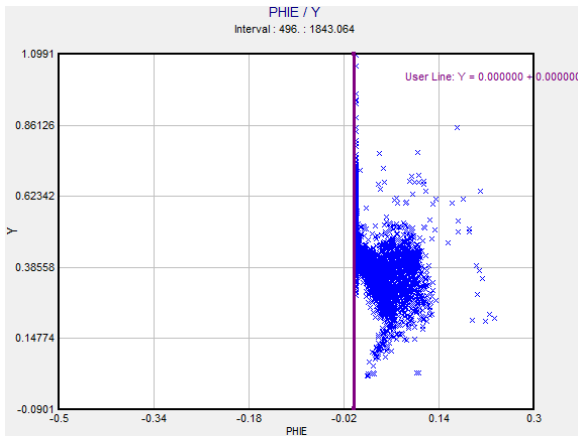
Crossplot S_{phi} & $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$



No es posible realizar el ajuste de saturacion de agua 100% .

Esto se debe a que se trata de una curva calculada, lo que genera un grado de insertidumbre muy alto que hace poco conveniente su uso para determinar valores de corte por Hingle.

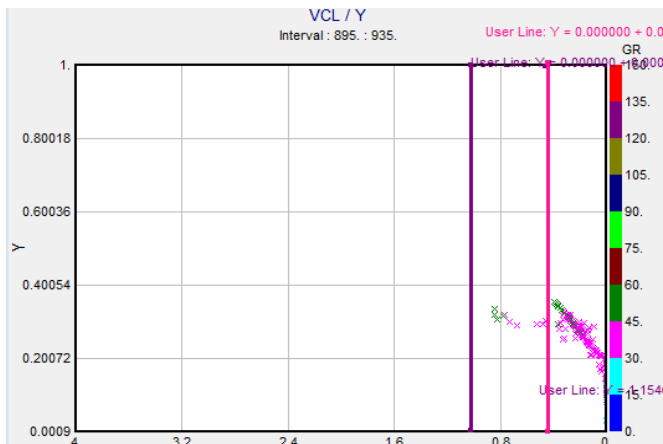
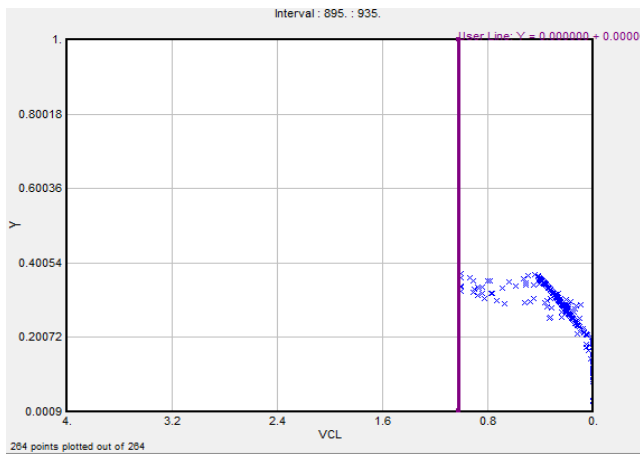
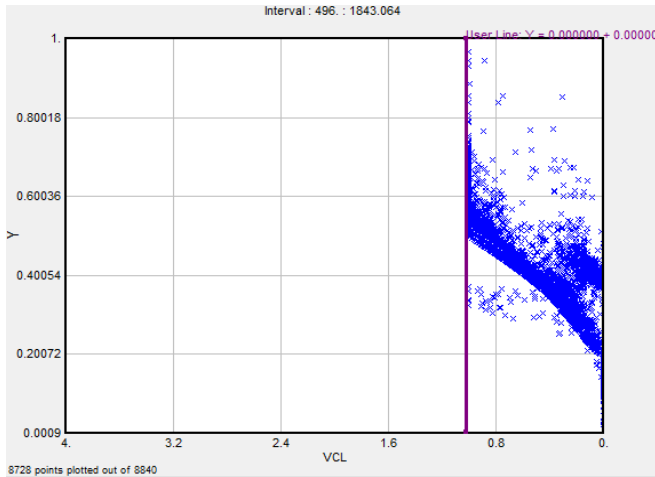
Crossplot PHIE & $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$



Use	Value / Curve	Func	Value / Curve
✓	VCL	<	.4

Se obtiene una $PHIE_c = 3.1$ y el $Vsh_c = 40\%$

Crossplot V_{sh} & $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$



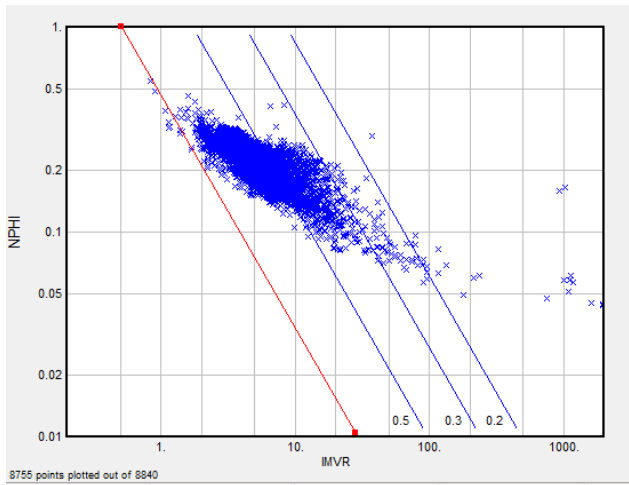
Use	Value / Curve	Func	Value / Curve
✓	GR	<	47

Se obtiene un $V_{sh_c}=49\%$ y un $GR_c=47$ API

En Aragón se obtuvo a partir de la gráfica de Hingle, el valor porosidad neutrón de $=6.2\%$, $\rho_c=2.66g/cm^3$, $\Delta t_c=5656 \mu s/ft$, $PHIE_c=3.1\%$, $Vcl_c=50\%$ y $GR_c=47$ API.

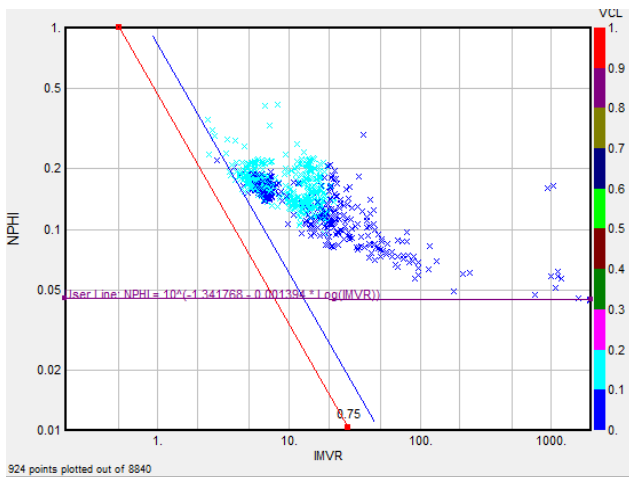
Gráfica de Pickett:

Crossplot log NPHI & Rt



<input checked="" type="checkbox"/>	Water Saturation line values			
	0.2	0.3	0.5	

Use	Value / Curve	Func	Value / Curve
<input checked="" type="checkbox"/>	VCL	<	.2



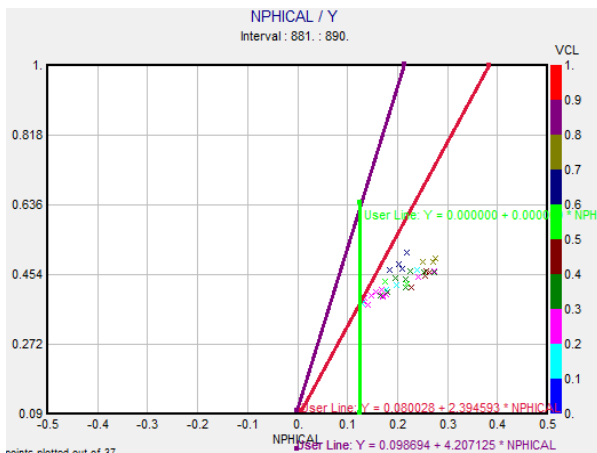
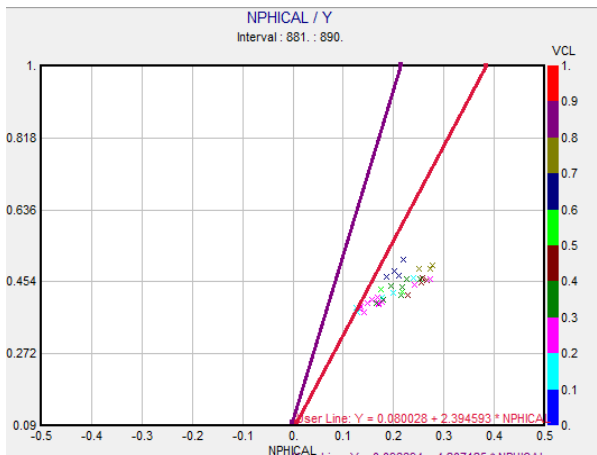
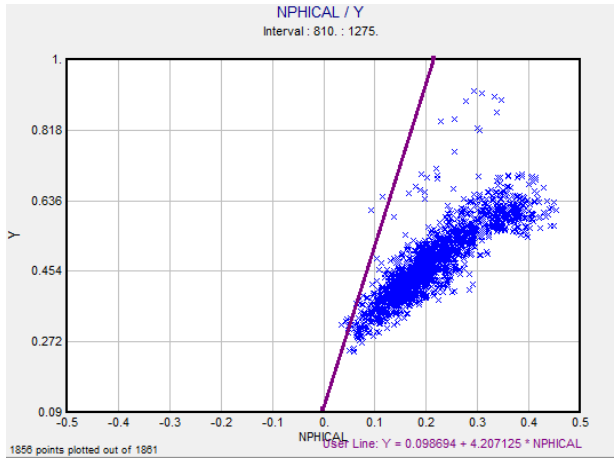
<input checked="" type="checkbox"/>	Water Saturation line values			
	.75			
<input type="checkbox"/>	Draw lines to edge of plot area			
Rw :	0.469	m :	1.14	
n :	2	a :	1	

En Aragón se obtuvo a partir de la gráfica de Pickett, el valor de saturación de agua de corte=.75 y un valor de $\text{NFHI}_c=4.8\%$

2) POZO COYOTES-435 :

Gráfica de Hingle:

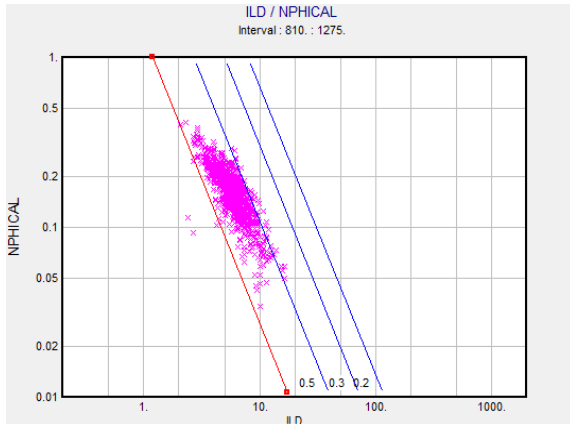
Crossplot $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$ NPHI &



En Coyotes se obtuvo a partir de la gráfica de Hingle, se obtiene $NPHIEc = 12.5\%$

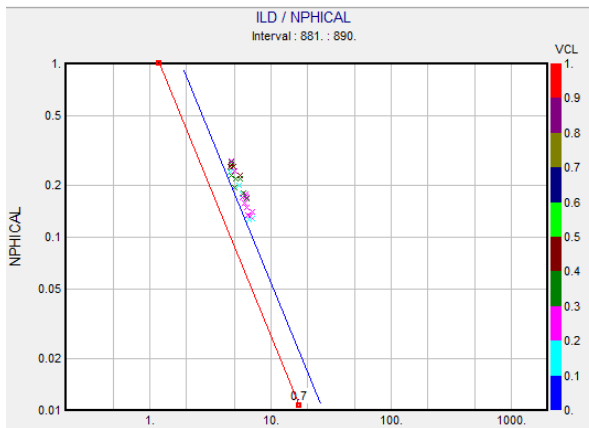
Gráfica de Pickett:

Crossplot logNphi&logRt

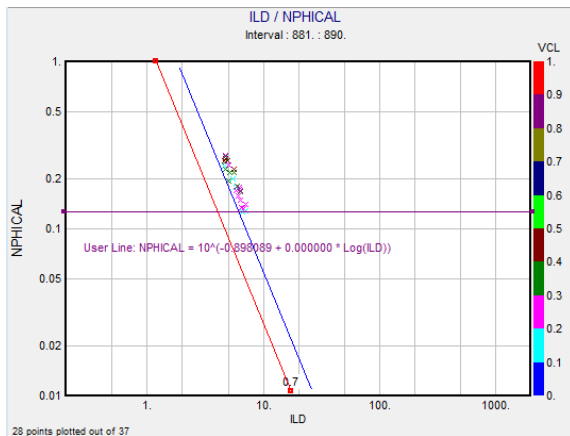


Water Saturation line values

0.2 0.3 0.5



Use	Value / Curve	Func	Value / Curve
<input checked="" type="checkbox"/>	VCL	<	.5



Water Saturation line values

0.7

Draw lines to edge of plot area

Rw : 1.36 m : 1.7

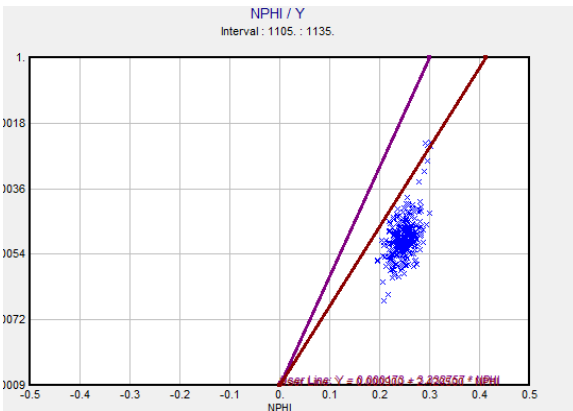
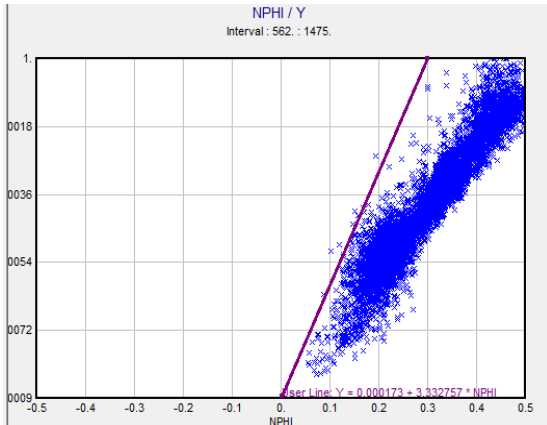
n : 2 a : 1

En Coyotes se obtuvo a partir de la gráfica de Pickett, el valor de saturación de agua de corte=.7 y un valor de $NFHI_{c=}$ 13.4%.

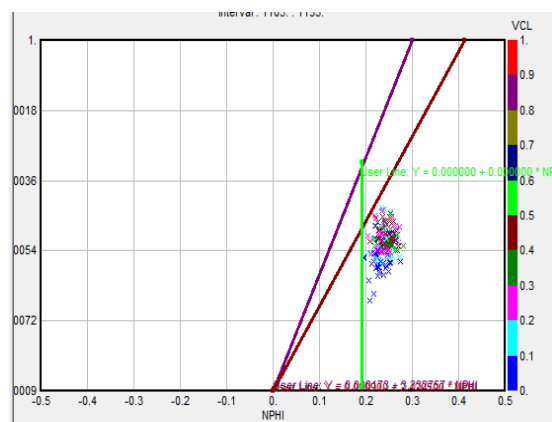
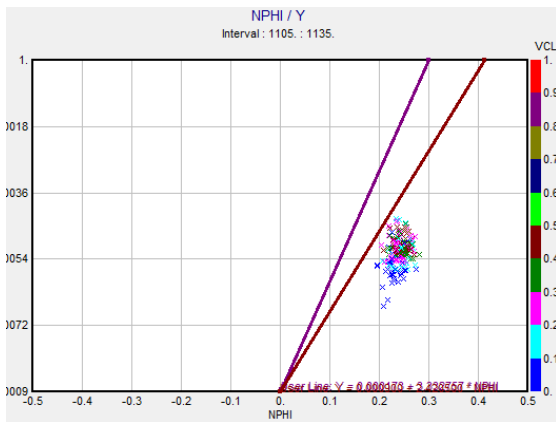
3) POZO PALO BLANCO 32:

Gráfica de Hingle:

$$\text{NPHI} \& \frac{1}{\sqrt{Rt}}$$



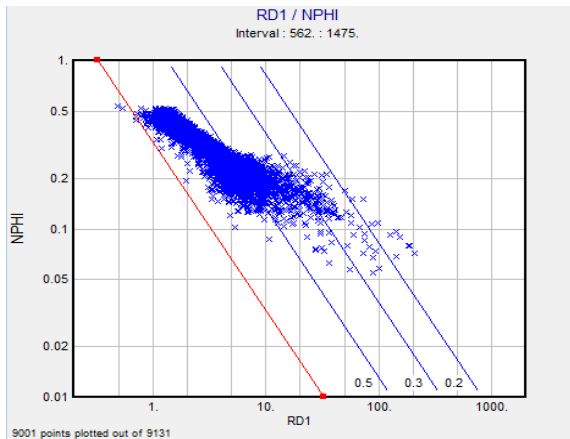
Use	Value / Curve	Func	Value / Curve
<input checked="" type="checkbox"/>	VCL	<	.5



En Palo Blanco se obtuvo a partir de la gráfica de Hingle, el valor porosidad neutrón de corte $Nphi_c=19.1\%$

Gráfica de Pickett:

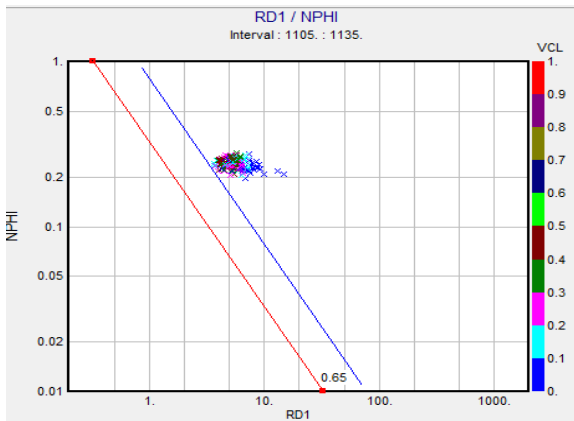
Crossplot logNphi&logRt



Use	Value / Curve	Func	Value / Curve
<input checked="" type="checkbox"/>	VCL	<	.5

Water Saturation line values

0.2 0.3 0.5



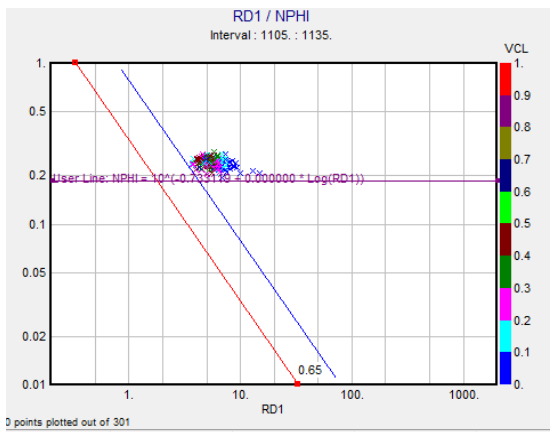
Water Saturation line values

0.65

Draw lines to edge of plot area

Rw : 0.332 m : 1

n : 2 a : 1



En Palo Blanco se obtuvo a partir de la gráfica de Pickett, el valor de saturación de agua de corte=6.5 y un valor de $NFHI_c=18.5\%$

Del análisis de la gráfica de Hingle y Picket en los pozos se observa que el volumen de arcilla es de $V_{cl}=50\%$, .

El valor de porosidad efectiva de corte puede ser menor a la considerada para toda la cuenca de $PHIE=5\%$; para los valores obtenidos con el nuevo modelo utilizando calcita se podrían tomar valores de corte de: $PHIE \geq 3\%$ para Aragón

La saturación de agua también de corte podría ser mayor al utilizado para toda la cuenca de $Sw=65\%$; con los valores que se han calculado con el modelo anterior, para Coyotes el valor de $Sw \leq 70\%$ es adecuado, pero para Aragón el valor de corte que se puede tomar es de $Sw \leq 75\%$ y para Palo Blanco de $Sw \leq 65\%$.

Con las curvas calculadas que se tienen actualmente con el modelo petrofísico empleado, los valores de corte obtenidos para Coyotes son: $V_{cl} \leq 50\%$, $Sw \leq 70\%$ y $PHIE \geq 12.5\%$; los valores de corte obtenidos para Aragón son: $V_{cl} \leq 50\%$, $Sw \leq 75\%$ y $PHIE \geq 3.1\%$; y los valores de corte obtenidos para Palo Blanco son: $V_{cl} \leq 50\%$, $Sw \leq 65\%$ y $PHIE \geq 19\%$; lo anterior se debe a que están sobreestimados actualmente los valores de V_{cl} , $PHIE$ y Sw . Lo más adecuado es recalcular dichos parámetros con un nuevo modelo de interpretación petrofísica que incluya calcita y corrigiendo el volumen de arcilla por contenido de Uranio y edad de la roca, y así entonces volver a obtener los valores de corte, los cuales deben cambiar, tendiendo a reducirse. Los valores de corte deben variar de acuerdo a las facies sedimentarias en las diferentes regiones; lo más adecuado es que se determinen por unidades geológicas y/o clase de roca y unidades de flujo.

CENTRO DE LA CUENCA: MIQUETLA, HUMAPA Y AGUA FRÍA.

Se utilizó la información disponible de los pozos más productores y con mayor información de registros geofísicos de pozo: Miquetla-035, Humapa-1644 y Agua Fría-714.

En la parte central de la Cuenca los intervalos en producción se encuentran en la formación Chicontepec entre las discordancias C y B, y debajo de la discordancia A, por arriba de la base del Terciario, pero en el sector Miquetla también produce en la formación Tamabra del Cretácico. El espesor entre las discordancias A y B se adelgaza mucho en este sector. Las facies corresponden a la megasecuencia de los frentes lobulares de los abanicos submarinos, principalmente se presentan areniscas con mayor contenido de calcita que cuarzo, tanto en granos y principalmente como cementante, con espesores variables de areniscas (litarenitas y calcarenitas) de grano fino a muy fino intercaladas con lutitas, con espesores mayores en arenas que en lutitas en el sector Miquetla. Los fragmentos angulosos y subangulosos de acuerdo a las láminas delgadas y fotografías SEM están constituidos en general por cuarzo, calcita, líticos plutónicos y volcánicos, cuarcita, esquisto, pedernal, mica biotita, pedernal, foraminíferos bentónicos y trazas de materia orgánica. En el fondo de los pozos que alcanzan el Cretácico se presentan calizas. En varios de los registros se observan resistividades bajas aún en los carbonatos, debido a limitaciones del registro eléctrico convencional (SN y LN). En el sector de Humapa se observan resistividades mayores, debidas principalmente a que la porosidad intergranular es muy baja por la cementación de calcita, además de la saturación de hidrocarburos en los poros.

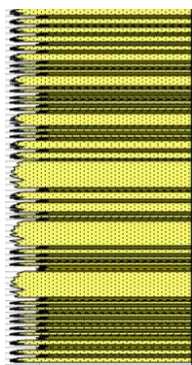
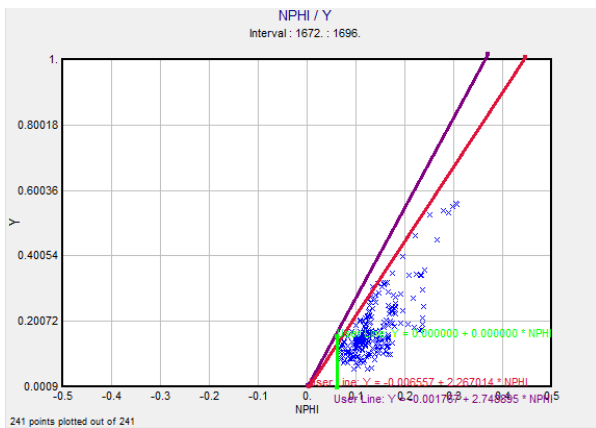
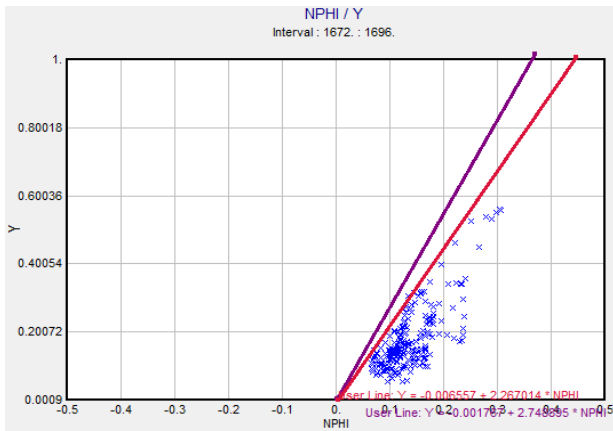
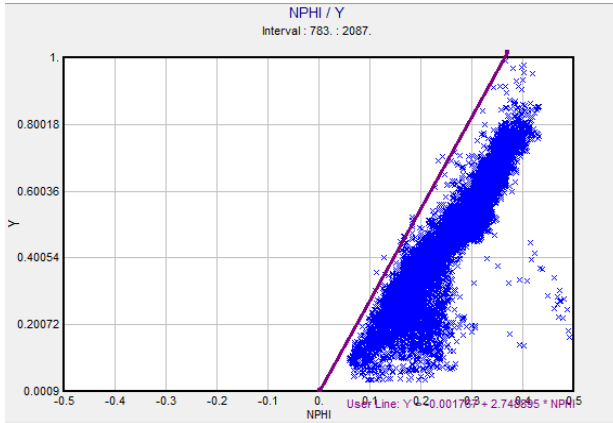


Figura 4.2. Tamaño de granos en núcleos en Humapa.

1) POZO HUMAPA 1644:

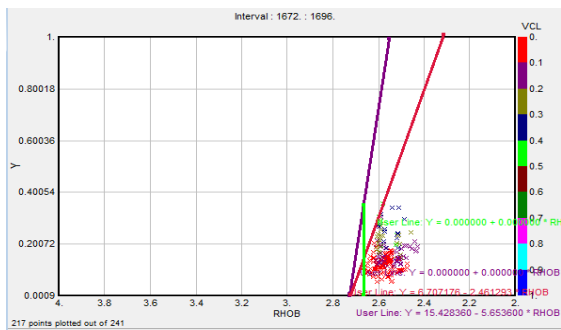
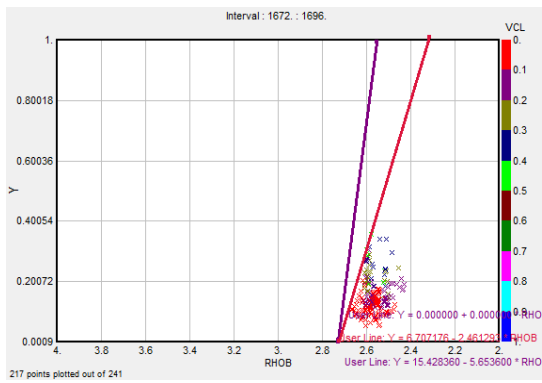
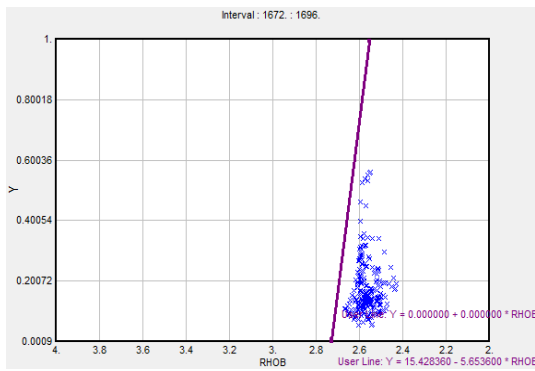
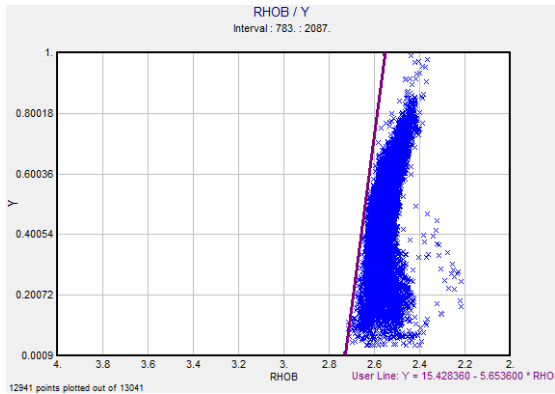
Gráfica de Hingle:

Crossplot NPHI & $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$



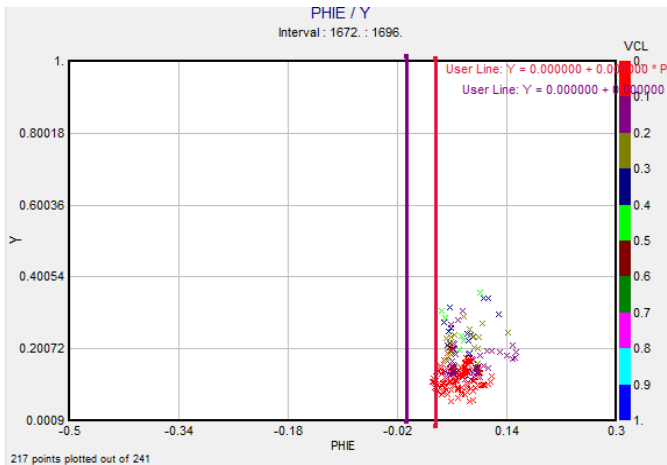
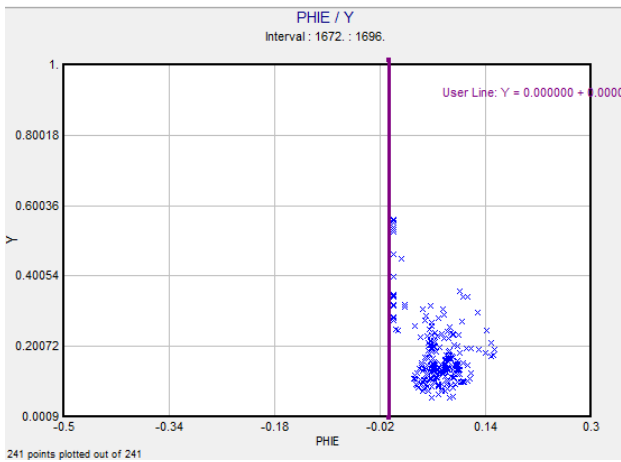
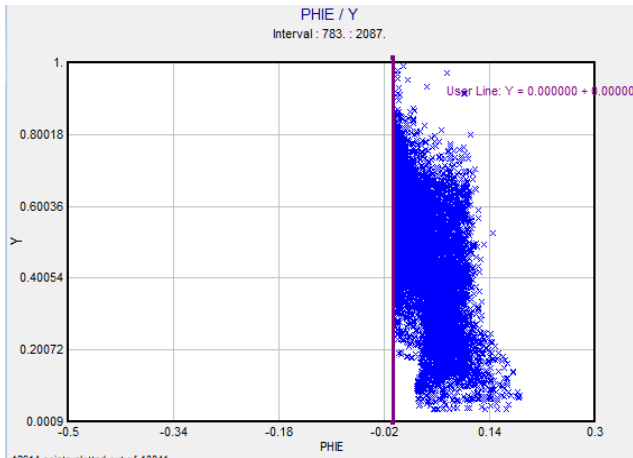
Se obtiene un valor de $NPhic = 6.2\%$

Crossplot RHO_B & $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$



Se obtiene un $\rho_c = 2.66 \text{ g/cm}^3$

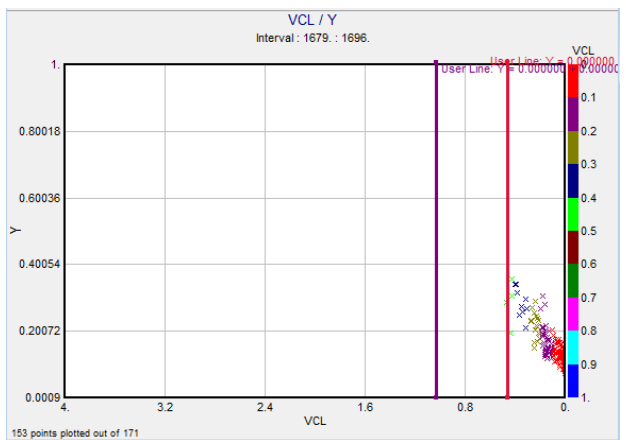
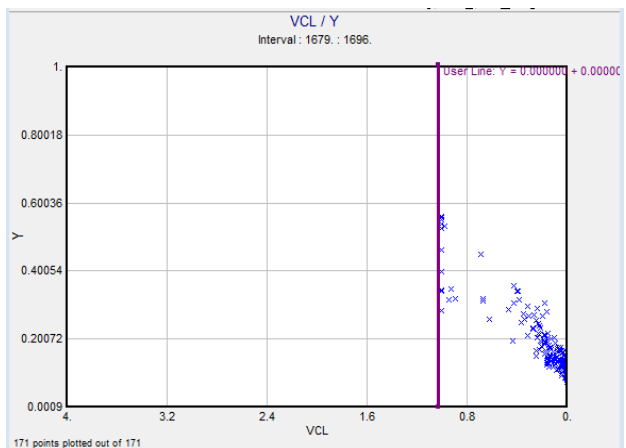
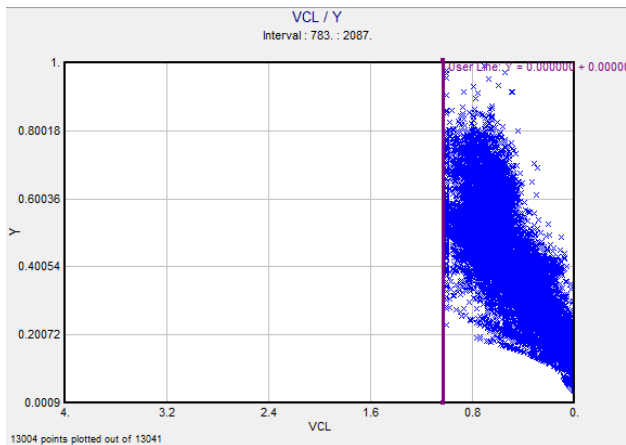
Crossplot PHIE & $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$



Use	Value / Curve	Func	Value / Curve
<input checked="" type="checkbox"/>	VCL	<	.5

Se obtiene un valor de corte PHIE: 3.79%

Crossplot Vcl & $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$



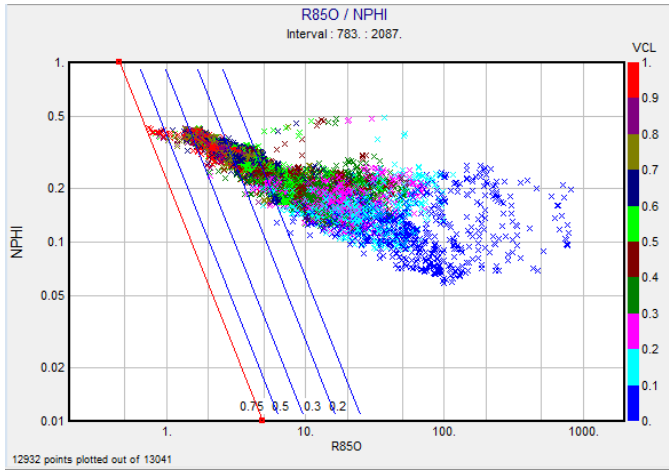
Use	Value / Curve	Func	Value / Curve
✓	GR	<	46

Se obtiene un $VCL_c = .45$ y $GR_c = 46$ API

En Humapa se obtuvo a partir de la gráfica de Hingle, el valor porosidad neutrón de =6.2%, $\rho_c = 2.66g/cm^3$, $PHIE_c = 3.7\%$, $Vcl_c = 50\%$ y $GR_c = 46$ API.

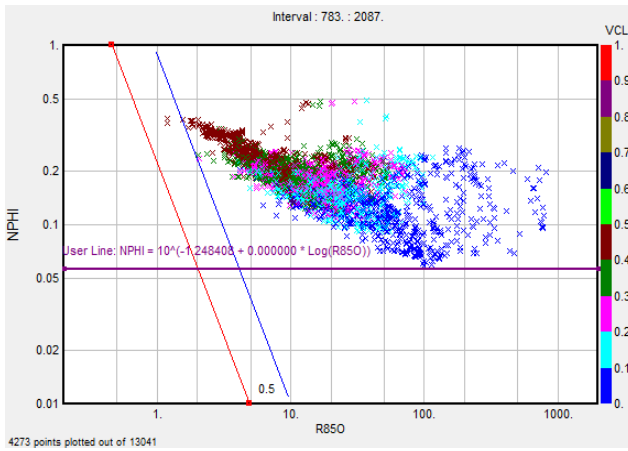
Gráfica de Pickett:

Crossplot logNphi&logRt



Water Saturation line values				
<input checked="" type="checkbox"/>	0.2	0.3	0.5	0.75

Use	Value / Curve	Func	Value / Curve
<input checked="" type="checkbox"/>	VCL	<	.5



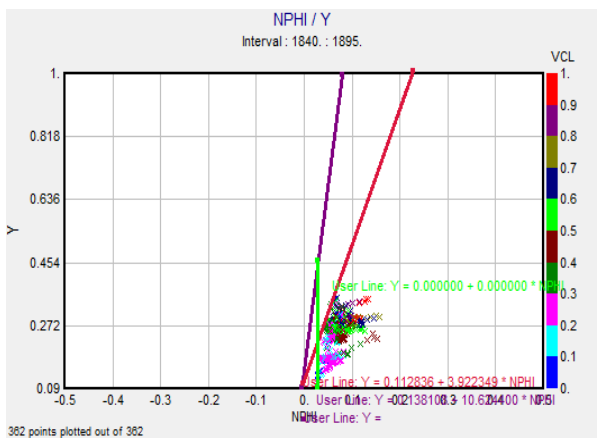
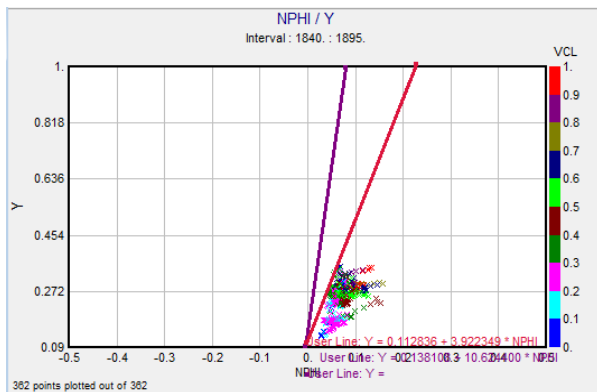
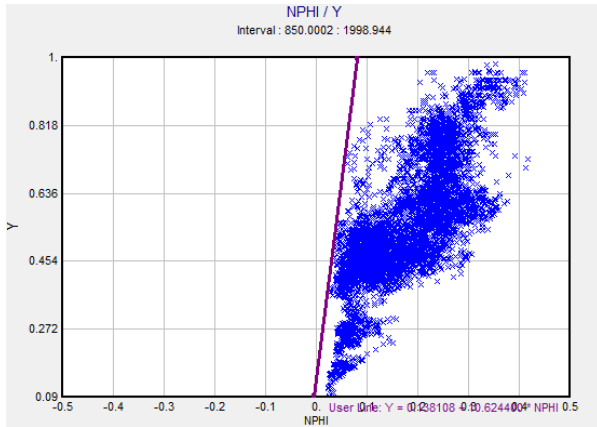
Water Saturation line values				
<input checked="" type="checkbox"/>	0.5			
<input type="checkbox"/>	Draw lines to edge of plot area			
Rw :	0.222	m :	1.94	
n :	2	a :	1	

En Humapa se obtuvo a partir de la gráfica de Pickett, el valor de saturación de agua de corte=.5 y un valor de $NFHI_c=5.8\%$ y $Vcl_c=50\%$

2) POZO MIQUETLA 35:

Crossplot NPHI & $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$

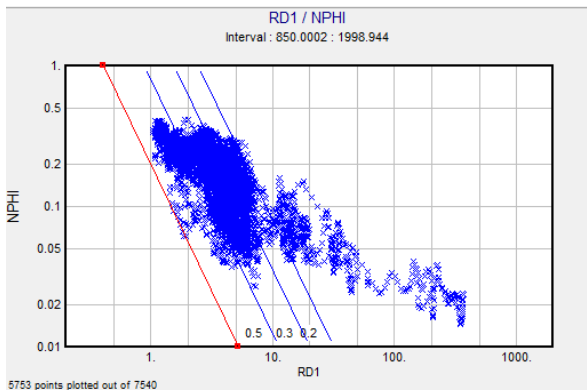
Gráfica de Hingle:



En Miquetla se obtuvo a partir de la gráfica de Hingle, un valor de corte de $Nphi_c=2.8\%$.

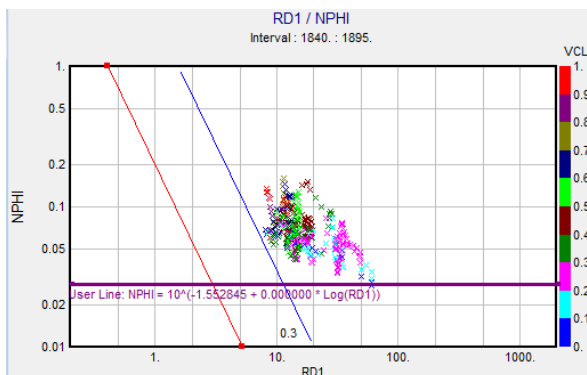
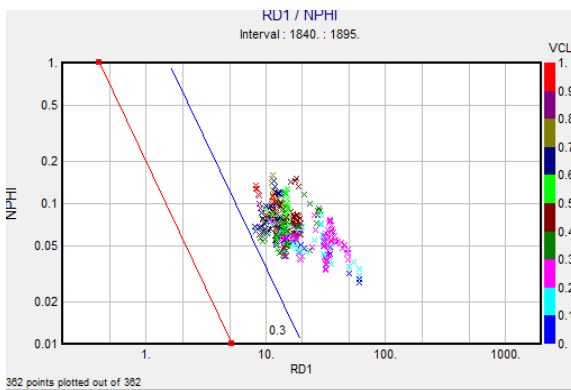
Gráfica de Pickett:

Crossplot logNphi&logRt



Water Saturation line values

0.2 0.3 0.5



0.3

Draw lines to edge of plot area

Rw: 0.198 m: 1.8

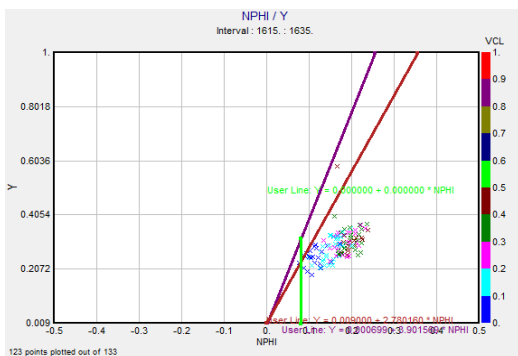
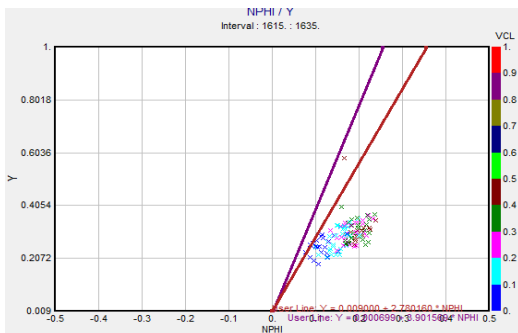
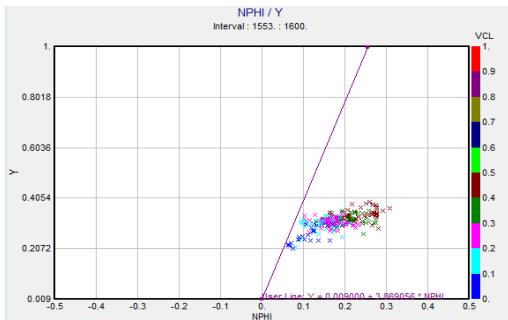
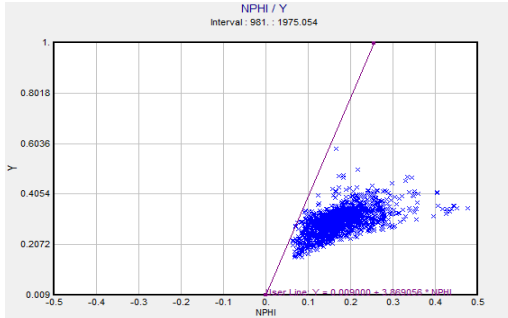
n: 2 a: 1

En Miquetla se obtuvo a partir de la gráfica de Pickett, el valor de saturación de agua de corte=0.3 y un valor de $NPHI_c=2.9\%$ y $Vcl_c=50\%$

3) POZO AGUA FRÍA 714:

Crossplot NPHI & $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$

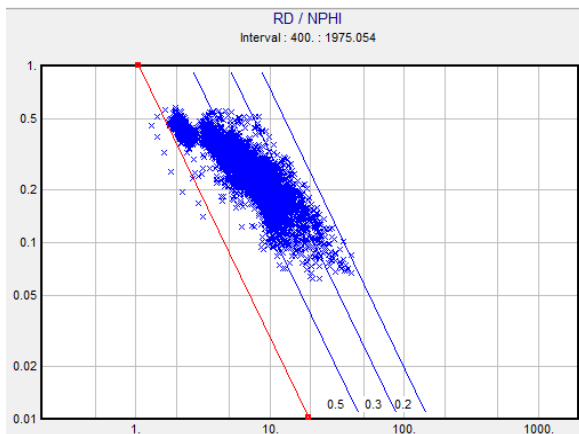
Gráfica de Hingle:



En Agua fría se obtuvo a partir de la gráfica de Hingle, un valro e corte $Nphi_c = 7.9\%$

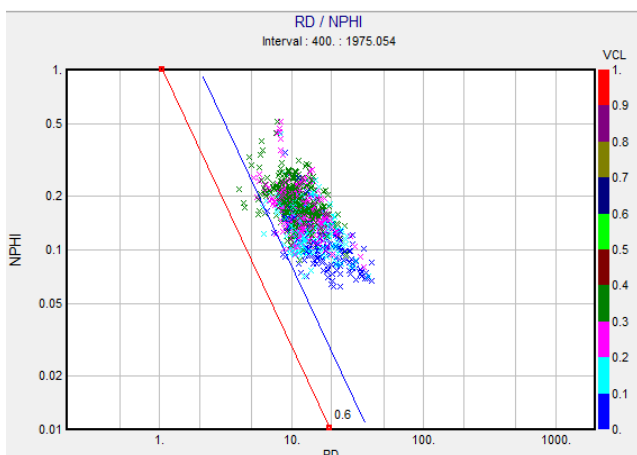
Gráfica de Pickett:

Crossplot logNphi&logRt



Water Saturation line values

0.2 0.3 0.5



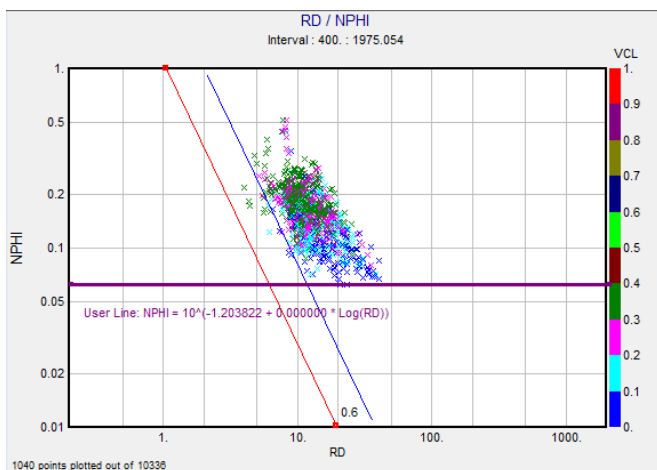
Water Saturation line values

0.6

Draw lines to edge of plot area

Rw : 1.09 m : 1.57

n : 2 a : 1



En Agua Fría se obtuvo a partir de la gráfica de Pickett, el valor de saturación de agua de corte=0.6 y un valor de $N\Phi_{ic}=6.8\%$ y $V_{cl_c}=50\%$

Se realizó un análisis para determinar valores de corte de parámetros petrofísicos a partir de registros en intervalos productores mediante la gráfica de Hingle y Pickett observando que el volumen de arcilla $V_{cl_c}=50\%$, considerado en el cálculo de volúmenes para toda la cuenca corresponde con los datos obtenidos con el modelo sólo con cuarzo.

La porosidad efectiva de corte puede ser incluso menor a la considerada para toda la cuenca de $PHIE=5\%$; para los valores obtenidos se podrían tomar valores de corte de: $PHIE \geq 3\%$ para Miquetla, $PHIE \geq 4\%$ para Humapa y $PHIE \geq 7\%$ para Agua Fría.

La saturación de agua también se reduce al incluir a la calcita en el modelo petrofísico, por lo que el valor de corte de saturación de agua podría ser mayor al utilizado para toda la cuenca de $S_w=65\%$.

SUR DE LA CUENCA: TAJÍN Y FURBERO.

Se utilizó la información disponible de los pozos más productores y con mayor información de registros geofísicos de pozo: Tajín-17 y Furbero-107.

En el área de Tajín se identifican 2 electrofacies claramente, una muy arcillosa en la parte superior por arriba de la discordancia C del modelo de Petrel. Y otra con cuerpos arenosos de espesor reducido, alternando con espesores arcillosos, presentándose entre las discordancias A y B principalmente, y en algunos casos inmediatamente arriba de la discordancia B.

En el área de Furbero se identifican seis electrofacies claramente sobre todo en los registros de neutrón y densidad: a) una muy arcillosa principalmente en la parte superior por arriba de la discordancia C del modelo de Petrel correspondiente a formaciones que sobreyacen a Chicontepec (figura 4.3a), b) otra con laminaciones de lutitas y areniscas sobre todo entre las discordancias B y C que corresponde a la parte mas distal de los lóbulos (figura 4.3b), c) otra con mayor cantidad de arenisca (litarenitas) que de lutita, de espesores delgados entre las discordancias A y B, así como entre A y la base del terciario, correspondiente a los frentes lobulares de los abanicos (figura 4.3c), d) otra con espesores mayores de areniscas (litarenitas y calcarenitas, de grano medio a fino) y en algunos casos de bloques de calizas correspondiente a la parte lobular, e) mayores espesores de areniscas (de grano medio a grueso) de hasta 2 metros, correspondiente a canales, sobre todo en la base del terciario que es muy irregular de acuerdo a las secciones sísmicas (figura 4.3d), y f) se tiene la brecha que cortan los pozos en el fondo (figura 4.3e).

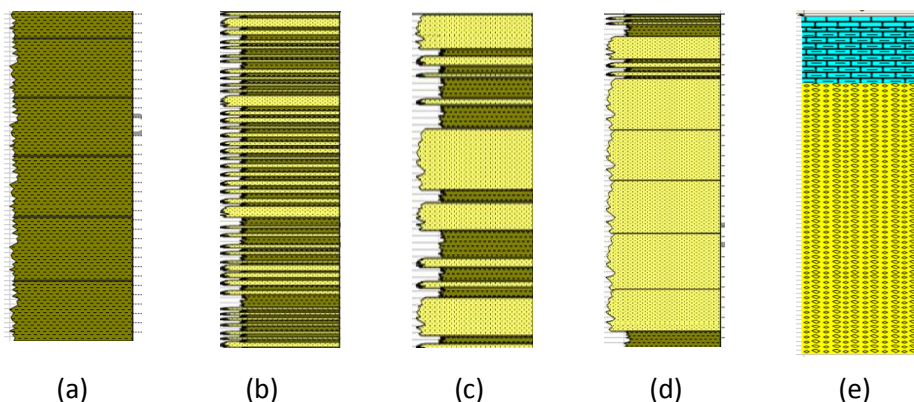
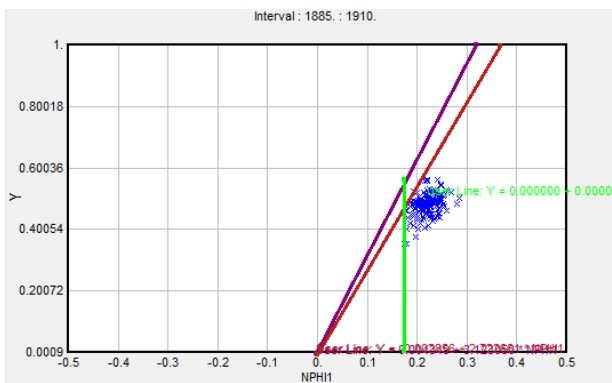
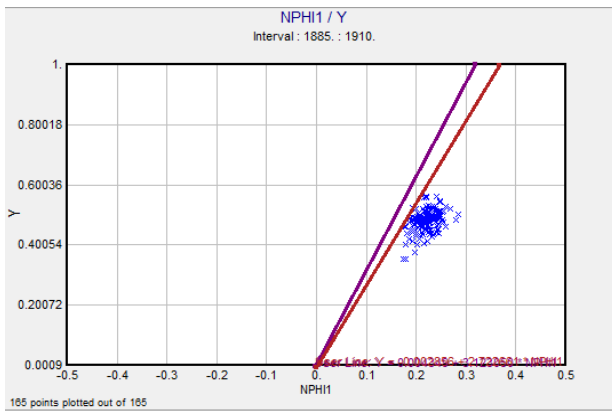
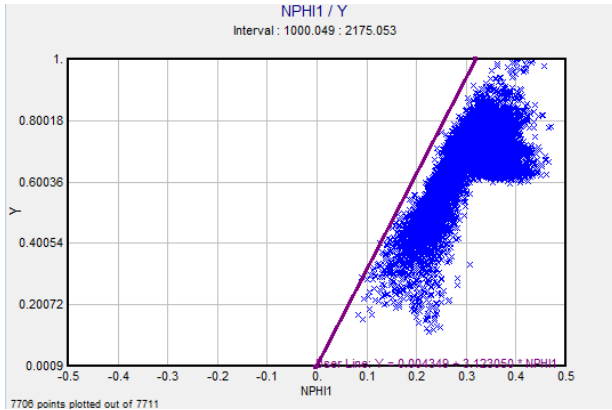


Figura 4.3. Tamaño de grano en intervalos con: a) facies arcillosa, b) facies laminar, c) facies de frentes lobulares, d) facies de canal, y e) brecha.

1) POZO TAJIN 17:

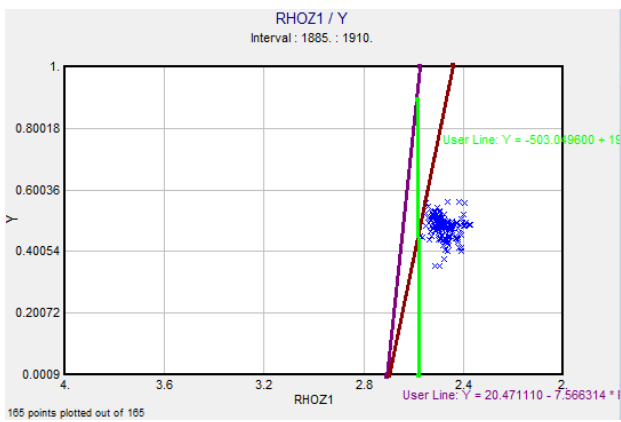
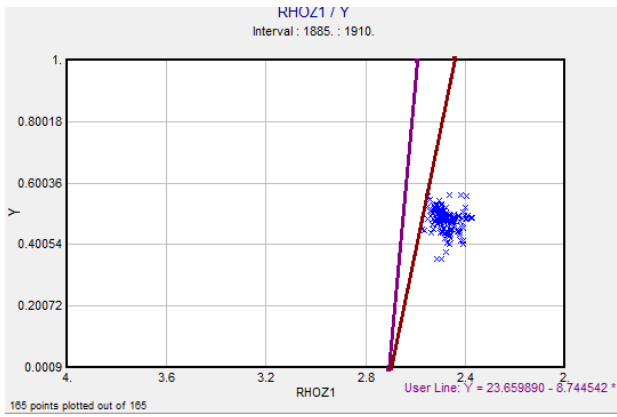
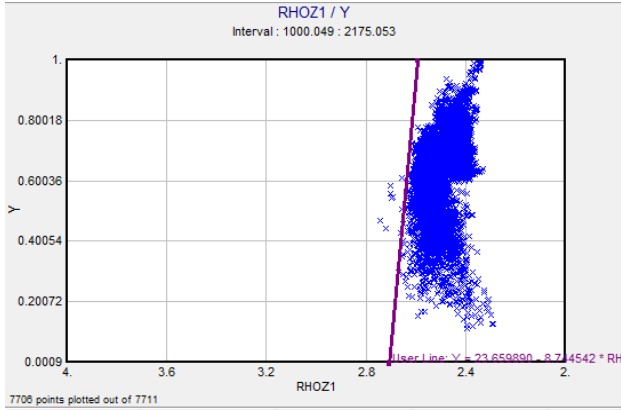
Crossplot NPHI & $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$

Gráfica de Hingle:



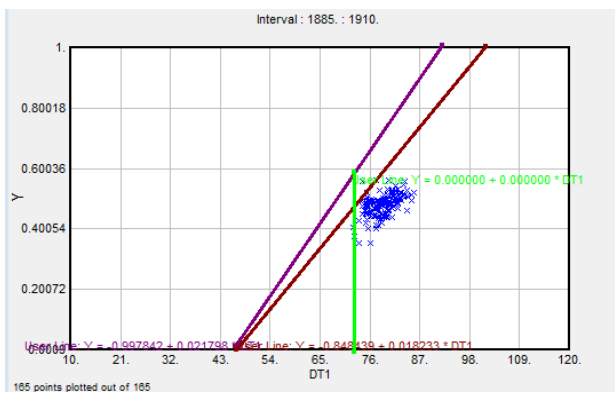
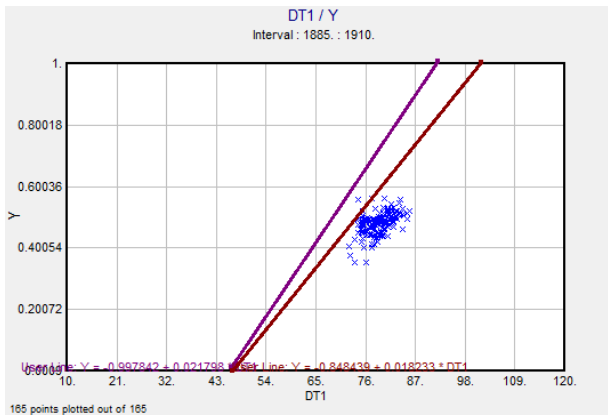
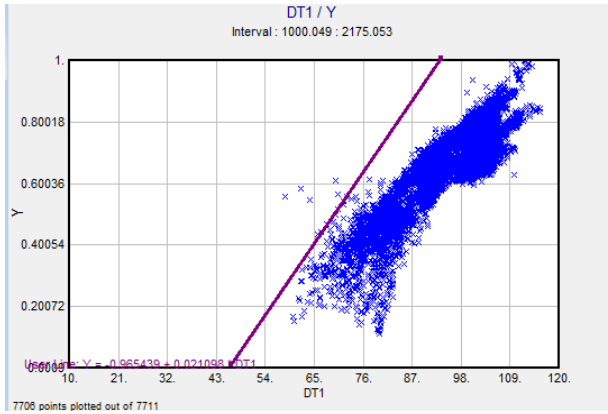
Se obtiene un valor de corte de $Nphie_c = 17.7\%$

Crossplot $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$ & RHOB



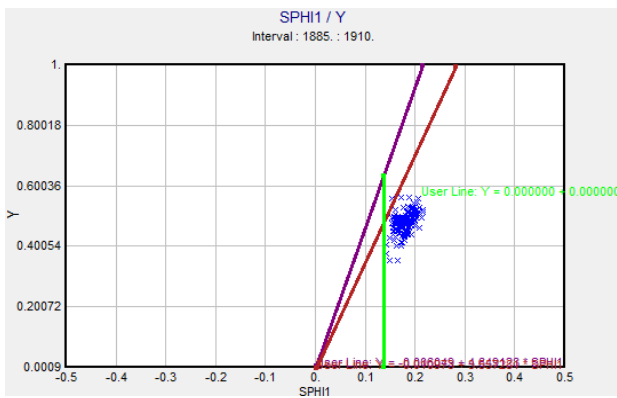
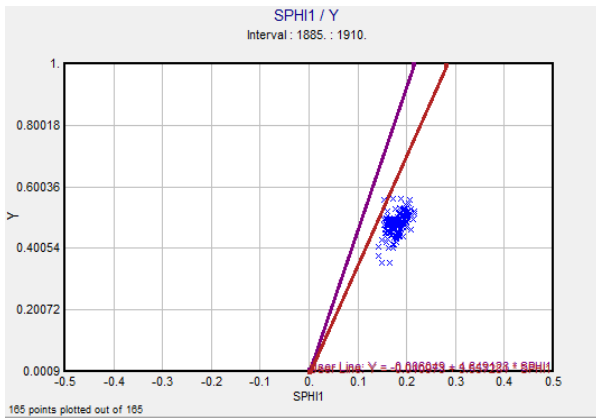
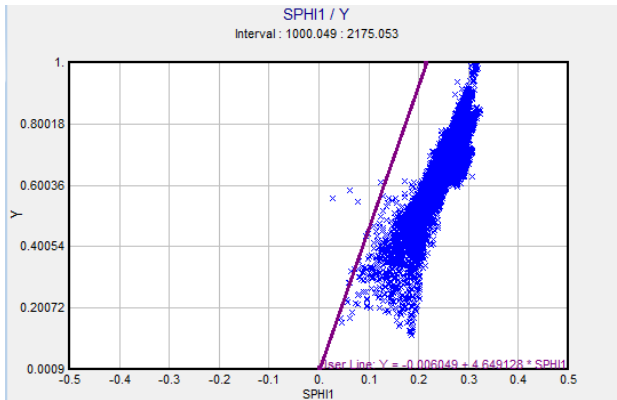
Se obtiene un valor de corte de $\rho_c = 2.578 \text{ g/cm}^3$

Crossplot Δt & $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$



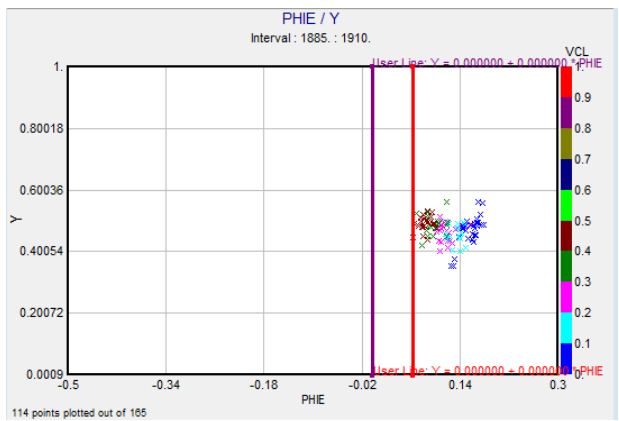
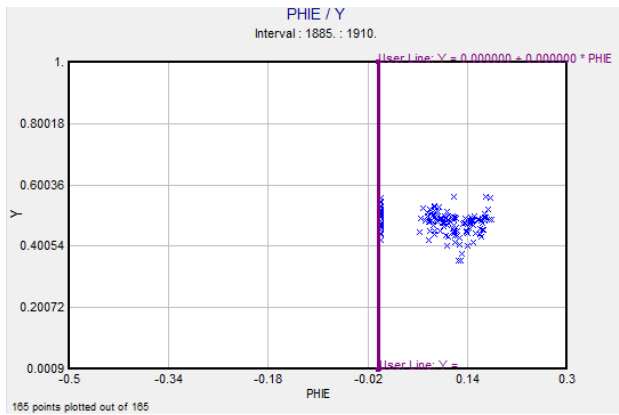
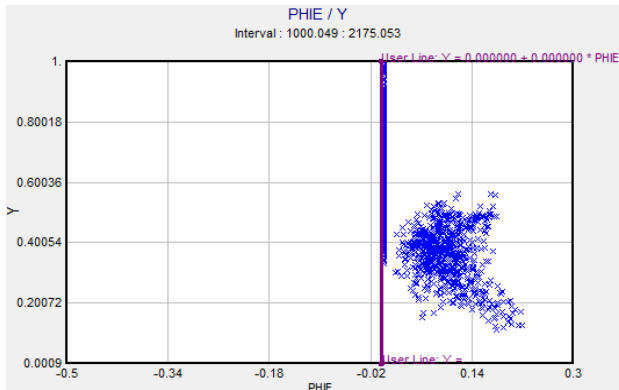
Se obtiene un valor de corte de $\Delta t_c = 73 \mu s/ft$

Crossplot SPHI & $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$



Se obtiene un valor de $Sphi_c = 12.3\%$

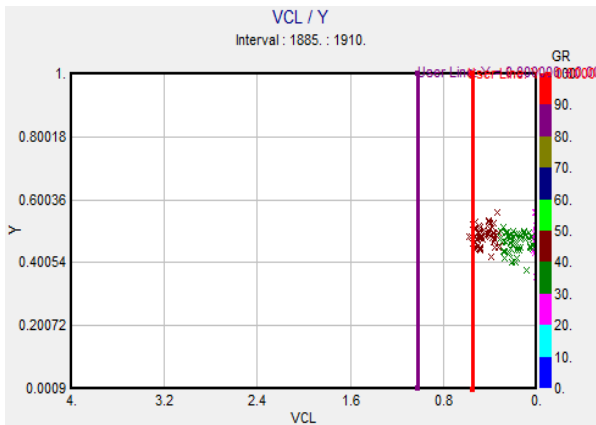
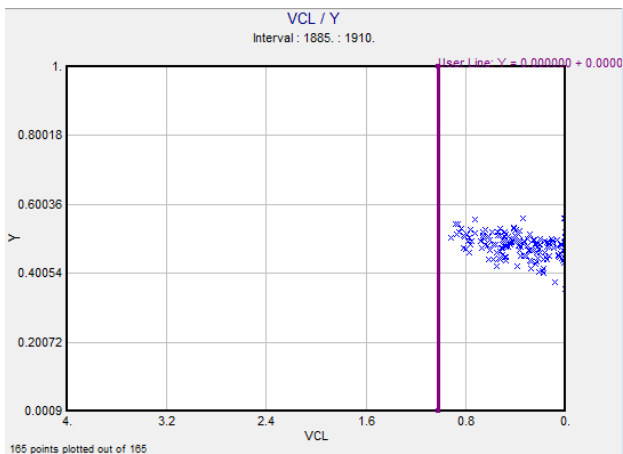
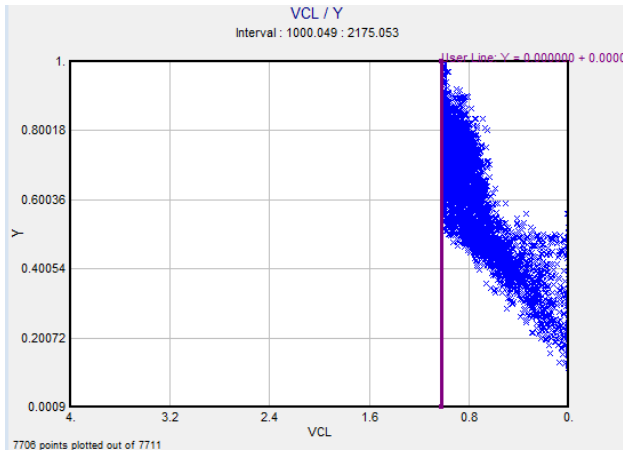
Crossplot PHIE & $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$



Use	Value / Curve	Func	Value / Curve
<input checked="" type="checkbox"/>	VCL	<	.5

Se obtiene un valor de corte de $PHIE_c = 2.9\%$

Crossplot Vcl & $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$



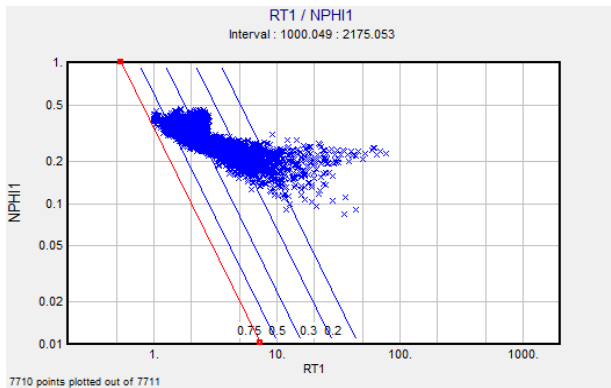
Use	Value / Curve	Func	Value / Curve
<input checked="" type="checkbox"/>	GR	<	50

Se obtiene un valor de corte de $Vcl_c = 56\%$ Y uno de $GR_c = 50$ API.

En Tajín se obtuvo a partir de la gráfica de Hingle, el valor porosidad neutrón de $=17.7\%$, $\rho_c = 2.578 \text{ g/cm}^3$, $\Delta t_c = 73 \text{ } \mu\text{s/ft}$, $S\Phi_{ic} = 12.3\%$, $PHIE_c = 2.9\%$, $Vcl_c = 50\%$ y $GR_c = 56$ API.

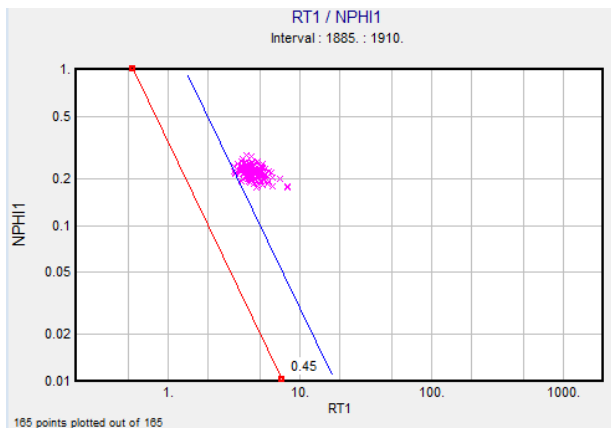
Gráfica de Pickett:

Crossplot logNphi&logRt



Water Saturation line values

0.2 0.3 0.5 .75



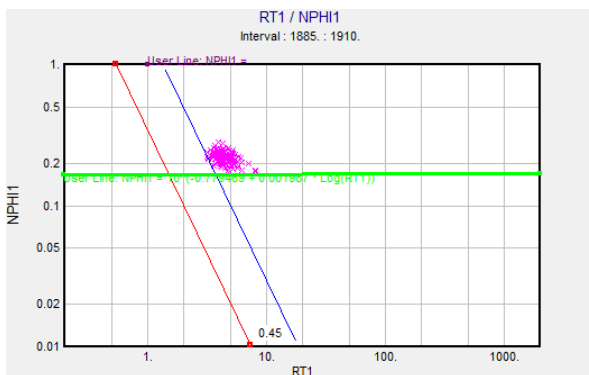
Water Saturation line values

.45

Draw lines to edge of plot area

Rw : 0.342 m : 1.76

n : 2 a : 1

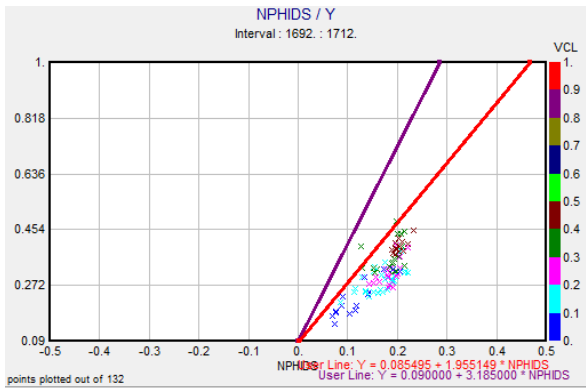
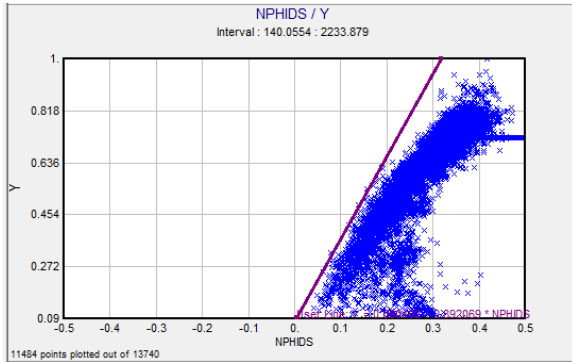


En Tajin se obtuvo a partir de la gráfica de Pickett, el valor de saturación de agua de corte=.45 y un valor de $N\Phi_{ic}=10.8\%$ y $V_{cl_c}=50\%$

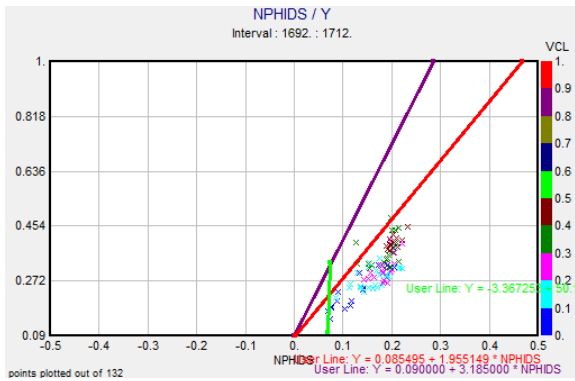
3) POZO FURBERO 107:

Crossplot Nphi & $\frac{1}{\sqrt{Rt}}$

Gráfica de Hingle:



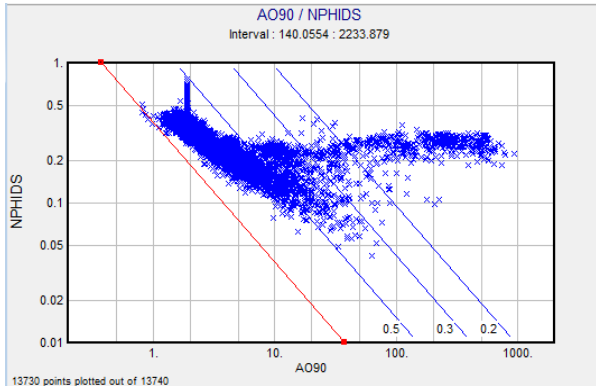
Use	Value / Curve	Func	Value / Curve
✓	VCL	<	.5



En Furbero se obtuvo a partir de la gráfica de Hingle, el valor porosidad neutrón de =7.5% y un valor de $Vcl_c=50\%$

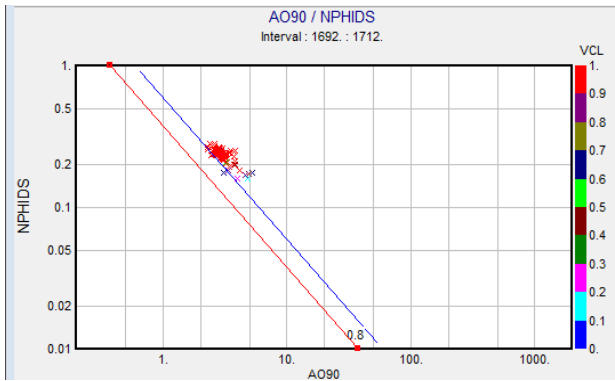
Gráfica de Pickett:

Crossplot logNphi&logRt



Water Saturation line values

0.2 0.3 0.5



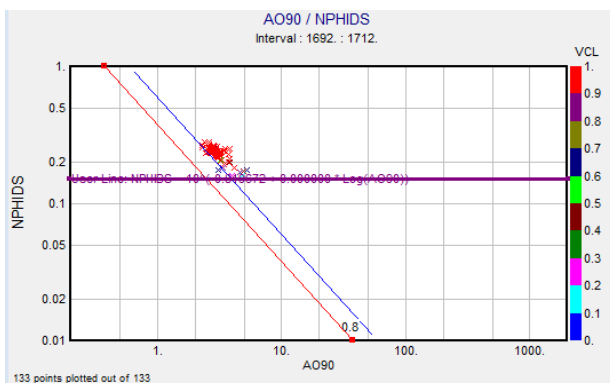
Water Saturation line values

0.8

Draw lines to edge of plot area

Rw: 0.381 m: 1

n: 2 a: 1



En Furbero se obtuvo a partir de la gráfica de Pickett, el valor de saturación de agua de corte=.8 y un valor de $NFHI_c=15.8\%$ y $Vcl_c=50\%$.

Se realizó un análisis para determinar valores de corte de parámetros petrofísicos a partir de registros en intervalos productores mediante la gráfica de Hingle, se observa que el volumen de arcilla con los valores que se tienen calculados en el modelo sólo con cuarzo (actual) se pueden considerar valores de corte de: $V_{cl} \leq 50\%$ para Tajín y Furbero. Está sobreestimado, lo más probablemente por considerar el cuarzo como un sólo mineral principal y por no corregirse por contenido de Uranio y edad de la roca.

El valor de porosidad efectiva de corte puede ser incluso menor a la considerada para toda la cuenca de $PHIE = 5\%$; de los valores obtenidos se podrían tomar valores de corte de: $PHIE \geq 3\%$ para Tajín y $PHIE \geq 5\%$ para Furbero.

La saturación de agua de corte podría ser mayor al utilizado para toda la cuenca de $Sw = 65\%$; con los valores que se han calculado con el modelo anterior, para Furbero se tiene el valor de corte de $Sw \leq 80\%$ es adecuado.

En el campo Furbero también se tienen intervalos productores en la brecha debajo de la base del Terciario, en muchos de los pozos. Esto puede conducir a un valor de producción mayor en algunos pozos y producciones acumuladas del campo que no corresponden sólo a la formación Chicontepec (ATG), sino a la brecha de la formación Tamabra.

Con las curvas calculadas que se tienen actualmente con el modelo petrofísico empleado, los valores de corte obtenidos para Tajín son: $V_{cl} \leq 50\%$, $Sw \leq 65\%$ y $PHIE \geq 3\%$; los valores de corte obtenidos para Furbero son: $V_{cl} \leq 50\%$, $Sw \leq 80\%$ y $PHIE \geq 5\%$; lo anterior se debe a que están sobreestimados actualmente los valores de V_{cl} , $PHIE$ y Sw . Lo más adecuado es recalcular dichos parámetros con un nuevo modelo de interpretación petrofísica que incluya calcita y corrigiendo el volumen de arcilla por contenido de Uranio y edad de la roca, y así entonces volver a obtener los valores de corte, los cuales deben cambiar, tendiendo a reducirse. Los valores de corte deben variar de acuerdo a las facies sedimentarias en las diferentes regiones; lo más adecuado es que se determinen por unidades geológicas y/o clase de roca y unidades de flujo.

No se pudo verificar la calidad de los registros geofísicos de pozos debido a que no se cuenta con los encabezados de los registros de campo, ni tramos repetidos o calibraciones; sin embargo no se aprecia ruido en las curvas y donde se tiene la curva caliper, el agujero no presenta derrumbes.

No se indica el método utilizado para la determinación de las curvas interpretadas de: $PHIE$, Sw , V_{cl} y K ; ni el modelo de interpretación utilizado.

En el caso de la porosidad sónica SPHI es una curva calculada no es adecuado su uso. La curva de porosidad neutrón NPHI está calibrada aquí para areniscas, pero puede estar muy afectada por efectos ambientales y no ser confiable. La curva de tiempo de tránsito DT responde a la porosidad primaria y en el caso de Chicontepec la mayor proporción es porosidad secundaria y menor la porosidad primaria, por lo que tampoco conviene utilizarla. Por lo anterior se recomienda utilizar la curva de densidad RHOB, verificando que la curva de control de calidad $\Delta\rho_b$ no salga del carril y la curva de diámetro de pozo CALI no muestre derrumbes, que afecten la medición de RHOB .



Capítulo 5

CONCLUSIONES

La definición de valores de corte es un trabajo de rutina para los geocientíficos e ingenieros de yacimientos, sin embargo los métodos basados en datos de registros geofísicos de pozos no están bien definidos. La determinación del punto de corte depende en gran medida una experiencia geocientífico o la de ingeniero. No existe un método bien definido que se construye sobre una sólida base científica.

Han habido muchos enfoques diferentes para cuantificar los valores de corte, sin embargo, cada uno de estos enfoques resulta de un modelo de yacimiento diferente, por lo que es imperativo que los puntos de corte se adecuen a cada caso particular. Es decir, sean compatibles con el mecanismo de depósito y con una metodología sistemática para la evaluación de los hidrocarburos en el lugar y la estimación de la recuperación de hidrocarburos.

En muchos casos, un solo valor de corte no es suficiente para delimitar un intervalo de interés, se tienen que cumplir mínimo con la porosidad de corte ϕ_c , la saturación de agua de corte Sw_c y volumen de arcilla de corte Vcl_c .

Se podría mejorar la estimación de valores de corte si se hace por clasificaciones petrofísicas, es decir unidades hidráulicas, litotipos y calidad de roca.

La mejor curva de registros de pozos para determinar la porosidad por el método de Hingle es NPHI.

La utilización de los registros como datos para la realización de los *crossplot* en lugar de interpretación directa de los mismos, permite un resultado menos subjetivo ya que se basa en el modelo petrofísico basado en Archie. El método proporciona un resultado coherente menos dependiente de la experiencia del individuo.

El método más directo para la determinación de valores de corte son los núcleos, sin embargo su recuperación y análisis implican un costo mayor en la industria, por tal motivo se toman pocos, sin embargo son importantes para la correlación.

En la realización de los *crossplot* se puede tomar la R_t aunque es mejor la resistividad profunda corregida, pero estas correcciones no se pueden realizar ya que no se cuenta con los datos de los encabezados de los registros y el grado de incertidumbre entre una y otra es igual.

Las diferentes empresas e intérpretes tienen diferentes criterios para la determinación de los valores de corte.

Mediante la aplicación de técnicas avanzadas de caracterización de yacimientos, como la Geoestadística, la elección del valor de corte para la identificación del *net pay* puede ser visto como un problema de clasificación, en la estadística clásica. Los procedimientos tales como los descritos en Krzanowski (1988) están disponibles para proporcionar los valores de corte bajo diversos supuestos y propagarlos con mayor certeza.

No existe un método generalmente aceptado para la identificación de los valores de corte y por lo tanto tampoco para el *net pay*. Sin embargo, se ha demostrado que, sin la cuantificación sistemática de valores de corte, no puede haber un buen algoritmo petrofísico para la evaluación de las propiedades del yacimiento.

Los beneficios clave de valores de corte incluyen una caracterización más exacta de un depósito y así, una mejor sinergia con el modelo de yacimiento dinámico, por lo tanto, el modelo predice con más éxito el comportamiento del depósito, proporcionando la oportunidad de optimizar el valor del activo.

La industria necesita un método bien definido y consistente de determinación de valores de corte, para que la estimación de reservas sea similar en las diferentes compañías y regiones.

Los principales beneficios de un conjunto de valores de corte petrofísicos debidamente acondicionado son una caracterización más exacta del yacimiento, con una mejor sinergia entre los modelos de yacimientos estáticos y dinámicos.

BIBLIOGRAFÍA

McPad7.en. T.B.: "Cross-Plotting. A Neglected Technique In Log Analysis," Proc., SPWLA 14th Annual Logging Symposium, Lafayette (1973) paper Y.

Hingle, A.T.: "The Use of Logs in Exploration Problems," paper presented at the Soc. of Exploration Geophysicists 29th Intl. Annual Meeting, Los Angeles, Nov. 1959.

Log Interpretation Charts. Schlumberger Technical Services, Houston (1991) 134-35.

Formation Evaluation Data Handbook, Gearhart-Owen Wireline Services, Ft. Worth. TX (1978) 81-84.

Fertl, W.H.: "Hingle Crossplot Speeds Long-Interval Evaluation," Oil & Gas J. (Jan. 15, 1979) 114-16.

Pickett. G.R.: "Pattern Recognition as a Means of Formation Evaluation," Proc., SPWLA 14th Annual Logging Symposium, Lafayette (1973) paper A.

Pickett. G.R.: "A Review of Current Techniques for Determination of Water Saturation from Logs." JPT (Nov. 1966) 1425-33.

Lang, W.H. Jr.: "Porosity-Resistivity Crossplots Can Help To Evaluate Formations," Oil & Gas J. (Nov. 29, 1976) 94-98.

Gael, T.B.: "Estimation of Petrophysical Parameters by Crossplot Analysis of Well Log Data," MS thesis, Louisiana State U., Baton Rouge (May 1981).

Hilchie, D.W.: Applied Openhole Log Interpretation for Geologist and Engineers. D.W. Hilchie Inc., Golden, CO (1978)

Aguilera, R. 2003. Net pay in naturally fractured reservoirs. CSPG Reservoir 30(6), 28.

Bennion, D.B., Thomas, F.B., Imer, D. & Ma, T. 2000. Low permeability gas reservoirs and formation damage – tricks and traps. SPE Paper 59753, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas.

Brown, C.A., Erbe, C.B. & Crafton, J.W. 1981. A comprehensive reservoir model of the low permeability Lewis Sands in the Hay Reservoir area, Sweetwater County, Wyoming. SPE Paper 10198, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas.

Caldwell, R.H. & Heather, D.I. 2001. Characterizing uncertainty in oil and gas evaluations. SPE Paper 68592, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas.

Cobb, W.M. & Marek, F.J. 1998. Net pay determination for primary and waterflood depletion mechanisms. SPE Paper 48952, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas.

Cosentino, L. 2001. Integrated Reservoir Studies. Editions Technip, Paris.

Desbrandes, R. Encyclopedia of Well Logging, Editions Technip, Paris.

Egbele, E., Ezuka, I. & Onyekonwu, M. 2005. Net-To-Gross ratios: Implications in integrated reservoir management studies. SPE Paper 98808, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas.

Finley, R.J. 1985. Reservoir properties and gas productivity of the Corcoran and Cozzette tight sandstones, Colorado. SPE/DOE Paper 13852, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas.

Flølo, L.H., Menard, W.P., Weissenburger, K.W., Kjærefjord, J.M. & Arnesen, D.M. 1998. Revealing the petrophysical properties of a thin-bedded rock in a Norwegian Sea reservoir by the use of logs, core and minipermeability data. SPE Paper 49326, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas.

Grieser, B., Brinska, J. & Stout, R. 2001. Zone selection and production prediction using advanced logging technology. SPE Paper 67198, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas.

Holtz, M.H. & Hamilton, D.S. 1998. Reservoir characterization methodology to identify reserve growth potential. SPE Paper 39867, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas.

Hunter, C.D., Kilgo, W.M. & Hickman, T.S. 1990. The development of a marginal Clearfork waterflood prospect. SPE Paper 20128, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas.