



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“CÁLCULO DE VOLUMEN ORIGINAL DE
HIDROCARBUROS A PARTIR DE REGISTROS
GEOFÍSICOS DE POZO”**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO GEOFÍSICO
PRESENTA**

SANTIAGO DESEUSA DANTE AUGUSTO

**DIRECTOR: ING. HÉCTOR RICARDO CASTREJÓN
PINEDA**



**CIUDAD UNIVERSITARIA
2012**

AGRADECIMIENTOS

A MI MADRE, PATRICIA DESEUSA

Por siempre apoyarme y estar conmigo en momentos difíciles, por todos los consejos que me das y por enseñarme a ver todo de una manera distinta.

A MI PADRE, FLAVIO SANTIAGO

Por apoyarme y orientarme siempre a pesar de la distancia, por ser al igual que mi madre un gran ejemplo a seguir, por darme las armas para seguir luchando día con día y por nunca dejar de creer y confiar en mi.

A MIS HERMANOS, LILIANA SANTIAGO Y EMILIO SANTIAGO

Por haber sido un motor indispensable para llegar hasta aquí y porque lo seguirán siendo.

A ARACELI ISIDRO

Por ser parte de mi formación y otorgarme siempre su apoyo incondicional y cariño.

A MIS AMIGOS

Que fueron parte de esta bonita y apasionante carrera.

A TODA MI FAMILIA

AL INGENIERO HÉCTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA

Por darme su completo apoyo durante la realización de este trabajo y por ser un excelente profesor de la carrera.

AL INGENIERO ALFREDO CARMONA

Por darme la oportunidad de trabajar a su lado y enseñarme más allá de lo que se aprende en el aula.

A LA INGENIERA FERNANDA TORRES

Por orientarme durante la realización de este trabajo y por todos los buenos consejos.

CONTENIDO

RESUMEN	iii
ABSTRACT	iv
INTRODUCCIÓN	v
1. CONCEPTOS GENERALES DE REGISTROS DE POZO Y CÁLCULO DE VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS	1
1.1 ¿Qué son los registros geofísicos de pozo?	1
1.2 Principales registros geofísicos de pozo	1
1.2.1 Registro de Potencial Espontáneo (SP)	1
1.2.2 Registro de Rayos Gamma (GR)	2
1.2.3 Registro de Espectrometría de Rayos Gamma (NGS)	2
1.2.4 Registros de Resistividad	2
1.2.4.1 Registros de Resistividad y Microresistividad	3
1.2.4.2 Registro Doble Laterolog	3
1.2.4.3 Registro Microlog	4
1.2.4.4 Micro Esférico	4
1.2.4.5 Registros de Arreglos de Inducción	4
1.2.5 Registros de Porosidad	5
1.2.5.1 Registro de Neutrones	5
1.2.5.2 Registros de Densidad y Lito-Densidad	5
1.2.5.3 Registros Sónicos	6
1.3 Parámetros petrofísicos	7
1.3.1. Porosidad	7
1.3.2 Permeabilidad	9
1.3.3 Saturación de fluidos	9
1.4 Volumen de hidrocarburos en un yacimiento	10
1.4.1 Volumen original de hidrocarburos	10
1.4.2 Reservas y clasificación	11
1.4.2.1 Reservas probadas	12
1.4.2.2 Reservas desarrolladas	12
1.4.2.3 Reservas no desarrolladas	12
1.4.2.4 Reservas no probadas	12
1.4.2.5 Reservas probables	13
1.4.2.6 Reservas posibles	13
1.4.3 Métodos volumétricos para el cálculo de volumen original de hidrocarburos	14
1.4.3.1 Método de isopacas	14
1.4.3.2 Método de cimas y bases	14
1.4.3.3 Método de isohidrocarburos	14

2. ÁREA DE ESTUDIO	17
2.1 Ubicación del área	17
2.2 Origen del Paleocanal de Chicontepec	19
2.3 Formaciones geológicas del área de estudio	21
2.3.1 Formación Chicontepec Medio	21
2.3.2 Formación Chicontepec Inferior	22
2.3.3 Formación Velazco	22
2.3.4 Formación Méndez	23
2.3.5 Formación San Felipe	23
2.3.6 Formación Agua Nueva	24
2.3.7 Formación Tamabra	25
2.3.8 Formación Tamaulipas Superior	25
2.3.9 Formación Tamaulipas Inferior	26
2.4 Definición de macropera	27
2.5 Características de la información del área de estudio	28
3. MÉTODO DE ISOHIDROCARBUROS PARA CALCULAR EL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS	31
4. CÁLCULO DE VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS	33
4.1 Flujo de trabajo (caso de estudio)	33
4.2 Análisis y calidad de la información	34
4.3 Análisis de los registros geofísicos	35
4.4 Procesamiento de los registros	39
4.5 Cálculo de volumen original	46
4.5.1 Valores de corte	47
4.5.2 Espesor neto impregnado	48
4.5.3 Parámetros promedio	48
4.5.4 Calculo del Índice de Hidrocarburos	54
4.5.5 Distribución del Índice de Hidrocarburos	56
4.6 Resultados del cálculo de volumen	66
5. CONCLUSIONES	69
ANEXOS	73
BIBLIOGRAFÍA	115

RESUMEN

Durante los últimos años, la Cuenca de Chicontepec se ha convertido en una zona de gran interés económico debido al potencial petrolero que ahí se localiza; la complejidad de que los yacimientos produzcan en los campos de la Cuenca de Chicontepec, se resuelve a través de una caracterización óptima de yacimientos, donde el cálculo de volumen original de hidrocarburos utilizando registros geofísicos de pozos, es fundamental para determinar su valor económico.

Este trabajo tiene como propósito, determinar el volumen original de hidrocarburos a partir de la interpretación de registros geofísicos de pozo, de una macropera ubicada en un campo de la zona sur de la Cuenca de Chicontepec.

El cálculo de volumen original de hidrocarburos inicia seleccionando los registros geofísicos de pozo, que serán la base para calcular los parámetros petrofísicos de los yacimientos.

El método para calcular el volumen original de hidrocarburos fue el de Isohidrocarburos, con el cual se procesó y analizó la información de doce pozos, los cuales contaban con los siguientes registros: Resistivos (Arreglo inductivo), Porosidad (Neutrón, Densidad, Sónico), adicionalmente se consideró el Rayos Gamma.

ABSTRACT

During the last years, the Chicontepec Basin has converted in a zone with big economic interest because of the hydrocarbon potential there; the complexity for producing the reservoirs in the fields of Chicontepec Basin it is solved by an optimal reservoir characterization, in which oil volume calculation with well logs is a fundamental way to determine the economic value.

This paper has the purpose to determine the original oil in place with the use and interpretation of well logs in a zone called as "macropera", which it is located in a field at south of the Chicontepec basin.

The original oil in place calculation begins selecting the well logs, which will be the base to calculate the reservoir's petrophysical parameters.

The method to calculate the original oil in place was the Isohydrocarbons method, with that, twelve wells were processed and analyzed; each one of them has the next well logs: Resistivity (Induction Array), Porosity (Neutron, Density and Sonic), further was considered the Gamma Ray log.

INTRODUCCIÓN

La ubicación de horizontes probables acumuladores de hidrocarburos, se logra utilizando diferentes disciplinas, una de ellas es la que se relaciona con el cálculo de parámetros petrofísicos, a través del análisis y procesamiento de información que suministran los Registros Geofísicos de Pozo.

Los registros geofísicos de pozo proporcionan información de diferentes propiedades físicas del subsuelo, que permiten caracterizar las formaciones geológicas que son atravesadas en la perforación de pozos, por lo que resultan del mayor interés para profesionales de las áreas de ingeniería geología, geofísica y petrolera ya que los datos obtenidos en el procesamiento de los mismos se usan para la caracterización de yacimientos petroleros, cálculo del volumen original y reservas de hidrocarburos.

El desarrollo de los registros geofísicos inicio con los trabajos de Conrad y Marcel Schlumberger (1912), quienes midieron la resistividad de las rocas para la exploración minera, sin embargo, el auge de la industria petrolera crecía y es así como los registros se enfocaron a esta industria a fines de la década de 1920. El éxito de este método fue tal, que industrias de todo el mundo lo aplicaron obteniendo buenos resultados, ya que con la medición del potencial natural se pudo diferenciar el tipo de litología.

En México los primeros registros fueron tomados por las Cías. Royal Dutch Shell y la British Petroleum.

Para determinar el valor económico de los yacimientos, es necesario hacer un cálculo correcto del volumen de hidrocarburos; calcular el volumen y las reservas no significa aplicar mecánicamente distintos métodos para obtener un valor, sino obtener el valor más cercano al valor real.

Las reservas de hidrocarburos no son valores del todo fijos, estas tienen un carácter dinámico debido a los ajustes continuos a medida que se cuenta con mayor información en el yacimiento y depende también de la calidad de los datos y la interpretación de los registros y demás variables.

1. CONCEPTOS GENERALES DE REGISTROS DE POZO Y CÁLCULO DE VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

1.1 ¿Qué son los registros geofísicos de pozo?

Un registro geofísico de pozo, es una obtención gráfica de las características y/o propiedades físicas del subsuelo de las formaciones atravesadas por un pozo en función de la profundidad, con dichas características es posible obtener parámetros petrofísicos.

1.2 Principales 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:

- Potencial Espontáneo
- Rayos Gamma
- Resistividad
- Registros de porosidad

1.2.1 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:

- a) Determinar cuerpos permeables.
- b) Correlacionar estratos.
- c) Determinar límites entre capas.
- d) Conocer cualitativamente el contenido de arcilla.
- e) Determinar valores de resistividad del agua de formación (R_w).

1.2.2 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 y lutitas.

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

1.2.3 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).

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.

1.2.4 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 (mmh/m).

La mayoría de las formulaciones que se registran 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.

1.2.4.1 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}).

1.2.4.2 Registro Doble Laterolog

Este registro proporciona dos mediciones de la herramienta DLT, un registro de resistividad somera (LLS) y un registro de resistividad profunda (LLD) y además se trabaja con la herramienta microesférica (MSFL) para obtener tres profundidades de medición.

La medición del LLS corresponde a la resistividad de la zona lavada e invadida, mientras que la LLD corresponde a la resistividad de la zona virgen.

El registro Doble Laterolog es útil para:

- a) Determinar la resistividad de la zona virgen.
- b) Perfiles de invasión.
- c) Correlación.
- d) Detección rápida de hidrocarburos.

- e) Indicador de hidrocarburos móviles.
- f) Detección de zonas permeables.

1.2.4.3 Registro Microlog

La herramienta Microlog puede medir a dos distintas profundidades de investigación que proporcionan las mediciones de resistividad de un volumen muy pequeño de enjarre y de formación adyacente al agujero.

La comparación de las dos curvas permite identificar con facilidad el enjarre, lo que señala formaciones invadidas (por lo tanto, permeables).

Aunque la curva del Microlog identifica formaciones permeables, no es posible hacer deducciones cuantitativas sobre la permeabilidad.

1.2.4.4 Micro Esférico

Esta herramienta tiene ventajas sobre los demás dispositivos que miden la resistividad de la zona lavada (Rxo), y una de ellas es la capacidad que tiene para combinarse con otras herramientas de registro como el DIL (Doble inducción) y el DLL (Deep Laterolog).

1.2.4.5 Registros de Arreglos de Inducción

La herramienta de arreglo de inducción esta 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.

1.2.5 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.

1.2.5.1 Registro de Neutrones

Los registros de neutrones 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.

1.2.5.2 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.

1.2.5.3 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:

- a) Correlación/calibración sísmica.
- b) Sismogramas sintéticos.
- c) Determinación de porosidades primaria y secundaria.
- d) Evaluación del espesor de formación.
- e) Detección de gas.
- f) Determinación de la porosidad detrás de la tubería de revestimiento.
- g) Detección de fracturas.
- h) Análisis de arena.
- i) Registros de cementación

1.3 Parámetros petrofísicos

El análisis y procesamiento de los registros geofísicos de pozos tiene como finalidad calcular los parámetros petrofísicos de yacimientos, que son de gran importancia para calcular el volumen original y su reserva. Los parámetros petrofísicos más importantes son: la porosidad, la permeabilidad y la saturación de fluidos.

1.3.1 Porosidad

La porosidad es el volumen de huecos 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 prácticamente de cero, 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 localizan 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.

Según la formación en que fueron depositadas las calizas y las dolomías, éstas pueden mostrar porosidad secundaria en forma de pequeñas cavidades y fracturas; la porosidad secundaria se debe a la acción de fluidos o fuerzas tectónicas en la roca después de su depósito.

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.

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

donde:

- V_{pc} = volumen de poros comunicados
- V_t = volumen total de roca
- \emptyset = 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.

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

donde:

- V_{pc} = volumen de poros comunicados
- V_t = volumen total de roca
- \emptyset = 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.

1.3.2 Permeabilidad

La permeabilidad se define como la facilidad con que los líquidos fluyen a través de poros conectados o interconectados de una roca, la permeabilidad 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 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.

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

1.3.3 Saturación de fluidos

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_h 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%.

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

Ambas saturaciones se pueden expresar en fracción o por ciento.

1.4 Volumen de hidrocarburos en un yacimiento

1.4.1 Volumen original de hidrocarburos

Con el fin de pronosticar el comportamiento de un yacimiento petrolero, se necesita conocer su volumen original, así como, la energía disponible para expulsar el aceite o gas en el yacimiento.

El volumen original, es el volumen de gas o aceite que se estima existe originalmente en el yacimiento, conformado a los límites geológicos y contenido de fluidos, pudiéndose calcular tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

El volumen se puede determinar por procedimientos deterministas o probabilistas, dentro de los primeros se encuentran principalmente los métodos volumétricos, balance de materia y simulación numérica; los procedimientos probabilísticos modelan la incertidumbre de parámetros petrofísicos.

El volumen se determina con datos de permeabilidad, porosidad, saturación de agua y aceite, volumen de arcilla del yacimiento, es por esto que la información de los registros

de pozo es fundamental en la determinación del volumen original de hidrocarburos; cabe mencionar que además de los parámetros petrofísicos, la geometría del yacimiento es un elemento fundamental.

1.4.2 Reservas y clasificación

Las reservas son el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas que será producido económicamente con cualquiera de los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha de evaluación, conjuntamente las reservas deben satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas a la fecha de evaluación en los proyectos.

Las reservas además son categorizadas de acuerdo con su nivel de certidumbre y pueden sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto y su estado de desarrollo y producción.

La certidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, el nivel de certidumbre se utiliza para clasificar las reservas en probadas o no probadas. (Figura 1.1).

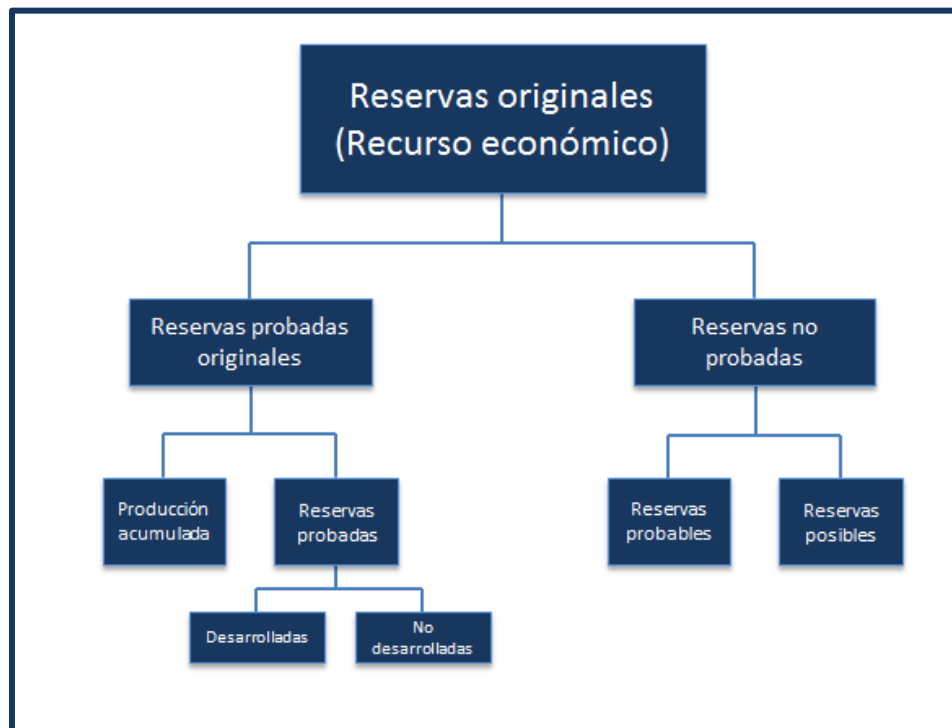


Figura 1.1 Clasificación de las reservas de hidrocarburos (PEMEX, 2012)

1.4.2.1 Reservas probadas

Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite de crudo, gas natural y líquidos del gas natural, estas demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en un futuro. Estas reservas pueden clasificarse como desarrolladas o no desarrolladas.

La certidumbre es generada por datos geológicos, geofísicos y de ingeniería. De esta forma, se tendrá que disponer de datos que justifiquen los parámetros utilizados en su evaluación (gastos iniciales, declinaciones, factor de recuperación, etc.).

En general, las reservas se consideran probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos de producción reales; en ciertos casos estas reservas pueden asignarse de acuerdo a registros de pozos y análisis de núcleos, los cuales indican la impregnación de hidrocarburos.

1.4.2.2 Reservas desarrolladas

Estas reservas son las que se espera sean recuperables de pozos existentes, incluyendo reservas detrás de la tubería que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión.

1.4.2.3 Reservas no desarrolladas

Son reservas que se espera serán recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere una inversión relativamente grande para terminar pozos existentes y/o construir las instalaciones para iniciar la producción y transporte.

1.4.2.4 Reservas no probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar las características del yacimiento más allá de los límites de certidumbre razonable, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación.

1.4.2.5 Reservas probables

Son reservas no probadas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado y en esta clasificación se incluyen además, aquellas reservas ubicadas en formaciones que parecen ser productoras y que son inferidas a través de registros geofísicos, pero que carecen de datos de núcleos o pruebas definitivas, además de no ser análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

1.4.2.6 Reservas posibles

Las reservas posibles de hidrocarburos, son aquellos volúmenes cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo a lo anterior, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables y posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades sean realmente recuperadas.

1.4.3 Métodos volumétricos para el cálculo de volumen original de hidrocarburos

1.4.3.1 Método de isopacas

El método de isopacas tiene como base la configuración de un mapa con curvas de nivel de igual espesor de formación. Para realizarlo se tiene que disponer de un plano con las localizaciones de todos los pozos del área de estudio y posteriormente se determina el área bajo la curva entre los límites cero y área máxima.

El valor encontrado se multiplica por la escala de la gráfica para obtener el volumen neto de roca y al multiplicar este volumen por la porosidad media de la formación y por la saturación media de hidrocarburos, se obtiene el volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento.

1.4.3.2 Método de cimas y bases

El método de cimas y bases es un método volumétrico para determinar el volumen original de hidrocarburos, este método tiene como fundamento la configuración de mapas de curvas de igual profundidad tanto en las cimas como en las bases de la formación; se determina el área delimitada por los perfiles, tomando en cuenta la existencia de un contacto agua-aceite, el valor encontrado se multiplica por la escala de la gráfica para obtener el volumen de roca; el volumen total se obtiene multiplicando el volumen de roca por la porosidad media y por la saturación de agua.

1.4.3.3 Método de isohidrocarburos

Este método volumétrico permite un cálculo más confiable y preciso del volumen de hidrocarburos, ya que considera implícitamente las variaciones que sufren los parámetros de porosidad y saturación de agua, tanto vertical como lateralmente, esto se logra a partir del conocimiento del índice de hidrocarburos asociados a la formación productora de cada pozo, su limitante en ocasiones es la disponibilidad de información confiable.

El índice de hidrocarburos es 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 de la formación por su porosidad y por la saturación de hidrocarburos.

Este método se aplicará en este trabajo para realizar los cálculos de volumen original de hidrocarburos.

2. ÁREA DE ESTUDIO

2.1 Ubicación del área

Los pozos evaluados para calcular el volumen original de hidrocarburos, se localizan en el Paleocanal de Chicontepec, situado geográficamente en el Centro-Este de la República Mexicana, abarcando los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo, entre las coordenadas 20°27" y 20°58" de latitud norte, 97° 19" y 98° 10" de longitud oeste (Figura 2.1).

El Paleocanal de Chicontepec cubre una superficie aproximada de 3,731 km² y la mayor parte se encuentra en los estados de Puebla y Veracruz.



Figura 2.1 Ubicación del Paleocanal de Chicontepec (PEMEX, 2008)

El Paleocanal de Chicontepec se divide en ocho sectores estratégicos para su exploración y producción (Figura 2.2).

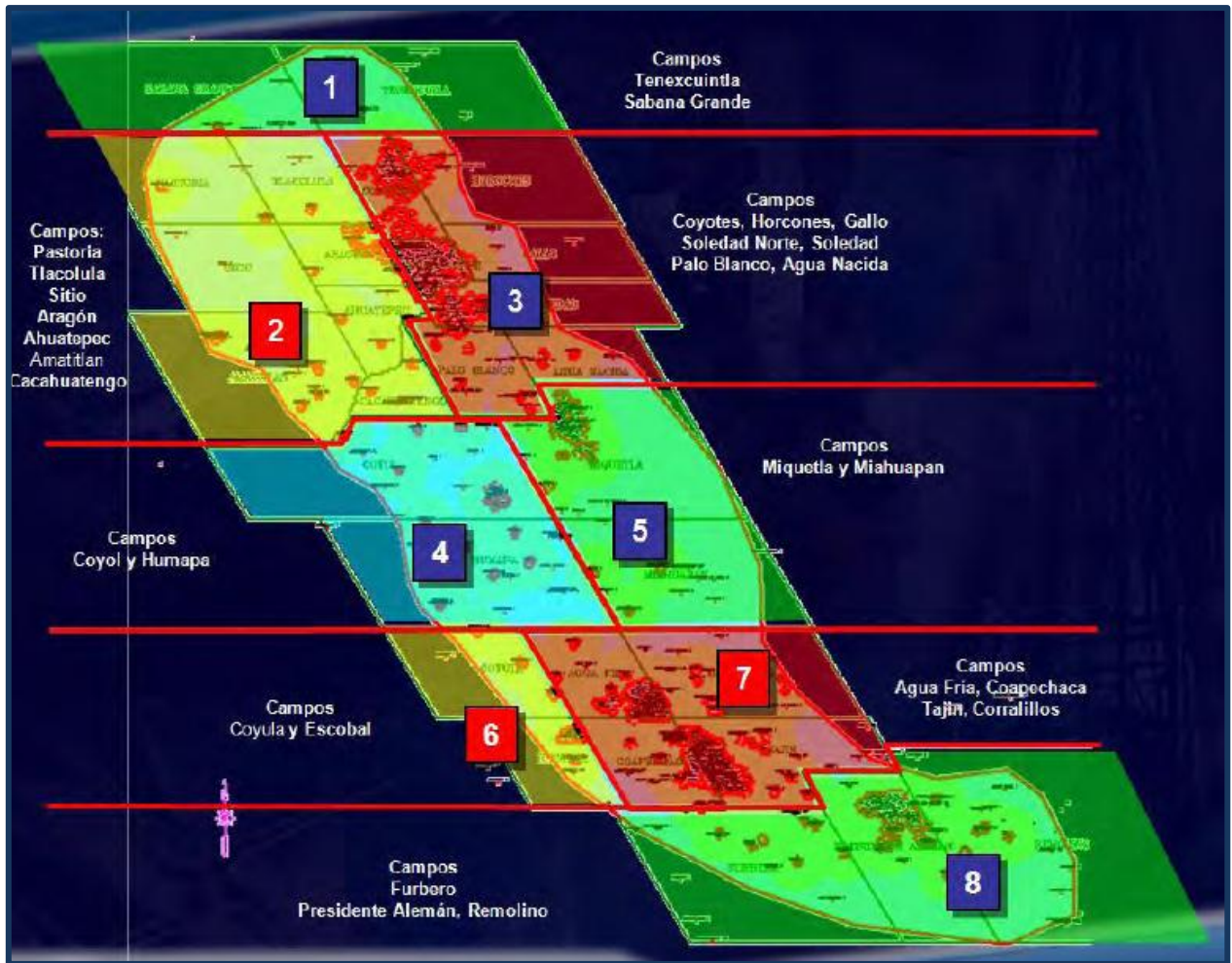


Figura 2.2 Ubicación de los sectores del Paleocanal de Chicontepec (PEMEX, 2008)

2.2 Origen del Paleocanal de Chicontepec

El Paleocanal de Chicontepec se originó en el Paleoceno-Eoceno, durante el levantamiento de la Sierra Madre Oriental (Orogenia Laramide), afectada en su margen oriental por una discordancia sintectónica. La sedimentación del Paleógeno se compone de turbiditas de ambiente nerítico externo a batial, complejos de abanicos submarinos y una red de abundantes canales; el relleno sedimentario está constituido por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas.

La Cuenca descrita como una secuencia tipo “flysch” tiene un espesor de más de 2,000 metros, constituida principalmente por lutitas interestratificadas, con capas delgadas calcáreas y cuerpos de arena de grano fino a grueso que gradúan hacia la porción superior a lutitas limosas.

El Paleocanal de Chicontepec es una cuenca de antepaís (*foreland*), rellena de sedimentos terrígenos turbidíticos depositados en un ambiente marino profundo, formando lóbulos y abanicos submarinos de edad Paleoceno-Eoceno Inferior. (Figura 2.3)

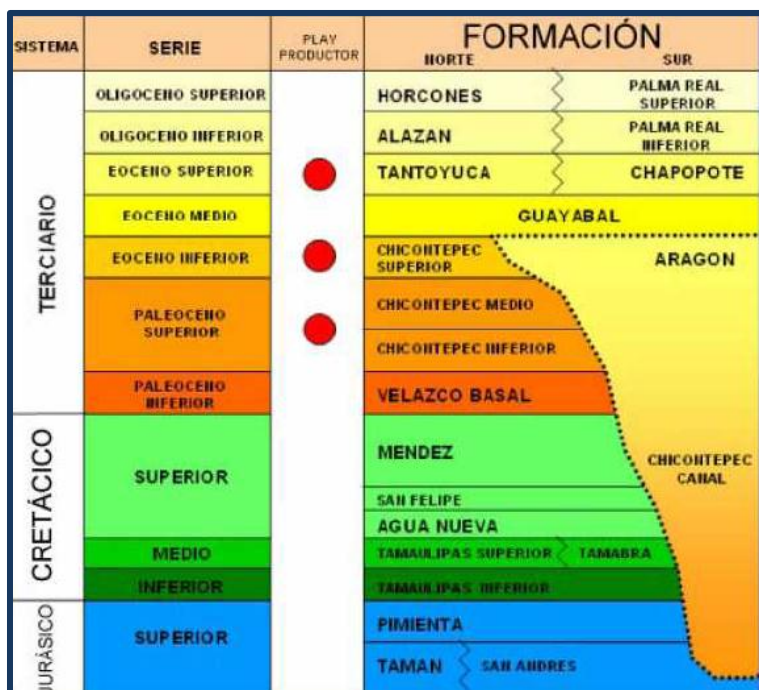


Figura 2.3 Columna geológica de la Cuenca de Chicontepec (Cuevas, 2005)

Una gran discordancia regional en el límite del Eoceno Inferior corresponde a lo que se conoce como el Paleocanal de Chicontepec, las arenas que contienen hidrocarburos en Chicontepec están presentes debajo de esta discordancia en la porción norte y central de la Cuenca, pero están sobre la discordancia en la parte suroriental de la Cuenca.

El Paleocanal de Chicontepec tiene una longitud de 123 Km y una anchura que varía de 12 a 23 Km, bordeando la porción sur y oriental del atolón de la Faja de Oro, donde la erosión producida por corrientes submarinas que cortaron los sedimentos del Paleoceno, Cretácico y Jurásico Superior, generó un sistema de canales que fueron rellenados con alternancias de sedimentos arcillosos y arenosos turbidíticos, cubriendo una extensión aproximada de 3,300 km², formando un sistema complejo de trampas estratigráficas.

2.3 Formaciones geológicas del área de estudio

Las Formaciones productoras que se ubican en el área de estudio, principalmente pertenecen al Cretácico y a la parte inferior del Terciario (Tabla 2.1)

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

Tabla 2.1 Columna geológica de la zona de interés analizada. (Santiago, 2012)

A continuación se describen las formaciones productoras pertenecientes al área de estudio:

2.3.1 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.

2.3.2 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.

2.3.3 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, la Formación Velazco 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 Tullillo, se zonificó a la Formación Velazco en dos miembros distintivos por su contenido faunístico: Velazco Basal y Velazco Superior (Nava y Alegría, 2001).

2.3.4 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 1000 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).

2.3.5 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, Veracruz, 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).

2.3.6 Formación Agua Nueva.

Aflora en el frente oriental 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.

2.3.7 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, Veracruz. 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, 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).

2.3.8 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 solo en la parte norte de la Cuenca, haciéndola equivalente a la Formación Tamabra en la parte sur en el área de Poza Rica, Veracruz.

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 delgados horizontes 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.

2.3.9 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 transverso; 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).

2.4 Definición de macropera

Para delimitar el área de estudio es importante definir el concepto de *macropera*, es un área donde coexisten varios pozos, todos estos cercanos en superficie entre si, en donde el primer pozo perforado que es vertical, da nombre a la macropera; de igual forma, este primer pozo sirve de referencia para los futuros pozos a perforar dentro de la macropera.

Las macroperas tienen extensiones en superficie bastante pequeñas comparadas con los campos que las alojan (figura 2.4).

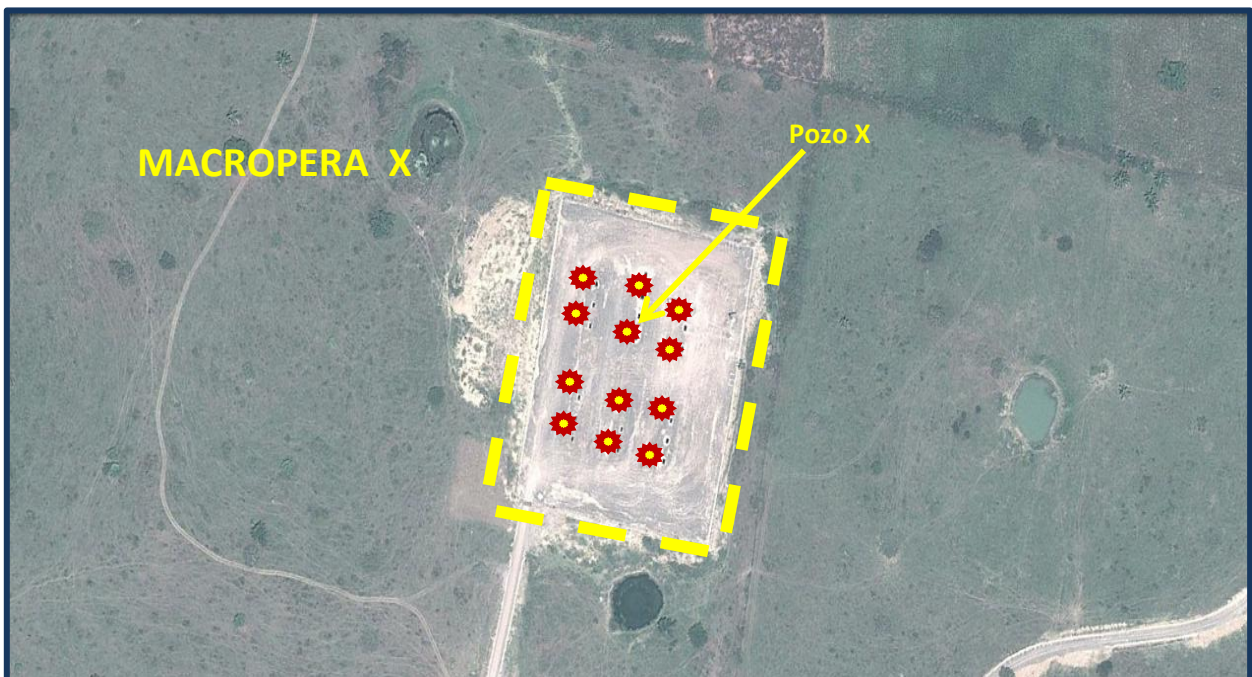


Figura 2.4 Ejemplo de una macropera (Santiago, 2012)

2.5 Características de la información del área de estudio

- Se realizó el cálculo de volumen original de hidrocarburos a una macropera seleccionada del área sur del Paleocanal de Chicontepec.
- Para obtener un cálculo mas preciso se tomó en cuenta que la información de la macropera y los pozos de esta, fueran lo más completa posible y que la calidad de los datos fueran buenos.
- Se analizó y procesó la información de 12 pozos pertenecientes todos a una misma macropera, los cuales por respetar la confidencialidad de la información fueron renombrados del 1 al 12; dado que el primer pozo exploratorio da el nombre a la macropera, para este trabajo haremos referencia a la Macropera 11 como la estudiada.

Los criterios de selección para la Macropera 11 y los pozos incluidos en ella fueron los siguientes:

- Que la Macropera esté en actividad potencial de explotación.
- Que cuente con información de los reportes de perforación de cada pozo.
- Que los registros de pozos sean de buena calidad y en conjunto sean suficientes para realizar el procesamiento de la información.
- Que se cuente con información geológica y estratigráfica de la columna atravesada en la perforación de los pozos.

Acorde a lo anterior y la selección de la Macropera 11, cada pozo perteneciente a esta, cuenta con la siguiente información y registros:

- Reportes de perforación
- Información estratigráfica de formaciones
- Registros:
 - 1) Rayos gamma corregido (GRCG)
 - 2) Registros de resistividad (Arreglos de inducción)
 - 3) Registro de densidad (DEN)
 - 4) Registro sísmico (DT35)

5) Registro neutrón calibrado en arenisca (NPRS)

Cabe mencionar que once pozos del total de los doce son pozos direccionales, esto es debido a que el primer pozo perforado es vertical.

La siguiente imagen (figura 2.5) presenta la ubicación de los doce pozos en la Macropera 11.

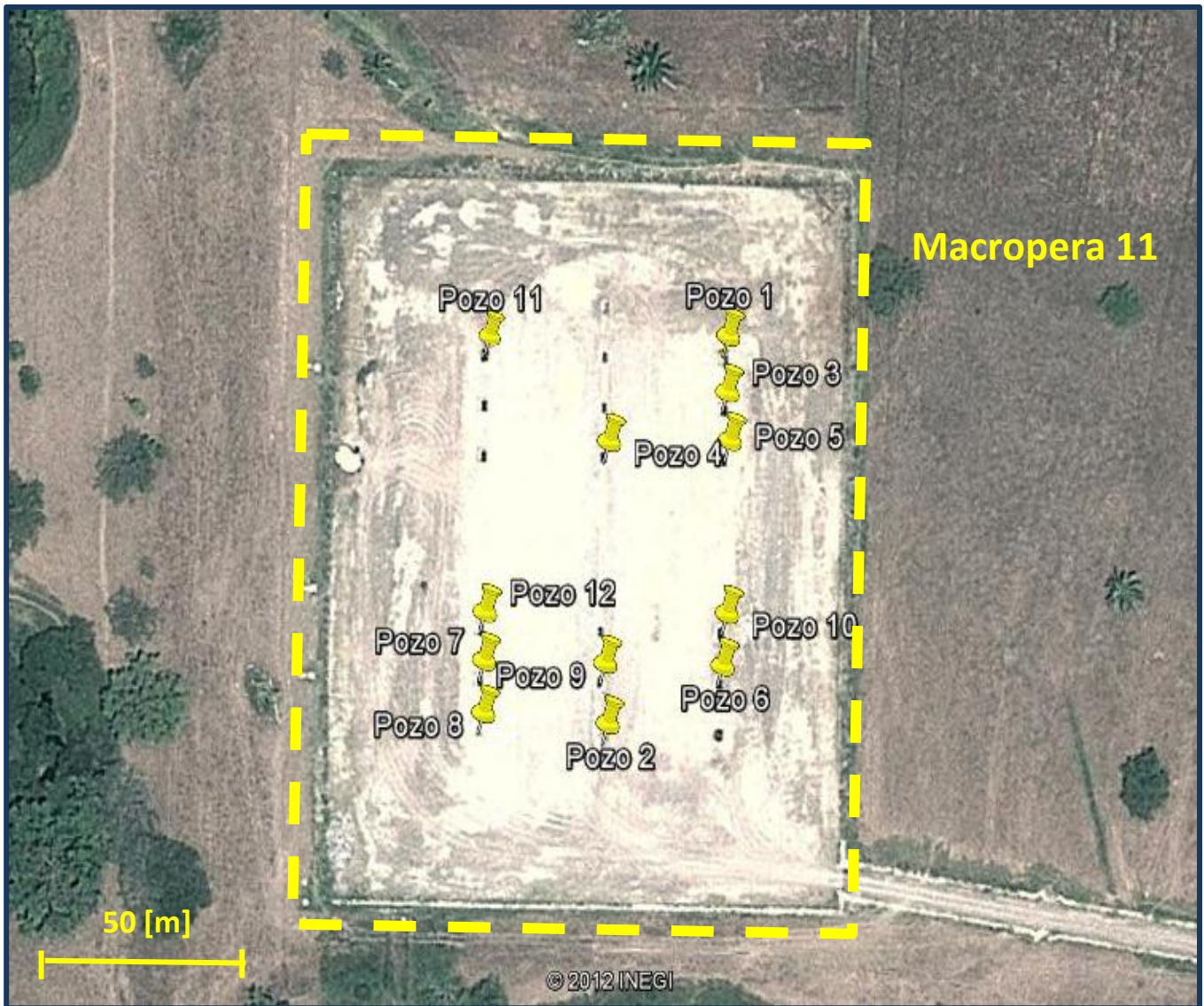


Figura 2.5 Localización relativa de los pozos en la Macropera 11

3. MÉTODO DE ISOHIDROCARBUROS PARA CALCULAR EL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

El método de Isohidrocarburos es un método volumétrico 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:

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

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.

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.

4. CÁLCULO DE VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

4.1 Flujo de trabajo (caso estudio)

De acuerdo a la información y a las características del área de estudio, la siguiente figura (Figura 4.1), muestra el flujo de trabajo seguido en cada uno de los pozos para el cálculo del volumen original en la Macropera 11.

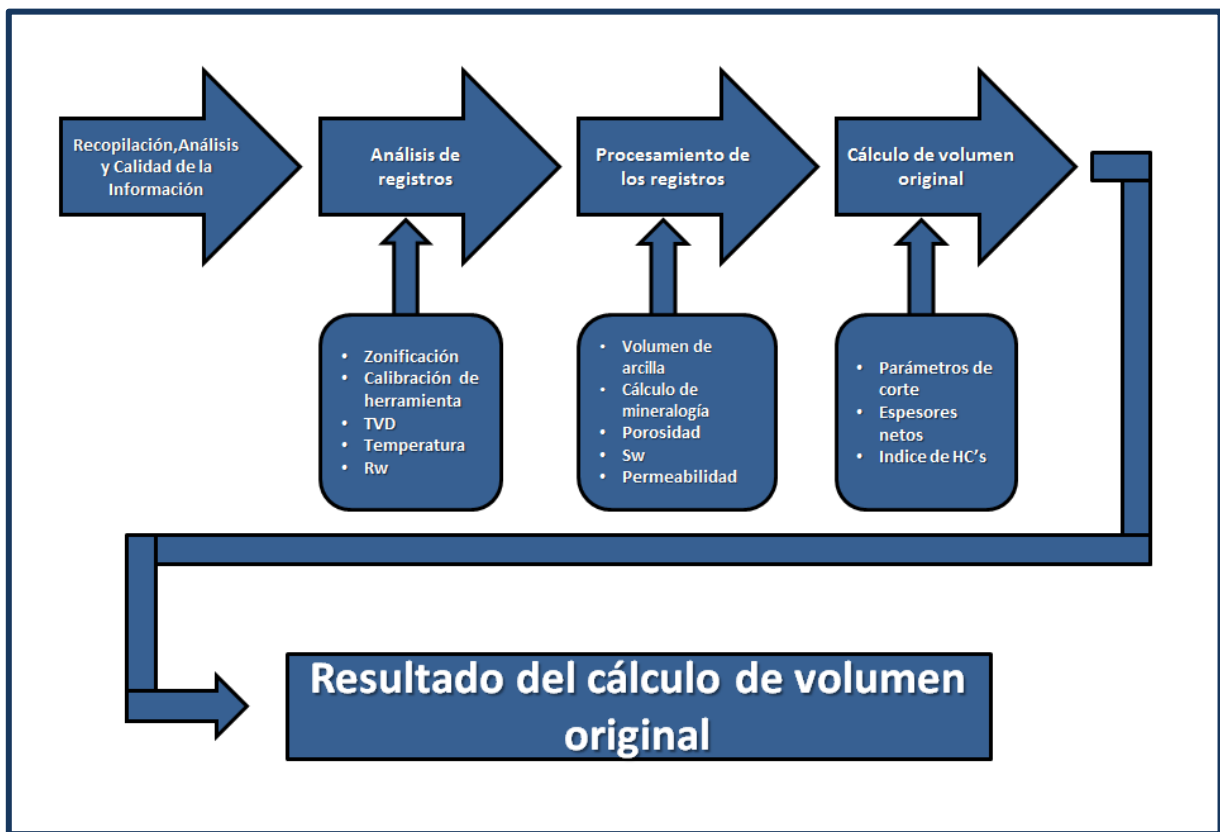


Figura 4.1 Flujo de trabajo para el cálculo de volumen de la Macropera 11 (Santiago, 2012)

4.2 Análisis y calidad de la información

Con la finalidad de tener un mejor control de los datos y de optimizar el tiempo de procesamiento de los registros, se definieron intervalos de acuerdo a las zonas con posibilidades de contener hidrocarburos (Tabla 4.1).

Pozo	Intervalo total [m]	Intervalo total vertical [mv]	Intervalo analizado [m]	Intervalo analizado Vertical [mv]
1	555-2152	555-1948	1500-2140	1437-1948
2	559-2273	559-1977	1700-2229	1341-1977
3	542-2124	542-1987	1450-2120	1390-1987
4	492-2249	492-1952	1740-2240	1331-1951
5	548-2125	547-2010	1318-2120	1316-2004
6	548-2108	548-2001	1430-2105	1430-1993
7	550-2009	550-1926	1500-2005	1493-1921
8	543-2161	543-2000	1543-2156	1499-1996
9	541-2219	515-1955	1495-2219	1330-1955
10	546-2086	546-1933	1500-2086	1455-1933
11	600-1995	600-1995	1300-1993	1300-1993
12	542-2056	542-1940	1367-2056	1361-1940

Tabla 4.1 Intervalos de los pozos analizados

Uno de los criterios para la selección de intervalos fue el estudio de los expedientes de perforación de cada pozo, donde se manifiesta la presencia de hidrocarburos, otro, fue el análisis de los registros donde de manera cualitativa se revisó la respuesta que tuvieron al atravesar las formaciones; cabe mencionar que los límites superiores de los intervalos, coinciden con el sello o parte de los sellos de la zona, esto se corroboró con el procesamiento e interpretación cuantitativa de los registros.

La calidad de la información en los registros geofísicos es buena, ya que el calibrador y el diámetro de barrena (*Bit Size*) no muestran derrumbes o alteraciones en la geometría de los pozos analizados; se observa además, que las mediciones de las herramientas no fueron afectadas por la densidad del lodo de perforación y finalmente no se observan

gap's en las curvas de los registros, esto significa que la edición final de los registros se hizo de manera correcta.

4.3 Análisis de los registros geofísicos

El análisis de los registros de cada pozo, fue realizado con el software comercial Interactive Petrophysics V. 3.5®, que permite al usuario modificar los parámetros de forma sencilla y accesible, observando los cambios de manera inmediata en los templates de cada pozo.

Inicialmente se cargaron las curvas en el software en formato .LAS; se ordenaron, revisaron y acomodaron en un template para comparar las propiedades físicas del subsuelo a una misma profundidad.

Para cada pozo se realizó el siguiente análisis:

- **Zonificación petrofísica:** La zonificación petrofísica se realizó observando el comportamiento de las curvas cargadas en el software, identificando zonas con cambios de respuesta en las propiedades físicas de cada pozo; esta zonificación fue validada mediante el uso de gráficas cruzadas (*CrossPlot*) porosidad neutrón vs densidad (*NPHI vs DEN*) y porosidad neutrón vs DT (*NPHI vs DT*) en cada zona de interés, identificando que no existiera una dispersión de datos fuera de rango o que se observara en ellos desviaciones importantes con propiedades diferentes.
- **Calibración de las herramientas:** La calibración de la herramienta se efectuó a la de porosidad (MDN, Weatherford), ya que originalmente esta fue calibrada con una densidad de matriz de arena y las formaciones analizadas principalmente contienen alto contenido de carbonato de calcio; esta calibración se llevo a cabo utilizando el módulo "*Basic Log Functions*" que se ubica dentro de la ventana "*Calculation*".
- **TVD (*True Vertical Depth*):** La interpretación de los registros debe hacerse con profundidades referidas a un eje vertical, por lo que fue necesario proyectar las

profundidades de los pozos desviados a dicho eje; esta conversión se realizó utilizando la inclinación, el azimuth y la desviación de los pozos, creando con dichos datos un archivo .txt para finalmente calcular la curva TVD.

Con el archivo .txt y utilizando el módulo “*True Vertical Depth*” en la ventana “*Calculation*”, se generó la curva TVD.

- **Temperatura:** El cálculo de la temperatura de formación se realizó tomando los datos de temperatura de fondo y superficie de los encabezados de cada registro, con estos, se calculó la temperatura a la profundidad de interés por medio de un gradiente, ya que no se contó con un registro específico que midiera este parámetro.

La temperatura de formación referida a la profundidad de interés, es importante porque con ella se calculó la resistividad del agua (R_w), que a su vez es utilizada para el cálculo de saturación de agua (S_w); este último parámetro es fundamental en el cálculo de volumen original.

El gradiente de temperatura se calculó con el modulo “*Temperature Gradient*” que de igual manera está en la ventana “*Calculation*”.

- **R_w :** La resistividad del agua de formación (R_w) se calculó para cada zona petrofísica identificada en los pozos, tomando en cuenta la temperatura de las cimas de cada zona y el valor de la salinidad de los pozos.

La ecuación utilizada para este cálculo fue la ecuación de Arps que a continuación se describe:

$$R_{w_2} = R_{w_1} \left(\frac{T_1 + 21.5}{T_2 + 21.5} \right); ^\circ C$$

donde:

R_{w_1} es la resistividad de referencia
 R_{w_2} es la resistividad que se calculará
 T_1 es la temperatura de formación de la zona con R_{w_1}
 T_2 es la temperatura de formación de la zona a calcular

La siguiente imagen (figura 4.2) presenta la carta utilizada para determinar la resistividad del agua de formación (R_w) usando valores de temperatura y salinidad de pozo*.

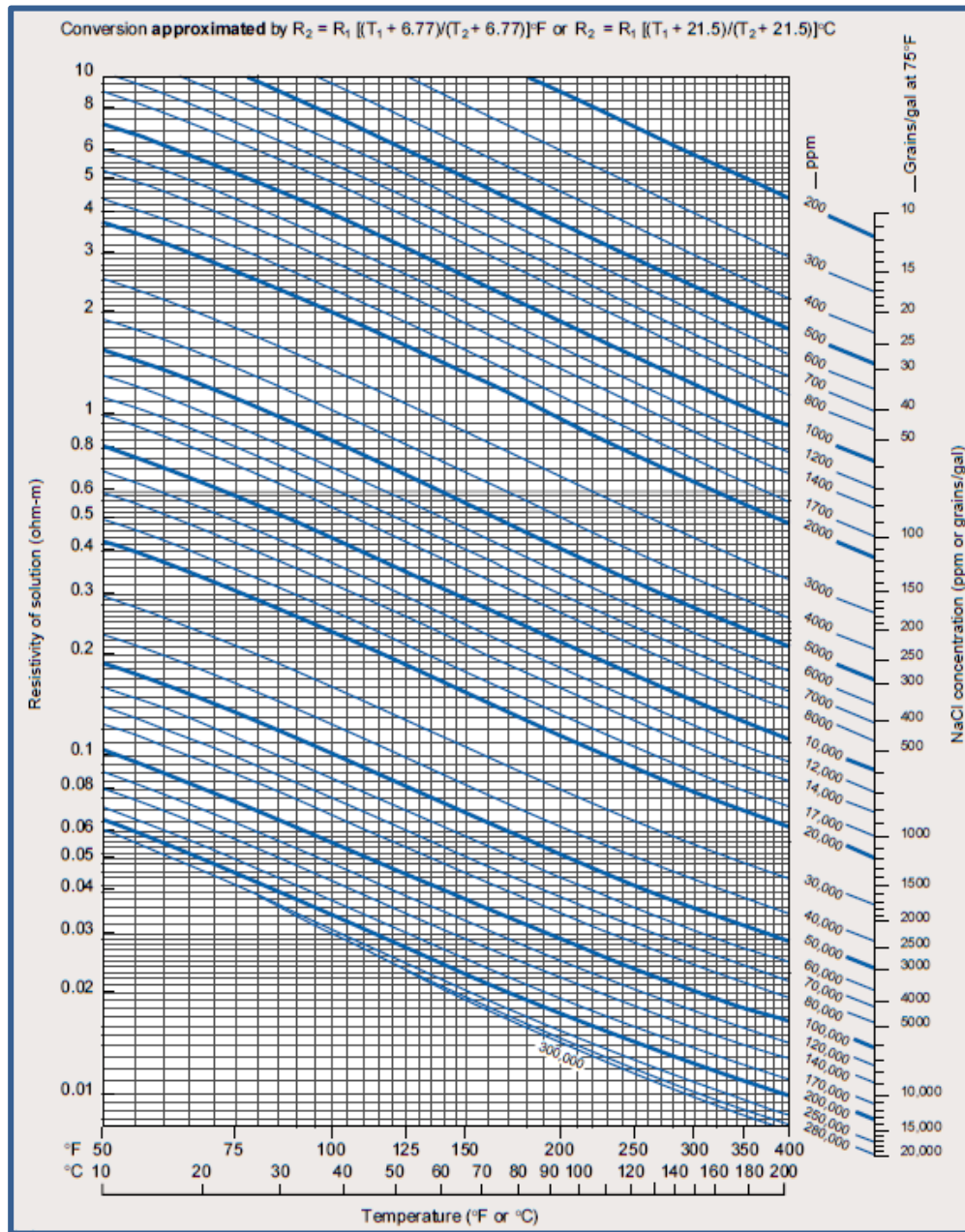


Figura 4.2 Carta utilizada para calcular R_w usando temperatura de formación y salinidad (Schlumberger, carta "Resistivity of NaCl Solutions", GEN-9, 2000)

*Ver Anexo A

A continuación se presenta la imagen final (figura 4.3) del Pozo1 al término del análisis del registro.

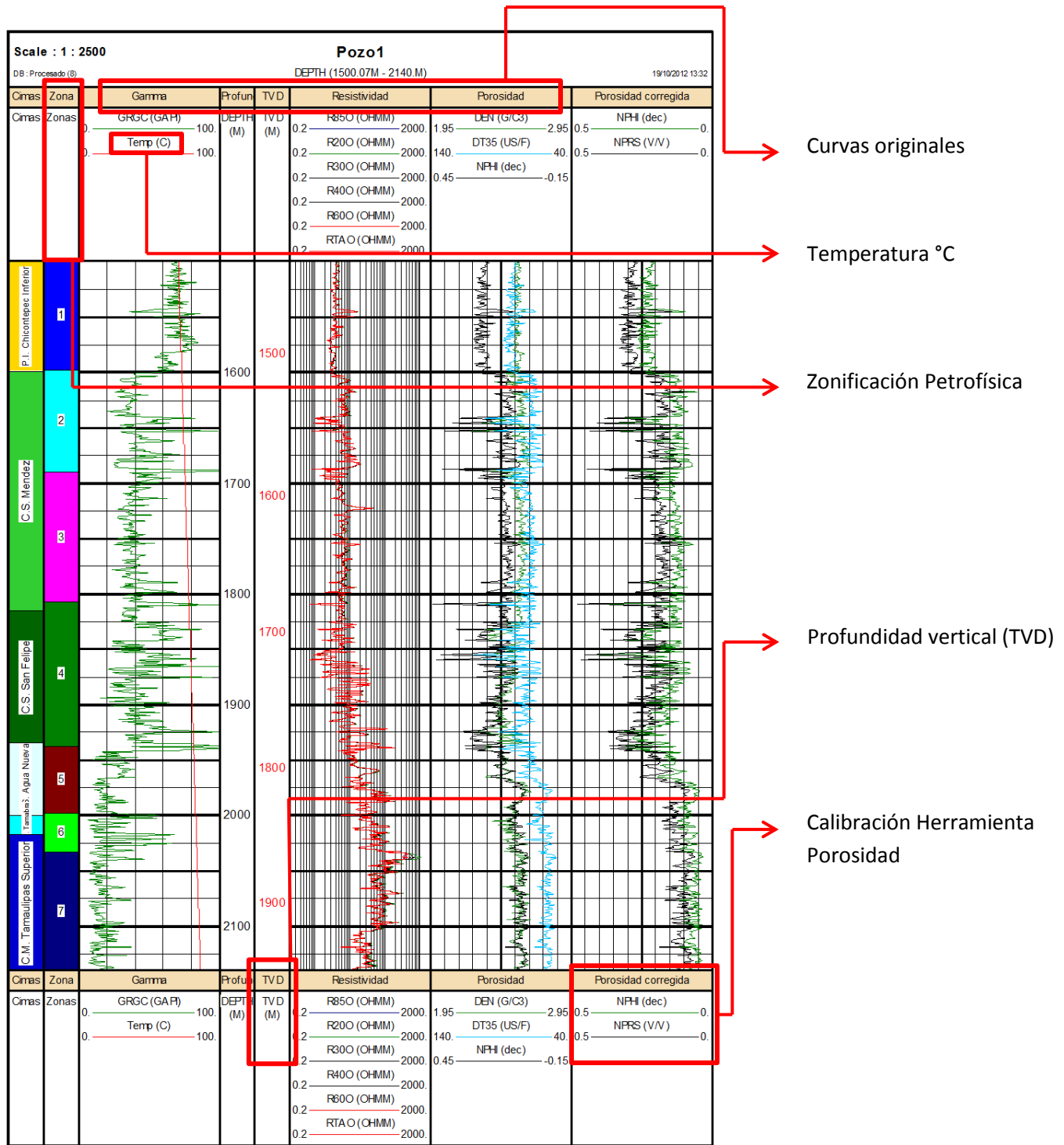


Figura 4.3 Pozo 1 al término del primer análisis

4.4 Procesamiento de los registros

El procesamiento de los registros es de suma importancia, ya que se calculan los parámetros petrofísicos para el cálculo final del volumen original, al igual que en la sección anterior se describen de manera breve y concisa las partes involucradas en el procesamiento de los registros; los registros se procesaron para cada zona de interés seleccionada. Los parámetros que se obtuvieron con el procesamiento de los registros fueron los siguientes:

- **Cálculo del Volumen de Arcilla (VCL):** El cálculo de volumen de arcilla (VCL) se obtuvo utilizando el módulo “*Clay Volume*” de IP®, que se encuentra dentro de la ventana “*Interpretation*”.

Este cálculo (VCL) se realizó utilizando la curva de Rayos gamma corregida (GRGC) y la curva DT.

Debido a que la mineralogía de las zonas analizadas contiene en su mayoría un índice alto de carbonato de calcio, el modelo para calcular el volumen de arcilla fue el propuesto por *Stieber*, que estima de manera confiable el volumen de arcilla en calizas.

- **Cálculo de mineralogía:** Este cálculo se realizó con ayuda del módulo “*Porosity and Water Saturation*” de IP®.

Para realizar el cálculo y ajuste mineralógico se generaron los *Crossplot* porosidad neutrón vs densidad (*NPHI vs DEN*) y porosidad neutrón vs DT (*NPHI vs DT*), esto con el fin de identificar la mineralogía presente en cada zona; lo anterior indicó de manera confiable la tendencia de los datos hacia un valor específico de densidad de matriz por cada zona del pozo (figura 4.4).

Así mismo, los *crossplot* pueden indicar la existencia de efectos de gas, de arcilla o una complejidad en la mineralogía en el caso de haber dispersión.

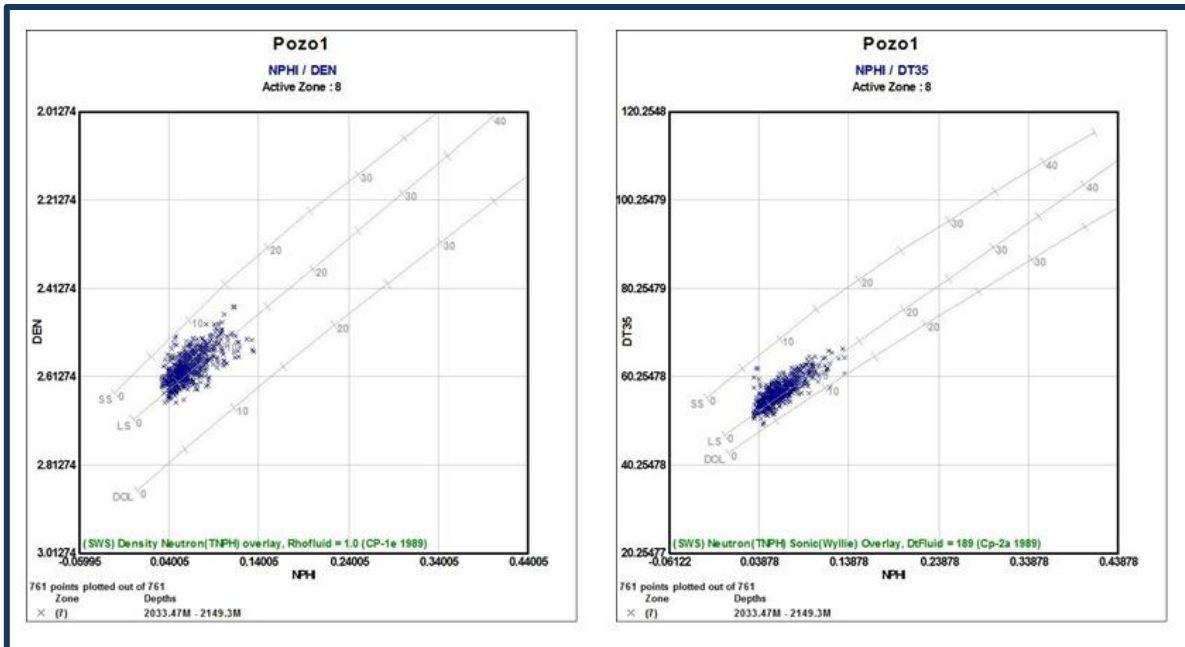


Figura 4.4 Crossplot (NPHI-DEN, NPHI-DT35) del Pozo 1 correspondiente a la zona 7. En este caso los crossplot indican que la mineralogía de la zona corresponde a carbonatos.

Posterior a realizar y analizar los crossplot, fue necesario modificar los parámetros en un crossplot, comparando el DT de la matriz contra de la densidad de matriz (DTMAPP vs RHOMAPP) y así fue posible ajustar la litología de la zona (figura 4.5).

Es importante verificar el comportamiento y tendencia de las demás curvas (resistividad, neutrón, densidad y DT) para obtener un modelo mineralógico confiable (figura 4.5).

El volumen de arcilla (VCL) se calculó por separado y se incluyó como una curva, ya que esto nos da un mejor ajuste en el modelo mineralógico, dando más confianza a dicho cálculo; el ajuste de este (VCL) y de la mineralogía es importante porque intervienen en los cálculos siguientes: Porosidad, Saturación de agua (Sw) y Permeabilidad, que a su vez son factores determinantes para el cálculo de volumen original.

- **Porosidad:** La porosidad efectiva fue evaluada utilizando entre otros métodos propuestos, el que involucra los registros *Neutrón-Densidad* de manera conjunta, ya que el resultado fue consistente al relacionarlo con la respuesta de los registros en el intervalo analizado; esta fue calculada con el modulo “*Porosity and Water Saturation*”.

Las ecuaciones para calcular la porosidad con las curvas *Neutrón-Densidad* se describen a continuación:

$$\emptyset = \frac{\emptyset_{neu} - VCL \times NeuCl + NeuMatrix + Exfact + NeuSal}{Sxo + (1 - Sxo) \times NeuHyHI}$$

$$\emptyset = \frac{\rho_{ma} - \rho_b - VCL \times (\rho_{ma} - \rho_{cl})}{\rho_{ma} - \rho_{fl} \times Sxo - \rho_{HyAp}}$$

$$NeuHyHI = 9 \times \rho_{hden} \times \left(\frac{4 - 2.5 \times \rho_{hden}}{16 - 2.5 \times \rho_{hden}} \right)$$

$$\rho_{HyAp} = 2 \times \rho_{hden} \times \left(\frac{10 - 2.5 \times \rho_{hden}}{16 - 2.5 \times \rho_{hden}} \right)$$

donde:

\emptyset es la porosidad efectiva
 \emptyset_{neu} es la porosidad neutron (curva del registro)
 VCL es el volumen de arcilla
 NeuCl es el valor neutron de la arcilla húmeda
 NeuMatrix es la corrección de matriz neutrón
 Exfact factor de excavación de neutron
 NeuSal corección neutron por salinidad
 Sxo saturación de la zona lavada
 ρ_{ma} es la densidad de matriz
 ρ_b es la densidad medida en el registro
 ρ_{cl} es la densidad de la arcilla húmeda
 ρ_{fl} es la densidad del fluido
 ρ_{HyAp} densidad aparente del hidrocarburo
 ρ_{hden} es la densidad del hidrocarburo
 NeuHyHI es el índice de hidrogeno en el hidrocarburo

- **Saturación de Agua de Formación (S_w):** La saturación de agua, al igual que el cálculo de mineralogía y porosidad, fueron obtenidos con el modulo “*Porosity and Water Saturation*”.

El método para calcular la saturación fue la ecuación de Archie; aunque este método fue desarrollado para formaciones limpias o no arcillosas, la ecuación que maneja el módulo involucra como porosidad a la PHIE (Porosidad efectiva), la cual es la parte de la porosidad que se encuentra libre de arcilla o no ligada a esta.

La ecuación de Archie utilizada se muestra a continuación:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{(a \times R_w)}{R_t \times PHIE^m}}$$

donde:

S_w es la saturación de agua de formación en la zona petrofísica
 R_w es la resistividad de agua de formación calculada en la zona petrofísica
 R_t es la resistividad profunda medida en la zona petrofísica
 $PHIE$ es la porosidad efectiva de la zona petrofísica
 m es el exponente de cementación
 a es el factor de tortuosidad
 n es el exponente de saturación

Convencionalmente se tomaron los parámetros de Archie para carbonatos, es decir: $a=1$, $n=m=2$, de los cuales se modificó únicamente el valor de m , en los casos en los que la litología o las condiciones lo ameritara*.

*Ver Anexo A

- **Permeabilidad:** La permeabilidad se estimó utilizando el modulo “Basic Logs Functions” dentro de la ventana “Calculation”, el cual maneja la fórmula estándar de permeabilidad (Timur, 1968); esta es de uso común en la industria y se describe a continuación:

$$K = a \left(\frac{PHIE^b}{Swi^c} \right)$$

donde:

K es la permeabilidad expresada en md
 PHIE es la porosidad efectiva
 Swi es la saturación de agua irreductible
 a, b y c son parámetros que varían dependiendo del método a usar

Los parámetros *a*, *b* y *c*, son definidos dependiendo de las condiciones de la Formación, IP® en el módulo de interpretación maneja cuatro modelos: Timur, Morris Biggs oil, Morris Biggs gas y Schlumberger Chart K3. Los primeros tres provienen del libro de cartas de la compañía Western Atlas y el último pertenece a las cartas de Schlumberger.

En este caso, el modelo elegido fue el de la compañía Western Atlas “Morris Biggs oil”, ya que es el que mejores resultados dió comparado con los otros tres y validado con el análisis preliminar de los registros de pozo(*).

***Los parámetros utilizados en cada pozo y cada zona de ellos se presentan en los anexos, así como los pozos interpretados con el crossplot correspondientes para cada zona.**

A continuación se presenta la imagen final (Figura 4.6) del Pozo1 al término del procesamiento del registro completo.

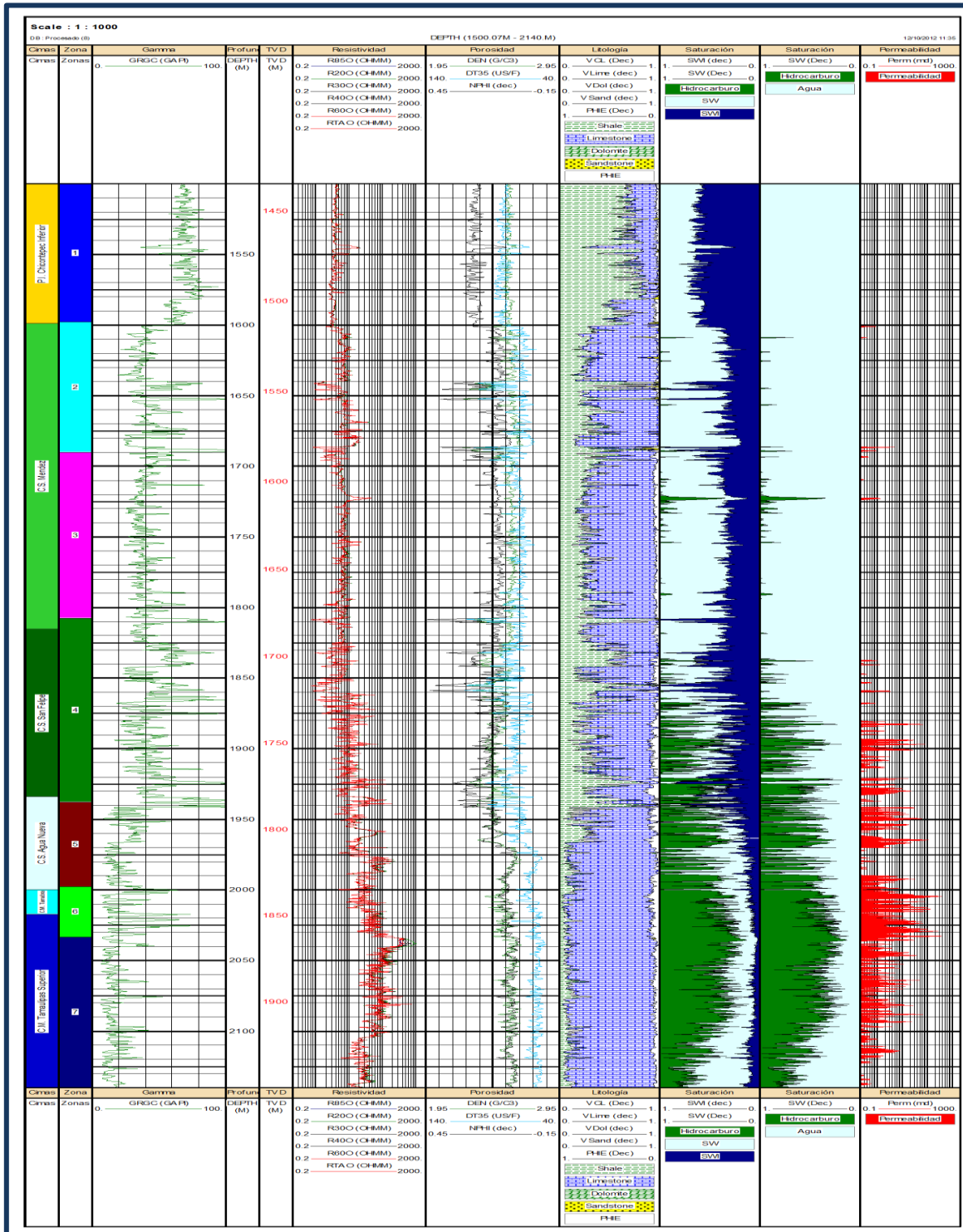


Figura 4.6 Imagen final del Pozo 1 procesado y con los parámetros principales calculados

4.5 Calculo de volumen original

El cálculo de volumen generalmente se hace por edades geológicas, sin embargo para una mejor aproximación, en este trabajo se realizó el cálculo por Formación geológica.

De acuerdo a la interpretación de los registros de pozo* realizadas anteriormente, las principales formaciones impregnadas de hidrocarburos son:

- a) Tamaulipas Superior**
- b) Tamabra**
- c) Agua Nueva**

Acorde a la interpretación de los registros, la Formación Chicontepec Inferior es la roca sello en el sistema petrolero perteneciente a la zona de estudio.

Los parámetros utilizados para el cálculo de volumen de acuerdo al método de Isohidrocarburos son los siguientes:

- 1) Porosidad efectiva (PHIE)**
- 2) Saturación de agua (Sw)**
- 3) Volumen de arcilla (VCL)**
- 4) Permeabilidad**
- 5) Espesor neto (TDV) impregnado**

Los cuales fueron calculados anteriormente con el procesamiento y análisis de los registros.

***Ver Anexo B**

4.5.1 Valores de corte

Los valores de corte se hicieron de acuerdo a tres escenarios posibles: un escenario optimista, medio y un escenario pesimista. (Tabla 4.2)

Parámetro	Escenario optimista	Escenario medio	Escenario pesimista
Porosidad efectiva	≥ 0.03 (dec)	≥ 0.04 (dec)	≥ 0.05 (dec)
Saturación de agua	≤ 0.4 (dec)	≤ 0.4 (dec)	≤ 0.3 (dec)
Volumen de arcilla	≤ 0.2 (dec)	≤ 0.15 (dec)	≤ 0.15 (dec)
Permeabilidad	≥ 0.1 (md)	≥ 0.1 (md)	≥ 0.1 (md)

Tabla 4.2 Valores de corte, donde dec (es la parte decimal asociada al 100%)

Los valores de corte se definieron de acuerdo a la litología y a las características de la interpretación de los pozos con los registros.

La porosidad efectiva en los carbonatos varía aproximadamente en un rango de 0.03 a 0.1, dependiendo de las condiciones geológicas específicas de cada campo y del tipo de sistema poroso presente; en el análisis de los registros se puede observar que mucha de la porosidad alta (>0.05), está en zonas con alto contenido de arcilla y las zonas donde se encuentra el hidrocarburo, tienen un rango de porosidad menor que varía de 0.03 a 0.05; por la razón anterior este fue el rango seleccionado como parámetro de corte.

Los valores de saturación de agua deben ser bajos, ya que la saturación restante es la saturación de hidrocarburos; convencionalmente en carbonatos se considera como saturación máxima un corte de agua de 40%, debido a que en intervalos con saturaciones mayores no se considera hidrocarburo de carácter comercial; sumado a esto, la zona impregnada muestra una tendencia favorable de saturación, con rangos en los pozos analizados que varían de 10% a 30% de acuerdo a los registros interpretados.

El volumen de arcilla es importante ya que mientras más volumen se tenga, será más compleja la extracción de hidrocarburos ya que una gran parte del fluido en el espacio poroso se liga a la arcilla.

En el análisis de los registros la zona impregnada de hidrocarburos se encuentra en una zona limpia con rangos de arcilla menores a 15%, otros intervalos en los que se tiene la posible presencia de hidrocarburos con buenas saturaciones, fueron descartados debido al contenido de arcilla que era mayor al valor de corte.

El valor de corte de la permeabilidad se definió de acuerdo a otros pozos cercanos de macroperas de la misma zona, en los que se observaron buenos resultados.

La elección de los escenarios se realizó para hacer una comparación entre estos, variando los rangos y valores de corte para tener una mejor caracterización y así un mejor nivel de certidumbre.

4.5.2 Espesor neto impregnado

Para calcular los espesores netos de acuerdo a los valores de corte para cada escenario, se utilizó el módulo *“Cutoff and Summation”* de IP®.

El modulo proporciona los espesores netos impregnados de acuerdo a las características de los valores de corte, en el módulo *“Cutoff and Summations”*, los espesores calculados son verticalizados y no verticalizados, los verticalizados son referidos a la profundidad vertical auxiliado con la curva TVD y estos espesores fueron los que se consideraron para el cálculo de volumen.

4.5.3 Parámetros promedio

El calculo de volumen original con el método de Isohidrocarburos, implica determinar el Índice de Hidrocarburos, de acuerdo a los parámetros promedio de saturación de agua (S_w) y porosidad efectiva (PHIE) de cada Formación geológica, el promedio se calculó con el módulo *“Cutoff and Summations”* de IP®, este módulo proporciona además de los

parámetros, los intervalos del pozo que se encuentran dentro de los rangos con los valores de corte por cada escenario (optimista, medio, pesimista) (figura 4.7)

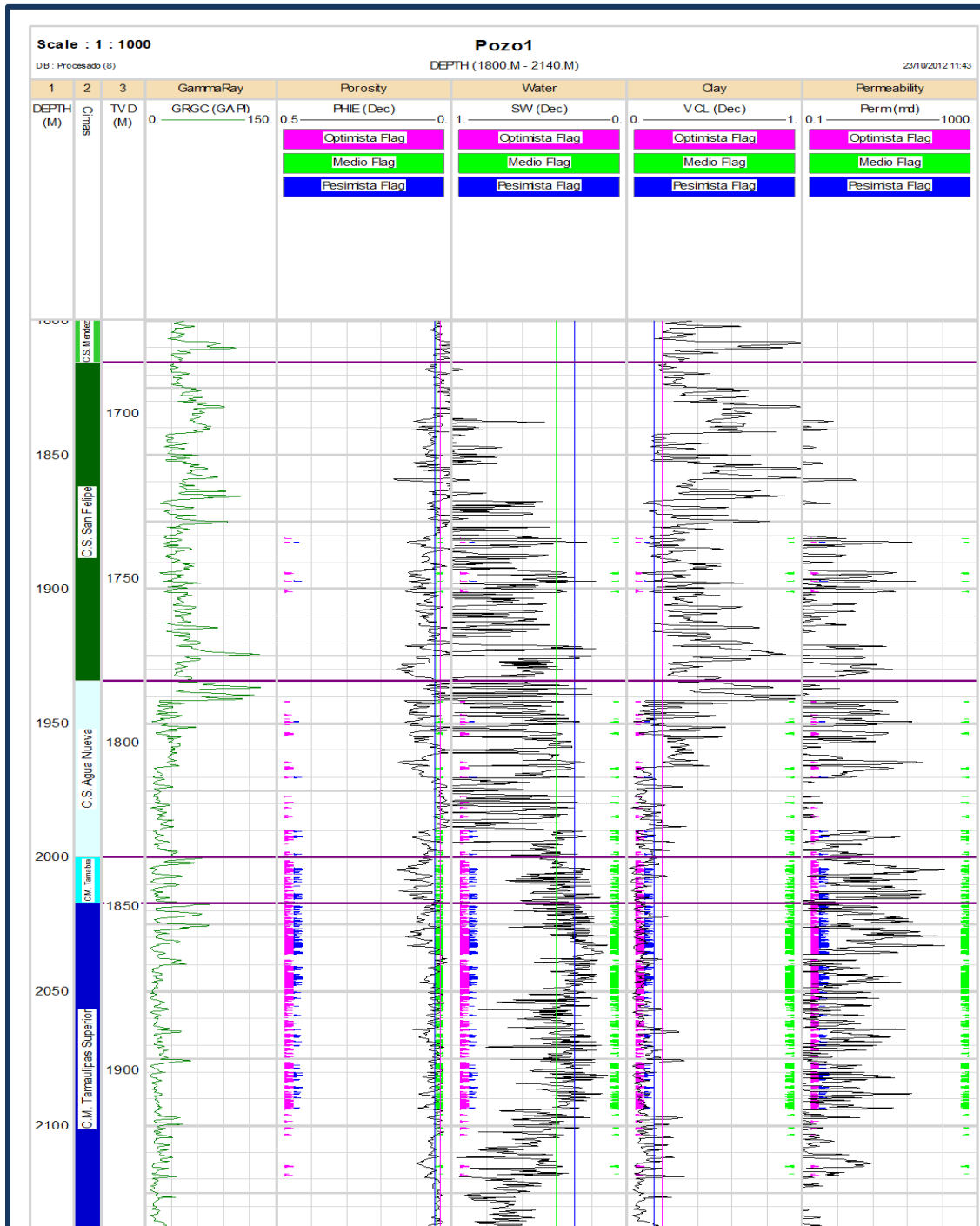


Figura 4.7 Template "Cutoff and summations" del Pozo1. Se muestran los espesores netos correspondientes a los valores de corte de cada curva (color rosa, verde y azul)

Las siguientes tablas (tablas 4.3, 4.4 y 4.5) contienen los promedios de porosidad, saturación, espesores netos verticales e índice de Isohidrocarburos por formación para cada pozo analizado.

T A M A U L I P A S S U P E R I O R					
O P T I M I S T A					
Pozo	Sw	So	PHIE (dec)	h (m)	IHC's
1	0.277	0.723	0.064	43.5	2.012832
2	0.268	0.732	0.052	30	1.14192
3	0.31	0.69	0.068	16.9	0.792948
4	0.304	0.696	0.051	9.49	0.33685704
5	0.307	0.693	0.097	36.58	2.45894418
6	0.284	0.716	0.051	3.52	0.12853632
7	0.241	0.759	0.057	22.77	0.98509851
8	0.635	0.365	0.078	3.01	0.0856947
9	0.233	0.767	0.061	20.64	0.96568368
10	0.282	0.718	0.072	22.59	1.16781264
11	0.206	0.794	0.063	22.81	1.14100182
12	0.25	0.75	0.091	29.72	2.02839
M E D I O					
Pozo	Sw	So	PHIE (dec)	h (m)	IHC's
1	0.277	0.723	0.066	39.26	1.87340868
2	0.275	0.725	0.057	22.57	0.93270525
3	0.32	0.68	0.066	12.94	0.5807472
4	0.305	0.695	0.052	8.5	0.30719
5	0.305	0.695	0.1	31.23	2.170485
6	0.331	0.669	0.051	1.34	0.04571946
7	0.237	0.763	0.057	17.4	0.7567434
8	0.635	0.365	0.076	2.13	0.0590862
9	0.225	0.775	0.067	14.92	0.774721
10	0.277	0.723	0.072	16.88	0.87870528
11	0.208	0.792	0.065	19.39	0.9981972
12	0.24	0.76	0.093	25.76	1.8207168
P E S I M I S T A					
Pozo	Sw	So	PHIE (dec)	h (m)	IHC's
1	0.221	0.779	0.075	16.6	0.969855
2	0.226	0.774	0.063	6.91	0.33694542
3	0.25	0.75	0.071	3.96	0.21087
4	0.26	0.74	0.058	1.48	0.0635216
5	0.239	0.761	0.108	11.7	0.9615996
6	0	0	0	0	0
7	0.213	0.787	0.067	8.7	0.4587423
8	0.642	0.358	0.078	2.01	0.05612724
9	0.199	0.801	0.072	10.39	0.59921208
10	0.231	0.769	0.083	7.7	0.4914679
11	0.177	0.823	0.074	11.79	0.71803458
12	0.198	0.802	0.11	15.39	1.3577058

Tabla 4.3 Promedios de parámetros petrofísicos para la Formación Tamaulipas Superior

T A M A B R A					
O P T I M I S T A					
Pozo	Sw	So	PHIE (dec)	h (m)	IHC's
1	0.293	0.707	0.1	7.67	0.542269
2	0.313	0.687	0.075	6.16	0.317394
3	0.337	0.663	0.067	11.88	0.52772148
4	0.3	0.7	0.095	24.14	1.60531
5	POZO NO ATRAVIESA FORMACIÓN				
6	0.23	0.77	0.057	26.4	1.158696
7	0.284	0.716	0.054	14.97	0.57880008
8	0.654	0.346	0.078	11.85	0.3198078
9	0.325	0.675	0.093	11.75	0.73760625
10	POZO NO ATRAVIESA FORMACIÓN				
11	0.31	0.69	0.102	3.05	0.214659
12	0.344	0.656	0.116	1.03	0.07837888
M E D I O					
Pozo	Sw	So	PHIE (dec)	h (m)	IHC's
1	0.288	0.712	0.103	6.92	0.50748512
2	0.309	0.691	0.077	5.42	0.28838194
3	0.331	0.669	0.068	8.75	0.398055
4	0.302	0.698	0.095	20.93	1.3878683
5	POZO NO ATRAVIESA FORMACIÓN				
6	0.231	0.769	0.058	20.07	0.89516214
7	0.285	0.715	0.056	12.39	0.4960956
8	0.596	0.404	0.073	6.99	0.20614908
9	0.323	0.677	0.093	9.61	0.60505521
10	POZO NO ATRAVIESA FORMACIÓN				
11	0.287	0.713	0.104	1.68	0.12457536
12	0.355	0.645	0.127	0.51	0.04177665
P E S I M I S T A					
Pozo	Sw	So	PHIE (dec)	h (m)	IHC's
1	0.237	0.763	0.108	3.75	0.309015
2	0.259	0.741	0.088	2.1	0.1369368
3	0.277	0.723	0.073	1.44	0.07600176
4	0.246	0.754	0.104	8.21	0.64379536
5	POZO NO ATRAVIESA FORMACIÓN				
6	0.183	0.817	0.066	10.55	0.5688771
7	0.245	0.755	0.06	5.42	0.245526
8	0.551	0.449	0.076	8.32	0.28391168
9	0.259	0.741	0.089	2.4	0.1582776
10	POZO NO ATRAVIESA FORMACIÓN				
11	0.224	0.776	0.111	0.91	0.07838376
12	0	0	0	0	0

Tabla 4.4 Promedios de parámetros petrofísicos para la Formación Tamabra

A G U A N U E V A					
O P T I M I S T A					
Pozo	Sw	So	PHIE (dec)	h (m)	IHC's
1	0.334	0.666	0.089	7.61	0.45107514
2	0.266	0.734	0.14	1.23	0.1263948
3	0.257	0.743	0.107	5.58	0.44361558
4	0.234	0.766	0.135	1.72	0.1778652
5	0	0	0	0	0
6	0.336	0.664	0.135	1.24	0.1111536
7	0.258	0.742	0.101	7.25	0.5433295
8	0.692	0.308	0.096	0.99	0.02927232
9	0.3	0.7	0.068	2.38	0.113288
10	0.283	0.717	0.085	10.18	0.6204201
11	0.274	0.726	0.106	3.66	0.28165896
12	0	0	0	0	0
M E D I O					
Pozo	Sw	So	PHIE (dec)	h (m)	IHC's
1	0.333	0.667	0.088	6.73	0.39502408
2	0.269	0.731	0.142	0.99	0.10276398
3	0.265	0.735	0.105	1.98	0.1528065
4	0.23	0.77	0.145	1.23	0.1373295
5	0	0	0	0	0
6	0.336	0.664	0.135	1.12	0.1003968
7	0.287	0.713	0.095	2.33	0.15782255
8	0.798	0.202	0.097	0.25	0.0048985
9	0.272	0.728	0.07	0.92	0.0468832
10	0.289	0.711	0.094	7.32	0.48922488
11	0.251	0.749	0.101	1.37	0.10363913
12	0	0	0	0	0
P E S I M I S T A					
Pozo	Sw	So	PHIE (dec)	h (m)	IHC's
1	0.258	0.742	0.095	1.37	0.0965713
2	0.206	0.794	0.14	0.49	0.0544684
3	0.229	0.771	0.105	1.36	0.1100988
4	0.194	0.806	0.156	0.86	0.10813296
5	0	0	0	0	0
6	0.196	0.804	0.098	0.12	0.00945504
7	0.253	0.747	0.092	1.42	0.09758808
8	0.798	0.202	0.097	0.25	0.0048985
9	0.224	0.776	0.078	0.53	0.03207984
10	0.224	0.776	0.108	2.98	0.24974784
11	0.141	0.859	0.101	0.61	0.05292299
12	0	0	0	0	0

Tabla 4.5 Promedios de parámetros petrofísicos para la Formación Agua Nueva

De acuerdo con la información de las tablas anteriores (tablas 4.3, 4.4 y 4.5) se realizó el siguiente análisis de los datos:

- **Tamaulipas Superior:** El rango promedio de saturación de los tres escenarios varía de 0.23 a 0.3, contrario a lo que se podría esperar, el valor mínimo promedio de saturación de agua corresponde al escenario pesimista; sucede algo similar en el caso de la porosidad efectiva, la que varía su rango promedio de 0.067 a 0.078 y el mejor valor corresponde al escenario pesimista; sin embargo, el valor de corte del volumen de arcilla es más estricto que en los demás con un valor menor al 15%.

El comportamiento de los Índices de Isohidrocarburos en los escenarios es el esperado, ya que los espesores netos disminuyen considerablemente de acuerdo a los valores de corte.

Cabe mencionar que esta formación es la que potencialmente presentó mayor contenido hidrocarburos de acuerdo a la interpretación de los registros, se espera que contenga el mayor volumen original de hidrocarburos de las tres formaciones involucradas en el cálculo.

- **Tamabra:** Los pozos 5 y 10 de la macropera analizada no atraviesan esta Formación, esto se puede atribuir a la complejidad de la Cuenca de Chicontepec, al cambio de Facies existente entre la Formación Tamaulipas y Tamabra o problemas durante la perforación.

El rango promedio de saturación de agua para esta formación varía de 0.24 a 0.33, sucede el mismo caso que en la Formación Tamaulipas, correspondiendo el mejor valor al escenario pesimista, la porosidad varía con un rango entre 0.077 a 0.085, siendo el escenario medio el que presenta la mejor porosidad promedio.

El mayor Índice de Isohidrocarburos se encontrará siempre en el escenario optimista, debido a que los espesores netos son mayores a causa de los valores de corte que tienen un menor grado de restricción.

- **Agua Nueva:** Esta formación tiene un rango promedio de saturación de agua que varía entre 0.22 a 0.27 y el mejor valor corresponde al escenario pesimista. La porosidad promedio tiene una mínima variación que se encuentra entre el rango 0.885 a 0.89, y los escenarios medio y pesimista tienen el mejor valor promedio.

Los espesores netos en esta Formación son mucho menores que en las otras y por consiguiente el Índice de Isohidrocarburos es menor; lo anterior se atribuye a que conforme subimos estratigráficamente vamos encontrando formaciones más arcillosas y nos acercamos al sello. En los anexos se muestran las imágenes de los registros y se puede observar con mejor detalle la disminución de hidrocarburo y el alto contenido de arcilla hacia las zonas superiores.

4.5.4 Calculo del Índice de Hidrocarburos

Como se definió anteriormente en el capítulo 3, el Índice de Isohidrocarburos es el producto del espesor neto de la formación por su porosidad y por la saturación de hidrocarburos, es decir:

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

De acuerdo a los parámetros obtenidos las siguientes tablas (Tabla 4.6 4.7, 4.8) muestran el índice de Isohidrocarburos por Formación.

Formación	Índice de Isohidrocarburos (Optimista)											
	$I_{hcs} = \varphi h(1 - S_w)$											
	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5	Pozo 6	Pozo 7	Pozo 8	Pozo 9	Pozo 10	Pozo 11	Pozo 12
Tamaulipas Superior	2.013	1.142	0.793	0.337	2.459	0.129	0.985	0.086	0.966	1.168	1.141	2.028
Tamabra	0.542	0.317	0.528	1.605		1.159	0.579	0.320	0.738		0.078	0.214
Agua Nueva	0.451	0.126	0.444	0.178	0.000	0.111	0.543	0.029	0.113	0.620	0.000	0.282

Tabla 4.6 Índice de Isohidrocarburos para las formaciones geológicas impregnadas (escenario optimista)

Formación	Índice de Isohidrocarburos (Medio)											
	$I_{hcs} = \varphi h(1 - S_w)$											
	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5	Pozo 6	Pozo 7	Pozo 8	Pozo 9	Pozo 10	Pozo 11	Pozo 12
Tamaulipas Superior	1.873	0.933	0.581	0.307	2.170	0.046	0.757	0.059	0.775	0.879	0.998	1.821
Tamabra	0.507	0.288	0.398	1.388		0.895	0.496	0.206	0.605		0.042	0.125
Agua Nueva	0.395	0.103	0.153	0.137	0.000	0.100	0.158	0.005	0.047	0.489	0.000	0.104

Tabla 4.7 Índice de Isohidrocarburos para las formaciones geológicas impregnadas (escenario medio)

Formación	Índice de Isohidrocarburos (Pesimista)											
	$I_{hcs} = \varphi h(1 - S_w)$											
	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5	Pozo 6	Pozo 7	Pozo 8	Pozo 9	Pozo 10	Pozo 11	Pozo 12
Tamaulipas Superior	0.970	0.337	0.211	0.064	0.962	0.000	0.459	0.056	0.599	0.491	0.718	1.358
Tamabra	0.309	0.137	0.076	0.644		0.569	0.246	0.284	0.158		0	0.078
Agua Nueva	0.097	0.054	0.110	0.108	0.000	0.009	0.098	0.005	0.032	0.250	0.000	0.053

Tabla 4.8 Índice de Isohidrocarburos para las formaciones geológicas impregnadas (escenario pesimista)

Los datos de las tablas de Isohidrocarburos muestran una disminución considerable en los índices, dependiendo del escenario y de la formación geológica, como anteriormente se mencionó este comportamiento era el esperado, ya que se usaron distintos valores de corte, sumado a esto, la interpretación de registros nos indican una disminución de hidrocarburos debido a la cantidad de arcilla que aumenta conforme se acerca al sello que es la Formación Chicontepec Inferior.

Las celdas iluminadas de color rojo en tablas, se deben a que los pozos en esa zona no atravesaron la formación.

Siguiendo la metodología del cálculo de volumen, los Índices de Isohidrocarburos deben distribuirse en un plano por formación, para calcular el volumen original.

4.5.5 Distribución del Índice de Hidrocarburos

La distribución del Índice de Isohidrocarburos y la estimación volumétrica del hidrocarburo se realizó con el software comercial Surfer 10®.

La elaboración de los mapas de distribución, se realizó de acuerdo a las cimas de cada una de las formaciones geológicas de interés; las coordenadas de las mismas, fueron obtenidas de los reportes de perforación de cada uno de los pozos.

El método de interpolación utilizado para la distribución fue *“Kriging”*, ya que es el que mejor resultados dió para la distribución de los valores, además, este método fue el que mejor ajuste tuvo de acuerdo a los objetivos planteados en este trabajo.

Los datos de Isohidrocarburos se exportaron a Surfer 10® con la opción *“Data”* en la ventana *“Grid”*, donde se seleccionó el método de interpolación comentado y con este *“Grid”* en la opción *“Map”*, se creó un mapa en el que se muestran las distribuciones.

Las imágenes (figuras 4.8 a 4.16) muestran la distribución de Isohidrocarburos de los cálculos realizados; estas se realizaron por formación y escenario.

Tamaulipas Superior Distribución de Isohidrocarburos (Optimista)

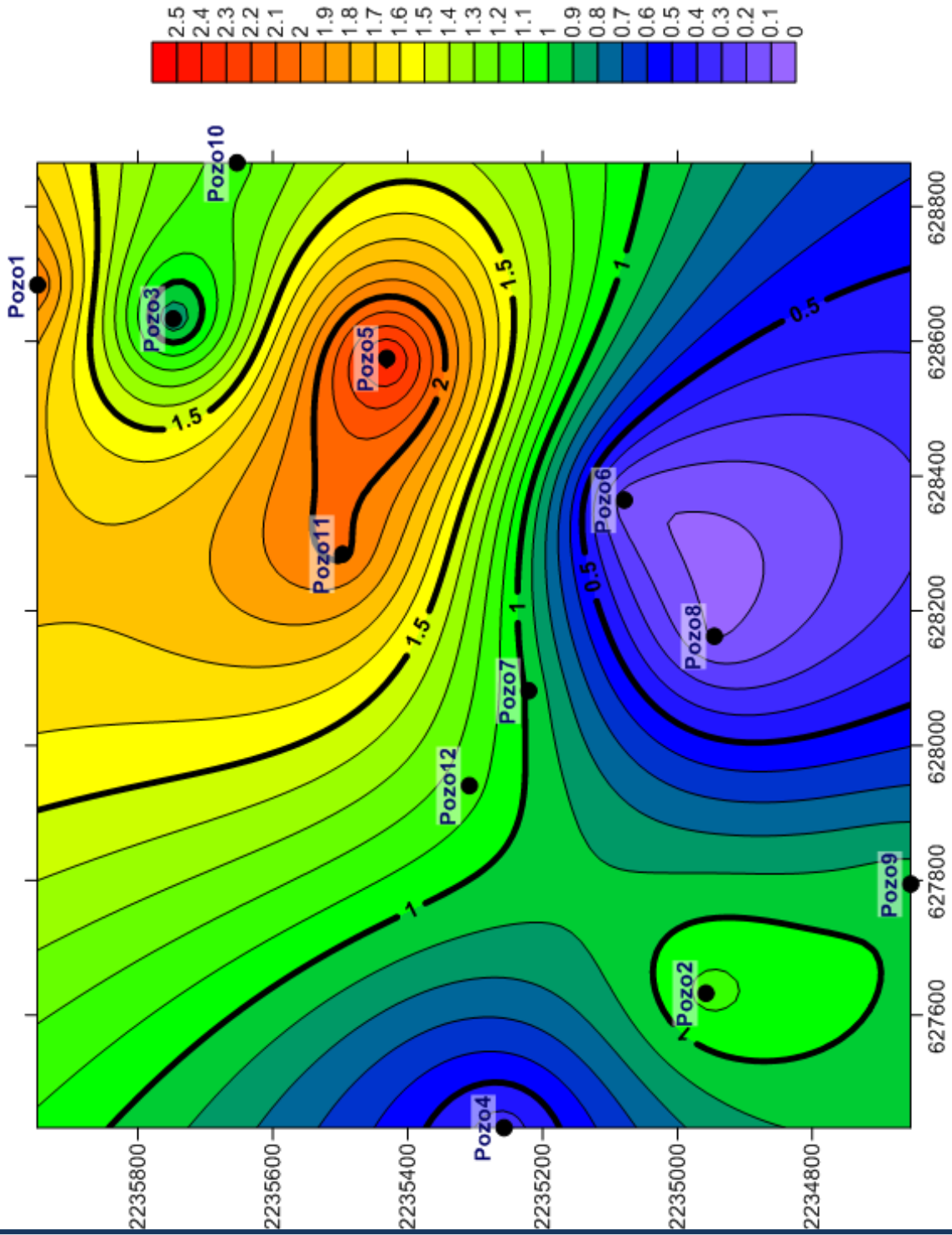


Figura 4.8 Distribución de Isohidrocarburos correspondiente a la Formación Tamaulipas Superior en el escenario Optimista

Tamaulipas Superior Distribución de Isohidrocarburos (Medio)

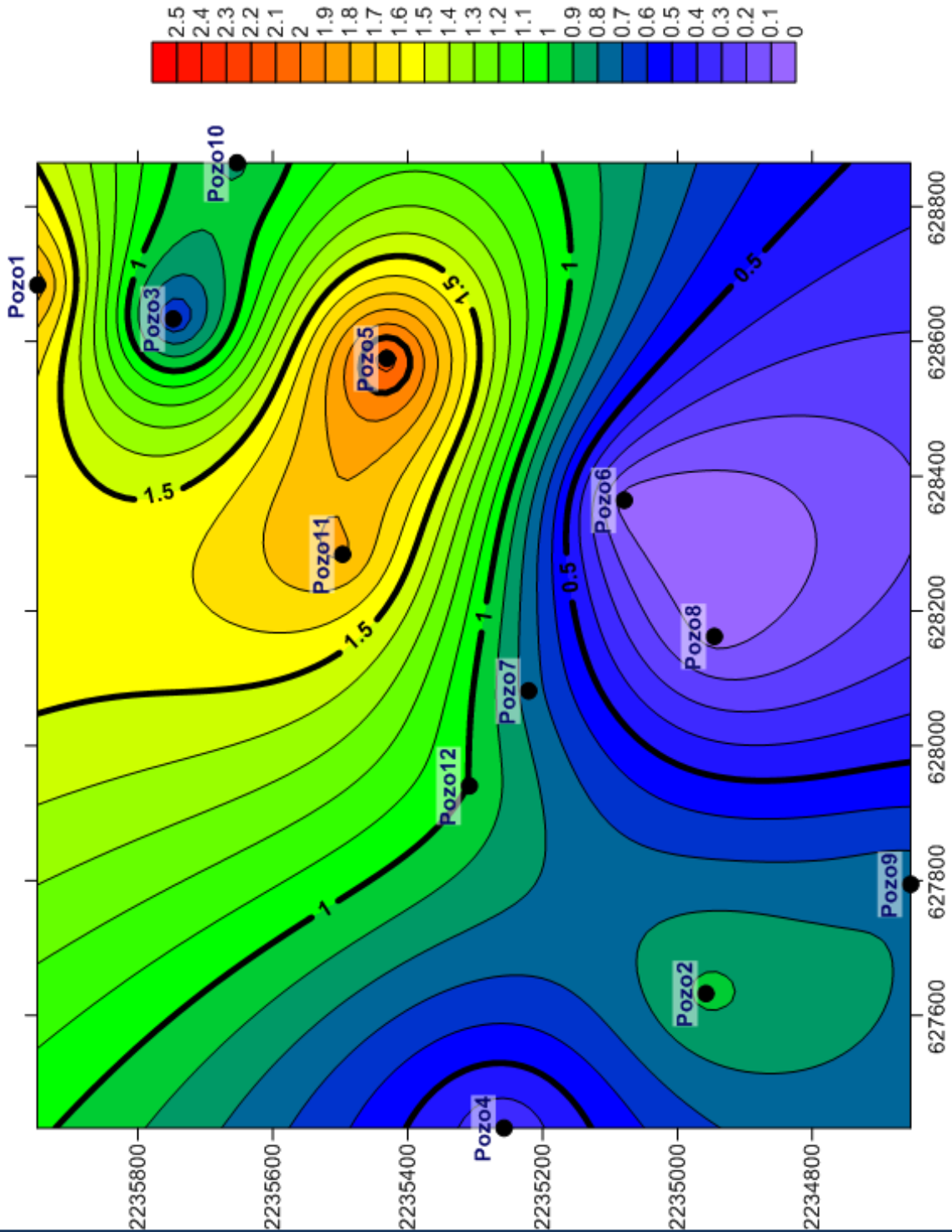


Figura 4.9 Distribución de Isohidrocarburos correspondiente a la Formación Tamaulipas Superior en el escenario Medio

Tamaulipas Superior Distribución de Isohidrocarburos (Pesimista)

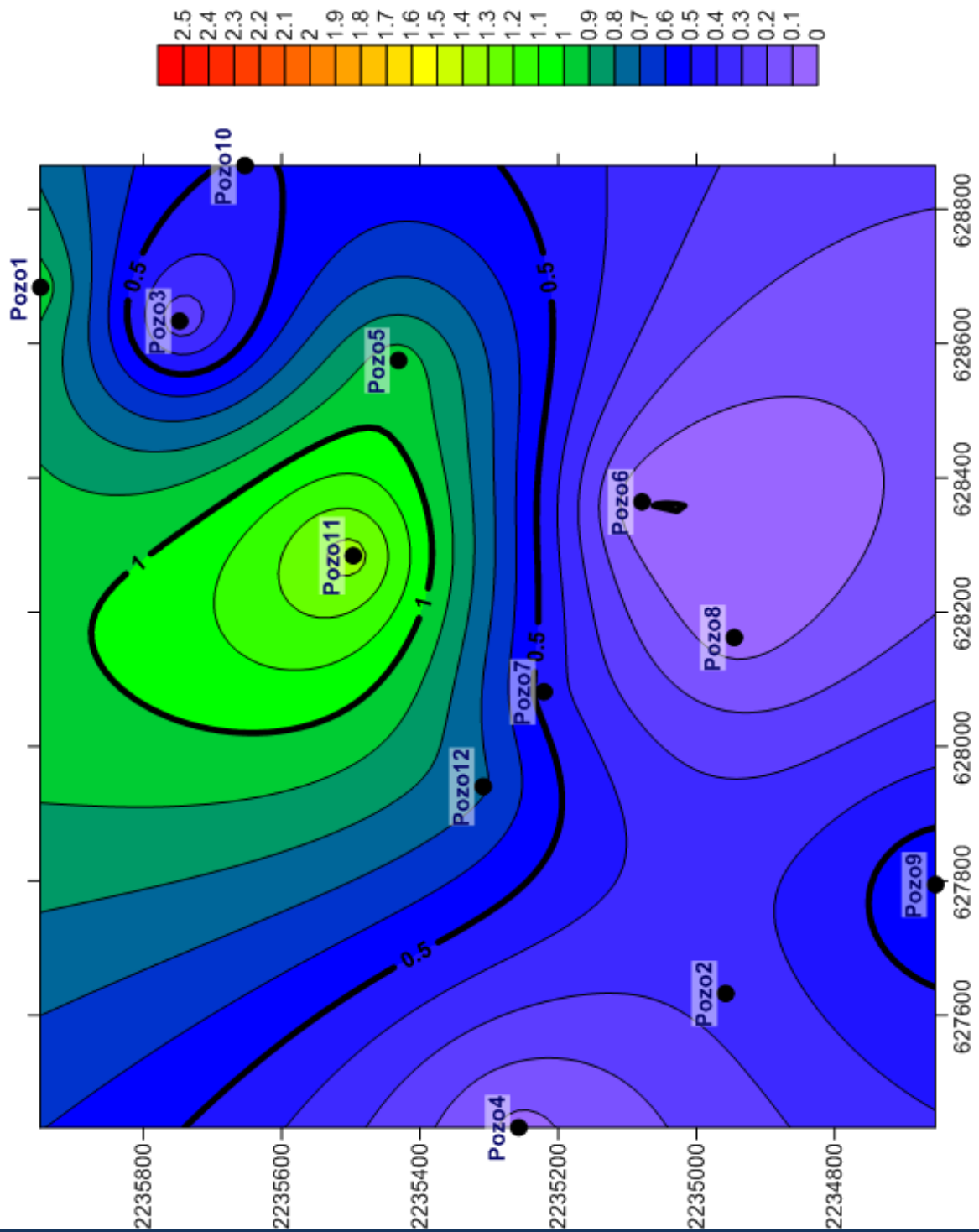


Figura 4.10 Distribución de Isohidrocarburos correspondiente a la Formación Tamaulipas Superior en el escenario Pesimista

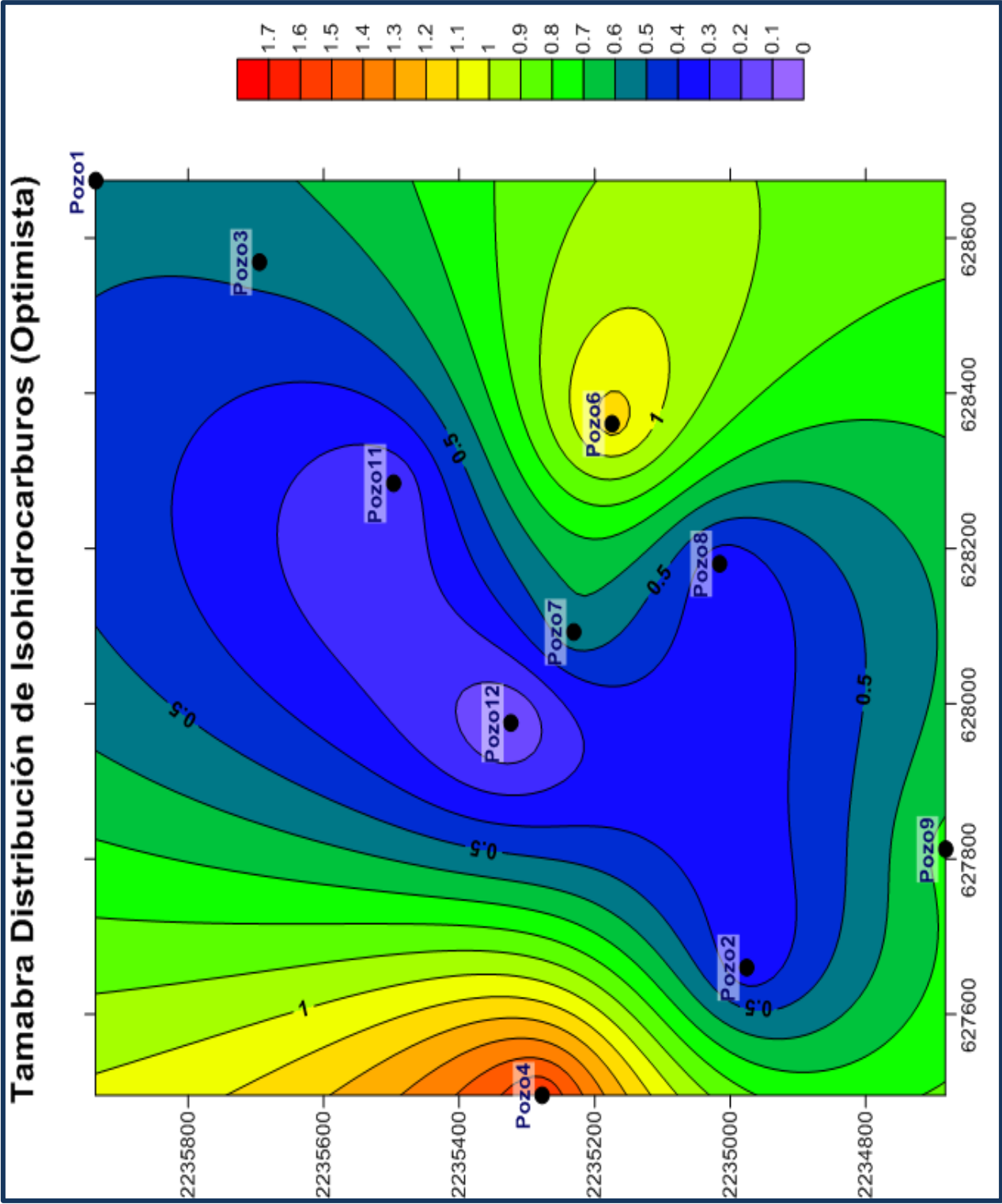


Figura 4.11 Distribución de Isohidrocarburos correspondiente a la Formación Tamabra en el escenario Optimista

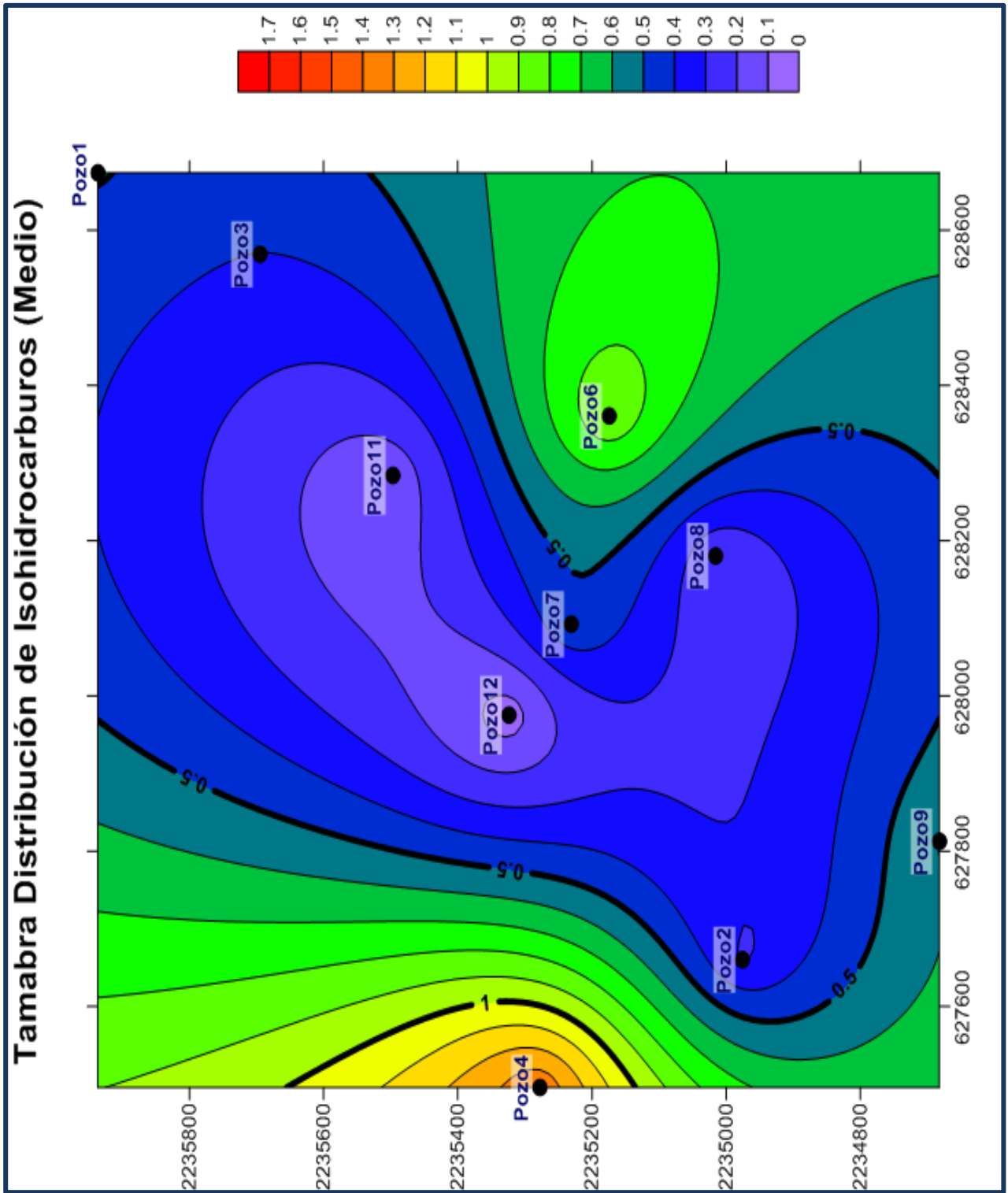


Figura 4.12 Distribución de Isohidrocarburos correspondiente a la Formación Tamabra en el escenario Medio

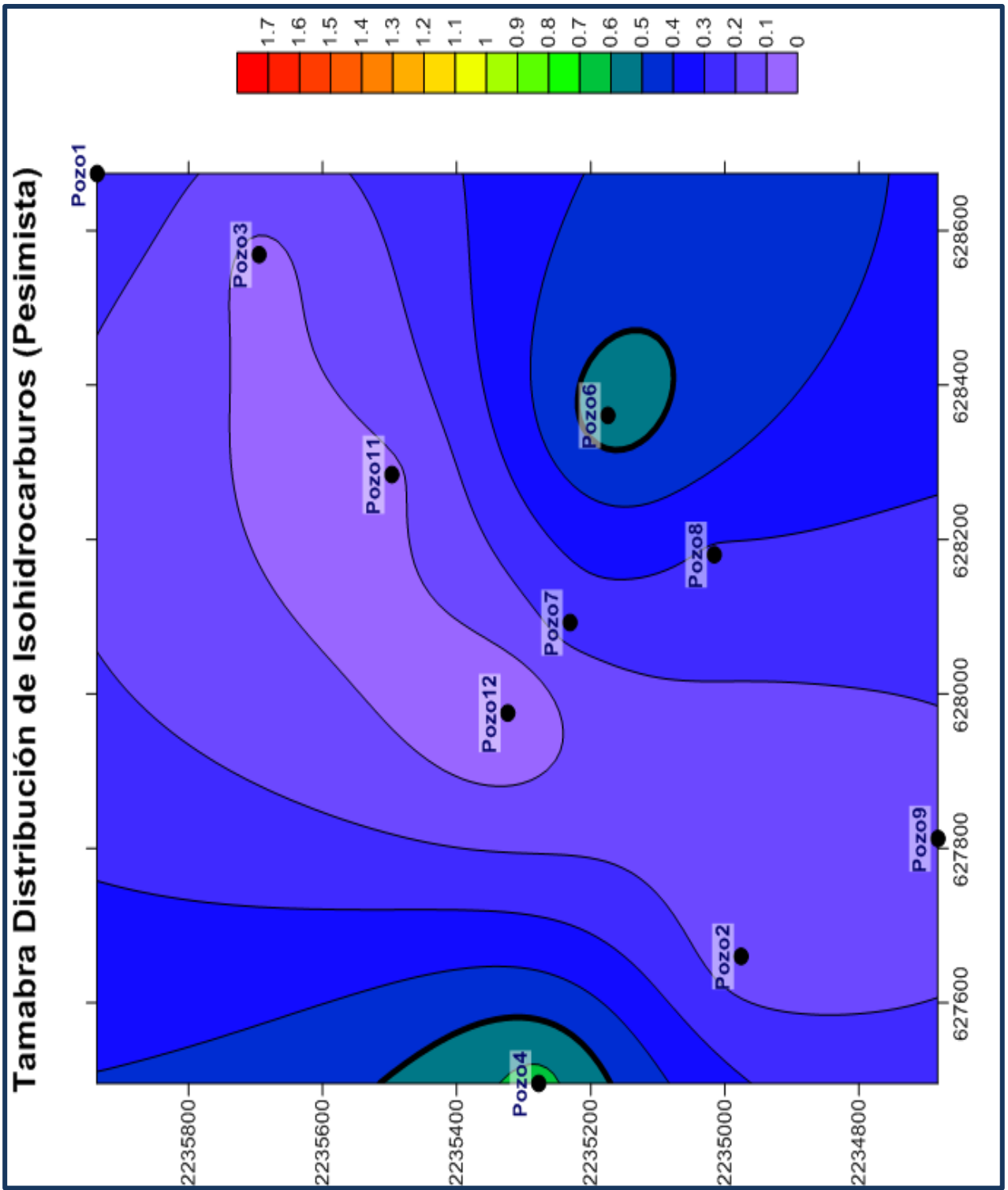


Figura 4.13 Distribución de Isohidrocarburos correspondiente a la Formación Tamabra en el escenario Pesimista

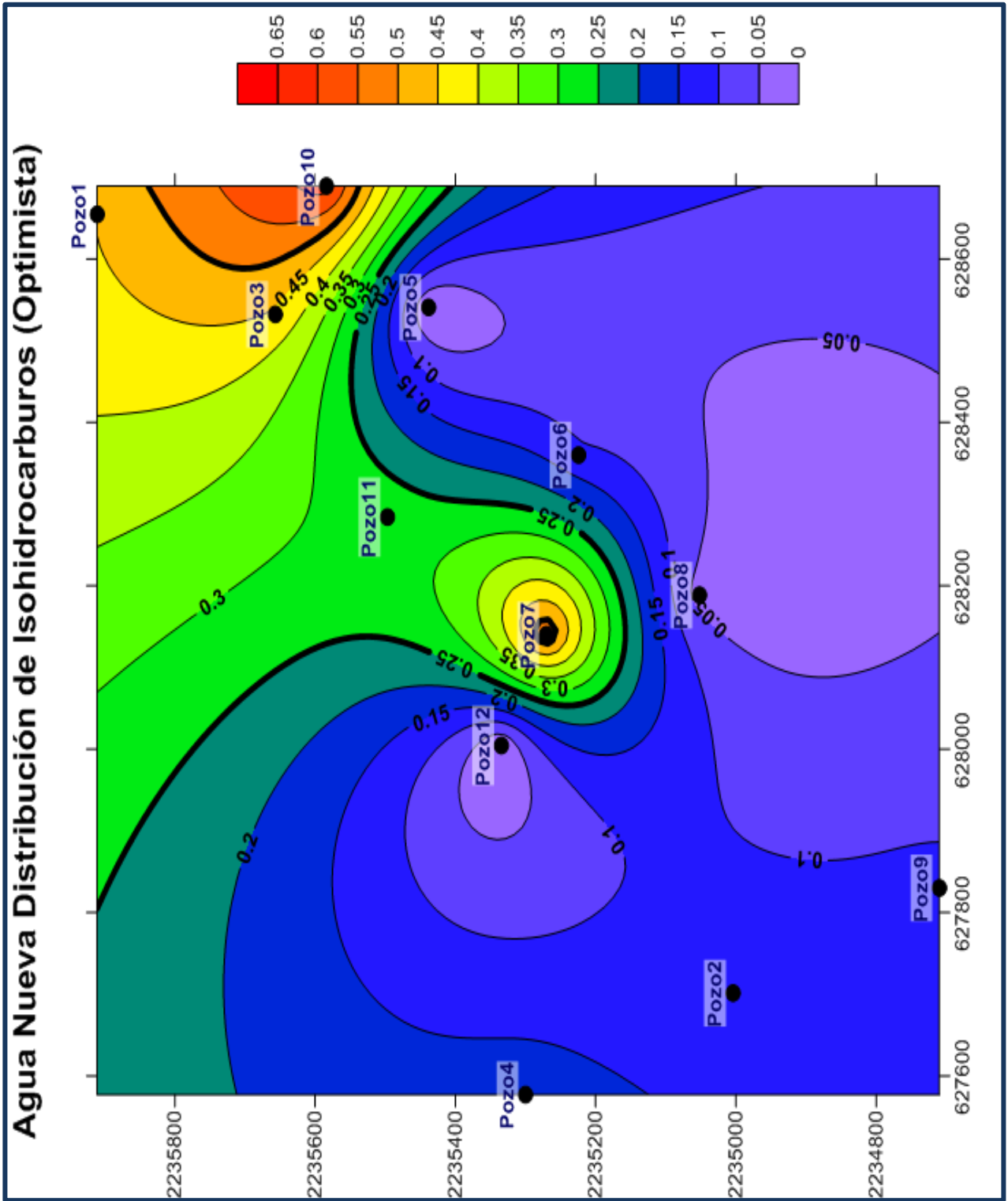


Figura 4.14 Distribución de Isohidrocarburos correspondiente a la Formación Agua Nueva en el escenario Optimista

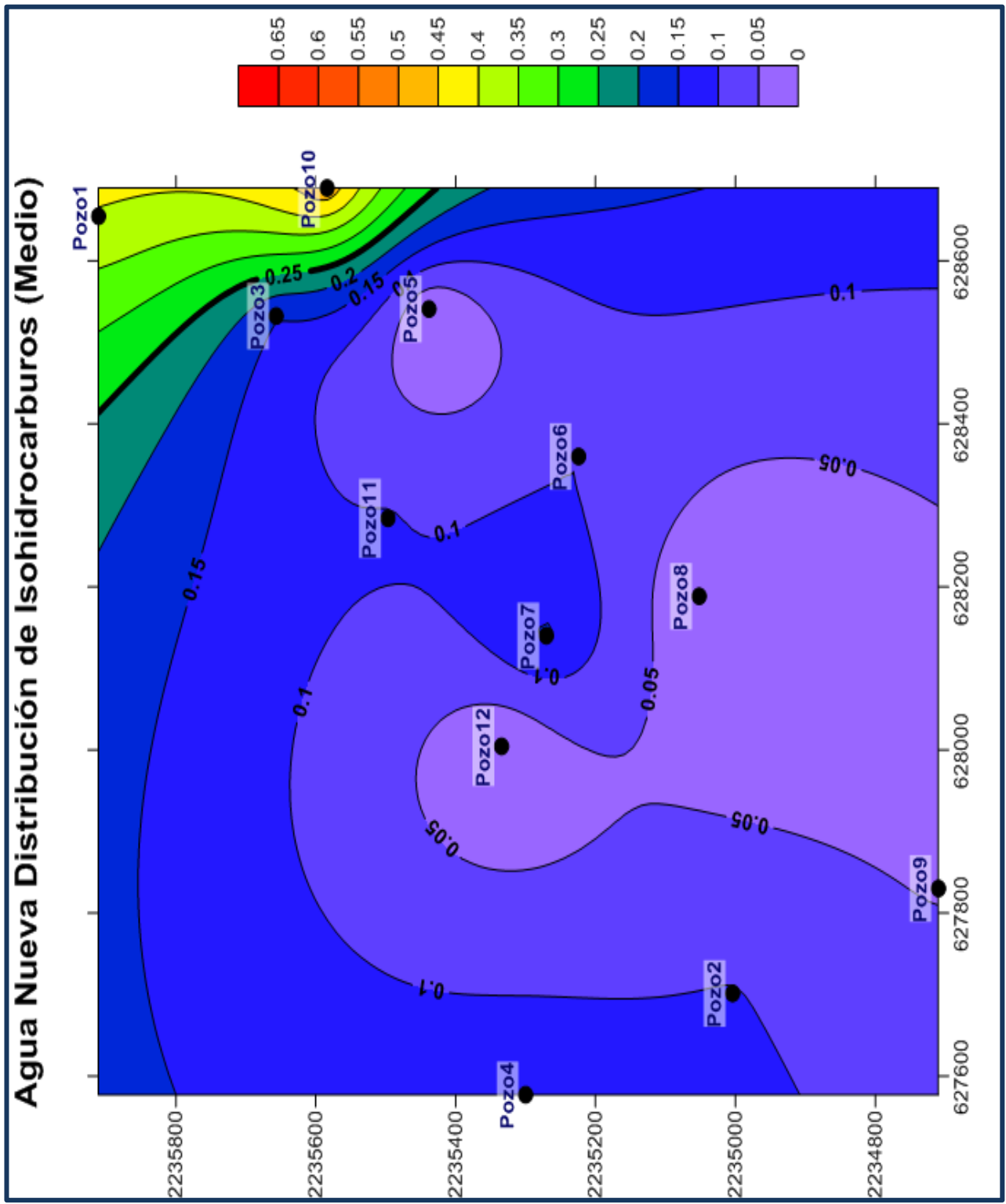


Figura 4.15 Distribución de Isohidrocarburos correspondiente a la Formación Agua Nueva en el escenario Medio

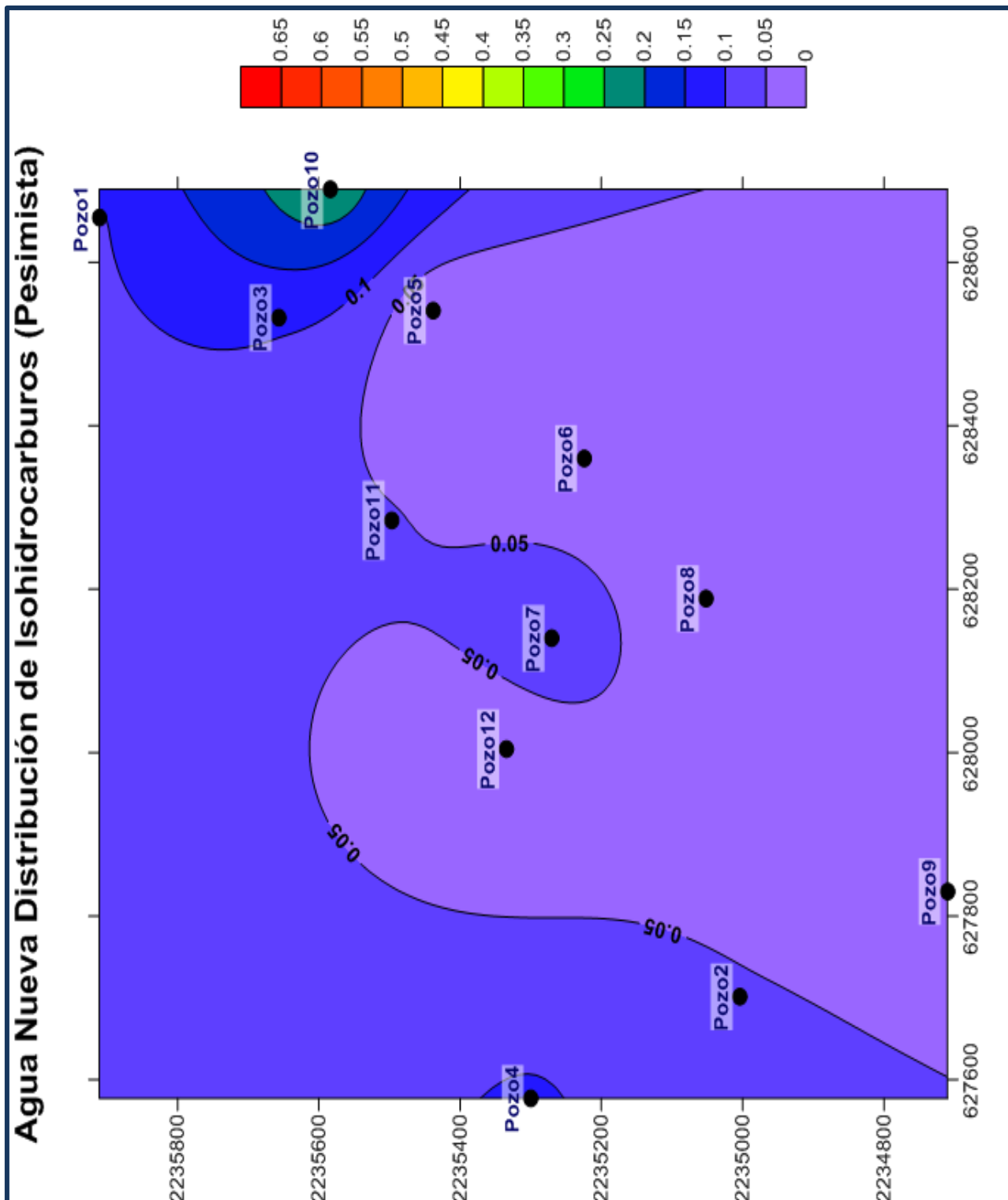


Figura 4.16 Distribución de Isohidrocarburos correspondiente a la Formación Agua Nueva en el escenario Pesimista

Con el análisis de las distribuciones de Isohidrocarburos se pueden inferir los pozos con altas probabilidades de tener una mayor producción, así como definir los límites de los yacimientos; mientras más optimista sea el análisis, más pozos con características de producir serán ubicados.

4.6. Resultados del cálculo de volumen

El volumen original de hidrocarburos, se determinó relacionando la distribución de los Isoíndices respecto al área que estos ocupan.

Como anteriormente se mencionó, el cálculo fue realizado con Surfer 10®; para obtener el volumen, se seleccionó la ventana "Grid" y posteriormente la opción "Volume", esta última permite hacer el cálculo de volumen a partir de una distribución creada, que para el caso de este trabajo, fueron las distribuciones de Isohidrocarburos que se presentaron anteriormente.

El procedimiento fue usado para calcular el volumen considerando los tres escenarios y las tres formaciones involucradas alcanzando los siguientes resultados (tabla 4.9):

Volumen [m ³]			
Formación	Optimista	Medio	Pesimista
Tamaulipas Superior	1,998,868.93	1,716,626	987,198
Tamabra	913,240	734,868	374,398
Agua Nueva	234,684	139,365	67,437

Tabla 4.9. Volúmenes obtenidos a condiciones de yacimiento

El volumen que se obtuvo anteriormente debe ser cambiado a condiciones de superficie y convertido a barriles, ya que es la unidad con la cual se cuantifica el recurso; es necesario contar con el Boi (factor de volumen), ya que este factor cambia el volumen de condiciones de yacimiento a condiciones de superficie; en este caso el Boi considerado fue de 1.2.

La siguiente tabla (tabla 4.10) muestra los resultados finales del cálculo de volumen:

Volumen [m³]			
Formación	Optimista	Medio	Pesimista
Tamaulipas Superior	1,998,868.93	1,716,626	987,198
Tamabra	913,240	734,868	374,398
Agua Nueva	234,684	139,365	67,437
Volumen total @ C.Y. [m³]	3,146,794	2,590,859	1,429,033
Volumen total @ C.S. [m³]	3,776,152	3,109,031	1,714,840
Volumen total @ C.S. [barriles]	23,749,386	19,553,653	10,785,156

Tabla 4.10 Resultados finales del cálculo de volumen

5. CONCLUSIONES

1. Se calculó el volumen original de hidrocarburos mostrando tres escenarios factibles de explotación, siendo el más viable por los parámetros petrofísicos asociados el escenario optimista.
2. Los registros geofísicos son esenciales en el cálculo de volumen, su análisis e interpretación deben tomarse siempre en cuenta para realizar una buena caracterización de los yacimientos petroleros, ya que nos proporcionan información directa de las propiedades físicas del yacimiento.
3. A pesar de tener un volumen original de hidrocarburos con buenas probabilidades de explotación, es necesario contar con la mejor tecnología disponible para producir los yacimientos, ya que el área de estudio es una zona geológicamente compleja.
4. El método de Isohidrocarburos, permite conocer las posibles zonas a producir del yacimiento y delimitarlo con ayuda de la distribución de Isohidrocarburos; ya que los parámetros utilizados son obtenidos, calculados e interpretados a partir de los registros geofísicos, este método volumétrico es confiable ya que toma en cuenta la información obtenida durante la perforación de los pozos, que asociada a la geología que atraviesan permiten tener datos confiables para el cálculo de volumen original de hidrocarburos.
5. La distribución de Isohidrocarburos define nuevas áreas con posibilidades de acumular hidrocarburos.

RECOMEDACIONES

1. En trabajos futuros se recomienda utilizar las gráficas de Hingle, Pickett e histogramas para determinar los valores de corte de PHIE, Sw y Vcl.
2. Para obtener valores de permeabilidad se recomienda correr registros de resonancia magnética nuclear en algunos pozos seleccionados por área.
3. Sería mejor utilizar valores de núcleo y gráficas de Pickett para determinar los parámetros petrofísicas: a, m y n.
4. Cuando se tenga registro de potencial natural se recomienda obtener Rw a partir de este.
5. Para las formaciones del Paleógeno en Chicontepec se debe considerar contenido de cuarzo en el modelo de interpretación petrofísica y utilizar el modelo de Doble Agua, por la presencia de laminaciones de lutitas.

ANEXOS

ANEXO A. TABLAS DE PARÁMETROS DE LOS POZOS

ANEXO B. REGISTROS DEL ÁREA DE ESTUDIO INTERPRETADOS

ANEXO C. CROSSPLOTS DE LOS POZOS

ANEXO A. TABLAS DE PARÁMETROS DE LOS POZOS

P O Z O 1						
Zona [m]	Salinidad [ppm]	Temperatura de formación [°C]	Rw [Ohm.m]	a	m	n
1 [1411-1597]	40,000	68.7	0.0653	1	2	2
2 [1597-1690]	50,000	73	0.0623	1	1.7	2
3 [1690-1807]	50,000	75.2	0.0609	1	1.7	2
4 [1807-1937]	50,000	78.2	0.059	1	1.7	2
5 [1937-1997]	50,000	81.4	0.0572	1	1.7	2
6 [1997-2033]	50,000	82.9	0.0564	1	1.7	2
7 [2033-2152]	50,000	83.7	0.056	1	1.7	2

Tabla A1 Parámetros usados en las zonas del Pozo 1

P O Z O 2						
Zona [m]	Salinidad [ppm]	Temperatura de formación [°C]	Rw [Ohm.m]	a	m	n
1 [1467-1767]	35,000	62.3	0.068	1	2	2
2 [1767-1904]	50,000	67.2	0.064	1	1.7	2
3 [1904-1953]	50,000	69.5	0.063	1	1.7	2
4 [1953-2011]	50,000	70.3	0.062	1	1.7	2
5 [2011-2100]	50,000	71.3	0.062	1	1.7	2
6 [2100-2200]	50,000	72.8	0.061	1	1.7	2
7 [2200-2262]	50,000	74.4	0.0599	1	1.7	2

Tabla A2 Parámetros usados en las zonas del Pozo 2

P O Z O 3						
Zona [m]	Salinidad [ppm]	Temperatura de formación [°C]	Rw [Ohm.m]	a	m	n
1 [1396-1602]	35,000	67.8	0.0647	1	2	2
2 [1602-1724]	50,000	73.4	0.0608	1	1.7	2
3 [1724-1759]	50,000	76.6	0.0588	1	1.7	2
4 [1759-1864]	50,000	77.6	0.0583	1	1.7	2
5 [1864-1869]	50,000	77.6	0.0583	1	1.7	2
6 [1869-2034]	50,000	80.7	0.0560	1	1.7	2
7 [2034-2132]	50,000	85.5	0.0540	1	1.7	2

Tabla A3 Parámetros usados en las zonas del Pozo 3

P O Z O 4						
Zona [m]	Salinidad [ppm]	Temperatura de formación [°C]	Rw [Ohm.m]	a	m	n
1 [1480-1799]	50,000	73.4	0.0617	1	2	2
2 [1799-1909]	50,000	77.7	0.0591	1	1.7	2
3 [1909-1950]	50,000	79.4	0.0581	1	1.7	2
4 [1950-2020]	50,000	80	0.0577	1	1.7	2
5 [2020-2072]	50,000	81.2	0.0570	1	1.7	2
6 [2072-2147]	50,000	82	0.0566	1	1.7	2
7 [2147-2250]	50,000	83.2	0.0560	1	1.7	2

Tabla A4 Parámetros usados en las zonas del Pozo 4

P O Z O 5						
Zona [m]	Salinidad [ppm]	Temperatura de formación [°C]	Rw [Ohm.m]	a	m	n
1 [1318-1527]	40,000	64.4	0.0695	1	2	2
2 [1527-1605]	50,000	69.6	0.0655	1	1.7	2
3 [1605-1686]	50,000	71.5	0.0642	1	1.7	2
4 [1686-1725]	50,000	73.6	0.0627	1	1.7	2
5 [1725-1799]	50,000	74.5	0.0629	1	1.7	2
6 [1799-2133]	50,000	76.4	0.0610	1	1.7	2

Tabla A5 Parámetros usados en las zonas del Pozo 5

P O Z O 6						
Zona [m]	Salinidad [ppm]	Temperatura de formación [°C]	Rw [Ohm.m]	a	m	n
1 [1424-1584]	35,000	67.5	0.0664	1	2	2
2 [1584-1710]	35,000	71.3	0.0636	1	1.7	2
3 [1710-1752]	35,000	74.5	0.0615	1	1.7	2
4 [1752-1819]	35,000	75.6	0.0608	1	1.7	2
5 [1819-1881]	45,000	77.3	0.0598	1	1.7	2
6 [1881-2013]	45,000	78.9	0.0588	1	1.7	2
7 [2013-2119]	45,000	82.2	0.0570	1	1.7	2

Tabla A6 Parámetros usados en las zonas del Pozo 6

P O Z O 7						
Zona [m]	Salinidad [ppm]	Temperatura de formación [°C]	Rw [Ohm.m]	a	m	n
1 [1297-1534]	45,000	70.4	0.0697	1	2	2
2 [1534-1634]	45,000	71.1	0.0692	1	1.7	2
3 [1634-1714]	45,000	73.6	0.0674	1	1.7	2
4 [1714-1785]	45,000	75.5	0.0660	1	1.7	2
5 [1785-1872]	45,000	77.2	0.0649	1	1.7	2
6 [1872-1977]	45,000	79.3	0.0635	1	1.7	2
7 [1977-2020]	45,000	81.9	0.0620	1	1.7	2

Tabla A7 Parámetros usados en las zonas del Pozo 7

P O Z O 8						
Zona [m]	Salinidad [ppm]	Temperatura de formación [°C]	Rw [Ohm.m]	a	m	n
1 [1543-1588]	45,000	70.3	0.0713	1	2	2
2 [1588-1680]	45,000	71.2	0.0706	1	1.7	2
3 [1680-1721]	45,000	73.7	0.0688	1	1.7	2
4 [1721-1809]	45,000	74.8	0.0665	1	1.7	2
5 [1809-1950]	45,000	77.2	0.0663	1	1.7	2
6 [1950-1999]	45,000	81.0	0.0639	1	1.7	2
7 [1999-2063]	45,000	82.4	0.0630	1	1.7	2
8 [2063-2169]	45,000	84.2	0.0620	1	1.7	2

Tabla A8 Parámetros usados en las zonas del Pozo 8

P O Z O 9						
Zona [m]	Salinidad [ppm]	Temperatura de formación [°C]	Rw [Ohm.m]	a	m	n
1 [1495-1756]	35,000	68.3	0.0800	1	2	2
2 [1756-1847]	50,000	74.5	0.0622	1	1.7	2
3 [1847-1932]	50,000	76.6	0.0608	1	1.7	2
4 [1932-1990]	50,000	78.7	0.0596	1	1.7	2
5 [1990-2045]	50,000	80.2	0.0587	1	1.7	2
6 [2045-2229]	50,000	81.5	0.0580	1	1.7	2

Tabla A9 Parámetros usados en las zonas del Pozo 9

P O Z O 10						
Zona [m]	Salinidad [ppm]	Temperatura de formación [°C]	Rw [Ohm.m]	a	m	n
1 [1543-1588]	50,000	69.0	0.0676	1	2	2
2 [1588-1680]	50,000	70.7	0.0663	1	1.7	2
3 [1680-1721]	50,000	75.3	0.0632	1	1.7	2
4 [1721-1809]	50,000	76.2	0.0626	1	1.7	2
5 [1809-1950]	50,000	77.3	0.0619	1	1.7	2
6 [1950-1999]	50,000	78.9	0.0609	1	1.7	2
7 [1999-2063]	50,000	80.5	0.0600	1	1.7	2
8 [2063-2169]	50,000	81.1	0.0596	1	1.7	2

Tabla A10 Parámetros usados en las zonas del Pozo 10

P O Z O 11						
Zona [m]	Salinidad [ppm]	Temperatura de formación [°C]	Rw [Ohm.m]	a	m	n
1 [1298-1501]	35,000	68.0	0.0900	1	2	2
2 [1501-1682]	35,000	73.6	0.0860	1	1.7	2
3 [1682-1743]	35,000	78.7	0.0820	1	1.7	2
4 [1743-1770]	45,000	80.4	0.0800	1	1.7	2
5 [1770-1919]	45,000	81.2	0.0800	1	1.6	2
6 [1919-1981]	45,000	85.4	0.0750	1	1.6	2
7 [1981-2007]	45,000	87.2	0.0740	1	1.6	2

Tabla A11 Parámetros usados en las zonas del Pozo 11

P O Z O 12						
Zona [m]	Salinidad [ppm]	Temperatura de formación [°C]	Rw [Ohm.m]	a	m	n
1 [1368-1577]	45,000	70.4	0.0703	1	2	2
2 [1577-1637]	45,000	72.1	0.0690	1	1.7	2
3 [1637-1700]	45,000	73.4	0.0681	1	1.7	2
4 [1700-1801]	45,000	74.8	0.0671	1	1.7	2
5 [1801-1857]	45,000	77.1	0.0655	1	1.7	2
6 [1857-1905]	45,000	78.3	0.0647	1	1.7	2
7 [1905-2064]	45,000	79.5	0.0640	1	1.7	2

Tabla A12 Parámetros usados en las zonas del Pozo 12

ANEXO B. REGISTROS DEL ÁREA DE ESTUDIO INTERPRETADOS

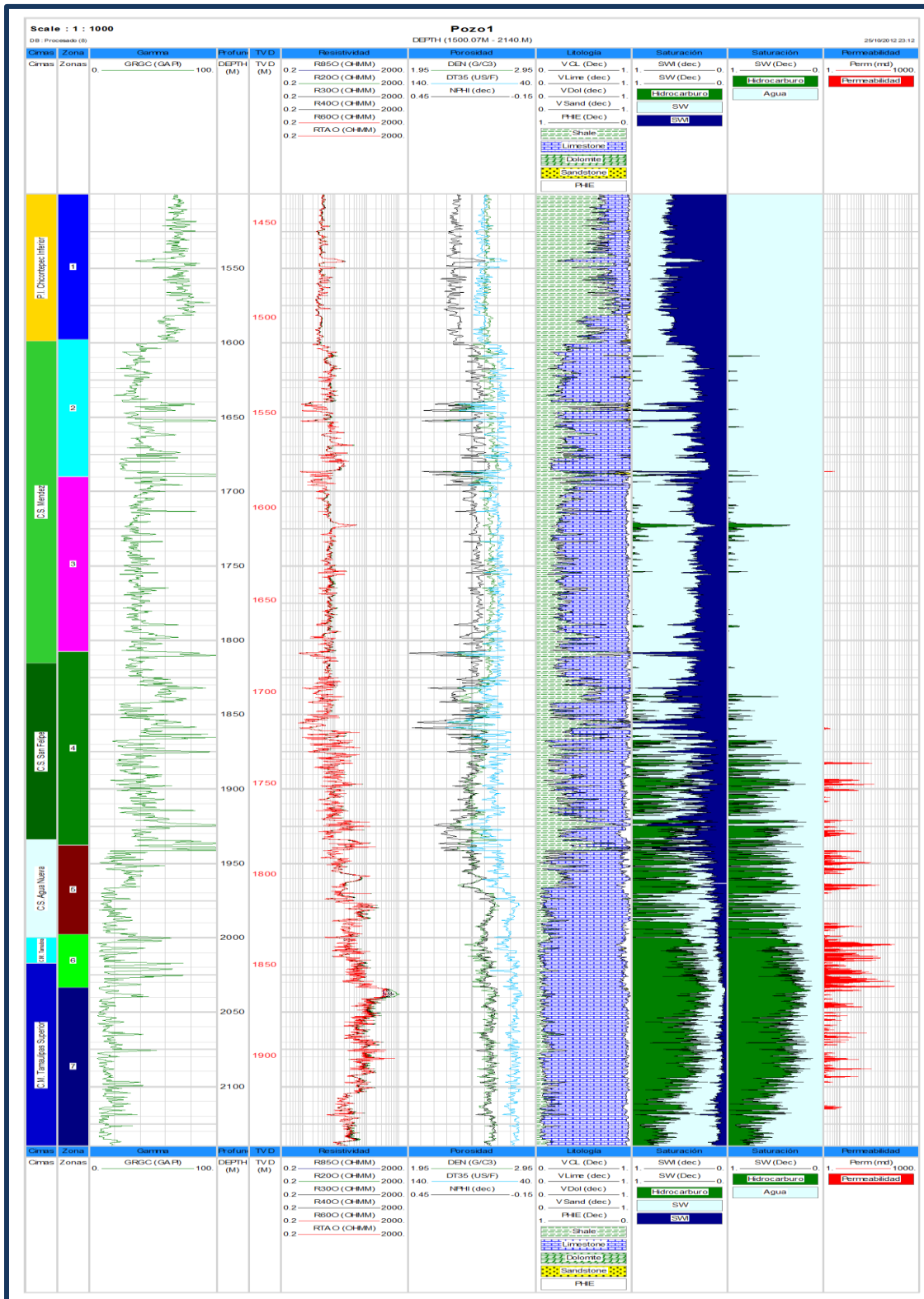


Figura B1. Registro interpretado del Pozo 1

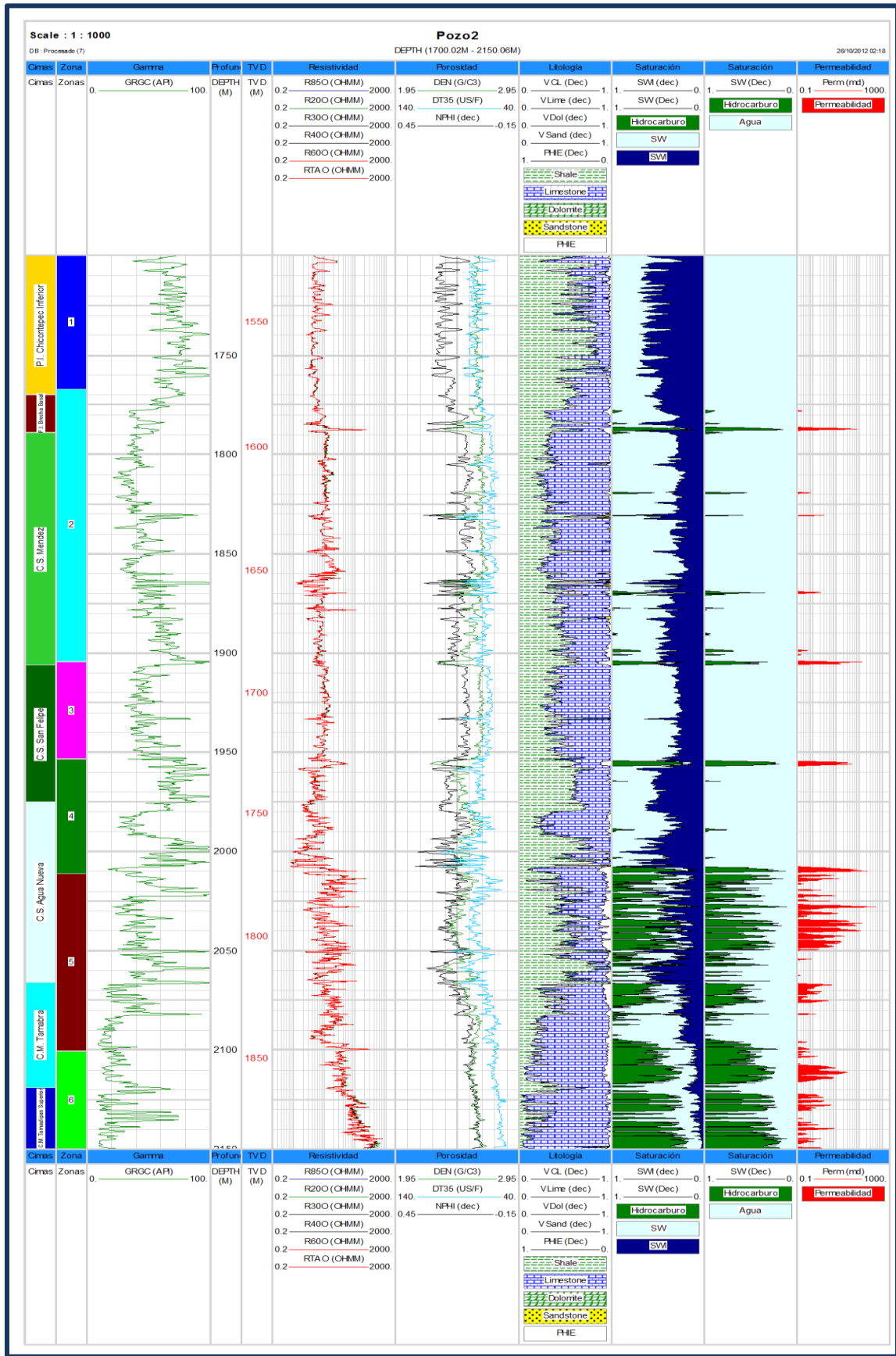


Figura B2. Registro interpretado del Pozo 2

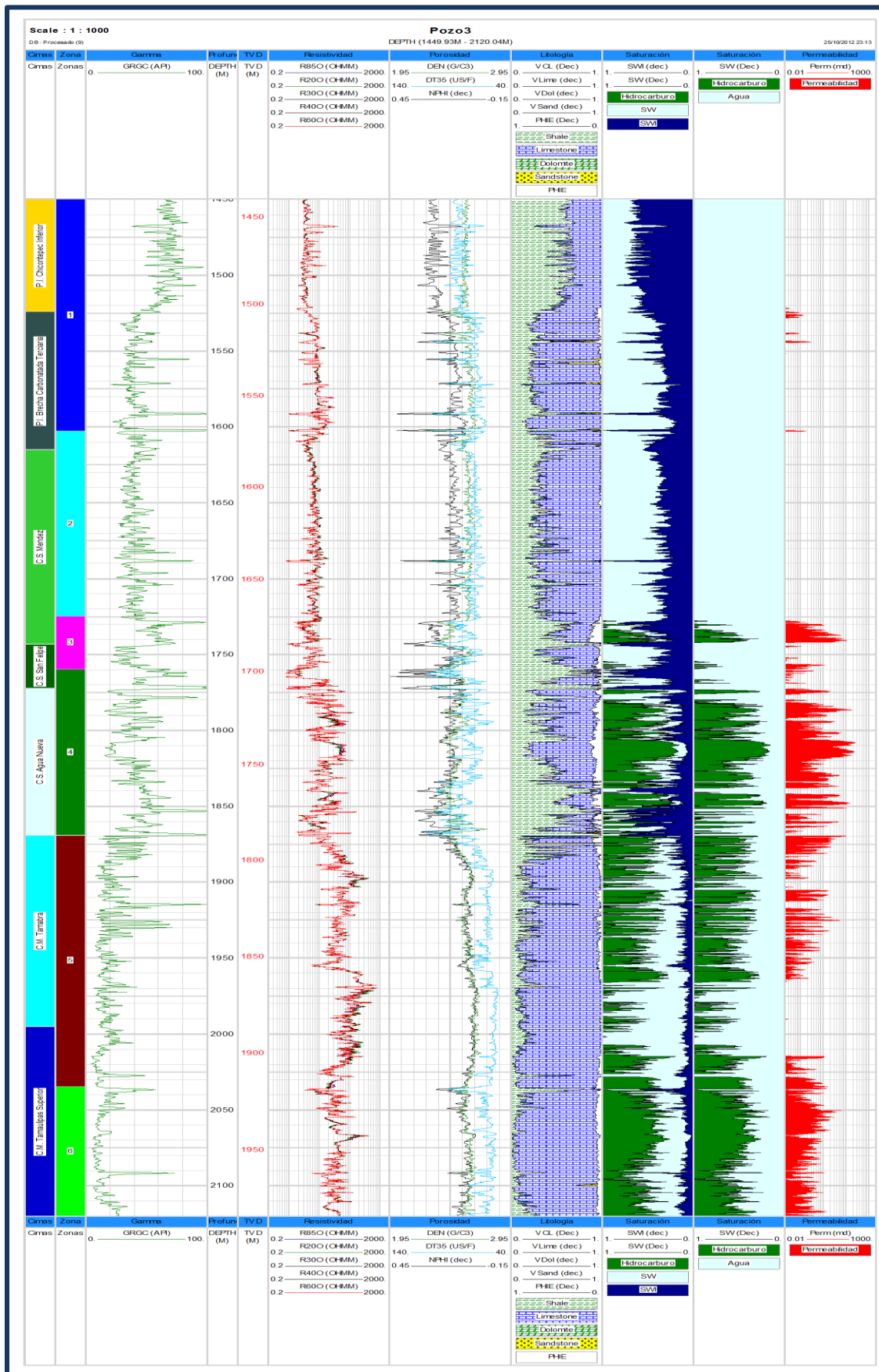


Figura B3. Registro interpretado del Pozo 3

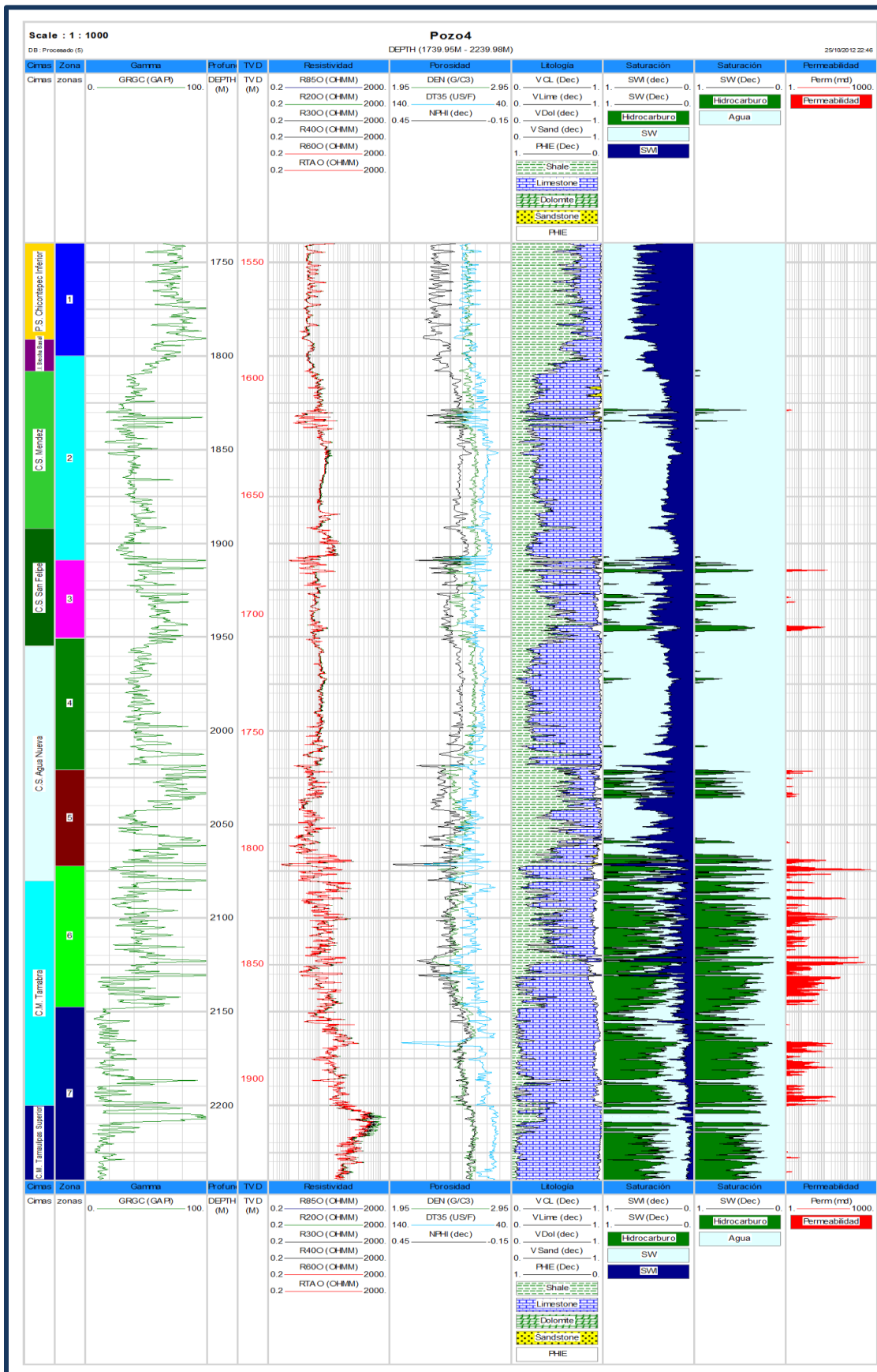


Figura B4. Registro interpretado del Pozo 4

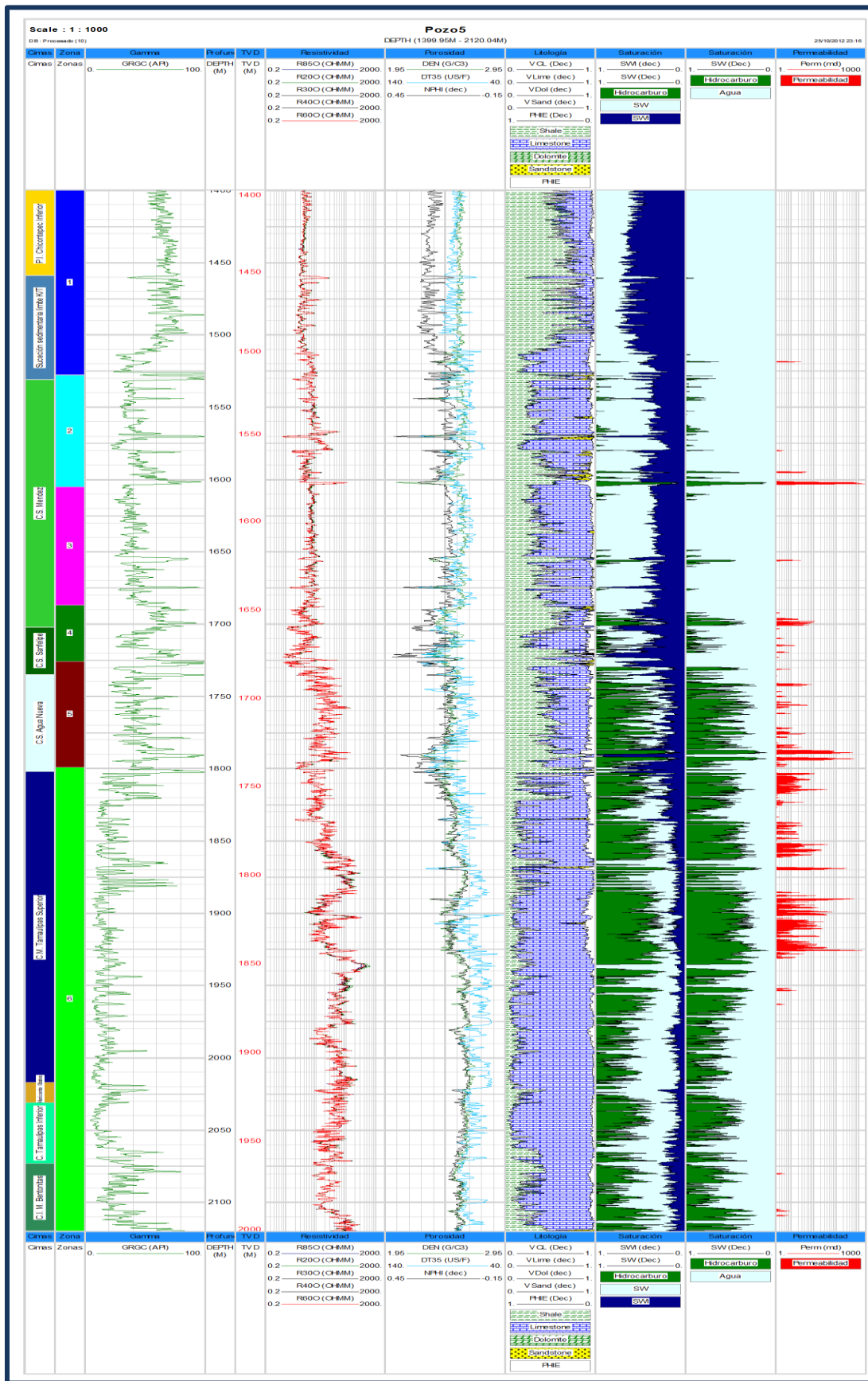


Figura B5. Registro interpretado del Pozo 5

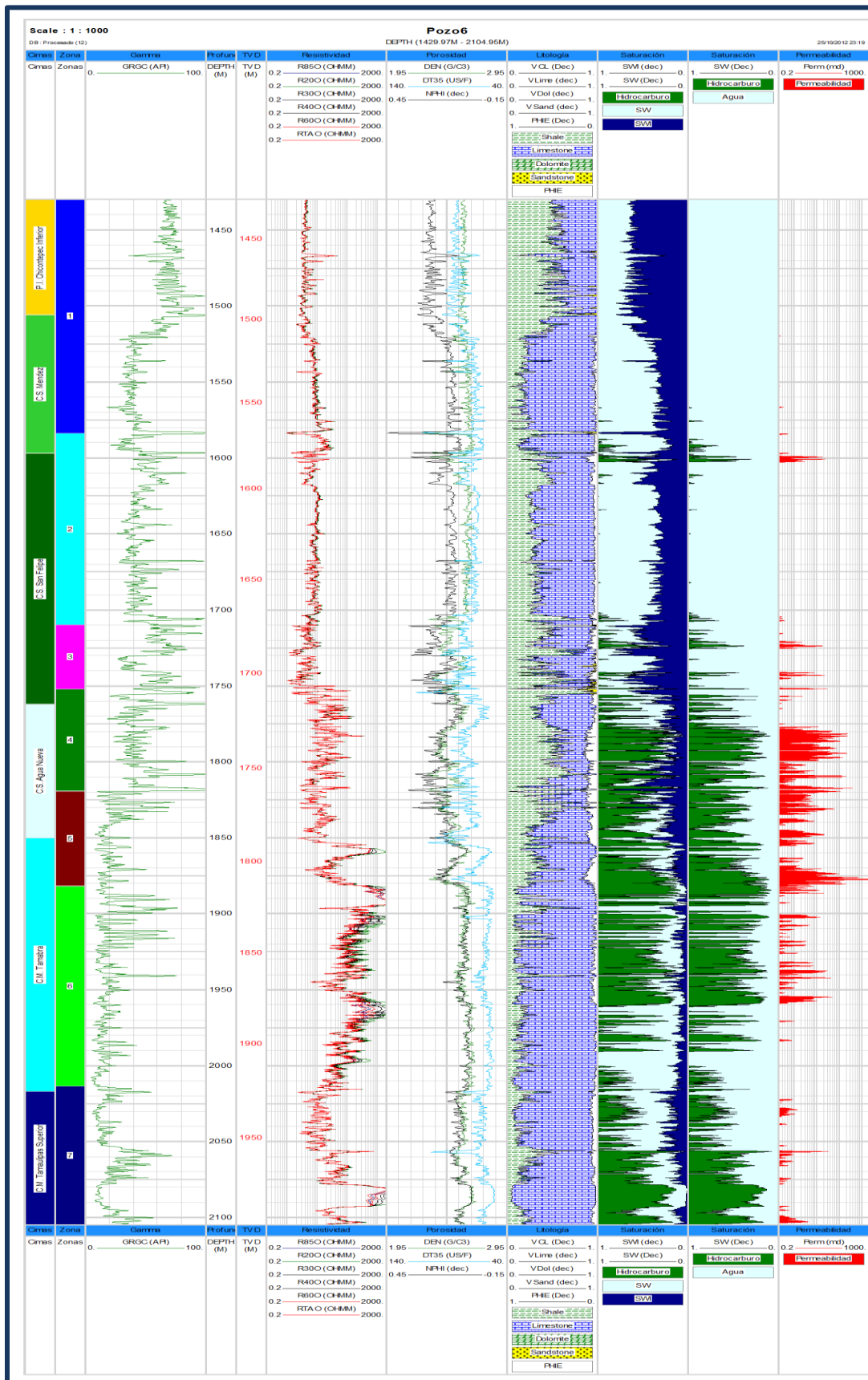


Figura B6. Registro interpretado del Pozo 6

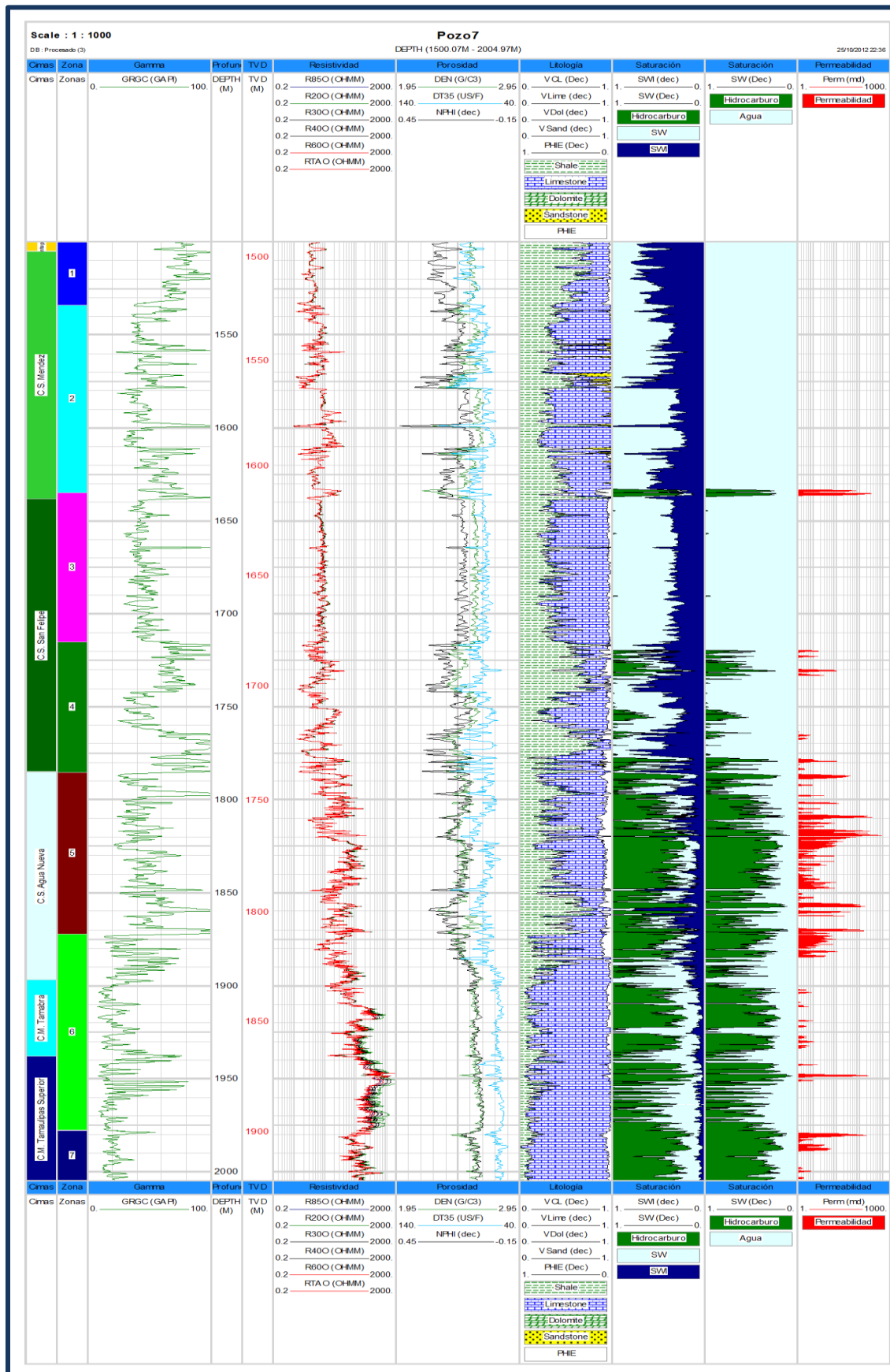


Figura B7. Registro interpretado del Pozo 7

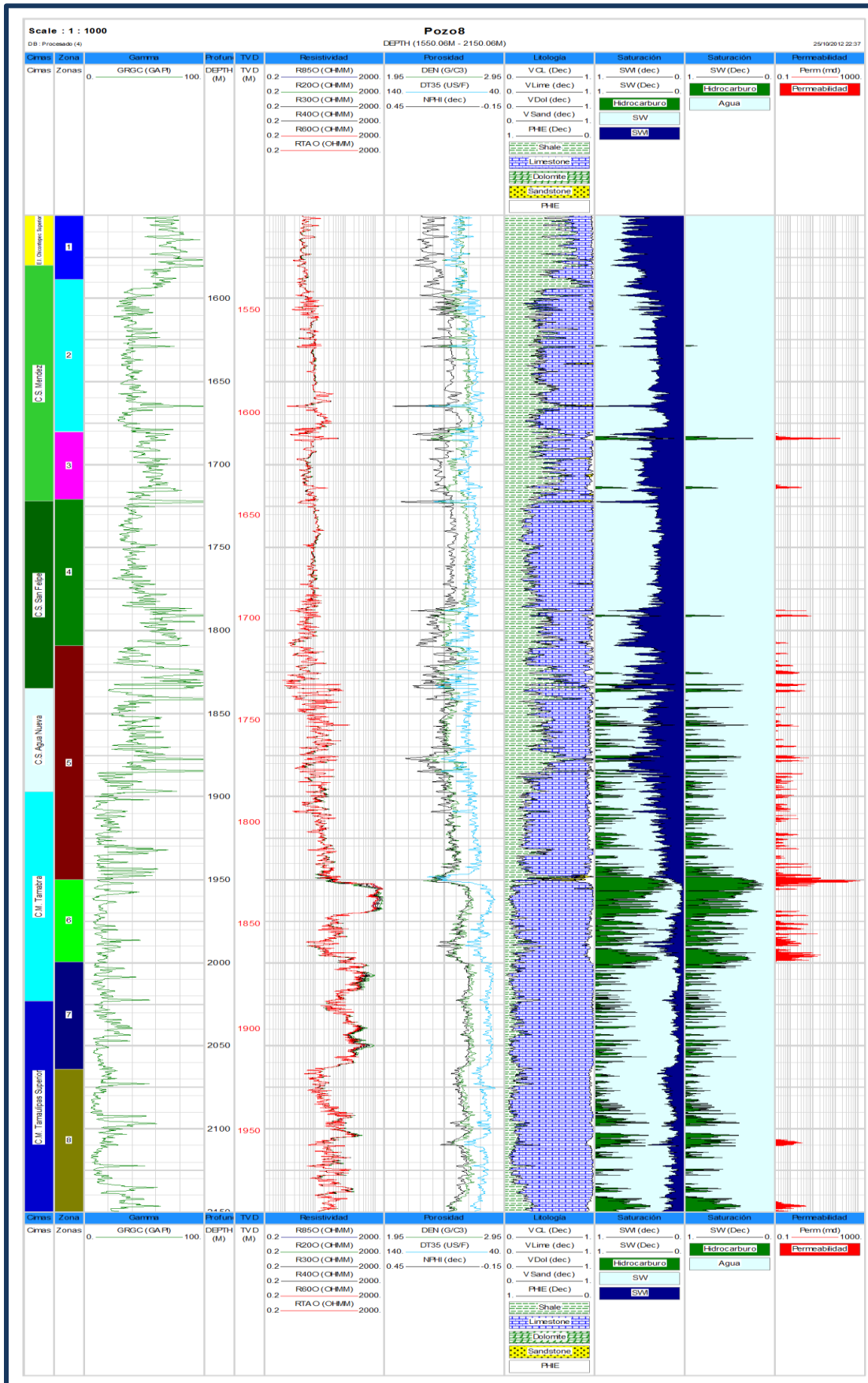


Figura B8. Registro interpretado del Pozo 8

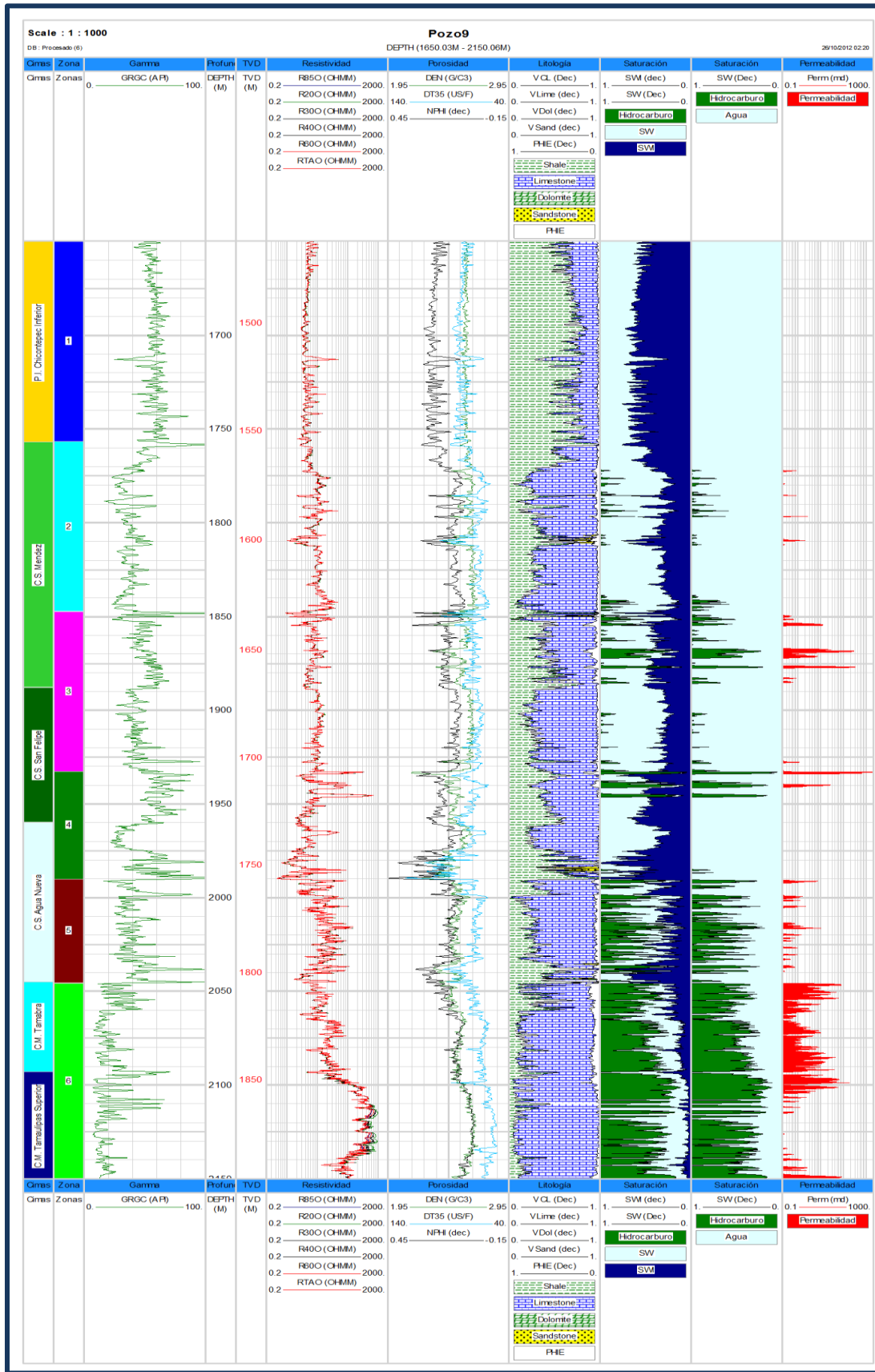


Figura B9. Registro interpretado del Pozo 9

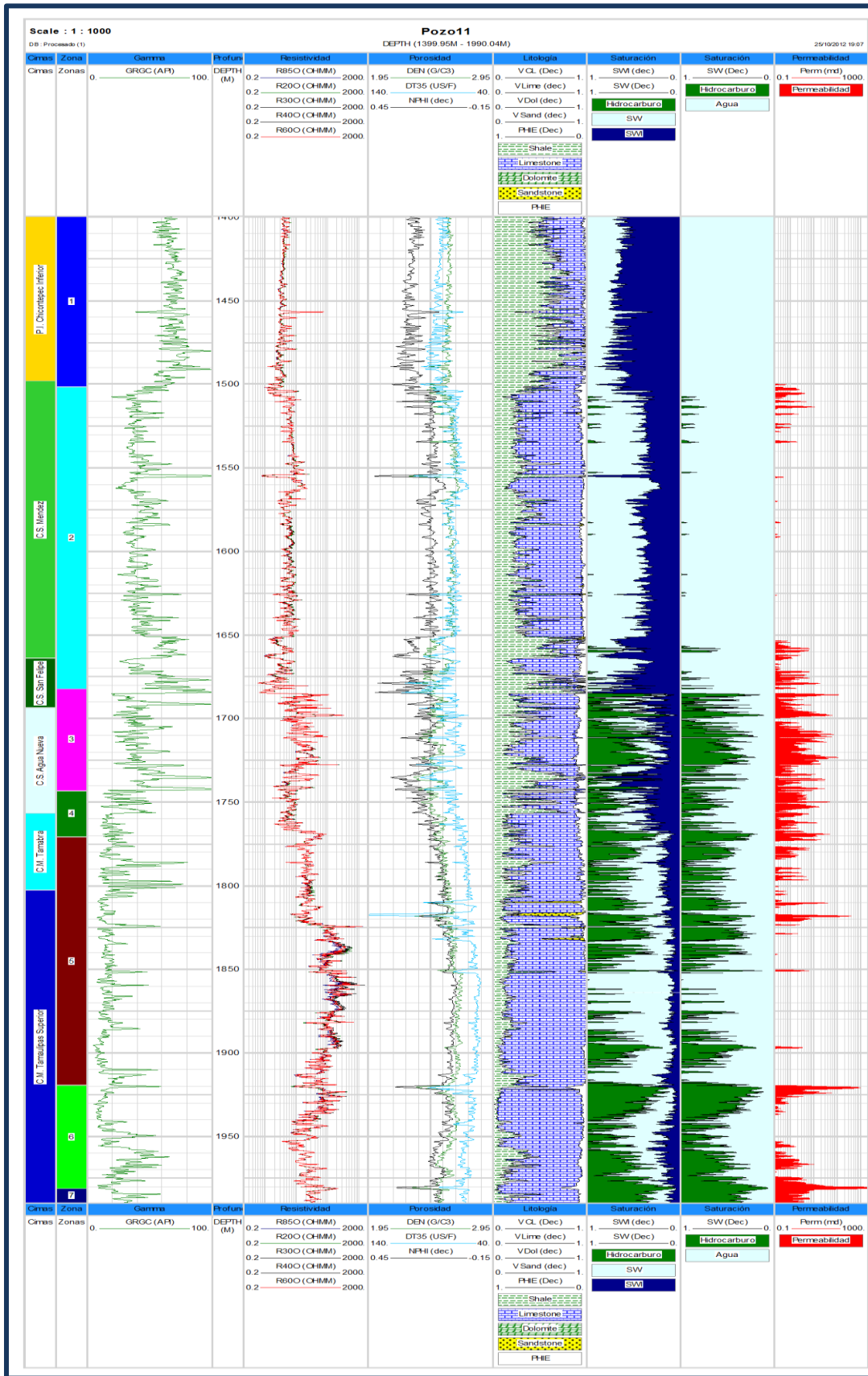


Figura B11. Registro interpretado del Pozo 11

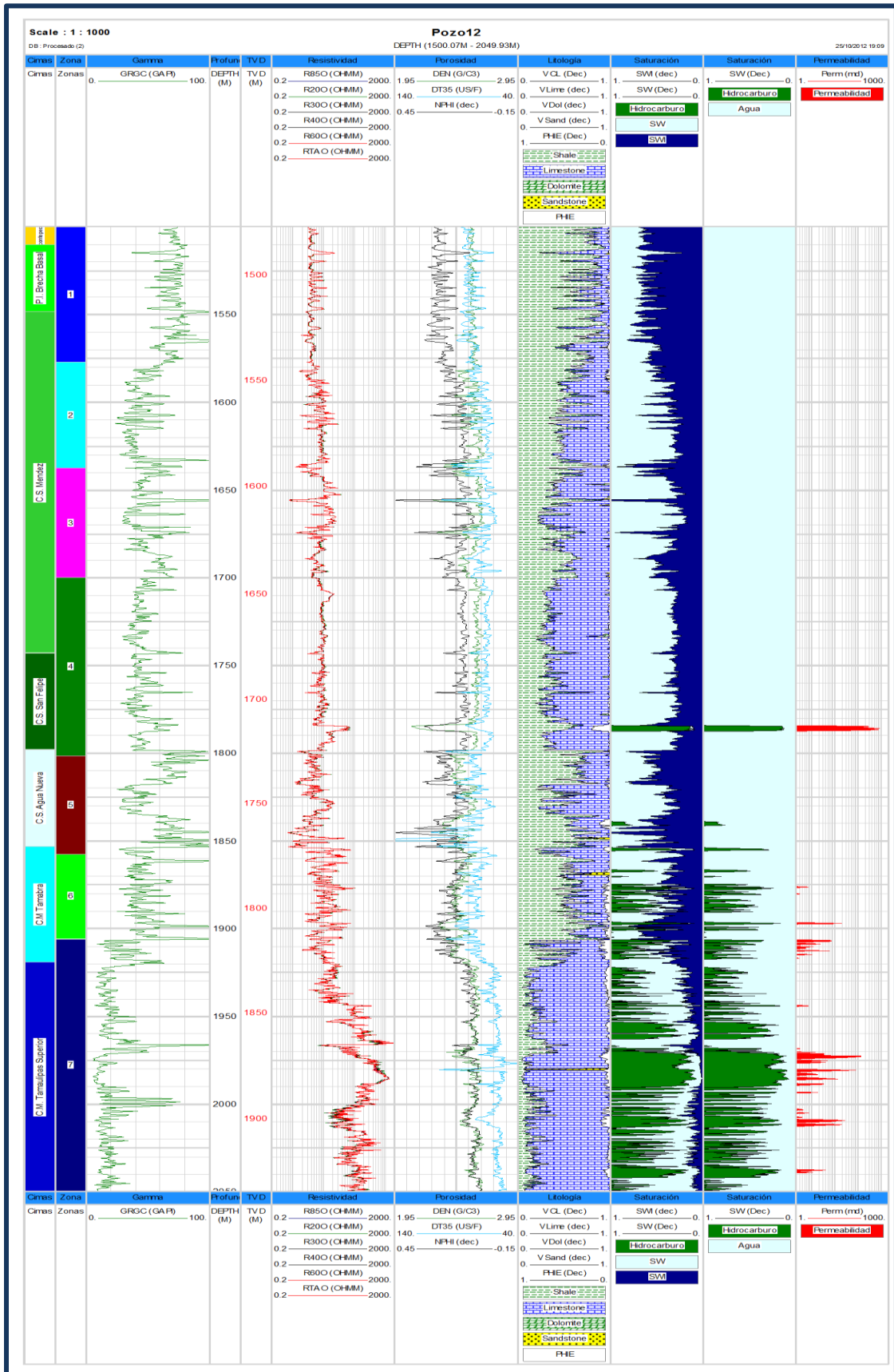
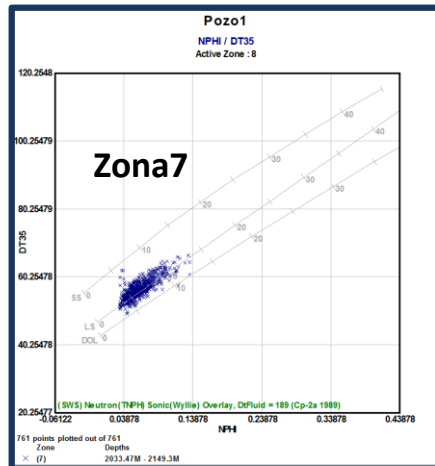
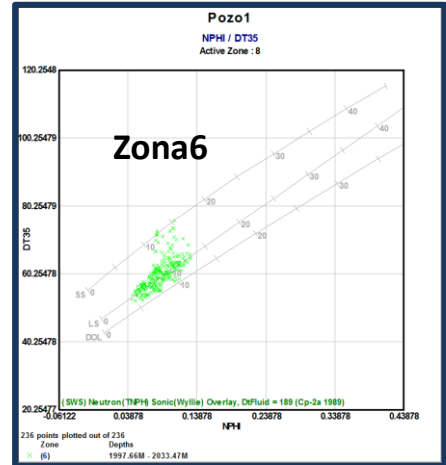
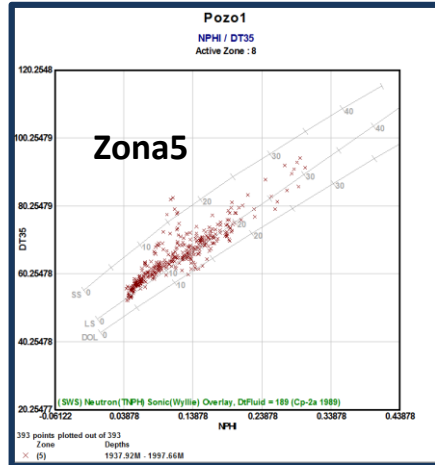
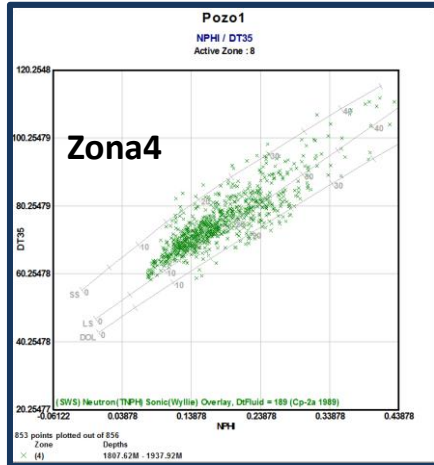
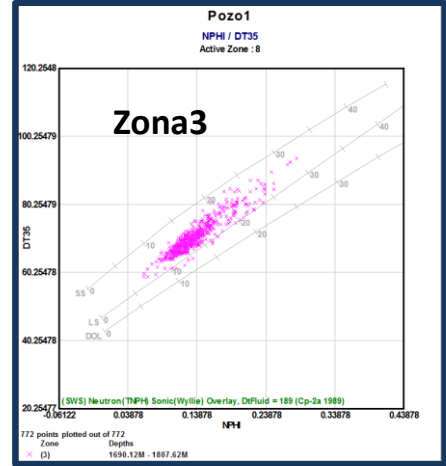
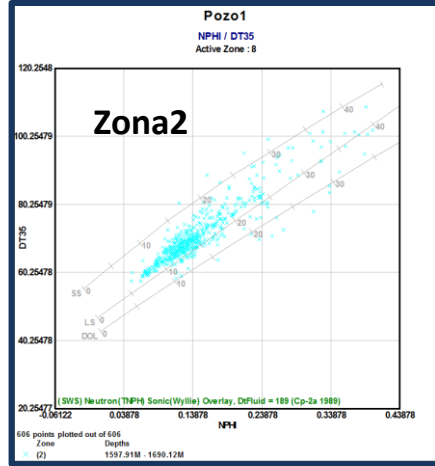
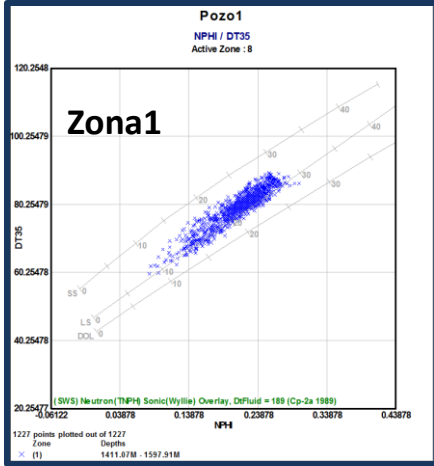


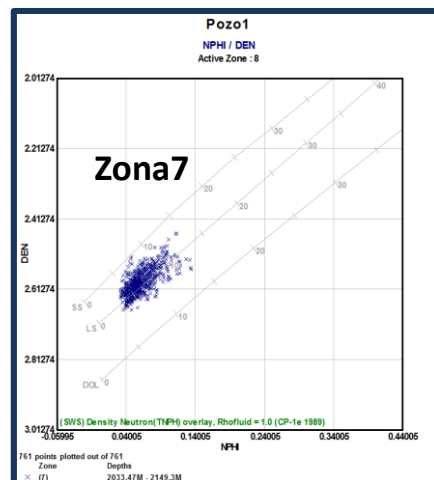
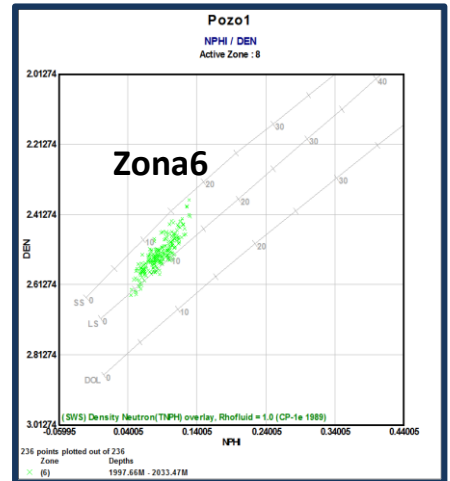
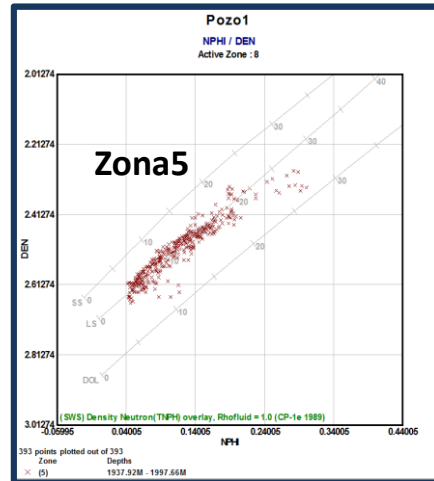
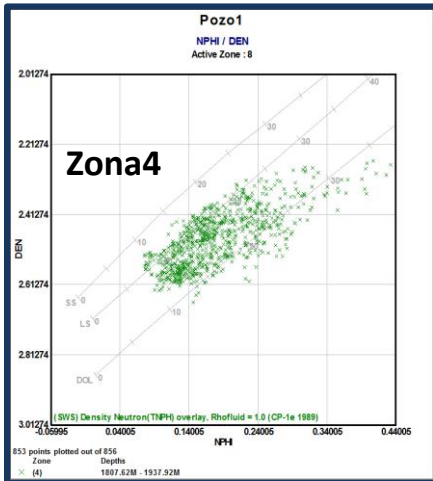
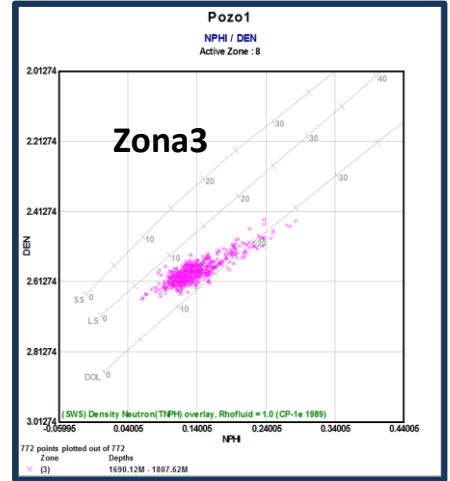
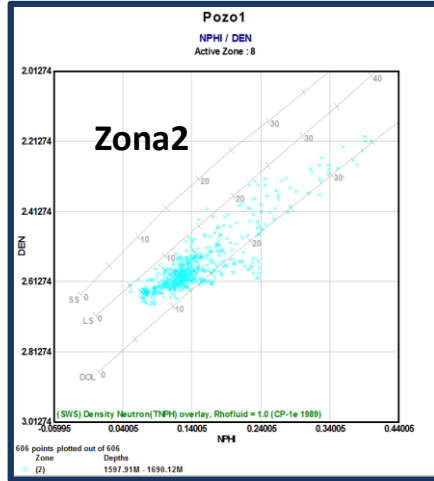
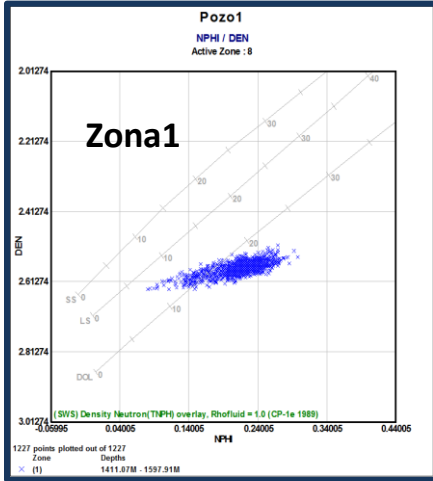
Figura B12. Registro interpretado del Pozo 12

ANEXO C. CROSSPLOT DE LOS POZOS

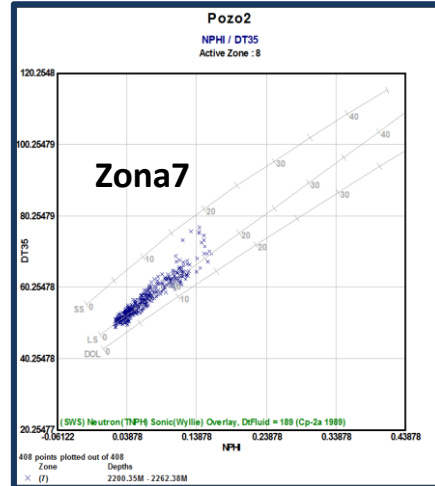
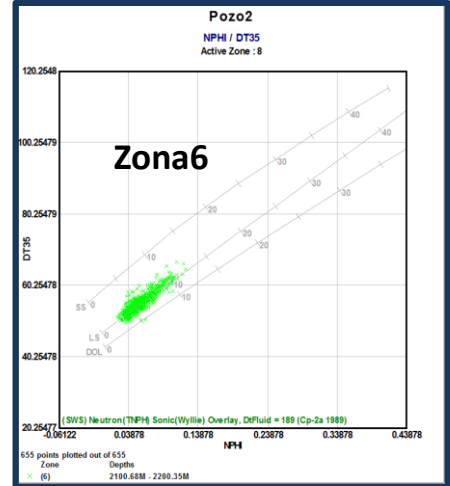
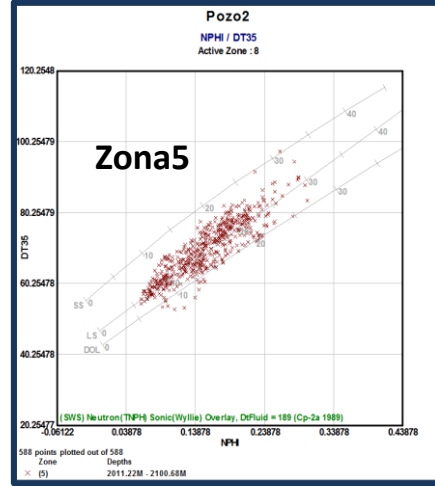
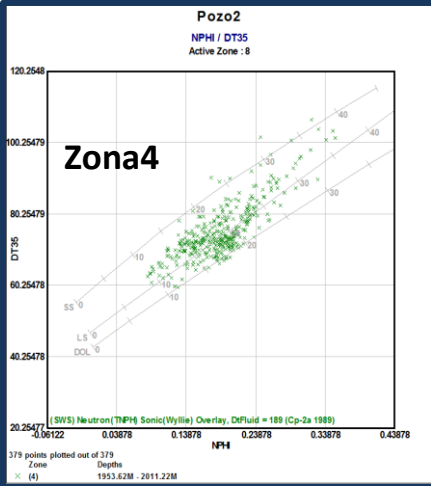
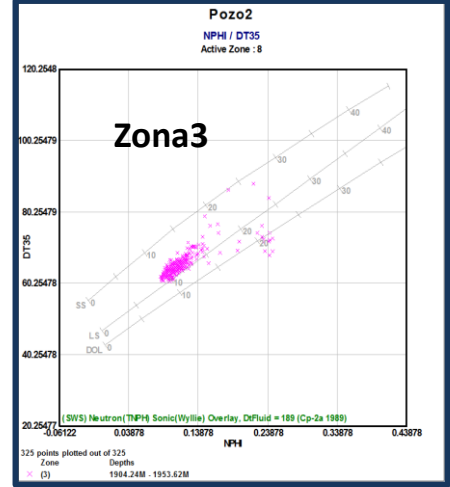
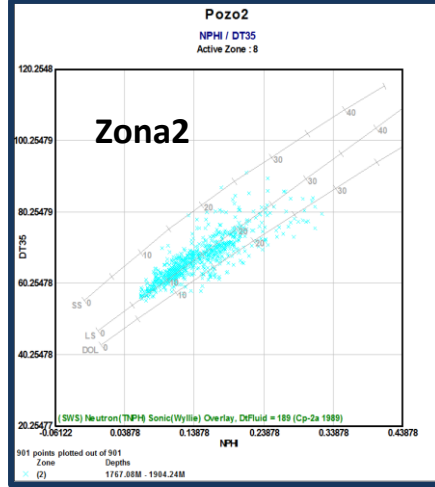
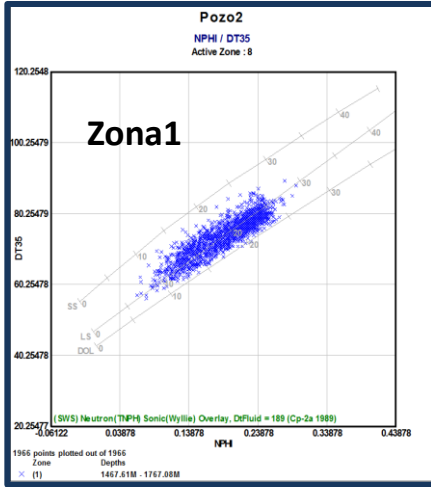
POZO 1 Crossplot (PHI-DT)



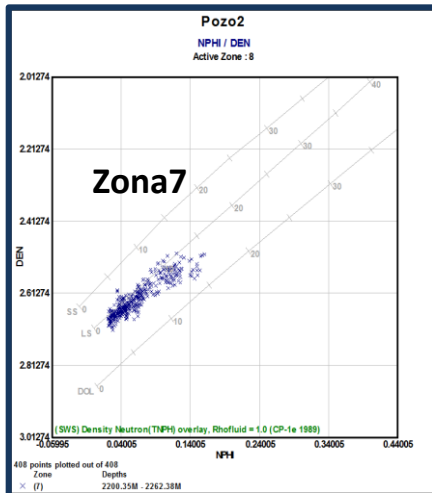
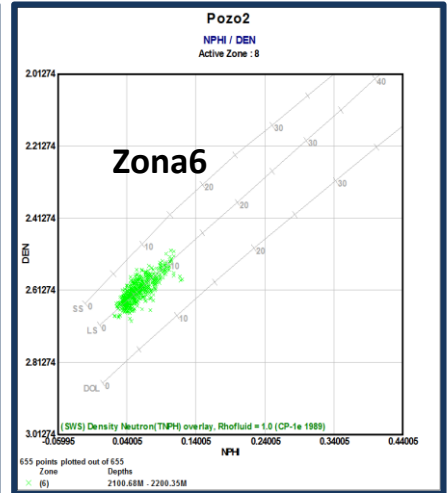
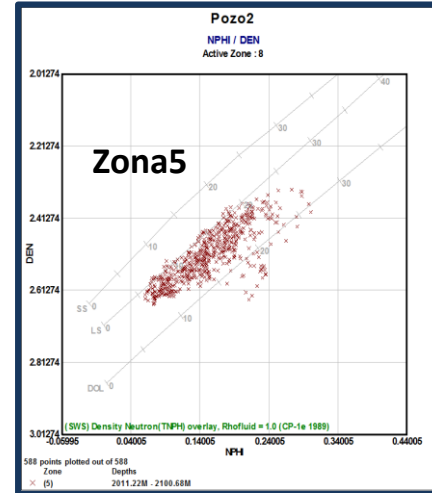
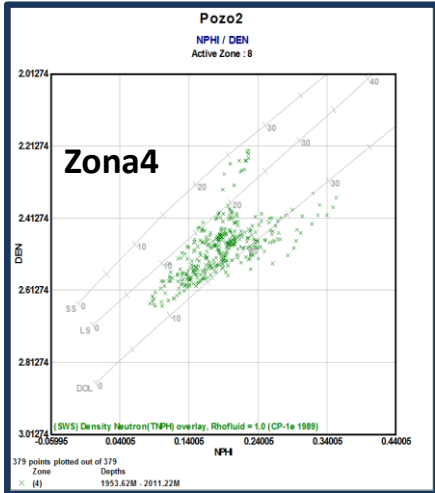
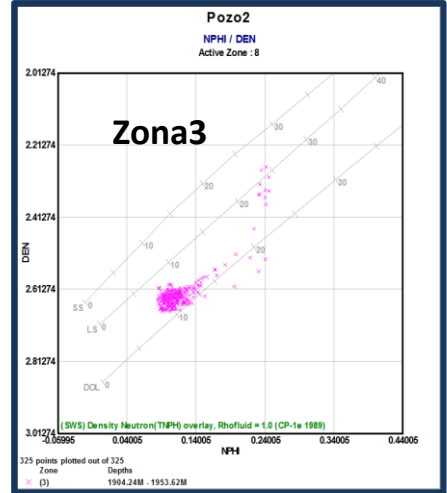
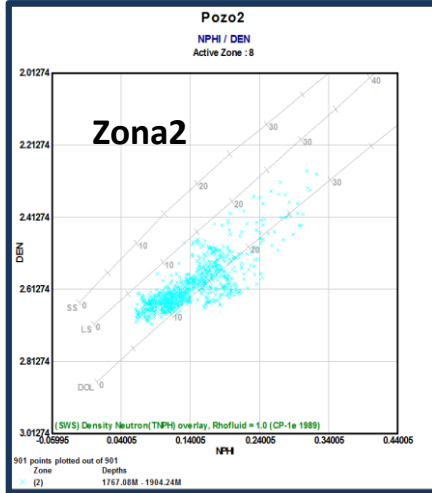
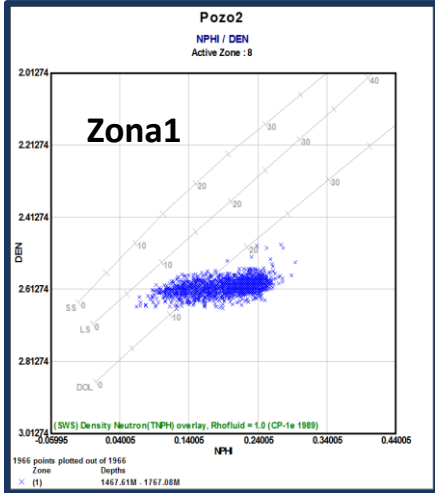
POZO 1 Crossplot (PHI-DEN)



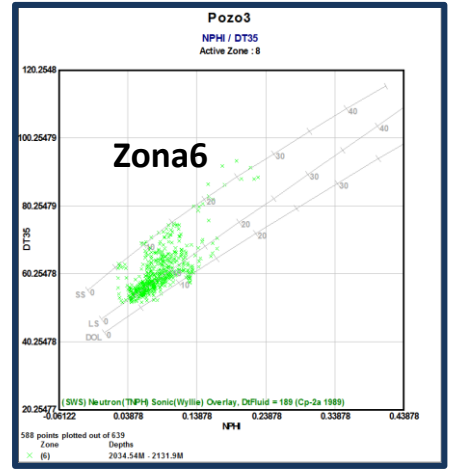
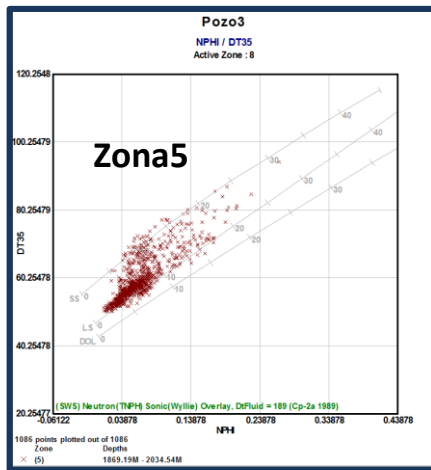
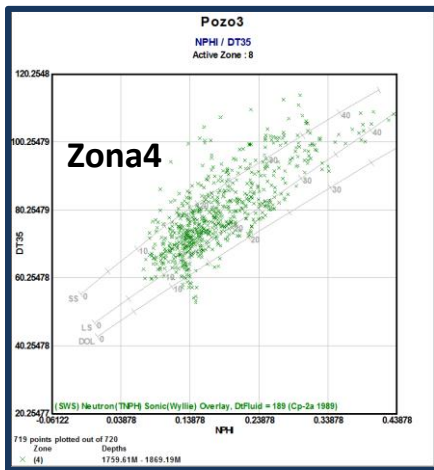
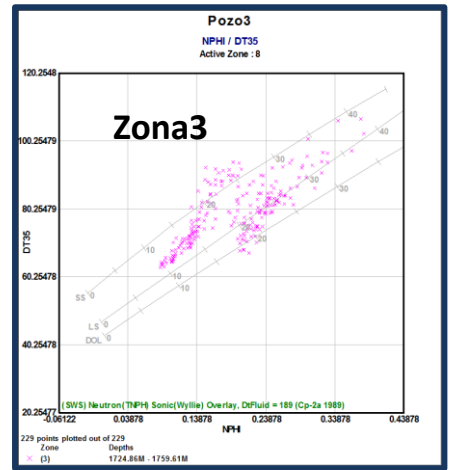
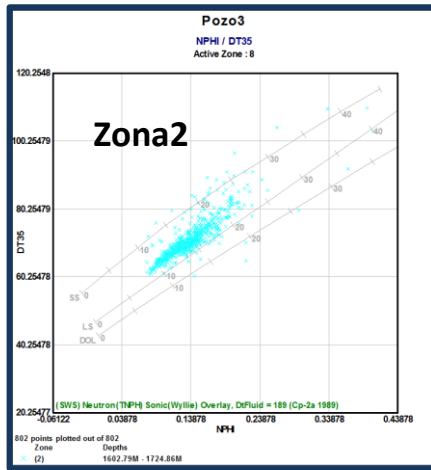
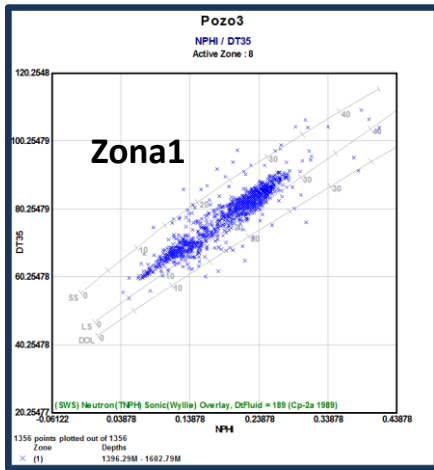
POZO 2 Crossplot (PHI-DT)



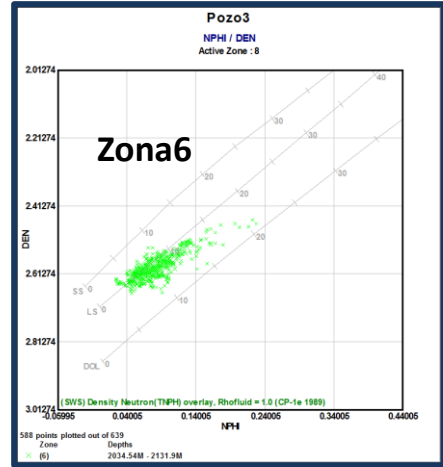
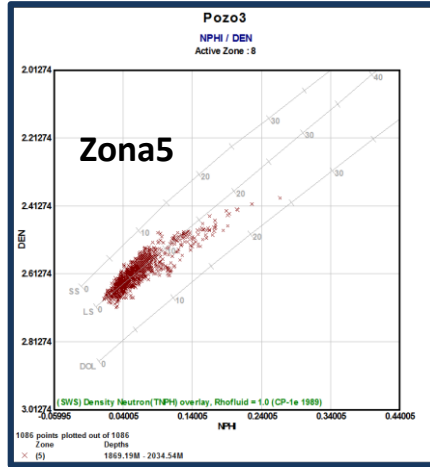
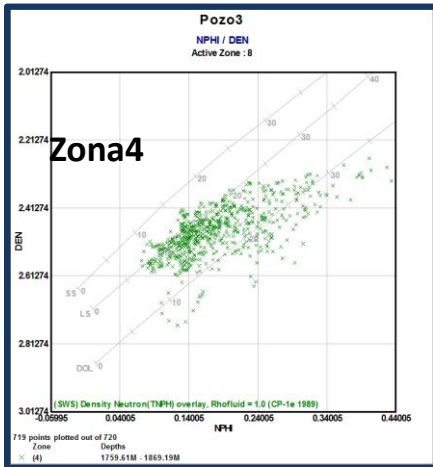
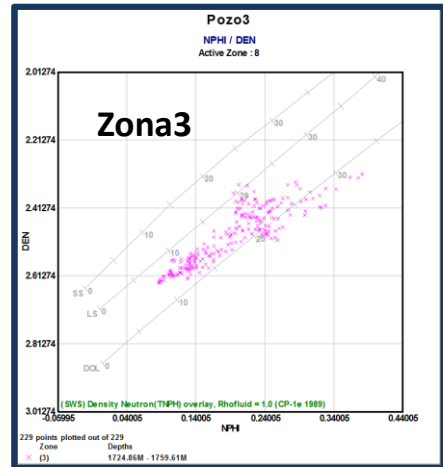
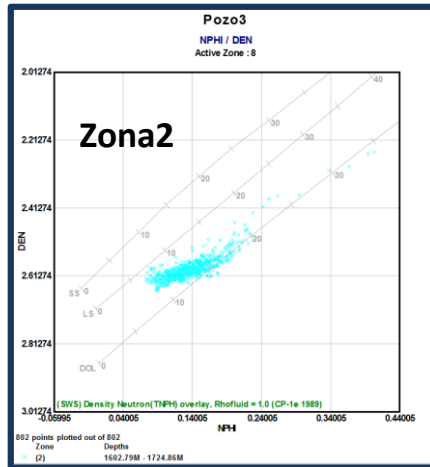
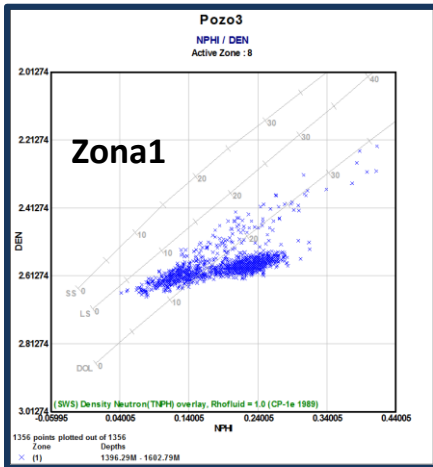
POZO 2 Crossplot (PHI-DEN)



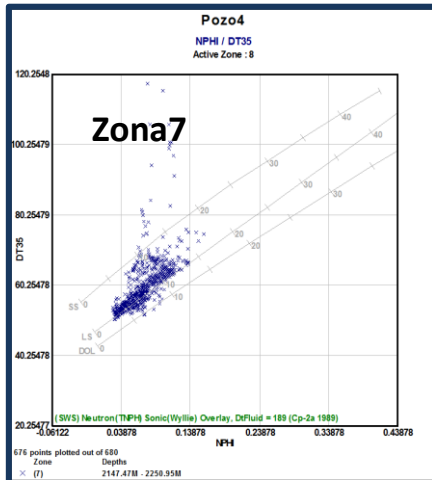
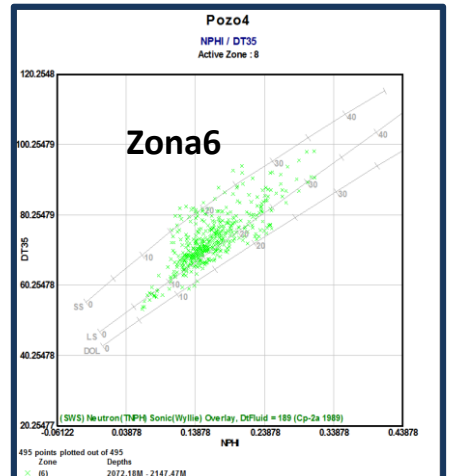
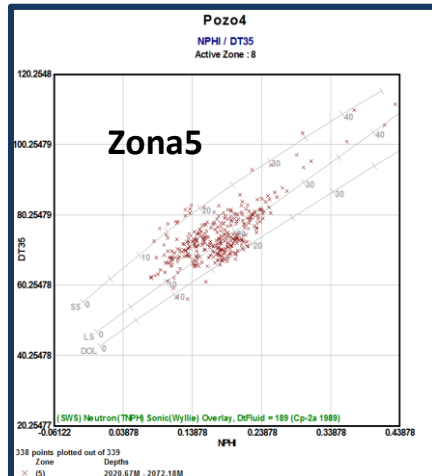
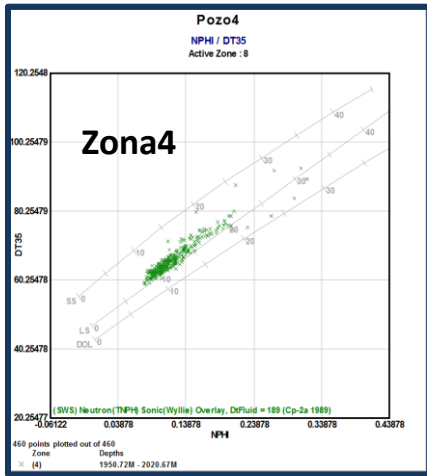
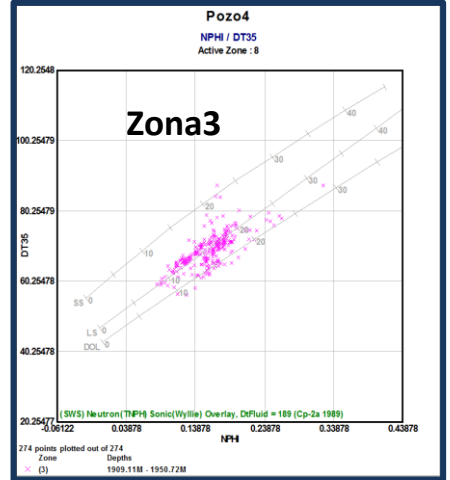
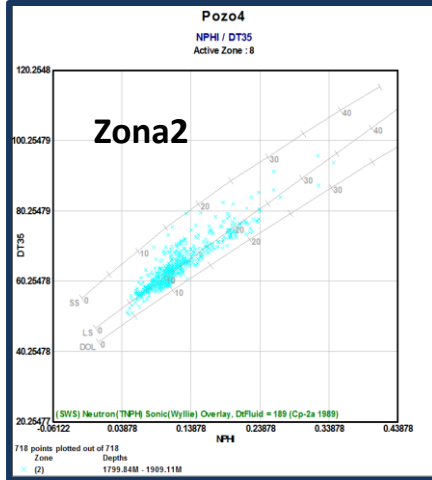
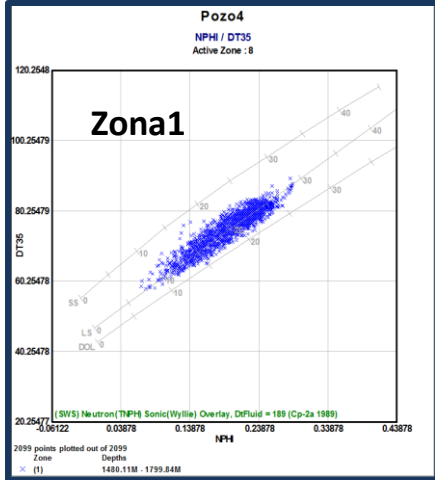
POZO 3 Crossplot (PHI-DT)



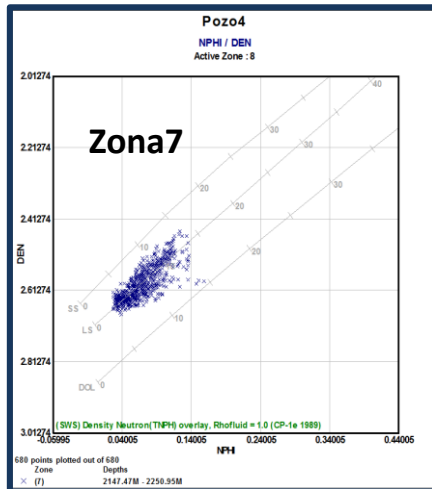
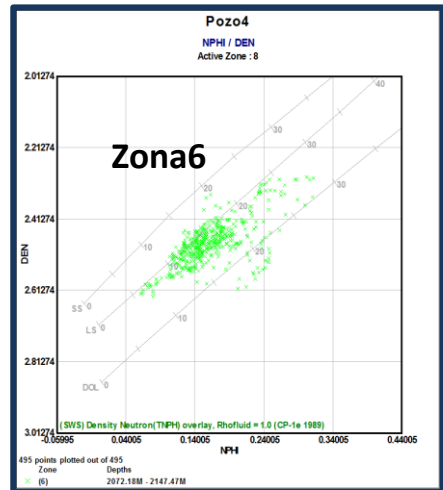
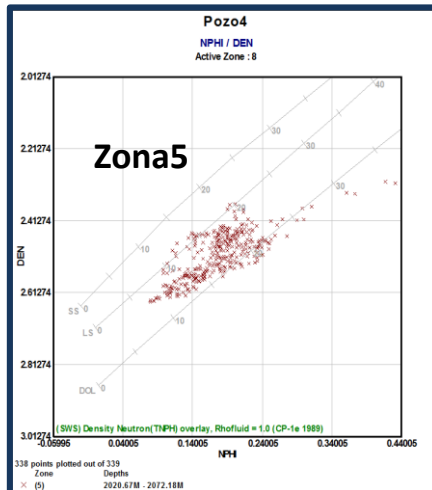
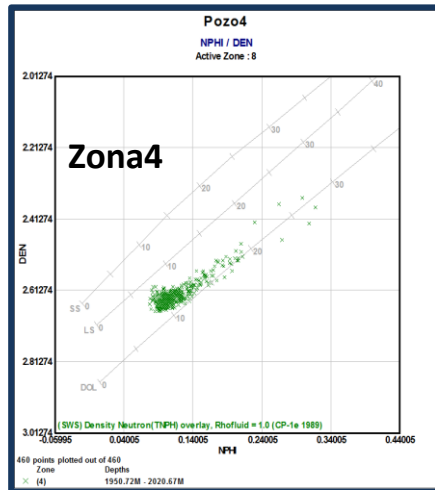
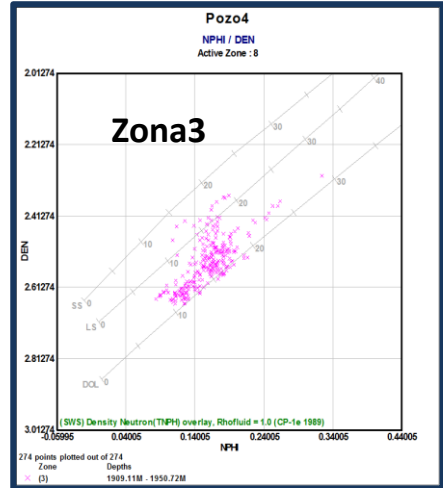
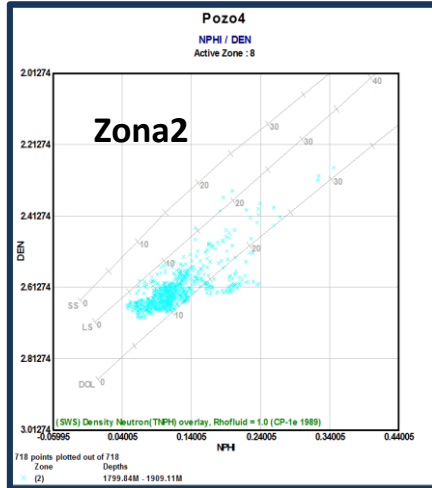
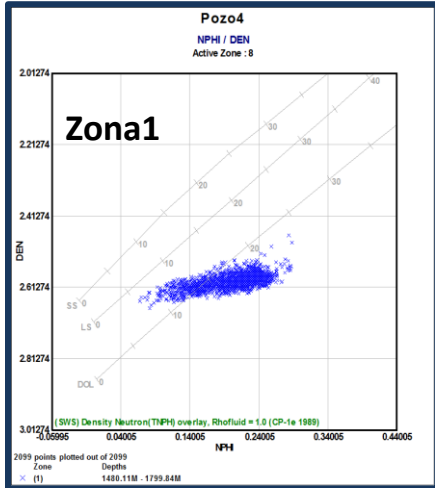
POZO 3 Crossplot (PHI-DEN)



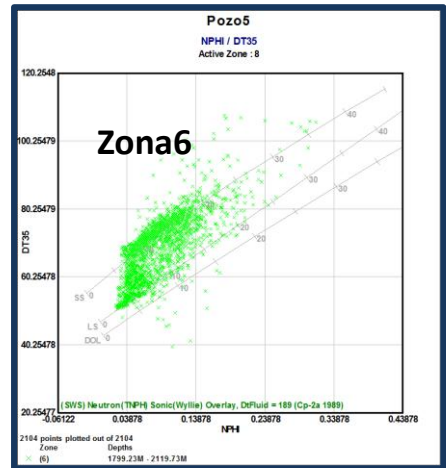
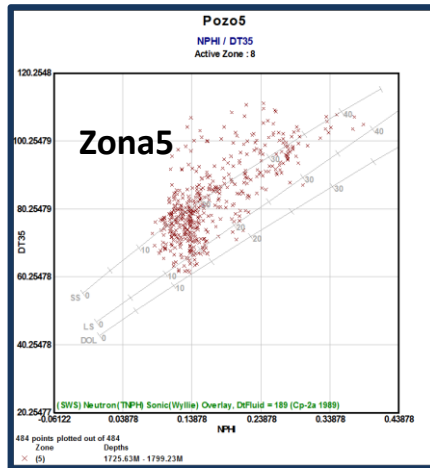
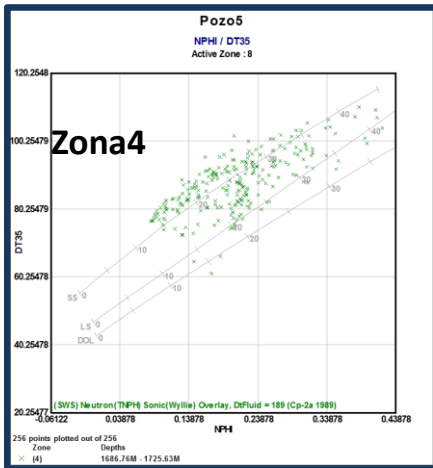
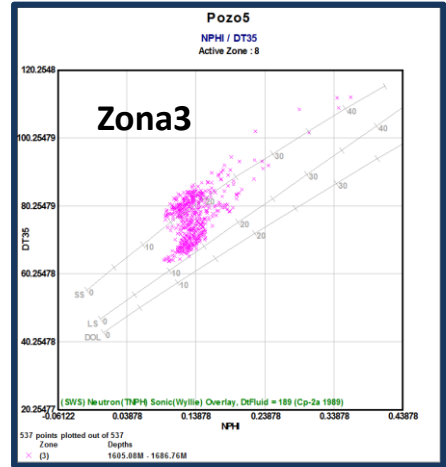
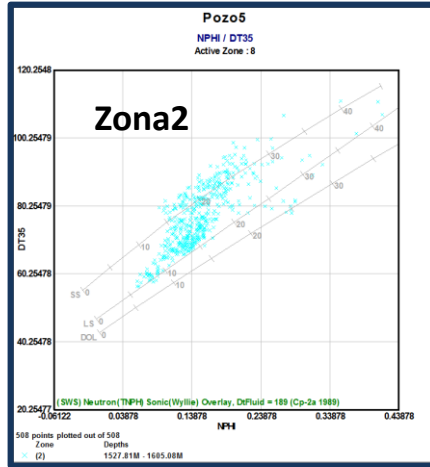
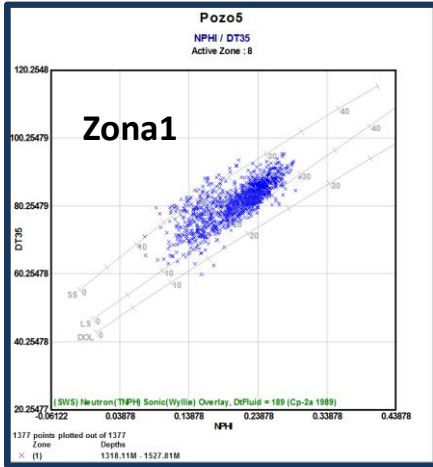
POZO 4 Crossplot (PHI-DT)



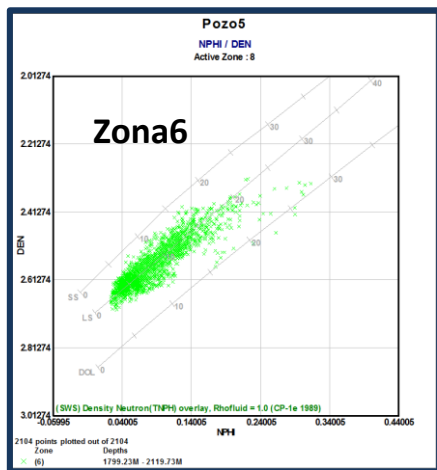
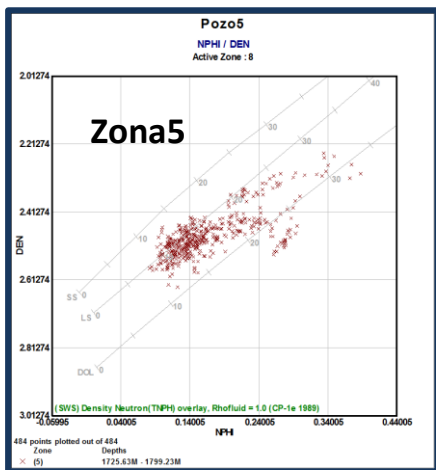
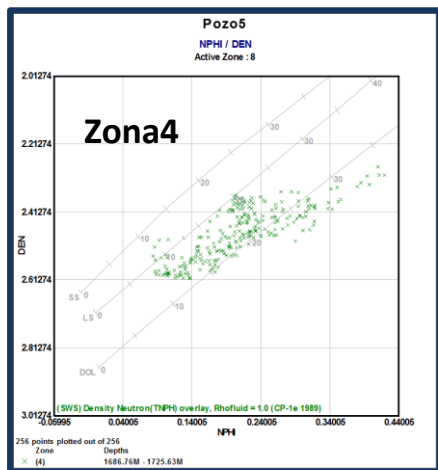
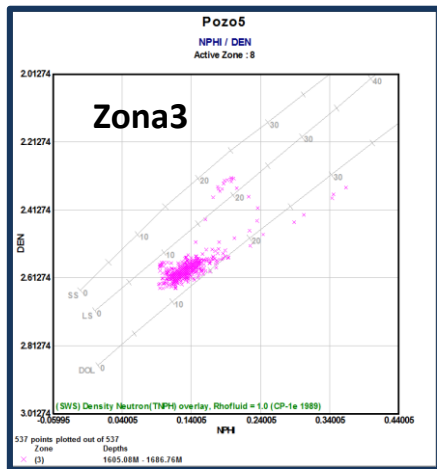
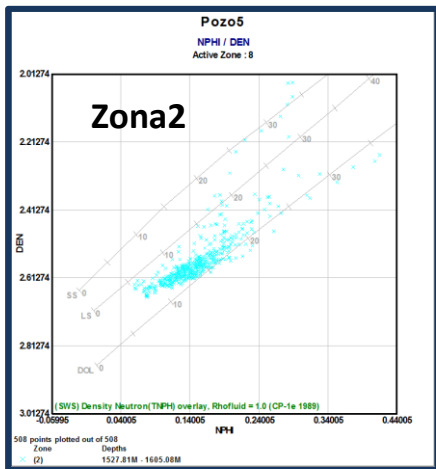
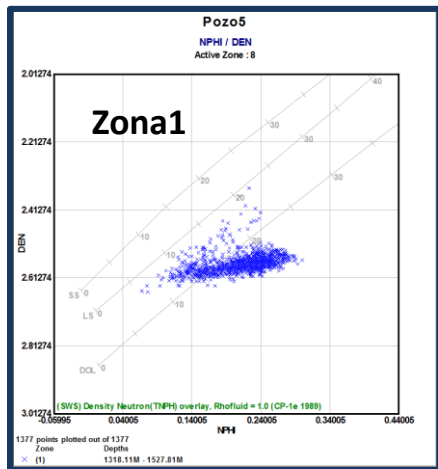
POZO 4 Crossplot (PHI-DEN)



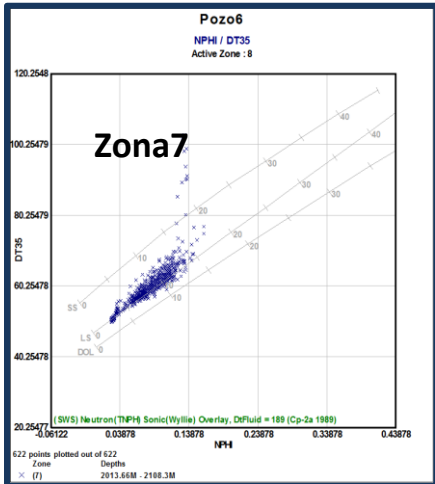
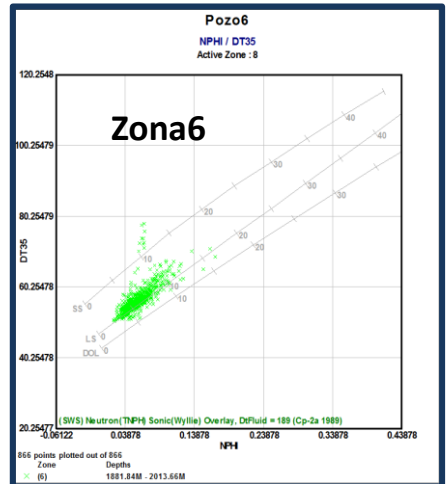
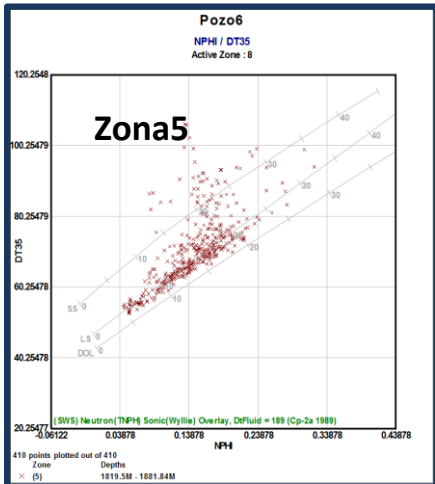
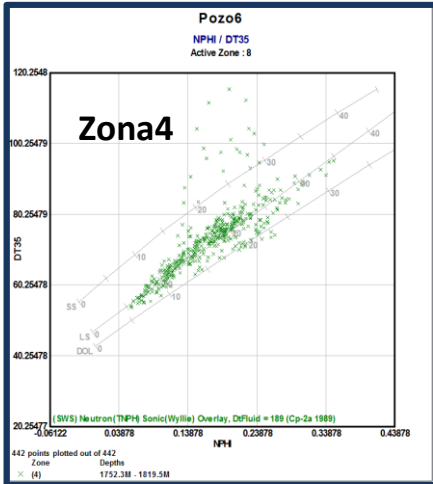
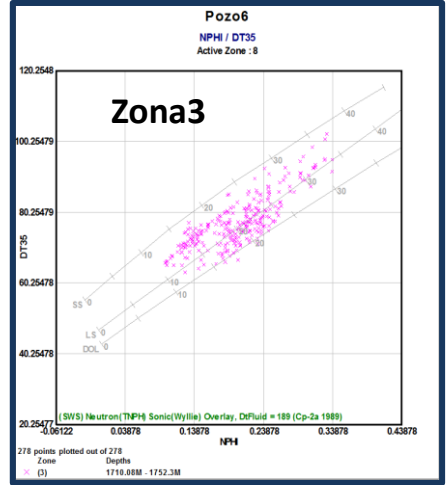
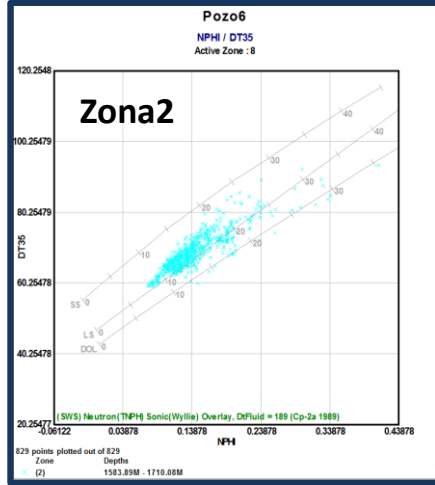
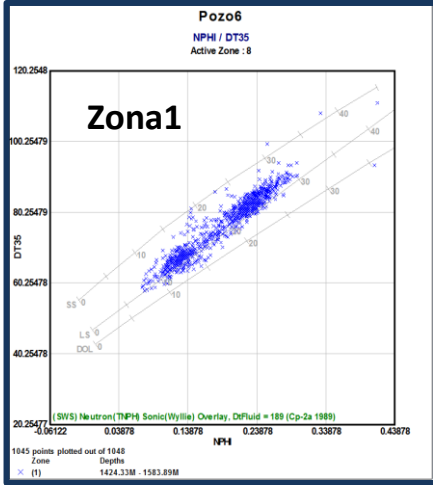
POZO 5 Crossplot (PHI-DT)



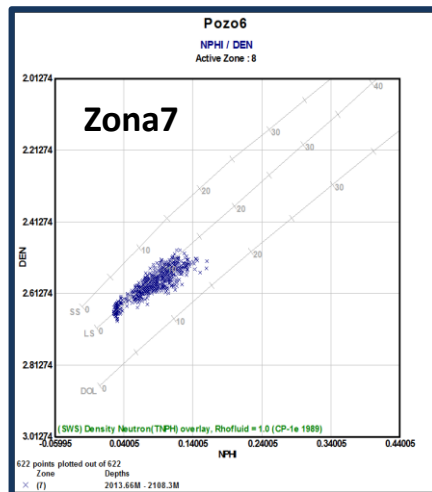
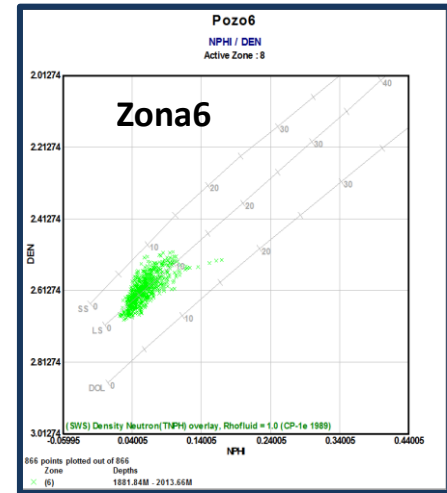
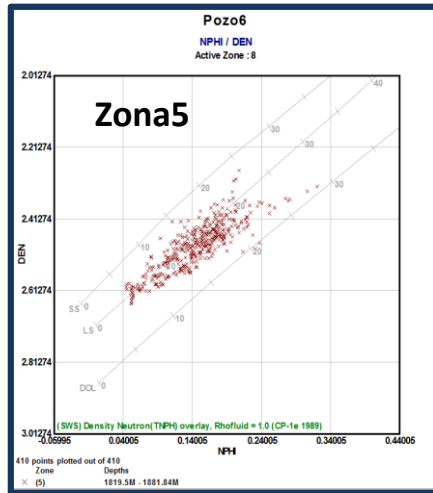
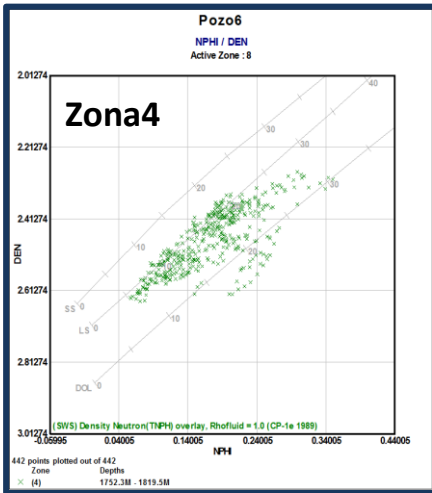
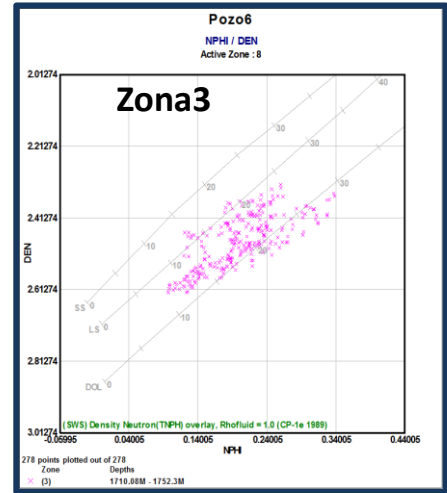
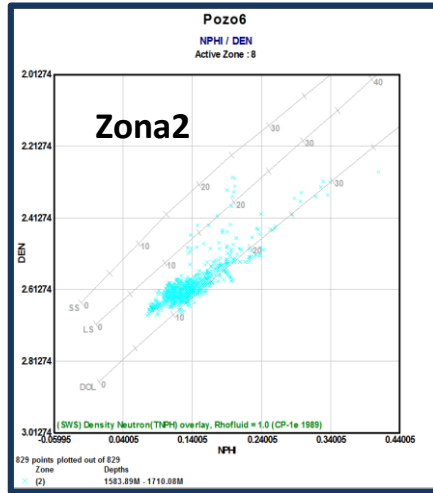
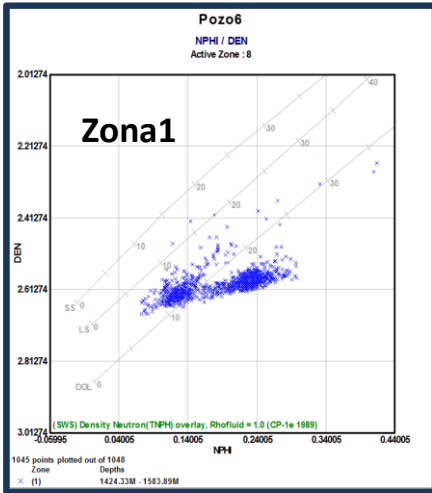
POZO 5 Crossplot (PHI-DEN)



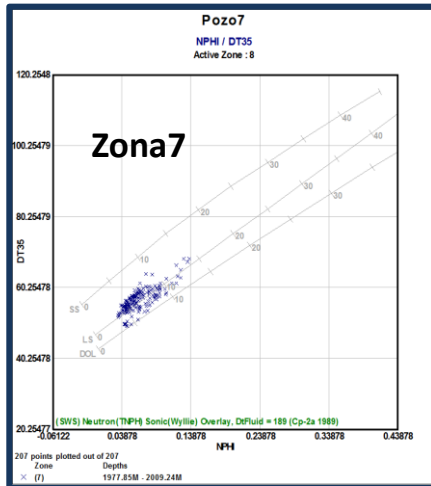
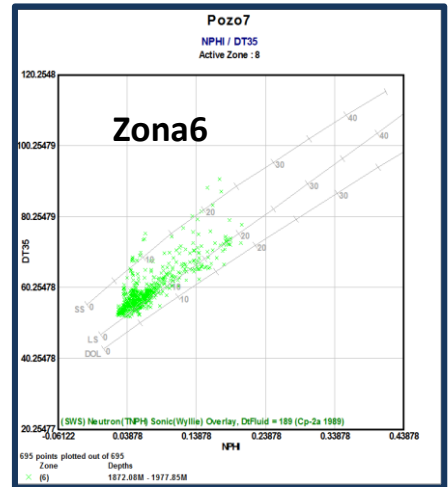
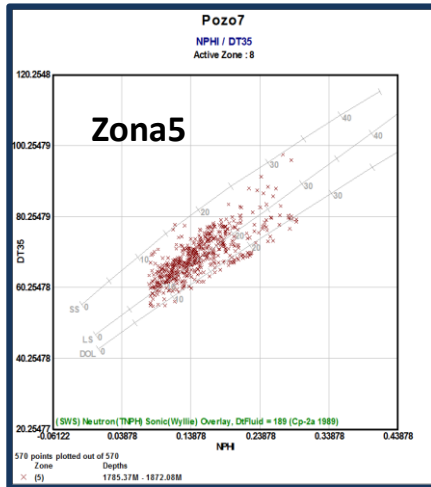
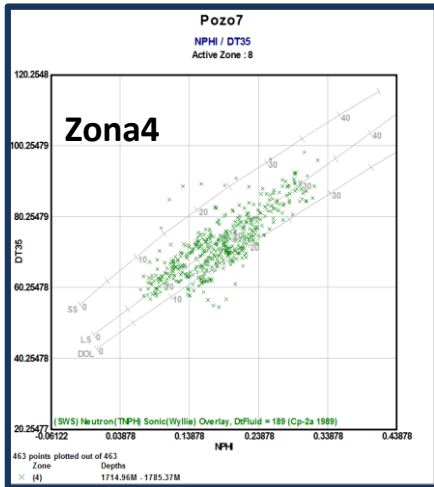
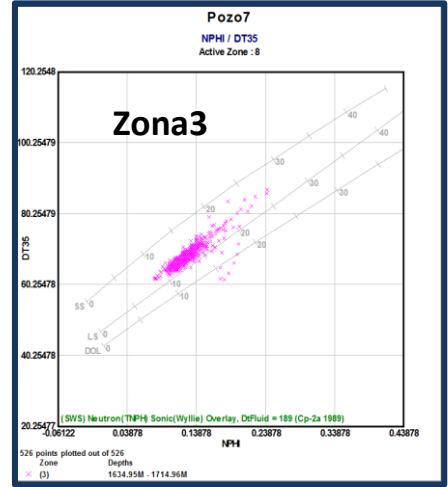
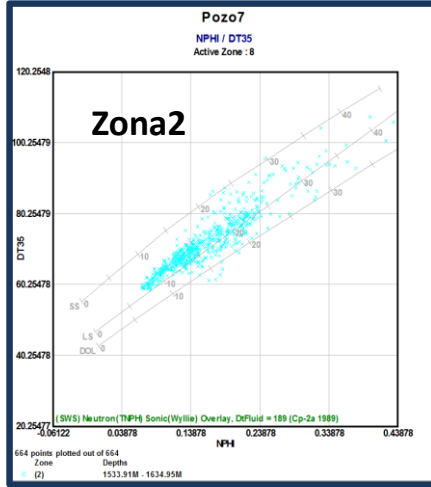
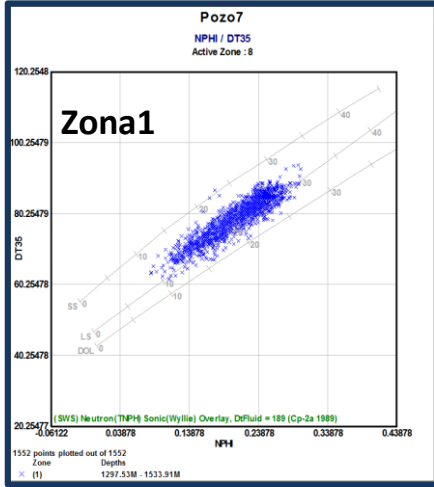
POZO 6 Crossplot (PHI-DT)



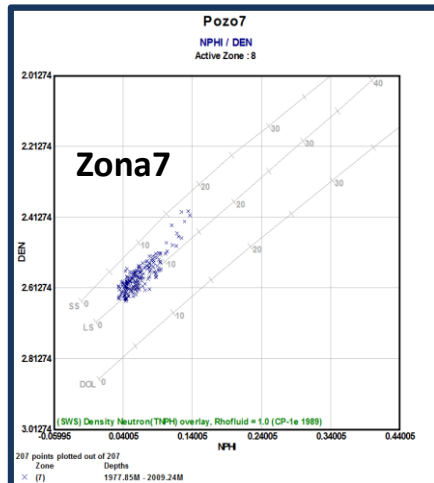
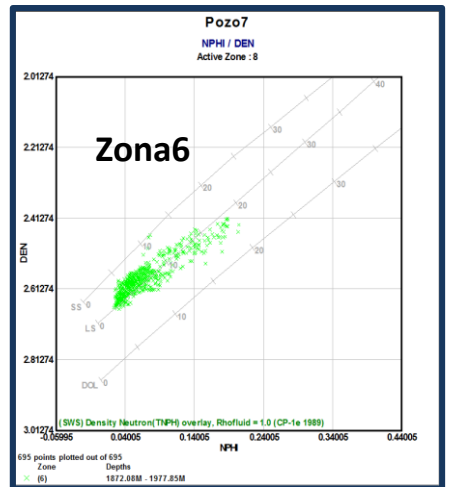
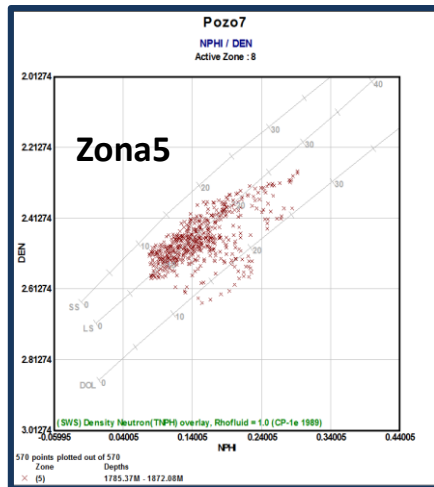
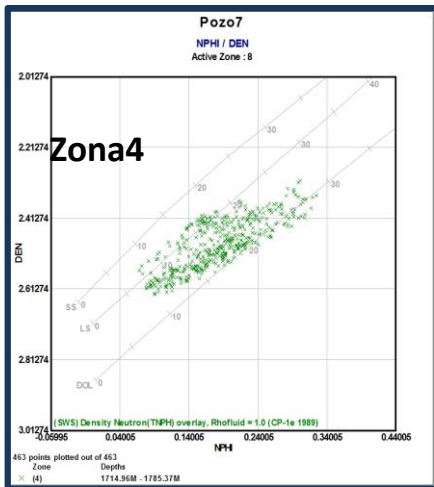
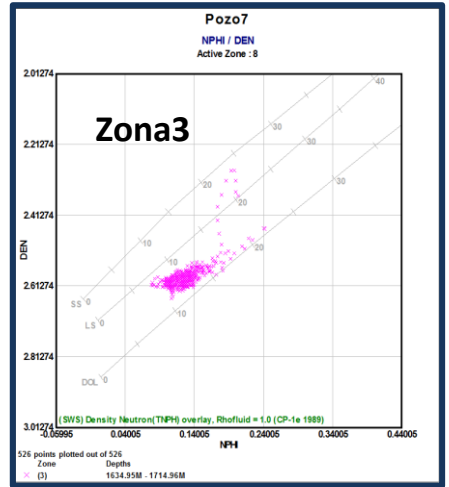
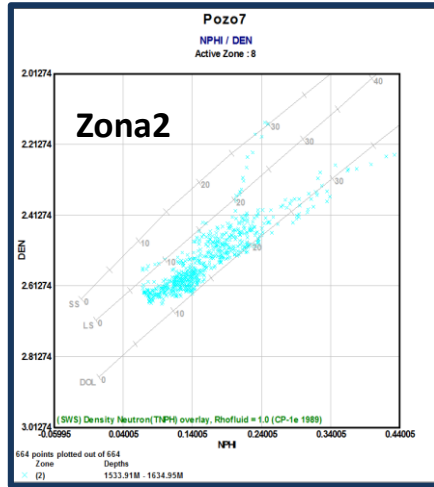
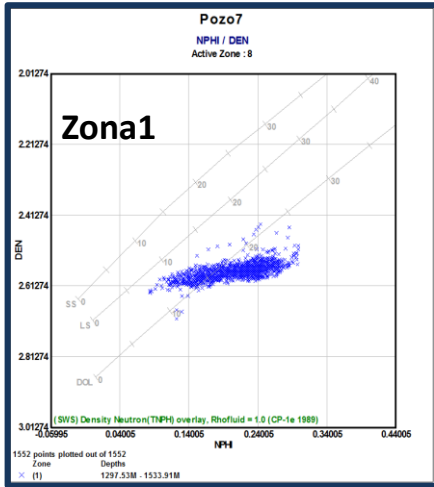
POZO 6 Crossplot (PHI-DEN)



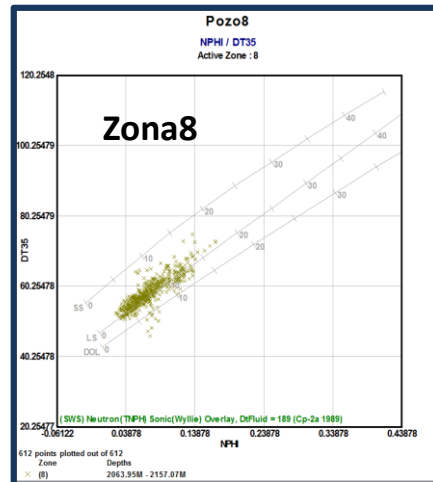
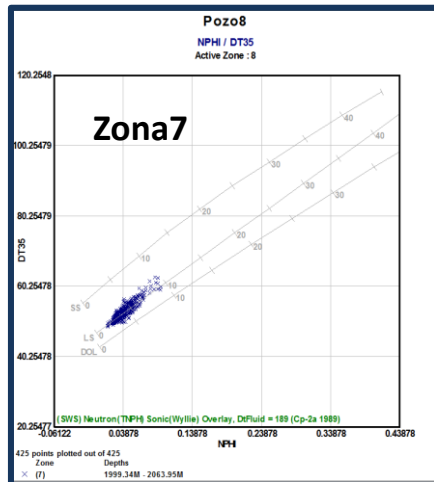
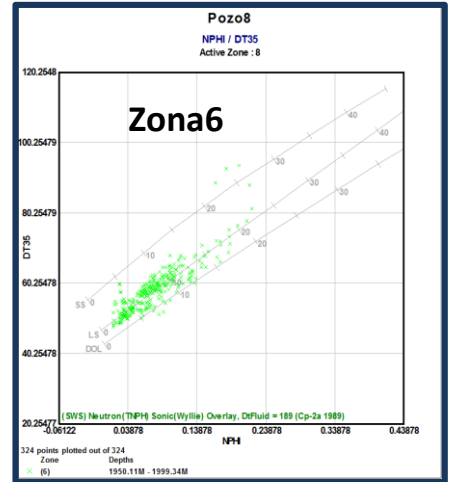
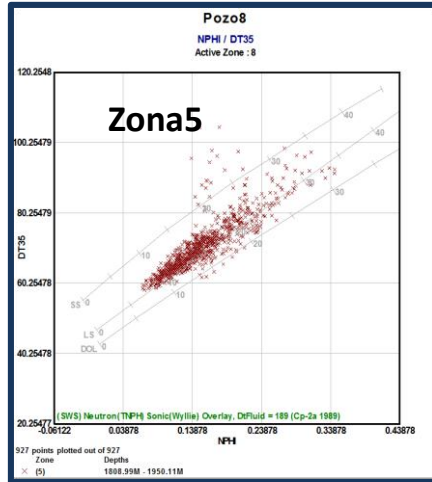
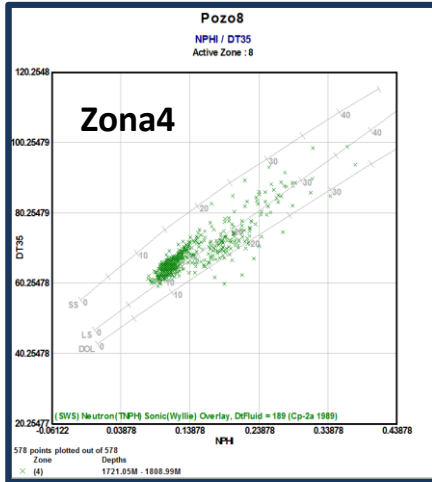
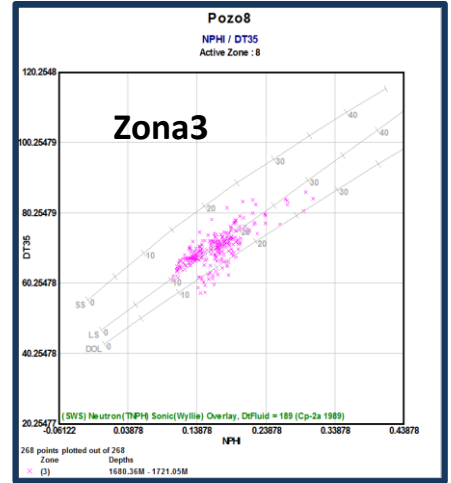
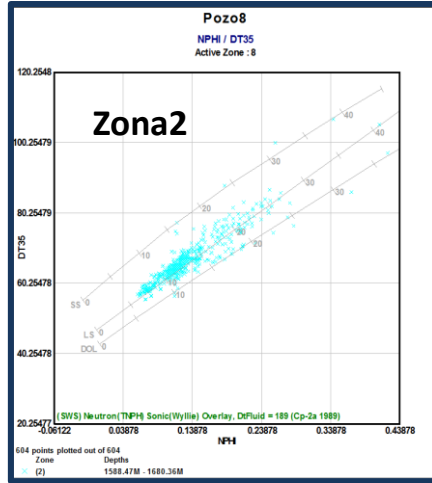
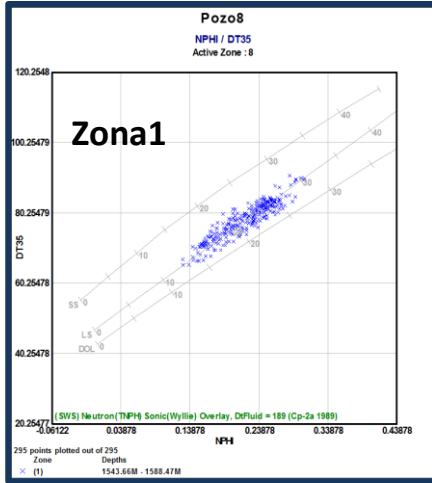
POZO 7 Crossplot (PHI-DT)



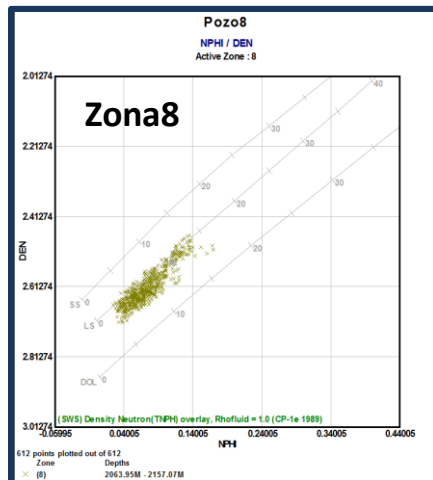
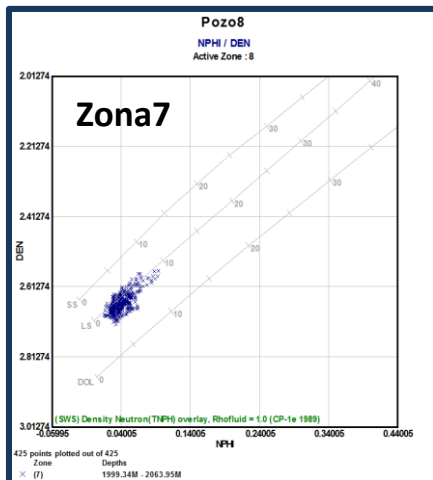
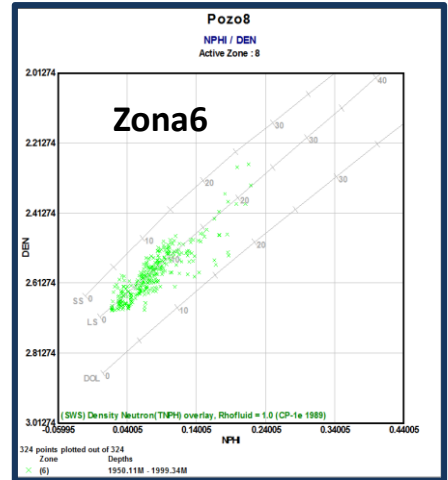
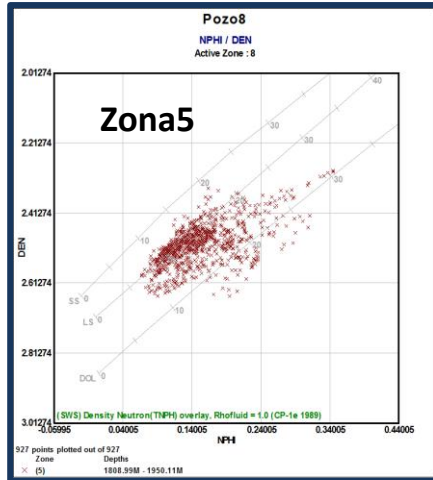
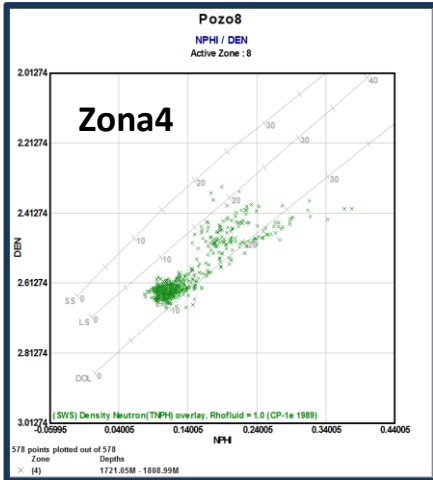
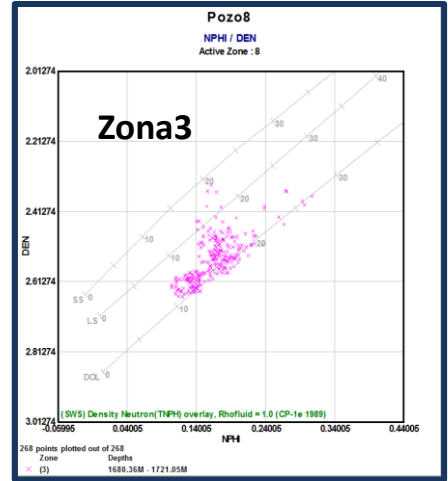
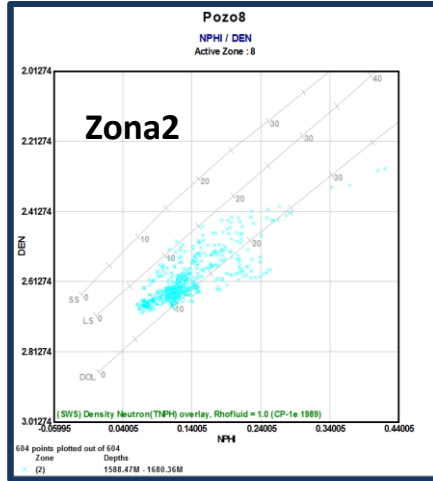
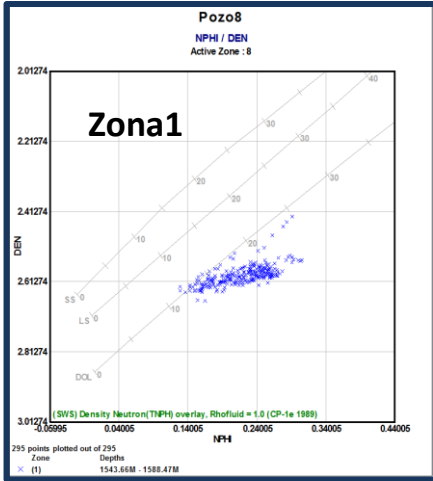
POZO 7 Crossplot (PHI-DEN)



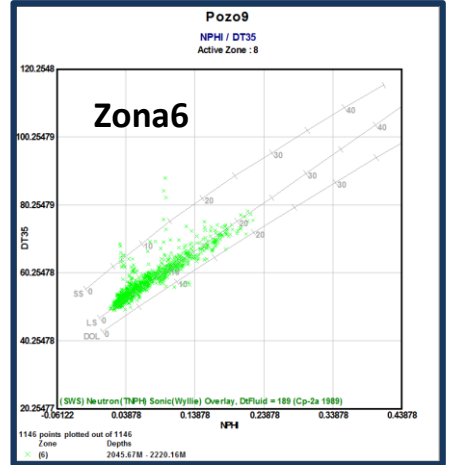
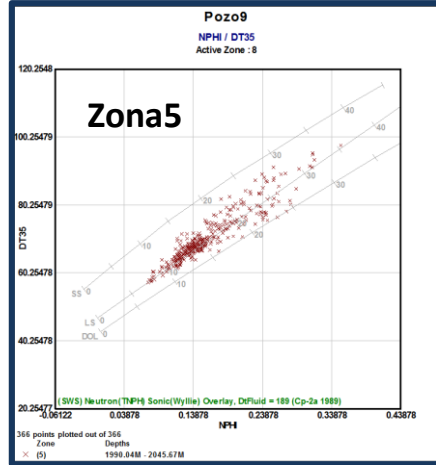
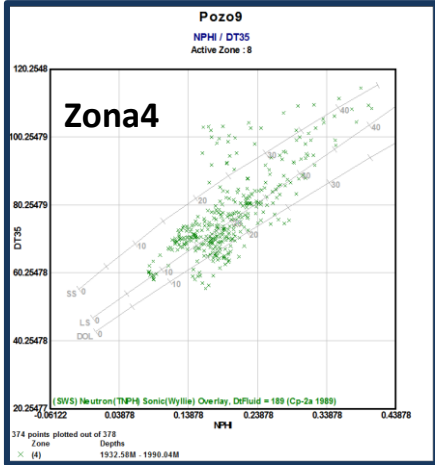
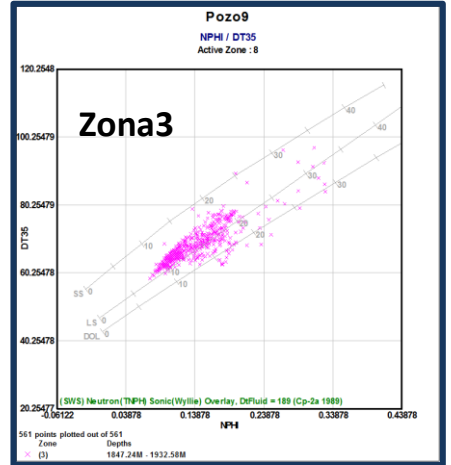
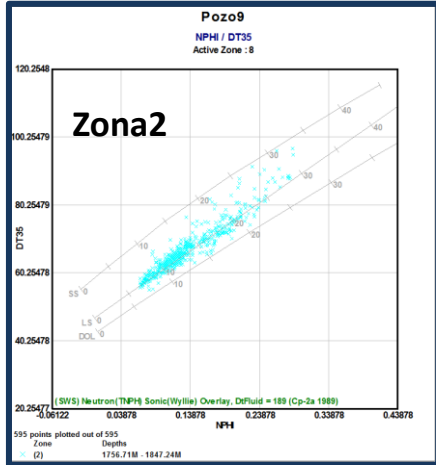
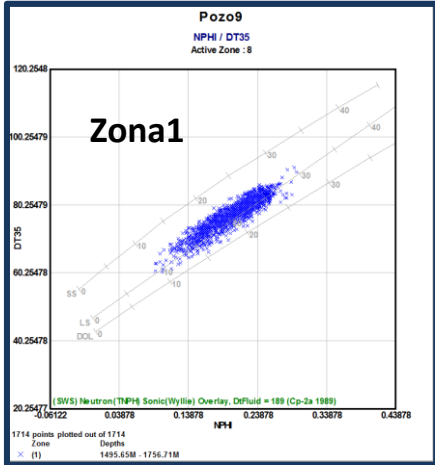
POZO 8 Crossplot (PHI-DT)



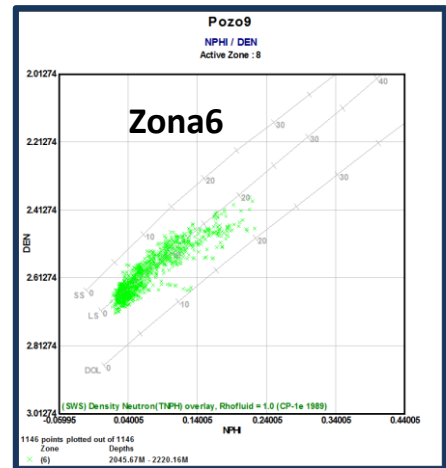
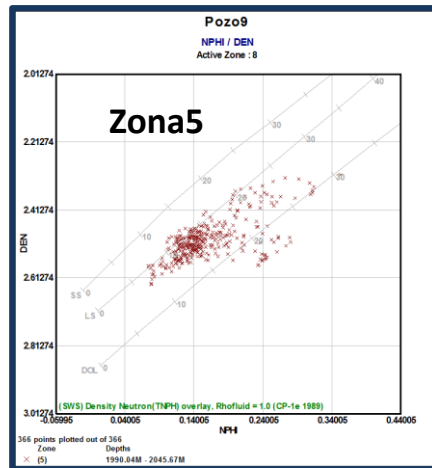
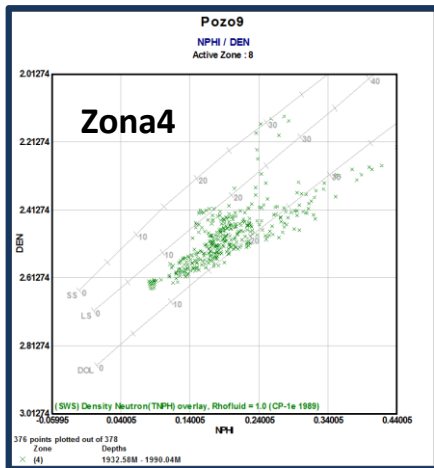
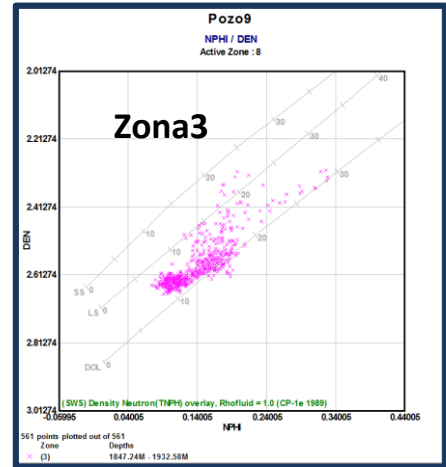
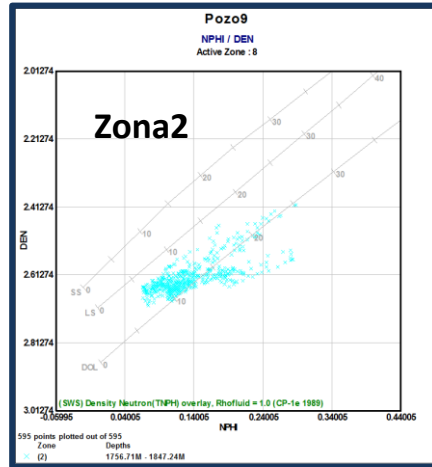
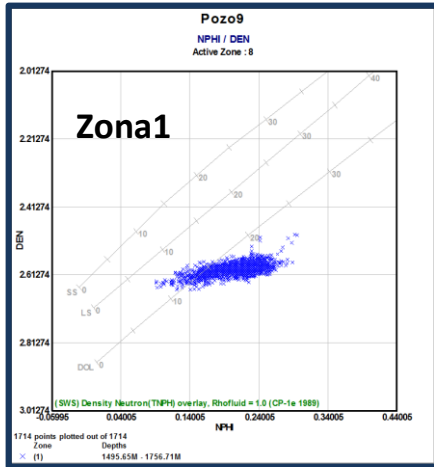
POZO 8 Crossplot (PHI-DEN)



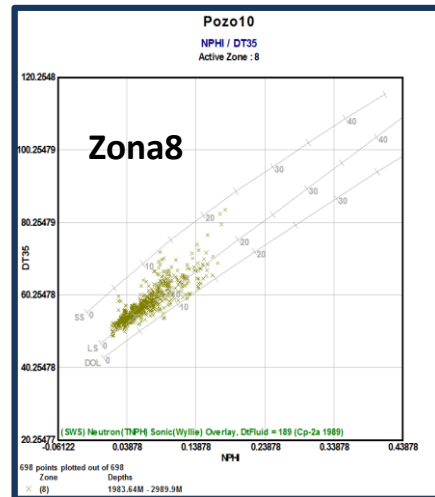
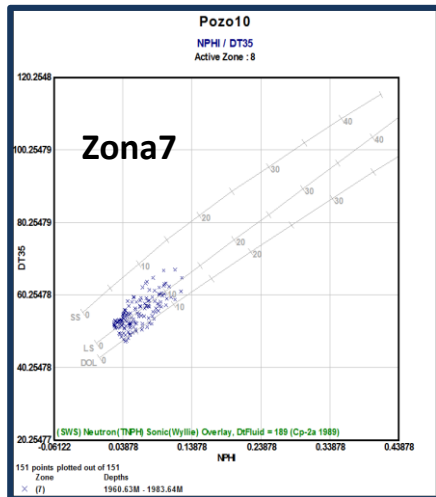
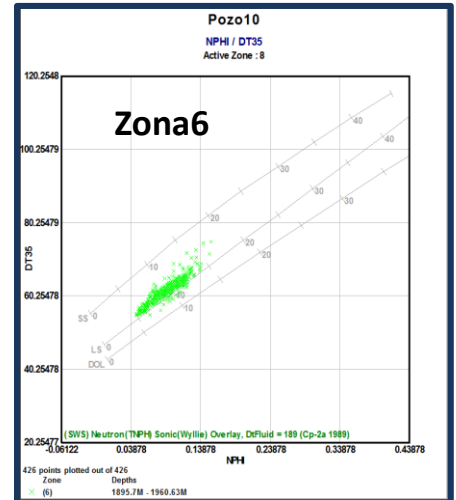
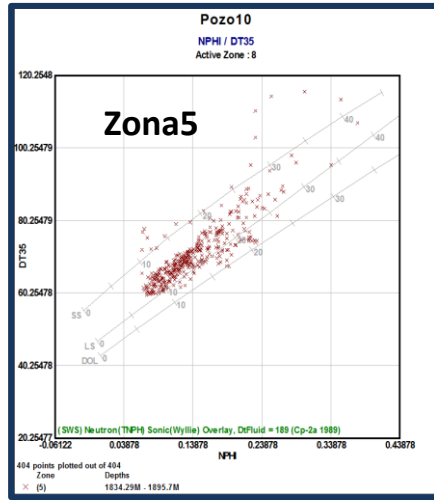
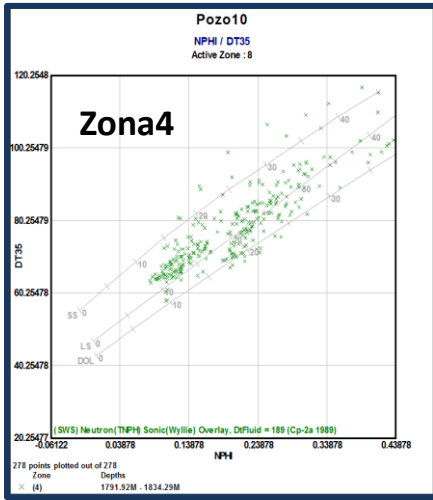
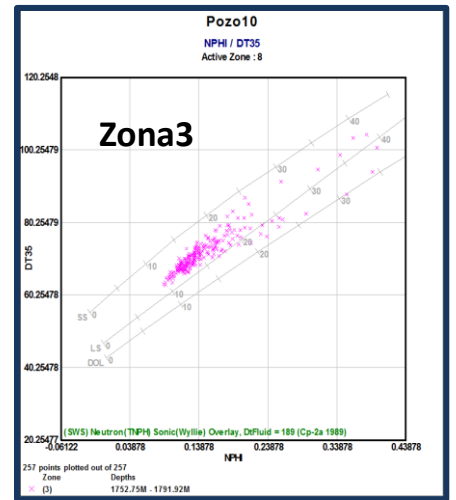
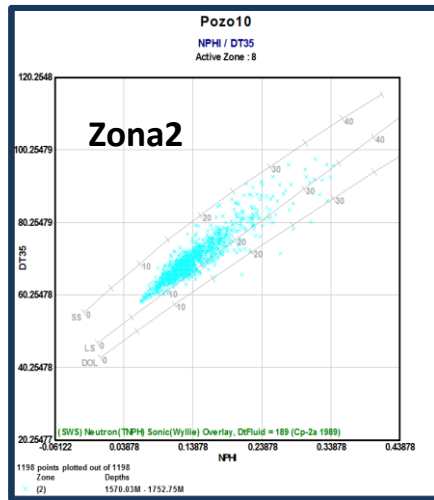
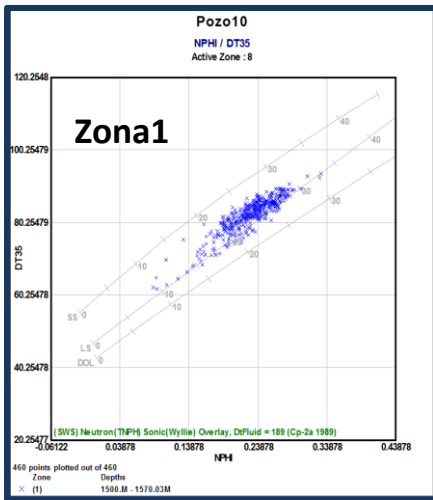
POZO 9 Crossplot (PHI-DT)



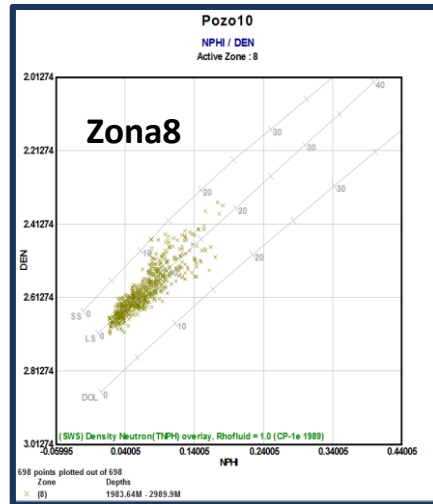
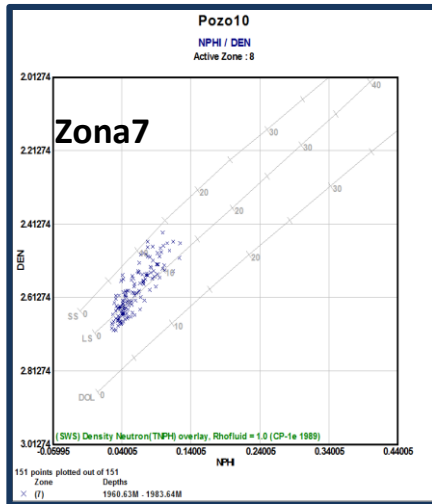
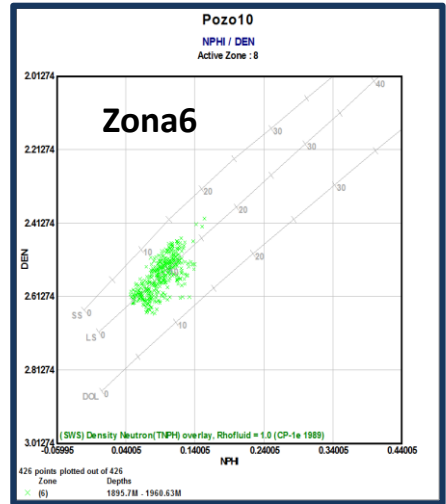
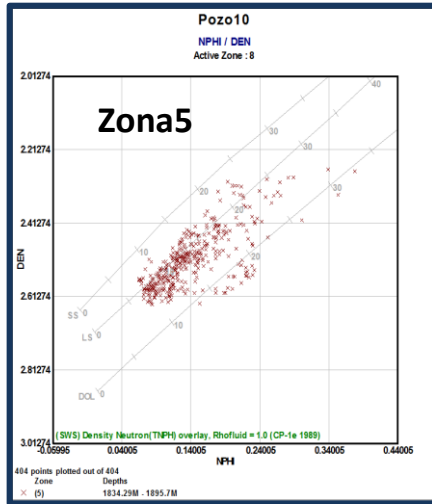
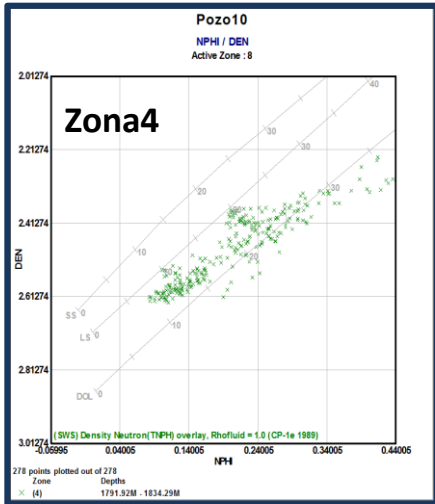
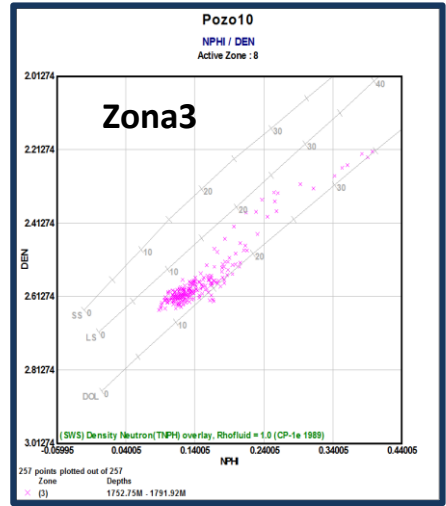
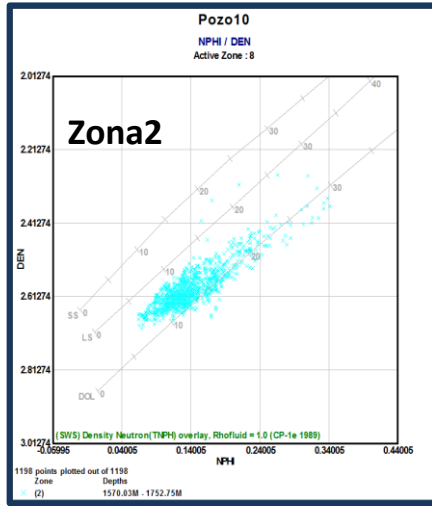
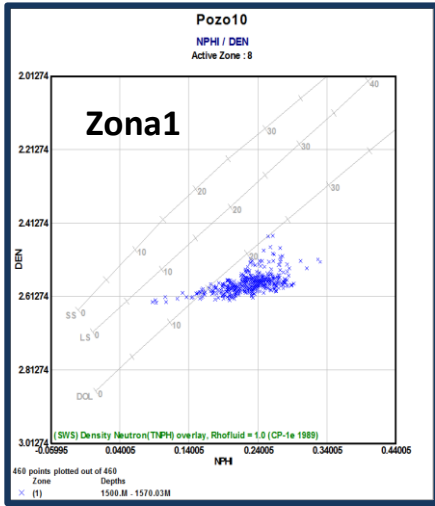
POZO 9 Crossplot (PHI-DEN)



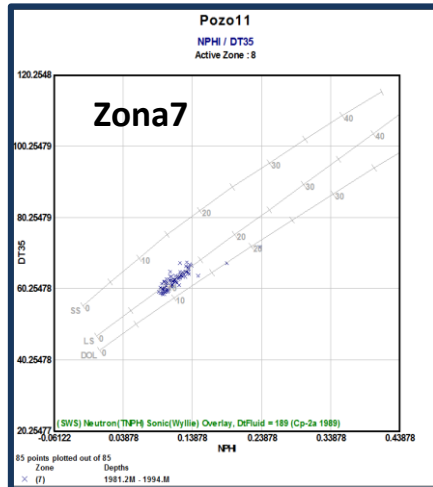
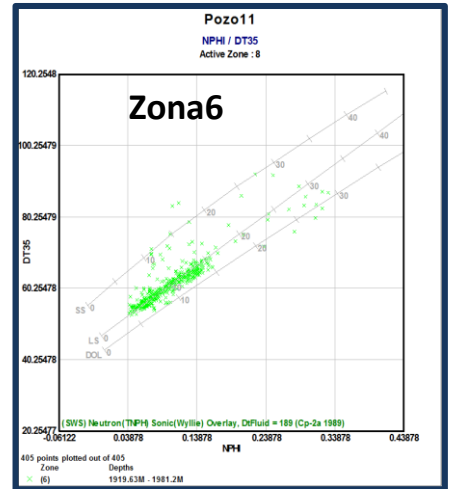
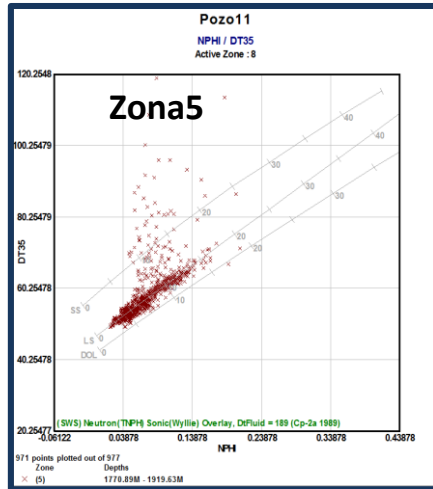
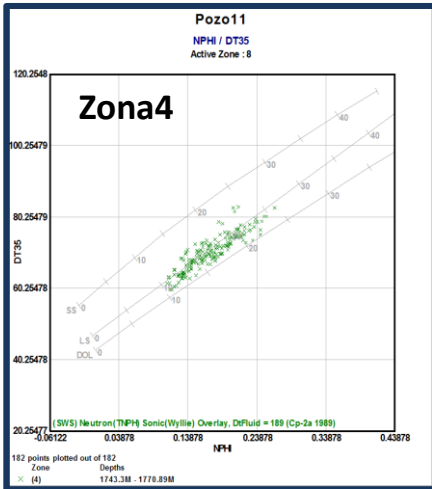
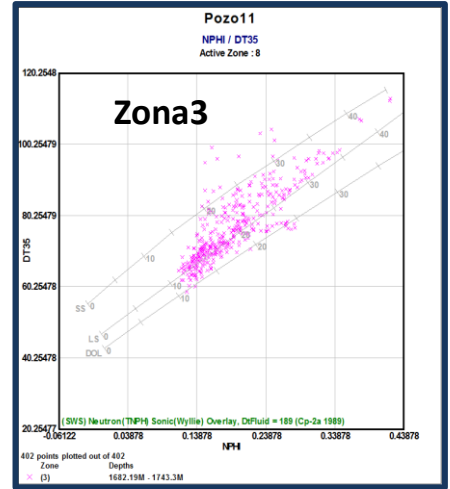
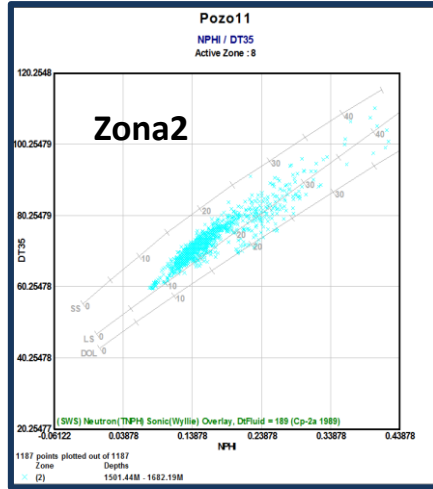
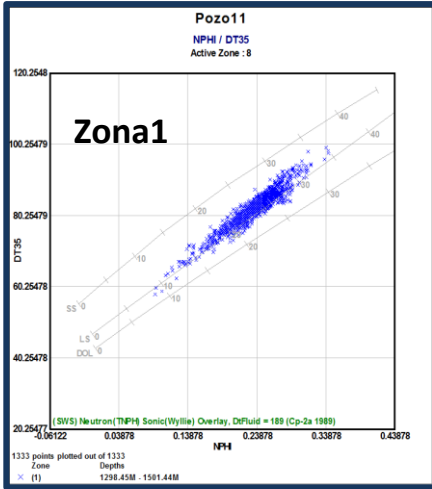
POZO 10 Crossplot (PHI-DT)



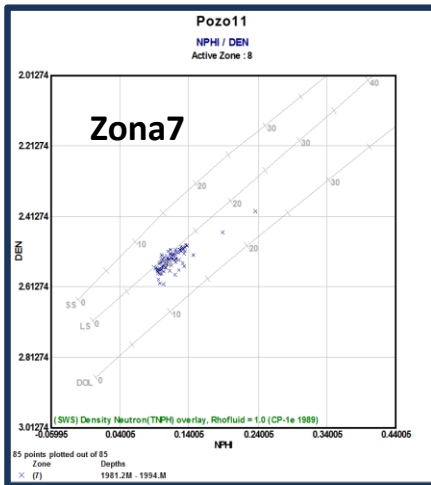
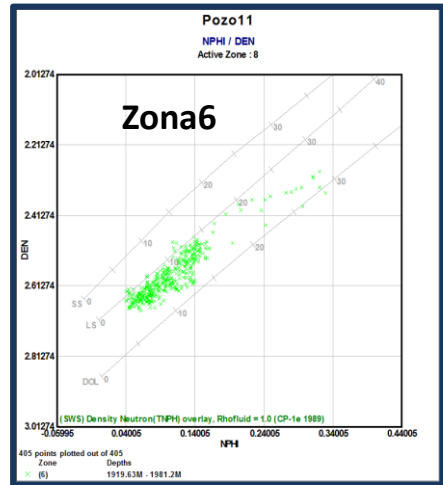
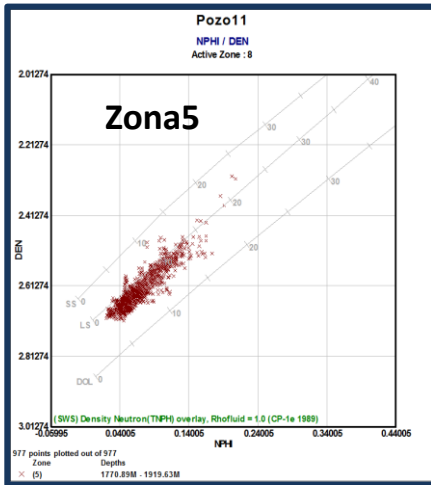
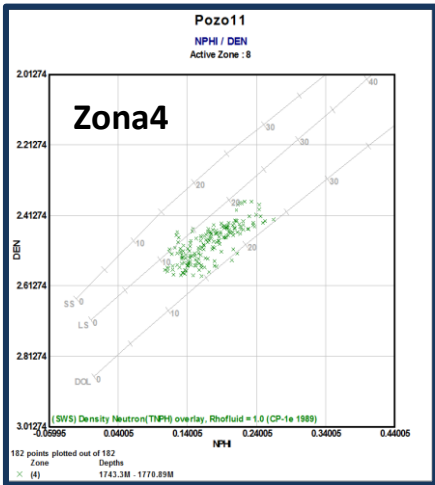
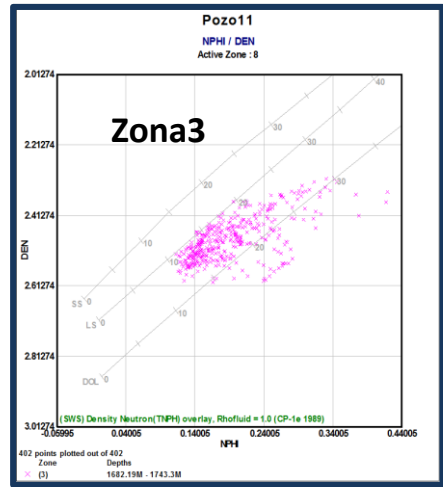
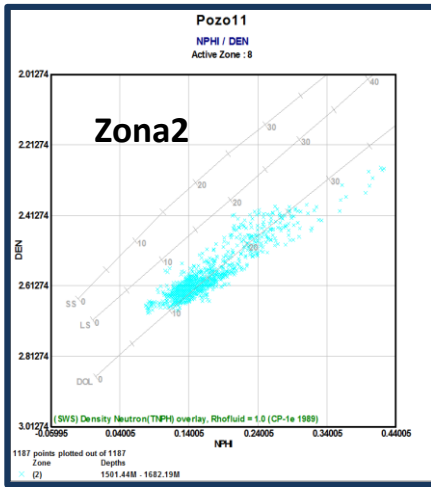
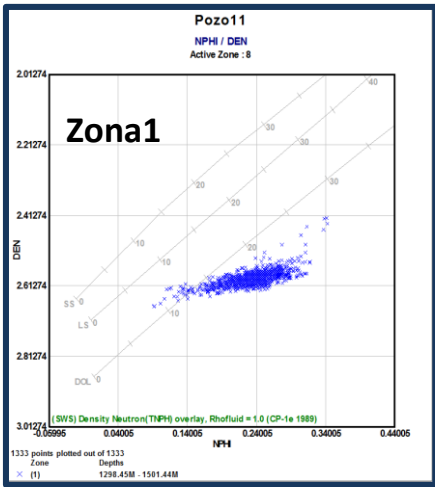
POZO 10 Crossplot (PHI-DEN)



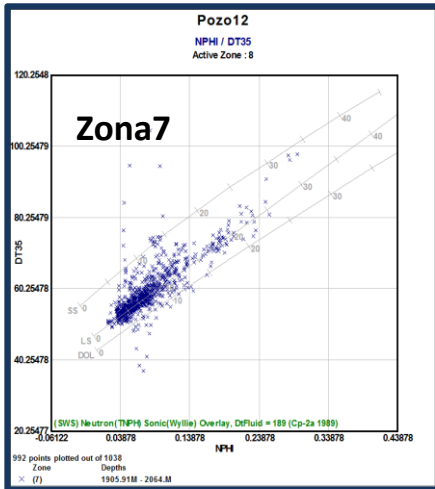
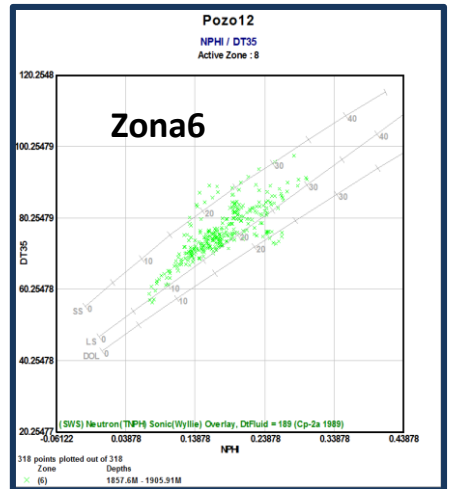
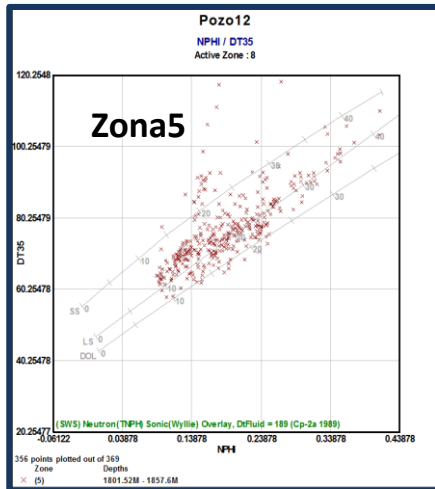
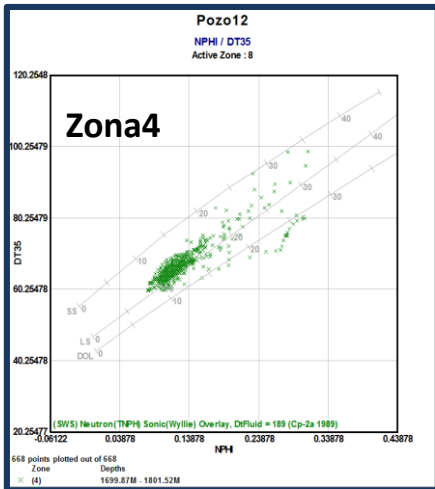
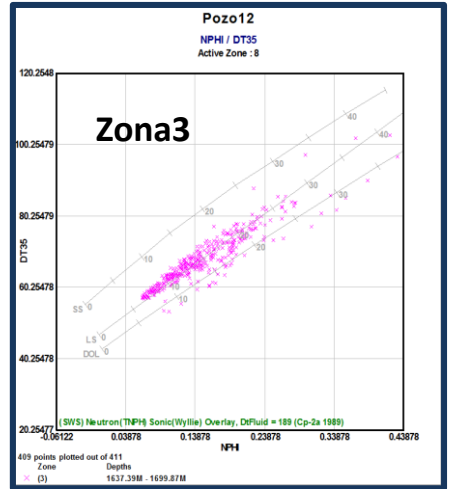
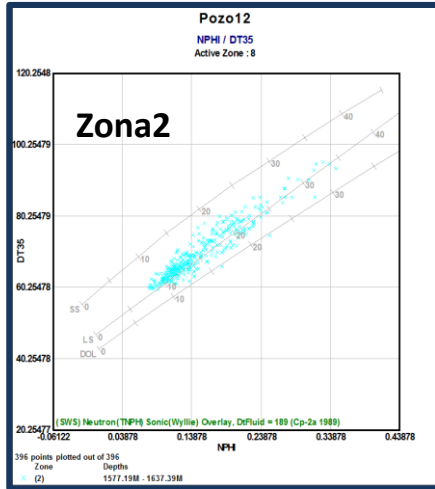
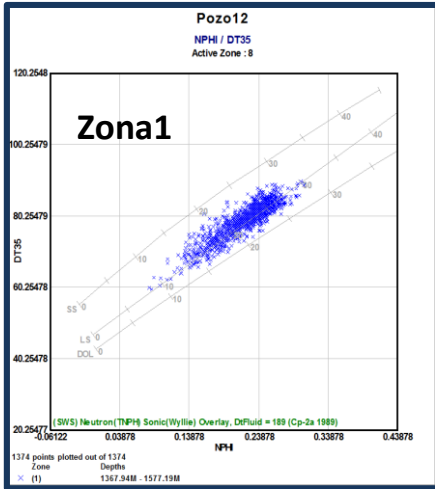
POZO 11 Crossplot (PHI-DT)



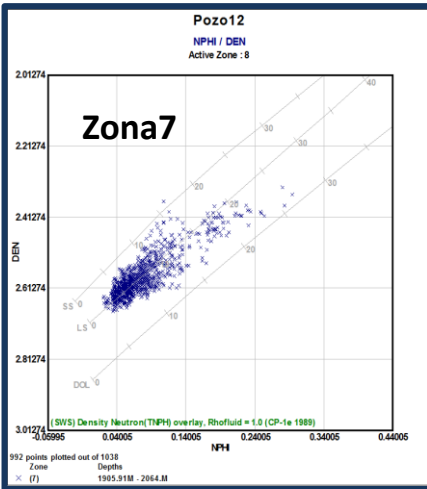
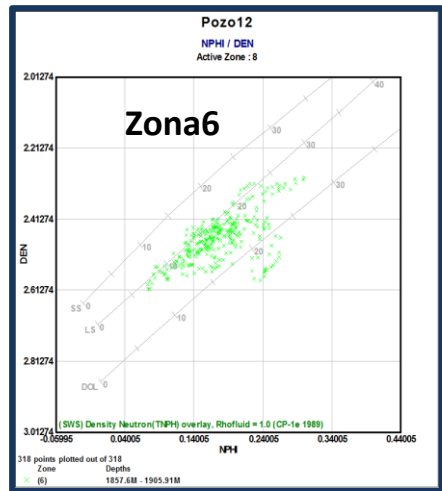
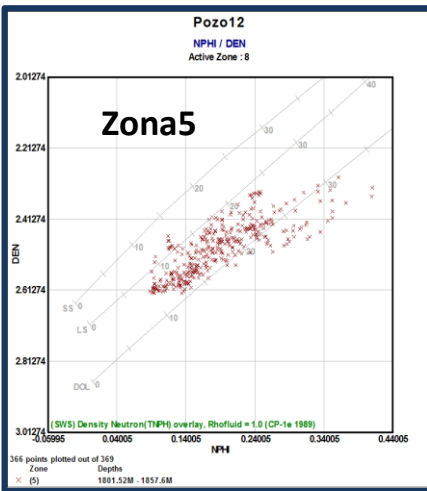
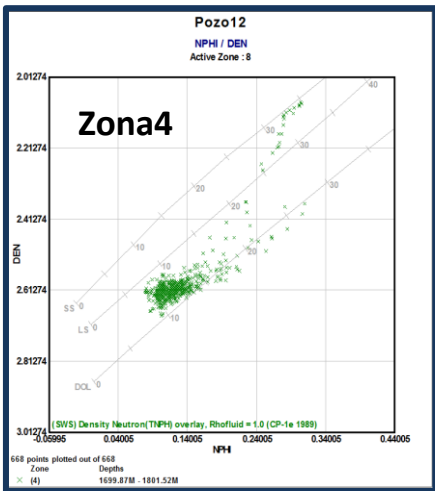
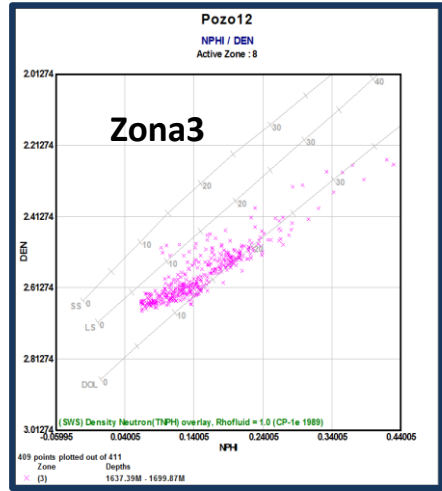
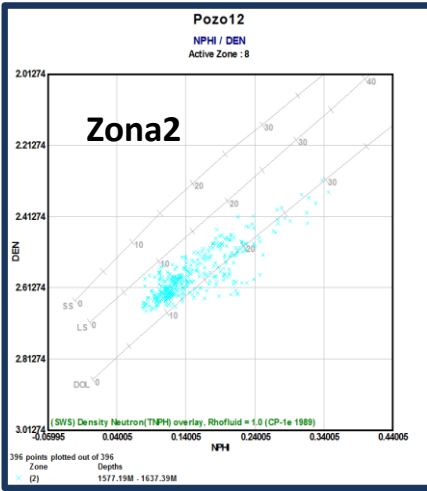
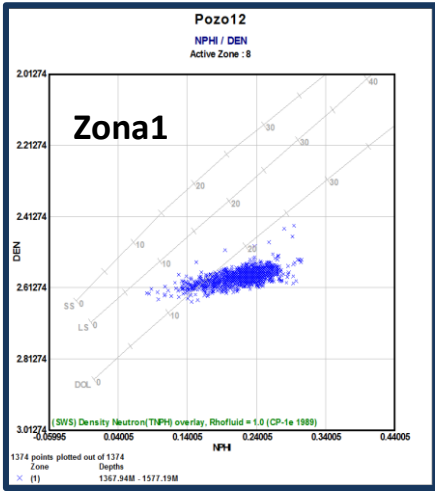
POZO11 Crossplot (PHI-DEN)



POZO 12 Crossplot (PHI-DT)



POZO 12 Crossplot (PHI-DEN)



BIBLIOGRAFÍA

1. Asquith, George B. **"Basic Well Log Analysis for Geologists"**. AAPG Methods in Exploration Series, Number 3, 1982.
2. Crain, E. R. **"The Log Analysis Handbook"**, PennWellBooks, 1986.
3. **"Las reservas de hidrocarburos de México"**, PEMEX, 2012.
4. NIETO SERRANO, José Omar. **"Análisis estratigráfico de la secuencia sedimentaria del grupo Chicotepec"**. Director: Ing. Javier Arellano Gil, UNAM, 2010.
5. Ramos Rodriguez, Heberto; Zinat Conte, Daniel; Ramírez Maldonado, Tomás. **"Registros geofísicos en México, Tomo I"**. 2008.
6. SÁNCHEZ BARBOSA, Roberto. **"Reservas y métodos volumétricos para evaluar hidrocarburos in-situ"**, Director: Ing. Jesús Rodríguez Román. UNAM, Facultad de Ingeniería, 2001.
7. SANTIAGO DESEUSA, Dante Augusto. **"Calculo de volumen original de hidrocarburos a partir de registros geofísicos de pozo"**. Tesis inédita, UNAM, 2012.
8. SANTILLÁN PIÑA, Noé. **"Paleoambientes sedimentarios en facies turbidíticas en la Cuenca terciaria de Chicotepec, Centro-Oriente de México"**. Director: Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo, UNAM, 2009.
9. Schlumberger, **"Log Interpretation Charts"**, 2000.
10. Serra, O. **"Fundamentals of well-log interpretation, 1. The acquisition of logging data"**. Elsevier, 1984.

SOFTWARE

1. Interactive Petrophysics v. 3.5[®]
2. Surfer 10[®]