



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Metodología alternativa para  
calcular la saturación de  
hidrocarburos en pozos  
revestidos utilizando sigma y  
C/O**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Geofísico**

**P R E S E N T A**

Angel Adrián Castañeda Flores

**DIRECTOR DE TESIS**

Ing. José Luis Ortiz López



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

## Contenido

I. Resumen .....	III
II. Abstract .....	III
III. Objetivo .....	IV
IV. Alcances y Limitaciones .....	IV
V. Introducción .....	V
1. Antecedentes.....	1
1.1. Propiedades Petrofísicas .....	1
1.2. Interacciones de Neutrones .....	7
1.3. Modelos de Saturación de Agua .....	10
1.3.1. Ecuación de Archie.....	10
1.3.2. Modelo de Waxman-Smits.....	11
1.3.3. Modelo de Doble Agua .....	12
2. Herramientas de registros geofísicos para el monitoreo de Saturación de Agua ...	13
2.1. Descripción de Herramienta (RST) .....	13
2.2. Especificaciones Técnicas .....	16
2.3. Modos de Operación.....	18
2.3.1. Modo Sigma .....	18
2.3.2. Modo Inelástico-Captura (IC).....	20
2.4. Calibración de la Herramienta.....	22
2.5. Procesamiento de los Datos Obtenidos .....	23
3. Técnicas de Interpretación .....	24
3.1. Interpretación Modo Sigma .....	24
3.2. Interpretación Modo Inelástico-Captura (C/O).....	28
4. Metodología.....	35
4.1. Entendimiento del Caso Por Interpretar .....	35
4.2. Recopilación de Información Previa.....	36
4.3. Revisión de la Información Obtenida .....	36
4.4. Interpretación Cuantitativa y Cualitativa.....	37
4.5. Resultados .....	38
5. Resultados y Recomendaciones .....	39

5.1. Caso 1: Pozo A .....	39
5.2. Caso 2: Pozo B .....	50
6. Validación de la Metodología.....	70
5.1 Validación de los resultados en el pozo A.....	70
5.2 Validación de los resultados en el Pozo B .....	71
7. Conclusiones y Recomendaciones.....	73
8. Anexos.....	76
8.1. Mnemónicos del RST-D .....	76
8.2. Parámetros utilizados en la metodología .....	78
8.3. Registros caso B con interpretación.....	78
8.4. Procedimiento e Interpretación en Techlog.....	81
8.4.1. Uso Básico de Techlog.....	82
8.4.2. Cálculo del Vsh.....	87
8.4.3. Cálculo de Sw y So utilizando Sigma .....	91
8.4.4. Cálculo de So utilizando C/O.....	91
9. Bibliografía.....	96

## I. Resumen

El surgimiento de registros de nueva tecnología trae consigo nuevas formas de procesamiento e interpretación que requiere una infraestructura tecnológica que las compañías de servicio usualmente no tienen disponible para el uso de sus clientes. Los servicios modernos de registros llegan a la mesa de los petrofísicos ya procesados y sin la posibilidad de reproducir el procesamiento para su revisión y eventual corrección. De dicha situación deriva este trabajo de tesis que desarrolla y calibra una metodología alternativa para la evaluación de formaciones productoras de hidrocarburos en pozos entubados y que de forma práctica y sin la necesidad de tecnología especializada, permita evaluar la calidad de los productos presentados por la compañía de servicios y realizar, en caso de ser necesario, los ajustes requeridos para modelos realistas.

## II. Abstract

The rise of new well logging technology comes with new interpretation and processing techniques which requires a technological infrastructure that is not available from services companies to clients. Modern well logs services brought to petrophysicists are already processed without any chance to recreate their processing for further analysis or eventual correction. With this situation said, this thesis aims to develop an altern methodology for cased hole hydrocarbon producing formations on a simple way without the necessity of specialized technology. In addition, this work let the client analyze, verify and make potential correction to the information given by service companies.

### III. Objetivo

Proponer una metodología alternativa para la evaluación de la saturación de agua a través del uso de registros en agujero entubado y las propiedades Sigma y la relación C/O.

### IV. Alcances y Limitaciones

Se busca alcanzar un nivel óptimo de procesamiento e interpretación para poder dar recomendaciones respecto al estado de la formación productora o de nuevas zonas tanto pasadas por alto o no explotadas.

Dicha interpretación queda limitada por la ausencia de información, de la disponibilidad de entrenamiento apropiado y de la tecnología específica para procesar este registro.

## V. Introducción

Un campo maduro se define como aquel campo que ya ha alcanzado su pico máximo de producción y ha comenzado a declinar o según Wood Mackenzie (una compañía consultora dentro del sector energético) como aquel campo que tiene una saturación remanente igual o menor a 33%. Aproximadamente el 70% de la producción mundial proviene de los campos maduros, de acuerdo con la CNH (2018).

En este tipo de campos, se suele tener una alta producción de hidrocarburos mezclados con agua, lo que devalúa el valor económico del barril obtenido y muchas veces son abandonados por baja rentabilidad.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) afirma que México hasta el 2018 cuenta con más de 750 campos petroleros, de los cuales 485 pueden considerarse como maduros, 294 campos de aceite y 191 campos de gas. Con la apertura del sector petróleo y gas en México al mercado nacional e internacional por medio de la Reforma Energética a finales del 2013, se inició el proceso de licitación de los bloques para los campos petroleros en México, generando gran interés por este tipo de campo.

La base de datos de la CNH tiene registrado que hasta el año 2018, se han otorgado 111 contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en dos modalidades: 76 en contrato de Licencia y 35 en modalidad de Producción Compartida. Dentro de estos 111 contratos, 40 de ellos fueron en campos maduros.

La mayor incógnita se obtiene al plantearse la pregunta ¿por qué una compañía de exploración y producción entraría a una subasta para ganar un campo cuya producción está en caída? y la respuesta es sencilla: Aún hay hidrocarburo.

En este trabajo se presenta una metodología alternativa para la evaluación de la saturación remanente de hidrocarburos de un campo maduro, y con ello soportar la determinación del valor económico al campo y por tanto apoyar la toma de decisiones en el proceso de licitación de un bloque o de la selección de la mejor estrategia de explotación.

Adicionalmente con la adquisición periódica de información y la aplicación de esta metodología, se puede monitorear el avance de los contactos entre agua e hidrocarburo para la correcta toma de decisiones en la etapa de explotación del campo y así maximizar su valor.

# 1. Antecedentes

Los registros geofísicos de pozo realizan una medición indirecta de una propiedad de la roca en función de la profundidad.

En la actualidad, el registro de Resistividad (tomado en agujero descubierto) es el más utilizado para evaluar la saturación de agua y por ende la saturación de hidrocarburos en las formaciones a estudiar.

La correcta interpretación de un registro nos permitirá conocer y cuantificar las principales propiedades petrofísicas de una formación, dichas propiedades pueden ser estimadas, por ejemplo, mediante las interacciones de neutrones con el hidrogeno para estimar la porosidad y la inyección de corriente eléctrica para determinar la resistividad de la roca para estimar saturación de agua y tener una descripción básica de un modelo petrofísico.

Como una alternativa confiable, se han utilizado dos mecanismos de reacción nuclear (captura de neutrones y dispersión inelástica) para calcular la saturación de agua a través de la tubería de revestimiento e inclusive ocasionalmente incluyendo la tubería de producción. La herramienta más conocida de este tipo es la comercialmente llamada RST (Reservoir Saturation Tool, de la Cia. Schlumberger), la cual utiliza ambos mecanismos de reacción, y que produce los registros analizados e interpretados en este trabajo.

## 1.1. Propiedades Petrofísicas

Las propiedades petrofísicas son utilizadas para caracterizar a los yacimientos, considerando las propiedades de las rocas que lo conforman y los fluidos contenidos dentro de ellas.

La determinación de estas propiedades se apoya en las propiedades físicas y químicas del sistema roca-fluido.

A continuación, se definirán las principales propiedades petrofísicas para los fines de este trabajo:



## I. Porosidad ( $\phi$ )

La porosidad se define como el volumen de vacíos ( $V_{vacios}$ ) presentes en un volumen de muestra ( $V_{muestra}$ ) y está definido por la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{V_{vacios}}{V_{muestra}} \quad \text{Ecuación 1.1}$$

Esta propiedad se expresa como fracción (entre 0 y 1) o como porcentaje (0-100%).

Cabe mencionar que la porosidad en general depende tanto del tamaño de grano de la muestra como del empaquetamiento.

La porosidad se puede clasificar como:

- ❖ Porosidad primaria: es la originada en el momento de la formación de la roca.
- ❖ Porosidad secundaria: es la originada después del proceso de consolidación. Puede también ser originada por factores mecánicos o químicos.
- ❖ Porosidad efectiva: se le conoce como porosidad efectiva a los poros interconectados, y en petrofísica se puede simplificar en forma general de acuerdo a la siguiente formula:

$$\phi_e = \phi * (1 - V_{sh}) \quad \text{Ecuación 1.2}$$

Donde  $\phi_e$  es la porosidad efectiva,  $\phi$  es la porosidad total y  $V_{sh}$  es el volumen de arcilla.

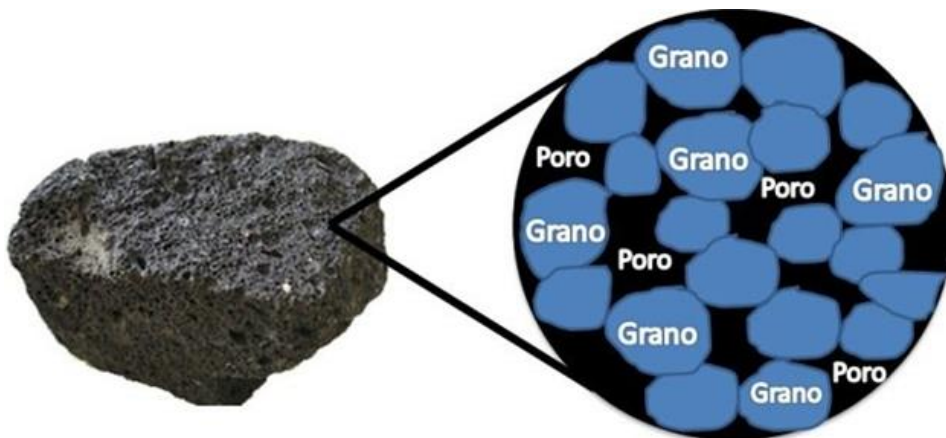


Ilustración 1.1 Representación gráfica de la porosidad intergranular en una muestra de roca. Tomado de steemit.com.

## II. Permeabilidad ( $k$ )

La permeabilidad es la facilidad que tienen los fluidos a fluir en una muestra de roca y depende de la porosidad, el tamaño de poro y su grado de conectividad. La unidad con la que se mide esta propiedad en yacimientos de hidrocarburos es en milidarcies (mD). Esta propiedad esta ejemplificada por la ley de Darcy mostrada a continuación:

$$Q = A \left( \frac{k}{\mu} \right) \left( \frac{\Delta P}{L} \right) \quad \text{Ecuación 1.3}$$

Donde  $Q$  es el flujo,  $A$  es el área de la sección transversal,  $k$  es la permeabilidad,  $\mu$  es la viscosidad del fluido y  $\frac{\Delta P}{L}$  es el potencial de flujo.

La permeabilidad se puede clasificar en:

- ❖ Permeabilidad relativa: es la permeabilidad medida a una saturación específica de un fluido y es expresada como fracción de la permeabilidad absoluta.
- ❖ Permeabilidad absoluta: es la permeabilidad de una roca saturada completamente (100%) por un solo fluido.
- ❖ Permeabilidad efectiva: es la permeabilidad de un fluido en presencia de otro en un estado específico de saturación.

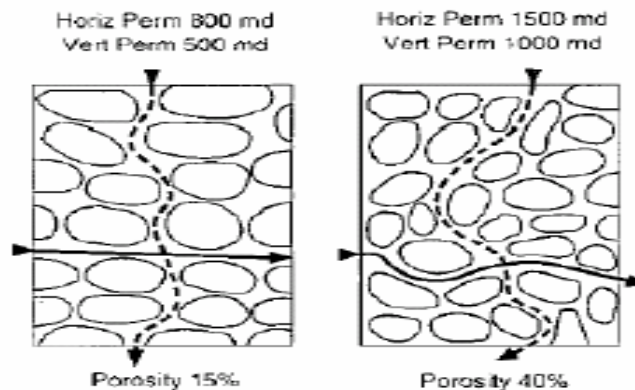


Ilustración 1.2 Representación de la Permeabilidad. Tomado de Desarrollo de la Evaluación Petrofísica en México y su futuro a través de la UNAM.

### III. Saturación de Fluidos (S)

Se le conoce como saturación de fluidos a la cantidad de cualquier fluido ( $V_{fluido}$ ) contenido dentro de los poros de una roca ( $V_{poros}$ ).

Para calcular esta propiedad se usa la siguiente ecuación:

$$S = \frac{V_{fluido}}{V_{poros}} \quad \text{Ecuación 1.4}$$

Suponiendo que tenemos tres fluidos dentro de un medio poroso, cada uno se calcula independientemente y al final la suma de las saturaciones debe ser igual a 1.

$$\text{a) } S_w = \frac{\text{Volumen}_{agua}}{\text{Volumen}_{poros}} \quad \text{Ecuación 1.5} \quad \text{b) } S_o = \frac{\text{Volumen}_{aceite}}{\text{Volumen}_{poros}} \quad \text{Ecuación 1.6}$$

$$\text{b) c) } S_g = \frac{\text{Volumen}_{gas}}{\text{Volumen}_{poros}} \quad \text{Ecuación 1.7}$$

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad \text{Ecuación 1.8}$$

Donde  $S_w$  es la saturación de agua,  $S_o$  es la saturación de aceite y  $S_g$  es la saturación de gas.

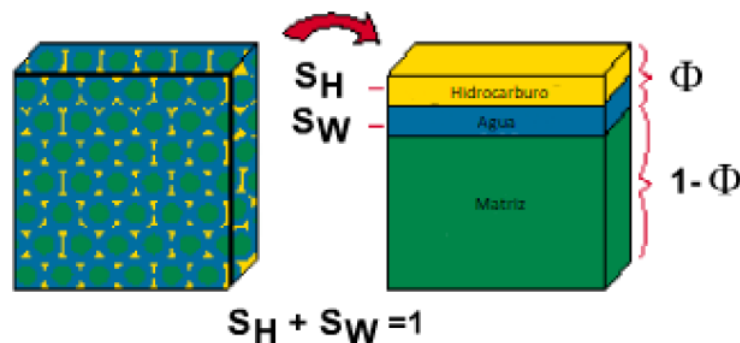


Ilustración 1.3 Esquema que muestra la saturación de agua e hidrocarburos en una muestra de roca. Como se observa, los fluidos solamente son almacenados en el espacio poroso de la roca. Tomado de *Petrophysics Distant Learning Module*. Traducido por el autor.

### IV. Saturación Remanente de Hidrocarburos

La saturación remanente de hidrocarburos se refiere a la saturación de hidrocarburos en cualquier momento después de haber comenzado la explotación del yacimiento.

## V. Saturación Residual de Hidrocarburos

La saturación residual de hidrocarburos hace referencia a la cantidad de hidrocarburo que no se puede extraer del yacimiento.

## VI. Fracción de Volumen de Agua ( $BVW$ )

La fracción de volumen de agua ( $BVW$ ) se define simplemente como la multiplicación de la porosidad ( $\phi$ ) por la saturación de agua ( $S_w$ ) y es la proporción de la roca que se estima que es agua de formación. Según George B. Asquith (1985), si esta propiedad es similar a lo largo de un yacimiento carbonatado se interpreta que la saturación de agua es irreducible, aunque también se puede aplicar en formaciones areno arcillosas.

$$BVW = \phi * S_w \quad \text{Ecuación 1.9}$$

## VII. Saturación de Agua Irreducible ( $S_{wirr}$ )

La saturación de Agua Irreducible, también llamada saturación de agua crítica, es la saturación de agua máxima en una formación con una permeabilidad y porosidad dada, que puede retener sin producir agua.

Esta agua, a pesar de estar presente, es mantenida en sitio por fuerzas capilares y no fluirá. La saturación crítica de agua generalmente se determina a través de análisis especiales de núcleos.

## VIII. Radioactividad

La radioactividad es el proceso físico en el cual los cuerpos emiten partículas, radiaciones o ambas, debido a la desintegración espontánea de un átomo.

Esta característica es buena para la detección de materiales arcillosos debido a su alta radiactividad, específicamente los Rayos Gamma. Aunque, otras rocas, como algunos carbonatos o rocas ricas en feldspatos también poseen acierto nivel de radiación Gamma.

### IX. Volumen de Lutita ( $V_{sh}$ )

El volumen de Lutita es la cantidad de material fino dentro de la roca o formación con tamaño de partícula desde un limo a una arcilla. Dentro de estos materiales se pueden encontrar material orgánico, micas, feldespatos, cuarzo, entre otros minerales.

Una de las formas para calcular este indicador es mediante el método lineal, donde el valor de 1 representa una zona completamente arcillosa y un valor de 0 representa una zona completamente limpia de arcilla. La fórmula del método lineal es:

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{matriz}}{GR_{lutita} - GR_{matriz}} \quad \text{Ecuación 1.10}$$

Donde  $GR_{log}$  es la lectura del registro de rayos gamma,  $GR_{matriz}$  es el valor en unidades GAPI para una zona limpia y  $GR_{lutita}$  es el valor en unidades GAPI para una zona completamente de arcilla.

### X. Sigma ( $\Sigma$ )

Sigma es la sección transversal de captura de neutrones de un volumen de materia, se mide en unidades de captura (c.u.).

Tabla 1.1 Unidades de captura para distintos materiales.

Material	Sigma (c.u.)
Gas	0-12
Aceite	18-20
Agua (dulce-salada)	22-130
Lutita	35-55
Matriz de roca	8-12

### XI. Relación Carbono Oxígeno (COR)

La relación Carbono Oxígeno es el cociente de la concentración de carbón en la formación entre la concentración de oxígeno en la formación.

Un cociente mayor a 1 significa que hay más carbón que oxígeno; igual a 1 representa igualdad de concentración de ambos elementos; y menor a 1 que hay más oxígeno que carbón.

## XII. Resistividad ( $\Omega * m$ )

La resistividad de un material es la fuerza con la que se opone dicho material al flujo de corriente eléctrica por unidad de longitud. Esta propiedad se mide en  $\Omega * m$ . La resistividad puede verse afectada tanto por el material que conforma la roca como por el fluido dentro de esta.

## XIII. Índice de Hidrógeno ( $IH$ )

El Índice de Hidrógeno es la cantidad de átomos de hidrógeno por volumen en comparación a la cantidad de átomos de hidrógeno en un volumen de agua en condiciones de superficie. Esta medida tiene valores entre 0 y 1, siendo 0 el valor menor y 1 el valor máximo obtenible.

Tomando en cuenta los tres fluidos de interés en un pozo, y que la gran mayoría de hidrógeno proviene de los fluidos dentro de los poros de una roca, podemos organizarlos de mayor a menor cantidad de índice de hidrógeno. Comenzando por los extremos, tenemos que el agua posee el mayor índice de hidrógeno con valores cercanos a 1 y el gas valores cercanos a 0. Finalmente, el aceite tendrá un índice de hidrógeno menor a los valores del agua pero mayor a los valores del gas.

## 1.2. Interacciones de Neutrones

Las interacciones de neutrones son fenómenos que implican la transferencia de energía de neutrones a núcleos. La reacción de los neutrones con la materia depende de la densidad de los neutrones, su velocidad, la densidad de los núcleos con los que interactúa y la sección eficaz de la interacción en particular.

### Pérdida de energía de un neutrón

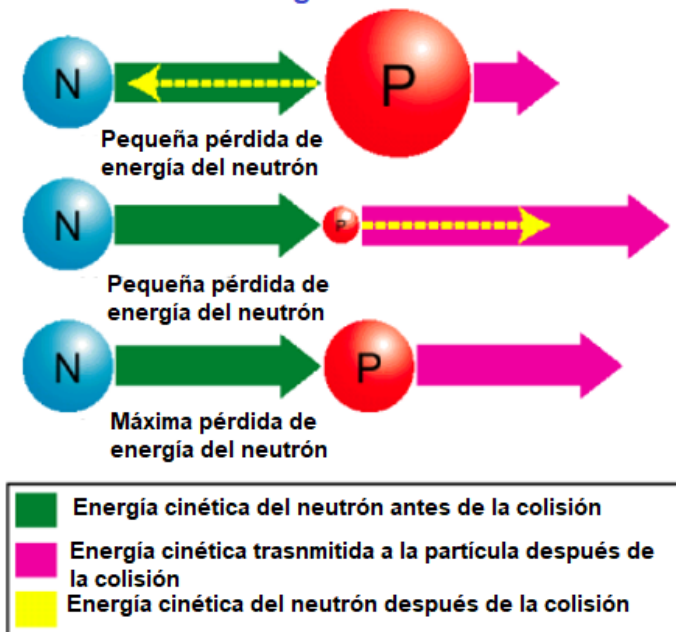


Ilustración 1.4. Pérdida de energía de un neutrón. Tomado de Shell-Schlumberger Petrophysics distance Learning Module. Traducido por el autor.

#### I. Vida de un neutrón

Como se ve en la ilustración 1.5, un neutrón pierde energía de manera rápida. La similitud de masa entre un neutrón y el hidrógeno da como resultado que el hidrogeno es el elemento más efectivo para disminuir la energía un neutrón.

La ventana de tiempo en que un neutrón permanece en estado termal se determina a partir de la sección transversal de captura de la formación (o sigma).

El número de neutrones termales o epitermales a cierta distancia de la fuente es determinado por la cantidad de átomos de hidrógeno con los que interactúan los neutrones. Las mediciones de neutrones epitermales indican de mejor manera la cantidad de átomos de hidrógeno, ya que la cantidad de neutrones epitermales no es afectada por el proceso de captura.

## Vida de un Neutrón

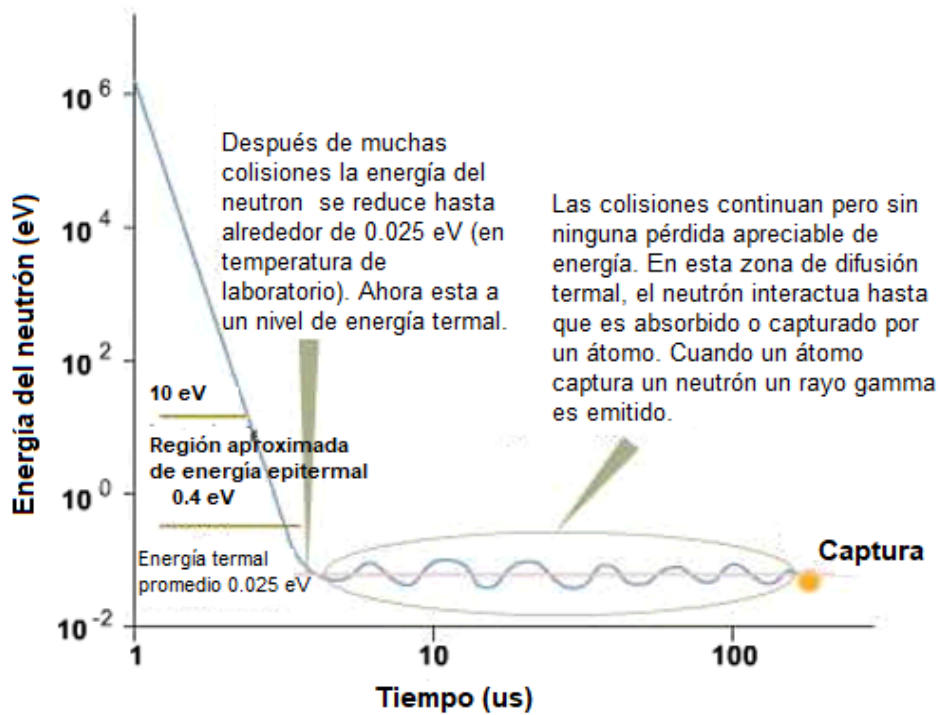


Ilustración 1.5. Gráfica que representa la vida de un neutrón. Tomado de Shell-Schlumberger Petrophysics distance Learning Module. Traducido por el autor.

## II. Captura de Neutrones

Una captura de neutrones, también conocida como captura termal, es ocasionada cuando un neutrón con alta energía la ha perdido debido a colisiones con núcleos hasta que llega a un estado de baja energía, o estado termal, generalmente inferior a 0.4 eV en condiciones de formación. Cuando el neutrón llega a este estado, choca con un núcleo y es capturado provocando que el núcleo entre en un estado de excitación. Finalmente, cuando el núcleo se estabiliza emite un rayo gamma de captura.

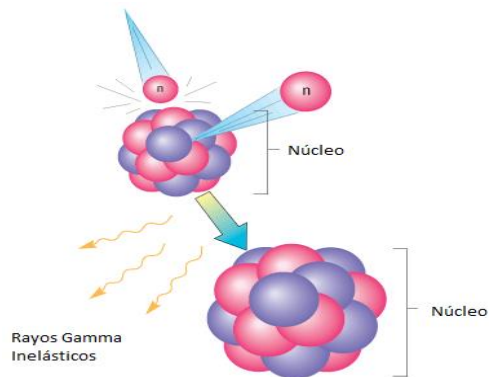


Ilustración 1.6 Captura de neutrones. Tomado de Schlumberger Oilfield Glossary. Traducido por el autor.



### III. Dispersión Inelástica de Neutrones

La dispersión inelástica de neutrones es una interacción en la cual un neutrón choca contra un núcleo y parte de la energía perdida en ese choque excita al núcleo. Cuando el núcleo se estabiliza, este emite un rayo gamma inelástico como se ve ejemplificado en la ilustración 1.7.



*Ilustración 1.7 Dispersión Inelástica de Neutrones. Tomado de Schlumberger Oilfield Glossary. Traducido por el autor.*

#### 1.3. Modelos de Saturación de Agua

Los Modelos de Saturación Agua o ecuaciones de Saturación Agua, como su nombre lo indica, ayudan a estimar la cantidad de agua existente en la formación a partir de datos de registros y parámetros estimados por otros métodos. Como se mostrará en capítulo, el registro de resistividad es mandatorio para los modelos de saturación de agua en los casos de pozo abierto.

Como generalidad, los modelos utilizados en la industria son en su gran mayoría experimentales, y a pesar de que suelen tener buenas aproximaciones se ven influenciados por factores como el volumen y tipo de arcilla o la salinidad del agua. Por lo que escoger el modelo adecuado para cada formación es muy importante para no sobrestimar o subestimar la cantidad de fluidos presentes.

##### 1.3.1. Ecuación de Archie

En 1942, G. E. Archie propuso un modelo para calcular la saturación de agua dentro de una formación de rocas limpias indirectamente. Este modelo fue calculado mediante

experimentos de laboratorio y se apoya de los registros de resistividad para su cuantificación.

El propósito de esta ecuación es establecer la relación entre la resistividad del agua de formación y de la formación misma considerando una formación limpia. Se expresa de la siguiente manera:

$$S_w = \left( \frac{FR_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad \text{Ecuación 1.11}$$

Donde  $S_w$  es la saturación de agua;  $F$  es el factor de formación;  $R_w$  es la resistividad del agua de formación;  $R_t$  es la resistividad de la formación y  $n$  es el exponente de saturación.

El factor de formación ( $F$ ) puede ser expresado en términos de la porosidad ( $\phi$ ), un exponente de cementación ( $m$ ) y de la litología y geometría del poro  $a$ . Por lo que la ecuación de Archie queda como:

$$S_w = \left( \frac{aR_w}{\phi^m R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad \text{Ecuación 1.12, Ecuación de Archie}$$

### 1.3.2. Modelo de Waxman-Smits

El modelo de Waxman-Smits (W-S) es una extensión de la ecuación de Archie determinada de manera empírica que a diferencia de la ecuación anterior, esta si considera la conductividad producida por la arcilla en una formación sucia (presenta un volumen de arcilla como parte de la roca).

La ecuación de W-S se representa de la siguiente manera, haciendo énfasis en que el primer término dentro de los corchetes está relacionado con la arenisca y el segundo con la arcilla:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m S_w^n}{R_w} \left[ 1 + \frac{R_w B Q_v}{S_w} \right] \quad \text{Ecuación 1.13, Modelo Waxman-Smits}$$

Donde  $S_w$  es la saturación de agua,  $R_w$  es la resistividad del agua de formación,  $R_t$  es la resistividad verdadera de la formación,  $\phi$  es la porosidad efectiva,  $m$  es el exponente de cementación,  $n$  es el exponente de saturación,  $Q_v$  es la capacidad de intercambio

catiónico por unidad de volumen y B es un factor de conversión para pasar  $Q_v$  a unidades de conductividad.

B está definido como:

$$B = 1.5814 T (1 - e^{-1/2R_w25}) \quad \text{Ecuación 1.14}$$

$R_{w25}$  es la resistividad del agua salada a 25°C, en ohm\*m y T la temperatura de la formación en grados centígrados.

### 1.3.3. Modelo de Doble Agua

Publicado por C. Clavier; G. Coates y J. Dumanoir en 1968, el modelo de Doble Agua está basado en el modelo de Waxman-Smiths, con la diferencia que este modelo toma en cuenta la conductividad generada por el agua de la formación y el agua ligada a las arcillas.

En esta ecuación, dentro de los corchetes el primer término corresponde al efecto del agua de formación y el segundo a la contribución del agua ligada.

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi_t^m S_{wt}^n}{a} \left[ \frac{1}{R_w} + \frac{S_{wb}}{S_{wt}} \left( \frac{1}{R_{wb}} - \frac{1}{R_w} \right) \right] \quad \text{Ecuación 1.15, Modelo Doble Agua}$$

Donde  $S_{wt}$  es la saturación de total de agua,  $R_w$  es la resistividad del agua de formación,  $R_{wb}$  es la resistividad del agua ligada a la arcilla,  $R_t$  es la resistividad de la formación,  $\phi_t$  es la porosidad total,  $m$  es el exponente de cementación,  $n$  es el exponente de saturación y  $a$  es la geometría del poro.

## 2. Herramientas de registros geofísicos para el monitoreo de Saturación de Agua

Como antes se presentó, el monitoreo periódico de la Sw es una práctica primordial en la explotación racional y rentable de un yacimiento de hidrocarburos. La Sw nos permitirá estimar no solo el volumen de agua presente sino también permitirá evaluar la saturación de los otros fluidos presentes. Sin embargo, en condiciones hostiles del pozo (revestimiento-cemento) no es posible realizar una evaluación de Sw remanente con registros de pozo abierto. Para solventar esta situación, se desarrolló tecnología de registros para determinar específicamente Sw en condiciones de pozo entubado, de aquí, se desarrollaron las herramientas conocidas como “Registros de Saturaciones” más comúnmente conocidos como Registros RST por sus siglas comerciales. Con este tipo de tecnología se presenta una alternativa útil y confiable para el continuo monitoreo de la saturación remanente de hidrocarburos.

En el mercado hay distintas herramientas que ayudan a calcular la Sw en un agujero entubado y aunque tienen diferencias entre sí, todas comparten prácticamente la misma configuración y orden de componentes. En este capítulo se describe este tipo de herramientas, haciendo énfasis en la variante de la Cia., Schlumberger (Reservoir Saturation Tool, RST), y los distintos tipos de operación con los que se cuenta.

Las principales funciones de la herramienta son:

1. Determinar los contactos agua-aceite y aceite-gas.
2. Detectar zonas pasadas por alto con los registros de agujero descubierto.
3. Determinar saturaciones de hidrocarburos remanentes en zonas en explotación.
4. Detección de gas.

### 2.1. Descripción de Herramienta (RST)

El RST es una herramienta combinada de captura de neutrones pulsados y de espectrometría de neutrones pulsados. Se presenta en dos configuraciones, donde las principales diferencias radican en el diámetro de la herramienta y la distribución de los detectores.

Estas sondas constan de los siguientes componentes:

- ❖ Tubo fotomultiplicador: *“es un dispositivo foto emisor, útil para la detección de luz de señales muy débiles, donde la absorción de un fotón resulta en la emisión de un electrón. Este detector amplifica los electrones generados por un fotocátodo expuesto a un flujo de fotones.”* (Olympus Scientific Solution Americas Corp., 2019)
- ❖ Centellador: cristal de distintas composiciones (dependiendo de la compañía), el cual capta un rayo gamma y emite un destello.
- ❖ Componente electrónico: distintos componentes cuya principal función es convertir el destello en una señal digital. Así mismo, hace la distinción (entre rayos gamma inelásticos y de captura) de las señales capturadas según la ventana de tiempo en la que se obtengan.
- ❖ Recubrimiento: Capa sumamente densa que se encuentra entre el generador de neutrones y los detectores. Evita el arribo directo de neutrones provenientes del generador hacia los detectores.
- ❖ Generador de Neutrones: *“dispositivo que emite neutrones mediante el uso de un acelerador de partículas. Para generar los neutrones, dos iones son acelerados hacia un mismo objetivo que contiene el mismo número de isotopos. Cuando los dos iones colisionan producen un neutrón con una energía aproximada de 14.1 MeV.(Mega electron Volt)”* (Schlumberger Oilfield Glossary, 2019).

En conjunto, el generador emite un bombardeo de neutrones a la formación. Todos los rayos gamma son detectados por el centellador, emitiendo un destello. El fotomultiplicador capta los tenues destellos y amplifica la señal. Finalmente, esta señal llega a las componentes electrónicas, las cuales digitalizan la señal y se envía a superficie.

La herramienta viene en dos presentaciones: la primera es la configuración RST-A y RST-C, son las versiones más pequeñas que además pueden ser recubiertas para mejorar sus características mecánicas. La principal diferencia respecto al otro arreglo es que los detectores son paralelos. La segunda configuración (RST-B y RST-D) es de

mayor diámetro y ambos detectores son opuestos, aunado a esto, esta configuración posee un patín. En ambos arreglos la herramienta se corre pegada a la pared de pozo.

A pesar de las diferencias, ambas configuraciones comparten el mismo orden de los componentes, como se puede ver en la ilustración 2.1. Consta, en orden ascendente, de un generador de neutrones, recubrimiento, detector cercano (compuesto de un centellador, un tubo fotomultiplicador y una componente electrónica) y aproximadamente a una distancia de 30 cm un detector lejano (con los mismos componentes que el detector cercano).

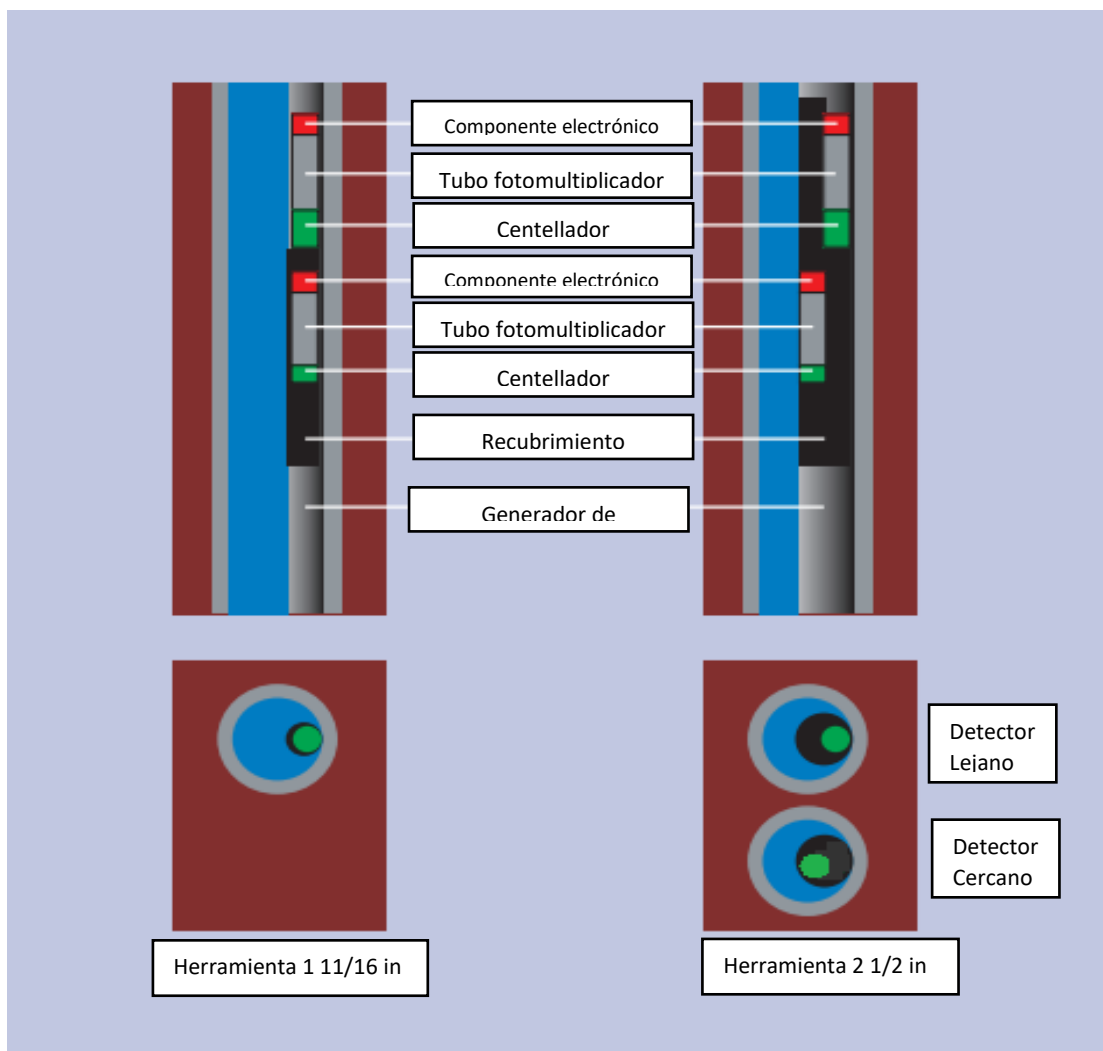


Ilustración 2.1 Corte de la sonda RST para apreciar sus componentes internos. Tomado de RST Pro Brochure, Schlumberger. Traducido por el autor.

## 2.2. Especificaciones Técnicas

Las especificaciones técnicas se dividen en 2: las de medición (Tabla 2.1) y las especificaciones mecánicas (Tabla 2.2).

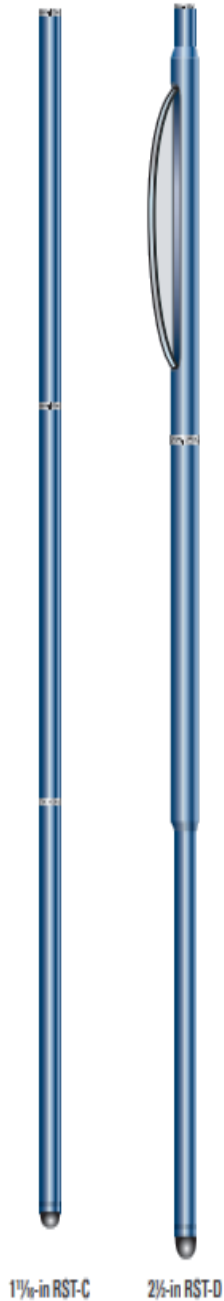
En las características de medición se muestran principalmente especificaciones relacionadas con la resolución vertical, profundidad de investigación y velocidad de toma de datos del registro.

Por otro lado, las especificaciones mecánicas van más relacionadas a la temperatura y la presión que soporta la herramienta, así como sus dimensiones. Estas vienen especificadas para ambas configuraciones de la herramienta.

Tabla 2.1 Especificaciones de Medición de la herramienta RST. Tomado de RST Pro Brochure, Schlumberger.

<b>Especificaciones de Medición</b>	
<b>Curvas de Salida</b>	Concentraciones inelásticas y de captura de cada elemento, relación C/O, Sigma, Porosidad, Velocidad de Fase, Velocidad del Agua, Procesamiento Spectrolith.
<b>Velocidad de Toma de Datos</b>	Modo Inelástico: 100 ft/h (30 m/h) Modo Captura: 600 ft/h (183 m/h) Modo Sigma: 1800 ft/h (549 m/h)
<b>Rango de medición</b>	Porosidad: 0 a 60 p.u.
<b>Resolución Vertical</b>	15 in (38.10 cm)
<b>Precisión</b>	Dependiente del Índice de Hidrogeno de la Formación
<b>Profundidad de Investigación</b>	Modo Sigma: 10 a 16 in (20.5 a 40.6 cm) Modo Inelástico: 4 a 6 in (10.2 a 15.2 cm)
<b>Limitaciones por tipo y peso de lodo</b>	Ninguna
<b>Combinable con:</b>	PL Flagship, CPTL y CSGR.

Tabla 2.2 Especificaciones Mecánicas de la herramienta RST-A/C y RST-B/D. Tomado de RST Pro Brochure, Schlumberger.



1 1/4-in RST-C

2 1/4-in RST-D

Ilustración 2.2 Esquema de la sonda RST. Tomado de RST Pro Brochure, Schlumberger.

<b>Especificaciones Mecánicas</b>		
	RST-A y RST-C	RST-B y RST-D
<b>Rango de Temperatura</b>	302 °F (150 °C) Con recubrimiento: 400 °F (204 °C)	302 °F (150 °C)
<b>Rango de Presión</b>	15,000 psi (103 MPa) Con recubrimiento: 20,000 psi (138 MPa)	15,000 psi (103 MPa)
<b>Tamaño mínimo del agujero.</b>	1 13/16 in (4.60 cm) Con recubrimiento: 2 1/4 in (5.72 cm)	2 7/8 in (7.30 cm)
<b>Tamaño máximo del agujero.</b>	9 5/8 in (24.45 cm) Con recubrimiento: 9 5/9 in (24.45 cm)	9 5/8 in (24.45 cm)
<b>Diámetro Exterior</b>	1.71 in (4.34 cm) Con recubrimiento: 2.875 in (7.30 cm)	2.51 in (6.37 cm)
<b>Longitud</b>	23 ft (7.01 cm) Con recubrimiento: 33.6 ft (10.25 m)	22.2 ft (6.37 m)
<b>Peso</b>	101 lbm (46 kg) Con recubrimiento: 243 lbm (110 kg)	208 lbm (94 kg)
<b>Tensión</b>	10,000 lbf (44,490 N) Con recubrimiento: 25,000 lbf (111,250 N)	10,000 lbf (44,480 N)
<b>Compresión</b>	1,000 lbf (4,450 N) Con recubrimiento: 1,800 lbf (8,010 N)	1,000 lbf (4,450 N)



### 2.3. Modos de Operación

La herramienta RST es un medidor de rayos gamma inducidos. El generador de neutrones emite bombardeos de aproximadamente 14 MeV lo que ocasiona dos tipos de interacciones entre neutrones, 1) dispersión inelástica y 2) captura de neutrones. Dichas interacciones dan paso a 2 modos de operación:

- ❖ Sigma
- ❖ Inelástico-Captura (IC)

Las interacciones mencionadas anteriormente producen rayos gamma y cuyos espectros de energía son detectados por la herramienta a cada nivel de profundidad; y como cada elemento tiene un espectro particular de rayos gamma y energía esto se puede asociar a una roca y/o a un fluido.

#### 2.3.1. Modo Sigma

El modo de operación Sigma se cataloga dentro de los registros de captura de neutrones pulsados (PNC). Los registros PNC pueden correrse dentro de tubería e incluso dentro de un pozo fluyente, por lo que no es necesario parar la producción para correr la herramienta. A diferencia de otras herramientas, los registros PNC no contienen fuentes químicas, sino que los neutrones son electrónicamente pulsados y emitidos en bombardeos periódicamente.

En este modo de operación, el registro se obtiene a partir de la captura de neutrones y para que se tenga buena calidad de datos la salinidad del agua de formación debe ser mayor a 35,000 ppm. La respuesta de sigma se obtiene de la siguiente manera, suponiendo un modelo como en la ilustración 2.3:

$$\Sigma_{log} = (1 - S_w)\phi_e\Sigma_{hc} + S_w\phi_e\Sigma_w + V_{sh}\Sigma_{sh} + (1 - \phi_e - V_{sh})\Sigma_{ma} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Donde  $\Sigma_{log}$  es la sigma leída en el registro,  $\Sigma_w$  es la sigma del agua, con valores establecidos para agua fresca y salada,  $\Sigma_{ma}$  es el sigma de la matriz de la roca, la cual tiene valores establecidos para las distintas matrices de roca,  $\Sigma_{sh}$  es el sigma relacionado a la arcilla y  $\Sigma_{hc}$  es el sigma relacionado al hidrocarburo,  $S_w$  es la saturación de agua,  $V_{sh}$  es el volumen de arcilla y  $\phi_e$  es la porosidad efectiva, estos tres últimos con valores entre 0 y 1.

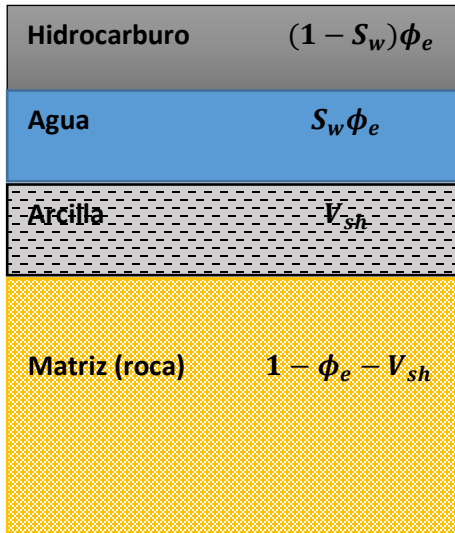


Ilustración 2.3 Modelo para arenos-arcillosos para calcular la saturación de agua utilizando sigma.

En el modo sigma se cuenta con una secuencia de dos bombardeos (ilustración 2.4), un bombardeo “A” de muy corta duración y de igual forma de muy corto tiempo de captura de rayos gamma y un bombardeo “B” de larga duración y de largo tiempo de captura de rayos gamma. La duración combinada de ambos tiempos de captura es de 1500 us (microsegundos) aproximadamente.

La etapa “B” es dominada por la sigma macroscópica de la formación y se utiliza para calcular la saturación de agua, siempre y cuando la salinidad sea conocida y suficientemente alta. Por otro lado, la etapa “A” es principalmente sensible a la salinidad del agujero.

Con la combinación de ambas etapas se obtienen las siguientes curvas:

- Sigma ( $\Sigma$ ).
- La relación de captura entre el detector cercano y el detector lejano, utilizado principalmente para calcular una porosidad neutrón termal de la formación (TRAT).
- La relación de bombardeo detectada entre el detector lejano al cercano, utilizado como un indicador de gas que es independiente a los absorbedores de neutrones termales (IRAT).

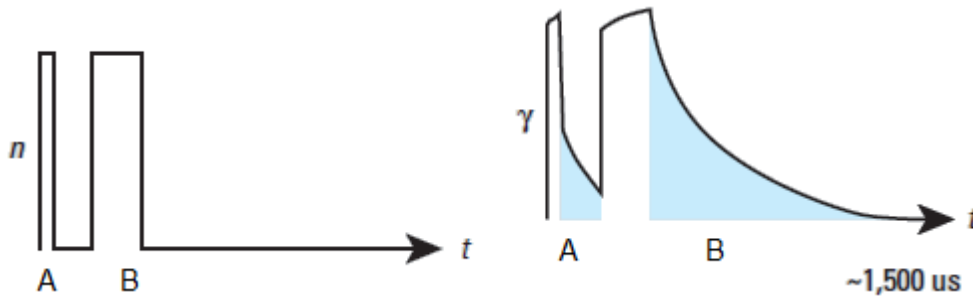


Ilustración 2.4 Funcionamiento del modo Sigma. De lado izquierdo se muestran los intervalos de bombardeo y de lado derecho las ventanas de captura de rayos gamma. Tomado de RST Pro Brochure, Schlumberger.

### 2.3.2. Modo Inelástico-Captura (IC)

El modo de operación Inelástico-Captura es el principio con el que opera el registro C/O, el cual es un tipo de registro del cual se puede obtener una relación de los elementos carbono y oxígeno. Mide la presencia de estos elementos contenidos en los fluidos dentro de la formación ( $C_{\text{fluido de formación}}$  y  $O_{\text{fluido de formación}}$ ). Sin embargo, estos dos elementos no solo se encuentran en los fluidos, sino que también se encuentran presentes en las rocas de la formación ( $C_{\text{matriz}}$  y  $O_{\text{matriz}}$ ) y en el agujero ( $C_{\text{agujero}}$  y  $O_{\text{agujero}}$ ). La ecuación 2.2 muestra los factores que aportan Carbono y Oxígeno al registro:

$$\frac{C}{O} = \frac{C_{\text{fluido de formación}} + C_{\text{matriz}} + C_{\text{agujero}}}{O_{\text{fluido de formación}} + O_{\text{matriz}} + O_{\text{agujero}}} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

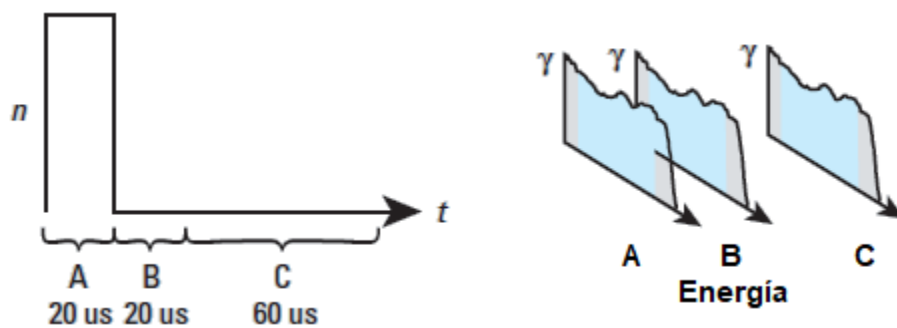
Dicho modo de operación es la combinación de dos modos, el modo inelástico y el modo de captura. Se puede correr en formaciones con salinidad desconocida, salinidad alta (>35,000 ppm) y salinidad baja (<35,000 ppm) aunque suele utilizarse solamente cuando la salinidad es baja o desconocida, a diferencia que de cuando se conoce que la salinidad del agua es formación es alta, el registro de captura se neutrones pulsados (sigma) tiene mejor resolución.

Este modo de operación se puede dividir en tres etapas (ilustración 2.5), en la etapa "A", donde se emite el bombardeo de neutrones (con una duración aproximada de 20 us) y se calcula su respectivo espectro de energía. Las etapas "B" (captura temprana) y "C" (captura tardía).

Al concluir las tres etapas se llega a los siguientes resultados:

- Concentración inelástica relativa de los elementos C, O, Si, Ca y Fe, calculados a partir de espectro inelástico neto (“A”-k”B”).
- Concentración relativa de captura de H, Cl, Ca, Si, Fe, Ti y Gd, calculados usando el espectro obtenido en la etapa “C”.

Con el espectro inelástico neto se obtiene la curva principal de este registro que es la relación C/O (representados como NCOR para el detector cercano y FCOR para el detector lejano), mientras que los espectros obtenidos en la etapa “C” son usados para determinar los volúmenes de litología mediante un algoritmo.



*Ilustración 2.5 Funcionamiento modo Inelástico. De lado izquierdo las ventanas de detección de rayos gamma inelásticos y de lado izquierdo sus respectivos espectros de energía. Tomado de RST Pro Brochure, Schlumberger.*

### 2.3.2.1. Modo Inelástico

El modo Inelástico adquiere importancia porque los elementos carbón y oxígeno en el espectro inelástico presentan unos altos muy reconocibles en ciertos rangos de energía, como se observa en la ilustración 2.6.

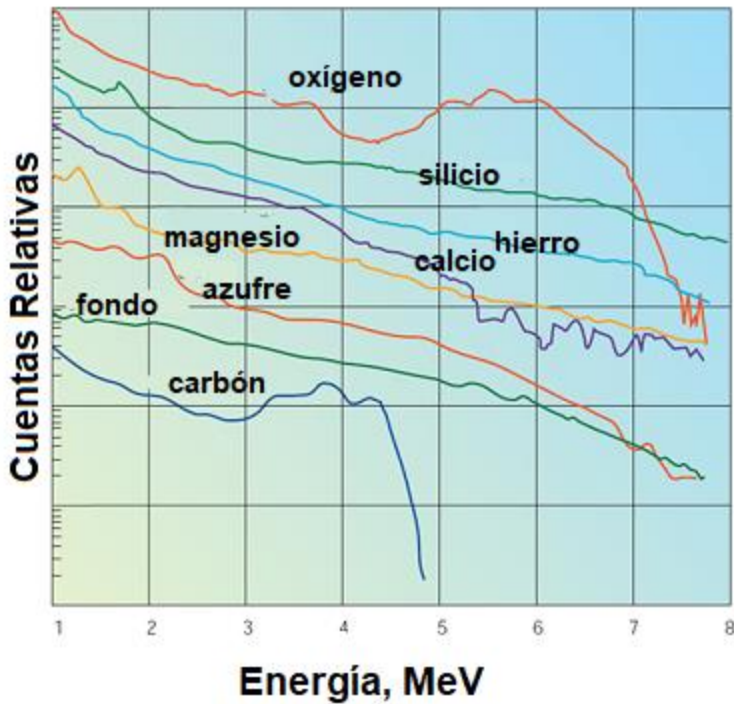


Ilustración 2.6 Espectro Inelástico para distintos elementos. Tomada de oilfieldknowledge.com. Traducida por el Autor.

### 2.3.2.2. Modo Captura

El modo de Captura es complementario al modo Inelástico y como su nombre lo indica, se basa en la captura de neutrones (al igual que en el modo Sigma).

En la captura, la diferencia de tiempo entre la emisión de neutrones y la medición de los rayos gamma de captura es mayor, lo que permite eliminar el efecto del pozo. La captura temprana (etapa “B”) comienza inmediatamente después del bombardeo y tiene una duración de 20 us. Apenas termina la captura temprana comienza la captura tardía (etapa “C”) con una duración de 60 us.

## 2.4. Calibración de la Herramienta

Para calibrar la herramienta se realiza una calibración de espectro completo. Para esto se le aplica una ganancia a cada uno de los 256 canales de ambos detectores.

Para esta técnica se ocupa el tanque de agua para calibraciones en campo y un “poly sleeve”, habilitando que la herramienta se puede calibrar en casi cualquier lugar.

El especialista que calibre la herramienta debe adquirir un archivo (en formato DLIS) para generar un espectro de calibración usando los procedimientos de operación estándar. El proceso de calibración de los equipos para tomar registros es una práctica relevante pues asegura la obtención de valores precisos para las propiedades de la roca que se estén midiendo.

## 2.5. Procesamiento de los Datos Obtenidos

El procesamiento de los datos obtenidos con la herramienta RST se puede dividir en dos partes, una del modo sigma y otra para C/O. De acuerdo con la documentación dentro de Techlog (marca de la compañía Schlumberger) cada paso consiste en los siguientes procesos:

En el caso de sigma, se toma el espectro multicanal registrado y calcula cantidades aparentes. Dichas cantidades aparentes son la sigma de la formación, la porosidad de la formación y la salinidad del fluido de formación.

Posteriormente, se toman las cantidades aparentes y se le aplican diversas correcciones ambientales para obtener una nueva sigma de formación, porosidad de la formación y salinidad del fluido de formación.

Por otro lado, en el modo Inelástico-Captura, calcula las concentraciones inelásticas y de captura del espectro de energía registrado. Con dichos espectros puede calcular el volumen de cada fluido (principalmente usando los elementos carbón y oxígeno) y el peso de cada elemento y obtener litología (usando elementos como silicio, calcio, hidrogeno, etc.) al compararlos con diversos espectros obtenidos en condiciones litológicas y de fluidos conocidas.

(\*Nota, aunque el proceso se encuentra descrito en los manuales de operación de este software, los módulos no están disponibles para su operación para el usuario final).

### 3. Técnicas de Interpretación

La finalidad de utilizar cualquier herramienta de registros geofísicos de pozo es dar una interpretación de una o varias propiedades petrofísicas. En este trabajo se retoman las técnicas conocidas de interpretación para Sigma y C/O, donde dichas técnicas son complementadas con aspectos gráficos y análisis de datos propuestos por el autor, se presentan como una mejora en el proceso de interpretación como se describe a continuación:

1. Directamente de la curva del registro: esta forma de interpretar consiste en analizar la respuesta de la herramienta a la formación. Por ejemplo: al utilizar rayos gamma, una baja respuesta de la herramienta se relaciona a una formación limpia y una respuesta alta a una formación arcillosa.
2. Método Gráfico: esta técnica se realiza al graficar la respuesta de una o varias propiedades petrofísicas y sobreponerlos en una gráfica. La posición de los puntos graficados se asocia a una propiedad petrofísica, litología, factor de corrección, etc.
3. Matemáticamente: utilizando la ecuación de respuesta de un registro se puede despegar una propiedad petrofísica y calcularla siempre y cuando también se conozcan los otros parámetros.

#### 3.1. Interpretación Modo Sigma

La curva Sigma ( $\Sigma$ ) puede ser interpretada directamente con el registro al graficarse junto con el registro de porosidad neutrón termal (TPHI). Sigma debe graficarse de 0 a 60 aumentando hacia la izquierda y la porosidad de 0 a 0.6 aumentando a la izquierda, como puede verse en las diferentes pistas de ilustración 3.1.

Con base en la experiencia ganada en este trabajo, se puede postular que, aunque la salinidad no sea favorable para correr el modo operativo Sigma, al utilizar este registro en combinación con TPHI se pueden distinguir zonas impregnadas de hidrocarburo o de agua. Para distinguir la presencia de hidrocarburo se debe proceder a una interpretación mediante C/O en la zona delimitada con sigma para determinar el tipo de fluido y su respectiva saturación.

Para ejemplificar la metodología de interpretación cualitativa con Sigma y C/O, utilizamos los registros y casos mostrados en la ilustración 3.1. La principal razón de graficar Sigma y TPHI juntos son sus respuestas. Mientras que sigma responderá con valores muy bajos a los hidrocarburos, TPHI tendrá valores ligeramente menores de porosidad en presencia de hidrocarburos que en agua, solamente exagerando sus valores al encontrarse en presencia de arcilla.

Por ejemplo, a) es una zona con salinidad alta ( $>35,000$  ppm) con presencia de hidrocarburos. La salinidad es ideal para el funcionamiento de sigma. El hidrocarburo tiene una respuesta baja de sección transversal de captura, su presencia dentro de la formación disminuye el valor de sigma. TPHI presenta un comportamiento similar a sigma. Esta combinación de factores causa una notable separación entre sigma y TPHI, donde sigma será menor (según la escala utilizada).

b) es una zona con salinidad alta ( $>35,000$  ppm) con presencia de agua. El agua cuando cuenta con salinidades altas tiene un valor de sigma mayor que el de los hidrocarburos. Dicho valor de sigma aumenta tanto que llega a traslaparse con TPHI (según la escala utilizada).

c) es una zona de baja salinidad ( $<35,000$  ppm) con presencia de algún fluido. El agua a salinidades bajas tiene una sección transversal de captura muy similar al de los hidrocarburos, por lo que es muy complicado para sigma discriminar fluidos. A pesar de no poder discriminar el tipo de fluidos, para estos casos, sigma sigue sirviendo para identificar zonas con presencia de fluidos. Sigma y TPHI tienen valores comportamientos muy similares y dependiendo la escala llegan a traslaparse.



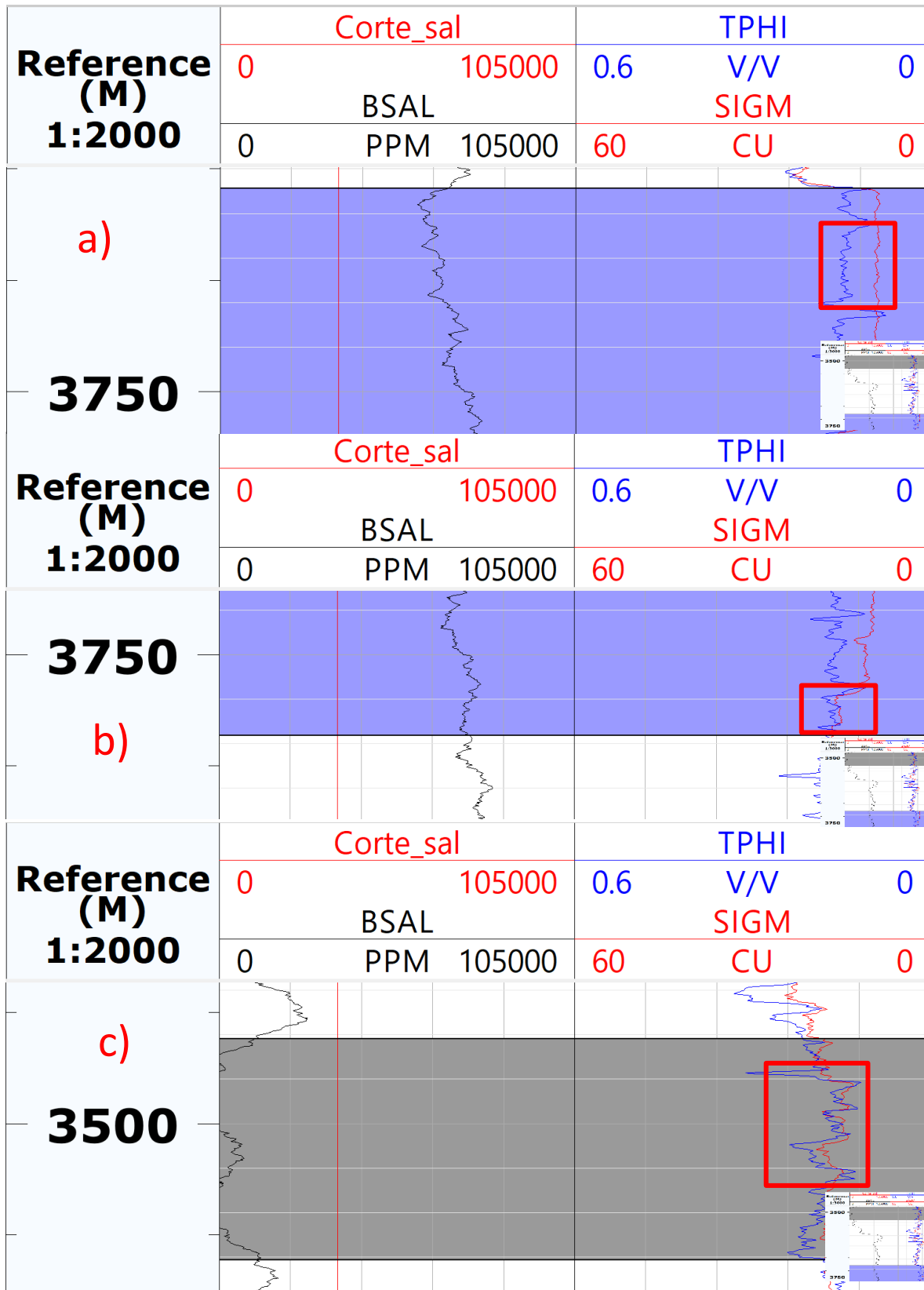


Ilustración 3.1 Ejemplo de las respuestas de Sigma y TPHI en diversas condiciones.

Si lo que se busca es cuantificar la cantidad de agua en un intervalo se puede utilizar la respuesta del modo sigma. Para esto se debe contar con un aproximado de las unidades de captura de las rocas, agua e hidrocarburos en la formación. Este método será efectivo siempre y cuando la salinidad sea mayor a 35,000 ppm.

La ecuación que describe la respuesta de la herramienta es la siguiente:

$$S_w = \frac{(\Sigma_{LOG} - \Sigma_{ma}) - \phi_e(\Sigma_{hc} - \Sigma_{ma}) - V_{sh}(\Sigma_{sh} - \Sigma_{ma})}{\phi_e(\Sigma_w - \Sigma_{hc})} \quad \text{Ecuación 3.1 James Smolen, Cased and Production Logs.}$$

Donde  $S_w$  es la saturación de agua,  $\Sigma_{LOG}$  es la respuesta de sigma,  $\Sigma_{ma}$  es la sigma de la matriz,  $\Sigma_{hc}$  es la sigma del hidrocarburo,  $\Sigma_w$  es la sigma del agua,  $V_{sh}$  es el volumen de arcilla y  $\phi_e$  es la porosidad efectiva.

Al restar  $S_w$  a 1, se obtiene la saturación de hidrocarburos  $S_{hc}$ .

Otra manera de interpretar este registro es mediante el método gráfico (Ilustración 3.2). Al graficar la porosidad y sigma se puede obtener un valor de saturación de agua en el intervalo, siempre y cuando la salinidad sea favorable (mayor a 35,000 ppm).

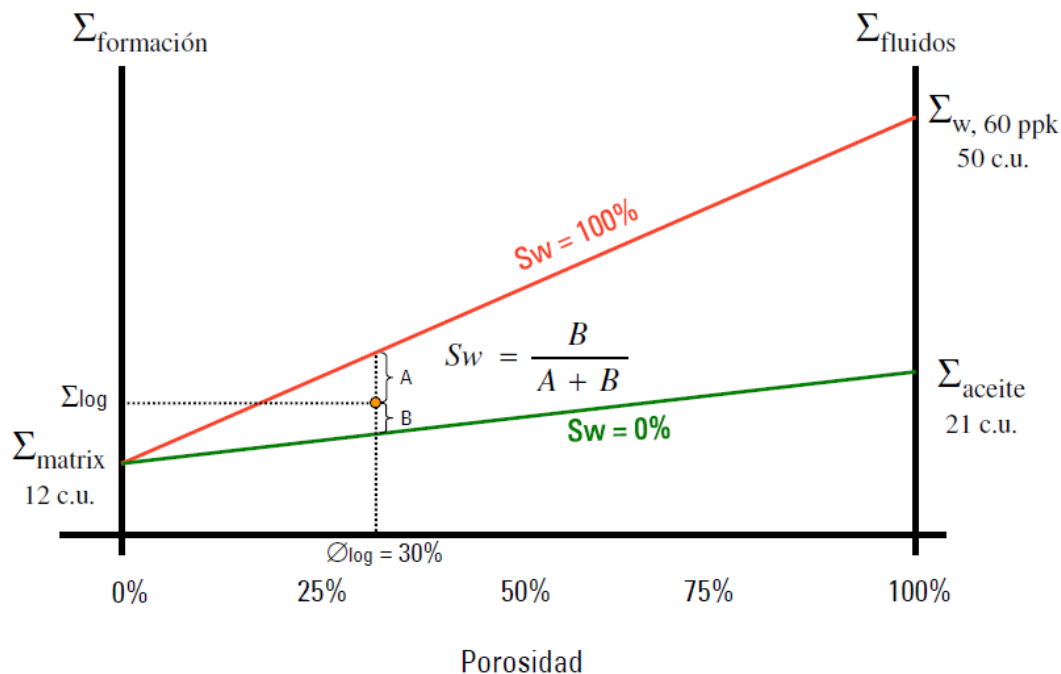


Ilustración 3.2 Gráfico para calcular la saturación de agua utilizando Sigma. El componente vertical está representado por sigma y el horizontal por la porosidad. Cuenta con una línea de agua (roja) y línea de hidrocarburo (verde) para calcular la saturación de agua. Tomado de RST Pro Brochure, Schlumberger.

Primero se debe colocar un punto conformado por un par de lecturas de porosidad y de sigma en el gráfico (ilustración 3.3). Y dos, para calcular la  $S_w$  se obtiene el valor de A, midiendo la distancia del punto graficado a la línea de agua (línea roja,  $S_w = 100\%$ ) y B, midiendo la distancia del punto graficado a la línea de hidrocarburo (línea verde,  $S_w = 0\%$ ). La  $S_w$  se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$S_w = \frac{B}{A+B} \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Al restar  $S_w$  a 1, se obtiene  $S_{hc}$ .

Nota: Al interpretar con sigma se encuentra una saturación de hidrocarburos ( $S_{hc}$ ) y de agua ( $S_w$ ), no se puede distinguir entre aceite y gas con esta técnica (o no al menos en este trabajo).

### 3.2. Interpretación Modo Inelástico-Captura (C/O)

Los registros de C/O no se pueden interpretar directamente de las curvas NCOR (relación carbón oxígeno cercana) y FCOR (relación carbón oxígeno lejana), sino que una vez definido un intervalo con sigma, se procede a utilizar un gráfico que ayuda a la interpretación.

Este gráfico parte como un rectángulo, pero se va modificando al agregar los diámetros de la tubería, su peso y la porosidad de la formación.

Para calcular el tipo y la cantidad de fluido presente en la formación se utiliza el gráfico de la ilustración 3.3, en donde se usa la relación C/O de los detectores lejanos (FCOR, ubicada en el eje vertical de la gráfica) y cercanos (NCOR, ubicado en el eje horizontal de la gráfica). Dependiendo de dónde se grafique el punto se determina el tipo y cantidad de fluido en la formación y el agujero.

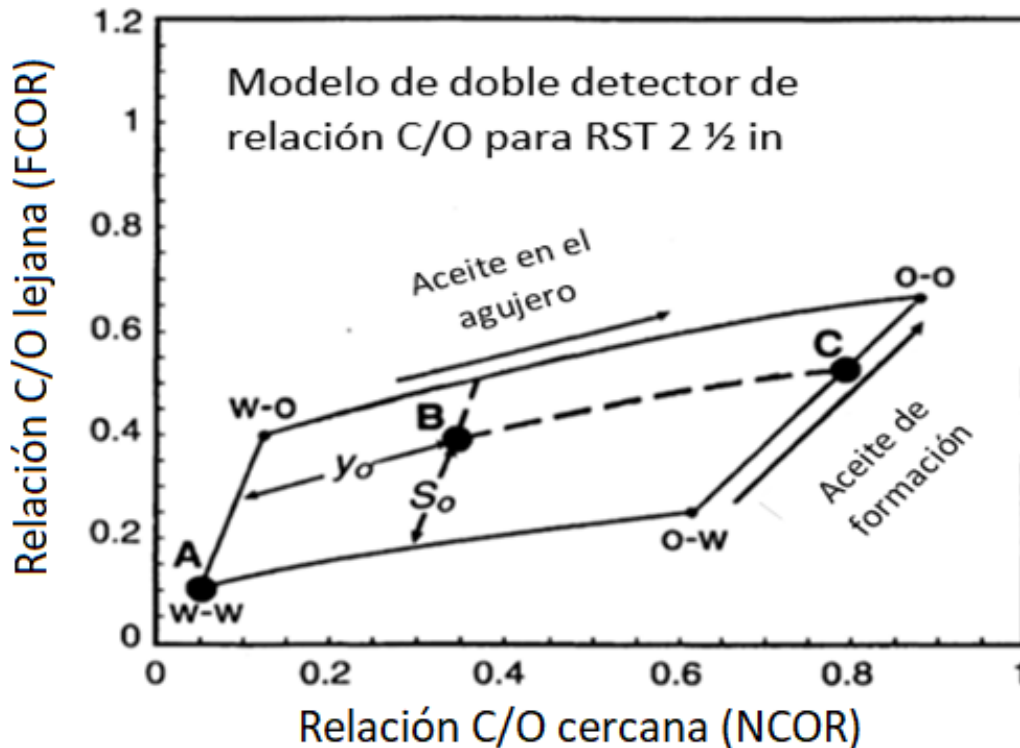


Ilustración 3.3 Gráfico para la interpretación de C/O. El eje vertical representa la relación de C/O lejana y el horizontal C/O cercano. Tomado de James Smolen. Traducido por el autor.

De esquina inferior izquierda en sentido horario, los vértices significan:

- 1) Agua en el agujero y agua en la formación (w-w).
- 2) Agua en el agujero y aceite en la formación (w-o).
- 3) Aceite en el agujero y aceite en la formación (o-o).
- 4) Aceite en el agujero y agua en la formación (o-w).

Para determinar saturaciones en la formación y el agujero se grafican todos los puntos de NCOR y FCOR del intervalo de interés. Como los puntos suelen verse muy dispersos, como parte del trabajo se recomienda utilizar histogramas para ver en que rango que se encuentra la mayor concentración de información en ambos ejes. Ya con estas zonas se proyecta un punto en el gráfico.

Para saber el tipo y cantidad de fluido en la formación se calcula a que altura se encuentra el punto, siendo la línea inferior 100% de y la superior 100% de saturación de

aceite ( $S_o$ ). Mientras que para saber la cantidad de fluido en el agujero se usa el eje de las abscisas, siendo el lado izquierdo 100% agua y el lado derecho 100% aceite.

Como se puede apreciar en la ilustración 3.4, gracias al uso de los histogramas y sus respectivas proyecciones en el gráfico de interpretación se puede interpretar que hay un aproximado de 25% de  $S_o$  en el intervalo graficado. Un inconveniente de esta forma de interpretar es la resolución ya que lo que se obtendrá es un promedio de todo el intervalo y no de manera puntual.

Los datos ubicados fuera del cuadrilátero se pueden descartar, lo que cambia la posición de los histogramas y por ende la  $S_o$  (ilustración 3.5). En el caso del ejemplo mostrado la  $S_o$  se mantuvo igual, en 25%. Se recomienda descartar la información solo si se aprecia que hay muchos puntos por fuera del cuadrilátero que están afectando el valor de  $S_o$ .

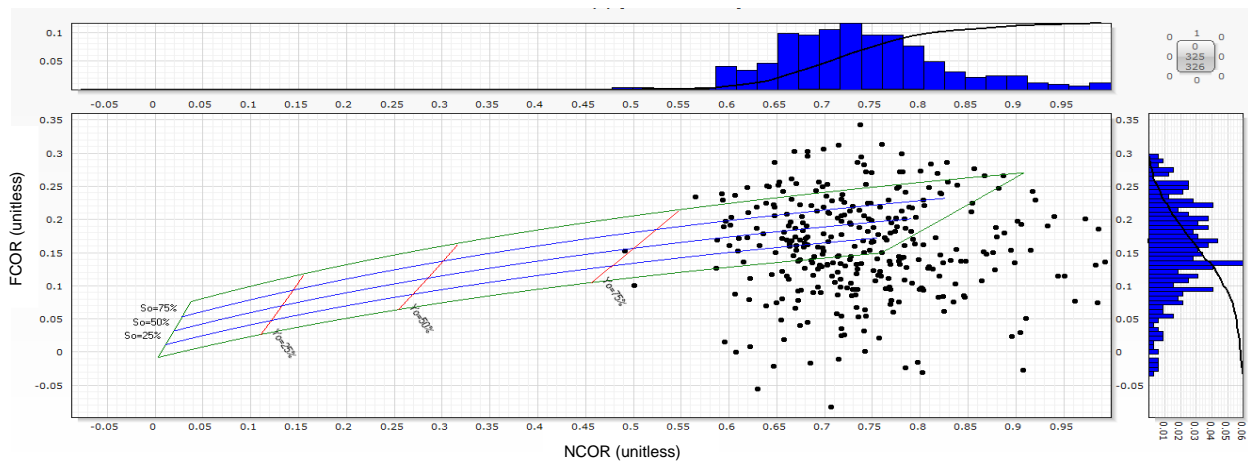


Ilustración 3.4 Representación del uso de los histogramas en la gráfica de interpretación para C/O.

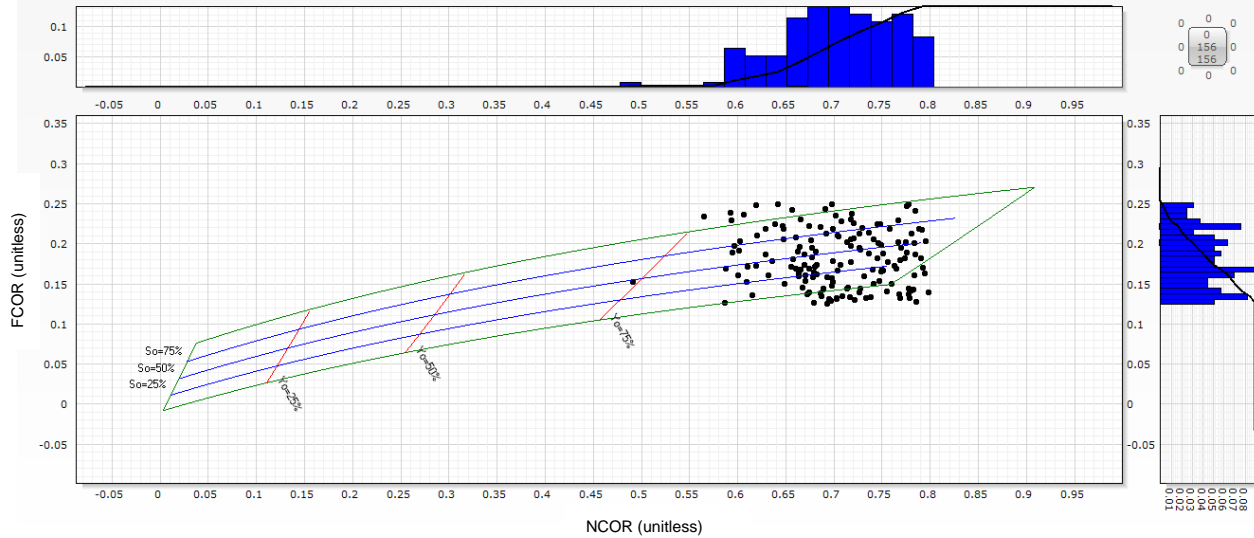


Ilustración 3.5 Representación del cuadrilátero para la interpretación de C/O filtrando datos fuera del cuadrilátero.

Adicionalmente se le puede agregar un color a los puntos graficados de acuerdo con una propiedad petrofísica. El color complementa la interpretación del histograma ayudando a relacionar una propiedad petrofísica con la saturación de aceite en la zona. A lo largo de este trabajo se ha encontrado que la propiedad que más ayuda al utilizarla para darle color a los puntos graficados es la saturación de agua ( $S_w$ ) obtenida en agujero descubierto porque es un parámetro equiparable con el que se busca evaluar mediante el RST, la saturación de aceite remanente. Para este trabajo  $S_w$  funcionó, se recomienda que quien quiera reproducir esta técnica utilice  $S_w$  o alguna otra propiedad que le ayude discriminar información y/o reforzar su interpretación. En caso de no encontrar una propiedad que apoye a su interpretación, se recomienda solo el uso de histogramas.

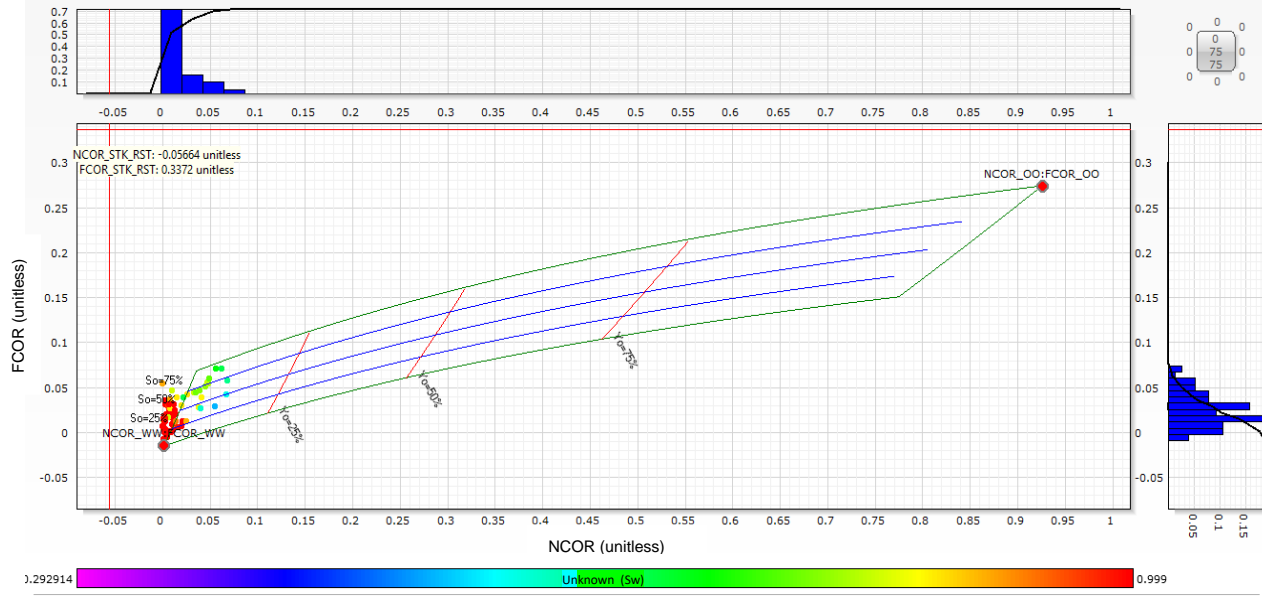


Ilustración 3.6 Representación del cuadrilátero para la interpretación de C/O con puntos de color atribuidos a una propiedad petrofísica, en este caso se utilizó  $S_w$ .

Interpretar haciendo uso de una propiedad petrofísica, en este caso  $S_w$ , requiere de un poco más de trabajo. Primero, se filtran los datos donde la saturación de agua calculada en condiciones de agujero descubierto sea cercana o igual al 100% (para propósito de este trabajo el filtro ocupado es de  $S_w \geq 0.95$ ). El filtro reduce la cantidad de información a analizar y evita centrar la atención en zonas completamente saturadas de agua (de acuerdo con la evaluación hecha en condiciones de agujero descubierto).

Con los datos ya filtrados pasamos a un concepto que se optó por llamarlo como indicador de exceso de aceite (IEO). Para definir este concepto de manera clara se mencionan las saturaciones que tenemos en juego al momento de interpretar.

$S_w$ , es utilizada para dar color a nuestros puntos y representa la saturación de agua en condiciones de agujero descubierto. Para fines de esta definición escrita como  $S_{w1}$ . Como complemento se tiene una saturación de aceite en condiciones de agujero descubierto,  $S_{o1}$ .

Al momento de interpretar, dentro de la gráfica intrínsecamente se tiene una saturación de agua en condiciones agujero entubado  $S_{w2}$ , que puede ser igual o mayor a  $S_{w1}$ , pero nunca menor. Como complemento se tiene una saturación de aceite remanente  $S_{o2}$ , esta saturación puede ser igual o menor a  $S_{o1}$  pero nunca mayor.

Las consideraciones tomadas en los 2 párrafos anteriores son asumiendo la  $S_{w1}$  como completamente correcta.

Para este trabajo se define como indicador de exceso de aceite (IEO) a los puntos que cumplan con las siguientes características:

1.  $S_{w1} > S_{w2}$
2.  $S_{o1} < S_{o2}$

Una interpretación de estas condiciones sería que al momento de explotar hidrocarburos la saturación de agua disminuyó y la saturación de aceite aumentó, cosa completamente imposible, por ende, todos los puntos que presenten el indicador de exceso de aceite (IEO) serán completamente descartados para su interpretación.

Por ejemplo, en la ilustración 3.7, los datos que aparecen en la gráfica son aquellos con una saturación de agua menor a 0.95. La ubicación de dichos datos en la gráfica muestra una  $S_o$  (remanente) que va del 75% hasta el 100%. Cosa que de acuerdo con la  $S_w$  (tomada en condiciones de agujero descubierto y cuyo valor es de ~85%) no es posible.

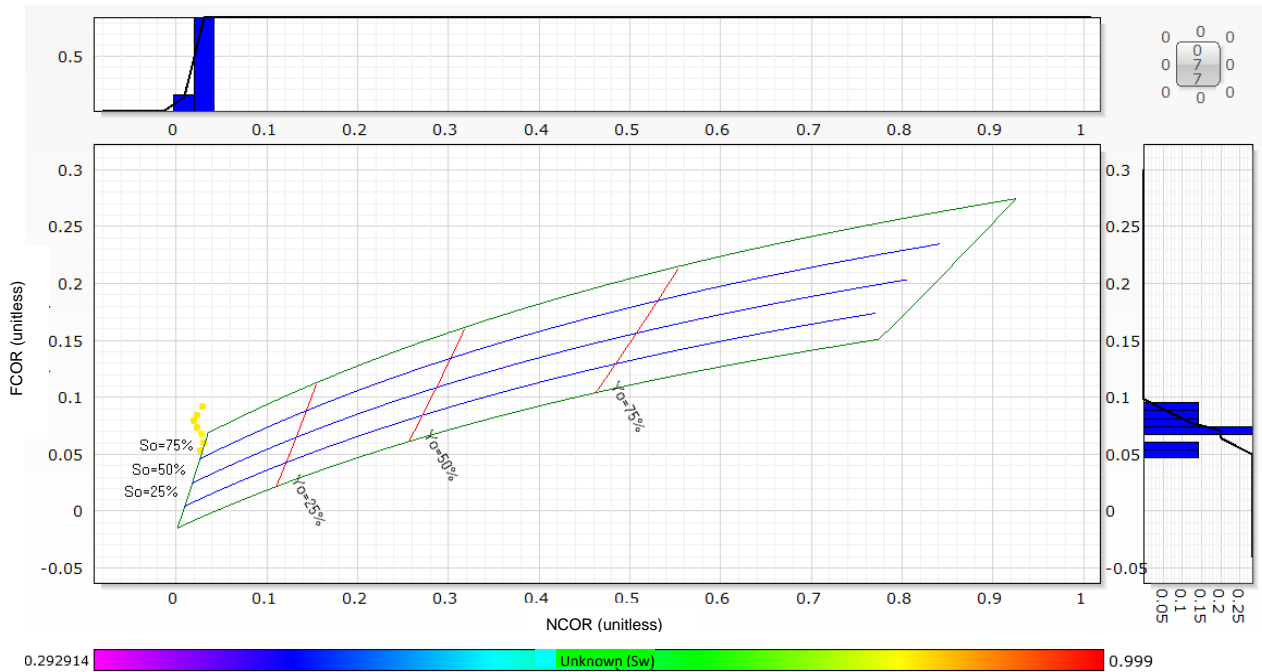


Ilustración 3.7 Representación del cuadrilátero para la interpretación de C/O con puntos de color atribuidos a una propiedad petrofísica, en este caso se utilizó  $S_w$ .

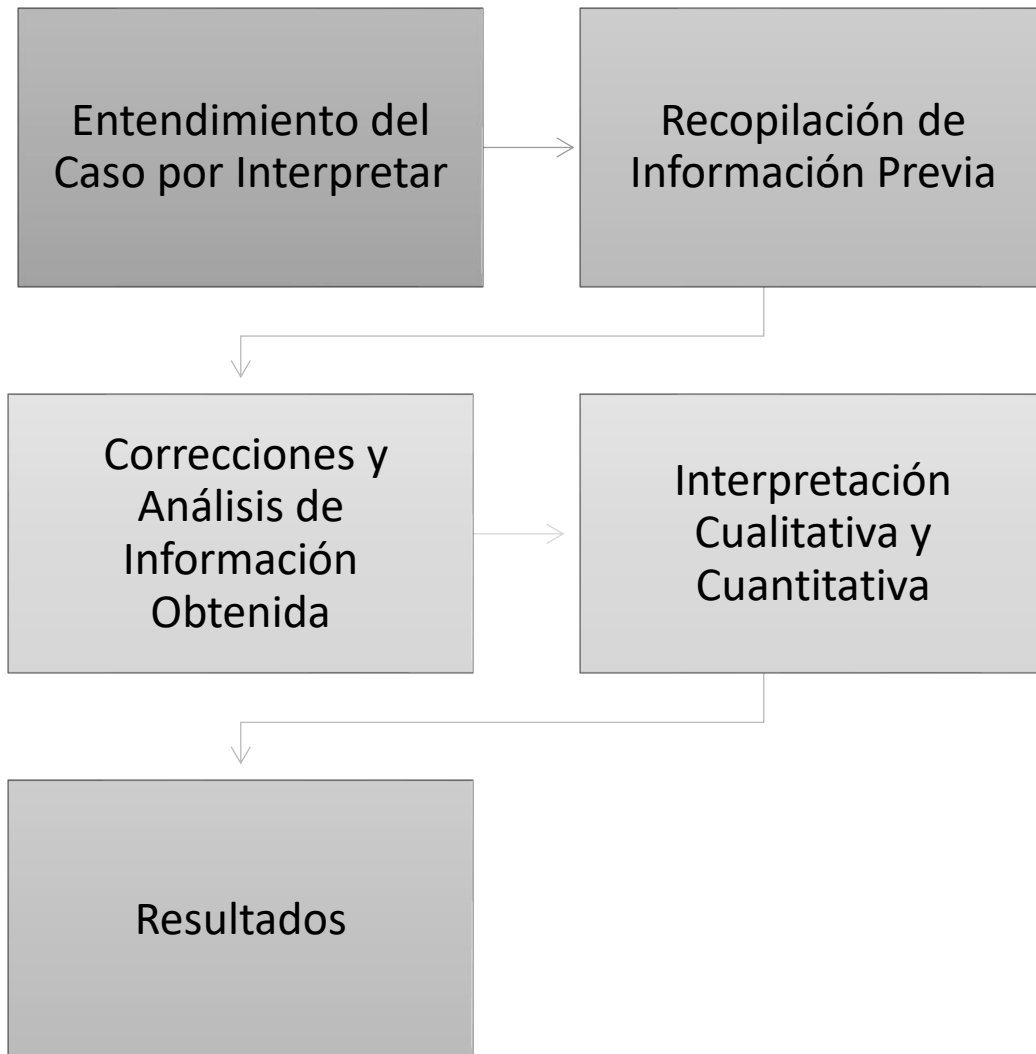


Siguiendo el criterio de indicador de exceso de aceite (IEO), ninguno de estos datos se tomará en cuenta para la interpretación en ese intervalo, resultando en un intervalo con  $S_o$  de 0%.

Nota: a diferencia de la interpretación con sigma que se interpreta saturación de agua ( $S_w$ ) e hidrocarburos ( $S_{hc}$ ), al interpretar con las gráficas de C/O solo se puede interpretar saturación de aceite ( $S_o$ ) y saturación de agua ( $S_w$ ).

## 4. Metodología

La metodología propuesta para la interpretación de registros para el monitoreo de saturación de agua de formación (solución alternativa) es la siguiente:



*Ilustración 4.1 Metodología propuesta para el monitoreo de saturación de agua.*

### 4.1. Entendimiento del Caso Por Interpretar

Antes de realizar cualquier actividad o trabajo, se necesita establecer cual es el objetivo del estudio y que técnicas se van a utilizar para lograrlo.

Definir un objetivo es primordial en cualquier actividad. Una vez definido, todas las actividades se centrarán en cumplirlo.

En el caso de los estudios para calcular la saturación de agua en campos maduros, el objetivo general es calcular la saturación remanente de hidrocarburos y la búsqueda de intervalos no detectados, omitidos o no probados. Se pueden utilizar diversas técnicas para este objetivo y una de ellas es mediante los registros geofísicos de pozo.

#### 4.2. Recopilación de Información Previa

Los registros en agujero entubado tienen objetivos muy puntuales, solamente se corren en intervalos de interés. Especificando en el uso de un RST, la información obtenida se centra en propiedades como porosidad y sigma, así como curvas obtenidas mediante el uso de las cuentas registradas por cada detector (NCOR, FOCR, TRAT, entre otros); por lo que se requiere información de registros previos (agujero descubierto y en caso de contar con ellos, registros en tubería) y reportes de pozo y estado mecánico. Aunado a esto, podemos verificar la salinidad de la formación para escoger de manera adecuada el modo de operación de la herramienta.

Los registros de agujero descubierto son útiles para distinguir que zonas se consideraron de interés y que  $S_w$  tenía la formación en esa etapa inicial.

Los registros en tubería son para ver cómo ha cambiado el yacimiento a lo largo de la explotación. No siempre se cuenta con dicha información.

El reporte de pozo es para saber en qué etapa del pozo se corrió el registro, el peso y diámetro de la tubería, características del cemento, densidad del fluido de perforación y cualquier información relevante como manifestaciones, descripción litológica o incidentes durante la perforación.

En general, el uso de la información previa es para contrastar la información original con la actual.

#### 4.3. Revisión de la Información Obtenida

Después de que se corre el servicio se debe reconocer con qué curvas se cuentan para proceder a la interpretación (Mnemónicos de las curvas descritos en el anexo 8.1).

Para el caso de la herramienta RST\* se debe verificar que las curvas disponibles por lo menos sean:

- 1) para el modo sigma:  $\Sigma$ , TPHI
- 2) Modo inelástico: NCOR y FCOR.
- 3) Como complemento se usará la curva BSAL y CCL.

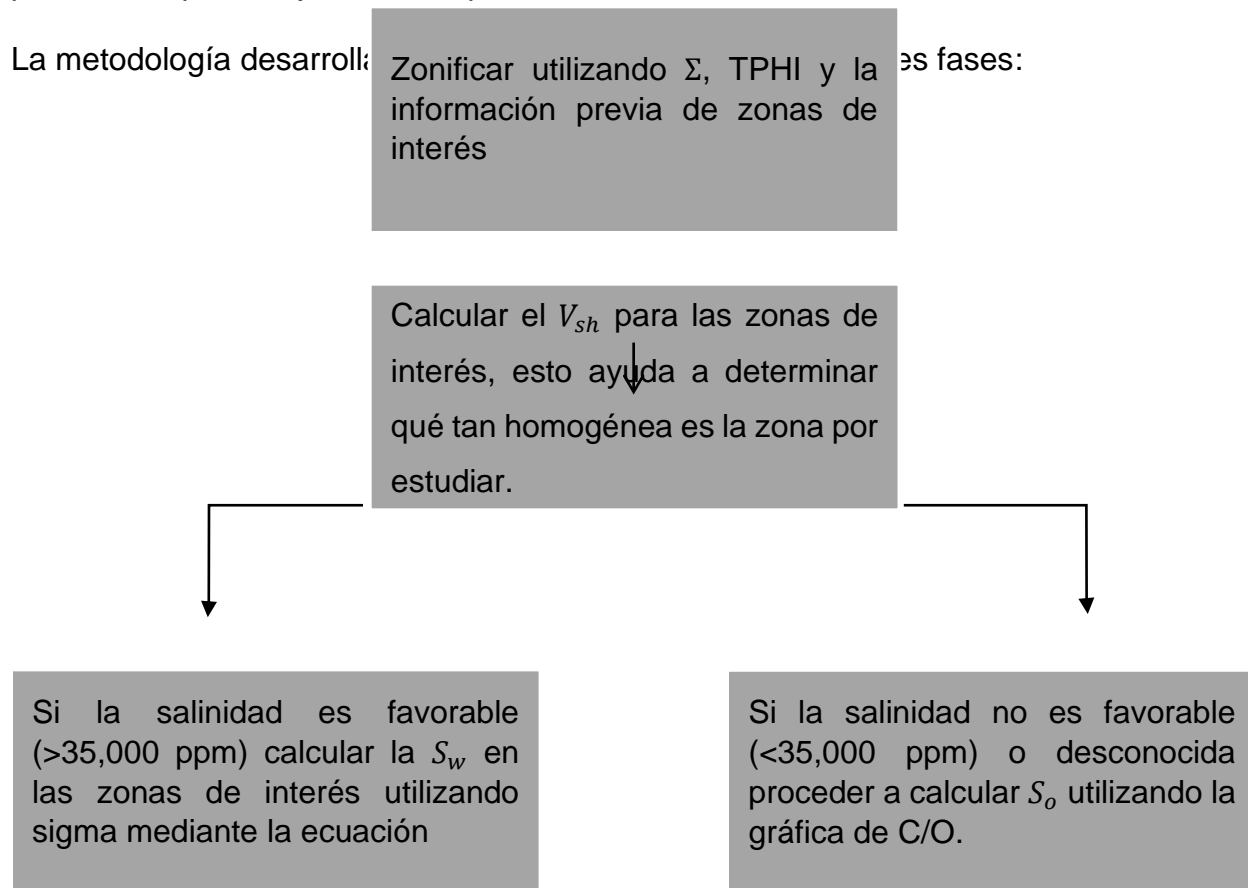
Como la herramienta se puede combinar con otra sonda para obtener GR, también se utilizará como un control de profundidad y de correlación.

Otras curvas como la velocidad del registro, tensión del cable, energía del minitrón son utilizadas para un control de calidad del registro, para los fines de este trabajo no se utilizarán.

#### 4.4. Interpretación Cuantitativa y Cualitativa

Las técnicas de interpretación para un RST están mencionadas en el capítulo 3 por lo que se hace referencia a consultar dicho capítulo. De cualquier manera, la interpretación no solo se basa en las curvas generadas con el RST, sino que se deben de calcular otros parámetros para mejorar la interpretación.

La metodología desarrollada para la interpretación de los datos de RST se divide en tres fases:



#### 4.5. Resultados

Finalmente, en los resultados se deben mostrar la interpretación de registros de agujero descubierto junto con el conjunto de resultados del registro RST, remarcando las zonas de interés y/o en donde la saturación de agua, y por ende de hidrocarburo, haya cambiado según el objetivo.

En las zonas donde se haya ocupado la técnica interpretativa de C/O anexar la gráfica de C/O con su respectiva interpretación.

## 5. Resultados y Recomendaciones

Para probar la funcionalidad, alcance y limitaciones de la metodología propuesta, se analizan los casos de 2 pozos. Es importante resaltar que esta metodología esta acotada por la disponibilidad de información, su calidad y la disponibilidad de software especializado.

### 5.1. Caso 1: Pozo A

#### **Objetivo:**

Evaluar el potencial remanente de hidrocarburos que se encuentran entre los intervalos ya probados (mostrados en la tabla 5.2).

#### **Información previa:**

El pozo es productor en los intervalos mostrados en la tabla 5.2. Además, no se cuenta con una interpretación petrofísica en condiciones de agujero descubierto, pero si con las características del pozo (tabla 5.1) se obtuvieron del archivo con extensión LAS. No se cuentan con los valores de sigma para los componentes del pozo por lo que se propone una aproximación (ver anexo en el capítulo 8.2).

Tabla 5.1. Características del Pozo A.

Características del Pozo A	
<b>Tamaño del agujero</b>	8.5"
<b>Tamaño de la Tubería</b>	7"
<b>Peso de la Tubería</b>	29 lb/ft
<b>Herramienta</b>	RST-D
<b>Salinidad de formación</b>	Alrededor de 130,000 ppm aunque en el momento de realizar el estudio se desconoce por la presencia de pozos inyectores de agua con una salinidad de 30,000 ppm.
<b>Densidad del aceite agujero abajo</b>	0.72 g/cc

Tabla 5.2. Intervalos Probados del Pozo A.

<b>Intervalo Probado</b>	<b>Profundidad (m)</b>
1	3545-3555
2	3578-3588
3	3600-3609
4	3640-3658
5	3768-3804
6	3818-3836

### **Revisión de la Información Obtenida:**

Para la interpretación del pozo se utilizó el registro de rayos gamma como identificador de litología; la salinidad para saber con qué tipo de interpretación proceder; CCLC para distinguir los coples de la tubería; TPHI y sigma para la interpretación en zonas con alta salinidad; y NCOR y FCOR para interpretación en zonas con salinidad baja.

### **Interpretación:**

Para realizar la interpretación mostrada en la ilustración 5.1, 5.2 y 5.3 se utilizaron las siguientes curvas, comenzando de izquierda a derecha:

En el primer carril la profundidad, en el segundo carril rayos gama. El tercer carril muestra el CCLC en gris, la salinidad de la formación en negro y una línea vertical que representa la salinidad a 30,000 ppm.

El cuarto carril contiene la porosidad termal en azul y sigma en rojo, mientras que el quinto carril muestra la relación C/O cercana en negro y la lejana en azul.

Finalmente, el sexto carril muestra el volumen de arcilla y el séptimo la saturación de agua en azul y la saturación de hidrocarburos en amarillo.

La interpretación con sigma se realiza utilizando la ecuación 2.1 y la de C/O utilizando gráficas.

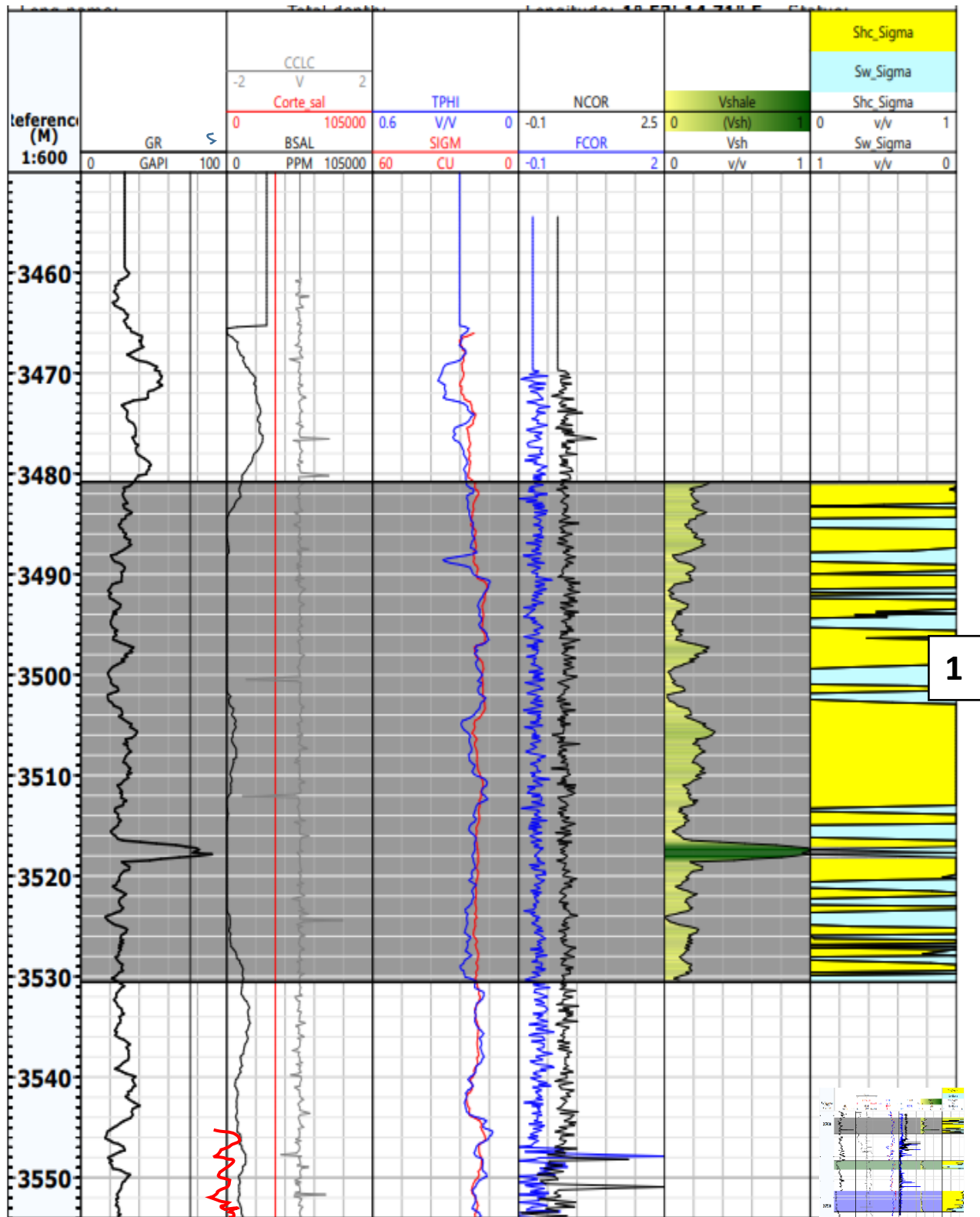


Ilustración 5.1 Set de Registros de el pozo A (3450 m – 3555 m). Las líneas en erráticas en el margen derecho del carril de GR representan a los intervalos probados.



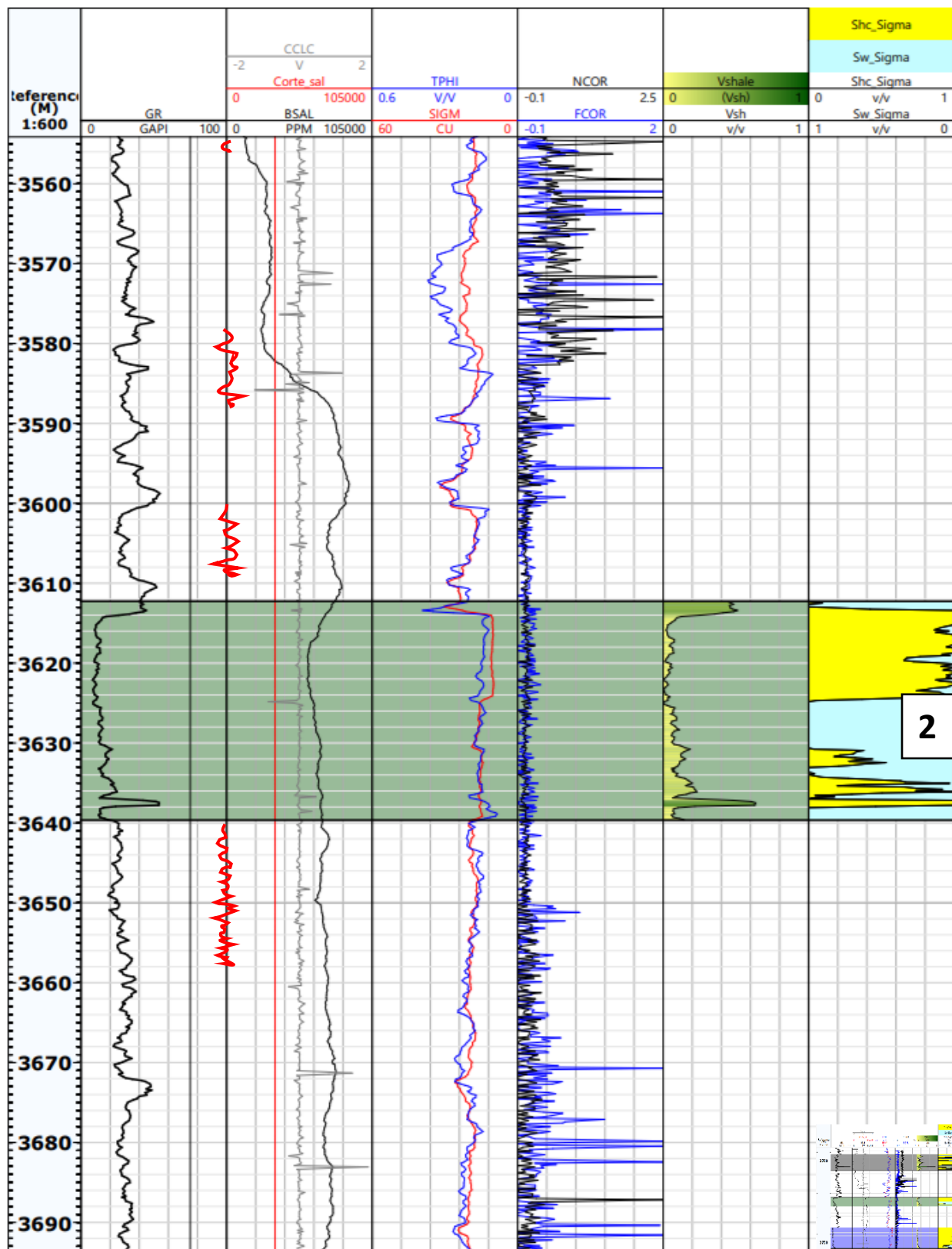


Ilustración 5.2 Set de registros pozo A (3555 m – 3693 m). Las líneas en erráticas en el margen derecho del carril de GR representan a los intervalos probados.

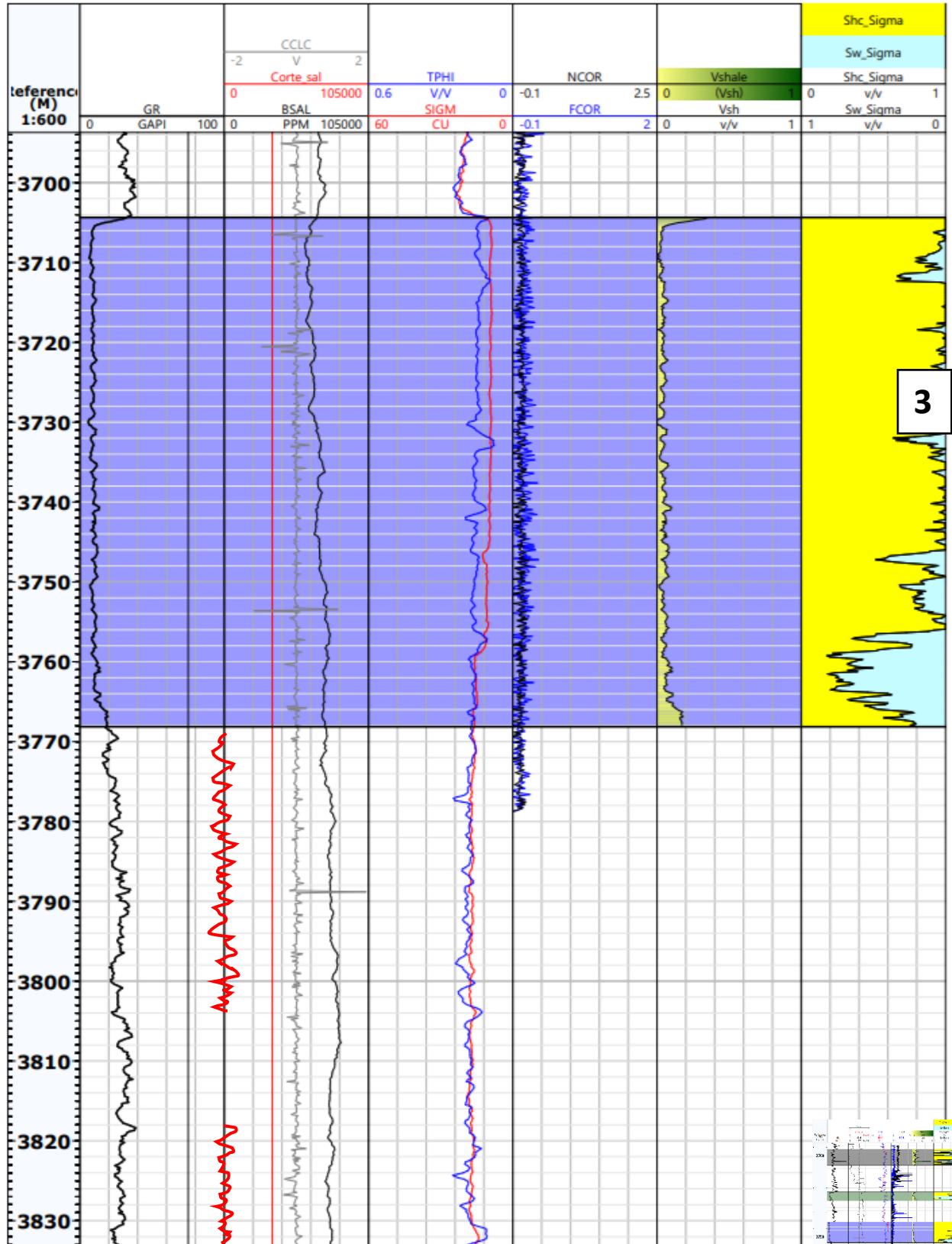


Ilustración 5.3 Set de registros pozo A (3693 m – 3833 m). Las líneas en erráticas en el margen derecho del carril de GR representan a los intervalos probados.

**Primer Intervalo:**

El primer intervalo (ilustración 5.4) se encuentra entre los 3480 y 3530 m. La zona cuenta con una salinidad mucho menor a los 30,000 ppm por lo que se tiene que interpretar con C/O. Como extra, el cálculo de Sw y Shc (carril 7, ilustración 5.2) es para mostrar que, a bajas salinidades, sigma no distingue entre el aceite (18-20 c.u.) y el agua (20-22 c.u.).

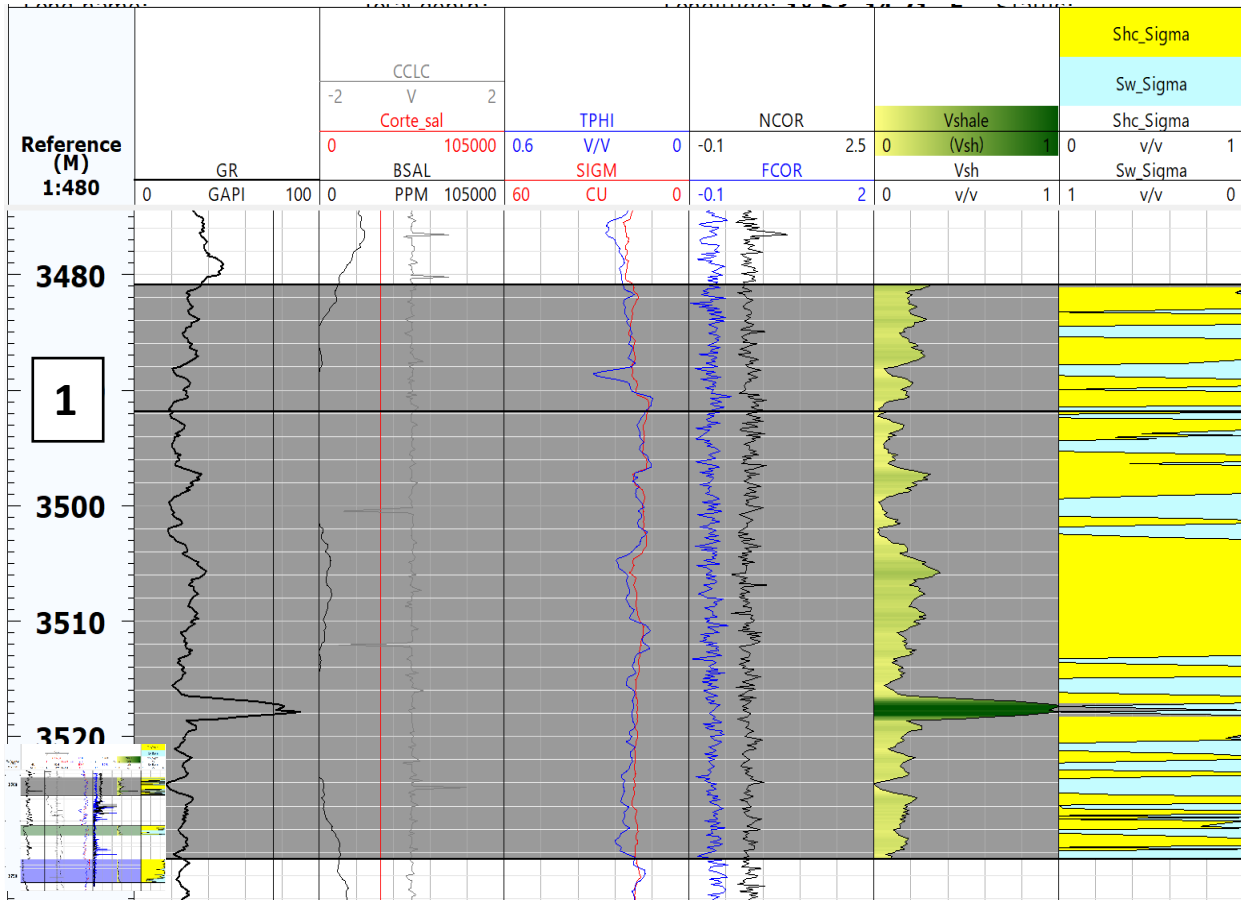


Ilustración 5.4 Primer Intervalo del pozo A (3480 m – 3530 m).

Utilizando la gráfica para interpretar C/O en el intervalo y apoyado con histogramas para cada eje se determinan tres comportamientos dentro del primer Intervalo (ilustración 5.5). Lamentablemente no se puede saber con certeza en que profundidad se presenta cada comportamiento.

El primer comportamiento (en rojo) es el más abundante en el intervalo y muestra valores de So que van del 0 hasta el ~28%.

El segundo comportamiento (en azul) muestra saturaciones de aceite que van de ~28 hasta el ~50%.

El tercer comportamiento (en verde) es el menos frecuente en la gráfica y muestra saturaciones de aceite que van de ~50 hasta el 75%.

Adicionalmente, los valores fuera del cuadrilátero de la gráfica de C/O no fueron utilizados para la interpretación, pero se hicieron las siguientes observaciones y se les dio una explicación.

- Se analizó la velocidad de toma del registro y la tensión del cable, ambas parecen normales.
- El Carbono en el detector lejano en algunas zonas es cercano a cero e inclusive en algunos puntos negativo. Los puntos negativos probablemente atribuidos a errores numéricos.
- De acuerdo con la gráfica el Carbono es mucho mayor en el detector cercano que en el lejano.

De acuerdo con los puntos anteriormente mencionados se puede pensar que algunas de las causas de estas anomalías pueden ser originadas debido a una irregularidad en la cementación del pozo, presencia de una caverna o alguna heterogeneidad en la litología. Estas causas pueden ser no las únicas y se puede pensar en alguna otra teoría haciendo uso de más información, por ejemplo, gráficas Ca/Si (similar a la de C/O) o un registro de cementación.

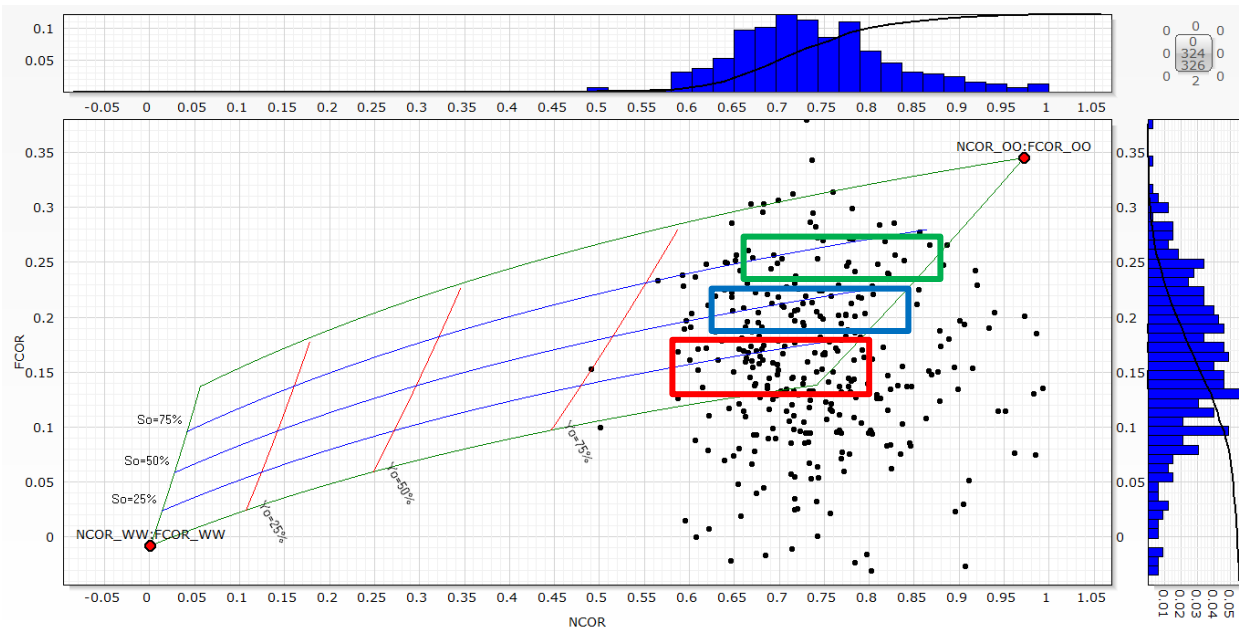


Ilustración 5.5 Gráfica C/O para el primer intervalo del pozo A (3480 m -3530 m). En rojo primer comportamiento, en azul el segundo comportamiento y en verde el tercer comportamiento.

### Segundo Intervalo:

El segundo intervalo (ilustración 5.6) se encuentra entre los 3612 y 3639 m. La salinidad es alta (mayor a 30,000 ppm) por lo que se procede a interpretar con sigma.

Utilizando la técnica mostrada en el capítulo 3.1, al usar las curvas sigma y TPHI en conjunto se pueden apreciar 3 comportamientos en el cuarto carril.

El primer comportamiento (en rojo) comienza a 3613 m de profundidad y termina en los 3625 m. Los valores bajos de sigma y su separación notoria con la curva TPHI indican la presencia de hidrocarburos. Al cuantificar la  $Sh_c$  con la ecuación 2.1 se parecía una  $Sh_c$  promedio de 90%.

El segundo comportamiento (en negro) está entre 3625 y 3630 m de profundidad. El traslape de las curvas sigma y TPHI indica una zona saturada de agua. Al cuantificar la saturación se comprueba lo observado en el cuarto carril.

El tercer comportamiento (en amarillo) va desde 3630 hasta 3639 m, al igual que el segundo comportamiento, se trata de una zona saturada por agua. La diferencia radica en que este comportamiento se ve influenciado por un aumento en el volumen de arcilla

y al cuantificarlo, esta misma arcilla es la que crea falsas zonas saturadas por hidrocarburos.

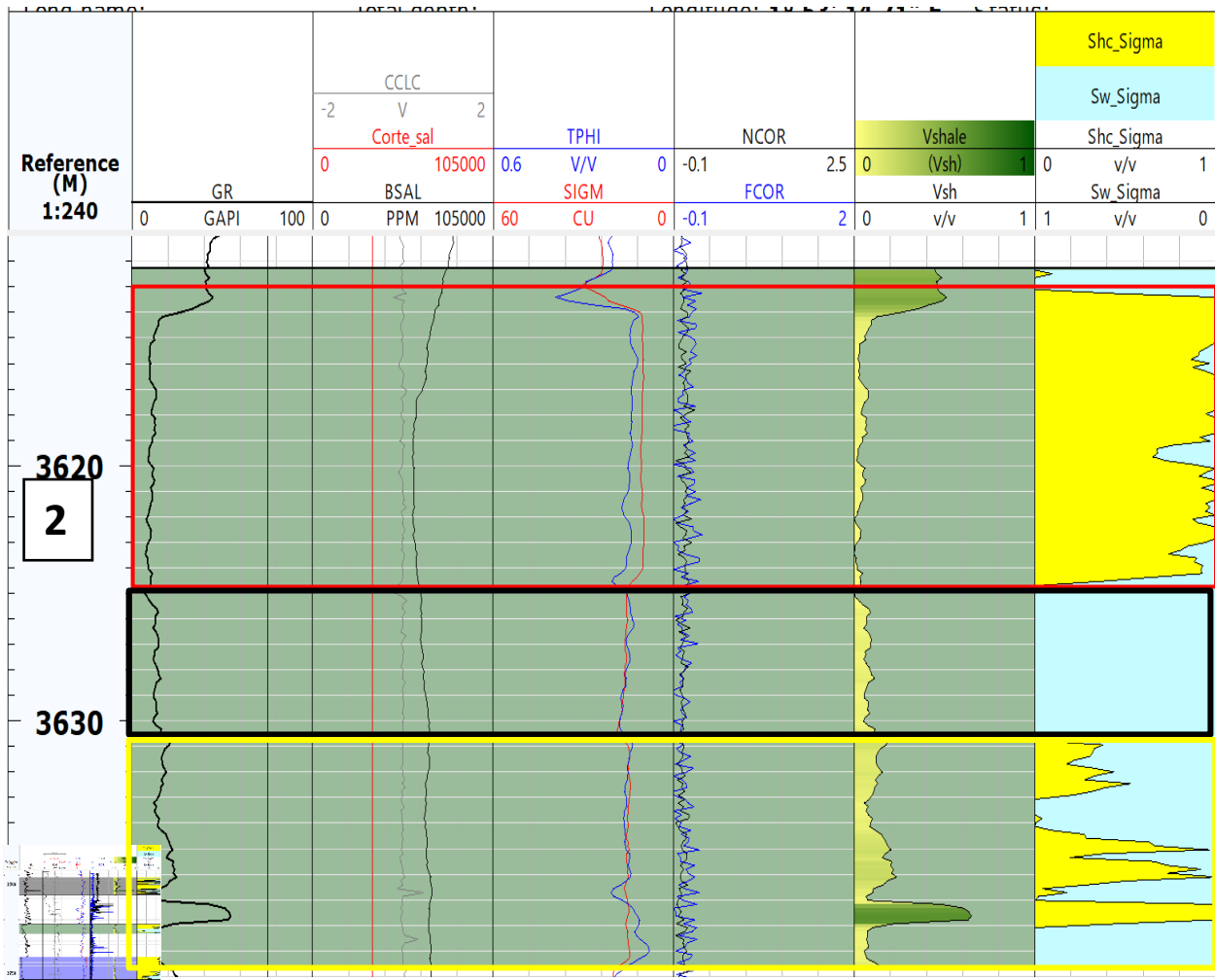


Ilustración 5.6 Segundo Intervalo del pozo A (3612 m - 3639 m). En rojo primer comportamiento, en negro segundo comportamiento y en amarillo tercer comportamiento.

### Tercer intervalo:

El intervalo esta entre las profundidades de 3704 m hasta 3768 m. Hay una salinidad alta por lo que se procede a interpretar con sigma (ilustración 5.7).

Utilizando en conjunto sigma con TPHI (cuarto carril) se aprecian dos comportamientos.

El primer comportamiento (en negro) predomina el intervalo. Va desde los 3704 m hasta los 3757 m. Los valores bajos de sigma y su notable separación con la curva TPHI indican la presencia de hidrocarburos. Al cuantificar la saturación de hidrocarburos utilizando la ecuación 2.1, se observa una Shc alrededor de un 90%.

El segundo comportamiento (en rojo) comienza en una profundidad de 3757 m y continua hasta los 3768 m. La curva sigma tiene valores mayores a los característicos de los hidrocarburos y se traslapa con TPHI, por lo que la zona se encuentra inundada.

Al cuantificar la saturación se observa que, en efecto, la zona está inundada. Casi al final pareciera que la Shc aumenta, pero esto se debe al incremento del volumen de arcilla.

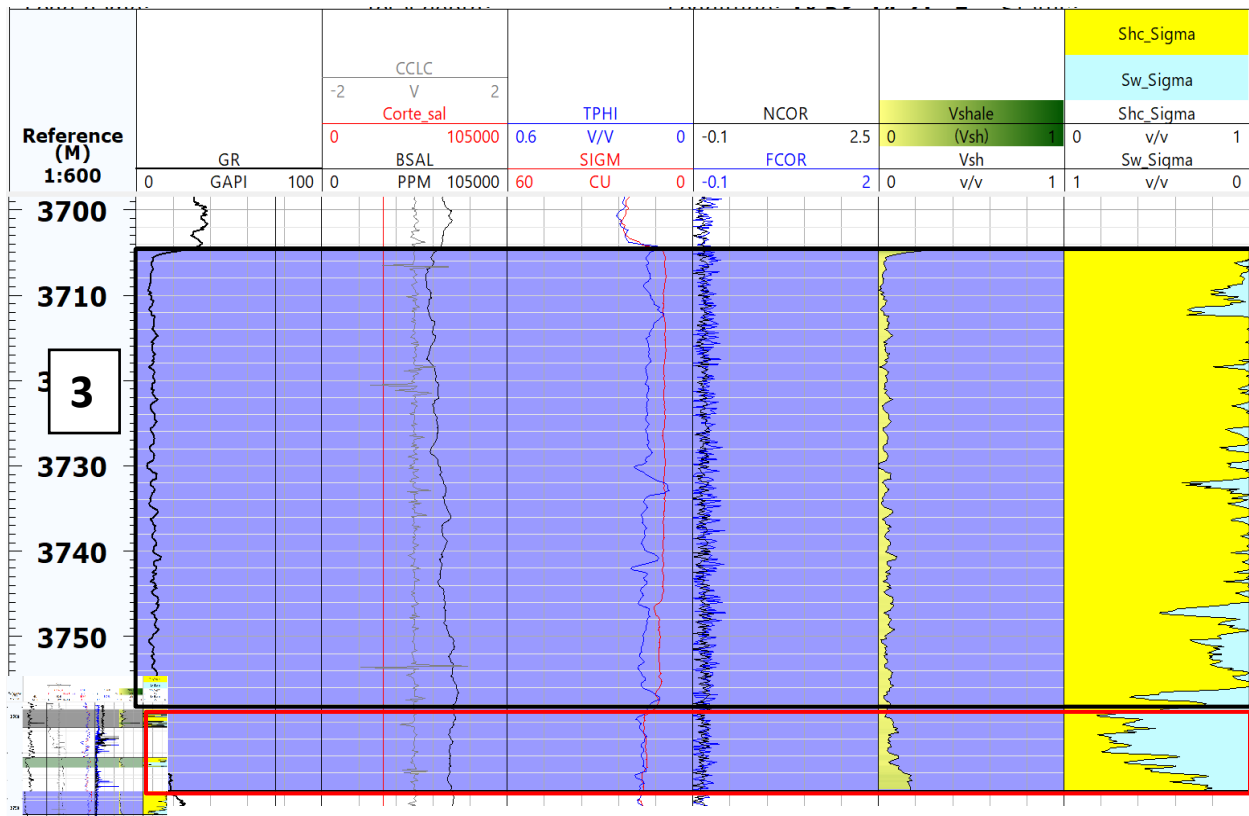


Ilustración 5.7 Tercer intervalo del pozo A (3704 m - 3768 m). En negro primer comportamiento y en rojo segundo comportamiento.

## **Resultados:**

Se analizaron 3 intervalos que de acuerdo con el informe no se encuentran perforados.

En el primer intervalo (3480-3530 m) se encontró presencia de aceite utilizando la gráfica de C/O pero con la metodología empleada y con la información que se cuenta no se alcanza la resolución para determinar las profundidades exactas. Lo único que se puede mencionar acerca de este intervalo es que en su mayoría presenta una saturación de aceite rondando de 0 hasta un 28%, a medida que la saturación de aceite aumenta es menos frecuente su ocurrencia dentro del intervalo.

El segundo intervalo (3613-3640) se analizó con sigma. De acuerdo con lo visto con el comportamiento de sigma y TPHI se encontró una zona con una saturación de ~90% hidrocarburos desde los 3613 metros hasta los 3625 metros de profundidad.

Finalmente, en el tercer intervalo (3705-3768 m) se encuentra la zona de mayor interés de los 3 intervalos. Entre los 3705 m de profundidad hasta los 3758 m se cuenta con una saturación de 90% de hidrocarburos de acuerdo con lo visto con el comportamiento de sigma, TPHI y al cuantificar la saturación de hidrocarburos con la ecuación 2.1.



## 5.2. Caso 2: Pozo B

**Objetivo:** Evaluar la saturación remanente a través de todo el intervalo.

**Información previa:** Se cuenta con el set de registros básicos en agujero descubierto (HCAL, RHOB, NPPHI, AT10 Y AT30) que se graficaran junto a los obtenidos con el RST y una saturación de agua en condiciones de agujero descubierto calculada que se usará para contrastar los resultados obtenidos. No se cuenta con información de los intervalos perforados.

Tabla 5.3 Características del Pozo B.

<b>Características del Pozo B</b>	
<b>Tamaño del agujero</b>	8.5"
<b>Tamaño de la Tubería</b>	7"
<b>Peso de la Tubería</b>	35 lb/ft
<b>Herramienta</b>	RST-D
<b>Salinidad</b>	A lo largo de todo el intervalo se observa una salinidad menor a 30,000 ppm

### **Revisión de la Información Obtenida:**

Todo el intervalo tiene una salinidad menor a 30,000 ppm por lo que el uso de sigma se verá limitado a distinguir posibles zonas de interés. La principal técnica de interpretación será mediante C/O en las zonas donde se haya determinado presencia de fluidos con sigma. Como apoyo a la interpretación de las gráficas de C/O se asignara una paleta de colores de acuerdo con la saturación de agua en condiciones de agujero descubierto, posteriormente se filtrarán las saturaciones de agua mayores o iguales a 95%.

### **Interpretación:**

La interpretación se muestra en la ilustración 5.8, 5.9 y 5.10. El primer carril representa la profundidad. Los carriles 2, 3 y 4 contienen los registros tomados en condiciones de agujero descubierto (exceptuando rayos gamma, en negro), el primer carril cuenta con el caliper (HCAL, en rojo), el segundo carril presenta una resistividad somera (AT10, en rojo) y una media (AT30, en negro), el tercero cuenta con el registro de densidad (RHOB, en rojo) y de porosidad neutrón (NPHI, en azul). Además, en el séptimo carril posee una

curva de saturación de agua en condiciones de agujero descubierto, la cual se cree fue calculada utilizando alguno de los registros resistivos o con el conjunto de los registros resistivos, de densidad y de porosidad neutrón.

El quinto carril tiene los registros de sigma (en rojo) y de TPHI (en azul). Para este caso no sirve el uso en conjunto de sigma con TPHI porque la formación varía mucho litológicamente a lo largo del registro. Para solucionar esto se marcó como interés todo intervalo en el que sigma presentará valores menores a 20 c.u (registro CorteSigma, en negro) y en donde los registros tomados en condiciones de agujero descubierto apuntaran que hubo presencia de hidrocarburos.

Finalmente, el sexto carril contiene las relaciones C/O cercana (en negro) y lejana (en azul). Como se mencionó en el capítulo 3, estos registros se interpretan utilizando graficas por lo que graficarlos en un carril solamente es para saber en qué intervalos se cuenta con información.

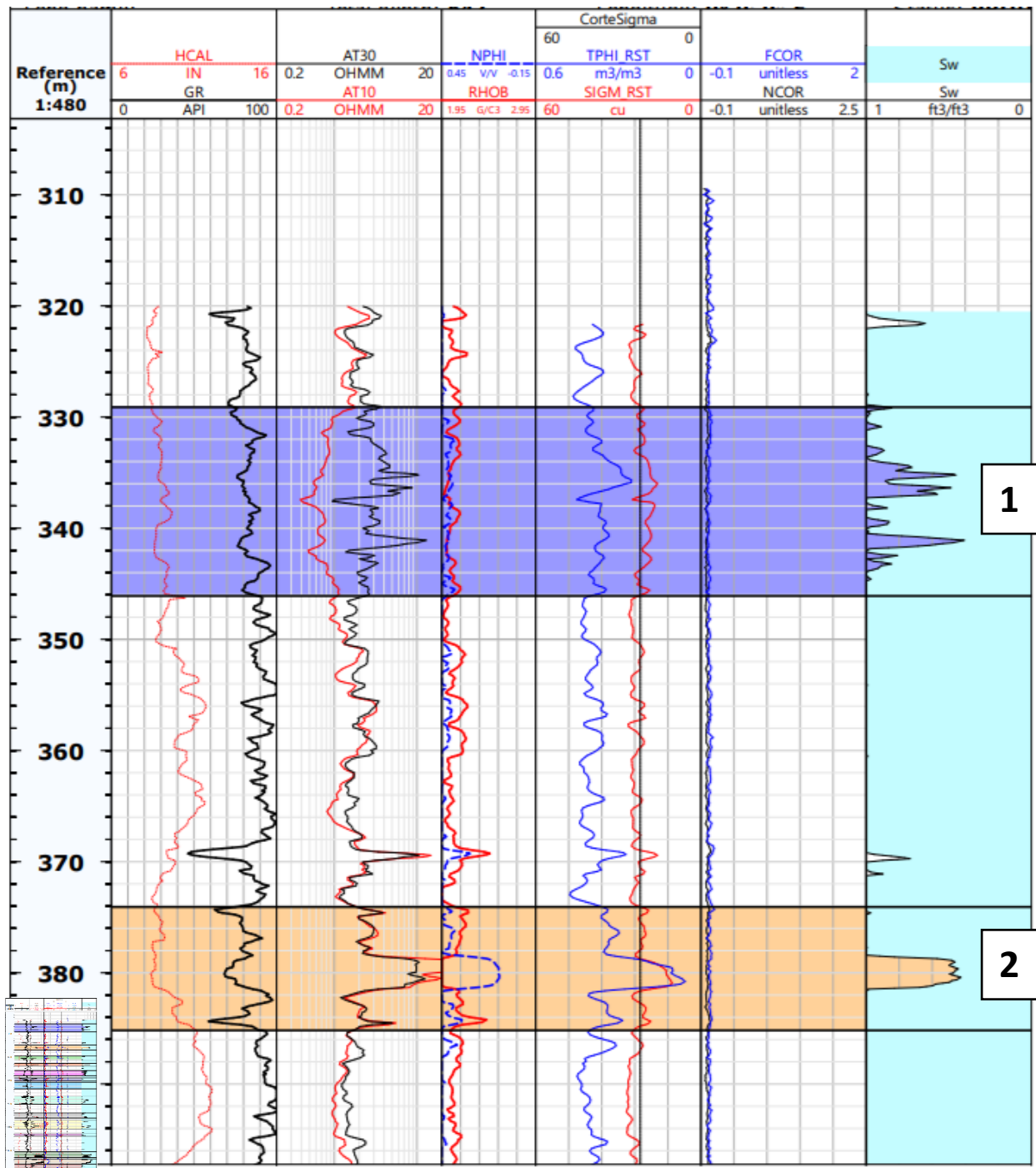


Ilustración 5.8 Registros del pozo B (305 m ~395 m).

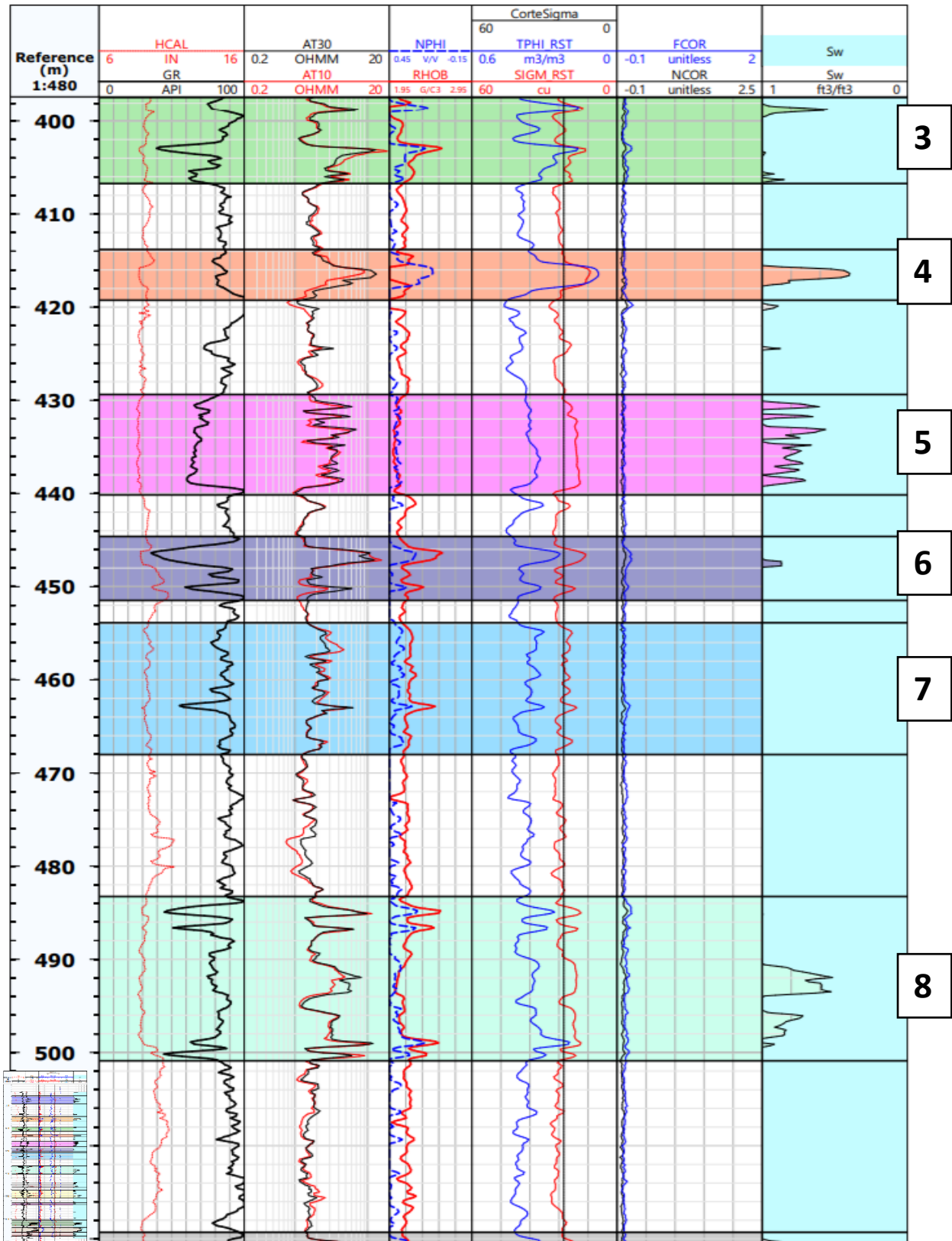


Ilustración 5.9 Set de registros del pozo B (~395 m - ~520 m).

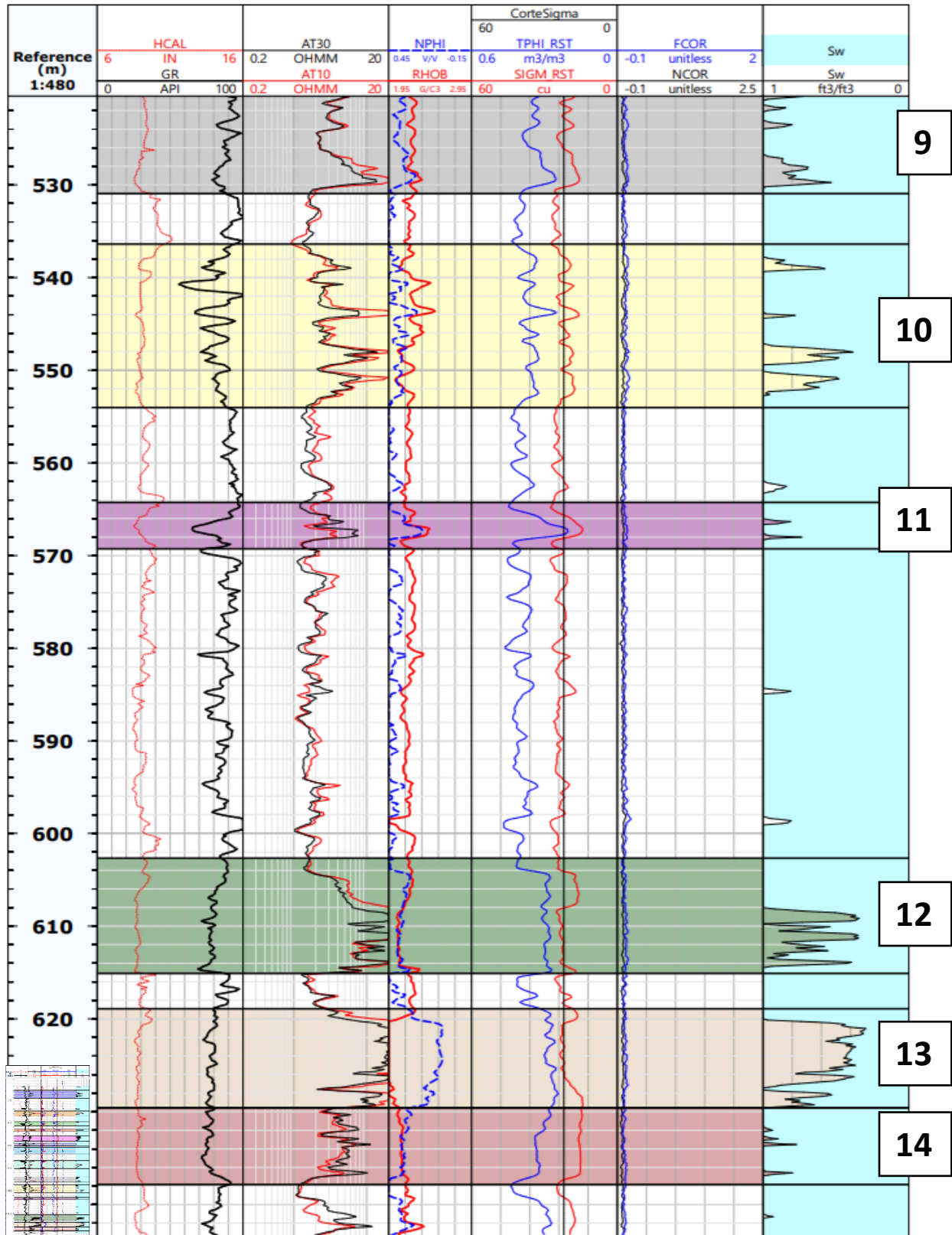


Ilustración 5.10 Set de registros del pozo B (~520 m - ~645 m).

En todo el registro se identificaron 14 zonas (con numeración de arriba hacia abajo) con presencia de fluidos usando el registro sigma y TPHI. Debido a la baja salinidad no se puede determinar qué tipo de fluido, solo su presencia.

No se calculará una curva de saturación de hidrocarburos a partir de sigma porque la salinidad es muy baja para su correcto funcionamiento. Por lo que se usaran las gráficas de C/O para determinar las saturaciones de hidrocarburo en cada intervalo.

A continuación, se muestra una tabla con la profundidad de cada intervalo identificado. Posterior a eso, se presentan las gráficas de C/O para cada intervalo con su respectiva interpretación. A cada gráfica se le aplicaron los filtros como se menciona en el capítulo 3.2.

Tabla 5.4. Intervalos en el pozo B con su respectiva profundidad.

<b>Intervalo</b>	<b>Profundidad (m)</b>
<b>1</b>	329-346
<b>2</b>	375-385
<b>3</b>	397-406
<b>4</b>	413-416
<b>5</b>	429-440
<b>8</b>	483-500
<b>9</b>	519-530
<b>10</b>	536-554
<b>11</b>	564-568
<b>12</b>	602-614
<b>13</b>	619-629

Las siguientes interpretaciones para cada intervalo fueron realizadas como mencionadas en el capítulo 3. En cada gráfica se filtraron los datos con saturaciones de agua mayores o iguales a 0.95. Además, se utilizó el indicador de exceso de aceite (IEO).

## Primer intervalo (329 m - 346 m)

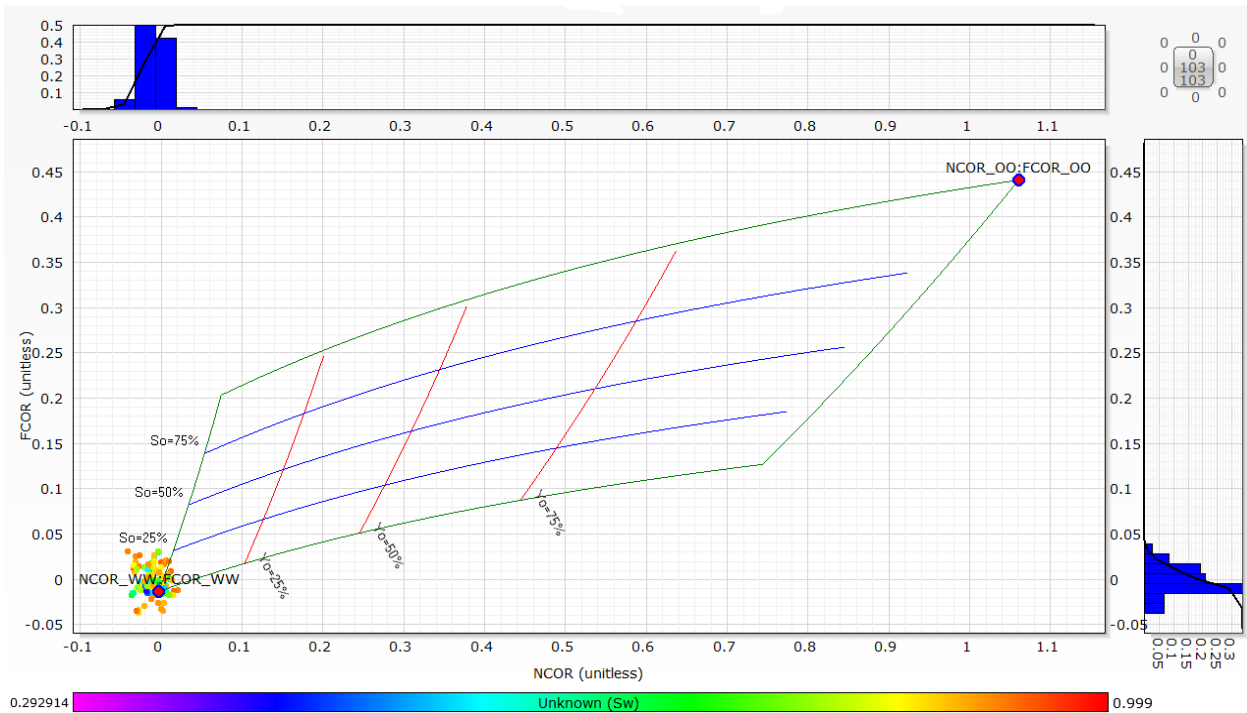


Ilustración 5.11 Gráfico C/O del primer intervalo (329 m - 346 m).

En general, todos los puntos muestran que hay una  $S_o$  máxima de 25%. Detallando se aprecia que las zonas con  $S_w$  más bajas (tonos azulados y algunos verdes) muestran un  $S_o$  muy bajo, llegando a ser de un ~5%. Por otro lado, se aprecia una segunda tendencia en las zonas con una  $S_w$  altas (mayores a 75% y representadas con colores cálidos) presentan una  $S_o$  cercanas a un 25%. Probablemente la segunda tendencia no cumpla de acuerdo con el IEO.

## Segundo intervalo (375 m – 385 m)

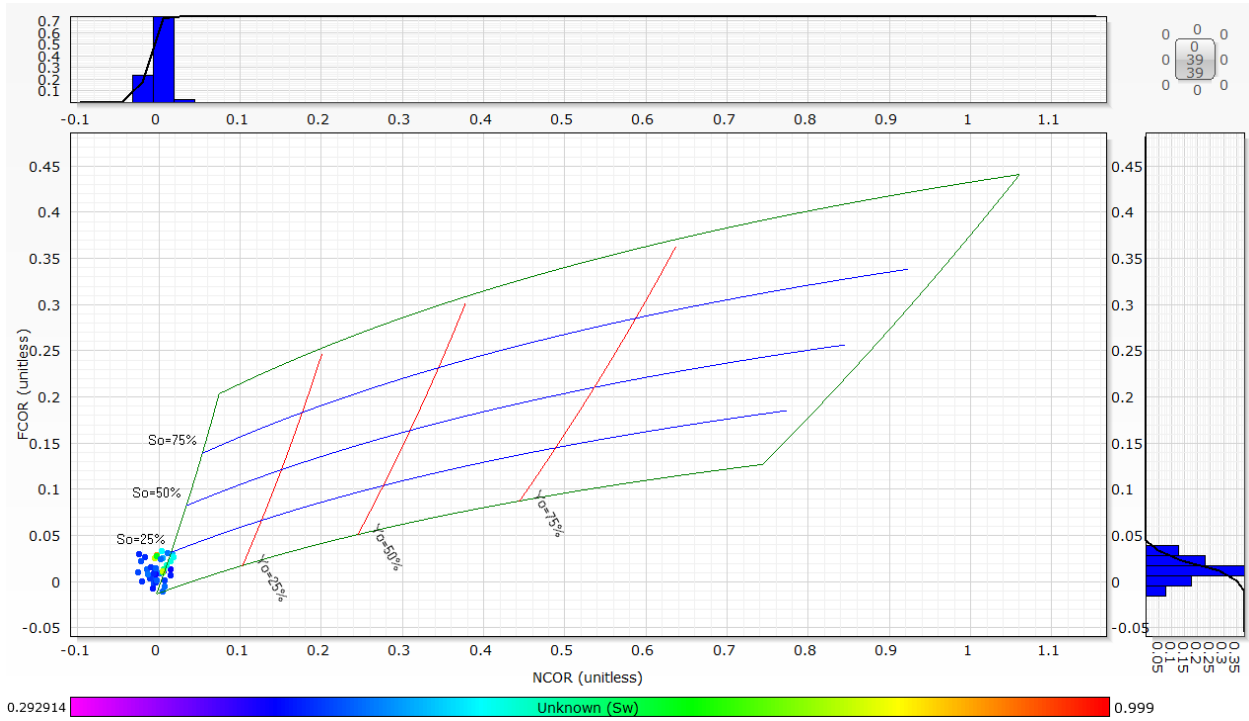


Ilustración 5.12 Gráfico C/O del segundo intervalo (375 m - 385 m).

De acuerdo con la gráfica, se presenta una saturación de aceite que va de 0 hasta un 25%. Este comportamiento se presenta donde la  $S_w$  tiene valores de ~50%.



### Tercer Intervalo (397 m - 406 m)

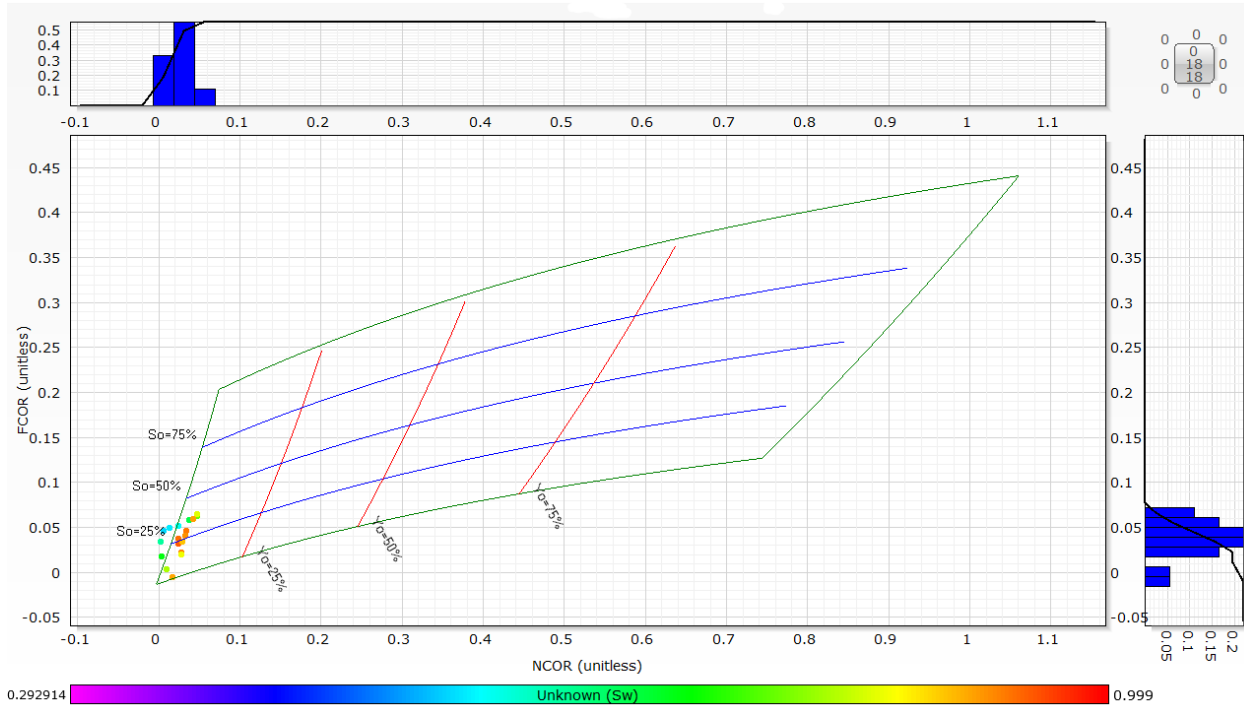


Ilustración 5.13 Gráfico del C/O del tercer intervalo (397 m - 406 m).

El comportamiento en este intervalo muestra una  $S_o$  que parte de 0% y que llega a tener un valor máximo de ~30%. En casi todo el intervalo se observa una  $S_w$  cercana a 100%, así que, por el IEO, esta zona es muy propensa a quedar descartada.

### Cuarto Intervalo (413 m - 419 m)

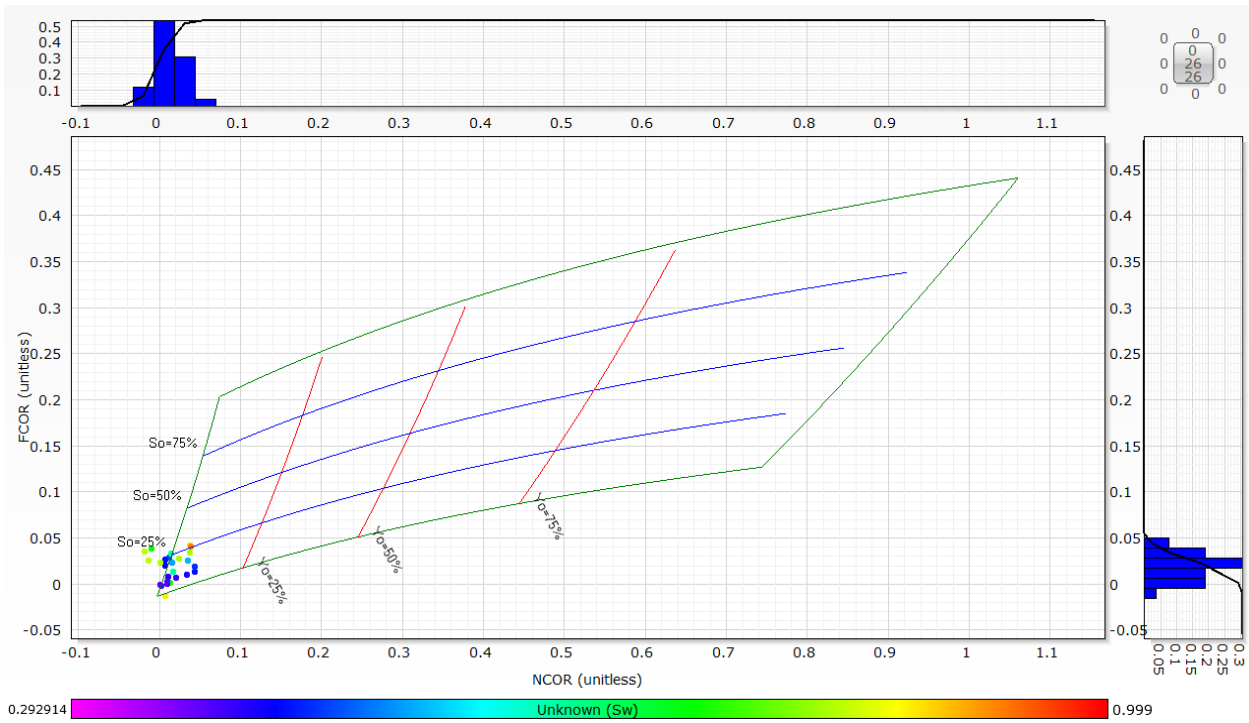


Ilustración 5.14 Gráfico de C/O del cuarto intervalo (413 m - 419 m).

Este intervalo muestra una  $S_o$  de ~20% en la mayoría de los puntos (principalmente en zonas con  $S_w$  bajas representados por tonos azulados) de acuerdo con los histogramas. Además, muestra saturaciones de aceite de ~20 a ~25% y de ~15 a ~20%, nuevamente de acuerdo con los histogramas.

## Quinto Intervalo (429 m - 440 m)

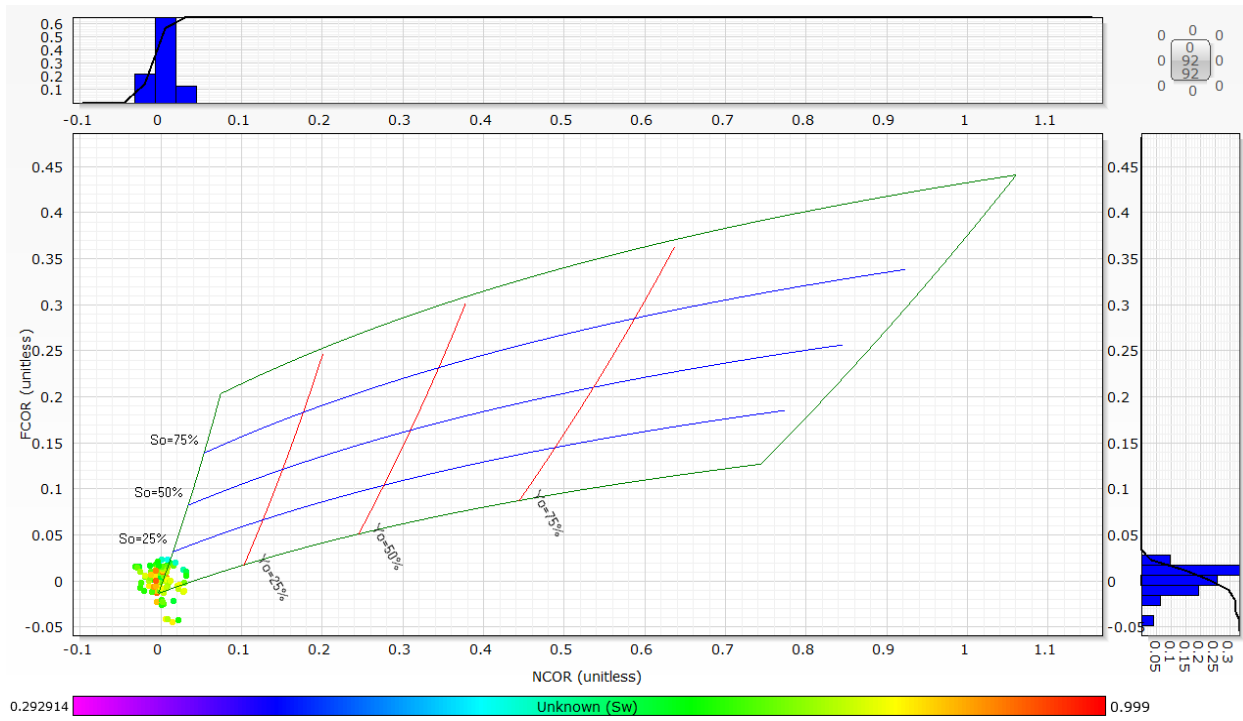


Ilustración 5.15 Gráfico C/O del quinto intervalo (429 m - 440 m).

Todo el intervalo está compuesto por puntos cuya Sw va de valores medios a altos (tonos verdes y amarillos), probablemente estos puntos sean descartados de acuerdo con el IEO. De no ser descartados se contaría con una So de ~20%.

## Sexto Intervalo (444 m - 451 m)

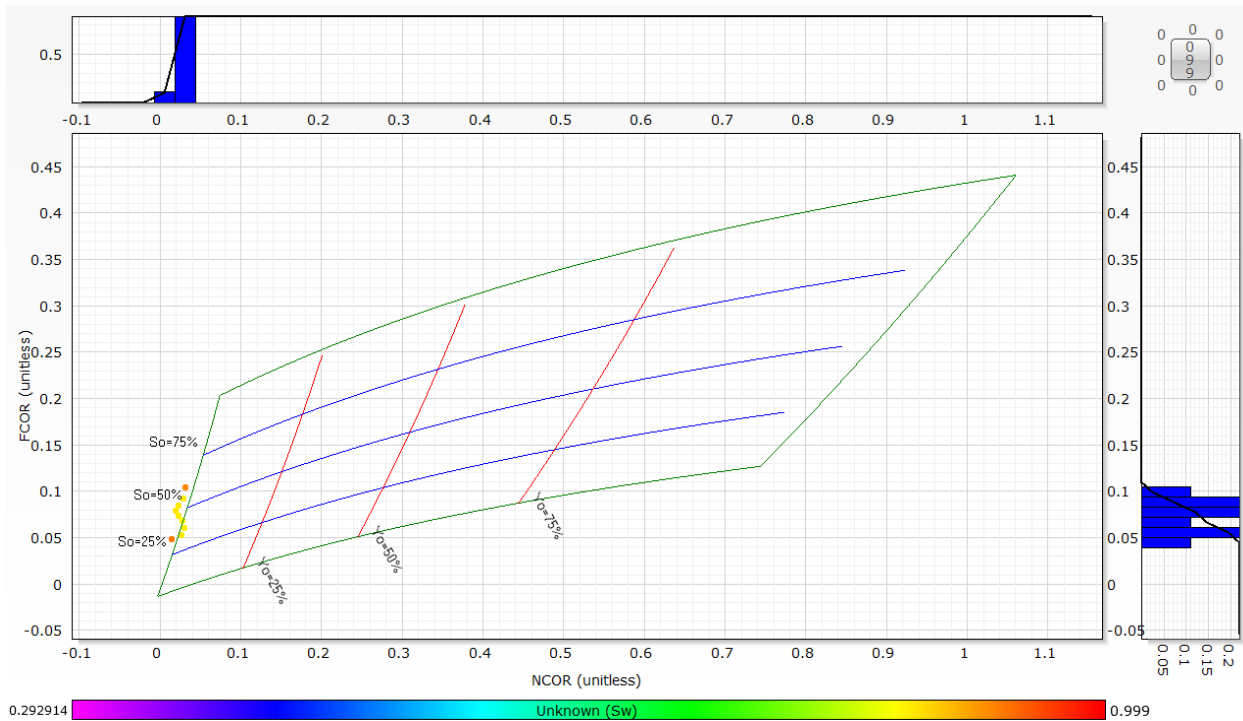


Ilustración 5.16 Gráfico C/O del sexto intervalo (444 m - 451 m).

Los puntos mostrados tienen una  $S_w$  alrededor de 75% (tonos amarillos a anaranjados) y muestran una  $S_o$  que va de 30% hasta ~55% por lo que son descartados siguiendo el IEO.

## Séptimo Intervalo (453 m - 467 m)

Los datos del intervalo tienen una saturación de agua mayor o igual al 95%. Se notaron alguna variación al distinguir intervalos utilizando sigma pero al seguir y usar la curva de  $S_w$  se nota una saturación de agua del 100%

## Octavo Intervalo (483 m - 500 m)

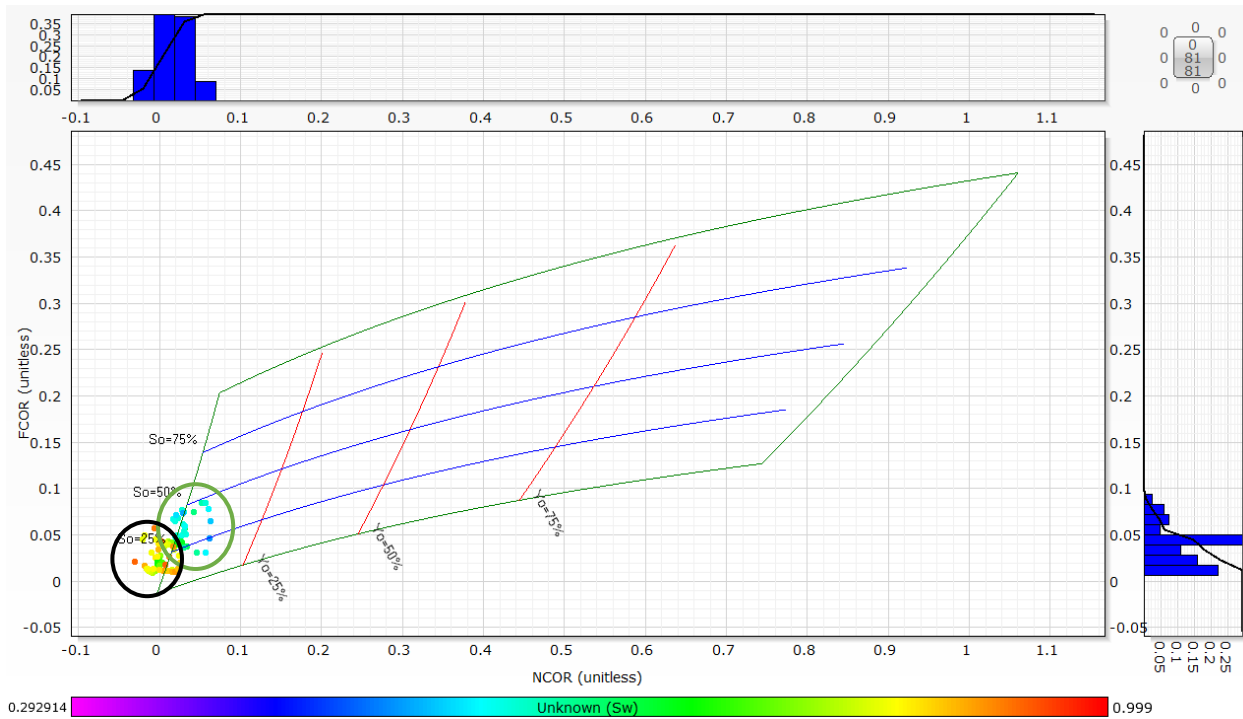


Ilustración 5.17 Gráfico C/O del octavo intervalo (483 m - 500 m). Primer comportamiento encerrado en verde y segundo comportamiento encerrado en negro.

El intervalo muestra dos comportamientos. El primero (encerrado en verde) presente en los tonos azulados que representan la zona con  $S_w$  más baja en el intervalo, dicha zona tiene una saturación de aceite que va de los ~30 hasta casi 50%. El segundo comportamiento (encerrado en negro) se presenta en las zonas con mayor  $S_w$  (tonos verdes, amarillos y naranjas), probablemente las tonalidades más cálidas sean descartadas de acuerdo con el IEO, pero los colores de color verde presentan una  $S_o$  de alrededor de 15%.

## Noveno Intervalo (519 m - 530 m)

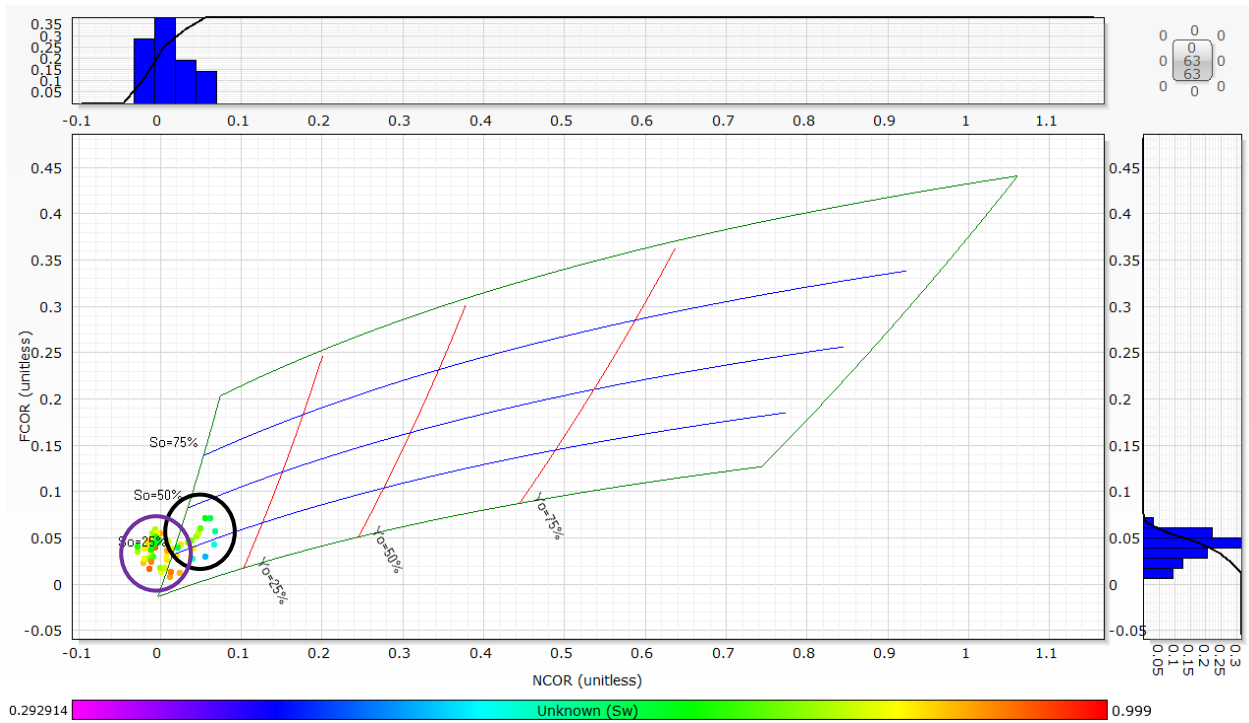


Ilustración 5.18 Gráfico C/O del noveno intervalo (519 m - 530 m). Primer comportamiento encerrado en negro y segundo comportamiento encerrado en morado.

Se aprecian dos comportamientos. El primero (encerrado en negro) compuesto por las tonalidades azul cielo y los tonos verdes más claros, se aprecia una  $S_o$  que va desde ~20% hasta ~40%. El segundo comportamiento (encerrado en morado) es descrito por los tonos verdes más oscuros hasta las tonalidades amarillentas, muestra una  $S_o$  promedio de ~25%. La segunda zona es muy propensa a ser descartada por el IEO.

## Décimo Intervalo (536 m - 554 m)

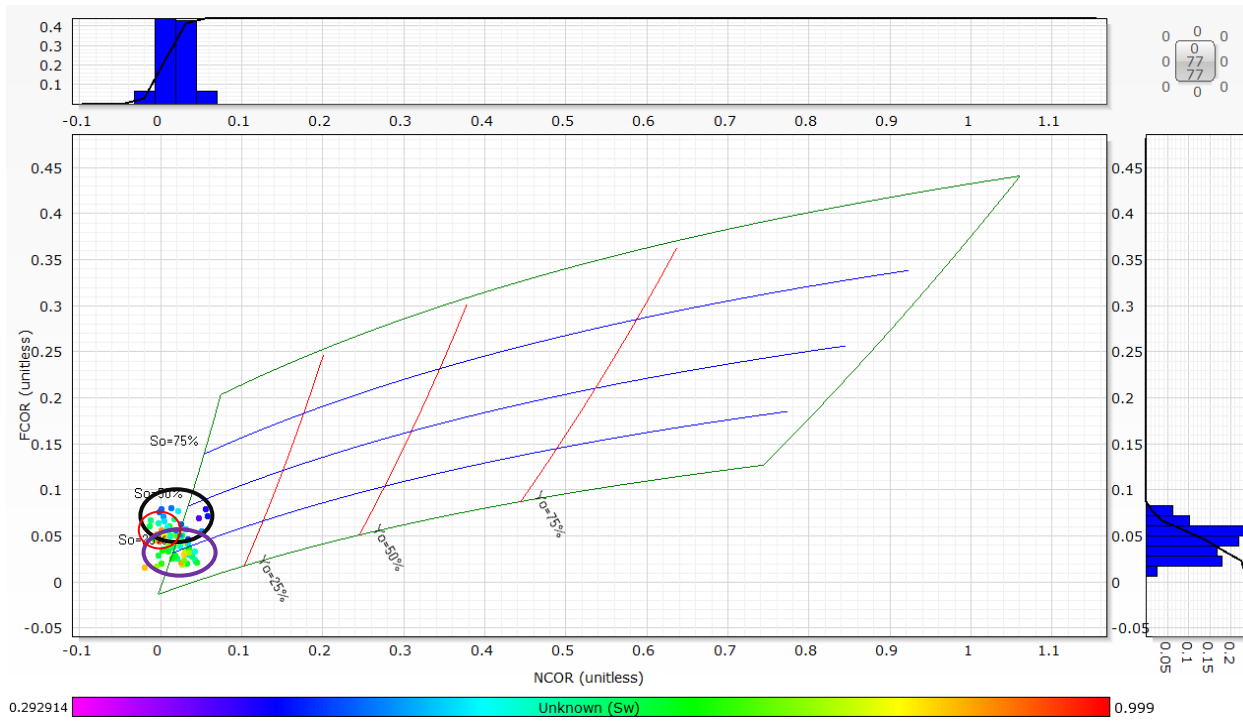


Ilustración 5.19 Gráfica C/O del décimo intervalo (536 m - 554 m). Primer comportamiento encerrado en negro, segundo comportamiento encerrado en morado y tercer comportamiento encerrado en rojo.

En esta zona se aprecian 3 comportamientos. El primero (encerrado en negro) dado por las tonalidades azules, con una  $So$  de  $\sim 40\%$ . El segundo (encerrado en morado) dada por las tonalidades verdes mostrando una  $So$  promedio de  $25\%$ . Y el tercer comportamiento (encerrado en rojo) dado por las tonalidades naranjas con una  $So$  promedio de  $30\%$ , probablemente este sea descartado de acuerdo con el IEO.

## Undécimo Intervalo (564 m - 568 m)

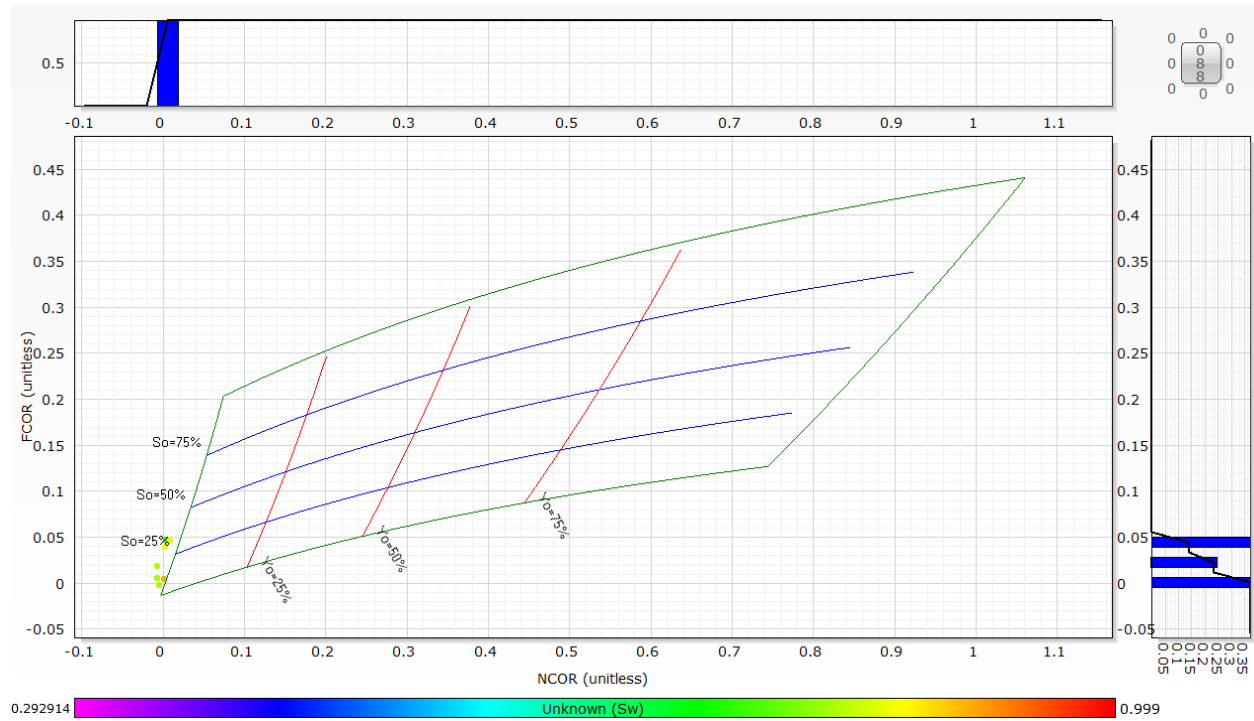


Ilustración 5.20 Gráfica de C/O del undécimo intervalo (564 m - 568 m).

No se aprecia ninguna tendencia, aparentemente en este intervalo no hay presencia de hidrocarburos.



## Duodécimo Intervalo (602 m - 614 m)

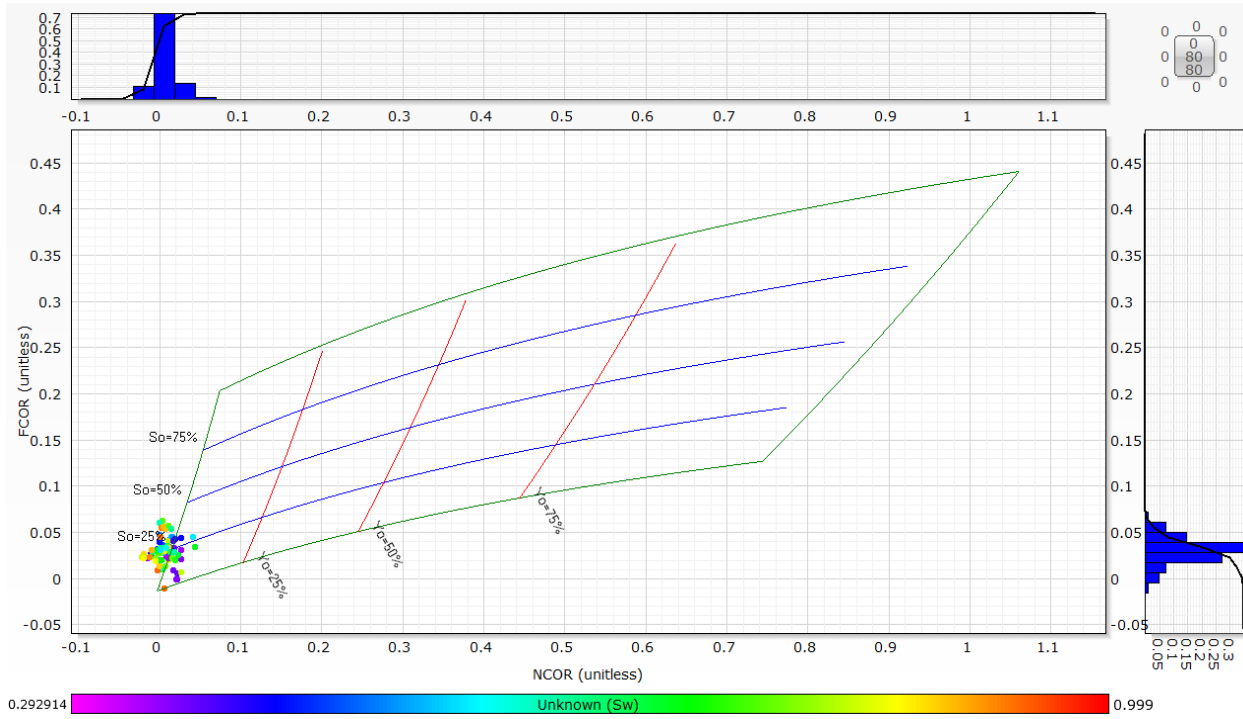


Ilustración 5.21 Gráfica de C/O del duodécimo intervalo (602 m - 614 m).

En este intervalo es difícil apreciar una tendencia guiado en el color atribuido por la Swt, así que haciendo uso de los histogramas se pueden concluir que en general se cuenta con una  $S_o$  cercana al 25%.

## Treceavo Intervalo (619 m – 629 m)

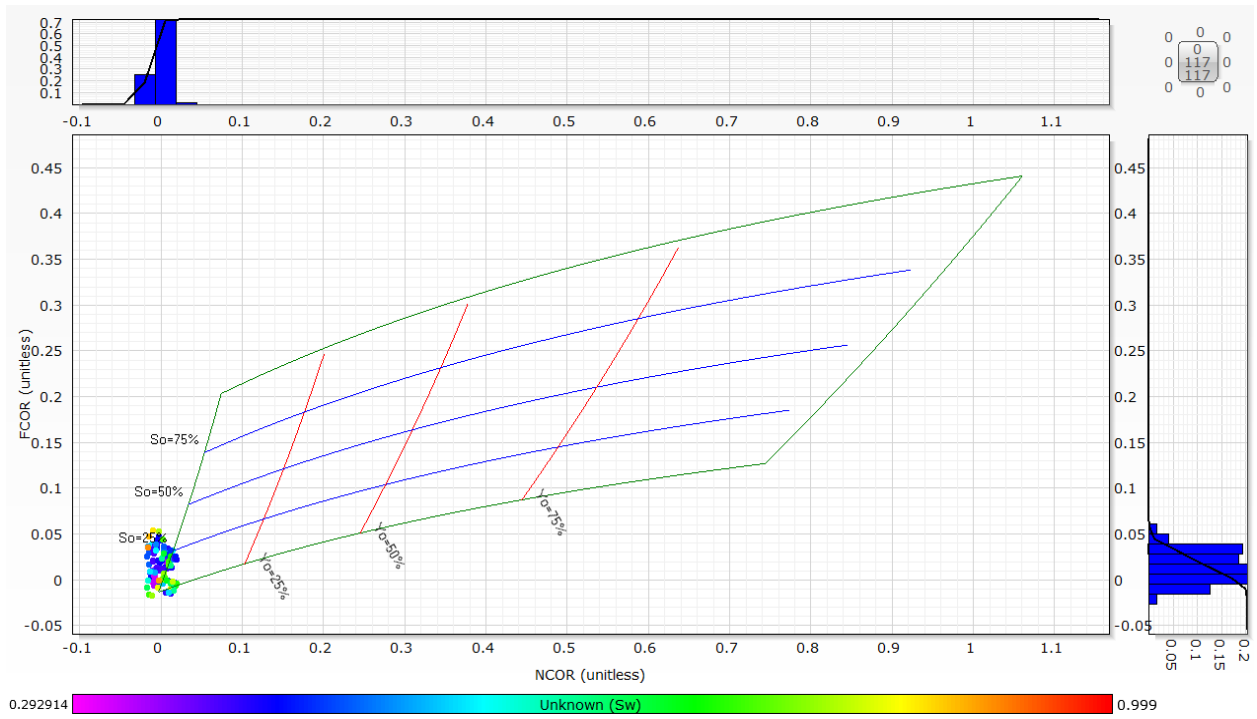


Ilustración 5.22 Gráfica de C/O del treceavo intervalo (619 m - 629 m).

Nuevamente es difícil apreciar tendencias a primera vista, así que haciendo uso de los histogramas se puede concluir que la densidad de datos está centrada de manera casi igual en saturaciones de aceite que van de 15% hasta 30%.

### Catorceavo Intervalo (629 m - 637 m)

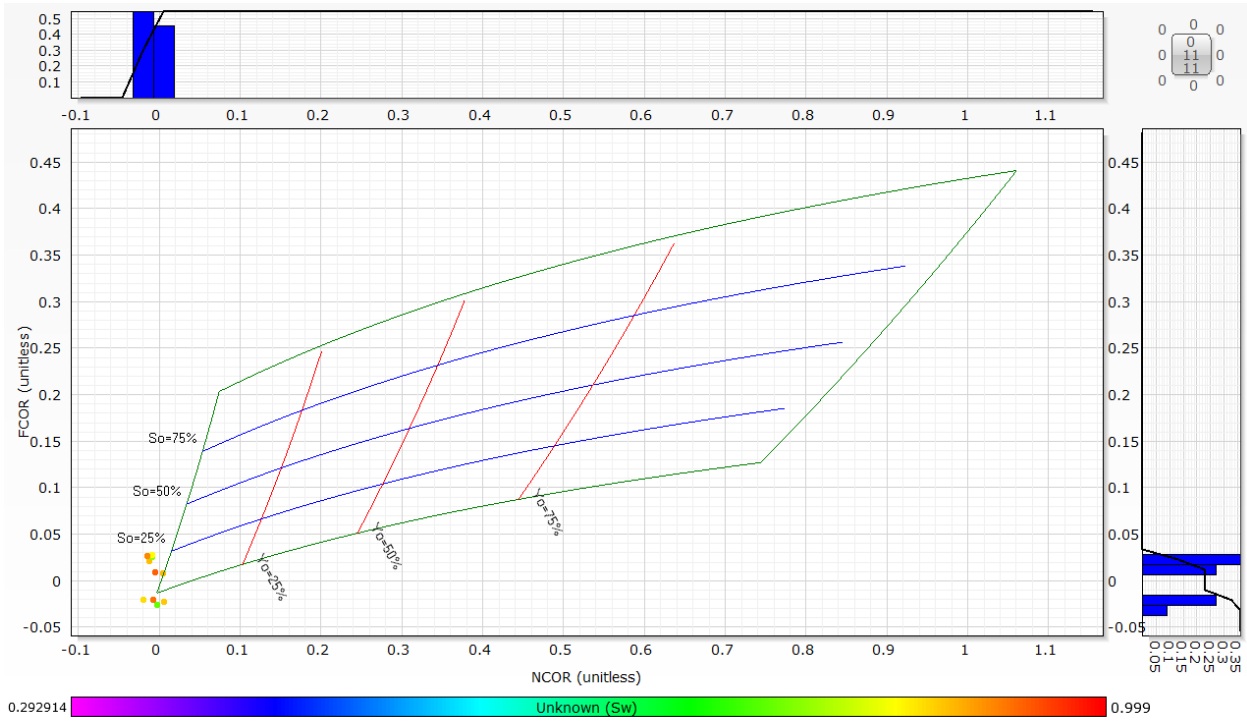


Ilustración 5.23 Gráfica de C/O del treceavo intervalo (629 m - 637 m).

La mayor parte de los datos son descartados de acuerdo con el IEO. Los datos que no fueron descartados son muy pocos para concluir algo.

## Resultados

De los 14 intervalos detectados utilizando sigma, 13 cumplieron el criterio de  $Sw < 0.95$  y presentan las siguientes saturaciones de aceite.

Tabla 5.5 Resultados de la interpretación en el pozo B.

Intervalo	Profundidad (m)	Saturación de Aceite
1	329-346	De 0 a 25%
2	375-385	De 0 a 25%
3	397-406	De 0 a 30%, de no ser descartado por el IEO
4	413-416	~20%
5	429-440	~20% de no ser descartado por el IEO, de lo contrario 0%
6	444-451	Descartado por el IEO, 0%
8	483-500	Dos comportamientos, uno de 30--50% y otro de ~15%
9	519-530	Dos comportamientos, uno de 20 a ~40% y otro de ~25% de no ser descartado por el IEO
10	536-554	Tres de comportamientos, uno de ~40%, otro de 25% y uno probable de 30% de no ser descartado por el IEO
11	564-568	No se aprecia ninguna tendencia
12	602-614	La saturación de aceite varía de 15 a 30%
13	619-629	Descartado por el IEO, 0%

## 6. Validación de la Metodología

El propósito de este capítulo es validar la aplicabilidad la metodología utilizada para evaluar los pozos del capítulo anterior al utilizar un método alternativo de control de calidad con respecto a resultados entregados por la compañía de servicios por cada pozo.

### 5.1 Validación de los resultados en el pozo A

Para verificar los resultados calculados del pozo A (capítulo 5.1) se utilizó el reporte final entregado a la compañía que contrato el servicio. Dentro del reporte no se muestran porcentajes de saturación de hidrocarburos, solo calificativos de la saturación. Lo que si muestran son las profundidades de las zonas donde se detectaron hidrocarburos.

La tabla que se muestra consta de 4 columnas. La primera y la segunda columna hacen referencia al número y profundidad de los intervalos analizados. Estos coinciden con la interpretación realizada en este trabajo porque el objetivo del estudio era analizar estos 3 intervalos.

La tercera columna contiene el calificativo atribuido por la compañía prestadora de servicios para describir la saturación de hidrocarburos. Cada calificativo se interpretó de la siguiente manera: parcialmente inundado como So entre 40% y 60%, inundado como una So menor al 40% y aun se cuenta con aceite como una So mayor al 60%

La cuarta columna muestra los resultados obtenidos en el capítulo 5.1.

Tabla 6.1 Validación de resultados en el Pozo A.

<b>Intervalo</b>	<b>Profundidad (m)</b>	<b>Reporte de la Compañía</b>	<b>Resultado del Autor</b>	<b>Validez</b>
<b>Primero</b>	3480-3530	Parcialmente inundado.	El predominante tiene una So de hasta ~28%; y con menor frecuencia So de 28% hasta ~75%	Válido
<b>Segundo</b>	3613-3640	Aún se cuenta con aceite en la parte superior, debajo de	De 3613 a 3625 m se tiene una Shc de ~90%, debajo de 3625 m inundado.	Válido

		3625 m está inundado.		
<b>Tercero</b>	3705-3768	Hasta 3758 se cuenta con aceite, debajo se encuentra inundado.	Shc entre ~90%, debajo de 3758 m se encuentra inundado.	Válido

## 5.2 Validación de los resultados en el Pozo B

Para validar las saturaciones de aceite obtenidas con el método propuesto se compararon con la curva de saturación de aceite obtenida por la compañía. Además, para identificar posibles errores también se utilizó la curva de porcentaje de carbonato y de esta manera saber cuándo los datos pudieran estar sobrestimados. Los resultados entregados por la compañía de servicios se muestran en el anexo 8.3, mientras que los parámetros utilizados para las gráficas de C/O se encuentran en el anexo 8.2.

Tabla 6.2 Validación de resultados en el pozo B.

<b>Intervalo</b>	<b>Profundidad (m)</b>	<b>So del Autor</b>	<b>So compañía</b>	<b>Validez o Posible causa de la diferencia</b>
<b>1</b>	329-346	~25%	0%	En dicho intervalo hay carbonatos que aumentaron las cuentas de C/O, sobrestimando la So
<b>2</b>	375-385	25%	10%	La presencia de carbonatos afecto la estimación de So
<b>3</b>	397-406	0 a 30%	0-30%	Válido
<b>4</b>	413-416	~20%	20%	Válido
<b>5</b>	429-440	~20% en caso de no ser descartado por el IEO	0%	Moderadamente válido por posible descarte por IEO
<b>6</b>	444-451	0%, descartado por el IEO	~12%	Descartado por IEO, hay presencia de carbonatos que sobrestimo So, causando su descarte

<b>8</b>	483-500	Dos So, una de 30-~50% y otra de ~15%	Un pico de hasta 40% y otro de hasta 20%	Válido
<b>9</b>	519-530	Dos So, una de 20 hasta 40% y otra de ~25% (probable)	Un pico de 41% y dos de hasta 15%	Válido, los picos de menor saturación son muy pequeños por lo que falta resolución, el pico de mayor saturación se identificó bien
<b>10</b>	536-554	Tres So, uno de 40%, uno de 25% y uno de 30% de no ser descartado por el IEO	Distintos picos con hasta 30% de So	Válido
<b>11</b>	564-568	no hay tendencia, falta de información.	0%	Falta información para concluir
<b>12</b>	602-614	~25%	~27%	Válido
<b>13</b>	619-629	So de 15 a 30%	~20%	Válido, aunque moderadamente sobrestimado
<b>14</b>	619-629	0%, descartado por el IEO	0%	Válido

Nota: en la tabla 6.2 al mencionar pico se hace referencia a un comportamiento donde la curva de saturación de aceite aumenta de 0% hasta algún porcentaje mayor para nuevamente regresar a 0% o a algún otro valor menor al valor máximo alcanzado.

## 7. Conclusiones y Recomendaciones

Las conclusiones de este trabajo se dividen en tres secciones. La primera siendo la conclusión respecto a la utilidad de la herramienta y la metodología propuesta. La segunda y tercera sección va relacionadas a recomendaciones que se le puede dar a un intérprete para el correcto trabajo y revisión de información.

### 1) *Acerca de la Metodología:*

La metodología presentada fue pensada para formaciones areno-arcillosas.

Para la interpretación de Sigma basta conocer los valores de sigma de la matriz, arcilla y fluidos para calcular una curva de la saturación de hidrocarburos. Aunque cabe destacar que una variación de cualquier parámetro puede conducir a resultados erróneos y por consiguiente la sobreestimación o subestimación de la saturación de hidrocarburos en la zona. Aunado a los parámetros, se debe conocer la salinidad de agua de formación para confiar en la curva calculada; una salinidad baja (menor a 35,000 ppm) conduce a resultados no confiables.

Respecto al método gráfico mediante el uso de curvas de Sigma y TPHI, resulta muy útil al momento de discriminar posibles intervalos de interés, independientemente de la salinidad.

La metodología propuesta para C/O resultó en una buena aproximación de  $S_o$ . En zonas con variaciones de litología, específicamente en presencia de carbonatos, hay que tener en consideración que la relación C/O aumentará y que llevará a calcular valores de  $S_o$  sobrestimados, por lo tanto, es necesario evaluar el volumen de  $\text{CaCO}_3$  presente en la matriz y entender la relación  $S_o$ - $\text{CaCO}_3$  matriz-fluido. Además, los puntos interpretados deben ser los suficientes para apreciar tendencias y/o comportamientos con o sin el uso de histogramas.

Adicionalmente, se recomienda añadir una paleta de colores a las gráficas utilizadas para poder utilizar como discriminador alguna propiedad petrofísica. En este trabajo se optó por usar la  $S_w$  (de agujero descubierto) y basándose en los colores poder identificar los mejores valores de saturación de aceite por zona, al mismo tiempo esta propiedad



permitió filtrar aquella información que tuviera saturaciones de agua mayores a un valor de corte establecido (para este trabajo se utilizó 0.95), esto por considerar que, con tal volumen de agua, las zonas podrían resultar menos interesantes para su análisis desde la evaluación de pozo descubierto.

Utilizar Sw como filtro en este caso específico, repercute en el descarte automático de zonas (Pozo B, intervalo 7) que en la evaluación de pozo descubierto resultaron completamente saturadas de agua. En otras palabras, solo se evaluarán zonas que anteriormente se conocía estaban impregnadas de hidrocarburos, no se observarán zonas omitidas. El no poder reevaluar zonas que en un principio no se encontró hidrocarburo hace perderse una de las principales ventajas de correr una herramienta como lo es un RST, sin embargo, una interacción con los especialistas de las compañías de servicio permitirá una discusión más profunda basada en los resultados obtenidos con esta metodología y permitirá al mismo tiempo identificar zonas omitidas con los resultados validados.

Finalmente, como área de oportunidad para el método desarrollado se identifica la resolución, generalmente con el uso de histogramas solo puede hablar de un valor general de saturación en todo el intervalo. Y en caso de utilizar una propiedad petrofísica como apoyo, la resolución queda determinada por el criterio del intérprete y la propiedad petrofísica seleccionada.

## *2) Como proveedor de servicios:*

Es recomendable antes de llevar a cabo cualquier trabajo, implementar sesiones técnicas con los usuarios finales donde se discutan los objetivos, alcance y resultados esperados del servicio RST. También se recomienda llevar a cabo sesiones técnicas donde se explique con detalle el proceso de adquisición, correcciones y procesamiento de la información.

Para el caso específico del procesamiento de datos, se recomienda que un representante del usuario final esté presente en todo el proceso pues como se sabe, el uso de software especializado es propiedad de las empresas de servicio y no está disponible para

usuarios finales, esta interacción permitirá integrar el conocimiento del campo con los avances tecnológicos.

### *3) Como Interprete:*

El intérprete debe saber específicamente que problema necesita resolver, además saber si la herramienta y modo operativo propuesto realmente satisface su necesidad.

Si la salinidad es favorable, se recomienda solicitar solo el modo Sigma en el servicio, la información obtenida basta para una correcta interpretación. Una vez realizado el servicio se recomienda pedir los valores de sigma utilizados para el cálculo de  $S_o$  de la arcilla, matriz de roca y fluidos para poder validarlas.

En caso contrario, se recomienda pedir el servicio completo (Sigma y C/O) para contar con más información que ayude al intérprete. Como entregables para este caso se recomienda pedir las curvas de litología generadas usando las concentraciones elementales (sobre todo la de  $CaCO_3$ ) para poder corroborar la información utilizando la metodología propuesta.

## 8. Anexos

### 8.1. Mnemónicos del RST-D

La información obtenida al correr la herramienta se puede dividir en 3 secciones, 1) información general del pozo y de la herramienta, que se encuentra en todas las corridas; 2) la información relevante cuando se corre el modo sigma y 3) la información relevante cuando se corre el modo inelástico-captura.

Las curvas observadas al reproducir la metodología fueron las siguientes:

#### **1) Información de la Herramienta y Pozo:**

DEPTH (m): Profundidad (Pozo).

CVEL (m/s): Velocidad del Cable (Cable Velocity).

DFRB (Grados): Impregnación Calibrada Relativa (Calibrated Relative Bearing).

GR (GAPI): Rayos Gamma.

TENS (lbf): Tensión del Cable.

FBEF (UA): Corriente de Rayo Efectivo Lejano (Far Effective Beam Current).

PFC1 (in): Caliper X.

PFC2 (in): Caliper Y.

CCLC (v): Localizador de los Coples de la Tubería de Revestimiento.

#### **2) Modo Sigma:**

BSAL (ppm): Salinidad del agujero.

CIRF: Relación entre Captura e Inelástico Lejano (Capture to Inelastic Ratio Far).

CIRN: Relación entre Captura e Inelástico Cercano (Capture to Inelastic Ratio Near).

DSIG (c.u.): Diferencia de Sigma (Sigma Difference).

TRAT: Relación de Captura Cercana/Lejana (Near/Far Capture Ratio)

IRAT: Relación Inelástica (Inelastic Ratio).

RSCF: Relación de Cuentas de Captura sin regular Efectivas del Detector Lejano (Far Detector Effective Unregulated Capture Count Rate).

RSCN: Relación de Cuentas de Captura sin regular Efectivas del Detector Cercano (Near Detector Effective Unregulated Capture Count Rate).

SFFA (c.u.): Sigma Aparente de la Formación Lejano (Sigma Formation Far Apparent).

SIBF (c.u.): Sigma del Fluido del Agujero (Sigma Borehole Fluid).

SIGM (c.u.): Sigma de la Formación (Formation Sigma).

TPHI (v/v): Porosidad de Decaimiento Termal (Thermal Decay Porosity).

### **3) Modo Inelástico-Captura:**

CRRA: Relación de la Tasa de Cuentas Cercana/Lejana (Near/Far Count Rate Ratio).

FCOR: Relación Carbono/Oxígeno Lejana (Far Carbon/Oxygen Ratio).

FERD: Optimización de Captura Lejana en Modo Inelástico (Far IC Mode Capture Optimization).

FIRD: Resolución de la Optimización Inelástica Lejana (Far Inelastic Optimization Resolution).

NCOR: Relación Carbono/Oxígeno Cercana (Near Carbon/Oxygen Ratio).

NERD: Optimización de Captura Cercana en Modo Inelástico (Near IC Mode Capture Optimization).

NIRD: Resolución de la Optimización Inelástica Cercana (Near Inelastic Optimization Resolution).

Nota:

En este anexo no se muestran todas las curvas obtenidas/generadas con el RST-D, en caso de buscar todas las curvas consultar el siguiente enlace:

<https://www.apps.slb.com/cmd/ToolItem.aspx?code=RST-D>

## 8.2. Parámetros utilizados en la metodología

En este apartado se muestran los parámetros utilizados para el cálculo de la curva de saturación de hidrocarburos a partir de sigma en el caso del pozo A (utilizando como referencia los valores mostrados en el capítulo 1.1, punto X) y para generar los gráficos de C/O para el pozo A y B (utilizando la información dentro de los archivos con extensión “.LAS” de cada pozo).

Tabla 8.1. Parámetros de Sigma para el pozo A.

Material	Sigma (c.u.)
Matriz	10
Hidrocarburo	20
Agua	80
Arcilla	35

Tabla 8.2. Parámetros para los gráficos de C/O para los pozos A y B.

	Diámetro agujero	del Diámetro tubería	de Peso de tubería	de la Porosidad para el gráfico C/O
Pozo A	8.5”	7”	29 lb/ft	0.3 p.u.
Pozo B	8.5”	7”	35 lb/ft	0.4 p.u.

## 8.3. Registros caso B con interpretación

En este anexo se muestran los valores de saturación de agua, saturación de aceite y contenido de CaCO<sub>3</sub> para cada uno de los intervalos del pozo B (ilustraciones 8.1, 8.2, 8.3). De derecha a izquierda los carriles representan Saturación de agua total en condiciones de agujero descubierto (Sw), Saturación de aceite calculado con la herramienta RST (SO\_RST) y contenido de CaCO<sub>3</sub> (WCAR). Los colores que representan cada intervalo son los siguientes y van del más somero al más profundo:

Tabla 8.3. Color utilizado para cada intervalo en el pozo B.

Intervalo	Color	Intervalo	Color	Intervalo	Color
1	Azul	6	Azul marino	11	Morado
2	Naranja	7	Azul agua	12	Verde fuerte
3	Verde	8	Azul claro	13	Café claro
4	Rojo	9	Gris	14	Vino
5	Rosa	10	Amarillo		

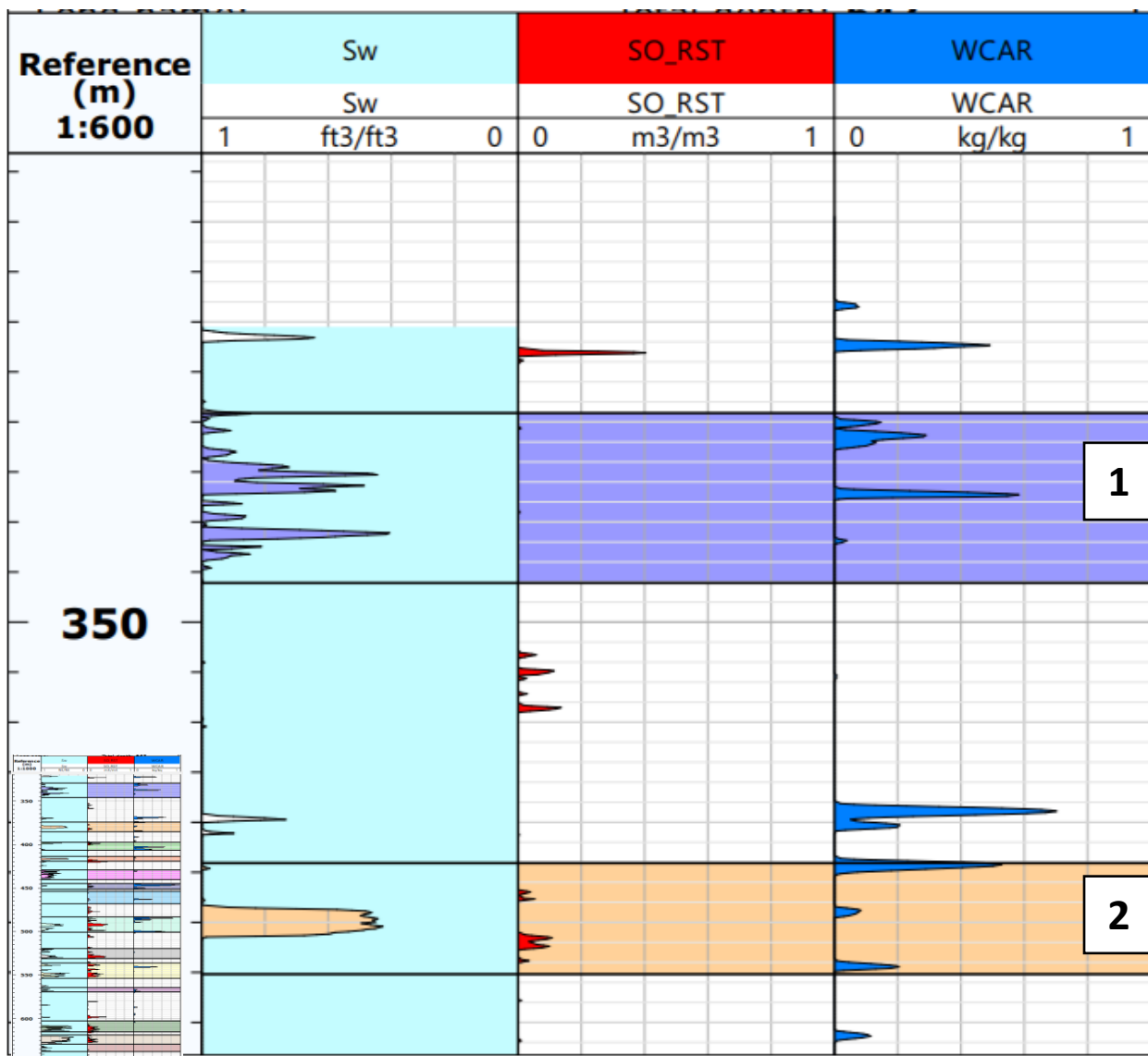


Ilustración 8.1 Curvas que contienen la saturación de agua en agujero descubierto, saturación de aceite utilizando la herramienta RST y contenido de CaCO<sub>3</sub> en el pozo B (305 m - ~420 m).

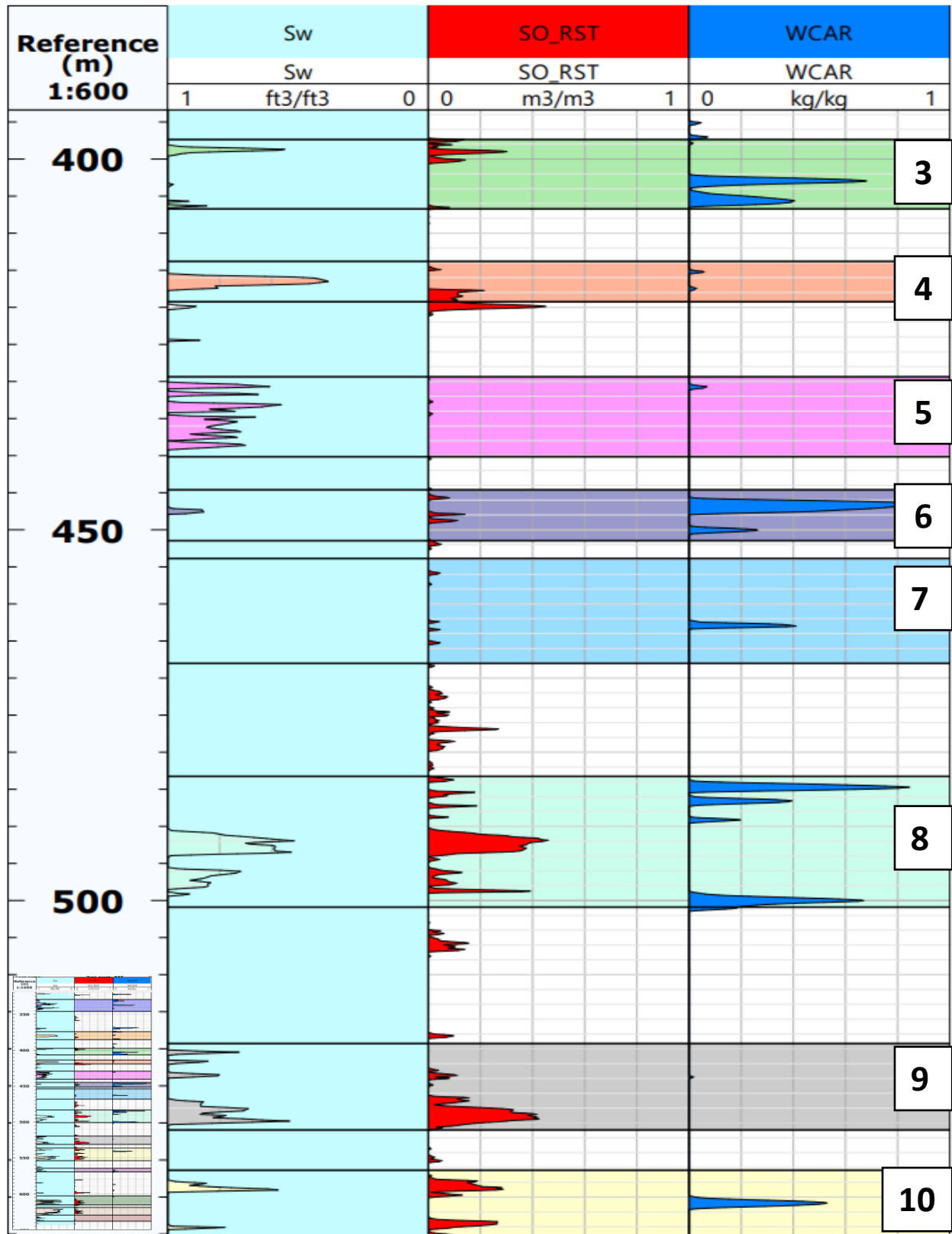


Ilustración 8.2 Curvas que contienen la saturación de agua en agujero descubierto, saturación de aceite utilizando la herramienta RST y contenido de CaCO3 en el pozo B (~420 m - ~575 m).

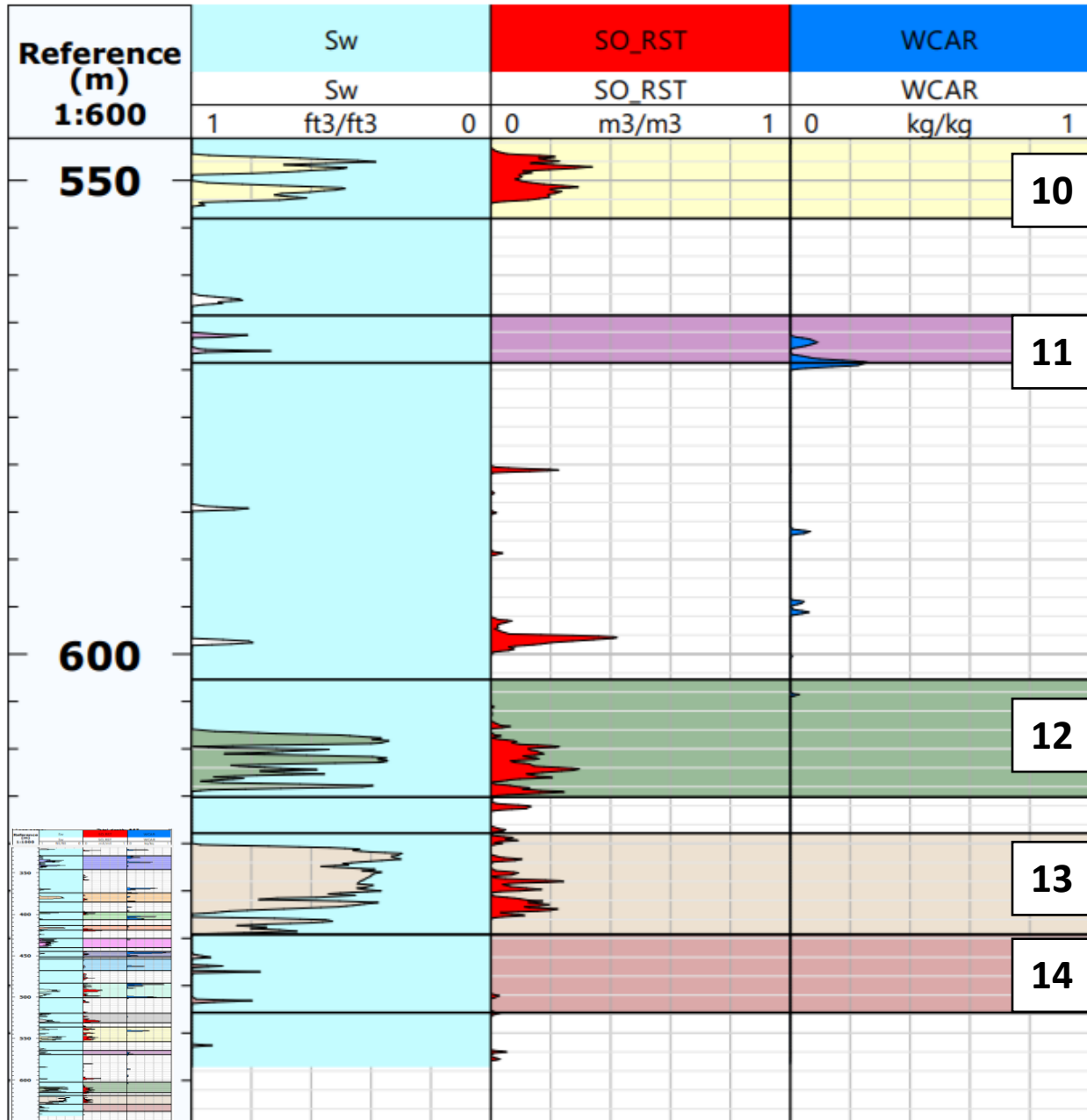


Ilustración 8.3 Curvas que contienen la saturación de agua en agujero descubierto, saturación de aceite utilizando la herramienta RST y contenido de CaCO<sub>3</sub> en el pozo B (~575 m - ~650 m).

#### 8.4. Procedimiento e Interpretación en Techlog

El manejo de datos e interpretación se realizó en Techlog®, un software propiedad de la compañía Schlumberger. En este apartado se describirán los pasos más relevantes para la realización de este trabajo.



#### 8.4.1. Uso Básico de Techlog

Primero debemos de crear un proyecto nuevo en Techlog, al proyecto le asignaremos un nombre en “Project Name”, en este ejemplo se le nombro “PozoA”. En caso de saber el país de donde es el pozo se le añade (en este caso no se le asigno), así como una pequeña descripción del proyecto.

Seleccionamos siguiente y se le añade la dirección donde se guardará todo el proyecto en la opción “Project Folder”. Volvemos a seleccionar siguiente y se mostrará un resumen de todos los datos ingresados, finalmente seleccionamos finish.

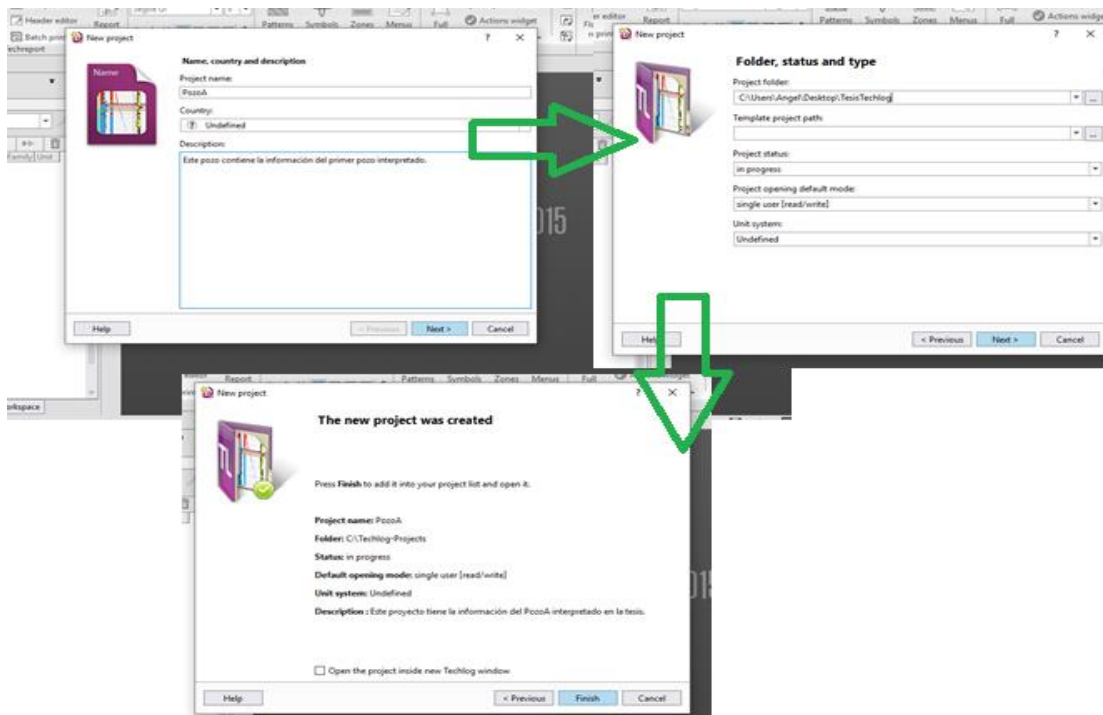


Ilustración 8.4 Creación de un proyecto en Techlog

El siguiente paso consiste en importar los archivos que contienen la información obtenida con el RST-D, en este paso recomiendo haber guardado previamente dichos archivos en la carpeta del proyecto.

Seleccionamos la opción “import” en la barra de herramientas superior (encerrado en azul), en la pestaña project browser seleccionamos el icono de carpeta (encerrada en verde) la cual nos redirigirá a buscar la ubicación de los archivos a importar, se procede a seleccionar los archivos de interés.

Los archivos se reconocerán en Techlog, hacemos click en en la flecha resaltada en rojo y los archivos se importarán. Ver iustración 8.5.

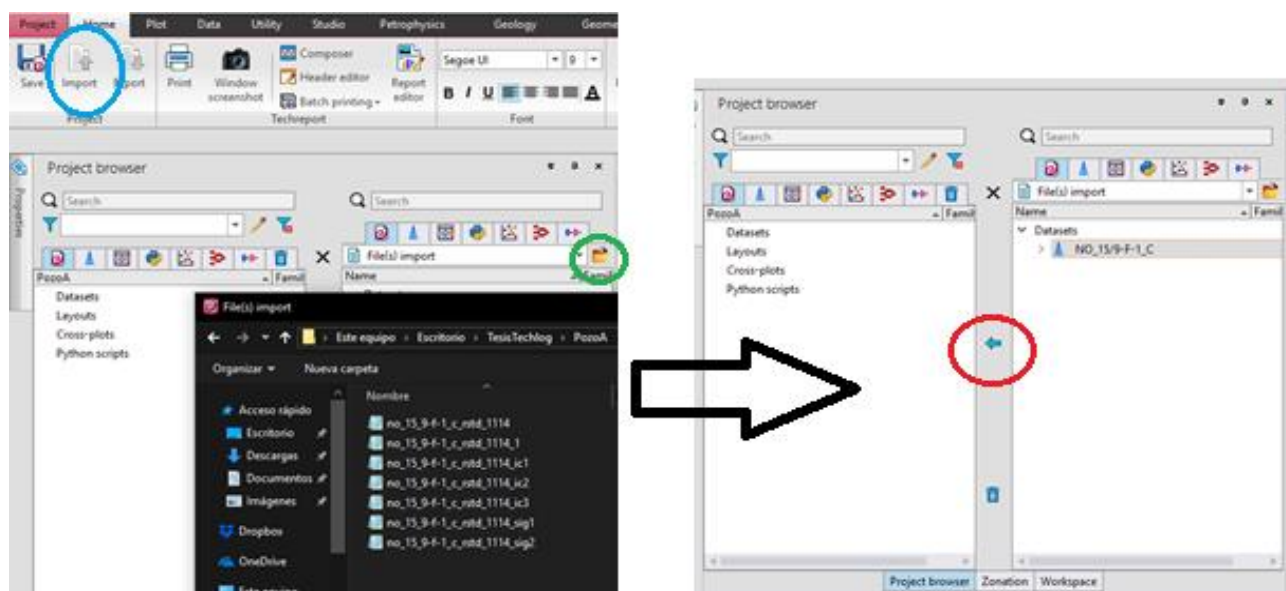


Ilustración 8.5 Importación de datos en Techlog.

En la pestaña “Plot” seleccionamos la opción “LogView” donde podremos gráficar las curvas que tenemos. Para gráficar las curvas simplemente se tienen que arrastrar hacia la ventana que abrió la opción “LogView”.

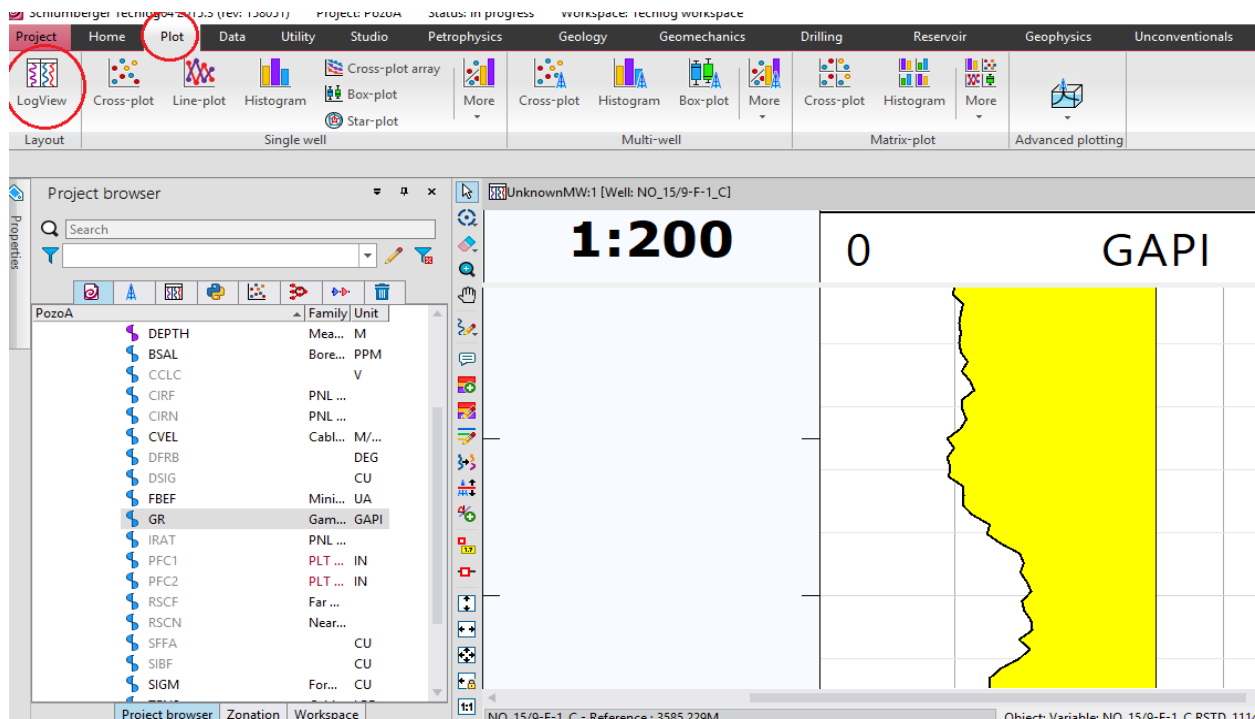


Ilustración 8.6 Graficando un registro en Techlog.

Para graficar otra curva, solo se necesita arrastlarla, si se quiere graficar en el mismo carril se arrastra hasta ahí, pero si se quiere crear otro carril se arrastra hasta la imagen resaltada en rojo. Ver ilustración 8.7.

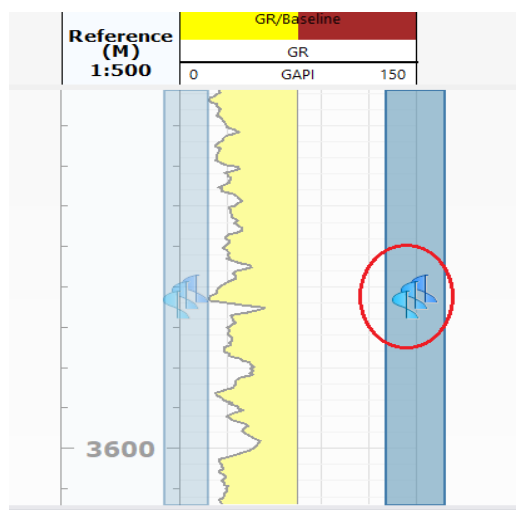


Ilustración 8.7 Graficando curvas en distintos carriles.

Para cambiar la escala, color o tipo de línea de un registro seleccionamos la curva gráfícada y accedemos a la opción “Properties” o F4.

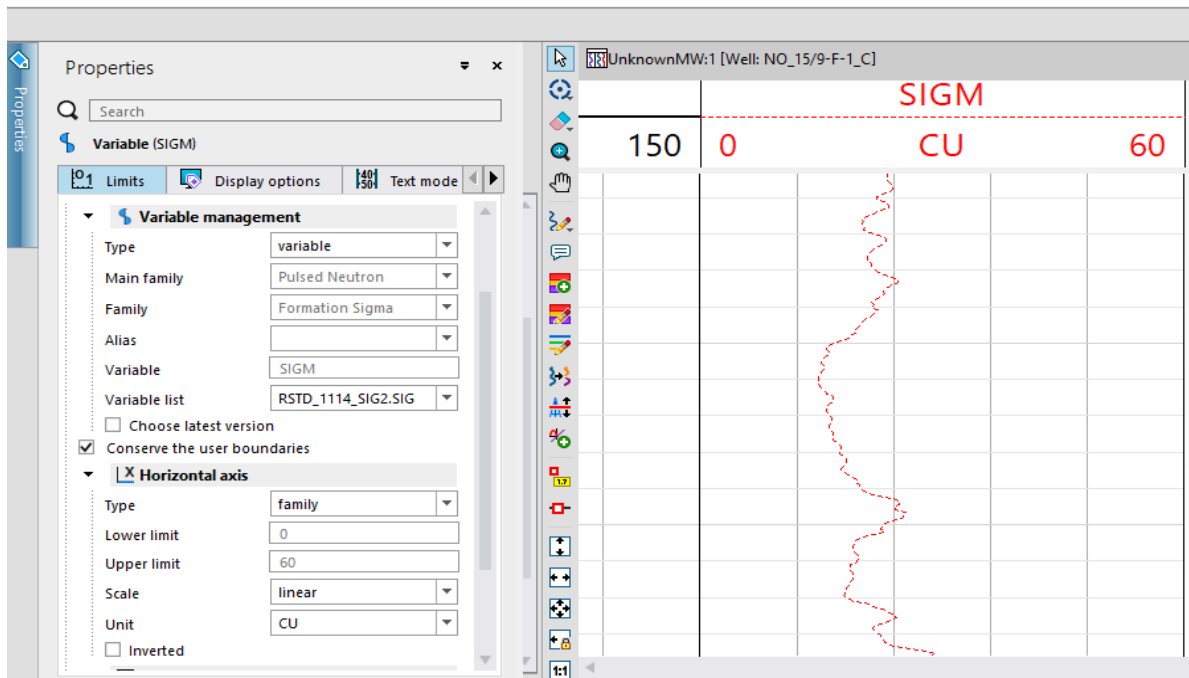


Ilustración 8.8 Ventana donde se cambian las propiedades de una curva.

Para crear curvas que nos sirvan de referencia, vamos a la pestaña “Data” (encerrada en rojo) y seleccionamos “Data Editor” (encerrado en azul). Arrastramos una curva para que nos sirva de referencia en la ventana abierta. Asignamos un nombre (encerrado en verde) y una ecuación según se requiera (encerrada en amarillo). Finalmente se guarda la curva, dando click derecho sobre los datos generados y seleccionando "save the selected variables". Ver ilustración 8.9.

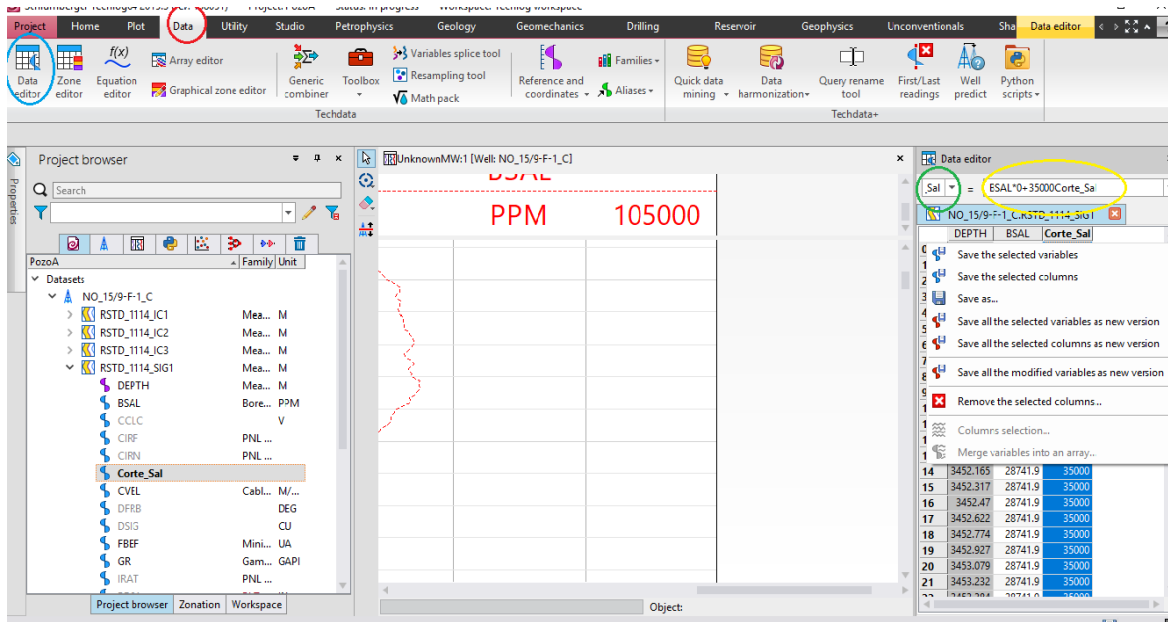


Ilustración 8.9 Creando curvas de apoyo.

Para zonificar, seleccionamos la opción “Advanced Zone Creation” (encerrado en rojo) y se abrirá una ventana donde podemos crear una zona, asignarle una descripción, un color y simbología. Para crearla se tiene que hacer click en “Add Zone” (encerrada en azul) y se abrirá una nueva ventana donde se darán los detalles de la zona anteriormente mencionados. Para guardar la zona se hace click en “Ok”. Ver ilustración 8.10.

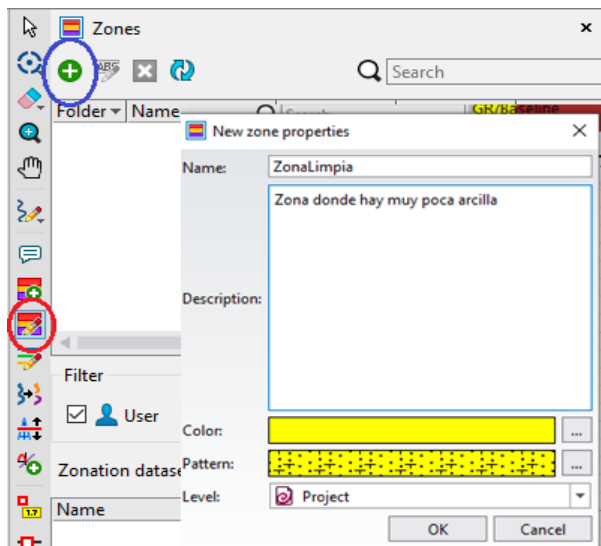


Ilustración 8.10 Creando Zonas en Techlog.

Para ya asignar las zonas previamente creadas en el registro, seleccionamos la zona que queremos asignar (encerrado en rojo) y seleccionamos “Advanced Zone creation” (encerrado en azul). Posteriormente solo arrastramos desde el inicio al final de la zona que queremos marcar. Al terminar de zonificar se da click derecho y “Save the Zone” para guardar la zonificación. Ver ilustración 8.11.

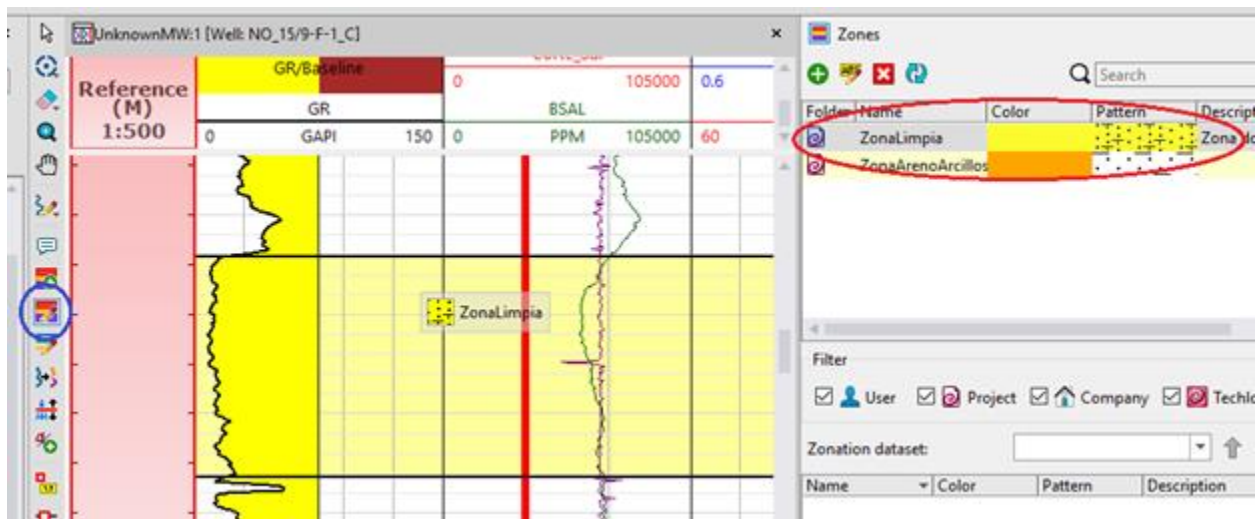


Ilustración 8.11 Zonificando.

Se recomienda hacer distintos archivos de zonificación para facilitar los cálculos siguientes. Uno para calcular el Volumen de Arcilla, otro para calcular Sigma (Salinidades) y otro para C/O (Zonas de interés).

#### 8.4.2. Cálculo del Vsh

Para calcular el Vsh seleccionamos la pestaña “Petrophysics”, después la opción “Quanti” y dentro se encuentra la opción “Shale Volume” y hacemos click en el método de “Gamma Ray”.

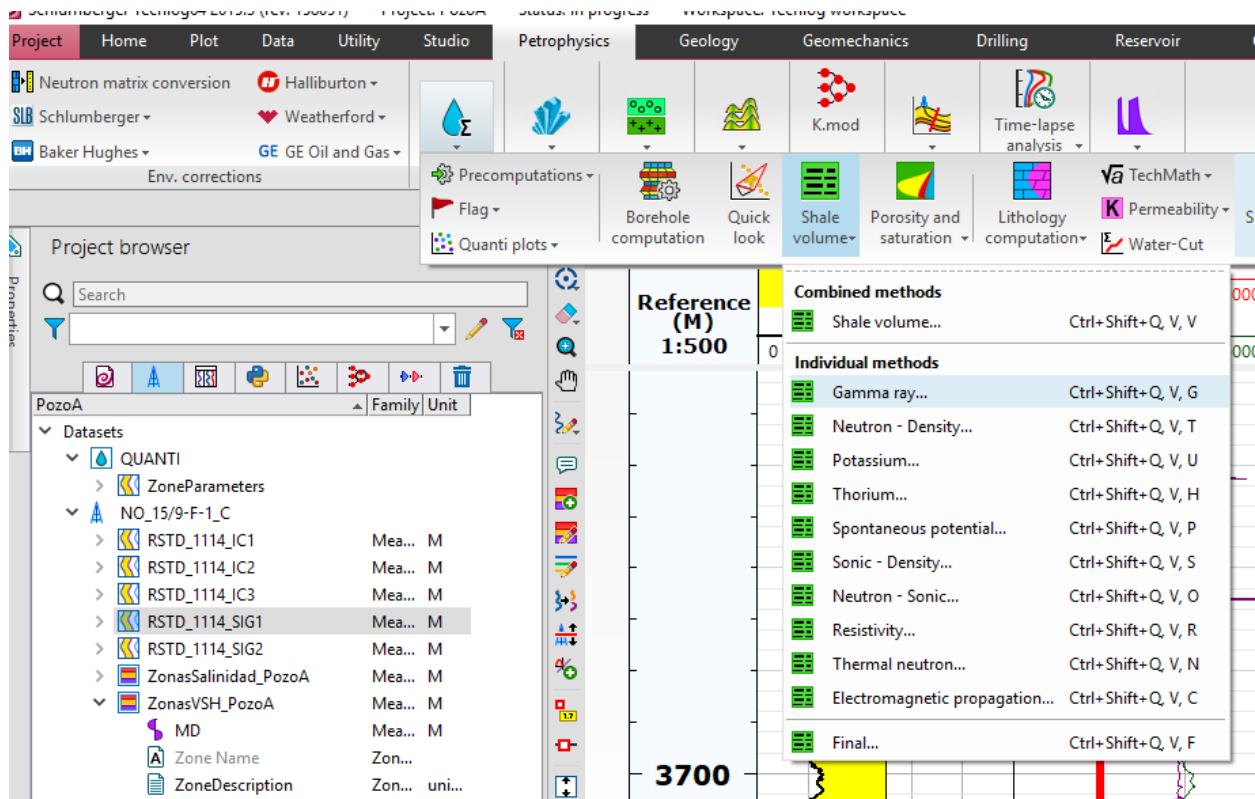


Ilustración 8.12 Pasos para llegar a la opción Volumen de Arcilla.

Se abrirá una ventana donde tenemos que seleccionar nuestro rayo pozo, el set de datos a utilizar y el nombre de la curva.

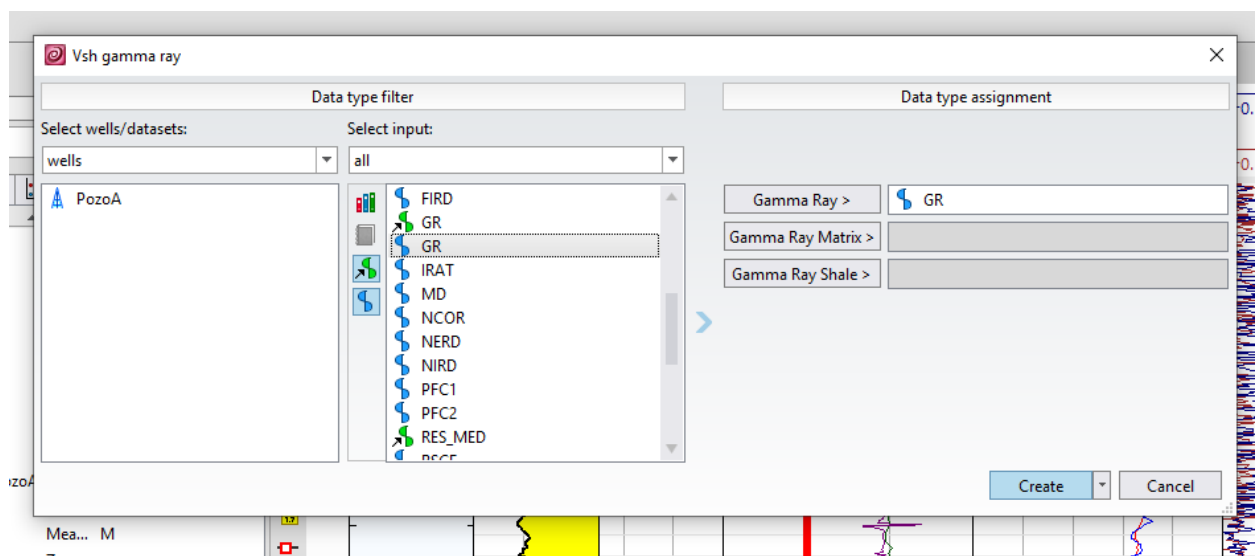


Ilustración 8.13 Asignación de variables para el Vsh.

Al seleccionar “Create” se abrirán dos ventanas y será en la ventana de “Methods Settings” en la pestaña “Inputs” donde arrastraremos nuestro set de registros y automáticamente reconocerá la o las curvas a utilizar. Ver ilustración 8.14.

En la pestaña “Zonation” se importan las zonas a evaluar haciendo click en la opción “Import Zones from the Zonation Dock Window” (encerrada en rojo). Ver ilustración 8.15.

En la pestaña “Parameters” configuramos los parámetros para el cálculo. Finalmente hacemos click en el botón de “play” para calcular la curva del Vsh.

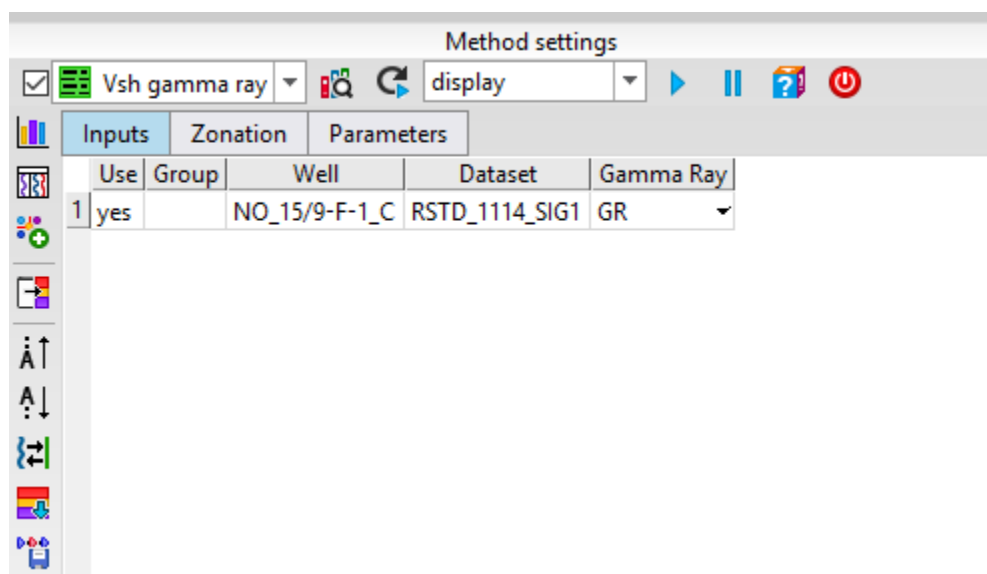


Ilustración 8.14 Cargando las variables de entrada para el Vsh.



Method settings

Vsh gamma ray display

Inputs Zonation Parameters

Zonation name: onasVSH\_PozoA

Group	Well	Dataset	Zone	Top	Bottom	Unit	Top zone delta	Bottom
1	NO_15/9-F-1_C	RSTD_1114_SIG1	ZonaArcillosa	3465.662	3613.71	M	-9999	-9999
2	NO_15/9-F-1_C	RSTD_1114_SIG1	ZonaLimpia	3613.71	3636.712	M	-9999	-9999
3	NO_15/9-F-1_C	RSTD_1114_SIG1	ZonaArcillosa	3636.712	3705.299	M	-9999	-9999
4	NO_15/9-F-1_C	RSTD_1114_SIG1	ZonaLimpia	3705.299	3769.286	M	-9999	-9999
5	NO_15/9-F-1_C	RSTD_1114_SIG1	ZonaArcillosa	3769.286	3940.127	M	-9999	-9999

Ilustración 8.15 Cargando las zonas para el cálculo del Vsh.

Se abrirá una nueva ventana con la curva de Gamma Ray y el Vsh calculado, solo tenemos que hacer click derecho sobre la curva del Vsh y seleccionar “Save Variable” para guardarla y poderla graficar más adelante.

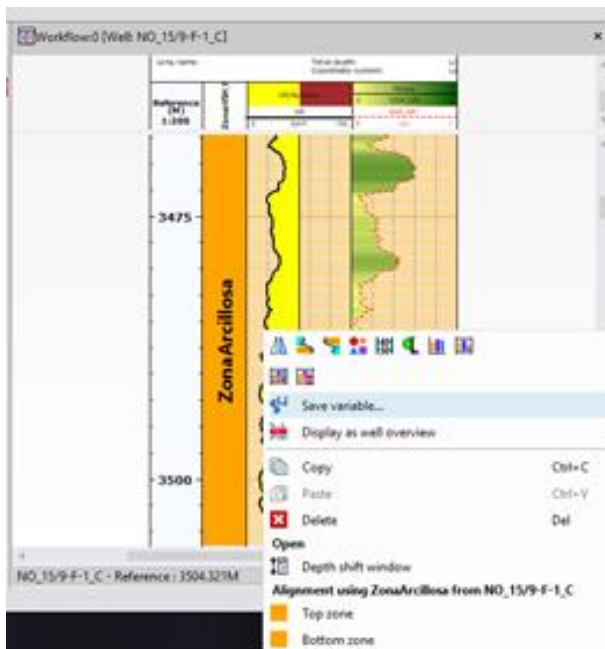


Ilustración 8.16 Guardando la curva de Vsh generada.

### 8.4.3. Cálculo de Sw y So utilizando Sigma

Para calcular la Sw y la So, tenemos que dirigirnos a la opción “Cased Hole” dentro de la pestaña “Petrophysics”, seleccionamos “Answers” y dentro de ahí seleccionamos “Sigma Interpretation”.

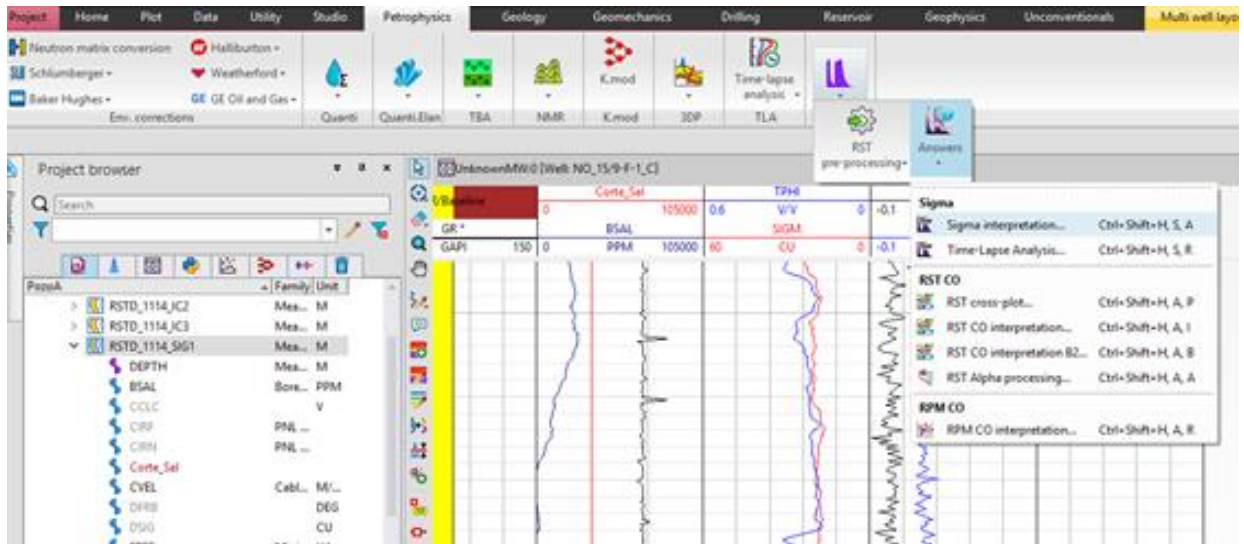


Ilustración 8.17 Selección de la interpretación para el modo Sigma.

De ahí en adelante los pasos son similares al de el cálculo del Vsh, se selecciona el nombre de las curvas a escoger, se arrastra el set de datos y la zonificación, y se definen parámetros. Incluso se guardan de la misma manera las curvas, por lo que ya no se ilustrará.

Al emerger la ventana de resultados se observan las curvas de Vsh, Sigma, Sigma del Aceite (Sigma Oil), Sigma del Agua (Water Sigma), Saturación de Aceite (SH\_PNL) y Saturación de Agua (SW\_PNL). Las curvas por guardar quedan al criterio del interprete.

### 8.4.4. Cálculo de So utilizando C/O

Para la interpretación con C/O, de igual forma que en la sección anterior, seguimos la misma ruta con la diferencia que ahora seleccionaremos “RST crossplot”.

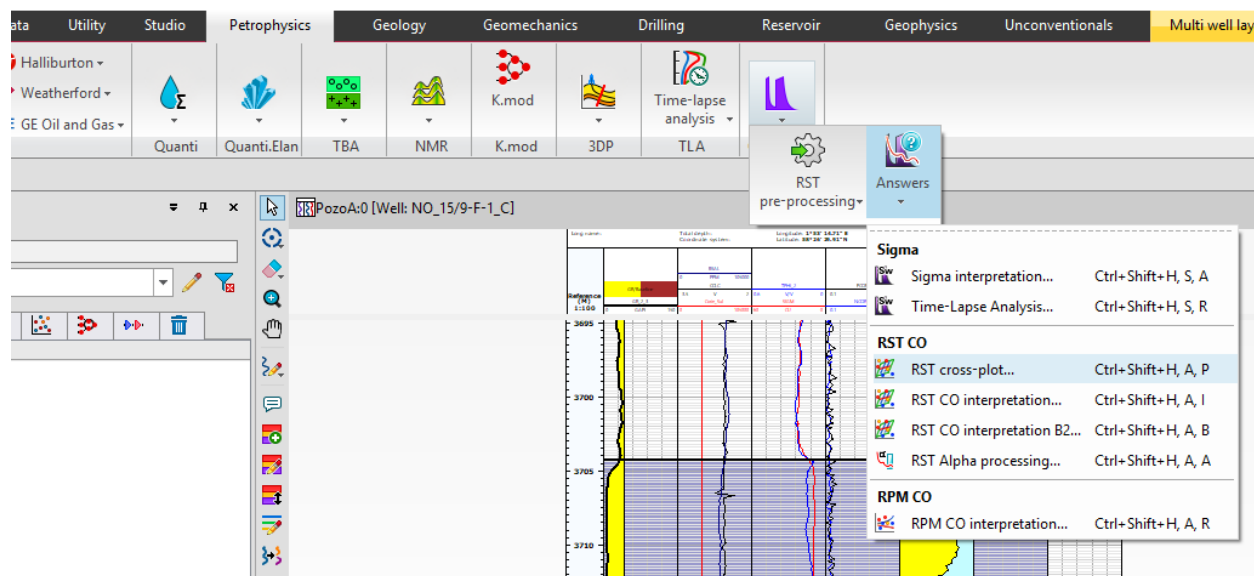


Ilustración 8.18 Ruta para seleccionar RST Crossplot.

Para esta interpretación, no es necesario que contemos con los métodos de ventaneo de los detectores lejanos y cercanos, aunque contar con ellos facilita la interpretación. Tampoco es necesario contar con la Porosidad Total, aunque nuevamente, facilita la interpretación.

Los pasos para seguir son iguales que en los dos módulos presentados anteriormente, seleccionar datos, arrastrarlos, definir la zonificación y la entrada de variables.

Al emerger la ventana de resultados, veremos una gráfica similar a la presentada anteriormente en la técnica de interpretación de C/O (Capítulo 3.2). Para añadir histogramas se debe hacer click derecho en la gráfica y seleccionar la opción de “Histograms” (encerrado en rojo). Ver ilustración 8.19.

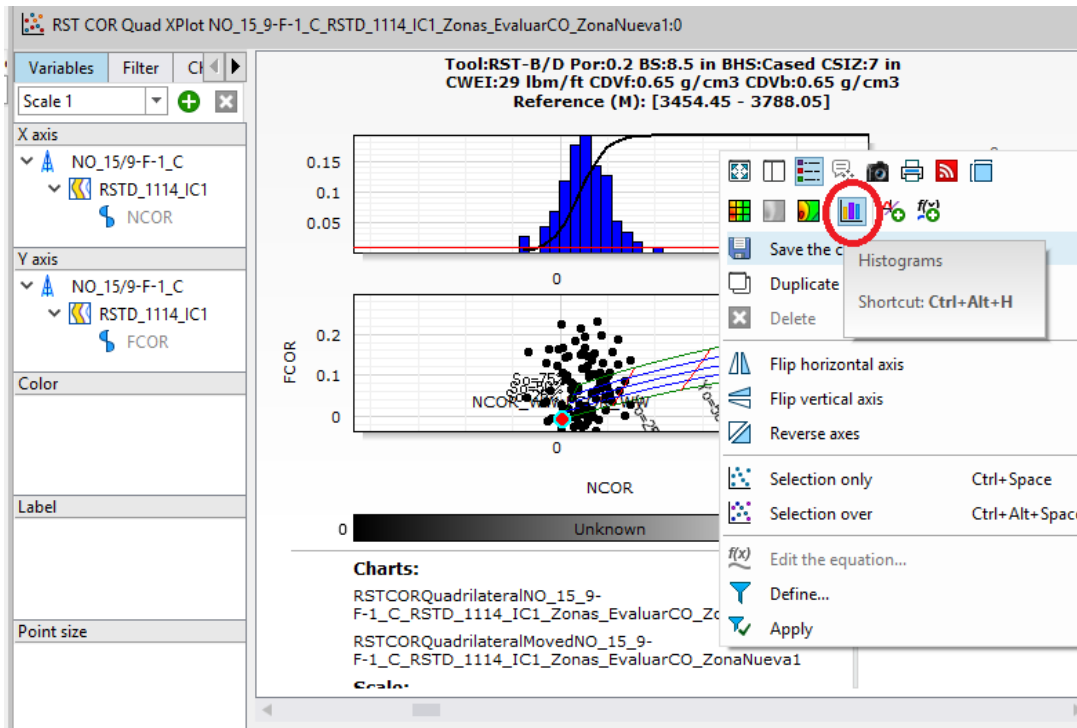


Ilustración 8.19 RST Crossplot con Histogramas.

#### 8.4.4.1. Agregar color a la gráfica

Para agregar color a todos los puntos de la gráfica, basta con arrastrar la propiedad que se quiere que determine el color de los puntos hacia la ventana que dice “color” (círculo color rojo).

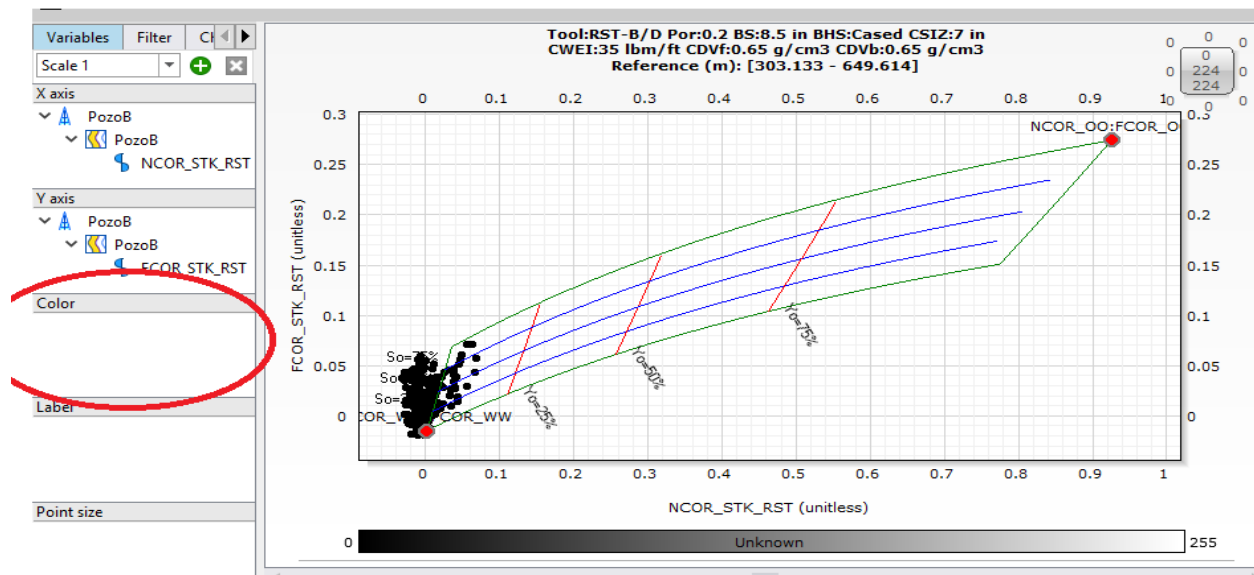


Ilustración 8.20 Gráfica de C/O sin color determinado para los puntos.

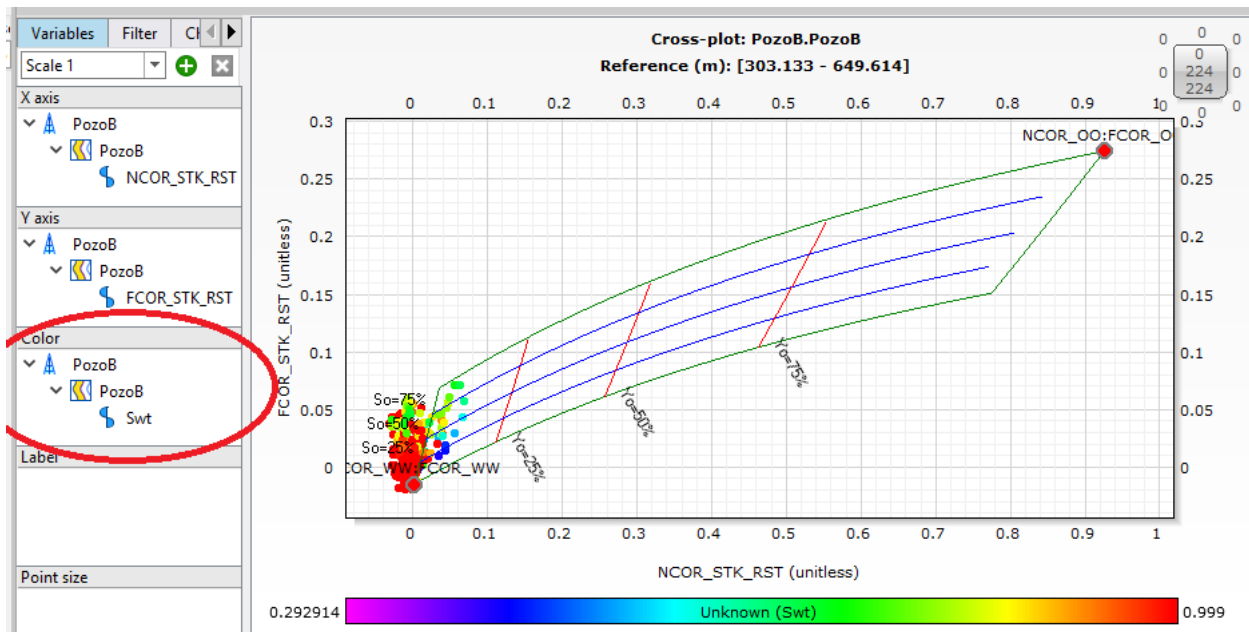


Ilustración 8.21 Gráfica C/O con color en los puntos.

#### 8.4.4.2. Filtrar datos

Dando click derecho dentro de la ventana de la Gráfica de C/O, y seleccionamos la opción “Define” (tiene la figura de un embudo), posteriormente, se abrirá una ventana donde se definirá el filtro. Dicho filtro, toma una propiedad dentro de la gráfica y solo toma valores mayores, menores o en un rango según defina el usuario.

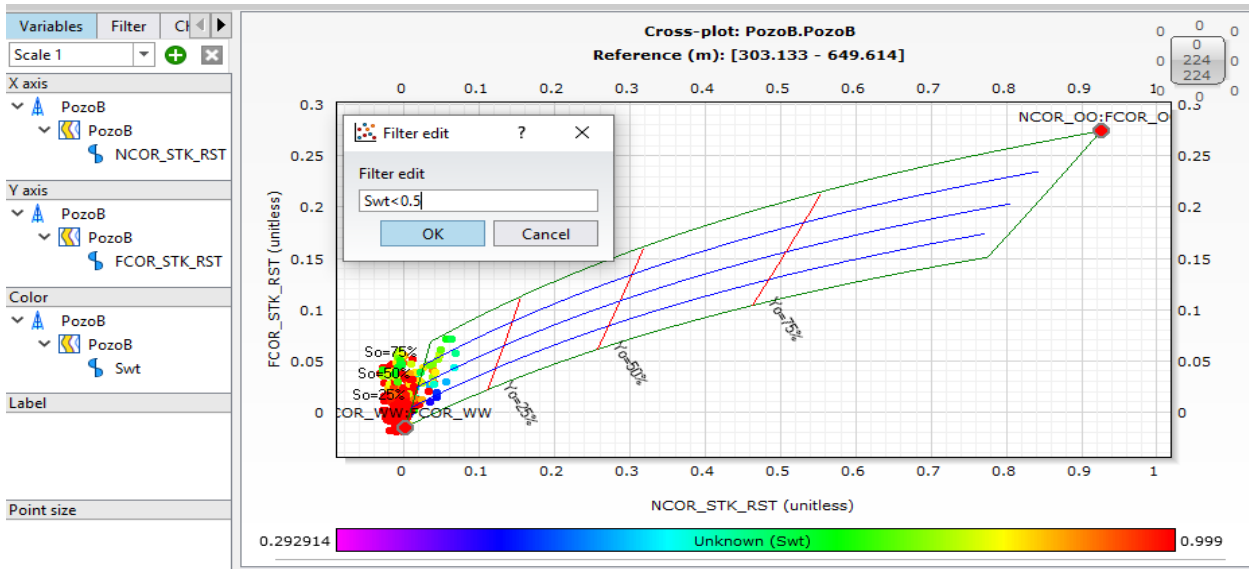


Ilustración 8.22 Gráfica antes de aplicar el filtro.

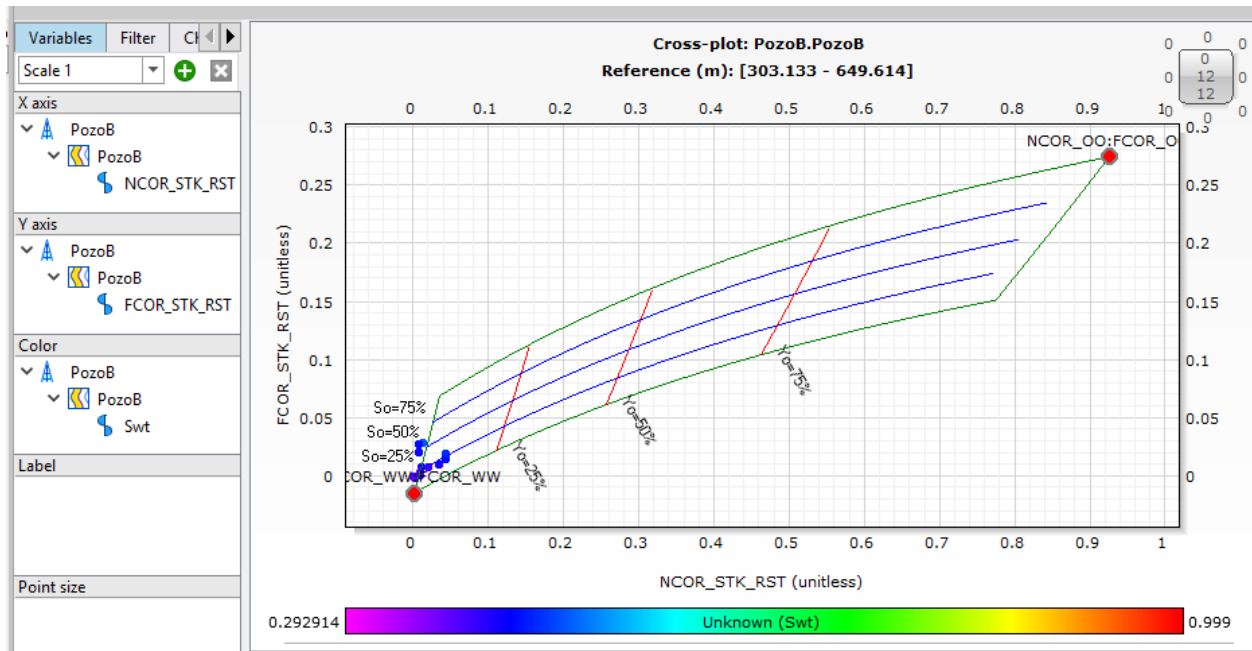


Ilustración 8.23 Después de aplicar el filtro.

## 9. Bibliografía

- Gaspar Franco Hernández. (2018). Campos Maduros en México. 12/10/2019, de Comisión Nacional de Hidrocarburos Sitio web: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418486/PI\\_tica\\_6.\\_Campos\\_Maduros\\_en\\_M\\_xico.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418486/PI_tica_6._Campos_Maduros_en_M_xico.pdf)
- Lucia, F. J.. (2007). Petrophysical Rock Properties. En Carbonate Reservoir Characterization An Integrated Approach. Springer.
- Paal Fristad & Monica Vik Constable. (01/02/2012). Introduction to Petrophysics. 20/09/2018, de Statoil Sitio web: <https://www.uio.no/studier/emner/matnat/math/MEK4450/h15/ppt/l1-2/6-introduction-to-petrophysics-august-2015.pdf>
- Asquith, G., and D. Krygowski. 2004. Basic Relationships of Well Log Interpretation. En Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration 16.
- Bernanardo Martell Andrade. (2008). Desarrollo de la Evaluación Petrofísica en México y su futuro a través de la UNAM. 30/10/2018, de Academia de Ingeniería Sitio web: [http://oilproduction.net/files/Petrofisica\\_mexico.pdf](http://oilproduction.net/files/Petrofisica_mexico.pdf)
- Elvis Onovughe, Adekunle Sofolabo. (2016). Saturation Modelling: Using The Waxman-Smiths Model/Equation In Saturation Determination In Dispersed Shaly Sands. Journal of Multidisciplinary Engineering Science and Technology, 3, 4985-4992.
- Schlumberger Oilfield Glossary.
- Shell. Schlumberger. (1994). Petrophysics Distant Learning Module
- Emmanuel Egbele, Ifeanyi Ezuka, Port Harcourt Michael Onyekonwu . (2005). Net-To-Gross Ratios: Implications in Integrated Reservoir Management Studies, de Society of Petroleum Engineers.
- G. E. Archie. (1941). The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics.
- C. Clavier, G. Coates, J. Dumanoir. (1977). Theoretical and Experimental Bases for the Dual-Water Model for Interpretation of Shaly Sands. En Society of Petroleum Engineers Journal. SPE.

- Orlando Gómez Rivero. (1995). Registros Geofísicos Avanzados II. Asociación de Ingenieros Petroleros de México. AIPM.
- E. Bussian. (1983). A Comparison of Shaly Models. SPWLA Twenty-Fourth Annual Logging Symposium. En Society of Petrophysicists and Well Log Analysts. SPWLA.
- George B. Asquith. (1985). Handbook of Log Evaluation Techniques for Carbonate Reservoirs. ---: AAPG.
- Manfred Krammer. Scintillators. 5/09/2019, de Institute of High Energy Physics, Vienna, Austria Sitio web: [https://www.hephy.at/fileadmin/user\\_upload/VO-5-Scintillators.pdf](https://www.hephy.at/fileadmin/user_upload/VO-5-Scintillators.pdf)
- Mortimer Abramowitz, Michael W. Davidson. Photomultiplier Tubes. 05/09/2019, de Olympus America, Inc Sitio web: <https://www.olympus-lifescience.com/en/microscoperesource/primer/digitalimaging/concepts/photomultipliers/>
- James J. Smolen. (1996). Chapter 4, Formation Evaluation: Pulse Neutron Capture Logs. (43-46), Chapter 7, Formation Evaluation: Carbon/Oxygen Logging (97-103) En Cased Hole and Production Log Evaluation. Tulsa, OK: PennWell Publishing Company.
- John T. Dewan. (1983). Chapter 5, Porosity Logs. En Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation. (115,116), Tulsa, OK: PennWell Publishing Company.
- Carsten Borch & Andrew Colin Whittaker. (2001). Pulse Neutron Spectroscopy Handles Saturation Monitoring In Complex Lithology Long Cased Hole Horizontal Production Wells. En Society of Petroleum Engineers Journal. SPE.
- Dale E. Fitz. (2005). Issues with Long-Term Cased-Hole Quantitative Fluid Saturation Monitoring. Petrophysics, 46, 199-209.
- D. E. Fitz & N. Ganapathy. (1993). Quantitative Monitoring of Fluid Saturation Changes using Cased-Hole Logs. SPWLA 34th Annual Logging Symposium.
- Ramsin Y. Eyvazzadeh, Oscar Keider, A. A. Hajari, Shouxiang Ma & Abdallah M. Behair. (2004). Modern Carbon/Oxygen Logging Methodologies: Comparing Hydrocarbon Saturation Determination Techniques. SPE.



- A. Fondyga, I. V. Roopa, Z. Khan, T. Johnson & V. Rastogi. (2016). Cased Hole Saturation Logs and Production Benefits: Case Studies - Offshore Operator in Trinidad and Tobago. En Society of Petroleum Engineers. SPE.
- RST Pro, Schlumberger, 1996.
- Equinor. (2018). Disclosing Volve Data Set. 05/02/2019, de Equinor Sitio web: <https://www.equinor.com/en/news/14jun2018-disclosing-volve-data.html>
- Curve Mnemonic Dictionary. (2017). Mnemonics, Tools, RST-D. 6/09/2019, de Schlumberger Sitio web: <https://www.apps.slb.com/cmd/ToolItem.aspx?code=RST-D>