

**DETERMINACION DEL FACTOR DE CORRELACIÓN DE LA PERMEABILIDAD
DE NÚCLEOS VS LA PERMEABILIDAD CALCULADA DE REGISTROS
ELÉCTRICOS PARA LA FORMACIÓN CABALLOS SUPERIOR EN LOS POZOS
TENAY-7 Y TENAX-1 Y SU RESPECTIVA EXTRAPOLACIÓN A POZOS
ADYACENTES**

ELIANA VELASQUEZ VARON

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2008**

**DETERMINACION DEL FACTOR DE CORRELACIÓN DE LA PERMEABILIDAD
DE NÚCLEOS VS LA PERMEABILIDAD CALCULADA DE REGISTROS
ELÉCTRICOS PARA LA FORMACIÓN CABALLOS SUPERIOR EN LOS POZOS
TENAY-7 Y TENAX-1 Y SU EXTRAPOLACIÓN A POZOS ADYACENTES**

**Elaborado por:
ELIANA VELASQUEZ VARON**

**Director:
EDGAR CHAJID KAIRUZ HERNANDEZ
Geólogo**

**CoDirector:
ROBERTO VARGAS CUERVO
Geólogo**

**Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2008**

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Noviembre de 2008

DEDICATORIA

*A tí mí **Diosito Lindo**, que nunca me has desamparado y siempre has iluminado mí vida con miles de bendiciones, porque sin tí jamás hubiese alcanzado todo lo que tengo y por ello todos mis logros y mí vida entera te pertenecen.*

*A mí **MAMITA LEO** (q.e.p.d), te fuiste antes de ver uno de tus sueños cumplidos, pero ahora este logro es todo para tí mí ángel divino. Gracias por enseñarme a creer y porque sé que siempre estarás conmigo. Que Dios te tenga en su santa gloria.*

*A mí mamita **YOLANDA VARÓN LOPEZ**, tu infinito amor ha sido la fuerza más grande que me impulsa cada día a seguir adelante, tu eres la razón de mí vida. Gracias a tí y a tus esfuerzos hoy lo hemos logrado. **TE ADORO MI PRECIOSA.***

*A mí tía **ELIANA VARON LOPEZ**, la tercera de mis mamitas quien siempre me ha demostrado su enorme amor.*

*A mí tío **HERNANDO VARÓN LOPEZ**, el único papito que he conocido.*

*A mí niño hermoso, **EDWIN ARTUNDUAGA**, contigo he conocido el significado del amor, gracias por tu compañía y apoyo incondicional.*

A todas las personas que de algún modo siempre se preocuparon por mí y colaboraron directa o indirectamente para este fin.

Elí.

AGRADECIMIENTOS

El autor desea expresar sus más sinceros agradecimientos a:

EDGAR CHAJID KAIRUZ, Geólogo Líder de Exploración, Vicepresidencia de Exploración ECOPETROL S.A., más que mi director mi amigo, quien creyó en mí y me brindo toda su confianza y disposición para que este sueño se hiciera realidad.

Esperanza Poveda Gómez, Geóloga de Operaciones, Vicepresidencia de Exploración ECOPETROL S.A. por su valiosa amistad el tesoro más grande que pude obtener, consejos, colaboración, apoyo incondicional y por ser un ejemplo a seguir.

Andrea Murcia, Geóloga de Exploración, Vicepresidencia de Exploración ECOPETROL S.A. por su gran colaboración y disposición para el desarrollo de este proyecto, especialmente por sus enseñanzas en el manejo del software PrizM.

Gilbert Gutierrez, Geólogo de Exploración, Vicepresidencia de Exploración ECOPETROL S.A. por su alegría motivante, conocimientos y asesoría.

ECOPETROL S.A., por facilitar la información disponible e indispensable para la ejecución del presente trabajo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES	4
1.1 PERMEABILIDAD	4
1.2 DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDAD	6
1.3 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD EN MUESTRAS DE CORAZÓN	7
1.3.1 Análisis de núcleos	7
1.3.2 Prueba de laboratorio	8
1.3.3 Determinación de permeabilidad sonda	10
1.4 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD A PARTIR DE REGISTROS ELÉCTRICOS	12
1.4.1 Indicaciones visuales de permeabilidad en registros de hueco abierto	12
1.5 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE LA PERMEABILIDAD	13
1.5.1 Método de Wyllie – Rose	14
1.5.2 Método de Tixier	15
1.5.3 Método de Timur	15
1.5.4 Método de Coates y Dumanoir	16
1.5.5 Método de Coates	17
1.5.6 Método del gradiente de resistividad	17
1.5.7 Método del factor de formación	18
1.5.8 Método de la permeabilidad a partir de la porosidad	20
1.5.9 Estimación de la saturación de agua irreducible	21
2. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA	23
2.1 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	23
2.2 INFORMACIÓN UTILIZADA	25

2.2.1 Registros de pozo abierto.....	25
2.2.2 Corazonamiento	26
2.3 CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA FORMACIÓN CABALLOS SUPERIOR..	26
2.4 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA Y METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE PERMEABILIDAD CON REGISTROS.....	31
2.4.1 Definición del proyecto	31
2.4.2 Observación de las curvas disponibles	32
2.4.3 Edición de curvas	34
2.4.4 Correcciones ambientales	35
2.4.5 Interpretación	35
2.4.6 Presentación de resultados	43
3. DETERMINACIÓN DE LA CORRELACIÓN DE PERMEABILIDAD	48
4. APLICACIÓN DE LA CORRELACIÓN DE PERMEABILIDAD A POZOS ADYACENTES.....	58
4.1 POZO 1.....	58
4.2 POZO 2: TENAY-1.....	59
4.3 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE PERMEABILIDAD A PARTIR DE REGISTROS.....	60
4.4 APLICACIÓN DE LA CORRELACIÓN.....	62
5. CONCLUSIONES	65
6. RECOMENDACIONES.....	67
BIBLIOGRAFÍA.....	68

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros recomendados método del factor de formación.....	19
Tabla 2. Parámetros recomendados método de la permeabilidad a partir de la porosidad	21
Tabla 3. Parámetros recomendados producto phixsw de acuerdo a la litología de la formación.	22
Tabla 4. Información de registros disponible para los pozos Tenay-7 y Tenax-1, en la formación Caballos Superior.....	25
Tabla 5. Resumen corazonamiento pozo Tenay-7.....	26
Tabla 6. Resumen corazonamiento pozo Tenax-1.....	26
Tabla 7. Resistividad máxima de las arenas formación Caballos Superior pozo Tenay-7.....	39
Tabla 8. Resistividad máxima de las arenas formación Caballos Superior pozo Tenax-1.....	39
Tabla 9. Permeabilidad promedio para la formación Caballos Superior a partir de registros de pozo.	42
Tabla 10. Parámetros calculados en la interpretación petrofísica para la formación Caballos Superior pozo Tenay-7.....	47
Tabla 11. Parámetros calculados en la interpretación petrofísica para la formación Caballos Superior pozo Tenax-1.....	47
Tabla 12 Lista de profundidades seleccionadas para los análisis petrofísicos pozo Tenay-7.- Cortesía ICP-.....	51
Tabla 13 Lista de profundidades seleccionadas para los análisis petrofísicos pozo Tenax-1.- Cortesía ICP-.....	52
Tabla 14. Parámetros obtenidos de la interpretación petrofísica aplicando la metodología propuesta.	61

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Equipo Pdpk-400 para la determinación de permeabilidad sonda - Cortesía ICP.	11
Figura 2. Mapa de ubicación de los pozos Tenay-7 y Tenax-1	23
Figura 3. Glauconita en calizas al tope de la formación Caballos. Aumento 10X4.	27
Figura 4. Arcillolita muy similar en coloración a las calizas. Aumento 10X4.	28
Figura 5 Arenisca cuarzosa con manchamiento de aceite residual. Aumento 10X4.	29
Figura 6. Areniscas cuarzosas con materia orgánica diseminada y manchamiento.	29
Figura 7. Limolita marrón oscuro a negro, silíceo, con material carbonoso.	29
Figura 8. Limolita marrón oscuro a negro, silíceo, con material carbonoso.	30
Figura 9. Lutita micácea, con superficies de fricción (Milonita).	30
Figura 10. Correlación estratigráfica pozos Tenay-7, Tenax-1.	30
Figura 11. Entorno de trabajo Geographix.	32
Figura 12. Ingreso al Template de interpretación.	33
Figura 13 Visualización de curvas en el software PrizM.	34
Figura 14. Módulo “User Defined Equation” para el cálculo de propiedades petrofísicas.	36
Figura 15. Gráfico RHOB vs. PHIN para determinar litología, Formación Caballos.	38
Figura 16. Pickett Plot para determinar distribución de las líneas de isosaturación de agua formación Caballos Superior.	40
Figura 17. Gráfico Rwa vs. PHI para determinar Rw.	41
Figura 18. Presentación gráfica de resultados registros de pozo para la formación Caballos Superior pozo Tenax-1.	45

Figura 19. Presentación gráfica de resultados registros de pozo para la formación Caballos Superior pozo Tenay-7.....	46
Figura 20. Curvas de permeabilidad pozos Tenay-7 y Tenax-1	48
Figura 21. Relación porosidad registros vs porosidad core.	54
Figura 22. Correlación permeabilidad método de Tixier	55
Figura 23. Correlación permeabilidad método de Coates	56
Figura 24. Correlación permeabilidad método de Timur	56
Figura 25. Presentación gráfica de resultados registros de pozo para la formación Caballos Superior Pozo -1.	61
Figura 26. Presentación gráfica de resultados registros de pozo para la formación Caballos Superior pozo Tenay-1.....	62

RESUMEN

Históricamente los registros de hueco abierto han sido utilizados para estimar la permeabilidad a través de correlaciones empíricas relacionadas comúnmente con propiedades registradas tales como la porosidad. Las correlaciones generadas parten de relaciones establecidas con datos de núcleos, dado que la determinación de permeabilidad a partir de análisis de núcleos es considerada una medida estándar y por tanto punto de comparación.

El presente estudio genera una correlación entre la permeabilidad determinada a través de muestras de corazón y la permeabilidad calculada a partir de registros eléctricos para la formación Caballos, Intervalo Superior, en los pozos Tenay-7 y Tenax-1, mediante el empleo de una metodología para el cálculo de la permeabilidad a partir de registros eléctricos (registros de pozo abierto), presentada por este estudio. Esta metodología es implementada mediante el uso del software especializado para interpretación de registros eléctricos PrizM de la Compañía Halliburton. Para el estudio se utilizan el juego de registros disponibles para los pozos Tenay-7 y Tenax-1, al igual que toda la información obtenida a partir de análisis de núcleos de la sección corazonada. Las curvas de permeabilidades calculadas de registros y los datos de permeabilidad de corazones son graficados en una pista de permeabilidades, donde es posible apreciar que los perfiles de permeabilidad de registros son consistentes con la permeabilidad de los corazones y la secuencia geológica del reservorio.

Los resultados obtenidos son mostrados gráficamente y la correlación generada es aplicada a pozos adyacentes seleccionados aleatoriamente, productores de la misma formación.

ABSTRACT

Historically, well logs have been used to estimate permeability via correlations related to a commonly logged property: porosity. The correlations are generated from establish relationships with core data, because permeability determination from core data analysis is considered a standard measured, therefore is a reference.

Using a methodology proposed to calculate the permeability from well logs, this study introduces a correlation between core based permeability data and permeability from well logs to upper Caballos formation for Tenay-7 and Tenax-1 wells. The proposed methodology employed the specialized software to well logs interpretation called PrizM of Halliburton Company.

This study uses the available set of well logs and all information from data core analysis. The permeability curves from well log and core based permeability curves are shown in a permeability track, where it's possible to see that the permeability curves from well log are consistent with core based permeability and the reservoir geologic section.

Finally, the obtained results are shown graphically and the generated correlation is applied to production adjoining wells of the formation. These wells were selected by the author.

INTRODUCCIÓN

La caracterización de yacimientos es uno de los aspectos más importantes dentro de la ingeniería de petróleos. Una estrategia efectiva de administración de los recursos en el yacimiento, puede ser aplicada siempre y cuando se disponga de la información detallada de las propiedades de la roca y de los fluidos. De estas propiedades, una de las más importantes y difíciles de determinar y predecir es la permeabilidad de la formación.

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que cuantifica la capacidad del mismo para permitir el flujo de fluidos, en otras palabras define la conectividad entre los espacios porosos almacenadores de hidrocarburos, siendo una medida de la conductividad del fluido a través del espacio poroso.

De este modo, siendo la permeabilidad un indicador de la capacidad de flujo a través del yacimiento, se convierte en uno de los principales parámetros determinantes de flujo y por tanto de la productividad de la formación.

Para un ingeniero de petróleos, una estimación precisa de la permeabilidad es esencial, ya que este parámetro es clave para controlar las estrategias de completamiento, producción y desarrollo del reservorio. El análisis de corazones ha sido usado tradicionalmente para determinar la permeabilidad.

Frecuentemente, no es posible obtener la permeabilidad a partir de análisis de núcleos debido a que no es posible corazonar todos los pozos perforados, ya sea por que las condiciones del pozo no lo permiten, por los problemas operacionales

adicionales que puede ocasionar la toma de núcleos al proceso de perforación, o debido a los altos costos del corazonamiento, sin incluir los gastos por el retraso causado a la perforación en la operación de toma de núcleos. Por estas razones, a través de los años se han intentado realizar estimaciones de permeabilidad mediante métodos alternativos.

Dado que la toma de registros es un procedimiento de carácter rutinario y obligatorio en la perforación de los pozos, uno de los métodos que no generan costos adicionales y que son fuente para inferir la permeabilidad son los registros eléctricos (registros de hueco abierto).

Generalmente, para remediar la falta de información de corazones se procede a calcular un valor de permeabilidad indirectamente a partir de registros empleando para ello un método analítico, lo cual resulta bastante práctico en pozos que no cuentan con muestras de corazón para ser analizadas. Aunque este procedimiento se puede realizar a todos los pozos que dispongan de la información de registros de hueco abierto, en la mayoría de las ocasiones las compañías deciden no hacerlo por la inexactitud inherente al mismo al tratarse de un método indirecto, y en su lugar utilizan el valor de permeabilidad producto de las pruebas a núcleos tomados a un solo pozo como un valor general para todos los pozos pertenecientes al mismo yacimiento, lo cual puede implicar una medida inapropiada.

Con el objetivo de proporcionar una mejor estimación de permeabilidad para los pozos perforados en la región del Valle Superior del Magdalena cuyo objetivo productor es la Formación Caballos, mediante este trabajo se emplea la información de corazones y de registros de pozo de los pozos Tenay-7 y Tenax-1 para establecer una relación matemática entre estos parámetros.

En este sentido, el presente estudio genera una correlación entre la permeabilidad determinada a través de corazones y la permeabilidad calculada a partir de registros eléctricos para la formación Caballos Superior en los pozos Tenay-7 y Tenax-1, de modo que sea posible obtener una buena aproximación al valor de permeabilidad en los demás pozos perforados en la región, productores de la misma unidad. La correlación generada requiere que sea calculado el valor de permeabilidad a partir de registros eléctricos para el pozo a analizar.

Adicionalmente se presenta la metodología empleada para el cálculo de la permeabilidad a partir de registros eléctricos (registros de pozo abierto) para los pozos Tenay-7 y Tenax-1 y aplicable a cualquier pozo de la formación Caballos de la cuenca del Valle Superior del Magdalena, utilizando diferentes correlaciones empíricas.

1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

1.1 PERMEABILIDAD

La permeabilidad es una característica física de la roca que proporciona una medida de la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través de él. Para que una roca se considere permeable, debe tener porosidad interconectada, ya sea a causa de poros, fisuras, capilares o fracturas. Usualmente, es posible afirmar que una alta permeabilidad proviene de una alta porosidad pero no lo contrario, pues para que esto último suceda se requiere que exista conectividad entre los espacios porosos.

La permeabilidad de una roca dada para un fluido homogéneo es una constante, considerando que el fluido no interactúa con la roca. La permeabilidad determinada para un único fluido homogéneo que satura 100% la roca es conocida como **Permeabilidad Absoluta**. De igual manera, es posible definir otros tipos de permeabilidad de acuerdo a los fluidos que contiene la roca, por lo tanto se habla de:

Permeabilidad efectiva: Se refiere a la permeabilidad obtenida cuando más de un fluido se encuentra presente en el medio poroso. La permeabilidad efectiva indica cuán permeable es la roca respecto a uno de los fluidos que contiene, por lo tanto resulta ser una función directa de la saturación de fluidos y siempre es menor que la permeabilidad absoluta, dado que la presencia de varios fluidos reduce el tamaño del espacio disponible para el flujo de cada uno de ellos. Por tanto, si uno de los fluidos presentes en el medio poroso no pudiese fluir, la permeabilidad efectiva de la roca para este sería cero.

Permeabilidad Relativa: Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta para un fluido específico. Se expresan en fracción o porcentaje y nunca superan la unidad (1 ó 100%). Es común emplear curvas de permeabilidades relativas vs saturación de fluido mojante para determinar la movilidad de los fluidos dentro del medio poroso. La cantidad de fluido fluyendo, no es un resultado exclusivo de la permeabilidad relativa, depende también de la viscosidad del fluido

La unidad empleada para la medida de permeabilidad es el Darcy (d). Un Darcy es la permeabilidad obtenida por el flujo de un centímetro cúbico por segundo (cm^3/seg) de un fluido con una viscosidad de un centipoise (cp) a través de un área de sección transversal de un centímetro cuadrado (cm^2) y bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro (atm/cm). En la práctica, un Darcy resulta ser una medida demasiado grande, por lo cual se acostumbra emplear el milidarcy (md).

El rango de permeabilidad de las formaciones productoras es extremadamente amplio, varía desde permeabilidades de menos de 0.1 md hasta permeabilidades por encima de los 10.000 md. El límite inferior de permeabilidad permitido para que un pozo se considere comercial depende de diferentes factores como: tipo de formación, espesor de la formación, tipo de producción del pozo (gas o aceite), saturación de agua, presión de la formación, viscosidad de los hidrocarburos, precio de los hidrocarburos entre otros.

Actualmente se ha comprobado que la permeabilidad no es una característica uniforme para toda la formación, e incluso puede tener diferentes valores en cada una de sus direcciones, resultando la permeabilidad vertical diferente de la permeabilidad horizontal. Esta variación direccional de la permeabilidad es conocida como anisotropía y se debe en gran parte a la presencia de intercalaciones de material fino tal como arcillas.

1.2 DETERMINACIÓN DE PERMEABILIDAD

Los métodos conocidos para la determinación de la permeabilidad se pueden reunir dentro de tres grupos principales, los cuales son:

- Medidas de laboratorio
- Pruebas de campo
- Determinación de Permeabilidad a partir de fórmulas empíricas mediante la utilización de registros de pozo abierto.

Considerando que la permeabilidad puede ser no homogénea para una formación, el único método reconocido para determinar un valor válido de esta propiedad es la medida obtenida a partir de pruebas de laboratorio. Se admite este valor de permeabilidad como valor real, pues implica la aplicación de un método directo al someter una muestra de roca, conocida como corazón (core) o núcleo, a flujo bajo condiciones conocidas de presión y temperatura que simulan las condiciones reales del yacimiento. La medida de la permeabilidad depende también, del tamaño y la forma de los poros, las propiedades de los fluidos, la presión ejercida por los fluidos y la cantidad de flujo de fluido sometido.

Adicionalmente a las pruebas de laboratorio, existen otros métodos de carácter indirecto para la determinación de la permeabilidad, los cuales son utilizados cuando no se posee información de muestras de roca (núcleos). Entre estos se tienen los registros de hueco abierto y las llamadas pruebas de campo que incluyen pruebas de formación y/o pruebas de presión.

La permeabilidad derivada del análisis de registros es la permeabilidad absoluta y si esta es calibrada con la permeabilidad absoluta obtenida a partir de análisis de núcleos, es posible derivar la permeabilidad relativa mediante el uso de correlaciones empíricas.

Dada la importancia de la determinación de la permeabilidad a través de pruebas de laboratorio y de registros eléctricos, a continuación se explican en detalle cada uno de las técnicas existentes para tal fin, según cada método.

1.3 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD EN MUESTRAS DE CORAZÓN

La determinación de la permeabilidad en muestras de corazón permite realizar una evaluación detallada de las propiedades petrofísicas básicas y especiales de la formación de interés. A continuación se enumerarán las principales características obtenidas a partir del análisis efectuado.

1.3.1 Análisis de núcleos

Las muestras para el análisis de núcleos en laboratorio pueden provenir de diferentes fuentes, incluyendo:

- Cortes de perforación (Drilling cuts)
- Núcleos de pared por percusión (Percussion sidewell core)
- Núcleos de pared por rotación (Rotary sidewell core)
- Núcleos convencionales a partir de un corazonamiento (core).

Dependiendo de la muestra obtenida, el análisis a realizar puede ser sencillo o sofisticado, así mismo, la calidad y cantidad de los datos a obtener de la evaluación litológica y petrofísica. En el mejor de los casos, a partir de la muestra pueden ser medidas las siguientes propiedades de la roca y de los fluidos:

- Porosidad
- Saturación de fluido
- Permeabilidad y permeabilidad relativa
- Mojabilidad
- Presión Capilar

- Tamaño del poro y distribución de los granos
- Densidad de los granos
- Composición mineralógica
- Propiedades eléctricas
- Efecto de esfuerzos de sobrecarga
- Sensibilidad de los fluidos
- Análisis de hidrocarburos

Los anteriores son parámetros sin los cuales no se podría realizar una buena evaluación a la formación y por tanto, muchos de los problemas presentados alrededor de ello, no podrían ser resueltos.

1.3.2 Prueba de laboratorio

Como primer paso para una buena determinación de permeabilidad a partir de corazones, es necesario realizar la respectiva selección y preparación de la muestra, para ello se debe evaluar las formaciones objetivo y las profundidades de interés a las cuales se pretende corazonar. Luego, es importante tomar muestras representativas, las cuales se pueden seleccionar mediante el empleo de herramientas de laboratorio tales como el registro Core Gamma Espectral, técnica mediante la cual es posible identificar con gran exactitud las profundidades de interés donde se desean tomar plugs para los respectivos análisis.

Regularmente un corazón obtenido tras la perforación tiene un diámetro que puede variar entre 4 a 5 pulgadas y una longitud de varios pies (para su almacenamiento se utilizan cores de 3 pies), sin embargo la muestra utilizada para los análisis de laboratorio, consiste de un plug extraído del core que tiene un diámetro entre 1 y 1.5 pulgadas y una longitud cercana a 4 pulgadas, para lo cual se emplea una cortadora de núcleos y un fluido que no altere las propiedades de

la roca tal como diesel, lodo base aceite o simplemente el mismo tipo de lodo utilizado durante la perforación.

En condiciones de laboratorio la permeabilidad es determinada a través de instrumentos especiales llamados permeámetros. Dependiendo de su construcción y método de aplicación, hay tres tipos básicos de permeámetros:

- Permeámetro estándar con gradiente constante
- Permeámetro estándar con gradiente variable
- Permeámetro universal

El principio de funcionamiento de los permeámetros está basado en la ley de Darcy, por lo tanto se somete un fluido de viscosidad conocida a fluir a través de una muestra (plug) a una tasa de flujo Q y caída de presión ΔP conocidas o estabilizadas durante el procedimiento. La permeabilidad de la muestra es calculada por la ecuación de Darcy:

$$K = \frac{Q\mu L}{\Delta P * A}$$

Donde:

- K Permeabilidad de la formación (md)
- Q Caudal de fluido (cm/seg)
- μ Viscosidad del Fluido (cp)
- ΔP Diferencial de presión (atm)
- A Área de la sección trasversal al flujo (cm)
- L Longitud de flujo (cm)

Considerando que la permeabilidad de la roca es casi totalmente independiente del fluido en movimiento, frecuentemente el fluido utilizado para la determinación

de la permeabilidad es el aire. Gases y líquidos no se comportan de la misma forma en este tipo de condiciones de flujo, resultando que la permeabilidad al aire sea más alta que la permeabilidad al líquido. Tal efecto ocasionado por el deslizamiento del gas fue estudiado por Klinkenberg, quien determinó que la permeabilidad al gas es función tanto de la composición del gas como de la presión promedio en el núcleo. Por tal razón, es común hacer la conversión de la permeabilidad al aire a una permeabilidad al líquido equivalente usando el factor de corrección de Klinkenberg.

En el caso de los sidewell cores, tanto los extraídos por rotación como por percusión, presentan desviación en los valores obtenidos de permeabilidad en el laboratorio con respecto a los valores obtenidos en núcleos convencionales.

1.3.3 Determinación de permeabilidad sonda

Actualmente una de las últimas innovaciones para la determinación de la permeabilidad en el laboratorio es el permeámetro sonda, descrito a continuación y especialmente utilizado en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

El permeámetro sonda es una herramienta rápida y precisa para determinar la permeabilidad y la heterogeneidad de una muestra de corazón, se puede usar para identificar lechos delgados de roca con alta permeabilidad o sellos y características deposicionales o diagenéticas.

Un láser identifica la posición exacta de la medida que ha sido anteriormente seleccionada. Un sistema de ubicación automática permite tomar hasta 18 pies de medida en una sola corrida.

El equipo posee una sonda de inyección de gas que se coloca sobre la muestra, se efectúa la inyección de gas en el espacio poroso de la muestra y se calcula la

permeabilidad teniendo en cuenta la caída de presión, el flujo y la viscosidad del gas.

Las condiciones de trabajo para el Permeámetro son de 0.0001 md hasta 30 d y que son corregidas por el factor de deslizamiento (b) para la Permeabilidad Klinkenberg y también puede ser corregidas para flujos no-darcianos por el factor Forchheimer o factor de turbulencia (β); la medida dura de 2 a 30 segundos. La permeabilidad sonda es considerada la mejor estimación de permeabilidad posible.

En la figura 1, se observa el modelo de un permeámetro Sonda.



Figura 1. Equipo Pdpk-400 para la determinación de permeabilidad sonda - Cortesía ICP.

1.4 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD A PARTIR DE REGISTROS ELÉCTRICOS

La permeabilidad a partir de registros eléctricos es producto de correlaciones empíricas, que emplean valores determinados a partir de los registros para estimar un valor de permeabilidad. No obstante este valor es una aproximación al valor real de permeabilidad de la formación.

1.4.1 Indicaciones visuales de permeabilidad en registros de hueco abierto

Mientras parámetros como el contenido de shale y la porosidad pueden ser directamente relacionados a lecturas específicas de registros, la permeabilidad de la formación no puede ser fácilmente correlacionable con algún valor único de registro. Sin embargo, es posible encontrar indicaciones de permeabilidad a partir de otros parámetros tales como los siguientes:

- Contenido de shale relativamente bajo como es visto en los registros Gamma Ray y SP, combinados con alguna porosidad obtenida de los registros neutrónico, densidad o sónico, pueden permitir una aproximación de permeabilidad.
- Acumulación de torta de lodo (mud cake) vista en el registro del Caliper, (sin embargo esta afecta la permeabilidad en la cara del pozo).
- Porosidades significativas. Sin embargo, la permeabilidad no puede ser relacionada directamente con la porosidad sin algún conocimiento adicional, tal como análisis de núcleos. Frecuentemente, para rangos de baja porosidad-permeabilidad, el logaritmo de la permeabilidad es proporcional a la porosidad y es posible realizar la transformación de estos datos a través de Crossplots.

- La longitud de la zona de transición si puede ser identificada es un indicador, pues a mayor zona de transición, menor permeabilidad.
- La separación de las curvas de resistividad R_t y R_w frente a una zona de arenas indican que existe permeabilidad en esta zona.
- Deflexiones de la curva del SP indican que existe permeabilidad.

1.5 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE LA PERMEABILIDAD

En muchos casos pueden existir correlaciones entre los valores de porosidad y permeabilidad, pero, usualmente tales correlaciones son empíricamente derivadas para una formación dada en un área dada, por lo tanto no representan una aplicación o validez general.

La primera correlación generada con un carácter general es la relación empírica propuesta por Wylie y Rose, que incorpora la saturación de agua irreducible y tiene la forma:

$$K = \frac{cte * \phi^x}{(Swir)^y}$$

Donde:

K Permeabilidad (md)

Cte Constante definida para cada método.

Swir Saturación de agua irreducible de la zona a evaluar (fracción).

ϕ Porosidad promedio de zona a evaluar (fracción).

Con base en esta expresión general, diversos investigadores han presentado varias relaciones empíricas mediante las cuales, la permeabilidad puede ser estimada a partir de la porosidad y saturación de agua irreducible derivadas de los

registros. Para todos los métodos que se presentan a continuación la permeabilidad obtenida está dada en milidarcies.

1.5.1 Método de Wyllie – Rose

En su análisis detallado de las bases teóricas para la interpretación cuantitativa de registros eléctricos, Wyllie y Rose presentaron la relación empírica generalizada para la determinación de la permeabilidad en rocas detríticas, basados en las siguientes presunciones:

- La Tortuosidad (T), aplicable a flujo de fluidos de la fase mojanete en el medio poroso, es la misma tortuosidad ocasionada por la conductividad eléctrica a través del fluido en el mismo medio.
- La Saturación de agua irreducible (S_{wi}) es una función lineal del área superficial de los granos.
- La saturación de agua mínima calculada en un reservorio, es igual a la saturación de agua irreducible.

Este es uno de los métodos más antiguos para cálculo de permeabilidad y resulta confiable cuando es calibrado con datos de núcleos. Se considera como el mayor aporte a las investigaciones de este género, ya que fue el primer modelo generalizado para la determinación de la permeabilidad.

$$K = \sqrt{\frac{250 \phi_e^3}{S_{wirr}}}$$

Donde:

K Permeabilidad promedio (md)

S_{wirr} Saturación de agua irreducible de la zona a evaluar (fracción)

ϕ_e Porosidad efectiva promedio de zona a evaluar (fracción)

1.5.2 Método de Tixier

El método de Tixier se considera de gran importancia, ya que simplifica en una expresión sencilla los estudios realizados con el gradiente de resistividad involucrando directamente la saturación de agua irreducible de acuerdo con el modelo establecido por Wylie-Rose. Este modelo es aplicable a formaciones de rocas detríticas.

$$K = \left(250 * \frac{\phi_e^3}{S_{wir}} \right)^2$$

Donde:

K Permeabilidad promedio (md)

Swir Saturación de agua irreducible de la zona a evaluar (fracción)

ϕ_e Porosidad efectiva promedio de zona a evaluar (fracción)

1.5.3 Método de Timur

Basado en los trabajos desarrollados por Wylie y Rose, Timur aplicó su método de análisis del eje reducido a los datos obtenidos a través de medidas de laboratorio realizadas a 155 muestras de areniscas de tres diferentes campos en Norte América. De acuerdo con su investigación logró obtener altos coeficientes de correlación y bajas desviaciones estándar al aplicar la siguiente ecuación fruto de su trabajo investigativo.

$$K = \left(100 * \frac{\phi_e^{2.25}}{S_{wir}} \right)^2$$

Donde:

K Permeabilidad promedio (md)

Swir Saturación de agua irreducible de la zona a evaluar (fracción)

ϕ_e Porosidad efectiva promedio de zona a evaluar (fracción)

Este modelo es aplicable donde existen condiciones de saturación de agua irreducible y especialmente para formaciones de areniscas pues este fue el tipo de roca utilizado para el análisis.

1.5.4 Método de Coates y Dumanoir

Una técnica empírica mejorada para el cálculo de la permeabilidad en formaciones de areniscas, ha sido propuesta por Coates y Dumanoir donde se presenta una fórmula más compleja derivada al considerar los diferentes efectos del aceite y del gas. La expresión es la siguiente:

$$K = \left(\frac{300}{w^4} * \frac{\phi_e^w}{S_{wir}^w} \right)^2$$

Donde:

K Permeabilidad promedio (md)

Swir Saturación de agua irreducible de la zona a evaluar (fracción)

ϕ_e Porosidad efectiva promedio de zona a evaluar (fracción)

w Parámetro textural

En esta expresión Coates y Dumanoir con el soporte de estudios a corazones y registros de hueco abierto, adoptaron un exponente común w conocido como parámetro textural y equivalente a los valores de factor de cementación y exponente de saturación, de este modo se tiene que:

$$w \approx m \approx n$$

1.5.5 Método de Coates

Coates y Denoo propusieron la siguiente fórmula para la determinación de la permeabilidad en formaciones de areniscas:

$$K = \left(70 * \frac{\phi_e^2 (1 - S_{wir})}{S_{wir}} \right)^2$$

Donde:

K Permeabilidad promedio (md)

Swir Saturación de agua irreducible de la zona a evaluar (fracción)

ϕ_e Porosidad efectiva promedio de zona a evaluar (fracción)

Esta fórmula satisface la condición de cero permeabilidad a cero porosidad cuando la saturación de agua irreducible es del 100%. Para que la fórmula aplique correctamente, la formación debe estar a la saturación de agua irreducible.

1.5.6 Método del gradiente de resistividad

Como una consecuencia del decrecimiento de la saturación de agua con la altura de la columna de hidrocarburos, hay un incremento en la resistividad de la formación. Asumiendo porosidad homogénea, la resistividad de la formación incrementa desde Ro a la máxima saturación de agua, hasta el valor de Rt en la zona de saturación de agua irreducible, ocasionando un comportamiento lineal de dicha transición de resistividad con respecto a la profundidad. El valor del gradiente de resistividad ha sido usado para estimar el orden de magnitud de la permeabilidad de la formación en función de la gravedad del aceite, la densidad del agua y Ro, empleando la siguiente expresión:

$$K = C \left(a * \frac{2.3}{\rho_w - \rho_h} \right)^2$$

$$a = \frac{\Delta R}{\Delta D} * \frac{1}{R_o}$$

Donde:

C Constante de permeabilidad, normalmente se utiliza un valor alrededor de 20

ΔR Cambio de resistividad (ohm-m)

ΔD Cambio en la profundidad correspondiente a ΔR (ft)

R_o Resistividad de la formación 100% saturada de agua (ohm-m)

ρ_w Densidad del agua de formación (g/cm^3)

ρ_h Densidad del hidrocarburo (g/cm^3)

El gradiente de resistividad es determinado a partir de una herramienta de investigación profunda, tal como los registros de sonda lateral o perfiles eléctricos de enfocamiento, y corregido por efecto de pozo. Este método asume que el exponente de saturación, n , es igual a 2 y que la presión capilar a cualquier saturación de agua se relaciona con la permeabilidad de la forma: $P_c=f/(K)^{1/2}$. El modelo está físicamente limitado en alcance, por la insuficiencia relativa de los registros para validar la altura del contacto agua-aceite y la necesidad de estimar la densidad del hidrocarburo existente en el reservorio. También, cabe anotar que la permeabilidad calculada es un valor promedio para la zona correspondiente al gradiente de resistividad.

Este método presenta gran aplicación en formaciones de areniscas donde ha demostrado buenos resultados.

1.5.7 Método del factor de formación

La aplicación del cálculo de la permeabilidad a través del factor de formación funciona bien en formaciones de bajas porosidades por ello es aplicable a

formaciones tales como areniscas y limolitas. Está basado en la elaboración de una curva adecuada para los datos de núcleos.

$$F = \frac{A}{\phi_e^m}$$

$$K = \frac{cte}{F^{GPERM}}$$

Donde:

K	Permeabilidad promedio (md)
F	Factor de formación de la zona a evaluar
ϕ_e	Porosidad efectiva promedio de zona a evaluar (fracción)
M	Exponente de cementación
A	Exponente de tortuosidad
GPERM	Constante de Permeabilidad definida por el método

Aunque puede resultar una buena aproximación a partir de este método, la anterior fórmula no ha sido tan exitosa como la aproximación propuesta por Wyllie-Rose.

La tabla 1 presenta los parámetros recomendados para las constantes utilizadas por el método:

Tipo de Roca	Cte	GPERM
Areniscas	7×10^6	4.5
Limolitas	4×10^6	3.5

Tabla 1. Parámetros recomendados método del factor de formación

Para datos específicos de estudios de núcleos, las anteriores constantes pueden variar significativamente de estos valores promedio.

1.5.8 Método de la permeabilidad a partir de la porosidad

Un número significativo de estudios realizados en esta área, han mostrado que existe una relación lineal entre el logaritmo de la permeabilidad y la porosidad en areniscas y rocas carbonatadas, la ecuación propuesta para esta relación tiene la forma:

$$\text{Log}(K) = C_1 * \phi_e + C_2$$

Donde:

- K Permeabilidad promedio (md)
- C₁ Exponente de porosidad
- C₂ Constante de permeabilidad.
- ϕ_e Porosidad efectiva promedio de zona a evaluar (fracción)

Una mala selección del valor de la constante podría causar valores de permeabilidad muy altos, por ello, usualmente se emplean técnicas de análisis computarizado para disminuir el error ocasionado dentro del método y evitar valores no razonables de permeabilidad.

Los resultados obtenidos han sido muy efectivos para bajas porosidades. En la Tabla 2 se especifican los valores para las constantes de acuerdo al tipo de roca.

Tipo de Roca	C ₁	C ₂
Carbonatos		
Carbonato Arcilloso	10 – 20	-2.5
Intercristalino de grano fino	20 – 30	-2.5
Intercristalino de grano grueso.	30 – 50	-2.5
Con cavidades pequeñas	50 – 100	-2.5
Con cavidades de gran tamaño	100 – 200	-2.5

Tipo de Roca	C ₁	C ₂
Carbonatos Fracturados	200 – 300	-3.0
Areniscas		
Grano muy fino	10 – 30	-3.0
Grano fino	30 – 50	-3.0
Grano medio	50 – 100	-3.0
Grano grueso	100 – 150	-3.0
Conglomerados	150 – 200	-3.0
Areniscas Inconsolidadas	100 – 300	-3.5
Areniscas Fracturadas	200 – 300	-3.0

Tabla 2. Parámetros recomendados método de la permeabilidad a partir de la porosidad

1.5.9 Estimación de la saturación de agua irreducible

Considerando que el reservorio a evaluar posee una porosidad efectiva mayor que cero, es posible efectuar una estimación de la saturación de agua irreducible a partir de los valores de porosidad obtenidos de los registros de hueco abierto mediante la siguiente expresión:

$$Sw_{irr} = \frac{PHI * Sw}{PHIE}$$

Donde:

Sw Saturación de agua promedio calculada por alguno de los métodos existentes.

PHI Porosidad total o aparente determinada para la zona de interés.

PHIE Porosidad efectiva promedio de la zona.

En los algunos casos donde se requieren cálculos rápidos es posible obtener el producto PHIxSw a partir de tablas de acuerdo a la litología de la formación. Sin

embargo este cálculo puede resultar de menor fidelidad. La tabla 3 muestra los valores del producto PHIXSW para diferentes litologías.

Tipo de Roca	PHIXSW
Areniscas	
Areniscas Arcillosas (someras)	0.15 – 0.18
Areniscas Limpias (someras).	0.12 – 0.15
Areniscas Arcillosas (Prof. media)	0.10 – 0.12
Areniscas Limpias (Prof. media).	0.08 – 0.10
Areniscas Arcillosas (profundas)	0.06 – 0.08
Areniscas Limpias (profundas).	0.04 – 0.06
Carbonatos	
Carbonatos Arcillosos	0.06 – 0.08
Misisispianos	0.02 – 0.04
Devonianos someros	0.015 – 0.04
Devonianos Profundos	0.007 – 0.015
Con cavidades	0.003 – 0.007

Tabla 3. Parámetros recomendados producto phixsw de acuerdo a la litología de la formación.

2. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA

2.1 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

Los pozos Tenay – 7 y Tenax – 1, se encuentran ubicados en la Cuenca del Valle Superior del río Magdalena, dentro de la jurisdicción del municipio de Aipe (Huila) pertenecientes al Departamento de Producción área Huila-Tolima – ECOPELROL S.A.

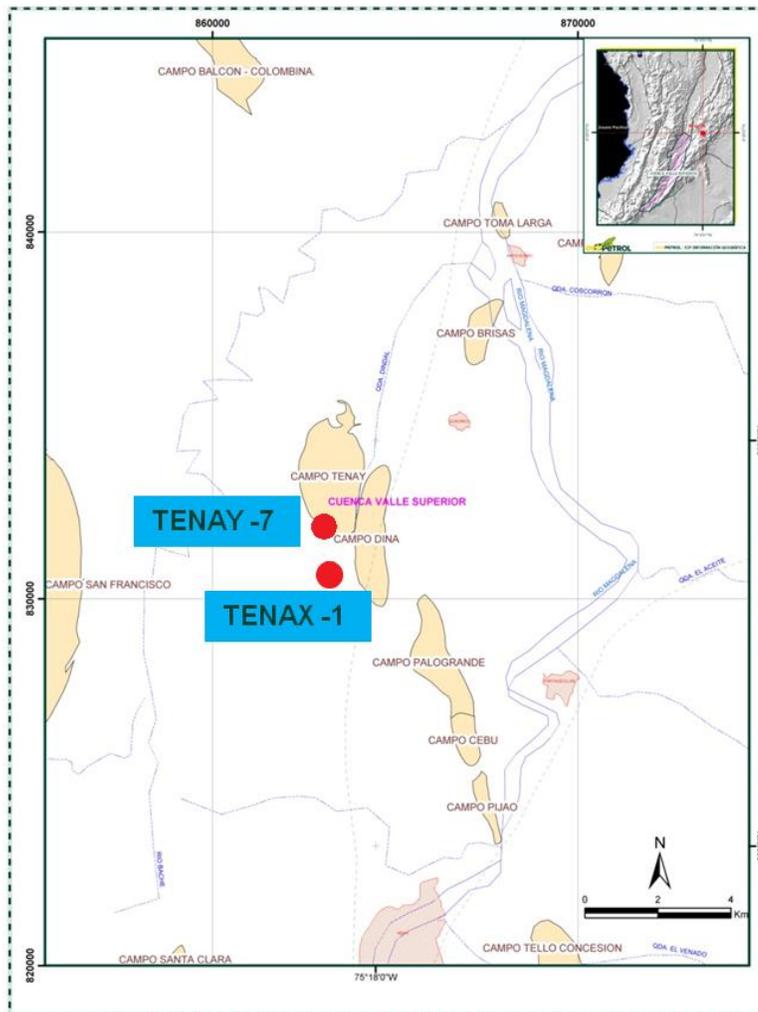


Figura 2. Mapa de ubicación de los pozos Tenay-7 y Tenax-1

El pozo Tenay-7 está situado dentro del campo Tenay en las coordenadas geográficas E: 862.901 m y N: 831.535 m y el pozo Tenax-1 está situado dentro del campo Tenax en las coordenadas geográficas E: 863.114 m y N: 830.784 m referencia Bogotá en ambos casos (ver figura 2).

El pozo Tenax-1 fue perforado como un pozo exploratorio dentro de los límites del Campo de Producción Tenay de ECOPETROL S.A, para probar una estructura aislada pero asociada al *trend* del campo. Alcanzó la formación objetivo Caballos, a 12066 pies y tuvo una profundidad final de 12277 pies. El pozo fue perforado verticalmente con ángulo máximo de 3°, hasta 5300 pies desde donde comenzó a incrementarse el ángulo de desviación hasta alcanzar los 18° en fondo.

La perforación tuvo una duración de 105 días durante los cuales se llevó el control geológico del pozo, el cual permitió confirmar el modelo inicialmente propuesto y la certeza del pronóstico de profundidades, ya que el desfase fue de menos de 60 pies en las profundidades de algunas formaciones. En general durante la perforación no se presentaron problemas operacionales graves a excepción de la cementación del último intervalo programado, que tuvo complicaciones por el alto aporte de gas de la Formación Villeta. Finalmente el pozo fue probado con éxito y puesto en producción en pruebas extensas en el mes de Enero del 2008.

Por su parte, el pozo Tenay-7 fue perforado como pozo de desarrollo con el objetivo de obtener mayor información del yacimiento (Formación Caballos Superior), del modelo geológico y de acelerar la recuperación de hidrocarburos, de modo que permitiese seleccionar las estrategias de desarrollo más adecuadas para el área.

2.2 INFORMACIÓN UTILIZADA

La información utilizada para el desarrollo del presente estudio proviene principalmente de dos fuentes: los registros de hueco abierto de los pozos Tenay-7 y Tenax-1, almacenados en la base de datos del grupo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena de ECOPETROL S.A. y los análisis petrofísicos de corazones para los mismos pozos realizados por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP, en Piedecuesta Santander.

2.2.1 Registros de pozo abierto

Los datos de registros de pozo abierto fueron tomados en la fase de perforación de los pozos y posteriormente cargados al software para interpretación de registros PrizM de Landmark, donde fueron analizados e interpretados. La Tabla 4 muestra la información de registros disponible.

Grupo Registros	Registro
CONDICIONES HUECO	CALIPER
	DRHO
LITOLOGÍA	GR
	SP
RESISTIVOS	LLD
	ILM
	ILD
	LLS
	MSFL
POROSIDAD	NPHI
	RHOB
	PHIS

Tabla 4. Información de registros disponible para los pozos Tenay-7 y Tenax-1, en la formación Caballos Superior.

2.2.2 Corazonamiento

El proceso de corazonamiento de la formación Caballos Superior llevado a cabo en los pozos Tenay-7 y Tenax-1 en 2007, logró que se recuperara 96 pies por pozo. A continuación se presenta en las Tablas 5 y 6 el resumen del corazonamiento de cada uno de los pozos:

No Corazón	Formación	Profundidad (ft)	Pies Netos Recuperados
1	Caballos	12252-12291	39'
2	Caballos	12193-12350	57'

Tabla 5. Resumen corazonamiento pozo Tenay-7

No Corazón	Formación	Profundidad (ft)	Pies Netos Recuperados
1	Caballos	12090-12127	37'
2	Caballos	12127-12149	22'
3	Caballos	12149-12186	37'

Tabla 6. Resumen corazonamiento pozo Tenax-1

2.3 CARACTERIZACIÓN LITOLÓGICA FORMACIÓN CABALLOS SUPERIOR

La caracterización litológica fue realizada con la información de ripios del pozo Tenax-1 y correlacionada para el pozo Tenay-7. La descripción que se presenta a continuación fue realizada por geólogos de la cuenca, a partir de la descripción de las muestras de zanja.

La Formación Caballos Superior en el pozo Tenax-1 se ha dividido en tres intervalos:

1) El intervalo Superior (12066'-12090') en el que se presentan lutitas grises micropiríticas intercaladas con calizas glauconíticas) y ocasionalmente arcillolitas grises (ver figura 3). Hacia 12070' aparecen arcillolitas y limolitas marrón a marrón claro con finas inclusiones de material carbonoso que progresivamente aumentan en profundidad (Ver Figura 4). Esta litología contrasta notoriamente con las lutitas muy oscuras, no calcáreas, lo cual evidencia un cambio del ambiente de sedimentación que se hace más somero o lagunar. A continuación se describe la litología del intervalo:

- Lutita: color gris medio a gris oscuro, moderadamente firme a suave, micropirítica, astillosa, no calcárea, ocasional con inclusiones glauconíticas.
- Caliza: color crema claro, menor marrón oscuro, bandeada, moderadamente firme a blanda, blocosa, subangular, con inclusiones de glauconita, micrítica.
- Arcillolita: color marrón a marrón claro, ocasional crema, moderadamente dura a blanda, amorfa, ocasionalmente con inclusiones carbonosas.
- Limolita: color marrón claro a oscuro, menor marrón grisáceo, ocasional crema, moderadamente dura, blocosa, con abundantes inclusiones carbonosas, menores inclusiones de pirita y glauconita.

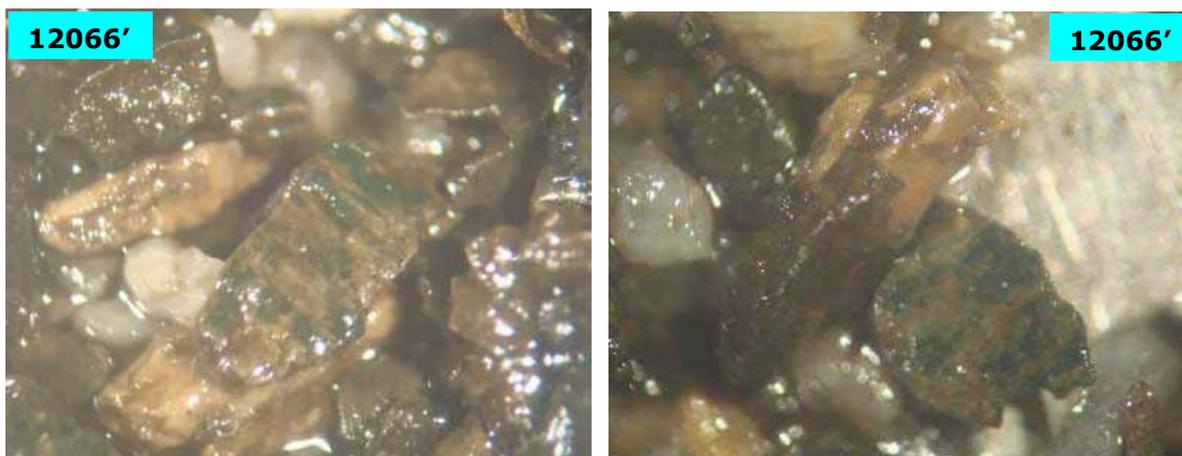


Figura 3. Glauconita en calizas al tope de la formación Caballos. Aumento 10X4.



Figura 4. Arcillolita muy similar en coloración a las calizas. Aumento 10X4.

2) El intervalo Medio es una secuencia constituida principalmente por cuarzo areniscas de grano medio a grueso con manifestaciones de hidrocarburos (ver figuras 5 y 6), intercaladas esporádicamente con limolitas síliceas con inclusiones carbonosas (ver figura 7). La descripción litológica es la siguiente:

- Arenisca: cuarzosa, marrón oscuro amarillento, marrón claro, dura a friable; cuarzo translúcido, grano grueso a muy grueso, localmente medio, subangular a subredondeado. Cemento silíceo, buena selección, buena porosidad visual, localmente materia orgánica diseminada. Manchamiento marrón claro, uniforme a moteado, fluorescencia natural amarillo dorado (70%); corte lento, en corrientes, fluorescencia del corte blanco lechoso, anillo residual no visible bajo luz natural.
- Limolita: Marrón oscuro a negro, muy dura (sílicea), blocosa, material carbonoso diseminado micácea.

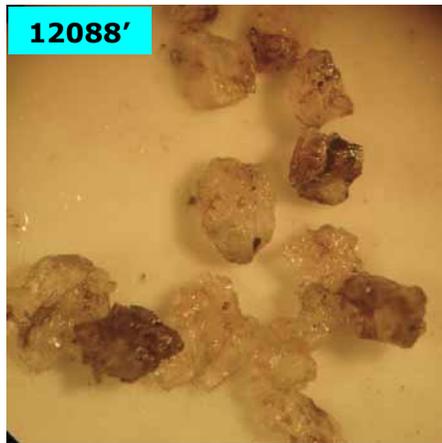


Figura 5 Arenisca cuarzosa con manchamiento de aceite residual.

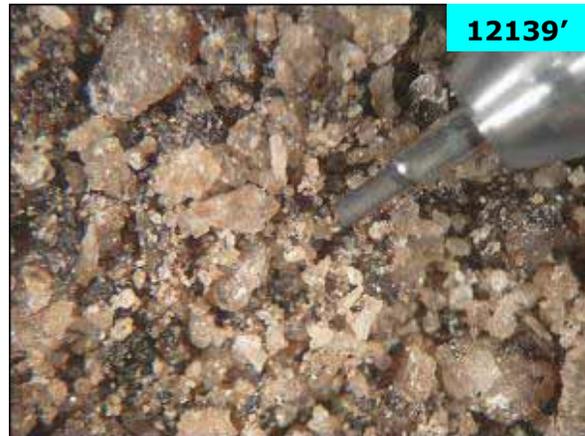


Figura 6. Areniscas cuarzosas con materia orgánica diseminada y manchamiento.



Figura 7. Limolita marrón oscuro a negro, silícea, con material carbonoso.

3) El intervalo Inferior (12153'-12225') está constituido principalmente por lutitas silíceas carbonosas, intercaladas ocasionalmente con limolitas silíceas grises y marrones. Es notoria la presencia de planos y estrías de falla representada en lustre ceroso en las rocas (Ver figuras 8 y 9). La descripción litológica es la siguiente:

- Lutita: color marrón oscuro, laminar, lustre ceroso, dura, inclusiones de materia orgánica, no calcárea.
- Limolita: color marrón oscuro, dura, angular, localmente con inclusiones de granos muy finos de cuarzo, silícea.



Figura 8. Limolita marrón oscuro a negro, silícea, con material carbonoso.



Figura 9. Lutita micácea, con superficies de fricción (Milonita).

Mientras para el pozo Tenax-1, la Formación Caballos se ha dividido en tres intervalos, para el pozo Tenay-7 los intervalos productores son dos. No obstante, la caracterización litológica presente para este pozo es idéntica en litología aunque presenta variación en profundidad, como se observa en la figura 10.

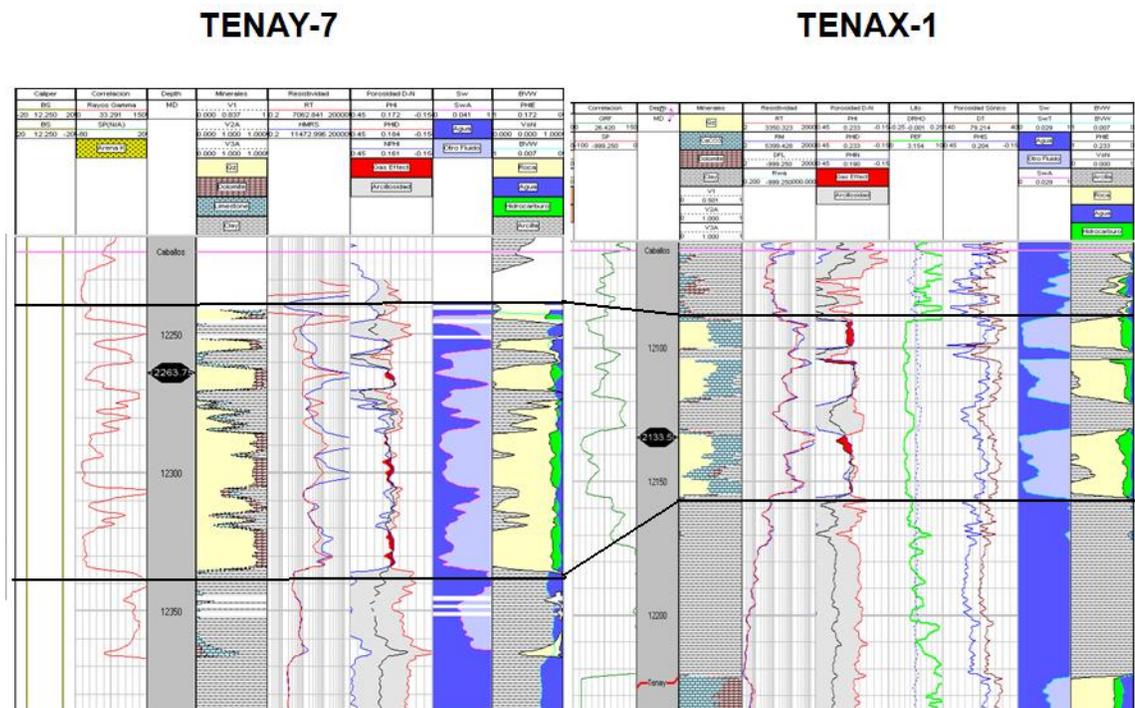


Figura 10. Correlación estratigráfica pozos Tenay-7, Tenax-1.

2.4 CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA Y METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE PERMEABILIDAD CON REGISTROS

La metodología utilizada para el cálculo de la permeabilidad a partir de registros se desarrolla mediante el empleo del software para interpretación de registros PrizM del paquete Geographix de la compañía Landmark – Halliburton.

La definición del modelo petrofísico se llevó a cabo integrando la información de geología, de registros de pozo abierto y de corazones. Su posterior evaluación se realizó empleando el software PrizM de la compañía Landmark. Este programa es ampliamente utilizado en la industria ya que dispone de gran cantidad de herramientas para la interpretación adecuada de los registros de pozo, además de permitir la interacción con otros módulos del paquete Geographix, lo cual lo hace una herramienta potente y versátil. Para su utilización se llevó a cabo la siguiente secuencia de aplicación:

2.4.1 Definición del proyecto

En la base de datos de Geographix se creó el Proyecto Tenay-Tenax. En el proyecto se tiene la interpretación completa, tanto las curvas cargadas suministradas por el grupo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, así como las nuevas curvas generadas durante los procedimientos de interpretación.

En la figura 11 se observa el entorno de trabajo del paquete Geographix.

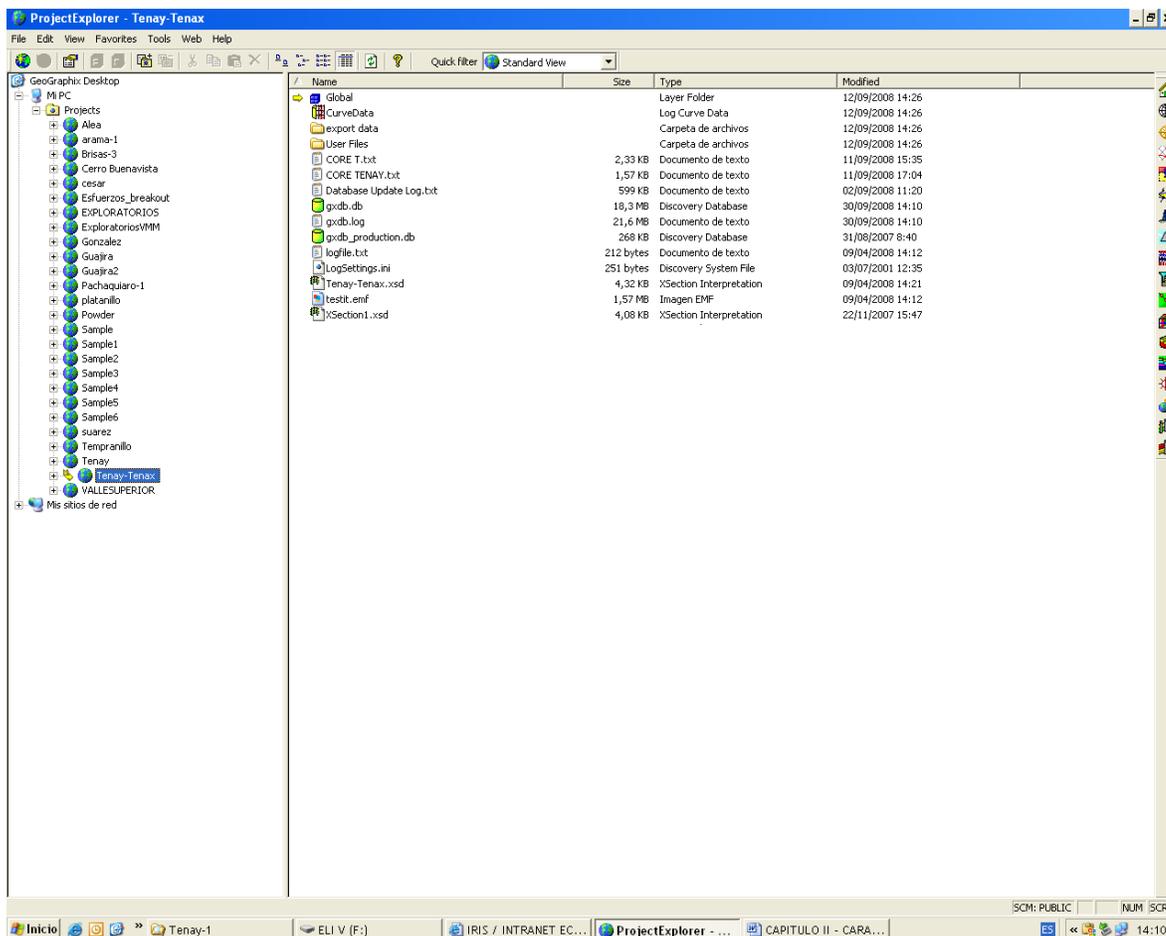


Figura 11. Entorno de trabajo Geographix.

2.4.2 Observación de las curvas disponibles

Para el manejo de las curvas de los diferentes registros en cada pozo se activa el Proyecto en PrizM donde se creó el Template respectivo para cada uno de los pozos. Este Template permite la carga de las curvas, su despliegue y su debida interpretación de manera independiente para cada pozo, además de identificar toda la información tal como nombre del pozo, profundidad total, curvas disponibles con sus rangos de profundidad registradas, información de completamientos y de corazones.

Durante esta etapa se despliegan las curvas de pozos disponibles con el fin de definir las diferentes corridas, los nombres con los cuales las curvas fueron cargadas, unidades de medida y escalas existentes.

En la figura 12 se observa la entrada al PrizM para la interpretación del Template de cada uno de los pozos y en la figura 13 se aprecia la visualización de las curvas a través del programa.

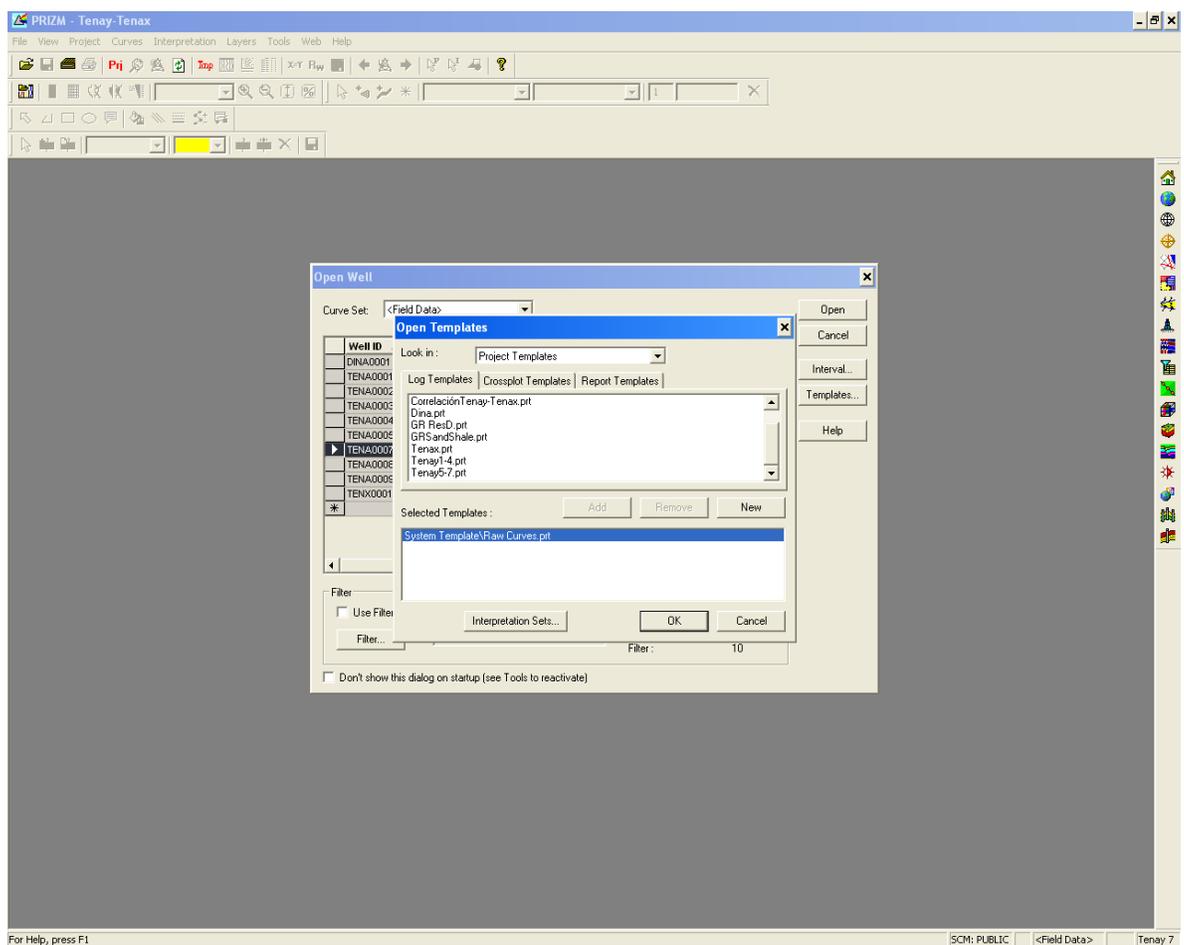


Figura 12. Ingreso al Template de interpretación.

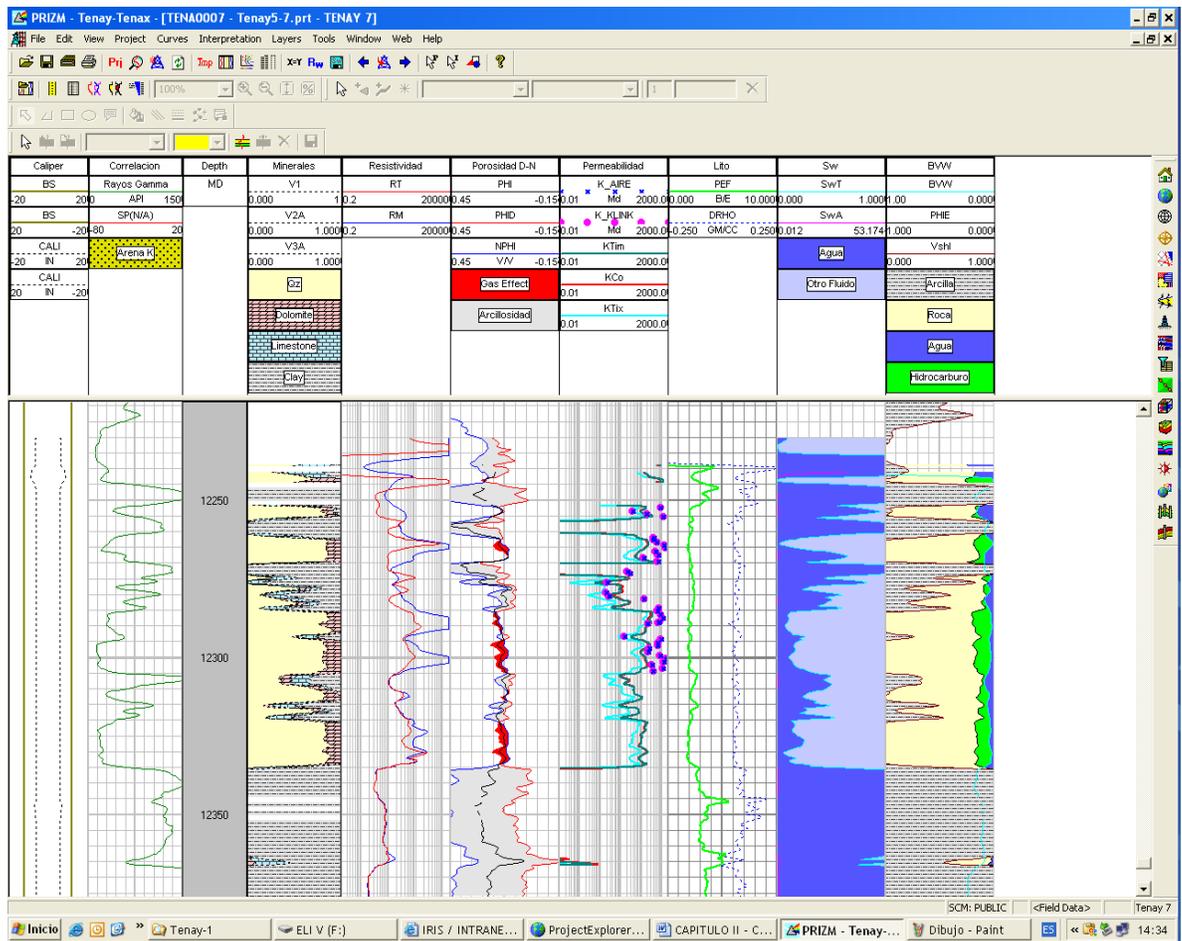


Figura 13 Visualización de curvas en el software Prizm.

2.4.3 Edición de curvas

Mediante este módulo se preparan las curvas para su posterior utilización. Entre las opciones disponibles este módulo permite el trazado de la línea base de arcilla para la curva del SP, ajuste por profundidad, reescalamiento, etc.

2.4.4 Correcciones ambientales

Se realizaron las correcciones ambientales necesarias especialmente por efectos de geometría del hueco, torta de lodo, temperatura y tipo de lodo utilizado durante la perforación.

2.4.5 Interpretación

Mediante el módulo de interpretación se realizaron los cálculos de los parámetros petrofísicos tales como volumen de arcilla, porosidad, resistividad, saturación de agua y permeabilidad (Derivada de Registros).

Como trabajo adicional se presenta en primer lugar un breve análisis del registro Gamma Ray como base para la caracterización de la formación.

2.4.5.1 Análisis registro Gamma Ray

La Formación Caballos corresponde a intercalaciones de niveles de arenisca con lutitas. Desde el tope la formación es lodosa, presentando valores de GR entre 55 y 97 unidades API. En el pozo Tenay-7 a partir de 12250' y hasta 12335' aparecen dos niveles de arenisca que en el sentido de la perforación tienen 10 y 62 pies de espesor (total 72 pies). Para el pozo Tenax-1 a partir de 12090' y hasta 12155' aparecen tres niveles de arenisca que en el sentido de la perforación tienen 10, 16 y 25 pies de espesor (total 51 pies), con valores de GR entre 18 y 53 unidades API. Después de las profundidades mencionadas y hasta la base de la formación que está definida por la Falla de Tenay, la litología vuelve a ser esencialmente arcillosa, con GR hasta de 170 unidades API.

Para toda la formación se definió 18 API como GR de arenas y 100 API como GR de arcillas.

2.4.5.2 Cálculo de volumen de shale o arcilla

El valor de volumen de shale Vshl se calculó por todos los métodos (GR, SP y D-N) utilizando las correspondientes curvas Vshl_GR, Vshl_SP y Vshl_ND. Los valores mínimos y máximos de las curvas involucradas en estos cálculos fueron determinados para cada pozo en la formación de interés. Para efectos de interpretación y de los cálculos posteriores de porosidad efectiva se eligió el mínimo calculado entre GR y D-N ya que presenta mejor ajuste.

2.4.5.3 Evaluación de la porosidad

Para el cálculo de la porosidad el software posee 14 métodos de interpretación tanto para la porosidad aparente como efectiva.

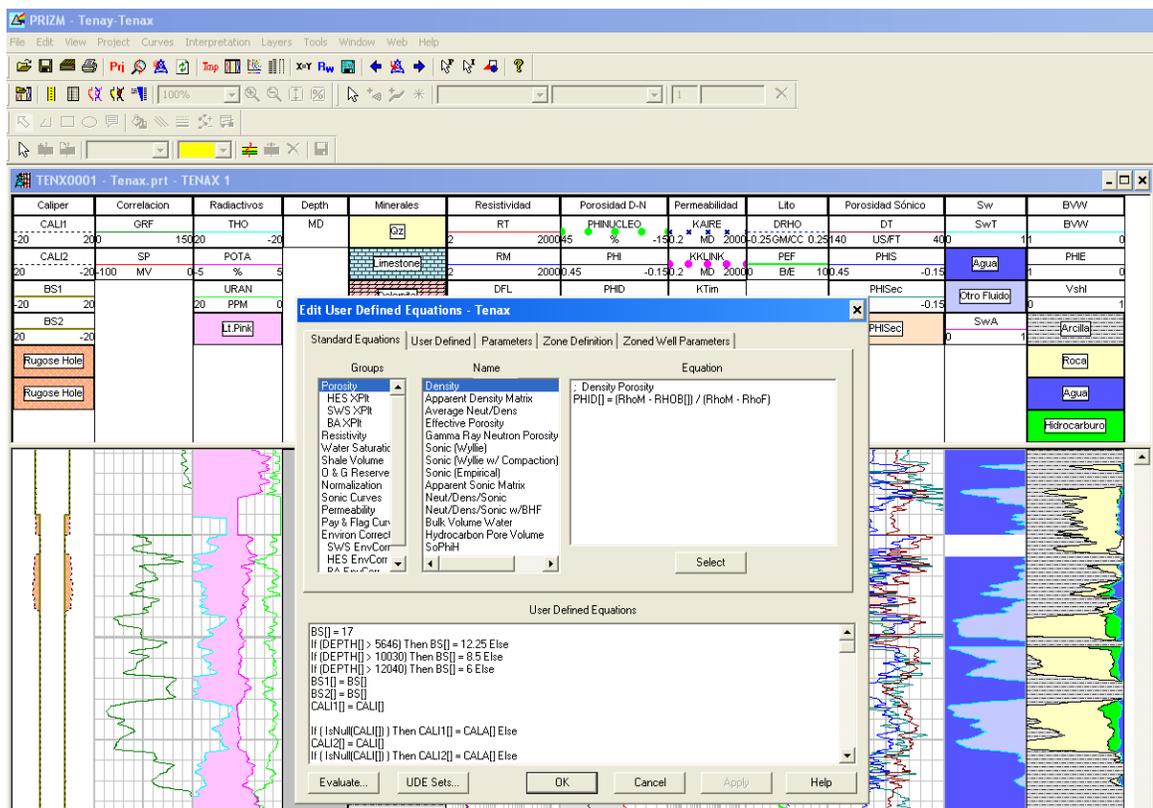


Figura 14. Módulo "User Defined Equation" para el cálculo de propiedades petrofísicas.

En la figura 14 se muestra la ventana del modulo para cálculo de propiedades petrofísicas. Para los pozos de estudio se dispone de las curvas de densidad, neutrón y sónico.

- ***Porosidad aparente o total***

El valor de porosidad total PHI se determinó a partir del promedio de las porosidades de los registros de Densidad y Neutrón, siempre y cuando no existieran cruces de gas en cuyo caso se utilizó directamente la porosidad del registro de Densidad PHID, y mientras que la curva del RHOB no fuese menor o mayor de -0.15 y 0.15 g/cm³ respectivamente, en cuyo caso se utilizó la porosidad registrada por la curva del registro Sónico PHIS.

Los datos de salida de la curva PHI fueron posteriormente usados para estimar la porosidad efectiva. La curva de salida para la porosidad aparente a partir del registro densidad y Neutrón es llamada PHIA pero no aparece graficada ya que por programación esta curva se encuentra representada por la curva PHI.

Se construyó el gráfico RHOB Vs PHIN de la Figura 15 donde se observa la litología de la Formación Caballos, que corresponde a areniscas de cuarzo con una porosidad promedio de 15% para el pozo Tenax-1 y del 17% para el pozo Tenay-7.

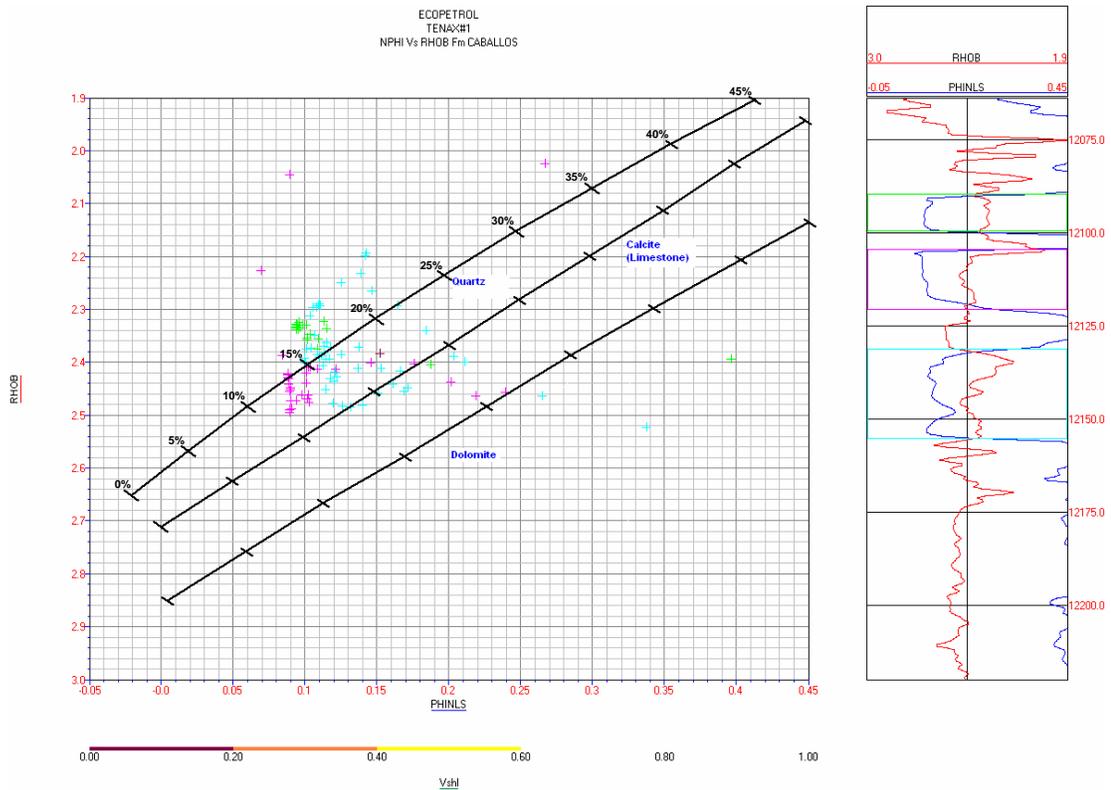


Figura 15. Gráfico RHOB vs. PHIN para determinar litología, Formación Caballos.

- **Porosidad efectiva**

La porosidad efectiva se calculó restando la proporción de arcilla de la porosidad total calculada, de la siguiente manera:

$$PHIE = PHI * (1 - Vshl)$$

Donde:

PHIE Porosidad efectiva

PHI Porosidad total o aparente

Vshl Volumén de Shale definido

En la base de datos fue estandarizada la curva de la porosidad efectiva con el nombre de PHIE, la cual corresponde a la porosidad corregida por arcillosidad.

2.4.5.4 Evaluación de la resistividad

En general la resistividad R_t aumenta hacia los niveles de arenisca y disminuye frente a las lodolitas de la parte superior y frente a las arcillolitas basales. Las Tablas 7 y 8 presentan los valores máximos de R_t en los niveles arenosos para cada uno de los pozos:

Formación	R_t (ohm.m)
ARENA 1 (12260'- 12270')	7062
ARENA 2 (12273'-12335')	1443

Tabla 7. Resistividad máxima de las arenas formación Caballos Superior pozo Tenay-7.

Formación	R_t (ohm.m)
ARENA 1 (12090'- 12100')	900
ARENA 2 (12104'-12120')	792
ARENA 3 (12130'-12155')	3350

Tabla 8. Resistividad máxima de las arenas formación Caballos Superior pozo Tenax-1.

Frente a ellos se observa buena separación de las curvas de resistividad, indicando que existe permeabilidad en estas arenas.

2.4.5.5 Evaluación de la saturación de agua Sw

El módulo de Interpretación facilita el cálculo de Sw mediante las ecuaciones de Archie, Dual Water, Simandoux modificada, ratio method, e Indonesian entre otros. Para ejecutar el cálculo correspondiente en el proyecto se consideró lo siguiente: El cálculo de saturación de agua Sw se realizó mediante los métodos de Archie y de Dual Water. En los casos en que la diferencia entre los dos métodos no es

significativa, se utilizó la S_w calculada por Archie, sin embargo, en general se toman los valores calculados por el método de Dual Water como los valores representativos para la formación dado que este método considera el valor del volumen de shale. El valor para los coeficientes de cementación m y de saturación n , es 2.

La resistividad del agua de formación R_w utilizada para el cálculo se tomó del valor definido para la Formación Caballos en el campo Tenay 0.175ohm.m @ 225°F, el cual fue calculado a partir de una salinidad de agua igual a 11000 ppm de NaCl y una temperatura de formación igual a 225°F. La Figura 16 muestra el gráfico de Pickett utilizado para esta formación donde se observa la distribución de las líneas de isosaturación de agua en las areniscas de la formación Caballos, utilizando el valor de 0.175 ohm.m como R_w . La Figura 17 muestra el valor de R_{wa} mínimo (0.12 ohm.m). La porosidad utilizada en el cálculo fue la curva de porosidad efectiva, PHIE.

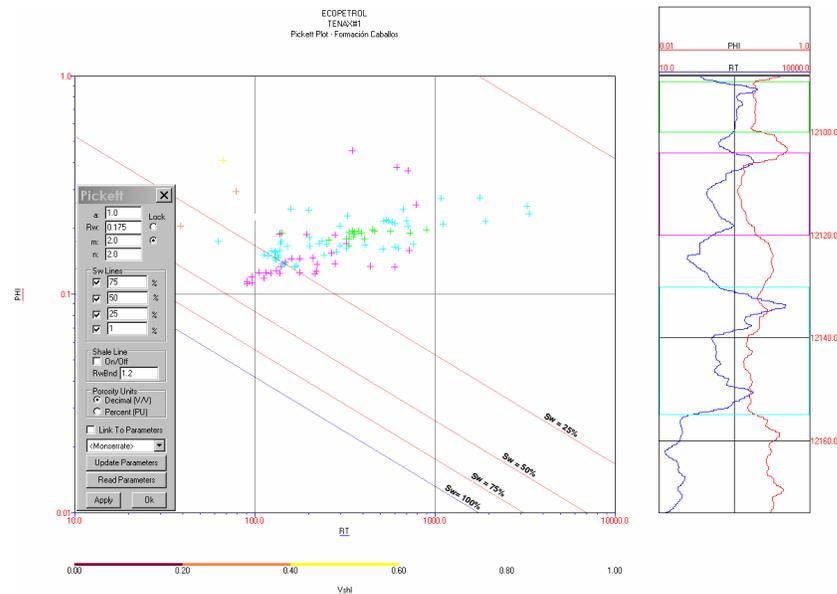


Figura 16. Pickett Plot para determinar distribución de las líneas de isosaturación de agua formación Caballos Superior.

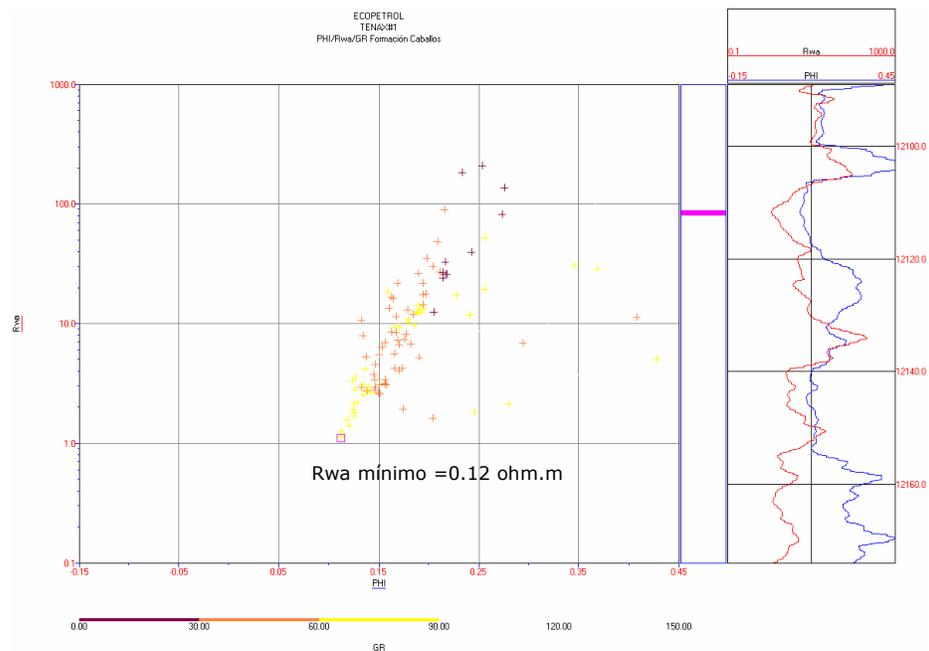


Figura 17. Gráfico Rwa vs. PHI para determinar Rw.

2.4.5.6 Evaluación de la permeabilidad

Para el cálculo de la permeabilidad a partir de los registros de pozo abierto, el software PrizM dispone tres métodos de cálculo los cuales son: Método de Tixier, Método de Timur y Método de Coates. Estos métodos han sido estandarizados dentro del programa por presentar buena correlación en los datos calculados.

La permeabilidad a partir de registros fue calculada por los tres métodos obteniéndose para cada uno ellos la respectiva curva de permeabilidad. Para la realización del cálculo eran necesarios los valores de saturación de agua irreducible y de porosidad efectiva.

El valor de saturación de agua irreducible fue tomado del informe de análisis de corazones y se corroboró con los valores de saturación obtenidos durante las pruebas iniciales de producción, donde no se obtuvo producción de agua. La

producción para los pozos Tenay-7 y Tenax-1 en su etapa inicial fue de aceite con 2% de sedimentos y 0.01% de agua, lo cual indica que los yacimientos se encontraban inicialmente a la saturación de agua irreducible, facilitando de este modo el empleo de las ecuaciones propuestas y garantizando una mayor efectividad en el cálculo de la permeabilidad.

En promedio la saturación de agua irreducible para los pozos Tenay-7 y Tenax-1 fue de 13% y 15% respectivamente. Sin embargo existían zonas donde la saturación de agua era mucho menor, para lo cual fue necesario identificarlas a través de la información disponible en el análisis de corazones y luego tratarlas de un modo especial tomando para ellas la saturación de agua determinada en el laboratorio.

La porosidad utilizada en el cálculo fue la curva de porosidad efectiva, PHIE.

La permeabilidad promedio obtenida por registros para la formación Caballos en los pozos Tenay-7 y Tenax-1 para cada uno de los métodos se muestra en la tabla 9.

Método	Permeabilidad (md)	
	Tenay-7	Tenax-1
Coates	457	245
Tixier	294	103.1
Timur	409	240

Tabla 9. Permeabilidad promedio para la formación Caballos Superior a partir de registros de pozo.

2.4.6 Presentación de resultados

Se presentan los resultados de la interpretación en forma gráfica y en forma tabulada para cada pozo. Los resultados de la presentación gráfica contienen el grupo de curvas iniciales y las generadas con la debida interpretación.

2.4.6.1 Presentación gráfica

La presentación gráfica de los resultados observa en las figuras 18 y 19 se organizó de acuerdo con las siguientes pistas:

Pista - 1

CALI, BS, Condiciones de hueco (CALI1, CALI2).

Pista - 2

Correlación: GR, SP

Pista - 3

Profundidad (Depth, MD).

Pista - 4

Minerales: cuarzo, dolomita, limolita, arcilla.

Pista - 5

Resistividad profunda (Rt).

Resistividad corta (RM).

Pista - 6

Porosidad de corazones (PHINÚCLEO).

Porosidad Total (PHI).

Porosidad Densidad (PHID).

Porosidad Neutrón (PHIN).

Análisis de registro: Arcillosidad y Gas Effect.

Pista - 7

Permeabilidad de corazones: KAIRE, KKLINK.

Permeabilidad Método de Timur (KTim).

Permeabilidad Método de Coates (KCo).

Permeabilidad Método de Tixier (KTix).

Pista - 8

Litología: PEF y DRHO

Pista - 9

Saturación de Agua: Método Dual Water (SwT) y Método de Archie (SwA)

Pista - 10

Se presentan los resultados de la interpretación basados en las curvas PHIE, VSHMIN y BVW, con estas curvas se identifican las zonas de arena (color amarillo) y arcilla (patrón de arcilla), así como los fluidos presentes; agua (color azul) e hidrocarburo (color verde).

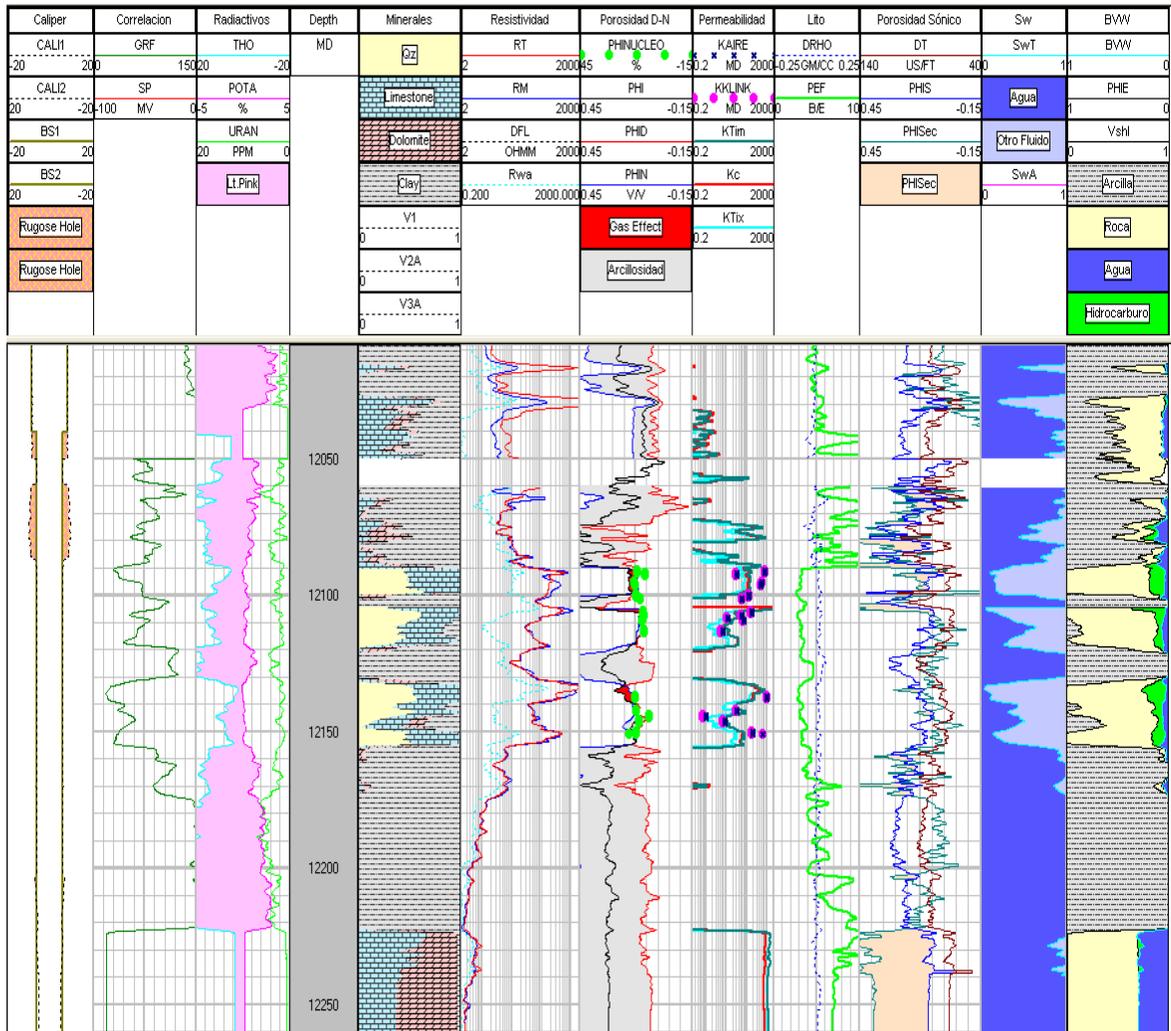


Figura 18. Presentación gráfica de resultados registros de pozo para la formación Caballos Superior pozo Tenax-1.

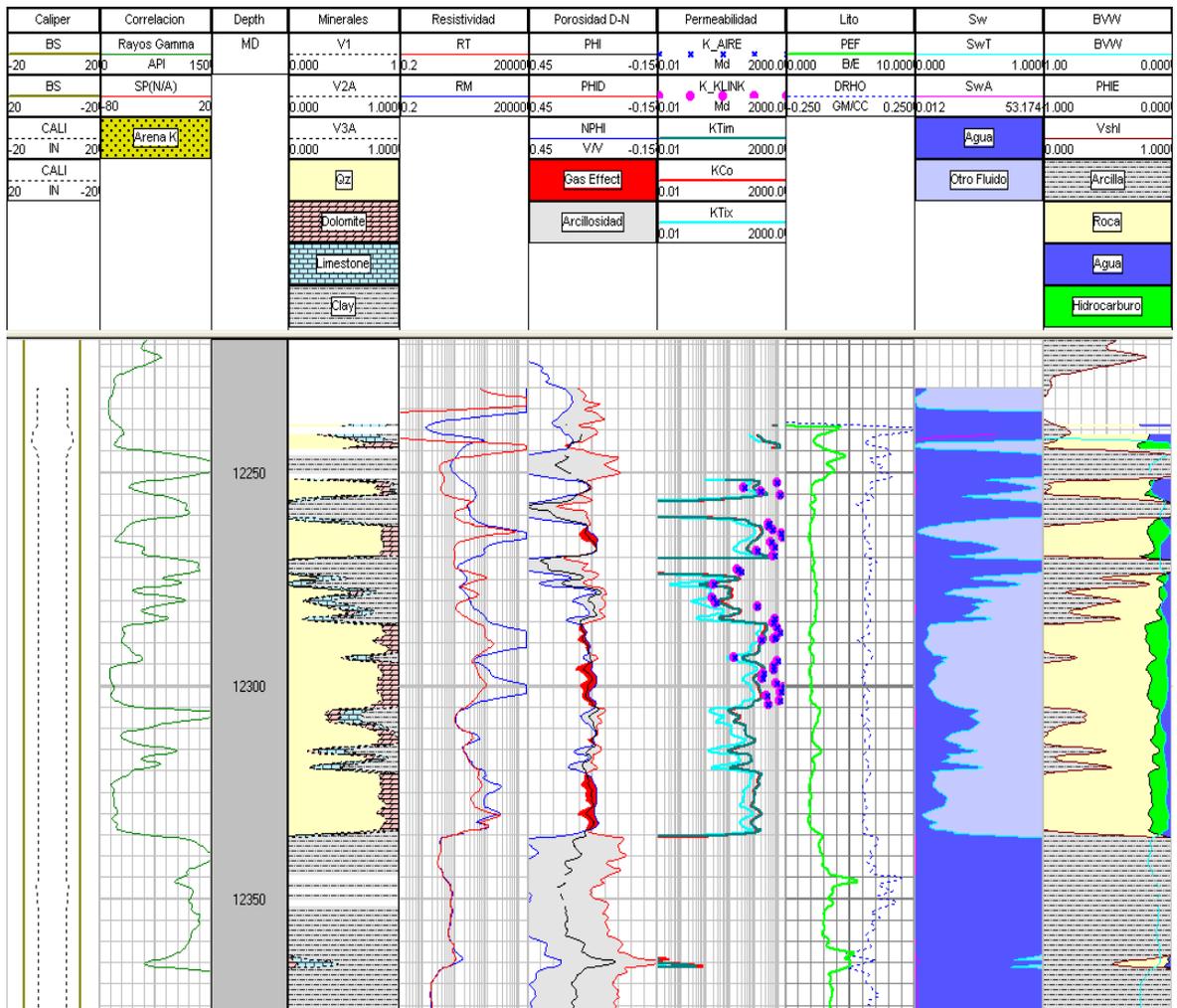


Figura 19. Presentación gráfica de resultados registros de pozo para la formación Caballos Superior pozo Tenay-7.

2.4.6.2 Presentación tabulada

Los promedios de las propiedades petrofísicas que resultan de la interpretación de registros para las areniscas de la Formación Caballos en los pozos Tenay-7 y Tenax-1 se presentan en las Tablas 10 y 11, allí están consignados adicionalmente los discriminantes que se utilizaron para su cálculo a modo de comentario.

Parámetro	Valor	Comentarios
Vshl	14.1%	Valor promedio en las arenas
PHIE	14.52%	Valor promedio de las arenas
Rt	7062	Valor máximo
Sw	32.5%	Promedio, Método Dual Water
BVW	1.5%	De 15.6% de espacio poral libre, solo 3.9% está ocupado por agua

Tabla 10. Parámetros calculados en la interpretación petrofísica para la formación Caballos Superior pozo Tenay-7.

Parámetro	Valor	Comentarios
Vshl	10%	Valor promedio en las arenas
PHIE	15.6%	Valor promedio 3 arenas
Rt	3350	Valor máximo
Sw	29%	Promedio, Método Dual Water
BVW	1.5%	De 15.6% de espacio poral libre, solo 3.9% está ocupado por agua

Tabla 11. Parámetros calculados en la interpretación petrofísica para la formación Caballos Superior pozo Tenax-1.

3. DETERMINACIÓN DE LA CORRELACIÓN DE PERMEABILIDAD

Para establecer la correlación de permeabilidad se utilizaron los datos provenientes de la caracterización Petrofísica. En primer lugar se analizaron en detalle los datos obtenidos de permeabilidad por cada uno de los métodos (Tixier, Coates y Timur).

Gráficamente, se observa sobre la pista de permeabilidades que existe una fuerte aproximación de las curvas determinadas por registros con respecto a los puntos graficados para las permeabilidades de los núcleos, en especial para las curvas correspondientes a los métodos de Coates y Timur, tal como lo muestra la figura 20. A pesar que las curvas no coinciden perfectamente sobre los valores de permeabilidad de corazones, si es evidente que siguen el mismo patrón de comportamiento.

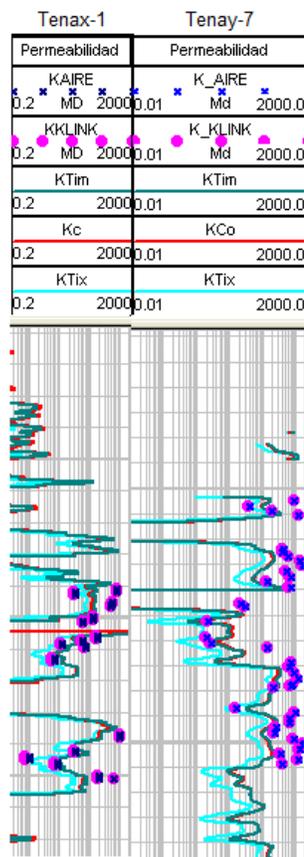


Figura 20. Curvas de permeabilidad pozos Tenay-7 y Tenax-1

Es de resaltar que la permeabilidad calculada a partir de registros, por los tres métodos mencionados se realizó para toda la formación Caballos Superior, siendo evaluada por el software cada 0,25 ft, sin embargo para efectos de establecer la correlación con la permeabilidad de los núcleos, se seleccionaron los valores correspondientes a las profundidades corazonadas a las cuales se practicó el análisis petrofísico básico.

Para tal caso, con base en la litología y el registro Core Gamma Espectral, se seleccionaron en laboratorio las profundidades a evaluar. Se cortaron 17 plugs horizontales para el pozo Tenax-1 y 70 para el pozo Tenay-7, de las cuales se tomaron muestras representativas de 1.5" de diámetro para hacer los respectivos análisis.

Las muestras plugs seleccionadas fueron sometidas a procesos de limpieza y secado para posteriormente determinarles las propiedades petrofísicas básicas (densidad de grano, porosidad y permeabilidad a varios puntos de presión).

De este modo se tiene que las permeabilidades a partir de registros a evaluar, corresponden a las profundidades de los plugs seleccionadas para análisis directamente en laboratorio. Las tablas 12 y 13 muestran las profundidades seleccionadas y los valores de permeabilidad obtenidos en laboratorio para cada una de ellas.

# Muestra	Profundidad muestra (ft)	Permeabilidad Klinkenberg (md)	Permeabilidad al aire (md)
1	12252,38	1009	1031
2	12253,5	43	46
3	12254,5	213	219
4	12255,5	1336	1370
5	12256,96	6,73E-01	8,06E-01
6	12257,58	7,84E-02	9,11E-02
7	12258,71	1,92E-02	2,62E-02
8	12261,92	435	478
9	12262,58	426	448
10	12263,5	663	700
11	12264,5	1483	1518
12	12265,25	1748	1903
13	12265,42	2015	2202
14	12266,5	530	602
15	12267,54	783	861
16	12268,5	136	155
17	12269,5	686	844
18	12272,71	22	24
19	12273,38	29	32
20	12274,96	1,59E-01	1,77E-01
21	12275,58	7,78E-01	9,21E-01
22	12276,33	2,2	2,6
23	12279,58	2,0	2,4
24	12280,71	2,7	3,2
25	12281,5	161	167
26	12284,46	818	835
27	12285,33	705	741
28	12286,54	990	1054
29	12287,63	1242	1377
30	12288,75	895	928
31	12288,96	778	798
32	12289,33	241	251
33	12293,54	17	18
34	12294,25	1066	1097
35	12295,5	754	788
36	12296,5	740	765
37	12297,29	271	290
38	12298,58	241	272
39	12299,5	963	985

# Muestra	Profundidad muestra (ft)	Permeabilidad Klinkenberg (md)	Permeabilidad al aire (md)
40	12300,54	1999	2127
41	12300,75	1795	1822
42	12301,5	1460	1483
43	12302,5	367	396
44	12303,5	1224	1400
45	12304,5	442	444
46	12305,25	3277	3892
47	12306,63	1,54E-02	3,25E-02
48	12307,79	2,39E-01	3,59E-01
49	12308,5	1,1	1,5
50	12309,5	4,14E-01	5,86E-01
51	12310,21	205	211
52	12313,33	19	22
53	12314,5	3,08E-01	3,93E-01
54	12316,88	3,5	4,3
55	12317,67	14	16
56	12318,42	9,21E-01	1,0
57	12319,71	14	16
58	12320,29	326	334
59	12322,88	206	222
60	12323,38	136	159
61	12324,71	454	475
62	12325,67	869	886
63	12325,83	778	794
64	12326,58	276	288
65	12327,58	558	565
66	12328,42	138	149
67	12330,75	694	711
68	12331,29	554	565
69	12332,5	165	191
70	12333,5	1086	1144

Tabla 12 Lista de profundidades seleccionadas para los análisis petrofísicos pozo Tenay-7.- Cortesía ICP-

# Muestra	Profundidad muestra (ft)	Permeabilidad Klinkenberg (md)	Permeabilidad al aire (md)
1	12091	812	879
2	12092	32	35
3	12094,5	578	632
4	12095,5	546	565
5	12098,5	140	146
6	12099,5	61	65
7	12100,5	174	195
8	12106	55	63
9	12107	11	12
10	12108	68	78
11	12109,42	6,0	7,2
12	12113,29	1103	1132
13	12117,5	32	35
14	12136,33	0,7566	0,9906
15	12136,5	7,4	8,7
16	12142,17	200	207
17	12144,42	668	672

Tabla 13 Lista de profundidades seleccionadas para los análisis petrofísicos pozo Tenax-1.- Cortesía ICP-

Tanto permeabilidad como porosidad obtenidas a partir de laboratorio fueron medidas en el equipo **AUTOMATED CORE MEASUREMENT SYSTEM (CMS-300)**, a cinco presiones de confinamiento 800, 1600, 2400, 3200 y 4000 psi. Las presiones de trabajo fueron escogidas según criterios de selección de la empresa operadora. Durante el proceso de medición de permeabilidad (k) se determina tanto permeabilidad al gas como permeabilidad Klinkenberg, la cual fue tomada para el procedimiento de análisis y generación de la correlación. Del mismo modo, se adoptó la permeabilidad a condiciones de NMS es decir 4000 psi.

Con el fin de fijar la relación entre los valores de permeabilidad calculada por registros y los valores de permeabilidad del corazón se efectuó comparación punto a punto para cada una de las profundidades. A partir de tal comparación se pudo establecer que muchas de las muestras tenían características litológicas

particulares que afectaban directamente el valor de permeabilidad y en algunos casos también la porosidad. De acuerdo con estas particularidades fue necesario depurar los datos según los siguientes criterios:

- Volumen de Shale

En algunos casos donde el plug presentaba un volumen de shale mayor del 70% se omitieron los datos ya que correspondían a zonas de shale con intercalaciones de areniscas, o simplemente eran shales que presentaban permeabilidad por microfracturas, el orden de la permeabilidad en estas muestras se encuentra alrededor de 0,1 md.

- Presencia de Fracturas

Areniscas con presencia de fracturas, proporcionan permeabilidades altas por encima de los 1000 md, que sobrepasan el rango de aplicación de los métodos debido a la conductividad que proporcionan las fracturas que no puede ser evaluada por los métodos. En los puntos donde la diferencia entre el valor calculado por registros y el valor de laboratorio no era excesivamente significativo, se decidió conservar dicho punto para evaluación.

- Presencia de Materia Orgánica

Presencia de estilolitos y laminaciones de materia orgánica disminuyen la permeabilidad de la muestra. En estos casos los valores calculados mediante los métodos de registros eléctricos (registros de pozo abierto) son mayores que el valor de permeabilidad del plug. Para los datos en los cuales la diferencia es significativa, se omiten los valores.

Después del proceso de depuración de datos, la cantidad de los mismos para

evaluación en el pozo Tenay-7 se vio reducida, ya que se encontraron muestras a diferentes profundidades con todas las características mencionadas. El valor final de datos a evaluar fue de 64.

De igual manera se verificó que el valor de porosidad efectiva para todos los puntos de profundidad fuese coherente. Mediante la figura 21 se indica claramente la relación entre los valores de porosidad efectiva (PHIE) y valores de porosidad determinada en laboratorio. Se observa un pequeño grado de dispersión entre los resultados que tiende a no ser de mayor importancia, debido a la influencia de las características litológicas mencionadas. No obstante, es posible apreciar la concordancia de los datos reflejada en la linealidad que tienden a presentar.

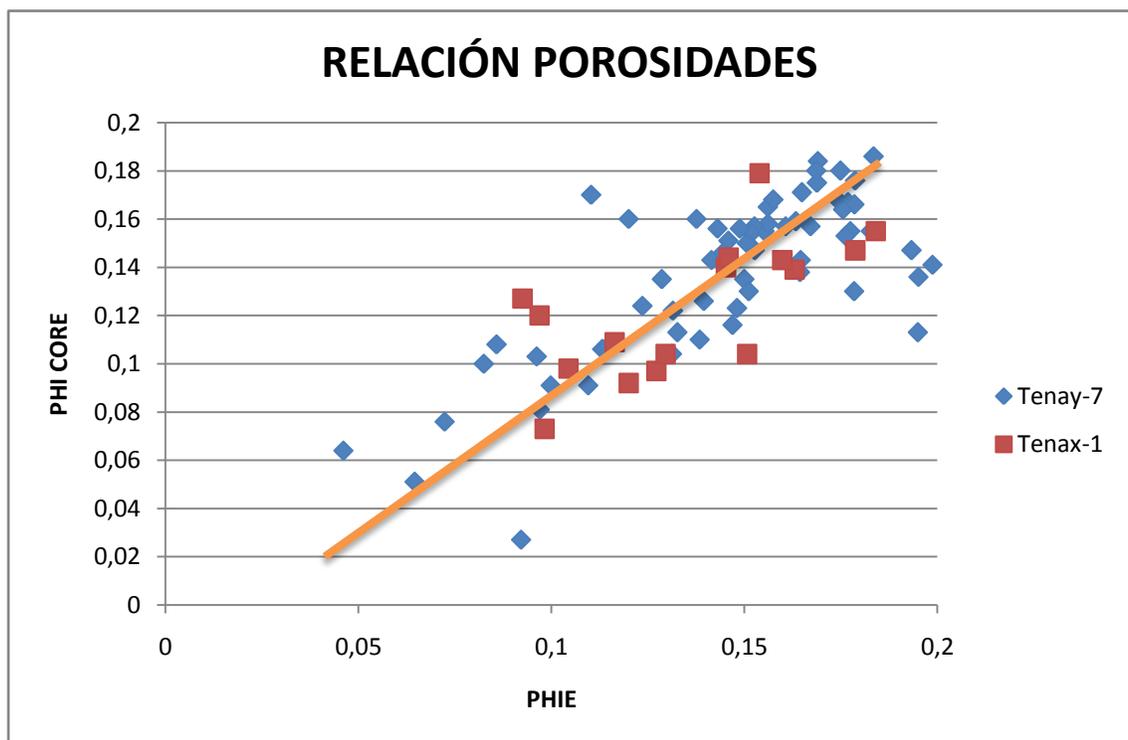


Figura 21. Relación porosidad registros vs porosidad core.

Una vez efectuado el análisis inicial de la información de registros y de corazones se procedió a graficar la permeabilidad obtenida en laboratorio para las muestras de corazón en función de la permeabilidad calculada a partir de registros para cada uno de los métodos.

Considerando que la permeabilidad tiene un comportamiento logarítmico a causa de las altas variaciones en los valores obtenidos, se grafica empleando un gráfico log-log, pues permite observar claramente el comportamiento de los valores.

A través de las gráficas se determinó a qué tipo de comportamiento obedecían los valores graficados, trazando diferentes líneas de tendencia. La tendencia que presentaba mayor congruencia para los datos correspondió a una línea de tendencia potencial. Los resultados obtenidos para cada uno de los métodos se pueden apreciar en las figuras 22, 23 y 24.

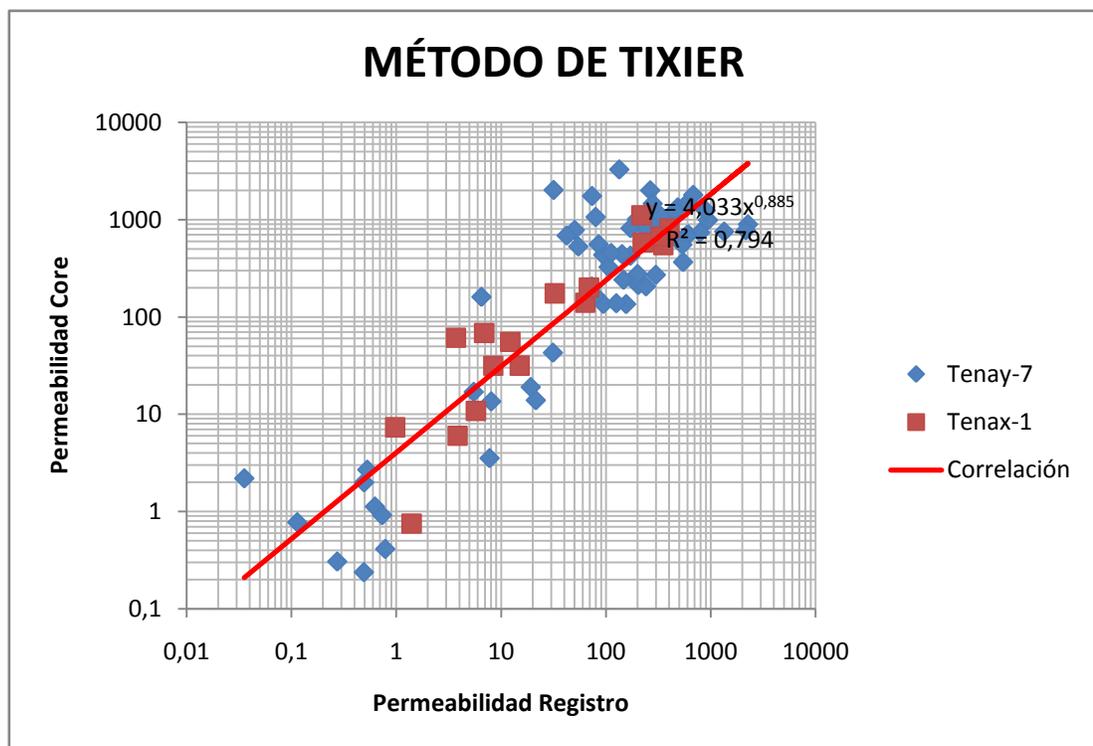


Figura 22. Correlación permeabilidad método de Tixier

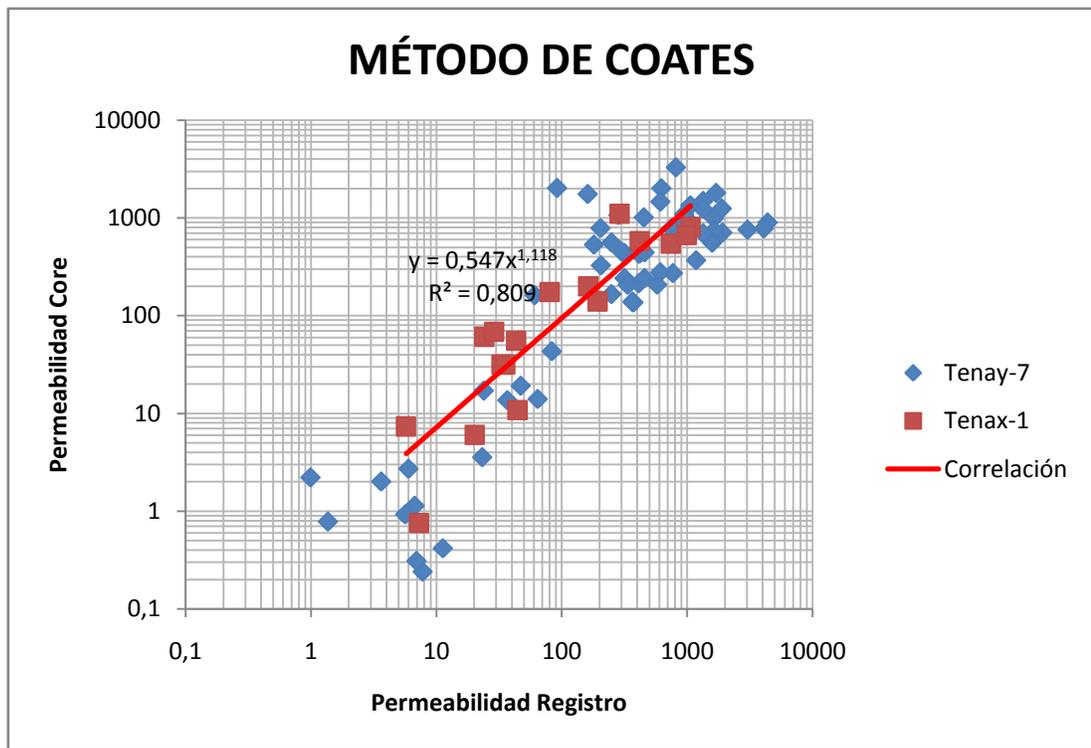


Figura 23. Correlación permeabilidad método de Coates

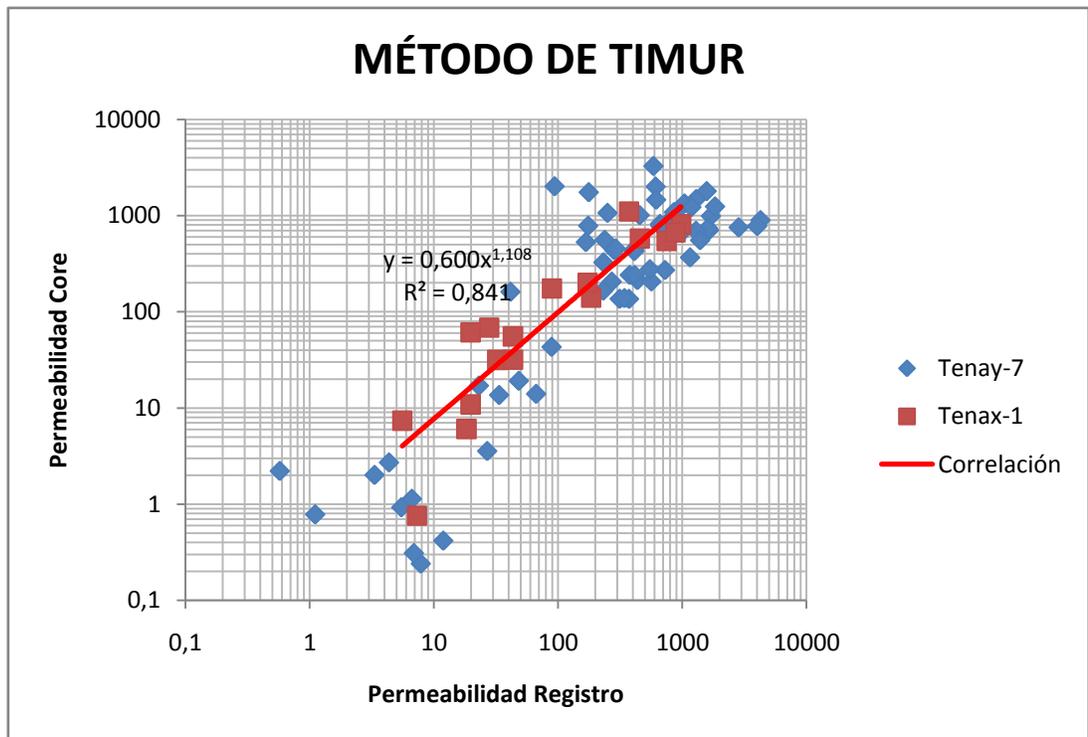


Figura 24. Correlación permeabilidad método de Timur

Como consecuencia del estudio efectuado se tiene que: de los tres métodos presentados para el cálculo de la permeabilidad mediante registros eléctricos (registros de pozo abierto), el método de Timur muestra menor dispersión de los datos y el mejor coeficiente de correlación. Por tanto se selecciona este método como el método más acertado para la determinación de permeabilidad a partir de registros eléctricos (registros de pozo abierto) y se escoge la correlación establecida mediante el mismo como la correlación final producto del presente estudio.

Finalmente, la correlación obtenida con la información de registros de pozo abierto y de corazones observada en la Figura 24, obedece a la siguiente ecuación y presenta un coeficiente de correlación $r^2 = 0.841$.

$$y = 0,6X^{1,108}$$

Donde X corresponde al valor promedio calculado para la formación a partir de registros eléctricos. Sobrescribiendo en términos de permeabilidad tenemos:

$$K_{real} = 0,6K_{log}^{1,108}$$

4. APLICACIÓN DE LA CORRELACIÓN DE PERMEABILIDAD A POZOS ADYACENTES

Con el objetivo de ejemplificar la utilización de la metodología para el cálculo de permeabilidad a partir de registros eléctricos y en especial la posterior aplicación de la correlación de permeabilidad generada para la formación Caballos, se seleccionaron 2 pozos productores de la Formación Caballos según características particulares.

El primer pozo, Pozo-1, fue seleccionado por ser un pozo exploratorio recientemente perforado en esta cuenca con muy buenos resultados de producción. El segundo pozo Tenay-1, fue seleccionado por ser un pozo adyacente a los pozos utilizados para el desarrollo del presente estudio, perteneciente al mismo campo de producción.

Considerando que la metodología a aplicar para el cálculo de la permeabilidad a partir de registros eléctricos (registros de pozo abierto) es la misma, según se describe en el capítulo 2 del documento, se ha decidido reunir en un solo aparte para los dos pozos y se presentan los resultados obtenidos a través de tablas.

4.1 POZO 1.

Por motivos de confidencialidad de la información llamaremos al primer pozo de ejemplo por el nombre de Pozo-1 y por lo tanto no es posible definir con exactitud sus coordenadas de ubicación.

El Pozo-1 es un pozo Exploratorio que se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, en jurisdicción del municipio de Aipe, departamento de Huila:

El Pozo-1 alcanzó una profundidad final de 10650 pies perforando de tope a base las Formaciones Honda, Barzalosa, Guaduala, Monserrate, Villeta, Guaduala, Monserrate, Villeta, Caballos y Saldaña.

El objetivo principal del pozo fue probar y desarrollar las arenas superiores de la Formación Caballos. El pozo fue probado con éxito y puesto en producción de pruebas extensas en el mes de Mayo del 2008.

4.2 POZO 2: TENAY-1

El pozo Tenay-1 se encuentra ubicado en el campo Tenay de ECOPETROL S.A., fue el pozo descubridor de este campo tras su perforación en el año 1985, es un pozo completamente vertical, las siguientes son sus coordenadas origen Bogotá:

Coordenadas de superficie: E: 863.394.09 m N: 832.765.87 m

Coordenadas de fondo: E: 863.394.09 m N: 832.765.87 m

El pozo Tenay-1 alcanzó una profundidad final de 13185 pies.

4.3 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE PERMEABILIDAD A PARTIR DE REGISTROS

Se aplica el procedimiento establecido en el capítulo 2. A continuación se presentan los resultados obtenidos para cada uno de los ítems.

- Definición del Proyecto

Los proyectos para interpretación fueron definidos en la base del Geographix, con los nombres de Pozo-1 y Tenay-1 respectivamente para cada pozo.

- Observación de las Curvas Disponibles

La visualización de las curvas se realizó a través del PrizM, mediante la creación de los correspondientes Templates Pozo-1 y Tenay-1.

- Edición de Curvas

Se realizó ajuste por profundidad y reescalamiento de las curvas disponibles.

- Correcciones Ambientales

Se efectuaron correcciones por de geometría del hueco, torta de lodo y temperatura.

- Interpretación

Los resultados de la interpretación de los parámetros petrofísicos para la Formación Caballos en cada uno de los pozos se presentan de manera resumida mediante la tabla 14.

La presentación gráfica de la interpretación se presenta mediante las figuras 25 y 26, donde se aprecian las curvas de registros, tanto las originales como las curvas generadas tras la interpretación.

Parámetro	Comentarios	Pozo	
		Pozo-1	Tenay-1
Volumen de Shale	Valor promedio	14.5%	16%
Porosidad Efectiva	Valor promedio	13.79 %	9.1 %
Rt	Valor Máximo	426	767
Saturación de Agua Irreducible	Valor promedio	15 %	15 %
Saturación de Agua	Valor promedio Método Dual Water	33%	26%
Permeabilidad	Valor promedio Método de Timur	70.1 md	29.22 md

Tabla 14. Parámetros obtenidos de la interpretación petrofísica aplicando la metodología propuesta.

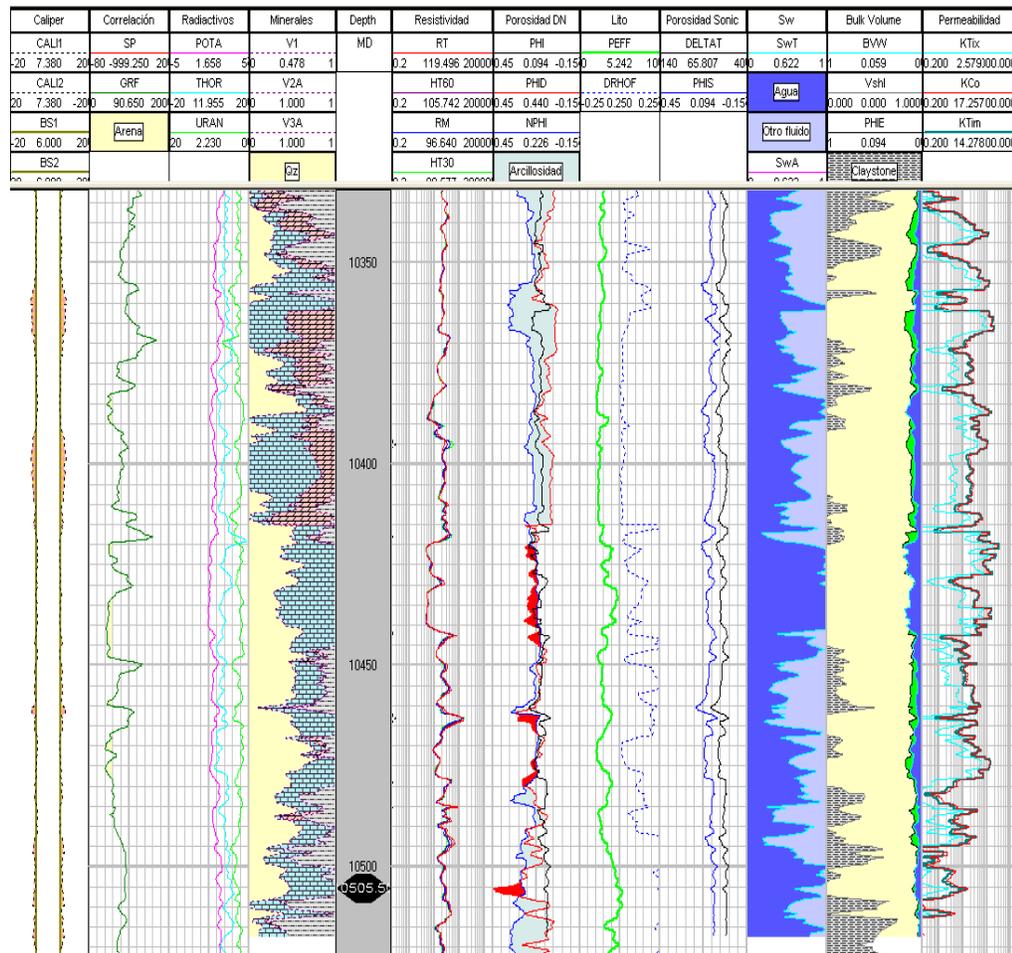


Figura 25. Presentación gráfica de resultados registros de pozo para la formación Caballos Superior Pozo -1.

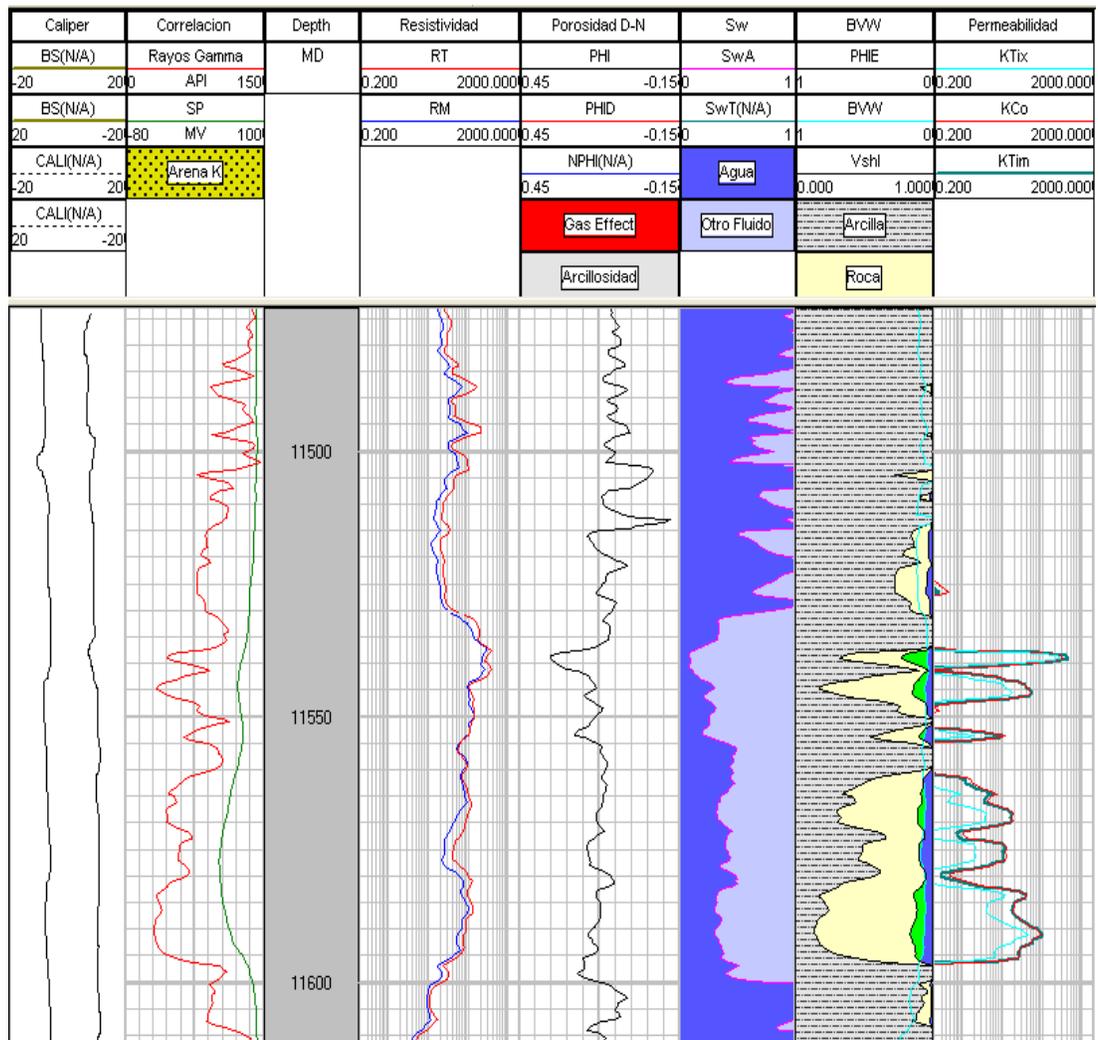


Figura 26. Presentación gráfica de resultados registros de pozo para la formación Caballos Superior pozo Tenay-1.

4.4 APLICACIÓN DE LA CORRELACIÓN

Teniendo en cuenta que se ha seleccionado el método de Timur como el método más aproximado para la estimación de la permeabilidad de la formación a partir de registros eléctricos (registros de pozo abierto), se ha tomado el valor promedio obtenido por este método como el valor de permeabilidad promedio que será ingresado a la correlación para su respectivo análisis.

De acuerdo con la correlación generada tenemos que:

$$K_{real} = 0,6K_{log}^{1,108}$$

Por lo tanto al efectuar los cálculos respectivos en cada uno de los pozos se obtiene:

Pozo-1

$$K_{real} = 0,6(70.1)^{1,108}$$

$$K_{real} = 66.5md$$

Tenay-1

$$K_{real} = 0,6(29.2)^{1,108}$$

$$K_{real} = 25.2md$$

De acuerdo con los valores obtenidos es posible observar que el rango de permeabilidades se encuentra por debajo de los valores establecidos para los pozos Tenay-7 y Tenax-1.

Con el objetivo de evaluar la precisión de la estimación de permeabilidad se ha tomado como referencia las pruebas DST realizadas a los pozos.

La prueba de presión efectuada al pozo Tenay-1 en el año de 1987 produjo tras su análisis una permeabilidad promedio de 13 md. Estudios recientes han demostrado que el dato de 13 md es algo menor del valor real de permeabilidad, sin embargo no se dispone de un dato exacto como punto de comparación.

A pesar que no se cuenta con un punto de referencia, se asume que el valor estimado por medio de la correlación se encuentra dentro de los rangos esperados y que es un valor confiable.

Por su parte, para el Pozo-1 la prueba de presión se realizó durante su etapa inicial de producción y se obtuvo una permeabilidad promedio de 30 md. La prueba demostró que el pozo se encontraba con un grado de daño de formación, por lo cual es posible afirmar que la permeabilidad estimada por la prueba DST era menor de la real. Para efectos prácticos la compañía ha asumido un valor de permeabilidad entre 46 y 50 md.

Por consiguiente, la permeabilidad estimada por medio de la correlación arroja valores aceptables de permeabilidad para este pozo, donde es muy probable que el valor real sea el determinado mediante el uso de la correlación.

Finalmente, se tiene que la aplicación de la correlación de permeabilidad generada para la formación Caballos Superior presenta un alto grado de confiabilidad, aunque no sea posible determinar con exactitud el grado de acierto.

5. CONCLUSIONES

Se determinó que el método empírico que arroja mejores resultados para la estimación de permeabilidad en el sector de Neiva, para la Formación Caballos Superior a partir de registros eléctricos (registros de pozo abierto) es el método de Timur.

Se determinó una correlación de permeabilidad de núcleos en función de la permeabilidad calculada a partir de registros eléctricos (registros de pozo abierto), de orden potencial cuya ecuación es $K_{real} = 0,6K_{log}^{1,108}$, mediante la cual es posible estimar con mayor precisión un valor de permeabilidad para la Formación Caballos Superior en los pozos donde no se dispone de información de corazones.

Tras la determinación de la permeabilidad a partir de registros eléctricos (registros de pozo abierto) empleando los diferentes métodos empíricos disponibles por el software PrizM como lo son el método de Tixier, Coates y Timur, y su respectiva comparación con la información disponible de corazones, se logró establecer que ninguno de los métodos mencionados funciona eficientemente en las zonas donde la roca presenta fracturas, dado que el método es incapaz de evaluar la conductividad ocasionada por la fractura y por lo tanto el valor de permeabilidad obtenido por el método es muchísimo menor del valor real en estas zonas.

A través del uso de una herramienta computarizada especializada como lo es el Paquete Geographix de Landmark se presenta una metodología básica para la determinación de la permeabilidad a partir de registros de pozo abierto, que puede ser aplicada para estimar la permeabilidad en cualquier pozo en particular.

Mediante la comparación de la información de registros con la información de corazones, se comprobó que el contenido de shale y de materia orgánica afecta fuertemente el valor de la permeabilidad promedio de la formación, al verse reducida a causa de las bajas permeabilidades en las zonas donde se encuentra gran contenido de shale y de materia orgánica.

Variaciones mínimas en la porosidad efectiva, alteran fuertemente y de una manera directamente proporcional al valor de la permeabilidad.

Se observó que frente a las zonas donde el contenido de shale es alto, el método tiende a proporcionar un valor más elevado de permeabilidad, comparado con el valor real obtenido del núcleo.

Una buena estimación del valor de permeabilidad a partir de registros eléctricos (registros hueco abierto) depende en gran parte de una buena selección del valor de la saturación de agua irreducible.

La información de permeabilidad obtenida de corazones tiende a ser un valor sobrestimado, aun cuando es efectuada la corrección por efectos de deslizamiento del gas.

De acuerdo con los valores obtenidos es posible observar que el rango de permeabilidades para los pozos ejemplo se encuentra por debajo de los valores establecidos para los pozos Tenay-7 y Tenax-1.

La correlación generada presenta un alto grado de aceptabilidad al corroborar con la aplicación de la misma que los valores de permeabilidad estimados se encuentran dentro del rango esperado, siendo por tanto un valor confiable.

6. RECOMENDACIONES

Extender la correlación a más pozos del área preferiblemente que cuenten con información de corazones o de pruebas de presión para afianzar la relación presentada y poder aplicarla a más áreas de la cuenca, o incluso en otras formaciones que puedan resultar de interés prospectivo.

Hacer cálculos de productividad con los valores obtenidos de permeabilidad mediante el empleo de la correlación generada.

Realizar estudios de factibilidad para la implementación de la metodología presentada en este trabajo, en formaciones de otras cuencas que posean características litológicas correlacionables con la formación Caballos.

Analizar en detalle la información con respecto a un parámetro de comparación como una prueba de presión reciente, de modo que sea posible determinar el grado de acierto de la correlación generada.

BIBLIOGRAFÍA

BASSIOUNI Zaki. Theory, Measurement and Interpretation Of Well Logs. SPE Textbook Series.

BENDECK OLIVELLA Jorge. Perfiles Eléctricos una Herramienta Para la Evaluación de Formaciones. Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. Bogotá, 1992.

CAMARGO Jorge A. "Introducción a la Interpretación de Perfiles de Pozo Abierto". Universidad Surcolombiana. Facultad de Ingeniería. Neiva, 2008

DEWAN John T. Essentials of Modern Open Hole Log Interpretation. Pennwell Books. Tulsa, Oklahoma. 1983.

E.R CRAIN. The Log Analysis Handbook Vol. 1. Pennwell Books. Tulsa, Oklahoma USA.

ESCOBAR Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos I. Universidad Surcolombiana. Facultad de Ingeniería. Neiva, 2005.

HALLIBURTON. Openhole Log Analysis and Formation Evaluation. Halliburton Logging Services. Houston, Texas. 1991.

SCHLUMBERGER. Log Interpretation Principles/ Aplicaciones. Texas, 1989.