



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E
INDUSTRIAS**

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**DISEÑO DE UN MODELO MATEMÁTICO PARA DETERMINAR
LA PERMEABILIDAD DE UNA ARENA PRODUCTORA DEL
ORIENTE ECUATORIANO MEDIANTE EL ANÁLISIS DE
REGISTROS ELÉCTRICOS**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

JUAN ANDRÉS CALAHORRANO PÉREZ

DIRECTORA: DRA. OLGA CHADRINA

Quito, noviembre 2017

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2017
Reservados todos los derechos de reproducción

FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

PROYECTO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	172154982-0
APELLIDO Y NOMBRES:	Calahorrano Pérez Juan Andrés
DIRECCIÓN:	Av. La Prensa y Espinosa Polit
EMAIL:	juan.calahorrano.perez@gmail.com
TELÉFONO FIJO:	(+593) 22592335
TELÉFONO MOVIL:	(+593) 984435898

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Diseño de un modelo matemático para determinar la permeabilidad de una arena productora del Oriente ecuatoriano mediante el análisis de registros eléctricos
AUTOR O AUTORES:	Calahorrano Pérez Juan Andrés
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Noviembre, 2017
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	Dra. Olga Chadrina
PROGRAMA	PREGRADO <input checked="" type="checkbox"/> POSGRADO <input type="checkbox"/>
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero de Petróleos
RESUMEN:	El estudio detallado de las rocas permite conocer con precisión sus propiedades petrofísicas, para este propósito uno de los métodos usados es el análisis de muestras conocidas como "núcleos" los cuales son obtenidos durante la perforación de

pozos o con herramientas especiales; estas muestras no se toman en todos los pozos debido a su elevado costo económico. Una alternativa es la toma de mediciones usando registros eléctricos, pero a pesar de ser viable y económica en relación a la toma de núcleos, la predicción de permeabilidad mediante registros dista mucho de los valores determinados por el análisis de muestras de rocas de sub-superficie. El objetivo fue aplicar un modelo matemático que permita determinar la permeabilidad de la arena Hollín del campo X del Oriente ecuatoriano, mediante el análisis de registros eléctricos, los cuales fueron proporcionados por Petroamazonas EP junto con información del análisis de núcleos de la arena Hollín. Se evaluó las propiedades petrofísicas de cuatro pozos que contaban con esta información en un programa de interpretación de registros y se aplicó respectivamente a cada uno el modelo geoquímico propuesto por dicho programa para calcular la permeabilidad, se comparó los resultados obtenidos con los valores determinados por el análisis de núcleos considerados como los valores reales de esta propiedad y se

determinó errores entre 93-87% en el promedio aritmético de permeabilidad. Se incorporó un factor de corrección para ajustar la curva de permeabilidad calculada con los puntos determinados en el análisis de núcleos, mediante la utilización del modelo matemático propuesto, los resultados presentaron una disminución en los errores a un rango entre el 3-0.5%.

PALABRAS CLAVES:

Permeabilidad, modelo matemático, núcleos, registros eléctricos

ABSTRACT:

The detailed study of rocks allows to know precisely their petrophysical properties, for this purpose one of the used methods is the analysis of rock samples known as "cores", which are obtained during the drilling of wells or with special tools; these samples are not taken in all wells due to its high economic cost. An alternative procedure is to measure using well logs but despite the fact that logs are a viable and an economical alternative in relation to core sample extraction, the permeability prediction by well logging is far from the values found by the analysis of sub-surface rock samples. The objective was to apply a mathematical model that allows to determine the permeability of the Hollin sand in the X field from

the Ecuadorian Orient, by analyzing well logs, which were provided by Petroamazonas EP along with information of core analysis from Hollin sand. The petrophysical properties of four wells that had this information was evaluated in a log interpretation software and the geochemical model proposed to calculate the permeability by this software was applied to each one of them. The obtained results were compared with the values determined by the core analysis, considered as the real values of this property and errors between 93-87% in the arithmetic average of permeability were determined. A correction factor was incorporated to adjust the permeability curve calculated with the points determined by core analysis, by using the mathematical model, the results presented a decrease in the errors to a range between 3-0.5%.

KEYWORDS:

Permeability, mathematic model, cores, well logs

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.



f: _____

CALAHORRANO PÉREZ JUAN ANDRÉS

C.I.: 172154982-0

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Calahorrano Pérez Juan Andrés**, C.I.: 172154982-0 autor del proyecto titulado: **“Diseño de un modelo matemático para determinar la permeabilidad de una arena productora del Oriente ecuatoriano mediante el análisis de registros eléctricos”** previo a la obtención del título de **Ingeniero de Petróleos** en la Universidad Tecnológica Equinoccial.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de graduación para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad Tecnológica Equinoccial a tener una copia del referido trabajo de graduación con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, noviembre 2017

f: _____

CALAHORRANO PÉREZ JUAN ANDRÉS

C.I.: 172154982-0

DECLARACIÓN

Yo **Calahorrano Pérez Juan Andrés**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.



f: _____


CALAHORRANO PÉREZ JUAN ANDRÉS

C.I.: 172154982-0

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Diseño de un modelo matemático para determinar la permeabilidad de una arena productora del Oriente ecuatoriano mediante el análisis de registros eléctricos**”, que, para aspirar al título de **Ingeniero de Petróleos** fue desarrollado por **Calahorrano Pérez Juan Andrés**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 19, 27 y 28.

f. _____


DRA. OLGA CHADRINA

DIRECTORA DEL TRABAJO

C.I.: 1716059850

DEDICATORIA

A Dios, por haberme otorgado a la mejor familia, por llenarme de bendiciones en todo momento y por acompañarme en cada paso que doy. Sin él nada sería posible.

A lo mejor que me ha dado la vida mis padres, **Iván** y **Lourdes**, por siempre entregar todo de ellos para darme lo mejor, por su compañía, amor y su valioso ejemplo; a mis hermanos, **Gisela**, **Marco** e **Iván**, gracias por su ejemplo y guía en esta aventura llamada vida, siempre han estado para apoyarme; a mis sobrinos, **Nicolás**, **Micaela**, **Martín** y **Matías**; mi adorada familia, todo lo que hago es por ustedes, son lo más valioso que tengo y siempre daré gracias a Dios por tener a cada uno de ustedes quienes son mi fortaleza, felicidad y vida.

Filipenses 4:13

“Todo lo puedo en Cristo que me fortalece”

Calahorrano Pérez Juan Andrés

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por permitirme culminar una etapa más rodeado de mi amada familia, a mis padres, **Iván** y **Lourdes**, mis hermanos, **Gisela**, **Marco** e **Iván**, por su amor infinito, valioso ejemplo y apoyo incondicional.

A grandes docentes de la Universidad Tecnológica Equinoccial, ingenieros **Fausto Ramos** y **Fernando Pinto**, por siempre brindarme su apoyo en cada paso, por su confianza en mí y por todos los conocimientos impartidos. Docentes como ustedes hacen aún más grande a esta Institución.

A mi directora, doctora **Olga Chadrina** por la gran ayuda brindada y por apoyarme en el desarrollo de este Trabajo de Titulación.

A los amigos que siempre han estado en cada paso que he dado, **David**, **Pablo** y **Carlos**, por ser mis hermanos del alma.

A las grandes amistades que pude formar dentro de mi estancia en la universidad, **Kevin**, **Dayana**, **Brayan**, **Andrés**, **Gabriel**, **Alejandro** y **Geova**; me han demostrado que las grandes amistades existen, cada momento vivido a su lado lo llevaré siempre en mi corazón y espero podamos seguir compartiendo por mucho tiempo más. Gracias mis hermanos.

A la empresa **PETROAMAZONAS EP** y al ingeniero **Jorge Bravo** por su valiosa ayuda en el desarrollo de este Trabajo de Titulación.

A todas las personas que han aportado su granito de arena para mi formación académica y profesional quiero extenderles mi más sincero agradecimiento.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
1. INTRODUCCIÓN	3
1.1.OBJETIVOS	7
1.1.1. OBJETIVO GENERAL	7
1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	7
2. METODOLOGÍA	8
2.1.REGISTROS ELÉCTRICOS E INFORMES DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS	8
2.2.EVALUACIÓN PETROFÍSICA	8
2.3.DESCRIPCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO	9
2.4.DETERMINACIÓN DE LOS ERRORES PORCENTUALES	9
2.5.DISEÑO Y VALIDACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO	9
2.6.APLICACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO	10
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	11
3.1.EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE POZOS CON DATOS DE NÚCLEOS	11
3.1.1. SATURACIÓN DE AGUA EN LA ZONA SOMERA Y PROFUNDA	12
3.2.DESCRIPCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO	19
3.2.1. CREACIÓN DE LA CURVA DE PERMEABILIDAD	20
3.3.DISEÑO DEL MODELO MATEMÁTICO	31
3.3.1. FACTOR DE CORRECCIÓN POZO XB-032	31
3.3.2. FACTOR DE CORRECCIÓN POZO XG-061	33
3.3.3. FACTOR DE CORRECCIÓN POZO XG-097	34
3.3.4. FACTOR DE CORRECCIÓN POZO XH-111	36
3.3.5. FACTOR DE CORRECCIÓN POZOS DE DIFERENTES WELLPADS	37
3.3.6. MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO	38

	PÁGINA
3.4. APLICACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO A LA ARENA HOLLÍN DE POZOS SIN INFORMACIÓN DE NÚCLEOS PERTENECIENTES AL CAMPO X	39
3.4.1. POZO XB-040	40
3.4.2. POZO XG-063	40
3.4.3. POZO XG-065	41
3.4.4. POZO XG-069	42
3.4.5. POZO XG-085	42
3.4.6. RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO	43
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	45
4.1. CONCLUSIONES	45
4.2. RECOMENDACIONES	45
5. BIBLIOGRAFÍA	47
6. ANEXOS	48

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1. Determinación de la resistividad profunda (R_D) - Pozo XB-032	13
Figura 2. Determinación de la resistividad profunda (R_D) - Pozo XG-061	13
Figura 3. Determinación de la resistividad profunda (R_D) - Pozo XG-097	14
Figura 4. Determinación de la resistividad profunda (R_D) – Pozo XH-111	14
Figura 5. Resultado análisis petrofísico del pozo XB-032	16
Figura 6. Resultado análisis petrofísico del pozo XG-061	17
Figura 7. Resultado análisis petrofísico del pozo XG-097	18
Figura 8. Resultado análisis petrofísico del pozo XH-111	19
Figura 9. Análisis petrofísico y curva de permeabilidad resultante del pozo XB-032	21
Figura 10. Histograma de permeabilidad a partir de análisis de núcleos - Pozo XB-032	22
Figura 11. Histograma de permeabilidad usando el modelo matemático inicial - Pozo XB-032	23
Figura 12. Análisis petrofísico y curva de permeabilidad resultante del pozo XG-061	24
Figura 13. Histograma de permeabilidad a partir de análisis de núcleos - Pozo XG-061	25
Figura 14. Histograma de permeabilidad usando el modelo matemático inicial - Pozo XG-061	25
Figura 15. Análisis petrofísico y curva de permeabilidad resultante del pozo XG-097	26
Figura 16. Histograma de permeabilidad a partir de análisis de núcleos - Pozo XG-097	27
Figura 17. Histograma de permeabilidad usando el modelo matemático inicial - Pozo XG-097	27

Figura 18. Análisis petrofísico y curva de permeabilidad resultante del pozo XH-111	29
Figura 19. Histograma de permeabilidad a partir de análisis de núcleos - Pozo XH-111	30
Figura 20. Histograma de permeabilidad usando el modelo matemático inicial - Pozo XG-097	30
Figura 21. Corrección de curva de permeabilidad - Pozo XB-032	32
Figura 22. Histograma de permeabilidad usando el modelo matemático propuesto – Pozo XB-032	32
Figura 23. Corrección de curva de permeabilidad - Pozo XG-061	33
Figura 24. Histograma de permeabilidad usando el modelo matemático propuesto – Pozo XG-061	34
Figura 25. Corrección de curva de permeabilidad - Pozo XG-097	35
Figura 26. Histograma de permeabilidad usando el modelo matemático propuesto – Pozo XG-097	35
Figura 27. Corrección de curva de permeabilidad - Pozo XH-111	36
Figura 28. Histograma de permeabilidad usando el modelo matemático propuesto – Pozo XH-111	37
Figura 29. Análisis petrofísico y corrección de la curva de permeabilidad pozo XB-040	40
Figura 30. Análisis petrofísico y corrección de la curva de permeabilidad pozo XG-063	41
Figura 31. Análisis petrofísico y corrección de la curva de permeabilidad pozo XG-065	41
Figura 32. Análisis petrofísico y corrección de la curva de permeabilidad pozo XG-069	42
Figura 33. Análisis petrofísico y corrección de la curva de permeabilidad pozo XG-085	43

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Valores de las constantes utilizadas por la ecuación 1	12
Tabla 2. Valores de las resistividades somera y profunda	15
Tabla 3. Constantes para el cálculo del % en peso de minerales en la ecuación 3	20
Tabla 4. Error porcentual en el modelo matemático inicial – Pozo XB-032	23
Tabla 5. Error porcentual en el modelo matemático inicial - Pozo XG-061	26
Tabla 6. Error porcentual en el modelo matemático inicial - Pozo XG-097	28
Tabla 7. Error porcentuales en el modelo matemático inicial - Pozo XG-111	31
Tabla 8. Error porcentual en el modelo matemático propuesto - Pozo XB-032	33
Tabla 9. Error porcentual en el modelo matemático propuesto - Pozo XB-061	34
Tabla 10. Error porcentual en el modelo matemático propuesto - Pozo XG-097	36
Tabla 11. Error porcentual en el modelo matemático propuesto - Pozo XH-111	37
Tabla 12. Factores de corrección de la permeabilidad de la arena Hollín del campo X	39
Tabla 13. Resultados obtenidos mediante el uso del modelo matemático propuesto	44

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
Anexo 1. Permeabilidad obtenida mediante el análisis de núcleos – Pozo XB-032	48
Anexo 2. Permeabilidad obtenida mediante el análisis de núcleos – Pozo XG-061	49
Anexo 3. Permeabilidad obtenida mediante el análisis de núcleos – Pozo XG-097	50
Anexo 4. Permeabilidad obtenida mediante el análisis de núcleos – Pozo XH-111	51
Anexo 5. Ecuaciones del análisis petrofísico	52
Anexo 6. Ecuaciones del modelo matemático inicial de permeabilidad – Programa de interpretación de registros	53
Anexo 7. Ecuaciones estadísticas	54
Anexo 8. Ecuaciones del modelo matemático preliminar	55
Anexo 9. Ecuaciones del modelo matemático propuesto	56

RESUMEN

El estudio detallado de las rocas permite conocer con precisión sus propiedades petrofísicas, para este propósito uno de los métodos usados es el análisis de muestras conocidas como "núcleos", los cuales son obtenidos durante la perforación de pozos o con herramientas especiales; estas muestras no se toman en todos los pozos debido a su elevado costo económico. Una alternativa es la toma de mediciones usando registros eléctricos, pero a pesar de ser viable y económica en relación a la toma de núcleos, la predicción de permeabilidad mediante registros dista mucho de los valores determinados por el análisis de muestras de rocas de sub-superficie. El objetivo fue aplicar un modelo matemático que permita determinar la permeabilidad de la arena Hollín del campo X del Oriente ecuatoriano, mediante el análisis de registros eléctricos, los cuales fueron proporcionados por Petroamazonas EP junto con información del análisis de núcleos de la arena Hollín. Se evaluó las propiedades petrofísicas de cuatro pozos que contaban con esta información en un programa de interpretación de registros y se aplicó respectivamente a cada uno el modelo geoquímico propuesto por dicho programa para calcular la permeabilidad, se comparó los resultados obtenidos con los valores determinados por el análisis de núcleos considerados como los valores reales de esta propiedad y se determinó errores entre 93-87% en el promedio aritmético de permeabilidad. Se incorporó un factor de corrección para ajustar la curva de permeabilidad calculada con los puntos determinados en el análisis de núcleos, mediante la utilización del modelo matemático propuesto, los resultados presentaron una disminución en los errores a un rango entre el 3-0.5%.

Palabras claves: Permeabilidad, modelo matemático, núcleos, registros eléctricos

ABSTRACT

The detailed study of rocks allows to know precisely their petrophysical properties, for this purpose one of the used methods is the analysis of rock samples known as "cores", which are obtained during the drilling of wells or with special tools; these samples are not taken in all wells due to its high economic cost. An alternative procedure is to measure using well logs but despite the fact that logs are a viable and an economical alternative in relation to core sample extraction, the permeability prediction by well logging is far from the values found by the analysis of sub-surface rock samples. The objective was to apply a mathematical model that allows to determine the permeability of the Hollin sand in the X field from the Ecuadorian Orient, by analyzing well logs, which were provided by Petroamazonas EP along with information of core analysis from Hollin sand. The petrophysical properties of four wells that had this information was evaluated in a log interpretation software and the geochemical model proposed to calculate the permeability by this software was applied to each one of them. The obtained results were compared with the values determined by the core analysis, considered as the real values of this property and errors between 93-87% in the arithmetic average of permeability were determined. A correction factor was incorporated to adjust the permeability curve calculated with the points determined by core analysis, by using the mathematical model, the results presented a decrease in the errors to a range between 3-0.5%.

Keywords: Permeability, mathematic model, cores, well logs

1. INTRODUCCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

La sedimentología forma parte del campo de la geología y es la de mayor importancia para el sector petrolero, puesto que los hidrocarburos se forman en determinados ambientes sedimentarios. El estudio detallado de la composición de las rocas permite conocer con precisión sus propiedades, características, ambientes de depositación y cambios sedimentarios que han sufrido a lo largo del tiempo. Para este propósito los geólogos y petrofísicos requieren muestras de las rocas conocidas como “cores” o “núcleos”; los cuales son obtenidos durante la perforación de pozos o con herramientas especiales (Serra, 1984).

El uso de estos cortes para una reconstrucción litológica de espesor y composición brindan mucha precisión en los análisis petrofísicos que se realicen; sin embargo, dependerá mucho la calidad de las muestras; si estas están contaminadas se perderá la confianza en los resultados, de igual manera, el costo económico que acarrea el tomar núcleos de sub-superficie son las principales limitantes. Quien realice un análisis petrofísico puede encontrarse con información insuficiente o inexistente de núcleos; no siempre cuenta con esta información para cada pozo (Serra, 1984).

Una alternativa para dar solución a este problema es tomar mediciones in situ, corriendo registros eléctricos, de esta manera se pueden obtener propiedades petrofísicas. Establecer zonas de interés donde exista la presencia de hidrocarburo y determinar otras propiedades de la roca de manera confiable.

Las operaciones de toma de mediciones usando registros eléctricos pueden ser efectuadas por dos métodos: el primero es conectar las herramientas a un cable armado dentro del cual se encuentran cables aislados, que dan energía eléctrica a los dispositivos y a su vez permiten la transmisión hasta superficie de los datos captados en fondo; el segundo método fue desarrollado para tomar mediciones mientras se desarrolla la perforación de los pozos, también conocido como LWD (Logging While Drilling), las herramientas de perfilaje forman parte del BHA de perforación (Ellis y Singer, 2007).

A partir del descubrimiento del primer registro eléctrico, muchos esfuerzos se han realizado para encontrar dispositivos y técnicas para una correcta interpretación de los perfiles, para de esta manera establecer propiedades petrofísicas que permitan determinar los yacimientos de petróleo. Actualmente existen diferentes tipos de registros eléctricos cuyo funcionamiento se basa en diferentes propiedades físicas de la materia (Petróleos de Venezuela PDVSA, 1996).

Los diferentes dispositivos de perfilaje se usan como una sola herramienta integrada al momento de introducirlas en el pozo. Tienen muchas

configuraciones de los registros, la combinación más usada se denomina “Triple Combo”, esta herramienta está compuesta por los registros de: gamma ray, densidad, porosidad neutrón y resistividad.

Los registros de rayos gamma (Gamma ray) miden la radioactividad de las formaciones, para este fin la herramienta utiliza sensores de Ioduro de Sodio (NaI). Algunos isotopos radioactivos son el Torio (Th), Uranio (U) y Potasio (K) siendo este último el más común en las arcillas, feldespatos y otros minerales sedimentarios. Las lutitas contienen mayor concentración de isotopos radioactivos, esto provoca un aumento significativo en las lecturas de la herramienta; por otro lado las arenas limpias y los carbonatos al tener muy poca presencia de estos elementos radiactivos en su composición, provoca que los valores de rayos gamma disminuyan significativamente, es decir, este registro diferencia las formaciones. Ha sido diseñado para que la curva defleccione hacia la derecha en presencia de lutitas o formaciones con alta presencia de arcilla, producto de la alta radioactividad; de igual manera disminuye en ausencia de dichos materiales radioactivos. Por su gran resolución vertical también es un gran medio para estimar límites de capas, sus unidades son API o gAPI (Asquith y Krygowski, 2004).

El registro de densidad basa su principio de funcionamiento en la aplicación de una fuente radioactiva (Cobalto⁶⁰ o Cesio¹³⁷) contra la pared del pozo, dicha fuente emite hacia la formación rayos gamma de mediana energía los cuales pueden ser considerados como partículas de alta velocidad que chocan con los electrones de la formación. En esta interacción conocida como efecto Compton de dispersión, los rayos gamma en cada choque contra los electrones ceden algo de su energía (no toda) al electrón y continúan su viaje con menor energía que antes. Los rayos gamma dispersos llegan al detector colocado a una distancia fija de la fuente; son evaluados y contados como un indicador de densidad de la formación. De esta manera el número de rayos gamma que penetra una formación disminuye con el aumento de su densidad, es decir, cuando un gran número de rayos gamma regresa al detector indica baja densidad de formación, en cambio un bajo conteo de rayos gamma ilustra una alta densidad. La densidad se mide en g/cm^3 , kg/m^3 o mg/m^3 indicado por la letra griega (ρ). El valor arrojado por la herramienta representa bulk density (ρ_b), la cual a su vez representa la densidad de la formación entera tomando en cuenta sólidos y líquidos; también puede representar la densidad de la matriz (ρ_{ma}), la cual se puede interpretar como densidad únicamente de la roca (Luthi, 2001).

En complemento del registro de densidad se encuentra el registro de porosidad neutrón. Su principio de funcionamiento se basa en que el Hidrógeno es más efectivo para desacelerar los neutrones rápidos, debido a que consta de un único protón en su núcleo. Los neutrones son producidos por fuentes químicas (Americio y Berilio) los cuales al encontrarse con los

núcleos de las formaciones pierden parte de su energía; de esta forma si chocan con núcleos de masa mayor no pierden mucha energía, en cambio, si chocan con un núcleo de masa teóricamente igual a la del Hidrógeno, se pierde mucha energía. Si los neutrones perdieron mucha energía en la interacción con la formación se denominan neutrones termales, de esta manera el número de neutrones de baja energía que resulta es proporcional al índice de Hidrógeno de la formación. Una menor lectura en el registro se interpreta como baja presencia de hidrógeno, por otro lado, una lectura alta representa un gran número de neutrones traduciéndose a una gran presencia de Hidrógeno. En este registro las altas porosidades representan agua que se encuentra en las arcillas, esto debido a que tiene un índice de Hidrógeno alto, en cambio, el petróleo representa una menor porosidad neutrón, puesto que su concentración de índice de Hidrógeno es menor. No obstante los valores de porosidad en una zona de petróleo pueden incluso disminuir aún más si se cuenta con minerales de arcilla, de igual manera el contar con salinidades muy altas afecta a la medición disminuyendo el valor en el registro (Smithson, 2012).

Las formaciones sedimentarias son capaces de transmitir corriente eléctrica únicamente a través del agua connata y absorbida, las cuales a su vez contienen sales disueltas consideradas como electrolitos capaces de conducir corriente eléctrica. Mientras más grande sea la concentración de sales, mayor será la conductividad; en el caso de los hidrocarburos se cuenta con una conductividad menor debido a que tiene una pequeña cantidad de iones disueltos. El opuesto de la conductividad es la resistividad (Etnyre, 1989).

La resistividad de una roca saturada de fluido es la capacidad de impedir el flujo de corriente eléctrica a través de la roca. Este registro es de mucha importancia en la evaluación y determinación de propiedades petrofísicas, su unidad es ohm-m, las resistividades de los reservorios estarán en función de la salinidad del agua de formación, porosidad efectiva y cantidad de hidrocarburos en el espacio poral. De esta manera con el aumento de la porosidad la resistividad disminuye, en cambio, esta incrementa ante la presencia de hidrocarburos. Este registro a su vez se pueden destacar dos tipos: el primero conocido como registro inducción, el cual se basa en la creación de un campo electromagnético que induce una corriente en la formación y su principal uso es en arenas con alto contenido de sal; el segundo por su parte inyecta corriente eléctrica a través de electrodos, se conocen como registros Lateralog y a diferencia de las herramientas de registros de inducción, este registro mide la resistividad, siendo a su vez el registro que se utiliza en formaciones frescas (Asquith y Krygowski, 2004)

Con su interés estrictamente cuantitativo, la gran aceptación del uso de registros eléctricos para toma de mediciones en fondo, ha permitido a los evaluadores petrofísicos calcular todos los factores, relacionados a cuantificar

la acumulación de hidrocarburos en un reservorio. Propiedades como la porosidad y permeabilidad pueden ser de este modo calculadas con el fin de establecer las zonas de interés, para este fin se han realizado ecuaciones, lastimosamente estas son basadas en arenas de países en los que se han realizados dichos estudios, generando una gran incertidumbre en países ajenos al mismo (Rider, 1996).

Para una aplicación de un modelo matemático de permeabilidad derivado del análisis de registros eléctricos, se debe entender el concepto de saturación agua irreducible ($S_{w_{irr}}$), esta saturación por concepto corresponde al agua que no se moverá, causando que su permeabilidad relativa (K_{rw}) sea igual a cero. Una formación depende de los valores de BVW (Bulk Volume Water) para encontrarse con saturación de agua irreducible, de esta manera si sus valores son constantes la zona evaluada se encuentra con alta saturación de agua irreducible, en cambio si los valores no son constantes la formación tendrá una baja saturación de agua irreducible (Schlumberger, 2017).

Para desarrollar un modelo matemático en formaciones con agua irreducible, es necesario comparar los resultados obtenidos entre las ecuaciones obtenidas y los valores de pozos cercanos que estén produciendo de la misma formación. Con esta intención la permeabilidad derivada de registros eléctricos es un medio para estimar la productividad de la formación evaluada. Si la permeabilidad hallada por este método es comparada con historiales de producción buenos o pobres de pozos cercanos, no se estará usando un valor absoluto, disminuyendo el margen de error y permitiendo tener un valor más real de esta propiedad petrofísica (Labo, Cleneay y Mentemeier, 1987).

No obstante modelos matemáticos adicionales han sido desarrollados para el cálculo de permeabilidad, los cuales que no usan la saturación de agua irreducible. Dichos modelos usan la porosidad como función proporcional a la permeabilidad, de la misma manera incluyen factores relaciones a la composición de la roca y en base a la cual se determinará un valor más próximo a esta propiedad.

Con la información que proporcionan los registros eléctricos, el modelo matemático a utilizar dependerá del criterio que se quiera tomar. El programa de interpretación de registros ofrece la alternativa más viable, debido a que está basado en la idea propuesta por Herron para calcular la permeabilidad, presentando un algoritmo geoquímico que describe los minerales de la roca para finalmente proponer dos ecuaciones que podrán ser utilizadas bajo condiciones establecidas.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. OBJETIVO GENERAL

Diseñar un modelo matemático basado en el análisis de registros eléctricos, para el cálculo de la permeabilidad de la arena Hollín, perteneciente al Campo X del Oriente ecuatoriano.

1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar la petrofísica de pozos que dispongan de información de permeabilidad determinada por el análisis de núcleos.
- Describir el modelo que permita la obtención de mejores resultados de permeabilidad basados en los registros eléctricos.
- Determinar los errores porcentuales que tiene el modelo matemático descrito en comparación con los valores de permeabilidad determinados por el análisis de núcleos
- Formular matemáticamente una ecuación basada en el análisis del modelo matemático descrito, que disminuya el error en el cálculo de permeabilidad de la arena Hollín Campo X del Oriente ecuatoriano.

2. METODOLOGÍA

2. METODOLOGÍA

2.1. REGISTROS ELÉCTRICOS E INFORMES DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS

Se obtuvieron los registros eléctricos tomados a hueco abierto de nueve pozos del Campo X del Oriente ecuatoriano, corridos hasta la arena Hollín. Las curvas solicitadas fueron: gamma ray, porosidad neutrón, densidad y resistividad (profunda y somera). El formato del archivo fue de tipo .LAS.

La información del análisis de núcleos disponible fue de cuatro, de los nueve pozos y se requirió únicamente los valores de permeabilidad de la roca y gamma ray espectral. Este análisis fue realizado por la empresa Core Laboratories en el 2012 y entregado a Petroamazonas EP.

La empresa Petroamazonas EP entregó la información antes descrita. Para la evaluación y uso de los registros eléctricos e información adquirida se usó el programa de interpretación de registros.

2.2. EVALUACIÓN PETROFÍSICA

Se evaluó inicialmente a los pozos que disponían de información de análisis de núcleos en el programa de evaluación de registros, estos fueron: XB-032, XG-061, XG-097 y XG-111. El primer paso fue identificar la arena Hollín basándose en las curvas de cada registro.

Una vez que se estableció la arena Hollín, se seleccionó la ecuación a usar para el cálculo de la saturación de agua en la zona somera y profunda, esta fue la ecuación propuesta por Poupon y Leveaux en 1971 conocida como Indonesian (ecuación 1), la cual se puede aplicar a arenas con contenidos de arcilla.

Para la zona somera se determinó el valor de la resistividad del lodo, el cual es determinado en campo. Para todos los pozos analizados se utilizó un dato estándar y se reemplazó en la ecuación 1 (anexo 5).

Por otro lado, en la evaluación de la saturación en la zona profunda se usó el valor de la resistividad del agua ligada a las arcillas, observado en el registro de esta propiedad de cada pozo, estableciendo un valor aplicable para todos; este se reemplazó en la ecuación 2 (anexo 5) y a su vez en la ecuación Indonesian.

2.3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO

Del modelo matemático utilizado por el programa de interpretación de registros para el cálculo de permeabilidad se identificó: sus variables, constantes y las condiciones del uso.

En base al cálculo de permeabilidad de una roca al aire, se definió el uso de las ecuaciones 7 y 8 (anexo 6).

2.4. DETERMINACIÓN DE LOS ERRORES PORCENTUALES

Se graficó en la sexta pista del registro la curva de permeabilidad resultado del modelo matemático descrito por el programa de interpretación de registros. De la misma manera, los valores determinados por el análisis de núcleos por la empresa Core Laboratories fueron cargados en la misma pista.

Para cada pozo se calculó con la ecuación 9 (anexo 7) el promedio aritmético de permeabilidad tanto para los valores del modelo matemático, como para la información de núcleos a la misma profundidad. Usando la herramienta estadística del mismo software y a su vez se graficó un histograma para cada método.

Se determinó el error porcentual mediante la ecuación 10 (anexo 7) comparando los valores reales de permeabilidad, es decir, aquellos determinados por el análisis de núcleos con los valores calculados por el modelo matemático.

2.5. DISEÑO Y VALIDACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO

Debido a que se encontraron errores muy grandes en el promedio de permeabilidad para los cuatro pozos, se diseñó un modelo matemático que incluyó un factor de corrección para cada pozo.

Para el establecimiento de dichos factores se realizaron ensayos de prueba y error hasta que se consiguió ajustar la curva de permeabilidad calculada con el modelo matemático preliminar, con los puntos determinados en el análisis de núcleos. El modelo está descrito en el anexo 8.

Cada factor de corrección se diseñó analizando la curva de permeabilidad resultante y propiedades petrofísicas propias de cada uno de los pozos analizados.

Para su validación se aplicó la ecuación 9 (anexo 7) para determinar el promedio aritmético a la misma profundidad que se estableció del análisis de núcleos y se obtuvo el error porcentual mediante la ecuación 10 (anexo 7) para cada uno.

Se estableció a su vez valores a usar en las diferentes locaciones de los pozos y se calculó un factor de corrección específico de todo el campo mediante la ecuación 13 (anexo 9).

Se propuso el modelo matemático al observar una disminución del error y las ecuaciones del cálculo se detallan en el anexo 9.

2.6. APLICACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO

Al conseguir la disminución del error en los cuatro pozos analizados usando el modelo matemático con los diferentes factores de corrección establecidos (anexo 9), se aplicó el estudio en pozos que no contaban con información de núcleos.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Para el desarrollo del modelo matemático se seleccionaron cuatro pozos pertenecientes al Campo X: XB-032, XG-061, XG-097 y XH-111; de los cuales se contaba con información de núcleos de la arena Hollín. Además, se cuenta con registros eléctricos triple combo adicionales de cinco pozos: XB-040, XG-063, XG-065, XG-069 y XG-085; en estos se aplicará el modelo matemático.

Para todos los pozos se contó con valores de Kelly bushing para las respectivas correcciones de profundidad.

Los registros eléctricos de pozos pertenecientes a la Cuenca Oriente son de formato .LAS, para que puedan ser analizados en programas especializados de interpretación de registros, para este estudio se utilizó uno de estos.

3.1. EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE POZOS CON DATOS DE NÚCLEOS

Utilizando el programa de interpretación de registros se corrigieron las profundidades de los registros mediante el uso del valor de Kelly bushing. De la misma manera, se cargaron en dicho programa los registros eléctricos de los nueve pozos con información, las curvas disponibles son: gamma ray, resistividad, densidad y porosidad neutrón. Se desarrolló una evaluación de los cuatro pozos que tenían información de núcleos.

Los minerales y propiedades para usar en esta evaluación fueron:

- Illita: su valor de gamma ray debe cambiarse de 150 a 180 debido a que en estudios realizados de la Cuenca Oriente, se han encontrado valores mayores a 150 gAPI.
- Cuarzo: es el principal componente de las arenas.
- Calcita: este mineral es propio de los carbonatos o calizas.
- XWater y XOil: corresponde a la saturación de agua y petróleo en la zona lavada.
- UWater y UOil: por su parte representa las saturaciones de agua y crudo en la zona virgen.

3.1.1. SATURACIÓN DE AGUA EN LA ZONA SOMERA Y PROFUNDA

Para determinar la saturación de agua en la zona somera y profunda, se utilizó la ecuación Indonesian (Poupon y Leveaux, 1971), esto se debe a que en el Campo X de la Cuenca Oriente se cuenta con arenas no tan limpias. Es decir, que tienen un contenido de arcilla a ser considerado como se muestra en la ecuación 1 (ver anexo 5), donde se utilizaron los valores mostrados en la tabla 1 (Anónimo, 2015).

Tabla 1. Valores de las constantes utilizadas por la ecuación 1

Constante de tortuosidad (a)	Exponente de saturación (n)	Exponente de cementación (m)
1	2	2

Los valores de la tabla 1 y la ecuación Indonesian fueron aplicados para el cálculo de la saturación de agua tanto profunda como superficial. La propiedad a ser evaluada para cada caso es la resistividad de agua ligada a las arcillas (R_w).

En el caso de la evaluación en la zona lavada, se debe determinar la resistividad del agua ligada a las arcillas (R_w) usando el valor del filtrado de lodo (R_{MF}), este es determinado en el campo.

Por otro lado, en la evaluación de la zona profunda, la resistividad del agua ligada a las arcillas (R_w) se determina mediante la lectura de su valor en el registro, específicamente en la zona de arcilla inmediata superior a la arena Hollín debido a la gran resistividad que posee (R_D). Este valor fue reemplazado en la ecuación 2 (anexo 5).

Los valores de resistividad están en función de los ambientes de depositación que tuvo cada zona y al ser una ecuación basada en la arcilla, se tomó la porosidad estimada de la illita para ser reemplazada en la ecuación 2; en base a las cuales se ha realizado la modelación por su gran presencia en la Cuenca Oriente. Este valor es $\phi_{illite}=0.105$ para todos los registros (Herron, 1987).

Las curvas del registro triple combo contienen las siguientes curvas:

- Primera pista: registro de gamma ray.
- Segunda pista: registro de resistividad somera (R_s) y profunda (R_D).
- Tercera pista: registro de densidad y porosidad neutrón.

El análisis de las curvas del triple combo de los pozos: XB-032, XG-061, XG-097 y XH-111, permitió determinar la resistividad en la zona profunda (R_D) del registro de esta propiedad. Esto se muestra en las figuras 1, 2, 3 y 4.

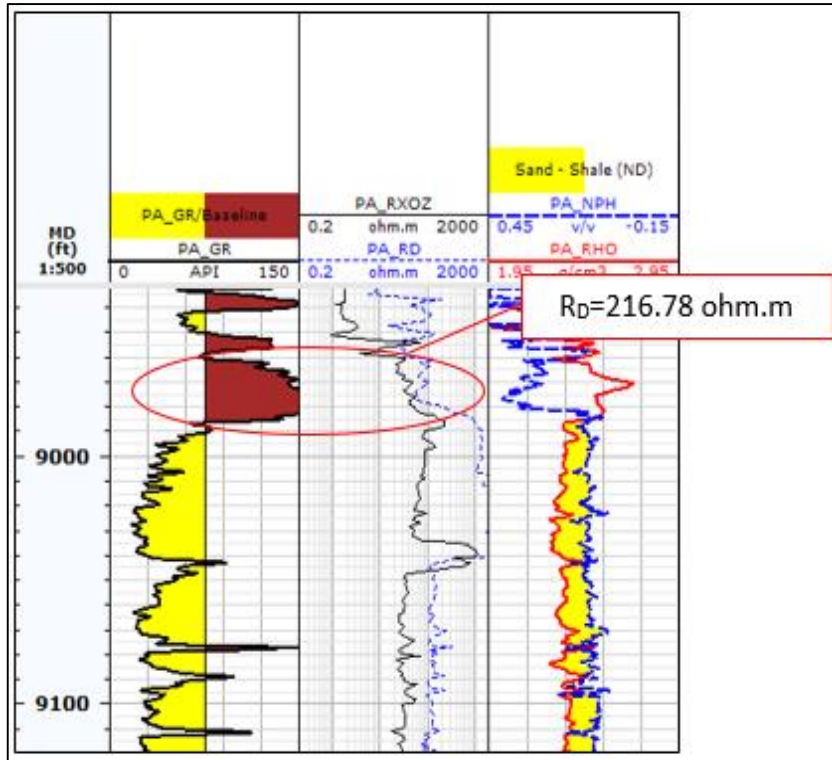


Figura 1. Determinación de la resistividad profunda (R_D) - Pozo XB-032

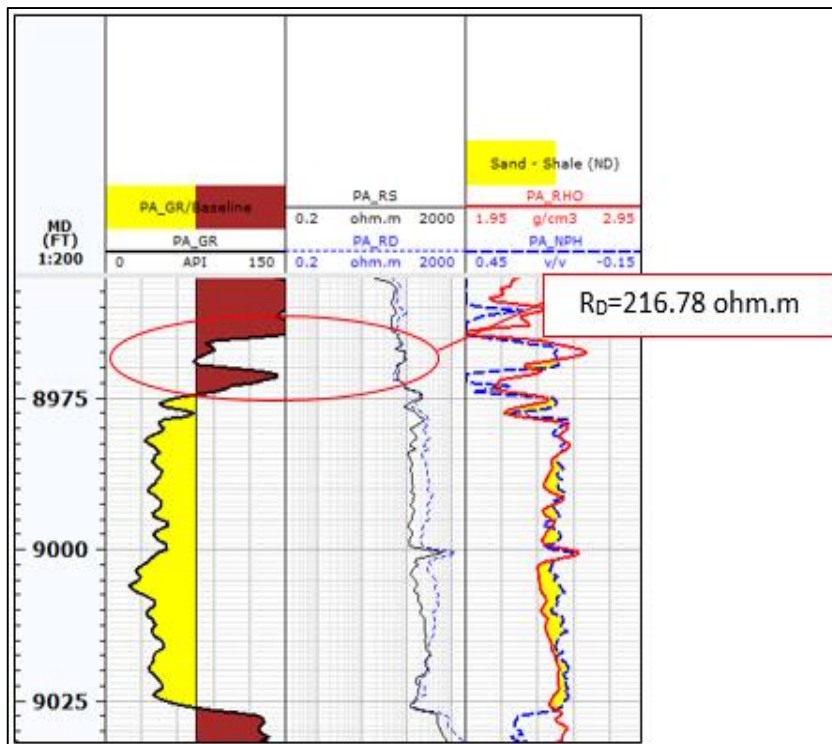


Figura 2. Determinación de la resistividad profunda (R_D) - Pozo XG-061

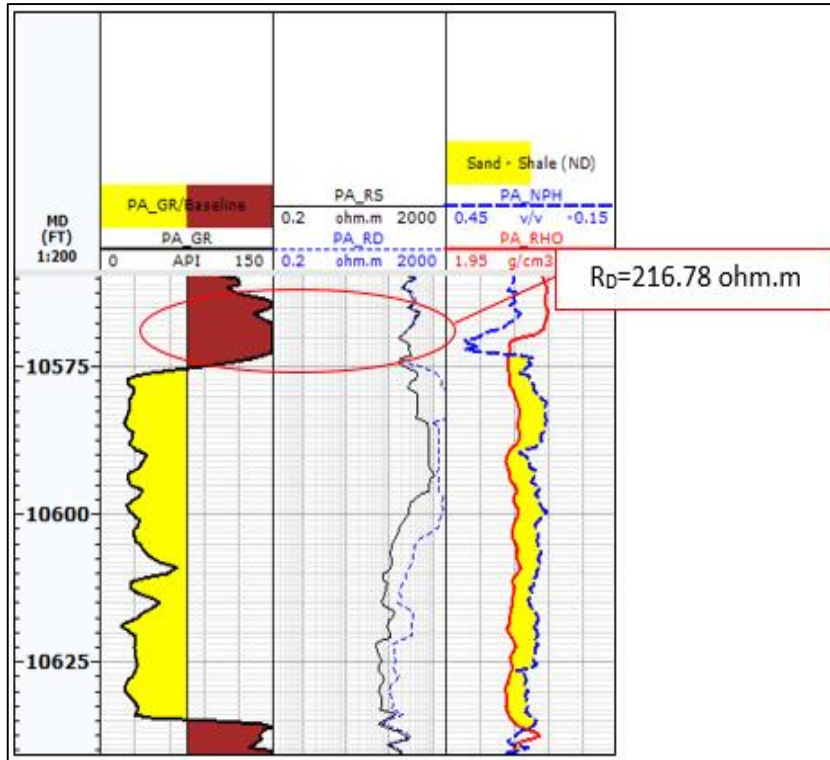


Figura 3. Determinación de la resistividad profunda (R_D) - Pozo XG-097

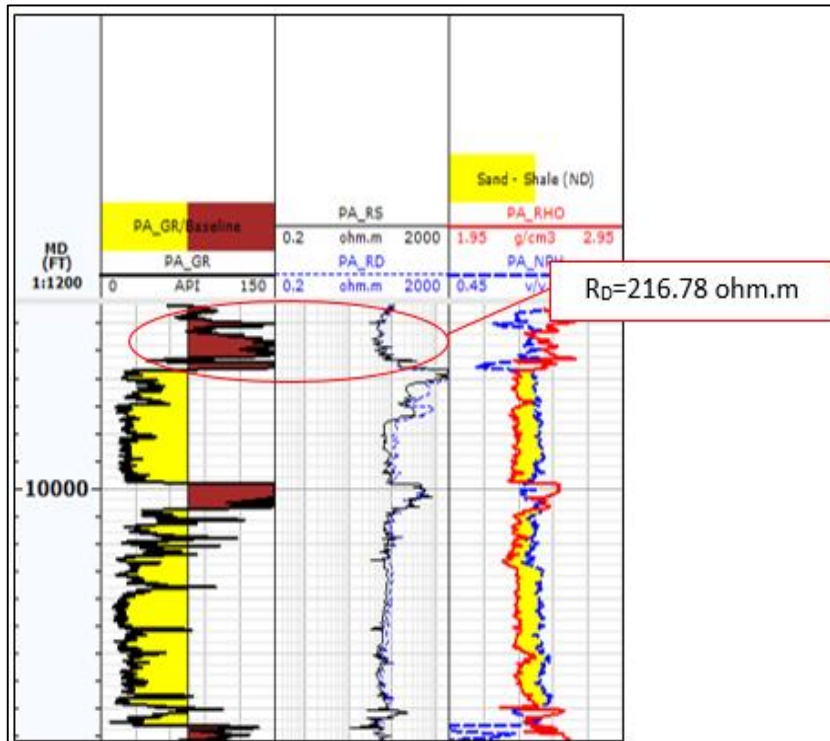


Figura 4. Determinación de la resistividad profunda (R_D) - Pozo XH-111

Mediante el reemplazo de la resistividad profunda (R_D) en la ecuación 2, se obtuvo el valor de $R_{WD}=2.39$ ohm-m que fue utilizado para calcular la saturación de agua (SW_{QE}). Por otro lado, el valor de la resistividad de filtrado de lodo para el cálculo de la saturación de agua en la zona lavada (SXO_{QE}) es 3 ohm-m.

La tabla 2 resume los valores a ser utilizados en el cálculo de cada saturación.

Tabla 2. Valores de las resistividades somera y profunda

Resistividad del filtrado de lodo	Resistividad del agua en la zona profunda
[ohm-m]	[ohm-m]
3	2.39

En las figuras 5, 6, 7 y 8 se presenta la evaluación petrofísica resultante mediante la aplicación de las ecuaciones anteriores, lo cual genera la creación de dos pistas adicionales al registro del programa de interpretación de registros:

- Cuarta pista: representación cuantitativa de minerales y fluidos en la zona no invadida.
- Quinta pista: saturación agua en la zona lavada (SXO_{QE}) y saturación de agua en la zona virgen (SW_{QE}).

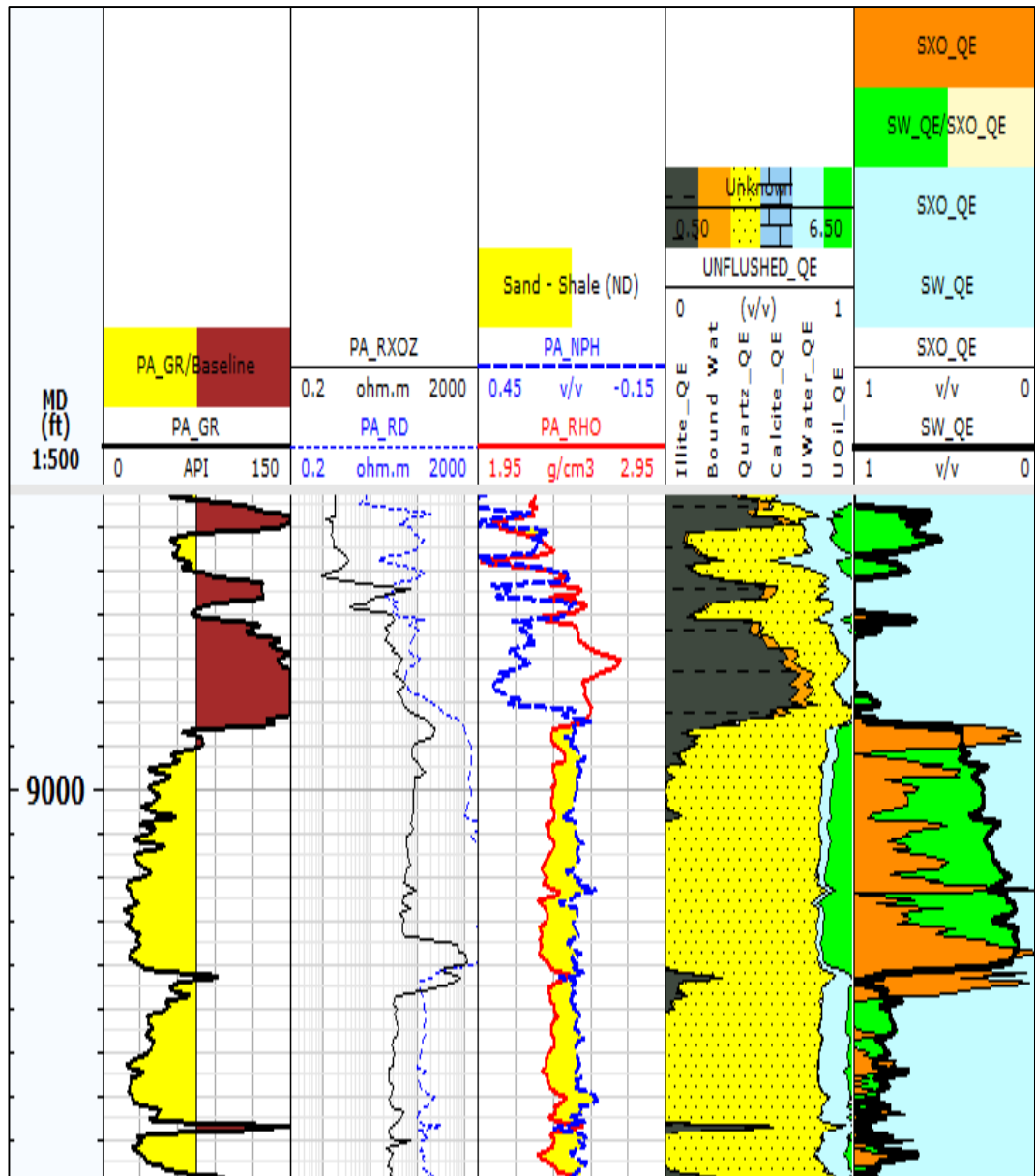


Figura 5. Resultado análisis petrofísico del pozo XB-032

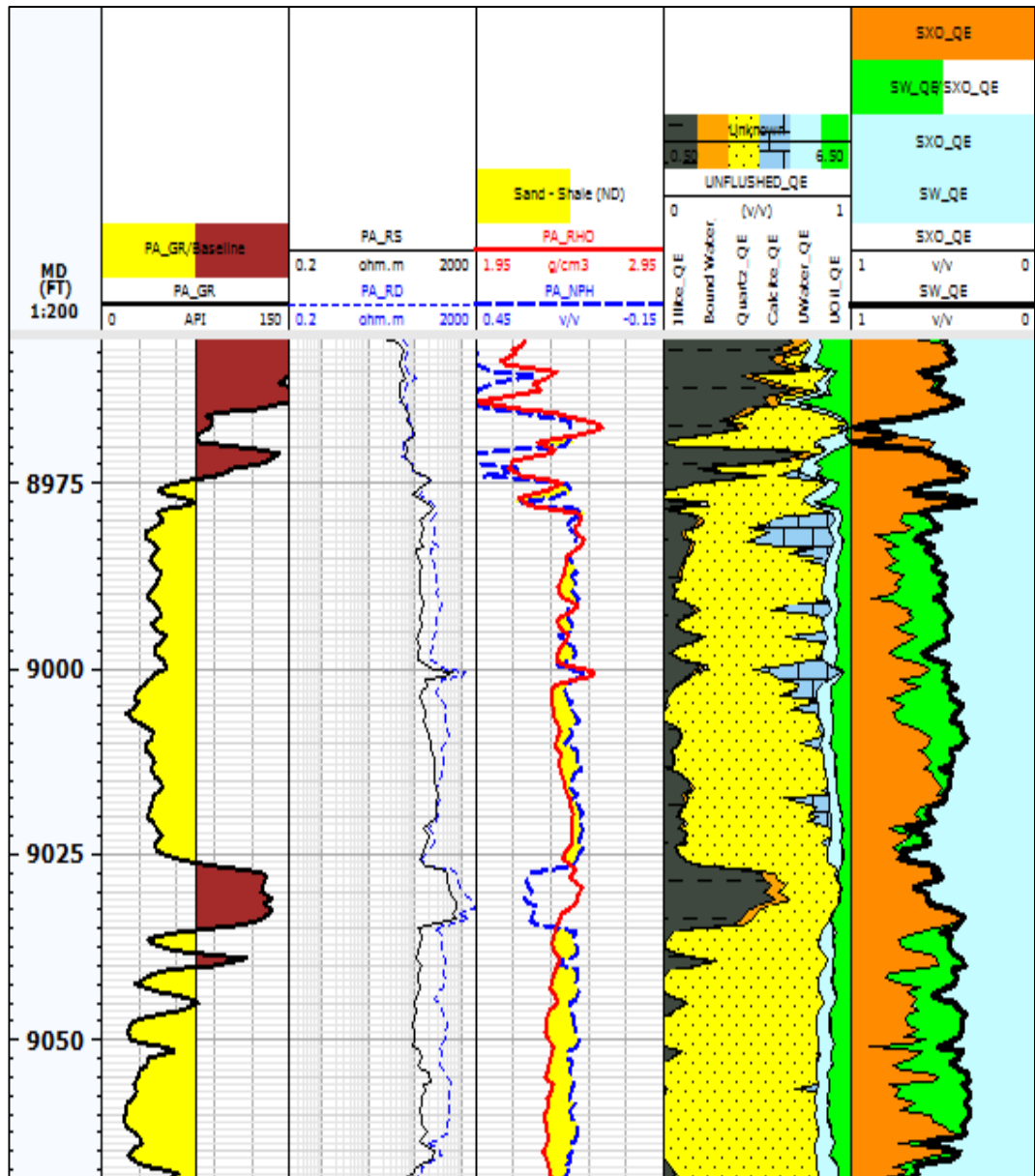


Figura 6. Resultado análisis petrofísico del pozo XG-061

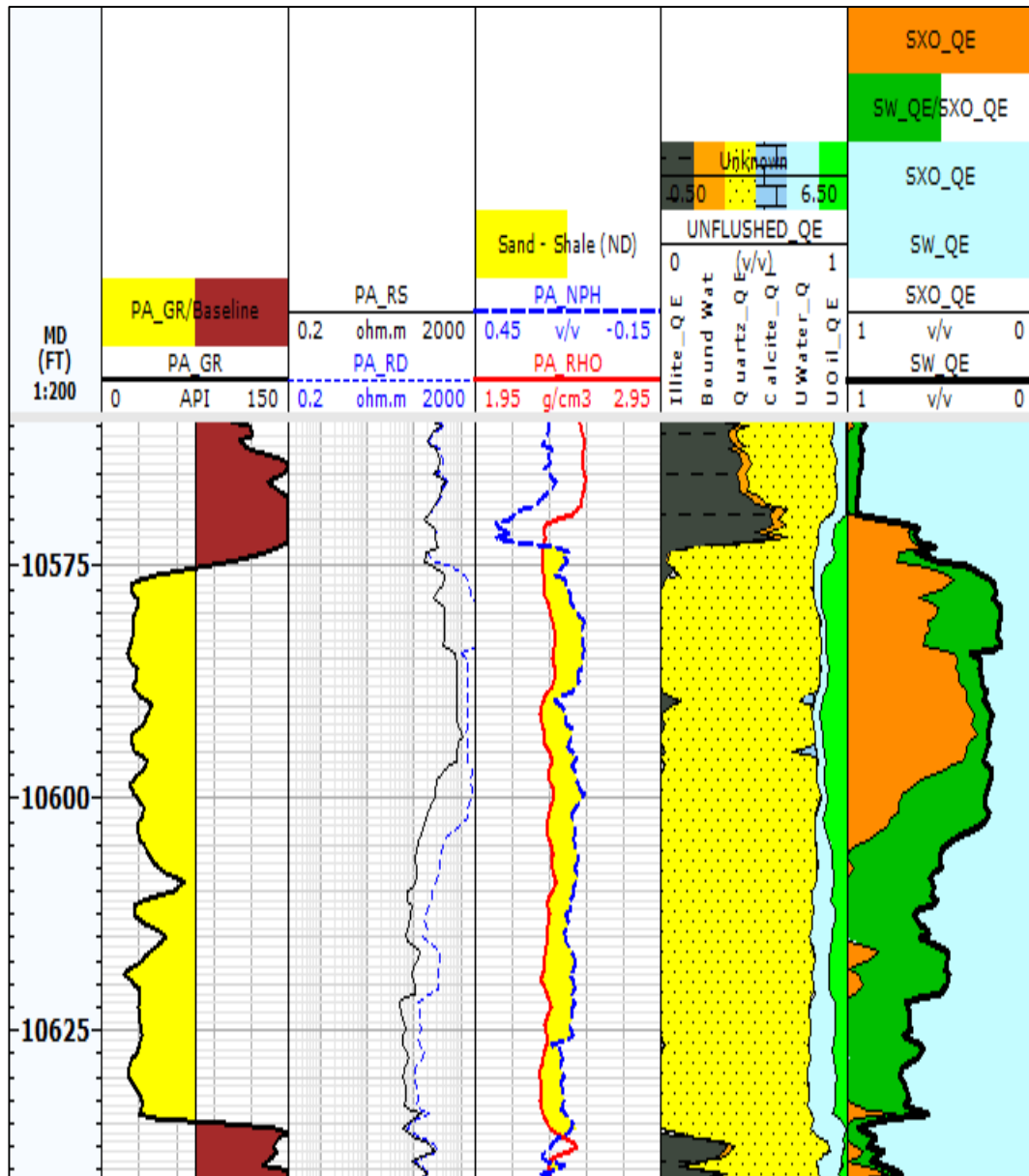


Figura 7. Resultado análisis petrofísico del pozo XG-097

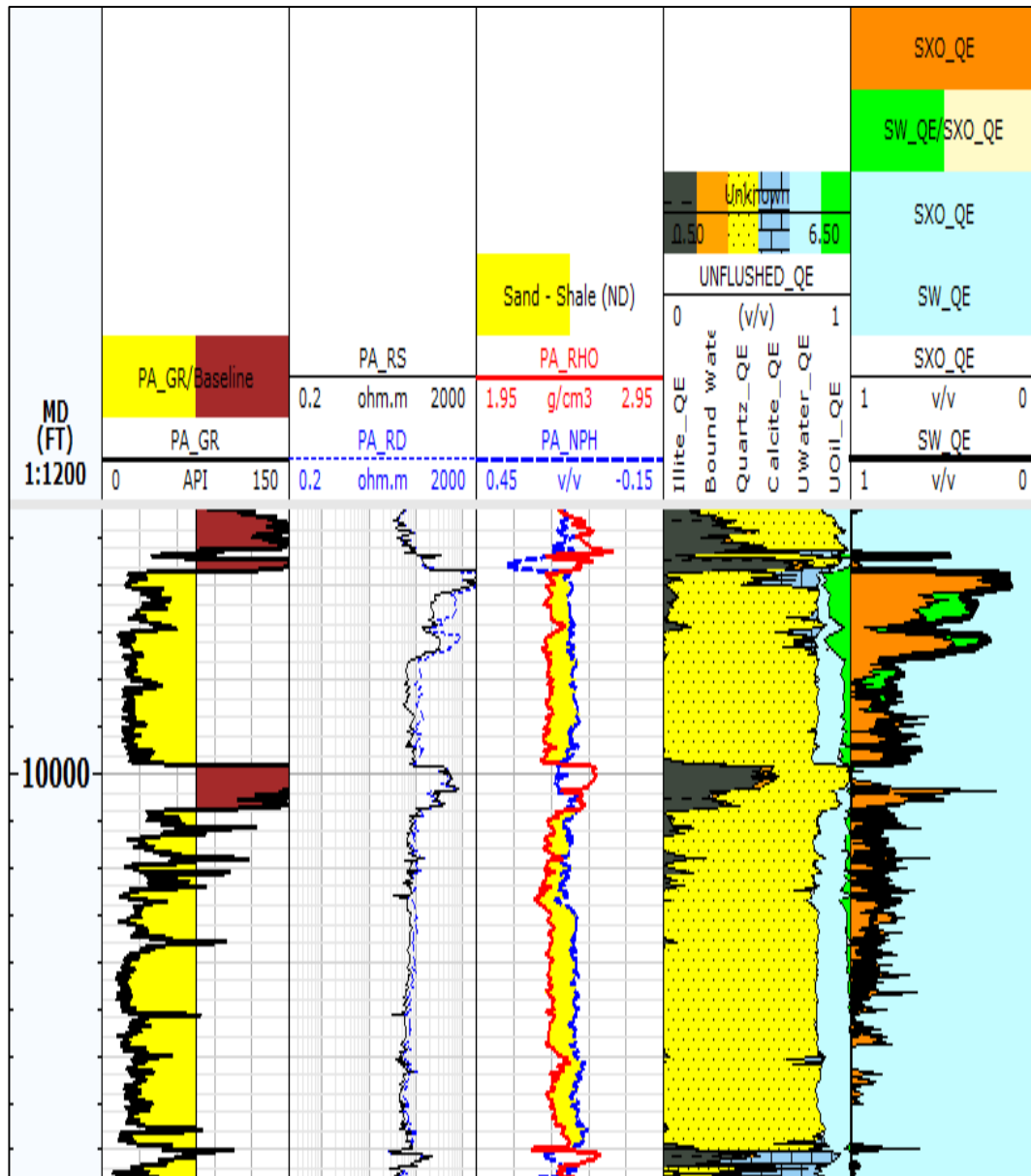


Figura 8. Resultado análisis petrofísico del pozo XH-111

3.2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO

El programa de interpretación de registros utiliza un modelo matemático para el cálculo de la permeabilidad, que a diferencia de otras ecuaciones planteadas toma en cuenta un algoritmo geoquímico (Herron, 1987).

Primero se establece el exponente de los componentes basado en el porcentaje en peso de los minerales con los que se esté modelando, el cual está descrito por la ecuación 3 (anexo 6).

La tabla 3 muestra los factores constantes de cada mineral (Bi) utilizado para los cálculos del porcentaje en peso de cada uno de ellos.

Tabla 3. Constantes para el cálculo del % en peso de minerales en la ecuación 3

Mineral	Illita	Cuarzo	Calcita
	[adimensional]	[adimensional]	[adimensional]
Factor constante	-5.5	0.1	-2

(Herron, 1987)

Seguidamente con este valor se calcula la permeabilidad de una roca saturada de aire, lo que permitirá obtener un dato muy elevado, esto se realiza mediante la ecuación 4; mientras que el cálculo del exponente de permeabilidad a su vez responde a la ecuación 5 y en base a su exponente, la ecuación resultante de permeabilidad de una roca saturada de aire es la ecuación 6.

Conforme a las condicionantes, el programa de interpretación de registros estableció las ecuaciones que deberán ser utilizadas para el cálculo de la permeabilidad.

Si la porosidad de la roca es mayor o igual a 0.001 y su permeabilidad al aire calculada con la ecuación 6 es mayor a 750 mD, se debe usar la ecuación 7; por otro lado, si su porosidad es mayor o igual a 0.001 pero su permeabilidad al aire no es mayor a 750 mD, se debe usar la ecuación 8 (anexo 6)

Si en cualquiera de los casos la permeabilidad calculada no supera los 0.01 mD se debe utilizar dicho valor; sin embargo, si la porosidad de la roca no es mayor o igual a 0.001, se debe utilizar el mismo valor de 0.01 mD (Herron, 1987).

3.2.1. CREACIÓN DE LA CURVA DE PERMEABILIDAD

Usando el modelo matemático del programa de interpretación de registros antes descrito, se obtiene la curva de permeabilidad resultante ubicada en la sexta pista de cada uno de los registros de los cuatro pozos analizados, esta curva es la siguiente:

- **KINT_GEO:** la curva resultante equivale a la permeabilidad calculada mediante las ecuaciones 7 u 8 según las condiciones antes mencionadas.

Por otra parte, también fueron cargados los valores de permeabilidad de núcleos, estos puntos representan en la sexta pista del registro de la siguiente manera:

- **K_Klinkenberg:** corresponde a la información de permeabilidad de núcleos. Estos son los puntos de color vino que se encuentran en la

sexta pista, los cuales fueron analizados por la empresa Core Laboratories, la cual fue encargada de determinar los valores de las propiedades petrofísicas que fueron solicitadas de cada núcleo. Se tomaron núcleos de cada uno de los cuatro pozos, específicamente de la arena Hollín en intervalos seleccionados. Fueron tomados a diferentes presiones para la realización de las pruebas respectivas con el fin de determinar la permeabilidad. Los datos fueron presentados en informes, los cuales a su vez fueron cargados en el programa de interpretación de registros.

En el pozo XB-032 los valores de permeabilidad de análisis de núcleos ingresados en el programa se encuentran en el anexo 1. El registro resultante fue el siguiente:

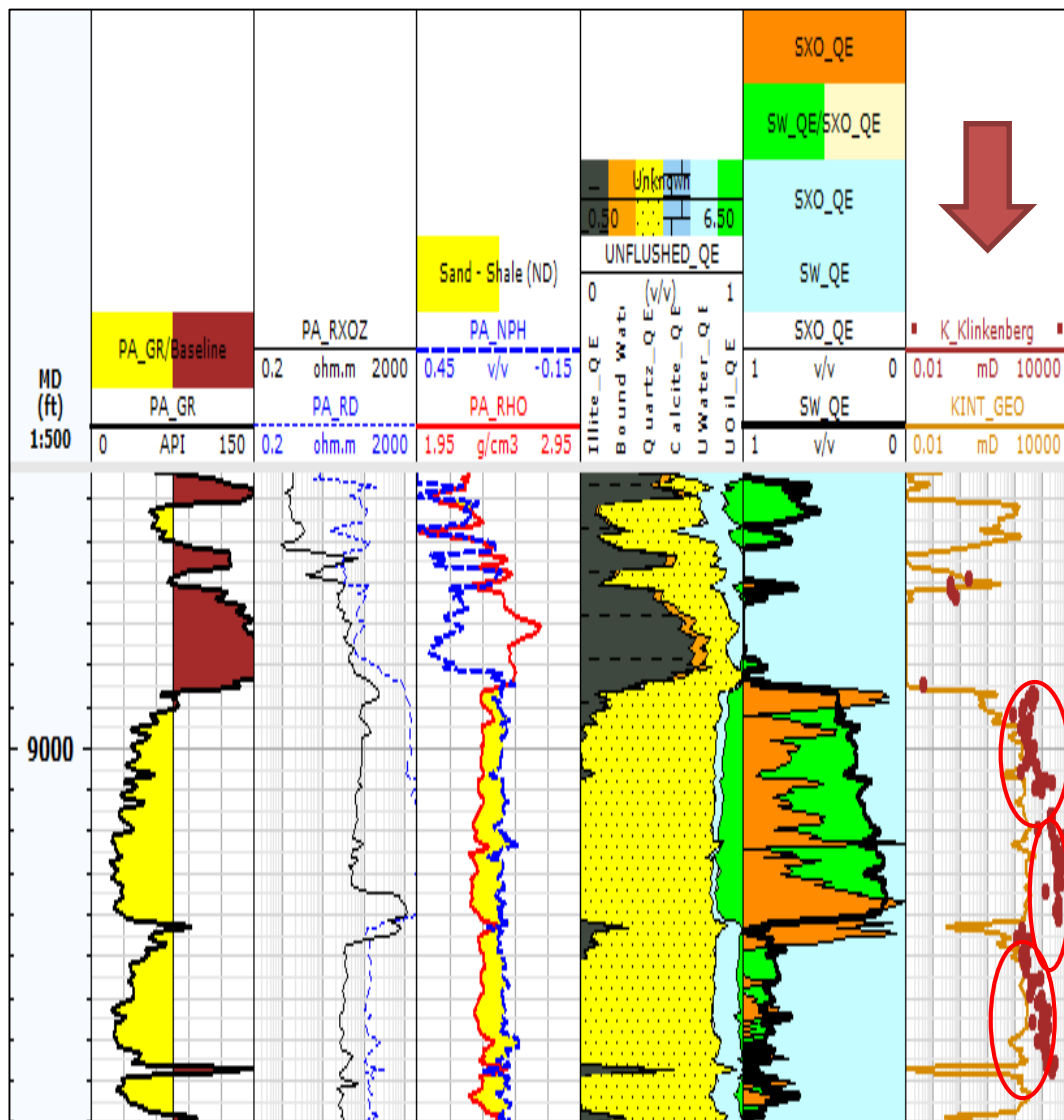


Figura 9. Análisis petrofísico y curva de permeabilidad resultante del pozo XB-032

Para conocer la diferencia entre los valores de permeabilidad obtenidos mediante el análisis de núcleo (K_Klinkenberg) y los resultados de la aplicación del modelo matemático antes descrito (KINT_GEO), se creó un histograma con el programa de interpretación de registros para ambos métodos.

El histograma que se muestra a continuación corresponde a la permeabilidad determinada por el análisis de núcleos, como se puede observar en las permeabilidades entre 1000 a 10000 mD se encuentran las frecuencias más altas comprendidas entre 2.5 a 5.5%. No se puede establecer una frecuencia repetitiva, esto se debe a que los valores de esta propiedad petrofísica están en función de su geología y es algo sobre lo que no tenemos control.

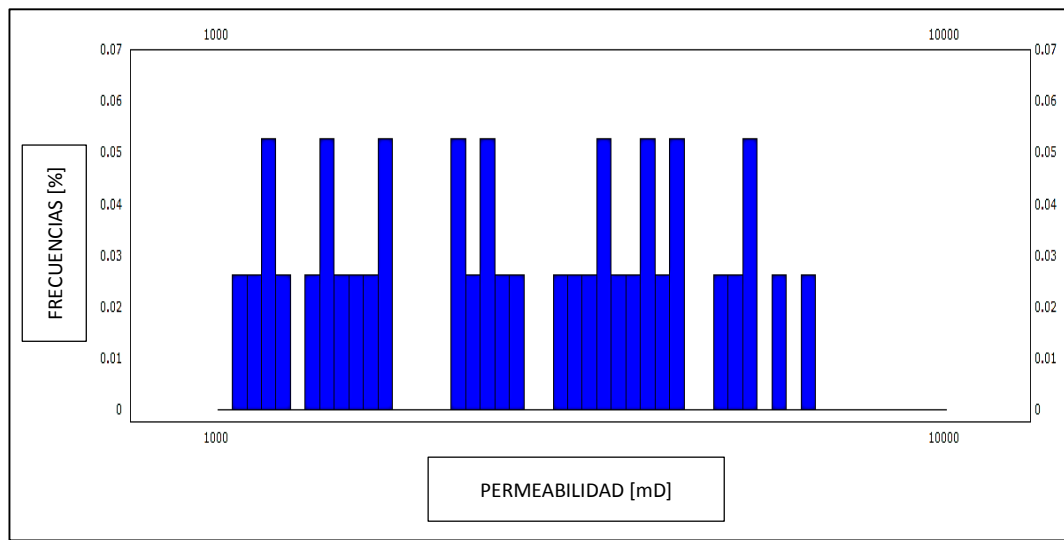


Figura 10. Histograma de permeabilidad a partir de análisis de núcleos - Pozo XB-032

Con el uso de todos los valores del anexo 1, se calculó un promedio aritmético de permeabilidad mediante la ecuación 9 (anexo 7) y el resultado es 1438.23 mD.

También se construyó un histograma (figura 11) de los resultados de la aplicación del modelo matemático inicial propuesto por las ecuaciones 7 y 8. Mediante esta gráfica se determinó que las frecuencias más altas (5-35%), están en un rango de entre 100 y 1000 mD de permeabilidad.

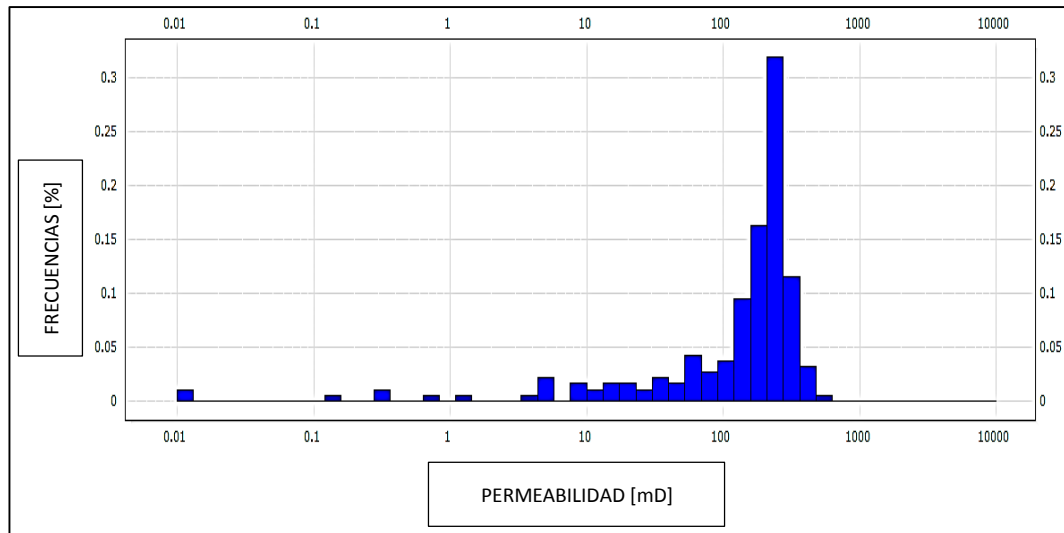


Figura 11. Histograma de permeabilidad usando el modelo matemático inicial - Pozo XB-032

En el caso de las curvas graficadas mediante el uso del modelo matemático inicial del programa de interpretación de registros, los promedios aritméticos fueron calculados con el uso la herramienta estadística del programa en el mismo intervalo de profundidad de las muestras de núcleos (8987-9082 ft) y se obtuvo 180.62 mD.

A partir de los valores antes determinados, se debe calcular un error porcentual comparando los valores estadísticos reales de permeabilidad, es decir, los obtenidos con el análisis de núcleos y los resultados estadísticos obtenidos aplicando el modelo matemático inicial. El error se determinó usando la ecuación 10 (anexo 7). El resultado para este pozo fue tabulado y se muestra en la tabla 4.

Tabla 4. Error porcentual en el modelo matemático inicial – Pozo XB-032

Promedio aritmético		Error
Análisis de núcleos	Modelo matemático inicial	
[mD]	[mD]	[%]
1438.23	180.62	87

Para el pozo XG-061, la información de permeabilidad determinada por el análisis de núcleos se presentan en el anexo 2.

El registro resultante (figura 12) fue el siguiente:

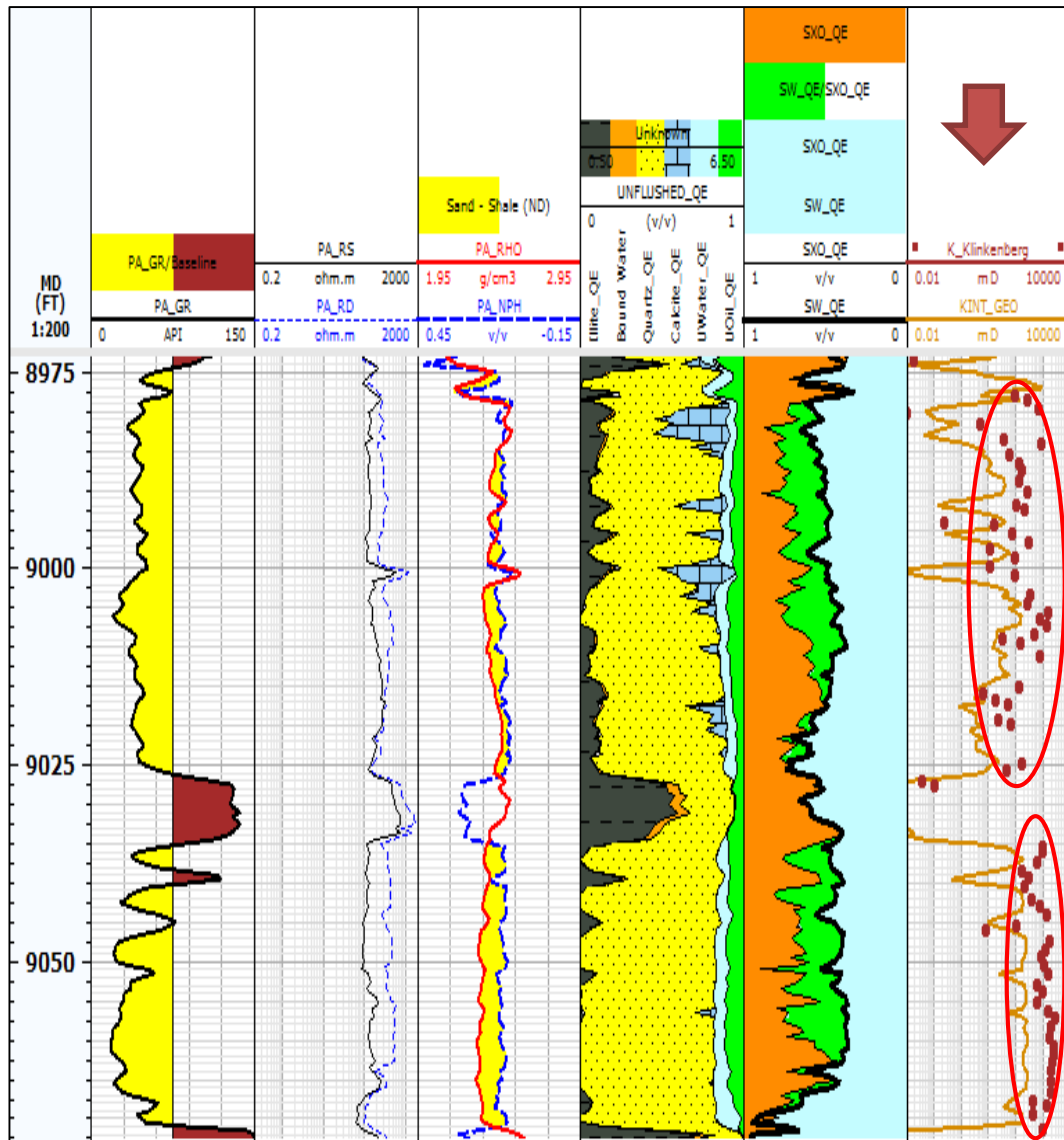


Figura 12. Análisis petrofísico y curva de permeabilidad resultante del pozo XG-061

Siguiendo con el análisis comparativo entre los valores determinados en las curvas de la sexta pista, en este pozo también se pudo identificar las diferencias entre ambas. De la misma manera que en el pozo anterior se creó un histograma, en el cual se observa que los rangos de frecuencia más altos (5-10%) se encuentran en valores comprendidos entre 1000 y 10000 mD (figura 13).

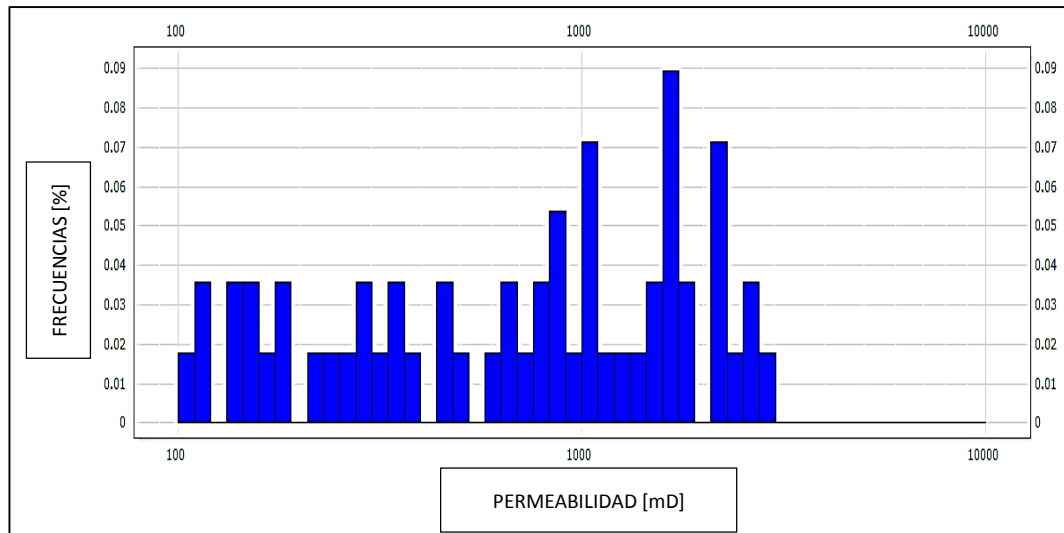


Figura 13. Histograma de permeabilidad a partir de análisis de núcleos - Pozo XG-061

El promedio aritmético de la permeabilidad determinada por análisis de núcleos se efectuó usando la ecuación 9 y su resultado es 714.32 mD.

Por otro parte, el histograma (figura 14) determinado por el programa de interpretación de registros correspondiente a la permeabilidad determinada por el modelo matemático, muestra que las frecuencias más altas (5-20%) se encuentran en valores entre 100 y 1000 mD.

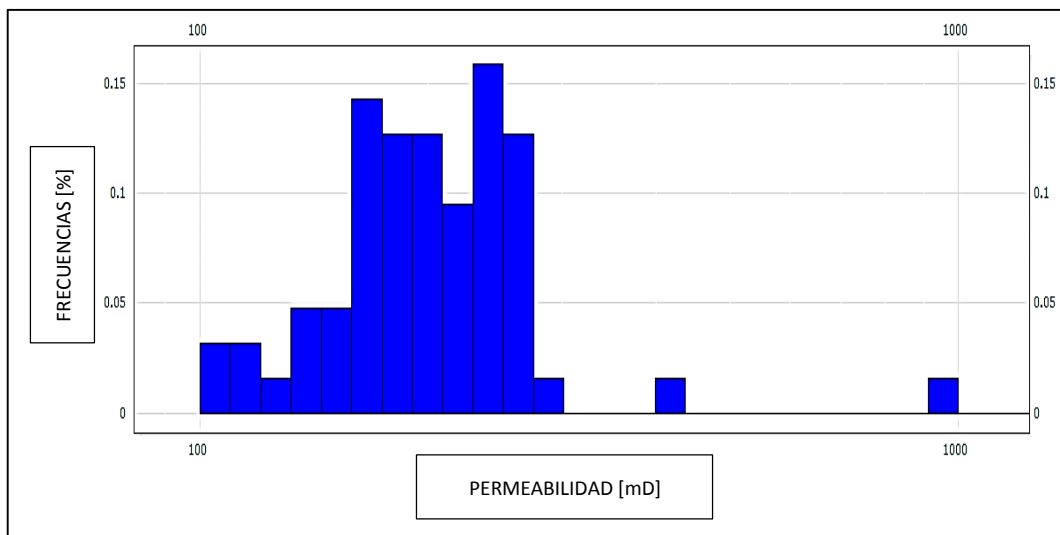


Figura 14. Histograma de permeabilidad usando el modelo matemático inicial - Pozo XG-061

El promedio aritmético de este caso tomó como referencia la profundidad del análisis de núcleos (8973-9080 ft), obteniendo 73.06 mD. Usando la ecuación 10, el error del promedio aritmético del modelo matemático analizado

inicialmente, comparado con el valor determinado en el análisis de núcleos se muestra en la tabla 5.

Tabla 5. Error porcentual en el modelo matemático inicial - Pozo XG-061

Promedio aritmético		Error
Análisis de núcleos	Modelo matemático inicial	
[mD]	[mD]	[%]
714.32	73.06	90

Para el pozo XG-097, los valores de permeabilidad determinados por el análisis de núcleos se muestran en el anexo 3. Las curvas de permeabilidad resultantes fueron las siguientes:

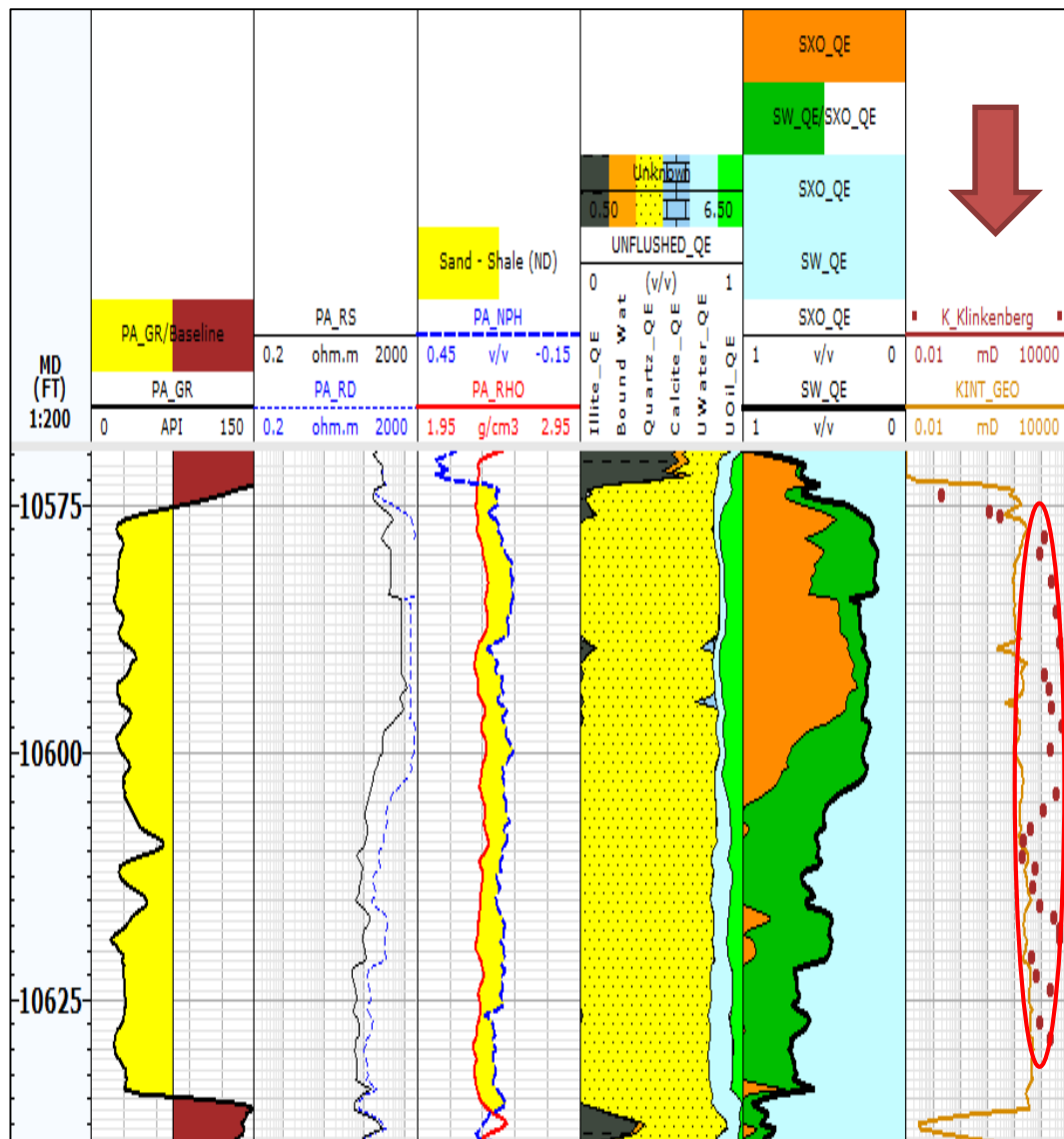


Figura 15. Análisis petrofísico y curva de permeabilidad resultante del pozo XG-097

Para determinar las diferencias, primero se muestra el histograma (figura 16) de la permeabilidad establecida por laboratorio en el análisis de núcleos. Los rangos de frecuencias más altas (7-13%) se encuentran en permeabilidades de 1000 a 10000 mD.

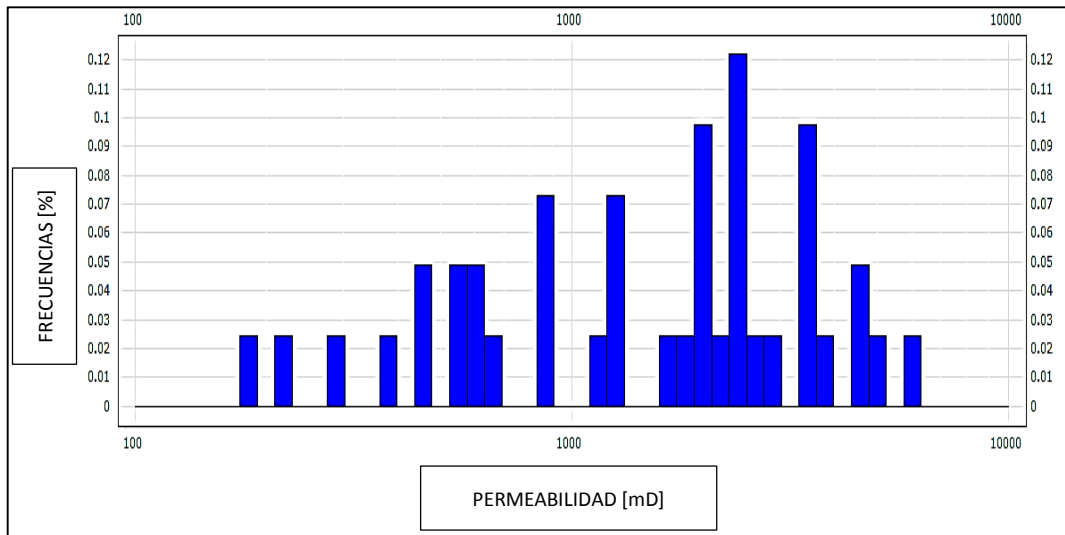


Figura 16. Histograma de permeabilidad a partir de análisis de núcleos - Pozo XG-097

Reemplazando los valores del anexo 3 en la ecuación 9 se obtuvo un promedio aritmético de 1700.12 mD.

El histograma (figura 17) resultante usando los valores del modelo matemático por su parte muestra, que las frecuencias más altas (5-9%) se encuentran en valores entre 100 y 1000 mD, distando de las permeabilidades determinadas por análisis de núcleos.

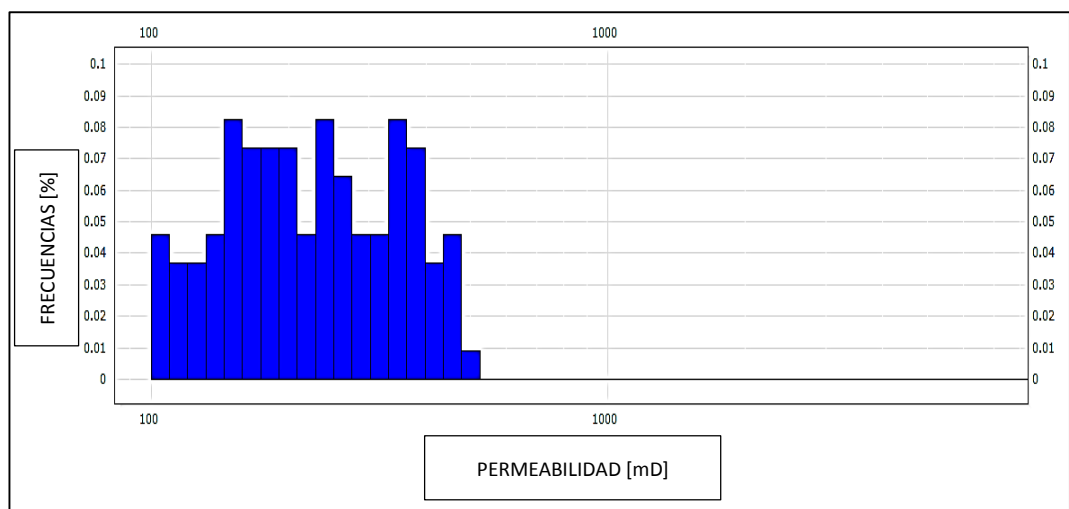


Figura 17. Histograma de permeabilidad usando el modelo matemático inicial - Pozo XG-097

El promedio aritmético se determinó en el mismo intervalo de profundidad que en el de análisis de núcleos (10575 – 10634 ft), teniendo un valor de 218.97 mD. Con base a los valores determinados, el error porcentual con la ecuación 10 se detalla en la tabla 6.

Tabla 6. Error porcentual en el modelo matemático inicial - Pozo XG-097

Promedio aritmético		Error
Análisis de núcleos	Modelo matemático inicial	
[mD]	[mD]	[%]
1700.12	218.97	87

Para el pozo XH-111 los valores de permeabilidad determinados por el análisis de núcleos se muestran en el anexo 4. El análisis resultante (figura 18) se muestra a continuación:

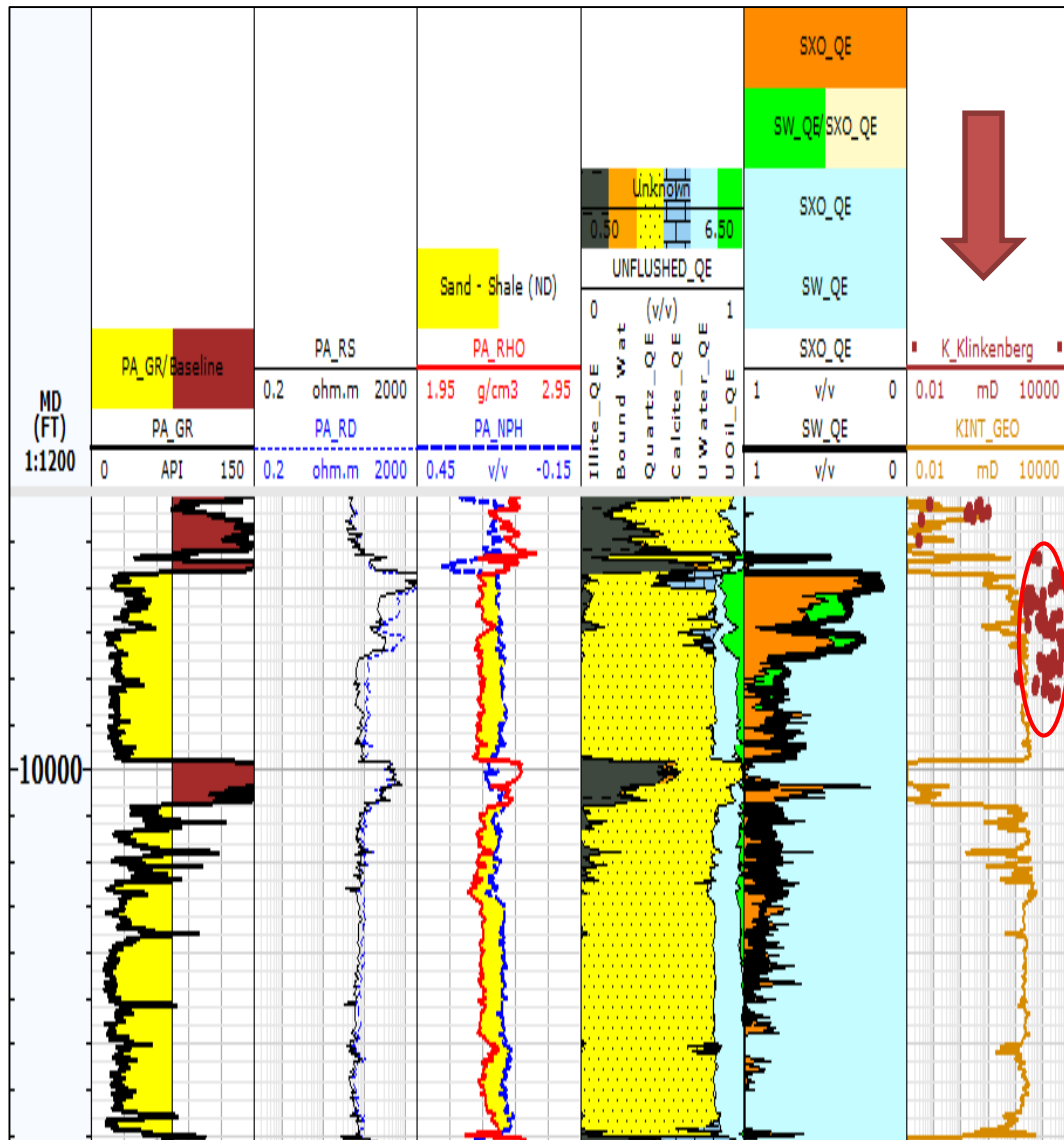


Figura 18. Análisis petrofísico y curva de permeabilidad resultante del pozo XH-111

A partir de la gráfica anterior, se realizó el mismo procedimiento que en los pozos anteriores. En el histograma perteneciente a este pozo (figura 19) se puede identificar que las frecuencias más altas (3-8%), se encuentran en valores entre 1000 y 10000 mD, distando de las permeabilidades determinadas por análisis de núcleos.

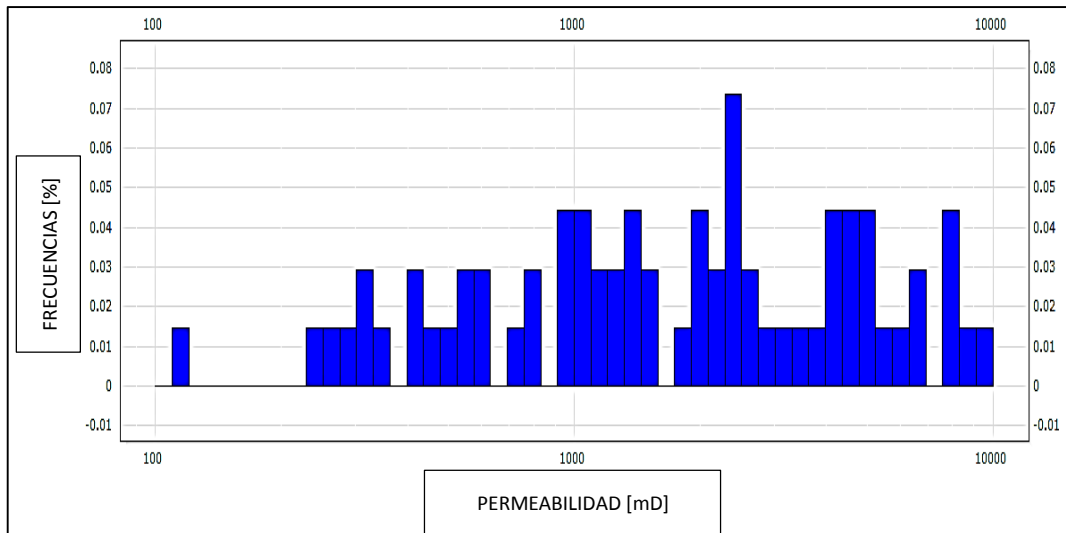


Figura 19. Histograma de permeabilidad a partir de análisis de núcleos - Pozo XH-111

El promedio aritmético se realizó reemplazando los valores de permeabilidad del anexo 4 en la ecuación 9 y su resultado es 2628.86 mD.

Por otro lado, el histograma perteneciente a la permeabilidad calculada mediante el modelo matemático analizado (figura 20), determina que las frecuencias más altas (5-20%) se encuentran en valores entre 100 y 1000 mD, distando de las permeabilidades determinadas por análisis de núcleos.

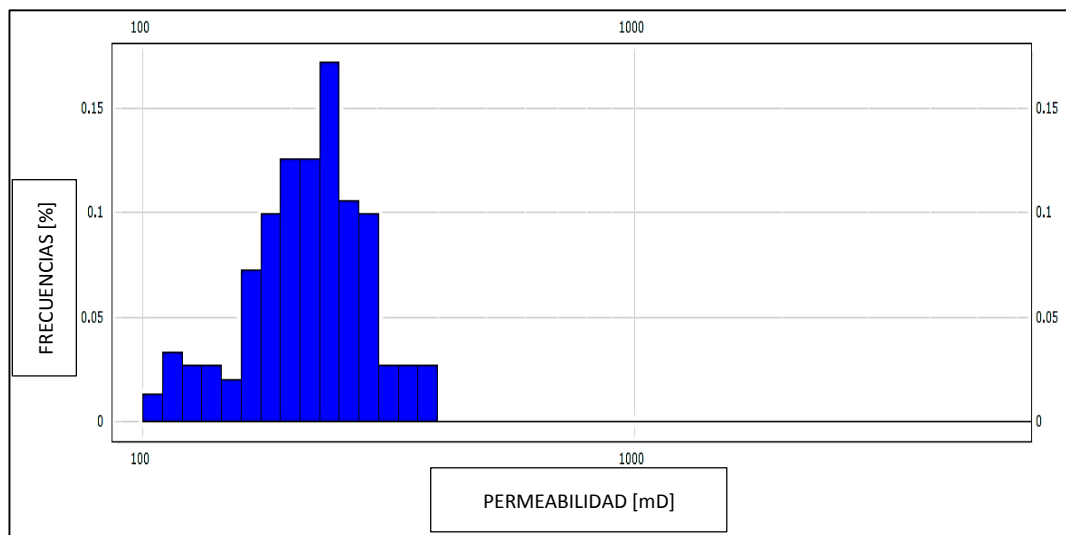


Figura 20. Histograma de permeabilidad usando el modelo matemático inicial - Pozo XG-097

El promedio aritmético se obtuvo de una profundidad de referencia igual a la de la toma de núcleos (9893 – 9993 ft), obteniendo 178.33 mD.

Finalmente se determinó en error con la ecuación 10, la tabla 7 contiene dicho resultado.

Tabla 7. Error porcentuales en el modelo matemático inicial - Pozo XG-111

Promedio aritmético		Error
Análisis de núcleos	Modelo matemático inicial	
[mD]	[mD]	[%]
2628.86	178.33	93

3.3. DISEÑO DEL MODELO MATEMÁTICO

Como se puede observar en las tablas 4, 5, 6 y 7; a pesar de ser un modelo matemático completo, los valores calculados de permeabilidad (KINT_GEO) no alcanzan a los valores de permeabilidad de núcleos (K_Klinkenberg), es decir, entre ambos valores hay diferencias considerables y errores. Es por esta razón, que se propone aplicar el mismo modelo matemático utilizado por el programa de interpretación de registros con la diferencia de aplicar un factor de corrección, para que la permeabilidad calculada se ajuste a la de núcleos que se considera como los valores reales de cada pozo. Para este fin se debe realizar ensayos de prueba y error hasta lograr que ambas curvas coincidan. El modelo matemático planteado para el cálculo de permeabilidad, se basa en las ecuaciones antes vistas que son las ecuaciones 11 y 12 (anexo 8).

3.3.1. FACTOR DE CORRECCIÓN POZO XB-032

Para poder determinar los factores de corrección de la curva de permeabilidad propuestos, se efectuaron ensayos de prueba y error hasta que la curva de permeabilidad calculada coincidiera con los puntos hallados por el análisis de núcleos.

En la corrección de la curva de permeabilidad se determinó que el factor de corrección (N_P) es 8 en este pozo. En la figura 21 se presentan la curva de permeabilidad inicialmente calculada (KINT_GEO) y la permeabilidad determinada con el factor de corrección para equiparar a los valores determinados por el análisis de núcleos (KINT_CORRECTED).

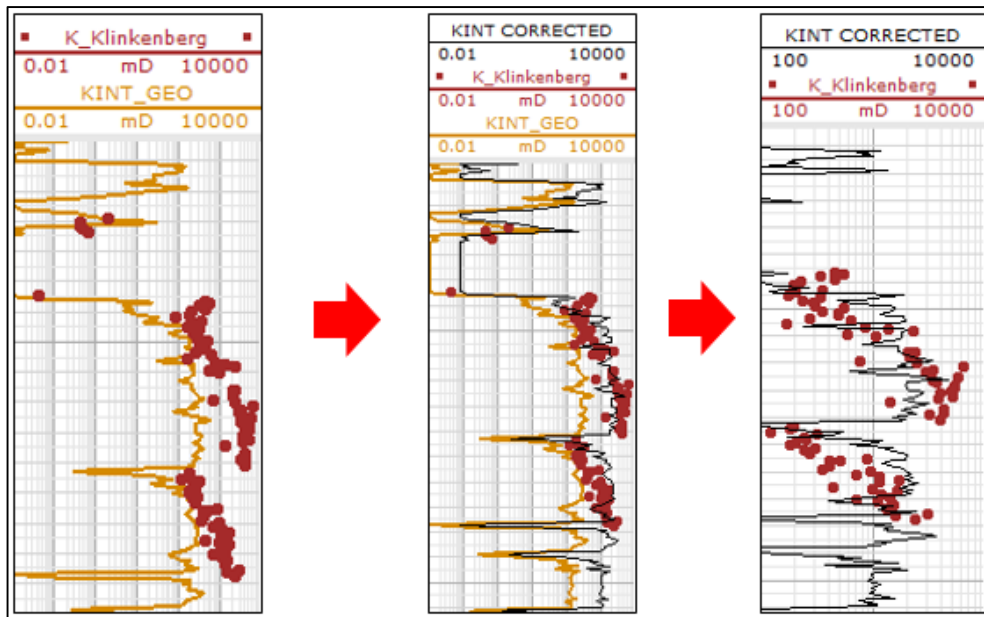


Figura 21. Corrección de curva de permeabilidad - Pozo XB-032

Como se puede verificar en la figura 21, la curva corregida de la permeabilidad (KINT_CORRECTED) iguala a los puntos de información de núcleos. Para dar validez al uso de las ecuaciones 11 y 12 propuestas, se creó un histograma (figura 22) en el cual se puede determinar que las frecuencias más altas (5-13%) se encuentran de 1000 a 10000 Md.

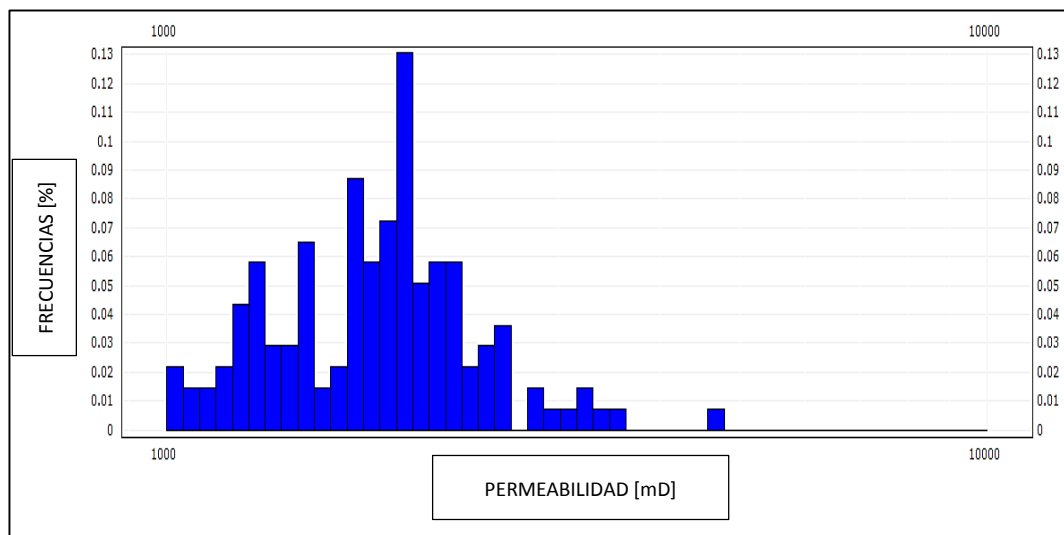


Figura 22. Histograma de permeabilidad usando el modelo matemático propuesto – Pozo XB-032

El promedio aritmético fue desarrollado por el programa de interpretación de registros a la misma profundidad de referencia (8987 – 9082 ft), obteniendo 1438.23 mD de resultado.

A continuación, se calculó el error porcentual, comparando el promedio aritmético determinado por el modelo matemático propuesto con la información de núcleos considerados como los resultados reales de permeabilidad. Para este fin se usó la ecuación 10 y el resultado se señala en la tabla 8.

Tabla 8. Error porcentual en el modelo matemático propuesto - Pozo XB-032

Promedio aritmético		Error
Análisis de núcleos	Modelo matemático propuesto	
[mD]	[mD]	[%]
1438.23	1444.95	0.47

3.3.2. FACTOR DE CORRECCIÓN POZO XG-061

Para determinar el factor de corrección (N_P) de este pozo se siguió el mismo procedimiento, realizando ensayos de prueba y error. En este pozo perteneciente al wellpad G, se encontró un valor de 10 para poder corregir la curva de permeabilidad calculada. La figura 23 muestra el cambio de la curva a partir de dicho factor.

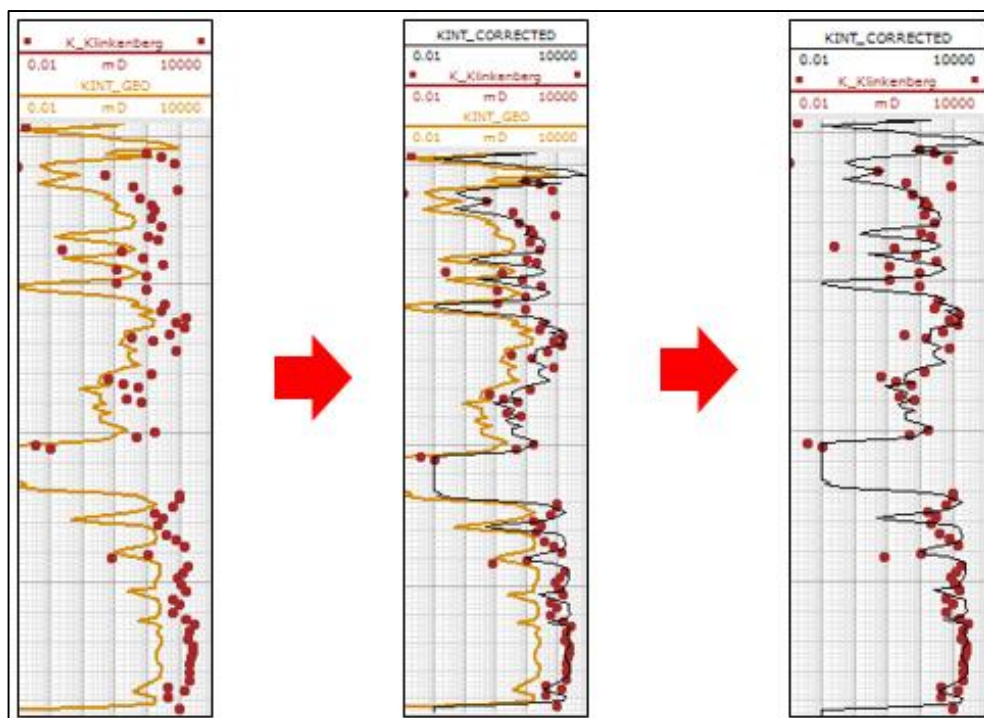


Figura 23. Corrección de curva de permeabilidad - Pozo XG-061

En el siguiente histograma se verifica que los valores determinados mediante el modelo matemático, muestran que las frecuencias más altas (4-9%) se

encuentran en valores entre 1000 y 10000 mD, distando de las permeabilidades determinadas por análisis de núcleos (figura 24).

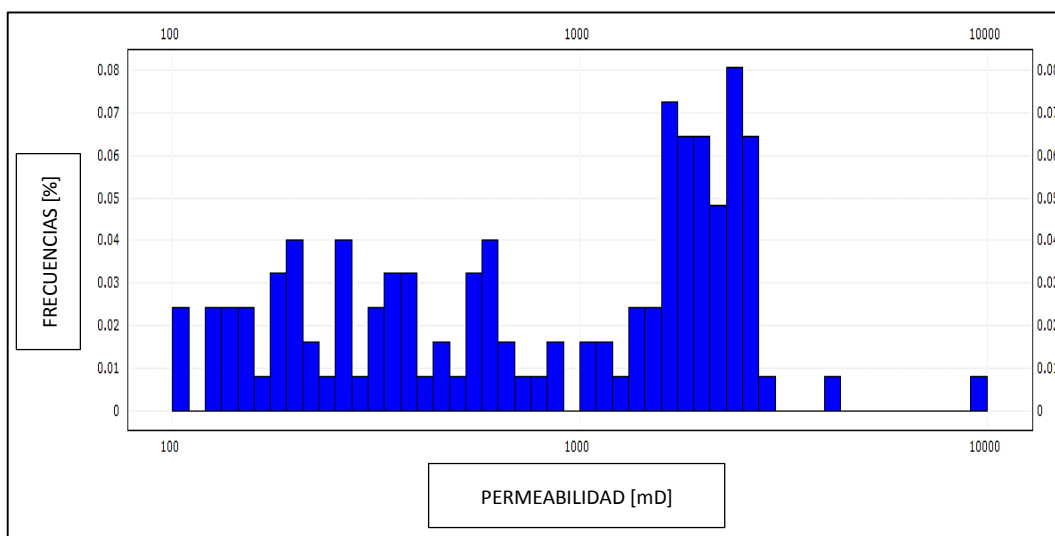


Figura 24. Histograma de permeabilidad usando el modelo matemático propuesto – Pozo XG-061

El promedio aritmético mediante este método de cálculo de permeabilidad tomó en cuenta la misma profundidad de referencia a la cual fueron extraídos los núcleos (8973 - 9080 ft) y su resultado es 730.63 mD.

Para el cálculo del error se usó el promedio aritmético perteneciente a la información de núcleos de este pozo y fue comparado con el valor del modelo matemático propuesto, aplicando la ecuación 10. El resultado se muestra en la tabla 9.

Tabla 9. Error porcentual en el modelo matemático propuesto - Pozo XB-061

Promedio aritmético		Error
Análisis de núcleos	Modelo matemático propuesto	
[mD]	[mD]	[%]
714.32	730.63	2.28

3.3.3. FACTOR DE CORRECCIÓN POZO XG-097

En el ensayo de prueba y error de este pozo se determinó que el factor de corrección (N_p) es 8. En la figura 25 se muestra la curva resultante de permeabilidad para este pozo.

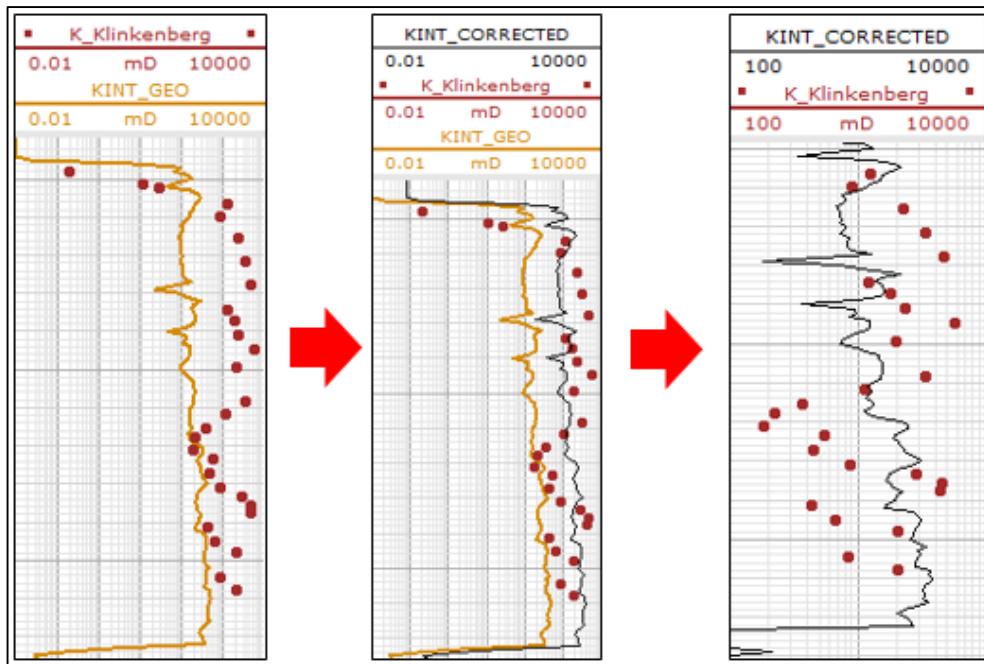


Figura 25. Corrección de curva de permeabilidad - Pozo XG-097

El siguiente histograma muestra que las frecuencias más altas (5-9%) se generan en valores de 1000 a 10000 Md.

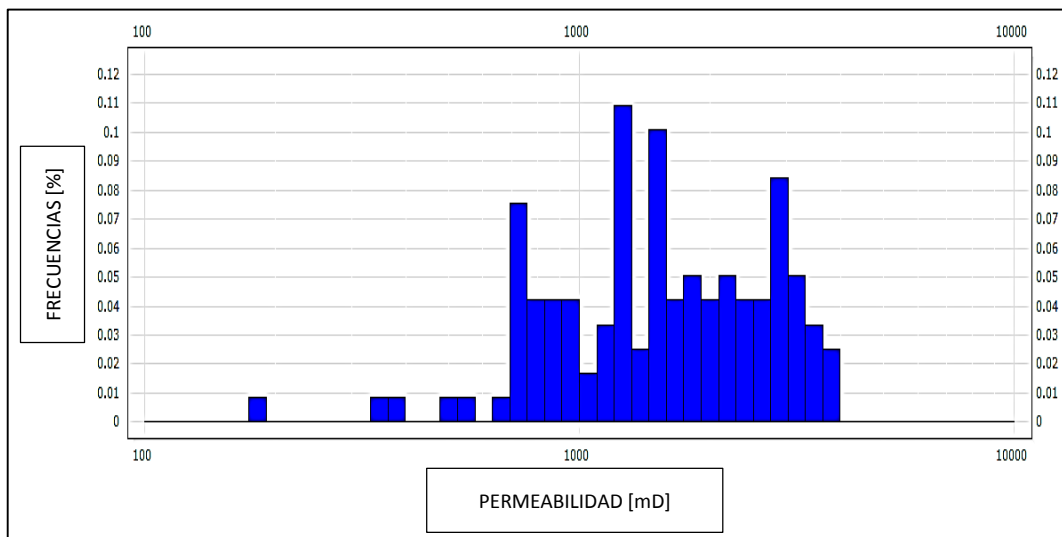


Figura 26. Histograma de permeabilidad usando el modelo matemático propuesto – Pozo XG-097

Por su parte, la profundidad de referencia de este pozo se tomó a la misma de la toma de núcleos (10575 – 10634 ft) para el cálculo del promedio aritmético de permeabilidad y su resultado es 1751.76 mD.

Para este pozo se usó el promedio aritmético correspondiente al análisis de núcleos y el valor generado mediante el modelo matemático propuesto. Al igual que los otros pozos se determinó el error porcentual (tabla 10).

Tabla 10. Error porcentual en el modelo matemático propuesto - Pozo XG-097

Promedio aritmético		Error
Análisis de núcleos	Modelo matemático propuesto	
[mD]	[mD]	[%]
1700.12	1751.76	3

3.3.4. FACTOR DE CORRECCIÓN POZO XH-111

Tomando en cuenta el último pozo que se tiene información de núcleos mediante el mismo ensayo que se ha realizado con los anteriores, se estableció que el factor de corrección es 15.

La figura 27 muestra la curva de permeabilidad resultante aplicando el modelo matemático propuesto.

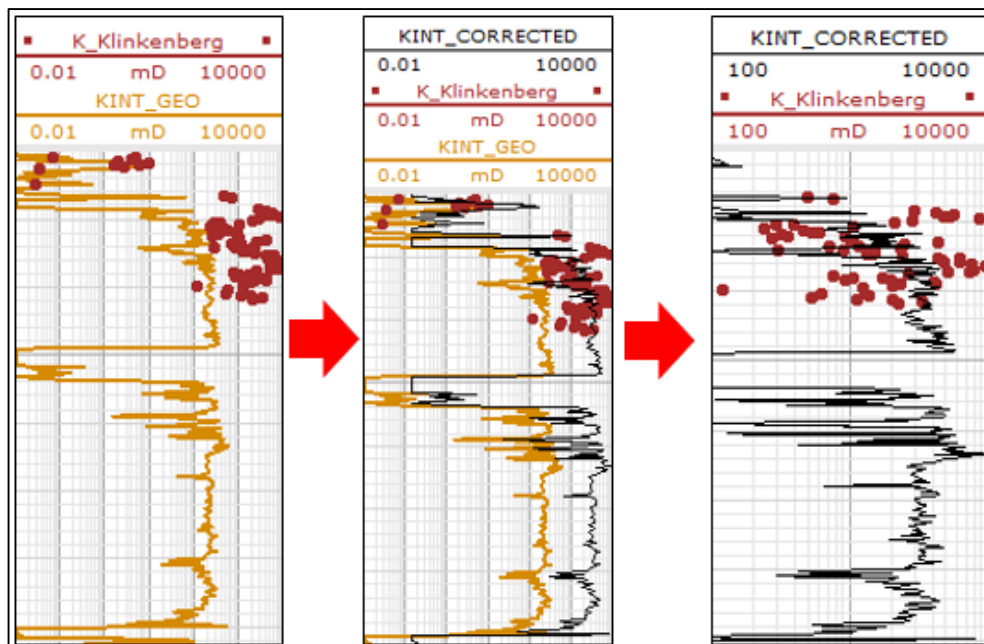


Figura 27. Corrección de curva de permeabilidad - Pozo XH-111

El siguiente histograma resultado de la aplicación del modelo matemático propuesto, muestra que las frecuencias más altas se encuentran en permeabilidades de 1000 a 10000 mD (figura 28).

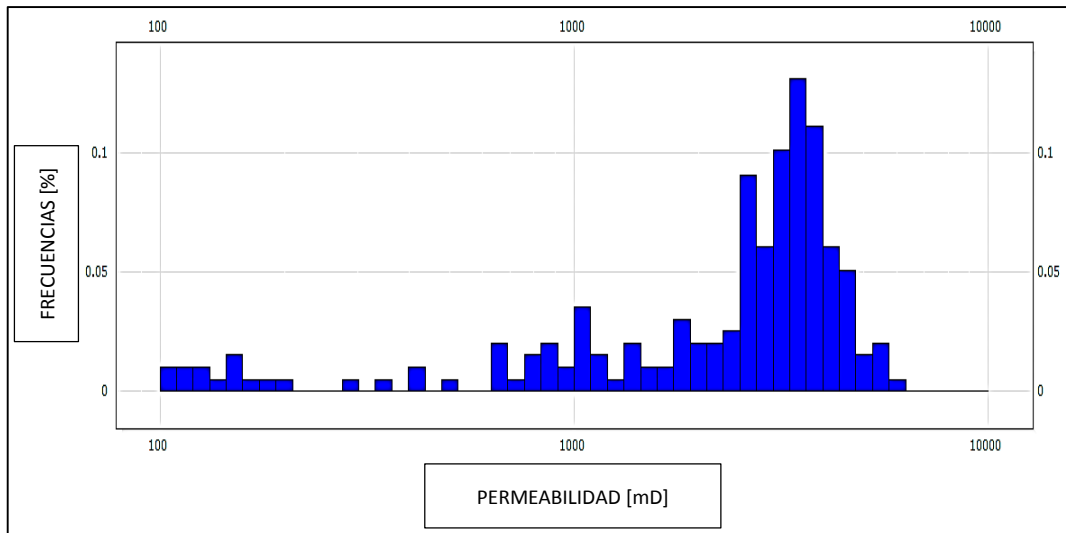


Figura 28. Histograma de permeabilidad usando el modelo matemático propuesto – Pozo XH-111

El promedio aritmético fue tomado en la misma profundidad de referencia de los núcleos (9893 – 9993 ft), obteniendo como resultado 2674.98 mD.

El promedio aritmético del análisis de núcleos se comparó con el valor que se obtuvo aplicando el modelo matemático, con el fin de determinar el error mediante la ecuación 10 (tabla 11).

Tabla 11. Error porcentual en el modelo matemático propuesto - Pozo XH-111

Promedio aritmético		Error
Análisis de núcleos	Modelo matemático propuesto	
[mD]	[mD]	[%]
2628.86	2674.98	1.75

3.3.5. FACTOR DE CORRECCIÓN POZOS DE DIFERENTES WELLPADS

Al no contar con información adicional de núcleos, el establecer un factor aplicable para el campo es necesario. En base a los factores encontrados en los tres wellpads que se tiene disponible, se puede llegar a este fin mediante la aplicación de un promedio aritmético, el cual está dado por la ecuación 13.

Reemplazando los valores en la ecuación 13 (anexo 9) y resolviendo se tuvo el siguiente resultado:

$$N = \frac{N_{XB-032} + N_{XG-061} + N_{XG-097} + N_{XH-111}}{n}$$

$$N = \frac{8+10+8+15}{4}$$

$$N = 10.25$$

Este valor es aplicable para todo el campo; sin embargo, los factores existentes para cada wellpad deben ser usados en los pozos que pertenezcan a los mismos. Al conocer que se tiene wellpads B, G y H, se puede inferir que existen también otros más, en los cuales se debe utilizar el resultado del promedio aritmético.

3.3.6. MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO

Al encontrar errores pequeños en las curvas de permeabilidad al ajustarlas a los puntos de análisis de núcleos en los cuatro pozos, se pudo determinar el modelo matemático a ser utilizado. Este se basa en el modelo de Herron y en el programa de interpretación de registros. El cálculo de la permeabilidad del aire será el mismo descrito por la ecuación 6.

En base a este parámetro y siguiendo las condicionantes del programa de interpretación de registros, se determinó que las ecuaciones a usar son las siguientes:

- Si la porosidad de la roca es mayor o igual a 0.001 y su permeabilidad con aire calculada con la ecuación 6 es mayor a 750 mD, se debe usar la ecuación 14 (anexo 9).
- Si la porosidad de la roca es mayor o igual a 0.001, pero su permeabilidad con aire no es mayor a 750 mD, se debe usar la ecuación 15 (anexo 9).

Los pozos XG-061 y XG-097 pertenecen al mismo wellpad y tienen factores de corrección diferentes. Para establecer un valor aplicable a este arreglo de pozos, se tomó en cuenta un factor promedio entre ambos a través de la ecuación 16 (anexo 9).

En el reemplazo de valores en la ecuación 16, se obtuvo el siguiente resultado:

$$N = \frac{N_{XG-061} + N_{XG-097}}{n}$$

$$N = \frac{10 + 8}{2}$$

$$N = 9$$

Los resultados del análisis de los pozos (tabla 12) muestran los siguientes factores de corrección (N):

Tabla 12. Factores de corrección de la permeabilidad de la arena Hollín del Campo X

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA PERMEABILIDAD DE LA ARENA HOLLÍN - CAMPO X	
Wellpads	N
B	8
G	9
H	15
Wellpads restantes	10.25

La aplicación de los factores de la tabla 12 dependerán de la locación del pozo, es decir, si este se encuentra en un wellpad del cual se tiene un factor específico deberá usarse ese valor; sin embargo, si el pozo se encuentra en una locación o en un arreglo de pozos que no sea específico, se usará el factor de corrección promedio calculado.

Mediante la aplicación del modelo matemático propuesto y el factor de corrección encontrado, se asegura que los valores obtenidos de permeabilidad estarán más cercanos a la realidad, al ser estos comparados con información de núcleos disponible.

3.4. APLICACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO A LA ARENA HOLLÍN DE POZOS SIN INFORMACIÓN DE NÚCLEOS PERTENECIENTES AL CAMPO X

En la aplicación del modelo matemático planteado, las ecuaciones 14 o 15 fueron utilizadas en los pozos pertenecientes al Campo X según sea su condición de uso. El análisis petrofísico se basó en los mismos datos de la tabla 1, de la misma forma dicho análisis será modelado con los valores de $R_{WD} = 2.39$ ohm-m y 3 ohm-m para la saturación del agua en la zona profunda y somera respectivamente. En el uso de los factores de corrección descritos en la tabla 12, se tomó en cuenta la nomenclatura de los pozos para determinar su wellpad y elegir el valor correspondiente.

3.4.1. POZO XB-040

Por su nomenclatura se identificó que este pozo pertenece al wellpad B. En base a la tabla 12 se seleccionó su factor de corrección el cual es 8, es decir, es el valor determinado para este wellpad. La figura 29 muestra el análisis petrofísico resultante junto con su curva de permeabilidad corregida.

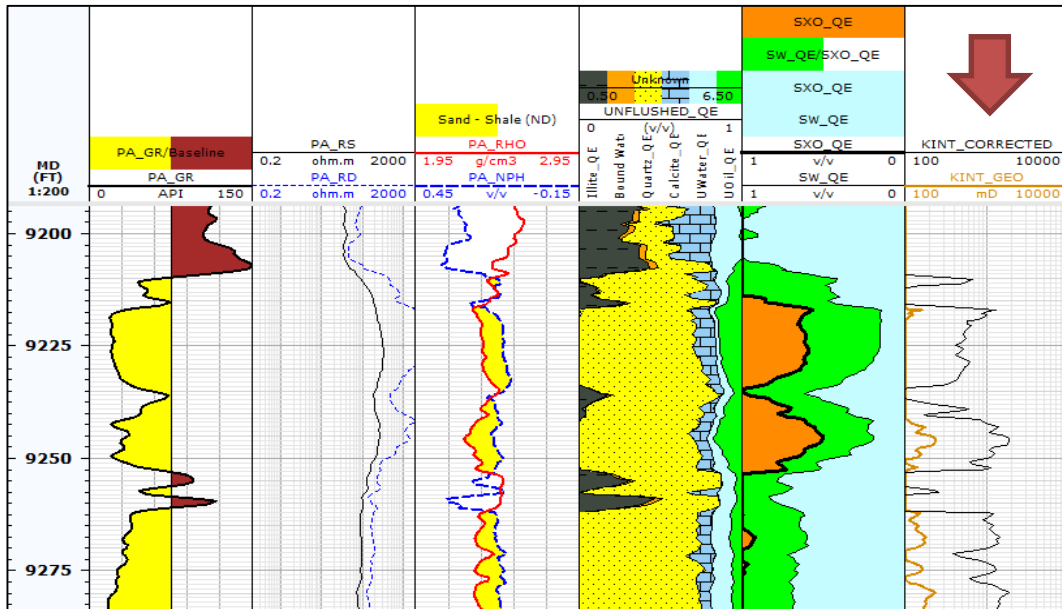


Figura 29. Análisis petrofísico y corrección de la curva de permeabilidad pozo XB-040

3.4.2. POZO XG-063

Este pozo pertenece al wellpad G, basados en esta afirmación de la tabla 12 se seleccionó el factor específico para la corrección de la curva de permeabilidad, el cual es 9.

En la figura 30 se muestra la gráfica resultante.

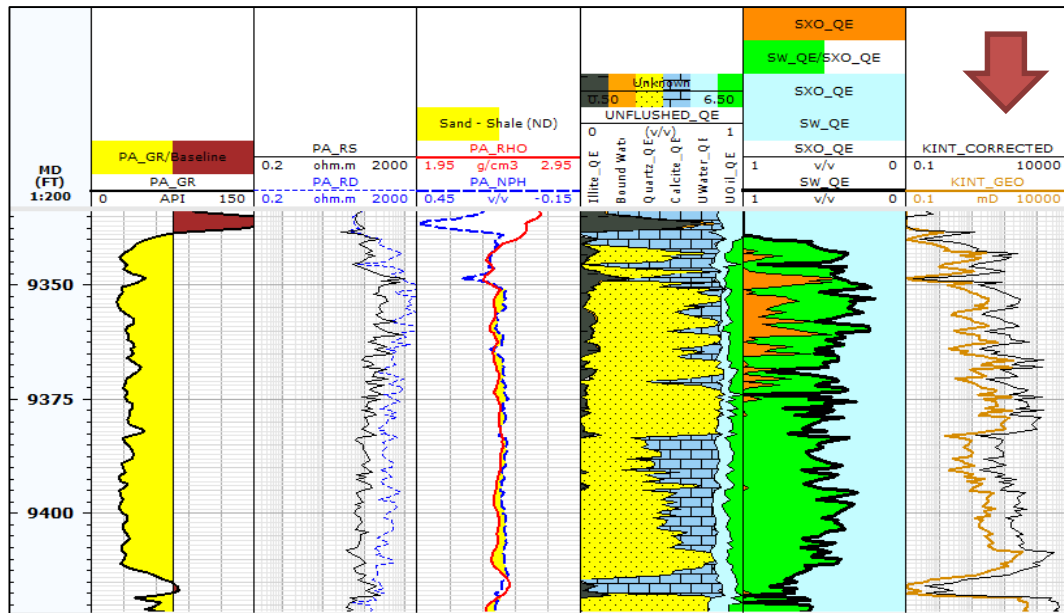


Figura 30. Análisis petrofísico y corrección de la curva de permeabilidad pozo XG-063

3.4.3. POZO XG-065

Al ser un pozo perteneciente al wellpad G, el valor determinado en la tabla 12 es 9. La figura 31 muestra el análisis petrofísico y construcción de la curva de permeabilidad mediante las ecuaciones 14 y 15 del modelo matemático propuesto.

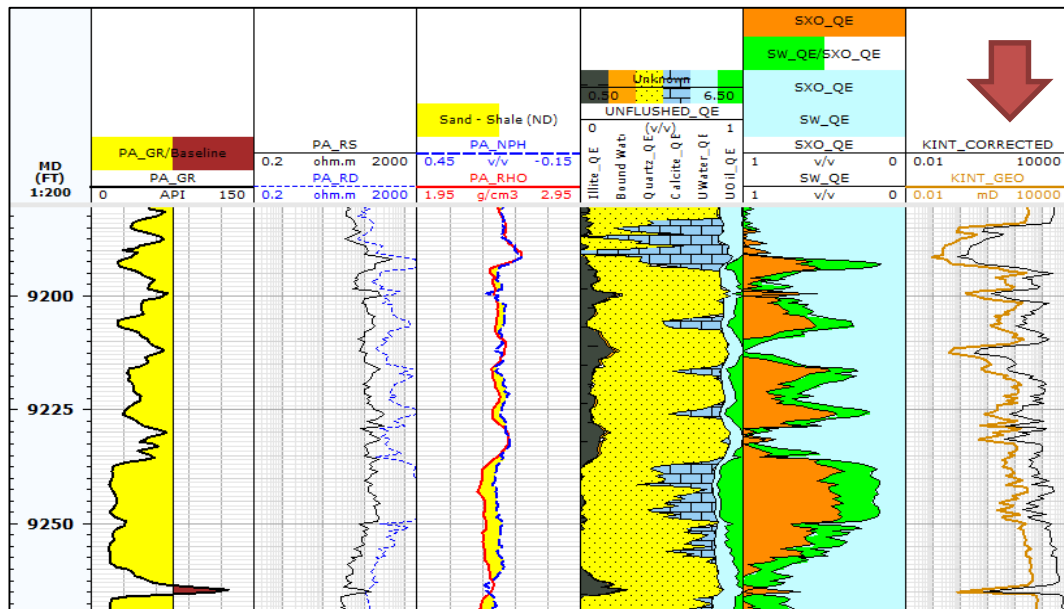


Figura 31. Análisis petrofísico y corrección de la curva de permeabilidad pozo XG-065

3.4.4. POZO XG-069

De la misma manera se identificó el wellpad al que pertenece este pozo, estableciendo de igual manera su factor de corrección en la tabla 12 para la aplicación de las ecuaciones 14 y 15. La figura 32 muestra el resultado de la aplicación de modelo matemático.

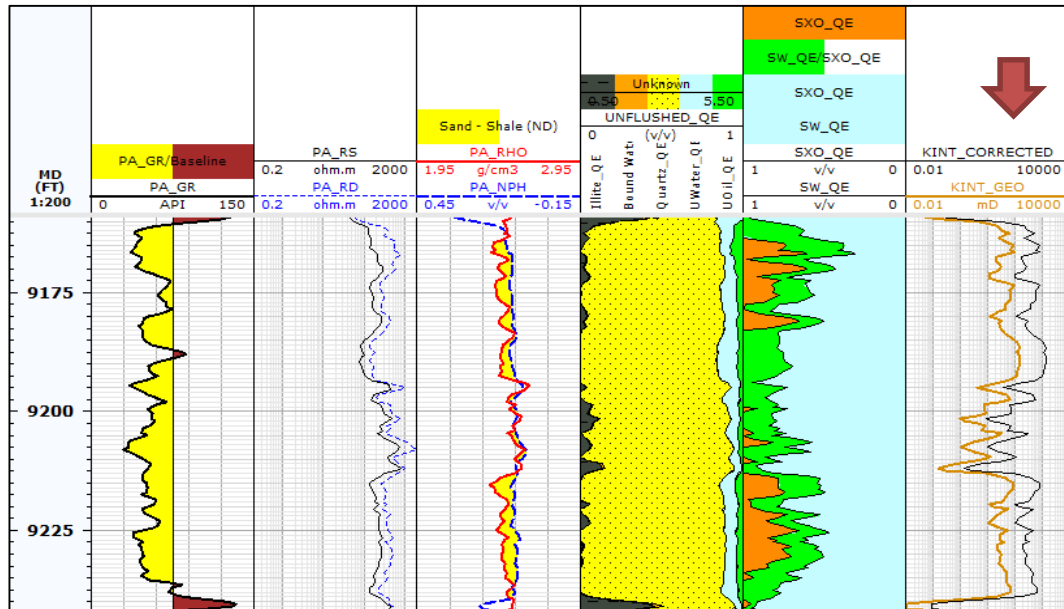


Figura 32. Análisis petrofísico y corrección de la curva de permeabilidad pozo XG-069

3.4.5. POZO XG-085

Se estableció que el factor de corrección es 9 por pertenecer al wellpad G. Mediante su análisis petrofísico y generación de las curvas de permeabilidad con la aplicación de las ecuaciones 14 y 15, se muestra en la figura 33 los resultados finales.

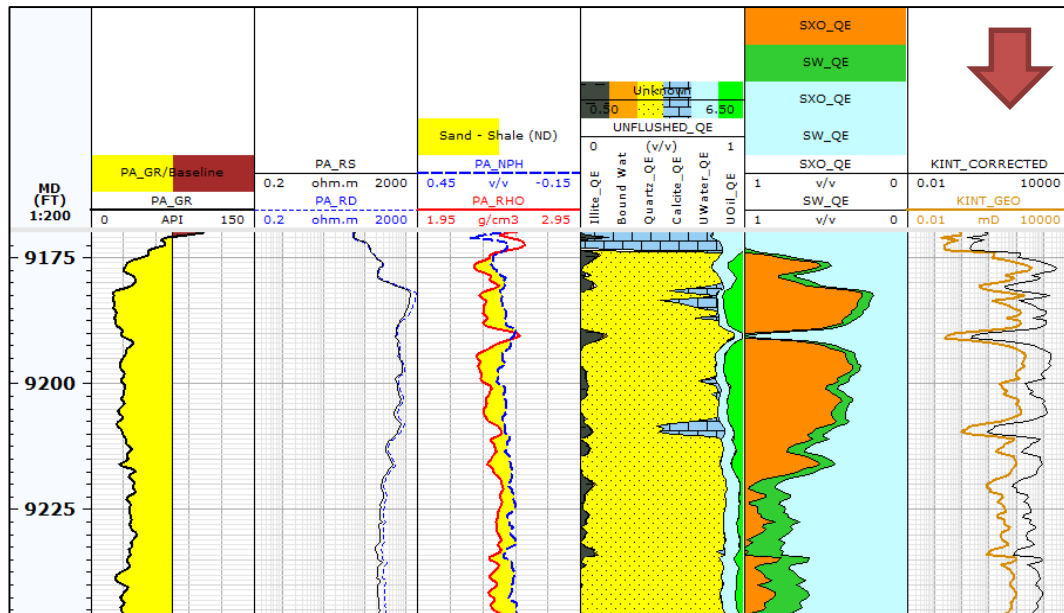


Figura 33. Análisis petrofísico y corrección de la curva de permeabilidad pozo XG-085

3.4.6. RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO

Con las gráficas resultantes, figuras 29, 30, 31, 32 y 33; se pudo evidenciar un aumento en las permeabilidades que suben de 100 a 1000 mD en la curva de permeabilidad. El modelo matemático propuesto por Herron en 1987, permite que se pueda aplicar este modelo a una arena productora de cualquier parte del mundo, debido a que toma en cuenta variables de los minerales de la roca y permite identificar su composición, a su vez ayuda a conocer las zonas que serán permeables. A pesar de ser un método muy confiable, al comparar los resultados obtenidos con los resultados del análisis de núcleos, se observó que se generó un error mayor al 85%; fue debido a este problema que se recurrió a diseñar la ecuación agregando un factor de corrección (N), que permitió equiparar los valores obtenidos con la información de permeabilidad determinada por análisis de núcleos. En las figuras antes mencionadas se obtuvo una permeabilidad más cercana a la realidad que permitirá tomar decisiones más acertadas en campo. Los resultados finales obtenidos en cuanto a errores se detallan en la tabla 13.

Tabla 13. Resultados obtenidos mediante el uso del modelo matemático propuesto

POZO	ANÁLISIS DE NÚCLEOS	MODELO MATEMÁTICO INICIAL		MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO		
	Promedio aritmético [mD]	Promedio aritmético [mD]	Error [%]	Factor de corrección (N)	Promedio aritmético [mD]	Error [%]
XB - 032	1438.23	180.62	87	8	1444.95	0.47
XG - 061	714.32	73.06	90	10	730.63	2.28
XG - 097	1700.12	218.97	87	8	1751.76	3
XH - 111	2628.86	178.33	93	15	2674.98	1.75

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. CONCLUSIONES

- Se desarrolló un modelo matemático basado en la evaluación petrofísica de la arena Hollín y se obtuvieron las ecuaciones establecidas en el anexo 9.
- El desarrollo del modelo matemático se basó en el modelo matemático del programa de interpretación de registros, el cual se basa en el modelo propuesto por Herron debido a que considera parámetros geoquímicos que describen la roca y permiten obtener valores de permeabilidad en base a cada registro.
- La ecuación básica requiere la incorporación de un factor de corrección basado en las propiedades petrofísicas de la arena.
- El modelo matemático diseñado mediante el análisis de registros eléctricos que se propone, introdujo la utilización de un factor de corrección (N) para acercar los resultados pronosticados de permeabilidad a los reales logrando un rango de error del 3-0.47%.

4.2. RECOMENDACIONES

- Tener presente que el uso de ecuaciones para el análisis petrofísico dependerá de las características del reservorio.
- Tomar en cuenta las zonas de arena para desarrollar cálculos de permeabilidad.
- Para aplicar las ecuaciones generales se debe trabajar con las propiedades petrofísicas propias de cada arena. Los factores de corrección se deben determinar mediante un veraz análisis de las arenas productoras.
- Los factores de corrección (N) existentes para cada wellpad específico deben ser estrictamente usados en pozos que pertenezcan a dicho arreglo de pozos, para wellpads donde no exista un valor determinado se debe usar el factor promedio del campo.

- Tomar en cuenta que el modelo matemático puede ser utilizado para cualquier campo y arena a diferencia de los factores de corrección, puesto que estos fueron obtenidos mediante el análisis de la arena Hollín del Campo X, en base a sus características y propiedades petrofísicas; por esta razón son propios de la arena y campo antes mencionados.

5. BIBLIOGRAFÍA

5. BIBLIOGRAFÍA

- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis*. Ernest A: Mancini.
- Core Laboratories. (2012). Propiedades básicas de la roca pozo. 1-13.
- Ellis, D., & Singer, J. (2007). *Well Logging For Earth Scientists*. New York: Springer.
- Etnyre, L. (1989). *Finding Oil and Gas from Well Logs*. Boston: Springer US.
- Herron, M. (1987). Estimating the Intrinsic Permeability of Clastic Sediments From Geochemical Data. *SPWLA*.
- Labo, J., Cleneay, C., & Mentemeier, S. (1987). *A practical introduction to borehole geophysics*. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists.
- Luthi, S. (2001). *Geological well logs*. Berlín: Springer.
- PDVSA. (1996). *Interpretación de Perfiles Viejos*.
- Poupon, A., & Leveaux, J. (1971). Evaluation of Water Saturations in Shaly Formations. *The Log Analyst*.
- Rider, M. (1996). *The Geological Interpretation for Well Logs* (Segunda ed.). Sutherland: Rider-Frech Consulting Ltd.
- Serra, O. (1984). *Fundamental of well log interpretation*. New York: Elsevier Science Publishing Company INC.
- Smithson, T. (2012). Cómo medir la porosidad. *Oilfield Review*, 65-66.
- Water saturation determination*. (24 de Junio de 2015). Obtenido de PetroWiki: http://petrowiki.org/Water_saturation_determination#Archie_exponents

6. ANEXOS

6. ANEXOS

ANEXO 1.

Permeabilidad obtenida mediante el análisis de núcleos – Pozo XB-032

Depth [Ft]	K [mD]	Depth [Ft]	K [mD]	Depth [Ft]	K [mD]	Depth [Ft]	K [mD]
8951.1	2.18	8994.2	489	9021.1	5330	9048.2	879
8952.3	0.465	8995.1	491	9022.3	5390	9049.1	418
8953.2	0.441	8996.2	276	9023.2	4980	9051.2	418
8954.2	0.523	8997.2	633	9024.1	3950	9052.1	358
8955.2	0.723	8998.1	168	9025.2	5190	9053.2	966
8975.3	0.005	8999.4	844	9026.2	3930	9054.1	712
8976.2	0.045	9000.2	1410	9027.1	1430	9055.1	1150
8978.7	459	9001.2	2360	9030.1	4277	9056.1	1700
8979.1	552	9002.2	605	9031.1	4346	9057.1	1160
8980.1	340	9003.2	1060	9032.1	3280	9058.5	443
8981.2	454	9008.8	2370	9034.2	4090	9059.1	979
8982.2	228	9009.1	2110	9036.5	194	9060.2	1680
8983.1	198	9010.1	2190	9037.2	184	9061.2	1210
8984.1	93.6	9011.1	2180	9038.2	121	9062.4	1450
8985.1	359	9012.1	760	9039.1	319	9063.2	712
8986.1	207	9013.1	2540	9040.2	243	9064.2	1110
8987.2	177	9014.1	6570	9041.1	256	9065.1	1520
8988.3	346	9015.1	3480	9042.1	203	9066.3	1340
8989.1	234	9016.1	2960	9043.3	186	9068.3	3060
8990.4	291	9017.1	3340	9044.1	308	9069.4	1620
8991.2	306	9018.1	5819	9045.3	245	9070.3	2410
8992.2	547	9019.3	3410	9046.2	273		
8993.2	351	9020.2	3690	9049.2	519		

(Core Laboratories, 2012)

ANEXO 2.

Permeabilidad obtenida mediante el análisis de núcleos – Pozo XG-061

Depth	K	Depth	K	Depth	K	Depth	K
[Ft]	[mD]	[Ft]	[mD]	[Ft]	[mD]	[Ft]	[mD]
8955	604	8981	75	9008	69.7	9040	622
8956	0.73	8982	336	9014	181	9041	1016
8956	0.07	8983	12.5	9015	49.9	9042	644
8958	0.09	8985	94.7	9017	0.04	9043	1649
8958	0.02	8986	12.5	9018	0.11	9044	2846
8959	0.02	8987	96	9025	1063	9045	2240
8964	100	9889	0.13	9025	1054	9046	1833
8964	271	8989	360	9026	660	9047	2734
8965	752	8990	279	9028	172	9048	2592
8966	0.01	8992	1602	9028	329	9049	2319
8967	5.15	8993	836	9029	216	9050	2231
8969	37.9	8993	1551	9031	395	9052	2183
8970	910	8995	513	9031	870	9053	2192
8971	64.7	8995	33.9	9032	1499	9054	464
8972	150	8996	152	9034	111	9054	1408
8973	188	8998	802	9034	8.7	9055	445
8975	143	9003	135	9036	1852	9057	1028
8976	283	9004	6.8	9036	1313	9063	825
8978	112	9005	18.3	9037	955	9063	1666
8978	232	9005	53.2	9038	1122	9064	5.07
8980	0.24	9008	23.8	9039	1600	9065	1710
8980	16.7						

(Core Laboratories, 2012)

ANEXO 3.

Permeabilidad obtenida mediante el análisis de núcleos – Pozo XG-097

Depth	K	Depth	K	Depth	K	Depth	K
[Ft]	[mD]	[Ft]	[mD]	[Ft]	[mD]	[Ft]	[mD]
10516	1653	10533	96	10565	2350	10593	189
10516	579	10537	3849	10568	3397	10595	563
10519	3518	10538	3343	10572	4795	10596	453
10520	2326	10540	607	10575	1245	10598	887
10521	2466	10541	531	10576	1850	10599	2920
10523	282	10543	1.01	10578	2413	10601	4707
10524	2498	10550	0.2	10580	5932	10602	4442
10526	1304	10557	0.21	10582	2052	10603	445
10526	2721	10558	12.06	10587	3438	10605	673
10529	1952	10559	29.37	10589	1138	10607	2081
10530	2162	10561	1267	10591	373	10610	866
10532	0.095	10562	907	10592	226	10612	2067

(Core Laboratories, 2012)

ANEXO 4.

Permeabilidad obtenida mediante el análisis de núcleos – Pozo XH-111

Depth	K	Depth	K	Depth	K	Depth	K
[Ft]	[mD]	[Ft]	[mD]	[Ft]	[mD]	[Ft]	[mD]
9830	4.63	9886	5512	9907	736	9928	5194
9831	3670	9887	5014	9908	1209	9930	2700
9833	2443	9888	8860	9909	2415	9931	779
9833	2445	9889	2889	9910	306	9932	1090
9836	6.57	9891	2179	9912	913	9933	1802
9838	0.79	9892	296	9913	1562	9933	941
9845	0.075	9892	400	9914	1500	9934	2012
9846	5.16	9893	400	9915	1344	9935	4174
9847	4.32	9894	1070	9915	2470	9937	4351
9849	2.01	9896	241	9916	4504	9937	2392
9850	10.8	9897	475	9918	6366	9939	2070
9851	1.77	9898	615	9919	4772	9940	1291
9851	6.57	9899	542	9919	6438	9941	120
9853	2.84	9900	328	9920	4962	9943	627
9853	0.0359	9901	359	9922	7953	9944	1330
9865	0.03	9901	948	9922	10782	9945	1386
9873	498	9903	275	9924	9769	9946	542
9874	772	9903	1097	9925	15665	9948	1169
9883	3051	9904	1056	9926	16915	9949	2080
9884	4360	9905	4416	9927	8082	9949	3459
9886	5860	9907	2581	9928	7670	9951	2285

(Core Laboratories, 2012)

ANEXO 5.

Ecuaciones del análisis petrofísico

$$S_w = \frac{1}{\sqrt[n]{R_t \left[\left(\frac{V_{sh}^{1-\frac{V_{sh}}{2}}}{\sqrt{R_{sh}}} \right) + \left(\frac{\phi_e^m}{a \cdot R_w} \right) \right]^2}} \quad [1]$$

Donde: S_w : saturación de agua en la zona profunda o somera [fracción]
 ϕ_e : porosidad efectiva [%]
 a : constante de tortuosidad [adimensional]
 m : exponente de cementación [adimensional]
 n : exponente de saturación [adimensional]
 R_w : resistividad del agua [ohm-m]
 R_{sh} : resistividad de las arcillas [ohm-m]
 V_{sh} : volumen de arcilla [adimensional]
 R_t : resistividad profunda o somera [ohm-m]

$$R_{wD} = R_D \times \phi^2 \quad [2]$$

Donde: R_{wD} : resistividad del agua ligada a las arcillas en la zona profunda [ohm-m]
 R_D : resistividad profunda leída del registro [ohm-m]
 ϕ : porosidad de la roca [%]

ANEXO 6.

Ecuaciones del modelo matemático inicial de permeabilidad – Programa de interpretación de registros

$$(\%)PesoMinerales = \sum_{MIN=QUAR}^{CLAY} B_i \times M_i \quad [3]$$

Donde: (%) Peso Minerales: porcentaje en peso de los minerales modelados [%]
 Bi: constante de cada mineral [adimensional]
 Mi: porcentaje en peso de cada mineral [%]

$$AIRK = 10^{ExponentePermeabilidad} \quad [4]$$

Donde: AIRK: permeabilidad de una roca saturada de aire [mD]

$$ExponentePermeabilidad = 4.4 + (\%)PesoMinerales + 3 \log_{10}(\phi) - 2 \log_{10}(1 - \phi) \quad [5]$$

$$K_{aire} = 10^{4.4 + (\%)PesoMinerales + 3 \log_{10}(\phi) - 2 \log_{10}(1 - \phi)} \quad [6]$$

Donde: (%) Peso Minerales: fracción en peso de cada mineral [%]
 ϕ = porosidad [%]

$$K = K_{aire} \times (1 - SXBW)^3 \quad [7]$$

Donde: K: permeabilidad de la arena [mD]
 K_{aire}: permeabilidad de la roca saturada con aire [mD]
 SXBW: concentración de uranio de la formación [%]

$$K = 0.292 \times (K_{aire})^{1.186} \times (1 - SXBW)^3 \quad [8]$$

Donde: K: permeabilidad de la arena [mD]
 K_{aire}: permeabilidad de la roca saturada con aire [mD]
 SXBW: concentración de uranio de la formación [%]

ANEXO 7.

Ecuaciones estadísticas

$$K_{\text{Promedio}} = \sum_{i=1}^n \frac{K_i}{n} \quad [9]$$

Donde: K_{Promedio} : promedio aritmético de permeabilidad [mD]
 K_i : valor de permeabilidad [mD]
 n : cantidad total de valores de permeabilidad [adimensional]

$$\text{Error}(\%) = \left| \frac{\text{Valor}_{\text{Real}} - \text{Valor}_{\text{Calculado}}}{\text{Valor}_{\text{Real}}} \right| \times 100(\%) \quad [10]$$

Donde: Error: error porcentual [%]
 $\text{Valor}_{\text{Real}}$: valor estadístico del el análisis de núcleos [mD]
 $\text{Valor}_{\text{Calculada}}$: valor estadístico calculado por el modelo matemático [mD]

ANEXO 8.

Ecuaciones del modelo matemático preliminar

$$K = N_p \left[K_{aire} \times (1 - SXBW)^3 \right] \quad [11]$$

Donde: K_{aire} = permeabilidad de la roca saturada con aire [mD]
 $SXBW$ = concentración de uranio de la formación [%]
 N_p = factor de corrección específico del pozo [adimensional]

$$K = N_p \left[0.292 \times (K_{aire})^{1.186} \times (1 - SXBW)^3 \right] \quad [12]$$

Donde: K_{aire} : permeabilidad de la roca saturada con aire [mD]
 $SXBW$: concentración de uranio de la formación [%]
 N_p = factor de corrección específico del pozo [adimensional]

ANEXO 9.

Ecuaciones del modelo matemático propuesto

$$N = \frac{\sum_{i=1}^n N_{Pi}}{n} \quad [13]$$

Donde: N_{Pi} = factores de corrección de cada pozo [adimensional]
 n = número de pozos con factor de corrección [adimensional]

$$K = N \left[K_{aire} \times (1 - SXBW)^3 \right] \quad [14]$$

Donde: K : permeabilidad de la arena [mD]
 K_{aire} : permeabilidad de la roca saturada con aire [mD]
 $SXBW$: concentración de uranio de la formación [%]
 N = factor de corrección [adimensional]

$$K = N \left[0.292 \times (K_{aire})^{1.186} \times (1 - SXBW)^3 \right] \quad [15]$$

Donde: K : permeabilidad de la arena [mD]
 K_{aire} : permeabilidad de la roca saturada con aire [mD]
 $SXBW$: concentración de uranio de la formación [%]
 N = factor de corrección [adimensional]

$$N_{WellpadG} = \sum_{i=1}^n \frac{N_{PGi}}{n} \quad [16]$$

Donde: N_{PG} = factores de corrección de pozo pertenecientes al wellpad G [adimensional]
 n = número de pozos con factor de corrección en el wellpad G [adimensional]