

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE BOLÍVAR
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA GEOLÓGICA**



DETERMINACIÓN DE UNA CURVA DE DENSIDAD DE MATRIZ VARIABLE A PARTIR DE LA DESCRIPCIÓN DE MUESTRAS DE CANAL Y ESTIMACIONES DEL CONTENIDO DE CARBÓN ORGÁNICO TOTAL (TOC) PARA CALIBRACIÓN DE MODELOS DE POROSIDAD EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

TRABAJO FINAL DE GRADO PRESENTADO POR LA BACHILLER EDYMAR LUNA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO GEÓLOGO

CIUDAD BOLÍVAR, JUNIO 2024



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE BOLÍVAR
ESCUELA DE CIENCIAS DE LA TIERRA**

ACTA DE APROBACIÓN

Este trabajo de grado, titulado: “**DETERMINACIÓN DE UNA CURVA DE DENSIDAD DE MATRIZ VARIABLE A PARTIR DE LA DESCRIPCIÓN DE MUESTRAS DE CANAL Y ESTIMACIONES DEL CONTENIDO DE CARBÓN ORGÁNICO TOTAL (TOC) PARA CALIBRACIÓN DE MODELOS DE POROSIDAD EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES.**” presentado por la bachiller, **EDYMAR LUNA**, cédula de identidad **27.213.900**, como requisito parcial para optar al título de **INGENIERO GEÓLOGO** ha sido **APROBADO** de acuerdo a los reglamentos de la Universidad de Oriente, por el jurado integrado por los profesores:

Nombre y Apellido:	Firma:
<hr/> Prof. Berenice Sandoval (Asesor)	<hr/>
<hr/> Prof. María García (Jurado)	<hr/>
<hr/> Prof. Francisco Monteverde (Jurado)	<hr/>
<hr/> Prof. Francisco Monteverde Jefe del Departamento de Ingeniería Geológica	<hr/> Prof. Francisco Monteverde Director de Escuela

En Ciudad Bolívar, a los 05 días del mes de junio de 2024

DEDICATORIA

A Dios, por ser guía de mis pasos y siempre iluminarme el camino a seguir.

A mis padres Efraín Luna y Roxana Mata, por enseñarme a perseverar en el logro de mis metas. Por ser mi motivo de superación, por ayudarme y darme apoyo incondicional todos los días de mi vida. Los amo.

A mis hermanos Efraín Luna y Ediannys Luna, por ser mis compañeros en cada etapa de mi vida. Por escucharme, apoyarme, orientarme y ser mis grandes pilares.

A Néstor, mi novio por ser mi equipo en todo momento y siempre creer en mi incluso cuando yo misma dudaba.

AGRADECIMIENTOS

A mi familia en general, por apoyarme cada vez que lo necesité.

A mis amigos y futuros colegas con quienes compartí los momentos más especiales y esos que no lo fueron durante esta etapa, gracias por su amistad y las ganas de siempre salir adelante juntos: Néstor, Arellis, Fraviana, Francisco, Daniela, Bárbara, Carlos.

A mi tutor Ing. Rafael Panesso y a los ingenieros Alfonso Quaglia y Marlene Villalba, que forman parte del equipo de Inter-Rock, C.A por su tiempo, disposición, motivación y conocimientos para realizar este proyecto; gracias por confiar en mi para este estudio.

A mi tutora académica profesora Berenice Sandoval, por ser mi guía, por su disponibilidad y siempre darme los mejores consejos.

A la familia Uzcátegui Dagluck, por su apoyo incondicional durante toda mi estadía en Ciudad Bolívar, gracias por hacerme sentir en casa.

A la Universidad de Oriente, por ser mi casa de estudio y a todos los profesionales que se dedican a brindar sus conocimientos.

RESUMEN

El objetivo de esta tesis de grado consistió en determinar una curva de densidad de matriz variable a partir de muestras de canal y contenido de carbón orgánico total (TOC) para la calibración de modelos de porosidad en yacimientos convencionales y no convencionales. Se inició con la revisión bibliográfica para establecer las bases teóricas de la investigación y el análisis de antecedentes que abordan la densidad como parámetro fundamental para el cálculo de la porosidad; seguidamente, se obtuvieron los datos del pozo a estudiar, entre ellos, la información de análisis de núcleos e información proveniente de las unidades de *Mudlogging* y los datos de los distintos registros de pozo, que luego fueron verificados y cargados al *software* Interactive Petrophysics (IP). Para la determinación de la curva de densidad, la cual representa el modelo propuesto en este estudio se utilizó la información de *Mudlogging*; en el caso de las propiedades y parámetros petrofísicos; se aplicó el registro de rayos gamma para calcular el volumen de arcilla, la porosidad a partir del registro de densidad se llevó a cabo mediante 3 modelos (Densidad de matriz de valores fijos, Densidad de matriz del Modelo Multimineral y Curva de densidad de matriz variable) los cuales son considerados durante todo el desarrollo de este estudio; y la ecuación de Archie para la saturación de agua. A partir de los parámetros de corte se determinaron los espesores útiles para el cálculo del POES, mostrando variaciones respectivas. Ya obtenidos los resultados se compararon el modelo propuesto versus los modelos tradicionales, logrando satisfactoriamente observar cómo inciden las proporciones mineralógicas en el cálculo de la porosidad.

CONTENIDO

Página

ACTA DE APROBACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
RESUMEN.....	v
CONTENIDO	vi
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABLAS	x
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
SITUACIÓN A INVESTIGAR.....	3
1.1 Situación objeto de estudio	3
1.2 Objetivos de la investigación	5
1.2.1 Objetivo general.....	5
1.2.2 Objetivos específicos	6
1.3 Justificación de la investigación.....	7
1.4 Alcance de la investigación.....	7
1.5 Limitaciones de la investigación	8
CAPÍTULO II	9
GENERALIDADES.....	9
2.1 Política de confidencialidad	9
2.2 Ubicación geográfica del área de estudio.....	9
2.3 Geología local	10
2.3.1 Cuenca de Delaware	10
CAPÍTULO III.....	13
MARCO TEÓRICO	13
3.1 Antecedentes de la investigación	13
3.2 Fundamentos teóricos	15
3.2.1 Densidad	15
3.2.2 Propiedades petrofísicas	15
3.2.3 Registros de pozos	16
3.2.4 Registros litológicos	16
3.2.4.1 Registro Caliper	16
3.2.4.2 Registro de Potencial Espontáneo (SP)	17
3.2.4.3 Registro <i>Gamma Ray</i>	18

3.2.5 Registros resistivos	21
3.2.6 Registros de porosidad.....	22
3.2.7 Espesores útiles.....	26
3.2.8 Método usado para la evaluación de formaciones.....	27
3.3 Definición de términos básicos	28
3.3.1 Porosidad	28
3.3.2 Carbono orgánico total	30
3.3.3 Sistemas petrolíferos.....	31
3.3.4 Yacimientos convencionales	31
3.3.5 Yacimientos no convencionales	31
CAPÍTULO IV	33
METODOLOGÍA DE TRABAJO	33
4.1 Tipo de investigación	33
4.2 Diseño de la investigación	33
4.3 Etapas de la investigación	34
4.3.1 Clasificación de la data disponible y necesaria para cálculos y algoritmos involucrados en la descripción de muestras de canal y estimaciones del contenido de carbón orgánico total (TOC) para la calibración de modelos de porosidad en yacimientos hidrocarburíferos.....	36
4.3.2 Análisis de los antecedentes relacionados con el tema de la calibración de modelos de porosidad en función de la naturaleza litológica de la matriz de roca.....	38
4.3.3 Construcción de la curva de densidad de matriz variable a partir de análisis de muestras de canal disponibles y estimaciones del contenido de carbón orgánico total (TOC).....	39
4.3.4 Generación de una metodología para la calibración de modelos de porosidad en función de una curva de densidad de matriz variable obtenida de las proporciones litológicas descritas en muestras de canal y de las estimaciones del contenido de carbón orgánico total (TOC), tanto de yacimientos convencionales como no convencionales.....	41
4.3.5 Comparación de la porosidad obtenida a partir de una curva de densidad de matriz variable obtenida de modelos multiminerale a partir de registros de pozos, con la porosidad obtenida utilizando un valor fijo de densidad de matriz, práctica “común” en la evaluación petrofísica, y finalmente con la porosidad a partir de la curva de densidad de matriz variable generada en este estudio.....	45
4.3.6 Cuantificación de la incidencia en el cálculo de reservas de las porosidades obtenidas por las diferentes aproximaciones antes mencionadas ..	48
4.4 Población de la investigación.....	51
4.5 Muestra de la investigación.....	51
4.6 Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	51
4.6.1 Revisión bibliográfica o documental	52
4.6.2 Instrumentos de recolección de datos	52

CAPÍTULO V.....	53
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS.....	53
5.1 Clasificación de la data disponible y necesaria para cálculos y algoritmos involucrados en la descripción de muestras de canal y estimaciones del contenido de carbón orgánico total (TOC) para la calibración de modelos de porosidad en yacimientos hidrocarburíferos.....	53
5.1.1 Registros de pozos	53
5.1.2 Descripción litológica de las muestras de canal y contenido de carbón orgánico total (TOC).....	54
5.1.3 Topes de formaciones	55
5.2 Análisis de los antecedentes relacionados con el tema de la calibración de modelos de porosidad en función de la naturaleza litológica de la matriz de roca..	56
5.3 Curva de densidad de matriz variable a partir de análisis de muestras de canal disponibles y estimaciones del contenido de carbón orgánico total (TOC).....	56
5.3.1 Curva de densidad de matriz variable.....	56
5.4 Generación de una metodología para la calibración de modelos de porosidad en función de una curva de densidad de matriz variable obtenida de las proporciones litológicas descritas en muestras de canal y de las estimaciones del contenido de carbón orgánico total (TOC).	58
5.4.1 Volumen de Arcilla.....	58
5.4.2 Porosidad	59
5.4.3 Densidades obtenidas de los distintos modelos aplicados	60
5.5 Comparación de la porosidad obtenida a partir de una curva de densidad de matriz variable obtenida de modelos multiminerale a partir de registros de pozos, con la porosidad obtenida utilizando un valor fijo de densidad de matriz, práctica “común” en la evaluación petrofísica, y finalmente con la porosidad a partir de la curva de densidad de matriz variable generada en este estudio.	63
5.6 Cuantificación de la incidencia en el cálculo de reservas de las porosidades obtenidas por las diferentes aproximaciones antes mencionadas	65
5.6.1 Saturación de Agua.....	65
5.6.2 Espesores Útiles.....	66
5.6.3 Petróleo/Hidrocarburo Original en Sitio (POES)	69
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	70
Conclusiones	70
Recomendaciones.....	71
REFERENCIAS	73
APÉNDICES.....	77

LISTA DE FIGURAS

Página

2.1 Ubicación geográfica Cuenca de Delaware.	9
2.2 Estratigrafía esquemática del área de estudio	12
3.1 Respuestas típicas del <i>caliper</i> a varias litologías	17
3.2 Respuestas típicas del registro SP (Rider, 1996).	18
3.3 Respuestas típicas de registro <i>Gamma Ray</i>	19
3.4 Interrelación esquemática de parámetros de corte para la determinación de espesor neto hidrocarburífero aplicados secuencialmente (Worthington y Cosentino, 2005).	27
4.1. Flujograma de trabajo.	35
4.2 Proceso para cargar un formato “LAS” en el <i>software</i> Interactive Petrophysics.	37
4.3 Creación de “Sets” en el <i>software</i> Interactive Petrophysics.....	38
4.4 Procedimiento para definir el modelo de arcillosidad en el software Interactive Petrophysics	42
4.5 Definición del método para corregir el cálculo del.....	43
5.1 Curva de densidad de matriz variable (RHOMA_VAR).	57
5.2. Gráfico Torio – Potasio para identificación de tipos de arcilla.....	58
5.3 Gráfico de resultados obtenidos en la evaluación petrofísica con su respectiva calibración con respecto al cálculo de <i>VClay</i>	59
5.4 Porosidad Total y Efectiva– Pozo Clave 1.....	60
5.5 Histogramas de las densidades de matriz por cada una de las zonas.	61
5.6 Curvas de densidad de matriz a partir de los modelos utilizados en este estudio.	62
5.7. Comparación de la porosidad efectiva (PHIE) por zonas.	64
5.8. Resultados de la saturación de agua.....	65

LISTA DE TABLAS

Página

Tabla 3.1 Densidades matriciales de litologías	25
comunes (Schlumberger, 1972)	25
Tabla 4.1 Valores de Densidad utilizados para cada Mineral/Roca/Compuesto presente en la formación	40
Tabla 4.2 Ejemplo de los cálculos obtenidos para la elaboración de la curva de densidad de matriz variable “ <i>RHOMA_VAR</i> ”	40
Tabla 4.3 Nomenclatura utilizada para	45
cada modelo en el <i>software</i> IP	45
Tabla 4.4 Valores de densidad considerados	46
para cada zona	46
Tabla 4.5. Valores de parámetros de corte	50
Tabla 5.1. Registros disponibles para el “Pozo Clave 1”	54
Tabla 5.2. Ejemplo de los datos provenientes de la descripción litológica y el contenido de carbón orgánico total.	55
Tabla 5.3. Zonas del “Pozo Clave 1”	55
Tabla 5.4 Promedios aritméticos en cuanto a Porosidad y Saturación de Agua	63
Tabla 5.5 Comparación promedios de porosidad para el espesor neto de reservorio .	67
Tabla 5.6 Comparación promedios de porosidad para el espesor neto de hidrocarburífero	67
Tabla 5.7 Comparación promedios de saturación de agua para el espesor neto de reservorio	67
Tabla 5.8 Comparación promedios de saturación de agua para el espesor neto de hidrocarburífero	68
Tabla 5.9 Comparación espesor neto de reservorio	68
Tabla 5.10 Comparación espesor neto de hidrocarburo.....	68
Tabla 5.11 Resultados del POES y porcentaje de variación de este con respecto al uso del modelo de densidad de matriz fija.	69

INTRODUCCIÓN

La porosidad, es una propiedad petrofísica fundamental que define la capacidad de almacenamiento de fluidos en las rocas que conforman los yacimientos hidrocarburíferos. Su importancia se extiende tanto al ámbito económico, impactando en el cálculo de reservas y la planificación de proyectos de inyección, como al ámbito técnico, siendo indispensable para las interpretaciones y simulaciones geológicas, geofísicas, geomecánicas, de yacimientos y de producción.

A lo largo de los años se han desarrollado diversos métodos y herramientas de medición para cuantificar la porosidad en yacimientos hidrocarburíferos, entre los más relevantes se destacan los registros de pozos, análisis de núcleos, análisis de registros acústicos, entre otros. Sin embargo, se han presentado ideas cada vez más complejas y detalladas para la determinación precisa de esta propiedad. Incluyendo cada vez diferentes características que permiten comprender y describir la petrofísica de las rocas, impactando en la eficiencia del método y de posibles análisis futuros.

Por otra parte, las muestras de canal representan una fuente continua de información litológica, y el carbón orgánico total (TOC) desempeña un papel clave en la caracterización de yacimientos no convencionales en lutitas hidrocarburíferas. Estos elementos proporcionan valiosa información sobre las características de la roca y su capacidad de almacenamiento de hidrocarburos.

Es por ello que el presente trabajo de grado tiene como propósito desarrollar un nuevo enfoque para la calibración de la porosidad que incorpora el análisis de muestras de canal y el contenido de carbón orgánico total (TOC) para determinar una curva ponderada de densidad de matriz variable, la cual será útil tanto en yacimientos convencionales como en yacimientos no convencionales.

Además, se prestará especial atención a la importancia de una descripción litológica detallada, que se posiciona como una fuente primordial de información, ya que permite una mejor calibración de los registros de pozos y una comprensión más precisa de las propiedades de la roca.

El presente trabajo está estructurado en cinco (5) capítulos: En el capítulo I, se presenta el planteamiento del problema, los objetivos, justificación, alcance y limitaciones de la investigación.

El capítulo II, corresponde a las generalidades, en el cual se cuenta con información restringida debido a políticas de confidencialidad de información de la empresa Inter-Rock, C.A, sin embargo, se mencionan ubicaciones relativas de las formaciones objeto de estudio, edades, e información disponible.

En el capítulo III, se plasmó el marco teórico, antecedentes y estudios previos, conceptos básicos, y fundamentos teóricos que son determinante en la caracterización de yacimientos.

El capítulo IV, define la metodología de trabajo, tipo de investigación, diseño y el flujograma a seguir para lograr el cumplimiento de los objetivos planteados.

El capítulo V, presenta el análisis e interpretación de los resultados obtenidos en cada una de las etapas de la metodología aplicada. Finalmente se exponen las conclusiones y recomendaciones de la investigación.

CAPÍTULO I

SITUACIÓN A INVESTIGAR

1.1 Situación objeto de estudio

La porosidad, como propiedad petrofísica fundamental en la determinación de la capacidad de almacenamiento de los yacimientos hidrocarburíferos, ha sido determinada a partir de métodos disponibles para ello, con mayor o menor precisión, en función de la evolución tecnológica de las fuentes de información y las herramientas de medición, tales como: registros de pozos, análisis de núcleos, atributos acústicos, etc. Su importancia en lo económico está asociada, por una parte, a los cálculos volumétricos de reservas y por otra parte a la estimación de los volúmenes de roca almacén para proyectos de inyección de agua, gas o fluidos residuales.

La porosidad, es una propiedad indispensable para prácticamente todas las interpretaciones y simulaciones Geológicas, Geofísicas, Geomecánicas, de Yacimientos y de Producción. En el caso de los yacimientos no convencionales la porosidad es una propiedad crítica para la caracterización geomecánica y por lo tanto para diseñar los métodos de estimulación mediante el fracturamiento, los cuales representan más del 90% de los casos. Existen diferentes métodos y formas para obtener la porosidad desde registros de pozos y núcleos, basados en diferentes características y propiedades de la roca, cada uno con sus pros y contras.

Es por esa razón que se decidió generar un procedimiento que incorpore el análisis de muestras de canal y el contenido de carbón orgánico total (TOC) para determinar una curva ponderada de densidad de matriz en el entendido de que se está analizando una de las fuentes más comunes y continuas de información litológica después de la obtención de registros de pozos como lo son las muestras de canal. En el

caso del contenido de carbón orgánico total (TOC), imprescindible en la caracterización de yacimientos no convencionales en lutitas hidrocarburíferas para la determinación del volumen de Kerógeno, la fuente principal es a partir de análisis geoquímicos de pirolisis en muestras de roca, conteo en secciones finas o a partir de métodos indirectos basados en los registros como lo es por ejemplo la aplicación del método de Passey.

En este trabajo se hace énfasis en el método de cálculo de la porosidad que involucra la determinación de la matriz de la roca y sus lecturas a partir de registros de pozos, como Densidad. Se considerarán aspectos prácticos para la obtención de ripios durante la perforación de pozos, la importancia de una detallada descripción litológica y el enfoque para su calibración con los registros de pozos antes mencionados, considerando esta la fuente primordial para el desarrollo de esta investigación.

Los yacimientos tanto convencionales como no convencionales requieren de precisión a la hora de determinar la matriz de la roca para los cálculos de porosidad y subsecuentemente las saturaciones de los fluidos almacenados en dichos yacimientos. Ambos tipos de yacimientos presentan muchos retos para su caracterización y evaluación, entre estos se tienen:

1. La necesidad de una calibración precisa entre la naturaleza litológica de las rocas y la porosidad resultante.
2. Múltiples métodos para determinar la porosidad y sus niveles de incertidumbre.
3. Información adecuada para la determinación de la matriz de roca y su identificación mediante los modelos y algoritmos disponibles en la literatura y *software* comerciales.

Desde el punto de vista petrofísico, diversos autores han planteado el problema de la evaluación de los sistemas porosos, tanto los representados por los sistemas porosos primarios como los sistemas porosos secundarios.

La empresa Inter-Rock, C.A, plantea un método de trabajo para la determinación precisa de la porosidad de yacimientos tanto convencionales como no convencionales, el cual se enfocará en la calibración de la descripción litológica detallada de las muestras de canal obtenidas durante la perforación de pozos con aquella obtenida de los modelos disponibles a partir del análisis de registros. Para ello se tomarán en cuenta las siguientes actividades: a) Revisión y verificación de los datos disponibles a ser utilizados en el estudio propuesto; b) Revisión de las distintas metodologías existentes para el cálculo de la porosidad; c) Establecimiento de una metodología fundamentada en el planteamiento del problema propuesto que involucre al registro Densidad; d) Implicaciones del método de trabajo propuesto y sus ajustes en los cálculos de porosidad mediante los enfoques existentes; e) Importancia de la calibración de la matriz de roca en los cálculos de porosidad de los yacimientos hidrocarburíferos; f) Factores tecnológicos e implicaciones económicas.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Determinar una curva de densidad de matriz variable a partir de la descripción de muestras de canal y estimaciones del contenido de carbón orgánico total (TOC) para calibración de modelos de porosidad en yacimientos convencionales y no convencionales.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Clasificar la data disponible y necesaria para cálculos y algoritmos involucrados en la descripción de muestras de canal y estimaciones del contenido de carbón orgánico total (TOC) para la calibración de modelos de porosidad en yacimientos hidrocarburíferos.

2. Analizar los antecedentes relacionados con el tema de la calibración de modelos de porosidad en función de la naturaleza litológica de la matriz de roca.

3. Construir una curva de densidad de matriz variable a partir de análisis de muestras de canal disponibles y estimaciones del contenido de carbón orgánico total (TOC).

4. Generar una metodología para la calibración de modelos de porosidad en función de una curva de densidad de matriz variable obtenida de las proporciones litológicas descritas en muestras de canal y de las estimaciones del contenido de carbón orgánico total (TOC), tanto de yacimientos convencionales como no convencionales en lutitas hidrocarburíferas.

5. Comparar la porosidad obtenida a partir de una curva de densidad de matriz variable obtenida de modelos multimineral a partir de registros de pozos, con la porosidad obtenida utilizando un valor fijo de densidad de matriz, práctica “común” en la evaluación petrofísica, y finalmente con la porosidad a partir de la curva de densidad de matriz variable generada en este estudio.

6. Cuantificar la incidencia en el cálculo de reservas de las porosidades obtenidas por las diferentes aproximaciones antes mencionadas.

1.3 Justificación de la investigación

En la industria de los hidrocarburos, cada vez es más importante determinar de manera precisa las propiedades petrofísicas de los yacimientos con el fin de obtener resultados más reales de los volúmenes de reservas que están presentes en el subsuelo y de su potencial económico. Este trabajo, entre otras cosas, persigue la disminución de la incertidumbre en los cálculos de porosidad en la caracterización petrofísica de yacimientos hidrocarburíferos.

Actualmente, casi todos los cálculos relacionados con evaluaciones petrofísicas se realizan a través de sistemas computarizados y desafortunadamente muchos nuevos intérpretes se han dejado llevar por la automatización a ultranza y la mecánica de los procesos, sin tener suficientemente claro los análisis de base que están detrás de los procesos y el rango de resultados probables como consecuencia de estos.

1.4 Alcance de la investigación

La necesidad de crear flujos de trabajo integrales y metodologías de trabajo para la aplicación, análisis, resolución de ecuaciones y combinación de fórmulas matemáticas es cada vez más común en empresas que requieren de tecnología para ejecutar los estudios. Proyectos anteriormente realizados por Inter-Rock, así como de trabajos de investigación previos y publicaciones relevantes existentes de expertos en el tema, servirán de soporte para realizar el presente estudio.

Esta investigación pretende proponer un método para la calibración de los cálculos de porosidad a partir de los análisis de ripios o muestras de canal en conjunto con las estimaciones del contenido de carbón orgánico total (TOC) y así procurar la disminución de la eventual incertidumbre que se presenta cuando se emplean diversos algoritmos para determinar la capacidad de almacenamiento de los yacimientos

hidrocarburíferos y subsecuentemente los cálculos volumétricos de reservas. Esto servirá de ayuda a los profesionales de las geociencias donde la determinación de la porosidad es de primordial importancia. El logro de los objetivos de este trabajo aportará información muy valiosa y más certera sobre el sistema poroso presente en el yacimiento objeto del estudio.

1.5 Limitaciones de la investigación

El desarrollo de este trabajo de investigación podría verse limitado por:

1. A pesar de que el tema de los cálculos de porosidad en proyectos de caracterización petrofísica ha sido tratado durante décadas, factores como la composición variada de la matriz de roca y el grado de dificultad por la gran cantidad de variables que deben tomarse en cuenta para su entendimiento, deja claro que no hay un procedimiento estándar para ello.

2. En cuanto a la descripción litológica de los ripios o muestras de canal, insumo imprescindible para el desarrollo del objetivo de este estudio, es importante tener presente que es un trabajo realizado por geólogos o afines, y su precisión dependerá de la experiencia y experticia de estos profesionales.

3. El trabajo se realizará a distancia, lo cual restringe la posibilidad de trabajar en las instalaciones de Inter-Rock C.A, limitando la interacción directa con los profesionales y asesores involucrados en la investigación.

4. Acceso intermitente o no confiable de plataformas digitales como las que garantiza Internet.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1 Política de confidencialidad

Los datos suministrados por Inter-Rock, C.A están sujetos a pautas de confidencialidad, por lo que no se proporcionará información detallada sobre la ubicación geográfica exacta o los nombres reales de los pozos investigados.

2.2 Ubicación geográfica del área de estudio

El pozo utilizado en el trabajo de investigación “Pozo Clave 1” se ubica geográficamente en Norte América, en el estado de Texas, Estados Unidos, el cual pertenece a la cuenca Delaware (Figura 2.1).

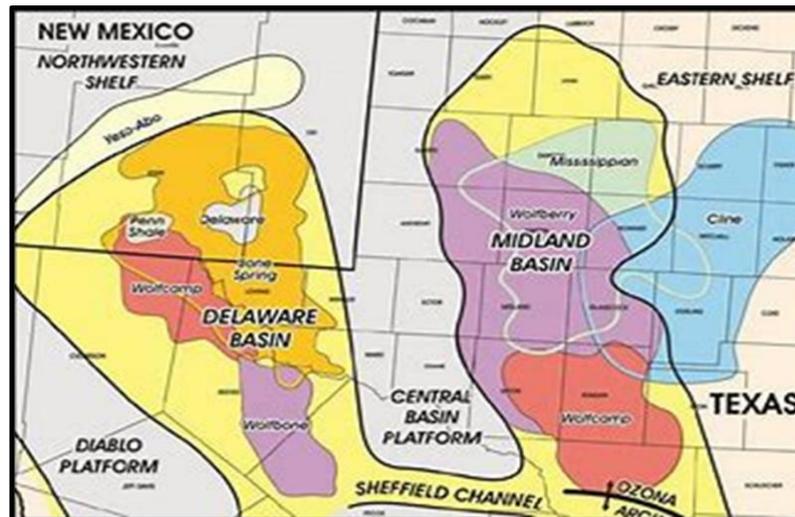


Figura 2.1 Ubicación geográfica Cuenca de Delaware.
(*Shale Experts; Wolfcamp Shale Overview, 1983*).

2.3 Geología local

2.3.1 Cuenca de Delaware

La Cuenca de Delaware, es la subcuenca occidental de la Cuenca Pérmica y es una de las zonas de perforación más activas en la actualidad en los EE. UU. (Mire y Moomaw, 2017). La cuenca se caracteriza por una mezcla de rocas heterogéneas compuestas de lutitas, formaciones siliciclásticas, limolitas ricas en compuestos orgánicos y carbonatos (Nester et al., 2014).

A pesar de la complejidad de su evolución geológica, la cuenca de Delaware ha sido una de las cuencas más productivas en América del Norte y un foco importante de estudios de ingeniería, lo que ha acelerado enormemente el análisis, la interpretación y la explotación en los campos que contienen los yacimientos no convencionales de dicha cuenca; la cual ha incrementado su valor agregado (Tittlemier et al., 2018). Sin embargo, el tiempo dedicado a establecer un flujo de trabajo óptimo para la interpretación cuantitativa ha sido limitado (Del Moro, Y., Anantharamu, V., Vernik, L., Quaglia, A. y Carrillo, E. 2020).

El marco estratigráfico del Pozo Clave 1 está representado por las zonas “A”, “B” Y “C”, desarrolladas durante el período Pérmico de la cuenca Delaware.

La zona “A”, se depositó en el Pérmico Tardío de la época Guadalupiense. La cuenca de Delaware continúa hundiéndose asimétricamente con la acumulación de las calizas detríticas en ambientes de aguas profundas (Nance, 2007). Al final de este período, la entrada de siliciclásticos y la deposición de carbonatos domina el escenario de deposición. La cuenca se vuelve progresivamente menos profunda con circulación de agua restringida y generación de evaporitas. Las evaporitas actúan como un sello

regional de toda la cubierta sedimentaria paleozoica y evita la Migración vertical de hidrocarburos.

La zona “B”, se depositó durante la época Leonardiano del Pérmico Medio, consiste litológicamente en sedimentos clásticos de grano fino y lechos de arenisca más delgados en la parte central, fue interrumpida por numerosas cuñas de carbonato en los bordes de la cuenca, que se extienden como delgadas calizas hacia el centro (Hills, 1984).

Esta formación ha sido descrita como un sistema híbrido de petróleo con rocas generadoras ricas en materia orgánica alternadas con intervalos de yacimientos pobres en materia orgánica. Se constituye litológicamente de capas alternas de carbonato y arenisca, además, posee lutitas ricas en materia orgánica intercaladas con estratos de carbonato de grano fino. Estas rocas fueron depositadas principalmente por resedimentación de carbonatos y clásticos en pendientes y aguas profundas provenientes de plataformas dominadas por carbonatos que rodean la cuenca de Delaware.

La zona “C”, es una unidad compleja que consta principalmente de intervalos de carbonatos arcillosos y lutitas ricas en materia orgánica cerca de los bordes de la cuenca. Durante el Pérmico, las formaciones más importantes con yacimientos de petróleo y gas se depositaron en la cuenca de Delaware. Un hundimiento acelerado de estas formaciones y el levantamiento de la Plataforma de la Cuenca Central ocurrió en el margen oriental de la Plataforma de la Cuenca de Midland. En ese momento, en la zona “C” se acumulaban secuencias extraordinariamente espesas de sedimentos ricos en materia orgánica que han sido bien reconocidos como roca generadora y como objetivo para yacimientos no convencionales (Figura 2.2).

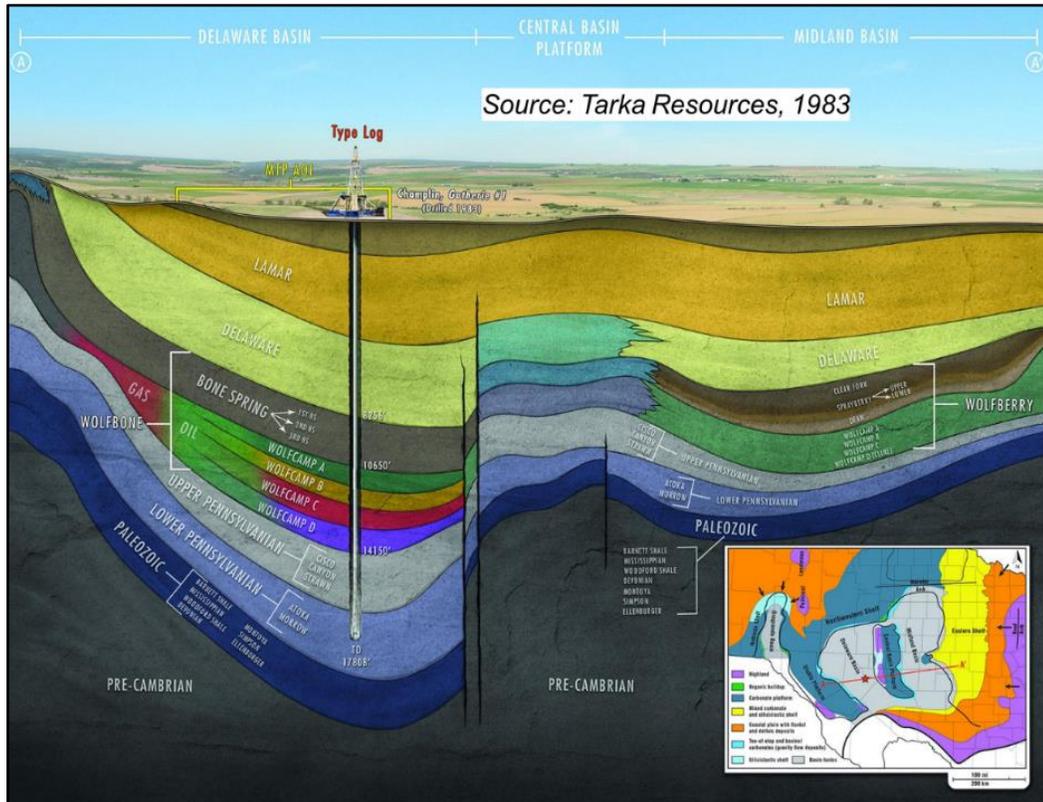


Figura 2.2 Estratigrafía esquemática del área de estudio (Tarka Resources, 1983).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes de la investigación

Del Moro, Y., Anantharamu, V., Vernik, L., Quaglia, A. y Carrillo, E. (2020). En su artículo “***SEISMIC PETROPHYSICS WORKFLOW APPLIED TO DELAWARE BASIN***” cuyo flujo de trabajo abarca la estimación de la porosidad a partir de la aproximación de la densidad de matriz variable, utilizando la estimación del contenido de carbón orgánico total (TOC) mediante el cálculo correspondiente al método de Passey. Esta metodología y procedimientos utilizados les permitió generar dicho modelo petrofísico para mejorar el conocimiento del reservorio en la determinación de las zonas prospectivas.

Panesso, R., Quaglia, A. y Porras, J. (2023). En su investigación “***INTEGRATED PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION OF HYDROCARBON SHALE UNCONVENTIONAL RESERVOIRS USING A ROCK TYPING APPROACH, CASE STUDY, VACA MUERTA PLAY, NEUQUÉN BASIN, ARGENTINA.***” cuyo objetivo es presentar un flujo de trabajo para un índice de tipo de roca a partir de la caracterización petrofísica en yacimientos no convencionales, y de esta manera clasificar los tipos de roca. Para la definición del mismo se consideraron propiedades como el contenido de carbono orgánico total (COT), la porosidad total, la saturación de hidrocarburos y el índice de fragilidad.

Interactive Petrophysics (2019). “**METODOLOGÍA Y ECUACIONES PARA EL CALCULO DE LA DENSIDAD DE MATRIZ VARIABLE**” en el soporte teórico del *software* hace referencia a la metodología que establece para un modelo

multimineral con el propósito de cuantificar los minerales de la matriz limpia de la formación que se encuentre en estudio, tomando en consideración diferentes registros de pozos (Densidad, Neutrón y factor fotoeléctrico), para determinar una densidad de matriz variable con mayor precisión, el cual representa un parámetro indispensable en el cálculo de la porosidad utilizando el método multimineral del *software*.

Kraim G., M. (2008). En su trabajo de investigación **“CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL YACIMIENTO SBC-1 (CRETÁCEO) INCORPORANDO LOS DATOS DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS CONVENCIONALES Y ESPECIALES; CAMPOS SANTA BÁRBARA Y PIRITAL”** concluye que la curva de porosidad densidad (PHID) es la que mejor ofrece las estimaciones de porosidad (PHIT). Además de realizar una evaluación petrofísica completa; es de relevancia para la investigación ya que hace referencia en el cálculo de porosidad a los diferentes registros que pueden ser tomados en consideración para el mismo, dentro de los cuales están: registro de densidad, registro de neutrón, registros sísmicos y una combinación entre el registro Densidad y Neutrón.

Barbato, R. y Quaglia, A. (2023). En su artículo **“POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA DERIVADAS DE LOS PERFILES DE DENSIDAD Y RAYOS GAMMA. CUÁLES SON LAS INSIDIAS Y ERRORES MÁS COMUNES, SUS CONSECUENCIAS Y COMO MITIGARLOS”**; indican que la porosidad, es un parámetro crítico en la industria petrolera y su determinación ha evolucionado con el tiempo por la incorporación de nuevas herramientas y tecnologías. Es por ello que, en este estudio, se revisaron las bases teóricas de cálculos de porosidad a partir del perfil de densidad utilizando data real, aplicándose diferentes métodos para efectuar los mencionados cálculos; concluyendo que las unidades de porosidad pueden variar de 1 a 5, con respecto a los resultados obtenidos. Ya que, esta variación va a depender de la selección del conjunto de parámetros.

3.2 Fundamentos teóricos

3.2.1 Densidad

La densidad (ρ), es la relación entre la masa y el volumen de la muestra, midiéndose en unidades de masa/unidades de volumen (ejemplo: gr/cm^3). Esta propiedad se puede separar en densidad aparente (ρ) y densidad de matriz (ρ_{matriz}). El valor de la densidad aparente se expresa con respecto a la porosidad del material y la densidad de matriz solamente depende de los minerales que componen a la roca y no tiene en cuenta la porosidad (Bueno, S., 2016).

3.2.2 Propiedades petrofísicas

Son aquellas variables por medio de las cuales se logra definir y evaluar las propiedades físicas de la roca y su interacción con los fluidos que la saturan. (Arciniegas, 2020).

Entre ellas, podemos mencionar:

- a. Arcillosidad.
- b. Porosidad.
- c. Saturación de fluidos.
- d. Permeabilidad.
- e. Radio de Garganta de Poro

3.2.3 Registros de pozos

Un registro o perfil de pozo quiere decir “una grabación contra profundidad de alguna de las características de las formaciones rocosas que son atravesadas por un pozo y hechas por aparatos de medición (sondas) en el agujero del pozo” (Garduza, V., 2019).

3.2.4 Registros litológicos

Los registros litológicos permiten caracterizar el yacimiento en base a sus propiedades físicas y químicas de las rocas que contienen presencia de hidrocarburos y agua (Zambrano et al., 2016).

3.2.4.1 Registro Caliper

El registro Caliper, es una herramienta para medir el diámetro y forma de un pozo. Utiliza una herramienta que tiene 2, 4, o más brazos extensibles. Los brazos pueden moverse y cuando la herramienta se retira del pozo el movimiento se convierte en una señal eléctrica por un potenciómetro. Dentro de los usos más comunes, este registro brinda información acerca de la calidad del pozo para la evaluación de la calidad de otros registros (Glover, 2001) (Figura 3.1).

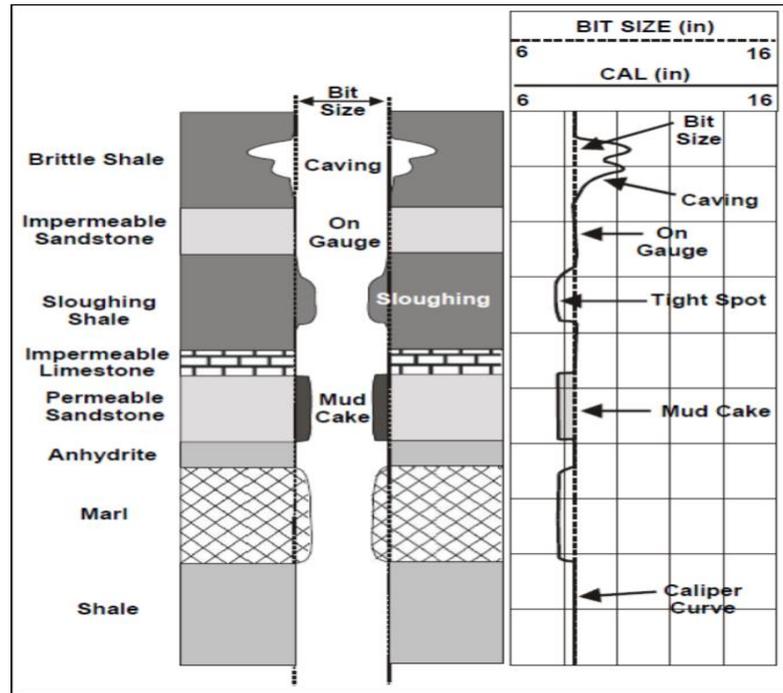


Figura. 3.1 Respuestas típicas del *caliper* a varias litologías (Glover, 2001).

3.2.4.2 Registro de Potencial Espontáneo (SP)

Es un registro no inducido. El SP, de los materiales del subsuelo se origina en las células electroquímicas formadas por el contacto entre las arcillas, las arenas y el lodo de perforación, y como consecuencia del efecto electrocinético de los fluidos que se mueven a través de la zona permeable. El SP, se mide introduciendo un electrodo en el sondeo sin entubar, mientras que el otro electrodo se sumerge en un pozuelo excavado en la superficie y lleno de lodo de perforación. Se toman a hoyo desnudo. No funciona en lodo base aceite. Debido a su baja resolución actualmente han sido desplazados por el registro de GR.

Los principales usos del registro SP son calcular la resistividad del agua de formación e indicar la permeabilidad. También puede ser para estimar el volumen de

esquisto, para indicar facies y, en algunos casos, para correlación (Rider, 1996) (Figura 3.2).

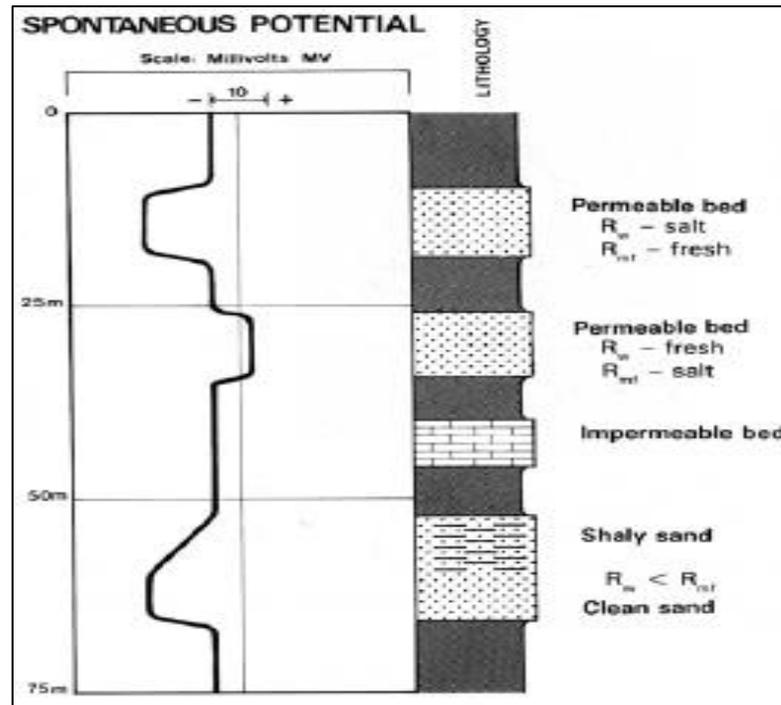


Figura 3.2 Respuestas típicas del registro SP (Rider, 1996).

3.2.4.3 Registro *Gamma Ray*

El registro de rayos gamma es un registro continuo de la intensidad de las radiaciones gamma naturales que emanan de las formaciones penetradas por el sondeo en función de la profundidad. Todas las rocas tienen cierta actividad radioactiva. La fuente más abundante de radiactividad natural es el isótopo radiactivo del potasio, K40, y los elementos radiactivos de las series del uranio y el torio (Bassiouni, 1944).

Se lee de izquierda a derecha. Si el GR es bajo; indica bajo contenido de arcilla y si es alto indica alto contenido de arcilla. La unidad de medida es en grados API, con

un rango de valores que generalmente va de 0 a 100 API. Sirve para calcular el contenido de arcilla de las capas (V_{sh} / V_{cl}), para estimar tamaño de grano y diferenciar litologías porosas de no porosas. Puede utilizarse en pozos entubados (Garduza, V., 2019).

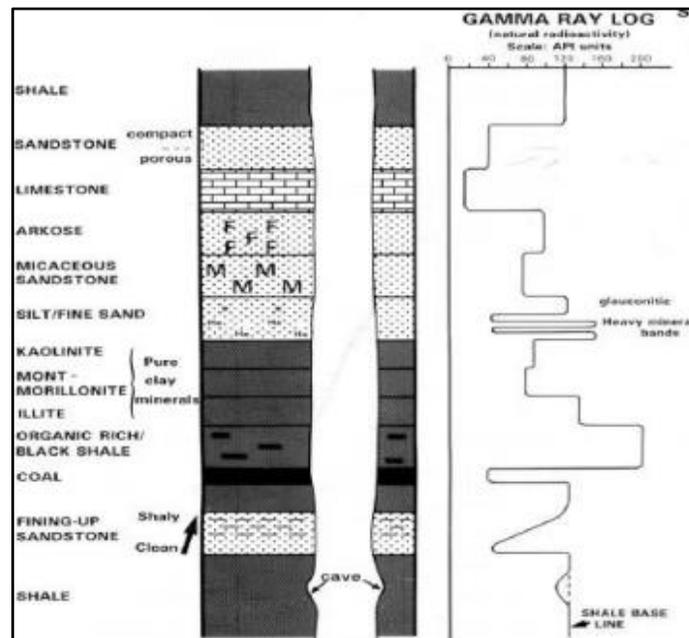


Figura. 3.3 Respuestas típicas de registro *Gamma Ray* (Rider, 1996).

- Cálculo del volumen de arcilla (V_{clay}) a partir de registro *Gamma Ray*

Los isótopos radioactivos son asociados a la presencia de los minerales de arcilla en la roca, por lo tanto, el volumen de estos puede ser determinado por la deflexión de la curva del GR. En primera instancia es importante escalar a la curva de GR de tal manera que el valor mínimo y el valor máximo de esta correspondan al 0% y al 100% de volumen de arcilla, respectivamente.

El Volumen de arcilla (V_{clay}) está relacionado con el índice de arcillosidad (IGR) y se expresa matemáticamente como:

$$IGR = \frac{GR_{leído} - GR_{cl}}{GR_{sh} - GR_{cl}} \quad (3.1)$$

Donde:

IGR: Índice de arcillosidad

GR_{leído}: *Gamma Ray* leído (API)

GR_{cl}: *Gamma Ray* limpio (API)

GR_{sh}: *Gamma Ray* sucio (API)

Es costumbre asumir que $V_{clay} = IGR$. Sin embargo, tiende a exagerar el volumen de arcillas. Se encontró que las relaciones empíricas eran más confiables. Se desarrollaron varias relaciones empíricas para diferentes áreas y edades geológicas. Las correlaciones más notables fueron desarrolladas por Larionov, Stieber y Clavier (Bassiouni, 1944).

Para rocas más antiguas, la ecuación de Larionov es:

$$V_{clay} = 0.33(22 * IGR - 1) \quad (3.2)$$

Donde:

V_{clay} : Volumen de arcillosidad

IGR: Índice de arcillosidad

3.2.5 Registros resistivos

Los registros de resistividad se utilizan para determinar las zonas de hidrocarburos frente a las zonas de agua, indicar zonas permeables y determinar la porosidad de la resistividad. Sin embargo, el uso más importante es la determinación de las zonas de hidrocarburos frente a las de agua (Asquith y Gibson, 1982).

Esto se debe a que la matriz o los granos de la roca no son conductores, la capacidad de la roca para transmitir una corriente depende casi por completo del agua de formación en los poros. Los hidrocarburos al igual que la matriz no son conductores, por lo tanto, según aumenta la saturación de los poros, también aumenta la resistividad de la roca.

Se puede determinar la saturación de agua (S_w) por la ecuación de Archie:

$$S_w = \left(\frac{a * R_w}{R_t * \phi^m} \right)^{1/n} \quad (3.3)$$

Donde:

S_w : Saturación de agua de una zona no invadida (%)

R_w : Resistividad de agua de formación a temperatura de formación (ohm-m)

R_t : Resistividad de formación verdadera (ohm-m)

ϕ : Porosidad (%)

a: Factor de tortuosidad (adimensional)

m: Exponente de cementación (adimensional)

n: Exponente de saturación (adimensional)

3.2.6 Registros de porosidad

La porosidad, de las rocas en pozos abiertos generalmente se obtiene a partir del registro sónico, el registro de densidad, el registro de neutrones y el registro de resonancia magnética. Todas estas herramientas ven afectada su respuesta por la porosidad, los fluidos y la matriz de la formación. Si los efectos de fluidos y matriz se conocen o se pueden determinar, la respuesta de la herramienta puede relacionarse con la porosidad. Por lo tanto, estos instrumentos se mencionan con frecuencia como registros de porosidad (Schlumberger, 1989).

3.2.6.1 Registros Sónicos

El registro Sónico, es un registro de porosidad que mide el intervalo del tiempo de tránsito (Δt) del sonido de una onda compresional viajando a través de un pie de formación. El intervalo de tiempo de tránsito se mide en microsegundos por pie, siendo el inverso de la velocidad de una onda de sonido en compresión es pies por segundo.

En su forma más sencilla, una herramienta sónica consiste en un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. Cuando se conoce la litología, esta dependencia de la porosidad hace que el registro sónico sea muy útil como registro de porosidad. Los tiempos de tránsito sónicos integrados también son útiles al interpretar registros sísmicos. El registro sónico puede correrse simultáneamente con otros servicios (Schlumberger, 1997)

- Determinación de la porosidad

El intervalo del tiempo de tránsito (Δt) depende tanto de la litología y de la porosidad. Sin embargo, la velocidad de la matriz de una formación debe ser conocida, para derivar la porosidad sónica por la siguiente ecuación (Asquith y Gibson, 1982):

$$\phi_{sonic} = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (3.4)$$

Donde:

ϕ_{sonic} : Porosidad derivada del sónico

Δt_{ma} : Intervalo de tiempo de tránsito de la matriz (μ sec/ ft)

Δt_{log} : Intervalo de tiempo de tránsito de la formación (μ sec/ ft)

Δt_f : Intervalo de tiempo de tránsito del fluido en el pozo (lodo fresco= 189, lodo salino= 185)

3.2.6.2 Registro de Densidad

El registro de Densidad mide la densidad de la formación. Una fuente radioactiva es aplicada contra la pared del pozo emitiendo radiación gamma hacia la formación, la cual interacciona con los electrones de la misma según el efecto. Generando una radiación secundaria que es detectada como una medida de la densidad de la formación.

Considerando una formación limpia con poros llenos de fluido, la densidad de la muestra completa es (Halliburton, 1997):

$$\rho_b = (1-\phi)\rho_{ma} + \phi\rho_f \quad (3.5)$$

Donde:

ρ_{ma} : Densidad de la matriz (gr/cm^3).

ρ_b : Densidad total de la formación (gr/cm^3).

ρ_f : Densidad del fluido (gr/cm^3).

\emptyset : Porosidad (%).

Estos registros se utilizan principalmente como registros de porosidad. Otros usos incluyen identificación de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas con arcilla y de litologías complejas, determinación de producción de lutitas con contenido de hidrocarburo, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas (Schlumberger, 1997).

- Determinación de la porosidad

Para determinar la densidad de porosidad es necesario conocer la densidad de la matriz (Tabla 1.1) y el tipo de fluido del pozo. La fórmula para calcular la porosidad a partir de la densidad es:

$$\phi_{den} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3.6)$$

Donde:

ϕ_{den} : porosidad derivada de la densidad (gr/cm^3).

ρ_{ma} : densidad de matriz (gr/cm^3).

ρ_b : densidad aparente de la formación (gr/cm^3).

ρ_f : densidad del fluido (gr/cm^3).

Tabla 3.1 Densidades matriciales de litologías comunes (Schlumberger, 1972)

Roca	ρ_{ma} (gr/cm³)
Arenisca	2.65
Limolita	2.71
Dolomita	2.88
Anhidrita	2.98

3.2.6.3 Registros de Neutrón

Los registros neutrónicos, se utilizan principalmente para delinear formaciones porosas y para determinar su porosidad. Reconocen principalmente a la cantidad de hidrógeno en la formación. Por ende, en formaciones limpias cuyos poros estén saturados con agua o petróleo, el registro de neutrones refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido, mientras tanto las zonas de gas con frecuencia pueden identificarse al comparar el registro de neutrones con otro registro de porosidad o con un análisis de muestras (Schlumberger, 1997).

- Combinación de los registros de Neutrón y de Densidad

El registro combinado de densidad y de neutrones es un registro combinado de porosidad. Además de su uso como dispositivo de porosidad, determinar litología y detectar zonas gasíferas. Cuando estos registros se cruzan, se logra detectar la presencia de hidrocarburos.

Cuando la curva del registro de densidad (RHOB) se cruza hacia la izquierda y la curva del registro de neutrón (NPHI) hacia la derecha, se logra obtener la presencia de hidrocarburos, esto es debido al efecto de gas es creado por el gas en los poros, el gas en los poros hace que el registro de densidad registre valores más altos (es decir el gas es más liviano que el petróleo y el agua) y hace que el registro de neutrones registre

una porosidad demasiado baja, debido a que el gas tiene una menor concentración de átomos de hidrógeno que el petróleo y el agua.

3.2.7 Espesores útiles

Aunque no existe una definición universal de espesores útiles, se presentan a continuación una serie de términos, que ayudan a tener una idea más clara de los mismos (Worthington y Cosentino, 2005) (Figura 3.4):

- Espesor Total de Roca (G): incluye toda la roca dentro del intervalo a evaluar.
- Espesor Neto (S): se refiere a aquella roca que pudiera tener características de reservorio. El criterio para determinarlo se expresa en función de un valor de corte de Volumen de Arcilla (*V_{clay}*).
- Espesor Neto de Reservorio (R): se refiere a aquella parte del Espesor Neto que tiene propiedades útiles de reservorio. La condición para determinarlo se expresa en función de un valor de corte de porosidad (Φ).
- Espesor Neto de Hidrocarburos (P): se refiere a los intervalos netos de reservorio que contienen cantidades significativas de hidrocarburos. Se determina usando como criterio un corte de saturación de agua (S_w)

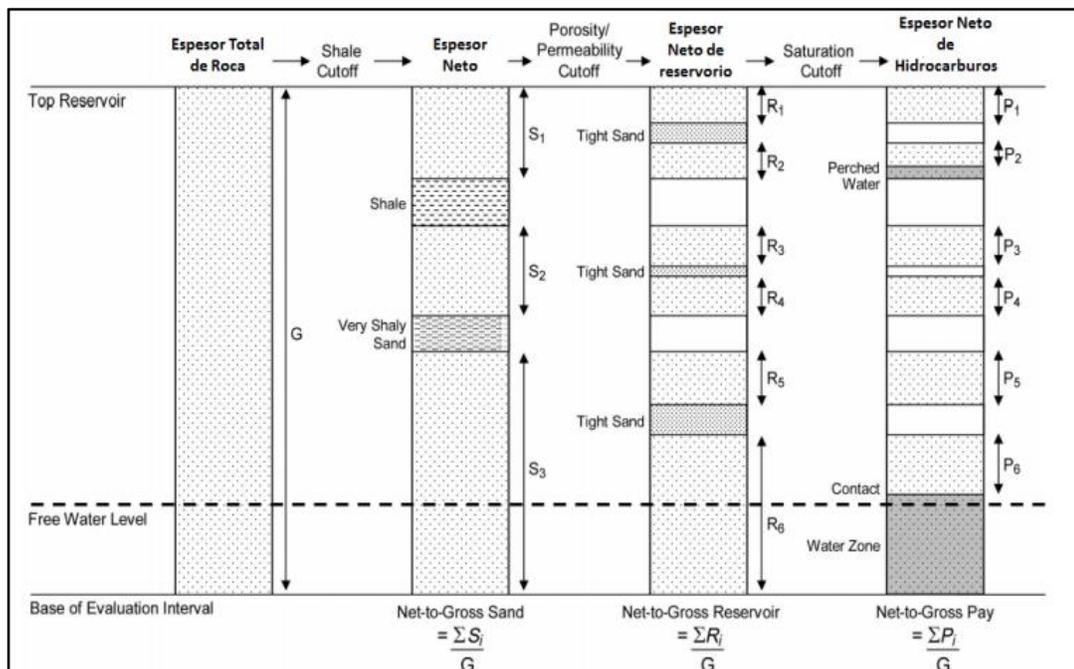


Figura 3.4 Interrelación esquemática de parámetros de corte para la determinación de espesor neto hidrocarburífero aplicados secuencialmente (Worthington y Cosentino, 2005).

3.2.8 Método usado para la evaluación de formaciones

• **MUD LOG:** según Darling, T. (2005), la operación de *mud log* consiste en un monitoreo continuo hecho durante la perforación de un pozo, que incluyen mediciones relacionadas con las operaciones de perforación en sí y las relacionadas con la evaluación de formaciones. Los ítems que usualmente contiene el *mud log*, incluyen:

1. Lecturas de gas medidas por un detector de gas / cromatógrafo
2. Una verificación de ausencia de gases venenosos (H_2S , SO_2).
3. Un informe de los recortes recibidos sobre los *shale shakers*, con litología completa descripciones y porcentajes relativos

4. Tasa de penetración (ROP),

5. Indicaciones de hidrocarburos en muestras.

El *mud log*, puede ser de gran utilidad para el petrofísico y el geólogo en toma de decisiones operativas y evaluación. Según Darling, T. (2005), las áreas en las que el *mud log* puede ser particularmente importante incluyen:

1. Identificación del tipo de litología y formación que se está perforando.
2. Identificación de zonas porosas / permeables.
3. Selección de núcleos, revestimientos o profundidades de perforación finales.
4. Confirmación de los hidrocarburos que se encuentran y si están petróleo o gas.

3.3 Definición de términos básicos

3.3.1 Porosidad

El espacio vacío creado a lo largo de los lechos entre los granos, llamado espacio poroso o intersticio está ocupado por fluidos (líquidos y/o gases). La porosidad de una roca de yacimiento se define como la fracción del volumen aparente del yacimiento que no está ocupada por la estructura sólida del yacimiento (Tiab, D., Donaldson, E. 2004).

La porosidad, de las formaciones del subsuelo puede variar considerablemente. Los carbonatos densos (calizas y dolomías), y las evaporitas (sales, anhidritas y yeso) pueden tener cero porosidades, para todos los efectos prácticos. Por su parte, las

areniscas bien consolidadas pueden tener de 10% a 15% de porosidad, mientras que las no consolidadas pueden tener un 30% o más de porosidad. Finalmente, las lutitas o arcillas pueden tener una porosidad mayor de 40%, pero estos poros individualmente considerados, son por lo general tan pequeños, que la roca es impermeable al flujo de fluidos (Hung, E., 1991).

3.3.1.1 Clasificación de la porosidad

Según Tiab, D. y Donaldsson, E. (2004), la porosidad puede ser clasificada desde dos perspectivas distintas: la geológica, basada en el tiempo y modo de origen, y la distribución y relaciones de los espacios porosos, considerándose 2 tipos de porosidad:

- Porosidad primaria: es aquella que se ha originado en la roca desde el momento de la deposición de los sedimentos.

- Porosidad secundaria: es consecuencia de la acción de agentes geológicos después del momento de formación de la roca, tales como lixiviación, fracturamiento, fisuramiento, entre otros. La magnitud, forma, tamaño e interconexión de los poros no tiene una relación directa con la forma original de las partículas sedimentarias.

Así como también puede ser clasificada desde la perspectiva ingenieril, de acuerdo a la interconectividad de los poros de la siguiente manera:

- Porosidad total: expresa la cantidad total de poros que posee la roca (interconectados o no).

- Porosidad efectiva: expresa la cantidad de poros que se encuentran interconectados. Desde el punto de vista de la ingeniería de yacimientos, la porosidad

efectiva es el valor importante (y no la porosidad total), dado que representa los espacios a través de los cuales los hidrocarburos pueden fluir.

3.3.2 Carbono orgánico total

El carbono orgánico total (COT), es la cantidad de carbono que contienen los compuestos orgánicos no volátiles. Es el material derivado de la descomposición de las plantas, el crecimiento bacteriano y las actividades metabólicas de los organismos vivos, o de compuestos químicos.

Es un indicador de la concentración de la materia orgánica en las rocas generadoras representada por el porcentaje en peso de carbono orgánico.

La característica más obvia de una roca generadora es que esta contenga una alta cantidad de carbón orgánico total (TOC). En la industria los términos TOC y kerógeno han sido frecuentemente usados de manera indistinta, pero no son lo mismo, el TOC tiene tres componentes: el gas o el petróleo que ya está presente en la roca. El kerógeno que representa el carbón disponible que pudiera ser generado, y el carbón residual que no tiene potencial para generar hidrocarburos.

Los hidrocarburos son originados dentro de la roca generadora a partir del kerógeno, una mezcla sólida de compuestos químicos orgánicos que son insolubles en solventes orgánicos normales debido al enorme peso molecular de los compuestos que lo componen, cuando se someten a temperatura y presión crecientes.

3.3.3 Sistemas petrolíferos

En sistemas petrolíferos convencionales, las acumulaciones de hidrocarburos dependen de tres componentes, la roca madre, el reservorio o roca almacén y la trampa o roca sello. Estos componentes deben combinarse dentro de un marco de espacio y tiempo específico para que se forme una acumulación de hidrocarburos. Como bien se sabe las lutitas son la principal fuente generadora y a su vez el sello en los sistemas petrolíferos convencionales, mientras que en los sistemas no convencionales las lutitas son al mismo tiempo la roca madre, el reservorio y el sello. La mayoría del gas generado en tales reservorios es de origen termogénico, aunque algunas lutitas tienen cantidades considerables de gas biogénico. El gas es almacenado en las lutitas tanto como gas libre en el espacio poroso o adsorbido sobre la materia orgánica. El metano termogénico se formó por compresión de la materia orgánica a presiones muy altas durante mucho tiempo (Euzen, T., 2011).

3.3.4 Yacimientos convencionales

Los yacimientos convencionales, las rocas donde se encuentra el hidrocarburo tienen características de alta porosidad y permeabilidad. El hidrocarburo migró desde la roca generadora hacia reservorios atrapados o trampas donde se acumuló sin migrar a la superficie. Debido a los sellos naturales, en general este tipo de yacimientos pueden desarrollarse mediante pozos verticales con técnicas tradicionales de extracción (Asociación Colombiana del Petróleo, 2014).

3.3.5 Yacimientos no convencionales

Los yacimientos no convencionales, contienen hidrocarburos que todavía se encuentran en la roca generadora. Estos se encuentran en condiciones geológicas que hacen que el movimiento del fluido sea muy lento debido a las rocas poco permeables.

Por lo tanto, este tipo de yacimiento debe desarrollarse con la técnica de estimulación hidráulica, mediante la cual se realizan micro fracturas en la roca para liberar el hidrocarburo (Asociación Colombiana del Petróleo, 2014).

La caracterización de yacimientos no convencionales en lutitas inicia con la cuantificación de la litología y la composición mineral de la formación. La composición mineralógica de los yacimientos en lutitas es la propiedad que puede tener el mayor impacto en la productividad (Wallis, F., 2007). La formación puede tener cantidades variables de arcilla, kerógeno, e incluso cantidades variables de cuarzo, feldespatos, caliza, dolomita y otros minerales. Variaciones en la mineralogía indican variaciones en las propiedades mecánicas de la roca. En cada pozo la litología y composición mineralógica debe determinarse combinando información proveniente de registros de pozo, análisis de núcleos y descripción de ripios de perforación.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA DE TRABAJO

4.1 Tipo de investigación

La investigación aplicada hace referencia a las experiencias de las investigaciones con propósitos de resolver o mejorar una situación específica o particular, para comprobar un método o modelo mediante la aplicación innovadora y creativa de una propuesta de intervención (Hernández, R., Fernández, C., Baptista, P. 2014). En referencia a lo expresado por el mencionado autor, la presente investigación se cataloga aplicada ya que, su objetivo principal tiene una clara aplicación práctica en la exploración y producción de hidrocarburos, debido a que la porosidad, es una propiedad fundamental para la caracterización de los yacimientos, aunado a ello, busca generar conocimientos que puedan ser aplicados en la calibración de modelos de porosidad de yacimientos convencionales y no convencionales.

4.2 Diseño de la investigación

Para Díaz (2006) el diseño de investigación documental “Permite el estudio de un problema con el propósito de ampliar y profundizar el conocimiento de su naturaleza principal, en trabajos previos, así como información y datos divulgables por medios impresos”. En virtud de lo mencionado, la investigación se denomina documental, puesto que permite recopilar información necesaria para profundizar la información acerca de las distintas metodologías existentes para el cálculo de la porosidad. Al mismo tiempo, analizar y documentar los antecedentes relacionados con el tema de la calibración de modelos de porosidad en función de la naturaleza litológica de la matriz de roca y demás puntos en relación con la investigación en curso.

4.3 Etapas de la investigación

Según (Gómez, G., 1997) El flujograma es un diagrama que expresa gráficamente las distintas operaciones que componen un procedimiento o parte de este, estableciendo su secuencia cronológica. A continuación, se emplea un flujograma de trabajo para la representación de las etapas y pasos seguidos para el estudio realizado (Figura 4.1).

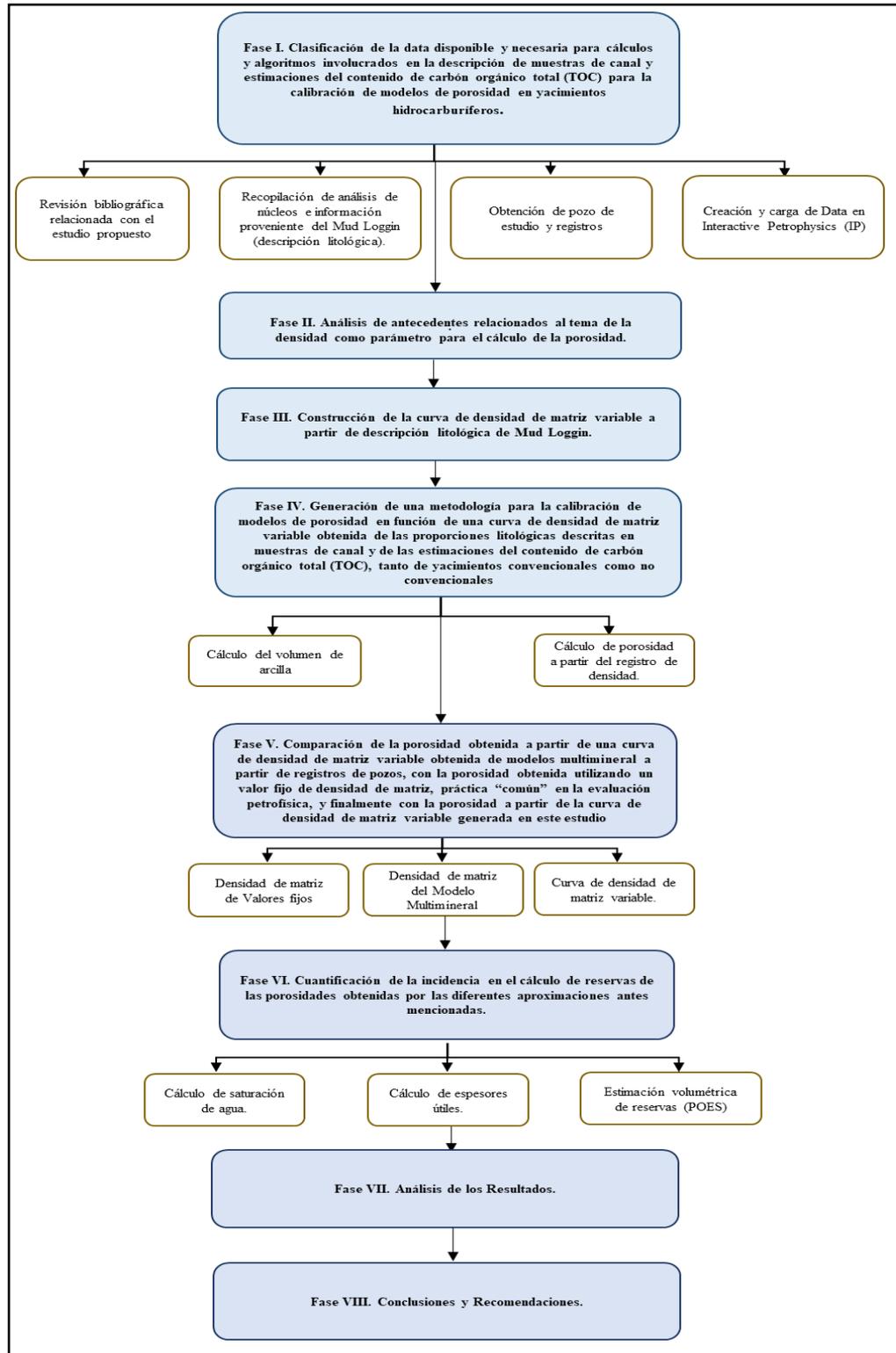


Figura 4.1. Flujograma de trabajo.

4.3.1 Clasificación de la data disponible y necesaria para cálculos y algoritmos involucrados en la descripción de muestras de canal y estimaciones del contenido de carbón orgánico total (TOC) para la calibración de modelos de porosidad en yacimientos hidrocarburíferos.

4.3.1.1 Revisión de la información bibliográfica para el cálculo de una curva de densidad de matriz variable

En esta primera fase, consistió en la recopilación de la información de manera exhaustiva sobre el Campo en estudio, lo que permitió establecer una base de datos confiable con la finalidad de tener a la mano todos los conocimientos necesarios para el desarrollo de este proyecto; se recopiló información bibliográfica y consulta de referencias disponibles para establecer las bases teóricas de la presente investigación.

4.3.1.2 Recopilación de análisis de muestras de roca e información proveniente de la descripción litológica de *Mudlogging*

En esta etapa, se agregó la información de análisis de muestras de roca e información proveniente de *Mudlogging* la cual es de gran importancia para desarrollar un criterio en cuantos a los modelos de porosidad; por otra parte, permitieron establecer la composición mineralógica (minerales presentes en la roca), su geoquímica (determinar el contenido de TOC), entre otros aspectos útiles de esta información.

4.3.1.3 Obtención de registros de pozos

Se obtuvo toda la información disponible del pozo, entre ellos, distintos tipos de registros (eléctricos, acústicos y espectrales). Dichos datos fueron recibidos en formato “LAS” y “Excel”, que luego fueron cargados al *software* Interactive Petrophysics (IP).

4.3.1.4 Creación y carga de data en Interactive Petrophysics (IP)

Se creó la base de datos en el *software* Interactive Petrophysics (IP), donde fueron cargados todas las curvas de perfiles en formato “. LAS”, para ello, nos dirigimos a la ventana de “Import/Export”, y seleccionamos el formato LAS/LBS (Figura 4.2).

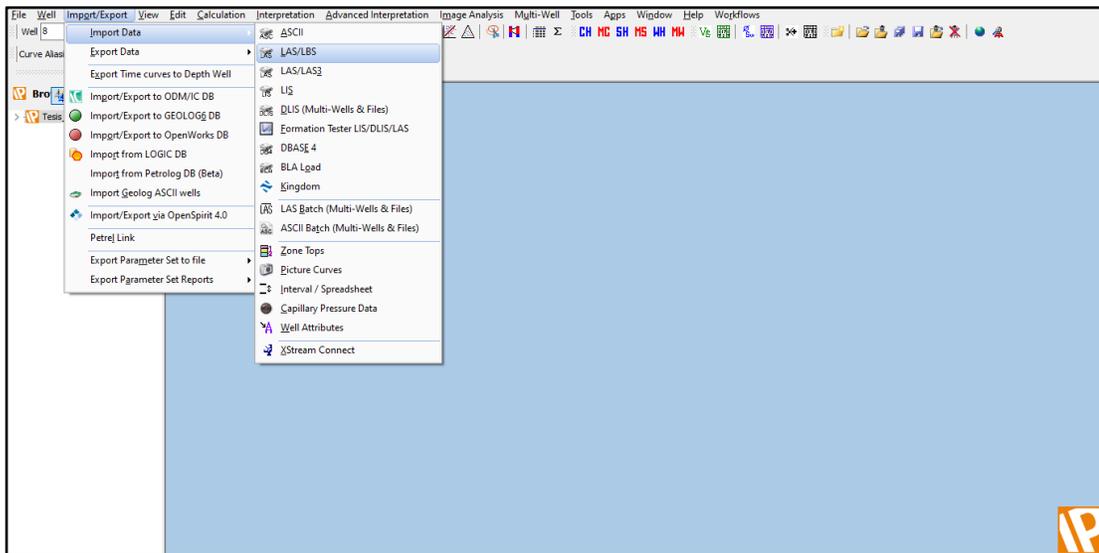


Figura 4.2 Proceso para cargar un formato “LAS” en el *software* Interactive Petrophysics.

Posteriormente, fue necesario originar “Sets” en el software (Figura 4.3) para brindar organización y clasificación del conjunto de datos. Fueron generados Sets para las curvas de registros, y para cada uno de los modelos evaluados.

#	Short Name	Full Name	Color	No. Curves	Step	Top	Bottom	Range	Curves
1		Default	Black	1	0.5	2500	13710	Edit	View
2	EVAL	CURVAS EVALUADAS	Olive	33	0.5	2500	13710	Edit	View
3	ORIG	CURVAS ORIGINALES	Maroon	17	0.5	2500	13710	Edit	View
4	ML	DATOS DE MUD LOGGIN	Green	12	0.5	2500	13710	Edit	View
5	RESUL	EVALUACIONES	Navy	16	0.5	2500	13710	Edit	View
6									
7									
8									
9									
10									
11									
12									
13									
14									
15									
16									

Figura 4.3 Creación de “Sets” en el *software* Interactive Petrophysics.

4.3.1.5 Carga de topes de formación

Se cargaron los topes de formación en el *software* Interactive Petrophysics (IP), en la ventana “*Import/Export*” seleccionados la opción “Zone Tops” y pegamos los datos del formato “Excel”; considerando que se definieron cada uno de ellos como zonas de formación.

4.3.2 Análisis de los antecedentes relacionados con el tema de la calibración de modelos de porosidad en función de la naturaleza litológica de la matriz de roca

Se realizó el análisis de antecedentes de estudios previos que abordan la densidad como parámetro fundamental para el cálculo de la porosidad, con la finalidad de identificar las metodologías más precisas, el impacto del TOC y la formulación de recomendaciones para la selección de la metodología más adecuada.

4.3.3 Construcción de la curva de densidad de matriz variable a partir de análisis de muestras de canal disponibles y estimaciones del contenido de carbón orgánico total (TOC)

En esta fase, a partir de los datos de la descripción litológica de *Mudlogging* y la cuantificación del contenido de carbón orgánico total (TOC) se generó una tabla en la aplicación “Excel”, en la cual se plasmó el porcentaje de los minerales/rocas/compuestos presentes en la formación.

Posteriormente, se realizó la sumatoria de estos porcentajes y se consideró redistribuir de manera proporcional el valor de los minerales/rocas/compuestos cuando el resultado de la Suma > 100%, aplicando la siguiente fórmula:

$$\text{Mineral}_{\text{total}} = \frac{\% \text{ Mineral inicial}}{\text{Total de la sumatoria}} * 100 \quad (4.1)$$

Finalmente, se generó los datos para la curva de densidad de matriz variable denominada “*RHOMA_VAR*”, aplicando la siguiente fórmula:

$$\text{RHOMA}_{\text{VAR}} = \sum \text{Min}_1 * \rho_1 + \text{Min}_2 * \rho_2 + \text{Min}_3 * \rho_3 \dots \quad (4.2)$$

Donde:

$\text{RHOMA}_{\text{VAR}}$: densidad de matriz variable (gr/cm³)

Min_1 : mineral/roca/compuesto (%)

ρ_1 : densidad del mineral/roca/compuesto (gr/cm³)

Tabla 4.1 Valores de Densidad utilizados para cada Mineral/Roca/Compuesto presente en la formación

MINERAL/ROCA/COMPUESTO	DENSIDADES (gr/cm ³)
CHERT	2.67
CALIZA	2.71
LUTITA	2.75
ARENISCA	2.65
TOC/KERÓGENO	1.3

Tabla 4.2 Ejemplo de los cálculos obtenidos para la elaboración de la curva de densidad de matriz variable "RHOMA VAR"

ML:DEPTH FT	ARENISCA wt%	LUTITA wt%	CALIZA wt%	CHERT wt%	TOC wt%	RHOMA VARIABLE gr/cm ³
4687.5	90	10	0	0	0	2.66
4688	90	10	0	0	0	2.66
4688.5	90	10	0	0	0	2.66
4689	90	10	0	0	0	2.66
4689.5	90	10	0	0	0	2.66
4690	80	20	0	0	0	2.67
4690.5	80	20	0	0	0	2.67
4691	80	20	0	0	0	2.67
4691.5	80	20	0	0	0	2.67
4692	80	20	0	0	0	2.67
4692.5	80	20	0	0	0	2.67
4693	80	20	0	0	0	2.67
4693.5	80	20	0	0	0	2.67
4694	80	20	0	0	0	2.67

4.3.4 Generación de una metodología para la calibración de modelos de porosidad en función de una curva de densidad de matriz variable obtenida de las proporciones litológicas descritas en muestras de canal y de las estimaciones del contenido de carbón orgánico total (TOC), tanto de yacimientos convencionales como no convencionales

Para generar la metodología de acuerdo a la calibración de la porosidad mediante el registro de densidad es importante realizar el cálculo de las siguientes propiedades petrofísicas:

4.3.4.1 Cálculo del volumen de arcilla

La elección del modelo adecuado para estimar el volumen de arcilla es crucial, pues este parámetro influye de manera notable en el cálculo de otras propiedades petrofísicas relevantes, como la porosidad, las saturaciones de fluidos y la permeabilidad.

Para calcular la arcillosidad se utilizó la curva de Gamma Ray Corregido (CGR) cargada en el *software* IP, para esto, en el panel de herramientas seleccionamos el icono con el parámetro “*Clay Volume*” y de esta manera definimos el modelo escogido para esta propiedad (Figura 4.4, 4.5 y 4.6).

Clay Volume Analysis - POZO CLAVE 1

Calculate Clay Volume (VCL)
 Calculate Shale Volume (VSH)

Use	Name	Input Curves	Output Curves
Single Clay Indicators			
<input checked="" type="checkbox"/>	Gamma Ray	ORIG:CGR	EVAL:VCLGR
<input type="checkbox"/>	Neutron	ORIG:NPHI	EVAL:VCLN
<input type="checkbox"/>	Resistivity	ORIG:RLA5	EVAL:VCLR
<input type="checkbox"/>	SP		EVAL:VCLSP
<input type="checkbox"/>			
Double Clay Indicator			
<input type="checkbox"/>	Density	ORIG:RHOB	Neutron ORIG:NPHI
<input type="checkbox"/>	Density	ML:C1	Sonic ORIG:DTCO
<input type="checkbox"/>	Sonic	ORIG:DTCO	Neutron ORIG:NPHI
<input type="checkbox"/>		1	Other 2
<input type="checkbox"/> Organic Shale Corrections			
Bad Hole Indicators for Double Clay Indicators			
<input type="checkbox"/>	Name		Minimum Clay Volume
<input type="checkbox"/>	Name		Average Clay Volume
			Clay Volume Mixed
Parameter set name		ClayVol_POZOCLAVE1	Load / Save Parameter Sets
SM		Run	Cancel Help

Figura 4.4 Procedimiento para definir el modelo de arcillosidad en el *software* Interactive Petrophysics.

La relación lineal del IGR arrojó un resultado pesimista, lo cual es debido principalmente a la presencia de minerales radiactivos no arcillosos, como por ejemplo los Feldespatos Potásicos. Para corregir este efecto, el volumen de arcilla se calculó empleando las ecuaciones Larionov *Older Rocks*.

Clay (Clay Volume) : POZO CLAVE 1

Zone Depths - Options Gamma Ray

Zone #	Gr Use	Gr Clean	Gr Clay	Gr Method	Stieber Constant	Use Percentile	Percentile Clean	Percentile Clay	Percentile Group	Clip Low %	Clip High %
1	✓	4	93	Old Rock	2		0.04	128.6	1	0	98
2	✓	4	117	Old Rock	2		0.04	163	1	0	98
3	✓	3	77	Old Rock	2		-0.47	105.7	1	0	98
4	✓	1	77	Old Rock	2		-3.34	105.7	1	0	98
5	✓	6	110	Old Rock	2		0.29	153	1	0	98
6	✓	4	70	Old Rock	2		0.04	98.9	1	0	98
7	✓	4	92	Old Rock	2		0.04	127.2	1	0	98
8	✓	6	106	Old Rock	2		0.29	147.3	1	0	98
9	✓	3.3	100	Old Rock	2		-0.04	138.6	1	0	98
10	✓	12	108	Old Rock	2		4.4	150.1	1	0	98

Null all result curves before running calculations

Show Additional Zone Info [Load / Save Parameter Sets](#)

SM

Figura 4.5 Definición del método para corregir el cálculo del volumen de arcilla en el *software* Interactive Petrophysics.

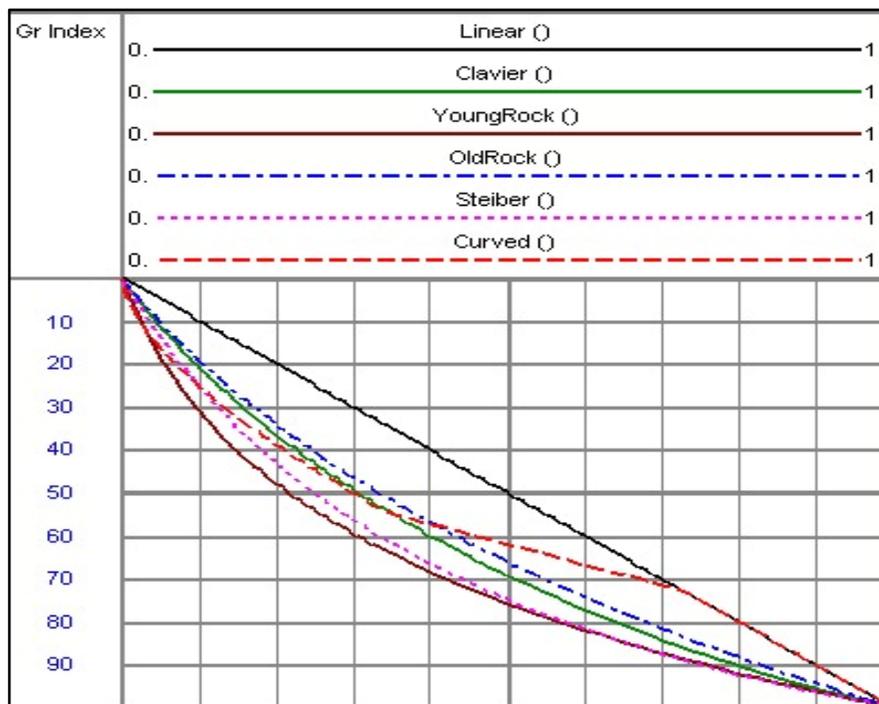


Figura 4.6 Modelos Volumen de Arcilla vs. Índice de Gamma Ray.

Luego, se procedió a efectuar la calibración de las curvas obtenidas a partir de la evaluación ajustando donde se consideró necesario las líneas de CGR_{sand} y CGR_{clay} .

4.3.4.2 Cálculo de porosidad a partir del registro de densidad

Para el cálculo de la porosidad, nos dirigimos a la ventana “*Interpretation*” y seleccionamos el parámetro “*Porosity and Water Saturation Parameters*”. Posteriormente, definimos en la opción “*Matrix*” la fuente de la Densidad conveniente para cada modelo. La ecuación que se presenta para la estimación de la porosidad a partir de la curva de Densidad es la siguiente:

$$\phi_D = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b - V_{cl}(\rho_{ma} - \rho_{Wetcl}))}{(\rho_{ma} - \rho_{fl} \cdot S_{xo} - \rho_{HyAp} \cdot x(1 - S_{xo}))} \quad (4.3)$$

Donde:

ϕ_D : Porosidad del perfil densidad (gr/cm^3).

ρ_{ma} : Densidad de la matriz (gr/cm^3).

ρ_b : Densidad leída del registro (gr/cm^3).

ρ_{Wetcl} : Densidad de la arcilla húmeda (gr/cm^3).

ρ_{fl} : Densidad del filtrado de lodo (gr/cm^3).

ρ_{den} : Densidad del hidrocarburo conocida (gr/cm^3).

ρ_{HyAp} : Densidad de hidrocarburo aparente (gr/cm^3).

V_{cl} Volumen de Arcilla húmeda

S_{xo} Saturación de agua en la zona lavada

4.3.5 Comparación de la porosidad obtenida a partir de una curva de densidad de matriz variable obtenida de modelos multimineral a partir de registros de pozos, con la porosidad obtenida utilizando un valor fijo de densidad de matriz, práctica “común” en la evaluación petrofísica, y finalmente con la porosidad a partir de la curva de densidad de matriz variable generada en este estudio

Para comparar los valores de esta propiedad petrofísica en el presente trabajo de grado se establecieron 3 modelos (Tabla 4.3) los cuales se describen a continuación:

Tabla 4.3 Nomenclatura utilizada para cada modelo en el *software IP*

MODELO	SOFTWARE
DENSIDAD DE MATRIZ DE VALORES FIJOS	MM_FIJO
DENSIDAD DEL MODELO MULTIMINERAL	MM
CURVA DE DENSIDAD DE MATRIZ VARIABLE	MM_VAR

4.3.5.1 Densidad de matriz de valores fijos

El modelo de densidad de matriz de valores fijos es el más utilizado en cuanto a evaluaciones petrofísicas, ya que se considera como parámetro el valor de la densidad del mineral predominante en el pozo o área de estudio. Se definió en la “*Matrix*” del software IP la selección “*Param*” o “parámetro” y se colocaron los siguientes valores de densidad (Tabla 4.4):

Tabla 4.4 Valores de densidad considerados para cada zona

Zonas	Densidades gr/cm ³
A	2.65
B	2.71
C	2.71

4.3.5.2 Densidad de matriz del Modelo Multimineral

El modelo Multimineral desarrollado por el *software* IP con la finalidad de cuantificar los minerales que conforman la matriz limpia de las formaciones en estudio, el cual se basa en los perfiles de densidad (RHOZ), neutrón (TNHP) y factor fotoeléctrico (PEFZ). Este modelo se calibró con la descripción litológica de las muestras de canal proveniente del *mudlog*. Asimismo, a partir de los volúmenes de minerales determinados en este modelo, se determinó de forma más precisa la densidad de matriz (ρ_{ma}), parámetro indispensable para el cálculo de porosidad a partir del registro Densidad.

A partir de las curvas de factor fotoeléctrico y densidad se calculan los valores de la sección transversal fotoeléctrica (U):

$$U = \text{PEF}(\rho_b + 0,1883)0,93423 \quad (4.4)$$

$$U_{\text{clay}} = \text{PEF}_{\text{clay}} (\rho_{\text{wetclay}} + 0,1883)0,93423 \quad (4.5)$$

$$U_{\text{water}} = 0,00481 \text{ Salinity} + 0.3883 \quad (4.6)$$

$$U_{\text{hyd}} = 0,119 \rho_{\text{hden}} \text{ (para gas)} \quad (4.7)$$

$$U_{\text{hyd}} = 0,133 \rho_{\text{hden}} \text{ (para petróleo)} \quad (4.8)$$

Luego $U_{matrixApp}$ se determina a partir de:

$$U_{matrixApp} = \frac{U - V_{clay} U_{clay} - \phi_{ND} (U_{water} S_{xo} + U_{hyd} (1 - S_{xo}))}{1 - \phi_{ND} - V_{clay}} \quad (4.9)$$

Donde:

$U_{matrixApp}$: sección transversal fotoeléctrica de matriz aparente

U : sección transversal fotoeléctrica

U_{clay} : sección transversal fotoeléctrica para la arcilla

U_{water} : sección transversal fotoeléctrica para el agua

U_{hyd} : sección transversal fotoeléctrica para el hidrocarburo

PEFZ: curva de factor fotoeléctrico

ρ_b : densidad de la formación

V_{clay} : volumen de arcilla

PEF_{clay}: valor del factor fotoeléctrico para la arcilla

$\rho_{wetclay}$: densidad de la arcilla húmeda

Salinity: salinidad del agua de formación en partes por millón equivalentes de cloruro de sodio

ρ_{hdn} : densidad del hidrocarburo

ϕ_{ND} : porosidad densidad – neutrón

S_{xo} : saturación de agua en la zona lavada.

Luego, en este caso de tres minerales, y con los registros densidad, neutrón y factor fotoeléctrico, se resuelven las siguientes ecuaciones para obtener los volúmenes de cada mineral:

$$Rho_{matrixApp} = \rho_1 V_1 + \rho_2 V_2 + \rho_3 V_3 \quad (4.10)$$

$$U_{matrixApp} = U_1 V_1 + U_2 V_2 + U_3 V_3 \quad (4.11)$$

$$1 = V_1 + V_2 + V_3 \quad (4.12)$$

Donde:

$U_{\text{matrixApp}}$: sección transversal fotoeléctrica de matriz aparente

$\text{Rho}_{\text{matrixApp}}$: densidad de matriz aparente

ρ_1 , ρ_2 y ρ_3 : densidades de matriz de los minerales considerados (puntos finales ρ_{ma} en el diagrama ternario cuarzo/calcita/dolomita mostrado en la Figura 6.10

U_1 , U_2 y U_3 : valores de sección transversal fotoeléctrica de matriz de los minerales considerados puntos finales

4.3.5.3 Curva de densidad de matriz variable

Este modelo es representado por la curva de densidad de matriz variable obtenida a partir de este estudio, su determinación fue explicada anteriormente.

Como se observa en la tabla 4.1, para este estudio fue utilizado un valor de densidad de lutita 2.75 gr/cm^3 , siendo de gran complejidad el estudio de las arcillas por su amplia gama de densidades, se determinó mediante estudios previos que predominan las Illitas las mismas cuentan con valores de densidad de $2.7\text{-}2.78 \text{ gr/cm}^3$, dichos valores fueron promediados para considerar el dato antes mencionado.

4.3.6 Cuantificación de la incidencia en el cálculo de reservas de las porosidades obtenidas por las diferentes aproximaciones antes mencionadas

4.3.6.1 Cálculo de la saturación de agua

Para la determinación del modelo de saturación fue estimada la saturación de agua (S_w) a partir de la ecuación de Archie:

$$S_w = \left(\frac{a * R_w}{R_t * \phi^m} \right)^{1/n} \quad (4.13)$$

Además, se realizó el cálculo de esta propiedad con los 3 modelos anteriormente explicados.

4.3.6.2 Cálculo de espesores útiles

Una vez culminada la evaluación petrofísica es importante obtener los parámetros de corte, debido a que son fundamentales para definir los espesores útiles en las zonas de interés, como lo son: Espesor Neto de Reservorio (*Net Reservoir*) y Espesor Neto de Hidrocarburos (*Net Pay*).

Los parámetros de corte (arcillosidad, saturación de agua y porosidad) usados en este estudio se presentan en la tabla 4.5, siendo definidos los mismos a partir de parámetros usados en pozos del campo.

Tabla 4.5. Valores de parámetros de corte

ZONAS	NET RESERVOIR		
	NET PAY		
	PHI>=(%)	VCLAY<=(%)	SW<=(%)
A	5	50	55
B	5	50	55
C	5	50	55

4.3.6.3 Estimación volumétrica de reservas (POES)

Con respecto al cálculo del POES fueron utilizados los espesores útiles obtenidos previamente. En vista de que no se tiene información del área del yacimiento, fue considerado para la ecuación 4.14. $A=1$ acre, $h=1$ ft y $B_{oi}=1$

$$POES = \frac{7758 \times A \times h \times \phi(1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (4.14)$$

Donde

POES: Petróleo original en Sitio (BN)

A: Área del yacimiento (acre)

h: Espesor (ft)

ϕ : Porosidad (adimensional expresada en fracción)

S_w : Saturación de agua (adimensional expresada en fracción)

B_{0j} : Factor volumétrico de formación de petróleo (BY/BN)

4.4 Población de la investigación

Tamayo, T. y Tamayo, M. (1997), "La población se define como la totalidad del fenómeno a estudiar donde las unidades de población poseen una característica común la cual se estudia y da origen a los datos de la investigación. Aunado a esto, la población de este estudio está representada en 8 pozos de un campo hidrocarbúferos, pertenecientes a la Cuenca Delaware, ubicado en Estados Unidos, entre los estados de Texas y Nuevo México. Por temas de confidencialidad Inter- Rock, C.A no publicará los nombres de empresa, campos y pozos involucrados en el estudio.

4.5 Muestra de la investigación

Cantoni (2009) expuso que: La muestra "es una colección de individuos extraídos de la población a partir de algún procedimiento específico para su estudio o medición directa. Una muestra es una fracción o segmento de una totalidad que constituye la población. La muestra es en cierta manera una réplica en miniatura de la población". Para efectos de la investigación la muestra está conformada por un pozo denominado "Pozo Clave 1", el cual pertenece a la Cuenca Delaware, ubicado en Estados Unidos, Texas-Nuevo México.

4.6 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Hurtado (2000) establece que las técnicas de recolección de datos comprenden procedimientos y actividades que le permiten al investigador obtener información necesaria para dar respuesta a su pregunta de investigación, mientras que los

instrumentos constituyen la vía mediante la cual es posible aplicar una determinada técnica de recolección de datos.

4.6.1 Revisión bibliográfica o documental

La revisión bibliográfica se ha definido como “la operación documental de recuperar un conjunto de documentos o referencias bibliográficas que se publican en el mundo sobre un tema, un autor, una publicación o un trabajo específico. Es una actividad de carácter retrospectivo que nos aporta información acotada a un periodo determinado de tiempo” (Gálvez, 2001).

4.6.2 Instrumentos de recolección de datos

Entre los instrumentos relevantes empleados para el procesamiento de datos y el desarrollo de la investigación se encuentran:

- a. Computador Personal (PC).
- b. *Software* Microsoft Office.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

De acuerdo con la metodología descrita anteriormente, en este capítulo se presentarán los resultados obtenidos en función de los objetivos planteados en la presente investigación, a fin de realizar una comparación de los resultados para la calibración de la porosidad mediante el modelo propuesto con respecto a los modelos tradicionales.

5.1 Clasificación de la data disponible y necesaria para cálculos y algoritmos involucrados en la descripción de muestras de canal y estimaciones del contenido de carbón orgánico total (TOC) para la calibración de modelos de porosidad en yacimientos hidrocarburíferos

La base de datos consta de los registros de pozos disponibles, las descripciones litológicas de las muestras de canal, contenido de carbón orgánico total y los topes formacionales.

5.1.1 Registros de pozos

Los datos fueron suministrados por la empresa Inter-Rock C.A. en archivos “LAS” y documentos “Excel”. El Pozo Clave 1 en estudio cuenta con los registros que se pueden apreciar (Tabla 5.1) a continuación, además de la información proveniente del *Mudlogging*.

Tabla 5.1. Registros disponibles para el “Pozo Clave 1”

Pozo Clave 1	Registros	
	CORRELACIÓN	GR
	POROSIDAD	Densidad
		Neutrón
		Sónico
	RESISTIVIDAD	Laterolog
	BAD HOLE	Caliper
		Bit Size
	ESPECTROMETRÍA	Torio
		Uranio
Potasio		

5.1.2 Descripción litológica de las muestras de canal y contenido de carbón orgánico total (TOC)

Una parte importante de la presente investigación se basó en la recopilación y análisis de muestras de canal provenientes de pozos perforados en la cuenca sedimentaria Delaware. Adicionalmente, se contó con el contenido de carbono orgánico total (COT) determinado en laboratorio

Tabla 5.2. Ejemplo de los datos provenientes de la descripción litológica y el contenido de carbón orgánico total

ML:DEPTH	ARENISCA	LUTITA	CALIZA	CHERT	TOC
	ML:SS %	ML:SH %	ML:LM %	ML:CHERT %	TOC_MUDLOG:TOC_ML %
9280	70	20	10	0	5.45
9280.5	70	20	10	0	5.428
9281	70	20	10	0	5.407
9281.5	70	20	10	0	5.386
9282	70	20	10	0	5.365
9282.5	70	20	10	0	5.343
9283	70	20	10	0	5.322
9283.5	70	20	10	0	5.301
9284	70	20	10	0	5.279
9284.5	70	20	10	0	5.207
9285	70	20	10	0	5.134

5.1.3 Topes de formaciones

En la tabla 5.3 se muestran los topes y las bases de las zonas de estudio en el Pozo Clave 1, dichos datos fueron proporcionados por el departamento de Estudios Integrados de la empresa Inter-Rock C.A.

Tabla 5.3. Zonas del “Pozo Clave 1”

Pozo Clave 1	Zonas	Tope (ft)	Base (ft)
	A	4687.5	6326
	B	6326	7968
	C	7968	9568

5.2 Análisis de los antecedentes relacionados con el tema de la calibración de modelos de porosidad en función de la naturaleza litológica de la matriz de roca

Hay diferentes métodos y formas de obtener porosidad de registros y núcleos de pozos, en función de diferentes características y propiedades de la roca. Una vez revisado los antecedentes para la calibración de la porosidad se consideraron los parámetros descritos por Barbato, R. y Quaglia A. (2023) ya que su enfoque fue basado en la calibración de la porosidad a partir del registro de densidad el cual es considerado como uno de los métodos más usados en dicha determinación. Muchos nuevos intérpretes se han dejado llevar por la automatización de los procesos, ejecutando procedimientos sin tener claros todos los detalles detrás de los mismos y el rango de variabilidad de los resultados como consecuencia de ellos.

5.3 Curva de densidad de matriz variable a partir de análisis de muestras de canal disponibles y estimaciones del contenido de carbón orgánico total (TOC)

5.3.1 Curva de densidad de matriz variable

El resultado de la generación de la curva de densidad de matriz variable a partir de los cálculos que fueron cargados a IP, se puede observar en la (Figura 5.1): la primera columna de izquierda a derecha posee las curvas de rayos gamma, la segunda cuenta con la información de la profundidades y condiciones del hoyo; tercera cada una de las zonas estudiadas para el Pozo Clave 1, cuarta columna se observa la litología de acuerdo a la información de *Mudlogging* y finalmente la curva de densidad antes mencionada en la cual honra las tendencias de acuerdo a las litologías presentes, obteniéndose luego de la ponderación, valores menores de densidad en la Zona “C” ya que la misma se ve afectada por el contenido de carbón orgánico total (TOC).

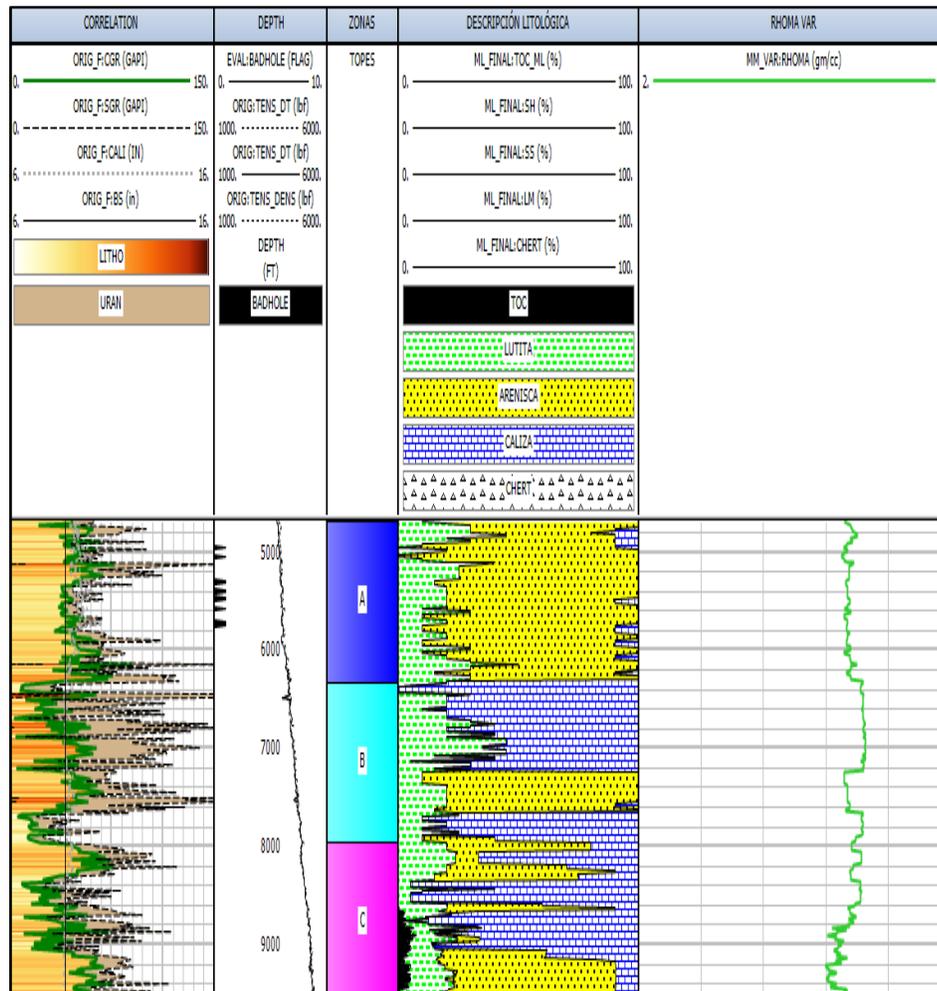


Figura 5.1 Curva de densidad de matriz variable (RHOMA_VAR).

En la figura 5.2, se puede observar un gráfico Torio - Potasio construido a partir del registro rayos gamma espectral, que permitió corroborar el valor típicamente usado para la densidad de la lutita (2.75 gr/cm^3) en el cálculo de RHOMA_VAR, considerando que del 80% al 85% está conformada por minerales de arcillas de alta densidad Illita y la Clorita y el resto por minerales no arcillosos limolíticos que pueden estar compuestos de cuarzo, feldespatos, etc.

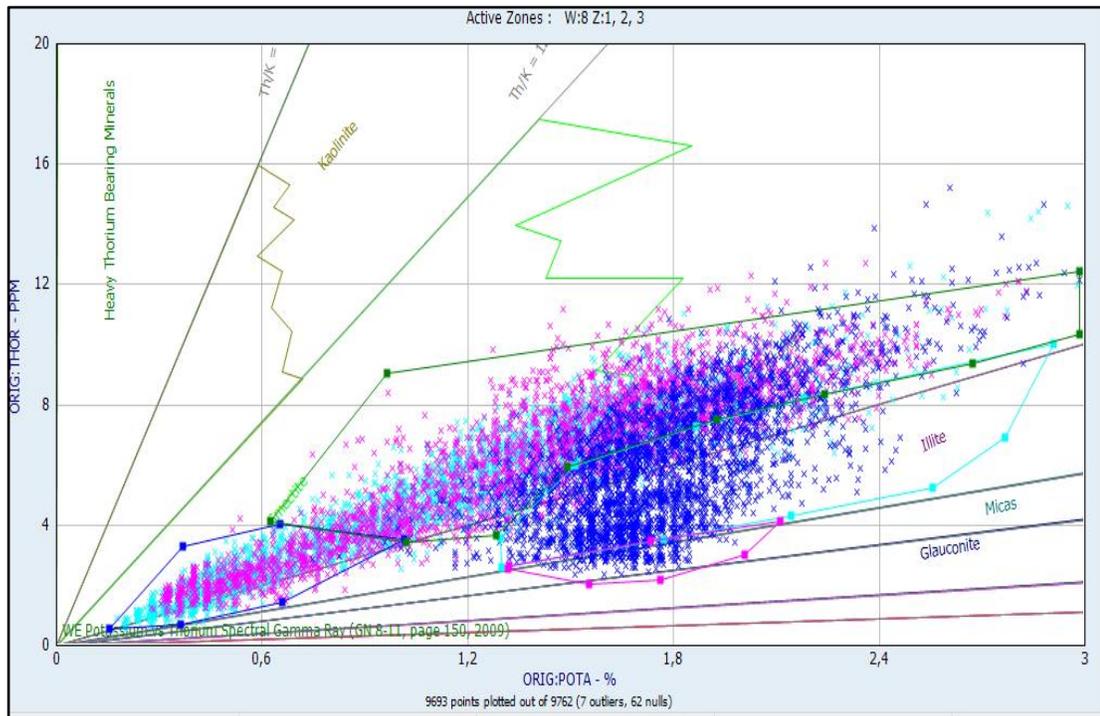


Figura 5.2. Gráfico Torio – Potasio para identificación de tipos de arcilla.

5.4 Generación de una metodología para la calibración de modelos de porosidad en función de una curva de densidad de matriz variable obtenida de las proporciones litológicas descritas en muestras de canal y de las estimaciones del contenido de carbón orgánico total (TOC).

5.4.1 Volumen de Arcilla

En el Pozo Clave 1 se utilizó la curva CGR donde se ajustaron las líneas base de arenas limpias y línea base de arcillas para obtener el modelo de arcillosidad acertado que honren los datos de núcleos. Dicho ajuste se realizó basado en el aumento de radiactividad de las zonas (figura 5.3).

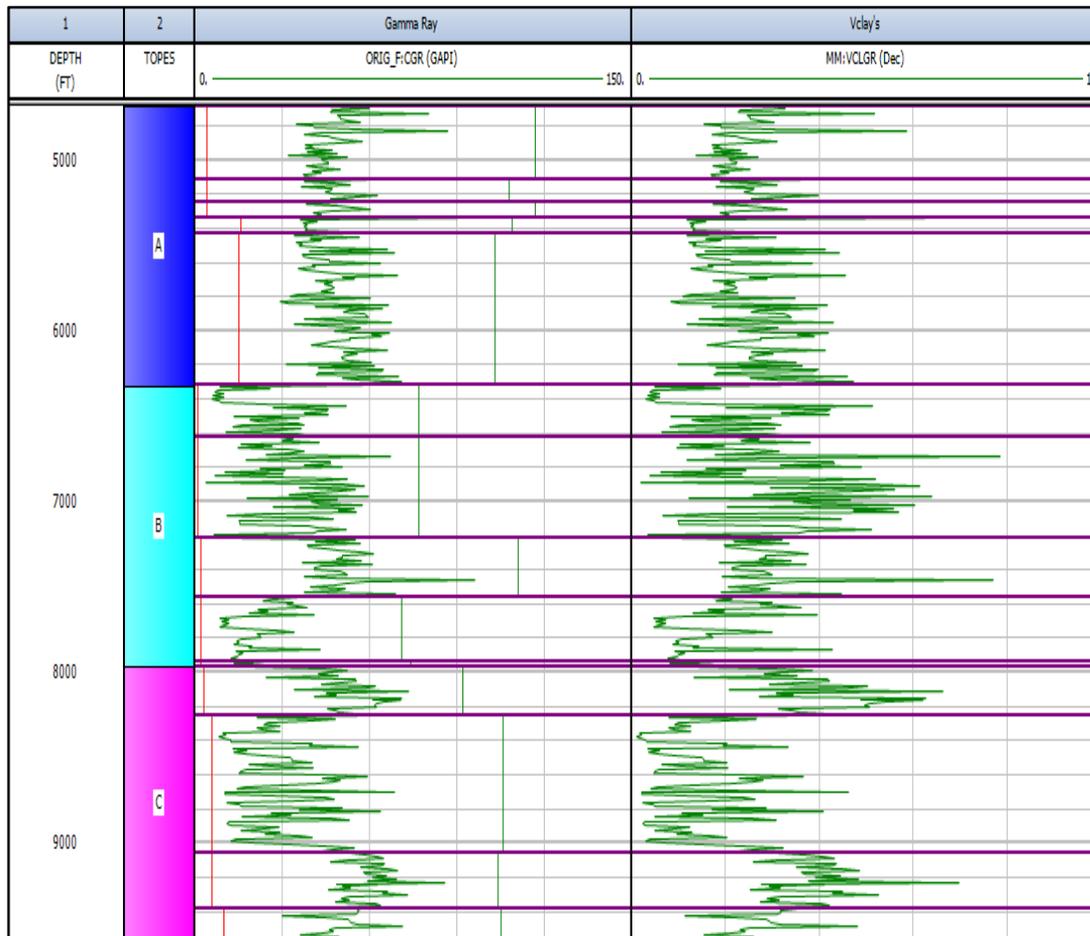


Figura 5.3 Gráfico de resultados obtenidos en la evaluación petrofísica con su respectiva calibración con respecto al cálculo de *VClay*.

5.4.2 Porosidad

La porosidad resultante por registro de densidad se especifica en la figura 5.4 como fue descrita anteriormente se calculó a partir de los 3 modelos seleccionados para este estudio; la respuesta electrográfica que se puede apreciar tiene valores mayores de 2.25 gr/cm^3 en la zona "C".

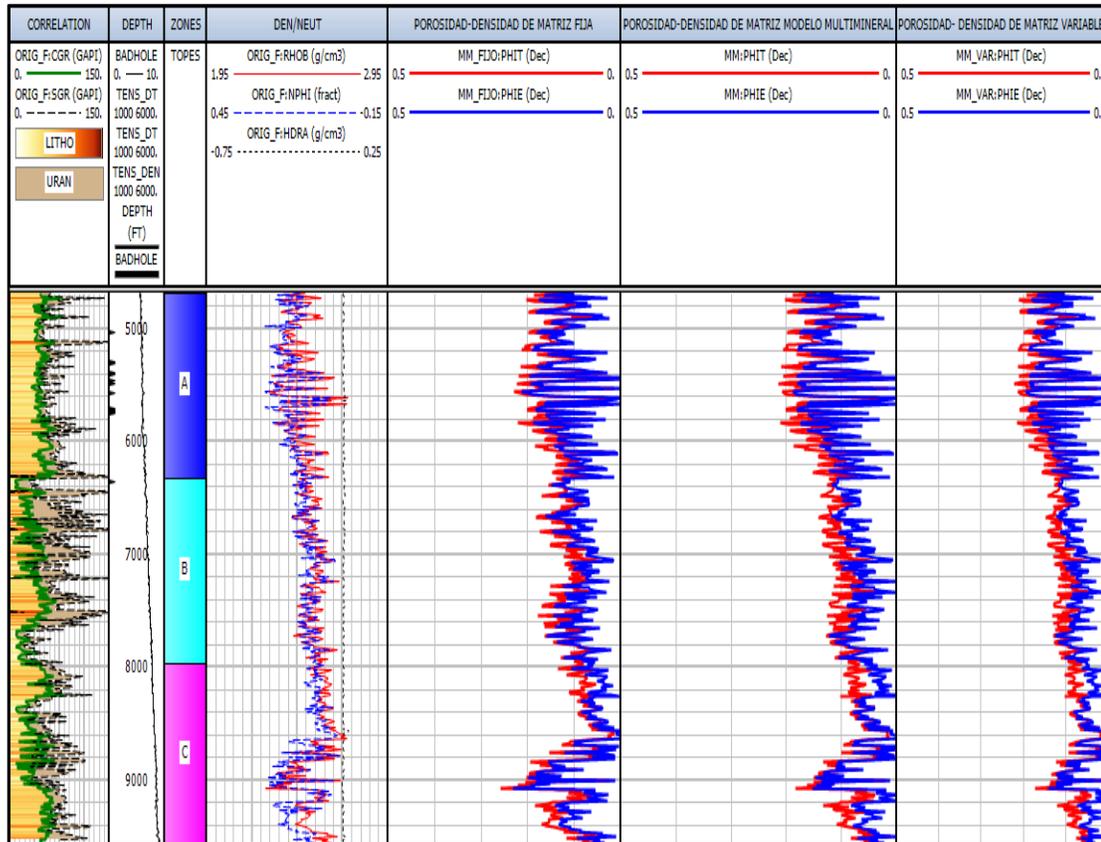


Figura 5.4 Porosidad Total y Efectiva– Pozo Clave 1.

5.4.3 Densidades obtenidas de los distintos modelos aplicados

La curva ponderada de densidad de matriz (RHOMA_VAR) se está analizando con una de las fuentes más comunes y continuas de información litológica como lo son las muestras de ripios, es por esta razón, que la misma podría ser utilizada para la calibración de otros modelos; siendo un paso importante cuando se tiene difracción de rayos x o mineralogía de laboratorio.

En la figura 5.5 se puede observar en líneas generales para las 3 zonas, que la densidad de matriz variable propuesta en este estudio presenta un rango de variabilidad que responde mejor a la conformación litológica de cada zona por provenir de la

descripción litológica de las muestras de canal incluyendo además el contenido de TOC, por su parte la curva de densidad de matriz proveniente del modelo multimineral presenta una variabilidad que depende de los límites definidos por el intérprete en lo referente a la cuantificación de los volúmenes de cuarzo, caliza y dolomita. Mientras que la densidad de matriz fija correspondería a un enfoque simplista que de alguna manera estaría generando porosidades que en algunos intervalos pudieran ser ligeramente optimistas o pesimistas. Es importante destacar en la zona C, donde existe la mayor presencia de TOC, que con la curva de densidad propuesta en este estudio se está honrando la caída en densidad asociado a la presencia de TOC.

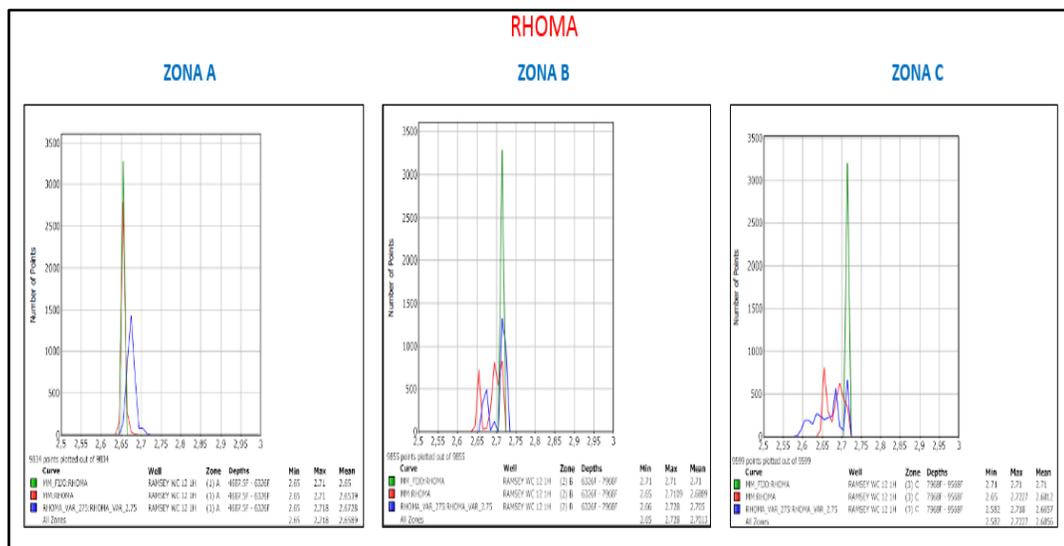


Figura 5.5 Histogramas de las densidades de matriz por cada una de las zonas.

En efecto, en la figura 5.6 se presentan las curvas resultantes de los modelos utilizados en este estudio; la curva de color negro representa MM_FIJO el cual fue desarrollado con valores de densidad de matriz de acuerdo a la litología que predominaba en cada una de las zonas; la curva azul MM resultante del software IP y la curva verde MM_VAR anteriormente descrita. Como se observa en el último *track*,

la curva de color verde producto del modelo de densidad variable a partir de muestras de canal presenta mejor resolución y sería la “guía” para calibrar cualquier modelo de porosidad incluyendo los modelos multi-minerales que existen en los softwares comerciales como es el caso del utilizado en IP (Curva azul). De esta manera se optimizaría el cálculo de la porosidad y con ello los cálculos volumétricos de roca y fluidos presentes.

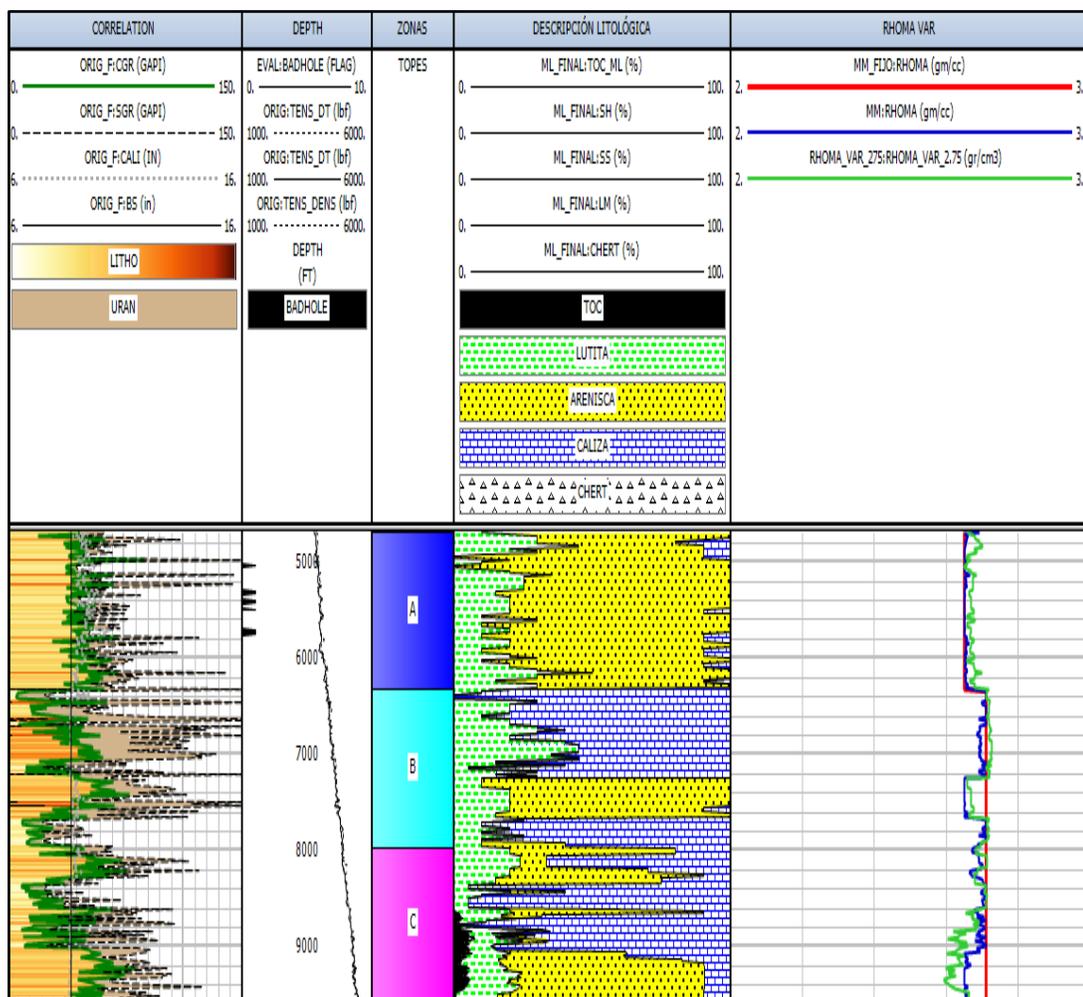


Figura 5.6 Curvas de densidad de matriz a partir de los modelos utilizados en este estudio.

5.5 Comparación de la porosidad obtenida a partir de una curva de densidad de matriz variable obtenida de modelos multimineral a partir de registros de pozos, con la porosidad obtenida utilizando un valor fijo de densidad de matriz, práctica “común” en la evaluación petrofísica, y finalmente con la porosidad a partir de la curva de densidad de matriz variable generada en este estudio

Inicialmente se obtuvieron valores promedios aritméticos para cada una de las zonas estudiadas en cuanto a la porosidad y saturación de agua, determinados a partir del MM_FIJO, MM y MM_VAR (Tabla 5.4).

Tabla 5.4 Promedios aritméticos en cuanto a Porosidad y Saturación de Agua

ZONAS	PROPIEDADES	VALORES FIJOS DE DENSIDAD (MM_FIJO)	MODELO MULTIMINERAL (MM)	DENSIDAD VARIABLE (MM_VAR)
A	POROSIDAD (PHIE)	0.108	0.109	0.116
	SATURACION DE AGUA (SW)	0.670	0.664	0.639
B	POROSIDAD (PHIE)	0.078	0.071	0.076
	SATURACION DE AGUA (SW)	0.342	0.381	0.354
C	POROSIDAD (PHIE)	0.064	0.054	0.049
	SATURACION DE AGUA (SW)	0.586	0.638	0.665

En las últimas décadas el método comúnmente encontrado en las interpretaciones petrofísicas es utilizando un valor de densidad de matriz fijo; el cual en los últimos 20 años ha sido sustituido en algunos casos por otros métodos tradicionales; es por ello, que el presente trabajo se ha enfocado en la comparación de dichos métodos con el modelo desarrollado en este estudio.

La comparación de la porosidad efectiva (PHIE) en cuanto a las zonas estudiadas se puede apreciar en la (Figura 5.7) la cual se describe a continuación:

En la zona “A” se observa un ligero incremento en la porosidad basado en el modelo de la curva de densidad de matriz variable (MM_VAR) con respecto a los otros dos modelos. Ahora bien, la zona “B” se puede apreciar un resultado bastante similar en los 3 casos; y finalmente en la zona “C” la curva de MM_VAR toma valores bajos en mediciones de 12.5% ya que el mismo se ve afectado por el contenido de carbón orgánico total presente.

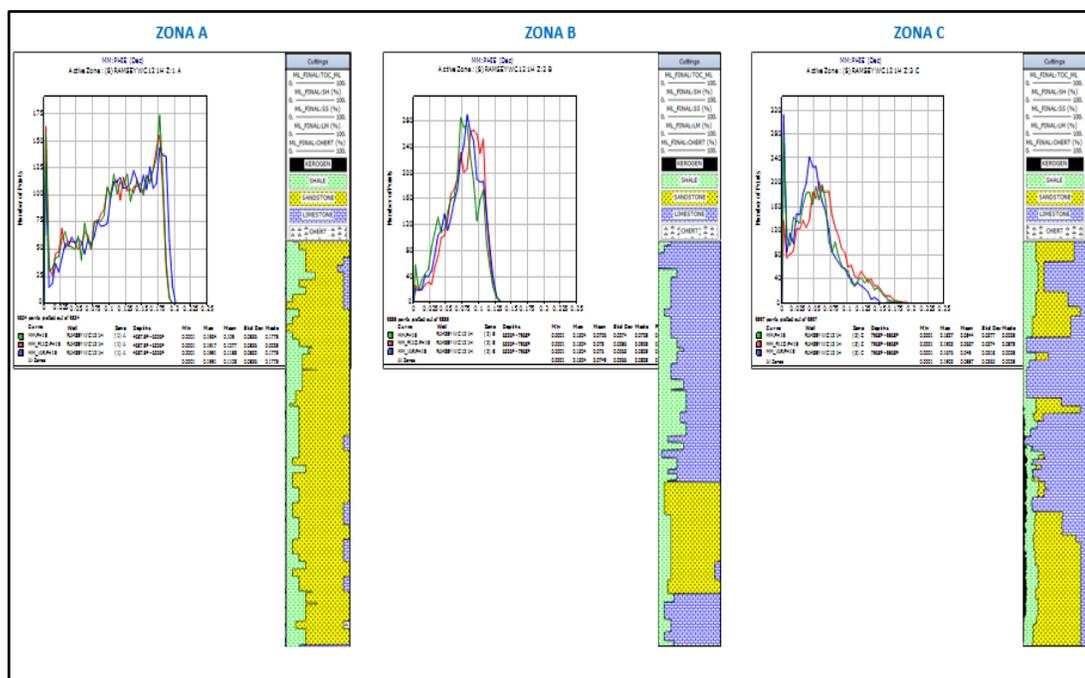


Figura 5.7. Comparación de la porosidad efectiva (PHIE) por zonas.

5.6 Cuantificación de la incidencia en el cálculo de reservas de las porosidades obtenidas por las diferentes aproximaciones antes mencionadas

5.6.1 Saturación de Agua

La figura 5.8 presenta la comparación grafica de los resultados de la aplicación del modelo de saturación de agua usado (ecuación 4.13) usando para cada caso la porosidad obtenida a partir del uso de la densidad de matriz variable propuesta en este estudio, la densidad de matriz fija y la densidad de matriz proveniente del modelo multimineral. En la tabla 5.4 se presentaron los promedios aritméticos de la saturación de agua obtenidos para cada zona con cada uno de los modelos.

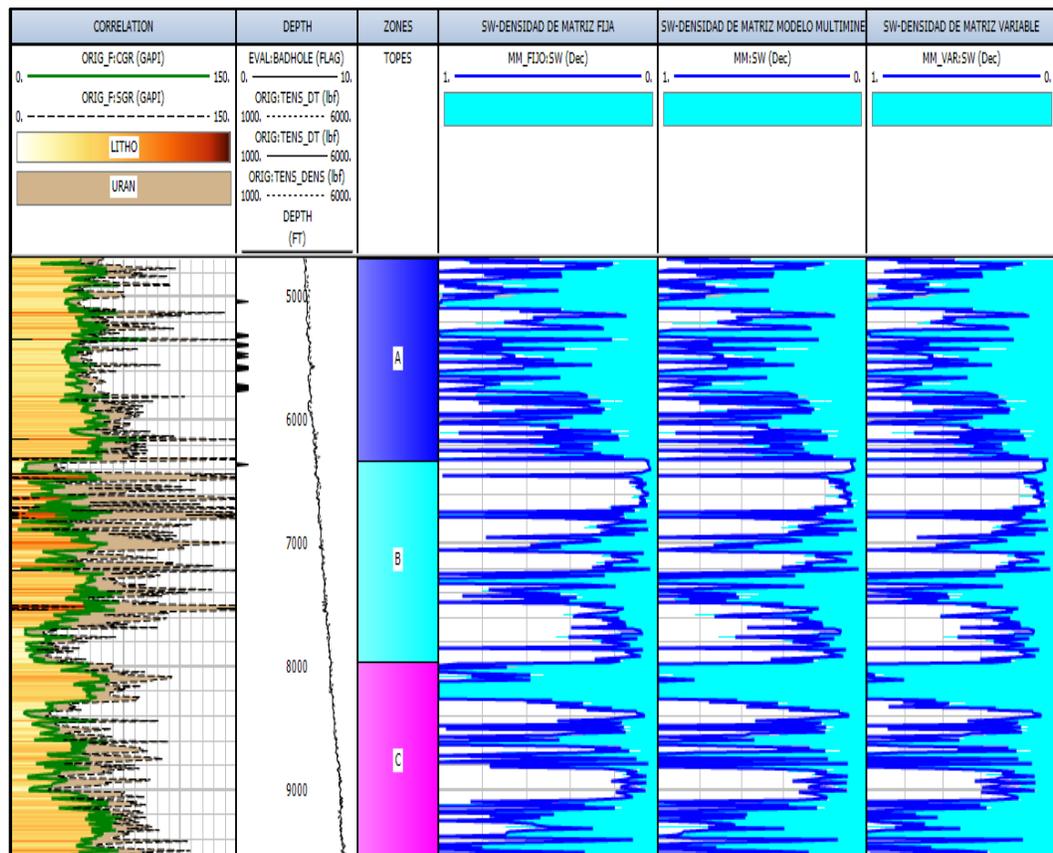


Figura 5.8. Resultados de la saturación de agua.

5.6.2 Espesores Útiles

Como resultado de la aplicación de los parámetros de corte a las propiedades petrofísicas evaluadas se generaron los sumarios petrofísicos mostrados en el apéndice A, que facilitaron la comparación de los espesores útiles para cada modelo estudiado y que a su vez alimentaron el cálculo del POES. De los sumarios petrofísicos se extrajeron para cada uno de los modelos comparados en las tres zonas estudiadas, tanto a partir de los parámetros de corte para arena neta reservorio como para arena neta hidrocarburífera, por una parte, los valores promedios de porosidad y saturación de agua (tabla 5.5 a la 5.8); y por otra parte los espesores netos de roca reservorio y roca hidrocarburífera (tabla 5.9 y 5.10).

En líneas generales, la interpretación de estos resultados debe orientarse hacia la disminución de la incertidumbre en la estimación de la porosidad, no estrictamente si esta aumenta o disminuye, en función de la densidad de matriz según el modelo utilizado, considerando que los posteriores cálculos de saturación de agua, espesores útiles, promedios a partir de sumarios petrofísicos y POES son dependientes de la porosidad. El modelo propuesto que se fundamenta en una detallada descripción litológica de las muestras de canal garantiza la generación de una curva de densidad de matriz variable con un alto nivel de certidumbre.

Tabla 5.5 Comparación promedios de porosidad para espesor neto de reservorio

ZONAS	MM_FIJO	MM	MM_VAR
	Av Phi Res	Av Phi Res	Av Phi Res
A	0.128	0.128	0.132
B	0.086	0.083	0.086
C	0.086	0.084	0.077

Tabla 5.6 Comparación promedios de porosidad para el espesor neto de hidrocarburífero

ZONAS	MM_FIJO	MM	MM_VAR
	Av Phi Pay	Av Phi Pay	Av Phi Pay
A	0.130	0.132	0.136
B	0.088	0.085	0.088
C	0.094	0.092	0.083

Tabla 5.7 Comparación promedios de saturación de agua para el espesor neto de reservorio

ZONAS	MM_FIJO	MM	MM_VAR
	Av Sw Res	Av Sw Res	Av Sw Res
A	0.606	0.599	0.580
B	0.258	0.239	0.236
C	0.383	0.364	0.386

Tabla 5.8 Comparación promedios de saturación de agua para el espesor neto de hidrocarbúfero

ZONAS	MM_FIJO	MM	MM_VAR
	Av Sw Pay	Av Sw Pay	Av Sw Pay
A	0.316	0.312	0.312
B	0.184	0.181	0.181
C	0.239	0.227	0.249

Tabla 5.9 Comparación espesor neto de reservorio

ZONAS	MM_FIJO	MM	MM_VAR
	Net Res (ft)	Net Res (ft)	Net Res (ft)
ZONA A	1325,00	1336,50	1380,00
ZONA B	1366,00	1231,50	1300,00
ZONA C	990,25	800,75	717,25

Tabla 5.10 Comparación espesor neto de hidrocarburo

ZONAS	MM_FIJO	MM	MM_VAR
	Net Pay (ft)	Net Pay (ft)	Net Pay (ft)
ZONA A	474,25	487,25	537,75
ZONA B	1167,50	1085,50	1154,50
ZONA C	629,75	530,25	483,75

5.6.3 Petróleo/Hidrocarburo Original en Sitio (POES)

La comparación más efectiva y real de como la calibración de la porosidad se ve afectada en la cuantificación de las reservas se puede apreciar mediante el cálculo del POES, dichos resultados se presentan en la Tabla 5.11 donde se comparan los resultados con los tres modelos comparados.

Tabla 5.11 Resultados del POES y porcentaje de variación de este con respecto al uso del modelo de densidad de matriz fija

ZONAS	MM_FIJO	MM	MM_VAR	MM_FIJO	MM	MM_VAR
	POES BN	POES BN	POES BN	%	%	%
A	689,84	704,55	725,90	0,000	2,132	5,227
B	557,086	540,073	559,135	0,000	-3,054	0,368
C	554,961	551,718	483,579	0,000	-0,584	-12,862

En la tabla 5.1, además de los valores de POES obtenidos a partir de los resultados de cada modelo en las tres zonas, se presentan los porcentaje de variación con respecto al modelo de densidad de matriz fija comúnmente usado en la industria. Si bien se observa que para las zonas A y B el POES del modelo MM_VAR aumenta con respecto al modelo MM_FIJO, mientras que para la zona C disminuye, como se mencionó previamente la idea no es etiquetar al modelo propuesto de que su aplicación aumenta las reservas, sino que este permite sincerar las mismas gracias a la disminución de la incertidumbre en la densidad de matriz.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Se generó una base de datos del Pozo Clave 1 como resultado de la recopilación, organización y clasificación de los datos de registros e información de *Mudlogging* que sirvió como base para el desarrollo de las propiedades petrofísicas y demás objetivos de este estudio.

2. De acuerdo a los antecedentes analizados en el tema de calibración de porosidad, es importante considerar las variables o parámetros de entrada necesarios, los cuales dependen de la naturaleza de la formación como lo son la composición litológica, configuración del sistema poroso, tipo de fluido en la zona de investigación, de la herramienta y todo lo asociado a los cambios en el ambiente de perfilaje que pueden afectar el registro.

3. A partir de la curva de Densidad de Matriz Variable desarrollada en este estudio se logró obtener resultados óptimos de baja incertidumbre gracias a la calidad de los datos incluyendo el buen trabajo realizado en la fase de *mudlogging*, además, una buena y precisa descripción litológica.

4. Se observó que la calibración de modelos de porosidad en función de la naturaleza litológica de la matriz de roca es una herramienta valiosa para obtener estimaciones precisas de la porosidad en rocas con diferentes composiciones mineralógicas.

5. Los modelos evaluados permitieron observar mediante la elaboración de sumarios estadísticos, cómo las propiedades petrofísicas y los volúmenes de

hidrocarburo en sitio resultantes tienden a variar significativamente, logrando así niveles de certidumbre muy aceptables para el modelo generado en este estudio. Se determinó que, en promedio, el POES calculado luego de la aplicación del modelo curva de densidad de matriz variable a partir del análisis ponderado de las muestras de canal, aumento en 5% para la zona A y disminuyó 0.36% y 12% para las zonas B y C respectivamente, con respecto al POES calculado mediante la porosidad obtenida a partir de la densidad de matriz fija comúnmente siendo usado en la industria.

6. El modelo de Densidad de Matriz Variable propuesto permite sincerar el cálculo de la porosidad y por ende la saturación de agua, espesores hidrocarburíferos y el POES.

Recomendaciones

1. Garantizar la precisión y confiabilidad de los análisis de ripios, por lo cual debe ser realizada bajo un sistema de control de calidad y procedimientos que establezca criterios estrictos y rigurosos.
2. Se recomienda contar con Análisis de Difracción de Rayos X en estudios de este tipo que permitan de una manera más precisa identificar y calibrar la composición mineralógica de las litologías presentes y de los tipos de arcillas.
3. Incluir en los programas de perfilaje los registros de tipo “Elemental” para discretizar entre los tipos de minerales presentes y las proporciones de arcillas.
4. Tomar en cuenta los tiempos y las cantidades de muestras que se toman en los trabajos de *mudlogging* asociados a futuros pozos objeto de este tipo de estudio.

5. No obviar las diferencias de profundidad que comúnmente existen entre las descripciones de rios o muestras de canal y los registros de pozos para su posterior calibración y la incertidumbre asociada a este tipo de análisis.

6. Cuando se seleccione un pozo para la aplicación de esta metodología, procurar hacer los análisis preliminares en la sección vertical del mismo o en pozo piloto si lo hubiese, antes de aplicar la metodología a las secciones horizontales. Esto con la finalidad de hacer las calibraciones previas y tener una idea de los niveles de certidumbre que se puedan presentar en cambios laterales de los horizontes “objetivo”.

7. Aplicar un riguroso control de calidad y posteriores correcciones, de ser necesarias, en las fases de pre y post adquisición y análisis de registros de pozo.

REFERENCIAS

Arciniegas, C. (2020) **DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN ENTRE LOS PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y DE PRODUCCIÓN MEDIANTE UN ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A CUATRO CLUSTERS DEL CAMPO IMPERIAL**. Fundación universidad de américa facultad de ingenierías programa de ingeniería de petróleos. Bogotá D.C.

Asociación Colombiana del Petróleo. (2004) **LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y SU IMPORTANCIA PARA COLOMBIA**. Bogotá, Colombia.

Asquith, G. B., & Gibson, C. R. (1982) **BASIC WELL LOG ANALYSIS FOR GEOLOGISTS** (M. K. Horn, Ed.). AAPG.

Barbato, R. y Quaglia, A. (2023) **“POROSIDAD TOTAL Y EFECTIVA DERIVADAS DE LOS PERFILES DE DENSIDAD Y RAYOS GAMMA. CUÁLES SON LAS INSIDIAS Y ERRORES MÁS COMUNES, SUS CONSECUENCIAS Y COMO MITIGARLOS”**. Geominas, Vol. 51, N° 91, agosto 2023

Bassiouni, Z. (1944) **THEORY, MEASUREMENT, AND INTERPRETATION OF WELL LOGS**. (SPE Textbook Series, Vol. 4). Society of Petroleum Engineers.

Bueno, S. (2016) **DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y ALTERABILIDAD DE DIFERENTES ROCAS DE URUGUAY**. Universidad de la República de Uruguay, UdelaR, pp 5-6.

Conca, J. (2017) **“PERMANIA: 100 YEARS IN THE PERMIAN OIL FIELDS OF TEXAS AND NEW MEXICO”**

Cantoni, M. (2009) **TÉCNICAS DE MUESTREO Y DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO DE LA MUESTRA EN INVESTIGACIÓN CUANTITATIVA**. Revista Argentina de Humanidades y Ciencias Sociales. ISSN 1669-1555. Argentina

Casadio, S; Montagna, A. (2015) **ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA NEUQUINA GEOLOGÍA DE LA CUENCA NEQUINA Y SUS SISTEMAS PETROLEROS**. Una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo. Buenos Aires; pp. 8 – 21.

Del Moro, Y., Anantharamu, V., Vernik, L., Quaglia, A. y Carrillo, E. (2020). ***SEISMIC PETROPHYSICS WORKFLOW APPLIED TO DELAWARE BASIN***. Article in Interpretation. January 2020. DOI: 10.1190/int-2019-0157.1

Díaz. (2006) Capitulo III: **METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**. virtual.urbe.edu. Recuperado 29 de julio de 2023, [<http://virtual.urbe.edu/tesispub/0095948/cap03.pdf>].

Euzen, T. (2011) ***SHALE GAS: AN OVERVIEW***. 1st Edition Corporate Document, Canada, IFP Technologies Inc. Consultado el 31 de agosto de 2023 [<https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2236.6242>].

Garduza, V. (2019) **MANUAL DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO Y ALGUNAS APLICACIONES**. Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Volumen LX1, Número 2. P 139.

Glover, P. (2001) ***PETROPHYSICS***. Department of Geology and Petroleum Geology, University of Aberdeen. Scotland, Aberdeen.

Gómez, G. (1997) **MANUAL DE ORGANIZACIÓN Y MÉTODO**. Ediciones ISTMO, Panamá, pp 13.

Halliburton, (1997) ***OPENHOLE LOG ANALYSIS AND FORMATION EVALUATION***

Hernández, R., Fernández, C. y Baptista, P. (2014) **METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN** (6ª Edición). México D.F: McGraw-Hill / Interamericana Editores, S.A.

Hills, J. (1984) ***SEDIMENTATION, TECTONISM, AND HYDROCARBON GENERATION IN DELAWARE BASIN, WEST TEXAS AND SOUTHEASTERN NEW MEXICO***. AAPG Bulletin, pp 68, 250–267.

Hung, Enrique (1991) **“PETROFÍSICA PARA GEÓLOGOS E INGENIEROS DE EXPLOTACIÓN”**. CORPOVEN, S.A, Caracas, Venezuela. pp 1-228.

Hurtado, J. (2000) **METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN (3ª ED.)**. Fundación Sygal.

Interactive Petrophysics (2019) **“METODOLOGÍA Y ECUACIONES PARA EL CALCULO DE LA DENSIDAD DE MATRIZ VARIABLE”**

Kraim G., M. (2008) **CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL YACIMIENTO SBC-1 (CRETÁCEO) INCORPORANDO LOS DATOS DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS CONVENCIONALES Y ESPECIALES; CAMPOS SANTA BÁRBARA Y PIRITAL.** Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela, P178.

Mire, K., and J. Moomaw (2017) **DELAWARE BASIN: SEVEN-YEAR REVIEW OF ACTIVITY AND PERFORMANCE.** *Unconventional Resources Technology Conference, URTeC*, 2697549.

Montero. (1996). **INTRODUCCIÓN A LA LÓGICA DE LA INVESTIGACIÓN EN PSICOLOGÍA Y EDUCACIÓN.: DISEÑO DE INVESTIGACIÓN** (2ª edición). Editorial Mc Graw-Hill.

Nance, H. (2007) **MIDDLE PERMIAN BASINAL SILICICLASTIC DEPOSITION IN THE DELAWARE BASIN: THE DELAWARE MOUNTAIN GROUP (GUADALUPIAN).** *Bureau of Economic Geology*

Nester, P., K. Schwartz, J. Bishop, and M. Garcia-Barriuso (2014) **THE AVALON SHALE: TYING GEOLOGIC VARIABILITY TO PRODUCTIVITY IN A BURGEONING SHALE PLAY IN THE DELAWARE BASIN OF SOUTHEAST NEW MEXICO.** *Unconventional Resources Technology Conference, URTeC*, 1922929.

Panesso, R., Quaglia, A. y Porras, J. (2023). **“INTEGRATED PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION OF HYDROCARBON SHALE UNCONVENTIONAL RESERVOIRS USING A ROCK TYPING APPROACH, CASE STUDY, VACA MUERTA PLAY, NEUQUÉN BASIN, ARGENTINA.”** Conferencia de Tecnología de Recursos No Convencionales. Denver, Colorado, EE. UU.

Rider, M (1996) **THE GEOLOGICAL INTERPRETATION OF WELL LOGS** (2da edición). Sutherland, Escocia. Editorial Rider-French *Consulting Ltd.*

Schlumberger, (1989) **LOG INTERPRETATION PRINCIPLES/APPLICATIONS.** Sugar Land, Texas.

Schlumberger. (2002) **GLOSARIO DE TÉRMINOS.** Consultado el 31 de agosto de 2023, desde el sitio web: [https://glossary.slb.com/es/terms/e/electrical_log].

Sieben, G. (2017) **“CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA Y GEOQUÍMICA DE LA FORMACIÓN VACA MUERTA EN SEIS POZOS DEL**

CENTRO DE LA CUENCA NEUQUINA. UNA CONTRIBUCIÓN A LA PROSPECCIÓN”, Universidad Nacional del Comahue. Facultad de Ingeniería).

Tamayo, T. y Tamayo, M. (1997) **EL PROCESO DE LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA**. Editorial Limusa S.A. México.

Tiab, D., Donaldson, E. (2004) **PETROPHYSICS. Second Edition. Oxford, United Kingdom. Elsevier**

Tittlemier, T., J. Speight, C. Hager, B. Chiniwala, A. Martocchia, y I. Easow, (2018) **INTEGRATED RESERVOIR CHARACTERIZATION AIDS TARGET SELECTION, PRODUCTION FLUID PREDICTION AND COMPLETIONS OPTIMIZATION IN THE SOUTHERN DELAWARE BASIN RESOURCE PLAYS**. Unconventional Resources Technology Conference, URTeC, 2902718.

Vallejo Guevara, J. C., & Zambrano Fierro, P. J. (2016) **DESARROLLO DE UN SIMULADOR PARA ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZOS PETROLEROS**. Escuela Politécnica Nacional.

Walles, F. (2007) **A NEW METHOD TO HELP IDENTIFY UNCONVENTIONAL TARGETS FOR EXPLORATION AND DEVELOPMENT THROUGH INTEGRATIVE ANALYSIS OF CLASTIC ROCK PROPERTY FIELDS**. *Bulletin Corpus Christi Geologic Society & Coastal Bend Geophysical Society*, pp 21–35.

Worthington, P y Cosentino, L. (2005) **THE ROLE OF CUTOFFS IN INTEGRATED RESERVOIR STUDIES**. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering. Denver*.

APÉNDICES

APÉNDICE A
Sumarios Petrofísicos

A.1 Espesores neto de reservorio a partir del MM_FIJO

ZONAS	Net Res	Net/Gross Res	Av Phi Res	Av Sw Res	Av Vcl Res	PhiH Res	PhiSoH Res	VclH Res
A	1325.00	0.809	0.128	0.606	0.242	169.02	66.64	321.29
B	1366.00	0.832	0.086	0.258	0.232	117.60	87.27	316.69
C	990.25	0.619	0.086	0.383	0.228	84.78	52.29	226.17

A.2 Espesores neto de hidrocarburo a partir del MM_FIJO

ZONAS	Net Pay	Net/Gross Pay	Av Phi Pay	Av Sw Pay	Av Vcl Pay	PhiH Pay	PhiSoH Pay	VclH Pay
A	474.25	0.289	0.130	0.316	0.291	61.84	42.29	137.89
B	1167.50	0.711	0.088	0.184	0.217	102.73	83.85	252.97
C	629.75	0.394	0.094	0.239	0.173	59.19	45.02	109.03

A.3 Espesores neto de reservorio a partir del MM

ZONAS	Gross Interval	Net/Gross Res	Av Phi Res	Av Sw Res	Av Vcl Res	PhiH Res	PhiSoH Res	VclH Res
A	1638.50	0.816	0.128	0.599	0.243	171.38	68.65	324.66
B	1642.00	0.750	0.083	0.239	0.225	102.00	77.65	276.60
C	1600.00	0.500	0.084	0.364	0.211	67.02	42.65	169.36

A.4 Espesores neto de hidrocarburo a partir del MM

ZONAS	Gross Interval	Net/Gross Pay	Av Phi Pay	Av Sw Pay	Av Vcl Pay	PhiH Pay	PhiSoH Pay	VclH Pay
A	1638.50	0.297	0.132	0.312	0.290	64.15	44.12	141.50
B	1642.00	0.661	0.085	0.181	0.211	91.84	75.22	229.40
C	1600.00	0.331	0.092	0.227	0.154	48.90	37.81	81.53

A.5 Espesores neto de reservorio a partir del MM_VAR

ZONAS	Gross Interval	Net/Gross Res	Av Phi Res	Av Sw Res	Av Vcl Res	PhiH Res	PhiSoH Res	VclH Res
A	1638.50	0.842	0.132	0.580	0.244	182.78	76.82	336.18
B	1642.00	0.792	0.086	0.236	0.230	111.84	85.48	298.51
C	1600.00	0.448	0.077	0.386	0.210	54.98	33.77	150.82

A.6 Espesores neto de hidrocarburo a partir del MM_VAR

ZONAS	Gross Interval	Net/Gross Pay	Av Phi Pay	Av Sw Pay	Av Vcl Pay	PhiH Pay	PhiSoH Pay	VclH Pay
A	1638.50	0.328	0.136	0.312	0.288	72.96	50.21	155.04
B	1642.00	0.703	0.088	0.181	0.218	101.36	83.03	251.78
C	1600.00	0.302	0.083	0.249	0.152	40.15	30.14	73.73

APÉNDICE B

Tablas de datos de descripción de muestras de canal y contenido orgánico total

B.1 Datos de la descripción litológica y TOC desde la profundidad 4687,5' hasta 4704'.

ML:DEPTH	ARENISCA	LUTITA	CALIZA	CHERT	TOC
	ML:SS %	ML:SH %	ML:LM %	ML:CHERT %	TOC_MUDLOG:TOC_ML %
4687,5	90	10	0	0	0
4688	90	10	0	0	0
4688,5	90	10	0	0	0
4689	90	10	0	0	0
4689,5	90	10	0	0	0
4690	80	20	0	0	0
4690,5	80	20	0	0	0
4691	80	20	0	0	0
4691,5	80	20	0	0	0
4692	80	20	0	0	0
4692,5	80	20	0	0	0
4693	80	20	0	0	0
4693,5	80	20	0	0	0
4694	80	20	0	0	0
4694,5	80	20	0	0	0
4695	80	20	0	0	0
4695,5	80	20	0	0	0
4696	80	20	0	0	0
4696,5	80	20	0	0	0
4697	80	20	0	0	0
4697,5	80	20	0	0	0
4698	80	20	0	0	0
4698,5	80	20	0	0	0
4699	80	20	0	0	0
4699,5	80	20	0	0	0
4700	80	20	0	0	0
4700,5	80	20	0	0	0
4701	80	20	0	0	0
4701,5	80	20	0	0	0
4702	80	20	0	0	0
4702,5	80	20	0	0	0
4703	80	20	0	0	0
4703,5	80	20	0	0	0
4704	80	20	0	0	0

B.2 Datos de la descripción litológica y TOC desde la profundidad 6326' hasta 6345'.

ML:DEPTH	ARENISCA	LUTITA	CALIZA	CHERT	TOC
	ML:SS %	ML:SH %	ML:LM %	ML:CHERT %	TOC_MUDLOG:TOC_ML %
6326	0	20	80	0	0
6326,5	0	20	80	0	0
6327	0	20	80	0	0
6327,5	0	20	80	0	0
6328	0	20	80	0	0
6328,5	0	20	80	0	0
6329	0	20	80	0	0
6329,5	0	20	80	0	0
6330	0	20	80	0	0
6330,5	0	20	80	0	0
6331	0	20	80	0	0
6331,5	0	20	80	0	0
6332	0	20	80	0	0
6332,5	0	20	80	0	0
6333	0	20	80	0	0
6333,5	0	20	80	0	0
6334	0	20	80	0	0
6334,5	0	20	80	0	0
6335	0	20	80	0	0
6335,5	0	20	80	0	0
6336	0	20	80	0	0
6336,5	0	20	80	0	0
6337	0	20	80	0	0
6337,5	0	20	80	0	0
6338	0	20	80	0	0
6338,5	0	20	80	0	0
6339	0	20	80	0	0
6339,5	0	20	80	0	0
6340	0	10	90	0	0
6340,5	0	10	90	0	0
6341	0	10	90	0	0
6341,5	0	10	90	0	0
6342	0	10	90	0	0
6342,5	0	10	90	0	0
6343	0	10	90	0	0
6343,5	0	10	90	0	0
6344	0	10	90	0	0
6344,5	0	10	90	0	0
6345	0	10	90	0	0

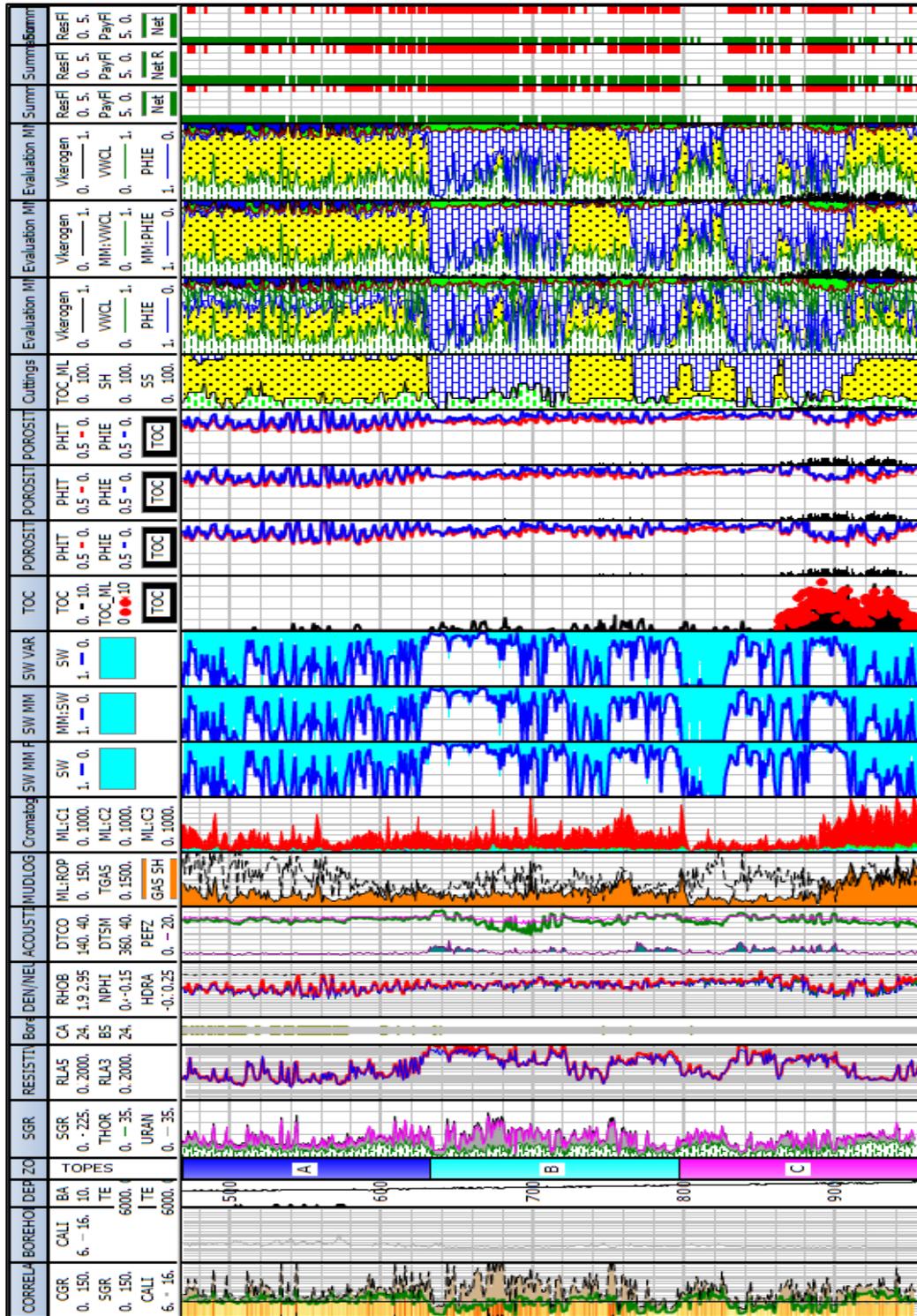
B.3 Datos de la descripción litológica y TOC desde la profundidad 7968' hasta 7990'.

ML:DEPTH	ARENISCA	LUTITA	CALIZA	CHERT	TOC
	ML:SS %	ML:SH %	ML:LM %	ML:CHERT %	TOC_MUDLOG:TOC_ML %
7968	60	20	20	0	0
7968,5	60	20	20	0	0
7969	60	20	20	0	0
7969,5	60	20	20	0	0
7970	60	20	20	0	0
7970,5	60	20	20	0	0
7971	60	20	20	0	0
7971,5	60	20	20	0	0
7972	60	20	20	0	0
7972,5	60	20	20	0	0
7973	60	20	20	0	0
7973,5	60	20	20	0	0
7974	60	20	20	0	0
7974,5	60	20	20	0	0
7975	60	20	20	0	0
7975,5	60	20	20	0	0
7976	60	20	20	0	0
7976,5	60	20	20	0	0
7977	60	20	20	0	0
7977,5	60	20	20	0	0
7978	60	20	20	0	0
7978,5	60	20	20	0	0
7979	60	20	20	0	0
7979,5	60	20	20	0	0
7980	60	20	20	0	0
7980,5	60	20	20	0	0
7981	60	20	20	0	0
7981,5	60	20	20	0	0
7982	60	20	20	0	0
7982,5	60	20	20	0	0
7983	60	20	20	0	0
7983,5	60	20	20	0	0
7984	60	20	20	0	0
7984,5	60	20	20	0	0
7985	60	20	20	0	0
7985,5	60	20	20	0	0
7986	60	20	20	0	0
7986,5	60	20	20	0	0
7987	60	20	20	0	0
7987,5	60	20	20	0	0
7988	60	20	20	0	0
7988,5	60	20	20	0	0
7989	60	20	20	0	0
7989,5	60	20	20	0	0
7990	60	20	20	0	0

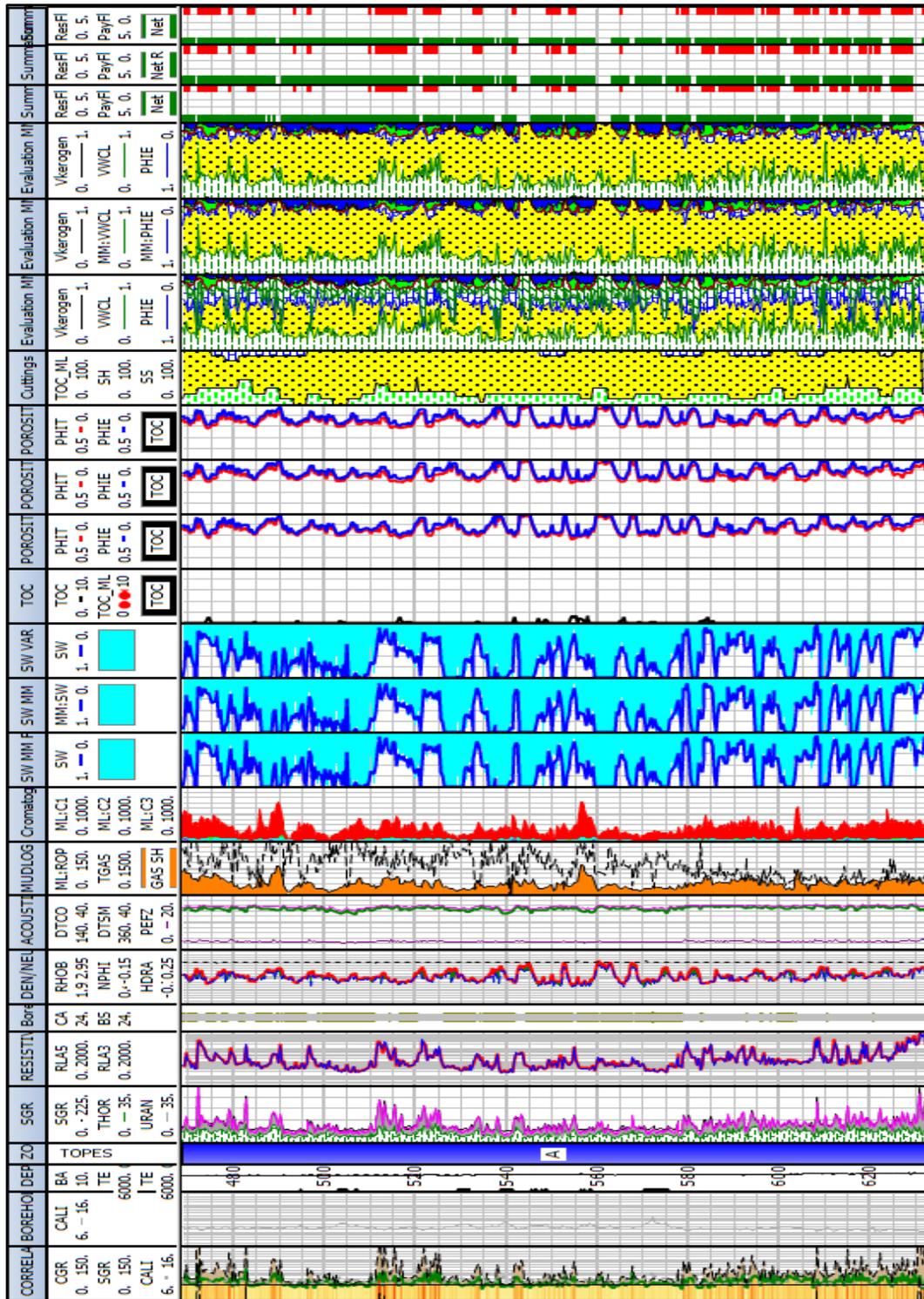
B.4 Datos de la descripción litológica y TOC desde la profundidad 9543,5' hasta 9568'.

ML:DEPTH	ARENISCA	LUTITA	CALIZA	CHERT	TOC
	ML:SS %	ML:SH %	ML:LM %	ML:CHERT %	TOC_MUDLOG:TOC_ML %
9543,5	75	15	10	0	0,625
9544	75	15	10	0	0,6429
9544,5	75	15	10	0	0,6488
9545	75	15	10	0	0,6548
9545,5	75	15	10	0	0,6607
9546	75	15	10	0	0,6667
9546,5	75	15	10	0	0,6726
9547	75	15	10	0	0,6786
9547,5	75	15	10	0	0,6845
9548	75	15	10	0	0,6905
9548,5	75	15	10	0	0,6696
9549	75	15	10	0	0,6488
9549,5	75	15	10	0	0,628
9550	75	15	10	0	0,6071
9550,5	75	15	10	0	0,5863
9551	75	15	10	0	0,5655
9551,5	75	15	10	0	0,5446
9552	75	15	10	0	0,5238
9552,5	75	15	10	0	0,6083
9553	75	15	10	0	0,6929
9553,5	75	15	10	0	0,7774
9554	75	15	10	0	0,8619
9554,5	75	15	10	0	0,9464
9555	75	15	10	0	1,031
9555,5	75	15	10	0	1,115
9556	75	15	10	0	1,2
9556,5	75	15	10	0	0
9557	75	15	10	0	0
9557,5	75	15	10	0	0
9558	75	15	10	0	0
9558,5	75	15	10	0	0
9559	75	15	10	0	0
9559,5	75	15	10	0	0
9560	75	15	10	0	0
9560,5	75	15	10	0	0
9561	75	15	10	0	0
9561,5	75	15	10	0	0
9562	75	15	10	0	0
9562,5	75	15	10	0	0
9563	75	15	10	0	0
9563,5	75	15	10	0	0
9564	75	15	10	0	0
9564,5	75	15	10	0	0
9565	75	15	10	0	0
9565,5	75	15	10	0	0
9566	75	15	10	0	0
9566,5	75	15	10	0	0
9567	75	15	10	0	0
9567,5	75	15	10	0	0
9568	75	15	10	0	0

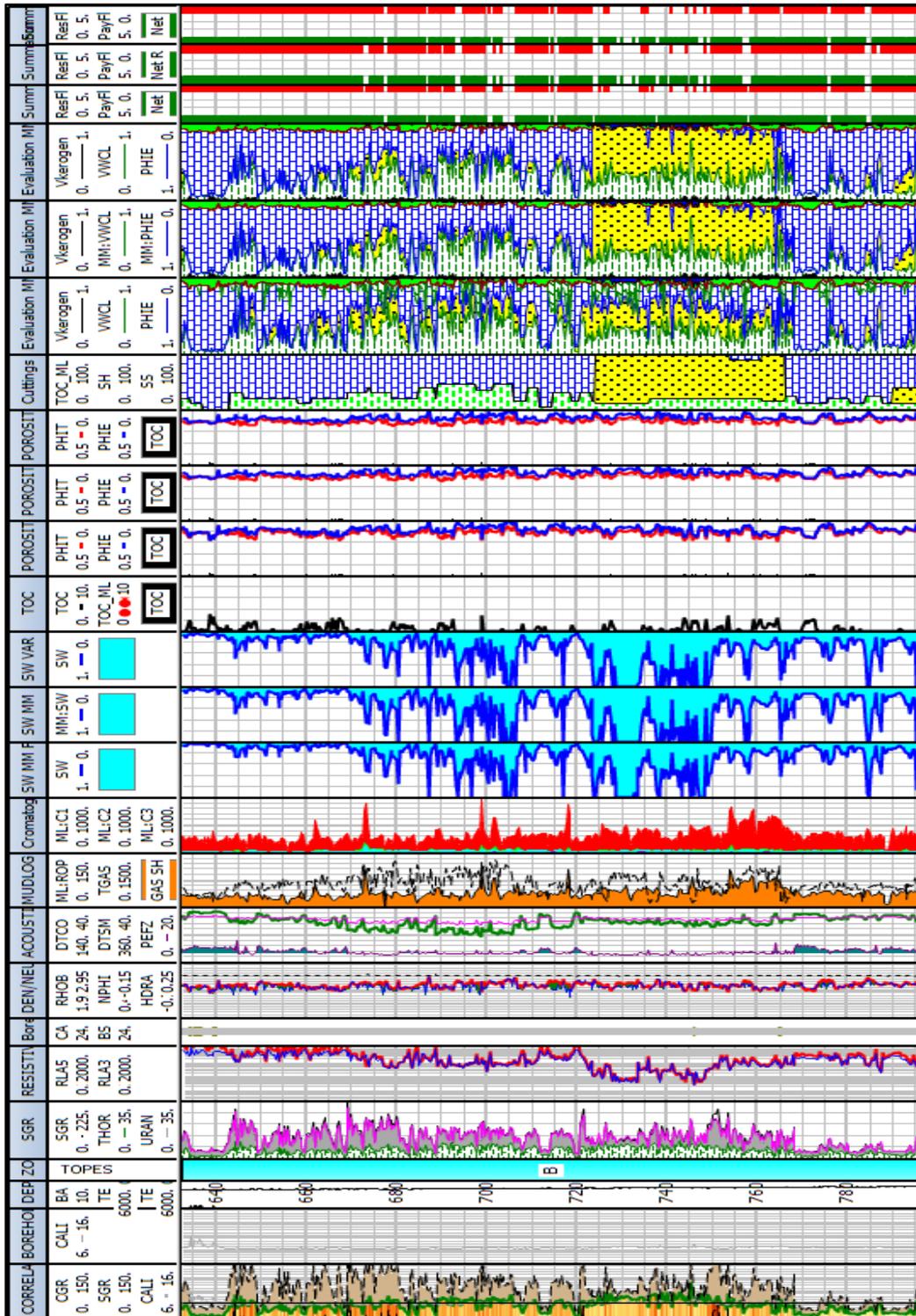
APÉNDICE C
Evaluación Petrofísica Integrada Pozo Clave 1



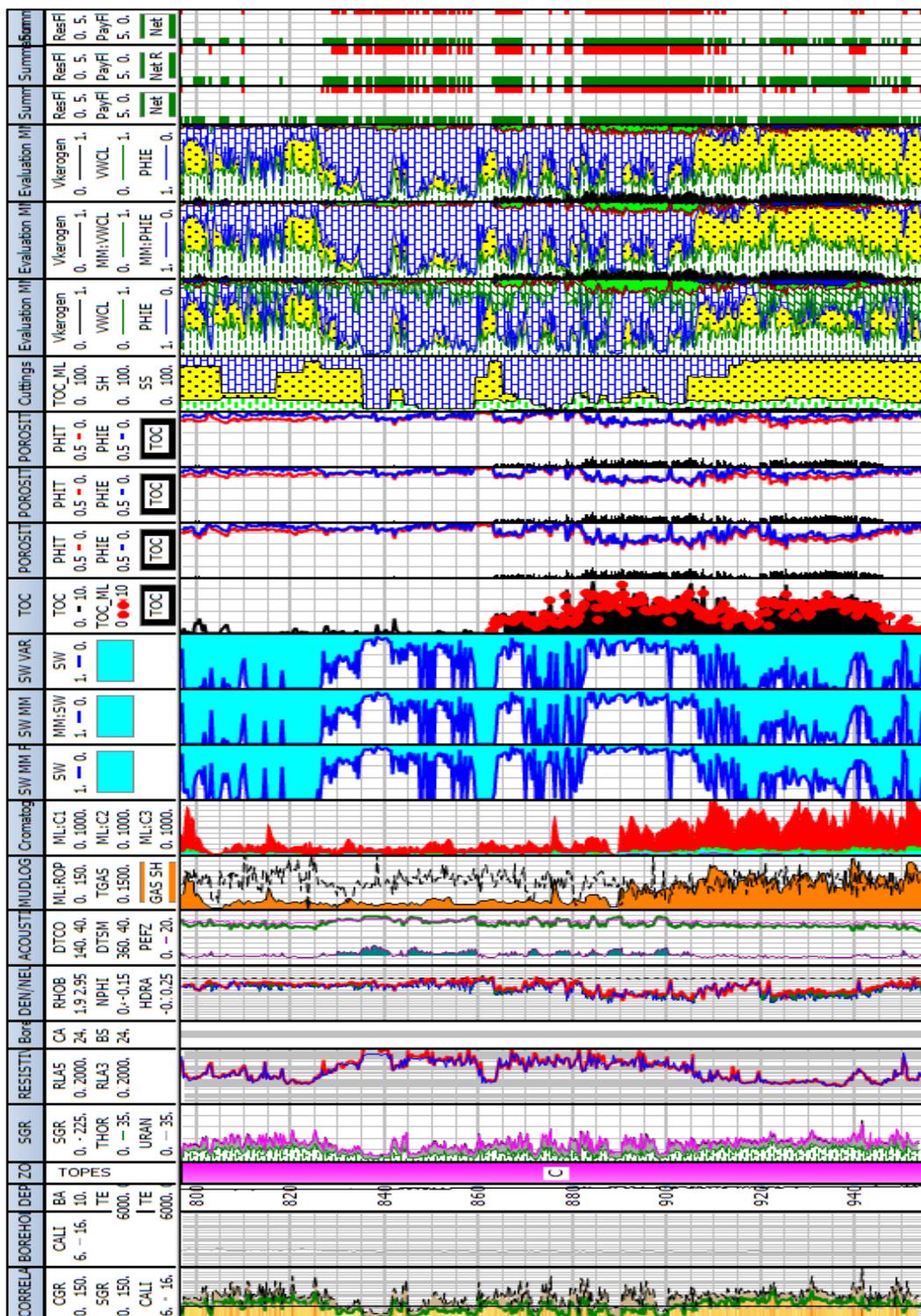
C.1 Evaluación petrofísica integrada Pozo Clave 1 zona A – C.



C.2 Evaluación petrofísica integrada Pozo Clave 1 zona A.



C.3 Evaluación petrofísica integrada Pozo Clave 1 zona B.



C.4 Evaluación petrofísica integrada Pozo Clave 1 zona C.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 1/6

Título	“DETERMINACIÓN DE UNA CURVA DE DENSIDAD DE MATRIZ VARIABLE A PARTIR DE LA DESCRIPCIÓN DE MUESTRAS DE CANAL Y ESTIMACIONES DEL CONTENIDO DE CARBÓN ORGÁNICO TOTAL (TOC) PARA CALIBRACIÓN DE MODELOS DE POROSIDAD EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES”
Subtítulo	

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
LUNA MATA EDYMAR JOSÉ	CVLAC	27.213.900
	e-mail	luna.edy.10@gmail.com
	e-mail	
SANDOVAL ODREMAN BERENICE DEL CARMEN	CVLAC	8.884.428
	e-mail	beresandoval@hotmail.com
	e-mail	
GARCÍA GONZALEZ DE GONZALEZ MARIA EUGENIA	CVLAC	8.893.025
	e-mail	mariaugarciam@hotmail.com
	e-mail	
MONTEVERDE SEVILLA FRANCISCO RAUL	CVLAC	12.192.676
	e-mail	monteverdefr@gmail.com
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Petrofísica
Porosidad
Densidad de Matriz
Muestras de Canal
Contenido de Carbón Orgánico Total (TOC)
Yacimientos convencionales
Yacimientos No convencionales
POES

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Subárea
Ciencias de la Tierra	Ingeniería Geológica

Resumen (abstract):

El objetivo de esta tesis de grado consistió en determinar una curva de densidad de matriz variable a partir de muestras de canal y contenido de carbón orgánico total (TOC) para la calibración de modelos de porosidad en yacimientos convencionales y no convencionales. Se inició con la revisión bibliográfica para establecer las bases teóricas de la investigación y el análisis de antecedentes que abordan la densidad como parámetro fundamental para el cálculo de la porosidad; seguidamente, se obtuvieron los datos del pozo a estudiar, entre ellos, la información de análisis de núcleos e información proveniente de las unidades de *Mudlogging* y los datos de los distintos registros de pozo, que luego fueron verificados y cargados al software Interactive Petrophysics (IP). Para la determinación de la curva de densidad, la cual representa el modelo propuesto en este estudio se utilizó la información de *Mudlogging*; en el caso de las propiedades y parámetros petrofísicos; se aplicó el registro de rayos gamma para calcular el volumen de arcilla, la porosidad a partir del registro de densidad se llevó a cabo mediante 3 modelos (Densidad de matriz de valores fijos, Densidad de matriz del Modelo Multimineral y Curva de densidad de matriz variable) los cuales son considerados durante todo el desarrollo de este estudio; y la ecuación de Archie para la saturación de agua. A partir de los parámetros de corte se determinaron los espesores útiles para el cálculo del POES, mostrando variaciones respectivas. Ya obtenidos los resultados se compararon el modelo propuesto versus los modelos tradicionales, logrando satisfactoriamente observar cómo inciden las proporciones mineralógicas en el cálculo de la porosidad.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail	
Sandoval Berenice Del Carmen	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	8.884.428
	e-mail	beresandoval@hotmail.com
	e-mail	
García Gonzalez De Gonzalez Maria Eugenia	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	8.893.025
	e-mail	mariaugarciam@hotmail.com
	e-mail	
Monteverde Sevilla Francisco Raul	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	12.192.676
	e-mail	monteverdefr@gmail.com
	e-mail	
	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	
	e-mail	
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2024	06	05

Lenguaje Spa

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo
TESIS DE GRADO EDYMAR LUNA.docx
TESIS DE GRADO EDYMAR LUNA.pdf

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ - .**

Alcance:

Espacial: _____ (Opcional)

Temporal: _____ (Opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero Geólogo

Nivel Asociado con el Trabajo: Pre-Grado

Pregrado

Área de Estudio:

Departamento de Ingeniería Geológica

Otra(s) Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Letdo el oficio SIBI – 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE	
SISTEMA DE BIBLIOTECA	
RECIBIDO POR	<i>Martínez</i>
FECHA	5/8/09
HORA	5:20

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

Juan A. Bolaños Curvelo
Secretario

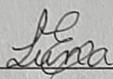


C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Telemática, Coordinación General de Postgrado.

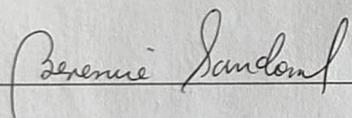
JABC/YGC/marija

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso – 6/6

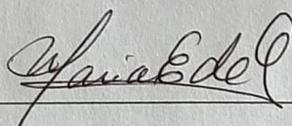
Artículo **41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II semestre 2009, según comunicación CU-034-2009)**: "Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización."



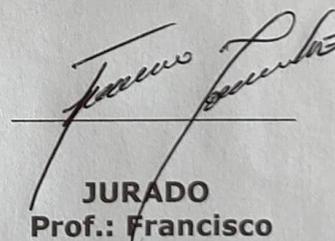
AUTOR
Br. Edymar Luna



TUTOR
Prof.: Berenice Sandoval



JURADO
Prof.: María García



JURADO
Prof.: Francisco Monteverde