

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO



DETERMINACIÓN DE PETROFACIES EN LA ZONA CENTRAL DEL ÁREA JUNÍN DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO COMO BASE DE LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la **Lic. García L. María G.**
Para optar al Título de
Magister en Ciencias Geológicas.

Caracas, mayo 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO



DETERMINACIÓN DE PETROFACIES EN LA ZONA CENTRAL DEL ÁREA JUNÍN DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO COMO BASE DE LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Liliana López

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Cristina Simon

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la **Lic. García L. María G.**
Para optar al Título de
Magister en Ciencias Geológicas.

Caracas, mayo 2014

© García López, María Gabriela 2014

Hecho Depósito de Ley

Depósito Legal lft4872014500657



UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
COMISIÓN DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



Comisión de
Estudios de
Postgrado

VEREDICTO

Quienes suscriben, miembros del jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, para examinar el **Trabajo de Grado** presentado por la **Lic. María Gabriela García López**, portadora de la Cédula de Identidad No 17.643.788, bajo el título "**DETERMINACION DE PETROFACIES EN LA ZONA CENTRAL DEL AREA JUNIN DE LA FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO COMO BASE DE LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS**", a fin de cumplir con el requisito legal para optar al grado académico de Magíster Scientiarum en Ciencias Geológicas dejan constancia de lo siguiente:

1.- Leído como fue dicho trabajo por cada uno de los miembros del jurado, se fijó el día 30 de Mayo del 2014 a las 08:00 A.m., para que la autora lo defendiera en forma pública, lo que esta hizo en el salón Zuloaga, mediante un resumen oral de su contenido, luego de lo cual respondió a las preguntas que le fueron formuladas por el jurado, todo ello conforme con lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

2.- Finalizada la defensa del trabajo, el jurado decidió aprobarlo, por considerar, sin hacerse solidario con la ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado

Para este veredicto, el Jurado, los profesores Dra. Liliana López, M.Sc. Ángela Rojas y M.Sc. Yaraixa Pérez estimaron que la obra examinada representa un aporte importante al conocimiento, por ser una nueva metodología para la re-exploración en áreas maduras.

En fe de lo cual se levanta la presente ACTA, a los treinta (30) días del mes de Mayo del año 2014, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado, actuó como Coordinador del Jurado la Dra. Liliana López



M.Sc. Yaraixa Pérez
C.I. 12.959.269
(ENI)



M.Sc. Ángela Rojas
C.I. 5.887.569
(FI-UCV)



Liliana López
C.I. 4.824.562
(FC-UCV)
Tutor



AM/12-05-2014

DEDICATORIA

A Dios y a mi querida familia...

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a Dios, en ti tendré siempre toda mi confianza.

A la Universidad Central de Venezuela, ha sido un honor y siempre me llenará de orgullo haber crecido y haberme formado en sus aulas.

A mi familia, mis padres, mi hermana, mi hija y mi esposo, por todo el apoyo incondicional, la compañía y el amor que siempre me han dado.

A Cristina Simon Y Rosaura Fiorini, mis tutoras industriales, mil gracias por la orientación, por las enseñanzas y por todo el cariño que me han dado.

A la profesora Liliana López, por todo el apoyo, el cariño y la orientación recibida.

A la Empresa ENI VENEZUELA B.V, por brindarme la oportunidad de realizar mi trabajo Especial de Grado e integrarme en un ambiente de trabajo rodeada de excelentes profesionales.

A mis compañeros Adriana, Gemma, Yara, Janey y Orangel.

Y a todas aquellas personas que de alguna forma u otra estuvieron involucradas en la realización de este trabajo.

GRACIAS

García L., María G.

**DETERMINACIÓN DE PETROFACIES EN LA ZONA CENTRAL DEL
ÁREA JUNÍN DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO COMO
BASE DE LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS**

**Tutor Académico: Prof. Liliana López. Tutor Industrial: Ing. Cristina Simon. Tesis.
Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. 2013,
147p.**

Palabras Claves: Litofacies, petrofacies, registros, núcleos, determinación, propagación.

Resumen.

En el presente trabajo se realizó la determinación de petrofacies en la zona central del área Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco, por medio de una metodología integrada que incluye el estudio de los registros de pozos y la descripción de núcleos en el área seleccionada. Para ello se tomaron, como punto de partida, los datos correspondientes a un total de veinte (20) pozos, dieciséis (16) de ellos ubicados propiamente dentro del área y cuatro (4) en las áreas vecinas, tres (3) de los pozos poseen información de núcleos.

A partir de la descripción macroscópica de los núcleos, se reconocieron seis (6) litofacies principales que sirvieron de base para la determinación de petrofacies mediante la integración con los datos de registros. Estas son: 1) Arenas de grano grueso a medio, 2) Arenas de grano medio a fino, 3) Intervalos heterolíticos, 4) Intervalos arcillosos, 5) Carbones, y, 6) Intervalos apretados.

Para la evaluación petrofísica de los pozos se utilizaron los siguientes modelos: la porosidad fue calculada a partir del registro de densidad; el volumen de arcilla se calculó mediante el modelo de Larionov; la saturación de agua se calculó por medio del modelo de Indonesia, y la permeabilidad se estimó a partir de los datos de dos de los núcleos disponibles en el área.

La calibración núcleo-perfil permitió establecer un algoritmo para la determinación de petrofacies en los tres pozos con información de núcleos, que fueron posteriormente propagadas al resto de los pozos que solo contienen información de registros. La consistencia entre las petrofacies determinadas y las respuestas de los perfiles permiten afirmar que el algoritmo utilizado es válido y representativo para la zona de estudio.

El intervalo de estudio se dividió en cuatro zonas que representan los principales cambios estratigráficos del área. La zona I corresponde al intervalo superior de la Formación Oficina del Mioceno temprano; la zona II corresponde al intervalo basal de la misma formación; la zona III corresponde a la Formación Merecure del Oligoceno; y la zona 4 representa al Grupo Temblador, correspondiente al Cretácico.

Finalmente se realizó el sumario petrofísico y los mapas de isopropiedades en cada una de las zonas definidas. En base a los resultados obtenidos, se concluye que las zonas II y III constituyen los intervalos con mayor prospectividad dentro del área de estudio, y que las mejores características petrofísicas se ubican hacia el sur de la zona estudiada.

INDICE GENERAL

RESUMEN.....	III
ÍNDICE GENERAL.....	V
LISTADO DE FIGURAS.....	VII
LISTADO DE TABLAS.....	X
LISTADO DE ANEXOS.....	XI
CAPITULO I.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Objetivos.....	3
1.3 Aporte al conocimiento.....	4
1.4 Alcance.....	5
1.5 Trabajos previos.....	6
CAPITULO II: MARCO GEOLÓGICO.....	9
Geología Regional.....	12
Geología Local.....	15
Geoquímica.....	23
CAPITULO III: MARCO TEÓRICO.....	27
3.1 Propiedades físicas de las rocas.....	28
3.1.1 Porosidad.....	28
3.1.2 Permeabilidad.....	32
3.1.3 Saturación.....	34
3.1.4 Volumen de Arcilla.....	42
3.2 Herramientas para el estudio petrofísico.....	44
3.2.1 Registros Convencionales.....	44
3.2.2 Registros Especiales.....	52
3.3 Evaluación petrofísica como base de la caracterización de yacimientos.....	54
CAPITULO IV: METODOLOGÍA.....	61
4.1 Revisión bibliográfica y recopilación de la información disponible.....	61
4.2 Selección de pozos a utilizar.....	61

4.3 Carga, revisión y edición de la información.....	63
I. Correcciones Ambientales.....	63
II. Corrección en Profundidad.....	64
III. Normalización.....	65
4.4 Descripción de núcleos.....	67
4.5 Calibración núcleo – perfil.....	68
4.6 Evaluación petrofísica.....	68
I. Parámetros petrofísicos.....	69
II. Cálculo de Volumen de Arcilla.....	72
III. Cálculo de Porosidad.....	72
IV. Cálculo de Saturación.....	73
V. Cálculo de Permeabilidad.....	73
4.7 Determinación de Petrofacies.....	74
4.8 Propagación de Petrofacies.....	76
4.9 Definición de zonas y distribución de petrofacies.....	77
4.10 Determinación de Parámetros de Corte (Cut off).....	78
4.11 Sumario Petrofísico.....	79
4.12 Realización de Mapas de Isopropiedades.....	79
CAPITULO V: PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	81
5.1 Determinación de Litofacies.....	81
5.2 Determinación y propagación de petrofacies.....	85
5.3 Definición de zonas y distribución de petrofacies.....	93
5.4 Sumario Petrofísico.....	98
5.5 Mapas de Isopropiedades.....	104
5.6 Principales ventajas y desventajas de la metodología utilizada.....	118
CAPITULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	119
6.1 Conclusiones.....	119
6.2 Recomendaciones.....	121
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	122
ANEXOS.....	127

LISTADO DE FIGURAS

Figura 2.1	Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	9
Figura 2.2	Representación esquemática del sistema de paleodeltas que depositó las arenas prospectivas de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	11
Figura 2.3	Representación esquemática de la sedimentación tipo “onlap” durante el Mioceno en la Faja Petrolífera del Orinoco.....	11
Figura 2.4	Sección estratigráfica de la Faja Petrolífera del Orinoco	21
Figura 2.5	Columna estratigráfica esquematizada del Área de Junín faja Petrolífera del Orinoco.....	22
Figura 2.6	Composición SARA de los crudos analizados (A) y relación entre las concentraciones de azufre y gravedad API, como consecuencia de la biodegradación (B).....	25
Figura 2.7	Relación V/Ni y azufre en los crudos analizados de acuerdo a su ubicación por área.....	26
Figura 3.1	Esquematización del tipo de porosidad.....	30
Figura 3.2	Índice de arcillosidad (Índice de gamma Ray) vs. Volumen de Arcilla.....	43
Figura 3.3	Respuesta de la Curva de Potencial Espontáneo ante variadas condiciones.....	46
Figura 3.4	Registros idealizados de Gamma Ray y Gamma Ray Espectral.....	48
Figura 3.5	Respuestas de la resistividad bajo condiciones variables.....	49
Figura 3.6	Esquema de Herramienta para medir Densidad.....	50
Figura 3.7	Esquema metodológico general en la evaluación petrofísica.....	55
Figura 4.1	Ubicación de los pozos considerados en el estudio.....	62
Figura 4.2	Ajuste en profundidad en curva de Gamma Ray respecto a la resistividad.....	64
Figura 4.3	Ajuste en profundidad de datos de núcleo (core gamma) respecto al Gamma Ray.....	65
Figura 4.4	Comparación de curva de GR normalizada vs curva GR sin normalizar.....	66
Figura 4.5	Calibración núcleo -perfil.....	69
Figura 4.6	Pickett Plot.....	71
Figura 4.7	Ecuación Vcl por el método de Larionov.....	72
Figura 4.8	Ecuación de cálculo de Porosidad por densidad.....	72

Figura 4.9	Ecuación de cálculo de Sw con el modelo de Indonesia.....	73
Figura 4.10	Gráficos de porosidad vs permeabilidad a partir de datos de núcleo.....	74
Figura 4.11	Determinación de la curva de índice de arcillosidad.....	75
Figura 4.12	Algoritmo para determinación de petrofacies.....	76
Figura 4.13	Gráfico para la determinación de parámetros de corte.....	78
Figura 4.14	Esquema de la metodología utilizada.....	80
Figura 5.1	Litofacies 1.....	82
Figura 5.2	Litofacies 2.....	82
Figura 5.3	Litofacies 3.	83
Figura 5.4	Litofacies 4.....	84
Figura 5.5	Litofacies 5.....	84
Figura 5.6	Litofacies 6.....	85
Figura 5.7	Petrofacies 1_Arena de grano grueso a medio.....	86
Figura 5.8	Petrofacies 2_Arena de grano medio a fino.....	87
Figura 5.9	Petrofacies 3_Intervalos heterolíticos.....	88
Figura 5.10	Petrofacies 4_Intervalos Arcillosos.....	89
Figura 5.11	Petrofacies 5_Carbones.....	90
Figura 5.12	Petrofacies 6_Intervalos Apretados.....	90
Figura 5.13	Determinación de petrofacies en el pozo 15.....	91
Figura 5.14	Determinación de petrofacies en el pozo 16.....	92
Figura 5.15	Registro tipo del área de estudio con identificación de zonas.....	94
Figura 5.16	Petrofacies en Zona I.....	95
Figura 5.17	Petrofacies en Zona II.	96
Figura 5.18	Petrofacies en Zona III.....	96
Figura 5.19	Petrofacies en Zona III.	97
Figura 5.20	Mapa de Arena Neta en el área de estudio.....	105
Figura 5.21	Mapa de Porosidad promedio en la zona I.....	106
Figura 5.22	Mapa de Volumen de arcilla promedio en la zona I.....	107
Figura 5.23	Mapa de Saturación de agua promedio en la zona I.....	108
Figura 5.24	Mapa de Porosidad promedio en la zona II.....	109
Figura 5.25	Mapa de Volumen de arcilla promedio en la zona II.....	110

Figura 5.26	Mapa de Saturación de agua promedio en la zona II.....	111
Figura 5.27	Mapa de Porosidad promedio en la zona III.....	112
Figura 5.28	Mapa de Volumen de arcilla promedio en la zona III.....	113
Figura 5.29	Mapa de Saturación de agua promedio en la zona III.....	114
Figura 5.30	Mapa de Porosidad promedio en la zona IV.....	115
Figura 5.31	Mapa de Volumen de arcilla promedio en la zona IV.....	116
Figura 5.32	Mapa de Saturación de agua promedio en la zona IV.....	117

LISTADO DE TABLAS

Tabla 2.1	Gravedad Api del crudo de distintos pozos de la Faja Petrolífera del Orinoco.	24
Tabla 3.1	Ecuaciones para el cálculo no lineal del volumen de arcilla.....	43
Tabla 4.1	Listado de pozos seleccionados con los principales análisis realizados.....	63
Tabla 4.2	Valores de m por intervalo para el área de estudio.....	70
Tabla 4.3	Rangos de valores de R_w por zona.....	71
Tabla 4.4	Determinación de petrofacies.....	75
Tabla 4.5	Zonas definidas y sus equivalentes estratigráficos.....	77
Tabla 5.1	Determinación de Petrofacies.....	85
Tabla 5.2	Zonas definidas y ambientes interpretados.....	97
Tabla 5.3	Espesores de Arena Neta en las zonas definidas.....	99
Tabla 5.4	Espesores de Arena Neta Petrolífera en las zonas definidas.....	100
Tabla 5.5	Porosidad en las zonas definidas.....	101
Tabla 5.6	Volumen de arcilla en las zonas definidas.....	102
Tabla 5.7	Saturación de agua en las zonas definidas.....	103

LISTADO DE ANEXOS

Anexo 1	Guías para la descripción de núcleos.....	128
Anexo 2	Criterios para asignación numérica de propiedades en la descripción de núcleos.....	129
Anexo 3	Descripción de núcleos (pozos C, D y 4).....	130
3.1	Descripción del núcleo del pozo C.....	130
3.2	Descripción del núcleo del pozo D	132
3.3	Descripción de núcleo pozo 4 realizada por Tovar (2008).....	138
Anexo 4	Resultados del análisis petrofísico en los pozos 1, 5, 7 y 9.....	142
4.1	Pozo 1.....	142
4.2	Pozo 5.....	143
4.3	Pozo 7.....	144
4.4	Pozo 9.....	145
Anexo 5	Sumarios petrofísicos por intervalos.....	146

CAPITULO I

1.1 INTRODUCCIÓN

El petróleo es considerado en la actualidad como un producto esencial para muchas industrias, particularmente es de vital importancia para el mantenimiento de la civilización industrializada, ya que constituye la principal fuente de energía a nivel mundial. Este recurso natural alimenta porcentajes muy elevados del consumo energético global, entre los que pueden mencionarse: aproximadamente 44% en Sudamérica y América Central, 53% en el Medio Oriente, 41% en África, 40% en Norteamérica y 38% de Europa (International Energy Annual, 2004).

El papel protagónico del petróleo como fuente de energía, ha conllevado a un notable crecimiento progresivo de la industria petrolera. El desarrollo de esta industria incluye un conjunto de etapas que comprenden de principio a fin, los procesos globales de exploración, producción, refinamiento, transporte y mercadotecnia, del petróleo en si o de sus productos derivados. Este conjunto de etapas, tomadas como un todo, representa la industria más grande en términos de valor monetario a nivel mundial. De esta forma, el principal objetivo de la industria petrolera está enfocado, a modo general, en la exploración y producción de hidrocarburos, para lo cual una vez ubicada una determinada región petrolífera, se requiere de la elaboración de un plan de desarrollo óptimo para cada zona seleccionada. La confección de este plan de desarrollo necesita de una caracterización del yacimiento de interés, lo más exhaustiva posible, a fin de construir un modelo de yacimiento con el suficiente detalle sedimentológico, petrofísico y estructural, que permita un desarrollo apropiado al disminuir el riesgo asociado y generar un nivel óptimo de producción.

La caracterización de un yacimiento es un proceso de amplia base científica en el cual son aplicadas diversas áreas de conocimiento. Constituye por lo tanto un estudio integrado, que permite interpretar lógicamente los diferentes datos y características del yacimiento mediante una amplia gama de herramientas y técnicas convencionales y

modernas En otras palabras, es el conjunto de productos orientados hacia la definición y el estudio de las características geológicas, geoquímicas, petrofísicas y dinámicas que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos petroleros, así como la cuantificación del volumen de hidrocarburos y la definición de las estrategias de producción de los yacimientos, con el propósito de apoyar los planes de operación para optimizar la explotación del área de estudio, incrementando las reservas o la producción de los mismos (Djebar y Donaldson, 2004).

El análisis petrofísico constituye un aspecto sumamente relevante dentro de la caracterización de yacimientos, y consiste básicamente en estudiar las propiedades físicas y texturales de las rocas y la relación que mantienen con los fluidos contenidos en ellas en estado estático. Una adecuada interpretación petrofísica se basa en la aplicación de un método apropiado, dependiendo del tipo de formación a estudiar, que permita relacionar las propiedades medibles de la formación con los parámetros necesarios, para elaborar el modelo de desarrollo del campo, entre los que pueden mencionarse: arcillosidad, porosidad efectiva, intervalos permeables, espesor de arena neta, profundidades de los intervalos de interés y localización de los contactos entre fluidos. Igualmente requiere de la integración de las respuestas obtenidas a partir de los registros de pozos, con la información obtenida a partir del análisis de núcleos y el conocimiento geológico, estructural y estratigráfico de la zona de interés, para generar interpretaciones y modelos confiables. Dada la gran importancia de la petrofísica en el ámbito de la exploración, caracterización, y manejo de yacimientos, esta es una disciplina que debe ser desarrollada en todo estudio petrolero.

Dado que el petróleo es un recurso natural no renovable, la industria petrolera se enfrenta a un inevitable agotamiento de las reservas de petróleo en el mundo, por lo que cada vez se buscan más alternativas aparte de la producción convencional, entre ellas destacan la producción a partir de lutitas gasíferas y la producción de crudos pesados y extrapesados. Hasta el momento se ha estimado que Venezuela posee la mayor reserva mundial de crudos extra-pesados ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco, la cuantificación y certificación de parte de estos recursos ha permitido el establecimiento

de las condiciones necesarias para el inicio de la explotación y procesamiento de estos crudos para transformarlos en crudos mejorados de mayor valor (Rizzo, 2010). El éxito comercial de estos nuevos crudos y la potencialidad de la Faja, ha permitido atraer la atención de la industria petrolera en general, para enero del 2011, las reservas recuperables en esta zona, han sido fijadas en aproximadamente 297 mil millones de barriles (MENPET, 2011), ubicando a Venezuela como el país de mayor reserva explotable en el mundo superando a Arabia Saudita y Canadá. Esta inmensidad de recursos y la posición geopolítica del país, ha impulsado el desarrollo de nuevos negocios con diversas firmas internacionales en el ámbito petrolero.

Dada la potencialidad de la Faja Petrolífera del Orinoco, y la complejidad del sistema fluido-roca presente en la misma, se hace necesario disponer de herramientas o metodologías sistemáticas que permitan generar la base para diseñar, operar y mantener un plan de desarrollo óptimo en la zona, lo cual contribuiría a potenciar y fortalecer la base de recursos venezolanos en materia de hidrocarburos. Es por ello que el presente trabajo pretende desarrollar y aplicar una metodología integrada para la determinación y propagación de facies en una zona del área Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco, a fin de sentar las bases necesarias para una adecuada caracterización de los yacimientos presentes y por tanto para la elaboración de un plan de desarrollo óptimo para la zona.

1.2 OBJETIVOS

General:

Determinar y caracterizar las petrofacies presentes en una región ubicada en la zona central del área Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco, como base de la caracterización de yacimientos, mediante una metodología integrada que incluye el estudio de registros de pozos y núcleos en el área seleccionada.

Específicos:

- Inventariar y recopilar la información de núcleos y registros disponibles en el área de estudio y en las zonas vecinas.
- Seleccionar los pozos a utilizar para llevar a cabo el análisis petrofísico en base a la disponibilidad de datos y a la calidad de información que contengan.
- Determinar las litofacies a partir de la descripción litológica en los núcleos disponibles.
- Determinar las petrofacies en los pozos que tienen núcleo mediante la calibración núcleo- perfil.
- Extrapolar la información de petrofacies obtenida a los pozos que solo contienen información de registros.
- Establecer el sumario petrofísico del área bajo estudio, y realizar los mapas de isopropiedades a fin de observar los rangos de propiedades en los distintos intervalos y la distribución de las mismas a lo largo de la zona.
- Establecer las principales ventajas y desventajas de la metodología empleada para la determinación y extrapolación de petrofacies.

1.3 APOORTE AL CONOCIMIENTO

En la industria petrolera, y particularmente en el área de exploración, un análisis completo y confiable de una zona determinada, requiere de la mayor cantidad de información posible acerca del yacimiento o zona en cuestión. Particularmente, el análisis petrofísico de un yacimiento, requiere de una gran cantidad de información, dentro de la cual pueden mencionarse, información de registros, núcleos, muestras de pared, análisis químicos de rocas y fluidos, etc., a medida que se disponga de la mayor información posible por pozo estudiado, más precisa y confiable será la evaluación petrofísica desarrollada a nivel de pozo y por ende a nivel de yacimiento. Sin embargo, es poco común disponer de un conjunto de información completo para cada uno de los pozos bajo estudio, por lo cual, el proceso de caracterización de yacimientos tiene como

objetivo construir un modelo de yacimiento que se acerque en gran medida a la realidad, mediante la incorporación la información que se tenga disponible, manteniendo un considerable nivel de confianza. Lograr este objetivo generalmente requiere de un conjunto de *softwares* elaborados y metodologías complejas con un costo asociado bastante elevado.

Dado que la industria de exploración y producción de hidrocarburos requiere del desarrollo de modelos confiables y eficientes al menor costo posible, el aporte al conocimiento en el presente trabajo es el establecimiento y aplicación de una metodología integrada de análisis, determinación y extrapolación de facies en un campo petrolero, la cual:

- Constituye una metodología sencilla que puede trabajarse a partir de un conjunto de datos relativamente básico.
- Permite la determinación de facies con un buen nivel de precisión y detalle.
- Puede realizarse a través de cualquier software pues no requiere de redes neuronales ni otros métodos elaborados que darían al estudio una mayor complejidad.
- Constituye una fuente confiable y amena para trabajar.

Esto otorga al análisis y a las interpretaciones realizadas una mayor sencillez, buen nivel de confiabilidad, mayor aplicabilidad y practicidad, y un menor costo asociado.

1.4 ALCANCE

En el presente trabajo se desarrolló y aplicó una metodología de caracterización y propagación de facies en un campo petrolero ubicado en la zona central del área Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco. De esta forma, se aplicó el análisis petrofísico, basado en un estudio integrado de información de núcleos y registros de un conjunto de pozos seleccionados, suministrado por la empresa Eni Venezuela B.V. Así mismo, se llevó a cabo el reconocimiento de las características litológicas y su asociación con la estratigrafía de la zona seleccionada, a partir de la descripción de los núcleos, con la

finalidad de mejorar la caracterización geológica de los yacimientos, y por tanto elaborar un plan de desarrollo óptimo del campo.

1.5 TRABAJOS PREVIOS

- GONZÁLEZ DE JUANA *et al.* (1980): En su amplio trabajo describen la estratigrafía e historia de sedimentación de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela entre las cuales se encuentra la Cuenca Oriental de Venezuela, señalando las características más significativas de las unidades litoestratigráficas definidas en esta región, dentro de la cual se ubica el área de estudio seleccionada.
- PDVSA, (1983): El estudio integrado titulado “Evaluación Exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco. Área Zuata. Volúmenes IV & V”, presenta una descripción detallada de la estratigrafía y sedimentología, así como un análisis petrofísico del área anteriormente conocida como Zuata, hoy en día Junín. En dicha evaluación se establecen los límites y relaciones estratigráficas entre las distintas unidades reconocidas en el subsuelo de esa región; describiendo la presencia de asociaciones de facies sedimentarias principales conformadas por plano aluvial alto, plano aluvial bajo, y plano costero. Así mismo, el estudio petrofísico de la misma, muestra como resultado valores de porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla, arena neta y arena neta petrolífera.
- AUDEMARD *et al.* (1985): Proponen un nuevo modelo sedimentológico-estructural de la Faja Petrolífera del Orinoco en base a estudios e interpretaciones de resultados de estudios de pozos. El estudio reconoce tres ciclos de transgresión-regresión que conforman la secuencia estratigráfica de la zona. Así mismo, determinan que en la provincia occidental de la Faja Petrolífera del Orinoco, el Terciario supra yace discordantemente sedimentos cretácicos y paleozoicos que se hallan en profundas depresiones estructurales.

- ROSADO (2007): Realiza una evaluación del área anteriormente conocida como Machete, actual Boyacá. Mediante el estudio de dos núcleos reconoció 6 litofacies que incluyen facies de arenas, facies de arcillas, facies de limolita y facies heterolítica. Con esta información y a partir de la interpretación de los registros de pozo, reconoció electrofacies de canales fluviales, canales distributarios, llanura deltáica, barras de desembocadura, islas de barrera y lutitas marinas. En base a estos resultados, interpretó en el área, sistemas depositacionales de ambiente fluvial; ambiente deltaico (canales distributarios, llanura deltaica y frente deltaico) y ambiente marino (islas de barreras y lutitas marinas).
- BEJARANO (2008): Realiza un estudio regional sedimentológico y estratigráfico de los depósitos terciarios de la Faja del Orinoco. Propone la existencia de un total de 11 litofacies en toda la región, que involucran litofacies arenosas, litofacies arcillosas, litofacies heterolíticas, litofacies carbonosas y litofacies calcáreas. Estas litofacies fueron agrupadas en cuatro asociaciones de facies: llanura aluvial/entrelazada; llanura deltaica baja, frente deltáico y marino somero.
- DUGARTE (2008): Realizó un estudio estratigráfico de la secuencia oligomiocena al sur del área de Junín en la Faja Petrolífera del Orinoco a partir de la información de cuatro pozos de la zona, para ello utilizó una metodología que consiste en la integración de estudios de núcleos, registros petrofísicos de alta tecnología (perfiles eléctricos de imagen, resonancia magnética nuclear, espectroscopía elemental, resistividad vertical) y registros convencionales (rayos gamma, densidad y resistividad). Realizó la definición de ocho litofacies y el reconocimiento de seis asociaciones de facies correspondientes a llanuras de inundación, canales entrelazados, bahías interdistributarias, canales distributarios, llanuras de mareas y abanicos de rotura.

- BLANCO, M., & BAENA L. (2010): En su estudio titulado “Caracterización Petrofísica y Sedimentológica del Campo Zuata de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela”. Utilizan una metodología para determinación de facies, basada en una calibración núcleo – perfil de cada una de las facies sedimentarias utilizando ocho pozos con núcleo, Fueron definidas 11 litofacies, 5 arenosas, 2 lutíticas, 2 heterolíticas, una conglomerática y una carbonosa. Adicionalmente 3 asociaciones de facies; canales entrelazados, canales distributarios y planicie deltaica, lo que permitió inferir un ambiente fluvial hacia el tope de la secuencia y un delta influenciado por marea hacia la base. Las facies se clasificaron en cuatro tipos de rocas utilizando relaciones de permeabilidad/porosidad.

CAPITULO II

MARCO GEOLÓGICO

La Faja Petrolífera del Orinoco es una franja en dirección este – oeste ubicada al norte del curso actual del río Orinoco, representa el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela y geográficamente constituye una franja de aproximadamente 600 km en sentido este-oeste y 70 km en sentido norte-sur, se encuentra compartida entre los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, y tiene una extensión areal de aproximadamente 55.314 km². Comprende cuatro áreas principales: Carabobo, Ayacucho, Junín y Boyacá (Fig. 2.1), nombradas en sentido este – oeste, las cuales han sido divididas en 27 bloques con el propósito de efectuar el proceso de certificación de reservas (Rizzo, 2010).



Figura 2.1: Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco

Las rocas presentes en el subsuelo, en esta zona de la Cuenca Oriental, poseen edades que van desde el Precámbrico al Reciente, y han sido afectadas, durante su historia geológica, por varios periodos de tectonismo que permitieron generar la mayor acumulación de crudo pesado y extrapesado del mundo, conocida hasta el momento

(Dugarte, 2008). El sistema petrolífero está conformado por las arenas fluvio-deltáicas correspondientes a las formaciones Canoa, Tigre, Merecure y Oficina, como reservorio, con edades que van del Cretácico al Mioceno; una roca fuente correspondiente a las lutitas calcáreas del Turoniense-Cenomaniense constituyentes de las formaciones Querecual y San Antonio, y los sellos están conformados por lutitas intercaladas entre las arenas reservorio. Los intervalos de mayor interés petrolífero corresponden a las mencionadas secuencias fluvio-deltaicas de edad Terciario, donde las formaciones Merecure y Oficina poseen los mejores y más extensos yacimientos. (PDVSA, 1983).

Acerca de las condiciones depositacionales de los intervalos de interés, puede decirse que la cuenca fue un área de sedimentación semi- restringida, con un mar transgresivo somero entrando desde el este, los sedimentos eran depositados a través de sistemas deltáicos desarrollados en los bordes de las tierras altas en el sur, oeste y norte. Las arenas basales de la formación oficina y sus equivalentes, que contienen las mayores acumulaciones de hidrocarburos dentro de la Faja Petrolífera, fueron depositadas en el flanco sur de la cuenca por diversos ríos que fluían hacia el norte, provenientes del Escudo Guayanés.

Las arenas prospectivas del Mioceno fueron depositadas por paleodeltas, tal como puede verse esquematizado en la figura 2.2. Los sistemas fluvio deltáicos se encontraban controlados en cierta medida por las prominentes elevaciones de basamento formadas por rocas ígneas y metamórficas del Pre-Cámbrico. La progradación de los deltas en la cuenca ocurrió durante fases regresivas, pero la tendencia transgresiva regional del Mioceno produjo finalmente una sedimentación tipo “onlap” de las arenas del Terciario, primero sobre el Cretácico, y luego sobre el basamento Paleozoico y Pre-Cámbrico, a medida que los deltas se retraían hacia el sur en dirección al Escudo Guayanés (Fig. 2.3).

Durante el pico transgresivo del Mioceno, los mares avanzaron hacia el sur, cerca de la ubicación actual del río Orinoco, fue entonces que se depositó una lutita marina somera (Formación Freites) se depositó por encima de la Formación Oficina.

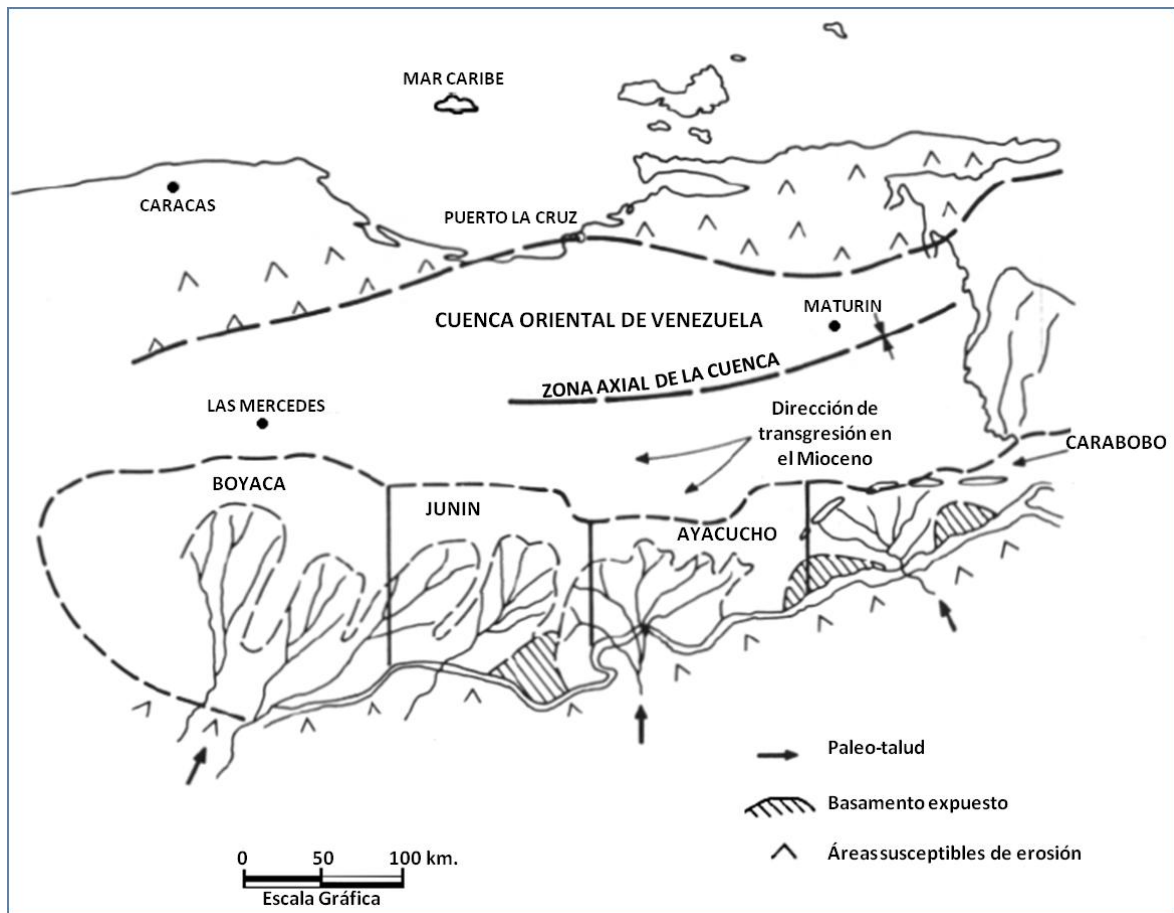


Figura 2.2: Representación esquemática del sistema de paleodeltas que depositó las arenas prospectivas de la Faja Petrolífera del Orinoco (Modificado de Burkill y Giusti, 1983)

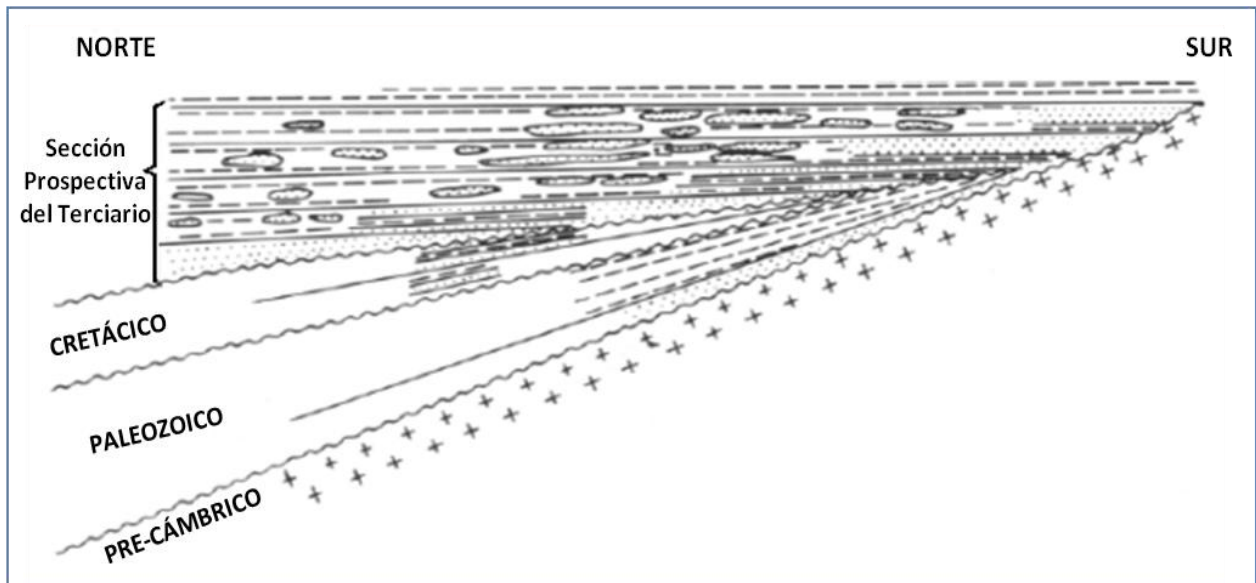


Figura 2.3: Representación esquemática de la sedimentación tipo "onlap" durante el Mioceno en la Faja Petrolífera del Orinoco (Modificado de Burkill y Giusti, 1983)

El “Onlap” de las facies basales del Terciario contra las rocas impermeables del Pre-Cámbrico y Paleozico, en conjunto con el cambio vertical de facies hacia rocas lutíticas, proveen el principal mecanismo de entrapamiento para las principales acumulaciones de crudo pesado dentro del área central de la Faja petrolífera.

Geología Regional

La Cuenca Oriental de Venezuela ha sido definida como una cuenca flexural, de antepaís, desarrollada durante el Neógeno sobre una antigua secuencia mesozoica de margen pasivo que existía en el borde norte de Suramérica, depositada posteriormente a la separación de Norteamérica a finales del Jurásico (Parnaud *et al.*, 1995). Sus límites son: al norte, la falla transcurrente dextral de El Pilar, al oeste, el alto de El Baúl, al este, el océano Atlántico, y al sur, el río Orinoco. En ella se reconocen dos grandes provincias petroleras: hacia el sur de la cuenca, la Faja Petrolífera del Orinoco, y hacia el norte, otra región comprendida entre el flanco sur de la Serranía del Interior hasta los campos gigantes que yacen bajos los corrimientos de las subcuencas de Maturín y Guárico (González de Juana *et al.* 1980).

La evolución geotectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela puede ser dividida en cuatro episodios mayores (Erlich y Barret, 1992; Parnaud *et al.* 1995), que se describen a continuación:

1. Fase de prerift (Paleozoico):

Se asocia a las formaciones Hato Viejo y Carrizal presentes en las subcuenca de Guárico, las cuales se depositaron en ambientes costeros a marinos neríticos durante el Cámbrico Temprano. Estas formaciones, cuyo espesor se ubica entre 3000 m y 5000 m están constituidas por areniscas de grano fino a grueso, en ocasiones ligeramente calcáreas, que se encuentran intercaladas con conglomerados y lutitas verdosas (Parnaud *et al.*, 1995).

2. Fase de rift (Jurásico Tardío – Cretácico Temprano):

Esta fase corresponde con el periodo de ruptura continental de Pangea y el inicio del proceso de oceanización que creó el mar peritetisiano (protocaribe). La secuencia depositada en esta fase alcanza los 3600 m de espesor (Parnaud *et al.*, 1995) y corresponde con las areniscas arcósicas (capas rojas) de la Formación Ipire y con el Basalto toleítico de Altamira. En el oeste de Venezuela esta fase se ha reconocido en los clásicos depósitos de capas rojas de la Formación La Quinta.

3. Fase de margen pasivo (Cretácico – Paleogeno)

Esta etapa comprende la depositación de una gruesa secuencia de margen pasivo sobre la secuencia de *rift* previa. Se caracteriza por tres ciclos transgresivos principales en sentido norte – sur que culminaron durante el Turoniense, Paleoceno y Eoceno Temprano. A pesar de que esta megasecuencia es fácilmente reconocible en secciones sísmicas, la base de la misma no ha podido ser reconocida (Parnaud *et al.*, 1995).

El evento transgresivo inicial se inicia con la depositación de las areniscas basales de la Formación Barranquín, además de los carbonatos plataformales de las formaciones El Cantil, Querecual y San Antonio, que hacia el sur aumentan su influencia clástica (Grupo Temblador), la Formación Tigre (Grupo Temblador) representa el máximo transgresivo durante el Turoniense, puede observarse que las principales rocas madre de la región, fueron depositadas en este período. Este primer ciclo transgresivo se cierra con las areniscas regresivas del Maastrichtiense pertenecientes a la Formación San Juan. El segundo evento transgresivo se desarrolló durante el Paleoceno-Eoceno, y está representado por las secuencias clásticas lutíticas y arenosas de las formaciones Vidoño y Caratas; donde este segundo pulso transgresivo tuvo una magnitud menor que la fase previa de finales del Cretácico. Finalmente, el tercer evento transgresivo de esta fase se desarrolló durante el Oligoceno y corresponde con las arenas basales de ambientes fluviales correspondientes a la Formación Merecure (Parnaud *et al.*, 1995). Evidencias de un hiato post Eoceno medio, y de levantamiento en la parte norte de la cuenca sugieren que la subcuenca de Guárico y los mares existentes en el extremo oriental de Venezuela y Trinidad, estuvieron separados al comienzo de

ésta época por una extensión de tierras bajas y pantanosas. (González de Juana *et al.*, 1980).

Esta fase de margen pasivo finalizó durante el Oligoceno debido a la colisión de la placa Caribe contra el margen norte de Suramérica; en la cual la configuración tectónica de margen pasivo del borde norte continental cambió y se produjo el establecimiento de una cuenca flexural de antepaís.

4. Fase de colisión oblicua de margen activo (Oligoceno Tardío – Mioceno Tardío)

La colisión diacrónica de la placa Caribe contra el borde norte de Suramérica desarrollada durante el Oligoceno y el Mioceno, provocó el establecimiento de una cuenca antepaís que diacrónicamente fue migrando hacia el este en respuesta al movimiento de las placas. Esta situación ha permitido reconocer principalmente tres áreas de la cuenca: (1) la zona de plataforma correspondiente con la región sur de la cuenca, desde Cerro Negro hasta Oritupano; (2) la zona de antearco (foredeep) en la región central desde Acema-Casma hasta Pirital; y (3) la zona sobrecorrimiento que comprende toda la región al norte del corrimiento de Pirital (Parnaud *et al.*, 1995).

En la Cuenca Oriental de Venezuela no se han reconocido evidencias de la tectónica del Caribe antes del Eoceno Tardío con la depositación de la secuencia lutítica de la Formación Carapita en la zona más profunda de la cuenca de antepaís; mientras que hacia el sur, sobre la plataforma continental, los depósitos clásticos fluvio-deltaicos de las formaciones Merecure, Oficina y Freites junto con sus equivalentes diacrónicos hacia el oeste en la Subcuenca de Guárico (formaciones La Pascua, Roblecito y Chaguaramos) representan las fases iniciales de esta nueva configuración tectónica. Sin embargo, esta cuenca no fue rellenada totalmente sino hasta el Plioceno-Pleistoceno con los depósitos de las formaciones La Pica y las Piedras, depositadas en ambientes que van desde marino someros hasta continentales. El espesor total de esta megasecuencia de margen activo colisional oblicuo ha sido calculado en 6000 m aproximadamente (Parnaud *et al.*, 1995).

Geología Local

El área de Junín se encuentra en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la zona media-central de la Faja Petrolífera del Orinoco y tiene una superficie aproximada de 14.500 Km². Cerca de dos tercios del área pertenecen al estado Anzoátegui y el resto al estado Guárico. Al sur limita con el Río Orinoco (sector Mapire), al este, con el área de Ayacucho, al oeste con el área de Boyacá y al Norte con los campos de Oficina y Guárico.

La sección sedimentaria preservada en el área bajo estudio abarca desde el Paleozoico hasta el reciente, y es una secuencia que suprayace a un complejo de rocas ígneo-metamórficas pertenecientes al Escudo de Guayana de edad Precámbrica. A continuación se presenta una breve descripción de cada una de las unidades que conforman el área de estudio (Fig.2.5):

Precámbrico: En Junín el Precámbrico corresponde al basamento ígneo-metamórfico, se presenta una amplia gama de tipos litológicos, entre las que pueden mencionarse: diabasas, granodioritas, granitos, pegmatitas, esquistos, cuarcitas, anfibolitas y gneises diversos (PDVSA, 1983).

Paleozoico: En gran parte del subsuelo del área Junín, están presentes sedimentos de edad Paleozoica, sin embargo, las relaciones estratigráficas entre las unidades que conforman el Paleozoico y la distribución areal de algunas de ellas, aún son desconocidas. Las formaciones de esta era presentes en la zona, se describen a continuación:

– ***Formación Hato Viejo:*** se compone de areniscas de grano fino a grueso de colores grisáceos. Son areniscas friables, duras, macizas y ásperas, ligeramente calcáreas y en partes muy micáceas y piríticas; los granos son redondeados y muy cementados. Su espesor máximo es de 91 m aproximadamente y sus contactos son: discordante con las rocas del Complejo de Imataca en la base y concordante con la Formación Carrizal que la suprayace. Se presume que su edad es Cámbrico Temprano y su ambiente de

sedimentación asociado es de tipo continental, sus sedimentos representan el relleno de cuenca (facies fluvial y/o piedemonte) de una fase erosiva, contemporánea o subsiguiente a un período de intensa actividad tectónica. (Escalona y Jam, 1997¹).

– **Formación Carrizal:** está constituida por una secuencia espesa de argilitas verdosas a gris oscuro, duras, masivas y densas, ocasionalmente teñidas de rojo, duras y compactas. Contiene algunas capas de limolita y areniscas. Generalmente está fuertemente bioturbada. Es notablemente homogénea, pese a su contenido variable de limo, con intercalaciones locales de areniscas o conglomerados de guijarros. De forma intercalada, y generalmente hacia la base de la formación, se han observado cuerpos de arena. Ocasionalmente, se presenta calcita como cemento en las capas de limolita y en diaclasas verticales. Mineralógicamente, la unidad se caracteriza por granate, biotita, feldespatos, cuarzo, chert, muscovita y glauconita como minerales más comunes, y es claramente diferenciable en los registros eléctricos, en base a la respuesta de las curvas de rayos gamma y potencial espontáneo, típico de sedimentos lutíticos.

El tope de la Formación Carrizal es siempre erosional, estando cubierto por sedimentos precretácicos, por el Grupo Temblador o por la Formación Oficina. En la base suprayace a la Formación Hato Viejo, con la cual guarda estrecha relación. (Escalona y Jam, 1997²).

–**Post Carrizal:** En la esquina noroeste del área Junín y limitado hacia el Sur por el sistema de fallas de Altamira, se encuentra ubicado el “Graben de Espino” cuyo espesor total de sedimentos es desconocido, se tiene una secuencia de clásticos finos, compuestas predominantemente por arcillitas y limolitas arcillosas, cuya edad en base a determinaciones palinológicas corresponden al Carbonífero medio a superior (PDVSA, 1983).

Mesozoico:

-Jurásico:

El Jurásico está compuesto principalmente por las denominadas Capas Rojas, constituidas por una alternancia de areniscas y lutitas, de colores rojos y verdes.

Arealmente esta unidad parece estar limitada al graben de Espino, estando limitada al sur por el sistema de fallas de Altamira, aunque su límite norte es desconocido. Adicionalmente se han localizado intervalos de rocas volcánicas de composición basáltica, intercalados en la secuencia sedimentaria, es importante destacar que estas rocas no se encuentran relacionadas en ninguna manera aparente con el basamento ígneo-metamórfico perteneciente al Escudo de Guayana (PDVSA, 1983).

-Cretácico

Discordante sobre la secuencia de capas rojas hacia el Noroeste y sobre la Formación Carrizal en el resto del área, se encuentra presente una secuencia de sedimentos clásticos de edad cretácica pertenecientes al Grupo Temblador. Esta secuencia se ha dividido en dos formaciones, las cuales de más antigua a más joven se denominan Canoa y Tigre:

-Formación Canoa: Esta compuesta por conglomerados de grano fino y areniscas conglomeráticas, areniscas e intervalos arcillosos, generalmente moteados con manchas grises, amarillas, marrones y rojas. Presenta algunos intervalos de grano grueso, areniscas y limolitas blanquecinas, con intercalaciones de argilita gris azulada con restos de plantas. El conjunto de minerales pesados característicos de esta unidad, corresponden a una suite verde (magnetita-ilmenita-zircón-turmalina-epidoto-zoisita), con cantidades menores de estaurilita y anfíboles sin diferenciar. El contacto inferior es marcadamente discordante sobre rocas ígneas y metamórficas del basamento precámbrico, o localmente sobre las formaciones Hato Viejo y Carrizal. El contacto superior es transicional con la Formación Tigre. Su ambiente de sedimentación es continental y su edad es Aptiense-Albiense Medio (Escalona, 1997¹).

En base a registros eléctricos realizados en la unidad, existen varias indicaciones útiles para la determinación del tope de la Formación Canoa:

- Aumento considerable en la lectura de la curva de rayos gamma en toda la sección de la Formación.
- Presencia frecuente de areniscas con valores altos de radiactividad, expresados por la curva de rayos gamma.

- Aumento en la tendencia de la curva de concentración de Torio en los perfiles de Gamma Ray espectral.
- Aumento de la línea base de resistividad de lutitas en los perfiles de inducción.
- Aumento en la proporción de lutitas/arenas con respecto a la unidad suprayacente, expresado en la curva de potencial espontáneo.

– **Formación Tigre:** posee un origen mayormente clástico y está compuesta de una secuencia variable, irregularmente estratificada, de areniscas y limolitas de grano fino, glauconíticas, gris a gris verdoso, areniscas gruesas friables y espesas, limolitas gris a gris verdoso y lutitas carbonosas y fosfáticas. Adicionalmente se han descrito calizas dolomíticas y dolomías en capas blanquecinas, delgadas, duras y con frecuencia fosilíferas y glauconíticas. Estratigráficamente ha sido subdividida en tres unidades: Miembro La Cruz, Miembro Infante y Miembro Guavinita. Su contacto inferior es diacrónico y transicional con la Formación Canoa y su contacto superior es discordante erosivo con las formaciones del Terciario (La Pascua y Merecure). Los ambientes sedimentarios propuestos para esta unidad son generalmente marino-profundos y de tipo talud, y la edad determinada corresponde al Turoniense-Maastrichtiense. (Escalona, 1997²).

Es adecuado mencionar, que contrariamente al caso de la Formación Canoa, no ha sido posible establecer algún tipo de característica que a nivel de pozo o de registros eléctricos, sirva para definir con seguridad el tope de la Formación Tigre, por lo cual, el límite ha sido establecido mediante determinaciones palinológicas extendiéndolo por correlación a las zonas cercanas.

Cenozoico:

Terciario

La secuencia terciaria de la Faja Petrolífera del Orinoco ha sido subdividida por Audemard *et al.* (1985) en tres ciclos sedimentarios denominados: Ciclo I, Ciclo II y Ciclo III, depositados durante el Oligoceno, Mioceno Temprano-Medio y Mioceno

Tardío- Plioceno, respectivamente. Dentro de estos ciclos depositados, se reconocen las siguientes unidades estratigráficas para la región bajo estudio:

- En primer lugar, se tiene a la Formación Roblecito correspondiente a intervalos mayormente lutíticos, sin embargo, no se logró establecer la presencia de esta formación en el área de estudio.

– **Formación Meregure:** Está constituida litológicamente por areniscas de grano fino a grueso y espesores en capas masivas, mal estratificadas, con estratificación cruzada, gran variación de porosidad y permeabilidad y colores gris claro a gris oscuro. Estas areniscas están separadas por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas, algunas arcilitas ferruginosas y ocasionales lignitos. El contacto inferior está marcado por una discordancia basal por encima del Grupo Temblador del Cretácico y el contacto superior es concordante con la Formación Oficina, pese al marcado cambio litológico presente a ese nivel. El ambiente de sedimentación fue mayormente continental y marino somero, y su edad es Oligoceno Tardío-Mioceno Medio (Campos, 1997).

– **Formación Oficina:** Esta formación se encuentra presente en toda el área de Junín, sin embargo en algunas zonas hacia el oeste ha sufrido de una erosión parcial de su zona superior. Litológicamente se define como una secuencia de lutitas grises, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso; adicionalmente se reconocen algunas capas delgadas de lignitos y lutitas carbonosas. En general, las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación. Un conjunto de minerales pesados granate-cloritoide, caracteriza la formación en la parte occidental del área mayor de Oficina; sin embargo, el cloritoide disminuye con la profundidad y hacia el este, y así en la parte oriental del área mayor de Oficina, este conjunto granate-cloritoide es reemplazado por el conjunto granate-estauroлита con abundante ilmenita. La parte basal de la formación se caracteriza por la abundancia de arenas y por los rápidos cambios de facies que se presentan, esta sección es rica en hidrocarburos y representa una de las mayores secciones productoras

en el área de estudio (Kopper *et al.*, 2001). Su contacto inferior en algunas zonas es discordante sobre unidades cretácicas o más antiguas, y concordante sobre la Formación Merecure; el contacto superior es concordante con la Formación Freites (Arstein, 1997).

La sedimentación de la Formación Oficina se inició en condiciones de aguas dulces o salobres, continuando con repetidas alternancias de ambientes marinos someros, salobres y pantanosos; así mismo, se tienen intervalos fluvio-deltáicos, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos; en general, las condiciones depositacionales pueden resumirse como repeticiones de ciclos caracterizados por transgresiones marinas, asociadas a caídas del nivel del mar y progradaciones de la plataforma; La edad de la Formación Oficina es Mioceno Temprano – Medio (Arstein, 1997; Méndez, 1985).

– **Formación Freites:** Está constituida litológicamente por lutitas físis verdes a gris verdoso, con areniscas en el tope y la base. Las areniscas del tope son areniscas arcillosas de grano fino, de color blanco verdoso, algo glauconíticas; mientras que las areniscas de la base son areniscas verde-amarillentas, de grano medio a grueso, glauconíticas, intercaladas con algunas lutitas. Sus contactos son concordantes con la Formación Oficina en la base y con la Formación Las Piedras en el tope. La edad asignada a la unidad corresponde al Mioceno Tardío a Plioceno (Jam, 1997¹).

– **Formación Las Piedras:** Consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, inter laminada con lutitas gris a verdoso, arcillitas sideríticas, grises, lutitas ligníticas y lignitos También se encuentran algunas calizas arenosas duras y de color verde. Sus contactos son concordantes con la Formación Freites en la base y Formación La Pica en el tope. El ambiente de deposición es transicional, de ambientes marinos someros a fluvio-deltaicos y la edad de estos depósitos es Mioceno Tardío-Plioceno (Jam, 1997²).

-Cuaternario

– **Formación Mesa:** Litológicamente está caracterizada por arenas de grano grueso y gravas, con cemento ferruginoso y muy duras; y conglomerados rojos casi negros; además contiene lentes discontinuos de arcilla fina arenosa y lentes de limolita. Su espesor es variable pero disminuye en general de norte a sur y aumenta del oeste a este. Su contacto infrayacente es concordante y transicional con la Formación Las Piedras. La Formación Mesa es de edad Pleistoceno y fue depositada en ambientes continentales (Baamonde, 1997). Esta unidad puede ser identificada en los registros superficiales de los pozos en base a la respuesta de las curvas de potencias espontáneo o rayos gamma, las cuales indican una secuencia constituida por un material homogéneo con alta saturación de agua y abundante arcillosidad.

La sección estratigráfica mostrada en la figura 2.4 resume esquemáticamente la configuración estratigráfica de los depósitos que se consiguen en la región estudiada en este trabajo.

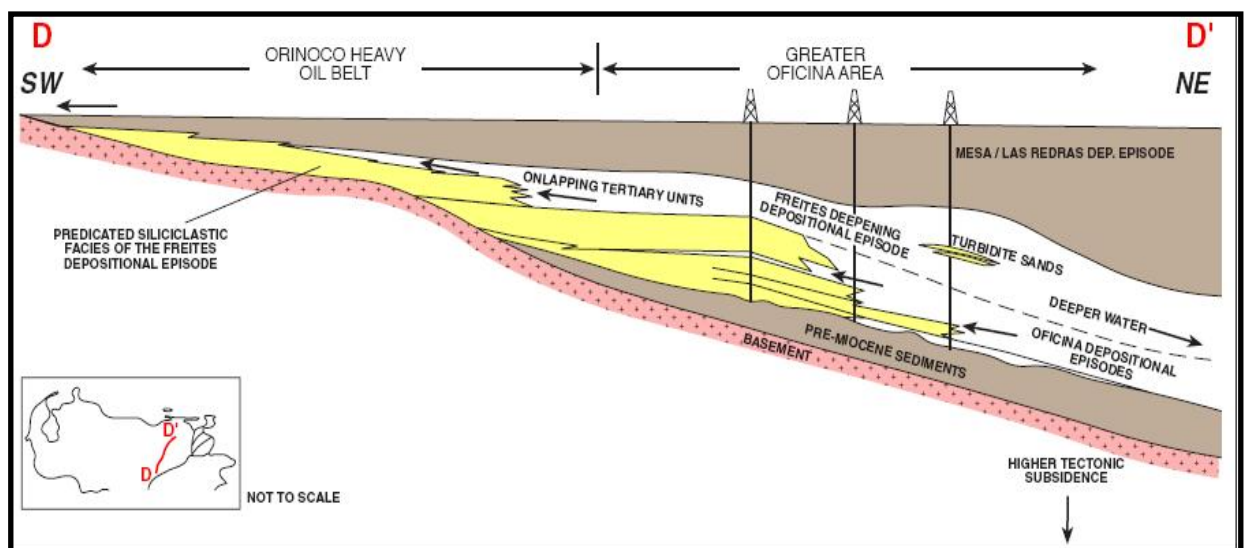


Figura 2.4: Sección estratigráfica de la Faja Petrolífera del Orinoco (modificado de Erlich y Barret, 1992)

Edad				Formaciones	
Cenozoico	Terciario	Pleistoceno		Mesa	
				Las Piedras	
		Neógeno	Plioceno	Freites	
			Mioceno	Oficina	
				Merecure	
		Paleógeno	Oligoceno		
			Eoceno		
			Paleoceno		
Mesozoico		Cretácico	Superior	Grupo Temblador	Tigre
			Inferior		Canoa
		Jurásico			
		Triásico			
Paleozoico		Pérmico			
		Carbonífero			
		Devónico			
		Silúrico			
		Ordovícico			
		Cámbrico		Carrizal	
				Hato Viejo	
Precámbrico		PC sin diferenciar		Basamento igneo-metamórfico sin diferenciar	

Figura 2.5: Columna estratigráfica esquematizada del Área de Junín faja Petrolífera del Orinoco

Geoquímica:

La distribución de los espesores de los sedimentos en el área varía notablemente de sur a norte, desde los 550 hasta los 13.000 pies o más, como resultado del acuñaamiento de las formaciones hacia el sur. Debido a que el estado de madurez de la roca para generar hidrocarburos es una función de la sobrecarga de los sedimentos, del tiempo, y de la temperatura a la cual haya estado expuesta, se ha descartado en el área de Junín, la presencia de “cocinas” zonas de madurez, a excepción de la zona norte, donde las condiciones de profundidad de las posibles rocas madres en el Paleozoico y el Cretácico pudieran ser favorables para la generación de hidrocarburos.

La inmadurez de las rocas cretácicas y terciarias presentes en el área de Junín, se confirmó a través de análisis de reflectancia de vitrinita y pirolisis Rock Eval, por lo cual se ha sugerido que los hidrocarburos almacenados en esta área, se generaron al norte donde las condiciones geológicas y geoquímicas fueron más favorables.

En cuanto a la caracterización de los crudos, dentro de la campaña realizada en las primeras fases exploratorias en 1983, se realizó un extenso programa de medición de gravedades API, con el fin de sectorizar el área en rangos de gravedades, los resultados obtenidos arrojaron variaciones en la gravedad de los crudos, pudiendo establecer una clasificación general, de crudos pesados (10-20 ° API) hacia el norte y extrapesados (< 10° API) hacia el sur, encontrándose dentro del rango general de la Faja (Tabla 2.1). Los análisis químicos de las fracciones de los crudos, conllevan a la conclusión de que por el alto contenido de azufre y de la fracción aromática, todo el crudo presente en el área de Junín, puede ser clasificado como Aromático-Intermedio (Fig. 2.6).

Al establecer comparaciones entre los porcentajes de compuestos químicos presentes en los crudos pesados al norte, y los extrapesados al sur, se observa hacia estos últimos, un aumento general de los porcentajes de azufre, vanadio y níquel, y de la fracción aromática y una disminución relativa de la fracción de hidrocarburos saturados y resinas mas asfaltenos, lo cual sugiere un proceso de degradación progresiva paralelo a la migración del petróleo en sentido norte-sur (PDVSA, 1983), tal como se observa en sentido este-oeste a lo largo de la Faja Petrolífera del Orinoco (Fig. 2.7) (Lopez & Lo Monaco, 2010).

Tabla 2.1: Gravedad Api del crudo de distintos pozos de la Faja Petrolífera del Orinoco. Tomado de Lopez & Lo Mónaco,2010.

Pozo	Intervalo profundidad	API
IZZ-42X	291-302	8,1
IZZ-94X	306-359	7,4
SDZ-111X	433-462	7,2
IZZ-137X	324-358	8,4
IZZ-150X	295-320	7,7
IZZ-107X	305-326	7,0
NZZ-13X	1150-1152	14,0
XZZ-37X	773-774	11,6
SDZ-59X	643-826	9,5
SDZ-6X	570-601	8,3
SDZ-26X	719-756	9,4
CDZ-84X	743-802	9,0
CN-121	819-845	7,9
CN-161	765-776	9,1
CN-38	670-671	7,5
CN-50	670-747	8,3
CN-96	-----	6,4
CNX-11	960-976	7,9
CNX-12	765-772	8,2
CNX-15	1060-1088	8,2
CNX-34	1074-1095	---
HAM2X	910-914	---
HAM2X	1069-1075	---
HAM2X	1069-1075	---
HAM2X	1080-1096	---
HAM2X	914-1091	---
HAM3X	953-956	8,2
HAM3X 3	953-954	8,2
HAM-3X	963-969	9,9
MFA-31	941-1222	7,7
MFA-38	1056-1065	9,9
MFB-50	1012-1015	9,1
MFB-37	968-990	11,7
MFB-48	891-896	9,0
MFD-5	1253-1260	11,1
MFF-3	1166-1170	10,0
MFH-3	763-768	9,5
MFI-3	611-618	8,2
MFK-15	812-817	8,2
MFL-1	487-494	8,3
MFL-6	484-487	9,5

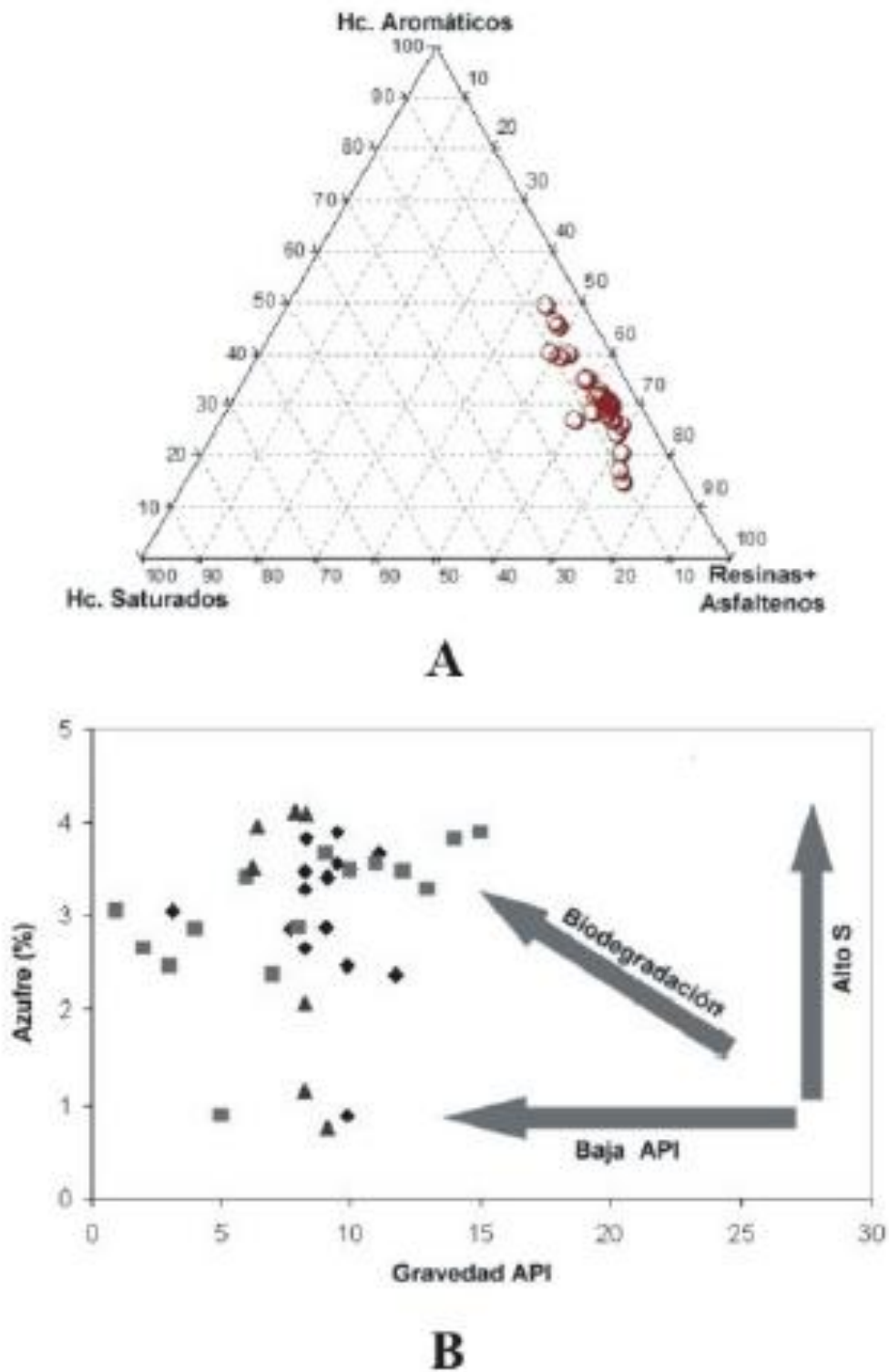


Figura 2.6: Composición SARA de los crudos analizados (A) y relación entre las concentraciones de azufre y gravedad API, como consecuencia de la biodegradación (B). Tomado de Lopez & Lo Mónaco, 2010.

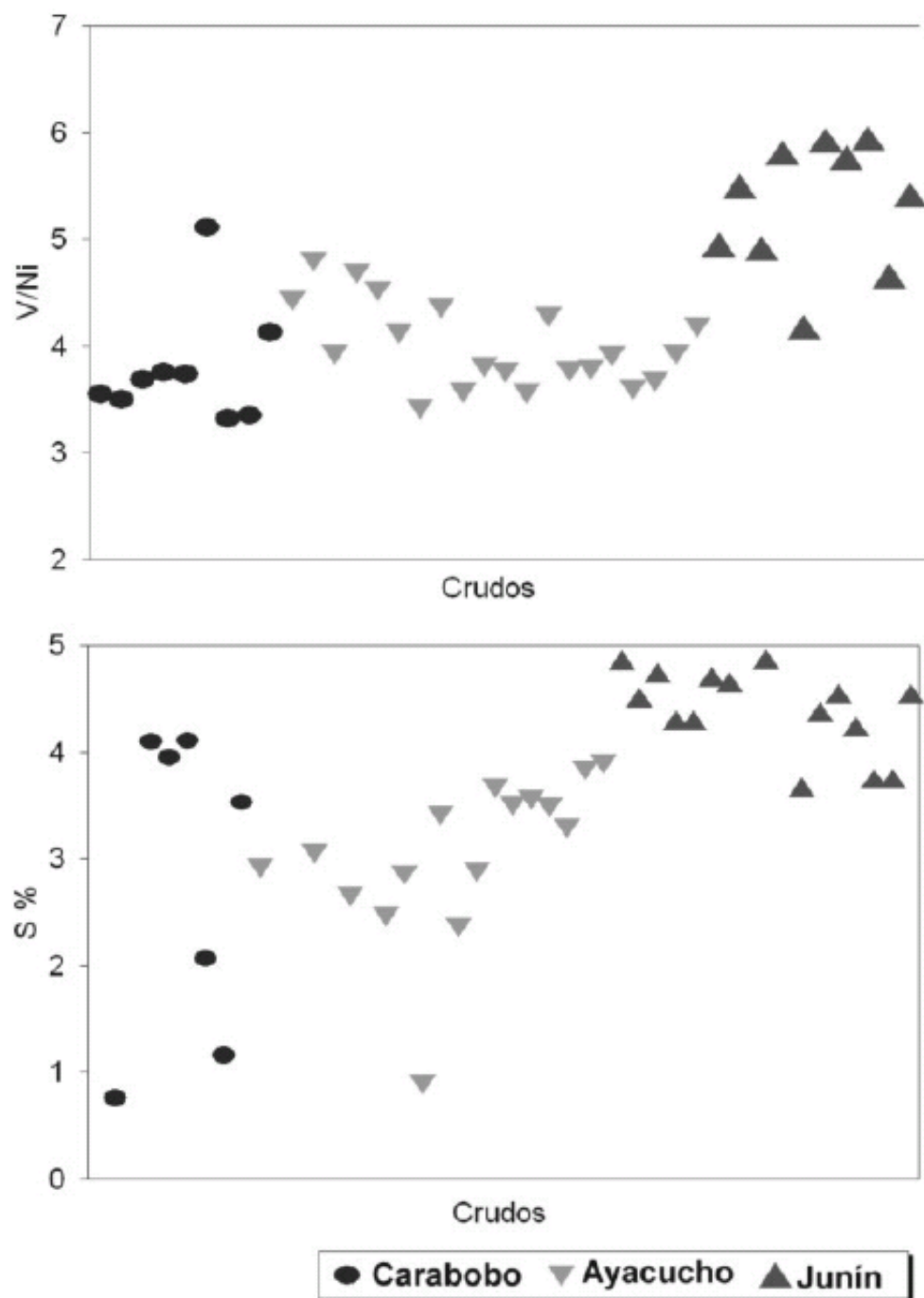


Figura 2.7: Relación V/Ni y azufre en los crudos analizados de acuerdo a su ubicación por área. Tomado de López & Lo Mónaco, 2010.

CAPITULO III

MARCO TEÓRICO

La petrofísica es la rama de las ciencias geológicas que se encarga del estudio y la caracterización de las propiedades físicas y texturales tanto de las rocas como de los fluidos contenidos en ellas, así como la relación existente entre ambos elementos (Archie,1950), para ello, emplea la integración de la información correspondiente al entorno geológico, análisis de muestras de roca y sus fluidos, perfiles de pozos e historias de producción, y es capaz de proveer la información necesaria para el estudio integrado del yacimiento, enfocado principalmente en el desarrollo de un determinado campo y en la búsqueda de nuevas oportunidades, teniendo en cuenta que la comprensión de las características físicas de las rocas es fundamental en la evaluación de una formación que contiene cantidades comerciales de crudo o gas (Djebar y Donaldson, 2004).

La realización de un estudio petrofísico reviste gran importancia para el análisis de un pozo, yacimiento o campo ya que al poder definir las propiedades de las rocas y fluidos presentes, se pueden calcular con mayor precisión las reservas de petróleo y así, evaluar la factibilidad económica de un determinado proyecto.

La interpretación en base a registros eléctricos, que constituyen una de las principales herramientas de la petrofísica, permite determinar en forma aproximada, la secuencia sedimentaria vertical, la geometría de las capas y su variación lateral, la determinación y cálculo de diversas propiedades de la formación, tales como porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla y saturación de fluidos; el reconocimiento de facies y la elaboración de mapas de facies e isopropiedades, y finalmente; la interpretación del posible ambiente depositacional de la sección estratigráfica estudiada una vez realizada la correlación.

De esta forma, uno de los principales objetivos del análisis petrofísico está dirigido a establecer un patrón de respuestas de los distintos registros ante ciertas condiciones de sedimentación y ante la presencia de determinados sistemas depositacionales, lo cual entonces permite correlacionar de forma directa las respuestas presentes en un conjunto de registros con las facies depositacionales del área bajo estudio (Jageler y Matuszak, 1972).

3.1 Propiedades físicas de las rocas

Los principales parámetros, necesarios para llevar a cabo una evaluación petrofísica, incluyen: la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos (agua e hidrocarburos –crudo y/o gas), y la arcillosidad o volumen de arcilla. Así mismo, se deben tener en cuenta otras características tales como, la resistividad, el espesor del yacimiento, su geometría y su área, la mineralogía de la formación, la movilidad de los fluidos presentes, la distribución del tamaño de los granos, la temperatura, la presión y la litología, los cuales representan las características más importantes en la evaluación, completación y producción de un determinado yacimiento. A continuación se presenta una breve explicación de los parámetros más importantes:

3.1.1 Porosidad: Es el volumen vacío de roca que pudiera contener fluidos. Matemáticamente puede expresarse en porcentaje o en fracción decimal:

$$\Phi = \frac{\text{Volumen(vacío)}}{\text{Volumen(total)}} \quad \Phi = \frac{\text{Volumen(vacío)}}{\text{Volumen(total)}} * 100$$

Generalmente se tienen dos tipos de porosidad: primaria y secundaria. La porosidad primaria representa los espacios vacíos entre los fragmentos o partículas después de su acumulación, de esta forma, los factores que afectan la porosidad primaria son (Peters, 1997):

-Empaquetamiento: configuración geométrica de la distribución de las partículas.

-**Selección** (presencia de matriz): variación en el tamaño y forma de las partículas (grado de homogeneidad del conjunto de granos). Una roca con buena selección tiene una porosidad mayor que una con mala selección.

- **Presencia de Cemento:** el cemento es la sustancia que mantiene juntos los diversos granos o partículas, generalmente está compuesto por sílice o carbonato, la presencia de cemento disminuye la porosidad.

- **Grado de redondez/angularidad:** junto con el empaquetamiento y la selección afectan la porosidad debido al enlazamiento de los granos y al relleno de espacios vacíos.

- **Compactación:** Grado de alteración del tamaño y forma de las partículas debido a la presión de las rocas suprayacentes. Generalmente con el tiempo la sobrecarga reduce la porosidad, por lo que puede decirse, con algunas excepciones, que normalmente la porosidad disminuye con el incremento de la profundidad o en la edad de la roca (Halliburton, 1981).

La porosidad secundaria, por su parte, es consecuencia de agentes geológicos tales como la lixiviación, disolución, fracturamiento y fisuramiento de la roca durante el proceso de formación. En particular, los carbonatos, dada su fragilidad y composición química, son rocas que conforman un buen ejemplo de porosidad secundaria (Asquit, 1982).

De igual forma debe mencionarse que no todos los poros presentes en un cuerpo de roca se encuentran conectados, por lo cual debe hacerse una distinción entre la porosidad total y la porosidad efectiva de una determinada formación, donde la última constituye la fracción del volumen poroso que se encuentra interconectado (Fig.3.1).

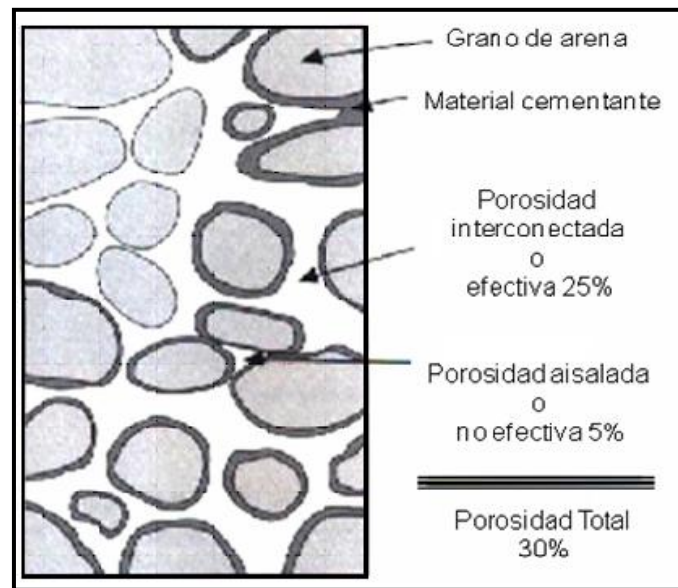


Figura 3.1: Esquematización del tipo de porosidad.

La porosidad se puede obtener a partir del análisis de núcleos y muestras de pared (representando el dato “duro” o “real”, al ser medido directamente de la roca), o a partir del análisis de los registros o perfiles de porosidad, principalmente densidad, neutrón y sísmico, mediante cálculos, o en forma gráfica, involucrando parámetros que pueden leerse a partir de los registros y parámetros tales como saturación de fluidos y resistividad de la formación.

A partir del análisis de núcleos o muestras de pared, la porosidad se obtiene mediante análisis de laboratorio, en el cual es necesario conocer o evaluar los dos parámetros que definen a esta propiedad, el volumen total (V_t) y el volumen sólido (V_s) o el volumen poroso (V_p).

- Evaluación del volumen total (V_t)
 - Medida directa.
 - Picnómetro de mercurio.
 - Volúmetro de Russell.
 - Método gravimétrico

- Evaluación del volumen sólido (V_s)
 - Trituración de la muestra.
 - Densidad de los granos.
 - Método de inmersión.
 - Porosímetro de Stevens.
 - Cámara de presión (Ley de Boyle-Mariotte).
- Evaluación del volumen poroso (V_p)
 - Medición del volumen de aire contenido en los poros, mediante el porosímetro de E. Vellinger o el porosímetro de Washburn Bunting.
 - Pesando un líquido que llene los poros o métodos de saturación.
 - Inyección de mercurio.
 - Porosímetro de expansión de Bureau of Mines.

A partir del registro de densidad, se puede calcular de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Donde:

ρ_{ma} : Densidad de la matriz, ρ_b : Densidad leída en el registro, ρ_f : Densidad del fluido, todas ellas expresadas en g/cc.

A partir del registro de neutrón, la porosidad es la que se lee directamente en el registro, ya que las medidas que construyen la curva representan el hidrógeno contenido en la formación, el cual se encuentra en los fluidos que ocupan el espacio poroso.

A partir del registro sísmico, puede calcularse la porosidad de la formación a partir de diversas fórmulas, una de las más comunes es la relación propuesta por Wyllie, 1960 para formaciones limpias y consolidadas con poros pequeños uniformemente distribuidos:

$$\phi = \frac{t - t_{ma}}{t_f - t_{ma}}$$

Donde:

t_{ma} : tiempo de tránsito en la matriz , t : tiempo de tránsito leído en el registro y t_f : tiempo de tránsito en el fluido., expresados en $\mu s/pie$.

Así mismo, estos autores proponen un factor de correlación por compactación, para el caso de formaciones no consolidadas:

$$\phi = \frac{t - t_{ma}}{t_f - t_{ma}} \times \frac{1}{Cp}$$

Donde, Cp constituye el factor de corrección por compactación y es adimensional.

El cálculo de la porosidad a partir de estos perfiles requiere de correcciones por hoyo, lodo, salinidad, temperatura y presión, las cuales pueden obtenerse a partir de distintas cartas de corrección dadas por distintas empresas. Así mismo la porosidad a partir de los perfiles puede obtenerse mediante gráficas dadas por las empresas de servicios que correlacionan la densidad de grano, el tiempo de tránsito y la porosidad de neutrón con la porosidad “verdadera” de la zona estudiada de la formación.

3.1.2 Permeabilidad: es la capacidad de una roca para conducir un fluido a través de los espacios interconectados de la misma, cuando dicho fluido la satura. Es una propiedad sumamente importante para que un yacimiento sea comercial.

La permeabilidad se mide en Darcys, en general, la mayor parte de las formaciones posee una permeabilidad promedio inferior a un darcy, por lo cual la medida normalmente se realiza en milidarcys (md); de esta forma la permeabilidad puede variar entre 5000 md Para una arena no consolidada y 0,1 md para algunos carbonatos.

Para conocer la permeabilidad de una roca es necesario conocer varios factores, estos son: tamaño y forma del yacimiento, propiedades de los fluidos, presión de los

fluidos y cantidad de flujo. Diversos estudios teóricos y experimentales han conllevado al establecimiento de la siguiente relación:

$$K = Q\mu / A(dp / L)$$

Donde:

K = Permeabilidad (en darcys o milidarcys)

Q = Flujo por unidad de tiempo (cm/seg)

μ = Viscosidad del medio fluyente

A = Sección transversal de la roca (cm²)

L = Longitud de la roca (cm)

Dp = Diferencial de presión (caída)

Que se enuncia de la siguiente manera: “*La permeabilidad es 1d cuando 1cm² de superficie de roca deja pasar 1cm³ de fluido de viscosidad igual a 1, en 1 segundo, bajo una presión de 1 atm/cm² ”.*

Los registros de pozos permiten obtener valores aproximados de permeabilidad pero las medidas directas de esta propiedad solo pueden realizarse a partir del análisis de núcleos. Adicionalmente, de igual manera que la porosidad, la permeabilidad se ve afectada por diversos factores, entre los que se pueden mencionar: porosidad efectiva, escogimiento, tamaño de grano y empaquetamiento (Peters, 1997).

En pozos donde no existe disponibilidad de análisis de núcleos, la permeabilidad puede ser estimada a partir de otras propiedades, tales como la porosidad y la saturación de los fluidos, utilizando correlaciones empíricas publicadas en la literatura, las más utilizadas son las siguientes:

• Timur:

$$k = \left(\frac{0.136 * \phi_e^{4.4}}{S_{wir}^2} \right)$$

- Smit:

$$k = \frac{100 \times \phi_e^m (1 - S_{Wirr})}{S_{Wirr}}$$

- Coats & Dumanoir

$$k = \frac{100 * \phi_e^2 (1 - S_{Wirr})}{S_{Wirr}}$$

Donde: ϕ_e = porosidad de la roca (fracción), S_{Wirr} = saturación irreducible de agua (fracción), m = exponente de cementación (adimensional).

3.1.3 Saturación: La saturación de un fluido en la roca es la relación entre el volumen de fluido en los poros con el volumen total de poros. Las saturaciones se expresan en porcentajes de volumen de poros (Halliburton, 1981).

En un yacimiento de hidrocarburos se pueden encontrar simultáneamente agua petróleo y gas, teniéndose que:

$$S_w + S_o + S_g = 100\%$$

Donde:

S_w = Saturación de Agua

S_o = Saturación de crudo

S_g = Saturación de Gas

Parte de los fluidos de un yacimiento no puede extraerse, esta parte de los fluidos recibe el nombre de saturación residual o irreducible. En algunos casos las saturaciones residuales de hidrocarburos pueden extraerse a través de los métodos de recuperación secundaria o terciaria.

Al estudiar un intervalo productor, se asume que aquella fracción porosa que no contiene agua, contiene hidrocarburos, por lo tanto:

$$(1 - S_w) = \text{Saturación de hidrocarburos}$$

La saturación de agua (S_w) representa la fracción del espacio poroso que contiene agua, es el parámetro que generalmente se calcula en las evaluaciones petrofísicas y se expresa como:

$$S_w = \frac{Sw}{F}$$

Donde: W = Volumen de Agua

F = Factor de Formación

El cálculo de la saturación de agua puede realizarse a través de varios métodos, que toman en cuenta las características propias de la formación y del entorno en el cual se encuentran. El modelo de Archie es el más sencillo, fue establecido para formaciones limpias y se obtiene mediante la siguiente relación:

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

Para el caso de formaciones arcillosas se requiere de otros métodos más complejos, entre los que pueden mencionarse: Los de Simandoux y Poupon, como metodologías prácticas que pueden aplicarse sin necesidad de calibrar los parámetros con muestras de núcleos; y los modelos de Clavier (doble agua), Waxman-Smith, Indonesia, que tienen un mayor soporte científico:

- **Simandoux:** En 1963 Simandoux reportó experimentos en mezclas homogéneas de arena y montmorillonita y propuso una expresión en términos de resistividades de la forma:

$$S_w = \left(\left(\frac{a \times R_w}{\phi_e^m \times R_t} \right) + \left(\frac{a \times R_w \times V_{sh}}{2 \times \phi_e^m \times R_{sh}} \right)^2 \right)^{1/2} - \left(\frac{a \times R_w \times V_{sh}}{2 \times \phi_e^m \times R_{sh}} \right)$$

Donde: S_w = saturación de agua (fracción), a = coeficiente de tortuosidad (adimensional), R_w = resistividad del agua de formación (ohm-m), ϕ_e = porosidad

efectiva (fracción), V_{sh} = arcillosidad (fracción), R_{sh} = resistividad de la lutita (ohm-m), R_t = resistividad verdadera de la formación (ohm-m).

En 1969, Bardon y Peid modificaron la relación de Simandoux agregando a cada término $(1-V_{sh})$, la cual denominaron fracción de arcilla. La expresión final es la siguiente:

$$S_w = \left(\left(\frac{a \times R_w \times (1 - V_{sh})}{\phi_e^m \times R_t} \right) + \left(\frac{a \times R_w \times V_{sh} \times (1 - V_{sh})}{2 \times \phi_e^m \times R_{sh}} \right)^2 \right)^{1/n} - \left(\frac{a \times R_w \times V_{sh} \times (1 - V_{sh})}{2 \times \phi_e^m \times R_{sh}} \right)$$

- **Modelo de Waxman- Smiths:** En 1968, Waxman y Smiths publicaron su renombrado trabajo el cual más tarde fue conocido con el nombre de ecuación de Waxman & Smits. Desde ese entonces la ecuación ha sido modificada en varias oportunidades.

El método empleado por Waxman y Smiths no solo relacionaba la saturación de agua con la relación convencional entre la resistividad de la formación y la resistividad del agua connata sino también con la conductividad de las arcillas contenidas en la formación. La ecuación original puede ser escrita en términos más prácticos, es decir en función de resistividad preferiblemente que de conductividad y despejando el término de saturación de agua:

$$S_w^{n^*} = \frac{FR^* \times R_w}{R_t \times (1 + R_w \times B \times Q_v / S_{wt})}$$

Los valores de n^* y m^* son típicamente establecidos a partir de análisis especiales de núcleos de laboratorio. El factor de resistividad de formación corregido por arcillosidad (FR^*) se expresa de la siguiente forma:

$$FR^* = \frac{a^*}{\phi^{m^*}}$$

Cuando el FR^* ha sido determinado a partir de información de núcleo que contiene salmuera de alta resistividad en sus poros, o cuando se determina a partir

de análisis de registros en formaciones de agua fresca, el valor de FR^* puede ser determinado a partir de la ecuación:

$$FR^* = FR \times (1 + R_w \times B \times Q_v)$$

La expresión $(R_w \cdot B \cdot Q_v / S_w)$ en las ecuaciones anteriores describe la reducción de la resistividad de la formación causada por la presencia de arcilla. Es muy importante reconocer que este efecto se incrementa al mismo tiempo que la saturación de agua (S_w) disminuye o lo que es lo mismo cuando la saturación de hidrocarburos (S_h) aumenta. Este efecto se hace significativo en formaciones productoras de hidrocarburos que tienen una salinidad del agua de formación menor de 150.000 ppm equivalente de N_aCl . El valor de Q_v es definido por la ecuación:

$$Q_v = \frac{CEC \times (1 - \phi) \times \rho_{ma}}{100 \times \phi}$$

Q_v representa la capacidad de intercambio catiónico por unidad de volumen poroso de la formación y es medido en meq/mL del espacio poroso. La capacidad de intercambio catiónico (CEC) es una característica que describe el número de puntos activos sobre la superficie sólida donde los cationes son intercambiados. La capacidad de intercambio catiónico solo puede ser determinada a partir de análisis de laboratorio a muestras de núcleos.

El término B es llamado conductividad específica de los cationes y es un índice de la movilidad de los cationes absorbidos sobre la superficie arcillosa. Tan pronto como la temperatura o la concentración de la salmuera asociada a los poros cambien la movilidad de los cationes absorbidos incrementa.

- **Indonesia (Poupon-Leveaux):** La relación de Poupon-Leveaux fue desarrollada para resolver algunos problemas en el cálculo de las saturaciones de agua en la región del sudeste asiático (Indonesia), y es a menudo referida como la ecuación de Indonesia. La fórmula está integrada en 3 partes: una porción de arena, una

porción arcillosa y una porción llamada mecanismo de vínculo cruzado entre los dos tipos de roca (arena y arena arcillosa). La fórmula de Indonesia en términos de resistividad es la siguiente:

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

Donde: S_w = saturación de agua (fracción), a = coeficiente de tortuosidad (adimensional), m = exponente de cementación (adimensional), R_w = resistividad del agua de formación (ohm-m), ϕ_e = porosidad efectiva (fracción), V_{sh} = arcillosidad (fracción), R_{sh} = resistividad de la lutita (ohm-m), R_t = resistividad verdadera de la formación (ohm-m).

La ecuación de Indonesia provee relativamente de buenos resultados excepto a valores altos de S_w .

Esta ecuación fue desarrollada para usarse en Indonesia ya que allí las aguas de formación relativamente frescas y los altos grados de arcillosidad, evidenciaban los inconvenientes presentados por otros modelos. Esta ecuación ha resultado ser útil en otras áreas y por lo tanto ha sido ampliamente usada por los analistas de registros de pozos.

Es común que se prefiera la ecuación de Simandoux porque es una ecuación de balance de materiales lineal. Desafortunadamente las implicaciones geológicas y petrofísicas de la roca, sus minerales, los fluidos que ella contiene y las condiciones del hoyo tendrán siempre un comportamiento no-lineal, trayendo como resultado que las saturaciones determinadas a través de este modelo estarán siempre extremadamente optimistas, es decir el resultado de la S_w por esta ecuación será más bajo en comparación al verdadero valor.

Clavier (doble agua): Schlumberger propuso el modelo de doble agua a mediados de los años 70. Diversos investigadores intentaron usar solo la información de registros para tratar de resolver algunos de las interrogantes acerca de la arcilla y el agua asociada a ellas. La pregunta crítica era qué tan certera podía ser la medición del volumen, salinidad, conductividad o resistividad del agua asociada a las arcillas.

El termino Q_v también aparece en el modelo de doble agua, tal como aparece en la ecuación de Waxman-Smiths, pero las nuevas interrogantes se centraron en cómo encontrar una relación para el cálculo de la capacidad de intercambio catiónico solo a través de información de registros y por lo tanto el grado de confiabilidad del modelo.

La duda sobre el modelo se debe a que muchos de los términos de la ecuación requieren valores que no se pueden obtener a partir de los registros, y es por eso que este modelo fue desarrollado para darle una solución práctica a las preguntas anteriores en base a las siguientes premisas:

- La conductividad de las arcillas es producto de su capacidad de intercambio catiónico.
- La capacidad de intercambio catiónico es proporcional al área específica sobre la superficie de la arcilla.

El modelo de doble agua considera dos componentes, agua asociada a la arcilla y los minerales de arcilla. Los minerales de arcilla son modelados por ser eléctricamente inertes, es decir la conductividad de las arcillas es por lo tanto derivada de la conductividad del agua asociada estas (C_{wb}). El agua de las arcillas es asumida independientemente del tipo de arcilla, pero su cantidad depende del tipo de arcilla presente en la formación, y por lo tanto esta agua asociada será mayor para arcillas que tienen mayor área de contacto en su superficie, tal como por ejemplo la montmorillonita y menor para arcillas que tienen menor área de contacto en su superficie, tal como por ejemplo la caolinita.

El agua asociada a las arcillas es normalmente inmóvil, por lo tanto el volumen que este ocupa no puede ser desplazado por el hidrocarburo. Como los minerales de arcilla son considerados eléctricamente inertes, ellos pueden ser tratados tan como cualquier otro mineral.

Excluyendo en los casos en los que minerales conductivos tales como la piritita estén presentes en la formación, el volumen poroso de la mayoría de las rocas puede ser calculado a partir propiedades eléctricas.

La ecuación de Archie puede ser escrita en términos de la conductividad:

$$C_t = \frac{\phi_w^m \times S_{wt}^n}{a} \times C_{we}$$

Donde: a , m , n = representa los parámetros petrofísicos convencionales, C_t = conductividad de la zona no invadida de la formación, C_{we} = conductividad equivalente del agua en los poros.

Se debe notar que la ϕ_t y la S_{wt} se refieren al volumen poroso total, el cual incluye volúmenes de poro que están saturados con agua asociada a las arcillas y agua connata (el cual se refiere según lo antes discutido al agua libre o movable). La conductividad equivalente del agua (C_{we}) está representada de la siguiente manera:

$$C_{we} = \frac{V_w \times C_w + V_{wb}}{V_w + V_{wb}}$$

Donde: V_w = volumen de agua libre, V_{wb} = volumen de agua asociada a la arcilla, C_w y C_{wb} = sus conductividades.

En términos de saturación la ecuación anterior puede convertirse de la siguiente forma:

$$C_{we} = C_w + \left(\frac{S_{wb}}{S_{wt}} \right) \times (C_{wb} - C_w)$$

Donde: S_{wb} = saturación de agua asociada a la arcilla.

La ecuación anterior describe la conductividad equivalente del agua como una función de la conductividad del agua de formación más la conductividad del agua asociada a la arcilla. La ecuación se convierte entonces de la siguiente forma:

$$C_{we} = \frac{\phi_w^m \times S_{wt}^n}{a} \times \left[C_w + \left(\frac{S_{wb}}{S_{wt}} \right) \times (C_{wb} - C_w) \right]$$

La porosidad y la saturación de agua de la arena, es decir la formación limpia es obtenida mediante la resta al volumen poroso de la fracción de agua de arcilla. La ecuación para la porosidad efectiva es por lo tanto:

$$\phi = \phi_t \times (1 - S_{wb})$$

Y la ecuación para la saturación de agua es dada como:

$$C_w = \frac{S_{wt} - S_{wb}}{1 - S_{wb}}$$

Cuatro son los parámetros que deben ser determinados para lograr la evaluación de arenas arcillosas a través del modelo de Doble Agua:

- Resistividad (R_w) o Conductividad (C_w) del agua connata movable.

- Resistividad (R_w) o Conductividad (C_w) del agua asociada a la arcilla.
- Porosidad Total (ϕ).
- Saturación de agua asociada a la arcilla (S_{wb}).

3.1.4 Volumen de arcilla (Vcl): Es la cantidad de arcilla o lutita presente en el intervalo estudiado, expresado en fracción decimal o porcentaje. Generalmente se calcula a partir del registro de rayos gamma (GR), a través de distintas fórmulas cuyo ajuste con la realidad depende de las características propias de cada formación. El registro de GR tiene diversas respuestas empíricas, no/lineales y lineales; las respuestas no lineales se basan principalmente en el área geográfica o la edad de la formación, generalmente tienden a ser más optimistas que las lineales ya que producen menores valores de arcilla.

En la respuesta lineal se emplea la siguiente ecuación:

$$Vcl = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Donde:

V_{cl} = Volumen de arcilla

I_{GR} = Índice de Gamma Ray

GR_{log} = GR del intervalo

GR_{min} = GR de la zona de arena limpia

GR_{max} = GR de la lutita o zona arcillosa

Para las respuestas no lineales existen diversas ecuaciones, que pueden visualizarse en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Ecuaciones para el cálculo no lineal del volumen de arcilla (tomado de Saputra, 2008).

Larionov (1969) para rocas del Terciario:	$V_{cl} = 0,083(2^{3,7I_{GR}} - 1)$
Steiber (1970):	$V_{cl} = \frac{I_{GR}}{3 - 2xI_{GR}}$
Clavier (1971):	$V_{cl} = 1,7 - [3,38 - (I_{GR} + 0,7)^2]^{1/2}$
Larionov (1969) para rocas de mayor edad:	$V_{cl} = 0,33x(2^{2I_{GR}} - 1)$

En la figura 3.2 pueden verse comparativamente las respuestas de los distintos métodos para el cálculo de volumen de arcilla.

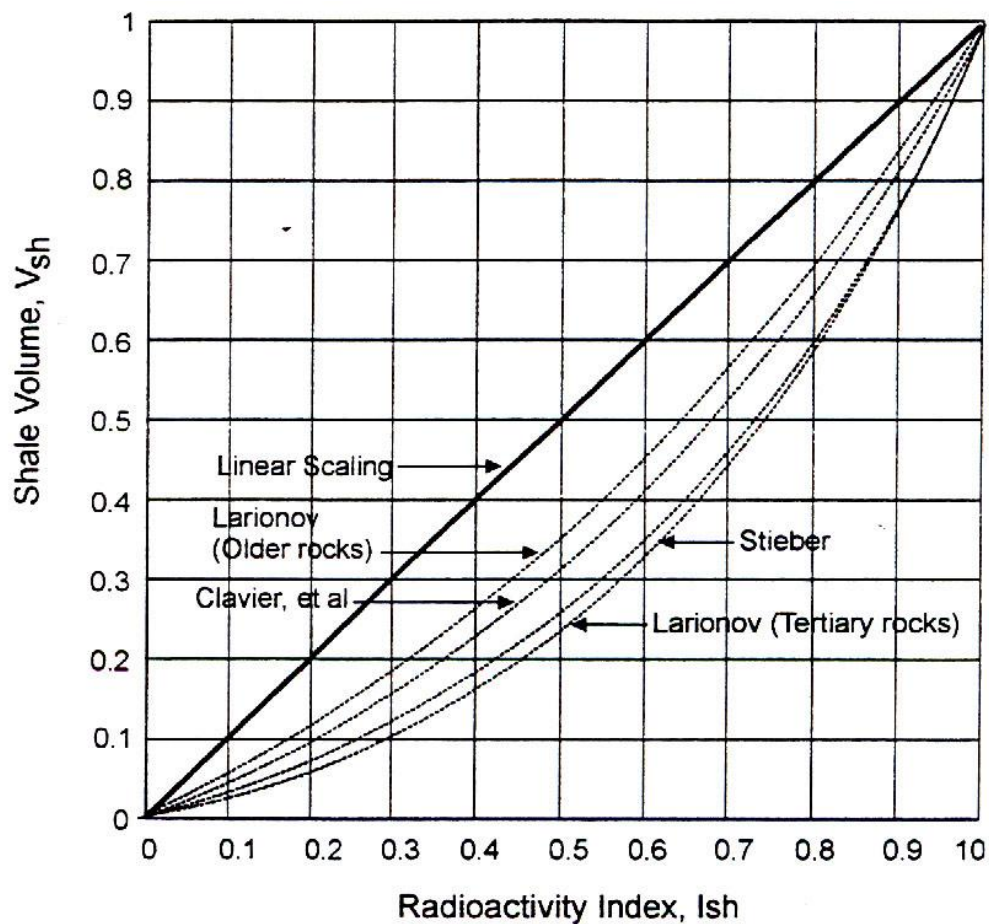


Fig 3.2 Índice de arcillosidad (Índice de gamma Ray) vs. Volumen de Arcilla. (Reproducido de “Log Interpretation Charts” de Schlumberger, 2000.)

3.2. Herramientas para el estudio petrofísico

La información derivada del estudio petrofísico se obtiene principalmente a partir de muestras de canal, operaciones de perforación, muestras de pared, análisis convencionales de núcleos, y registros de pozos. Las muestras de canal y operaciones de perforación son obtenidas durante la etapa de perforación del pozo y se refieren básicamente al análisis de las muestras de la formación que son arrastradas por el fluido de perforación, llevadas a superficie y posteriormente analizadas, lo cual permite obtener una idea general de las formaciones atravesadas. Las muestras de pared y de núcleos, por su parte, a través de un análisis de laboratorio, proporcionan una valiosa información de las formaciones que se desean evaluar. Esta información incluye: petrografía, estudios de diagénesis y ambiente de sedimentación, estudios de sensibilidad mediante desplazamiento de fluidos a través de las muestras, mineralogía de la formación a partir de difracción de rayos X, porosidad efectiva, permeabilidad, densidad del grano, presión capilar, humectabilidad, saturación de fluidos, factor de formación entre otros.

En lo referente a los registros, se tiene que el estudio integrado de estas herramientas proporciona datos directos o inducidos, suficientes y confiables para efectuar un análisis o caracterización a un pozo o a un yacimiento. Existe una gran variedad de perfiles o registros, a *grosso modo* se han dividido principalmente en dos grupos, convencionales y especiales, los cuales se explicaran en los párrafos subsecuentes.

3.2.1 Registros Convencionales:

Las tecnologías de registros convencionales comprenden todos aquellos perfiles que tradicionalmente se han utilizado en la caracterización, tanto geológica como petrofísica, de yacimientos; dentro de estas tecnologías podemos citar tres grupos principales: Registros de litología, perfil de potencial espontáneo (SP), perfil de rayos gamma (GR), perfil de resistividad no tensorial, perfil de densidad, perfil de porosidad – neutrón y perfil sísmico (Schlumberger, 1991).

- a. **-Registros de Litología:** Dentro de esta categoría se tienen a las curvas de Potencial Espontáneo (SP) y Rayos Gamma Naturales (GR), ambas se registran como productos de emisiones naturales de las rocas y suministran información a partir de la cual se puede deducir la litología de la formación evaluada:

- **Registros de Potencial Espontáneo (SP):**

El SP es la medida o registro de la diferencia de potencial eléctrico (voltaje) producido por la interacción del agua connata (agua contenida en la roca), el fluido conductivo (lodo) de perforación y aquellas rocas ion-selectivas (arcillas-lutitas), el registro se utiliza comúnmente en pozos perforados con lodos cuya base es agua dulce. La medida del SP permite:

- Diferenciación entre zonas permeables y no permeables
- Definición de límites de capa: correlación
- Indicaciones cuantitativas de arcillosidad (V_{sh})
- Determinación de la resistividad del agua de Formación

El SP no es una curva que empieza con un valor de cero, la deflexión se mide a partir de una línea base para la lutita, la posición de esta línea la determina el personal que corre el registro y no afecta su interpretación. La polaridad de la deflexión es negativa a la izquierda de la línea base y positiva hacia la derecha de la misma (Fig.3.3). Dependiendo del contraste de salinidad entre los fluidos (de perforación y formación) en zonas permeables.

A partir del registro SP pueden calcularse parámetros importantes entre los que se destacan, la resistividad del agua de formación y el volumen de arcilla (Halliburton, 1981).

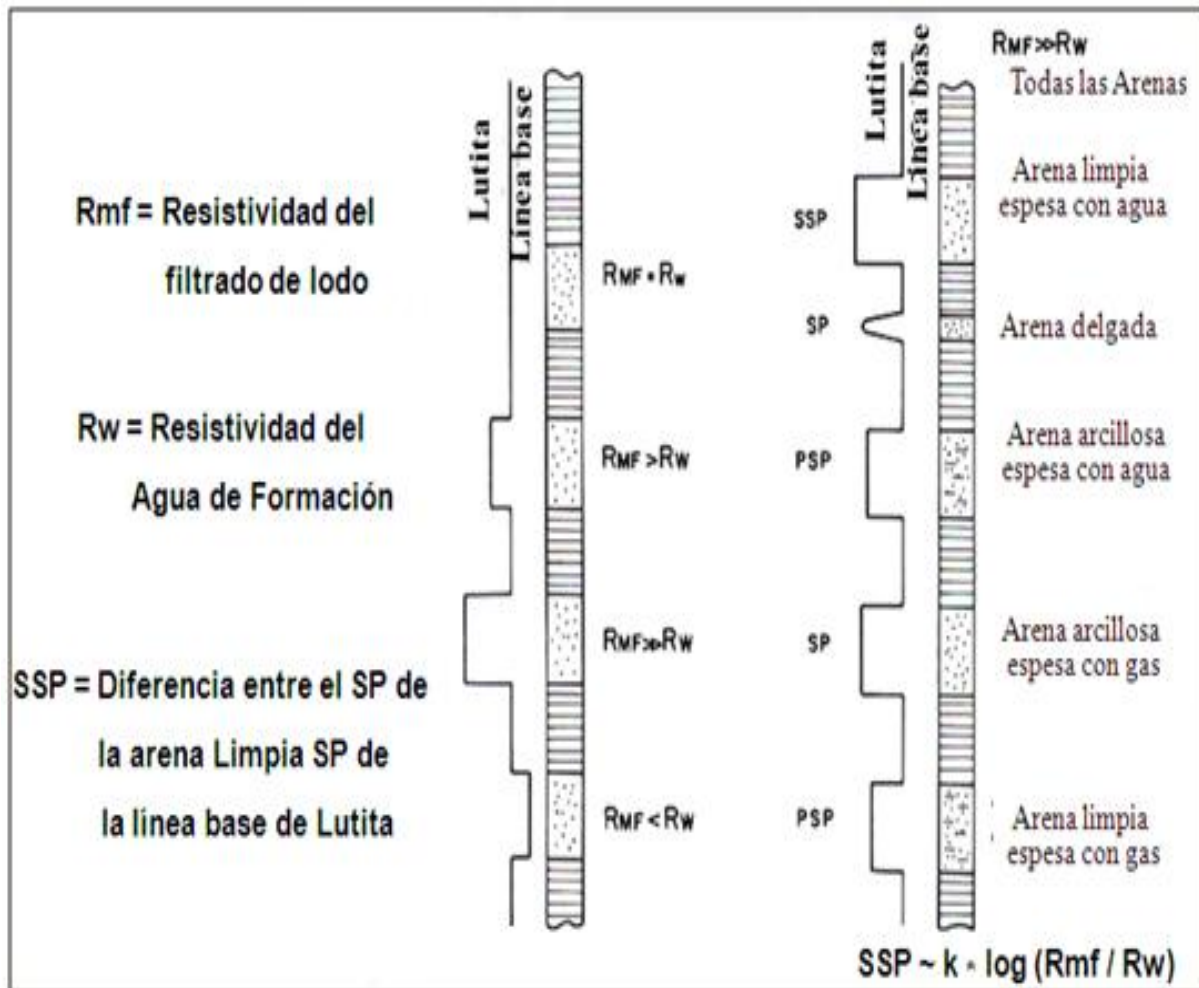


Figura 3.3: Respuesta de la Curva de Potencial Espontáneo ante variadas condiciones.

- **Registros de Rayos Gamma (GR):**

El perfil de Rayos Gamma o GR es la medida de la radioactividad natural de la formación. En las formaciones sedimentarias, el registro normalmente refleja el contenido de arcillas de las formaciones porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en este tipo litológico (Schlumberger, 1991).

Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos. El isótopo radioactivo de potasio (K) con un peso atómico 40 (K^{40}), y los elementos radioactivos de las series del uranio (U) y del torio (Th) emiten casi toda la radiación gamma que se encuentra en la Tierra. Las arcillas son más radioactivas que las arenas y calizas, debido a la presencia de K y Th en su composición; las arenas, por su parte, están formadas generalmente por un alto contenido de cuarzo, el cual no es radioactivo, sin embargo, pueden presentar radioactividad mayor de cero cuando contienen: feldespatos, cenizas volcánicas, fragmentos de roca (como granitos, etc.), aguas meteóricas enriquecidas con sales radioactivas y arcillas laminadas o dispersas.

En el caso de los carbonatos, la presencia de picos de radiactividad puede deberse a la presencia de horizontes arcillosos o niveles que contengan mineralizaciones de uranio generadas en ambientes anóxicos. La figura 3.4 muestra respuestas idealizadas d los registros de Gamma Ray y Gamma Ray espectral ante distintos tipos de roca.

La sonda de GR contiene un detector que mide la radiación originada en el volumen de la formación que se encuentra cerca de la sonda. Bajo condiciones normales del hoyo, alrededor del 90% de la radiación medida proviene de las primeras 6 pulgadas adyacentes de formación, lo cual constituye de manera aproximada la profundidad de investigación de esta herramienta. Dado que el decaimiento radiactivo es un proceso estocástico, se toma un promedio de la radiación emitida.

El registro de rayos gamma permite estimar el índice de arcillosidad, correlacionar las diferentes capas e intervalos, y determinar las zonas aparentemente permeables e impermeables.

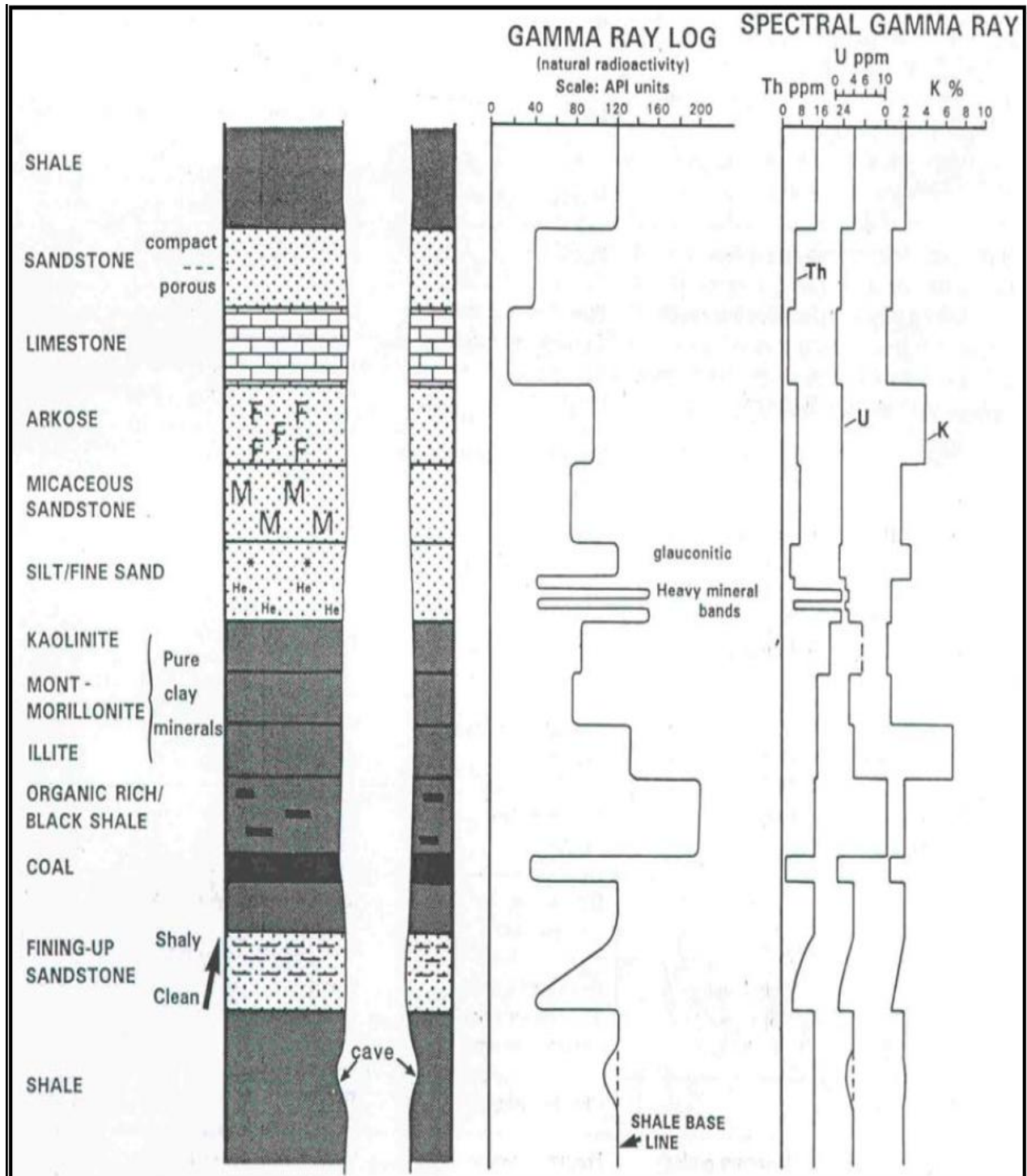


Figura 3.4: Registros idealizados de Gamma Ray y Gamma Ray Espectral.

b. Registros de Resistividad:

Los registros de resistividad miden la habilidad de las rocas para conducir una corriente eléctrica. Pueden agruparse en resistivos (aplicación directa de una corriente o corrientes), de inducción y de propagación electromagnética (EPT, LWD).

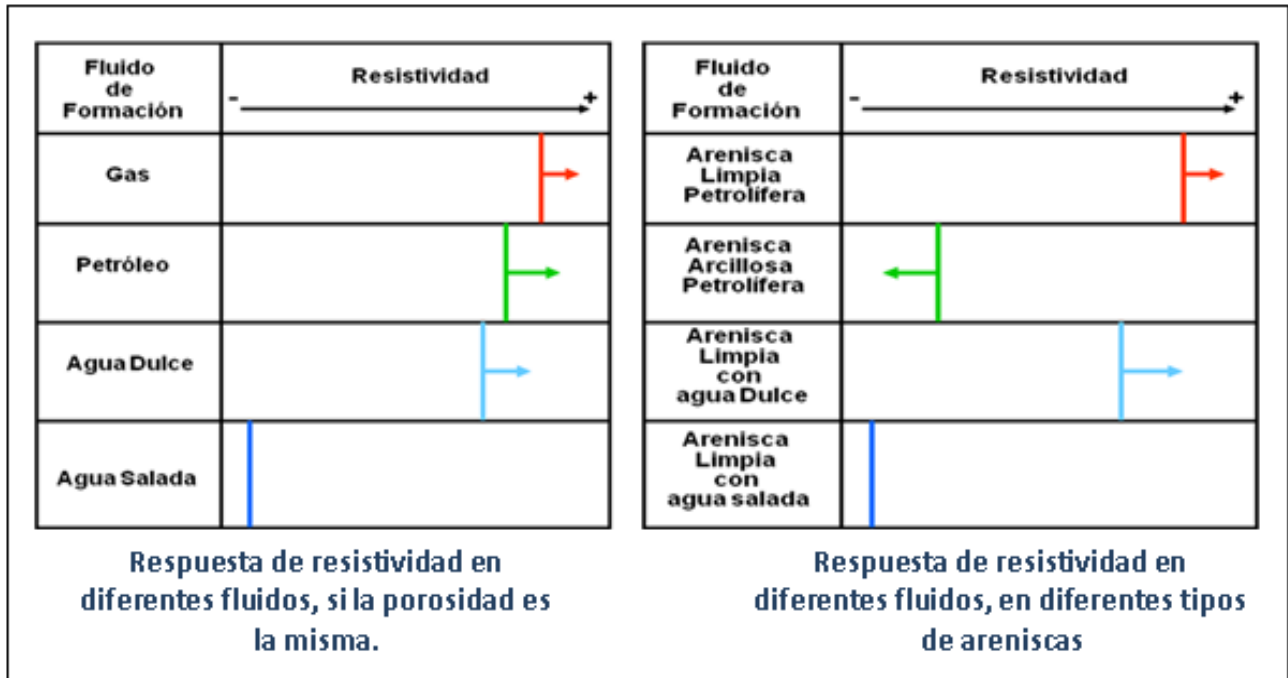


Figura 3.5: Respuestas de la resistividad bajo condiciones variables.

Existen principalmente 5 variables que afectan la resistividad de la formación, éstas son: concentración de sal en el agua, temperatura del Yacimiento, porosidad, litología, y saturación de agua, así como también de la cementación y del tipo de fluido presente en la formación (Schlumberger 1991); en base a esto, se tienen diversas respuestas que pueden visualizarse en la figura 3.5.

- c. **Registros de Porosidad:** Para la determinación de la porosidad, se utilizan generalmente los registros de densidad, neutrón y sísmico. Estas herramientas miden propiedades que permiten estimar y/o calcular la porosidad de la formación, dado que ninguna herramienta puede medirla

directamente. Los registros de densidad y neutrón se basan en el bombardeo radioactivo de la formación, midiendo la respuesta de ésta. El registro sónico por su parte es una herramienta acústica, que emite una onda sónica y registra el comportamiento de la misma al atravesar la formación.

-Registro de densidad:

Se basa en la medición de la densidad de la formación, por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. Posee una fuente de rayos gamma que colisionan con los átomos presentes en la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los rayos gamma dispersos liberados en las colisiones (Fig. 3.6). Esta medida sirve para estimar la densidad del sistema roca –fluido (RHOB) que posteriormente servirá para calcular la porosidad por densidad (DPHI). Si el registro de densidad es bajo indica alta porosidad y si es alto indica baja porosidad. La unidad de medida es gr/cm^3 y posee un rango de valores que va desde 1.96 a 2.96 gr/cm^3 (Schlumberger, 1991).

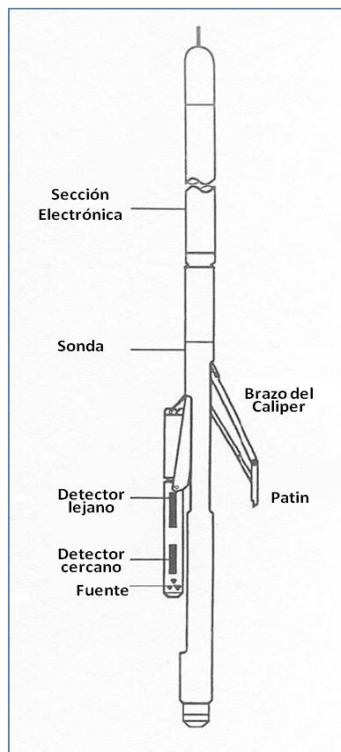


Figura 3.6 : Esquema de Herramienta para medir Densidad

-Registro de neutrón:

Se basa en la medición de las concentraciones de hidrógenos, lo que indica la presencia de agua o petróleo en la roca. La herramienta posee una fuente de neutrones que colisionan con los hidrógenos presentes en los poros de la roca, así mismo, posee un receptor que mide los neutrones dispersos liberados en las colisiones. La medida sirve para estimar la porosidad neutrónica de las rocas (NPHI). Si el registro neutrónico es alto indica un elevado índice de neutrones, y si es bajo indica lo contrario. Se lee de derecha a izquierda. La unidad de medida es en fracción o en %, y posee un rango de valores que va desde -0.15 a 0.45 (-15 a 45 %) (Schlumberger, 1991).

-Registro sísmico:

Utiliza el mismo principio del método sísmico, mide la velocidad del sonido en las ondas penetradas por el pozo. Posee un emisor de ondas y un receptor, y lo que se mide es el tiempo de tránsito de dichas ondas. El objetivo principal del perfil sísmico es la determinación de la porosidad de las rocas penetradas por el pozo (SPHI) a partir del tiempo de tránsito de las ondas (t). Mientras mayor es el tiempo de tránsito, menor es la velocidad, y por lo tanto, mayores la porosidad de la roca (Halliburton, 1981).

Al realizar una comparación entre los registros densidad, neutrón y sísmico, se puede observar que las porosidades calculadas con el sísmico están sujetas o afectadas por el grado de compactación de la formación, mientras que la porosidad del densidad y/o neutrón no. El registro de densidad refleja con mayor precisión la porosidad total de la formación, incluyendo el caso de las arenas arcillosas y las propias arcillas. Sólo la presencia de gas afecta la medida de la densidad de la roca, donde los mismos disminuyen a valores anómalos (indicando porosidades muy altas $> 35\%$ - 40%). En arenas o formaciones limpias las porosidades del sísmico, densidad y neutrón se comparan muy bien. Sin embargo, en la medida que incrementa el contenido de arcilla, las porosidades obtenidas a partir del sísmico y del neutrón tienden a aumentar. En el caso de gas, el efecto en la porosidad del neutrón es de valores muy bajos (menores de 10%), exactamente lo opuesto al de densidad y al sísmico (Schlumberger, 1991).

3.2.2 Registros Especiales

Las novedosas tecnologías de perforación y medición proveen ahora datos de pozos y de evaluación de formaciones cada vez más integrados y en tiempo real. Los avances registrados recientemente en la técnica de adquisición de registros de resonancia magnética nuclear, imágenes, buzamientos, etc., durante la perforación dan soporte a los operadores para tomar mejores decisiones de perforación y terminación de pozos, reducir el riesgo y el tiempo no productivo, y optimizar la ubicación y productividad del pozo. A continuación se explican brevemente los principales registros especiales utilizados por la industria petrolera.

-Registro de Rayos Gamma Espectral o NGS (“Natural Gamma Ray Spectrometry tool”) Esta herramienta permite desglosar la contribución de los diferentes elementos radioactivos, permitiendo una mejor interpretación mineralógica y sedimentológica (Baker Atlas, 2005).

-Registro de Resonancia Magnética Nuclear: Permite adquirir nuevos datos petrofísicos que contribuyen a la interpretación, en especial de las zonas complejas. Es una herramienta nueva que se basa en la medición de los momentos magnéticos que se producen en los hidrógenos que contiene la formación cuando se induce sobre ellos un campo magnético. Utiliza dos campos magnéticos con la finalidad de polarizar los átomos de hidrógeno (dipolos naturales), y conseguir una medida del tiempo de relajación T_2 . Se emplea para la determinación de porosidades. Varios estudios de laboratorio demuestran que la porosidad medida a través de esta herramienta es muy parecida a la porosidad medida en los núcleos (Coates, 1999).

-Registro de Imágenes: Existen herramientas que proporcionan imágenes de las rocas en el subsuelo, que sirven sobre todo para diferenciar capas de arena y arcilla y para estudiar estructuras sedimentarias. Las imágenes se pueden obtener por varios métodos: imágenes resistivas, imágenes acústicas o imágenes por resonancia magnética. (Baker Atlas, 2005).

-Registro de buzamientos (Dipmeter): El Dipmeter o registro de buzamiento, es una herramienta que posee cuatro brazos a 90°, estos registran los cambios de buzamientos de los estratos, por medio de lecturas de resistividad. Debe utilizarse junto con un GR, debido a que los buzamientos estructurales se miden sobre los planos de estratificación de las lutitas, ya que las arenas pueden poseer alguna estratificación cruzada que generaría errores en el buzamiento estructural de la secuencia. Si no se toma en cuenta la litología sobre la cual se mide el buzamiento se corre el riesgo de medir un buzamiento estratigráfico dentro de una arena y no un buzamiento estructural sobre una lutita. El registro de buzamientos, se basa en las mediciones de micro-resistividades, que registran los límites de capas alrededor del pozo, lo cual permite posteriormente calcular el yacimiento (Schlumberger, 1991).

-Registro de Calibración (Caliper): El Caliper es una herramienta que mide el diámetro del pozo, puede ser de mucha utilidad a la hora de diferenciar litologías resistentes de las poco resistentes. Su principal función es determinar el estado del hoyo (derrumbado o no derrumbado). Mientras mayor sea el diámetro del hoyo (CALI) en comparación con el diámetro de la mecha (BS), menor es la competencia de la roca perforada (hoyo derrumbado). Si el diámetro del hoyo es similar al diámetro de la mecha, indica que la roca es competente (hoyo no derrumbado), y si el diámetro del hoyo es menor que el diámetro de la mecha, puede indicar que se tratan de lutitas expansivas o que se formó un revoque muy grueso (Baker Atlas, 2005).

-Registro RFT: Esta herramienta mide el gradiente de presión de los fluidos que se encuentran dentro de las formaciones, lo cual es de gran utilidad al momento de ubicar contactos agua-crudo y crudo-gas, ya que los diferentes fluidos (gas, crudo y agua) poseen diferentes gradientes de presión. La herramienta RFT también sirve para combinarse con perfiles de pozos para calibrar contactos más precisos (Baker Atlas, 2005).

-Registro de Inducción 3D (3DEX): Es una herramienta nueva que determina la resistividad horizontal (R_h) y la resistividad vertical (R_v) de una formación siliciclástica, para así poder determinar su grado de anisotropía. Cuando la formación posee una litología homogénea (90% de arena o 90% de lutita) las resistividades horizontales y verticales poseen valores muy similares, en este caso la anisotropía de la roca es baja. En contraste, en formaciones que poseen litologías heterogéneas (50 % de arena y 50 % de lutita) de forma intercaladas, las resistividades horizontal y vertical alcanzan su máximo valor de diferencia, en este caso se dice que la roca posee una alta anisotropía (Baker Atlas, 2005).

Los diversos perfiles o registros pueden verse afectados por una serie de factores que hay que tomar en cuenta al momento de hacer los cálculos e interpretaciones, entre ellos pueden mencionarse, la temperatura, condiciones del hoyo, la litología, la arcillosidad y la presencia de hidrocarburos, por lo cual antes de utilizar los datos, es de vital importancia realizar el control de calidad de los mismos, y de ser necesario, las correcciones pertinentes.

3.3. Evaluación petrofísica como base de la caracterización de yacimientos

Uno de los principales objetivos de la caracterización de yacimientos, es construir mapas o imágenes tridimensionales de las propiedades petrofísicas en los mismos, que sirvan de soporte lo más preciso y confiable posible para el establecimiento del modelo dinámico del yacimiento. A fin de obtener interpretaciones y modelos lógicos, confiables y consistentes, es necesario integrar las respuestas obtenidas a partir de los registros, el conocimiento geológico de la formación de interés, la información obtenida a partir del análisis de núcleos o ripios y todas aquellas medidas de las que se disponga para realizar el análisis de una determinada formación.

La evaluación petrofísica involucra una serie de etapas que incluyen la revisión e interpretación de registros existentes, la carga y edición de los datos, calculo de

propiedades de la roca, calibración de la interpretación con datos de núcleos, determinación de petrofacies, determinación de parámetros de corte, estimación de contactos y rangos de propiedades petrofísicas, generación de mapas de isopropiedades, y estimación del volumen poroso del yacimiento evaluado (Fig. 3.7). Una apropiada caracterización de yacimientos puede mejorar el rendimiento y la productividad del mismo. Entender la geología de los depósitos y realizar un análisis petrofísico detallado y confiable, ayuda a precisar los compartimientos estructurales y estratigráficos presentes en el yacimiento y sus complejidades, lo cual a su vez ayuda a mejorar la planificación de la perforación y el desarrollo del campo.

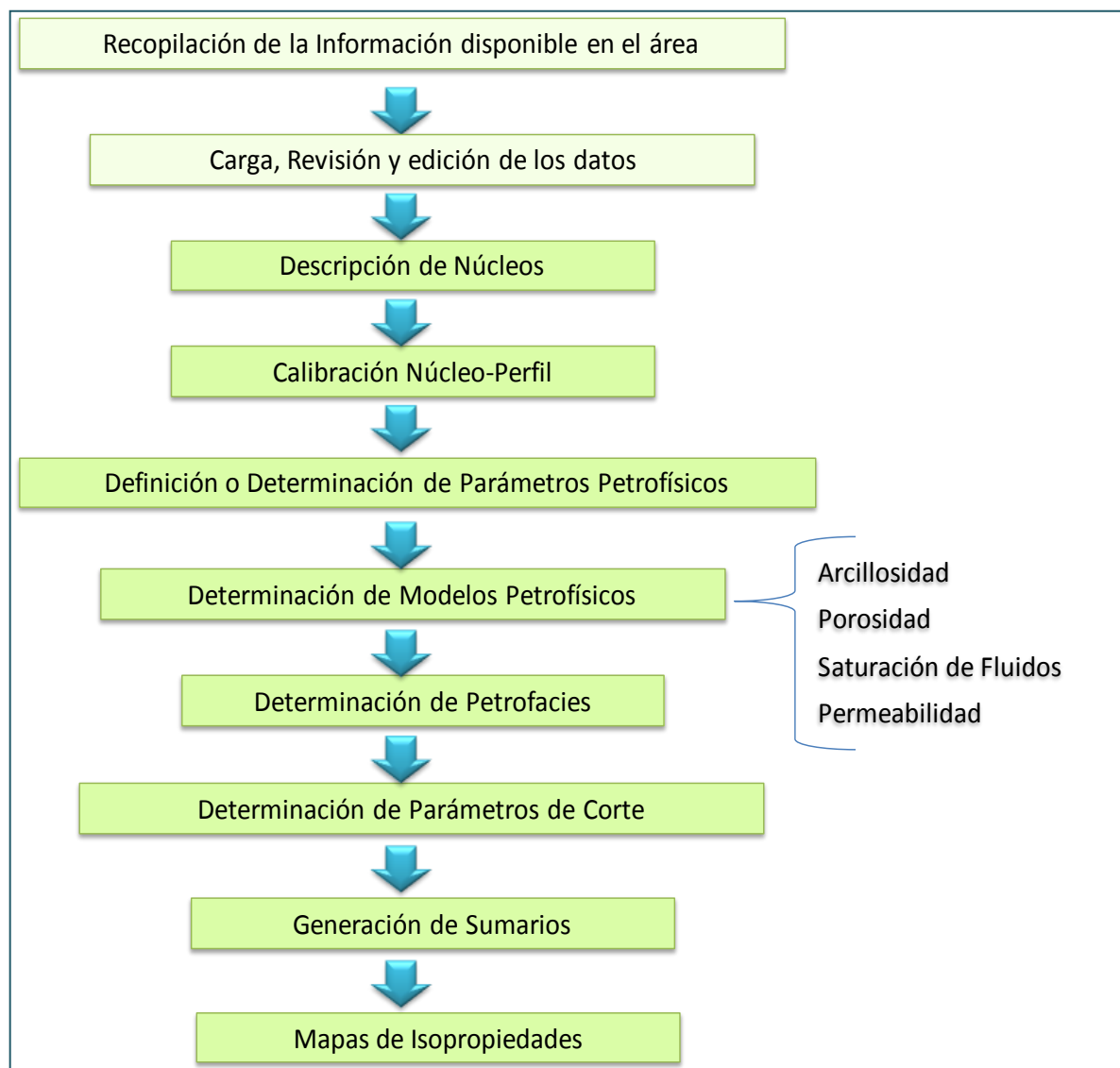


Figura 3.7: Esquema metodológico general en la evaluación petrofísica

Los parámetros de evaluación son requeridos para lograr valores cuantitativos de los perfiles de pozos; es necesario conocer los parámetros petrofísicos de la formación, tales como: densidad de matriz (ρ_{ma}), densidad de fluidos, exponente de saturación (n), factor de cementación (m) y resistividad del agua de formación (R_w). En aquellas áreas que no poseen núcleos, es factible utilizar otros métodos (analíticos y gráficos) para calcular los parámetros a , m y n . En estos métodos se ubican zonas dentro del yacimiento que estén presumiblemente 100% saturadas de agua de formación, siempre y cuando se conozca el valor de la resistividad del agua de formación y se disponga de perfiles de porosidad adecuados para realizar el análisis. La resistividad del agua de formación, por su parte puede calcularse a partir de diferentes métodos, entre los que se encuentran (Schlumberguer, 1991):

▪ *Cálculo R_w por análisis físico-químicos*

Las propiedades particulares de las aguas de formación dependen de la concentración y naturaleza de las sales disueltas que contienen. Los análisis cuantitativos del agua de yacimiento, expresan la concentración de los iones presentes en la solución. Algunos de los análisis de agua incluyen varios constituyentes menores; los más utilizados generalmente son los cationes sodio, calcio, magnesio y potasio; y los aniones cloro, bicarbonato, carbonato y sulfato.

Para calcular el R_w por medio de los análisis fisicoquímicos del agua de formación, considerado como el método más confiable, deben inicialmente validarse los datos a fin de desechar todas aquellas muestras que presenten problemas de contaminación o posean datos incompletos. Seguidamente, las concentraciones de los iones expresadas en miligramos por litros (mg/L) o partes por millón (ppm), deben llevarse a miliequivalentes por litro (meq/L), con la finalidad de realizar el balance iónico y el diagrama de Stiff correspondiente para cada muestra, que permitirá identificar el tipo de agua que se tiene.

La concentración total de sólidos disueltos se obtiene al sumar las partes por millón de los iones presentes en el agua de formación. Para obtener el valor de R_w del agua a temperatura de superficie (75° F) se utiliza la siguiente ecuación:

$$R_w @ 75^\circ F = 0,0123 + \frac{\sum ppm}{NaCl(ppm)^{0,995}}$$

Posteriormente se puede emplear:

$$R_w @ T^\circ f = R_w @ 75^\circ F \left(\frac{75 + 6,77}{T^\circ f + 6,77} \right)$$

▪ *Cálculo del R_w por el método del potencial espontáneo (SP)*

Para calcular la resistividad del agua a partir de la curva SP, primero se debe determinar una línea base de lutita, la cual marca el nivel del potencial frente a este tipo de litología. La línea de arena se define en el nivel de deflexión más negativa. La lectura del SSP es entonces la diferencia de potencial entre estas dos líneas. Por otra parte, se toma del encabezado del registro la lectura de Resistividad del Filtrado del Lodo (R_{mf}) a una temperatura de fondo. Una vez leído el valor de R_{mf} a la temperatura de medición del cabezal del registro, se convierte a la temperatura de la formación sobre la cual se lee el potencial espontáneo total (SP).

En tal sentido, se toma el valor en los intervalos arenosos (limpios) interpretados del registro y se procede a calcular el valor del SP mediante las siguientes fórmulas:

$$GG = \frac{TF - TS}{PF} \times 100 \quad [\equiv]^\circ F/100$$

Donde:

GG: Gradiente Geotérmico

TF: Temperatura de Fondo

TS: Temperatura de Superficie

PF: Profundidad Final

$$Tf = TS + \frac{(GG \times PI)}{100} \quad [\equiv]^{\circ} F$$

Donde:

Tf: Temperatura del Intervalo de la formación

PI: Profundidad del intervalo arenoso

$$Rweq = Rmf \times 10^{\frac{SSP}{(61+0,133) \times Tf}}$$

Donde:

Rweq: Resistividad del agua equivalente

Rmf: Resistividad del filtrado del lodo

SSP: Potencial Espontáneo Total Medido.

$$Rw = \left(\frac{Rweq + 0,131 \times 10^{\left(\frac{1}{\left(\log\left(\frac{Tf}{19,9} \right) - 2 \right)} \right)}}{-0,5 \times Rweq + 10^{\left(\frac{0,0426}{\log\left(\frac{Tf}{50,8} \right)} \right)}} \right)$$

▪ *Cálculo del R_w por el método de la resistividad del agua aparente (R_{wa})*

Para el cálculo de la resistividad del agua (R_w) a partir del $R_t=R_o$ se asume que el intervalo a utilizar se encuentra 100% saturado de agua. Utilizando la ecuación de Archie con $S_w= 1$, se tiene:

$$S_w^n = \frac{a \times R_w}{\phi^m \times R_t}$$

Para $S_w = 1$

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

$$R_t = F \times R_w$$

Si se despeja R_w se tiene que:

$$R_w = \frac{R_t}{F}$$

Sustituyendo F queda

$$R_w = \frac{(\phi^m \times R_t)}{a}$$

Donde:

R_w : Resistividad del Agua de Formación

ϕ : Porosidad Total

m: Exponente de cementación

R_t : Resistividad verdadera de la formación usando el curva de laterlog profundo.

a: Coeficiente de tortuosidad.

n: Exponente Saturación

F: Factor de Formación

Este método se puede ejecutar gráficamente a partir de los gráficos de Pickett, el que consisten en graficar la resistividad verdadera “Rt” vs la porosidad total “PHIT”. Estos métodos se aplican en areniscas limpias de buen espesor y como se mencionó anteriormente 100% saturadas de agua.

▪ *Cálculo del Rw por el registro del ADT*

Para el cálculo de la resistividad del agua usando la salinidad obtenida del ADT se utiliza la hoja Gen-9 de la compañía Schlumberger, del cual se derivan las siguientes ecuaciones:

$$R_w(75^\circ F) = 0.0123 + \frac{3647.5}{NaCl(ppm)^{0.955}}$$

$$R_2 = R_1 \left[\left(\frac{T_1 + 6.77}{T_2 + 6.77} \right) \right]^{\circ F}$$

Donde:

R: Resistividad del Agua de Formación

T: Temperatura.

CAPITULO IV

METODOLOGÍA

A fin de alcanzar los objetivos del presente trabajo de investigación, se planteó una metodología conformada por diversas etapas que se explican a continuación.

4.1.Revisión bibliográfica y recopilación de la información disponible

La elaboración de un buen modelo petrofísico requiere de una revisión exhaustiva de la documentación existente tanto a nivel regional como local en el área de estudio, por lo cual en esta fase, se realizó una recopilación de la información existente en lo que se refiere a trabajos geológicos, sedimentológicos, estructurales y estratigráficos realizados en la zona seleccionada. Igualmente, se consultaron trabajos donde fueron empleadas algunas de las tecnologías de registros consideradas en este estudio.

La información consultada abarcó los siguientes aspectos:

- a) Estudios y análisis de laboratorio de núcleos en pozos de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- b) Estudios sedimentológicos, estratigráficos y estructurales realizados en la región.
- d) Modelos geológicos de la región.
- e) Información geológica y petrofísica de interés.
- f) Información sobre principios de funcionamiento y aplicación de los registros petrofísicos a utilizar en el presente trabajo.
- g) Inventario de registros de pozos disponibles en el área.

4.2.Selección de pozos a utilizar

La base de datos de la zona está conformada por un total de 60 pozos, 20 de ellos ubicados propiamente dentro del área y 40 pozos ubicados en áreas vecinas. Del conjunto de pozos disponibles, 3 poseen información de núcleo, 1 dentro del área de

estudio y 2 en las zonas vecinas. En esta fase se revisaron los diversos conjuntos de datos existentes a fin de seleccionar los más adecuados para el presente estudio.

La selección se realizó en función a la ubicación, disponibilidad y calidad de los datos, tanto físicos como digitales, en la base de datos disponible. Se utilizaron un total de 20 pozos para la determinación de petrofacies en la zona; 18 pozos correspondientes a una primera campaña de perforación realizada en la década de los ochenta y 2 pozos pertenecientes a una campaña de perforación más reciente (2007), que contienen información de registros convencionales y especiales, y que se utilizaron por lo tanto para validar la metodología implementada y verificar la evaluación realizada. De igual forma se debe mencionar que del total seleccionado, 16 pozos se encuentran propiamente dentro del área de estudio, los cuales fueron denominados con números y 4 pozos se encuentran ubicados en las zonas aledañas, éstos fueron denominados con letras. Tres de los pozos (4, C y D) poseen intervalos de núcleo recuperados, los cuales fueron utilizados para la definición de petrofacies.

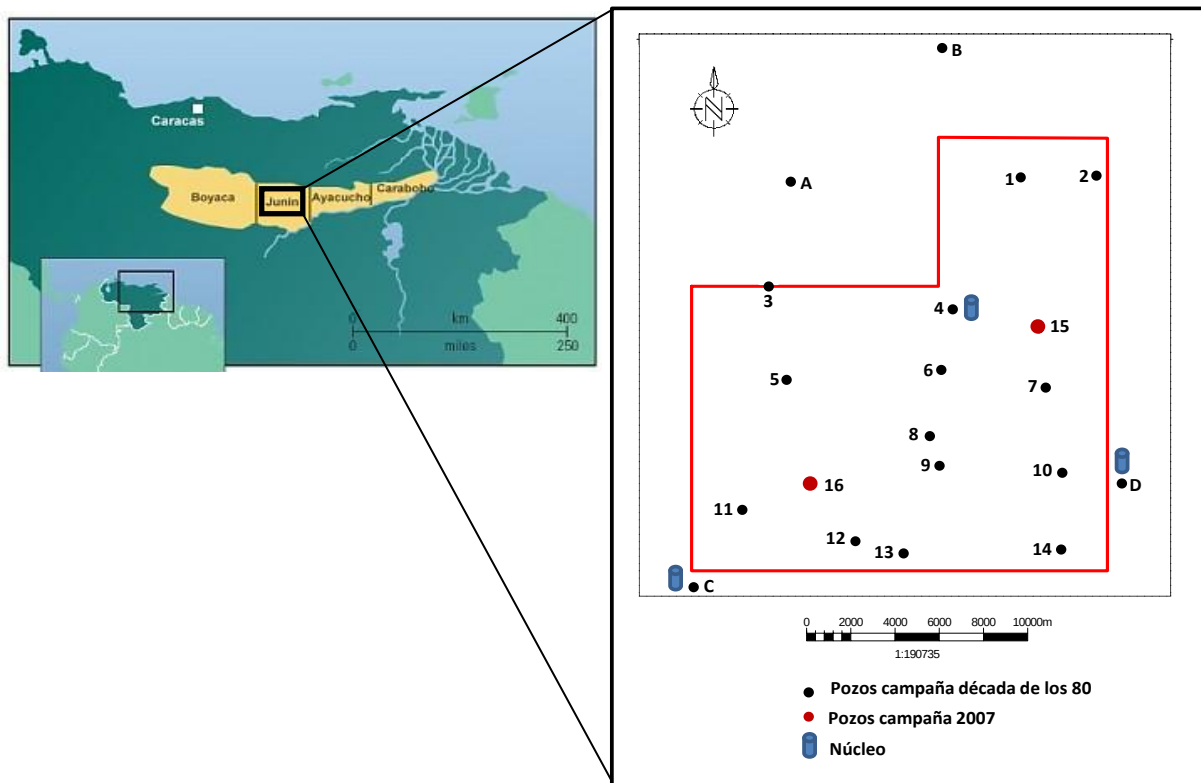


Figura 4.1: Ubicación de los pozos considerados en el estudio.

La figura 4.1, muestra la ubicación y distribución areal de los pozos considerados en el estudio realizado. En color negro pueden apreciarse los pozos perforados durante la década de los ochenta; y en color rojo pueden observarse los dos pozos, dentro del área de estudio, que corresponden a la campaña más reciente de perforación, estos serán utilizados como pozos control. De igual manera, en la figura pueden observarse los pozos con información de núcleos. En la tabla 4.1 se muestra el listado de pozos seleccionado con los principales análisis que contienen.

Tabla 4.1: Listado de pozos seleccionados con los principales análisis realizados.

Pozo		Perfiles disponibles	Núcleo	Análisis de Núcleo	RFT / MDT Pressures	Análisis de Agua	Master Log
Pozos Dentro del Area	1	ISFL, DLL, SP,GR, LDL-CNL, SONIC			X		
	2	ISFL, DLL, SP,GR, LDL-CNL, SONIC, HDT					
	3	ISFL, DLL, SP,GR, LDL-CNL, SONIC, HDT					X
	4	ISFL, DLL, SP,GR, LDL-CNL, SONIC, HDT	X	ccal			
	5	ISFL, DLL, SP,GR, LDL-CNL, SONIC, HDT					X
	6	ISFL, DLL, SP,GR, LDL-CNL, SONIC			X	X	X
	7	ISFL, DLL, SP,GR, LDL-CNL, SONIC					
	8	ISFL, DLL, SP,GR, LDL-CNL, SONIC				X	X
	9	ISFL, DLL, SP,GR, LDL-CNL, SONIC				X	X
	10	ISFL, DLL, SP,GR, LDL-CNL, HDT					
	11	ISFL, DLL, SP,GR, LDL-CNL, SONIC, HDT				X	
	12	ISFL, DLL, SP,GR, LDL-CNL					
	13	ISFL, DLL, SP,GR, LDL-CNL, HDT					
	14	ISFL, DLL, SP,GR, LDL-CNL, SONIC					
	15	HRLT, LDL-CNL, DSI, HGNS, MRX, MDT, ECS, ADT, FMI, EMS					
	16	HRLT, LDL-CNL, DSI, HGNS, MRX, MDT, ECS, ADT, FMI, EMS					
Pozos Areas Vecinas	A	ISFL, DLL, SP,GR, LDL, HDT					
	B	ISFL, SP,GR, LDL-CNL, SONIC					
	C	Resistivity, SP,GR, LDL-CNL, SONIC, GR spectral	X	ccal			
	D	Resistivity, SP,GR, LDL-CNL, SONIC, GR spectral	X	ccal			

4.3.Carga, revisión y edición de la información

Una vez seleccionados los pozos, se cargaron y editaron los datos en el software utilizado, **Geoframe 4.5**, las correcciones realizadas se mencionan a continuación:

I. -Correcciones Ambientales

Las correcciones ambientales a los registros de resistividad, rayos gamma, densidad de formación y neutrón, se efectúan con el propósito de eliminar o reducir los efectos

causados por condiciones de hoyo, características del lodo de perforación, temperatura, etc. En este caso, no fue necesario efectuar corrección ambiental a los datos de los perfiles de pozos, ya que las curvas recibidas ya poseían las correcciones ambientales realizadas por las compañías de perfilaje antes de ser entregadas.

II. -Corrección en profundidad

Es relativamente común observar un desfase en la profundidad de los distintos registros corridos en un mismo pozo, por lo que en primer lugar debe realizarse la revisión y, de ser necesario, el ajuste de profundidad en las curvas de los distintos registros que contiene cada pozo (principalmente gamma ray, densidad y neutrón), tomando como referencia el registro de resistividad (Fig.4.2). Esta corrección de profundidad se realizó también en los datos provenientes de los núcleos (Fig. 4.3). El ajuste en profundidad de las curvas se realizó en el módulo **WellEdit_Depth Match** de Geoframe.

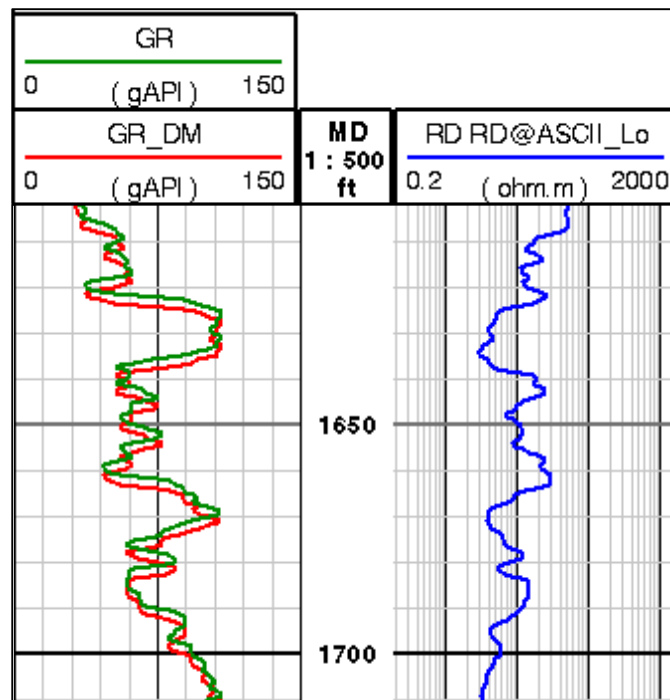


Figura 4.2: Ajuste en profundidad en curva de gamma ray respecto a la resistividad. A la izquierda las curvas sin ajustar y a la derecha luego del ajuste.

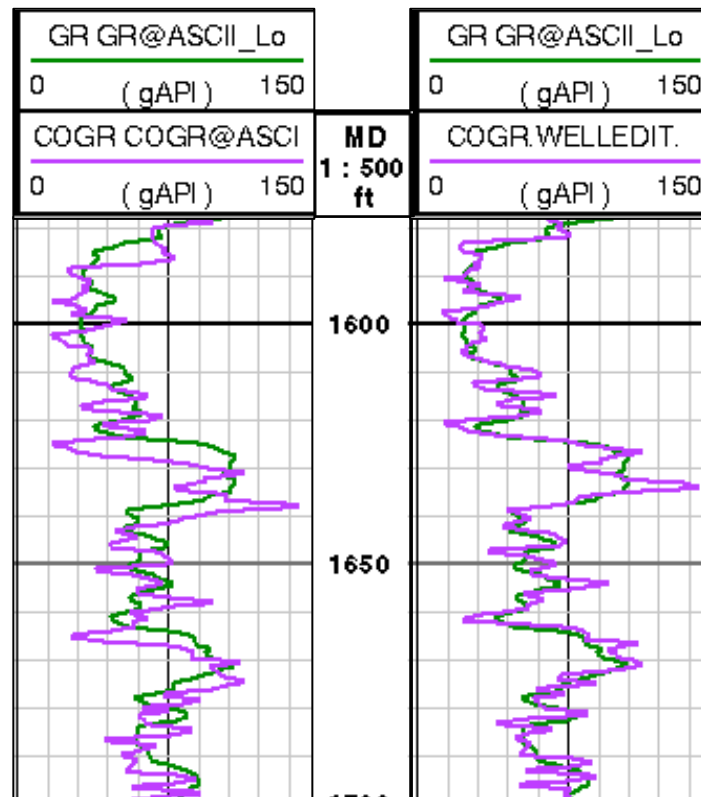


Figura 4.3: Ajuste en profundidad de datos de núcleo (core gamma) respecto al gamma ray.

A la izquierda las curvas sin ajustar y a la derecha luego del ajuste.

III.-Normalización de las curvas

El segundo paso consistió en normalizar las curvas a utilizar y renombrarlas bajo un mismo formato a fin de estandarizar el análisis.

Se entiende por normalización, el proceso mediante el cual se ajustan las diferentes curvas para que respondan de la misma forma, en presencia de rocas con la misma proporción mineral, porosidad, contenido de arcilla, etc. La normalización consiste por lo tanto, en reducir la distorsión generada en los registros a causa de diferentes factores, tales como el diseño de las herramientas, el tipo de lodo utilizado, las técnicas de adquisición, las calibraciones, etc. Para ello, debe establecerse un patrón litológico local o regional, que permita efectuar la comparación con la data adquirida en cada pozo.

El procedimiento consiste, en primer lugar, en definir un **pozo master** como el estándar al cual deben ajustarse los demás pozos; dicho pozo contiene el perfilaje más profundo, involucrando por lo tanto la mayor proporción de la columna estratigráfica de la zona. En este caso, como la composición de las rocas a lo largo del intervalo perforado varían poco en el área, un solo pozo (Pozo A) fue utilizado como **master** para todo el proyecto.

El pozo master se usa como patrón para normalizar el resto de los pozos por comparación. Se procede entonces a observar, por medio de un histograma de frecuencia, el grado de concordancia de cada una de las curvas del pozo a normalizar respecto al master. De no ajustarse la curva al patrón, se procede a realizar un ajuste por desplazamiento, tendencia o escala, generando de esta forma, una nueva curva que es comparada nuevamente con el patrón litológico del área, efectuando de esta manera un proceso iterativo hasta que exista correlación. La figura 4.4 muestra un ejemplo de normalización de una curva de GR, a la derecha puede observarse la diferencia entre los histogramas, previo a normalizar, y a la izquierda, el resultado luego de la normalización. El proceso de normalización de los registros se realizó en el módulo **Petrostat** de Geoframe.

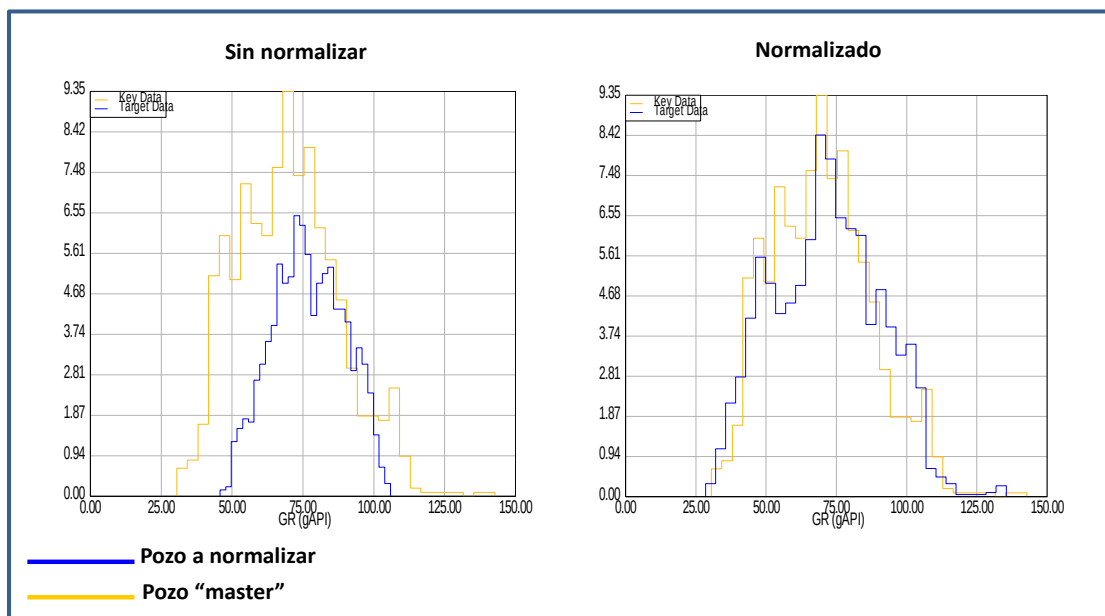


Figura 4.4: Comparación de curva de GR normalizada vs curva GR sin normalizar.

4.4.Descripción de núcleos

En esta fase se realizó la descripción macroscópica detallada de las características litológicas de dos de los núcleos seleccionados para el estudio (pozos C y D), particularmente en referencia a los siguientes aspectos:

- Lugar, fecha
- Nombre del Pozo/núcleo
- Intervalo total perforado y total neto descrito.
- Tope y base de cada intervalo descrito
- Litología
- Tamaño de grano (Ver Anexo 1).
- Color
- Laminaciones (Abundantes, moderadas, pocas, sin laminaciones)
- Clastos (Abundantes, moderadas, pocas, sin clastos). De haber clastos, indicar si es posible el tipo de clastos presentes.
- Bioturbación (Abundante, moderada, poca, sin bioturbación)
- Impregnación (Muy Buena, buena, moderada, pobre o residual, sin impregnación)
- Escogimiento (Muy bueno, bueno, moderado, pobre, sin escogimiento)
- Redondez y esfericidad de los granos
- Contenido mineralógico si es observable.
- Contenido paleontológico si es observable.
- Presencia de estructuras sedimentarias
- Presencia de contactos.

Posteriormente a partir de las descripciones realizadas se efectuó una asignación numérica a las distintas propiedades a fin de cuantificar los datos correspondientes a tamaño de grano, impregnación, laminaciones, bioturbación y presencia de clastos, y de esta forma poder colocarlos en formato digital y compararlos con los registros. El anexo 2 muestra los criterios utilizados para la asignación numérica de las distintas propiedades en cada intervalo descrito de los núcleos seleccionados.

El núcleo correspondiente al pozo 4, ubicado propiamente dentro del área de estudio, no estaba disponible para ser descrito, por esta razón se tomó la descripción detallada realizada por Tovar (2008).

La descripción de núcleos permitió la identificación de 6 facies litológicas principales que sirvieron como base para la determinación de petrofacies mediante la integración con los datos de registros. Estas son: 1) Arenas de grano grueso a medio, 2) Arenas de grano medio a fino, 3) Intervalos heterolíticos, 4) Intervalos arcillosos, 5) Carbones, 6) Intervalos apretados.

4.5. Calibración núcleo – perfil

En esta etapa se procedió a realizar el proceso de calibración núcleo-perfil, que básicamente es una integración consistente entre la información obtenida a partir del estudio de los núcleos y aquella proveniente de la interpretación de los registros; para ello se identificaron las diferencias y similitudes entre ambos resultados obtenidos y de ser necesario se procede a calibrar a través de ajustes en profundidad en datos de núcleo, tal como se mencionó en la sección 4.3-II del presente estudio; o re-evaluaciones en el caso de los perfiles, a fin de unificar y fortalecer la interpretación de facies de la zona. Esta calibración se realizó en los tres pozos que contienen datos tanto de núcleos como de registros (Pozos 4, C y D) (Fig.4.5).

4.6. Evaluación petrofísica

Esta etapa comprende el procesamiento de los datos de los registros disponibles en los pozos considerados y la interpretación de sus resultados. Con el análisis petrofísico, se pueden relacionar las propiedades y características fundamentales de la roca, básicas para la evaluación de un intervalo de interés; en la evaluación de formaciones es necesario obtener, con la mayor precisión posible los siguientes parámetros: Saturación de agua (S_w), porosidad (ϕ), permeabilidad (k) y volumen de arcilla (V_{sh}) presente, a fin de hacer correcciones por arcillosidad y obtener valores

confiables de porosidad y saturación de fluidos. Los datos provenientes de los análisis de laboratorio de los núcleos disponibles sirvieron de apoyo en estos cálculos.

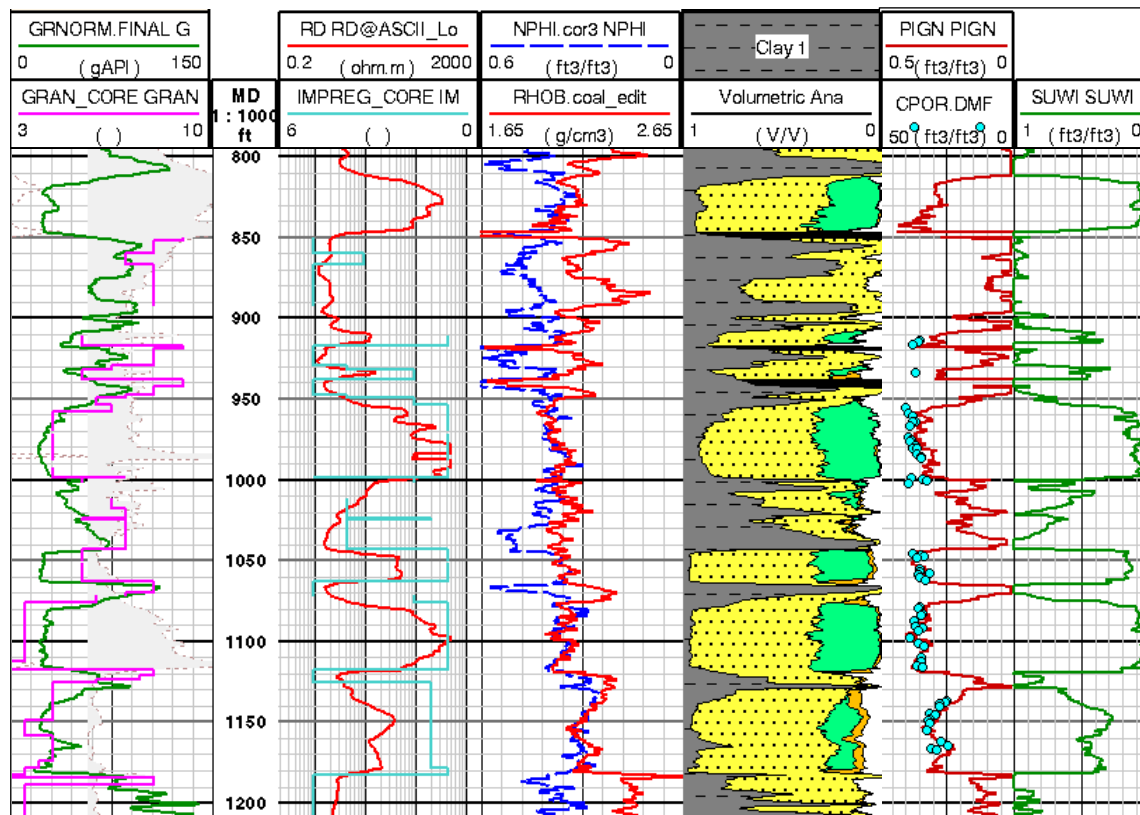


Figura 4.5 Calibración núcleo perfil.

I. Parámetros petrofísicos

-Gradiente Geotérmico

A partir de las mediciones mostradas en los encabezados de los registros de pozo referentes a temperatura en superficie y temperatura del fondo del pozo, se determinó un gradiente geotérmico en Junín de 0.02 °F/ft.

-Densidad de matriz, densidad de fluido y densidad del crudo

En los estudios realizados en la evaluación exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco en 1983 se obtuvo un promedio de densidad de matriz de 2.65 g/cc.

La densidad de fluido se consideró en 0,99 g/cc pues se trata de un lodo base agua, y la densidad del hidrocarburo se ubicó en 0,95 g/cc por tratarse de un crudo pesado-extrapesado.

-Factor de cementación (m) y coeficiente de tortuosidad (a):

En base a los análisis de núcleo realizados por Pardo *et al.* , 2007 y a reportes de la Faja Petrolífera del Orinoco (PDVSA, 1983), los valores de m en la zona varían desde 1,5-1,75 dependiendo de la zona estudiada. A continuación en la tabla 4.2 se muestran los valores utilizados por intervalo en el área de estudio.

El coeficiente de tortuosidad fue tomado como 1 para todos los intervalos.

Tabla4.2: Valores de m por intervalo para el área de estudio.

ZONA	FACTOR DE CEMENTACIÓN
I	1.6-1.65
II	1.6-1.65
III	1.7
IV	1.7

-Exponente de saturación (n)

De igual forma que el parámetro anterior, en base a reportes de la zona, se determinó que la mojabilidad de la formación es mixta (agua y petróleo). Adicionalmente, a partir de análisis de núcleos en las áreas circundantes, el exponente de saturación varía entre 1.85-2.00. Para evaluar el conjunto de pozos seleccionados en el presente estudio, se usaron valores comprendidos entre 1.90-1,95.

-Resistividad del agua de formación (R_w)

La determinación del R_w se realizó de forma combinada. Los valores de entrada iniciales proceden de un rango promedio entre los valores reflejados por el método de

análisis fisicoquímico de las aguas de formación en los cuatro pozos donde se recuperaron muestras de agua (6,8, 9 y 11) (Pardo *et al.*, 2006) y los valores obtenidos por el método de cálculo a partir del SP; debido a que del conjunto total solo cuatro pozos poseían análisis de agua. Estos valores fueron validados o ajustados, al momento de hacer la evaluación, mediante el método gráfico de Pickett para obtener óptimos resultados (Fig. 4.6). El rango de valores de R_w utilizado por zona se presenta en la tabla 4.3.

Tabla 4.3: Rangos de valores de R_w por zona.

ZONA	RW
I	0.4-0.7
II	0.4-0.7
III	0.6-1
IV	0.6-1

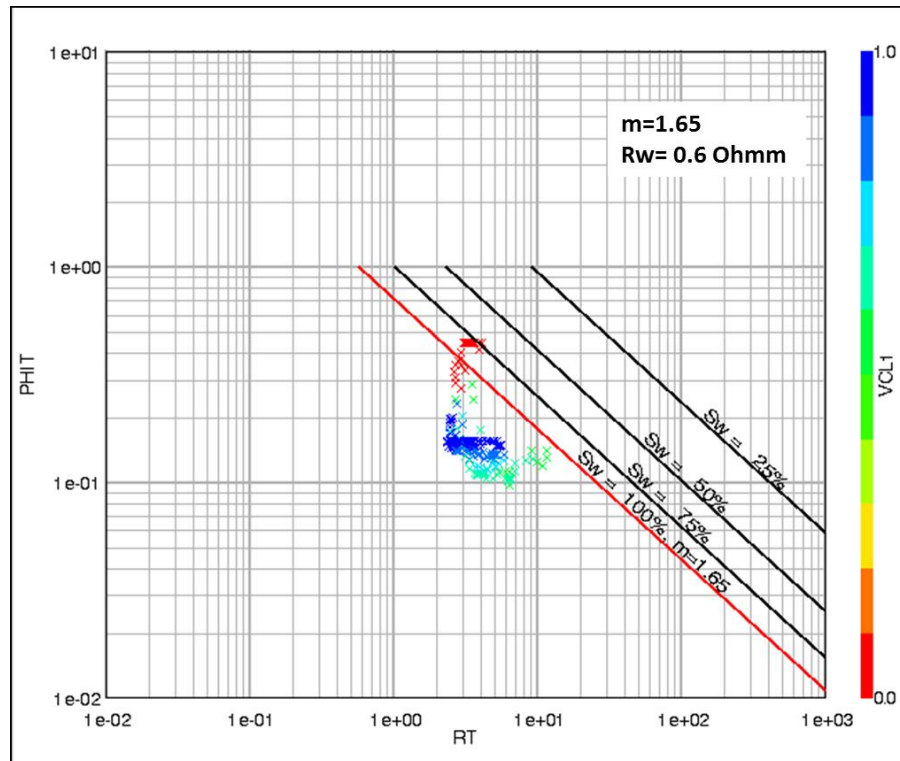


Figura 4.6: Pickett Plot.

II. Cálculo de Volumen de Arcilla:

Como no se dispone de análisis petrográficos (difracción de rayos X) de núcleos que puedan aportar información sobre el volumen de arcilla, se procedió a determinarlo por medio de los registros. El método que mejor cotejó con los datos de núcleo disponibles fue el Método de Larionov para rocas Terciarias, ver sección 3.1.4. (Fig. 4.7).

VCLGR_{lin} Volumen de arcilla GR Lineal	VCLGR linear = $\frac{\text{GRlog} - \text{GRclean}}{\text{GRshale} - \text{GRclean}}$
VCL = Volumen de arcilla	Vcl_{larionov} = $\frac{(2^{2 \times \text{VCLGR}_{lin}}) - 1}{3}$ (Rocas Terciarias)

Figura 4.7: Ecuación Vcl por el método de Larionov.

III. Calculo de Porosidad:

En referencia a esta propiedad, se pudo determinar que la porosidad calculada a partir del registro de densidad es la que más se ajusta a los datos de núcleo. La porosidad calculada a partir de la combinación densidad-neutrón ajusta bien en los intervalos limpios, sin embargo, en los intervalos arcillosos y heterolíticos tiende a dar un valor elevado en comparación con los datos determinados a partir del núcleo. La figura 4.8 muestra las ecuaciones empleadas para el cálculo de la porosidad efectiva.

PHIT (Porosidad Total)	PHIT = $(\text{Rhom} - \text{Rhob}) / (\text{Rhom} - \text{Rhof})$
PHIE (Porosidad Efectiva)	PHIE = $\text{PHIT} * (1 - \text{Vshl})$

Figura 4.8: Ecuación de cálculo de Porosidad por densidad.

IV. Cálculo de Saturación de fluidos

El modelo utilizado para calcular la saturación de agua fue el de Indonesia (ver sección 3.1.3, debido a que es un modelo con mayor soporte respecto al de Simandoux y, en base a los datos entregados, no se dispone de suficientes datos de núcleos confiables para utilizar los modelos de Waxman Smiths y doble agua. Los resultados obtenidos muestran una buena concordancia con los resultados de núcleo. La figura 4.9 muestra la ecuación del modelo de Indonesia.

$$S_{we}^{n/2} = \frac{\sqrt{\frac{1}{R_t}}}{\left[\frac{V_{cl}^{(1-(V_{cl}/2))}}{\sqrt{R_{cl}}} + \frac{\sqrt{\Phi_e^m}}{\sqrt{a^* R_w}} \right]}$$

Figura 4.9: Ecuación de cálculo de Sw con el modelo de Indonesia.

V. Estimación de Permeabilidad

En base a los datos de núcleo disponibles, se estimaron dos correlaciones porosidad-permeabilidad, una para las petrofacies 1 y 2 (reservorios) y una para la petrofacies 3 (heterolítica). La figura 4.10 muestra los gráficos con las correlaciones porosidad-permeabilidad a partir de datos de núcleo. Las ecuaciones son las siguientes:

$$\text{Petrofacies 1 y 2: } K = 10^{(-1.42492 + 0.155 * Phie)}$$

$$\text{Petrofacies 3 (Heterolítica): } K = 10^{(-2.18459 + 0.16678 * Phie)}$$

Donde $Phie$ = Porosidad efectiva.

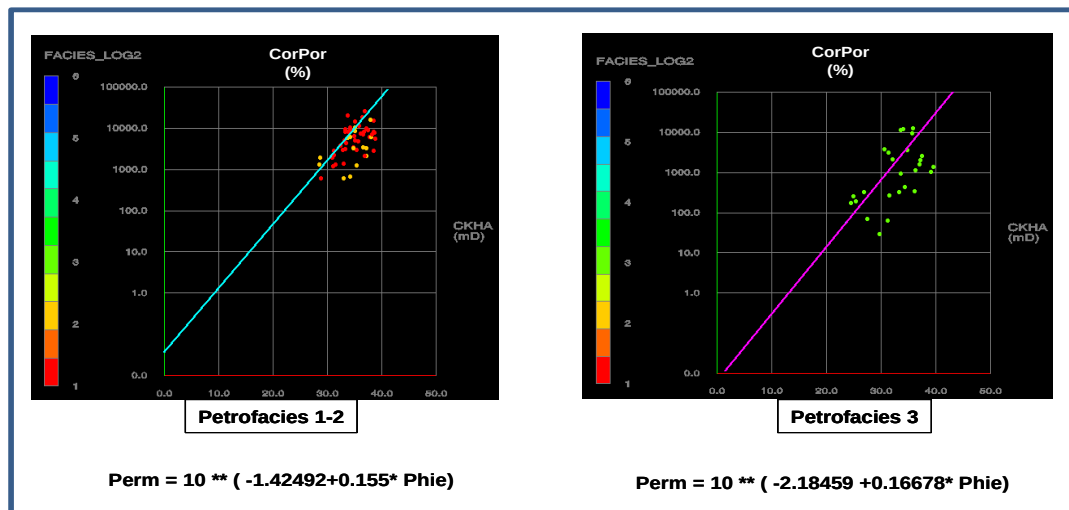


Figura 4.10: Gráficos de porosidad vs permeabilidad a partir de datos de núcleo.

4.7. Determinación de Petrofacies

En base a la descripción de núcleos se reconocieron y determinaron seis petrofacies (Tabla 4.5) por medio de la calibración núcleo perfil en los pozos 4, C y D, una vez realizada la evaluación petrofísica. Las facies pueden identificarse en los tres núcleos pero en diferentes proporciones dependiendo de la distribución del reservorio debido al ambiente sedimentario.

Para lograr la determinación de las petrofacies, se realizó un algoritmo en el módulo **Data function** de Geoframe, en donde se especifican las curvas de entrada (SHAL_IND, VCOA, Vcl_lin, RHOB y NPHI) y se colocan una serie de lineamientos para cada una de ellas que corresponderán a una petrofacies determinada, tal como se describe a continuación:

En los intervalos constituidos por arenas limpias, con poca cantidad o sin presencia de arcillas, la porosidad por densidad (PHID) y la porosidad del neutrón Neutron (NPHI) poseen prácticamente el mismo valor. Por el contrario, en zonas bioturbadas y/o con numerosas intercalaciones arena-arcilla, existen grandes diferencias entre las dos porosidades. Debido a esto, se calculó la curva de indicador de arcilla

(SHAL_IND), que no es más que la diferencia entre ambas porosidades (Fig. 4.11), a fin de separar las arenas con buena calidad de reservorio de los intervalos arcillosos laminados (heterolíticos) con pobre a nula calidad de reservorio.

$$\text{SHAL_IND} = \text{NPHI} - \text{PHID}$$

Figura 4.11: Determinación de la curva de índice de arcillosidad.

Conjuntamente, se utilizó la curva de Vcl_Lineal para diferenciar las mejores facies arenosas del resto de los intervalos más sucios y de menor tamaño de grano. Las petrofacies 1, 2, 3 y 4 son definidas por medio de estas dos curvas.

Los Carbones (petrofacies 5) se determinan por medio de la curva de carbón (VCOA) obtenida en la evaluación petrofísica, la cual utiliza como referencia la curva de densidad (RHOB). Los intervalos apretados (petrofacies 6) se definen por medio de las curvas de densidad (RHOB) y porosidad del neutrón (NPHI). Los lineamientos colocados por cada curva, para cada tipo de petrofacies, se muestran en la tabla 4.4.

Tabla 4.4: Determinación de petrofacies.

Petrofacies 1	Arenisca de grano grueso a medio	SHAL_IND =< 0.04 VCLGR_lin =<0.2
Petrofacies 2	Arenisca de grano medio a fino	SHAL_IND =< 0.04 0.2 =<VCLGR_lin =<0.4
Petrofacies 3	Arenisca de grano muy fino a limolita (Heterolítica)	SHAL_IND> 0.04 0.4 =<VCLGR_lin =<0.6
Petrofacies 4	Lutita	SHAL_IND> 0.04 VCLGR_lin >0.6
Petrofacies 5	Carbón	1<VCOA<3 RHOB =< ~ 1.93 gr/cc
Petrofacies 6	Intervalos apretados	RHOB >= 2.35 gr/cc NPHI =< 0.36

La figura 4.12 muestra el algoritmo ingresado en el software utilizado.

```

Input
File Open... File Save File Save As... Quick Help...

VCLGRLIN=VCL
VCOA=VCOA
VCOA.FIN=IF(VCOA<3 AND VCOA>0.9999,1,0)
NPHI_SHIFT=NPHI
RHOB=RHOB NORM
CONS1=(NPHI_SHIFT-((2.65-RHOB)/1.65))
SHALY_IND=IF( CONS1< 0,0,CONS1)

FLAG1=IF(VCOA.FIN >=1,5,0)
FLAG2=IF(FLAG1==0 AND SHALY_IND<=0.04 AND VCLGRLIN<=.2,1,FLAG1)
FLAG3=IF(FLAG2==0 AND VCLGRLIN<=0.4 ,2,FLAG2)
FLAG4=IF(FLAG3==0 AND VCLGRLIN<0.6, 3,FLAG3)
FLAG5=IF(VCLGRLIN>=0.6 AND FLAG1 ==0, 4,FLAG4)
FLAG6=IF(RHOB >=2.35 AND NPHI_SHIFT <= 0.36,6,FLAG5)

FACIES_JUNIN=FLAG6*0+FLAG6
SAND1=IF(FACIES_JUNIN==1,1,0)
SAND2=IF(FACIES_JUNIN==2,2,0)
SAND3=IF(FACIES_JUNIN==3,3,0)
SHALE=IF(FACIES_JUNIN==4,4,0)
COAL=IF(FACIES_JUNIN==5,5,0)
TIGHT=IF(FACIES_JUNIN==6,6,0)

```

Figura 4.12: Algoritmo para determinación de petrofacies.

4.8.Propagación de petrofacies

En esta etapa se efectuó el reconocimiento e identificación de las petrofacies, en los pozos que solo contienen información de registros, utilizando para ello los resultados de la calibración de la información obtenida a partir de los núcleos y la interpretación de los perfiles, definidas en la etapa anterior. En esta etapa por lo tanto, se integraron todos los resultados obtenidos en los pozos seleccionados, con la finalidad de establecer el modelo petrofísico y las petrofacies presentes en el área estudiada, lo cual sirve como base para una posterior caracterización del yacimiento.

Una vez realizada la interpretación petrofísica y propagación de las facies se verificaron los resultados obtenidos con los pozos más recientes (Pozos 15 y 16), a fin de corroborar la aplicabilidad del análisis realizado en la zona.

4.9. Definición de zonas y distribución de petrofacies

En base a la estratigrafía de la zona y a la descripción de los núcleos tanto a nivel regional como en el área seleccionada, se definieron cuatro zonas principales dentro del intervalo perforado por los pozos, esto permite tener un mejor control de la variación lateral y vertical de los cuerpos sedimentarios y por lo tanto, ayuda a la interpretación paleoambiental y proporciona un mejor marco de referencia para la posterior elaboración de un modelo dinámico. Las zonas determinadas y sus equivalencias estratigráficas se muestran en la tabla 4.5.

Tabla 4.5: Zonas definidas y sus equivalentes estratigráficos.

ZONA	FORMACIÓN	EDAD	PERÍODO
I	Oficina	Mioceno	Terciario
II	Oficina	Mioceno	Terciario
III	Merecure	Oligoceno	Terciario
IV	Tigre	Turonense-Maastrichtense	Cretáceo
	Canoa	Turonense	Cretáceo

La descripción de los núcleos y la integración con los datos de registros de pozo, permitió identificar en la zona seis petrofacies distintas. La disposición vertical de estas facies en una secuencia de rocas sedimentarias es consecuencia directa de los cambios en las condiciones de depositación y ambientes de sedimentación relacionados, por lo cual, en base a las zonas definidas y a la interpretación de petrofacies realizada, se reconocieron en la secuencia los principales sistemas deposicionales asociados, revalidando de esta manera los ambientes descritos para la zona (PDVSA., 1983).

Este estudio de núcleos, facies y ambientes asociados, fue integrado y complementado con las descripciones de núcleos y estudio de facies elaborados en ENI-PDVSA-INTEVEP enmarcados en el “Proyecto Orinoco Magna Reserva”.

4.10. Determinación de Parámetros de Corte (*Cut off*)

A partir de las interpretaciones realizadas se determinaron los parámetros de corte para las principales propiedades de los intervalos de interés, volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua, a fin de determinar los intervalos que corresponden a arena neta y a arena neta petrolífera, para precisar con mayor exactitud los reservorios presentes en la zona de estudio. Estos parámetros representan los límites que indicarán cuando una arena será comercialmente explotable.

A través de reportes de la Faja Petrolífera del Orinoco (PDVSA, 1983) y mediante datos de producción, se conoce que el valor máximo de saturación de agua en la zona para poder producir petróleo es de 50%. Al conocer el valor límite de saturación, se realiza un *cross plot* de Vcl vs porosidad efectiva en el cual pueden diferenciarse las principales petrofacies que poseen calidad de reservorio, e identificarse los valores límite de arcillosidad y porosidad. La figura 4.13 muestra el gráfico realizado y los parámetros de corte determinados para las petrofacies 1 y 2 (reservorios) y para la petrofacies 3 (poca o nula calidad de reservorio).

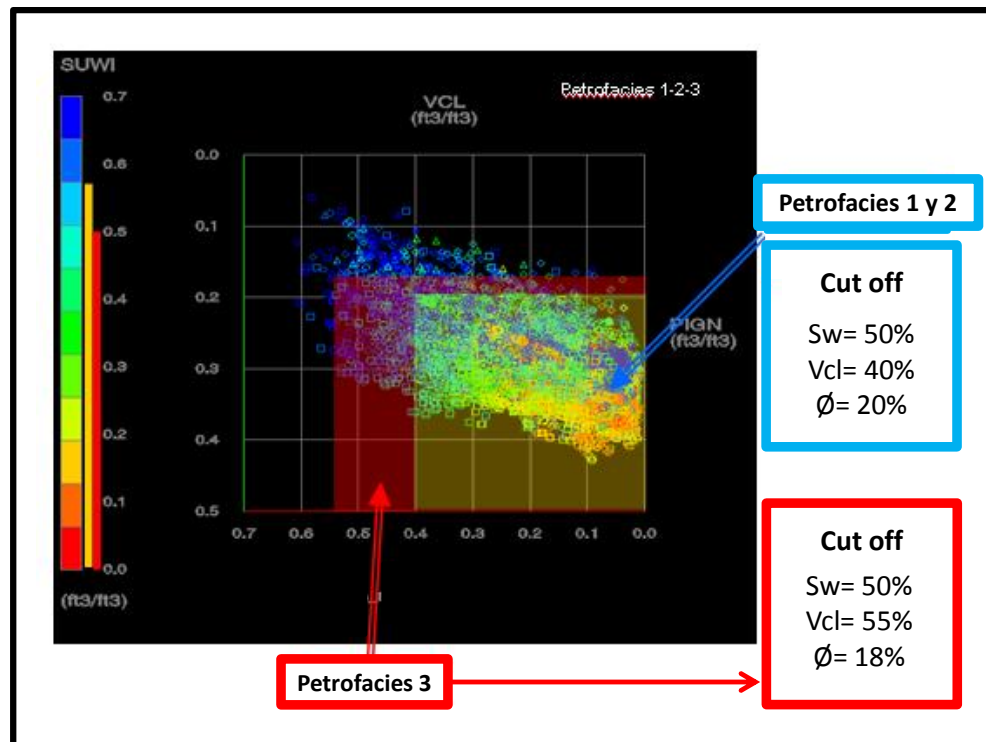


Figura 4.13: Gráfico para la determinación de parámetros de corte.

4.11. Sumario Petrofísico

Seguidamente se realizó el sumario petrofísico donde se puntualizan las principales propiedades del área estudiada y en el cual pueden verse reflejadas las petrofacies presentes y por lo tanto las zonas e intervalos que constituyen los mejores reservorios. Los *Cutoff* utilizados corresponden a las de las Petrofacies 1 y 2 debido a que representan los intervalos con calidad de reservorio. El sumario se realizó por zona determinada (I, II, III y IV) en cada uno de los pozos evaluados, tomando en cuenta los siguientes aspectos (Ver anexo 5):

- Tope del intervalo
- Base del Intervalo
- Espesor total
- Espesor de arena reservorio (AN)
- Relación del espesor reservorio/espesor total (Net to Gross)
- Espesor de arena neta petrolífera (ANP)
- Volumen Promedio de arcillosidad (Vcl)
- Promedio de la porosidad efectiva ($\emptyset$)
- Promedio de Saturación de agua (S_w)

4.12. Elaboración de Mapas de Isopropiedades

Finalmente, se realizaron los diversos mapas de isopropiedades en la zona estudiada que muestran una visión global de las propiedades de la zona y sirven como base para la caracterización del yacimiento desde el punto de vista dinámico. Los mapas realizados corresponden a la distribución de arena neta total de la zona, y, el volumen de arcilla, la porosidad y la saturación de agua, presentados como los valores promedios de cada propiedad por cada una de las zonas definidas.

La figura 4.14 muestra de forma esquemática la metodología utilizada.

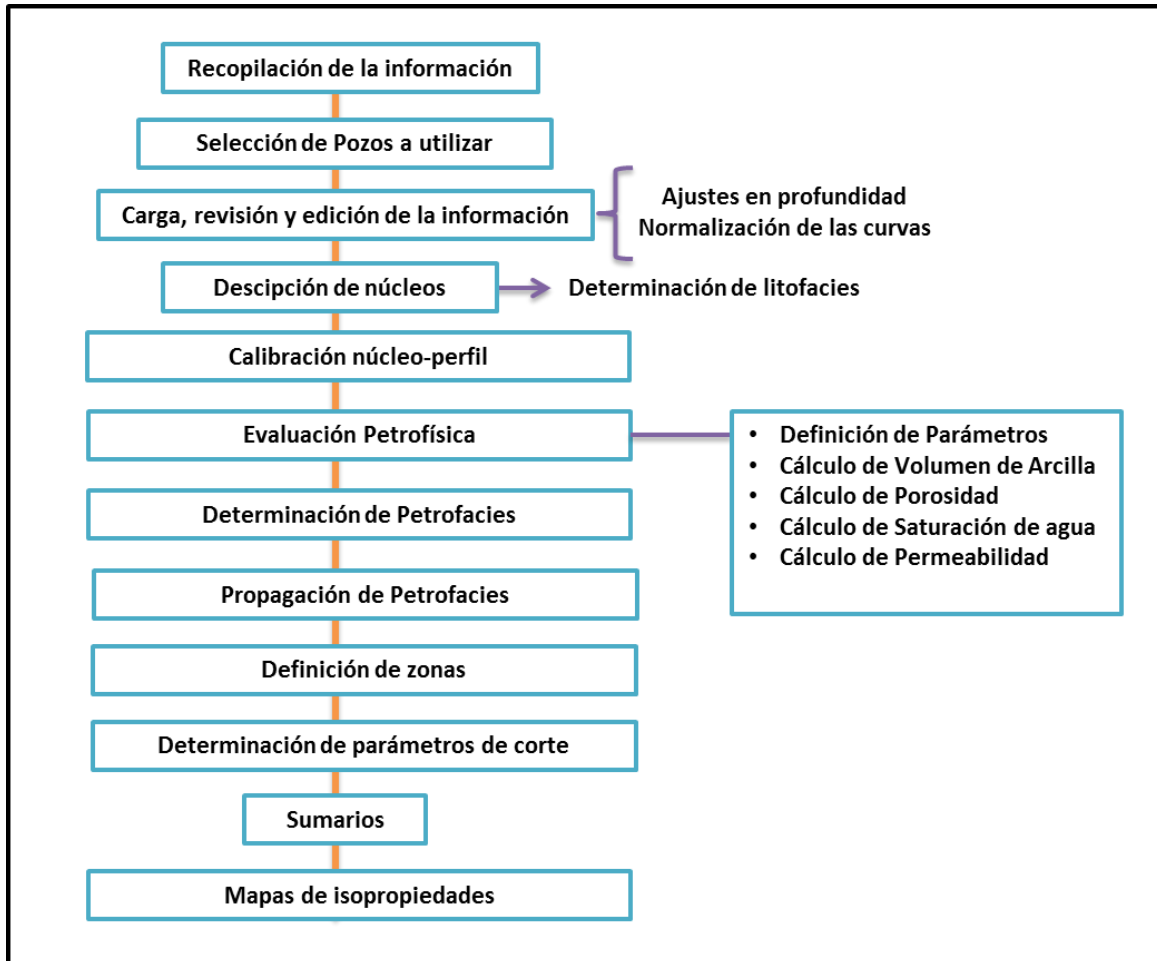


Figura 4.14: Esquema de la metodología utilizada.

CAPITULO V

PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En base a la metodología utilizada, en el presente capítulo se presentan y discuten los resultados obtenidos en términos de, la determinación de litofacies, la determinación, propagación y distribución de petrofacies, la evaluación petrofísica (sumarios), y los mapas de isopropiedades.

5.1 Determinación de Litofacies

A partir de la descripción visual de los núcleos pertenecientes a los pozos C y D se definieron un total de seis litofacies que se describen a continuación. La discriminación entre las distintas litofacies, se realizó fundamentalmente en base a los cambios gruesos granulométricos, texturales y mineralógicos observados. Las descripciones correspondientes a los núcleos de los pozos 4, C y D pueden verse en el anexo 3.

- **Litofacies 1:** corresponde a areniscas de grano grueso a medio de color gris a marrón grisáceo. El grado de escogimiento predominantemente bueno, con granos subangulares a subredondeados. El grado de bioturbación que presentan es bajo a nulo. Respecto al grado de impregnación, el cual fue determinado cualitativamente de manera visual durante de la descripción de los núcleos, la mayor proporción de esta litofacies muestra alta impregnación (Fig. 5.1-B), pocos intervalos se presentan sin impregnación de hidrocarburos (Fig. 5.1-A). . Los espesores de esta facies van desde 3 hasta 15 pies; con un promedio de aproximadamente 6 pies.
- **Litofacies 2:** está compuesta por areniscas de grano medio a fino cuyos colores varían de marrones claros a grisáceos. Muestra un grado de escogimiento bueno a medio con predominio de granos subredondeados. Puede observarse presencia de rizaduras, estratificación cruzada y estratificación paralela aunque en ciertas zonas tiene aspecto masivo. También pudo reconocerse la presencia de clastos de arcilla en algunos intervalos. El grado de bioturbación de esta facies es bajo a

medio, identificándose horadaciones variadas rellenas principalmente de materiales limosos y arcillosos. El grado de impregnación varía de medio a alto dependiendo del intervalo, pero en general se encuentran bien impregnadas. Los espesores de esta facies van desde 0,5 a 21 pies; con un promedio de alrededor de 8 pies (Fig. 5.2).

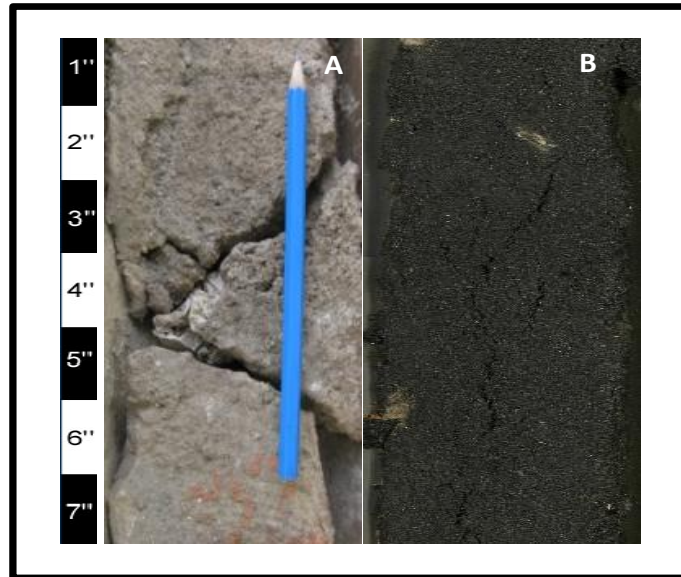


Figura 5.1: Litofacies 1. A) Intervalo sin impregnación. B) Intervalo con impregnación.

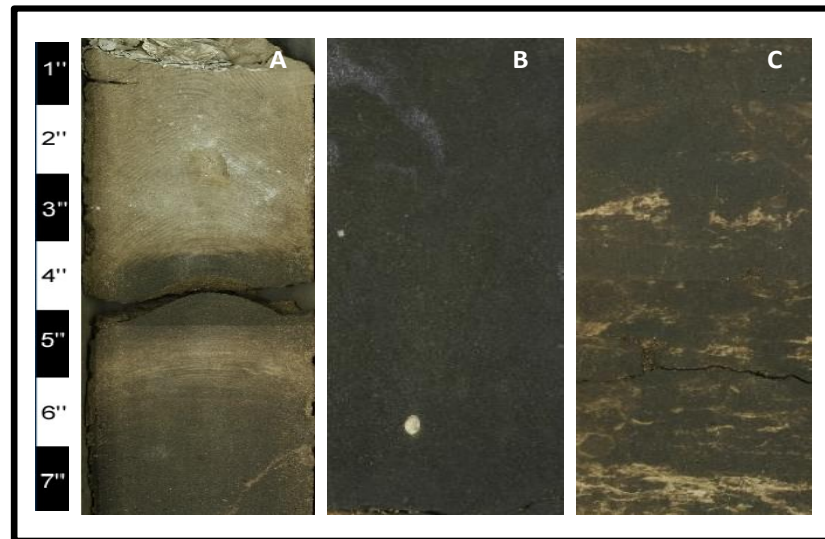


Figura 5.2: Litofacies 2. A) Intervalo con pobre impregnación, lo cual permite ver el color de la litofacies. B) Intervalo con impregnación. C) Presencia de bioturbación.

- **Litofacies 3:** está conformada por los intervalos heterolíticos, los cuales consisten en una intercalación no uniforme de capas de areniscas de grano muy fino-fino a medio, generalmente bien escogidas, con capas laminares de arcilla o lutita. Presentan variaciones en la proporción de arena y arcilla, abarcando desde zonas predominantemente arenosas hasta zonas donde las capas de arcilla representan la mayor proporción. Las capas de areniscas tienen espesores que varían entre 0,5 y 6 cm promedio mientras que las láminas de arcilla no sobrepasan 2 a 2,5 cm de espesor. Las areniscas se encuentran generalmente bien impregnadas por lo que su color no se distingue; las capas de lutita por su parte son de color gris claro. Pueden observarse estratificaciones flaser y ondulada, algunas rizaduras y estructuras de deformación. El grado de bioturbación en estas facies es alto y consiste de horadaciones variadas, con formas tubulares e irregulares que generalmente se encuentran rellenas por materiales arcillosos y limosos. Los espesores de esta facies van desde 0,5 hasta 6 pies; con un promedio de alrededor de 2,5 pies (Fig. 5.3).

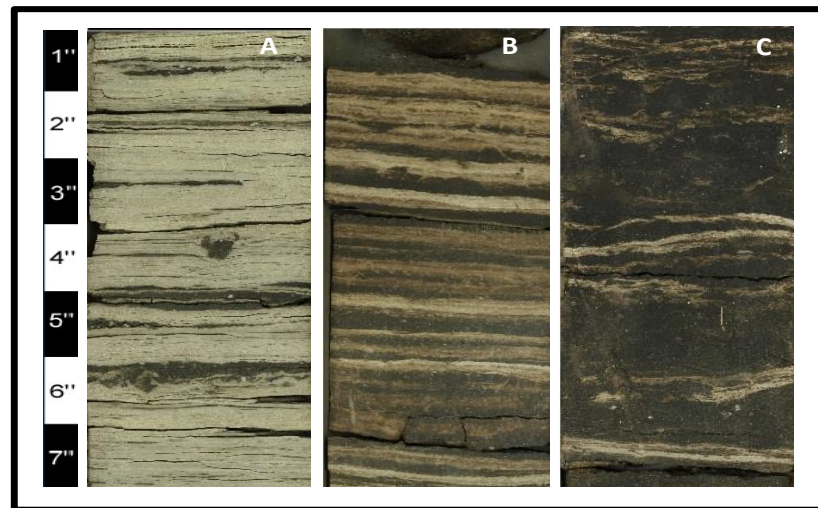


Figura 5.3: Litofacies 3. Nótese la variación en las proporciones de capas arcillosas y arenosas.

A) Intervalo predominantemente arcilloso. B) Intervalo con proporción equitativa arena-arcilla.

C) Intervalo predominantemente arenoso.

- **Litofacies 4:** está constituida por las secuencias lutíticas que pueden presentarse de manera laminada o masiva dependiendo del intervalo. Las lutitas laminadas presentan colores grisáceos a grisáceos claros, las lutitas masivas por su parte, muestran principalmente color blanco, aunque en algunos sectores tienen un color gris claro (Fig. 5.4). La principal estructura sedimentaria reconocida en estas facies es la laminación paralela. El grado de bioturbación es bajo a moderado. Los espesores abarcan un rango de 1 a 25 pies, con un promedio de aproximadamente 9 pies.

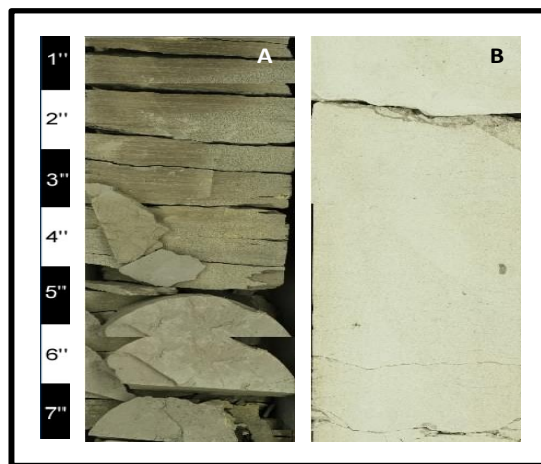


Figura 5.4: Litofacies 4. A) Lutita laminar. B) Lutita masiva.

- **Litofacies 5:** Esta facies agrupa los intervalos de lutitas carbonosas y carbones identificados en los núcleos. Poseen un color gris oscuro a negro y sus espesores individuales van desde 0,3 a 3 pies; con un promedio de alrededor de 0,5 pies (Fig 5.5).



Figura 5.5: Litofacies 5.

- **Litofacies 6:** Involucra las zonas de intervalos apretados o compactos, que se encuentran generalmente cementados por carbonatos (intervalos sideritizados) o enriquecidos en óxidos de hierro (Fig. 5.6).

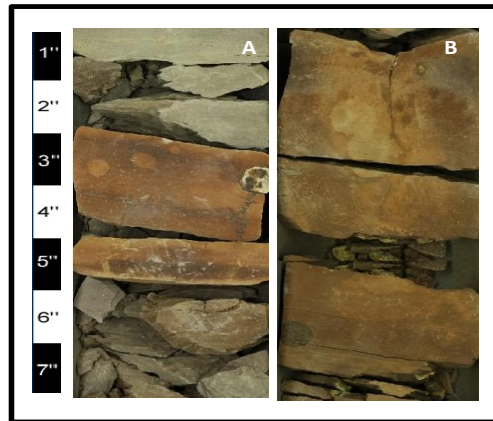


Figura 5.6: Litofacies 6. A) Intervalo sideritizado. B) Intervalo enriquecido en óxidos de hierro.

5.2 Determinación y propagación de petrofacies

Tomando como punto de partida la determinación de las litofacies a partir de la descripción de núcleos de los pozos 4, C y D, se realizó la calibración e integración de las mismas con los resultados obtenidos en la interpretación petrofísica, a fin de determinar las petrofacies, representadas gráficamente como se muestra en la tabla 5.1.

Tabla 5.1: Determinación de Petrofacies.

Petrofacies 1		Areniscas de grano medio a greso	$SHAL_IND \leq 0.04$ and $VCLGR_lin \leq 0.2$
Petrofacies 2		Areniscas de grano medio a fino	$SHAL_IND \leq 0.04$ and $0.2 < VCLGR_lin \leq 0.4$
Petrofacies 3		Intervalos heterolíticos	$SHAL_IND > 0.04$ and $0.4 < VCLGR_lin \leq 0.6$
Petrofacies 4		Lutitas y/o lutitas limolíticas	$SHAL_IND > 0.04$ and $VCLGR_lin > 0.6$
Petrofacies 5		Carbón	$1 < VCOA < 3$, $Rhob \leq 1.93$ gr/cc
Petrofacies 6		Intervalos apretados	$Rhob \geq 2.35$ gr/cc & $NPHI \leq 0.36$

Pueden observarse también los lineamientos colocados para la definición de cada una de ellas, en referencia al volumen de arcilla, la porosidad (SHAL_IND), la densidad y el neutrón. De esta forma, en base a la integración de la información litológica y la interpretación de los registros se determinaron seis (6) petrofacies, que se muestran a continuación.

- **Petrofacies 1_ Arena de Grano grueso a medio:** corresponde a intervalos arenosos con poco contenido de arcilla y muy buena porosidad, con valores que van desde 20% a 40% con un promedio de 30%. Presentan bajos valores de Gamma Ray; y se muestran con geometrías cilíndricas o tabulares en los registros. En este tipo de facies los registros de densidad y neutrón tienden a unirse visualmente en el display petrofísico. Poseen muy buenas características de reservorio, las permeabilidades 900 a 15000 mD (Fig. 5.7).

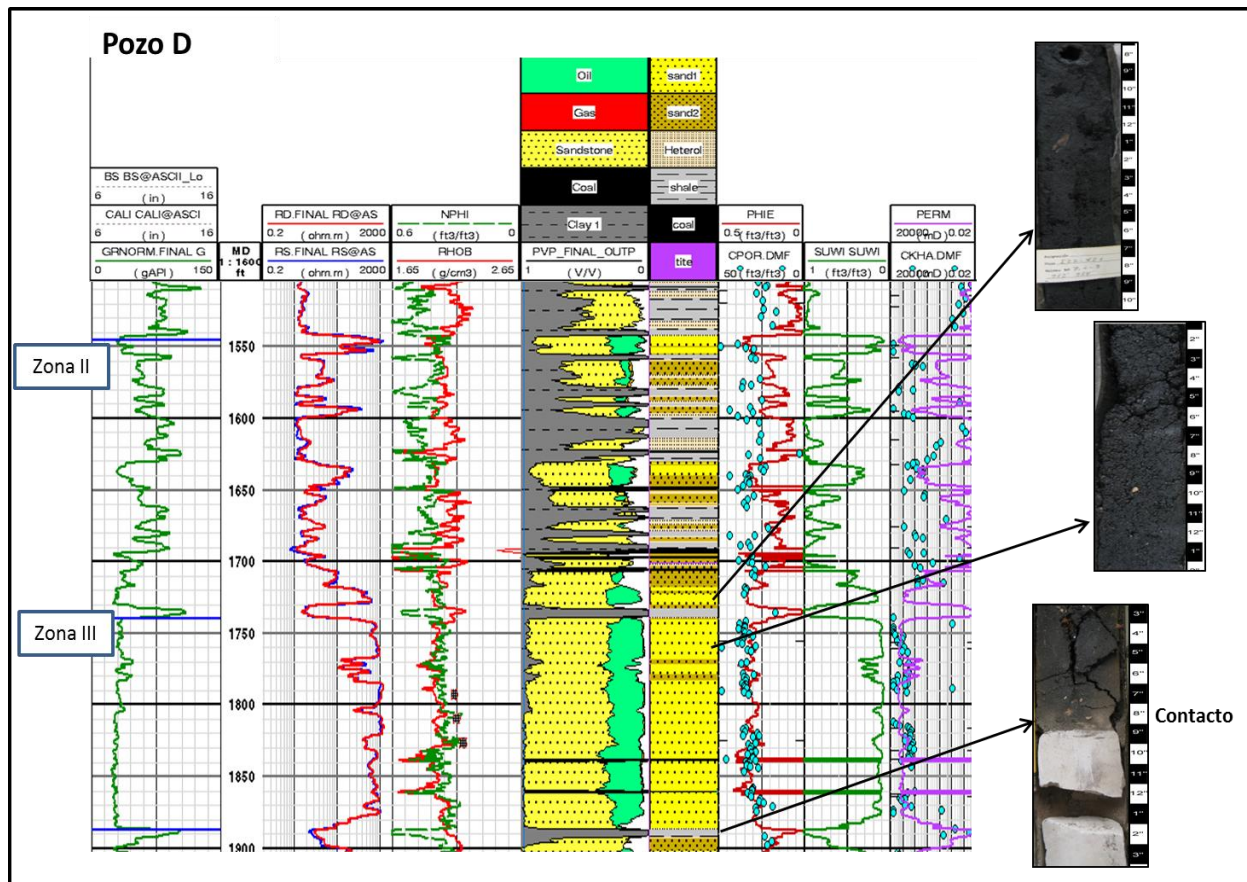


Figura 5.7: Petrofacies 1_ Arena de grano grueso a medio.

- **Petrofacies 2_ Arena de grano medio a fino:** son zonas arenosas con mayor contenido de arcilla y menor porosidad, respecto a las petrofacies 1; tienen mayores valores de Gamma Ray, así como geometrías de campana o embudo que representan engrosamiento hacia la base o hacia el tope. Poseen buena calidad de reservorio. Las porosidades son buenas, muestran valores que van desde 15% a 35%, con un valor promedio de 18 %. Las permeabilidades varían desde 500 a 10000 mD (Fig. 5.8).

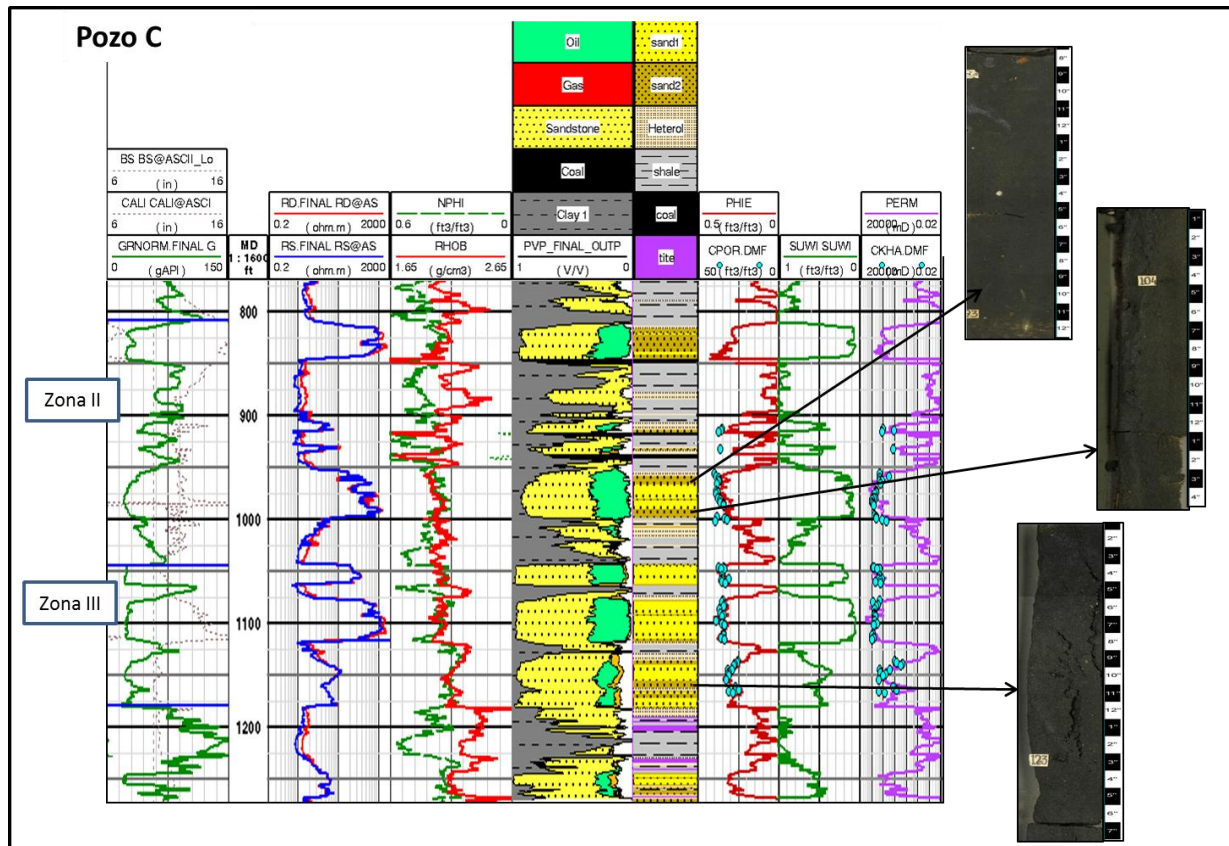


Figura 5.8: Petrofacies 2_ Arena de grano medio a fino.

- **Petrofacies 3_ Heterolítica:** está conformada por los intervalos de intercalaciones entre arenas y arcillas o limos, los registros no presentan una tendencia definida, sino términos intermedios que representan la alternancia entre las litologías. Es una facies bastante heterogénea con baja a nula calidad de reservorio. Los valores de porosidad pueden variar desde 6 hasta 30% dependiendo de la proporción arena-arcilla. A pesar de la impregnación en las

arenas, debido a la intercalación litológica, la permeabilidad del intervalo es muy baja, como para permitir la movilización del crudo, ya que la misma se encuentra restringida a las pequeñas capas de arenas. Por esta razón, hasta los momentos no se ha pensado en la producción de crudo a partir de estos intervalos (Fig. 5.9). Los valores de permeabilidad pueden variar desde 30 hasta 10000 mD.

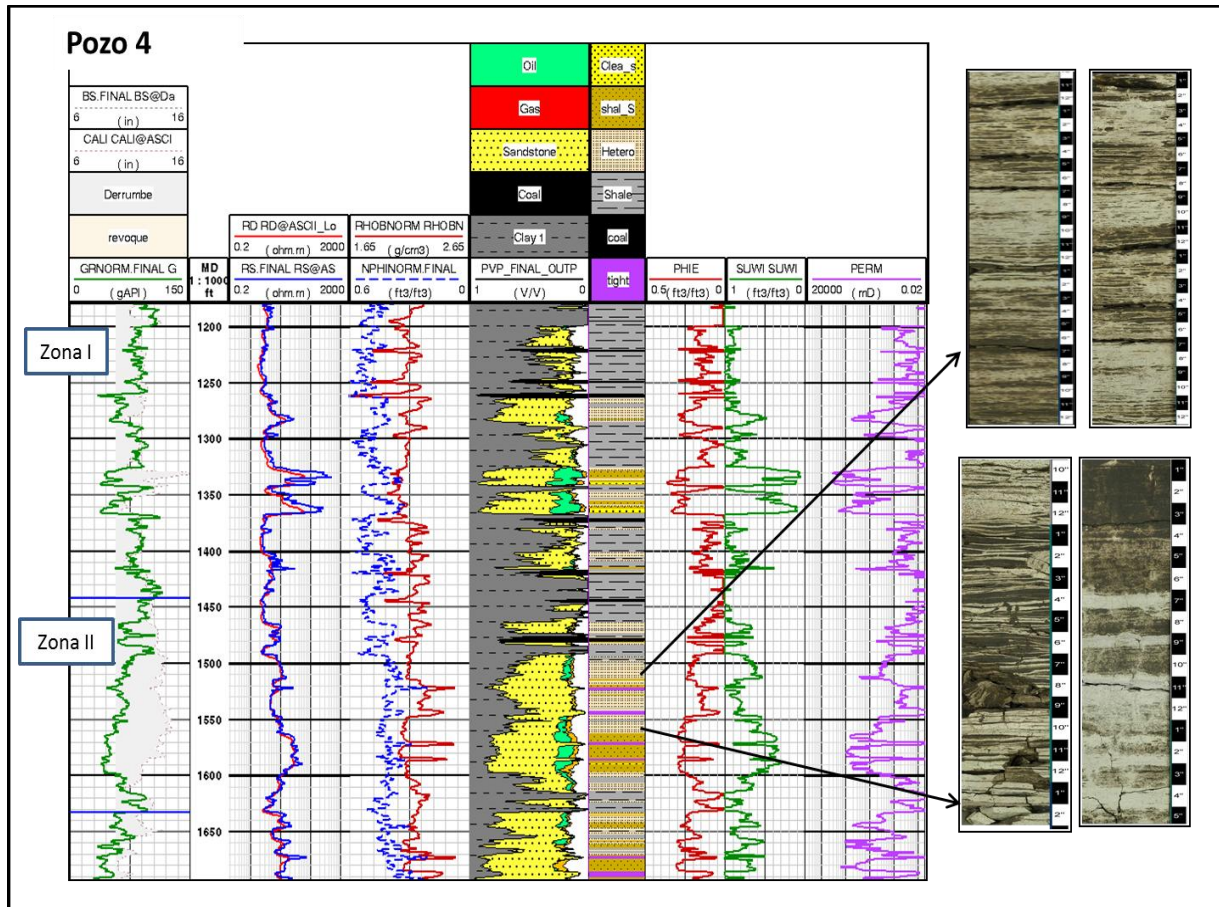


Figura 5.9: Petrofacies 3_Intervalos heterolíticos.

- **Petrofacies 4_ Lutita:** corresponde a las zonas con alto contenido de sedimentos finos, considerando lutitas y lutitas- limolíticas. Poseen elevados valores de volumen de arcilla y bajas porosidades. Puede observarse que en estas facies los registros de densidad y neutrón tienden a separarse notablemente entre si. En general constituyen buenos sellos (Fig. 5.10)

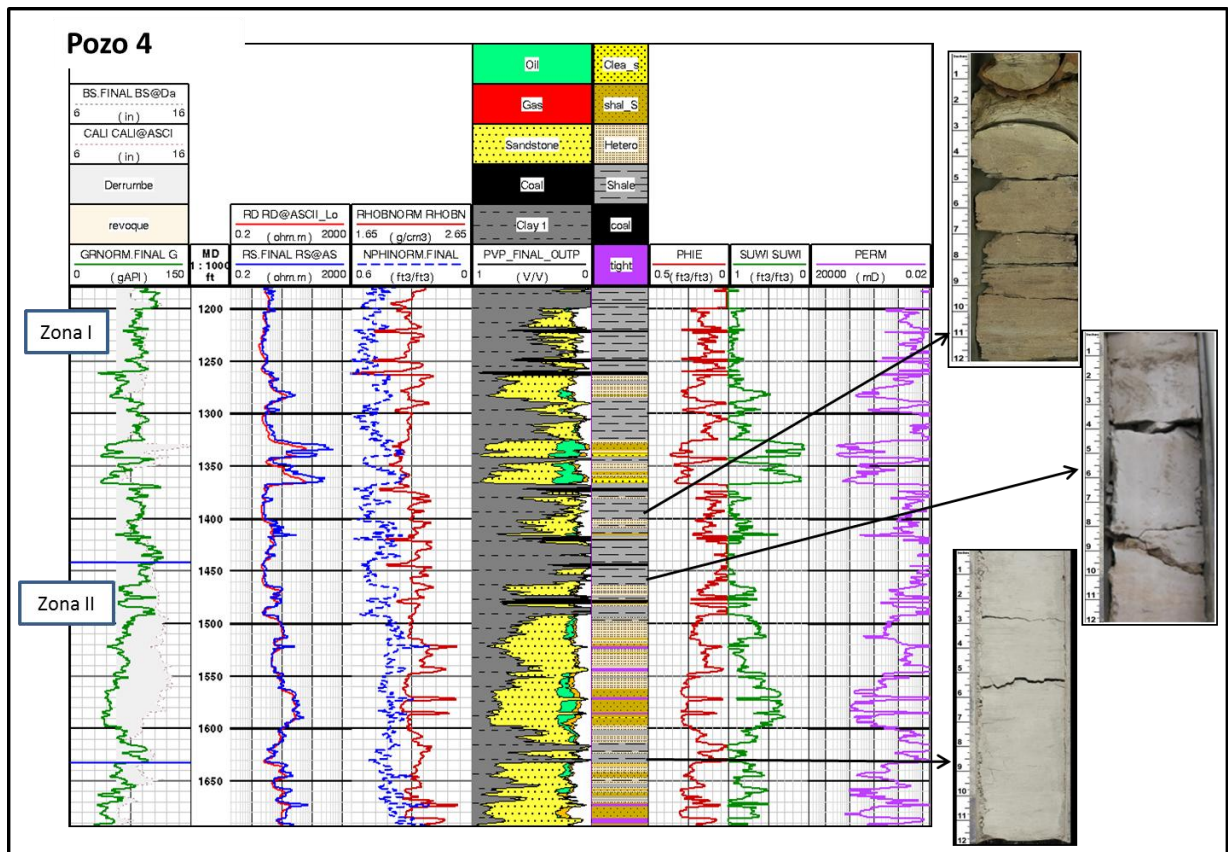
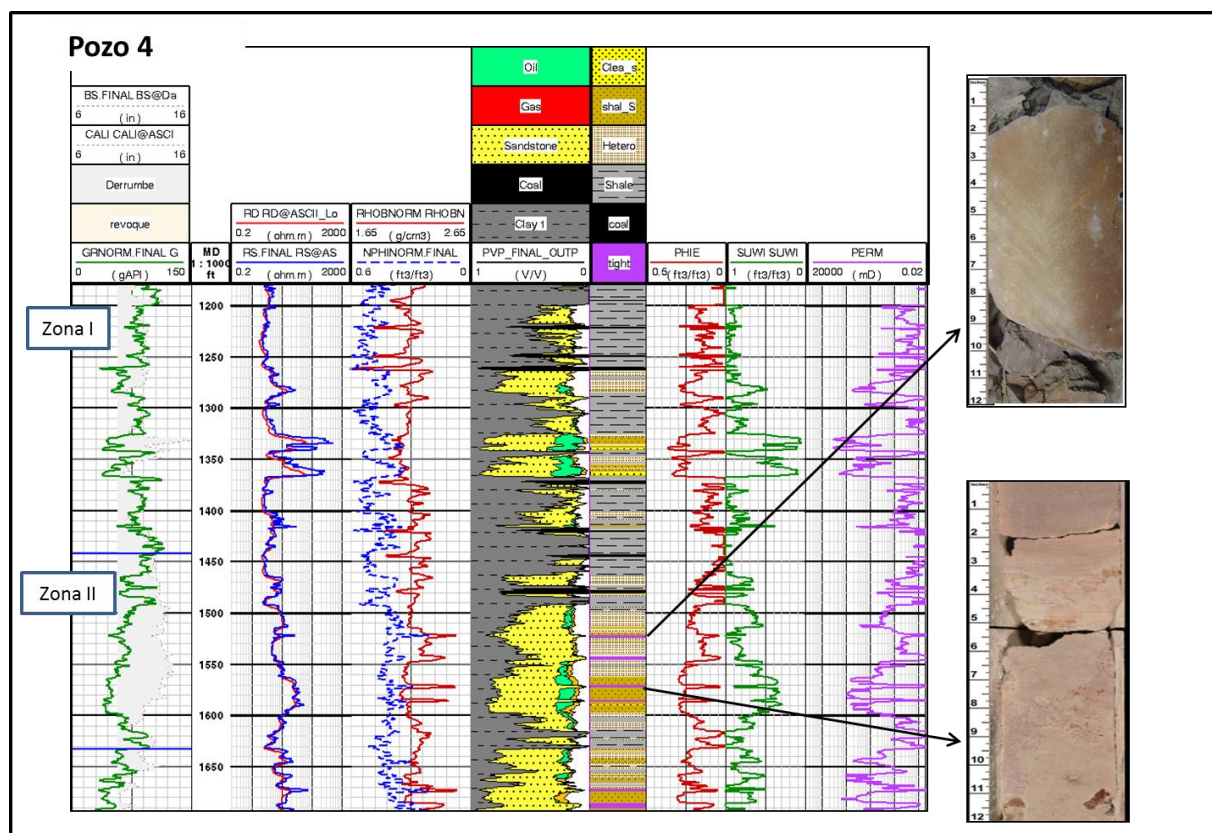
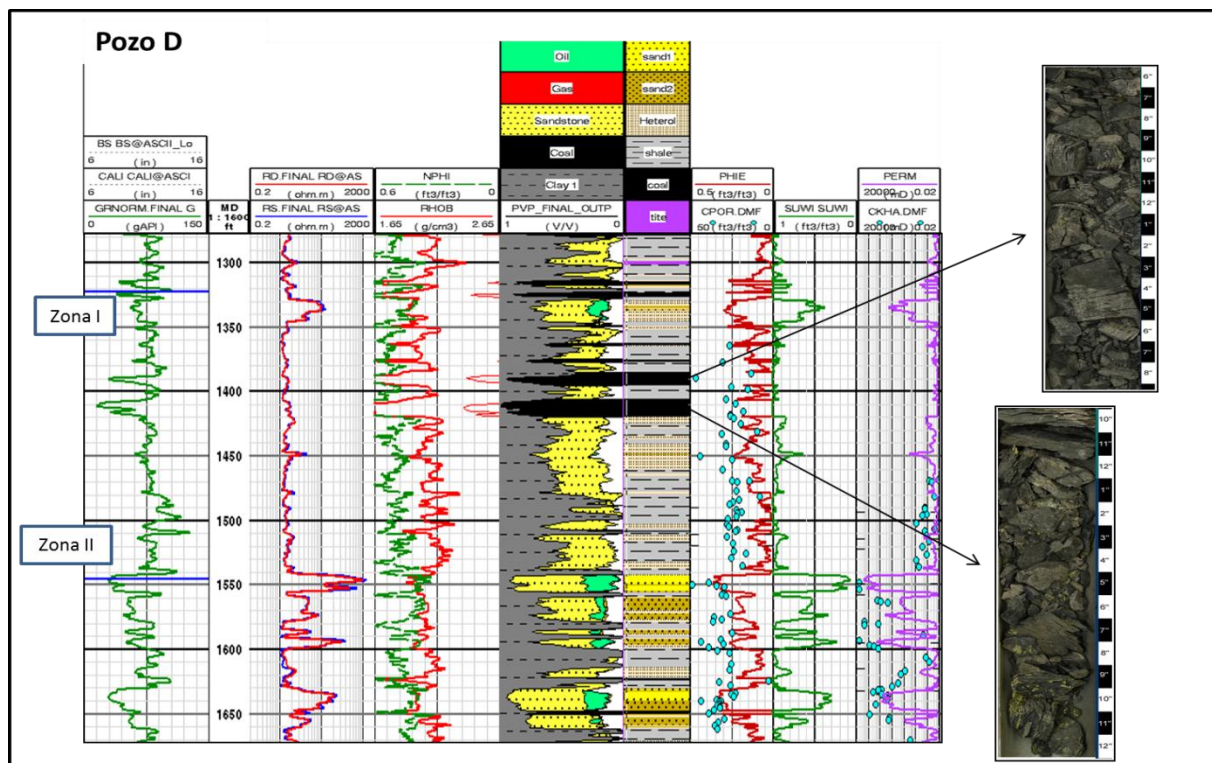


Figura 5.10: Petrofacies 4_Intervalos Arcillosos.

e) Petrofacies 5_Carbones: está representada por las zonas con carbones con lecturas de Gamma Ray bastante limpias, o lutitas carbonosas, con mayores valores de gamma ray, que tienen valores de densidad menores a 1,93 g/cc. En su presencia normalmente el registro de neutrón lee elevadas porosidades, sin embargo el registro de densidad es la mejor curva para la identificación de estas facies (Fig. 5.11).

f) Petrofacies 6_Intervalos apretados: involucra intervalos compactos o apretados, donde el registro de densidad tiene valores mayores a 2,35 g/cc debido a la presencia de cemento o al enriquecimiento en minerales pesados. Así mismo, la presencia de estos intervalos genera que el registro de neutrón lea muy bajas porosidades ($<0,36$) (Fig. 5.12)



Una vez determinadas las petrofacies en los pozos 4, C y D, y habiendo validado los resultados obtenidos con la litología presente en los núcleos, se procedió a aplicar el algoritmo con los lineamientos determinados al resto de los pozos, a fin de extender la determinación de petrofacies a los pozos que solo poseen información de registros. El modelo funcionó adecuadamente generando resultados coherentes entre las respuestas de los registros y las petrofacies resultantes luego de aplicar el algoritmo, en el anexo 4 pueden verse a manera de ejemplo las petrofacies determinadas en cuatro de los pozos utilizados para el estudio.

En esta etapa se prestó especial atención al resultado de la determinación de petrofacies en los pozos 15 y 16, ya que al pertenecer a la campaña más reciente de perforación, y poseer mayor cantidad de registros, representan un dato más confiable o con menor incertidumbre para la zona. De esta manera, la concordancia entre las petrofacies determinadas al aplicar el algoritmo y la interpretación petrofísica de los registros soportaría la validez del modelo de determinación de petrofacies utilizado para la zona.

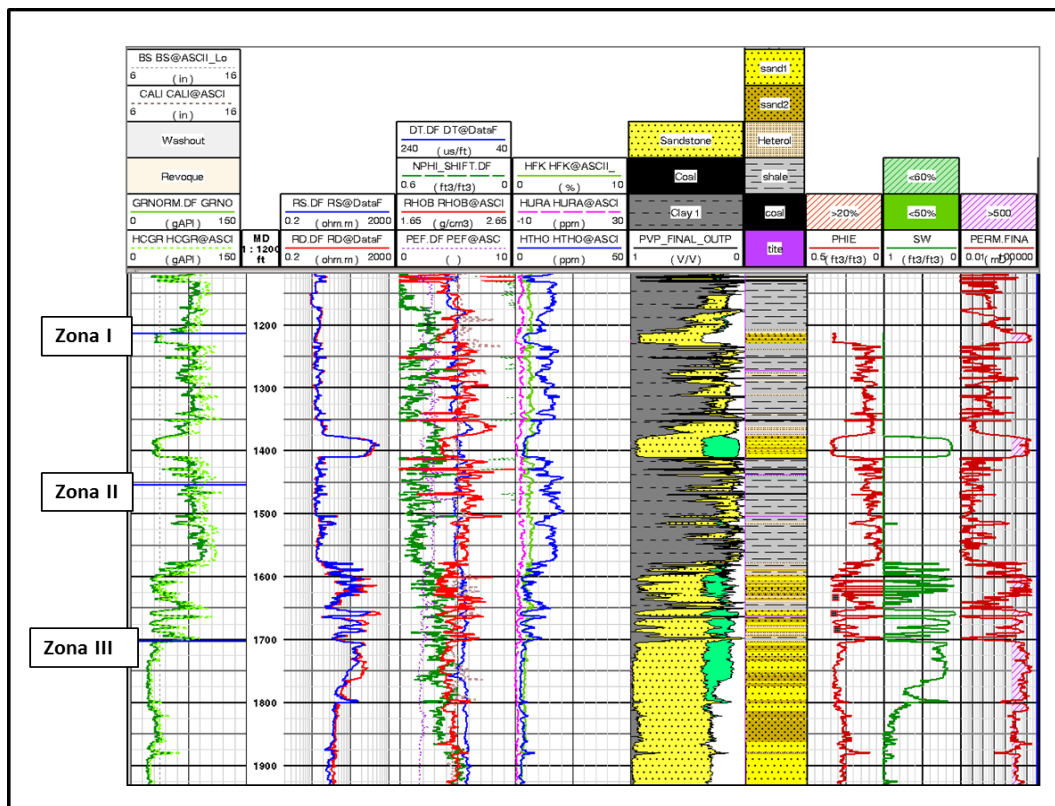


Figura 5.13: Determinación de petrofacies en el pozo 15.

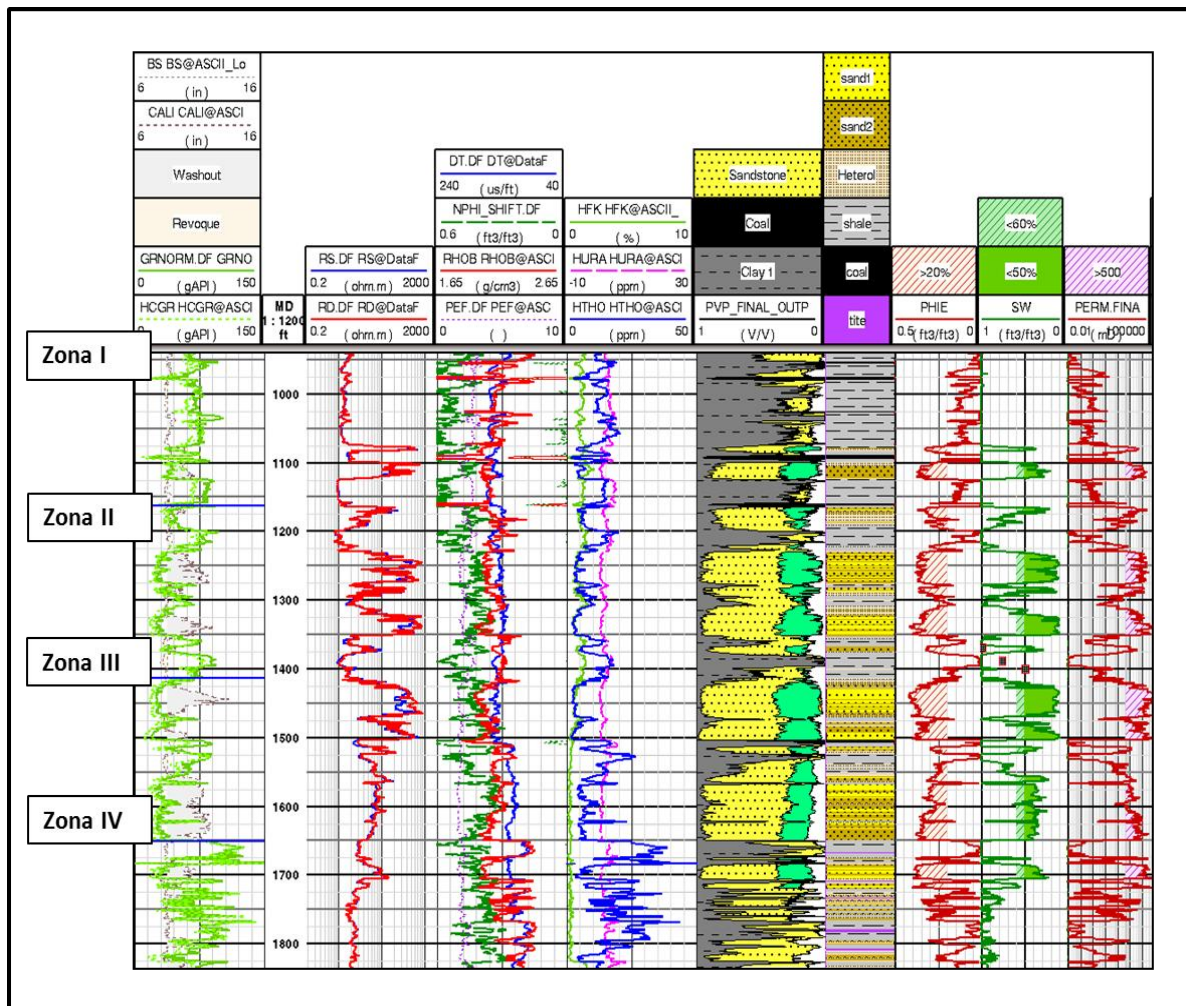


Figura 5.14: Determinación de petrofacies en el pozo 16.

Los resultados obtenidos se muestran en las figuras 5.13 y 5.14. Como puede observarse, la determinación de petrofacies es coherente con las respuestas de los registros en estos dos pozos, los lineamientos establecidos representan de forma adecuada las lecturas obtenidas a partir de las curvas, en las petrofacies determinadas. Esto sugiere, por lo tanto, que el algoritmo utilizado para la determinación de petrofacies a partir de los núcleos descritos y la evaluación petrofísica de los pozos seleccionados, es válido y representativo para la zona de estudio.

5.3 Definición de zonas y distribución de petrofacies.

La columna estratigráfica de la zona de estudio abarca un espesor sedimentario que va desde el Paleozoico hasta el reciente. El intervalo Paleozóico constituye una secuencia de lutitas compactas de gran espesor que se encuentra infrayacente a la secuencia cretácica. El intervalo Cretácico, está constituido por las Formaciones Canoa y Tigre, denominadas en conjunto Grupo Temblador. El Terciario es la unidad que contiene los intervalos con mayor prospectividad del área, está constituido por los sedimentos de la Formación Merecure de edad Oligoceno y de la Formación Oficina de edad Mioceno Temprano.

De acuerdo al intervalo perforado por los pozos, y a los registros disponibles, la zona de estudio se centra en la secuencia que abarca desde el Cretácico hasta el Mioceno Temprano. De esta forma, en base a la estratigrafía de la zona y a la información proveniente de los núcleos y los perfiles, se identificaron en el área cuatro intervalos o unidades sedimentarias principales (Fig. 5.15):

- La Zona I correspondiente a la zona superior de la Formación Oficina.
- La Zona II que involucra las arenas basales de la Formación Oficina.
- La Zona III que corresponde a la Formación Merecure.
- La Zona IV correspondiente al Grupo Temblador.

Según los trabajos sedimentológicos-estratigráficos realizados en la Faja Petrolífera del Orinoco por Fiorillo *et al.* (1981), PDVSA, (1983), Audemard *et al.* (1985), Arstein *et al.* (1985), entre otros, y las caracterizaciones formacionales presentes en el Léxico Estratigráfico de Venezuela, cada secuencia definida, corresponde a un determinado ambiente depositacional que a lo largo de todo el intervalo varía de continental hasta marino-costero.

La zonificación realizada, permite observar claramente, la distribución o presencia de las distintas petrofacies en cada uno de los intervalos, conllevando, por lo tanto, a una mejor caracterización del área de estudio desde el punto de vista

petrofísico con el soporte sedimentológico básico necesario. De esta forma pueden claramente definirse y destacarse los intervalos con mayor prospectividad.

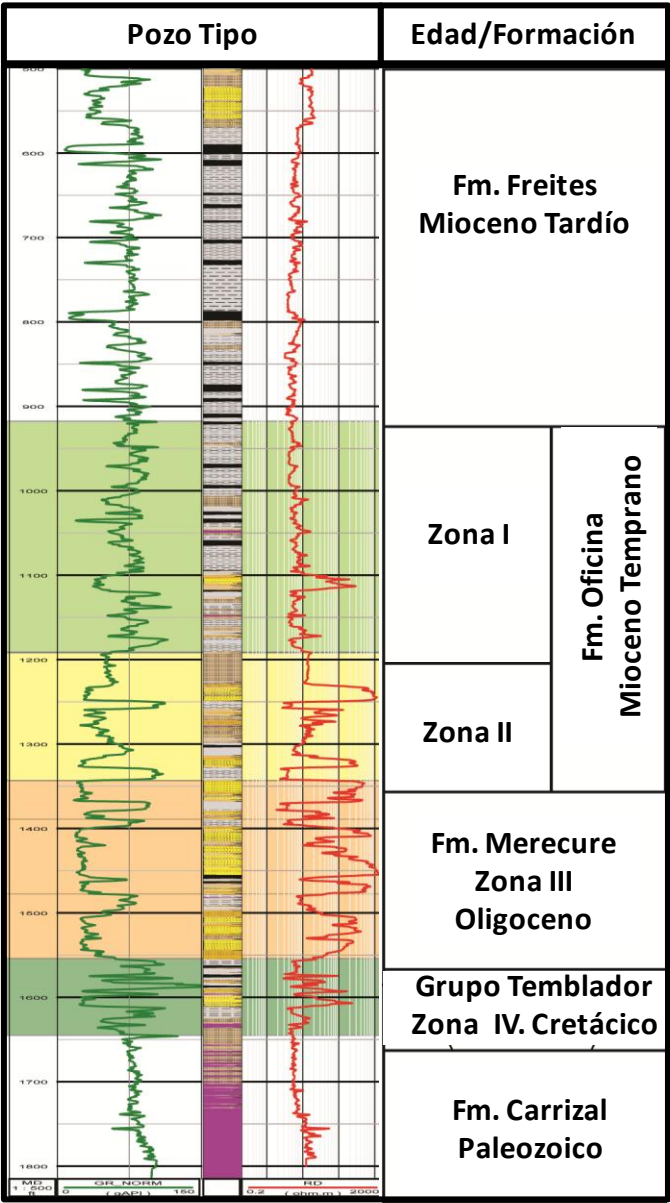


Figura 5.15: Registro tipo del área de estudio con identificación de zonas.

Debido a lo anteriormente expuesto, en esta etapa se observó la distribución de las petrofacies en cada una de las zonas definidas, obteniendo los resultados que se muestran a continuación:

Zona I: Las principales petrofacies presentes son la 4 (lutitas) y la 5 (carbones), con presencia ocasional de intervalos heterolíticos (petrofacies 3). Se esperan, por lo tanto, bajos porcentajes de arena y un bajo contenido de hidrocarburos. (Fig. 5.16). La sedimentación de la Formación Oficina en el Mioceno Temprano parece obedecer a repeticiones de ciclos caracterizados por transgresiones marinas, asociadas a caídas del nivel del mar y progradaciones de la plataforma. Este intervalo corresponde a la zona superior de la Formación Oficina, por lo que se observa, la secuencia representa depósitos lagunales dentro de una llanura de marea en un ambiente marino-costero.

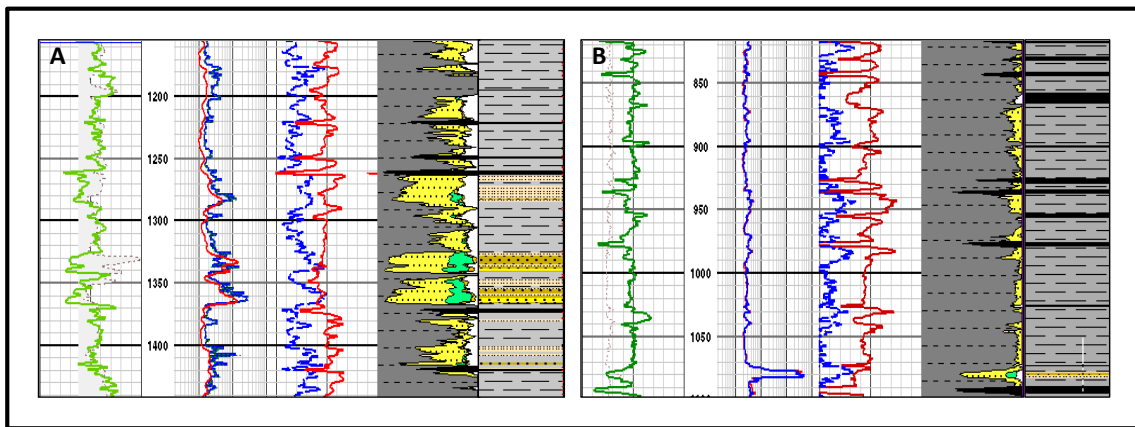


Figura 5.16: Petrofacies en Zona I. A) Pozo con núcleo (4). B) Pozo sin núcleo (16).

Zona II: Esta zona presenta una elevada proporción de petrofacies 2 y 3, con presencia ocasional de petrofacies 1, e intercalaciones de lutitas y carbones (petrofacies 4 y 5 respectivamente). Contiene por lo tanto un alto porcentaje de areniscas, por lo cual constituye un intervalo prospectivo desde el punto de vista de presencia de reservorio. Estratigráficamente pertenece a la secuencia de Arenas Basales de la Formación Oficina, para la cual se interpreta un ambiente transicional que representa las progradaciones de la plataforma. (Figura 5.17).

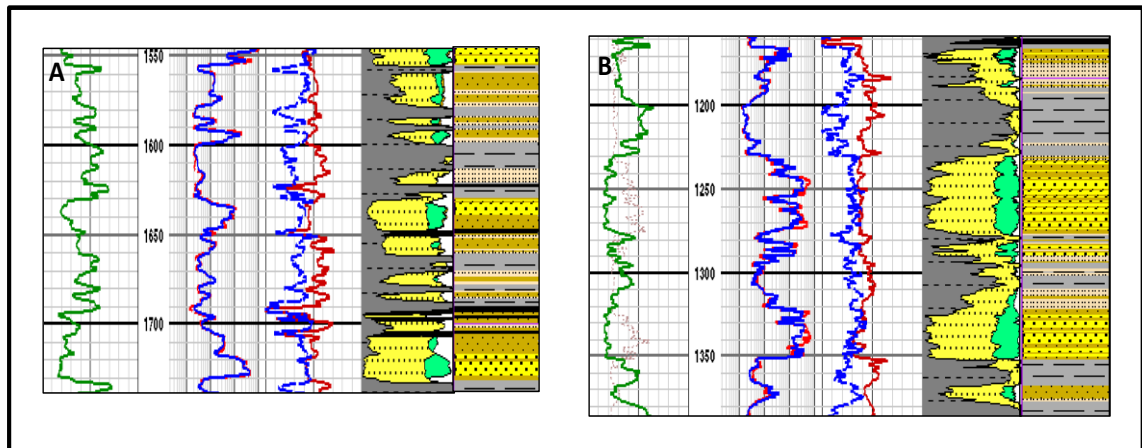


Figura 5.17: Petrofacies en Zona II. A) Pozo con núcleo (D). B) Pozo sin núcleo (16).

Zona III: Esta zona está conformada en su mayor proporción por areniscas masivas con muy buena calidad de reservorio (petrofacies 1 y 2), contiene la menor proporción de arcilla de todo el intervalo, constituyendo el intervalo con mayor prospectividad. Estratigráficamente pertenece a la Formación Merecure dentro de la secuencia del Oligoceno, depositada en un ambiente fluvial (Fig. 5.18).

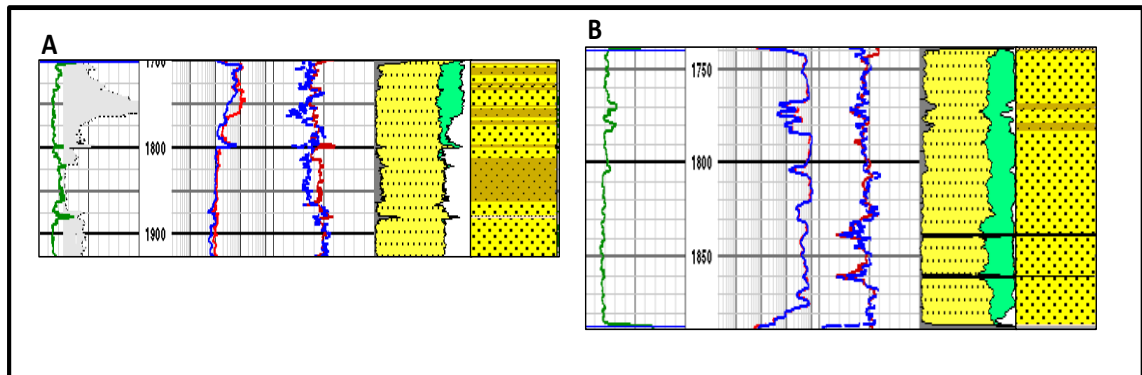


Figura 5.18: Petrofacies en Zona III. A) Pozo con núcleo (D). B) Pozo sin núcleo (15).

Zona IV: Contiene petrofacies 1, 2 y 3 con una elevada proporción de petrofacies 1 y 2. Prácticamente no se observan carbones en esta sección pero se presentan frecuentemente intervalos apretados (petrofacies 6). Estratigráficamente esta zona corresponde al Grupo Temblador depositado durante el Cretácico, su ambiente de sedimentación en este caso es interpretado como continental con presencia de asociaciones de barras de canal y llanura aluvial (Fig. 5.19).

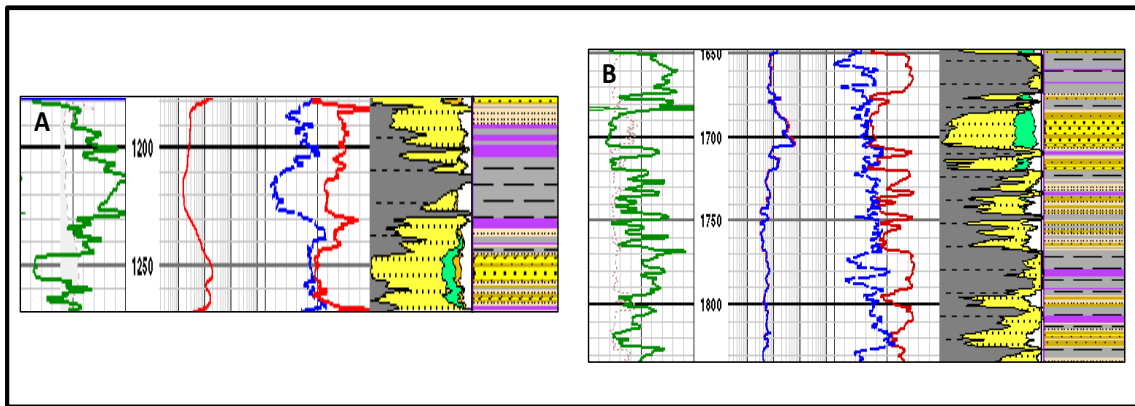


Figura 5.19: Petrofacies en Zona III. A) Pozo con núcleo (C). B) Pozo sin núcleo (16).

En la tabla 5.2 se muestra a manera de resumen las zonas definidas con sus respectivos ambientes interpretados.

Tabla 5.2: Zonas definidas y ambientes interpretados.

Edad	Formación	Intervalo	Ambiente
Mioceno Temprano	Oficina	Zona I	Marino-Costero
	Oficina	Zona II	Transicional
Oligoceno	Merecure	Zona III	Fluvial (Continental)
Cretácico	Tigre/Canoa	Zona IV	Fluvial (Continental)

5.4 Sumario Petrofísico

A fin de cuantificar los resultados de la evaluación petrofísica para ubicar las mejores zonas, en cuanto a calidad de roca se refiere, se procedió a realizar el sumario petrofísico, obteniendo así los valores de arena neta (AN), arena neta petrolífera (ANP), porosidad ($\emptyset$), volumen de arcilla (Vcl), y saturación de agua (Sw) para los intervalos definidos (Zona I, II, III y IV).

Los parámetros de corte utilizados corresponden a los de las petrofacies 1 y 2, ya que son las que se consideran como buenos reservorios (Ver sección 4.11). Para discretizar los valores de arena neta petrolífera (ANP) y arena neta (AN) se requirió de una porosidad mayor o igual a 20%, saturación de agua menor o igual a 50% y un volumen de arcilla menor o igual a 40%.

En base a los resultados obtenidos, puede observarse de manera general que los promedios de espesores de arena neta (AN) varían entre 32 y 209 pies para los intervalos definidos, mientras que los promedios de arena neta petrolífera (ANP) oscilan entre 8 y 76 pies para el área estudiada indicando que, en promedio, una fracción menor al 50% de los reservorios presentes en el área contienen hidrocarburos.

El Volumen de Arcilla (Vcl) se ubica entre 11% y 23% indicando la fuerte presencia de arenas en la zona de estudio, de igual forma, las porosidades ($\emptyset$) son bastante buenas abarcando un rango entre 26% y 31%. La saturación de agua (Sw) por su parte muestra valores promedios por intervalo de entre 41 y 82% mostrando la presencia de zonas con capacidad de producción de hidrocarburos.

Tabla 5.3: Espesores de Arena Neta en las zonas definidas.

ARENA NETA (pies)				
POZO	ZONA I	ZONA II	ZONA III	ZONAIV
1	0,00	124,00	347,25	255,25
2	4,75	132,50	458	360,00
3	1,50	87,00	217,5	408,50
4	51,50	58,50	158	274,50
5	44,50	66,50	173,25	316,75
6	82,00	140,75	216,25	316,50
7	8,00	88,75	130	218,25
8	9,00	154,50	186,5	69,00
9	11,00	148,50	139,75	96,25
10	66,00	131,50	109	39,00
11	62,50	154,00	189,5	57,50
12	54,75	139,00	138,25	52,75
13	22,00	49,50	151	21,50
14	19,50	127,50	111,5	13,50
15	61,75	100,25	226,25	—
16	11,00	85,00	112	38,50
A	37,00	70,00	317,5	583,50
B	24,50	88,50	476,25	576,25
C	41,75	104,75	109	
D	27,83	90,73	143,44	59,00
Promedio	32,04	107,09	205,51	208,69

Entre los pozos con mejores espesores de AN y ANP tenemos el 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 16, C y D (Tablas 5.3 y 5.4). Puede observarse también que los mayores espesores se encuentran en las zonas II y III.

Tabla 5.4: Espesores de Arena Neta Petrolífera en las zonas definidas.

ARENA NETA PETROLÍFERA (pies)				
POZO	ZONA I	ZONA II	ZONA III	ZONA IV
1	0,00	108,50	0,00	0,00
2	0,00	110,50	0,00	0,00
3	0,00	68,50	6,00	0,00
4	32,50	28,00	0,00	0,00
5	31,50	12,50	127,50	0,00
6	25,00	84,50	104,50	0,00
7	2,00	55,50	53,00	0,00
8	4,50	140,00	102,50	0,00
9	2,00	61,00	113,50	0,00
10	49,00	104,00	103,50	9,00
11	48,00	53,00	165,00	47,50
12	47,00	90,25	117,75	24,50
13	17,50	42,50	148,50	18,00
14	0,00	99,00	58,50	0,00
15	31,00	46,50	59,50	–
16	11,00	82,50	112,00	21,00
A	3,00	0,00	5,00	0,00
B	0,00	21,50	0,00	0,00
C	1,50	91,25	102,50	–
D	10,83	36,17	137,50	23,00
Promedio	15,82	66,78	75,84	7,94

En referencia a la porosidad, se observa que el promedio calculado para la zona I es de 26%, para la zona II es de 30%, para la zona III de 31% y para la zona IV es de 27%. Determinándose, de esta forma, que las mejores porosidades corresponden a los intervalos II y III que poseen mayor cantidad de intervalos arenosos. (Tabla 5.5)

Tabla 5.5: Porosidad en las zonas definidas.

POZO	ZONA I	ZONA II	ZONA III	ZONAIV
1	—	0,32	0,31	0,28
2	0,27	0,30	0,29	0,28
3	0,23	0,29	0,30	0,28
4	0,25	0,27	0,30	0,26
5	0,25	0,26	0,32	0,27
6	0,28	0,32	0,35	0,30
7	0,23	0,29	0,33	0,29
8	0,26	0,32	0,30	0,28
9	0,23	0,28	0,30	0,27
10	0,30	0,29	0,30	0,24
11	0,28	0,31	0,31	0,26
12	0,32	0,32	0,33	0,29
13	0,26	0,30	0,31	0,28
14	0,23	0,32	0,32	0,24
15	0,30	0,32	0,34	—
16	0,19	0,27	0,27	0,26
A	0,25	0,30	0,31	0,30
B	0,27	0,26	0,30	0,27
C	0,25	0,30	0,33	—
D	0,23	0,28	0,34	0,26
Promedio	0,26	0,30	0,31	0,27

El volumen de arcilla en la zona I tiene un promedio de 23%, en la zona II de 17%, en la zona III el promedio se encuentra alrededor de 11% y en la zona IV el valor de arcillosidad es de aproximadamente 13% (Tabla 5.6). Los intervalos con menor arcillosidad están representados por las zonas III y IV debido a las facies que contienen.

Tabla 5.6: Volumen de arcilla en las zonas definidas.

POZO	ZONA I	ZONA II	ZONA III	ZONAIV
1	—	0,23	0,13	0,17
2	0,28	0,22	0,12	0,13
3	0,33	0,24	0,12	0,17
4	0,21	0,26	0,13	0,13
5	0,17	0,25	0,09	0,07
6	0,19	0,13	0,08	0,07
7	0,26	0,13	0,12	0,10
8	0,24	0,17	0,20	0,20
9	0,32	0,25	0,19	0,14
10	0,21	0,12	0,12	0,12
11	0,12	0,15	0,10	0,12
12	0,13	0,09	0,04	0,10
13	0,21	0,20	0,18	0,15
14	0,30	0,09	0,11	0,13
15	0,13	0,16	0,04	—
16	0,31	0,11	0,15	0,18
A	0,19	0,20	0,16	0,20
B	0,22	0,14	0,08	0,07
C	0,24	0,15	0,07	
D	0,31	0,18	0,04	0,11
Promedio	0,23	0,17	0,11	0,13

Respecto a la saturación de agua, los mayores valores de los reservorios estudiados corresponden a la zona IV con un promedio de 82%, mientras que el menor porcentaje se ubica en la zona II con un valor medio de 41%, en las zonas I y II los valores están en el orden del 59% y 50% respectivamente. Estos valores muestran indicios de los intervalos a partir de los cuales es factible la producción de hidrocarburos (Tabla 5.7).

Tabla 5.7: Saturación de agua en las zonas definidas.

POZO	ZONA I	ZONA II	ZONA III	ZONAIV
1	–	0,34	0,81	0,95
2	0,86	0,28	0,76	0,94
3	0,80	0,32	0,75	0,96
4	0,38	0,50	0,82	0,98
5	0,31	0,62	0,30	0,99
6	0,63	0,38	0,56	0,99
7	0,61	0,37	0,66	0,95
8	0,52	0,25	0,37	0,90
9	0,68	0,45	0,32	0,91
10	0,34	0,36	0,31	0,73
11	0,38	0,58	0,29	0,40
12	0,24	0,34	0,26	0,59
13	0,28	0,21	0,17	0,32
14	0,89	0,31	0,45	0,98
15	0,52	0,47	0,56	–
16	0,31	0,19	0,25	0,51
A	0,88	0,83	0,84	1,00
B	1,00	0,59	1,00	1,00
C	0,87	0,22	0,21	–
D	0,65	0,58	0,21	0,59
Promedio	0,59	0,41	0,50	0,82

A modo general los intervalos que presentan las mejores propiedades petrofísicas son los definidos como zonas II y III.

En referencia a la permeabilidad, los valores obtenidos para la zona de estudio varían en un amplio rango de entre 10 y 20000 mD. Sin embargo, al ser calculada a partir de una relación proveniente de los pocos datos de núcleo disponibles, sin datos de garganta poral, los valores se presentan como un rango de permeabilidad absoluta de la zona, y no se discretiza a nivel de zonas ni de yacimientos.

5.5 Mapas de Isopropiedades

La distribución de las propiedades petrofísicas en un área determinada, está relacionada a las características sedimentológicas de la misma. Una vez obtenidos los promedios de las propiedades petrofísicas por zona, son graficados en la zona de estudio para observar tendencias definidas en el área. De esta forma, los mapas de isopropiedades sirven de base al modelo geológico y sedimentológico de la zona.

En las figuras (5.20 a 5.32) pueden observarse las distintas tendencias en las propiedades petrofísicas que permitirán visualizar la dirección preferencial de sedimentación las mejores arenas en la zona.

En el mapa de arena neta (Fig. 5.20), se puede observar la distribución de espesores de arena, las cuales representan intervalos con menos de 40% de arcillosidad y con una porosidad de más del 20%. Los mejores espesores de arena reservorio se observan hacia la porción Sur-oeste y central del área de estudio. A modo general los espesores promedio varían entre 150 y 400 pies.

La distribución de arena neta condiciona la distribución del volumen de arcilla y la porosidad, por lo que estas dos propiedades presentan, en los mapas, una orientación similar; donde se encuentren las arenas más limpias se tendrá menor arcillosidad y mejor porosidad como roca yacimiento, esto, independientemente de la saturación de agua, ya que ésta propiedad depende de la migración de los fluidos.

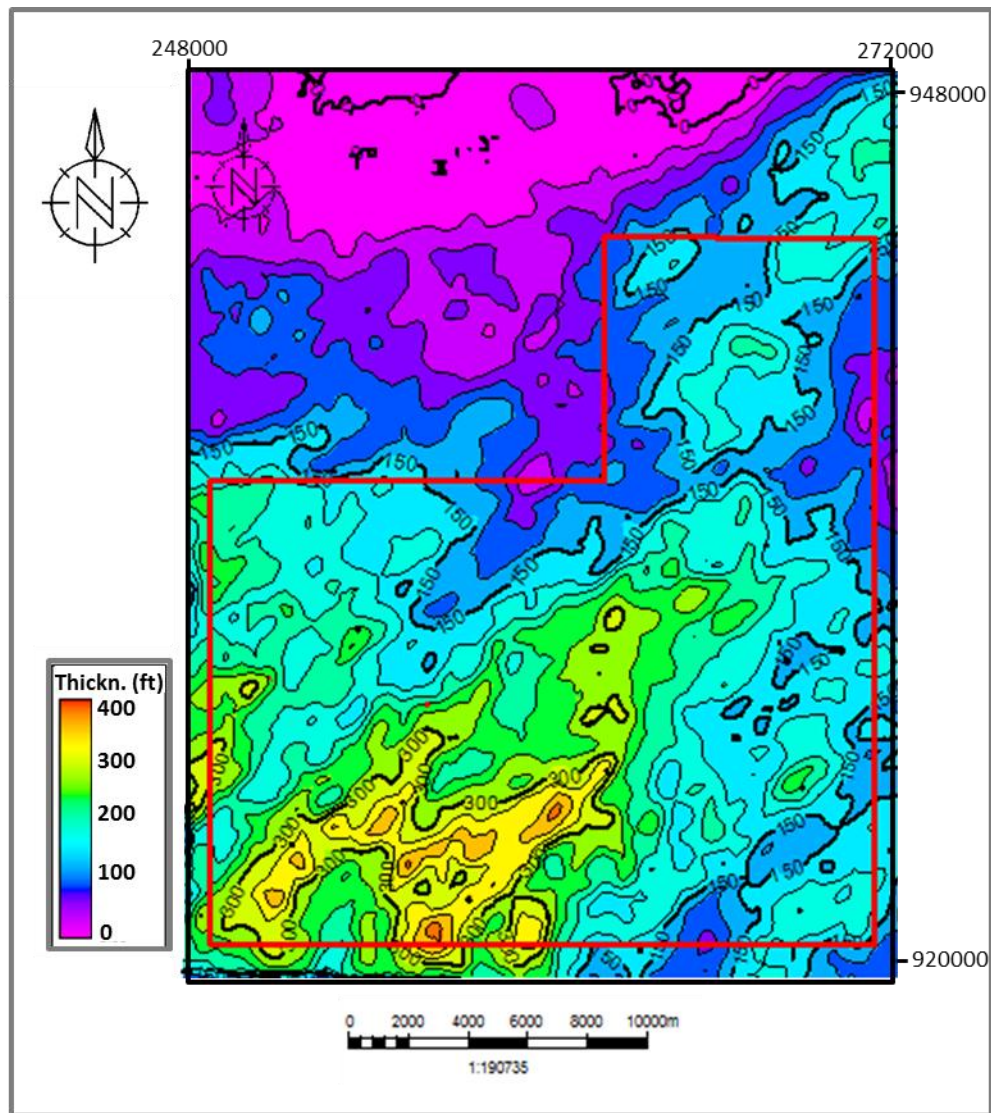


Figura 5.20: Mapa de Arena Neta en el área de estudio.

Los mapas de porosidad, volumen de arcilla y saturación de agua fueron realizados para cada intervalo, obteniendo los resultados que se muestran a continuación.

Mapas de Isopropiedades Zona I

- Mapa de Porosidad:

En la figura 5.21 puede observarse la distribución del valor promedio de porosidad en la zona I. Los mejores valores se encuentran hacia la zona sur-este del área con una orientación noreste-suroeste. Los valores promedios de porosidad del intervalo se ubican entre 15 y 25%, disminuyendo notablemente hacia la zona norte del área.

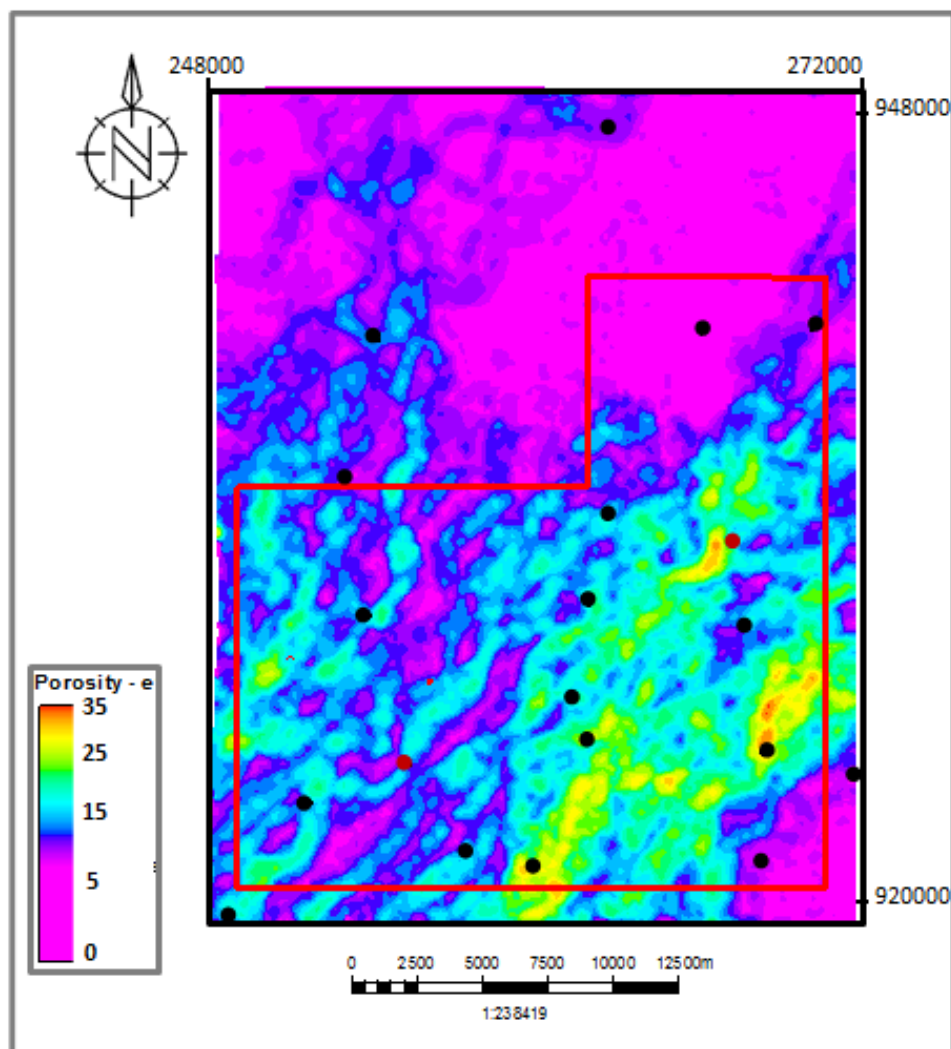


Figura 5.21: Mapa de Porosidad promedio en la zona I.

- **Mapa de arcillosidad:**

En la figura 5.22 se observa la distribución del volumen de arcilla en la zona de estudio, siguiendo la tendencia de las mejores porosidades, los menores volúmenes de arcilla se ubican hacia la porción sur este del área, con valores que van desde 10 a 40%, la orientación observada es, igualmente, noreste-suroeste. Hacia la porción noroeste aumenta notablemente la arcillosidad.

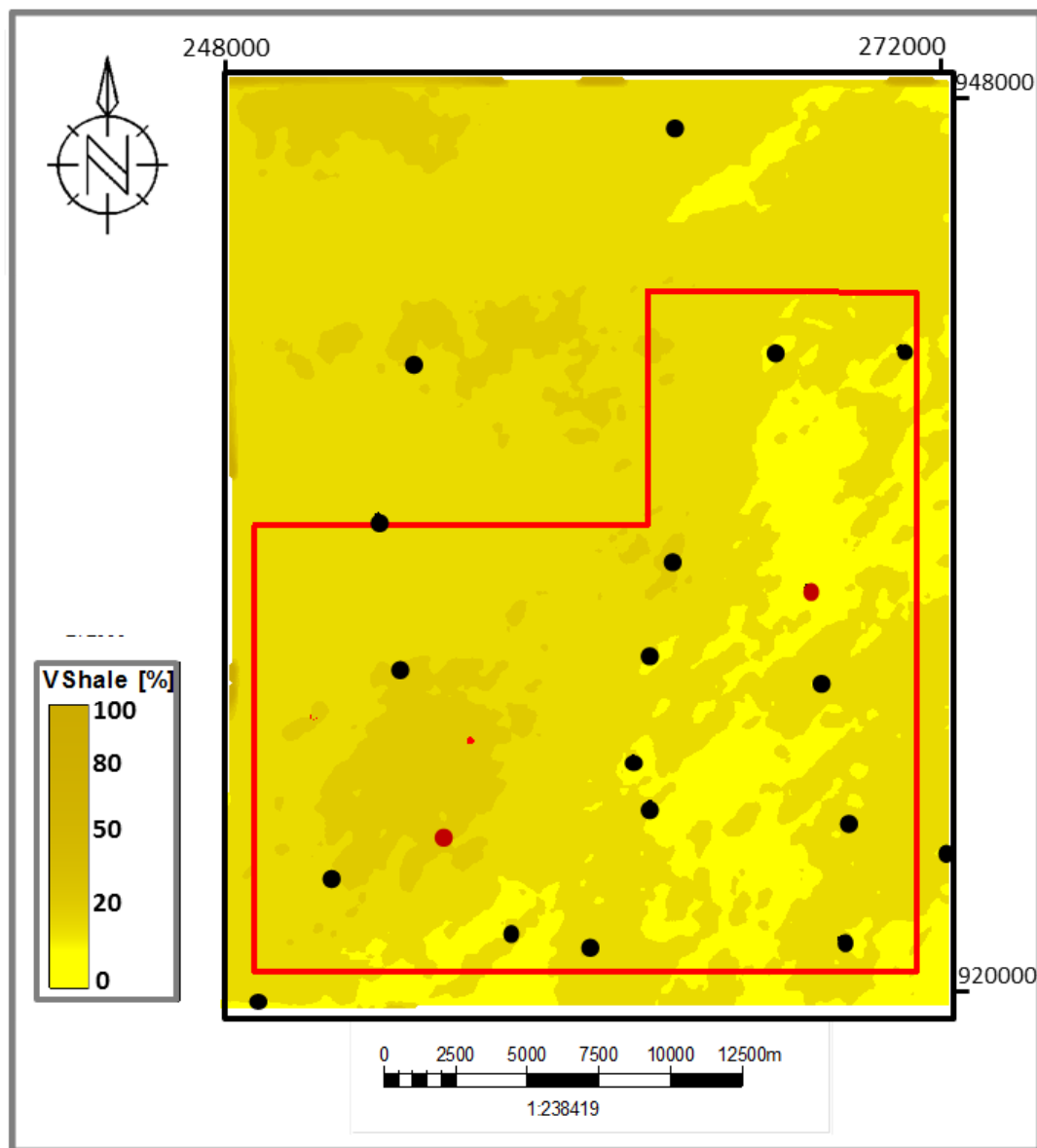


Figura 5.22: Mapa de Volumen de arcilla promedio en la zona I.

- **Mapa de Saturación de Agua:**

La figura 5.23 muestra la distribución del valor promedio de saturación de agua en la zona I, en general se observan valores elevados en toda el área con valores aproximados de entre 50-80%. Hacia el extremo sureste del área se observa una mejor tendencia con valores que pueden llegar hasta 25% de S_w aproximadamente.

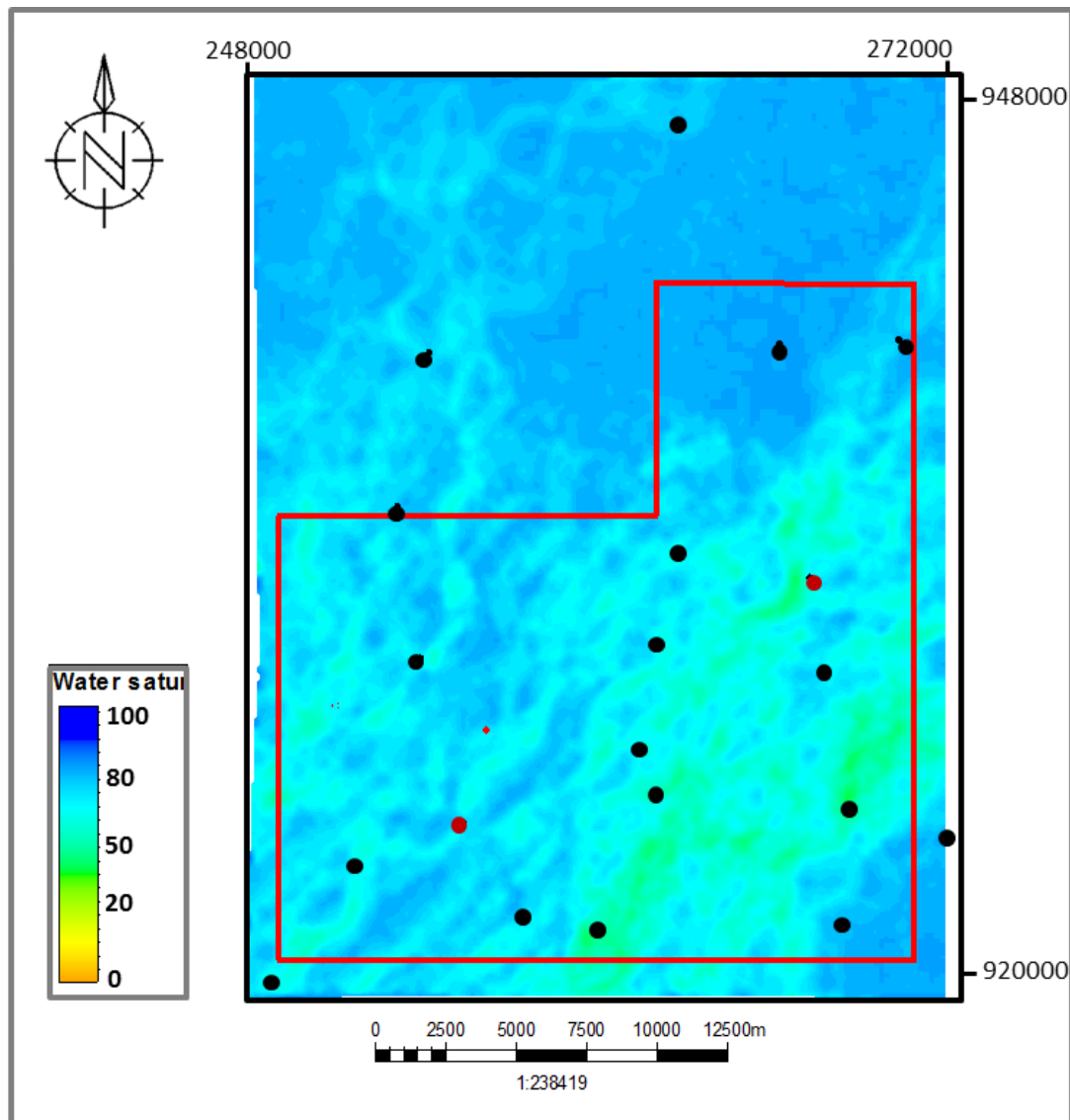


Figura 5.23: Mapa de Saturación de agua promedio en la zona I.

Mapas de Isopropiedades Zona II

- Mapa de Porosidad:

La distribución del valor promedio de porosidad en la zona II puede observarse en la figura 5.24. Se observan principalmente tres tendencias noreste-suroeste bien definidas con altos valores de porosidad que van de 20 a 30% estas demarcan posiblemente la orientación de deposición de canales distributarios.

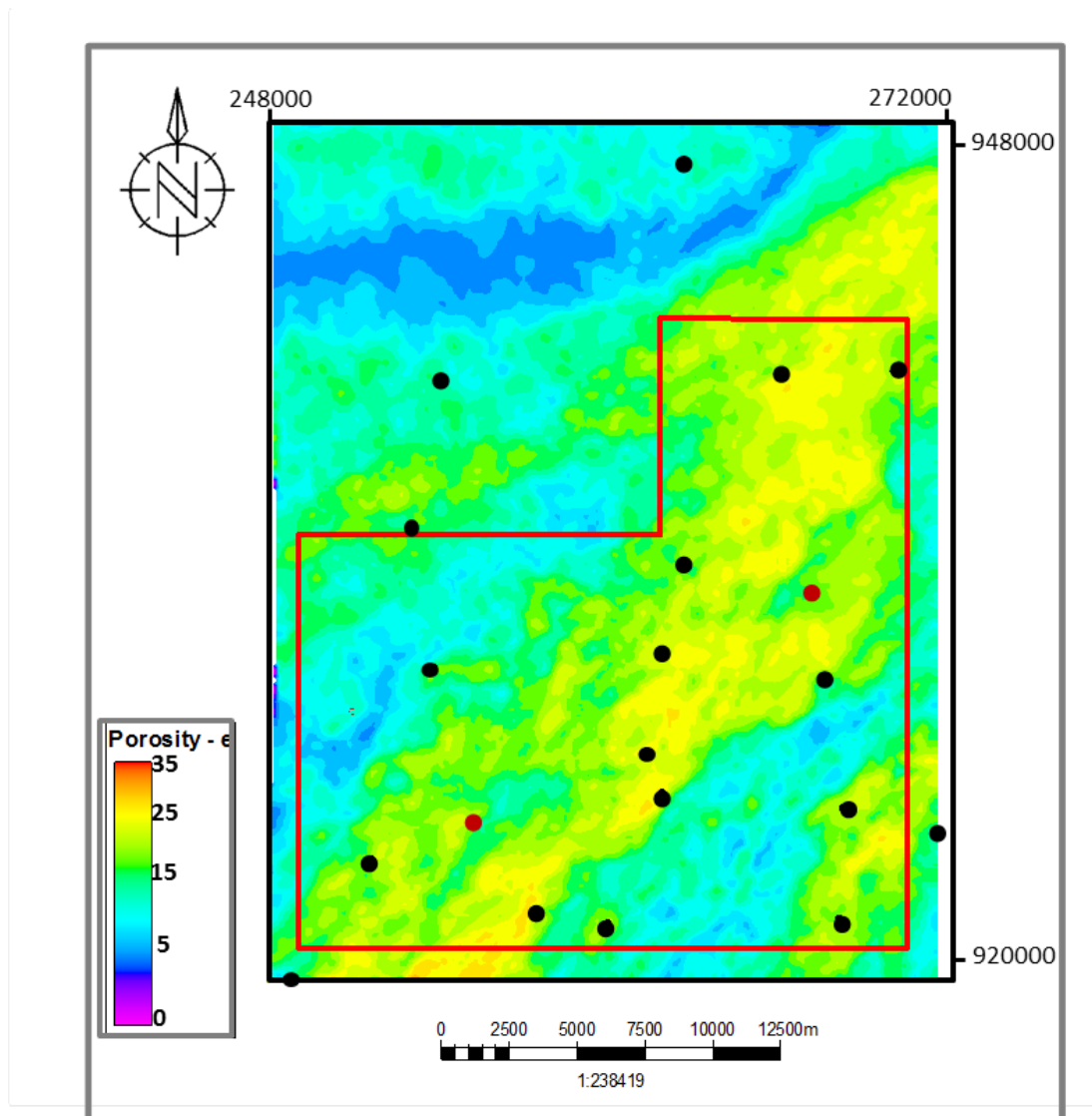


Figura 5.24: Mapa de Porosidad promedio en la zona II.

- **Mapa de arcillosidad:**

La figura 5.25 muestra la distribución del volumen de arcilla en el presente intervalo, se observa una ligera orientación noreste-suroeste al igual que la porosidad, pero en este caso no se encuentra claramente definida. En general el intervalo presenta moderados a bajos valores de arcillosidad, comprendidos en un rango entre 12 y 26%.

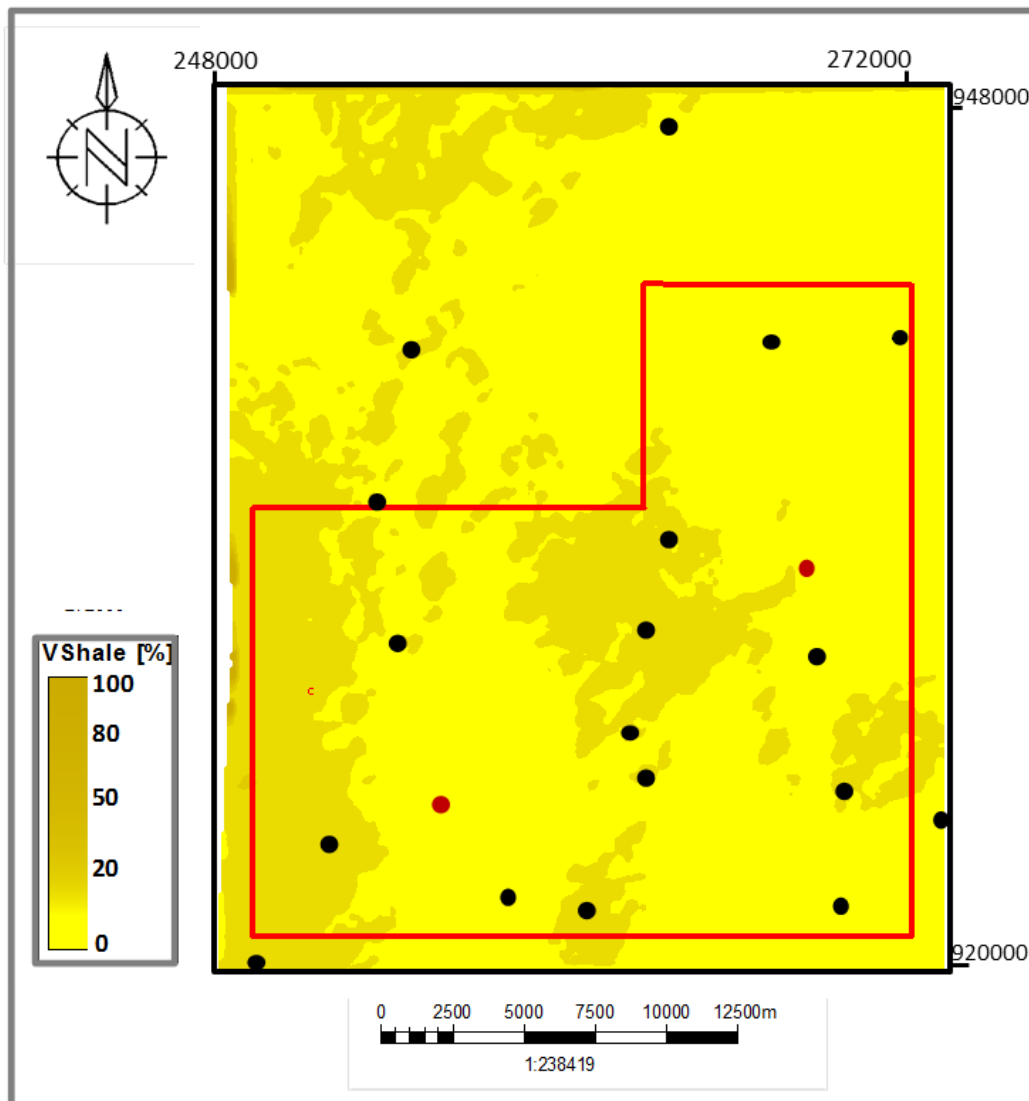


Figura 5.25: Mapa de Volumen de arcilla promedio en la zona II.

- **Mapa de Saturación de Agua:**

En la figura 5.26 puede observarse la distribución del valor promedio de saturación de agua en la zona II, el aspecto más resaltante es que la tendencia de saturación sigue de manera fiel la tendencia de porosidad. Las zonas con mejor porosidad presentan las menores saturaciones de agua, lo cual sugiere que las arenas desarrolladas en este intervalo contienen considerables cantidades de hidrocarburos. En las mejores zonas los valores fluctúan entre 10 y 20%.

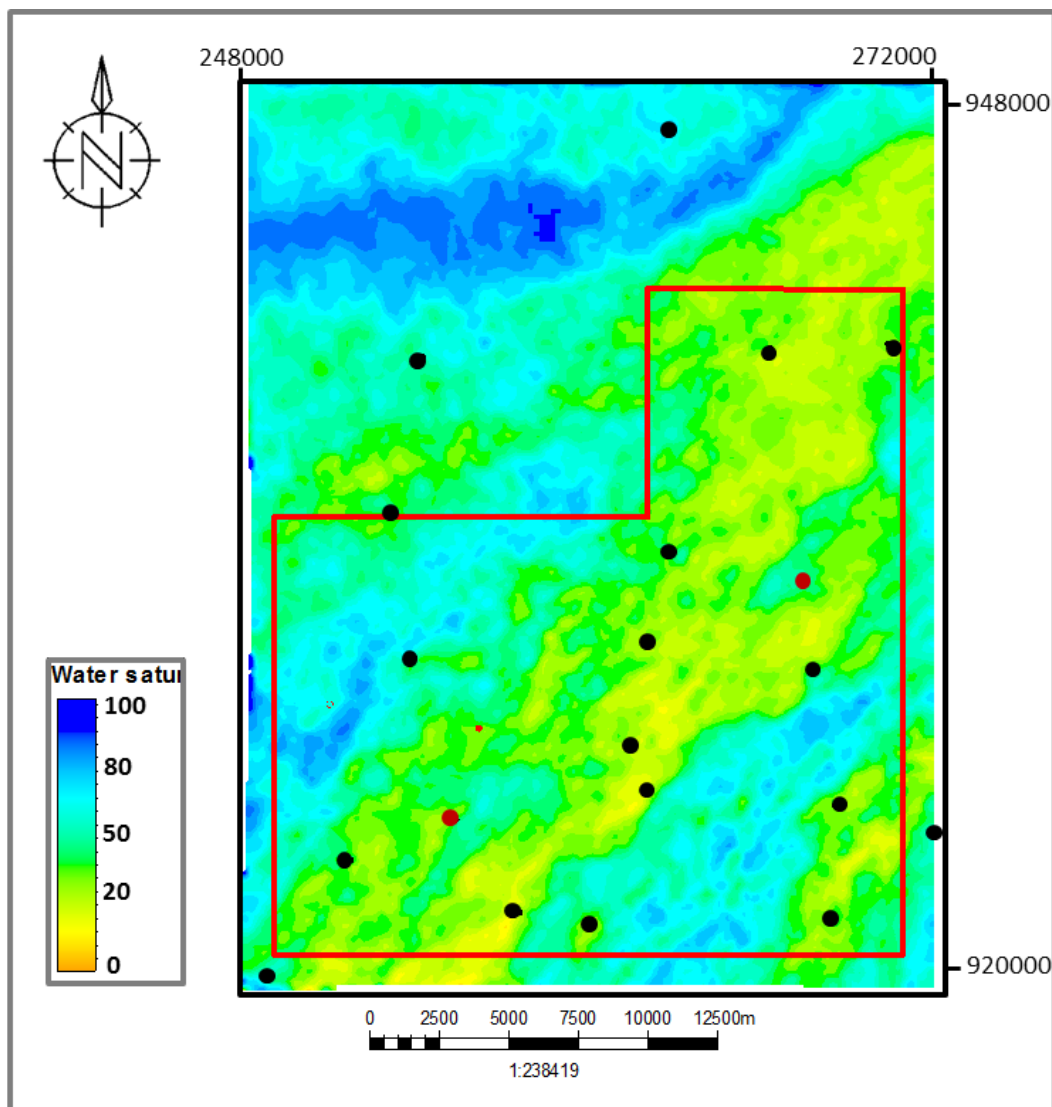


Figura 5.26: Mapa de Saturación de agua promedio en la zona II.

Mapas de Isopropiedades Zona III

- Mapa de Porosidad:

En este intervalo puede observarse una clara orientación de las facies más porosas, la tendencia es similar a la del intervalo II pero posee mejores porosidades, con valores en el orden de 20 a 35%. Las tendencias observadas posiblemente demarcan canales fluviales (Fig. 5.27).

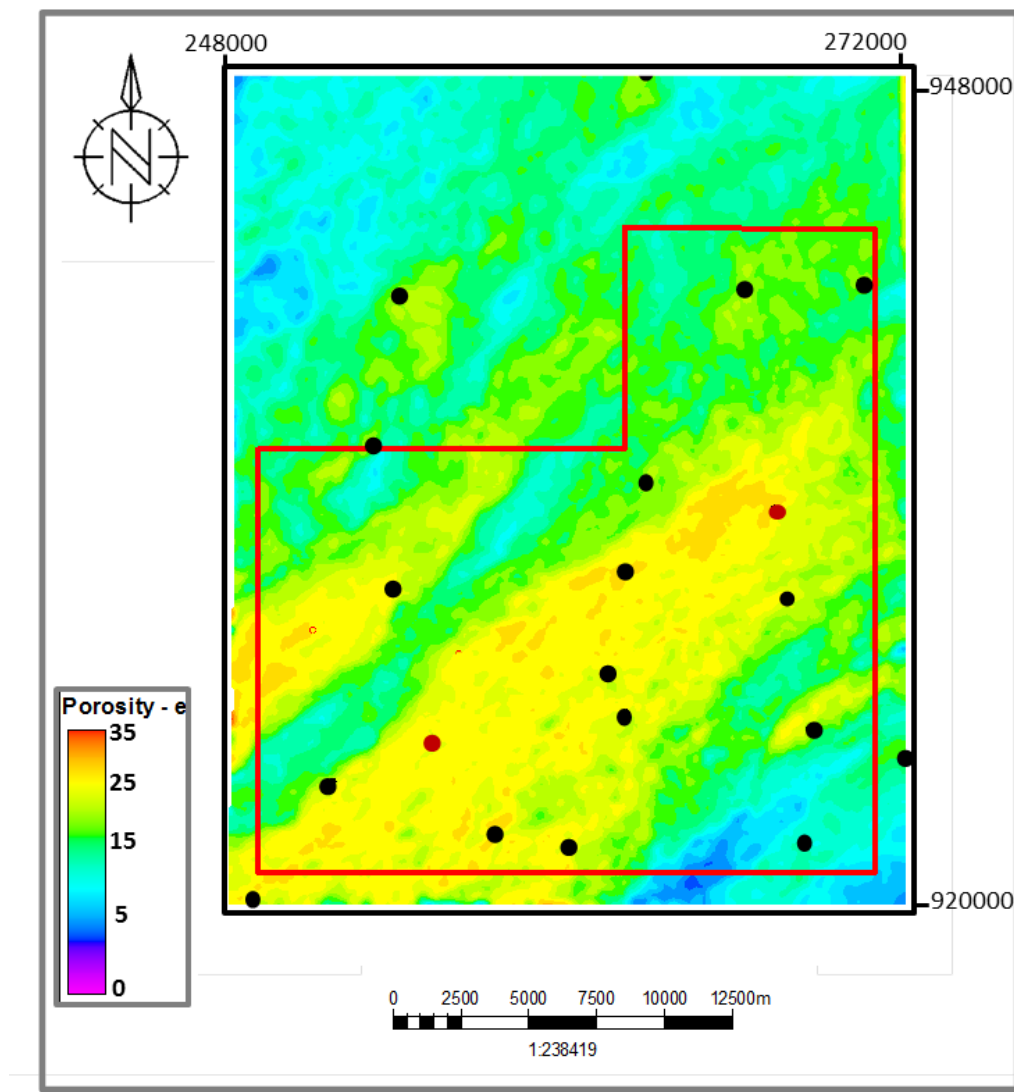


Figura 5.27: Mapa de Porosidad promedio en la zona III.

- **Mapa de arcillosidad:**

En la figura 5.28 se observa la distribución de la arcillosidad en el intervalo III. En general se tienen bajos valores de volumen de arcilla en todo el intervalo con valores que van del 5 al 20%. A pesar de que se observa una ligera orientación noreste-suroeste en la distribución de la propiedad, no se define claramente una tendencia.

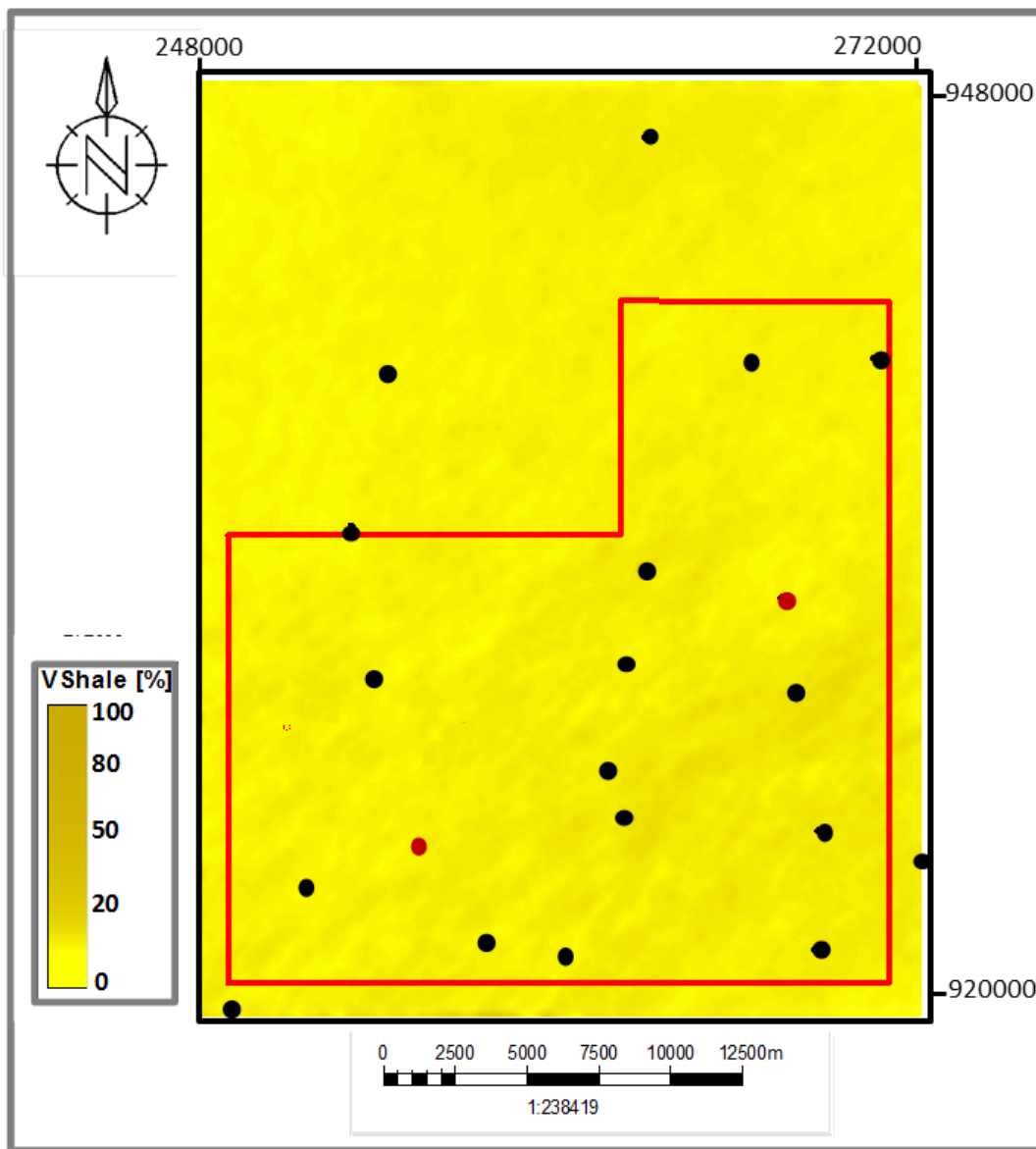


Figura 5.28: Mapa de Volumen de arcilla promedio en la zona III.

- **Mapa de Saturación de Agua:**

Al igual que en el caso del intervalo II, la distribución de la saturación de agua sigue de manera fiel la tendencia de porosidad. Lo cual es indicio de que, también es este intervalo, las arenas desarrolladas contienen importantes cantidades de hidrocarburos. En las mejores zonas los valores fluctúan entre 5 y 20% (Fig. 5.29).

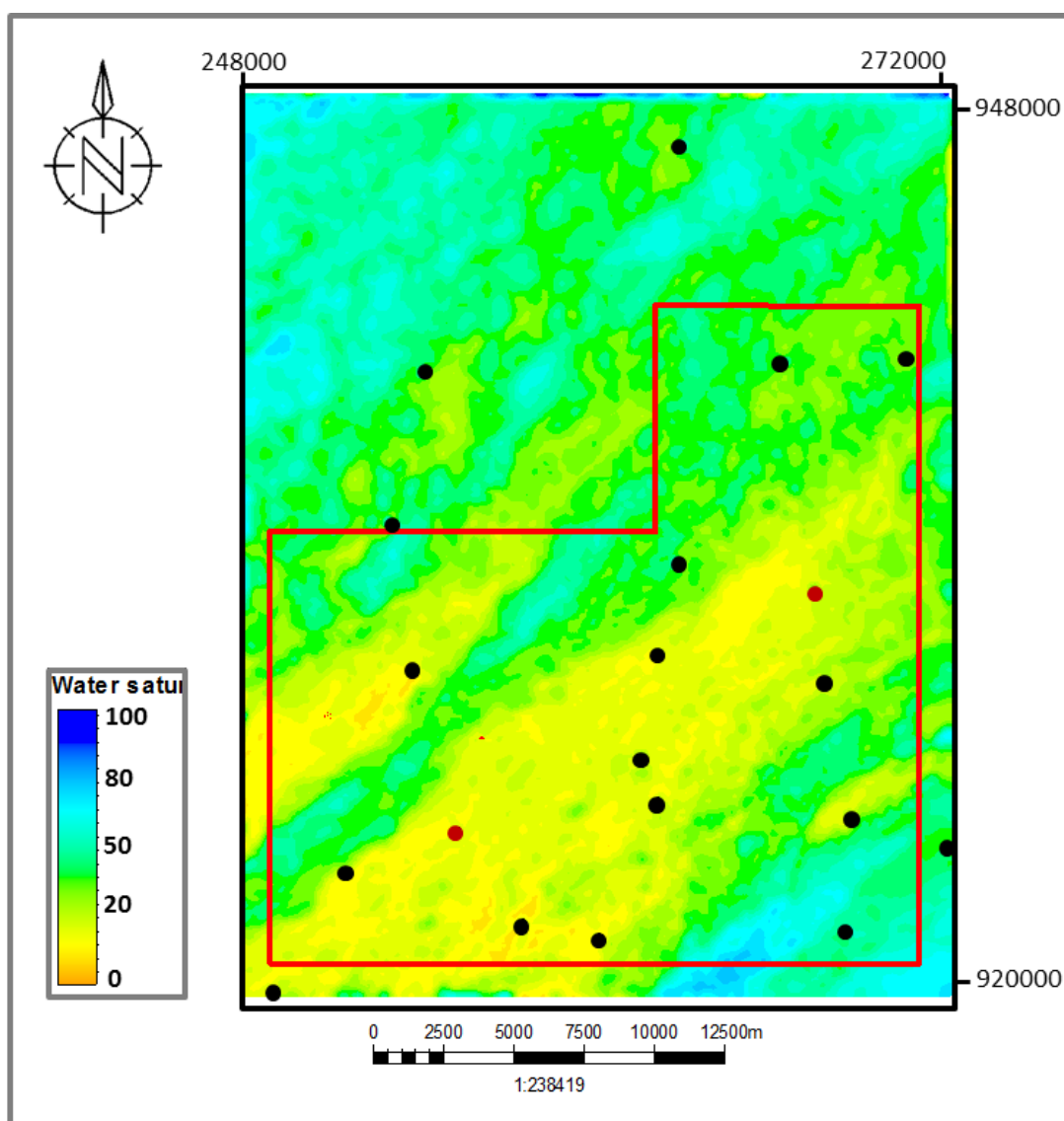


Figura 5.29: Mapa de Saturación de agua promedio en la zona III.

Mapas de Isopropiedades Zona IV

- Mapa de Porosidad:

La figura 5.30 muestra la distribución de la porosidad promedio en la zona IV. Los mejores valores se encuentran hacia la zona sur del área, con una porosidad de entre 15 y 20%. En este caso se observa una tendencia norte-sur en la distribución de la propiedad, lo cual denota un cambio en el proceso de sedimentación respecto a los otros intervalos.

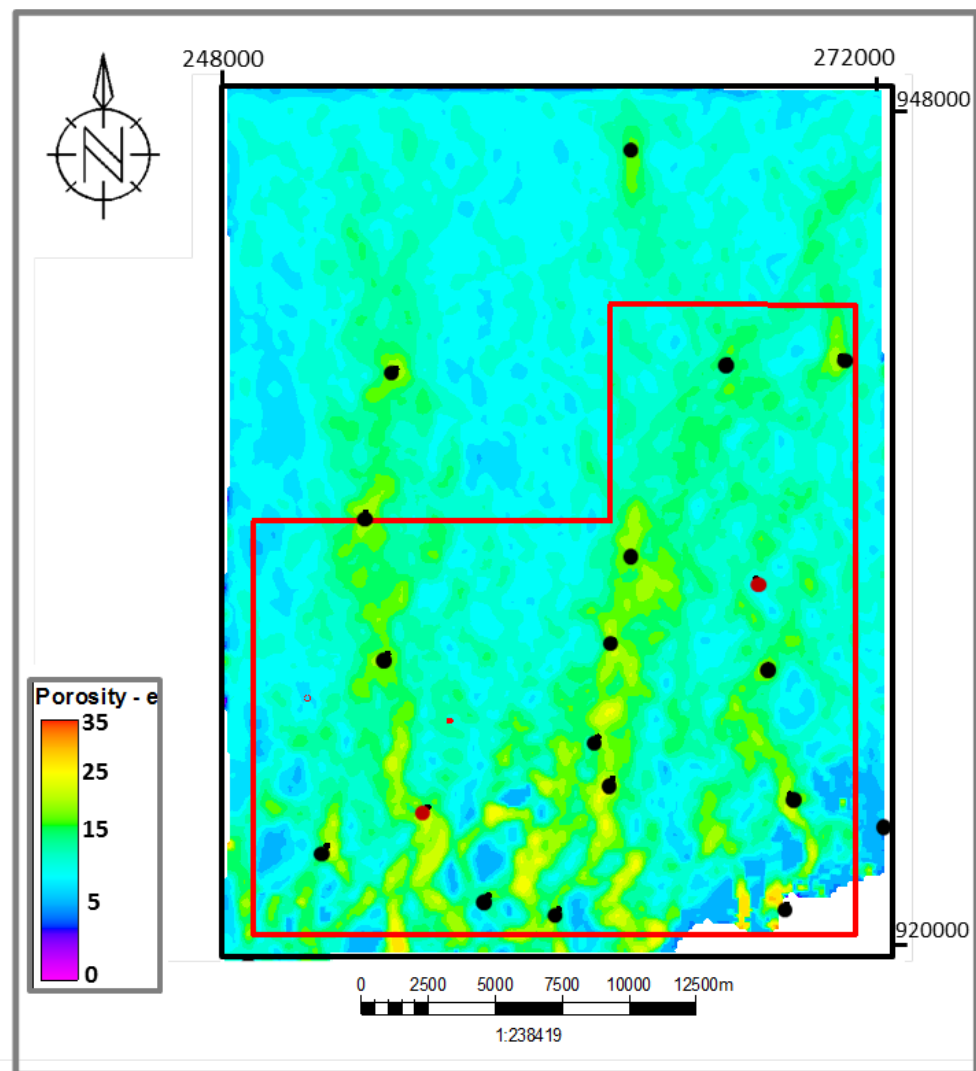


Figura 5.30: Mapa de Porosidad promedio en la zona IV.

- **Mapa de arcillosidad:**

De forma análoga al intervalo III, la distribución del volumen de arcilla muestra que, en general, en este intervalo se tiene una baja arcillosidad con valores que van del 5 al 20%, y una elevada presencia de arenas. Así mismo, a pesar de que se observa una ligera orientación norte-sur en la distribución de la propiedad, no se define claramente una tendencia (Fig.5.31).

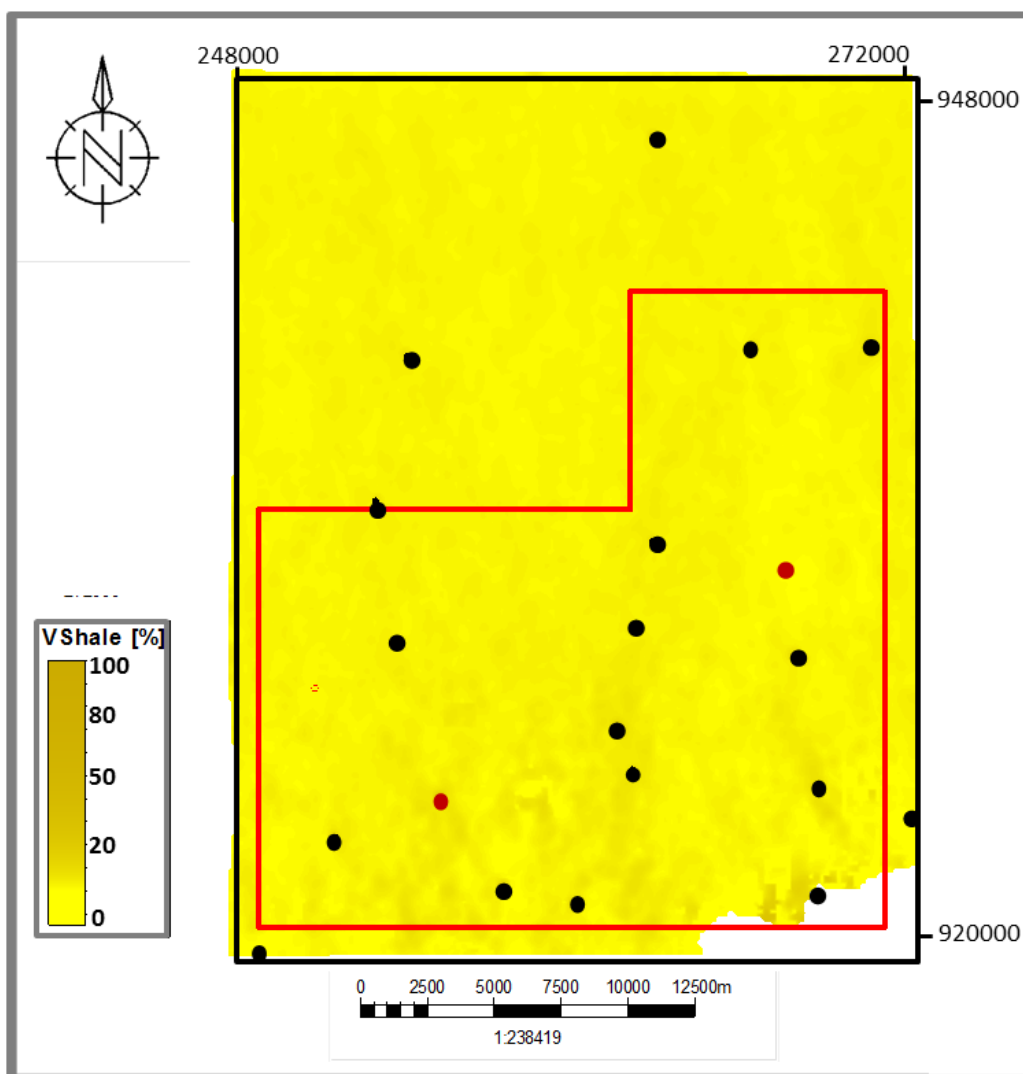


Figura 5.31: Mapa de Volumen de arcilla promedio en la zona IV.

- **Mapa de Saturación de Agua:**

Por último, en la figura 5.32 puede observarse la distribución promedio de la saturación de agua en el intervalo IV. La tendencia de saturación de agua sigue la tendencia de porosidad, lo cual sugiere que las arenas desarrolladas en este intervalo pueden contener hidrocarburos, sin embargo los valores de esta propiedad, en general, son bastante mayores respecto a los otros intervalos, lo cual le resta prospectividad. En las mejores zonas los valores fluctúan entre 30 y 50%.

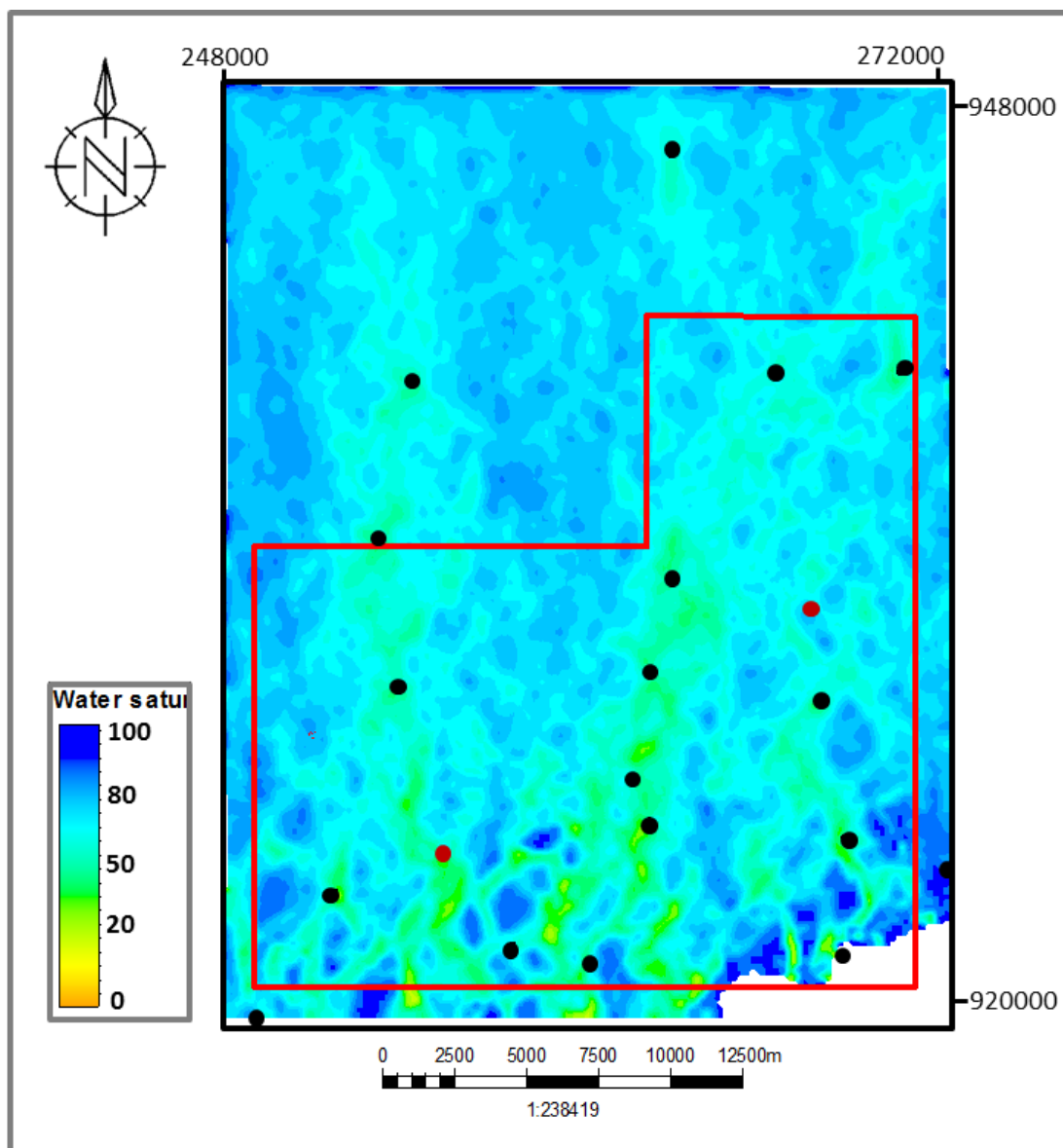


Figura 5.32: Mapa de Saturación de agua promedio en la zona IV.

En base a los resultados obtenidos, puede observarse que las mejores propiedades petrofísicas se ubican hacia el sur del área estudiada con una tendencia general noreste-sureste, y corresponden a los intervalos II y III pertenecientes a la zona inferior del Mioceno Temprano y al Oligoceno, respectivamente. Puede decirse entonces que los mismos constituyen, por lo tanto, las zonas con mayor prospectividad dentro del área de estudio en la Faja Petrolífera del Orinoco.

5.6 Principales ventajas y desventajas de la metodología utilizada

Una vez realizado el presente trabajo especial de grado, y analizados los resultados, puede indicarse que entre las principales ventajas de la metodología utilizada se tiene que:

- Puede trabajarse a partir de un conjunto de datos relativamente básico, lo cual es bastante frecuente en el ámbito de exploración de hidrocarburos.
- Es una metodología sencilla que permite la determinación de facies con un buen nivel de precisión ya que los resultados cotejaron adecuadamente con la descripción de núcleos.
- Constituye un método confiable para la caracterización general de una zona como la seleccionada para este estudio, que ofrece una forma práctica de trabajar, ya que puede realizarse a través de cualquier software sencillo de petrofísica, sin redes neuronales ni otros métodos elaborados que darían al estudio una mayor complejidad y por lo tanto un mayor tiempo y costo asociado.

Entre las principales desventajas se pueden mencionar:

- La aplicabilidad está restringida a yacimientos con características similares al estudiado, conformado por rocas clásticas con bajo grado de consolidación.
- Se basa en un método grueso muy útil para el área de exploración, pero carece del detalle necesario para hacer una caracterización refinada de los yacimientos de la zona.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- La presente metodología de determinación de petrofacies se realizó en base a los datos correspondientes a un total de 20 pozos, 16 de ellos ubicados dentro del área de estudio y 4 ubicados en zonas vecinas.
- A partir de la descripción de 3 núcleos se definieron un total de seis litofacies: (1) areniscas de grano grueso a medio, (2) areniscas de grano medio a fino, (3) intervalos heterolíticos (4), lutitas (5), carbones, y (6) intervalos apretados.
- Se observó una correlación satisfactoria entre las petrofacies determinadas a partir de los resultados de las evaluaciones petrofísicas y las litofacies interpretadas en los núcleos de los pozos 4, C y D.
- El modelo de propagación de petrofacies, en los pozos que solo contienen información de registros, funcionó adecuadamente generando resultados coherentes entre las respuestas de los registros y las petrofacies determinadas.
- El algoritmo utilizado para la determinación de petrofacies a partir de los núcleos descritos y la evaluación petrofísica de los pozos seleccionados, es válido y representativo para la zona de estudio.
- Los principales cambios estratigráficos del área representan las cuatro zonas definidas en el intervalo de estudio. La zona I corresponde al intervalo superior de la Formación Oficina del Mioceno temprano; la zona II corresponde al intervalo basal de la misma formación; la zona III corresponde a la Formación Merecure del Oligoceno; y la zona 4 representa al Grupo Temblador, correspondiente al Cretácico.

- En referencia a la evaluación petrofísica, la porosidad fue calculada a partir del registro de densidad; el volumen de arcilla se calculó mediante el modelo de Larionov; la saturación de agua se calculó por medio del modelo de Indonesia, y la permeabilidad se estimó a partir de los datos de dos de los núcleos disponibles en el área.
- En base a los resultados obtenidos a partir de la evaluación petrofísica y los mapas de isopropiedades, las zonas II y III constituyen los intervalos con mayor prospectividad dentro del área de estudio, y las mejores características petrofísicas se ubican hacia el sur de la zona estudiada.
- La metodología aplicada permite la determinación de petrofacies de una forma sencilla y con un buen nivel de precisión, representando así, un método confiable para la caracterización general de una zona como la seleccionada para este estudio. Sin embargo, a pesar de que constituye un método grueso muy útil para el área de exploración, carece del detalle necesario para hacer una caracterización refinada de los yacimientos de la zona.

6.2 RECOMENDACIONES

- Efectuar la evaluación petrofísica del resto de los pozos no incluidos en este estudio mediante la aplicación de modelos y parámetros derivados en el presente trabajo, a fin de sustentar con mayor cantidad de datos los mapas de isopropiedades.
- Mejorar la certidumbre del modelo petrofísico y de las petrofacies determinadas, con la adición de información de los perfiles modernos de alta tecnología y análisis especiales de núcleos tomados recientemente en la zona.
- Incluir los datos de análisis especiales de núcleo presentes en el área a fin de estimar con mayor precisión la permeabilidad de los yacimientos.
- Realizar la sincronización de la interpretación de perfiles con pruebas de producción en la zona estudiada a fin de dar mayor soporte a los resultados obtenidos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARCHIE, G. E. 1950. *Introduction to Petrophysics of Reservoir Rocks*. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. Vol. 34. No. 5. PP. 943-961.
- ARSTEIN R. 1997. Formación Oficina. *Código Geológico de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/o2w.htm>. Consulta 11 de Julio 2011.
- ASQUIT, G., GIBSON, C.1982. *Basic Well Log Analysis for Geologists*. Methods in Exploration Series. American Association of Petroleum Geologists. Tulsa, Oklahoma, USA. 220p.
- AUDEMARD F., I. AZPIRITXAGA, P. BAUMANN, A. ISEA & M. LATREILLE. 1985. *Marco Geológico del Terciario de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela*. Memorias VI Congreso Geológico Venezolano, Caracas, 1:70-108
- BAAMONDE J. M. 1997. Formación Mesa. *Código Geológico de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/m40w.htm>. Consulta 13 de Julio 2011.
- BAKER ATLAS LOGGING SERVICES. 2005. *Introduction to Wireline Log Analysis*. Houston. Baker Hughes Inc. Inédito. 312 p.
- BEJARANO, C. 2008. *Tertiary Stratigraphy and Sedimentary Environments of the Oil Bearing Sands of the Orinoco Oil Belt, Venezuela, South America*. World Heavy Oil Conference, Beijing, China, November, Proceedings, Paper 770, 7 p.
- BLANCO, M., & BAENA L.2010. *Caracterización petrofísica y sedimentológica del campo Zuata de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela*. Ponencia presentada en: VI Congreso Uruguayo de Geología. 10p.

- BURKILL Y GIUSTI, 1983. *RTD 3(4) The Orinoco Heavy Oil Belt*. 11th World Petroleum Congress, Agosto- Septiembre, London. UK. Conference Paper. 12p.
- CAMPOS V. 1997. Formación Merecure. *Código Geológico de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/m38w.htm>. Consulta 10 de Agosto 2013.
- COATES G., L. XIAO. & M. PRAMMER. 1999. *Registros Eléctricos RMN. Principios y Aplicaciones*. Halliburton Energy Services. Houston, TX. USA. 251p.
- DJEBAR, T., DONALDSON, E.C. 2004. *Petrophysics*. Elsevier. 2da edición. Burlington. USA.
- DUGARTE J. 2008. *Estudio estratigráfico de la secuencia oligo-miocena al sur del área de Junín en la Faja Petrolífera del Orinoco aplicando registros de alta tecnología*. Trabajo Especial de Grado, Departamento de Geología, Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela 244p.
- ERLICH, R., BARRET, S. 1992. *Petroleum Geology of the Eastern Venezuela Foreland Basin*. En: *Foreland Basin and Fold Belts*. Edited by Roger W. Macqueen and Dale A. Leckie. Geological Survey of Canada. AAPG, Mem. 55. Oklahoma. Pp:341-362.
- ESCALONA N. 1997¹. Formación Canoa. *Código Geológico de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/c18w.htm>. Consulta 9 de Julio 2013.
- ESCALONA N. 1997². Formación Tigre. *Código Geológico de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/t27w.htm>. Consulta 9 de Julio 2013.
- ESCALONA N. & P. JAM. 1997¹. Formación Hato Viejo. *Código Geológico de Venezuela* <http://www.pdvsa.com/lexico/h2w.htm>. Consulta 2 de Julio 2013.

- ESCALONA N. & P. JAM. 1997². *Formación Carrizal. Código Geológico de Venezuela* <http://www.pdvsa.com/lexico/c55w.htm>. Consulta 2 de Julio 2013.
- GONZÁLEZ DE JUANA, J., J. ITURRALDE, & X. PICARD. 1980. *Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas*. Caracas. Ediciones Foninves, V.2, 620 p.
- HALLIBURTON/ WELEX. 1981. *Introducción al análisis de los registros de pozos*. Halliburton Company. Petróleo Internacional.119p.
- INTERNATIONAL ENERGY ANNUAL 2004. *Energy Information Administration*. Found at <http://www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/tablee2.xls>. Consulta 7 de julio de 2013.
- JAGELER A.H. y MATUSZAK D.R. (1972). Use of Well Logs and Dipmeters in Stratigraphic-Trap Exploration: Geologic Exploration Methods. AAPG Special Volumes. V.M 16, 107- 135.
- JAM P. 1997¹. *Formación Freites. Código Geológico de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/f4w.htm>. Consulta 3 de Julio 2008.
- JAM P. 1997². *Formación Las Piedras. Código Geológico de Venezuela*. <http://www.pdvsa.com/lexico/l80w.htm>. Consulta 3 de Julio 2011.
- KOPPER, R., KUPECZ, J., CURTIS, C., COLE, T., DORN, D., COPLEY, J., MUÑOZ, A., CAICEDO, V. 2001. *Reservoir Characterization of the Orinoco Heavy Oil Belt: Miocene Oficina Formation, Zuata Field, Eastern Venezuela Basin*. Society of Petroleum Engineers. 69697. 16p.

- LÓPEZ, L., LO MÓNACO, S. 2010. Geoquímica de crudos de la faja petrolífera del Orinoco, Cuenca Oriental de Venezuela. Rev. Fac. Ing. UCV v.25 n.2 Caracas jun. 2010
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y PETROLEO. 2011. *Reservas en la Faja Petrolífera del Orinoco. Artículo Informativo.* www.menpet.gob.ve/noticias.php?option=view&idNot.Consulta 2 de mayo de 2011.
- PARNAUD F., YOU I., PASCAL J.C., TRUSKOWSKI I., GALLANGO O. PASSALACQUA H. & F. ROURE.1995. *Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuelan Basin.* en Tankard, A.J., Suarez S., R., and Welsink, H.J., eds., Petroleum basins of South America: American Association of Petroleum Geologists Memoir 62, p. 741-756.
- PETERS, E.J. 1997. *Petrophysics.* Publication of Department of Petroleum and Geosystems Engineering. University of Texas, Austin, USA. 1049p.
- PETROCEDEÑO. (Erika Pardo, Jhonny Casas, José Marcos, Denys Delgado, Miguel Expósito, Jean Paul Bellorini) 2006. *Integración de la data fisicoquímica y geológica para la construcción del modelo del acuífero en SINCOR, Faja del Orinoco, Venezuela..* Ponencia en IX Congreso Geológico Venezolano.12p.
- PETRÓLEOS DE VENEZUELA S.A. 1983. *Evaluación Exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco. Area Zuata.* Volúmenes IV & V.
- RIZZO, S. 2010. “*Edición Especial Faja Petrolífera del Orinoco*”. Infogas. Boletín Informativo de la Asociación Venezolana de procesadores de gas. Año 6. n° 17. 9p.
- ROSADO V. 2007. *Identificación y caracterización de los reservorios en las secuencias terciarias en el área del Alto Machete y Arco Monasterios al sur del estado Guárico.*

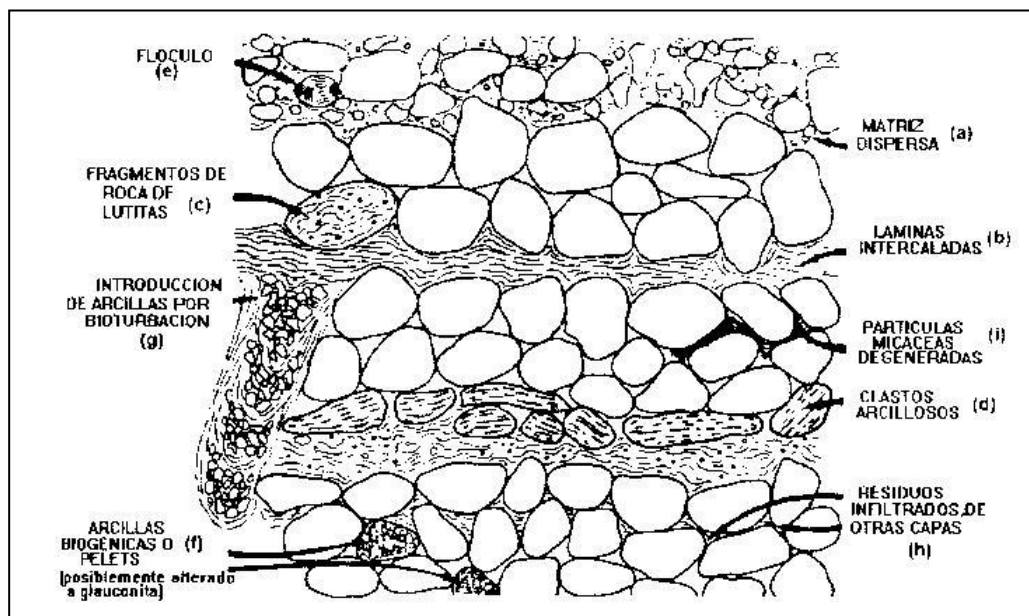
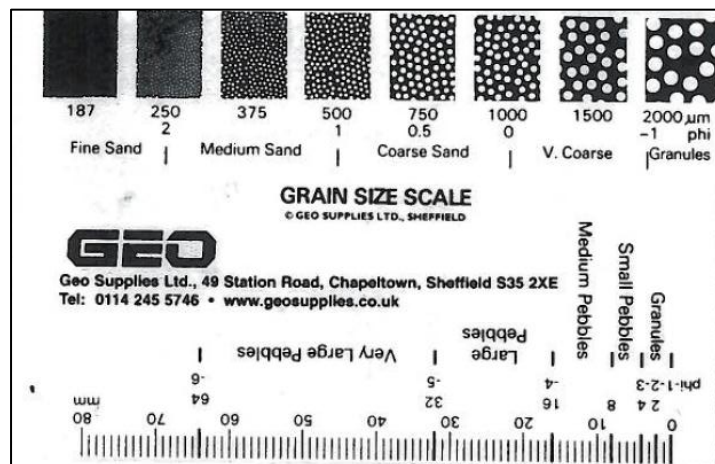
Trabajo Especial de Grado, Departamento de Geología, Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Facultad de Ingeniería, Universidad Central de Venezuela. 158 p.

- SAPUTRA, I. 2008. Shale Volume Calculation. Hampson Rusell a CGG Veritas Company publication. 6p.
- SCHLUMBERGER. 1991. *Log Interpretation Principles/ Applications*. Schlumberger Educational Services, Sugar Land, USA. 198 p.
- SCHLUMBERGER. 1972. *Log Interpretation Charts*. Schlumberger Educational Services, Sugar Land, USA. 180 p.
- TOVAR. 2008. *Estudio sedimentológicos de núcleos en el área Junín de la Faja petrolífera del Orinoco*. Eni-Pdvsa Reporte interno.60p.
- WYLLIE, M. R. J.1960. *Log Interpretation in Sandstone Reservoirs*. Geophysics. 25, No.4, 748 p.

ANEXOS

Anexo 1: Guías para la descripción de núcleos

Valor ϕ	Diámetro mm	Sedimento	Roca
-6	64	Gravas	Conglomerado
-2	4	Guijarros	Conglomerado
-1	2	Gránulos	Conglomerado
0	1	Arenas muy gruesas	Arenisca
1	0,5	Arenas gruesas	Arenisca
2	0,25	Arenas medias	Arenisca
3	0,125	Arenas finas	Arenisca
4	0,0625	Arenas muy finas	Arenisca
8	0,0039	Limos	Limolita
		Arcillas	Lutita



Anexo 2: Criterios para asignación numérica de propiedades en la descripción de núcleos.

Granulometría: Tamaño de grano

Conglomerática	1	La numeración se hace de esta forma para que exista concordancia con el GR, de esta manera ambos siguen las mismas tendencias.
Arena muy gruesa	2	
Arena gruesa	3	
Arena Media	4	
Arena Fina	5	
Arena muy fina	6	
Limolita	7	
Arcilla	8	
Lutita Carbonosa y Carbón	9	

Impregnación de Petróleo

Muy Buena	MB	1	Se realiza de esta forma porque generalmente la mejor impregnación se asocia al # 1. Al cargarlo se coloca la escala de forma adecuada para que siga la misma tendencia que la resistividad.
Buena	B	2	
Moderada	M	3	
Pobre o residual	P	4	
Sin Impregnación	SI	5	

Laminaciones

Abundante	A	4	Escala creciente
Moderada	M	3	
Pocas	P	2	
Sin Laminaciones	SL	1	

Bioturbación

Abundante	A	4	Escala creciente
Moderada	M	3	
Pobre	P	2	
Sin bioturbación	SB	1	

Clastos

Abundantes	A	4	Escala creciente
Moderados	M	3	
Pocos	P	2	
Sin Clastos	SC	1	

Anexo 3: Descripción de núcleos (pozos C, D y 4)

3.1 Descripción del núcleo del pozo C

Intervalo (ft)		POZO C
Tope	Base	Descripción
852	852.67	Carbón
852.68	860	Lutita gris claro en general masivo, presencia de ligeras laminaciones de material orgánico hacia la base, presenta marcas de raíces a lo largo de todo el intervalo
860.01	867	Intercalación de lutitas, limolitas y arenas de grano muy fino impregnadas de forma moderada a pobre. Se tiene mayor proporción de lutita en el tope y mayor proporción de arena hacia la base. Bioturbación moderada.
867.01	892	Lutita, masiva color gris claro (en general) con tonalidades rojizas de variable intensidad. Alrededor de un 80% calcáreo. Presenta intervalos sideritizados y algunos restos orgánicos. En 875' se observa una fractura con crudo. En el intervalo comprendido entre 874'-876' se observan algunas láminas de arena impregnada y limolita
892.01	912	No hay núcleo
912.01	917.5	Arena de grano muy fino a fino muy bien impregnada con moderadas laminaciones de lutita/limolita (la mayoría de color rojizo) más abundantes en la zona entre 914'-915'.
917.51	919	Carbón
919.01	926.75	Lutita masiva, color gris claro, hacia la base se tiene presencia de raíces en forma abundante (paleosuelo).
926.76	930	Lutita sideritizada (presenta grandes nódulos de siderita color rojizo)
930.01	932	Limolita arcillosa con algunas (pocas) láminas de arena fina a muy fina pobremente impregnadas.
932.01	938.67	Arena de grano fino muy fino, buena impregnación con escasas láminas de lutita/limolita.
938.68	939	Carbón
939.01	942.42	Lutita carbonosa color gris medio a oscuro con abundantes laminaciones
942.43	948	Lutita gris clara masiva
948.01	950	Limolita con muy pobre impregnación. En la base se observa una pequeña capa de arena con pobre a moderada impregnación.
950.01	954	Limolita a arenisca de grano muy fino- fino con buena a muy buena impregnación, mayor proporción de limolita en el tope pero hacia la base las capas de arena se hacen cada vez más gruesas.
954.01	958.42	Intercalación de capas gruesas de arenisca de grano fino muy bien impregnada con pequeñas capas de limolita
958.43	970	Arena de grano fino a medio muy bien impregnada
970.01	973	No hay núcleo
973.01	979	Arena de grano fino a medio muy bien impregnada
979.01	980	No hay núcleo
980.01	988.25	Arena de grano fino a medio muy bien impregnada

988.26	994	No hay núcleo
994.01	999	Arena de grano fino a medio muy bien impregnada
999.01	999.5	Intervalo de limolita sideritizada y con óxidos de hierro (ligeramente calcárea).
999.51	1001.5	Arena de grano fino/muy fino, buena impregnación, intercalaciones con algunas capas pequeñas de arcilla
1001.51	1013	No hay núcleo
1013.01	1018	Limolita con moderada a pobre impregnación escasas laminaciones. (Paleosuelo)
1018.01	1024.42	Intercalación lutita-limolita arena muy fina, donde las arenas se encuentran moderadamente impregnadas. A medida que avanza hacia la base aumenta notablemente la proporción de capas arcillosas y el espesor de las mismas.
1024.43	1025.42	Arena fina a muy fina con buena a muy buena impregnación
1025.43	1043.42	Intercalación lutita-limolita-arena muy fina. Las arenas se encuentran pobremente impregnadas. La proporción de lutita incrementa hacia la base. Abundantes laminaciones
1043.43	1050	Arena de grano fino a muy fino con muy buena impregnación
1050.01	1053	No hay núcleo
1053.01	1063.5	Arena de grano fino a muy fino con muy buena impregnación
1063.51	1070.33	Lutita blanquecina con tonalidades rojizas, presencia de raíces en forma moderada a abundante particularmente en la zona media del intervalo
1070.34	1072	Limolita masiva color marrón grisáceo
1072.01	1073	No hay núcleo
1073.01	1076.5	Arena muy fina bien impregnada con moderadas laminaciones de limolita intercaladas a lo largo del intervalo.
1076.51	1113	Arena de grano medio a grueso muy bien impregnada.
1113.01	1118.25	Arena conglomerática muy bien impregnada (zona basal del oligoceno)
1118.26	1121	Lutita masiva color gris muy claro (blanquecina-caolinitizada) intensa bioturbación por raíces (paleosuelo).
1121.01	1124	Limolita arcillosa, masiva
1124.01	1125.67	Paleosuelo arenoso totalmente meteorizado, muestra una arena bastante arcillosa con abundantes raíces y fuerte bioturbación.
1125.68	1148.83	Arena de grano fino a medio (mayor proporción de grano fino) bien a muy bien impregnada, presencia de zonas alteradas (alteración caolinitica).
1148.84	1159	Arena de grano medio a grueso (mayor proporción de grano medio) bien a muy bien impregnada. Se ve bastante alterada por la falta de conservación del núcleo.
1159.01	1174	Arena de grano fino en el tope que luego varía entre fino y medio y se intercala con capas de lutita caolinitizada (lutita blanquecina). La arena también se ve alterada por la falta de conservación del núcleo
1174.01	1176	Arena de grano medio con muy buena impregnación, en este intervalo prácticamente ya no se ve la alteración caolinitica.
1176.01	1178.33	Arena de grano medio muy bien impregnada intercalada con capas de lutita caolinitizada (lutita blanquecina)
1178.34	1182.75	Arena de grano medio-grueso muy bien impregnada
1182.76	1184.33	Arena conglomerática muy meteorizada (suelo). Se ve bastante alterada por la meteorización y la presencia de raíces
1184.34	1188.75	Lutita intensamente oxidada (fuerte color rojizo) en el tope, el grado de

		oxidación (la coloración rojiza) disminuye hacia la base donde se torna más blanquecina
1188.76	1209	Arena de grano medio a grueso muy meteorizada (caolinitizadas). Se observan intervalos con óxidos de hierro que se alternan con intervalos arcillosos totalmente caolinitizados
1209.01	1454	No hay núcleo
1454.01	1472.67	Paleozoico_ argilita gris – gris verdosa, dura, masiva y densa.

3.2 Descripción del núcleo del pozo D

Intervalo		POZO 4
Tope	Base	Descripción
1370	1378	Lutita color gris medio, laminación paralela a sub-paralela, presencia de capas más o menos rítmicas de óxidos de Hierro (limonita y siderita)
1378.01	1378.17	No hay núcleo
1378.18	1379	Carbón-Lutita carbonosa
1379.01	1385.58	Lutita color gris claro, en general masivo con presencia de ligeras laminaciones hacia la base, marcas de raíces a lo largo de todo el intervalo (pequeños puntos morados)
1385.59	1386.58	Lutita color gris medio a oscuro con laminaciones paralelas a sub- paralelas, intervalo sideritizado en el tope de aproximadamente ½' y ½' adicional de óxidos de hierro. En el registro las dos lutitas se ven como un solo bloque en el GR pero si puede verse una distinción en las otras curvas.
1386.59	1387.5	No hay núcleo
1387.51	1390.5	Continúa la lutita color gris medio a oscuro con laminaciones paralelas a sub-paralelas.
1390.51	1392	No hay núcleo
1392.01	1396	Carbón
1396.01	1397.17	Lutita carbonosa abundantes laminaciones, pequeñas láminas rítmicas de materia orgánica. En el registro se ve como una lutita pero se observa como baja la densidad aunque no de forma tan intensa como un carbón
1397.18	1404	Lutita color gris claro, masiva, con ligeras laminaciones hacia la base, presencia de raíces a lo largo del intervalo (pequeños puntos morados).
1404.01	1406	Intervalo de intercalaciones lutita-limolita en el tope la lutita está sideritizada y luego presenta una coloración rojiza que sugiere la presencia de óxidos de hierro.
1406.01	1410	Limolita, (fina a muy fina) color gris oscuro, presenta hacia la base intercalaciones con láminas de lutita y de material carbonoso (material orgánico)
1410.01	1416.33	Carbón
1416.34	1417.75	Lutita color gris claro masiva en el tope, carbonosa hacia la base donde se observa la presencia de moderadas laminaciones
1417.76	1419.42	Carbón
1419.43	1423.42	Lutita gris clara masiva, presencia de raíces y paleosuelo hacia la base
1423.43	1428	Intercalaciones de lutitas, láminas de material orgánico y pequeñas capas de

		limolita pobremente impregnadas, bioturbación moderada en general y abundante hacia el tope. El principal efecto en el registro es que aumenta un poco la resistividad.
1428.01	1430	Lutita color gris medio, abundantes laminaciones. Presencia de intervalos oxidados e intercalaciones de material orgánico
1430.01	1436	Lutita gris clara masiva en el tope, se hace laminar hacia la base donde se observan laminaciones muy finas y abundantes algunas de las cuales son de material orgánico. Presencia de pequeñas raíces a lo largo del intervalo.
1436.01	1443.67	Lutita laminar gris medio a gris oscuro con abundantes laminaciones presencia de intervalos de 2" a 3" sideritizados y con óxidos de hierro. Bioturbación pobre hacia la base.
1443.68	1449.92	Intercalaciones de limolitas y lutitas con presencia de intervalos sideríticos y con óxidos de hierro (aproximadamente en 1443'5") las limolitas presentan moderada impregnación, se observan abundantes laminaciones hasta 1447' a partir de allí las laminaciones se hacen más discretas y se hacen más delgadas las láminas de limolita.
1449.93	1451.17	Arena de grano muy fino a limolita (limolita arenosa) bien impregnada con pobre laminación hacia la base.
1451.18	1454.3	Intercalaciones de lutitas, limolitas y arenas de grano muy fino impregnadas de forma moderada. En el intervalo se tiene presencia de rizaduras en las zonas laminadas y de raíces.
1454.31	1455	Arena de grano fino-muy fino, bien impregnada
1455.01	1457.58	No hay núcleo
1457.59	1459.1	Intercalación de lutitas laminares de color gris claro, con limolitas y areniscas de grano muy fino con pobre impregnación, las láminas individuales se encuentran bien impregnadas pero como son pocas en promedio el paquete completo muestra pobre impregnación.
1459.11	1461	No hay núcleo
1461.01	1470	Lutita laminar con intercalaciones de capas de limolita muy pobremente impregnadas, en el tope se tienen intervalos sideritizados de 1" de espesor (1465' - 1465'11") y con óxidos de hierro (no muestran efervescencia) en 1466'7", presencia de huellas de raíces.
1470.01	1472	No hay núcleo
1472.01	1483.5	Lutita color gris medio a oscuro, laminar con intervalos de óxidos de hierro.
1483.51	1484.17	Limolita con óxidos de hierro (posible paleosuelo)
1484.18	1489	Lutita masiva color gris claro con abundantes raíces a lo largo del intervalo.
1489.01	1490	Lutita laminar color gris claro-medio sin raíces.
1490.01	1491.5	No hay núcleo
1491.51	1494	Lutita laminar, color gris claro a medio, sin raíces.
1494.01	1501.42	Lutita masiva color blanquecino-gris claro con presencia de raíces
1501.43	1505.92	Lutita laminar, color gris medio a oscuro, presenta intercalación con láminas de limolita con pobre impregnación en el intervalo 1501'11" (donde se observa pobre bioturbación) a 1503'.
1505.93	1510.17	Lutita masiva color gris claro con presencia de raíces que se hacen más abundantes hacia la base.

1510.18	1511.42	Lutita masiva color gris claro. En el registro se ve un pico de radiactividad
1511.43	1522.3	Arenisca de grano fino a muy fino con intercalaciones limolíticas-lutíticas, abundantes laminaciones y bioturbación abundante hacia el tope. Las areniscas en la zona bioturbada presentan pobre impregnación pero en el resto del intervalo (a partir de 1517') se destacan claramente las laminaciones y las arenas se encuentran bien impregnadas, sin bioturbación y hay presencia de raíces.
1522.31	1535.92	Lutita color gris, presencia de intervalos oxidados, a 1524' se encuentra un intervalo más limolítico y oxidado/sideritizado de aproximadamente 7"
1535.93	1537.83	Arenisca de grano muy fino intercalada con limolita, abundantes laminaciones, impregnación de moderada a pobre, bioturbación abundante hacia el tope y pobre hacia la base.
1537.84	1541.67	Lutita masiva color gris claro presenta algunas laminaciones hacia el tope y un intervalo ligeramente oxidado hacia la base
1541.68	1550	No hay núcleo
1550.01	1553.58	Arena de grano medio muy bien impregnada
1553.59	1557.92	Lutita color gris oscuro, abundantes laminaciones limolíticas que se encuentran pobremente impregnadas.
1557.93	1561.42	Arena de grano fino a medio en la base que se hace fina a muy fina en el tope. Se observa bioturbación abundante en el tope y escasa hacia la base, muy buena a buena impregnación
1561.43	1571.42	No hay núcleo
1571.43	1574.42	Intercalación lutita, limolita y algo de arena fina (con moderada impregnación), bioturbación moderada a abundante. En este intervalo el núcleo se encuentra en mal estado (caótico).
1574.43	1579.75	Arenisca de grano fino con buena impregnación, presencia de láminas de lutita y limolita que se hacen más frecuentes y gruesas hacia la base.
1579.76	1585.25	Lutita gris oscura laminar con presencia de zonas oxidadas y sideritizadas.
1585.26	1586.42	Limolitas y areniscas muy finas pobremente impregnadas, muy poca bioturbación en el tope que se hace abundante hacia la base.
1586.43	1590	No hay núcleo
1590.01	1590.83	Lutita limolítica color gris medio con abundantes laminaciones.
1590.84	1598.58	Arena bien a muy bien impregnada bioturbación pobre a moderada en el tope (específicamente en las 2" iniciales del intervalo) el tamaño de grano varía de muy fino a fino en el tope que pasa a ser medio y vuelve a ser fino a muy fino en la base del intervalo. Presenta escasas laminaciones.
1598.59	1609.67	Lutita limolítica laminar a limolita con abundantes laminaciones, posee intervalos anóxicos (colores verdosos) y óxicos (colores rojizos) intercalados. La proporción va desde mayormente limolita en el tope a mayormente lutita en la base.
1609.68	1610	No hay núcleo
1610.01	1614	Lutita limolítica con abundantes laminaciones, se hace mas limolítica hacia el tope, posee intervalos oxidados (colores rojizos) más o menos intercalados. Hay un intervalo sideritizado de aproximadamente 2" de espesor a 1612'8". La base es un paleosuelo (zona oxidada con presencia de raíces).
1614.01	1620	Intercalaciones de arenisca de grano muy fino, limolita y algo de lutita, las arenas muestran moderada a pobre impregnación, bioturbación moderada a

		intensa n el tope (con un espesor de aproximadamente 1 ft) luego se tienen abundantes laminaciones en su mayoría paralelas pero hay presencia de pequeñas rizaduras. El intervalo se hace más lutítico hacia la base.
1620.01	1621	Carbón
1621.01	1625.42	Lutita gris medio a oscuro con abundantes laminaciones paralelas, intervalos anóxicos y óxicos aproximadamente intercalados.
1625.43	1626	Intervalo de arena fina a muy fina con moderada a buena impregnación
1626	1627.92	Lutita gris medio a oscuro con abundantes laminaciones paralelas, intervalos anóxicos y óxicos aproximadamente intercalados.
1627.93	1629.42	Arena fina buena impregnación en el tope y pobre impregnación hacia la base donde se va convirtiendo en limolita.
1629.43	1630	No hay núcleo
1630.01	1644.83	Arena de grano muy fino a medio muy bien impregnada, presenta algunas láminas de lutita intercaladas
1644.83	1645	Carbón
1645.01	1646.5	Lutita limolítica bastante laminar con pequeñas láminas de material carbonoso intercalado.
1646.51	1650	Arena de grano muy fino a medio muy bien impregnada, laminación moderada
1650.01	1657.2	Paquete heterolítico: Arena de grano fino muy fino bien impregnada con laminaciones de lutita/limolita en determinados intervalos; en estas zonas laminadas la impregnación es pobre. En el tope el intervalo es un paleosuelo (mayormente limolita) con pobre bioturbación. La laminación es muy abundante en la base y va de abundante a escasa de forma cíclica hacia el tope donde se vuelve mayormente limolita.
1657.21	1657.6	No hay núcleo
1657.61	1660	Continúa el paquete heterolítico
1660.01	1662	Lutita masiva color gris claro
1662.01	1668.75	Intercalaciones de arena muy fina con pobre impregnación, limolita y lutita, abundantes laminaciones. Se tiene un área intensamente bioturbada en la zona media del intervalo.
1668.76	1670	No hay núcleo
1670.01	1670.92	Lutita masiva color gris claro ligeramente oxidada.
1670.93	1675	Paquete heterolítico: arenas de grano fino a muy fino, bien impregnadas, intercaladas con intervalos lutíticos y limolíticos. Laminaciones abundantes a muy abundantes. Presencia de dos fallas syn-sedimentarias.
1675.01	1676	Arena media a fina muy bien impregnada
1676.01	1678	Paquete heterolítico: arenas de grano fino a muy fino, bien impregnadas, intercaladas con intervalos lutíticos y limolíticos. Laminaciones abundantes a muy abundantes. Presencia de dos fallas syn-sedimentarias. Pequeño intervalo oxidado de 2" de espesor hacia la base de la secuencia.
1678.01	1679	Lutita laminar ligeramente oxidada (muestra un color rojizo).
1679.01	1681.25	Limolita laminar pobremente impregnada con intercalaciones de material carbonoso.
1681.26	1682.58	Arena de grano muy fino, oscura (puede ser por la presencia de material orgánico) muy liviana (parece suelo con matriz arenosa). Puede corresponder a

		un intervalo observado en el registro a 1685' que muestra una presencia de gas muy pequeña.
1682.59	1684.2	Arena muy fina con impregnación de moderada a buena
1684.2	1686.5	Intervalo heterolítico: pequeñas capas de arena muy fina que se intercalan con capas lutíticas/limolíticas cuya proporción se hace mayor hacia la base donde presenta escasa bioturbación.
1686.51	1688	Lutita masiva color gris claro-blانquecino con algunos intervalos oxidados (color rojizo).
1688.01	1691.5	Intercalación de lutitas y limolitas pobremente impregnadas, laminación abundante, bioturbación abundante en el tope, presencia de intervalos oxidados hacia la base (coloración rojiza).
1691.51	1692	Arenisca limolítica con buena impregnación intercalada con limolitas no impregnadas, posee laminaciones moderadas a abundantes. Se observan fallas en el estrato
1692.01	1693.5	Carbón
1693.51	1696.58	Arenisca de grano fino bien impregnada
1696.59	1697.17	Carbón
1697.18	1701	Lutita masiva color gris claro-blانquecino, presencia de raíces y bioturbación moderada a abundante (desde el medio del intervalo hacia la base).
1701.01	1706	Arenisca de grano fino a muy fino muy bien impregnada, laminaciones moderadas a abundantes, intensa bioturbación en el tope, pequeñas capas o láminas limolíticas a lo largo del intervalo que muestran bioturbación.
1706.01	1710	No hay núcleo
1710.01	1713.25	Conglomerado, clastos redondeados pero con poca esfericidad (lo cual indica un derrumbe en el ambiente depositacional) compuesto por fragmentos de óxido (estos son los redondeados), y fragmentos de limolita, lutita y arena fina bien impregnada (pertenecientes a la formación). Los clastos varían desde 1 a 4 o 5 cm de longitud.
1713.26	1720	Arena de grano fino a muy fino, muy bien impregnada, laminaciones moderadas a abundantes, con pequeñas capas limolíticas-lutíticas que presentan escasa bioturbación.
1720.01	1730	No hay núcleo
1730.01	1731.42	Lutita masiva color gris claro, se hace limolítica hacia la base, presencia de raíces.
1731.43	1732.3	Arena de grano fino pobremente impregnada con clastos limolíticos/lutíticos y/u otros fragmentos líticos que van de 2 a 4 mm. Presencia de bioturbación moderada por raíces.
1732.31	1732.83	Lutita carbonosa con abundantes laminaciones
1732.84	1735.92	Lutita blanquecina masiva
1735.93	1738	Intercalación limolita/ lutita/ arena muy fina, las arenas se encuentran impregnadas. Bioturbación moderada a abundante en el tope del intervalo.
1738.01	1739.5	No hay núcleo
1739.51	1740.1	Continúa la intercalación limolita/ lutita/ arena muy fina, las arenas se encuentran impregnadas.
1740.11	1742	No hay núcleo
1742.01	1760	Arena de grano medio con muy buena impregnación, en 1751' pasa ser de grano

		fino y en 1755'11" vuelve a ser de grano medio hasta el final del intervalo donde se observan pequeños clastos.
1760.01	1766	No hay núcleo
1766.01	1770	Arena de grano fino muy bien impregnada. Presenta algunos clastos
1770.01	1775	No hay núcleo
1775.01	1777.33	Arena de grano fino a medio muy bien impregnada, se observan clastos de 2-3 mm hacia la base
1777.34	1782.67	Arena de grano fino a medio muy bien impregnada con algunas laminaciones de lutita
1782.68	1790	Arena de grano medio que se afina hacia la base, buena a moderada impregnación en algunas zonas
1790.01	1810	No hay núcleo
1810.01	1814.25	Arena micro-conglomerática, grano medio-grueso con gran cantidad de clastos variables entre 2,3,4 mm en su mayoría parecen ser fragmentos líticos. Muy buena impregnación.
1814.26	1815.92	Arena fina con algunos clastos hacia la base, buena impregnación, en general buen escogimiento.
1815.93	1818.92	Arena de grano grueso a medio con algo de matriz más fina, muy bien impregnada, abundantes clastos de 2-3mm
1818.93	1822	Arena de grano medio a fino muy bien impregnada, que se alterna con algunos intervalos que tienen clastos en forma moderada a abundante. Hacia la base mantiene el grano de medio a fino.
1822.01	1830	Arena de grano medio, muy buena impregnación
1830.01	1839	Intercalación de arena media y arena fina, muy buena impregnación, presenta intervalos con cantidad moderada de clastos e intervalos sin clastos.
1839.01	1840	No hay núcleo
1840.01	1842.6	Arena de grano medio muy bien impregnada, presencia de algunos clastos
1842.61	1844.6	No hay núcleo
1844.61	1850	Arena de grano fino a medio en el tope que pasa a ser de grano medio en la zona media del intervalo donde presenta abundantes clastos líticos y vuelve a ser de grano fino-medio hacia la base. Muy buena impregnación
1850.01	1858.4	No hay núcleo
1858.41	1865.58	Arena de grano fino a medio muy bien impregnada a bien impregnada en la base
1865.59	1869.75	Arena con matriz de grano fino a medio con clastos que van de moderados a abundantes. Impregnación buena a moderada (en forma prácticamente intercalada). Presencia de algunas zonas caolinitizadas.
1869.76	1870	No hay núcleo
1870.01	1874	Arena con matriz de grano fino a medio abundantes clastos, la impregnación varía de moderada a pobre (base del oligoceno, sugiere presencia de agua).
1874.01	1880	Lutita blanquecina (caolinitizada) ligeramente laminar con abundantes marcas de raíces. Se ve en el registro como un pico en la radiactividad. (Tope del Cretácico)
1880.01	1881	Suelo arenoso limolítico color de gris a gris claro, fuertemente bioturbado y con abundantes raíces
1881.01	1883.5	No hay núcleo

1883.51	1889.5	Suelo arenoso limolítico color de gris a gris claro, fuertemente bioturbado y con abundantes raíces
1889.51	1895	No hay núcleo
1895.01	1906.17	Arenisca de grano fino muy bien impregnada con laminaciones de lutita (caolinitica, solo se observa una lámina gris) que aumentan su proporción hacia el tope.
1906.18	1918.6	No hay núcleo
1918.51	1926.5	Lutita blanquecina (caolinitizada) ligeramente laminar.
1926.51	1927.3	No hay núcleo
1927.3	1928	Lutita blanquecina (caolinitizada) masiva.
1928.01	1928.7	No hay núcleo
1928.71	1933.5	Lutita blanquecina (caolinitizada) ligeramente laminar. En 1929'tiene un intervalo ligeramente calcáreo y más limolítico.
1933.51	1935	Intervalo limolítico/ lutitico color gris medio, presencia de raíces, bioturbación abundante.
1935.01	1943.42	Arena de grano fino muy bien impregnada en el tope, presenta algunas intercalaciones con láminas bastante delgadas de lutita blanquecina, hacia la base pasa a ser de grano medio con abundantes clastos e impregnación moderada.
1943.43	1945	Lutita limolítica masiva, blanquecina (caolinitizada), bioturbación en la base.
1945.01	1947.5	Arenisca de grano muy fino a fino, pobre impregnación en el tope, luego mejora en la zona media y vuelve a ser pobre en la base
1947.51	1955	Lutita blanquecina ligeramente laminar
1955.01	1957.5	No hay núcleo
1957.51	1961.1	Lutita blanquecina ligeramente laminar, abundante presencia de raíces
1961.1	1961.6	No hay núcleo
1961.61	1965	Lutita masiva blanquecina, presencia de raíces (pobre) a lo largo del intervalo
1965.01	1972	Arenisca de grano muy fino a fino, buena impregnación; en el tope (de 1965'-1966'2") se tiene una fuerte bioturbación, una mayor proporción de limos y abundantes raíces.

3.3. Descripción de núcleo pozo 4 realizada por Tovar (2008):

Según la descripción sedimentológica del pozo con núcleo SDZ0076 realizada por Tovar (2008), se tienen las siguientes características de base a tope.

1934'-1931': Lutita blanca deleznable, de textura talcosa.

1914'-1910': Arena de grano medio subredondeada a subangular mal escogida, impregnada de hidrocarburo. Intervalo muy mal preservado.

1907'-1910': Lignito.

1909'-1906': Lutita carbonosa pardo oscura levemente.

1909'-1846': Intervalo no recuperado.

1846'-1817': Arena microconglomerática no consolidada subangular a subredondeada, mal escogida. Se observan abundantes granos de cuarzo.

1817'-1786': Intercalación limolítica marrón rojiza, con dispersos horizontes de arena de grano fino ligeramente saturada de hidrocarburo.

A 1791'5'' espesa capa de arena fina ligeramente saturada de hidrocarburo. Hacia el tope del intervalo se presentan laminaciones de arena fina con estructuras de deformación en arenas (slump).

1774'-1766': Limolita con laminaciones de arena fina. Se observa laminación paralela y lenticular de arena fina ligeramente saturada de hidrocarburo. Hacia la base del intervalo las laminaciones de arena son de mayor espesor y más frecuentes. Hacia el tope del intervalo se presentan nódulos de Siderita.

1765'3''-1764': Secuencia granodecreciente de arena fina a limolita, al tope del intervalo se presentan escasas bioturbaciones rellenas de arena fina ligeramente saturadas de hidrocarburos. Se observan dispersas esferulitas de siderita, efervescencia leve.

1764'-1756'6'': Intervalo limolítico color pardo con esferulitas de óxido de hierro abundantes en todo el intervalo. abundancia de paleoraíces a 1760'9''.

A 1759'5'' se presenta arena deleznable color pardo de grano muy fino subredondeados, bien escogida. Efervescencia moderada.

1754'9''-1749'7'': Limolita con laminaciones paralelas de arena fina bien escogida subredondeada con laminaciones locales entrecruzadas y onduladas, así como también microfalloamiento a 1752'7''. Abundantes esferulitas de óxido de hierro en todo el intervalo. Efervescencia moderada.

1748'1''-1732': Intervalo limolítico color pardo con abundantes esferulitas de óxido de hierro en todo el intervalo y con gran cantidad de paleoraíces al tope. A 1735' lignito de espesor aproximado de 30 centímetros, hacia la base se observan escasas bioturbaciones. Efervescencia moderada.

1732'-1727'6'': Arena de grano fino moderadamente escogida subredondeada, no consolidada moderadamente disturbada por bioturbaciones y paleoraíces. Abundantes esferulitas de óxido de hierro en todo el intervalo. Efervescencia leve.

1727'6''- 1720'6'': Limonita marrón rojiza con ocasionales intercalaciones de arena fina subredondeada bien escogida. Gran cantidad de esferulitas de óxido de hierro en todo el intervalo. Efervescencia moderada a leve.

1720'6''-1712'2'': Intercalación de limolita carbonosa gris oscuro con lignitos fósiles. Hacia la base del intervalo se observan escasas huellas de paleoraíces, mientras que al tope abundantes esferulitas de óxido de hierro. A 1715'3'' lutita carbonosa de 15 cm. de espesor color gris oscuro. Efervescencia leve.

1716'2"-1710'4": Secuencia heterolítica constituida por arenas finas subredondeadas bien escogidas y limolitas, se presentan laminaciones locales entrecruzadas y onduladas, así como también microfallamiento a 1713'. Moderadamente disturbada por bioturbaciones y paleoraíces hacia el tope del intervalo.

1710'4"-1712'9": Arena de grano fino bien escogida subredondeada, saturada de hidrocarburo.

1712'9"-1696'1": Limolita con laminaciones paralelas de arena fina bien escogida subredondeada con laminaciones locales onduladas. Hacia el tope del intervalo esferulitas de óxido de hierro. Se observa invasión de lodo de perforación paralela a las laminaciones.

1696'1"-1694': Arena microconglomerática no consolidada subangular a subredondeados mal escogida. Se observan abundantes granos de cuarzo.

1694'-1685'4": Secuencia limolítica, con abundantes horizontes rojizos moderadamente disturbada por bioturbaciones rellenas de arena de muy grano fino ligeramente saturada de hidrocarburo.

1685'4"-1657'1": Arena de grano fino a medio subredondeada moderadamente escogida, se presentan laminaciones locales onduladas. Se encuentra moderadamente disturbada por paleoraíces al tope del intervalo y bioturbaciones rellenas de arena de grano muy grano fino ligeramente saturada de hidrocarburo.

Se observa invasión de lodo de perforación paralela a las laminaciones.

1657'1"-1655'8": Limolita con ocasionales intercalaciones de arena fina subredondeada bien escogida, levemente disturbada por paleoraíces. Se presentan restos de madera petrificada al tope.

1655'8"-1645': Secuencia heterolítica constituida por arenas de grano fino subredondeadas bien escogidas y limolitas marrón rojizo, se presenta microfallamiento al tope del intervalo.

Bioturbaciones rellenas de arena de muy grano fino ligeramente saturada de hidrocarburo hacia la base.

1645'-1640': Intervalo deformado con abundantes microfallamientos constituido por una intercalación de lutitas marrón rojiza y arenas de grano fino subredondeada a subangular bien escogida ligeramente saturadas de hidrocarburo. Hacia la base del intervalo se presentan dos horizontes de arena fina saturada de hidrocarburo de aproximadamente 10 centímetros de espesor.

1640'-1631': Alternancia de limolitas y lutitas rojizas, hacía la base granocrecencia en el tamaño de grano hasta arenas de grano fino.

1631'-1623': Intervalo no recuperado.

1623'-1555': Alternancia de limolita y arena de grano fino subredondeada moderadamente escogida, con horizontes rojizos de Siderita y ocasionales clastos de óxido de hierro.

Se presentan abundantes bioturbaciones rellenas de arena de grano fino moderadamente saturada de hidrocarburo. El intervalo presenta microfallamiento al tope.

1555'-1551': Alternancia de limolita y arena fina moderadamente escogida subredondeada, abundantes bioturbaciones rellenas de arena de grano fino moderadamente saturada de hidrocarburo. Se presentan laminaciones locales entrecruzadas de ángulo bajo.

1551'-1547': Alternancia de limolitas y lutitas con dispersos horizontes y laminaciones rojizas de Siderita.

1547'-1541': Intervalo no recuperado.

1541'-1524': Arena de grano fino subredondeada a subangular moderadamente escogida con laminaciones de arena fina y locales laminaciones entrecruzadas de ángulo bajo, se presentan laminaciones rojizas de Siderita; así como también nódulos de óxido de hierro. Se encuentra moderadamente disturbada por paleoraíces

1524'-1517': Intervalo no recuperado.

1517'-1507': Alternancia de limolita y arena de grano fino subredondeada a subangular moderadamente escogida con disturbación moderada por bioturbaciones rellenas de arena de muy grano fino saturada de hidrocarburo. Se muestran laminaciones rojizas de óxido de hierro. Hacia la base del intervalo se observan clastos de oxidación.

1507'-1509': Intervalo no recuperado.

1509'-1504'7'': Alternancia de limolitas y lutitas con coloraciones grises a marrones con laminaciones rojizas de óxido de hierro.

1504'7''-1478': Alternancia de limolita y arena de grano fino subredondeada a subangular moderadamente escogida con disturbación moderada por bioturbaciones rellenas de arena grano fino saturada de hidrocarburo. Hacia la base se presentan horizontes de lignito con espesores que van desde 5 y 10 centímetros.

1478'-1459': Intervalo no recuperado.

1459'-1431'6'': Alternancia de limolitas y lutitas con coloraciones grises a rojizas. Hacia el tope se presenta horizonte de 30 centímetros de espesor. Efervescencia de leve a moderada.

1431'6''-1379': Intercalaciones de limolita y arena de grano fino subredondeada a subangular moderadamente escogida disturbada bioturbaciones. Se muestran laminaciones rojizas. Hacia el tope lignito de 10 centímetros de espesor.

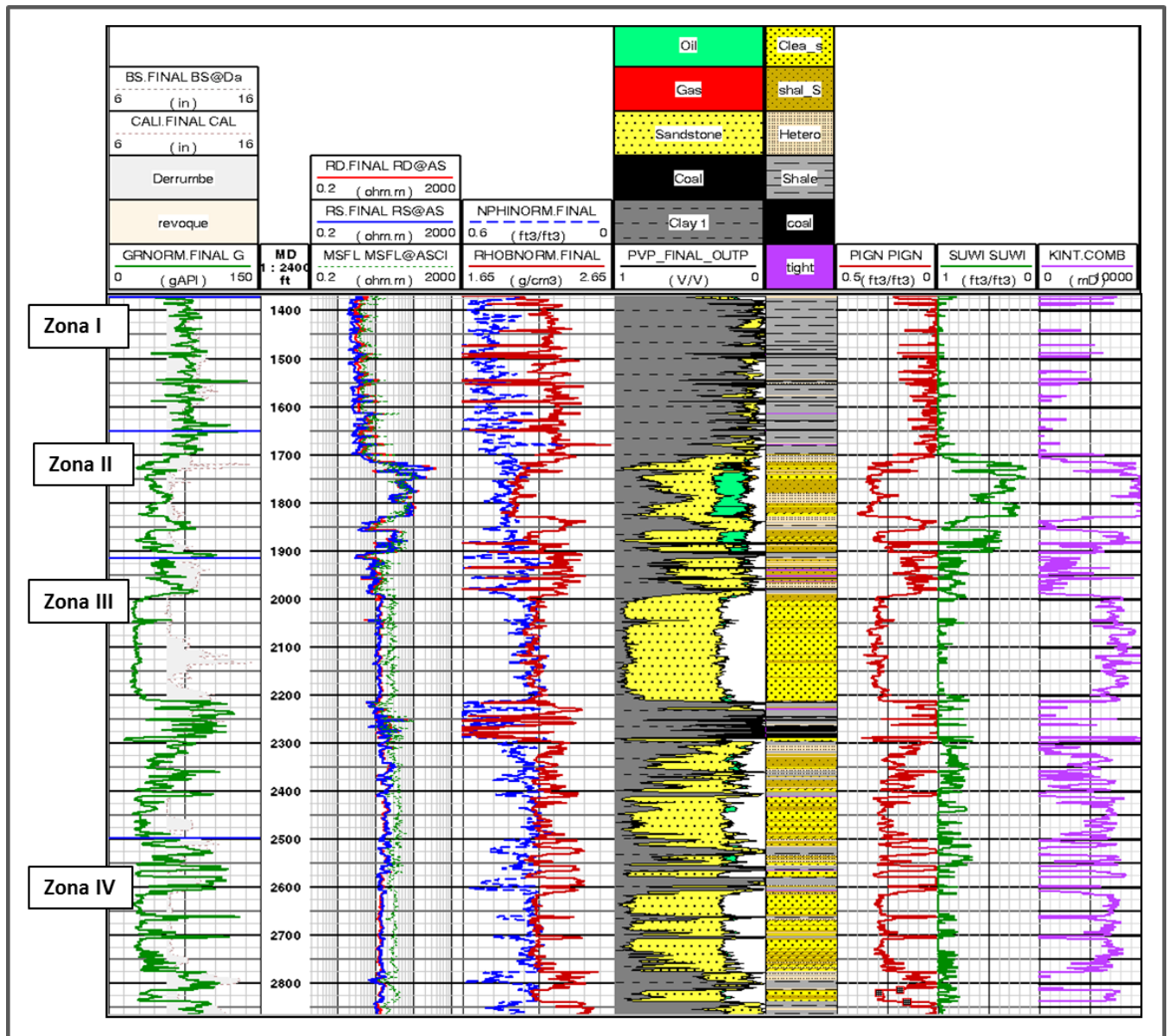
1379'-1374': Intervalo no recuperado.

1374'-1363': Alternancia de limolitas y lutitas con coloraciones grises a rojizas, esferulitas y nódulos de Siderita. A 1374' arena de grano fino fosilífera, en contacto gradual con limolita infrayacente.

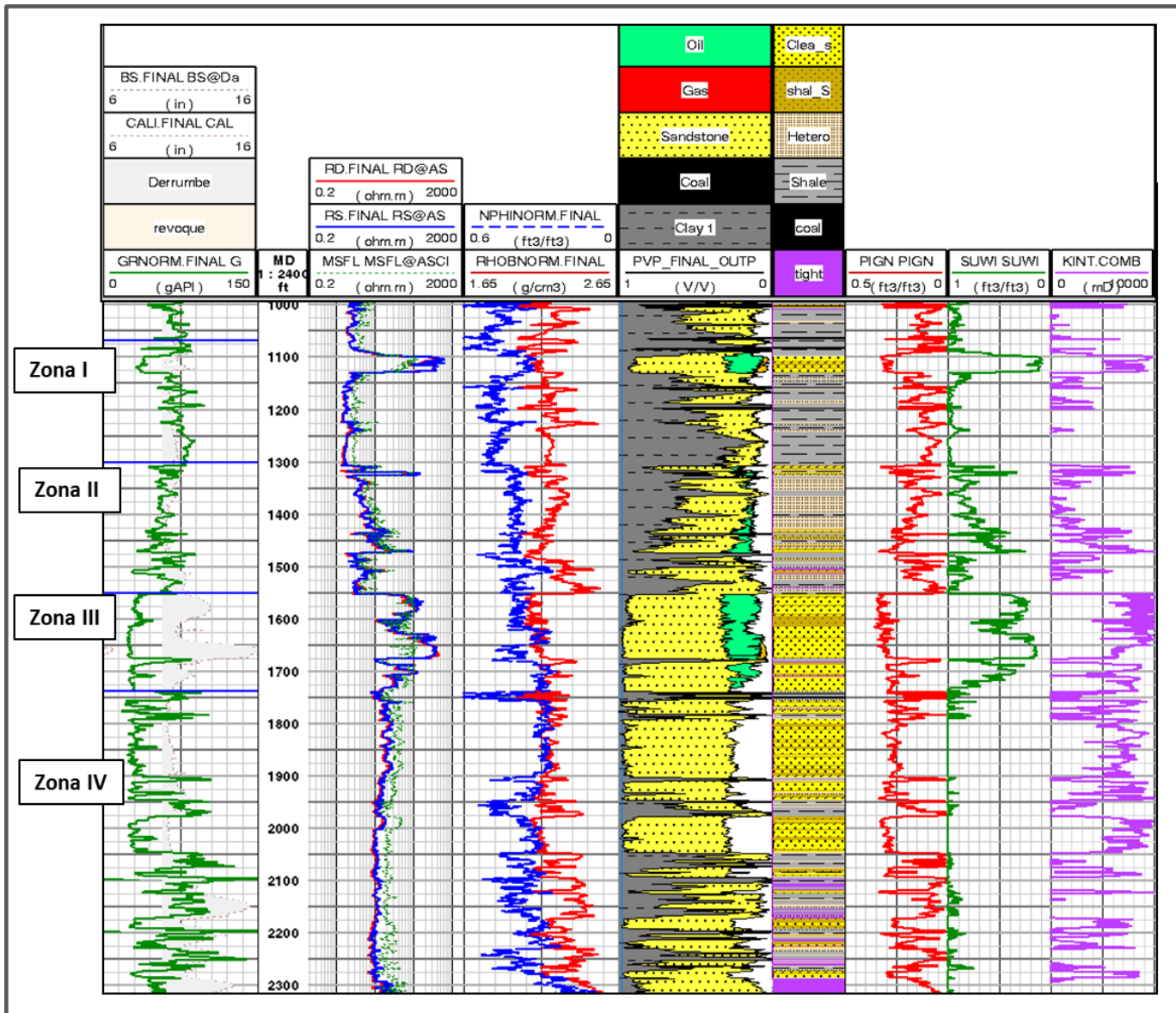
1367'-1362': Arena de grano medio saturada de hidrocarburo.

Anexo 4. Resultados del análisis petrofísico en los pozos 1,5,7 y 9.

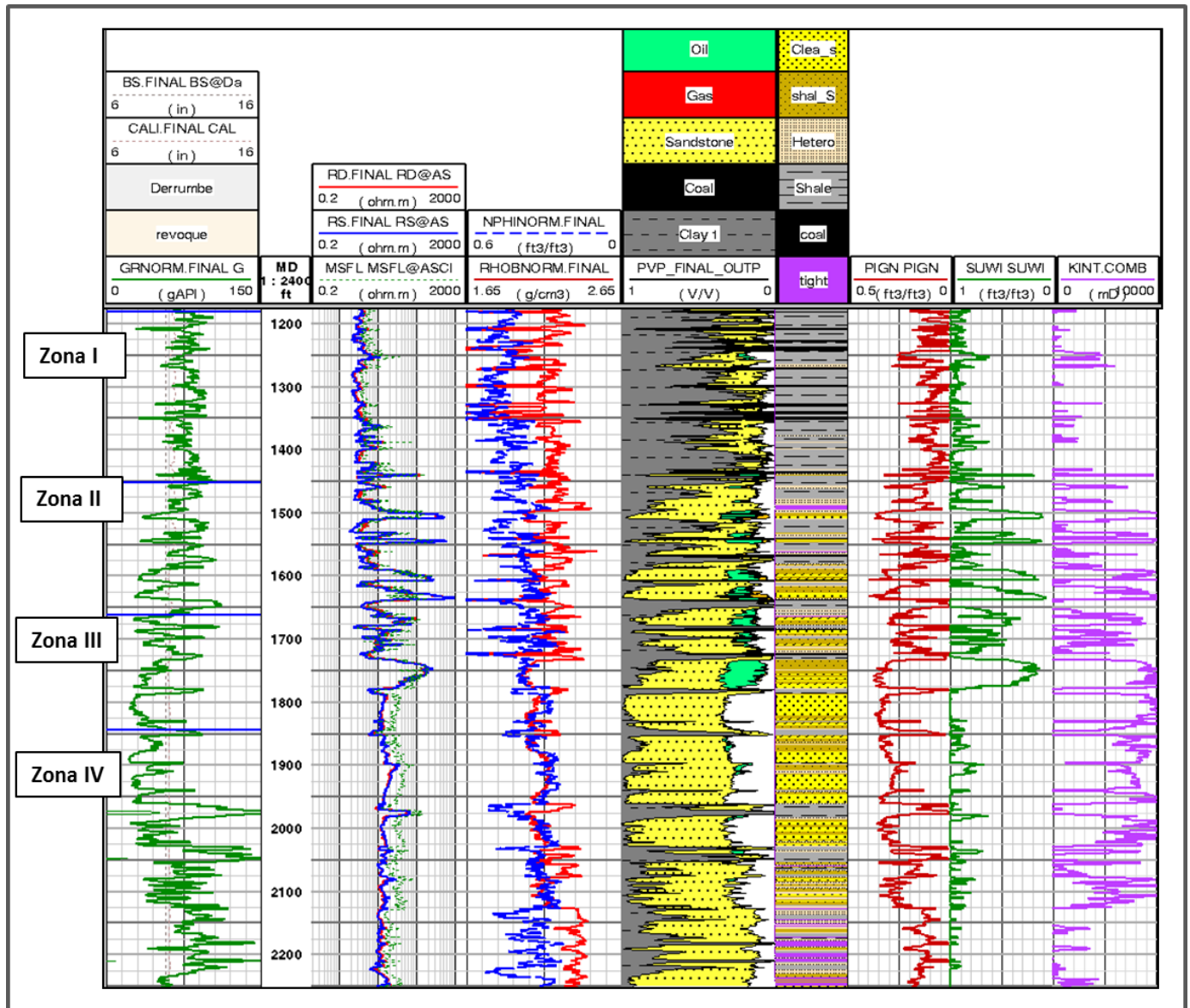
4.1 Pozo 1



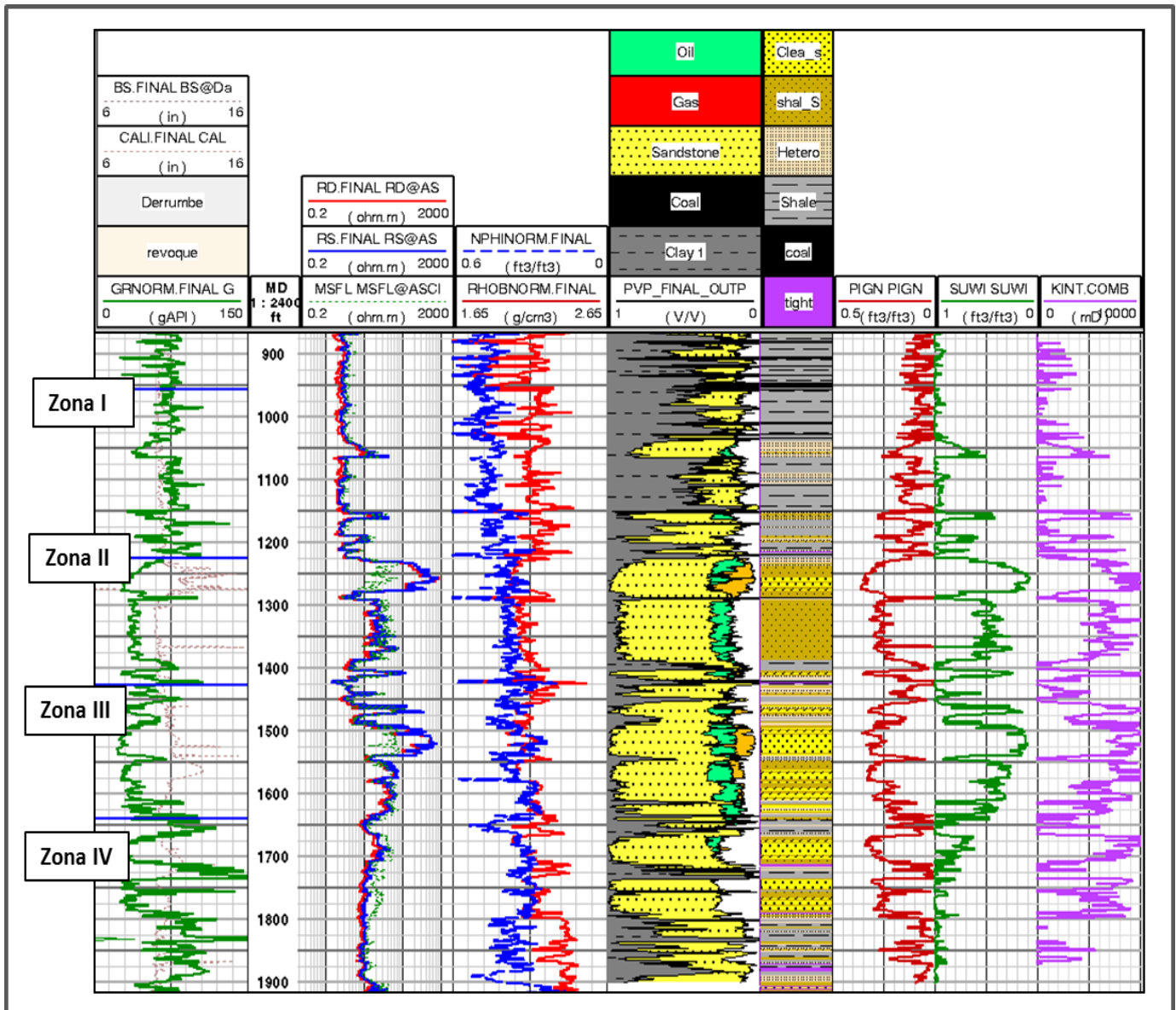
4.2 Pozo 5



4.3 Pozo 7.



4.4 Pozo 9.



Anexo 5. Sumarios petrofísicos por intervalos

- Zona I

ZONA I												
Borehole Name	Tope (ft)	Base MD (ft)	Espesor Neto (ft)	Arena Neta (ft)	N/G	Porosidad	Vcl	Sw	ANP (ft)	Porosidad	Vcl	Sw
1	1374.00	1652.00	278.00	0.00	0.00	—	—	—	0.00			
2	1394.00	1637.00	243.00	4.75	0.02	0.27	0.28	0.86	0.00			
3	1047.00	1359.00	312.00	1.50	0.00	0.23	0.33	0.80	0.00			
4	1157.00	1442.00	285.00	51.50	0.18	0.25	0.21	0.38	32.50	0.29	0.17	0.24
5	1068.00	1303.00	235.00	44.50	0.19	0.25	0.17	0.31	31.50	0.30	0.11	0.14
6	1044.00	1295.00	251.00	82.00	0.33	0.28	0.19	0.63	25.00	0.36	0.10	0.31
7	1182.00	1452.00	270.00	8.00	0.03	0.23	0.26	0.61	2.00	0.30	0.14	0.22
8	966.00	1244.00	278.00	9.00	0.03	0.26	0.24	0.52	4.50	0.32	0.23	0.40
9	958.00	1226.00	268.00	11.00	0.04	0.23	0.32	0.68	2.00	0.27	0.35	0.45
10	1170.00	1420.00	250.00	66.00	0.26	0.30	0.21	0.34	49.00	0.29	0.16	0.28
11	877.00	1179.00	302.00	62.50	0.21	0.28	0.12	0.38	48.00	0.32	0.07	0.27
12	863.00	1120.00	257.00	54.75	0.21	0.32	0.13	0.24	47.00	0.36	0.12	0.21
13	920.00	1154.00	234.00	22.00	0.09	0.26	0.21	0.28	17.50	0.31	0.18	0.22
14	1083.00	1274.00	191.00	19.50	0.10	0.23	0.30	0.89	0.00			
15	1214.00	1455.00	241.00	61.75	0.26	0.30	0.13	0.52	31.00	0.36	0.06	0.18
16	870.00	1164.00	294.00	11.00	0.04	0.19	0.31	0.31	11.00	0.22	0.31	0.31
A	1181.00	1517.00	336.00	37.00	0.11	0.25	0.19	0.88	3.00	0.33	0.19	0.45
B	1414.00	1806.00	392.00	24.50	0.06	0.27	0.22	1.00	0.00			
C	560.00	810.00	250.00	41.75	0.17	0.25	0.24	0.87	1.50	0.27	0.15	0.18
D	1323.00	1546.08	223.08	27.83	0.12	0.23	0.31	0.65	10.83	0.29	0.26	0.33

- Zona II

ZONA II												
Borehole Name	Tope (ft)	Base MD (ft)	Espesor Neto (ft)	Arena Neta (ft)	N/G	Porosidad	Vcl	Sw	ANP (ft)	Porosidad	Vcl	Sw
1	1652.00	1916.00	264.00	124.00	0.47	0.32	0.23	0.34	108.50	0.33	0.23	0.32
2	1637.00	1915.00	278.00	132.50	0.48	0.30	0.22	0.28	110.50	0.31	0.21	0.23
3	1359.00	1664.00	305.00	87.00	0.29	0.29	0.24	0.32	68.50	0.29	0.22	0.27
4	1442.00	1633.00	191.00	58.50	0.31	0.27	0.26	0.50	28.00	0.27	0.20	0.39
5	1303.00	1551.00	248.00	66.50	0.27	0.26	0.25	0.62	12.50	0.28	0.20	0.41
6	1295.00	1500.00	205.00	140.75	0.69	0.32	0.13	0.38	84.50	0.36	0.09	0.21
7	1452.00	1663.00	211.00	88.75	0.42	0.29	0.13	0.37	55.50	0.32	0.09	0.25
8	1244.00	1480.00	236.00	154.50	0.65	0.32	0.17	0.25	140.00	0.33	0.16	0.22
9	1226.00	1428.00	202.00	148.50	0.74	0.28	0.25	0.45	61.00	0.32	0.19	0.24
10	1420.00	1615.00	195.00	131.50	0.67	0.29	0.12	0.36	104.00	0.30	0.10	0.28
11	1179.00	1423.00	244.00	154.00	0.63	0.31	0.15	0.58	53.00	0.33	0.08	0.31
12	1120.00	1334.00	214.00	139.00	0.65	0.32	0.09	0.34	90.25	0.34	0.06	0.19
13	1154.00	1342.00	188.00	49.50	0.26	0.30	0.20	0.21	42.50	0.31	0.18	0.17
14	1274.00	1480.00	206.00	127.50	0.62	0.32	0.09	0.31	99.00	0.33	0.07	0.20
15	1455.00	1703.00	248.00	100.25	0.40	0.32	0.16	0.47	46.50	0.35	0.09	0.32
16	1164.00	1414.00	250.00	85.00	0.34	0.27	0.11	0.19	82.50	0.26	0.11	0.18
A	1806.00	2053.00	247.00	70.00	0.28	0.30	0.20	0.83	0.00			
B	1517.00	1772.00	255.00	88.50	0.35	0.26	0.14	0.59	21.50	0.27	0.16	0.45
C	810.00	1045.00	235.00	104.75	0.45	0.30	0.15	0.22	91.25	0.31	0.14	0.16
D	1546.08	1740.31	194.23	90.73	0.47	0.28	0.18	0.58	36.17	0.31	0.12	0.31

- Zona III

ZONA III												
Borehole Name	Tope (ft)	Base MD (ft)	Espesor Neto (ft)	Arena Neta (ft)	N/G	Porosidad	Vcl	Sw	ANP (ft)	Porosidad	Vcl	Sw
1	1916.00	2499.00	583.00	347.25	0.60	0.31	0.13	0.81	0.00			
2	1915.00	2552.00	637.00	458	0.72	0.29	0.12	0.76	0.00			
3	1664.00	2019.00	355.00	217.5	0.61	0.30	0.12	0.75	6.00	0.29	0.11	0.30
4	1633.00	1921.00	288.00	158	0.55	0.30	0.13	0.82	0.00			
5	1551.00	1739.00	188.00	173.25	0.92	0.32	0.05	0.30	127.50	0.31	0.05	0.29
6	1500.00	1730.00	230.00	216.25	0.94	0.35	0.05	0.56	104.50	0.36	0.04	0.27
7	1663.00	1845.00	182.00	130	0.71	0.33	0.12	0.66	53.00	0.32	0.17	0.29
8	1480.00	1722.00	242.00	186.5	0.77	0.30	0.18	0.37	102.50	0.30	0.17	0.30
9	1428.00	1641.00	213.00	139.75	0.66	0.30	0.18	0.32	113.50	0.29	0.17	0.29
10	1615.00	1775.00	160.00	109	0.68	0.30	0.12	0.31	103.50	0.28	0.12	0.31
11	1423.00	1651.00	228.00	189.5	0.83	0.31	0.06	0.29	165.00	0.29	0.05	0.28
12	1334.00	1522.00	188.00	138.25	0.74	0.33	0.04	0.26	117.75	0.32	0.04	0.25
13	1342.00	1555.00	213.00	151	0.71	0.31	0.16	0.17	148.50	0.29	0.16	0.16
14	1480.00	1618.00	138.00	111.5	0.81	0.32	0.11	0.45	58.50	0.32	0.08	0.33
15	1703.00	1976.34	273.34	226.25	1.00	0.34	0.04	0.56	59.50	0.35	0.04	0.35
16	1414.00	1651.00	237.00	112	0.47	0.27	0.15	0.25	112.00	0.25	0.15	0.25
A	2053.00	2668.00	615.00	317.5	0.52	0.31	0.16	0.84	5.00	0.32	0.26	0.42
B	1772.00	2350.00	578.00	476.25	0.82	0.30	0.05	1.00	0.00			
C	1045.00	1180.00	135.00	109	0.81	0.33	0.07	0.21	102.50	0.32	0.06	0.20
D	1740.31	1887.30	146.99	143.44	0.98	0.34	0.04	0.21	137.50	0.32	0.04	0.19

- Zona IV

ZONA IV												
Borehole Name	Tope (ft)	Base MD (ft)	Espesor Neto (ft)	Arena Neta (ft)	N/G	Porosidad	Vcl	Sw	ANP (ft)	Porosidad	Vcl	Sw
1	2499.00	3228.00	729.00	255.25	0.35	0.28	0.17	0.95	0.00			
2	2552.00	3252.00	700.00	360.00	0.51	0.28	0.13	0.94	0.00			
3	2019.00	2630.00	611.00	408.50	0.67	0.28	0.17	0.96	0.00			
4	1921.00	2460.00	539.00	274.50	0.51	0.26	0.13	0.98	0.00			
5	1739.00	2325.00	586.00	316.75	0.54	0.27	0.07	0.99	0.00			
6	1730.00	2240.00	510.00	316.50	0.62	0.30	0.07	0.99	0.00			
7	1845.00	2270.00	425.00	218.25	0.54	0.29	0.10	0.95	0.00			
8	1722.00	2008.00	286.00	69.00	0.25	0.28	0.20	0.90	0.00			
9	1641.00	1935.00	294.00	96.25	0.37	0.27	0.14	0.91	0.00			
10	1775.00	1970.00	195.00	39.00	0.20	0.24	0.12	0.73	9.00	0.25	0.14	0.30
11	1651.00	1830.00	179.00	57.50	0.32	0.26	0.12	0.40	47.50	0.27	0.12	0.35
12	1522.00	1646.00	124.00	52.75	0.43	0.29	0.10	0.59	24.50	0.32	0.07	0.36
13	1555.00	1644.00	89.00	21.50	0.24	0.28	0.15	0.32	18.00	0.29	0.12	0.28
14	1618.00	1740.00	122.00	13.50	0.11	0.24	0.13	0.98	0.00			
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	1651.00	1921.56	270.56	38.50	0.21	0.26	0.18	0.51	21.00	0.28	0.12	0.35
A	2668.00	4008.22	1340.22	583.50	0.46	0.30	0.20	1.00	0.00			
B	2350.00	3197.00	847.00	576.25	0.71	0.27	0.07	1.00	0.00			
C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
D	1887.30	2060.68	173.38	59.00	0.36	0.26	0.11	0.59	23.00	0.27	0.14	0.39