

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**GENERACIÓN DE UN MODELO PETROFÍSICO Y ANÁLISIS
DE INCERTIDUMBRE DE LAS VARIABLES DE ROCA Y
FLUÍDO, RELACIONADAS CON LOS PARÁMETROS DE
CORTE CALIBRADOS CON INFORMACIÓN DE NÚCLEOS
PERTENECIENTES AL BLOQUE 5, ÁREA
PETROINDEPENDENCIA, DIVISIÓN CARABOBO DE LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Busnego Q., Héctor A.

Para optar al Título

de Ingeniero de Petróleo

CARACAS, JUNIO 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**GENERACIÓN DE UN MODELO PETROFÍSICO Y ANÁLISIS
DE INCERTIDUMBRE DE LAS VARIABLES DE ROCA Y
FLUÍDO, RELACIONADAS CON LOS PARÁMETROS DE
CORTE CALIBRADOS CON INFORMACIÓN DE NÚCLEOS
PERTENECIENTES AL BLOQUE 5, ÁREA
PETROINDEPENDENCIA, DIVISIÓN CARABOBO DE LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Tutor Académico: Prof. Msc. Ovidio Suárez

Tutor Industrial: Msc. Pedro González

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Busnego Q., Héctor A.

Para optar al Título

de Ingeniero de Petróleo

CARACAS, JUNIO 2012



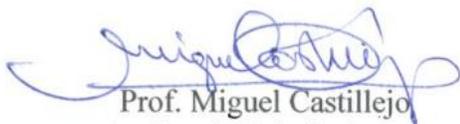
Escuela de Ingeniería de Petróleo
Facultad de Ingeniería-UCV

ACTA

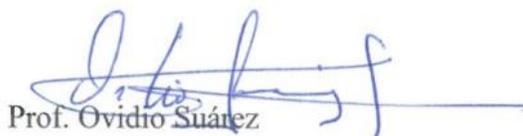
Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: **“GENERACIÓN DE UN MODELO PETROFÍSICO Y ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE DE LAS VARIABLES DE ROCA Y FLÚIDO, RELACIONADAS CON LOS PARÁMETROS DE CORTE CALIBRADOS CON INFORMACIÓN DE NUCLEOS PERTENECIENTES AL BLOQUE 5, ÁREA PETROINDEPENDENCIA, DIVISIÓN CARABOBO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**, presentado por el Br. HÉCTOR BUSNEGO, titular de la Cédula de Identidad No. 18.609.887. Para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORÍFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los ocho (08) días del mes de junio del año dos mil doce.


Prof. Miguel Castillejo
Jurado Principal


Prof. Arturo Calvo
Jurado Principal


Prof. Ovidio Suárez
Tutor Académico

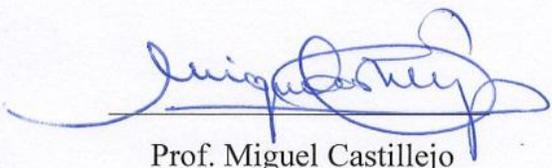


Caracas, Junio de 2012

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Busnego Q., Héctor A. titulado:

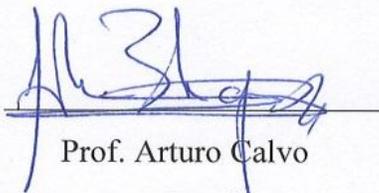
**“GENERACIÓN DE UN MODELO PETROFÍSICO Y ANÁLISIS DE
INCERTIDUMBRE DE LAS VARIABLES DE ROCA Y FLUÍDO,
RELACIONADAS CON LOS PARÁMETROS DE CORTE CALIBRADOS
CON INFORMACIÓN DE NÚCLEOS PERTENECIENTES AL BLOQUE 5,
ÁREA PETROINDEPENDENCIA, DIVISIÓN CARABOBO DE LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



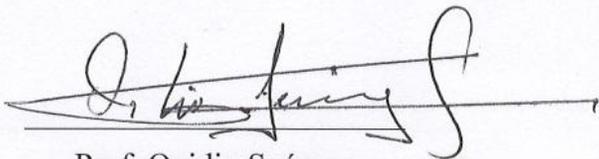
Prof. Miguel Castillejo

Jurado



Prof. Arturo Calvo

Jurado



Prof. Ovidio Suárez

Tutor Académico



Msc. Pedro González

Tutor Industrial

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, está casa que vence la sombra que me dio la oportunidad de formarme como profesional y como persona en sus aulas.

A mi tutor académico profesor Ovidio Suárez excelente persona, gran amigo, por su apoyo y ayuda.

A mi tutor industrial Ing. Pedro González por su colaboración a lo largo de la realización de la investigación.

A mis padres Elsa y Alcides por confiar en mí, estar siempre conmigo y apoyarme en todo dándome palabras de aliento en aquellas situaciones difíciles. Al igual que mi hermana Yesmaira siempre atenta.

A la Ing. Adriana Zambrano excelente persona que confió en mí y me dio la oportunidad de desarrollar el Trabajo Especial de Grado en Petroindependencia así como todo el apoyo y atención brindada a lo largo de la investigación.

A la Ing. Jormi Rivas por todo el tiempo y la ayuda que me proporcionó a lo largo del trabajo, excelente profesional y gran amiga. De verdad gracias.

Al personal de PDVSA-Petroindependencia, la Sra. Maruja. Sra Carmen, Sra. María, Sra. Dalila por su cordialidad y amistad brindada.

Al grupo de trabajo del Proyecto Orinoco Magna Reserva en especial al Ing. Humberto Sánchez, Juan Carlos Suárez, Jose Ramón Barrios, Marismelia Tovar, Nelsy Henao, que me apoyaron y brindaron su ayuda durante la investigación.

A Heidi Pérez y José Guevara de PDVSA Puerto La Cruz y Petrolera Sinovensa respectivamente por la ayuda brindada los días que estuve por allá.

A mis amigos de Cagua: Dubraska, Neyda, María Jose, Moisés, Daniel, Joan, Enier quienes prácticamente son como hermanos. Y que crecimos juntos durante estos 5 años.

A mis amigos de la escuela de Petróleo Astrid, Eulynel, Paola, Sira, Juan, Javier, Luis, por estar siempre allí en las buenas y en las malas.

A Daniel y Andrés colegas en Petroindependencia de verdad gracias por acompañarme a recorrer este camino. No hubiese sido lo mismo sin ustedes.

Busnego Q., Héctor A.

GENERACIÓN DE UN MODELO PETROFÍSICO Y ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE DE LAS VARIABLES DE ROCA Y FLUÍDO, RELACIONADAS CON LOS PARÁMETROS DE CORTE CALIBRADOS CON INFORMACIÓN DE NÚCLEOS PERTENECIENTES AL BLOQUE 5, ÁREA PETROINDEPENDENCIA, DIVISIÓN CARABOBO DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Tutor Académico: Prof. Msc. Ovidio Suárez. Tutor Industrial: Msc. Pedro González. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2012. 165p.

Palabras Claves: Modelo Petrofísico, Incertidumbre, Parámetros de Corte, Núcleos

RESUMEN

La presente investigación propone una metodología para la realización de una interpretación petrofísica en un área correspondiente a la empresa mixta Petroindependencia la cual se encuentra en una fase de inicio de producción, es decir no existen pozos productores en la actualidad y tampoco hay pruebas de producción que reflejen el verdadero potencial de la zona, por lo que no se dispone de toda la información necesaria, además la data que fue suministrada para la evaluación corresponde a pozos estratigráficos perforados en los años 80, por lo que la calidad de la misma suele no ser la más apta para la evaluación.

De igual forma se generó un modelo cuyos parámetros más importantes (Volumen de Arcilla y Porosidad) fueron calibrados con análisis de núcleos de pozos existentes en el área, así como de zonas vecinas para de esta forma, tener una distribución de dichas variables a lo largo de la zona en estudio. Caso particular reviste la estimación de la Saturación de Agua, debido a que no se disponen de análisis de agua de formación en el bloque en estudio, por lo que el valor de salinidad de la misma tuvo que estimarse por métodos matemáticos y no por mediciones directas, añadiendo así un nivel de incertidumbre a dicha variable que impacta directamente sobre la estimación de Arena Neta Petrolífera.

Para complementar la evaluación petrofísica se realizó un análisis de incertidumbre aplicando sensibilidades a los parámetros de corte o “*cutoffs*” estimados como son: Volumen de Arcilla, Porosidad y Saturación de Agua, que determinan las variaciones en los espesores de Arena Neta Petrolífera (ANP), al tomar valores límites definidos en un escenario pesimista y uno optimista, en comparación con un escenario base, se decidió también realizar sensibilidades a los parámetros de corte por separado, es decir variando solo uno a la vez lo que determinó que el parámetro más influyente en la estimación de ANP fue el corte de saturación de agua el cual generaba variaciones en los espesores de hasta 7% para los casos optimista y pesimista planteados.

Este trabajo permitió modelar y presentar en detalle la distribución de las propiedades petrofísicas del submiembro Morichal Superior que se usarán en la posterior caracterización del yacimiento y así definir la prospectividad y explotación del mismo en el bloque Carabobo 5.

ÍNDICE

	Pág
LISTA DE TABLAS	xi
LISTA DE FIGURAS	xii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
I.1 EL PROBLEMA.....	3
I.2 OBJETIVOS	5
I.2.1 Objetivo General.....	5
I.2.2 Objetivos Específicos	5
I.3 ALCANCE	5
I.4 JUSTIFICACIÓN.....	6
I.5 LIMITACIONES.....	7
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	8
II.1 Petrofísica	8
II.2 Propiedades Petrofísicas.....	8
II.3 Evaluación de Formaciones	18
II.3.1 Formaciones Arcillosas	19
II.3.2 Arcillosidad y Volumen de Arcilla (Vsh).....	20
II.3.2.1 Estimación de la Saturación de Agua en Formaciones Arcillosas	21
II.3.3 Parámetros de Corte	25
II.4 Registros de Pozo.....	26
II.4.1 Registros de Litología.....	27
II.4.2 Registros de Resistividad	33
II.4.3 Registros de Porosidad	37

II.5 Toma y Análisis de Núcleos	45
II.5.1 Tipos de Núcleos	45
II.5.2 Factores que Afectan los Núcleos	48
II.5.3 Análisis de Núcleos.....	48
II.6 Análisis de Incertidumbre	49
CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	51
III.1 Faja Petrolífera del Orinoco	51
III.2 Área de Carabobo	52
III.2.1 Características Geológicas	53
III.2.1.1 Estratigrafía Regional	54
III.2.2 Características de los Yacimientos	59
III.2.2.1 Volúmenes de Hidrocarburos	59
CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA	61
IV.1 Nivel y Diseño de Investigación.....	62
IV.2 Población y Muestra	62
IV.3 Selección del Área	62
IV.4 Evaluación y Generación del Modelo	63
IV.4.1 Recopilación y revisión de bibliografía.	63
IV.4.1.1 Revisión Bibliográfica	63
IV.4.1.2 Recopilación de Información del	
Área de Estudio.....	64
IV.4.2 Verificación y Control de Calidad de la	
Información recopilada.	64
IV.4.2.1 Correspondencia y fidelidad entre el dato digital y	
el dato físico.	64
IV.4.2.2 Filtrar datos incompletos y Clasificar aquellos que	
serán utilizados.	65

IV.4.3 Determinación de Parámetros Petrofísicos.....	65
IV.4.3.1 Introducción y carga de la información de Pozos.	65
IV.4.3.2 Estimación y cálculo de parámetros petrofísicos (a, m, n, ρ_{ma} , etc).	68
IV.4.4 Calibración Núcleo-Perfil.	71
IV.4.5 Evaluación Petrofísica y Aplicación de Modelos para el cálculo de los parámetros más relevantes como Volumen de Arcilla (Vsh), Porosidad (ϕ), Saturación de Agua (S_w) y Permeabilidad (K).....	77
IV.4.6 Determinación de Parámetros de Corte	78
IV.4.7 Generación de Sumarios Petrofísicos y Mapas de Isopropiedades.	80
IV.5 Análisis de Incertidumbre con las variables relacionadas con los Parámetros de Corte.....	81
IV.6 Determinación de la variable (perteneciente a los parámetros de corte) que más impacta en la estimación de los espesores de Arena Neta Petrolífera	81
 CAPÍTULO V: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	83
V.1 Calidad de la Información Recopilada.....	83
V.2 Clasificación de la Información utilizada	85
V.3 Determinación de Parámetros Petrofísicos.....	89
V.3.1 Exponente de Cementación (m) y Factor de Tortuosidad (a)	89
V.3.2 Exponente de Saturación (n)	91
V.3.3 Densidad de la Matriz	92
V.3.4 Determinación de “Gamma Ray Clean y Shale”	94
V.3.5 Determinación de R_{sh} , ρ_{sh} , NPHish	95
V.3.6 Determinación de Capas de Carbón (Lignitos)	98

V.4 Calibración Núcleo-Perfil	99
a.- Volumen de Arcilla (Vsh)	100
b.- Porosidad	101
c.- Resistividad del Agua de Formación	104
d.- Saturación de Agua.....	105
e.- Permeabilidad.....	107
V.5 Determinación de los Parámetros de Corte	110
V.5.1 Evaluación Petrofísica Pozo a Pozo	113
V.6. Generación de Sumarios Petrofísicos y Mapas de Isopropiedades	114
V.7. Análisis de Incertidumbre con las variables asociadas a los parámetros de Corte	124
V.8. Determinación de la variable más influyente en la estimación del Arena Neta Petrolífera	128
CONCLUSIONES.....	138
RECOMENDACIONES.....	141
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	143
BIBLIOGRAFÍA.....	145
ANEXOS	148

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla III.1 Volúmenes de Hidrocarburos en sitio, asociados a cada miembro de La Formación Oficina en el área de Petroindependencia.	60
Tabla IV.1. Clasificación de las Petrofacies en función del Radio de Garganta de Poro	77
Tabla V.1. Inventario de los registros disponibles de los pozos seleccionados, clasificación del pozo y ubicación	88
Tabla V.2. Valores de resistividad de arcillas estimados para cada pozo	97
Tabla V.3. Tabla con los valores de resistividad de agua de formación estimados para cada uno de los pozos en estudio.....	105
Tabla V.4. Sumarios Petrofísicos para el submiembro Morichal Superior.....	115
Tabla V.5. Escenarios planteados para la realización del análisis de incertidumbre.....	124
Tabla V.6. Combinaciones posibles de los parámetros de corte en función de los tres casos generados	128
Tabla V.7. Combinaciones de Parámetros de Corte seleccionadas para la determinación de la variable que más impacta sobre la estimación de ANP	130
Tabla V.8. Resultados del análisis de sensibilidad pozo a pozo y comparación de la variación porcentual de ANP en función de los valores de corte sensibilizados.	131

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura II.1. Comparación entre una arena limpia con la forma de distribución de las arcillas en el medio poroso y su impacto a la porosidad efectiva de la roca.....	20
Figura II.2. Representación Esquemática de un dispositivo de Potencial Espontáneo.....	28
Figura II.3. Origen del Potencial Espontáneo.....	30
Figura II.4. Representación de las líneas de Arena (amarillo) y Lutita (rojo) en la curva de potencial espontáneo	31
Figura II.5. Esquema de una sonda BHC que indica la disposición de los transmisores y receptores.....	38
Figura II.6. Representación esquemática del dispositivo del registro de Densidad de Formación (FDC).....	40
Figura II.7. Esquema de una herramienta CNL.....	43
Figura II.8. Comparación de tres registros de porosidad corridos en la misma formación a la misma profundidad	44
Figura II.9. Esquema de una herramienta convencional para toma de núcleos continuos (izquierda) y núcleos de pared (derecha)	46
Figura III.1 Ubicación Geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco y representación de las áreas principales.	51

Figura III.2 Ubicación relativa del área asignada a la empresa mixta Petroindependencia (color azul claro) e identificación de los bloques que la conforman. El bloque Carabobo 5, que corresponde al objetivo de estudio en la presente investigación se señala con el óvalo rojo.	52
Figura III.3. Cuencas petrolíferas de Venezuela y ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco en la Cuenca Oriental.....	53
Figura III.4. Columna estratigráfica tipo para el área de Carabobo.....	58
Figura IV.1 Metodología empleada para la realización del modelo petrofísico y posterior análisis de incertidumbre.....	61
Figura IV.2 Pantalla inicial de la aplicación <i>Geolog</i> ® luego de crear y registrar el nuevo proyecto para la evaluación.....	66
Figura IV.3 Ventana donde se cargan los archivos del pozo en formato .LAS.....	67
Figura IV.4 Vista del módulo “Precalc”	67
Figura IV.5 Vista del módulo donde se realizan las correcciones a la curva de porosidad neutrón.	70
Figura IV.6. Gráfico de Hingle-Pickett para determinación del R_w	74
Figura IV.7. Ventana del software mostrando un pozo en proceso de evaluación.....	78
Figura IV.8. Ejemplo de la metodología de “Scribner y Engineer” para estimar los parámetros de corte.....	79

Figura V.1. Ejemplo de validación de las curvas del registro en formato .LAS mediante comparación con el registro en imagen .TIFF en el intervalo 2190'-2330'.....	83
Figura V.2. Ejemplo de corrección de profundidad. En la pista de la derecha se observa la curva de referencia (verde), la curva a corregir (rojo oscuro) y la curva corregida en profundidad (rojo claro).	84
Figura V.3. Distribución geográfica de los pozos seleccionados para el estudio.	87
Figura V.4. Gráfico Factor de Formación vs. Porosidad de Núcleo.....	89
Figura V.5. Gráfico Factor de Formación corregido por arcillosidad vs. Porosidad de Núcleo	90
Figura V.6. Gráfico Índice de Resistividad vs. Saturación de Salmuera	91
Figura V.7. Gráfico Índice de Resistividad corregido por arcillosidad vs. Saturación de Salmuera.....	92
Figura V.8. Histograma de Frecuencia para determinar densidad de la matriz	93
Figura V.9. Histograma de Frecuencia para determinar el valor de Gamma Ray Shale y Gamma Ray Clean en el pozo 15.....	95
Figura V.10. Gráfico de Resistividad vs. Gamma Ray para la determinación de Rsh en el pozo 6	96

Figura V.11. Histograma para determinación del valor de la resistividad de las arcillas (Rsh).....	97
Figura V.12. Gráfico de Densidad y Porosidad Neutrón para la determinación de ρ_{sh} y NPHIsh en el pozo 6	98
Figura V.13. Detección de Capas delgadas de lignitos en el pozo 2	99
Figura V.14. Comparación entre la curva de porosidad total generada a partir del registro densidad (negro) y la curva de porosidad obtenida a través de la ecuación V.5 (rojo). Además se comparó la curva de porosidad efectiva partiendo de la porosidad total de registro (azul) y la obtenida haciendo uso de la porosidad total por ecuación (naranja). Pozo 15	104
Figura V.15. Comparación del Modelo de Indonesia con el Modelo de Archie (pistas más a la derecha) para la estimación de Saturación de Agua en el pozo 19	106
Figura V.16 Gráfico de Winland para caracterizar el tipo de poro en la zona en estudio.....	107
Figura V.17. Comparación entre la curva de permeabilidad obtenida por distintos métodos de regresión (lineal, cuadrática y cúbica) haciendo uso del gráfico de Winland y los valores medidos de núcleo para el pozo 1	108
Figura V.18. Comparación entre la curva de permeabilidad obtenida por la opción “Rescale” y los valores medidos de núcleo para el pozo 1	109

Figura V.19. Determinación del valor de corte para el volumen de arcilla (Vsh)...	111
Figura V.20. Determinación del valor de corte para la Porosidad Efectiva (ϕ_e).....	111
Figura V.21. Determinación del valor de corte para la Saturación de Agua (Sw)...	112
Figura V.22. Resultados de la evaluación petrofísica para el pozo 1	113
Figura V.23. Mapa de Distribución de Arena Neta Petrolífera (ANP).....	116
Figura V.24. Mapa de Distribución de Volumen de Arcilla (Vsh).....	117
Figura V.25. Mapa de Distribución de Porosidad.....	118
Figura V.26. Mapa de Distribución de Saturación de Agua (Sw)	119
Figura V.27. Determinación de la zona más prospectiva del bloque Carabobo 5 (recuadro negro).....	122
Figura V.28. Gráfico comparativo de variación porcentual de ANP entre el caso base y el caso optimista para cada uno de los pozos seleccionados	125
Figura V.29. Gráfico comparativo de variación porcentual de ANP entre el caso base y el caso pesimista para cada uno de los pozos seleccionados.....	126
Figura V.30. Gráfico comparativo de variación total porcentual (promedio) de ANP entre el caso pesimista y el caso optimista.....	127
Figura V.31. Gráfico comparativo de variación porcentual de ANP para valores	

pesimistas y optimistas con las sensibilidades de los valores de corte para el Pozo 1.	132
Figura V.32. Gráfico comparativo de variación porcentual de ANP para valores pesimistas y optimistas con las sensibilidades de los valores de corte para el Pozo 3	133
Figura V.33. Gráfico comparativo de variación porcentual de ANP para valores pesimistas y optimistas con las sensibilidades de los valores de corte para el Pozo 9.	133
Figura V.34. Gráfico comparativo de variación porcentual de ANP para valores pesimistas y optimistas con las sensibilidades de los valores de corte para el Pozo 14.	134
Figura V.35. Gráfico comparativo de variación porcentual de ANP para valores pesimistas y optimistas con las sensibilidades de los valores de corte para el Pozo 15.	134
Figura V.36. Gráfico comparativo de variación porcentual de ANP para valores pesimistas y optimistas con las sensibilidades de los valores de corte para el Pozo 18.	135
Figura V.37. Gráfico de Variación de porcentual de ANP (promedio) con sensibilidad para parámetros de corte (Caso Pesimista).....	136
Figura V.38. Gráfico de Variación de porcentual de ANP (promedio) con sensibilidad para parámetros de corte (Caso Optimista)	136

INTRODUCCIÓN

La Faja Petrolífera del Orinoco constituye la acumulación de hidrocarburos más grande del planeta, unido a esto la demanda energética ha crecido a ritmos exponenciales durante los últimos años, y de manera consecuente se puede incluir en este panorama el hecho de que la energía producida por combustibles fósiles se presenta como la más accesible, rentable y económica, por lo que el interés y la necesidad de explotar los yacimientos de la Faja se hace una necesidad para satisfacer la solicitud de este recurso.

Para cumplir con la creciente demanda de crudo y mantener la producción con miras a incrementar el volumen de hidrocarburos extraídos a corto plazo y cumplir con los compromisos internacionales se ha comenzado a explotar las reservas de crudo pesado o “crudo no convencional” puesto que las reservas de petróleo liviano y mediano presentan un declive a nivel nacional, es por ello que La Faja del Orinoco se ha dividido en un grupo de áreas denominadas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (anteriormente conocidas como Machete, Zuata, Hamaca y Cerro Negro) y a su vez estas áreas se subdividen en bloques que serán explotados por empresas internacionales en asociación con la empresa estatal venezolana en lo que se denominan “empresas mixtas”, tal es el caso de Petroindependencia, asociación que se encargará de la extracción y mejoramiento de petróleo pesado y extrapesado de una zona del área de Carabobo de aproximadamente 500 km².

La actividad petrolera conlleva un trabajo multidisciplinario que involucra una serie de estudios, para al final lograr la extracción del hidrocarburo de forma óptima. Entre estos estudios se pueden mencionar la generación del modelo estático que servirá de base o “*input*” para la construcción del modelo de simulación dinámico del yacimiento, también es importante indicar que este modelo estático debería ser lo más aproximado posible a lo que realmente existe en el subsuelo, para que al momento de realizar estimaciones de reservas y cálculos de volúmenes originales en sitio, éstos se

realicen con la menor incertidumbre. Para llevar a cabo tal fin, uno de los procedimientos que se debe ejecutar es la construcción del modelo petrofísico que viene a ser el cálculo o determinación de parámetros claves como porosidad, permeabilidad, saturación de agua y de petróleo, espesores de arena neta petrolífera, resistividad del agua de formación, entre otros.

Una vez obtenidas dichas medidas es posible plantear escenarios de incertidumbre con los parámetros seleccionados que dependerán del grado de conocimiento y calidad de la información que se haya usado para la elaboración del modelo.

La determinación del grado de incertidumbre asociado a los parámetros obtenidos es importante, para que de esta manera se puedan evaluar distintos casos y así estimar si un proyecto es rentable bajo el escenario más pesimista o cual sería el comportamiento de una determinada variable en el escenario más óptimo.

Disponer de un modelo petrofísico en un área no desarrollada como es el caso de la zona en estudio en el presente Trabajo Especial de Grado es de suma importancia porque permite tener una primera aproximación sobre las distribución de las propiedades de las rocas y fluidos, pudiendo seleccionar aquellas áreas que se consideren como más prospectivas y determinar las primeras zonas que será explotadas o puestas en producción. De igual forma el modelo petrofísico constituye uno de los componentes principales del modelo estático, el cual es un elemento necesario a la hora de realizar una caracterización dinámica del yacimiento cuando se disponga de datos de producción o planificar estrategias de explotación haciendo uso por ejemplo de la simulación de yacimientos.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

I.1 EL PROBLEMA

La caracterización del yacimiento constituye una de las etapas más importantes durante el proceso de explotación de un reservorio de hidrocarburos, puesto que permite estimar la forma en que se encuentran distribuidos los fluidos en el medio poroso, las propiedades de la roca y otros factores necesarios a la hora de elaborar un determinado plan de desarrollo y explotación del yacimiento.

El modelo petrofísico constituye una de las fases que integran el proceso de caracterización del yacimiento, que consiste en obtener propiedades claves para definir lo que se conoce como modelo estático, dicho modelo estático será el flujo de entrada para la generación del modelo dinámico y que consiste en la fase de modelado y simulación para seleccionar la mejor estrategia de explotación del campo en función de los resultados obtenidos y partiendo de la información suministrada por el modelo estático, es por ello que la información proveniente de dicho modelo presente el menor grado de incertidumbre posible para que los pronósticos se ajusten lo más posible a la realidad.

La construcción del modelo petrofísico comprende la evaluación e interpretación de la información proveniente de varias fuentes como lo son: los perfiles o registros de pozos, los núcleos extraídos durante la perforación, que quizá estos últimos constituyen las pruebas más convincentes sobre lo que hay en realidad en el subsuelo y que permiten de esta forma corroborar la respuesta de los registros, además otras fuentes de información que pueden mencionarse son las pruebas de presión y muestras de agua pero que en muchos casos no se encuentran disponibles.

Una vez que se obtiene toda la información viene el proceso de evaluación e interpretación para generar un conjunto de parámetros que permiten estimar

propiedades claves como porosidad, permeabilidad, cantidad y tipo de arcillas presentes y con esto generalizar y extender la información obtenida pozo a pozo a todo el yacimiento, es por ello que la cantidad y calidad de la información que se disponga juega un papel fundamental porque es mucho más difícil evaluar un yacimiento que se encuentre en etapa exploratoria (como es el caso de la zona correspondiente al bloque 5 de Petroindependencia, objetivo a evaluar en esta investigación) donde no hay una cantidad de pozos considerable y la que hay es escasa o muy antigua, a evaluar un yacimiento que lleva cierto tiempo en producción donde se dispone de un conjunto de data completa y un numeroso grupo de pozos en la zona, que permiten definir con más detalle las propiedades del yacimiento.

En el primer caso se tiene entonces la presencia de un alto nivel de incertidumbre, debido a la alta dispersión de los datos y los pocos pozos existentes en la zona los valores estimados pueden estar alejados de lo que realmente son por lo que en este tipo de circunstancias la obtención de únicos resultados sería bastante arriesgado para la evaluación debido al poco grado de certeza o validez que se tiene sobre los parámetros calculados, lo más recomendable sería realizar sensibilidades y estimar varios escenarios tomando en cuenta cuales serían los resultados si determinada variable tomara valores en un intervalo específico esto permite no disminuir la incertidumbre de los datos, pero sí cuantificar cuanto afectaría al modelo las variaciones de las propiedades a medida que se vaya obteniendo más información lo que ayudaría a decidir y planificar sobre varias estrategias de explotación y realizar una gerencia adecuada de los recursos del subsuelo.

I.2 OBJETIVOS

I.2.1 Objetivo General

Generar un modelo petrofísico y realizar un análisis de incertidumbre de las variables de roca y fluido, relacionadas con los parámetros de corte calibrados con información de núcleos a fin de evaluar los diferentes escenarios que contribuyen a la elaboración del modelo estático.

I.2.2 Objetivos Específicos

1. Revisión y recolección de la información disponible (análisis de núcleos, registros eléctricos corridos en el área de interés, análisis fisicoquímico del agua de formación).
2. Elaborar una metodología para la realización de la evaluación petrofísica con la información disponible.
3. Realizar sumarios petrofísicos basados en la metodología propuesta.
4. Estimar parámetros petrofísicos como Resistividad del Agua de Formación, Saturación de Agua, Volumen de Arcilla, Porosidad y Permeabilidad.
5. Elaborar el modelo petrofísico de acuerdo a los parámetros calculados.
6. Analizar distintos escenarios y su impacto sobre el modelo de acuerdo al nivel de incertidumbre de los parámetros calculados.

I.3 ALCANCE

Realizar un modelo petrofísico del bloque 5 del área asignada a Petroindependencia, utilizando para ello información de los pozos existentes en el área (registros de pozos, muestras de núcleos), y zonas adyacentes a la de interés, con el fin de actualizar la

base del modelo estático que se tiene y definir con más detalle la distribución de propiedades claves como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, resistividad del agua de formación y de esta manera revisar los parámetros de corte para obtener nuevos espesores de arena neta petrolífera, así como también realizar análisis de incertidumbre sobre las variables calculadas con el objeto de evaluar los distintos escenarios que pudiesen presentarse al momento de iniciar la explotación del área.

I.4 JUSTIFICACIÓN

La explotación de yacimientos de crudo pesado y extra pesado en Venezuela específicamente de la Faja Petrolífera del Orinoco, constituirá en un futuro próximo la principal zona de producción petrolera del país, por lo que los múltiples proyectos que se están desarrollando en esta área buscan diseñar estrategias de producción que les permita obtener el máximo recobro posible de las arenas que componen los reservorios de crudo que allí existen.

Para ejecutar un plan de explotación de un yacimiento es necesario conocer en primera instancia una aproximado de cómo sería la distribución de las distintas propiedades a lo largo de todo el cuerpo de roca, es decir tratar de determinar las zonas de mayor y menor saturación de agua, porosidad, permeabilidad, a fin de obtener la mayor productividad posible. Para lograr este objetivo se debe tomar información directamente del área (a través de la perforación de pozos estratigráficos y productores, corridas de perfiles de pozos, toma de núcleos) de tal manera, que se pueda construir un modelo del yacimiento en el cual se representen todas estas variables y ayuden a planificar la mejor estrategia de explotación. Es por ello que la calidad y la interpretación de dicha información es muy importante, puesto que a partir de allí se tomarán las decisiones referentes a la forma en que se va a explotar el yacimiento, se determinarán los volúmenes de hidrocarburos en sitio, así como contribuir al posterior proceso de estimación de reservas recuperables.

Actualmente existen modelos muy generales de la zona a estudiar, dado que durante el proceso de cuantificación de reservas llevado a cabo por la empresa estatal venezolana, la misma realizó y construyó modelos que permitieran dar un primer estimado del volumen de recursos en el subsuelo, pero en la actualidad ya las empresas mixtas tienen un área específica asignada en la cual los modelos ya establecidos deben ser revisados, reajustados y rediseñados para tratar de conocer con mayor detalle parámetros y variables que de alguna forma pueden impactar sobre el futuro de la producción, así como también conocer cuanta incertidumbre está asociada a estos parámetros y establecer un esquema de escenarios basados en análisis estadísticos.

I.5 LIMITACIONES

En lo referente a limitaciones se tiene que la gran parte de la información con la que se va a realizar el estudio proviene de pozos perforados hace más de 20, años por lo que la data que se puede obtener de estos perfiles puede ser limitada y la información podría presentar errores de lectura debido a las características de las herramientas de la época.

El número de licencias comerciales del software utilizado para el desarrollo de la investigación es muy limitado, por lo que se hace restringido el tiempo de uso, incidiendo sobre el tiempo y avance de la investigación.

El grado de dispersión de la información referente a los datos de pozos es alto por lo que se genera mayor incertidumbre a la hora de realizar interpretaciones y estimaciones de propiedades.

Parte de la información por razones de confidencialidad y seguridad de la empresa no será publicada o será parcialmente modificada.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

II.1 Petrofísica^[4]

La petrofísica comprende el estudio de las propiedades de la roca y su interacción con los fluidos presentes en ella (gases, hidrocarburos líquidos y soluciones acuosas), puesto que los yacimientos de hidrocarburos deben ser rocas que posean permeabilidad y porosidad, el objetivo al evaluar formaciones rocosas serán aquellas que sean permeables y porosas.

II.2 Propiedades Petrofísicas^[1,3,4,6,7,10,11]

Entre las propiedades petrofísicas más importantes que se estiman al momento de realizar una evaluación petrofísica de una determinada formación se pueden mencionar:

- **Porosidad (ϕ)** : Esta variable indica la capacidad de la roca para almacenar fluidos, y se define como la relación entre el volumen poroso (espacio vacío entre la matriz de la roca) y el volumen bruto de roca, tal y como se muestra en la **ecuación II.1**:

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso } (Vp)}{\text{Volumen total } (Vt)} \quad (\text{Ec. II.1})$$

Dependiendo de que exista o no interconexión entre los poros, la porosidad se clasifica en porosidad efectiva (existe conexión entre los poros) y porosidad no efectiva (poros aislados), y de acuerdo al origen de la misma puede ser porosidad primaria (se origina durante el proceso de sedimentación de la roca o también llamada diagénesis) y porosidad secundaria (aquella formada luego del proceso de depositación y formación de la roca).

- **Permeabilidad (K):** La permeabilidad es una propiedad o medición de la facilidad con la que una determinada formación rocosa deja pasar un fluido a través de sus poros interconectados. Para una determinada muestra de roca la cual está saturada con un líquido homogéneo la permeabilidad será un valor constante siempre y cuando el líquido no interactúe con la roca. La permeabilidad se mide en una unidad denominada “darcy”.
- **Permeabilidades Relativas y Efectivas (K_r , K_e):** Estas permeabilidades intervienen cuando existe más de un fluido que satura el medio poroso interconectado. De esta manera se define la permeabilidad efectiva como la facilidad que ofrece el sistema poroso interconectado al movimiento de un punto a otro de un determinado fluido en la presencia de otro u otros fluidos (con una saturación menor al 100%). Por su parte el concepto de permeabilidad relativa aparece para “normalizar” las mediciones de permeabilidad efectiva y se define como permeabilidad relativa a un determinado fluido en un medio poroso interconectado, a la razón entre la permeabilidad efectiva a ese fluido en esas condiciones y la permeabilidad absoluta del medio poroso. Los valores de permeabilidad relativa varían entre 0 y 1, sin embargo el valor de la unidad es alcanzado cuando la saturación de un determinado fluido es 100%, es decir es un solo fluido que satura el medio poroso.
- **Saturación:** En el caso de un yacimiento de hidrocarburos, siempre hay más de un fluido que ocupa el espacio poroso de la roca y para el caso de un yacimiento de petróleo, el agua y el petróleo son los fluidos que ocupan los espacios porosos. Por lo tanto, se define saturación como la fracción del espacio poroso ocupada por un determinado fluido, y en general se calcula de acuerdo a la **ecuación II.2:**

$$\text{Saturación} = \frac{\text{Volumen de fluido}}{\text{Volumen poroso}} \quad (\text{Ec. II.2})$$

- **Saturación de Agua (Sw):** Con el mismo concepto de saturación, la saturación de agua se define como el cociente entre el volumen de agua que contiene una determinada formación entre el volumen poroso de la misma, siendo su valor máximo 1 o 100%.
- **Saturación de Agua Connata (Swc):** Volumen de agua ligada a la roca desde el proceso de sedimentación de la misma, o que está atrapada entre los granos y por lo general no puede ser producida.
- **Saturación de Agua Inicial (Swi):** Fracción del volumen poroso ocupado por un volumen de agua que pudiese ser móvil y es la que se encuentra inicialmente en el yacimiento.
- **Saturación de Agua Irreducible (Swirr):** Es aquella saturación de agua en la que el agua no se produce puesto que es un volumen disperso que no puede moverse como una fase, manteniéndose estática y constante a lo largo de las operaciones de producción.
- **Saturación de Hidrocarburos (Sh):** En un yacimiento petrolífero donde las fases presentes son agua e hidrocarburos (asumiendo solo una fase líquida de este último) se tiene que la saturación de hidrocarburos es igual a la diferencia entre la unidad y la saturación de agua, tal y como muestra la **ecuación II.3:**

$$Sh = 1 - Sw \quad (\text{Ec. II.3})$$

- **Saturación de Hidrocarburos Residual (Shr):** Durante el proceso de producción de un yacimiento a través de algún método de recuperación (inyección de agua o gas) existe cierto volumen de hidrocarburos que no se puede extraer y por tanto quedará de forma remanente en el medio poroso,

este volumen entre el volumen poroso total se conoce como saturación de hidrocarburo residual.

- **Presión Capilar (Pc):** En la interfase de dos fluidos inmiscibles existe la tendencia en que la zona de contacto de los mismos tiende a ser la menor área por unidad de volumen posible. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto existe una discontinuidad en la presión existente entre los dos fluidos, esta diferencia de presión dependerá de la curvatura de la interfase y a esta diferencia de presión es lo que se conoce como presión capilar.
- **Mojabilidad:** La Mojabilidad o también llamada humectabilidad es definida como la tendencia de un fluido para difundirse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles.
- **Distribución del Tamaño de Poro:** La determinación de la distribución del tamaño de poro es de importancia especial en materiales consolidados donde no puede obtenerse una distribución del tamaño de grano. Puesto que los medios porosos poseen una estructura porosa más o menos aleatoria, no es sorprendente que las muestras pequeñas del mismo material no tengan la misma porosidad o permeabilidad.
- **Espesor Neto:** Constituye la fracción del espesor bruto del yacimiento que está delimitada por rocas potencialmente saturadas de hidrocarburos las cuales se separan de aquellos intervalos (dentro del mismo espesor bruto del reservorio) lutíticos que no serían productivos.
- **Resistividad:** La resistividad puede definirse como la resistencia que opone una determinada sustancia al paso de corriente a través de sí misma, en los registros eléctricos se expresa en ohmio-metro²/metro lo que puede

simplificarse como ohmio-metro. El recíproco de esta propiedad es la conductividad y se expresa en milimhos por metro (mmho/m).

La resistividad es un parámetro que reviste mucha importancia puesto que la determinación de la resistividad verdadera de la formación permite estimar saturaciones de fluidos en un determinado intervalo y más específicamente en la zona no invadida del yacimiento, también es posible la determinación de resistividades en la zona lavada (zona adyacente al pozo cuyas propiedades originales fueron alteradas por la presencia o invasión del filtrado de lodo de perforación) para calcular y obtener saturaciones en la zona invadida.

- **Resistividad verdadera de la Formación (R_t):** Bajo el mismo concepto de resistividad, la resistividad verdadera de la formación está constituida por la resistencia al paso de corriente de un determinado estrato rocoso. La mayoría de las rocas como los hidrocarburos, no son capaces de transmitir la electricidad por lo que se dice que son resistivos, en el caso de las rocas yacimiento (predominantemente sedimentarias) la matriz sólida está formada por minerales no conductivos como cuarzo y carbonatos, por lo que estas rocas pueden conducir la electricidad sólo cuando existen fluidos conductivos dentro los espacios porosos interconectados, tal como el agua de formación.
- **Resistividad del Agua de Formación (R_w):** El agua de formación que suele llamarse agua innata o agua intersticial es aquella que ocupa parte de la porosidad de la roca y que no se encuentra contaminada por el filtrado del fluido de perforación. El conocimiento del valor de la resistividad del agua de formación es un parámetro muy importante a la hora de realizar interpretaciones ya que es necesario para el cálculo de saturaciones de fluidos) partiendo de los registros básicos de resistividad. Para la obtención de la resistividad del agua de formación existen diversos métodos entre los que se cuentan: los catálogos de agua, análisis químicos, curvas de potencial espontáneo y los diagramas de resistividad porosidad.

- **Rw por Catálogos de Agua:** Consiste en una recopilación de distintos datos de resistividad de agua de formación que provienen de diferentes campos y horizontes productores de una región. La fuente de los valores de Rw puede ser a través de una medición de una muestra de agua obtenida de la producción, una prueba de producción o una de perforación.
- **Rw de Análisis Químicos:** Este método utiliza coeficientes de ponderación para convertir las concentraciones de iones individuales (provenientes de un análisis químico que determina la composición química del agua en cuanto a iones se refiere) en concentraciones equivalentes de Cloruro de Sodio (NaCl), por lo que a partir de la concentración equivalente se puede obtener mediante correlaciones y cartas, la resistividad del agua a cualquier temperatura.
- **Rw del Potencial Espontáneo:** En aquellas formaciones limpias (sin arcilla) es posible determinar un aceptable valor de Rw partiendo de la curva de Potencial Espontáneo ya que el valor del potencial espontáneo estático se relaciona con las actividades químicas del agua de formación y del filtrado de lodo a través de la **ecuación II.4:**

$$SSP = -K * \log\left(\frac{a_w}{a_{mf}}\right) \quad (\text{Ec. II.4})$$

Donde:

a_w : actividad química del agua de formación.

a_{mf} : actividad química del filtrado de lodo.

En aquellas soluciones cuya concentración de NaCl no sea muy alta, las resistividades son inversamente proporcionales a las actividades por lo que la expresión quedaría de la forma (**ecuación II.5:**

$$SSP = -K * \log\left(\frac{R_{mfe}}{R_{we}}\right) \quad (\text{Ec. II.5})$$

Donde:

SSP: Potencial espontáneo estático, en milivoltios (mV)

K: Constante de temperatura (°C ó °F)

R_{mfe} : Resistividad equivalente del filtrado de lodo (ohmio-metro)

R_{we} : Resistividad equivalente del agua de formación (ohmio-metro)

De esta forma si se conoce el valor de la temperatura de la formación, el valor del potencial estático en frente de una formación porosa, permeable y libre de arcilla se puede transformar la relación de resistividades R_{mfe}/R_{we} , pudiéndose calcular esta relación gráficamente. El valor de K por su parte se obtiene a través de las **ecuaciones II.6 y II.7:**

$$K = 61 + 0,133 * \text{Temperatura de formación (en } ^\circ F) \quad (\text{Ec. II.6})$$

$$K = 65 + 0,24 * \text{Temperatura de formación (en } ^\circ C) \quad (\text{Ec. II.7})$$

Otro punto importante es determinar el origen del agua de formación de manera que sea posible saber si la misma es contemporánea con la edad del yacimiento o su acumulación ocurrió tiempo después. Para ello se han clasificado las aguas de formación en 2 clases principales:

- Aguas Connatas: aquellas que tienen la misma edad de los sedimentos de la cuenca, es decir se depositaron al mismo tiempo en que ocurrieron los eventos de sedimentación y no han estado en contacto con la atmósfera desde entonces. Suelen ser muy saladas con un alto contenido de sólidos, escasa concentración de iones bicarbonato y sulfato y por lo general son de origen marino. No circulan libremente

pero se mueven a través de los estratos rocosos debido al proceso de compactación y migración producido por la sobrecarga.

- Aguas Meteóricas: son aquellos volúmenes de agua que han estado en contacto reciente con el ciclo atmosférico. Estas aguas se caracterizan por baja cantidad de sólidos disueltos y poseer cantidades considerables de ión bicarbonato y su edad es muy poca si se compara con la edad de las rocas de los alrededores, por lo general son de origen no-marino.

Para la determinación del origen de las aguas de formación se han propuesto métodos y relaciones como la de Sulin (1946) que establece en función de la composición química del agua una relación para determinar si el agua es connata o meteórica, la misma consiste en determinar el valor de la relación Na/Cl, expresada en meq/l, si el valor es superior a uno (1) el agua se considera meteórica (el sodio predomina sobre el cloro y el exceso del mismo se combina con sulfato o bicarbonato). Por otra parte las aguas connatas poseen una relación Na/Cl menor a la unidad certificando la predominancia del cloro cuyo exceso se combina con calcio y magnesio.

Otro método basado en las relaciones de concentración propuestas por Sulin es el método de Stiff (1951) que utiliza además una figura característica que de forma visual permite determinar el comportamiento y tendencia de las aguas para distintos niveles estratigráficos. En el gráfico se establece un eje horizontal en el cual se representan las escalas de concentración con un cero, a la derecha se colocan los aniones y del lado izquierdo los cationes, y el diagrama consiste en unir con líneas para formar una huella propia del agua de formación.

- **Factor de Cementación (m)**: es un parámetro que indica el grado de cementación de los granos que componen el esqueleto mineral de la roca, es variable para diferentes tipos de roca y su valor oscila entre 1,3 y 2,8 dependiendo del grado de consolidación de la roca (mientras más bajo más

inconsolidada es la formación) pero por lo general se asume igual a 2 para arenas.

- **Exponente de Saturación (n):** este parámetro es bastante importante puesto que determina una relación cuantitativa entre propiedades eléctricas de la roca (resistividad) con la saturación de fluidos en el medio poroso. Suele tomarse valores menores que 2 para rocas mojadas por agua y mayores de 2,5 para aquellas mojadas con crudo. En muchos casos se toma el valor de 2 de igual manera que el factor de cementación.
- **Factor de Tortuosidad (a):** Este factor indica una propiedad geométrica del medio poroso que refleja la relación entre la longitud de la trayectoria del flujo a través de los poros interconectados y la longitud real del medio poroso, siendo la primera ligeramente mayor, debido a que el flujo debe moverse alrededor de los granos para atravesar los poros interconectados de la roca.
- **Factor de Formación (F):** El Factor de Resistividad de la Formación o simplemente el Factor de Formación es una relación propuesta por Archie (1941) que relaciona la resistividad del agua de formación (R_w) y la resistividad de una roca saturada 100% con agua de formación (R_o), en este caso R_o siempre será mayor que R_w y la expresión queda de la forma **(Ecuación. II.8):**

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (\text{Ec. II.8})$$

Esta expresión es una de las bases fundamentales para la interpretación de registros de pozos, puesto que este factor relaciona resistividad, porosidad y saturaciones de agua de los yacimientos. Basado en experiencias de laboratorio Archie demostró que el factor de formación F, es inversamente proporcional a la porosidad y proporcional a la tortuosidad (que puede ser

distinta de 1, dependiendo del tipo de roca) de manera que se obtiene la expresión (**Ecuación II.9**):

$$F = \frac{1}{\phi^m} \quad (\text{Ec. II.9})$$

- **Índice de Resistividad (I):** Otra relación de propiedades propuesta por Archie fue el llamado índice de resistividad y está relacionado con la resistividad de una formación saturada parcialmente con agua (R_t) con la resistividad de la roca saturada completamente de agua (R_o), de tal forma se tiene una expresión tal como se muestra (**Ecuación II.10**):

$$I = \frac{R_t}{R_o} \quad (\text{Ec. II.10})$$

Este parámetro I es conocido como índice de resistividad, y dado que la resistividad verdadera de la formación depende de la saturación de agua, la ecuación se puede escribir también de la forma (**Ecuación II.11**):

$$I = \frac{R_t}{R_o} = \frac{1}{S_w^n} \quad (\text{Ec. II.11})$$

Donde: n corresponde al exponente de saturación.

De esta forma Archie demostró la relación entre la saturación de agua y el índice de resistividad de la siguiente forma (**Ecuación II.12**):

$$S_w^n = \frac{1}{I} = \frac{R_o}{R_t} \quad (\text{Ec. II.12})$$

Ahora bien teniendo en cuenta la definición de factor de formación $R_o = F.R_w$ y $F = a/\phi^m$, la ecuación anterior se puede reescribir como (**Ecuación II.13**):

$$S_w^n = \frac{(FR_w)}{R_t} = \frac{aR_w}{\phi^m R_t} \quad (\text{Ec. II.13})$$

- **Capacidad de intercambio catiónico (Q_v):** En las arcillas ocurre un fenómeno de transferencia iónica cuyo efecto puede incidir en alteración de propiedades del yacimiento como modificación de la porosidad, resistividad verdadera de la formación y reducción de permeabilidad, lo que da lugar a interpretaciones erróneas de los valores de saturación de agua y estimaciones de volúmenes de hidrocarburos. Se define entonces como capacidad de intercambio catiónico a la cantidad de iones libres intercambiables, debido a la arcilla presente en los poros de la roca, este valor es variable y depende del tipo y cuanta arcilla está presente, se suele expresar en miliequivalentes por cada 100 gramos de roca seca.
- **Densidad de matriz (ρ_{ma}):** Se define como el peso de la roca (sin fluidos) dividido entre el volumen sólido de la fracción de roca sin incluir el volumen poroso.

II.3 Evaluación de Formaciones ^[1,4,7,8,9,16]

El perfilaje de pozos y la toma de núcleos, son procedimientos claves para la evaluación de zonas potencialmente productivas, los cuales permiten estimar la capacidad de almacenamiento y producción de fluidos de una determinada formación rocosa que en su mayoría proviene de rocas clásticas. La evaluación de formaciones tiende a dividirse en la valoración de aquellas formaciones libres de minerales de arcillas (limpias) y la evaluación de formaciones arcillosas, puesto que estas últimas requieren de métodos de evaluación distintos, debido a la presencia de estos minerales que modifican las propiedades de la roca y alteran las respuestas de los perfiles.

En el caso de aquellas formaciones “limpias” los métodos y ecuaciones para calcular saturación de agua y petróleo, porosidad y permeabilidad son más sencillos y

tradicionales, puesto que las herramientas se desarrollan para este tipo de rocas, además de no tener el efecto que generan los minerales arcillosos de alterar las lecturas de los perfiles y consecuentes errores de interpretación.

II.3.1 Formaciones Arcillosas ^[7,8,9]

Las arcillas en las rocas reservorio alteran las lecturas de las herramientas de perfilaje de pozos, por lo que suelen causar reducción de resistividad (ya que las arcillas son buenas conductoras de la electricidad), aparte producen aumentos de los valores de las lecturas de perfiles de porosidad, trayendo como consecuencia errores de interpretación como por ejemplo sobrestimación de la saturación de agua.

Las arcillas dentro del medio poroso suelen distribuirse de tres formas (**Figura II.1**):

- Laminar: se presentan como capas delgadas de arcilla dentro del cuerpo de arena ocupando de esta manera una fracción del espacio poroso y otra parte del volumen de la matriz.
- Estructural: las arcillas tienden a formarse como granos en el interior de la matriz de la roca, por lo que tiende a reducir el volumen de matriz pero sin alterar la porosidad de la misma.
- Dispersa: este modelo de distribución se presenta cuando las arcillas (no lutitas) se encuentran disgregadas dentro de todo el espacio poroso de la roca por lo que reduce de manera importante la porosidad y la permeabilidad.

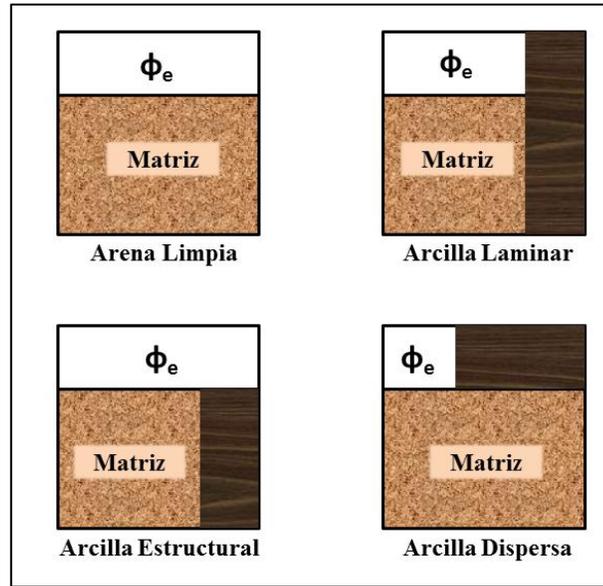


Figura II.1. Comparación entre una arena limpia con la forma de distribución de las arcillas en el medio poroso y su impacto a la porosidad efectiva de la roca. (Modificado de: Schlumberger Principios y Aplicaciones de la Interpretación de Registros, 1989)

II.3.2 Arcillosidad y Volumen de Arcilla (Vsh)

Al momento de realizar la evaluación petrofísica de una formación, es posible determinar si la misma puede ser considerada arcillosa o no a través del cálculo del volumen de arcilla (Vsh). En la práctica este valor puede estimarse haciendo uso individual de las curvas provenientes de los registros de Potencial Espontáneo o de Rayos Gamma o mediante la combinación de curvas como Densidad-Neutrón, Densidad-Sónico y Sónico-Neutrón, tal como se muestra a continuación (**Ecuaciones II.14, II.15, II.16, II.17, II.18 y II.19**):

$$\text{Rayos Gamma: } Vsh = \frac{GR_{leído} - GR_{mín}}{GR_{máx} - GR_{mín}} \quad (\text{Ec. II.14})$$

$$\text{Potencial Espontáneo: } Vsh = \frac{SSP - SP}{SSP} = 1 - \frac{SP}{SSP} \quad (\text{Ec. II.15})$$

$$\text{Resistividad: } Vsh = \frac{1/R_{sh}^{-1}/R_t}{1/R_{sh}^{-1}/R_{sand}} \quad (\text{Ec. II.16})$$

$$\text{Densidad – Neutrón: } Vsh = \frac{\phi_N - \phi_D}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}} \quad (\text{Ec. II.17})$$

$$\text{Densidad – Sónico: } Vsh = \frac{\phi_S - \phi_D}{\phi_{Ssh} - \phi_{Dsh}} \quad (\text{Ec. II.18})$$

$$\text{Sónico – Neutrón: } Vsh = \frac{\phi_S - \phi_N}{\phi_{Ssh} - \phi_{Nsh}} \quad (\text{Ec. II.19})$$

En donde:

Vsh: Volumen de arcilla (Adimensional)

GR: Lectura del Registro de Rayos Gamma (API)

SP: Lectura del Registro de Potencial Espontáneo (Milivoltios o mV)

SSP: Potencial Espontáneo Estático (Milivoltios o mV)

R_t: Resistividad verdadera de la formación (ohmio-metro)

φ_N: Porosidad del Registro Neutrón (Adimensional)

φ_D: Porosidad del Registro Densidad (Adimensional)

φ_S: Porosidad del Registro Sónico (Adimensional)

El subíndice “sh” corresponde a la lectura del intervalo arcilloso adyacente y “sand” o “mín” al valor más bajo o el correspondiente a la arena limpia.

La estimación del volumen de arcilla utilizando estos métodos suele ser mayor que el volumen real de arcilla de la formación, entonces no se suelen utilizar para calcular volumen de arcilla sino como indicadores de arcillosidad por lo que se acostumbra calcular varios de estos parámetros con distintas curvas de registros y se selecciona el menor valor como volumen de arcilla.

Otro aspecto que se debe tener en cuenta es que la densidad de las lutitas suele cambiar dependiendo de la edad de la roca, por lo que se han propuesto relaciones empíricas para la estimación del volumen de arcilla (Vsh) tomando en cuenta dicha condición.

II.3.2.1 Estimación de la Saturación de Agua en Formaciones Arcillosas

La estimación de la saturación de agua en formaciones arcillosas debe realizarse tomando en cuenta el efecto que produce la presencia de minerales arcillosos en la roca, puesto que las arcillas son buenas conductoras de la electricidad, por lo que su presencia genera un aumento de conductividad de la formación, lo que se traduce en disminución de la resistividad verdadera (R_t). Este fenómeno se debe a que en una formación arcillosa, la conductividad no depende únicamente del agua de formación sino también de la conductividad de la arcilla presente, por lo que los métodos de estimación de saturación de agua basados en la ecuación de Archie resultan en valores de S_w superiores a los verdaderos, porque este modelo se basa en que la conductividad de la formación es función únicamente del agua de formación. Entre los modelos de saturación de agua más conocidos para arenas arcillosas se pueden mencionar:

- Modelo de Simandoux: Se basa en que la conductividad o $1/R_t$ se puede expresar como (**Ecuación II.20**):

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m}{aR_w} S_w^n + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} S_w \quad (\text{Ec. II.20})$$

Dónde:

V_{sh} : Volumen de Arcilla (Adimensional)

R_{sh} : Resistividad de las arcillas (ohmio-metro)

m : Exponente de cementación (Adimensional)

n : Exponente de saturación (Adimensional)

S_w : Saturación de Agua (Adimensional)

R_w : Resistividad del Agua de Formación (Adimensional)

a : Factor de tortuosidad (Adimensional)

Para el caso de $m=n=2$ la ecuación se puede reagrupar de la forma (**Ecuación II.21**):

$$S_w = \left[\left(\frac{aR_w}{\phi^2 R_t} \right) + \left[\frac{aR_w V_{sh}}{2\phi^2 R_{sh}} \right]^2 \right]^{1/2} - \left[\frac{aR_w V_{sh}}{2\phi^2 R_{sh}} \right] \quad (\text{Ec. II.21})$$

- Modelo de Saraband: Es una modificación del modelo de Simandoux, que añade el término (1-Vsh) (**Ecuaciones II.22 y II.23**):

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m}{(1-V_{sh})aR_w} S_w^n + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} S_w \quad (\text{Ec. II.22})$$

Para m=n=2:

$$S_w = \left[\left(\frac{(1-V_{sh})aR_w}{\phi^2 R_t} \right) + \left[\frac{(1-V_{sh})aR_w V_{sh}}{2\phi^2 R_{sh}} \right]^2 \right]^{1/2} - \left[\frac{(1-V_{sh})aR_w V_{sh}}{2\phi^2 R_{sh}} \right] \quad (\text{Ec. II.23})$$

- Modelo de Waxman-Smits: Consiste en una relación de saturación-resistividad para formaciones arcillosas, que relacionaba la contribución de la resistividad de la lutita a la capacidad de intercambio catiónico (CEC en inglés) de la lutita, la relación es la siguiente (**Ecuación II.24**):

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F^* R_w} + \frac{B Q_v S_w}{F^*} \quad (\text{Ec. II.24})$$

Donde F* corresponde al factor de formación de la porosidad total, Sw también relacionada con la de los poros interconectados, B es la conductancia equivalente de los cationes de intercambio de la arcilla y Qv es la capacidad de intercambio catiónico de la roca por unidad de volumen poroso. (en meq/100gr)

El problema de este modelo es que el parámetro Qv se puede obtener sólo de análisis de núcleos por lo que su aplicabilidad es limitada. Es por ello que I. Juhasz presentó un modelo basado en el propuesto por Waxman y Smits (denominado Waxman-Smits normalizado) que utiliza otros parámetros

equivalentes que pueden ser obtenidos directamente de los perfiles de pozos, y cuyas ecuaciones se presentan a continuación (**Ecuación II.25**):

$$S_{wt}^n = \frac{R_{we}}{\phi^m R_t} \quad (\text{Ec. II.25})$$

En donde S_{wt} corresponde a la saturación de agua total (libre más la asociada a la arcilla –Adimensional-) y R_{we} es una función de R_w (Resistividad del agua de formación en ohmio-metro) de la matriz limpia y de Q_v como se muestra en la **Ecuación II.26**:

$$R_{we} = \frac{R_w \cdot R_{wsh} \cdot S_{wt}}{R_{wsh}(S_{wt} - Q_{vn}) + R_w Q_{vn}} \quad (\text{Ec. II.26})$$

En esta expresión, Q_{vn} corresponde a la capacidad normalizada de intercambio catiónico por unidad de volumen poroso (en meq/100gr) calculada como (**Ecuaciones II.27 y II.28**)

$$Q_{vn} = \frac{V_{sh} \phi_{tsh}}{\phi_t} \quad (\text{Ec. II.27})$$

$$R_{wsh} = (\phi_{tsh})^m R_{sh} \quad (\text{Ec. II.28})$$

Para las ecuaciones anteriores se tiene que:

R_{wsh} : Resistividad del agua en las arcillas (ohmio-metro)

ϕ_t = Porosidad total de la formación, leída del registro sin corregir por efecto de arcillosidad (Adimensional)

ϕ_{tsh} = Porosidad leída del registro en lutitas adyacentes (Adimensional)

Una vez reemplazados los términos en la ecuación tal, se observa que el parámetro S_{wt} se encuentra a ambos lados de la ecuación por lo que es necesario la aplicación de métodos numéricos para la obtener una solución.

- Modelo de Indonesia: establece una relación entre la conductividad y la saturación de agua de la forma (**Ecuación II.29**):

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\sqrt{\frac{\phi^m}{aR_w}} + \frac{R_{sh}^{1-\frac{V_{sh}}{2}}}{\sqrt{R_{sh}}} \right) * S_w^{\frac{n}{2}} \quad (\text{Ec. II.29})$$

Para este caso los parámetros utilizados corresponden a los definidos con anterioridad para otros modelos. Y es importante destacar que este modelo se ajusta muy bien a los yacimientos de crudo pesado de la FPO.

II.3.3 Parámetros de Corte ^[2,3,6]

Los llamados parámetros de corte o “*cutoffs*” en definición constituyen valores límites para descartar aquellos volúmenes de roca que no contribuyen significativamente a la evaluación del producto del yacimiento. Usualmente los parámetros de corte se especifican en función de las características físicas de un reservorio, aun así, a pesar de que estos parámetros de corte vienen utilizándose durante algo más de medio siglo, no existe un procedimiento estandarizado para identificarlos y aplicarlos.

La aplicación principal de los parámetros de corte consiste en poder delinear el espesor neto o “*net pay*”, los cuales se describen como la sumatoria de aquellos intervalos rocosos a través de los cuales es económicamente producible un volumen de hidrocarburos. El espesor neto demarca aquellos intervalos que son el foco del estudio del yacimiento que permite determinar aquellos intervalos a ser cañoneados de acuerdo a las unidades de flujo que allí se identifiquen.

La definición de parámetros de corte está muy relacionada con el enfoque que se utilice en la evaluación petrofísica, y dependerá en algunos casos del concepto de arena neta. Los parámetros de corte que más se utilizan para evaluaciones petrofísicas comprenden: la porosidad, el volumen de arcilla y la saturación de agua.

II.4 Registros de Pozo ^[1,4,7,11,16]

Para la caracterización de un yacimiento es necesario conocer un conjunto de propiedades petrofísicas que se pueden estimar a través de tres vías principales como lo son los perfiles o registros de pozos, la toma o extracción de núcleos de la formación y la toma de muestras de fluidos, de tal manera de predecir lo más exacto posible la distribución de estas variables a lo largo del reservorio y tener un modelo estático que sea representativo del yacimiento como tal.

El proceso de perfilaje o toma de registros de pozos se realiza con la finalidad de reconocer o identificar aquellas zonas prospectivas que puedan ser señaladas como acumulaciones de hidrocarburos, que de acuerdo a sus características puedan ser económicamente explotables o no.

Los registros de pozos constituyen herramientas bastantes útiles y precisas para la evaluación de las formaciones y en general estos equipos permiten identificar tres aspectos de la formación que vienen a ser: litología (diferenciación de capas de acuerdo al tipo de roca, ya sea arena, lutita, etc.), resistividad (detección de zonas potencialmente hidrocarburíferas basados en el comportamiento de la curva de resistividad en un intervalo de arena o caliza) y porosidad

Hasta ahora se conocen 3 tipos de perfiles básicos que permiten analizar en su totalidad una formación: los perfiles de litología, de resistividad y de porosidad. El procedimiento que por lo general sigue la mayoría de los ingenieros para obtener los registros de pozos, comienza con la corrida de un perfil identificador de litología acompañado con uno de resistividad. De esta manera, se determina la posición

estructural del pozo y haciendo un análisis cuidadoso de las curvas se identifica aquellas zonas de la formación que podrían tener la porosidad, permeabilidad y saturación esenciales para un yacimiento comercial. Una evaluación más detallada, observando las anomalías de los registros, tendrá como fin localizar posibles acumulaciones de petróleo y gas.

II.4.1 Registros de Litología

Hasta ahora se han utilizado dos tipos de registros para la determinación de la litología al momento de evaluar una determinada formación, estos son los registros de Potencial Espontáneo y de Rayos Gamma, los cuales poseen principios de funcionamiento totalmente distintos pero su finalidad es básicamente la misma: identificación de capas y permitir la correlación de estratos entre varios pozos, para determinar aquellas zonas e intervalos que pudiesen ser prospectivos.

- *El registro de Potencial Espontáneo*

La curva de potencial espontáneo (*Spontaneous Potential* abreviado como SP) registra el potencial eléctrico generado por la interacción del agua de formación, el fluido de perforación conductivo y ciertas rocas que poseen propiedades selectivas de iones como lo son las lutitas. El registro como tal se presenta como una gráfica de profundidad versus la medición de la diferencia de potencial eléctrico existente entre un electrodo móvil en el pozo y uno fijo en superficie (**Figura II.2**). En frente de las lutitas, la curva del registro SP registra una línea más o menos recta que se le conoce como “línea base de lutita” y en frente de formaciones permeables y gruesas, la curva refleja deflexiones de dicha línea de lutita que se vuelven constantes definiendo una “línea base de arena” (**Figura II.4**). Dicha deflexión puede ser a la izquierda (negativa) o a la derecha (positiva), dependiendo principalmente de las salinidades del agua de formación y del filtrado de lodo, en donde se cumple que si el agua de formación es más salina que el filtrado de lodo, la deflexión es hacia la izquierda y si

el agua de formación es menos salina que el filtrado de lodo dicha deflexión será a la derecha.

Una de las principales desventajas del registro de Potencial Espontáneo es que no puede ser corrido en pozos con fluidos de perforación no conductivos, como fluidos de perforación base aceite o aire, ya que este tipo de fluido no provee una continuidad eléctrica entre el electrodo SP y la formación. Otro aspecto que interviene en la respuesta de la curva SP es que si las resistividades del filtrado de lodo y del agua de formación son parecidas la deflexión en la curva será muy pequeña, por lo que no será representativa de la zona y por lo tanto inservible para realizar interpretaciones.

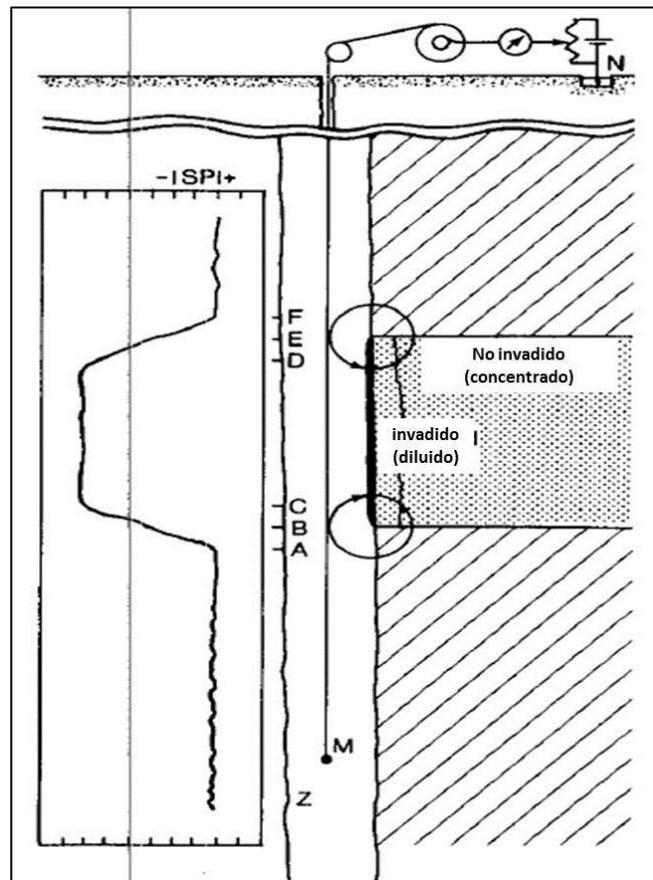


Figura II.2. Representación Esquemática de un dispositivo de Potencial Espontáneo (Modificado de Well Logging II, SPE, 1994)

Como ya se ha mencionado la deflexión en la curva de Potencial Espontáneo resulta de la corriente eléctrica que fluye en el lodo del pozo, y dicha corriente se genera por fuerzas electromotrices que tienen un origen electroquímico y electrocinético.

Componente Electroquímico: El origen electroquímico del Potencial Espontáneo tiene que ver con el hecho de que una formación permeable suele estar por debajo y por encima de capas de lutitas, en las cuales existen dos electrolitos interactuando, el filtrado de lodo y el agua de formación que se encuentra en los intersticios de las rocas. En este caso suponiendo que sólo existe disuelto Cloruro de Sodio (NaCl) se produce una corriente eléctrica, puesto que al estar en solución éste se disocia en iones Na^+ y Cl^- y dada la estructura laminar de las lutitas y a las cargas asociadas a estas láminas, las lutitas son permeables a cationes Na^+ pero impermeables a los aniones Cl^- , por lo que solo los cationes (iones con cargas positivas) pueden moverse a través de la solución de NaCl más concentrada a la menos concentrada, originando así una corriente eléctrica, cuya fuerza que la origina constituye un potencial a través de la lutita. Debido a este comportamiento las lutitas se comportan como membranas selectivas de iones, por lo que este potencial a través de la lutita se conoce como potencial de membrana. Otro mecanismo del potencial electroquímico lo constituye el flujo de los iones Cl^- que por tener mayor movilidad que los iones Na^+ pueden difundirse de cualquiera de las soluciones a la otra, esto ocurre en la zona invadida donde el filtrado del fluido de perforación está en contacto directo con el agua de formación.

Componente Electrocinético: este componente del potencial espontáneo se genera cuando un electrolito (NaCl presente en el filtrado de lodo por ejemplo) fluye a través de un medio poroso, permeable y no metálico, cuya magnitud depende principalmente de la presión diferencial que produce el flujo y la resistividad del electrolito, por lo que en los casos de presiones diferenciales anormalmente altas (formaciones productoras con baja presión, muy agotadas, o el uso de lodos de perforación muy pesados).

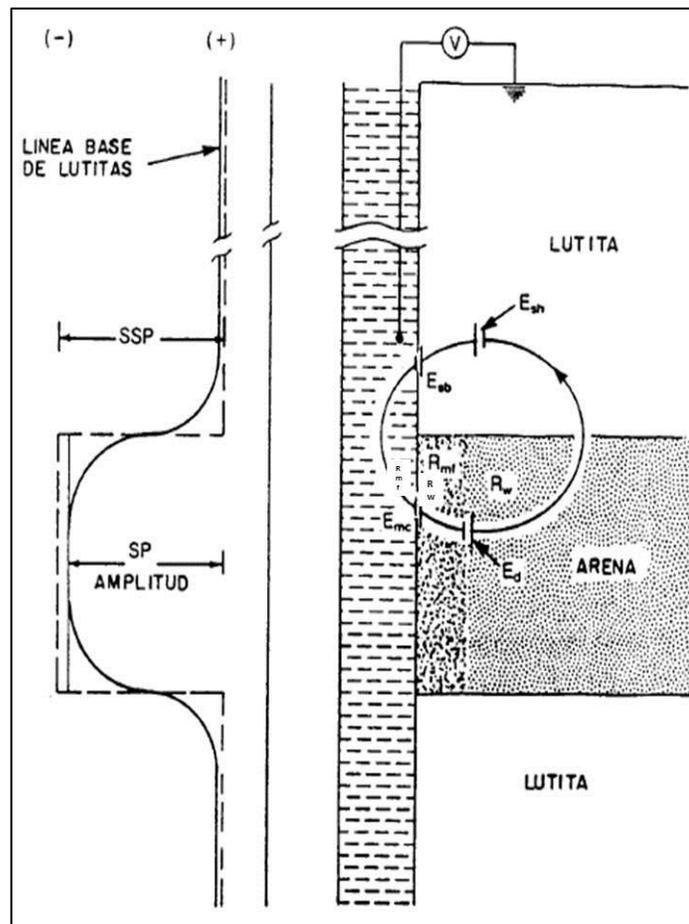


Figura II.3. Origen del Potencial Espontáneo (Tomado de Hung, E. *Petrofísica para Geólogos e Ingenieros de explotación*, 1991)

Como se ve en la **Figura II.3**, las corrientes del potencial espontaneo fluyen a través de 4 medios: el pozo, la zona invadida, la zona no invadida de la formación permeable y las arcillas alrededor. Su magnitud dependerá de la resistencia encontrada a lo largo de la línea de flujo de corriente.

Potencial Espontáneo Estático: La curva de potencial espontáneo que se registra en una condición idealizada se llama curva de SP estático (abreviado como SSP del inglés *Static Spontaneous Potential*) y viene a ser la deflexión de la curva de SP enfrente de una formación limpia y gruesa, dicha deflexión se mide a partir de la línea base de lutitas y su magnitud se puede estimar mediante las expresiones: (Ver **Ec. II.4 y II.5**).

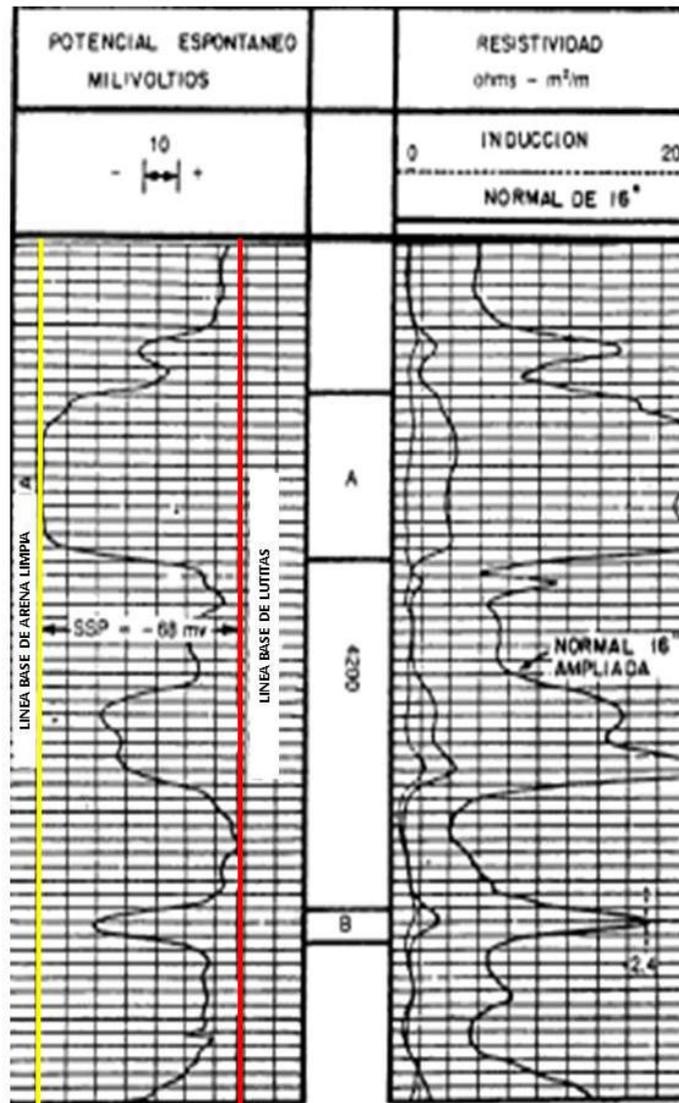


Figura II.4. Representación de las líneas de Arena (amarillo) y Lutita (rojo) en la curva de potencial espontáneo (Modificado de Hung, E. Petrofísica para Geólogos e Ingenieros de explotación, 1991)

- *Registro de Rayos Gamma*

Este registro mide en esencia la radioactividad natural de las formaciones. Cuando este registro se corre en formaciones sedimentarias detecta aquellas rocas que son predominantemente arcillosas puesto que los minerales radioactivos tienden a depositarse allí, diferenciándose así de las formaciones limpias como las areniscas y calizas que presentan una respuesta radioactiva más baja (a menos que se encuentren

contaminadas con cenizas volcánicas, residuos de granito o sales radioactivas disueltas en las aguas de formación).

Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas que son emitidos de forma espontánea por algunos elementos radioactivos como el Potasio (Isótopo K^{40}) y los elementos de la serie del Uranio (U) y Torio (Th) los cuales son responsables de casi toda la radiación gamma que se existe en la Tierra.

Debido que el registro de rayos gamma involucra la interacción de ondas electromagnéticas entre la sonda y la formación rocosa, este no necesita continuidad del medio, ni se ve afectado por características del fluido de perforación, por lo tanto este registro puede utilizarse en pozos entubados y cementados lo que es muy útil en procesos de correlación en hoyos ya terminados y completados. Inclusive se utiliza para complementar a la curva de Potencial Espontáneo y como sustituto de este en aquellos pozos perforados con lodo salados o base aceite.

Entre las aplicaciones más importantes del registro de Rayos Gamma se tiene que es particularmente útil para definir o delimitar capas arcillosas cuando la curva de Potencial Espontáneo se distorsiona (por efecto de resistividades muy altas), es muy insignificante (aguas formación dulce o lodos muy salados por lo que se produce que la resistividad del filtrado de lodo es aproximadamente igual a la del agua de formación) o simplemente no se puede medir puesto que se ha perforado el hoyo con lodo no conductivo o ya se encuentra revestido.

El perfil de Rayos Gamma indica la proporción de arcilla y en muchos casos se puede utilizar como indicador de arcillosidad, siendo útil para la detección y posterior evaluación de minerales radioactivos como potasio y uranio. Por sus ventajas y precisión este registro se ha vuelto tradicional y forma parte de la mayoría de los programas de registro, tanto en hoyo desnudo, como en hoyo revestido y debido a su facilidad de combinación con otras herramientas es posible realizar correlaciones precisas de registros hechos en una corrida con otros registros de una corrida diferente.

- *Registro NGS*

El registro de espectrometría de Rayos Gamma Naturales (NGS) al igual que el registro de Rayos Gamma mide la radioactividad natural de la formaciones, pero a diferencia del Registro de Rayos Gamma que mide la radioactividad total, este perfil mide el número de rayos gamma y el nivel de energía de cada uno lo que permite estimar las concentraciones de potasio, torio y uranio presentes en la formación.

II.4.2 Registros de Resistividad

La resistividad es una de las propiedades más importantes a la hora de estimar propiedades de un yacimiento, puesto que su determinación proporciona una idea de la cantidad de hidrocarburos que puede haber o no en un determinado intervalo.

- *Registro Eléctrico*

Este tipo de registro fue el primero (y el único) que se utilizaba para la determinación de la resistividad durante los primeros 25 años del uso de registros de pozos. En general estos registros estaban conformados por una sonda de Potencial Espontáneo y herramientas que permitían realizar mediciones normales de 16 pulgadas, normales de 64 pulgadas y lateral de 18 pies 8 pulgadas. El principio de funcionamiento de esta herramienta consistía en introducir corrientes a la formación a través de unos electrodos midiéndose el voltaje entre los electrodos de medición. La determinación de estos voltajes vendría a ser la resistividad para cada dispositivo.

- *Registro de Inducción Eléctrico*

El registro de Inducción Eléctrico es una combinación de curvas de registros eléctricos con curvas de inducción. La herramienta de inducción fue desarrollada para proveer una medición de resistividad en pozos perforados con lodos no conductivos (base aceite o gas), donde los registros eléctricos convencionales no pueden transmitir la corriente del electrodo a la formación. Aunque la herramienta de inducción se desarrolló para satisfacer la necesidad de una herramienta que pudiese operar en un

lodo no conductor, pronto se reconoció que este dispositivo funcionaba mejor que el registro eléctrico original usado en lodos de agua dulce, además de que la curva de inducción fue más fácil de leer que un registro eléctrico en donde se obtienen valores más cercanos a la resistividad verdadera de la formación cuyo valor no era mayor de 200 ohmio-metro y R_{mf} era superior a R_w .

La herramienta de inducción funciona por el principio de inducción electromagnética. Una corriente alterna de alta frecuencia fluye a través de una bobina conductora instalada en la herramienta del registro, dicha corriente genera un campo magnético de alta frecuencia que se extiende hacia la formación y este campo magnético produce corrientes de flujo a través de la formación de manera concéntrica con el eje de la herramienta de inducción y como la corriente de la bobina de transmisión es de amplitud y frecuencia constante, las corrientes de anillo formadas en la roca adyacente son directamente proporcionales a la conductividad de la formación. Dicho de otra forma el voltaje inducido en la bobina receptora es proporcional a las corrientes de anillo y, así a la conductividad de la formación.

- *Registro Lateroperfil de Inducción Dual*

El registro lateroperfil de inducción dual fue desarrollado para aquellas áreas donde existían muy bajas porosidades y la invasión del filtrado de lodo era muy profunda. La herramienta está provista de dos curvas de inducción (ILD e ILM) cuya resolución vertical es de aproximadamente 40 pulgadas. Sin embargo, una de las curvas de inducción, el ILD lee muy profundamente en la formación, mientras que la curva de inducción media (ILM), puede realizar lecturas solo a la mitad de la profundidad de la curva ILD, por lo tanto una lectura superficial combinada con un lateroperfil ofrece una buena descripción del perfil de resistividad de una determinada zona.

La relación entre las curvas, superficial a profunda y las curvas media a profunda son utilizadas para determinar el diámetro de la invasión, resistividad de la zona lavada y la resistividad verdadera de la formación.

- *Registro Eléctrico Enfocado*

En aquellas perforaciones de pozos donde existe la presencia de fluidos de perforación extremadamente salinos o formaciones que poseen resistividades muy altas, la corriente que se emite hacia la formación desde un electrodo normal o lateral queda casi totalmente confinada dentro del pozo u fluye de arriba hacia abajo en la columna de lodo, por lo que muy poco de este flujo de corriente penetra al material resistivo circundante. En condiciones similares la herramienta de inducción es también afectada porque gran parte del voltaje recibido proviene de la alta resistividad de la zona invadida. Es por ello que herramientas de registro de corriente enfocada han sido diseñadas con el fin de solucionar este problema.

Actualmente hay dos sistemas de perfilaje de corriente enfocada, referidos como “*guard*” y el lateroperfil. En el sistema “*guard*”, los electrodos centinelas son colocados por encima y por debajo de un electrodo de corriente y se mantiene el mismo potencial para enfocar la corriente hacia la formación partiendo desde un delgado disco la cual fluye perpendicularmente al hoyo.

El registro “*guard*” define los límites de capa muy bien y no se ve muy afectado por las resistividades de las capas adyacentes. Sistemas “*guard*” poco profundos, utilizan electrodos centinelas cortos (de aproximadamente 30 pulgadas), y son usados con otras herramientas como los de inducción dual para mediciones en la zona lavada (Rxo). Los electrodos centinelas largos (de 5 pies de longitud) son utilizados para la determinación de la resistividad verdadera de la formación en la zona no invadida.

El arreglo de electrodos del tipo lateroperfil consiste en un electrodo de corriente colocado simétricamente entre tres pares de electrodos en cortocircuito. Una corriente controlada es emitida desde uno de los pares de electrodos en cortocircuito más exterior, de manera que la diferencia de voltaje entre los dos pares de circuitos más internos sea prácticamente nula. De igual forma que el sistema “*guard*”, en ese arreglo de electrodos la corriente fluye desde un delgado disco perpendicularmente al hoyo.

Varias herramientas de tipo lateroperfil han sido desarrolladas a lo largo de los últimos años, de las cuales la más común es la lateroperfil doble. Esta, similar a la de inducción dual, tiene tanto medición de lateroperfil profunda como superficial, suele usarse en conjunto con una herramienta de lectura de lateroperfil muy superficial que utiliza una almohadilla que presiona contra la pared del pozo. Esta curva cuya lectura es superficial es el llamado registro microesférico centrado y mide la resistividad de la zona lavada, y la combinación de medidas tanto superficiales como profundas puede permitir la construcción del perfil de resistividad del pozo.

- *Registro Micro-resistivo*

Las herramientas de micro-resistividad están diseñadas para medir la resistividad de la zona lavada (R_{xo}), más específicamente en aquellas zonas donde la invasión puede ser solo de 3 o 4 pulgadas, las herramientas de este tipo tienen lecturas muy superficiales con profundidades de investigación de 1 a 4 pulgadas. Los electrodos están montados sobre plataformas flexibles presionando sobre la pared del pozo, eliminando así la mayor parte de los efectos que pudiese generar el fluido de perforación en la medición. Entre los registros de micro-resistividad se incluyen el microperfil, microlateroperfil, proximidad y registro microesférico enfocado. En conjunto, estos registros pueden ser usados para estimar:

- Profundidad de invasión
- Saturación de la zona lavada (S_{xo})
- Saturación de hidrocarburo movable ($S_{xo}-S_w$)
- Corrección de las curvas de inducción y lateroperfiles
- Permeabilidad
- Diámetro de hoyo
- Espesor neto
- Porosidad

II.4.3 Registros de Porosidad

La porosidad es otra propiedad importante para caracterizar un yacimiento y en el pasado se utilizaron tres registros para calcularla los cuales son: el registro sínico, el registro de densidad y el registro de neutrones. Todas estas herramientas ven afectada su respuesta por la porosidad, los fluidos y la matriz rocosa, y si los efectos de matriz y fluidos son conocidos o se pueden determinar la respuesta de la herramienta puede relacionarse con la porosidad.

- *Registro Sínico*

Una herramienta sínica consiste en un transmisor el cual emite impulsos sínicos y un receptor que capta dichos impulsos y los registra, su principio se basa en determinar un tiempo, t , que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación. Este es conocido como tiempo de tránsito, Δt ; y t es el inverso de la velocidad de la onda sonora, dicho tiempo de tránsito para una formación específica depende de la litología y la porosidad y al conocerse el tipo de roca es útil para la determinación de la porosidad.

El sonido emitido por el transmisor choca contra las paredes del hoyo y allí se establecen ondas de compresión y de cizallamiento dentro de la formación, ondas de superficie a lo largo de la pared del hoyo y ondas dirigidas dentro de la columna de fluido de perforación.

Actualmente hay tres herramientas sínicas en uso: el BHC o registro sínico compensado, el LSS o registro sínico de espaciamiento largo y la herramienta Array-Sonic. Casi todos los registros BHC anteriores proporcionan solo una medición del tiempo de transito compresional de la formación, t , que se logra durante la primera detección de movimiento en el receptor (**Figura II.5**) (siendo éste afectado por los efectos ambientales y de hoyo).

La sonda LSS (que suele utilizarse con el sistema BHC para compensar los efectos de hoyo) tiene dos transmisores y dos receptores que permiten tomar lecturas en dos

posiciones de profundidad diferentes de la sonda: una vez cuando los receptores alcanzan la profundidad del punto de medición y otra cuando los dos transmisores lo hacen, por lo que la lectura del tiempo de tránsito que se registra es el promedio de las dos mediciones obtenidas.

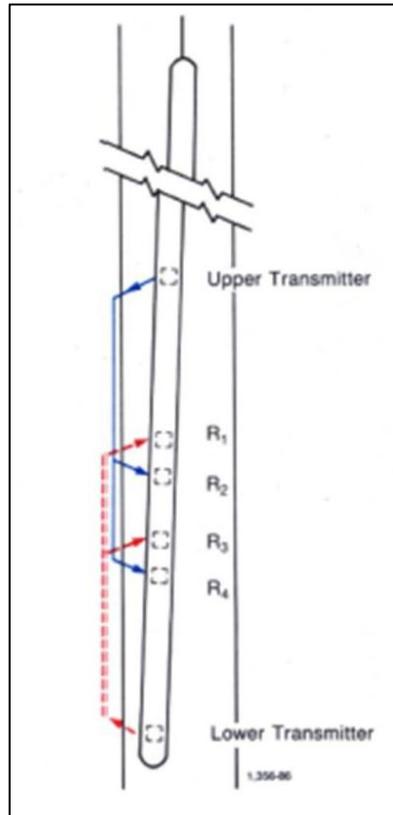


Figura II.5. Esquema de una sonda BHC que indica la disposición de los transmisores y receptores, (Tomado de Schlumberger. Principio y Aplicaciones de la Interpretación de Registros, 1989)

Por su parte la herramienta Array-Sonic posee un arreglo de ocho receptores piezoeléctricos que pueden funcionar como registro de espaciamiento largo para la determinación del tiempo de tránsito.

La velocidad de propagación de las ondas sónicas varía entre 6000 a 23000 pies por segundo pero para evitar fracciones pequeñas en el registro se presenta es el inverso de la velocidad “t” que se expresa en microsegundos por pie.

Determinación de Porosidad

M.R.J. Wyllie propuso para formaciones limpias y consolidadas y distribución uniforme de poros, una relación lineal promediada en tiempo entre porosidad y tiempo de transito tal como: (**Ecuaciones II.30 y II.31**).

$$t_{log} = \phi t_f + (1 - \phi)t_{ma} \quad (\text{Ec. II.30})$$

$$\phi = \frac{t_{log} - t_{ma}}{t_f - t_{ma}} \quad (\text{Ec. II.31})$$

Donde:

t_{log} = lectura del registro en $\mu\text{seg}/\text{pie}$

t_{ma} = tiempo de transito de la matriz rocosa ($\mu\text{seg}/\text{pie}$)

t_f = tiempo de tránsito para el fluido de saturación (189 $\mu\text{seg}/\text{pie}$ en sistemas de lodos de agua dulce).

- *Registro de Densidad*

El registro de densidad tiene como uno de sus usos principales la determinación de la porosidad, además de otras aplicaciones como la identificación de minerales en depósitos evaporíticos, detectar zonas de gas, densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas.

El registro consiste en una fuente radioactiva, que se aplica en la pared del hoyo en un cartucho deslizable que emite radiación gamma de media energía (**Figura II.6**), considerándose a estos rayos gamma como partículas de alta velocidad que chocan con los electrones de la formación, por lo que con cada choque van perdiendo algo de energía, aunque no toda la ceden al electrón y continúan con energía disminuida, siendo este fenómeno conocido como efecto Compton. Los rayos gamma dispersos que logran llegar al detector que se encuentra a una distancia fija de la fuente de radiación, se cuentan para indicar la densidad de la formación.

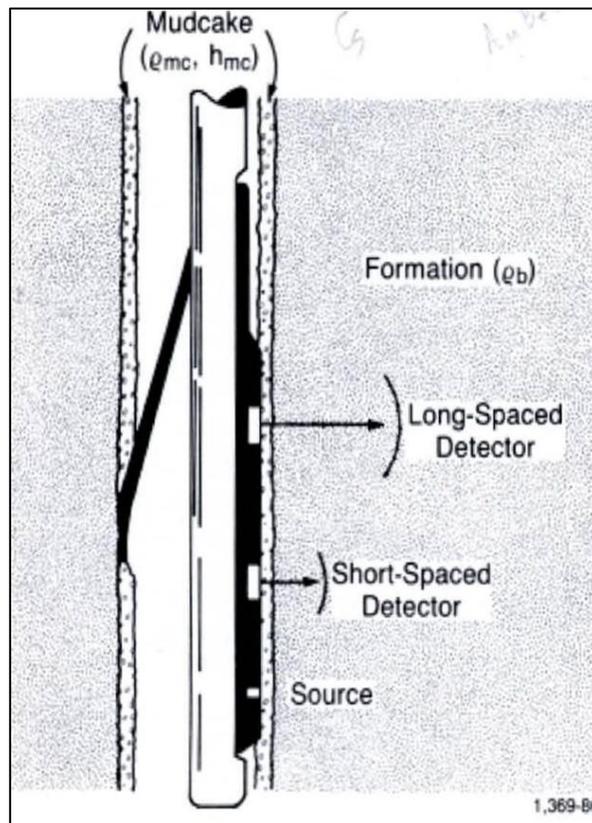


Figura II.6. Representación esquemática del dispositivo del registro de Densidad de Formación (FDC) (Tomado de Schlumberger. Principio y Aplicaciones de la Interpretación de Registros, 1989)

El número de colisiones en el efecto Compton está directamente relacionado con el número de electrones de la formación. En consecuencia, la respuesta de la herramienta de densidad está determinada por la densidad de los electrones (el número de electrones por centímetro cúbico) de la formación. La densidad de los electrones está relacionada con el volumen de densidad real (ρ_b), que a su vez depende de la densidad del material de la matriz de roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que llenan los poros.

En la actualidad la herramienta de densidad utiliza dos detectores de diferentes espaciamientos y profundidades de investigación, esto para minimizar los efectos que puede generar la presencia del revoco de perforación en la trayectoria de los rayos gamma, ya que mediante correcciones y la doble estimación de la densidad debido a

la diferencia de profundidad de investigación entre los detectores es posible obtener una lectura bastante precisa de la densidad.

Porosidad a partir del Registro Densidad

Para una formación limpia con una matriz cuya densidad se conoce (ρ_{ma}), que tenga un valor de porosidad ϕ , además que contenga un líquido cuya densidad promedio sea ρ_f , la densidad total de la formación (ρ_b), será (**Ecuación II.32**):

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_f + (1 - \phi)\rho_{ma} \quad (\text{Ec. II.32})$$

En formaciones con fluidos usuales en los poros (exceptuando gas e hidrocarburos ligeros) y minerales comunes en las matrices rocosas de los yacimientos se puede obtener el valor de porosidad despejando de la ecuación anterior de tal forma (**Ecuación II.33**):

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (\text{Ec. II.33})$$

- *Registro Neutrónico*

El registro neutrónico tiene como función principal delimitar formaciones porosas y estimar los valores de porosidad y está relacionado directamente con la cantidad de hidrogeno presente en la formación, por lo que en una formación limpia en la que sus poros estén saturados con agua o petróleo el registro de neutrones refleja la porosidad saturada de fluido.

Otra aplicación del registros neutrónico es que al combinarse con otro registro de porosidad puede ayudar a identificar zonas de gas, así como también determinación de litología y evaluación del contenido de arcilla.

El principio de funcionamiento se basa en la emisión de neutrones (partículas de carga neutra cuya masa es casi idéntica a la masa de un átomo de hidrógeno) de alta energía (rápidos) a partir de una fuente radioactiva hacia la formación, estos neutrones chocan con los núcleos de los materiales de la formación, por lo que se

pueden considerar colisiones elásticas y con cada uno de estos choques el neutrón pierde energía. La cantidad de energía perdida por cada choque depende de la masa relativa del núcleo con el que choca el neutrón, siendo la mayor pérdida de energía cuando este impacta contra un núcleo de hidrógeno, en este sentido la desaceleración de los neutrones responde en gran parte a la cantidad de hidrógeno de la formación.

Una vez que el neutrón está desacelerado es absorbido por algún núcleo de la formación y éste emite un rayo gamma de alta energía, por lo que un detector en la sonda lo capta. Cuando existe una concentración de hidrógeno alta, la mayoría de los neutrones son desacelerados y capturados por el detector a una corta distancia de la fuente, en el caso contrario, si existe baja concentración de hidrógeno los neutrones se alejan mucho de la fuente antes de ser recapturados o ser absorbidos por algún núcleo.

Existen varias herramientas para realizar un registro neutrónico entre las que se tiene la GNT (que ya no se usa) , la herramienta de porosidad de neutrones de contacto con la pared del hoyo (en desuso) y la serie de herramientas CNL (que comprenden los registros neutrónicos compensado CNL y de porosidad dual) y las diferencias, aparte de la configuración de la fuente y los detectores (espaciamiento) consiste en la capacidad de detectar cierto grupos de neutrones, así como mayor profundidad de investigación para el ultimo tipo por ejemplo.(**Figura II.7**)

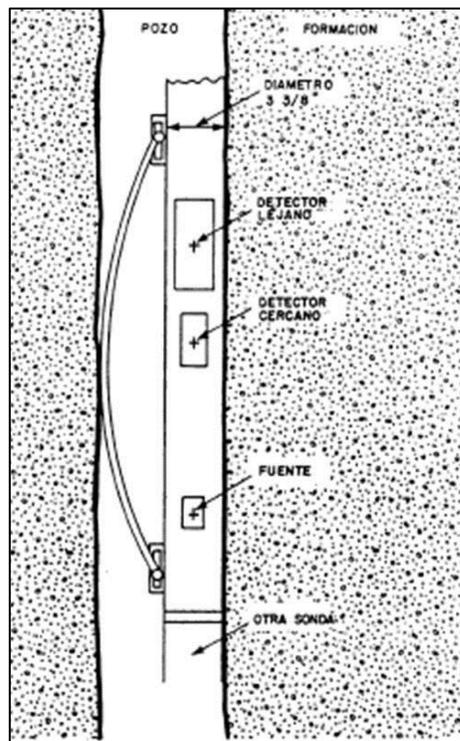


Figura II.7. Esquema de una herramienta CNL (Tomado de Hung, E. Petrofísica para Geólogos e Ingenieros de explotación, 1991)

Las herramientas actuales emplean fuentes de americio-berilio (AmBe) para proveer energías iniciales de varios millones de electrón-voltio. Las lecturas de porosidad se calculan y se graban directamente en el registro, siendo necesarios en algunos casos realizar correcciones por efectos ambientales como temperatura, tamaño del agujero, peso del lodo, revoque, entre otros.

En la **Figura II.8** puede verse una comparación entre los tres registros de porosidad obtenidos a través de las distintas herramientas (densidad, neutrón, sónico) en el que se observan las diferencias entre las curvas, principalmente debido al contraste en cuanto a su principio de funcionamiento.

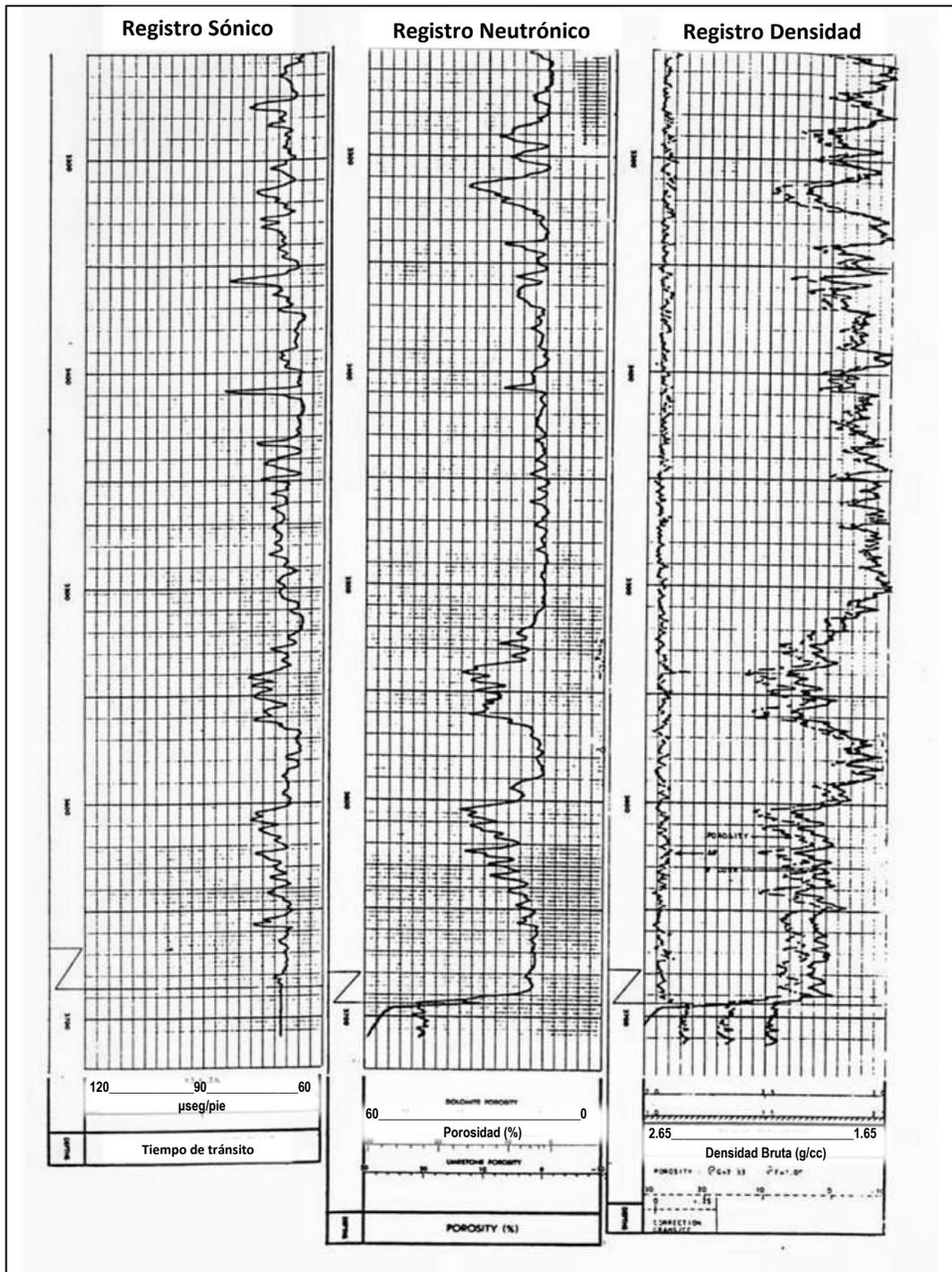


Figura II.8. Comparación de tres registros de porosidad corridos en la misma formación a la misma profundidad. (Modificado de Ekwere P., Petrophysics, s.f.)

II.5 Toma y Análisis de Núcleos ^[4,7]

Consiste en traer muestras de la formación y los fluidos presentes en los poros directamente del subsuelo hasta la superficie, en donde se preservan y se transportan hasta el laboratorio en el cual se le realizarán análisis respectivos y cuyos resultados proveerán de información valiosa para la exploración, descripción y explotación del yacimiento.

II.5.1 Tipos de Núcleos:

Dependiendo de la forma de extracción, las muestras se pueden clasificar en dos tipos:

- Núcleos continuos
- Núcleos de pared

Para la obtención de cualquiera de los dos tipos de muestras, el procedimiento de extracción se planifica con antelación en el programa de perforación del pozo.

Existe diversidad de herramientas de muestreo para la toma de núcleos cuya selección dependerá de la disponibilidad del equipo, características de la formación y el objetivo del análisis de los núcleos, pero en general los núcleos pueden variar entre 10 y 60 pies de longitud y de 1,25 a 6 pulgadas de diámetro.

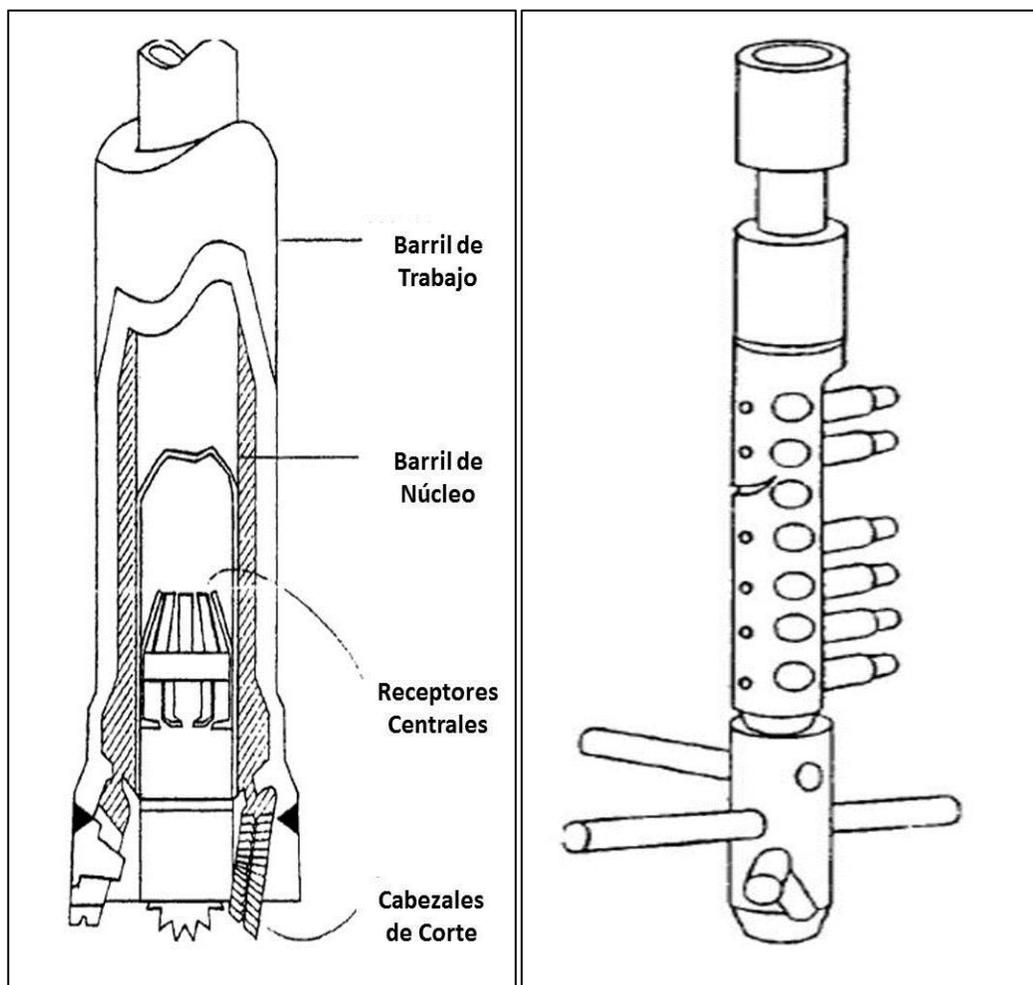


Figura II.9. Esquema de una herramienta convencional para toma de núcleos continuos (izquierda) y núcleos de pared (derecha) (Modificado de CIED-PDVSA, Registros en Hoyo Desnudo y Entubado, 1999)

- *Núcleos Continuos*

Cuando se toma un núcleo en formaciones no consolidadas se suele utilizar una manga de goma como barril para sostener con mayor seguridad el material cortado. Mientras que en formaciones algo consolidadas a consolidadas, el barril puede ser metálico, de fibra de vidrio o plástico.

En aplicaciones donde se requiera mantener las condiciones de presión del yacimiento en el núcleo, este barril donde se almacena la muestra cortada se encuentra presurizado, diseñado para este fin.

Otro tipo de núcleo continuo que se suele extraer es el llamado núcleo orientado. Este tipo de muestra consiste en usar un dispositivo en el barril que corta el forma continua una ranura en el núcleo manteniendo así la orientación original del núcleo con respecto al norte geográfico. La orientación de este dispositivo es registrada y mantenida durante toda la operación de corte.

- *Núcleos de Pared*

Los núcleos de pared son muestras que se extraen en la pared del pozo a determinadas profundidades que se seleccionan luego de la perforación del hoyo y hasta ahora se han utilizado tres herramientas para tomar este tipo de núcleo: Triangular, a percusión y rotatorio.

- Triangular: Se utiliza una herramienta bajada con guaya hasta la profundidad deseada y allí la herramienta corta una sección longitudinal de la formación desde la pared del pozo, mediante unas sierras circulares de las que dispone la herramienta. La muestra tiene forma de núcleo continuo pero con forma cilíndrica sino triangular cuyos lados son de 1,5 pulgadas y la longitud del núcleo puede llegar a tener de 3 a 5 pulgadas.
- A percusión: Este tipo de muestra se toman con un cañón que se baja con guaya y está equipado con un conjunto de balas huecas metálicas que se disparan separadamente introduciéndose en la formación. Una vez dentro de la formación se tensiona la herramienta para de esta manera obtener la muestra quedando la misma dentro de la bala, la cual queda colgando al lado del cañón. Esta herramienta también cuenta con un equipo de SP o de Rayos Gamma que permite realizar correlaciones con los registros corridos a hoyo desnudo para tomar las muestras exactamente a la profundidad deseada. El diámetro de la muestra oscila entre 0,75 y 1,125 pulgadas y es posible obtener

hasta 60 muestras por viaje, mientras que la longitud dependerá de la potencia de la carga explosiva, el tipo de barril y la dureza de la roca.

- Rotatorio: Este método consiste en la utilización de una herramienta equipada con un taladro rotatorio para tomar muestras de pared, utiliza una mecha accionada con un motor eléctrico para perforar la pared del pozo obteniendo así muestras de la formación, pudiéndose tomar hasta 30 muestras por viajes de 15/16 pulgadas de diámetro y 1,75 pulgadas de largo.

II.5.2 Factores que Afectan los Núcleos

Al momento de tomar núcleos existen dos elementos o factores que hacen que las muestras extraídas no conserven su estado original, estos factores son:

- Invasión del filtrado de lodo
- Reducción de presión y temperatura

En el primer caso la invasión del filtrado de lodo o fluido de perforación genera cambios y alteraciones en las saturaciones de los fluidos existentes además de modificar las propiedades de los fluidos como el agua de formación que se contamina con el filtrado de lodos base agua por ejemplo.

En el otro aspecto cuando se extraen muestras de núcleos desde el fondo de pozo hasta superficie las mismas experimentan bruscos y grandes cambios de presión y temperatura, alterando la tensión de la roca y a su vez se afectan las mediciones de porosidad, permeabilidad y resistividad que sirven para definir parámetros como F (factor de formación), m (factor de cementación) y n (índice de saturación).

II.5.3 Análisis de Núcleos

Consiste en realizar desde cálculos de propiedades como porosidad, permeabilidad, hasta análisis litológicos detallados con fines específicos, entre los análisis que comúnmente se realizan a los núcleos se tienen:

- Análisis petrofísicos (convencionales):

- Porosidad
- Permeabilidad
- Saturación de Fluidos
- Densidad de grano
- Análisis para estudios geológicos:
 - Descripción litológica
 - Composición mineralógica
 - Análisis petrográficos
 - Distribución de los granos
 - Tamaño de garganta de poro
 - Textura
- Análisis especiales:
 - Permeabilidad Relativa
 - Presión capilar
 - Mojabilidad
 - Compresibilidad de la roca
 - Análisis Geomecánicos
 - Propiedades eléctricas de la formación para determinación de constantes como: a , m , n así como la capacidad de intercambio catiónico (*CEC* en inglés)

II.6 Análisis de Incertidumbre^[5]

El término incertidumbre se utiliza con frecuencia para expresar la inexactitud de los resultados de una determinada medición cuando la medición de dicha inexactitud suele estar acompañada por una distribución de probabilidad que le confiere un intervalo de confianza. Relacionado con el tema de incertidumbre y mediciones está el concepto de error que suele utilizarse para todos los componentes de la incertidumbre, Los límites estimados de la medición del error o incertidumbre proveen una medida de confiabilidad de un valor dado.

El análisis de incertidumbre se realiza en aquellos casos donde no se conoce de manera exacta cual es el valor de una determinada variable, y que dicha variable de una u otra forma impacta el resultado de otra, ya sea que esta dependa directamente (es función de la primera a través de una ecuación por ejemplo) o no. Dado que en muchos casos se requiere tomar decisiones en función de los resultados de estas variables, el análisis de incertidumbre se vuelve muy importante puesto que es posible representar todos los posibles escenarios y evaluar con un rango de datos más amplios todos los resultados que se puedan presentar debido a la imposibilidad de establecer un valor único para determinado parámetro y de esta manera formular criterios de evaluación y selección en función de la distribución de probabilidad, es decir seleccionar el escenario más probable (el que tenga mayor probabilidad de ocurrencia) que se haya generado al momento de la realización de sensibilidades con los factores involucrados.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

III.1 Faja Petrolífera del Orinoco ^[12,13]

La Faja Petrolífera del Orinoco se encuentra localizada en el área central de Venezuela y se extiende entre los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico. En la actualidad se encuentra dividida en cuatro (4) áreas de producción denominadas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, con una extensión total de 55.314 Km² (de los cuales 11.555 Km² se encuentran bajo producción de crudo extrapesado) limita al sur con el río Orinoco. Parte del volumen del crudo producido es mejorado por cuatro (4) empresas mixtas ubicadas al norte del estado Anzoátegui. (**Figura III.1**)

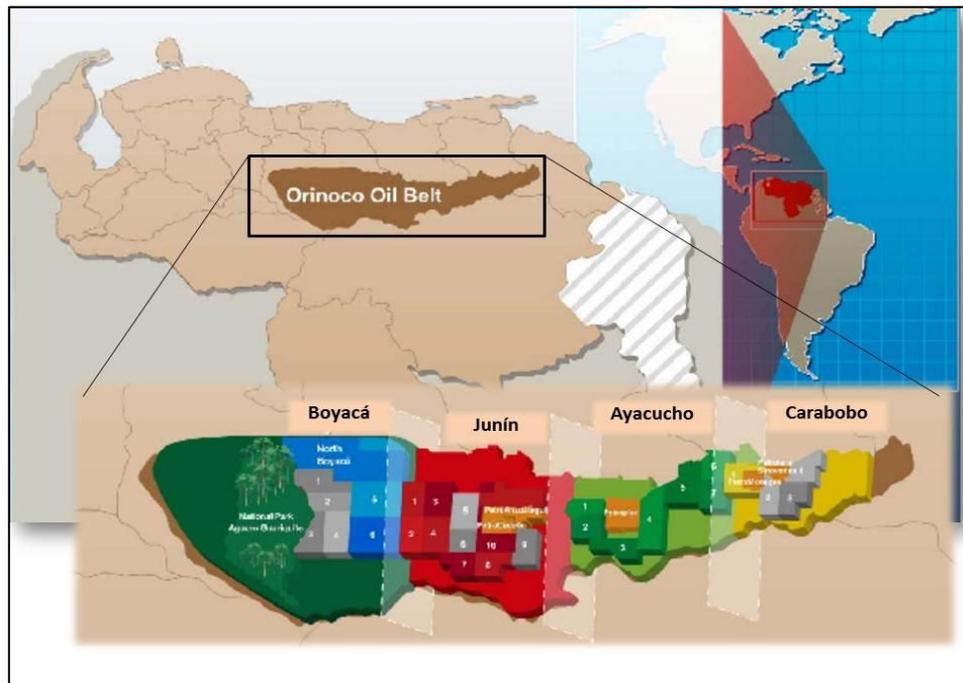


Figura III.1 Ubicación Geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco y representación de las áreas principales. (Modificado de: Plan de Delineación y Captura Petroindependencia, 2011)

III.2.1 Características Geológicas ^[12,14,15]

El área de Carabobo forma parte del flanco sur de la Cuenca Sedimentaria Oriental de Venezuela. Esta es una cuenca asimétrica cuyo eje mayor va en dirección Este-Oeste y su origen se remonta al período Paleozoico y en el que los períodos siguientes fue adquiriendo su configuración actual, completándose desde el Terciario hasta el presente.

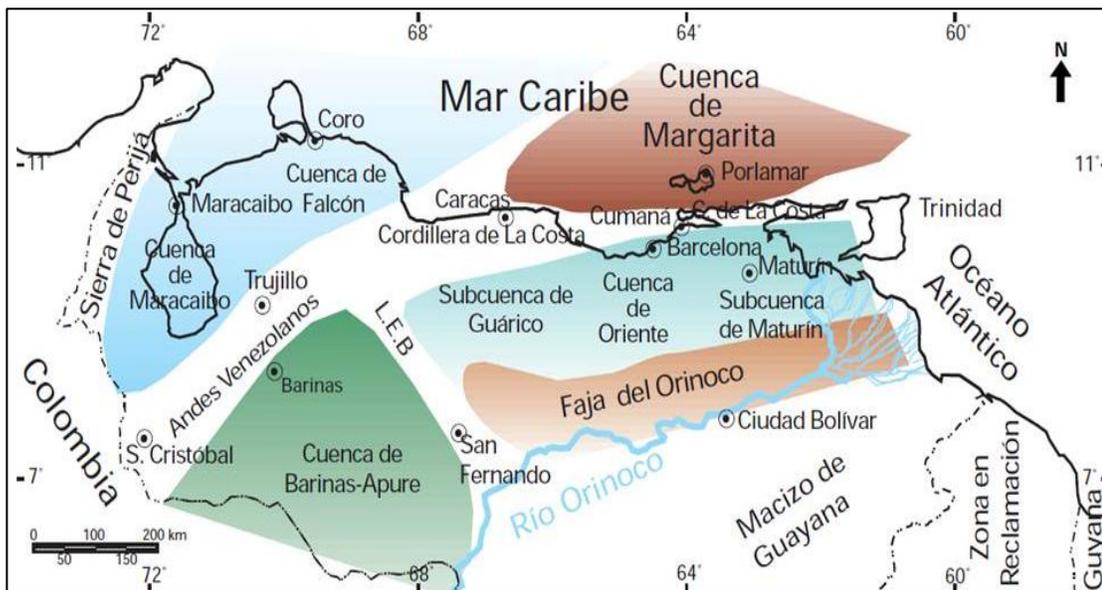


Figura III.3. Cuencas petrolíferas de Venezuela y ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco en la Cuenca Oriental (Tomado de: WEC Venezuela 1997)

La cuenca Oriental de Venezuela constituye la segunda cuenca petrolífera en importancia para el país y está delimitada hacia el norte por la Cordillera de la Costa, al sur por el río Orinoco, al este por la plataforma del Delta del Orinoco y al oeste por el Lineamiento de El Baúl. Además ha sido dividida operacionalmente en dos subcuencas denominadas Subcuenca de Guárico y Subcuenca de Maturín. (**Figura III.3**)

III.2.1.1 Estratigrafía Regional ^[12,14,15]

La columna estratigráfica de Carabobo comienza con un complejo ígneo-metamórfico de edad Pre-Cámbrico que se constituye como Basamento. Le sigue en contacto discordante la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior a Medio con sus cuatro miembros como son: Morichal, Yabo, Jobo y Pilón; siguiendo la Formación Freites de edad Mioceno Superior y por último las Formaciones Las Piedras-Mesa que corresponden al Plioceno-Pleistoceno y que además no es posible diferenciarlas en el área de la Faja. Una descripción detallada de cada una de las secuencias geológicas presentes en el área de estudio se presenta a continuación:

- Basamento

Está representado por rocas ígneas y metamórficas con edades mayores a los 1300 m.a. La litología que predomina está definida por granitos, gneises, anfibolitas y esquistos. Constituye una superficie erosionada de forma irregular, fallada y con paleorelieves, más fuertes hacia el sur que en la región norte. En los perfiles de pozos y en las secciones sísmicas resulta ser un marcador regional muy bien diferenciado y de fácil reconocimiento.

- Formación Oficina

En el área de Carabobo, la Formación Oficina mantiene la condición de ser la más importante desde el punto de vista petrolífero. También permanece la subdivisión estratigráfica que se estableció en los campos tradicionales del Norte en 4 miembros: Miembro Morichal para las arenas basales. Miembro Yabo para el intervalo lutítico que separa al Miembro Morichal del Miembro Jobo, que a su vez contiene las arenas superiores de la formación Oficina. Por último un intervalo predominantemente lutítico denominado miembro Pilón que va desde el tope del miembro Jobo hasta el tope de la Formación Oficina.

○ **Miembro Morichal**

Es el más profundo de todos, representado por una secuencia de arenas transgresivas cuarzosas de color marrón, de grano medio con pobre escogimiento, poco consolidadas, intercaladas con capas de lutitas y limolitas con presencia de intervalos de carbón. Hacia la base del intervalo existen arenas masivas poco consolidadas asociadas a un ambiente fluvial donde pueden encontrarse espesores importantes, mientras que en la sección media y superior se observan arenas intercaladas con lutitas y limolitas con presencia de carbones que fueron depositados en un ambiente deltaico en el que los espesores de arena son menores.

Hacia el este de Carabobo el miembro Morichal se va reduciendo hasta desaparecer y acuñarse contra el Alto de Uverito. El contacto inferior es discordante con el basamento ígneo-metamórfico al sur y con el Cretácico al norte y concordante en el tope con el miembro Yabo de la misma formación.

○ **Miembro Yabo**

Está conformado por una sección lutítica que separa los miembros Morichal y Jobo. Es una lutita transgresiva de color gris verdoso con intercalaciones de areniscas de grano fino, calcáreas y fosilíferas. Este miembro está definido muy claramente en campos localizados al norte del bloque, pero hacia el sur se vuelve más arenoso, en donde en ocasiones la arena asociada a dicho miembro presenta saturación de petróleo. Los contactos inferior y superior de Yabo son concordantes con las arenas del miembro Morichal y con las secuencias de lutitas carbonosas y arenas del Miembro Jobo.

○ **Miembro Jobo**

Está constituido por una alternancia de arenas, lutitas y limolitas que tienden a hacerse más arenoso hacia el tope mostrando buenas saturaciones de petróleo, por lo que este miembro constituye el segundo en importancia dentro de la formación Oficina después del Miembro Morichal. Este miembro al igual que Morichal se acuña contra el basamento al Sur y hacia el Este contra el Alto de Uverito.

○ **Miembro Pilón**

Representa la parte superior de la Formación Oficina que suele caracterizarse hacia los campos del Norte por una sección arcillosa transgresiva con escasos lentes de arena, en dirección al Sur (dentro del área de Carabobo) esta unidad sedimentaria incrementa su carácter arenoso mostrando espesores de arena neta petrolífera de 140 pies hacia el este del área. Los contactos tanto superior e inferior son transicionales.

● Formación Freites

Suprayacente y concordante con la formación Oficina, la formación Freites está definida como un intervalo lutítico (en los campos ubicados al norte del bloque Carabobo) que a medida que se aproxima al sur se vuelve más arenoso. Suele resultar difícil separar Oficina de Freites usando solamente perfiles eléctricos, dado que el Miembro Pilón (tope de la formación Oficina) y la formación Freites son lutíticos y además sus contactos son concordantes, por lo que es necesario la utilización de otros métodos como bioestratigrafía. La formación Freites representa el sello regional para los yacimientos de hidrocarburos de la Faja y por debajo de éste se encuentran los primeros reservorios de hidrocarburo como son los miembros Jobo y Pilón que suelen entrapar ocurrencias menores de crudo pesado.

- Formación Mesa-Las Piedras

De edad Pleistoceno a Plioceno constituye la formación más somera por debajo de la superficie del área de Carabobo. Ocupan el tope de la columna sedimentaria en toda el área de la Faja y además, estas formaciones no se diferencian entre sí, por lo que suelen considerarse como una sola unidad. La litología es homogénea, consistiendo en gruesos paquetes de arena de grano grueso y gravas con cemento ferruginoso con menores cantidades de limolitas carbonosas y lutitas. Estas formaciones no contienen hidrocarburos, pero sí almacenan grandes cantidades agua dulce que puede utilizarse para uso doméstico o en procesos de generación de vapor, desalación de crudos, etc.

La **Figura III.4** muestra gráficamente la disposición de las distintas formaciones que componen al área de Carabobo.

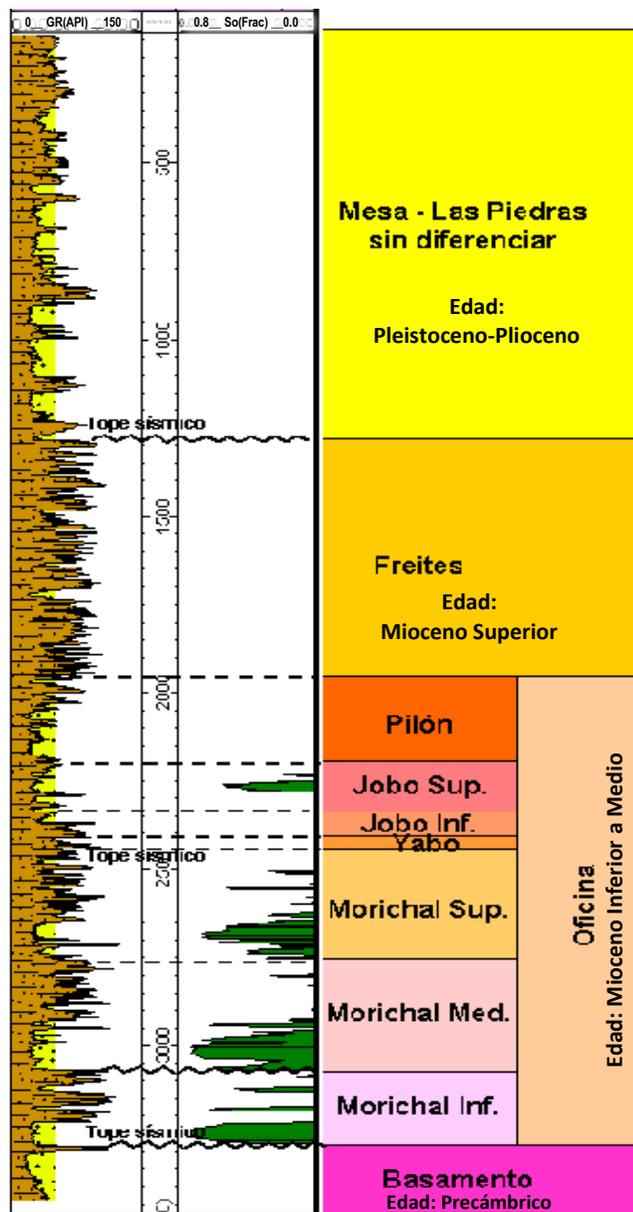


Figura III.4. Columna estratigráfica tipo para el área de Carabobo (Fuente: PDVSA-Petrolindependencia, Plan de Delineación y captura, 2011)

En cuanto a la configuración estructural se interpreta mediante la información sísmica recogida que consiste en un suave e irregular homoclinal fallado de rumbo este-oeste a noreste-suroeste con un buzamiento general al norte-noroeste, con un ángulo que oscila entre 2° y 4°. Fallas de tipo normal afectan principalmente al basamento y la parte inferior de la Formación Oficina por lo que se interpreta que éstas se originaron antes de la depositación de las

formaciones terciarias y se reactivaron con cada evento tectónico que ocurrió desde el Mioceno hasta el presente, así como también se formaron nuevas fallas que afectan únicamente la secuencia sedimentaria.

III.2.2 Características de los Yacimientos ^[12,13]

Los principales yacimientos del área de Carabobo corresponden a las unidades inferior, medio y superior del miembro Morichal de la Formación Oficina, dicha sección posee desde 200 hasta 1100 pies de espesor a lo largo de toda el área. Estas arenas fueron originadas de las tierras altas de Guayana al Sur del Orinoco en donde los ríos que fluían hacia el norte arrastraron las arenas y fueron depositadas como una sucesión de canales fluviales, deltas y ambientes marinos someros. La zona más profunda, Morichal Inferior, es un depósito fluvial de arenas que por lo general presenta una orientación Norte-Sur. Morichal Medio por su parte es una unidad de arena e origen fluvio-deltaica que se acuña hacia la zona central de las áreas sur y noreste. La unidad Superior es una sección de arena deltaica a marino somera que predomina en las áreas sur y este de Carabobo. En el caso de los miembros Jobo y Pílon estos también poseen acumulaciones de hidrocarburos importantes pero se consideran como secundarias en el área de la empresa mixta.

III.2.2.1 Volúmenes de Hidrocarburos ^[13]

En el área de la empresa mixta Petroindependencia los volúmenes de petróleo original en sitio fueron acotados partiendo de los modelos regionales del área de Carabobo que fueron elaborados durante el proceso de certificación y cuantificación llevado a cabo por el Proyecto Orinoco Magna Reserva, mediante la línea poligonal que delimita el área de la empresa, de esta forma se describen los yacimientos y el volumen de petróleo y gas original en sitio para cada miembro de la formación Oficina (**Tabla III.1**)

Tabla III.1 Volúmenes de Hidrocarburos en sitio, asociados a cada miembro de la Formación Oficina en el área de Petroindependencia (Fuente: PDVSA-Petroindependencia, Plan de delineación y captura, 2011)

<i>Miembro</i>	<i>POES (MBN)</i>	<i>GOES (MMPCN)</i>
Morichal Inferior	159.657	20.436
Morichal Medio	10.875.273	1.066.769
Morichal Superior	35.273.999	2.287.372
Jobo Inferior	5.152.159	340.042
Jobo Superior	7.407.098	525.903
Pilón	8.142.910	496.717
Total	67.011.096	4.737.239

Como se observa en la **Tabla III.1** el miembro Morichal Superior de la Formación Oficina contiene más del 50% de los volúmenes de hidrocarburo original en sitio que se obtuvieron para el área de Petroindependencia durante el proceso de Cuantificación y Certificación llevado a cabo por el proyecto Orinoco Magna Reserva, es por ello que la presente investigación se centrará en la evaluación petrofísica de dicho miembro, para analizar en más detalle las características de esta zona y estimar el nivel de incertidumbre asociado a los parámetros necesarios para la estimación de estos volúmenes en función de la data disponible.

CAPÍTULO IV METODOLOGÍA

La presente investigación tiene como objetivo la realización de un modelo petrofísico del área perteneciente al bloque 5 asignado a la empresa mixta Petroindependencia, el cual se complementa con un análisis de incertidumbre de las variables estimadas con el diseño del modelo para determinar el impacto que se tiene sobre los valores de Arena Neta Petrolífera y en consecuencia con los de volúmenes de hidrocarburo en sitio. En la gráfica siguiente (**Figura IV.1**) se puede observar el flujo de trabajo que se siguió para el cumplimiento de los objetivos planteados:

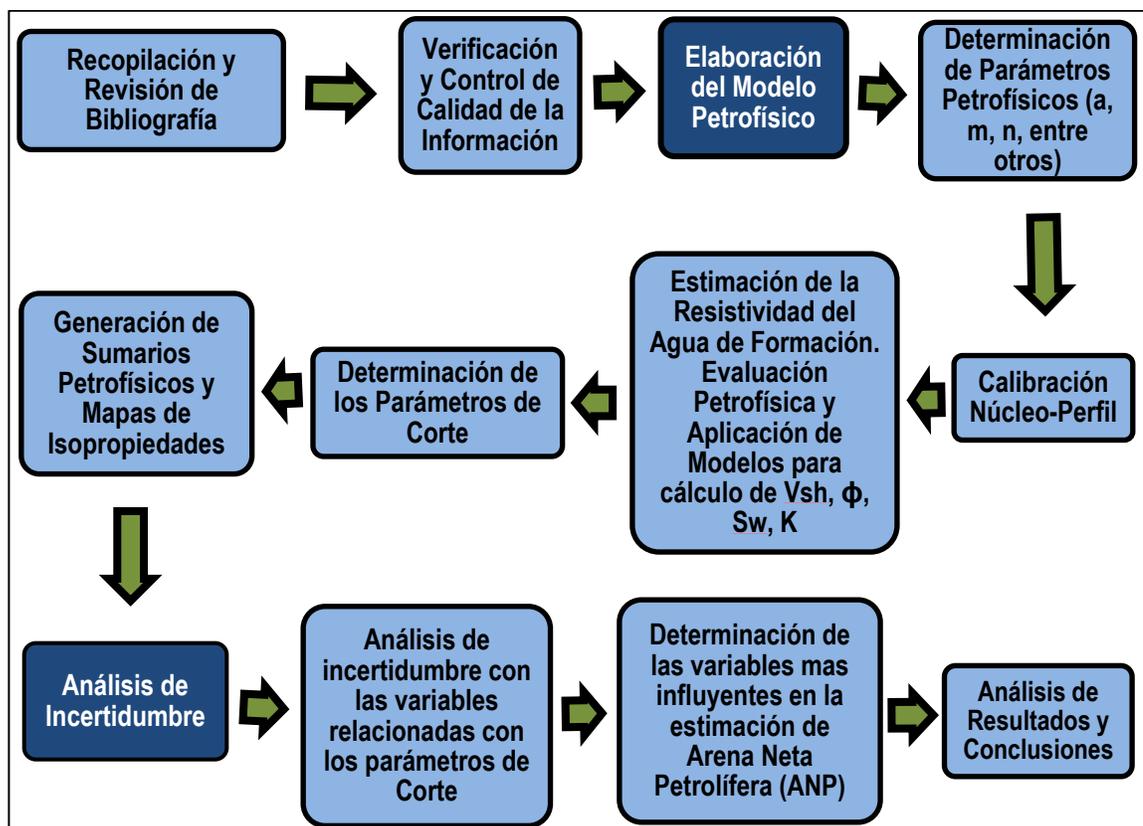


Figura IV.1 Metodología empleada para la realización del modelo petrofísico y posterior análisis de incertidumbre

IV.1 Nivel y Diseño de Investigación

El nivel de investigación corresponde al grado de detalle con el que se estudia un determinado fenómeno (Arias, F. 1999) y en base a esto la presente investigación se clasifica como Investigación Descriptiva, debido a que consiste en una caracterización detallada del yacimiento, así como la distribución de las propiedades a lo largo del sistema rocoso que fue seleccionado como objeto de estudio.

En lo referente al diseño de la investigación, éste se puede definir como “la estrategia que adopta el investigador para responder al problema planteado” (Arias, F. 1999) que de acuerdo a lo expuesto por el autor, la presente investigación se clasifica como una Investigación de Campo, puesto que se basa en la recolección de datos procedentes directamente de la realidad, sin realizar manipulación alguna de las variables que intervienen, como es el caso de los registros de pozos y análisis de núcleos, ya que es una información que se obtiene directamente del pozo y no es modificada bajo ninguna circunstancia.

IV.2 Población y Muestra

Para la presente investigación se toma como Población todo el universo de pozos seleccionados para el estudio, que se encuentran dentro del área delimitada por el bloque 5 y zonas adyacentes. En el caso de la muestra se establece como cada pozo en particular, debido a que cada uno proporciona información importante para la caracterización del yacimiento y reducción de la incertidumbre asociada a los parámetros involucrados en la evaluación.

IV.3 Selección del Área

Para la realización del Trabajo Especial de Grado se decidió evaluar el bloque Carabobo 5, debido a que es un área que se encuentra todavía en una fase totalmente exploratoria, la información existente de la zona es muy dispersa por lo que el nivel de incertidumbre es amplio, y lo que se busca en parte es tratar de determinar cuanta certeza se tiene sobre los datos y que tanto varían los espesores de Arena Neta

Petrolífera, si los parámetros de corte fueran diferentes a los que se utilizaron para la cuantificación y certificación previa realizada por Petróleos de Venezuela. Además, otro punto clave para la selección del área lo constituye el hecho de que el bloque Carabobo 5 será la primera zona a ser desarrollada por la empresa mixta Petroindependencia, con la perforación de pozos productores organizados en macollas a finales de 2012, por lo cual se requiere una evaluación con un nivel superior de detalle, a fin de tener la mayor cantidad de data disponible para la planificación y gerencia óptima de los yacimientos de la zona.

IV.4 Evaluación y Generación del Modelo

Es importante mencionar que la evaluación petrofísica y el modelo que se generó está enfocado sólo para el submiembro Morichal Superior de la Formación Oficina, ya que en el área correspondiente al bloque 5 de la empresa mixta Petroindependencia, este intervalo rocoso constituye el principal objetivo de explotación dadas sus características y prospectividad en cuanto a volúmenes de hidrocarburos presentes, tanto así que más de la mitad los pozos productores planificados están diseñados para drenar las arenas de dicha unidad de la Formación Oficina.

De acuerdo a lo mencionado con anterioridad la metodología empleada para la elaboración del presente Trabajo Especial de Grado consistió en un conjunto de pasos detallados a continuación:

IV.4.1 Recopilación y revisión de bibliografía.

IV.4.1.1 Revisión Bibliográfica

Esta etapa consistió en la búsqueda de información referente al área en estudio para conocer e identificar las características más resaltantes que pudieran ser relevantes para la investigación en lo que respecta a geología, sedimentología, estratigrafía, etc. así como evaluaciones previas que se hayan realizado en la zona y las metodologías para la evaluación petrofísica aplicadas por otras empresas mixtas que se encuentran operando en áreas adyacentes como son PetroMonagas y Petrolera Sinovensa.

Otro enfoque empleado en esta fase consistió en la documentación sobre las tecnologías de perfilaje existentes y utilizadas en la época (casi todos los pozos utilizados fueron perforados cerca del año 1980, por lo que la data recopilada es bastante antigua) así como análisis de núcleos y procedimientos para la evaluación de formaciones, los parámetros a considerar y a calcular a la hora de realizar una evaluación petrofísica en un área con poco desarrollo, haciendo referencia a trabajos especiales de grado, artículos técnicos de la *Society of Petroleum Engineers* y libros disponibles tanto en formato físico como en digital.

IV.4.1.2 Recopilación de Información del Área de Estudio

Para la elaboración del modelo petrofísico también fue necesario la realización de un inventario con los pozos existentes en la zona y se procedió a recopilar la información relacionada con los mismos, ya sea análisis de núcleos, registros de pozos, análisis de agua de formación, a fin de verificar la disponibilidad de la información y descartar en una primera etapa aquella que se encuentre incompleta o que de alguna u otra forma no pueda ser empleada para la evaluación.

IV.4.2 Verificación y Control de Calidad de la Información recopilada

IV.4.2.1 Correspondencia y fidelidad entre el dato digital y el dato físico

En esta etapa se realizaron comparaciones entre el dato físico (ya sea el registro en formato impreso o en imagen .TIFF) con el dato digital (registro en formato .LAS), aquí se busca contrastar que las curvas que se generan al leer el archivo .LAS sea una copia fiel de las curvas representadas en el archivo .TIFF y en caso de presentar alguna diferencia se calibra manualmente el archivo digital a través de las opciones de corrección del software comercial que se utilizó para corroborar los datos. Esta fase también incluye la corrección en profundidad de los valores del registro tomando como referencia base las curvas de Rayos Gamma y Resistividad, en las cuales se busca identificar errores como estiramientos de la curvas o discontinuidades que

deben ser restauradas a fin de evitar errores en la evaluación que se realizará posteriormente.

IV.4.2.2 Filtrar datos incompletos y Clasificar aquellos que serán utilizados

Para este estudio se tuvo que descartar tres pozos que no poseían archivos .LAS por lo que no era posible evaluarlos, y en el caso de los análisis de núcleos se disminuyó el rango de estudio de uno de los pozos porque no tenía datos provenientes de análisis convencionales de núcleos como son los de densidad de grano, necesarios para el cálculo del volumen de arcilla y posterior calibración con el registro, y debido a esto solo se pudo utilizar para calibración del modelo de porosidad. Además dependiendo de la data disponible de cada pozo se clasificó de acuerdo a la metodología sugerida en el Manual de Estudios Integrados de Yacimientos de Petróleos de Venezuela como Pozos “Clave”, “Control” y “No Control” de acuerdo a lo siguiente:

Pozos Clave: Pozos con análisis de Núcleos.

Pozos Control: Pozos que no necesitan la generación de perfiles sintéticos

Pozos No Control: Pozos que requieren perfiles sintéticos.

IV.4.3 Determinación de Parámetros Petrofísicos

IV.4.3.1 Introducción y carga de la información de Pozos

Para la realización de la evaluación petrofísica se utilizó la plataforma *Geolog*® (versión 6.7) propiedad de la compañía *Paradigm*, en dicho software el procedimiento para completar la evaluación pozo a pozo consiste en una primera etapa donde se cargan los datos y curvas del registro en digital (archivo .LAS) mediante la opción “*Connect*”, previamente es necesario crear un nuevo proyecto con una carpeta dentro del disco duro principal y cargar los archivos LAS de todos los pozos seleccionados para el estudio en la subcarpeta “*Data*”, que se genera automáticamente al crear el proyecto en la ventana “*Project/New_Project*”: La

Figura IV:2 muestra la pantalla inicial de la aplicación *Geolog*® con los distintos módulos o secciones que la componen, para el presente Trabajo Especial de Grado se utilizaron las secciones *Project* (para crear el proyecto), *Well* (módulo para realizar la evaluación petrofísica pozo a pozo), *Connect* (Para cargar los datos y archivos .LAS de los pozos) y *Artist* (Permite generar los gráficos e imágenes en distintos formatos)

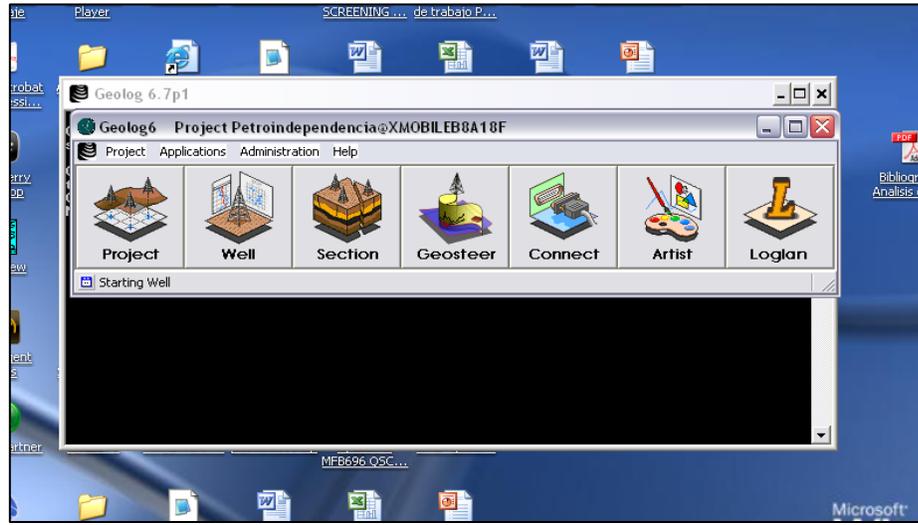


Figura IV.2 Pantalla inicial de la aplicación *Geolog*® luego de crear y registrar el nuevo proyecto para la evaluación

Como último paso previo antes de iniciar la evaluación del pozo y ya habiendo cargado el archivo digital del pozo, se verifican las curvas que se generan en el programa, y luego se procede a introducir los valores (que se obtienen del cabezal del registro en físico o en formato TIFF) de Resistividad del Filtrado del lodo, Resistividad del Lodo, Resistividad del Revoque (con sus respectivas temperaturas de referencia), Temperatura de Fondo del pozo, Temperatura de Superficie, Profundidad Total, en un módulo denominado “*Precalc*”, y como su nombre lo indica corresponden a un conjunto de cálculos previos que deben introducirse con el fin de generar el perfil de temperatura y de resistividad a lo largo del hoyo. Posteriormente se introduce la información relacionada con los topes geológicos de las formaciones atravesadas, durante la perforación del pozo a fin, de delimitar la zona de interés, que en el caso de esta investigación corresponde al submiembro Morichal Superior de la

Formación Oficina. La **Figura IV.3** muestra la ventana del módulo *Connect* donde se cargan los archivos :LAS de los pozos mientras que la **Figura IV.4** muestra la pantalla del módulo *Precalc* dentro de la sección *Well*.

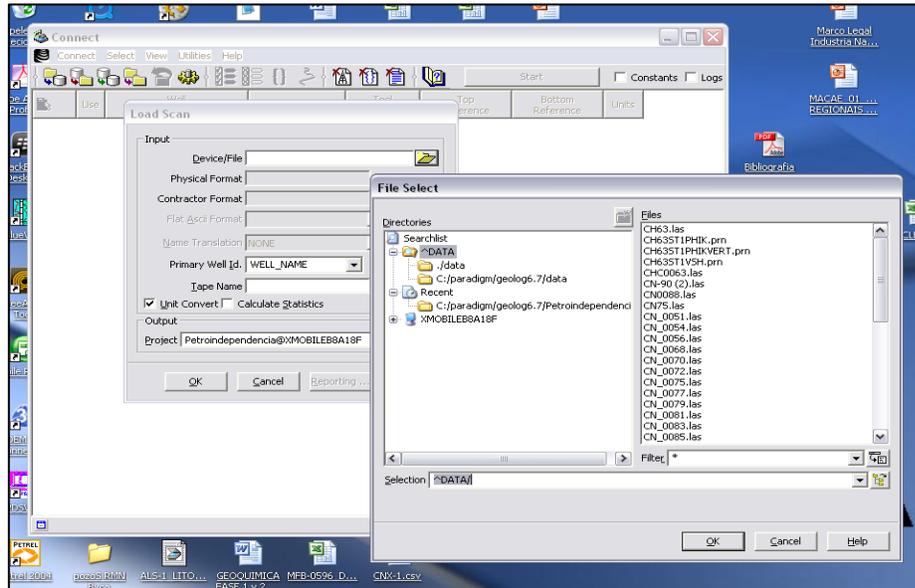


Figura IV.3 Ventana donde se cargan los archivos del pozo en formato .LAS

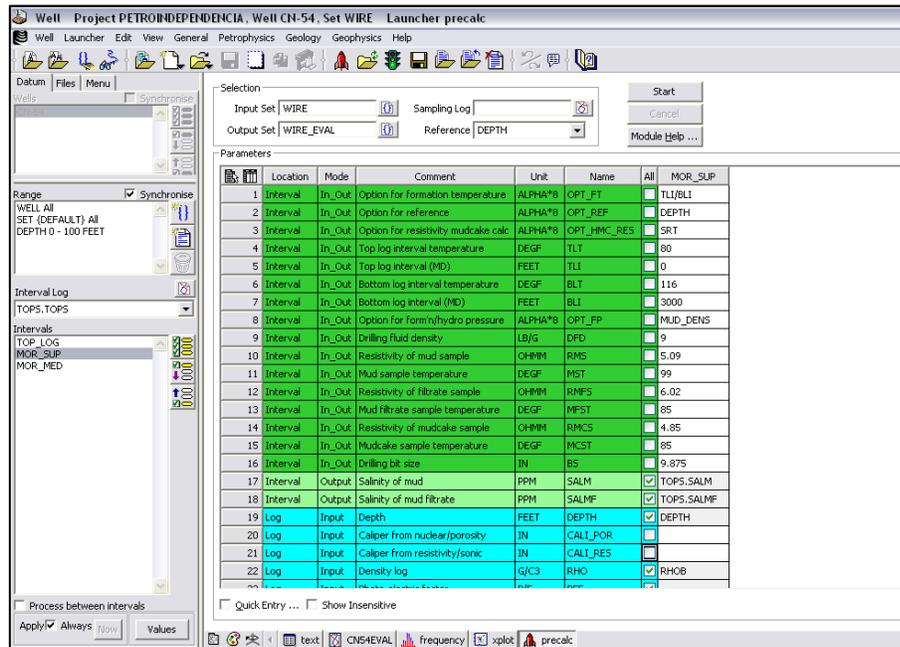


Figura IV.4 Vista del módulo "Precalc"

En esta fase también se realizó la normalización del registro de rayos gamma que consiste en uniformizar el comportamiento de la curva en aquellas zonas catalogadas como arcillosas, definiendo así un modelo litológico local que permitiese definir y estandarizar el comportamiento del perfil para obtener una distribución más adecuada y representativa de las zonas arcillosas a lo largo de todos los pozos analizados.

De forma general el procedimiento de normalización consiste en realizar distribuciones de frecuencia para todos los pozos y definir los valores más idóneos (se definen los percentiles que agrupen la mayor cantidad de valores) y luego extenderlos pozo a pozo a fin de ajustar la curva de cada uno en función de los valores estimados durante la determinación del modelo litológico local. Esto se realiza debido a las diferencias que existen entre las herramientas utilizadas en la época (los pozos tienen fechas de perfilaje bastante distintas) así como también la sensibilidad, velocidad de perfilaje, calibración y resolución del instrumento.

De igual manera para evitar obtener interpretaciones erróneas al momento de calibrar los modelos de propiedades se realizó la determinación de zonas de carbón en el registro, dichas zonas corresponden a pequeñas secciones en el registro que presentan comportamientos característicos de una zona con alto contenido orgánico como son “picos” en el registro de rayos gamma, bajas resistividades, densidades bajas y porosidades neutrón altas (la curvas suelen salirse de la escala del registro), y en este paso se utilizó la opción “Coal” para resaltar estas zonas y excluirlas al momento de realizar la evaluación.

IV.4.3.2 Estimación y cálculo de parámetros petrofísicos (\mathbf{a} , \mathbf{m} , \mathbf{n} , ρ_{ma} , etc)

En esta etapa se realizó la estimación de los parámetros petrofísicos como lo son: Factor de Tortuosidad (\mathbf{a}), Factor de cementación (\mathbf{m}), exponente de saturación (\mathbf{n}), Gamma Ray Clean (**GRcl**), etc., realizando para cada uno los procedimientos siguientes:

- *Para el Factor de cementación (m) y el Factor de Tortuosidad (a):* Se utilizó los valores que se obtuvieron de los análisis de núcleos de Factor de Formación (FF) y Porosidad de núcleo, graficándose ambos parámetros en escala logarítmica (Factor de Formación en función de la porosidad de núcleo) y de esta forma se genera una tendencia lineal en la cual el corte con la ordenada representa el factor de tortuosidad (a) y la pendiente de la recta define el exponente de cementación (m).
- *En el caso del Exponente de saturación (n):* Se utilizó la información disponible de Índice de Resistividad en función de la saturación de salmuera que se utilizó en pruebas de laboratorio para los análisis de núcleos. En este caso se realizaron gráficos en escalas log-log para las muestras de los dos pozos estudiados, en el que el valor de dicho exponente de saturación se calculó como la pendiente de la recta que mejor se ajuste a la distribución de dichos puntos.
- *Para la determinación de la densidad de la matriz (ρ_{ma}):* Se utilizó los valores tabulados de análisis convencionales y se realizaron histogramas con el valor de densidad de grano. En dichos histogramas se estableció el valor más representativo para la densidad de la matriz.

En esta etapa del estudio también fue necesaria la estimación de otros parámetros de la roca que fueron necesarios para la evaluación petrofísica de cada pozo y que son utilizados en las ecuaciones de los modelos de volumen de arcilla, saturación de agua y porosidad, estos parámetros fueron:

- *Gamma Ray Clean (GRcl):* el valor del perfil Rayos Gamma en una formación totalmente limpia (100% arena)
- *Gamma Ray Shale (GRsh):* el valor del perfil de Rayos Gamma en una lutita
- *NPHIsh:* Porosidad Neutrón correspondiente a las zonas arcillosas
- ρ_{sh} : Densidad de las arcillas
- R_{sh} : Resistividad de las arcillas

Para la determinación de los dos primeros parámetros se realizaron histogramas de frecuencia haciendo uso de la curva de rayos gamma, y se tomó como límites un valor ligeramente inferior al mínimo registrado para el *Gamma Ray Clean* y un valor ligeramente superior al máximo registrado para el *Gamma Ray Shale*.

La estimación de $NPHI_{sh}$, R_{sh} y ρ_{sh} se realizó mediante el uso de gráficos, en donde se muestran ρ_b (proveniente del registro densidad) vs ϕ_N , (del registro neutrón) para estimar el valor de ρ_{sh} y $NPHI_{sh}$, y por otra parte se grafican GR vs R_t , para estimar el valor de R_{sh} . Cabe destacar que para utilizar estos gráficos la curva de porosidad neutrón debe estar expresada en matriz caliza y corregida por efectos ambientales y de hoyo, por lo que fue necesario realizar la conversión de la curva de porosidad neutrón (ϕ_N) de matriz arena (original) a matriz caliza mediante la opción “*Petrophysics/Enviromentals*” del software (Ver **Figura IV.5**)

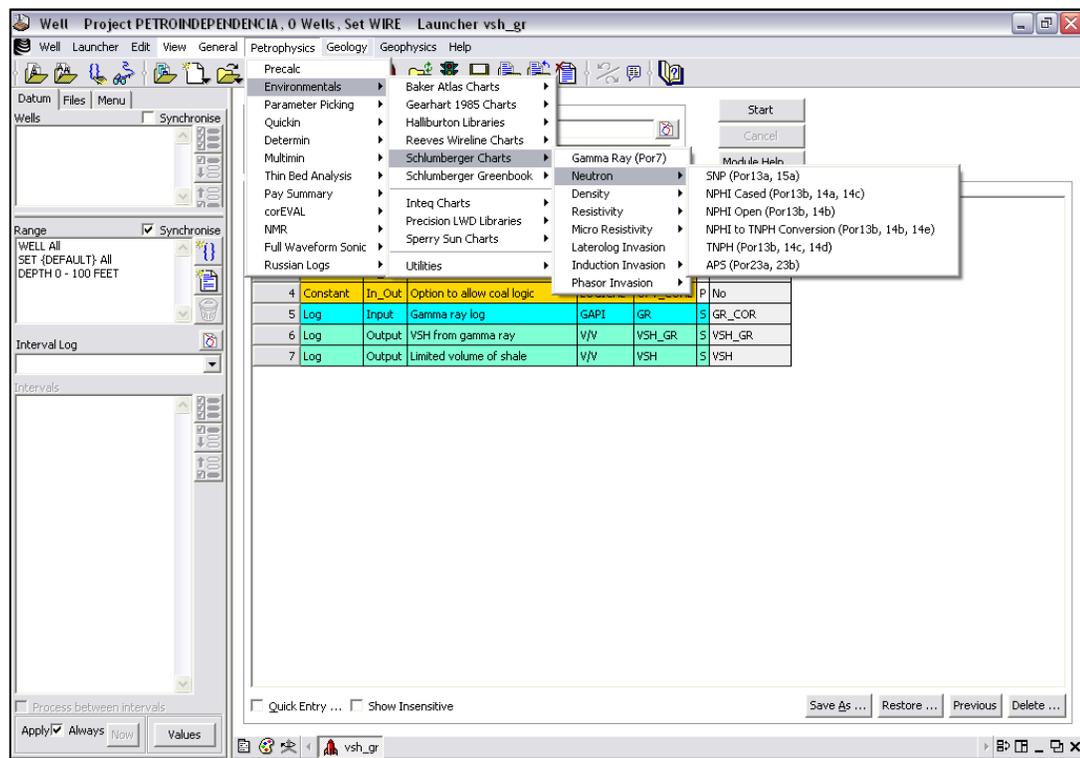


Figura IV.5 Vista del módulo donde se realizan las correcciones a la curva de porosidad neutrón

IV.4.4 Calibración Núcleo-Perfil

Esta fase consistió en cargar la información proveniente de los análisis de núcleos y realizar la evaluación correspondiente del pozo a fin de verificar cuales de los modelos de arcillosidad, porosidad y saturación de agua (modelos disponibles según las curvas de cada registro) se ajustan a los valores cargados del análisis de núcleos. Esto con el fin de extender y aplicar dichos modelos al resto de los pozos que no poseen este tipo de estudios para completar la evaluación. A continuación se describe de forma secuencial la determinación de cada uno de los modelos:

a.- *Volumen de Arcilla*: Para la estimación del mejor modelo de arcillosidad se utilizaron los resultados de los estudios de Difracción de Rayos X (XRD por sus siglas en inglés) provenientes de los análisis petrográficos de los núcleos y se cargaron al programa colocándose en la misma pista con la curva de volumen de arcilla calculada utilizando alguno de los modelos presentes en la opción “*Petrophysics/Determin/Shale_Volume*” y que puedan aplicarse de acuerdo a las curvas disponibles del registro del pozo. De igual manera el software permite la creación de una nueva curva de evaluación de volumen de arcilla en función de una o varias curvas de evaluación ya establecidas, mediante la adición de una ecuación que permite ponderar los valores de las curvas de interés y obtener otra que puede resultar más aproximada a los valores obtenidos del análisis de núcleos.

b.- *Porosidad*: Para la determinación del modelo de porosidad se cargaron de igual forma los datos provenientes de análisis de núcleos pero esta vez tomando en cuenta la presión de confinamiento a la que fueron sometidas las muestras analizadas, puesto que si la prueba fue realizada a una presión superior o inferior a la presión estimada de yacimiento, es necesario realizar un paso previo que consiste en el ajuste de los valores de porosidad a dicha presión. Este procedimiento no es más que una regresión matemática para obtener la curva que se adapte a los puntos provenientes de los datos obtenidos del núcleo y expresar los valores a condiciones de yacimiento haciéndolos de esta forma equiparables con las lecturas provenientes del registro y realizar la

posterior calibración. Para esta evaluación los datos de porosidad provenientes de los núcleos de los pozos fueron realizados a presiones muy cercanas a la presión estimada de yacimiento por lo que la corrección por presión de sobrecarga no fue necesaria. De aquí en adelante el procedimiento para la estimación del modelo de porosidad es muy similar al utilizado para el volumen de arcilla, ya que una vez cargados los datos de núcleo se compara con la curva de evaluación generada a partir de los registros de porosidad disponibles y se selecciona aquel que se ajuste mejor con la información de núcleo. La opción para evaluar porosidad en el software que se utilizó se encuentra en el menú “*Petrophysics/Determin/Porosity*”, a partir de allí existen varias metodologías para la estimación de la porosidad de la formación de las cuales se seleccionan aquellas que puedan ser aplicables en función de las curvas disponibles.

c.- *Resistividad del Agua de Formación (R_w)*: Antes de calibrar los modelos de saturación de Agua fue necesario la estimación de otro parámetro clave y muy importante para la evaluación petrofísica. Este parámetro corresponde a la Resistividad del Agua de Formación y su determinación impacta directamente sobre los estimados de saturación de agua y por ende debe poseer la menor incertidumbre asociada.

Para la estimación de la resistividad del agua de formación se aplicaron varios métodos a fin de comparar y tener mayor certeza sobre los valores obtenidos. Entre las técnicas que se utilizaron se pueden mencionar: el método del Potencial Espontáneo, los gráficos de Hingle (Pickett Plot) y por el cálculo de R_{wa} (también conocido como R_w aparente) todos éstos métodos haciendo uso de las curvas de los registros del área ya que en la zona de estudio, no existen datos de análisis fisicoquímicos del agua de formación.

La información relacionada con análisis de agua que se encontró pertenece a zonas muy lejanas y no aplica puesto que es posible que existan variaciones importantes de salinidad del agua, a nivel areal y a lo largo de la columna estratigráfica, además que

en muchos casos la información no estaba referenciada a ninguna profundidad y en otros a alguna temperatura por lo que tuvo que ser descartada, razón por la cual fue necesario estimar un R_w para cada pozo mediante los métodos mencionados con anterioridad.

Durante la evaluación fue necesario seleccionar un espesor lo bastante representativo con una arena suficientemente limpia y que presentara una deflexión de la curva SP muy uniforme con presencia de bajas resistividades para de esta forma presumir que se estaba evaluando un intervalo con alta saturación de agua y así evitar el efecto de deformación del SP que generan los hidrocarburos sobre el Potencial Espontáneo y realizar una estimación más realista del R_w . Mediante la aplicación de la **Ecuación IV.1**, se obtiene un valor de R_{we} (Resistividad de Agua Equivalente) que luego con la utilización de gráficos predefinidos por compañías de servicios y el valor de temperatura de formación (o alguna otra de referencia) se obtiene el valor de R_w .

$$SSP = -K * \log\left(\frac{R_{mfe}}{R_{we}}\right) \quad (\text{Ec. IV.1})$$

Donde:

SSP: Potencial espontáneo estático, en milivoltios (mV)

K: Constante de temperatura (°C ó °F)

R_{mfe} : Resistividad equivalente del filtrado de lodo (ohmio-metro)

R_{we} : Resistividad equivalente del agua de formación (ohmio-metro)

Por su parte el procedimiento del R_w por gráfico de Hingle-Pickett consiste en graficar Porosidad (por esta razón la estimación del R_w no se realizó en pasos anteriores porque era necesario tener el modelo de porosidad definido para poder usarlo en el gráfico) contra Resistividad, ambas en escala logarítmica. En este gráfico se hace pasar una línea cuya pendiente será el exponente de cementación (m) por los puntos donde se infiera la presencia de una alta saturación de agua (100%), aquí, el valor de R_w será entonces la intersección de la línea de Saturación de Agua de 100% con la horizontal de la parte superior. Tal como se muestra en la **Figura IV.6**

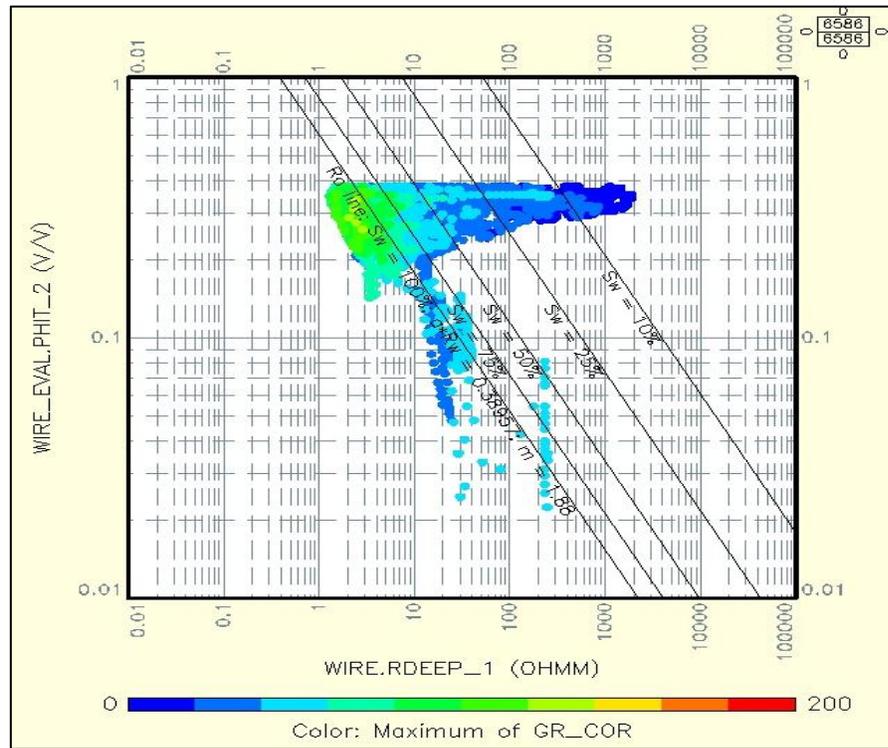


Figura IV.6. Gráfico de Hingle-Pickett para determinación del R_w

Con el método del R_w aparente (R_{wa}) se realiza un proceso inverso en el que se parte de que la saturación de agua es igual al 100% en un determinado punto del registro (de igual forma como en los métodos anteriores se evalúa una zona del registro donde se presume la existencia de una alta saturación de agua, con presencia de arenas limpias y uniformes y bajas resistividades) y se despeja de la ecuación de Saturación de Agua el valor de R_w , en este caso se utilizó la ecuación de Archie (**Ecuación IV.2**), por su sencillez y asumiendo que la presencia de arcillas no afecta la interpretación :

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^{m R_t}} \quad (\text{Ec. IV.2})$$

Donde:

S_w : Saturación de Agua (fracción)

a: factor de tortuosidad (adimensional)

R_w : Resistividad del Agua de Formación a temperatura de yacimiento (ohm-metro)

ϕ : Porosidad (fracción)

m: Exponente de cementación (adimensional)

n: Exponente de Saturación (adimensional)

R_t : Resistividad Real de la Formación (ohmio-metro)

En este caso se tiene que $S_w=1$, $a=1$ por lo que quedaría (**Ecuación IV.3**)

$$R_w = \phi^m R_t \quad (\text{Ec. IV.3})$$

d.- *Saturación de Agua*: Para la selección del modelo de saturación de agua se tuvo que recurrir a revisar metodologías y modelos petrofísicos de empresas mixtas cercanas al área de estudio, puesto que no se disponía de datos provenientes de análisis especiales de núcleos, específicamente los de pruebas de desplazamiento. Por lo que para realizar la estimación de la Saturación de Agua se utilizó las ecuaciones de Archie, Simandoux e Indonesia, siendo esta última la recomendada para aplicar en el área, porque es el que mejores resultados ha dado en la zona de Carabobo.

e.- *Permeabilidad*: El modelo de permeabilidad que se utilizó provino de la construcción de gráficos de porosidad de núcleos vs. permeabilidad de núcleos de aquellos pozos con los que se contaba con dicha información, a partir de allí, se generaron correlaciones que permitieron de una manera aproximada modelar el comportamiento de la permeabilidad en función de la porosidad de los registros, y validar dichas correlaciones, partiendo de la comparaciones entre los valores obtenidos de los núcleos y los valores calculados haciendo uso de las curvas de porosidad. Teniendo en cuenta que ningún modelo se ajustará perfectamente, debido a que no existe una relación directa entre la porosidad y permeabilidad, por lo que los valores obtenidos no son para estimar valores reales de permeabilidad, sino más bien

para tratar de observar el comportamiento de dicha propiedad a lo largo de la zona estudiada.

En esta fase también se incluyó un estudio de petrofacies y estimación de los radios de garganta de poros, haciendo uso de la ecuación de Winland que fue desarrollada en 1952. A partir de aquí se pudo caracterizar de manera preliminar el tipo de roca en función del tamaño de garganta de poro, haciendo uso de la información proveniente de los análisis convencionales de núcleos.

H.D. Winland en 1952 determinó que a partir de los datos de porosidad y permeabilidad que se obtienen de los análisis de núcleos es posible determinar el radio de la garganta de poros, que tradicionalmente se obtiene por las ecuaciones de presión capilar. Mediante procedimientos experimentales Winland estableció una relación matemática entre la porosidad, la permeabilidad al aire y el radio de la garganta de poros que corresponde a una saturación de mercurio al 35% (denominada R35). Dicha expresión se muestra a continuación (**Ecuación IV.4**)

$$\log(R35) = 0,732 + 0,588 * \log(K_{air}) - 0,864 * \log(\phi) \quad (\text{Ec.IV.4})$$

Donde:

Log(R35): Radio de garganta de poro cuando la saturación de mercurio alcanza un 35% del espacio poroso (en micrones μm)

Kair: Permeabilidad absoluta al aire (milidarcys mD)

Φ : Porosidad en porcentaje

Este radio de garganta de poro se define como el tamaño de la garganta del poro cuyo valor se obtiene de una curva de presión capilar en el que el fluido no mojante (mercurio) se encuentra saturando el 35% del espacio poroso. Es un buen indicador de las gargantas de poro conectadas más grandes en determinadas rocas con porosidad intergranular. De acuerdo al valor del tamaño de garganta de poro se tienen

una clasificación en rangos para determinar el tipo de petrofacies, estos rangos se muestran en la **Tabla IV.1**

Tabla IV.1. Clasificación de las Petrofacies en función del Radio de Garganta de Poro

<i>Tipo de Petrofacies</i>	<i>Tamaño de Garganta de Poro (micrones)</i>
Megaporoso	mayor 5
Macroporoso	entre 2 y 5
Mesoporoso	entre 0,5 y 2
Microporoso	entre 0,1 y 0,5
Nanoporoso	menor a 0,1

IV.4.5 Evaluación Petrofísica y Aplicación de Modelos para el cálculo de los parámetros más relevantes como Volumen de Arcilla (Vsh), Porosidad (ϕ), Saturación de Agua (S_w) y Permeabilidad (K).

Esta etapa de la investigación consistió en la extrapolación de los modelos que mejor se ajustan a los valores estimados para cada propiedad (Vsh, S_w , ϕ , etc) obtenidos por los análisis de núcleos, es decir, que se determina cual es la mejor correlación o ecuación matemática que coteja los resultados de los análisis de núcleos, partiendo de los valores leídos de las curvas del registro, por lo que se extiende la aplicación de dichos modelos a cada uno de los pozos seleccionados para el estudio a fin de obtener curvas de evaluación para cada pozo en cuanto a volumen de arcilla, porosidad y permeabilidad, haciendo uso también de los parámetros establecidos con anterioridad como son: Resistividad del agua de formación, factor de cementación, exponente de saturación, entre otros. En la **Figura IV.7** se muestra la ventana del software en la cual se presenta uno de los pozos en proceso de evaluación.

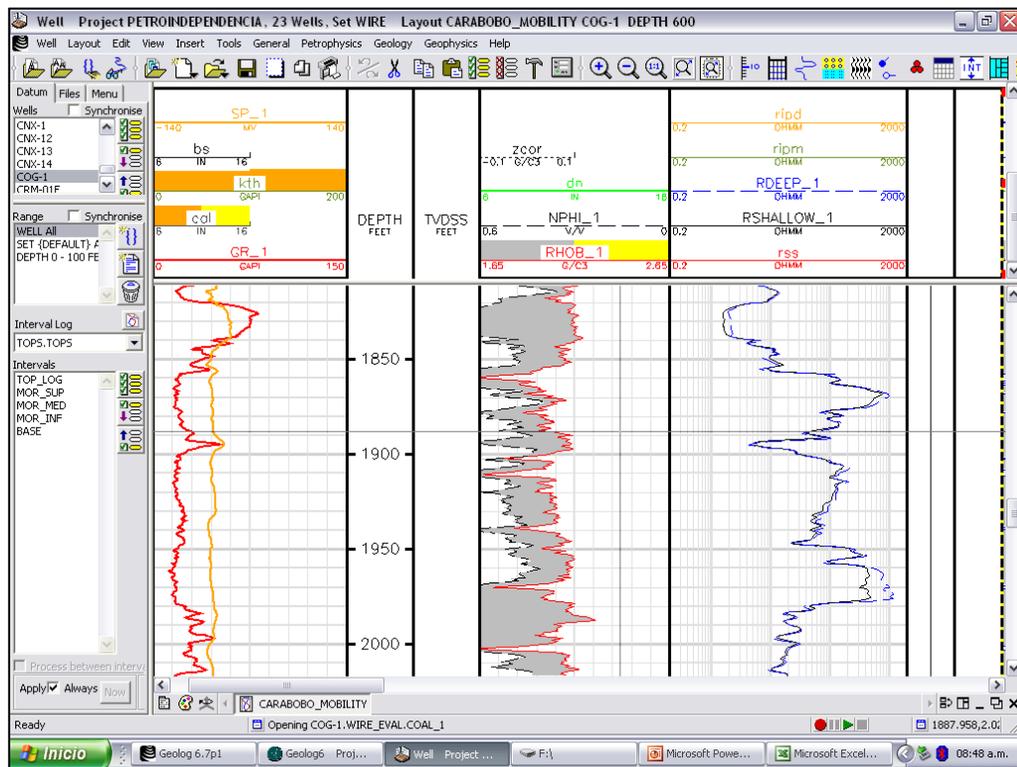


Figura IV.7. Ventana del software mostrando un pozo en proceso de evaluación

IV.4.6 Determinación de Parámetros de Corte

Para la estimación de los parámetros de corte o “cutoffs” existen múltiples metodologías y procedimientos que dependen de la cantidad y tipo de datos disponibles que se tengan al momento de realizar la evaluación, en este caso la cantidad de información de la que se dispone es muy limitada y escasa puesto que el área de estudio corresponde a una zona todavía en fase exploratoria por lo que utilizar algún procedimiento para determinación de parámetros de corte que involucre datos de producción es totalmente inviable, debido a que los mismos son inexistentes. Es por ello que se resolvió aplicar el método de Scribner y Engineer (1984) el cual es un procedimiento bastante simple que consiste en realizar gráficos de propiedad contra acumulado de dicha propiedad^[17], para ello se debe organizar la información proveniente de la curva de evaluación ordenando los valores obtenidos de menor a mayor para luego calcular el respectivo acumulado de la variable en cuestión,

obteniéndose un gráfico en el que el valor del parámetro de corte buscado corresponde a la intersección entre las rectas tangentes a las dos primeras tendencias que se originan. Gráficamente se puede observar de la **Figura V.8**.

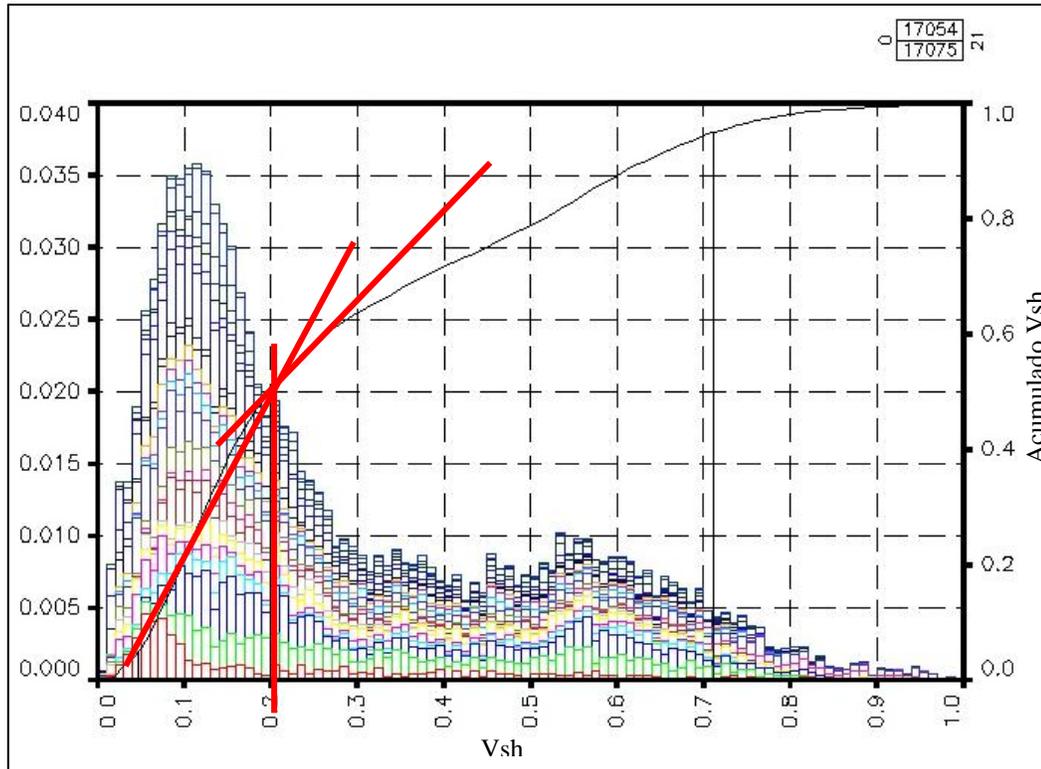


Figura IV.8. Ejemplo de la metodología de “Scribner y Engineer” para estimar los parámetros de corte

Para la estimación de estos valores límites suele utilizarse un pozo que sea representativo del yacimiento, o combinando toda la información de todos los pozos involucrados en el estudio. En el caso del presente Trabajo Especial de Grado se calculó utilizando los datos de todos los pozos y luego pozo a pozo, a fin de obtener no valores únicos de los parámetros de corte, sino un rango bastante diverso para luego realizar el análisis de incertidumbre correspondiente.

IV.4.7 Generación de Sumarios Petrofísicos y Mapas de Isopropiedades

Una vez evaluados todos los pozos se procede a realizar estimaciones de Arena Neta Petrolífera en función de los parámetros de corte estimados, los cuales corresponden a una llamado “Caso Base”, que vienen a ser la referencia bajo la cual se calcularan las propiedades promedio para el intervalo correspondiente al Submiembro Morichal Superior.

Estos sumarios son resúmenes que muestran los valores de porosidad, volumen de arcilla, saturación de agua y permeabilidad promedio para el espesor estimado de Arena Neta Petrolífera obtenido de la aplicación de los valores de corte que se calcularon con anterioridad a cada una de las curvas de evaluación de los pozos bajo estudio.

De manera adicional a lo contemplado dentro de los objetivos del Trabajo Especial de Grado se decidió generar mapas de isopropiedades para las propiedades determinadas (volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua y arena neta petrolífera), esto con la finalidad de mostrar la información generada de manera más práctica y sencilla para su interpretación, aparte de que permite observar a mayor detalle variaciones areales de propiedades y visualizar que zonas resultan ser mas prospectivas a la hora de proponer o diseñar alguna estrategia de explotación.

Para la construcción de los mapas se utilizó la plataforma *Petrel* propiedad de la compañía *Schlumberger* y para ello hubo que organizar la información proveniente de los sumarios calculados en la evaluación petrofísica en forma de archivos de texto (formato .TXT) de tal forma, que pudiese ser interpretada por el software.

Este proceso consistió en generar archivos individualizados en donde se listaba el nombre del pozo, las coordenadas del pozo (referidas todas al mismo sistema de referencia y en este caso se utilizó el Datum La Canoa) y la propiedad a plotear, en un archivo de texto del tipo “delimitado por espacios”. De aquí en adelante la opción

“*Import Data*” del software carga el archivo y mediante el módulo “*Make/Edit Surface*” se genera el mapa correspondiente a la propiedad seleccionada.

IV.5 Análisis de Incertidumbre con las variables relacionadas con los Parámetros de Corte

Esta fase de la investigación comprendió la realización de un análisis de incertidumbre, partiendo de los resultados obtenidos de la evaluación realizada a los pozos seleccionados.

Se utilizaron los valores de los parámetros de corte calculados en el paso previo, a fin de definir tres escenarios o casos; un caso base que comprende los valores de corte estimados en la fase anterior y que permitieron la generación de sumarios y mapas, un caso pesimista en el que se utilizan valores de corte más exigentes (porosidad de corte más alta, volumen de arcilla y saturación de agua más baja) y un caso optimista (el escenario opuesto al caso pesimista), con estos dos nuevos escenarios se volvieron a calcular sumarios petrofísicos y distribución de propiedades, así como espesores de ANP los cuales fueron comparados entre sí, tanto individualmente (pozo a pozo), como de manera global (promedio general de todos los pozos), a fin de observar cuánto era el grado de variación (porcentual) del espesor de ANP para cada caso y a partir de aquí, se concluyó el nivel de incertidumbre que se tiene sobre la data y sobre el modelo generado en función de dichos casos.

IV.6 Determinación de la variable (perteneciente a los parámetros de corte) que más impacta en la estimación de los espesores de Arena Neta Petrolífera

Para complementar esta fase también se determinó cuál de la tres variables involucradas (y utilizadas en la presente investigación) en el cálculo de la Arena neta Petrolífera (Volumen de Arcilla, Porosidad y Saturación de Agua) es la que tiene mayor impacto en la determinación de ANP.

Con la finalidad de cumplir el apartado anterior se realizaron sensibilidades entre los parámetros de corte seleccionados en cada caso, utilizando el caso base como

referencia, es decir se dejaba dos de los tres valores de corte fijo y el tercero se variaba entre el valor optimista y el pesimista, calculándose el valor de ANP para cada uno y comparándose con el proveniente del caso base, de aquí se construyeron gráficos pozo a pozo para observar la variación porcentual de cada una y ver en cual sensibilidad se obtenía el mayor nivel de variación. Para englobar toda la información y concluir de manera más general se generaron gráficos con los valores promedios de variación en función del parámetro sensibilizado tanto para el caso optimista como para el pesimista y así observar la tendencia general y determinar cuál es el parámetro que más incertidumbre asociada posee para de esta manera realizar las conclusiones y recomendaciones pertinentes al tema.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

V.1 Calidad de la Información Recopilada

Para comprobar la calidad de la información recolectada se realizaron comparaciones directas entre el registro en formato de imagen (archivo .TIFF) y el archivo en digital (archivo .LAS) haciendo uso de la ventana de visualización del software *Geolog* para observar las diferencias de las curvas (si las hay) y validar la información del archivo .LAS que es el que se utilizó para realizar la evaluación petrofísica de los pozos. En la **Figura V.1** se observa un ejemplo de una curva generada con el archivo .LAS que corresponde perfectamente al registro .TIFF, por lo que la curva está validada y apta para utilizarse en la evaluación.

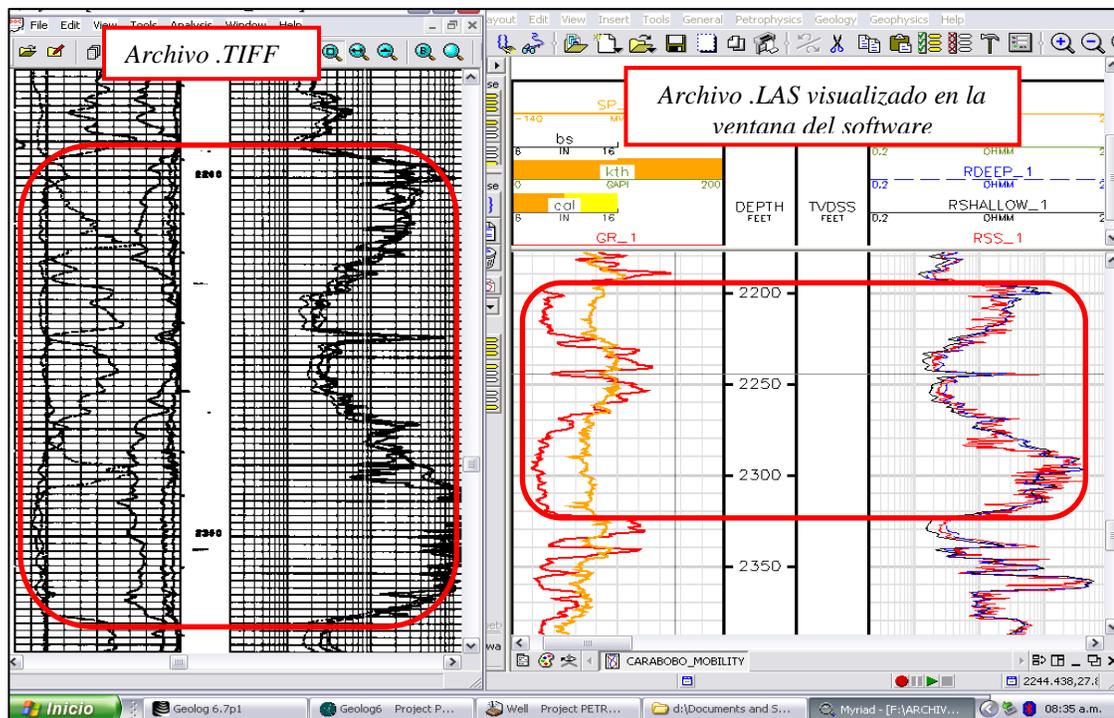


Figura V.1. Ejemplo de validación de las curvas del registro en formato .LAS mediante comparación con el registro en imagen .TIFF en el intervalo 2190'-2330'

Durante este proceso fueron detectados 2 pozos (pozos 10 y 14) en los que las curvas del registro Densidad-Neutrón se encontraban desplazadas verticalmente hacia arriba, por lo que se tuvo que hacer una corrección de profundidad a dichos pozos para validar la curva.

La corrección en profundidad es un procedimiento sencillo y se incluye dentro del software de evaluación petrofísica, dentro de las opciones “Tools/Depth_shift” allí se selecciona la curva que se toma como referencia (por lo general se utiliza la curva de litología del registro de resistividad, en este caso la de Rayos Gamma) y la curva que se desea poner en profundidad, luego se ajusta la curva de profundidad en función de la curva de referencia. La **Figura V.2** muestra un ejemplo de corrección en profundidad para una curva de registro densidad.

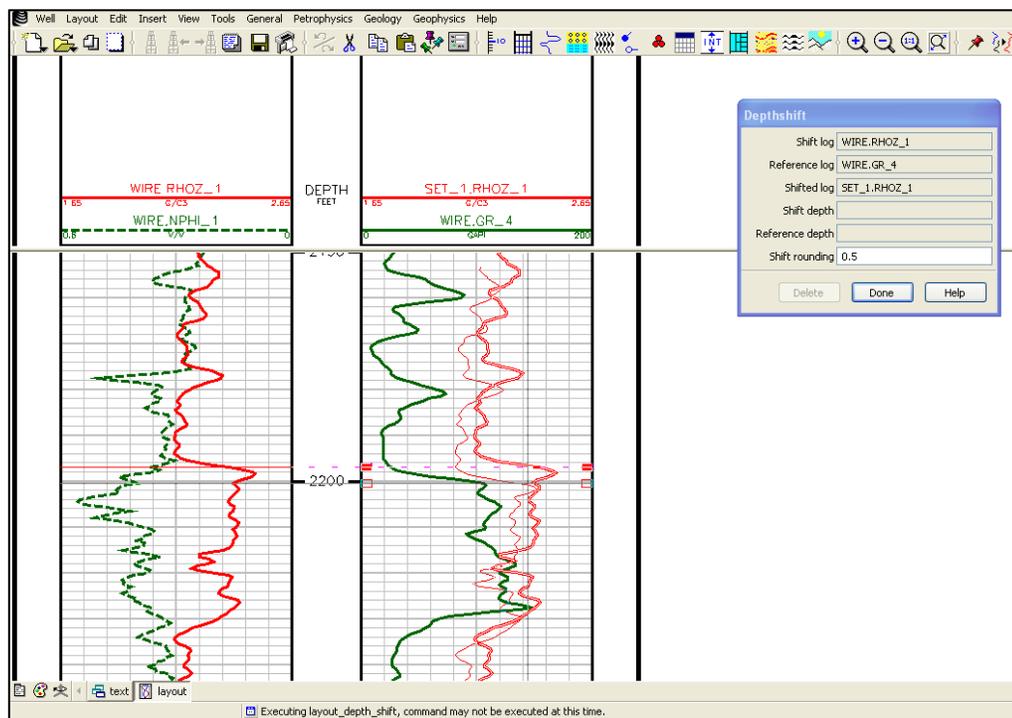


Figura V.2. Ejemplo de corrección de profundidad, en la pista de la derecha se observa la curva de referencia (verde), la curva a corregir (rojo oscuro), la curva corregida en profundidad (rojo claro)

Dicha validación y corrección resulta importante porque de esta forma se evita interpretaciones erróneas y estimaciones incorrectas de propiedades debido a que no hay correspondencia entre las lecturas en intervalos con características específicas,

por ejemplo estimación de saturaciones de petróleo en zonas arcillosas por error en la disposición de las curvas de resistividad.

V.2 Clasificación de la Información utilizada

Una vez realizado el proceso de selección, verificación y control de calidad de la información fueron seleccionados un total de 23 pozos, de los cuales 3 poseen análisis de núcleos (2 con análisis convencionales y especiales y 1 sólo con análisis convencionales) y que pertenecen, tanto al área del Bloque 5 (16 pozos) como a las zonas pertenecientes a la empresa mixta Petromonagas (6 pozos) y al Bloque Carabobo 1 Sur (1 pozo), esto con el fin de ajustar el modelo petrofísico con los datos provenientes de dichas zonas y comparar resultados con evaluaciones previas realizadas en esas áreas.

La utilización de información de zonas vecinas permite definir mejor la distribución de las propiedades en los contornos del área en estudio, es por ello que se tomó la información de pozos pertenecientes a la empresa mixta Petromonagas que se encontraban muy próximos al bloque Carabobo 5.

En la **Tabla V.1** se muestran los pozos utilizados para la evaluación discriminando entre cuales pertenecen en sí al bloque 5, cuales tienen análisis de núcleos además de un inventario de los registros disponibles para cada pozo (que se encuentran en el archivo. LAS, ya que es éste el que se utilizó en la evaluación propiamente dicha) y la clasificación del pozo en clave, control y no control.

Es importante mencionar que los pozos que poseen análisis de núcleos, no tienen los análisis completos, atribuyéndose la causa principal a un precario resguardo de la información o desorganización al momento de compilar los reportes provenientes de los laboratorios especializados, por lo que la información disponible en los núcleos es la siguiente:

Pozo 1:

Análisis Convencionales: conformados por tablas de Permeabilidad y Porosidad de Núcleo, así como valores de Densidad de Grano.

Análisis Especiales: Tablas de Factor de Formación contra porosidad de núcleo, Tablas de Índice de Resistividad contra Saturación de Salmuera.

Análisis Geológicos: Descripción Litológica, Análisis Petrográficos (Difracción de Rayos X), Distribución del tamaño de grano.

Pozo 15:

Análisis Convencionales: conformados por tablas de Permeabilidad y Porosidad de Núcleo.

Análisis Geológicos: Descripción Litológica, Distribución del tamaño de grano, Textura.

Pozo 18:

Análisis Convencionales: conformados por tablas de Permeabilidad y Porosidad de Núcleo, así como valores de Densidad de Grano.

Análisis Especiales: tablas de Factor de Formación contra Porosidad de Núcleo, tablas de Índice de Resistividad contra Saturación de Salmuera.

Análisis Geológicos: Descripción Litológica, Análisis Petrográficos (Difracción de Rayos X).

Como se puede observar la información es bastante básica e incompleta al no disponer de datos de Capacidad de Intercambio Catiónico, ni valores provenientes de pruebas de Presión Capilar, por lo que no fue posible realizar evaluaciones para estimar Saturación de agua haciendo uso de los modelos de Doble Agua y Waxman y Smits, y estimación de valores de saturación de agua irreducible, debido a la indisponibilidad de alguna prueba de presión capilar (desplazamiento con mercurio,

plato poroso, etc) que permita el cálculo de estas propiedades. Aunque la disponibilidad de datos de capacidad de intercambio catiónico solo limita con respecto al catálogo de modelos de saturación de agua que se pueden aplicar, este es un parámetro importante que permite caracterizar las zonas arcillosas de un intervalo siendo muy variable en una distintas zonas por lo que la utilización de valores provenientes de zonas vecinas puede traer como consecuencias estimaciones erróneas. En la **Figura V.3** muestra un mapa con la ubicación de los pozos seleccionados para el estudio.

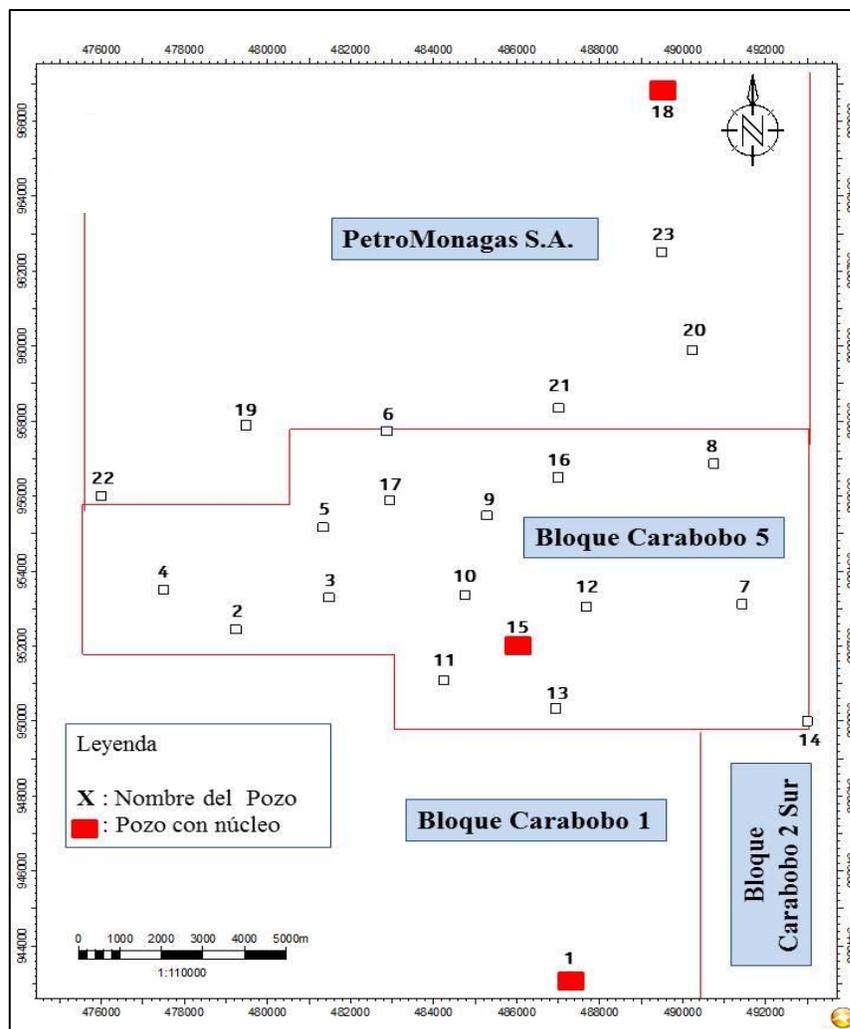


Figura V.3. Distribución geográfica de los pozos seleccionados para el estudio

Tabla V.1. Inventario de los registros disponibles de los pozos seleccionados, clasificación del pozo y ubicación

POZO	Ubicación	Clasificación del Pozo	Registros Disponibles (EN ARCHIVO .LAS)						
			Caliper	Litología		Resistividad		Porosidad	
				GR	SP	Somera	Profunda	Densidad	Neutrón
1	Bloque Carabobo 1	Clave	X	X	X	X	X	X	X
2	Bloque Carabobo 5	Control	X	X	X	X	X	X	X
3	Bloque Carabobo 5	Control	X	X	X	X	X	X	X
4	Bloque Carabobo 5	Control	X	X	X	X	X	X	X
5	Bloque Carabobo 5	Control	X	X	X	X	X	X	X
6	Bloque Carabobo 5	Control	X	X	X	X	X	X	X
7	Bloque Carabobo 5	Control	X	X	X	X	X	X	X
8	Bloque Carabobo 5	Control	X	X	X	X	X	X	X
9	Bloque Carabobo 5	Control	X	X	X	X	X	X	X
10	Bloque Carabobo 5	Control	X	X	X	X	X	X	X
11	Bloque Carabobo 5	Control	X	X	X	X	X	X	X
12	Bloque Carabobo 5	Control	X	X	X	X	X	X	X
13	Bloque Carabobo 5	Control	X	X	X	X	X	X	X
14	Bloque Carabobo 5	Control	NO	X	X	X	X	X	X
15	Bloque Carabobo 5	Clave	X	X	X	X	X	X	X
16	Bloque Carabobo 5	Control	X	X	X	X	X	X	X
17	Bloque Carabobo 5	Control	X	X	X	X	X	X	X
18	Petromonagas	Clave	NO	X	X	X	X	NO	NO
19	Petromonagas	Control	X	X	X	X	X	X	X
20	Petromonagas	Control	X	X	X	X	X	X	X
21	Petromonagas	No Control	X	X	X	X	X	NO	NO
22	Petromonagas	Control	X	X	X	X	X	X	X
23	Petromonagas	Control	X	X	X	X	X	X	X

V.3 Determinación de Parámetros Petrofísicos

Para la determinación de los parámetros petrofísicos de la roca se utilizó los datos provenientes de los análisis especiales de núcleos, específicamente de los pozos 1 y 18, puesto que el pozo 15 solo posee análisis convencionales y análisis geológicos (porosidad y permeabilidad a presión de confinamiento). De igual forma se integró la información proveniente de los 2 pozos de manera de obtener un gráfico con valores más representativos de la formación.

V.3.1 Exponente de Cementación (m) y Factor de Tortuosidad (a)

La determinación del exponente de cementación y el factor de tortuosidad se realiza a través del gráfico de Factor de Formación (FF) contra Porosidad de Núcleo (**Figura V.4.**), valores corregidos y estimados a una presión de confinamiento de 900 lpc que simula bastante bien las condiciones reales de los yacimientos de la Faja en la zona estudiada. Específicamente en el área correspondiente al Bloque Carabobo 5, la presión estimada de yacimiento se encuentra por el orden de los 1000 a 1100 lpc, siendo este valor obtenido por correlaciones y datos de zonas adyacentes cuyas similitudes estructurales así lo permiten.

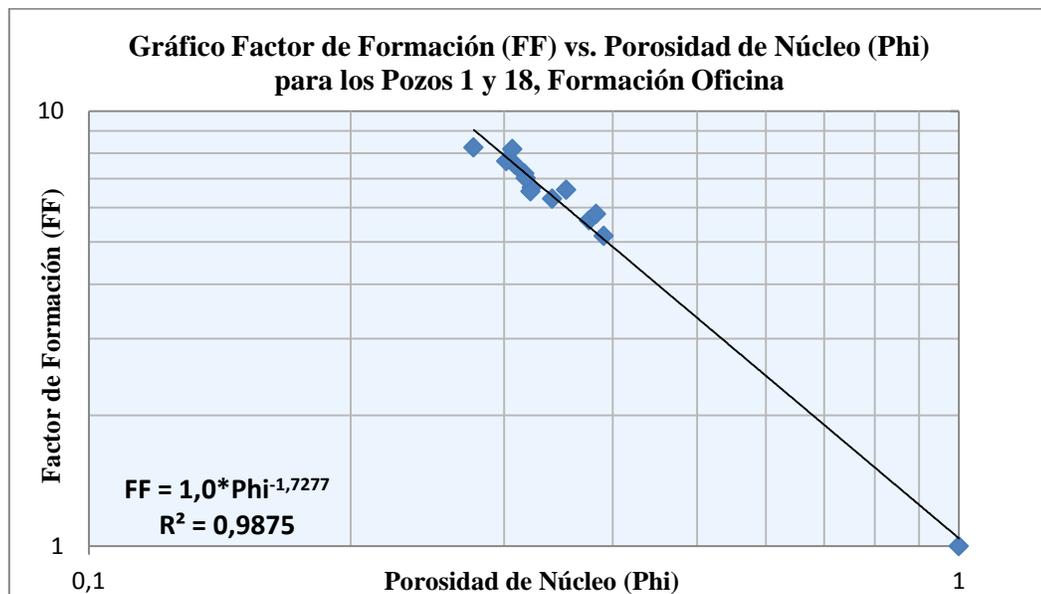


Figura V.4. Gráfico Factor de Formación vs. Porosidad de Núcleo

De acuerdo al gráfico anterior se resume entonces que el valor del exponente de cementación es aproximadamente igual a 1,73 y el factor de tortuosidad igual a 1, siendo este calculado para todos los miembros de la formación Oficina, ya que la información suministrada no discriminaba por facies sedimentarias.

De igual manera se estimó el Exponente de Cementación corregido por arcillosidad añadiendo de esta manera el efecto que genera la presencia de arcillas en el yacimiento y su efecto sobre las constantes y parámetros de la roca. Graficándose esta vez los valores de Factor de formación corregido por arcillosidad contra porosidad de núcleo (**Figura V.5.**)

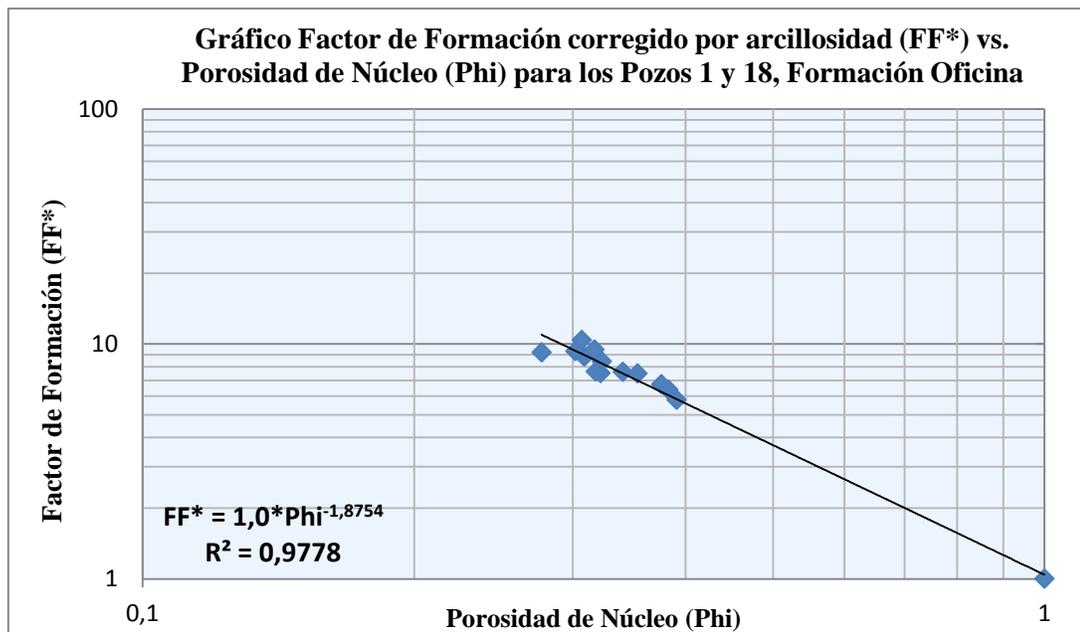


Figura V.5. Gráfico Factor de Formación corregido por arcillosidad vs. Porosidad de Núcleo

En este caso se obtuvo un valor para el exponente de cementación corregido (m^*) de 1,88; valor superior al que se obtuvo sin tomar en cuenta las arcillas presentes en el medio poroso. Esto implica que la presencia de minerales arcillosos a lo largo de la columna tiene un efecto en nivel de cementación de la roca, haciéndola más consolidada a medida que se incrementa la cantidad de arcilla presente.

V.3.2 Exponente de Saturación (n)

Para la determinación del exponente de saturación se procedió a realizar gráficos de Índice de Resistividad (IR) en función de la Saturación de salmuera con la que se realizó la prueba, ambos en escala logarítmica tal como se muestra en la **Figura V.6**. De igual manera se trabajó con la data integrada de los pozos 1 y 18 a presión de sobrecarga.

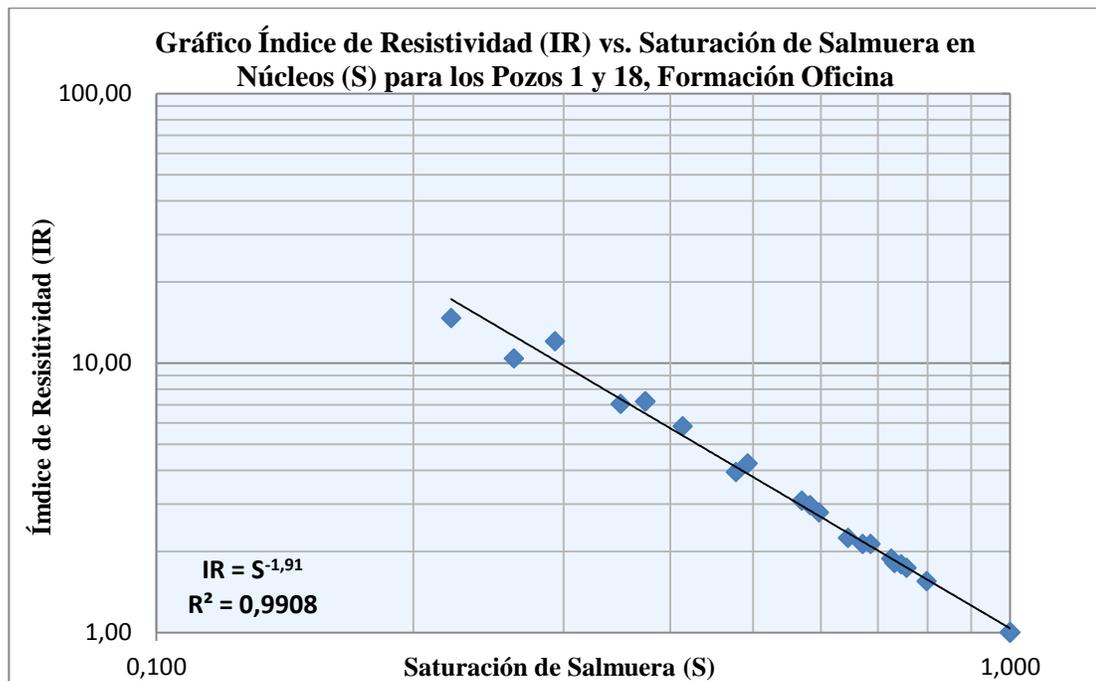


Figura V.6. Gráfico Índice de Resistividad vs. Saturación de Salmuera

En este caso se tiene que el valor estimado del exponente de saturación es aproximadamente igual a 1,91.

Para este apartado también se realizó el gráfico de Índice de Resistividad corregido por arcillosidad, a fin de calcular el exponente de saturación pero corregido por la presencia de arcillas. (**Figura V.7.**)

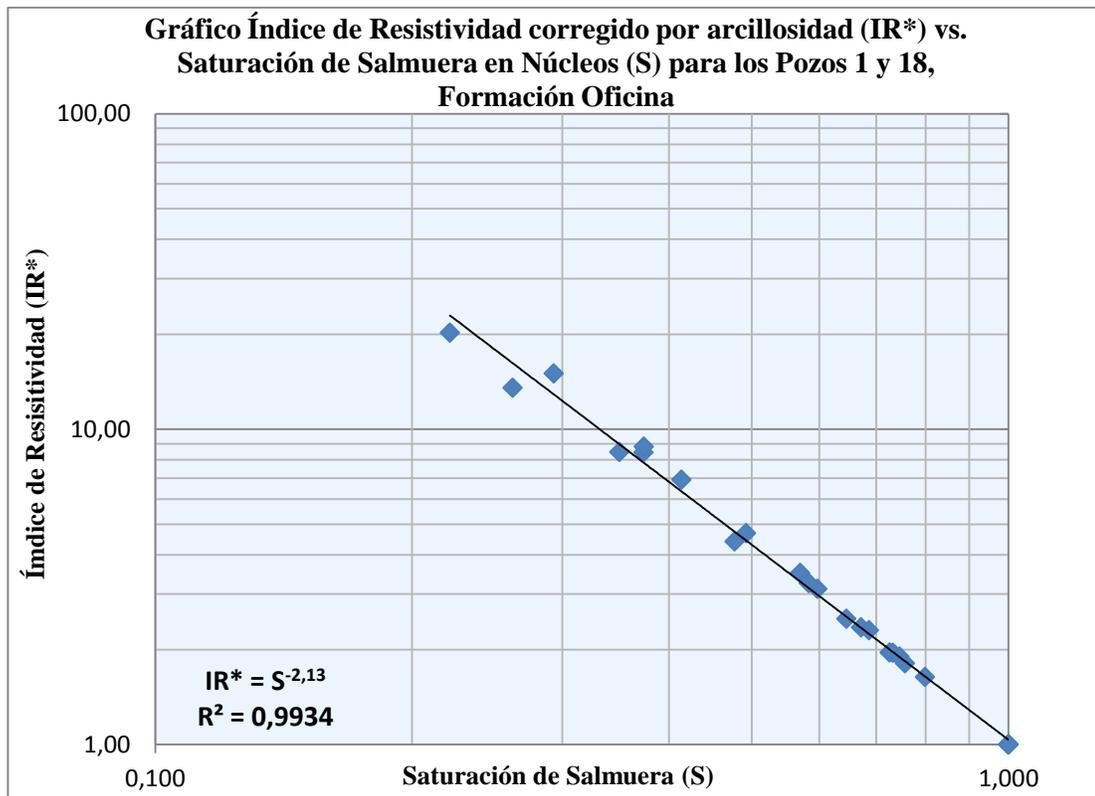


Figura V.7. Gráfico Índice de Resistividad corregido por arcillosidad vs. Saturación de Salmuera

De acuerdo a la **Figura V.7.** el valor de exponente de saturación corregido por arcillosidad es igual a 2,13, ligeramente superior al obtenido sin considerar el efecto de las arcillas.

V.3.3 Densidad de la Matriz

Para la estimación de la densidad de la matriz se unificó los valores provenientes de los análisis convencionales de núcleos de los Pozos 1 y 18 referidos a densidad medida de grano, a partir de los cuales se realizó un histograma (**Figura V.8.**) de frecuencia con los distintos valores reportados a fin de estimar el valor más representativo para la densidad de la matriz.

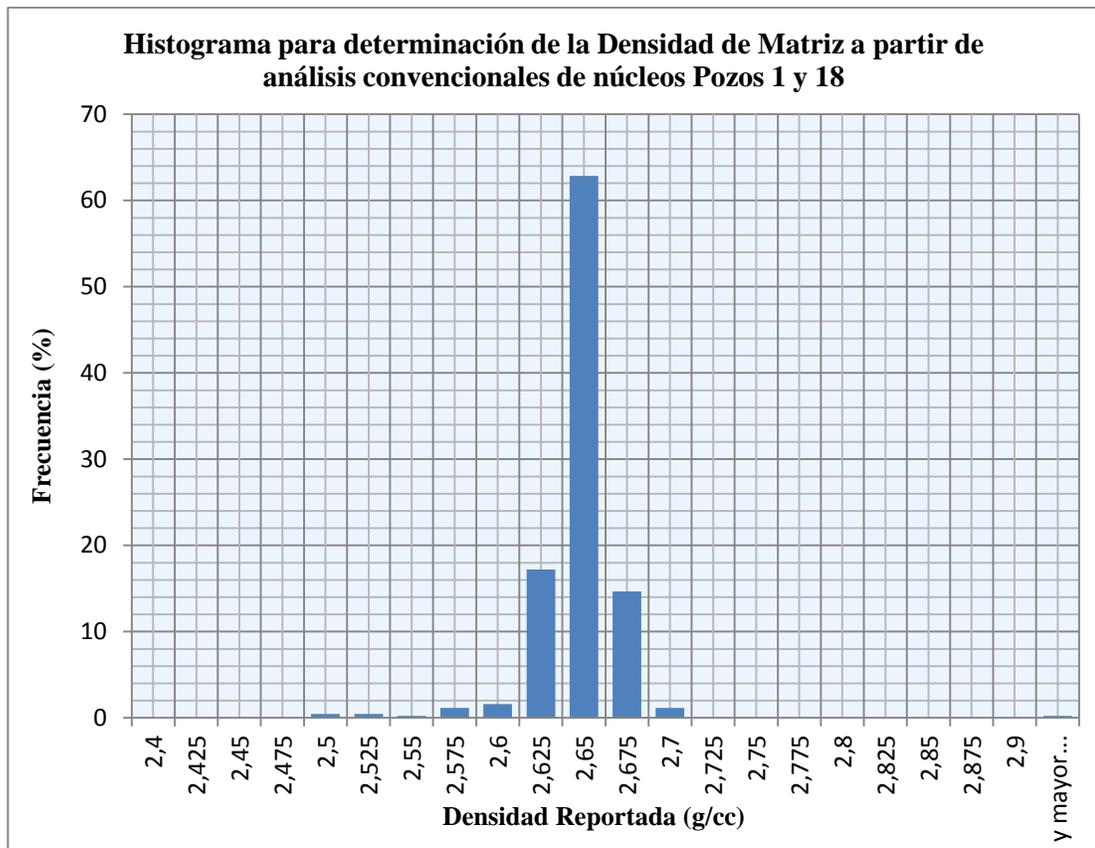


Figura V.8. Histograma de Frecuencia para determinar densidad de la matriz

De acuerdo a la **Figura V.8** claramente se observa que el valor más representativo para la densidad de la matriz es 2,65 g/cc.

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede decir que la zona de estudio está conformada por una roca no consolidada, debido a que el exponente de cementación (m) es inferior a 2, siendo este valor congruente con las características de los núcleos de la zona que demuestran la presencia de rocas yacimiento muy friables. Tomando en cuenta la corrección por efecto de arcillosidad para el valor de “ m ” se puede interpretar que la presencia de arcilla en el sistema afecta de tal forma que genera reducción del radio de garganta de poros, lo que incrementa las lecturas del Factor de Formación.

En cuanto al valor estimado de la densidad de la matriz (2,65 g/cc), éste coincide con el valor de la densidad del cuarzo, lo que refleja una matriz de arena, cuyas características de granulometría y distribución del tamaño de grano (parámetros obtenidos de los análisis de núcleos de los pozos 1, 15 y 18) muestran secuencias de crecimiento y decrecimiento del tamaño de grano con un escogimiento que varía de mal a bien escogido.

En los informes de núcleos se señala la identificación de paleoambientes a través del análisis mineralógico que permitió establecer un plano deltaico en la base llegando a un ambiente marino somero en la parte superior de la columna. A lo largo de la secuencia se observó la presencia de arenas masivas así como arcilitas, limolitas e inclusive finas capas de lignitos y de calizas fosilíferas.

En dichos reportes los análisis mineralógicos determinaron que la arcilla predominante es la caolinita cuyo porcentaje en peso de la fracción menor a dos micras oscila entre 80 y 100% y en menor grado combinaciones de illita y montmorillonita que completan la fracción de minerales arcillosos a lo largo de la columna analizada. Es importante mencionar que la caolinita corresponde a uno de los minerales arcillosos menos activos, por lo que el riesgo de que la permeabilidad se vea afectada por taponamiento de la garganta de poros al momento de iniciar la producción es bajo, sin embargo al ser un mineral que posee iones metálicos tiene un efecto sobre la curva de resistividad, por lo que debe tomarse en cuenta a la hora de realizar evaluaciones en las arenas con alto contenido de arcillas ya que puede sobrestimarse los valores de saturación de agua.

V.3.4 Determinación de “*Gamma Ray Clean y Shale*”

La estimación de estos parámetros se realizó construyendo histogramas de frecuencia para cada pozo con los valores del Registro de Rayos Gamma y a partir de aquí se toma como valor de “*Gamma Ray Clean*” un numero ligeramente inferior al mínimo registrado en el gráfico y el “*Gamma Ray Shale*” un valor ligeramente superior al

máximo mostrado. En la **Figura V.9** se tiene el histograma de frecuencia del registro de Rayos Gamma para el pozo 15.

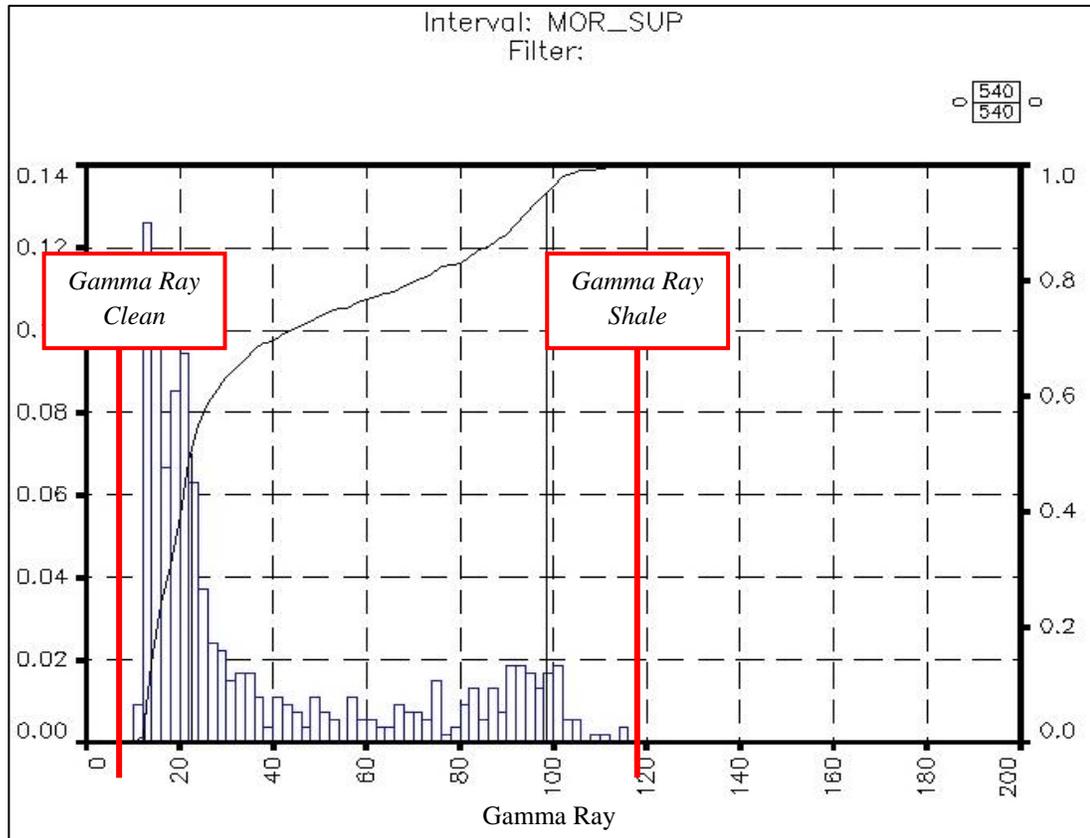


Figura V.9. Histograma de Frecuencia para determinar el valor de Gamma Ray Shale y Gamma Ray Clean en el pozo 15

V.3.5 Determinación de Rsh, ρ_{sh} , NPHIsh

Para la determinación de la Resistividad de las arcillas (Rsh) se construyó gráficos *Crossplots* de Resistividad contra Rayos Gamma, en donde la estimación del parámetro Rsh se realiza tomando un punto que sea lo más representativo de una zona arcillosa (corresponde a la región del gráfico con los valores más altos en las mediciones de Rayos Gamma), puesto que no existe una tendencia única ni un valor constante. Este parámetro fue determinado pozo a pozo para modelar mejor las

propiedades de cada región en la zona de estudio. En la **Figura V.10** se muestra un gráfico de Resistividad vs. Gamma Ray para la estimación de Rsh.

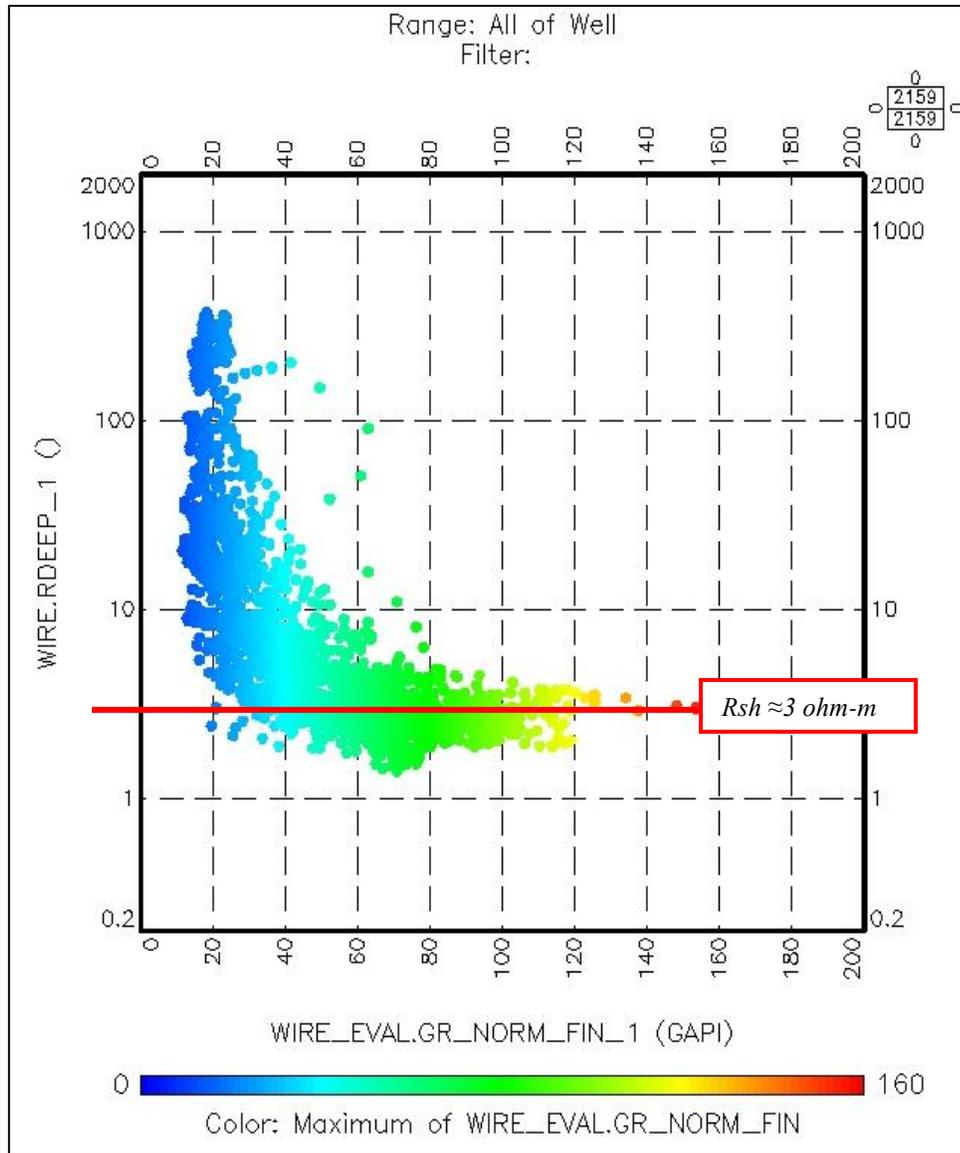


Figura V.10. Gráfico de Resistividad vs. Gamma Ray para la determinación de Rsh en el pozo 6

Los valores de Rsh calculados para cada pozo se encuentran organizados en la **Tabla V.2**

Tabla V.2. Valores de Resistividad de arcillas estimados para cada pozo

<i>Pozo</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>Rsh (ohm-m)</i>	4,2	3	4	8	2,24	3,06	9	6	2	2,38	3,06	7
<i>Pozo</i>	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
<i>Rsh (ohm-m)</i>	8	3,59	6	4	7,5	3	6	2,5	7	1,91	6,31	

Como se puede observar los valores de Rsh estimados son muy variables entre pozo y pozo y esto puede deberse tanto a la cantidad de arcilla presente a lo largo de la columna, como al tipo y distribución de este tipo de mineral en el intervalo analizado, aunque por análisis de núcleos se encontró un tipo de arcilla predominante, esto no significa que sea un valor constante en toda la zona. La **Figura V.11** muestra un histograma de frecuencia para los valores de Rsh estimados en los que se observa que no hay una distribución uniforme por lo que no existe un valor representativo para dicho parámetro en el área.

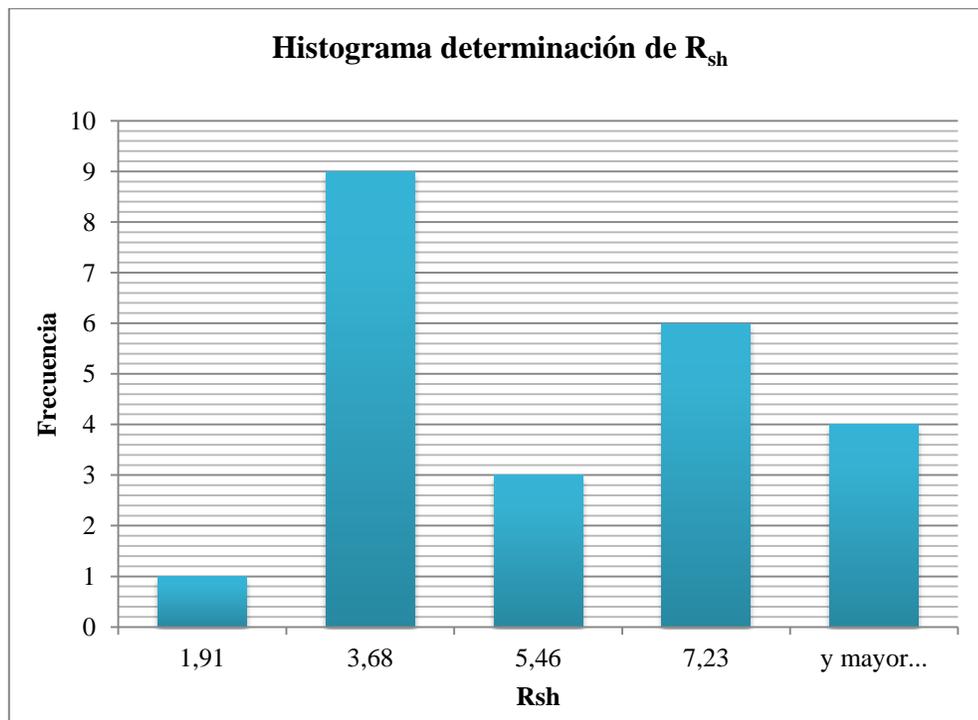


Figura V.11. Histograma para determinación del valor de la resistividad de las arcillas (R_{sh})

En lo referente a la estimación de la densidad (ρ_{sh}) y la porosidad neutrón (NPHIsh) de las zonas arcillosas se realizó de igual forma gráficos pozo a pozo pero esta vez utilizando los valores del registro densidad y del registro Neutrón (corregido en matriz caliza) (**Figura V.12**) complementando el grafico con la distribución de color en función de la curva de Rayos Gamma para ubicar de manera más fácil las zonas con predominancia de arcillas.

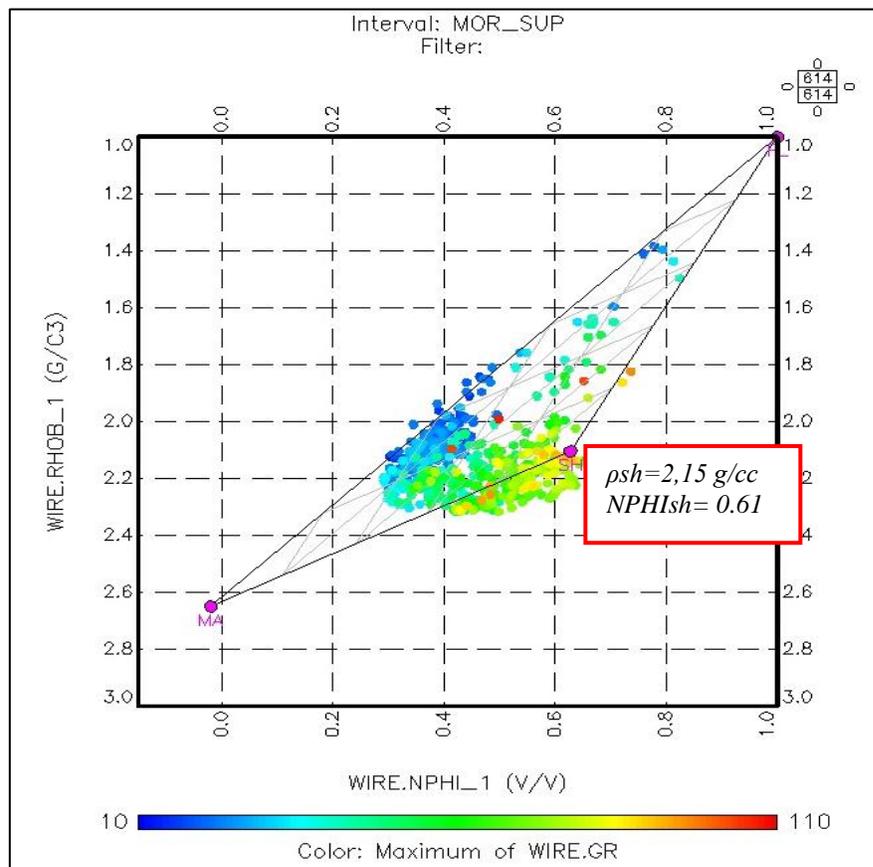


Figura V.12. Gráfico de Densidad y Porosidad Neutrón para la determinación de p_{sh} y $NPHI_{sh}$ en el pozo 6

V.3.6 Determinación de Capas de Carbón (Lignitos)

Como paso previo a la evaluación petrofísica se realizó la estimación de aquellas capas de alto contenido orgánico denominadas lignitos, debido a que sus respuestas características en el registro de Densidad-Neutrón causan desviación y valores anómalos al momento de realizar estimaciones de propiedades que no corresponden

con los datos de los registros. Los lignitos son un tipo de carbón mineral con alto contenido de agua que poseen densidades muy bajas, por lo que las respuestas del registro Densidad-Neutrón suele ser valores de densidad muy bajos (se salen de la escala izquierda del registro) y porosidad neutrón muy alta (de igual forma se salen del lado izquierdo de la escala del registro) (**Figura V.13**). Para este caso se observó que en el universo de pozos seleccionados los valores de densidad y porosidad neutrón para considerar un determinado espesor como un lignito son:

$$\rho_{\text{registro Densidad}} < 1,9 \frac{g}{cc} \text{ y } \phi_{\text{Neutrón}} > 0,54$$

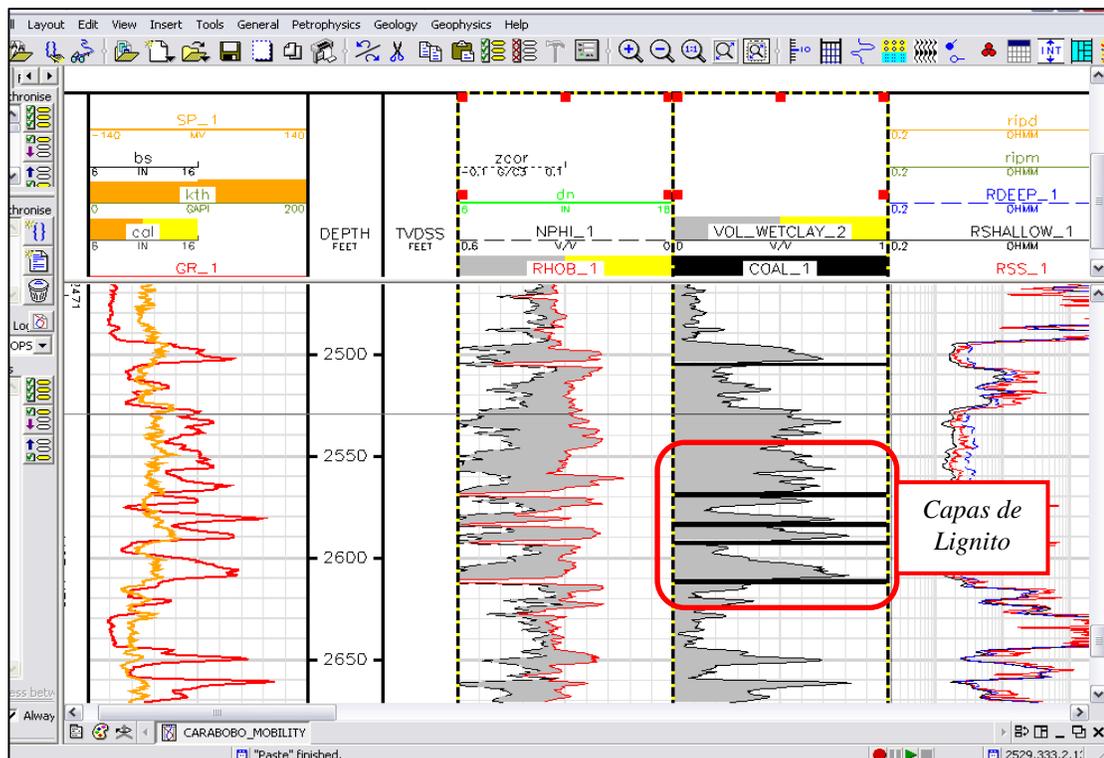


Figura V.13. Detección de Capas delgadas de lignitos en el pozo 2

V.4 Calibración Núcleo-Perfil

La calibración núcleo-perfil consistió en la comparación de las propiedades determinadas en los núcleos, junto con los valores obtenidos de la evaluación del

pozo, partiendo de esto se seleccionó el modelo que mejor coteje con los valores del análisis de núcleos, por lo que la evaluación se realiza en primera instancia a los pozos que tengan este tipo de análisis para luego extenderlos al resto de los pozos en estudio. De acuerdo a esto, se obtuvo lo siguiente:

a.- Volumen de Arcilla (Vsh)

Para la selección del modelo de volumen de arcilla, se realizó comparaciones entre el volumen de arcilla calculado por los métodos de Rayos Gamma y Densidad-Neutrón y los valores provenientes de los análisis especiales de núcleos (análisis de difracción de rayos X) para los pozos 1 y 18. De acuerdo a esto se observó que ninguno de los modelos se ajustaba completamente a la respuesta de los núcleos por lo que se utilizó una correlación que combina las respuestas de los modelos de Rayos Gamma y Densidad-Neutrón de la forma (**Ecuación V.1**):

$$Vsh = 0,3 * Vsh_{GR} + 0,7 * Vsh_{DN} \quad (\text{Ec. V.1})$$

Dónde:

Vsh = Volumen de Arcilla (Adimensional)

Vsh_{GR} = Volumen de Arcilla obtenido del Registro de Rayos Gamma (Adimensional)

Vsh_{DN} = Volumen de Arcilla obtenido del Registro Densidad-Neutrón (Adimensional)

Esta relación fue determinada para la evaluación en zonas vecinas llevadas a cabo por el Proyecto Magna Reserva, el cual dio resultados bastantes satisfactorios y en el caso de la presente investigación funcionó muy bien al momento de cotejar con la información proveniente de los análisis de núcleos. Los coeficientes que ponderan el peso que le confiere al valor final del volumen de arcilla obtenido por los dos métodos (Rayos Gamma y Densidad-Neutrón) se determinaron de forma de mitigar el efecto que ejerce la presencia de minerales pesados en algunas arenas de la zona de la Faja, lo que sobrestimaba la respuesta del registro de Rayos Gamma en zonas

limpias, por lo que al darle menor peso al volumen de arcilla estimado por el registro de Rayos Gamma se corregía este efecto. Sin embargo, en algunos pozos (pozos 18 y 21) no se disponía de registros de Densidad-Neutrón por lo que el volumen de arcilla se estimó mediante la expresión (**Ecuación V.2**):

$$Vsh = Vsh_{GR} \quad (\text{Ec. V.2})$$

Es importante resaltar también que dicha ecuación (**Ec. V.1**) es aplicable sólo en aquellos pozos, donde las condiciones de hoyo no afecten la respuesta del registro Neutrón, puesto que esta herramienta es muy sensible a las condiciones de presión, temperatura, salinidad e inclusive si existe un derrumbe en el hoyo la respuesta puede resultar bastante alejada de la realidad, por lo que en aquellos pozos (pozos 7 y 17) donde existían problemas de derrumbe del hoyo el valor del volumen de arcilla calculado por el registro Densidad-Neutrón tenía un comportamiento totalmente errático, distorsionado y alejado de la realidad por lo que se prefirió utilizar nuevamente la **Ecuación V.2** para obtener un volumen de arcilla más consistente con la respuesta del registro de Rayos Gamma y Resistividad.

b.- Porosidad

Para la determinación del modelo de porosidad se cotejaron los datos provenientes de los análisis de núcleos a condiciones de presión de yacimiento con la curva de porosidad obtenida combinando la respuesta de los registros Densidad-Neutrón y usando únicamente el registro de densidad, de los cuales el que más se ajustó fue el valor proveniente de la curva del registro densidad, el cual hace uso de la siguiente ecuación (**Ecuación V.3**)

$$\phi_{Total} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (\text{Ec. V.3})$$

Donde:

Φ_{Total} = Porosidad Total estimada por el Registro Densidad (Adimensional)

ρ_{ma} = Densidad de la matriz (2,65 g/cc)

ρ_f = Densidad del fluido que satura los poros (1 g/cc)

ρ_b = Densidad bruta o leída del registro (g/cc)

La densidad de fluido utilizada es igual al valor que corresponde a agua y al petróleo pesado y como se ha determinado que el crudo que predomina en la Faja presenta densidades muy cercanas a ese valor, la diferencia en la estimación del valor de porosidad haciendo uso de un valor más ajustado a la densidad del fluido no impacta de manera significativa en los resultados.

La porosidad estimada en esta parte corresponde a la porosidad total de la roca, ya que el principio de funcionamiento de la herramienta es únicamente la determinación de densidad y la misma no discrimina la existencia de poros interconectados o no interconectados, por lo que es necesario separar aquellas zonas que poseen altas porosidades, pero que en general no forman parte de la estimación de la arena neta petrolífera, como es el caso de las lutitas que como su características geológicas la definen, corresponden a cuerpos rocosos que poseen valores muy altos de porosidad, pero con una permeabilidad nula, por lo que funcionan muy bien como sellos para los yacimientos y no como una roca almacén propiamente dicha.

Para este caso se decidió entonces realizar una corrección a la porosidad total estimada, partiendo del principio de que aquellas zonas muy arcillosas la porosidad efectiva debe ser baja por lo que se utilizó la curva del Volumen de arcilla que se generó para cada pozo a fin de corregir este parámetro, para ello se utilizó la siguiente expresión (**Ecuación V.4**)

$$\phi_{Efectiva} = \phi_{Total} * (1 - Vsh) \quad (\text{Ec. V.4})$$

Donde:

$\Phi_{Efectiva}$ = Porosidad Efectiva (Adimensional)

Φ_{Total} = Porosidad Total (Adimensional)

Vsh = Volumen de Arcilla (Adimensional)

La porosidad efectiva estimada por esta ecuación fue la que se utilizó para la posterior evaluación y determinación de los espesores prospectivos de cada pozo.

En aquellos pozos que no tenían registro Densidad-Neutrón (pozos 18 y 21) se generó una curva sintética de porosidad total partiendo de la curva de Volumen de arcilla y porosidad total de todos los pozos que si poseían dichas curvas, de allí se realizó un gráfico de dispersión y se generó una ecuación que mejor se ajustara a los puntos, esta expresión se presenta a continuación (**Ecuación V.5**)

$$\phi_{Total} = 0,36114 - 0,11357 * Vsh - 0,01941 * Vsh^2 + 0,05372 * Vsh^3 \text{ (Ec. V.5)}$$

Para validar dicha ecuación se generó la curva de porosidad a partir de esta expresión en varios pozos que tuvieran porosidad total calculada por el registro densidad y se comprobó que la relación matemática generada reproduce casi exactamente los valores obtenidos de la interpretación de la porosidad obtenida del registro de densidad. En la **Figura V.14** se observa la comparación mencionada anteriormente para el pozo 15, el cual sirvió como base para certificar la Ecuación V.5.

De igual forma se compararon las curvas de porosidad efectiva obtenidas partiendo de las dos curvas de porosidad total analizadas y se obtuvo un buen cotejo de las mismas, validándose de esta forma la expresión generada y su posterior aplicación a los pozos 18 y 21

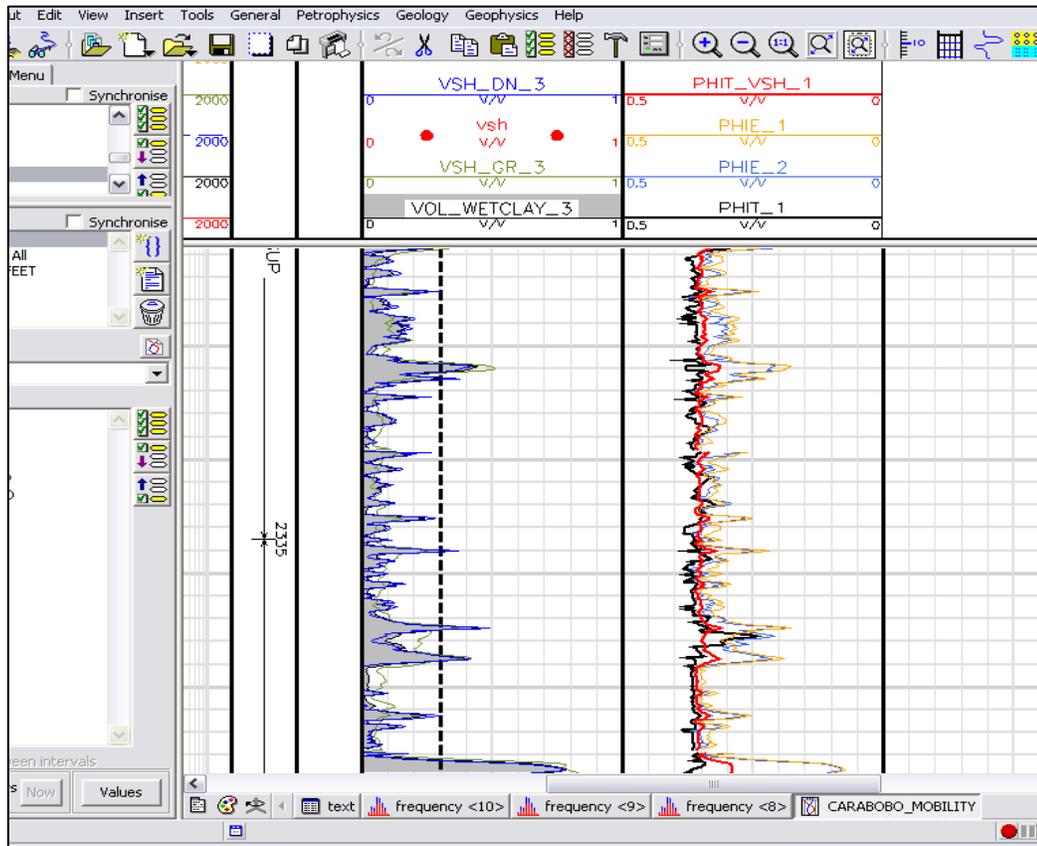


Figura V.14. Comparación entre la curva de porosidad total generada a partir del registro densidad (negro) y la curva de porosidad obtenida a través de la ecuación V.5 (rojo). Además se comparó la curva de porosidad efectiva partiendo de la porosidad total de registro (azul) y la obtenida haciendo uso de la porosidad total por ecuación (naranja). Pozo 15

c.- Resistividad del Agua de Formación

La determinación de la resistividad del agua de formación es quizás el parámetro con mayor incertidumbre asociada, debido a la inexistencia de análisis de agua tomados en la zona, es por ello que la misma fue calculada pozo a pozo, para tratar de tener un mayor grado de confiabilidad de este parámetro. La estimación del valor de R_w se realizó aplicando los métodos de R_{wa} , SP y los gráficos de Hingle-Pickett. A partir de allí se construyó una base datos con los valores provenientes de los tres métodos. Sin embargo, en algunos pozos no pudo estimarse el R_w por SP debido a que la deflexión del potencial espontáneo era muy difusa o irregular, por lo que se utilizó el valor estimado de los dos métodos restantes para la evaluación.

La **Tabla V.3** muestra los valores de resistividad de agua de formación utilizados para la evaluación petrofísica. Es importante aclarar que el valor de R_w que se muestra fue el que se seleccionó como definitivo para la determinación de la Saturación de Agua, ya que los valores obtenidos de los tres métodos fueron utilizados para obtener cuál era el que generaba una estimación de saturación de agua razonable, sin ser muy optimista pero tampoco descartando zonas que claramente pueden considerarse como prospectivas.

Tabla V.3. Tabla con los valores de resistividad de agua de formación estimados para cada uno de los pozos en estudio.

Pozo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>R_w a 75°F</i>	0,8	0,9	0,4	0,25	0,3	0,45	0,2	0,38	0,5	0,61	0,38	1,8
Pozo	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
<i>R_w a 75°F</i>	0,6	1,5	0,3	0,85	0,8	1	0,6	0,5	0,4	0,9	0,7	

De estos valores resulta importante decir que la resistividad del agua de formación promedio para el miembro Morichal Superior oscila alrededor de 0,65 ohmio-metro a 75°F, lo que se traduce en una salinidad promedio (ppm de Cloruro de Sodio –NaCl-) de 8600 ppm. Aún así en análisis de agua recolectados de zonas pertenecientes al área Carabobo (cercanos y no cercanos al área de estudio), la resistividad del agua de formación varía desde 0,2 hasta valores superiores a 1 ohmio-metro a 75°F, lo que indica presencia de aguas salobres a muy dulces que no necesariamente son contemporáneas con la edad de la roca sino que pueden haber percolado desde alguna fuente y tener un origen meteórico, desplazando y modificando los fluidos y sus propiedades originales, generando menos certidumbre en la estimación de volúmenes y saturaciones.

d.- Saturación de Agua

Para la selección del modelo de saturación de agua se utilizaron los modelos de Simadoux, Archie e Indonesia, pero debido a la indisponibilidad de pruebas de desplazamiento y de presión capilar, se decidió investigar sobre cuál es el modelo que mejor se ajusta al comportamiento de la saturación de agua en el área de Carabobo,

consultando para ello modelos petrofísicos de empresas como PetroMonagas y Petrolera Sinovensa, así como el modelo propuesto por el Proyecto Orinoco Magna Reserva el cual si disponía de datos de prueba de desplazamiento en núcleos de otras zonas del área de Carabobo, lo que les permitió definir el modelo de Indonesia como el que mejor representa el comportamiento de la saturación de agua en los yacimientos de la zona, de acuerdo a esto se seleccionó entonces dicha ecuación para la estimación de la fracción porosa ocupada por agua (el modelo de Archie no se selecciona debido a su limitante de que solo se puede aplicar en aquellas zonas cuyo contenido de arcilla no sobrepase el 5% del volumen de roca total, condición que no se cumple en casi la totalidad de los pozos evaluados, en donde el volumen de arcilla en las zonas consideradas como “arenas limpias” siempre es superior al 5 %).

Los valores obtenidos con el modelo de Indonesia generaron un comportamiento de la saturación más adecuado y sin sobreestimación en las zonas arcillosas como es el caso del modelo de Archie (**Figura V.15**).

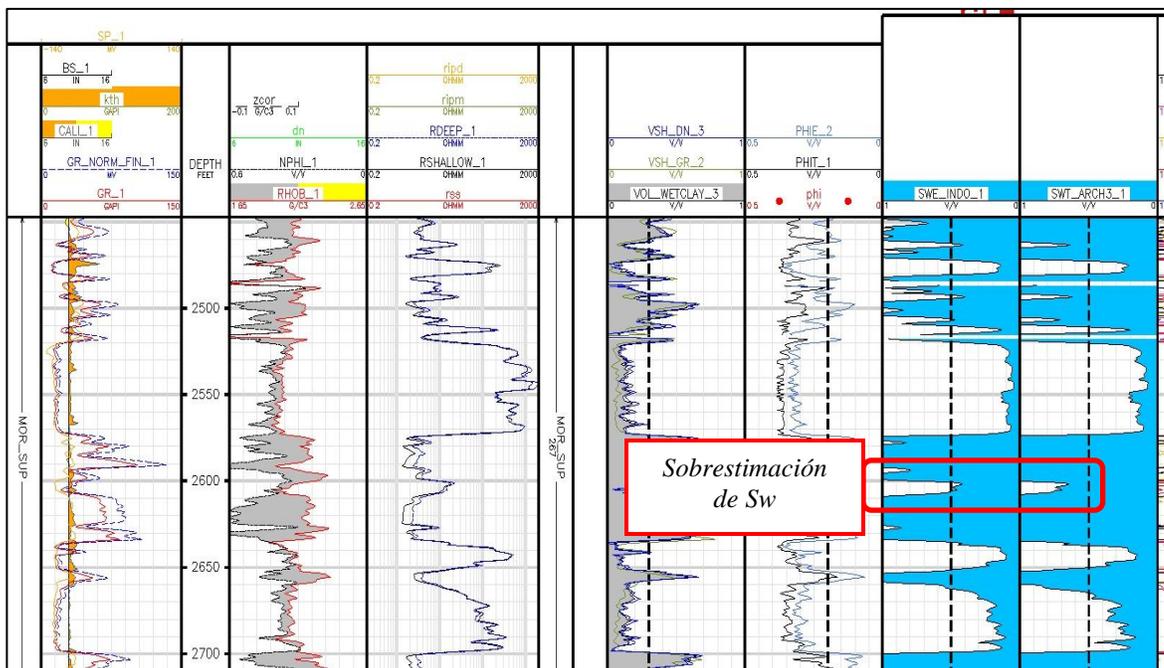


Figura V.15. Comparación del Modelo de Indonesia con el Modelo de Archie (pistas más a la derecha) para la estimación de Saturación de Agua en el pozo 19

e.- Permeabilidad

En primera instancia para establecer el modelo de permeabilidad se utilizó la información proveniente de los análisis convencionales de núcleo (datos de porosidad y permeabilidad) a una presión de 400 lpc y se construyó el gráfico de *Winland*, con el fin de caracterizar la roca del yacimiento en lo referente al tipo de poro y su geometría. A partir de aquí se observó tal como se muestra en la **Figura V.16** que la gran mayoría de los puntos se agrupan en la parte superior izquierda del gráfico específicamente en lo que corresponde a una roca del tipo megaporosa y macroporosa, es decir una roca de muy buena calidad petrofísica donde existe predominancia de altas permeabilidades (por encima de los 1000 milidarcys) y altas porosidades (alrededor de 30%).

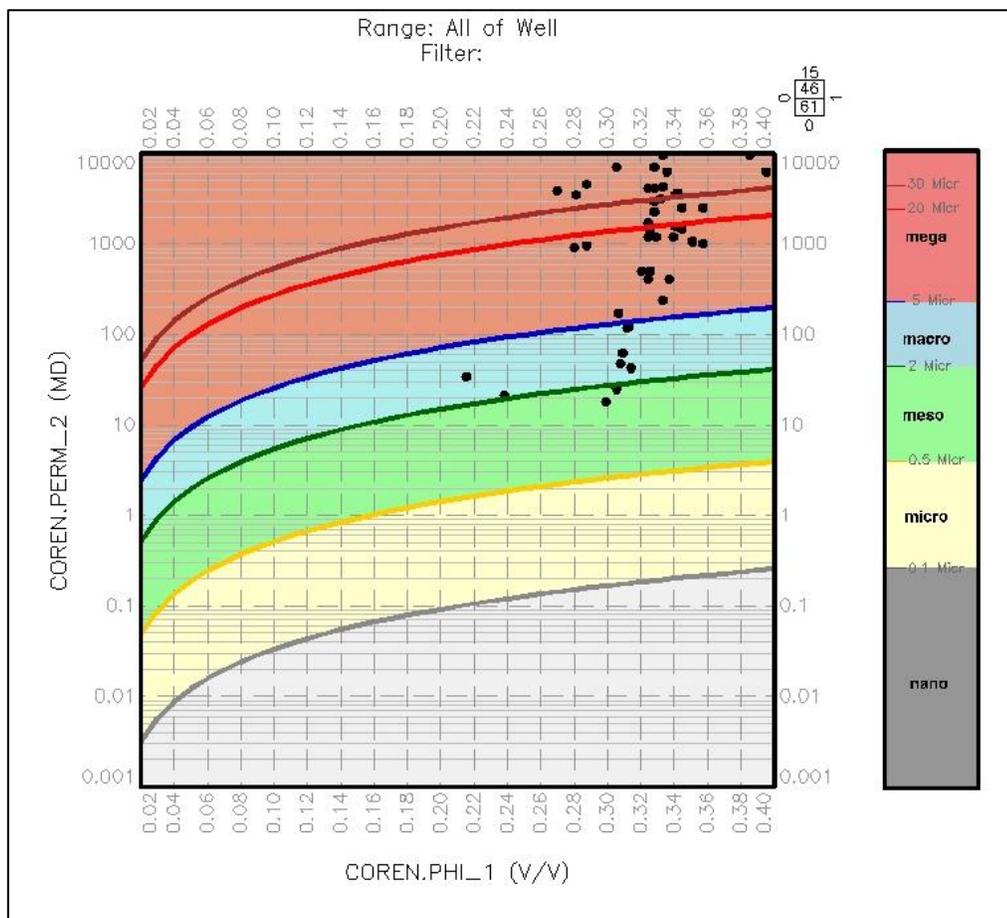


Figura V.16 Gráfico de Winland para caracterizar el tipo de poro en la zona en estudio

Posterior a esto se planteó generar una ecuación que estableciera una relación empírica de la permeabilidad de núcleo en función de la porosidad, haciendo uso de los puntos del gráfico de Winland y que definieran una tendencia, sin embargo ninguna de las correlaciones determinadas funcionó lo suficientemente bien como para adoptar dicha expresión como el modelo de permeabilidad para la zona. **(Figura V.17)**

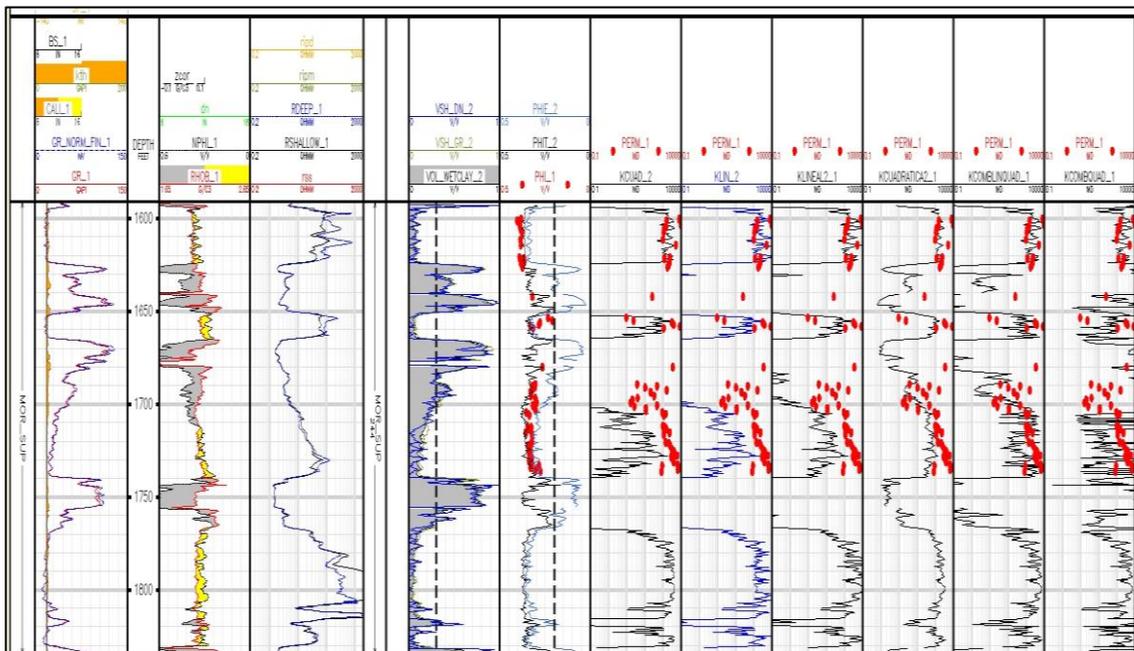


Figura V.17. Comparación entre la curva de permeabilidad obtenida por distintos métodos de regresión (lineal, cuadrática y cúbica) haciendo uso del gráfico de Winland y los valores medidos de núcleo para el pozo 1

En última instancia se decidió utilizar la opción “Rescale” que consiste en realizar un rescalamiento de una curva cualquiera y que permite generar un registro sintético partiendo de una curva original. Para este caso se seleccionó entonces la curva de Volumen de Arcilla (Vsh) la cual sirvió como base para generar una curva aproximada de permeabilidad haciendo uso de la ya mencionada aplicación de rescalamiento. Una vez obtenida la curva de volumen de arcilla transformada en curva de permeabilidad se comparó con los datos de núcleo en donde se observa una

buena correlación entre el valor calculado y el valor medido en laboratorio, tal como se muestra en la **Figura V.18**.

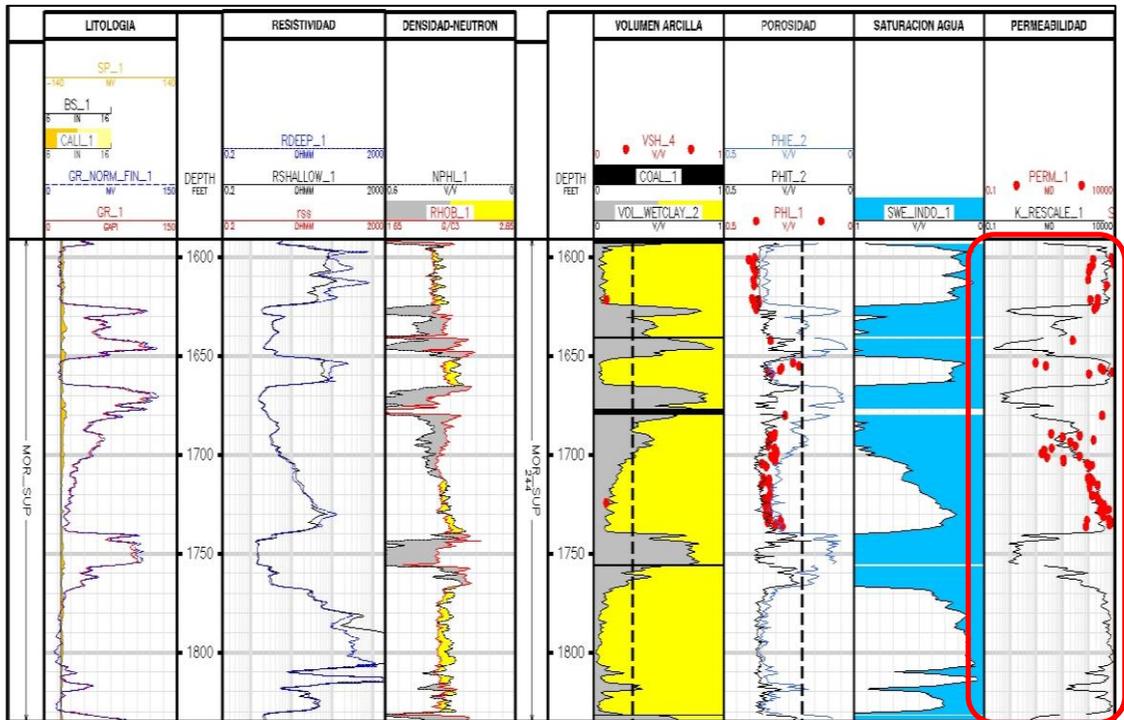


Figura V.18. Comparación entre la curva de permeabilidad obtenida por la opción “Rescale” y los valores medidos de núcleo para el pozo 1

La utilización del Volumen de Arcilla para generar un modelo de permeabilidad, cotejó con los datos provenientes de núcleo mejor que las correlaciones ideadas en función de la porosidad del registro.

La selección de dicha curva tiene sentido puesto que como características propias de las formaciones, la permeabilidad tiende a ser muy baja en rocas muy arcillosas (ya sea por el tamaño de grano, nivel de compactación o cementación de los granos o por la naturaleza propia de las arcillas) y en el caso contrario a medida de que las arenas se hacen más limpias la permeabilidad aumenta. Por lo que la curva de volumen de arcilla representa bastante bien el comportamiento de la permeabilidad en muchos casos.

No obstante, no existe una correlación perfecta y exacta que permita modelar la permeabilidad en función de la porosidad y obtener un cotejo perfecto entre los datos

de núcleo y la permeabilidad estimada a través de correlaciones, esto porque si bien es cierto porosidad y permeabilidad son propiedades de la roca, éstas no son dependientes, puesto que pueden verse afectadas por distintos factores como la presencia de minerales arcillosos y sus tipos, carbonáticos, el grado de acidez del agua de formación, el tipo y características del crudo, en fin una gama de factores que pueden afectar a estas propiedades, por lo que se altera más aun cualquier relación entre las mismas

V.5 Determinación de los Parámetros de Corte

Una vez evaluados y aplicados los modelos de volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua a cada uno de los pozos en estudio, se procedió a la estimación de los parámetros de corte o “*cutoffs*” que funcionan como valores límites para definir del espesor total del miembro Morichal Superior cual corresponde a Arena Neta Petrolífera (ANP). Se aplicó la metodología de Scribner y Engineer que consiste en graficar un determinado parámetro contra el acumulado de dicha propiedad (agrupando a todos los pozos en estudio), en el cual el valor de corte viene a ser la intersección entre las tangentes trazadas en los primeros cambios de tendencia de la curva. En la **Figuras V.19, V.20 y V.21**, se muestra la determinación de los parámetros de corte de Volumen de Arcilla, Porosidad y Saturación de Agua respectivamente.

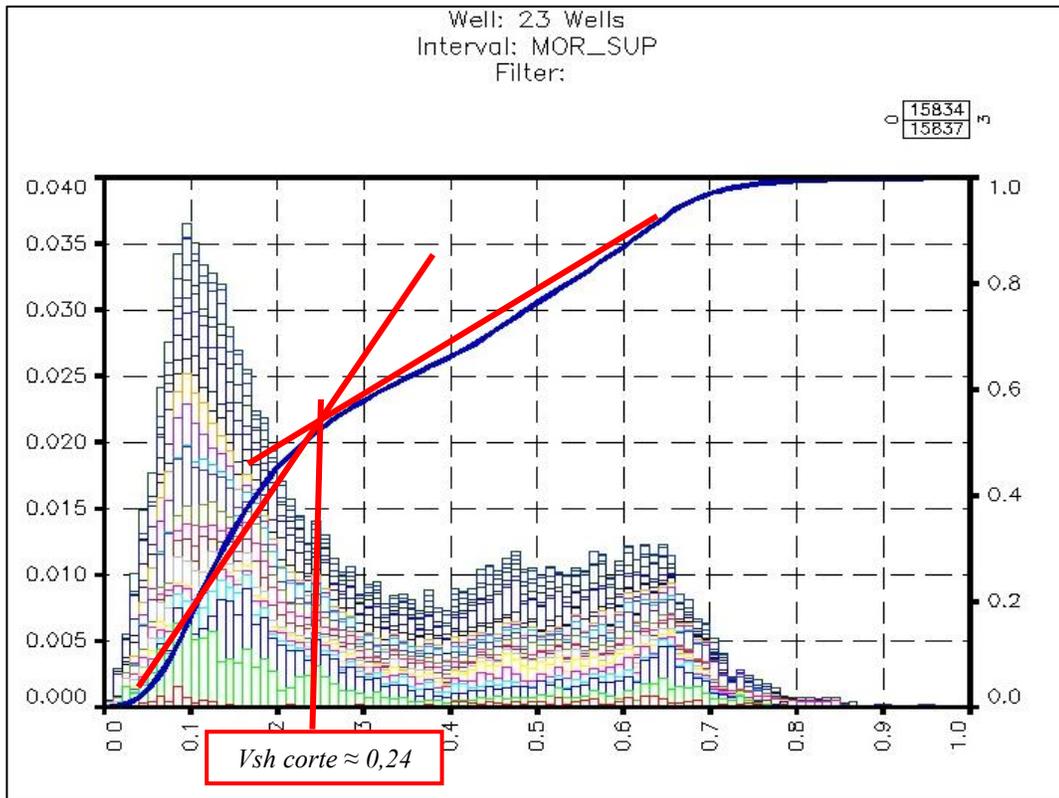


Figura V.19. Determinación del valor de corte para el volumen de arcilla (V_{sh})

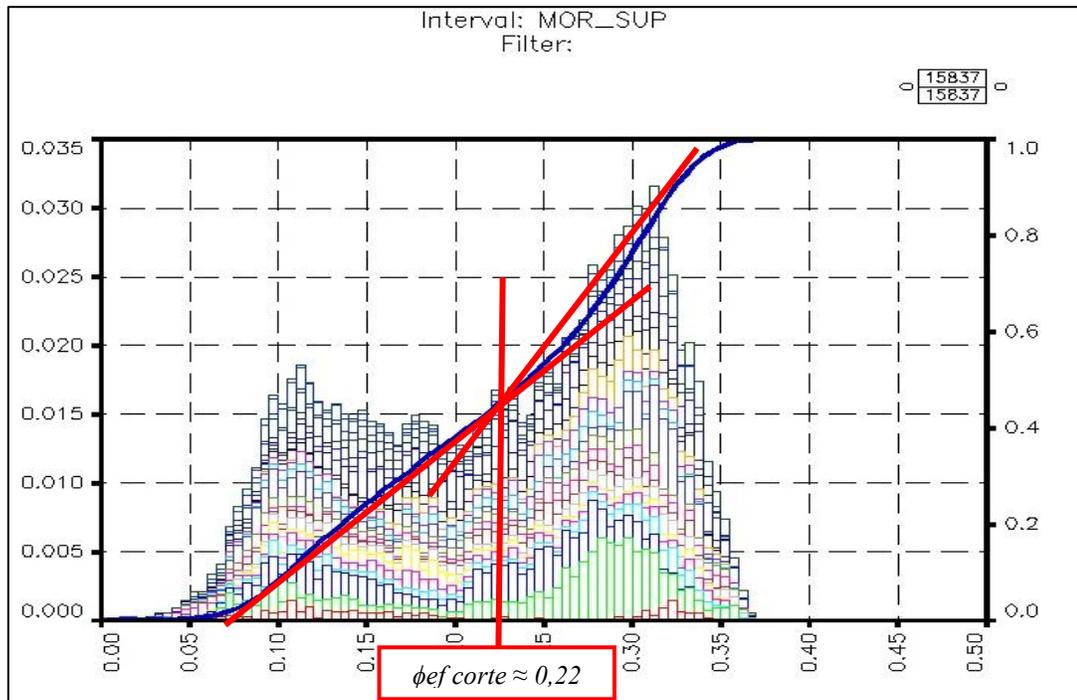


Figura V.20. Determinación del valor de corte para la Porosidad Efectiva (ϕ_e)

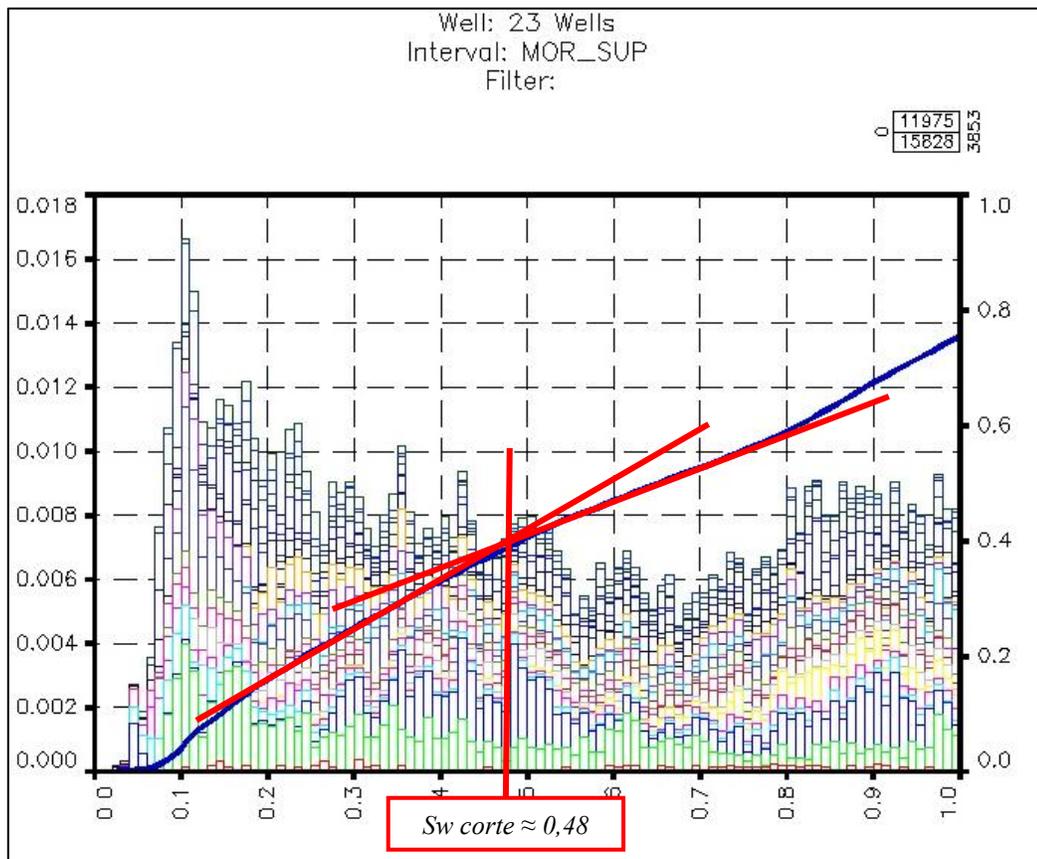


Figura V.21. Determinación del valor de corte para la Saturación de Agua (S_w)

De acuerdo a lo anteriormente mostrado se tiene entonces que los parámetros de corte estimados para el submiembro Morichal Superior son:

$$\text{Volumen de Arcilla (Vsh)} = 0,24$$

$$\text{Porosidad } (\phi_e) = 0,22$$

$$\text{Saturación de Agua (S}_w) = 0,48$$

Estos valores se pueden considerar como conservadores o ligeramente pesimistas puesto que en la evaluación llevada a cabo por el Proyecto Orinoco Magna Reserva los valores límites estimados para toda el área de Carabobo consideraban el volumen de arcilla (Vsh) de corte igual a 0,3, el valor de corte para la porosidad (ϕ_e) es de 0,22 y el límite de saturación de agua (S_w) se fijó en 0,5. Dichos valores responden

posiblemente a que existen zonas más arcillosas que se presentan como potenciales productoras de hidrocarburos y que al tomar valores más exigentes en los parámetros de corte, éstas pueden ser descartadas.

V.5.1 Evaluación Petrofísica Pozo a Pozo

Una vez obtenidos los parámetros de corte se realizó la evaluación petrofísica pozo a pozo haciendo uso de la opción “Net Pay” del software, en la cual se fijan los parámetros de corte y se realiza la estimación de Arena Neta Petrolífera para cada pozo en el intervalo señalado, la evaluación consiste en resaltar y contabilizar como ANP aquellos espesores que cumplan con las 3 condiciones que son: Volumen de arcilla menor a 0,24, Porosidad mayor a 0,22 y Saturación de Agua menor a 0,48. La **Figura V.22** muestra el resultado de la evaluación petrofísica para el pozo 1. El resto de las curvas de evaluación se encuentran insertadas en el **Anexo A**.

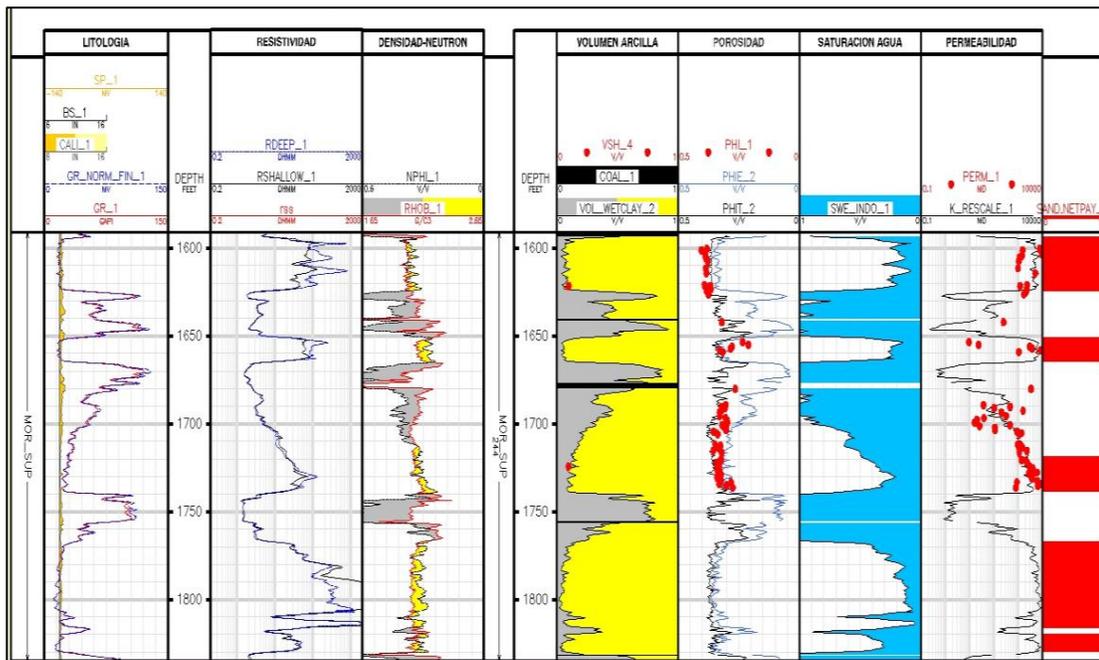


Figura V.22. Resultados de la evaluación petrofísica para el pozo 1

Como se observa en la **Figura V.22** las franjas de color rojo corresponden a aquellos intervalos que cumplen las condiciones de los parámetros de corte y se contabilizan como Arena Neta Petrolífera.

V.6. Generación de Sumarios Petrofísicos y Mapas de Isopropiedades

En función de los valores de corte estimados y la posterior evaluación de los pozos se generaron sumarios petrofísicos pozo a pozo de manera de obtener los espesores de Arena Neta Petrolífera, así como la distribución promedio de las propiedades (Volumen de Arcilla, Porosidad y Saturación de Agua) para cada pozo y definir de esta forma un caso base para el posterior análisis de incertidumbre (**Tabla V.4**).

Los sumarios petrofísicos recogen la información referente a las propiedades claves para la caracterización del yacimiento como son: volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua y permeabilidad. Es importante mencionar que el valor de la propiedad mostrada corresponde al promedio por pozo de las zonas que se consideran como Arena Neta Petrolífera.

Adicionalmente se calculó la relación N/G (*Net to Gross*) pero en función del espesor total del submiembro Morichal Superior y el espesor de Arena Neta Petrolífera.

De manera más detallada se muestran un conjunto de mapas de Isopropiedades (**Figuras V.23, V.24, V.25 y V.26**) los cuales están realizados en función de Arena Neta Petrolífera, es decir se muestra la distribución de propiedades de los espesores considerados como ANP luego de aplicar los cortes de porosidad, volumen de arcilla y saturación de agua a todo el intervalo correspondiente a Morichal Superior.

Tabla V.4. Sumarios Petrofísicos para el submiembro Morichal Superior.

POZO	MORICHAL SUPERIOR		ESPESOR (FT)	ANP (FT)	N/G	PROPIEDADES PROMEDIO			Cap. Almac. (PHI*H)
	BASE (MD)	TOPE (MD)				POROSIDAD (ADIM)	SATURACIÓN DE AGUA (ADIM)	VOLUMEN DE ARCILLA (ADIM)	
1	1835	1591	244	116,000	0,475	0,329	0,237	0,076	38,164
2	2471	2186	285	153,000	0,537	0,297	0,237	0,118	45,441
3	2422	2166	256	82,833	0,324	0,273	0,338	0,159	22,613
4	2602	2282	320	101,500	0,317	0,306	0,187	0,126	31,059
5	2506	2248	258	11,000	0,043	0,312	0,325	0,153	3,432
6	2763	2456	307	99,000	0,322	0,308	0,259	0,090	30,492
7	2270	2010	260	60,500	0,233	0,307	0,334	0,102	18,574
8	2571	2287	284	132,000	0,465	0,303	0,198	0,136	39,996
9	2489	2232	257	51,500	0,200	0,302	0,321	0,150	15,553
10	2418	2120	298	170,500	0,572	0,280	0,208	0,099	47,740
11	2344	2059	285	166,000	0,582	0,301	0,313	0,099	49,966
12	2400	2048	352	62,500	0,178	0,323	0,234	0,072	20,188
13	2248	1957	291	137,000	0,471	0,289	0,217	0,121	39,593
14	2135	1911	224	27,316	0,122	0,291	0,249	0,081	7,949
15	2335	2065	270	167,500	0,620	0,327	0,236	0,086	54,773
16	2534	2245	289	121,500	0,420	0,301	0,233	0,139	36,572
17	2516	2264	252	49,000	0,194	0,287	0,268	0,145	14,063
18	3218	3040	178	30,000	0,169	0,321	0,260	0,086	9,630
19	2714	2447	267	120,500	0,451	0,308	0,169	0,124	37,114
20	2745	2431	314	92,500	0,295	0,303	0,247	0,108	28,028
21	2619	2340	279	139,000	0,498	0,314	0,209	0,103	43,646
22	2759	2441	318	73,000	0,230	0,314	0,262	0,117	22,922
23	2974	2698	276	146,000	0,529	0,312	0,167	0,117	45,552
PROMEDIO			276,696	100,420	0,359	0,305	0,248	0,113	30,568
DES VIACIÓN ESTANDAR			35,897	48,130	0,167	0,014	0,050	0,026	14,686

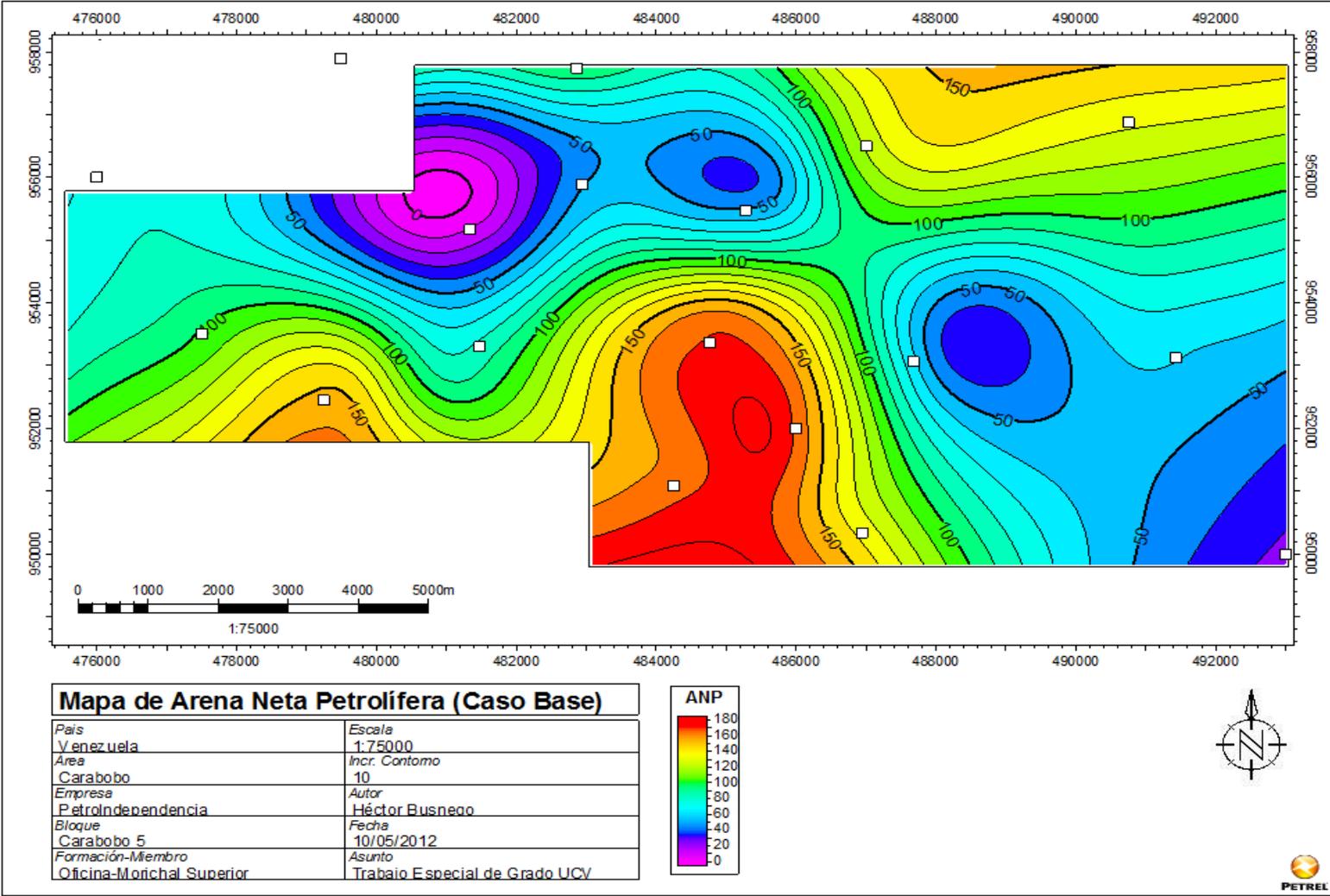


Figura V.23. Mapa de Distribución de Arena Neta Petrolífera (ANP)

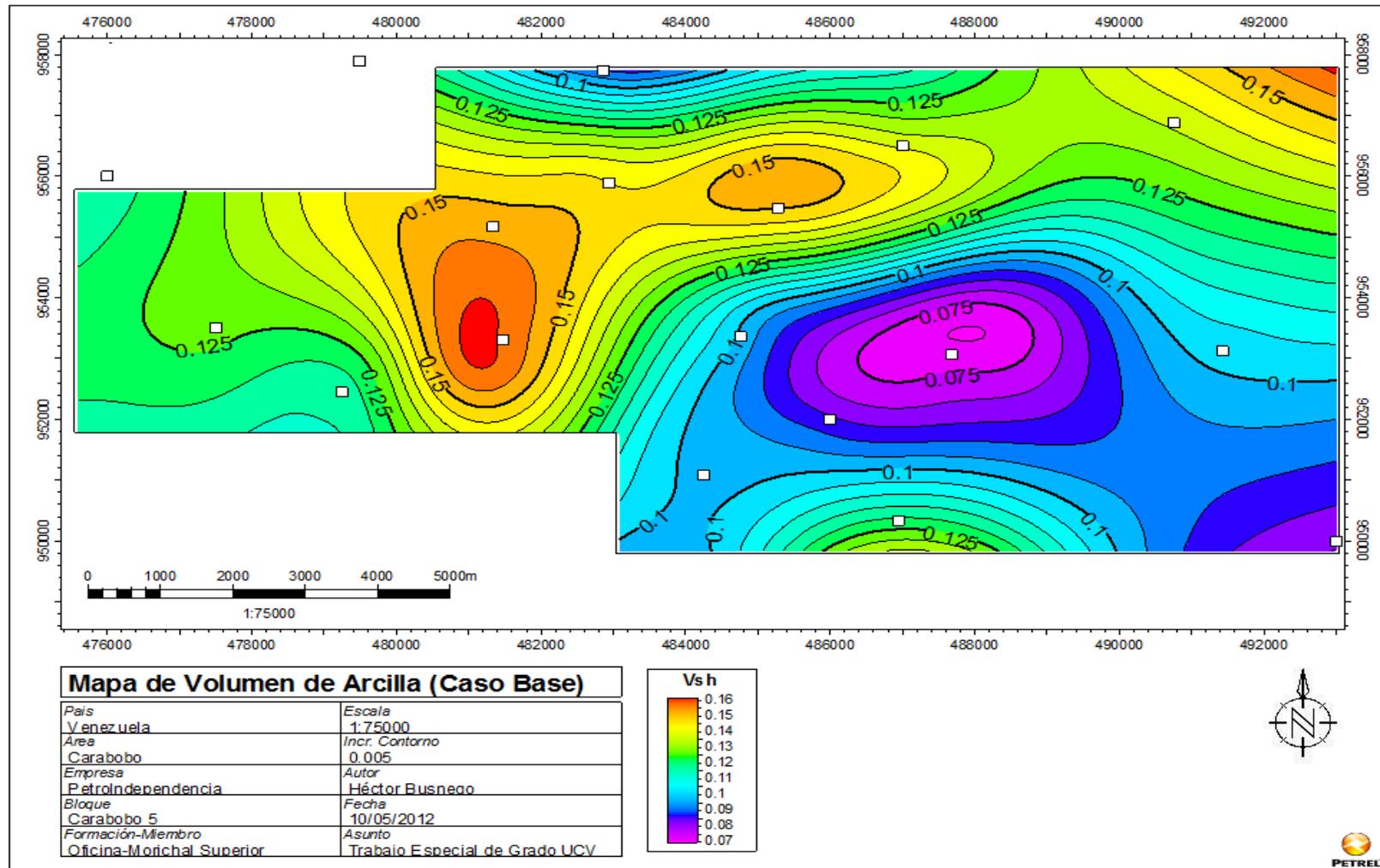


Figura V.24. Mapa de Distribución de Volumen de Arcilla (Vsh)

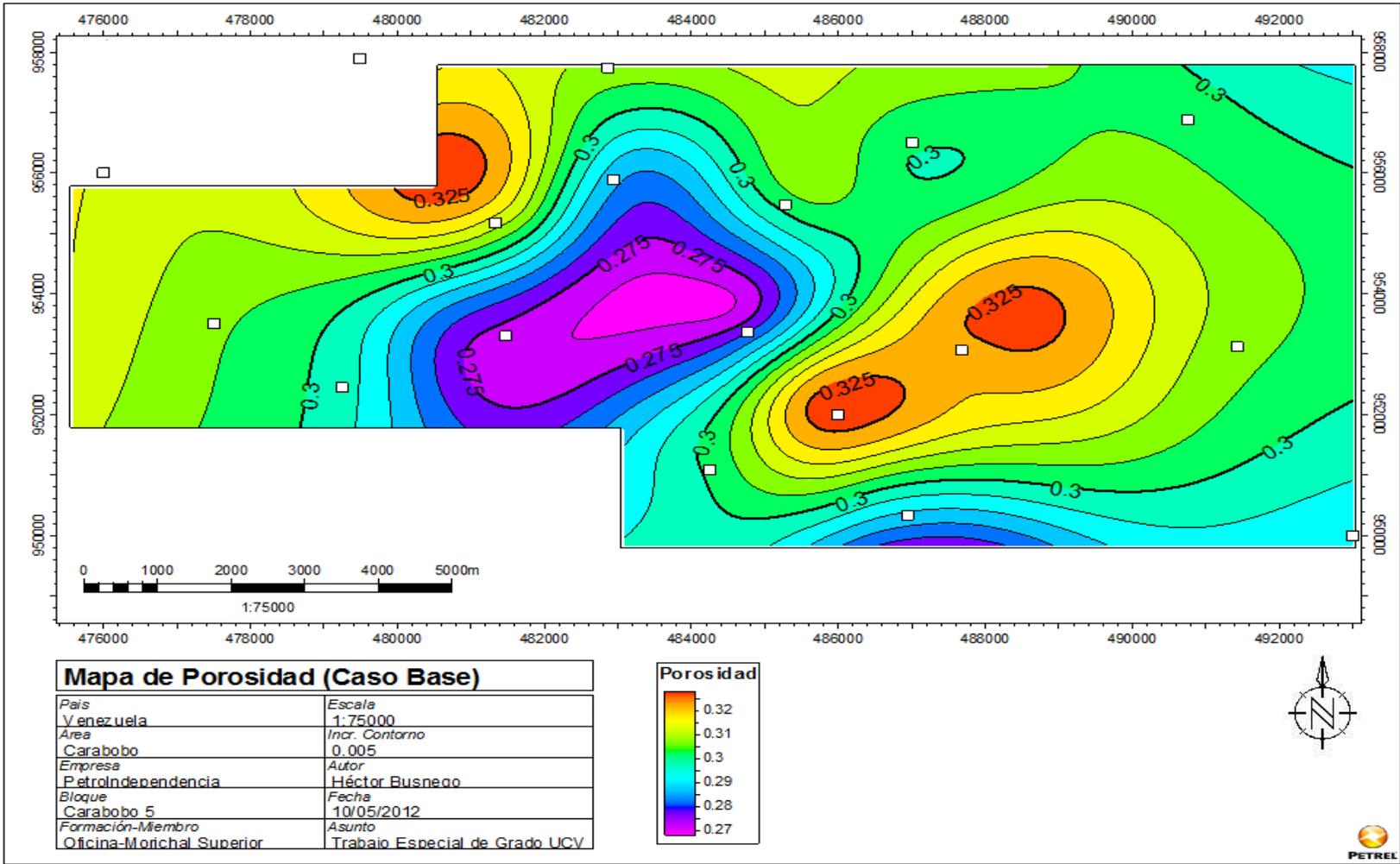


Figura V.25. Mapa de Distribución de Porosidad

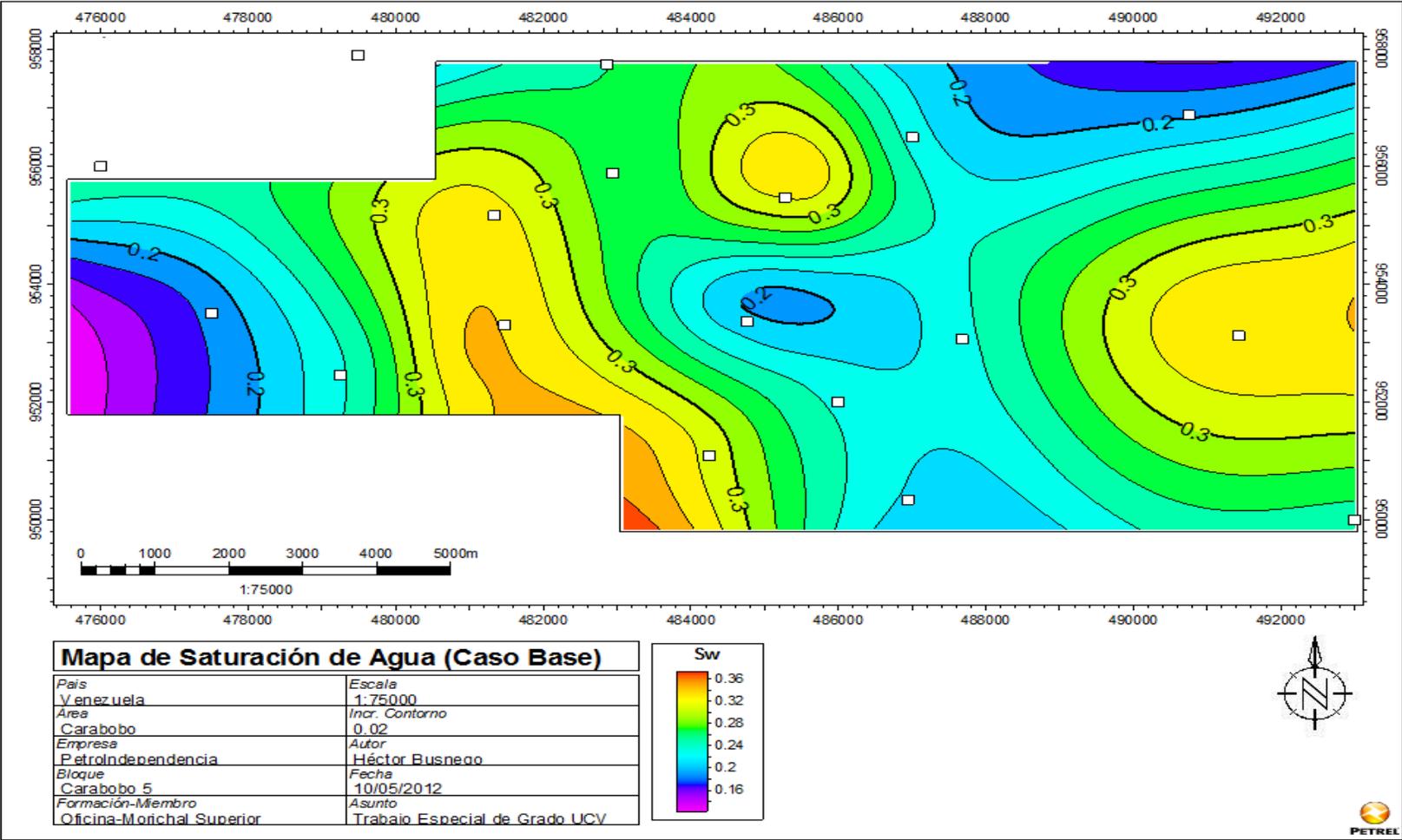


Figura V.26. Mapa de Distribución de Saturación de Agua (Sw)

Como se puede observar en los sumarios petrofísicos (**Tabla V.4**) los valores promedio de las propiedades determinadas reflejan excelentes características petrofísicas para la sección correspondiente a Morichal Superior, lo que confirma las tendencias y estudios preliminares llevados a cabo en años anteriores que dieron un primer estimado de reservas de acuerdo a las características de la zona.

De igual forma se observa que para la sección de Morichal Superior que se encuentra dentro del área de bloque 5, el promedio de porosidad es de alrededor de 30% lo que asociado a un espesor promedio de Arena Neta Petrolífera de 100 pies le confiere a la roca reservorio una muy alta capacidad de almacenamiento, además la zona presenta un volumen de arcilla que oscila entre 7% y 16% lo que indica que se está en presencia de arenas muy limpias. Sin embargo con una cantidad de arcilla que si bien es poca, no debe dejar de tomarse en cuenta a la hora de interpretar y realizar evaluaciones posteriores. De igual forma la saturación de agua promedio del área que alcanza un valor cercano al 25% permite confirmar aún más la prospectividad de dicho miembro cuyos valores de permeabilidad promedio alrededor de 5000 Milidarcys por lo que se exhibe una buena capacidad de flujo al crudo pesado y extrapesado que satura los poros de la roca yacimiento que conforma a este intervalo geológico. La permeabilidad no fue mostrada en mapas debido a que como se mencionó con anterioridad el modelo aplicado para su estimación se realizó solo para observar el comportamiento de esta propiedad en las arenas más prospectivas. Los valores de permeabilidad mencionados corresponden a lecturas realizadas en las curvas de evaluación que se encuentran en el **Anexo A**.

De acuerdo a la información mostrada en las figuras anteriores (**Figuras V.23, V.24, V.25 y V.26**) se puede mencionar entonces que:

En el caso del mapa de Arena Neta Petrolífera se observan los mayores desarrollos de ANP hacia la zona centro-sur del bloque con espesores superiores a 150 pies, análogamente hacia el norte se observa una disminución importante del espesor de ANP que muestra una tendencia que pareciera concluir en un lente de espesor nulo. Con respecto al resto del área la distribución del ANP se vuelve un poco más uniforme con espesores que varían 100 y 150 pies.

La distribución de volumen de arcilla a los largo de las arenas petrolíferas del submiembro Morichal Superior presenta dos grandes zonas una donde se observan los valores más altos (cercanos al 15%) y otra donde están los valores más bajos (aproximadamente 8%), mientras que en el resto del área la distribución es más uniforme observándose un volumen de arcilla entre 10 y 12%.

En el mapa de distribución de porosidad se observa que las regiones de mayor porosidad se encuentran ubicadas hacia el centro del bloque y hacia el noroeste, diferenciándose una región entre las dos primeras descritas que posee porosidades inferiores al resto de los valores de la zona.

Para la saturación de agua existe un modelo similar con los mayores índices de saturación (por encima de 30%) hacia el centro y hacia el este del bloque (amarillo) y luego se vuelve un valor más uniforme para el resto de área que corresponde al bloque 5.

En vista de análisis anterior y tomando en cuenta la distribución de las propiedades evaluadas durante la presente investigación, es posible determinar aquellas zonas más prospectivas que resalten en el área. Para llegar a este punto de analizó cada uno de los mapas y se seleccionó aquellas zonas que tuvieran mejores características

petrofísicas, es decir se seleccionó el área que tuviera los más altos espesores de arenas, los valores más altos de porosidad efectiva y que muestren los valores de volumen de arcilla y saturación de agua más bajos. Partiendo de esto se delimitó dicha zona, la cual se propone como el área más prospectiva del submiembro Morichal Superior y que pudiese ser el objetivo principal al momento de planificar perforación de pozos productores en la zona. Esta área se muestra en la **Figura V.27** que corresponde al mapa de Arena Neta Petrolífera detallado con anterioridad pero con la diferencia que se especifica el área que de acuerdo con la integración de la información procedente de los mapas de porosidad, volumen de arcilla y saturación de agua, corresponde a la mejor zona en cuanto a propiedades petrofísicas del bloque Carabobo 5.

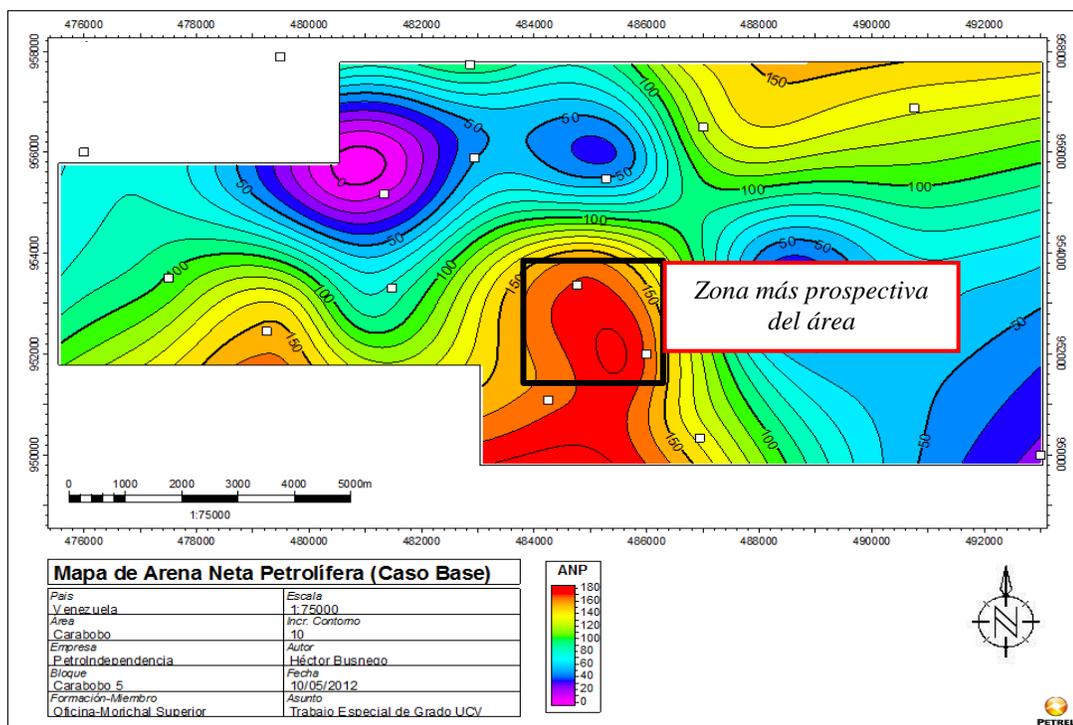


Figura V.27. Determinación de la zona más prospectiva del bloque Carabobo 5 (recuadro negro)

Como se observa en la **Figura V.27** el área demarcada con el recuadro de color negro, corresponde al sector que posee los mayores espesores de Arena Neta Petrolífera, pero que a su vez si se revisan los mapas de porosidad, el valor de la

misma en dicha área esta por el orden del 30%, mientras que el volumen de arcilla y la saturación de agua alcanzan valores de 10 y 20% respectivamente.

En dicha figura también se observan buenos desarrollos de arenas hacia el norte del bloque 5 pero si se contrastan con los datos de saturación de agua, porosidad y volumen de arcilla se verá que no resulta tan atractiva como el área seleccionada en este caso. Esta área representa la zona de mayor potencial puesto que los mayores espesores de ANP junto con una excelente porosidad le confieren una alta capacidad del almacenamiento, y si se revisan los estimados de permeabilidad es posible pronosticar altas capacidades de flujo que se traducen en altos volúmenes de producción al momento de iniciar la explotación del área.

No obstante esta información debe integrarse junto con un análisis geológico y sedimentológico a fin de confirmar o descartar dicha propuesta.

V.7. Análisis de Incertidumbre con las variables asociadas a los parámetros de Corte

Una vez estimados el espesor de Arena Neta Petrolífera (ANP) para cada pozo se procedió a definir nuevos parámetros de corte para establecer dos escenarios aparte del caso base generado en la sección anterior, estos escenarios son denominados “caso optimista” el cual toma en cuenta valores de corte de porosidad más bajos y saturaciones de agua y volumen de arcilla más alto para discretizar entre que corresponde a Arena Neta Petrolífera y que no lo es. Antagónicamente se tiene un “caso pesimista” en el que se utilizan valores de corte más exigentes (una valor de porosidad de corte mayor, volumen de arcilla y saturación de agua más bajo) a fin de establecer el peor escenario, con la finalidad de determinar la variación de los espesores prospectivos y establecer cuál parámetro es más determinante en el momento de la estimación. (**Tabla V.5**)

Para este último caso se realizaron combinaciones de entre los valores limites o de corte para establecer múltiples posibilidades y ver de manera más detallada la variación de los espesores en función de cada parámetro individualizado.

Tabla V.5. Escenarios planteados para la realización del análisis de incertidumbre

	ESCENARIO		
Valor de Corte	OPTIMISTA	BASE	PESIMISTA
Vsh	0,28	0,24	0,20
Porosidad	0,18	0,22	0,26
Sw	0,52	0,48	0,44

La selección de los parámetros en los escenarios pesimista y optimista se realizó calculando nuevamente los parámetros de corte, pero no agrupando todos los pozos en un mismo gráfico como se hizo para definir el caso base, sino pozo a pozo y

tomando entonces los valores más extremos para la definición de cada parámetro en cada uno de los escenarios.

Una vez calculados de nuevo los sumarios petrofísicos para los casos optimista y pesimista (Ver **Anexo B**) se comparó los valores obtenidos de espesor de Arena Neta Petrolífera para cada uno y para cada pozo, encontrándose un rango bastante amplio de variación de ANP como se muestra en las **Figuras V.28 y V.29**.

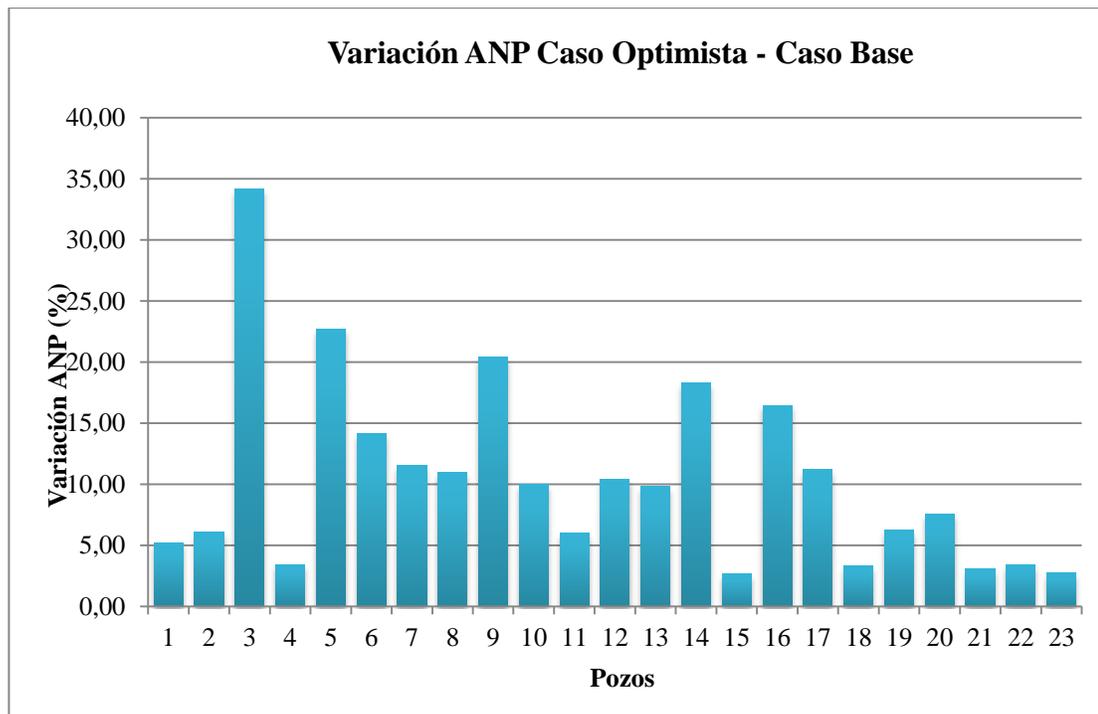


Figura V.28. Gráfico comparativo de variación porcentual de ANP entre el caso base y el caso optimista para cada uno de los pozos seleccionados

Como se puede observar para el caso optimista la variación de los espesores con respecto al caso base va desde 3% hasta valores por encima del 30%, siendo un cambio bastante considerable teniendo en cuenta que los espesores de ANP determinados para el Miembro Morichal Superior son bastante altos, Sin embargo solo 5 pozos presentan variaciones de espesor superiores al 15% (pozos 3, 5, 9, 14 y 16), mientras que el resto se mantiene por debajo de ese umbral, inclusive más de la mitad de los pozos en estudio no supera el 10% de variación en el espesor en la

comparación ente los casos optimista y base. Más en detalle puede consultarse el **Anexo C** en el cual se incorporan los mapas de Isopropiedades generados a partir de los sumarios petrofísicos obtenidos al utilizar los parámetros de corte del escenario optimista, en donde se pueden comparar las variaciones en lo que a distribución de propiedades petrofísicas se refiere con respecto al caso base y el caso pesimista.

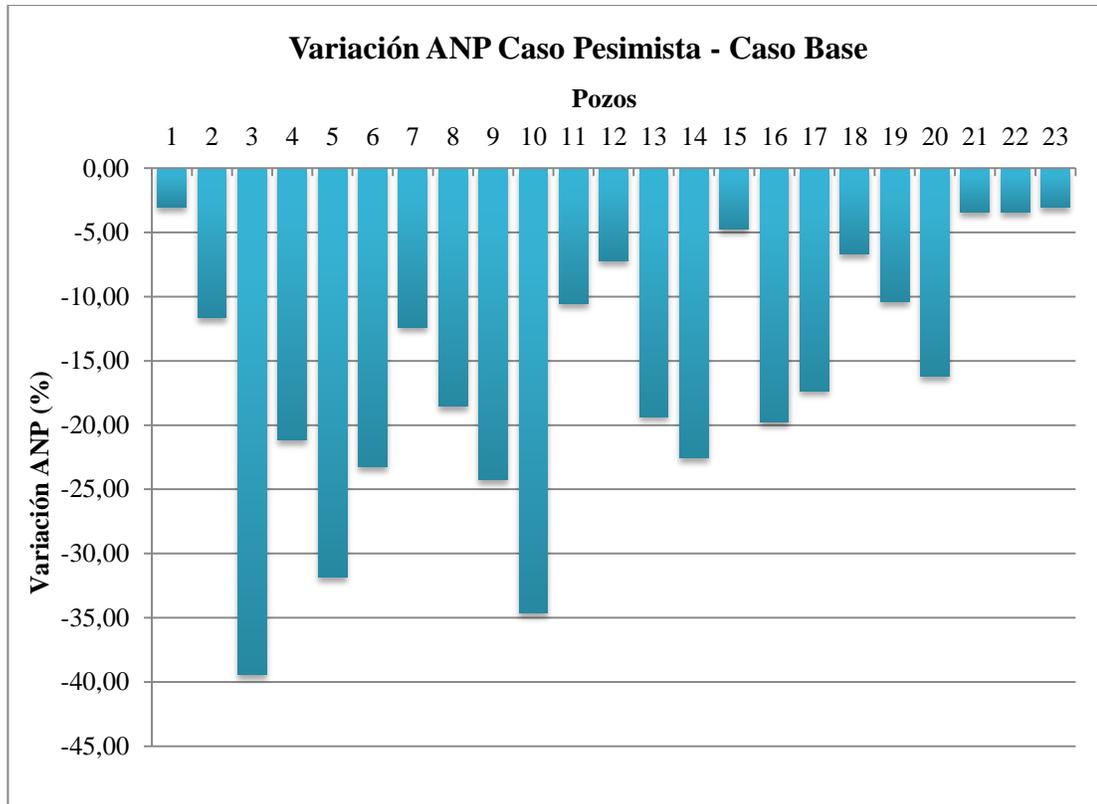


Figura V.29. Gráfico comparativo de variación porcentual de ANP entre el caso base y el caso pesimista para cada uno de los pozos seleccionados

En otro ámbito la comparación entre el caso pesimista y el caso base generó un rango mayor de variación entre los espesores con disminuciones de hasta 38%, siendo el valor más bajo cercano al 3% (similar al caso anterior), identificándose los pozos 3, 5 y 10 los que tienen mayor porcentaje de disminución del espesor de ANP (por encima del 30%) en comparación con el caso base y en forma general la utilización de parámetros de corte más exigentes (mayor valor en el corte de porosidad, y menor corte de volumen de arcilla y saturación de agua) o pesimistas, impacta en mayor

grado la determinación de ANP puesto que 16 de los pozos tienen una disminución de más de 10% en su espesor prospectivo.

De acuerdo a esto se puede decir entonces en función de la **Figura V.30**, que el caso optimista generó menor variación del ANP que el caso pesimista, es decir al tomar valores de corte menos exigentes se obtuvo un incremento del ANP ligeramente superior al 10% (10,4% específicamente, obtenido en promedio para todos los pozos), mientras que en el caso más pesimista la variación (disminución del valor de ANP) supera el 15% (15,8%), para el mismo intervalo de variación (se tomó el mismo rango de variación entre los casos optimistas y pesimistas a fin de poder comparar los resultados entre ambas situaciones).

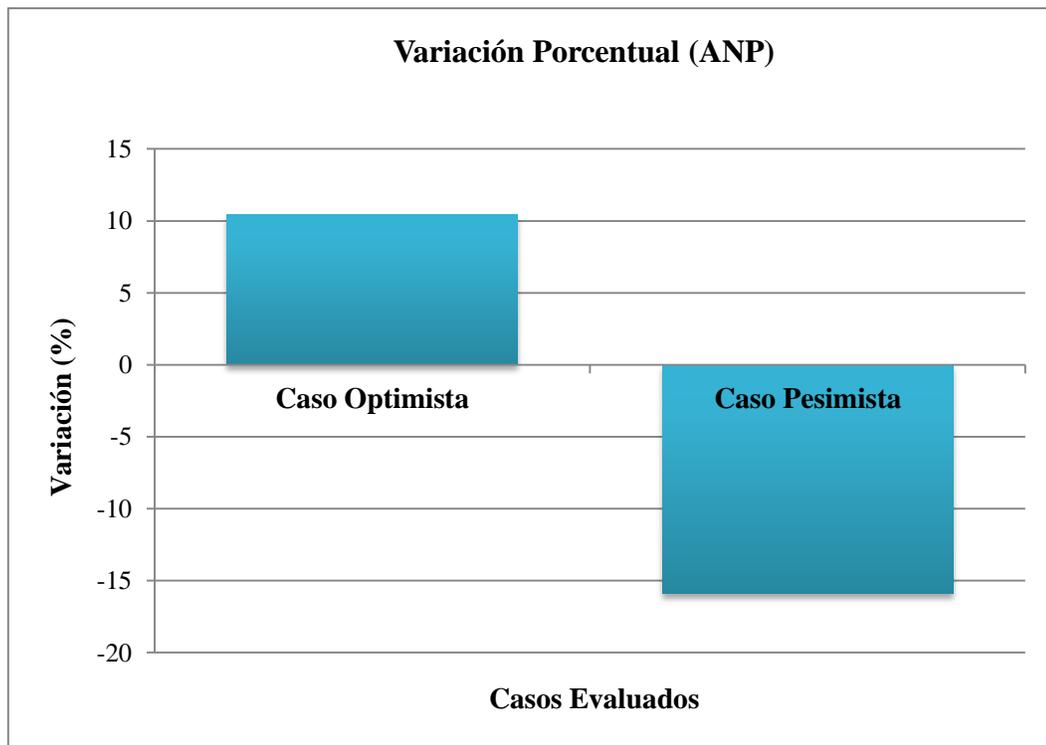


Figura V.30. Gráfico comparativo de variación total porcentual (promedio) de ANP entre el caso pesimista y el caso optimista.

En vista de los resultados obtenidos se tiene entonces que el nivel de incertidumbre asociado a los parámetros calculados es alta, puesto que además de ser un área exploratoria, no existe data de núcleo suficiente para calibrar más aun los modelos y

poder generar patrones y distribución de propiedades más confiables, lo que incide directamente en la determinación de los espesores de Arena Neta Petrolífera tal como se mostró con anterioridad.

La determinación de nuevos espesores haciendo variaciones de los parámetros de corte permitió obtener no un único valor, sino un rango de espesores de ANP lo que permite convertir lo que sería un análisis determinístico en un análisis probabilístico, que conlleva a una mayor control y conocimiento de las variables involucradas.

V.8. Determinación de la variable más influyente en la estimación del Arena Neta Petrolífera

A partir de las tres series de parámetros de corte calculadas para el caso optimista, base y pesimista se realizaron permutaciones entre ellas para definir un conjunto de “subcasos” con los que se calcularon nuevamente sumarios petrofísicos para estudiar con más detalle la influencia de cada variable en la evaluación.

Tabla V.6 Combinaciones posibles de los parámetros de corte en función de los tres casos generados

PARÁMETROS DE CORTE			
PHIE	S _w	V _{SH}	CASO
0,18	0,52	0,28	OPTIMISTA
0,18	0,52	0,24	1
0,18	0,52	0,20	2
0,18	0,48	0,28	3
0,18	0,48	0,24	4
0,18	0,48	0,20	5
0,18	0,44	0,28	6
0,18	0,44	0,24	7
0,18	0,44	0,20	8
0,22	0,52	0,28	9

0,22	0,52	0,24	10
0,22	0,52	0,20	11
0,22	0,48	0,28	12
0,22	0,48	0,24	BASE
0,22	0,48	0,20	13
0,22	0,44	0,28	14
0,22	0,44	0,24	15
0,22	0,44	0,20	16
0,22	0,52	0,28	17
0,26	0,52	0,24	18
0,26	0,52	0,20	19
0,26	0,48	0,28	20
0,26	0,48	0,24	21
0,26	0,48	0,20	22
0,26	0,44	0,28	23
0,26	0,44	0,24	24
0,26	0,44	0,20	PESIMISTA

Como se puede observar en la **Tabla V.6**, se tienen 3 casos principales y 24 subcasos que son combinaciones de los tres primeros, a partir de allí y tomando en cuenta los valores del escenario base, se realizaron cálculos para estimar la variación de los espesores de ANP haciendo sensibilidades con cada uno de los parámetros de corte por separado, es decir se dejan dos variables fijas, y se varia una de ellas dentro del valor de optimista y pesimista, a fin de observar individualmente el impacto sobre el cálculo de ANP de la variación de cada uno de los valores límites.

En la **Tabla V.7** se muestra las combinaciones seleccionadas para la realización de este análisis

Tabla V.7. Combinaciones de Parámetros de Corte seleccionadas para la determinación de la variable que más impacta sobre la estimación de ANP

<i>Porosidad (Phie) de Corte</i>	<i>Saturación de Agua (Sw) de Corte</i>	<i>Volumen de Arcilla (Vsh) de Corte</i>	
0,22	0,48	0,20	Sensibilidad con el Volumen de Arcilla
0,22	0,48	0,24	
0,22	0,48	0,28	
0,22	0,44	0,24	Sensibilidad con Saturación de Agua
0,22	0,48	0,24	
0,22	0,52	0,24	
0,26	0,48	0,24	Sensibilidad con Porosidad
0,22	0,48	0,24	
0,18	0,48	0,24	

De acuerdo a lo anteriormente mostrado se calculó la variación por pozo de los espesores de ANP para cada uno de los casos obteniéndose que la variable que más influye sobre la determinación de espesores de Arena Neta Petrolífera viene a ser la Saturación de Agua, puesto que entre todos los pozos evaluados (23 pozos) en la mayoría de ellos (16 pozos) al sensibilizar este parámetro se obtuvieron variaciones del ANP mayores que al sensibilizar con la porosidad y el volumen de arcilla, Sin embargo en aquellos pozos donde la porosidad (2 pozos) o el volumen de arcilla (5 pozos) resultó ser la variable que más impactaba en la determinación de ANP, la diferencia con respecto al valor que se obtiene al variar S_w es pequeña, por lo que este sigue siendo el parámetro clave para la discretización de zonas potencialmente hidrocarburiíferas, siendo esto al menos válido en la zona estudiada en la presente investigación. En la **Tabla V.8** Se muestran los resultados del análisis de sensibilidad por cada valor de corte en cada pozo para observar la variación del ANP.

Tabla V.8. Resultados del análisis de sensibilidad pozo a pozo y comparación de la variación porcentual de ANP en función de los valores de corte sensibilizados.

				Pozos																										
				Phi	Sw	Vsh	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Sensibilidad Vsh	0,22	0,48	0,20	-0,43	-3,80	-15,00	-11,82	-22,73	-0,50	0,00	-14,02	-14,56	-0,88	-0,30	-2,40	-8,76	-0,61	-2,09	-9,47	-4,08	-3,30	-3,32	-1,62	-1,62	-1,37	-1,37	Variación Porcentual del Espesor de Arena Neta Petrolifera comparada con respecto al Caso Base			
	0,22	0,48	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	
	0,22	0,48	0,28	0,43	1,40	3,02	2,46	9,09	0,00	0,00	6,44	0,97	2,05	0,60	0,80	4,02	0,00	0,60	3,70	2,04	0,00	1,66	0,00	1,26	0,69	1,37				
Sensibilidad Sw	0,22	0,44	0,24	-1,72	-3,92	-14,68	-1,97	-13,64	-12,12	-9,91	-2,65	-13,59	0,00	-10,54	-6,40	-3,29	-17,68	-3,58	-11,93	-8,16	-5,00	-4,15	-10,27	-2,15	-2,06	-1,37				
	0,22	0,48	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	
	0,22	0,52	0,24	4,31	3,16	17,91	0,49	9,09	13,13	10,74	2,27	16,51	0,88	5,12	9,60	4,75	14,03	1,49	9,05	8,16	3,00	3,73	6,49	0,54	2,74	1,37				
Sensibilidad Phi	0,26	0,48	0,24	-0,86	-5,30	-31,99	-8,87	0,00	-11,11	-2,48	-9,09	-3,88	33,72	-0,30	-1,60	-12,04	-4,88	-0,30	10,70	-9,18	0,00	-4,98	-6,49	-0,54	-0,69	-1,03				
	0,22	0,48	0,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	
	0,18	0,48	0,24	0,00	0,00	2,01	0,49	0,00	0,51	0,00	0,38	0,00	6,16	0,00	0,00	0,37	2,44	0,00	0,82	0,00	0,00	0,00	0,54	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	

En las figuras siguientes (**Figuras V.31, V.32, V.33, V.34, V.35 y V.36**) se tienen 6 gráficos que muestran los casos más representativos de variación porcentual versus casos evaluados, en donde se grafican las sensibilidades elaboradas con cada uno de los parámetros de corte en cuestión.

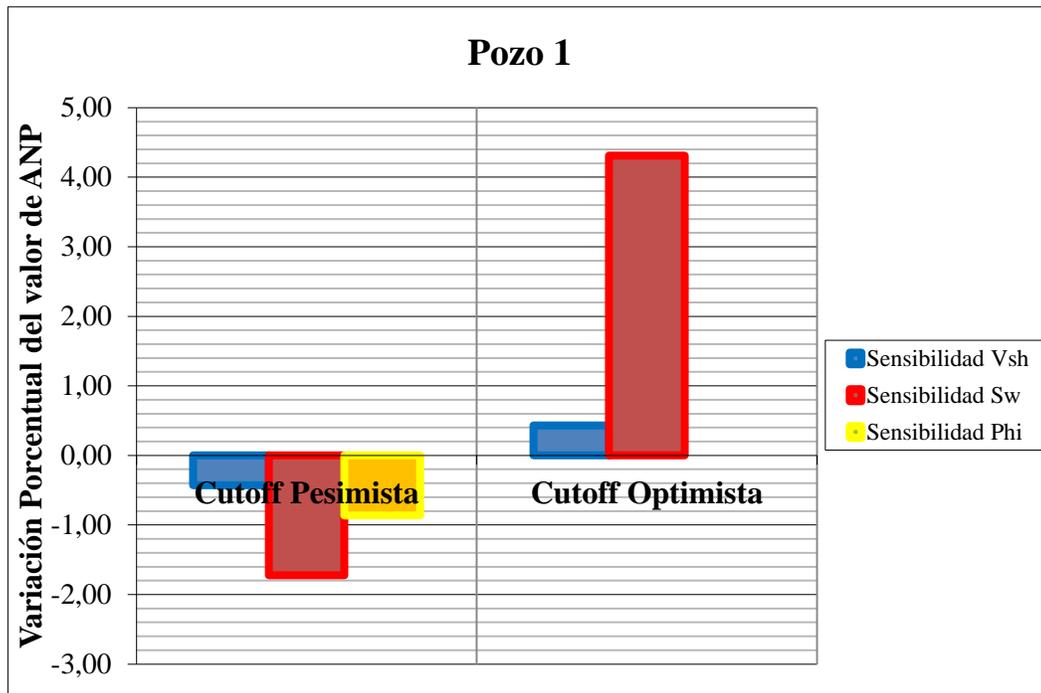


Figura V.31. Gráfico comparativo de variación porcentual de ANP para valores pesimistas y optimistas con las sensibilidades de los valores de corte para el Pozo 1.

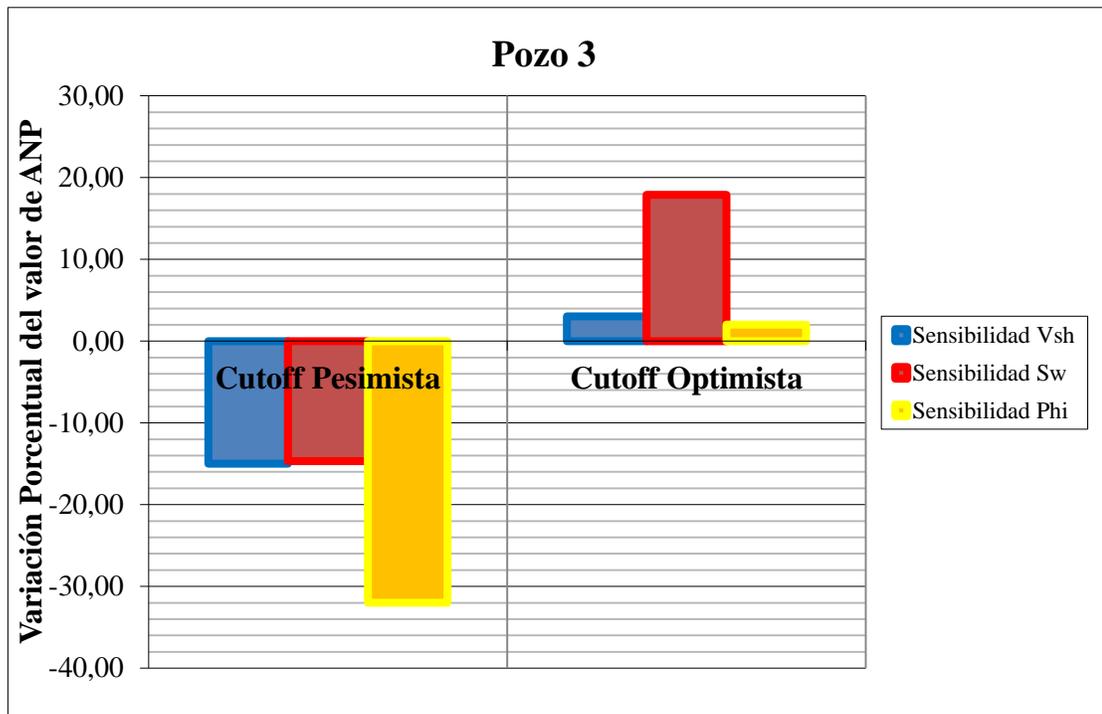


Figura V.32. Gráfico comparativo de variación porcentual de ANP para valores pesimistas y optimistas con las sensibilidades de los valores de corte para el Pozo 3

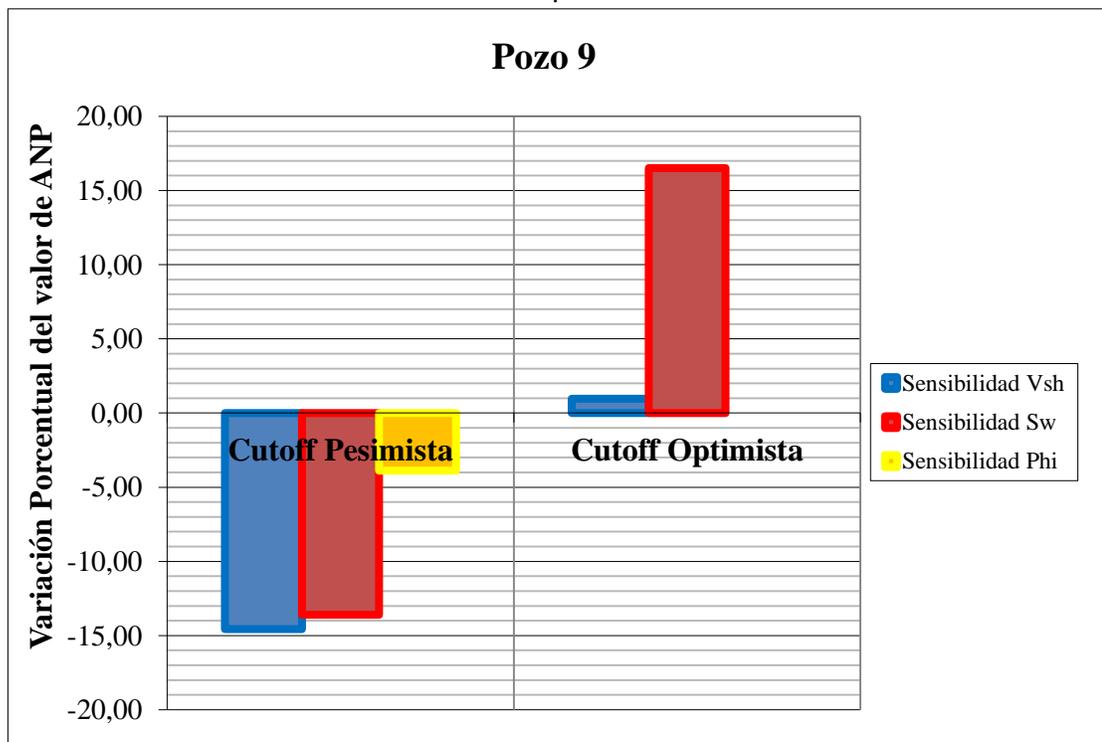


Figura V.33. Gráfico comparativo de variación porcentual de ANP para valores pesimistas y optimistas con las sensibilidades de los valores de corte para el Pozo 9.

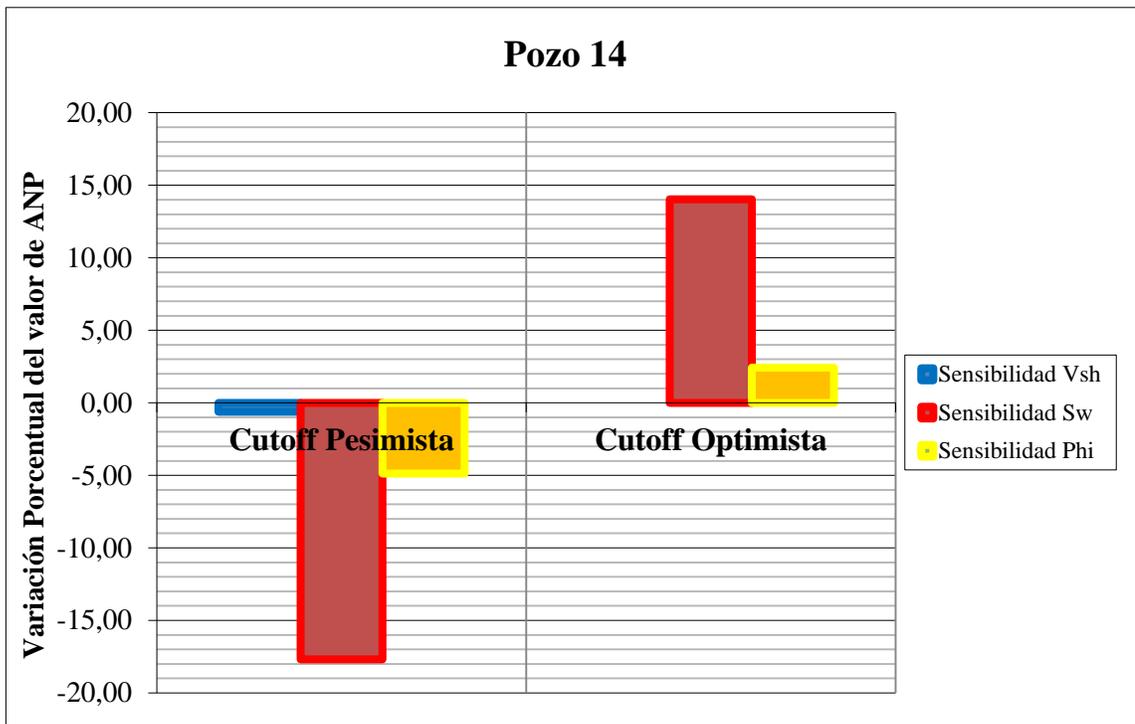


Figura V.34. Gráfico comparativo de variación porcentual de ANP para valores pesimistas y optimistas con las sensibilidades de los valores de corte para el Pozo 14.

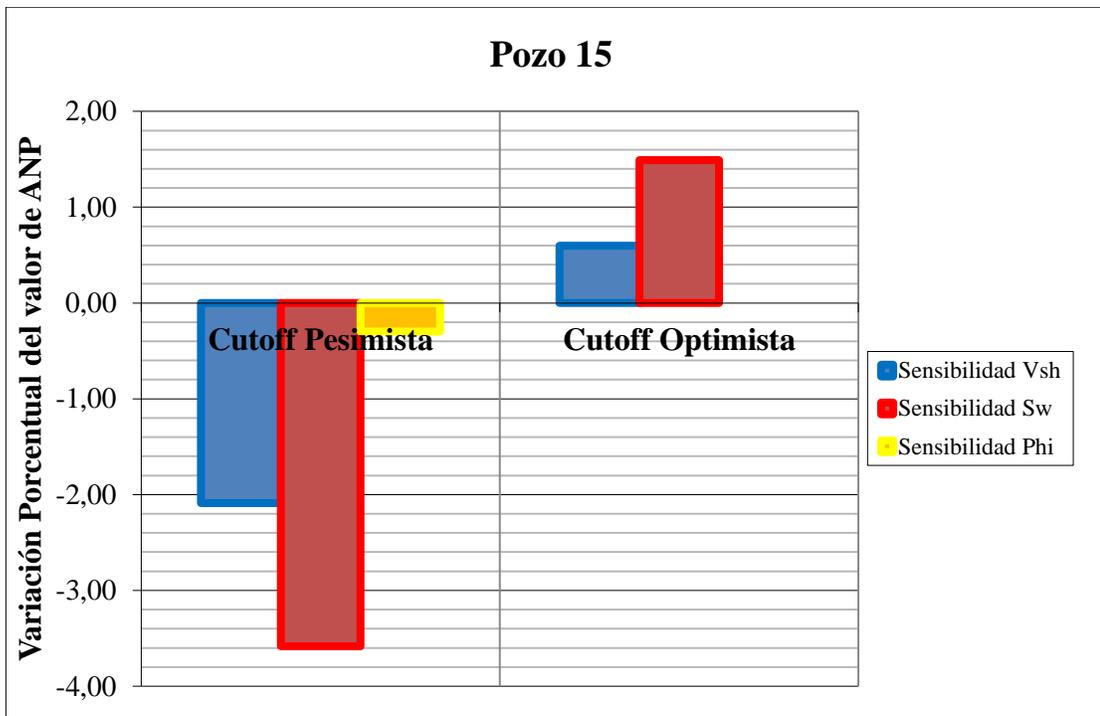


Figura V.35. Gráfico comparativo de variación porcentual de ANP para valores pesimistas y optimistas con las sensibilidades de los valores de corte para el Pozo 15.

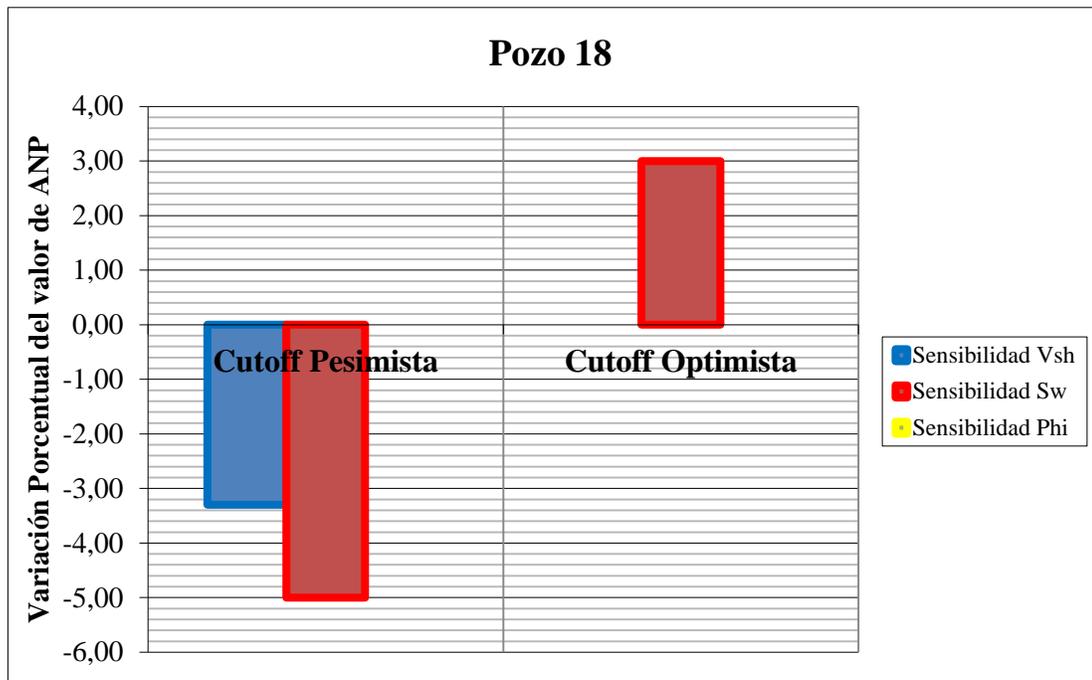


Figura V.36. Gráfico comparativo de variación porcentual de ANP para valores pesimistas y optimistas con las sensibilidades de los valores de corte para el Pozo 18.

Nótese en los gráficos anteriores que el mayor rango de variación (mayor nivel de disminución de ANP al evaluar con un corte pesimista y mayor aumento de espesor con respecto al corte más optimista) corresponde al hacer sensibilidades con los *cutoffs* de saturación de agua.

En las **Figuras V.37 y V.38** se muestran gráficos de Parámetro sensibilizado contra variación porcentual de ANP, comparando sensibilidad caso base con caso pesimista y caso base con caso optimista, en el que se puede observar claramente como las sensibilidades con el corte de saturación de agua generan el mayor rango de variación en lo que se refiere a la estimación de los espesores de Arena Neta Petrolífera, y en segundo grado el volumen de arcilla viene a ser la variable de mayor peso que influye en la estimación de dicho valor.

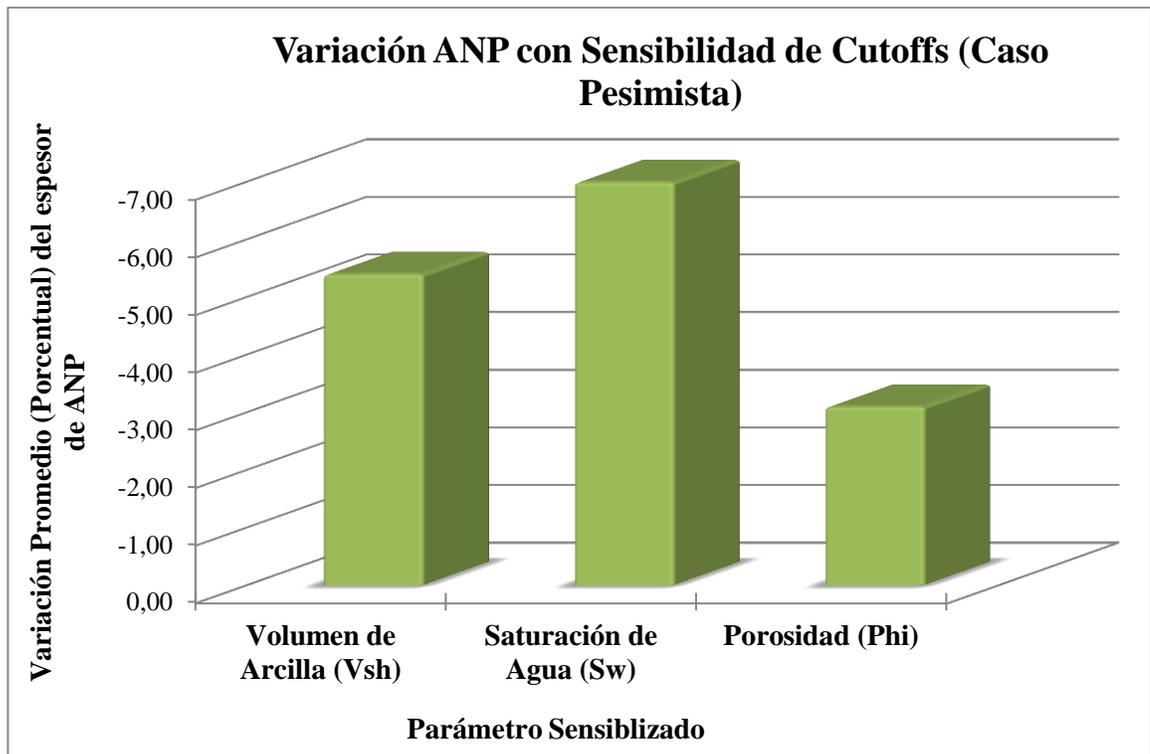


Figura V.37. Gráfico de Variación de porcentual de ANP (promedio) con sensibilidad para parámetros de corte (Caso Pesimista)

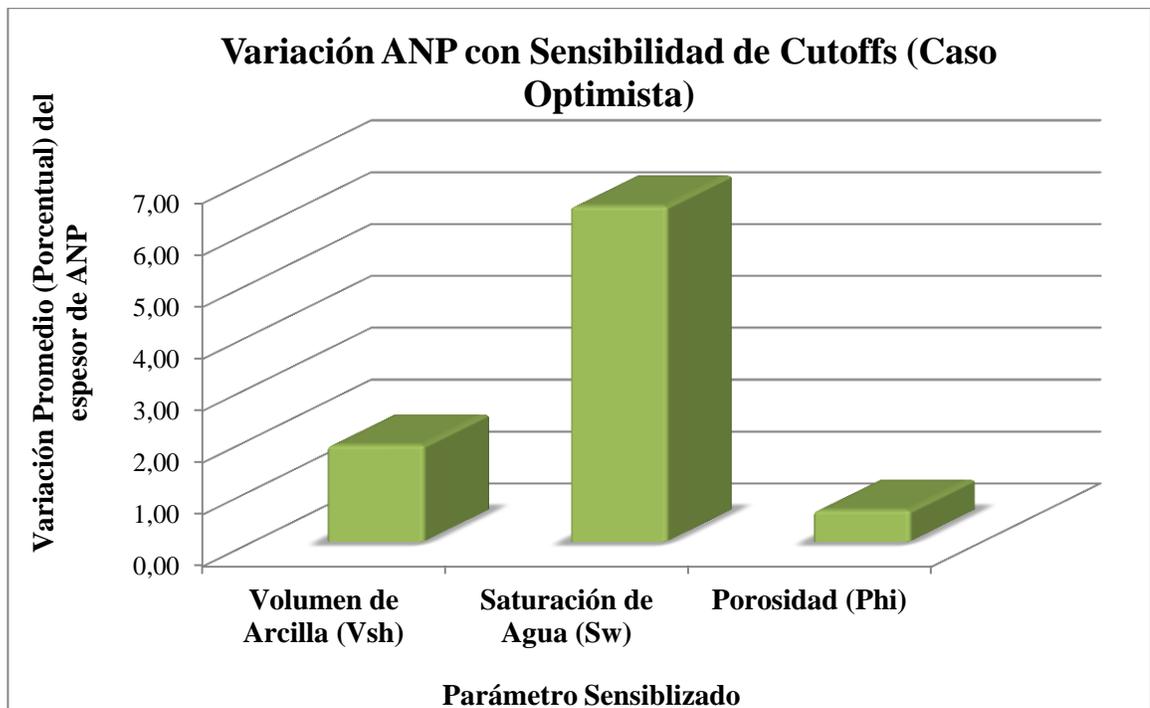


Figura V.38. Gráfico de Variación de porcentual de ANP (promedio) con sensibilidad para parámetros de corte (Caso Optimista)

Dichas tendencias responden en cierta forma el nivel de incertidumbre del modelo de saturación de agua, el cual es la variable que menos certeza se tiene debido a que no existe una medición directa del valor de la Resistividad de Agua de Formación por lo que la estimación de este valor por métodos empíricos introduce incertidumbre al modelo, es por ello que la utilización de valores de corte conservadores como los que se seleccionaron en la presente investigación, permite generar una estimación de Arena Neta Petrolífera más consistente y confiable, que arrojó resultados muy parecidos a evaluaciones previas en la áreas adyacentes al bloque 5 de la empresa mixta, considerando conservador el escenario base puesto que los valores limites seleccionados estuvieron dentro del rango (ligeramente más exigentes) de los utilizados por empresas mixtas cercanas al área, pero tomando en cuenta las características propias de la zona.

CONCLUSIONES

1.- La evaluación se caracteriza por tener alta incertidumbre debido a que la información y los datos recolectados referentes al área de estudio (Registros de Pozos, análisis de núcleos y de agua de formación), se encontraba en algunos casos incompletos o no estaban disponibles, lo que afectó el desarrollo y construcción del modelo, por lo que se tuvo que usar correlaciones y definir condiciones para estimar propiedades mediante métodos empíricos, sin poder validarlos porque no existían estudios detallados en la zona.

2.- La metodología diseñada funcionó para la realización de la evaluación petrofísica y fue contrastada con otras evaluaciones llevadas a cabo por las empresas mixtas cercanas al área siendo modificada en función de la información recabada de la zona, como es el caso de la resistividad del agua de formación que se calculó luego de la calibración de los modelos de Volumen de Arcilla y Porosidad, puesto que había que caracterizar el comportamiento de esta última propiedad para poder aplicar las metodologías existentes para así determinar el valor de R_w .

3.- El modelo petrofísico constituye un elemento clave en el proceso de caracterización de un yacimiento por lo que la disponibilidad y calidad de la información juegan un papel fundamental en la interpretación y generación de resultados. En este caso el modelo obtenido presenta alguna incertidumbre en ciertos aspectos como el valor de la resistividad del agua de formación que deberá ser solventada a medida que se vaya adquiriendo más información. Sin embargo, el modelo generado puede ser utilizado como referencia en el desarrollo inicial del bloque.

4.- La generación de los sumarios petrofísicos, una vez concluida la evaluación, permitió visualizar y presentar de manera general los resultados obtenidos de la interpretación y facilitar la construcción de mapas de isopropiedades, elementos clave

para una interpretación más global, y así definir las mejores zonas a ser objeto de explotación. Además, dichos sumarios permiten contrastar los resultados en aquellos pozos pertenecientes a áreas vecinas, con lo que se validan los resultados de esta evaluación realizada.

5.- Del análisis realizado se concluye que el submiembro Morichal Superior constituye la zona de mejor calidad de arena, el cual con un espesor total promedio de 277 pies, presenta valores promedio de Arena Neta Petrolífera de 100 pies, Porosidad de 31%, Saturación de Agua 25% y Volumen de Arcilla de 11%. Dichos valores reflejan la potencialidad de la zona en cuanto de volúmenes de hidrocarburos se refiere.

6.- La adición del análisis de incertidumbre posterior a la evaluación permitió cuantificar en cierto grado el nivel de certeza que se tienen sobre los datos y resultados obtenidos, así como también establecer cuánto impacta una determinada variable sobre la determinación de espesores de arena neta petrolífera, pudiéndose definir cuál es el parámetro más crítico y en función del mismo definir escenarios de prospectividad.

7.- De acuerdo al análisis de incertidumbre realizado, se observa que el parámetro que mayor incide en el cálculo de ANP fue el valor de corte de saturación de agua, siendo éste el componente que tiene mayor incertidumbre, debido a que la estimación de la resistividad del agua de formación provino de métodos empíricos y no de información de campo.

8.- La presente investigación definió las características petrofísicas de la unidad litológica denominada Morichal Superior, estableciendo además un rango de las mismas, de esta forma se favorece y permite tener una visión más amplia de cómo sería el comportamiento dichos parámetros y su distribución a lo largo del área en estudio.

9.- Adicionalmente a lo establecido como objetivos en Trabajo Especial de Grado se identificaron las zonas más prospectivas del bloque Carabobo 5 en función de las propiedades petrofísicas cuantificadas de arcillosidad, porosidad, saturación de agua y Arena Neta Petrolífera, lo cual es de impacto para la caracterización del yacimiento y la explotación del área.

RECOMENDACIONES

1.- Generar una base de datos con la información disponible, además de realizar un control de calidad a la misma, para el resto del área de la empresa mixta, a fin de delimitar que datos están disponibles, cuales están en mal estado y visualizar aquellos que no se tienen, lo que contribuye al plan de captura de información de la empresa mixta. Así como también resguardar la información recopilada durante esta investigación ya que la misma se encuentra depurada y organizada.

2.- Planificar y ejecutar una campaña de adquisición de información a través de la perforación de nuevos pozos estratigráficos, incluyendo toma de núcleos, análisis de agua de formación y registros de última tecnología con la finalidad de disminuir la incertidumbre y obtener un modelo petrofísico más confiable y robusto.

3.- Realizar estudios de núcleos con el objeto de poder realizar una evaluación más completa que involucren no solo análisis convencionales, sino especiales (pruebas de desplazamiento, presión capilar, etc.) y de geomecánica, además incluir las zonas arcillosas dentro de la evaluación de núcleos para obtener parámetros de arcillas (Resistividad, Capacidad de intercambio catiónico, densidad, etc.).

4.- Extender la metodología planteada al resto del área de la empresa mixta y en los siguientes niveles de la columna estratigráfica que comprenden los miembros Morichal Medio e Inferior, Jobo y Pilón, que si bien son menos prospectivos que el intervalo analizado en la presente investigación poseen un volumen de reservas estimado bastante importante, esto a fin de actualizar, complementar y refinar el modelo petrofísico que fue generado en años anteriores, tomando en cuenta las consideraciones planteadas y las interpretaciones previas.

5.- Realizar un análisis de incertidumbre posterior a la evaluación en casos futuros, puesto que éste constituye una herramienta que permite observar el comportamiento

de las variables involucradas, lo que conlleva a obtener posibles escenarios en cuanto a distribución de los parámetros y de esta forma, establecer planteamientos y metodologías diferentes a la hora de optimizar la explotación del campo.

6.- Mantener un monitoreo y actualización constante del modelo petrofísico a medida que se vaya obteniendo más información durante el desarrollo del área, a fin de disminuir la incertidumbre de los parámetros involucrados, incluyendo la información proveniente no solo de pozos estratigráficos sino de los pozos productores, por lo que se recomienda para estos últimos correr al menos registros de resistividad, litología y porosidad para tener información más detallada de la zona.

7.- Considerar la propuesta de las zonas más prospectivas determinadas a lo largo del Trabajo Especial de Grado como objetivos principales para la caracterización del yacimiento y posterior explotación del área.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Schlumberger (1989). Principios y Aplicaciones de la interpretación de Registros. D.F. México.

- [2] Martínez, Richard. (2008). Impacto de las Nuevas Tecnologías de Perfilaje en la Cuantificación de la Arena Neta Petrolífera, Área Junín, Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Caracas.

- [3] SPE 84387. The Role of Cut-offs in Integrated Reservoir Studies. 2003

- [4] Peters, Ekwere. Petrophysics. Department of Petroleum and Geosystem Engineering. The University of Texas at Austin.

- [5] Coleman, H. y Steele G. (2009). Experimentation, Validation, and Uncertainty Analysis for Engineers.

- [6] Rojas, Douglas. (2005). Diseño del Modelo Petrofísico del Yacimiento C-4-X-46 de la Formación Misoa, Campo Centro Lago, Cuenca del Lago de Maracaibo, Estado Zulia. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Ciudad Bolívar.

- [7] Centro Internacional de Educación y Desarrollo, PDVSA (1999). Registros en Hoyo Desnudo y Entubado.

- [8] Miranda, Javier. Evaluación de Formaciones Integrada. Documento en línea revisado en Noviembre 2011. <http://es.scribd.com/doc/29631681/Modulo-III-Evaluacion-de-Formaciones-Integrada>

- [9] Murphy, David (2007). Evaluation of Petroleum-Bearing Formations. University of Houston, Texas, USA.
- [10] Essenfeld, Martín (1979). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Ediciones FONINVES. Caracas, Venezuela.
- [11] Guedez, Oswaldo (2007). Definición de Unidades Hidráulicas para las secuencias de Arenas Limpias del Terciario y Cretácico al Noreste del Área de Boyacá, Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Caracas.
- [12] PDVSA Petroindependencia S.A. (2011). Plan de Delineación y Captura de Información 2011 Empresa Mixta Petroindependencia.
- [13] PDVSA Petroindependencia S.A. (2010). Plan de Desarrollo.
- [14] Schlumberger (1997). (WEC) Evaluación de Formaciones en Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [15] Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela (2011). Página web: <http://www.pdv.com/lexico/lexicoh.htm>. Consultada en Enero 2012.
- [16] Hung, Enrique (1991). Petrofísica para Geólogos e Ingenieros de explotación. Caracas, Venezuela
- [17] D. Marchal, I. González, J. Benito y P. Balseiro SPE 97384 (2005). Technologies and Exploitation Strategies Applied to the Development of a Naturally Fractured Carbonate Reservoir: The Cretaceous Cogollo Group in La Concepción Field, Maracaibo Basin, Venezuela.

BIBLIOGRAFÍA

- Arias, Fidas (1999). El Proyecto de Investigación, Guía para su elaboración. Oriol Ediciones. Caracas.
- Bassiouni, Zaki (1994). Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs. SPE Textbook Series. USA.
- Bateman, Richard M. (1985). Open-Hole Log Analysis and Formation Evaluation.
- Centro Internacional de Educación y Desarrollo, PDVSA (1999). Registros en Hoyo Desnudo y Entubado.
- Cheng R., Francisco J. (2003). Reinterpretación Petrofísica de las Arenas Basales de la Formación Paují y Formación Misoa del Campo Barúa. Cuenca del Lago de Maracaibo. Estado Zulia. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Departamento de Geología. Caracas.
- Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela (2011). Página web: <http://www.pdv.com/lexico/lexicoh.htm>. Consultada en Enero 2012.
- Coleman, H. y Steele G. (2009). Experimentation, Validation, and Uncertainty Analysis for Engineers.
- D. Marchal, I. González, J. Benito y P. Balseiro SPE 97384 (2005). Technologies and Exploitation Strategies Applied to the Development of a

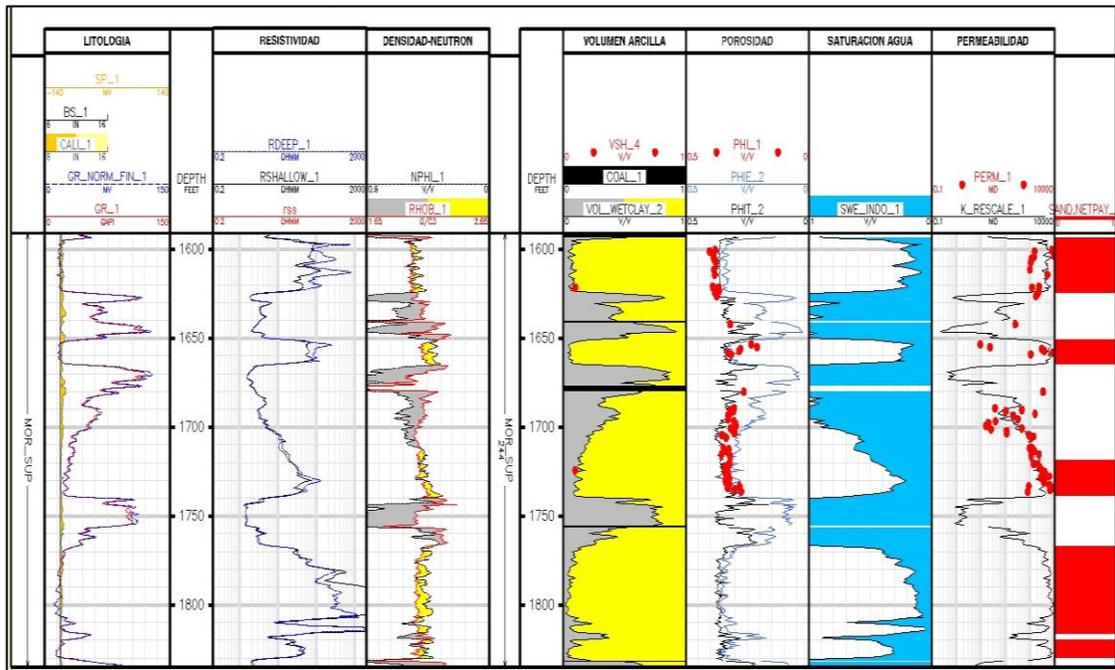
Naturally Fractured Carbonate Reservoir: The Cretaceous Cogollo Group in La Concepción Field, Maracaibo Basin, Venezuela.

- Essenfeld, Martín (1979). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Ediciones FONINVES. Caracas, Venezuela.
- Guedez, Oswaldo (2007). Definición de Unidades Hidráulicas para las secuencias de Arenas Limpias del Terciario y Cretácico al Noreste del Área de Boyacá, Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Caracas.
- Hung, Enrique (1991). Petrofísica para Geólogos e Ingenieros de explotación. Caracas, Venezuela
- Marín B., César A. (2003). Caracterización Petrofísica del Área Zuata Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Departamento de Geofísica. Caracas.
- Martínez, Richard. (2008). Impacto de las Nuevas Tecnologías de Perfilaje en la Cuantificación de la Arena Neta Petrolífera, Área Junín, Faja Petrolífera del Orinoco. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Caracas.
- Miranda, Javier. Evaluación de Formaciones Integrada. Documento en línea revisado en Noviembre 2011. <http://es.scribd.com/doc/29631681/Modulo-III-Evaluacion-de-Formaciones-Integrada>

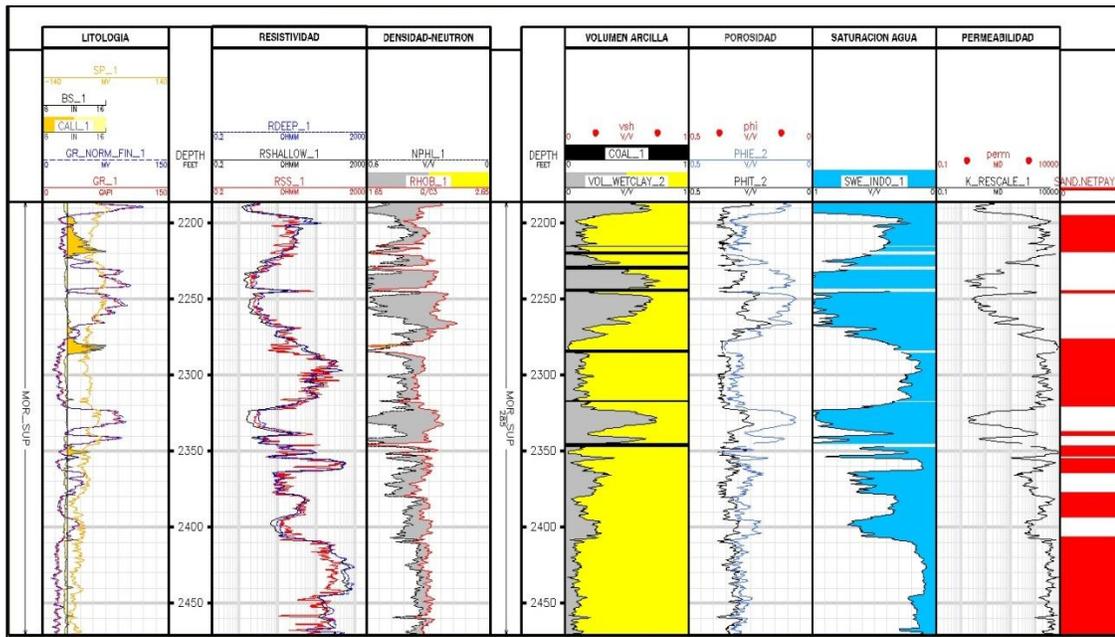
- Murphy, David (2007). Evaluation of Petroleum-Bearing Formations. University of Houston, Texas, USA.
- Petróleos de Venezuela (PDVSA) (2009). Manual de Estudios Integrados de Yacimientos. Volumen 2. Capítulo 2 Modelo Estático.
- PDVSA Petroindependencia S.A. (2011). Plan de Delineación y Captura de Información 2011 Empresa Mixta Petroindependencia.
- PDVSA Petroindependencia S.A. (2010). Plan de Desarrollo.
- Peters, Ekwere. Petrophysics (s.f.). Department of Petroleum and Geosystem Engineering. The University of Texas at Austin.
- Rojas, Douglas. (2005). Diseño del Modelo Petrofísico del Yacimiento C-4-X-46 de la Formación Misoa, Campo Centro Lago, Cuenca del Lago de Maracaibo, Estado Zulia. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Ciudad Bolívar.
- Schlumberger (1989). Principios y Aplicaciones de la interpretación de Registros. D.F. México.
- Schlumberger (1997). (WEC) Evaluación de Formaciones en Venezuela. Caracas, Venezuela.
- Worthington, Paul y Consentino, Luca. SPE 84387 (2003). The Role of Cut-offs in Integrated Reservoir Studies.

ANEXOS

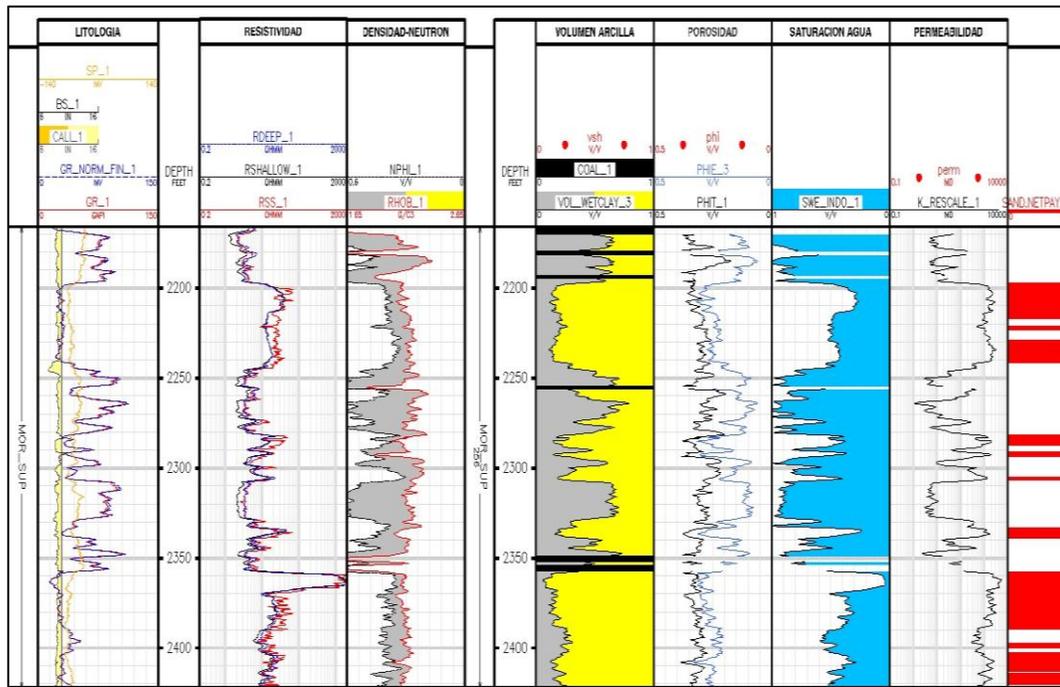
ANEXO A: Resultados de la Evaluación Petrofísica pozo a pozo.



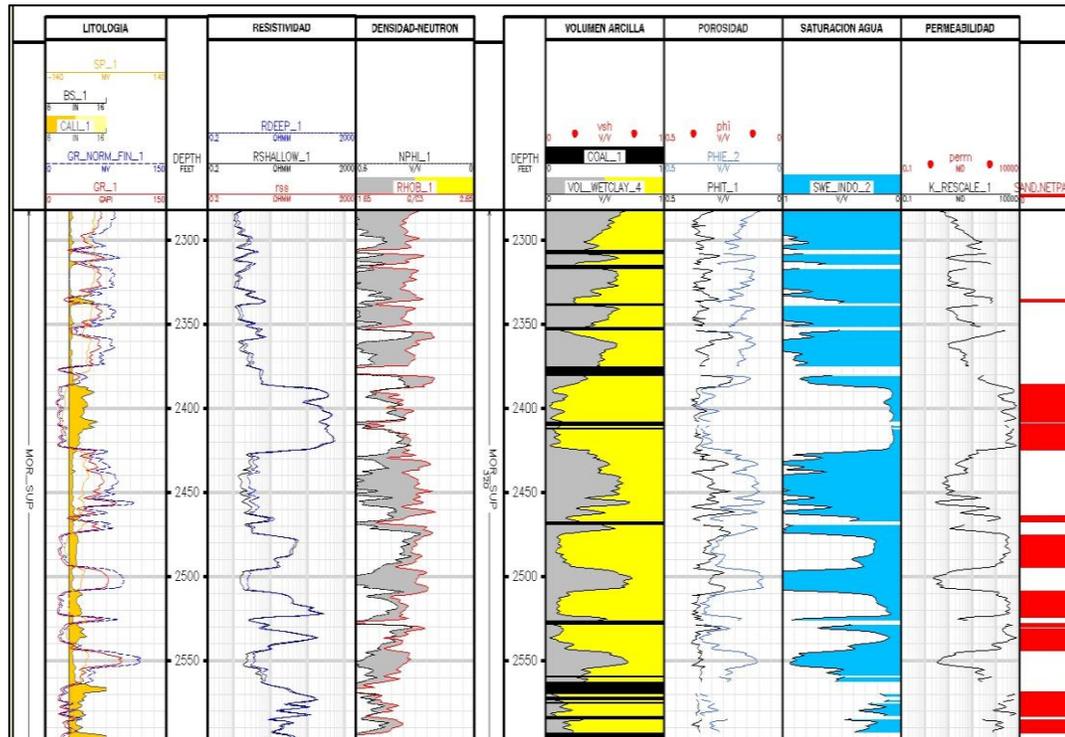
Anexo A.1. Evaluación Petrofísica Pozo 1



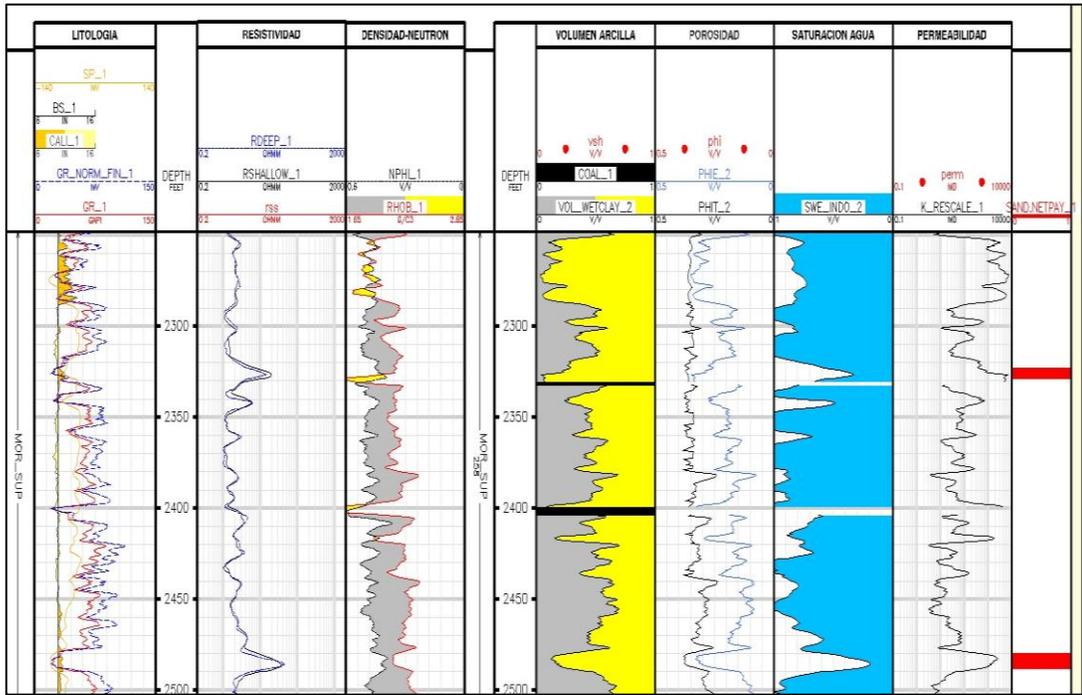
Anexo A.2. Evaluación Petrofísica Pozo 2



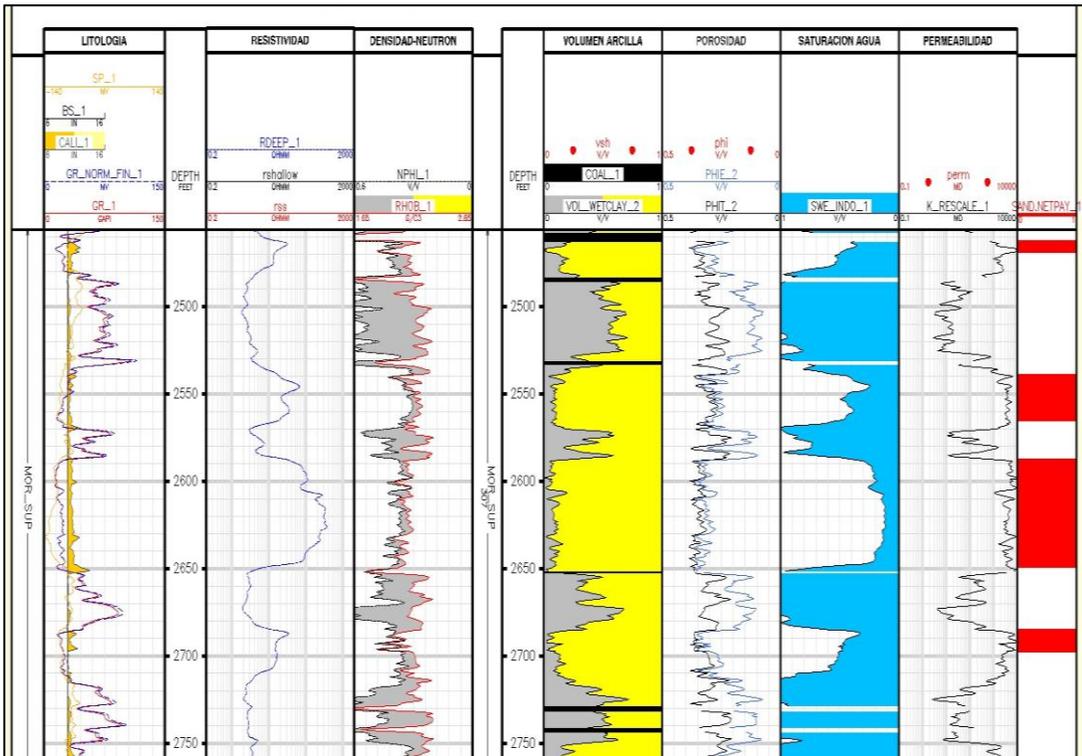
Anexo A.3. Evaluación Petrofísica Pozo 3



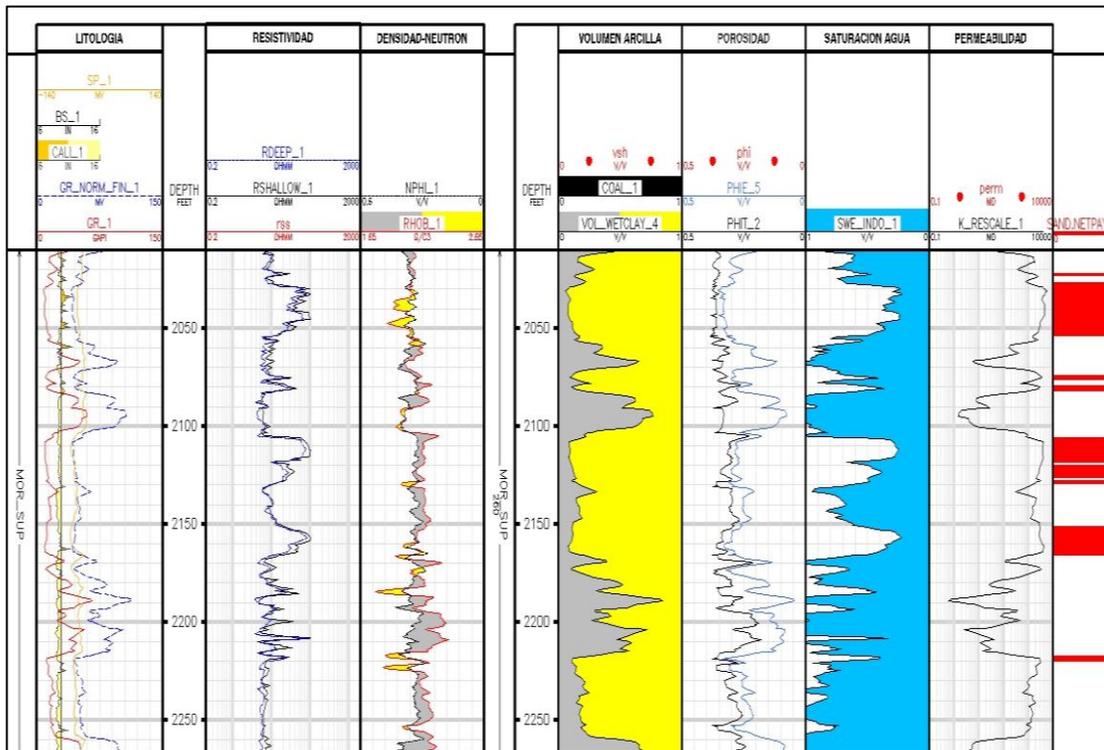
Anexo A.4. Evaluación Petrofísica Pozo 4



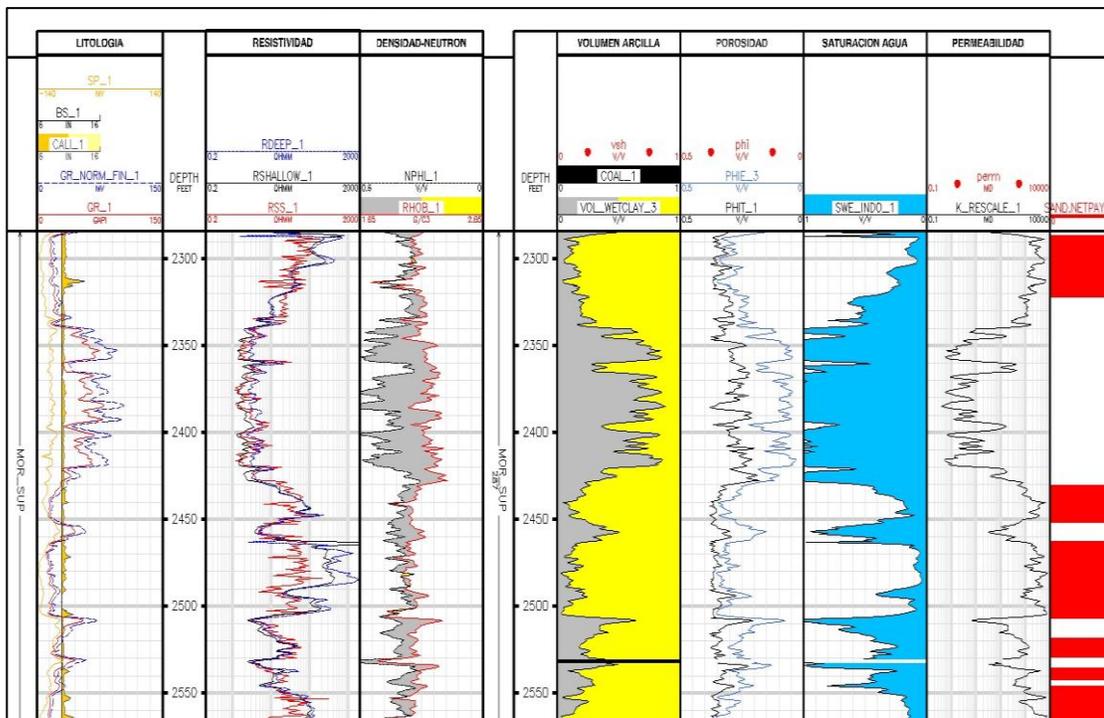
Anexo A.5. Evaluación Petrofísica Pozo 5



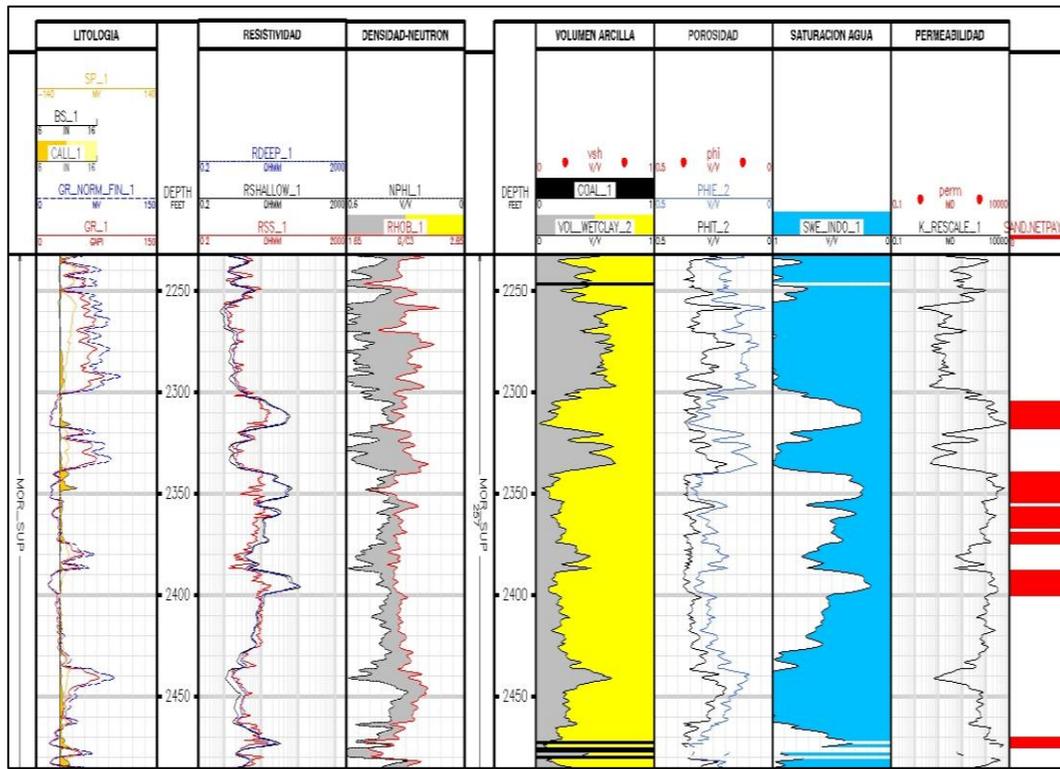
Anexo A.6. Evaluación Petrofísica Pozo 6



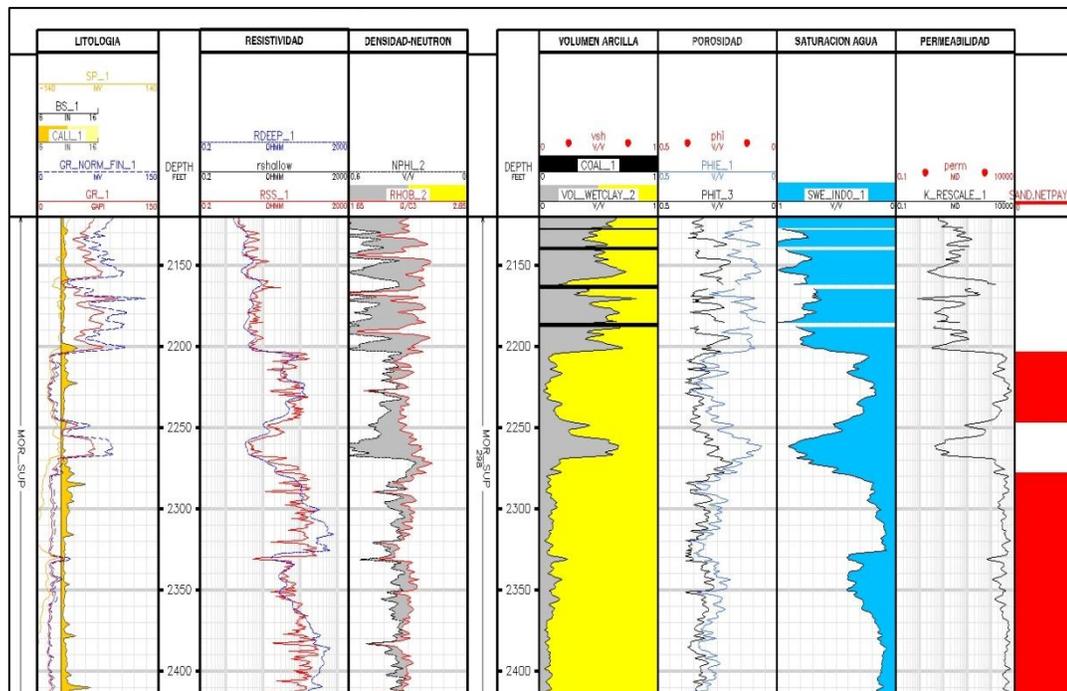
Anexo A.7. Evaluación Petrofísica Pozo 7



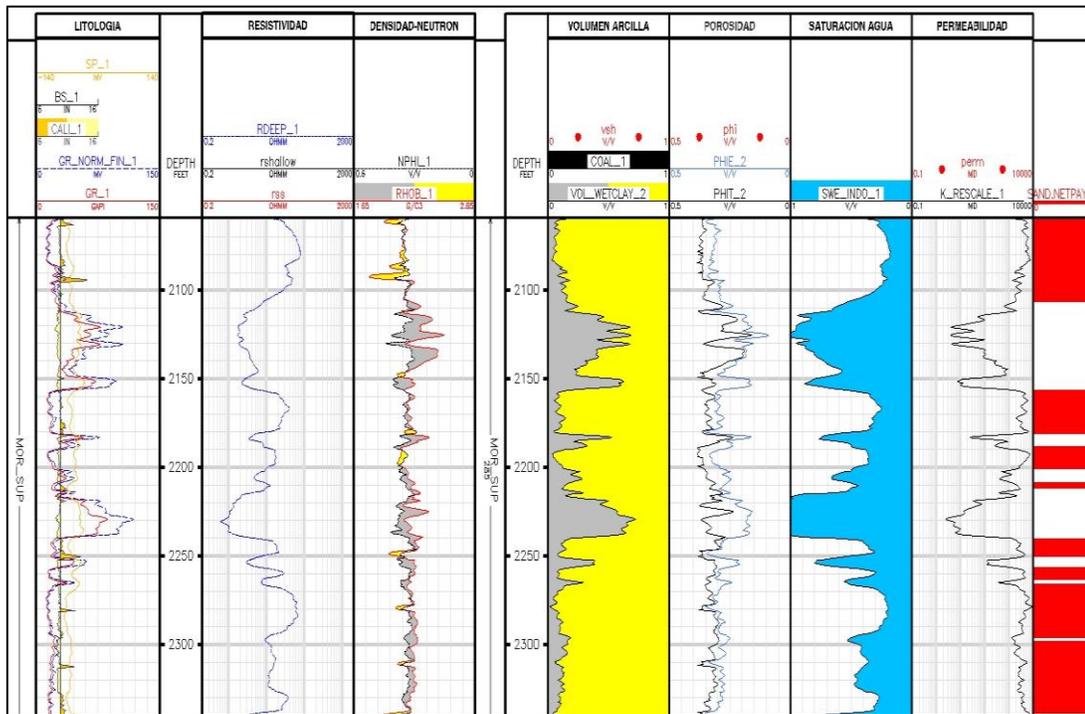
Anexo A.8. Evaluación Petrofísica Pozo 8



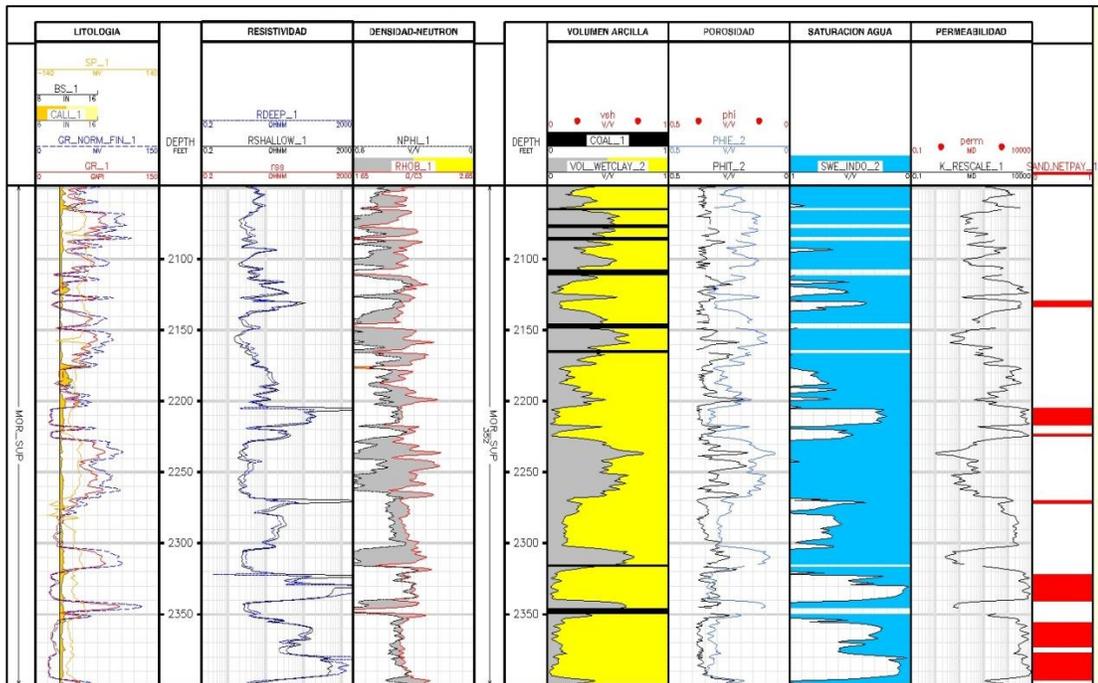
Anexo A.9. Evaluación Petrofísica Pozo 9



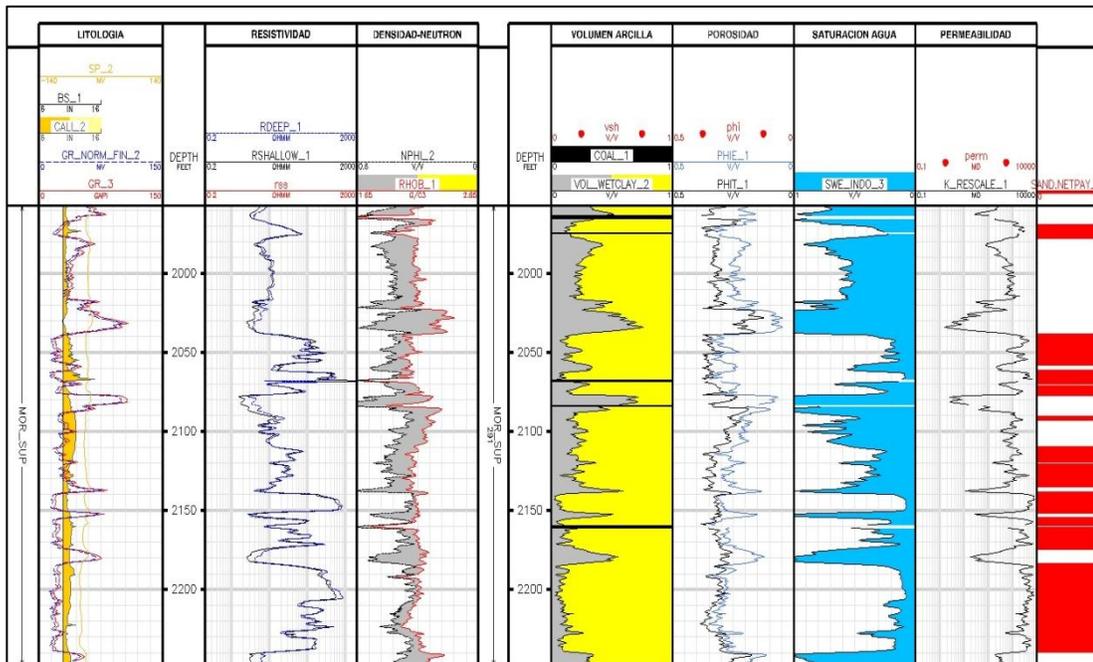
Anexo A.10. Evaluación Petrofísica Pozo 10



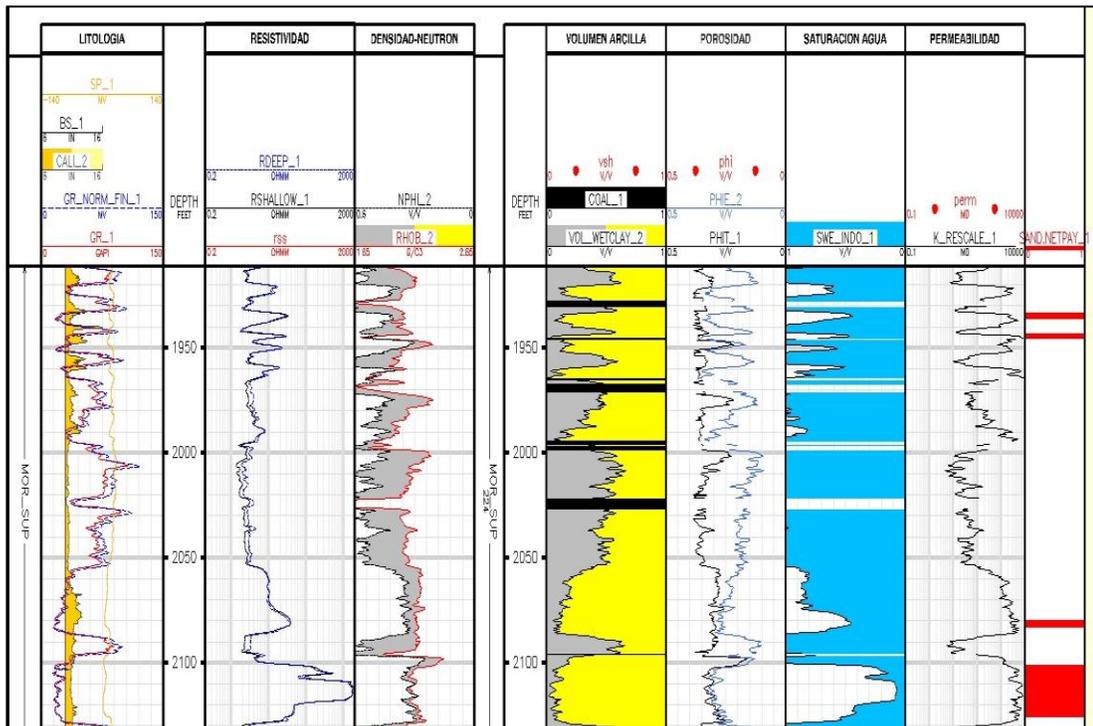
Anexo A.11. Evaluación Petrofísica Pozo 11



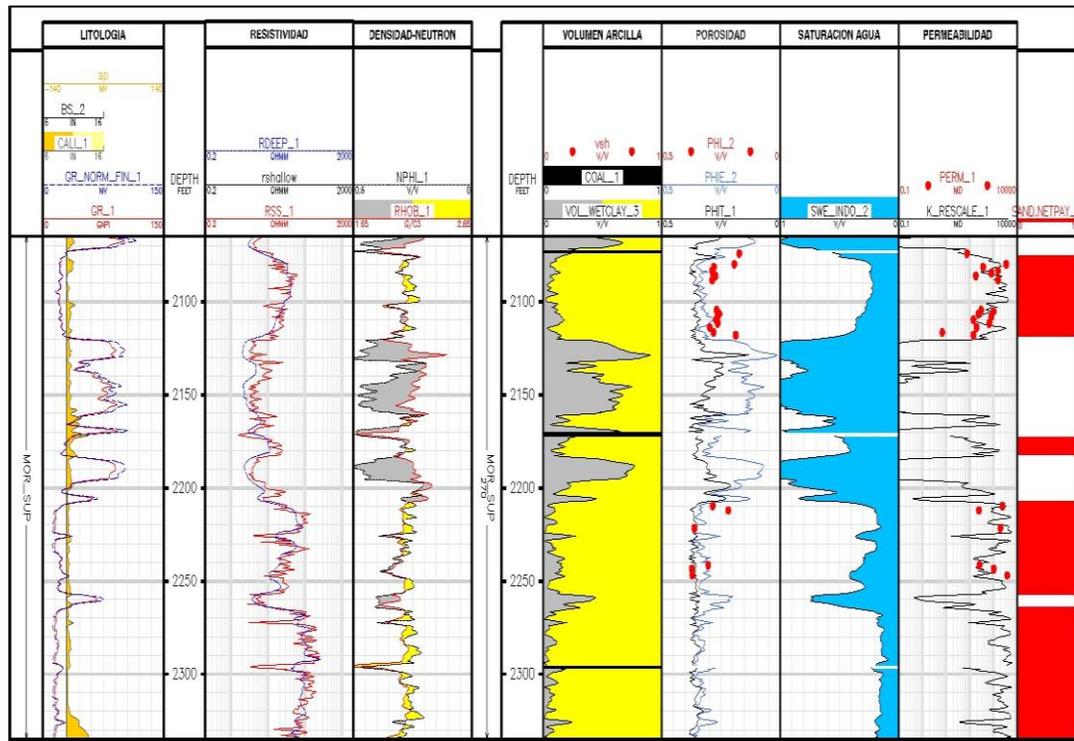
Anexo A.12. Evaluación Petrofísica Pozo 12



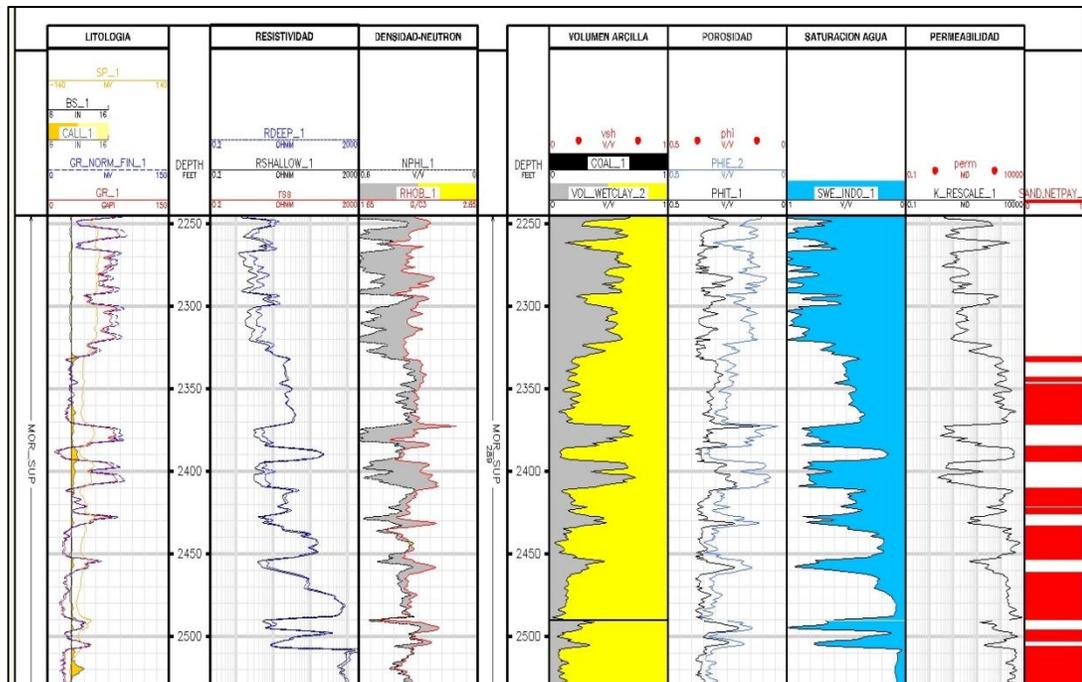
Anexo A.13. Evaluación Petrofísica Pozo 13



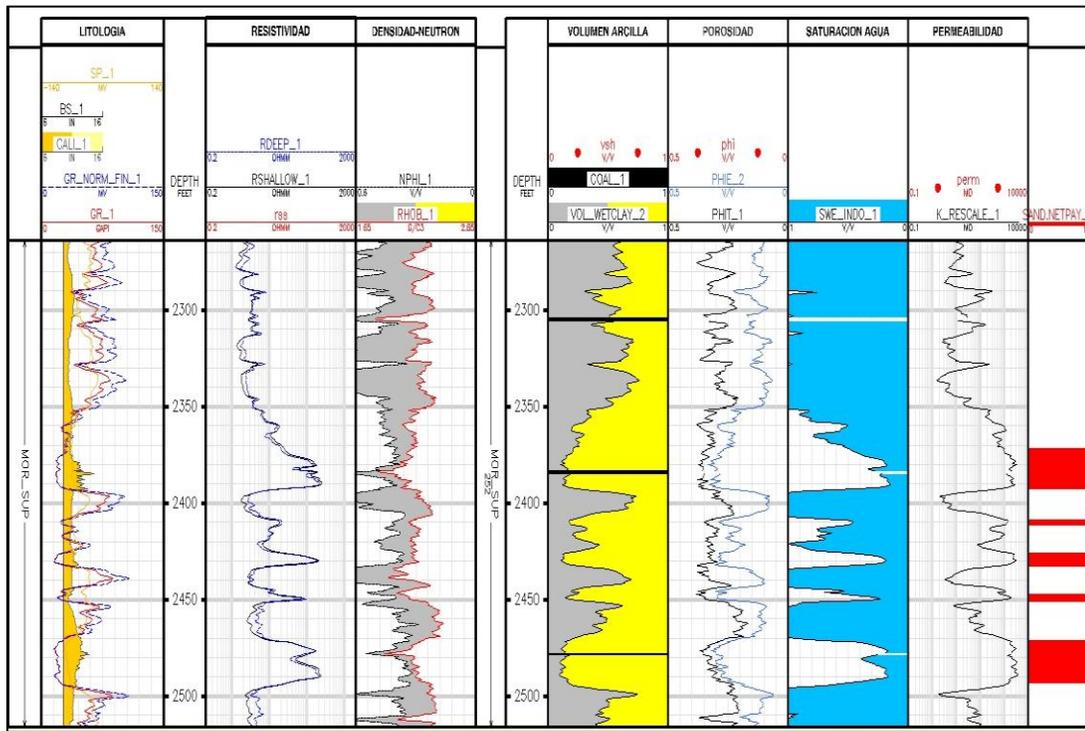
Anexo A.14. Evaluación Petrofísica Pozo 14



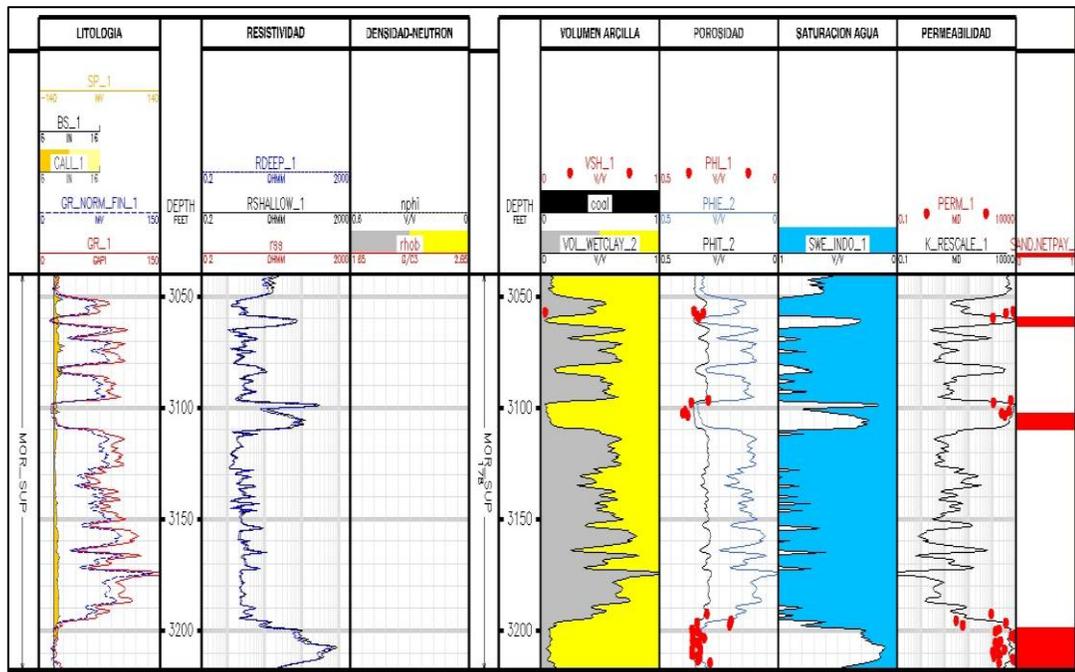
Anexo A.15. Evaluación Petrofísica Pozo 15



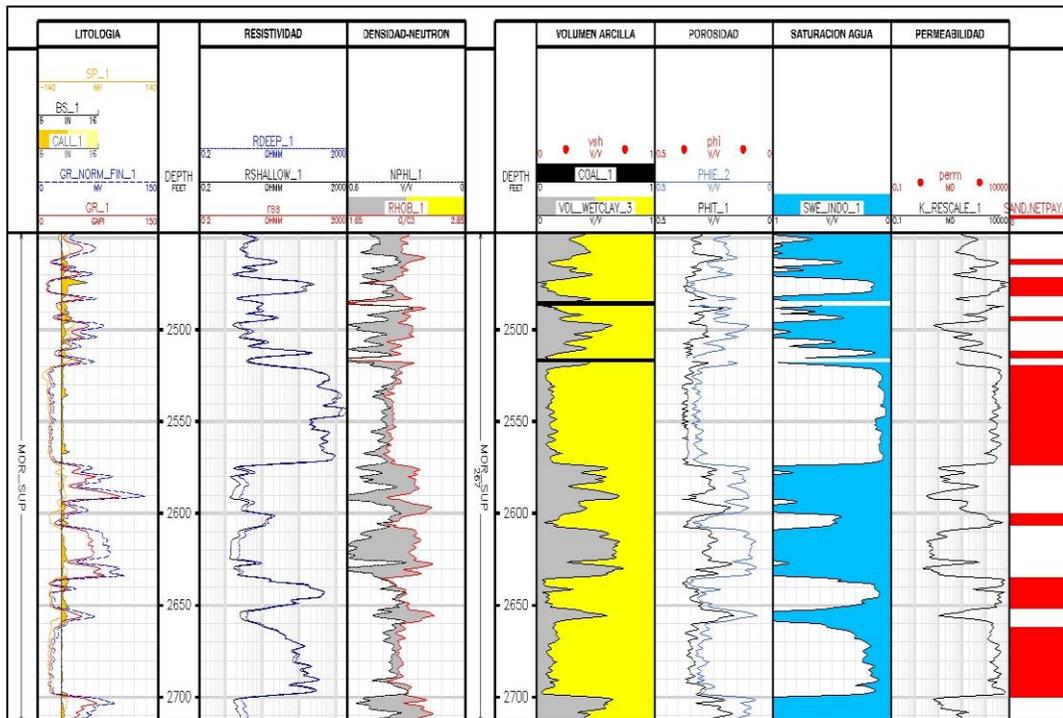
Anexo A.16. Evaluación Petrofísica Pozo 16



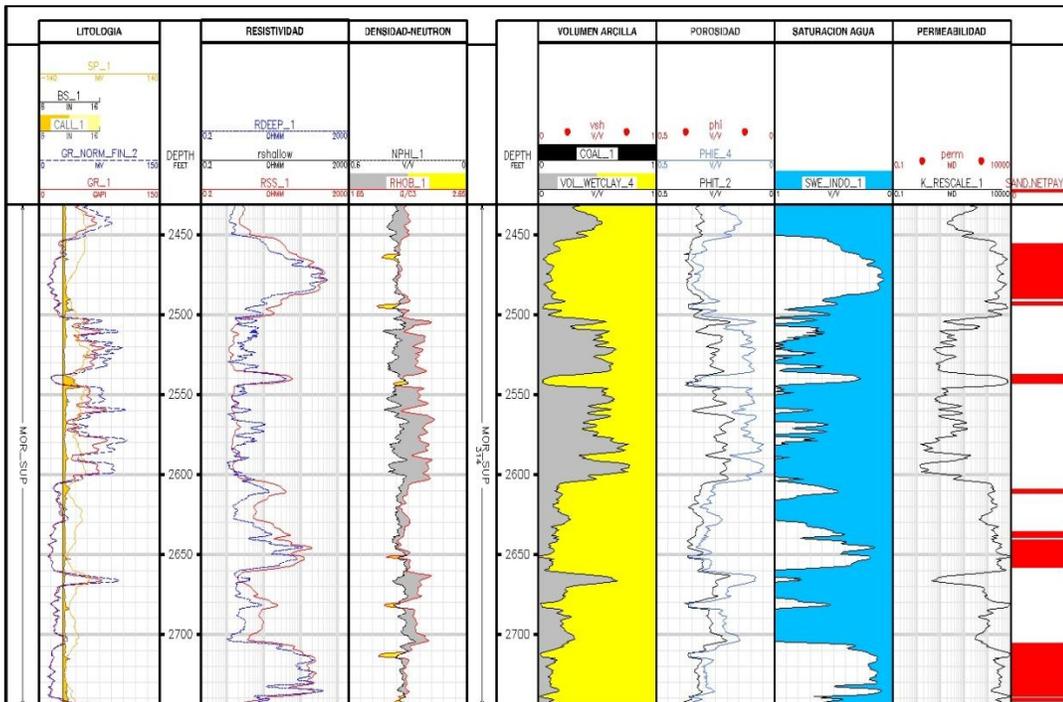
Anexo A.17. Evaluación Petrofísica Pozo 17



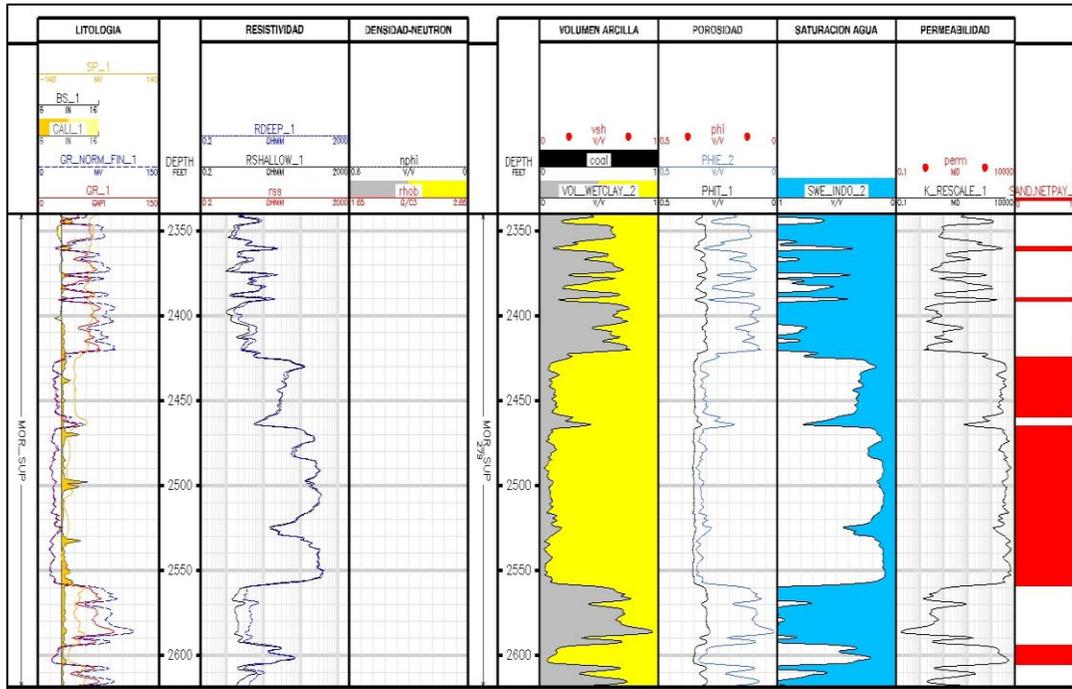
Anexo A.18. Evaluación Petrofísica Pozo 18



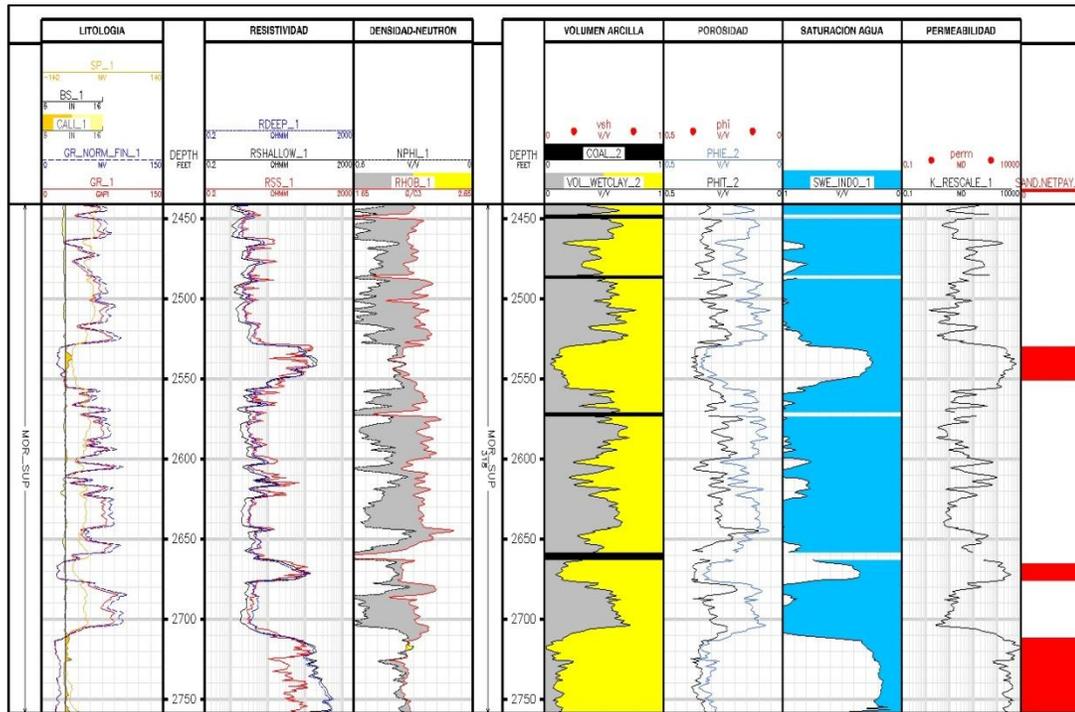
Anexo A.19. Evaluación Petrofísica Pozo 19



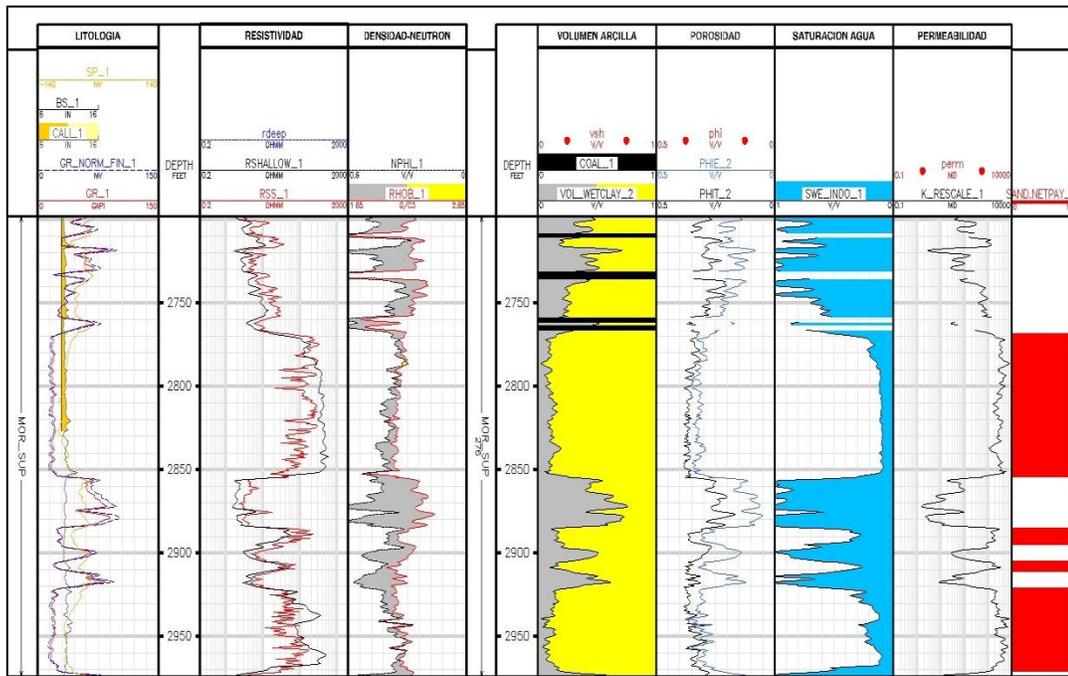
Anexo A.20. Evaluación Petrofísica Pozo 20



Anexo A.21. Evaluación Petrofísica Pozo 21



Anexo A.22. Evaluación Petrofísica Pozo 22



Anexo A.23. Evaluación Petrofísica Pozo 23

ANEXO B: Sumarios Petrofísicos para los casos Optimista y Pesimista.

Caso Optimista

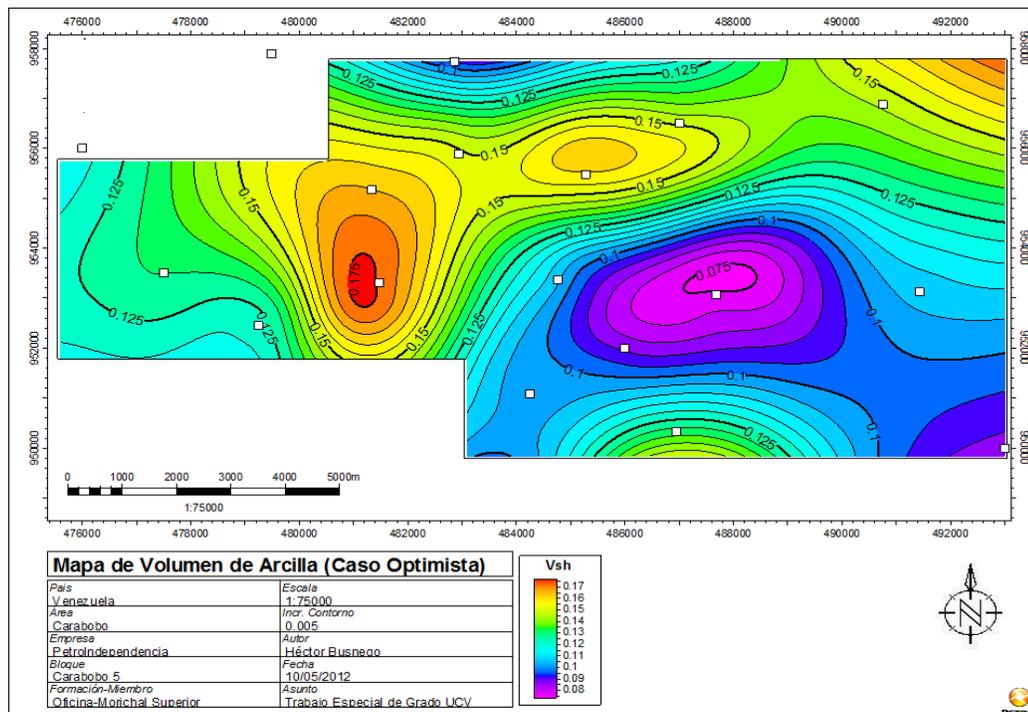
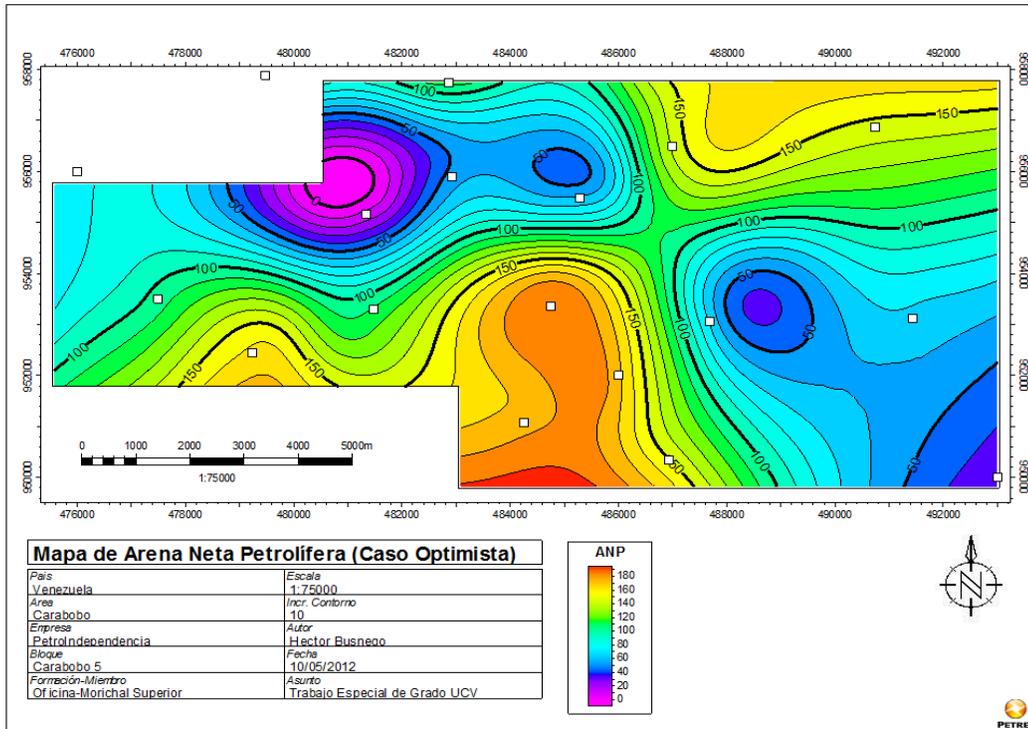
POZO	MORICHAL SUPERIOR		ESPESOR (FT)	ANP (FT)	N/G	PROPIEDADES PROMEDIO			Cap. Almac. (ΦH)
	BASE (MD)	TOPE (MD)				POROSIDAD (ADIM)	SATURACIÓN DE AGUA (ADIM)	VOLUMEN DE ARCILLA (ADIM)	
1	1835	1591	244	122,000	0,500	0,327	0,248	0,079	39,894
2	2471	2186	285	162,333	0,570	0,296	0,249	0,123	48,051
3	2422	2166	256	111,167	0,434	0,263	0,372	0,174	29,237
4	2602	2282	320	105,000	0,328	0,304	0,193	0,130	31,920
5	2506	2248	258	13,500	0,052	0,305	0,343	0,165	4,118
6	2763	2456	307	113,000	0,368	0,305	0,287	0,094	34,465
7	2270	2010	260	67,500	0,260	0,305	0,351	0,107	20,588
8	2571	2287	284	146,500	0,516	0,298	0,216	0,146	43,657
9	2489	2232	257	62,000	0,241	0,296	0,348	0,159	18,352
10	2418	2120	298	187,500	0,629	0,275	0,222	0,106	51,563
11	2344	2059	285	176,000	0,618	0,299	0,323	0,103	52,624
12	2400	2048	352	69,000	0,196	0,321	0,257	0,076	22,149
13	2248	1957	291	150,500	0,517	0,285	0,235	0,132	42,893
14	2135	1911	224	32,313	0,144	0,287	0,283	0,088	9,274
15	2335	2065	270	172,000	0,637	0,325	0,241	0,089	55,900
16	2534	2245	289	141,500	0,490	0,293	0,262	0,149	41,460
17	2516	2264	252	54,500	0,216	0,285	0,289	0,151	15,533
18	3218	3040	178	31,000	0,174	0,321	0,267	0,087	9,951
19	2714	2447	267	128,000	0,479	0,306	0,183	0,128	39,168
20	2745	2431	314	99,500	0,317	0,301	0,263	0,110	29,950
21	2619	2340	279	143,250	0,513	0,312	0,215	0,107	44,694
22	2759	2441	318	75,500	0,237	0,313	0,268	0,118	23,632
23	2974	2698	276	150,000	0,543	0,311	0,173	0,119	46,650
PROMEDIO			276,696	109,285	0,390	0,301	0,265	0,119	32,857
DESVIACIÓN ESTANDAR			35,897	50,393	0,174	0,016	0,055	0,028	15,085

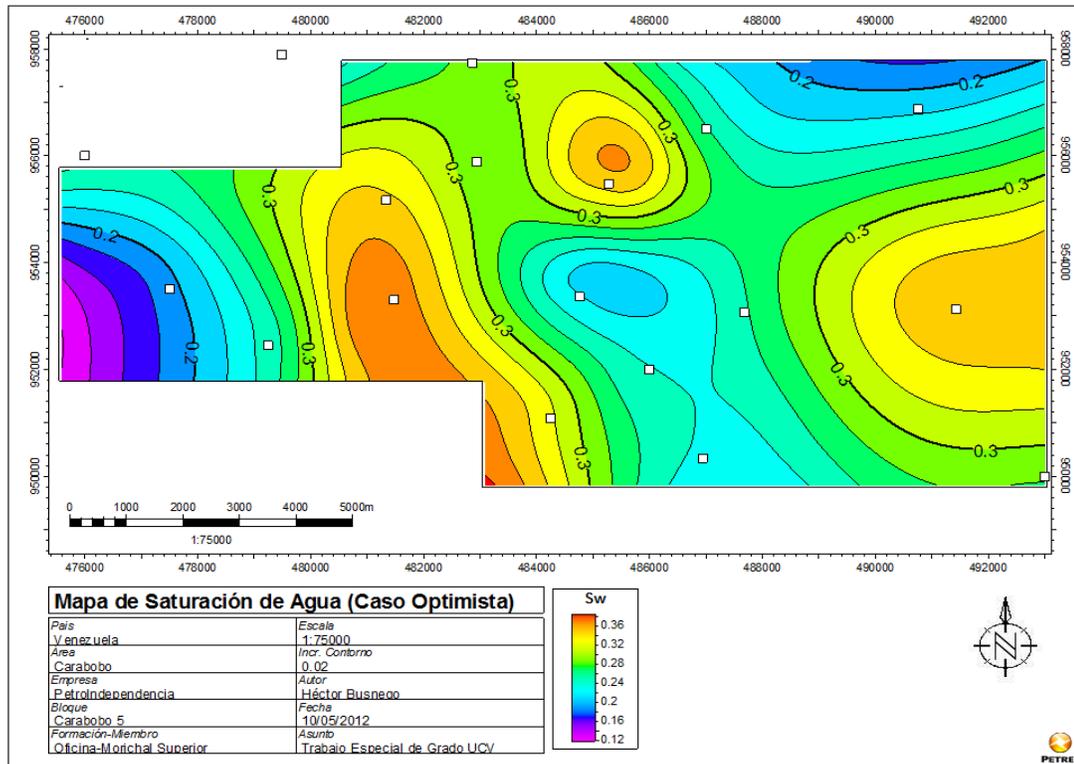
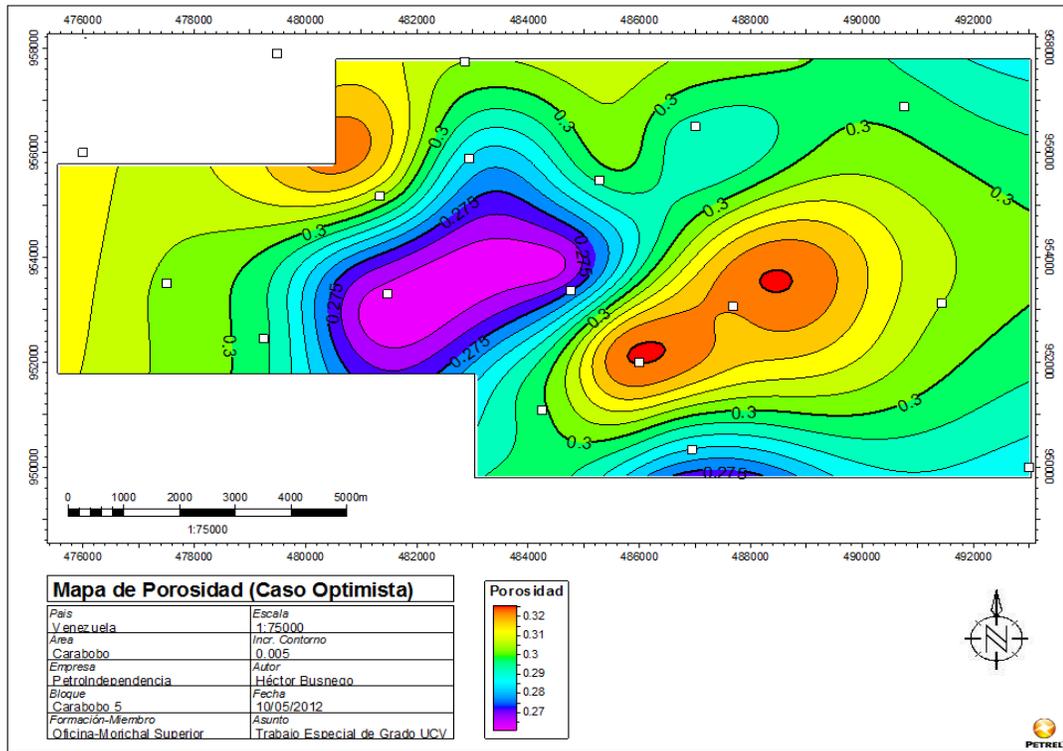
Caso Pesimista

POZO	MORICHAL SUPERIOR		ESPESOR (FT)	ANP (FT)	N/G	PROPIEDADES PROMEDIO			Cap. Almac. (PHI*H)
	BASE (MD)	TOPE (MD)				POROSIDAD (ADIM)	SATURACIÓN DE AGUA (ADIM)	VOLUMEN DE ARCILLA (ADIM)	
1	1835	1591	244	112,500	0,461	0,330	0,232	0,074	37,125
2	2471	2186	285	135,167	0,474	0,300	0,225	0,111	40,550
3	2422	2166	256	50,167	0,196	0,286	0,296	0,144	14,348
4	2602	2282	320	80,000	0,250	0,316	0,153	0,110	25,280
5	2506	2248	258	7,500	0,029	0,320	0,303	0,135	2,400
6	2763	2456	307	76,000	0,248	0,316	0,214	0,087	24,016
7	2270	2010	260	53,000	0,204	0,311	0,321	0,098	16,483
8	2571	2287	284	107,500	0,379	0,313	0,166	0,119	33,648
9	2489	2232	257	39,000	0,152	0,310	0,289	0,137	12,090
10	2418	2120	298	111,500	0,374	0,298	0,189	0,087	33,227
11	2344	2059	285	148,500	0,521	0,303	0,297	0,095	44,996
12	2400	2048	352	58,000	0,165	0,325	0,218	0,067	18,850
13	2248	1957	291	110,500	0,380	0,297	0,195	0,106	32,819
14	2135	1911	224	21,153	0,094	0,294	0,196	0,073	6,219
15	2335	2065	270	159,500	0,591	0,329	0,229	0,081	52,476
16	2534	2245	289	97,500	0,337	0,311	0,193	0,124	30,323
17	2516	2264	252	40,500	0,161	0,292	0,246	0,139	11,826
18	3218	3040	178	28,000	0,157	0,323	0,249	0,081	9,044
19	2714	2447	267	108,000	0,404	0,311	0,151	0,119	33,588
20	2745	2431	314	77,500	0,247	0,308	0,220	0,100	23,870
21	2619	2340	279	134,250	0,481	0,315	0,202	0,100	42,289
22	2759	2441	318	70,500	0,222	0,315	0,259	0,114	22,208
23	2974	2698	276	141,500	0,513	0,313	0,161	0,115	44,290
PROMEDIO			276,696	85,554	0,306	0,310	0,226	0,105	26,607
DESVIACIÓN ESTANDAR			35,897	43,577	0,155	0,012	0,050	0,022	13,740

ANEXO C: Mapas de Isopropiedades para los Casos Optimista y Pesimista

Caso Optimista





Caso Pesimista

