

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA
DEL ÁREA ZUATA-FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para obtener el Título de:
Ingeniero Geofísico
Por el Br. Marín Blanco, Cesar Augusto.

Caracas, Marzo del 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA
DEL ÁREA ZUATA-FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

TUTOR ACADÉMICO: Ing. María Gabriela Castillo

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Para obtener el Título de:
Ingeniero Geofísico
Por el Br. Marín Blanco, Cesar Augusto.

Caracas, Marzo 2003

Caracas, Marzo del 2003

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Br. Cesar Augusto Marín Blanco, titulado:

**“CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA
DEL ÁREA ZUATA-FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

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

Prof.

Jurado

Prof.

Jurado

Prof.

Tutor Académico

DEDICATORIA.

Hay momentos en la vida de estudiante donde pensamos que no vale la pena tanto esfuerzo. A través de los años, esta casa madre me ha acobijado y brindado la oportunidad de realizarme no solo como profesional sino como persona integral. Pero, esta oportunidad no hubiera sido posible si no hubiese contado con el apoyo incondicional de mi familia, que a través de los años ha brindado fuerza para concretar esta etapa tan importante en la vida de todo universitario que alguna vez soñó con hacer su sueño realidad, en mi caso, convertirme en Ingeniero Geofísico.

A ti ***Madre*** que con tu esfuerzo eterno supiste brindar el cariño y amor necesario para afrontar los momentos difíciles a lo largo de la carrera. A ti ***Padre*** que con tu ejemplo de perseverancia y constancia me enseñaste que solo con el trabajo diario se pueden lograr las metas que nos trazamos en la vida.

A mis ***Hermanos*** que han sabido encontrar el camino del éxito y se que muy pronto me incluirán en las dedicatorias de sus respectivos trabajo de grado.

A mi ***Abuela Natividad*** quien en vida fue el ejemplo más grande de coraje y tesón para afrontar las adversidades.

A mis tios y tias, , **Lucy, Fabio, Belkis, Jaime, Noel** y otros, quienes me brindaron un invalorable apoyo a lo largo de la carrera

AGRADECIMIENTOS.

A la ILUSTRE UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA, por haberme dado la oportunidad de transitar por sus aulas y cursar las materias exigidas para optar al título de Ingeniero Geofísico.

A PDVSA Exploración que ha suministrado gentilmente los datos usados para el desarrollo del presente trabajo.

A la Profesora Inírida Rodríguez, jefe del departamento de Geofísica, quien brindo su activo apoyo y facilito el uso de los recursos disponibles, sin los cuales no hubiera sido posible el desarrollo de este trabajo.

A la Profesora María Gabriela Castillo, quien en el momento más oportuno asumió la Tutoría de este trabajo, colaborando activamente en la supervisión y desarrollo del mismo.

A la Profesora Maria Esculpi, quien con sus sabios consejos supo contestar todas mis interrogantes para transitar con más seguridad a lo largo de la carrera.

A Oswaldo Salazar, quien me guió en los primeros pasos de este trabajo.

A Maria Teresa Cantisano, por su colaboración en la realización de este trabajo.

A mi amigo Alexander Bendayan, quien siempre supo valorar mi esfuerzo y creyó en mí. Otro ejemplo de perseverancia para las generaciones venideras.

A mis amigos y compañeros de clases, ahora Ingenieros: Rosaura Avendaño, Sergio Cáceres, Luis Mata, Carlos Cheremos y Javier Díaz con quienes compartí a lo largo de toda la carrera y pasamos momentos de felicidad y amargura. En ambos casos siempre fue gratificante compartir esa experiencia que sirvió para fortalecer nuestros lazos de amistad sincera y desinteresada.

A mis amigos Angel Zea y Gabino Castillo quienes con sus palabras de apoyo constante y ayuda han hecho posible concretar el presente trabajo.

A mi amiga Yoasmali Barrios, con quien compartí muchos momentos de alegría y esfuerzo en los durante la carrera.

A mis compañeros de Lomalinda, Miguel Garcia, Pablo Ortega, Robert Tamba quienes me han brindado la oportunidad de aprender a convivir en grupo y por sus consejos.

A el Profesor Robert Hutchinson quien me brindo la oportunidad de mejorar mis habilidades en el manejo de otro idioma.

A Jean Louis Gelot por darme la oportunidad de iniciar mi experiencia profesional.

Cesar A. Marín B.

CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DEL ÁREA ZUATA-FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Tutor Académico: Ing. María Gabriela Castillo. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería, Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año 2003, 94 p.

Palabras claves: Parámetros Petrofísicos, Evaluación Petrofísica.

Resumen. En el año 1980 MARAVEN llevo a cabo un estudio integrado del área Zuata-Faja Petrolífera del Orinoco en el cual se incluyo un estudio petrofísico de la misma, dando como resultado valores de porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla, arena neta y arena neta petrolífera.

En este trabajo se expone una metodología sencilla para realizar la evaluación petrofísica de las arenas basales de la Formación Oficina en el campo Zuata a nivel Terciario dando como resultado mapas de arena neta y arena neta petrolífera así como parámetros petrofísicos que permiten caracterizar la zona en estudio.

De un total de 30 pozos en el área, solo 11 de ellos contaban con los registros completos y confiables para la realización del trabajo. Parte esencial del mismo fue el cálculo de la resistividad del agua de formación y los parámetros de corte los cuales definen los valores de arena neta y arena neta petrolífera cuyos resultados se presentaron en forma de mapas.

Al presentar estos últimos valores a través del uso de mapas, se puede fácilmente observar la tendencia general de depositación de las arenas a lo largo del área, hacia el suroeste en la mayoría de los casos. Se definieron siete intervalos estratigráficos dado por las letras A hasta la E. Para cada uno de ellos se calcularon los valores de arena neta y de arena petrolífera así como los parámetros petrofísicos con el fin de identificar los intervalos de mayor potencial como posibles productores de hidrocarburos.

ÍNDICE GENERAL.

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN	v
INDICE GENERAL	vi
LISTA DE FIGURAS.....	viii
LISTA DE TABLAS	x
LISTA DE MAPAS	xii
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 EXTENSIÓN Y UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	2
1.2 OBJETIVOS	3
1.2.1 OBJETIVO GENERAL.....	3
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
CAPÍTULO 2. GEOLOGÍA REGIONAL Y LOCAL	5
2.1 MARCO TECTÓNICO REGIONAL.....	5
2.2 ESTRATIGRAFÍA	6
2.2.1 BASAMENTO.....	6
2.2.2 PALEOZOICO	6
2.2.3 MESOZOICO	6
2.2.4 CENOZOICO	6
2.3 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA	8
2.3.1 SUBCUENCA DE GUÁRICO.....	9
2.4 GEOLOGÍA LOCAL	11
CAPÍTULO 3. MARCO TEÓRICO.....	13
3.1 ROCAS DE YACIMIENTOS	13
3.1.1 ROCAS CLÁSTICAS	13
3.1.2 ROCAS CARBONÁTICAS	13
3.2 PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS ROCAS	14
3.2.1 RESISTIVIDAD DE LA FORMACIÓN	14
3.2.2 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN	15
3.2.3 TEMPERATURA DE LA FORMACIÓN	16

3.2.4 POROSIDAD.....	18
3.2.5 SATURACION DE AGUA.....	20
3.2.6 PERMEABILIDAD.....	21
3.2.7 SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE	22
3.3 ECUACIÓN DE ARCHIE.....	23
3.4 VOLUMEN DE ARCILLA.....	23
3.5 REGISTROS DE POZO	26
3.5.1 REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (“SPONTANEOUS POTENTIAL”, SP).....	27
3.5.2 CÁLCULO DE RW A PARTIR DEL REGISTRO SP	30
3.5.3 REGISTRO DE RAYOS GAMMA (GR).....	33
3.6 PERFIL DE DENSIDAD	34
3.6.1 POROSIDAD DEL PERFIL DE DENSIDAD.....	35
3.6.2 EFECTO DE LOS HIDROCARBUROS	35
3.7 PERFIL NEUTRÓNICO COMPENSADO.....	35
3.8 MODELO DE “SIMANDOUX”, PARA ARENAS ARCILLOSAS.....	37
3.9 GRÁFICO “PICKETT”	38
3.10 CÁLCULO DE PARÁMETROS DE CORTE.....	40
3.10.1 SATURACIÓN DE AGUA DE CORTE	40
3.10.2 VOLUMEN DE ARCILLA DE CORTE	41
3.10.3 POROSIDAD DE CORTE	42
3.10.4 ARENA NETA TOTAL.....	43
3.10.5 ARENA NETA PETROLÍFERA	43
CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA	44
4.1 CARGA DE DATOS Y VALIDACIÓN.....	44
4.2 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA.....	46
4.3 CÁLCULO DE RW (RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN).....	50
4.4 CÁLCULO DE PARÁMETROS DE CORTE.....	54
4.5 CALCULO DE ARENA NETA Y ARENA NETA PETROLIFERA.....	54
CAPÍTULO 5. RESULTADOS.....	57
5.1 PARÁMETROS DE CORTE	64

CAPÍTULO 6. ANÁLISIS DE RESULTADOS	82
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES	88
CAPÍTULO 8. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS CITADAS	90

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1. EXTENSIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	2
FIGURA 1.2. UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	3
FIGURA 2.1. MODELO ESTRATIGRÁFICO DEL ÁREA DE ZUATA	8
FIGURA 2.2. CUENCAS PETROLÍFERAS DE VENEZUELA	8
FIGURA 2.3. CORTE GEOLÓGICO CONCEPTUAL DESDE EL CINTURÓN DE DEFORMACIÓN DEL CARIBE HASTA EL RÍO ORINOCO	12
FIGURA 2.3. CORTE GEOLÓGICO CONCEPTUAL NORTE-SUR DESDE EL CINTURÓN DE DEFORMACIÓN DEL CARIBE EN CURAZAO HASTA EL RÍO ORINOCO	9
FIGURA 3.1. TEMPERATURA (°F) CONTRA PROFUNDIDAD (MILES DE PIES)	18
FIGURA 3.2. ÍNDICE DE ARCILLA CONTRA VOLUMEN DE ARCILLA	26
FIGURA 3.3. RESPUESTA DE POTENCIAL ESPONTÁNEO DE UNA CAPA DE CONGLOMERADOS	28
FIGURA 3.4. ESQUEMA DE UN CIRCUITO USADO PARA MEDIR POTENCIAL ESPONTÁNEO	28
FIGURA 3.5. ESQUEMA DE UNA CURVA DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP), CORRIDA EN UNA EN UNA FORMACIÓN INTEGRADA POR UNA SECUENCIA DE ARENAS Y LUTITAS.....	29
FIGURA 3.6. EJEMPLO PARA EL CÁLCULO DE SSP	32
FIGURA 3.7. RELACIÓN ENTRE (RMFE O RWE) Y RW	33
FIGURA 3.8. GRÁFICO “PICKETT”	40
FIGURA 3.9. PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LOS VALORES DE LOS VALORES DE “RO”Y “RT””	41
FIGURA 3.10 SATURACIÓN DE AGUA CONTRA RESISTIVIDAD	42
FIGURA 3.11 SATURACIÓN DE AGUA CONTRA VOLUMEN DE ARCILLA	43
FIGURA 3.12 VOLUMEN DE ARCILLA CONTRA POROSIDAD.....	44
FORMACIÓN INTEGRADA POR UNA SECUENCIA DE ARENAS Y LUTITAS	29
FIGURA 4.1. CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA USANDO “WELLPIX”	50
FIGURA 4.2. MENÚ PRINCIPAL DE PETROVIEW PLUS	53

FIGURA 4.3. MENÚ PRINCIPAL DE LA APLICACIÓN RESSUM	57
FIGURA 5.1. MAPA CON LOS POZOS SELECCIONADOS EN LA VALIDACIÓN....	58
FIGURA 5.2. CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA, FORMACIÓN OFICINA SUPERIOR (DIRECCIÓN N45E).ESCALAS GR (0-150°API),RT (0-150Ω.M).....	61
FIGURA 5.3. CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA, FORMACIÓN OFICINA MEDIA (DIRECCIÓN N45E). ESCALAS GR (0-150°API),RT (0-150Ω.M)	62
FIGURA 5.4. CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA, FORMACIÓN OFICINA INFERIOR (DIRECCIÓN N45E). ESCALAS GR (0-150°API),RT (0-150Ω.M).....	63
FIGURA 5.5. CALCULO DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN PARA EL POZO 65	64
FIGURA 5.6. SATURACIÓN DE AGUA VS. RESISTIVIDAD	66
FIGURA 5.7. SATURACIÓN DE AGUA VS. VOLUMEN DE ARCILLA	67
FIGURA 5.8. VOLUMEN DE ARCILLA VS. POROSIDAD	68

LISTA DE TABLAS

TABLA 3.1. PROMEDIO DE ACTIVIDAD DE RAYOS GAMMA PARA DIFERENTES LITOLOGÍAS.....	34
TABLA 5.1. TOPES DE LOS DIFERENTES INTERVALOS ESTRATIGRÁFICOS POR POZO	59
TABLA 5.2. VALORES DE RW POR POZO.....	65
TABLA 5.3. VALORES DE ARENA NETA	68
TABLA 5.4. VALORES DE ARENA NETA PETROLÍFERA	69
TABLA 5.5. VALORES ARENA NETA Y PETROLÍFERA CON SU CORRESPONDIENTE VALOR DE POROSIDAD.....	69

LISTA DE MAPAS

MAPA #1. DISTRIBUCIÓN DE VALORES DE ARENA NETA (OFICINA SUPERIOR).....	70
MAPA #2. DISTRIBUCIÓN DE VALORES DE ARENA NETA (OFICINA MEDIO) ...	70
MAPA #3. DISTRIBUCIÓN DE VALORES DE ARENA NETA (INTERVALO A).....	71
MAPA #4. DISTRIBUCIÓN DE VALORES DE ARENA NETA (INTERVALO B).....	73
MAPA #5. DISTRIBUCIÓN DE VALORES DE ARENA NETA (INTERVALO C).....	74
MAPA #6. DISTRIBUCIÓN DE VALORES DE ARENA NETA (INTERVALO D).....	75
MAPA #7. DISTRIBUCIÓN DE VALORES DE ARENA NETA (INTERVALO E).....	76
MAPA #8. DISTRIBUCIÓN DE VALORES DE ARENA NETA PETROLÍFERA (OFICINA SUPERIOR)	77
MAPA #9. DISTRIBUCIÓN DE VALORES DE ARENA NETA PETROLÍFERA (OFICINA MEDIA).....	78
MAPA #10. DISTRIBUCIÓN DE VALORES DE ARENA NETA PETROLÍFERA (INTERVALO A)	79
MAPA #11. DISTRIBUCIÓN DE VALORES DE ARENA NETA PETROLÍFERA (INTERVALO B)	80
MAPA #12. DISTRIBUCIÓN DE VALORES DE ARENA NETA PETROLÍFERA (INTERVALO C)	81
MAPA #13. DISTRIBUCIÓN DE VALORES DE ARENA NETA PETROLÍFERA (INTERVALO D)	82
MAPA #14. DISTRIBUCIÓN DE VALORES DE ARENA NETA PETROLÍFERA (INTERVALO E).....	83

CAPÍTULO 1. Introducción

La Faja Petrolífera del Orinoco es un gran reservorio de petróleo pesado y extra-pesado que contiene un estimado de 270 billones de barriles en reservas recuperables. Aun cuando los costos de producción son relativamente bajos, la extracción de estos crudos depende de la rentabilidad económica de dicho proceso para transformarlos en productos finales comerciales.

La Faja del Orinoco esta localizada en la parte sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, al norte del Río Orinoco, cubriendo un área de aproximadamente 700 Kilómetros de largo y entre 50 y 100 Kilómetros de ancho entre los Estados de Monagas, Anzoátegui y Guárico.

La perforación en la región se inició en el año 1935, y aunque para ese tiempo ya se había demostrado que el área contenía una extensa acumulación de crudos extra-pesados y depósitos naturales de bitúmen, solo 58 pozos fueron perforados durante los siguientes 30 años. Esto se debió a que Venezuela poseía enormes cantidades de petróleo liviano y mediano, los cuales podían ser procesados de manera más rentable, mientras el bitúmen y el petróleo extra-pesado requerían complejas y costosas tecnologías para la producción, el transporte y procesamiento.

Entre 1978 y 1983, Petróleos de Venezuela (PDVSA) comenzó la exploración de las áreas a través de un intenso programa exploratorio para cuantificar el reservorio de la Faja Petrolífera del Orinoco, las características y la calidad de los fluidos contenidos en el reservorio. El trabajo condujo a la identificación de importantes cantidades de petróleo extra-pesado y bitúmen natural in situ, económicamente recuperables con la tecnología actual desarrollada por Intevep. Al fluido obtenido se le llamó Orimulsión y fue presentado en el año 1986.

La Orimulsión, es un combustible fósil elaborado a partir de un bitumen natural, el cual ha sido ampliamente probado a escala comercial representando una nueva alternativa

para la generación de energía eléctrica y otros usos industriales. Este combustible, es una mezcla de 70% de bitumen natural suspendida en 30% de agua. Se obtiene mediante la aplicación de la tecnología de Imulsión desarrollada por Intevep, S.A. (filial de PDVSA S.A.), en respuesta a las necesidades de explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Por lo explicado anteriormente, hoy en día, la Faja Petrolífera del Orinoco es una de las más grandes reservas comerciales de hidrocarburos en el Mundo.

1.1 Extensión y Ubicación del Área de Estudio

La zona de estudio tiene una área superficial de aproximadamente 430 Km², se encuentra ubicada al sur-oeste del Estado Anzoátegui, específicamente en el área correspondiente a Zuata-Faja Petrolífera del Orinoco (ver figura 1.1).

El área de Zuata está ubicada en la Faja Petrolífera del Orinoco y tiene una superficie aproximada de 14.500 Km². Dos tercios del área pertenecen al Estado Anzoátegui y el resto al Estado Guárico. Al sur limita con el Río Orinoco (sector Mapire), al este con el sector Hamaca, aproximadamente en el meridiano de 64° 30', al oeste con el área de Machete según el meridiano de 65° 40' y al norte con los campos petroleros de Oficina y Guárico (ver figura 1.2).

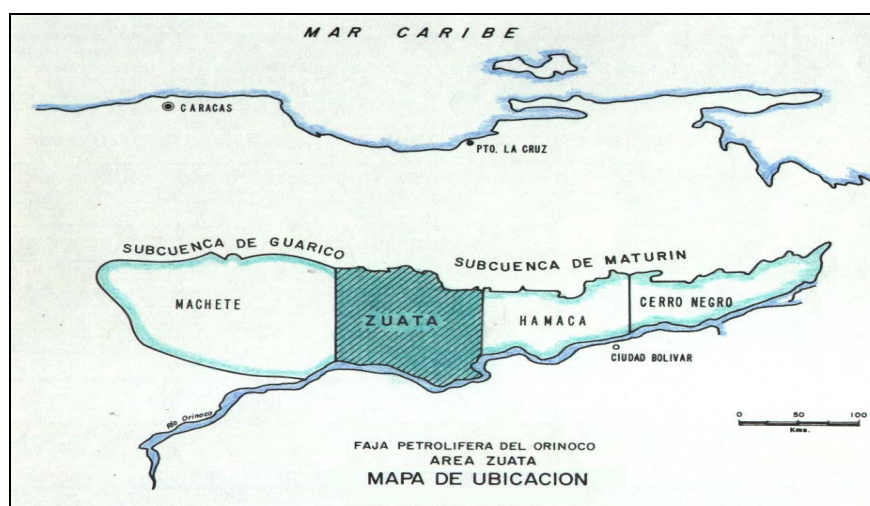


Figura 1.1

Extensión del área de estudio

(Reproducido de Maraven 1981)

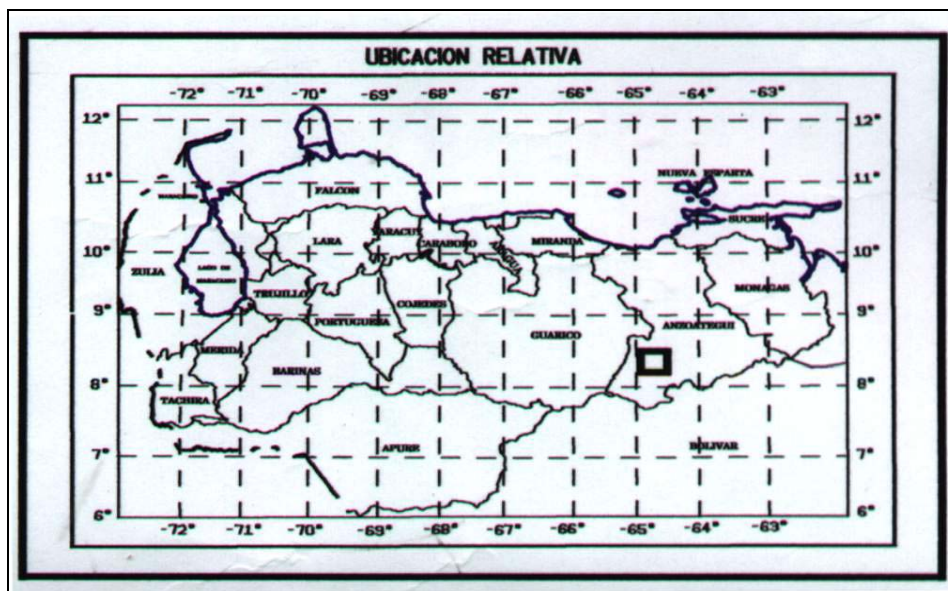


Figura 1.2
Ubicación del Área de estudio.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Este trabajo tiene como finalidad establecer un estudio petrofísico del área de Zuata, específicamente en las arenas basales a nivel Terciario de la Formación Oficina del Campo de Zuata, obteniendo como producto parámetros tales como, porosidad, volumen de arcilla, saturación de agua, arena neta y arena neta petrolífera.

Adicionalmente, es interés de la Gerencia de PDVSA Exploración de, realizar la caracterización petrofísica del área enfocando principalmente las formaciones pertenecientes al Mioceno. Esto debido a que en base a un estudio realizado en los años 80, las formaciones asociadas a ese tiempo geológico presentaron una gran cantidad de hidrocarburo probable en sitio.

Por otra parte, se presenta el trabajo especial de grado como requisito exigido por la Ilustre Universidad Central de Venezuela para optar al título de Ingeniero Geofísico otorgado por la Facultad de Ingeniería, Escuela de Geología, Minas y Geofísica.

1.2.2 Objetivos específicos

- Construcción y Validación de la información contenida en los registros en forma digital, tanto curvas como encabezado.
- Correlación estratigráfica entre pozos para verificar la correlación realizada por Maraven en 1980 con registros eléctricos.
- Cálculo de R_w (resistividad del agua de formación).
- Definición de parámetros de corte y validación con la historia de producción del Campo Zuata. Cálculo de arena neta y cálculo de arena petrolífera.
- Realizar mapas de arena neta y arena neta petrolífera.
- Construcción de un modelo petrofísico válido para la zona.

CAPÍTULO 2. Geología regional y local

2.1 MARCO TECTÓNICO REGIONAL

La Cuenca Oriental de Venezuela en su margen sur está representada por la Faja Petrolífera del Orinoco, limita al norte con la Cordillera de la Costa y las Serranías del Interior Central y Oriental, limita el oeste con el Alto de El Baúl. Y al sur presenta un límite estable reconocido como El Cratón de Guayana.

La Faja del Orinoco, por lo tanto está localizada en el margen norte del Cratón de Guayana y su comportamiento estructural refleja, esencialmente, la estabilidad del basamento Precámbrico con un elemento estructural dominante representado por bloques fallados con buzamiento hacia el eje de la Cuenca. Sin embargo, en el sector este de la Faja, las fallas predominantemente buzaban hacia el sur.

Las estructuras dominantes en el área de Zuata son un grupo de fallas normales alineadas en dirección noreste a suroeste. Este grupo de fallas es interceptado por un segundo grupo de fallas más recientes alineadas de este a oeste.

Las fallas normales alineadas de noreste a sureste se caracterizan por tener sus bloques deprimidos hacia el noreste, y culminan con la falla de Altamira en el Graben de Espino. Esta depresión estructural ha tenido una larga historia de subsidencia y se encontraba activa durante el Jurásico como un surco continental.

El Graben de Espino puede ser interpretado como una estructura asociada a la separación del supercontinente Pangea, hace 250 millones de años; con la apertura del Atlántico Sur y el desarrollo de una cuenca sedimentaria de edad Mesozoico en Venezuela Oriental. En ese sentido, según Ríos (2002), los depósitos sedimentarios que se encuentran dentro de dicho Graben presentan una configuración asimétrica en sentido transversal, y a lo largo del rumbo se aprecia un alto estructural más antiguo que el margen pasivo y que controla significativamente el adelgazamiento local (erosión?) de la serie jurásica.

2.2 ESTRATIGRAFÍA

HEDBERG et al. (1947) publicaron la primera descripción de la Formación Oficina, la cual explicaba las características de la unidad desde un punto de vista sedimentológico. PROBST (1953) estudió la formación Oficina en el Area Mayor de Oficina con mapas de isópacos de las areniscas.

2.2.1 *Basamento*

La secuencia sedimentaria se inicia sobre un Basamento ígneos metamórfico de edad Pre-Cámbrico, perteneciente al Escudo de Guayana y contentivo de una gran diversidad de tipos litológicos, predominando las rocas de composición granítica.

2.2.2 *Paleozoico*

Sobre las rocas del cratón de Guayana comienza la sedimentación en el Paleozoico, evidenciado con el desarrollo de las formaciones Hato Viejo (areniscas) y Carrizal (argilitas), habiéndose podido establecer la edad de esta última como perteneciente al Cámbrico Inferior

2.2.3 *Mesozoico*

Después de un extenso período de erosión, la sedimentación se inicia en el Jurásico con una secuencia de capas rojas, asociada a eventos tectónicos de gran magnitud que produjeron coladas basálticas y fallamiento cortical profundo hacia el Noroeste de Zuata. Este proceso se conoce hoy en día a través del “Sistema de Fallas de Altamira”.

Tras este período convulsivo, la situación se normaliza y durante el Cretácico se depositan los clásticos del Grupo Temblador, constituido por las formaciones Canoa y Tigre, pertenecientes a ambientes continentales, la primera, y fluvio/marino la segunda. Además, se infiere que para el Mesozoico tardío se observa un margen pasivo del cratón suramericano.

2.2.4 *Cenozoico*

A finales del Cretáceo se inicia un nuevo período erosivo y comienza la conformación de la actual Cuenca Oriental de Venezuela, la cual se forma hacia finales del

Oligoceno con la sedimentación de la Formación Roblecito en la Subcuenca del Guárico y de la Formación Merecure en la Subcuenca de Maturín.

Durante el terciario, específicamente el Mioceno, se evidencia un período de estabilidad de la cuenca y permite el desarrollo del sistema fluvio-deltaico que hoy se conoce bajo el nombre de Formación Oficina. Dicha unidad se caracteriza en el área de Zuata por la presencia de una porción superior principalmente lutítica en contraste con una porción inferior predominantemente arenosa.

Luego de la sedimentación de Oficina, el ambiente se torna mas marino y se produce la sedimentación de la Formación Freitas, la cual representa la máxima transgresión marina en el área. Posteriormente y tras breves episodios erosivos entre cada una de ellas se depositan los clásticos gruesos de la formación Las Piedras y Mesa, indicando la retirada de los mares y el fin de la actividad depositacional de la Cuenca Oriental de Venezuela.

La figura 2.1 es una representación gráfica del modelo estratigráfico perteneciente al área Zuata que muestra la distribución en tiempo y espacio de las unidades estratigráficas descritas previamente.

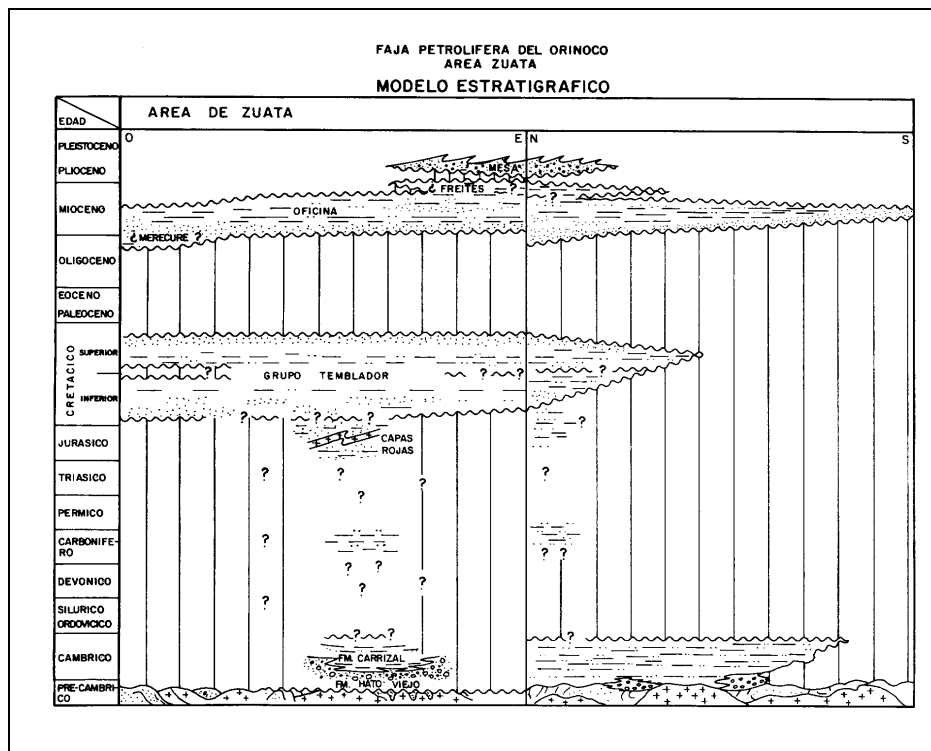


Figura 2.1

Modelo Estratigráfico del Área de Zuata.

(Reproducido de Maraven 1981)

2.3 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA

La Cuenca de Oriental de Venezuela es la segunda cuenca petrolífera más importante del país. Se encuentra limitada al norte por la Cordillera de La Costa, al sur por el río Orinoco, al este por la plataforma del Delta del mismo río y al oeste por el Lineamiento de El Baúl. Por razones mas bien prácticas que sedimentológicas, la Cuenca Oriental de Venezuela ha sido subdividida en dos subcuencas, la Subcuenca de Guarico al oeste y la Subcuenca de Maturín al este (figura 2.2). Dallmus (1938), utiliza como elemento de separación entre ambas cuencas, el llamado Arco de Urica (elemento puramente estructural), asociado al corrimiento de Anaco-San Joaquín-Santa Ana.



Figura 2.2

Cuencas petrolíferas de Venezuela. (Reproducido de WEC1997, Evaluación de Pozos)

2.3.1 Subcuenca de Guárico

Esta subdivisión comprende los campos del Estado Guárico y parte del norte del Estado Anzoátegui. El flanco norte de la Subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico (figura 2.3), el cual sobrecarga rocas cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo.

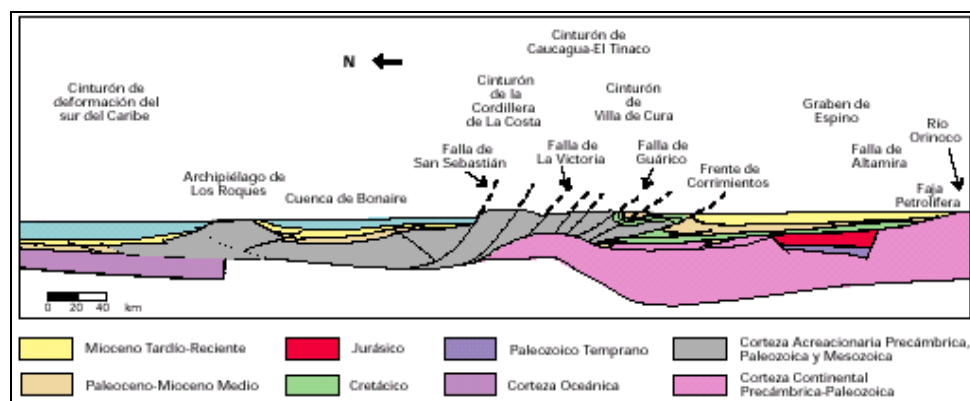


Figura 2.3

Corte geológico conceptual Norte-Sur desde el cinturón de deformación del Caribe en Curazao hasta el Río Orinoco. (Reproducido de WEC1997, Evaluación de Pozos)

En dirección sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas Jurasicas y Paleozoicas. A su vez, se tiene un acuñaamiento de las secuencias Cretácicas y terciarias en la misma dirección. Debe mencionarse que las principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimiento.

La roca madre principal Querecual incluida dentro de los grupos Guayuta y Temblador se supone sobrecorrida en estos momentos, por el Frente de Deformación del Norte de Guárico. La generación y expulsión está asociada al avance de las napas y lleva rápidamente a la ventana de gas debido a los grandes esfuerzos allí presentes (sobrecarga tectónica).

Este fenómeno es conocido desde el Eoceno Tardío, de ahí que la principal acumulación al sur del Frente de Montañas sea de gas y no de petróleo líquido. Sin embargo, se ha postulado una generación cercana a la edad de las fallas Mioceno Tardío en la región de Guárico Central, con características de materia orgánica de origen marino y distancia de migración cercana. Y es por esta razón que se identifica la importancia del Grupo Temblador como potencial roca madre.

Hacia el sur del Estado Guárico, las unidades Cretácicas y terciarias se acuña gradualmente, generando trampas estratigráficas y de sellos asfálticos en lo que se ha denominado la Faja Petrolífera del Orinoco, de yacimientos neógenos y cuya migración parece haber ocurrido no sólo de norte a sur, sino también desde el noreste al suroeste.

Los sellos lutíticos más importantes se encuentran dentro de las mismas unidades yacimiento, como Roblecito, Chaguaramas y Oficina; las trampas constituyen combinaciones de tipo estructural (fallas extensionales) y estratigráficas (canales arenosos).

El sistema petrolífero Querecual-Oficina tiene la roca madre representada por la Formación Querecual. Luego del final de su sedimentación en el Cretácico Tardío, fue soterrada y posteriormente involucrada en la tectónica del Caribe en los períodos ubicados entre el Eoceno y el Oligoceno. La sedimentación de la roca yacimiento

(Formaciones Oficina y Merecure) ocurre entre el Oligoceno Tardío y el Mioceno bajo ambientes fluviales.

La generación, migración y acumulación han ocurrido continuamente desde el inicio del Oligoceno, desde las zonas más profundas bajo el frente de corrimiento, hasta los acuíferos distales de la Cuenca Oriental hacia el sur.

En el caso específico de la Formación Oficina, los sistemas de fallas extensionales de edad Mioceno fueron las principales causas del entrapamiento, tanto en la Subcuenca de Guárico como en la de Maturín (flanco sur). Específicamente el sistema petrolífero Querecual-Oficina sólo se refiere al área de Oficina en la Subcuenca de Guárico (ubicada hacia el límite sur de los estados Guárico y Anzoátegui).

En el sistema petrolífero Oficina, se supone que la generación de hidrocarburos ocurre a partir de la roca madre Miocenas, dentro de las misma Formación Oficina (carbones, limolitas carbonosas). Sus propias arenas constituyen los yacimientos pudiendo haber escapado algo de petróleo hacia la Formación Merecure infrayacente con formación de trampas por fallamiento extensional de edad Mioceno Tardío.

La carga litostática de la roca madre puede atribuirse a espesas secuencias Pliocenas (molásicas), asociadas al levantamiento de la Serranía del Interior y la consecuente flexión litosférica que origina el fallamiento extensional.

2.4 GEOLOGÍA LOCAL

La geología del área de Zuata presenta características particulares en la toda la Faja Petrolífera del Orinoco, debido a que esta ubicada en un lugar de transición entre los sedimentos del borde de la Cuenca de Maturín con los del borde de la Cuenca de Guárico.

Las rocas del subsuelo del área de Zuata abarcan desde el Precámbrico hasta el Reciente, están afectadas por varias etapas de tectonismo que dieron lugar a estructuras que se consideran importantes desde el punto de vista de la prospección regional, pero son poco

significativas en el área de Zuata porque solo constituyen pequeñas trampas de hidrocarburos en el sector norte del área.

El acuíñamiento hacia el sur de las formaciones Paleozoicas, Mesozoicas y en especial las Cenozoicas es el mecanismo responsable del entrapamiento de los hidrocarburos en casi toda el área de la Faja Petrolífera del Orinoco (figura 2.3).

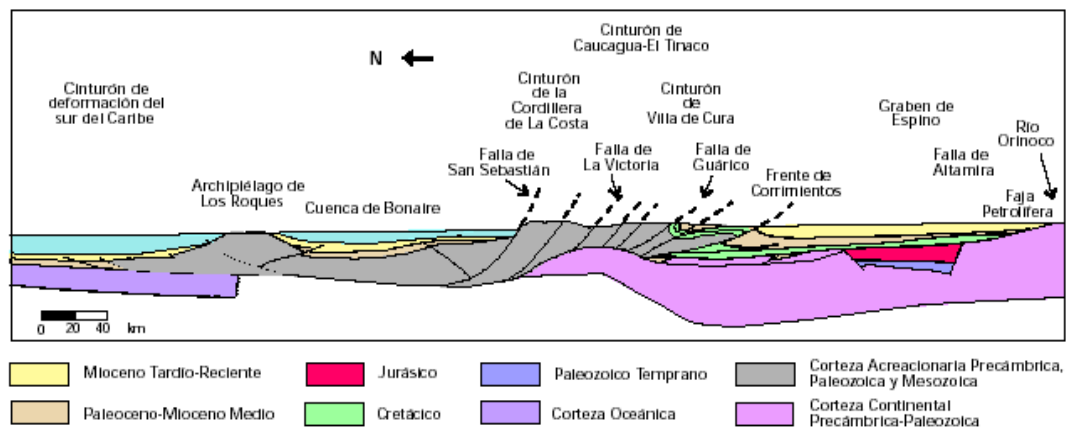


Figura 2.3
Corte Geológico conceptual desde el cinturón de deformación del
Caribe hasta el Río Orinoco.
(Reproducido de WEC1997, Evaluación de Pozos)

CAPÍTULO 3. Marco Teórico

3.1 ROCAS DE YACIMIENTOS

Todas las rocas que cubren la Tierra de acuerdo con la forma como ellas han sido formadas, se agrupan en tres clases principales: ígneas, metamórficas y sedimentarias, de estas, las rocas sedimentarias son la que presentan características de yacimiento y son las rocas de interés en la prospección petrolera.

Las mismas son originadas por mecanismos físicos y químicos a través de los procesos de meteorización, erosión, transporte, precipitación, sedimentación y litificación de sedimentos de rocas preexistentes.

También se pueden formar por medios orgánicos. Las rocas sedimentarias pueden ser clasificadas desde el punto de vista de la composición, sin embargo, la gran mayoría de los yacimientos de hidrocarburos se encuentra en rocas clasificadas como clásticas y carbonáticas.

3.1.1 Rocas Clásticas

Son formadas por fragmentos de rocas preexistentes y minerales que son depositados principalmente por acciones mecánicas desde su agente de transporte con poca o ninguna alteración química. Ejemplo: areniscas y lutitas. Y de estas solo las areniscas presentan condiciones de reservorio.

3.1.2 Rocas Carbonáticas

Son formadas por carbonatos de calcio y de magnesio precipitados de las aguas marinas, por procesos químicos y bioquímicos. Ejemplo: calizas y dolomitas. Estas rocas son de baja porosidad (3-4)% y solo son reservorio si están fracturadas.

3.2 PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS ROCAS

3.2.1 Resistividad de la formación

Es la resistencia que ofrece un material a dejar pasar corriente eléctrica a través de él. Dicha resistencia es directamente proporcional a la longitud del material e inversamente proporcional a su área, comúnmente, la unidad utilizada para la resistividad es el Ohm.m. La ecuación 3.2.1 expresa la resistividad de un material.

$$R = \frac{r \cdot L}{A} \text{ ec. 3.2.1}$$

La resistividad de la formación constituye una propiedad importante para indicar litología y contenido de fluido. La mayoría de los minerales constituyentes de las rocas al igual que los hidrocarburos, no son buenos conductores de electricidad, es decir, son resistivos.

En las rocas sedimentarias, la parte sólida está formada por minerales no conductores de electricidad, tales como el cuarzo, silicatos, carbonatos, etc. Estas rocas conducen la electricidad, solamente debido a la presencia de fluidos conductivos dentro de los espacios porosos interconectados, como es el agua de formación.

3.2.2 Resistividad del agua de formación

El medio poroso de un yacimiento puede contener agua, petróleo y gas, ya sea individualmente o cualquiera de los dos o los tres al mismo tiempo. La mayoría de las rocas de los yacimientos, sin embargo, contienen siempre cierta cantidad de agua de formación, aún cuando se aproximen a condiciones de ser mojadas por petróleo. El conocimiento sólido de la resistividad del agua de formación, es factor básico para la interpretación de los registros eléctricos.

El agua contenida en los poros de los estratos penetrados por la perforación, puede variar considerablemente de acuerdo a la localización geográfica, a la profundidad y a la edad geológica. Las aguas superficiales son por lo general dulces y de resistividad alta. A medida que se perfora a mayor profundidad, el agua que se encuentra en las formaciones se hace más salada.

Es importante recalcar que dicho fenómeno no ocurre de manera regular o uniforme. Son muchos los factores que pueden influir en la salinidad de los acuíferos profundos, uno de ellos es la salinidad del mar que estaba presente cuando fueron depositados los sedimentos; otro lo constituye la cercanía de las antiguas desembocaduras del río y sus aguas dulces. También puede ser debido a un aumento de concentración salina por percolación cuando los sedimentos eran aun jóvenes.

La resistividad de las aguas superficiales pueden exceder los 20 a 50 ohm.m a la temperatura ambiente, mientras que las aguas muy salinas de las perforaciones profundas pueden tener resistividades tan bajas como 0.04 ohm.m a 75 °F, lo cual corresponde a una solución de saturación completa.

La temperatura es otro factor que afecta la capacidad conductora del agua de formación, debido a que influye en la movilidad de los iones, a mayor temperatura, mayor es la movilidad de los iones, es decir, mayor capacidad conductora. Como la conductividad es el inverso de la resistividad, se puede decir que la resistividad de un fluido es inversamente proporcional a la temperatura. La ecuación 3.2.1 expresa matemáticamente la variación de la Resistividad (R1) de un fluido a una temperatura (T1) a una Resistividad (R2) para el mismo fluido a una temperatura (T2).

$$\frac{R1}{R2} = \frac{T1}{T2} \text{ ec. 3.2.1}$$

Actualmente se recomienda usar la relación de Arps donde la ecuación 3.2.1 es expresada de la siguiente manera:

$$\frac{R1}{R2} = \frac{T1 + X}{T2 - X} \text{ ec. 3.2.2}$$

X= constante=6.77 (para temperatura en °F)

Existen varios medios para determinar la resistividad del agua de formación:

- Medición directa de la resistividad en una muestra representativa (núcleo).
- Análisis químico de la muestra en el laboratorio determinando la concentración iónica.
- Calculando la resistividad a partir de los registros (curva de SP, Método Rwa, etc).

3.2.3 Temperatura de la formación

Debido a que la resistividad de las soluciones acuosas es una función de la temperatura y con el fin de interpretar cuantitativamente los registros, es necesario saber la resistividad del agua de la formación y del lodo de perforación a la profundidad de la formación de interés; de esta manera, es necesario determinar la temperatura de un pozo a cualquier profundidad.

La temperatura de las formaciones es función de la profundidad a la cual se encuentra un determinado estrato y del gradiente geotérmico (la proporción en que aumenta la temperatura de acuerdo a la profundidad) del área considerada. En un pozo con petróleo, la temperatura del fondo se obtiene colocando un termómetro de máxima lectura junto con el dispositivo de registro y se anota la temperatura una vez sacado el dispositivo del pozo.

Suponiendo que la temperatura entre la superficie y la profundidad máxima cambia linealmente, es decir, que el gradiente geotérmico es lineal, la temperatura en cualquier punto del pozo puede ser determinada partiendo de estas dos lecturas. La fig. 3.1 muestra la relación temperatura-profundidad de varios gradientes geotérmicos representados por el

conjunto de rectas que pasan por el punto común de cero profundidad y temperatura media de superficie.

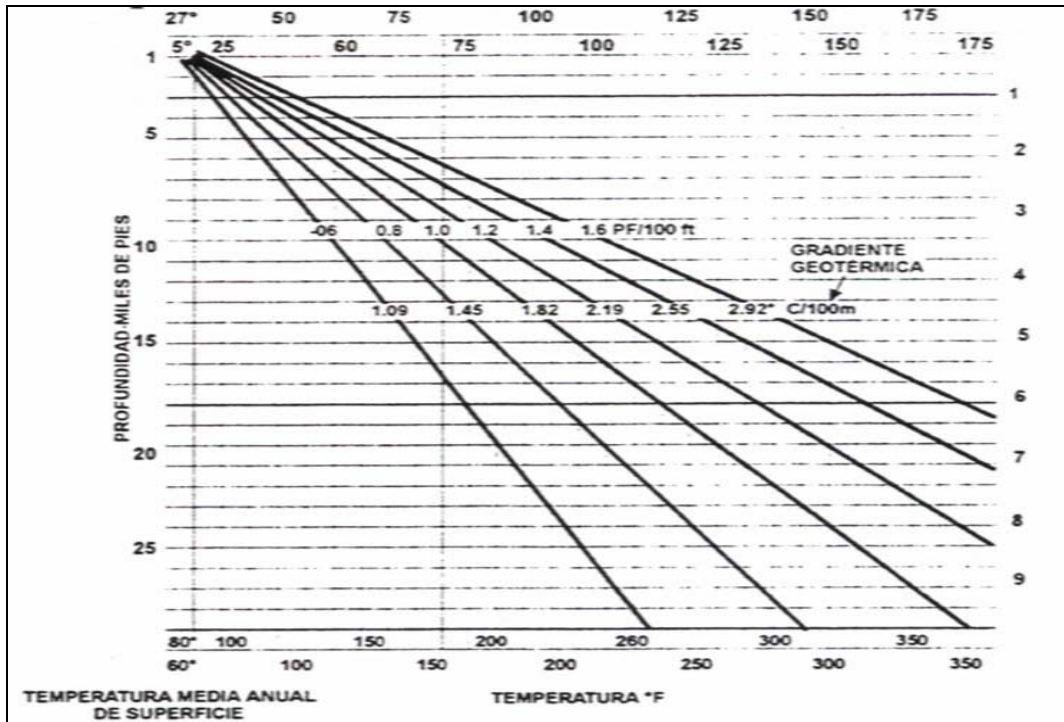


Figura 3.1

Temperatura (°F) contra Profundidad (miles de Pies)(Reproducido de “Log Interpretation Charts” de Schlumberger,1972)

Esta gráfica se utiliza para determinar la temperatura de la formación a cualquier profundidad, primero hay que determinar la temperatura media de la superficie, para establecer la escala horizontal apropiada (en Venezuela se usa la temperatura promedio de 80°F), luego es necesario encontrar la intersección que corresponda a la temperatura y profundidad del fondo de la perforación. Desde este punto, se traza una recta hasta el punto correspondiente a la profundidad y temperatura de la superficie, esta recta constituye el gradiente geotérmico de este pozo.

En este orden de ideas, la temperatura de una formación de interés puede ser determinada usando la siguiente ecuación:

$$T_f = T_s + P_f \frac{T_m - T_s}{P_m} \text{ ec. 3.2.3}$$

Donde:

T_f = Temperatura de la formación de interés.

T_s = Temperatura media de la superficie.

T_m = Temperatura máxima del fondo.

P_m = Profundidad máxima.

P_f = Profundidad de la formación de interés.

3.2.4 Porosidad

Es el volumen de huecos por unidad de volumen de la formación. Es decir, la fracción del volumen total de una muestra que está ocupada por poros o espacios vacíos. El símbolo de la porosidad es ϕ .

Una sustancia densa y uniforme, como lo es un pedazo de vidrio, tiene porosidad cero. Por el contrario, una esponja tiene una porosidad muy alta. La porosidad de las formaciones del subsuelo puede variar considerablemente. Los carbonatos densos (calizas y dolomitas) y las evaporitas (sales, anhidritas y yeso), pueden tener porosidades cercanas a cero, para todos los efectos prácticos. Por su parte, las areniscas bien consolidadas pueden tener de 10% a 15% de porosidad, mientras que las no consolidadas pueden tener un 30% o más de porosidad.

Las lutitas o arcillas pueden tener una porosidad mayor a 40% llenas de agua, pero estos poros son considerados individualmente, por lo general estos poros son tan pequeños, que la roca es impermeable al flujo de los fluidos.

La porosidad depende principalmente de los siguientes factores:

- El empaque geométrico, en condición ideal, el empaque de los granos esféricos que son todos del mismo tamaño, dan como resultado las siguientes porosidades máximas de acuerdo a los distintos empaques geométricos:

Cúbico 47%

Rómbico 39.5%

Hexagonal 25.9%

- El escogimiento, el empaque de granos esféricos de diferentes tamaños (mal escogimiento) reduce la porosidad.
- La cementación, la acción de cristalización secundaria de cualquier mineral (cuarzo, calcita, dolomita, etc), reduce la porosidad.
- La angularidad y grados de redondez tienen influencia en la porosidad, los granos con mayor grado de redondez permiten una mayor porosidad y viceversa.
- La granulación (el proceso por el cual los granos de los minerales se rompen por presión de sobrecarga), por lo general, aumenta la porosidad. Sin embargo, la superficie expuesta también se incrementa, lo que conduce a una reducción de la permeabilidad.
- La solución de minerales a través de aguas circulantes aumenta la porosidad. En los sedimentos clásticos esto no tiene mucha importancia; sin embargo, constituye un factor significativo para el desarrollo de la porosidad en las rocas carbonáticas.

3.2.5 SATURACION DE AGUA

La fracción del espacio poroso ocupado por el agua se denomina “saturación de agua” (S_w), la fracción restante, contentiva de petróleo o gas se denomina “saturación de hidrocarburo” (S_h). Como uno es complemento del otro entonces $S_h = 1 - S_w$. El supuesto general es que inicialmente el yacimiento estuvo lleno de agua y que a lo largo del tiempo geológico, el petróleo o el gas formados en otro lugar, migraron hacia la formación porosa, desplazando el agua de los espacios porosos de mayor tamaño. Sin embargo, los hidrocarburos que migran nunca desplazan toda el agua intersticial.

En efecto, hay una saturación de agua (S_w), representada por el agua retenida por la tensión superficial sobre la superficie de los granos, en el contacto entre los granos y en los intersticios más pequeños. Su valor varía entre 0.05 (5%) en las formaciones de granos muy gruesos, hasta 0.4 (40%) o más, en las formaciones de granos muy finos con alta superficie específica. El agua irreducible no fluiría cuando la formación se somete al proceso de producción.

Cuando el petróleo y el gas (que no son buenos conductores de electricidad) están presentes en una roca porosa, conjuntamente con una cierta cantidad de agua salina de formación, su resistividad verdadera (R_t) es mayor que (R_o) (la resistividad de esa misma formación, si estuviera saturada 100% con agua), debido a que hay menor volumen de agua, disponible para el paso de la corriente eléctrica.

La resistividad de una roca parcialmente saturada de agua (R_t) depende no solo del valor de S_w , sino también de su distribución en el interior del espacio poroso. La distribución de las dos fases (agua e hidrocarburo) dentro de la roca, depende de la humectabilidad de la misma, de la dirección en que fue establecida (drenaje o imbibición) y del tipo de porosidad (ya sea intergranular, cavernosa o ambas).

3.2.6 Permeabilidad

Es la medida de la facilidad con que los fluidos se desplazan a través de una roca. La permeabilidad es una propiedad dinámica para una muestra dada de roca y para un fluido homogéneo, siempre que el fluido no interactúe con la roca misma. La unidad de permeabilidad es el “darcy”, la cual es bastante grande. Por ello se emplea la milésima parte, o sea, el milidarcy (md). El símbolo de la permeabilidad utilizado es K.

Para que sea permeable, la roca debe poseer poros interconectados o fracturas, por lo tanto, hay una relación de tipo general entre la porosidad y la permeabilidad. Una mayor permeabilidad generalmente corresponde con una mayor porosidad, aunque esto no siempre constituye una regla absoluta. Las lutitas y algunas arenas tienen una alta porosidad, pero los granos son tan pequeños que los conductos aprovechables para el movimiento del fluidos son muy restringidos y tortuosos. Por tal motivo, la permeabilidad puede ser muy baja en tales casos. Otras formaciones con litologías tales como calizas, pueden estar compuestas de roca dura ininterrumpida por fisuras muy pequeñas o por fracturas de gran extensión. La porosidad de estas formaciones puede ser baja, pero la permeabilidad de una fractura puede ser muy grande. En consecuencia, las calizas fracturadas presentan una porosidad baja conjuntamente con una permeabilidad extremadamente alta.

El volumen total del espacio poroso interconectado se llama “porosidad efectiva”. En las rocas clásticas, ésta generalmente, es igual a la porosidad total o absoluta. Es obvio, que si los poros de una roca no estuvieran interconectados, no existiría permeabilidad alguna. La siguiente es la ecuación de Darcy (3.2.7) que expresa la tasa del flujo a través de un medio poroso y permeable con unidades prácticas:

$$Q = 1.127 A \left(\frac{K}{\mu} \right) \left(\frac{\Delta P}{L} \right) \text{ ec. 3.2.7}$$

Donde:

K = Darcy

Q = Tasa de flujo (bbl por día)

ΔP = Diferencial de Presión (psi)

L = Distancia recorrida por el fluido (pies)

A = Area transversal (pies²)

μ = Viscosidad (centipoise)

3.2.7 Saturación de Agua Irreducible

En una formación productora de petróleo, las cantidades relativas de petróleo y agua que se producen a un determinado nivel y a un determinado momento, dependen de la saturación irreducible de agua y de las permeabilidades relativas a una condición dada de saturación. En la medida en que se produce petróleo y aumenta la saturación de agua, el yacimiento alcanza un momento en el cual el agua fluye junto con el petróleo y comienza a producir junto con este mismo; al seguir la producción a ese nivel, aumentara la producción de agua.

3.3 ECUACIÓN DE ARCHIE

En el año 1941 Archie define el factor de resistividad de formación F , el mismo es la relación entre la resistividad de una roca saturada 100% de agua, R_o y la resistividad del agua que la satura, R_w ec. (3.3.1).

$$F = \frac{R_o}{R_w} \text{ ec. 3.3.1}$$

De igual manera se puede relacionar F con la porosidad mediante la expresión

$$F = \frac{a}{\Phi^m} \text{ ec. 3.3.2}$$

Donde “ a ” es una constante que no tiene un claro significado fisico, aunque ha sido relacionada con la forma del grano y la tortuosidad, y “ m ” se define como el factor de

cementación. Combinando estas dos relaciones (3.3.1 y 3.3.2) se tiene la ecuación de Archie para la determinación de la saturación de agua:

$$S_w = \frac{Ro}{Rt} = \frac{(FRw)}{Rt} = \frac{aRw}{\Phi^m Rt} \text{ ec 3.3.3}$$

3.4 VOLUMEN DE ARCILLA

Para realizar una buena evaluación petrofísica se debe conocer el valor del volumen de arcilla contenido en las arenas.

En la práctica, este valor se calcula a partir de las lecturas de los perfiles, bien sea de manera individual, usando el registro de rayos gamma, el registro potencial espontáneo (SP) y el registro de resistividad o combinando dos curvas, Densidad-Neutrón, Densidad-Sónico y Sónico Neutrón. A continuación se presenta un grupo de ecuaciones que permite el cálculo del volumen de arcilla dada la información proveniente de las diferentes herramientas.

Para el registro de Rayos Gamma:
$$V_{sh} = \frac{(GR - GR_{\min})}{(GR_{\max} - GR_{\min})} \quad 3.4.1$$

Donde:

GR: Lectura del registro de rayos gamma.

GR_{min}: Lectura mínima del registro de rayos gamma.

GR_{max}: Lectura máxima del registro de rayos gamma.

V_{sh}: Volumen de Arcilla

El volumen de arcilla esta relacionado con el índice de arcilla de la siguiente manera:

$$I_{sh} = \frac{(\gamma_{\log} - \gamma_c)}{(\gamma_{sh} - \gamma_c)} \text{ ec. 3.4.2}$$

donde:

$\gamma_{\log}$ = respuesta de los rayos gamma en la zona de interés.

γ_c = respuesta promedio de los rayos gamma en la zona mas limpia de la formación.

γ_{sh} = respuesta promedio de los rayos gamma en las lutitas.

Es habitual asumir que $V_{sh} = I_{sh}$ (ec.3.4.3) Sin embargo, esta premisa tiende a exagerar el volumen arcilla.

Para el registro de SP (Potencial Espontáneo):

$$V_{sh} = \frac{(SSP - SP)}{SSP} = 1 - \left(\frac{SP}{SSP}\right) \text{ ec. 3.4.4}$$

Donde:

SSP: SP estático

SP: Lectura del registro de potencial espontáneo.

$$\text{Para el registro de Resistividad: } V_{sh} = \frac{(1/R_{sh} - 1/R_t)}{(1/R_{sh} - 1/R_{sand})} \text{ ec. 3.4.5}$$

Donde:

R_{sh} : Lectura de resistividad en la lutita

R_t : Lectura de la resistividad verdadera.

R_{sand} : Lectura de resistividad en la arena.

$$\text{Densidad-Neutrón: } V_{sh} = \frac{(\Phi_N - \Phi_D)}{(\Phi_{Nsh} - \Phi_{Dsh})} \text{ ec. 3.4.6}$$

Donde:

Φ_D : Valor leído de porosidad, dado por el perfil densidad.

Φ_N : Valor leído de porosidad, dado por el perfil neutrón.

Φ_{Dsh} : Valor leído de porosidad en la lutita, dado por el perfil densidad.

Φ_{Nsh} : Valor leído de porosidad en la arena, dado por el perfil densidad.

$$\text{Densidad-Sónico: } V_{sh} = \frac{(\Phi_s - \Phi_D)}{(\Phi_{ssh} - \Phi_{Dsh})} \text{ ec. 3.4.7}$$

Donde:

$$\text{Sónico-Neutrón: } V_{sh} = \frac{(\Phi_s - \Phi_n)}{(\Phi_{ssh} - \Phi_{Nsh})} \text{ ec. 3.4.8}$$

Donde:

Φ_s : Valor leído de porosidad, dado por el perfil sónico.

Φ_{ssh} : Valor leído de porosidad en la lutita, dado por el perfil sónico.

Existen algunas relaciones empíricas que fueron desarrolladas para diferentes edades geológicas. Las más notables fueron desarrolladas por Larionov, Stieber y Clavier. La figura 3.2 muestra dichas correlaciones, las cuales pueden ser expresadas analíticamente de la siguiente manera:

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7I_{sh}} - 1) \text{ Ecuación de Larionov para rocas terciarias. ec 3.4.9}$$

$$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{(3 - 2I_{sh})} \text{ Ecuación de Stieber. ec. 3.4.10}$$

$$V_{sh} = 1.7 - \sqrt{(3.38 - (I_{sh} + 0.7))^2} \text{ Ecuación de Clavier. ec. 3.4.11}$$

$$V_{sh} = 0.33(2^{2I_{sh}} - 1) \text{ Ecuación de Larionov para rocas antiguas. ec. 3.4.12}$$

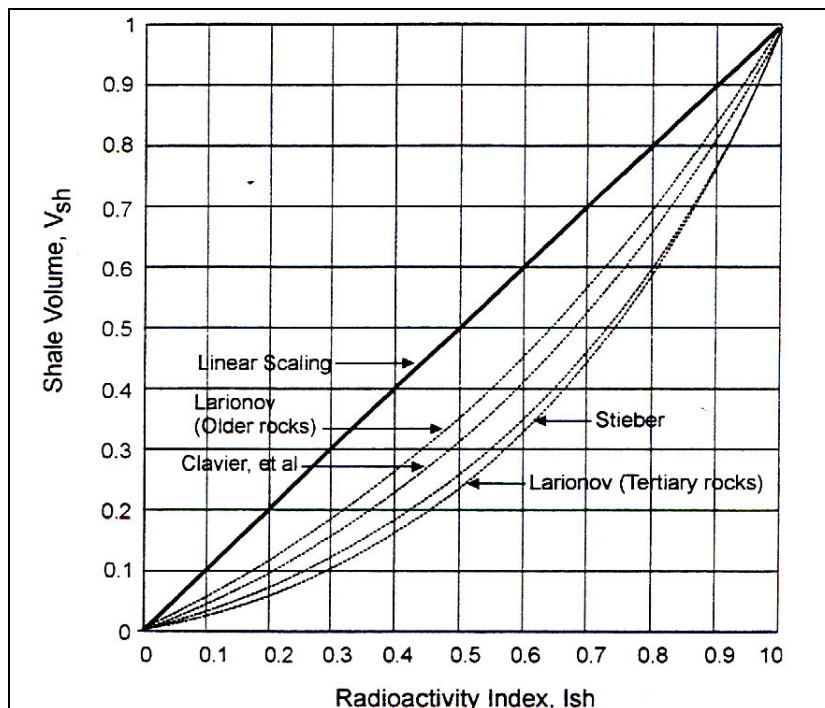


Figura 3.2

Índice de arcilla contra. Volumen de Arcilla. (Reproducido de “Log Interpretation Charts” de Schlumberger, 1972)

3.5 REGISTROS DE POZO

3.5.1 Registro de Potencial Espontáneo (“Spontaneous Potential”, SP)

Según BASSIOUNI (1994), los potenciales eléctricos naturales son observados en la superficie y el subsuelo de la Tierra. Estos potenciales, llamados usualmente potenciales espontáneos, han sido usados en exploración minera a través de los años. Ellos están asociados con el desgaste o alteración de cuerpos minerales por agentes atmosféricos, variaciones de las propiedades de las rocas en contactos geológicos, actividades bioeléctricas en materiales orgánicos, gradientes de presión y temperatura en fluidos del subsuelo u otros fenómenos.

Refiere el autor, que las primeras mediciones de resistividad en “Pechelbronn” – Francia permitieron generar la curva de “potencial espontáneo” (“spontaneous potential”, SP. Ver figura 3.3), la cual representa el voltaje, en milivoltios, que habría sido medido entre un electrodo colocado dentro del hoyo y un electrodo colocado en la superficie del terreno, como se muestra en la figura 3.4.

Ese voltaje se conoce como potencial espontáneo porque se origina sin una fuente artificial de corriente, por el contacto entre el fluido de perforación y la formación.

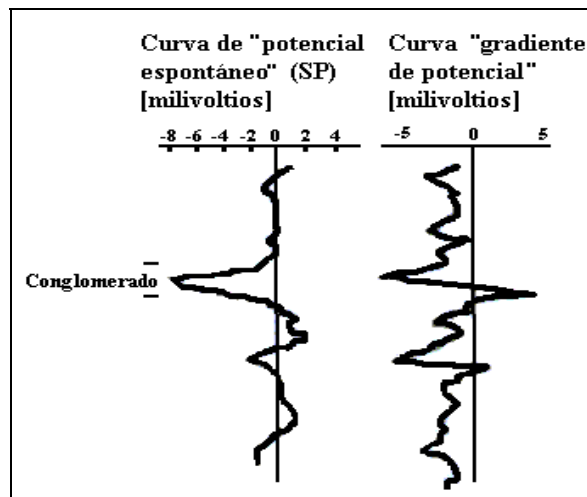


Figura 3.3

Respuesta de potencial espontáneo de una capa de conglomerados,
(modificado de BASSIOUNI (1994))

La forma de la curva “SP” permitió identificar en la compleja litología de “Pechelbronn”, una capa de conglomerados distinta de las formaciones que la rodeaban. Esto trajo como consecuencia la grabación simultánea de la curva “SP” y los registros de resistividad.

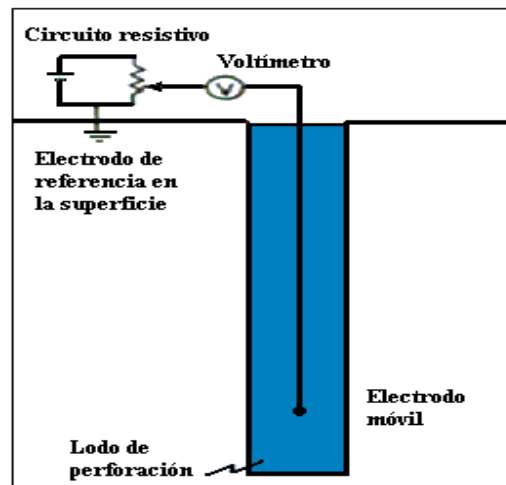


Figura 3.4

Esquema de un circuito usado para medir Potencial Espontáneo,
(modificado de BASSIOUNI (1994))

Los principales componentes en la herramienta “SP” son: un electrodo móvil en el hoyo, un electrodo de superficie, un voltímetro, un circuito compuesto de baterías y una resistencia variable. El voltaje absoluto medido puede ser de los cientos de milivoltios, el cual tiene dos componentes: una componente principal o mayoritaria, que refleja el potencial natural asociado con la estructura geológica predominante alrededor del hoyo, y una componente secundaria o minoritaria, que refleja los cambios geológicos en la vecindad más cercana al hoyo.

La figura 3.5, es un esquema de una curva “SP” corrida en una formación integrada por una secuencia de arenas y lutitas, la correlación del registro con los datos estratigráficos indica que la respuesta de la herramienta para formaciones arcillosas define una línea recta a la que se le ha dado el nombre de “línea base de lutita”.

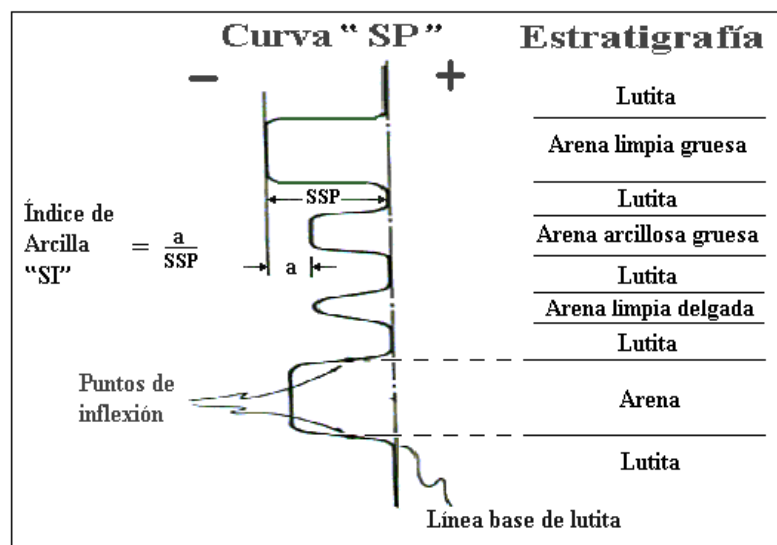


Figura 3.5

Esquema de una curva de potencial espontáneo (SP), corrida en una formación integrada por una secuencia de arenas y lutitas, (modificado de BASSIOUNI (1994))

Como se observa en la figura, el registro "SP" se puede usar para distinguir capas de lutitas impermeables y capas de arenas porosas y permeables, estas últimas se marcan por deflexiones negativas de la curva en varias decenas de milivoltios, mientras que los puntos de inflexión que se observan sobre la curva, corresponden a contactos entre capas adyacentes de diferentes litologías. Gracias a estas características, el registro de potencial espontáneo también se puede usar para correlacionar pozos durante estudios sedimentológicos o en cualquier actividad donde se requiera.

El volumen de arcilla presente en una arena es el que le da el calificativo de "arcillosas" a las mismas, estas serán todas aquellas que presenten un volumen mayor al 5% ($V_{sh} > 0,05$), y podrá ser calculado a partir del "índice de arcilla" ("shale index", SI).

El registro de potencial espontáneo permite el cálculo del "SI" mediante la ecuación,

$$SI = \frac{SP - SP_{cleansand}}{SP_{shalesand} - SP_{cleansand}} = \frac{Q}{SSP} \quad \text{ec 3.5.1}$$

donde “SP” es el valor del registro de potencial espontáneo al nivel donde se desea calcular el índice de arcilla, “SP_{clean sand}” es el valor del registro para la arena más limpia de la formación y “SP_{shale sand}” es el valor del registro que corresponde a la línea base de lutita.

Una vez obtenido el índice de arcilla, se puede usar el “modelo lineal” para el cálculo del volumen de arcilla, donde se asume que $V_{sh} = SI$, pero BASSIOUNI (1994), explica que factores como los cambios de contraste entre “Rw” y “Rmf” y el contenido de hidrocarburos en la formación entre otros, reduce la lectura del registro “SP”, lo cual hace que este modelo tienda a exagerar el valor real del volumen de arcilla, sin embargo tolera su uso cuando el registro “SP” presenta buena calidad y se encuentran ausentes otros indicadores de arcilla, como el registro de rayos gamma.

En la figura 3.5 se encuentra representada gráficamente la ecuación 3.5.1. Según SCHLUMBERGER (1970), La arena más limpia de la formación definirá el valor del potencial espontáneo estático (“Static Spontaneous Potential”, SSP), mostrado como el denominador de la ecuación.

3.5.2 CÁLCULO DE Rw A PARTIR DEL REGISTRO SP

El valor SP estático (SSP) se define como:

$$SSP = -K \log\left(\frac{R_{mfe}}{R_{we}}\right) \quad \text{ec. 3.5.2.1}$$

$$K = 61 + 0.133 * T_f \quad \text{ec. 3.5.2.2}$$

Entonces, conociendo el valor de SP estático (SSP), la temperatura de formación y R_{mfe} , el valor de R_w se puede calcular a partir de dicha ecuación.

SSP: este valor se puede determinar a partir de la curva de SP, siempre que haya una capa acuífera gruesa y limpia. Se dibuja una línea a través de la lectura máxima (negativa) frente a la capa gruesa permeable, luego se dibuja una línea (base de las lutitas) frente a las capas de lutitas adyacentes. La diferencia en milivoltios entre estas líneas es el SSP. (ver figura 3.6)

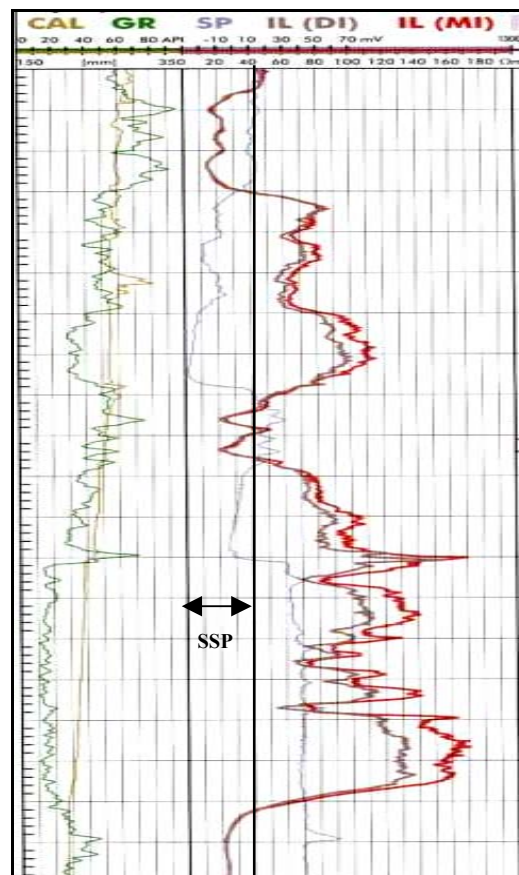


Figura 3.6

Ejemplo para el cálculo de SSP

R_{mfe} : es la resistividad equivalente del filtrado de lodo y se determina según el tipo de lodo. Si R_{mf} a 75°F es mayor a 0.1 ohm.m , entonces se tiene que:

$$R_{mfe} = 0.85 * R_{mf} \text{ ec. 3.5.2.3}$$

$$R_{mfe} @ T_f = R_{mfe} \frac{T_1 + 6.77}{T_f + 6.77} \text{ ec. 3.5.2.4}$$

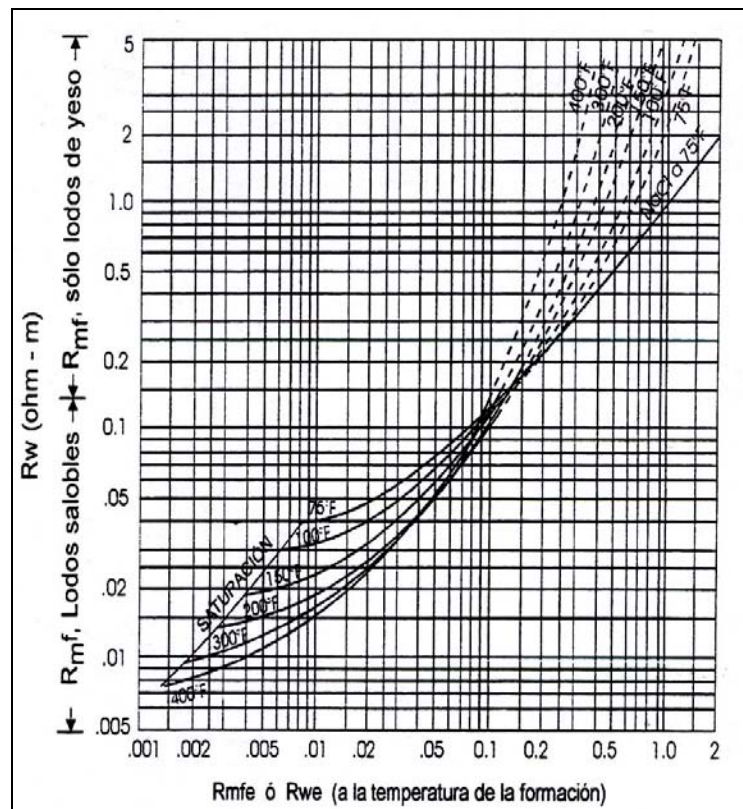


Figura 3.7

Relación entre (Rmfe o Rwe) y R_w .

(Reproducido de “Log Interpretation Charts” de Schlumberger, 1972)

3.5.3 REGISTRO DE RAYOS GAMMA (GR)

El registro de rayos gamma es una medida continua de la intensidad de radiación gamma de las formaciones penetradas por la perforación. Todas las rocas tienen algo de

radioactividad. La fuente más abundante de radioactividad natural es el isótopo radioactivo de Potasio K^{40} y los elementos radioactivos del Uranio y el Torio.

En formaciones sedimentarias, los elementos radioactivos tienden a concentrarse en minerales de arcilla, los cuales son encontrados en las lutitas. La tabla 3.1 muestra el promedio de actividad de los rayos gamma en rocas sedimentarias. Y la figura 3.8 muestra el grado relativo de radioactividad de las rocas sedimentarias más comunes.

Litología Tipo	Promedio de Radioactividad en radio equivalente por gramo $\cdot 10^{-12}$
Lutitas	20.3
Lutitas calcareas	10.3
Granito Lavado	6.9
Arenas	4.1

Tabla 3.1

Promedio de actividad de rayos gamma para diferentes litologías.

Modificado de “Theory Measurement and Interpretation of Well Logs” por Zaki Bassiouni (1994).

La radioactividad natural es una función de el tipo de formación, su edad, y del modo de depositación. En general, las areniscas, calizas, y dolomitas tienen bajo contenido de radioactividad. Por su parte, las lutitas negras y marinas exhiben los más altos niveles de radioactividad.

En este sentido debe destacarse que la radioactividad esta relacionada con la litología pero no de manera rigurosa. Uno de los usos de medir el grado de radioactividad es diferenciar formaciones arcillosas y no arcillosas y también para calcular el contenido de arcilla en las primeras.

En otro orden de ideas, un alto nivel de radioactividad no esta siempre asociado con la presencia de minerales de arcilla. Tales casos incluyen las sales potásicas, las cuales tienen alto contenido de Potasio y las areniscas, que contienen sales de Uranio y Torio.

Y es por la razón anteriormente expuesta que el uso de la radioactividad natural para diferenciar litología, requiere buen conocimiento de la litología local.

3.6 PERFIL DE DENSIDAD

Este perfil es usado principalmente para determinar la porosidad de la formación, sin embargo, conjuntamente con otros perfiles se emplea también para evaluar formaciones de litología compleja, evaluación de formaciones arcillosas, identificación de minerales y para detección de gas en los yacimientos, solo si se usa en conjunto con el perfil de neutrón.

Este Perfil de Densidad Compensada tiene una fuente y dos detectores de rayos gamma, los cuales están montados en una almohadilla de alrededor de 3 pies de largo, forzada a la pared del pozo mediante un brazo de soporte.

Los rayos gamma que la fuente emite de manera continua (típicamente 0.66 meV de energía), penetran en la formación. Allí experimentan múltiples colisiones con los electrones, por lo cual pierden energía y se dispersan en todas las direcciones, este mecanismo se conoce como dispersión de Compton. Los detectores del dispositivo captan estos rayos gamma de baja energía y por cada uno de estos rayos que choca con ellos, generan una pulsación eléctrica que se envía a la superficie. Como la dispersión de Compton depende solo de la densidad de los electrones en la formación (número de electrones por centímetro cúbico de formación), la cual se relaciona estrechamente con la densidad total de la formación. Esta última puede ser determinada a partir de las pulsaciones enviadas por los detectores, ésta es la base de la medición estándar del Perfil de Densidad Compensada.

3.6.1 Porosidad del perfil de densidad

En una formación limpia, cuya matriz tenga una densidad conocida ρ_{ma} y una porosidad Φ saturada de un fluido de densidad promedio ρ_f , la densidad total ρ_b será:

$$\rho_b = \Phi\rho_f + (1 - \Phi)\rho_{ma} \text{ ec. 3.3.1.2.1}$$

3.6.2 Efecto de los hidrocarburos

Si en la zona investigada existe hidrocarburo residual, como petróleo liviano o gas, su presencia puede afectar las lecturas del perfil.

3.6.3 Efecto de las arcillas

La interpretación puede verse afectada por la presencia de lutitas o arcillas en la formación. A pesar de que las propiedades de la lutita varía según la formación y el lugar, las densidades típicas de la capas de lutitas e intercalaciones laminares de lutita, fluctúan entre 2.2 y algo mayor que 2.65 g/cm³.

3.7 PERFIL NEUTRÓNICO COMPENSADO

Este perfil puede usarse tanto en pozo desnudo como entubado y con cualquier fluido dentro del pozo. La primera generación de este dispositivo era de un solo detector, empleaban tanto detectores de captura de rayos gamma como de neutrónicos termale, o una combinación de ambos.

Estos dispositivos eran muy sensibles a los parámetros del pozo, motivo por el cual la determinación de la porosidad a partir de el estaba sujeta a considerables errores. Actualmente, los de uso estándar, utiliza dos detectores neutrónicos que pueden ser termale o epitermale. La ultima generación de este tipo de perfil es la combinación de los dos sistemas, termale y epitermale.

El neutron es una de las partículas elementales del átomo. Es eléctricamente neutra y su masa es igual a la del átomo del hidrógeno. Cuando se emplea para registros de pozos, los neutrones son emitidos por una fuente radioactiva especial a velocidades relativamente altas. Al desplazarse de la fuente emisora hacia la formación, chocan con otros núcleos atómicos. Cada colisión produce una perdida de energía o una disminución de velocidad hasta llegar a la velocidad termal, donde es absorbido por el núcleo de átomos tales como cloro, sílice, hidrógeno, etc. Esta absorción da origen a la emisión de un rayo gamma de alta energía, el cual se llama rayo gamma de captura.

El sistema de registro neutrónico comprende una fuente de neutrones rápidos y dos detectores. Los detectores están ubicados a una distancia de la fuente que permite que el número de neutrones lentos contados por los detectores sea inversamente proporcional a la concentración de hidrógenos en la vecindad del pozo. Puesto que la presencia del hidrógeno se debe casi enteramente a los fluidos de la formación, y el volumen de los fluidos es el volumen poroso.

La porosidad se puede calcular por las medidas tomadas por esta herramienta de la siguiente manera:

$$\Phi_{Neutron} = \Phi_{NeutronMatriz} + (\Phi_{NeutronShale} - \Phi_{NeutronMatriz})V_{shale} + (1 - \Phi_{NeutronMatriz})\Phi_{efectiva} \quad ec.3.5.2$$

Donde:

$\Phi_{Neutron}$ = Porosidad dada por el perfil neutron

$\Phi_{Neutron Matriz}$ = Porosidad de la matriz

$\Phi_{Neutron Shale}$ = Porosidad medida en las lutitas

V_{shale} = Volumen de arcilla

Y la porosidad efectiva esta dada por la siguiente ecuación:

$$\Phi_{efectiva} = \frac{\rho_{matriz}(1 - V_{shale}) + \rho_{shale} \cdot V_{shale} - \rho}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \text{ ec 3.5.3}$$

Donde:

ρ_{matriz} =densidad de la matriz

ρ_{shale} = densidad de las lutitas

ρ_{fluido} = densidad del fluido

3.8 Modelo de “Simandoux”, para arenas arcillosas.

La ecuación 3.8.1 se conoce como el modelo de “Simandoux”, y permite calcular la saturación de agua en arenas arcillosas porque incluye el parámetro “Vsh”,

$$S_w = \left[\left(\frac{aRw}{\phi_e^m R_t} \right) + \left(\frac{aRwVsh}{2\phi_e^m Rsh} \right)^2 \right]^{1/n} - \left[\frac{aRwVsh}{2\phi_e^m Rsh} \right] \text{ ec. 3.8.1}$$

la ecuación se determina al sustituir los coeficientes “ α ” y “ β ”, obtenidos experimentalmente del laboratorio de Simandoux, que se muestran en las ecuaciones 3.8.2 y 3.8.3, en la ecuación 3.8.4.

$$\alpha = \frac{Vsh}{Rsh} \text{ ec. 3.8.2}$$

“Rsh” es la resistividad de la lutita

$$\beta = \frac{1}{F} \text{ ec. 3.8.3}$$

$F = \frac{0.81}{\phi^2}$ es la ecuación de Humble para el factor de resistividad de la Formación

$$\frac{1}{R_t} = \alpha \cdot S_w + \frac{\beta \cdot S_w^2}{R_w} \quad \text{ec. 3.8.4}$$

Esta última ecuación es el modelo de resistividad para arenas arcillosas parcialmente saturadas con hidrocarburo referenciado por BASSIOUNI (1994).

3.9 Gráfico “Pickett”

PICKETT (1966) y (1973), introdujo el concepto del gráfico cruzado entre la porosidad y la resistividad dibujado con ejes en escala logarítmica después de manipular ecuaciones 3.3.1 y 3.3.3

$$\log R_t = -m \log \phi + \log R_w - n \log S_w \quad \text{ec. 3.9.1}$$

Explica BASSIOUNI (1994), que si se consideran zonas con “ R_w ” constante e igual litología (mismos valores de “ a ” y “ m ”), para las cuales se grafica “ R_t ” vs. “ ϕ ” en un papel log-log, se produce una familia de líneas paralelas como se muestra en la figura 3.8. Cada línea corresponde a un valor específico de “ S_w ”, donde la línea más inferior representa el más alto valor de saturación de agua, es decir, 100%. Esta línea es llamada tendencia del agua o tendencia “ R_o ” expresada por la forma particular de la ecuación 3.9.2 como,

$$\log \phi = -\frac{1}{m} \log R_o - \log R_w \quad \text{ec. 3.9.2}$$

la pendiente de esta recta es $-(1/m)$ mientras que su intercepción con la línea $\phi=1$ permite determinar el valor de resistividad “ R_w ”.

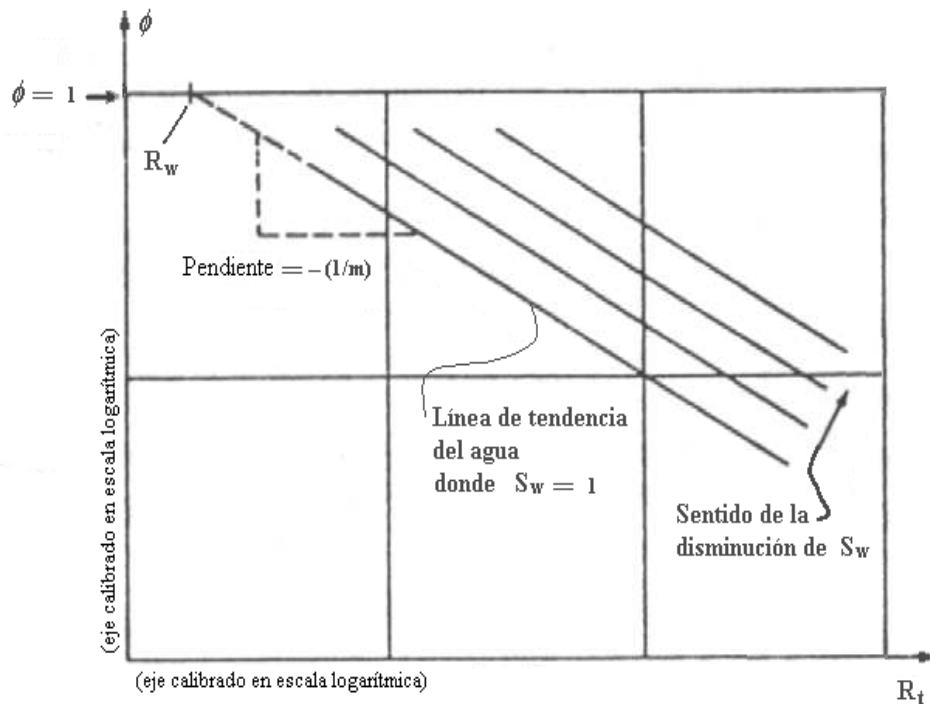


Figura 3.8

Gráfico “Pickett”, nótese que la escala de los ejes es logarítmica, modificado de BASSIOUNI (1994).

Si se considera un conjunto de datos, graficados en papel log-log como ya se indicó, se puede establecer la tendencia de la línea de agua usando los puntos más inferiores de la nube de puntos como se muestra en la figura 3.9. Luego se puede determinar la saturación de agua para cualquier punto del intervalo graficado, partiendo de valores “ R_o ” y “ R_t ” leídos directamente del gráfico.

Si se observa el punto 5 de la figura, se puede percibir que el procedimiento para determinar el valor de “ R_o ” para ese punto (R_{o5}), consiste en trazar una línea horizontal que se intercepte con la línea de tendencia de agua para luego proyectar esta intercepción sobre el eje horizontal, mientras que el valor de “ R_t ” para ese mismo punto (R_{t5}), se consigue mediante su proyección directa sobre el eje horizontal. Posteriormente con los valores (R_{o5}), (R_{t5}) y la ecuación 3.3.3, se puede calcular la saturación de agua para el punto 5.

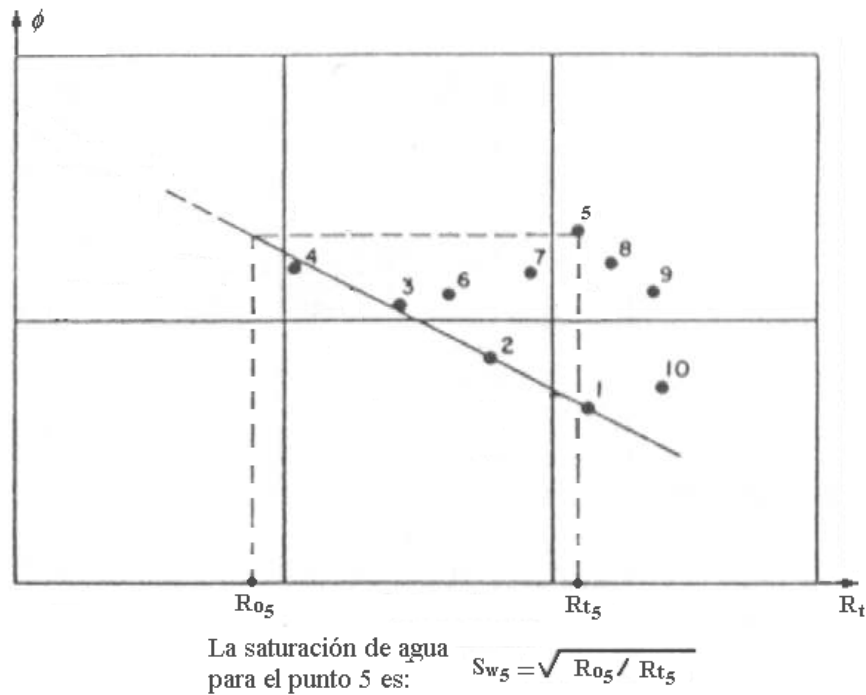


Figura 3.9

Procedimiento para determinar los valores de “Ro”y “Rt” que intervienen en el cálculo de la saturación de agua para el punto cinco. Este procedimiento es válido para cualquier punto del gráfico.

3.10 CÁLCULO DE PARÁMETROS DE CORTE

3.10.1 Saturación de Agua de Corte

Físicamente este valor representa el punto en el cual el pozo empieza a producir hidrocarburo dado un valor de Rt (resistividad) mínimo obtenido de la carpeta de producción del pozo en cuestión. De esta manera, se realiza un gráfico cruzado de saturación de Agua versus resistividad. El primer parámetro es calculado por la ecuación de saturación de agua del modelo que mejor se ajuste a la zona. El segundo parámetro es obtenido de la lectura de los perfiles que miden resistividad, tal como el ILD (inducción profunda), el cual mide la resistividad de la formación en la zona virgen o zona no invadida por el lodo de perforación.

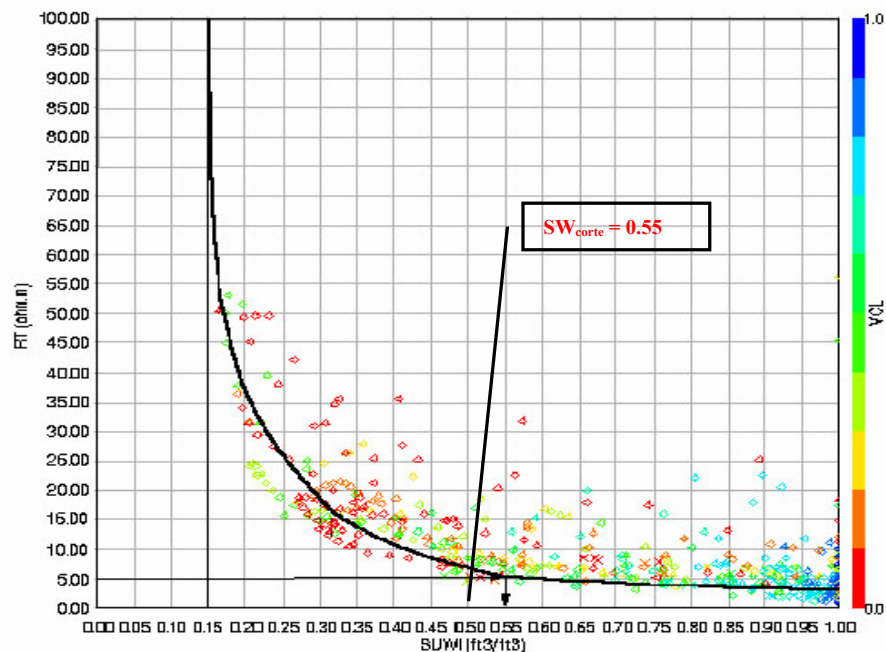


Figura 3.10 Saturación de Agua contra Resistividad
Ejemplo para el cálculo del valor de saturación de agua de corte

La tendencia de los puntos graficados define una curva de tipo forma potencial en la mayoría de los casos. El valor de Saturación de agua que resulta de interceptar el valor mínimo de resistividad con la curva de forma potencial es el valor de saturación de agua de corte

3.10.2 Volumen de Arcilla de Corte

Una vez que se obtiene el valor de saturación de agua de corte se realiza el grafico cruzado de saturación de agua contra volumen de arcilla. Este valor permite diferenciar las arenas de las arcillas en el yacimiento o posible intervalo productor.

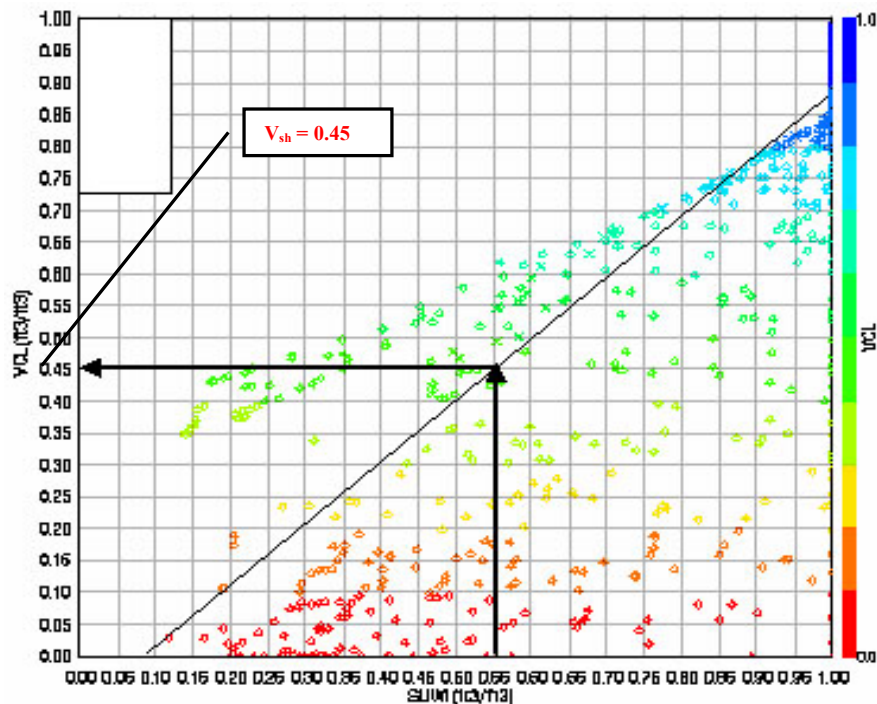


Figura 3.11 Saturación de Agua contra Volumen de Arcilla
Ejemplo para el cálculo del valor de arcilla de corte

Luego, se define la línea de mejor ajuste o tendencia dada por los puntos graficados y de este modo el valor de volumen de arcilla que se obtiene al interceptar el valor de saturación de agua de corte con la tendencia de los puntos es el valor de volumen de arcilla de corte.

3.10.3 Porosidad de Corte

Este valor se obtiene del grafico cruzado volumen de arcilla contra resistividad. Se grafica la línea o curva de tendencia dada por los puntos graficados y luego se intercepta con el valor del volumen de arcilla de corte calculado en el punto anterior. Ese valor será el valor de porosidad de corte. Estos parámetros de corte son imprescindibles para el cálculo de la arena neta total y arena neta petrolífera.

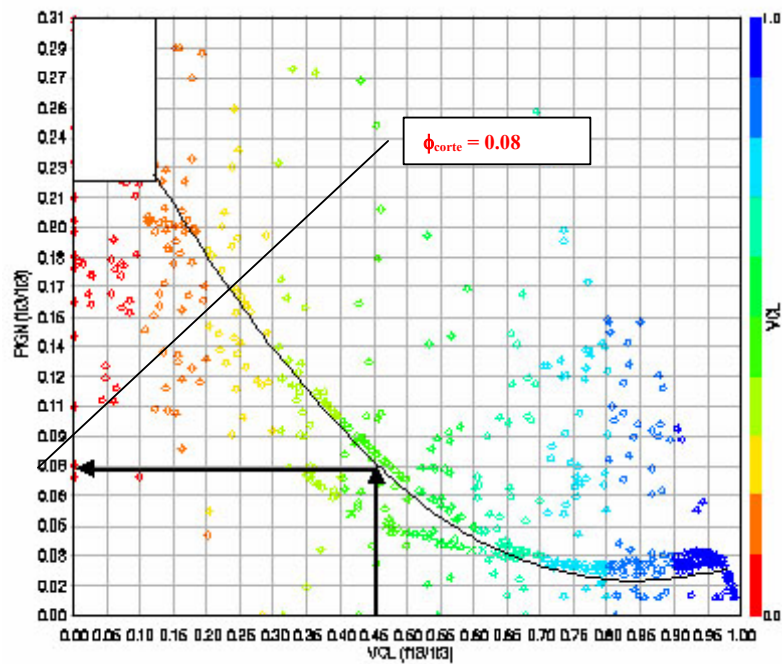


Figura 3.14 Volumen de Arcilla contra Porosidad
Ejemplo para el cálculo del valor de porosidad de corte

3.10.4 Arena neta total

Se define como arena neta total a la suma del espesor de los intervalos de interés que tengan un volumen de arcillosidad menor o igual al obtenido a partir del parámetro de corte.

3.10.5 Arena neta petrolífera

Se define como arena neta petrolífera a la fracción de arena neta total que contiene una saturación de agua menor al valor de corte y una porosidad mayor de valor de corte.

CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA

Como paso previo a la evaluación petrofísica del área, se debe realizar la carga de la información de pozos. Esto incluye desde las coordenadas geográficas de los mismos hasta los registros tomados por las herramientas en el pozo. En ese sentido, se presenta a continuación la información que ofrecen los encabezados de los registros pozos que fueron usados para la realización de este trabajo:

- Compañía de Servicio.
- Nombre y ubicación de pozo
- Intervalo de perforación.
- Profundidad total de perforación.
- Temperatura del fondo del pozo.
- Diámetro de la mecha.
- Resistividad del lodo de perforación a la temperatura de formación (R_m).
- Resistividad del lodo filtrado y su temperatura (R_{mf}).

La información digital de los registros de pozo fue grabada en el servidor SUN conectado en red a las estaciones de trabajo SUN UltraSparc 30. Dichos equipos están ubicados en el laboratorio de interpretación de datos del subsuelo de la Escuela de Geofísica en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela.

4.1 CARGA DE DATOS Y VALIDACIÓN

Para la carga y análisis de la información, se utilizó el programa Geoframe versión 3.8.1 y sus aplicaciones Petroview Plus, Basemap, ResSum y WellEdit (de la compañía Schlumberger); estos programas son una herramienta integral de análisis y visualización de datos usados en la prospección de hidrocarburos.

La información digitalizada concerniente a los registros de pozos fue entregada por PDVSA Exploración. Al disponer de dichos registros en la base de datos, se procedió a validarlos, proceso que involucra la comparación entre los registros originales grabados para PDVSA por la Compañía Schlumberger en el año 1981 y los registros cargados en la base de datos. De esta manera, se puede verificar que la digitalización de los mismo fue correcta.

Los registros considerados en este estudio son: registro de rayos gamma (GR), perfil de densidad (RHOB), perfil de neutrón (NPHI), doble inducción lateral o inducción profunda (ILD) y el registro de potencial espontáneo (SP) Estos últimos miden la resistividad en la zona no invadida por el lodo de perforación.

Cuando los datos son cargados en la plataforma Geoframe de Schlumberger no se reproducen fielmente el registro original, es necesario realizar correcciones a los datos antes de usarlos, para ello se utiliza la aplicación WellEdit de Geoframe, que permite desplegar, analizar y editar registros o datos de núcleos.

A continuación se muestra un resumen de los pasos a seguir al usar WellEdit:

- Ejecutar la aplicación WellEdit: se puede ejecutar la aplicación a través del Geoframe “Application Manager” o el Geoframe “Process Manager”.
- Seleccionar los pozos que va a usar: se pueden desplegar varios pozos en una misma sesión.
- Seleccionar la plantilla para cada pozo: esta plantilla es un archivo ASCII que describe como los datos son desplegados en WellEdit.
- Ajustar la presentación grafica de WellEdit y seleccionar los datos que van a ser desplegados.

- Guardar el despliegue gráfico como un archivo de plantilla: si se ha invertido mucho tiempo ajustando el aspecto gráfico de la ventana, se puede entonces salvar esa configuración para poder usarla de nuevo.
- Seleccionar los datos que quiere usar: cambiar el valor de las curvas manualmente, de manera grafica o interaccionar entre las curvas.
- Seleccionar las curvas a desplegar: seleccionar las curvas a desplegar y especificar los intervalos de trabajo de manera grafica o manualmente.
- Guardar las curvas editadas: puede guardar los cambios para visualizarlos mas adelante.
- Imprimir: se puede imprimir los resultados de la edición de las curvas.

4.2 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA

En 1980 Maraven (Filial de Petróleos de Venezuela), llevo acabo un estudio integrado del área de Zuata. En dicho estudio se realizo una evaluación petrofísica ayudados con datos de núcleos tomados de los pozos en la zona que penetran hasta las arenas basales de Oficina principalmente. Usando registros de potencial espontáneo y apoyados con columnas estratigráficas a lo largo de la zona, se dividieron las formaciones implicadas en el área en varios intervalos estratigráficos los cuales son en este trabajo representados por letras, que van desde la A hasta la E.

“WellPix” es una aplicación de Geoframe 3.8.1 que puede ser usada para correlacionar, de manera interactiva, intervalos o zonas de interés de un número determinado de pozos. Para facilitar esa tarea, se pueden visualizar varios registros de pozos en forma de paneles verticales, es decir, uno al lado del otro, facilitando de esta manera, el proceso de correlación estratigráfica.

Los marcadores geológicos son segmentos de recta que se visualizan en los paneles de los registros de pozos y que identifican el tope o la base de alguna secuencia o capa definida.

A continuación se muestran algunas características de la aplicación:

- **SELECCIÓN DE DATOS**
 - Se puede establecer las preferencias del usuario: establecer la escala horizontal, vertical. Colocar marcadores geológicos en pantalla.
 - Se puede escoger plantillas para la presentación de pozos: plantillas con escalas predeterminadas para la carga de registros tales como (Sonico, Caliper, entre otros)
 - Seleccionar registros directamente de la base datos de “Geoframe” para cada pozo de interés.
- **CAPACIDADES DE CORRELACIÓN**
 - Rápida conexión entre marcadores geológicos: una vez establecido un marcador geológico para dos pozos, se puede solicitar al programa que muestre una línea que una a ambos marcadores geológicos en cada pozo y de esa manera establecer una tendencia general de los cambios de espesores de cierto intervalo de interés definido por los mencionados marcadores.
 - Arrastre de registros: los registros pueden ser arrastrados con el uso del ratón hacia una nueva posición en la pantalla

- Estiramiento/Encogimiento de registros: se puede ampliar o reducir el tamaño del registro en pantalla para mejor visualización.

Para realizar una correlación estratigráfica usando el programa “WellPix” se procede de la siguiente manera:

- Identificar los pozos que se van a correlacionar.
- Seleccionar el tipo o tipos de registro a usar para la correlación: dependerá de los registros disponibles en la base de datos. En la mayoría de los casos se usa el registro de potencial espontáneo o de rayos de gamma.
- Escoger un intervalo en profundidad: En este caso son los intervalos definidos previamente en la correlación estratigráfica realizada por MARAVEN en 1980.
- Desplegar los registros en paneles verticales para una mejor visualización.
- Ajustar la escala vertical para una mejor comparación de los registros: escoger una escala vertical que permita apreciar y comparar fácilmente el intervalo de interés entre uno y otro pozo.
- Comparar las respuestas de los registros en el intervalo escogido: una vez visualizado en pantalla los registros de pozo a un mismo intervalo de profundidad, se compara visualmente y se verifica que el comportamiento del registro para el intervalo en cuestión.
- De ser exitosa la correlación, colocar un marcador geológico que identifique el tope o base de la arena o paquete en cuestión. Se llama correlación exitosa cuando se tiene certeza de que el marcador geológico colocado representa el mismo comportamiento del registro para esa profundidad.

- De ser necesario, se debe cargar más curvas de un mismo pozo. Por ejemplo, RHOB o NPHI, y comparar las respuestas entre ellos.

Este proceso debe repetirse para cada par de pozos y se debe seleccionar otro intervalo para después repetir todo el proceso anteriormente expuesto.

Al comparar las respuestas de los registros en el intervalo escogido, se entiende que si la litología no cambia mucho en distancia, se debería obtener una respuesta similar leída del registro escogido para la correlación, entre los pozos en el intervalo escogido.

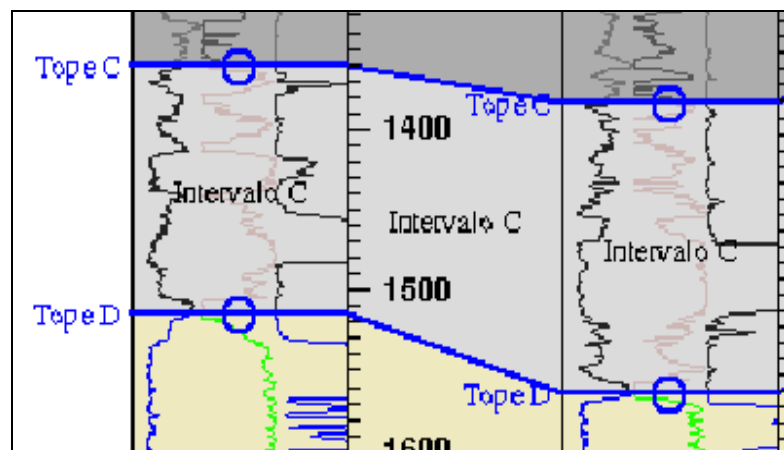


Figura 4.1

Correlación Estratigráfica usando “WellPix”

La figura 4.1 es un ejemplo que muestra los marcadores geológicos (Tope C y Tope D), que definen el intervalo C, para este ejemplo se tomó dos pozos. En la figura se observan de izquierda a derecha los registros de GR, Porosidad y Resistividad, presentando una buena correlación en la secuencia de arena y lutita. Las tres herramientas reflejan bien, las características comunes de las respuestas ante la secuencia.

Se pueden definir zonas o intervalos estratigráficos, identificados entre dos topes. Por ejemplo, en la figura 4.1 se observa el Intervalo C definido por el tope C y el Tope D. En cada pozo se pueden definir varias zonas o intervalos. Siempre y cuando cada zona o intervalo sea correlacionado con un pozo cercano.

De esa manera se realiza la correlación y se obtiene los valores en profundidad de cada tope. Extendiéndose el procedimiento para los demás pozos en la zona.

4.3 CÁLCULO DE RW (RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN)

Para realizar el cálculo de R_w , se debe seleccionar una arena limpia, es decir, una arena que esté saturada con agua en un 100% aproximadamente y que tenga un espesor mínimo de 10 pies.

Hay dos metodologías de cálculo presentadas en este trabajo, que pueden ser utilizadas para calcular el valor de R_w . El primero a través el método de SP y el segundo por el gráfico de Pickett Plot.

Basándose en las ecuaciones y método presentados en el marco teórico, a continuación se muestra un ejemplo del cálculo de R_w por el método de SP.

Se tiene la siguiente información de pozo proveniente del encabezado de pozo:

Pozo 62	$R_{mf} = 3.1 @ 80^\circ F$
Intervalo (1336-1412) pies	$T_s = 80^\circ F$
SSP = 52.5 mV	
D = 1400 pies	
$T_{bh} = 121^\circ F$	
$D_{bh} = 2159$ pies	

Entonces, se obtiene:

$$g_G = \frac{T_{bh} - T_s}{D_{bh}} = \frac{121^\circ F - 80^\circ F}{2159 \text{ pies}} = 1.8990 \text{ (gradiente geotérmico)}$$

Según la ecuación 3.2.3:

$$T_f = 80^\circ F + 1.8990 * \left(\frac{1400 \text{ pies}}{100} \right) = 106.586^\circ F$$

Según la ecuación 3.5.4.2:

$$K = 61.3 + 0.133 * 106.586 = 75.4759$$

$$R_{mf} @ T_f = 3.1 * \left(\frac{30 + 6.77}{106.586 + 6.77} \right) = 2.3729 @ 106.586^\circ F$$

Como R_{mf} es mayor a 0.1, entonces R_{weq} es igual a R_w .

Despejando de la ecuación 3.5.4.1:

$$R_{weq} = \frac{2.3729}{10^{\frac{52.5}{75.4759}}} = 0.478 @ 106.584^\circ F = R_w$$

El gráfico de Pickett Plot permite calcular el valor de la resistividad del agua de formación de una manera sencilla, según el procedimiento descrito en el marco teórico.

La aplicación PetroView Plus de Geoframe 3.8.1 permite realizar ese cálculo, de manera rápida y confiable, introduciendo ciertos parámetros necesarios para la evaluación petrofísica.

Al empezar una nueva sesión en el programa, en el menú de modelo (Model) se debe escoger el modelo petrofísico que mas se ajuste a la litología de la zona en estudio. Entre ellos se encuentra el modelo de Arenas Arcillosas, Archie simple y Carbonatos.

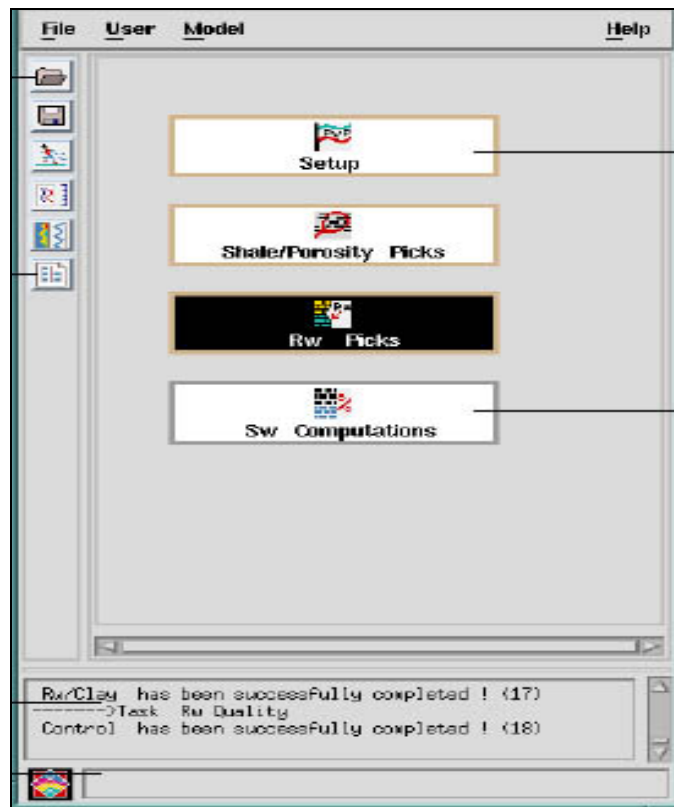


Figura 4.2
Menú principal de Petroview Plus

Una vez seleccionado el modelo petrofísico que va a ser usado en la evaluación, se ingresa al cuadro SETUP (fig 4.2) de Petroview Plus.

Esta fase requiere:

- Establecer las ecuaciones de entrada
- Establecer los indicadores de arcilla
- Establecer los indicadores especiales de minerales (carbon, yeso, anhidrita).
- Escoger la curvas que serán usadas en la evaluación
- Seleccionar el intervalo arenoso del proceso
- Establecer los parámetros generales (Temperatura de Superficie y Fondo a profundidad dada, Valor de RMF, Rw)
- Preparar los datos y visualizar las curvas

En general, se realizan las tareas en orden secuencial. Una vez que alguna tarea ha sido completada, se puede volver atrás a realizar cualquier cambio conveniente.

Al establecer las ecuaciones de entrada, se debe escoger las curvas o registros que serán utilizados para el cálculo de porosidad, entre ellos; Densidad, Neutrón, Densidad-Neutrón, y Sónico. Luego en los indicadores de arcilla, se especifica que curva o registro será usado para el cálculo del volumen de arcilla; por ejemplo (GR, SP, etc).

El registro RHOB (densidad) es comúnmente usado para el reconocimiento de carbón, por lo que es un ejemplo de registro para indicador especial de mineral. Se debe seleccionar las curvas que van a ser usadas para la evaluación petrofísica; entre ellas (GR, SP, RHOB, ILD, LLD, etc).

En cuanto al intervalo de proceso, se debe colocar el intervalo al cual se le realizará la evaluación petrofísica, pero en el caso del cálculo de R_w , se debe colocar el intervalo que define el tope y la base de la arena limpia.

La siguiente fase “Escogencia de Arenas/Porosidad” (Shale/Porosity Picks), a la cual se tiene acceso a través del cuadro inmediato inferior a SETUP (ver figura 4.2), presenta las siguientes características:

En esta fase se debe establecer la línea base de las lutitas. Para ello, se escoge la línea que representa el mayor valor promedio de las lutitas. De igual manera se escoge el menor valor promedio de las lutitas. Esto se hace de manera gráfica. En el caso del cálculo de R_w , se debe definir los límites de la arena limpia seleccionada, es decir, los valores máximos y mínimos de deflexión del registro de rayos gamma, en el intervalo arenoso en cuestión.

En la siguiente fase “selección de R_w ” (R_w Picks), se puede calcular el valor de resistividad del agua de formación. Basándose en el procedimiento descrito en el marco teórico de este trabajo, la aplicación Petroview Plus, presenta el gráfico cruzado de Resistividad contra Porosidad.

Allí, se observan las líneas de diferentes saturaciones de agua, entre ellas la de 100% de agua, la cual permitirá definir los puntos que en la zona de agua. Al arrastrar dicha línea hacia los puntos que están más hacia el sur-oeste de la nube. El programa calcula los parámetros determinados para el área ($a=1$, $n=2$ y $m=2$) y posteriormente calcula el valor de R_w para esa configuración.

Donde:

a : factor de tortuosidad

m : exponente de cementación

n : exponente de saturación

Una vez calculado el valor de R_w , el programa Petroview Plus puede realizar la evaluación petrofísica del pozo. Dicha evaluación consiste en calcular los valores de VCL (volumen de arcilla), PIGN (porosidad), SUWI (Saturación de Agua), RT (resistividad), basado en las ecuaciones descritas en el marco teórico de este trabajo.

Una vez obtenidos dichos valores, se procede a calcular los parámetros de corte.

4.4 CÁLCULO DE PARÁMETROS DE CORTE

Los parámetros de corte, son denominados así debido a que establecen los límites mínimos que debe cumplir un pozo para que sea tomado en cuenta como posible productor de hidrocarburos.

4.5 CALCULO DE ARENA NETA Y ARENA NETA PETROLIFERA

La aplicación ResSum de Geoframe 3.8.1 permite calcular la arena neta y la arena neta petrolífera usando los registros tomados en cuenta para la evaluación petrofísica y los parámetros de corte mencionados en la parte anterior.

Como primer paso, se deben escoger los pozos que van a ser usados en la aplicación. Para ello se ingresa a selección de pozos “Borehole Selection Section”. Luego, son seleccionadas las zonas o intervalos creados mediante la correlación con la aplicación WellPix, selección de zonas “Zone Selection”, ver figura 4.3

En la sección establecer parámetros de corte “Global Cutoff Set”, se colocan los parámetros de corte calculados según la metodología descrita en este capítulo o en capítulo anterior.

Al haber introducido toda la información solicitada por la aplicación, se ejecuta el comando computar (Compute, fig. 4.3). El programa mostrará como resultado, una tabla de valores calculados por pozo, usando los parámetros de corte. Estos son algunos de los valores presentados en pantalla:

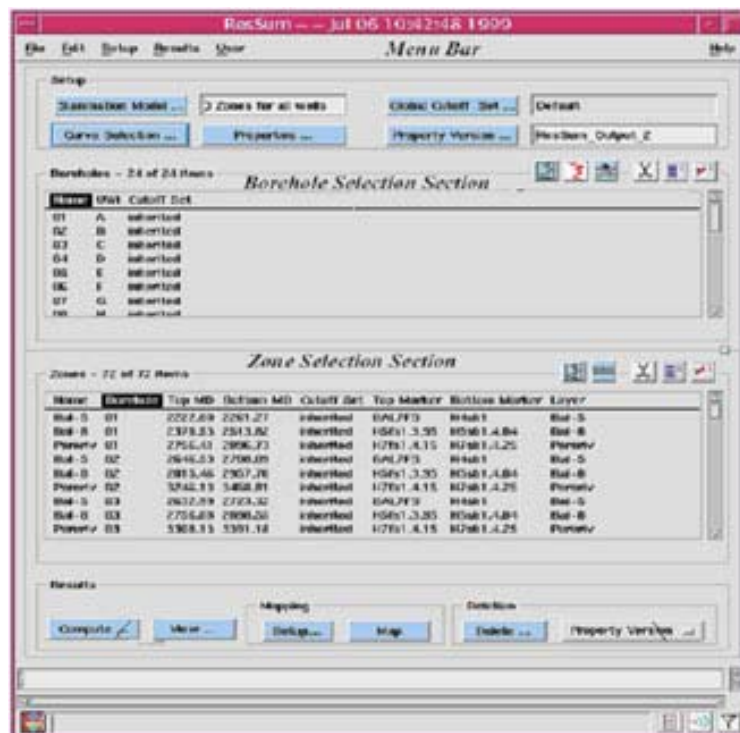


Figura 4.3

Menú principal de la aplicación ResSum

- Grosor neto del intervalo o zona.
- Porosidad promedio del intervalo o zona.
- Arena neta por intervalo o zona.
- Arena neta petrolífera por intervalo o zona.

CAPÍTULO 5. Resultados

Como resultado de la carga de datos y posterior validación de los registros de pozos y usando la aplicación WellEdit se presenta a continuación un mapa con la ubicación geográfica de los 11 pozos que fueron tomados en cuenta para la evaluación petrofísica del área Zuata-Faja Petrolífera del Orinoco.

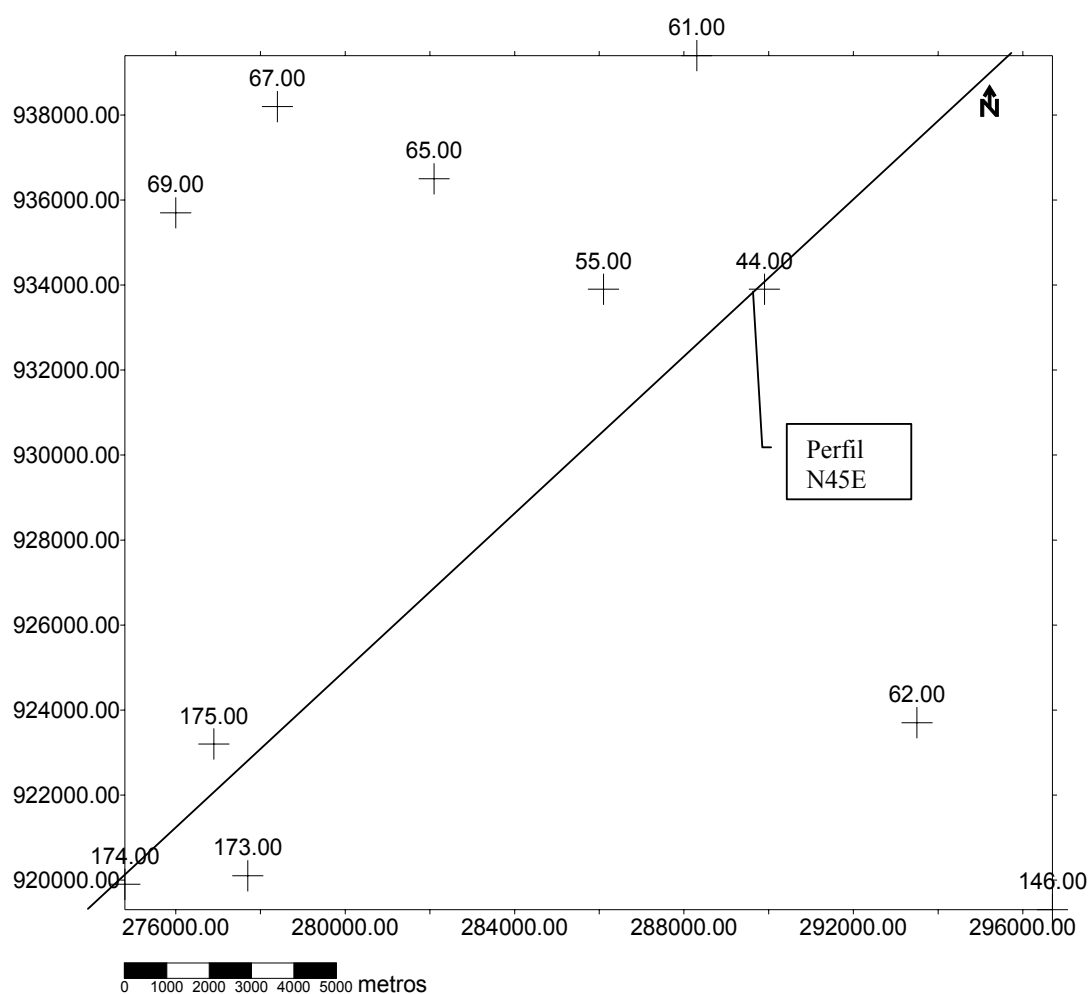


Figura 5.1

Mapa con los pozos seleccionados en la validación

Una vez que fueron identificados los pozos, se realizó la correlación estratigráfica entre los pozos, la cual dio como resultado lo siguiente:

Tabla 5.1

Topes de los diferentes intervalos estratigráficos por pozo.

Pozo	Oficina Superior (pies)	Oficina Medio (pies)	Intervalo A (pies)	Intervalo B (pies)	Intervalo C (pies)	Intervalo D (pies)	Intervalo E (pies)
44	450	1233	1715	1820	1949	2120	2280
55	505	1267	1745	1840	1989	2160	2349
61	441	1359	1830	1925	2075	2235	2445
62	405	1359	1460	1572	1713	1878	2040
65	410	1019	1810	1910	2053	2225	2450
67	410	1140	1625	1718	1870	2024	2171
69	410	970	1460	1570	1700	1860	2010
146	410	960	1386	1500	1650	1810	
173		700	1212	1338	1492	1672	1826
174		632	1080	1226	1362	1516	1710
175		760	1288	1379	1504	1672	1884

La tabla 5.1 muestra el resultado de la correlación estratigráfica llevada a cabo en la zona de estudio usando la aplicación WellPix. Como se puede observar, solo la Formación Oficina es mostrada en la tabla, dejando afuera las otras formaciones pertenecientes al Mioceno que se observan en la figura 2.1 (Modelo Estratigráfico del Área de Zuata), la razón para ello es explicada en el capítulo siguiente. Las siguientes figuras muestran gráficamente el resultado de la correlación estratigráfica realizada. Se observa en color ocre la Formación Oficina Superior, en color crema la Formación Oficina Media y en varios colores los intervalos estratigráficos pertenecientes la Formación Oficina Inferior, estos colores solo indican los diferentes intervalos estratigráficos definidos por Maraven en 1980 mediante correlación con registros de potencial espontáneo.

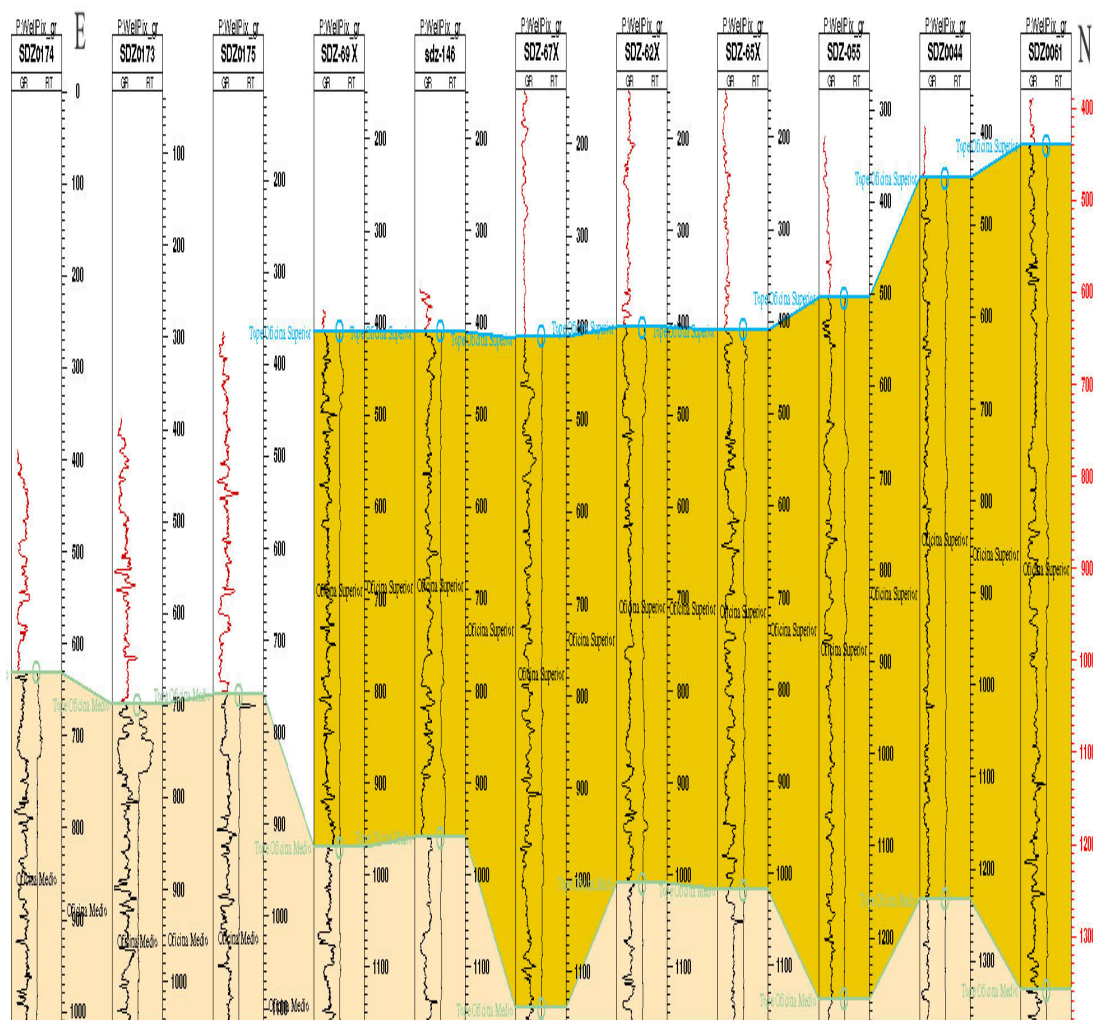


Figura 5.2

Correlación Estratigráfica, Formación Oficina Superior (Dirección N45E).Escala GR (0-150°api),RT (0-150Ω.m)

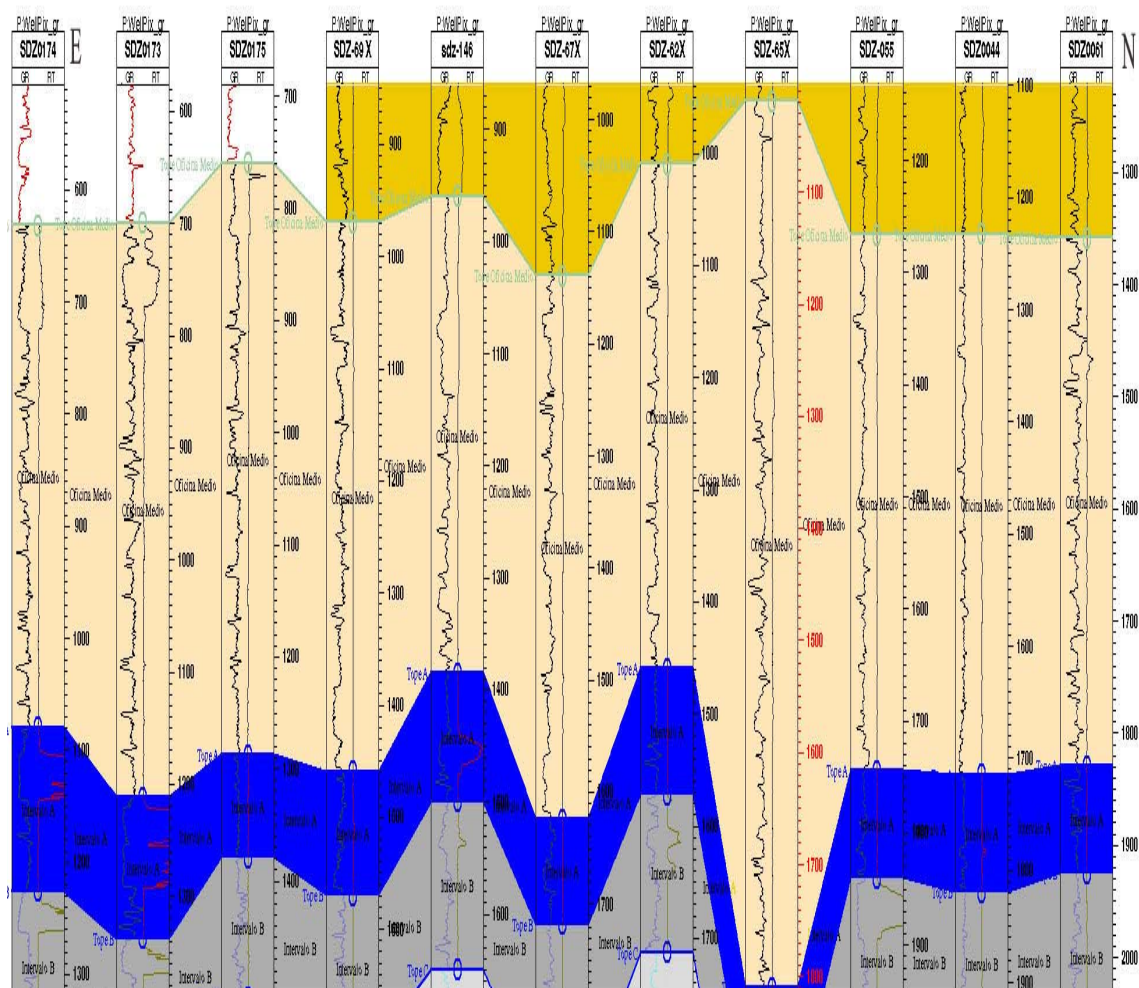


Figura 5.3

Correlación Estratigráfica, Formación Oficina Media (Dirección N45E). Escalas GR (0-150°api), RT (0-150Ω.m)

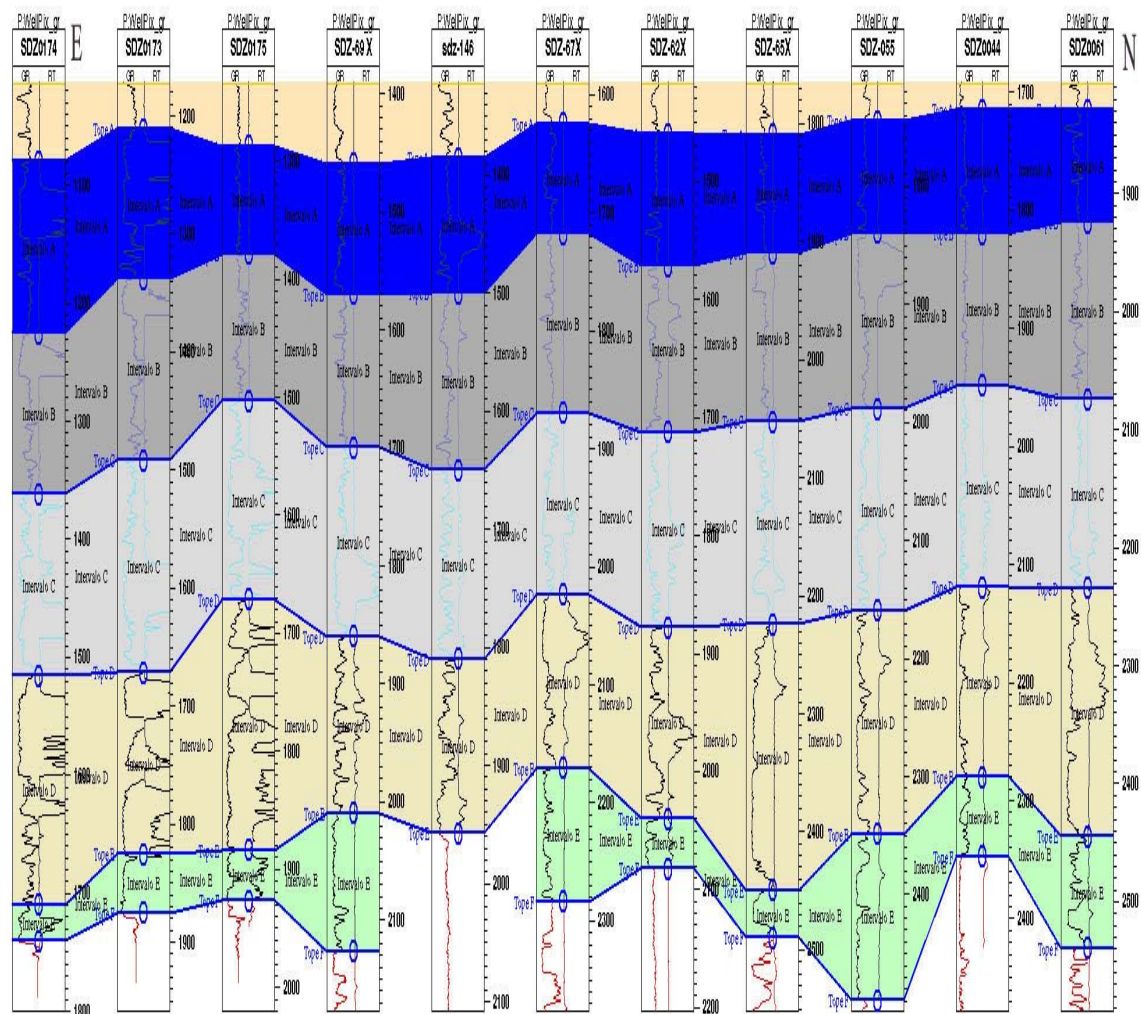


Figura 5.4

Correlación Estratigráfica, Formación Oficina Inferior (Dirección N45E). Escalas GR (0-150°api), RT (0-150Ω.m)

Como fue descrito en el capítulo anterior, la aplicación PetroviewPlus, calcula el valor de R_w usando el gráfico de Pickett Plot, el cual a su vez está basado en las ecuaciones de Archie.

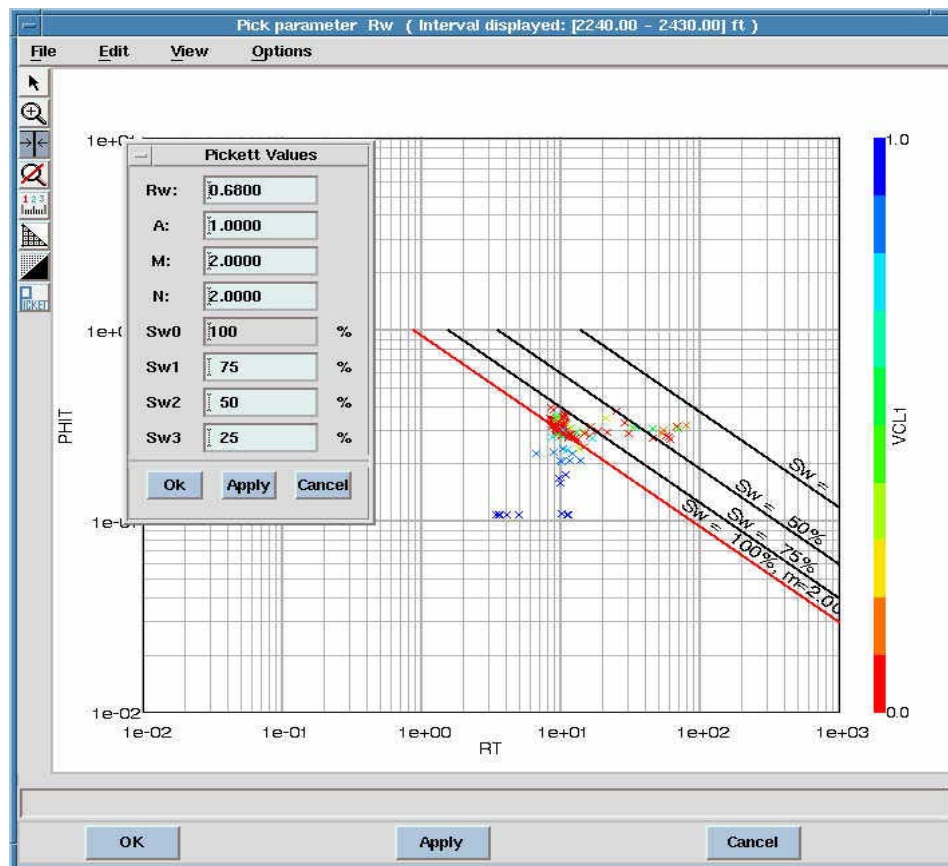


Figura 5.5

Calculo de la Resistividad del Agua de Formación para el pozo 65.

La figura 5.5 muestra el cálculo de R_w dada una arena limpia, ubicada en el pozo 62. Esta arena fue identificada en los otros pozos mediante correlación estratigráfica usando la aplicación WellPix. De igual manera se calculo el valor de R_w para esa arena en los pozos faltantes.

La tabla 5.2 muestra el resultado del cálculo del valor de resistividad del agua de formación R_w para cada pozo.

Tabla 5.2
Valores de R_w por pozo

Pozo	R_w ($\Omega.m$)
62	0.57
65	0.7
67	0.6
69	0.58
61	0.57
173	0.60
174	0.62
175	0.57
55	0.55
146	0.57
44	0.4

El valor de R_w usado para la evaluación petrofísica de los pozos fue 0.58 ($\Omega.m$), el cual es representativo de los valores presentados en la Tabla 5.2.

Basado en el marco teórico y siguiendo la metodología descrita en el capítulo anterior se realizó el cálculo de porosidad según la ecuación 3.5.2. Para el cálculo del volumen de arcilla fue usada la ecuación 3.4.1 y para el cálculo de la saturación de agua, se escogió el modelo de Simandoux (ec. 3.7.7). La evaluación petrofísica de los pozos fue realizada con la aplicación Petroview Plus, usando el valor de $R_w = 0.58\Omega.m$ para cada pozo.

Con solo cambiar el intervalo de procesamiento en dicha aplicación, el programa calculó para cada punto en profundidad, los valores de porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla y resistividad verdadera, necesarios para realizar el cálculo de los parámetros de corte y posterior análisis de resultados.

5.1 PARÁMETROS DE CORTE

Una vez realizada la evaluación petrofísica de los pozos, se seleccionó un paquete de arena que mostrara la presencia de posible hidrocarburo (WellEdit). Luego se correlacionó esa arena o paquete en los otros pozos (WellPix). Se realizaron los gráficos cruzados usando el programa Microsoft Excel con el fin de determinar los parámetros de corte.

La figura 5.6 muestra el gráfico cruzado de saturación de agua (S_w) contra resistividad (R_t), allí se observa el valor de corte de saturación de agua $S_{wc} = 0.34$. El valor mínimo de resistividad a la cual hubo producción fue 30 Ohm.m obtenido en uno de los pozos usados para la presente evaluación.

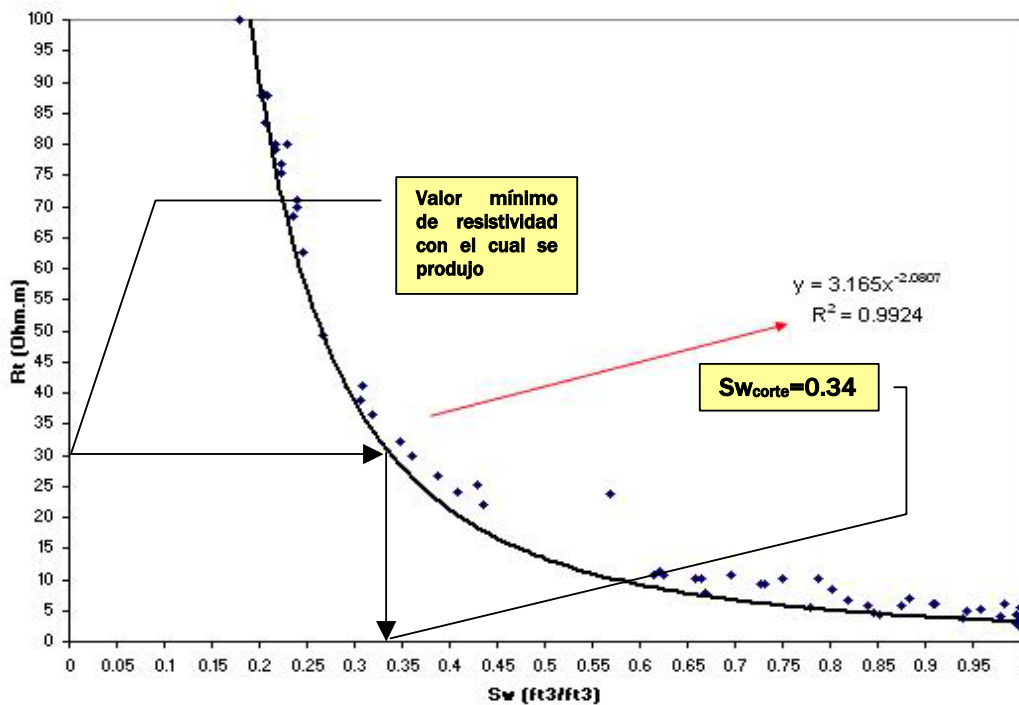


Figura 5.6

Saturación de Agua vs. Resistividad

La figura 5.7 muestra el gráfico cruzado de saturación de agua (S_w) contra el volumen de arcilla (V_{sh}). Allí se observa el valor de corte del volumen de arcilla $V_{shc} = 0.17$ al usar el valor de corte de la saturación de agua $S_{wc} = 0.34$.

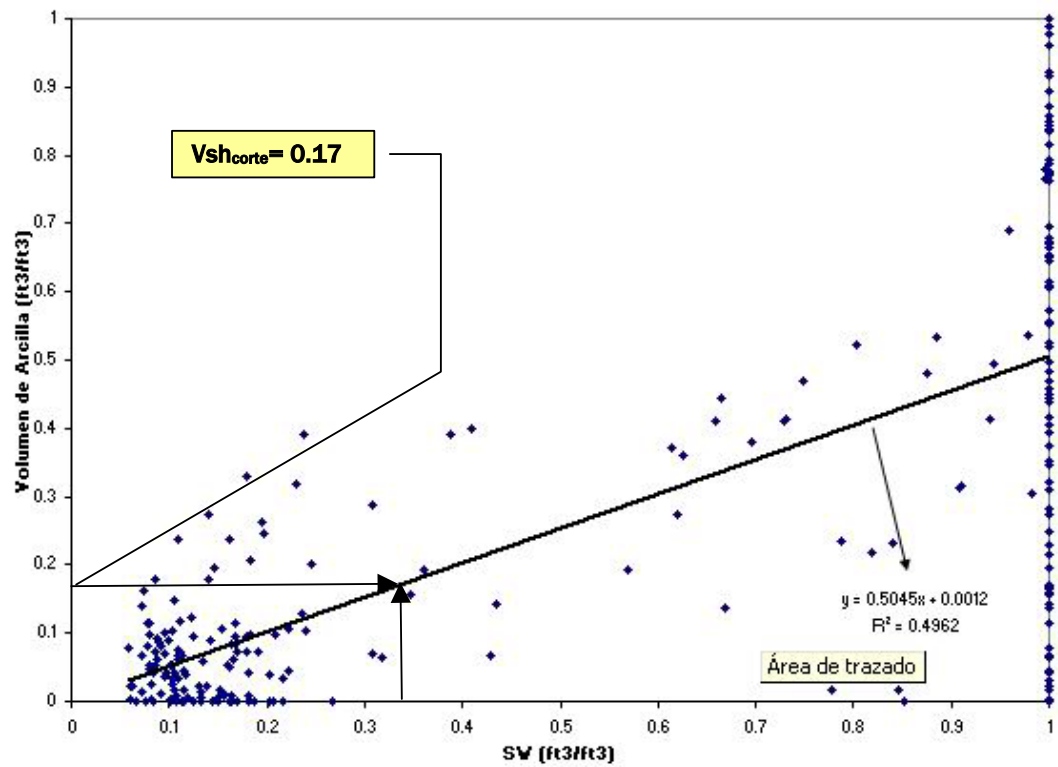


Figura 5.7

Saturación de Agua vs. Volumen de Arcilla

La figura 5.8 muestra el gráfico cruzado del volumen de arcilla contra porosidad. Al usar el valor de corte del volumen de arcilla, se obtiene el valor de porosidad de corte $\Phi_{\text{corte}}=0.20$.

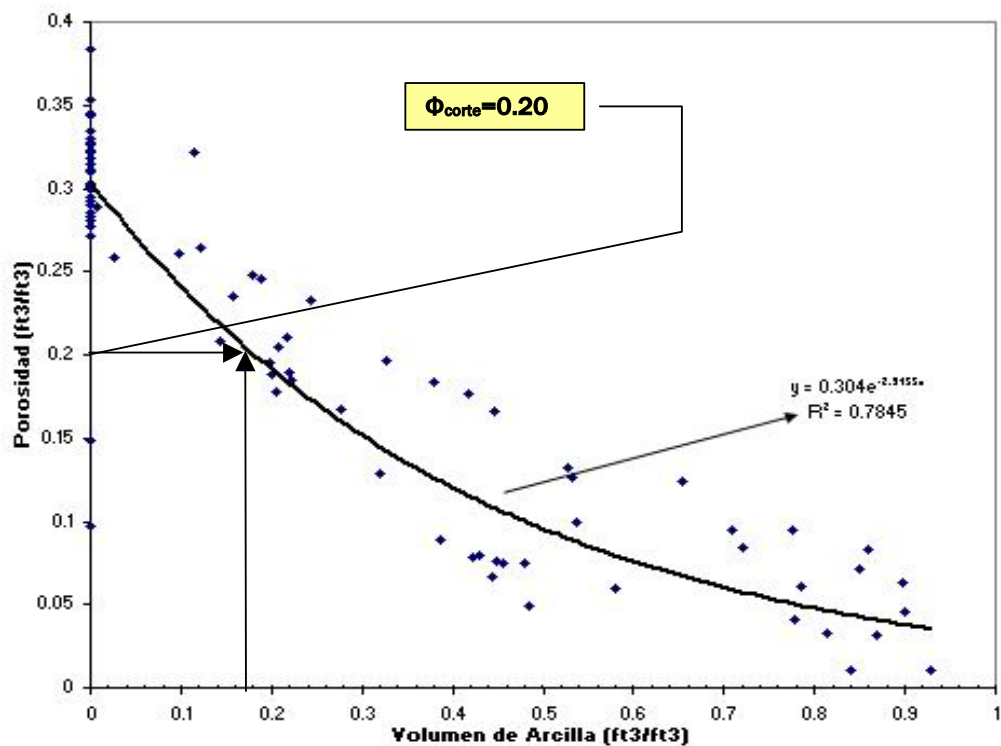


Figura 5.8

Volumen de Arcilla vs. Porosidad

Una vez obtenidos los parámetros de corte, los mismos son ingresados en la aplicación ResSum. Los resultados se reflejan en las siguientes tablas.

Tabla 5.3

Valores de Arena Neta

SDZ	Oficina Sup (pies)	Oficina Med (pies)	INT A (pies)	INT B (pies)	INT C (pies)	INT D (pies)	INT E (pies)
44	81	32	5	0	24	72	6
55	94	14	4	35	26	71	90
61	86	29	4	2	8	92	14
62	133	23	5	33	59	40	34
65	183	68	3	12	19	151	19
67	129	109	17	8	40	74	59
69	26	58	11	4	23	48	81
146	101	56	25	14	24	51	0
173	0	65	68	27	55	80	2
174	0	68	42	25	40	71	18
175	0	46	0	0	83	125	32

Tabla 5.4
Valores de Arena Neta Petrolífera

SDZ	Oficina Sup (pies)	Oficina Med (pies)	INT A (pies)	INT B (pies)	INT C (pies)	INT D (pies)	INT E (pies)
44	0	0	0	0	6	4	0
55	0	0	0	31	11	6	0
61	0	0	0	0	6	18	0
62	0	0	0	13	18	23	0
65	0.5	0	0	0	9	6	0
67	0	0	0	0	12	39	0
69	0	0	0	0	22	18	0
146	1	0	18	5	3	4	0
173	0	36	62	20	42	73	2
174	0	1	40	25	27	68	7
175	0	0	0	0	66	105	26

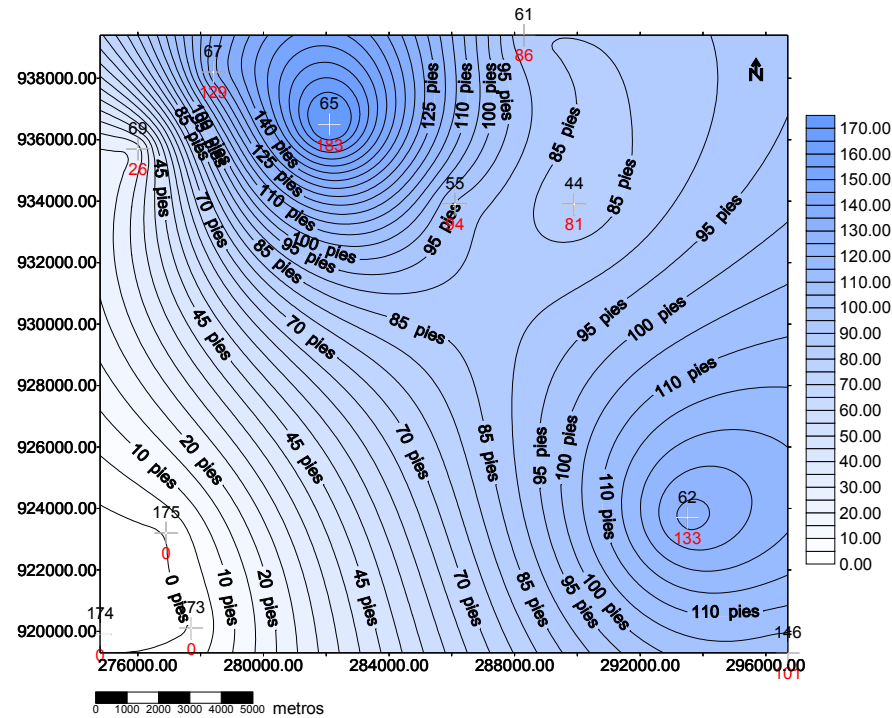
La tabla 5.5 muestra los valores promedio calculados para cada zona.

Tabla 5.5
Valores arena neta y petrolífera con su correspondiente valor de porosidad

ZONA	Prom. Espesor Neto (pies)	Prom. Porosidad para EP (fracción)	Prom. AN (pies)	% Arena	Prom. ANP (pies)	Prom. Porosidad (fracción)
Oficina Superior	733	0.23	105	14	0.2	0.08
Oficina Media	474	0.185	55	11	4	0.07
Intervalo A	108	0.17	19	16	13	0.13
Intervalo B	142	0.13	15	10	9	0.17
Intervalo C	165	0.19	37	22	20	0.36
Intervalo D	177	0.11	84	45	34	0.34
Intervalo E	74	0.205	47	48	2	0.06

Con los datos proporcionados por tablas 5.3 y 5.4, se realizan mapas que presentan las tendencias generales de los valores de arena neta y arena petrolífera en el área en

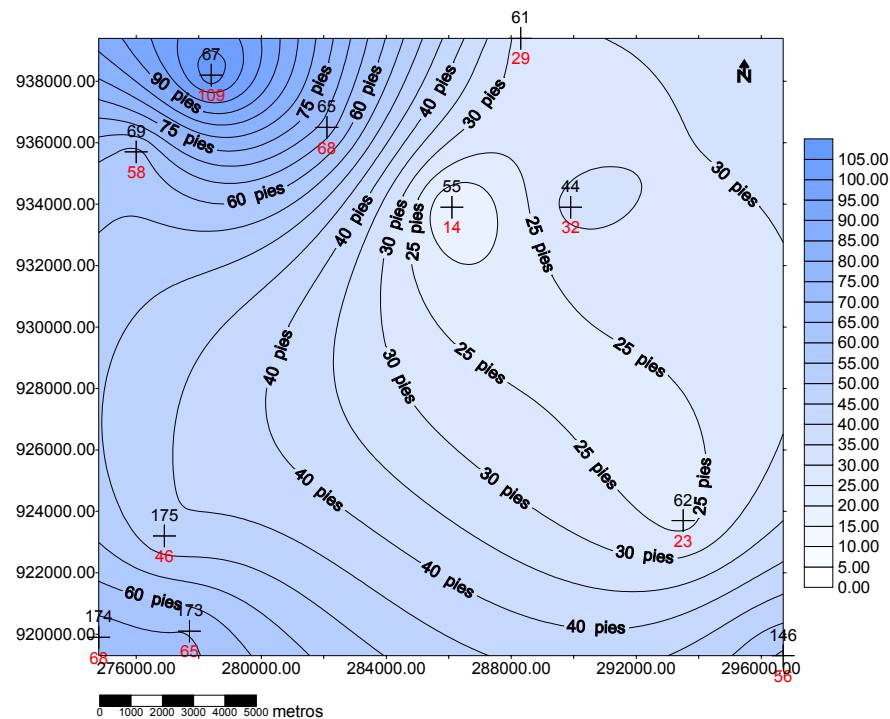
estudio. El programa Surfer 6.0 toma dichos valores y realiza una interpolación lineal de los mismos. Los resultados se presentan a continuación.



Mapa #1

Distribución de valores de arena neta (Oficina Superior)

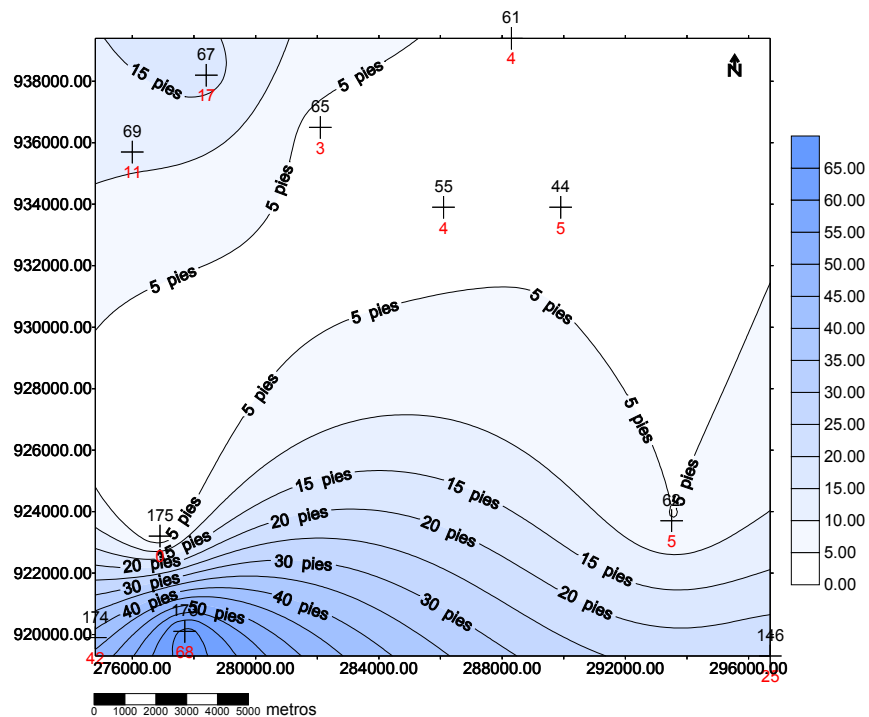
El mapa #1 perteneciente al intervalo Oficina Superior, presenta hacia el noroeste el mayor espesor de arena neta en el área, específicamente 183 pies, perteneciente al pozo 65. Hacia el sureste, se encuentra otro valor importante de 133 pies de arena neta, en el pozo 62. La tendencia general de depositación esta dada por los mayores depocentros en el área. De esta manera, la dirección N45O es una buena aproximación a la dirección de mayor depositación para los sedimentos pertenecientes a Oficina Superior. Hacia el pozos 65, el gradiente presenta un cambio de treinta y cinco pies por cada kilómetros y medio aproximadamente. Este gradiente se hace más suave hacia el pozos 62 y presenta cambio de diez pies por cada kilómetro y medio aproximadamente.



Mapa #2

Distribución de valores de arena neta (Oficina Medio)

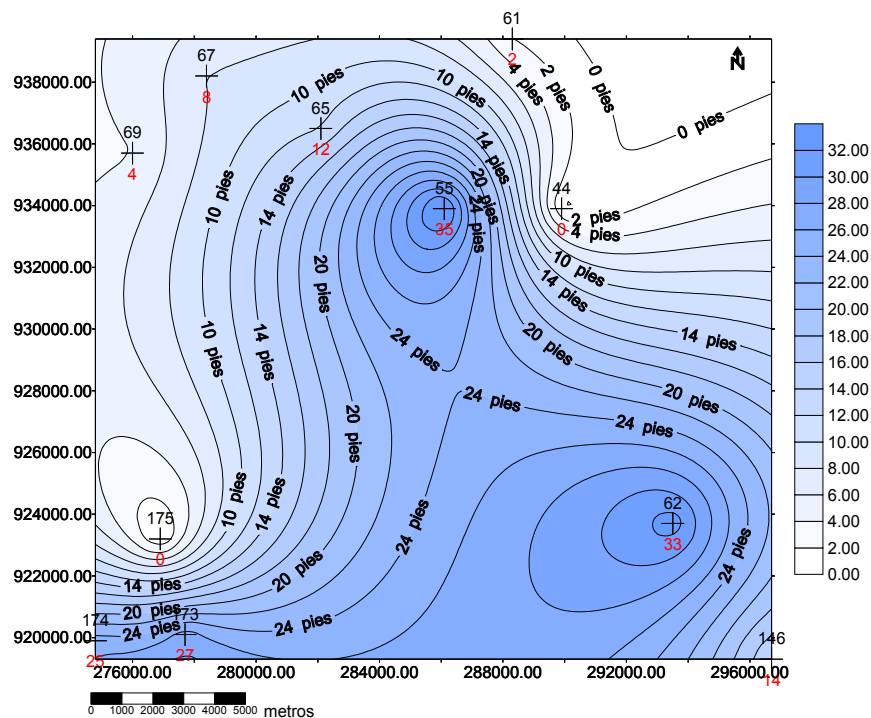
El mapa #2 correspondiente a Oficina Medio presenta los mayores valores hacia el norte y sur de la zona. El gradiente es más pronunciado hacia los bordes del área y se hace más suave hacia la parte inferior de la misma. Se puede observar una tendencia general de depositación hacia el noroeste del área. Se nota la falta de información hacia el centro de la misma, debido a que las curvas de tendencia no reflejan de buena manera los cambios de espesores de arena neta entre los pozos 62,14 y 44. El mayor valor de arena neta pertenece al pozo 67, con ciento nueve pies, mientras que el menor valor se presenta en el pozos 55 catorce pies de arena neta. Hacia el noroeste del área, el gradiente presenta un cambio de diez pies por cada kilómetro y medio de extensión. En cambio, hacia el sur, presenta un cambio de cinco pies por cada kilómetro y medio de extensión.



Mapa #3

Distribución de valores de arena neta (Intervalo A)

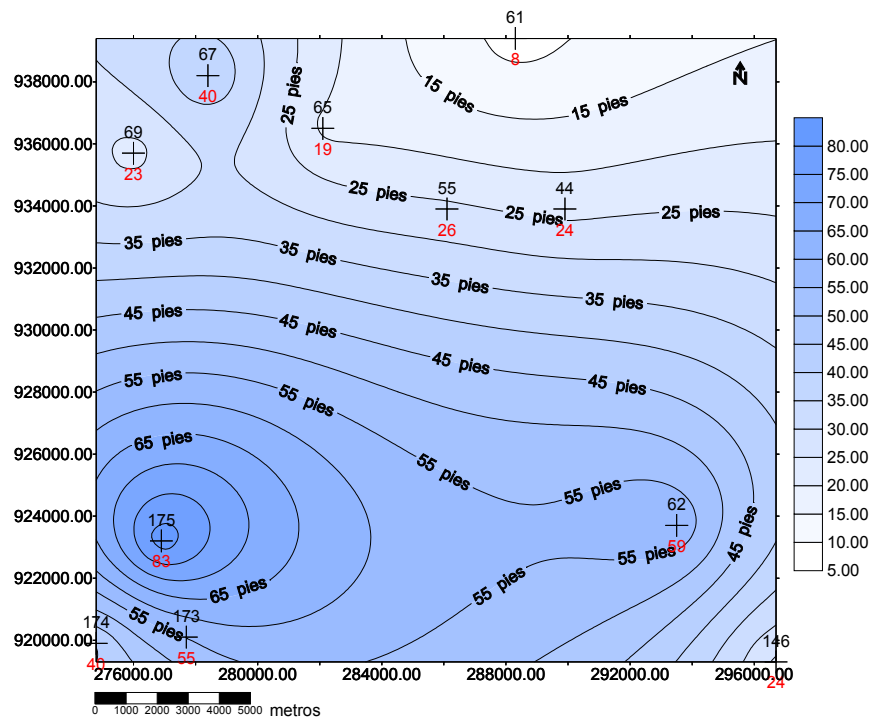
El mapa #3 que corresponde al intervalo A, al igual que los anteriores presenta poca información hacia el centro del área, allí se encuentran los menores valores de arena neta. La tendencia general de depositación se presenta hacia el suroeste de la zona en cuestión. El gradiente se acentúa hacia el suroeste del área y se hace mucho más suave hacia el sureste. El pozo 173 tiene el mayor valor de arena neta con 68 pies, por el contrario, el menor valor corresponde al pozo 65 con solo 3 pies.



Mapa #4

Distribución de valores de arena neta (Intervalo B)

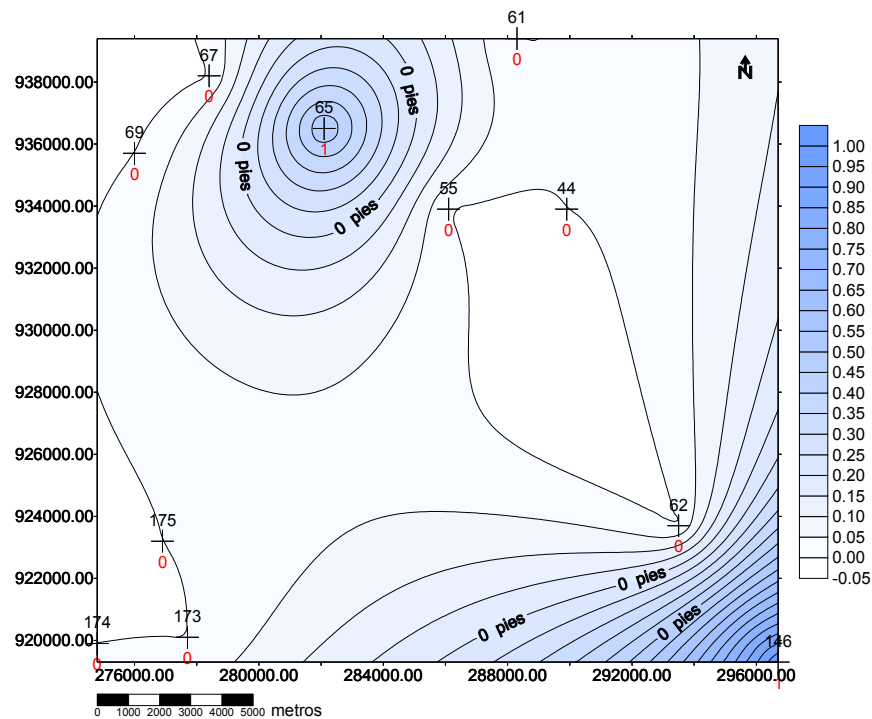
El mapa #4 que corresponde al intervalo B, presenta valores que alcanzan un máximo de treinta y dos pies de arena neta. El menor valor corresponde al pozo 44 con cero pies de arena neta y el mayor valor esta representado por el pozo 62 con treinta y tres pies, es decir, la arena desaparece en dirección noreste. La tendencia general de depositación se observa hacia el sureste. El gradiente se hace más pronunciado hacia el centro del área y al suroeste de la misma. Presenta un cambio de pendiente que va desde los dos pies a los 8 pies por cada kilómetro de extensión.



Mapa #5

Distribución de valores de arena neta (Intervalo C)

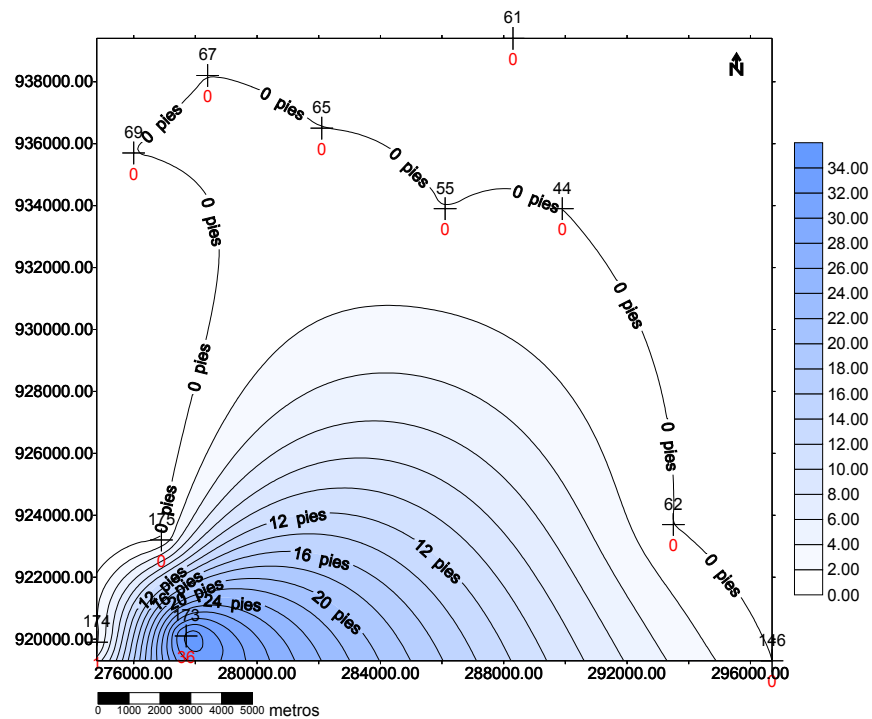
El mapa #5 que representa el intervalo C, presenta valores que van desde los 5 pies a los 80 pies de arena neta. Se observa líneas mucha mas suaves que en mapas anteriores, lo que se traduce en gradientes con suaves cambios a lo largo del área. El mayor valor de arena neta corresponde al pozo 175 con ochenta y tres pies. Por el contrario, el menor valor pertenece al pozo 61, al noreste del área, con ocho pies de espesor. La tendencia general de depositación ocurre hacia el suroeste, donde el pozos 175 representa el mayor depocentro del área. El gradiente es suave y en general tiene un cambio de cinco pies por cada dos kilómetros de extensión.



Mapa #8

Distribución de valores de arena neta petrolífera (Oficina Superior)

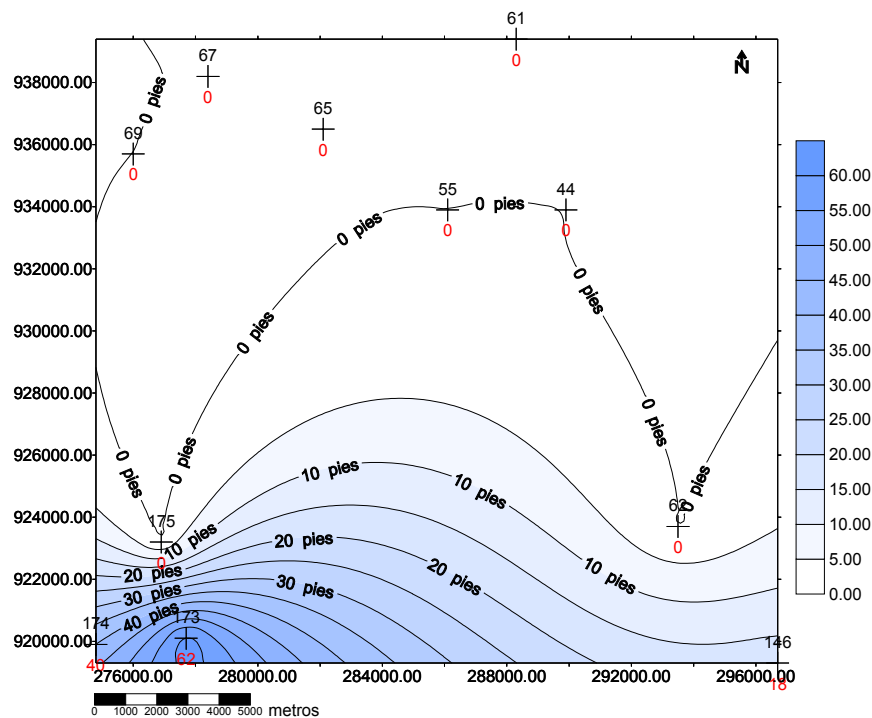
El mapa #8 corresponde al intervalo Oficina Superior. Es fácil ver que este intervalo presenta valores muy bajos de espesor, casi nulos. A excepción de un pozo con un pie de arena neta petrolífera.



Mapa #9

Distribución de valores de arena neta petrolífera (Oficina Media)

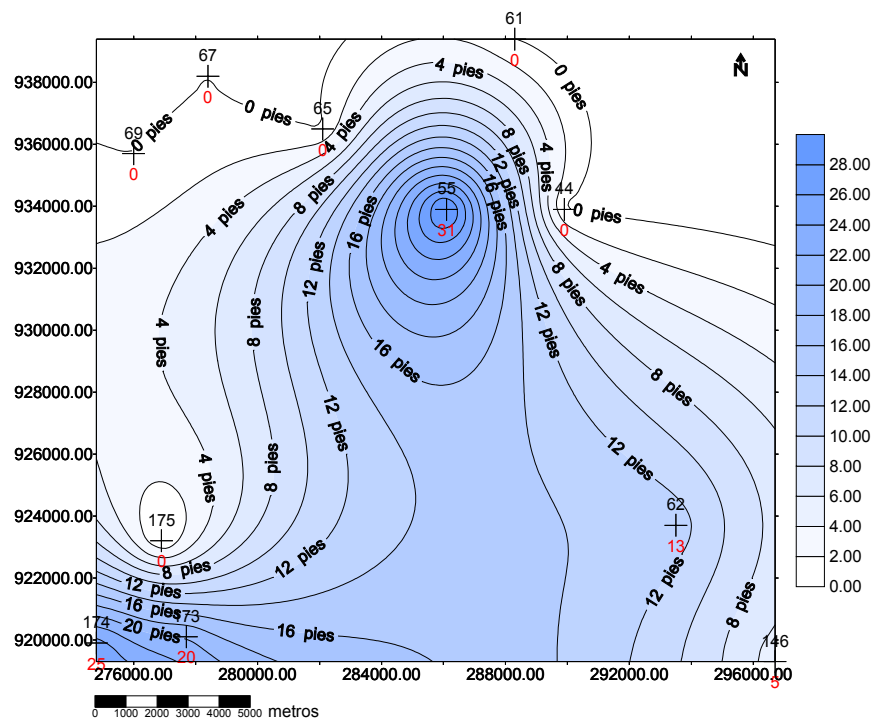
En el mapa #9, que refleja la tendencia en el Intervalo Oficina Media, los valores alcanzan un máximo de treinta y seis pies de arena neta petrolífera, perteneciente al pozo 173, ubicado al suroeste del área. Desde el centro del área hacia el norte de la misma, los valores fueron prácticamente nulos. Hacia el mayor depocentro, el gradiente es pronunciado con un cambio de 8 pies por cada kilómetro de extensión aproximadamente.



Mapa #10

Distribución de valores de arena neta petrolífera (Intervalo A)

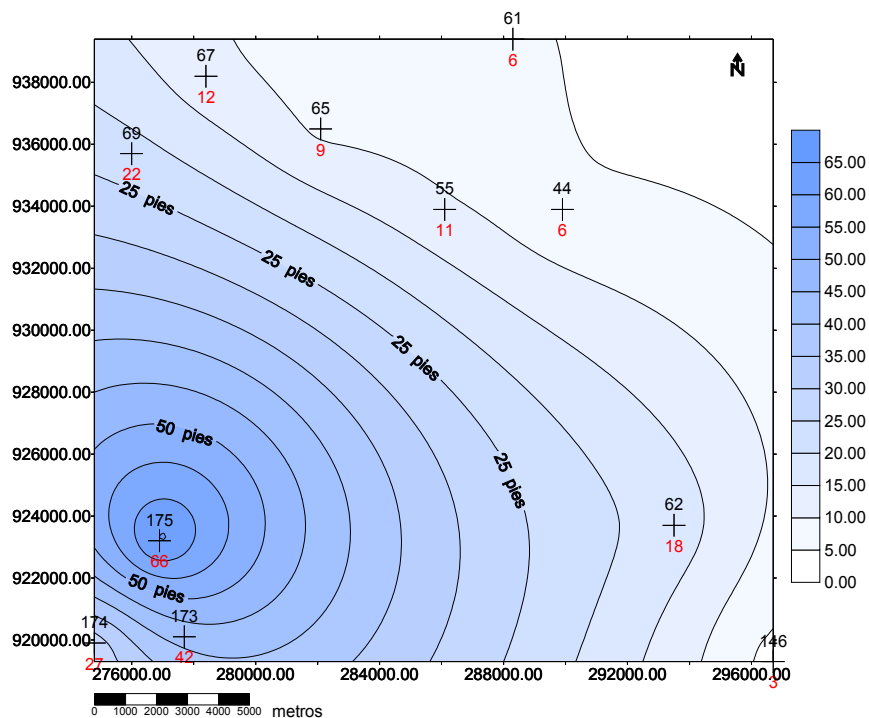
El intervalo A está representado en el mapa #10. Se nota la misma tendencia general que en el mapa anterior. El mayor depocentro se encuentra ubicado al suroeste del área con un valor de sesenta y dos pies correspondiente al pozo 173. De nuevo, el gradiente se hace pronunciado alrededor de este depocentro y tiene un cambio aproximado de diez pies por cada kilómetro de extensión.



Mapa #11

Distribución de valores de arena neta petrolífera (Intervalo B)

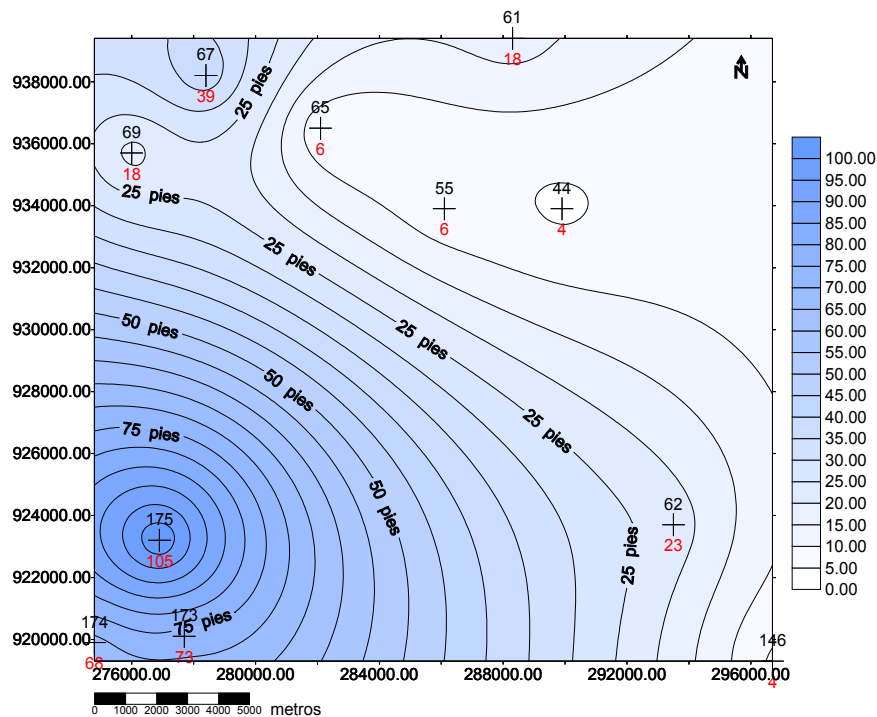
El mapa #11 que corresponde al intervalo B, muestra un depocentro importante hacia el norte del área. Allí, el pozo 65 tiene un valor de treinta y un pies de arena neta petrolífera. El gradiente tiene un cambio de seis pies por cada kilómetro de extensión, haciéndose más suave hacia los flancos este y oeste del área. La tendencia general de depositación tiene una dirección aproximada de norte-sur franco.



Mapa #12

Distribución de valores de arena neta petrolífera (Intervalo C)

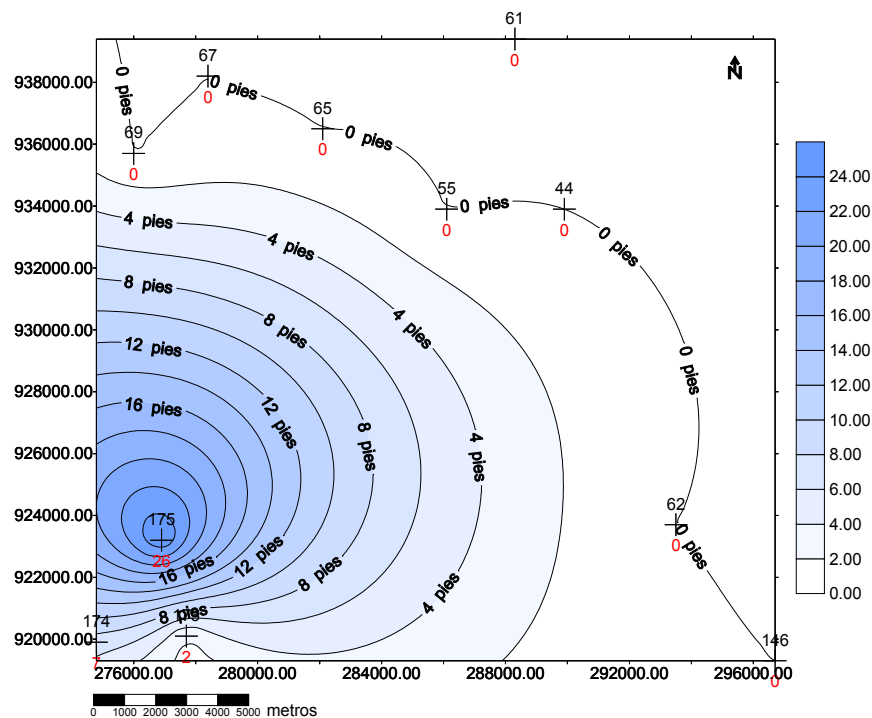
El mapa #12 presenta unas líneas suaves a lo largo del área perteneciente al Intervalo C. Se observa un gradiente suave con un cambio aproximado de tres pies por cada kilómetro de extensión. El mayor depocentro corresponde al pozo 175 con sesenta y seis pies de espesor de arena neta petrolífera. El menor valor lo tiene el pozo 61 con seis pies de espesor. Este mapa presenta una tendencia general de depositación hacia el suroeste, el mayor depocentro se encuentra ubicado en esa área.



Mapa #13

Distribución de valores de arena neta petrolífera (Intervalo D)

La tendencia de los espesores de arena neta petrolífera, correspondiente al intervalo D se ve reflejada en el mapa #13. Este mapa presenta el mayor valor de arena neta petrolífera al ser comparado con los mapas anteriores. Dicho valor pertenece al pozo 175 con ciento cinco pies de espesor de arene neta petrolífera. La tendencia general de depositación se encuentra hacia el suroeste del área, específicamente hacia el depocentro ubicado hace esa misma parte. El gradiente hacia esa zona presenta un cambio de cinco pies por cada kilómetro de extensión, haciéndose más suave desde el centro y al norte.



Mapa #14

Distribución de valores de arena neta petrolífera (Intervalo E)

Finalmente, el mapa #14 que presenta la tendencia general del intervalo E, muestra un depocentro ubicado en el pozo 175, con un valor de veinte y cinco pies de arena neta petrolífera. El gradiente es suave hacia el norte del área y se hace mas pronunciado al suroeste de la misma.

CAPÍTULO 6. Análisis de Resultados

De un total de treinta pozos, solo once fueron seleccionados. La mala digitalización, así como la presencia de registros de poca profundidad fueron factores determinantes en dicho proceso. La mayoría de los registros que fueron incluidos en el análisis, tienen información desde los 400 pies hasta los 2100 pies aproximadamente.

Por lo tanto, según la geología de la zona y el modelo estratigráfico del área presentado por la figura 2.1, la formación Freites y la formación Merecure, no fueron tomadas en cuenta en el desarrollo de este trabajo, enfocándolo entonces, hacia la formación Oficina, la cual presenta las mayores posibilidades de producción de hidrocarburos en sus arenas basales.

La figura 5.1 muestra la distribución de los pozos en el área de estudio, la cual tiene un área aproximada de 400 Km². Hacia el centro del área no hay información proveniente de los registros de pozos, debido a que los pozos ubicados en esa área, no contaban con los registros necesarios para realizar la evaluación petrofísica tales como: registro de densidad (RHOB), registros de rayos gamma (GR), entre otros. En los límites norte y sur del área, se encuentran distribuidos, la mayor cantidad de pozos.

Con respecto a las correlaciones estratigráficas realizadas, la figura 5.2 muestra el resultado de la correlación estratigráfica para la Formación Oficina Superior. Se observan intercalaciones de arenas y lutitas con predominancia de arenas de gran espesor. Los espesores van desde los veinte a los sesenta pies aproximadamente. Observando el registro de resistividad (Rt), se puede observar que no hay respuesta importante (mayor a los 15 ohm.m) en este registro, para las arenas identificadas con el registro de rayos gamma (GR).

La figura 5.3 muestra el resultado de la correlación estratigráfica de la formación Oficina Media. Hacia esta parte de la formación, es también evidente la tenue respuesta del

registro de resistividad (R_t). Sin embargo, una arena intercalada con lutita, en el pozo 173, ubicada en profundidad entre los 700 y 800 pies, presenta una respuesta promedio de resistividad de 80 ohm.m, lo que contrasta fuertemente con la respuesta general de los demás pozos. Los espesores de arena aumentan a medida que se aumenta la profundidad lo cual se corrobora al observar la litología de la formación en cuestión.

La correlación estratigráfica de la formación Oficina Inferior dio como resultado varios intervalos estratigráficos denominados por las letras A hasta la letra E lo cual verifica la correlación estratigráfica realizada por Maraven 1980 en el área de Zuata.. Ello se puede observar en la figura 5.4 del capítulo anterior.

Hacia el sur del intervalo A, la formación se hace más arenosa. Esto es evidente al observar el registro de rayos gamma (GR). Adicionalmente, el registro de resistividad muestra una respuesta importante para los pozos 146, 173 y 174. El primer pozo presenta una arena de aproximadamente 30 pies la cual registra un máximo 150 ohm.m por lo que podría pensarse en la presencia de hidrocarburos. Los pozos 173 y 174, presentan ambos, una arena de gran espesor. La primera con un espesor de sesenta pies y la segunda de ochenta pies aproximadamente. En ambos casos el registro de resistividad presenta una alta respuesta, dando valores mayores a los 150 ohm.m de resistividad, según se puede observar en la figura 5.4. De esta manera, se puede pensar que el intervalo A presenta buenas características para la producción de hidrocarburos, ya que las arenas se encuentran rodeadas con capas sello de lutita. Los otros pozos no presentan altos valores de resistividad, sin embargo, no por ello se deben descartar como posibles pozos productores.

El intervalo B presentado es más arenoso que el anterior. Esto se observa en los pozos ubicados hacia el norte del área de estudio, los cuales presentan más intervalos arenosos que el intervalo anterior. Los espesores van de los diez pies a los sesenta pies aproximadamente. De igual manera estas arenas se encuentran con intercalaciones importantes de lutitas. Los pozos 55, 62, 173 y 174 presentan altos valores de resistividad dados por el registro de resistividad (ILD). Estos valores van desde los 50 ohm.m hasta valores mayores de 150 ohm.m. Los dos últimos, presentan arenas de un espesor de

cuarenta pies aproximadamente, siendo dichos pozos los que mejor correlacionan entre si, y los que muestran las arenas de mayor espesor. Por otra parte, se debe mencionar que las arenas más gruesas para el intervalo B, se encuentran ubicadas al sur de la zona de estudio.

El intervalo C es uno de los más arenosos en la formación Oficina Inferior. Todos los pozos presentan arenas con valores importantes de resistividad. Adicionalmente las arenas tienen espesor considerable y están intercaladas con lutitas de menor espesor. Al comparar este intervalo con los dos anteriores, es evidente que todos los pozos presentan valores de resistividad apreciables. Estos valores van desde los 50 ohm.m y alcanza valores mayores a los 150 ohm.m según se puede apreciar en la figura 5.4.

El intervalo D, presenta las arenas de mayor espesor, teniendo valores promedios de espesor de ochenta pies. Presenta valores mínimos de resistividad de 80 ohm.m y mayores a los 150 ohm.m. Es importante destacar que todos los pozos reflejan posible presencia de hidrocarburos según lo visto por el registro de resistividad.

El intervalo E no presenta grandes rasgos al compararlo con los demás intervalos. El registro de resistividad no muestra cambios importantes, es decir, valores bajos de resistividad.

Con respecto a los valores de resistividad del agua de formación, estos variaron desde 0.4 ohm.m hasta 0.7 ohm.m para una arena identificada en todos los pozos, la cual se ve reflejada en la figura 5.5. Como se observa en la tabla 5.2, el valor promedio fue de 0.57 ohm.m para todos los pozos. Este valor fue representativo de todo el intervalo y se asume que este valor de resistividad no varía en todo el yacimiento. De hacerlo, esa variación sería muy pequeña como para afectar de manera importante al valor de resistividad de formación representativo para el yacimiento.

Los parámetros de corte permitieron calcular la arena neta y arena neta petrolífera en el área de estudio. La figura 5.6 muestra la curva de mejor ajuste de los puntos graficados. En este caso, la curva de ajuste es potencial. Con un valor de ajuste de 0.94

para R^2 donde este ultimo parámetros representa la bondad de ajuste de los puntos en cuestión. Dicho valor oscila varia de 0 a 1. Un valor cercano a uno representa un buen ajuste de los puntos. El valor de producción mínimo fue de 30 ohm.m el cual fue obtenido de la carpeta de producción de pozos en la zona. Luego, se obtuvo 34% para el valor de corte de la saturación de agua. Es decir se toman en cuenta los puntos que presentaron un valor de saturación de agua menor a 34%.

La figura 5.7 muestra el mejor ajuste con un R^2 de 0.49. Aunque no es muy alto, se puede tomar como valor aceptable dada la dispersión o distribución de los puntos en el gráfico. Esto arrojó como resultado un valor de 17% para el valor de corte del volumen de arcilla, dado el valor de corte de saturación de agua comentado anteriormente. Ahora, serán tomados en cuenta los puntos que tienen un valor de saturación de agua menor a 34% y un valor de volumen de corte de arcilla de 17%.

La figura siguiente (5.8), presenta el valor de corte de porosidad de 20% con un ajuste de 0.78. El ajuste es dado por una curva de forma exponencial y de esta manera, se tomo en cuenta los puntos que tenían un valor de saturación de agua menor a 34%, un valor de volumen de arcilla menor de 17% y un valor de porosidad mayor a 20 %.

Observando la tabla 5.3, correspondiente a los valores de arena neta, se puede decir que los valores mas altos de arena neta están localizados en Oficina Superior y Media. Es lógico pensarlo, con solo observar las figuras correspondientes a las correlaciones estratigráficas, la diferencia entre tope y base de las dos partes mencionadas son mucho mayores que los intervalos definidos en Oficina Inferior. Eso no implica que haya valores importantes en los intervalos subyacentes; de ellos, los intervalos C y D son los que más arena neta presentan por pozo. Los valores nulos en Oficina Superior, para los pozos 173,174,175 son debidos a la falta de registro a esa profundidad. Exceptuando ciertos casos, hay una tendencia de aumentar el espesor de arena neta hacia el sur del área. Es bueno recordar que el valor de arena neta es calculado solo con el valor de corte del volumen de arcilla.

La tabla 5.4 muestra los valores de arena neta petrolífera calculados después de aplicar los parámetros de corte. Observando rápidamente la tabla, se puede decir que los intervalos que presentaron mayor espesor de arena neta petrolífera fueron el intervalo C y el intervalo D. El intervalo E es prácticamente nulo, exceptuando los pozos 174 y 175 los cuales presentan valores de arena neta petrolífera que van de los 2 pies a los 26 pies. El intervalo A presenta valores que van desde los 18 pies hasta los 40 pies. El pozo 173 en Oficina Media presenta 36 pies de arena neta petrolífera, sin embargo, en los demás pozos no hay espesores importantes asociados en este intervalo.

Cuando se tienen los valores de arena neta, arena neta petrolífera y porosidad para cada pozo y cada intervalo, se puede calcular los valores promedio por zona o intervalo, esos resultados se ven reflejados en la tabla 5.5. Se observan valores de porosidad para los espesores netos que van desde 13% a 23%, es decir, este valor de porosidad es calculado sin tomar en cuenta los parámetros de corte, además representa el valor promedio para el intervalo en cuestión. El intervalo perteneciente a Oficina Superior, tiene el mayor valor de porosidad, esto es debido a su gran espesor promedio de 733 pies aproximadamente. Los promedios de arena neta van desde los 19 pies hasta los 105 pies aproximadamente. De esos valores, los intervalos C, D y E presentan los mayores porcentajes de arena, según el valor de corte de volumen de arcilla aplicado para esta parte. Luego, al observar los valores de arena neta petrolífera, los mayores valores promedio se encuentran ubicados en los intervalos C y D. Para esa parte, ya fueron aplicados los parámetros de corte calculados. Cabe destacar que los mayores valores de porosidad pertenecen a los intervalos C y D, con valores de 36% y 34% consecutivamente. A excepción de los intervalos A y B, se presenta valores de porosidad promedio menores a 10%.

Debido a la falta de información de núcleos, no fue posible calcular los valores de permeabilidad. Adicionalmente dicho parámetro es de carácter dinámico, es decir, cambia en función del tiempo. Recordando que los pozos usados en este trabajo de grado ya estuvieron en producción y luego fueron cerrados, la poca información en el centro del área, y el carácter dinámico de la permeabilidad fueron las razones para no calcular dicho parámetro. No se realizaron mapas de porosidad por la misma razón, no hay suficientes

pozos en el mapa como para dar una tendencia correcta y bien ajustada a la realidad del estudio. Solo se presenta los valores promedio de porosidad por zona para así, tener una idea de los intervalos que mejor se adaptarían al área de producción de la corporación.

CAPÍTULO 7. Conclusiones

- Los intervalos C y D presentan las mejores características para ser considerados como productores de hidrocarburos. Los valores de porosidad de ambos pueden estar afectados por la cantidad del cuarzo como mineral mayoritario en las arenas, el cual aumenta el valor de porosidad medido en el intervalo. De igual manera el valor se considera aceptable y justificado por los cálculos realizados.
- Los intervalos Oficina Superior y Oficina Medio presentaron los mayores espesores de arena neta pero presentaron los menores valores de arena neta petrolífera, al punto de mostrar valores nulos en la mayoría de los pozos.
- Los pozos 173 y 174 fueron los pozos que más arena neta petrolífera aportaron a los intervalos. En los intervalos C y D, la mayoría de los pozos aportaron espesores considerables de arena neta petrolífera.
- El intervalo E no está presente en la correlación de todos los pozos, por lo que no es válido tomarlo en cuenta para tendencia general de arena neta petrolífera. Ello se ve reflejado en el bajo valor de porosidad promedio perteneciente al intervalo en cuestión, con un valor de 6%.
- El valor de resistividad de formación representativo para el yacimiento es de 0.58 ohm.m. Una posible causa de esto es que la formación Oficina fue depositada en condiciones fluviales hacia su parte inferior cambiando a un ambiente marino hacia su parte superior.
- Las formaciones sedimentadas posterior a Oficina carecen de interés para la prospección de hidrocarburos en el área de estudio.

- Los espesores de arena neta petrolífera aumenta hacia el sur del área de estudio y se adelgazan hacia el norte.
- Como era de esperarse según la geología de la zona, el intervalo Oficina inferior, el cual contiene a los intervalos definidos con las letras A hasta la E, posee mejores características para la producción de hidrocarburos que los intervalos superiores (Oficina Medio y Superior).
- De esta manera se descartan las formaciones post-Oficina como posibles productoras en el área que atañe este trabajo.

CAPÍTULO 8. Bibliografía y referencias citadas

- ARCHIE G. (1942) *Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics*. Petroleum. Technology., 5(1).
- ARNSTEIN R. CABRERA E., RUSSOMANNO F. y SÁNCHEZ H. (1985) *Revisión estratigráfica de la Cuenca de Venezuela Oriental*. VI Cong. Geol. Venez., Caracas 1985, S.V.G., 1, P. 41-69.
- AUDEMARD F., AZPIRITRAGA I., BAUMANN P., ISEA A. y LATREILLE M. (1985) *Marco geológico del Terciario de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela*. Mem., VI Cong. Geol. Venez., Caracas, (1), p. 70-108.
- BASSIOUNI Z. (1994) *Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs*. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, p.372.
- COMISIÓN VENEZOLANA DE ESTRATIGRAFÍA Y TERMINOLOGÍA (1970) *Léxico Estratigráfico de Venezuela*. Dirección de Geología, M.M. e H., Pub. (4), p. 756.
- CORRALES I., ROSELL J., SANCHEZ DE LA TORRE L., VERA J., y VILAS L. (1977) *Estratigrafía*. Editorial Rueda, Madrid, España.
- CROTTI M., CABELLO E., ILLIANO S. (1987) *La relación entre la porosidad y la saturación de agua*. p. 80.
- DALLMUS, K. F., 1938-b. *Geology of El Valle de Guanape area, District of Bruzual, Anzoátegui*. Bol. Geol. y Min., Caracas, 2(2-4): 141-154.

DARWIN (1987) *Well Logging for Earth Scientists*. Elsevier Science Publishing. p. 60.

DE SISTO J. (1960) *Revised type section of the Oficina Formation*. Bol. Inform, Asoc. Venez. Geol. Min. y Petr., Caracas, 3(12), p. 334-336.

GONZÁLEZ DE JUANA (1946) *Estudio Sobre las aguas subterráneas en los llanos de Venezuela*. Revista de Fomento, Caracas, 2(2-4), p. 123-138.

HEDBERG, H. D. (1950) *Geology of the eastern Venezuela basin (Anzoátegui-Monagas-Sucre-eastern Guárico portion*. Geol. Soc. Am., Bull., 61(11): 1173-1216.

HEDBERG, H. D. y H. J. FUNKHOUSER (1947) *Oilfields of the Greater Oficina Area, central Anzoátegui, Venezuela*. Amer. Assoc. Petrol. Geol., 31(12): 2089-2169.

_____ (1947) *Elements of diastrophic history of north-eastern Venezuela*. Geol. Soc. Am. Bull., 58(8), p. 689-702.

_____, ITURRALDE J. y PICARD X. (1980) *Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas*. Ediciones Foninves, Caracas, p. 1031.

_____, SASS L. C. and FUNKHOUSER H. J. (1947) *Oil fields of Greater Oficina area, central Anzoátegui, Venezuela*. Am. Assoc. Petrol. Geol., Bull., 31(12), p. 2089-2169.

ISEA A. (1987) *Geological synthesis of the Orinoco Oil Belt, eastern Venezuela*. Jour. Petr. Geol., London. 10(2), p. 135-147.

- KALKOMEY C. (1997) *Potential risk when using seismic attributes as predictors of reservoir properties*. The Leading Edge, 16(3), p. 247-251.
- LIDDLE R. A. (1928) *The geology of Venezuela and Trinidad*, J. P. MacGowan, Fort Worth, Texas, p. 552 .
- MARAVEN (1981) *Estratigrafía y Nomenclatura de la Faja Petrolífera del Orinoco*. p. x.
- MENDENHALL W. y SINCICH T. (1997) *Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias*. Cuarta edición, Prentice–Hall Hispanoamericana S.A., México, p. 1182.
- MÉNDEZ O. (1985). *Historia geológica graficada de la cuenca oriental de Venezuela*. VI Cong. Geol. Venezuela, Caracas 1985, S.V.G., 2, p. 1.000-1.040.
- MORRIS L., BIGGS W. (1967) *Using log-derived values of water saturation and porosity*. SPWLA. p. x.
- PARNAUD F., GOU Y., PASCUAL J.C., TRUSKOWSKI Y., GALLANGO O., PASSALACQUA H. and ROURE F. (1995) *Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuela Basin*. En TANKARD A., SUÁREZ R. and WELSINK H.J.: Petroleum Basins of South America. AAPG Mem. 62, p. 741-756.
- PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S. A. (1983) *Evaluación exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco, área Zuata*. Informe de la Coordinación de la faja petrolífera del Orinoco, volumen V.

- PÉREZ DE MEJÍA D., KISER G., MAXIMOWITSCH B. y YOUNG G. (1980) **Geología de Venezuela**. En FELDER B. (Coord.), BRIE A., GARTNER J., HEPP V., HRABIE M, KERVELLA M., MONS F., MOWAT G., NEVILLE N., PLOMB J., SADRAS W., TEJADA A., TRASSARD J., VIDAL J. y ZINAT D. *Evaluación de Formaciones en Venezuela*. Schlumberger Surencó S.A., 1ra. Ed.. p. 287.
- RIOS L. KARLA A. (2002). *Estimación de espesores sedimentarios del Mesozoico en el Graben de Espino a los largo de dos transectos regionales en el área de Anaco, Edo. Anzoátegui*. Tesis. Universidad Central de Venezuela p 116.
- R.N. ERLICH AND S.F. BARRET (1992). *Petroleum Geology of the Eastern Venezuela Foreland Basin*. Ed. AAPG Memoir 55.pag 341-362.
- PICKETT G. (1966) *A Review of Current Techniques for Determination of Water Saturation from Logs*. JPT, p- 1425-1433.
- PICKETT G. (1973) *Pattern Recognition as a Means of Formation Evaluation*. SPWLA 14th Annual Logging Symposium, Lafayette, Paper A.
- PROBST, D. A., 1953. *Stratigraphic studies, greater Oficina, Venezuela, Amer. Assoc. Petrol. Geol., Bull.*, 37(9): 2073-2092.
- SCHLUMBERGER,(1983), *Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros*, Ed. Schlumberger Educational Services, pp-198.
- SCHLUMBERGER (1970) *Fundamentos de la interpretación de perfiles*. Schlumberger Limited, New York, USA.
- SCHLUMBERGER (1972) *Log Interpretation Charts*. Schlumberger, Limited, New York, USA.

SCHLUMBERGER (1997) *WEC 1997 Evaluación de Pozos*. Schlumberger, Surencó C.A., Caracas, Venezuela.

SCHULTZ P., SHUKI R., MASAMI H. and CHIP C. (1994a) *Seismic-guided estimation of log properties. Part 1: A data-driven interpretation methodology*. Schlumberger (GeoQuest and Geco-Prakla), The Leading Edge, p. 305-312.

SHERIFF R. (1991) *Encyclopedic dictionary of exploration geophysics*. Third edition, Tulsa Society of Exploration Geophysicists, p. 376.

WINSAUCER H. et al. (1952) *Resistivity of Brine-Saturated Sands in relation to Pore Geometry*. AAPG Bulletin, 36(2), p. 253-277.