

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **CARACTERIZACION FISICA DEL YACIMIENTO MS-435, ARENA R-4, DEL CAMPO MELONES OESTE, DEL DISTRITO SAN TOME**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Especialista en Gerencia Integrada  
de Yacimientos de Hidrocarburos  
Por el Ingeniero Mecánico Guzmán B. Miguel R.

Caracas, Octubre 2005

© Ing. Guzmán Miguel 2005  
Hecho el Depósito de Ley  
Deposito Legal lft487200562075

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **CARACTERIZACION FISICA DEL YACIMIENTO MS-435, ARENA R-4, DEL CAMPO MELONES OESTE, DEL DISTRITO SAN TOME**

**TUTOR ACADEMICO:** Prof. Ovidio Suárez

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
de Especialista en Gerencia Integrada  
de Yacimientos de Hidrocarburos  
Por el Ingeniero Mecánico Guzmán B. Miguel R.

Caracas, Octubre 2005

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi esposa e hijos por haber sido la inspiración que me motivó a realizar este trabajo. Ellos son mi fuente de fe y esperanza.

A los Ingenieros Antonio Pico y Moisés Uzcátegui, por haber colaborado conmigo en la realización de este trabajo.

Guzmán B. Miguel R.

## **CARACTERIZACION FISICA DEL YACIMIENTO MS-435, ARENA R-4, DEL CAMPO MELONES OESTE, DEL DISTRITO SAN TOME**

**Tutor Académico:** Prof. Ovidio Suárez. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2005, 200p.

**Palabras Claves:** Sísmica, Petrofísica, Caracterización, Modelo Estático, Areas Prospectivas, Correlaciones.

**Resumen:** En la industria petrolera, la explotación de los yacimientos de hidrocarburos requiere que previamente se determine la estructura del yacimiento y sus propiedades petrofísicas, es decir, se debe realizar la caracterización física o modelo estático del yacimiento antes de realizar la simulación que conlleve a la elaboración de los planes de explotación del mismo. El presente trabajo tiene como objetivo principal caracterizar la arena R4, yacimiento MS-435 del campo Melones Oeste, Distrito San Tomé, para la interpretación de un nuevo modelo geológico y la identificación de áreas prospectivas, a través del análisis de Atributos Sísmicos y Propiedades Petrofísicas. Para el logro de este objetivo se planteó la necesidad de identificar la tendencia y dirección preferencial del cuerpo de arena dentro del área del levantamiento sísmico 3D del campo Melones Oeste, descubrir nuevos cuerpos sedimentarios o depósitos productores de la arena R4 en áreas no perforadas y dentro de lo correspondiente al levantamiento sísmico, generar un nuevo modelo geológico - estructural para la arena/yacimiento, obtener las ecuaciones matemáticas que rigen la relación entre las pseudo propiedades petrofísicas y los atributos sísmicos y realizar el cálculo de reservas correspondiente y compararlas con los datos oficiales.

Para ello, en el presente trabajo, se hace uso de la data sísmica 3D y de los registros de pozos, integrados y procesados bajo la plataforma de trabajo de LandMark Suite Geographix, con el fin de determinar la estructura del yacimiento y sus propiedades petrofísicas. Adicionalmente, se realizaron gráficos "Cross Plot" entre las propiedades petrofísicas y los atributos sísmicos, para obtener las correlaciones matemáticas, que posteriormente ayudarán a determinar las pseudo propiedades petrofísicas en aquellas áreas donde no se tenga data. El producto final obtenido fue la estructura y el modelo estático del yacimiento, sus reservas, un área prospectiva ubicada en la zona centro sur, del área donde se tomó la sísmica 3D y cinco correlaciones matemáticas entre los atributos sísmicos y las propiedades petrofísicas.

Finalmente, este estudio muestra la importancia que representa para la explotación de yacimientos, la integración de toda la data (sísmica, registros de pozos, propiedades de fluidos, etc) a través de las distintas disciplinas relacionadas con el tema (geofísica, geología y petrofísica), a fin de obtener una caracterización confiable del yacimiento en estudio, que permita su explotación racional y económicamente rentable.

# INDICE

	<b>Pag</b>
PORTADA.....	I
AGRADECIMIENTOS.....	IV
RESUMEN.....	V
INDICE.....	VI
LISTA DE FIGURAS.....	X
LISTA DE TABLAS.....	XIV
INTRODUCCION.....	1
<b><u>CAPITULO 1: FUNDAMENTOS TEORICOS</u></b> .....	<b>4</b>
1.1. EVALUACION DE FORMACIONES.....	4
1.1.1. Tipos de rocas.....	4
1.1.2. Propiedades físicas de las rocas.....	5
1.1.3. Distribución de los fluidos en el yacimiento.....	26
1.1.4. El proceso de invasión.....	35
1.1.5. Perfiles de pozos.....	38
1.1.6. Estudio petrofísico para la descripción de yacimientos.....	53
1.2. GEOFISICA.....	61
1.2.1. Método sísmico.....	61
1.2.1.1. Ondas sísmicas.....	61
1.2.1.2. Método de refracción.....	67
1.2.1.3. Método de reflexión.....	67
1.2.2. Fases del método de prospección por sísmica de reflexión.....	68
1.2.2.1. Adquisición de la data sísmica.....	68
1.2.2.2. Procesamiento de datos sísmicos.....	73
1.2.2.3. Calibración de la data sísmica.....	75
1.2.2.4. Interpretación de la data sísmica.....	78
1.2.3. Atributos sísmicos.....	85
1.2.3.1. Beneficios.....	85
1.2.3.2. Clasificación.....	85

1.2.3.3. Ondas sísmicas con señales analíticas.....	88
1.2.3.4. Atributos derivados de la traza sísmica.....	89
1.2.3.5. Mapas de atributos sísmicos.....	91
1.3. GEOLOGIA.....	95
1.3.1. Procesos sedimentarios.....	95
1.3.1.1. Meteorización.....	95
1.3.1.2. Transporte.....	95
1.3.1.3. Sedimentación.....	95
1.3.1.4. Diagénesis.....	96
1.3.2. Ambientes de sedimentación.....	97
1.3.2.1. Ambiente Fluvial.....	100
1.3.2.2. Ambiente Deltaico.....	104
1.3.2.3. Ambiente Costero.....	108
1.3.2.4. Ambiente Marino.....	108
1.3.3. Electrofacies.....	108
1.3.3.1. Secuencias sedimentarias.....	108
1.3.3.2. Identificación de litologías.....	110
<b><u>CAPITULO 2: UBICACION GEOGRAFICA Y MARCO GEOLOGICO</u></b> .....	111
2.1. IDENTIFICACION DE LA REGION.....	111
2.1.1. Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	111
2.1.2. Características generales de la Cuenca Oriental de Venezuela.	111
2.1.3. Sistema petrolero de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	112
2.2. IDENTIFICACION DEL AREA DE ESTUDIO.....	113
2.2.1. Características geológicas y estratigráficas del Dtto. San Tomé.	113
2.2.1.1. Geología y Estratigrafía del Dtto. San Tomé.....	114
2.2.2. Características del Campo Melones.....	119
2.2.2.1. Características geológicas del Campo Melones.....	119
2.2.2.2. Reseña histórica del Campo Melones.....	120
2.2.2.3. Mecanismos de producción.....	121

2.2.3. Histórico de producción del yacimiento MS-435, Arena R4.....	121
<b>CAPITULO 3: METODOLOGIA DE TRABAJO.....</b>	<b>124</b>
3.1. RECOLECCION DE INFORMACION Y ELABORACION DE BASE DE DATOS.....	124
3.1.1. Recolección y revisión de la información relacionada con pozos	124
3.1.2. Recolección y revisión de la data sísmica.....	125
3.1.3. Elaboración de la base de datos.....	125
3.2. INTERPRETACION SISMICA. MODELO ESTRUCTURAL.....	126
3.2.1. Sismogramas sintéticos.....	127
3.2.2. Mapas estructurales en tiempo.....	128
3.2.3. Interpretación de fallas.....	129
3.2.4. Mapa en profundidad de la arena R4.....	130
3.3. MODELO GEOLOGICO.....	131
3.3.1. Correlaciones de pozos.....	131
3.3.2. Mapas de elctrofácies.....	131
3.3.3. Estudio del ambiente sedimentario y deposicional .....	132
3.4. MODELO PETROFISICO.....	133
3.4.1. Correcciones ambientales de registros de pozos.....	133
3.4.2. Cálculo del Volumen de Arcillosidad.....	134
3.4.3. Determinación de la Porosidad Absoluta y Efectiva.....	135
3.4.4. Cálculo de la Resistividad del Agua de Formación.....	136
3.4.5. Cálculo de la Saturación de agua y $S_{wi}$ .....	137
3.4.6. Determinación del Carbón.....	139
3.4.7. Determinación de Arena Neta Total.....	139
3.4.8. Determinación de Arena Neta Petrolífera.....	139
3.4.9 Determinación de la Permeabilidad.....	140
3.5. CREACION DE MAPAS DE PROPIEDADES PETROFISICAS.....	141
3.6. POST PROCESAMIENTO SISMICO.....	141
3.6.1. Extracción de Atributos Sísmicos 3D.....	141
3.6.2. Correlación de Atributos Sísmicos vs Propiedades Petrofísicas..	142

3.7. ESTIMACION DEL POES Y EL GOES.....	143
3.7.1. Cálculo del POES.....	143
3.7.2. Cálculo del GOES.....	144
<b>CAPITULO 4: ANALISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>145</b>
4.1. RESULTADOS DE LA INTERPRETACION SISMICA .....	145
4.2. RESULTADOS DE LA INTERPRETACION DEL MODELO GEOLOGICO.....	153
4.3. RESULTADOS DE LA INTERPRETACION DEL MODELO PETROFISICO.....	161
4.4. RESULTADOS ESTIMACION DEL POES Y GOES.....	176
4.5. CORRELACION DE PROPIEDADES PETROFISICAS - ATRIBUTOS SISMICOS .....	178
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>186</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>188</b>
<b>NOMENCLATURA.....</b>	<b>190</b>
<b>LISTA DE ECUACIONES.....</b>	<b>195</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>198</b>

## LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.1 Estimación de la Temperatura de Formación
- Figura 1.2 Procesos Diagenéticos: Empaque de granos esféricos del mismo tamaño
- Figura 1.3 Procesos Diagenéticos: Empaque de granos esféricos de diferentes tamaños
- Figura 1.4 Procesos Diagenéticos: Cementación por cristalización de minerales
- Figura 1.5 Procesos Diagenéticos: Interconexión entre granos
- Figura 1.6 Procesos Diagenéticos: Compactación
- Figura 1.7 Procesos Diagenéticos: Formas de depositación de arcillas
- Figura 1.8 Correcciones empíricas del Factor de Formación con la Porosidad y la Permeabilidad
- Figura 1.9 Relación de Resistividades vs  $S_w$
- Figura 1.10 Permeabilidad según la Relación de Tixier (Schlumberger)
- Figura 1.11 Permeabilidad según la Relación de Timur
- Figura 1.12 Permeabilidad Relativa vs Saturación
- Figura 1.13  $S_w$  vs  $\phi$  en unas arenas de Wyoming
- Figura 1.14  $S_w$  vs  $\phi$  en un Carbonato de Texas
- Figura 1.15 Mojabilidad de la roca
- Figura 1.16 Esquemático de Presión Capilar
- Figura 1.17 Analogía entre vasos capilares y las relaciones de Presión Capilar/Saturación en las rocas de los yacimientos
- Figura 1.18 Distribución macroscópica de la Saturación de Fluido en un yacimiento de petróleo y gas en roca mojada por agua
- Figura 1.19 Distribución microscópica de la Saturación de Fluido en:
- a) Roca limpia mojada por agua
  - b) Roca arcillosa mojada por agua
- Figura 1.20 Curvas de Presión Capilar en una Dolomita de San Andrés
- Figura 1.21 Ilustración de las condiciones típicas del subsuelo durante la corrida de registros por cable
- Figura 1.22 Esquemático de Saturaciones en las zonas lavada, de transición y no invadida

- Figura 1.23 Esquema de Dispositivo Lateral: Teórico y Real
- Figura 1.24 Comparación de Curvas Laterales en pozos de cuatro diámetros diferentes
- Figura 1.25 Esquema del Dispositivo Normal
- Figura 1.26 Perfil Eléctrico: Curvas Normales de diferentes espaciamientos frente a una arenisca saturada de petróleo
- Figura 1.27 Localización de las líneas de lutitas y arena limpia en la Curva de SP
- Figura 1.28 Representación esquemática del principio del Registro de Inducción
- Figura 1.29 Respuesta del Lateroperfil 7 frente a una capa no invadida resistiva y delgada, con lodo muy salado
- Figura 1.30 Comparación entre los Perfiles Sónicos Estándar y de Espaciamiento Largo en una lutita alterada y con derrumbes
- Figura 1.31 Curva Típica de Rayos Gamma
- Figura 1.32 Relación entre la Densidad de la Formación y las cuentas por segundo
- Figura 1.33 Determinación de la Porosidad a partir del perfil de Densidad de la Formación
- Figura 1.34 Respuesta del Dispositivo Neutrónico Compensado en formaciones de arenisca, caliza y dolomita
- Figura 1.35 Comparación de Porosidad con el Perfil Neutrónico de Doble Porosidad, en una zona arcillosa gasífera
- Figura 1.36 Relación entre Velocidad y Profundidad de ondas sísmicas
- Figura 1.37 Representación de ondas sísmicas
- Figura 1.38 Difracciones de ondas sísmicas
- Figura 1.39 Reflexiones "Múltiples" de ondas sísmicas
- Figura 1.40 Factores que afectan las Amplitudes
- Figura 1.41 Representación de Convolución
- Figura 1.42 Fuentes de energía sísmica
- Figura 1.43 Geófono
- Figura 1.44 Puntos de Reflexión
- Figura 1.45 Configuración geométrica
- Figura 1.46 Tendidos sísmicos
- Figura 1.47 Cobertura en el subsuelo
- Figura 1.48 Representación de tomas de Tiros de Verificación

Figura 1.49 Representación de toma de un PSV

Figura 1.50 Sísmica pozo - pozo

Figura 1.51 Relación aproximada entre el espesor real y el observado en una sección sísmica con la profundidad

Figura 1.52 Secciones horizontales

Figura 1.53 Calibración pozo - sísmica

Figura 1.54 Representación de discordancia

Figura 1.55 Facies sísmicas

Figura 1.56 Patrones de reflexiones más comunes en líneas sísmicas

Figura 1.57 Atributos sísmicos según el proceso

Figura 1.58 Traza Cuadratura

Figura 1.59 Mapas de atributos sísmicos

Figura 1.60 Representación de un ambiente sedimentario

Figura 1.61 Set de parasecuencias

Figura 1.62 Representación de un ambiente sedimentario Fluvial

Figura 1.63 Representación de un ambiente sedimentario Deltaico

Figura 1.64 Modelo de secuencias arenosas

Figura 2.1 Ubicación Geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela

Figura 2.2 Ubicación Geográfica del Campo Melones

Figura 2.3 Descripción Estratigráfica y Sedimentológica del Área Mayor de Oficina

Figura 3.1 Sismograma sintético para el pozo MEL-106

Figura 3.2 Interpretación de horizontes y fallas en las líneas sísmicas

Figura 3.3 Sección estratigráfica

Figura 3.4 Grafico de "Picket Plot" para obtener  $R_w$ ,  $a$ ,  $m$  y  $n$

Figura 3.5 Obtención de la saturación de agua irreductible ( $S_{wi}$ )

Figura 3.6 Plantilla de trabajo en PRIZM

Figura 3.7 Flujograma de trabajo para elaboración de "Cross Plots"

Figura 4.1 Interpretación de horizontes sísmicos y fallas

Figura 4.2 Horizonte sísmico R4 en tiempo

Figura 4.3 Correlación asumida para el pozo MS-456

Figura 4.4 Mapa Base horizonte R4. Ubicación de pozos de las secciones estratigráficas

- Figura 4.5 Sección Estratigráfica N°1. Sentido oeste - este
- Figura 4.6 Sección Estratigráfica N°2. Sentido oeste - este
- Figura 4.7 Sección Estratigráfica N°3. Sentido sur - norte
- Figura 4.8 Modelo Sedimentológico interpretado
- Figura 4.9 Mapa Isópaco actual del yacimiento MS-435, Arena R4
- Figura 4.10 Nuevo Mapa Isópaco definido para el yacimiento MS-435, Arena R4
- Figura 4.11 Determinación del GR máximo y mínimo para cada pozo
- Figura 4.12 Determinación de  $R_w$  y las constantes a, m y n
- Figura 4.13 Determinación de  $S_{wi}$  y  $S_{wCutoff}$
- Figura 4.14 Determinación de  $PHIE_{Cutoff}$  en el pozo MS-475
- Figura 4.15 Determinación de  $V_{shlCutoff}$  en el pozo MEL-106
- Figura 4.16 Evaluación Petrofísica de la arena R4 en el pozo MEL-106
- Figura 4.17 Mapa de Arena Neta Total (ANT)
- Figura 4.18 Mapa de Saturación de Agua ( $S_w$ )
- Figura 4.19 Mapa de Porcentaje de Arcilla ( $V_{shl}$ )
- Figura 4.20 Mapa de Arena Neta Petrolífera (ANP)
- Figura 4.21 Mapa de Porosidad Efectiva ( $PHIE = \phi_{efec}$ )
- Figura 4.22 Mapa de Permeabilidad (K)
- Figura 4.23 Distribución de facies sedimentarias en el yacimiento MS-435, Arena R4
- Figura 4.24 Mapas de Atributos Sísmicos
- Figura 4.25 Porción sísmica de la Arena R4 en la Zona Prospectiva
- Figura 4.26 Área del levantamiento sísmico 3D, Melones Oeste
- Figura 4.27 Gráfico Pseudo K vs AvgAbsAmplitude
- Figura 4.28 Gráfico Pseudo PHIE vs AvgAbsAmplitude
- Figura 4.29 Gráfico Pseudo Vshl vs AvgAbsAmplitude
- Figura 4.30 Gráfico Pseudo ANT vs AvgAbsAmplitude
- Figura 4.31 Gráfico Pseudo ANP vs AvgAbsAmplitude

## **LISTA DE TABLAS**

- Tabla 1.1 Velocidades de Ondas Sísmicas en distintos medios
- Tabla 1.2 Tipos de Ambientes Sedimentarios
- Tabla 3.1 Lista de Atributos Sísmicos obtenidos en este estudio
- Tabla 4.1 Registros por cada pozo evaluado
- Tabla 4.2 Ecuaciones usadas en la Evaluación Petrofísica
- Tabla 4.3 Resultados promedios de la Evaluación Petrofísica realizada
- Tabla 4.4 Petróleo y Gas inicial en sitio para cada realización
- Tabla 4.5 Comparación del POES y el GOES con estudios previos
- Tabla 4.6 Parámetros del yacimiento

## **INTRODUCCION**

El campo Melones Oeste surge como zona de importancia para el crecimiento y desarrollo de los crudos pesados en el oriente del país, luego de un estudio geológico, realizado en 1997, que correlacionó los campos Melones y Melones Central. Allí se planificó y ejecutó el levantamiento de 84 Km<sup>2</sup> de sísmica 3D, enmarcado dentro de la propuesta de realización de un estudio integrado en esa zona del campo.

Los objetivos de dicho estudio integrado fueron: 1) Definir los rasgos estructurales mayores del área, 2) confirmar la extensión y continuidad lateral de los cuerpos sedimentarios productores, 3) descubrir nuevos prospectos estratigráficos, 4) contribuir a la definición de heterogeneidades de los yacimientos, 5) definir la mejor estrategia de desarrollo del área, en forma integrada con el resto del campo Melones, a través de la caracterización de los yacimientos del área, seguida de la simulación numérica de los principales yacimientos de la misma, y 6) certificar los volúmenes de reservas.

El modelo geológico oficial indica que el área cuenta con un volumen de crudo en sitio de 1.373 MMBN, de los cuales por métodos primarios se espera recuperar 131 MMBN, es decir el equivalente a un 9,5%. Todo esto hace que el área adquiera una importancia tal, que continuamente sea sometida a estudios y seguimientos por parte del equipo de trabajo que la administra.

En los últimos años los altos costos de los programas de exploración y el énfasis que se ha hecho en esquemas avanzados de explotación, han generado un crecimiento en las exigencias por caracterizar más eficientemente los yacimientos de petróleo, debido al impacto económico que representa la estimación de propiedades sobre los proyectos de exploración y producción.

Los principales problemas que se presentan en esta tarea de caracterización, son la disponibilidad de muestras o datos reales y las complejidades geológicas intrínsecas a cada yacimiento. Los datos disponibles, en la mayoría de los casos, sesgan la información y la estimación de propiedades, debido a que han sido tomados en una parte del yacimiento y por lo tanto no representan la totalidad del mismo.

Este panorama de datos escasos y sesgados, de información sólo cualitativa, de mediciones de resolución incierta y de problemas de integración de las distintas escalas de los datos considerados, hacen que la tarea de modelar un yacimiento sea una actividad cada vez más compleja y que cada día exige más de la interacción multidisciplinaria.

Por esta razón, la integración de todos los datos disponibles, la validación de la data y la selección de métodos confiables de interpretación, son la única garantía de generar un modelo geológico y petrofísico confiable para el yacimiento. Para lograrlo, se debe contar adicionalmente con otros datos, como lo son las mediciones sísmicas, las interpretaciones de fallas y/o discordancias, evaluaciones de afloramientos, historias de producción, etc. El objetivo final será modelar las heterogeneidades de los cuerpos de arena, determinar la geometría del medio poroso, identificar áreas prospectivas y descubrir nuevas acumulaciones de crudo, que permitan un aumento de reservas.

Este Proyecto de Investigación tendrá por finalidad dicho análisis, el cual se realizará a la arena R4, yacimiento MS-435, perteneciente al campo Melones Oeste. El cual, según el informe anual de PDVSA Exploración y Producción de diciembre de 2000, posee un área de 4.004 acres con espesor promedio de 13 pies, porosidad 25% y saturación de agua connata 20%. Es un yacimiento saturado completado en agosto de 1998 y que tiene una producción acumulada, hasta la fecha, de 357.000 Bls de crudo pesado de 11 °API (en producción primaria), dentro de un total de 67,737 MMBls de P.O.E.S. y de 6,77 MMBls de Reservas Recuperables estimadas. Actualmente el mecanismo de producción es empuje por capa de gas y el método es bombeo mecánico.

El análisis se realizará, tanto en la arena R4, yacimiento MS-435, como en otras áreas prospectivas nuevas de la R4, dentro del perímetro de la grabación sísmica 3D del campo Melones Oeste. De tal manera de predecir propiedades e identificar zonas de buena capacidad, transmisibilidad y continuidad, las cuales serán propuestas para la perforación de pozos horizontales y/o multilaterales.

Este estudio se llevará a cabo con la ayuda de un conjunto de aplicaciones informáticas (sísmica, geología, petrofísica, estratigrafía de pozos y de extracción de atributos) dentro de la plataforma de trabajo LandMark Suite Geographix diseñada para tal fin. Se cuenta con la información petrofísica cruda de 11 pozos horizontales y

59 verticales, dentro de un área de 84 Km<sup>2</sup> de grabación sísmica 3D y se plantea determinar las correlaciones entre atributos sísmicos y petrofísicos, que permitan la predicción de propiedades en regiones no perforadas.

Este análisis de atributos sísmicos, o data suave, y atributos petrofísicos, o data dura, permitirá la estimación de pseudo propiedades petrofísicas en cada punto dentro del perímetro de la sísmica 3D del campo Melones Oeste.

Esta metodología puede ser aplicada a todo tipo de área que cuente con grabación sísmica, con ello es posible lograr la deseada interacción multidisciplinaria que mejore el modelaje de yacimientos, la predicción de petróleo en sitio, reservas y recobros, ajustes, cotejos, simulación de producción, propuestas de explotación y otras, que conlleven a un aumento en la eficiencia de los estudios integrados de yacimientos.

Finalmente y en función de lo antes dicho, los objetivos del presente trabajo son los siguientes:

#### **OBJETIVO GENERAL:**

Caracterizar la arena R4, antes mencionada, que abarque la interpretación de un nuevo modelo geológico y la identificación de áreas prospectivas, a través del análisis de Atributos Sísmicos y Propiedades Petrofísicas.

#### **OBJETIVOS ESPECIFICOS:**

- 1) Identificar la tendencia y dirección preferencial del cuerpo de arena dentro del área del levantamiento sísmico 3D del campo Melones Oeste.
- 2) Descubrir nuevos cuerpos sedimentarios o depósitos productores de la arena R4 en áreas no perforadas y dentro de lo correspondiente al levantamiento sísmico 3D del campo Melones Oeste.
- 3) Generar un nuevo modelo geológico-estructural para la arena-yacimiento.
- 4) Obtener las ecuaciones matemáticas que rigen la relación entre las pseudo propiedades petrofísicas y los atributos sísmicos.
- 5) Realizar el cálculo de reservas correspondiente y compararlas con los datos oficiales.

## FUNDAMENTOS TEORICOS

### **1.1. EVALUACIÓN DE FORMACIONES**

La mayoría de los yacimientos de hidrocarburos están asociados a rocas sedimentarias, las cuales están compuestas de una parte sólida (matriz de roca) y una parte vacía (espacio poroso) que sirve de depósito de fluidos como petróleo, gas y agua. El objetivo de la evaluación de una formación consiste en estudiar y describir el sistema roca - fluido, implicando esto un entendimiento claro de propiedades tales como litología, porosidad, permeabilidad y saturaciones. Estas propiedades físicas pueden ser medidas en laboratorio a través de análisis de núcleos, pero también inferidas a partir de las mediciones de registros de pozos. A continuación se analizarán los tópicos necesarios para realizar una adecuada evaluación de formaciones:

#### **1.1.1. Tipos de rocas.**

Todas las rocas que cubren la tierra, de acuerdo a como ellas han sido formadas, se agrupan en tres clases principales, éstas son:

##### *1.1.1.1. Rocas Ígneas:*

Se forman por el enfriamiento y solidificación del material de roca que se encuentra debajo de la corteza terrestre en estado líquido. Pueden ser formadas debajo de la superficie por enfriamiento muy lento o formadas en la superficie cuando el material fundido es forzado hacia la superficie de la tierra. Se pueden mencionar en esta categoría: granitos, dioritas, lavas, basaltos, etc.

##### *1.1.1.2. Rocas Metamórficas:*

Son aquellas que originalmente pueden ser ígneas o sedimentarias, y cuyas características originales han sido cambiadas grandemente por las acciones de presión, temperatura y otros factores que actuaron sobre ellas dentro de la corteza. Ejemplo de estas rocas son: filitas, esquistos, gneis, etc.

### 1.1.1.3. Rocas Sedimentarias:

Son originadas por mecanismos físicos, químicos u orgánicos a través de los procesos de meteorización, erosión, transporte, precipitación, sedimentación y litificación de sedimentos de rocas preexistentes. Este tipo de roca pueden ser clasificadas de acuerdo a su composición, sin embargo, desde el punto de vista de yacimientos de hidrocarburos, se distinguen dos tipos:

*Rocas Clásticas:* Formadas por fragmentos de rocas preexistentes y minerales depositados por acciones mecánicas de un agente de transporte. Generalmente tienen poca o ninguna alteración química, ejemplo areniscas y lutitas.

*Rocas Carbonáticas:* Formadas por carbonatos de calcio y de magnesio precipitados de las aguas marinas por procesos químicos y bioquímicos, ejemplo calizas y dolomitas.

### 1.1.2. Propiedades físicas de las rocas.

Todo medio poroso que represente una posible trampa para almacenar hidrocarburos, tiene dos componentes importantes: la matriz y los poros.

La matriz representa el material denso o sólido que rodea los espacios vacíos ocupados por fluidos.

Los poros representan los espacios vacíos que se encuentran dentro de la matriz, es decir, son los espacios vacíos entre los granos de la matriz los cuales pueden almacenar fluidos tales como petróleo, gas y agua; que podrían fluir o no a través de dichos poros. La cantidad de petróleo o gas contenida en una unidad de volumen del yacimiento, es el producto de su porosidad por la saturación de hidrocarburos. Además de la porosidad y la saturación de hidrocarburos, se necesita conocer el volumen de la formación, a fin de estimar las reservas totales y determinar así, si la acumulación es comercial. Para calcular este volumen, se requiere conocer el espesor y el área del yacimiento.

Para evaluar el potencial de producción de un yacimiento, es necesario conocer que tan fácilmente el medio poroso permite el desplazamiento del fluido. Esta propiedad de la formación es conocida con el nombre de permeabilidad, y depende de la forma como los poros están interconectados.

En virtud de lo anterior se puede decir que las principales propiedades petrofísicas que se requieren para evaluar un yacimiento, son su porosidad, la

saturación de hidrocarburos, el espesor, el área y la permeabilidad. Además de éstos, la geometría del yacimiento, su temperatura, su presión y la litología, desempeñan un papel importante en la evaluación, completación y producción del yacimiento.

Son pocas las propiedades petrofísicas que pueden medirse directamente. En consecuencia deben obtenerse a partir de mediciones de otras propiedades de las formaciones. Entre éstas se encuentran: la resistividad, la densidad de la formación, la velocidad sónica, el potencial espontáneo, la radioactividad natural y el contenido de hidrogeno en la roca. Mediante la interpretación de los perfiles obtenidos durante la medición de estas propiedades, se pueden inferir las propiedades petrofísicas deseadas, tales como: porosidad, saturación de hidrocarburos, permeabilidad, productividad, litología, etc.

A continuación se presenta una breve descripción de las propiedades petrofísicas de la formación:

#### *1.1.2.1. Resistividad de la formación:*

La ley de Ohm establece que el flujo de corriente eléctrica a través de un conductor, es proporcional a la diferencia de potencial eléctrico,  $\Delta E$ , que origina dicho flujo. La constante de proporcionalidad es llamada resistencia eléctrica,  $r$ . Esto se expresa en la ecuación:

$$\Delta E = ir \quad (1-1)$$

La diferencia de potencial entre dos puntos se define como el trabajo necesario para llevar una carga de un punto a otro. La corriente se define como la fuerza del campo electromagnético alrededor de un conductor. La unidad de resistencia es el Ohm y equivale a un volt/ampere.

La resistencia es una propiedad que depende, no sólo del material que conduce la corriente, sino también de sus dimensiones físicas: al duplicarse la longitud del conductor, se duplica su resistencia y al duplicarse la sección transversal perpendicular al flujo de la corriente, la resistencia se reduce a la mitad. A partir de esto se obtiene una propiedad que sólo es función del material del cual está compuesta la resistencia. Esta propiedad se denomina **Resistividad**,  $R$ , la cual se define como:

$$R = r \frac{A}{L} \quad [\text{Ohm} - \text{m}] \quad (1-2)$$

donde:  $A$  = área de la sección transversal del conductor.

$L$  = longitud del conductor.

Las resistividades de las formaciones dan indicios de la probable litología y contenido de fluidos en ellas. El flujo de corriente eléctrica a través de las formaciones, es sólo mediante el agua mineralizada que contienen. Los minerales que constituyen las partes sólidas de los estratos, cuando están absolutamente secos, son aislantes. De igual forma, el petróleo y el gas puros que se encuentre en las formaciones, son eléctricamente no conductores. Las pocas excepciones a ésta regla son los sulfuros metálicos, el grafito, etc., que son conductores de la electricidad como los metales. Las formaciones con baja resistividad indican un alto contenido de agua o de sus minerales. Otros factores importantes de las resistividades de las formaciones son la forma e interconexión de los espacios de los poros que están ocupados por agua. Estos factores dependen de la litología de la formación.

*Definición de  $R_w$  :*

La resistividad del agua de formación es una propiedad intrínseca del agua y depende de su salinidad y su temperatura. Mientras más altas sean estas variables, menor será la resistividad y el agua será más conductora. La ecuación que la rige es la siguiente:

$$R_w = \frac{V}{I} \quad [\text{voltios/amperes}] \quad (1-3)$$

donde:  $V$  = voltaje alterno de baja frecuencia aplicado a una unidad de volumen con 100% agua.

$I$  = corriente resultante.

*Definición de  $R_o$  :*

Es la resistividad de una formación acuífera, es decir, la resistividad de un medio poroso ocupado por agua solamente. En este caso la unidad de volumen de la

formación estará compartida por la matriz de la roca y el agua contenida en los poros. Si aplicamos un voltaje igual al aplicado en el caso anterior, la corriente  $I_2$  resultante será menor que la corriente  $I_1$ , obtenida en el caso de  $R_w$ , ya que hay menos cantidad de agua, y por lo tanto  $R_o$  será mayor que  $R_w$ .

$$R_o = \frac{V}{I_2} \quad [\text{voltios/amperes}] \quad (1-4)$$

$$R_o > R_w$$

donde:  $V$  = voltaje alterno de baja frecuencia aplicado a una unidad de formación.

$I_2$  = corriente resultante.

*Definición de  $R_t$ :*

Es la resistividad de una formación petrolífera, es decir, la resistividad de un medio poroso ocupado por agua y petróleo. En este caso la unidad de volumen de la formación estará compartida por la matriz de la roca y el agua y el petróleo contenidos en los poros. Si se aplica un voltaje igual al aplicado en los casos anteriores, la corriente  $I_3$  resultante será menor que la corriente  $I_2$  del caso anterior, ya que ahora hay todavía menos agua disponible para la conducción de electricidad y por lo tanto  $R_t$  será mayor que  $R_o$ .

$$R_t = \frac{V}{I_3} \quad [\text{voltios/amperes}] \quad (1-5)$$

$$R_t > R_o$$

donde:  $V$  = voltaje alterno de baja frecuencia aplicado a una unidad de formación.

$I_3$  = corriente resultante.

Las mediciones de resistividad son esenciales para el cálculo de las saturaciones, en especial en las porciones vírgenes no invadidas del yacimiento. Junto con la porosidad y la resistividad del agua, estas mediciones se utilizan para obtener la saturación de agua. Los valores de saturación obtenidos de mediciones someras y profundas, pueden compararse para evaluar la productividad de la formación.

### *1.1.2.2. Temperatura y presión:*

La temperatura y la presión controlan la viscosidad y la solubilidad mutua de los fluidos en un yacimiento. Como resultado de esto, la relación de fase de la solución petróleo – gas puede sufrir variaciones significativas, al ocurrir un cambio de temperatura y/o presión. Por ejemplo, en la medida que baja la presión de un yacimiento, el gas tiende a liberarse de la solución y es allí cuando las burbujas de gas pueden causar la disminución de la permeabilidad efectiva del petróleo.

La producción de hidrocarburos se verá afectada de varias maneras, por los cambios en la temperatura y/o la presión, y esto dependerá de los tipos y proporciones específicas de los hidrocarburos presentes.

La temperatura de un yacimiento productor, por lo general no varía mucho a lo largo de la vida productiva del mismo, salvo cuando se inyecta vapor o cuando se efectúa combustión in situ. Sin embargo, es inevitable que ocurra una caída de presión entre el yacimiento aun no perturbado y el pozo. Esta caída de presión puede variar desde pocas libras por pulgada cuadrada (lpc) hasta la presión total del yacimiento.

Otra importancia significativa de la determinación de la temperatura a cualquier profundidad de un pozo, radica en que para realizar interpretaciones cuantitativas de los registros, a menudo es necesario conocer la resistividad del agua de la formación y del barro de perforación, a la profundidad deseada y estas resistividades están en función de la temperatura.

Para determinar la temperatura de una formación, se utiliza un termómetro de rango adecuado a la temperatura que se espera encontrar en el pozo, el cual se baja con los dispositivos de registro. En un pozo se supone que el gradiente geotérmico (variación de la temperatura con la profundidad) es lineal y esto constituye una aproximación adecuada.

La figura 1.1 se utiliza para determinar la relación temperatura/profundidad, mediante la temperatura media de la superficie y la máxima a la profundidad total. En la parte inferior de la gráfica se observan dos escalas de temperatura, correspondientes a dos temperaturas medias de la superficie, es decir, 60° y 80°F.

También puede determinarse la temperatura de una formación, usando la siguiente ecuación:

$$T_f = T_s + \frac{T_m - T_s}{P_m} \cdot P_f \quad (1-6)$$

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.

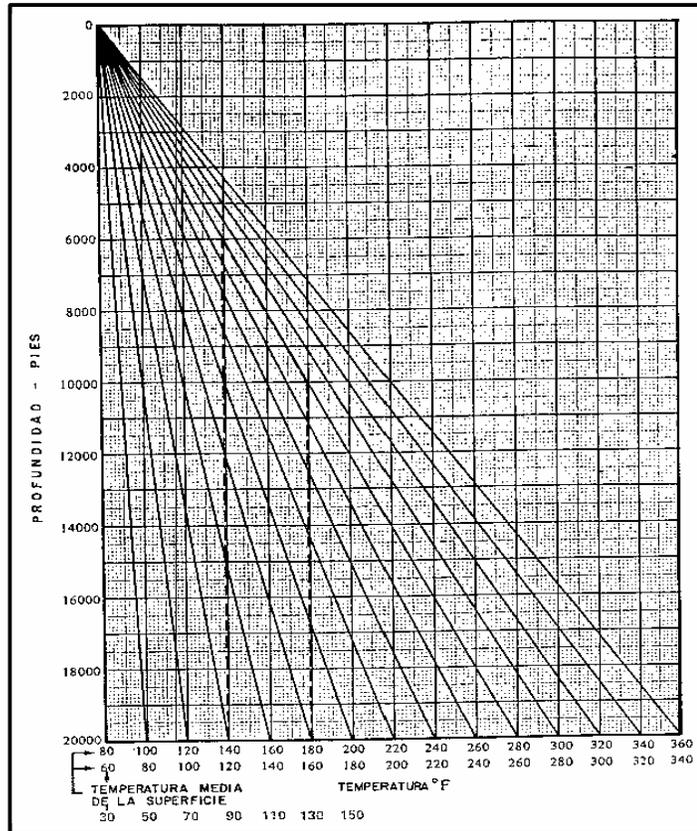


Figura 1.1. Estimación de la temperatura de la formación.  
Tomado de "Evaluación de Formaciones", PDVSA, CIED 1996.

### 1.1.2.3. 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.

El objetivo de la interpretación de perfiles de pozos, es predecir el resultado de las pruebas de producción con respecto al rendimiento de los fluidos del yacimiento. En consecuencia, es imprescindible conocer las propiedades de estos fluidos, especialmente las del agua de formación. El conocimiento exacto de dichas

propiedades requiere muestras de fluido del fondo y pruebas de PVT en el laboratorio, que rara vez se tiene la oportunidad de contar con ellas. En consecuencia, se deben hacer estimaciones razonables.

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 por lo general son dulces y de resistividad comparativamente alta. A medida que se perfora a mayor profundidad, el agua que se encuentra en las formaciones se hace más salada. Sin embargo, cabe señalar que este fenómeno no es nada uniforme ni regular.

La resistividad de las aguas superficiales puede variar entre 20 y 50 ohm – m, a la temperatura ambiente. Mientras que las aguas muy salinas pueden tener valores de resistividad tan bajas como 0.04 ohm – m, a 75 °F, lo cual corresponde a una completa saturación.

Un conocimiento sólido de la resistividad del agua de formación, es muy importante para la interpretación de los registros eléctricos. La curva SP proporciona un medio para medir dicha resistividad, y es siempre aconsejable verificar estos valores mediante muestras representativas. Esta verificación se puede realizar mediante mediciones directas de una muestra representativa y por análisis químico.

En el caso de mediciones directas, la medición de la resistividad se hace directamente en el laboratorio a una temperatura estándar (68°F), mediante una célula especial de conductividad. Los resultados se obtienen en ohm – m.

Uno de los problemas más comunes es la reducción de la resistividad del agua de una temperatura a otra. Esto puede calcularse a través de la siguiente fórmula de aproximación:

$$R_{w2} = R_{w1} \frac{(T_1 + K)}{(T_2 + K)} \quad (1-7)$$

donde:  $K = 6.77$  si la temperatura es en °F.

$K = 21.5$  si la temperatura es en °C.

Un procedimiento de reducción más exacto es el empleo de curvas de salinidad, especialmente cuando hay altas concentraciones de sal.

#### 1.1.2.4. Porosidad:

Es la fracción del volumen total de la roca que no está ocupado por la matriz, es decir es la fracción del volumen total de la roca que no está ocupado por material sólido.

$$\phi = \frac{\text{Volumen Poroso} \cdot 100}{\text{Volumen Total}} \quad (1-8)$$

$$\text{Volumen total} = \text{Volumen poroso} + \text{Volumen de la matriz}$$

La porosidad de las formaciones puede variar considerablemente. Los carbonatos densos (calizas y dolomitas) y las evaporitas (sales, anhidritas, yeso y silvitas) pueden tener cero porosidad. Por otra parte, las areniscas consolidadas pueden tener de 10% a 15% de porosidad, mientras que las no consolidadas pueden tener 30% o más de porosidad. Finalmente, las lutitas o arcillas pueden tener una porosidad mayor de 40% llena de agua, pero estos poros, son por lo general tan pequeños, que la roca es impermeable al flujo de los fluidos.

La porosidad depende de la forma, textura de la superficie, angularidad, orientación, grado de cementación y tamaño de los granos que componen la roca. Muchos de los procesos diagenéticos que han estado presentes durante y después de los procesos de sedimentación, también afectan la porosidad:

a) El empaque de granos esféricos del mismo tamaño (ver figura 1.2), dan como resultado las siguientes porosidades de acuerdo a los distintos arreglos geométricos:

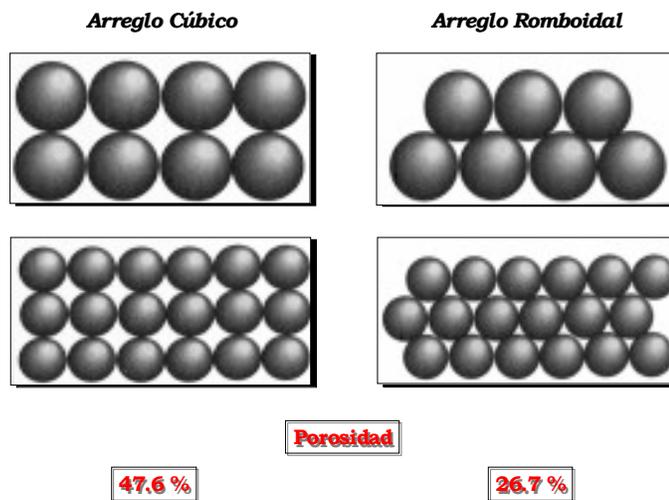


Figura 1.2. Procesos Diagenéticos: empaque de granos esféricos del mismo tamaño. Tomado de "Calculo de Reservas", por Pino, H. 1999.

Cúbico: 47.6%  
Rómbico: 39.5%  
Hexagonal: 25.9%

b) El empaque de granos esféricos de diferentes tamaños, depende del grado de llenado de los espacios más grandes por granos más pequeños. Ver figura 1.3.

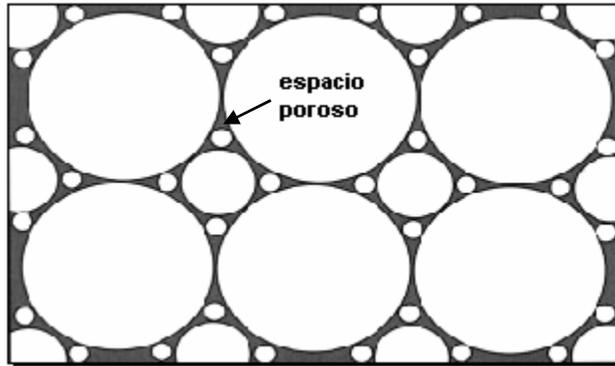


Figura 1.3. Procesos Diagenéticos: empaque de granos esféricos de diferentes tamaños.  
Tomado de "Calculo de Reservas", por Pino, H. 1999.

c) La cementación por cristalización secundaria de cualquier mineral (cuarzo, calcita, dolomita, etc.) reduce la porosidad. Ver figura 1.4.

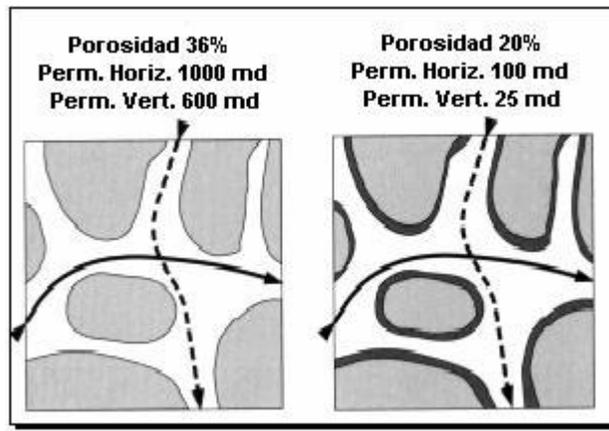


Figura 1.4. Procesos Diagenéticos: cementación por cristalización de minerales.  
Tomado de "Calculo de Reservas", por Pino, H. 1999.

d) La angularidad y grados de redondez, tienen influencia en la porosidad, ya que impiden o favorecen el empaque, permitiendo o impidiendo la interconexión entre granos. Ver figura 1.5.

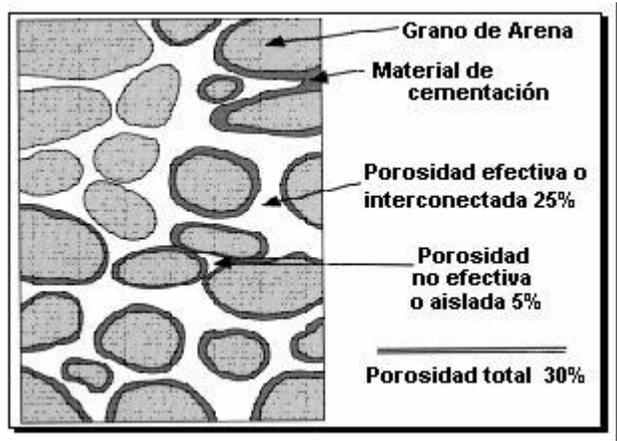


Figura 1.5. Procesos Diagenéticos: angularidad y grados de redondez.  
Tomado de "Calculo de Reservas", por Pino, H. 1999.

e) Por lo general, la compactación, proceso mediante el cual los granos minerales se rompen por presión de sobrecarga, aumenta la porosidad. Sin embargo, la superficie específica también se incrementa, reduciendo la permeabilidad. Ver figura 1.6.

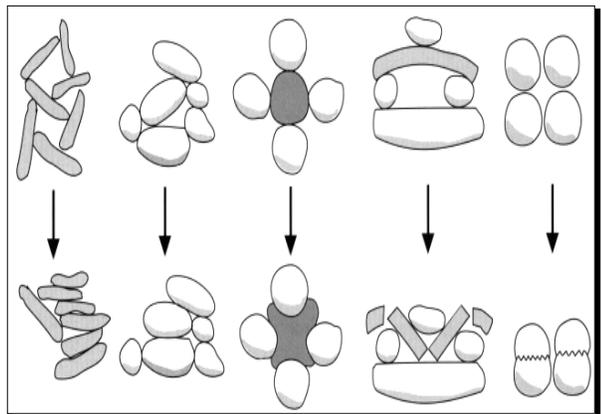


Figura 1.6. Procesos Diagenéticos: compactación.  
Tomado de "Calculo de Reservas", por Pino, H. 1999.

f) La forma como se depositaron las arcillas en el medio poroso también influye sobre la porosidad. Ver figura 1.7.

g) La solución de minerales a través de aguas circulantes, aumenta la porosidad. En los sedimentos clásticos esto no tiene tanta importancia. No obstante constituye un factor significativo para el desarrollo de la porosidad en las rocas carbonáticas.

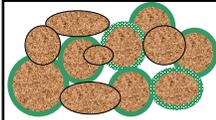
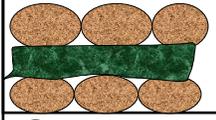
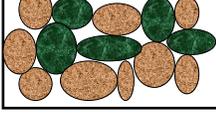
Tipo	Efecto
	
	
	

Figura 1.7. Procesos Diagenéticos: formas de deposición de arcillas.  
Tomado de "Calculo de Reservas", por Pino, H. 1999.

- *Clasificación de la porosidad:*

La clasificación más importante de la porosidad está basada en la interconexión o no de los poros. En función de esto tenemos una porosidad absoluta y una porosidad efectiva, definidas de la siguiente manera:

Porosidad Absoluta:

Es la fracción del volumen total de la roca, correspondiente al volumen de poros conectados o no entre sí.

Porosidad Efectiva:

Es la fracción del volumen total de la roca, correspondiente al volumen de poros conectados entre sí.

Otra clasificación de la porosidad está basada en las condiciones físicas del material que rodea a los poros. A saber tenemos:

Porosidad intergranular:

En una arena limpia la matriz de la roca está compuesta de granos de arena individuales, los cuales son más o menos esféricos y se encuentran empacados de alguna forma donde existen poros entre ellos. Esta porosidad denominada intergranular o porosidad de la matriz o porosidad primaria, por lo general ha perdurado en las formaciones desde la época en que fueron depositadas.

Porosidad secundaria:

Es causada por la acción de las aguas de formación o de las fuerzas tectónicas sobre la matriz de la roca después de la depositación. Por ejemplo, las aguas ligeramente ácidas pueden agrandar los espacios porosos por acción de su

movimiento a través de los canales de interconexión en las formaciones calizas, al mismo tiempo, las conchas de los pequeños crustáceos atrapados allí pueden disolverse y formar cavidades. Por el contrario, las aguas que se filtran y que son ricas en minerales pueden dar lugar a depósitos que sellan parcialmente algunos de los poros o canales de las formaciones calizas, cuestión que reduce su porosidad y/o altera la geometría de los poros. Sin embargo, las aguas que son ricas en sales de magnesio, al filtrarse a través de la calcita pueden provocar un reemplazo gradual del calcio por el magnesio, y como el volumen de la molécula de dolomita es 12% menor que la de calcita, el resultado es un volumen menor de la matriz y un correspondiente incremento en el volumen poroso.

Las tensiones en la formación también pueden causar fracturas o fisuras, lo cual aumenta el volumen poroso. Por lo general el volumen de las fracturas no incrementa la porosidad de la roca significativamente, sin embargo, si pueden aumentar su permeabilidad.

- *Medición de la porosidad:*

Para medir la porosidad, se saca una muestra del núcleo de campo, cuyas dimensiones, normalmente son 1 pulgada de diámetro por 1 pulgada de largo. De la muestra se extrae su contenido con tolueno o cualquier otro solvente y se deja secar. Se obtiene luego el volumen total midiendo directamente las dimensiones, o bien, midiendo el volumen de desplazamiento de un fluido no penetrante como el mercurio. El espacio vacío puede determinarse evacuando la muestra y luego saturándola con un fluido mojante. El aumento en el peso, dividido por la densidad del líquido, es el volumen poroso. Otro método es el que emplea el porosímetro de la ley de Boyle. Este método determina el volumen de aire existente dentro de la muestra que se ha secado, mediante la medición del incremento en el volumen durante la expansión isotérmica del aire.

Estos métodos, sólo pueden medir la porosidad interconectada o efectiva. La porosidad total, la cual incluye también todos aquellos poros que han quedado aislados de los que les rodean, puede medirse por medio de algunos dispositivos de perfilaje.

#### 1.1.2.5. Factor de resistividad de formación:

G. E. Archie en 1941, introdujo el concepto de “factor de resistividad de la formación”,  $F$  o simplemente factor de formación, por medio del cual se relaciona la resistividad de una arena saturada de agua  $R_o$ , con la resistividad del agua  $R_w$ . Este factor viene a ser un valor muy importante en la interpretación cuantitativa de los registros de pozos.

El material de la matriz de una roca posee una resistividad eléctrica extremadamente alta, por lo cual se le califica como aislante. En consecuencia, una corriente eléctrica que pase a través de una formación, es conducida exclusivamente por los fluidos existentes entre los espacios porosos y, más particularmente, por el agua de formación, puesto que el petróleo y el gas también son aislantes.

Haciendo uso de la ecuación (1-2)  $r = RL/A$  aplicada a un bloque de arenisca lleno de agua, de longitud “L” y a un bloque equivalente de agua, de longitud “ $L_e$ ”, se tiene:

$$R_o = \left(\frac{L_e}{L}\right)^2 \cdot \frac{R_w}{\phi} \quad (1-9)$$

La ecuación (1-9) indica, que la resistividad de un bloque de arenisca lleno de agua, es proporcional a la resistividad del agua contenida dentro del bloque. La constante de proporcionalidad depende de la tortuosidad  $(L_e/L)^2$  y de la porosidad  $\phi$  de la roca, y es independiente del agua en el espacio poroso.

De investigaciones experimentales en un gran numero de areniscas limpias saturadas de agua (ver figura 1.8), Archie encontró que las resistividades de la arenisca y del agua podían relacionarse a través de la ecuación:

$$R_o = F \cdot R_w \quad (1-10)$$

Donde  $F$  es una constante para una muestra de arenisca dada y se denomina Factor de Resistividad de la Formación. Archie, a través de sus experimentos, encontró que  $F$  es una función de la porosidad y de la permeabilidad de la muestra. Y sugirió expresar la relación entre  $F$  y las propiedades de la roca, mediante la ecuación:

$$F = \phi^{-m} \quad (1-11)$$

donde:  $m$  = factor de cementación y varía entre 1.3 y 2.6.

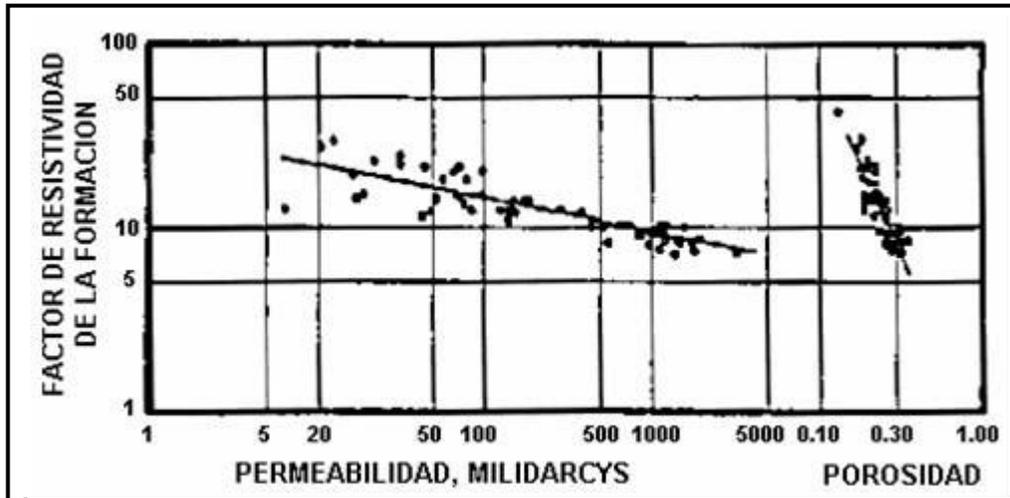


Figura 1.8. Correlaciones empíricas del Factor de Formación con la Porosidad y la Permeabilidad. Tomado de "Interpretación de Perfiles Viejos", PDVSA, CIED 1996.

Posteriormente, la ecuación de Archie se modificó por la introducción de una constante empírica  $a$ , en la ecuación:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (1-12)$$

Para los casos de areniscas, si se desconoce el valor de  $m$ , se puede utilizar la ecuación de Humble Oil Company:

$$F = 0.62 \cdot \phi^{-2.15} \quad (1-13)$$

Por lo general  $m$  se aproxima a 1.8 para areniscas de alta porosidad y a 2.0 para areniscas bien consolidadas. Esta ecuación ha tenido una amplia aceptación en las compañías que prestan servicios de perfilaje en la preparación de los gráficos de interpretación.

La ecuación de Humble puede simplificarse de la siguiente manera:

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \quad (1-14)$$

Otras expresiones de  $F$  según el tipo de rocas, son:

$$\text{Para rocas carbonáticas: } F = \frac{1}{\phi^2} \quad (1-15)$$

$$\text{Para rocas compactas u olíticas: } F = \frac{1}{\phi^{2.2}} \text{ a } \frac{1}{\phi^{2.5}} \quad (1-16)$$

Cuando se trata de rocas altamente olíticas,  $m$  puede alcanzar el valor de 3.

### 1.1.2.6. Saturaciones:

Es la fracción del volumen poroso del yacimiento ocupada por un determinado fluido.

En consecuencia tenemos:

- *Saturación de petróleo:* es la fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupada por petróleo.

$$S_o = \text{Volumen de petróleo} / \text{Volumen poroso} = \frac{V_o}{V_p} \quad (1-17)$$

- *Saturación de agua:* es la fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupada por agua.

$$S_w = \text{Volumen de agua} / \text{Volumen poroso} = \frac{V_w}{V_p} \quad (1-18)$$

- *Saturación de gas:* es la fracción del volumen poroso de un yacimiento ocupada por gas.

$$S_g = \text{Volumen de gas} / \text{Volumen poroso} = \frac{V_g}{V_p} \quad (1-19)$$

En el medio poroso se cumple:  $S_o + S_g + S_w = 1$

Hay una saturación de agua irreducible o  $S_{wi}$ , 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 5% en las formaciones más gruesas, hasta 40% o más, en las formaciones de granos muy finos. El agua irreducible no fluirá cuando la formación se somete al proceso de producción.

La fracción de hidrocarburos del volumen total de la formación, es entonces  $\phi S_h$  ó  $\phi(1 - S_w)$ . Uno de los objetivos más importantes del perfilaje de pozos es la determinación de esta cantidad, la cual puede variar de cero a un máximo de  $\phi(1 - S_w)$ .

La resistividad de una roca parcialmente saturada de agua ( $R_t$ ), depende no sólo 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. La figura 1.9 muestra la variación de  $R_t/R_o$  como

función de la saturación. Las curvas 1 y 2 son para arenas mojadas por agua, de las cuales la pendiente es 2 para la primera y 1.8 para la segunda. Estas pendientes se denominan “exponente de saturación” o  $n$ . La curva 3 corresponde a una arena mojada por petróleo, en cuyo caso el valor de  $n$  varía con la saturación y el grado de humectabilidad de la roca.

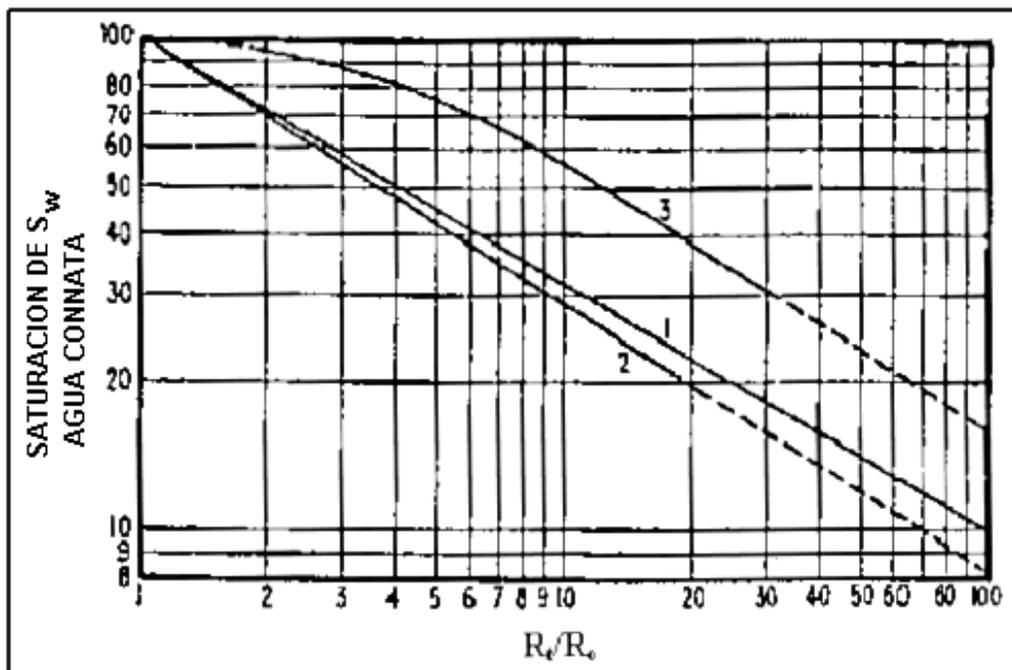


Figura 1.9.  $S_w$  vs Relación de Resistividades.  
Tomado de “Evaluación de Formaciones” PDVSA, CIED 1996.

Archie concluyó que la relación entre las resistividades y la saturación, podía expresarse de la siguiente manera:

$$S_w^n = \frac{1}{I} = \frac{R_o}{R_t} \quad (1-20)$$

donde  $I$  es conocido como índice de resistividad y  $n$  representa el exponente de saturación. Haciendo uso de la ecuación (1-10), tenemos:

$$S_w^n = \frac{F \cdot R_w}{R_t} \quad (1-21)$$

Las ecuaciones 1-10, 1-11 ó 1-13 y 1-21, son las tres ecuaciones básicas del perfilaje de pozos, a la vez que constituyen el fundamento de todos los métodos de registro e interpretación. Las mismas tienen su aplicación sólo para arenas limpias y pueden o no aplicarse a areniscas arcillosas o carbonatos. Adicionalmente, a la hora de hacer uso de estas ecuaciones se debe considerar que si por una parte, el uso de

m= 2 y n= 2, es bastante común, por otra es posible que ellos puedan tener un rango de valores mucho más amplio.

La saturación de petróleo, agua y gas se determina en un análisis rutinario de un núcleo. Aún cuando estas saturaciones se asemejan muy poco a las correspondientes saturaciones del yacimiento, ellas son muy útiles para la determinación cualitativa de los contactos agua – petróleo y gas – petróleo, y también para verificar la posible presencia de hidrocarburos. El conocimiento de la saturación de petróleo de un núcleo muy invadido, puede inclusive ser muy útil para la interpretación de los registros eléctricos.

#### 1.1.2.7. Permeabilidad:

Es la propiedad que tiene la roca para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Es una medida de la Conductividad de la roca, es una constante para una muestra dada de roca y para un fluido homogéneo, siempre que el fluido no interactúe con la roca misma.

La unidad de la permeabilidad es el darcy y su símbolo es  $K$ .

Hay una relación de tipo general entre la porosidad y la permeabilidad. Una alta permeabilidad, generalmente se corresponde con una alta 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 de los fluidos, son bastante restringidos y tortuosos. Por tal motivo, la permeabilidad puede ser muy baja en estos casos.

Otras formaciones como las calizas, que están compuestas por fisuras o fracturas de gran extensión, tienen porosidades muy bajas, pero la permeabilidad de una fractura puede ser muy grande. En consecuencia, una caliza fracturada, puede exhibir una porosidad baja conjuntamente con una permeabilidad extremadamente alta.

La ecuación de Darcy expresa la rata de flujo a través de una muestra permeable. Para flujo lineal horizontal, tenemos:

$$Q = A \frac{K}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta L} \quad (1-22)$$

y cuyas unidades son:

$Q$  : Bls por día

$\Delta P$  : lpc

$\Delta L$  : pies

$A$  : pies<sup>2</sup>

$$Q = 1.127A \cdot \frac{K}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L} \quad (1-23)$$

Los métodos de laboratorio para determinar la permeabilidad ( $K$ ) en darcys, consisten en hacer correr un fluido de viscosidad conocida (aire, agua o petróleo), a través de núcleos de dimensiones también conocidas, bajo presiones diferenciales igualmente conocidas. Por lo general, estas mediciones se efectúan en núcleos secos, es decir, bajo condiciones que no duplican las condiciones de campo de la hidratación de los minerales y de la sobrecarga de presión. En consecuencia, existen considerables dudas en cuanto a la validez de los valores absolutos de  $K$  obtenidos de esta forma. No obstante, es posible que sean útiles las magnitudes relativas de las permeabilidades obtenidas.

La permeabilidad es la medición menos confiable de los núcleos. En efecto, los resultados de las pruebas de laboratorio pueden contener errores porcentuales de varios cientos, cuando se aplican directamente a los yacimientos.

Sobre la base del perfilaje eléctrico, se han desarrollado métodos para estimar esta propiedad. Sin embargo, ninguno de ellos proporciona valores confiables. Todos se fundamentan en relaciones empíricas, entre permeabilidad, saturación de agua y porosidad.

Uno de los métodos establece que la permeabilidad de una arenisca puede ser expresada en términos de la saturación del agua irreductible, la cual es la medida del tamaño del grano y de la porosidad, que a su vez refleja el grado de cementación. Schlumberger<sup>25</sup> a partir de estudios de campo sobre la porosidad, la permeabilidad y la saturación de agua irreductible, ha desarrollado una ecuación empírica que relaciona estas tres variables:

$$K^{\frac{1}{2}} = \frac{250 \cdot \phi^3}{S_{wi}} \quad (1-24)$$

donde  $K$  esta en milidarcys,  $\phi$  y  $S_{wi}$  son fraccionales.

En esta ecuación, si la porosidad y la saturación contienen errores de poca monta, éstos deben elevarse al cuadrado y a la sexta potencia en la determinación de la permeabilidad. Por lo tanto, esto quiere decir que el resultado que se obtenga debe ser considerado sólo como una cifra indicativa de un orden de magnitud.

Una correlación muy bien documentada es la correlación de Timur<sup>5</sup>, quien efectuó cuidadosas mediciones de laboratorio en 155 núcleos de arenisca de la Costa del Golfo Colorado y California. Las correlaciones que obtuvo entre porosidad, saturación de agua irreducible y permeabilidad pueden verse en la figura 1.11. Con estos datos se generó la siguiente relación:

$$K = \left( \frac{93 \cdot \phi^{2.2}}{S_{wi}} \right)^2 \quad (1-25)$$

donde  $K$  está en milidarcys,  $\phi$  y  $S_{wi}$  son fraccionales.

Ambas relaciones se muestran en las figuras 1.10 y 1.11. Para los mismos valores de  $\phi$  y  $S_{wi}$ , dan casi las mismas respuestas, excepto en los extremos de la permeabilidad.

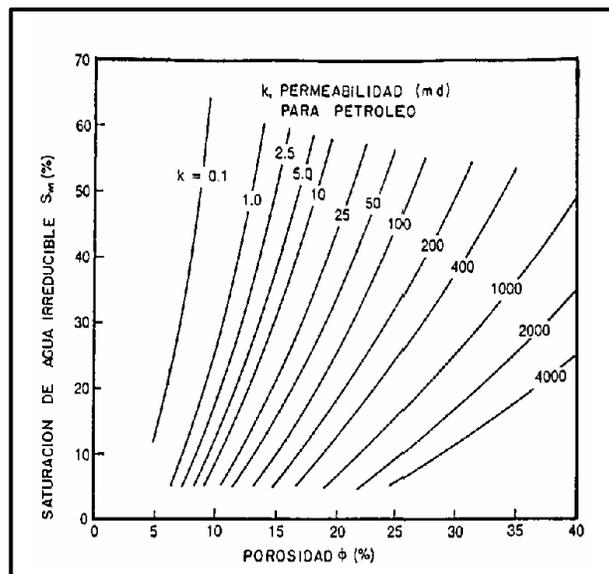


Figura 1.10. Permeabilidad según la Relación de Tixier (Schlumberger). Tomado de "Evaluación de Formaciones", PDVSA, CIED 1996.

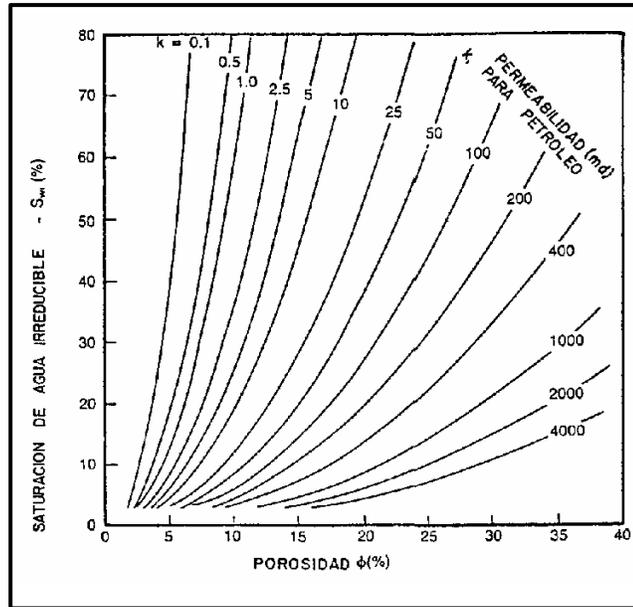


Figura 1.11. Permeabilidad según la Relación de Timur.  
Tomado de "Interpretación de Perfiles Viejos", PDVSA, CIED 1996.

#### 1.1.2.8. Arcillosidad:

Las arcillas son componentes comunes de las rocas sedimentarias. Son aluminosilicatos cuya composición general es  $Al_2O_3 \cdot SiO_2 \cdot (OH)_x$ . Dependiendo del medio donde se han desarrollado, pueden ser de distintos tipos básicos: montmorillonita, illita, clorita o caolinita.

Los tamaños de las partículas de las arcillas son muy pequeños, de 1 a 3 ordenes de magnitud menos que las partículas de los granos de las arenas. Por este motivo, las arcillas pueden captar de manera muy efectiva grandes cantidades de agua, las cuales no fluyen, pero contribuyen a las respuestas de los perfiles<sup>5</sup>.

Las lutitas son principalmente una mezcla de arcilla y limo (sílica fina) depositada en aguas de muy lento movimiento. Si por una parte pueden tener una buena porosidad, por otra su permeabilidad es esencialmente cero. Por lo tanto, las lutitas puras son de escaso interés para la producción de hidrocarburos, a pesar de ser rocas madres de hidrocarburos. Por otro lado, las arenas o carbonatos que contienen cantidades modestas de arcilla, pueden ser productoras importantes de hidrocarburos.

Las arcillas y lutitas contribuyen a la conductividad de la formación. Las lutitas poseen conductividad, debido al electrolito que contienen y a la existencia de un

proceso de intercambio iónico, mediante el cual los iones se movilizan por la influencia del campo eléctrico, aplicado entre los sitios de intercambio en la superficie de las partículas de arcilla. El efecto de la arcillosidad sobre la conductividad de las arenas arcillosas, es a menudo desproporcionadamente alto, con relación a la cantidad de arcilla presente. El efecto mismo depende, de la cantidad, tipo y distribución de la arcilla y de la naturaleza y cantidad relativa del agua de formación.

La lutita es uno de los componentes más importantes de las rocas para los efectos del análisis de registros. Independientemente de su influencia sobre la porosidad y permeabilidad, la importancia señalada se desprende de sus propiedades eléctricas, las cuales ejercen una influencia significativa en la determinación de las saturaciones de los fluidos.

El modo en que la lutita o arcilla afecta la lectura de los registros eléctricos depende de la cantidad de ella y de sus propiedades físicas. También pueden depender de la manera en que la lutita esté distribuida en la formación. El material lutítico puede encontrarse distribuido de tres maneras en la formación:

1. Bajo la forma de láminas, entre las cuales hay capas de arena. Este tipo de lutita no afecta la porosidad o permeabilidad de las capas arenosas. Sin embargo, cuando la cantidad de lutita laminar aumenta, y por lo tanto decrece la cantidad de medios porosos, se reduce proporcionalmente la porosidad efectiva promedio.
2. Bajo la forma de granos o nódulos en la matriz de la formación. Esta matriz arcillosa se denomina lutita estructural y se considera que tiene propiedades similares a la lutita laminar y a las lutitas masivas cercanas.
3. Disperso en la arena, llenando parcialmente los intersticios intergranulares. Este material disperso, puede encontrarse en acumulaciones que cubren los granos de arena, o bien, llenando parcialmente los canales más pequeños de los poros. Las lutitas dispersas en los poros reducen notablemente la permeabilidad de la formación.

Todas estas formas de lutita pueden presentarse, por supuesto, simultáneamente en la misma formación.

En el registro eléctrico, las formaciones lutíticas se caracterizan por tener un SP reducido, en comparación con un valor SP estático teórico u observado. Es necesario verificar que esta reducción en el SP, no obedezca a la existencia de una zona de transición, en la arena, entre el agua de formación salina abajo y el agua dulce arriba.

Los valores de porosidad que se calculan siempre son demasiado altos en todos los métodos (registros eléctricos, elásticos o de radiación). Esto se debe a que las partículas de arcilla generan un incremento aparente en la conductividad eléctrica, e igualmente dan origen a una disminución en la velocidad del sonido y a un aumento en la intensidad de captura de las radiaciones gamma.

Las arenas arcillosas pueden reconocerse por su baja resistividad, pero esto no es una condición suficiente, ya que la baja resistividad se puede deber a la presencia de minerales conductores, tales como la glauconita, o ser causada por una porosidad muy alta, acompañada de un bajo factor de formación. Estas arenas, además, presentan una baja profundidad de invasión debido a la expansión que experimenta la arcilla al estar en contacto con el filtrado de barro de agua dulce.

Finalmente, se ha podido observar que las formaciones lutíticas clásticas, no se rigen por las reglas que se han establecido para las arenas limpias. Esto se debe a que la producción de petróleo y de gas, se obtiene a veces en zonas donde no existe una deflexión significativa de la curva de  $SP^5$ .

### **1.1.3. Distribución de los fluidos en el yacimiento.**

#### *1.1.3.1. Permeabilidad Absoluta, Efectiva y Relativa:*

La permeabilidad es una propiedad del sistema poroso interconectado que depende, básicamente, de las características de la formación y de los poros, así como de los fluidos allí presentes. En función de esto, ahora se procederá a definir los conceptos básicos de permeabilidad:

- *Permeabilidad Absoluta ( $K$ ):*

Es el parámetro que cuantitativamente indica la capacidad del sistema interconectado de permitir el movimiento de un fluido, de un punto a otro, dentro del medio poroso. En este caso el sistema debe estar totalmente saturado por un sólo fluido.

- *Permeabilidad Efectiva:*

Este concepto surge toda vez que el medio poroso esté saturado con más de un fluido. Así se tiene la permeabilidad efectiva del medio poroso a cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento:

$K_o$  = Permeabilidad efectiva al petróleo

$K_w$  = Permeabilidad efectiva al agua

$K_g$  = Permeabilidad efectiva al gas

$$K_o + K_w + K_g < K \quad (1-26)$$

• *Permeabilidad Relativa:*

El concepto de Permeabilidad Relativa de un medio poroso a un fluido dado y a una saturación específica de ese fluido, surge con el propósito de normalizar las mediciones de las permeabilidades efectivas, y se define como la relación entre la permeabilidad efectiva, a esas condiciones, y la permeabilidad absoluta del medio poroso.

$$K_r = \frac{K_e}{K} \Rightarrow K_e = K \cdot K_r \quad (1-27)$$

$K_r$  es un parámetro normalizado, es decir, varía entre 0 y 1 y es adimensional.

La figura 1.12 muestra un ejemplo de curvas de permeabilidad relativa en una formación mojada por agua que contiene sólo petróleo y agua.

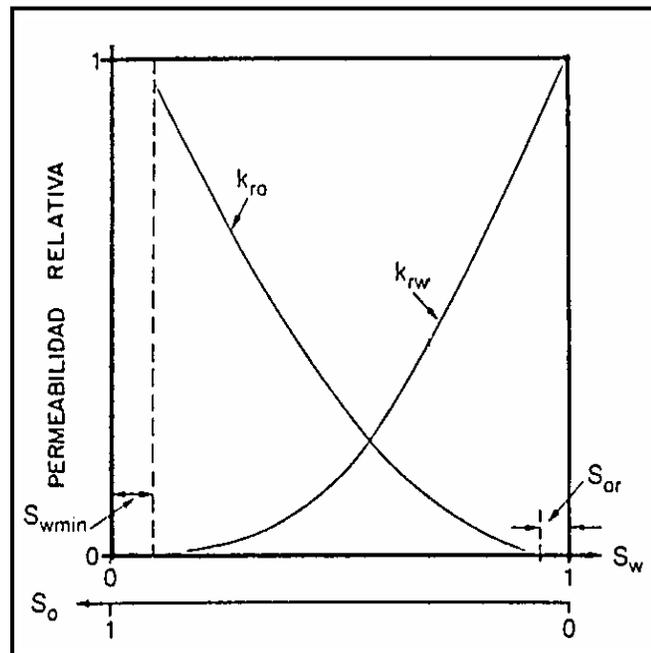


Figura 1.12. Permeabilidad Relativa vs Saturación.  
Tomado de "Interpretación de Perfiles", Schlumberger, 1972.

Los valores de  $K_{rw}$  y  $K_{ro}$  varían de acuerdo a la saturación. En el eje de las abscisas están las escalas complementarias de  $S_w$  y  $S_o$ . Las curvas muestran que, cuando la saturación de petróleo es alta,  $K_{ro}$  es grande y  $K_{rw}$  es pequeña, en cuyo caso el petróleo fluye con facilidad mientras que el flujo de agua es escaso. Cuando la saturación de agua es alta,  $K_{ro}$  es pequeña y  $K_{rw}$  es grande, en este caso, el agua fluye con facilidad y el flujo de petróleo es bajo. Las formas de las curvas de permeabilidad relativa dependen de las características de la formación y de los poros, así como de los fluidos allí presentes (agua, petróleo y gas).

#### 1.1.3.2. Saturación Irreductible:

Cuando el valor de  $K_{ro}$  es cero, el petróleo que queda en el espacio poroso no fluye y el valor de la saturación de petróleo es el mismo de la saturación residual  $S_{or}$ .

De igual manera, cuando el valor de  $K_{rw}$  es cero, el valor de  $S_w$  es el indicado en la figura 1.12 como  $S_{wmin}$ . En este caso dentro de la formación sólo fluye petróleo, mientras que el agua permanece inmóvil. En una formación mojada por agua siempre queda una cierta cantidad de agua retenida en los poros a causa de las fuerzas capilares. Esta no puede ser desplazada por el petróleo a las presiones existentes en las formaciones, es por ello que se afirma que la saturación de agua nunca llega a ser cero.

La saturación irreductible de agua  $S_{wi}$ , a menudo se denomina  $S_{wmin}$ . Esta saturación es función de la porosidad y la permeabilidad y en la mayoría de los yacimientos, varía de menos del 10% a más del 50%.

En la medida que se produce petróleo y aumenta la saturación de agua, cierta cantidad de agua comenzará a surgir junto con el petróleo. Al seguir la producción en esos niveles, la producción de agua aumentará.

#### • Estimación de la Saturación Irreductible de Agua:

Determinar  $S_{wi}$  a partir de registros eléctricos es una labor un poco difícil, sin embargo, para arenas de gran espesor y homogéneas, no existe problema alguno. Esto se debe a que la saturación real del agua,  $S_w$ , en la parte superior de la arena, se

aproxima al valor irreducible  $S_{wi}$ , por lo cual, dicho valor de  $S_{wi}$  puede aplicarse a toda la zona. Pero no todas las formaciones cumplen con estas condiciones, la mayoría son de poco espesor, no son homogéneas y no poseen un nivel de agua fácilmente identificable. Entonces para determinar  $S_{wi}$  en estas formaciones se aplican una serie de consideraciones teóricas y empíricas que se indicarán a continuación:

Está claro que  $S_{wi}$  no puede ser menor que  $S_b$ , que es la fracción de agua contenida en la arcilla.

$$S_{wi} \geq S_b$$

$$S_b = \frac{V_{sh} \cdot \phi_{tsh}}{\phi_t} \quad (1-28)$$

por lo cual  $S_{wi} \geq \frac{V_{sh} \cdot \phi_{tsh}}{\phi_t}$  (1-29)

o bien  $S_{wi} \cdot \phi_t \geq V_{sh} \cdot \phi_{tsh}$  (1-30)

donde:  $\phi_t$  = porosidad total de la formación.

$V_{sh}$  = fracción volumétrica de lutita.

$\phi_{tsh}$  = porosidad total de la lutita adyacente.

Con estas inecuaciones se puede estimar un valor para el límite inferior de  $S_{wi}$  o de  $S_{wi} \cdot \phi_t$ . El uso de estas inecuaciones, conjuntamente con los registros eléctricos, para calcular  $(S_w - S_{wi})$ , resulta bastante difícil por lo impreciso en la determinación de  $V_{sh}$ . Mas específicamente, si se sobrestima  $V_{sh}$ , lo mismo sucederá con  $S_{wi}$ , mientras que si se subestima  $S_w$ , la diferencia  $(S_w - S_{wi})$  se reducirá de manera correspondiente.

En pruebas de campo se ha observado que el producto  $S_w \cdot \phi$  tiende a ser constante en la zona irreducible del yacimiento.

La figura 1.13 muestra la curva de  $S_w$  vs  $\phi$  en una arena de Wyoming. A su vez la figura 1.14 exhibe un trazado similar para un carbonato en la parte oriental de Texas<sup>5</sup>. En ambos casos, la mayoría de los puntos forman una curva hiperbólica que indica

que  $S_w \cdot \phi = \text{constante}$ . Se considera que estos puntos se encuentran en las zonas de agua irreducible. La excepción la constituyen los círculos abiertos en el caso de Texas, los cuales corresponden a los últimos 10 pies de dicha formación. Tales círculos tienen valores de  $S_w \cdot \phi$  más altos y se les interpreta como ubicados en la zona de transición. Obsérvese que 0.078 es la constante para la arena y 0.008 para el carbonato, lo cual indica que la primera es mucho más arcillosa que el segundo, según la inecuación (1-30).

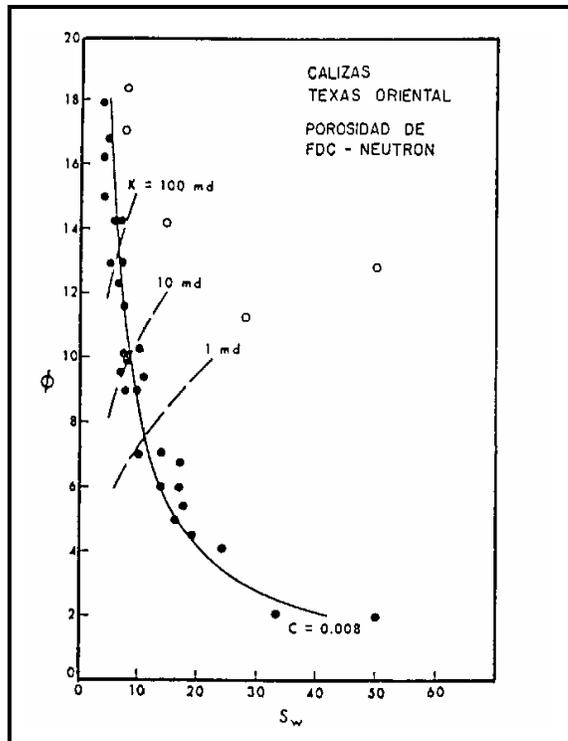
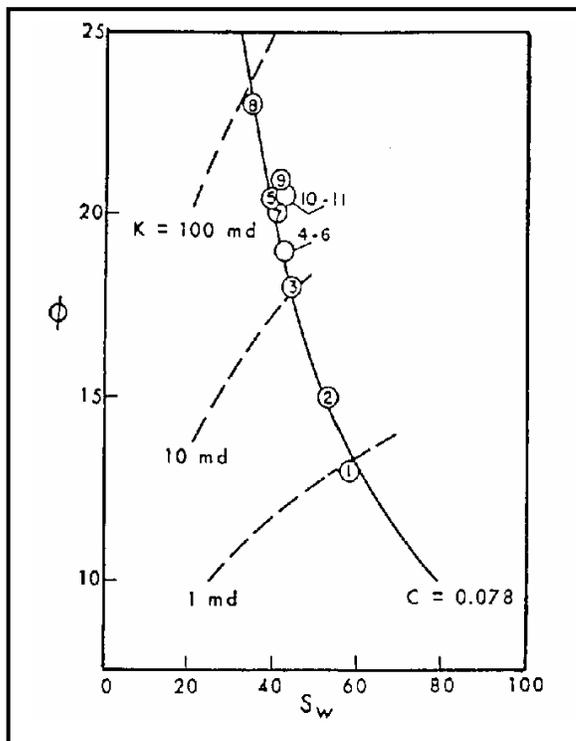


Figura 1.13.  $S_w$  vs  $\Phi$  en Arenas de Wyoming.

Figura 1.14.  $S_w$  vs  $\Phi$  en un Carbonato de Texas.

Tomado de "Interpretación de Perfiles Viejos", PDVSA, CIED 1996.

### 1.1.3.3. Humectabilidad o Mojabilidad:

Es una propiedad característica de cada sistema Roca – Fluidos y está regida por la naturaleza de los fluidos y de la superficie sólida.

La Humectabilidad es la tendencia o preferencia de un fluido a adherirse a la superficie de una roca, aun en presencia de otros fluidos, que son inmiscibles con él.

Al fluido que preferencialmente se adhiere a la roca, se le llama la fase o fluido mojante, al otro, la fase no mojante. En yacimientos de hidrocarburos las fases mojantes pueden ser agua o petróleo. El gas nunca mojará a la roca.

La humectabilidad controla la posición relativa de los fluidos dentro del medio poroso y en consecuencia controlará su habilidad relativa para fluir.

Si  $\theta < 90^\circ$ , la roca es mojada por agua. Si  $90^\circ < \theta < 180^\circ$ , la roca es mojada por petróleo. Y finalmente, si  $\theta = 90^\circ$ , la roca es neutra. La figura 1.15 ilustra estos conceptos.

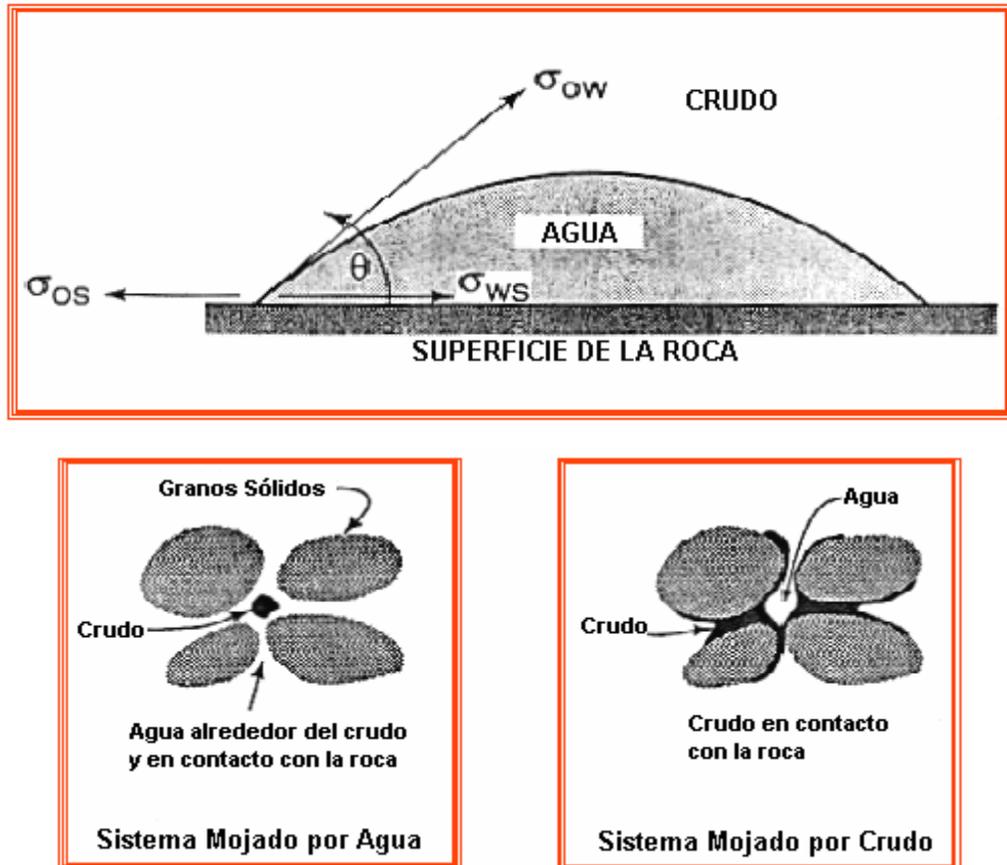


Figura 1.15. Humectabilidad de una roca.  
Tomado de "Recuperación Mejorada de Petróleo", Pino, H. 2000.

#### 1.1.3.4. Presión Capilar:

La presión capilar es otra propiedad de las rocas que depende de la saturación. Es una fuerza que controla y gobierna la distribución de los fluidos en un medio poroso, y se define como la diferencia de presión que existe entre dos fases, debido a la curvatura de la interfase que las separa. En los espacios porosos de los yacimientos, esta presión puede alcanzar valores considerables. La menor presión se da en la parte convexa de la interfase, que es parte de la fase mojante. En la mayoría de los yacimientos, la fase mojante es el agua.

Entre la zona de saturación irreducible y la zona de 100 % agua, existe una zona de transición, donde la saturación cambia gradualmente de una condición a otra. Esta zona de transición es el resultado de la presión capilar.

En un poro la presión capilar depende del tamaño del poro y de los fluidos que están en contacto. Cuantitativamente, esta relación puede expresarse por la siguiente ecuación:

$$P_c = P_{nw} - P_w = \frac{2\sigma_{nww} \cdot \cos \theta}{r_c} \quad (1-31)$$

donde:  $P_{nw}$  = presión fase no mojante.

$P_w$  = presión fase mojante.

$\sigma_{nww}$  = tensión interfacial.

$\theta$  =: ángulo de contacto.

$r_c$  = radio del capilar.

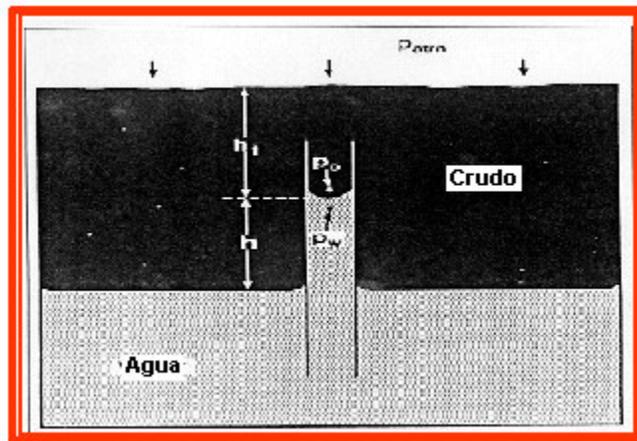


Figura 1.16.  
Tomado de "Recuperación Mejorada de Petróleo", Pino, H. 2000.

En los tubos capilares de la figura 1.17, la tensión superficial hace que el agua ascienda en los tubos, hasta que la presión capilar en la interfase, se iguale a la presión de la columna de agua. Por lo tanto:

$$P_c = \Delta\rho \cdot g \cdot h \quad (1-32)$$

donde:  $\Delta\rho$  = diferencia de densidad entre las dos fases.

$g$  = aceleración de la gravedad.

$h$  = altura de agua en el tubo sobre la superficie libre de agua.

En la medida en que aumenta la altura por encima del nivel de agua libre, sólo los capilares más pequeños contendrán el líquido. En términos generales, la relación entre presión capilar (altura) y saturación, generara una curva como la que se muestra en el lado derecho de la figura 1.17.

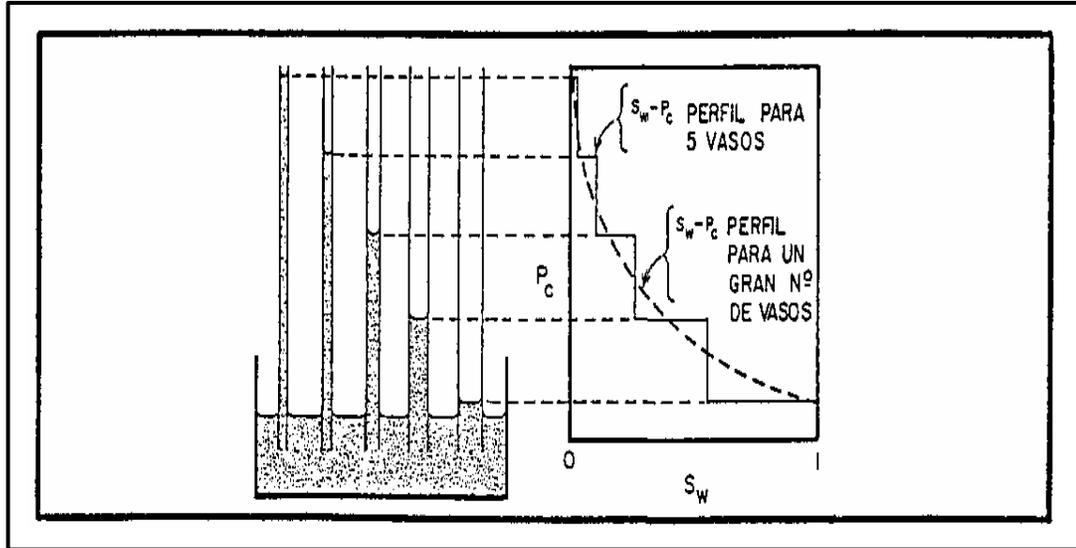


Figura 1.17. Analogía entre vasos capilares y las Relaciones de Presión Capilar/Saturación en las Rocas de los Yacimientos. Tomado de “Evaluación de Formaciones”, PDVSA, CIED 1996.

Mientras más pequeños sean los granos y los poros, más firmemente se retiene el agua, ecuación 1-31. En contraposición a esta fuerza, la gravedad tiende a empujar el agua por debajo de los hidrocarburos. Esta fuerza es proporcional a la altura por encima del nivel de agua libre y a la diferencia de densidades entre el agua y los hidrocarburos, ecuación 1-32.

La figura 1.18 muestra la distribución de los fluidos en un yacimiento con una capa de gas. En condiciones normales, las saturaciones irreducibles de agua en las zonas de petróleo y gas son las mismas, por este motivo, es imposible distinguir el contacto gas – petróleo en registros de resistividad. La figura 1.19 muestra el estado de la distribución de fluidos alrededor de los granos de arena bajo condiciones irreducibles, en rocas limpias y en rocas arcillosas mojadas por agua.

Del análisis de estos modelos se desprende que la saturación inmóvil total del agua  $S_{wnm}$  está dada por:

$$S_{wnm} = S_{wilimpia} + S_b \quad (1-33)$$

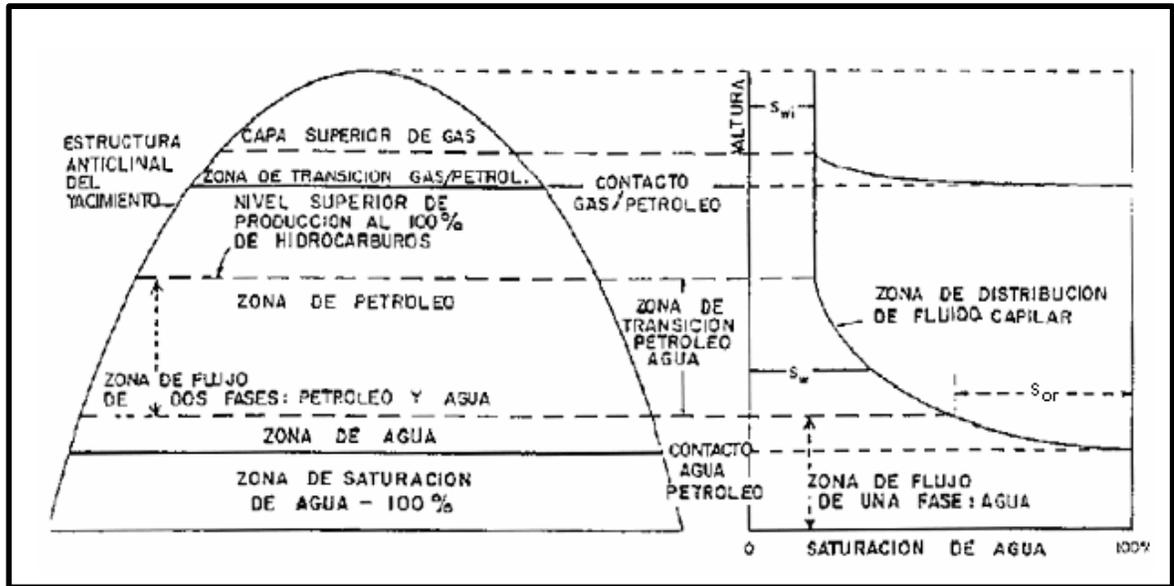


Figura 1.18. Distribución macroscópica de la Saturación de Fluido en un yacimiento de petróleo y gas en roca mojada por agua. Tomado de "Interpretación de Perfiles Viejos", PDVSA, CIED 1996.

donde  $S_{wlimpia}$  es la saturación irreducible de agua en una arena limpia de la misma porosidad y permeabilidad que la arena arcillosa.

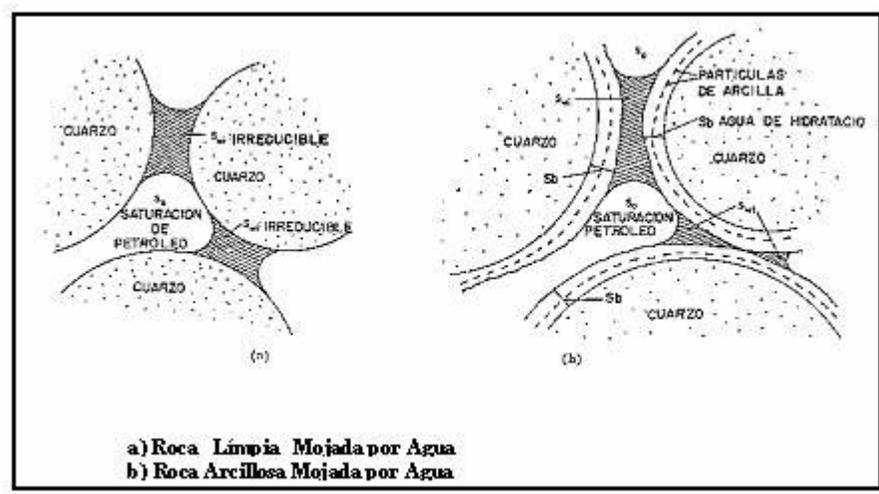


Figura 1.19 Distribución microscópica de la Saturación de Fluido. Tomado de "Interpretación de Perfiles Viejos", PDVSA, CIED 1996.

Como ya se mencionó, la presión capilar y la permeabilidad de una roca dependen del tamaño de los granos y poros, por ello, no es de extrañar que las rocas de baja permeabilidad, posean una alta presión capilar y tengan zonas de transición de bastante longitud. Esta relación ha servido de base para determinar la permeabilidad a partir de los registros.

En la figura 1.20 se muestran algunas de las más típicas curvas de presión capilar en dolomitas de San Andrés para diferentes permeabilidades (desde 0.1 hasta 10 md). Cuando se tienen curvas como éstas, en conjunto con curvas de permeabilidad relativa, es posible calcular la producción probable de fluidos de cualquier intervalo, una vez que su permeabilidad y altura por encima del nivel de agua han sido determinadas.

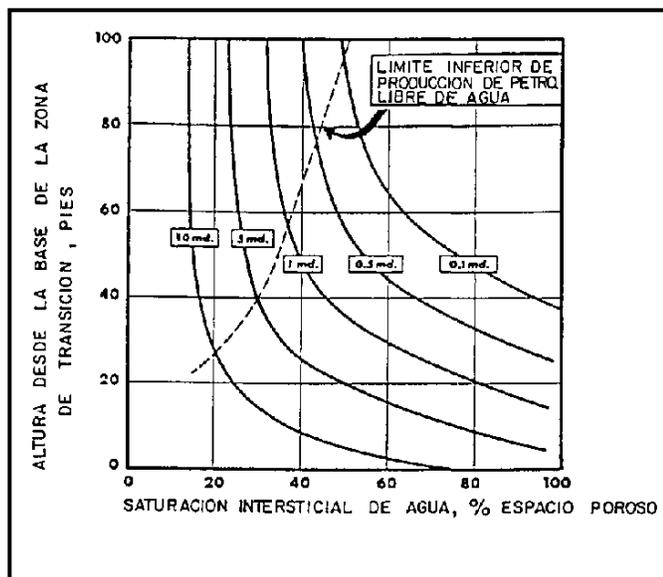


Figura 1.20. Curvas de presión capilar en una dolomita de San Andrés.  
Tomado de "Evaluación de Formaciones", PDVSA, CIED 1996.

#### 1.1.4. El proceso de invasión.

Durante la perforación de un pozo, la presión hidrostática de la columna de barro es usualmente mayor que la presión de las formaciones, para evitar así el derrumbe del pozo. Esta situación genera un proceso que se conoce con el nombre de "invasión". El diferencial de presión que se genera entre dicha columna y la formación, fuerza al filtrado de barro a penetrar en la formación permeable, depositándose las partículas sólidas del barro en las paredes del pozo, formando un revoque. Por lo general este barro tiene una permeabilidad muy baja (de  $10^{-2}$  a  $10^{-4}$  md), la cual una vez desarrollada, reduce considerablemente la tasa de subsecuentes invasiones de filtrado de barro.

La presencia del revoque se evidencia con los registros de calibración (caliper), que muestran que el diámetro del hoyo es menor que el de la mecha, en las zonas permeables.

La figura 1.21 muestra la situación en los alrededores del pozo durante la corrida de los registros. La resistividad del barro es  $R_m$  y la del revoque es  $R_{mc}$  y su espesor  $t_{mc}$ . La resistividad del filtrado acuoso es  $R_{mf}$ .

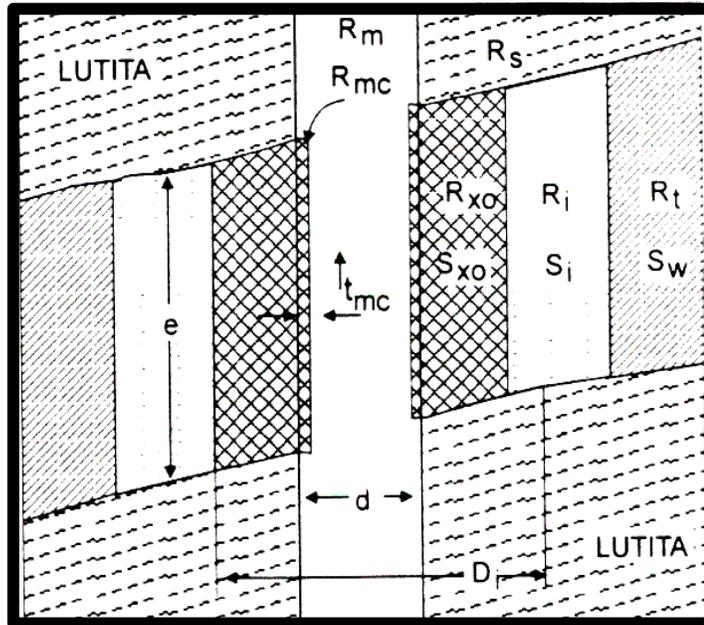


Figura 1.21. Ilustración de las condiciones típicas del subsuelo durante la corrida de registros. Tomado de "Evaluación de Formaciones", PDVSA, CIED 1996.

La región detrás del revoque es la zona de inundación del filtrado de barro, la cual está compuesta por otras dos zonas a saber, la zona lavada y la zona invadida o de transición. En la zona lavada se tiene:

Resistividad:  $R_{xo}$

Saturación de agua:  $S_{xo}$

Saturación del hidrocarburo residual:  $S_{hr} = 1 - S_{xo}$

En la zona invadida o de transición, tenemos:

Resistividad promedio:  $R_i$

Saturación promedio acuosa:  $S_i$

Diámetro promedio de la zona invadida:  $D_i$

Mas allá de estas zonas se encuentra la zona que no ha sido perturbada por la operación de perforación, cuya resistividad es  $R_t$  y su saturación de agua es  $S_w$ . La

resistividad de esta agua de formación es  $R_w$ . La figura 1.22, ilustra esquemáticamente las saturaciones de estas tres zonas.

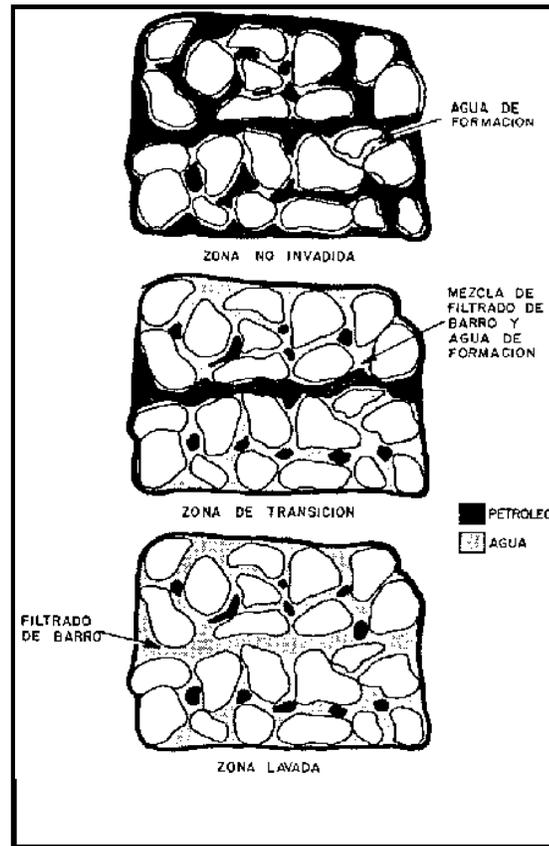


Figura 1.22. Esquemático de saturaciones en las zonas lavada, de transición y no invadida. Tomado de "Evaluación de Formaciones", PDVSA, CIED 1996.

#### 1.1.4.1. Profundidad de la invasión en el momento del registro:

La profundidad de la invasión dependerá de cuatro factores: tiempo, presión diferencial, características de pérdida de filtrado de barro y porosidad de la formación. El factor tiempo tiene especial importancia, porque mientras mayor sea el tiempo de exposición de la formación, mayor será la profundidad de la invasión. La característica de pérdida de filtrado de barro tiene importancia, pues el revoque, es el factor que controla el movimiento del filtrado de barro hacia el interior de la formación. La permeabilidad del revoque, puede ser cien o cientos de miles de veces menor que la permeabilidad de la formación, por lo cual constituye una importante barrera a la penetración del filtrado en la formación.

Siendo el revoque el factor que controla la invasión de la formación, la profundidad de la invasión dependerá del tamaño del espacio poroso disponible para contener el fluido invadido. En realidad, no es posible llegar a una definición exacta del diámetro de la zona invadida.  $D_i$  es el diámetro equivalente de invasión y corresponde al diámetro de un cilindro cuya superficie se localiza a medio camino, entre la zona completamente lavada y la zona no contaminada. Para los propósitos de interpretación de registros, se estima  $D_i = 2d$ , para arenas de alta porosidad y  $10d$  para las de baja porosidad.

En la actualidad se han desarrollado dispositivos que eliminan la influencia del filtrado de barro y dan lecturas de  $R_t$ . Sin embargo, no existe dispositivo alguno que pueda dar lecturas lo suficientemente profundas bajo todas las circunstancias y a la vez, mantener una buena resolución vertical. En consecuencia, en la actualidad se corren tres curvas de resistividad: la profunda, la media y la corta. La de mayor profundidad puede corregirse por los efectos de la invasión, con la ayuda de las otras dos, obteniéndose así un valor de  $R_t$ . Este valor, por lo general, será menor que los valores de resistividad de las zonas invadidas.

### **1.1.5. Perfiles de pozos.**

Son el resultado de las lecturas que hacen los dispositivos de perfilaje que bajan al pozo y que fueron diseñados para medir las propiedades eléctricas, acústicas y radiactivas de la formación, esto de tal modo de poder presentar las respuestas en forma continua, como un registro a lo largo de todo el pozo. A continuación se definirán los tipos de perfiles más importantes para evaluar formaciones, y que fueron empleados en este estudio:

#### *1.1.5.1. Perfiles Resistivos:*

En este grupo se definirán: Eléctricos Convencionales, SP, de Inducción y Lateroperfil.

- *Perfil Eléctrico Convencional:*

Están compuestos principalmente de tres curvas: curva lateral, curva normal larga y curva normal corta.

*Las curvas laterales:* La curva lateral presenta las mediciones hechas por un dispositivo lateral compuesto de cuatro electrodos. La diferencia de potencial que miden los electrodos es proporcional a la resistividad del medio que rodea al dispositivo y como consecuencia, las mediciones continuas de este dispositivo pueden presentarse en una curva continua de resistividad. El objetivo de la curva lateral es medir  $R_t$ , es decir, la resistividad de la formación que se encuentra libre de los efectos de la invasión. Esto se logra escogiendo un espaciamiento de (18 pies y 8 pulgadas) que exceda la zona invadida o que se encuentre afectado de manera despreciable por dicha zona. Ver figura 1.23.

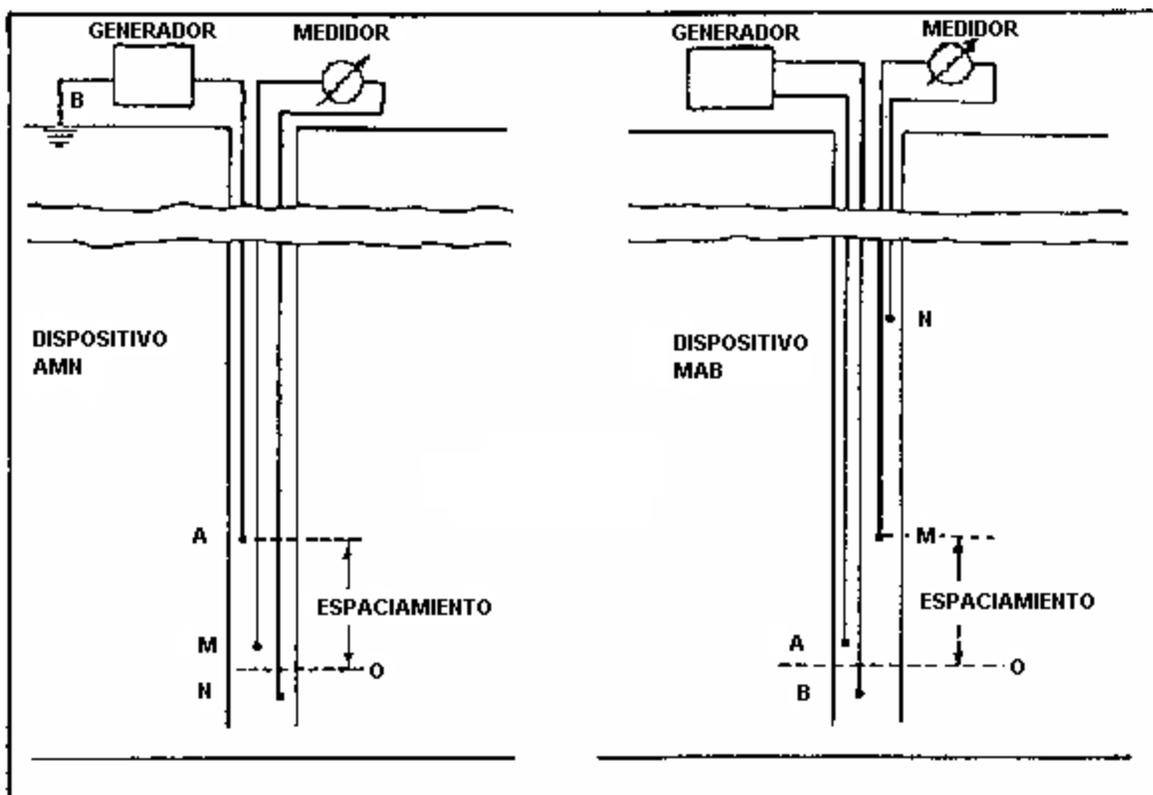


Figura 1.23. Esquema de dispositivo Lateral teórico y real. Tomado de "Interpretación de Perfiles Viejos", PDVSA, CIED 1996.

Las curvas laterales tienen aspecto asimétrico, tal como se observa en la figura 1.24. También presentan alta distorsión a causa de las formaciones adyacentes, de los efectos de las capas delgadas y del diámetro del pozo. Sin embargo, la comprensión de estas distorsiones servirá de gran ayuda en la interpretación cualitativa de los registros eléctricos.

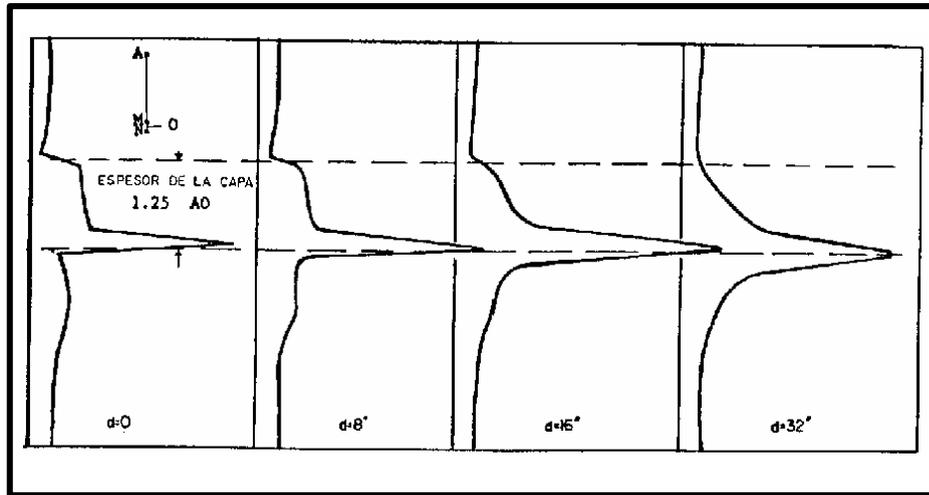


Figura 1.24. Comparación de las curvas Laterales en pozos de cuatro diámetros diferentes.  
Tomado de "Interpretación de Perfiles Viejos", PDVSA, CIED 1996.

*Las curvas normales:* Las curvas normales son mediciones de la resistividad de la tierra para las cuales siempre se necesitan cuatro electrodos (figura 1.25), es decir, dos de corriente A y B y dos potenciales, M y N.

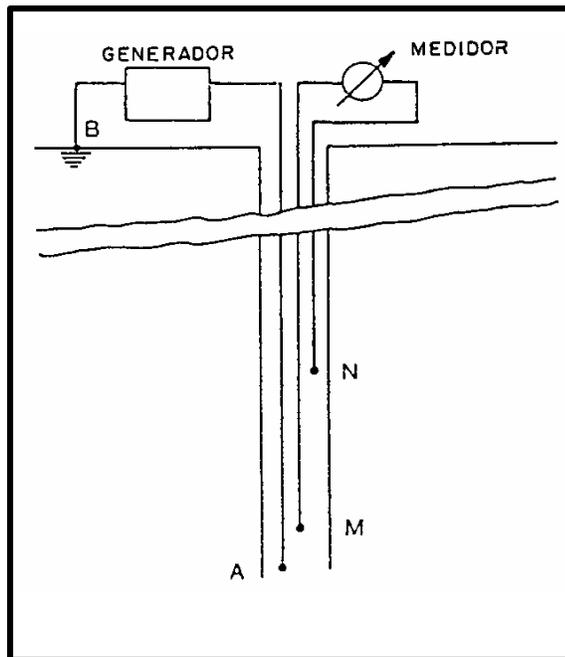


Figura 1.25. Esquema del Dispositivo Normal.  
Tomado de "Interpretación de Perfiles Viejos", PDVSA, CIED 1996.

En función de la distancia entre A y M, las curvas normales se dividen en normal corta y normal larga.

El objetivo de la curva normal corta (AM = 16 pulg) es medir la resistividad de la zona invadida  $R_i$ . Con este valor, bajo condiciones favorables, se puede estimar la porosidad de la formación. Estas curvas son de gran utilidad cuando se trabaja en correlaciones geológicas, ya que responden a la litología y a las capas superiores e inferiores de las formaciones que exhiben contrastes de resistividad.

El objetivo de la curva normal larga (AM = 64 pulg) es medir el valor medio de resistividad, con el cual se puede, a través del empleo de un conjunto de curvas u otras gráficas interpretativas, resolver el problema de interpretación de perfiles que determinan los valores de  $R_i$ ,  $R_t$  y  $D_i$ . Ver figura 1.26.

Estas curvas son afectadas por el diámetro del pozo, el espesor de la capa y la invasión del filtrado del barro, por lo tanto deben ser corregidas por dichos efectos.

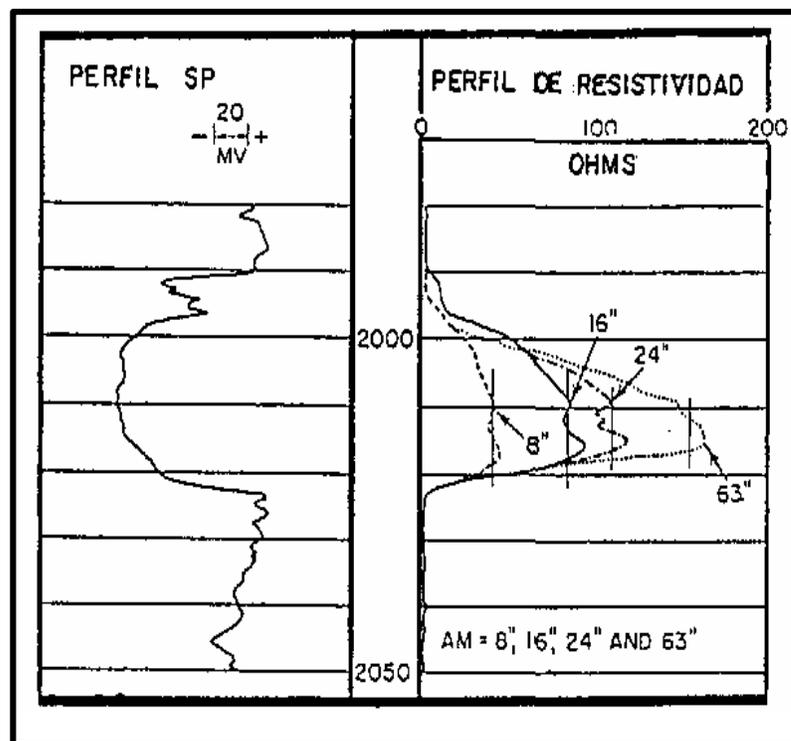


Figura 1.26. Perfil Eléctrico: Curvas Normales de diferentes espaciamientos frente a una arenisca saturada de petróleo. Tomado de "Interpretación de Perfiles Viejos", PDVSA, CIED 1996.

Una vez que las curvas laterales y normales se hayan corregido, es posible encontrar los valores de  $R_i/R_m$  y  $R_t/R_m$  que resuelvan el problema de  $D_i/d = 2,5,10$  y  $15$ , respectivamente.

• *Perfil de Potencial espontáneo (SP):*

El perfil de SP es un registro de la diferencia de potencial eléctrico entre un electrodo móvil en el pozo y un electrodo fijo en la superficie. Por lo general, frente a las lutitas, esta curva es una línea más o menos recta, la cual se denomina “línea base de lutita”. Frente a las formaciones permeables, la curva muestra deflecciones de dicha línea base, las cuales, en las capas de suficiente espesor, tienden a alcanzar un valor constante que define lo que se ha dado en llamar una “línea de arenas”. La deflección puede ser a la izquierda (negativa) o a la derecha (positiva), fenómeno que depende fundamentalmente de la salinidad relativa del agua de formación y del filtrado. Si la salinidad del agua de formación es alta, la deflección será hacia la izquierda y si es lo opuesto, será hacia la derecha. Ver figura 1.27.

El registro de SP se mide en milivoltios (mV). Esta medición es simple, no así la interpretación del registro. La curva SP se utiliza para:

- Seleccionar zonas permeables.
- Determinar valores de  $R_w$
- Estimar el contenido arcilloso de la roca del yacimiento.
- Correlacionar las unidades litológicas.

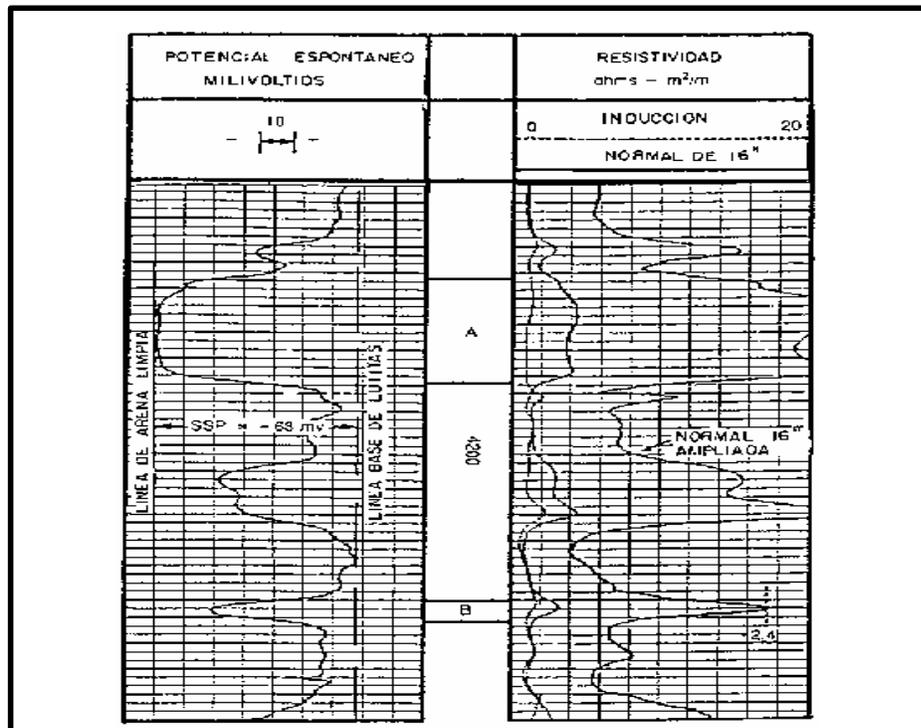


Figura 1.27. Localización de las líneas de Lutita y Arena Limpia en la curva del SP.  
Tomado de “Interpretación de Perfiles”, Schlumberger 1972.

La forma y la amplitud de la curva SP se ven afectadas por:

- El tipo de fluido que se utiliza en la perforación.
- El diámetro de la invasión.
- Las inclusiones de lutitas.
- La temperatura.
- La resistividad de la formación.
- El espesor de la capa.

• *Perfil de Inducción:*

Este perfil se basa en campos electromagnéticos y en corrientes inducidas, utiliza bobinas en vez de electrodos y su fundamento de medición es totalmente diferente que sus antecesores. Existen dos versiones de este dispositivo, el tradicional inducción sencillo (IEL) y el doble inducción (DIL). En el perfilaje de inducción se utiliza una sonda que contiene dos bobinas de alambre que energizan la formación y reciben señales de la misma. La bobina transmisora es energizada por un oscilador de 20kc, el cual a su vez genera un campo electromagnético alterno de esta frecuencia; éste se extiende a la formación a una distancia considerable alrededor del dispositivo. Debido a que el campo primario generado por la bobina transmisora es toroidal, la corriente inducida en la formación fluye circularmente alrededor del pozo y en un plano perpendicular al eje del mismo. Aquí, toda la formación que está alrededor del dispositivo hace las veces de un sólo conductor. Esto se ilustra en la figura 1.28.

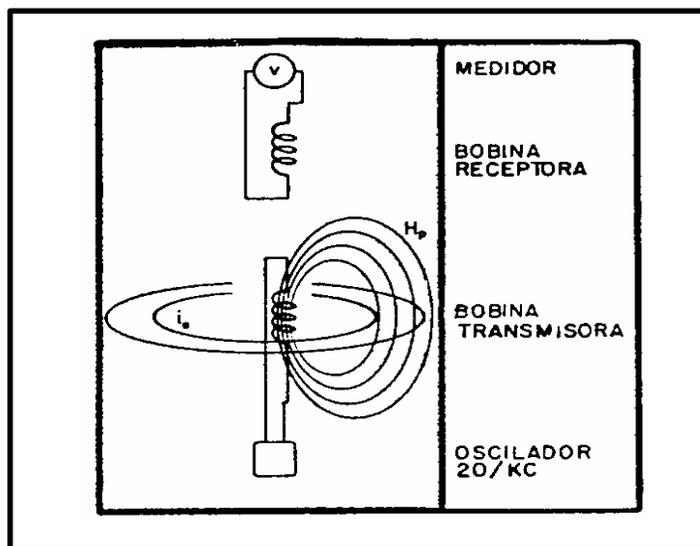


Figura 1.28. Representación esquemática del principio del Registro de Inducción. Tomado de "Interpretación de Perfiles Viejos", PDVSA, CIED 1996.

La corriente inducida a la formación tiene un campo magnético. La potencia de este campo secundario es proporcional a la magnitud de la corriente inducida, la que a su vez es proporcional a la conductividad de la formación. La bobina receptora del dispositivo capta las señales tanto de la bobina transmisora como de las corrientes inducidas. Puesto que la potencia del campo secundario depende de la conductividad de la formación, el voltaje inducido en la bobina receptora debe ser proporcional a la conductividad. En el perfilaje de inducción, este voltaje de la bobina receptora se representa de manera continua en el registro como una conductividad. La resistividad de la formación es lo que más se desea, por lo que la señal es recíproca electrónicamente y también se representa como una curva de resistividad.

Como la conductividad es el inverso de la resistividad ( $C = 1/R$ ) y dado que la resistividad se expresa en  $ohm-m$ , la unidad de la conductividad será  $1/ohm-m$  ó  $mho/metro$  ó  $milimhos/metro$ . De este modo, las formaciones que tengan resistividades de 10, 100 ó 1000 ohms – m, tienen conductividades de 100, 10 ó 1 mmhos – m respectivamente.

Las mediciones de conductividad se ven afectadas por:

- El diámetro del pozo.
- El espesor de la capa.
- El diámetro de la invasión.
- La resistividad de la zona invadida.

• *Perfil Lateroperfil:*

Los lateroperfiles o laterologs, utilizan una serie de electrodos múltiples para hacer que la corriente se desplace lateralmente a través del lodo hasta la formación. Las ventajas que se obtienen son: capacidad para operar en lodos muy salados, excelente definición de la capa e independencia con respecto a las resistividades de las capas vecinas.

Hay dos tipos básicos de lateroperfiles. Uno de ellos es el sistema de 3 electrodos denominados “Guard log” o LL3 y el otro es el sistema de 7 y hasta 9 electrodos, denominados LL7, LL8, LLD y LL9. El objetivo de estos perfiles es obtener la resistividad de la formación  $R_t$ . Ver figura 1.29.

El procedimiento consiste en el envío de una corriente de medición por un electrodo central, y una corriente compensadora a otros dos electrodos largos que están interconectados. El resultado es que siendo la corriente que fluye constante, la diferencia de potencial entre uno de los electrodos monitores y un electrodo remoto es proporcional a la resistividad de la formación.

Las mediciones de corriente en los sistemas lateroperfil se ven afectadas por:

- El diámetro del pozo.
- El espesor de la capa.
- El diámetro de la invasión.
- La resistividad de la zona invadida.

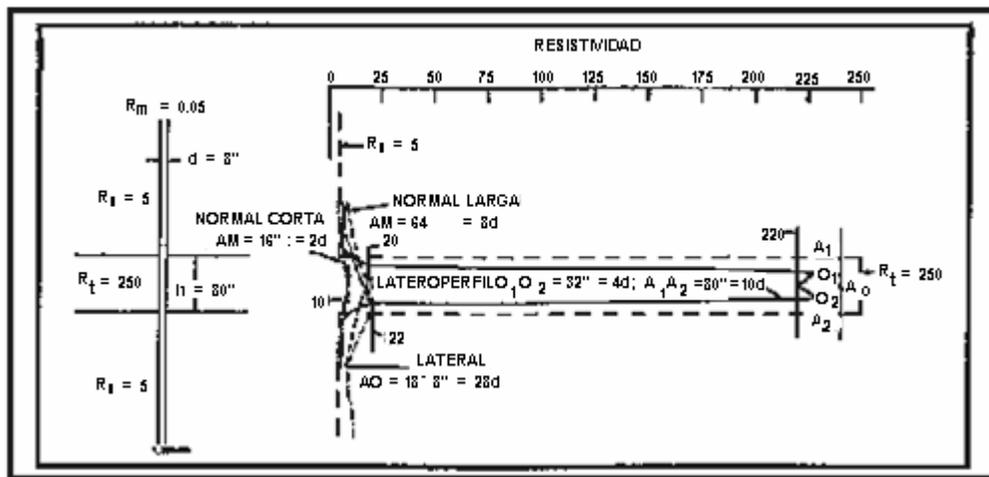


Figura 1.29. Respuesta del Lateroperfil 7 frente a una capa no invadida resistiva y delgada, con lodo muy salado. Tomado de "Interpretación de Perfiles", Schlumberger, 1972.

### 1.1.5.2. Perfil Sónico:

El Perfil Sónico es un dispositivo valioso para la evaluación de formaciones, por cuanto el tiempo de propagación del sonido en las rocas está relacionado con la porosidad de éstas.

El dispositivo sónico consiste en un transmisor que emite una pulsación sónica y un receptor que capta y registra la pulsación. El perfil sónico es simplemente un registro de la profundidad vs el tiempo requerido por una onda de sonido para recorrer un pie de la formación. Se le conoce también como tiempo de tránsito y es el recíproco de la velocidad de la onda sónica. El tiempo de tránsito en una formación dada depende de su litología y porosidad. Si la litología es conocida, el perfil sónico sirve como registro de porosidad.

La relación utilizada para determinar la porosidad a través de este perfil, es la fórmula de Wyllie sobre el promedio de los tiempos. Esta se fundamenta en que el tiempo de tránsito de una onda compresional a través de un bloque de roca porosa, es el mismo que se daría si todo el material de la matriz de la roca se hubiese comprimido en una pieza sólida en un extremo del bloque y todo el fluido poral se hubiese refugiado en el resto del espacio. El tiempo total del viaje de la onda compresional a través de ambas porciones “t”, es igual a la suma del tiempo de tránsito a través del fluido ( $\phi \cdot t_f$ ) más el que viaja a través de la matriz ( $t_{ma} \cdot (1-\phi)$ ), como la expresión siguiente:

$$t = \phi \cdot t_f + (1 - \phi) \cdot t_{ma} \quad (1-34)$$

Resolviendo para la porosidad:

$$\phi = \frac{(t - t_{ma})}{(t_f - t_{ma})} \quad (1-35)$$

En la actualidad se utilizan los siguientes dispositivos sónicos: el BHC o Perfil Sónico Compensado, el LSS o Perfil Sónico de Espaciamento Largo, el Perfil Sónico Digital y el Sónico Dipolar. Este último es el único diseñado de manera especial para que proporcione registros completos de la forma de onda como característica estándar. Ver figura 1.30.

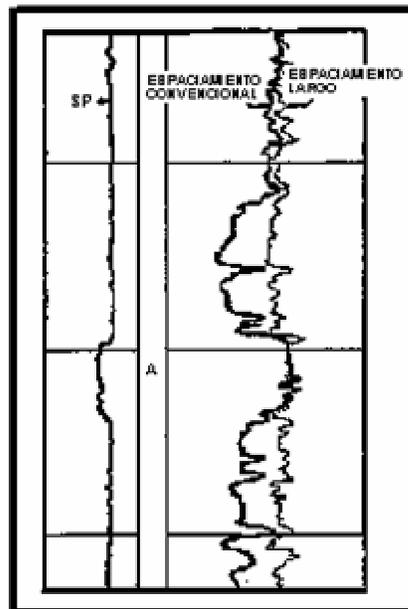


Figura 1.30. Comparación entre los perfiles Sónicos Estándar y de Espaciamento Largo en una lutita alterada y con derrumbes. Tomado de “Interpretación de Perfiles Viejos”, PDVSA, CIED 1996.

### 1.1.5.3. Perfiles Radiactivos:

Son aquellos perfiles de pozos que emiten radiaciones naturales de algunos elementos radiactivos, como el Uranio, El Potasio y el Torio, los cuales están presentes en las formaciones. Los más usados y comunes son el Perfil de Rayos Gamma, Densidad Compensada y Neutrónico Compensado.

- *Perfil de Rayos Gamma:*

Este perfil mide de manera continua la radioactividad natural de las formaciones. Es utilizado para correlacionar las formaciones y determinar topes y bases. Básicamente, este registro diferencia las lutitas de otros tipos de formaciones. En este sentido, el dispositivo ha sido diseñado para que la curva tenga las deflexiones hacia la derecha con el incremento de la radioactividad. Por este motivo la curva de Rayos Gamma se asemeja a la curva SP, cuya deflexión hacia la derecha señala la presencia de lutitas.

La figura 1.31 ilustra los principios en que se basan las interpretaciones de registros de Rayos Gamma. La sección B, donde la radioactividad es alta, esta formada básicamente por lutitas. Las secciones A y C, que tienen menores niveles de radioactividad, son mayormente arenas, areniscas y calizas.

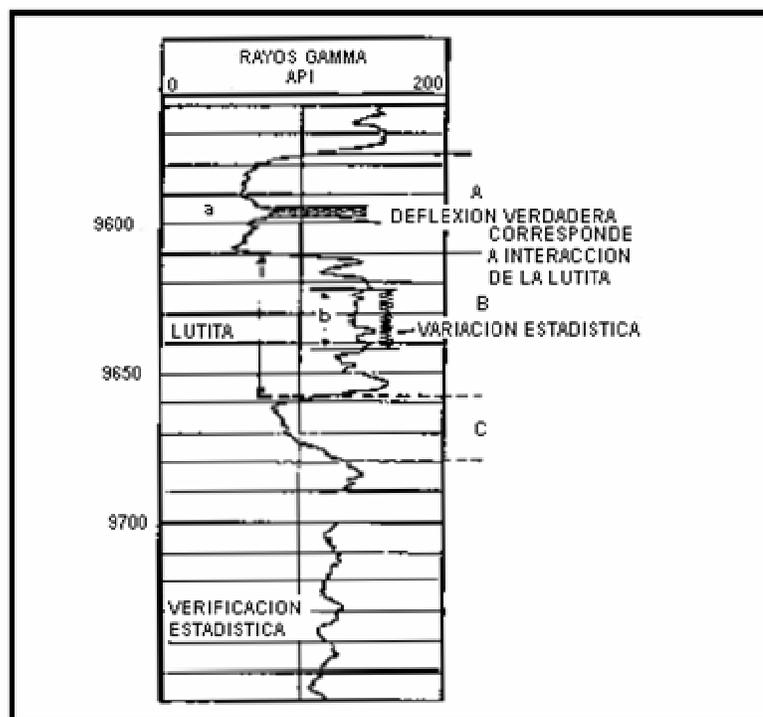


Figura 1.31. Curva típica de Rayos Gamma.  
Tomado de "Interpretación de Perfiles Viejos", PDVSA, CIED 1996.

Los perfiles de Rayos Gamma pueden correrse en hoyos abiertos o entubados, ya sean vacíos o llenos de fluido de cualquier tipo. Se calibran en unidades API: generalmente, las arenas limpias y los carbonatos tienen niveles de radioactividad que varían entre 15 y 20 unidades API, mientras que las lutitas fluctúan entre 120 y 240 unidades API.

La forma y la amplitud de la curva de Rayos Gamma se ven afectadas por:

- El diámetro del pozo.
- La excentricidad de la sonda.

• *Perfil de Dispersión de Rayos Gamma (Perfil de Densidad):*

Los Perfiles de Densidad se utilizan principalmente como Perfiles de Porosidad. Otros usos incluyen, identificación de minerales en depósitos de evaporitas, detección de gas, determinación de la densidad de los hidrocarburos, evaluación de las arenas arcillosas y litologías complejas, determinación del rendimiento de las lutitas petrolíferas, cálculo de la presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas.

Para obtener estos perfiles se aplica contra la pared del pozo una fuente radioactiva colocada en una almohadilla o patín blindado. Esta fuente emite hacia la formación, rayos gamma de mediana energía que chocan contra los electrones de la formación. En cada choque, el rayo gamma cede energía al electrón, continuando su viaje con menor energía que antes. Los rayos gamma dispersos llegan a un detector colocado a una distancia fija de la fuente y son evaluados y contados como una indicación de la densidad de la formación, ya que el número de choques que producen la dispersión de los rayos gamma, está directamente relacionado con el número de electrones de la formación.

Las figuras 1.32 y 1.33 ilustran la relación entre la densidad de la formación y las cuentas por segundo; y la determinación de la porosidad a partir del perfil de densidad de la formación.

La interpretación de estos perfiles puede verse afectada por la presencia de hidrocarburos y por la presencia de lutitas o arcillas en la formación. Adicionalmente por el efecto del revoque. Por lo tanto los valores obtenidos deben ser corregidos por dichos efectos.

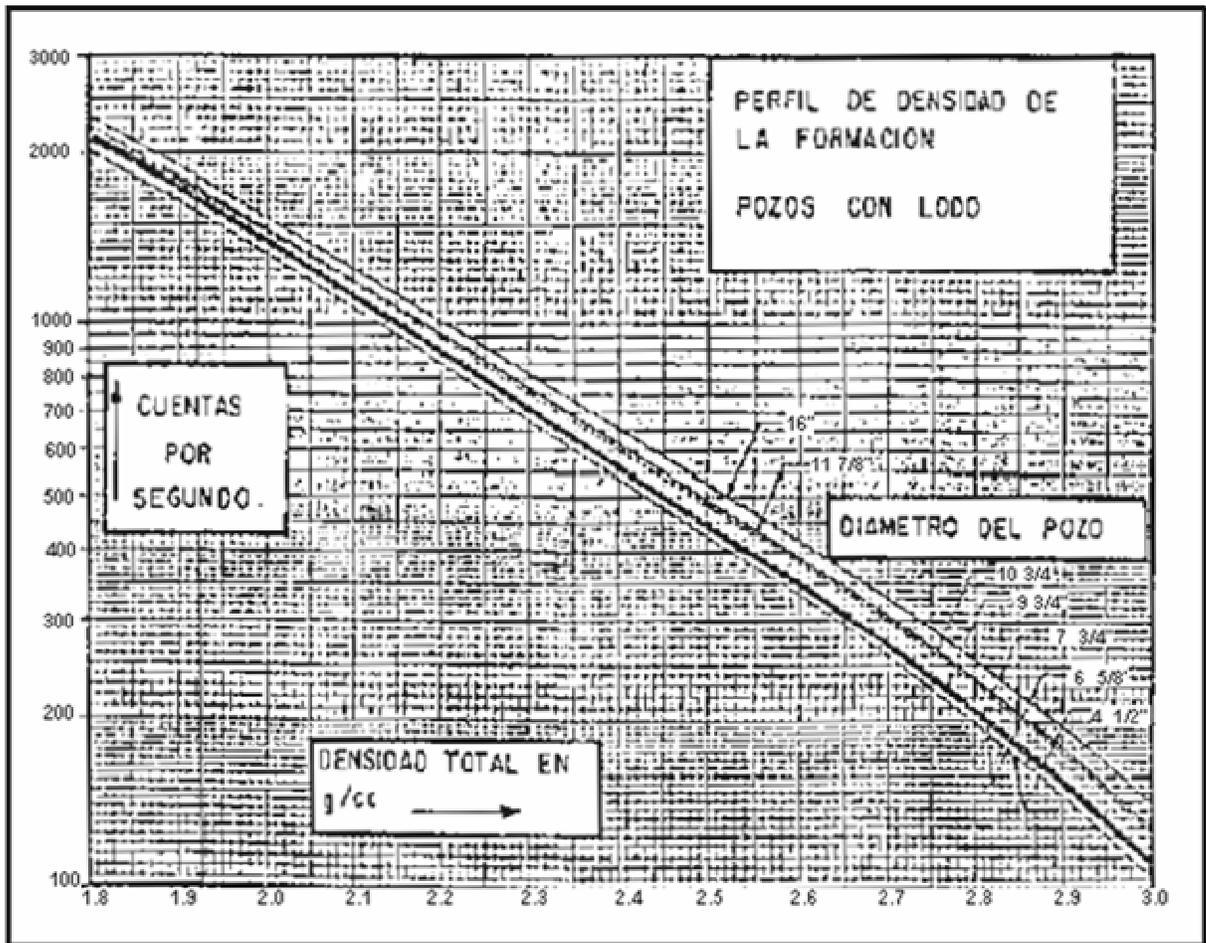


Figura 1.32. Relación entre la Densidad de la Formación y las cuentas por segundo. Tomado de "Interpretación de Perfiles Viejos", PDVSA, CIED 1996.

- *Perfiles de Densidad Compensada:*

El FDC incorpora un segundo detector colocado más cerca de la fuente y la derivación automática de una densidad de formación corregida a partir de las dos cantidades de conteo. El resultado neto es que la cantidad de pulsaciones depende sólo de la densidad de electrones. Por lo general, en la medida que la densidad de la formación aumenta de 2.0 a 2.7 *gr/cc*, el conteo de los rayos gamma que chocan con el detector, disminuye exponencialmente por un factor de 10 a 15. Esto proporciona una medición sensitiva de la densidad. La función del detector de espaciamiento corto, es compensar los efectos del revoque residual y de las rugosidades del pozo que están cubiertas de lodo.

Este perfil capta la zona lavada, la cual contiene filtrado de lodo y, posiblemente, hidrocarburo residual en los poros. El perfil no distingue el petróleo

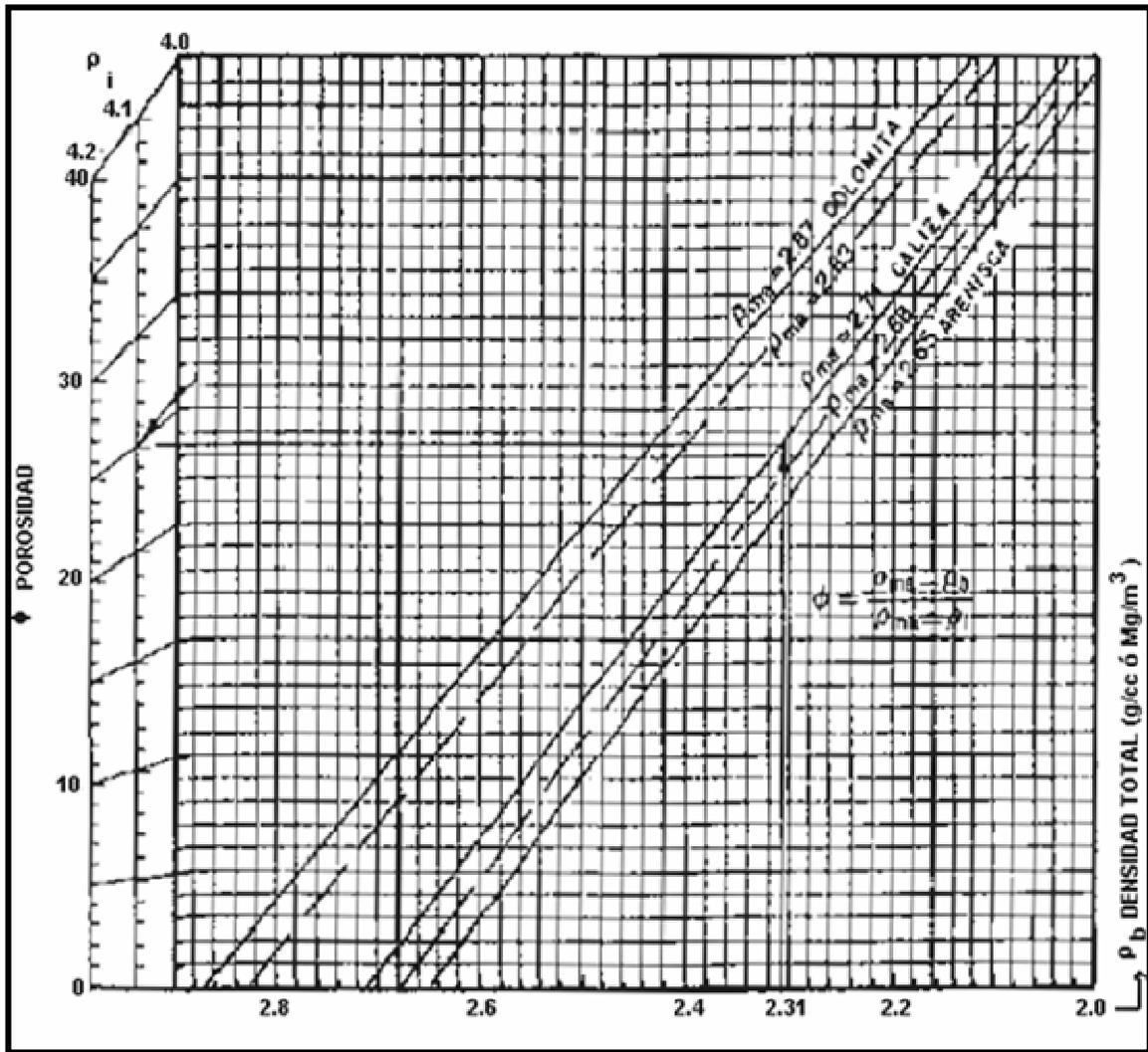


Figura 1.33. Determinación de la Porosidad a partir del Perfil de Densidad de la Formación. Tomado de "Interpretación de Perfiles Viejos", PDVSA, CIED 1996.

residual en la zona lavada. Por otra parte, puede captar con relativa facilidad el gas residual, en especial si la porosidad es alta y si la presión del gas es baja.

La resolución vertical de este dispositivo, a baja velocidad, puede alcanzar 1.5 pies. A velocidad normal de registro, la resolución puede alcanzar 3 pies. La densidad de la formación presentada en el registro es el promedio de las mediciones hechas en estos intervalos, según la velocidad del registro.

La porosidad a partir del Perfil de Densidad puede calcularse para una formación limpia, cuya matriz tenga una densidad conocida " $\rho_{ma}$ " y una porosidad " $\phi$ " saturada de un fluido de densidad promedio " $\rho_f$ ", a través de la fórmula siguiente:

$$\rho_b = \phi * \rho_f + (1 - \phi) * \rho_{ma} \quad (1-36)$$

Resolviendo para la porosidad:

$$\phi = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)} \quad (1-37)$$

Donde  $\rho_b$  es la densidad de la formación medida,  $\rho_{ma}$  es la densidad de la matriz y  $\rho_f$  es la densidad del fluido que satura los poros en la zona relativamente superficial investigada por el dispositivo, mayormente filtrado del lodo.

• *Perfil Neutrónico Compensado:*

El fundamento de medición de este perfil consiste en la emisión de neutrones (partícula elemental del átomo que es eléctricamente neutra y de masa igual a la del átomo del hidrógeno) por una fuente radiactiva especial a velocidades relativamente altas. Al desplazarse de la fuente emisora hacia la formación, chocan con otros núcleos atómicos y en cada colisión se produce una pérdida de energía o una disminución de la 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 dispositivo para la toma de este registro consta de una fuente de neutrones rápidos cerca del límite inferior del dispositivo y dos detectores neutrónicos termales arriba de la fuente, con un espaciamiento de 1 – 2 pies. El cuociente entre el número de pulsaciones de los detectores cercano y lejano  $\frac{N_n}{N_f}$  se mide y relaciona con la porosidad de la formación. Esta lectura reduce de manera significativa los efectos del pozo y aumenta la profundidad de investigación del dispositivo en comparación con una medición efectuada con un sólo detector. Además, aunque no se elimina del todo, se reducen los efectos de la absorción neutrónica.

La relación entre el cuociente y la porosidad para el dispositivo Neutrónico Compensado se muestra en la figura 1.34. El cuociente aumenta con la porosidad debido a que la densidad neutrónica termal cae más rápidamente con la distancia de la fuente en la medida en que crece la porosidad, a pesar que disminuyen ambos números de pulsaciones.

Existe una franca dependencia de la litología, debido a que la matriz contribuye parcialmente al decrecimiento de la velocidad y a la captura de los neutrones. Por lo tanto debe conocerse la litología para derivar con exactitud la porosidad a partir del mencionado cuociente.

Las profundidades de investigación para los dispositivos neutrónicos, disminuyen levemente con altas porosidades y aumentan un tanto con las porosidades bajas. Lo contrario ocurre con los dispositivos de densidad.

La resolución vertical del dispositivo Neutrónico Compensado, a baja velocidad de registro, es de 15 pulgadas. Sin embargo, a 1800 *pies/hr* y con el tiempo usual de promediación, dicha resolución es de 3 pies. Las fluctuaciones estadísticas promedian una unidad de porosidad en porosidades muy bajas y 3 unidades en porosidades altas, al revés de lo que ocurre con el dispositivo de densidad.

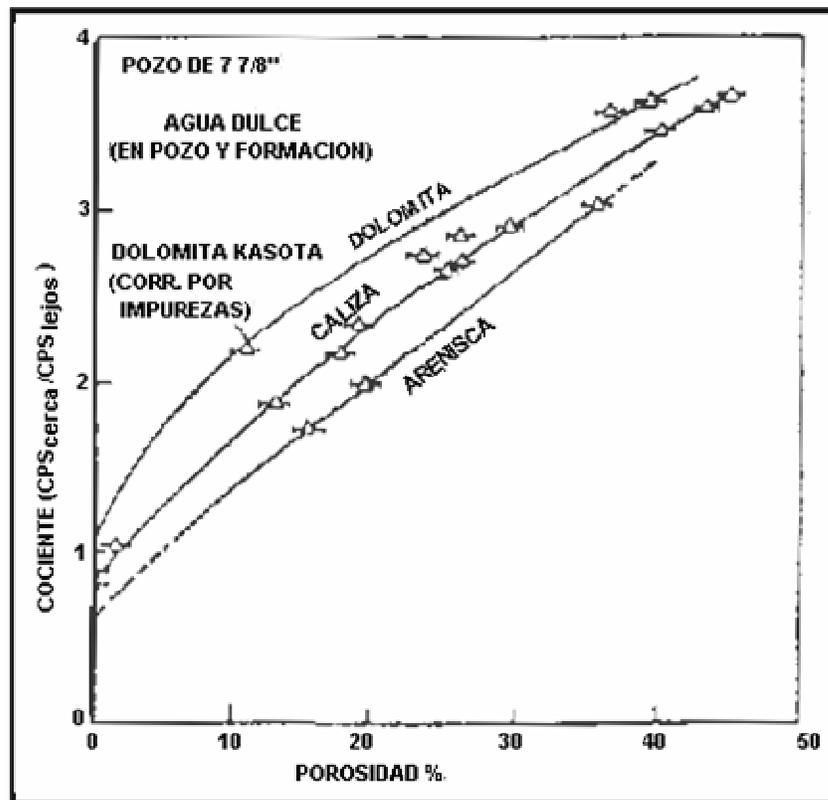


Figura 1.34. Respuesta del dispositivo Neutrónico Compensado en Formaciones de Areniscas, Caliza y Dolomita. Tomado de "Interpretación de Perfiles Viejos", PDVSA, CIED 1996.

Las lecturas dadas por el dispositivo neutrónico deben corregirse por el efecto del diámetro del pozo, por la temperatura y por la presión. Las empresas de perfilaje

suministran gráficas que contemplan todas las correcciones.

En estos perfiles es difícil reconocer la presencia del gas, puesto que en el perfil éste aparecerá sólo como baja porosidad: si existen otras zonas de baja porosidad, el gas pasa desapercibido. También, es igualmente difícil derivar la porosidad correcta, porque no conocemos de antemano cual es la saturación del gas. Cuando se combinan ambos perfiles (densidad y neutrónico), se logra una interpretación más simplificada y de mayor calidad.

- *Perfil Neutrónico Compensado de Doble Porosidad:*

Para mejorar tanto la respuesta al gas como la interpretación frente a la presencia de elementos absorbentes, el dispositivo de doble porosidad incorpora, además de dos detectores neutrónicos termales, dos detectores neutrónicos epidermales. Esto permite obtener una mejor determinación de la porosidad y una mejor detección del gas en las formaciones arcillosas, tal como se ilustra en la figura 1.35. En la zona superior A, que es una arenisca arcillosa, el perfil neutrónico epidermal muestra claramente un cruce con la porosidad de densidad, señalando bastante menos porosidad que el perfil de densidad (indicando presencia de gas), mientras que el perfil neutrónico termal no presenta este rasgo.

#### **1.1.6. Estudio petrofísico para la descripción de yacimientos.**

El objetivo principal de una descripción de yacimiento es tratar de modelar su geometría y predecir su capacidad de producción de hidrocarburos. Para la geometría se debe considerar la forma, el tamaño y la orientación del yacimiento, de allí la importancia de contar con un equipo multidisciplinario compuesto por geofísicos, geólogos, geoquímicos, ingenieros de yacimientos y petrofísicos.

Antes de comenzar cualquier estudio petrofísico es indispensable recopilar e inventariar todas las informaciones disponibles para poder planificar y seleccionar los métodos de interpretación a emplearse para conseguir los resultados deseados. Tanto los resultados deseados como los métodos a emplearse dependen de las informaciones disponibles, especialmente de la disponibilidad de los registros en todos los pozos del campo en estudio. Por lo general, las informaciones que se recopilan son las siguientes: Registros de Pozo, Interpretaciones Petrofísicas preliminares, Análisis de Núcleos, Análisis de Muestras de Pared, Descripción de

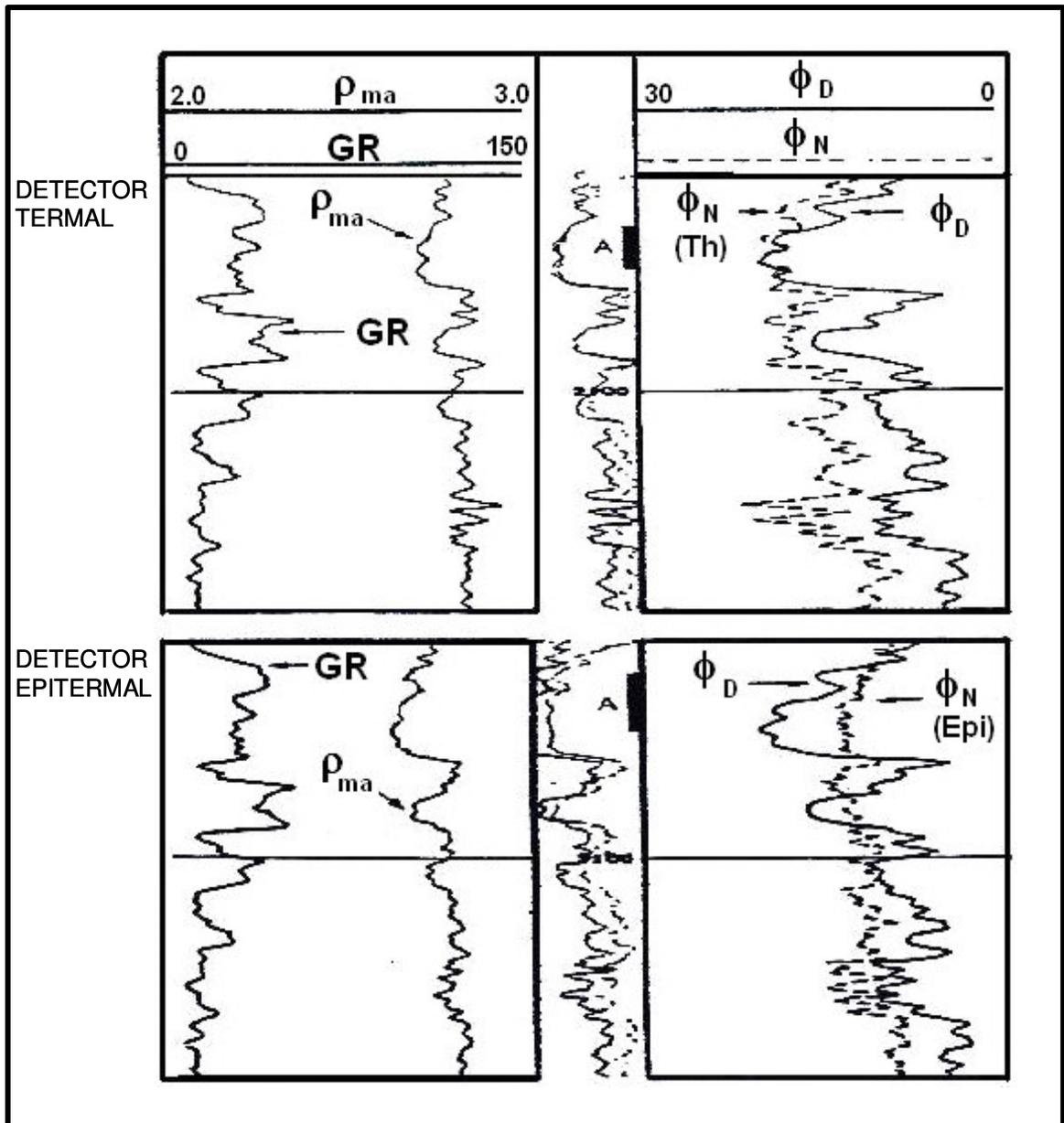


Figura 1.35. Comparación de Porosidad con el dispositivo Neutrónicos de Doble Porosidad en una zona arcillosa gasífera. Tomado de "Interpretación de Perfiles Viejos", PDVSA, CIED 1996.

Muestras de Canal, Análisis de Agua de Formación, Pruebas de Presión e Historias de Producción.

De todas éstas, los Registros de Pozo son los más importantes y decisivos para la planificación y ejecución del estudio, ya que los resultados de éste dependen de la cantidad, la calidad, el tipo y la distribución de ellos en el campo. Todas estas informaciones no siempre existen en los archivos de los pozos, porque no han sido

tomados, sin embargo, se debe recopilar todas las que sean posibles, analizarlas y validar su utilidad para el estudio propuesto.

#### *1.1.6.1. Correcciones ambientales:*

Todos los registros de pozo, de alguna manera y en cierto grado, sufren de los efectos ambientales tales como temperatura, salinidad del filtrado, invasión, diámetro del pozo, densidad del lodo, espesor de la capa etc., por ello antes de emplear los registros para un estudio de campo y para obtener resultados confiables y consistentes, éstos deben ser corregidos por dichos efectos. Es importante señalar que se debe usar las ecuaciones o gráficos de corrección que corresponden a la compañía que tomó los registros del pozo.

#### *1.1.6.2. Calibración núcleos - perfil:*

La idea es calibrar los valores de las constantes relacionadas con el factor de formación y con la saturación de agua, éstos son, el factor de cementación “m”, la constante “a” y el exponente de saturación “n”. También, mediante la calibración núcleos –perfil, se pueden ajustar los parámetros de la matriz que intervienen en los registros usados para la determinación de la porosidad, tales como la densidad de la matriz, “ $\rho_{ma}$ ” y el tiempo de tránsito de la matriz “ $\Delta t_{ma}$ ”.

Otra aplicación de la calibración núcleos - perfil es establecer relaciones entre la permeabilidad de los núcleos y algunas respuestas de los registros, tipificar las formaciones, o sea validar la mineralogía o la litología de las rocas de yacimiento y las que no constituyen yacimientos como las arcillas, y en general, mejorar las interpretaciones petrofísicas.

#### *1.1.6.3. Parámetros Básicos:*

Son aquellos parámetros petrofísicos básicos, necesarios para una adecuada y correcta interpretación del modelo petrofísico. Los parámetros petrofísicos básicos en la interpretación son: la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ), las constantes “m”, “n” y “a”, la resistividad de la formación ( $R_t$ ), el volumen de arcilla ( $V_{shl}$ ), la porosidad ( $\phi$ ), la saturación de agua ( $S_w$ ) y los valores de corte (Cutoff) de  $V_{shl}$ ,  $\phi$  y  $S_w$ .

#### 1.1.6.4. Pasos a seguir en el estudio petrofísico:

- *Correcciones ambientales del Registro GR:*

Estos se corrigen por efectos de las condiciones del hoyo y por el peso del lodo. El discriminador utilizado es:

Si  $CALI = NULL \Rightarrow GRC = GR$

$$\text{sino } GRC = GR \times SWS\_GR\_3inCentered\_E(CALI, Mudwt) \quad (1-38)$$

donde:

GR: Registro Gamma Ray

GRC: Registro Gamma Ray corregido

CALI: Registro Caliper

NULL: Nulo

GR\_3inCentered: Carta de la Schlumberger para corregir el GR por efectos del lodo y las condiciones del hoyo.

- *Correcciones ambientales del Registro de Densidad:*

Estos se corrigen por efectos de las condiciones del hoyo y por el peso del lodo. La ecuación es:

$$RHOB_C = RHOB + SWS\_FDC\_Por15a\_Mud\_E(CALI, RHOB) \quad (1-39)$$

donde:

RHOB: Registro de Densidad

RHOB\_C: Registro de Densidad corregido

FDC\_Por15a\_Mud: Carta de la Schlumberger para corregir el RHOB por efectos del lodo y las condiciones del hoyo.

- *Correcciones ambientales del Registro de Porosidad del Neutrón:*

Estos se corrigen por efectos de las condiciones del hoyo, por el peso del lodo y por la salinidad de la formación. Las ecuaciones son:

$$PHINC = PHIN + SWS\_CNL\_BoreHole\_E(PHIN, CALI) \quad (1-40)$$

$$PHINC = PHIN + SWS\_CNL\_MudWeight\_Natural\_E(PHIN, Mudwt) \quad (1-41)$$

$$PHINC = PHIN + SWS\_CNL\_LS\_FrmSal(PHIN, 30) \quad (1-42)$$

donde:

PHIN: Registro Porosidad del Neutrón.

PHINC: Registro Porosidad del Neutrón corregido.

CNL\_BoreHole: Carta de la Schlumberger para corregir el PHIN por condiciones del hoyo.

CNL\_Mudwt\_Ntrl: Carta de la Schlumberger para corregir el PHIN por condiciones del lodo.

CNL\_LS: Carta de la Schlumberger para corregir el PHIN por el tipo de matriz.

CNL\_FrmSal: Carta de la Schlumberger para corregir el PHIN por la salinidad de la formación.

- *Cálculo del Porcentaje de Arcilla:*

Para determinar los valores de Porcentaje de Arcilla ( $V_{shl}$ ) se utilizan los valores de Gamma Ray corregido (GRC), limpio ( $GR_{cln}$ ) y sucio ( $GR_{shl}$ ). La ecuación es:

$$V_{shl} = \min(1, \max(0, (GRC - GR_{cln}) / (GR_{shl} - GR_{cln}))) \quad (1-43)$$

- *Cálculo de Porosidad:*

Para determinar los valores de Porosidad Densidad ( $PHID = \phi_d$ ), Porosidad Average ( $PHIA = \phi_{ave}$ ) y Porosidad Efectiva ( $PHIE = \phi_{efec}$ ) se utilizan los Registros de Densidad corregido ( $RHOBC = \rho_{bc}$ ) y Porosidad Neutrón corregido ( $PHINC = \phi_{nc}$ ), adicionalmente los valores de densidad de la matriz ( $RhoM = \rho_m$ ), densidad del fluido ( $RhoF = \rho_f$ ) y porcentaje de Arcilla ( $V_{shl}$ ). Las ecuaciones utilizadas son:

a) Para la Porosidad Densidad:  $PHID = (RhoM - RHOBC) / (RhoM - RhoF) \quad (1-44)$

b) Para la Porosidad Average:  $PHIA = (PHID + PHINC) / 2 \quad (1-45)$

c) Para la Porosidad Efectiva:  $PHIE = PHIA \times (1 - V_{shl}) \quad (1-46)$

- *Determinación de la Resistividad del Agua de Formación y los parámetros a, m y n:*

Para obtener el valor de la Resistividad del Agua de Formación ( $R_w$ ) se construye un gráfico del tipo "Pickett-Plot", entre la Porosidad Average ( $PHIA = \phi_{ave}$ ) en el eje "Y" y la Resistividad (RD) del dispositivo de investigación profunda en el eje "X". Obtenido el gráfico se selecciona el sector donde los puntos coincidan con la línea de

Saturación de Agua de 100%, para asegurarse que el  $R_w$  sólo sería determinado en las arenas de agua.

Este gráfico también muestra las líneas de saturación de agua de 0%, 25%, 50% y 75%. Para obtener el valor de la  $R_w$ , se deben ajustar los siguientes parámetros:

- 1) Tortuosidad “a” (para trasladar las líneas de saturación izquierda-derecha),
- 2) Factor de cementación “m” (pendiente de las líneas) y
- 3) Exponente de Saturación “n” (para acercarlas).

Una vez realizado lo anterior, se puede leer directamente sobre el gráfico los valores de  $R_w$ , a, m y n.

• *Cálculo de la Saturación de Agua:*

Para calcular la Saturación de Agua se utiliza la ecuación de Archie la cual requiere como datos de entrada los parámetros antes mencionados, más los valores de Porosidad Average ( $PHIA = \phi_{ave}$ ) y la Resistividad (RD) del dispositivo de investigación profunda. La ecuación es:

$$S_{WA} = (a \times R_w / (RD \times PHIA^m))^{1/n} \quad (1-47)$$

Otro parámetro que se debe calcular es la Saturación de Agua Irreductible ( $S_{wi}$ ), esto debido a que es un parámetro necesario para el cálculo de Permeabilidad según la relación de Timur. Para ello se construye un gráfico del tipo “crossplot”, relacionando la resistividad (RD), con la Saturación de Agua calculada ( $S_w$ ). Una vez obtenido este “crossplot” se traza una línea de corte en el eje “X” ( $S_w$ ) justo donde la curva, RD vs.  $S_w$  de la arena estudiada, cambia totalmente de pendiente. Este valor de  $S_w$ , es el valor de saturación de agua irreductible ( $S_{wi}$ ).

• *Cálculo del Volumen Poroso ocupado por Agua (BVW):*

Para realizar este cálculo sólo se necesitan como datos, la Porosidad Average y la Saturación de Agua calculada. La ecuación es:

$$BVW = PHIA \times S_{WA} \quad (1-48)$$

- *Cálculo del Carbón:*

Para determinar las zonas con carbón se utilizan los Registros de Densidad y Porosidad Neutrón corregidos, ya que estas zonas se caracterizan por ser de alta porosidad y baja densidad. El discriminador utilizado es el siguiente:

$$\text{Si } RHOBC \leq 1.9 \text{ y } PHINC \geq 0.45 \Rightarrow COAL = 1 \text{ si no } COAL = 0$$

- *Cálculo de la Arena Neta Total:*

Para realizar este cálculo, en primer lugar se determinan los valores de corte del Porcentaje de Arcilla ( $V_{shCutoff}$ ) y luego se calcula el “PAY” para la Arena Neta Total en cada pozo del área de estudio:

$$PAY = V_{shl} \leq V_{shCutoff} \quad (1-49)$$

Una vez realizado lo anterior se realiza el cálculo de la Arena Neta Total en cada pozo del área de estudio:

$$ANT = PAY \times 0.5 \quad (1-50)$$

Seguidamente estos valores se corrigen por carbón:

$$\text{Si } COAL = 1 \Rightarrow AT = 0 \text{ si no } AT = ANT \quad (1-51)$$

- *Cálculo de la Arena Neta Petrolífera:*

Para realizar este cálculo en primer lugar se determinan los valores de corte de la Porosidad Average ( $PHIA = \phi_{ave}$ ) y la Saturación de Agua calculada ( $S_{WA}$ ), y luego se calcula el “PAY” para la Arena Neta Petrolífera en cada pozo del área de estudio:

$$\text{Si } PAY = 1 \Rightarrow PAY2 = PHIA \geq PhiCutoff \text{ y } S_{WA} \leq S_{wCutoff} \text{ si no } PAY2 = 0 \quad (1-52)$$

Una vez realizado lo anterior se realiza el cálculo de la Arena Neta Petrolífera en cada pozo del área de estudio:

$$ANP = PAY2 \times 0.5 \quad (1-53)$$

Seguidamente estos valores se corrigen por carbón:

$$COAL = 1 \Rightarrow ANTP = 0 \text{ si no } ANTP = ANP \quad (1-54)$$

- *Cálculo de la Permeabilidad:*

Este se realiza con la ayuda de la relación de Timur, la cual tiene como datos de entrada la Porosidad Efectiva ( $PHIE = \phi_{efe}$ ) y la Saturación de Agua Irreductible ( $S_{wi}$ ).

La ecuación es:

$$KM = (93 \times PHIE^{2.2} / S_{wi})^2 \quad (1-55)$$

Seguidamente estos valores se corrigen por carbón:

$$\text{Si } COAL = 1 \Rightarrow K = 0 \quad \text{si no } K = KM \quad (1-56)$$

## 1.2. GEOFISICA

### 1.2.1. Método Sísmico.

Las ondas sísmicas son propagadas a través del interior de la Tierra y el tiempo que les toma en regresar después de ser reflejadas o refractadas es medido. Este tiempo puede ser convertido en profundidad ( $d = v \times t$ ) conociendo o estimando las diferentes velocidades de los diferentes medios rocosos por los cuales la señal inicial pasó. Conociendo esto, las superficies del subsuelo pueden ser ubicadas y mapeadas. En otras palabras, los métodos sísmicos se basan en el fenómeno de propagación de las ondas a través de la Tierra, lo cual es posible gracias a las propiedades elásticas de las rocas.

#### 1.2.1.1. Ondas sísmicas:

Las leyes de la elasticidad son la base física fundamental de los métodos sísmicos. Esta teoría establece que la amplitud de la onda reflejada es proporcional al contraste de impedancia acústica entre dos cuerpos o medios, la cual es definida como el producto de la densidad y la velocidad ( $\rho \times V$ ).

$$\text{Coeficiente de Reflexión} = \frac{\rho_1 V_1 - \rho_2 V_2}{\rho_1 V_1 + \rho_2 V_2} \quad (1-57)$$

donde:  $\rho_1$  = densidad del medio 1, en gr/cc.

$\rho_2$  = densidad del medio 2, en gr/cc.

$V_1$  = velocidad en el medio 1, en km/seg.

$V_2$  = velocidad en el medio 2, en km/seg.

Si al aplicar un esfuerzo a un medio elástico, éste es aliviado repentinamente, el estado de deformación se propagará a través del medio con una onda elástica. Las características de esa propagación dependerán de la densidad de la roca y de la velocidad de propagación asociada a ésta. Esta onda sísmica generada se propaga en todas direcciones y va a ser reflejada en cada una de las interfaces, siendo la magnitud de la reflexión proporcional al coeficiente de reflexión. Las ondas sísmicas se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Ondas superficiales:

- a) Ondas tipo Rayleigh:

Son las ondas que generan un movimiento elíptico de las partículas, similar al paso del agua cuando pasa una ola. Estas se desarrollan en una superficie libre o en la superficie de separación de dos medios diferentes.

- b) Ondas tipo LOVE:

Son perpendiculares a la dirección de movimiento y paralelas a la superficie. Estas son generadas cuando la velocidad de la capa inferior es mayor que la velocidad de propagación de la capa superior.

- Ondas internas o de cuerpo:

- a) Ondas compresionales:

Es aquella donde la dirección de desplazamiento es paralela a la dirección de propagación. Estas, conocidas como ondas P ó primarias, implican cambios volumétricos al generar compresión y dilatación en la dirección de su movimiento.

- b) Ondas de corte:

Comúnmente conocidas como ondas de cizallamiento u ondas S, son aquellas que se desarrollan en dirección perpendicular a la dirección de desplazamiento.

La figura 1.37 es una ilustración de estas ondas.

- Velocidad de propagación de las ondas:

La velocidad de propagación de las ondas está relacionada con la densidad, rigidez y la compresibilidad del medio donde se desplaza. Por otra parte, las velocidades a las cuales se desplazan las diferentes ondas, tales como S y P, aportan información de las propiedades reológicas del medio donde ellas se desplazan. En consecuencia, las velocidades son útiles para la caracterización de las rocas. La tabla 1.1 muestra las velocidades de propagación de las ondas sísmicas en algunos medios.

MEDIO	VELOCIDAD Km/s)
ARENA SECA	.2-1
ARENA SATURADA CON AGUA	1.5-2.0
ARENISCA	2.0-6.0
CALIZA	2.0-6.0
DOLOMITAS	2.5-6.5
SAL	4.5-5.0
AGUA	1.4-1.5
PETRÓLEO	1.3-1.4
AIRE	.3

Tabla 1.1

La densidad de las rocas tiende a aumentar con la profundidad haciendo que las ondas sísmicas viajen con mayor velocidad. En otras palabras, la velocidad aumenta con la profundidad. La figura 1.36 ilustra una relación promedio entre la velocidad y la profundidad.

La velocidad es además influenciada por las características litológicas de la roca. Por ejemplo, una sección de lutita sobrepresurizada está asociada con bajas velocidades. Una disminución de la velocidad está asociada a zonas de alta porosidad y alto contenido de arcilla. Un aumento de la velocidad corresponderá con dolomitas y arenisca limosas (areniscas limosas>areniscas arcillosas).

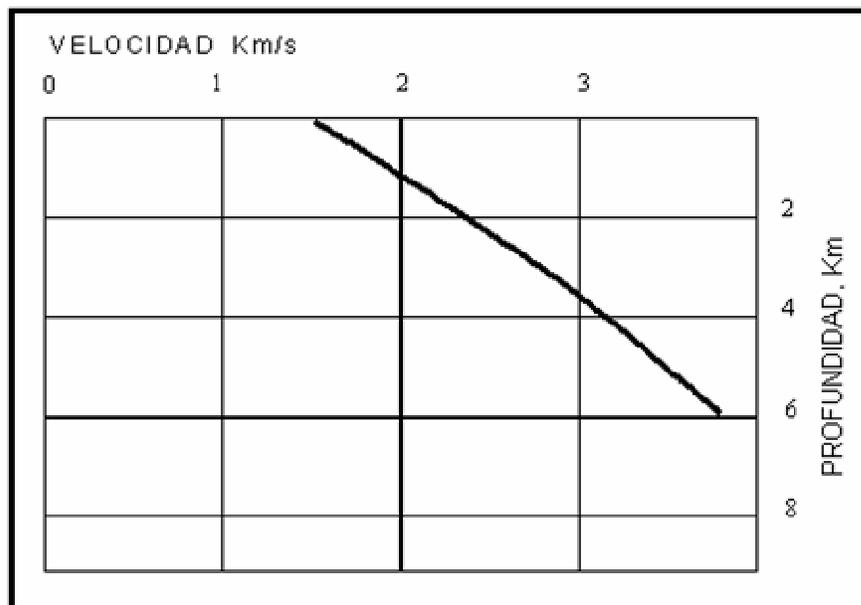


Figura1.36. Relación entre velocidad y profundidad de ondas sísmicas.

La pérdida de energía de las ondas sísmicas a su paso por el subsuelo es debido a las imperfecciones elásticas de este medio. La energía es gradualmente absorbida por los estratos debido a pérdidas por fricción interna de las rocas.

• *Comportamiento de las ondas en el subsuelo:*

El subsuelo está compuesto de diferentes litologías; por ejemplo: caliza, areniscas y lutitas en cuencas sedimentarias. Como es de esperarse, cada una de estas litologías tiene diferentes propiedades físicas tales como su densidad y velocidad de propagación de las ondas.

Ley de Snell: La ley de Snell establece que cuando una onda incidente choca un límite entre dos medios diferentes, el ángulo de reflexión de la onda de corte S1 reflejada es menor que el ángulo de incidencia y de la onda compresional reflejada P1. De la figura 1.37 y haciendo uso de relaciones trigonométricas, se tiene:

$$\frac{\text{Sen}\alpha_1}{\text{Sen}\alpha_2} = \frac{V_{P1}}{V_{S1}} \quad (1-58)$$

donde:  $\alpha_1$  = ángulo de la onda reflejada P1.

$\alpha_2$  = ángulo de la onda de corte reflejada S1.

$V_{P1}$  = velocidad de la onda compresional P1, en km/seg.

$V_{S1}$  = velocidad de la onda de corte S1, en km/seg.

Las ondas generadas en el subsuelo son denominadas ondas incidentes. Las ondas generadas en el límite de dos medios y que retornan a la superficie, se denominan reflejadas, mientras que las que son transmitidas y continúan hacia el subsuelo son las refractadas (figura 1.37).

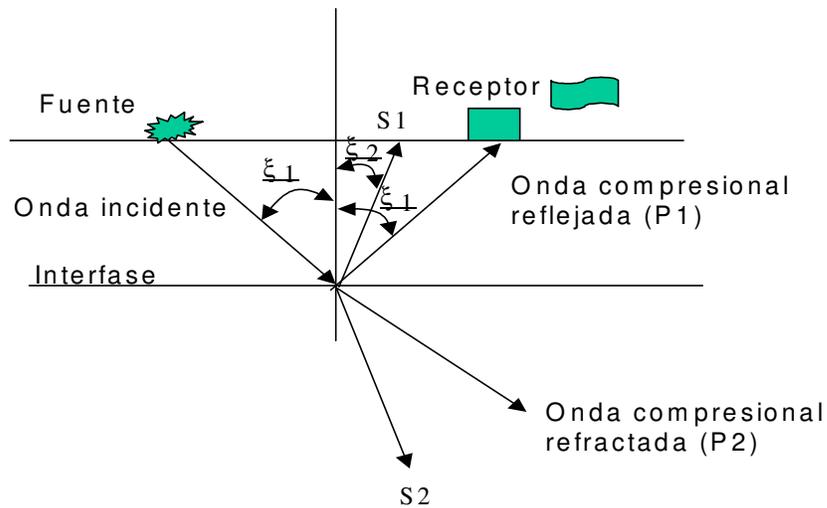


Figura 1.37. Representación de ondas sísmicas.

Como se mencionó anteriormente, el coeficiente de reflexión es una medida de la amplitud de la onda reflejada. A menor contraste de impedancia mayor es la energía transmitida a través de la interfase. Adicionalmente, los valores del coeficiente de reflexión entre diferentes tipos de roca generalmente no exceden de  $\pm 0.5$  y típicamente no son menores que  $\pm 0.2$ , es decir sólo una pequeña porción de esa energía es reflejada.

El comportamiento de las reflexiones permitirá el entendimiento de la características geológicas del subsuelo (estructurales, estratigráficas, etc.). Adicionalmente, permite aumentar la ubicación y comportamiento de los fluidos, propiedades físicas de las rocas y yacimientos que conducen a la exploración y explotación de yacimientos.

**Refracciones:** Son las ondas que continúan su camino hacia el subsuelo como producto del cambio de dirección que sufre una onda cuando atraviesa el límite entre dos medios diferentes.

Las refracciones tienen una energía menor que la onda incidente. El ángulo y porcentaje de pérdida de energía de la onda refractada en relación con la onda incidente, están definidos por la ecuación de Snell y el coeficiente de reflexión, respectivamente. En consecuencia, cuanto mayor es la diferencia entre las dos densidades y velocidades de los medios, mayor será el ángulo de refracción y pérdida de energía.

Difracciones: Son aquellas ondas “irregulares” producto de la presencia de discontinuidades, obstáculos y/o irregularidades en los límites entre dos medios diferentes. Ver figura 1.38.

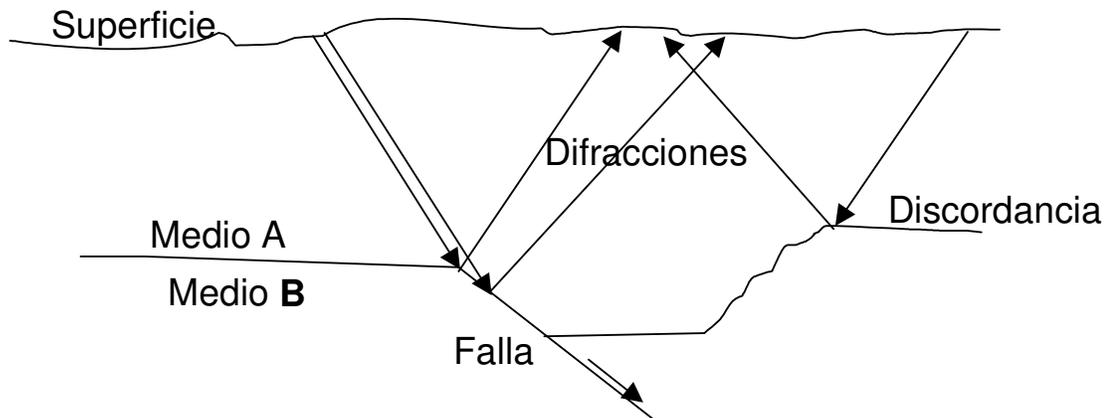


Figura 1.38. Difracciones de ondas sísmicas.

Múltiples: Los múltiples son aquellas reflexiones repetidas producto de un doble rebote entre los límites de dos medios que presentan cambios abruptos de velocidades y/o densidades. Ejemplo: agua/aire. Ver figura 1.39.

Los efectos laterales se deben a que la onda incidente se propaga en el subsuelo en forma de esfera. Si un límite entre dos medios se encuentra a una distancia menor que cualquier propagación vertical de la onda, éste será detectado y grabado como si estuviera justo debajo de una línea sísmica.

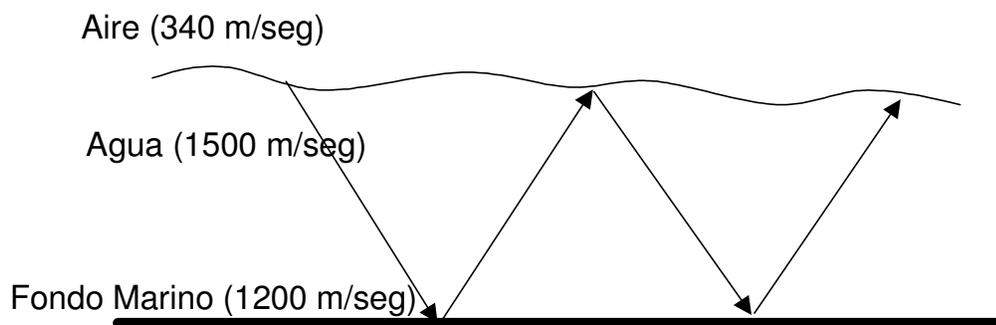


Figura 1.39. Reflexiones “múltiples” de ondas sísmicas.

• *Factores que afectan las amplitudes:*

Las amplitudes de las ondas sísmicas son susceptibles a muchos factores como los ilustrados en la figura 1.40. Estos factores deben ser removidos a fin de obtener una interpretación adecuada y más cercana a la realidad.

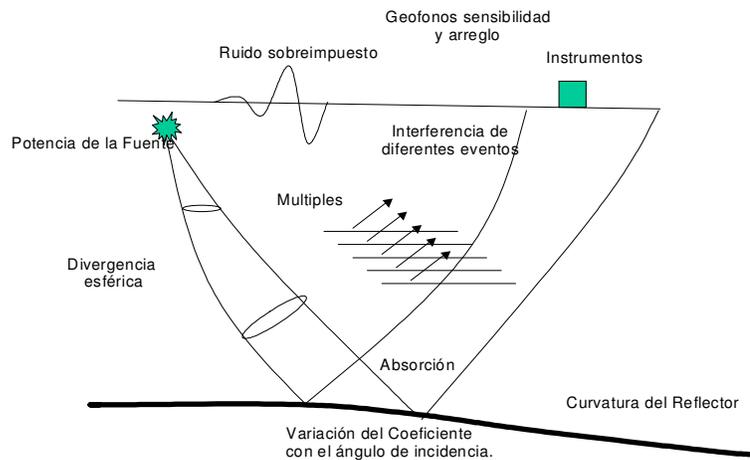


Figura 1.40. Factores que afectan las amplitudes.

### 1.2.1.2. Método de refracción:

El método de refracción utiliza la energía que retorna a la superficie después de viajar a través del suelo a lo largo de los patrones de rayos refractados. Este método es comúnmente usado para ubicar superficies que refractan separando superficies de diferentes velocidades.

Tiene gran utilidad a nivel local, en el estudio de fundaciones para construcciones, al ser capaz de localizar las interfaces entre diferentes tipos de sedimentos no bien consolidados y roca infrayacente. Además, permite estimar localmente, las constantes elásticas de las rocas.

### 1.2.1.3. Método de reflexión:

En los levantamientos sísmicos de reflexión, son medidos los tiempos de viaje (ida y vuelta) de un pulso generado desde la superficie hasta la interfase entre dos medios de impedancias acústicas diferentes. El resultado, después de que los datos son procesados, es una línea sísmica (en el caso 2D) o un volumen sísmico (sísmica 3D). Cada punto receptor de lectura representará una traza sísmica. Cada receptor recibe una serie de impulsos reflejados, escalados en amplitud dependiendo de la distancia recorrida y espaciados en tiempo. Es decir, los pulsos arriban a tiempos diferentes, dependiendo de la profundidad de la interfase entre los medios y la velocidad de propagación a través de éstos. La figura 1.41 representa un modelo esquemático de convolución tradicional donde es necesario saber cómo es el pulso de entrada.

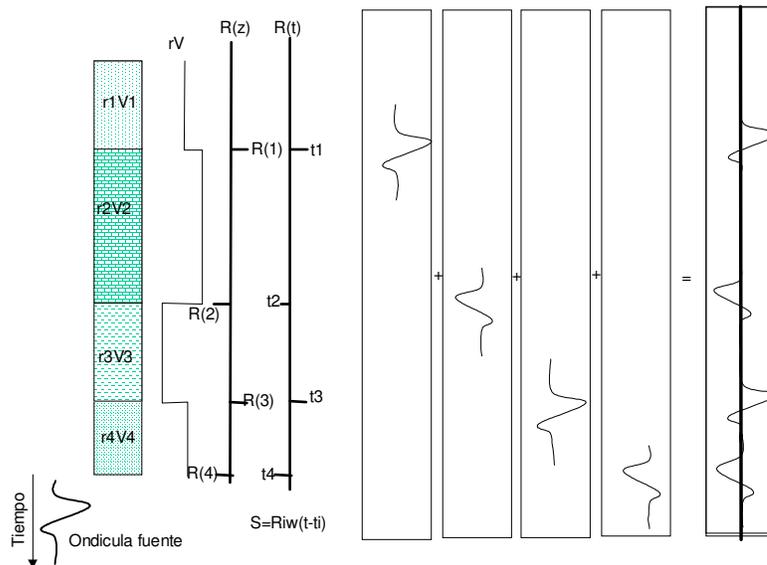


Figura 1.41. Representación de convolución.

## 1.2.2. Fases del método de prospección por sísmica de reflexión.

### 1.2.2.1. Adquisición de la data sísmica:

#### • Equipos:

Los equipos utilizados durante la etapa de adquisición de data sísmica son los siguientes:

1. Fuentes de energía.
2. Receptores.
3. Equipos de grabación.

#### Fuentes de energía:

La figura 1.42 muestra las distintas fuentes de energía utilizadas en la adquisición de data sísmica. Su selección dependerá del sitio donde el proceso de adquisición será realizado. A continuación una breve descripción de cada uno de ellos:

- Vibradores: son dispositivos mecánicos montados en camiones que generan ondas sísmicas en una banda de frecuencia controlable.
- Dinamita: consiste en explosiones que generan energía.

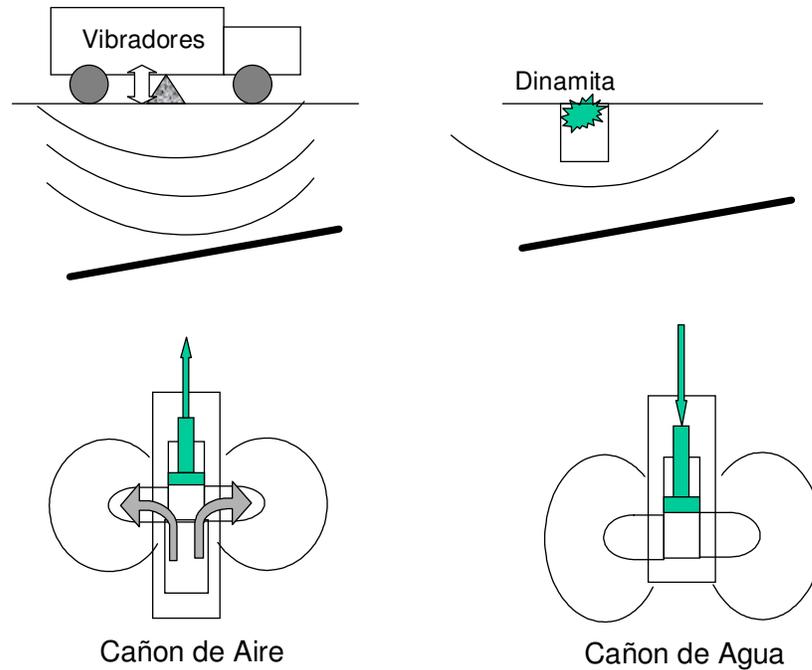


Figura 1.42. Fuentes de energía sísmica.

- Cañones de aire: consiste de una fuente neumática con una cámara de aire comprimida, ésta se libera bruscamente generando una burbuja a alta presión. Son usados generalmente en medios acuáticos.
- Cañones de agua: expulsión de agua a alta presión.

Receptores:

- Geófonos: Es un instrumento que permite medir las vibraciones del movimiento del terreno mediante la generación de una corriente electromagnética. Internamente está formado por un imán que se mueve dentro de una bobina, de tal modo, que un pequeño movimiento del imán genera una corriente eléctrica. Ver figura 1.43.
- Hidrófono: Funciona igual que el geófono pero registra los cambios de presión de agua.

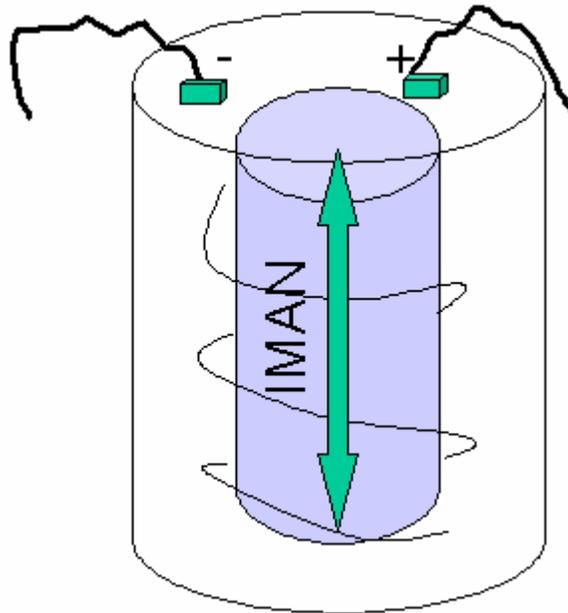


Figura 1.43. Geófono.

Equipos de grabación:

- Cables y/o transmisores - receptores: la comunicación entre los receptores es hecha por medio de cables o transmisores.
- Módulo de Grabación: está representado por la computadora principal que permite ordenar, filtrar y amplificar los datos recién adquiridos en el campo.
- Oscilógrafo: representa la señal recibida en papel.
- Almacenadores: son las cintas, "disketes", etc., que se envían al centro de procesamiento.
- Canales: La transmisión de la señal sísmica desde los receptores hasta los equipos de grabación se produce a través de canales.

• *Punto de reflexión:*

Es aquel punto ubicado en el subsuelo, en el límite entre dos medios de diferentes densidades y/o velocidades, de donde proviene la onda reflejada.

Para estratos o capas horizontales, este punto, es el punto medio entre la fuente y el receptor. Cuando la superficie es inclinada, el punto de reflexión se mueve ligeramente buzamiento arriba, a medida que la distancia entre la fuente y el receptor aumenta. Sin embargo, generalmente se asume un único punto de reflexión. Ver figura 1.44.

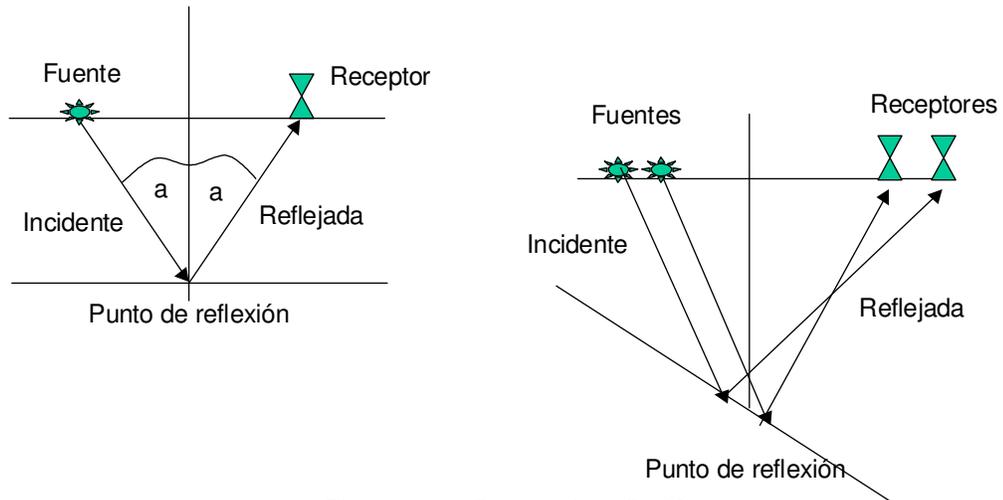


Figura 1.44. Puntos de reflexión.

• *Configuración geométrica:*

La configuración geométrica de la grabación o mallado de los equipos de grabación y recepción es función de los rasgos estructurales y estratigráficos que se desean investigar, características fisiográficas del terreno y la profundidad del objetivo.

En sismica 2D los términos usados se ilustran en la figura 1.45 y se describen a continuación:

1. *Intervalo de disparo:* distancia que separa a dos puntos consecutivos de fuente de energía.
2. *Intervalo de grupo:* distancia entre dos grupos o arreglos de receptores consecutivos.
3. *“Offset” mínimo:* distancia que separa al primer grupo de receptores y fuentes de energía.
4. *“Offset” máximo:* distancia que separa a la fuente del último grupo de receptores.

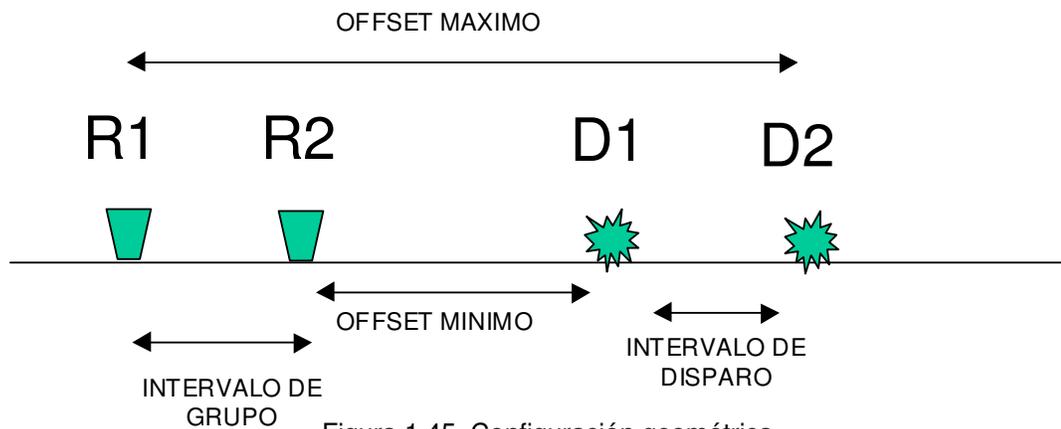


Figura 1.45. Configuración geométrica.

- *Tendidos sísmicos (ver figura 1.46):*

Es la distribución de los receptores respecto a la fuente de energía. Las más comunes son:

1. *Tendido lateral:* cuando los receptores están tendidos a un sólo lado de la fuente.
2. *Tendido bilateral:* cuando los receptores están a ambos lados de la fuente.

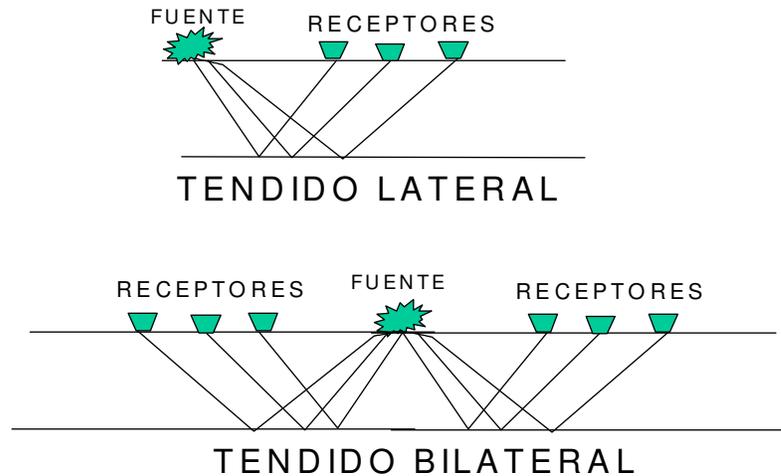


Figura 1.46. Tendidos Sísmicos.

- *Cobertura en el subsuelo (ver figura 1.47):*

Es la manera como se distribuyen los puntos de reflexión en el subsuelo en un mismo horizonte o límite de dos medios:

*Cobertura simple:* es cuando ningún punto de reflexión de un mismo horizonte se repite. Esto ocurre a un desplazamiento de grupo de receptores e intervalo de disparo constante.

*Cobertura múltiple:* es cuando un horizonte queda cubierto por varios puntos de reflexión comunes. Esto conduce a definir un Punto Común de Profundidad o PCP.

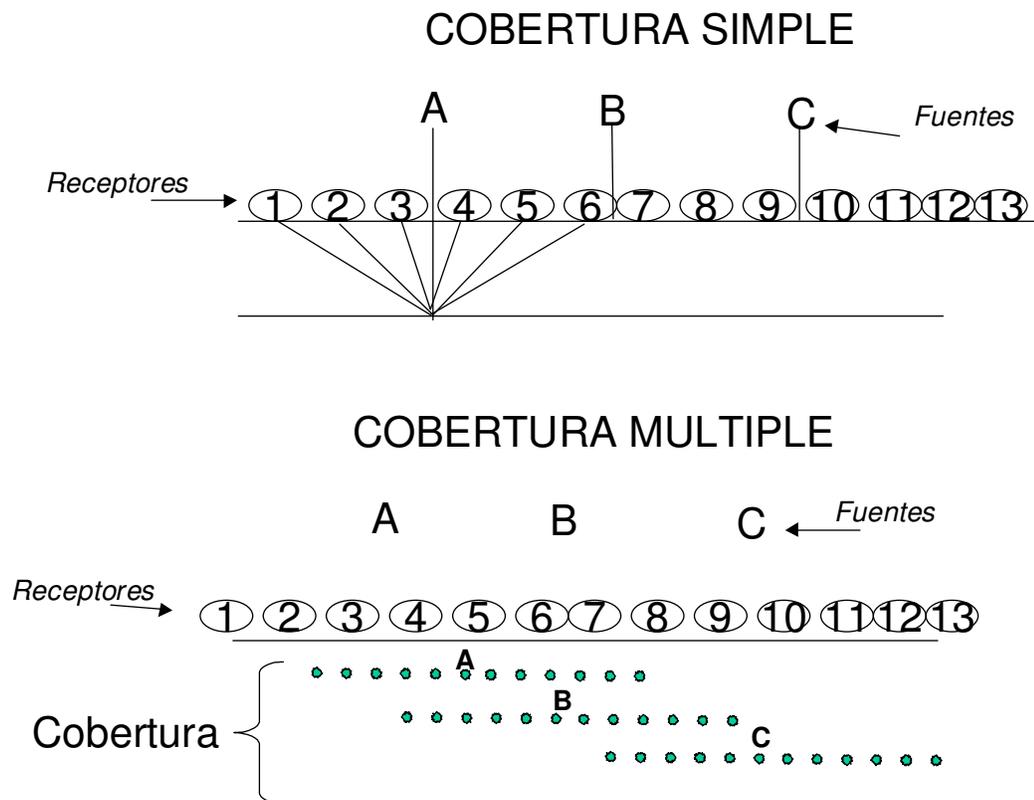


Figura 1.47. Cobertura en el subsuelo.

**1.2.2.2. Procesamiento de datos sísmicos:**

La información de las ondas reflejadas que han sido grabadas, debe ser procesada para eliminarle señales de ruido, recuperar la energía absorbida por los estratos en el subsuelo, ajustar las diferencias topográficas, etc.

• **Preprocesamiento:**

Los pasos a seguir en esta parte del procesamiento de la data sísmica, son:

- **Reordenamiento:** ordenamiento de los datos para poder construir cada una de las trazas.
- **Edición:** es un proceso manual donde el analista elimina aquellas trazas del registro de campo que presentan dudas o no tienen ninguna señal.
- **Recuperación de la amplitud:** la Tierra se comporta como un filtro y absorbe gran cantidad de energía de la onda generada originalmente. En consecuencia, las señales que vienen de grandes profundidades son más débiles. El proceso consiste entonces en uniformar las amplitudes con respecto a la traza más cercana a la superficie.

- *Blanqueo*: remoción de señales no deseadas tales como ruido y refracciones superficiales.
- *Corrección estática*: la topografía, el espesor de la capa de suelo y las bajas velocidades, ocasionan una ubicación errada de la señal sísmica. La corrección estática corrige estos efectos y lleva todo a un nivel o datum.

- *Deconvolución*:

La Deconvolución es un proceso de filtraje utilizado para suprimir las reflexiones múltiples de corto período y/o mejorar la resolución temporal, comprimiendo la ondícula básica (fuente) modificada por diversos efectos de la tierra y del sistema de grabación.

- *Ordenamiento de trazas*:

Identificación de las reflexiones que correspondan al mismo PCP en profundidad.

- *Corrección NMO*:

Las señales que provengan de un mismo PCP tendrán una distribución hiperbólica que se conoce como "NORMAL MOVEOUT" (NMO).

Mediante la horizontalización de las señales de un mismo PCP, se corrige el efecto de NMO a través de una función de velocidad.

- *Apilamiento*:

Una vez efectuada la corrección NMO, se procede al apilamiento de las trazas de un mismo PCP. Este consiste en la suma de todas las trazas para generar una sola, disminuyendo así, los efectos del ruido y aumentando la relación señal/ruido.

- *Análisis espectral y filtros*:

Para eliminar en todo lo posible el ruido de la señal, se procede a discriminar la señal en sus componentes de frecuencia y amplitud aplicando transformadas de Fourier.

- *Migración:*

Corrección de las difracciones que se producen por estructuras geológicas en el subsuelo.

### *1.2.2.3. Calibración de la data sísmica:*

La calibración de la data sísmica tiene como objetivo fundamental establecer el significado geológico de los reflectores sísmicos. Está basada en el uso de información sísmica de pozos y registros de pozos

La sísmica de pozos usada, consiste de perfiles sísmicos verticales (psv) y registros de verificación sísmica (“check shot”).

La sísmica de pozos se obtiene mediante el uso de una fuente sísmica, una herramienta de pozos con geófonos, sistemas de grabación y un sistema de control de calidad.

- *Sísmica de Pozos:*

Tecnología sísmica en la que la fuente de energía, el receptor, o ambos, se introducen en el pozo para grabar ondas que se propagan entre la superficie y el pozo o entre pozos. A pesar de que el volumen de roca investigado es menor que con sísmica 2D o 3D convencional, la resolución es usualmente mayor, razón por la cual la sísmica de pozo se ha usado principalmente como herramienta de calibración de datos convencionales. En el caso de la sísmica pozo – pozo, la resolución puede ser hasta 100 veces superior al de la sísmica convencional.

La calibración o correlación de las trazas representadas en una línea sísmica se realiza mediante información de pozo. No obstante, la información que es suministrada por los pozos es en unidades de distancia y no en tiempo. Parte de la función de la sísmica de pozos es hacer posible la creación de una tabla de conversión de profundidad a tiempo.

*“Check Shot” o tiros de verificación:* Es un perfil de pozo que mide el tiempo de tránsito de la onda desde la superficie a cada uno de los horizontes o interfases que se desean calibrar. Ver figura 1.48.

El “check shot” mide la velocidad sísmica como una función de la profundidad. Es importante recordar que la velocidad sísmica es calculada en cada posición, a

partir de los tiempos de viajes requeridos de las primeras llegadas de la onda sísmica al alcanzar los detectores o geófonos.

Los tiros de verificación son usados para ajustar los registros sísmicos, es decir permite corregirlos ajustando por deriva la diferencia entre los tiempos de viajes de la sísmica y los del sónico. Los equipos sísmicos miden el tiempo de viaje de las ondas P y S propagadas a través del subsuelo, las ondas P se propagan en dirección paralela a la dirección de propagación de la onda, la dirección vibratoria es perpendicular a la dirección de propagación de las ondas.

Los tiempos de viajes tanto de la sísmica como en el sónico, no son siempre iguales y su diferencia es conocida como deriva en tiempo. Para profundidades someras la deriva puede ser negativa debido a problemas de hoyo y a profundidades mayores las derivas son positivas, debido a la dispersión de velocidad de la onda sísmica.

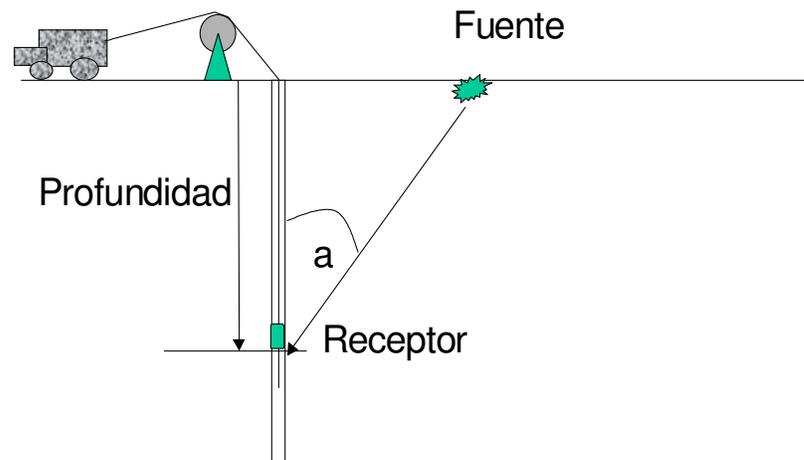


Figura 1.48. Representación de toma de tiros de verificación.

*Perfiles sísmicos verticales (PSV):* Es otra herramienta para medir el tiempo de tránsito de las ondas utilizando pozos. Adicionalmente, es capaz de grabar la ondícula generada, tal como si estuviese grabando una traza sísmica vertical con una sola pareja de puntos de disparo – receptor. Ver figura 1.49.

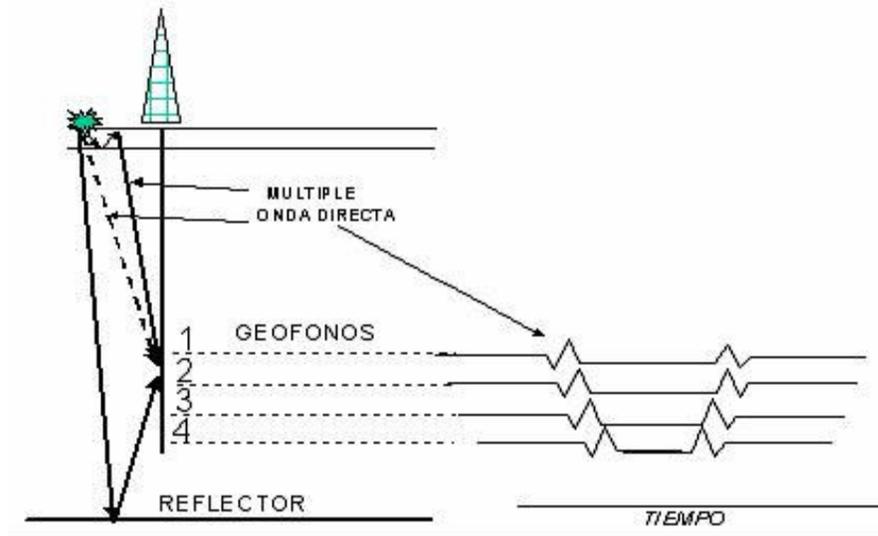


Figura 1.49. Representación de toma de un PSV.

No sólo son grabadas las ondas directas de la fuente al receptor en el hueco, también es posible grabar las ondas producidas por reflexiones de capas más profundas. Esto permite la estimación de la profundidad de capas o yacimientos aún no perforados. También es útil en la identificación de múltiples.

*Geofísica entre pozos ("Cross-Borehole Geophysics")*: Lo especial de este método es que la fuente está en un pozo y los receptores en otro. En la figura 1.50 se muestra esquemáticamente el significado de éste método.

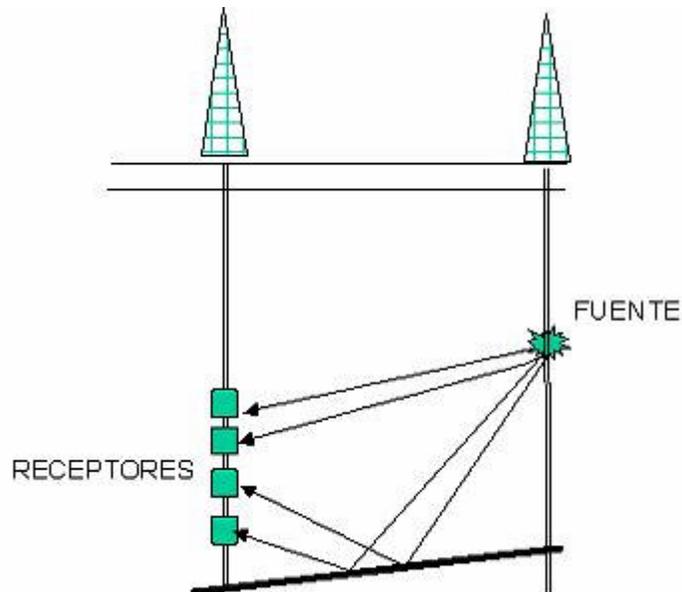


Figura 1.50. Sísmica pozo – pozo.

- *Sismograma sintético:*

Un sismograma sintético es una ondícula o traza sísmica, calculada a partir de la impedancia acústica para cada nivel o estrato. Teniendo esto, se calculan los coeficientes de reflexión a partir de los cambios de impedancia acústica entre los diferentes niveles. Una onda sísmica que viaja a través de la Tierra, es reflejada en cada una de las interfases y la magnitud de la onda reflejada será proporcional a la magnitud del coeficiente de reflexión. La traza sísmica que formará parte del sismograma sintético, será la suma de todas estas reflexiones.

Posibles causas de desfase entre la sísmica y los sismogramas sintéticos:

- En tierra la presencia de datos con correcciones estáticas imperfectas.
- Desplazamiento de la sísmica.
- La fase de la señal sísmica deconvolucionada no corresponde a la ondícula teórica usada en el cálculo del sintético.
- Correcciones dinámicas o imperfectas.
- Alargamientos de trayectos oblicuos debido a múltiples.
- Generalmente se observa una diferencia entre los tiempos sísmicos y los tiempos del sónico.
- Problemas de velocidades por lo cual algunas veces es necesario hacer acortamientos o alargamientos en el sintético.

#### *1.2.2.4. Interpretación de la data Sísmica:*

Desde el punto de vista del profesional de ciencias de la tierra, la geofísica proporciona un volumen de datos que es necesario ordenar y darle algún significado geológico. Esta es la misión del intérprete.

Los datos generados deben ser integrados con otras disciplinas, de tal modo, que sea posible la creación de los modelos estructurales, estratigráficos y sedimentológicos de un área. Esto permite la definición de los yacimientos existentes así como la identificación de prospectos futuros.

Las reflexiones son expresiones de las diferentes superficies y discontinuidades que existen en el subsuelo. Estas describen diferentes estructuras (pliegues y fallas), patrones sedimentarios y sus relaciones areales. Como es de esperarse, la sísmica

no da una buena resolución vertical (100 pies en buenas condiciones) pero proporciona una excelente vía para la descripción areal.

Los objetivos principales de una interpretación sísmica son obtener un mapa estructural que describa la estructura, determinar la naturaleza de las rocas, geometría, distribución y continuidad, y dar indicios en la determinación de la naturaleza del fluido presente en los poros como su variación en el tiempo (sísmica 4D).

- *Interpretación Estructural:*

- Las escalas:

Las líneas sísmicas tienen una escala vertical en tiempo y una horizontal en metros. Esto ocasiona distorsiones de la realidad, que tienen que ser tomadas en cuenta a la hora de hacer cualquier estimación e interpretación visual.

Una de las distorsiones más común, es la ocasionada por la variación de la velocidad con la profundidad. El efecto directo es la variación de espesor aparente (en tiempo) de una secuencia con la profundidad. Ver figura 1.51.

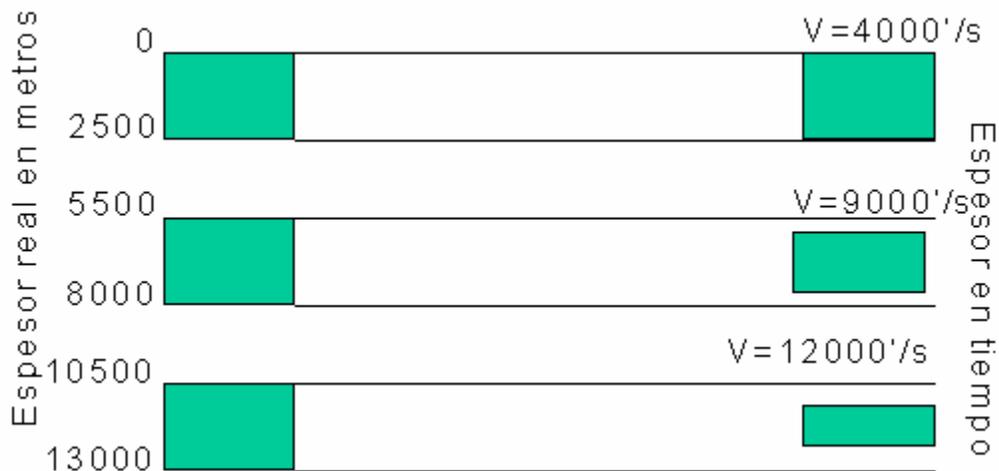


Figura 1.51. Relación aproximada entre el espesor real y el observado en una sección sísmica.

- Variaciones de las escalas:

Los datos sísmicos suelen estar en estaciones de trabajo. Esto permite utilizar diferentes escalas verticales en tiempo u horizontales en metros. Es decir, las secciones pueden ser comprimidas o expandidas en cualquier dirección. Esto permite la exageración vertical, muy útil en la identificación de los rasgos estructurales presentes.

Las escalas horizontales son dadas, generalmente, en trazas por metro (o pie) y las verticales en segundos por metro o pie.

Uso de secciones horizontales:

En el caso de la interpretación sísmica 3D, lo recomendable es visualizar el área de estudio usando secciones horizontales. Ellas proporcionan buen indicio de discontinuidades, relación areal entre las diferentes reflexiones y geometría. Ver figura 1.52.

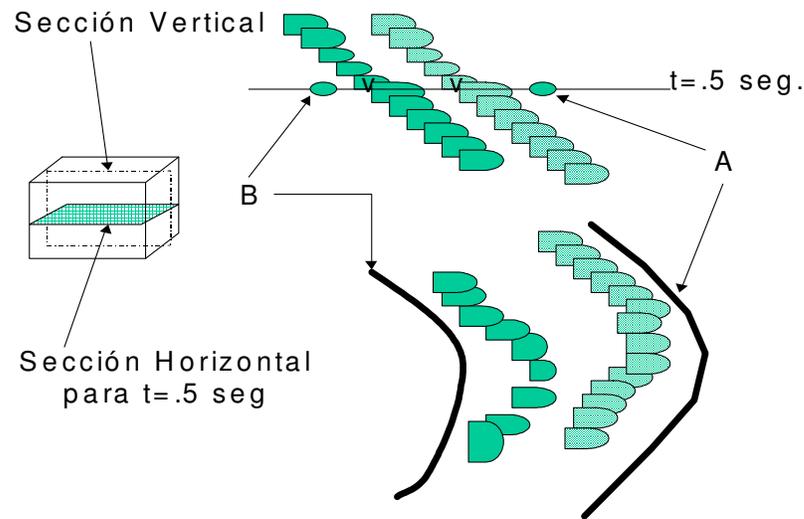


Figura 1.52. Secciones horizontales.

Calibración pozo – sísmica:

Para dar inicio a la interpretación sísmica es recomendable la calibración de la misma con algún registro de verificación. Esto es, tomar la columna estratigráfica de un pozo, llevar los topes a tiempo usando una curva de velocidades e identificar aquellas reflexiones que correspondan a dichos topes. Una vez hecho esto, ésta reflexión es seguida evaluando su continuidad y características.

Las herramientas más usadas son los sismogramas sintéticos, los “Check Shot” y los PSV antes descritos; de ellos se obtienen las características de la reflexión correspondiente a un tope u horizonte y los datos de velocidad, respectivamente (figura 1.53).

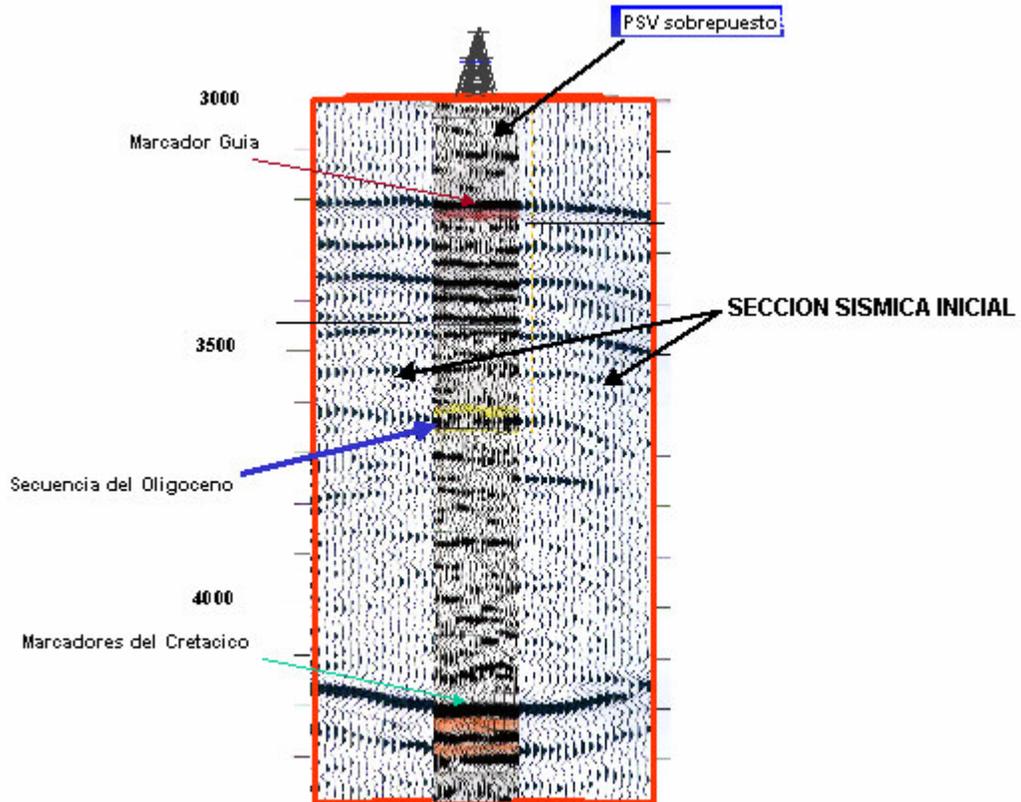


Figura 1.53. Calibración pozo – sísmica.

Discordancias:

Generalmente, las discordancias producen buenas reflexiones debido a los contrastes de velocidad y densidad. Sin embargo, puede darse el caso donde las velocidades, por ejemplo, sean iguales entre la secuencia superior y la infrayacente. Esto generaría una reflexión más pobre y no bien definida.

El choque de reflexiones contra otro reflector indica muchas veces la presencia de una discordancia (ver figura 1.54). Sin embargo, la reflexión correspondiente a la discordancia no necesariamente es la más fuerte y continua. La angularidad de las capas puede poner en contacto litologías de densidades similares, disminuyendo la fuerza de la reflexión al nivel exacto donde se ubica la discordancia.

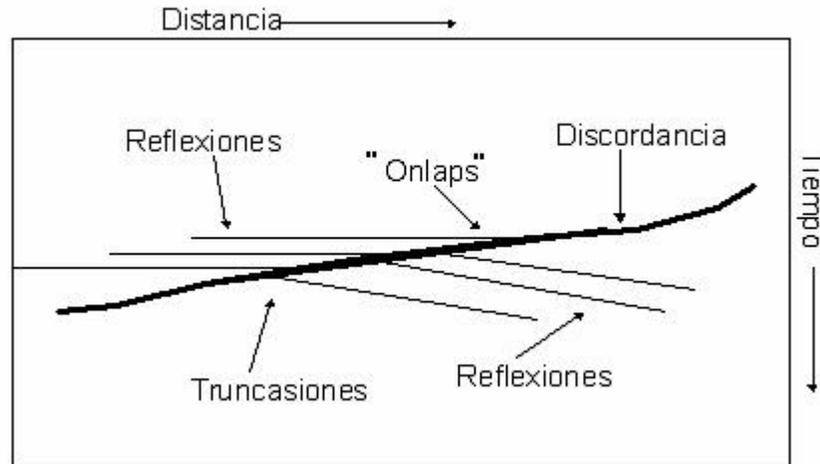


Figura 1.54. Representación de discordancia.

Fallas:

Contrariamente, las fallas no producen buenas reflexiones. Generalmente, las reflexiones terminan abruptamente en un punto. Esta terminación genera difracciones que pueden enmascarar la estructura, pero que a su vez pueden ser indicaciones de fallamiento.

Al indicar las terminaciones de varias reflexiones en una línea, la traza sobre la línea sísmica es generada. El siguiente paso es la identificación y correlación de la falla interpretada en otras secciones, con lo cual se construye el plano de fallas. Es aquí donde el intérprete debe tomar en consideración la geología regional, sin desviar su objetividad en la identificación de las estructuras.

En el caso de la sísmica 3D, el nivel de incertidumbre es reducido debido al mallado. Contrariamente, en la sísmica 2D, el mallado es más abierto donde puede haber un número infinito de soluciones. Enmarcar la interpretación dentro del marco regional reduce un poco la incertidumbre, aunque se arriesga la objetividad de la interpretación.

Las evidencias más comunes de fallamiento son:

- La terminación abrupta de reflexiones.
- Escalones y cambios bruscos en el buzamiento de las reflexiones.
- Distorsiones de las reflexiones.
- Deterioración de los datos.
- Reflexión del plano de falla.

La continuidad puede ser observada, en el caso de levantamientos sísmicos 3D, con el uso de secciones horizontales. La intersección de este plano de falla con un horizonte constituye la traza de la falla sobre éste. Generalmente, ellos son referidos como polígonos de falla en la mayoría de los “softwares” de interpretación sísmica.

- *Generación de mapas:*

- Mapas en tiempo:

- Al seguir una reflexión a lo largo del 3D o un mallado 2D, ésta se está cartografiando en tiempo. El producto directo de este ejercicio es la generación de un mapa en tiempo de dicha superficie interpretada. La resolución va a depender del espaciamiento entre las líneas sísmicas, que puede ser muy grande en levantamientos 2D (kilómetros) hasta sólo metros en el caso del 3D.

- Mapas en profundidad:

- Los mapas en tiempo generados son pasados a profundidad utilizando las curvas de velocidad y/o superficies de velocidad  $v = d/t$ . Esta última opción es la más practicada, ya que las velocidades varían lateralmente a lo largo de la superficie.

- *Algunas evidencias de hidrocarburos:*

La connotación de “Bright Spot” le es dada a zonas con posibilidad de contener hidrocarburos. Esto, es debido a que una de las evidencias, es el incremento en las amplitudes en dichas zonas. Es bueno resaltar que no existe una relación directa entre sísmica y acumulaciones de hidrocarburos, aunque en ciertas circunstancias éstas existen.

- “Bright Spot”:

- La presencia de gas o petróleo afecta las características de la reflexión. En el caso de un cuerpo lleno de hidrocarburos y en contacto con agua, ocasionará un cambio en las amplitudes en los bordes de la acumulación. Por otro lado, los reflectores fuertes que contienen gas pueden ser generadores de múltiples.

- La velocidad es menor en presencia de gas que en agua o petróleo, lo que produce un “sag” en la reflexión que corresponda a este nivel.

“Flat Spot”:

Es cuando la reflexión es producto del contacto entre fluidos. Este es más evidente cuando se encuentra en anticlinales.

• *Facies sísmicas y sismo estratigrafía:*

Se entiende por facies sísmicas a la geometría, configuración interna, continuidad, amplitud y frecuencia que pueden presentar paquetes de reflectores y sus relaciones entre ellos. La figura 1.55 esquematiza este concepto.

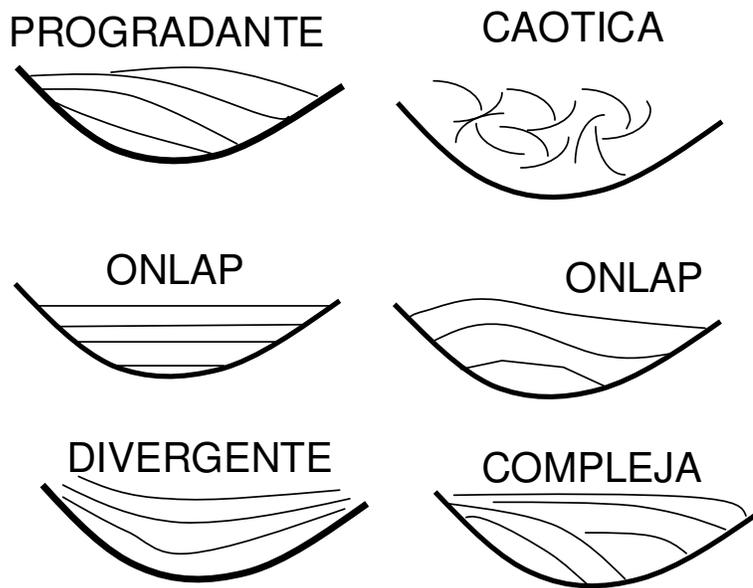


Figura 1.55. Facies sísmicas.

El análisis por secuencias encuentra en la sísmica una de sus grandes aliadas, ya que gracias a ella la descripción areal y en sección, de las morfologías típicas, pueden ser llevadas a cabo.

El análisis de cómo terminan las reflexiones ayuda a la determinación de las diferentes secuencias estratigráficas y sistemas encadenados. Por ejemplo, una reflexión puede corresponder a una discordancia o límite de secuencia.

La figura 1.56 ilustra los patrones más típicos encontrados en líneas sísmicas.

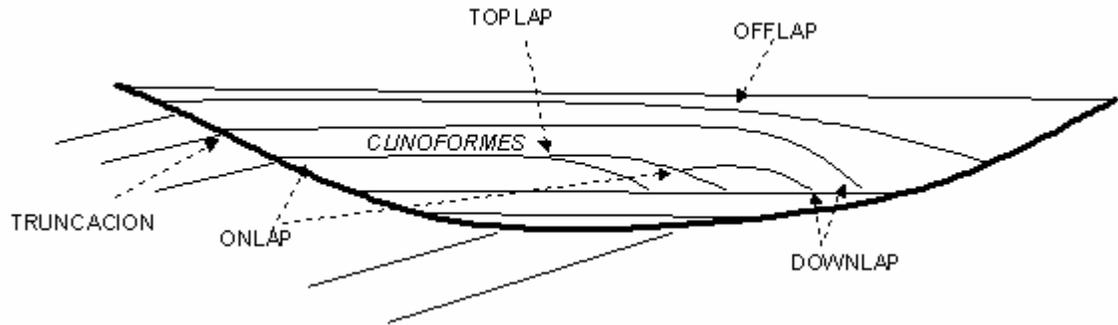


Figura 1.56. Patrones de reflexiones más comunes en líneas sísmicas.

### 1.2.3. Atributos Sísmicos.

Denota cualquier información que se extraiga de datos sísmicos que puede ayudar directa o indirectamente a la exploración de hidrocarburos. Existen “atributos” que reflejan fenómenos físicos explicables (amplitudes, tiempo de tránsito, etc.), mientras que otros no pueden ser definidos como procesos físicos aceptables (promedio de la frecuencia instantánea, amplitudes combinadas de varios eventos, etc.) y existen otros que sólo son procesos de presentación gráfica de la información (“time slice”, “horizon slice”, etc.). En la práctica se analizan los tres tipos, buscando una correlación entre éstos y las propiedades petrofísicas estimadas de registros de pozos.

#### 1.2.3.1. Beneficios:

En general ayudan a lograr una mejor definición de la estructura y a determinar distribuciones de porosidad, litología, fluidos, etc.

En Exploración facilitan y mejoran la interpretación estructural y estratigráfica. Reducen el riesgo de perforación.

En Producción sirven de gran ayuda en la caracterización del yacimiento, mejoran la cuantificación de reservas y aumentan las posibilidades de exploración.

#### 1.2.3.2. Clasificación:

- *Clasificación general:*

Existen dos grandes categorías generales:

Atributos geométricos o configuraciones de reflexión.

Atributos físicos o características de reflexión.

*Atributos Geométricos:* Computados a partir de la configuración y continuidad de la reflexión. Se utilizan en la interpretación estructural y estratigráfica.

*Atributos Físicos:* Atributos computados a través de trazas complejas, fases y otros que corresponden a las diversas medidas del frente de la onda propagante. Permiten la predicción o extrapolación de características litológicas o de yacimiento.

Los atributos geométricos son generalmente utilizados en las interpretaciones estratigráficas y estructurales o de fallas para volúmenes de datos en 3D y su objetivo es obtener las características geométricas de eventos sísmicos. Tiempos de eventos escogidos proveen información para la determinación de terminaciones, continuidad, curvatura condiciones concordantes o caóticas discordancias, fallas, buzamientos, azimuts de buzamientos y otros eventos.

- *Clasificación según tipo de datos:*

Pre - Apilamiento

Post – Apilamiento

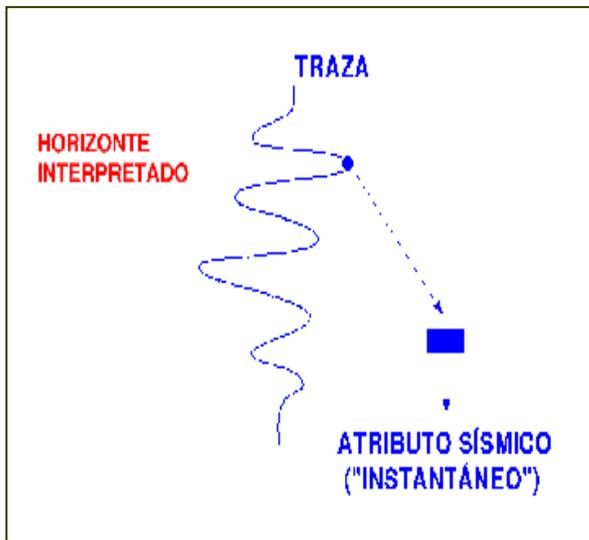
- *Clasificación según el tipo de proceso:*

Instantáneos (figura 1.57a).

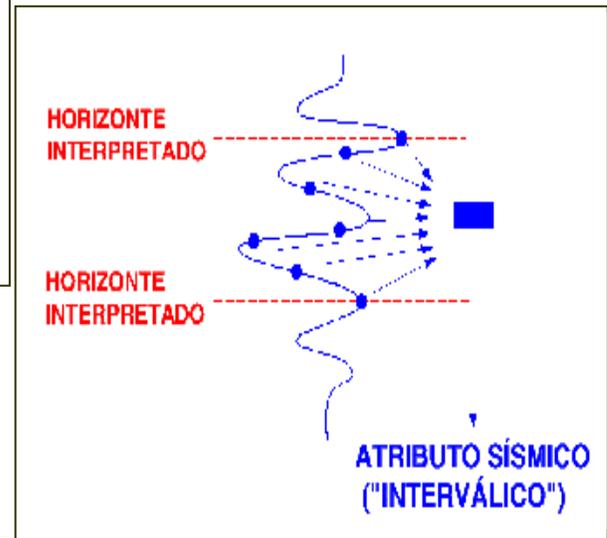
Interválicos (figura 1.57b).

Multitrazas (figura 1.57c).

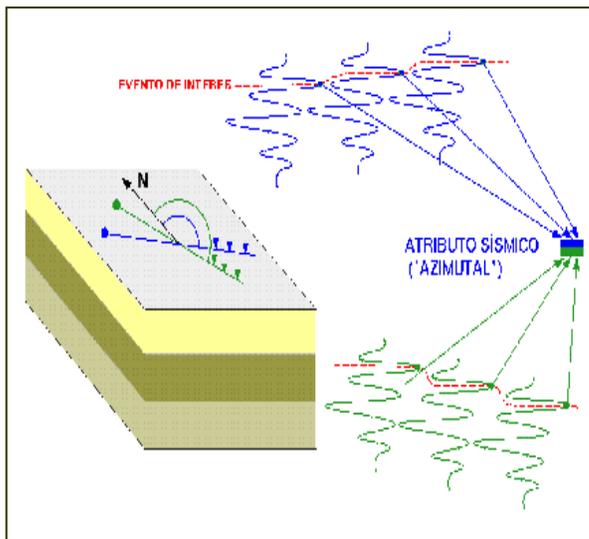
Azimutales (figura 1.57d).



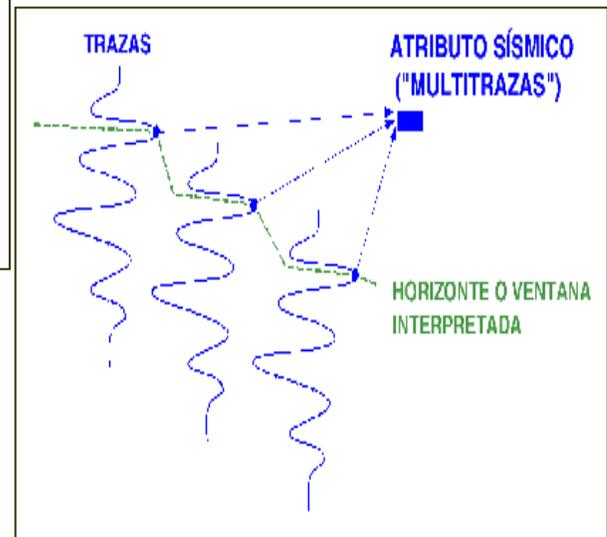
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 1.57. Atributos sísmicos según el proceso.

### 1.2.3.3. Ondas sísmicas con señales analíticas:

Las ondas sísmicas que se registran pueden ser tratadas como una señal analítica con partes real e imaginaria (Taner y Sheriff). Sólo la parte real es detectada y representada mientras que la parte imaginaria es la transformada de Hilbert de la parte real. Una traza sísmica compleja puede ser descrita como una función dependiente del tiempo. Bajo este concepto se puede expresar a la traza sísmica observada,  $f(t)$ , como:

$$f(t)=R(t) \cos\theta(t) \quad (1-59)$$

donde:

$R(t)$  = Envolvente de la traza sísmica. Curva de baja frecuencia obtenida a través de suavizar picos adyacentes de amplitud.

$\theta(t)$  = La fase.

Para dibujar las partes real e imaginaria de la traza sísmica, se debe considerar que la traza sísmica observada,  $f(t)$ , es la proyección sobre el plano real de un vector que rota en función del tiempo, y que además varía su longitud a lo largo del tiempo (ver figura 1.58). Su proyección sobre la parte imaginaria genera la traza cuadratura,  $h(t)$  que se define como:

$$h(t)=R(t) \operatorname{sen}\theta(t) \quad (1-60)$$

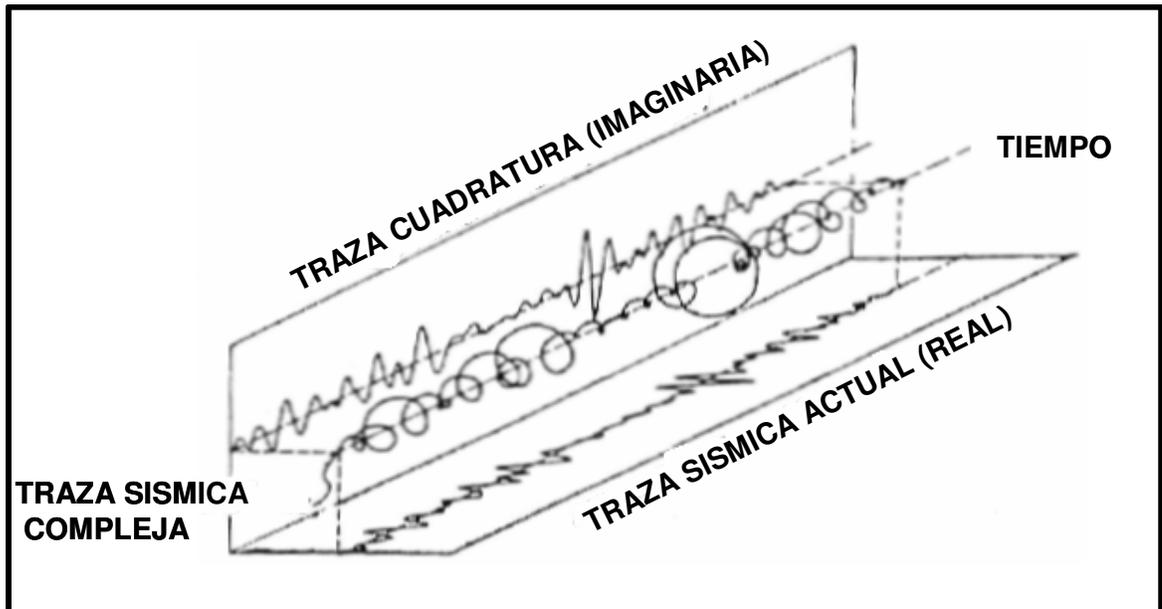


Figura 1.58. Traza cuadratura.

La transformada de Hilbert permite generar la traza cuadratura a partir de la traza sísmica observada. El término  $R(t)$  es también conocido como intensidad de la reflexión (reflection strength) y  $\theta(t)$  como fase instantánea.

El análisis de la traza sísmica compleja trata a la traza sísmica  $f(t)$  como la parte real de una señal analítica.

$$F(t) = f(t) + jf^*(t) \quad (1-61)$$

La parte imaginaria es determinada únicamente a partir de  $f(t)$ . Para hallar  $f^*(t)$  se usa un operador de convolución lineal.

La traza sísmica real,  $f(t)$ , puede ser expresada en términos de una amplitud dependiente del tiempo,  $A(t)$ , y una fase  $\theta(t)$  como:

$$f(t) = A \cos(\theta(t)) \quad f^*(t) = A \sin(\theta(t)) \quad (1-62)$$

Por tal motivo, la traza compleja se representa a través de la ecuación

$$F(t) = f(t) + jf^*(t) = A(t)e^{j\theta(t)} \quad (1-63)$$

#### 1.2.3.4. Atributos derivados de la traza sísmica:

Los siguientes atributos son derivados directamente de la traza sísmica compleja:

- Amplitud sísmica
- Cuadratura de la amplitud
- Intensidad de la reflexión
- Fase instantánea
- Frecuencia instantánea
- Polaridad aparente
- Atributos de respuesta
- Coseno de la fase
- Derivadas de la amplitud sísmica

#### • *Amplitud sísmica:*

Esta función lee el valor de la amplitud de la traza en un horizonte en tiempo o profundidad. El cálculo del atributo es hecho en el horizonte interpretado, a un tiempo fijo o ajustando el horizonte a un evento (pico, valle, corte en amplitud). Este atributo se usa para identificar “bright spots” y “dim spots”.

- *Cuadratura de la amplitud:*

Representa la parte imaginaria de la traza sísmica compleja y es encontrada usando la transformada de Hilbert sobre la traza real. Se aplica para identificar “bright spots” y en análisis AVO.

- *Intensidad de la reflexión:*

La amplitud de la traza compleja  $F(t)$  es conocida como la intensidad de la reflexión o también como la función envolvente. Este atributo es regularmente usado para identificar “bright spots”, “dim spots”, “flat spots” u otros cambios laterales de litología, contenido de fluidos o cambios estratigráficos.

- *Fase instantánea:*

La fase instantánea es definida como la fase de la traza compleja. Es independiente de la intensidad de la reflexión, y por lo tanto, puede resaltar la continuidad de un evento, si la señal es muy ruidosa. Se usa para mostrar patrones depositacionales: acuñamientos, discordancias angulares, zonas de engrosamiento y afinamiento, “offlap”, “onlap”, difracciones, y la interferencia de eventos con diferentes buzamientos.

- *Frecuencia instantánea:*

La frecuencia instantánea es definida como la tasa de cambio de la fase instantánea. Es calculada como la derivada de la función arcotangente y es un número que describe que tan rápidamente la fase de la traza compleja cambia. Es usada para resaltar eventos débiles y en la estimación del factor de atenuación sísmica, cuando los yacimientos de hidrocarburos causan una caída de las componentes de alta frecuencia.

- *Polaridad aparente:*

La polaridad es el signo de la traza sísmica cuando la fuerza de la reflexión tiene su valor máximo (+1 ó -1). En otras palabras, es la polaridad de la reflexión (+1 ó -1) multiplicada por la intensidad de la reflexión. Se usa en la evaluación de “bright spots”, debido a que responde proporcionalmente a la impedancia acústica.

- *Atributos de respuesta:*

Son definidos como los atributos de traza compleja, donde la intensidad de la reflexión tiene un máximo local, y son asignados a todo el intervalo de datos entre dos mínimos adyacentes. Se aplican como una forma alternativa para mostrar los atributos instantáneos.

- *Coseno de la fase:*

El coseno de la fase es simplemente el coseno de la fase instantánea y es aplicable en los mismos casos que ésta. Regularmente es más usada, debido a que su expresión gráfica es mucho más fácil de interpretar, porque su rango de variación va de -1 a 1.

- *Derivadas de la amplitud sísmica:*

La primera derivada calcula la pendiente de la tangente de la amplitud sísmica seleccionada. La segunda derivada mide la variación en las tangentes de las amplitudes sísmicas seleccionadas, directamente por encima y por debajo del horizonte interpretado.

#### *1.2.3.5. Mapas de atributos sísmicos:*

Tres tipos de mapas pueden ser generados:

- *Mapas basados en superficie:*

Estos provienen de la información de los datos sísmicos en o cerca del horizonte interpretado. Por ejemplo, un mapa de amplitud, el cual muestra variaciones en la amplitud a lo largo de una superficie particular.

- *Mapas basados en volumen:*

Estos mapas describen cambios dentro de un intervalo específico. El intervalo puede ser definido como una ventana de tiempo alrededor del horizonte o como un intervalo entre dos horizontes.

- *Mapas basados en el Grid:*

Estos incluyen mapas de buzamiento (dip), mapas de curvatura y de iluminación artificial. Todos estos mapas están basados en el grid y son independientes de los datos sísmicos.

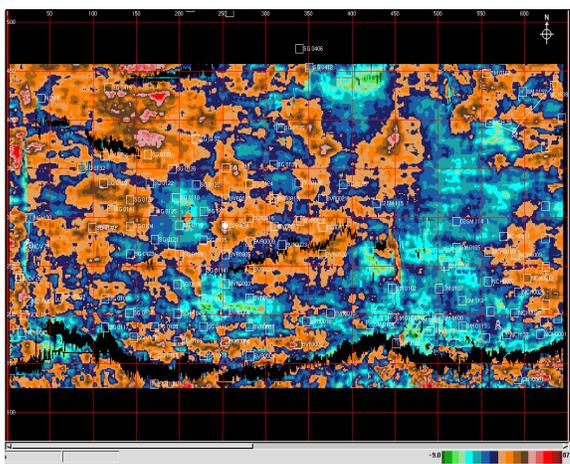
Los mapas basados en superficie / volumen son (figura 1.59):

- Amplitud
- Cuadratura de la amplitud
- Intensidad de la reflexión
- Frecuencia instantánea
- Polaridad aparente
- Coseno de la fase
- Respuesta de la intensidad
- Respuesta de la frecuencia
- Respuesta de la fase
- Primera derivada de la amplitud
- Segunda derivada de la amplitud

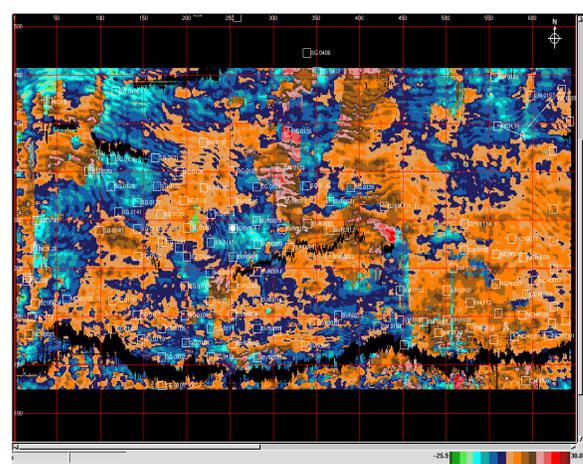
Ejemplos de estos se pueden observar en la figura 1.59, desde la a hasta la n.

Los mapas basados en el grid son:

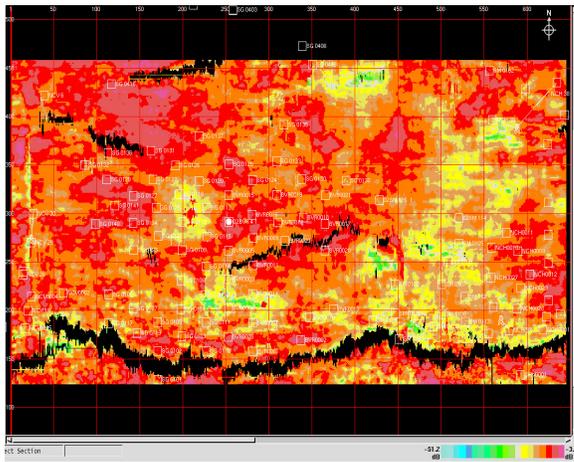
- Curvatura
- Buzamiento
- Iluminación



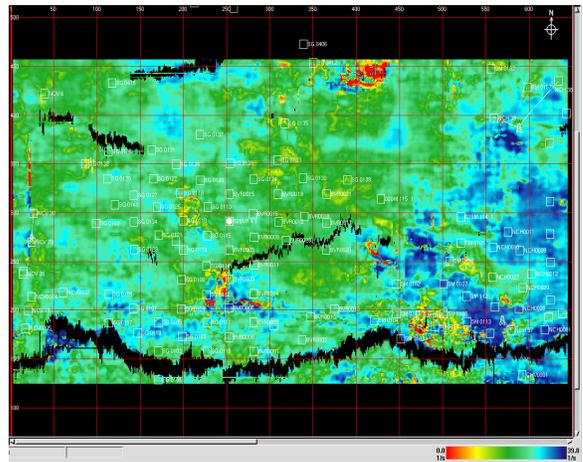
(a) Mapa de amplitud sísmica



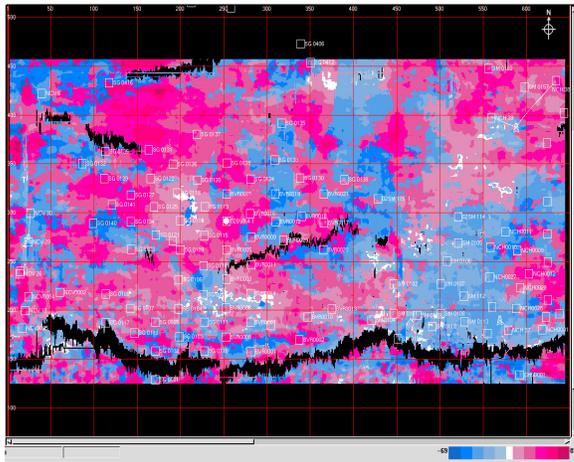
(b) Mapa de cuadratura de la amplitud



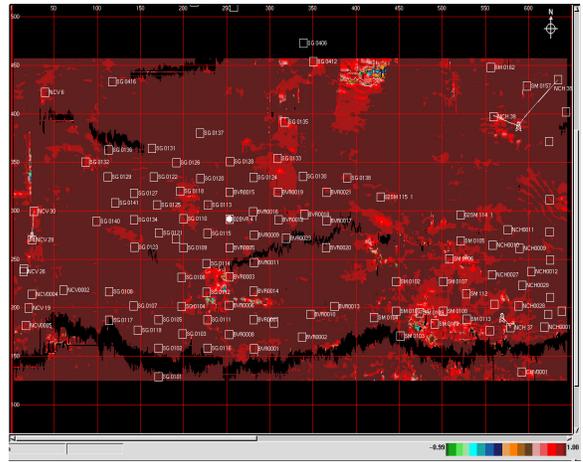
(c) Mapa de intensidad de la reflexión



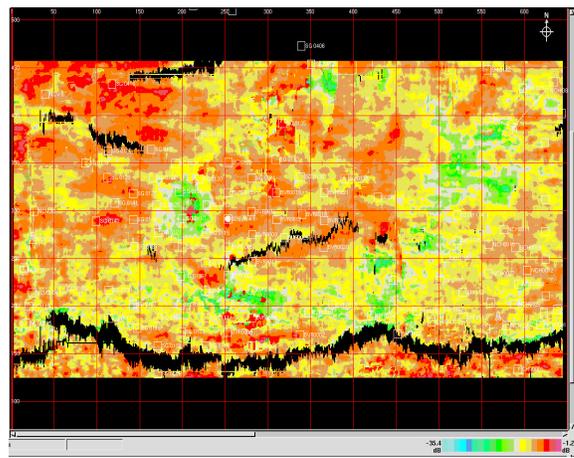
(d) Mapa de frecuencia instantánea



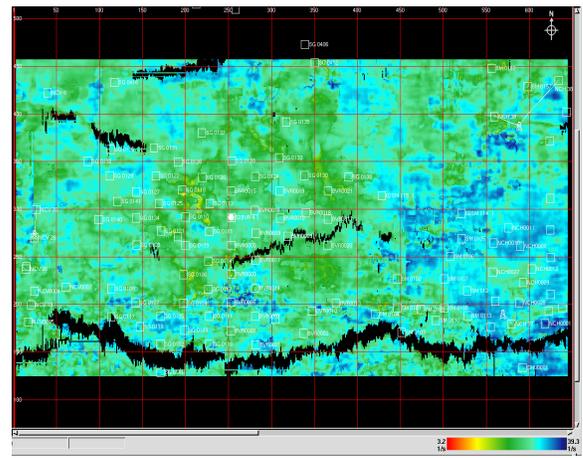
(e) Mapa de polaridad aparente



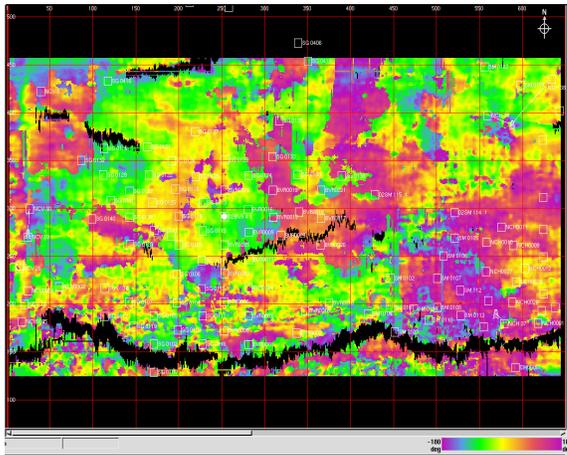
(f) Mapa del coseno de la fase



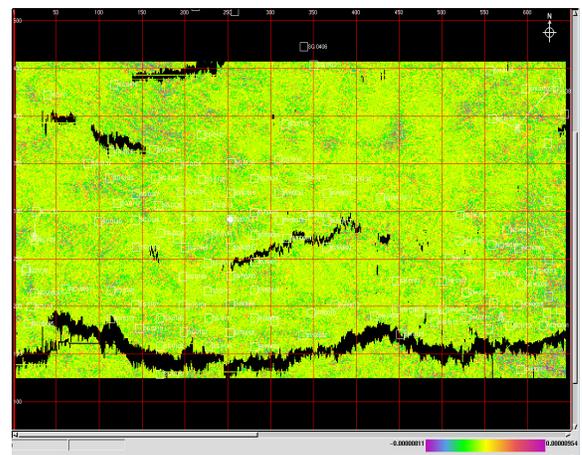
(g) Mapa de respuesta de la intensidad



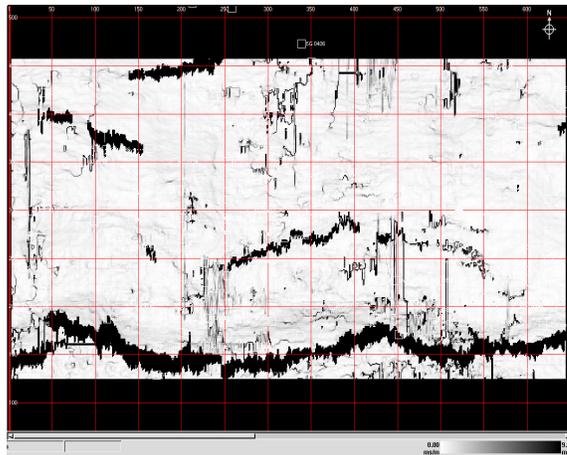
(h) Mapa de respuesta de la frecuencia



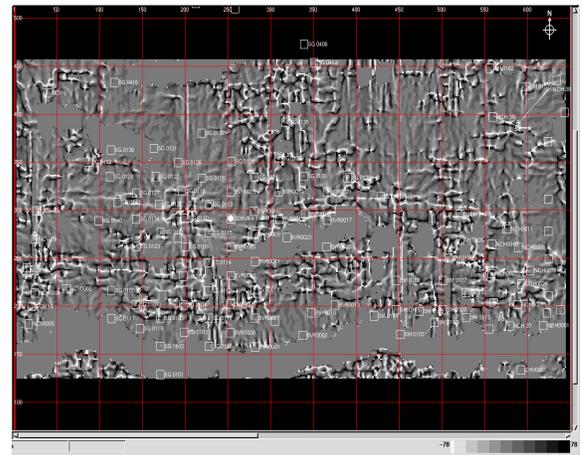
(i) Mapa de respuesta de la fase



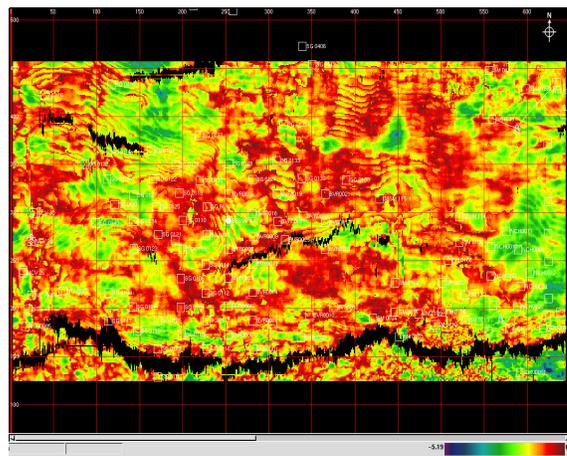
(j) Mapa de primera derivada de amplitud



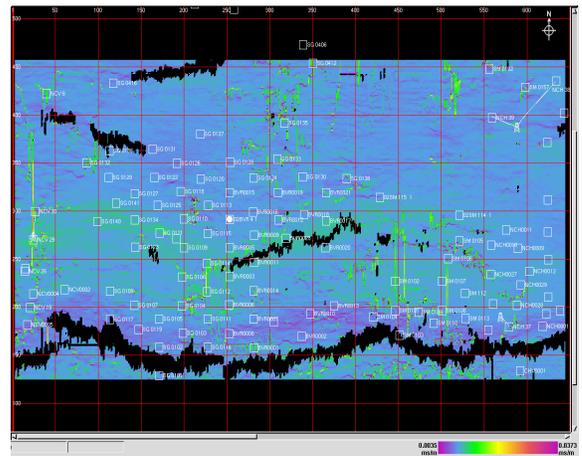
(k) Mapa de segunda derivada de amplitud



(l) Mapa de curvatura



(m) Mapa de buzamiento



(n) Mapa de iluminación

Figura 1.59. Mapas de atributos sísmicos.

### **1.3. GEOLOGIA**

La confiabilidad de los métodos de interpretación petrofísica depende de la certidumbre que se tenga del modelo estático del yacimiento. Por ello, se hace necesario el estudio de los principales ambientes sedimentarios y de las características más importantes de los mecanismos y niveles de energía que les dieron origen, de tal manera, de lograr una mejor evaluación geológica del yacimiento. Para alcanzar esta meta se deben considerar, entre otros aspectos, los siguientes:

#### **1.3.1. Procesos Sedimentarios.**

Los procesos sedimentarios son meteorización, transporte, sedimentación y diagénesis, los cuales son descritos a continuación:

##### *1.3.1.1. Meteorización:*

Es la transformación que sufren las rocas por acción de los agentes atmosféricos (aire, lluvia) y biológicos (plantas). A través de este fenómeno las rocas pueden ser disgregadas en fragmentos sólidos cada vez más pequeños, sin que se produzca cambio alguno en la composición de los minerales constituyentes (meteorización física), o también, los minerales pueden ser alterados químicamente, con la producción de nuevos minerales (meteorización química).

La meteorización genera dos tipos de productos. Por un lado, partículas sólidas de diferentes tamaños y, por el otro, sustancias solubles.

##### *1.3.1.2. Transporte:*

Las partículas sólidas son transportadas en forma mecánica por las corrientes como carga de fondo (de lecho, de tracción), en suspensión o por saltación; en tanto que el material disuelto es llevado en solución en el seno de la masa de agua.

##### *1.3.1.3. Sedimentación:*

Las partículas sólidas se depositan igualmente en forma mecánica y dan lugar a los sedimentos clásticos (griego klastos: fragmento), los cuales también son conocidos como clásticos terrígenos, ya que derivan de la meteorización de masas de tierra situadas en el continente, o sedimentos siliclásticos, ya que el cuarzo (sílice) es su

componente mineralógico más frecuente. Por otra parte, las partículas que constituyen los depósitos clásticos presentes en una cuenca sedimentaria se han originado fuera de la cuenca, por lo cual reciben igualmente el nombre de rocas extracuencales.

En el lenguaje petrolero operacional cuando se utiliza el término “roca clástica” o “sedimento clástico”, que son los de uso más común, queda sobreentendido que se trata de clásticos terrígenos o, lo que es lo mismo, de sedimentos siliclásticos.

La sedimentación clástica da lugar, como se sabe, a la formación de grava, arena, limo y arcilla. La arena y la arenisca juegan un importante papel como roca recipiente, en tanto que la arcilla es una roca sello por excelencia.

Por otro lado, el material que viaja en estado de disolución sólo puede separarse del agua por precipitación química directa, o a través de la acción de organismos para la formación de sus conchas o esqueletos (acción bioquímica). Los depósitos formados de esta manera están constituidos por componentes que se originan dentro de la propia cuenca sedimentaria en la cual se acumulan, por lo cual reciben el nombre de rocas intracuencales.

Dentro de este tipo de rocas, conocidas, hasta hace relativamente poco tiempo, como no clásticas, se encuentran las rocas de carbonato (caliza y dolomita), las rocas autógenas (chert, fosfato, sedimentos ferruginosos, evaporitas) y las rocas carbonáceas. La caliza y la dolomita pueden ser excelentes como roca recipiente; la caliza puede jugar el papel de roca generadora, mientras que las evaporitas pueden servir como recipiente o sello de acumulaciones petrolíferas. El chert y el fosfato son útiles como marcadores estratigráficos regionales, en tanto que los horizontes de carbón son excelentes como marcadores a escala de yacimiento.

#### *1.3.1.4. Diagénesis:*

Es el conjunto de cambios físicos y químicos que sufre un sedimento desde que se deposita hasta su transformación en roca y aún después de su litificación. Los procesos diagenéticos comprenden compactación, cementación, disolución, autogénesis y reemplazamiento.

Tales procesos pueden afectar la porosidad y permeabilidad de los yacimientos de hidrocarburos. Así, la disolución del cemento incrementa la dimensión de los

espacios porosos, en tanto que la precipitación de un material cementante reduce la porosidad de la roca yacimiento<sup>4</sup>.

### 1.3.2. Ambientes de Sedimentación.

Un ambiente sedimentario es un área de la superficie terrestre con determinadas características físicas, químicas y biológicas en la cual se acumulan sedimentos. Existen varios tipos de ambientes sedimentarios continentales (desértico, glaciárico, fluvial y lacustrino), de los cuales, solamente el ambiente fluvial reviste importancia desde el punto de vista de la exploración y explotación de hidrocarburos en las cuencas petrolíferas de Venezuela. Sin embargo, en otros países existen yacimientos en conos aluviales, rocas eólicas y lacustrinas, e incluso se han citado recientemente en rocas de origen glaciárico. La figura 1.60 ilustra el concepto antes mencionado.

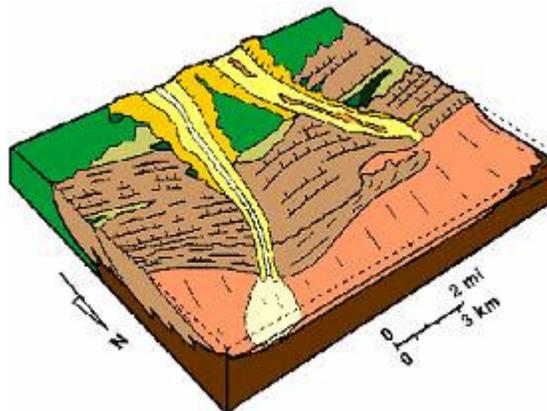


Figura 1.60. Representación de un Ambiente Sedimentario.

La evolución de los procesos de erosión, transporte, enterramiento, compactación y deformación estructural dan origen a la configuración estratigráfica y estructural de los distintos cuerpos arenosos saturados de hidrocarburos, en los que se observa generalmente la repetición de ciclos donde ocurren la progradación, abandono, subsidencia y transgresión marina de sedimentos (ver figura 1.61). De allí el que se diga que la **Estructura Sedimentaria** son importantes indicadores del ambiente deposicional, ya que, son generadas en el sitio y son fácilmente observadas en el afloramiento. Y la respuesta de un ambiente sedimentario, o **Facies Sedimentaria**, es una secuencia de roca sedimentaria que se caracteriza por su geometría, litología, estructura sedimentaria, paleocorrientes y fósiles.

Las correlaciones de los registros eléctricos, los estudios de núcleos, los estudios geoquímicos y de la salinidad del agua, muestran indicios de los diferentes ambientes de sedimentación posibles, entendiendo que los ambientes en los que las arenas productoras se depositan y su posterior deformación, dan origen a estructuras, fallas y anticlinales que constituyen los aspectos fundamentales en el estudio de la Geología de Yacimientos.

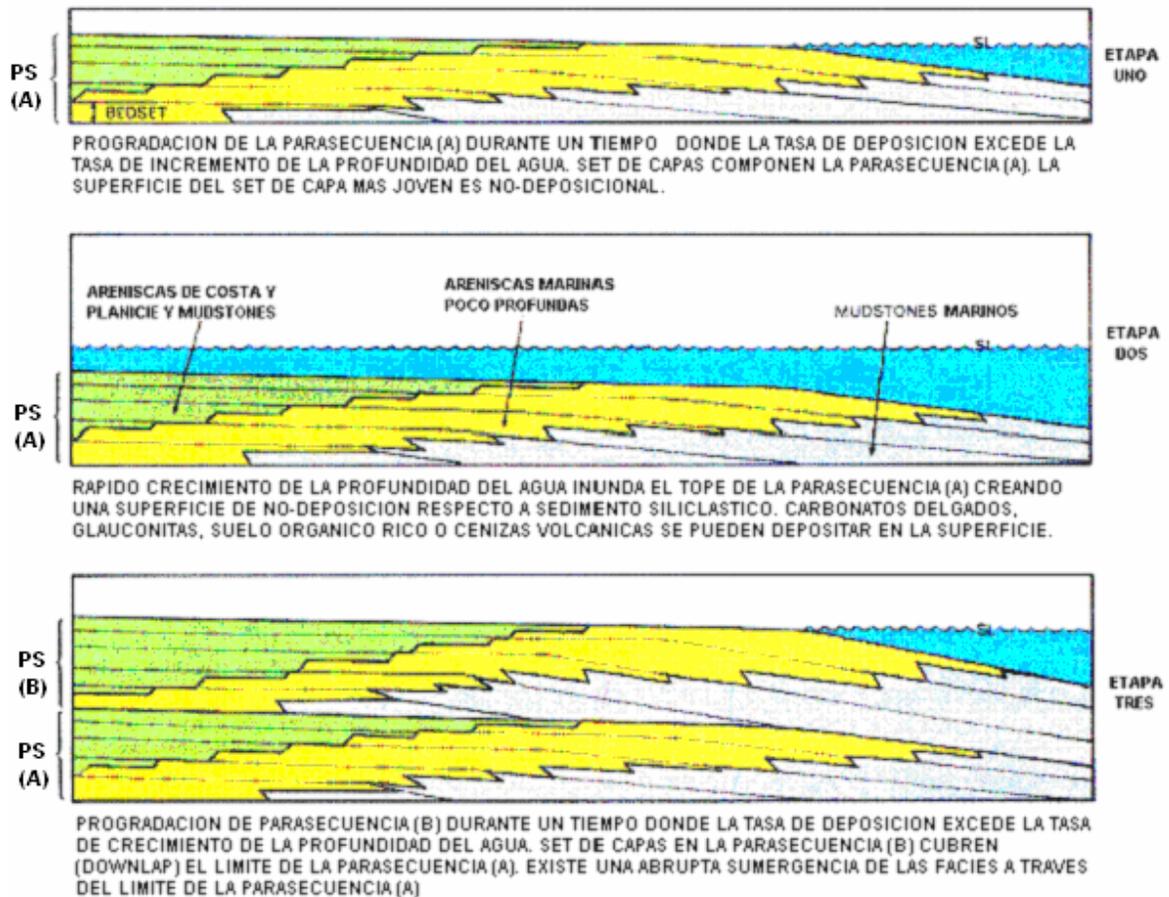


Figura 1.61. Set de Parasecuencias.

Antes de definir los ambientes de sedimentación más importantes para este estudio, es necesario conocer un aspecto básico en la interpretación de dichos ambientes, el proceso de acomodación del sedimento. Este aspecto influye directamente en la distribución de facies en un yacimiento de hidrocarburo, a la vez que ayuda a entender los procesos físicos naturales que formaron las acumulaciones de petróleo. La acumulación depende a su vez de la subsidencia del fondo marino y de las variaciones eustáticas del nivel del mar. El aporte sedimentario, por su parte, está controlado por la fisiografía y el clima.

Las características más importantes, y que son necesarias para entender el fenómeno de la acomodación del sedimento, son: Si el nivel del mar permanece estable, el aporte de sedimentos terminará por rellenar la cuenca y causar una retirada del mar (regresión marina). Esta regresión no implica una caída del nivel relativo del mar, sino que el mar se retira empujado por el aporte sedimentario. Si el nivel relativo del mar aumenta, pero a una tasa menor que la tasa de aporte de sedimento, el mar también se retira y se produce, por tanto, una regresión marina (aún cuando el nivel relativo del mar esté subiendo).

Ahora, si el nivel relativo del mar sube y la tasa de subida es mayor que la tasa de aporte de sedimento, la línea de costa se desplaza hacia el continente y se origina, en consecuencia, una transgresión marina. En caso de que la tasa de caída del nivel del mar sea mayor que la tasa de subsidencia del fondo marino, se produce una caída relativa del nivel del mar, quedando expuesta la plataforma a la erosión subaérea (regresión forzada). En este tipo de regresión, la plataforma continental puede quedar parcial o totalmente expuesta a la erosión; esto depende del alcance de la caída del nivel del mar, el cual puede incluso, llegar hasta el talud continental.

Los principales factores que influyen en la acomodación son el clima y el relieve de la región. Así, en un clima semiárido, por ejemplo, la larga estación seca causa una desintegración intensa del material rocoso, el cual es transportado en grandes cantidades por las corrientes fluviales en el corto período de lluvias. En cuanto a la fisiografía, en un relieve montañoso alto, los ríos pueden arrastrar una gran cantidad de sedimentos debido a la alta velocidad que presentan las corrientes fluviales en esas regiones.

Finalmente, el punto donde desemboca un río en el mar constituye el nivel de base de ese río. Si se produce una caída relativa del nivel del mar, el nuevo nivel de base queda ubicado en la plataforma continental, ocasionando una incisión de la corriente fluvial en los sedimentos de la plataforma para lograr su nuevo perfil de equilibrio. Por el contrario, si se produce una subida relativa del nivel del mar, el nuevo nivel de base del río se sitúa ahora en el continente y se origina una agradación de la corriente fluvial para alcanzar el nuevo perfil de equilibrio, esto ocasiona que haya un menor aporte de sedimento a la plataforma.

En la tabla 1.2 se muestran los tipos de ambientes sedimentarios. En negrillas están aquellos que revisten importancia en las cuencas petrolíferas de Venezuela.

CONTINENTALES	TRANSICIONALES	MARINOS
Desértico	<b>Costero</b>	<b>Nerítico</b> (plataforma)
Glaciárico	<b>Deltaico</b>	Batial (talud)
<b>Fluvial</b>		<b>Abisal</b> (Cuenca Marina Profunda)
Lacustrino		

Tabla 1.2

A continuación se definirán brevemente los tipos de ambientes sedimentarios considerados de mayor importancia para este estudio; ellos son el Fluvial, el Deltaico, el Costero y el Marino:

#### 1.3.2.1. Ambiente Fluvial

El ambiente fluvial comprende el canal del río, la llanura aluvial y los conos aluviales, aunque éstos últimos suelen tratarse actualmente como un ambiente separado del fluvial.

- *El canal del río:*

Puede ser rectilíneo, meandriforme o entrelazado. Cada uno de estos tipos puede definirse de la siguiente manera:

- *Canal Rectilíneo:* Los canales rectilíneos son raros y su profundidad puede ser muy variable, por lo que la línea de máxima profundidad del canal se mueve continuamente por todo el cauce de una orilla a la otra. En la zona opuesta al punto de mayor profundidad hay acumulación de material y se forma una barra, estas barras alternan de una ribera a la otra como en el caso de las corrientes meandriformes. Los canales deltaicos tienen tendencia al desarrollo de canales rectilíneos.
- *Canal Meandriforme:* Los meandros son curvas pronunciadas que se forman en canales de pendiente baja y representan la trayectoria de menor resistencia al flujo de una corriente. La barra de meandro (Point Bar) es el depósito característico de un canal meandriforme. Se forma por migración lateral del meandro, de manera que el material más grueso se acumula en la parte más profunda del canal, mientras que la arena media y fina, el limo y la arcilla se depositan sobre la superficie de la barra de manera gradual según el tamaño de

grano, en zonas cada vez más someras, esto resulta en una secuencia grano decreciente (“fining up”).

La disposición textural de grueso a fino del material sedimentario crea ya una barrera vertical de permeabilidad, la cual facilitará posteriormente la potencial acumulación de hidrocarburos. La secuencia vertical puede tener un espesor de 5 a 20 m y comienza generalmente con una capa de grava o arena gruesa, sobre la cual se depositan sucesivamente arena media, arena fina, limo y arcilla.

Bajo condiciones de clima húmedo, el depósito puede estar coronado por una arcilla orgánica o por una capa de carbón. Las estructuras sedimentarias presentes están representadas por estratificación cruzada de escala media en la parte basal y rizaduras de escala pequeña hacia el tope. Sin embargo, la barra de meandro se forma a medida que el canal va cortando la lodolita de la llanura de inundación, la cual constituye el sello interior para una potencial acumulación de hidrocarburos. El sello superior lo puede formar una arcilla transgresiva.

La dinámica de los canales meandriformes en la llanura aluvial origina que los segmentos de un canal puedan quedar abandonados. El relleno sedimentario de un canal abandonado es similar al de una barra de meandro hasta tanto el canal estuvo activo, pero desde el momento de su abandono el material sedimentario puede llegar hasta él solamente durante las inundaciones, por lo cual el resto de la secuencia estará constituido por limo y arcilla en depósitos del canal abandonado. Esto representa también un cuerpo de roca potencialmente almacenador de hidrocarburos, ya que reúne condiciones muy favorables para el entrapamiento estratigráfico.

- *Canal entrelazado*: Un canal entrelazado (“braided stream”) está formado por corrientes individuales separadas por barras de sedimento depositadas por la misma corriente. La formación de un canal entrelazado es favorecida por una pendiente moderada a relativamente alta, así como fluctuaciones rápidas en el régimen del flujo y una disponibilidad abundante de material grueso. El depósito de una corriente entrelazada muestra con frecuencia una distribución textural grano decreciente de base a tope, aunque también puede tener una distribución textural cilíndrica. Una secuencia individual de canal entrelazado tiene generalmente un espesor de potencia métrica de 1 a 5 m, sin embargo, la

secuencia típica está constituida por un apilamiento vertical de esos depósitos, la cual puede alcanzar decenas de metros de espesor.

Los depósitos de corrientes entrelazadas son cuerpos sedimentarios favorables para la acumulación de hidrocarburos en su intervalo de sedimentación arenosa, ya que, además de poseer buena porosidad y permeabilidad, tales depósitos suelen alternar verticalmente con intervalos de lodolitas de llanuras de inundación, los cuales pueden servir como sellos de posibles entrapamientos. En la Cuenca Oriental de Venezuela se ha inferido la presencia de yacimientos de hidrocarburos en paquetes arenosos de canales entrelazados, a nivel de la Formación Naricual inferior.

- *La Llanura Aluvial:*

Es cubierta por el agua solamente durante las crecidas, sin embargo, el agua que desborda al canal deposita poco a poco, en las orillas, arena fina y limo, dando lugar a la formación de un dique natural, el cual es un cuerpo sedimentario que generalmente no reviste condiciones favorables para la acumulación potencial de hidrocarburos por sus dimensiones reducidas y por estar constituido por materiales muy finos.

La Llanura Aluvial es rellenada por limo y arcilla, sin embargo, el material arenoso es aportado por el canal del río durante crecidas excepcionalmente fuertes, o también cuando se produce la ruptura de un dique natural. En este último caso se forma un abanico de rotura, el cual constituye un cuerpo arenoso cuyo espesor, de pocos metros, disminuye gradualmente hasta desaparecer a medida que se aleja del canal fluvial. Las relaciones de facies de un abanico de rotura hacen este cuerpo arenoso muy favorable para la formación de trampas estratigráficas.

- *Abanico Aluvial:*

En las zonas montañosas el material es erosionado, concentrado y transportado finalmente por un canal fluvial hasta un punto del valle principal (vértice), donde existe una disminución brusca de pendiente, a partir del cual la carga sedimentaria comienza a ser depositada y se forma un cono aluvial (abanico aluvial). Los procesos sedimentarios en un cono aluvial comprenden el canal fluvial, el cual es del tipo canal

entrelazado y genera, por tanto, un depósito sedimentario con las características propias de ese tipo de corrientes; el flujo de derrubios (colada fangosa), el cual transporta conjuntamente lodo y grava; y el flujo de manto, el cual se produce en las inundaciones cuando el agua del canal desborda y cubre la superficie del cono, formando mantos de arena.

En un depósito de cono aluvial alternan diferentes materiales según sea el agente de transporte involucrado. El flujo de derrubios produce una capa de material grueso con soporte de lodo y sin estructuras sedimentarias. El flujo de manto genera capas de arena con laminaciones paralelas hacia la parte basal y rizaduras hacia el tope. Estos cuerpos sedimentarios muestran, igualmente, intercalaciones de depósitos de corriente entrelazada, constituidos generalmente por grava y arena.

En regiones áridas existen zonas porosas en las superficies de los cuerpos sedimentarios de los conos aluviales, lo cual ocasiona, algunas veces, que el agua cargada de sedimentos sea filtrada a través de esa superficie porosa, produciéndose lóbulos de grava de pobre escogimiento. El proceso se llama depositación de tamizaje (“sieve deposit”).

Como potenciales yacimientos de hidrocarburos, están los depósitos de arena del canal entrelazado y del flujo de manto. Este material se encuentra mejor estratificado hacia las partes media y distal del cono, ya que en estas zonas los canales entrelazados se hallan mejor desarrollados, existiendo allí una mayor proporción de arena. En cambio que en la zona proximal del cono, es decir, alrededor del vértice abunda más el sedimento de colada fangosa, el cual no es favorable para la acumulación de hidrocarburos, ya que su porosidad es muy baja o nula debido a su mal escogimiento. El espesor individual de un cono aluvial tiene decenas de metros y el apilamiento vertical puede alcanzar varios centenares y hasta miles de metros.

- *Delta de Abanico (“fan delta”):*

Un delta de abanico se forma cuando un cono aluvial desemboca en el mar o en el lago. En el ambiente costero puede darse entonces el caso de cuerpos sedimentarios de cono aluvial, que alternan con otras secuencias propias del ambiente costero. Las secuencias sedimentarias de los cuerpos de abanico están constituidas por cuerpos de grava y arena depositados por la acción de ríos entrelazados, tal como sucede en

cualquier cono aluvial, con la diferencia de que en este caso los sedimentos del frente del cono son sometidos a la acción de las olas y mareas del ambiente litoral.

Una secuencia de delta de abanico, a medida que éste prograda, estará constituida por sedimentos finos de plataforma en la base, depósitos de anteplaya y playa en la zona intermedia y sedimentos gruesos de delta de abanico en la parte superior de la secuencia. Por otra parte, al igual que en los conos aluviales, los cuerpos arenosos de los deltas de abanico pueden ser almacenadores potenciales de hidrocarburos, para lo cual, paquetes de arcilla marina intercalados pueden jugar el papel de roca sello.

La figura 1.62 es una representación esquemática de un ambiente fluvial.

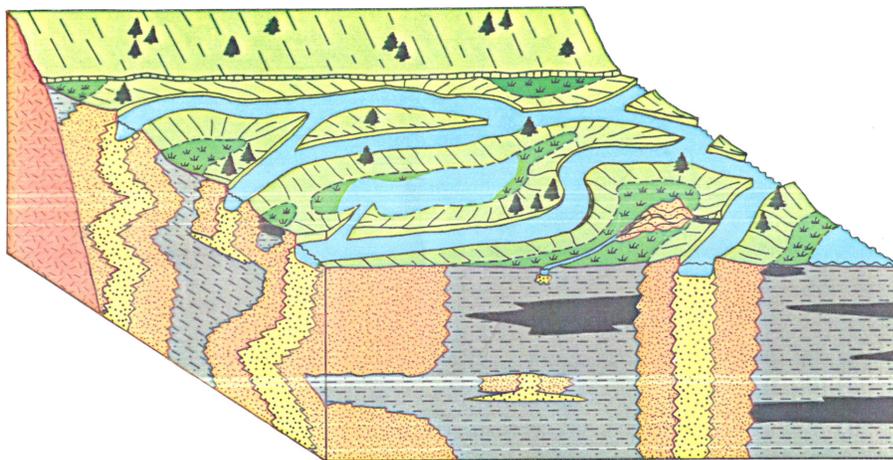


Figura 1.62. Representación de un Ambiente Sedimentario Fluvial.

#### 1.3.2.2. Ambiente Deltaico:

Un ambiente deltaico se forma donde un río trae al mar más sedimentos que el aportado por las olas y las corrientes litorales pueden distribuir hacia otras áreas. El tipo de delta resultante depende del grado de suministro de material a la costa y su redistribución por olas, mareas y corrientes litorales. De esta manera, según el tipo de energía predominante, se puede distinguir el delta dominado por el río, el delta dominado por la marea y el delta dominado por el oleaje, aunque los tres factores pueden actuar conjuntamente para dar lugar a deltas de tipo mixto. Sin embargo, cualquiera que sea la energía predominante, el modelo geomórfico de un delta comprende la llanura deltaica, el frente deltaico y el prodelta. La figura 1.63 es una ilustración de lo que es éste ambiente.

- *La Llanura Deltaica:*

Es una extensión plana y pantanosa cortada por canales distributarios, en la cual se acumulan sedimentos fluviales finos provenientes de las inundaciones. La llanura incluye la marisma (área pantanosa ubicada entre los canales distributarios), los canales distributarios y abanicos de rotura. El proceso sedimentario en este subambiente lo constituye el material fino procedente de las inundaciones, más el aporte de material arenoso llevado hasta allí bajo la forma de abanicos de rotura.

Hacia las márgenes de la llanura deltaica, sin embargo, existen generalmente bahías interdistributarias, hasta donde puede llegar también el material fino procedente de las inundaciones, o arena arrastrada hasta allí desde el frente deltaico por las corrientes litorales, o arena de abanicos de rotura. Los paquetes de sedimentos finos de la marisma sirven como sellos laterales de los cuerpos arenosos de la llanura deltaica (canales y abanicos de rotura).

- *Diques Naturales:*

Son frecuentes en las márgenes de los canales distributarios. Se destacan como un relieve positivo que rompe el paisaje monótono de una llanura deltaica y están constituidos por arena fina y limo. Por lo general no constituyen un cuerpo sedimentario prospectivo para la acumulación potencial de hidrocarburos.

- *Abanico de Rotura:*

Se forma cuando el dique natural cede ante crecidas fuertes, generalmente en el ambiente fluvial. Está constituido por un cuerpo arenoso que alterna verticalmente con sedimentos finos de la llanura deltaica e incluso con sedimentos de bahía.

Un depósito de abanico de rotura está constituido por capas de arena de pocos metros de espesor con intercalaciones de niveles arcillosos delgados. Los cuales se depositan en períodos de aguas bajas cuando cesa el suministro de material arenoso. Este depósito reúne características sedimentológicas y de relaciones de facies para convertirse en una trampa estratigráfica, aunque sus dimensiones son algo modestas comparadas con otros depósitos más importantes en el ambiente deltaico.

- *Canales Distributarios:*

Tienen una profundidad de 5 a 20 m, y transportan arena como carga de fondo hasta el mar. Este material arenoso pasa gradualmente a la arena fina y limo que constituyen los diques naturales, en tanto que el material más fino es llevado por el río hasta las áreas pantanosas de la llanura deltaica, donde se depositan por decantación. Los canales deltaicos acumulan cuerpos arenosos alargados cuyo espesor, por efecto de subsidencia, puede alcanzar hasta algunas decenas de metros. El material es más limpio hacia el eje del canal y alterna con material fino hacia sus márgenes, donde finalmente termina en contacto con las capas de limo y arcilla de la llanura deltaica. Este depósito es un excelente almacenador potencial de hidrocarburos bajo la modalidad de trampa estructural - estratigráfica.

- *El Frente Deltaico:*

Es una importante zona de sedimentación arenosa. Se extiende desde el límite marino de la llanura deltaica hasta la línea donde comienza la sedimentación de arcilla no marina. Este es el subambiente donde desemboca la corriente fluvial del canal distributivo, el cual deposita su carga arenosa de fondo y forma una barra de desembocadura.

- *Barra de Desembocadura:*

Está constituida por un cuerpo arenoso limpio de textura grano creciente (“coarsening up”), bien seleccionada, lo cual conjuntamente con sus relaciones de facies favorables le hacen un depósito sedimentario muy adecuado como almacenador potencial de hidrocarburos. La barra se deposita encima de material arcilloso, grada lateralmente a material fino depositado entre las desembocaduras de los distributivos y pasa, gradualmente hacia el mar a arcilla marina de la plataforma continental. El depósito puede ser cubierto por arcilla transgresiva para ser preservado.

Algunas barras de desembocadura pueden llegar a juntarse y formar cuerpos arenosos de considerable extensión lateral (hasta varios kilómetros) en el frente deltaico. En el frente deltaico también puede formarse islas marginales cuando queda inactivo un sector de delta. En este caso, la arena de una barra de desembocadura es redistribuida por la corriente litoral y forma un cuerpo sedimentario paralelo a la

costa. Este cuerpo arenoso reúne características para constituir una excelente trampa estratigráfica.

- *Secuencia Deltaica:*

Un delta se forma por el avance de una cuña sedimentaria hacia el mar, de tal manera, que los subambientes que aparecen distribuidos horizontalmente desde la llanura deltaica hasta la plataforma continental, se apilan verticalmente a medida que el delta avanza. De esta forma la arcilla marina es cubierta gradualmente por arcilla y limo del prodelta, siguiendo luego, hacia arriba, depósitos de barra de desembocadura y, finalmente, de canal distributivo o de llanura aluvial (Ley de Walther).

- *Capas de carbón:*

Los pantanos con abundante vegetación en regiones húmedas dan lugar a la formación de capas de carbón; tales capas, las cuales generalmente ocurren en el tope de la secuencia deltaica, son horizontes muy útiles como herramientas de recolección estratigráfica a escala de yacimiento.

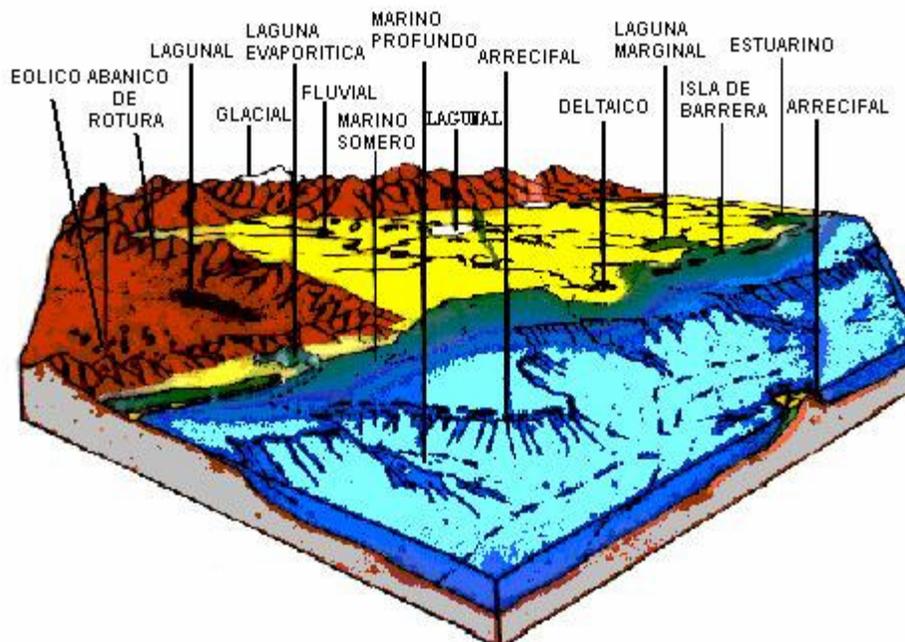


Figura 1.63. Representación de un Ambiente Deltaico.

#### *1.3.2.3. Ambiente Costero:*

El ambiente costero (“near-shore environment”) (“environment cotier”) comprende playa, cordón litoral, laguna litoral, bahía, llanura de marea y marisma. Los sedimentos del ambiente costero, también llamado ambiente costero no deltaico, o ambiente próximo costero, son transportados por acción del oleaje de la deriva litoral y de las mareas. El tipo y geometría de los depósitos costeros serán función del grado de predominio de un factor (oleaje) sobre el otro (marea), ya que existen costas dominadas por el oleaje y costas dominadas por la marea, con todo un espectro de situaciones intermedias.

#### *1.3.2.4. Ambiente Marino:*

El ambiente marino comprende la plataforma, el talud y la cuenca marina profunda. El ambiente costero queda separado de la plataforma por una zona de transición entre las arenas costeras y los lodos de plataforma, la cual varía con profundidad entre 10 y 25 metros<sup>4</sup>.

### **1.3.3. Electrofacies.**

Es la utilización de perfiles de pozos para establecer una columna litológica vertical, identificar secuencias sedimentarias y correlacionar secciones de un pozo a otro. Los perfiles más utilizados con esta finalidad son aquellos cuya respuesta está más influenciada por los cambios litológicos que por los fluidos contenidos en la roca. En el trabajo operacional diario se utilizan las escalas 1:500 y 1:200. Para estudios de correlación se utiliza la escala 1:1000 o escalas más reducidas según la necesidad. Tales perfiles son el Potencial Espontáneo, Rayos Gamma. Densidad, Neutrón, Resistividad y Sónico.

Con el análisis de las electrofacies se intenta mostrar la evolución continua de litología, diferenciándola de otra secuencia elemental adyacente. Los principales tipos de secuencias en los sedimentos son:

#### *1.3.3.1. Secuencias Sedimentarias:*

- *Secuencia Grano Decreciente (“fining up”):*

Es el afinamiento del grano hacia arriba. En el perfil de rayos gamma toma forma de campana y muestra en su base un cambio litológico abrupto. Su evolución vertical

indica un evento de sedimentación prácticamente continuo e, igualmente, una disminución gradual de la energía del ambiente de sedimentación. Ver figura 1.64.

- *Secuencia Grano Creciente (“coarsening up”)* :

Es el engrosamiento del grano hacia arriba. Comienza con una evolución gradual en la parte basal, en tanto que el contacto superior es, en general, más o menos abrupto. En el registro de rayos gamma muestra una forma de embudo. Al igual que en el caso anterior, la secuencia indica un episodio de sedimentación continua con un incremento gradual de la energía sedimentaria. Ver figura 1.64.

- *Marcadores:*

Son niveles con características litológicas o físicas que pueden ser fácilmente identificados en los perfiles de pozos, por lo cual constituyen una herramienta muy útil de correlación estratigráfica, ya sea ésta a nivel de yacimiento o a escala semiregional. Existen varios tipos de marcadores, sin embargo, algunos tienen una extensión espacial relativamente restringida, como las capas de carbón; pero exis-

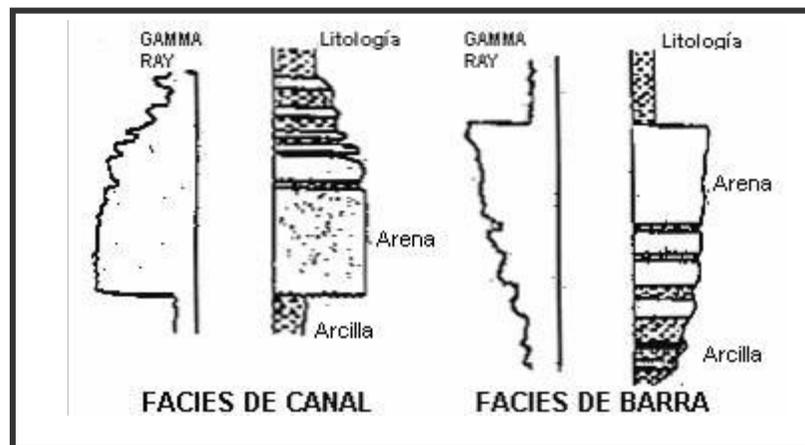


Figura 1.64. Modelo de Secuencias Arenosas.

ten otros que pueden ser seguidos de pozo a pozo por distancias considerables, como es el caso de algunos intervalos lutíticos. El carbón, cuya extensión espacial varía de corta a media, es muy útil para correlaciones a escala de yacimiento, en cambio que los intervalos lutíticos marinos y algunos horizontes de caliza se utilizan para correlaciones de escala semiregional y regional.

### 1.3.3.2. Identificación de Litología:

Para un estudio de interpretación o identificación litológica, se deben identificar las siguientes secuencias:

*Arena y Lutita:* Consiste en trazar la línea base de lutita para segmentos del registro de rayos gamma, la cual se obtiene trazando una vertical promedio con relación a los picos lutíticos (mayor o menor radiactividad de la arcilla). Luego se procede al trazado de una línea para las arenas, lo cual se hace haciendo pasar una vertical que coincida con la expresión cilíndrica que una los picos externos (arenas más puras) de los cuerpos arenosos en el Gamma Ray. Ese intervalo ubicado entre las dos rectas verticales trazadas se divide en cinco porciones, donde cada una de ellas representa un 20% de arcillosidad. Una arena limpia (o pura) es aquella que tiene menos de 20% de arcilla (se colorea de amarillo ); una arena arcillosa contiene una proporción de arcilla entre 20 y 40% (se colorea de naranja); y el material sedimentario con un contenido de arcilla mayor del 40% se clasifica como lutita (se colorea de verde).

*Carbón:* Para la identificación del carbón se usan principalmente las curvas de densidad y de neutrón, las cuales deflektan en forma característica hacia la izquierda indicando una baja densidad al mismo tiempo que una alta porosidad para el material carbonoso. En el registro sónico se muestra un tiempo de tránsito alto (baja velocidad de propagación), en tanto que muestra un valor alto en la curva de resistividad. El Gamma Ray es limpio debido a la baja radiactividad del material carbonoso. El carbón se colorea de marrón oscuro en el registro.

*Caliza:* Se reconoce por su alto valor de densidad (más de 2.65 gr/cc) y su baja porosidad, lo cual se traduce como una deflexión grande de ambas curvas hacia la derecha. En el registro sónico el tiempo de tránsito arroja valores bajos, ya que la velocidad de propagación es alta en las rocas de carbonato. El perfil de rayos gamma muestra valores bajos de radiactividad. La resistividad en cambio indica valores altos. Se colorea de azul en el registro.

*Lutita lignítica:* Las curvas de densidad/neutrón tienen deflexión fuerte hacia la izquierda, pero no alcanzan la magnitud que muestra una capa de carbón.

## UBICACION GEOGRAFICA Y MARCO GEOLOGICO

### 2.1. IDENTIFICACION DE LA REGION

#### 2.1.1. Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

La Cuenca Oriental de Venezuela se encuentra ubicada entre el geotectoclinal de la Cordillera de la Costa al norte y el Escudo de Guayana al sur. Hacia el este se extiende a la Plataforma Continental del Atlántico y al oeste está separada de la Cuenca de Barinas-Apure por el Arco de El Baúl. Comprende la subcuenca de Guárico al oeste y la subcuenca de Maturín al este. Ver figura 2.1.

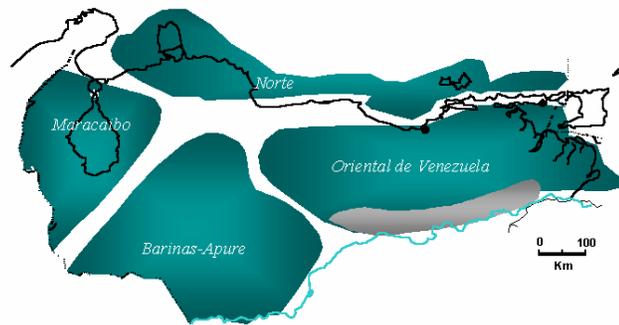


Figura 2.1. Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

#### 2.1.2. Características generales de la Cuenca Oriental de Venezuela.

Esta cuenca, situada en la zona centro-este de Venezuela, forma una depresión topográfica y estructural limitada al sur por el río Orinoco, desde la desembocadura del río Arauca hasta Boca Grande al este, siguiendo el borde septentrional del Cratón de Guayana; al oeste limita con el levantamiento de El Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao al norte, allí está limitada por la línea que demarca el pie de monte meridional de la serranía del interior, central y oriental, y hacia el este, la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al sur de la cordillera septentrional de la Isla de Trinidad (donde se hunde en el Atlántico), justo al este de la costa del delta del Orinoco.

Esta cuenca sedimentaria tiene una longitud de 600 Km. en sentido oeste-este y ancho promedio de 200 Km. en sentido norte-sur. El área total aproximada es de 120.000 Km<sup>2</sup> y comprende la mayor parte de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro y también la mitad sur de Trinidad.

La producción proviene de arenas que varían en edad desde el Mioceno hasta el Cretácico. Las principales trampas están controladas por combinaciones de factores estructurales y estratigráficos. Según estudios de la geología regional, *“La cuenca es asimétrica presentando acuñamiento en la formación La Pica en el flanco norte de la subcuenca de Maturín y asociación con fallas de gran desplazamiento y diapiros de barro. El flanco sur contiene yacimientos múltiples en las formaciones Oficina y Merecure del Oligo-Mioceno, encontrándose domos cortados por fallas inversas, cierres contra fallas y posibles asociaciones con remanentes erosionales hacia el extremo sur de la cuenca, en la llamada Faja Petrolífera del Orinoco”*.

La Cuenca Oriental de Venezuela es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur, sólo sobrepasada por la Cuenca del Lago de Maracaibo. En general, si se añaden las reservas estimadas de la Faja del Orinoco, la Cuenca Oriental de Venezuela pasaría a ser la de mayores recursos petrolíferos en América del Sur y una de las más importantes del mundo.

### **2.1.3. Sistema petrolero de la Cuenca Oriental de Venezuela.**

La Cuenca Oriental presenta sus principales acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo de los llanos de Monagas y Anzoátegui, pertenecientes a las formaciones del Oligoceno y el Mioceno y caracterizadas por la alternancia de areniscas separadas por intervalos regulares de lutitas que se repiten en forma cíclica. Los bancos arenosos son recipientes gasíferos y petrolíferos, que están limitados por diferentes mecanismos de entrapamiento, constituidos en su totalidad por arenas de origen fluvio deltaico y litoral.

La generación de petróleo en la Cuenca Oriental es producto de la roca madre, la cual depende del tipo, espesor y madurez alcanzada. Las rocas generadoras en esta cuenca son Querecual, San Antonio y Lutitas de Oficina. En función de los estudios geoquímicos realizados a las rocas madres, éstas se pueden clasificar en kerógeno tipo II y III de origen marino, cuyos espesores van desde 60 a 1500 metros

y cuya área de drenaje es aproximadamente 50% del área total de la formación Querecual.

En cuanto a la migración, ésta depende de las distancias y litologías por donde se desplazó el fluido e igualmente el tiempo en que se formaron las trampas como elemento de retención del petróleo migrado. La migración primaria de la cuenca se inició durante el Mioceno Superior asociada con la reactivación del fallamiento regional y con eventos tectónicos más recientes. La alta presión entre los poros produjo un incremento en el volumen de los fluidos, produciéndose así micro fracturas en las calizas y la expulsión de hidrocarburos desde la roca madre.

La migración secundaria probablemente ocurrió con la reactivación de las fallas principales y una expulsión migratoria a corta y larga distancia, ocurriendo simultáneamente la acumulación del fluido en trampas de las formaciones Merecure y Oficina. Por la ausencia de trampas estructurales los hidrocarburos generados durante la primera fase (Mioceno Inferior) migró al sur, como consecuencia de que las fallas se formaron después del Mioceno Medio.

El entrampamiento y acumulación depende de la geometría y características petrofísicas de las trampas. La acumulación en la Cuenca Oriental está ligada directamente a la porosidad y permeabilidad y la recuperación de éstas, al sello, espesor, litología, profundidad, presión y temperatura entre otros. Los entrampamientos se caracterizan por ser tanto estructurales como estratigráficos o combinación de ambos.

## **2.2. IDENTIFICACION DEL AREA DE ESTUDIO**

### **2.2.1. Características geológicas y estratigráficas del Distrito San Tomé.**

El Distrito San Tomé comprende gran parte del sur de los estados Guárico y Anzoátegui y se extiende hasta Casma – Soledad, en el estado Monagas. Cuenta con un área aproximada de 24000 Km<sup>2</sup> y es responsable de las áreas Hamaca y Machete de la Faja Petrolífera del Orinoco. En toda el Área Tradicional de San Tomé (ver figura 2.2) se encuentran agrupados 34 cuadrángulos, de los cuales Melones Oeste, Melones Central, Merey, Miga, Ostra, Oca, Oleos, Lejos y Yopales Sur son los más importantes en cuanto al potencial de crudos pesados y extrapesados. En toda

el área existen un total de 5593 pozos, de los cuales 2030, aproximadamente, están activos.

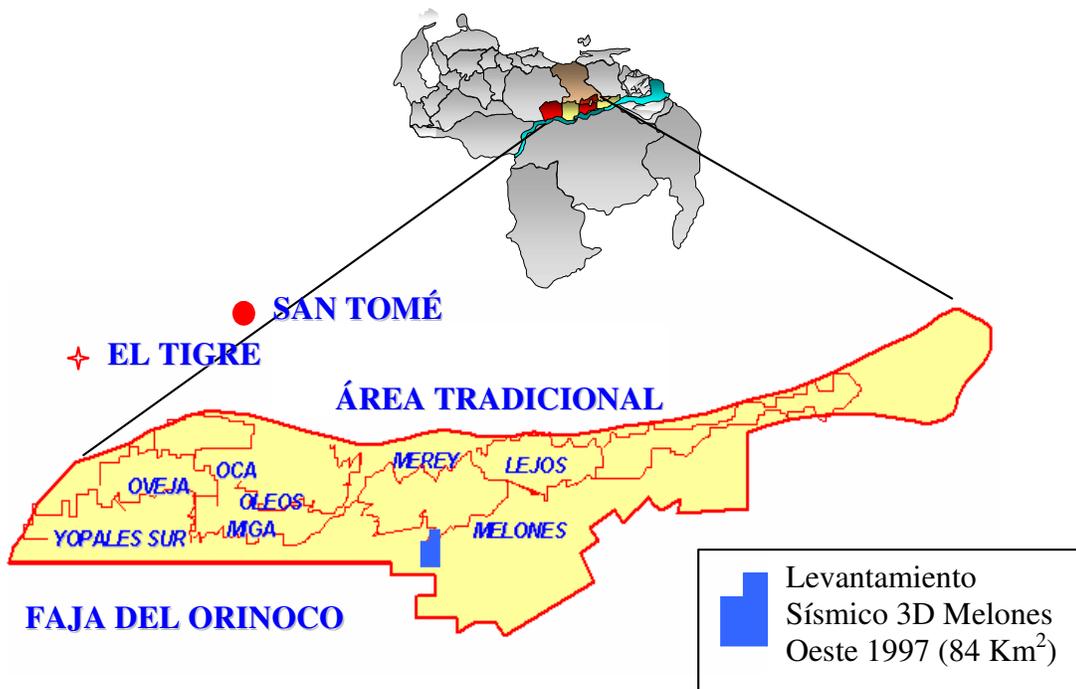


Figura 2.2. Ubicación Geográfica del Campo Melones

#### 2.2.1.1. Reseña Geológica y Estratigrafía del Distrito San Tomé:

- Formaciones de interés. Características geológicas:

**Basamento:** Consiste de rocas ígneas y metamórficas, especialmente gneis meteorizado, hacia la parte superior.

**Cretácico:** Caracterizado por areniscas de espesores medianos a delgados intercaladas con lutitas y limolitas de espesores variados, depositados en ambientes fluvio deltaicos a marino someros, con edades que varían de Cenomaniense a Maestrichense.

**Merecure:** Se caracteriza por la presencia de areniscas semi consolidadas de grano fino y color claro, de buenos espesores, con algunas intercalaciones delgadas de lutita; estos cuerpos de arena están asociados a ambiente fluvio deltaicos, observándose el apilamiento de canales en ciertas áreas, producto de fuertes pulsaciones progradantes, en respuesta a un volumen de acomodación mas o menos constante. Las edades varían de Oligoceno a Mioceno inferior.

*Oficina:* Está caracterizada por areniscas y lutitas alternadas con intercalaciones de limolitas y ocasionales lignitos, con edades de Mioceno inferior a medio. De acuerdo a los patrones observados en los registros esta formación puede dividirse en cuatro unidades:

*Oficina basal:* Esta unidad abarca la sección comprendida entre las arenas S5 y U1, se caracteriza por el desarrollo de buenos paquetes de arena, pero de menor extensión con respecto a la formación Merecure.

*Oficina inferior:* Se caracteriza por ser un intervalo predominantemente lutítico, con el desarrollo de pocos cuerpos de arena. Comprende la sección existente entre las arenas L0 y S4.

*Oficina medio:* Comprende la sección existente entre las arenas C2 y K, en la parte inferior de esta sección se presenta un mayor desarrollo de cuerpos de arena, muy parecidos a los encontrados en el intervalo infrayacente. Hacia la parte superior se desarrollan cuerpos de arena masivos, de gran extensión areal, con tendencia granocreciente hacia el tope, los cuales representan los grandes acuíferos del área.

*Oficina superior:* Se caracteriza por la presencia de cuerpos masivos de arena, apilados en ciertas áreas, con tendencias granocrecientes hacia el tope, en ocasiones estas arenas se presentan como prospectivas. Esta unidad comprende desde la arena A0 hasta la arena A10.

*Freites:* Esta formación es predominantemente lutítica, excepto en su parte basal donde se desarrollan arenas masivas de gran espesor, depositadas durante el Mioceno Superior.

*Las Piedras:* Se caracteriza por sedimentos de grano fino a medio mal consolidados.

- *Complejidad geológica del área:*

Los crudos de los yacimientos del Área Tradicional se han producido de areniscas del Mioceno-Oligoceno, pertenecientes a las formaciones Merecure, Oficina y Freites. En

cuanto a la petrofísica promedio regional, la porosidad varía entre 25 y 30%, la saturación de agua connata es cercana al 20%, la permeabilidad varía de 1 a 5 Darcies y el °API de los crudos entrampados está entre 9.5 y 16 °API.

La formación Oficina, situada en el flanco sur de la subcuenca de Maturín y cuyo eje tiene un rumbo este-noreste con declive suave en esa misma dirección, buzamiento regional de 2 a 4 grados hacia el norte con aumento gradual hacia el eje de la Cuenca Oriental y abarcando una superficie de aproximadamente 11300 Km<sup>2</sup>, es la unidad estratigráfica más importante, esto debido a su producción de hidrocarburos y las reservas remanentes presentes (alrededor de 12 MMBN). Posee una extraordinaria variedad de tipos de areniscas recipientes formadas por depósitos fluviodeltaicos a marinos, canales distributarios, barras de meandros y costaneras, abanicos de rotura, etc.

La Formación Merecure, es la segunda unidad en producción de hidrocarburos, la misma se hace más espesa hacia el área mayor de Oficina con una producción acumulada de 22 MMBN y unas reservas remanentes de 139.817,0 MMBN.

El régimen tectónico del área es de tipo extensivo, caracterizado por un sistema de fallas normales de rumbo este-oeste, noroeste-sureste y noreste-suroeste y una serie de fallas de compensación de salto pequeño. Todas estas fallas, en combinación unas con otras forman las trampas de hidrocarburo en el área, donde adicionalmente se observan cambios fuertes de buzamiento en las arenas prospectivas.

Las arenas de la formación Oficina son recipientes que individualmente tienen poca extensión lateral a cambio de una prolífica distribución vertical. Frecuentemente no se aprecia bien si dos o más arenas estratigráficamente cercanas presentan o presentaron comunicación entre sí. Otras veces sólo están separadas por intervalos lutíticos delgados cuya efectividad como barreras a la intercomunicación entre arenas puede ser dudosa, especialmente durante aquella etapa en que la cobertura era insuficiente para producir una compactación efectiva en las lutitas.

En la figura 2.3 se presenta un corte estratigráfico y sedimentológico característico de la región.

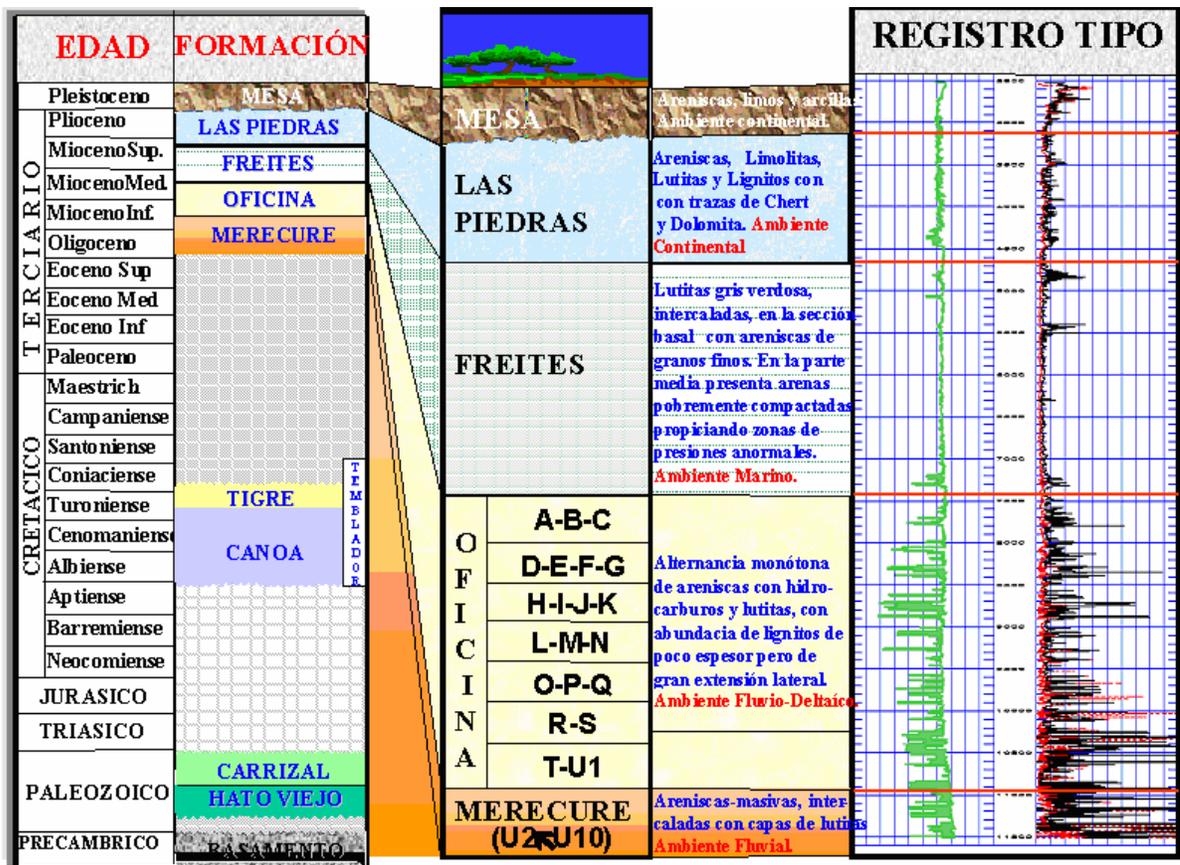


Fig. 2.3. Descripción Estratigráfica y Sedimentológica del Área Mayor de Oficina.

Todos los yacimientos comerciales de petróleo y gas en el Área Mayor de Oficina están en areniscas de las formaciones Oficina y Merecure, aunque se han encontrado indicios de petróleo en el grupo Temblador del Cretácico infrayacente. Las arenas van desde poco consolidadas a muy duras y son de grano fino a medio. La extensión lateral de las arenas también es variable, desde considerable hasta formar canales angostos. La formación Oficina proviene del Mioceno Medio-Inferior. La litología encontrada en ella corresponde a regulares capas de areniscas y capas menores de lutita; algunas de estas lutitas son calcáreas, alternando con delgadas capas de carbón (lignitos). En esta formación, las arenas presentes se identifican con las letras desde la A0 (la más joven) hasta la U1 (la más antigua) incluyendo la arena R4 a ser estudiada. La formación Oficina se encuentra depositada concordantemente sobre la formación Merecure.

El origen de los hidrocarburos en el Area Mayor de Oficina fue explicado por Hedberg, et. al (1947), quienes enunciaron una teoría sobre el origen del petróleo en

sitio, y según la cual " ... el petróleo producido en el Area Mayor de Oficina tuvo su origen, principalmente, en las lutitas inmediatamente por encima y por debajo de cada una de las arenas productoras, el cual emigró lateralmente por distancias moderadas en estas arenas, dentro del Area de Oficina” .

Aunque los datos disponibles indican que existen áreas de acumulación de petróleo relativamente locales, la migración requirió definitivamente cierta cantidad de emigración lateral, que al parecer tuvo lugar en dirección radial desde el centro de la Cuenca Oriental, (predominantemente en dirección meridional o sur-occidental) y hacia arriba del buzamiento regional.

Esta emigración lateral radial no fue considerada como la teoría alternativa de la emigración local, sino como una tendencia constante y regional, válida inclusive para los bloques fallados locales. Sin embargo, la presencia de las fallas este-oeste lleva a pensar en una génesis de hidrocarburos dentro de la zona, delimitada por dos fallas mayores y una corta emigración hacia el sur hasta la falla barrera. La mayor parte del petróleo producido en el Area Mayor de Oficina y el Area Mayor de Temblador se encuentra atrapado contra alguna de las fallas mayores de rumbo este-oeste.

Los buzamientos paleoambientales han cambiado en varias oportunidades el sentido de los fluidos, primeramente cambió en sentido este-oeste entre Sabán y el norte de Anzoátegui hace 20 millones de años, luego se produjo otro cambio hace 15 millones de años y finalmente en Anaco y la parte oriental del Área Mayor de Oficina se produjo algo semejante hace 5 millones de años.

En estas regiones, los crudos generados en rocas más antiguas han debido tener vías de emigración distintas de aquellos petróleos generados más tarde y de fuentes más jóvenes. En general, las características de los fluidos acumulados en los yacimientos y los procesos migratorios se ajustan más a soluciones de hidrocarburos en aguas de formación antiguas, que en aguas contenidas en las formaciones porosas y permeables más recientes.

Como ya se ha indicado, el buzamiento de los planos en el sistema de fallas mayores es unas veces hacia el norte y otras hacia el sur y las acumulaciones se presentan en ambos tipos de desplazamiento. Sin embargo, quizás debido a la mayor abundancia de fallas con desplazamiento al sur, se observa que un mayor número de campos y mayores acumulaciones de crudo tienden preferencialmente a este sistema.

En cuanto al entrapamiento, es necesario mencionar que los tipos de trampas encontradas son principalmente dos:

- 1) Las estructural-estratigráficas, que son las más abundantes en la formación Oficina y donde pueden citarse como ejemplo los canales fluvio-deltaicos cortados por fallas y
- 2) Las estratigráficas.

También se completan otros accidentes estratigráficos y tectónicos, entre los cuales se destacan los canales de arena con desaparición lateral de la porosidad y limitación inferior de los contactos agua-petróleo; la oblicuidad entre los rumbos de la falla y el homoclinal con desaparición lateral de la permeabilidad, la falla oblicua del sistema noroeste o noreste y finalmente la oblicuidad del rumbo del homoclinal con respecto al rumbo de las fallas.

La reducción de la permeabilidad se presenta principalmente por el contenido de arcilla y limo-arcilla. En general, más al norte (cerca del eje de la cuenca) existe una disminución de porosidad y permeabilidad debido a la compactación de las arenas y su cementación por el contenido de los carbonatos, sin embargo, otros factores que afectan esta distribución de las características petrofísicas de las arenas, es que algunas de éstas van de limpias a sucias, mientras que otras muestran compactación; a esto también se le une la distribución en el tamaño de los granos según la geometría de los canales, particularmente cuando se trata de una forma cóncava (relleno de canal) o convexa (espolones o diques naturales).

### **2.2.2. Características del Campo Melones.**

El área de estudio (Campo Melones) se ubica en el flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela y cubre aproximadamente 700 Km<sup>2</sup>. Está localizado a unos 50 Km. al sureste de San Tomé, en el estado Anzoátegui, y tiene un total de 450 pozos perforados. El área está enmarcada dentro de las coordenadas UTM (N.- 953100, E.- 390800, N.-971900, E.- 428000) con Datúm La Canoa, estado Anzoátegui. (Ver figura 2.2).

#### *2.2.2.1. Características geológicas generales del Campo Melones:*

El Campo Melones presenta estratos con buzamiento suave al norte, y el patrón de fallamiento corresponde a fallas normales típicas de un régimen extensivo. Se

observan dos direcciones preferenciales de fallamiento, una en sentido Este – Oeste y otra con sentido Suroeste – Noreste, ambos con desplazamientos variables entre 50 y 200 pies. En general, los yacimientos petrolíferos se localizan al norte de estas fallas. El entrapamiento es resultado de la combinación de efectos estructurales (fallas normales al sur y buzamiento regional al norte) y efectos estratigráficos (acuñamiento lateral de arenas en sentido Este – Oeste). Estas condiciones de entrapamiento son típicas en todo el flanco sur de la cuenca, sin embargo, hacia el norte las características de entrapamiento son más complicadas desde el punto de vista estructural.

#### *2.2.2.2. Reseña histórica del Campo Melones:*

El Campo Melones inició su etapa de desarrollo con el propio descubrimiento del campo, esto fue en el año 1956 con la perforación del pozo MM-401. Esta primera etapa se caracterizó por la perforación de pozos verticales en arreglos hexagonales de siete pozos invertidos y con un espaciamiento de 620 metros entre ellos. También se realizaron algunos intentos modestos de inyección alterna de vapor y combustión in situ, pero lamentablemente todos con resultados no satisfactorios.

En el año 1979, con la importancia dada al desarrollo de la Faja del Orinoco, se reinició la perforación de pozos en el campo Melones, éstos fueron tanto verticales como direccionales y principalmente en la arena “MU”. De igual manera, se iniciaron proyectos agresivos de inyección alterna de vapor y para lo cual fueron perforados más de 80 pozos, sin embargo, la característica de esta arena (gran volumen de petróleo y con un contacto agua - petróleo en casi toda la extensión del yacimiento), restringió la producción de crudo bajo esquemas convencionales de pozos verticales y producción en frío, por lo que esta segunda etapa culminó en 1982 con la necesidad de desarrollar nuevas estrategias de explotación y de incorporar estudios integrados a futuro. Sin embargo, entre 1982 y 1984, se continuó produciendo el campo bajo los esquemas convencionales.

Para 1984 se integra al Campo Melones, el Campo Melones Central, que contaba para la época con un potencial de producción de 14.000 BPPD. Este campo fue descubierto con el pozo MEL-1 en el año 1972, y para el momento de la integración, contaba con 137 pozos y un proyecto de inyección alterna de vapor en progreso. El arreglo de pozos implantado en este campo fue básicamente el mismo

que en Melones, con la única diferencia de que el espaciamiento utilizado en Melones Central fue de 720 metros. El total de pozos perforados en el campo alcanzó el número de 389 desde 1984 a 1993, período en el que se continuó produciendo la mayoría de los pozos en frío y con un mediano nivel de actividad en inyección. Sin embargo, los resultados de la inyección ahora sí fueron positivos desde el punto de vista de recobro.

En 1994 se inició una nueva etapa en el desarrollo de Melones (la tercera) y comenzó con la campaña de perforación de 10 reentradas horizontales a pozos existentes, la cual se continúa en 1995 con 19 reentradas horizontales adicionales. Luego se detuvo el programa de reentradas y se inició (en 1995) la perforación de pozos horizontales nuevos. Este período continuó y se incluye el año 1997 (en el que se grabaron los 84 Km<sup>2</sup> de sísmica 3D ubicados en el sector oeste del campo), para entonces se disponían en el área un total de 76 pozos entre verticales y horizontales. La campaña de perforación culminó en el año 1998 cuando se habían completado 55 pozos horizontales nuevos, los que sumados a las 29 reentradas, totalizaban 84 pozos horizontales completados en el campo.

#### *2.2.2.3. Mecanismos de producción:*

El mecanismo de producción prevaleciente en los yacimientos es el empuje por gas en solución, esto se desprende de un análisis de agotamiento realizado, en base al porcentaje de vaciamiento y el porcentaje de declinación de la presión del yacimiento MS-446, Arena S5, que es para el cual tenemos al menos una medición de presión, sin embargo, extenderemos estos datos al resto de los yacimientos. Se descarta el empuje hidráulico debido a la escasa magnitud de los cuerpos de agua, su proporción respecto de la zona de petróleo y la tendencia reflejada en la historia de producción de los pozos.

#### **2.2.3. Resumen histórico de producción de la arena R4 yacimiento MS-435.**

El gran volumen de Petróleo Original en Sitio de la arena R4, yacimiento MS-435 y el bajo nivel de petróleo producido, revelan la necesidad de hacer una re-evaluación a este yacimiento. Por ello, se hace necesario un resumen de los aspectos más importantes en la historia de producción del mismo. Esto se dispone seguidamente:

Para comenzar, es preciso resaltar que este yacimiento sufrió una modificación muy importante en cuanto a sus reservas estimadas, ya que se hizo una re-interpretación del contacto agua-petróleo y se identificó una importante capa de gas. Inicialmente, el yacimiento MS-435, arena R4 era considerado, según el Informe Anual de Exploración y Producción de PDVSA Unidad de Explotación Pesado Oeste de Noviembre de 1998, como un cuerpo sedimentario ubicado a 3494 p.b.n.m. y ocupando un área de 1.354 acres, espesor promedio de 19 pies y porosidad de 25%. De esta manera el POES era de 20,7 MMBls y considerando un FR de 10%, se disponían de reservas recuperables por el orden de los 2,1 MMBls. Adicionalmente, el yacimiento tenía una presión inicial igual a la presión de burbujeo (1600 Lpc aproximadamente) acumulando, hasta entonces, 74.000 Bls de petróleo producidos.

Posteriormente (Diciembre de 2000), debido al cambio de la interpretación geológica, se caracterizó al yacimiento como una unidad de crudo pesado de 11 °API, ocupando un área de 4.004 acres y espesor y porosidad promedio de 13 pies y 25% respectivamente (caracterización actual). De esta manera, el yacimiento cuenta oficialmente con un Petróleo Original en Sitio de alrededor de 67,737 MMBls, un factor de recobro estimado en 10% y un volumen de Petróleo Producido (hasta la fecha) de 1,53 MMBls.

Dada la nueva re-interpretación, se determinó la presión inicial del yacimiento en 1600 Lpc y se calculó la presión de burbujeo del hidrocarburo en 3500 Lpc. Esto indica la presencia de un yacimiento de petróleo saturado que cuenta con una capa de gas con aproximadamente 11,117 MMMPCN. Si se suman las reservas propias del Gas en Solución (16,663 MMMPCN), dan un total de gas en el yacimiento de 27,78 MMMPCN. Considerando un factor de recobro de 80% para el gas, el volumen total de gas recuperable en el yacimiento está en el orden de 22,224 MMMPCN, del que se han producido 30,11 MMPCN.

Este gran volumen de gas en el yacimiento MS-435, arena R4 es una de las causas por las que toma mayor importancia el estudio e interpretación de un nuevo modelo geológico, que permita gerenciar efectivamente el yacimiento. Este estudio debe incluir no sólo la geofísica, la geología y la petrofísica (para generar un mejor modelo geológico del cuerpo sedimentario), sino también la ingeniería de yacimientos y de producción, esto con el objeto de seleccionar aquel esquema y método de producción que evite canalizaciones a través de las zonas de buena porosidad y/o

permeabilidad que se identifiquen; además, del diseño de posibles planes de recuperación del G.O.E.S. para tratamiento.

Por otra parte, el yacimiento MS-435, arena R4 fue sometido en el año 2000, junto con otros yacimientos del mismo campo, a un proceso de simulación numérica con la ayuda de la herramienta ECLIPSE 100, por parte de la Sala de Estudios Integrados de Yacimientos Pesado Oeste. Allí se recoge que el yacimiento MS-435 arena R4, según ese estudio, está asociado a un C.A.P.O. a 3565 p.b.n.m. y un C.G.P.O. a 3400 p.b.n.m. Dicho estudio lo clasifica como uno de los prospectos más interesantes del área, ya que con un solo pozo activo hasta Marzo de 2000 (el pozo horizontal MEL-183 completado en Agosto de 1998), había acumulado un total de 306.000 Bls de petróleo, 2.300 Bls de agua y 14,3 MMPCN de gas en un período de 2 años aproximadamente.

El pozo MEL-183 del yacimiento MS-435, arena R4, adicionalmente, fue seleccionado como pozo modelo (debido a que el yacimiento R4 era el menos drenado de todos los yacimientos que se estudiaron) para hacer una importante prueba. La idea era hacer la simulación del comportamiento de producción, mediante la evaluación de la diferencia en perforar líneas de tres o cuatro pozos verticales y compararla con un pozo horizontal. También la muestra de crudo de este yacimiento fue considerada como óptima para análisis PVT debido a que fue tomada al comienzo de la vida productiva del yacimiento, esto porque se garantizaba que las propiedades del fluido reflejaban las mejores condiciones originales. El resultado de este estudio fue que la mejor forma de drenar este yacimiento era con la perforación de cuatro (04) pozos horizontales nuevos.

Esta programación de perforación fue ejecutada a mediados del año 2000 y comienzos de 2001, obteniéndose grandes éxitos. Sin embargo, el yacimiento aún cuenta con importantes áreas de crecimiento y, por otra parte, se necesita mayor información de geología, con la intención de mantener los pozos con buen potencial de producción y evitar caídas de potencial debido a sus grandes reservas de gas.

### **3.1. RECOLECCION DE INFORMACION Y ELABORACION DE BASE DE DATOS**

Antes de dar inicio al desarrollo del estudio de Caracterización Física del Yacimiento MS-435, arena R4, se procedió a realizar una recolección y revisión detallada de toda la data relacionada con dicho yacimiento, existente en la Unidad de Explotación Pesado Oeste del Distrito San Tomé. A continuación una breve descripción de la data recolectada y revisada:

#### **3.1.1. Recolección y revisión de la información relacionada con pozos.**

En esta parte se recolectó y revisó toda la información de perforación, completación y producción de cada uno de los pozos ubicados en el área del cubo sísmico tomado en el Campo Melones Oeste en el año 1987. La información recolectada y revisada fue la siguiente:

- Identificación de los pozos, Empresa Operadora, datos de elevación de la Mesa Rotaria y las coordenadas geográficas de los pozos. Todos tomados de la base de datos de PDVSA.
- Registros de pozos, copias en papel y en formato digital: tipo, calidad, tipo de fluido utilizado durante el registro, características del fluido, equipos utilizados en el registro, escala de valores del registro, etc. Adicionalmente se cotejaron los registros en papel y en digital a fin de determinar su autenticidad. Se recolectó la información de 54 pozos ubicados dentro del área de la sísmica 3D. Todos estos tomados de la base de datos de PDVSA.
- Estratigrafía cargada en el sistema automatizado de pozos: se revisaron los topes de la arena R4 en cada uno de los pozos. Se encontraron topes mal correlacionados y se corrigieron tomando como referencias los pozos marcadores MEL- 106, MEL-107, MEL-109 y MEL-182.
- Datos de desviaciones de pozos horizontales y desviados en la base de datos de PDVSA: se cargaron aquellos pozos que no las tenían.

- Información de producción por pozo de la base de datos corporativa: se tomaron todos los pozos ubicados en el área en estudio.
- Mapa base oficial.
- Documentos e informes de estudios previos en el área de estudio y áreas vecinas.

### **3.1.2. Recolección y revisión de la data sísmica.**

El cubo sísmico 3D que sirve de base a este estudio de caracterización, fue tomado en el año 1987, en el área conocida como Melones Oeste del Distrito San Tomé.

Por condiciones propias de PDVSA, la adquisición y el procesamiento de la data sísmica son realizados por empresas especializadas en el ramo y supervisados por ingenieros geofísicos de la casa Matriz. Una vez realizadas estas actividades, se le entrega a PDVSA el cubo sísmico para su posterior calibración e interpretación, las cuales, si son realizadas por personal de dicha empresa. En este caso, a pesar de que el cubo sísmico había sido calibrado e interpretado en otros horizontes, se recibió un cubo sísmico sin calibrar y sin interpretar. Estas actividades se realizaron en el desarrollo del trabajo y se detallarán más adelante.

En resumen los datos más importantes del cubo sísmico son:

Tipo de Sísmica: 3D

Ubicación: Campo Melones Oeste del Distrito San Tomé

Extensión: 84 Km<sup>2</sup>

“Inlines”: 640

“Crosslines”: 970

### **3.1.3. Elaboración de la base de datos.**

La base de datos del proyecto fue creada sobre la plataforma de LandMark Suite Geographix, utilizando los datos cargados en la base de datos corporativa de PDVSA (FINDER).

### **3.2. INTERPRETACION SISMICA. MODELO ESTRUCTURAL**

El propósito principal de los levantamientos sísmicos es determinar las estructuras geológicas del área bajo estudio. Esto se logra, trazando eventos geológicos identificables en las secciones sísmicas y realizando los correspondientes mapas en tiempo y profundidad.

Una forma de lograr lo planteado, es tomar la data sísmica y realizar paso a paso las actividades que se listan a continuación:

- Identificación del problema.
- Recopilación y revisión de mapa base, líneas sísmicas, “timeslices”, tiros de verificación y sismogramas sintéticos (si existen).
- Familiarización con la data.
- Generación de los sismogramas sintéticos a partir de registros (sónico y densidad).
- Calibración del cubo sísmico.
- Selección e identificación de los horizontes reflectores a estudiar sobre cada “inline” y “crossline”. Estos deben correlacionar con los sismogramas sintéticos del área.
- Interpretación de fallas y cálculo del salto de cada una.
- Conversión tiempo - profundidad: generación de las tablas TZ a partir de los tiempos de cada horizonte y los topes de los pozos.
- Elaboración de Mapas Estructurales en tiempo y en profundidad: una vez interpretados los horizontes de interés, se elaboran mapas de contorno en tiempo y en profundidad.
- Mapeo de las fallas sobre los mapas en tiempo y profundidad.
- Integración de la Interpretación Sísmica Estructural

El modelo estructural del área de estudio, se elaboró a través de la interpretación de reflectores sísmicos, convertidos de tiempo a profundidad, asociados a eventos geológicos observados en registros de pozos. Además de estas actividades, se realizó un análisis de los atributos sísmicos, una técnica más avanzada que permite confirmar los resultados obtenidos de la interpretación de los reflectores sísmicos.

Todas estas técnicas sirvieron de soporte a las interpretaciones estructurales que permitieron establecer el modelo estructural del área. A continuación las etapas que se cumplieron:

### **3.2.1. Sismogramas sintéticos.**

La generación de los sismogramas sintéticos fue un paso indispensable para la interpretación sísmica, ya que a través de ellos se obtuvo la calibración sísmica-pozo que permitió identificar las respuestas sísmicas asociadas a los horizontes del subsuelo. Fueron creados con la herramienta "SynView", dentro de la aplicación "Seisvision" de Landmark Suite Geographix, con lo cual se logró ilustrar la relación entre los eventos geológicos y geofísicos, y de esta manera correlacionar la información sísmica en tiempo con los pozos vía unidimensional.

- *Procedimiento:*

Para la elaboración de los sismogramas sintéticos se dispuso de un total de 3 "Check shot" (disparos de verificación) correspondientes al campo Melones Oeste. De igual manera fue necesaria la siguiente información: registros sísmicos, registros de densidad, topes geológicos correlacionados, profundidad final de perforación, elevación de la mesa rotatoria y coordenadas de pozos. El procedimiento seguido fué:

- 1- Se seleccionaron los registros sísmicos y de densidad para los pozos escogidos. El programa automáticamente procedió a multiplicar los valores de velocidad obtenidos del registro sísmico, por los valores de densidad tomados del registro de densidad. Previamente aplicó la función de los "Check Shots" a dichos registros.
- 2- La función de reflectividad generada por la multiplicación se convolucionó con un modelo de ondícula extraída de la sísmica real (→ "*extract wavelet*"), obteniéndose así el sismograma sintético.
- 3- Posteriormente se desplegó el sismograma sintético sobre 12 trazas sísmicas reales justo alrededor del pozo analizado.
- 4- Por último, se procedió a ajustar la sísmica real con el sismograma sintético, descifrando así qué respuesta sísmica asociaba a los horizontes correlacionados según geología.

La figura 3.1 muestra el sismograma sintético del pozo MEL-106, donde se siguió todo el procedimiento antes descrito.

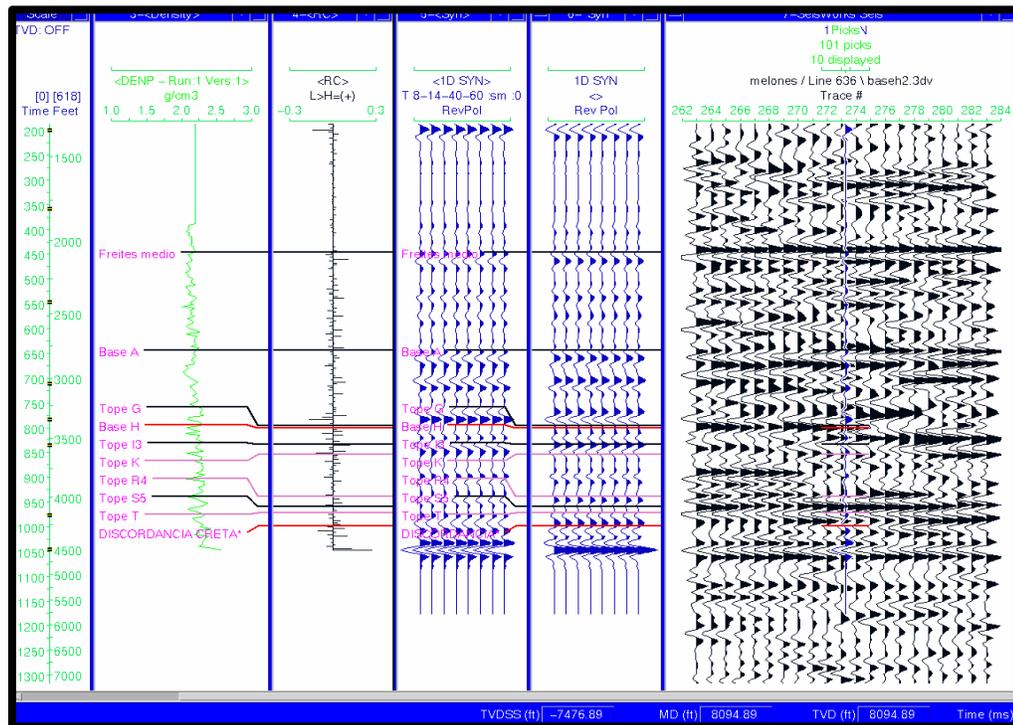


Figura 3.1. Sismograma sintético para el pozo MEL-106.

### 3.2.2. Mapas estructurales en tiempo.

La interpretación sísmica se basa en dos (2) grandes principios:

- 1.- *Continuidad*: propiedad por la cual un evento o pulso sísmico puede ser reconocido en trazas sucesivas.
- 2.- *Correlación*: proceso de reconocimiento de patrones. Se utiliza para relacionar eventos a través de zonas de discontinuidad o para relacionar reflexiones de una línea a otra.

Una vez seleccionado un reflector (marcador) en una zona donde pueda definirse su continuidad, éste se sigue a lo largo de toda la información sísmica. Al perderse la continuidad del evento, se deja el espacio sin interpretar, continuando su seguimiento en áreas donde, por medio de la correlación, se puede identificar de nuevo el mismo evento.

Normalmente, la identificación geológica de una reflexión sísmica requiere de la presencia de pozos lo suficientemente profundos para lograr una buena correlación con los datos sísmicos.

Un levantamiento sísmico se lleva a cabo de tal manera que las líneas formen un mallado o volumen de datos del área bajo estudio. Esto permite el seguimiento de los eventos pasando de una línea a otra, a través de procesos de "amarre", hasta completar la identificación del evento a lo largo de toda la información.

En este estudio se interpretaron los horizontes asociados a la arena R4 y al Basamento.

- *Creación de horizontes:*

Esta actividad se hizo en la aplicación "Seisvision" de Landmark Suite Geographix, de la siguiente manera:

- 1) En primer lugar, se le asignaron los siguientes atributos al horizonte en tiempo creado: opción de interpretación (+/-) (debido a que el mismo coincide con el cambio de amplitudes de mayor a menor - color rojo), tipo de "track" (modo de interpretación), **autodip** en las zonas que mostraban buena resolución sísmica y **point** en las zonas donde se hacía necesario continuar el horizonte de forma manual siguiendo las tendencias generales, ya que la sísmica no proporcionaba clara definición. Finalmente, un **nombre** y un **color** para el horizonte.
- 2) La interpretación del horizonte reflector se realizó cada 10 "In Line" y "Cross Line", luego se utilizó la opción de interpolación proporcionada por la aplicación "Interpolation", de "Seisvision".
- 3) Un elemento de suma importancia utilizado fue el polígono de correlación, con el cual se podía tomar una porción de línea sísmica en un lugar y posteriormente moverlo a otra zona en la cual se hacía complicado identificar el reflector, debido generalmente a fallas, saltos, acuñaientos, pérdida de resolución, etc.

### **3.2.3. Interpretación de fallas.**

Se comprobaron y validaron las fallas sobre las líneas sísmicas con los siguientes criterios:

- 1) En primer lugar se observó el mapa estructural de la arena R4 generado en tiempo y se asignaron posibles fallas en aquellas zonas donde se observó un

marcado contraste de amplitud. Simultáneamente se observaban la “In Line” y la “Cross Line” que cruzaban dicha región de anomalía, con el objeto de comprobar la posible falla. La idea era revisar la estratigrafía de la línea en cuestión buscando zonas con posibles discordancias, interrupciones en los ciclos depositacionales u otros que justificaran, desde el punto de vista geológico, quiebres, interrupciones o saltos en los reflectores.

- 2) Luego se procedió a la correlación de las posibles fallas en las líneas sísmicas haciendo un seguimiento a través de cada traza. Esto de tal modo de delimitar su radio de acción y conocer su extensión. La idea era generar el polígono de fallas. Primero se correlacionaron las fallas más grandes, y luego las pequeñas, y se le otorgó a cada falla interpretada un color y un nombre.
- 3) Dicho polígono de fallas fue finalmente exportado a “GeoAtlas” de Landmark Suite Geographix, donde se corrigieron y perfeccionaron.

La figura 3.2 ilustra la interpretación de horizontes y fallas en líneas sísmicas.

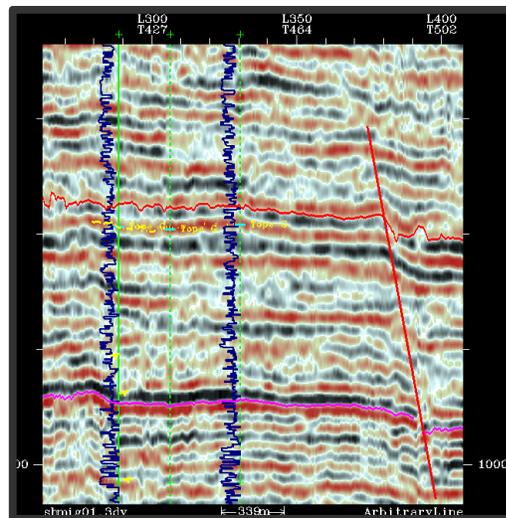


Figura 3.2. Interpretación de horizontes y fallas en las líneas sísmicas.

#### 3.2.4. Mapa en profundidad de la arena R4.

El horizonte sísmico de la arena R4 ya había sido creado en tiempo para servir como elemento de control estructural en la conversión a profundidad (debido a la alta resolución que muestra) y convertido a profundidad, a partir del modelo de velocidades generado, es decir, ya se contaba con la calibración entre la geología y la geofísica y se disponía del marco estructural. Esto se realizó en la aplicación “Seisvision” y a partir de allí es posible proceder a la extracción de los atributos sísmicos.



sedimentarias y la correlación de secciones de un pozo a otro. Así, el análisis de las formas de las curvas Gamma Ray y SP, de los pozos dentro del área de estudio permitió identificar la dirección preferencial de deposición y las características más sobresalientes del cuerpo sedimentario

El mapa de ambiente sedimentario (mapa de electrofacies) fue realizado colocando en escala reducida la sección de los registros GR y SP de la Arena R4 justo encima de las coordenadas del pozo en un mapa base a escala (1:10000). Para ello se utilizó la aplicación “GeoAtlas” de Landmark Suite Geographix.

Finalmente, después de analizar las características de las mencionadas curvas, se compararon dichas respuestas con los ambientes sedimentarios teóricos (tendencias granocrecientes o granodecrecientes), de tal modo de interpretar el tipo de cuerpo sedimentario, la dirección preferencial de la deposición y el nombre de las electrofacies en cada pozo dentro del cuerpo arenoso.

### **3.3.3. Estudio del ambiente sedimentario y deposicional.**

Se realizó a partir del mapa de electrofacies y consistió en dar un sentido geológico a las respuestas electrográficas de los registros de cada pozo y al espesor de arena, entre otros.

Asociando estas respuestas, y después de realizar una importante consulta bibliográfica de estudios previos de sedimentología, análisis de núcleos y de estratigrafía, fue posible asignar facies sedimentarias a cada pozo. Éstas, de algún modo permiten explicar el evento geológico que provocó la deposición de la Arena R4 en el Campo Melones, también su dirección preferencial de sedimentación y, en general, otras características relevantes que permiten inferir cómo se formó este fenómeno geológico natural.

### **3.4. MODELO PETROFISICO**

El estudio del modelo petrofísico de la arena R4, yacimiento MS-435, se hizo integrando la geología y la ingeniería de yacimientos para definir las características del flujo de fluidos dentro del medio poroso. Para ello se utilizó la aplicación “PRIZM” de Landmark Suite Geographix.

En este análisis petrofísico se pudieron relacionar, las propiedades físicas y texturales de la roca para la evaluación de la sección de interés, calculando los valores de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y volumen de arcillosidad derivados de registros. En general, se respetaron los siguientes criterios de interpretación:

#### **3.4.1. Correcciones ambientales de registros de pozos.**

Los Registros de pozos fueron diseñados para medir las propiedades eléctricas, acústicas y radiactivas de la formación y presentar las respuestas en forma continua a lo largo de todo el pozo. Estas respuestas o lecturas de los dispositivos utilizados para la toma de registros de pozos, son a menudo, afectadas por las condiciones ambientales del pozo, es decir, por las condiciones del hoyo, por las condiciones del lodo, por la salinidad del agua de formación, etc. Por tal motivo, se hace necesaria la corrección de dichos perfiles por las condiciones antes mencionadas a efectos de obtener lecturas más reales. A continuación se detallan los registros corregidos por condiciones ambientales:

##### *3.4.1.1. Corrección del Registro GR:*

Este se corrigió por efectos de las condiciones del hoyo y por el peso del lodo. La ecuación utilizada fue la siguiente:

Si  $CALI = NULL \Rightarrow GRC = GR$

Sino  $GRC = GR \times SWS\_GR\_3inCentered\_E(CALI, Mudwt) \dots\dots\dots Ec. (1-38) Cap. 1.$

Donde:

GRC: Registro GR corregido.

CALI: Registro “Caliper”.

NULL: Nulo.

GR\_3inCentered: Carta de la Schlumberger para corregir por efectos del lodo y las

condiciones del hoyo.

#### 3.4.1.2. Corrección del Registro de Densidad:

Este se corrigió por efectos de las condiciones del hoyo y por las condiciones del lodo. La ecuación utilizada fue la siguiente:

$$RHOBC = RHOB + SWS\_FDC\_Por15a\_Mud\_E(CALI, RHOB) \dots\dots Ec. (1-39) \text{ Cap. 1.}$$

Donde:

RHOB: Registro de Densidad.

RHOBC: Registro RHOB corregido.

FDC\_Por15a\_Mud: Carta de la Schlumberger para corregir por efectos de las condiciones del lodo y según las condiciones del hoyo.

#### 3.4.1.3. Corrección del registro Neutrónico:

Este se corrigió por efectos de las condiciones del hoyo, por las condiciones del lodo, por la salinidad de la formación y por el tipo de matriz. Las ecuaciones fueron:

a) Por condiciones del hoyo:

$$PHINC = PHIN + SWS\_CNL\_BoreHole\_E(PHIN, CALI) \dots\dots Ec. (1-40) \text{ Cap. 1.}$$

b) Por efectos del lodo:

$$PHINC = PHIN + SWS\_CNL\_Mudwt\_Ntrl\_E(PHIN, Mudwt) \dots Ec. (1-41) \text{ Cap. 1.}$$

c) Por el tipo de matriz y la salinidad de la formación:

$$PHINC = PHIN + SWS\_CNL\_LS\_FrmSal(PHIN, 30) \dots\dots\dots Ec. (1-42) \text{ Cap. 1.}$$

Donde:

PHIN: Registro de Porosidad del Neutrón.

PHINC: Registro PHIN corregido.

CNL\_BoreHole: Carta de la Schlumberger para corregir por condiciones del hoyo.

CNL\_Mudwt\_Ntrl: Carta de la Schlumberger para corregir por condiciones del lodo.

CNL\_LS: Carta de la Schlumberger para corregir por el tipo de matriz.

CNL\_FrmSal: Carta de la Schlumberger para corregir por la salinidad de la formación.

#### 3.4.2. Cálculo del Volumen de Arcillosidad.

Para evaluar apropiadamente una formación arcillosa es indispensable conocer el volumen de arcilla ( $V_{shi}$ ) que está en el seno de la arena. En este estudio el cálculo

del volumen promedio de lutita se hizo a través de la comparación de las lecturas de la curva de GR en las secciones de interés y en las lutitas. De esta forma, fue posible establecer un factor que permitió inferir qué tan arcillosa era una sección de interés respecto a la sección de deposición del cuerpo lutítico más apreciable y respecto a la sección más limpia (arena prospectiva) del registro. La fórmula aplicada fue:

$$V_{shl} = \frac{GR_{leído} - GR_{mín}}{GR_{máx} - GR_{mín}} \dots\dots\dots Ec. (1-43) \text{ Cap. 1.}$$

Donde  $GR_{mín}$  o  $GR_{cln}$  es la lectura del Gamma Ray en la arena más limpia del registro,  $GR_{máx}$  o  $GR_{shl}$  es la lectura hecha en la sección de lutita más apreciable (más arcillosa) y el  $GR_{leído}$  o GRC corresponde al de la arena R4 dentro del Campo Melones. Las lecturas del GR tanto máximo como mínimo se tomaron en secciones cercanas (hasta 200 pies) de la arena R4 en cada pozo analizado, esto para incrementar la confiabilidad de la interpretación y en los parámetros calculados.

### 3.4.3. Determinación de la Porosidad Absoluta y Efectiva.

La determinación de esta propiedad se logró mediante las lecturas de los perfiles radiactivos (Densidad y Neutrónicos) corridos a los pozos dentro de la extensión de la Arena R4, Yacimiento MS-435. Estos registros proporcionan, según estudios de correlación con núcleos, valores bastante aceptables y de utilidad en la evaluación de la porosidad en formaciones de interés, siempre haciendo hincapié en la necesidad de hacer las correcciones ambientales requeridas en cada caso. La porosidad del registro de densidad ( $\phi_d = PHID$ ) se obtuvo a partir de la siguiente ec.:

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots Ec. (1-44) \text{ Cap. 1.}$$

Donde  $\rho_{ma}$  o RhoM es la densidad de la matriz de roca,  $\rho_b$  o RHOBC es la densidad leída del registro y perteneciente a la arena de interés R4 y  $\rho_f$  o RhoF es la densidad promedio del fluido saturante. En este caso se utilizó una densidad de matriz de roca igual a 2.65 gr/cc (para rocas de mineral de cuarzo  $SiO_2$ , ya que en este campo la matriz de roca es arenisca) y se asumió una densidad promedio del fluido saturante de 1.00 gr/cc, debido a que el fluido que satura los poros en la zona relativamente superficial investigada por el dispositivo, (alrededor de 6 pulgadas) es

mayormente filtrado de lodo, el cual tiene una densidad que fluctúa entre poco menos de 1 hasta 1.1 gr/cc dependiendo de la salinidad, temperatura y presión.

Por otra parte se leyó directamente del registro neutrónico la porosidad de la sección de interés ( $\phi_n = PHIN$ ). Finalmente, se determinó una porosidad promedio ( $\phi_{ave} = PHIA$ ) mediante la semisuma de la porosidad por densidad y la porosidad por neutrón:

$$\phi_{ave} = \frac{(\phi_d + \phi_n)}{2} \dots\dots\dots Ec. (1-45) \text{ Cap. 1.}$$

Sin embargo, tanto las porosidades obtenidas del perfil de densidad como las obtenidas del perfil de neutrón fueron corregidas previamente por condiciones ambientales. De esta manera, el perfil de densidad fue corregido empleando la carta “Por15a Mud” de Schlumberger por efectos del lodo y según las condiciones del hoyo. El registro Neutrónico fue corregido por condiciones del hoyo, por efectos del lodo, según el tipo de matriz de la herramienta (llevándolo de matriz *Limestone* o Caliza a *Sandstone* o Arenisca) y por salinidad. Para ello se emplearon las cartas “CNL\_BoreHole”, “CNL\_Mudwt\_Ntrl”, “CNL\_LStoSS” y “CNL\_SS\_frm\_Sal” respectivamente, las cuales fueron también proporcionadas por la empresa Schlumberger.

Finalmente, la porosidad efectiva ( $\phi_{efe} = PHIE$ ) se determinó al multiplicar la porosidad promedio por el factor de volumen de roca sin lutita, es decir,  $(1 - V_{shl})$ :

$$\phi_{efec} = \phi_{ave} * (1 - V_{shl}) \dots\dots\dots Ec. (1-46) \text{ Cap. 1}$$

#### **3.4.4. Cálculo de la Resistividad del Agua de Formación.**

Se obtuvo a partir del gráfico del “Pickett-Plot”, en el cual se establece un “Cross-Plot” entre la Porosidad Absoluta calculada (PHIA) en el eje “Y” y la Resistividad (RD) medida por el dispositivo de investigación profunda en el eje “X”. Obtenido este gráfico se procedió a seleccionar un sector donde los puntos coincidían con la línea de Saturación de Agua de 100%, ya que dicho “Cross-Plot” se hizo con las mediciones hechas en la arena N1-2 bien desarrollada (y cercana a la R4) en su región de acuífero, que se leyó en el pozo MS-475-Hoyo Piloto; y para asegurarse que el  $R_w$  sólo sería determinado en las arenas de agua.

En el mencionado “Cross-Plot”, adicionalmente se encontraban líneas de saturación de agua de 0%, 25%, 50% y 75%. Para obtener el valor de la  $R_w$ , se ajustaron los siguientes parámetros:

- 4) Tortuosidad “a” (para trasladar las líneas de saturación izquierda-derecha),
- 5) Factor de cementación “m” (pendiente de las líneas) y
- 6) Exponente de saturación “n” (para acercarlas).

Lo anterior se muestra en la figura 3.4.

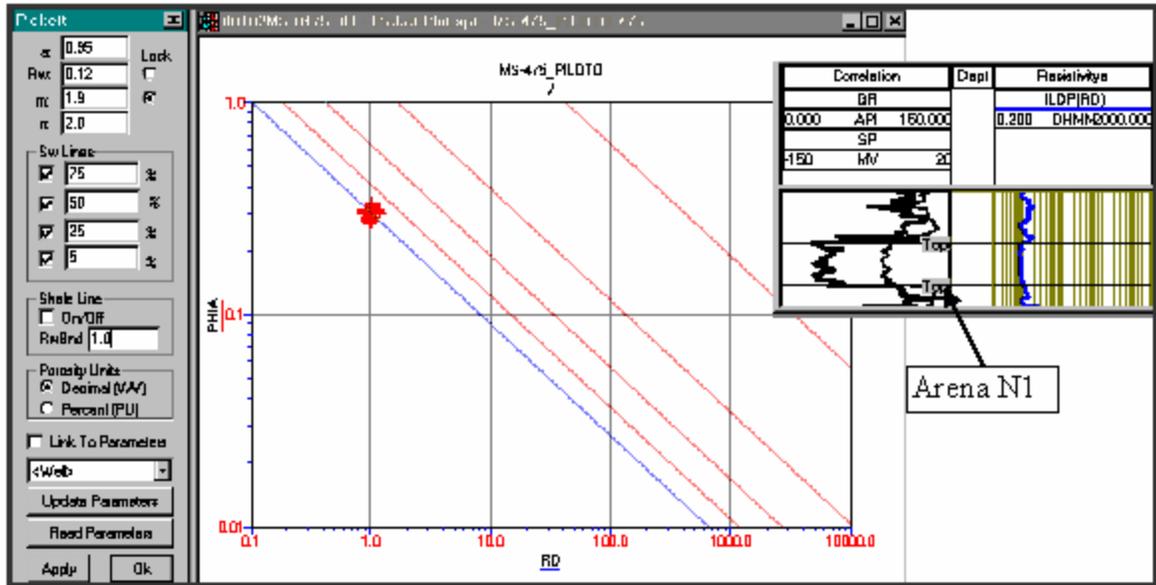


Figura 3.4. Gráfica del Picket-Plot para obtener  $R_w$ , a, m y n.

### 3.4.5. Cálculo de la Saturación de Agua y $S_{wi}$ .

La **Saturación de Agua ( $S_{WA}$ )** es un parámetro muy importante dentro de la interpretación, ya que su valor incide directamente en la estimación del P.O.E.S. y las reservas existentes en el yacimiento. Se obtuvo a partir de la ecuación de Archie, la cual, aunque subestima el potencial de hidrocarburos de arenas arcillosas, debido a que arroja valores de saturación de agua posiblemente mayores a los reales, es la más importante de los métodos de interpretación usados en areniscas limpias o casi limpias. De esta forma contrasta con los métodos basados en el concepto de fracción volumétrica de las arcillas ( $V_{sh}$ ), pero que son científicamente inexactos. La fórmula usada fue:

$$S_{WA} = \left( \frac{a * R_w}{RD * \phi_{ave}^m} \right)^{\frac{1}{n}} \dots\dots\dots Ec. (1-47) \text{ Cap. 1.}$$

Donde  $R_w$  y los parámetros  $a$ ,  $m$  y  $n$  fueron obtenidos del ajuste en el “Pickett-Plot” de la figura 3.4,  $RD$  es la resistividad medida por el dispositivo de investigación profunda y  $\phi_{ave}$  es la porosidad promedio de las lecturas corregidas del densidad y del neutrón.

La **Saturación de Agua Irreductible ( $S_{wi}$ )**, fue obtenida mediante un gráfico lineal del tipo “crossplot”, relacionando la resistividad ( $RD$ ), con la Saturación de Agua calculada. Una vez obtenido este gráfico, se trazó una línea de corte en el eje “X” ( $S_w$ ) justo donde la curva,  $RD$  vs.  $S_w$  de la Arena R4 Yacimiento MS-435, cambia totalmente de pendiente. Este valor de  $S_w$ , es el valor de saturación de agua irreductible ( **$S_{wi}$** ). Ver figura 3.5.

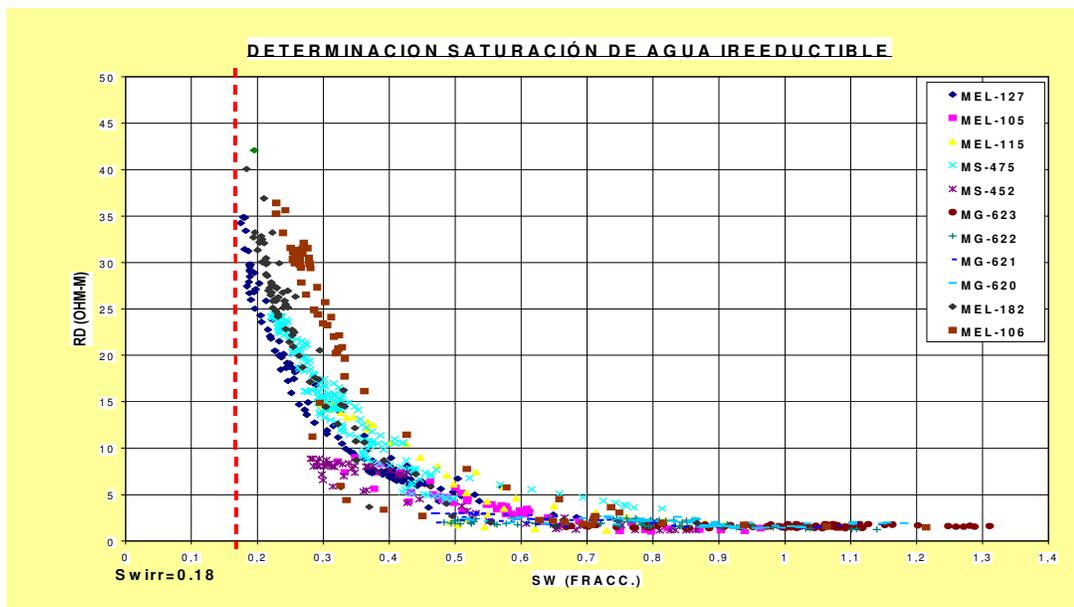


Figura 3.5. Obtención de la Saturación de Agua Irreductible ( $S_{wi}$ ).

Una vez conocido el valor de  $S_{WA}$  se procedió a calcular el volumen poroso ocupado por agua ( $BVW$ ). Para ello se utilizó la siguiente ecuación:

$$BVW = \phi_{ave} \times S_{WA} \dots\dots\dots Ec. (1-48) \text{ Cap. 1.}$$

Finalmente, el valor de corte de la saturación de agua ( **$S_{wcutoff}$** ), fue obtenido a partir del mismo gráfico “cross plot” donde se obtuvo  $S_{wi}$ . Para ello se buscó, qué valor de  $S_w$  correspondía a un valor de  $R_t$  igual a 10 ohm-m (Resistividad mínima de

las arenas saturadas de petróleo en el área de estudio). Una vez obtenido el valor de  $S_{wCutoff}$ , se determinaron los valores de corte de, porcentaje de arcilla ( $V_{shlCutoff}$ ) y porosidad efectiva ( $PHIE_{Cutoff}$ ). En estos casos se utilizaron los gráficos “cross plots”  $V_{shl}$  vs  $S_w$  y  $PHIE$  vs  $S_w$ .

### 3.4.6. Determinación del Carbón.

Para la detección de Carbón se utilizaron las curvas de Densidad y Porosidad Neutrón corregidas, ya que su presencia se caracteriza por valores muy bajos de densidad y muy altos de porosidad. Estos, para poder ser detectados por el software de LandMark se le aplicó el siguiente discriminador:

Si  $RHOBC \leq 1.9$  y  $PHINC \geq 0.45 \Rightarrow COAL = 1$ , si no,  $COAL = 0$

### 3.4.7. Determinación de Arena Neta Total.

Se entiende por Arena Neta Total el espacio de arena limpia sin arcilla, por lo tanto para determinar su espesor hubo que establecer primero el valor de corte para el  $V_{shl}$ , es decir hubo que determinar el valor de  $V_{shlCutoff}$ . Posteriormente se procedió así:

Discriminador:  $PAY = V_{shl} \leq V_{shlCutoff}$  ..... Ec. (1-49) Cap. 1.

Ecuación para la Arena Neta Total:  $ANT = PAY \times 0.5$  ..... Ec. (1-50) Cap. 1.

Corrigiendo la ecuación anterior por carbón, tenemos:

Si  $COAL = 1 \Rightarrow AT = 0$  si no  $AT = ANT$  .....Ec. (1-51) Cap. 1.

### 3.4.8. Determinación de Arena Neta Petrolífera.

Se entiende por Arena Neta Petrolífera el espacio de arena limpia sin arcilla y saturada de petróleo, por lo tanto para determinar su espesor hubo que establecer primero los valores de corte para  $\phi_{ave}$  o  $PHIA$  y  $S_{WA}$ , es decir hubo que determinar los valores de  $\phi_{Cutoff}$  o  $PHI_{Cutoff}$  y  $S_{wCutoff}$ . Posteriormente se procedió así:

Discriminador:

Si  $PAY = 1 \Rightarrow PAY2 = PHIA \geq PHI_{Cutoff}$  y  $S_{WA} \leq S_{wCutoff}$  si no  $PAY2 = 0$ ..Ec. (1-52) Cap. 1.

Ecuación para la Arena Neta Petrolífera:  $ANP = PAY2 \times 0.5$  .....Ec. (1-53) Cap. 1.

Corrigiendo la ecuación anterior por carbón, tenemos:

Si  $COAL = 1 \Rightarrow ANTP = 0$  si no  $ANTP = ANP$  .....Ec. (1-54) Cap. 1.

### 3.4.9. Determinación de la Permeabilidad.

En el caso de la determinación de la permeabilidad se obtuvo a partir de perfiles y según la ecuación de Timur:

$$KM = \left[ \frac{93 * \phi_{efec}^{2.2}}{S_{wirr}} \right]^2 \dots\dots\dots Ec. (1-55) \text{ Cap. 1.}$$

Donde la “ $\phi_{efec}$ ” o PHIE, es la porosidad efectiva en porcentaje y “ $S_{wirr}$ ” es la saturación de agua inicial calculada anteriormente en porcentaje y KM es la permeabilidad que viene expresada en milidarcies (md).

Para corregir por Carbón la Permeabilidad, se utilizo el siguiente discriminador:  
Si  $COAL = 1 \Rightarrow K = 0$  si no  $K = KM$  ..... Ec. (1-56) Cap. 1.

Todas las ecuaciones y parámetros anteriores fueron ingresadas en la sección "Interpretation" de "PRIZM", específicamente a través de "Interpretation → User Defined Equation → Standard Equations" (ver figura 3.6). Con esta opción se obtuvo la solución al modelo petrofísico mediante la interpretación de registros de pozos. Luego los resultados de esta evaluación fueron exportados como archivos de texto (formato ASCII) para posteriormente ser ingresados al modelador de yacimientos "GeoAtlas" como objetivo final.

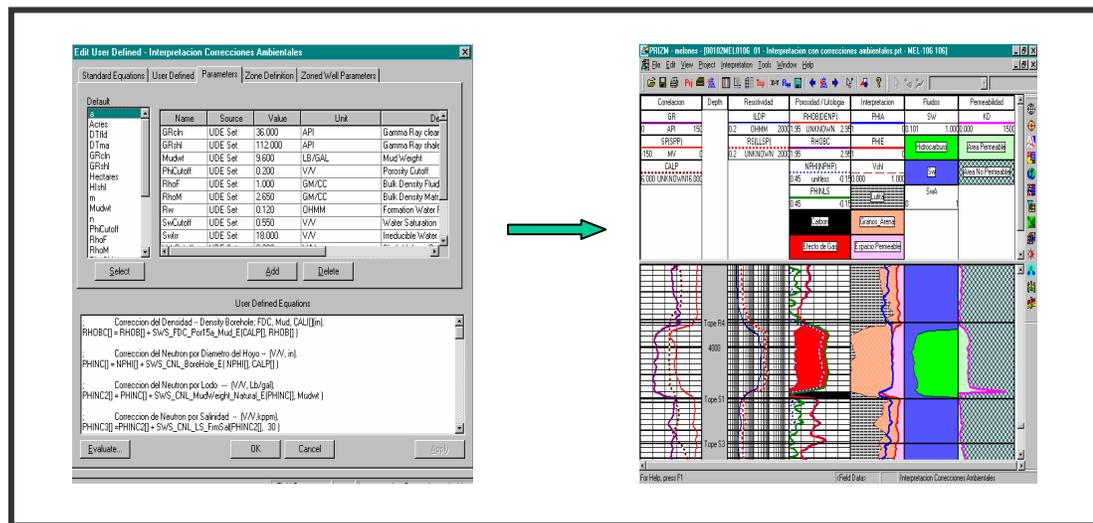


Figura 3.6. Plantilla de trabajo en "PRIZM".

### **3.5. CREACION DE MAPAS DE PROPIEDADES PETROFISICAS**

Una vez determinadas y calculadas todas las propiedades petrofísicas del yacimiento MS-435, arena R-4, según lo establecido en la parte anterior, se procedió a enviar esta data a la aplicación “GeoAtlas” de Landmark Suite Geographix, que se encargaría de procesarla y de elaborar los mapas de isopropiedades. Esta aplicación toma la data dura, es decir las propiedades petrofísicas obtenidas en cada pozo en el horizonte de estudio y les aplica algoritmos matemáticos, tales como mínimos cuadrados, para obtener los valores de dichas propiedades en aquellos sitios del área de estudio que no las posean. Lugo de esto, la misma aplicación procede a elaborar los mapas iniciales de isopropiedades, que posteriormente fueron interpretados y procesados para dar lugar a los mapas de isopropiedades definitivos, donde se muestran, aparte de las distintas propiedades petrofísicas, la forma y tendencia del yacimiento. Los mapas elaborados con esta aplicación fueron los correspondientes a las siguientes propiedades: Arena Neta Total (ANT), Arena Neta Petrolífera (ANP), Porosidad Efectiva (PHIE), Permeabilidad (K), Saturación de Agua ( $S_{WA}$ ) y Porcentaje de Arcilla ( $V_{shl}$ ).

### **3.6. POST-PROCESAMIENTO SISMICO**

#### **3.6.1. Extracción de Atributos Sísmicos 3D.**

Para el estudio de la Arena R4, en el Levantamiento Sísmico 3D de Melones Oeste, se generaron un total de 60 mapas de atributos sísmicos 3D (3 por cada atributo), utilizando la aplicación Seisvision de Landmark Suite Geographix y con la opción para extraer Atributos Sísmicos. Los Atributos Sísmicos utilizados en este estudio fueron:

1)	“AvgAbsoluteAmplitude”	11)	“MaxPeakAmplitude”
2)	“AvgEnergy”	12)	“MaxTroughAmplitude”
3)	“AvgInstantaneousFreq”	13)	“MeanAmplitude”
4)	“AvgInstantaneousPhase”	14)	“ReflectionStrengthSlope”
5)	“AvgPeakAmplitude”	15)	“RMS”
6)	“AvgReflectionStrength”	16)	“SkewAmplitude”
7)	“AvgTroughAmplitude”	17)	“TotalAbsAmplitude”
8)	“InstantFreqSlope”	18)	“TotalAmplitude”
9)	“KurtosislnAmplitude”	19)	“TotalEnergy”
10)	“MaxAbsAmplitude”	20)	“VarlnAmplitude”

Tabla 3.1. Lista de Atributos Sísmicos obtenidos en este estudio.

Los mapas sísmicos generados sirvieron para mostrar contrastes o anomalías en la sísmica, que pudieron reflejar fallas, contactos de fluidos y acumulaciones de hidrocarburos. Esto se hizo integrando la información que ellos proporcionaron, con la interpretación del ambiente sedimentario, de las propiedades petrofísicas calculadas y los estudios de geología del área. También fueron usados para elaborar los gráficos “Cross Plot” entre Propiedades Petrofísicas y Atributos Sísmicos, con el fin de obtener las ecuaciones que rigen el comportamiento de ambos y posteriormente poder realizar una estimación determinística de las propiedades petrofísicas en aquellos sitios que no posean datos.

### **3.6.2. Correlación atributos sísmicos - propiedades petrofísicas.**

Esta correlación consistió en generar los gráficos “Cross Plot” de petrofísica con atributos sísmicos y obtener las ecuaciones que los rigen, con el objeto de poder estimar de manera determinística las propiedades petrofísicas en aquellos puntos donde no se posea información de las mismas.

La aplicación de LandMark utilizada para la creación de los gráficos “Cross Plot” fue “Zone Manager”. Mediante las ecuaciones obtenidas en dichos gráficos, fue posible asignar propiedades petrofísicas a cada uno de los pozos sin información de registros, pero que si poseían un valor de atributo sísmico.

En general, el procedimiento consistió en estimar la relación que existía entre cada una de las propiedades petrofísicas medidas puntualmente (del registro de pozo) y los atributos sísmicos en ese punto y en resolución vertical, es decir, se cruzó la información de la curva de propiedad petrofísica interpretada con la curva del atributo sísmico.

Lo anterior se ilustra en la figura 3.7 y fue realizado para los 9 pozos con evaluación petrofísica en el modelo, obteniéndose una relación que permite calcular la propiedad petrofísica en cualquier punto dentro del área de la sísmica a través del valor del atributo sísmico que contiene.

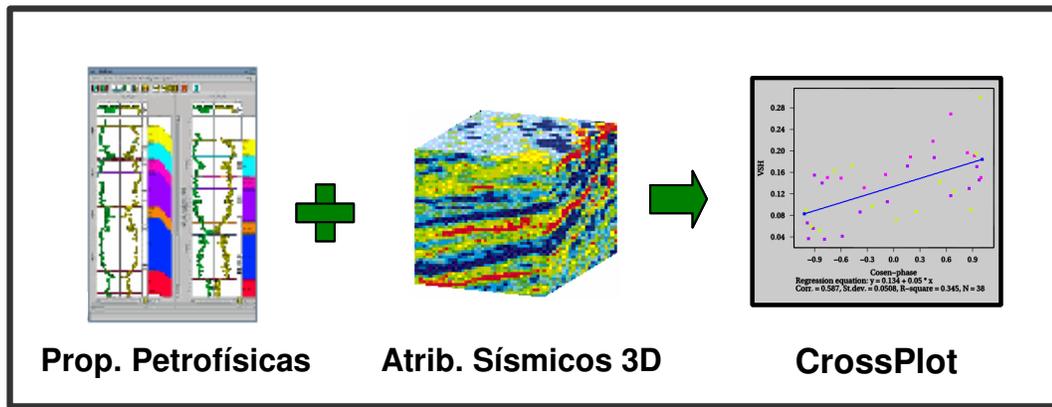


Figura 3.7. Flujoograma de trabajo para elaboración de Cross Plot.

En virtud de que el software utilizado para construir los “Cross Plot”, daba como resultados ecuaciones del tipo lineal, exponencial, polinómicas, logarítmicas y potencial, se escogió aquella con mejor correlación.

### 3.7. ESTIMACION DEL P.O.E.S. Y G.O.E.S.

#### 3.7.1. Cálculo del POES.

La determinación del Petróleo Original en Sitio, el Gas Original en Sitio y las Reservas Recuperables para el Yacimiento MS-435, Arena R4 fue uno de los objetivos principales del proyecto. Después de crear el modelo petrofísico fue posible estimar el P.O.E.S por el método volumétrico.

En este caso, el modelo petrofísico obtenido con la aplicación “GeoAtlas” permitió definir un valor de porosidad para cada celda de la malla de simulación, de tal modo que la ecuación para calcular el Petróleo Original en Sitio se convirtió en la siguiente sumatoria:

$$P.O.E.S. = \sum_{i=1}^n \frac{7758 * V_{bc} * \phi_{an} * (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \quad [BN] \quad (3-1)$$

Donde:

$V_{bc}$ : volumen bruto de cada celda de la malla de simulación. acre-pie.

$\phi_{an}$ : porosidad absoluta de cada celda de la malla de simulación obtenida a través de la aplicación “GeoAtlas” de LandMark Suite Geographix. Fracción.

$S_{wi}$ : saturación de agua irreductible obtenida a través de la figura 3.5.

$B_{oi}$ : factor volumétrico inicial del petróleo. BY/BN.

$n$ : número de celdas de la malla de simulación en la región de petróleo.

### 3.7.2. Cálculo del GOES.

El cálculo del Gas Original en Sitio en la capa de gas se hizo a través de:

$$G.O.E.S.c = \sum_{i=1}^n \frac{43560 * V_{bc} * \phi_{an} * (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \quad [MMPCN] \quad (3-2)$$

Donde:

G.O.E.S.c: gas original en sitio en la capa de gas.

$V_{bc}$ : volumen bruto de cada celda de la malla de simulación. acre-pie.

$\phi_{an}$ : porosidad absoluta de cada celda de la malla de simulación, obtenida a través de la aplicación "GeoAtlas" de LandMark Suite Geographix. Fracción.

$S_{wi}$ : saturación de agua irreductible obtenida a través de la figura 3.5.

$B_{gi}$ : factor volumétrico inicial del gas. PCY/PCN.

$n$ : número de celdas en la malla de simulación correspondientes a la capa de gas.

Finalmente, el volumen de gas original en sitio para todo el yacimiento se determinó por:

$$G.O.E.S. = \sum_{i=1}^n P.O.E.Sc * R_{si} + G.O.E.S.c \quad [MMPCN] \quad (3-3)$$

Donde:

G.O.E.S.: gas original en sitio para todo el yacimiento.

P.O.E.Sc: petróleo original en sitio en cada celda y en la región de petróleo. BN.

G.O.E.S.c: gas original en sitio en la capa de gas. PCN.

$R_{si}$ : solubilidad inicial del gas en el crudo. PCN/BN.

$n$ : número de celdas de la malla de simulación en la región de petróleo.

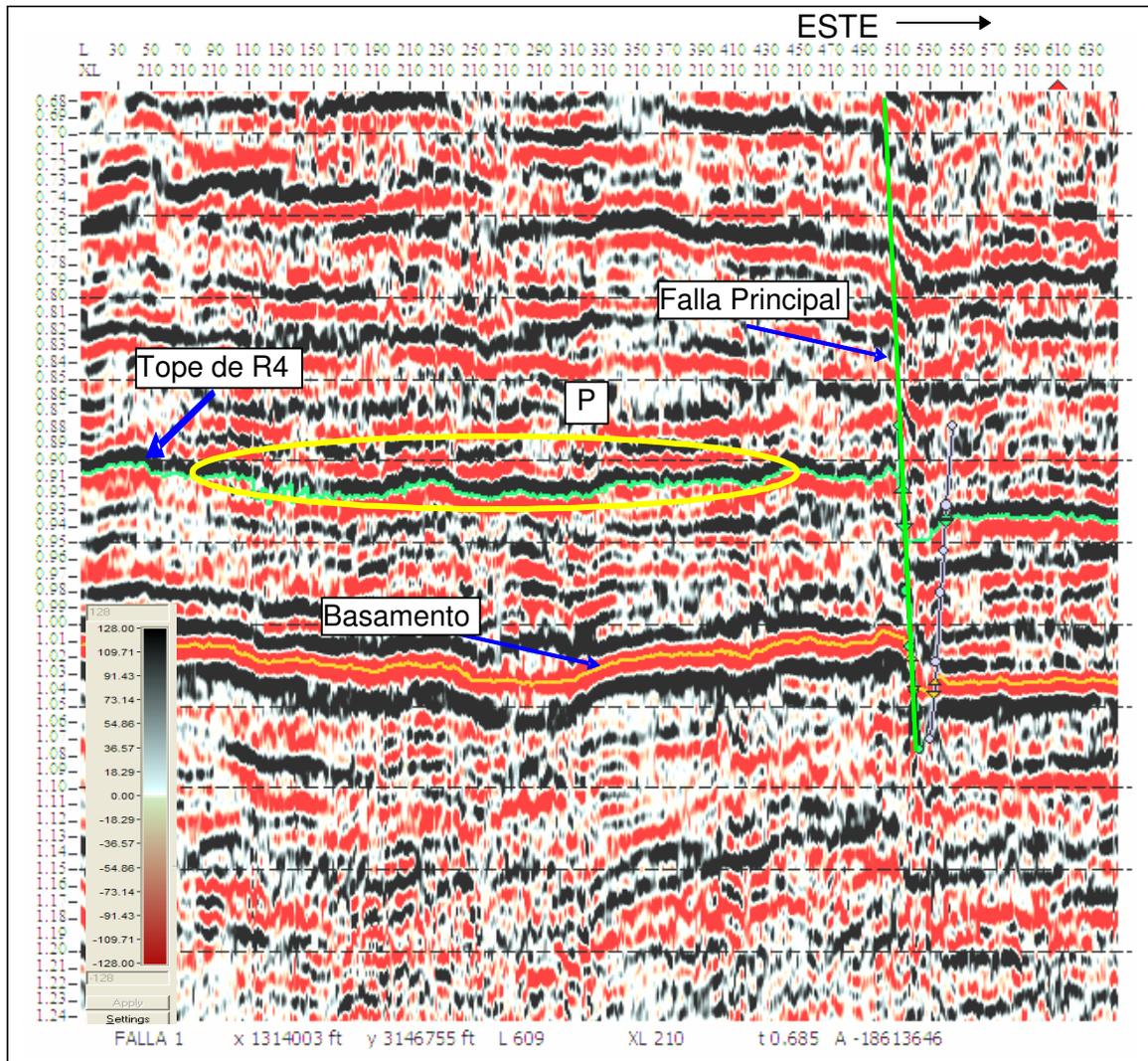
#### **4.1. RESULTADOS DE LA INTERPRETACION SISMICA**

La data sísmica 3D de Melones Oeste que comprende 970 trazas y 640 líneas, fue calibrada con la información proveniente de los “Checkshots” y a través de los sismogramas sintéticos. Así se obtuvo la correspondencia entre la sísmica y la geología, y con la información de pozos, se ubicó el horizonte sísmico correspondiente a la arena R4, el cual fue creado luego de analizar las trazas y líneas sísmicas en su totalidad. Todo esto fue realizado haciendo uso de la aplicación “SeisVision” de LandMark Suite Geographix.

Como resultado, se determinó que la arena está ubicada a 1150.46 milisegundos (equivalentes a 3366 p.b.n.m.) en el pozo MEL-106, 1132.18 milisegundos (equivalentes a 3294 p.b.n.m.) en el pozo MEL-107 y 1151.27 milisegundos (3449 p.b.n.m.) en el pozo MEL-111. Adicionalmente se identificó otro reflector (el Basamento), el cual sirvió como punto de control al convertir la sísmica de tiempo a profundidad. Posteriormente se interpretaron las principales fallas y se elaboró el mapa estructural sísmico en tiempo.

Como paso previo a la creación de horizontes e interpretación de fallas, se revisó todo el cubo sísmico a fin de establecer un patrón estructural de manera general, chequeando el buzamiento y continuidad de los reflectores. Para la creación de los horizontes se procedió según lo indicado en el punto (3.2.2) de la Metodología de Trabajo. Posteriormente, la interpretación se centró en la ubicación de las principales fallas y en la delimitación de su radio de acción, siguiendo lo descrito en el punto (3.2.3) de la Metodología de Trabajo.

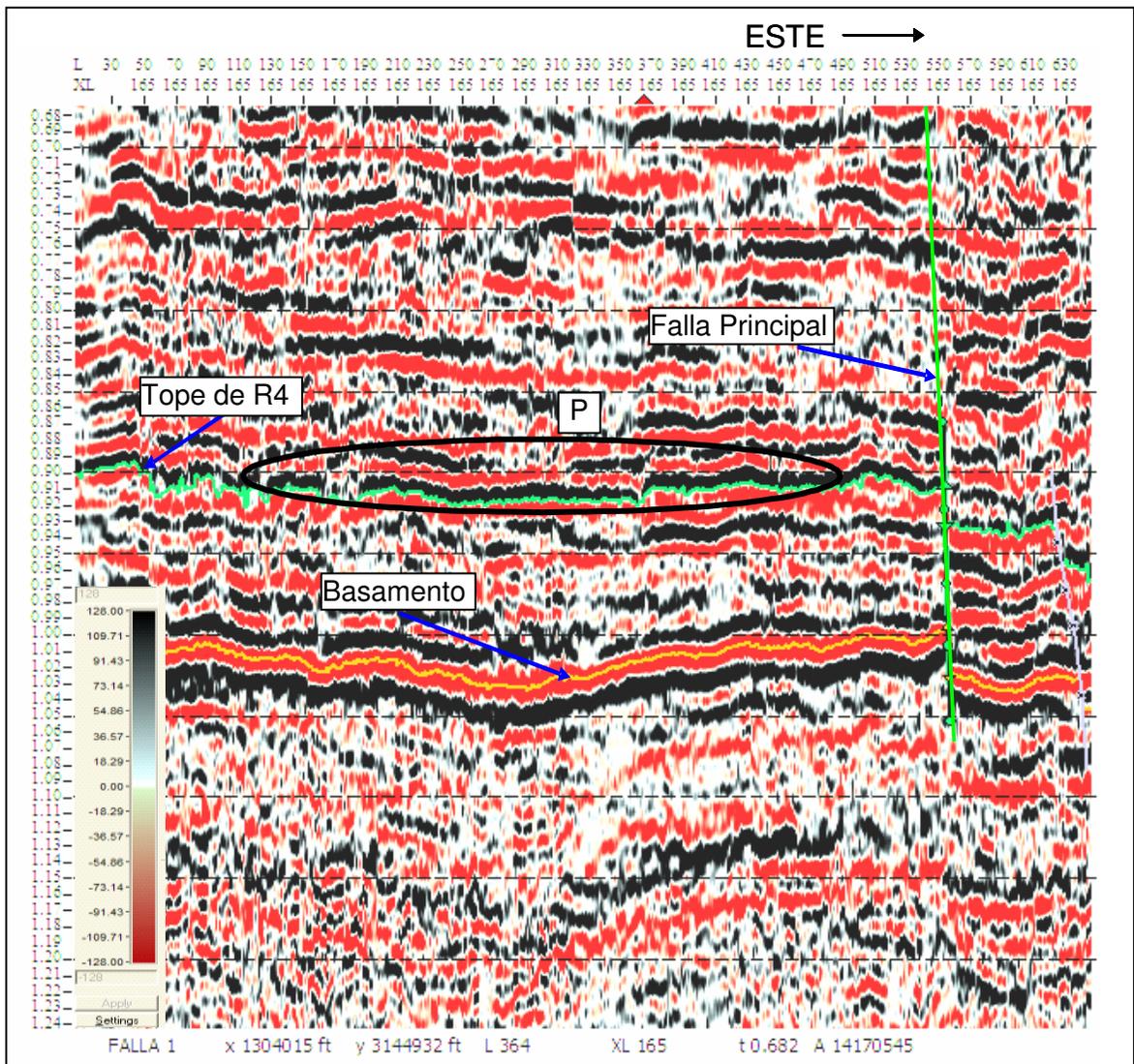
Las secciones sísmicas del levantamiento 3D, Melones Oeste, revelaron la interrupción del horizonte reflector de la R4 debido a la presencia de cinco fallas normales: una principal (color verde) con dirección Noroeste y buzamiento Noreste y cuatro fallas de menor salto (color azul) con dirección Este-Oeste y buzamiento al Sur. Ver figura 4.1, desde la (a) a la (f).



(a) CrossLine 210

En esta “crossline” se observa lo siguiente:

- El basamento está identificado con el color naranja y el tope de la arena R4 está identificado con el color verde. Ambos, con muy poco buzamiento hacia el este.
- La falla principal identificada con el color verde, es una falla normal (lo que indica que el régimen es extensivo), con buzamiento hacia el noreste y rumbo hacia el noroeste.
- Una zona identificada con la letra “P” o zona prospectiva, debido, en primera instancia, a la forma cóncava del reflector tope de la R4 y a la configuración, entre caótica y compleja de los reflectores por encima de R4.

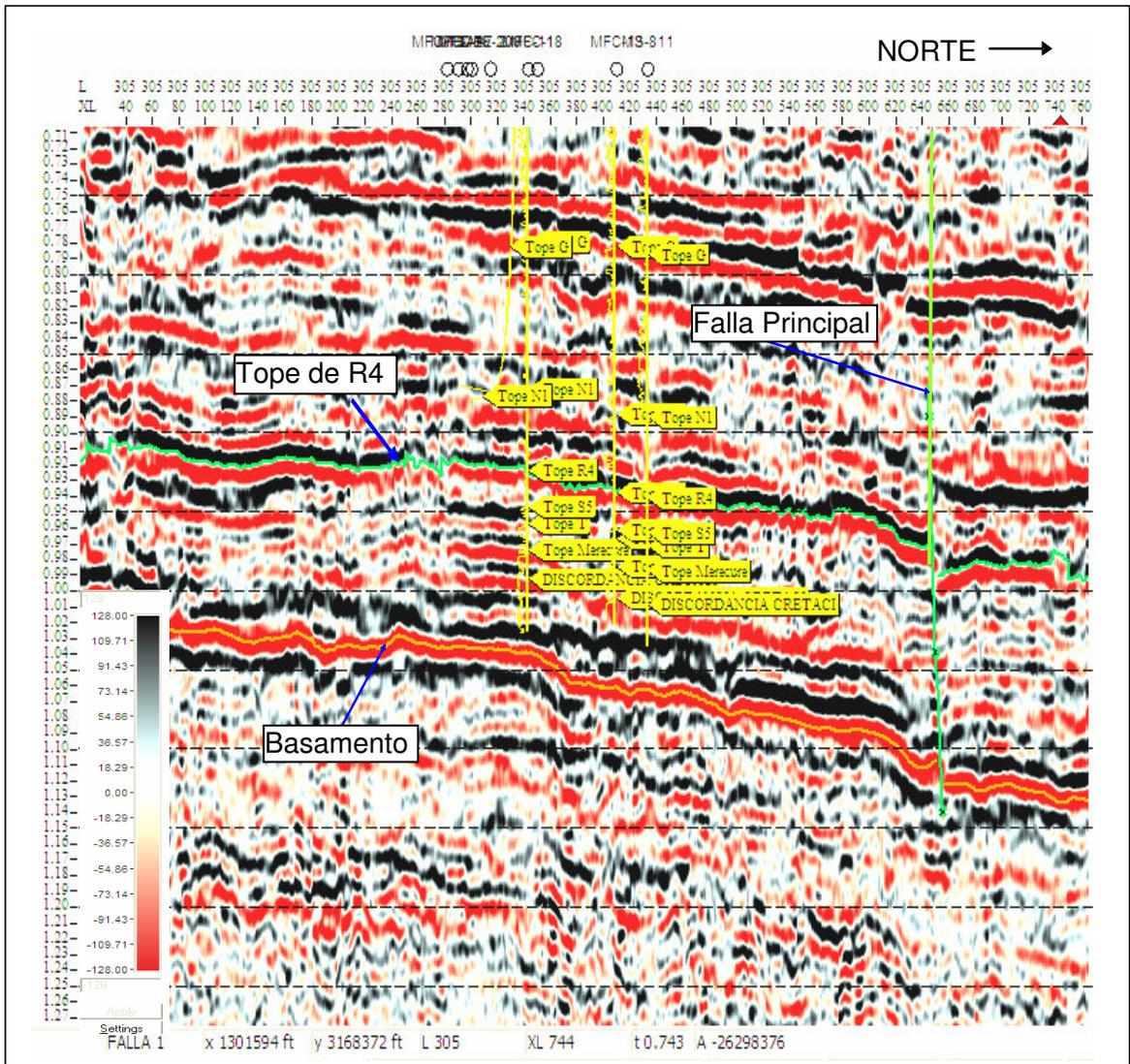


(b)

CrossLine 165

En esta “crossline” se observa lo siguiente:

- El basamento está identificado con el color naranja y el topo de la arena R4 está identificado con el color verde. Ambos, con muy poco buzamiento hacia el este.
- La falla principal identificada con el color verde, es una falla normal (lo que indica que el régimen es extensivo), con buzamiento hacia el noreste y rumbo hacia el noroeste.
- Una zona identificada con la letra “P” o zona prospectiva, debido, en primera instancia, a la forma cóncava del reflector topo de la R4 y a la configuración, entre caótica y compleja de los reflectores por encima de R4.

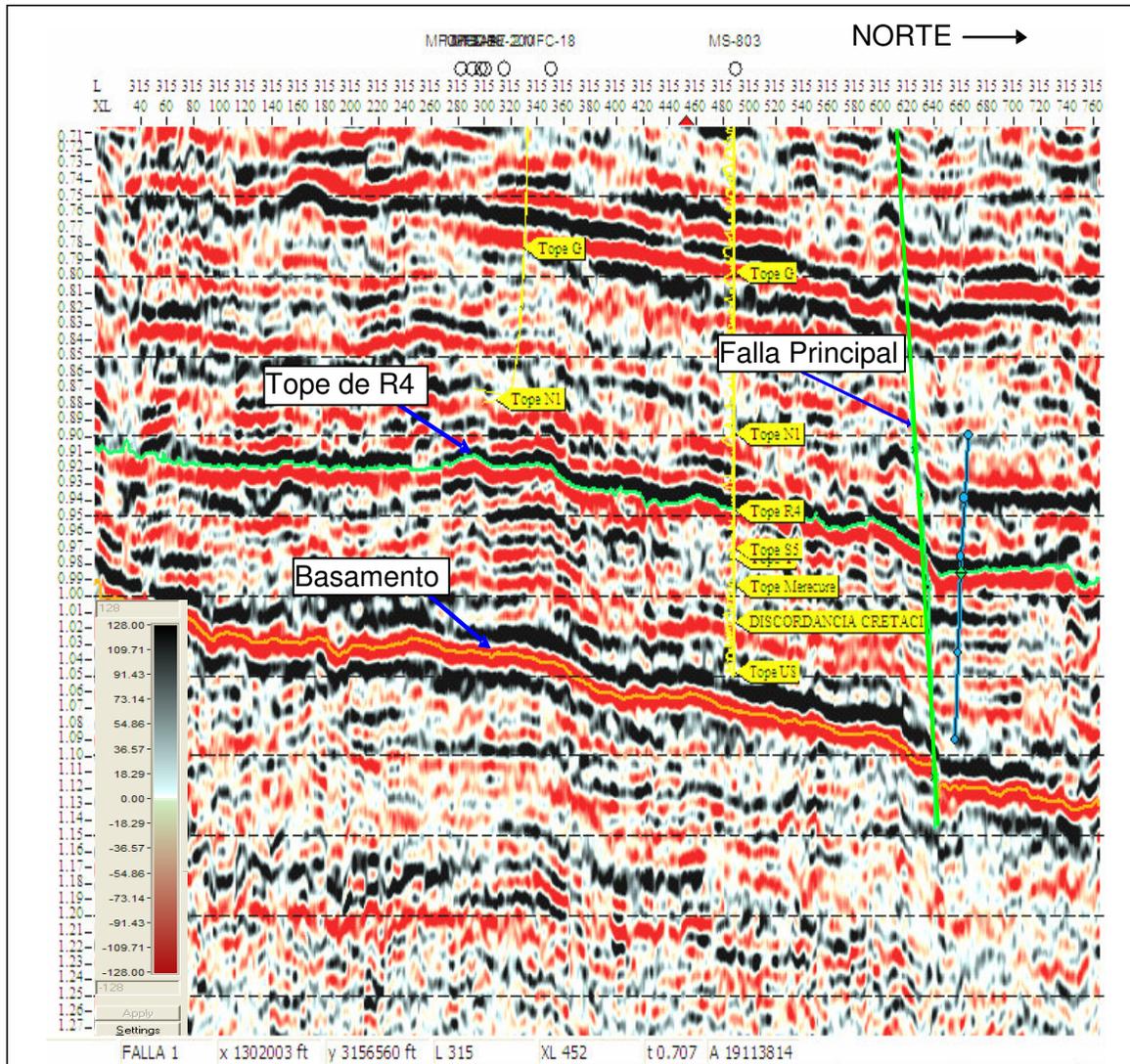


(c)

InLine 305

En esta "inline" se observa lo siguiente:

- El basamento está identificado con el color naranja y el tope de la arena R4 está identificado con el color verde. Ambos con leve buzamiento hacia el norte.
- La falla principal identificada con el color verde, es una falla normal (lo que indica que el régimen es extensivo), con buzamiento hacia el noreste y rumbo hacia el noroeste.



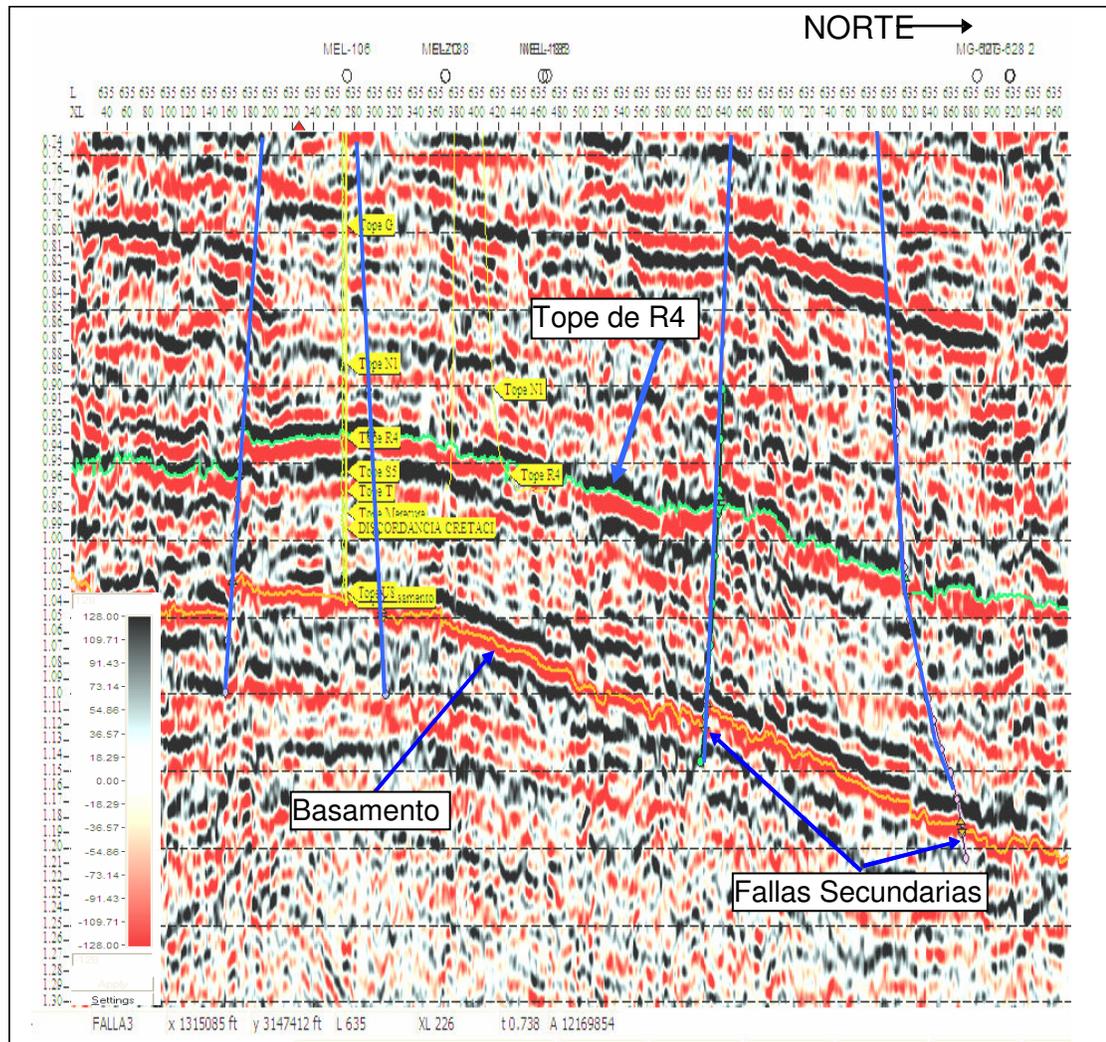
(d)

InLine 315

En esta “inline” se observa lo siguiente:

- El basamento está identificado con el color naranja y el tope de la arena R4 está identificado con el color verde. Ambos con leve buzamiento hacia el norte.
- La falla principal identificada con el color verde, es una falla normal (lo que indica que el régimen es extensivo), con buzamiento hacia el noreste y rumbo hacia el noroeste.





(f)

InLine 635

Figura 4.1. Interpretación de Horizontes Sísmicos y Fallas.

En esta “inline” se observa lo siguiente:

- El basamento está identificado con el color naranja y el tope de la arena R4 está identificado con el color verde. Ambos con leve buzamiento hacia el norte.
- Las fallas secundarias identificadas con color azul. Todas son fallas normales (propias de regímenes extensivos), con distintos buzamientos (unas hacia el norte otras hacia el sur) y con rumbos este - oeste.

En la figura anterior se evidencian los hechos mencionados respecto a los reflectores, buzamiento y fallas. Los dos reflectores interpretados tienen buzamiento

hacia el norte y muy poco hacia el este. Las fallas son del tipo normal, lo que implica un régimen extensivo.

Por otra parte, en el horizonte sísmico en tiempo para la arena R4 (figura 4.2), se observa el buzamiento de la arena hacia el norte, la falla principal normal (F1) en dirección noroeste y buzamiento hacia el noreste (bloque levantado, a la izquierda de la falla y bloque deprimido, a la derecha), con un salto que promedia los 100 pies, y las cuatro fallas secundarias, normales también, (F2, F3, F4 y F5) y cuyos saltos más significativos son los de las fallas F2 y F4 .

En estas figuras también se puede observar, la existencia de trampas estructurales debido a la presencia de múltiples fallas, y también debido a efectos estratigráficos con acuñamiento lateral de las arenas en sentido este-oeste (véase la forma cóncava que presentan las estructuras en la zona señalada con la letra “P”, en las “CrossLine” 165 y 210).

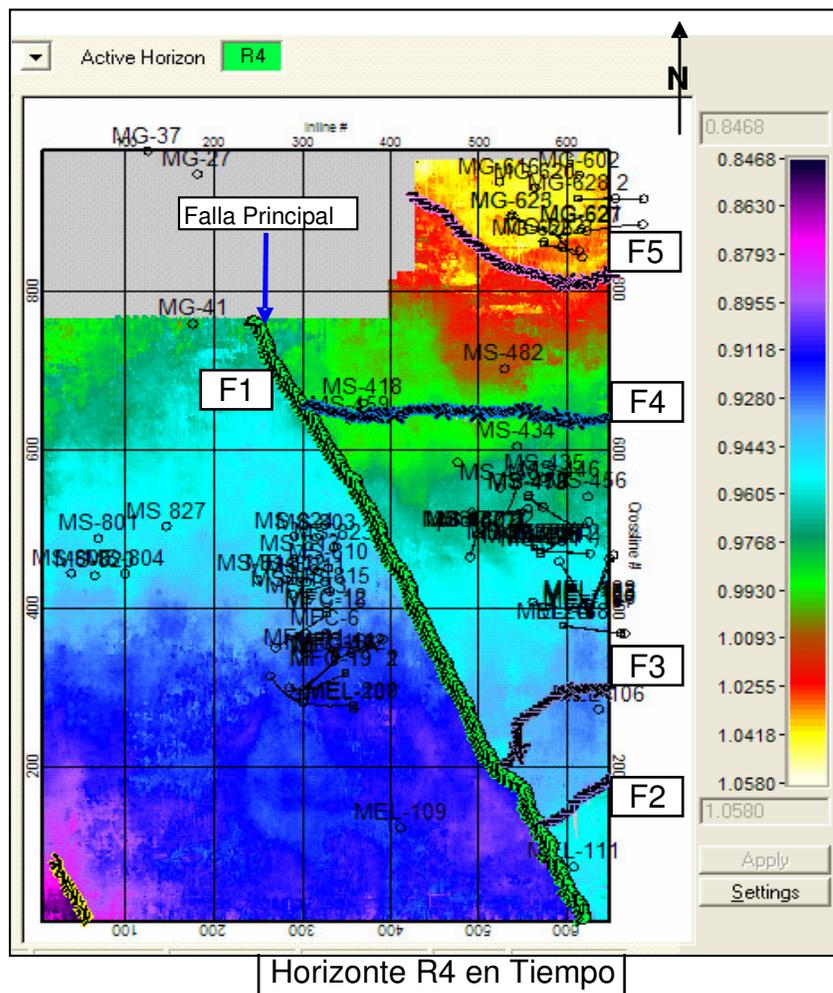


Figura 4.2. Horizonte Sísmico R4 en Tiempo.

## 4.2 RESULTADOS DE LA INTERPRETACION DEL MODELO GEOLOGICO

La interpretación del modelo geológico para la arena R4 en el Campo Melones, comprendió el estudio de un área ubicada dentro de las coordenadas UTM (N.- 956600, E.-393000, N.. 968600, E.- 404800) con Datum La Canoa (Anzoátegui). En esta área las características geológicas generales indican la presencia de estratos con buzamiento hacia el norte, patrón de fallamiento correspondiente a fallas normales (régimen extensivo) y por último, entrapamiento debido a la combinación de efectos estructurales (fallas normales al sur y buzamiento regional al norte) y efectos estratigráficos con acuñamiento lateral de las arenas en sentido este-oeste.

En las secciones estructurales y estratigráficas generadas fue posible comprobar las características antes mencionadas en cuanto a buzamiento y entrapamiento. Adicionalmente, éstas permitieron chequear el marco estructural oficial, a través de la validación del tope de la arena R4 en todos los pozos del área. Se chequearon los registros de desviación de los pozos horizontales (Survey) y se incluyeron algunos pozos perforados posteriormente a la generación del mapa oficial. Como resultado se hizo un cambio en la correlación de la arena R4 en el pozo MS-456. En la figura 4.3 se muestra la correlación asumida y una sección estratigráfica.

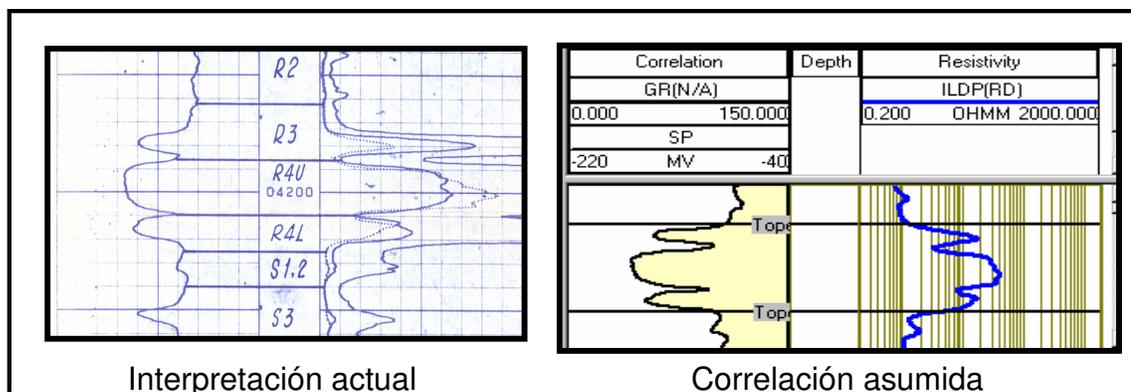


Figura 4.3. Correlación Asumida para el Pozo MS-456.

Una vez obtenido el mapa en tiempo del horizonte sísmico de la R4, tal como se explicó en la sección anterior, se convirtió éste a profundidad con la ayuda de las tablas T-Z obtenidas en los pozos MEL-106, MEL- 107 y MEL-111. Así se obtuvo el mapa base estructural del horizonte R4, al cual se le superpusieron las distintas fallas encontradas y los pozos del área, luego se le realizaron los ajustes correspondientes para finalmente obtener el mapa base definitivo de la arena R4. Sobre este mapa

base se seleccionaron las distintas secciones estratigráficas y estructurales que ayudarían en la interpretación del modelo geológico del yacimiento. Ver figura 4.4.

Se seleccionaron tres (3) secciones estratigráficas, dos (2) en sentido oeste – este y una (1) en sentido sur – norte. Los pozos involucrados fueron:

Sección N° 1 (oeste-este): MFC-12, MEL-186, MEL-182, MEL-185, MEL-174 y MEL-105.

Sección N° 2 (oeste-este): MEL-107, MEL-106 y MEL-105.

Sección N° 3 (sur-norte): MEL-106, MEL-186, MEL-182, MEL-185, MS-476 y MS-456.

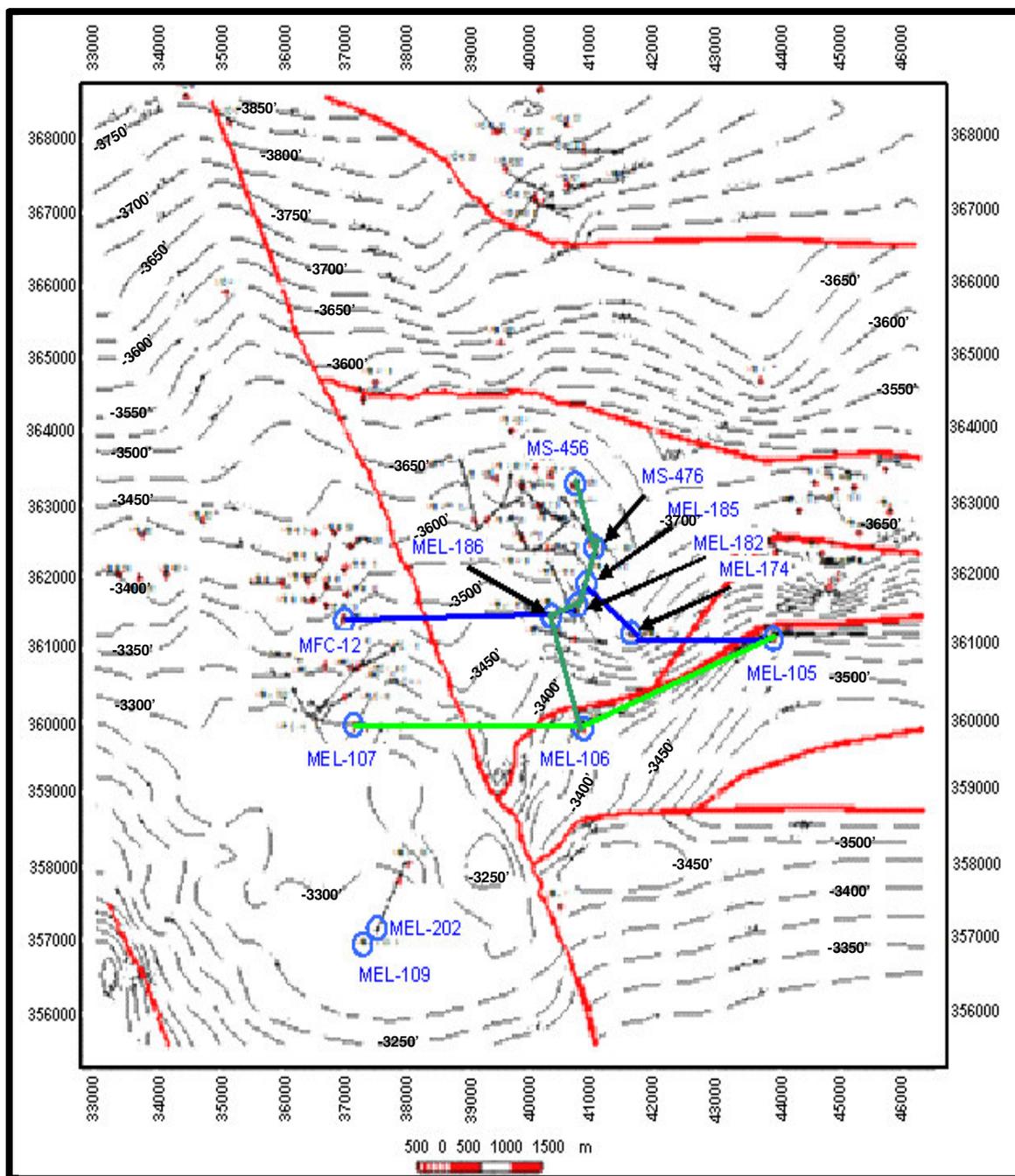


Figura 4.4. Mapa Base Horizonte R4. Ubicación de pozos de las secciones estratigráficas.

Después de seleccionar los pozos para las secciones estratigráficas, se utilizó la aplicación "XSection" de Landmark Suite Geographix, la cual permitió obtener las distintas secciones estratigráficas del área de estudio. Ver Figuras 4.5, 4.6 y 4.7.

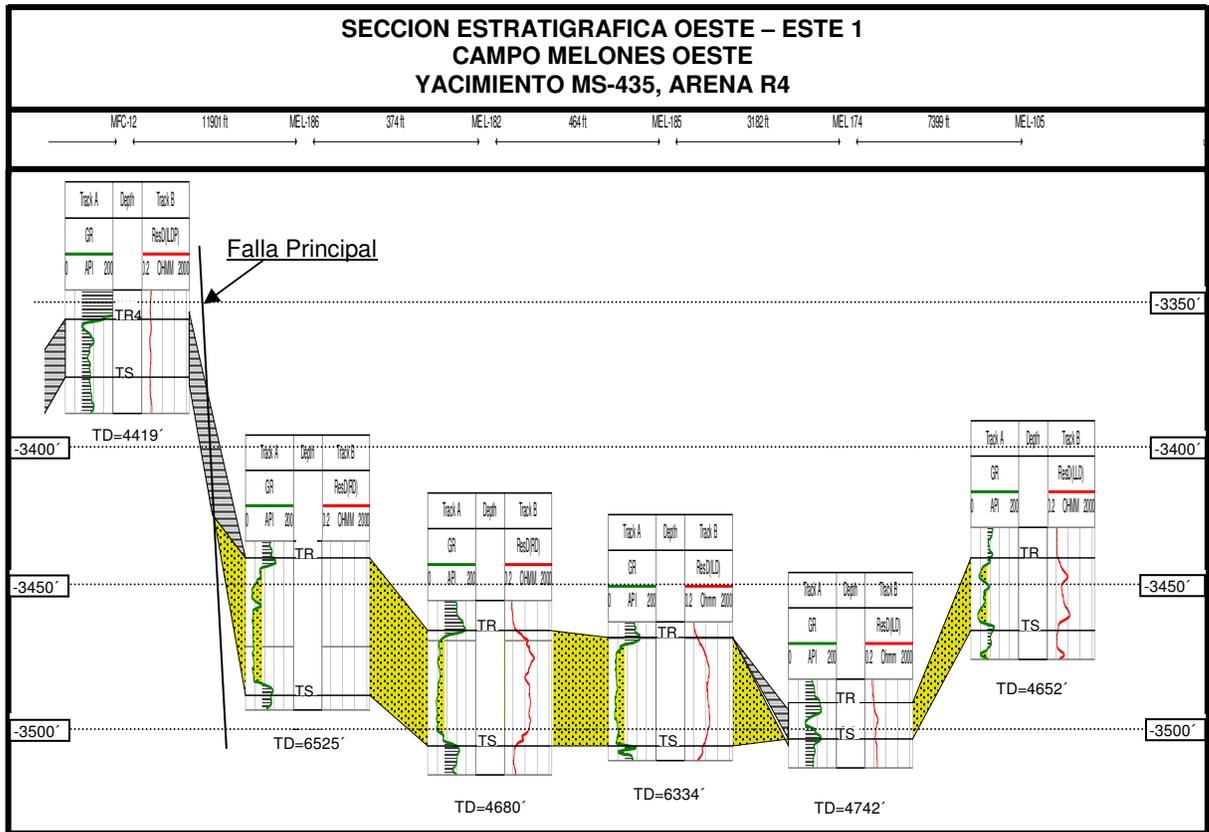


Figura 4.5. Sección Estratigráfica N° 1. Sentido oeste – este.

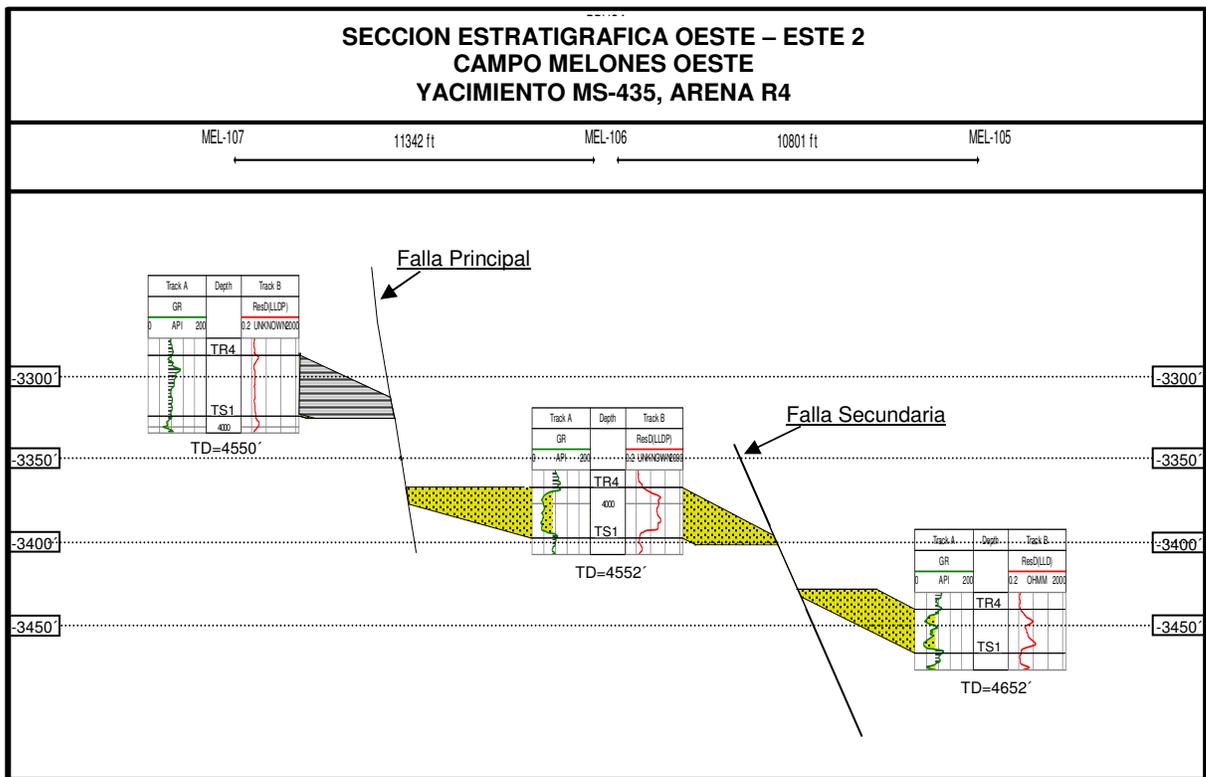


Figura 4.6. Sección Estratigráfica N° 2. Sentido oeste – este.

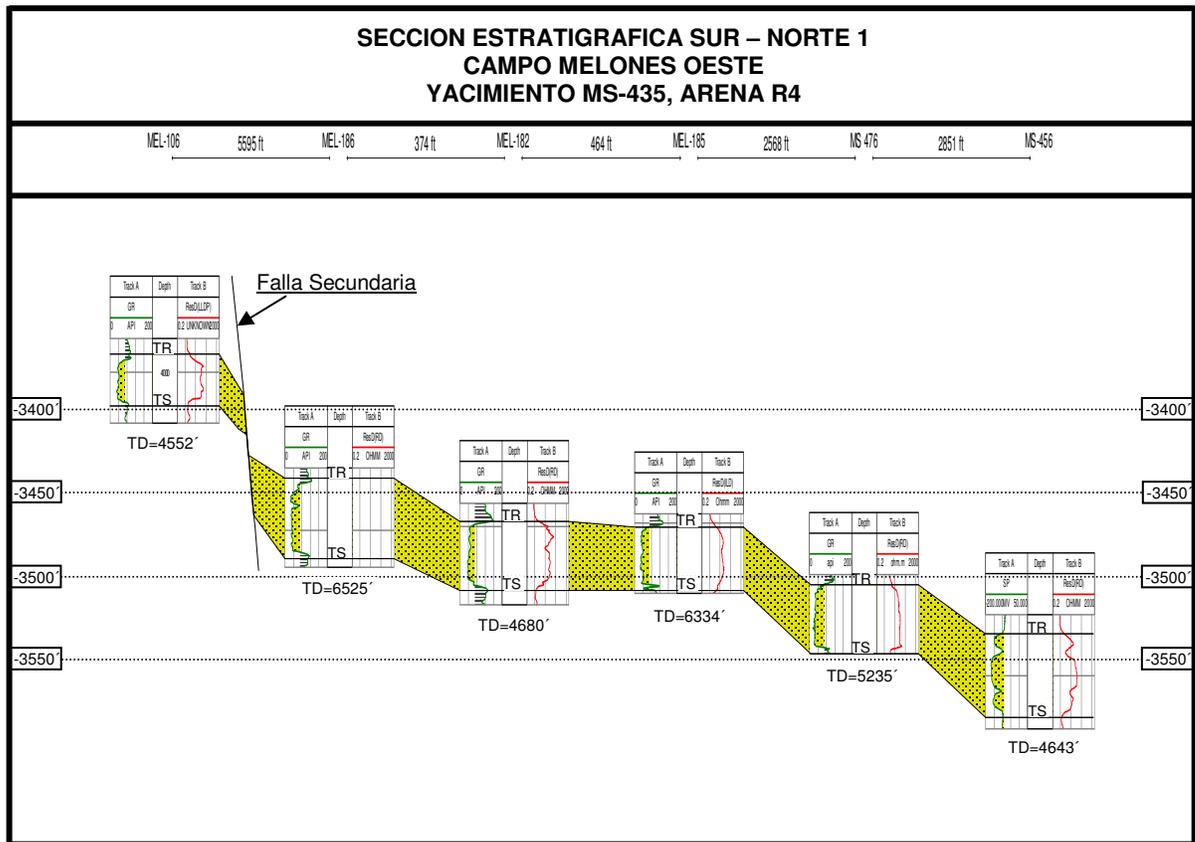


Figura 4.7. Sección Estratigráfica N° 3. Sentido sur - norte.

El resultado del estudio de estas secciones fue validar el mapa estructural de la figura 4.4, quedando ya como modelo definitivo para el proyecto. Sin embargo, los cambios en la correlación del pozo MS-456, la incorporación de pozos nuevos y el estudio de sus respuestas electrográficas, permitieron generar un nuevo mapa isópaco para la arena R4 en el Campo Melones Oeste, además, se definió el tipo de cuerpo sedimentario y su dirección preferencial de deposición.

El estudio de los perfiles de Rayos Gamma y Potencial Espontáneo, para los pozos dentro del cuerpo arenoso, arroja como resultado la presencia de un sistema fluvial típico de un canal principal (**main channel**), que está asociado con un abanico de rotura (**crevasse**). Dentro de ese primer abanico de rotura se observó otro canal de abanico de rotura (**channel of crevasse**) y hacia sus extremos una región de depósito de granos finos o **splay**. La figura 4.8 muestra las respuestas electrográficas de algunos pozos, y el modelo sedimentológico interpretado.

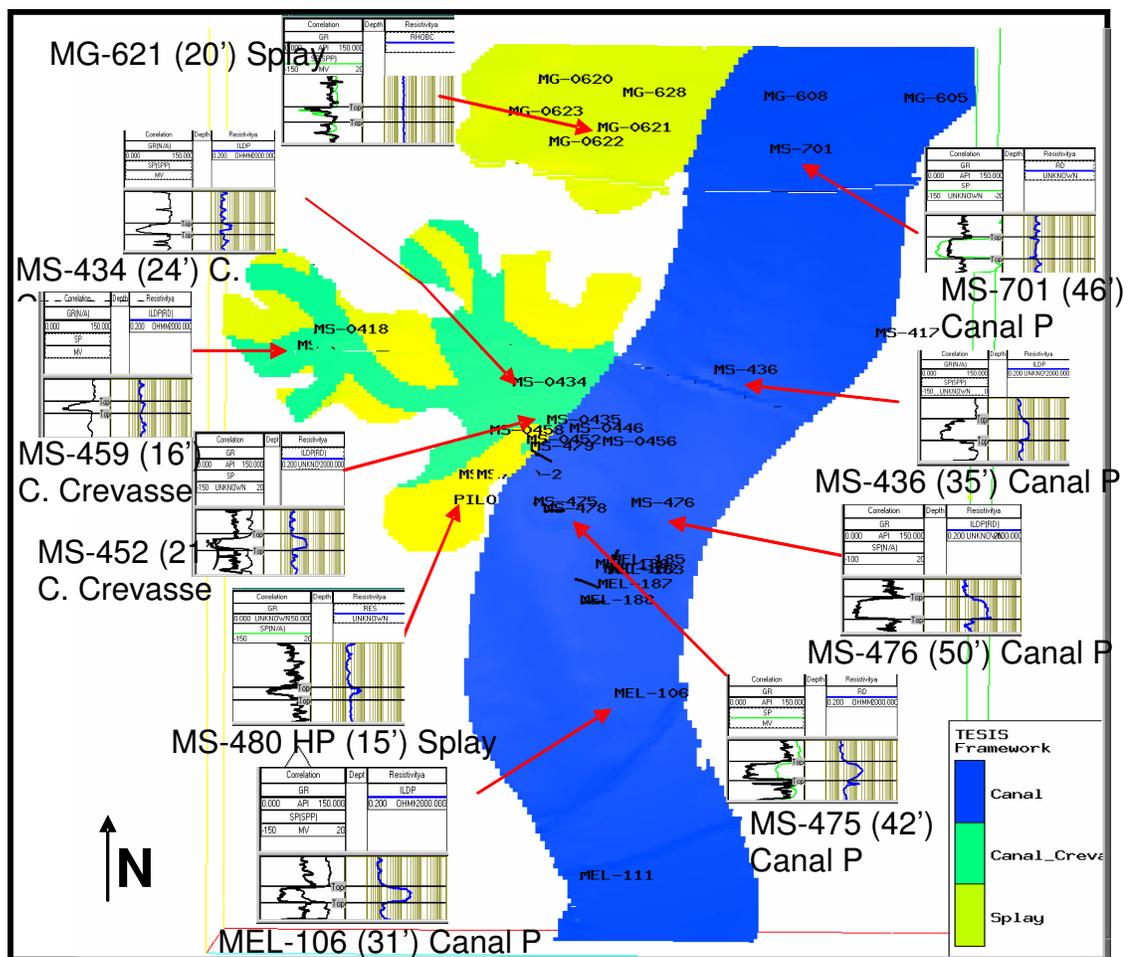


Figura 4.8. Modelo Sedimentológico Interpretado.

Verticalmente la arena R4 está claramente definida, ya que se encuentra entre dos marcadores lutíticos que poseen gran continuidad (el marcador R3 y S1). Por otra parte, el cuerpo alcanza espesores totales de hasta 50 pies en el centro del canal principal, y posee características petrofísicas (secuencia de afinamiento y/o tendencia granodecreciente), que sugieren un canal meandriforme con disposición textural que comienza con una capa de grava o arena gruesa, sobre la cual se depositan sucesivamente arena media, fina, limo y arcilla.

En cuanto al abanico de rotura, se estima que fue generado durante una crecida del canal, es decir, el agua desbordó el canal rompiendo el dique natural y depositando en las orillas arena fina y limo. Sin embargo, la presencia del canal en el abanico de rotura infiere que dicha llanura se formó durante una crecida muy fuerte que depositó material arenoso al otro lado de la ruptura del dique natural, desapareciendo gradualmente a medida que se aleja del canal fluvial.

A continuación, las figuras 4.9 y 4.10 muestran una comparación del Mapa Isópaco actual, definido por el Departamento de Geología de la U.E. Estudios Integrados Pesado Oeste y el definido en este proyecto de Investigación:

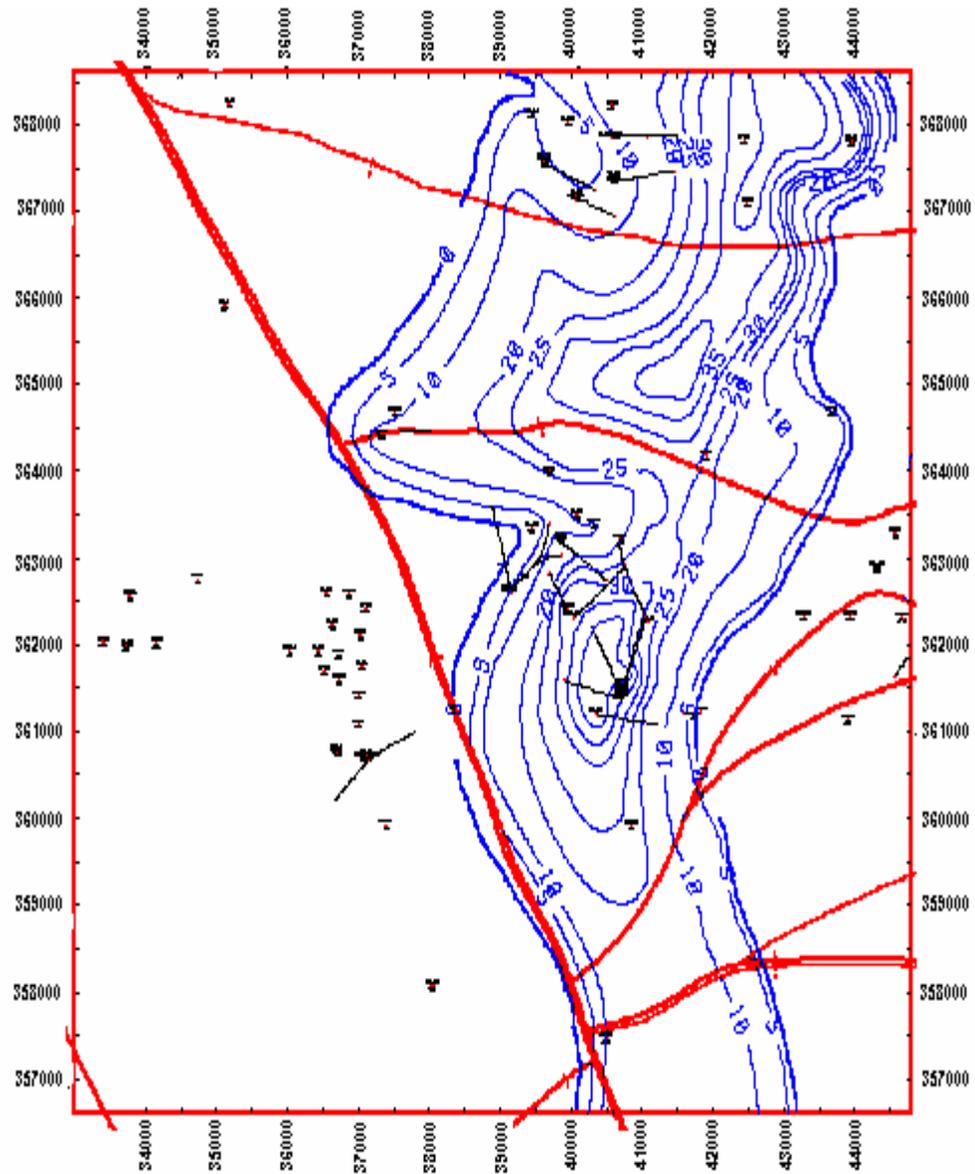


Figura 4.9. Mapa Isópaco actual del Yacimiento MS-435 Arena R4.

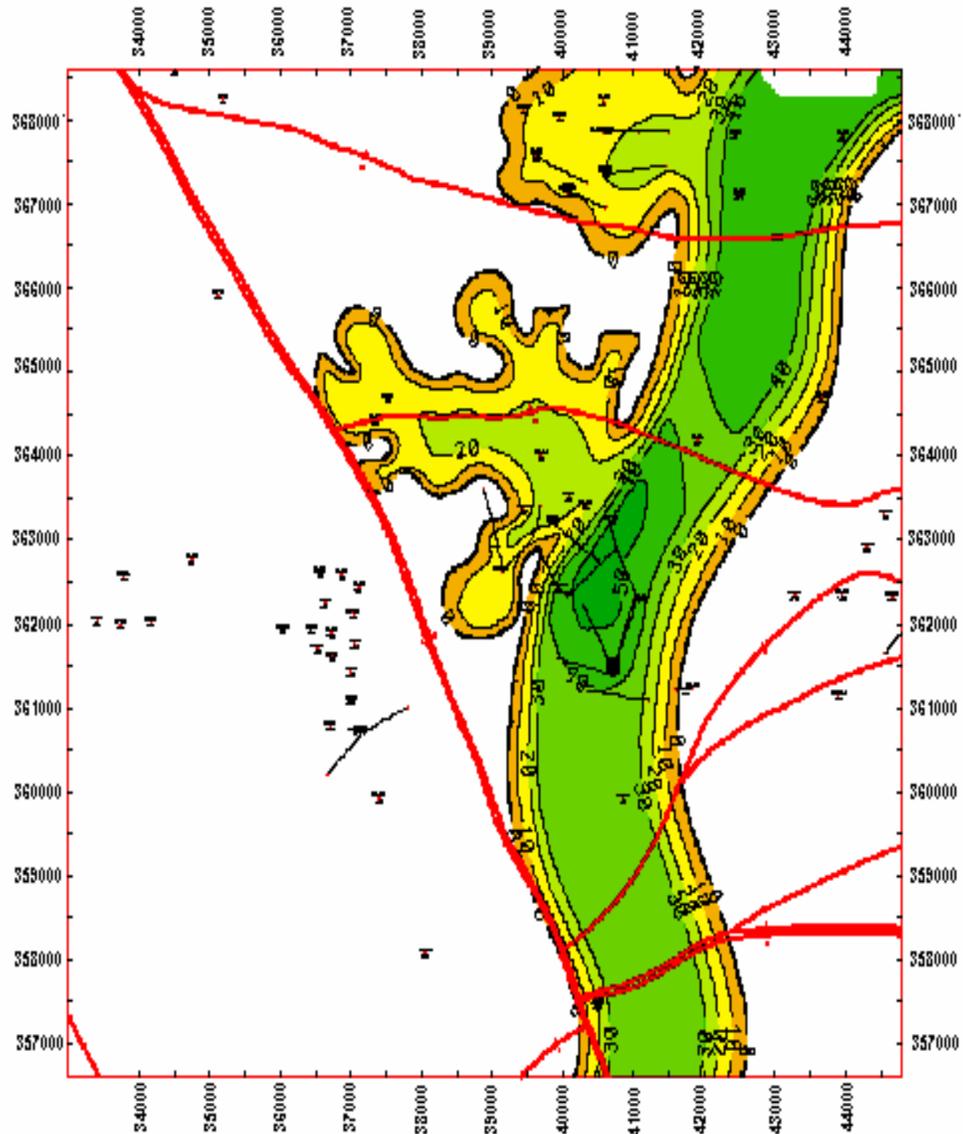


Figura 4.10. Nuevo Mapa Isópaco definido para el Yacimiento MS-435 Arena R4.

Finalmente, la interpretación geológica se puede resumir de la siguiente manera: El ambiente de sedimentación está asociado a un cuerpo arenoso que evidencia un canal principal de grandes dimensiones (aproximadamente 2 kilómetros de ancho y 50 pies de espesor total en la región de mayor profundidad), existen dos facies sedimentarias adicionales: el canal del abanico de rotura y la región de deposición de granos finos (splay) y posee límites estratigráficos a los extremos este- oeste debido al acuñaamiento de la arena.

### **4.3 RESULTADOS DE LA INTERPRETACION DEL MODELO PETROFISICO**

Para la evaluación del modelo petrofísico básico de la arena R4 se contó con datos digitales y copias en papel de los registros o perfiles de setenta y seis (76) pozos perforados en el campo Melones Oeste. De ellos, veintiocho (28) pozos tienen algún registro de porosidad, ya sea densidad-neutrón, densidad o sónico, y de estos últimos sólo nueve (09) se encuentran perforados atravesando el yacimiento estudiado.

En la evaluación petrofísica de esta arena se utilizaron los registros de pozos, la ecuación de Archie, la fórmula de Wyllie y el método Timur. Estos permitieron calcular los parámetros petrofísicos porosidad densidad ( $\phi_d$ ), porosidad neutrón ( $\phi_n$ ), saturación de agua ( $S_w$ ), porcentaje de lutita ( $V_{sh}$ ), porosidad efectiva ( $\phi_{efec}$ ), permeabilidad (K) y caracterizar la Arena Neta Total (ANT) y la Arena Neta Petrolífera (ANP).

La ecuación de Archie fue usada, debido a que el yacimiento en estudio es una arenisca no consolidada, de alta porosidad, limpia y no lenticular, lo cual corresponde con la aplicabilidad de dicha ecuación.

La ecuación de Timur fue usada, debido a que es una correlación muy bien documentada por cuidadosas mediciones de laboratorio en 155 núcleos de arenisca de la Costa del Golfo Colorado y California<sup>5</sup>. A continuación los registros por cada pozo evaluado:

Tabla 4.1. Registros por cada pozo evaluado.

<b>POZO</b>	<b>RECORD DE REGISTROS</b>
<b>MEL-106</b>	“Caliper”, Densidad, Sónico, GR, ILDP, ILMP, LLDP, LLSP, Neutrón, Microesférico y SP.
<b>MEL-111</b>	“Caliper”, Densidad, Sónico, GR, ILDP, ILMP, Neutrón y SP.
<b>MEL-182</b>	“Caliper”, Densidad, Sónico, GR, Neutrón, RD, RM, RS y SP.
<b>MG-620</b>	“Caliper”, Densidad, GR, ILDP, ILMP, Neutrón y SP.
<b>MG-621</b>	“Caliper”, Densidad, GR, ILDP, Neutrón, Esférico y SP.
<b>MG-622</b>	“Caliper”, Densidad, GR, ILDP, ILMP, Neutrón y SP.
<b>MG-623</b>	“Caliper”, Densidad, GR, ILDP, ILMP, Neutrón y SP.
<b>MS-452</b>	“Caliper”, Conductividad, Densidad, GR, Neutrón, RD, RM y SP.
<b>MS-475-HP</b>	“Caliper”, Conductividad, GR, Densidad, Neutrón, RD, RM y SP.

Antes de proceder con los cálculos de las propiedades petrofísicas se realizaron las correcciones ambientales de los registros GR, Densidad y Neutrón. Estas correcciones permitieron aumentar la certidumbre del modelo y la obtención de parámetros confiables y consistentes. En general se corrigió el registro de Densidad por efectos de lodo y condiciones del hoyo, el registro Neutrónico por condiciones del hoyo, efectos de lodo, salinidad y tipo de matriz de la herramienta (algunos se midieron con calibración de la herramienta tipo Limestone y se llevaron a tipo Sandstone), para estandarizar todos los registros a utilizar; y adicionalmente se ubicaron los carbones (Coal). Todo esto se realizó según lo explicado y descrito en el Capítulo 3 (Metodología de Trabajo), Sección 3.4 (Modelo Petrofísico). La tabla 4.2 muestra las ecuaciones usadas para realizar las correcciones ambientales y para los cálculos de las propiedades petrofísicas.

Tabla 4.2. Ecuaciones usadas en la Evaluación Petrofísica.

;	Corrección del GR por Condiciones Hoyo y Peso del Lodo
	$IF (CALI[] = Null) Then GRC[] = GR[] else GRC[] = GR[] * SWS\_GR\_3inCentered\_E(CALI[],Mudwt)$
;	Corrección del Densidad por Condiciones Hoyo—Density Borehole; FDC, Mud, CALI
	$RHOBC[] = RHOB[] + SWS\_FDC\_Por15a\_Mud\_E(CALI[], RHOB[] )$
;	Corrección del Neutrón por Condiciones del Hoyo -- (V/V, in).
	$PHINC[] = NPHI[] + SWS\_CNL\_BoreHole\_E( PHIN[], CALI[] )$
;	Corrección del Neutrón por Lodo --- (V/V, Lb/gal).
	$PHINC2[] = PHINC[] + SWS\_CNL\_MudWeight\_Natural\_E(PHINC[], Mudwt )$
;	Corrección de Neutrón por Salinidad -- (V/V,kppm).
	$PHINC3[] =PHINC2[] + SWS\_CNL\_LS\_FrmSal(PHINC2[], 30 )$
;	Corrección de Neutrón por tipo de Matriz - Se llevó a Sandstone
	$PHINSS[] = SWS\_CNL\_Matrix\_LStoSS(PHINC3[])$
;	Cálculo del Volumen de Arcilla a partir del GR.
	$VshI[] = min(1, max(0, (GRC[]-GRcIn) / (GRshI-GRcIn) ))$
;	Cálculo de la Porosidad por Densidad.
	$PHID[] = (RhoM - RHOBC[]) / (RhoM - RhoF)$
;	Cálculo de la Porosidad Premedia - Densidad / Neutrón.
	$PHIA[] = ( PHID[] + PHINSS[] ) / 2$
;	Cálculo de la Porosidad Efectiva - Densidad / Neutrón.
	$PHIE[] = PHIA[] * ( 1- VshI[] )$

; Cálculo de la Saturación de Agua por el método Archie. $SwA[] = (a * Rw / (ILDP[] * PHIA[]^m))^{(1/n)}$
; Cálculo de la Permeabilidad Promedio por el método Timur. $KM[] = ((93 * PHIE[] ^ 2.2) / Swlrr) ^ 2$
; Cálculo del Volumen Poroso ocupado por agua. $BVW[] = PHIE[] * SwA[]$
; Identificación de Carbones If (RHOB[] <= 1.9 and PHINLS[] >= 0.38) Then Coal[] = 1 Else Coal[] = 0
; Arena Neta Total $PAY2[] = Vshl[] <= VshCutoff$ $ANT[] = PAY2[] * 0.5$
; Arena Neta Petrolífera $PAY[] = PHIA[] >= PhiCutoff \text{ and } SwA[] <= SwCutoff$ $ANP[] = PAY[] * 0.5$

El modelo petrofísico se generó a través de la aplicación “PRIZM” de Landmark Suite Geographix, como curvas continuas en resolución vertical, las cuales fueron finalmente exportadas a la aplicación “GeoAtlas” de LandMark Suite Geographix, para elaborar los mapas de isopropiedades petrofísicas y posteriormente calcular el POES y el GOES. Adicionalmente, con esta aplicación, se logró validar la profundidad de los contactos de fluido (Contacto Agua – Petróleo @ 3575 p.b.n.m. y el Contacto Gas – Petróleo @ 3400 p.b.n.m.).

La interpretación de capas de carbón, combinando una medida muy baja del perfil de densidad con una muy alta del perfil neutrónico, permitió validar la geología regional en cuanto al ambiente sedimentario fluvio-deltaico. A continuación se muestra la plantilla de “PRIZM” (figura 4.11), con el método utilizado (“CrossPlot” entre la profundidad y las mediciones de GR) para calcular el  $GR_{max} = GR_{shl}$  y  $GR_{min} = GR_{clin}$  en cada pozo evaluado. Además, los métodos gráficos para determinar los valores de las constantes  $R_w$ ,  $a$ ,  $m$  y  $n$  (figura 4.12); y también  $S_{wi}$  (figura 4.13),  $S_{wCutoff}$  (figura 4.13),  $PHIE_{Cutoff}$  (figura 4.14) y  $V_{shlCutoff}$  (figura 4.16), en cada pozo evaluado. Seguidamente se muestra el resultado de la evaluación petrofísicas del pozo MEL-106 (figura 4.16) y finalmente la tabla 4.3 con los valores promedio de la saturación de agua, volumen de lutita, porosidad efectiva, arena neta total y permeabilidad para los pozos evaluados. En negritas los que atravesaron el

yacimiento estudiado, y que en definitiva fueron empleados para generar el modelo petrofísico a través de la aplicación “GeoAtlas”.

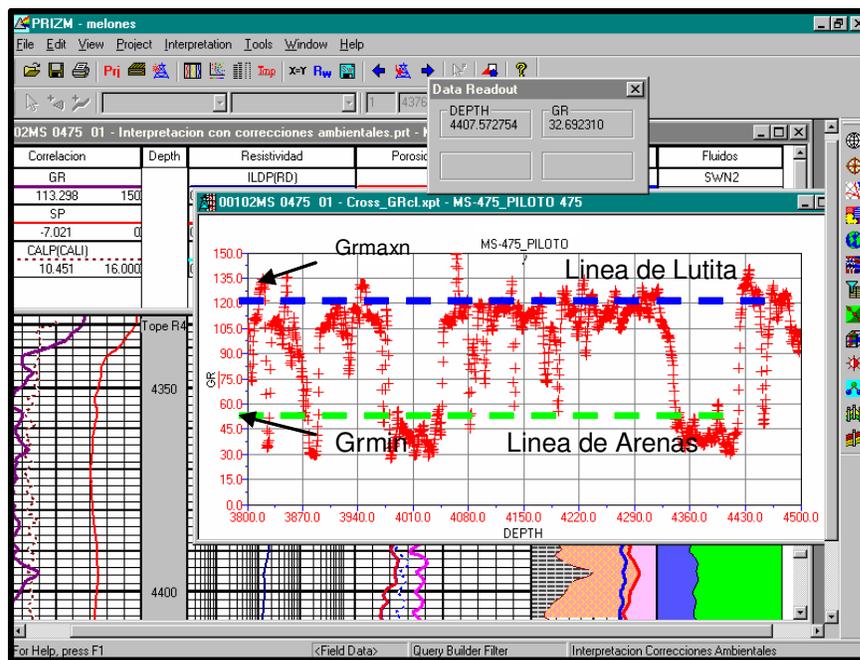


Figura 4.11. Determinación del Gamma Ray máximo y mínimo para cada pozo.

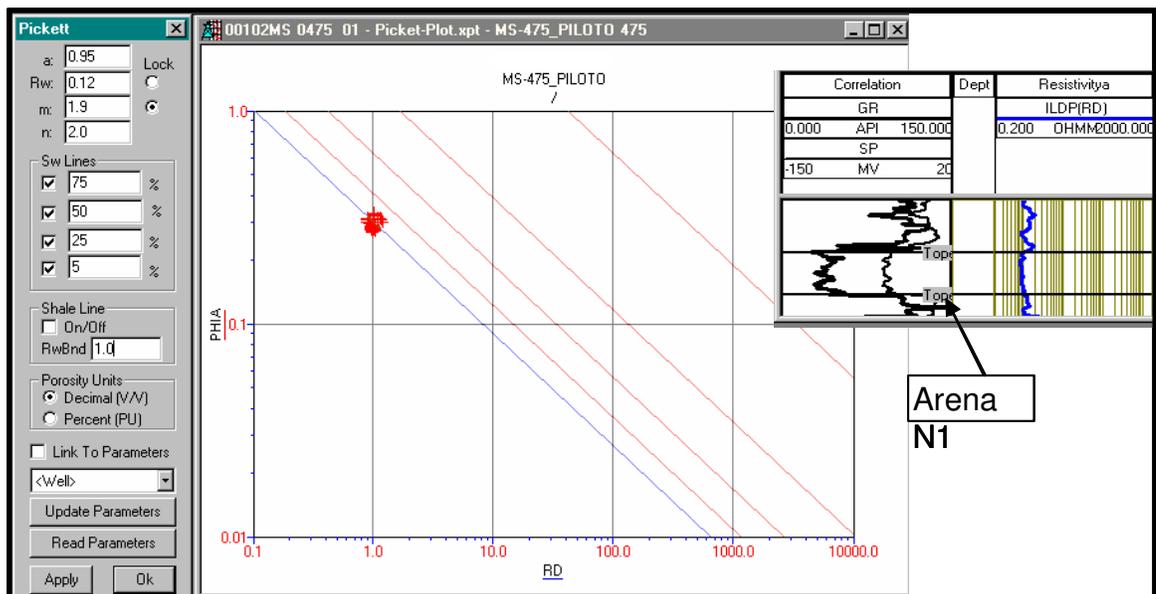


Figura 4.12. Determinación de  $R_w$  y las constantes  $a$ ,  $m$  y  $n$ .

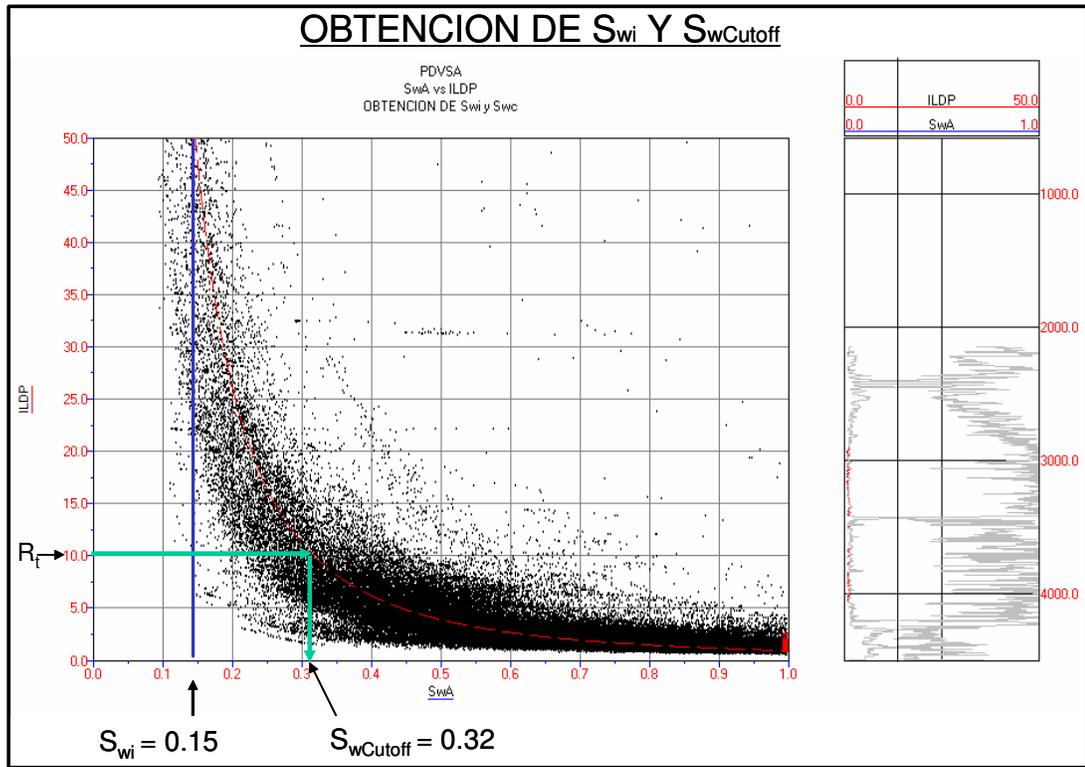


Figura 4.13. Determinación de  $S_{wi}$  y  $S_{wCutoff}$ .

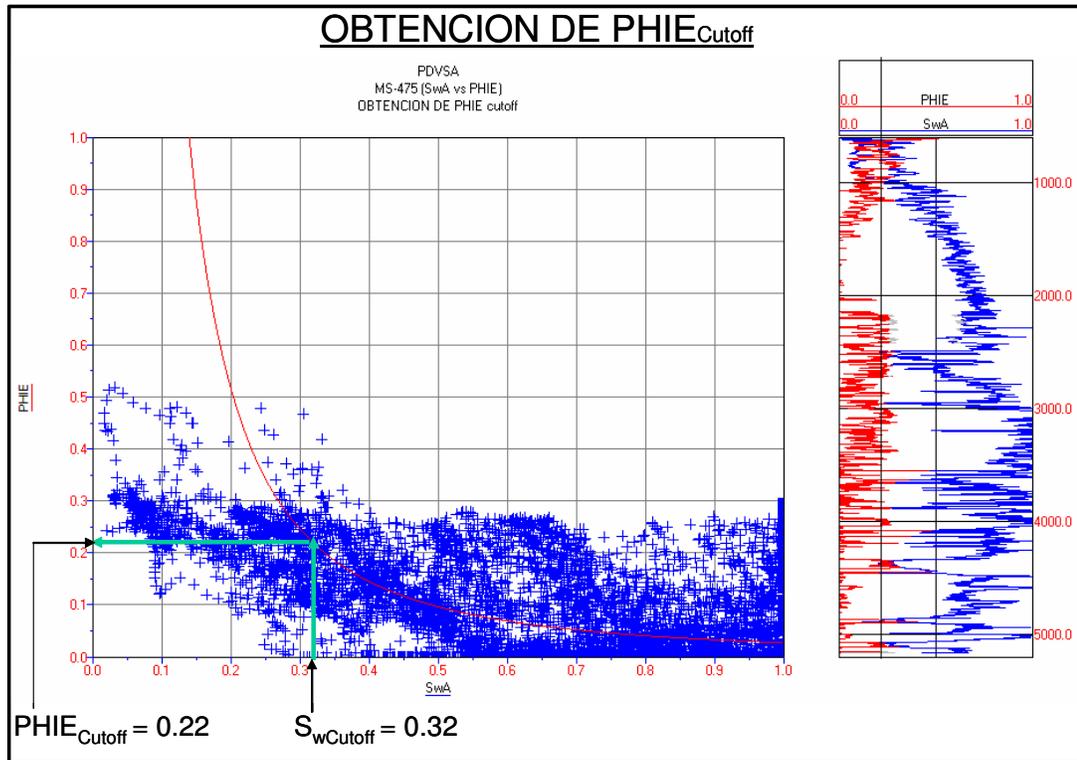


Figura 4.14. Determinación de  $PHIE_{Cutoff}$ .

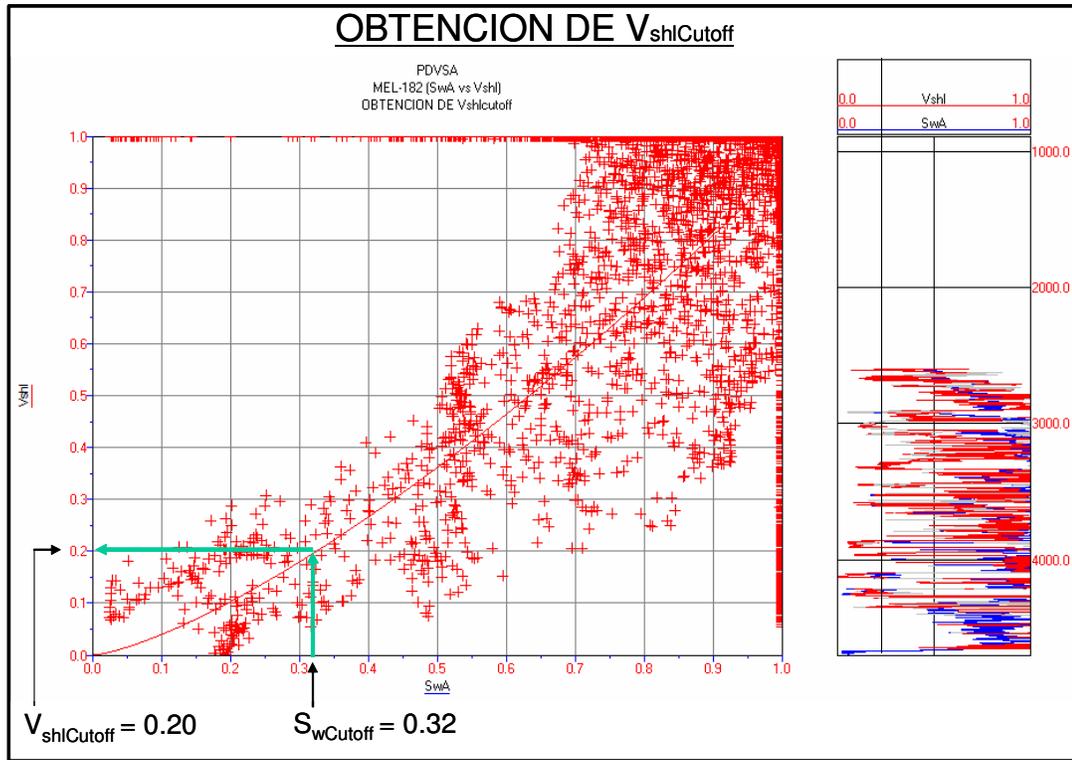


Figura 4.15. Determinación de  $V_{sh}Cutoff$ .

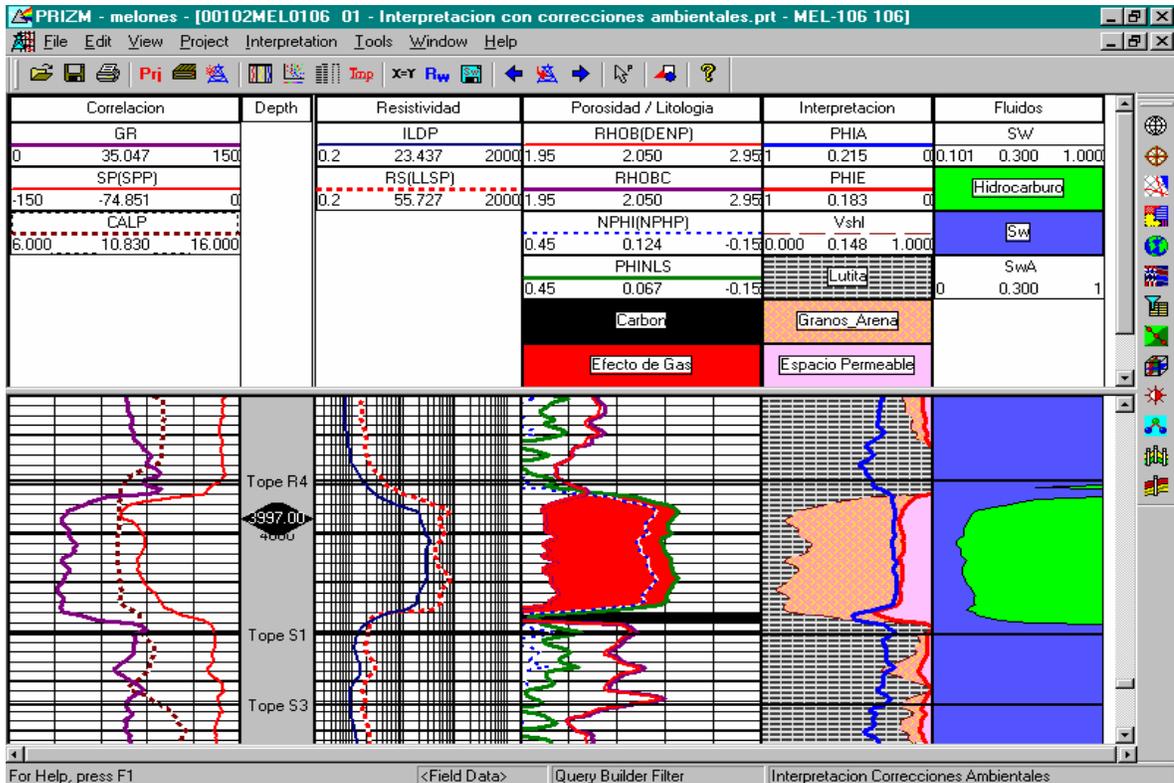


Figura 4.16. Evaluación Petrofísica de la Arena R4 en el pozo MEL-106.

Tabla 4.3. Resultados promedios de la Evaluación Petrofísica realizada.

<i>Well Name</i>	<i>S<sub>w</sub> (frac)</i>	<i>V<sub>shl</sub> (frac)</i>	<i>PHIE (frac)</i>	<i>ANT (pie)</i>	<i>ANP (pie)</i>	<i>K (md)</i>
MEL0105 01	0.55	0.38	0.21	13.5	8.5	1423.4
<b>MEL0106 01</b>	<b>0.37</b>	<b>0.27</b>	<b>0.19</b>	<b>23.0</b>	<b>22.5</b>	<b>714.8</b>
MEL0107 01	0.85	0.99	0.00	0.0	0.0	0.0
MEL0109 01	0.71	0.99	0.00	0.0	0.0	0.0
<b>MEL0111 01</b>	<b>0.74</b>	<b>0.49</b>	<b>0.13</b>	<b>13.0</b>	<b>5.0</b>	<b>356.7</b>
MEL0114 01	0.52	0.29	0.22	15.0	13.0	1711.4
MEL0115 01	0.45	0.41	0.18	11.5	11.5	743.9
MEL0126 01	0.64	0.38	0.20	13.5	0.0	1202.7
MEL0127 01	0.56	0.27	0.12	34.0	23.0	69.5
MEL0134 01	0.45	0.35	0.20	15.0	12.5	753.1
MEL0135 01	0.52	0.43	0.17	17.5	16.5	640.6
MEL0171 01	-	0.66	-	4.0	-	-
MEL0174 01	0.70	1.0000	0.00	0.0	0.0	0.0
<b>MEL0182 01</b>	<b>0.26</b>	<b>0.15</b>	<b>0.26</b>	<b>35.5</b>	<b>35.5</b>	<b>1610.0</b>
MEL0183 01	-	0.23	-	53.2	-	-
MEL0185 01	-	0.14	-	35.0	-	-
MEL0186 01	-	0.22	-	37.5	-	-
MEL0187 01	-	0.28	-	39.5	-	-
MEL0200 01	-	0.99	-	0.0	-	-
MEL0202 01	-	0.36	-	17.0	-	-
MFC0006 01	0.75	0.99	0.00	0.0	0.0	0.6
MFC0011 01	0.70	0.99	0.00	0.0	0.0	0.5
MFC0012 01	0.79	0.99	0.00	0.0	0.0	0.0
MFC0013 01	0.89	0.99	0.00	0.0	0.0	0.0
MFC0014 01	0.89	0.99	0.00	0.0	0.0	0.1
MFC0016 01	-	0.69	-	3.0	-	-
MFC0016 02	-	0.69	-	3.0	-	-
MFC0019 01	-	0.99	-	0.0	-	-
MFC0019 02	-	0.99	-	0.0	-	-
MG 0041 01	-	0.99	-	0.0	-	-
<b>MG 0620 01</b>	<b>0.80</b>	<b>0.50</b>	<b>0.15</b>	<b>6.0</b>	<b>0.0</b>	<b>265.0</b>
<b>MG 0621 01</b>	<b>0.63</b>	<b>0.67</b>	<b>0.12</b>	<b>4.0</b>	<b>0.5</b>	<b>483.1</b>
<b>MG 0622 01</b>	<b>0.70</b>	<b>0.56</b>	<b>0.15</b>	<b>7.5</b>	<b>0.0</b>	<b>448.0</b>
<b>MG 0623 01</b>	<b>0.90</b>	<b>0.73</b>	<b>0.07</b>	<b>4.5</b>	<b>0.0</b>	<b>79.5</b>
MS 0626 01	-	0.50	-	3.5	-	-

<i>Well Name</i>	<i>S<sub>w</sub> (frac)</i>	<i>V<sub>shl</sub> (frac)</i>	<i>PHIE (frac)</i>	<i>ANT (pie)</i>	<i>ANP (pie)</i>	<i>K (md)</i>
MS 0628 01	-	1.00	-	0.0	-	-
MS 0417 01	-	0.73	-	6.5	-	-
MS 0418 01	-	0.74	-	4.0	-	-
MS 0434 01	-	0.34	-	14.5	-	-
MS 0435 01	-	0.54	-	11.5	-	-
MS 0439 01	-	0.56	-	14.5	0.0	-
MS 0444 01	0.42	0.35	0.23	22.5	22.5	1606.1
MS 0446 01	-	0.56	-	7.0	-	-
<b>MS 0452 01</b>	<b>0.42</b>	<b>0.37</b>	<b>0.24</b>	<b>17.5</b>	<b>17.5</b>	<b>2757.1</b>
MS 0455 01	0.63	0.34	0.21	37.5	19.0	1059.5
MS 0456 01	-	0.33	-	32.4	-	-
MS 0458 01	-	0.80	-	3.0	-	-
MS 0459 01	-	0.49	-	10.0	-	-
MS 0461 01	-	0.62	-	9.8	-	-
<b>MS 0475 01</b>	<b>0.30</b>	<b>0.22</b>	<b>0.23</b>	<b>30.0</b>	<b>30.0</b>	<b>1119.4</b>
MS 0476 01	-	0.19	-	35.0	-	-
MS 0477 01	-	0.68	-	5.0	-	-
MS 0478 01	-	0.15	-	15.0	-	-
MS 0479 01	-	0.28	-	12.3	-	-
MS 0480 01	-	0.51	-	5.5	-	-
MS 0480 02	-	0.62	-	6.0	-	-
MS 0482 01	0.54	0.65	0.12	4.5	4.0	446.2
MS 0801 01	-	0.99	-	0.0	-	-
MS 0803 01	-	0.99	-	0.0	-	-
MS 0804 01	-	0.99	-	0.0	-	-
MS 0806 01	-	0.99	-	0.0	-	-
MS 0810 01	-	0.99	-	0.0	0.0	-
MS 0812 01	0.98	0.98	0.01	0.0	0.0	0.8
MS 0813 01	0.73	0.99	0.00	0.0	0.0	0.3
MS 0814 01	0.98	0.99	0.00	0.0	0.0	0.5
MS 0815 01	0.84	0.76	0.08	2.5	0.0	353.1
MS 0818 01	0.78	0.99	0.00	0.0	0.0	0.0
MS 0820 01	-	0.99	-	0.0	-	-
MS 0823 01	0.94	0.99	0.00	0.0	0.0	0.0
MS 0824 01	0.94	1.00	0.00	0.0	0.0	0.0
MS 0827 01	0.64	0.58	0.19	2.7	2.8	1106.2

<b>Well Name</b>	<b><math>S_w</math> (frac)</b>	<b><math>V_{shl}</math> (frac)</b>	<b>PHIE (frac)</b>	<b>ANT (pie)</b>	<b>ANP (pie)</b>	<b>K (md)</b>
MG 0627 01	-	0.51	-	11.5	-	-
MEL-188	-	0.13	-	46.0	-	-

Una vez calculadas las propiedades petrofísicas en cada pozo del área de estudio, se exportaron estos datos a la aplicación “GeoAtlas” para la generación del modelo petrofísico, lo que permitió caracterizar la arena R4, yacimiento MS-435 integrando la geología, la geofísica y la ingeniería de yacimientos. Con ello se logró validar reservas y definir las direcciones preferenciales para el flujo de fluidos.

En el análisis exploratorio de datos se observó la tendencia de cada propiedad dentro del cuerpo arenoso estudiado, En tal sentido, se pudo apreciar la tendencia granodrecreciente del canal principal que se evidencia en la porosidad y permeabilidad. También la situación inversa en caso de la región de depósito de granos finos (*splay*), donde se observó la tendencia granocreciente, debido a que esta facies se asemeja a una barra y la cual constituye un sello interior para la acumulación de hidrocarburos.

Los algoritmos matemáticos usados por “GeoAtlas” lograron interpretar la distribución de las propiedades petrofísicas calculadas. Los resultados muestran la generación de imágenes “suaves” de la propagación de dicha propiedad y se consideró la tendencia granodecreciente predominante en el cuerpo arenoso. A continuación se presentan los resultados del modelaje del yacimiento y la generación del modelo petrofísico en las figuras 4.17, 4.18, 4.19, 4.20, 4.21 y 4.22:

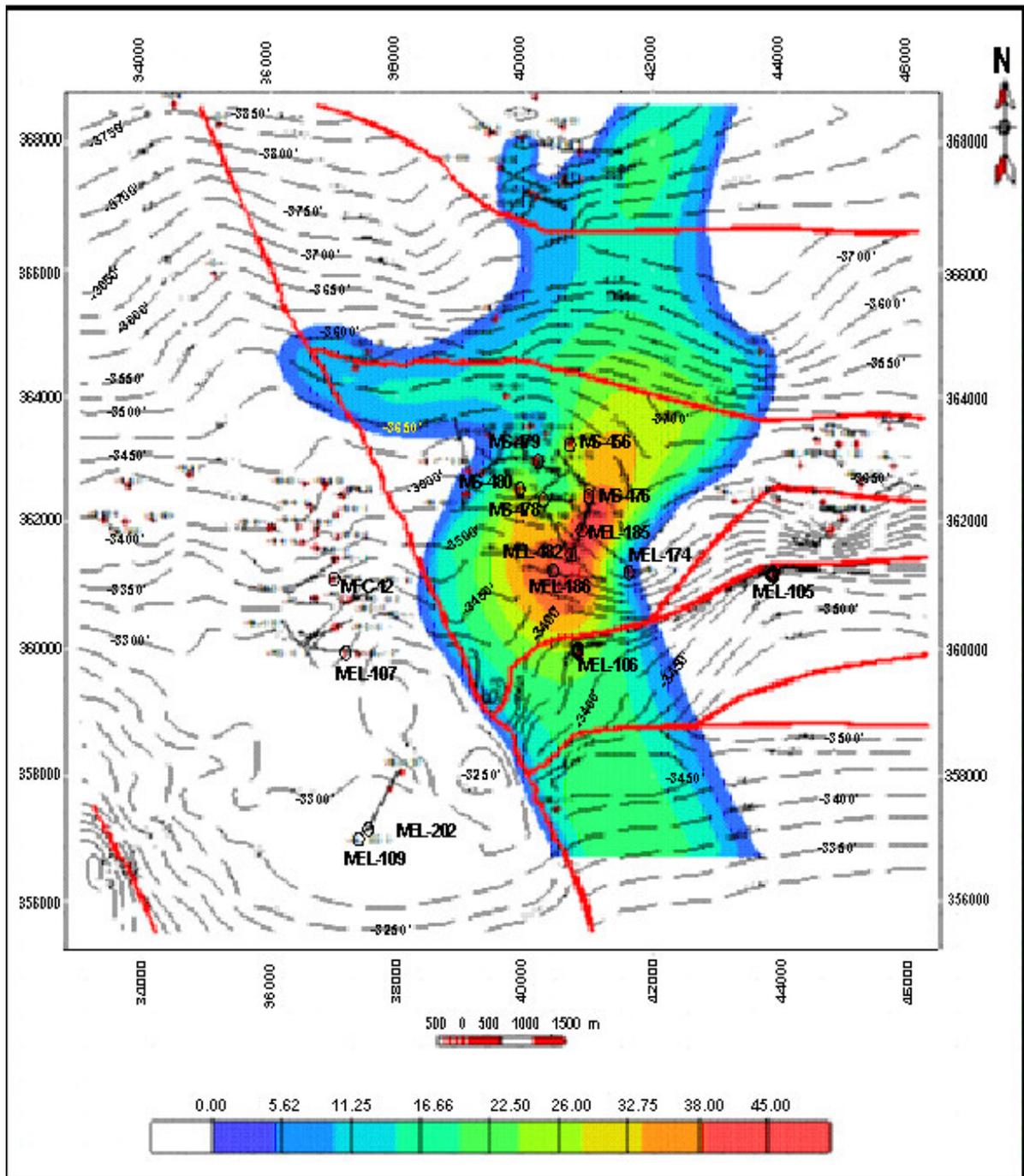


Figura 4.17. Mapa de Arena Neta Total (ANT).

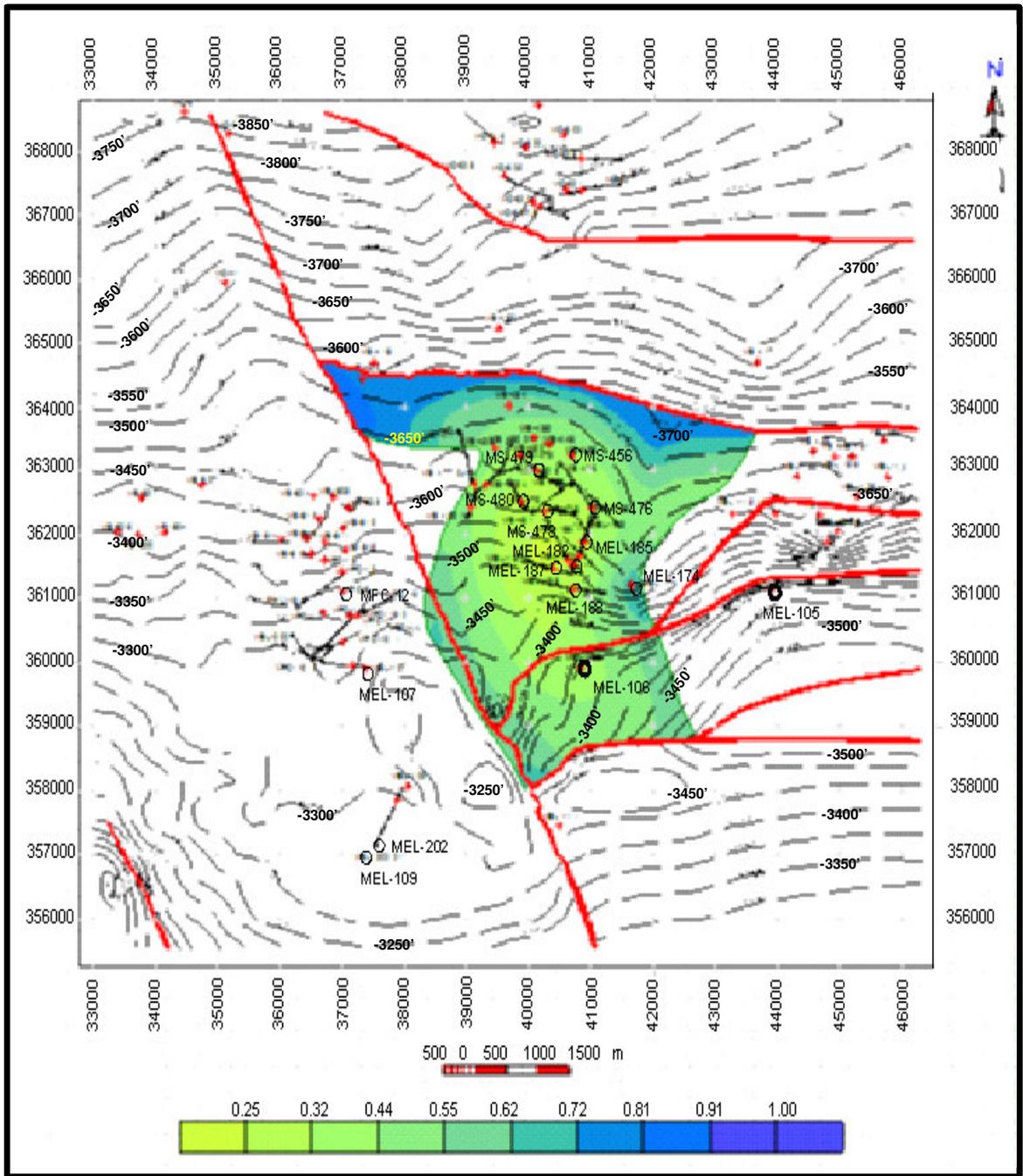


Figura 4.18. Mapa de Saturación de Agua ( $S_w$ ).

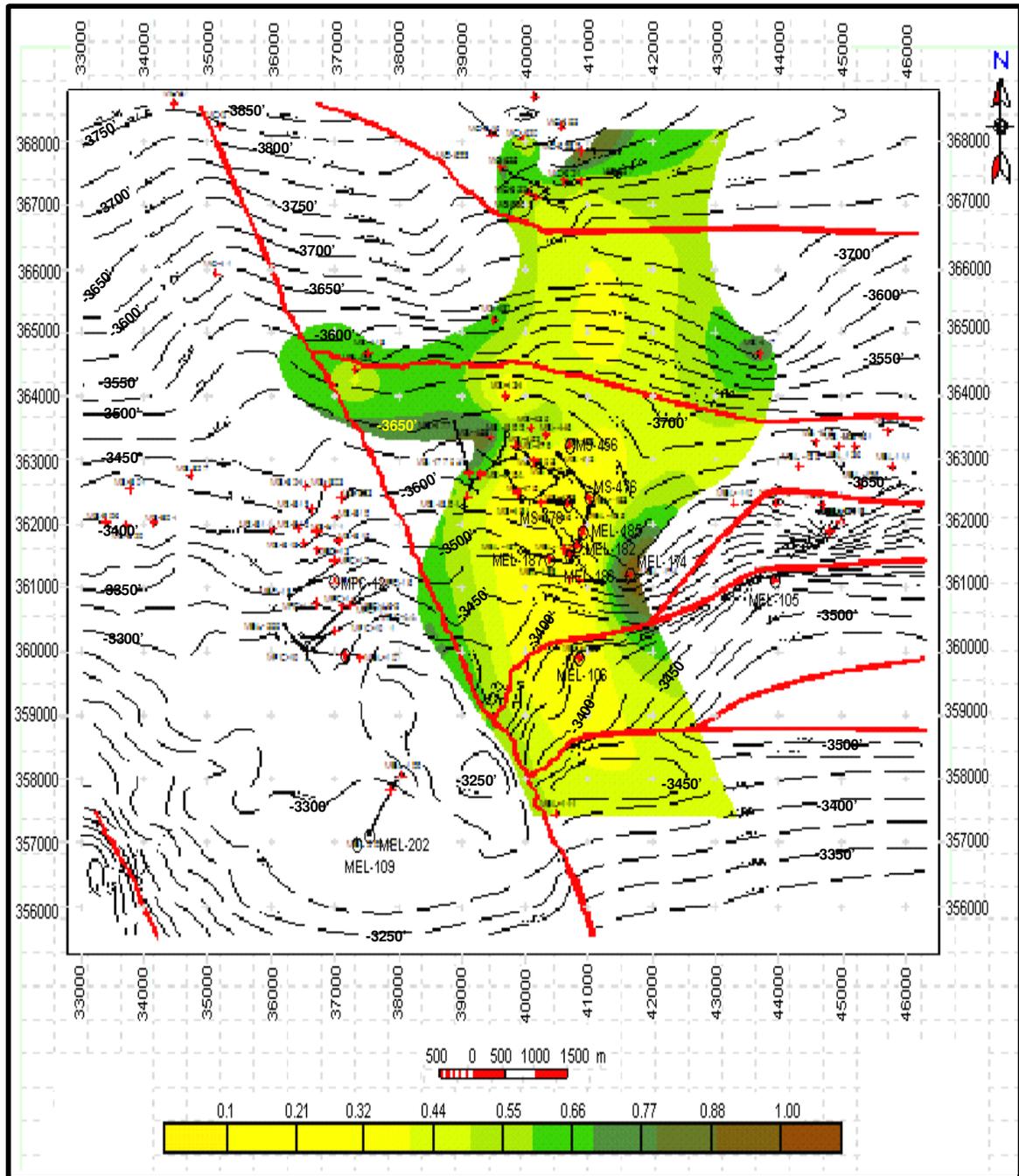


Figura 4.19. Mapa de Porcentaje de Arcilla ( $V_{shl}$ ).

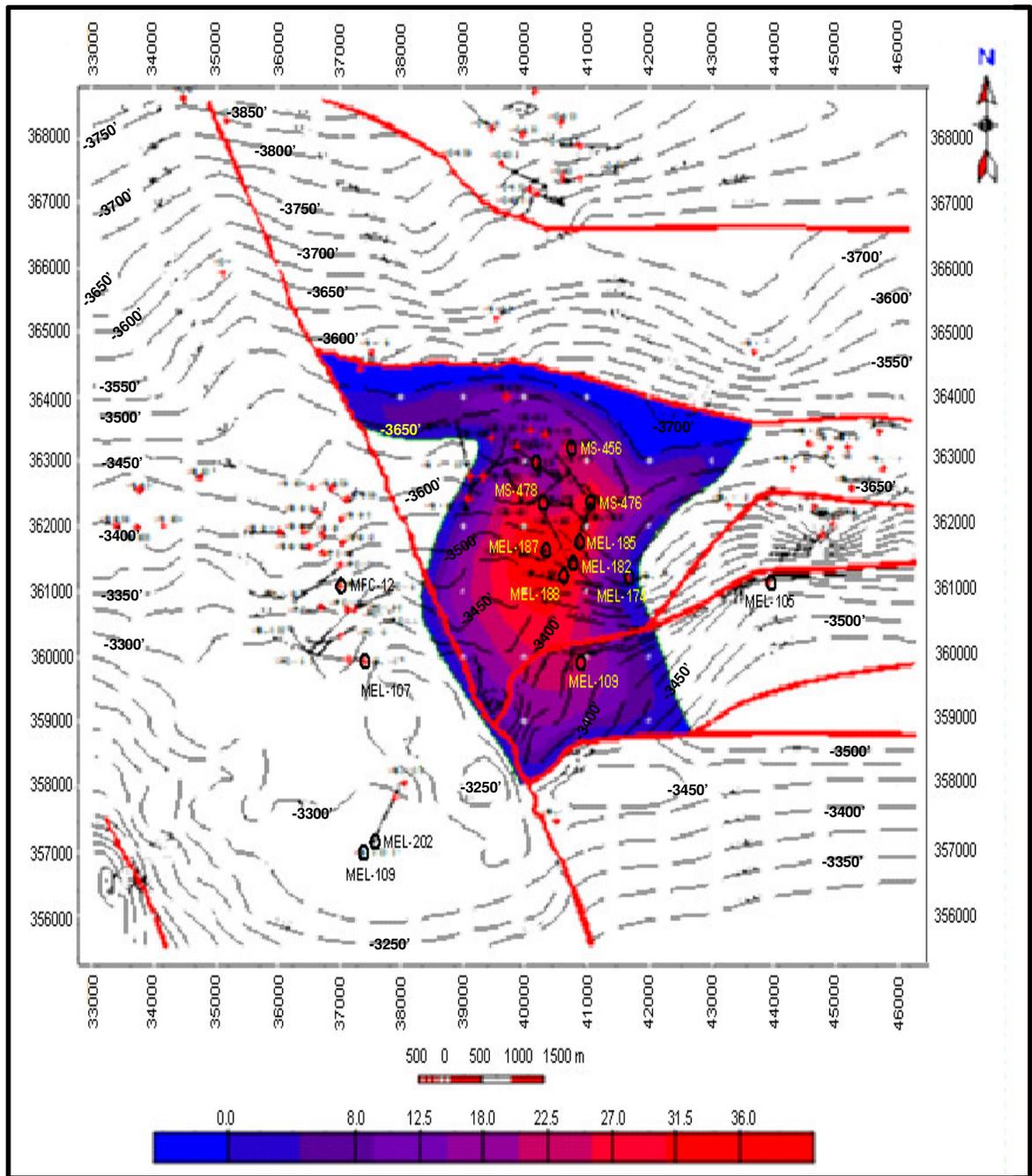


Figura 4.20. Mapa de Arena Neta Petrolífera (ANP).

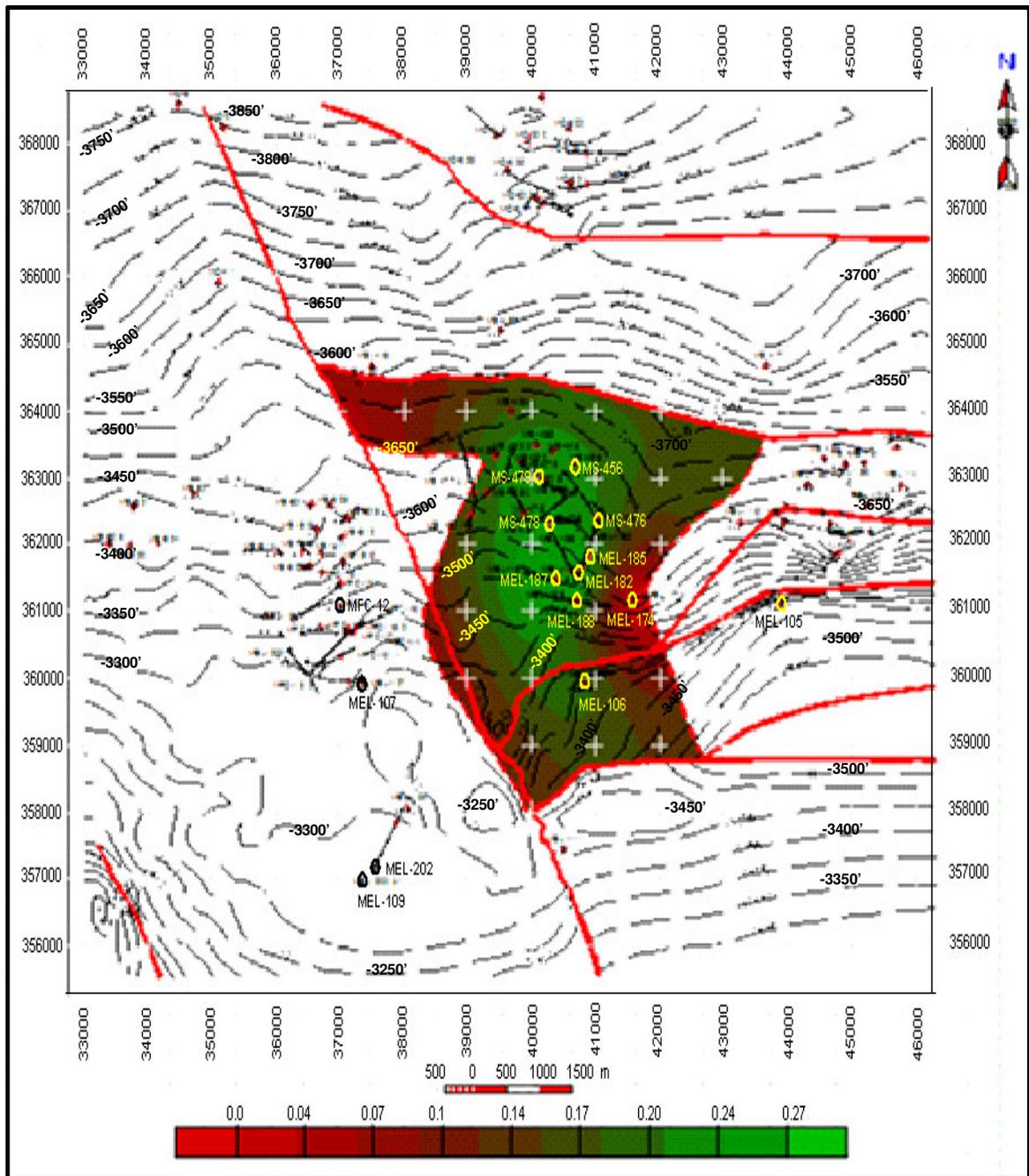


Figura 4.21. Mapa de Porosidad Efectiva (PHIE).

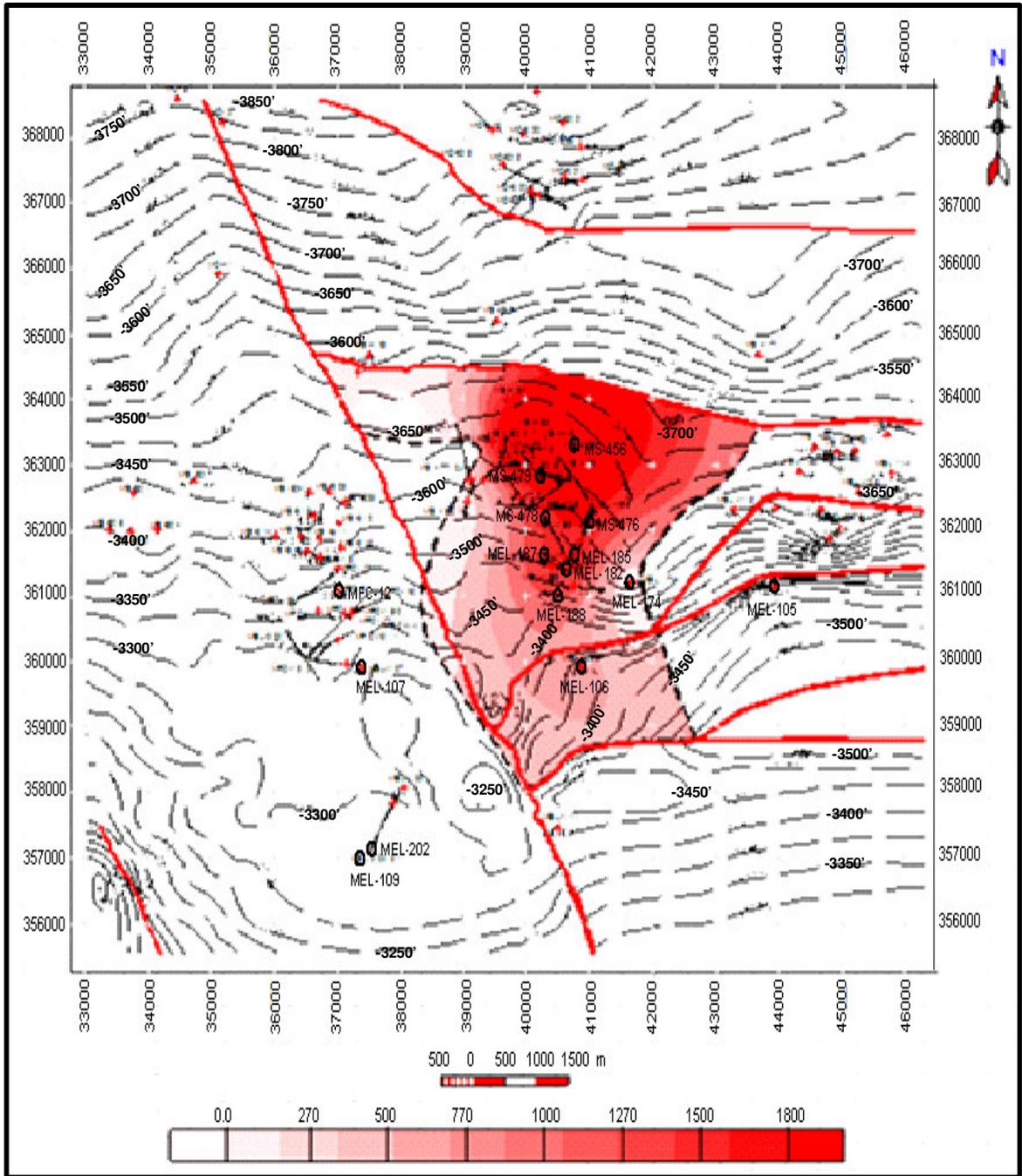


Figura 4.22. Mapa de Permeabilidad (K).

En el mapa de porosidad efectiva se puede observar una distribución notablemente más baja en la región del “Splay”, la cual se caracteriza por ser una región arcillosa. En el canal principal la porosidad efectiva se mantiene en un promedio de 21%, lo que coincide con los estudios previos de geología regional.

En la realización de permeabilidad igualmente se observa muy baja facilidad al flujo en el “Splay”. En el canal principal se validan las definiciones teóricas, pues el canal presenta mayor permeabilidad en el centro y una disminución progresiva de ésta hacia los extremos.

Estos mapas también permitieron validar las facies sedimentarias y los contactos Agua – Petróleo y Gas – Petróleo del yacimiento estudiado y determinados en estudios previos. Ver figura 4.23.

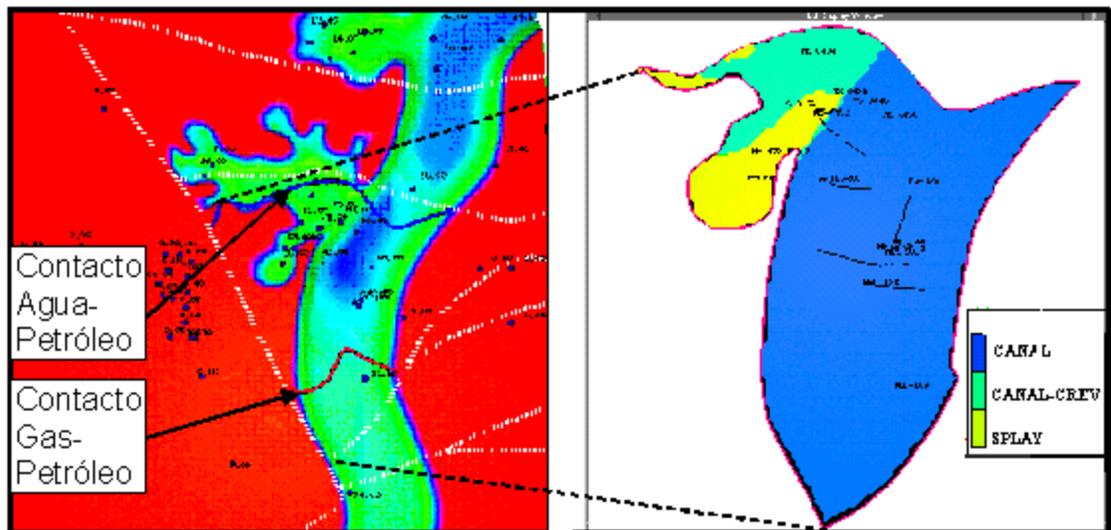


Figura 4.23. Distribución de Facies Sedimentarias en el Yacimiento MS-435, Arena R4.

#### **4.4. RESULTADOS ESTIMACION DEL P.O.E.S. Y G.O.E.S.**

La estimación del Petróleo Original en Sitio requirió la definición de la parte sólida del yacimiento y el conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos que contiene. En este estudio la definición de los límites del yacimiento se hizo integrando la geología, la sedimentología y la geofísica. En tanto que la configuración de la arquitectura del medio poroso se hizo a través de la aplicación “GeoAtlas”.

Con la generación del nuevo mapa isópaco, la interpretación de un modelo petrofísico y la información referente a los contactos de fluidos, se hizo una validación de reservas. Esta incluyó el cálculo del volumen de gas en la capa de gas, el petróleo en sitio y el gas asociado con el petróleo. Estos cálculos se hicieron a través de la misma aplicación antes mencionada, para cuatro (4) mallados diferentes: mallado N°1 celdas de 120 mts x 120 mts, mallado N°2 celdas de 100 mts x 100 mts, mallado

Nº3 celdas de 75 mts x 75 mts y mallado Nº4 celdas de 50 mts x 50 mts. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 4.4. Petróleo y Gas inicial en Sitio para cada realización.

<b>Realización</b>	<b>P.O.E.S. (MMBN)</b>	<b>Gas Libre (MMMPCN)</b>	<b>Gas Asociado (MMMPCN)</b>	<b>Petróleo Acum. (MMBN)</b>
1	83,40	11,10	20,50	1,622
2	<b>82,50</b>	10,20	20,40	<b>1,510</b>
3	82,00	10,00	20,00	1,245
4	75,30	10,50	18,50	1,288

Producción acumulada real del yacimiento: **1,53 MMBN**

La realización número 2 es definida como la más confiable por coincidir su resultado de producción acumulada con el valor real del yacimiento. Los resultados muestran que dicha realización arrojó un P.O.E.S. que significa un aumento de aproximadamente 14.76 MMBN con respecto al Libro Oficial de Reservas.

En la siguiente tabla se hace una comparación del P.O.E.S. y G.O.E.S. del yacimiento estudiado, entre los datos del Libro Oficial de Reservas, los resultados del estudio de simulación numérica “PROYECTO MELONES OESTE” realizado por la U.E. Pesado Oeste Estudios Integrados y los resultados del estudio realizado en este Proyecto de Tesis, el cual usó como herramienta de cálculo los softwares de LandMark Suite Geographix para caracterización física de yacimientos:

Tabla 4.5. Comparación del P.O.E.S. y G.O.E.S. con el libro oficial.

<b>FUENTE</b>	<b>P.O.E.S. (MMBN)</b>	<b>Gas Libre (MMMPCN)</b>	<b>Gas Asoc. (MMMPCN)</b>
OFICIAL	67.737	11.117	16.663
PROYECTO DE TESIS	82.50	10.20	20.40

Finalmente, a continuación se muestra una tabla con los datos básicos del yacimiento estudiado, obtenidos del estudio petrofísico realizado.

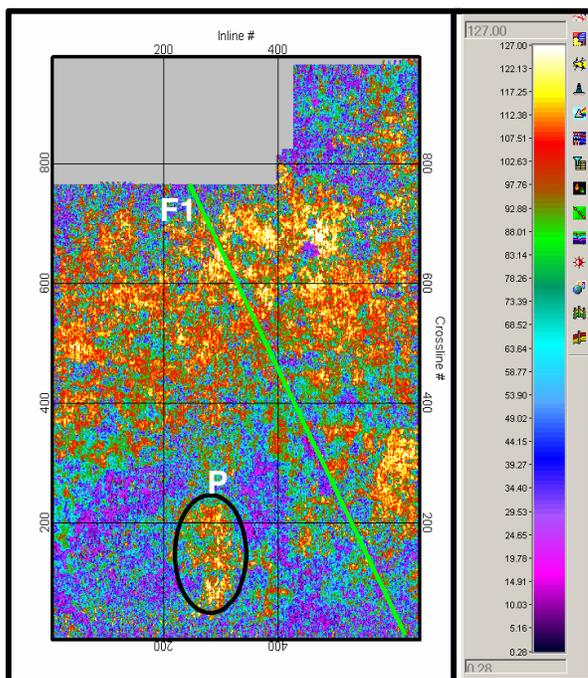
Tabla 4.6. Parámetros del Yacimiento.

PARÁMETRO	VALOR
Profundidad de Referencia	3465 p.b.n.m.
Presión Inicial	1561 Lpc
Temperatura del Yacimiento	154 °F
Compresibilidad de la Roca	$30 \cdot 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1}$
Compresibilidad del Fluido	$40 \cdot 10^{-6} \text{ Lpc}^{-1}$
Contacto Agua – Petróleo	3575 p.b.n.m.
Contacto Gas – Petróleo	3400 p.b.n.m.
Viscosidad del Fluido	42.9 cps
Presión de Saturación	1561 LPC
Presión de Fondo Fluyente	1261 Lpc
Tasa Promedio de Producción del pozo MEL-183	457.93 BN/D - 960 DIAS
Tasa Promedio de Producción del pozo MEL-187	949.47 BN/D - 390 DIAS
Tasa Promedio de Producción del pozo MEL-188	546.35 BN/D - 180 DIAS
Tasa Promedio de Producción del pozo MS-478	941.99 BN/D - 390 DIAS
Tasa Promedio de Producción del pozo MS-479	648.90 BN/D - 390 DIAS

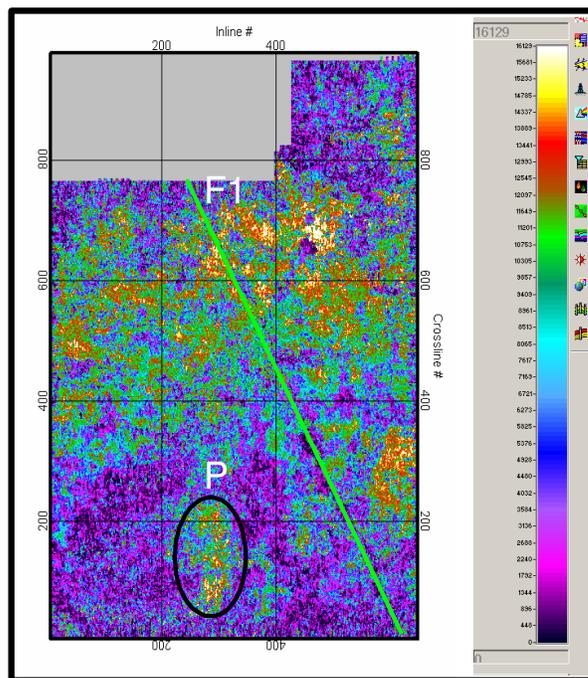
#### 4.5. CORRELACIÓN PROPIEDADES PETROFÍSICAS - ATRIBUTOS SÍSMICOS

Previamente a la obtención de las correlaciones entre propiedades petrofísicas y atributos sísmicos, se extrajeron los mapas de éstos últimos, del horizonte sísmico en tiempo o profundidad. Para ello se utilizó la aplicación “SeisVision” y se realizaron tres (3) corridas en el computador: una a 0 milisegundos, es decir sobre el tope de la arena, otra de 0 a 5 milisegundos, es decir 5 milisegundos por encima del tope de la arena y otra de -5 a 5 milisegundos, es decir 5 milisegundos por debajo y 5 milisegundos por encima del tope de la arena. De estas tres (3) la que mostró mejores respuestas o mejores mapas, fue la corrida de -5 a 5 milisegundos; y fue con estos mapas con los que se realizaron los gráficos “Cross Plots” para obtener las correlaciones.

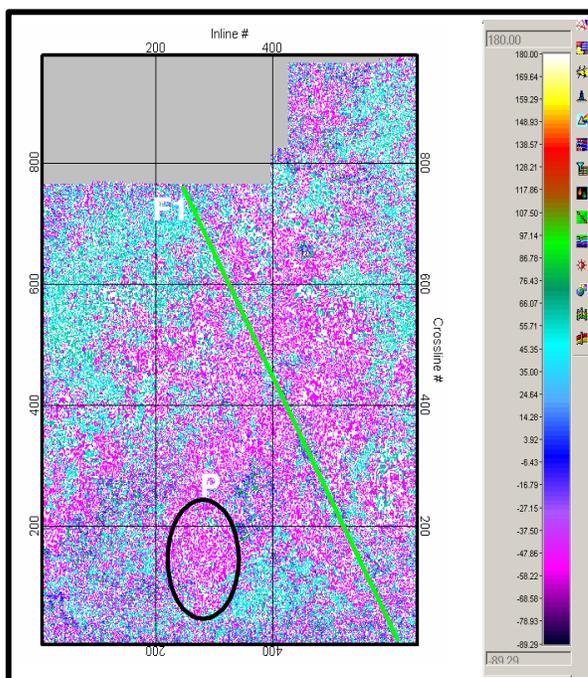
A continuación algunos mapas de atributos sísmicos correspondientes a la corrida de -5 a 5 milisegundos. Ver figura 4.24, desde la (a) hasta la (f):



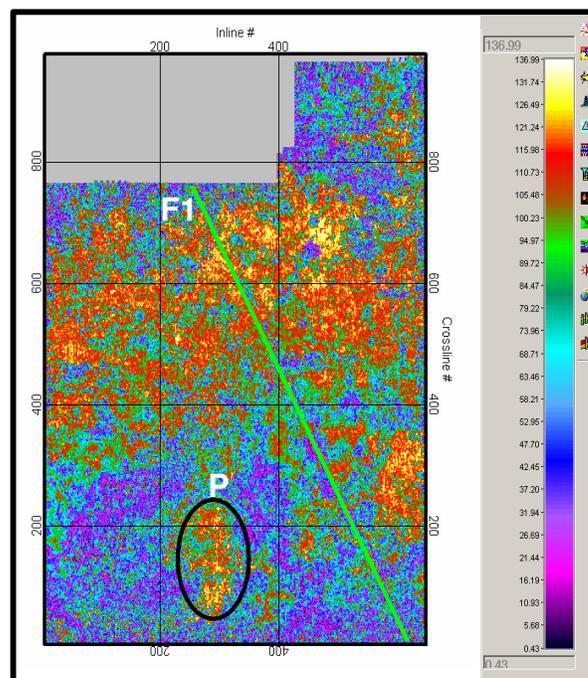
(a) AvgAbsolute Amplitude



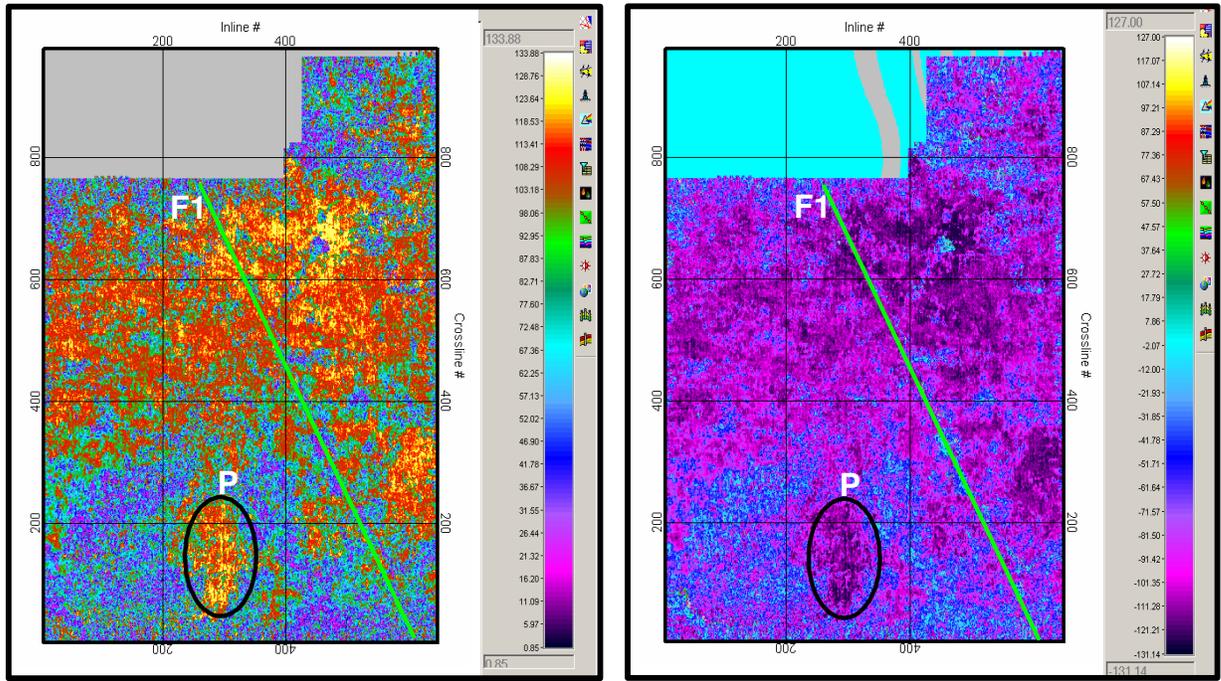
(b) AvgEnergy



(c) AvgInstantaneousPhase



(d) AvgReflectionStrength



(e) MaxAbsAmplitude

(f) MaxTroughAmplitude

Figura 4.24. Mapas de Atributos Sísmicos.

De esta corrida sólo se muestran estos seis (6) mapas, debido a que los otros catorce (14) no mostraron un buen contraste en sus valores, dando la impresión de que su comportamiento no varía a lo largo del horizonte con la litología ni con las propiedades petrofísicas del yacimiento. De los mapas mostrados, es importante mencionar lo siguiente: (1) El yacimiento en estudio está ubicado al este de la falla principal F1. (2) Las zonas de mayor amplitud sísmica coinciden con el área del yacimiento. (3) Al oeste de dicha falla casi todos los pozos perforados no mostraron la arena R4, a excepción del pozo MEL-202 que tiene 17 pies de arena neta total (ANT) y un porcentaje de lutita de 36.5 % (relativamente bajo), y está perforado en la zona enmarcada dentro de la elipse identificada con la letra P. Esta zona también tiene la particularidad de mostrar atributos sísmicos similares a la zona al este de la falla, lo que la convierte en una zona prospectiva. Ver figura 4.25.

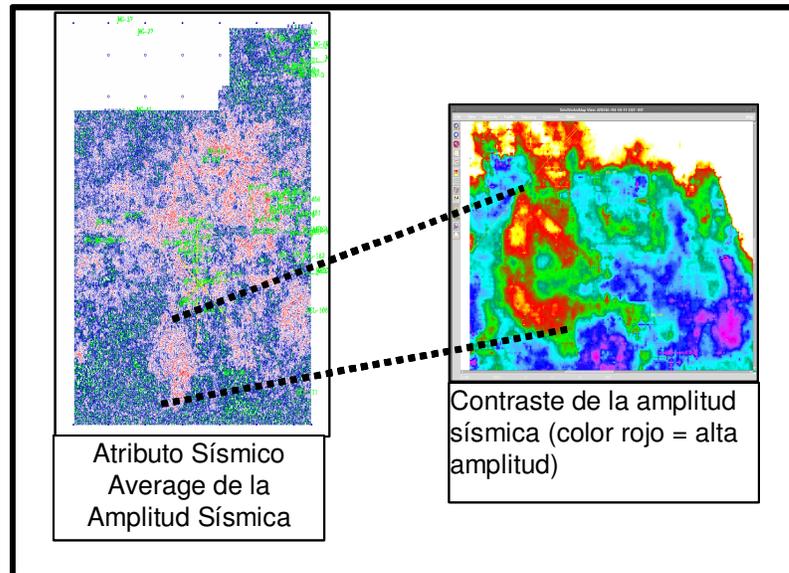


Figura 4.25. Porción sísmica de la arena R4 en la zona prospectiva.

Para el estudio de la correlación entre propiedades petrofísicas y atributos sísmicos se utilizó la aplicación “Zone Manager” de LandMark Suite Geographix. En este caso el cubo sísmico no cubre toda la extensión del yacimiento MS-435, arena R4, y por lo tanto las correlaciones se obtuvieron a partir del cruce de los datos de los pozos que coinciden con el área de la sísmica y los atributos sísmicos que corresponden con los mismos. Ver figura 4.26.

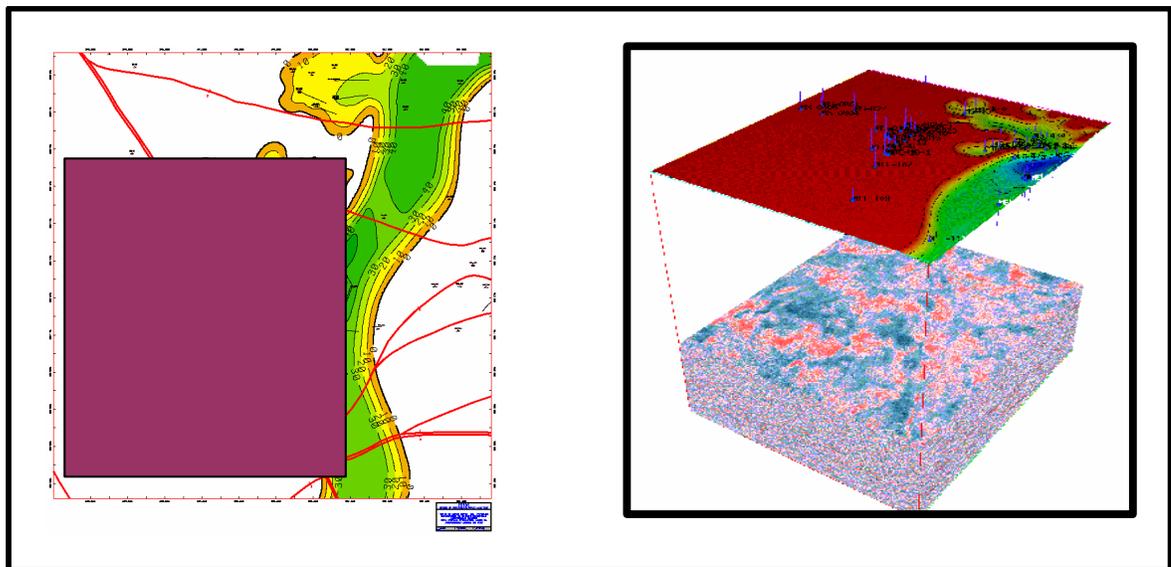


Figura 4.26. Área del levantamiento sísmico 3D, Melones Oeste.

Los gráficos con mejor coeficiente de regresión se obtuvieron con el atributo sísmico “AvgAbsAmplitude”, el cual presentó mayor contraste de amplitud. El resto de los atributos sísmicos no presentaron buen contraste, las correlaciones obtenidas fueron de bajo coeficiente de regresión y por lo tanto no se muestran en este informe. A continuación, las figuras 4.27, 4.28, 4.29, 4.30 y 4.31, muestran los gráficos “Croos Plots” con mejor coeficiente de regresión obtenidos:

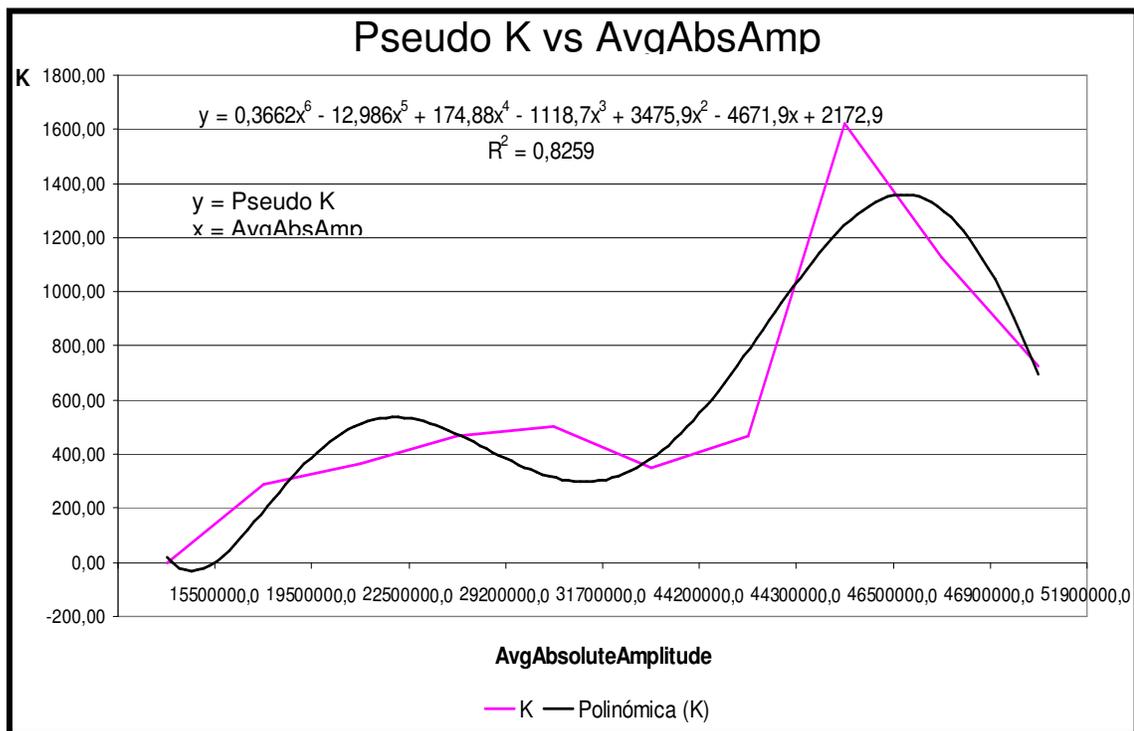


Figura 4.27. Gráfico Pseudo K vs AvgAbsAmplitude.

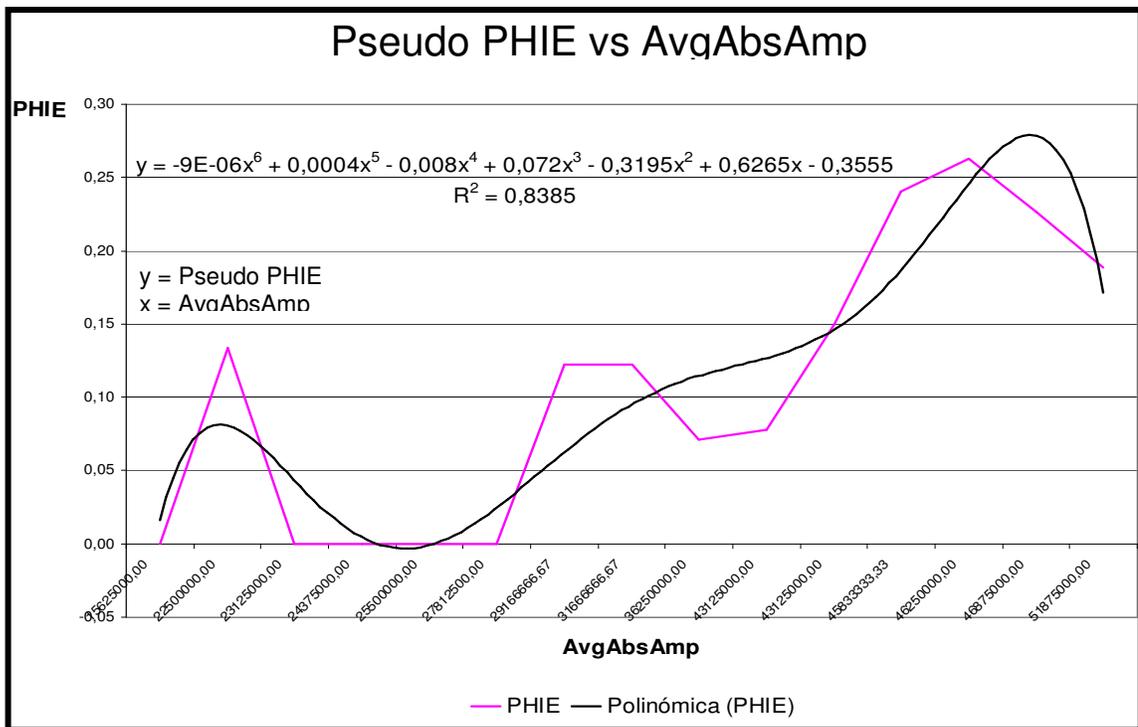


Figura 4.28. Gráfico Pseudo PHIE vs AvgAbsAmplitude.

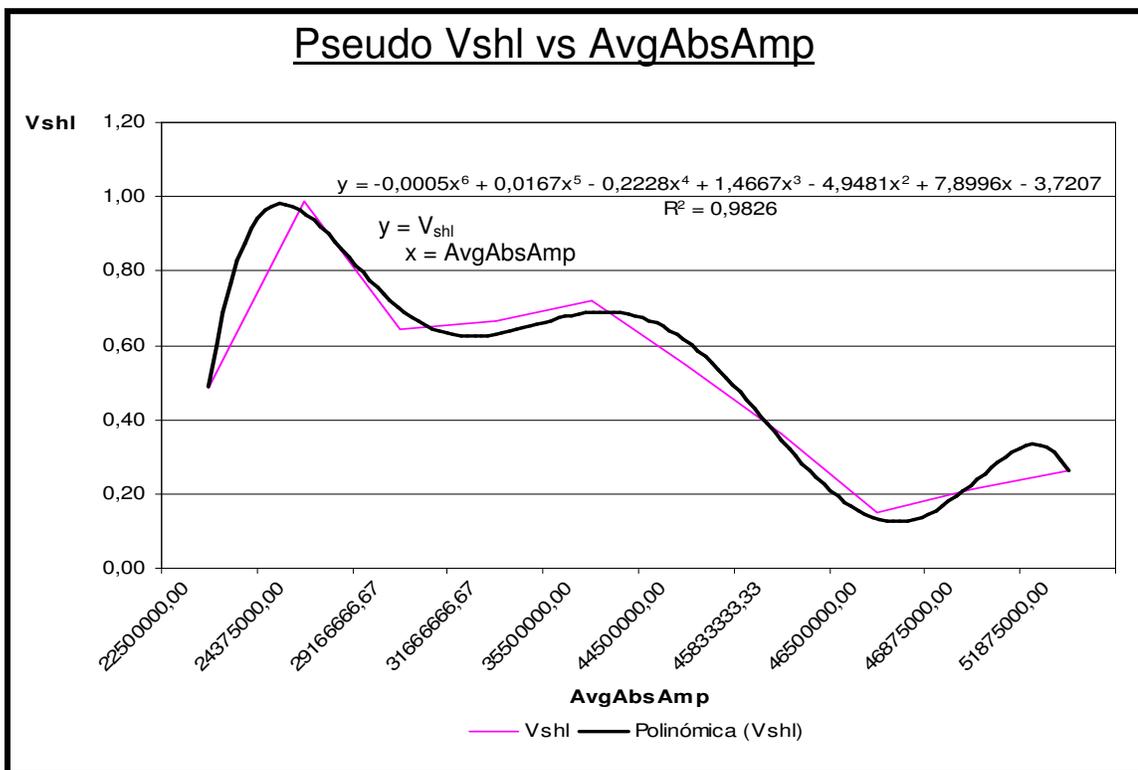


Figura 4.29. Gráfico Pseudo Vshl vs AvgAbsAmplitude.

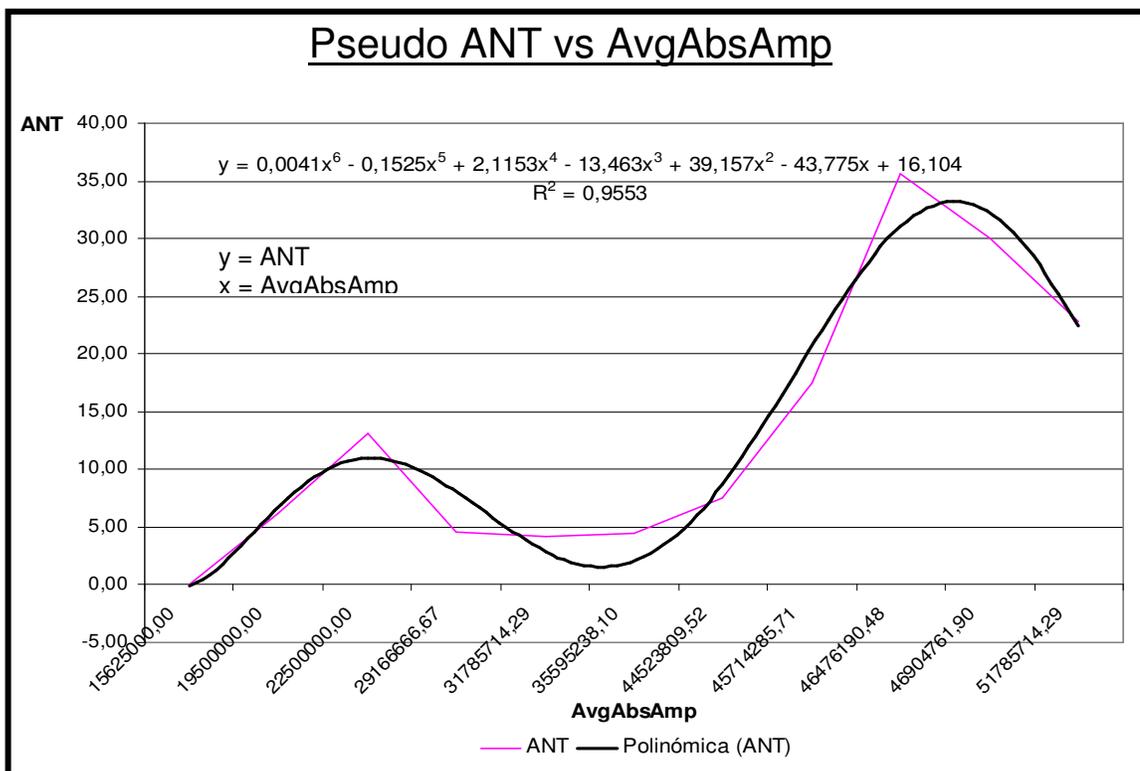


Figura 4.30. Gráfico Pseudo ANT vs AvgAbsAmplitude.

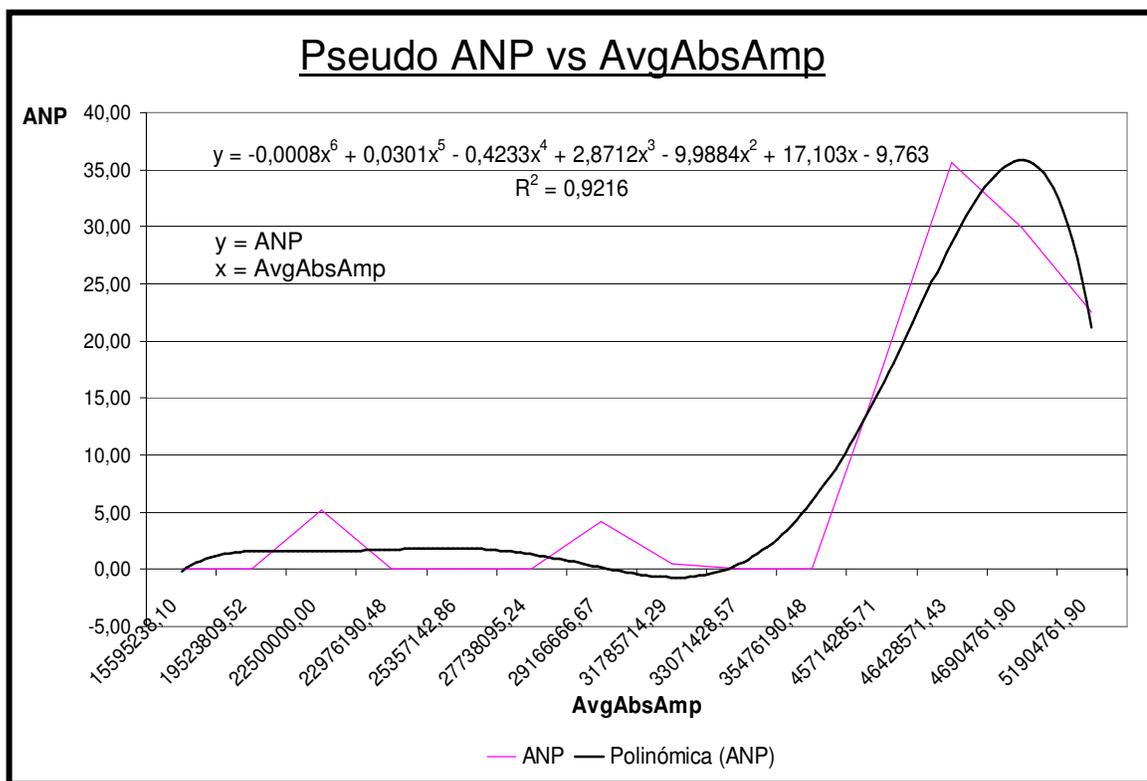


Figura 4.31. Gráfico Pseudo ANP vs AvgAbsAmplitude.

Después de analizar cada una de las correlaciones anteriores, se puede decir que todas tienen valores de  $R^2$  bastante buenos y por lo tanto, es recomendable usarlas para elaborar los mapas de pseudo propiedades y compararlos con los mapas inicialmente obtenidos bajo las técnicas tradicionales, a fin de poder determinar si las correlaciones se ajustan a la realidad o no, y además, para elevar o disminuir la confiabilidad sobre la zona prospectiva (P) anteriormente señalada. En otras palabras, con estas correlaciones o a través de ellas se puede validar la teoría sobre ambientes sedimentarios que dice, que las porosidades mayores se depositan a lo largo de la línea central del canal o en direcciones paralelas a ésta; y que las porosidades menores se depositan en los límites estratigráficos del canal, es decir, la porosidad va disminuyendo gradualmente a medida que se acerca a dichos límites. También, se pueden validar los resultados de las perforaciones horizontales realizadas en el área, comprobar si sus longitudes y direcciones de navegación corresponden con las longitudes y direcciones de porosidades altas dentro del canal.

## CONCLUSIONES

- La arena R4 fue ubicada en el levantamiento sísmico 3D, Melones Oeste, entre 920 y 1180 milisegundos.
- Dentro del levantamiento sísmico 3D, Melones Oeste, el horizonte sísmico asociado a la arena R4 presenta cinco fallas normales que actúan como factor de entrapamiento.
- Dentro del perímetro del levantamiento sísmico la arena R4 presenta un buzamiento hacia el norte.
- El ambiente sedimentario es fluvio-deltaico. La información proveniente de la geofísica permitió detallar dicho ambiente asociado a la arena estudiada.
- La estratigrafía de la arena R4 muestra un canal de 2 kilómetros de ancho y 50 pies de espesor en su región de máxima profundidad.
- Se identificaron dos facies sedimentarias adicionales en el modelo geológico, canales del abanico de rotura ("*channel of crevasse*") y regiones de depósito de granos finos dentro del abanico de rotura ("*splay*").
- El cambio en la correlación del Tope Estructural de la arena R4 en el pozo MS-456 comprobó el modelo geológico interpretado.
- Las correcciones ambientales aplicadas a los registros de los pozos, el cálculo de la resistividad del agua de formación y la determinación del  $GR_{shl}$  o  $GR_{max}$  y  $GR_{clin}$  o  $GR_{min}$  para cada pozo, permitieron aumentar la certidumbre del modelo y la obtención de parámetros confiables y consistentes.
- El Petróleo Original en Sitio obtenido en este proyecto fue de 82,50 MMBIs. Esto representa un aumento con respecto al Libro Oficial de Reservas de 14,76 MMBIs.

- Durante el análisis integrado de la data, el atributo sísmico que mejor correlacionó con las propiedades petrofísicas fue el AvgAbsAmplitude, ya que presentó un coeficiente de regresión entre 0,8259 y 0.9826 al cruzarlo con las propiedades K, PHIE, Vshl, ANT y ANP del yacimiento MS-435, arena R4.
- La interpretación y el análisis de la data sísmica, fueron determinantes en la identificación del área prospectiva (P), al sur del levantamiento sísmico. Los atributos sísmicos “AvgAbsAmplitude” y “MaxAbsAmplitude” fueron los que mayor contribución aportaron en esta identificación.
- El uso integrado de la data sísmica, atributos sísmicos, propiedades petrofísicas y geología, es de suma importancia para la caracterización física de un yacimiento, ya que a través de ellos se puede determinar el modelo estático, los contactos agua-petróleo y gas petróleo, la dirección preferencial de los cuerpos sedimentarios, las áreas prospectivas y las reservas, además de aumentar la confiabilidad de los resultados obtenidos.

## **RECOMENDACIONES**

- Usar las correlaciones encontradas para cada propiedad petrofísica, en función de los atributos sísmicos, para validar la teoría sobre ambientes sedimentarios, relacionada con la deposición de porosidades altas y bajas en canales y para validar los resultados de las perforaciones horizontales realizadas en el área, relacionados con longitud y direcciones de las navegaciones.
- Realizar el post-procesamiento de la data sísmica 3D Melones Oeste, con la intención de aumentar el espectro su frecuencia y de tal modo de observar detalles estructurales que con la data actual se hace imposible.
- Perforar un pozo en la zona “P”, con el fin de confirmar el modelo geológico interpretado.
- Utilizar los mapas de propiedades petrofísicas de este trabajo, como herramienta útil para la perforación en el área e identificación de áreas prospectivas.
- Integrar la información de atributos sísmicos para el modelaje de los yacimientos, por ser un factor decisivo en el momento de la interpretación y en la propuesta de un nuevo pozo.
- Utilizar el modelo petrofísico obtenido en este trabajo para generar una simulación de fluidos en el yacimiento, de tal manera de comparar estas realizaciones con modelos anteriores.
- Profundizar en el modelaje de yacimientos a través del uso de “softwares” que integren la data sísmica, con la data geológica y petrofísica del yacimiento estudiado, honrando así la heterogeneidad del medio poroso y estimando la distribución de propiedades petrofísicas en todo el cuerpo arenoso.

- Adquirir, durante la perforación de pozos nuevos, información que contribuya a la determinación de litología, propiedades petrofísicas de los yacimientos y propiedades de los fluidos; de tal forma de permitir la realización de estudios de caracterización de yacimientos.

## NOMENCLATURA

A	= Area de la sección transversal del conductor en pie <sup>2</sup>
A	= Area en pie <sup>2</sup>
a	= Constante empírica
A(t)	= Amplitud de la traza sísmica real
ANP	= Arena neta petrolífera (pies)
ANT	= Arena neta total (pies)
BN	= Barriles netos
BVW	= Volumen poroso ocupado por agua
BY	= Barriles a nivel de yacimiento
CALI	= Registro "Caliper"
COAL	= Carbón
d	= Diámetro del hoyo
Di	= Diámetro promedio de la zona invadida
F	= Factor de resistividad de la formación
f(t)	= Parte real de la traza sísmica compleja
F(t)	= Traza sísmica compleja
f*(t)	= Parte imaginaria de la traza sísmica compleja
g	= aceleración de la gravedad
GOES	= Gas original en sitio
GOESC	= Gas original en sitio en la capa de gas (PCN)
GR	= Registro de Rayos Gamma
GRC	= Registro GR corregido
GRcln	= GRmin. GR limpio o mínimo
GRshl	= GRmax. GR sucio o máximo
h	= Altura de agua en el tubo sobre la superficie libre de agua
h(t)	= Traza cuadratura
I	= Corriente resultante
i	= Flujo de corriente eléctrica
K	= KM. Permeabilidad
K <sub>g</sub>	= Permeabilidad efectiva al gas

Ko	= Permeabilidad efectiva al petróleo
Krg	= Permeabilidad relativa al gas
Kro	= Permeabilidad relativa al petróleo
Krw	= Permeabilidad relativa al agua
Kw	= Permeabilidad efectiva al agua
L	= Longitud del Conductor
m	= Factor de cementación
n	= Exponente de saturación
n	= Número de celdas de la malla de simulación
N	= Volumen de hidrocarburos (MMBNP)
Null	= Nulo
POESC	= Petróleo original en sitio en cada celda y en la región de petróleo
POES	= Petróleo original en sitio
P1	= Ondas compresionales reflejadas
P2	= Ondas compresionales refractadas
Pc	= Presión capilar
PCN	= Pies cúbicos normales
PCY	= Pies cúbicos a nivel de yacimiento
Pf	= Profundidad de la formación de interés
PHIA	= $\phi_{ave}$ . Porosidad average
PHID	= $\phi_d$ . Porosidad densidad
PHIE	= $\phi_{efe}$ . Porosidad efectiva
PHIN	= Registro de porosidad del neutrón. Igual a $\phi_n$
PHINC	= Registro PHIN corregido. Igual a $\phi_{nc}$
Pm	= Profundidad máxima
Pnw	= Presión fase no mojante
Pw	= Presión fase mojante
Q	= Caudal (Barriles por día)
r	= Resistencia eléctrica
R	= Resistividad eléctrica
R(t)	= Envoltente de la traza sísmica o intensidad de la reflexión

$r_c$	= Radio capilar
RD	= Resistividad de la formación medida con el dispositivo de investigación profunda
RGP	= Relación gas petróleo (PCN/BN)
RHOB	= Registro de densidad. Igual a $\rho_b$ .
RHOBc	= Registro de densidad corregido. Igual a $\rho_{bc}$ .
Ri	= Resistividad promedio zona invadida
Rm	= Resistividad del barro
Rmc	= Resistividad del revoque
Rmf	= Resistividad del filtrado acuoso
Ro	= Resistividad de una formación acuífera
Rs	= Relación petróleo gas disuelto (PCN/BN)
Rsi	= Solubilidad del gas inicial en el crudo (PCN/BN)
Rt	= Resistividad de una formación petrolífera
Rt	= Resistividad zona no invadida
Rw	= Resistividad agua de formación zona no invadida
Rw	= Resistividad del agua de formación
Rxo	= Resistividad de la zona lavada
$S_1$	= Ondas de corte reflejadas
$S_2$	= Ondas de corte refractadas
$S_b$	= Fracción de agua retenida en la arcilla
$S_g$	= Saturación de gas
$\phi S_h$	= Fracción de hidrocarburos del volumen total de la formación
$\phi (1-S_w)$	= Fracción de hidrocarburos del volumen total de la formación
$S_{hr}$	= Saturación del hidrocarburo residual en la zona lavada
$S_i$	= Saturación promedio acuosa zona invadida
$S_o$	= Saturación de petróleo
$S_w$	= Saturación de agua
$S_w$	= Saturación de agua zona no invadida
$S_{wCutoff}$	= Valor de corte de la saturación de agua
$S_{wi\ limpia}$	= Saturación irreductible de agua en una arena limpia de la misma porosidad y permeabilidad que la arena arcillosa

$S_{wi}$	= Saturación de agua irreductible
$S_{wnm}$	= Saturación inmóvil total de agua
$S_{xo}$	= Saturación de agua en la zona lavada
$t$	= Tiempo de viaje de una onda compresional a través de la roca
$T_f$	= Temperatura de la formación de interés
$t_f$	= Tiempo de tránsito en el fluido que ocupa los poros
$T_m$	= Temperatura máxima del fondo
$t_{ma}$	= Tiempo de tránsito en la matriz
$t_{mc}$	= Espesor del revoque
$T_s$	= Temperatura media de la superficie
$V$	= voltaje alterno de baja frecuencia
$V$	= Volumen bruto de roca (MMBY)
$V_{bc}$	= Volumen bruto de cada celda de la malla
$V_g$	= Volumen de gas
$V_o$	= Volumen de petróleo
$V_p$	= Volumen poroso
$V_{pi}$	= Velocidad de la onda incidente
$V_{sh}$	= Fracción volumétrica de lutita
$V_{shCutoff}$	= Valor de corte del porcentaje de arcilla
$V_{sr}$	= Velocidad de la onda de corte reflejada
$V_w$	= Volumen de agua
$\rho_b$	= Densidad de la formación medida
$\theta$	= Angulo de contacto
$\alpha_1$	= Angulo de la onda incidente
$\alpha_2$	= Angulo de reflexión de la onda de corte
$\Delta P$	= Caída de presión en lpc
$\rho_{ma}$	= densidad de la matriz
$\rho_f$	= Densidad del fluido que satura los poros, zona superficial (filtrado de lodo)
$\Delta\rho$	= diferencia de densidad entre las dos fases
$\Delta L$	= Diferencia de longitud en pies
$\beta_{oi}$	= Factor volumétrico del petróleo a presión inicial (BY/BN)

$\beta_{gi}$	= Factor volumétrico inicial de gas (PCY/PCN)
I	= Índice de resistividad
$\phi$	= Porosidad
$\phi_{an}$	= Porosidad absoluta de cada celda de la malla
$\phi_t$	= Porosidad total de la formación
$\phi_{tsh}$	= Porosidad total de la lutita adyacente
$\sigma_{mww}$	= Tensión interfacial
$\mu$	= Viscosidad cinemática en cps
$\theta(t)$	= Fase instantánea de la traza sísmica
$\Delta E$	= Diferencia de potencial eléctrico
CNL_BoreHole	= Carta de la Schlumberger para corregir el registro PHIN por condiciones del hoyo
CNL_FrmSal	= Carta de la Schlumberger para corregir el registro PHIN por la salinidad de la formación
CNL_LS	= Carta de la Schlumberger para corregir el registro PHIN por el tipo de matriz
CNL_Mudwt_Ntrl	= Carta de la Schlumberger para corregir el registro PHIN por condiciones del lodo
FDC_Por15a_Mud	= Carta de la Schlumberger para corregir densidad por efectos de las condiciones del lodo y según las condiciones del hoyo
GR_3inCentered	= Carta de la Schlumberger para corregir GR por efectos del lodo y las condiciones del hoyo

## LISTA DE ECUACIONES

Diferencia de Potencial Eléctrico	(1-1)
Resistividad Eléctrica	(1.2)
Resistividad del Agua de Formación	(1.3)
Resistividad de una Formación Acuífera	(1.4)
Resistividad de una Formación Petrolífera	(1.5)
Temperatura de Formación	(1.6)
Reducción de la Resistividad del Agua de una temperatura a otra	(1.7)
Porosidad	(1.8)
Resistividad de un bloque de arenisca lleno de agua	(1.9)
Resistividad de un bloque de arenisca lleno de agua en función de F	(1.10)
Factor de la Resistividad de la Formación en función de $\phi$ y m	(1.11)
Factor de la Resistividad de la Formación en función de $\phi$ , a y m	(1.12)
Factor de la Resistividad de la Formación en función de $\phi$ (ec de Humble)	(1.13)
Ecuación de Humble oil Company	(1.14)
Expresión de F para Rocas Carbónicas	(1-15)
Expresión de F para rocas Compactas u Olíticas	(1-16)
Saturación de petróleo ( $S_o$ )	(1-17)
Saturación de gas ( $S_g$ )	(1-18)
Saturación de agua ( $S_w$ )	(1-19)
Relación entre las Resistividades y la Saturación	(1-20)
Relación entre las Resistividades, la Saturación y el factor F	(1-21)
Ec de Darcy (Caudal en función de K, $\mu$ , $\Delta P$ y $\Delta L$ )	(1-22)
Ec de Darcy (Caudal en función de K, A, $\mu$ , $\Delta P$ y $\Delta L$ )	(1-23)
Ecuación Tixier, Schlumberger (K en función de $\Phi$ y $S_{wi}$ )	(1-24)
Correlación de Timur (K en función de $\Phi$ y $S_{wi}$ )	(1-25)
Relación entre Permeabilidad Absoluta y Efectiva	(1-26)
Permeabilidad Relativa	(1-27)
Fracción de agua retenida en la arcilla	(1-28)
$S_{wi}$ en función de $V_{shl}$ , $\Phi_{tsh}$ y $\Phi_t$	(1-29)
$S_{wi} \times \Phi_t$ en función de $V_{shl} \times \Phi_{tsh}$	(1-30)
Presión Capilar	(1-31)

Presión Capilar en función de $g$ , $h$ y $\Delta\rho$	(1-32)
Saturación inmóvil total del agua ( $S_{wnm}$ )	(1-33)
Tiempo de viaje de una Onda Compresional	(1-34)
Porosidad en función de los tiempos de viaje de Ondas Compresionales	(1-35)
Densidad de la Formación medida	(1-36)
Porosidad en función de las Densidades	(1-37)
GR corregido	(1-38)
Densidad (RHOB) corregida	(1-39)
Porosidad Neutrón (PHIN) corregida por condiciones del hoyo	(1-40)
Porosidad Neutrón (PHIN) corregida por condiciones del lodo	(1-41)
Porosidad Neutrón (PHIN) corregida por salinidad y tipo de matriz	(1-42)
Porcentaje de Arcilla ( $V_{shl}$ )	(1-43)
Porosidad Densidad (PHID = $\Phi_d$ )	(1-44)
Porosidad Average (PHIA = $\Phi_{ave}$ )	(1-45)
Porosidad Efectiva (PHID = $\Phi_{efec}$ )	(1-46)
$S_w$ según el método de Archie	(1-47)
Volumen Poroso ocupado por Agua (BVW)	(1-48)
PAY para la Arena Neta Total	(1-49)
Arena Neta Total (ANT)	(1-50)
Corrección por Carbón de la ANT	(1-51)
PAY para la Arena Neta Petrolífera	(1-52)
Arena Neta Petrolífera	(1-53)
Corrección por Carbón de la ANP	(1-54)
Permeabilidad según Timur	(1-55)
Corrección de la Permeabilidad por Carbón	(1-56)
Coefficiente de Reflexión de Ondas Sísmicas	(1-57)
Ley de Snell	(1-58)
Traza Sísmica Real	(1-59)
Traza Cuadratura	(1-60)
Traza Sísmica Compleja	(1-61)
Parte Real e Imaginaria de la Traza Sísmica en función de la Amplitud	(1-62)
Traza Sísmica Compleja en función de la Amplitud y de la Fase	(1-63)
POES	(3-1)

GOESc

(3-2)

GOES

(3-3)

## BIBLIOGRAFIA

1. BILLINGS, M. 1974. *Geología Estructural*. Buenos Aires: Editorial Universitaria. (*Structural Geology*, Traductor: Amilcar Herrera).
2. CASTILLO, S. (y otros). 1999. *Procesamiento Sísmico 3D*. Caracas: Material instruccional de apoyo, Postgrado Especialización en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos, UCV, Octubre 1999 – Octubre 2001.
3. CIED. 1996. *Evaluación de Formaciones*. Caracas: Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Filial de Petróleos de Venezuela S.A.
4. CIED. 1996. *Geología de Producción Nivel Básico*. Caracas: Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Filial de Petróleos de Venezuela S.A.
5. CIED. 1996. *Interpretación de Perfiles Viejos*. Caracas: Centro Internacional de Educación y Desarrollo, Filial de Petróleos de Venezuela S.A.
6. CRAFT, B. y HAWKINS, M. 1968. *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. Madrid: Editorial Tecnos. (*Applied Petroleum Reservoir Engineering*, Traductor: Hernando Vasquez Silva).
7. DAKE, L. 1978. *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam–Oxford–New York: Elsevier Scientific Publishing Company. Pag. 45 @ 71; 141 @ 214.
8. DI CROCE, J. 1999. *Estratigrafía Secuencial*. Caracas: Material instruccional de apoyo, Postgrado Especialización en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos, Octubre 1999 – Febrero 2000.
9. DRESSER ATLAS. 1974. *Introducción al Perfilaje*. U.S.A.: Material de Dresser Industries, INC. 1974.
10. ECHEZURIA, B. (y otros). 1999. *Adquisición Sísmica 2D y 3D Marina y Terrestre*. Caracas: Material instruccional de apoyo, Postgrado Especialización en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos, UCV, Octubre 1999 – Octubre 2001.
11. GARCIA, J. 1999. *Atributos Sísmicos*. Caracas: Material instruccional de apoyo, Postgrado Especialización en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos, UCV, Octubre 1999 – Octubre 2001.
12. GREEN, D. y WILLHITE, G. 1998. *Enhanced Oil Recovery*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, SPE Textbook series Vol.6.

13. LAPREA, M. 1986. *Simulación Numérica de Yacimientos Descripción Validación y Aplicaciones de Modelos en Diferencias Finitas*. Puerto La Cruz: UDO, 1986.
14. LEON, P. 1999. *Structural Framework Definition*. Caracas: Material instruccional de apoyo, Postgrado Especialización en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos, UCV, Octubre 1999 – Octubre 2001.
15. LEON, P. 1999. *Gerencia de Yacimientos*. Caracas: Material instruccional de apoyo, Postgrado Especialización en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos, UCV, Octubre 1999 – Octubre 2001.
16. MARTINEZ, C. 1999. *Efectos de Estructuras Geológicas y Fluidos de Perforación / Completación en la Productividad de los Pozos Horizontales en los Campos Arecuna, Bare, Melones, Oveja, y Yopales Sur*. Puerto La Cruz: Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Marzo 1999.
17. MATA, C. 2000. *Introducción a la Geofísica*. Caracas: Material instruccional de apoyo, Postgrado Especialización en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos, UCV, Octubre 1999 – Octubre 2001.
18. MATA, C. 2000. *Análisis Secuencial*. Caracas: Material instruccional de apoyo, Postgrado Especialización en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos, UCV, Octubre 1999 – Octubre 2001.
19. MESZAROS, G. (y otros). 1992. *Scale Model Studies and Simulation of Inert Gas Injection With Horizontal Wells*. Society of Petroleum Engineers, SPE 20529: Septiembre 1992.
20. MUKERJI, T. (y otros). *Statistical Rock Physics: Combinig Rock Physics, Information Theory And Geostatistics To Reduce Uncertainty In Seismic Reservoir Characterization*. The leading edge, Vo 20, N° 3, 312 - 319.
21. PEREZ, F. (y otros). 1998. *Proyecto Melones Oeste*. Puerto La Cruz: Estudio Integrado del Campo Melones Oeste, PDVSA, División Oriente.
22. PINO, H. 1999. *Cálculo de Reservas*. Caracas: Material instruccional de apoyo, Postgrado Especialización en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos, Octubre 1999 – Febrero 2000.
23. PINO, H. 2000. *Recuperación Mejorada del Petróleo*. Caracas: Material instruccional de apoyo, Postgrado Especialización en Gerencia Integrada de Yacimientos de Hidrocarburos, Octubre 2000 – Febrero 2001.

24. ROJAS, G. 1992. *Recuperación de Petróleo por Inyección de Agua y/o Gas*. Cepet: 1992.
25. SCHLUMBERGER, 1972. *Interpretación de Perfiles*. New York: Volumen I – Fundamentos. Enero 1975.
26. TIAB, D. y DONALDSON, E. 1996. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.