



# **BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA**

---

**Facultad de Ingeniería**

**Colegio de Geofísica**

**“Evaluación Petro-Sísmica de un Yacimiento en la  
Cuenca Salina del Istmo utilizando Registros  
Geofísicos de Pozo y Sísmica 3D en Profundidad”**

**TESIS PROFESIONAL**

**Para obtener el título de:  
INGENIERO GEOFÍSICO**

**Presenta:  
LUIS IVÁN BAZÁN FLORES**

**Director de Tesis:  
Dr. Rubén Darío Arizabalo Salas**

**Co-Director:  
M.C. José Serrano Ortiz**

**Octubre 2016**



**BUAP**

Oficio No. S.AC.1902/16  
**ACEPTACIÓN TESIS**

**C. LUIS IVÁN BAZÁN FLORES**  
**PASANTE DE LA CARRERA DE**  
**INGENIERÍA GEOFÍSICA**  
**DE LA B.U.A.P.**  
**PRESENTE.**

En atención a la autorización del Tema de Tesis que puso Usted a consideración de esta Facultad, se turnó la misma al:

**M.C. JOSÉ CASTILLO ROMÁN**  
**COORDINADOR DEL COLEGIO DE INGENIERÍA GEOFÍSICA**

Habiendo autorizado el tema denominado:

**“EVALUACIÓN PETRO-SÍSMICA DE UN YACIMIENTO EN LA CUENCA SALINA DEL ISTMO UTILIZANDO REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO Y SÍSMICA 3D EN PROFUNDIDAD”**

Por lo anterior hacemos de su conocimiento que se asignan como **Asesores Interno: M.C. JOSÉ SERRANO ORTÍZ, Externo: DR. RUBÉN DARÍO ARIZABALO SALAS.**

Sin otro particular de momento, me es grato quedar de usted.

ATENTAMENTE

“PENSAR BIEN PARA VIVIR MEJOR”

H. Puebla de Z., 29 de agosto de 2016

**M.I. FERNANDO DANIEL LAZCANO HERNÁNDEZ**  
**DIRECTOR**

C.c.p.- Expediente  
Interesado  
M'FDLH'M'JT'rba.



**60**  
**AÑOS DE**  
**AUTONOMÍA**  
**UNIVERSITARIA**

Facultad  
de Ingeniería

Blvd. Valsequillo y Av. San Claudio  
s/n, edif. ING 4, Col. San Manuel,  
Ciudad Universitaria,  
Puebla, Pue. C.P. 72570  
01 (222) 229 55 00 Ext. 7610

ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN

M.I. FERNANDO DANIEL LAZCANO HERNÁNDEZ  
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE  
INGENIERÍA DE LA B.U.A.P.  
**Presente.**

El suscrito: M.C JOSÉ SERRANO ORTIZ, Asesor Interno del Tema de Tesis denominado:

**“EVALUACIÓN PETRO-SÍSMICA DE UN YACIMIENTO EN LA CUENCA SALINA DEL ISTMO UTILIZANDO REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO Y SÍSMICA 3D EN PROFUNDIDAD”**

Presentado por el C. LUIS IVÁN BAZÁN FLORES, Pasante de la Carrera de Ingeniería Geofísica y en atención al oficio No. 1902/16, de fecha 29 de agosto del presente año, me permito informar a usted que **después de haber revisado cuidadosamente** el contenido temático, la metodología, la redacción y la ortografía de la tesis correspondiente, no tengo inconveniente **autorizar la impresión** de la misma.

Lo que hago de su conocimiento para los efectos legales a que haya lugar.

ATENTAMENTE

H. Puebla de Z., 26 de septiembre de 2016



**M.C. JOSÉ SERRANO ORTIZ**  
**ASESOR**

C.c.p.- Interesado  
Expediente  
rba

## AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a Dios por haberme guiado y acompañado en el transcurso de mi carrera y en todo momento; por darme fortaleza en momentos de debilidad y brindarme momentos de aprendizaje, experiencia y felicidad.

Le doy gracias a mi madre por darme su amor y apoyo en todo momento y llenarme de ánimos cuando lo necesitaba. Por los valores que me ha inculcado y por ayudarme a ser mejor persona cada día.

A mi padre por apoyarme en todas mis decisiones y por brindarme las oportunidades de aprendizaje y experiencia a lo largo de mi vida como estudiante y deportista. Por enseñarme la importancia de seguir formándose en carácter y en conocimientos.

A mi hermana por estar conmigo en momentos difíciles y el apoyo en cada decisión desde nuestra niñez.

Agradezco al Instituto Mexicano del Petróleo por haberme permitido trabajar en la Gerencia de Exploración y Producción. Por darme la oportunidad de desarrollar mis habilidades en la industria Petrolera y adquirir conocimientos y experiencia que estoy seguro me serán de mucha utilidad en mi futuro como profesionista.

Doy gracias al Dr. Rubén Arizabalo por darme su apoyo incondicional desde el primer momento, por brindarme su confianza y su tiempo para desarrollar el presente trabajo y por los consejos recibidos que me han ayudado a tomar decisiones sobre mi futuro.

Agradezco al Ing. Honorio Ramírez por el conocimiento compartido, por el tiempo dedicado a la revisión de mi trabajo y por apoyarme en el desarrollo del mismo.

Gracias al M. en C. Serrano Ortiz por sus consejos para que este trabajo pudiera desarrollarse y el tiempo dedicado a la revisión del mismo. También por los conocimientos adquiridos durante sus clases y por su apoyo a la sociedad estudiantil que se fundó con su ayuda.

A mis maestros siempre dispuestos a compartir sus conocimientos y permitirme desarrollar mis habilidades en el salón de clases y en las prácticas de campo que realizamos en el transcurso de la carrera.

# ÍNDICE

LISTA DE TABLAS.....	1
LISTA DE FIGURAS .....	1
RESUMEN .....	4
ABSTRACT .....	5
OBJETIVOS .....	6
INTRODUCCIÓN .....	7
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	8
METODOLOGÍA EMPLEADA .....	8
CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES .....	9
1.1 CUENCA SALINA DEL ISTMO .....	9
1.2 MARCO TECTÓNICO ESTRUCTURAL Y EVOLUCIÓN .....	10
1.3 ESTRATIGRAFÍA Y AMBIENTES DE DEPÓSITO .....	13
1.4 SISTEMA PETROLERO .....	19
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO.....	21
2.1 PROSPECCIÓN SÍSMICA.....	21
2.1.1 <i>Sísmica de Refracción</i> .....	21
2.1.2 <i>Sísmica de Reflexión</i> .....	22
2.2 ATRIBUTOS SÍSMICOS .....	23
2.2.1 <i>Balance de Amplitudes (Amplitud Balancing)</i> .....	24
2.2.2 <i>Suavizado Estructural (Structural Smoothing)</i> .....	24
2.2.3 <i>Coseno de Fase (Cosine of Phase)</i> .....	24
2.2.4 <i>Varianza (Variance)</i> .....	24
2.2.5 <i>Caos (Chaos)</i> .....	25
2.2.6 <i>Seguimiento de Hormigas (Ant Tracking)</i> .....	25
2.3 REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO.....	26
2.3.1 <i>Clasificación de los Registros</i> .....	26
Eléctricos.....	27
.....	30
Radiactivos.....	30
Acústicos .....	32
Térmicos.....	33
Mecánicos .....	33
2.4 EVALUACIÓN PETROFÍSICA .....	34
2.4.1 <i>Resistividad</i> .....	35
2.4.2 <i>Porosidad</i> .....	36

2.4.3	<i>Permeabilidad</i> .....	36
2.4.4	<i>Factor de Formación</i> .....	37
2.4.5	<i>Saturación</i> .....	38
2.4.6	<i>Volumen de Arcilla</i> .....	39
2.4.7	<i>Gráficas Cruzadas (Cross-Plots)</i> .....	39
	<i>Densidad-Tiempo de Tránsito</i> .....	40
	<i>Tiempo de Tránsito-Porosidad Neutrón</i> .....	41
	<i>Densidad- Porosidad Neutrón</i> .....	41
2.5	GEOESTADÍSTICA.....	42
2.5.1	<i>Variograma</i> .....	43
2.5.2	<i>Modelos de Variogramas</i> .....	44
CAPÍTULO 3. INTERPRETACIÓN SÍSMICA .....		47
3.1	ATRIBUTOS SÍSMICOS .....	47
3.2	HORIZONTES .....	48
3.3	FALLAS .....	53
3.5	SISTEMA ESTRUCTURAL .....	54
3.6	MAPAS ESTRUCTURALES EN PROFUNDIDAD .....	58
CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN PETROFÍSICA .....		61
4.1	REGISTROS EXISTENTES .....	61
4.2	ZONAS.....	61
4.3	GRADIENTE DE TEMPERATURA.....	62
4.4	MÉTODO DE DOS AGUAS (DUAL WATER).....	62
4.6	INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO.....	71
4.7	CUBOS DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS .....	85
4.8	POZOS 1 Y 24 .....	90
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....		94
REFERENCIAS.....		96

## Lista de Tablas

Tabla 4.1. Registros existentes de los pozos presentes en el Campo R.....	61
Tabla 4.2. Densidad de diferentes minerales .....	68
Tabla 4.3. Radiactividad en formaciones .....	69
Tabla 4.4. Valores de tiempo de tránsito para diferentes minerales. ....	70
Tabla 4.5. Valores estimados de porosidad (%).....	71
Tabla 4.6. Valores petrofísicos promedio pozo 1. ....	72
Tabla 4.7. Valores petrofísicos promedio pozo 2. ....	73
Tabla 4.8. Valores petrofísicos promedio pozo 3. ....	73
Tabla 4.9. Valores petrofísicos promedio pozo 4. ....	74
Tabla 4.10. Valores petrofísicos promedio pozo 5. ....	75
Tabla 4.11. Valores petrofísicos promedio pozo 7. ....	75
Tabla 4.12. Valores petrofísicos promedio pozo 8 .....	77
Tabla 4.13. Valores petrofísicos promedio pozo 11. ....	77
Tabla 4.14. Valores petrofísicos promedio pozo 14. ....	78
Tabla 4.15. Valores petrofísicos promedio pozo 16. ....	79
Tabla 4.16. Valores petrofísicos promedio pozo 19. ....	79
Tabla 4.17. Valores petrofísicos promedio pozo 23. ....	81
Tabla 4.18. Valores petrofísicos promedio pozo 24. ....	81
Tabla 4.19. Valores petrofísicos promedio pozo 30. ....	82
Tabla 4.20. Valores petrofísicos promedio pozo 32. ....	83
Tabla 4.21. Valores promedio de las propiedades petrofísicas para cada pozo. ....	84
Tabla 4.22. Capas propuestas para inyectar emulsiones y para recibirlas .....	93

## Lista de Figuras

Figura 1.1. Cuenca Salina del Istmo. ....	9
Figura 1.2. Sección estructural tipo de la Provincia Salina del Istmo. ....	10
Figura 1.3. Mapa Tectónico estructural del Sureste de México.....	12
Figura 1.4. Tabla estratigráfica de la Cuenca Salina del Istmo. ....	14
Figura 1.5. Modelo paleoambiental del Kimmeridgiano.....	15
Figura 1.6. Modelo paleoambiental del Cretácico Medio.....	17
Figura 1.7. Modelo paleoambiental del Cretácico Superior.....	17
Figura 1.8. Distribución de facies Mioceno S y Plioceno.....	18

Figura 2.1. Onda refractada para un ángulo de incidencia crítico.....	22
Figura 2.2. Principio de sísmica de reflexión y secció sísica .....	23
Figura 2.3. Circuito esquemático para obtener el registro SP .....	27
Figura 2.4. Arreglo básico del registro eléctrico convencional. ....	27
Figura 2.5. Comparación laterolog, doble laterolog y esférico enfocado.....	28
Figura 2.6. Principio de medición de la herramienta inductiva .....	29
Figura 2.7. Herramienta laterolog y líneas de corriente esquemática .....	30
Figura 2.8. Registro de rayos gamma. ....	30
Figura 2.9. Herramienta de espectroscopía elemental.....	31
Figura 2.10. Herramientas Geoquímicas de neutrones.....	31
Figura 2.11. Herramientas de litodensidad.....	32
Figura 2.12. Registro sónico. ....	33
Figura 2.13. Herramienta Caliper. ....	34
Figura 2.14. Gráfica Densidad-Tiempo de tránsito; Tiempo de tránsito-Porosidad.....	41
Figura 2.15. Gráfica Densidad-Porosidad. ....	42
Figura 2.16. Componentes del Variograma.....	44
Figura 2.17. Variograma teórico del modelo esférico y modelo exponencial .....	45
Figura 2.18. Variograma teórico del modelo Gaussiano. ....	46
Figura 3.1. Atributos sísmicos aplicados.....	47
Figura 3.2. Vista en planta de los pozos y los límites del cubo sísmico. ....	49
Figura 3.3. Secciones sísmicas y bases de los horizontes de interés.....	49
Figura 3.4. Sección In-line 5553.....	50
Figura 3.5. Picado de datos para definir los horizontes Mioceno Medio y Arena R. ....	51
Figura 3.6. Vista 3D del picado de datos.....	51
Figura 3.7. Sección compuesta.....	52
Figura 3.8. Superficies 3D de los horizontes de interés. ....	52
Figura 3.9. In-line 5599 que muestra dos fallas interpretadas.....	53
Figura 3.10. Atributos sísmicos Cosino de Fase y Seguimiento de Hormigas. ....	54
Figura 3.11. Fallas interpretadas vistas en una ventana 3D .....	54
Figura 3.12. Sección compuesta que muestra seis fallas .....	55
Figura 3.13. In-line 5483 vista en la sísmica original y con el atributo Caos. ....	55
Figura 3.14. In-line 5537 vista en la sísmica original y con el atributo Caos. ....	56
Figura 3.15. In-line 5553 muestra el pozo 1 en sísmica original y con atributo Caos....	56
Figura 3.16. In-line 5585 pozo 19 en sísmica original y con atributo Caos. ....	57
Figura 3.17. In-line 5598 pozo 19 en sísmica original y con atributo Caos. ....	57
Figura 3.18. Mapa estructural del Mioceno Medio .....	58
Figura 3.19. Mapa estructural de la Arena R cima .....	59
Figura 3.20. Mapa estructural de la Arena R base.....	60
Figura 4.1. Esquema que considera dos aguas presentes en la lutita.....	63
Figura 4.2. Gráfica que ilustra el principio de los indicadores dobles.....	66

Figura 4.3. Neutrón/Densidad tomando como referencia la Arena R.....	68
Figura 4.4. Gráfica Sónico/Densidad tomando como referencia la Arena R. ....	69
Figura 4.5. Gráfica Sónico/Neutrón tomando como referencia la Arena R.....	70
Figura 4.6. Template de la evaluación del pozo 1 .....	71
Figura 4.7. Template de la evaluación del pozo 2.....	72
Figura 4.8. Template de la evaluación del pozo 3.....	73
Figura 4.9. Template de la evaluación del pozo 4.....	74
Figura 4.10. Template de la evaluación del pozo 5.....	75
Figura 4.11. Template de la evaluación del pozo 7.....	76
Figura 4.12. Template de la evaluación del pozo 8.....	76
Figura 4.13. Template de la evaluación del pozo 11.....	77
Figura 4.14. Template de la evaluación del pozo 14.....	78
Figura 4.15. Template de la evaluación del pozo 16.....	79
Figura 4.16. Template de la evaluación del pozo 19.....	80
Figura 4.17. Template de la evaluación del pozo 23.....	80
Figura 4.18. Template de la evaluación del pozo 24.....	81
Figura 4.19. Template de la evaluación del pozo 30.....	82
Figura 4.20. Template de la evaluación del pozo 32.....	83
Figura 4.21. Campo R y zona de interés.....	85
Figura 4.22. Histograma del volumen de arcilla .....	86
Figura 4.23. Variograma experimental y modelo ajustado. ....	86
Figura 4.24. Distribución tridimensional del volumen de arcilla.....	87
Figura 4.25. Distribución tridimensional de la porosidad efectiva.....	88
Figura 4.26. Distribución tridimensional de la permeabilidad .....	88
Figura 4.27. Distribución tridimensional de la saturación de agua. ....	89
Figura 4.28. Vista en planta de la zona de interés .....	89
Figura 4.29. Tubería de los pozos 1 y 24 cruzando la cima y base de la Arena R.....	90
Figura 4.30. Distribución de la porosidad efectiva entre los pozos 1 y 24.....	91
Figura 4.31. Distribución de la permeabilidad entre los pozos 1 y 24. ....	91
Figura 4.32. Distribución de la saturación de agua entre los pozos 1 y 24. ....	92
Figura 4.33. Distribución 3D del volumen de arcilla entre los pozos 1 y 24. ....	93

## RESUMEN

En el presente trabajo de Tesis se llevó a cabo la interpretación Petro-Sísmica del Campo **R**, localizado en el Sureste de México, misma que se divide en las siguientes dos partes, interpretación sísmica y evaluación petrofísica respectivamente.

Se utilizó un cubo sísmico en profundidad para la interpretación y 15 pozos con sus respectivos registros geofísicos en la evaluación petrofísica. Para ello se utilizaron softwares especializados que permitieron manipular el cubo y los registros de forma separada y después integrarlos para llegar al principal objetivo.

La Formación de interés en este campo se denominó Arena R. En la interpretación sísmica se realizaron modelos de superficies 3D y en la evaluación petrofísica se determinaron el volumen de arcilla, porosidad efectiva, permeabilidad y saturación de agua.

Finalmente se determinó una zona de arenas dentro del campo para caracterizar estos parámetros petrofísicos y evaluar posibles zonas de interés que no se tenían contempladas.

## ABSTRACT

In this thesis work it was carried out petro-seismic interpretation of Field **R**, located in Southeastern Mexico, which is divided into the following two parts, respectively seismic interpretation and petrophysical evaluation.

A seismic cube in depth was used in the interpretation and 15 wells with their respective geophysical logs for petrophysical evaluation. For this, specialized software that allowed manipulate the cube and logs separately and then integrate them to reach the main target were used.

The formation of interest in this field was called Arena R. In the seismic interpretation 3D surface models were made, and for petrophysical evaluation clay volume, effective porosity, permeability and water saturation were determined.

Finally, an area called sands region within the field was determined to characterize these petrophysical parameters and evaluate possible areas of interest that were not contemplated.

## OBJETIVOS

### General

Interpretar la Formación Arena R en la sísmica 3D y obtener un modelo petrofísico a partir de la evaluación de registros geofísicos de pozo del Campo R.

### Específicos

Interpretar las Formaciones Mioceno Medio y Arena R.

Interpretar fallas y estructuras con la sísmica para definir zonas de interés y determinar la geología estructural del Campo R.

Estimar las propiedades petrofísicas en los pozos para las formaciones Mioceno Superior, Mioceno Medio, Mioceno Inferior y Arena R.

Realizar la evaluación petrofísica con el método de Dos Aguas.

Determinar la litología de la Arena R.

Caracterizar con modelos tridimensionales las distribuciones del volumen de arcilla, porosidad efectiva, permeabilidad y saturación de agua en la Arena R.

## INTRODUCCIÓN

La integración de información geofísica, petrofísica, geológica y de ingeniería es vital para el sector petrolero, ya que permite hacer cálculos de las reservas de hidrocarburos y crear planes de desarrollo óptimo para un campo determinado, así como evaluar su productividad.

En este contexto, la caracterización petrofísica y estructural del campo es sumamente importante para conocer las características físicas del área de estudio y las zonas con altas probabilidades de contener hidrocarburos. Para esto, es necesaria información estática, es decir, los datos que se tienen de la interpretación sísmica 2D y 3D, registros de pozos, pruebas de laboratorios, análisis de núcleos, entre otros. La sísmica servirá para determinar las trampas y estructuras del campo, mientras que los registros geofísicos permitirán determinar las propiedades petrofísicas (permeabilidad, porosidad efectiva, volumen de arcilla y saturación de agua) mediante algoritmos.

Los métodos estadísticos se utilizan ampliamente en la industria petrolera, ya que buscan estimar la distribución de los parámetros petrofísicos a lo largo del yacimiento conociendo sus valores en los pozos y ajustándolos por ejemplo a la sísmica o a estudios previos disponibles.

Para la evaluación de un yacimiento es necesario conocer la facilidad con la que el hidrocarburo fluye a través del medio poroso, es decir, su permeabilidad. Otra propiedad necesaria es la porosidad, la cual indica el porcentaje de huecos existentes en una fracción de roca frente al volumen total. También se debe considerar el área, geometría y espesor del yacimiento, así como la saturación de hidrocarburos.

El objetivo del registro geofísico de un pozo, es la medición *in situ* de parámetros físicos de las formaciones y permitir una mejor correlación con otros pozos dentro de un sector de interés particular. Este método constituye un gran apoyo para la descripción estratigráfica del subsuelo, permitiendo muchas veces definir interfaces y características petrofísicas de las formaciones analizadas.

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La producción del Campo R ha disminuido en los últimos años, por lo que ahora se requiere de implementar acciones como son la recuperación secundaria o mejorada, según se requiera o sea más conveniente. Por este motivo se necesita un modelo petrosísmico preciso, que muestre claramente la distribución de las propiedades petrofísicas del yacimiento y las estructuras que facilitarán o dificultarán la inyección de cualquier emulsión que se requiera y que permita tomar decisiones acertadas antes de implementar las acciones ya mencionadas.

## METODOLOGÍA EMPLEADA

Primero se buscó bibliografía referente a la geología de la cuenca Salina del Istmo. Esto para conocer sus características estructurales y sedimentológicas. Después se revisó la información referente a registros geofísicos de pozo y prospección sísmica.

Se consultaron los atributos sísmicos más convenientes para la interpretación estructural, así como los modelos de variogramas utilizados en Geofísica para la modelación de propiedades petrofísicas del Yacimiento.

Se determinaron los parámetros petrofísicos de interés mediante la interpretación de los registros de pozo con el método de Dos Aguas (Asquith, 1989).

La interpretación de estructuras y horizontes se realizó con Petrel 2015 ® (Schlumberger, 2016), que es el software de referencia utilizado en la industria petrolera para el manejo de datos geofísicos, geológicos y de producción de pozos.

La interpretación petrofísica se llevó a cabo con el software Interactive Petrophysics ® (Lloyd's Register, 2016), cuyo principal objetivo es el procesamiento e interpretación de registros geofísicos de pozo. Aquí se calcularon los valores de las propiedades petrofísicas de interés.

Después se utilizó el software SGeMS® (Standford, 2016), que permite crear modelos tridimensionales mediante análisis estadístico. Con este programa se modelaron histogramas y variogramas para determinar la mejor correlación de los datos y finalmente se caracterizaron las propiedades petrofísicas de interés en cubos 3D.

Por último se presenta un ejemplo de la metodología empleada en todo el trabajo enfocado en la posible recuperación mejorada mediante pozos cercanos entre sí dentro del yacimiento estudiado.

# CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES

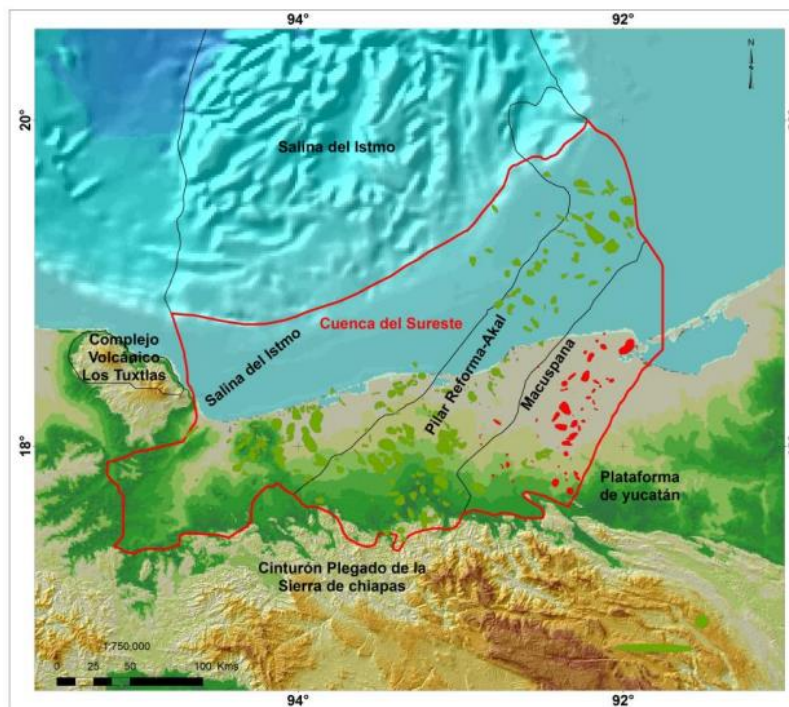
## 1.1 Cuenca Salina del Istmo

### Ubicación

Salina del Istmo es una de las 3 Cuencas Terciarias del Sureste. Abarca desde el frente de la Sierra de Chiapas en el Sur, hasta la isobata de 500 m al Norte. Limita al Norte con el Golfo de México, al Sur con los plegamientos de la Sierra de Chiapas, al Oeste con la Cuenca de Veracruz y al Este con el Pilar Reforma-Akal que lo separa de la Subcuenca de Comalcalco (Aitken, D., Ayala, S., Ayestarán, L., Bronnec, R., Carrillo, J., Favara, A. . . . Zinat, D., 1984: 22).

Su porción Sureste incluye la Subcuenca de Comalcalco, asociada en su origen a una gran carga de sedimentos y evacuación de sal (Petroleos Mexicanos [PEMEX] Exploración y Producción, 2013: 6).

Tiene una longitud aproximada de 150 km (figura. 1.1), de Norte-Noreste a Sur-Suroeste y al menos 70 km de ancho de Oeste-Noroeste a Este-Sureste; se extiende al Norte de Tabasco con una superficie aproximada de 17,000 km<sup>2</sup> (Rojas, 2010: 12).



**Figura 1.1.** Cuenca Salina del Istmo (PEMEX, 2013: 6).

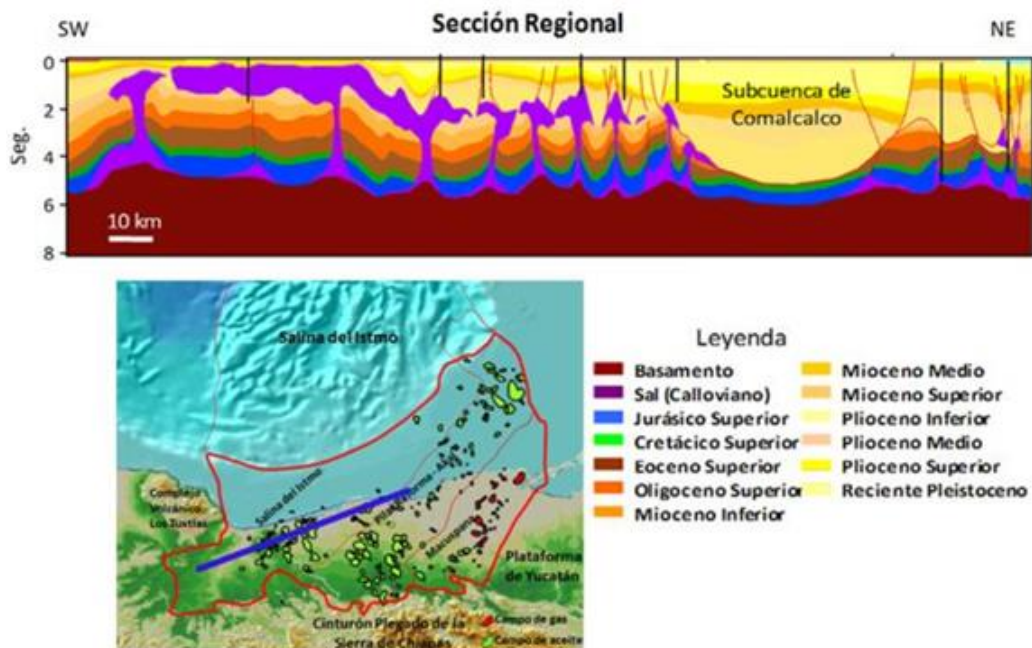
En las Cuencas Terciarias del Sureste, la exploración petrolera inició en 1886, al perforar un pozo somero sin producción comercial. Posteriormente, en la Cuenca

Salina se perforaron numerosos pozos; fue hasta 1906 cuando aumentó la productividad y se perforaron los pozos productores Capoacán-1 y San Cristóbal-1 en las cercanías de Minatitlán, Ver. Hasta la fecha se han descubierto 50 campos productores de gas y aceite (Aitken, et al. 1984: 22).

## 1.2 Marco Tectónico Estructural y Evolución

Se puede dividir a gran escala la historia tectónica del Sureste de México para el Mesozoico y el Terciario en tres periodos principales. La primera es una etapa expansiva (rifting) durante el Triásico-Jurásico Medio, seguida de un periodo tectónico pasivo del Jurásico Tardío al Cretácico Tardío y termina con una fase de compresión que va del Cretácico al Reciente.

Las rocas mesozoicas y paleógenas están afectadas ya sea por plegamiento y fallamiento con dirección Noreste-Suroeste o por rotación de capas en los pedestales de los diapiros salinos (figura 1.2). En el Terciario se presentan estructuras dómicas asociadas a masas salinas, fallas lístricas con inclinación al Noroeste que afectan incluso hasta el Mesozoico y fallas lístricas contra-regionales (PEMEX, 2013: 6).



**Figura 1.2.** Sección estructural tipo de la Provincia Salina del Istmo (PEMEX, 2013: 7).

De acuerdo con el informe de PEMEX, *Provincia Petrolera Sureste*, en la etapa de *rifting* del Golfo de México se desarrollaron altos y bajos de basamento en el Triásico Tardío–Jurásico Medio, pasando después a la deriva hasta principios del

Cretácico Temprano. Durante esta etapa, el Bloque de Yucatán junto con el Macizo de la Sierra de Chiapas y la Cuenca de Sureste, se desplazaron rotando en contra de las manecillas del reloj hasta alcanzar su posición actual en el Berriasiano.

Durante el mismo periodo, el Bloque de Yucatán y la región Sureste de México, experimentaron los primeros movimientos halocinéticos, que controlaron en gran medida la sedimentación del Jurásico y representan una fase extensional que comprendió del Jurásico Tardío al Cretácico Temprano en el extremo Oriental de área y es responsable de la formación de las trampas productoras del Oxfordiano.

La Orogenia Laramide estuvo relacionada al desplazamiento del bloque Chortis, ocasionando una deformación compresiva en la secuencia mesozoica y paleógena del Cinturón Plegado de Chiapas. La llegada de sedimentos en el Norte provocada por el levantamiento del Golfo de Tehuantepec y la Sierra de Chiapas, así como cabalgamientos, reactivaron la tectónica salina, formando diapiros y paredes de sal que se emplazaron en o cerca del fondo marino hasta el Mioceno Temprano.

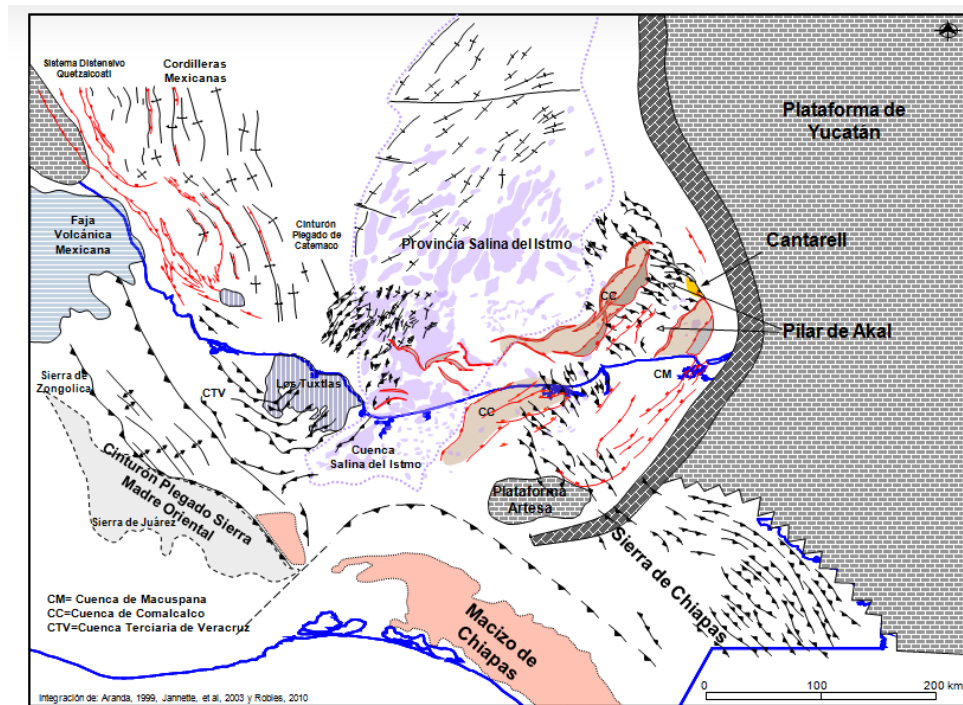
Esta evolución ocurre en tres etapas: una colisión inicial débil en el Cretácico Tardío, una colisión más fuerte con carga isostática en el Mioceno y una fase de erosión y rebote isostático en el Plio-Pleistoceno.

Más tarde se originó la Orogenia Chiapaneca durante el Mioceno Medio-Tardío, la cual produjo mayor deformación del Cinturón Plegado de Chiapas. Este acortamiento generó en el Norte un cinturón plegado en la mayor parte del área, con pliegues orientados Noroeste-Sureste que afectan a las rocas del Jurásico Tardío al Mioceno Temprano. El límite Oriental de este cinturón plegado lo constituyó una rampa lateral, ubicada en el borde Oriental de la actual Cuenca de Macuspana.

Rojas manifiesta que, durante este tiempo, los efectos iniciales de la compresión y el peso litostático de la columna sedimentaria, ya depositada, provocaron el primer emplazamiento importante de masas salinas alóctonas. La sal ya se había movido en una etapa autóctona durante el Oxfordiano, dando origen a almohadillas y ondulaciones, lo que tal vez influenció la distribución de las facies oolíticas del Kimmeridgiano, en combinación con la geometría del rift y sus altos de basamento asociados.

A finales del Mioceno Medio, la llegada de los aportes sedimentarios disparó el inicio del sistema extensional y comenzó a formarse la Cuenca de Macuspana y probablemente es la responsable de formar los pliegues del área de Agua Dulce. A finales de esta etapa, se emplazan las edificaciones volcánicas de los macizos de Teziutlán y de los Tuxtlas, los cuales rediseñan la morfoestructura de toda la región, dividiéndola en cinco grandes unidades: Provincia Tampico-Misantla, Macizo de Teziutlán, Cuenca de Veracruz, Macizo de los Tuxtlas y Cuenca Salina del Istmo.

Posteriormente, en el Plioceno, se da un régimen distensivo que produjo la formación de pliegues y fallas orientados Noreste-Suroeste con intrusión de sal y compresión de los diapiros y paredes de sal. Estos movimientos tectónicos estructuraron las secuencias productoras del Mioceno y Plioceno, en las Provincias Salina del Istmo, Comalcalco y Macuspana.



**Figura 1.3.** Mapa Tectónico Estructural del Sureste de México (PEMEX, 2013: 11).

En todas las Cuenca Terciarias del SE, hay evidencias del carácter tectónico sedimentario de las evaporitas: ya sea como inicio de la serie sedimentaria marina o bien como diapiros, cuya expresión máxima se tiene en la Cuenca Salina del Istmo. Los diapiros, paredes y toldos de sal caracterizan estructuralmente a esta Cuenca; estos dieron paso a la formación de cuencas por evacuación de sal y minicuenas entre cuerpos salinos (Aitken, et al. 1984: 25).

Todos estos eventos tectónicos que actuaron en la Provincia Petrolera Sureste en diferentes tiempos y con diferentes direcciones de esfuerzos, generaron estilos estructurales sobrepuestos que conformaron el marco tectónico estructural complejo en el Sureste de México y el área marina somera y profunda del sur del Golfo de México (figura 1.3).

En el Terciario se presentó un proceso de distensión, que dio lugar a la reactivación de las fallas de Palizada, Frontera, Macuspana y Comalcalco. Esto provocó que las

Cuencas Terciarias evolucionaran como fosas o *grabens* que recibieron el aporte de sedimentos de todo el Cenozoico. El diastrofismo del Mioceno, aunado a los efectos diapíricos de la sal, dio lugar a fallas inversas que ponen a rocas de esta edad o más antiguas (Oligoceno y Eoceno) debajo de las del Cretácico Medio y/o el Jurásico Tardío (PEMEX, 2013: 10).

### 1.3 Estratigrafía y Ambientes de Depósito

Las únicas unidades estratigráficas que presentan límites fácilmente reconocibles son las formaciones Filisola, Cedral y Paraje Solo; ambas presentan en los registros geofísicos de pozo un comportamiento de las curvas de potencial espontáneo y resistividad característico, que permite identificar en el subsuelo sus límites y variaciones estratigráficas. Las unidades denominadas Encanto, Concepción Inferior y Concepción Superior, no se pueden diferenciar en afloramientos, ni por medio de registros geofísicos, lográndose únicamente distinguir algunas de sus características meramente locales, ya que no tienen una litología contrastante (Rojas, 2010: 56).

Se ha establecido que la columna estratigráfica regional de la Provincia Petrolera Sureste cubre discordantemente un basamento similar al conocido en el Cinturón Plegado de Chiapas y Plataforma de Yucatán, descrito como granitoides y esquistos del Paleozoico que forman parte de una corteza continental adelgazada que conforma horst, grabens y medios grabens producidos durante la apertura del Golfo de México (PEMEX, 2013: 11).

La Cuenca Salina del Istmo tiene un *relleno* sedimentario compuesto por una secuencia terrígena en la que alternan lutitas, areniscas, arenas y arcillas; con facies sedimentarias de ambientes profundos en el Paleógeno y ambientes cada vez más someros hacia la parte Tardía del Neógeno. Esta secuencia está comprendida entre el Paleoceno y el Reciente, aunque en varios sitios se tiene la presencia de sal que intrusión a estas rocas y sedimentos; la sal es del Jurásico Medio. La columna estratigráfica de la Cuenca se indica en la figura 1.4.

En la parte frontal Norte de la Sierra de Chiapas, afloran rocas calizas y calizas arcillosas mesozoicas pertenecientes al Cretácico Temprano y Tardío, correlacionables con las del subsuelo de la Cuenca Salina.

Las unidades del Cretácico Temprano corresponden a antiguos sedimentos de mar abierto y se trata de calizas arcillosas y dolomías arcillosas. El Albiano-Cenomaniano está representado por rocas de borde de Plataformas como calizas y calizas dolomíticas. Para el Cretácico Tardío se tienen rocas formadas en mar abierto

que corresponden con lutitas y calizas arcillosas. A estas rocas no se les han asignado nombres formacionales formales ya que no existen fósiles índice abundantes.

Era	Periodo	Eta	Formación - Litología	Relación con estructuras salinas		
Cenozoico	Pleistoceno		Aluvi3n, arena de playa, dep3sitos fluviales	Formaciones posteriores o simult3neas a la formaci3n de estructuras salinas (domos, diapiros, toldos (canopies), diques, etc.)		
	Plioceno		Serie Acalapa - conglomerado, arenisca, arena y arcillas			
	Mioceno	Superior	Cedral - arcillas, arena y gravas		Agueguexquite { Sedimentos de ambiente marino Arenisca marina Lutita marina	
			Paraje Solo - arenisca de agua dulce y salobre, lutitas y gravas			
			Filisola - arenisca de origen marino			
		Inferior	Concepci3n Superior - lutitas y arenisca		Concepci3n Inferior - lutitas y areniscas Encanto - lutitas y areniscas	
			Dep3sito - lutitas, areniscas y tobas			
			Conglomerado Nanchital (local)			
	Oligoceno		La Laja - lutitas y margas con arenas y tobas			
		Eoceno			Lutita Nanchital Conglomerado Uzpanapa	
	Mesozoico	Cret3cico	Superior		M3ndez - margas	Formaciones anteriores a la formaci3n de estructuras salinas
			Inferior		Caliza Sierra Madre - calizas (ausente en la parte central de la cuenca, aflora en el frente de la Sierra) Discordancia local	
Jur3sico		Portlandiano Kimmeridiano	Caliza Chinameca - caliza bituminosa en capas delgadas			
		Oxfordiano Divesiano	Formaci3n Salina - conglomerado, arenisca, arena y sal			
Tri3sico			Lechos rojos			

Figura 1.4. Tabla estratigr3fica de la Cuenca Salina del Istmo (Rojas, 2010: 60).

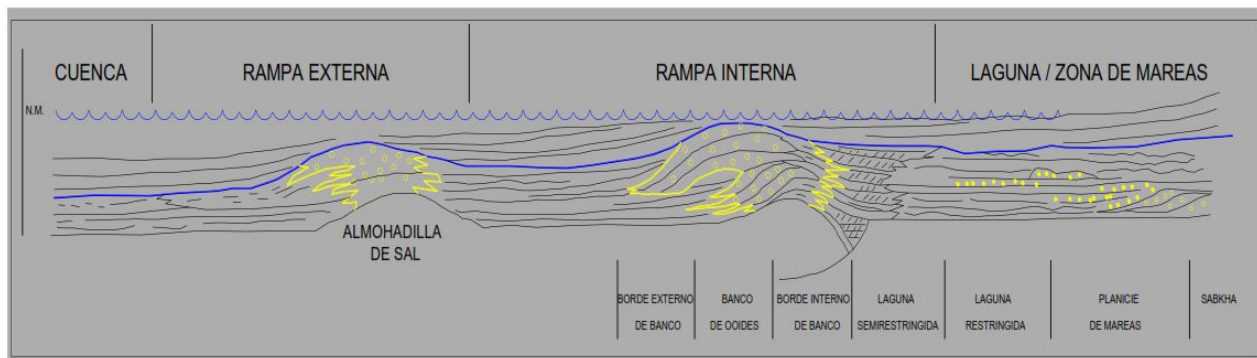
Las rocas pertenecientes al Pale3geno se encuentran aflorando en franjas paralelas en el borde de la Sierra de Chiapas, en contacto con rocas mesozoicas; est3n constituidas por conglomerados, areniscas y lutitas. Hacia el extremo occidental de la cuenca, casi en los l3mites con la Provincia de San Andr3s Tuxtla, los pozos para exploraci3n petrolera han atravesado aproximadamente 5,000 m de sedimentos

terciarios (pozo Ateponta-1); de estos, aproximadamente 3,500 m pertenecen al Terciario Inferior y están constituidos principalmente por rocas arcillosas.

En el área de estudio, la columna estratigráfica es conocida por afloramientos y por la perforación de pozos que han cortado secuencias del Mioceno Temprano que fueron deformados por el movimiento de la sal jurásica que originó domos, diapiros, toldos y diques, entre otros.

Al referirse a la Cuenca Salina del Istmo, se utilizan términos litoestratigráficos para la secuencia cenozoica; únicamente los correspondientes a la formaciones Filisola, Paraje Solo y Cedral se pueden diferenciar claramente, es decir, que son unidades estratigráficas bien definidas (figura 1.4). Las demás unidades denominadas Depósito, Encanto, Concepción Inferior y Concepción Superior, no se pueden considerar como unidades litoestratigráficas, ya que carecen de rasgos litológicos que las distingan; su división se ha establecido basándose en foraminíferos bentónicos de distintas facies y se han utilizado para fines prácticos; por tal razón, se deben considerar como unidades bioestratigráficas (Rojas, 2010: 61).

El informe *Provincia Petrolera Sureste* indica que esta etapa inicia con depósitos sedimentarios de lechos rojos de la Formación Todos Santos provenientes de la erosión del basamento y rocas volcánicas, que fueron depositados en grabens y medios grabens durante el Triásico Tardío y Jurásico Temprano. Sobre estos sedimentos continentales se acumularon gruesos depósitos de sal por la evaporación de aguas marinas que invadieron la cuenca durante el Bajociano-Bathoniano.



**Figura 1.5.** Modelo paleoambiental del Kimmeridgiano (PEMEX, 2013: 13).

En la parte superior del Oxfordiano, se ha identificado el depósito de calizas ricas en materia orgánica de cuenca que se reconocen como rocas generadoras de hidrocarburos en esta área, capas delgadas de grainstones oolíticos de rampa, que transicionalmente pasan hacia la Plataforma de Yucatán y el Cinturón Plegado de

Chiapas, a secuencias siliciclásticas costeras, evaporíticas y continentales pertenecientes al Grupo Ek-Balam y a la Formación San Ricardo.

En el Kimmeridgiano ocurren facies de carbonatos de alta y baja energía en una rampa distalmente pronunciada (figura 1.5), formando una franja de bancos oolíticos y sus facies asociadas, que alternan con paquetes de terrígenos siliciclásticos, definidas como Formación Akimpech. Al Occidente, esta unidad pasa lateralmente a facies arcillo-arenosas que terminan con una secuencia delgada de carbonatos de mar abierto.

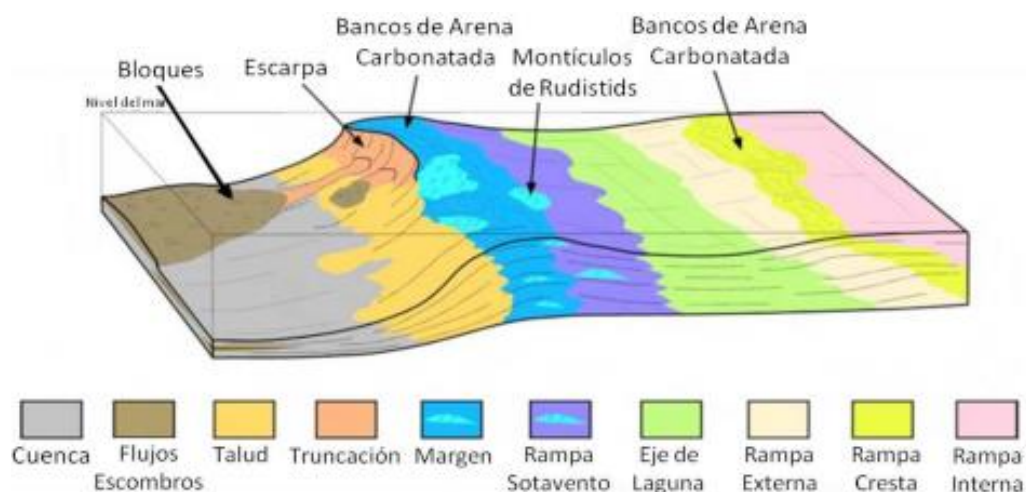
Para el Tithoniano, una transgresión marina hace retroceder las facies someras de rampas carbonatadas y los clásticos continentales de la Formación Todos Santos hacia el Sur y Oriente de la Provincia y genera condiciones de una cuenca restringida en la mayor parte de la Provincia, donde se depositan mudstone arcillo-carbonosos y capas de lutitas calcáreas negras que constituyen la principal roca generadora de la Megacuenca del Golfo de México; en tanto que hacia las partes altas y bordeando las zonas emergidas, se depositan facies de dolomías, grainstone oolíticos, evaporitas y areniscas arcillosas en la zona que ahora corresponde al Cinturón Plegado de Chiapas.

Para el Cretácico las condiciones cambian a una cuenca abierta, donde un sistema progradante deposita facies de caliza de plataforma en el Sur y facies de calizas arcillosas pelágicas en el Norte durante el Neocomiano. En esta etapa, en el extremo Sur, inicia el desarrollo de la plataforma aislada Artesa-Mundo Nuevo. En el Barremiano ocurre el depósito de anhidritas y dolomías de la Formación Cobán sobre clásticos continentales de Todos Santos en el Cinturón Plegado de Chiapas, que son cubiertos a finales del Aptiano por calizas arcillosas y lutitas en una fase transgresiva.

Para el Albiano se restablece, en la porción Sur, la sedimentación marina carbonatada somera, depositándose las calizas y dolomías con intercalaciones de lutitas y bentonitas de la Formación Sierra Madre, mientras que hacia las partes más profundas ubicadas al Norte, se depositan calizas pelágicas arcillosas con bandas de pedernal (figura 1.6).

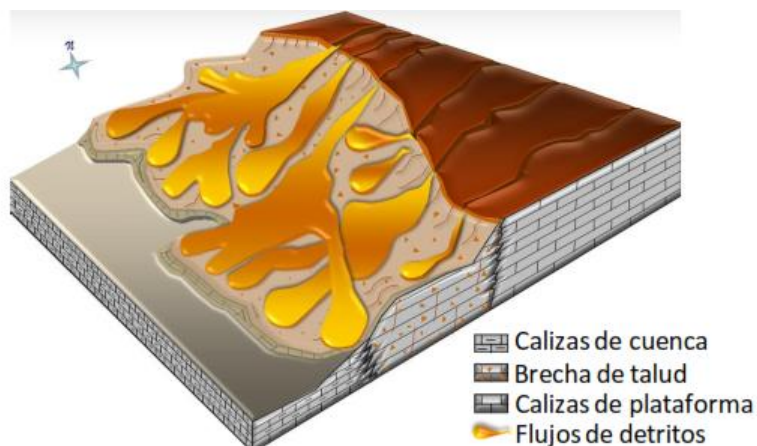
A fines del Cenomaniano otra transgresión que culmina en el Turoniano, permite el depósito de calizas arcillosas y lutitas calcáreas de aguas profundas en la mayor parte de la provincia.

Sin embargo, en la parte Sur y Sureste de la Provincia, así como en la Plataforma Artesa-Mundo Nuevo, prevaleció el depósito de calizas bentoníticas y lutitas de agua somera hasta el Santoniano, equivalentes a las formaciones San Felipe, Méndez y Jolpabuchil, mientras que hacia el Norte, ocurren brechas carbonatadas de la Formación Chac a lo largo del talud de la plataforma y calizas de plataforma de la Formación Angostura hacia el Sur y Oriente (figura 1.7).



**Figura 1.6.** Modelo paleoambiental del Cretácico Medio (PEMEX, 2013: 14).

En el Cretácico Tardío se depositaron gruesos espesores de brechas carbonatadas con clastos de calizas someras a lo largo del talud, las cuales constituyen los principales yacimientos en el sector del Campo Cantarell. Hacia las partes internas de la plataforma también se depositaron, sobre las calizas de la Formación Angostura, brechas carbonatadas de la parte inferior de la Formación Soyaló del Paleoceno y estas brechas fueron cubiertas por limolitas, lutitas y capas de brechas carbonatadas, de la misma Formación, hacia el Sur.



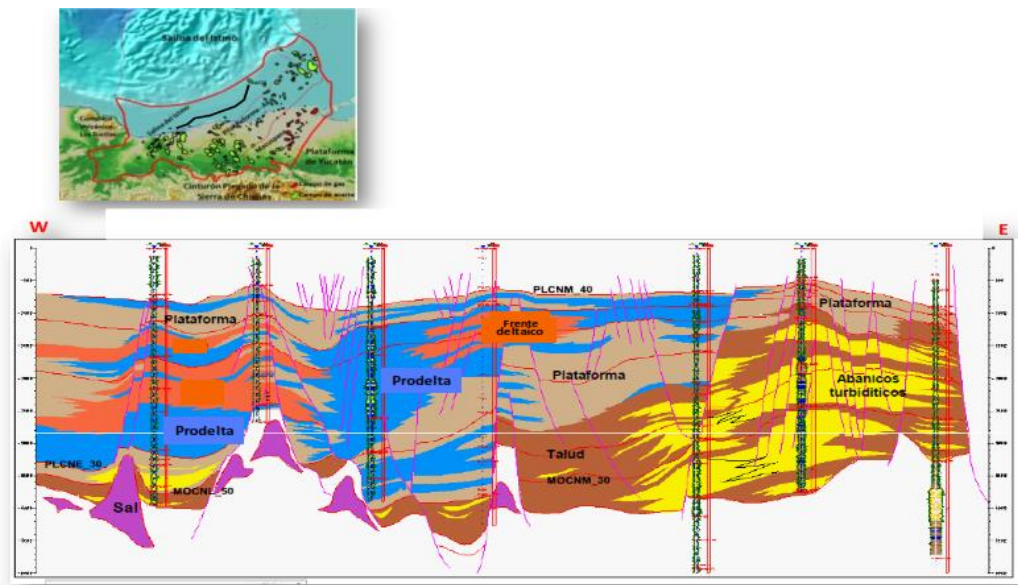
**Figura 1.7.** Modelo paleoambiental del Cretácico Superior (PEMEX, 2013: 14).

Para el Paleoceno, la sedimentación en la Provincia pasó a ser predominantemente siliciclástica, debido a los efectos laramídicos. En el Eoceno se depositaron conglomerados aluviales y fluviales en la porción Sur, que transicionalmente pasan a ambientes deltaicos, costeros y de plataforma siliciclástica hacia el Norte con el desarrollo de algunos crecimientos arrecifales de parche y sedimentación de aguas profundas más al Norte.

Durante el Eoceno Tardío y el Oligoceno disminuye la actividad tectónica y el aporte siliciclástico; la distribución y acumulación de los sedimentos siliciclásticos derivados del Sur empiezan a ser controladas por la deformación salina, sobre todo en la parte Norte de la Provincia, en donde se presentan ambientes de aguas profundas.

Nuevamente en el Mioceno, la actividad tectónica se manifiesta en la Provincia, con el inicio de la deformación Chiapaneca que provocó levantamiento y erosión con el incremento del influjo terrígeno y la progradación de los sistemas de plataforma desde el Sur dando lugar al depósito de areniscas y lutitas bentoníticas.

Al mismo tiempo inicia la formación de la Cuenca de Macuspana, donde en ciertas áreas se acumularon espesores de 500 a 600 metros de areniscas y lutitas, con facies de plataforma externa y talud en minicuenclas producidas por evacuación de arcillas. Durante el Mioceno Tardío continuó el depósito de areniscas y limolitas en facies de una plataforma progradante hacia el Norte y Noroeste, sobre el Pilar Reforma Akal y Salina del Istmo, donde estuvo controlado en una porción importante por la tectónica salina (figura 1.8).



**Figura 1.8.** Distribución de facies de las rocas almacenadoras del Mioceno Superior y Plioceno (PEMEX, 2013: 16).

Para el Plioceno, después de una transgresión marina, se restableció la sedimentación de plataforma en el Oeste de la Provincia de Macuspana, controlado por una serie de fallas lítricas con echado al Sureste. La acumulación y progradación de sedimentos provenientes del Sur provocó la evacuación de sal y el colapso gravitacional hacia el Noroeste a lo largo del Sistema de Fallas de Comalcalco, dando lugar a la formación de la Provincia del mismo nombre.

En esta cuenca se acumuló un grueso paquete del Plioceno a medida que el sistema de plataforma clástica progradó hacia el Norte. Estas areniscas fueron depositadas en ambientes de plataforma en la parte Sur (terrestre y parte de la plataforma continental) y como sistemas turbidíticos de ambientes profundos en la parte Norte.

Durante el Plioceno Tardío y Pleistoceno se depositaron sedimentos de plataforma en el área correspondiente a la actual plataforma continental y sistemas de talud y cuenca de aguas profundas más hacia el Norte, afectados por fallas de crecimiento y tectónica salina (PEMEX, 2013: 16).

En la Cuenca Salina del Istmo, se perforaron los pozos Ateponta-1 y Arrastradero-101, cortando espesores de 5430 m y 5045 m respectivamente de rocas del Terciario. Se estima que en los depocentros, la columna estratigráfica tiene un espesor mayor de 10000 m.

En términos generales, las rocas del Paleoceno y del Eoceno, están constituidas por lutitas que alternan con delgadas capas de areniscas. Los espesores conocidos son de 400 m para el Paleoceno y más de 1000 m para el Eoceno en la Cuenca Salina del Istmo. Estas rocas, en la Cuenca de Macuspana gradúan a rocas carbonatadas hacia la Plataforma de Yucatán. Las rocas del Oligoceno en dichas cuencas se presentan con espesores irregulares, bien podría ser por erosión y no depósito, y están constituidas por lutitas y areniscas; en la Cuenca Salina del Istmo se presentan algunos conglomerados.

Las rocas del Mioceno son las de mayor importancia desde el punto de vista económico-petrolero, particularmente las del Mioceno Inferior. El carácter litológico de las rocas miocénicas es variable de un lugar a otro, según las condiciones del medio en que se depositaron; consisten de lutitas, arenas y areniscas (Aitken, et al. 1984: 26).

#### **1.4 Sistema Petrolero**

El sistema petrolero en la Cuenca Salina del Istmo, de forma general, se encuentra de la siguiente manera: roca generadora del Tithoniano, roca almacenadora del Mioceno Medio y roca sello del Plio-Pleistoceno. La migración se da en diferentes niveles estratigráficos desde el Jurásico Tardío. Las trampas son tanto estructurales como estratigráficas

Las reservas más importantes se tienen en los Campos Cinco Presidentes, Ogarrio, Cuichapa, Blasillo, Magallanes, El Plan y Bacal. La producción en la cuenca es 39,000 bbl/d de aceite y 56 MMPC del gas; con reservas probadas de 174.8 MMB de aceite y 213.5 MMMPC de gas (Rojas, 2010: vi).

En toda la región se tenían manifestaciones superficiales de hidrocarburos, considerando la presencia de chapopoterías como indicio inequívoco de la existencia de aceite en el subsuelo.

### **Rocas Almacenadoras**

Las rocas almacenadoras son: los cuerpos arenosos que se encuentran en las formaciones Depósito, Encanto y Concepción Inferior del Mioceno Temprano, Concepción Superior y Filisola del Mioceno Medio, Paraje Solo y Cedral del Mioceno Tardío (Aitken, et al. 1984: 26).

### **Rocas Generadoras**

Las principales rocas generadoras corresponden a lutitas y calizas arcillosas con gran cantidad de materia orgánica del Jurásico Tardío, Tithoniano y posiblemente las del Kimeridgiano, las cuales alcanzaron la presión y temperatura adecuada para la generación de hidrocarburos durante el Terciario.

### **Rocas Sello**

Las rocas sello son las lutitas y areniscas arcillosas del mismo Mioceno, del Plio-Pleistoceno y los aluviones del Cuaternario.

### **Trampas**

Los yacimientos de hidrocarburos en el área están asociados principalmente a trampas estructurales y en segundo lugar a trampas estratigráficas. Las trampas estructurales son de tipo anticlinal, a consecuencia de los plegamientos del área y a la asociación de las intrusiones de masas salinas con las deformaciones dómicas que caracterizan a tales estructuras. Las trampas estratigráficas se encuentran representadas por acuñamientos de arenas y discordancias (Aitken, et al. 1984: 26).

## **CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO**

### **2.1 Prospección Sísmica**

En prospección sísmica se utilizan ondas elásticas generadas artificialmente para localizar depósitos minerales o hidrocarburos. Junto con otros datos geofísicos y geológicos se puede obtener información sobre la estructura y distribución de distintos tipos de rocas.

El método sísmico no es directo y generalmente conduce al levantamiento de la estructura geológica directamente. Su importancia radica en aumentar la posibilidad de tener una perforación exitosa en la zona donde se prevé exista hidrocarburo.

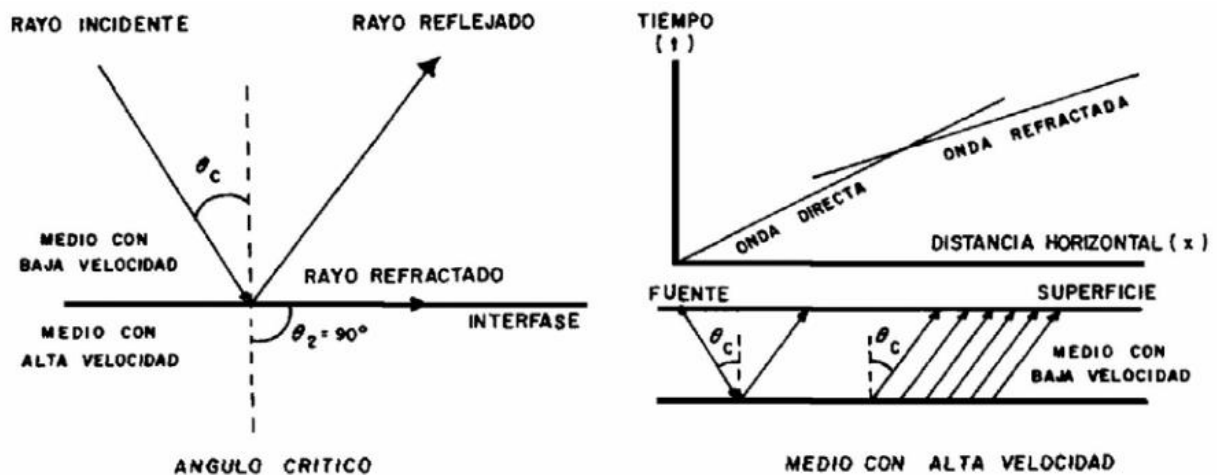
La técnica básica consiste en la generación de un tren de ondas a través de una fuente determinada (en sísmica terrestre los vibro seis, disparos o martillos son los más comunes) y la medición de los tiempos de viaje y de llegada de las ondas sísmicas generadas. Las ondas atraviesan las estructuras del subsuelo y sufren reflexión o refracción en los límites geológicos que presenten diferencias de impedancias acústicas.

En la superficie se utilizan sensores denominados geófonos dispuestos en arreglos geométricos que dependen del objetivo del estudio, pero la distancia entre geófonos se mantiene equidistante en cualquier arreglo. Si se conocen los tiempos de viaje hasta los diversos geófonos y las velocidades de las ondas, entonces se pueden reconstruir las trayectorias de las mismas (Sheriff & Geldart, 1991).

El objetivo de la prospección sísmica es obtener imágenes sísmicas de la conformación del subsuelo y las unidades geológicas presentes en el área de estudio. También es posible conocer las características físicas de las rocas a partir de las frecuencias y amplitudes registradas en los sismogramas. Su alcance es de algunos kilómetros de profundidad como máximo, debido a los límites de las fuentes sísmicas.

#### **2.1.1 Sísmica de Refracción**

Se basa en la medición del tiempo de viaje de las ondas refractadas críticamente a lo largo de interfaces geológicas que separan medios con diferentes propiedades físicas, principalmente la impedancia acústica, que depende de la densidad de las rocas y la velocidad de las ondas sísmicas en una capa determinada (figura 2.1).



**Figura 2.1.** Onda refractada para un ángulo de incidencia crítico (Comisión Nacional del Agua, 2007: 17).

Las ondas se propagan en el subsuelo y al encontrar los límites mencionados anteriormente parte de su energía se refleja en el mismo medio, mientras que la otra parte se transmite al siguiente medio, cambiando su dirección de propagación (Ley de Snell). En este método, sólo interesan las ondas que sufren refracción crítica, ya que son las únicas que viajan a lo largo de la interfaz que divide a los dos medios con velocidad del segundo medio; por tanto nos dan información de ambos medios y de la configuración estructural de los mismos.

Ya que el objetivo es diferenciar los límites de las capas, es necesario que la distancia entre fuente y receptores sea mayor que la profundidad de investigación, debido a que las ondas viajarán a lo largo de los límites de las capas antes de regresar a la superficie y ser detectadas por los geófonos.

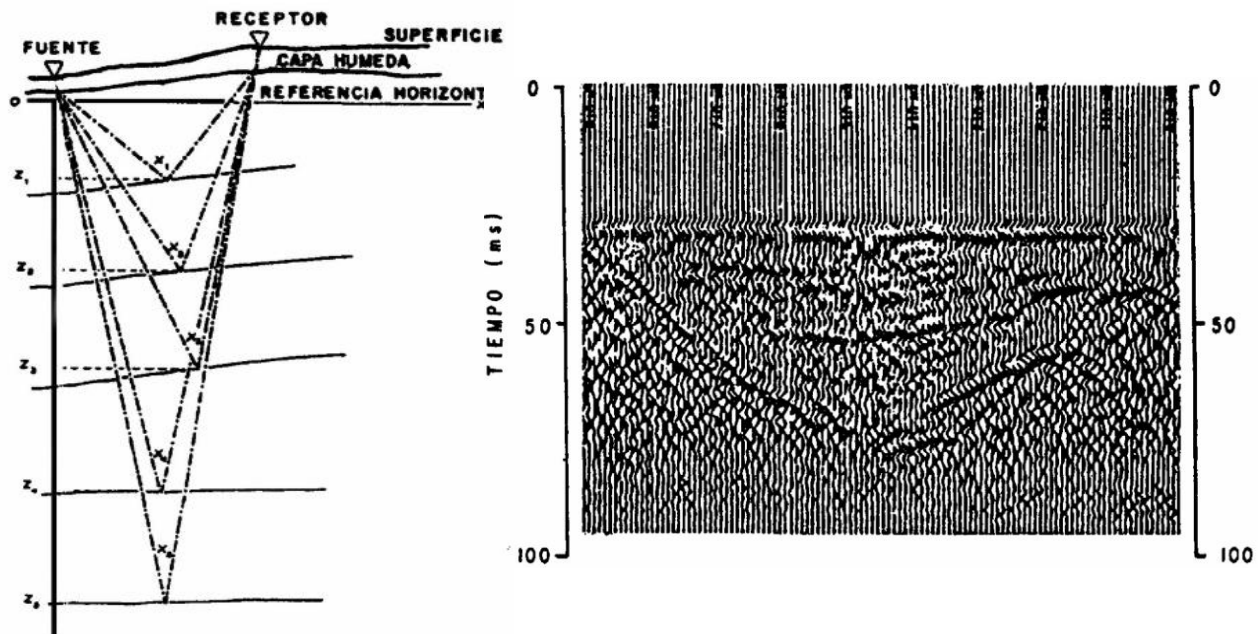
### 2.1.2 Sísmica de Reflexión

Es muy similar a la sísmica de refracción, pero en este caso, no son de interés las ondas críticamente refractadas. Las ondas se reflejan con ángulos inferiores al ángulo crítico, por lo que la distancia fuente-receptores dependerá de las características del área de estudio y de la profundidad de investigación.

Permite visualizar y analizar estructuras por medio de un conjunto de trazas sísmicas representadas por sismogramas, que después se transformarán en secciones sísmicas 2D o 3D mediante el procesado de los datos (figura 2.2).

En este método se realizan varios disparos de la misma fuente que se registran en un número de geófonos mayor que en refracción. La geometría de los arreglos de geófonos generalmente es ortogonal, pero existen otras que funcionan mejor según el

objetivo y las características del área de estudio. A partir de las características de fase, frecuencia y amplitud de las ondas, es posible determinar propiedades petrofísicas del yacimiento, tales como porosidad.



**Figura 2.2.** Principio de sismica de reflexión (izquierda) y sección sísmica (derecha) (Comisión Nacional del Agua, 2007: 7,84).

## 2.2 Atributos Sísmicos

Los atributos sísmicos son mediciones específicas de características geométricas o estadísticas obtenidas de la sismica antes o después del apilado y/o migración (Chen & Sidney, 1997: 1).

Se utilizan en la caracterización de yacimientos, particularmente en la estimación de propiedades, contenido de fluidos y en la determinación de litologías. Se pueden utilizar atributos sencillos o combinados para predecir litologías, facies, porosidades, contenido de fluidos, entre otros. También pueden ser empleados en interpretación estratigráfica para determinar geometrías internas de los estratos y sus terminaciones, o para revelar patrones de fallas o fracturas (Quilen, 2006: 36).

### **2.2.1 Balance de Amplitudes (Amplitud Balancing)**

Permite leer el valor de la traza en el horizonte seleccionado. Tiene buena correlación con los parámetros petrofísicos espesor y porosidad. Brown lo describe como el total de la energía de reflexión de una traza en una ventana de tiempo y su valor es siempre positivo. Se utiliza para detectar fallas sutiles y canales enterrados así como identificar puntos brillantes.

### **2.2.2 Suavizado Estructural (Structural Smoothing)**

Permite el suavizado de la señal de entrada, guiado por la estructura local, a fin de aumentar la continuidad de los reflectores sísmicos (Randen, Pedersen, Soenneland, & Steen, 2002).

Es un método rápido de procesamiento de señales volumétricas. Este atributo realiza un filtrado orientado según la estructura, ya que toma en cuenta orientaciones planas estimadas, por el método de estimación de componentes principales. Reduce el contenido de ruido sin perder información relacionada con bordes dentro de los datos (Guerra, 2009: 91).

### **2.2.3 Coseno de Fase (Cosine of Phase)**

El coseno de fase se relaciona con la fase instantánea, la cual resalta discontinuidades espaciales y hace que los eventos débiles y fuertes aparezcan con la misma fuerza. El coseno de Fase evita la discontinuidad +/- 180 grados que se produce con la fase instantánea y puede procesarse adicionalmente (por ejemplo, filtrado y apilado) usando las herramientas de procesamiento sísmico convencionales. Los picos de amplitud y valles conservan su posición, pero con eventos fuertes y débiles que ahora exhiben la misma fuerza.

Se le conoce también como *Amplitud Normalizada* y nos ayuda a mejorar la definición de los límites estructurales. Se usa generalmente para guiar la interpretación en áreas con mala resolución en amplitud o para mejorar la delimitación de estructuras (Partyka, 1998: párr 20).

### **2.2.4 Varianza (Variance)**

Es la estimación de la varianza local de la señal. Ayuda a identificar fallas como si se vieran en planta. También resalta la presencia de estructuras al *blanquear* las zonas donde hay un graben por ejemplo, o un anticlinal (Donatella, V., Nasser, T., Lotfy, S., Clark, A., Stellas, M., Stringer, J., . . . White, G., 2012: 34).

### 2.2.5 Caos (Chaos)

Se usa para iluminar discontinuidades y defectos de textura caótica. Este atributo se relaciona con las características geológicas locales, debido a que se ve afectado por las rutas de migración de gas, intrusiones corporales de sal, relleno de canales, entre otros. (Donatella, et al. 2012: 34)

### 2.2.6 Seguimiento de Hormigas (Ant Tracking)

Es un nuevo atributo, muy útil para la interpretación y corroboración de fallas geológicas, el procedimiento consta de cuatro pasos:

1. Revisión de los datos sísmicos mediante la reducción de ruido en la señal.
2. Aumenta la discontinuidad espacial en los datos sísmicos, por medio del atributo que lo genera y la detección de bordes.
3. Genera la pista de hormigas en volumen. También mejora significativamente la resolución, debido a la supresión del ruido y restos de acontecimientos no deseados en el cubo sísmico.
4. Crea el modelo final de las fallas.

Este atributo logra emular el comportamiento de las colonias de hormigas en la naturaleza y la forma en que usan las feromonas para marcar sus caminos con el fin de optimizar la búsqueda de alimentos. De este modo, se ponen *hormigas artificiales* como semillas, en un volumen con discontinuidad sísmica en busca de zonas de fallas. Por otra parte, las feromonas virtuales desplegadas por las hormigas, capturan la información relacionada con las zonas de fallas en el volumen. El resultado es un atributo de volumen que muestra zonas de fallas muy nítidas y detalladas (Randen, et al. 2002).

A partir del cubo de seguimiento de hormigas 3D, pueden extraerse planos de discontinuidad, a la vez que se puede efectuar un proceso de extracción automática de fallas. Debido a lo poderoso del atributo, el intérprete debe saber distinguir lo que es una discontinuidad de falla, una fractura o una estratificación, ya que estas también logran destacarse (Schlumberger, 2016).

## **2.3 Registros Geofísicos de Pozo**

Un registro geofísico de pozo es la representación gráfica de una propiedad física, medida a través de campos naturales o inducidos. Desbrandes, 1968, lo define como toda aquella obtención gráfica de una característica de las formaciones atravesadas por un pozo, en función de la profundidad.

El primer registro eléctrico que se obtuvo en el mundo, se llevó a cabo en Alsacia, Francia en 1927; para 1929 ya era comercial en países como Venezuela, Estados Unidos y Rusia.

Para obtener el registro se utilizaba un instrumento de medición de fondo, denominado sonda, siendo un cilindro de metal que contenía en su interior circuitos electrónicos sofisticados y delicados, el cual hacía mediciones a intervalos constantes. Las resistividades calculadas se graficaban de forma manual en una cinta. Repitiendo este procedimiento de estación en estación se grababa el registro completo (Ramírez Jiménez, H., Gonzáles Flores, L., Rodríguez Gonzáles, R., Guevara Castro, A., Sartori, J., & Gutiérrez Gutiérrez, J., 2008: 40).

La evolución de la tecnología ha permitido realizar mediciones más precisas, rápidas y permitir el almacenamiento de millones de datos a diferencia de hace varias décadas. Además, se ha logrado medir la radiación natural de las rocas con diferentes técnicas, surgiendo los registros radiactivos o nucleares. Por esta razón, en la actualidad se cuenta con numerosos registros que serán descritos más adelante.

Llevar a cabo un análisis conjunto de varios registros permite determinar los parámetros petrofísicos de interés en el sector petrolero, tales como saturación de hidrocarburos y agua, la porosidad, el índice de arcillosidad, entre otros.

### **2.3.1 Clasificación de los Registros**

La clasificación de los Registros Geofísicos de Pozos según la propiedad física con la que operan es la siguiente (Arroyo, 2007: 10).

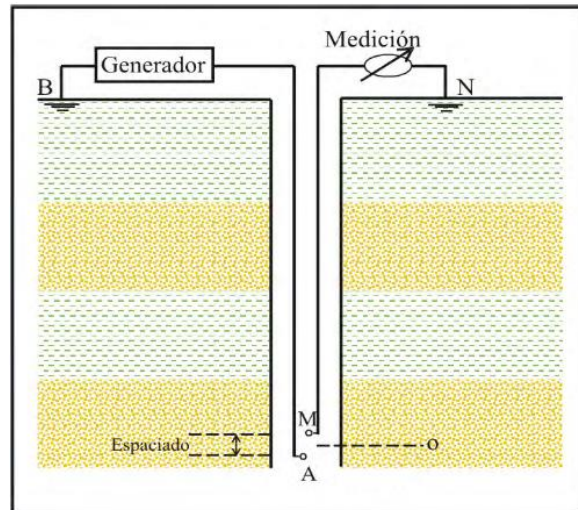
## Eléctricos

### Potencial Espontáneo

Registra el potencial espontáneo producido por la interacción del agua de formación, el fluido de perforación conductivo y rocas selectivas de iones (lutitas o arcillas).

Se usa para (figura 2.3):

- Identificar rocas potencialmente permeables, productoras y porosas.
- Definir límites entre estratos y su correlación.
- Indicador de litología (minerales).
- Determinar la resistividad del agua de formación  $R_w$ .

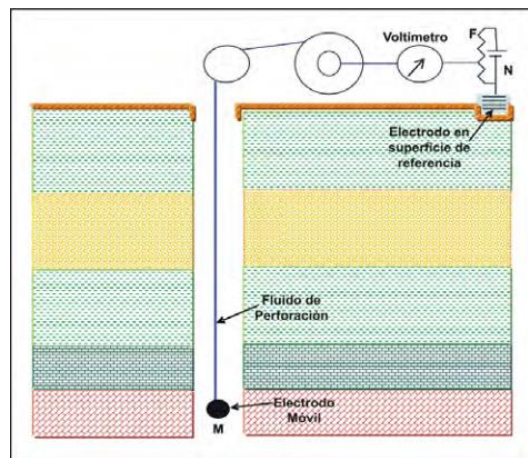


**Figura 2.3.** Circuito esquemático para obtener el registro SP (Ramírez, et al. 2008: 52).

### Eléctrico Convencional

Miden los voltajes entre los electrodos de medición, que corresponden proporcionalmente a las resistividades de la formación que mide la herramienta en su trayecto dentro del agujero (Figura 2.4). En muchos pozos antiguos sólo se disponía de estos registros y se utilizaban para:

- Identificar posibles zonas con agua.
- Definir límites entre estratos.



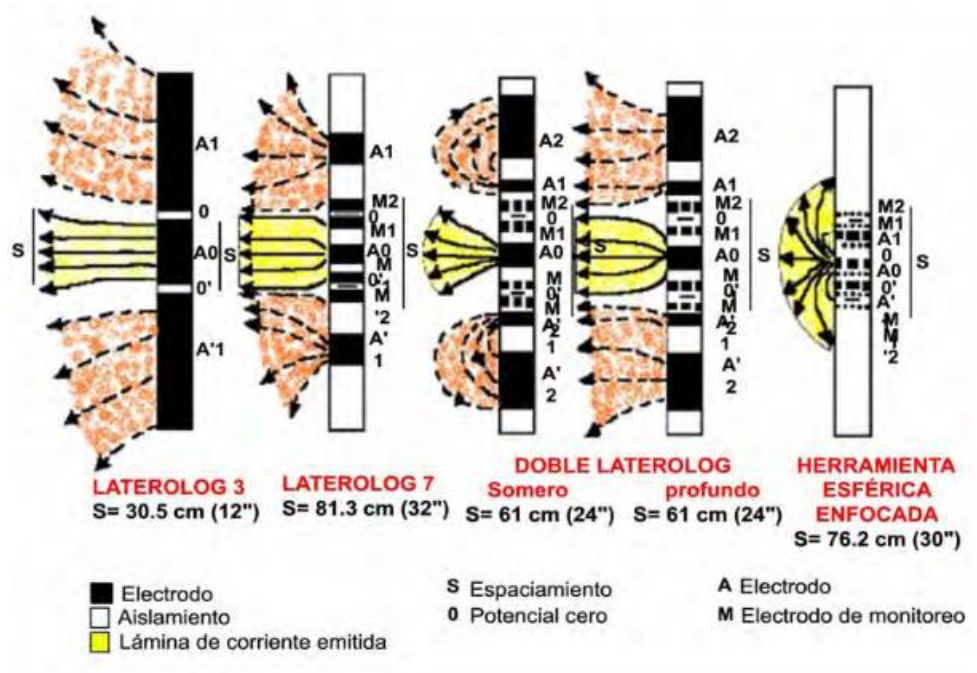
**Figura 2.4.** Arreglo básico del registro eléctrico convencional (Ramírez, et al. 2008: 86).

## Laterolog y Doble Laterolog

Utilizan un sistema de electrodos múltiples que fuerzan la corriente dentro de la formación. Unos envían corriente a la formación y otros miden la caída de potencial que ocasiona la circulación de esa corriente. El doble laterolog proporciona una lectura a mayor profundidad e integra una curva de investigación somera (figura 2.5).

Sus características son:

- Operan en lodos muy salados.
- Tienen gran resolución vertical e independencia de capas adyacentes. La resolución del doble laterolog es de aproximadamente 1 pie.
- Rango de resistividades amplio (0.1 a 40,000  $\Omega$ m).
- En formaciones con altas resistividades.



**Figura 2.5.** Comparación de herramientas laterolog, doble laterolog y esférico enfocado (Ramírez, et al. 2008: 129).

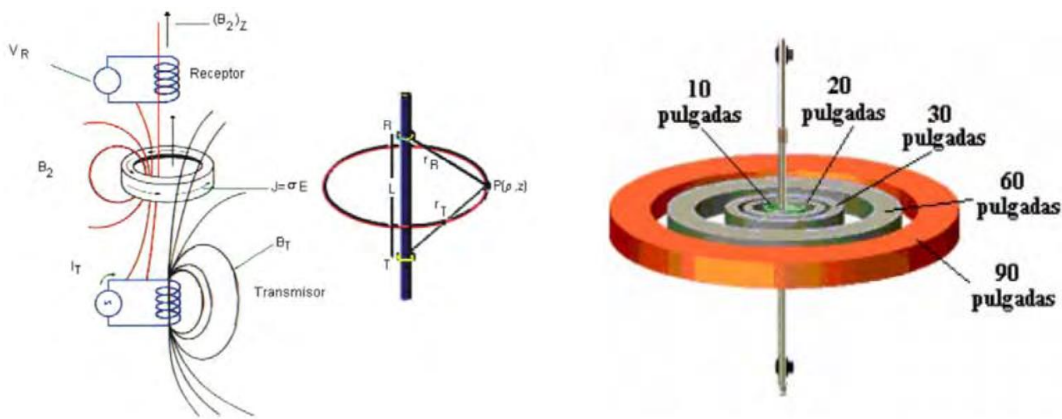
## Esférico Enfocado

Se diseñó para eliminar efectos de las resistividades y dimensiones geométricas del medio circundante. Las corrientes de enfoque obligan a las de medición a circular a través de la formación, lo cual aumenta la profundidad de penetración. Para la curva lateral profunda se logra una penetración de aproximadamente 6 pies. Para la curva lateral somera se logra una penetración del orden de 30 pulgadas (figura 2.5).

## Inducción

Mide la conductividad de la formación. Aventura al registro convencional en pozos perforados con lodos base agua (figura 2.6). Minimizan las influencias del agujero, formaciones adyacentes y la zona invadida. Se usa para:

- Determinar límites entre capas.
- Determinar la resistividad verdadera de la zona virgen  $R_T$ .
- Correlación pozo a pozo.
- Útil en pozos con lodos base aceite y perforados neumáticamente (Aire, nitrógeno, espuma).



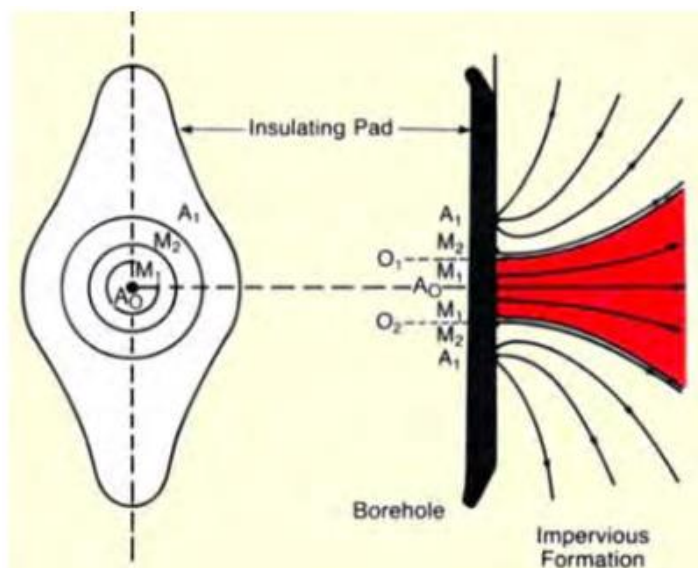
**Figura 2.6.** Principio de medición de la herramienta inductiva (izquierda) y profundidades de investigación (derecha) (Ramírez, et al. 2008: 182).

## De Micro Resistividad

Utiliza el principio del enfoque esférico, pero usando un espaciamiento de electrodos más pequeño. Miden la resistividad en la zona lavada  $R_{xo}$  y detecta el enjarre, permitiendo ver capas permeables. El pozo no debe influenciar las lecturas, por eso se utiliza un patín pegado a la pared del pozo que lleva los electrodos (figura 2.7).

Dentro de sus usos se encuentran:

- Identificar zonas permeables.
- Permiten obtener la relación  $\frac{R_{xo}}{R_t}$ .
- Sin enjarre, pueden dar información útil sobre la litología o condición del pozo.
- Determinar la resistividad de la zona lavada.



**Figura 2.7.** Herramienta laterolog (izquierda) y líneas de corriente esquemática (derecha) (Ramírez. et al. 2008: 155).

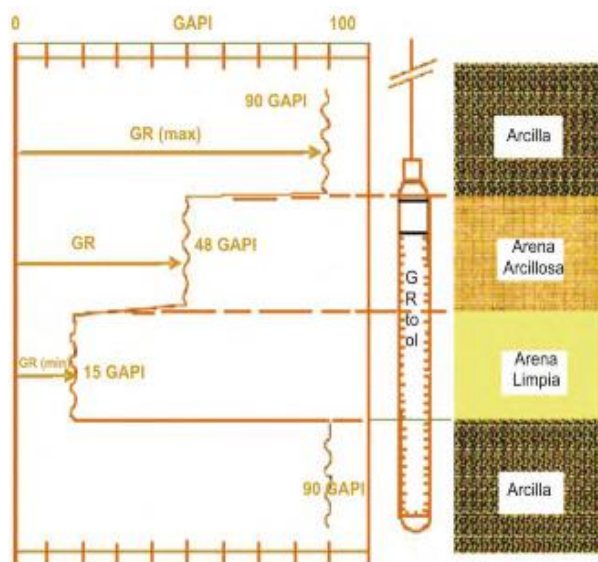
## Radiactivos

### Rayos Gamma y Espectrometría de rayos gamma

Miden la radiactividad natural de las formaciones, que depende mayormente de las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio. Estos elementos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas, por lo que el registro generalmente refleja el contenido de arcilla. El registro de espectrometría mide la cantidad de rayos gamma emitidos principalmente por la desintegración del Potasio  $K^{40}$ , Uranio  $U^{238}$  y el Torio  $Th^{232}$ , así como su nivel de energía (figura 2.8).

Se usan para:

- Diferenciar rocas productoras, permeables y porosas y lutitas no permeables.
- Límites de estratos y correlación de pozos.
- Indican la arcillosidad de la capa.
- Indicador de litología (minerales).

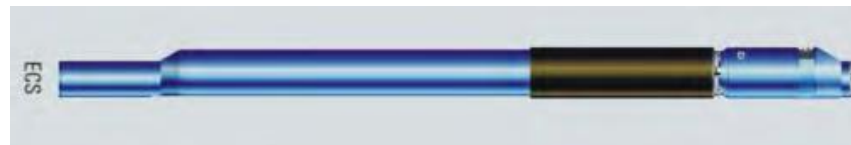


**Figura 2.8.** Registro de rayos gamma (Ramírez, et al. 2008: 62).

## Espectroscopía de Captura Elemental

Usa una fuente de neutrones estándar de **AmBe** y un detector de **BGO** (bismuto germanato oxisilicato). Permite medir los elementos relativos de la formación, a partir de espectroscopía de rayos gamma basada en el bombardeo de neutrones (figura 2.9). Los elementos primarios medidos **incluyen Si, Ca, Fe, S, Ti, Gd, Cl e H**. Dentro de sus usos se encuentran:

- Determinar concentraciones de Carbono, Anhidrita, volumen de Cuarzo, Feldespato y minerales de Mica (QFM).
- Correlaciones pozo a pozo.
- Evaluación cuantitativa de litología, porosidad, saturaciones de fluidos y permeabilidad.
- Modelado de propiedades de roca, calibración sísmica y modelado sísmico.

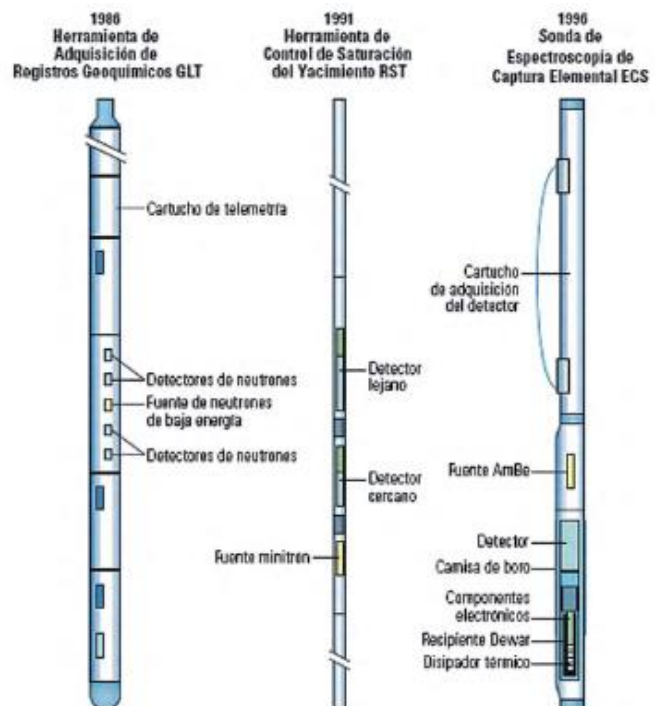


**Figura 2.9.** Herramienta de espectroscopía elemental (Ramírez, et al. 2008: 70).

## Registro de Neutrones

Una fuente radiactiva emite neutrones de alta energía, los cuales chocan con los núcleos de los materiales y pierden energía. La mayor pérdida de energía sucede cuando el neutrón choca con un núcleo de Hidrógeno. Cuando han perdido suficiente energía son capturados por núcleos de átomos como el Cloro u otros, que al capturarlos se excitan y emiten rayos gamma de captura de alta energía (figura 2.10). Se utiliza para:

- Definir formaciones porosas y su porosidad.
- Cantidad de porosidad saturada de fluidos.
- Identificar zonas de gas.
- Determinación de litología.



**Figura 2.10.** Herramientas Geoquímicas de neutrones (Ramírez, et al. 2008: 74).

## Densidad y Litodensidad

Consta de una fuente radiactiva y dos detectores montados en un patín, pegados a la formación con un brazo mecánico. Los rayos emitidos interactúan con los componentes de las rocas principalmente por efecto Compton y luego de varias dispersiones regresan al pozo donde son contados por detectores. La densidad se obtiene en función del conteo en los detectores (figura 2.11).

El de litodensidad mide el índice de absorción fotoeléctrica (Capacidad del material para absorber la radiación electromagnética). Este parámetro está en función directa de la porosidad y el fluido existente. Ambas herramientas se emplean para conocer:

- Densidad de la formación.
- Porosidad, presencia de gas.
- Evaluación de litologías complejas. Arenas con arcilla.
- Cálculo de Presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de la roca.
- Indicador de la matriz



**Figura 2.11.** Herramientas de litodensidad (Ramírez, et al. 2008: 231).

## Acústicos

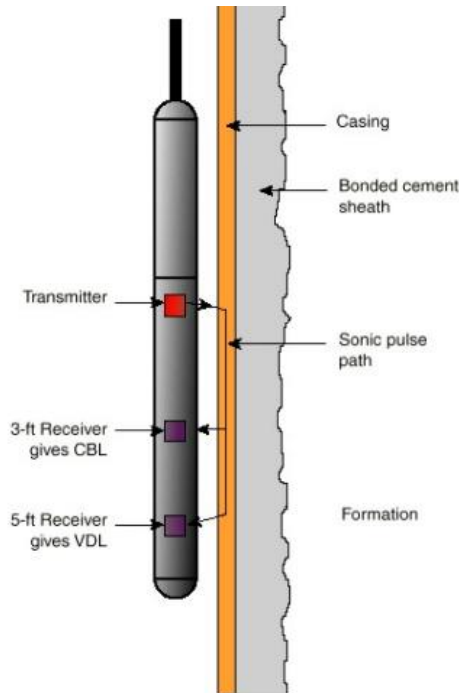
### Sónico

Miden el tiempo mínimo de viaje de un pulso acústico a través de la roca. Su tiempo total de viaje es proporcional a la cantidad de fluido en el espacio poroso y a la cantidad de matriz. El sonido emitido en el pulso choca con las paredes del pozo, generando ondas de compresión en la formación, ondas transversales a lo largo de la pared del agujero y ondas compresionales en el fluido del pozo (figura 2.12).

Se usa para conocer:

- Porosidad primaria y secundaria.
- Propiedades mecánicas de la roca.
- Espesor de la formación, detección de gas e indicador de fracturas.
- Litología y Contenido de fluidos.

- Resolución vertical de hasta 24 pulgadas.
- Correlación/Calibración sísmica.



**Figura 2.12.** Registro sísmico (Lizneg, 2012).

## Térmicos

### Temperatura

Es el registro del gradiente de temperatura en un pozo. Su interpretación consiste en la observación de las desviaciones o anomalías con respecto al gradiente de referencia. La referencia puede ser el gradiente geotérmico, un registro anterior o uno grabado con el cierre del pozo.

Las anomalías se relacionan con el desplazamiento de fluidos dentro o fuera del pozo o formación. Se usan para determinar zonas de producción o de toma de fluidos, evaluar un tratamiento con cemento, localizar fugas de la tubería de revestimiento, entre otras.

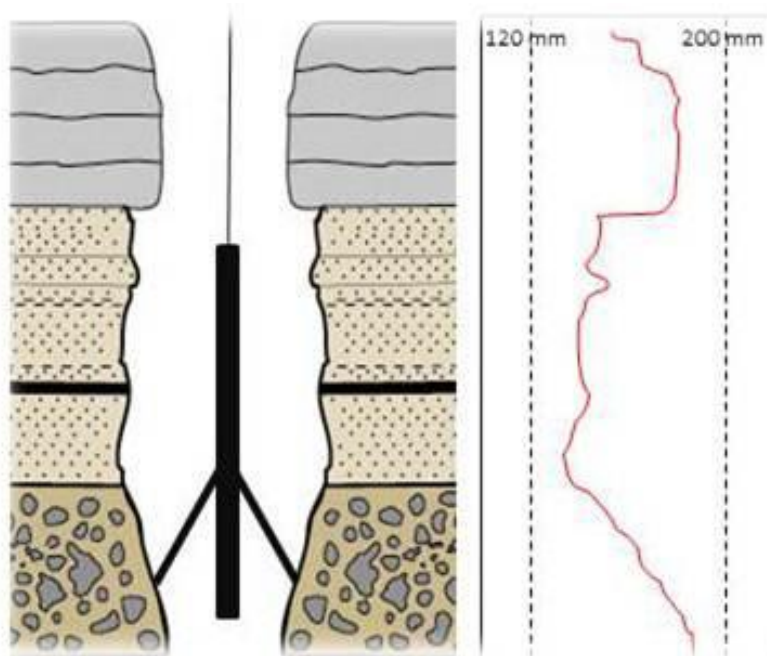
### Mecánicos

Los registros mecánicos sirven para detectar anomalías en las capas, en el agujero y en la tubería de revestimiento. La litología, porosidad y contenido de fluidos influyen en la respuesta de estas herramientas. Se deben tener en cuenta las condiciones

ambientales de la operación, tales como diámetro del agujero, espesor de la capa, temperatura, diámetro de invasión de fluidos, espesor del enjarre, fluido en el pozo, etc. Los registros de echados dan una idea sobre las estructuras geológicas del subsuelo.

## Caliper

El registro de diámetro de pozo o Caliper se usa para el control de calidad de los registros, determinar litologías y zonas fracturadas, así como para hacer correcciones a otros registros. Proporciona de forma continua el tamaño y forma de una perforación, tubería o paso previo para una cementación correcta a lo largo de todo el pozo (figura 2.13).



**Figura 2.13.** Herramienta Caliper (GEOSMA, 2016).

## 2.4 Evaluación Petrofísica

Actualmente, la interpretación petrofísica a partir de registros geofísicos, es una de las herramientas más importantes en Geofísica del Petróleo.

Además de su uso tradicional en exploración para correlacionar zonas y estructuras, los registros ayudan a definir características físicas de las rocas, tales como litología, porosidad, geometría de poro y permeabilidad. Los mapas geológicos desarrollados a partir de la evaluación de pozos ayudan a determinar zonas de perforación para la extracción de hidrocarburos (Asquith & Krygowski, 2004: 2).

### 2.4.1 Resistividad

La Resistividad es la propiedad inherente de todos los materiales de resistir el flujo de una corriente eléctrica (sin tener en cuenta su forma y tamaño). Materiales diferentes tienen diferente capacidad de resistir el flujo de electricidad. Los hidrocarburos, la roca y el agua dulce actúan como aislantes, por lo tanto, son no conductivos y su resistividad es alta. Sin embargo, el agua salada es conductor y presenta una baja resistividad.

La unidad de referencia usada es: un cubo de la formación de un metro de longitud en cada lado. La unidad de medida es  $ohm \frac{metro^2}{metro}$  y se llama "ohm\*metro". (Valencio, 2014).

Se representa por la ecuación 2.1:

$$R = \frac{rA}{l} \quad (\Omega m) \quad (2.1)$$

R= resistividad,  $\Omega m$  (ohm\*metro)

r= resistencia,  $\Omega$

A= área, ( $m^2$ )

l= longitud, m

También se puede definir en términos de la conductividad (ecuación 2.2):

$$\text{Resistencia} = \frac{1}{c} \quad (2.2)$$

C = Conductividad  $\left(\frac{\text{siemens}}{m}\right)$

La resistividad de la zona virgen o no invadida se define como la resistividad verdadera de la formación  $R_t$  (ecuación 2.3). Para comprender mejor este término es necesario tener en cuenta los factores que influyen la resistividad de la formación (Helander, 1983: 59): (1) Resistividad del agua de la formación  $R_w$ , (2) estructura de la roca y (3) presencia de hidrocarburos. Además,  $R_t$  se ve afectada directamente por  $R_w$ , de manera que:

$$R_t = f(R_w) \quad (2.3)$$

Para propósitos prácticos, la matriz de roca es no conductora, siendo el único conductor la solución salina contenida en el espacio poroso. Por esta razón es de interés conocer la resistividad del agua de formación  $R_w$ .

### 2.4.2 Porosidad

Es la fracción del volumen de una roca, ocupado por algún fluido (Arroyo & Roig (s.f.): 3). Se pueden definir varios tipos de porosidad:

- Porosidad primaria ( $\phi_1$ ): puede ser intergranular o cristalina. Depende de la forma, tamaño y posición de los sólidos. Es la más común en rocas clásticas.
- Porosidad secundaria ( $\phi_2$ ): Formada por cavernas o vesículas, causadas por disolución de la matriz o fisuras, así como fracturas resultado de fuerzas mecánicas. Es común en rocas de origen químico y orgánico (biológico).
- Porosidad interconectada ( $\phi_c$ ): Formada únicamente por los poros que están conectados entre sí.
- Porosidad potencial ( $\phi_p$ ): Parte de la porosidad interconectada, en la cual, el diámetro de los canales de conexión entre los poros es suficientemente grande para permitir que los fluidos fluyan (mayor de 50  $\mu\text{m}$  para el aceite y 5  $\mu\text{m}$  para el gas).
- Porosidad efectiva ( $\phi_e$ ): El término sólo se usa en el análisis de registros de pozo. Es la porosidad accesible a los fluidos libres, por lo que la porosidad no conectada y el volumen ocupado por agua ligada a partículas de arcilla están excluidas.
- Porosidad Total ( $\phi_t$ ): Es la relación del volumen total de espacios vacíos (poros, canales, vórgulos, etc.) existentes entre los elementos minerales de la roca y el volumen total de la roca (ecuación 2.4).

$$\phi_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_s} \quad (2.4)$$

$V_p$ = Volumen de espacios vacíos

$V_s$ = Volumen ocupado por los elementos sólidos

$V_t$ = Volumen total de la roca

En términos de porosidad primaria y porosidad secundaria (ecuación 2.5):

$$\phi_t = \phi_1 + \phi_2 \quad (2.5)$$

### 2.4.3 Permeabilidad

Es la propiedad que tiene una roca de permitir el tránsito de fluidos. Se relaciona a la porosidad pero no siempre es dependiente de ella. Está controlada por el tamaño de los pasajes (gargantas del poro o capilar) que unen los poros. Es difícil cuantificarla a partir de registros, ya que sólo proporcionan indicios. La unidad de medida es el milidarcy y se representa con el símbolo  $K$ .

Se habla de permeabilidad absoluta cuando sólo hay un fluido en los poros, efectiva si hay más de un fluido y relativa cuando se relaciona la permeabilidad efectiva con un fluido específico.

El método de Timur (ecuación 2.6) estima la permeabilidad para rocas granulares a partir de registros de pozo (Valencio, 2014).

$$K = \frac{0.136 \phi^{4x4}}{S_{wi}^2} \text{ (Milidarcys)} \quad (2.6)$$

$S_{wi}$  = Saturación de agua irreducible

#### 2.4.4 Factor de Formación

Se define como la resistividad de una roca 100% saturada con un fluido (generalmente con agua salada) entre la resistividad del agua que la satura (ecuación 2.7).

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (2.7)$$

$R_o$  = Resistividad de la formación 100% saturada de agua

$R_w$  = Resistividad del agua de formación

Dentro de los registros de pozo, este parámetro toma valores de 5 hasta unos cuantos cientos para areniscas y de diez a varios miles en calizas y dolomías (Helander, 1983: 59).

En términos de la porosidad (Archie, 1942), ecuación 2.8:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (2.8)$$

$a$  = Factor de tortuosidad.

$m$  = Exponente de cementación.

El exponente de cementación varía con el tamaño de grano, distribución del tamaño de grano y la complejidad de los caminos entre los poros (tortuosidad). A mayor valor de tortuosidad, mayor valor de  $m$ . Ambos parámetros dependen de la geometría interna y del tipo de porosidad de la roca (Valencio, 2014).

<i>a</i> : Tortuosity factor	<i>m</i> : Cementation exponent	Comments
1.0	2.0	Carbonates <sup>1</sup>
0.81	2.0	Consolidated sandstones <sup>1</sup>
0.62	2.15	Unconsolidated sands (Humble formula) <sup>1</sup>
1.45	1.54	Average sands (after Carothers, 1968)
1.65	1.33	Shaly sands (after Carothers, 1968)
1.45	1.70	Calcareous sands (after Carothers, 1968)
0.85	2.14	Carbonates (after Carothers, 1968)
2.45	1.08	Pliocene sands, southern California (after Carothers and Porter, 1970)
1.97	1.29	Miocene sands, Texas–Louisiana Gulf Coast (after Carothers and Porter, 1970)
1.0	$\phi^{(2.05-\phi)}$	Clean granular formations (after Sethi, 1979)

**Tabla 2.1.** Valores del factor de tortuosidad y del exponente de cementación para diferentes rocas Asquith & Krygowski, 2004: 15.

### 2.4.5 Saturación

Es la fracción del volumen poroso de una roca que está llena de un fluido, expresada en porcentaje. En Registros de pozo generalmente se habla de saturación de agua debido a que es relativamente sencillo evaluarla (ecuación 2.9).

$$S = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{Volumen del poro}} \quad (\%) \quad (2.9)$$

Saturación de agua (ecuación 2.10): Es el porcentaje del volumen poral en una roca que está ocupado por agua de la formación. Es un concepto importante ya que a partir de este parámetro, es posible determinar la saturación de hidrocarburo en un depósito restando  $1 - S_w$  (Valencio, 2014).

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua de formación que ocupa los poros}}{\text{Volumen poroso total de la roca}} \quad (\%) \quad (2.10)$$

Saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ): Corresponde al agua que no se moverá (ya que esté entrampada por presión capilar) y la permeabilidad relativa para el agua es igual a cero.

Ecuación de Archie (ecuación 2.11) (Arroyo & Roig (s.f.): 5):

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{F R_w}{R_t}} \quad (2.11)$$

$R_w$  = Resistividad del agua de formación

$R_t$  = Resistividad verdadera de la roca sin contaminación del filtrado del lodo

$n$  = Exponente de saturación (varía de 1.8 a 2.5, pero generalmente es 2)

$F$  = Factor de formación

#### 2.4.6 Volumen de Arcilla

Para realizar una buena evaluación petrofísica se debe conocer el valor del volumen de arcilla contenido en las arenas. En la práctica, este valor se calcula a partir de las lecturas de los perfiles, bien sea de manera individual, usando el registro de rayos gamma, el registro potencial espontáneo (SP) y el registro de resistividad o combinando dos curvas, Densidad-Neutrón, Densidad-Sónico y Sónico Neutrón.

La presencia de arcillas en una formación permeable reduce la deflexión de la curva de SP. En las zonas productivas de agua la cantidad de reducción del SP es proporcional a la cantidad de arcillas en la formación. En las zonas productivas de hidrocarburo la cantidad de reducción del SP es mayor que el volumen de arcillas y se llama *supresión por hidrocarburo* (Asquith & Krygowski, 2004: 22).

La respuesta del SP para las arcillas es relativamente constante y sigue una línea recta llamada línea *base de lutitas*. Las deflexiones del SP son medidas a partir de esta línea base. Por ejemplo, están presentes capas permeables si los valores de SP se mueven a la izquierda (desviación negativa;  $R_{mf} > R_w$ ) o la derecha (desviación positiva;  $R_{mf} < R_w$ ) de la línea base de lutitas. Los límites de la capa permeable son determinados a partir del punto de inflexión desde la línea base de las lutitas.

Pero hay que recalcar que, al registrar zonas no permeables o zonas permeables donde el valor de  $R_{mf}$  es igual a  $R_w$ , la curva de SP no se desviará de la línea base de lutitas. La magnitud de la desviación de la curva de SP es debida a la diferencia entre la resistividad del filtrado de lodo ( $R_{mf}$ ) y del agua de formación ( $R_w$ ) y no de la permeabilidad.

#### 2.4.7 Gráficas Cruzadas (Cross-Plots)

Las mediciones básicas en los pozos proveen un número de parámetros medidos o calculados, tales como densidad de la formación, porosidades, resistividades, etc. Las técnicas de interpretación basadas en el reconocimiento de patrones consisten en graficar uno de estos parámetros contra otro(s) y a esto se le conoce como gráficas cruzadas (Cross-Plots).

Una tendencia o patrón en zonas con los mismos valores de una propiedad específica es lo que se busca en estas herramientas (Bassiouni, 2006: 268). Una solución que no sea tan obvia puede quedar más clara si se gráfica, ya que permite un análisis visual.

A partir de las gráficas cruzadas se considera cómo se pueden obtener cantidades relativas de diferentes minerales combinando los datos de los registros de densidad, neutrón y sónico. Los principales minerales se encuentran relacionados con la arenisca, caliza, dolomita y anhidrita. Los que afectan la respuesta de los registros son: arcillas, yeso, sal, polihalita y azufre, así como el gas.

Estas son parte de las herramientas básicas utilizadas en la identificación del tipo de roca, ya que los registros mencionados responden de forma distinta según la litología. La respuesta de varios registros calcula de forma más exacta la porosidad y puede proporcionar una idea de la presencia de hidrocarburos (Arroyo, 2007: 402).

### Densidad-Tiempo de Tránsito

Utilizando la respuesta de estos registros se tienen las ecuaciones 2.12 y 2.13:

$$\rho_b = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma})\varphi_n \quad (2.12)$$

$\rho_b$  = Densidad

$\rho_{ma}$  = Densidad de la matriz

$\rho_f$  = Densidad del fluido

$\varphi_n$  = Porosidad neutrón

$$\varphi_n = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{B} \quad (2.13)$$

$$B = \Delta t_f - \Delta t_{ma}$$

Se puede establecer que:

$$\rho_b = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) \left[ \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{B} \right]$$

$$\rho_b = \underbrace{\left[ \frac{\rho_{ma} - \rho_f}{B} \right]}_{\text{Pendiente}} \Delta t + \rho_{ma} - \underbrace{\left[ \frac{\rho_{ma} - \rho_f}{B} \right] \Delta t_{ma}}_{\text{Ordenada al origen}} \quad (2.14)$$

La pendiente y la ordenada al origen (ecuación 2.14) son los parámetros dependientes del tipo de roca sólo en las propiedades de la roca y del fluido. Si se conocen los parámetros representativos de roca y fluido, se puede definir un promedio de litología como en la figura 2.14. Uno de los problemas en el uso de estas gráficas es que se utiliza el promedio del número de parámetros para definir las tendencias.

## Tiempo de Tránsito-Porosidad Neutrón

Se basa en la ecuación 2.15:

$$\Delta t = \Delta t_{ma} + B * \varphi_n \quad (2.15)$$

Aunque el valor utilizado para B en la generación de la gráfica representa el comportamiento promedio de la roca, usualmente incorpora una pendiente B basada en la ecuación de tiempo promedio, la cual no es representativa, particularmente en sistemas de carbonatos. La figura 2.14 muestra la gráfica en porosidad calibrada para caliza, de aquí la no linealidad de las frecuencias de la arenisca y la dolomita (Arroyo, 2007: 404).

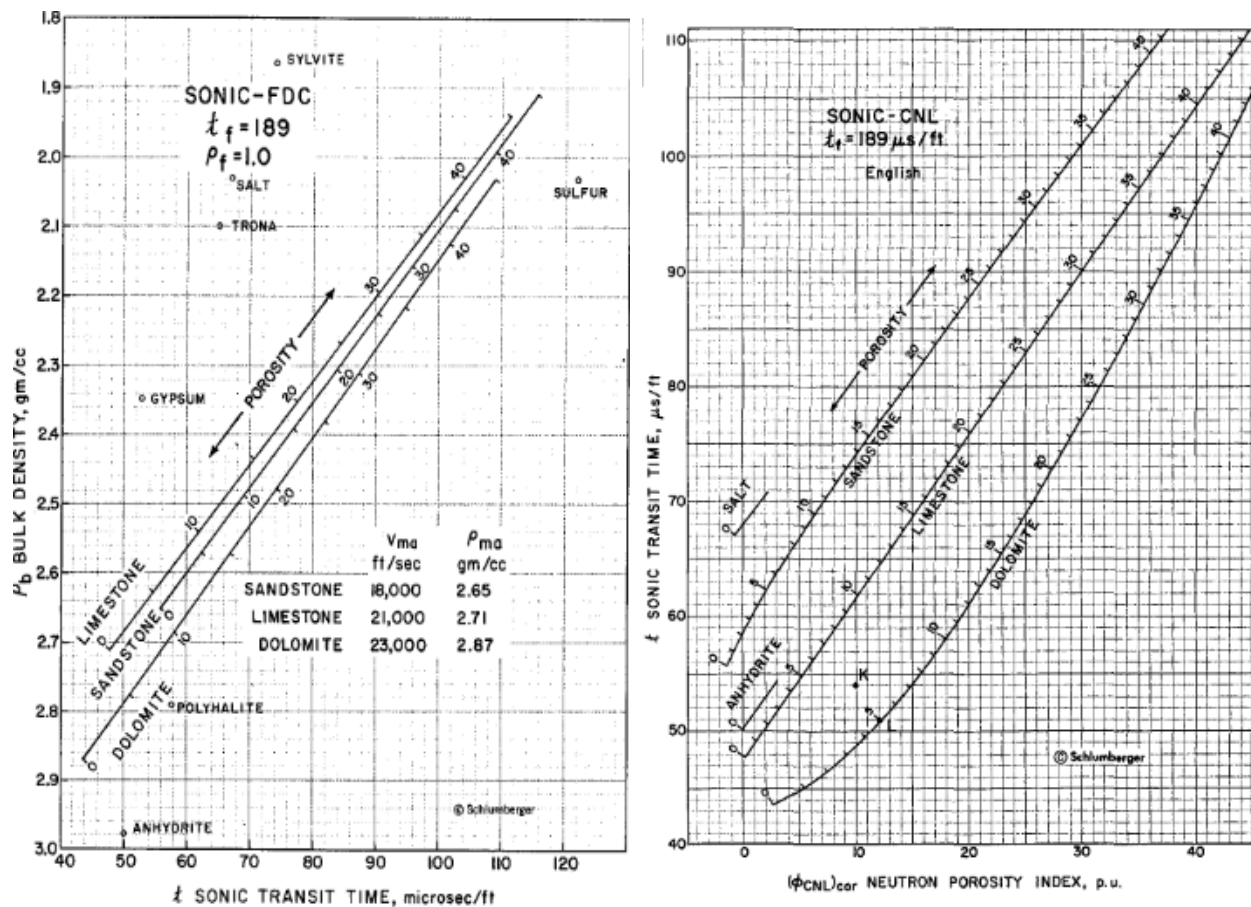


Figura 2.14. Gráficas de Densidad-Tiempo de tránsito (izquierda) y Tiempo de tránsito-Porosidad (derecha) (Bassiouni, 2006: 298-299).

## Densidad- Porosidad Neutrón

Se basa en la ecuación de respuesta de densidad, ecuación 2.16:

$$\rho_b = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma})\phi_n \quad (2.16)$$

Una gráfica típica se muestra en la figura 2.15 nótese la no linealidad de las tendencias de la arenisca y dolomita debida a la porosidad neutrón, que se registra en unidades de caliza.

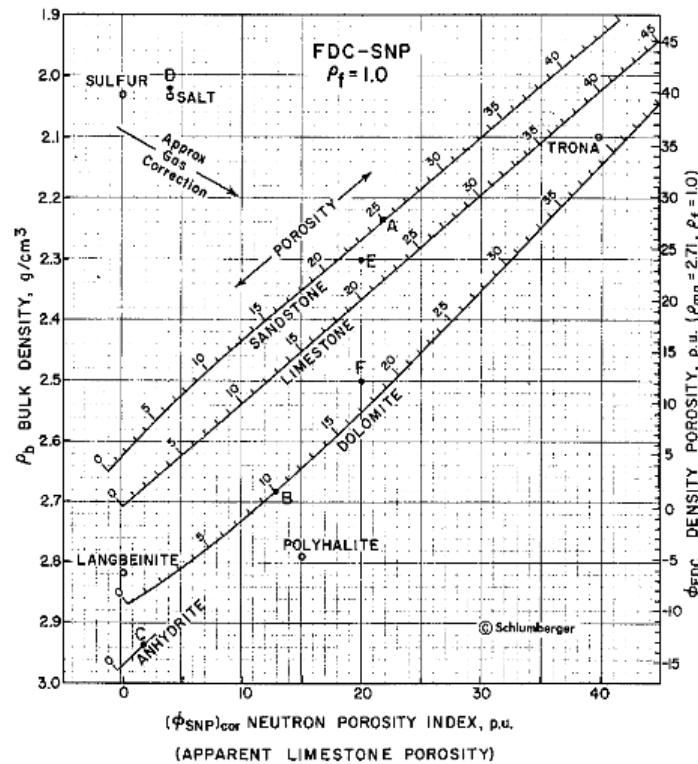


Figura 2.15. Gráfica Densidad-Porosidad (Bassiouni, 2006: 296).

## 2.5 Geoestadística

Es una rama de la estadística que tiene como objetivo estimar, predecir y simular los fenómenos que se presentan en un espacio dado para poder describir la continuidad espacial del fenómeno. Se enfoca en caracterizar e interpretar el comportamiento de los datos que están distribuidos espacialmente en variables regionalizadas.

La Geoestadística se especializa en el análisis y la modelación de la variabilidad espacial en ciencias de la tierra. Su objeto de estudio es el análisis y la predicción de fenómenos en espacio y/o tiempo, tales como: ley de metales, porosidades, concentraciones de un contaminante, etc.

Aunque el prefijo *geo* es usualmente asociado con geología, esta rama tiene sus orígenes en la minería. un análisis geoestadístico está compuesto por tres etapas: (a)

el análisis exploratorio de los datos, (b) el análisis estructural y (c) las predicciones (kriging o simulaciones) (Días, 2002: 1-2).

Este término surge de la combinación del carácter aleatorio de una variable con el carácter geológico existente. Esta rama establece que la distribución estadística de la diferencia de una variable (ley de potencia), entre muestras es similar y depende de la distancia que las separa y su distribución; además asume que las muestras están correlacionadas. Es esta correlación espacial la que debemos encontrar en un yacimiento.

### 2.5.1 Variograma

El variograma es la herramienta Geoestadística básica, permite la cuantificación de los parámetros geológicos y expresa la correlación espacial entre los valores muestreados. Es una herramienta que permite medir la regularidad espacial de una variable, es decir, una función matemática que permite estudiar las diferencias entre muestras y la direccionalidad (anisotropía) de los valores. Esto quiere decir que modela cómo dos valores en el espacio o tiempo se ponen en correlación.

Se puede definir al variograma como la medida de los cuadrados de las diferencias entre pares de muestras separados por una distancia  $h$ , denominada *lag* (ecuación 2.17) (Días, 2002: 10).

$$\hat{\gamma}(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [z(x_i + h) - z(x_i)]^2 \quad (2.17)$$

$x_i$ = Ubicación de una medición

$x_j$ = Ubicación de una medición

$h$ = Distancia entre las ubicaciones  $x_i$  o lag

$z(x_i)$ = Valor de la medición en la ubicación  $x_i$

$z(x_j)$ = Valor de la medición en la ubicación  $x_j$

$N(h)$ = Cantidad de pares de ubicaciones para la distancia  $h$

$\hat{\gamma}(h)$ = Estimación del variograma para  $h$

### Componentes

- Efecto Nugget o Efecto pepita (Co): Indica la discontinuidad del variograma para las distancias que sean menores a la menor distancia que se da entre los puntos muestrales, esta discontinuidad puede ser provocada por: errores de medición, pobre precisión analítica o mineralización altamente errática a baja escala.

- Umbral o Sill ( $C1 + C0$ ): Valor alcanzado por el variograma en el rango. Puede ser expresado como la varianza de la muestra.
- Escala ( $C1$ ): Es el valor tal que  $C1 + C0 = \text{Sill}$ .
- Rango( $a$ ): Distancia donde las muestras están correlacionas espacialmente. Significa un comportamiento más continuo.

La continuidad espacial queda reflejada en la tasa de crecimiento de la varianza ( $\gamma$ ), de acuerdo a los aumentos de la distancia de muestreo ( $h$ ) (figura 2.16).

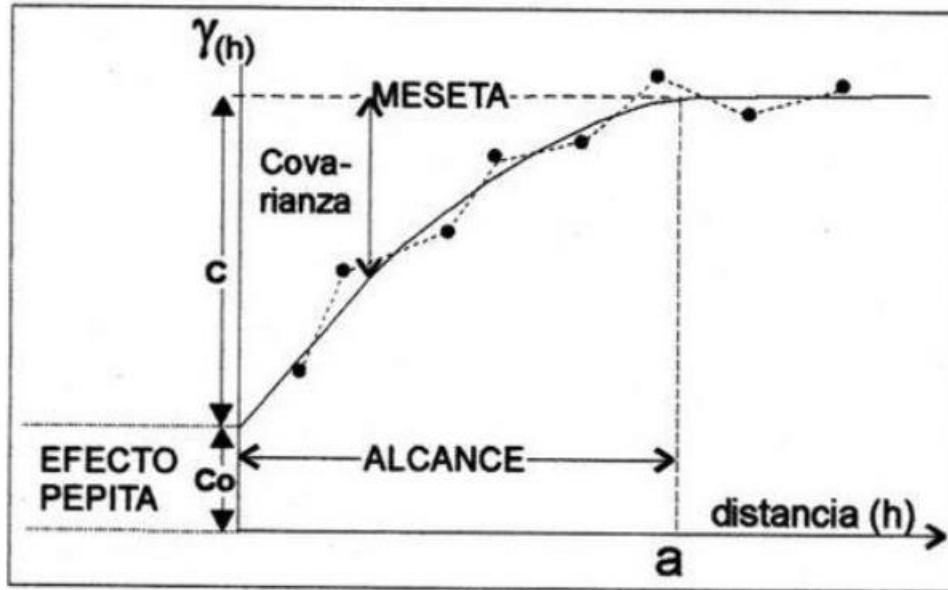


Figura 2.16. Componentes del Variograma (Osorio, 2015: 16).

## 2.5.2 Modelos de Variogramas

Los modelos de Variogramas son curvas generadas a partir de una función matemática que se ajusta a los datos existentes y permite conocer la distribución para todos los puntos en el espacio. Los modelos más usados en Geofísica y Geología son del tipo transicional (con meseta). Estos son:

### Modelo Esférico

Cerca al origen, la curva se comporta linealmente (figura 2.17). Posteriormente tiene una tendencia creciente curvilínea, hasta que llega al Sill, para tomar una tendencia

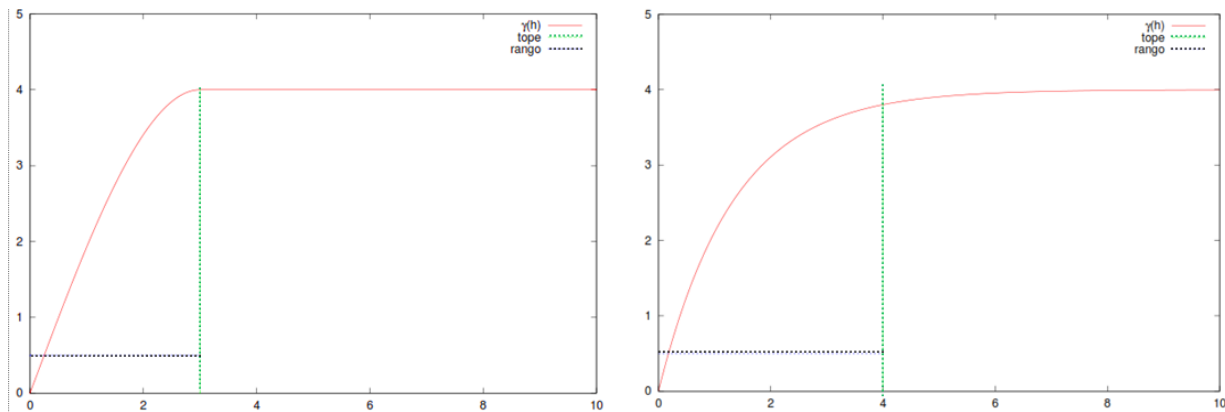
lineal, alcanzando el valor Sill en la distancia del rango (a) actual, C0 es la meseta o varianza (ecuación 2.18).

La ecuación para este modelo es la siguiente:

$$\hat{\gamma}(\mathbf{h}) \begin{cases} \mathbf{0} & ; |\mathbf{h}| = \mathbf{0} \\ \mathbf{C0} + \mathbf{C1} \left[ \frac{3}{2} \left( \frac{|\mathbf{h}|}{\mathbf{a}} \right) - \frac{1}{2} \left( \frac{|\mathbf{h}|}{\mathbf{a}} \right)^3 \right] & ; \mathbf{0} < \mathbf{h} < \mathbf{a} \\ \mathbf{C0} + \mathbf{C1} & ; |\mathbf{h}| > \mathbf{a} \end{cases} \quad (2.18)$$

C0= Corresponde al Sill

a= Corresponde al rango



**Figura 2.17.** Variograma teórico del modelo esférico (izquierda) y modelo exponencial (derecha) (Capalvo, 2010: 80-81).

## Modelo Exponencial

Como se ilustra en la figura 2.17, el modelo exponencial alcanza el valor Sill asintóticamente y tiene comportamiento lineal en el origen. El rango (a) es la distancia a la cual el valor del modelo es el 95% del Sill. C es el tope máximo (ecuación 2.19).

La ecuación que describe el modelo es:

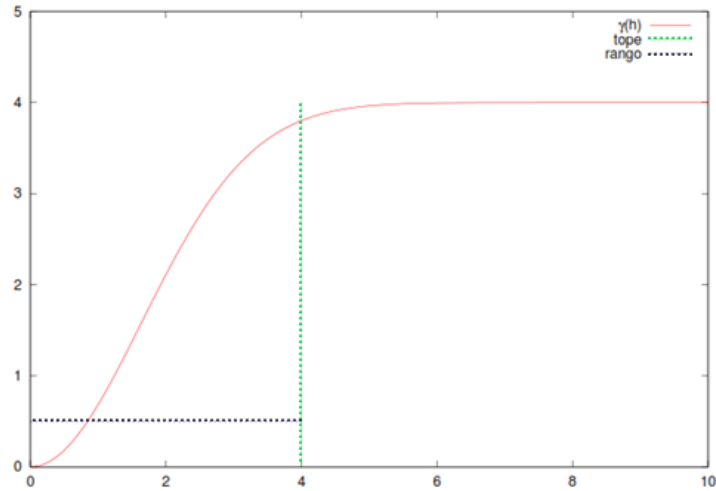
$$\hat{\gamma}(\mathbf{h}) = \begin{cases} \mathbf{0} & ; |\mathbf{h}| = \mathbf{0} \\ \mathbf{C0} + \mathbf{C1} \left[ \mathbf{1} - \exp \left( -\frac{|\mathbf{h}|}{\mathbf{a}} \right) \right] & ; \mathbf{h} \neq \mathbf{0} \end{cases} \quad (2.19)$$

C0= Corresponde al Sill.

a= Es la distancia a la cual el valor del modelo es el 95% del Sill.

## Modelo Gaussiano

La curva se comporta parabólicamente cerca del origen y alcanza el valor Sill asintóticamente (figura 2.18). Este modelo es utilizado para analizar datos sísmicos donde el espaciamiento de muestreo es muy pequeño y el grado de continuidad es alto (ecuación 2.20).



**Figura 2.18.** Variograma teórico del modelo Gaussiano (Capalvo, 2010: 82).

El modelo Gaussiano está descrito por la ecuación 2.20:

$$\hat{\gamma}(\mathbf{h}) = \begin{cases} \mathbf{0} & ; |\mathbf{h}| = \mathbf{0} \\ \mathbf{C0} + \mathbf{C1} \left[ \mathbf{1} - \exp\left(-\frac{|\mathbf{h}|}{\mathbf{a}}\right)^2 \right] & ; \mathbf{h} \neq \mathbf{0} \end{cases} \quad (2.20)$$

C0: Corresponde al Sill

a: la distancia a la cual el valor del modelo, es el 95 % del Sill

## CAPÍTULO 3. INTERPRETACIÓN SÍSMICA

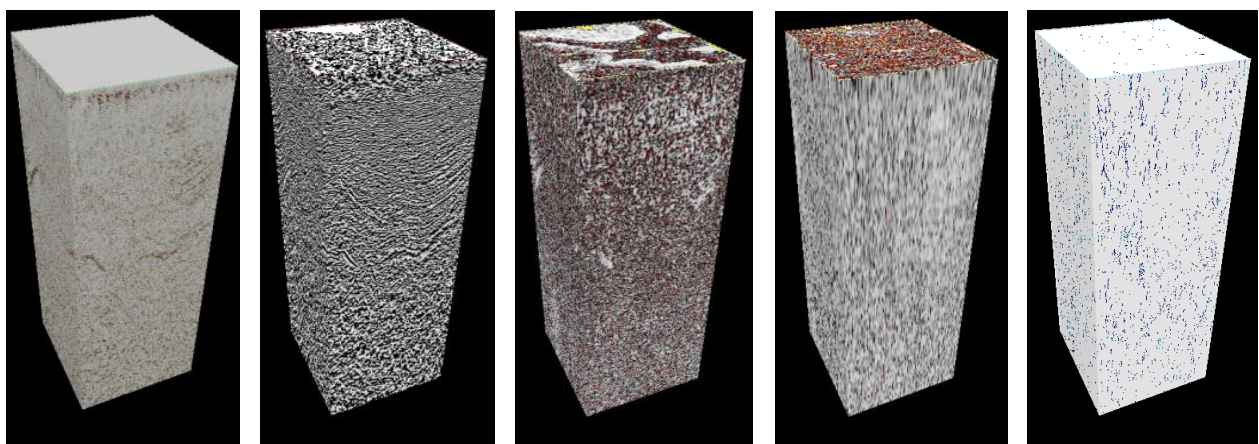
### 3.1 Atributos Sísmicos

La aplicación de atributos ayuda al geofísico a la interpretación de horizontes, superficies o fallas en el análisis de un conjunto de datos sísmicos. Se sigue el trayecto de una superficie u horizonte sísmico hasta que termina, se quiebra o experimenta un desplazamiento hacia arriba, abajo o hacia los costados hasta una localización diferente.

La sísmica del cubo original utilizado en este trabajo no estaba disponible, de manera que se utilizó un cubo que ya tiene aplicados los atributos de Suavizado Estructural (Structural Smoothing) y Balance de Amplitudes (Amplitud Balancing) en ese orden. Figura 3.1.

El atributo de Balance de Amplitudes responde a los cambios de azimuth. La amplitud de las trazas se mapean en una superficie de atributos de amplitud (centro). Las amplitudes más altas, cerca del centro del volumen sísmico 3D, aparecen representadas gráficamente como valores más altos en el centro de la sección en tiempo de amplitudes 2D.

El Suavizado Estructural suaviza la señal de entrada guiado por la estructura local para aumentar la continuidad de los reflectores sísmicos. La componente principal de buzamiento y azimuth se utiliza para determinar la estructura local. El suavizado es aplicado paralelo a la orientación de esta estructura, produciendo una reducción en el ruido en la señal sísmica.



**Figura 3.1.** El primer cubo de izquierda a derecha es la sísmica original (ya con los atributos des Suavizado Estructural y Balance de Amplitudes); a su derecha se tiene el atributo Coseno de Fase. En medio se observa el atributo Caos, a su derecha el de Varianza. El último cubo corresponde al atributo Seguimiento de Hormigas.

El primer atributo aplicado a la sísmica fue Coseno de Fase (Cosine of Phase), que ayuda a delimitar mejor las fallas y estructuras. Se probaron varias ventanas para el atributo y se eligió que fuera 33. Un tamaño de ventana pequeño mostraba un cubo de mala calidad visual y a medida que se aumentaba el valor, la calidad mejoraba. Así mismo, un valor mayor a 33 ya no mejoraba la calidad del cubo resultante (figura 3.1).

A la sísmica disponible también se le aplicó el atributo de Caos (Chaos). Es un atributo independiente que no varía con la amplitud sísmica o con la orientación del echado, es decir que el valor de caos será el mismo en una zona de baja o de alta amplitud y en una región plana o inclinada del volumen sísmico 3D.

El siguiente atributo aplicado fue el de Varianza (Variance), el cual es un indicador de la presencia de deformación. Este mide las diferencias entre las trazas sísmicas, enfatizando la impredecibilidad de los horizontes sísmicos (bordes e interrupciones). Los valores altos de varianza indican la presencia de fallas.

Para llegar al atributo Seguimiento de Hormigas (Ant Tracking), se siguió el flujo propuesto en el Manual de Ayuda de Petrel 2015 ® (Schlumberger, 2015), donde se comienza con Suavizado Estructural, seguido de Balance de Amplitudes, luego Caos y Varianza. Por último el de Seguimiento de Hormigas.

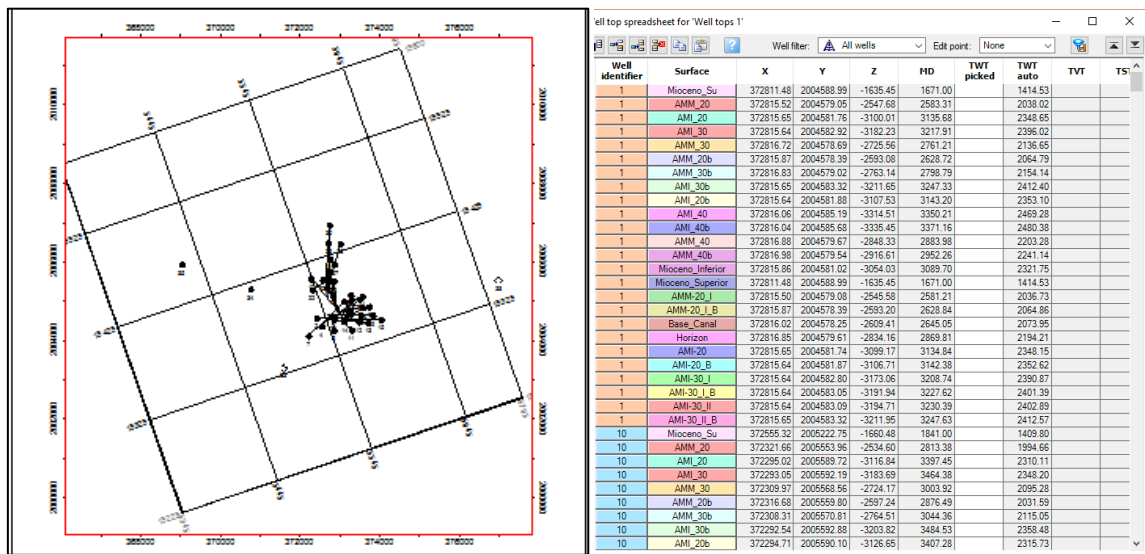
Después de aplicar los tres primeros atributos, estos se combinan para conformar un atributo sísmico global, utilizando una suma ponderada de los datos de entrada independientes.

Este volumen de datos combinados se somete a un proceso de *realce de bordes* que usa el procedimiento de Seguimiento de Hormigas para destacar los planos de fallas y eliminar rasgos no estructurales. Figura 3.1.

Este procedimiento da como resultado un *cubo de fallas* que muestra detalladamente la red de fallas asociadas con las fracturas que controlan la producción del yacimiento.

### 3.2 Horizontes

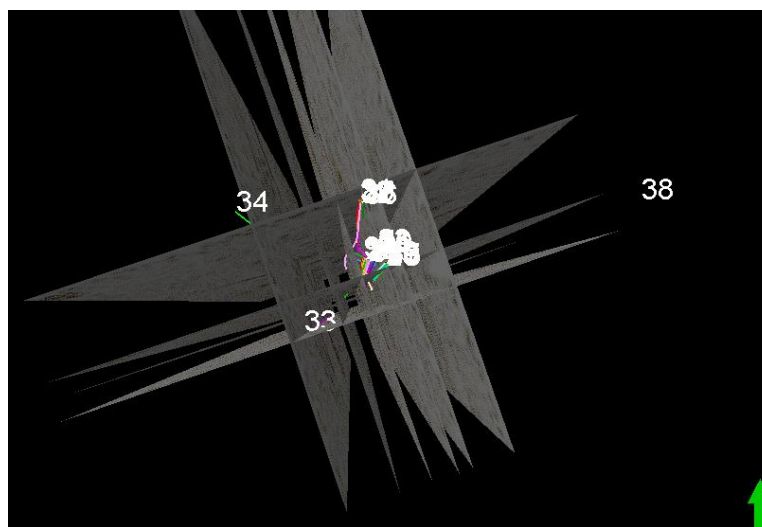
Para la interpretación sísmica se utilizaron 15 pozos, cada uno con información de las cimas (profundidades donde corta los horizontes de interés), su desviación, coordenadas y tiempos correspondientes (T y TWT). Estos datos son útiles para realizar una buena correlación de horizontes y permitir definir las características estructurales del área de estudio.



**Figura 3.2.** Vista en planta de los pozos y los límites del cubo sísmico (izquierda) y base de datos de todos los pozos (derecha).

El horizonte Mioceno Medio se interpretó porque se necesitaba saber su extensión en todo el campo, ya que otros pozos (no utilizados en el trabajo) no contaban con su cima. La Arena R es la Formación de interés que también se interpretó en su cima y su base; Mioceno Superior e Inferior ya estaban interpretados, así como los domos salinos.

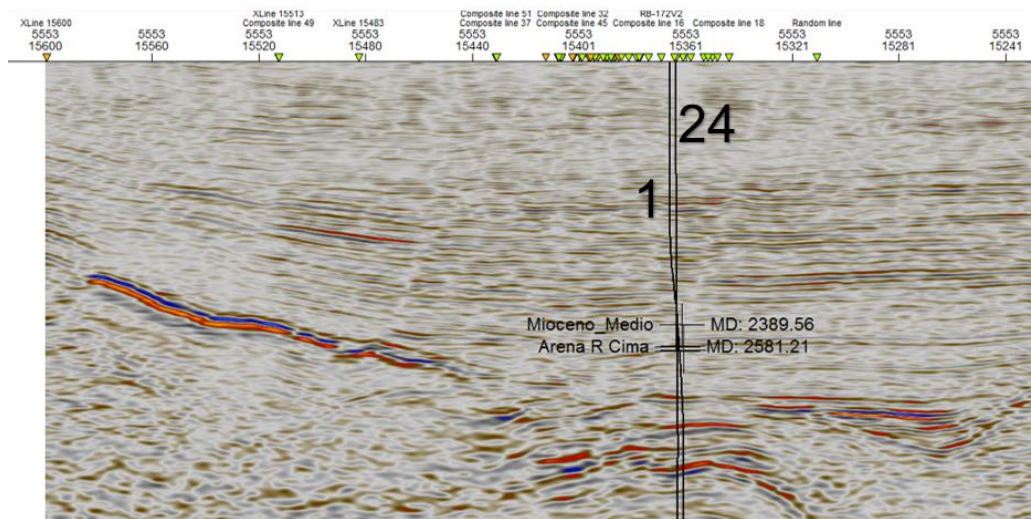
En la figura 3.2 se puede apreciar la vista en *Planta* del campo y los pozos que hay dentro de él. Para esto, se visualizan las secciones y los pozos en una ventana *Map Window*.



**Figura 3.3.** Secciones sísmicas cruzando con los pozos que tienen información de las cimas y bases de los horizontes de interés.

Cabe destacar que la mayoría de los pozos cruzan diferentes arenas y lutitas ya reconocidas, así como una masa salina; a esta región se le conoce como la *zona de arenas* y va aproximadamente de los 2500 m de profundidad hasta los 3000 m en cada pozo. Esto se sabe por la base de datos de cada pozo, sin embargo se descartarán todas estas cimas y solamente se pondrá atención en la Arena R que es la de interés.

Para interpretar los horizontes se abre una ventana 3D y se agregan las secciones sísmicas In-line y Cross-line que crucen a lo largo de la tubería de los pozos; se usan los pozos que tienen información sobre las cimas y bases del Mioceno Medio y la Arena R. Figura 3.3.



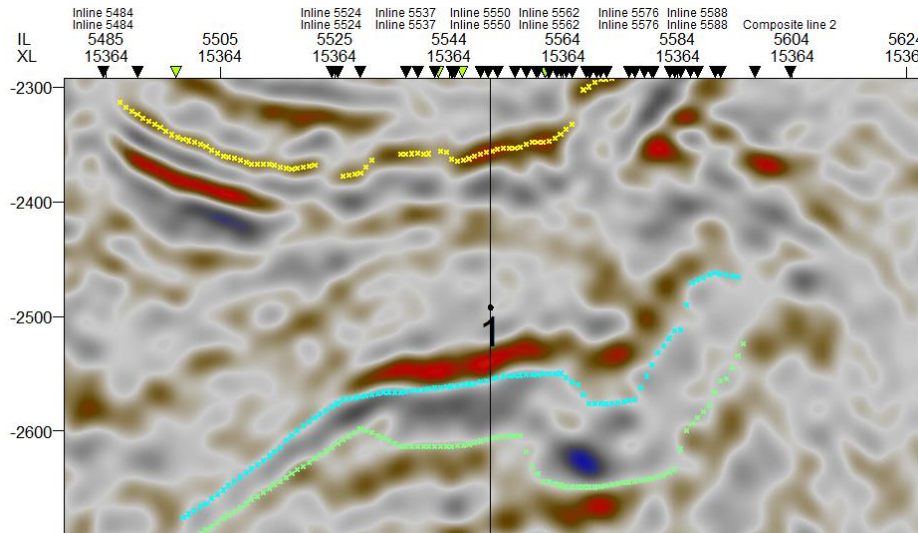
**Figura 3.4.** Sección In-line 5553. Se observa la trayectoria del pozo 1 y las profundidades de la cima y base de la Arena R y del Mioceno Medio.

En una ventana de interpretación se puede ver la trayectoria del pozo y la profundidad del horizonte que se va a marcar en una sección sísmica específica. El horizonte se interpreta primero en las In-line y Cross-line que cruzan a los pozos con información de su cima y base. Para esto, se elige visualizar la profundidad del horizonte en MD (Measured Distance) y su nombre. Figura 3.4.

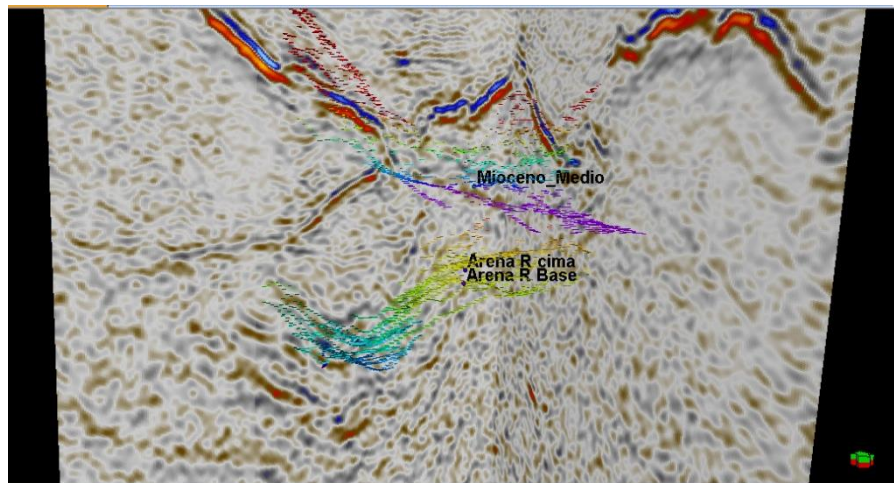
Con la ayuda de las cimas y bases, se procede a realizar un *picado de datos*, que consiste en dar clics a lo largo del horizonte para ir creando una línea. Así, se sigue el horizonte en la sísmica y se señala hasta donde sea posible visualizarlo. Figura 3.5.

El procedimiento descrito anteriormente se realiza para la cima del Mioceno Medio, así como para la cima y base de la Arena R. Se debe seguir el camino de los horizontes tanto en las secciones sísmicas In-line como en las Cross-line, para poder verificar su correcto señalamiento y para evitar marcarlos en zonas donde desaparecen o no se

ven claramente. Cuando se han interpretado, es posible verlos de forma más clara en la ventana 3D. Figura 3.6.

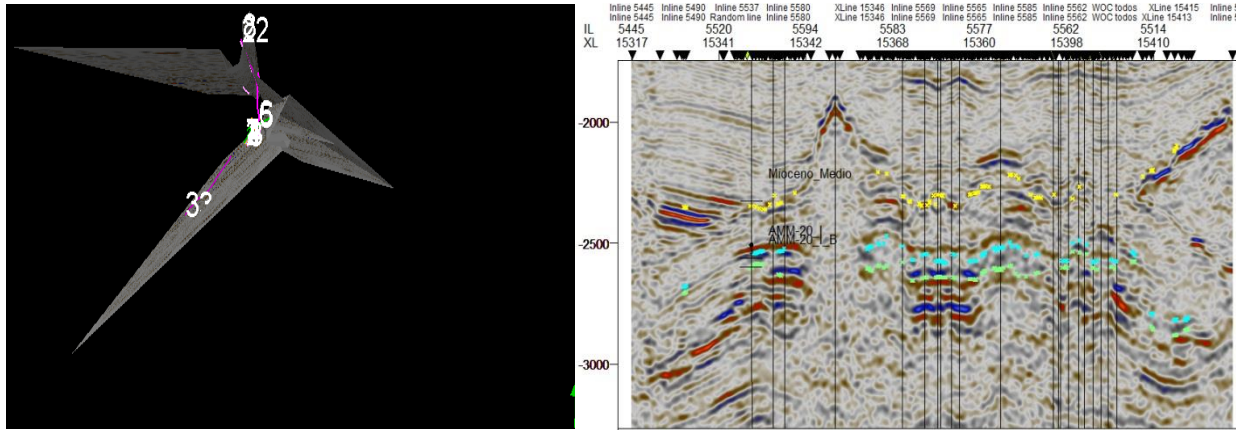


**Figura 3.5.** Picado de datos para definir los horizontes Mioceno Medio (amarillo), Arena R cima (azul) y Arena R base (verde).



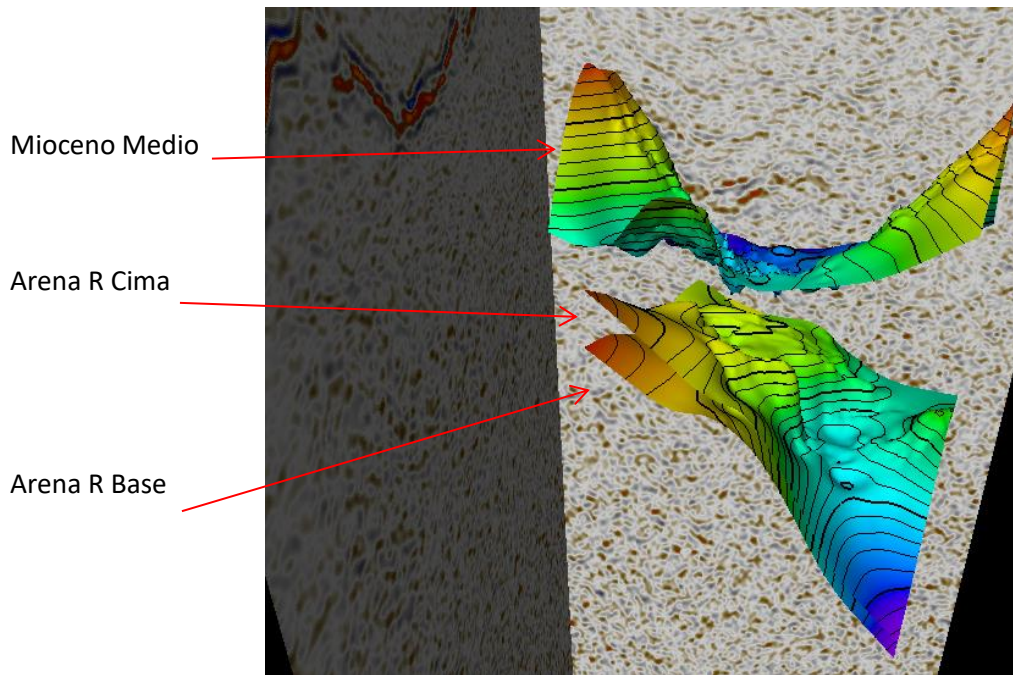
**Figura 3.6.** Vista 3D del picado de datos para los horizontes Mioceno Medio y Arena R.

Una buena herramienta de ayuda durante la interpretación es la creación de *Secciones Compuestas*. Estas son dibujadas de manera arbitraria por el usuario para poder ver los horizontes o fallas en zonas donde las secciones normales no son suficientes.



**Figura 3.7.** Sección compuesta que muestra la interpretación de los horizontes. A la derecha su vista 3D y a la izquierda vista en ventana de interpretación.

En este trabajo se usaron compuestas para la interpretación de los horizontes. La figura 3.7 es un ejemplo. En ella pueden verse los horizontes interpretados, que son, en orden descendiente: Mioceno Medio (amarillo), Arena R Cima (azul) y 3 Arena R Base (verde).



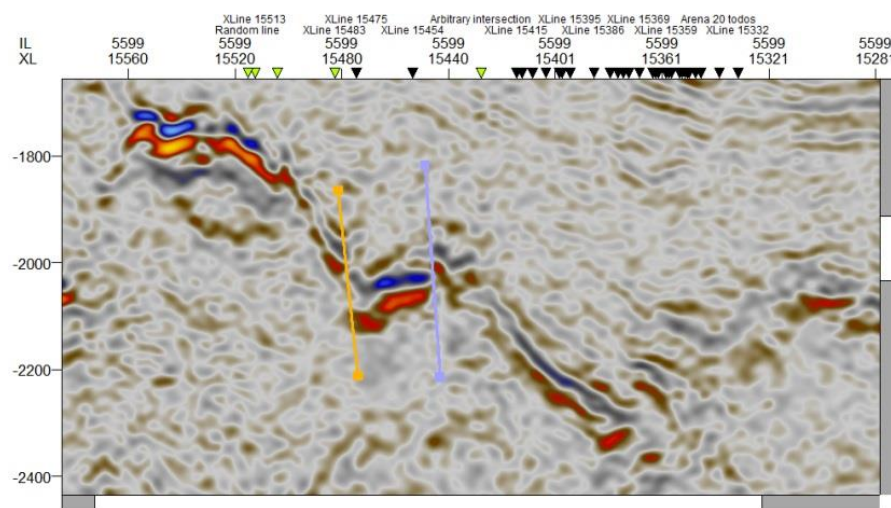
**Figura 3.8.** Superficies 3D de los horizontes de interés.

Ahora se debe crear una superficie tridimensional para cada horizonte a partir del picado de datos, la cual se interpolará y cubrirá toda la extensión del cubo sísmico. El resultado se muestra en una ventana 3D (figura 3.8). Se puede ver arriba la cima del Mioceno Medio; en medio está la cima de la Arena R y abajo se observa la base de a Arena R.

Para mejor visualización se puede modificar la escala de colores para cada superficie así como el intervalo de las líneas de contorno y su grosor.

### 3.3 Fallas

Para interpretar las fallas se utiliza una ventana de interpretación, como en el caso de los horizontes. Las fallas se pueden ver cuando hay *saltos* en una serie de horizontes y/o porque existen discontinuidades que no permiten seguir los horizontes de forma continua. En la siguiente imagen se marcan 2 fallas en una sección In-line. Figura 3.9.

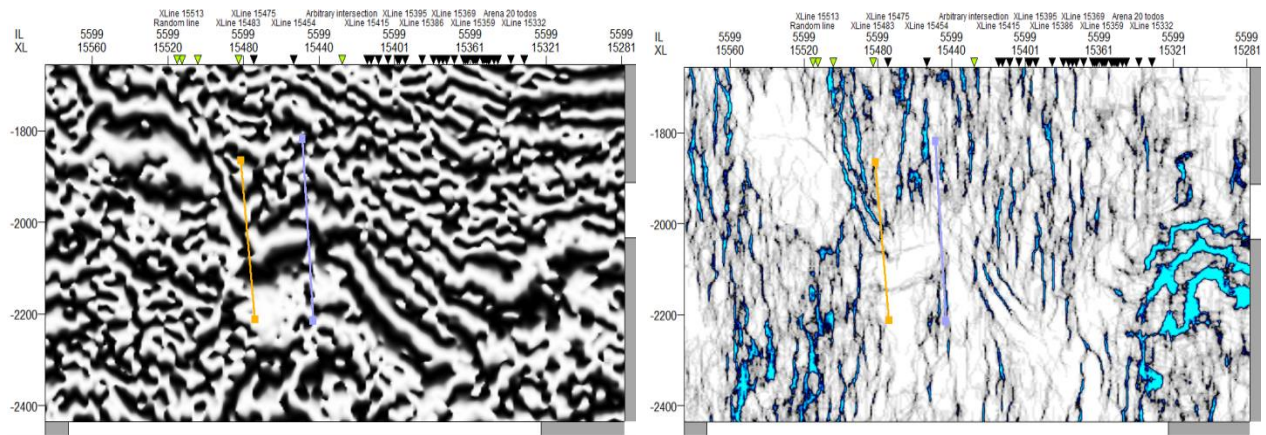


**Figura 3.9.** In-line 5599 que muestra dos fallas interpretadas.

Para la interpretación de las fallas, se utilizaron los atributos sísmicos aplicados anteriormente. En la ventana de interpretación es posible elegir visualizar la sección según los atributos Caos, Seguimiento de Hormigas, Varianza, etc.

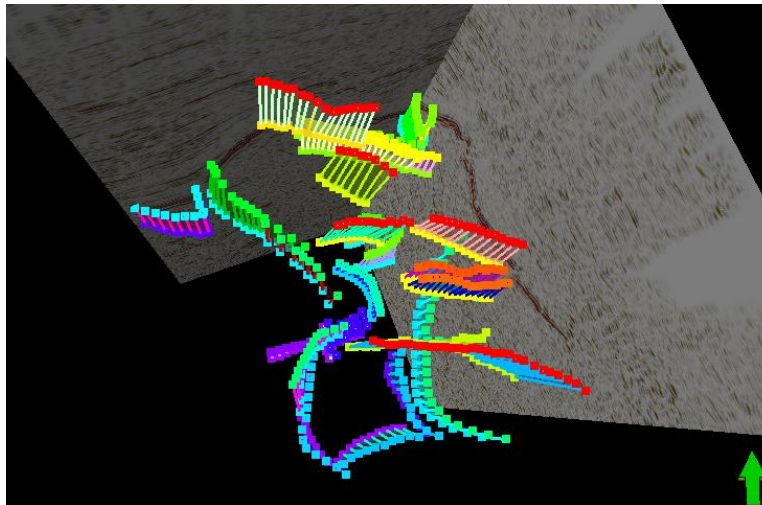
Como en la sísmica de entrada puede ser difícil marcar las fallas con claridad, se puede cambiar a Coseno de Fase, lo cual hará un poco más fácil el trabajo. El atributo de Seguimiento de Hormigas también es muy útil para interpretar las fallas, ya que marca con mucha claridad las zonas fracturadas y su continuidad. Figura 3.10.

Hay que ser cuidadosos al interpretar sobre el atributo de Seguimiento de Hormigas, ya que puede confundirse una falla con la entrada de la sal por ejemplo o una estructura presente. Por eso hay que comparar la falla en los diferentes atributos de la sísmica, esto permitirá marcarla correctamente en toda su extensión.



**Figura 3.10.** Atributos sísmicos Coseno de Fase (izquierda) y Seguimiento de Hormigas (derecha) para la misma sección sísmica.

Se interpretaron en total 32 Fallas que cortan diferentes horizontes. Las someras cortan el Plioceno Inferior. A mayor profundidad cortan el Mioceno Superior y así sucesivamente. Para construir el sistema de fallas y los mapas estructurales se usaron solamente 13, consideradas las más importantes por su influencia en las zonas productoras y en la formación de trampas estructurales, así como en las zonas donde hay presencia de cuerpos salinos. La mejor forma de ver las fallas, es verlas en una ventana 3D. Figura 3.11.

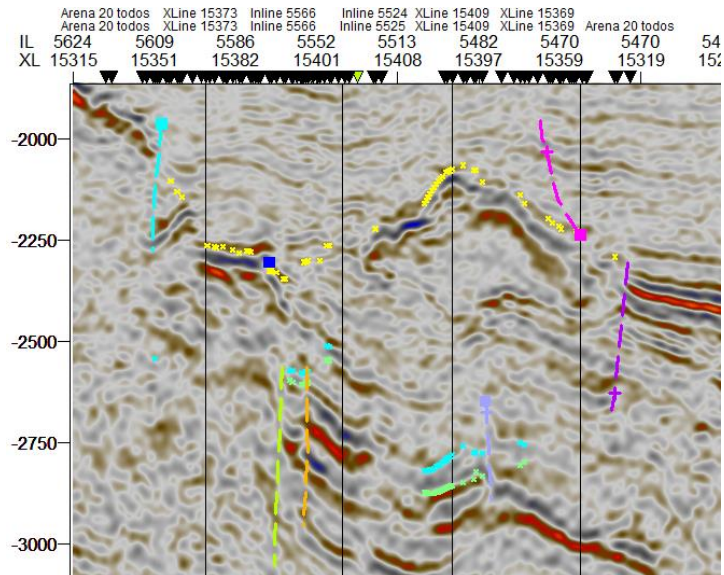


**Figura 3.11.** Fallas interpretadas vistas en una ventana 3D.

### 3.5 Sistema Estructural

La figura 3.5.1 muestra una sección compuesta de la zona de interés con las fallas que se interpretaron. El horizonte amarillo corresponde al Mioceno Medio, el azul es la cima de la Arena R y el verde es la base de la Arena R.

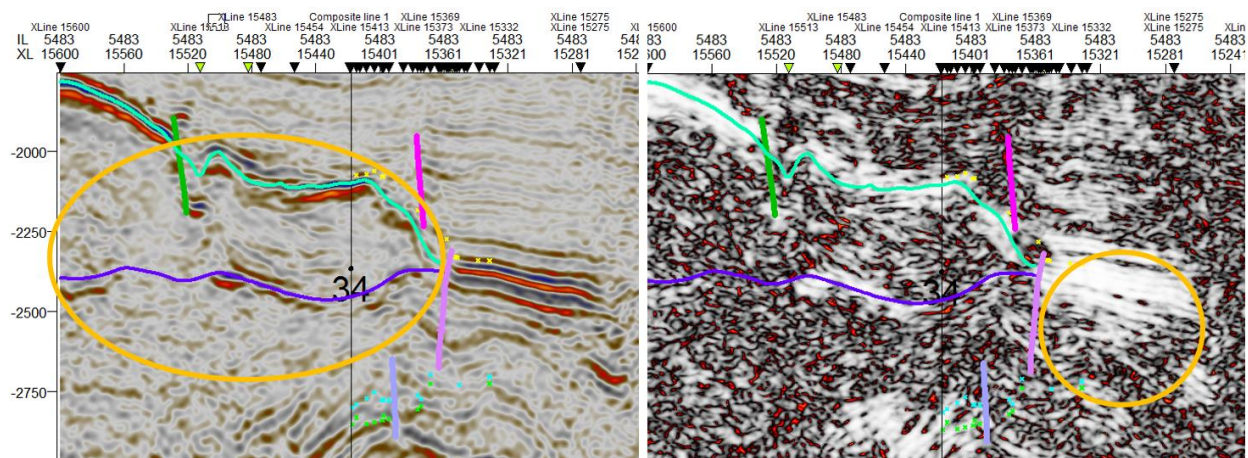
A continuación se observan varias secciones In-Line que muestran las fallas y estructuras más importantes de la zona de estudio. Las líneas *horizontales* continuas azul claro y azul oscuro corresponden a la cima y base de la sal que ya estaban interpretados.



**Figura 3.12.** Sección compuesta que muestra seis fallas que cortan a los horizontes interpretados.

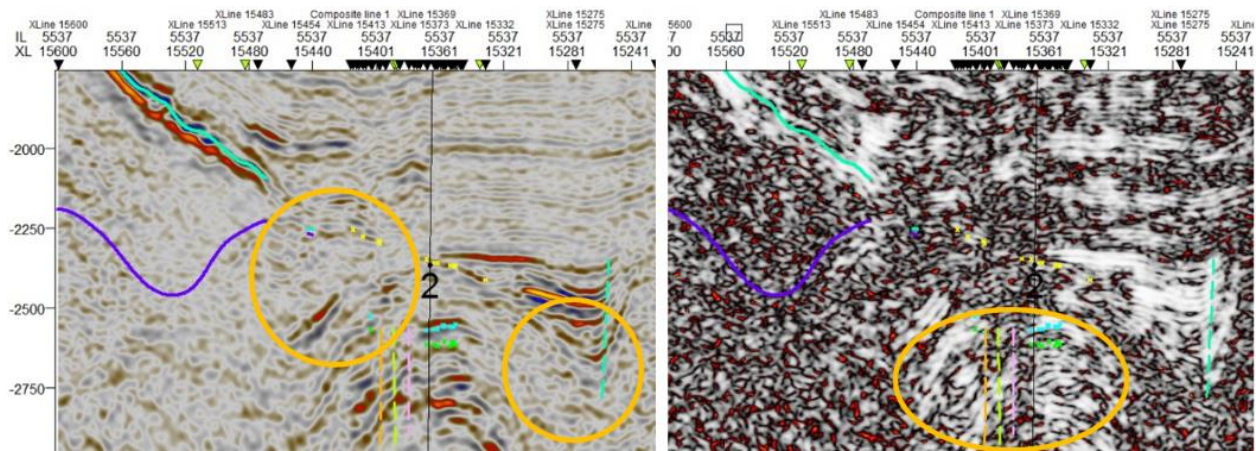
Figura 3.13. La imagen de la izquierda muestra una estructura salina delimitada por las líneas azul claro y azul oscuro (dentro del círculo naranja). La imagen a la derecha muestra la misma sección pero con el atributo Caos que resalta más la cima de la estructura salina entre dos fallas (verde y rosa).

El círculo naranja de la derecha indica una zona que no corresponde a sal; probablemente se trata de un relleno sedimentario mencionado en la geología de la Cuenca Salina del Istmo (pág. 16). El pozo 34 cruza esta sección.



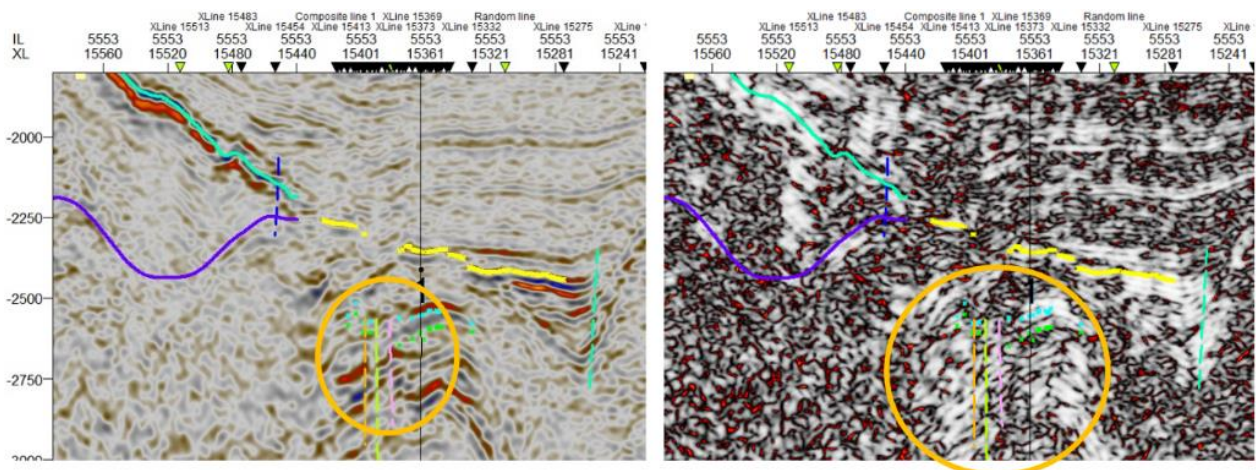
**Figura 3.13.** In-line 5483 vista en la sísmica original y con el atributo Caos.

Figura 3.14. El Mioceno Medio no se alcanza a apreciar en los extremos de la sección, pero sigue una tendencia decreciente de izquierda a derecha y pasa por encima del relleno a la derecha. La Arena R se encuentra justo en la cima del domo salino. Las cimas y bases del pozo número 2 lo confirman.



**Figura 3.14.** In-line 5537 vista en la sísmica original y con el atributo Caos.

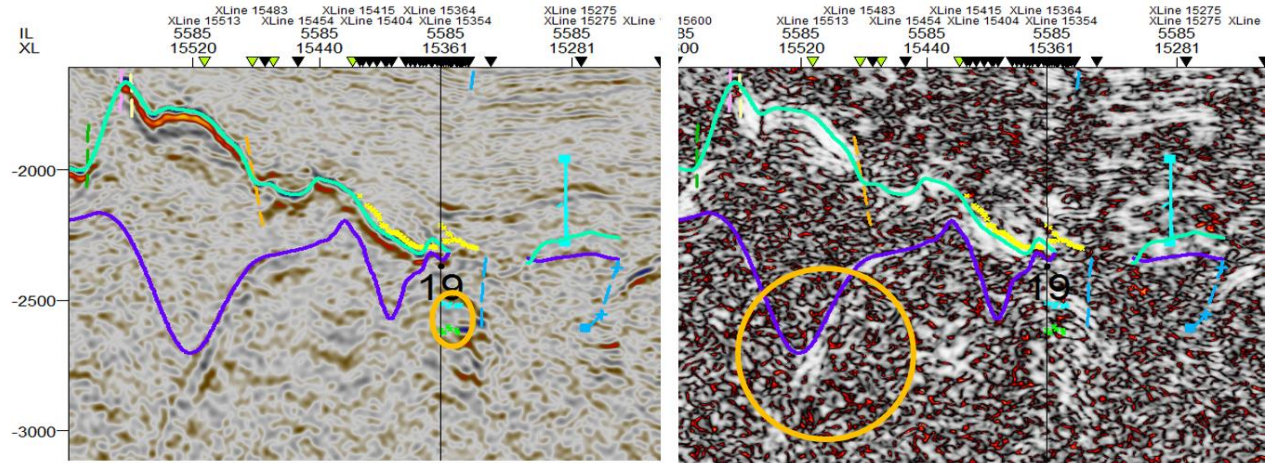
Figura 3.15. El pozo 1 que se usa de referencia cruza la In-line 5553. Aquí se puede observar que en el centro hay una zona plegada por el domo salino que ahora tiene mayor presencia alcanzando los 2450 m de profundidad. En los dos círculos se muestran tres fallas normales que cruzan la Arena R y la cima del domo salino; el relleno sigue plegándose.



**Figura 3.15.** In-line 5553 muestra el pozo 1 en sísmica original y con atributo Caos.

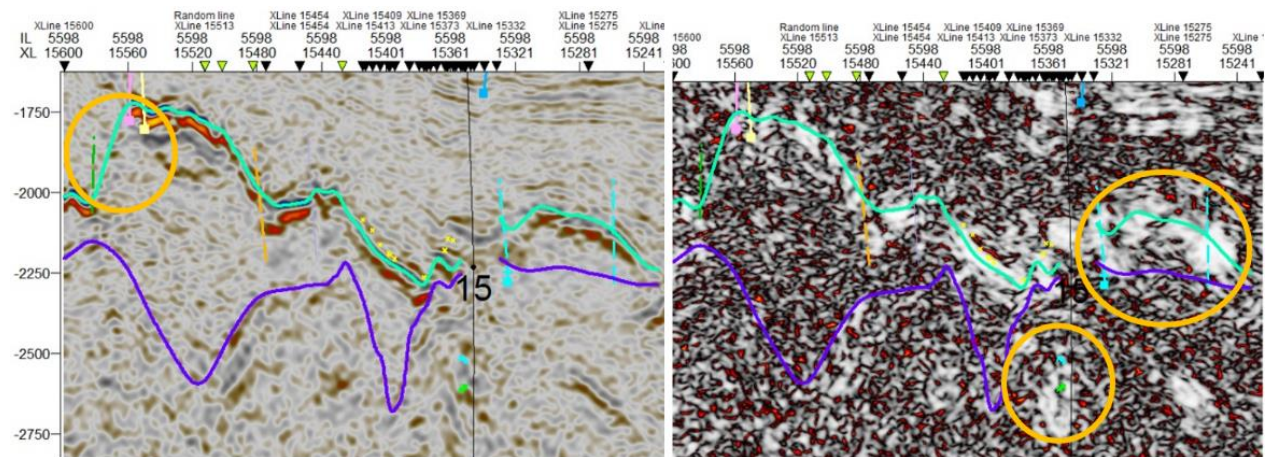
La figura 3.16 muestra la sección 5585 donde cruza el pozo 19. Se aprecia que la estructura salina en la parte izquierda de la sección se ha ido adelgazando y tomando formas puntiagudas en su base. El relleno de las secciones anteriores ha desaparecido y ya no es posible seguir al Mioceno Medio en esta zona. En la parte central inferior tampoco encontramos el domo salino donde se ubica la Arena R; solo queda una pequeña capa de sal de 100 m aproximadamente. Tampoco es muy claro el camino de

la Arena R, por lo que solo se marcó una pequeña extensión que se puede ver en el círculo de la izquierda. En el círculo de la derecha se observa que la base de la estructura salina parece caer en picada, difiriendo de la base que ha sido marcada y que sube hacia la izquierda hasta los 2200 m de profundidad.



**Figura 3.16.** In-line 5585 muestra el pozo 19 en sísmica original y con atributo Caos.

La figura 3.17 muestra la sección In-line 5598 donde cruza el pozo 15; es el último en las In-line que se han manejado.



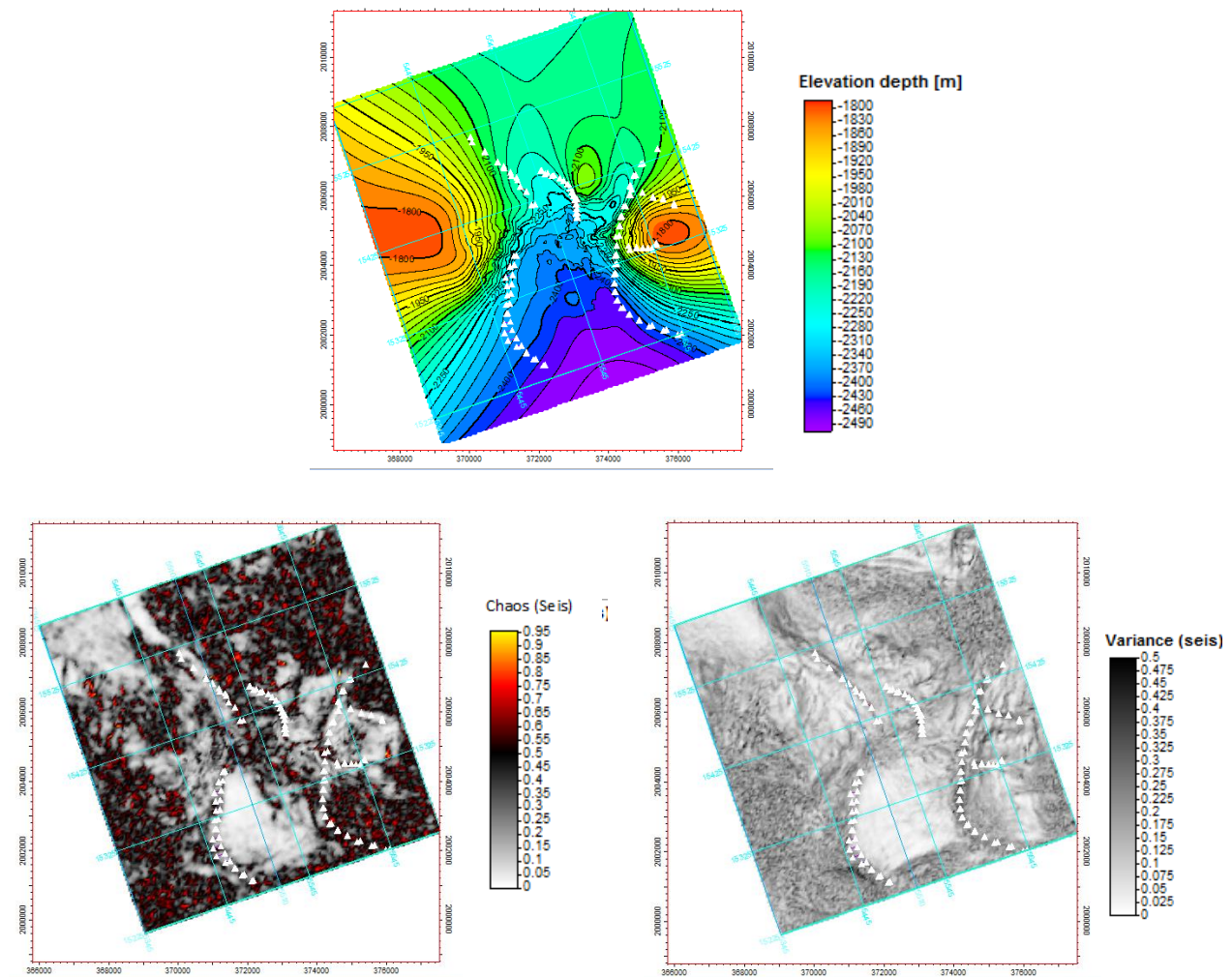
**Figura 3.17.** In-line 5598 muestra el pozo 19 en sísmica original y con atributo Caos.

En el círculo de la izquierda se observa una falla normal bastante grande que ha hundido una parte de la estructura salina, sin embargo la sísmica ya no nos permite mostrar que hay más hacia la izquierda. Se puede ver en el círculo menor de la derecha que la Arena R sigue estando presente en una capa de sal. El círculo mayor encierra una parte de la estructura salina que no estaba presente en las secciones anteriores y que ahora se ve con gran claridad.

### 3.6 Mapas Estructurales en Profundidad

Con la interpretación de horizontes y fallas realizada hasta ahora, se procede a crear los mapas estructurales de los horizontes de interés. En una ventana *Map Window* se visualizan las superficies 3D que fueron creadas a partir de los horizontes, los cuales fueron hechos a partir del picado de datos. Se activan las de fallas que cruzan al horizonte correspondiente. Para una mejor visualización se muestran las fallas con triángulos blancos.

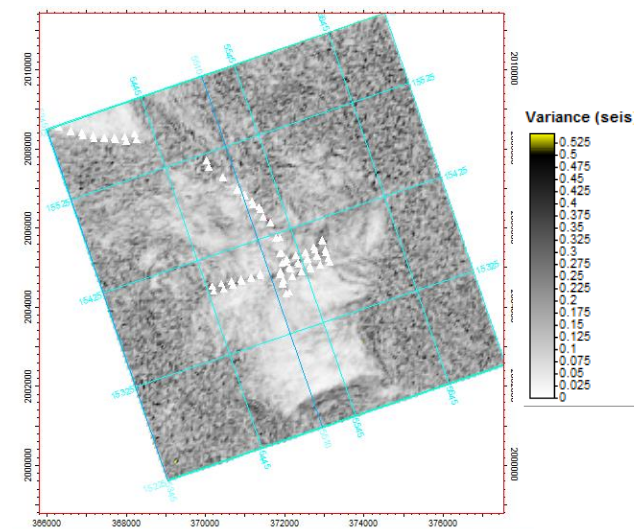
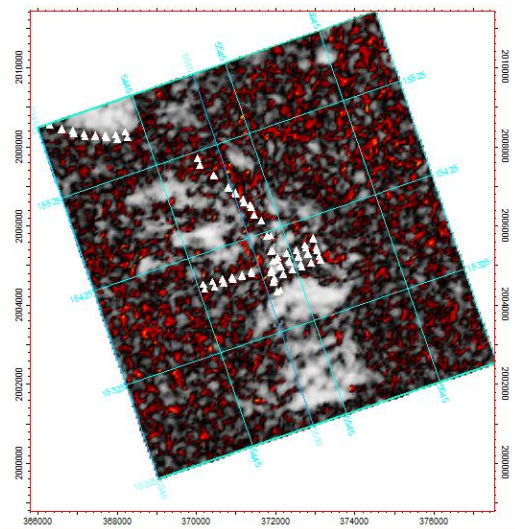
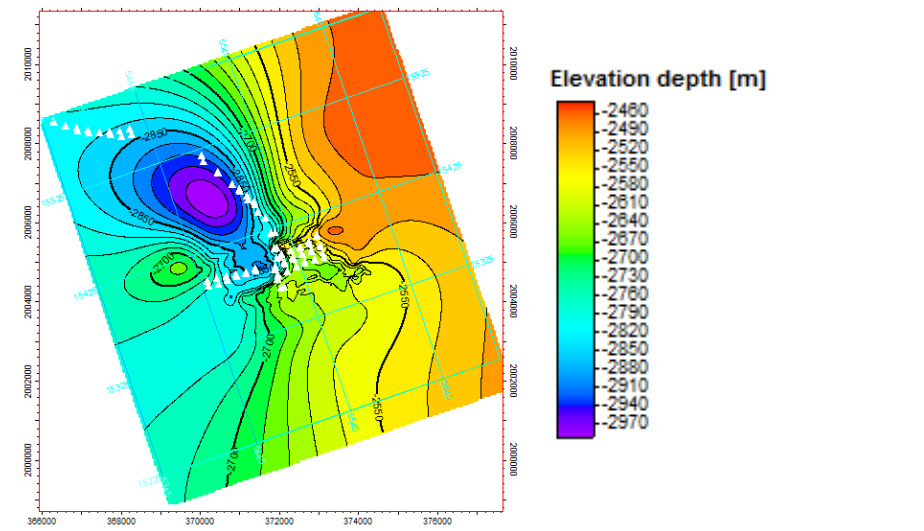
Estos mapas son de gran ayuda para poder observar estructuras como fallas, anticlinales o sinclinales, ya que muestran la elevación del horizonte en toda la extensión del cubo. Con esto es posible observar cambios bruscos de inclinación, debidos a fallas o a estructuras presentes.



**Figura 3.18.** Mapa estructural del Mioceno Medio (arriba) y los atributos sísmicos de Caos (abajo a la izquierda) y Varianza (abajo a la derecha) aplicados a esa superficie.

Después se aplicaron atributos a las superficies creadas para relacionar mejor las superficies con las estructuras presentes. Los atributos aplicados fueron Caos, el cual ilumina las discontinuidades relacionadas con las características geológicas locales y Varianza, que permite ver fallas en planta, que es la vista aérea, además de blanquear estructuras como la sal.

En la figura 3.18 se observa el mapa estructural del Mioceno Medio en profundidad y debajo los atributos de superficie. Se aprecia una alineación de altos estructurales en sentido NW-SE que corresponden a la presencia de domos salinos vistos en las secciones sísmicas de la sección anterior. Al Sur se ve un bajo de color morado que se debe a un graben delimitado por dos fallas normales en sentido N-S. En el centro hay pequeñas fallas con direcciones NW-SE.

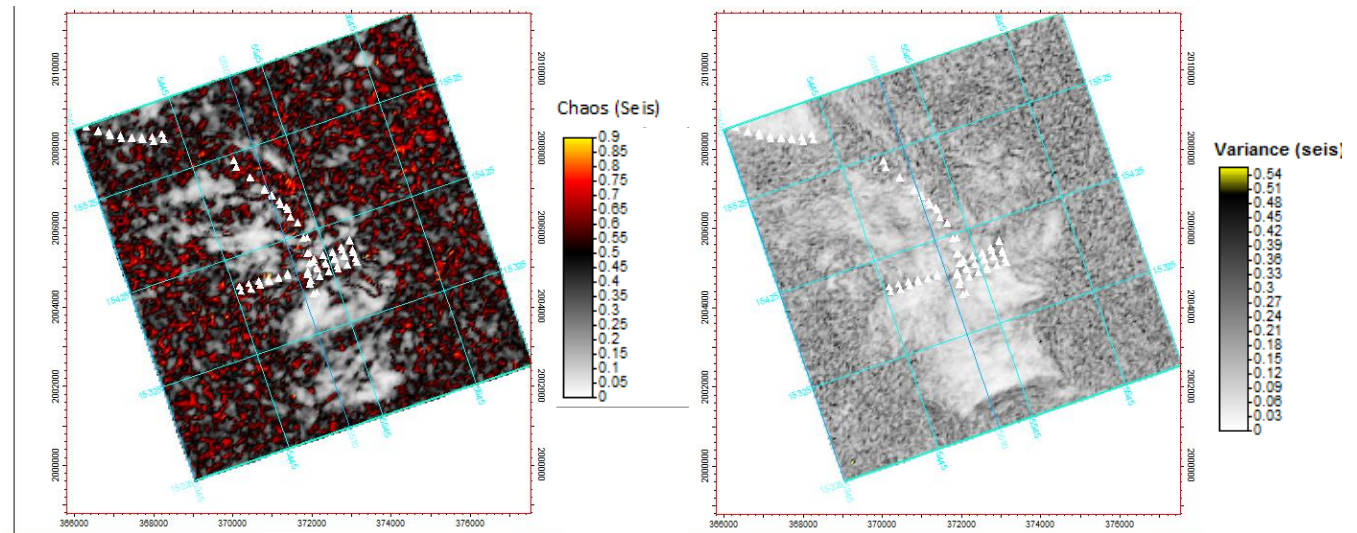
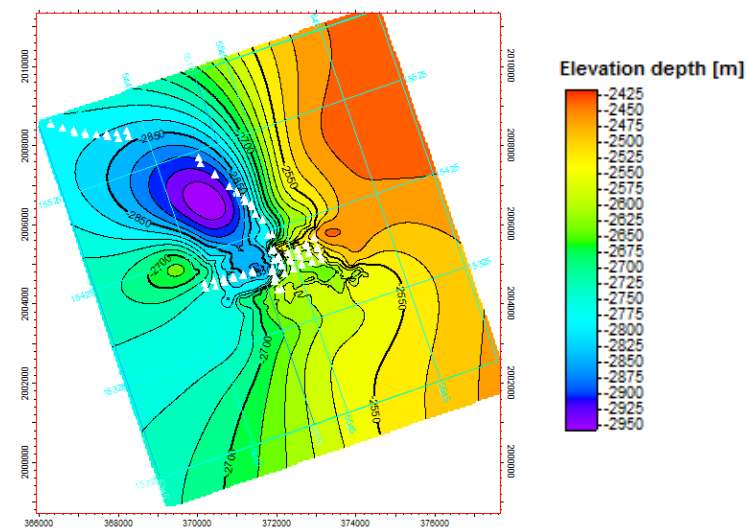


**Figura 3.19.** Mapa estructural de la Arena R cima (arriba) y los atributos sísmicos de Caos (abajo a la izquierda) y Varianza (Abajo a la derecha) aplicados a esa superficie.

En la figura 3.19 se observa el mapa estructural correspondiente a la cima de la Arena R. Claramente la mitad Este del área es más elevada, en el centro comienza una zona transición y al Oeste hay un bajo marcado en color morado.

Esto se debe a que hay un domo salino presente en el sector NE, el cual va desapareciendo hacia el SO. En el sector SE no hay estructuras importantes, al igual que en la parte SO. Justo en el centro hay varias fallas que cortan a la Arena R, en su mayoría con orientación SO-NE. Estas fallas se deben a que estamos en la cima de otro cuerpo salino, el cual provoca el hundimiento en nuestra zona de color morado.

La figura 3.20 corresponde a la base de la Arena R. Se aprecian las mismas características de la cima, ya que solamente hay de diferencia 40 m en promedio.



**Figura 3.20.** Mapa estructural de la Arena R base (arriba) y los atributos sísmicos de Chaos (abajo a la izquierda) y Varianza (Abajo a la derecha) aplicados a esa superficie.

## CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN PETROFÍSICA

### 4.1 Registros Existentes

Antes de comenzar con la interpretación petrofísica se necesitaba saber qué registros tenía cada pozo. Ya que ninguno cuenta con la misma cantidad y tipo de registro, se indica en cada pozo el método que se siguió para obtener cada parámetro de interés. La tabla 4.1 muestra los registros disponibles para cada pozo.

POZO	REGISTROS				
	Rayos Gamma	Densidad	Neutrón	Sónico	Resistividad
1	GR	RHOB	NPHI, PHIT	DT	AT10, AT20, AT30, AT60, AT90
2		RHOZ	PHIT	DT	AT90
3		RHOB		DT	ILD
4		RHOB		DT	ILD
5		RHOZ	PHIT		AT90
7		RHOZ	PHIT		AT90
8	GR	RHOZ	PHIE		AT90
11	GR	RHOZ	PHIT, SPHI	DTCO	AT10, AT20, AT30, AT60, AT90
14	GR	RHOZ	SPHI	DT	AT10, AT20, AT30, AT60, AT90
16	GR	DEN	PHIT		R85F
19	GR	RHOB	NPHI	DT	AT90
23		RHOZ	PHIT	DTCO	AT90
24	GR	RHOZ	SPHI	DTCO	AT10, AT20, AT30, AT60, AT90
30	GR	RHOZ	PHIE		AT90
32	GR	DEN	SPHI		AT90, RT

**Tabla 4.1.** Registros existentes de los pozos presentes en el Campo R.

### 4.2 Zonas

En este trabajo se pretenden caracterizar los parámetros petrofísicos volumen de arcilla, porosidad efectiva, permeabilidad y saturación de agua.

Una parte importante para manejar los registros en el software son los encabezados. Estos contienen información sobre las coordenadas del pozo, su desviación, el número de registros con los que cuenta el pozo, el tipo de herramienta y su intervalo de muestreo, etc.

El *intervalo de muestreo* (step) que se asignó a todos los pozos fue de medio pie, es decir 0.1524 m. No todos los pozos cuentan con el mismo número y tipo de registro. Además en cada pozo los intervalos donde se corrió la herramienta también difieren del resto.

La evaluación se realizará para todos los horizontes conocidos en los pozos que lo permitan. Para los que contengan menos información se tendrá en cuenta principalmente la Arena R. Cada horizonte será una zona distinta a la anterior. Con esto en mente, los cálculos se realizarán para cada horizonte o zona, tomando en cuenta distintos volúmenes de arcilla, permeabilidades, porosidades efectivas y saturaciones de agua.

### **4.3 Gradiente de Temperatura**

La metodología descrita a continuación se realizó para el pozo 1, que servirá de referencia ya que contiene los registros necesarios para la evaluación completa que se verá más adelante. El mismo proceso se aplica para todos los demás pozos y cuando se use otro método u otra combinación de registros se indicará en cada pozo.

En la práctica se mide la temperatura en el fondo del agujero, así como en la superficie y se considera un gradiente lineal. Esto se realiza porque se sabe que la resistividad varía con la profundidad. Además la temperatura se usará para los cálculos en la determinación de litología.

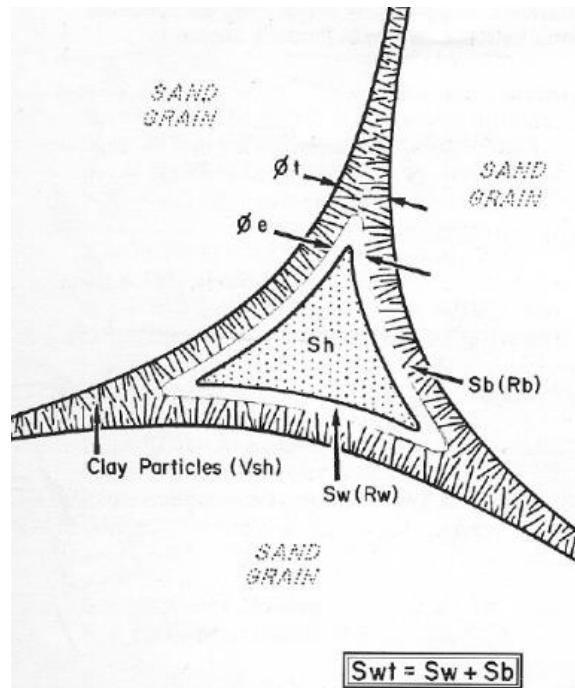
En este trabajo se asignó un gradiente de 3° Celsius por cada 100 m de profundidad, utilizando una temperatura de referencia de 113° C a los 2600 m de profundidad, que es la profundidad promedio de la Arena R.

### **4.4 Método de Dos Aguas (Dual Water)**

Clavier (1977) introdujo en los ochentas algunas modificaciones a los modelos usados anteriormente, basándose de forma indirecta en la capacidad de intercambio catiónico de la formación. El modelo de Dos Aguas (Dual Water) (figura 4.1) considera que el agua contenida en los poros de la formación se divide en agua ligada ( $S_b$ ) y agua libre ( $S_w$ ) y que cada una de estas contribuye a la resistividad (conductividad) de las arenas arcillosas. Además,  $S_b$  y  $S_w$  tienen sus propias resistividades de agua de formación ( $R_b$  y  $R_w$ ) (Asquith, 1989: 23).

La evaluación de los pozos se realizó con este método debido a que se trata de una zona con arenas arcillosas, lo cual ya se había mencionado en la interpretación sísmica, teniendo secuencias de lutitas y arenas. Sin embargo se realizaron algunas

modificaciones en la obtención de los parámetros debido a la falta de registros de porosidad o densidad.



**Figura 4.1.** Esquema que considera dos aguas presentes en la lutita (Asquith, 1989: 23).

Por ejemplo, la porosidad efectiva se obtendrá con una fórmula distinta a la utilizada en Dos Aguas y la resistividad del agua de formación  $R_w$  se obtendrá a partir de los registros de resistividad y porosidad.

El primer paso es obtener el volumen de arcilla (VCL). Es un valor porcentual que no toma en cuenta el tipo de minerales arcillosos presentes o su distribución. Los registros utilizados para el cálculo de VCL son Rayos Gamma (GR), Potencial Espontáneo (SP) o la combinación de registros Neutrón-Densidad; sin embargo el registro más ampliamente utilizado ha sido GR y se ha comprobado que es el mejor indicador de arcillosidad de los tres.

En este trabajo se utilizó la curva GR para calcular volumen de arcilla y cuando no se contaba con esta se usaron las combinaciones de curvas Neutrón-Densidad, Sónico-Densidad o Neutrón Sónico.

1. El índice de arcillosidad se calcula a partir del registro de rayos gamma con la ecuación 4.1:

$$IGR = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{clay} - GR_{clean}} \quad (4.1)$$

IGR= índice de arcillosidad  
 GR= radiactividad en zona de interés  
 RGclay= radiactividad en zona sucia  
 GRclean= radiactividad en la zona limpia

Como la zona de interés es del Mioceno Medio se usa la ecuación 4.2, de Larionov younger rocks (Tertiary clastics) para rocas terciarias no consolidadas (Asquith, 1989: 15).

$$VCL = 0.08336 (2^{3.7*IGR} - 1) \quad (4.2)$$

- El segundo paso es calcular la porosidad efectiva corregida por el efecto de la arcilla, pero como se había mencionado antes, la falta de registros no permite hacer esta corrección. Por lo tanto se recurrió a la siguiente ecuación para su cálculo (ecuación 4.3):

$$\varphi_e = \varphi_t (1 - VCL) \quad (4.3)$$

$\varphi_e$ = porosidad efectiva  
 $\varphi_t$  = Porosidad total (a partir de la resistividad)  
 VCL= volumen de arcilla

- El tercer paso es el cálculo de la porosidad total de la lutita adyacente (ecuación 4.4):

$$\varphi_{tsh} = [(L)(\varphi_{dsh}) + (1 - L)(\varphi_{nsh})] \quad (4.4)$$

$\varphi_{tsh}$ = Porosidad total de lutita adyacente  
 $\varphi_{dsh}$ = Porosidad-densidad de lutita adyacente  
 $\varphi_{nsh}$ = Porosidad-neutrón de lutita adyacente  
 L = 0.7

- El cuarto paso es obtener la porosidad total y la saturación del agua ligada (ecuaciones 4.5 y 4.6)

$$\varphi_t = \varphi_e + (VCL)(\varphi_{tsh}) \quad (4.5)$$

$$Sb = \frac{(VCL)(\varphi_{tsh})}{\varphi_t} \quad (4.6)$$

Sb= Saturación de agua ligada

- Ahora se calcula la resistividad del agua ligada Rb (ecuación 4.7).

$$Rb = Rsh (\varphi_{tsh}^2) \quad (4.7)$$

Rb= Resistividad del agua ligada de la lutita adyacente  
 Rsh= Resistividad de la lutita adyacente

6. Después se calcula la resistividad aparente Rwa de la arena arcillosa (ecuación 4.8):

$$Rwa = Rt (\varphi_t^2) \quad (4.8)$$

Rwa= Resistividad aparente del agua de la arena arcillosa  
 Rt= Resistividad de la formación (profunda)

La resistividad de la formación se obtuvo con el registro AT90 (resistividad profunda), el cual está presente en casi todos los pozos, en los pozos 3, 4, y 35 se usó el registro ILD y en el pozo 16 se usó la curva de R85F, que también es resistiva.

7. Ahora se obtiene la saturación de agua total corregida por arcilla (ecuaciones 4.9 y 4.10):

$$Swt = b + \left( b^2 + \frac{Rw}{Rwa} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (4.9)$$

Swt= Saturación de agua total corregida por arcilla  
 Rw= Resistividad del agua de formación

$$b = \frac{(Sb) \left( \frac{1-Rw}{Rb} \right)}{2} \quad (4.10)$$

Rw se despejó a partir del factor de formación (ecuación 2.8). Ecuación 4.11:

$$Rw = (\varphi_t) (AT90)^m \quad (4.11)$$

Donde  $m=1.65$

Finalmente se obtiene la saturación de agua efectiva (Asquith, 1989: 15-21). (Ecuación 4.12):

$$Swe = \frac{Swt - Sb}{1 - Sb} \quad (4.12)$$

Las siguientes ecuaciones, llamadas en este trabajo *Indicadores Dobles* (Senergy Ltd, 2008), se usaron para calcular un volumen de arcilla cuando no se contó con el registro de rayos gamma. En cada pozo se indicará qué indicador doble fue utilizado.

Neutrón-Densidad: El principio de este método consiste en definir un *punto de arcilla* y una línea *limpia* (ecuación 4.13). El volumen de arcilla se calcula como la distancia a la

que se encuentran los datos de entrada hacia el punto de arcilla y la línea limpia. Figura 4.2.

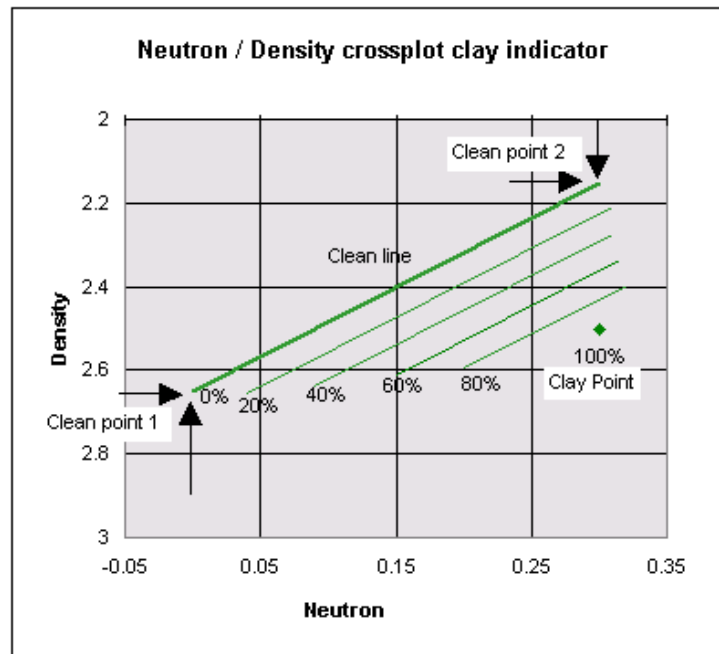
$$VCL = \frac{(DenCL2 - DenCL1)(Neu - NeuCL1) - (Den - DenCL1)(NeuCL2 - NeuCL1)}{(DenCL2 - DenCL1)(NeuClay - NeuCL1) - (DenClay - DenCL1)(NeuCL2 - NeuCL1)} \quad (4.13)$$

DenCL1, DenCL2, NeuCL1 y NeuCL2 = valores de los extremos de la línea limpia  
DenClay y NeuClay = valores del punto de arcilla

Sónico-Densidad: Es el mismo principio anterior pero en el eje horizontal se grafican los valores del registro sónico y en el vertical los valores de densidad (ecuación 4.14).

$$VCL = \frac{(DenCL2 - DenCL1)(Son - SonCL1) - (Den - DenCL1)(SonCL2 - SonCL1)}{(DenCL2 - DenCL1)(SonClay - SonCL1) - (DenClay - DenCL1)(SonCL2 - SonCL1)} \quad (4.14)$$

DenCL1, DenCL2, SonCL1 y SonCL2 = valores de los extremos de la línea limpia  
DenClay y SonClay = valores del punto de arcilla



**Figura 4.2.** Gráfica que ilustra el principio de los indicadores dobles para calcular un volumen de arcilla sin el registro de rayos gamma (Senenergy Ltd, 2008).

Neutrón-Sónico: Es el mismo principio pero en el eje horizontal se grafican los valores del registro sónico y en el vertical los valores del neutrón (ecuación 4.15).

$$VCL = \frac{(NeuCL2 - NeuCL1)(Son - SonCL1) - (Neu - NeuCL1)(SonCL2 - SonCL1)}{(NeuCL2 - NeuCL1)(SonClay - SonCL1) - (NeuClay - NeuCL1)(SonCL2 - SonCL1)} \quad (4.15)$$

NeuCL1, NeuCL2, SonCL1 y SonCL2 = valores de los extremos de la línea limpia  
NeuClay y SonClay = valores del punto de arcilla

Por último la permeabilidad se obtuvo a partir de la ecuación 4.16, ampliamente utilizada en la industria (Senenergy Ltd, 2008).

$$K = a \left( \frac{\varphi^b}{Swe^c} \right) \quad (4.16)$$

K= Permeabilidad

a= 8581

b= 4.4

c= 2

Swe= Saturación de agua efectiva calculada con el método Dos Aguas

#### 4.5 Litología

Para determinar la litología de las formaciones de interés se utilizaron gráficas cruzadas que utilizan los valores de las curvas en los registros de neutrón, densidad y rayos gamma.

Estas gráficas permiten hacer una evaluación cualitativa de la mineralogía de cada formación o zona de interés para poder asignar una litología a la misma. A diferencia de las curvas de los registros que responden a las rocas de las formaciones, estas herramientas permiten un análisis más detallado porque responden a los minerales que conforman las rocas.

Para determinar las litologías de las formaciones de interés se utilizaron tres gráficas. La primera (figura 4.3) compara un registro de porosidad (NPHI, PHIT o PHIE) contra el de densidad (RHOB, RHOZ o DEN), teniendo en cuenta también el registro de rayos gama GR. La segunda (figura 4.4) compara el registro sísmico (DT o DTCO) contra el de densidad y contra el de rayos gama. La última gráfica (figura 4.5) compara sísmico, porosidad y rayos gamma.

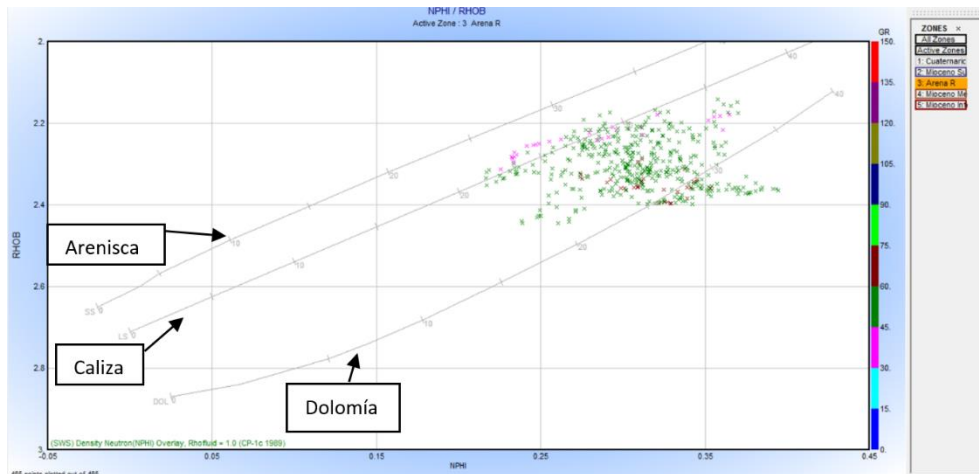
Las gráficas muestran tres líneas que hacen referencia a caliza (LS por su abreviación en inglés), dolomía (DOL) y arenisca (SS) respectivamente. Según los minerales predominantes de la formación, los datos caerán sobre una línea determinada siguiendo su tendencia. De esta forma se tiene un mejor control visual de la combinación mineralógica que explique mejor la litología de cada formación.

A diferencia de la interpretación sísmica en donde no se tomaron en cuenta las demás formaciones excepto Mioceno Medio y Arena R, en la evaluación petrofísica debemos

considerar todas las formaciones para poder caracterizar los parámetros de interés en todo el campo R. Las siguientes figuras muestran las gráficas cruzadas del pozo 1 donde se evaluaron las formaciones Arena R, Plioceno Inferior, Mioceno Superior, Mioceno Medio y Mioceno Inferior.

Compuesto	pb	pe
Cuarzo	2.654	2.65
Calcita	2.71	2.71
Dolomita	2.87	2.876
Anhidrita	2.96	2.977
Silvita	1.984	1.863
Halita	2.165	2.032
Yeso	2.32	2.351
Agua dulce	1	1
Agua salada (200,000 ppm)	1.146	1.135
Aceite n(CH <sub>2</sub> )	0.85	0.85

**Tabla 4.2.** Densidad de diferentes minerales (Arroyo, 2007: 320).



**Figura 4.3.** Cross Plot Neutrón/Densidad tomando como referencia la Arena R.

La figura 4.3 muestra la gráfica que se utiliza para corregir la litología. Se aprecia en la columna de *Zones* (zonas) que las formaciones corresponden a Arena R y Mioceno Medio. En la gráfica se observa que los datos se agrupan entre las líneas de caliza y dolomía. La radiactividad de la mayoría de los puntos está entre 30 API y 75 API (radiactividad media), aunque hay algunos puntos que no rebasan los 40 API (radiactividad baja). Según la tabla 4.3, esto corresponde a rocas arcillosas y areniscas.

Su densidad va de 2.2 g/cm<sup>3</sup> y 2.4 g/cm<sup>3</sup> y la porosidad está entre 25% y 35%. Según la tabla 4.2, los valores de densidad corresponden a Halita y Yeso, ambos presentes en

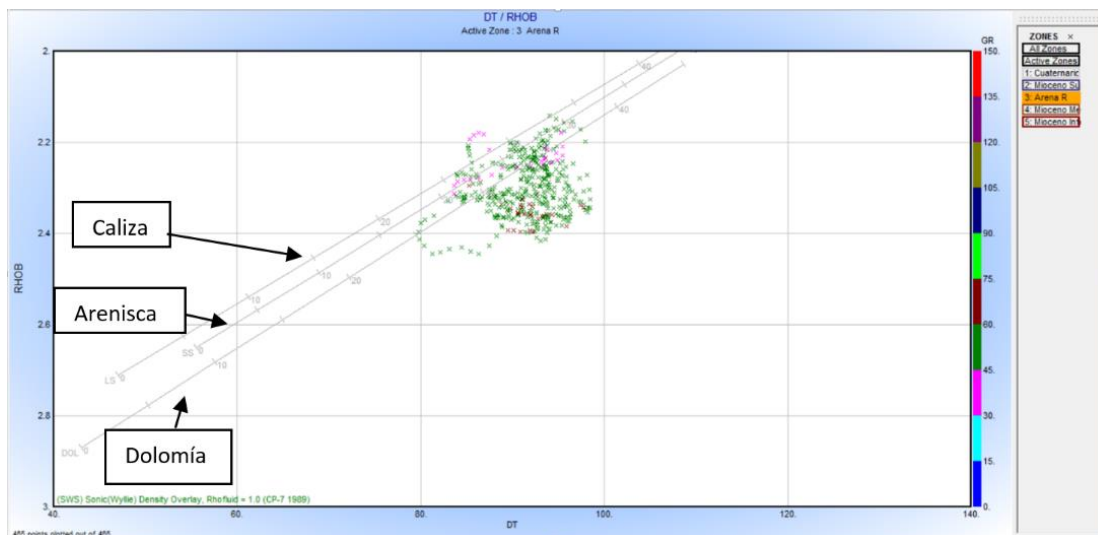
domos salinos. Esto se confirma con la presencia de la Arena R en la cima del domo salino (figura 3.15) y de la evaluación con registros geofísicos (figura 4.6).

En la figura 4.4 se grafican los registros sónico vs densidad para la Arena R. En este caso los puntos se agrupan entre las líneas de dolomía y arenisca. La radiactividad sigue entre 30 y 75 API.

Al igual que en la gráfica anterior, los valores de densidad están entre  $2.2 \text{ g/cm}^3$  y  $2.4 \text{ g/cm}^3$ , pero se grafican contra el registro sónico, indicando valores entre 80 ( $\mu\text{seg/pie}$ ) y 100 ( $\mu\text{seg/pie}$ ). De acuerdo a la tabla 4.4, estos valores corresponden a arenisca (53.8  $\mu\text{seg/pie}$  a 100  $\mu\text{seg/pie}$ ), lutitas (60  $\mu\text{seg/pie}$  a 170  $\mu\text{seg/pie}$ ), y carnalita (83.3  $\mu\text{seg/pie}$ ).

RADIATIVIDAD	LITOLOGIA
Muy baja	Carbón, sal.
Baja	Arenisca, carbonatos.
Media	Rocas arcillosas.
Alta	Lutita, bentonita.

**Tabla 4.3.** Radiactividad en formaciones (Arroyo, 2007: 365).

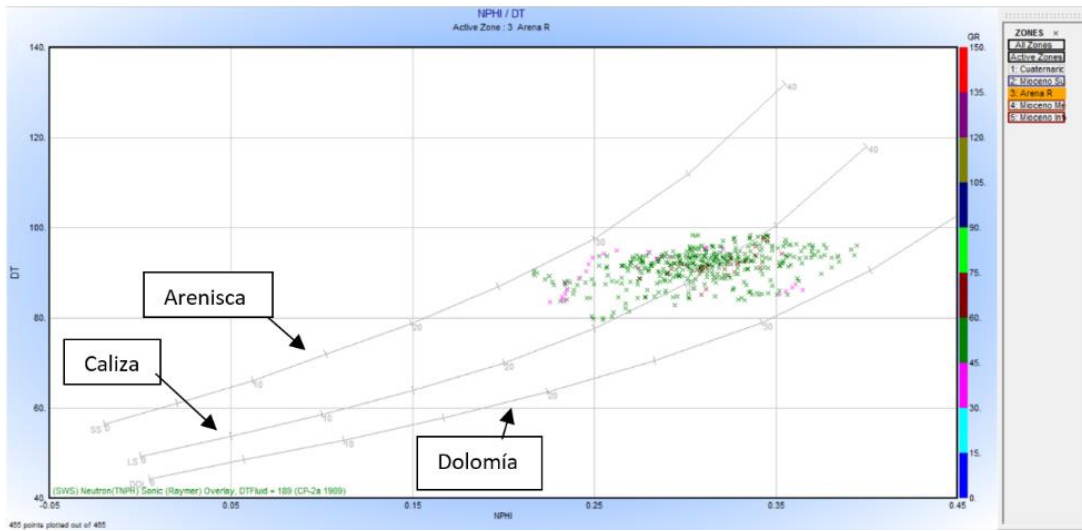


**Figura 4.4.** Cross Plot Sónico/Densidad tomando como referencia la Arena R.

En la figura 4.5 se tiene la gráfica sónico vs neutrón. En este caso se observa que los datos se agrupan en su mayoría sobre la línea de caliza, aunque alcanzan también las líneas de arenisca y dolomía.

Los valores del sónico siguen entre 80 ( $\mu\text{seg/pie}$ ) y 100 ( $\mu\text{seg/pie}$ ). La radiactividad es de baja a media y la porosidad va de 25% a 35%. De acuerdo a la tabla 4.5 de porosidades, se trata de areniscas (5% a 35%) y seguramente lutita fracturada o

alterada por la sal (30% a 50%). En resumen, la litología de la arena 20 indica arenas, arcillas y presencia de sal.



**Figura 4.5.** Cross Plot Sónico/Neutrón tomando como referencia la Arena R.

Mineral	Valor medio	Valores extremos	Valor medio	Valores extremos
	$\Delta t(\mu\text{seg}/\text{pie})$		VL (ft/seg x $10^{23}$ )	
Hematita		42.9		23.295
Dolomita	44	40-45	22.797	22.2-25
Calcita	46.5	45.5-47.5	21.505	21.053-22
Aluminio		48.7		20.539
Anhidrita		50	19.685	20
Granito	50.8	46.8-53.5		18.69-21.36
Acero		50.8		19.686
Fierro		51.1		19.199
Yeso	53	52.5-53		18.86-19.04
Cuarzo	55.1	54.7-55.5	18.149	18-18.27
Arenisca	57	53.8-100	17.544	10-19.5
Basalto		57.5	17.391	
Lutita		60-170		5.8-16.6
Trona		65		15.4
Halita		66.7		15
Silvita		74		13.5
Carnalita		83.3		12
Azufre		122		8.2
Aceite		238		4.2

**Tabla 4.4.** Valores de tiempo de tránsito para diferentes minerales (Arroyo, 2007: 346).

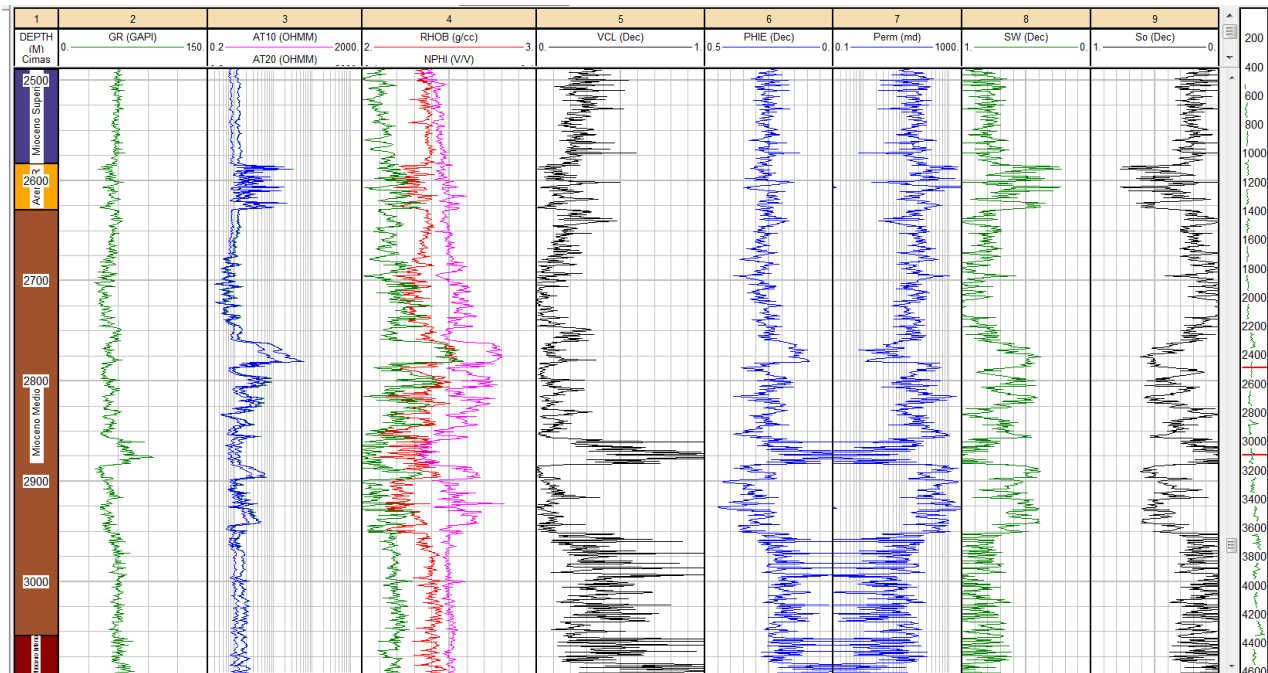
	total	eficaz
Arcillas	40 a 60	0 a 5
Limos	35 a 50	3 a 19
Arenas finas, arenas limosas	20 a 50	10 a 28
Arena gruesa o bien clasificada	21 a 50	22 a 35
Grava	25 a 40	13 a 26
Shale intacta	1 a 10	0,5 a 5
Shale fraturada/alterada	30 a 50	
Arenisca	5 a 35	0,5 a 10
Calizas, dolomías NO carstificadas	0,1 a 25	0,1 a 5
Calizas, dolomías carstificadas	5 a 50	5 a 40
Rocas ígneas y metamórficas sin fracturar	0,01 a 1	0,0005
Rocas ígneas y metamórficas fracturadas	1 a 10	0,00005 a 0,01

**Tabla 4.5.** Valores estimados de porosidad (%) (Sanders, 1998).

#### 4.6 Interpretación de los Registros Geofísicos de Pozo

##### Pozo 1

Para el cálculo de VCL se utilizó el registro de Rayos Gamma. Para calcular PHIE se utilizó el registro NPHI. La permeabilidad se obtuvo con las curvas PHIE y SW, de las cuales la segunda es la saturación de agua efectiva. Tabla 4.6.



**Figura 4.6.** Template de la evaluación del pozo 1.

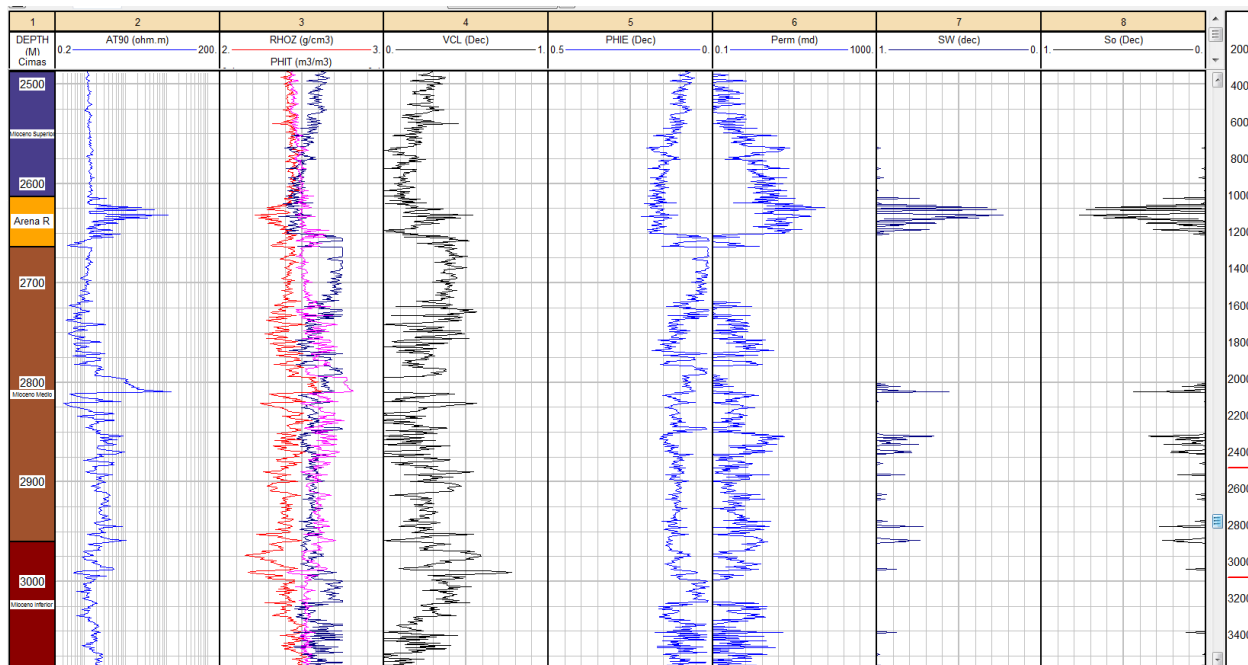
Se observa en la figura 4.6 a la Arena R de color amarillo. Aquí el volumen de arcilla disminuye, la permeabilidad aumenta y existe mayor presencia de hidrocarburo. A partir de los 1900 m se observa un comportamiento muy variable en los carriles 5, 6, 7 y 8, debido a la presencia de sal.

	Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior
Volumen de arcilla	36.2%	14.3%	19.5%	19.8%
Porosidad efectiva	23.5%	26.2%	24.2%	23.6%
Permeabilidad	22.2 md	118.1 md	72 md	100.4 md
Saturación de agua	77.7%	58.1%	71.6%	56.3%

**Tabla 4.6.** Valores petrofísicos promedio pozo 1.

## Pozo 2

Para obtener el volumen de arcilla de este pozo se utilizó el indicador doble *Densidad-Sónico* con las curvas RHOZ y DT. Para obtener la porosidad efectiva se usó el registro PHIT. Los demás parámetros se obtuvieron de la misma forma que en el pozo 1. Tabla 4.7.



**Figura 4.7.** Template de la evaluación del pozo 2.

Se puede ver en la figura 4.7 que la Arena R en el pozo 2 muestra mayor presencia de hidrocarburo. Desde los 2800 m hay pequeñas capas donde la permeabilidad es mayor y hay mayor saturación de aceite, pero no representan mayor interés.

	Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior
Volumen de arcilla	35.5%	24%	26.4%	27.9%
Porosidad efectiva	10.6%	14%	9%	8.6%
Permeabilidad	1 md	5.1 md	0.4 md	0.5 md
Saturación de agua	95.5%	67.5%	87.1%	82.4%

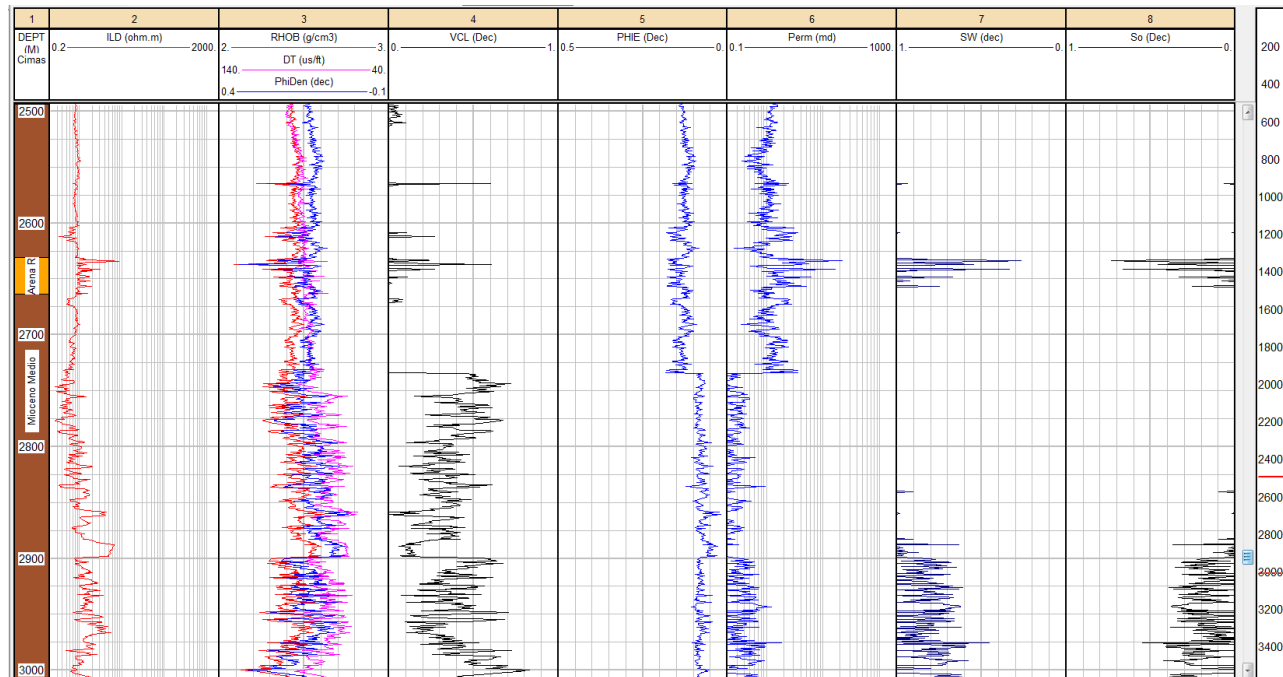
**Tabla 4.7.** Valores petrofísicos promedio pozo 2.

### Pozo 3

Para los cálculos de este pozo se obtuvo la curva *Phiden* a partir del registro de densidad RHOB. Después se utilizó el indicador doble *Densidad-Sónico* con las curvas RHOB y DT. Para la obtención de la porosidad efectiva se usó la curva *Phiden*. Figura 4.8.

	Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior
Volumen de arcilla	24.3%	3.5%	18.7%	22.1%
Porosidad efectiva	14.8%	14.2%	11.2%	9.3%
Permeabilidad	1.8 md	3.7 md	1 md	0.6 md
Saturación de agua	94.2%	69.7%	77.5%	72.2%

**Tabla 4.8.** Valores petrofísicos promedio pozo 3.

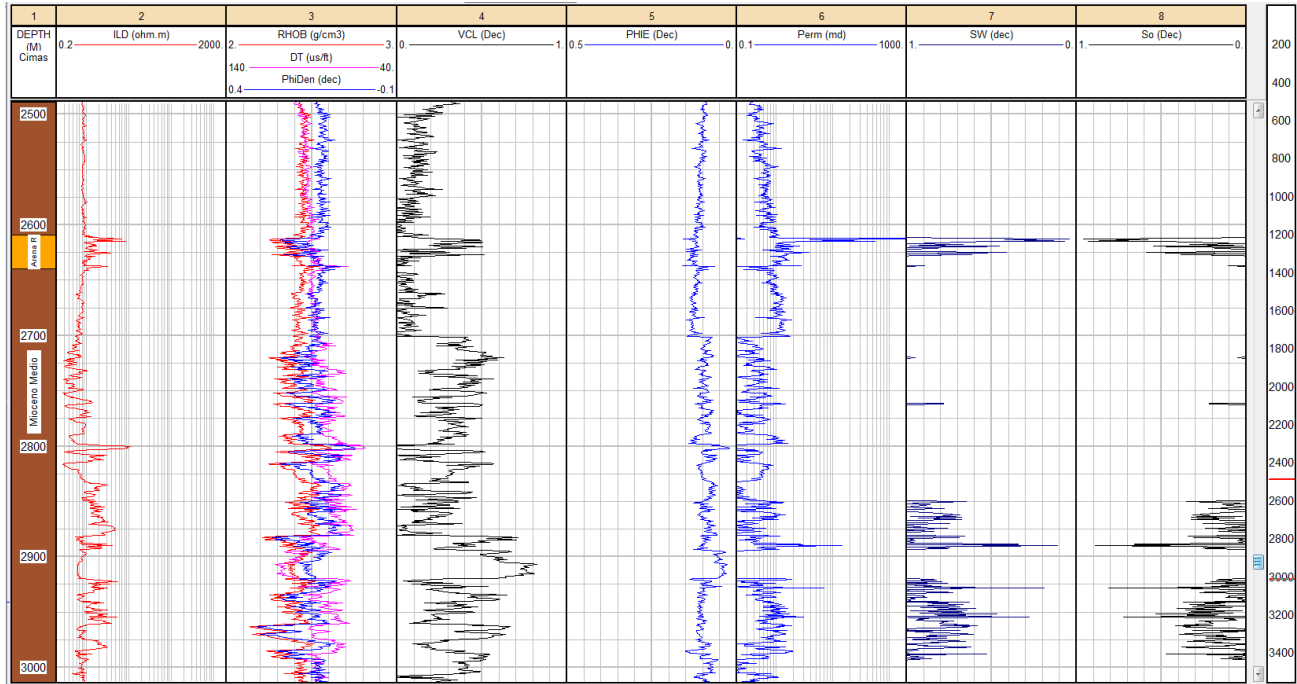


**Figura 4.8.** Template de la evaluación del pozo 3.

En el pozo 3 resalta nuevamente la Arena R, A partir de 2900 m aparece otra zona de interés, sin embargo puede que estos valores sean sobreestimados debido a la falta del registro GR. Tabla 4.8.

### Pozo 4

Los parámetros petrofísicos de este pozo fueron obtenidos de la misma forma que el pozo 3 (tabla 4.9), utilizando el indicador doble *Densidad-Sónico* con las curvas RHOB y DT. Figura 4.9.



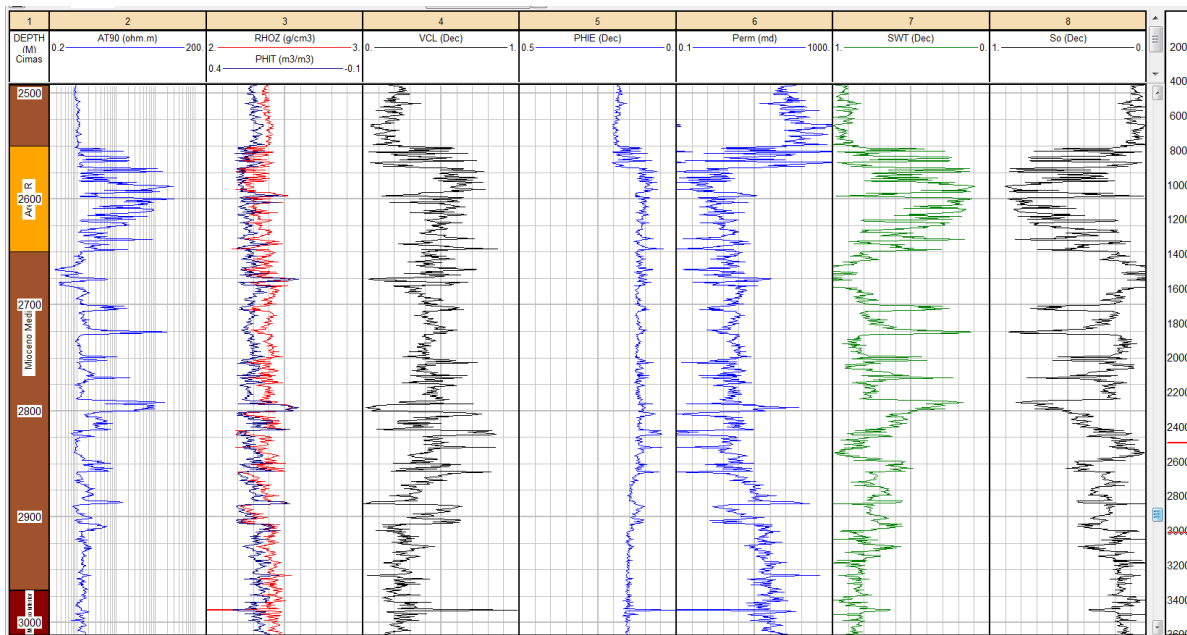
**Figura 4.9.** Template de la evaluación del pozo 4.

	Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior
Volumen de arcilla	41.5%	16.3%	28.1%	25.1%
Porosidad efectiva	11.2%	12.3%	9.5%	8.8%
Permeabilidad	0.4 md	7.3 md	0.6 md	4.6 md
Saturación de agua	91%	62.9%	75.5%	58.4%

**Tabla 4.9.** Valores petrofísicos promedio pozo 4.

### Pozo 5

Para obtener volumen de arcilla de este pozo se usó el indicador doble *Densidad-Neutrón* con las curvas RHOZ y PHIT. Para obtener la porosidad efectiva se utilizó la curva PHIT. Figura 4.10.



**Figura 4.10.** Template de la evaluación del pozo 5.

	Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior
Volumen de arcilla	30.5%	47.8%	36.4%	31.8%
Porosidad efectiva	17.6%	11.7%	14.1%	13%
Permeabilidad	2.6 md	16.7 md	16.1 md	9.5 md
Saturación de agua	88.8%	52.9%	61.9%	62%

**Tabla 4.10.** Valores petrofísicos promedio pozo 5.

En este pozo se observa una sobreestimación en la saturación de aceite debido a la falta del registro de rayos gamma. La Arena R muestra las mejores condiciones para explotación. Tabla 4.10.

### Pozo 7

Para obtener volumen de arcilla de este pozo se usó el indicador doble *Densidad-Neutrón* con las curvas RHOZ y PHIT. Para obtener la porosidad efectiva se utilizó la curva PHIT. Tabla 4.11.

En el pozo 7 se puede ver una zona de interés a los 2900 m aproximadamente. Figura 4.11.

	Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior
Volumen de arcilla	36.4%	5.8%	31.3%	32.9%
Porosidad efectiva	16.7%	18.5%	13.5%	11.3%
Permeabilidad	10.2 md	9.5 md	9.6 md	24.9 md
Saturación de agua	66.2%	85.2%	70.5%	41.8%

**Tabla 4.11.** Valores petrofísicos promedio pozo 7.

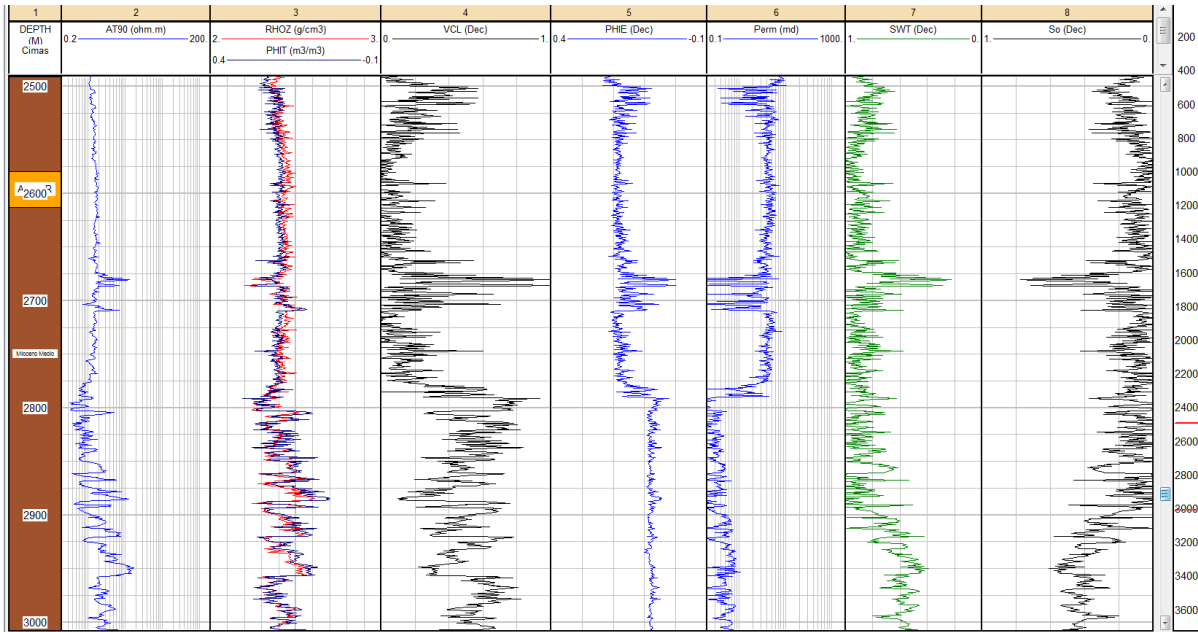


Figura 4.11. Template de la evaluación del pozo 7.

### Pozo 8

En este pozo se calculó PhiDen a partir de RHOZ. Para obtener VCL se utilizó el registro de rayos gamma. Para obtener PHIE se utilizó la curva PhiDen. Figura 4.12.

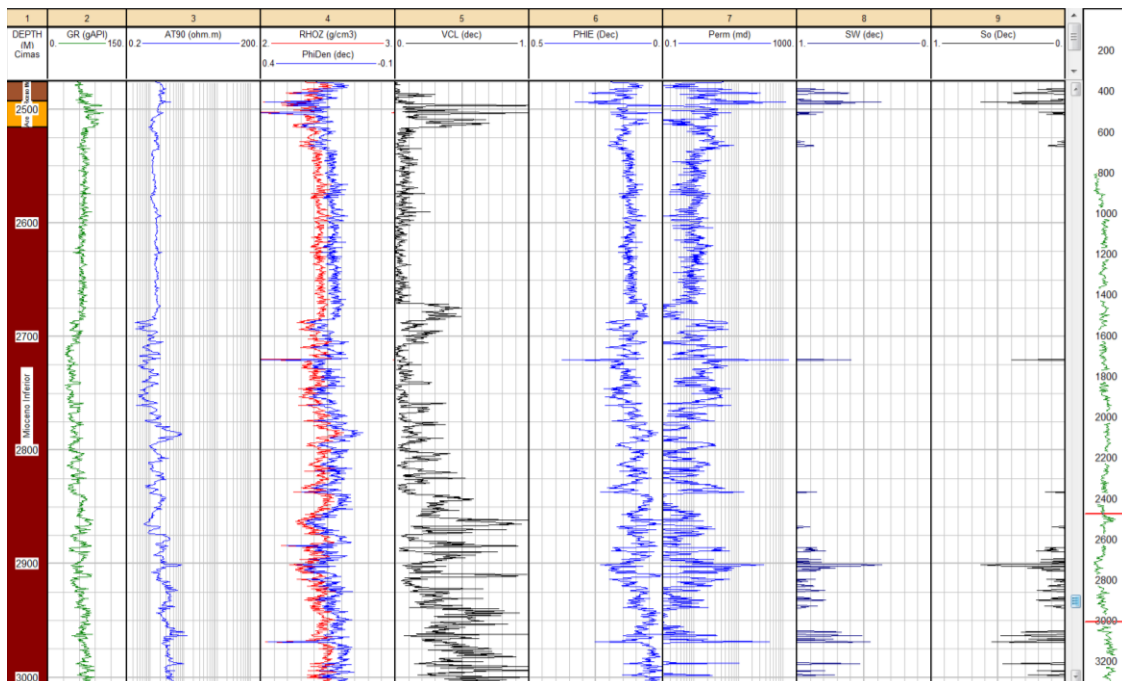


Figura 4.12. Template de la evaluación del pozo 8.

	Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior
Volumen de arcilla	27.3%	6.7%	21.3%	76.4%
Porosidad efectiva	14.6%	13.3%	11.8%	3.8%
Permeabilidad	3.7 md	1 md	2.2 md	8.8 md
Saturación de agua	71.8%	92.1%	82.9%	51.8%

**Tabla 4.12.** Valores petrofísicos promedio pozo 8.

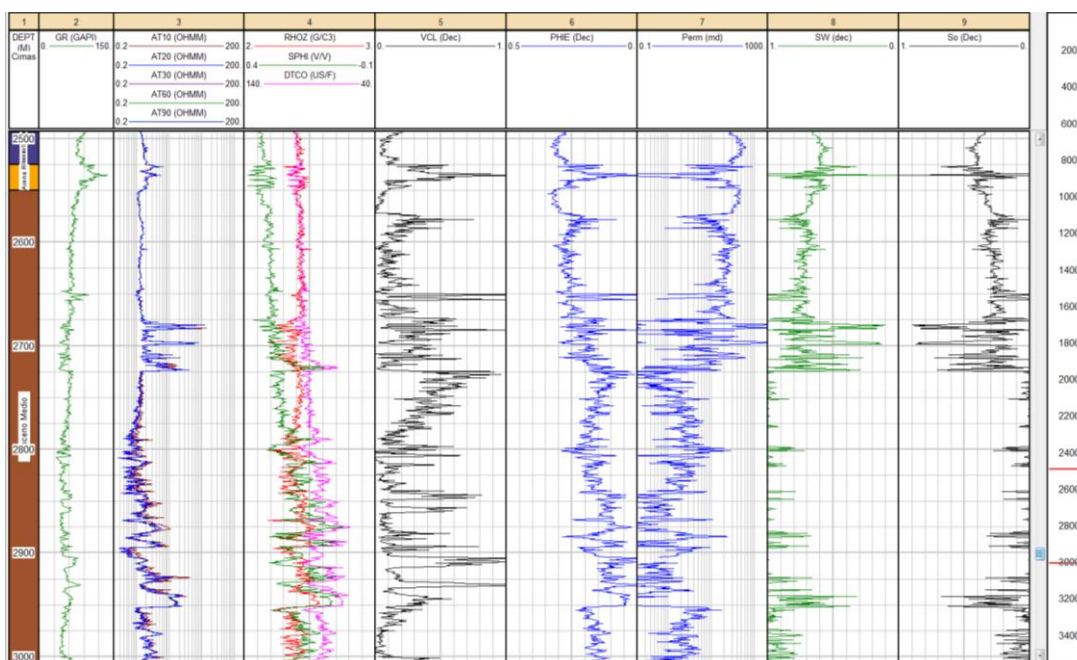
Este pozo se ubica entre 2 de las fallas presentes en la zona de arenas pero no las cruza. Únicamente se puede apreciar que la Arena R se encuentra a menor profundidad (2490 m a 2530 m aproximadamente). Tabla 4.12.

### Pozo 11

Para el cálculo de VCL se utilizó el registro de Rayos Gamma y para calcular PHIE se utilizó el registro SPHI. Tabla 4.13.

	Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior
Volumen de arcilla	20.4%	14.2%	24.6%	43%
Porosidad efectiva	29.6%	27%	17.2%	12.1%
Permeabilidad	92.5 md	73.8 md	22.7 md	2.9 md
Saturación de agua	72.8%	70.4%	75%	81.4%

**Tabla 4.13.** Valores petrofísicos promedio pozo 11.

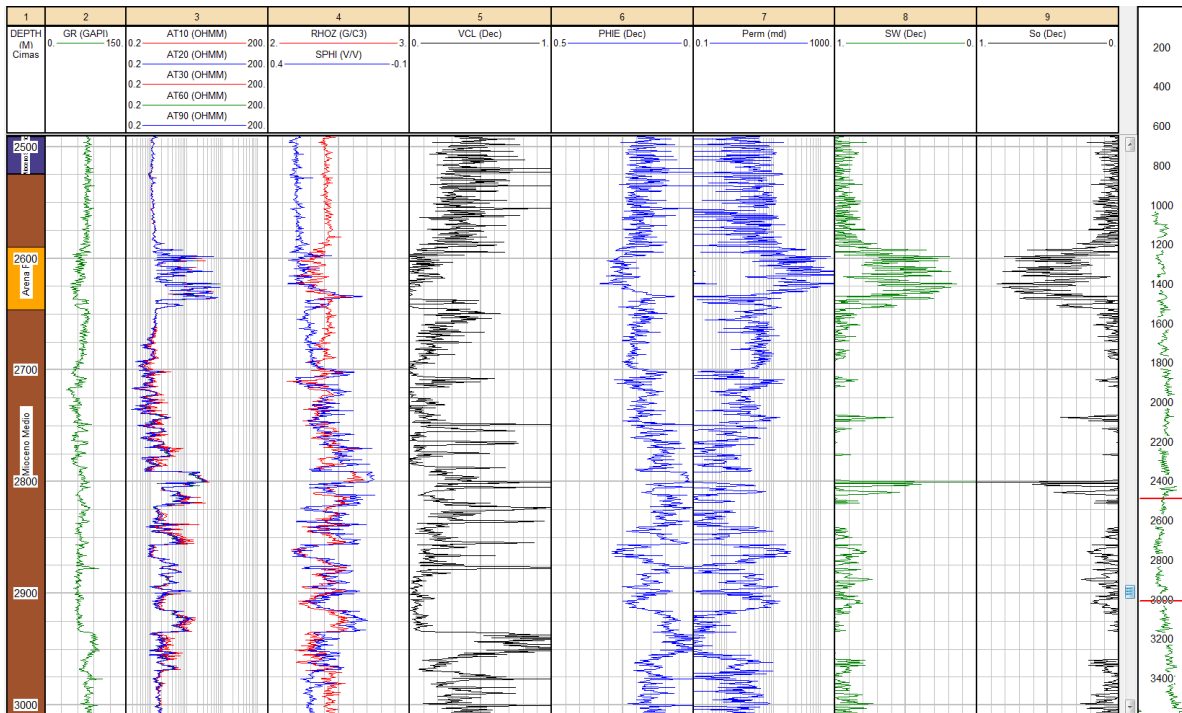


**Figura 4.13.** Template de la evaluación del pozo 11.

En el pozo 11 además de la Arena R se observa otra zona de interés de los 2675 m a los 2325 m. En este caso no hay sobreestimación debido a que es uno de los pozos con mayores registros disponibles y los resultados son más precisos. Figura 4.13.

### Pozo 14

Para el cálculo de VCL se utilizó el registro de Rayos Gamma, para calcular PHIE se utilizó el registro SPHI. Aquí solo es de interés la Arena R. Tabla 4.14.



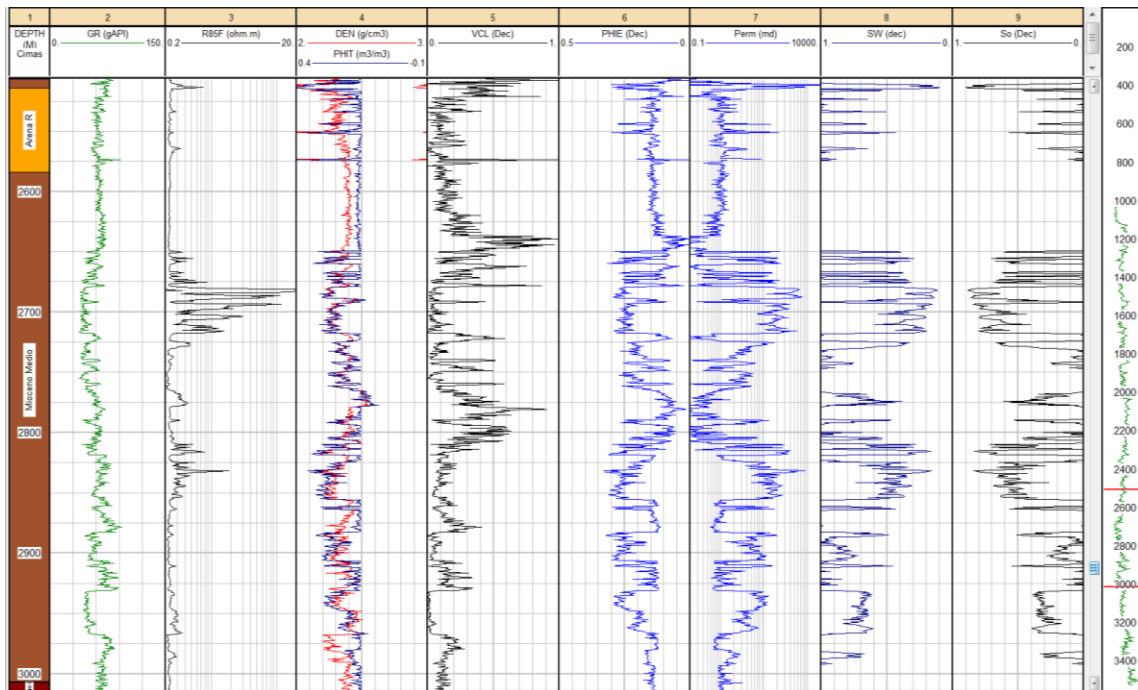
**Figura 4.14.** Template de la evaluación del pozo 14.

	Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior
Volumen de arcilla	30.7%	40.1%	26.7%	30%
Porosidad efectiva	25.7%	17.7%	15.4%	13%
Permeabilidad	56 md	10.1 md	13.7 md	6 md
Saturación de agua	82.3%	88.8%	82.3%	81.6%

**Tabla 4.14.** Valores petrofísicos promedio pozo 14.

### Pozo 16

Para calcular el volumen de arcilla se utilizó el registro de rayos gamma y para obtener la porosidad efectiva se usó la curva PHIT. Figura 4.15. En este pozo hay una sobreestimación de saturación de aceite por los registros presentes. Tabla 4.15.



**Figura 4.15.** Template de la evaluación del pozo 16.

	Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior
Volumen de arcilla	22.5%	15.1%	18.5%	21.6%
Porosidad efectiva	18.5%	14.4%	17.2%	15.5%
Permeabilidad	8.9 md	5.3 md	35.5 md	16 md
Saturación de agua	78.6%	74.9%	61.9%	65.9%

**Tabla 4.15.** Valores petrofísicos promedio pozo 16.

### Pozo 19

Para calcular el volumen de arcilla se utilizó el registro de rayos gamma y para obtener la porosidad efectiva se usó la curva NPHI. Figura 4.16. El pozo 19 es el que muestra la mayor permeabilidad y saturación de aceite. Este debe ser el pozo productor más importante del campo R. Tabla 4.16.

	Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior
Volumen de arcilla		14.8%	21.8%	19.6%
Porosidad efectiva		37.2%	28.4%	27.3%
Permeabilidad		3.7 md	174.2 md	300.9 md
Saturación de agua		39.6%	44.3%	54.4%

**Tabla 4.16.** Valores petrofísicos promedio pozo 19.

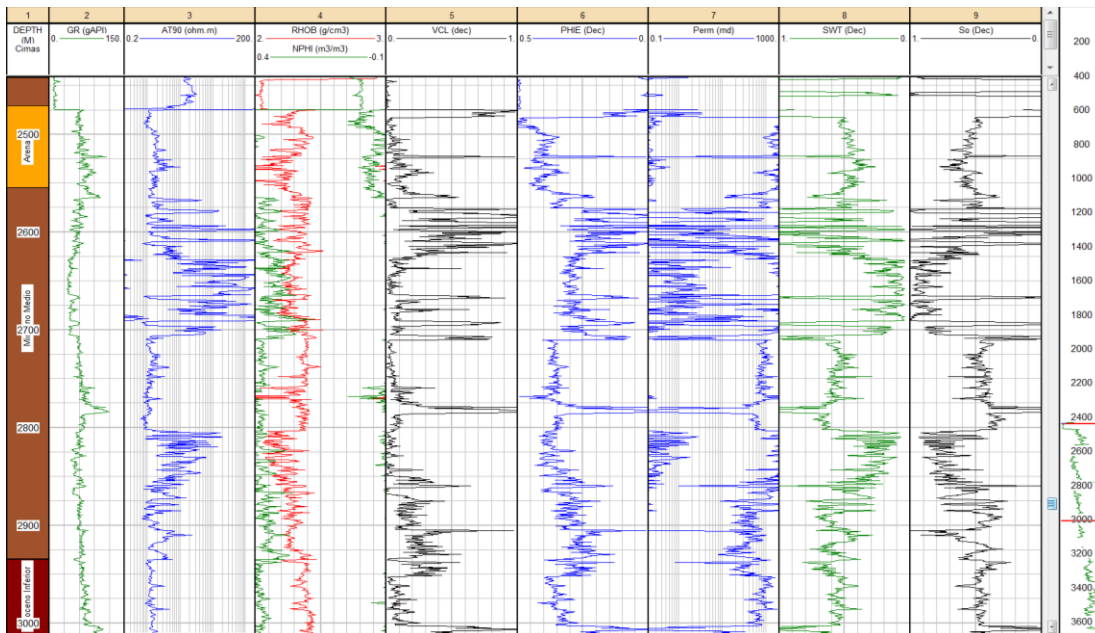


Figura 4.16. Template de la evaluación del pozo 19.

### Pozo 23

Para obtener el volumen de arcilla se usó el doble indicador *Densidad-Sónico*. Después se calculó la curva *PhiDen* a partir del registro de densidad RHOZ. Posteriormente se utilizó la curva *PhiDen* para obtener la porosidad efectiva. Tabla 4.17.

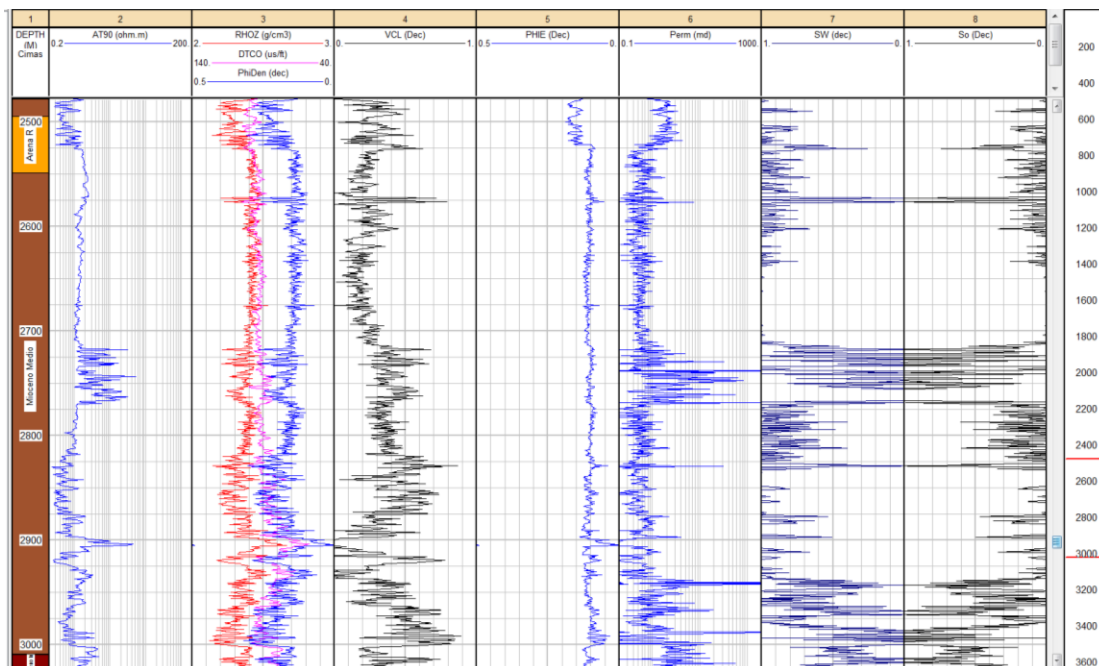


Figura 4.17. Template de la evaluación del pozo 23.

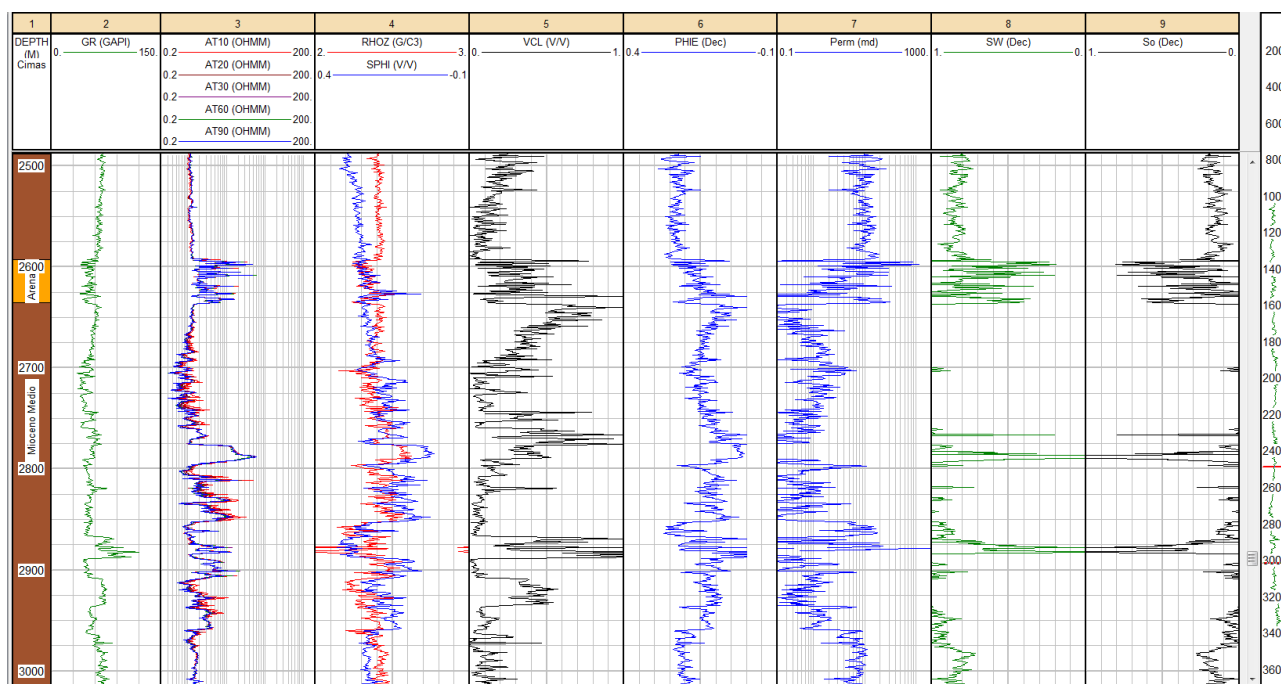
	Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior
Volumen de arcilla	36.9%	26.4%	30.3%	30.7%
Porosidad efectiva	13.1%	12.8%	11.7%	11.5%
Permeabilidad	4.4 md	3.1 md	1.4 md	21.2 md
Saturación de agua	70.9%	82.2%	73.8%	51.1%

**Tabla 4.17.** Valores petrofísicos promedio pozo 23.

En el pozo 23 se observa una zona muy importante de los 2720 m a los 2775 m aproximadamente. La respuesta después de los 2900 m es debido a la sal. Figura 4.17.

### Pozo 24

Para obtener el volumen de arcilla se utilizó la curva de rayos gamma y para obtener la porosidad efectiva se usó el registro SPHI. Figura 4.18.



**Figura 4.18.** Template de la evaluación del pozo 24.

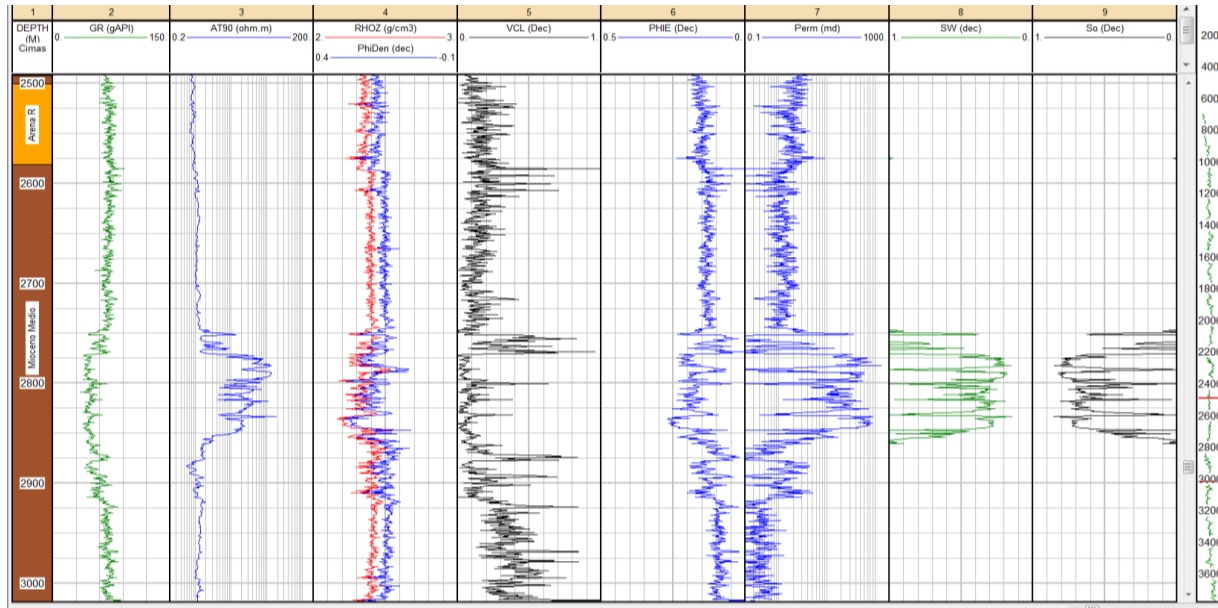
	Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior
Volumen de arcilla	18.4%	10.8%	22.8%	30.1%
Porosidad efectiva	26.9%	22.7%	17.1%	13.9%
Permeabilidad	45 md	21.4 md	14.5 md	10.7 md
Saturación de agua	81.2%	83.3%	80.4%	77.4%

**Tabla 4.18.** Valores petrofísicos promedio pozo 24.

Este pozo muestra las mismas zonas de interés del pozo 1. Esto se debe a que son los pozos más cercanos entre sí. Tabla 4.18.

### Pozo 30

Para obtener el volumen de arcilla se utilizó la curva de rayos gamma y para obtenerla porosidad efectiva se usó el registro PHIE. Figura 4.19.



**Figura 4.19.** Template de la evaluación del pozo 30.

	Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior
Volumen de arcilla	22.7%	15.8%	20.3%	19.1%
Porosidad efectiva	16.9%	15.2%	14.2%	12.9%
Permeabilidad	4.5 md	1.6 md	14.5 md	11.8 md
Saturación de agua	87.8%	94.3%	53.8%	69.5%

**Tabla 4.19.** Valores petrofísicos promedio pozo 30.

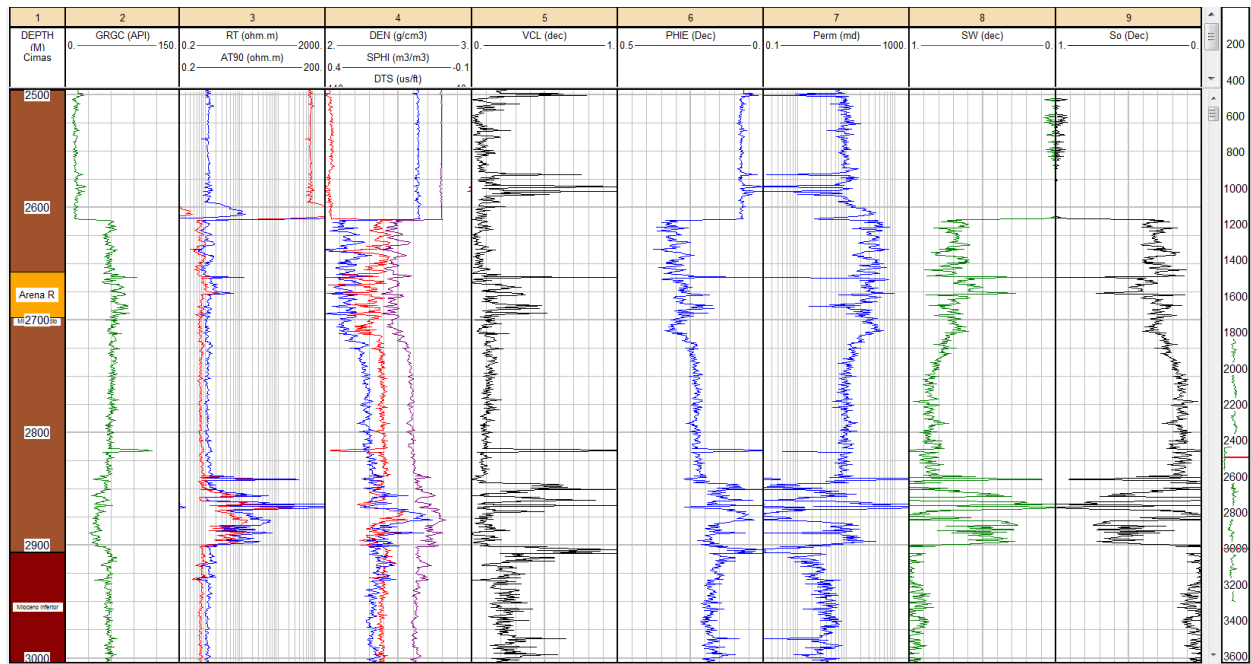
El pozo 30 es el más alejado de la zona de interés. Aquí la Arena R ya no presenta características deseables de permeabilidad o saturación de aceite, pero hay otra zona de interés de 2750 m a 2850 m de profundidad. Tabla 4.19.

### Pozo 32

Para obtener el volumen de arcilla se utilizó la curva de rayos gamma y para obtenerla porosidad efectiva se usó el registro SPHI. Tabla 4.20.

	Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior
Volumen de arcilla	31.3%	18.4%	16.8%	23.2%
Porosidad efectiva	21.8%	26.5%	18.1%	16.1%
Permeabilidad	29.7 md	80.7 md	49.7 md	4.5 md
Saturación de agua	81.8%	65.3%	68.8%	91.3%

**Tabla 4.20.** Valores petrofísicos promedio pozo 32.



**Figura 4.20.** Template de la evaluación del pozo 32.

El pozo 32 es el segundo más alejado de todos los pozos excepto del pozo 30. Por eso se nota la misma zona de interés de 2830 m a 2900 m. En la parte superior parece que la herramienta no registró de forma correcta hasta los 2650 m de profundidad. Figura 4.20.

En la tabla 4.21 se resumen las propiedades petrofísicas de todos los pozos evaluados. Se resaltan los que muestran las mejores condiciones para la explotación de hidrocarburos en cada formación.

Para el Mioceno Superior se trata los pozos 11 y 24, para Arena R son los número 1, 11, 24 y 32. Para Mioceno Medio los mejores pozos son 16, 19 y 32; por último para el Mioceno Inferior solo se marca el 19.

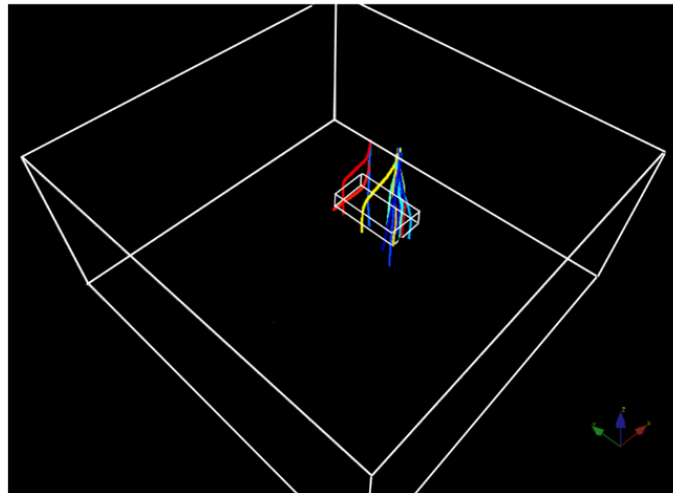
Pozo	Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior		Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior	
1	36.2	14.3	19.5	19.8	Volumen de arcilla (%)	22.2	118.1	72	100.4	Permeabilidad (md)
2	35.5	24	26.4	27.9		1	5.1	0.4	0.5	
3	24.3	3.5	18.7	22.1		1.8	3.7	1	0.6	
4	41.5	16.3	28.1	25.1		0.4	7.3	0.6	4.6	
5	30.5	47.8	36.4	31.8		2.6	16.7	16.1	9.5	
7	36.4	5.8	31.3	32.9		10.2	9.5	9.6	24.9	
8	27.3	6.7	21.3	76.4		3.7	1	2.24	8.8	
11	20.4	14.2	24.6	43		92.5	73.8	22.7	2.9	
14	30.7	40.1	26.7	30		56	10.1	13.7	6	
16	22.5	15.1	18.5	21.6		8.92	5.3	35.5	16	
19		14.8	21.8	19.6			3.7	174.2	300.9	
23	36.9	26.4	30.3	30.7		4.4	3.1	1.4	21.2	
24	18.4	10.8	22.8	30.1		45	21.4	14.5	10.7	
30	22.7	15.8	20.3	19.1		4.5	1.6	14.5	11.8	
32	31.3	18.4	16.8	23.2		29.7	80.7	49.7	4.5	
Pozo	Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior		Mioceno Superior	Arena R	Mioceno Medio	Mioceno Inferior	
1	23.5	26.2	24.2	23.6	Porosidad Efectiva (%)	77.7	58.1	71.6	56.3	Saturación de agua (%)
2	10.6	14	9	8.6		95.5	67.5	87.1	82.4	
3	14.8	14.2	11.2	9.3		94.2	69.7	77.5	72.2	
4	11.2	12.3	9.5	8.8		91	62.9	75.5	58.4	
5	17.6	11.7	14.1	13		88.8	52.9	61.9	62	
7	16.7	18.5	13.5	11.3		66.2	85.2	70.5	41.8	
8	14.6	13.3	11.8	3.8		71.8	92.1	82.9	51.8	
11	29.6	27	17.2	12.1		72.8	70.4	75	81.4	
14	25.7	17.7	15.4	13		82.3	88.8	82.3	81.6	
16	18.5	14.4	17.2	15.5		78.6	74.9	61.9	65.9	
19		37.2	28.4	27.3			39.6	44.3	54.4	
23	13.1	12.8	11.7	11.5		70.9	82.2	73.8	51.1	
24	26.9	22.7	17.1	13.9		81.2	83.3	80.4	77.4	
30	16.9	15.2	14.2	12.9		87.8	94.3	53.8	69.5	
32	21.8	26.5	18.1	16.1		81.8	65.3	68.8	91.3	

**Tabla 4.21.** Valores promedio de las propiedades petrofísicas para cada pozo en las formaciones evaluadas.

## 4.7 Cubos de propiedades Petrofísicas

La caracterización tridimensional se realizó con SGeMS® (Lloyd's Register, 2016) que es un paquete informático de código abierto utilizado en Ciencias de la Tierra, Minería, Petróleo e Ingeniería para la solución de problemas mediante algoritmos que involucran variables espacialmente relacionadas.

Antes de comenzar el análisis se cargan los valores de porosidad efectiva, permeabilidad, saturación de agua y volumen de arcilla que se obtuvieron en el capítulo anterior. Después se crea una malla o grid tridimensional de la zona de interés (grid pequeño); aquí se llevarán a cabo los cálculos y la interpolación de las propiedades petrofísicas. Para esto se define el número de celdas y el tamaño de cada celda en los ejes X, Y y Z respectivamente. En este trabajo se utilizaron 246 celdas de 5 m en el eje X y 464 celdas de 5 m en el eje Y; para el eje Z se crearon 540 celdas de 1 metro.



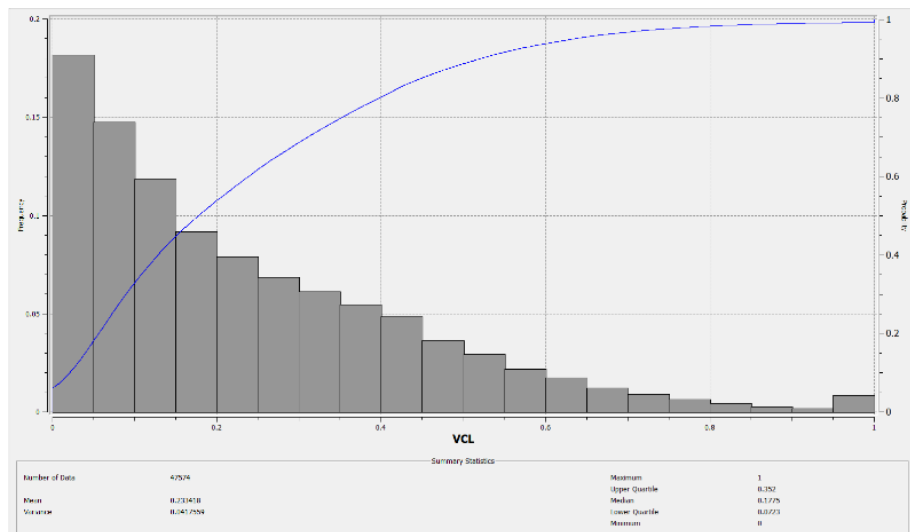
**Figura 4.21.** Campo R y zona de interés.

En la Figura 4.21 se puede observar el campo R que corresponde a las mismas dimensiones del cubo sísmico utilizado en el capítulo de interpretación sísmica. El pequeño cubo del centro delimita la zona de mayor interés petrolero debido a que concentra la gran mayoría de los pozos; respecto a la profundidad, comprende la zona de “arenas” que ya se tiene registrada por la empresa responsable del campo.

Para empezar el análisis de datos se grafican los histogramas de cada propiedad; aquí se pueden observar los datos de varianza, media y mediana, máximos y mínimos que serán utilizados más adelante. Figura 4.22.

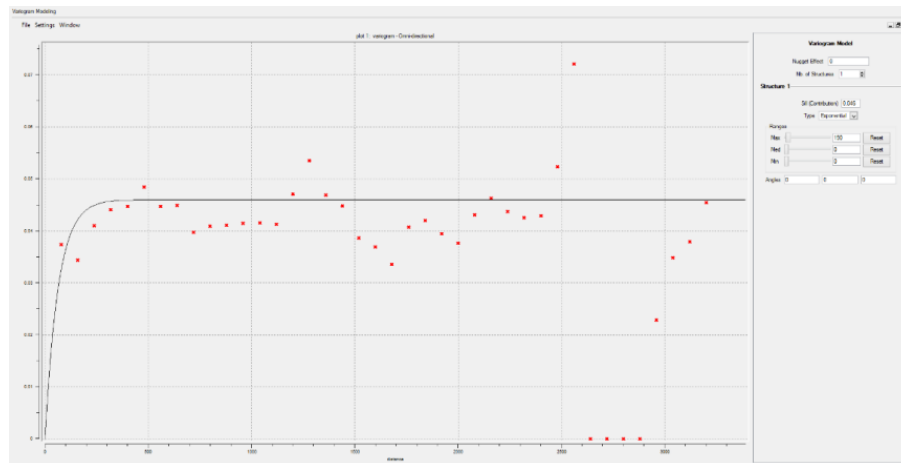
El siguiente paso es el cálculo de los variogramas. Para los modelos creados se asignaron valores de 40 lags; este valor corresponde al tamaño del dominio o el número de pasos a calcular, su separación fue de 80 m; esta es la distancia a la que se

calculan los puntos del variograma experimental. Por último, la tolerancia fue de 40; este valor es 0.5 veces la separación lag.



**Figura 4.22.** Histograma del volumen de arcilla.

El azimut indica la dirección en el plano horizontal para los cálculos. La Inclinación (Dip) se refiere al ángulo vertical desde el plano horizontal. Todos los variogramas fueron omnidireccionales, esto quiere decir el azimut y la inclinación fueron siempre cero, tomando en cuenta todas las direcciones al cubrir el cubo de interés.



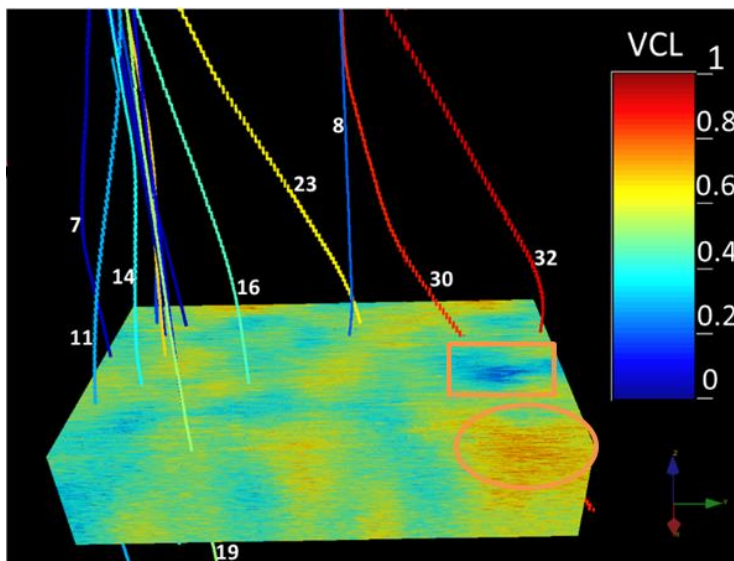
**Figura 4.23.** Variograma experimental y modelo ajustado.

La tolerancia angular es el ángulo dentro del cual una muestra se considera válida; en este trabajo fue de 90 grados. El ancho de banda es la desviación máxima aceptable a partir del vector de dirección; Se definió que fuera 150. Después de definir los parámetros, se ajustan los modelos más adecuados según la distribución de los datos. Aquí se ajusta el efecto pepita (Nugget), la meseta (Sill), el modelo (esférico, gaussiano

o exponencial) y los ángulos. La figura 4.23 muestra el variograma del volumen de arcilla ajustado.

El siguiente paso es realizar la simulación. Esta técnica se aplica para generar un modelo computarizado de un sistema, el cual conduce a la experimentación para entender el comportamiento del sistema de forma espacial. En este trabajo se trabajó con la Simulación Gaussiana Secuencial. Primero se deben introducir los parámetros que se usaron para crear el variograma y elegir el algoritmo de interpolación que en este caso es *Kriging ordinario*.

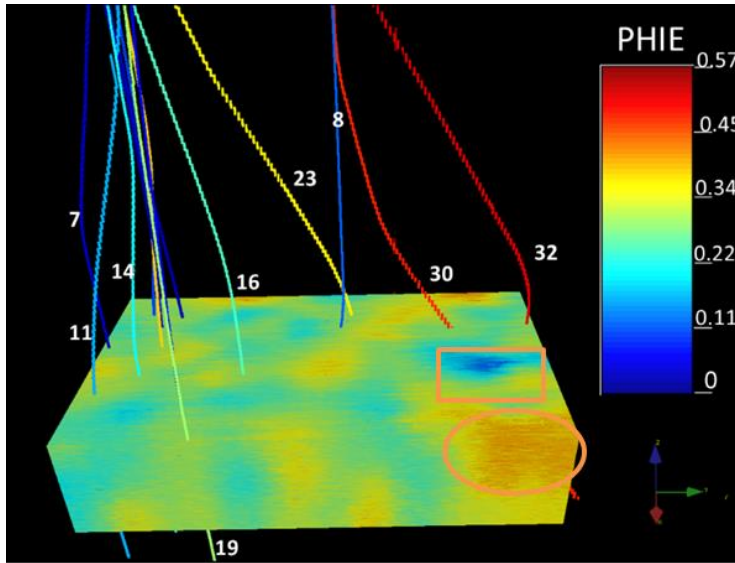
El resultado sería como en la figura 4.24 que muestra la distribución de la arcilla de la zona de arenas. La escala de colores muestra que el volumen de arcilla va de cero a uno, siendo cero arcilla en azul muy oscuro y mucha arcilla en las zonas de color rojo intenso. Se nota una zona de muy baja arcilla en el rectángulo naranja y otra de mucha arcilla dentro del óvalo naranja.



**Figura 4.24.** Distribución tridimensional del volumen de arcilla en la zona de arenas.

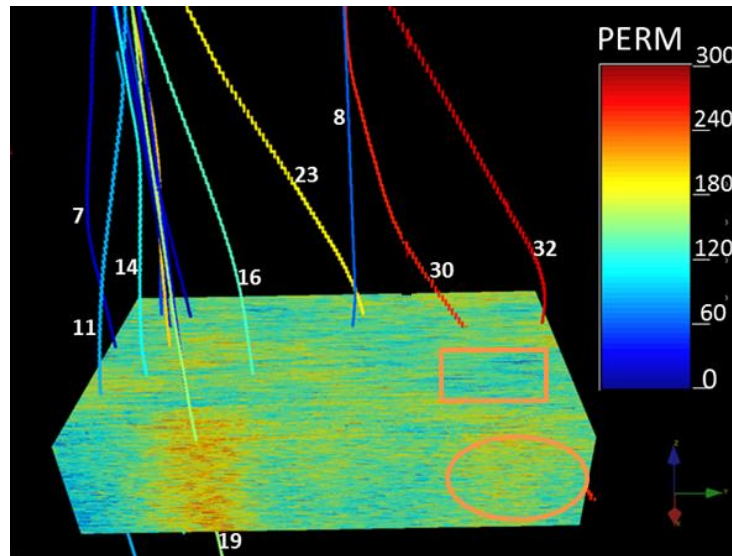
La figura 4.25 muestra la porosidad efectiva de la zona de interés. Se puede apreciar que resaltan las mismas zonas de la imagen anterior. La escala de colores va de 0 a 0.49, siendo el color azul fuerte zonas con porosidad muy baja y el color rojo zonas con porosidad elevada.

La figura 4.26 muestra la distribución de la permeabilidad. La escala de colores va de 0 a 300 md. Las zonas destacadas anteriormente si corresponden a lo que se ha observado. En el rectángulo naranja se tiene poca arcilla y baja porosidad efectiva, del mismo modo la permeabilidad es baja en esta zona. En el óvalo naranja se observa un elevado contenido de arcilla y elevada porosidad efectiva, esto se debe a las arenas intercaladas con las lutitas que hay en la zona.



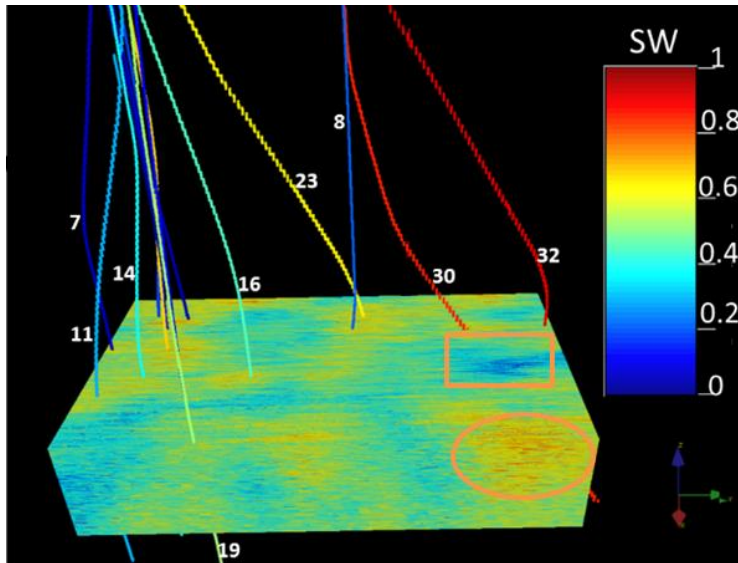
**Figura 4.25.** Distribución tridimensional de la porosidad efectiva en la zona de arenas.

El pozo 19 muestra gran permeabilidad, sin embargo, como se vio en el capítulo de evaluación (figura 4.15), no hay presencia de hidrocarburo de importancia.



**Figura 4.26.** Distribución tridimensional de la permeabilidad en la zona de arenas.

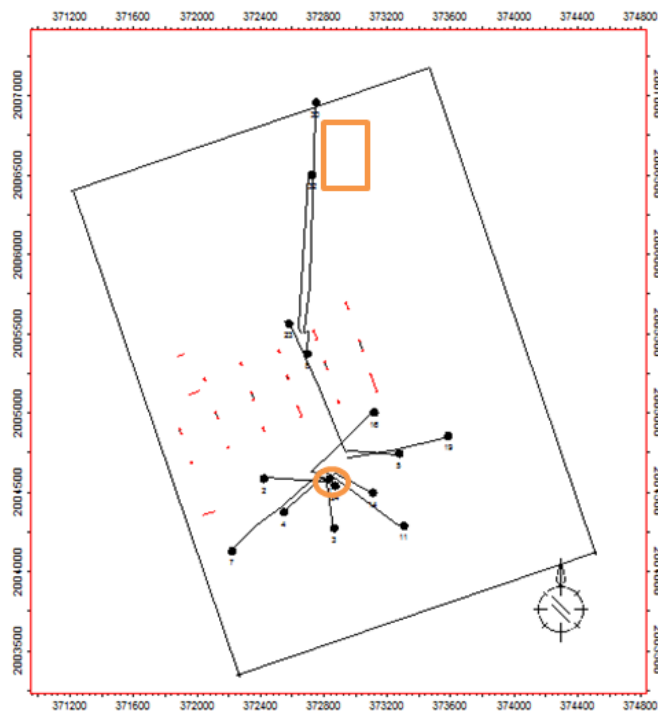
La siguiente figura representa la distribución del agua en la zona de interés. La escala va de cero a uno. Azul oscuro significa menor contenido de agua y rojo mayor contenido. Lo que interesa es que la zona tenga menor contenido de agua, ya que esto indica mayor posibilidad de tener hidrocarburo.



**Figura 4.27.** Distribución tridimensional de la saturación de agua en la zona de arenas.

La figura 4.28 muestra una vista en planta del cubo de arenas y los pozos, así como las fallas presentes debido al domo salino.

EL rectángulo naranja corresponde al de las imágenes anteriores y es una zona de posible interés para la explotación de hidrocarburo. El ovalo naranja pequeño señala los pozos 1 y 24 que son los más cercanos entre sí y muestran buenas condiciones para explotación mejorada o secundaria.

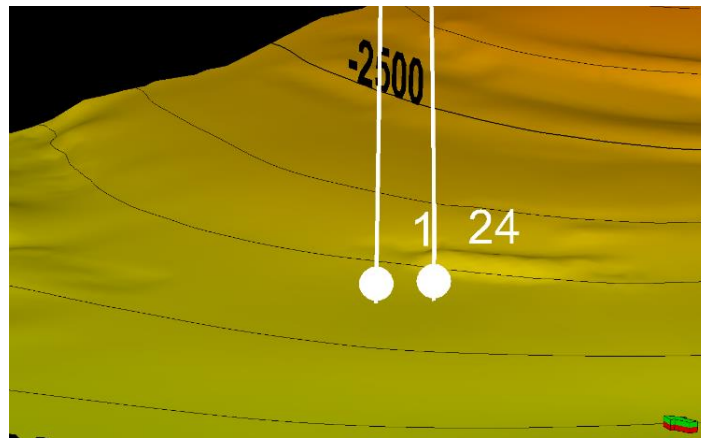


**Figura 4.28.** Vista en planta de zona de interés que muestra los pozos y las fallas de la zona.

#### 4.8 Pozos 1 y 24

Como un ejemplo de la metodología empleada en este trabajo, se consideran dos pozos cercanos entre sí, ubicados en la zona de interés que es la Arena R. El pozo 1 pudiera utilizarse como fuente de inyección y el pozo 24 como receptor y por lo tanto como pozo de recuperación secundaria o mejorada.

Se mide la distancia entre los pozos a la profundidad del horizonte deseado (Arena R). Esto es por la desviación que tiene cada pozo como resultado de su perforación, lo que causa diferencias de alturas MD (Measured distance). En este caso, la distancia es de 58 m.

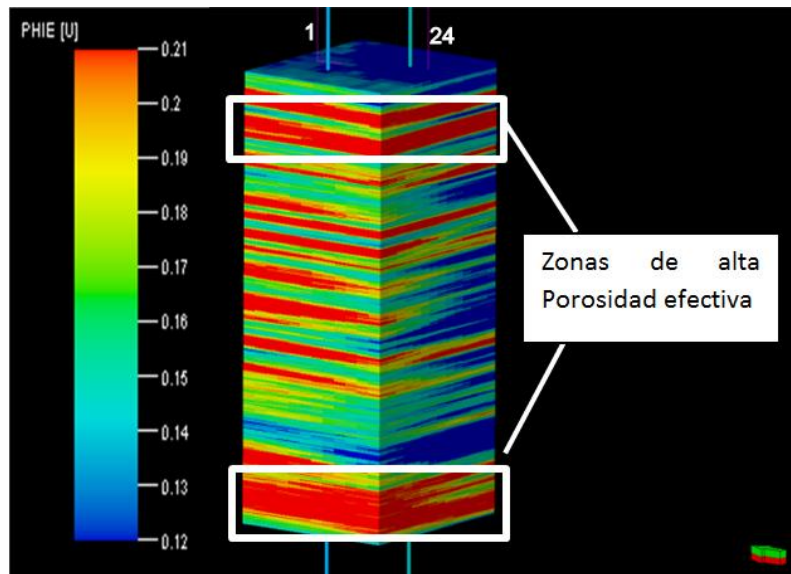


**Figura 4.29.** Tubería de los pozos 1 y 24 cruzando la cima y base de la Arena R.

Estos pozos se encuentran a una distancia muy corta (58 m) en comparación con otros pares de pozos que alcanzan distancias de separación mayores a los 400 m. Cerca de los mismos no hay fallas que afecten la transmisión de emulsiones en caso de inyectar en el pozo 1. Figura 4.29.

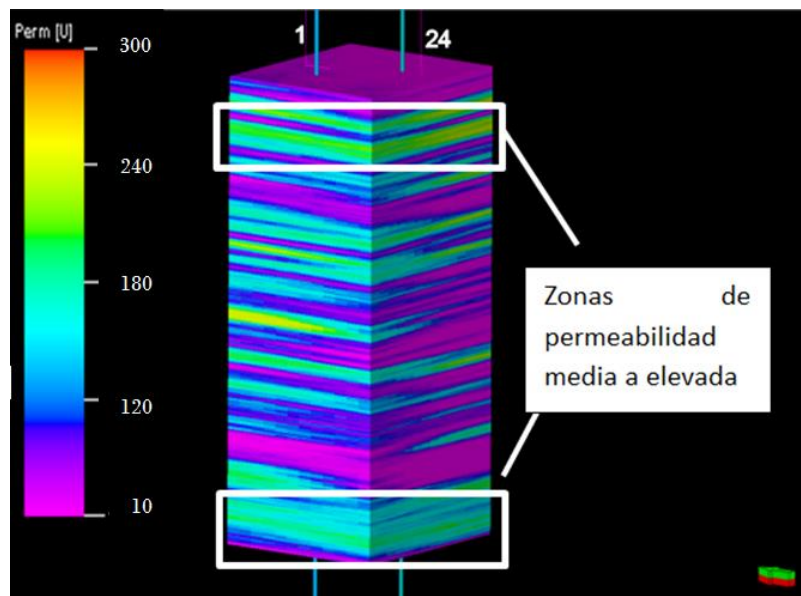
Para crear la malla se deben considerar el número de celdas que tendrán los cubos en cada dirección. Una malla con muchas celdas tardará mayor tiempo en modelarse pero su resolución vertical y lateral será mucho mayor en comparación con una malla de pocas celdas.

Para este ejemplo se define que los valores Z son los más importantes debido a que no se observó ninguna estructura significativa entre los pozos que pudiera afectar la continuidad lateral al momento de inyectar cualquier emulsión desde la fuente hasta el receptor. Además la secuencia de arenas-lutitas presente en este horizonte obliga a elegir una profundidad adecuada para inyectar.



**Figura 4.30.** Distribución tridimensional de la porosidad efectiva entre los pozos 1 y 24.

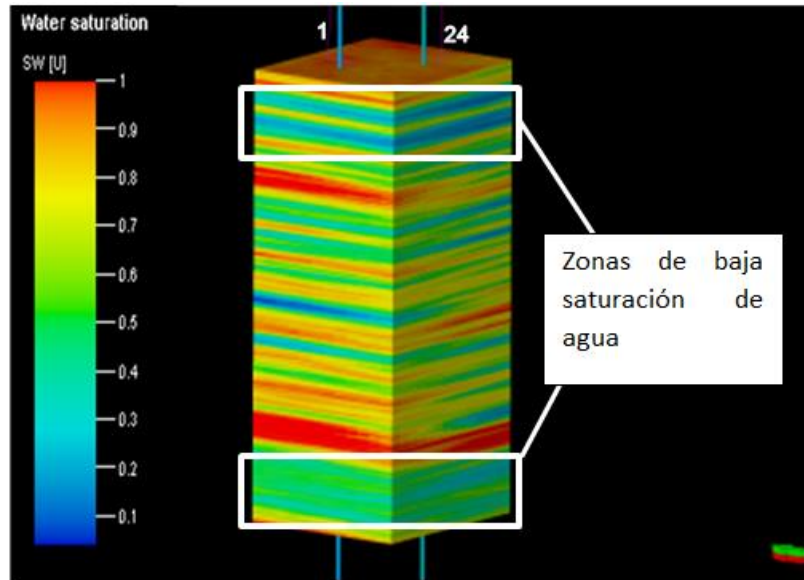
Se busca un paquete de arenas con buena permeabilidad y porosidad efectiva, así como baja saturación de agua y bajo contenido de arcilla. Según las consideraciones anteriores, se definió el número de celdas como sigue: 12 celdas en la dirección X de 5 m, 10 celdas en la dirección Y de 6 m, así como 600 celdas en la dirección Z de 0.83 m. Los cubos petrofísicos tridimensionales que se generaron para esta zona y que corresponden únicamente a los pozos 101 y 166 son los siguientes.



**Figura 4.31.** Distribución tridimensional de la permeabilidad entre los pozos 1 y 24.

En los rectángulos de la figura 4.30 se observan las zonas que muestran valores altos de porosidad efectiva (de hecho los valores llegan hasta 27 %). En el pozo 1 las profundidades correspondientes son: en la parte superior 2584.7 m a 2591.6 m de

profundidad, con un espesor de 6.9 m. En la parte inferior las profundidades son de 2611.9 m a 2622.1 m, con un espesor de 10.2 m. En el pozo 24, en la parte superior se tiene un espesor de 8.14 m que va de los 2593.8 m a los 2601.94 m de profundidad. En la parte inferior se tiene un espesor de 7.04 m, que va de 2626 m a 2633.04 m de profundidad.

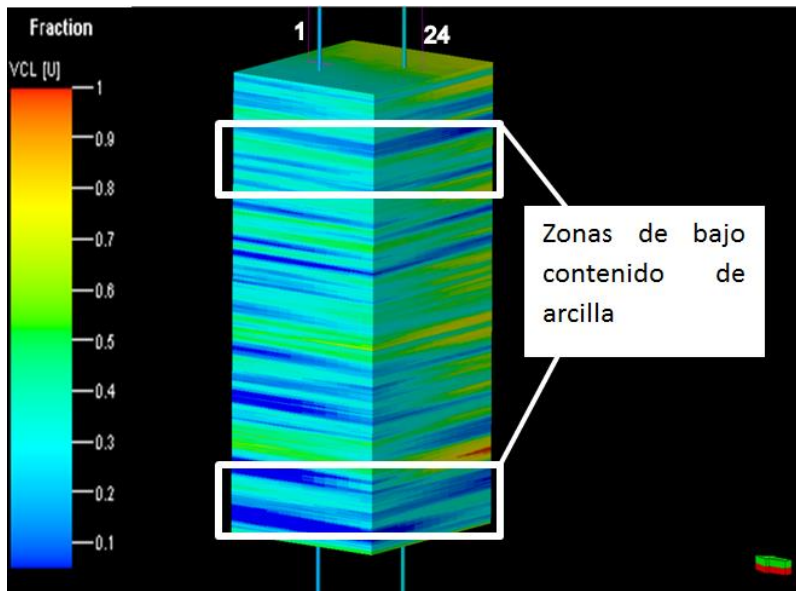


**Figura 4.32.** Distribución tridimensional de la saturación de agua entre los pozos 1 y 24.

En la figura 4.31 se pueden apreciar dos zonas con valores medios y altos de permeabilidad (de 120 a 180 md), que es lo que se busca para la inyección. En ambas imágenes se definieron estos dos rectángulos porque son los horizontes más consistentes y con mayor continuidad (los del centro varían según la propiedad petrofísica).

En los rectángulos de la figura 4.32 se observan las zonas que muestran valores bajos de saturación de agua (menores al 30 %), lo cual se debe a la presencia de hidrocarburos (Ver figuras 4.6 y 4.18). Las profundidades y espesores del pozo 1 son las mismas que se mencionaron anteriormente. Esto es debido a que se trata del mismo paquete, lo único que cambia es la propiedad medida (SW).

Los dos rectángulos de la figura 4.33 corresponden a valores bajos de volumen de arcilla (menores al 35%) y es lo que se busca porque nos indica que se trata de arenas. Esto concuerda con los valores obtenidos de la porosidad efectiva y la permeabilidad.



**Figura 4.33.** Distribución tridimensional del volumen de arcilla entre los pozos 1 y 24.

Finalmente, se proponen los siguientes paquetes de arenas con la mejor capacidad de transmitir emulsiones para recuperación mejorada. Tabla 4.22.

Capa	POZO 1		POZO 24	
	Profundidad (MD)	Espesor (m)	Profundidad (MD)	Espesor (m)
1	De 2584.7 a 2585.9	1.2	De 2593.8 a 2595.2	1.4
2	De 2586.8 a 2588.8	2	De 2595.2 a 2598.6	3.4
3	De 2590.6 a 2591.6	1	De 2600.8 a 2601.9	1.1
4	De 2595.6 a 2597	1.4	De 2604.9 a 2606.3	1.4
5	De 2609.1 a 2610.3	1.2	De 2607.8 a 2609	1.1
6	De 2611.9 a 2613.2	1.3	De 2626 a 2627.8	1.8
7	De 2620.7 a 2622.1	1.4	De 2630 a 2633	3

**Tabla 4.22.** Capas propuestas para inyectar emulsiones (pozo 1) y para recibirlas (pozo 24).

## CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Mediante el análisis e interpretación de la sísmica es evidente que en el Campo R existe un complejo campo de fallas, principalmente normales, provocadas por intrusión salina y por plegamientos resultantes de fuerzas compresivas (figura 3.11). Sólo cuatro fallas importantes se presentan en la zona de arenas, ubicadas en la cima de un domo salino.

Los 15 pozos atraviesan el domo en la zona de interés. Hay otra estructura salina de gran magnitud que abarca gran parte del Campo (figura 3.16), pero no influye en la respuesta de las herramientas y en los valores de los registros de pozo.

La profundidad promedio del Mioceno Medio es de 2400 m en la parte de arenas. La Arena R llega hasta los 2900 m en la parte Suroeste de la figura 4.28 y en la parte Noroeste sube hasta los 2600 m (debido a las fallas ya mencionadas).

La falta de registros en algunos pozos obligó a calcular el volumen de arcilla con un método gráfico denominado en este trabajo como *Indicadores Dobles* (figura 4.2). Debido a que el área de los 15 pozos está repleta de lutitas, agua y además hay presencia de sal, se utilizó el método de *Dos Aguas* (Dual Water) para obtener la porosidad efectiva, permeabilidad y saturación de agua.

En el Mioceno Medio, los pozos 16 (figura 4.15), 19 (figura 4.16) y 32 (figura 4.20) indican buenas condiciones para la explotación de hidrocarburos. Para la Arena R, los pozos 1 (figura 4.6), 11 (figura 4.13), 24 (figura 4.18) y 32 (figura 4.20) muestran las permeabilidades más altas y menores saturaciones de agua; probablemente son los que tienen una mayor producción de aceite en esta formación.

A partir de *Gráficas Cruzadas* (figuras 4.3 a 4.5) se determinó la litología de la Arena R, la cual está conformada por arenas y arcillas (lutitas) con presencia de halita y yeso que reafirman la presencia de sal.

El análisis de los variogramas y sus modelos (figura 4.23) indican buena correlación espacial de los parámetros petrofísicos, lo cual asegura un modelo tridimensional adecuado para cada propiedad (saturación, porosidad, etc.).

A partir de los modelos 3D se propone una nueva zona de interés petrolero en cuanto a explotación de hidrocarburos se refiere (figura 4.28, rectángulo naranja). Esta zona se ubica en la región Norte del cubo sísmico, a 200 m al este de los pozos 30 y 32.

Se eligieron los pozos 1 y 24 (por ser los más cercanos entre sí) como candidatos para pruebas de recuperación mejorada o secundaria. La arena R tiene 42 m de espesor en esta zona y presenta varias capas de lutitas intercaladas con arenas (figura 4.33). Se realizaron modelos tridimensionales para estos dos pozos y se delimitaron las capas más favorables para las pruebas (tabla 4.22).

Finalmente se recomienda inyectar las emulsiones en las capas 2, 4 y 7 del pozo 1 para poder recuperar el aceite en el pozo 24. Ya que en el pozo 24, la Arena R se encuentra ligeramente más abajo que en el 1, la migración del hidrocarburo debido a la inyección presentará menor resistencia.

## REFERENCIAS

- Aitken, D., Ayala, S., Ayestarán, L., Bronnec, R., Carrillo, J., Favar, A., . . . Zinat, D. (1984). *Evaluación de Formaciones en México*. México: Schlumberger Offshore Services.
- Archie, G. (1942). The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Society of Petroleum Engineers*, 146(1).
- Arroyo, A. (2007). *Bases Teóricas e Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos*. México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Arroyo, A., & Roig, F. (s.f.). *Apuntes de Introducción a los Registros Geofísicos de Pozo*. México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Asquith, G. (1989). *Log Evaluation of Shaly Sandstones: A Practical Guide* (Vol. 31). American Association of Petroleum Geologists.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis* (Second ed.). AAPG.
- Bassiouni, Z. (2006). *Theory, measurement and interpretation of well logs* (Vol. 4). SPE Textbook Series.
- Brown, A. (1991). *Interpretation of 3-Dimensional Seismic Data* (Vol. Third Edition). Tulsa, Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists.
- Calderon G, E., & Caballero M, W. J. (2009). Modelo geológico 3D a partir de la aplicación de atributos sísmicos en ambientes de depósito fluviales. *Tesis de Licenciatura no publicada*. Bucaramanga, Colombia: Ecopetrol.
- Capalvo Lavezzo, L. (2010). *Conceptos Básicos de Geoestadística*. Geoestadística-book.
- Chen, Q., & Sidney, S. (1997). Seismic Attribute Technology for Reservoir forecasting and monitoring. *The Leading Edge*.
- Comisión Nacional del Agua. (2007). *Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento*. México DF: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
- Desbrandes, R. (1968). Théorie et interpretation des diagraphies. *Editions Technip*.
- Días, M. (2002). *Geoestadística Aplicada*. México: Universidad Nacional Autónoma de México.

- Donatella, V., Nasser, T., Lotfy, S., Clark, A., Stellas, M., Stringer, J., . . . White, G. (2012). *Detección sísmica de fallas y fracturas sutiles*. (Schlumberger, Ed.) Obtenido de Oilfield Review: [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish12/sum12/3\\_seismic.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish12/sum12/3_seismic.pdf)
- Dubrule, O. (1998). *Geoestadistics in Petroleum Geology*. Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists.
- GEOSMA. (2016). *Caliper*. Obtenido de [http://www.geosma.es/?page\\_id=445](http://www.geosma.es/?page_id=445)
- Guerra, L. (2009). Seismic Attributes in Hydrocarbon Reservoirs. *Tesis de Maestría no publicada*. Aveiro, Portugal: Universidade de Aveiro Departamento de Geociências.
- Helander, D. (1983). *Fundamentals of Formation Evaluation*. Tulsa: OGCI Publications.
- Lizneg. (2012). *Registro CBL*. Obtenido de <http://www.lizneg.net/2012/01/registro-cbl.html>
- Lloyd's Register. (2016). *Lloyd's Register Software*. Obtenido de IP: <http://www.lr.org/en/services/software/ip.aspx>
- Osorio Arteaga, J. (2015). Comparación entre los métodos de estimación de recursos mineros empleando métodos tradicionales y geoestadísticos en la planeación minera de Placeres. *Tesis de Maestría no publicada*. Medellín, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- Partyka, G. (1998). *Seismic Attribute Sensitivity to Energy, Bandwidth, Phase and Thickness*. Obtenido de <http://www.freeusp.org/RaceCarWebsite/TechTransfer/OnlineTraining/AttrSens/AttrSens.html>
- Petroleos Mexicanos [PEMEX] Exploración y Producción. (2013). *Provincia Petrolera Sureste (Salina del Istmo, Reforma-Akal y Macuspana)*. Obtenido de <http://www.cnh.gob.mx/rig/pdf/cuencas/sureste.pdf>
- Quilen, K. (2006). Integración de atributos sísmicos con datos petrofísicos para determinar zonas prospectivas, arena 12m, arena de finca. *Tesis de Licenciatura no publicada*. Yopales, Edo. Anzoátegui, Venezuela: Universidad Simón Bolívar.
- Ramírez Jiménez, H., Gonzáles Flores, L., Rodríguez Gonzáles, R., Guevara Castro, A., Sartori, J., & Gutiérrez Gutiérrez, J. (2008). *Registros Geofísicos en México Tomo I*. México: Schlumberger Offshore Services.

- Randen, T., Pedersen, S., Soenneland, N., & Steen. (2002). *Automatic 3D fault interpretation by artificial ants*. EAGE Annual Meeting.
- Rider, M. (1991). *The Geologic Interpretation of Well Logs*. Whittles Publishing.
- Rojas Alcántara, C. (2010). Origen, Evolución e Importancia Económica de la Cuenca Salina del Istmo. *Tesis de Licenciatura no publicada*. Facultad de Ingeniería UNAM, México.
- Sanders, L. (1998). *A manual of field hydrogeology*. London: Prentice Hall International.
- Schlumberger. (2015). Petrel. *Manual Help*.
- Schlumberger. (2016). *Schlumberger Software*. Obtenido de Structural Interpretation: <https://www.software.slb.com/products/petrel/petrel-geophysics/structural-interpretation>
- Schlumberger. (2016). *Schlumberger Software*. Obtenido de Petrel: <https://www.software.slb.com/products/petrel#>
- Senergy Ltd. (2008). Interactive Petrophysics V 3.5 . *Help Topics*. Scotland.
- Sheriff, R. E. (1991). *Encyclopedic dictionary of exploration geophysics, third edition*. Tulsa, Oklahoma: Society of Exploration Geophysicists.
- Sheriff, R., & Geldart, L. (1991). *Exploración Sismológica Volúmen I Historia Teoría y Obtención de Datos*. México: Noriega Editores.
- Standford. (2016). *SGeMS*. Obtenido de Stanford Geostatistical Modeling Software: <http://sgems.sourceforge.net/?q=node/77>
- Valencio, D. (2014). *OilProduction.net*. Obtenido de Nociones básicas para la interpretación de Perfiles de Pozo: <http://oilproduction.net/geociencias/item/305-nociones-basicas-para-la-interpretacion-de-perfiles-de-pozo>