



**BENEMERITA UNIVERSIDAD AUTONOMA DE PUEBLA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**COLEGIO DE GEOFÍSICA**



**“ANÁLISIS PETROSISMICO DE LAS FORMACIONES KSSF, KSAN Y JSK EN LOS POZOS T-101B, T-105, T-107, T-129 Y T-147 MEDIANTE SISMICA 3D Y REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS DEL CAMPO T.”**

**TESIS**

**PRESENTADA PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**LICENCIATURA EN INGENIERÍA GEOFÍSICA**

**PRESENTA:**

**LÓPEZ VÁZQUEZ SHEILA BERENICE**

**ASESOR INTERNO:**

**M.C. JOSÉ SERRANO ORTÍZ**

**ASESORES EXTERNOS:**

**ING. EFRÉN MURILLO CRUZ**

**DR. ENRIQUE COCONI MORALES**

**PUEBLA, PUEBLA.**

**OCTUBRE, 2016.**





**BUAP**

Oficio No. S.AC. 1761/16

**ACEPTACIÓN TESIS**

**C. SHEILA BERENICE LÓPEZ VÁZQUEZ  
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:

**“ANÁLISIS PETROSÍSMICO DE LAS FORMACIONES KSSF, KSAN Y JSK EN LOS POZOS T-101B, T105, T-107, T-129 Y T-147 MEDIANTE SÍSMICA 3D Y REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS DEL CAMPO T.”**

Por lo anterior hacemos de su conocimiento que se asignan como **Asesores: Interno: M.C. JOSÉ SERRANO ORTÍZ, Externos: ING. EFRÉN MURILLO CRUZ Y DR. ENRIQUE COCONI MORALES.**

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

ATENTAMENTE

“PENSAR BIEN PARA VIVIR MEJOR”

H. Puebla de Z., 23 de agosto de 2016

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

C.c.p.- Expediente  
Interésido  
M'FDLH'J'J'JT'rba.



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

Facultad  
de Ingeniería

Bld. 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:

**“ANÁLISIS PETROSÍSMICO DE LAS FORMACIONES KSSF, KSAN Y JSK EN LOS POZOS T-101B, T105, T-107, T-129 Y T-147 MEDIANTE SÍSMICA 3D Y REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS DEL CAMPO T.”**

Presentado por la **C. SHEILA BERENICE LÓPEZ VÁZQUEZ**, pasante de la Carrera de Ingeniería Geofísica y en atención al oficio No. 1761/16, de fecha 23 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., 23 de septiembre de 2016



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

C.c.p.- Interesada  
Expediente  
rba

## **AGRADECIMIENTOS**

**Agradezco profundamente a mis padres quienes con su esfuerzo me han regalado la oportunidad de tener estudios profesionales y a mi hermana por ser uno de mis motores para siempre seguir adelante.**

**Así también quiero agradecer a una persona muy importante quien estuvo conmigo apoyando e impulsándome en las noches de estudio, pero sobre todo compartiendo su amor y cariño conmigo.**

**A mis amigos con quienes compartí muchos momentos de alegría, de preocupación a la incertidumbre si habíamos aprobado y de momentos no tan buenos, gracias a todas esas personas que formaron parte de esta etapa en mi vida, permitiendo tener el gusto de conocer un poco de ellos.**

**Pero ante todo quiero dar gracias a Dios quien me permite disfrutar de la vida y gozar en la admiración de su perfecta creación.**

***“El principio de la sabiduría es correr tras ella;  
¡Busca la inteligencia a cambio de todo lo que tienes!”***

***Proverbios 4, 7***

# CONTENIDO

RESUMEN .....	V
ABSTRACT .....	VI
INTRODUCCIÓN .....	VII
OBJETIVOS .....	VIII
METODOLOGIA .....	IX
<b>CAPITULO 1: GEOLOGÍA</b> .....	<b>1</b>
<b>1.1 GEOLOGÍA REGIONAL</b> .....	<b>1</b>
1.1.1 <i>Sistemas Petroleros en la Cuenca del Sureste</i> .....	1
1.1.2 <i>Evolución tectónica estructural</i> .....	2
<b>1.2 GEOLOGÍA LOCAL</b> .....	<b>6</b>
1.2.1 <i>Localización del área de estudio</i> .....	6
1.2.2 <i>Geología estructural Pilar- Reforma- Akal</i> .....	8
1.2.3 <i>Estratigrafía</i> .....	10
1.2.4 <i>Sistema Petrolero Thithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno- Neógeno</i> .....	13
<b>CAPITULO 2: GEOFÍSICA</b> .....	<b>15</b>
<b>2.1 CONCEPTOS BÁSICOS</b> .....	<b>15</b>
2.1.1 <i>Resistividad del agua de formación (RW)</i> .....	15
2.1.2 <i>Saturación de Agua (SW)</i> .....	16
2.1.3 <i>Porosidad</i> .....	17
2.1.4 <i>Permeabilidad</i> .....	17
2.1.5 <i>Temperatura de Formación</i> .....	18
2.1.6 <i>Exponente de Cementación (m)</i> .....	18
<b>2.2 REGISTROS GEOFÍSICOS</b> .....	<b>18</b>
2.2.1 <i>Cáliper</i> .....	20
2.2.2 <i>Potencial Espontaneo (SP)</i> .....	20
2.2.3 <i>Registros de Rayos Gamma</i> .....	21
2.2.4 <i>Registro de Densidad (RHOB)</i> .....	21
2.2.5 <i>Registro de Neutrón</i> .....	22
2.2.6 <i>Registro Acústico</i> .....	23
2.2.7 <i>Registros Eléctricos</i> .....	24
<b>2.3 MÉTODO SÍSMICO DE REFLEXIÓN</b> .....	<b>25</b>
2.3.1 <i>Adquisición de datos</i> .....	25
2.3.3 <i>Interpretación sísmica</i> .....	28
2.3.4 <i>Atributos sísmicos</i> .....	28
<b>CAPITULO 3: METODOLOGÍA</b> .....	<b>31</b>
<b>3.1 METODOLOGÍA DEL SOFTWARE PETREL®</b> .....	<b>31</b>
3.1.1 <i>Control de calidad</i> .....	31
3.1.2 <i>Cargar Pozos</i> .....	31
3.1.3 <i>Cargar Cimas e interpretación de horizontes</i> .....	33
3.1.4 <i>Compuesta</i> .....	35
3.1.5 <i>Definir Fallas</i> .....	36
3.1.7 <i>Mapa de configuración</i> .....	39

---

<b>3.2 METODOLOGÍA DE INTERACTIVE PETROPHYSICS®</b> .....	<b>41</b>
<b>3.2.1 Control de calidad</b> .....	<b>41</b>
<b>3.2.3 Cálculo de la Temperatura de Formación</b> .....	<b>42</b>
<b>3.2.4 Calculo de Porosidad Efectiva por medio de Formula. <math>NPHI*(1-VCL)</math></b> .....	<b>43</b>
<b>3.2.5 Porosidad y saturación de agua</b> .....	<b>44</b>
<b>3.2.6 Permeabilidad</b> .....	<b>46</b>
<b>3.2.7 Mineralogía compleja Mineral Solver</b> .....	<b>46</b>
<b>3.2.8 Pay Zone</b> .....	<b>48</b>
<b>CAPITULO 4: INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS</b> .....	<b>50</b>
<b>4.1 INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA</b> .....	<b>50</b>
<b>4.1.1 Interpretación del pozo T-101B</b> .....	<b>50</b>
<b>4.1.2 Interpretación del pozo T-105</b> .....	<b>53</b>
<b>4.1.3 Interpretación del pozo T-107</b> .....	<b>56</b>
<b>4.1.4 Interpretación del pozo T-129</b> .....	<b>60</b>
<b>Interpretación del pozo T-147</b> .....	<b>66</b>
<b>4.2 INTERPRETACIÓN SÍSMICA</b> .....	<b>70</b>
<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>84</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>85</b>

## INDICE DE FIGURAS

<i>Fig. 1 Bloque diagramático que muestra la disposición espacial de la Cadena Plegada de Chiapas-Reforma-Akal, basculada hacia el NW y las cuencas de Macuspana y Comalcalco producto de un deslizamiento gravitacional (Padilla, 2007).</i>	4
<i>Fig. 2 Secciones geológicas de la cadena plegada de Chiapas-Reforma-Akal y de la cuenca de Comalcalco. Modificada de Garcia (1994).</i>	5
<i>Fig. 3 Ubicación de la Provincia Petrolera Sureste y las Subprovincias Salina del Istmo, Pilar Reforma-Akal y Macuspana (PEMEX, versión 1.0, 2010).</i>	7
<i>Fig. 4 Configuración y límites de las Cuencas de Sureste (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2014).</i>	8
<i>Fig. 5 Sección estructural tipo de la Provincia Reforma – Akal (PEMEX, versión 1.0, 2010).</i>	9
<i>Fig. 6 Litoestratigrafía regional del sureste mexicano en la porción meridional del Golfo de México (Padilla, 2007).</i>	11
<i>Fig. 7 Modelo Paleoambiental del Kimmeridgiano (modificado de Dykairs, 2010).</i>	12
<i>Fig. 8 Diagrama de eventos de los sistemas petroleros Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2014).</i>	14
<i>Fig. 9 Esquema de un sistema de adquisición de datos sísmicos (Bartolomé de la Peña, 2002).</i>	25
<i>Fig. 10 Geometría del CDP (M), el cual se compone por trazas correspondientes a diferentes tiros y receptores (Bartolomé de la Peña, 2002).</i>	26
<i>Fig. 11 Ubicación de los pozos T-101B, T-105, T-107, T-129 Y T-147. Software Petrel®.</i>	32
<i>Fig. 12 Horizontes marcados sobre la inline 2652 perteneciente al pozo T-129 Petrel®.</i>	33
<i>Fig. 13 Horizontes marcados sobre la crossline 1093 perteneciente al pozo T-129 Petrel®.</i>	34
<i>Fig. 14 Mallado del Horizonte KSAN generado a partir del picado en Inline y Crossline, Petrel®.</i>	34
<i>Fig. 15 Picado de horizontes en vista 3D, Petrel®.</i>	35
<i>Fig. 16 Compuesta de los pozos en el siguiente orden T-101B, T-105, T-107, T-129 y T-147, Petrel®.</i>	36
<i>Fig. 17 Marcado de fallas en una sección Inline generada en el Software Petrel®.</i>	37
<i>Fig. 18 Cubos sísmicos con diferentes atributos de volumen, Petrel®.</i>	38
<i>Fig. 19 Mapa de configuración del horizonte KSSF.</i>	39
<i>Fig. 20 Extracción del atributo de Amplitud RMS para el horizonte KSSF.</i>	40
<i>Fig. 21 Control de calidad de los pozos con sus respectivas curvas de registros.</i>	41
<i>Fig. 22 Calibración de registros para el cálculo del volumen de arcilla IP®.</i>	42
<i>Fig. 23 Ventana de parámetros para el gradiente de temperatura en IP®.</i>	43
<i>Fig. 24 Ventana para el cálculo por medio de ecuaciones.</i>	44
<i>Fig. 25 Grafica Neutron-Densidad en IP®.</i>	45
<i>Fig. 26 Template de porosidad y saturación de agua en IP®.</i>	45
<i>Fig. 27 Ventana de parámetros para el cálculo de permeabilidad en IP®.</i>	46
<i>Fig. 28 Ventana de Parámetros para el cálculo de la mineralogía compleja en IP®.</i>	47
<i>Fig. 29 Curvas resultantes del cálculo de mineralogía compleja en IP®.</i>	48
<i>Fig. 30 Pay Zone en IP®.</i>	49
<i>Fig. 31 Template completo del pozo T-101B, IP®.</i>	50
<i>Fig. 32 Formación KSM del pozo T-101B, IP®.</i>	51
<i>Fig. 33 Formación KSAN del pozo T-101B, IP®.</i>	52
<i>Fig. 34 Formación JSK del Pozo T-101B, IP®.</i>	53
<i>Fig. 35 Template completo del pozo T-105, IP®.</i>	54
<i>Fig. 36 Formación KSAN del pozo T-105, IP®.</i>	55
<i>Fig. 37 Formación JSK del pozo T-105, IP®.</i>	56
<i>Fig. 38 Template completo del pozo T-107, IP®.</i>	57
<i>Fig. 39 Formación KSAN del pozo T-107, IP®.</i>	58
<i>Fig. 40 Formación JSTH del pozo T-107, IP®.</i>	59

<b>Fig. 41 Formación JSK del pozo T-107, IP®.</b>	60
<b>Fig. 42 Template Completo del pozo T-129, IP®.</b>	61
<b>Fig. 43 Formación KSSF del pozo T-129, IP®.</b>	62
<b>Fig. 44 Formación KSAN del pozo T-129, IP®.</b>	63
<b>Fig. 45 Formación KI del pozo T-129, IP®.</b>	64
<b>Fig. 46 Formación JSTH del pozo T-129, IP®.</b>	65
<b>Fig. 47 Formación JSK del pozo T-129, IP®.</b>	66
<b>Fig. 48 Template Completo del pozo T-147, IP®.</b>	67
<b>Fig. 49 Formación KSAN del pozo T-147, IP®.</b>	68
<b>Fig. 50 Formación JSK del pozo T-147, IP®.</b>	69
<b>Fig. 51 Horizontes marcados sobre la inline 2652 correspondiente al pozo T-129, Petrel®.</b>	70
<b>Fig. 52 Mapa de configuración estructural del horizonte KSSF, Petrel®.</b>	71
<b>Fig. 53 Mapa de configuración estructural de la formación KSAN, Petrel®.</b>	72
<b>Fig. 54 Mapa de configuración estructural de la formación JSK, Petrel®.</b>	73
<b>Fig. 55 Fallas marcadas sobre la inline 2622, Petrel®.</b>	74
<b>Fig. 56 Vista 3D del mapa de configuración del horizonte KSAN, delimitado por las fallas que se muestran en la Inline 2652 con el atributo de Chaos, Petrel®.</b>	75
<b>Fig. 57 Extracción del Atributo Frecuencia Instantánea en el horizonte KSSF, Petrel®.</b>	76
<b>Fig. 58 Extracción del Atributo Amplitud RMS en el horizonte KSSF, Petrel®.</b>	77
<b>Fig. 59 Extracción del Atributo Frecuencia Instantánea en el horizonte KSAN, Petrel®.</b>	78
<b>Fig. 60 Extracción del Atributo Amplitud RMS en el horizonte KSAN, Petrel®.</b>	79
<b>Fig. 61 Extracción del Atributo Frecuencia Instantánea en el horizonte JSK, Petrel®.</b>	80
<b>Fig. 62 Extracción del Atributo Amplitud RMS en el horizonte JSK, Petrel®.</b>	81
<b>Fig. 63 Compuesta de los pozos con el Atributo de Frecuencia Instantánea y Pay Zones (puntos negros), Petrel®.</b>	82
<b>Fig. 64 Compuesta de los pozos con el Atributo de Amplitud RMS y pay zones (puntos negros), Petrel®.</b>	83

## RESUMEN

En el presente trabajo se exponen los resultados del análisis petrosísmico de los pozos T-101B, T-105, T-107, T-129 y T-147 que pertenecen al campo petrolero J-T el cual se localiza en la Provincia Petrolera Cuenca del Sureste, en la subcuena Pilar-Reforma-Akal.

En el análisis de los pozos se determinó la litología presente mediante los registros geofísicos como lo son de porosidad, densidad y sónicos; se estimaron las zonas de paga de cada pozo teniendo como parámetros la permeabilidad, el volumen de arcilla y la saturación de agua; también se calculó el número de barriles de zonas productoras; en la interpretación sísmica se determinaron zonas de interés mediante atributos sísmicos y se generó el modelo de fallas del área de estudio mediante el seguimiento de los horizontes, posteriormente se generaron los mapas de superficie; utilizando para el procesado de los datos sísmicos el software Petrel® y para registros geofísicos de pozos el software Interactive Petrophysics®.

Los resultados obtenidos de los registros geofísicos de pozos fue una litología compuesta de arcilla, dolomita y una matriz predominante de calizas, las cuales presentan una porosidad secundaria permitiendo tener zonas productoras en algunos pozos, como son las formaciones Cretácico Superior San Felipe, Cretácico Superior Agua Nueva y Jurásico Superior Kimmeridgiano; siendo los pozos más productores el T-101B y T-129 con 327,990.93 barriles y 410,976.57 barriles respectivamente.

De la interpretación sísmica se obtuvo el modelo de fallas en el cual se representan dos fallas inversas, la principal con orientación NE-SW y la secundaria con una orientación NW-SE; los mapas de configuración con la extracción del atributo Structural Smoothing y Chaos confirmaron la trayectoria que siguen las fallas en planta, mientras que los mapas con la extracción del atributo de frecuencia instantánea muestra las zonas que contienen fluidos asociados a las bajas frecuencias.

## ABSTRACT

In this work is exposed the petro-seismic analysis result of well T-101B, T-105, T-107, T-129 and T-147, belonging to the oil field T, which is located in the oil province, Southeast Basin, in the Pilar-Reforma-Akal sub-basin.

In the analysis of wells was determined the lithology existing through Geophysical Logs as are porosity, density and sonic; it was estimated the pay zones for each well, considering like parameters the permeability, clay volume and water saturation; also it was calculated the number of hydrocarbon barrels in the pay zones; in the seismic interpretation was determined the area of interest through seismics attributes and generated the fault model of the study area by means of tracking horizons, subsequently, it was generated the surface maps; using for processing seismic data for the Petrel® Software and for geophysical wells logs Interactive Petrophysics® Software.

The results obtained from geophysics wells logs was lithology consisting of clay, dolomite and predominant limestone matrix, these have secondary porosity allowing to have production zones, such as KSAN formations; where wells more producers are T-101B and T-129 with 327,990.93 and 410,976.57 barrels respectively.

It was obtained from the seismic interpretation the faults model, where two inverse faults are represented; the main fault with NE-SW orientation and secondary fault with NW-SE orientation; the Structural Smoothing extraction of the configuration maps confirmed following the path fault, while the maps with Instantaneous frequency attribute extraction shows areas containing fluids associated with low frequencies.

## INTRODUCCIÓN

La caracterización petrofísica de yacimientos es de vital importancia para las compañías petroleras, ya que a partir de esta se obtienen resultados concretos, los cuales son de gran utilidad para poder realizar una explotación óptima de los hidrocarburos. Es necesaria la integración de datos geológicos y geofísicos a partir de la interpretación petrofísica y sísmica, con el fin de seleccionar la mejor zona de interés del área de estudio. Una problemática principal para las compañías petroleras en la extracción de hidrocarburos recae en la calidad de explotación, debido a que en décadas anteriores no se contaba con la tecnología apropiada, así como maquinaria y software que en la actualidad nos permite tener un mayor conocimiento de las propiedades del subsuelo para interpretaciones más certeras. En México se está llevando a cabo la re-evaluación de varios Campos petroleros debido al alto índice de petróleo remanente y su extracción es de suma importancia porque representa un impacto positivo en la economía del país.

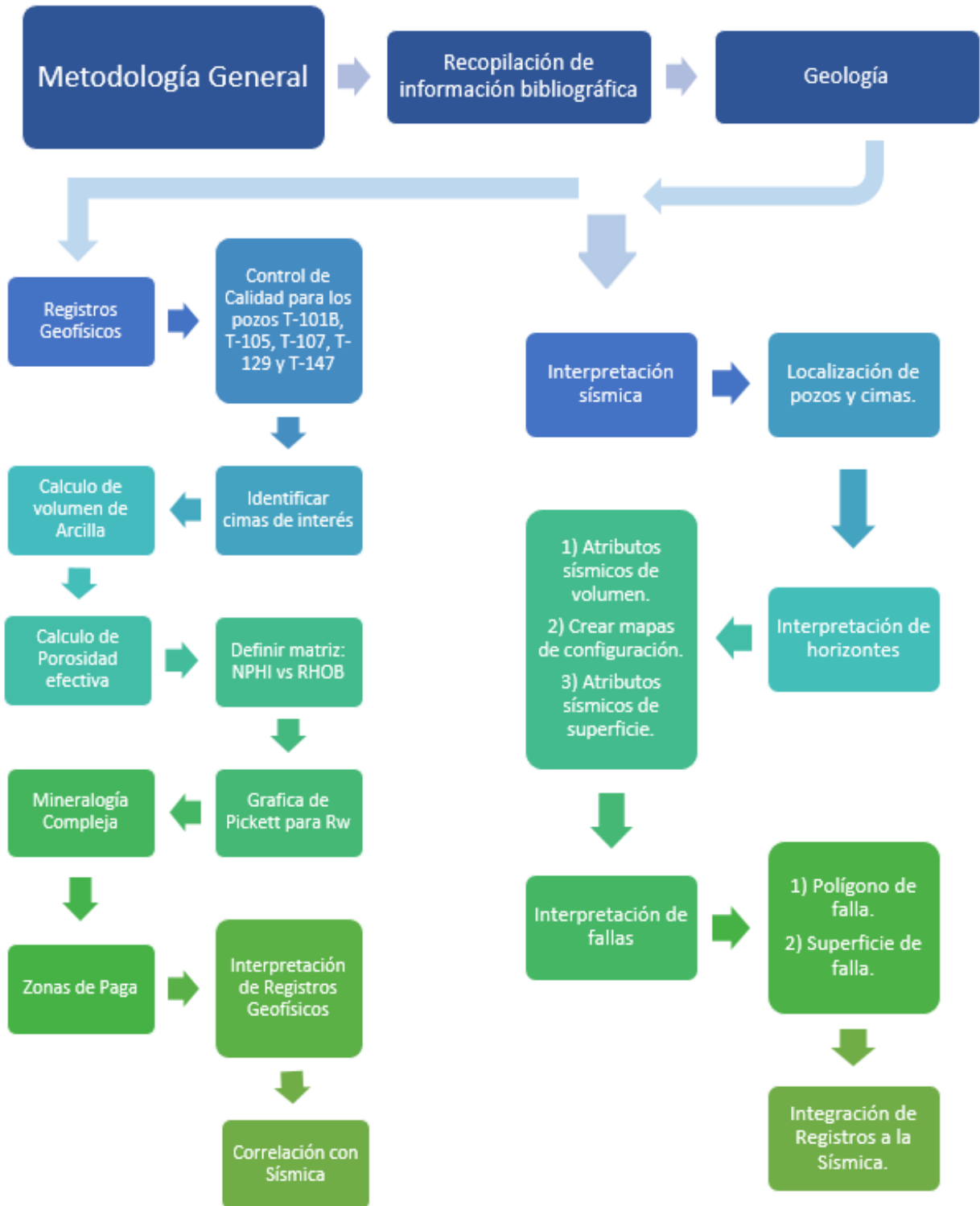
En este trabajo se exponen características relevantes de la zona de estudio, como la geología; sistemas petroleros, evolución tectónica estructural, estratigrafía, geología estructural y la composición litológica proporcionada por los métodos aplicados con el objetivo de obtener una mejor correlación entre datos cualitativos y cuantitativos.

La re-evaluación de los pozos se realizó aplicando dos metodologías principales; la interpretación petrofísica fue realizada mediante el análisis de los registros geofísicos de pozos en el software Interactive Petrophysics<sup>®</sup>, y a partir de estos se realizaron cálculos para establecer una relación entre los parámetros petrofísicos, que permitieron identificar la litología existente de la zona de estudio y la saturación de hidrocarburos en las formaciones productoras. La segunda metodología aplicada consiste en la interpretación sísmica la cual fue realizada mediante el software Petrel<sup>®</sup>, en el cual a partir del seguimiento de horizontes y definición de fallas permitió la identificación de las formaciones de interés.

## OBJETIVOS

- Determinar la litología de cada pozo mediante la evaluación de los parámetros petrofísicos.
- Estimar zonas de paga de cada pozo mediante la evaluación de los parámetros de volumen de arcilla, porosidad efectiva y saturación de agua.
- Calcular el número de barriles de acuerdo a la estimación de las zonas de paga.
- Determinar las zonas de interés a través de los atributos sísmicos de superficie.
- Crear el modelo de fallas del área de estudio por medio de la interpretación sísmica.
- Correlacionar propiedades petrofísicas con atributos sísmicos.

## METODOLOGIA



## **CAPITULO 1: GEOLOGÍA**

### **1.1 GEOLOGÍA REGIONAL**

#### **1.1.1 Sistemas Petroleros en la Cuenca del Sureste**

La cuenca del sureste se asocia a cuatro niveles generadores principales: Oxfordiano, Thithoniano, Cretácico inferior y Mioceno inferior.

La primera roca generadora corresponde al Oxfordiano que presenta facies de carbonatos ricos en materia orgánica que contienen una mezcla de kerógeno tipo I y II.

La segunda roca generadora corresponde al Tithoniano que es la de mayor importancia, se encuentra constituido por calizas arcillosas y lutitas calcáreas ricas en materia orgánica las cuales contienen un kerógeno de tipo II y IIS en caso de contener azufre. Esta misma carga rocas almacenadoras del Kimmeridgiano, Tithoniano, Cretácico, Eoceno y Mioceno-Plioceno.

La tercera roca generadora pertenece al Cretácico inferior la cual se conforma por calizas arcillosas y lutitas que contiene un kerógeno de tipo I-II.

La cuarta y última roca generadora que corresponde a la cuenca de Macuscapana, y se encuentra constituida por lutitas del Mioceno inferior con kerógeno tipo II y III, las cuales han generado gas y condensado en zonas con mayor gradiente geotérmico y mayor sepultamiento que son almacenados en secuencias siliciclásticas el Mioceno medio-superior y Plioceno(Pemex, Versión 1.0, 2010).

#### **Sistema Petrolero Oxfordiano-Oxfordiano**

Estos sistemas petroleros se encuentran estratigráficamente por debajo de las rocas del Kimmeridgiano, considerando la columna sedimentaria que sobreyace a estas rocas, el comportamiento térmico y petrofísico de estas rocas, que se encuentran maduras a sobremaduras, aportan hidrocarburos de tipo condensado y aceite ligero; hacia áreas más someras la madurez disminuye teniendo aporte de hidrocarburos de tipo pesado y

extrapesado. Este sistema es cerrado ya que solo se ha reconocido en las rocas almacén del Oxfordiano.

### **1.1.2 Evolución tectónica estructural**

La evolución geológica del sureste mexicano es analizada en el contexto regional del Golfo de México que inicia su apertura con la fragmentación y dispersión de la Pangea. La sedimentación en esta depresión empieza con el depósito de lechos rojos continentales durante el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano, durante esta etapa, el Bloque 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 su alcanzar su posición actual en el Berriasiano (Buffler y Sawyer, 1985; Salvador, 1987; Pindell et al., 1985, 2002, 2008).

Durante el Jurásico medio en el Calloviano, se produce una invasión por aguas marinas provenientes del Pacífico que cubren una extensa zona con poca circulación, poco tirante de agua y alta evaporación, condiciones que favorecen el depósito de grandes volúmenes de sal en la zona central de la cuenca. Desde el Jurásico Tardío hasta el Cretácico Tardío la sedimentación estuvo dominada por carbonatos, cambiando a clásticos a principios del Paleógeno a causa de la Orogenia Laramide, evento tectónico que formó la Sierra Madre Oriental.

La Orogenia Laramide afectó levemente el sur del área desde finales del Cretácico hasta el Eoceno y estuvo relacionada al desplazamiento del bloque Chortis hacia el sureste a través del sistema de fallas Motagua-Polochic, ocasionando una deformación compresiva en la secuencia mesozoica y paleógena del Cinturón Plegado de Chiapas, áreas que hoy constituyen el Golfo de Tehuantepec y la Sierra de Chiapas se levantaron causando transporte de sedimentos hacia el norte (Pindell, 2002), la llegada de estos sedimentos y cabalgamientos reactivaron la tectónica salina con la actividad de diapiros y paredes de sal que se emplazaron en o cerca del fondo marino hasta el Mioceno temprano.

Durante el resto del Paleógeno la sedimentación clástica se fue alojando en grandes depocentros formados en el antepaís de la Sierra Madre Oriental y en las porciones sur y

suroccidental del Golfo de México, en donde el Macizo de Chiapas aportó un gran volumen de sedimentos, mientras que sobre el Bloque Yucatán continuaba el depósito de carbonatos de plataforma somera. En el Mioceno medio, durante el Serravaliano, la compresión derivada del movimiento lateral del Bloque Chortis y de la subducción de la Placa de Cocos contra la terminación meridional de la Placa de Norteamérica, formó los pliegues y fallas de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal sobre un décollement al nivel de la sal calloviana; posteriormente estas estructuras se bascularon hacia el NNW cuando la sal se movilizó hacia el norte.

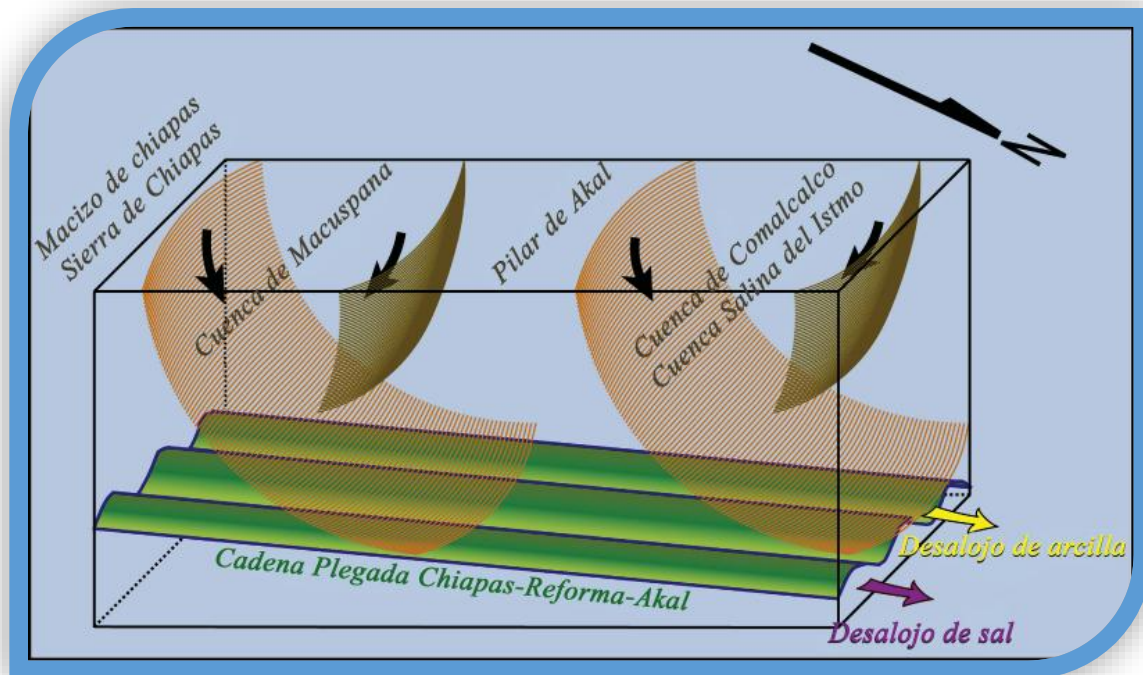
Con la continuación del desplazamiento del Bloque Chortis y el establecimiento de la subducción de la Placa de Cocos en el sur-sureste, se originó la Orogenia Chiapaneca durante el Mioceno medio-tardío, la cual produjo mayor deformación del Cinturón Plegado de Chiapas, este acortamiento fue transferido hacia el norte generando 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, generando transtensión dextral (Pindell et al., 2002).

Finalmente, la deformación del sureste mexicano ocurrió en el Neógeno en el orden siguiente:

1. Plegamiento y fallamiento de la Cadena Plegada y Cabalgada de Chiapas-Reforma-Akal durante el Mioceno medio (Fig. 1), con un despegue al nivel de la sal del Calloviano y otro dentro del basamento del Macizo de Chiapas.
2. Basculamiento, hacia el noreste, de la cadena plegada durante el Mioceno tardío.
3. Depósito de gruesos espesores de arcillas durante el Mioceno tardío.
4. Deslizamiento gravitacional de la columna Paleógena tardía sobre las arcillas miocénicas.
5. Formación de la cuenca de Comalcalco durante el Plioceno.
6. Formación de la cuenca de Macuspana en dos etapas: las fallas que la limitan al sureste y al noroeste se formaron durante el Plioceno y las fallas oblicuas

escalonadas este-oeste se formaron durante el Pleistoceno y hasta el reciente. En ambos casos las arcillas del Mioceno favorecieron el décollement de la columna.

El cambio de posición de la masa de sal generó nuevos depocentros y minicuenas, controlados por fallas con convergencia hacia las partes más profundas del Golfo de México y por fallas antitéticas regionales, que limitan las Cuencas del Sureste. El movimiento gravitacional de los depósitos cenozoicos causó finalmente inversión tectónica en las cuencas neógenas, siendo esta más evidente en la Cuenca de Macuspana (Fig.2).



*Fig. 1 Bloque diagramático que muestra la disposición espacial de la Cadena Plegada de Chiapas-Reforma-Akal, basculada hacia el NW y las cuencas de Macuspana y Comalcalco producto de un deslizamiento gravitacional (Padilla, 2007).*

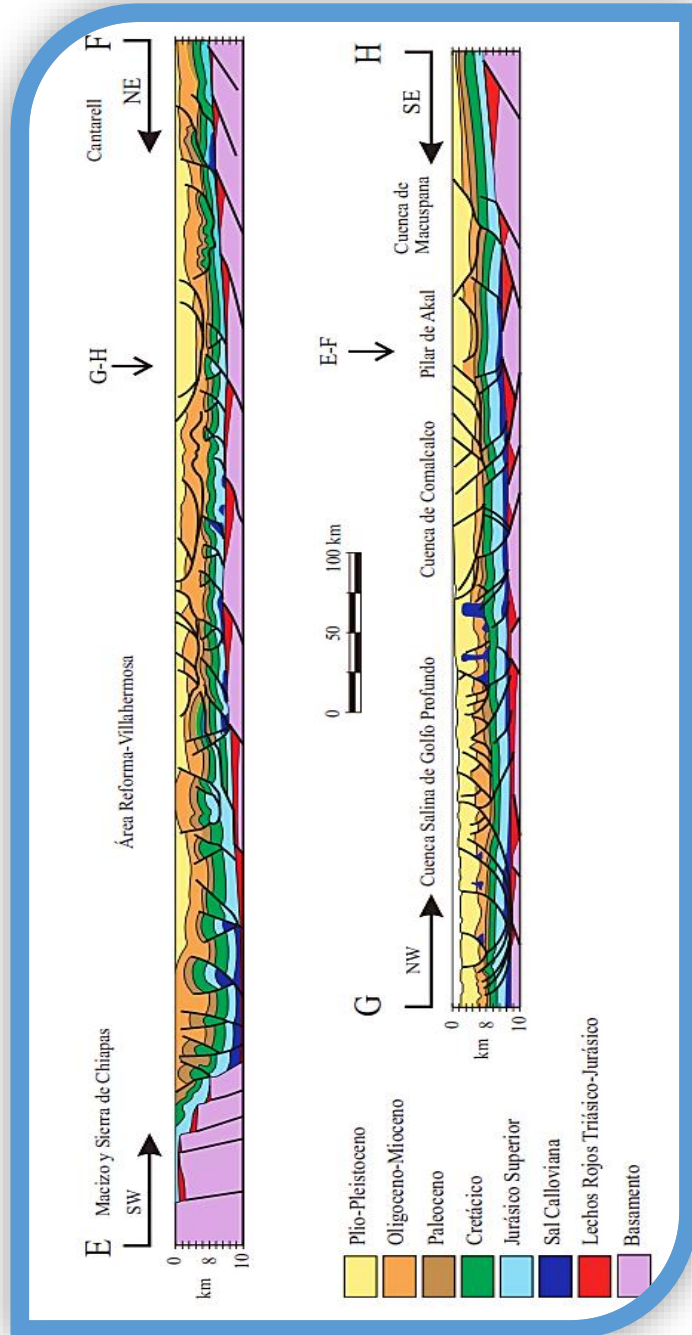


Fig. 2 Secciones geológicas de la cadena plegada de Chiapas-Reforma-Akal y de la cuena de Comalcalco. Modificada de García (1994).

## 1.2 Geología local

### 1.2.1 Localización del área de estudio

La provincia petrolera ubicada en la zona sureste de México comprende un área importante tanto en superficie terrestre como en la marítima, abarcando los estados de Veracruz, Tabasco, Chiapas y Campeche, así como la parte de interés económico del Golfo de México. Es una de las principales provincias petroleras con mayor producción de hidrocarburos, alcanzando según la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) un porcentaje de producción acumulada del 80%.

La Provincia Petrolera Sureste se encuentra delimitada al sur por el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, al este por la Plataforma de Yucatán, al oeste por el Complejo Volcánico de los Tuxtlas y al norte por la porción marítima de la cuenca Salina del Istmo (Fig.3). La Provincia se subdivide en tres provincias geológicas:

1. **Salina del Istmo** esta provincia se extiende desde el frente de la Sierra de Chiapas hasta la isobata de 500 m al norte, limitando con la cuenca de Veracruz al oeste y con la provincia Pilar Reforma-Akal. Los hidrocarburos se encuentran principalmente en areniscas del Mioceno y del Plioceno.
2. **Pilar Reforma-Akal** se encuentra limitada al oeste por el sistema de fallas de Comalcalco y al este por sistema de fallas Frontera, al sur con el Cinturón Plegado de Chiapas y al norte con la Plataforma de Yucatán. En esta cuenca los hidrocarburos se almacenan en el *play* brechas del Cretácico Superior y en el *play* de Calizas oolíticas del Jurásico Superior.
3. **Macuspana** limitada por un sistema de fallas normales que la separan de la Plataforma de Yucatán, al noroeste–oeste por el sistema de fallas Frontera, el alineamiento diapírico de Amate-Barrancas y la falla Topén-Níspero y al sur por el Cinturón Plegado de Chiapas. En esta cuenca los hidrocarburos se encuentran principalmente entrampados en los anticlinales y en trampas estratigráficas en el Plioceno.

En este trabajo únicamente se describirá la provincia Pilar Reforma-Akal, debido a que los pozos a trabajar se ubican dentro de esta zona.



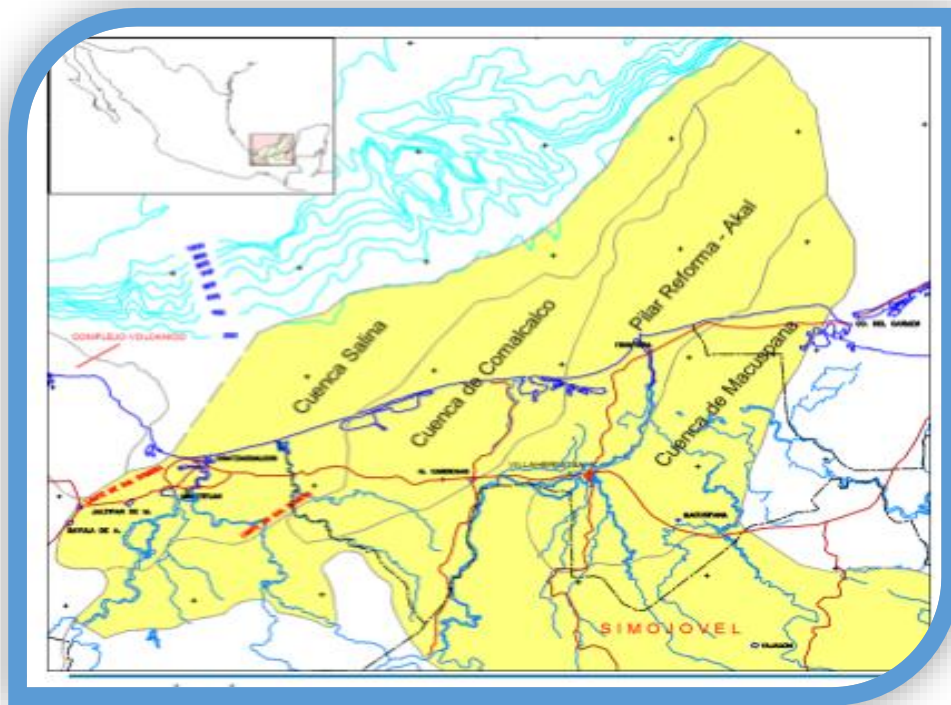
*Fig. 3 Ubicación de la Provincia Petrolera Sureste y las Subprovincias Salina del Istmo, Pilar Reforma-Akal y Macuspana (PEMEX, versión 1.0, 2010).*

### 1.2.2 Geología estructural Pilar- Reforma- Akal

La Provincia Petrolera del Sureste se divide en 3 provincias geológicas; Salina del Istmo, Pilar Reforma – Akal y Macuspana, cada una de ellas con diferentes características que la diferencian una de otra.

#### Provincia Pilar Reforma – Akal

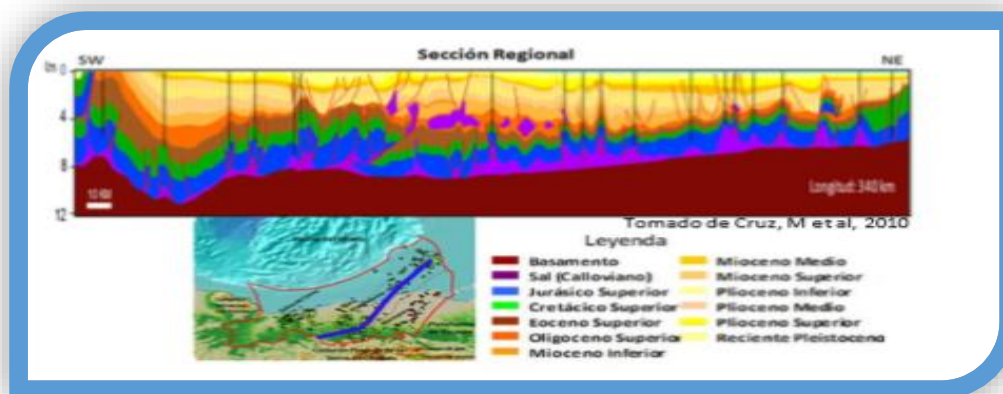
Este pilar está limitado al oeste por el sistema de fallas que constituyen el borde de la Cuenca de Comalcalco y al este por el sistema de fallas del borde de la Cuenca de Macuspana y al norte con la Plataforma de Yucatán. Las Cuencas del sureste limitan al sur con el Cinturón plegado de la Sierra de Chiapas, serie de estructuras anticlinales orientadas de noreste a sureste (Fig. 4).



*Fig. 4 Configuración y límites de las Cuencas de Sureste (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2014).*

En el Mioceno medio, durante el Serravaliano, la compresión derivada del movimiento lateral del Bloque Chortis y de la subducción de la Placa de Cocos contra la terminación meridional de la Placa de Norteamérica, formó los pliegues y fallas de la cadena de Chiapas-Reforma-Akal sobre un décollement al nivel de la sal calloviana; estas estructuras se bascularon hacia el NW cuando la sal se movilizó hacia el norte. El cambio de posición de la masa de sal generó nuevos depocentros y minicuenas, controlados por fallas con vergencia hacia las partes más profundas del Golfo de México y por fallas antitéticas regionales, que limitan las Cuencas del Sureste.

En esta provincia existen estilos estructurales sobrepuestos (Fig.5): el primero se caracteriza por un estilo de bloques rotados y afallados y salt rollers de edad Jurásico Tardío - Cretácico Temprano que se encuentra en el borde oriental marino del pilar; el segundo se relaciona a compresión de la superficie sedimentaria de edad Mioceno medio –tardío; el tercero y de mayor importancia está presentado por pliegues y cabalgaduras orientados noroeste – sureste de edad Mioceno medio- tardío, que despegan en horizontes arcillosos y evaporíticos del Oxfordiano y Calloviano afectando en rocas mesozoicas del Paleógeno y del Mioceno temprano – tardío; el último que se identifica en el Neógeno, corresponde a un estilo de fallas lístricas con caída al noreste, que despegan en el límite Oligoceno – Mioceno (Ángeles-Aquino et al., 1994; Aquino et al., 2003; González et al., 2004; Martínez-Kemp et al., 2005<sup>a</sup>; Cruz et al., 2010).



*Fig. 5 Sección estructural tipo de la Provincia Reforma – Akal (PEMEX, versión 1.0, 2010).*

### 1.2.3 Estratigrafía

La columna estratigráfica regional de la Provincia Petrolera Sureste descansa discordantemente sobre un basamento similar al que aflora en la región del Cinturón Plegado de Chiapas y la plataforma de Yucatán, el cual consiste en un complejo de rocas metamórficas descritas como granitoides y esquistos de edad Paleozoica, conformando horst, grabens y medios grabens producidos durante la apertura del Golfo de México (Jacobo-Albarrán *et al.* 2003).

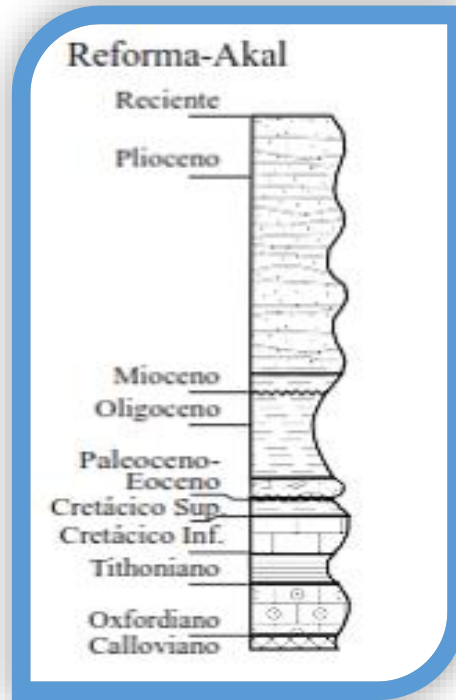
En la columna estratigráfica se encuentran depósitos de Lechos Rojos del Triásico Tardío y Jurásico Temprano, estos sedimentos se denominan en la región sur de México como la formación Todos Santos. Estos están compuestos por terrígenos continentales, constituidos principalmente por conglomerados y alternancias de areniscas y lutitas; los conglomerados consisten de fragmentos de roca ígnea intrusiva y extrusiva. Suprayaciendo los sedimentos continentales se encuentran depósitos gruesos de sal producto de la evaporación de aguas marinas someras durante el Jurásico Medio.

Durante el Oxfordiano, se han identificado depósitos de roca caliza ricas en materia orgánica, las cuales se conocen como rocas generadoras de esta área, capas delgadas de grainstones oolíticos de rampa, que transicionalmente pasan a la plataforma de Yucatán y al Cinturón Plegado de Chiapas, a secuencias silicioclásticas costeras, Evaporíticas y continentales al Grupo Ek Balam y a la Formación San Ricardo.

En el Kimmeridgiano se localizan rocas carbonatadas y terrígenas, caracterizadas por calizas oolíticas, lutitas algáceas y mudstone bentonítico, así también por horizontes de areniscas y limolitas. Ocurren facies de carbonatos de alta y baja energía en una rampa distalmente pronunciada, alternando con paquete de terrígenos siliciclásticos, denominados como Formación Akimpech (Ángeles –Aquino y Cantú-Chapa, 2001).

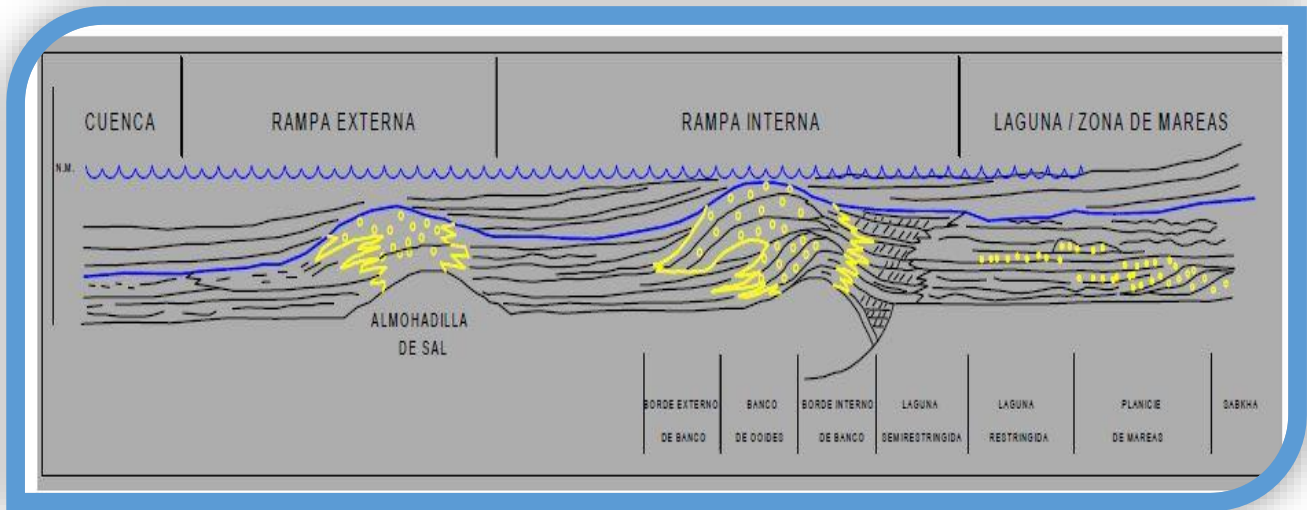
En el Tithoniano ocurre una transgresión marina la cual afecta las facies someras de rampas carbonatas y los clásticos continentales de la Formación Todos Santos haciéndolas retroceder hacia el sur y oriente de la provincia, generando condiciones

favorables para la depositación de mudstones arcillo-carbonosos y capas de lutitas calcáreas negras que constituyen la principal roca generadora de la megacuenca del Golfo de México (Fig. 6).



*Fig. 6 Litoestratigrafía regional del sureste mexicano en la porción meridional del Golfo de México (Padilla, 2007).*

En el Cretácico la cuenca se modifica a ser una cuenca abierta, donde se depositan facies de calizas de plataforma en el sur. Durante esta etapa en el extremo sur se inicia el desarrollo de la plataforma Artesa-Mundo Nuevo. En el Barremiano se dan los depósitos de anhidritas y dolomías de la Formación Cobán sobre los sedimentos clásticos continentales de la Formación Todos Santos en el Cinturón Plegado de Chiapas. A finales del Aptiano son cubiertos por calizas arcillosas y lutitas en una fase transgresiva (Ángeles Aquino *et al.*, 1994).



*Fig. 7 Modelo Paleoambiental del Kimmeridgiano (modificado de Dykaiser, 2010).*

#### **1.2.4 Sistema Petrolero Thithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno- Neógeno**

Estos sistemas petroleros cubren al área donde las rocas generadoras del Jurásico Superior Tithoniano se encuentran activas y a su área de influencia, donde se sabe que las rocas almacenadoras del Jurásico, Cretácico y Terciario han almacenado los hidrocarburos expulsados por estas rocas generadoras, en esta extensión geográfica se sabe que los procesos y los elementos esenciales de estos sistemas petroleros han sido efectivos y han resultado en la presencia de acumulaciones de hidrocarburos (Fig. 8). Por otra parte, se ha definido la extensión de estos sistemas petroleros en el área que abarcan las manifestaciones de hidrocarburos que han sido identificadas con imágenes de satélite y caracterizadas con análisis geoquímicos así como con el análisis de hidrocarburos extraídos en sedimentos del fondo marino.

##### **Roca generadora**

El elemento roca generadora corresponde a la roca del Jurásico Superior Tithoniano, las cuales están constituidas de calizas arcillosas y lutitas calcáreas las cuales son responsables de la generación de hidrocarburos de los diferentes niveles estratigráficos.

##### **Roca almacenadora**

Las rocas almacenadoras se distribuyen en forma de abanicos calcareníticos, desde el frente de la gran cabalgadura del Pilar de Akal y el Borde de la Plataforma Carbonatada de Yucatán.

En la porción terrestre de la provincia Salina del Istmo, corresponden a arenas y areniscas de aguas profundas. Estas areniscas productoras correspondientes a abanicos turbidíticos tienen espesores que varían de 8 a 32 metros con porosidades de 15 a 20%.

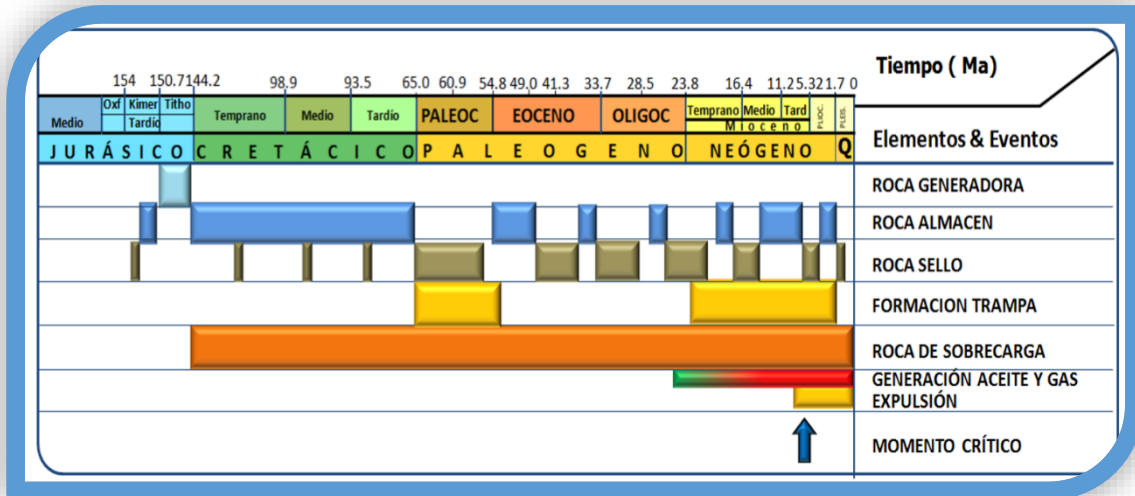
**Roca sello**

La roca sello está constituida por capas de lutitas que alternan con cuerpos arenosos que varían de 4 a 50 metros. Para el Plioceno, existen algunos sellos regionales asociados a superficies de máxima inundación que llegan a tener de 100 a 300 metros y se ubican hacia la parte superior del Plioceno inferior y medio.

**Trampas**

Para el Terciario, corresponden trampas combinadas en los sistemas de depósito de arenas se encuentran estructurados por movimientos de sal y por fallamiento extensional.

La fase tectónica compresiva Chiapaneca se da en el Mioceno medio-tardío que deformó y plegó las rocas almacenadoras del Mesozoico y Terciario, la cual configuró trampas de tipo anticlinal en la faja de Reforma-Akal. En la Cuenca Salina del Istmo se formaron trampas estructurales debido a la misma fase.



*Fig. 8 Diagrama de eventos de los sistemas petroleros Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2014).*

## CAPITULO 2: GEOFÍSICA

### 2.1 Conceptos básicos

#### 2.1.1 Resistividad del agua de formación (RW)

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

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

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

La ecuación expresa matemáticamente la variación de la Resistividad de un fluido a una temperatura a una Resistividad para el mismo fluido a una temperatura.

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

$$\frac{R1}{R2} = \frac{T1}{T2} \quad ec. 1$$

$$\frac{R1}{R2} = \frac{T1 + X}{T2 - X} \quad ec. 2$$

$X = \text{constante} = 6.77$  (para temperatura en °F)

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

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

### 2.1.2 Saturación de Agua (SW)

La saturación en una formación se puede entender como el volumen que ocupa algún líquido en dicha formación, por lo tanto la saturación de agua que hay en una formación se traduce a la fracción o porcentaje del espacio poroso que es ocupado por un volumen de agua.

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad ec. 3$$

Cuando existe contenido de hidrocarburos la saturación de agua esta proporcionada por la siguiente relación, donde  $S_o$  es la Saturación de petróleo.

$$S_w = (1 - S_o) \quad ec. 4$$

Archie determinó, de manera experimental, que la saturación de agua de una formación limpia puede expresarse en función de su resistividad real como:

$$S_w^n = \frac{FR_w}{R_t} \quad ec. 5$$

Donde  $n$  es el exponente de saturación (Schlumberger, 2008), generalmente este exponente de saturación se considera  $n=2$  dado que los valores son alrededor de 2, por lo tanto la relación anterior queda escrita como:

$$S_w = \sqrt{FR_w/Rt} \quad ec. 6$$

### 2.1.3 Porosidad

Es el porcentaje o la fracción del volumen total ocupado por poros o espacios vacíos en una roca; es una propiedad importante de la roca almacenadora, la porosidad puede ser primaria y secundaria.

**Porosidad primaria:** (original), es aquella que se desarrolla durante el proceso de depósito (singenetica) de los sedimentos. Principales tipos de porosidad primaria:

- a) Intergranular b) Intrafosilar c) Fenestral d) Intragranular

**Porosidad secundaria:**

Es aquella que se desarrolla posteriormente al proceso de depósito (postgenetica) de los sedimentos. Principales tipos de porosidad secundaria: a) intercrystalina b) fracturas c) cavidades de disolución.

### 2.1.4 Permeabilidad

Se refiere a la capacidad de la roca para transmitir agua; en las rocas duras la permeabilidad está determinada por el tamaño de las fracturas, diaclasas y por el tamaño de las aberturas a lo largo de los planos de estratificación y el tamaño de las cavidades producto de la disolución. Las altas permeabilidades están asociadas a rocas compuestas de granos redondeados y gruesos que se encuentran bien seleccionados (Ríos Sánchez Miriam, 2006).

### **2.1.5 Temperatura de Formación**

Esta temperatura se mide bajo condiciones estáticas después de haber transcurrido un tiempo suficiente para negar cualquier efecto de los fluidos en circulación.

### **2.1.6 Exponente de Cementación (m)**

El exponente de cementación "m" varía con relación a la consolidación de la roca, la porosidad, la distribución de los granos, su tamaño, la interconexión de los poros y la litología. Este factor es muy importante obtenerlo con la mayor precisión posible, debido a su relación con la saturación de agua. Es la relación entre el factor de formación, F, y la porosidad, phi. En la ecuación de Archie,  $F = 1 / \text{Phi}^m$ .

H. Guyod designó m al exponente de cementación porque se observó que m era más alto en la roca cementada. El término más general es "exponente de porosidad." Se ha observado valores de m alrededor de 1.3 para arenas no consolidadas, y se cree que aumentará con su compactación. Los valores comunes de este exponente de cementación para areniscas consolidadas son 1.8 -2.0. En las rocas carbonatadas, el exponente de cementación muestra mayor variación debido a la fuerte afinidad diagenética y a la compleja estructura de sus poros. Se han observado valores que oscilan 1.7 y 4.1. El exponente de cementación no depende de la temperatura.

## **2.2 Registros Geofísicos**

Los registros geofísicos nos permiten identificar las características petrofísicas de las formaciones rocosas del subsuelo, obtenidas mediante mediciones de los parámetros físicos, como por ejemplo, eléctricas, acústicas, radiactivas, etc. La importancia de conocer estos parámetros físicos es la de determinar, porosidad, permeabilidad, saturación de agua, resistividad, entre otros, con el objetivo de evaluar y definir los intervalos atractivos de contener hidrocarburos. Los registros se pueden tomar tanto en agujeros descubiertos o

entubados, dentro de la formación podemos encontrar tres zonas, de invasión, de transición y de saturación.

Existen diferentes tipos de registros geofísicos que se pueden clasificar de diferente manera, en la tabla1 se presenta una clasificación general.

Tabla 1. Clasificación de los Registros Geofísicos.

Clasificación de los Registros Geofísicos	Descripción	Tipos de Registros
<b>Resistivos</b>	La función del Registro Resistivo, es medir la resistencia al flujo eléctrico, generado en una sonda, entre las diversas formaciones que constituyen la corteza terrestre, mismas que se encuentran a diferente profundidad dependiendo de la ubicación geográfica del pozo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inducción</li> <li>• Doble Inducción</li> <li>• Arreglo inductivo</li> <li>• Eléctrico</li> <li>• Doble Latero log</li> </ul>
<b>Acústicos</b>	El Registro Acústico, se basa en la transmisión y recepción de señal de forma senoidal emitidos por transductores sonoros de alta frecuencia. Con lo cual, por medio de cálculos del tiempo de tránsito del sonido, entre el transmisor y el receptor, nos va a proporcionar datos del grado de porosidad, del yacimiento de interés.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sónico de Porosidad</li> <li>• Sónico de Cementación</li> <li>• Sónico Digital</li> <li>• Sónico Bipolar</li> </ul>
<b>Nucleares</b>	El registro nuclear mide la concentración de hidrógeno en la formación, interpretándola en términos de porosidad; ésta se mide por medio de neutrones, difiere de la porosidad efectiva siempre que haya arcilla o gas presente en la formación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Neutrón Compensado</li> <li>• Litodensidad</li> <li>• Neutrón NDT</li> <li>• Rayos Gamm</li> <li>• Herramienta de Decaimiento Termal (TDT)</li> </ul>

### **2.2.1 Cáliper**

La determinación del diámetro del pozo es muy importante para la interpretación de registros; los petrofísicos lo utilizan para el control de calidad de los registros (especialmente cuando se utilizan herramientas con patines) y constituyen un elemento muy utilizado para determinar litologías y zonas fracturadas dentro de intervalos no colectores, así como para hacer correcciones a algunos tipos de registros. En la actualidad, las herramientas más utilizadas constan de 4 ó 6 brazos, los cuales se abren o cierran de acuerdo al diámetro del pozo en diferentes direcciones, esta apertura / cierre, provoca cambios de resistencia los cuales están calibrados y responden a una variación específica del diámetro.

### **2.2.2 Potencial Espontaneo (SP)**

Un registro de la diferencia natural en el potencial eléctrico, en milivoltios, entre un electrodo del pozo y un electrodo de referencia fijo en la superficie. El componente más útil de esta diferencia es el potencial electroquímico ya que puede causar una deflexión significativa frente a las capas permeables. La magnitud de la deflexión depende principalmente del contraste de salinidad entre el lodo de perforación y el agua de formación, y del contenido de arcilla de la capa permeable. Por lo tanto, el registro de potencial espontáneo (SP) se utiliza para detectar las capas permeables y estimar la salinidad del agua de formación y el contenido de arcilla de la formación. El registro SP no puede ser registrado en el lodo no conductor.

El SP puede ser afectado por diversos factores que dificultan la interpretación. En primer lugar, existen otras fuentes posibles de potencial eléctrico no relacionadas con el efecto electroquímico, por ejemplo, el potencial electrocinético y el bimetallismo. Muchas de éstas son pequeñas y constantes a lo largo de todo el registro y pueden agruparse en la línea base de la lutita. En segundo lugar, el SP puede medir sólo la caída de potencial en el pozo, y no el potencial electroquímico completo. El SP ideal frente a una capa limpia se conoce como potencial espontáneo estático (SSP), y frente a una capa arcillosa, como potencial

espontáneo pseudoestático (PSP). El SP siempre es menor que el SSP o el PSP y más redondeado en los límites entre las lutitas y las capas permeables (Schlumberger, 2016).

### 2.2.3 Registros de Rayos Gamma

Un registro de la radioactividad natural total, medida en unidades API. La medición puede obtenerse tanto con agujero descubierto como a través de la tubería de revestimiento. La profundidad de investigación es de algunas pulgadas, de manera que el registro normalmente mide la zona lavada. Las lutitas y las arcillas son responsables de la mayor parte de la radioactividad natural, de manera que el registro de rayos gamma a menudo es un buen indicador de este tipo de rocas. No obstante, otras rocas también son radioactivas, especialmente algunos carbonatos y las rocas ricas en contenido de feldespato.

El registro se utiliza además para la correlación entre pozos, para la correlación en profundidad entre el agujero descubierto y el pozo entubado, y para la correlación en profundidad entre las carreras de adquisición de registros (Schlumberger, 2016).

### 2.2.4 Registro de Densidad (RHOB)

El registro de Densidad se basa en la emisión de rayos gamma y en la detección de la interacción que se produce con los electrones de la formación mediante el efecto Compton, el cual está directamente relacionado con el número de electrones de la formación. El principio de medición de la herramienta se basa en la densidad electrones de la formación, es decir el número de choques por centímetro cúbico.

La densidad de la formación depende de factores como la densidad de la matriz, la densidad del fluido y la porosidad, estos factores se relacionan mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_B = (1 - \phi)\rho_{ma} + \phi\rho_f \quad ec. 7$$

Donde  $\rho_{ma}$  es la densidad de la matriz,  $\rho_f$  la densidad del fluido y  $\phi$  la porosidad.

Por tanto, la porosidad obtenida por el registro de densidad ( $\phi_D$ ) se puede escribir como:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_B}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad ec. 8$$

Este registro tiene su principal aplicación en la determinación de la porosidad de la formación, otros usos incluyen la detección de zonas de gas, determinación de litología, la medición de la densidad de la formación tiene aplicaciones en la identificación de minerales en depósitos de evaporitas de arenas, litologías complejas y determinación del rendimiento de lutitas petrolíferas (González Pérez, 2014).

### 2.2.5 Registro de Neutrón

Un registro de porosidad-neutrón en el que los efectos del ambiente del pozo se minimizan mediante el empleo de dos detectores. En la técnica más común, los dos espaciamentos entre la fuente y los detectores se eligen de manera tal que la relación de las dos velocidades de conteo sea relativamente independiente del ambiente del pozo.

Esta relación se calibra luego en términos de porosidad, en un ambiente conocido de pozo y de formación, generalmente con la herramienta colocada contra el lado de un agujero de 20 cm [8 pulgadas] en un bloque de caliza, en ambos casos rellenos con agua dulce a temperatura y presión de superficie.

La respuesta también se determina con porosidades diferentes y en areniscas, dolomías y otros ambientes de pozo. Se desarrollan factores de corrección para convertir el registro medido a las condiciones estándar. La fuente y los detectores no se encuentran enfocados acimutalmente.

Las herramientas operadas con cable se corren descentralizadas contra la pared del pozo. Dado que los neutrones emitidos en el lodo se atenúan considerablemente, el registro resultante se enfoca efectivamente en la formación. Las herramientas de adquisición de mediciones durante la perforación normalmente son no enfocadas ya que se encuentran centralizadas, a menos que el pozo esté ensanchado

Los perfiles neutrónicos son usados principalmente para ubicar formaciones porosas, que son rocas con espacios vacíos denominados poros. Dichos registros responden principalmente a la cantidad de Hidrógeno presente en la formación. Así en formaciones limpias, es decir, con poca presencia de arcillas, cuando los poros están llenos de agua o petróleo, el perfil neutrónico nos da el valor del espacio poroso lleno de fluido.

### 2.2.6 Registro Acústico

Los registros acústicos más conocidos en la industria como sónicos, son registros basados en la emisión de un tren de ondas sonoras las cuales viajan a distintas frecuencias e intervalos de tiempo. Los tiempos de tránsito medidos en la herramienta son directamente proporcional a la porosidad de la roca; se entiende como tiempo de tránsito ( $\Delta t$ ) el tiempo que le toma a la onda atravesar un medio, en este caso la formación; siendo  $\Delta t$  inversamente proporcional a la velocidad con que viaja la onda.

El tiempo de tránsito en una formación depende de su litología y su porosidad, estas variables se relacionan mediante la relación siguiente:

$$\Delta t = (1 - \phi)\Delta t_{ma} - \phi\Delta t_f \quad ec. 9$$

$\Delta t_{ma}$ : tiempo de tránsito de la matriz.

$\Delta t_f$ : tiempo de tránsito del fluido.

$\phi$ : Porosidad.

Por tanto, la porosidad se determina por medio de la ecuación siguiente conocida como la ecuación de Wyllie.

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad ec. 10$$

Los registros acústicos tienen sus principales aplicaciones en obtener la porosidad de la roca tanto primaria como secundaria, en combinación con el registro de densidad nos permite

generar sismogramas sintéticos, mediante graficas con otros registros permiten conocer la matriz y la presencia de arcillas.

### **2.2.7 Registros Eléctricos**

#### **Registros eléctricos convencionales:**

Se envía corriente a la formación, por medio de electrodos de corriente y se mide la diferencia de potencial entre los electrodos de medición.

Registros eléctricos de corriente enfocada:

Los factores que afectan a los registros convencionales, se minimizan por medio de herramientas que utilizan corrientes de enfoque para controlar la trayectoria que sigue la corriente de medición.

#### **Registros de micro resistividad:**

Los dispositivos de micro resistividad se utilizan para medir la resistividad de la zona lavada (Rxo) y para describir capas permeables por medio de la detección de la costra de lodo.

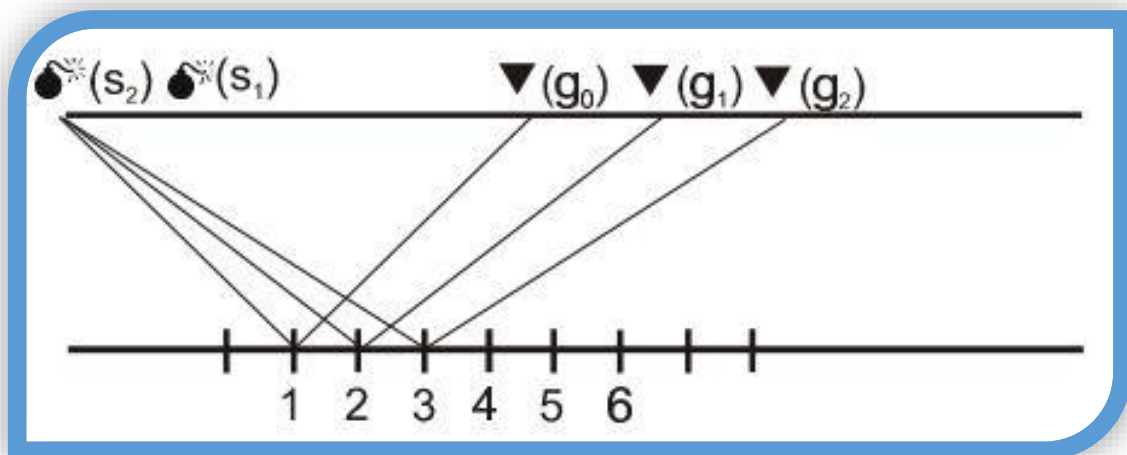
#### **Registros de inducción:**

La herramienta de registro de inducción, se desarrolló en principio para medir la resistividad de la formación en pozos perforados con lodos en base a aceite o perforados neumáticamente (con aire) o aquellos que la formación mayoritariamente presente resistividades bajas ( $<200 \Omega\text{-m}$ ).

## 2.3 Método Sísmico de Reflexión

### 2.3.1 Adquisición de datos

Una de las técnicas que se emplea ampliamente en la búsqueda de hidrocarburos es la sísmica de reflexión, con la cual mediante un tendido de receptores y un punto de tiro (Fig.9) se obtiene una traza sísmica que permite observar las reflexiones generadas en el subsuelo debido a las variaciones de la impedancia en los estratos que lo componen. Este método es de gran utilidad debido a que permite explorar el subsuelo a mayor profundidad y observar a detalle rasgos estratigráficos y estructurales obteniendo una imagen detallada de la arquitectura interna.

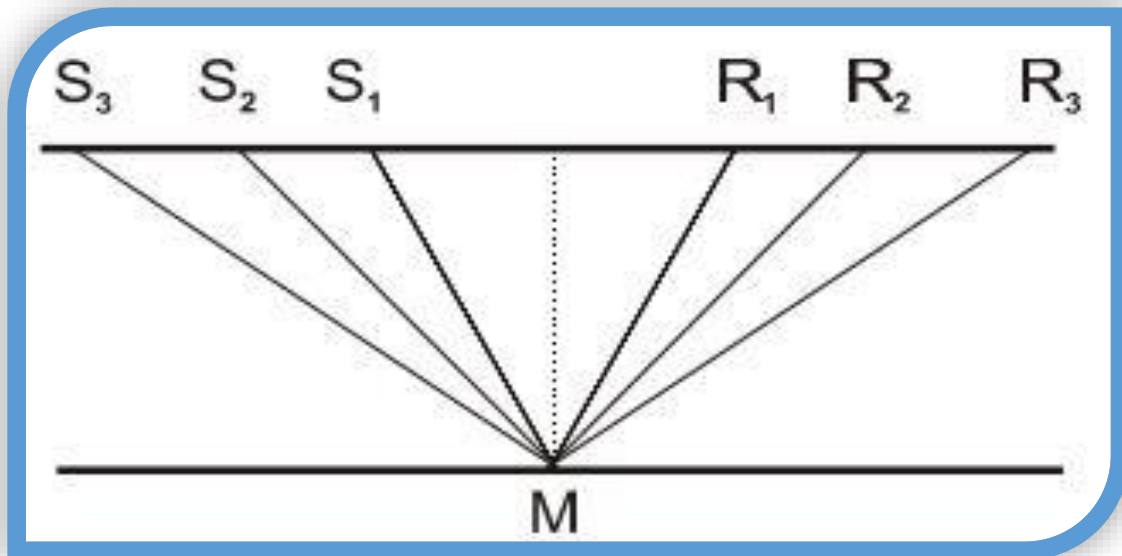


*Fig. 9 Esquema de un sistema de adquisición de datos sísmicos (Bartolomé de la Peña, 2002).*

La adquisición de datos de sísmica de reflexión se compone de una configuración de las fuentes, configuración de los receptores e instrumentos de registros. Dependiendo la configuración del sistema de adquisición será la cobertura de los reflectores, actualmente las configuraciones de adquisición son multifold o cobertura múltiple, es decir el reflejo de

varias trazas en un mismo punto, este punto se denomina Common Depth Point (CDP) o punto de reflexión común.

El significado del CDP, se basa en registrar las reflexiones de diferentes tiros que corresponden al mismo punto del terreno (Fig.10). Las reflexiones pertenecerán, pues, al mismo punto del subsuelo o punto de profundidad común (CDP) aunque vengan de disparos realizados desde diferentes ángulos dentro del perfil (Bartolomé de la Peña, 2002).



*Fig. 10 Geometría del CDP (M), el cual se compone por trazas correspondientes a diferentes tiros y receptores (Bartolomé de la Peña, 2002).*

### 2.3.2 Procesado de datos sísmicos

El procesamiento de datos sísmicos de reflexión comprende de tres etapas: pre-apilamiento (pre-stack), apilamiento y post - apilamiento (post-stack), en dichas etapas las trazas obtenidas son sometidas a un proceso de edición en el cual la finalidad es mejorar la relación señal – ruido.

Algunos de los procesos utilizados en la etapa pre-apilamiento son:

- La eliminación de trazas debido a que presentan ruido o una mala coherencia entre las trazas.
- El cambio de polaridad producido por efectos de sitio.
- La lectura de las primeras llegadas que posteriormente sirven para aplicar las correcciones estáticas.
- Aplicación de filtros con el objetivo de resaltar las reflexiones y disminuir el ruido, de manera general los filtros trabajan en el dominio de las frecuencias y algunos otros sobre las amplitudes de la onda, algunos de los aplicados con mayor frecuencia son los filtros pasa-banda y filtro F-K, este último ayuda para eliminar el ruido coherente que generalmente es lineal.
- Correcciones de amplitud esta se aplica debido al decaimiento de la energía con la distancia lo que se conoce como divergencia esférica y a la variación de las amplitudes efecto de los coeficientes de reflexión.
- La Deconvolución es un algoritmo que se utiliza con el fin de aumentar la resolución temporal de las reflexiones.

Procesos utilizados en la etapa de apilamiento:

- Ordenamiento de CMP donde se realiza un agrupamiento de las trazas pertenecientes al mismo CMP, esto se realiza mediante geometría.
- Correcciones dinámicas (NMO) esta corrección tiene por objetivo compensar los efectos de retardo que se producen en las reflexiones por la separación entre receptor y fuente, de tal forma que las trazas se encuentren en fase para realizar el apilamiento.
- Análisis de velocidad se utiliza al momento de la apilar de las trazas, cada CMP debe tener una velocidad característica.

Procesos utilizados en la etapa post-apilamiento:

- Migración, este proceso se utiliza para corregir los efectos de difracción producidos por el relieve brusco de algunos reflectores, con el objetivo de reubicar la energía en su posición correspondiente. Algunos de los algoritmos más utilizados son Migración de Kirchhoff y Migración de Stolt.
- Conversión a profundidad, dado que los registros de las trazas se encuentran en tiempo doble es necesario convertir a profundidad, para esto utilizan las velocidades obtenidas en el análisis de velocidad, cuando el contraste entre las velocidades no es significativo se suele utilizar una velocidad constante, sin embargo cuando las velocidades presentan contrastes muy marcados es necesario apoyarse de sondeos mecánicos.

### **2.3.3 Interpretación sísmica**

La interpretación de los datos sísmicos consiste principalmente en la observación de las trazas sísmicas relacionando parámetros como la amplitud que presentan, las frecuencias y la continuidad de estas.

Generalmente podemos interpretar siguiendo eventos que pueden servir como guía debido a la buena coherencia que presentan las trazas entre sí, determinando horizontes, zonas de fallas o fracturas, los cuales podemos observar más claramente cuando se aplican atributos sísmicos.

### **2.3.4 Atributos sísmicos**

#### **Amplitud Instantánea**

La amplitud instantánea también es conocida como intensidad de reflexión, es la amplitud independiente de la fase. Esta amplitud se calcula mediante la raíz cuadrada de la energía total de la traza sísmica. Es importante mencionar que al igual que todos los atributos instantáneos se aplica a la traza sísmica compleja por lo tanto la energía en un valle o cresta puede no ser igual que en la traza sísmica real.

Este atributo permite observar los contrastes en la impedancia acústica que se encuentra asociada a la reflectividad. Los cambios laterales en las amplitudes se encuentran asociados a grandes cambios en la litología o con intervalos con contenido de hidrocarburos, el contenido de gas puede observarse mediante los puntos brillantes (bright spots).

Tiene aplicaciones importantes como determinar límites de secuencia, cambios importantes en ambiente de depósito, la correlación espacial de porosidad y otras variaciones litológicas.

### **Frecuencia instantánea**

La frecuencia instantánea se define como la razón de cambio de la fase con respecto al tiempo. La superposición de estratos genera un patrón característico de frecuencia los cuales están relacionados con los espesores y la impedancia acústica de cada paquete de roca.

Este atributo es una herramienta importante en la detección de horizontes con contenido de hidrocarburos, cuando existe un cambio en la deposición de los materiales como un acñamiento o un contacto de agua-aceite las frecuencias tienden a cambiar rápidamente. Se pueden observar cambios a frecuencias bajas cuando las reflexiones provienen de un yacimiento de gas y condensado, aceite o trampas de arenas; también las fracturas se suelen generar un cambio importante en las frecuencias.

### **Structural smoothing**

Es un método rápido de suavizado que aplica un filtro gaussiano con la finalidad de reducir el ruido existente en la señal de entrada. Este atributo realiza un filtrado de estructura orientada basándose en la estimación de las orientaciones por el método de estimación de componentes principales. Una característica de los filtros de estructura orientada es que reducen el ruido sin perder información asociada a los bordes. Este atributo sirve para

poder observar con mayor detalle las continuidades laterales de las reflexiones en el momento de marcar los horizontes y fallas.

### **Varianza**

La varianza es un atributo sísmico que muestra deformaciones y se aplica a las trazas para medir las diferencias que existen entre estas, a diferencia del atributo de coherencia la cual mide las similitudes de las trazas. La varianza resalta las discontinuidades en los horizontes sísmicos, los bordes y las interrupciones de estos. Cuando se observa una relación entre valores de varianza alta y valores de coherencia baja puede ser un indicador de las zonas de falla o fracturas.

## **CAPITULO 3: METODOLOGÍA**

### **3.1 Metodología del software Petrel®**

Petrel es un Software enfocado en la simulación de cubos de propiedades en 2D y 3D, el cual es una herramienta que permite visualizar y manipular datos sísmicos de un área de estudio determinada, y todo esto con el objetivo de obtener una interpretación adecuada según los intereses del analista.

#### **3.1.1 Control de calidad**

Fue primordial un control de calidad, el cual incluyó, la selección de pozos tomando en cuenta su distribución, los datos que poseen tales como sus curvas, tiempo, profundidades y formaciones, todo esto con el fin de poder trabajar con la mejor información y así poder correlacionar los datos tanto de registros geofísicos y sísmica entre sí.

Los pozos que se analizaron no todos cuentan con TWT que se puede definir como la profundidad medida en tiempo, por lo tanto los pozos que se tomaron como referencia fueron el T-101B y T-129, este dato es importante ya que sirve para localizar las cimas de las formaciones y posteriormente realizar una interpretación de los horizontes.

#### **3.1.2 Cargar Pozos**

Para cargar pozos es necesario haber creado un archivo con formato “.txt”; el cual contiene los siguientes datos: nombre del pozo, coordenada x, coordenada y, KB y MD; donde KB es la distancia que existe hacia el vástago a la cual se encuentra referenciado la profundidad y MD la profundidad medida en la perforación.

Es necesario para realizar una interpretación confiable ubicar los pozos con sus respectivas Inline y Crossline, esto sirve para referenciar en nuestros datos sísmicos las líneas de adquisición en las cual se encuentra cada pozo (Fig.11).

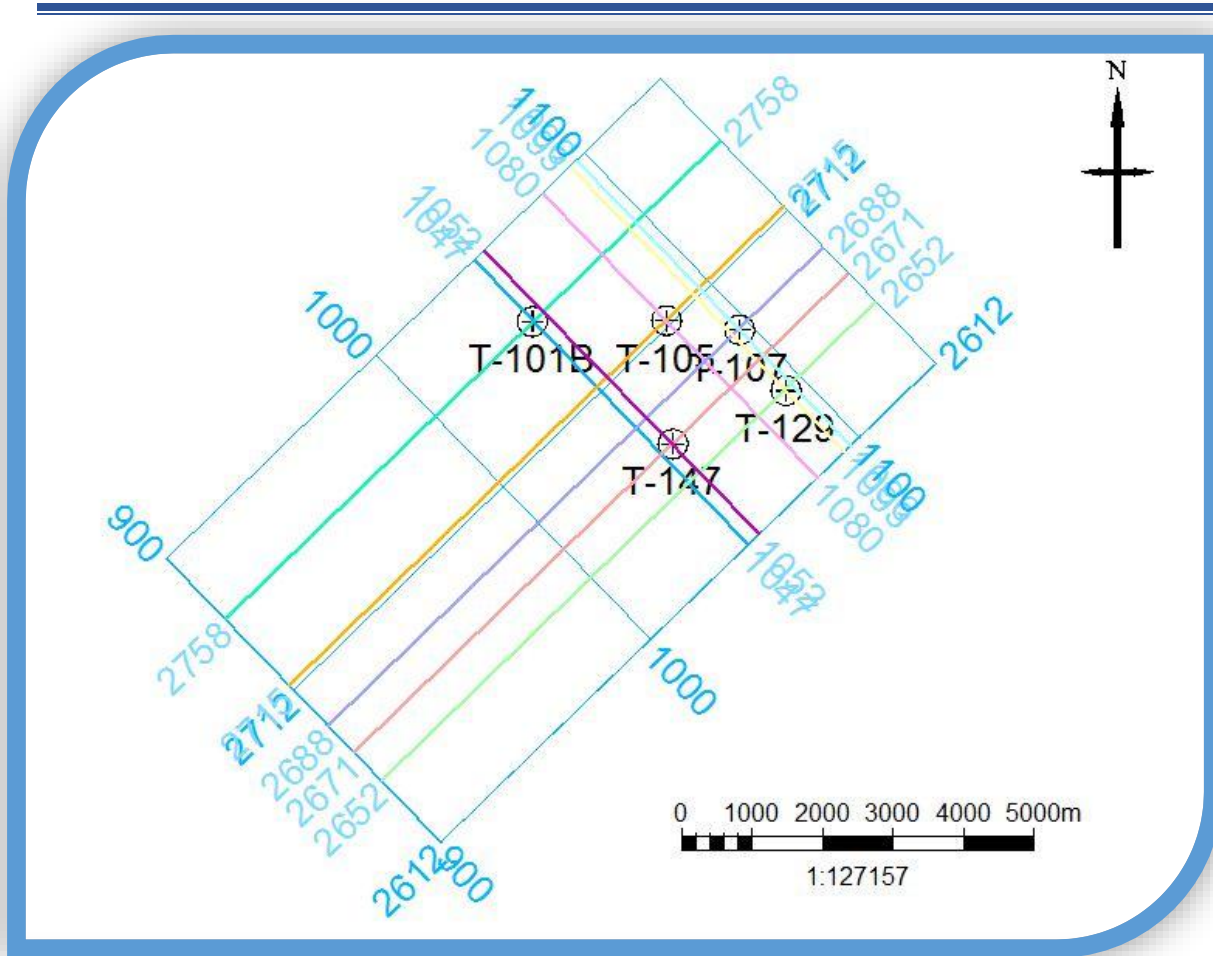


Fig. 11 Ubicación de los pozos T-101B, T-105, T-107, T-129 Y T-147. Software Petrel®.

Tabla 2. Localización de los pozos en sus respectivas Inline y Crossline.

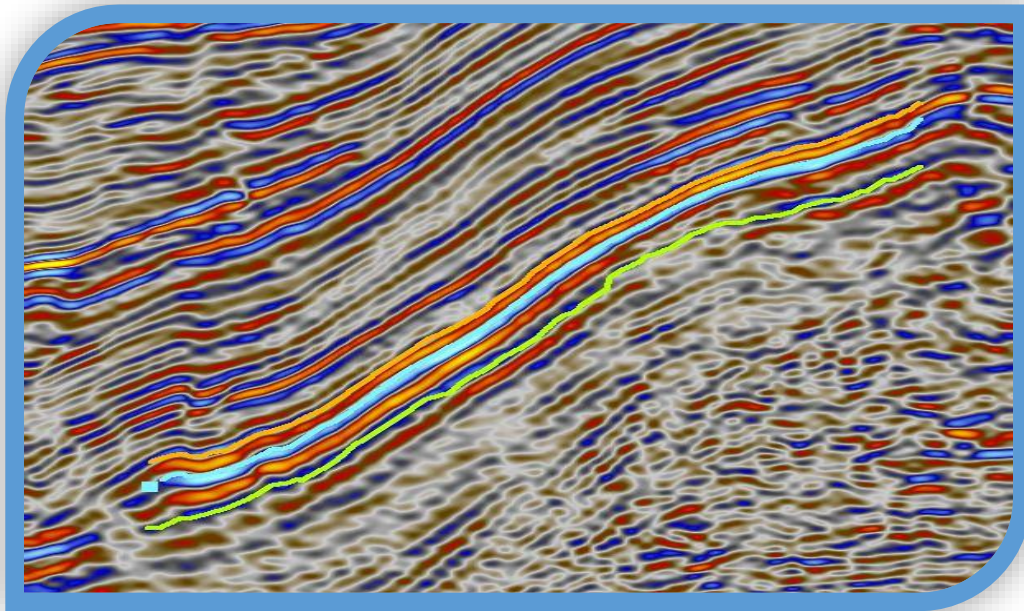
POZO	INLINE	CROSSLINE
T-101B	2758	1047
T-105	2715	1080
T-107	2688	1096
T-129	2652	1093
T-147	2671	1052

### 3.1.3 Cargar Cimas e interpretación de horizontes

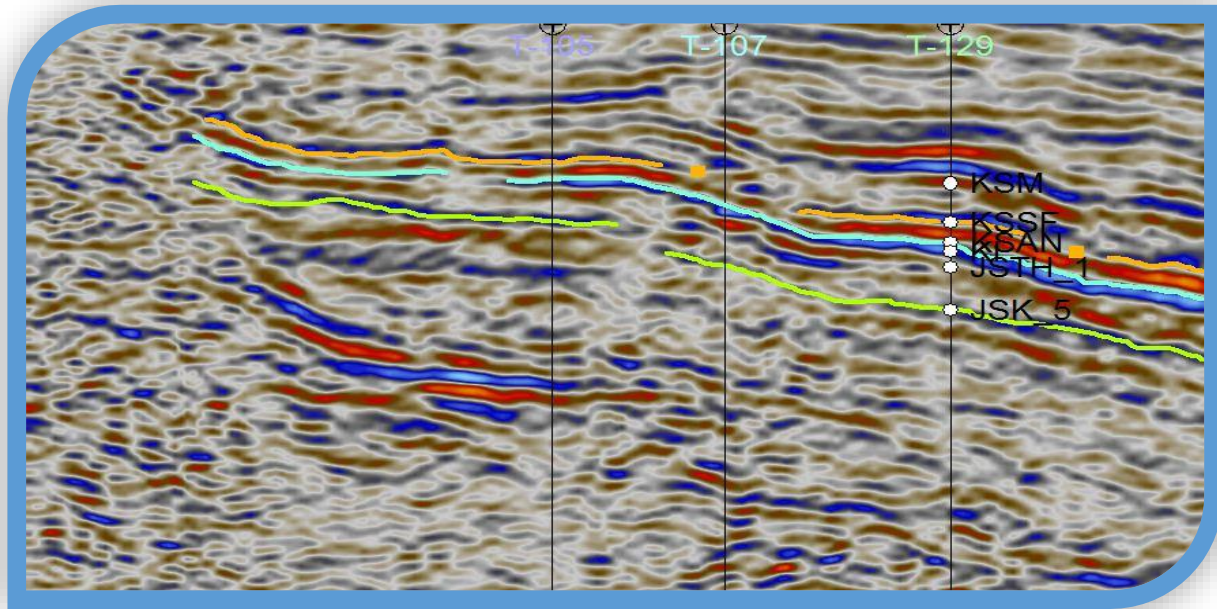
Las cimas de las formaciones nos sirven para poder determinar donde comienza la formación y poder realizar la interpretación de los horizontes, estas se encuentran localizadas en tiempo.

Al cargar las cimas es necesario haber creado un archivo con formato “.txt” que incluye el nombre del pozo, las formaciones a interpretar, MD, y TWT (Para los pozos que contengan este dato), en el control de calidad de nuestros pozos se observó que solo dos pozos contienen las cimas en tiempo, por lo tanto para los pozos que no lo tienen se midió el tiempo posteriormente a la interpretación de los horizontes.

Para definir los horizontes fue necesario agregar una intersección inline-crossline que cruzaran cada pozo (Tabla 2) con la finalidad de determinar la posición del horizonte de manera correcta, ya que si se ubica en alguna inline o crossline que no sea perteneciente al pozo la proyección de las cimas será incorrecta (Fig. 12 y 13).

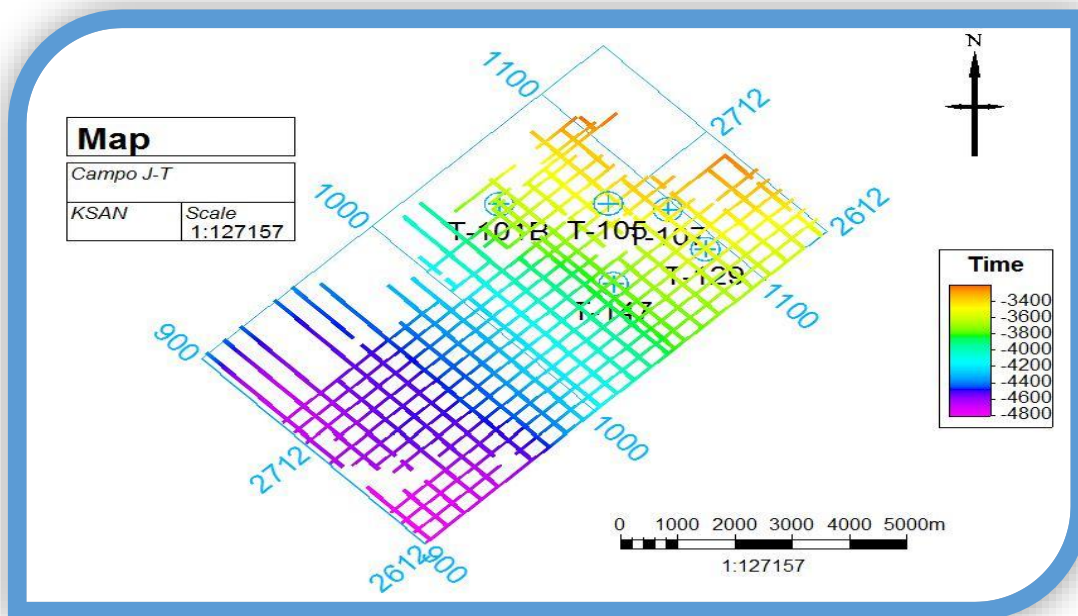


*Fig. 12 Horizontes marcados sobre la inline 2652 perteneciente al pozo T-129 Petrel®.*

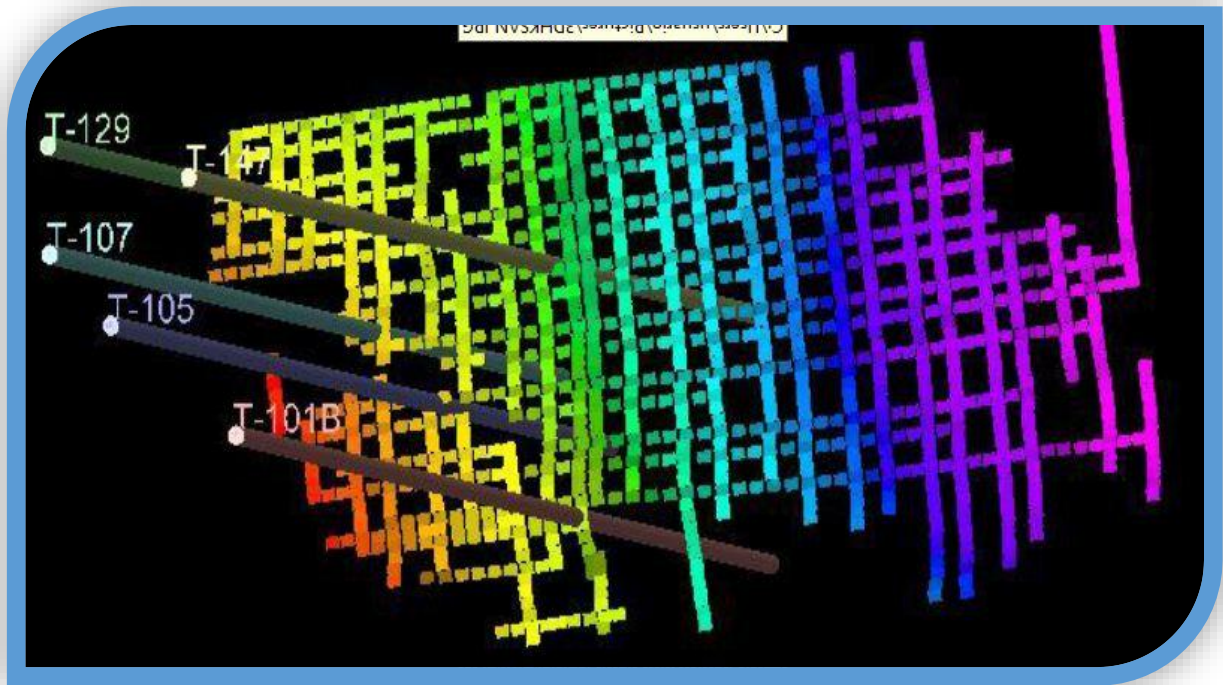


*Fig. 13 Horizontes marcados sobre la crossline 1093 perteneciente al pozo T-129 Petrel®.*

El picado de los horizontes se realizó tomando como referencia el pozo T-129 ubicado en la Inline 2652 y la Crossline 1093, a partir de estas secciones los horizontes se marcaron cada 10 inline y crossline, es decir cada 300 y 410 metros (Fig. 14 y 15).



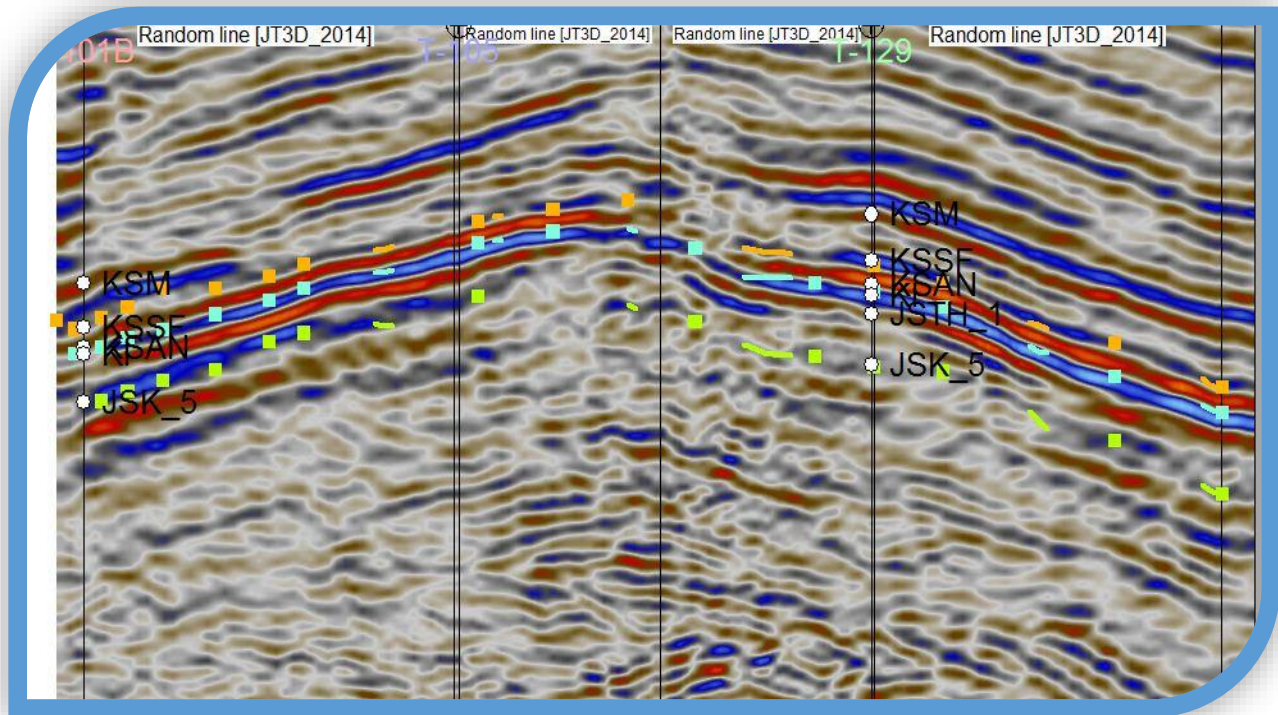
*Fig. 14 Mallado del Horizonte KSAN generado a partir del picado en Inline y Crossline, Petrel®.*



*Fig. 15 Picado de horizontes en vista 3D, Petrel®.*

#### 3.1.4 Compuesta

La compuesta es creada con el objetivo de correlacionar todos los pozos seleccionados entre sí, y de esta manera visualizar nuestros horizontes para poder leer el tiempo en los pozos que no contengan “twf”. La compuesta se generó en sentido de las manecillas del reloj comenzando por el pozo T-101B hacia el pozo T-147. (Fig.16).



*Fig. 16 Compuesta de los pozos en el siguiente orden T-101B, T-105, T-107, T-129 y T-147, Petrel®.*

### 3.1.5 Definir Fallas

Para definir fallas fue necesario analizar la geología estructural para la identificación del tipo de falla, las fallas se definieron sobre las inline de igual forma que los horizontes estas se marcaron a cada 10 inline, para una mejor visualización de las superficies de fallas se aplicó el atributo sísmico Structural Smoothing; posterior a esto se procedió a generar el polígono de falla el cual muestra la superficie de falla en el cubo sísmico (Fig.17).

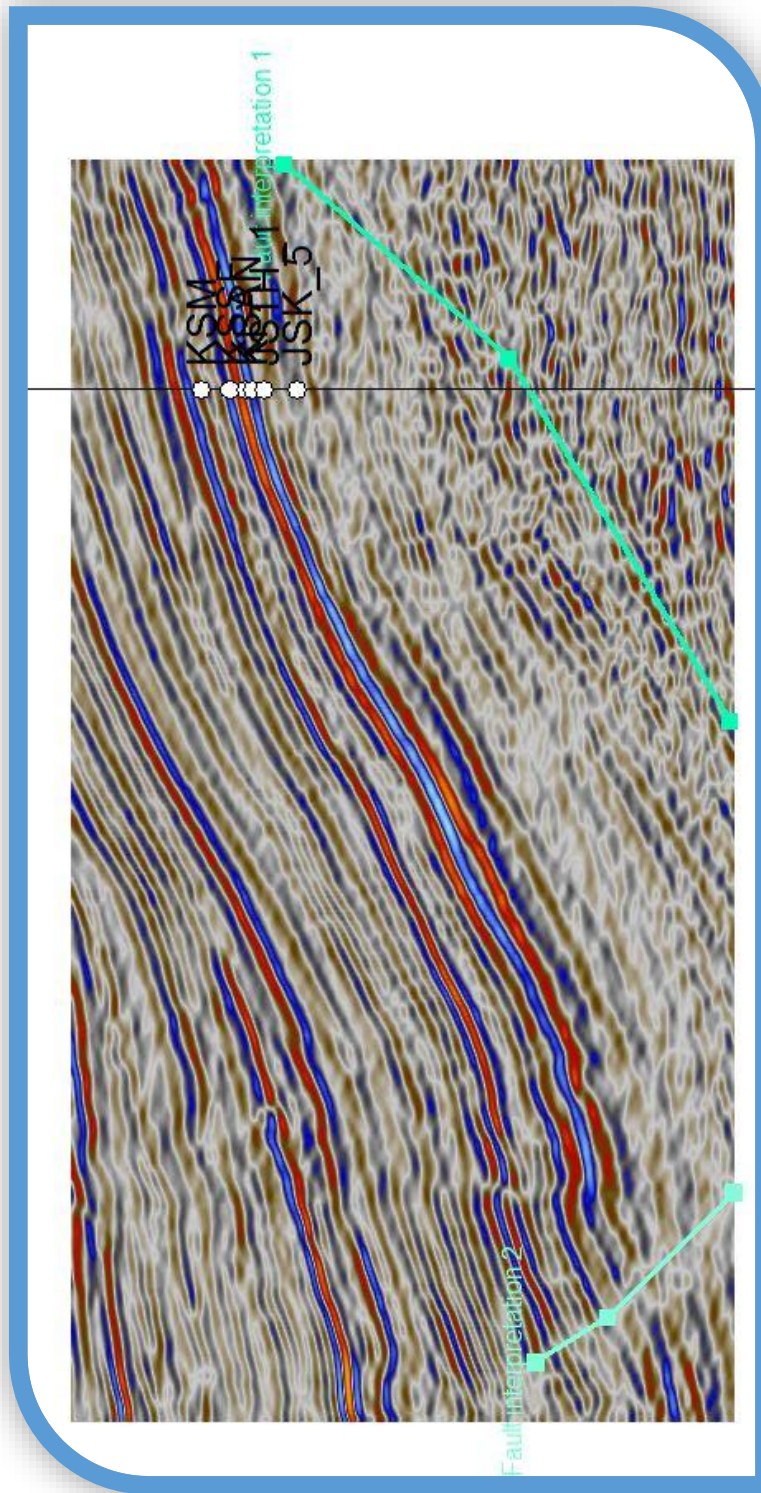
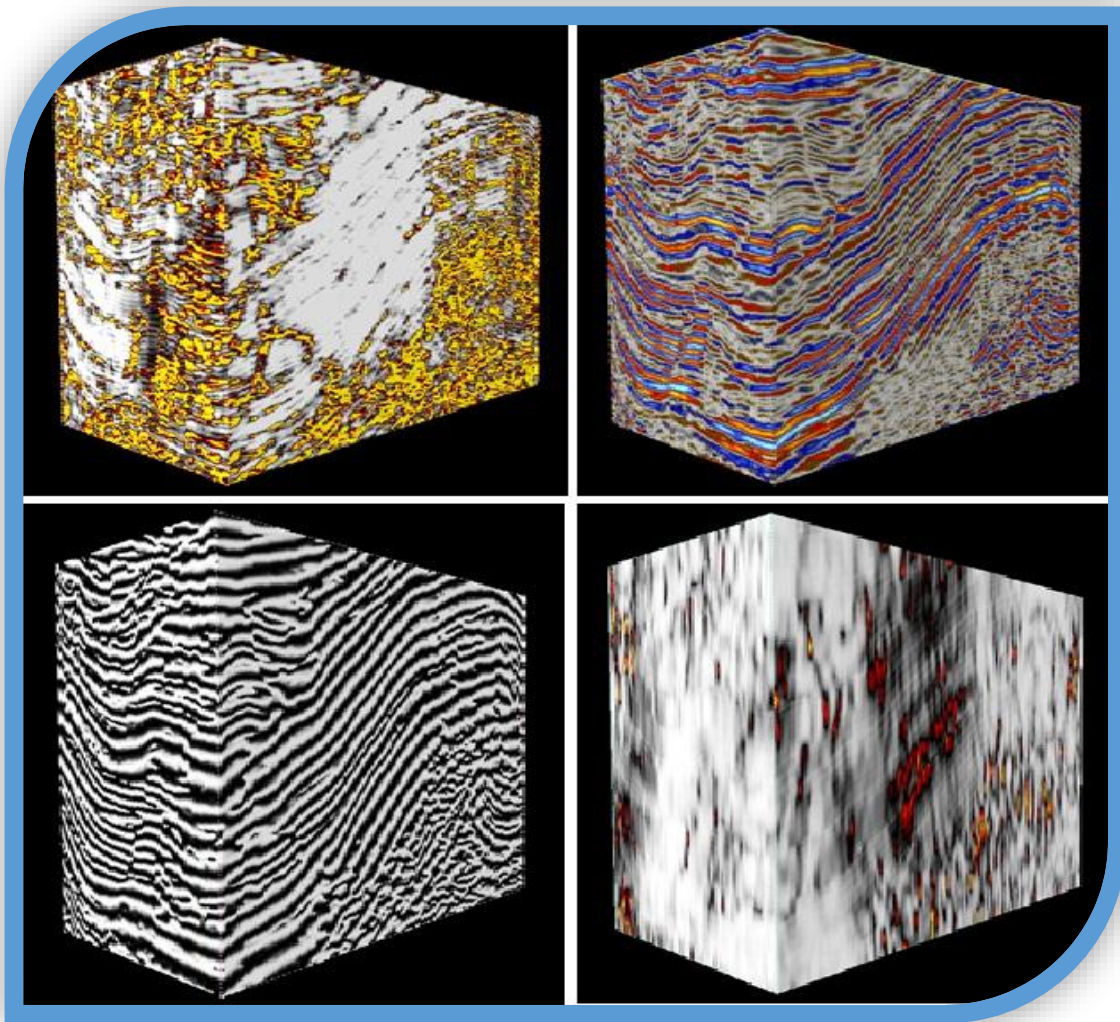


Fig. 17 Marcado de fallas en una sección Inline generada en el Software Petrel®.

### 3.1.6 Atributos sísmicos

Los atributos sísmicos utilizados son herramientas que nos permiten resaltar en la sección sísmica o en el cubo sísmico propiedades que nos permiten obtener una mejor visualización de las trazas, esto con el objetivo de correlacionar propiedades específicas como fluidos o estructuras (fallas y fracturas) (Fig.18).



*Fig. 18 Cubos sísmicos con diferentes atributos de volumen, Petrel®.*

### 3.1.7 Mapa de configuración

El mapa de superficie se crea a partir de la malla generada para cada horizonte, en estos mapas se visualizan nuestros horizontes y nuestras fallas en planta, con el objetivo de determinar la paleotopografía (Fig. 19).

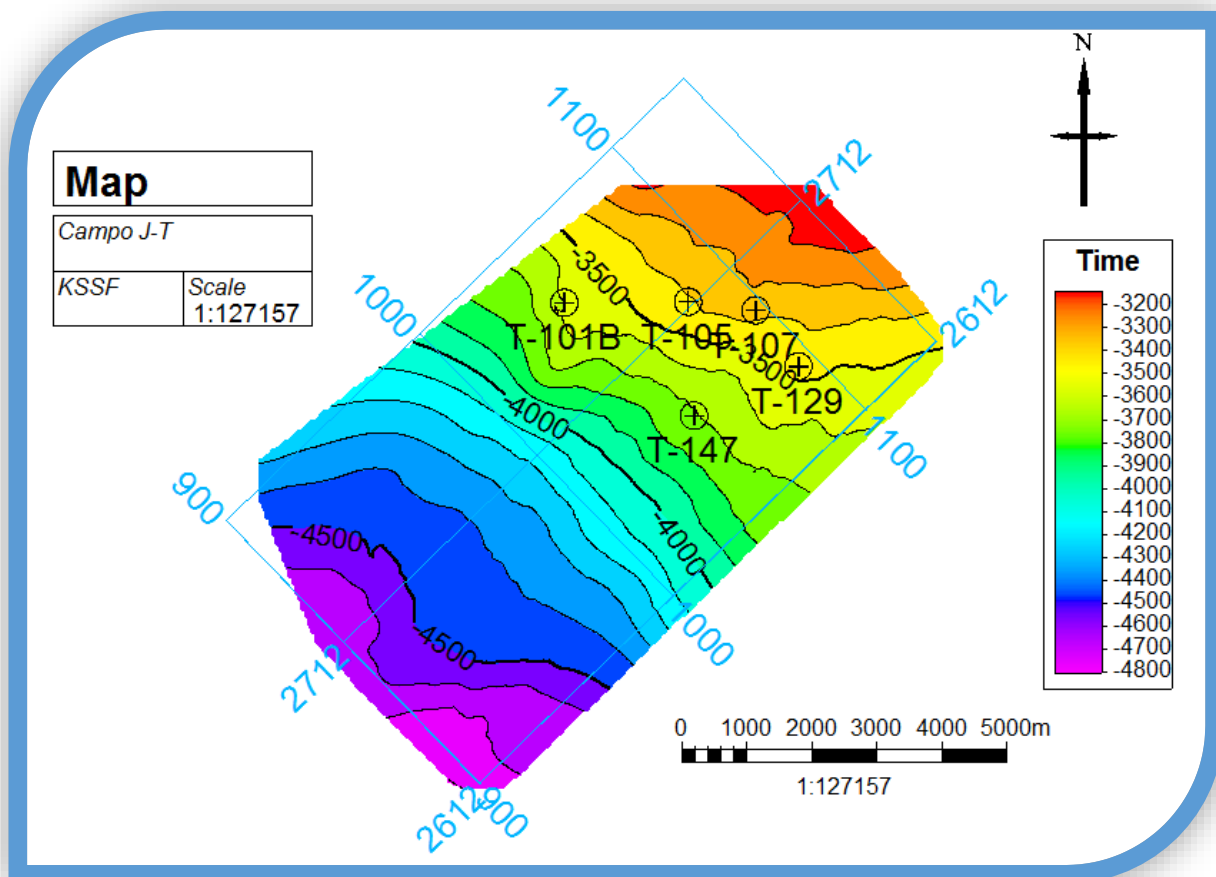


Fig. 19 Mapa de configuración del horizonte KSSF.

### 3.1.8 Extracción de atributos

Una vez agregados los atributos sísmicos, pasamos a la extracción de atributos que conlleva absorber los valores del atributo sísmico y convertirlos a un mapa de superficie, en este caso el atributo que se extrajo fue el de frecuencia instantánea para determinar las zonas donde se podía observar fluidos en cada horizonte (Fig.20).

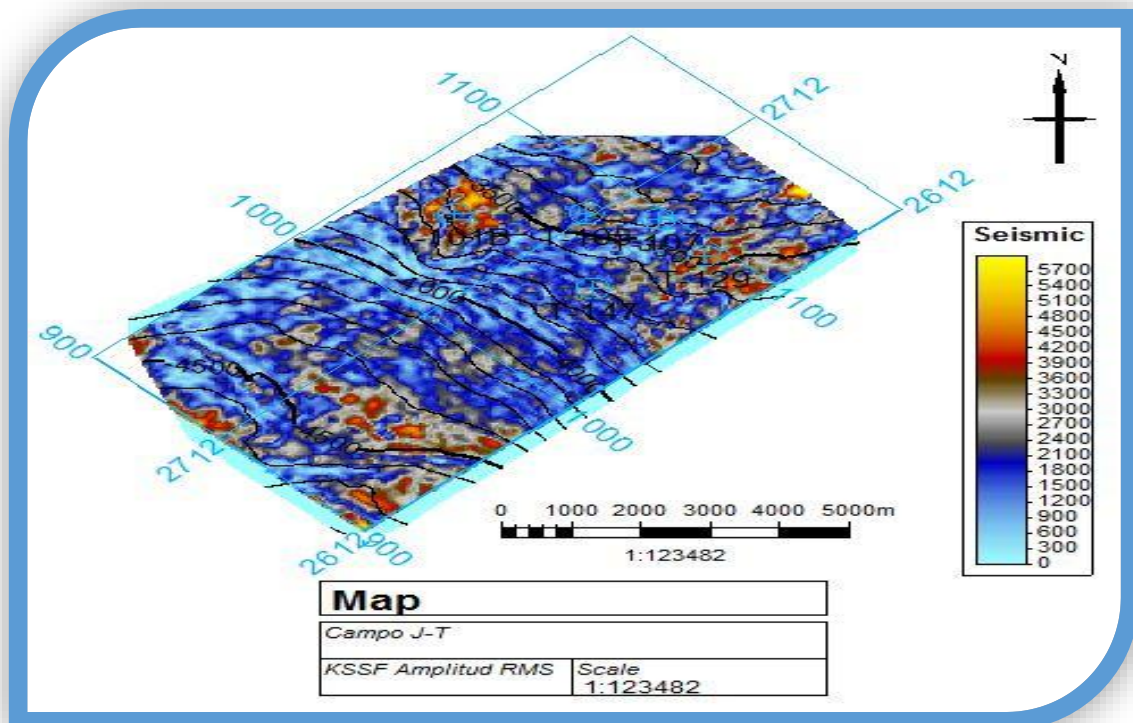


Fig. 20 Extracción del atributo de Amplitud RMS para el horizonte KSSF.

## 3.2 Metodología de Interactive Petrophysics®

### 3.2.1 Control de calidad

El primer paso a considerar es el control de calidad, en este podemos observar con que registros cuenta cada pozo, además de la ubicación, cualquier tipo de datos que puedan presentar, y que, posteriormente nos servirán para la evaluación del pozo, en este caso particular, en el cálculo de barriles de petróleo (Fig.21).

	POZOS				
	101B	105	107	129	147
SP	X	X	X	X	X
LLD	X	X	X	X	X
NPFI	X	X	X	X	X
RHOB	X	X	X	X	X
LLS	X	X	X	X	X
MSFL	X	X	X	X	X
CALI	X	X	X	X	X
GR	X	X	X	X	X
ILD	X	X	X	X	X
DT	X	X	X	X	X
SFLA		X	X		
PEF	X		X		X
DRHO	X		X	X	X
SGR				X	X
CGR				X	X

*Fig. 21 Control de calidad de los pozos con sus respectivas curvas de registros.*

### 3.2.2 Calculo de volumen de arcilla VCL

Una vez que se han cargado los pozos y las cimas, se procede al cálculo de volumen de arcilla (VCL) mediante el módulo "Clay volume", seleccionamos las herramientas mediante las cuales se realizará el cálculo de volumen de arcilla, en nuestro caso, se utilizaron Gamma Ray (GR) y Porosidad de Neutrón (NPFI). En la Fig.22 las líneas verde y roja que se

encuentran al lado derecho e izquierdo respectivamente de cada curva, tiene como función ajustar los parámetros (Máximos y Mínimos) de GR Y NPHI que se presentan en cada pozo. Para la curva de GR se utilizó un máximo de 90 API y un mínimo de 20 API, considerando que las zonas que se encuentren por debajo del mínimo se consideran zonas limpias, mientras que para el registro NPHI se consideró un mínimo de 0 y un máximo de 0.35.



*Fig. 22 Calibración de registros para el cálculo del volumen de arcilla IP®.*

### 3.2.3 Cálculo de la Temperatura de Formación

Esta se realiza mediante el módulo “Temperature Gradient” en el menú Calculation de IP, en el cual se seleccionó la opción de gradiente de temperatura, se especificaron los siguientes valores; la temperatura aumente 3°C cada 100m, temperatura ambiente igual a 25°C, una profundidad de referencia de 1000m y nuestra temperatura a esa profundidad que fue 55°C (Fig. 23).

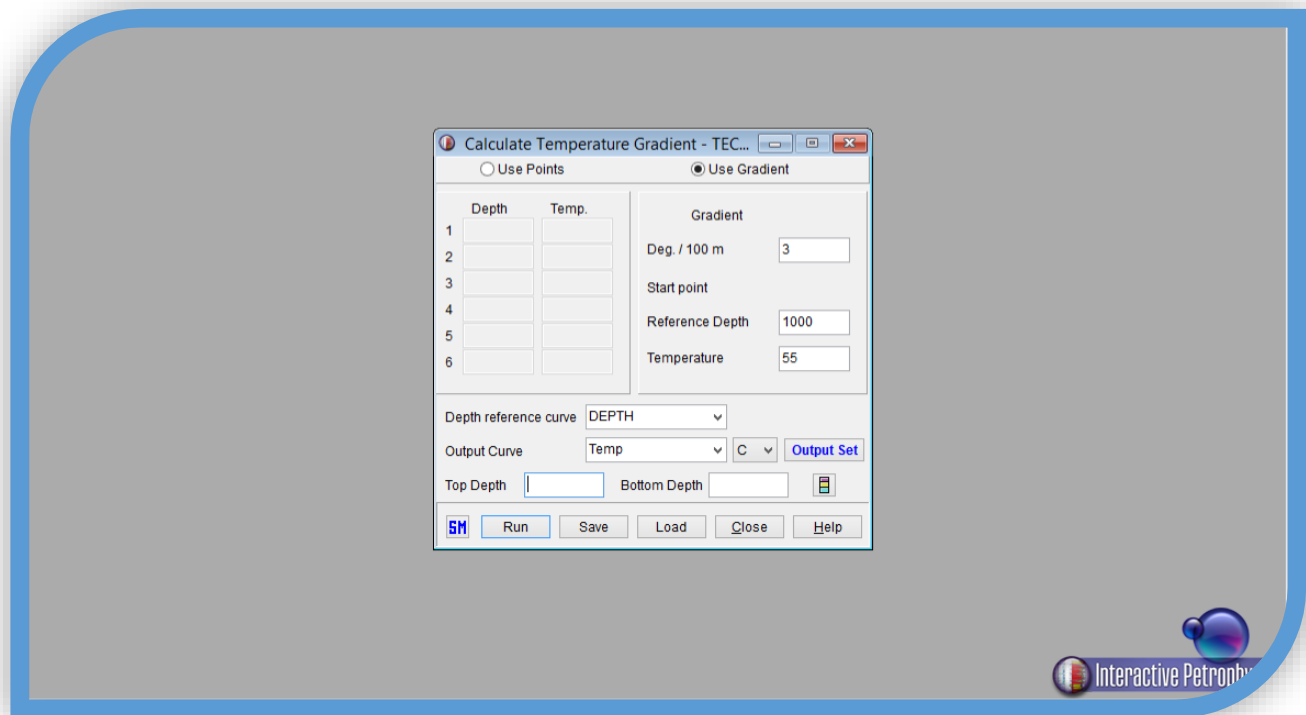
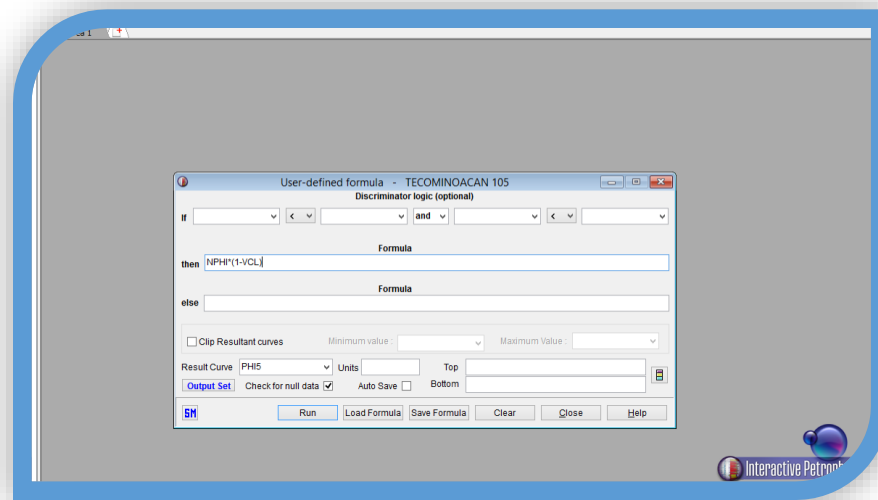


Fig. 23 Ventana de parámetros para el gradiente de temperatura en IP®.

### 3.2.4 Calculo de Porosidad Efectiva por medio de Formula. $NPHI*(1-VCL)$

El cálculo de este parámetro se realiza con el objetivo de realizar una comparación entre la porosidad generada manualmente y la porosidad efectiva que calcula el programa al momento de general el modelo. En el menú Calculation encontramos la opción User Formula, en la cual, introducimos la siguiente formulación:  $NPHI*(1-VCL)$ . Damos nombre a la curva de salida, en este caso PHI5, y generamos la curva (Fig. 24).



*Fig. 24 Ventana para el cálculo por medio de ecuaciones.*

### 3.2.5 Porosidad y saturación de agua

Esta operación la realizamos con el módulo Porosity and Water Saturation en el menú interpretation de IP. Nos presenta una ventana de configuración la cual, en su primera pestaña nos pide las curvas de entrada, el módulo indica las curvas que necesita y nos presenta la opción para seleccionar las que tengamos disponibles, en nuestro caso quedo de la siguiente manera: Neutron-NPHI, Densidad-RHOB, Sónico-DT, RT- LLD, RXO-MSFL, Volumen de arcilla- VCL y Temperatura-Temp. Por ultimo señalamos la ecuación mediante la cual se generará el proceso.

En la segunda pestaña nos muestra las curvas de salida, aquí uno selecciona las curvas que nos conviene que genere y las que no. En la última pestaña presenta las opciones de visualización, lo más importante aquí es seleccionar la matriz, la cual la definimos al generar la gráfica cruzada Neutron-Densidad, y que nos muestre, en nuestro caso, la Porosidad Total.

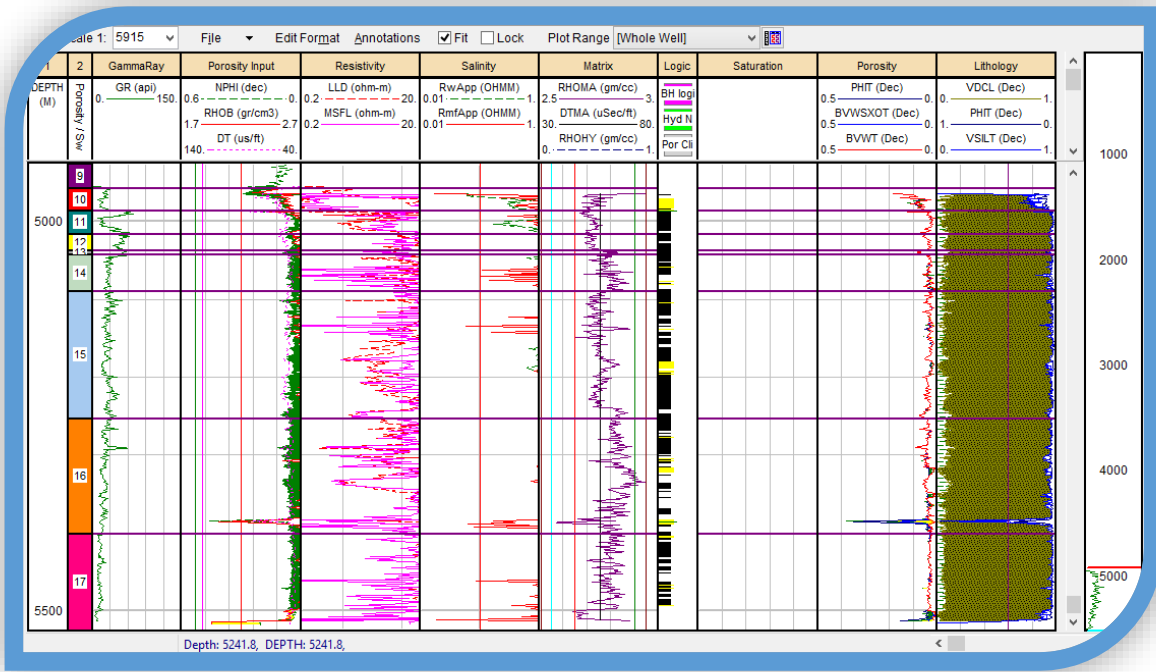


Fig. 26 *Templete de porosidad y saturación de agua en IP®.*

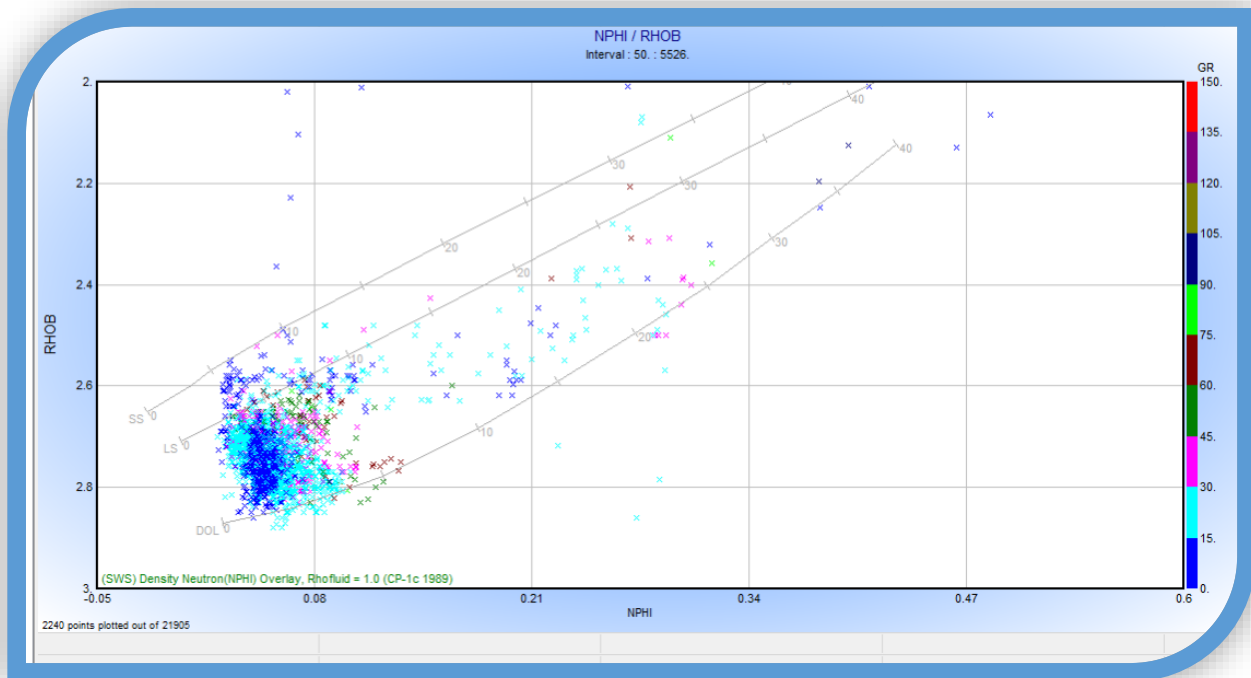


Fig. 25 *Grafica Neutron-Densidad en IP®.*

### 3.2.6 Permeabilidad

Este valor estimado se obtiene mediante la opción Basic Log Functions en el menú calculation de IP. Una vez desplegada la ventana, seleccionamos la pestaña Permeability, la cual nos indica las curvas que necesita para trabajar, y una fórmula que utiliza para el cálculo, dicha fórmula presenta 3 constantes; a, b y c. Posteriormente nos muestra valores de Default para satisfacer estas constantes, en nuestro caso usaremos los valores de TIMUR (Fig.27).

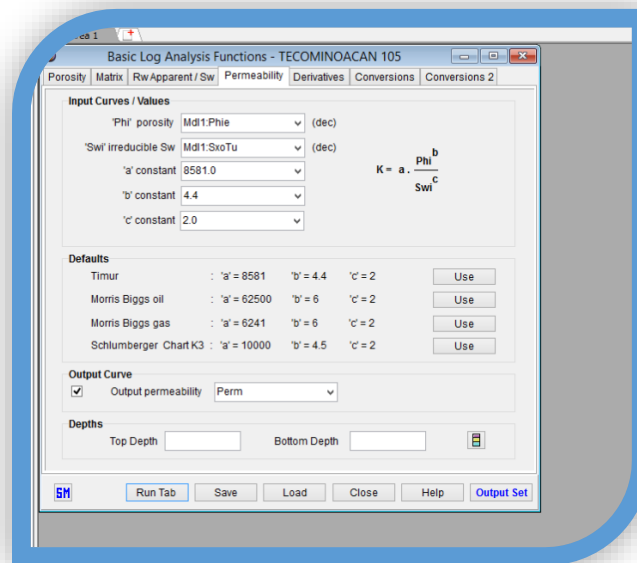


Fig. 27 Ventana de parámetros para el cálculo de permeabilidad en IP®.

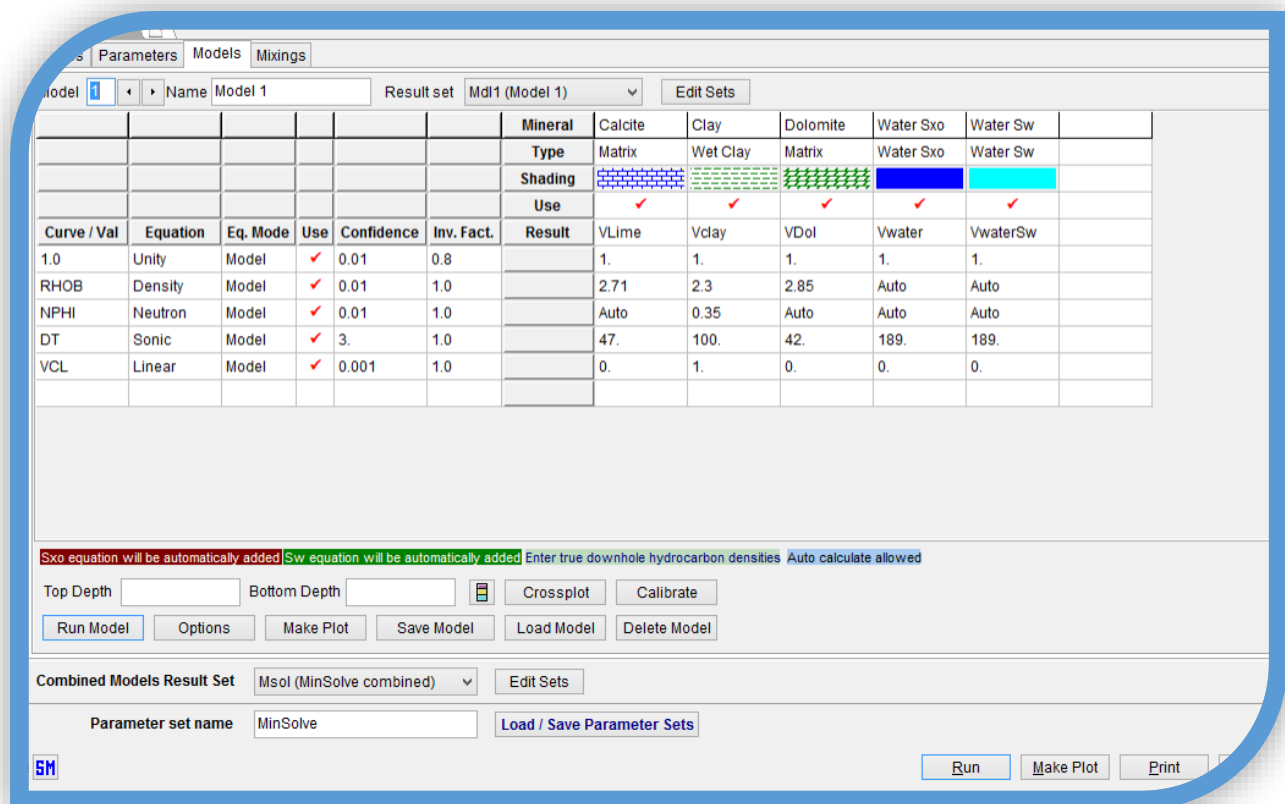
### 3.2.7 Mineralogía compleja Mineral Solver

Este módulo nos permite determinar la mineralogía compleja de dos o más minerales, se encuentra en el menú Advanced Interpretation y se presenta con el nombre de Mineral Solver.

Consta de 4 pestañas las cuales se dividen en Curves, Parameters, Models y Mixings. En la pestaña Curves, seleccionamos las curvas de entrada necesarias para generar el modelo y las curvas de salida que queramos que nos presente. En la segunda pestaña, ajustamos en Waters Clays, nuestra saturación de agua  $SW = 0.06$ , obtenida previamente mediante la gráfica de Pickett. En la pestaña de Models nos muestra una matriz la cual tenemos que

llenar con los volúmenes que queremos generar y con las curvas que utilizaremos para generarlos (Fig.28).

Una vez generada la matriz procedemos a correr el modelo y se generara un templete de visualización en el cual, además de presentar los volúmenes requeridos, nos muestra el error en las curvas reconstruidas en color amarillo (mientras más amarillo mayor error) el cual nos es de gran utilidad (Fig.29).



*Fig. 28 Ventana de Parámetros para el cálculo de la mineralogía compleja en IP®.*

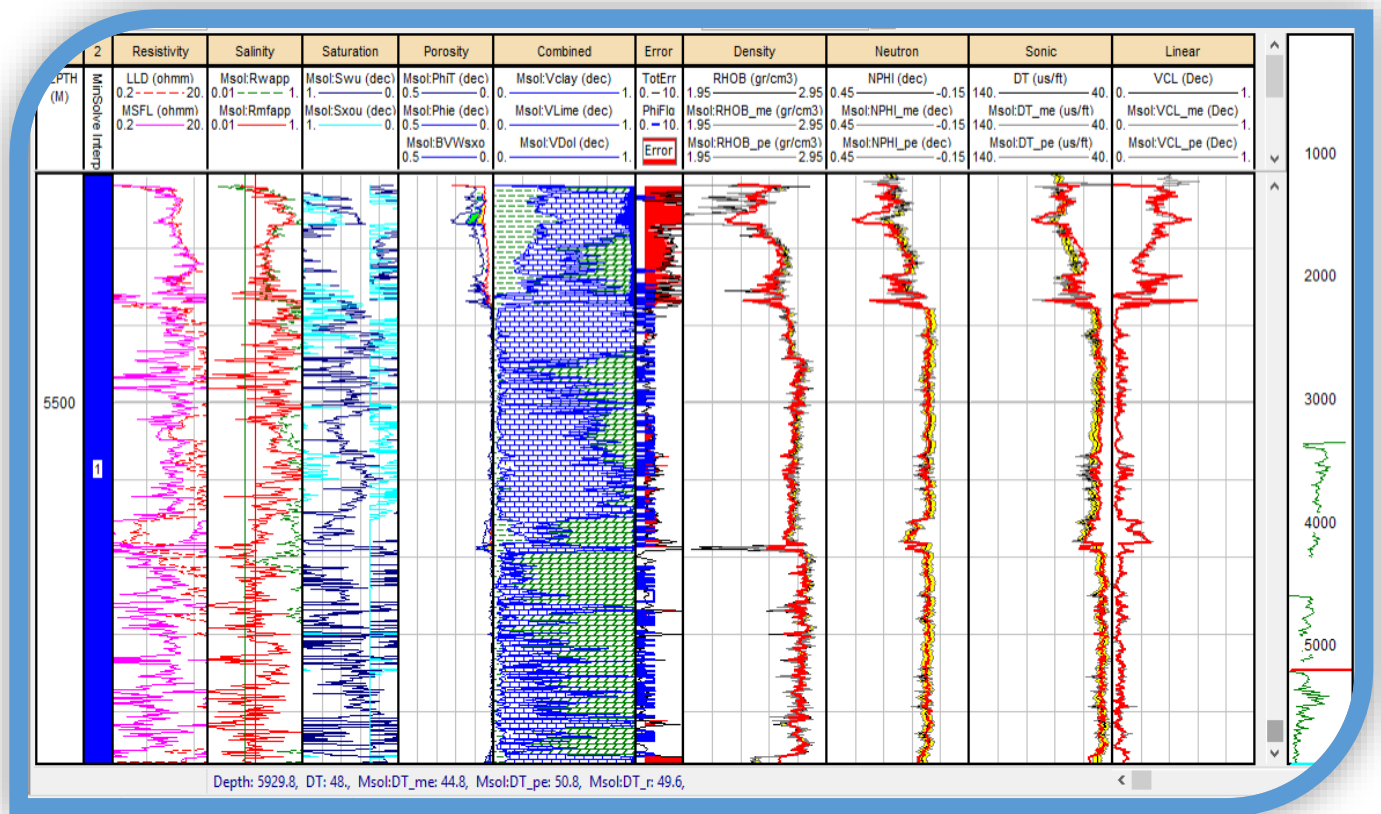


Fig. 29 Curvas resultantes del cálculo de mineralogía compleja en IP®.

### 3.2.8 Pay Zone

La Pay Zone se calcula con el módulo Cutoff and Summation en el menú Interpretation de IP. Simplemente se ajustan las curvas de entrada y se corre el modelo, una vez que éste se generó, se procede a ajustar los valores de corte, para porosidad  $\phi$ , saturación de agua SW y volumen de arcilla VCL. En nuestro caso se utilizó:  $\phi > 3\%$ , SW  $< 50\%$  y VCL  $< 50\%$  (Fig.30).

En el apartado de Parameter Sets, que se encuentra en la ventana de Browser, se abre el archivo .txt de Cutoff, ahí, nos presenta el número de Pay Zones que tienen como encabezado PhiSo\*h, Este valor se multiplica por el factor de conversión  $2\pi(100^2)$  que es

igual a 62832, y valor resultante esta dado en m<sup>3</sup> por lo cual se debe multiplicar por 1000 para pasarlo a litros, al final entre 159 y así obtener el número de barriles de petróleo.

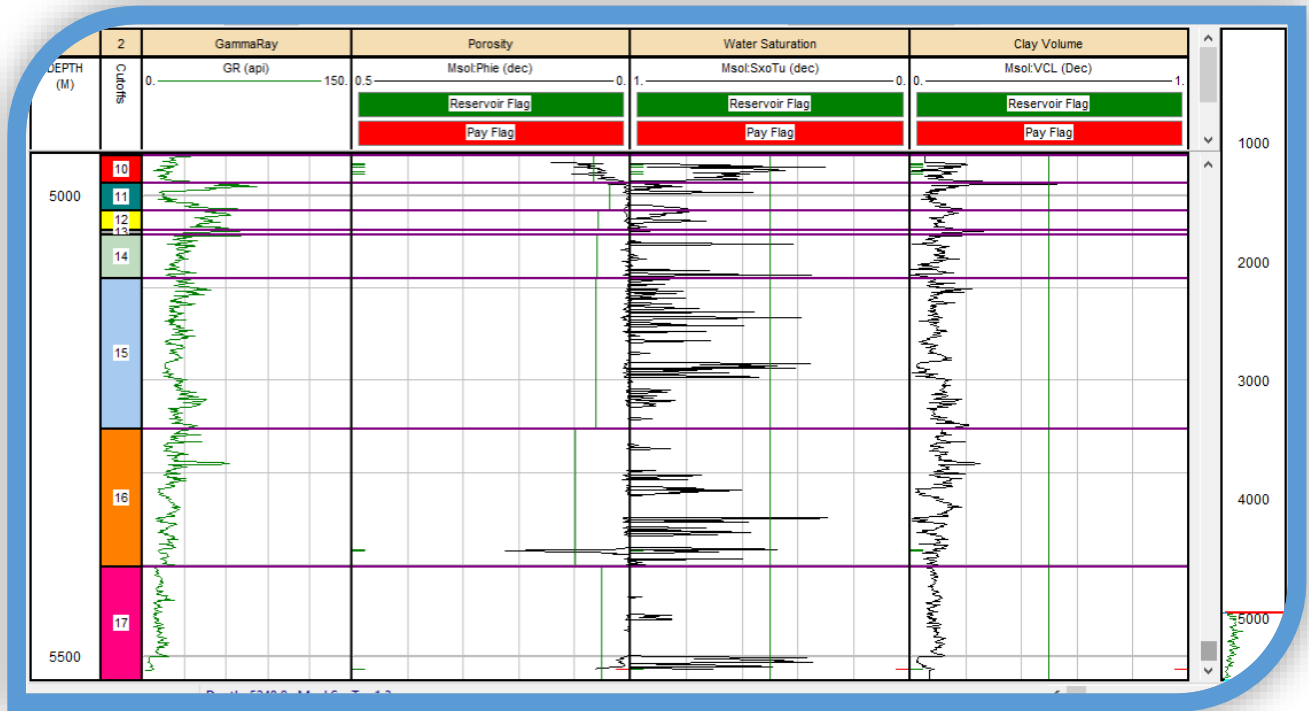


Fig. 30 Pay Zone en IP®.

## CAPITULO 4: INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

### 4.1 Interpretación Petrofísica

#### 4.1.1 Interpretación del pozo T-101B

En el pozo T-101B (Fig.31) comienzan las mediciones a partir de los 5218 metros; los primeros 35 metros se conforman de calizas y porcentajes menores de 50% de arcilla, después de los 5376 metros el porcentaje de arcilla disminuye, aumentando el contenido de dolomita a partir del Jurásico Superior; la roca predominante es caliza. La porosidad máxima es de 8%, ubicándose en la cima en la formación Cretácico Superior Agua Nueva. La producción en este pozo es de 327,990.93 barriles.

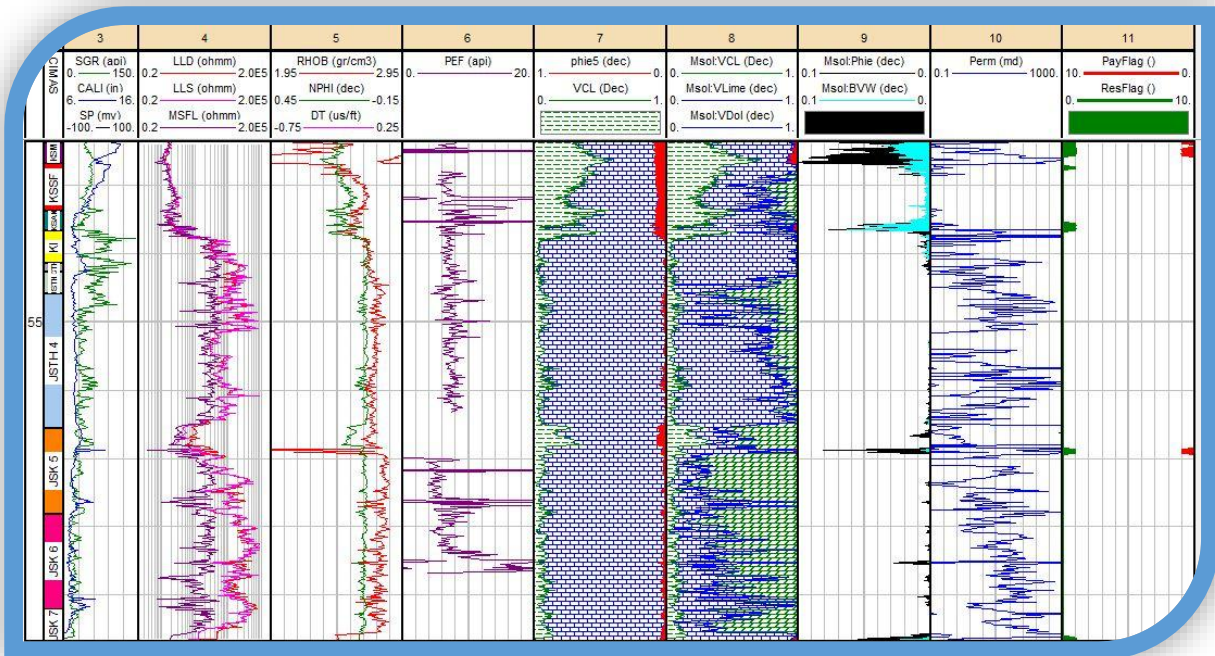


Fig. 31 Template completo del pozo T-101B, IP®.

#### -Formación KSM (Fig.32):

Profundidad: 5117 – 5267; 150 metros de espesor.

Los primeros 35.3 metros de la formación Cretácico Superior Méndez se constituye principalmente de calizas dolomitizadas y presencia de arcillas correspondientes al 30%, posteriormente incrementa la arcilla alcanzando hasta un 60%, a los 5269.5 metros el

contenido de arcilla vuelve a disminuir, sin embargo hay un aumento en el porcentaje de dolomita alcanzando hasta el 40%.

Los primeros 6.5 metros se encuentran en su totalidad saturados de agua, mientras que la mayor saturación de Hidrocarburos en esta formación es del 66.5% a los 5236.5 metros de profundidad. Se estimaron para esta formación 9 zonas de interés, siendo la de mayor espesor de 5 metros, la producción total de la formación es de 173,874.71 barriles.

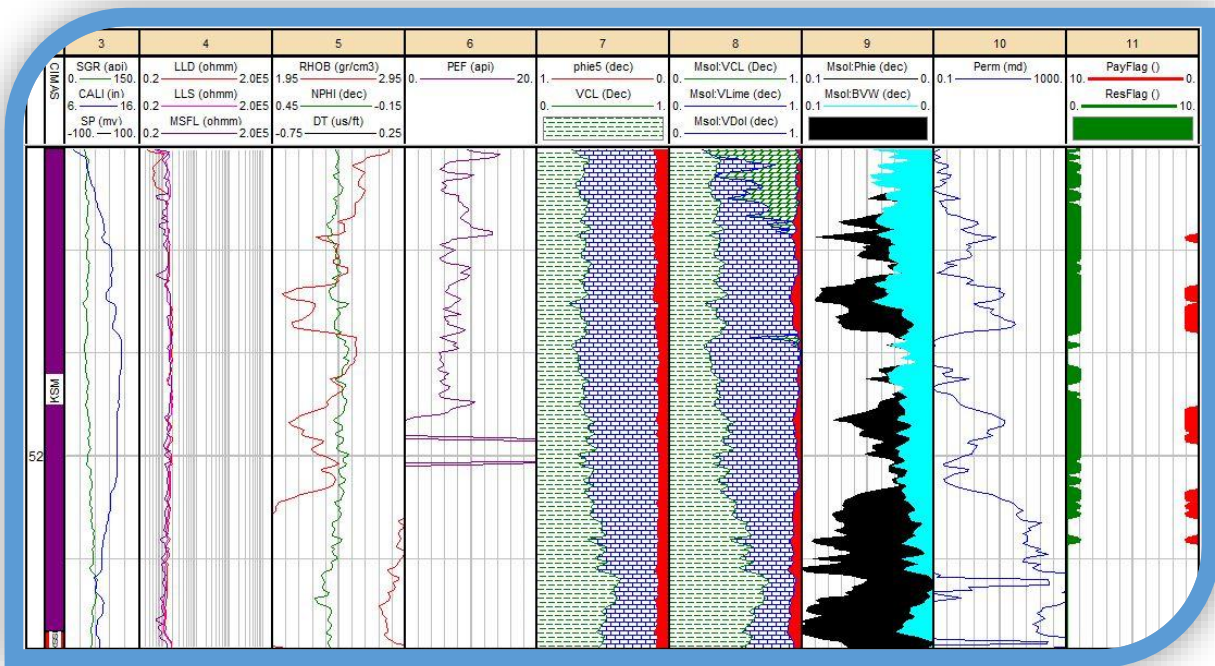


Fig. 32 Formación KSM del pozo T-101B, IP®.

### -Formación KSAN (Fig.33):

Profundidad: 5337.19 – 5366.92; 29.73 metros de espesor.

Esta formación tiene un alto porcentaje de arcilla del 40% en su pico más alto, se presentan calizas con 30% de dolomitas teniendo el porcentaje mayor en la cima; mientras que en la base se presenta poco contenido de arcillas y pequeñas intercalaciones de dolomita.

La zona más porosa se presenta a 5356 metros con una porosidad de 10%, la formación presenta saturación mayores a 50% de agua en casi todo su espesor; se determinó una zona

de interés, donde la saturación de hidrocarburos es de 60% y espesor de 1 metro. La producción estimada es de 11,855.09 barriles.

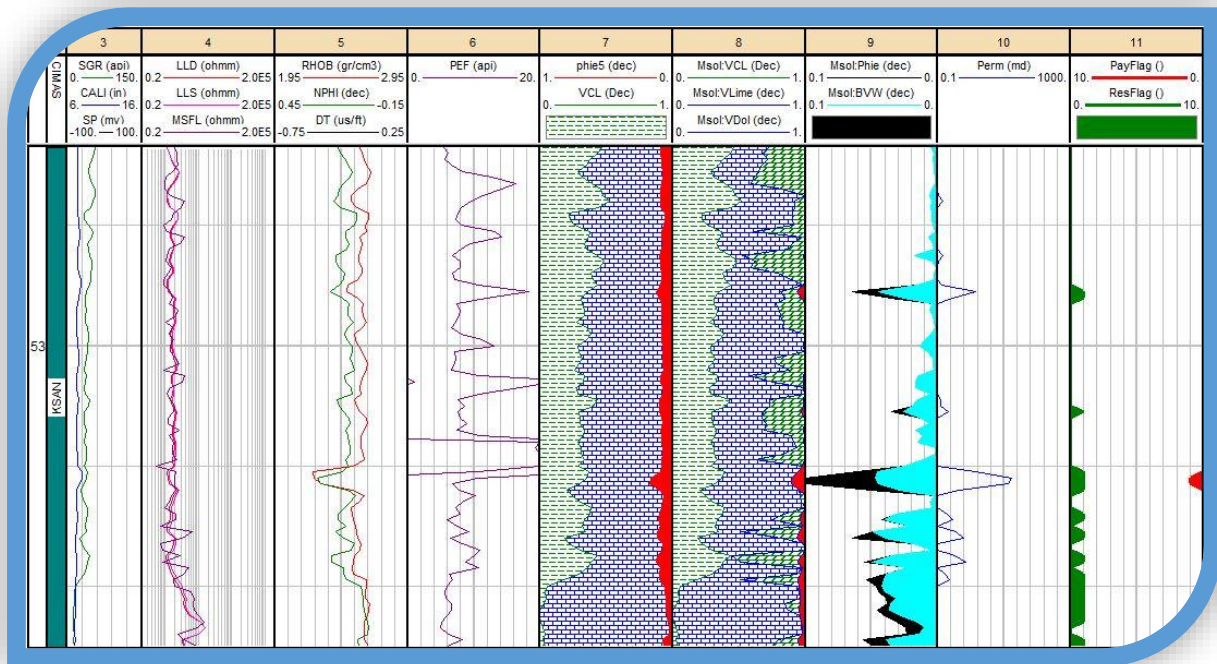


Fig. 33 Formación KSAN del pozo T-101B, IP®.

#### -Formación JSK (Fig.34):

Profundidad: 5656.57 – 5968; 301.43 metros de espesor.

La mineralogía compleja en la formación muestra una disminución en el contenido de arcilla, 30% en la cima, tendiendo a ser una formación limpia después de 5684 metros. La presencia de dolomita se incrementa en profundidad y por lo contrario la caliza disminuye. A la profundidad de 5686 metros el registro caliper muestra valores anómalos, afectando las zonas de interés.

A 5690 metros se localiza la primer pay zone con una porosidad de 9%, una saturación de hidrocarburos de 90% y un espesor de 1.3 metros. La segunda zona de interés se localiza a 5799 metros con  $S_o$  de 90% y un espesor de 1 metro. La producción de esta formación se estima en 43,468.67 barriles.

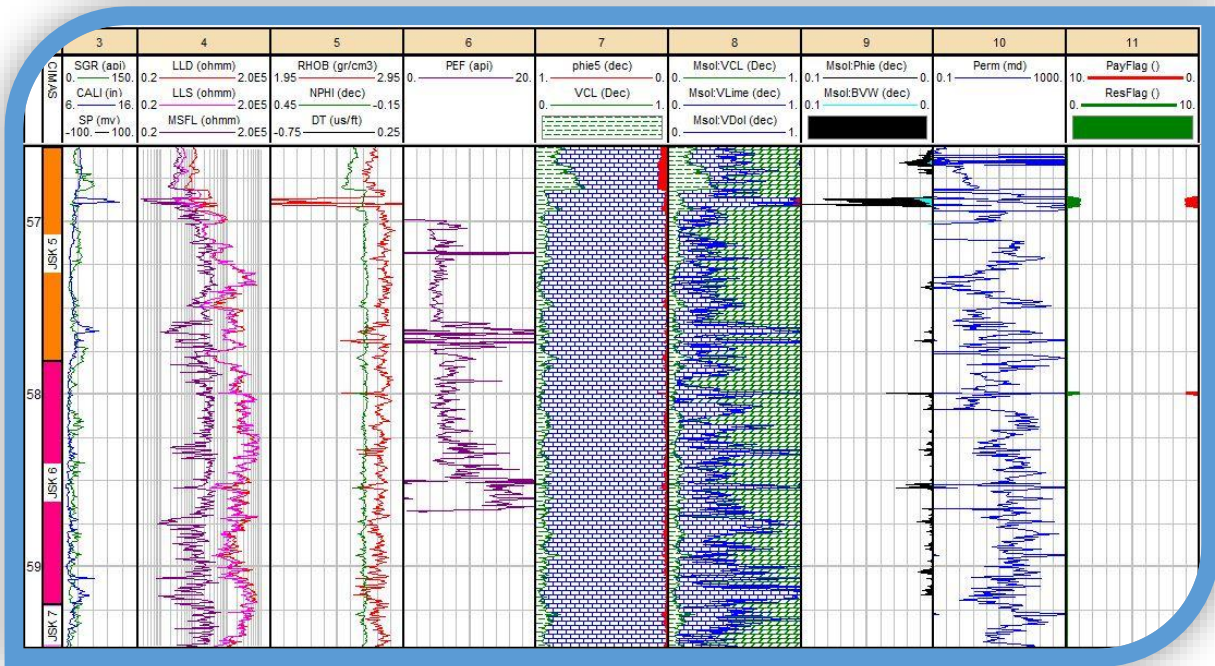


Fig. 34 Formación JSK del Pozo T-101B, IP®.

#### 4.1.2 Interpretación del pozo T-105

El pozo T-105 (Fig.35) presenta formaciones limpias con un máximo de arcillas del 20%, la cima se conforma de calizas dolomitizada, a partir de 5244 metros el contenido de dolomita aumenta hasta en un 80%. La porosidad solo se presenta en algunos intervalos, el contenido de agua es mayor en la parte superior del pozo; los parámetros para estimar las zonas de interés fueron  $\phi \geq 3\%$ ,  $Sw \leq 50\%$  y  $VCL \leq 50\%$ ; se estimaron 4 zonas de paga en dos formaciones KSAN y JSK, con un total de 268, 715.46 barriles.

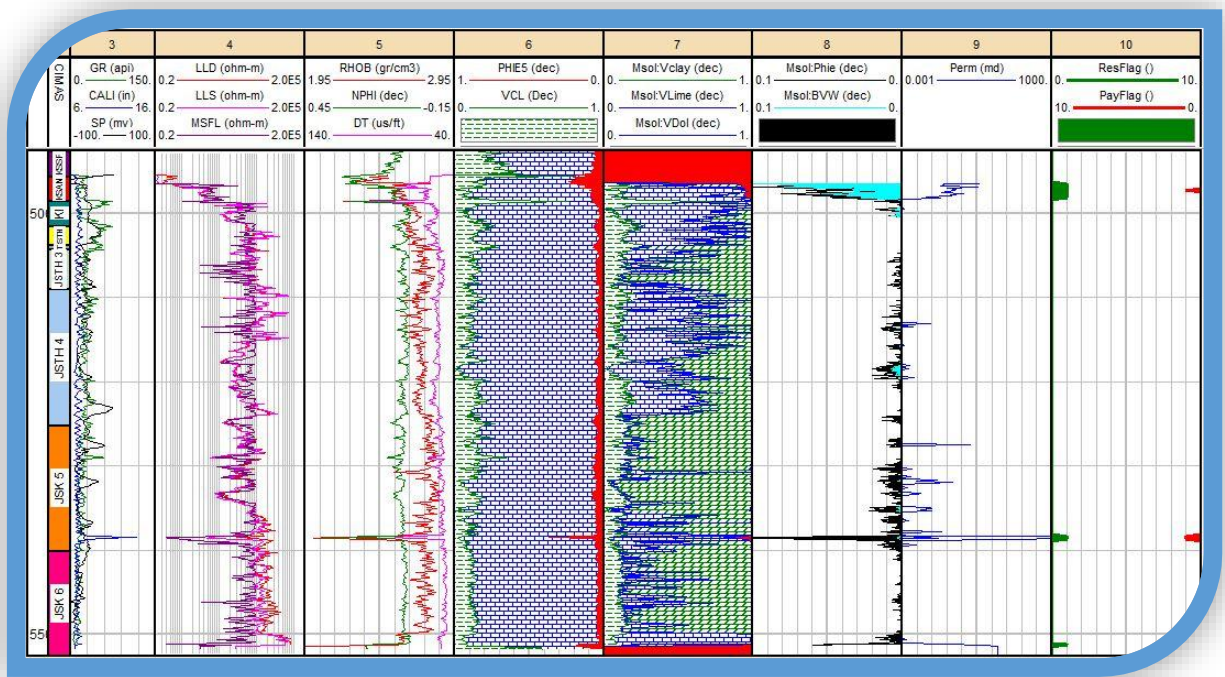


Fig. 35 Template completo del pozo T-105, IP®.

#### -Formación KSAN (Fig. 36):

Profundidad: 4957 – 4986.55; 29.55 metros de profundidad.

Los registros inician en los 4964 metros, encontrando en la cima 70% dolomitas con un 30% de arcillas, el volumen de calizas aumenta conforme la profundidad, presentando algunas intercalaciones de dolomitas; la base del esta formación presenta hasta un 100% de contenido de arcillas. La porosidad promedio de esta formación es 10%, donde los primeros 4 metros se encuentran totalmente saturados de agua.

Se presentan dos zonas de interés en los 4971 y 4973 metros con un espesor de 1 metro, el porcentaje de saturación de hidrocarburos es del 60% aproximadamente, esto equivale a 7,903.39 barriles.

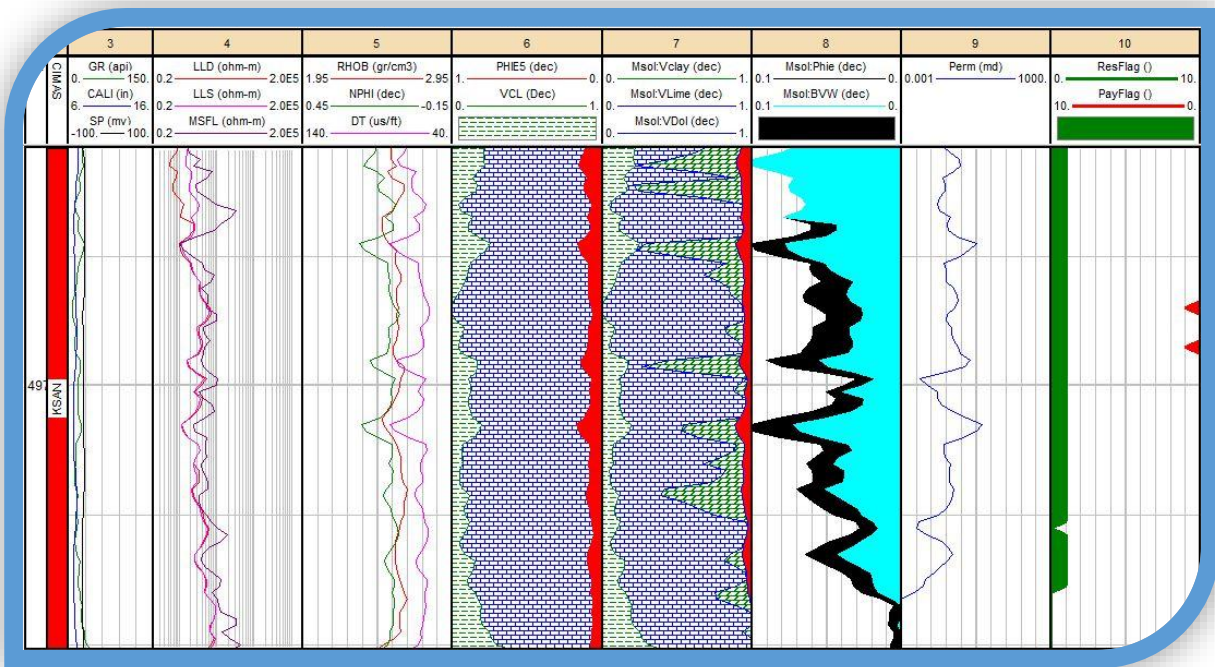


Fig. 36 Formación KSAN del pozo T-105, IP®.

#### -Formación JSK (Fig.37):

Profundidad: 5253 – 5526; 273 metros de espesor.

El Kimeridgiano se conforma principalmente de rocas dolomíticas con un contenido de arcilla de 20 a 30% con capas intermedias de calizas, la porosidad en toda la formación es pequeña, sin embargo a 5385 metros el registro caliper muestra un pico muy abrupto el cual se puede asociar a un colapso del pozo, esta medición afecta la estimación de la zona de interés por lo tanto se omite de la saturación de hidrocarburos. La porosidad en la única pay zone es de 6% con  $S_o$  de 80% y un espesor de 2.7 metros, generando 260,812.07 barriles.

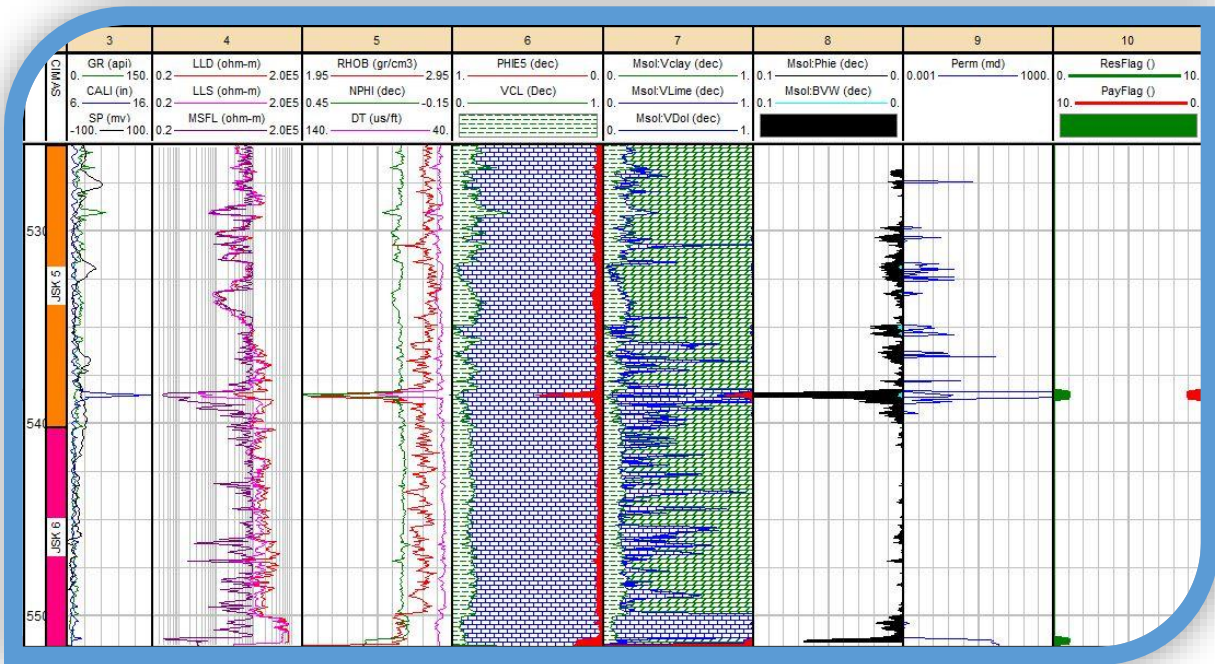


Fig. 37 Formación JSK del pozo T-105, IP®.

#### 4.1.3 Interpretación del pozo T-107

En el pozo T-107 (Fig.38), la matriz se compone principalmente de calizas altamente dolomitizada, con alto contenido de arcillas, en la cima con más del 50% del volumen disminuyendo en profundidad, la matriz se determinó mediante una gráfica cruzada o crossplot del registro de Neutrón vs el registro de Densidad. Se observa que la porosidad es escasa a lo largo del pozo, sin embargo hay intervalos donde la porosidad es mayor del 3%.

Los parámetros de corte que se tomaron para estimar las zonas de interés fueron  $\phi \geq 3\%$ ,  $sw \leq 50\%$  y  $VCL \leq 50\%$ ; Se obtuvieron 3 formaciones productoras localizadas en el Cretácico Superior Agua Nueva, Jurásico Superior Thitoniano y Jurásico Superior Kimeridgiano con 14 zonas de interés y un total de 248, 956.96 barriles.

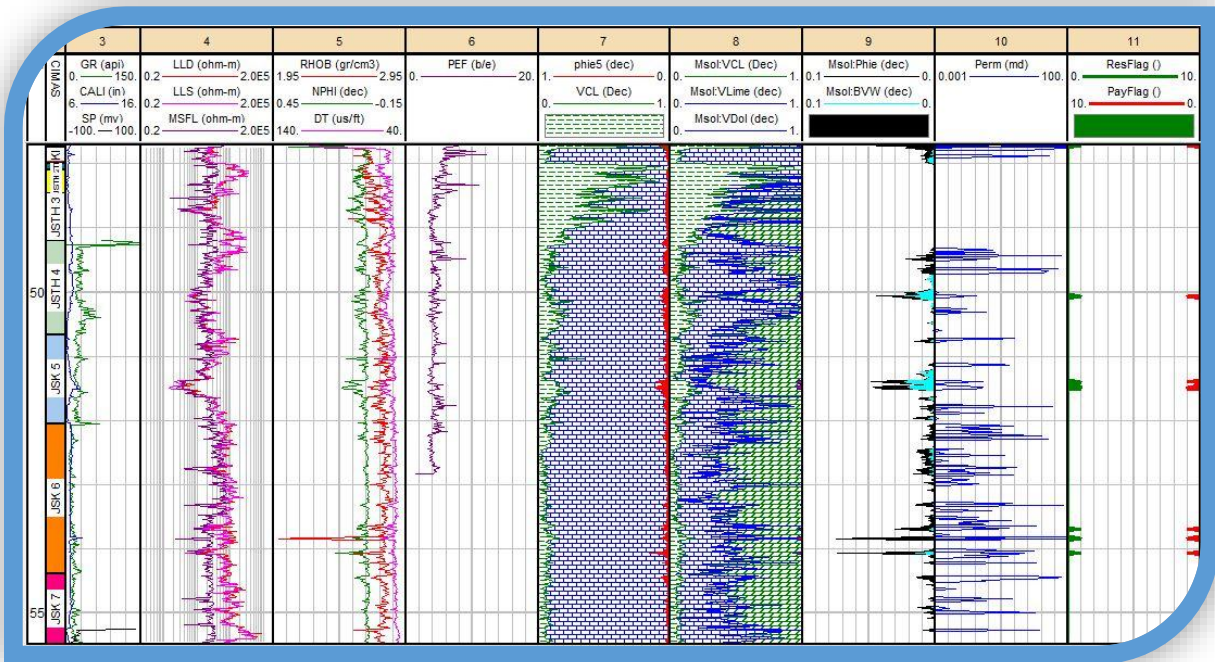


Fig. 38 Template completo del pozo T-107, IP®.

#### -Formación KSAN (Fig.39):

Profundidad: 4756 – 4774; 18 metros de espesor.

En el pozo los registros comienzan a una profundidad de 4764 metros, la litología es principalmente calizas compuesta con un volumen de arcilla que va de 25% hasta el 100% en la base. La porosidad máxima en esta formación es de 5% localizándose en los últimos 4 metros de la formación, el contenido de agua es muy bajo en todo el Cretácico Superior Agua Nueva con un 11% aproximadamente. La única zona de paga contiene 89% de hidrocarburos, equivalentes a 7,903.39 barriles.

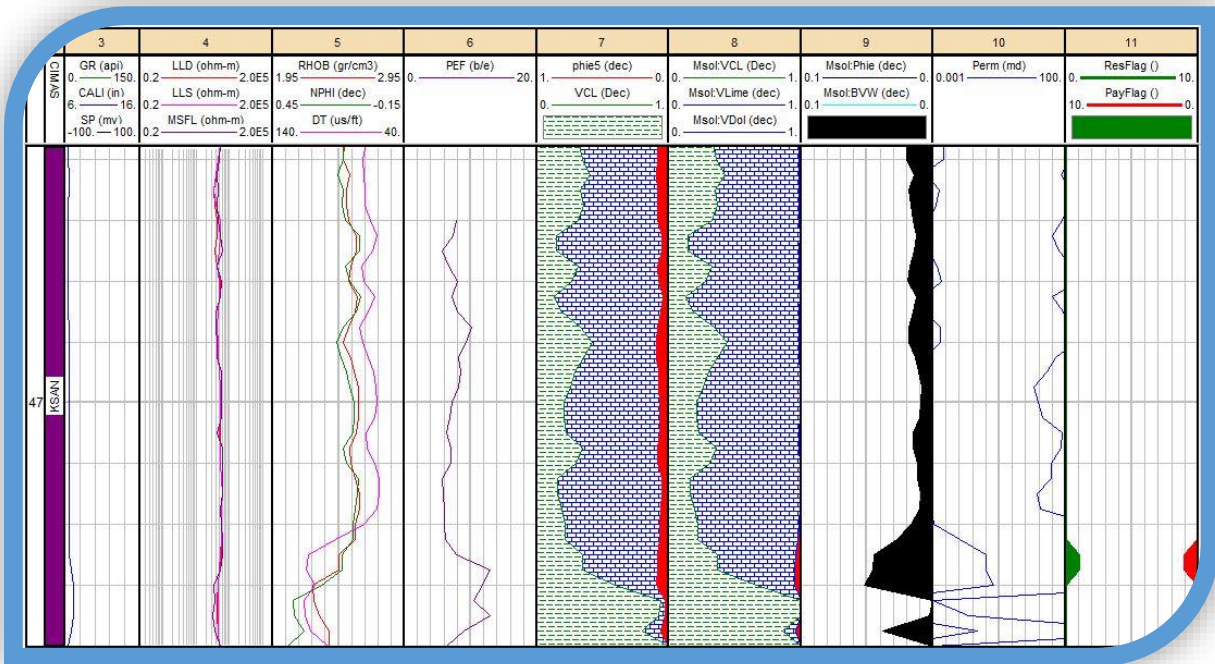


Fig. 39 Formación KSAN del pozo T-107, IP®.

#### -Formación JSTH (Fig.40):

Profundidad: 4800 – 5066.18; 266.18 metros de espesor.

En la parte superior el pozo se compone de arcillas y calizas con capas intercaladas de dolomita de diversos espesores, siendo predominante la arcilla hasta los 4930 metros donde el contenido se reduce considerablemente. La porosidad es nula en casi toda la extensión del pozo, sin embargo se observa hasta los 4900 metros, siendo la máxima de un 4% a los 5000 metros. Se obtuvieron 7 zonas de interés con un 65% de hidrocarburos, obteniendo 23,710.18 barriles.

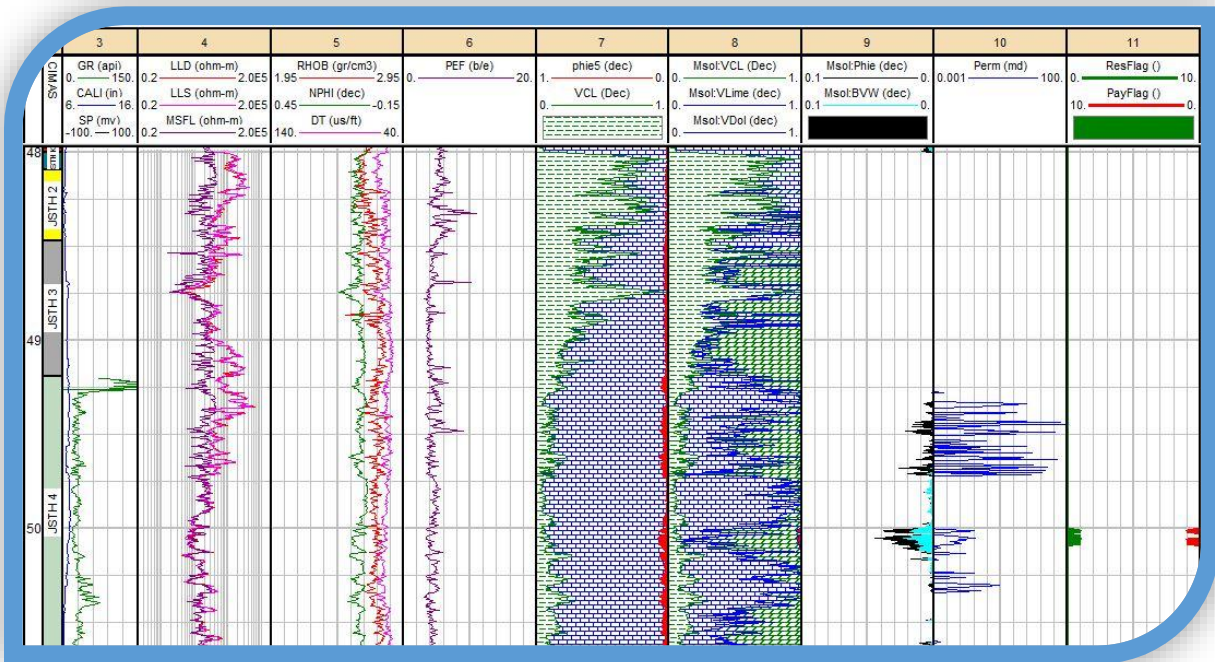


Fig. 40 Formación JSTH del pozo T-107, IP®.

#### -Formación JSK (Fig.41):

Profundidad: 5066.18 – 5724; 657.82 metros de espesor.

El contenido de arcilla en este intervalo disminuye siendo una formación limpia, para las rocas del JSK el porcentaje de dolomitas es mayor al de calizas, la porosidad es baja con intervalos de 4%. Se estimaron 6 zonas de interés; a los 5140 metros se encuentran las primeras dos pay zone con espesores de 2 y 5 metros, posteriormente 229 metros más abajo se encuentran otras 4 zonas con espesores de 1 a 3 metros, teniendo aproximadamente 80% de hidrocarburos, equivalentes a 217,343.39 barriles.

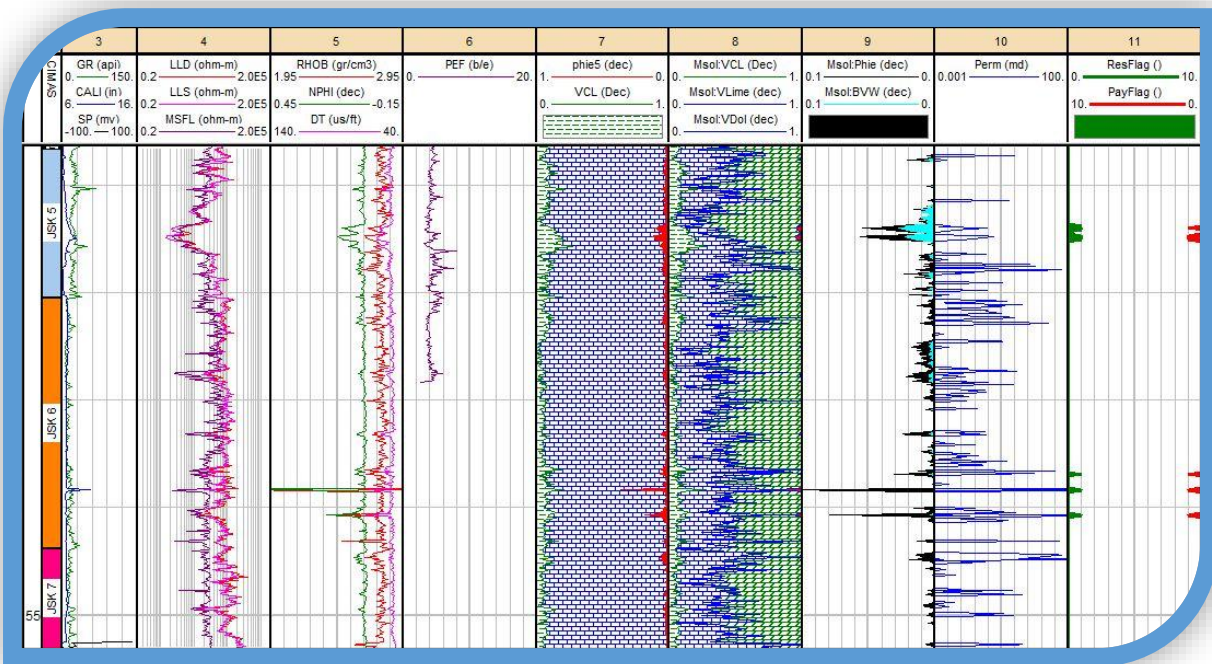


Fig. 41 Formación JSK del pozo T-107, IP®.

#### 4.1.4 Interpretación del pozo T-129

La roca predominante del pozo T-129 (Fig.42) fue determinada por medio de un crossplot NPHI vs RHOB, en la cual se observa la distribución de los datos, teniendo una concentración principal entre la línea de la caliza y la línea de las dolomías. Posteriormente en el modelo de la mineralogía compleja, se observa una litología que se constituida por calizas dolomitizadas, acompañada por dolomitas carbonatadas principalmente en el Jurásico superior, mientras que el contenido de arcilla en el pozo decrece al aumentar la profundidad.

Los parámetros de corte para el cálculo de las zonas de interés fueron  $\phi \geq 3\%$ ,  $sw \leq 50\%$  y  $VCL \leq 50\%$ , obteniendo 43 zonas de paga distribuidas desde el KSSF hasta el JSK con una producción de 410,976.57 barriles.

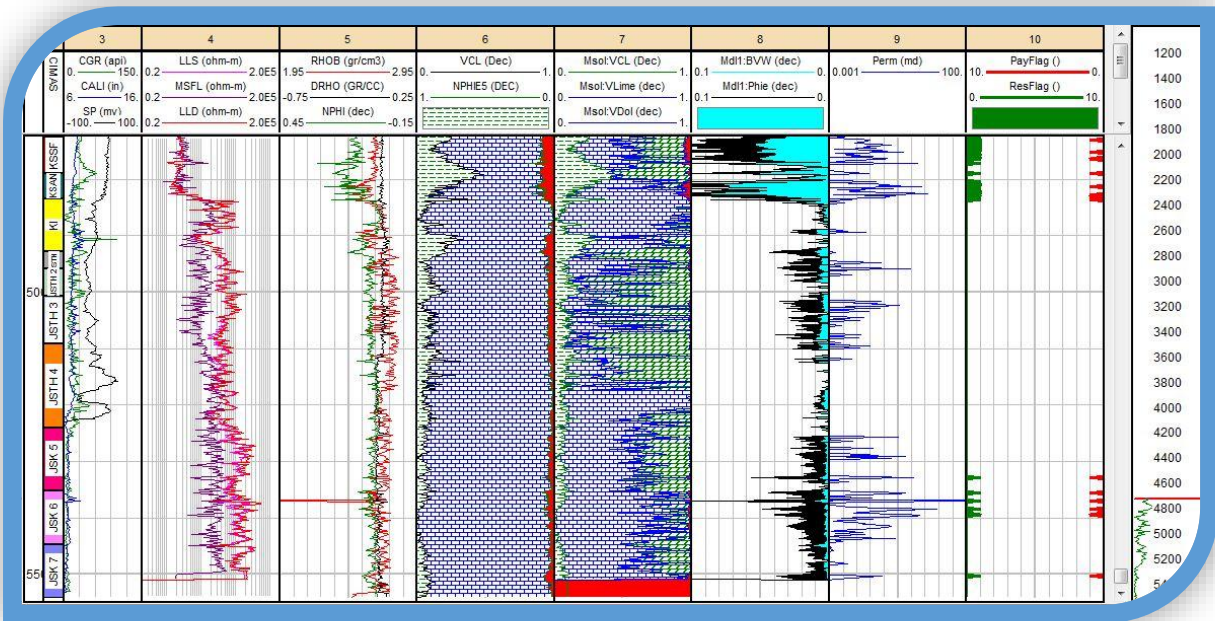


Fig. 42 Template Completo del pozo T-129, IP®.

#### -Formación KSSF (Fig.43):

Profundidad: 4685 – 4790; 105 metros de espesor.

La formación KSSF presenta un porcentaje mínimo de arcilla aproximado de 20% en la parte superior mientras que en la base el porcentaje aumenta a 50% y la dolomita tiene un porcentaje del 30% a lo largo de la formación aumentando en la base, siendo la caliza la roca predominante. La porosidad en esta formación es del 6%, los hidrocarburos almacenados se encuentran principalmente en la parte superior con concentraciones máximas aproximadas de 50% a 60%, presentando 11 zonas de interés equivalentes a 43,468.67 barriles, mientras que la parte inferior el volumen de agua aumenta.

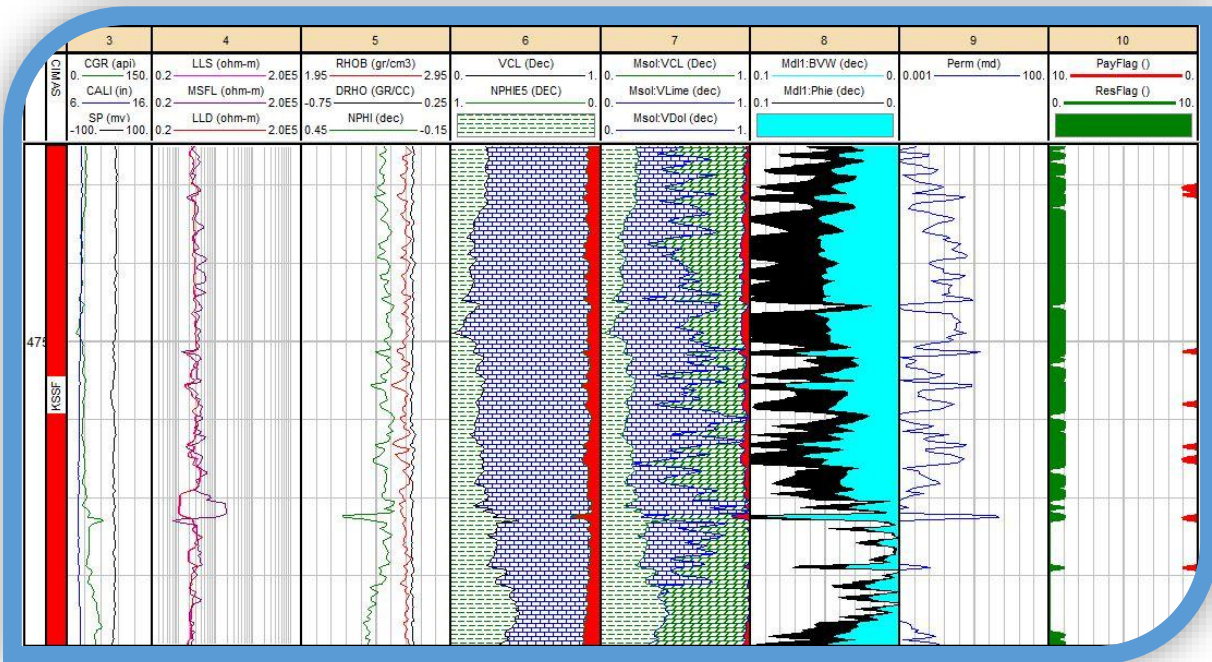


Fig. 43 Formación KSSF del pozo T-129, IP®.

#### -Formación KSAN (Fig.44):

Profundidad: 4790 - 4834.5; 44.5 metros de espesor.

La cima de esta formación presenta en un 50% contenido de arcilla con dolomitas y escasa presencia de caliza, a los 4820 metros la litología se constituye principalmente de calizas con un 20% de volumen de arcillas es decir a partir de esta profundidad se puede considerar una formación limpia, con una porosidad máxima de 13%. El contenido máximo de hidrocarburos es de un 65% concentrado en la parte media y en la base del pozo, habiendo 14 pay zones equivalentes a 114,599.24 barriles.

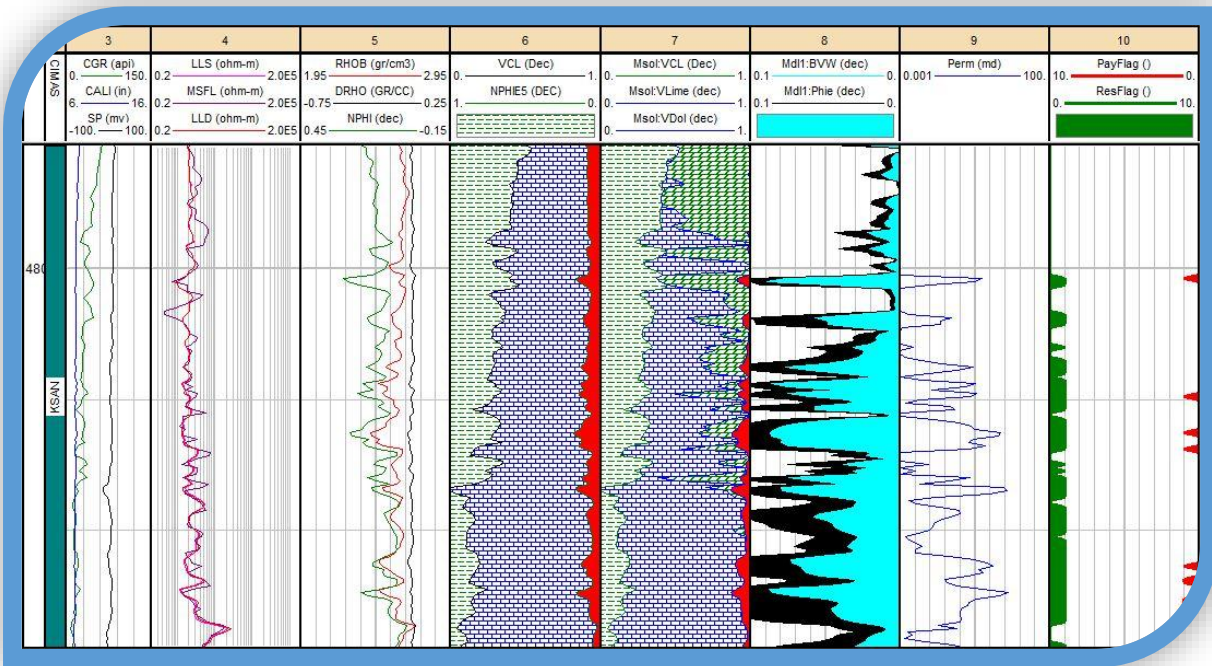


Fig. 44 Formación KSAN del pozo T-129, IP®.

#### -Formación KI (Fig.45):

Profundidad: 4834.5 – 4928.5; 94 metros de espesor.

El Cretácico Inferior es una formación que en la mayor parte el contenido de arcilla es menor al 20% con excepción en sus primeros metros y en la parte inferior, presenta poco contenido de dolomita hasta los 4900 metros donde aumenta considerablemente. Esta formación a pesar de su bajo contenido de arcillas, tiene una porosidad casi nula o nula en todo su espesor con excepción de la única zona de paga ubicada a una profundidad de 4836.8 metros, la cual presenta una porosidad del 7% y una concentración de hidrocarburos de 70% con una producción de 11,855.09 barriles.

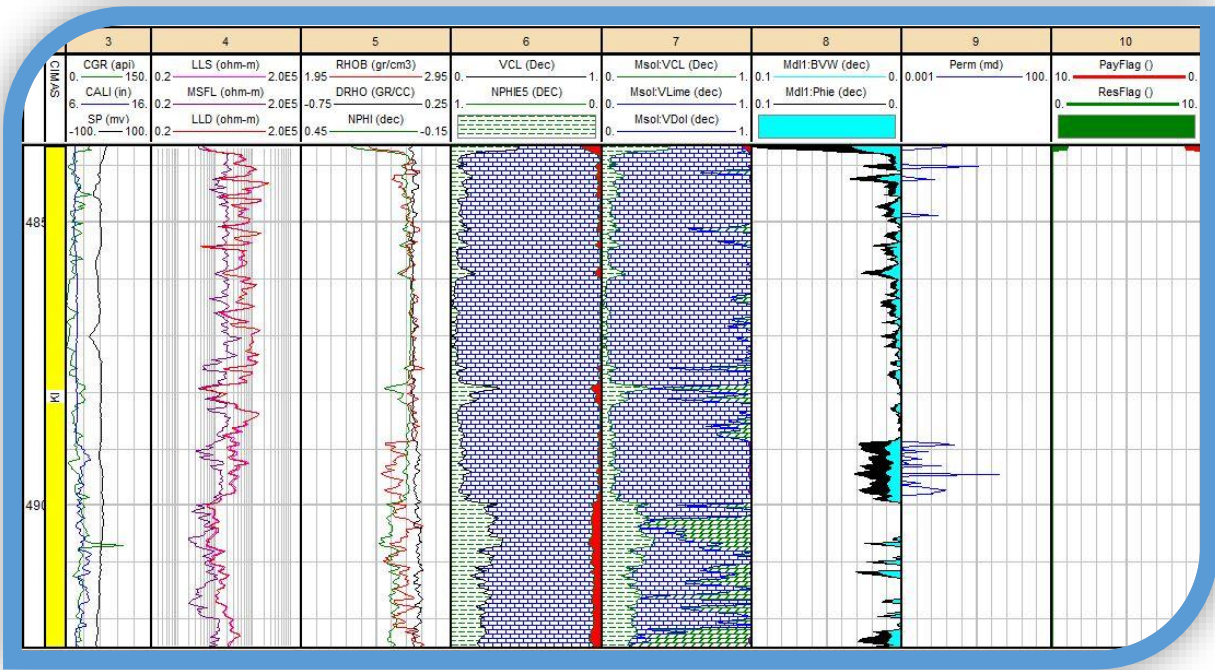


Fig. 45 Formación KI del pozo T-129, IP®.

**-Formación JSTH (Fig.46):**

Profundidad: 4928.5 – 5240; 311.5 metros de espesor.

La litología que presenta el Jurásico Superior Thitoniano se conforma por dolomitas carbonatadas y se puede considerar una formación limpia con porcentajes de arcillas menores al 20% y porosidades del 3%, obteniendo 6 zonas de interés con concentraciones máximas del 70% de hidrocarburos, produciendo una cantidad de 23,710.18 barriles.

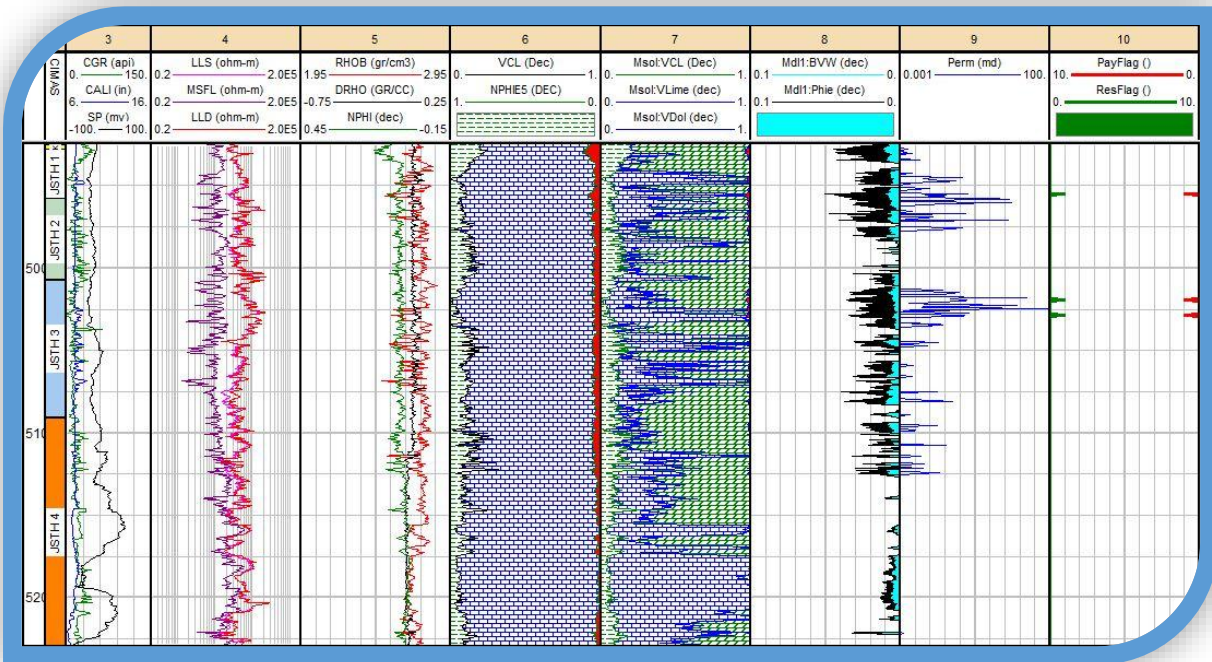


Fig. 46 Formación JSTH del pozo T-129, IP®.

#### -Formación JSK (Fig.47):

Profundidad: 5240 – 5542; 302 metros de espesor.

En el Kimeridgiano la poca presencia de arcillas continua, mientras la matriz de caliza se encuentra intercalada con dolomitas en algunas zonas teniendo hasta un 60%. Se observan porosidades de 5% y un porcentaje máximo de hidrocarburos de 80%, teniendo así 11 zonas de paga con una producción de 217,343.39 barriles.

Nota: A los 5371 metros de profundidad los registros muestran un pico anómalo en casi todos los registros esto es debido a algún derrumbe que puede existir a esa profundidad, causando que esta se muestre también como una posible zona de interés por lo tanto esta se omitió del cálculo.

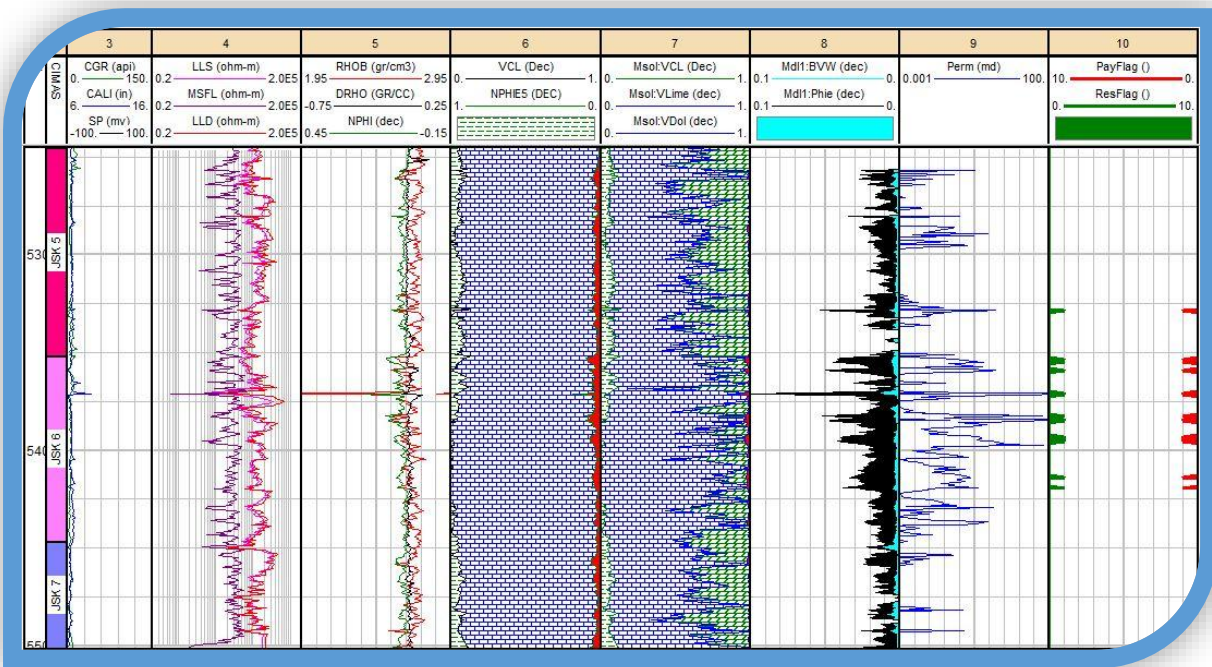


Fig. 47 Formación JSK del pozo T-129, IP®.

### Interpretación del pozo T-147

El pozo T-147 (Fig.48) presenta una matriz de caliza altamente dolomitizada y dolomitas carbonatadas principalmente en el Jurásico Superior donde el contenido de dolomitas alcanza más del 50%, es un pozo que de manera general presenta poca presencia de arcillas, el porcentaje más alto se localiza en la cima con un 30% de volumen de arcilla y a una profundidad de 5276 metros se puede considerar una formación limpia.

El pozo presenta poca porosidad, sin embargo, hay intervalos donde existe una porosidad máxima del 8%, como resultado se obtuvieron dos formaciones productoras KSAN y JSK que cuentan con 12 zonas de interés y una producción total de 221,295.09 barriles, cabe destacar que de los 5 pozos el T-147 presenta menor contenido de hidrocarburo.

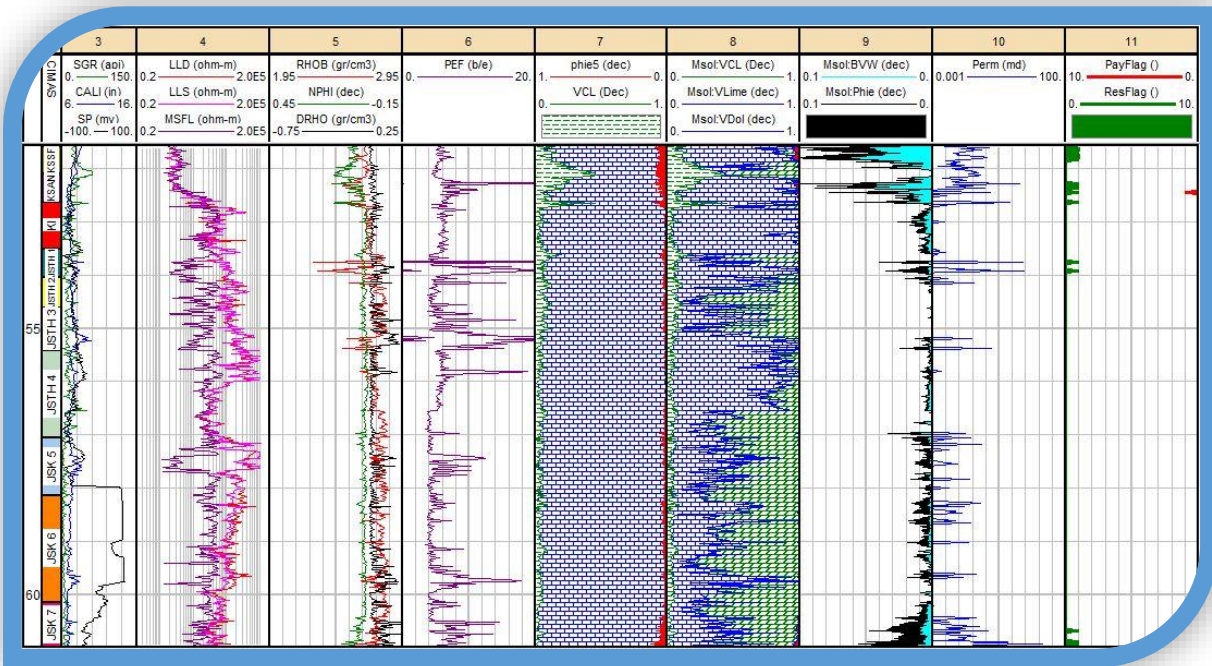


Fig. 48 Template Completo del pozo T-147, IP®.

#### -Formación KSAN (Fig.49):

Profundidad: 5210.5 – 5263.06; 52.56 metros de espesor.

El Cretácico Superior Agua Nueva presenta en su cima dolomitas con alto contenido de arcillas y una porosidad nula, posteriormente de los 5230 metros la litología cambia completamente abundando la caliza siendo una formación limpia de arcillas. La porosidad es baja, en algunos intervalos se observan porosidades máximas de 4%, teniendo dos zonas de interés con 60% de hidrocarburos y una producción de 15,806.79 barriles.



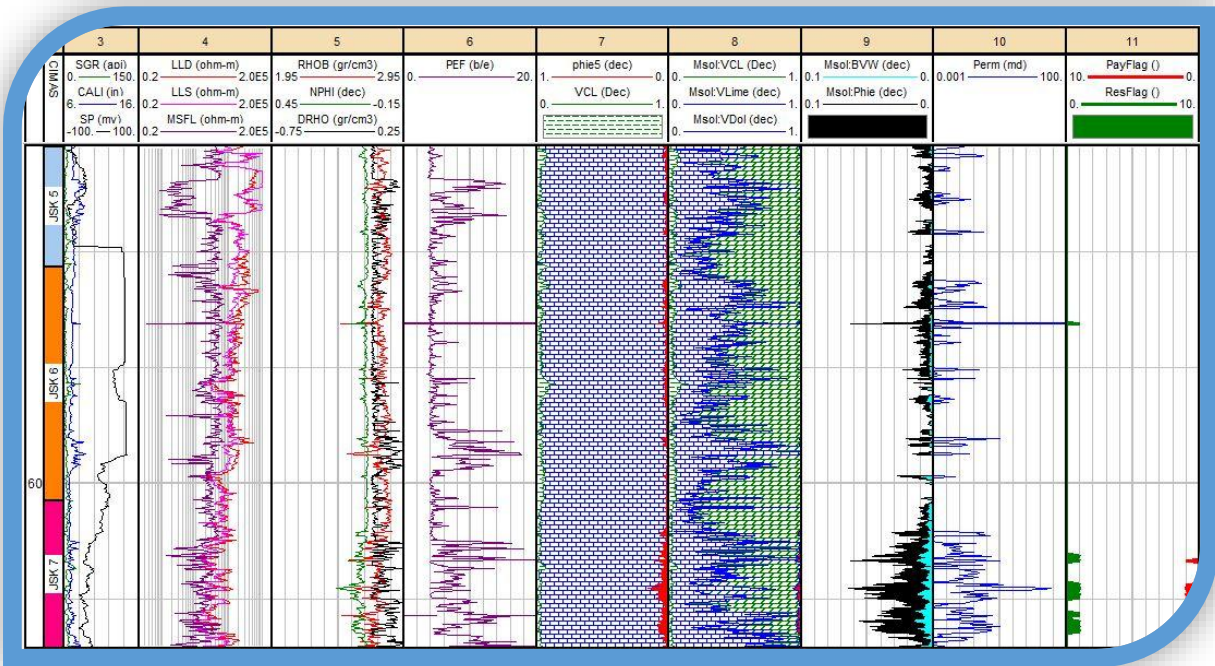
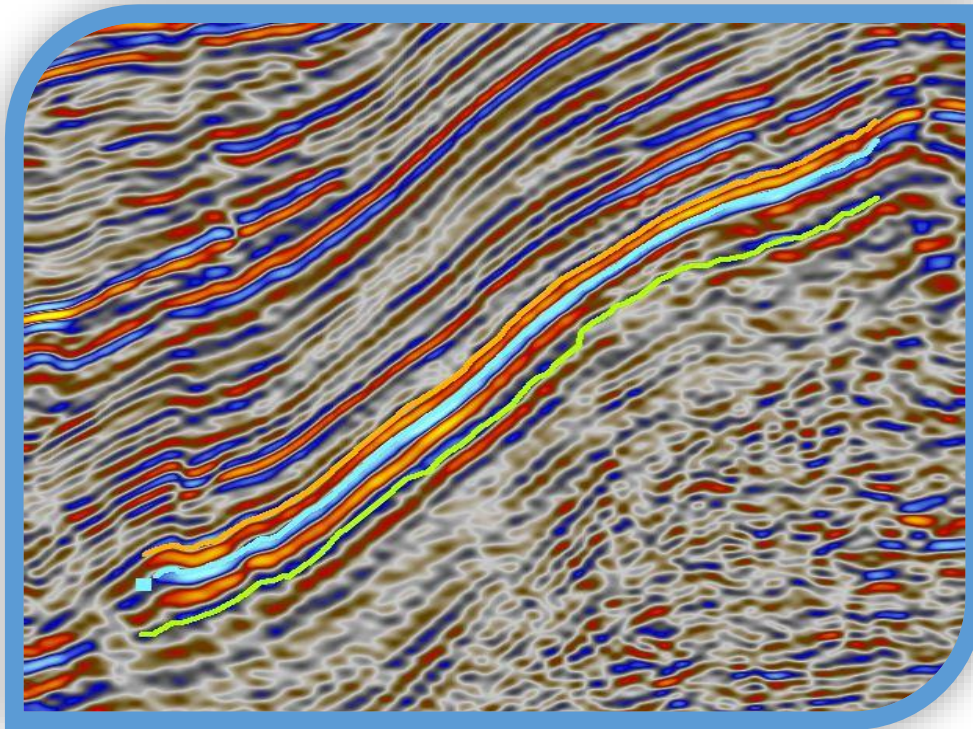


Fig. 50 Formación JSK del pozo T-147, IP®.

## 4.2 Interpretación Sísmica

El análisis de las trazas sísmicas se realizó a partir de los tiempos estimados para las formaciones por medio de registros geofísicos de pozos, indicando la profundidad en tiempo a la que se encuentran. Se tomó como referencia el pozo T-129, para cada formación se marcaron los horizontes cada 10 in-line y cross-line.

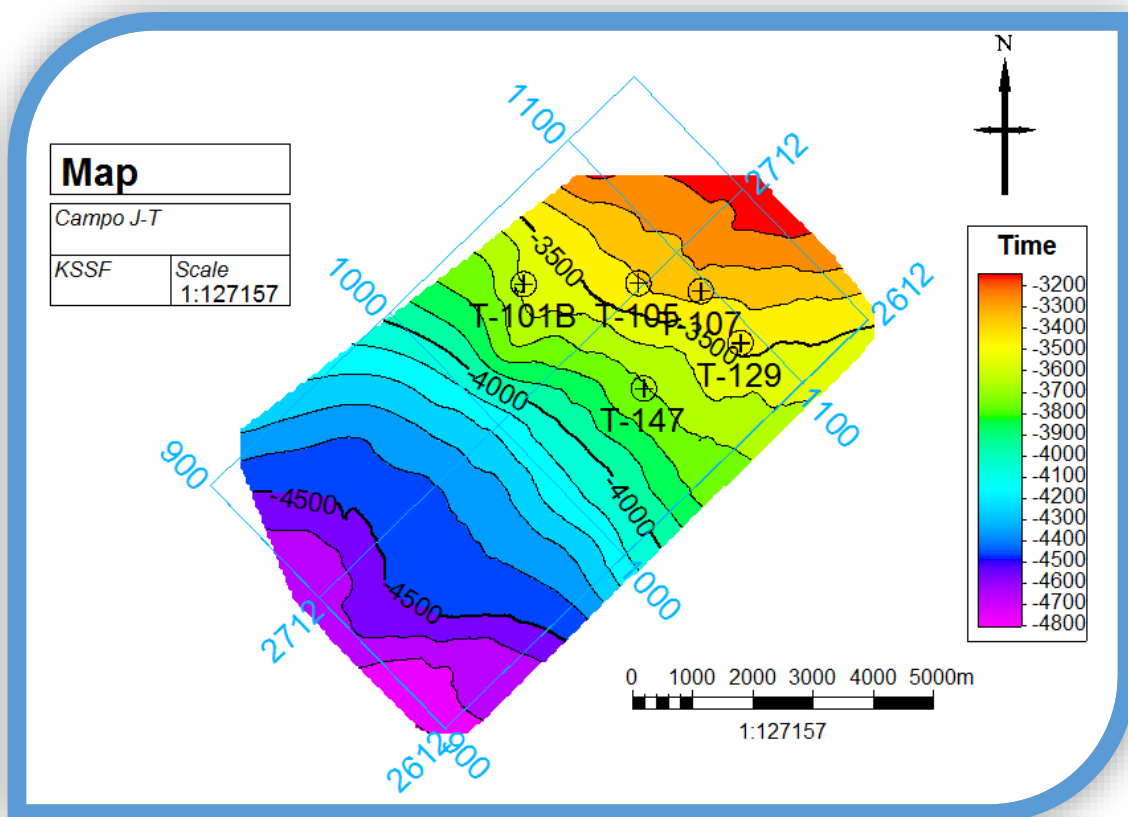
La Fig. 51 muestra las trazas con el atributo de volumen Structural Smoothing, el cual permitió realizar el seguimiento de los horizontes, teniendo como resultado una estructura plegada con buzamiento SW-NE, producto de esfuerzos compresivos que afectaron las rocas del mesozoico.



*Fig. 51 Horizontes marcados sobre la inline 2652 correspondiente al pozo T-129, Petrel®.*

Con la interpretación de los horizontes se generó los mapas de configuración estructural de cada Formación, donde se observa la estructura en planta y la profundidad en tiempo, la distancia entre isolineas es de 100 milisegundos. Los mapas de configuración presentan una tendencia similar donde la parte más profunda se encuentra en el SW alcanzando los 4800 milisegundos, siendo más alta hacia el NE con un mínimo de 3170 milisegundos.

A partir de los -4000 milisegundos, se muestra un cambio en el sentido de los contornos observando una estructura de tipo anticlinal. La estructura se encuentra a una profundidad mayor en el pozo T-147 partiendo de la formación KSSF localizada a 3340 milisegundos, mientras que en el pozo T-107 se encuentra a 3690 milisegundos.



*Fig. 52 Mapa de configuración estructural del horizonte KSSF, Petrel®.*

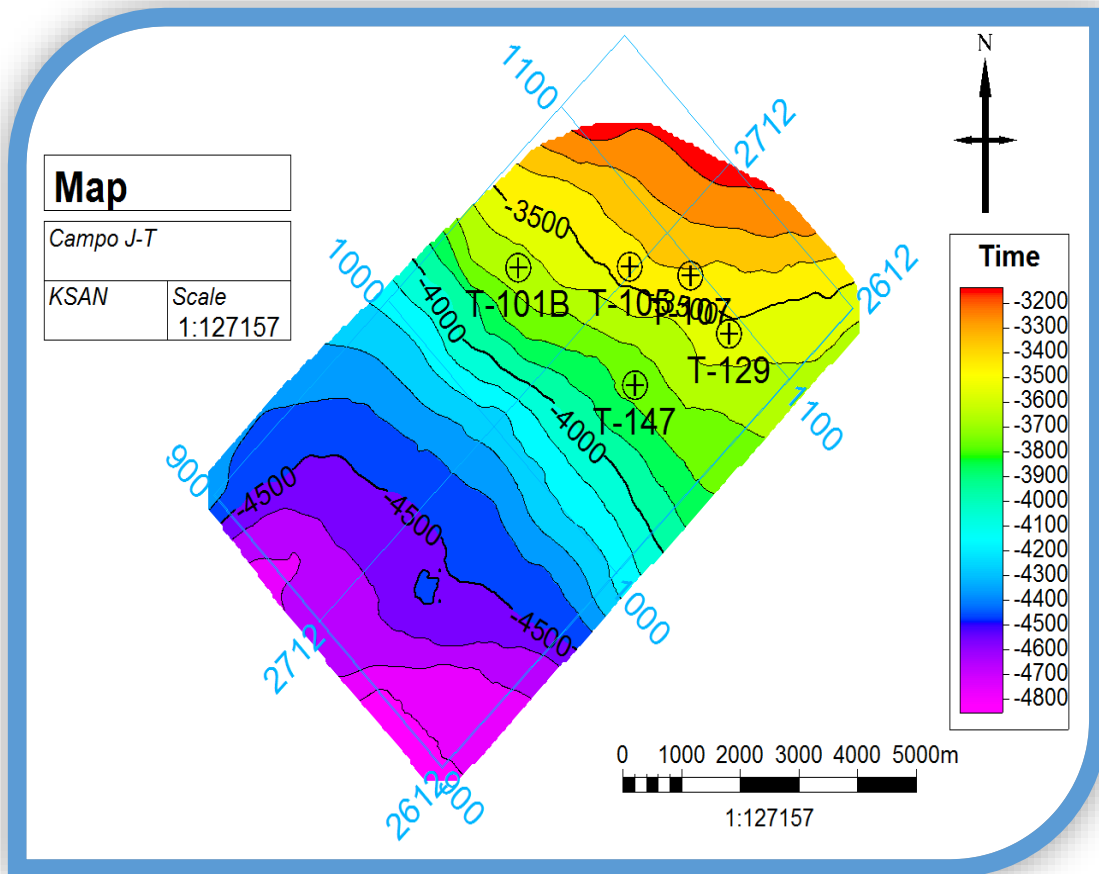


Fig. 53 Mapa de configuración estructural de la formación KSAN, Petrel®.

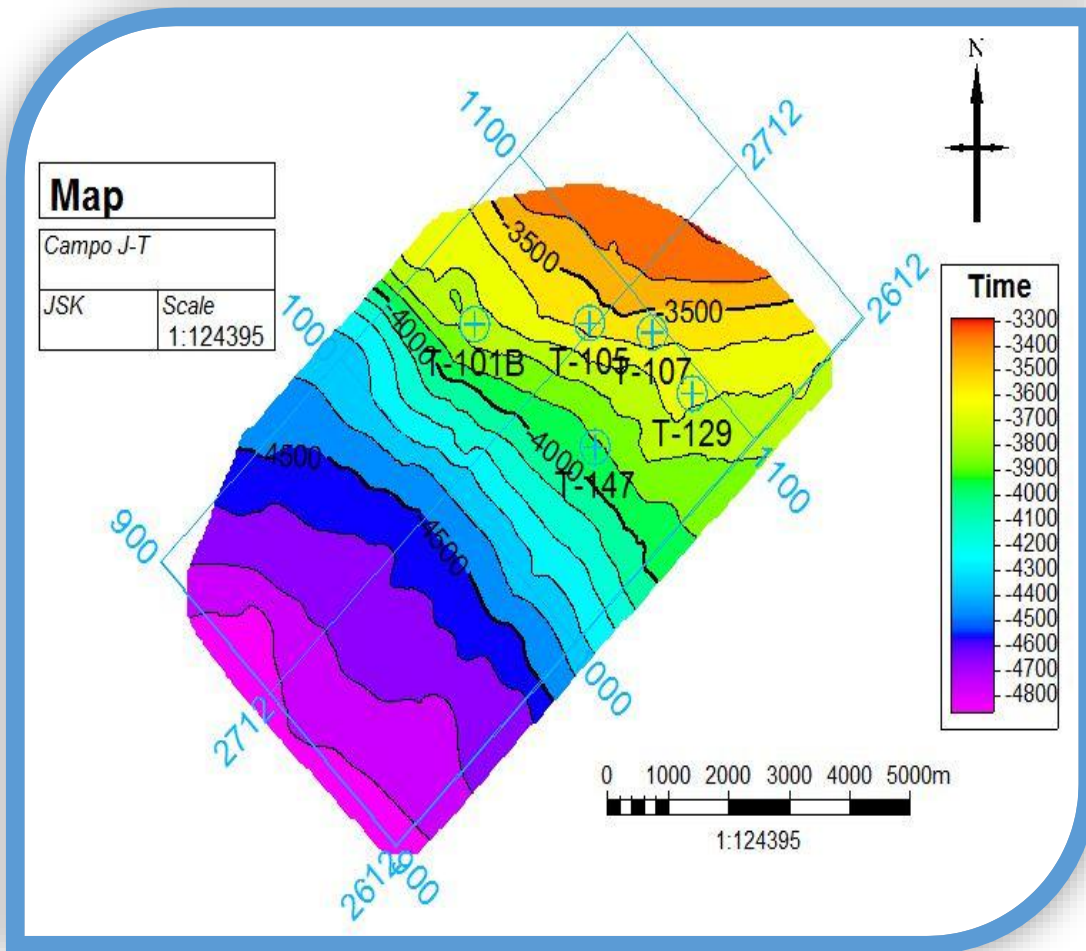
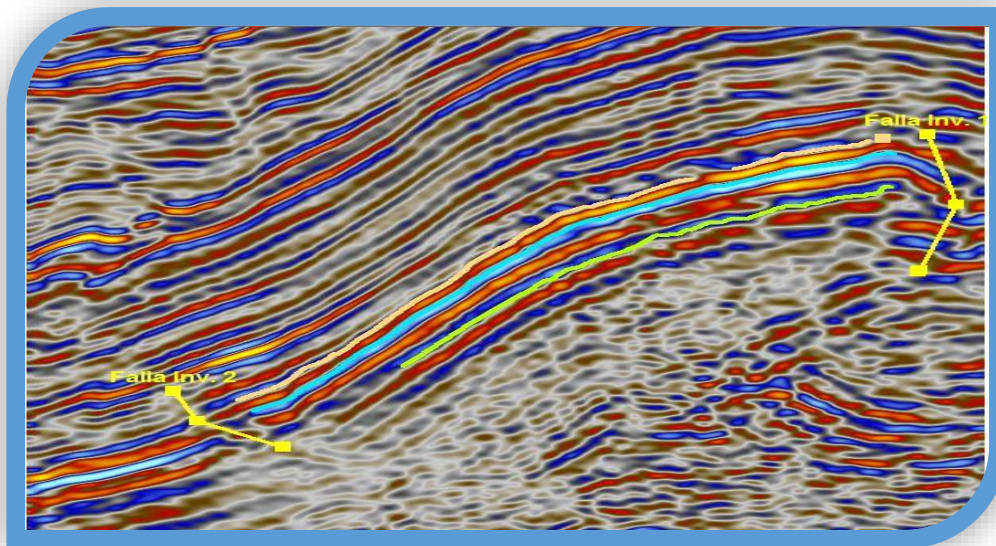


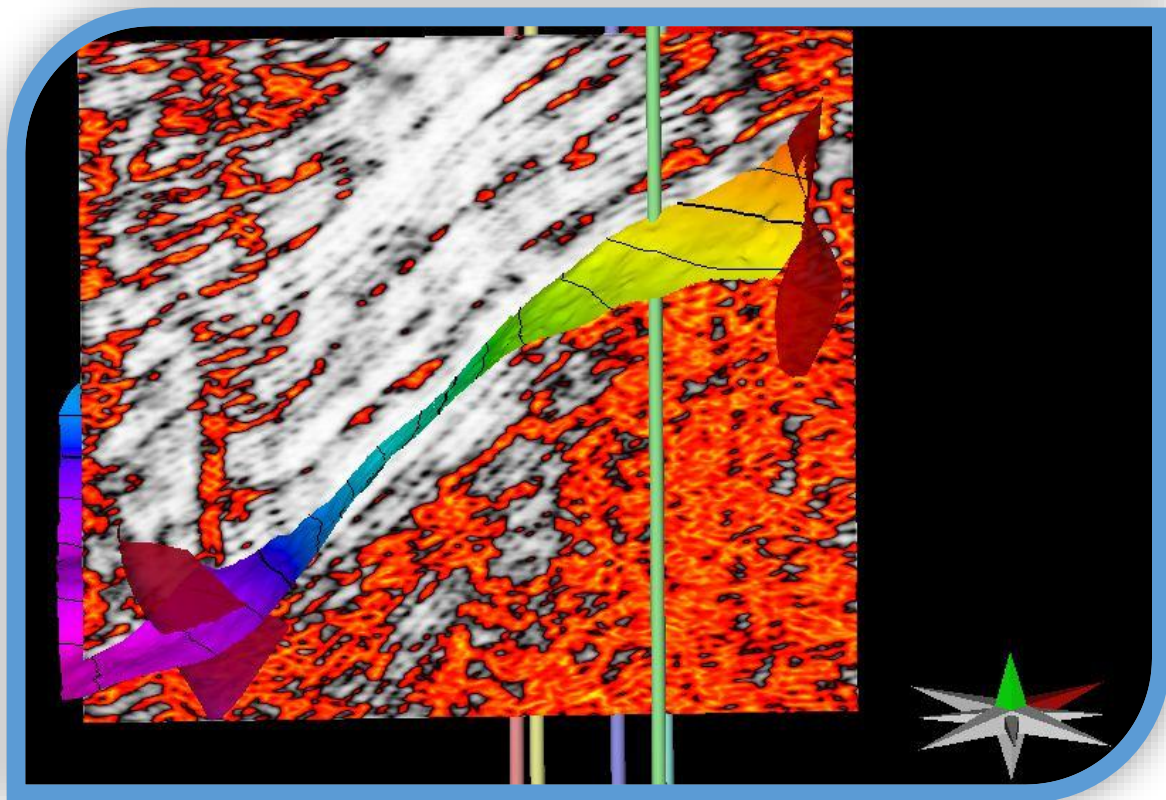
Fig. 54 Mapa de configuración estructural de la formación JSK, Petrel®.

La sísmica muestra que es una zona altamente fracturada y fallada, con el atributo de Structural Smoothing las fallas se pueden apreciar con claridad, únicamente se marcaron dos fallas principales debido a que son las que afectan los horizontes de interés, se pueden observar en color amarillo en la siguiente figura; la primera falla se ubica en la parte superior derecha se clasificó como una falla de tipo inversa con orientación NE-SW y se localizada a -3184.51 ms hasta -3719.46 ms, esta falla corta el plegamiento de tal forma que el flanco queda levantado sobre el resto de la estructura la cual se puede encontrar nuevamente a -4411.49 ms. La segunda falla se localiza en la parte inferior izquierda a -4441.25ms hasta -4659.81ms, es una falla inversa con orientación NW-SE con una menor longitud que la primera; este sistema de fallas y fracturas actúan como vías de migración para los hidrocarburos y la sal, así como trampas de tipo estructural.



*Fig. 55 Fallas marcadas sobre la inline 2622, Petrel®.*

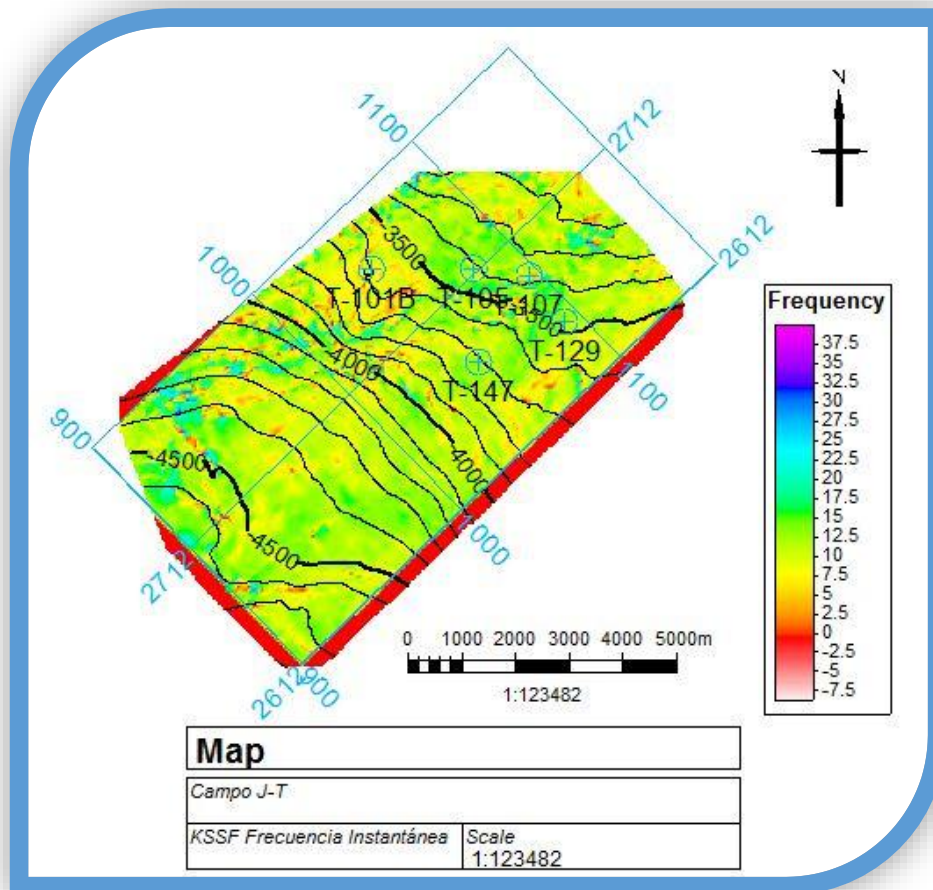
La siguiente figura muestra las superficies de falla en una vista 3D proyectadas sobre la configuración de la Formación Cretácico Superior Agua Nueva y la in-line 2652 correspondiente al pozo T-129 con el atributo de Chaos, se observa que las superficies de fallas marcadas corresponden a los valores más altos.



*Fig. 56 Vista 3D del mapa de configuración del horizonte KSAN, delimitado por las fallas que se muestran en la Inline 2652 con el atributo de Chaos, Petrel®.*

De los mapas de configuración donde se realizó la extracción de atributos, se obtuvo la distribución de los atributos de Amplitud RMS y Frecuencia Instantánea en la superficie para cada horizonte.

**Formación KSSF:** se muestra una distribución casi uniforme con frecuencias de 5 a 15 Hz, en la parte SW entre la cross-line 900 y 1000 se observan frecuencias más altas con valores de 17 a 30 Hz. La zona donde están ubicados los pozos presenta bajas frecuencias indicando la posible presencia de fluidos (Fig.57).



*Fig. 57 Extracción del Atributo Frecuencia Instantánea en el horizonte KSSF, Petrel®.*

El mapa de configuración con la extracción del atributo Amplitud RMS (Fig.58) correspondiente a este horizonte presenta tres zonas de interés con amplitudes mayores a 3600, estas anomalías con valores altos se localizan en NE y NO donde se ubican los pozos T-101B y T-129, mientras que los pozos T-105, T-107 y T-147 muestran amplitudes menores. Los valores de amplitudes altas se pueden asociar a estratos de rocas con buena compactación o a la presencia de hidrocarburos.

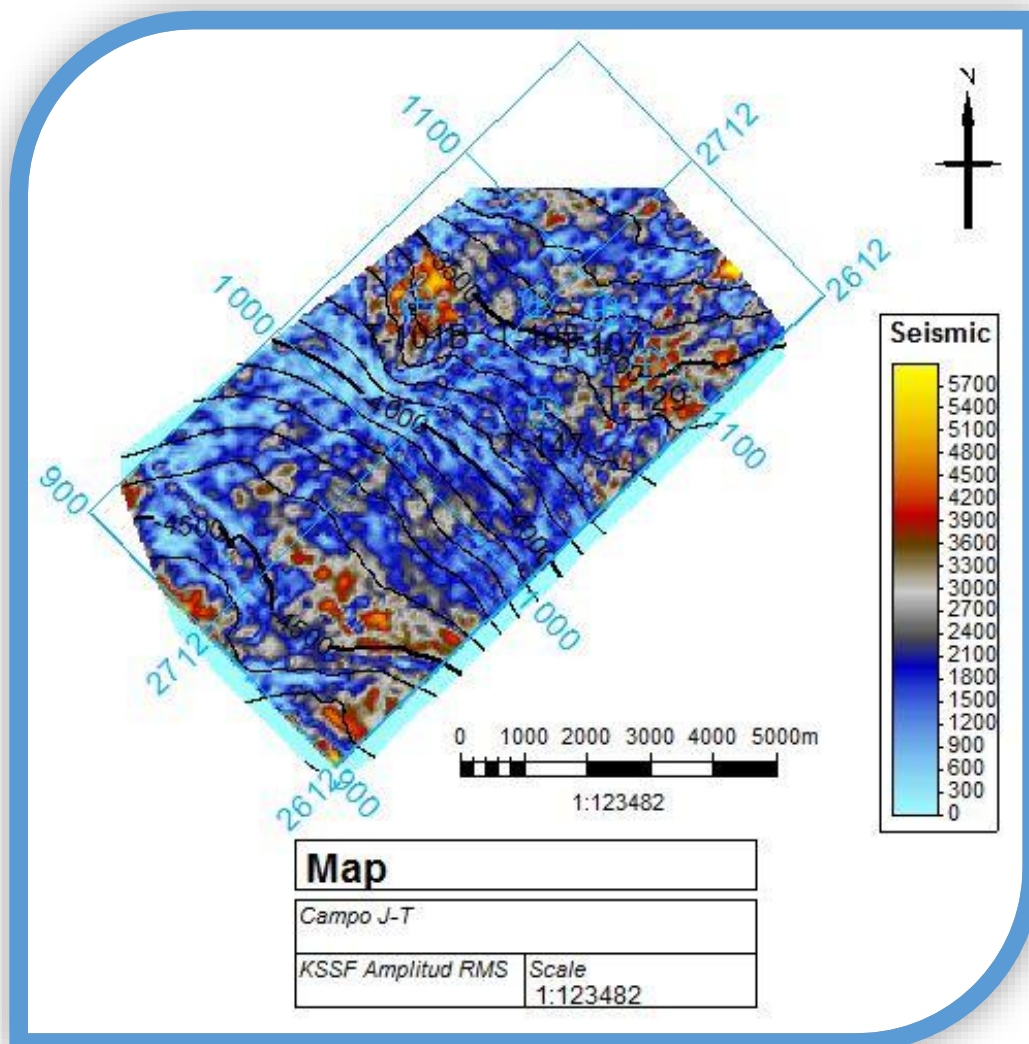
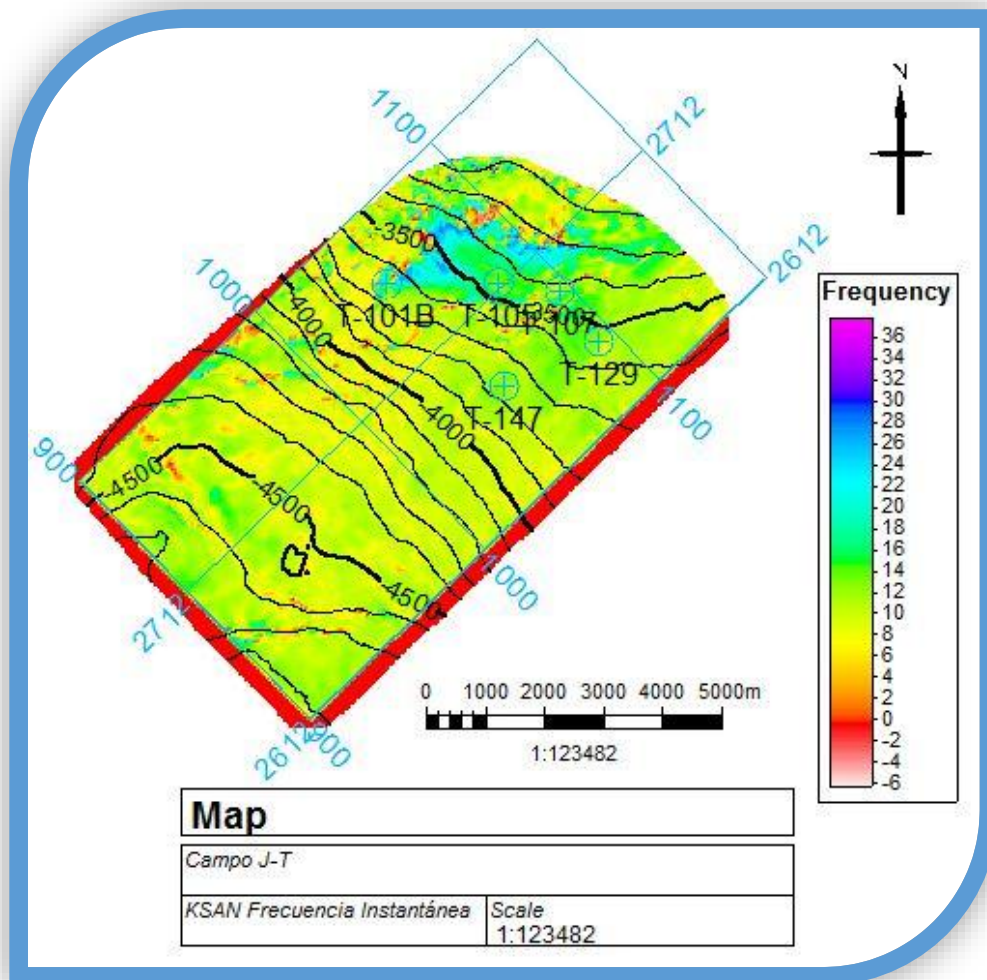


Fig. 58 Extracción del Atributo Amplitud RMS en el horizonte KSSF, Petrel®.

**Formación KSAN:** El atributo de frecuencia instantánea (Fig.59) presenta valores medios de 8 a 10 Hz en casi toda la distribución de la superficie, sin embargo en el NW cerca del pozo T-101B se localizan valores arriba de 20 Hz. El Cretácico Superior Agua Nueva presenta una probabilidad de ser un horizonte generador de hidrocarburos.



*Fig. 59 Extracción del Atributo Frecuencia Instantánea en el horizonte KSAN, Petrel®.*

Con el atributo de Amplitud RMS (Fig.60) se observa una mayor distribución de valores altos que van del NE al SE, donde la mayor anomalía se presenta cerca del pozo T-129, sin embargo el resto de los pozos presentan valores de medios a altos.

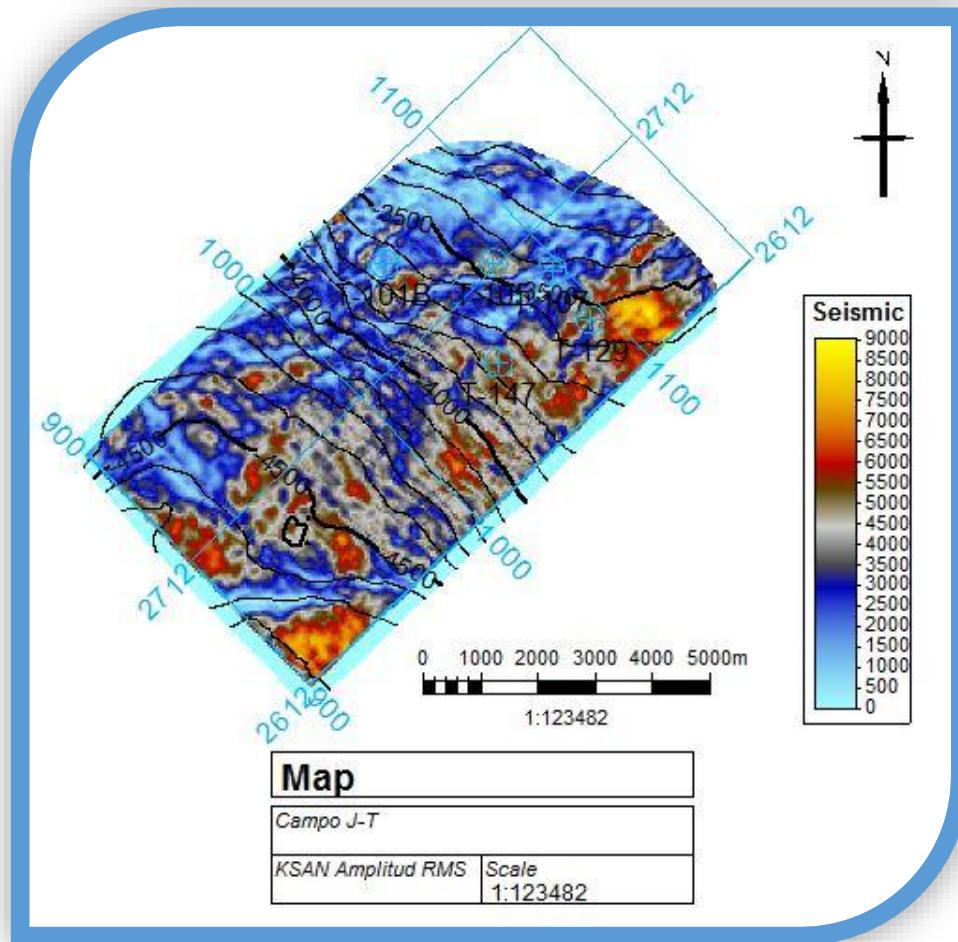
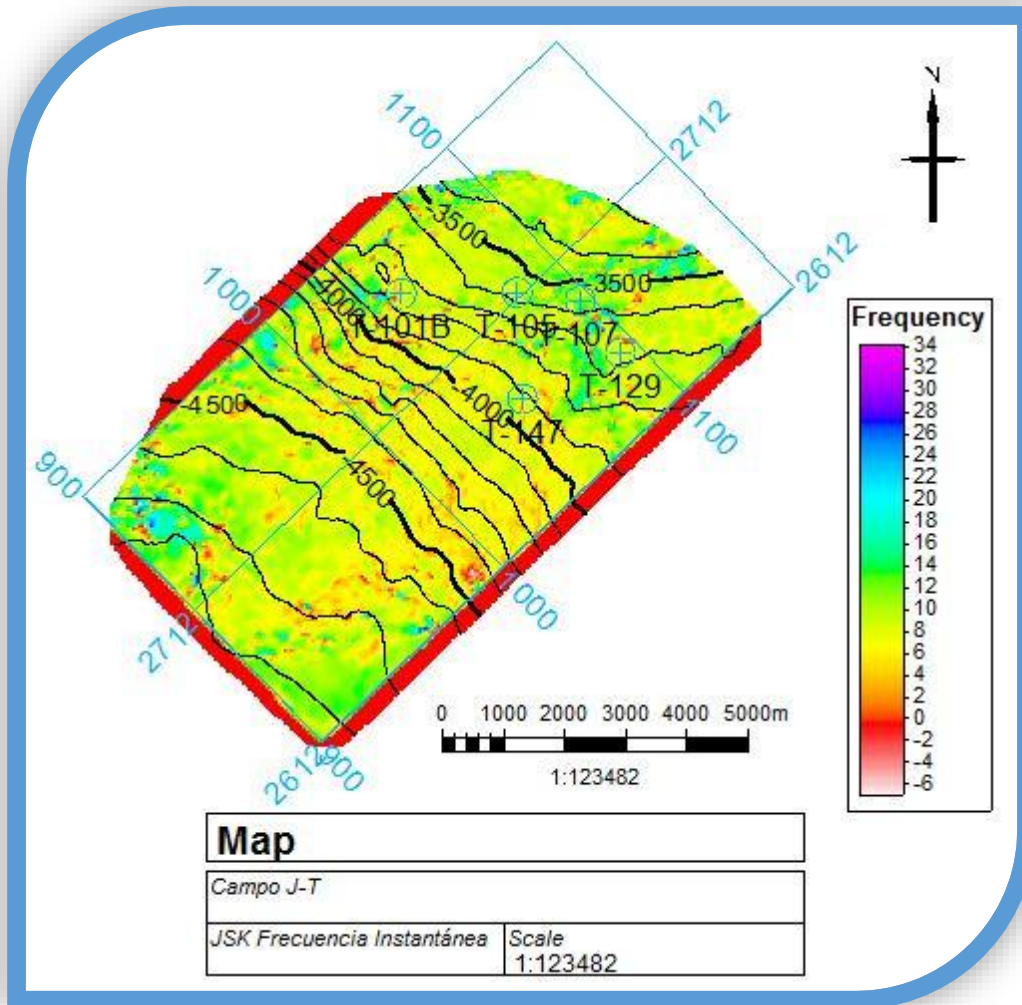


Fig. 60 Extracción del Atributo Amplitud RMS en el horizonte KSAN, Petrel®.

**Formación JSK:** Esta formación al igual que las anteriores en el atributo de Frecuencia Instantánea (Fig.61) presenta mayormente valores de bajos a medios, teniendo pequeñas áreas con frecuencias altas en el sureste. La zona donde se encuentra distribución de los pozos tiene frecuencias de 4 a 10 Hz.



*Fig. 61 Extracción del Atributo Frecuencia Instantánea en el horizonte JSK, Petrel®.*

El atributo de Amplitud RMS (Fig.62) en el JSK tiene valores de medios a bajos, con dos anomalías de amplitudes altas una de ellas coincidiendo con el pozo T-101B teniendo valores aproximados de 5500.

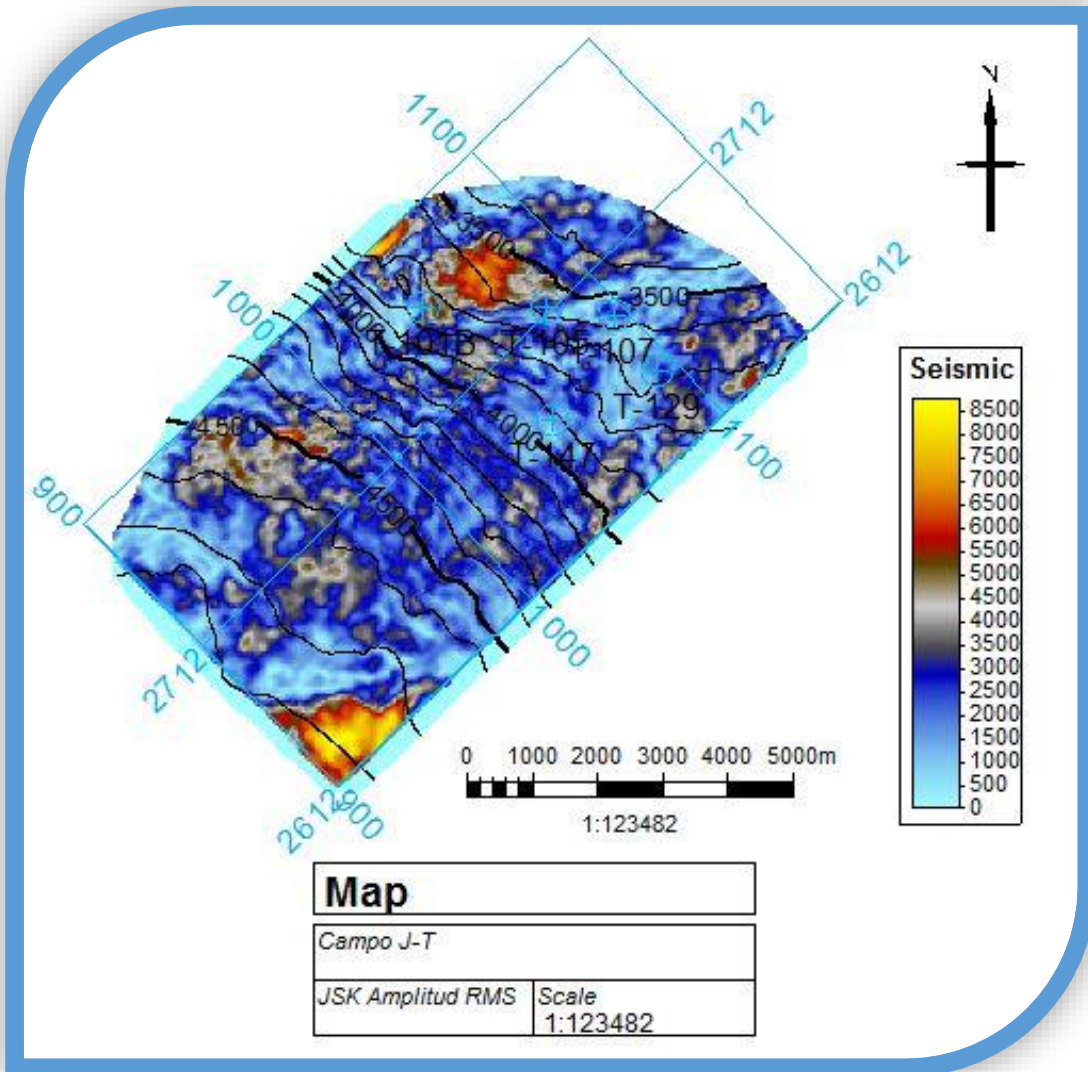


Fig. 62 Extracción del Atributo Amplitud RMS en el horizonte JSK, Petrel®.

La integración de los datos sísmicos con las zonas de interés obtenidas de los parámetros petrofísicos, se realizó mostrando las zonas de paga (puntos en color negro) en una sección compuesta de los pozos a la cual se aplicó los atributos de Frecuencia Instantánea (Fig.63) y Amplitud RMS (Fig.64), obteniendo que las zonas de paga se encuentran sobre frecuencias bajas (colores amarillo-verde) y las mayores amplitudes (colores gris-rojo), lo cual se asocia con la presencia de hidrocarburos.

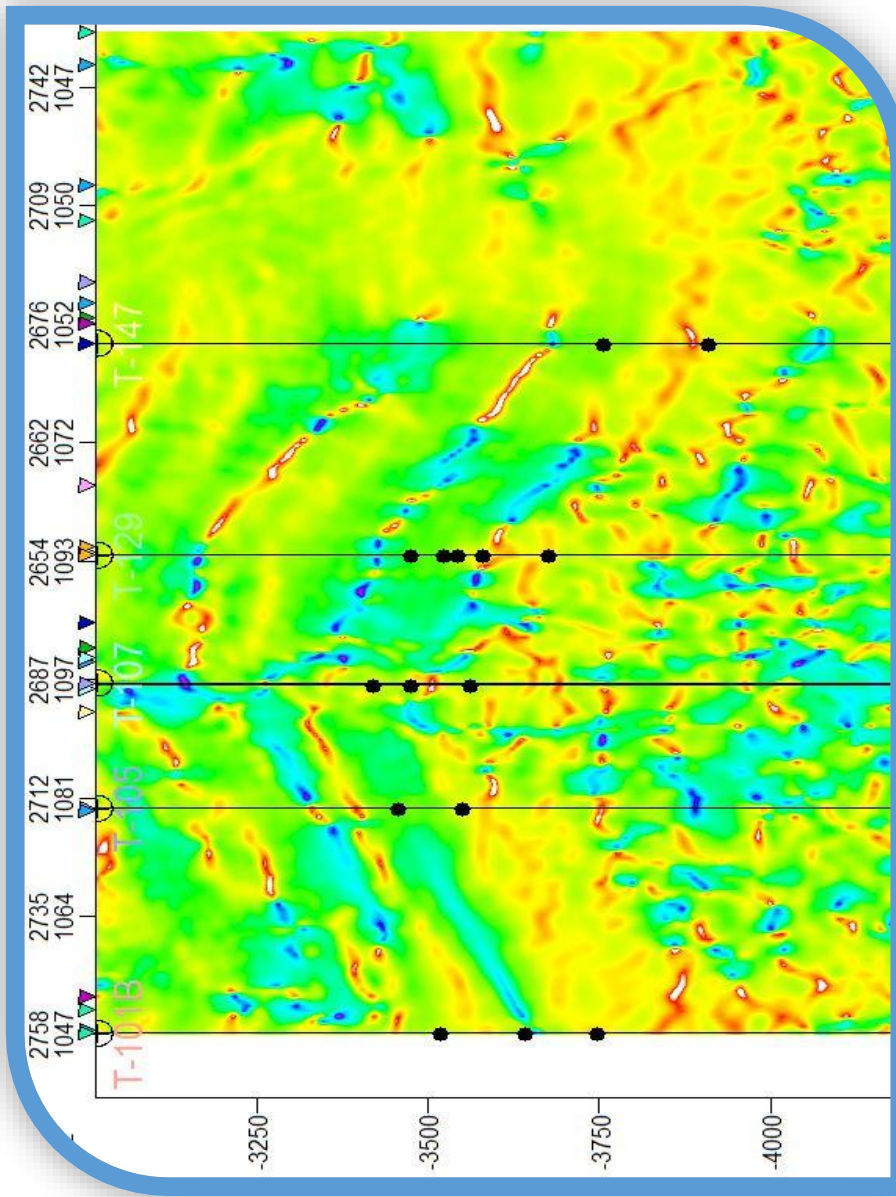


Fig. 63 Compuesta de los pozos con el Atributo de Frecuencia Instantánea y Pay Zones (puntos negros), Petrel®.

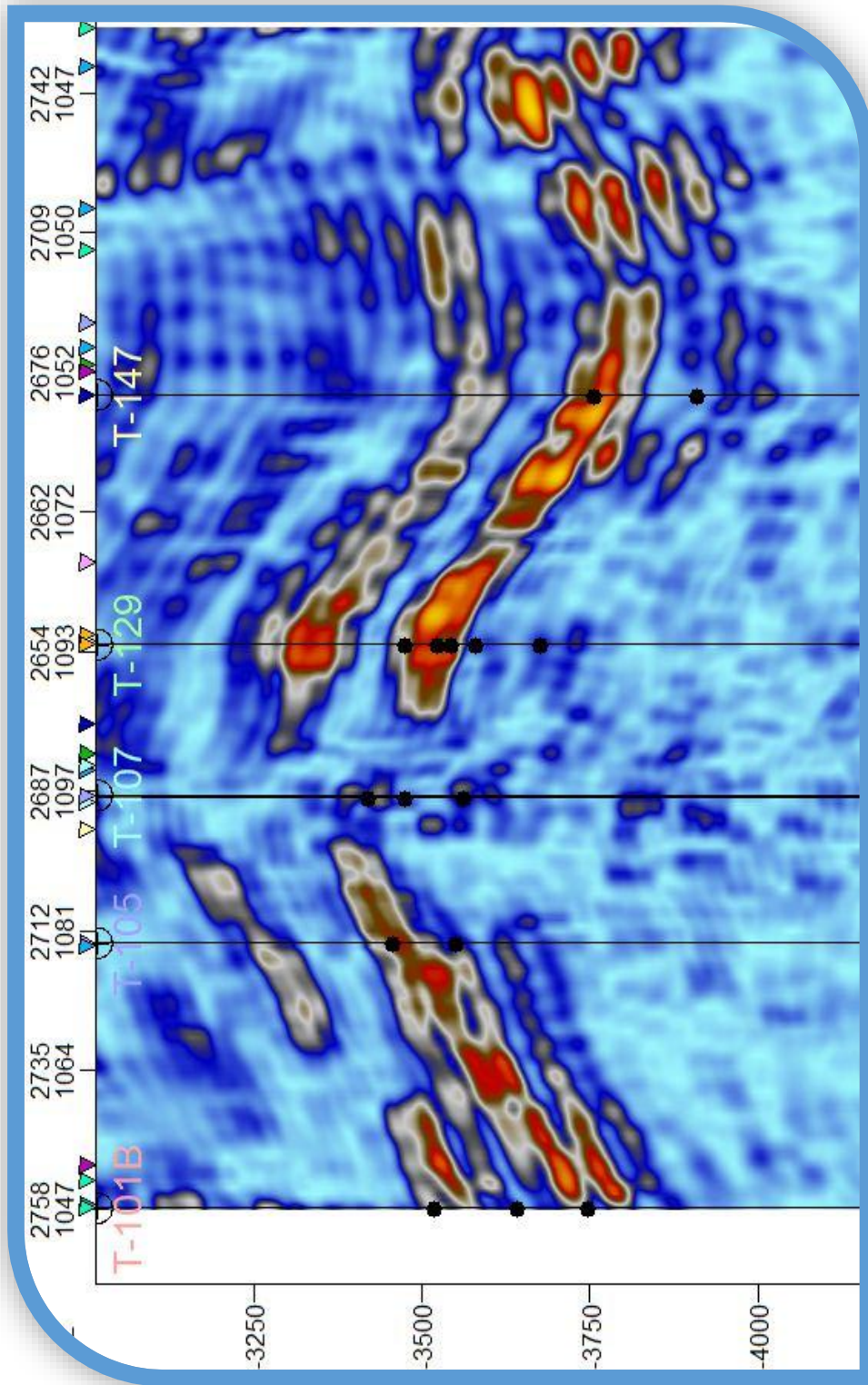


Fig. 64 Compuesta de los pozos con el Atributo de Amplitud RMS y pay zones (puntos negros), Petrel®.

## CONCLUSIONES

- Con base al modelo estructural generado, se identificó un sistema de fallas inversas conformadas por una falla con orientación NE-SW y una falla con orientación SW-NE, debido a los esfuerzos compresivos en el área de estudio.
- La litología predominante en los pozos evaluados, es principalmente de calizas dolomitizadas con poca presencia de arcillas.
- Se identificaron varias zonas de paga en la mayoría de los pozos, siendo los de mayor importancia el T-101B y el T-129.
- La formación con mayor producción estimada de hidrocarburo es el Jurásico Superior Kimeridgiano con 1'043,248.282 barriles.
- Las zonas de interés ya mencionadas fueron corroboradas por la correlación de los pozos geofísicos de pozos y la extracción de los atributos de Frecuencia Instantánea, donde se identifican los contactos con las zonas afectadas con posible frecuencia de hidrocarburos representadas por bajas frecuencias y en el caso del atributo de Amplitud RMS se representan en las amplitudes mayores.
- Número de barriles

Número de barriles						
Pozo	T-101B	T-105	T-107	T-129	T-147	Total
KSSF	0	0	0	43,468.67	0	43,468.67
KSAN	11,855.09	7,903.39	7,903.39	114,599.24	15,806.79	158,067.9
JSK	142,261.132	260,812.07	217,343.39	217,343.39	205,488.30	1'043,248.282

## BIBLIOGRAFÍA

**Ángeles-Aquino, F.J., Reyes-Núñez, J., Quezada-Muñetón, J.M. y Meneses-Rocha, J.J.,** 1994; Tectonic evolution, structural styles, and oil habitat in Campeche Sound, Mexico: GCAGS Transactions, v. 44, p. 53-62.

**Ángeles-Aquino, F. y Cantú-Chapa, A.,** 2001, Subsurface Upper Jurassic stratigraphy in the Campeche Shelf, Gulf of Mexico, in C. Bartolini, R.T. Buffler y A. Cantú-Chapa, eds., The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems: AAPG Memoir 75, p. 343-352.

**Aquino, J.A.L., Ruiz, J.M., Flores, M.A.F. y García, J.H.,** 2003, The Sihil field: Another giant below Cantarell, offshore Campeche, Mexico, in M. T. Halbouty, ed., Giant oil and gas fields of the decade 1990– 1999: AAPG Memoir 78, p. 141– 150.

**Arrae Victor,** 2012 *“Detección sísmica de fallas y fracturas sutiles”*, Oilfield Review, No. 2.

**Azevedo Leonardo,** 2009, *“Seismic Attributes in Hydrocarbon Reservoirs Characterization”*, pp. 66, 76, 96.

**Bartolomé de la Peña,** 2002, *“Evolución tectónica del margen continental oeste de México: Fosa Mesoamericana y Golfo de California”*.

**Buffler, R.T. and D.S. Sawyer,** 1985, Distribution of Crust and Early History, Gulf of Mexico Basin: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, v. 35. P. 333-344.

**Comisión Nacional de Hidrocarburos,** 2014, *“Cuencas del sureste aguas someras síntesis geológico petrolera”*, pp. 5,6,7.

**Cruz, M.M.A; Reyes, T.E; López C. H; Sánchez R. R, León R.R; Peterson R.R, Flores Z.J; Barrera G.D; Vázquez C.A; Peña G. A, Fonseca S. I, Hernández A. L;** 2010 Estudio Interregional Tectónica Salina y sus Implicaciones en la Exploración Petrolera. Pemex-Inédito pt: 197.

**Dykaisr,T,** 2010. Reporte Interno Pemex.

**González, N., Ángeles, F., Reyes, J., Balasejus, D., Suter, A., Helfenbein, Y., Meneses, J., Puerto, C. y Audemard, F.,** 2004, Choch Mulix a prolific Area on the Western Margin of the Akal Horst, Southern Gulf of Mexico: AAPG International Conference, Resumen extendido, Cancun, Mexico.

**Herrera Carlos**, 2005, *Secuencia básica de procesamiento sísmico de datos complejos 2D*, Línea ME-90B-27, Maturín, Edo. Monaga”, pp. 22, 87.

**Jacobo A.J, Alor O, I, Castillo Z. J, Díaz A.J, Guzmán L.N, Hernández C.O, López P.H., Martínez M.J, Moreno G.M, Pastrana V.E, Soni M.O**, 2003, Interpretación tectónica del basamento en el área Reforma-Comalcalco: Informe Interno, Pemex Exploración y Producción, Proyecto F-53847.

**Martínez-Kemp, H., González-Posadas, J.F. y Bartok, P.**, 2005a, Salt Involvement in the Jujo-Tecominoacán Thrust Belt, Chiapas-Tabasco Región, South East Basin, Mexico: GCAGS Transactions, v. 55, p. 520-530.

**Padilla, R.**, 2007, *“Evolución Geológica del Sureste mexicano al presente en el contexto regional del Golfo de México”*. Bol. De la S.M.G, Vol. LIX., No.1.

**Petróleos Mexicanos**, 2010. *“Provincias Geológicas de México”*. Versión 1.0.

**Petróleos Mexicanos**, 2012. *“Activo de producción Samaria Luna, Perforación exitosa del pozo Terra 11 horizontal en los yacimientos Mesozoicos de baja permeabilidad”*.

**Petróleos Mexicanos**, 2013. *“Provincias Petroleras del Sureste”*. Versión 2.0.

**Pindell, J.L.**, 1985, Alleghanian reconstruction and subsequent evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas, and Proto-Caribbean: Tectonics, v. 4, p. 1-39.

**Pindell, J., L. Kennan, J. Rosenfeld, J. Granath, Miranda-Canseco, E., Patiño-Ruiz, J., Alvarado-Céspedes, A., Marino-Castañón, A., Hernández-Bravo, J., Espinosa-Nava, M., Ramírez-Espinosa, A., Maldonado-Leal, M., Marín-Toledo, A., Alor-Ortiz, I., Darío-Gómez, R., Vera-Morán, A., Reyes-bache, G., Hernández-Mejía, J., Alzaga-Ruiz, H., Méndez-Vázquez, J., Jacobo-Albarrán, J. y Hernández-Ávila, L.**, 2002, Análisis paleogeográfico Mesozoico-Cenozoico y dinámica de cuencas en el Golfo de México profundo y márgenes: La relación entre evolución tectonosedimentaria y sistemas petroleros: PEP-Tectonic Analysis. Informe Interno, Pemex Exploración y Producción. 328p.

**Pindell, J., A. Watts, and L. Kennan**, 2008, Refinement of Jurassic tectonic evolution model using new magnetic data, and 2D process-oriented gravity modeling of rifting, subsidence, and heat flow history, East Mexican margin/western Gulf of México: PEP-Tectonic Analysis. Informe Interno, Pemex Exploración y Producción.

Ríos Sánchez Miriam, 2006, "*Hidrogeología de acuíferos fracturados*".

Salvador, A., 1987, Later Triassic-Jurassic paleogeography and origin of Gulf of Mexico Basin: AAPG Bulletin, v. 71, p. 419-451.

Schlumberger, 2008, "*Registros Geofísicos de México*". Pp. 35.

Schlumberger, 2016, "Potencial espontáneo".  
[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/spontaneous\\_potential.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/spontaneous_potential.aspx),  
03/03/2016.

Schlumberger, 2016, "Rayos Gamma".  
[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gamma\\_ray\\_log.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/g/gamma_ray_log.aspx), 05/03/2016