



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA
DE LAS SECUENCIAS
PRODUCTORAS EN UN ÁREA DEL
PILAR REFORMA AKAL”**

TESIS

Que para obtener el título de
INGENIERA PETROLERA

P R E S E N T A

PÉREZ CASTILLO DIANA GISEL

DIRECTORA DE TESIS

DRA. IZA CANALES GARCÍA



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

AGRADECIMIENTOS

A Ana Lilia, mi madre y mejor amiga, te amo y agradezco por estar siempre para mí incondicionalmente, porque este logro también es tuyo. Espero te sientas orgullosa madre.

A Javier, el mejor padre, confidente y amigo. Te admiro y amo profundamente, gracias por enseñarme que no tengo límites y que siempre estarás ahí, aun cuando no lo pida.

A Rodrigo y Alexis, mis hermanitos, porque día a día me hacen mejor persona, porque tienen una inteligencia y capacidades excepcionales tanto para la vida como para lo académico, llegaran muy lejos y estaré ahí para celebrarlo, los amo junto con Wilson y Granizo, mis peluditos.

A Yaneth, la mejor tía que puedo tener, gracias por creer en mí y alentarme a más.

A mis abuelos, Alejandrina y Javier porque me han consentido tanto y me celebran. Olga, mi abuelita con la que viví mi niñez y quien también soñaba con verme hoy aquí. Esteban, aunque físicamente no estés, te llevo en mi corazón.

A Liss, mi mejor amiga y hermana de otra madre, porque sin ti mi estancia en la facultad no hubiera sido la misma, gracias por apoyarme en todos los ámbitos, realmente soy fiel creyente de que nuestra amistad será eterna. Te amo amiga.

A Carlo, Horacio, Humberto y Gera, los mejores amigos para tener una de las etapas más bonitas e inolvidables de mi vida, deseo que siempre estén presentes. Les amo.

A Allan (Jossefo), por su amistad y recibimiento. A los roomies que se volvieron mi segunda familia. Pons y Fer, mi compañía en Vhsa. Los llevo a todos en mi corazón. Los adoro.

A Rosita, Hugo, Toñito y Toño (Philip), hicieron de mi estancia en el laboratorio la mejor, pero mi estancia en la universidad inolvidable, siempre me apoyaron y apreciaron, gracias infinitas por su amistad y enseñanza, espero perdure por siempre.

A todos aquellos que me brindaron una oportunidad aun cuando no me conocían, porque confiaron en mí y en mi llegada a PCM, gracias por la experiencia, conocimiento y su acompañamiento en mi primer acercamiento fuera de casa y con la industria.

A mi alma máter, porque pasé los mejores años de mi vida en la mejor universidad de México, espero regresar un poco de lo que me brindaste, digno de la mejor casa de estudios.

ÍNDICE

RESUMEN	5
ABSTRACT	5
I. INTRODUCCIÓN	6
II. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE UN YACIMIENTO	7
<i>II.I PROPIEDADES PETROFÍSICAS QUE CARACTERIZAN UN YACIMIENTO</i>	7
<i>II.I.I SISTEMA ROCA</i>	8
<i>II.I.II SISTEMA FLUIDOS</i>	12
<i>IV.I.III SISTEMA ROCA-FLUIDO</i>	14
II.II FUENTES DE INFORMACIÓN	16
<i>II.II.I TOMA DE REGISTROS.</i>	16
<i>II.II.II REGISTRO PARA LA DETERMINACIÓN DEL TIPO DE LITOLOGÍA</i>	17
<i>II.II.III REGISTROS PARA LA DETERMINACIÓN DE DENSIDAD</i>	18
<i>II.II.IV REGISTROS PARA LA DETERMINACIÓN DE POROSIDAD</i>	18
<i>II.II.V REGISTROS PARA LA DETERMINACIÓN DE SATURACIÓN</i>	19
II.III FLUJO DE TRABAJO PARA EL ANÁLISIS DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS	20
<i>II.III.I IDENTIFICACIÓN DE LITOLOGÍAS</i>	20
<i>II.III.III EFECTOS DE CONDICIONES DE POZO</i>	21
III. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE LAS PRINCIPALES FORMACIONES DEL CRETÁCICO	21
<i>III.I GENERALIDADES DE LA CUENCA</i>	21
<i>III.II MAPA Y UBICACIÓN</i>	22
<i>III.III ANÁLISIS GEOLÓGICO ESTRATIGRÁFICO REGIONAL</i>	22
<i>III.IV MARCO TECTÓNICO ESTRUCTURAL</i>	24
IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS.	25
<i>IV.I UBICACIÓN</i>	25
IV.II PRESENTACIÓN DE LOS POZOS ESTUDIADOS	26
<i>VI.II.I Pozos “Prospecto 1 y 3”</i>	26
<i>VI.II.II Pozo “Prospecto 2”</i>	27
IV.III DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES REGISTROS	29
<i>VI.III.I Pozo “Prospecto 1”</i>	29
<i>VI.III.II Pozo “Prospecto 2”</i>	33
<i>VI.III.II Pozo “Prospecto 3”</i>	36

V. EVALUACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LAS FORMACIONES CRETÁICAS ..	39
V.I DETERMINACIÓN DE ÍNDICE DE RAYOS GAMMA	39
V.I.I CÁLCULO DEL ÍNDICE DE RAYOS GAMMA.....	39
V.II DETERMINACIÓN DE VOLUMEN DE ARCILLA (VSH)	39
V.I.I.II CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA POR LARIONOV (OLDER ROCKS).....	39
V.I.I.III CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA POR LARIONOV (TERTIARY ROCKS)	39
V.III DETERMINACIÓN DE POROSIDAD	42
V.IV DETERMINACIÓN DE SATURACIÓN DE AGUA (S_w)	48
VI. EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS	51
VI.I MODELOS DE CORRELACIÓN.....	51
VI.II ANÁLISIS DE LOS REGISTROS	52
VI.III CÁLCULO DE RESERVAS	54
VII. CONCLUSIÓN	56
VIII. REFERENCIAS	57

RESUMEN

La tesis está basada en la lectura y análisis de información geofísica y geológica con la finalidad de realizar una identificación de zonas de interés explotable, se eligió como zona de análisis el sureste de México por ser característico de las principales zonas productoras de hidrocarburo a nivel nacional, específicamente el enfoque fue dirigido a las Cuencas del Sureste, donde se llevó a cabo un análisis de la información recopilada donde se partirá de la historia geológica de la zona, generalidades sedimentarias, estratigráficas, etc., para la identificación de potenciales objetivos productores.

Previo a la identificación de zonas de interés, fue necesario desarrollar conceptos generales para dar pie a un enfoque ajustado a la información con la que se cuenta, en este caso en particular se contó con registros geofísicos, donde se llevó a cabo una interpretación de ellos y correlaciones de pozos donde de manera cualitativa se determinaron algunas propiedades petrofísicas tales como el volumen de arcillas, porosidad y saturación de agua.

La interpretación del registro de rayos gamma fue determinante para concluir que se trata de un yacimiento de arenas, calizas y dolomías, donde, estas dos últimas constituyen la zona de interés como potencial productor de hidrocarburo, presentando porosidades de 4% – 6% para las zonas productoras de hidrocarburo, mientras que la saturación de agua oscila entre 47% – 50%. Determinando el POES (Petróleo Original En Sitio) se concluye que la zona de análisis posee potencial para contención y/o producción de hidrocarburos.

ABSTRACT

The thesis is based on the reading and analysis of geophysical and geological information in order to identify areas of exploitable interest, the southeast of Mexico was chosen as the analysis area because it is characteristic of the main hydrocarbon producing areas nationwide, specifically the focus was directed to the Southeast Basins, where an analysis of the information collected was carried out where the geological history of the area, sedimentary, stratigraphic generalities, etc., for the identification of potential producing targets.

Prior to the identification of zones of interest, it was necessary to develop general concepts to give rise to an approach adjusted to the information available, in this particular case there were geophysical logs, where an interpretation of them and correlations of wells where qualitatively determined some petrophysical properties such as the volume of clays, porosity and water saturation.

The interpretation of the gamma ray log was decisive to conclude that this is a reservoir of sands, limestones and dolomites, where the latter two constitute the zone of interest as a potential hydrocarbon producer, presenting porosities of 4% - 6% for the hydrocarbon producing zones, while the water saturation ranges between 47% - 50%. Determining the POES (Oil In Place Original Oil) it is concluded that the analysis zone has potential for hydrocarbon containment and/or production.

I. INTRODUCCIÓN

La caracterización petrofísica es de suma importancia para la determinación de zonas con potencial de producción de hidrocarburos, se busca proponer y/o plantear zonas de interés para poder llevar a cabo un programa operativo de desarrollo, culminando con la identificación y recobro óptimo de hidrocarburos. Para lograr una caracterización petrofísica competente, es necesario contar con información específica, tales como ubicación, generalidades de la zona, marco tectónico, marco estructural, identificación y cálculo de propiedades petrofísicas, etc.

El objetivo de este trabajo es realizar la caracterización petrofísica de tres pozos en el área del Pilar Reforma Akal, para alcanzarlo se interpretarán los registros GR, Resistividad, Conductividad y Sónico, con la finalidad de obtener sus características petrofísicas y realizar una correlación que permita obtener el cálculo del volumen de aceite original en sitio.

Se desarrollaron conceptos básicos que son necesarios para el planteamiento, análisis y ejecución de las características de un yacimiento.

Se inicia describiendo cada una de las propiedades petrofísicas esenciales, se plantean las fuentes de consulta para la obtención de esta información, a partir de la recopilación bibliográfica se lleva a cabo un flujo de trabajo con el objetivo de presentar una óptima lectura y/o interpretación de registros geofísicos, que fueron elegidos para la determinación de dichas propiedades.

Posteriormente, se presentará una breve descripción de las generalidades de las Cuencas del Sureste enfocándonos en Pilar Reforma - Akal, así como un análisis geológico local donde se encuentran los pozos prospecto a analizar, además la descripción presenta un panorama general sobre el marco tectónico estructural.

Más adelante se presentan y analizan registros geofísicos pertenecientes a tres pozos prospecto, donde, por cuestiones de confidencialidad se mantendrá privada información específica de los pozos tales como ubicación, empresas que operan, etc. Los pozos elegidos cuentan con ciertas características petrofísicas, llevándonos a su evaluación, en este caso efectuada por Formación a partir de los resultados obtenidos en los registros se realizó una correlación, determinando valores de propiedades específicas y finalmente se llevó a cabo el análisis y evaluación esperando obtener resultados atractivos para la sostenibilidad, desarrollo y vida productiva del campo.

II. CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE UN YACIMIENTO

La caracterización de un yacimiento es un parteaguas fundamental dentro del área de *Upstream* en la cadena de valor de los hidrocarburos, ya que, comprende toda aquella recopilación de estudios, análisis y evaluación de información que nos muestran prospectos atractivos para explorar y posteriormente explotar. El éxito de recuperación de hidrocarburos depende en gran parte de la calidad de caracterización del yacimiento de interés, derivado de la precisión de recolección y análisis de datos, así como habilidades de mapeo, interpretación y modelamiento del yacimiento, en donde se llevan a cabo aplicaciones ingenieriles, capacidades técnicas y tecnológicas que hacen posible ejecutar un proyecto petrolero.

Una vez teniendo certeza sobre la posible existencia de hidrocarburos en zonas de interés y que éstas a su vez son potencialmente explotables, se procede a la caracterización del yacimiento, la cual tiene como objetivo principal detallar las propiedades del yacimiento de manera geofísica y geológica, a partir de recabar información de todo tipo y de todo lo que comprende un yacimiento tales como: el sistema petrolero que lo conforma, litología, determinación de los volúmenes contenidos, volumen recuperable, etc., con el objetivo de crear un plan de desarrollo óptimo para el yacimiento. México, se ha enfrentado a diversos retos de caracterización petrofísica de yacimientos gracias a la complejidad estructural con la que cuentan yacimientos de las zonas poseedoras de hidrocarburos en el país, dando lugar a la búsqueda de alternativas de desarrollo y mejora de explotación.

La caracterización se clasifica en dos ramas, la caracterización estática y la caracterización dinámica, donde la caracterización estática consiste en la generación de un modelo estático inicial, el cual se basa en la información recolectada previamente a partir de datos sísmicos 2D, 3D, así como registros de pozo, análisis de muestras y núcleos (recolectadas durante la perforación), pruebas de laboratorio, entre otros, para dar paso a la generación de un modelo dinámico (caracterización dinámica) donde también se toma en cuenta la información de propiedades así como datos de producción, permitiendo la predicción del comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento y la optimización de la producción de este mismo. *Anónimo, Caracterización de yacimientos utilizando Información estática. Petróleo América. 2011. <http://www.petroleoamerica.com/2011/03/caracterizacion-de-yacimientos.html>*

II.1 PROPIEDADES PETROFÍSICAS QUE CARACTERIZAN UN YACIMIENTO

La petrofísica se define como aquella disciplina encargada del estudio de propiedades físicas de la roca, descripción de los fluidos contenidos en un yacimiento y la descripción del sistema roca-fluido del yacimiento. Por lo tanto, las propiedades petrofísicas son aquellas que caracterizan a la roca a partir de su resultado posterior a todos sus procesos geológicos y/o tectónicos a los que se han sometido las rocas a lo largo de su vida. A continuación, se mostrará una breve descripción de cada una de las propiedades petrofísicas de acuerdo con el sistema en el que nos enfoquemos, tales como; sistema roca, sistema fluidos y sistema roca-fluidos las cuales son necesarias para la caracterización de un yacimiento.

II.1.1 SISTEMA ROCA

Porosidad (ϕ)

Es el espacio disponible que posee la roca entre cada uno de los granos que la conforman, esta varía según el tamaño de sus clastos y su madurez textural. Está dada por su clasificación geológica, hablando de una porosidad primaria, aquella que está dada desde su origen o su porosidad secundaria, dada posterior a la litificación de la roca.

Es de gran importancia la presencia de porosidad ya que de ella depende la cantidad posible de contención de fluidos, a partir de ella se puede determinar la calidad de la roca yacimiento de acuerdo con sus valores de porosidad. *Tabla 1.*

Calidad de la roca	ϕ (%)
Muy buena	> 20
Buena	15 – 20
Moderada	10 – 15
Pobre	5 – 10
Muy pobre	< 5

Tabla 1. Calidad de roca en función de su porosidad.

(Ancó López, Álvaro. Métodos para determinar la porosidad de una roca reservorio. Lima – Perú. 2014. 14 p)

La clasificación de porosidad se divide en:

Porosidad absoluta: Aquella porosidad presente en la roca sin importar si los poros están o no interconectados, es decir, contempla el volumen total de la roca. Determinado por la siguiente expresión.

$$\Phi_{absoluta} = \frac{V_p}{V_t} \times 100$$

Dónde:

V_p = Volumen total poroso [m^3]

V_t = Volumen total de la roca [m^3]

Porosidad efectiva: Es aquel porcentaje del volumen total de la roca que, si se encuentra con poros interconectados, dando lugar a un medio poroso permeable. Se describe con la siguiente expresión.

$$\Phi_{efectiva} = \frac{V_p(\text{interconectado})}{V_t} \times 100$$

Dónde:

V_p = Volumen total poroso (interconectado) [m^3]

V_t = Volumen total de roca [m^3]

Porosidad no efectiva: Es la diferencia entre la porosidad absoluta y la porosidad efectiva. Determinada por la siguiente expresión.

$$\Phi_{NO\ efectiva} = \Phi_{absoluta} - \Phi_{efectiva}$$

Permeabilidad (k)

Se refiere a la capacidad de los fluidos al desplazarse entre poros, estos deberán estar interconectados para permitir el paso de fluidos. No obstante, la porosidad no es proporcional a la permeabilidad, sin embargo, existe una relación permeabilidad-porosidad, dando lugar a la *porosidad absoluta* y a la *porosidad efectiva*.

La unidad de medida de la permeabilidad es el milidarcy (a mD = 0.001 D). La calidad de yacimientos también está representada en función de los valores de permeabilidad de la roca, descritos en *Tabla 2*.

Calidad de la roca	Permeabilidad [md]
Muy buena	$K > 250$
Buena	$50 < k < 250$
Moderada	$10 < k < 50$
Pobre	$1 < k < 10$
Muy pobre	$K < 1$

*Tabla 2. Calidad de roca en función de su permeabilidad.
(Sánchez Díaz Luis Felipe., Permeabilidad. Caracterización Estática de Yacimientos. México, Veracruz, 2013, 28 p.)*

La ley de Darcy permite el cálculo de permeabilidad de zonas de interés, denotada por la siguiente expresión.

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

Dónde:

k = Permeabilidad [D]

q = Gasto [cm³/s]

μ = Viscosidad del fluido [cp]

L = Distancia recorrida por el fluido [cm]

A = Área total de la sección transversal [cm²]

ΔP = Diferencial de presión en L [atm]

Los tipos de permeabilidad son referidos a la cantidad y tipos de fluidos contenidos.

Compresibilidad (C)

La compresibilidad de cualquier material ya sea sólido, líquido o gaseoso, a una temperatura constante en un intervalo de presión dado, se define como el cambio de volumen respecto a la variación de esfuerzo efectivo sobre un volumen determinando, descrito por la siguiente expresión.

$$C = -\frac{1}{V} \left[\frac{\partial V}{\partial E_e} \right]_T$$

Dónde:

C = Compresibilidad [psi⁻¹]

V = Volumen [m³]

E_e = Esfuerzo efectivo [psi]

T = Temperatura constante

También existe una división para la compresibilidad, dada por:

Compresibilidad de roca: Es el cambio de volumen total de la roca debido a una variación de esfuerzo efectivo a temperatura constante, dado por la siguiente expresión.

$$C_r = -\frac{1}{V_t} \left[\frac{\partial V_t}{\partial E_e} \right]_T$$

Dónde:

$C_r =$ Compresibilidad de la roca [psi^{-1}]

$V_t =$ Volumen total de la roca [m^3]

$E_e =$ Esfuerzo efectivo [psi]

$T =$ Temperatura constante

Compresibilidad de matriz: Es el cambio de volumen del material sólido de la roca debido a una variación de esfuerzo efectivo a temperatura constante, con la siguiente formula se puede determinar.

$$C_m = -\frac{1}{V_m} \left[\frac{\partial V_m}{\partial E_e} \right]_T$$

Dónde:

$C_m =$ Compresibilidad de la matriz [psi^{-1}]

$V_m =$ Volumen de la matriz [m^3]

$E_e =$ Esfuerzo efectivo [psi]

$T =$ Temperatura constante

Compresibilidad de poro: Es el cambio de volumen poros de la roca debido a una variación de esfuerzo efectivo a temperatura constante dado por la siguiente expresión.

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \left[\frac{\partial V_p}{\partial E_e} \right]_T$$

Dónde:

$C_p =$ Compresibilidad de los poros [psi^{-1}]

$V_p =$ Volumen poroso [m^3]

$E_e =$ Esfuerzo efectivo [psi]

$T =$ Temperatura constante

Tortuosidad (τ)

Se refiere a la propiedad de la roca la cual refleja la complejidad de trayectoria que presentan los fluidos al desplazarse dentro del medio poroso de la roca desde un punto A a un punto B. Se determina con la siguiente ecuación.

$$\tau = \frac{L_t}{L}$$

Dónde:

τ = Tortuosidad [adim]

L_t = Distancia total entre punto A y B a través del medio poroso.

L = Distancia en línea recta entre punto A y B

II.1.II SISTEMA FLUIDOS

Densidad (ρ_o)

Se refiere a la relación masa (de aceite + gas disuelto) entre su volumen. Esta densidad suele tener variaciones de acuerdo con su temperatura y presión. Si su temperatura y presión son tales que mantienen el gas disponible disuelto, habrá un incremento de densidad, de lo contrario, esta propiedad será menor. (*Bashbush Bazua, José Luis, et.al. Método para calcular las propiedades volumétricas en el experimento de agotamiento a volumen constante, México, 2018. 27 p.*)

La densidad API (dada por el American Petroleum Institute) es una medida de calidad de los fluidos producidos en el yacimiento, basándose en una relación de su densidad relativa descrita como:

$$API^\circ = \frac{141.5}{S.G} - 131.5$$

$S.G$ = Densidad relativa [adimensional]

Factores volumétricos (B_o , B_g , B_w)

Factor volumétrico de aceite (B_o)

Es la relación de aceite contenido con el gas disuelto a condiciones de yacimiento (@c.y) entre el volumen a condiciones de superficie (@c.s), este volumen únicamente contempla el líquido (también conocido como aceite muerto), descrito como:

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite con gas disuelto @c.y}}{\text{Volumen de aceite muerto @c.s}}, \left[\frac{m^3 @c.y}{m^3 @c.s} \right], \left[\frac{bls @c.y}{bls @c.s} \right]$$

Factor volumétrico de gas (B_g)

Es la relación de volumen de gas a condiciones de yacimientos entre el volumen de gas a condiciones de superficie, descrito como:

$$Bg = \frac{\text{Volumen de gas@ c.y}}{\text{Volumen de gas @ c.s}} \left[\frac{m^3 @ c.y}{m^3 @ c.s} \right], \left[\frac{pie^3 @ c.y}{pie^3 @ c.s} \right]$$

Factor volumétrico de agua de Formación (Bw)

Es la relación agua de Formación con gas disuelto a condiciones de yacimiento (@c.y) entre el volumen a condiciones de superficie (@c.s), este volumen únicamente contempla el líquido, descrito como:

$$Bw = \frac{\text{Volumen de agua con gas disuelto @c.y}}{\text{Volumen de agua @c.s}} \left[\frac{bls@c.y}{bls@c.s} \right]$$

Relación gas disuelto (Rs)

Es la relación de gas disuelto en el aceite a condiciones de yacimiento entre el volumen de aceite contenido a condiciones de yacimiento, descrito como:

$$Rs = \frac{\text{Volumen de gas disuelto @c.s}}{\text{Volumen de aceite @c.s}} \left[\frac{pie^3 @ c.y}{pie^3 @ c.s} \right]$$

Viscosidad

Se define como la resistencia del aceite o gas a fluir, este presenta variaciones de acuerdo con su presión y temperatura.

Compresibilidad de aceite, gas y agua (Co, Cg, Cw)

Se refiere al cambio de volumen que puede experimentar un volumen de gas, aceite o agua por variaciones de presión a una temperatura constante, descrito como:

$$Co = -\frac{1}{V_o} \left[\frac{\partial V_o}{\partial P} \right]_T, \quad Cg = -\frac{1}{V_g} \left[\frac{\partial V_g}{\partial P} \right]_T, \quad Cw = -\frac{1}{V_w} \left[\frac{\partial V_w}{\partial P} \right]_T$$

Dónde:

C = Compresibilidad según sea aceite, gas o agua (C_o, C_g, C_w) [psi^{-1}]

V_f = Volumen del fluido (V_o, V_g, V_w) [m^3]

P = Presión [atm]

T = Temperatura constante

** Derivada a T constante

IV.I.III SISTEMA ROCA-FLUIDO

Es un sistema a nivel de yacimiento que relaciona estructura y espacio siendo estos la litología y fluidos contenidos. Dicho sistema enmarca todas las propiedades necesarias para el estudio, análisis y desarrollo de la producción de hidrocarburos.

Permeabilidad absoluta (k_a)

Es la permeabilidad medida a un medio poroso con su saturación del 100% de un fluido. Generalmente se mide en laboratorio sobre muestras de núcleos de pozos.

Permeabilidad efectiva (k_e)

Es la permeabilidad medida a un medio poroso donde existen dos o más fluidos presentes en el medio, generalmente este tipo de permeabilidad es menor a la permeabilidad absoluta.

Permeabilidad relativa (k_r)

Se refiere a la relación entre la permeabilidad absoluta y la permeabilidad efectiva, definida como:

$$k_r = \frac{k_e}{k_a}$$

K_r = Permeabilidad relativa [mD]

k_e = Permeabilidad efectiva [mD]

k_a = Permeabilidad absoluta [mD]

Saturación de fluidos

Aquel porcentaje de fluidos contenido en los espacios del medio poroso de un yacimiento, dichos fluidos pueden ser aceite, gas o agua. La saturación se puede expresar en porcentaje de la siguiente manera.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \times 100$$

Dónde:

S_f = Saturación del fluido [%]

V_p = Volumen poroso ocupado por el fluido [m^3]

V_p = Volumen total de poros de la roca [m^3]

Tensión interfacial

A condiciones altas de presión y temperatura los fluidos en yacimiento son inmiscibles, siendo separados por una interfaz, ya sea gas-aceite, gas-agua y aceite-agua. Dicha interfaz es denominada como tensión interfacial, siendo una atracción física en desequilibrio entre moléculas.

Capilaridad

Las dimensiones del espacio poroso son capilares, dichos poros en presencia de dos fluidos inmiscibles experimentan cambios de presiones entre los fluidos (fase mojante y fase no mojante), la diferencia de presiones también está dada de acuerdo con la curvatura de la interfaz que separa a los fluidos.

Movilidad

Se refiere a la medición de la facilidad que los fluidos presentan para desplazarse a través del medio poroso, siendo una relación entre la permeabilidad relativa y la viscosidad del fluido. Expresada como:

$$M = \frac{k_r}{\mu_f}$$

Dónde:

M = Movilidad

K_r = Permeabilidad relativa [mD]

μ_f = Viscosidad del fluido

Mojabilidad

Definida como la preferencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles.

II.II FUENTES DE INFORMACIÓN

Para la determinación de una zona productora de hidrocarburos es esencial el uso y manejo de datos específicos, registros, análisis, estudios, etc. derivado de distintas fuentes o tomas de información especial que dan lugar a una posible caracterización de un yacimiento, esta caracterización inicialmente suele ser de tipo estático, para posteriormente dar paso a una de tipo dinámico. (*Instituto Mexicano del Petróleo, Estudio especiales a muestras de roca. 2023.*)

Cabe mencionar que la calidad de la caracterización derivará tanto de la cantidad y la calidad de las fuentes de información empleadas, donde se ven implicadas áreas específicas de estudio, tales como, la petrofísica, la geofísica y la geología quienes emplean diversos métodos y/o medios para la obtención de información veraz, donde hoy en día el uso de equipo, máquinas y herramientas tecnológicas juegan un papel importante en la toma, recopilamiento e interpretación de información, ayudándonos a llevar a cabo un modelamiento fidedigno.

II.II.I TOMA DE REGISTROS.

La toma de registros es una práctica que se lleva a cabo con la finalidad de obtener de manera gráfica información de propiedades y/o condiciones petrofísicas, que nos permiten la identificación de tipo de litología, estructuras, contenido de fluidos, entre algunas otras características que pueden ser clave desde la perforación, la terminación hasta la vida productora de nuestro yacimiento. Cabe destacar que en el resultado obtenido por los registros influyen diversos factores, para ello, es importante consultar con expertos para una interpretación cercana a la realidad o de manera más ambigua contar con previo conocimiento sobre la lectura de registros, llevando a cabo una correcta y precisa interpretación de estos. (*Garduza Rueda, Víctor Manuel, Manual de Registros Geofísicos de Pozos y algunas Aplicaciones. Boletín de la asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C., Volumen LXI. Número 2. 2019. 136 p.*)

Los registros son de suma importancia ya que a partir de sus resultados podemos recopilar datos tales como:

- Estimaciones de zonas productoras de hidrocarburos
- Litología
- Porosidad
- Resistividad
- Profundidad
- Espesor de yacimiento

Cabe señalar que los registros se toman en tiempo real y durante las actividades de perforación de pozo, en caso de ser “nuevos”, ya que para aquellos pozos que ya están en actividad también se pueden programar tomas de información dependiendo de sus

condiciones y necesidades. Todos y cada uno de los registros se encuentra en función de su profundidad vs la propiedad detectable según el registro.

II.II.II REGISTRO PARA LA DETERMINACIÓN DEL TIPO DE LITOLOGÍA

La determinación de litología es de suma importancia para la delimitación de áreas y determinación del tipo de rocas contenidas, si estas poseen potencial para reserva de hidrocarburos, dónde, a partir de la determinación de estas propiedades se toman en cuenta parámetros para el desarrollo de actividades posteriores a la caracterización del yacimiento como actividades de perforación, terminación, side tracks, etc.

Registro de rayos gamma (GR)

Este registro mide la radiactividad natural emitida por las Formaciones presentes en el yacimiento, las familias radiactivas naturales detectadas por este registro es la serie de Uranio U-238, serie de Torio Th-232 y la serie de Potasio K-40. (*Garduza Rueda, Víctor Manuel, Manual de Registros Geofísicos de Pozos y algunas Aplicaciones. Boletín de la asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C., Volumen LXI. Número 2. 2019. 136 p.*)

Los elementos altamente radiactivos tienden a concentrarse en arcillas y/o lutitas, arrojando un nivel alto de radiactividad, para niveles medios se describen arenas arcillosas, mientras que en los niveles bajos se encuentran arenas limpias y calizas.

Las aplicaciones que tiene este registro para caracterización son las siguientes:

- Determinación de litología
- Permite la correlación pozo a pozo de acuerdo con la litología interpretada
- Determinación de volumen de arcilla en Formaciones

Registro de potencial espontaneo (SP)

Este registro mide potencial electroquímico, dicho registro se toma apenas perforado el pozo, lleno de lodo, sin entubar y con medición de manera continua. Emplea el principio químico de la electrólisis, donde se emplean dos electrodos, uno en superficie y uno en pozo, llevando a cabo una síntesis de cationes y aniones por diferencia de voltaje. Los resultados arrojados dependerán de la variación de electrolitos presentes en la litología, principalmente de la diferencia de salinidad del lodo de perforación y el agua de Formación.

Las aplicaciones que tiene este registro para caracterización son las siguientes:

- Identificación relativa del tipo de litología
- Delimitación de intervalos permeables
- Determinación de resistividad del agua intersticial

II.II.III REGISTROS PARA LA DETERMINACIÓN DE DENSIDAD

La densidad es una propiedad importante para la determinación del tipo de fluidos contenidos en nuestro yacimiento según sea la respuesta obtenida en la toma de registro.

Registro de densidad (ρ)

Registro radiactivo, también denominado un registro de pared puede tomarse en pozos llenos de lodo o vacíos. Se determina la densidad total (bulk) de la Formación (roca-fluido). Se rige con el principio físico del efecto Compton, el cual es un fenómeno cuántico que consiste en la colisión de fotones con electrones, donde, los fotones cambian de color. La sonda para toma de este registro incluye la fuente y el receptor de fotones. (Canales García, Iza. Clase de Geoquímica. C.U. UNAM. México, 2019)

Cabe mencionar que existe una relación entre la densidad y porosidad de las Formaciones, donde si las densidades presentan niveles altos corresponderán a porosidades bajas y a porosidades altas obtendremos densidades bajas.

Las aplicaciones que tiene este registro para caracterización son las siguientes:

- Determinación de densidad de los hidrocarburos
- Determinación de porosidad de la Formación
- Evaluación litológica
- Determinación de zonas compactas
- Predice zonas de bajo y sobre presionado

II.II.IV REGISTROS PARA LA DETERMINACIÓN DE POROSIDAD

La determinación de esta propiedad del yacimiento es de suma importancia, ya que a partir del área y volumen poroso se puede estimar el volumen de contención de fluidos, así como el porcentaje estimado de recuperación.

Registro sísmico

Se toman mediciones derivadas de la propagación de ondas acústicas a través de medios poroso. Mide el tiempo mínimo requerido para que una onda acústica viaje verticalmente a través de un pie de Formación. Los impulsos emitidos por la herramienta para la obtención de perfiles sísmicos generalmente son repetitivos y se miden en tiempo real.

Las aplicaciones que tiene este registro para caracterización son las siguientes:

- Determinación de porosidad primaria y secundaria
- Atributos de Formaciones como; presión de poro, gradientes de sobrecarga, entre otros.
- Detección de gas, evaluación de fracturas y calibración sísmica

Registro de porosidad neutrón (N)

Este registro se basa en la emisión de neutrones a alta velocidad a través de una fuente radiactiva, los cuales al pasar a través de la Formación perderán energía por su colisión entre neutrones e hidrógenos.

Las aplicaciones que tiene este registro para caracterización son las siguientes:

- Determinación de porosidad
- Determinación de zonas de gas

II.II.V REGISTROS PARA LA DETERMINACIÓN DE SATURACIÓN

Como su nombre lo indica, este registro nos permite identificar el tipo de fluido contenidos y a partir de su estimación si el volumen en sitio es suficiente para dar pie a un plan de desarrollo en sitio y con ello rentabilidad.

Registros de resistividad

Se hace la medición de resistividades en distintas zonas del pozo con ayuda de electrodos de emisión de corriente y otros de medición, determinando saturaciones, principalmente de agua congénita), existen tipos de medición como; normal corto, normal largo y lateral.

Estos registros son inductivos de electricidad o magnetismo, todo valor de resistividad dependerá del volumen poroso, así como su geometría y del fluido contenido en la zona.

Para las mediciones someras se recurre a registros de pared de pozo, clasificados en microeléctricos y microenfocados. Mientras que para zonas de mayor profundidad se llevan a cabo registros de tipo convencional, enfocado o inducción, según sea el caso. (*Garduza Rueda, Víctor Manuel, Manual de Registros Geofísicos de Pozos y algunas Aplicaciones. Boletín de la asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C., Volumen LXI. Número 2. 2019. 136 p.*)

El registro lateral se utiliza en lodos conductivos (lodo salado) y el registro de inducción se utiliza en lodos resistivos (lodo fresco o base aceite).

Las aplicaciones que tiene este registro para caracterización son las siguientes:

- Determinación de zonas con hidrocarburos contenidos.
- Identificación de contactos agua-hidrocarburos.
- Correlación de pozos.

II.III FLUJO DE TRABAJO PARA EL ANÁLISIS DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS

Para hacer un correcto análisis e interpretación de registros es indispensable contar la suficiente información, así como conocimientos previos básicos, interpretación de la información e incluso limitaciones, cabe destacar que la interpretación que se haga a partir de registros geofísicos (como es el caso de este trabajo) es meramente cualitativa pero de importancia para recabar datos que nos permiten la identificación de la litología en la zona a trabajar, así como la localización de intervalos permeables y a partir de ello el contenido de fluidos en estos intervalos, ya sea aceite, gas o agua.

II.III.I IDENTIFICACIÓN DE LITOLOGÍAS

La lectura del registro de Rayos Gamma junto con el registro de Potencial Espontáneo generalmente es la combinación más usada para la determinación de litología. Donde valores bajos de RG nos podría indicar presencia de arenas limpias o calizas, mientras que valores medios indicarán arenas arcillosas y valores altos arcillas (lutitas). Y en los valores del registro SP la desviación de la curva puede hacer variaciones de valores negativos (izquierda) a positivos (derecha) que refleja las salinidades relativas del lodo o del agua de Formación.

En algunos casos más elaborados, según el requerimiento, la superposición de registros de densidad y neutrón con el registro sísmico de complemento es una combinación utilizada para la determinación de litología, buscando una mejor interpretación y menor incertidumbre. *(Canales García, Iza. Clase de Geoquímica. C.U. UNAM. México, 2019)*

II.III.II IDENTIFICACIÓN DE ZONAS PERMEABLES

Para la identificación de zonas permeables el registro que es mayormente utilizado es el registro de resistividad, donde sus valores se leen de izquierda a derecha en una escala logarítmica que va desde valores de 2.0 hasta 2000 ohm-m. *(Garduza Rueda, Víctor Manuel, Manual de Registros Geofísicos de Pozos y algunas Aplicaciones. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C., Volumen LXI. Número 2. 2019. 136 p.)*

La respuesta del registro de resistividad es dependiente del contenido de sales disueltas en los fluidos presentes o en las cavidades de las rocas, tales que si los poros de las rocas contienen agua salada presentarán una alta conductividad, pero una resistividad baja, pero en presencia de hidrocarburos, los niveles de resistividad serán altos y su conductividad baja, es decir, arrojarán una respuesta inversamente proporcional. Generalmente las rocas compactas o muy poco porosas como son las lutitas y las calizas poseen resistividades altas.

II.III.III EFECTOS DE CONDICIONES DE POZO

La obtención de toma de registros confiables es gracias a las condiciones en que se encuentran los pozos en los que se hacen dichas tomas, puesto que se buscan pozos con un buen calibre, sin derrumbes y/o cavernas en el pozo, así como condiciones estables del lodo (sea base agua o aceite).

En conjunto a los registros geofísicos se toman en cuenta parámetros de cromatografía, litología y fluorescencia, que apoya las respuestas de los registros que prospectamos como intervalos de interés, para posteriormente crear un modelo geológico.

El cambio de velocidad durante la perforación (ROP) nos permite identificar cambios litológicos.

III. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE LAS PRINCIPALES FORMACIONES DEL CRETÁCICO

Para la posible existencia de un depósito de hidrocarburos (ya sea aceite o gas) se requirieron condiciones específicas para hacer posible su generación, contención y posterior explotación. Lo esencial es contar con un sistema petrolero, que la mayoría de las veces se presenta de manera convencional y está constituido por: roca generadora, rutas de migración, roca almacén, roca sello y una trampa, todo ello con ayuda de la sincronía durante su formación. En cuanto a los sistemas no convencionales podemos mencionar a los hidratos de metano, gas y aceite de lutitas o arenas bituminosas., entre otros.

El sistema petrolero es formado gracias a la sincronía que llegan a presentar las Formaciones geológicas, las cuales son aquellos conjuntos de estratos que se encuentran asociados a un mismo ambiente sedimentario donde su tamaño es mapeable y sus rocas presentan propiedades/características litológicas similares o comunes en cuanto a su composición y estructura.

III.I GENERALIDADES DE LA CUENCA

Las Cuencas del Sureste está calificada como una de las áreas con mayor potencial productor petrolero a nivel nacional. Su inicio de actividad de explotación se remonta a los años de 1979.

“Durante los últimos 30 años la cifra de pozos exploratorios asciende a más de 300 haciendo posible el descubrimiento, evaluación y producción de yacimiento de hidrocarburos pertenecientes al Cretácico carbonatado principalmente, así como en el Cenozoico clástico de la columna sedimentaria.” *(Comisión Nacional de Hidrocarburos, Golfo de México, Cuencas del Sureste, 2014. 64 p.)*

Las Cuencas del Sureste comprende las siguientes cuencas: Salina del Itsmo, Comalcalco, Macuspana y el Pilar Reforma – Akal. *(Comisión Nacional de Hidrocarburos, Atlas Geológico Cuencas del Sureste – Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, 54 p.)*

El Pilar Reforma Akal, almacena hidrocarburos principalmente en el play brechas del Cretácico Superior y en el play calizas oolíticas del Jurásico Superior, limita al oeste y al este con sistemas de fallas, del borde la Cuenca de Comalcalco y del borde de la Cuenca de Macuspana, respectivamente. Existen además otros. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, Atlas Geológico Cuencas del Sureste – Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, 54 p .)

“Plays formados por areniscas deltaicas, barras costeras y turbidíticas del Mioceno y Plioceno que conforman trampas estructurales, estratigráficas y combinadas asociadas a estructuras extensionales y deformación salina.” (Comisión Nacional de Hidrocarburos, Golfo de México, Cuencas del Sureste, 2014. 64 p.)

III.II MAPA Y UBICACIÓN

La provincia petrolera Cuencas del Sureste (*Figura 1*) cubre un área de 59,004 km² y abarca parte de la Planicie Costera del Golfo de México y de la Plataforma Continental del Sureste de México, cubriendo territorio marino y terrestre. Sus límites al norte son por la isóbata de 500 m de profundidad, al sur con el Cinturón plegado de Chiapas, al Oeste con la Cuenca de Veracruz y al Este con la Plataforma de Yucatán. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, Atlas Geológico Cuencas del Sureste – Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, 54 p .)

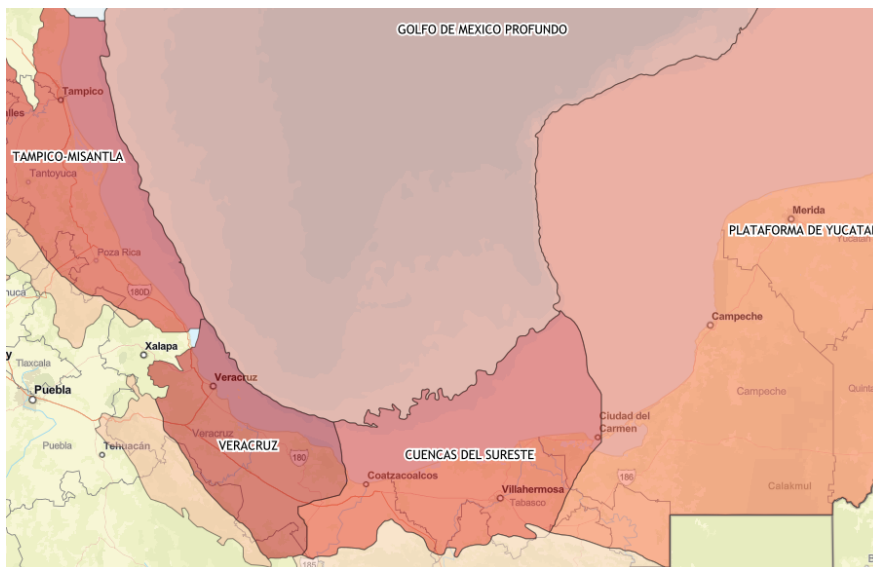


Figura 1. Cuencas del Sureste (CNH, junio 2023)

III.III ANÁLISIS GEOLÓGICO ESTRATIGRÁFICO REGIONAL

Las Cuencas del Sureste, son cuencas de margen pasivo cuya geometría es de bloques de basamento asociado a la apertura del golfo de México. La provincia petrolera Cuencas del Sureste abarca parte de la Planicie Costera del Golfo de México y de la

Plataforma Continental del Sureste de México, cubriendo territorio marino y terrestre, donde las plataformas carbonatadas se posicionaron y extendieron durante el Cretácico. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, Golfo de México, Cuencas del Sureste, 2014. 64 p.)

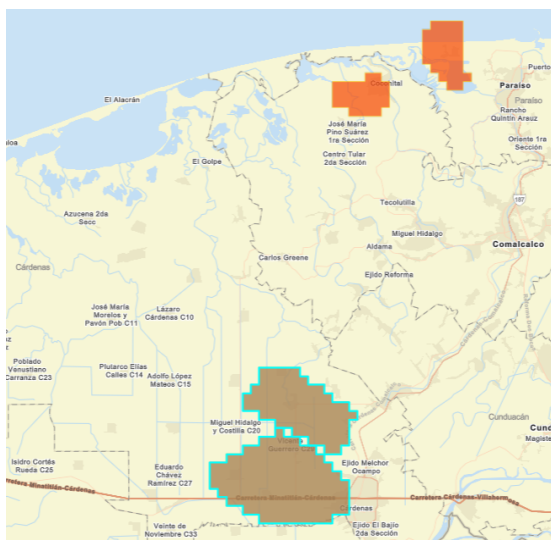


Figura 2. Campo de estudio (CNH, junio 2023)

La columna con la que se cuenta en esta región comprende un espesor sedimentario de 4,000 m a más de 10,000 m que van desde el Jurásico Medio hasta el Reciente. El campo de donde se tomaron los pozos prospecto (Figura 2) se encuentra en el estado de Tabasco, con un área de 82.7 km². (Comisión Nacional de Hidrocarburos, Atlas Geológico Cuencas del Sureste – Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, 54 p.)

Paleozoico Pre-Sal

Referida a una secuencia de basamento, constituido por sedimentos continentales rojos, datados del Paleozoico Medio, en su composición sedimentaria predominan los granitos y granodioritas, en una menor proporción los gneises y esquistos

Jurásico Medio

También llamado como la Etapa del “*rifting*”, asociado a la apertura del Golfo. Caracterizado por invasión de aguas marinas provenientes del Océano Pacífico, dando lugar a una baja circulación, tirante de agua bajo y alta evaporación, favoreciendo el depósito de sal, esta época se compone de sedimentos del Oxfordiano y Calloviano, consiste en clásticos marinos, evaporitas y carbonatos ricos en materia orgánica. Se caracteriza por tener una serie de fallas normales como resultados de sus esfuerzos distensivos, seguido de eventos compresivos, donde seguidamente se da lugar a series de pliegues y cabalgaduras.

Jurásico Tardío – Cretácico Tardío

Se experimentaron los primeros movimientos halocinéticos, que controlaron en gran medida la sedimentación del Jurásico y representan una fase extensional. Depósito dominado por carbonatos, así como mezcla de terrígenos finos a causa de la Orogenia Laramide. Para finales del Cretácico se registra depósito de brechas y flujos turbidíticos en el talud continental de la Sonda de Campeche, con litofacies predominantes son dolomías, calizas arcillosas y brechas dolomitizadas.

Paleógeno

De carbonatos hay una transición a clásticos a causa de la Orogenia Laramide, dando lugar a la Sierra Madre Oriental, estos sedimentos se depositaron en el antepaís de la Sierra, así como en las porciones sur y suroccidental. En el Bloque Yucatán continuada el depósito de carbonatos de plataforma somera. El Paleógeno se caracteriza por su funcionalidad como

sello regional para yacimientos del Cretácico donde crea barreras de presiones siendo una condicional para la migración del hidrocarburo, aunque se tiene claro que los posibles sellos presentes pueden ser interrumpidos por las series de fallas.

Neógeno

Su evolución geológica desde el Neógeno se ha caracterizado por un retroceso general de la línea de costa. La pendiente de la plataforma continental es más acentuada que en la zona del Golfo de México y, en donde hay mayores contrastes en el compartimiento tectónico, se observa un escenario más diverso dominado por litorales de emersión. Mioceno Medio, durante el Serravaliano la compresión formó pliegues y fallas lítricas, que posteriormente se bascularon, movilizandol la sal. El cambio de la masa de sal generó nuevos depósitos y minicuenas, controladas por fallas.

(Comisión Nacional de Hidrocarburos, Atlas Geológico Cuencas del Sureste – Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, 54 p.)

III.IV MARCO TECTÓNICO ESTRUCTURAL

El campo donde se sitúan los pozos prospecto tiene dos yacimientos que han resultado productores a lo largo de su historia (KI y JSK), de los cuales actualmente el yacimiento KI, es el productor.

El Campo prospecto se ubica sobre el Pilar Tectónico Reforma Akal, caracterizado por tres eventos tectónicos: comprensivos, distensivos y extensional, todos influyeron en el carácter estratigráfico y estructural del campo.

Inicialmente un evento extensional asociado a la apertura del Golfo de México en el Jurásico Inferior, con una serie de fallas normales como resultado de esfuerzos que causaron extensión con la consecuente formación de fosas y pilares en el basamento, seguido de un evento compresivo caracterizado por la formación de estructuras de alto a regular relieve, así como cabalgaduras orientadas de NO-SE. Finalmente se presenta un evento extensional durante el Neógeno, permitiendo intrusiones de arcilla y/o sal. *(Comisión Nacional de Hidrocarburos, Atlas Geológico Cuencas del Sureste – Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, 54 p.)*

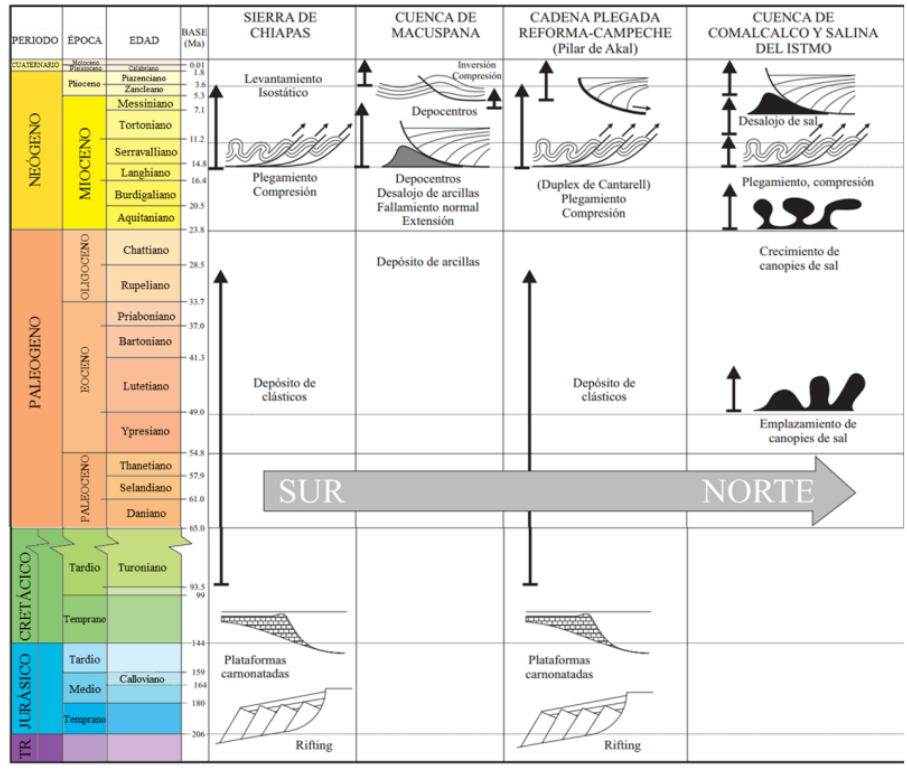


Figura 3. Eventos tectónicos y estructurales. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, Atlas Geológico Cuencas del Sureste – Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, 54 p.)

IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS.

A continuación, haré una breve descripción de la ubicación, así como las delimitaciones por Formación de cada uno de los pozos, a partir de ello en los siguientes capítulos se dará pie al análisis individual de cada pozo.

IV.1 UBICACIÓN

Los tres pozos prospectos son de tipo desarrollo direccional terrestre, ubicados en el estado de Tabasco.

El Campo Prospecto forma parte de la Provincia Petrolífera de Chiapas Tabasco localizada entre la Cuenca de Macuspana y Salina del Istmo. Hacia el sur está limitada por la Sierra de Chiapas y al norte por la costa del Golfo de México.

Geológicamente los pozos se encuentran en la Cuenca Mesozoica de Chiapas-Tabasco en las rocas carbonatadas fracturadas desde el Jurásico Kimmeridgiano hasta el Cretácico Inferior.

IV.II PRESENTACIÓN DE LOS POZOS ESTUDIADOS.

VI.II.1 Pozos "Prospecto 1 y 3"

Tanto el pozo 1 como el 3 se encuentran en la misma estructura geológica, con variación de profundidad y posición en dicha estructura. Estructuralmente a nivel de mesozoico se interpreta como una estructura anticlinal asimétrica con rumbo NW-SE, un sistema de fallas inversas con rumbo NE-SW, otro de fallas con rumbo al oeste y una componente de tectónica salina. La falla principal que delimita el campo hacia el sur oeste está representada por una gran falla inversa de 1,100 m de salto en promedio.

En la *Tabla 3* y *Tabla 4* se describen las columnas estimadas y reales de los pozos prospecto.

Pozo "Prospecto 1"

Formación	Estimado		Real	
	Profundidad [m]	Espesor	Profundidad [m]	Espesor
Peraje Solo	Aflora	1380	Aflora	1561
Filisola	1380	420	1561	239
Concepción Superior	1800	200	1800	173
Concepción Inferior	2000	180	1973	211
Encatnto	2180	388	2184	374
Depósito	2568	915	2558	1096
Oligoceno	3483	830	3654	464
Eoceno	4313	676	4118	928
Paleoceno	1989	160	5046	175
KS Fm. Méndez	5156	180	5221	135
KS Fm San Felipe	5362	60	5356	87
KS Fm. Agua Nueva	5428	60	5443	48
Cretácico Medio	5994	70	5491	55
Cretácico Inferior	5570	40	5546	65
Cretácico Inferior 2	5615	90	5611	102
Profundidad total	5714	--	5713	--

Tabla 3. Columna estimada y real del pozo "Prospecto 1"

Pozo "Prospecto 3"

Formación	Estimado		Real	
	Profundidad [m]	Espesor	Profundidad [m]	Espesor
Filisola	Aflora	1553	Aflora	1350
Concepción Superior	1553	223	1350	426
Concepción Inferior	1776	191	1776	194
Encanto	1967	212	1970	208
Depósito	2179	382	2178	384
Oligoceno	2561	1082	2562	624
Eoceno	3643	482	3186	609
Paleoceno	4125	980	3795	1315
KS Fm. Méndez	5105	212	5110	207
KS Fm San Felipe	5317	254	5317	254
KS Fm. Agua Nueva	5571	168	5571	168
Cretácico Inferior	5739	96	5739	64
Jur. Sup. Tithoniano	5835	59	5803	94
Jur. Sup. Kim	5894	66	5897	98
Jur. Sup Kim			5995	179
Profundidad total	5960	--	6174	--

Tabla 4. Columna estimada y real del pozo "Prospecto 3"

VI.II.II Pozo "Prospecto 2"

Estructuralmente se encuentra regido por un sistema de fallas inversas a nivel del Mesozoico, generando bloques que actúan como trampas estructurales. La facie productora se caracteriza por carbonatos dolomitizados que actúan como roca almacén por su fracturamiento y porosidad intercrystalina. Su columna estimada y real se muestran en la *Tabla 5*.

Pozo "Prospecto 2"

Formación	Estimado		Real	
	Profundidad [m]	Espesor	Profundidad [m]	Espesor
Peraje Solo	Aflora	1553	Aflora	1546
Filisola	1553	225	1546	261
Concepción Superior	1778	178	1807	155
Concepción Inferior	1956	198	1962	249
Encanto	2154	404	2211	367
Depósito	2558	927	2578	1061

Oligoceno	3485	629	3639	461
Eoceno	4114	853	4100	932
Paleoceno	4967	255	5032	172
KS Fm. Méndez	5222	263	5204	191
KS Fm San Felipe	5485	119	5395	88
KS Fm. Agua Nueva	5604	55	5483	77
Cretacico Medio	5659	85	5560	70
Cretacico Inferior	5744	95	5630	109
Cretacico Inferior 2	5839	121	5739	124
Jurásico Sup. Tithoniano	-		5863	29
Profundidad total	5960	--	5892	--

Tabla 5. Columna estimada y real del pozo "Prospecto 2"

IV.III DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES REGISTROS

En este capítulo se presentará una breve descripción los valores registrados y las lecturas obtenidas como respuesta de los registros tomados en cada uno de los pozos prospecto a partir de los valores obtenidos, se dará pie a la obtención de un modelo de correlación entre dichos pozos y a su vez, la determinación de posibles zonas productoras.

VI.III.I Pozo "Prospecto 1"

Formación	Rayos Gamma	Resistividad	Conductividad
Paraje Solo	Tiene una respuesta en el registro de GR desde superficie hasta aproximadamente 960 m que oscila entre 75 – 105 °API, es decir, representa la posible presencia de arcillas arenosas y lutitas. Posteriormente hasta 1560 m aproximadamente se tiene una respuesta que cambia drásticamente a un intervalo de 45 – 60 °API manteniendo variaciones entre arcillas y material calcáreo.	Durante los primeros 600 m dentro de la Formación se alcanzaron respuestas iguales o mayores a 200 [Ohms], llegando al máximo de la escala, posteriormente desde 600 - 900 m se dio una disminución gradual de los valores de resistividad, (alcanzando valores negativos), denotando la presencia de arenas principalmente, abarcando incluso la Formación de Filisola.	De acuerdo con las comparativas que se llevan a cabo con el registro de resistividad se muestra una relación inversamente proporcional, es decir, en aquella en la que los datos de resistividad se muestran bajos, los datos de conductividad se muestran saltos, totalmente lo contrario pero guardado las mismas proporciones entre rangos de valores. Específicamente en los primeros 600 m dentro de la Formación Paraje Solo

Filísola			la resistividad tomo valores medios y bajos, mientras el registro de la conductividad muestra valores que oscilan en 1000 [mm/m] denotando una baja conductividad, esto puede ser por contenido litológico, principalmente porosidad. De 600 – 900 m la conductividad aumenta significativamente entre 1000 – 5000 [mm/m], considerando con la correlación de los otros registros se puede considerar una Formación constituida por arenas con alta porosidad y posible contención de fluidos.
Concepción Superior	El registro muestra la misma tendencia con una ligera variación hasta la Formación Encanto en transición con la Formación Depósito, interpretando valores de +- 45 API° como cuerpos arenosos y arcillosos donde se ve más pronunciada la intercalación cercana a la base de la Formación Depósito con presencia de lutitas, arcillas y arenas hasta la mitad del Eoceno.	A partir de la Formación Concepción Superior hasta Eoceno se presentan intercalaciones de arenas con arcillas, principalmente arenas finas, En la Formación Depósito se registran valores de -2.5 – 3 [Ohms], es decir resistividades bajas.	Desde la Formación Concepción Superior 1800 m – 3000 m se registran valores entre 1000 – 2500 [mm/m] es decir una conductividad media.
Concepción Inferior			De 3000 – 3800 m los valores se intercalan en un rango alto de conductividad, mayor a 2500 [mm/m]. De 3000 – 4800 m los valores llevan una tendencia a la baja paulatinamente.
Encanto			
Depósito			
Oligoceno			
Eoceno			
Paleoceno	La tendencia de respuesta desciende gradualmente a partir de las Formaciones del Cretácico se denotan valores cercanos a -+15 API°	De la Formación Paleoceno a K.S Méndez se incrementan abruptamente los valores registrados, mayor a 200 [Ohms]	A 5000 m aproximadamente los valores registrados se disparan a la baja con -1000 [mm/m] incluso salen de la escala establecida. Ajustado al
KS Fm. Méndez			
KS Fm San Felipe			
KS Fm. Agua Nueva			

Cretácico Inferior	interpretadas como calizas dolomitizadas y dolomías, determinando a éstas como potenciales productores de hidrocarburos.	donde por generalidades de Formaciones e historia geológica se determina como zona potencialmente productora de hidrocarburo por litología compuesta por calizas dolomitizadas y dolomías, algunas con pequeños porcentajes de arcillas.	tipo de Formación, determina la contención de calizas en esta zona, rectificando con una respuesta de alta resistividad. Por lo tanto, se determina la contención de aceite en esta zona.
Cretácico Inferior 2			
Jurásico Sup. Tithoniano			

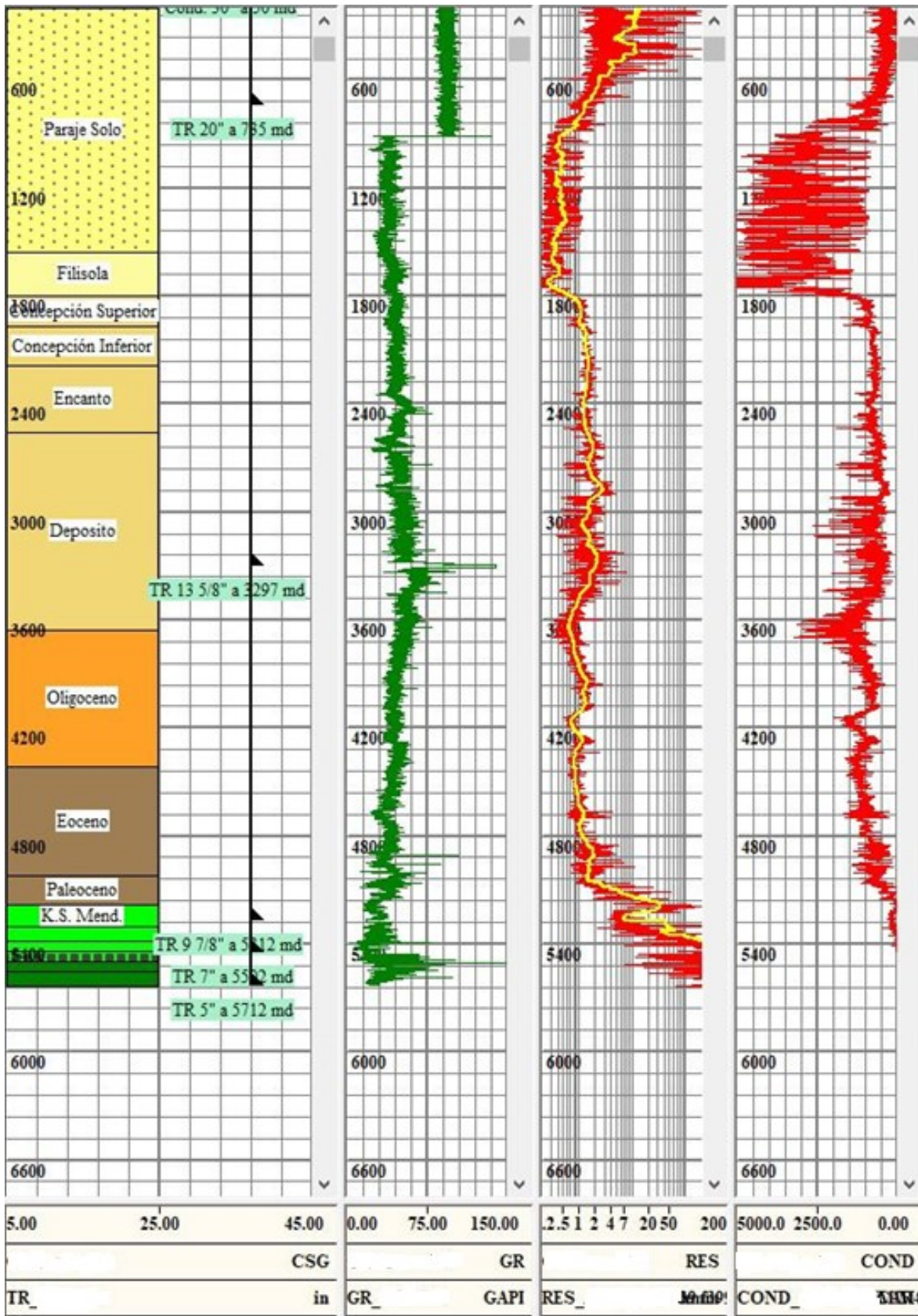


Figura 4. Registro Rayos Gama, Resistividad y del pozo "Prospecto 1"

VI.III.II Pozo "Prospecto 2"

Formación	Rayos Gamma	Resistividad	Conductividad	Sónico
Paraje Solo	Los valores registrados desde superficie hasta 800 m aproximadamente se encuentran en una escala media, mostrando presencia de arcillas principalmente, así como de arenas medias a finas. De 800 – 1000 m se registra un decremento en la escala de valores, oscilando entre los 30° - 45° API°	De 150 m – 800 m los valores son altamente variables van desde los -3 - +- 70 [Ohms]	Se comporta inversamente proporcional al registro de resistividad, las primeras Formaciones como Paraje Solo y Filísola denotan variaciones de conductividades, en correlación con el registro de rayos gamma, se muestra contención de arenas con intercalaciones de lutitas que empalma con el registro de resistividad.	Desde la cima de la toma de registro dentro de la Formación Paraje Solo a 900 m hasta la Formación Eoceno a 4800 m la respuesta del registro muestra constantes variaciones entre los 70 – 240 [µs/ft].
Filísola	Se interpretó la contención de arenas en el intervalo de 1000 – 3100 m. Posteriormente se registró una estabilidad en la	En el intervalo de 800- 1800 m se registran valores de -2 – 2 [Ohms], es decir, baja resistividad.		
Concepción Superior	tendencia de datos	De 1800 – 4800 m la tendencia del registro es variable pero aún con ajos en respuesta a resistividad.		
Concepción Inferior	obtenidos por el registro,			
Encanto	siendo valores medios, indicativos de arenas gruesas a medias, en el intervalo de 3100 – 3700 m se muestra una significativa alternancia de valores medios a bajos, atribuidos a la presencia de arcilla y lutitas bentoníticas.			
Depósito		A partir de 1800 – 5400 m se muestra una baja conductividad no mayor a 1000 [mm/m], donde desde 5400 m se nota una salida de la escala de valores, por debajo de los -10 [mm/m] mostrando prácticamente nula conductividad.		
Oligoceno				

Eoceno	De 3700 – 4900 m los valores registrados de disminuyen paulatinamente desde +80 API° hasta +-25 API° pasando de arcillas a arenas y posibles trazas de calizas.		
Paleoceno	4900 m - 5600 m se interpretan intercalaciones de sedimentos, pero con preferencia de la respuesta del registro a valores de 0 - 45 API° dando lugar a posibles calizas y dolomías.	De 4900 – 5600 m los valores de resistividad se disparan abruptamente incluso saliendo de la escala. Es decir, sobrepasando los 200 [Ohms].	De 4800 hasta 5600 m aproximadamente los valores se disparan a la baja, desde 100 – +-40 [μ s/ft] algunos sobresaliendo en la parte final del registro de la escala.
KS Fm. Méndez			
KS Fm San Felipe			
KS Fm. Agua Nueva			
Cretácico Medio			
Cretácico Inferior			
Cretácico Inferior 2			

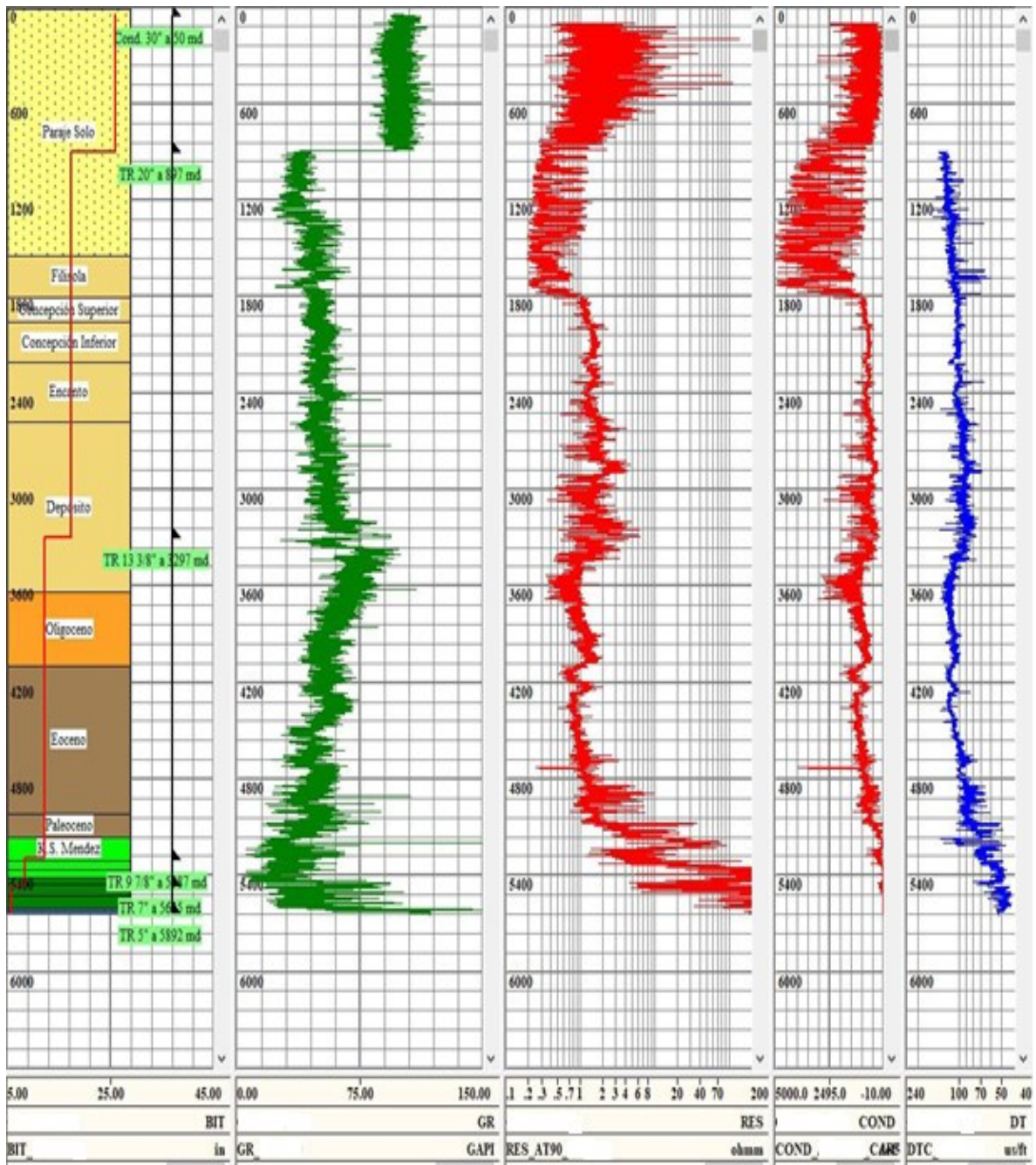


Figura 5. Registro Rayos Gama, Resistividad, Conductividad y Tiempo de tránsito del pozo "Prospecto 2"

VI.III.II Pozo "Prospecto 3"

Formación	Rayos Gamma	Resistividad	Conductividad	Sónico	
Paraje Solo	Desde superficie hasta la Formación Concepción Superior se mantiene una tendencia de la respuesta del registro con valores de 30 – 50 API°, determinando la presencia de arenas principalmente.	Los valores registrados desde superficie hasta 600 m se registra valores de 2 – 20 [Ohms] es decir, hay variaciones de resistividad.	Los valores hasta 600 m muestran una conductividad baja con valores muy cercanos a 0 [mm/m]	Los valores registrados de 800 – 3300 m muestran una tendencia de decremento en respuesta al tiempo de tránsito. Esta es constante y va de 240 – 100 [µs/ft]	
Filísola	En esta sección de 1200 – 3100 m los valores van de 30 – 75 API° donde estos valores van desde arenas gruesas, medias, finas hasta la intercalación de arcillas y lutitas.	De 600 – 1800 m los valores de resistividad oscilan entre -3 – 2 [Ohms], es decir, resistividades bajas.	De 600 – 1800 m la escala muestra variaciones de respuesta entre muy altos y bajos, desde 1000 – 5000 [mm/m]		
Concepción Superior		De 1800- 4800 m los valores se mantienen en niveles bajos de resistividad, pero con variaciones, especialmente entre 2400 – 3500 m con resistividades de -0.5 – 4 [Ohms]	A partir de 1800 – 4800 m los valores muestran conductividades variables que van de los 0 hasta +2500 [mm/m]		
Concepción Inferior					
Encanto					
Depósito					
Oligoceno	La tendencia de valores va en decadencia desde los 50 – 5 API° determinando la transición de arenas a calizas.	De 4800 – 5600m los valores de resistividad incrementan abruptamente desde los	De 4800 – 5600 m la conductividad es muy baja, tomando valores cercanos a	Posteriormente en una lectura de 3700 – 4800 m se muestra nuevamente una tendencia a la baja en cuanto a los valores registrados, siendo esta paulatina que va desde los +-150 – 100 [µs/ft]	
Eoceno				De 4800 – 5600 m la	A partir de 4800 – 5600 m la
Paleoceno					
KS Fm. Méndez	Desde el Cretácico Superior Méndez hasta la base del			en valores es más	
KS Fm San Felipe					

KS Fm. Agua Nueva	registro se denotan valores que determinan la contención de calizas, margas e incluso dolomías. Por sus valores de respuesta entre 0 – 20 API°	-0.5 - +100 [Ohms] incluso sobresalen los valores de rango, por lo que se determina que es posible la contención de fluidos , por ello se registran muy altas resistividades.	0 [mm/m), incluso sobresaliendo de la escala establecida.	significativa, sobresaliendo de la escala, tomando tiempos de tránsito desde los 100 hasta menos de 40 [μ s/ft], se determina que el tiempo de tránsito registrado de la onda emitida por el registro es muy lenta.
Cretácico Medio				
Cretácico Inferior				
Cretácico Inferior 2				
Jurásico Sup. Tithoniano				

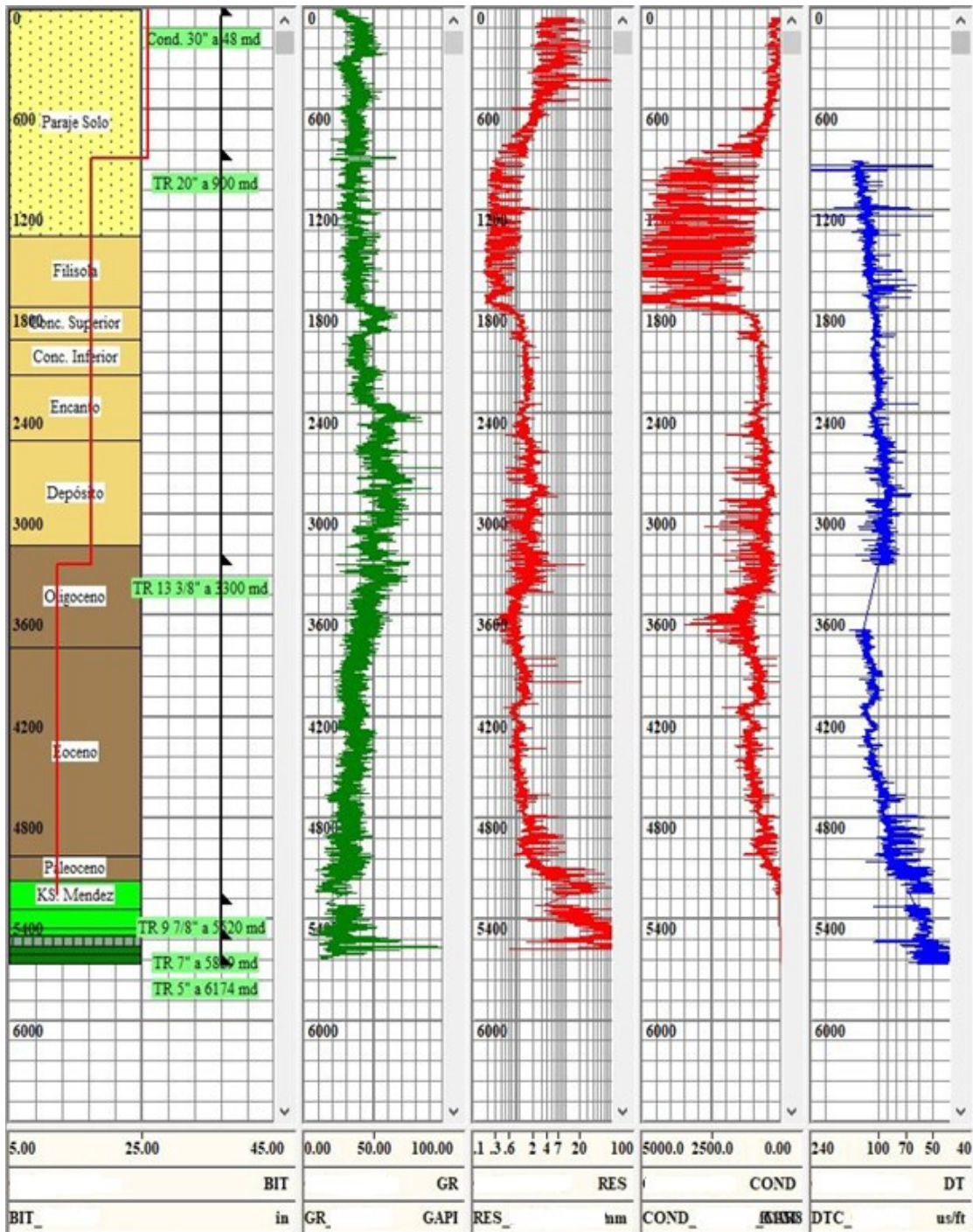


Figura 6. Registro Rayos Gama, Resistividad, Conductividad y Tiempo de tránsito del pozo "Prospecto 3"

V. EVALUACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LAS FORMACIONES CRETÁICAS

La evaluación de parámetros tales como volumen de arcilla (Vsh), Porosidad (ϕ) y saturación de agua (Sw) serán determinadas por Formación para cada uno de los pozos analizados, con el fin de llevar a cabo su posterior correlación y determinación de posibles reservas.

V.I DETERMINACIÓN DE ÍNDICE DE RAYOS GAMMA

La determinación del índice de Rayos Gamma parte de los resultados obtenido de un registro de GR. Siendo este un índice, damos por entendido que es una medición cualitativa de los resultados obtenidos a partir de la toma del registro, determinando el desempeño de emisión de la radioactividad natural contenida en las Formaciones. Además de ser un parámetro clave para la determinación del volumen de arcilla.

V.I.I CÁLCULO DEL ÍNDICE DE RAYOS GAMMA

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Dónde:

IGR= Índice de Rayos Gamma

Gr_{log}= Valor leído en el registro Rayos Gamma

Gr_{min}= Valor mínimo del registro Rayos Gamma

Gr_{max}= Valor máximo leído del registro Rayos Gamma

V.II DETERMINACIÓN DE VOLUMEN DE ARCILLA (VSH)

Los volúmenes de arcilla que se determinarán en esta sección nos servirán como parámetro de corrección para los cálculos de porosidad y de saturación de agua que se desarrollarán más adelante

VII.I.II CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA POR LARIONOV (OLDER ROCKS)

$$Vsh = 0.33(2^{2*IGR} - 1)$$

Dónde:

Vsh= Volumen de arcilla

I_{GR} = Índice de Rayos Gamma

V.I.III CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA POR LARIONOV (TERTIARY ROCKS)

$$Vsh = 0.083(2^{3.7*IGR} - 1)$$

Dónde:

Vsh= Volumen de arcilla

I_{GR} = Índice de Rayos Gamma

V.I.IV CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA POR STEIBER

$$Vsh = \frac{I_{GR}}{3 - 2 * I_{GR}}$$

Vsh= Volumen de arcilla

I_{GR} = Índice de Rayos Gamma

Pozo "Prospecto 1"

Formación	m.b.m.r	Intervalo cubierto por registro de GR por Formación	IGR	Vsh por Larionov (older rocks)	Vsh por Larionov (tertiary rocks)	Vsh por Steiber
Paraje Solo	Aflora	Aflora	0.3406	0.1992	0.1158	0.1469
Filísola	1380	1561	0.1930	0.1012	0.0531	0.0738
Concepción Superior	1800	1800	0.2057	0.1089	0.0577	0.0795
Concepción Inferior	2000	1973	0.2146	0.1144	0.0609	0.0835
Encanto	2180	2184	0.2227	0.1194	0.0639	0.0872
Depósito	2568	2558	0.2563	0.1408	0.0771	0.1030
Oligoceno	3483	3654	0.2088	0.1108	0.0588	0.0809
Eoceno	4313	4118	0.1878	0.0981	0.0514	0.0716
Paleoceno	1989	5046	0.1433	0.0725	0.0369	0.0528
KS Fm. Méndez	5156	5221	0.1134	0.0562	0.0280	0.0409
KS Fm San Felipe	5362	5356	0.0883	0.0430	0.0211	0.0313
KS Fm. Agua Nueva	5428	5443	0.1363	0.0687	0.0347	0.0500
Cretácico Medio	5994	5491	0.1999	0.1054	0.0556	0.0769
Cretácico Inferior	5570	5546	0.1589	0.0813	0.0418	0.0592
Cretácico Inferior 2	5615	5611	0.0971	0.0475	0.0235	0.0346

Tabla 9. Resultados del cálculo de volumen de arcilla para el pozo "Prospecto 1"

Pozo "Prospecto 2"

Formación	m.b.m.r	Intervalo cubierto por registro de GR por Formación	IGR	Vsh por Larionov (older rocks)	Vsh por Larionov (tertiary rocks)	Vsh por Steiber
Paraje Solo	Aflora	Aflora	0.3628	0.2157	0.1275	0.1595
Filísola	1553	1546	0.2200	0.1177	0.0629	0.0859
Concepción Superior	1778	1807	0.2334	0.1261	0.0680	0.0921
Concepción Inferior	1956	1962	0.2471	0.1348	0.0734	0.0986
Encanto	2154	2211	0.2445	0.1332	0.0724	0.0974
Depósito	2558	2578	0.2933	0.1655	0.0931	0.1215
Oligoceno	3485	3639	0.2775	0.1548	0.0861	0.1135
Eoceno	4114	4100	0.2353	0.1273	0.0688	0.0930
Paleoceno	4967	5032	0.1928	0.1011	0.0531	0.0737
KS Fm. Méndez	5222	5204	0.1425	0.0721	0.0366	0.0525
KS Fm San Felipe	5485	5395	0.1747	0.0904	0.0469	0.0659
KS Fm. Agua Nueva	5604	5483	0.1778	0.0922	0.0479	0.0672
Cretácico Medio	5659	5560	0.3032	0.1724	0.0976	0.1267
Cretácico Inferior	5744	5630	0.5923	0.4201	0.2962	0.3263

Tabla 10. Resultados del cálculo de volumen de arcilla para el pozo "Prospecto 2"

Pozo "Prospecto 3"

Formación	m.b.m.r	Intervalo cubierto por registro de GR por Formación	IGR	Vsh por Larionov (older rocks)	Vsh por Larionov (tertiary rocks)	Vsh por Steiber
Filísola	Aflora	Aflora	0.2197	0.1175	0.0628	0.0858
Concepción Superior	1553	1350	0.2298	0.1238	0.0666	0.0905
Concepción Inferior	1776	1776	0.3030	0.1722	0.0975	0.1265
Encanto	1967	1970	0.3030	0.1722	0.0975	0.1265
Depósito	2179	2178	0.2478	0.1353	0.0737	0.0990
Oligoceno	2561	2562	0.3250	0.1879	0.1080	0.1383
Eoceno	3643	3186	0.3517	0.2074	0.1216	0.1532
Paleoceno	4125	3795	0.2961	0.1675	0.0943	0.1229

KS Fm. Méndez	5105	5110	0.2000	0.1055	0.0556	0.0769
KS Fm San Felipe	5317	5317	0.1847	0.0963	0.0503	0.0702
KS Fm. Agua Nueva	5571	5571	0.1847	0.0963	0.0503	0.0702
Cretácico Inferior	5739	5739	0.1551	0.0792	0.0405	0.0577

Tabla 11. Resultados del cálculo de volumen de arcilla para el pozo "Prospecto 3"

V.III DETERMINACIÓN DE POROSIDAD

La porosidad es uno de los parámetros más importantes para determinar ya sea a partir de registros o de manera cualitativa derivada de estos registros, donde de acuerdo con la porosidad obtenida, se determinará el volumen de fluidos que estén presentes en nuestro yacimiento.

Karter H. Makar y Mostafa H. Kamel desarrollaron un artículo, donde propusieron una ecuación derivada de la unión de ecuaciones de Wyllie, Raymer y Raiga Clemenceau. (Karter H Makar, Mostafa H. Kamel, "An approach for minimizing errors in computing effective porosity in reservoir of shaly nature in view of Wyllie – Raymer – Raiga relationship", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.04.013-9

Ecuación de Wyllie

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Dónde:

ϕ_s = Porosidad

Δt = Tiempo de tránsito leído de registro ($\mu s/pie$)

Δt_{ma} = Tiempo de transido de la matriz ($\mu s/pie$)

Δt_f = Tiempo de transido del fluido ($\mu s/pie$), se tomará como 189 $\mu s/pie$ que es el estándar para fluidos dulces

Ecuación de Raiga Clemenceau

$$\frac{\Delta t_{ma}}{\Delta t_{log}} = (1 - \phi)^x$$

Igualando las ecuaciones

$$\frac{\Delta t_{tma}}{\Delta t_{log}} = \left(1 - \frac{\Delta t - \Delta t_{tma}}{\Delta t_f - \Delta t_{tma}}\right)^x$$

Dejando la ecuación en términos de Δt , queda de la siguiente manera:

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{tma}}{\left(\frac{\Delta t_f - \Delta t}{\Delta t_f - \Delta t_{tma}}\right)^x}$$

Se introduce la ecuación de Raymer Hunt

$$\Delta t = \left[\frac{(1 - \phi_S)^2}{\Delta t_{tma}} + \frac{\phi_S}{\Delta t_f}\right]^{-1}$$

Igualando Raymer Hunt con Wyllie

$$\left[\frac{(1 - \phi_S)^2}{\Delta t_{tma}} + \frac{\phi_S}{\Delta t_f}\right]^{-1} = \frac{\Delta t_{tma}}{\left(\frac{\Delta t_f - \Delta t}{\Delta t_f - \Delta t_{tma}}\right)^x}$$

$$\frac{(1 - \phi_S)^2}{\Delta t_{tma}} + \frac{\phi_S}{\Delta t_f} = \frac{\left(\frac{\Delta t_f - \Delta t}{\Delta t_f - \Delta t_{tma}}\right)^x}{\Delta t_{tma}}$$

Multiplicaron por Δt_{tma}

$$\Delta t_{tma} \left(\frac{(1 - \phi_S)^2}{\Delta t_{tma}} + \frac{\phi_S}{\Delta t_f}\right) = \Delta t_{tma} \left(\frac{\left(\frac{\Delta t_f - \Delta t}{\Delta t_f - \Delta t_{tma}}\right)^x}{\Delta t_{tma}}\right)$$

Se reordena, obteniendo:

$$\phi_S^2 + \left(\frac{\Delta t_{tma}}{\Delta t_f} - 2\right)\phi_S + 1 - \left(\frac{\Delta t_f - \Delta t}{\Delta t_f - \Delta t_{tma}}\right)^x = 0$$

Al obtener una ecuación de tipo $Ax^2+Bx+C=0$ por lo que se puede dar una solución con la ecuación general

$$x = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

Finalmente se resta la ecuación de Wyllie junto con el término de arcilla

$$\phi = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} - Vsh \frac{\Delta_t - \Delta_{tma}}{\Delta_{tf} - \Delta_{tma}}$$

Dónde:

$$x = \phi_s$$

$$a = 1$$

$$b = \left(\frac{\Delta_{tma}}{\Delta_{tf}} - 2 \right)$$

$$c = 1 - \left(\frac{\Delta_{tf} - \Delta_t}{\Delta_{tf} - \Delta_{tma}} \right)^x$$

Δ_t = Tiempo de tránsito leído de registro ($\mu\text{s}/\text{pie}$)

Δ_{tma} = Tiempo de tránsito de la matriz ($\mu\text{s}/\text{pie}$)

Δ_{tf} = Tiempo de tránsito del fluido ($\mu\text{s}/\text{pie}$), se tomará como 189 $\mu\text{s}/\text{pie}$ que es el estándar para fluidos dulces

x = Es el exponente de la matriz, el cual se tomará del de acuerdo con el tiempo de tránsito de la matriz (Tabla 8)

NOMBRE	Δ_{tma} ($\mu\text{s}/\text{ft}$)	x
Sal pura	67	1.33
Arena arcillosa	67 – 55.5	1.33 – 1.58
Arena – Yeso	55.5 – 52	1.58 – 1.66
Yeso – Arena	52 – 51.2	1.66 – 1.68
Arena – Anhidrita	51.2 – 50	1.68 – 1.73
Anhidrita – Caliza	50 – 47.5	1.73 – 1.81
Caliza – Dolomita	47.5 – 43.5	1.81 – 1.95
Dolomitas puras	43.5	1.95

Tabla 12. Tiempo de tránsito y exponente de matrices (Kamel et al. 2002)

Pozo "Prospecto 1"

Formación	m.b.m.r	Intervalo cubierto por registro de DT por Formación	Vsh de Larionov (older rocks)
Paraje Solo	Aflora	Aflora	0.2157
Filísola	1380	1561	0.1177
Concepción Superior	1800	1800	0.1261
Concepción Inferior	2000	1973	0.1348
Encanto	2180	2184	0.1332
Depósito	2568	2558	0.1655
Oligoceno	3483	3654	0.1548
Eoceno	4313	4118	0.1273
Paleoceno	1989	5046	0.1011
KS Fm. Méndez	5156	5221	0.0721
KS Fm San Felipe	5362	5356	0.0904
KS Fm. Agua Nueva	5428	5443	0.0922
Cretácico Medio	5994	5491	0.1724
Cretácico Inferior	5570	5546	0.4201
Cretácico Inferior 2	5615	5611	0.2157

Tabla 13. Resultados de cálculo de Porosidad para pozo "Prospecto 1"

**** Este pozo no cuenta con registro sísmico, por lo tanto, se omiten los cálculos de porosidad para este pozo.**

Pozo "Prospecto 2"

Formación	m.b.m.r	Intervalo cubierto por registro de DT por Formación	Vsh de Larionov (older rocks)	Porosidad por Wyllie	A	B	X	C	Ec. General	Porosidad por Karter y Mostafa	Porosidad [%]
Paraje Solo	Aflora	Aflora	0.2157	0.4941	1	-1.7063	1.58	0.6593	0.5912	0.4846	48.46
Filísola	1553	1546	0.1177	0.4148	1	-1.7063	1.58	0.5712	0.4573	0.4084	40.84
Concepción Superior	1778	1807	0.1261	0.3717	1	-1.7063	1.58	0.5201	0.3974	0.3505	35.05
Concepción Inferior	1956	1962	0.1348	0.3799	1	-1.7063	1.58	0.5300	0.4083	0.3570	35.70
Encanto	2154	2211	0.1332	0.3600	1	-1.7063	1.58	0.5059	0.3820	0.3341	33.41
Depósito	2558	2578	0.1655	0.3221	1	-1.7063	1.58	0.4589	0.3345	0.2812	28.12
Oligoceno	3485	3639	0.1548	0.4447	1	-1.7063	1.58	0.6052	0.5029	0.4340	43.40
Eoceno	4114	4100	0.1273	0.3665	1	-1.7063	1.58	0.5138	0.3905	0.3438	34.38
Paleoceno	4967	5032	0.1011	0.2056	1	-1.7063	1.58	0.3049	0.2028	0.1820	18.20
KS Fm. Méndez	5222	5204	0.0721	0.1137	1	-1.7487	1.81	0.1962	0.1205	0.1123	11.23
KS Fm San Felipe	5485	5395	0.0904	0.0522	1	-1.7487	1.81	0.0925	0.0546	0.0499	4.99
KS Fm. Agua Nueva	5604	5483	0.0922	0.0117	1	-1.7487	1.81	0.0211	0.0121	0.0111	1.11
Cretácico Medio	5659	5560	0.1724	0.0123	1	-1.7487	1.81	0.0221	0.0128	0.0106	1.06
Cretácico Inferior	5744	5630	0.4201	0.0343	1	-1.7487	1.81	0.0612	0.0357	0.0213	2.13

Tabla 14. Resultados de cálculo de Porosidad para pozo "Prospecto 2"

Pozo "Prospecto 3"

Formación	m.b.m.r	Intervalo cubierto por registro de DT por Formación	Vsh de Larionov (older rocks)	Porosidad por Wyllie	A	B	X	C	Ec. General	Porosidad por Karter y Mostafa	Porosidad [%]
Filísola	Aflora	Aflora	0.1175	0.4906	1	-1.7063	1.58	0.6555	0.5841	0.5264	52.64
Concepción Superior	1553	1350	0.1238	0.4201	1	-1.7063	1.58	0.5772	0.4650	0.4130	41.30
Concepción Inferior	1776	1776	0.1722	0.3716	1	-1.7063	1.58	0.5200	0.3972	0.3332	33.32
Encanto	1967	1970	0.1722	0.3716	1	-1.7063	1.58	0.5200	0.3972	0.3332	33.32
Depósito	2179	2178	0.1353	0.3687	1	-1.7063	1.58	0.5165	0.3934	0.3435	34.35
Oligoceno	2561	2562	0.1879	0.3490	1	-1.7063	1.58	0.4924	0.3679	0.3024	30.24
Eoceno	3643	3186	0.2074	0.2819	1	-1.7063	1.58	0.4074	0.2870	0.2285	22.85
Paleoceno	4125	3795	0.1675	0.3990	1	-1.7063	1.58	0.5527	0.4346	0.3678	36.78
KS Fm. Méndez	5105	5110	0.1055	0.3350	1	-1.7063	1.58	0.4751	0.3504	0.3150	31.50
KS Fm San Felipe	5317	5317	0.0963	0.0678	1	-1.7487	1.82	0.1199	0.0715	0.0650	6.50
KS Fm. Agua Nueva	5571	5571	0.0963	0.0676	1	-1.7487	1.82	0.1197	0.0714	0.0648	6.48
Cretácico Inferior	5739	5739	0.0792	0.0462	1	-1.7487	1.82	0.0825	0.0486	0.0449	4.49

Tabla 15. Resultados de cálculo de Porosidad para pozo "Prospecto 3"

V.IV DETERMINACIÓN DE SATURACIÓN DE AGUA (S_w)

La ecuación de Archie nos permite determinar la saturación de agua, en este caso el cálculo deberá ser calculado para cada una de las Formaciones que contempla cada uno de los pozos prospectos.

Ecuación de Archie

$$S_w = \left(\frac{a}{\phi^m} \times \frac{R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}}$$

S_w =Saturación de agua

R_w = Resistividad del agua de Formación

R_t = Resistividad verdadera de la Formación

ϕ = Porosidad

n = Exponente de Saturación (se toma un valor de 2)

a = Factor de tortuosidad (para arenas consolidadas es de 0.81 y para no consolidadas es de 0.61)

m = Exponente de cementación (para arenas consolidadas es 2 y para no consolidadas es 2.15)

Para el cálculo de este parámetro fue necesaria la determinación de R_w (Resistividad de agua de la Formación) ya que es un dato esencial para desarrollar la ecuación de Archie y obtener la saturación de agua. Para ello se empleó un método alternativo, donde a partir de la porosidad y la resistividad verdadera es posible la determinación de R_w

$$R_w = \frac{\phi^m - R_t}{2}$$

Siendo:

R_w = Resistividad del agua de Formación

ϕ = Porosidad

m = Exponente de cementación (para arenas consolidadas es 2 y para no consolidadas es 2.15)

R_t = Resistividad verdadera (tomar la lectura directa del registro)

Los resultados del cálculo de R_w , así como los resultados de la saturación de agua para cada una de las Formaciones se describen en las *Tablas 17, 18 y 19*.

Pozo "Prospecto 1"

Formación	m.b.m.r	Intervalo cubierto por registro de RT por Formación	Valores promedio de RT por Formación
Paraje Solo	Aflora	Aflora	3.1833
Filísola	1380	1561	0.3703
Concepción Superior	1800	1800	1.0339
Concepción Inferior	2000	1973	1.4101
Encanto	2180	2184	1.3554
Depósito	2568	2558	1.5782
Oligoceno	3483	3654	1.1521
Eoceno	4313	4118	1.1314
Paleoceno	1989	5046	14.7427
KS Fm. Méndez	5156	5221	31.6576
KS Fm San Felipe	5362	5356	427.8207
KS Fm. Agua Nueva	5428	5443	427.4351
Cretácico Medio	5994	5491	242.5228
Cretácico Inferior	5570	5546	605.7549
Cretácico Inferior 2	5615	5611	779.9435

Tabla 17. Resultados de cálculo de saturación de agua para pozo "Prospecto 1"

****No se cuenta con registro sónico. Se hace omisión del cálculo de saturación de agua para este pozo.**

Pozo "Prospecto 2"

Formación	m.b.m.r	Intervalo cubierto por registro de RT por Formación	Valores promedio de RT por Formación	Rw	Sw	%Sw
Paraje Solo	Aflora	Aflora	1.3265	0.1397	0.6027	60.27
Filísola	1553	1546	0.4141	0.0302	0.5951	59.51
Concepción Superior	1778	1807	1.1396	0.0598	0.5883	58.83
Concepción Inferior	1956	1962	1.4479	0.0791	0.5891	58.91
Encanto	2154	2211	1.3846	0.0656	0.5862	58.62

Depósito	2558	2578	1.5631	0.0511	0.5786	57.86
Oligoceno	3485	3639	1.0785	0.0896	0.5978	59.78
Eoceno	4114	4100	1.1353	0.0572	0.5874	58.74
Paleoceno	4967	5032	8.3034	0.1065	0.5601	56.01
KS Fm. Méndez	5222	5204	58.7220	0.2669	0.5402	54.02
KS Fm San Felipe	5485	5395	209.4482	0.1662	0.5082	50.82
KS Fm. Agua Nueva	5604	5483	376.0436	0.0117	0.4540	45.40
Cretácico Medio	5659	5560	378.4963	0.0108	0.4526	45.26
Cretácico Inferior	5744	5630	358.9090	0.0458	0.4768	47.68

Tabla 18. Resultados de cálculo de saturación de agua para pozo "Prospecto 2"

Pozo "Prospecto 3"

Formación	m.b.m.r	Intervalo cubierto por registro de RT por Formación	Valores promedio de RT por Formación	Rw	Sw	%Sw
Filísola	Aflora	Aflora	3.2552	0.4097	0.6065	60.65
Concepción Superior	1553	1350	0.3807	0.0284	0.5956	59.56
Concepción Inferior	1776	1776	0.9722	0.0458	0.5860	58.60
Encanto	1967	1970	0.9726	0.0458	0.5860	58.60
Depósito	2179	2178	1.3948	0.0701	0.5874	58.74
Oligoceno	2561	2562	1.3458	0.0514	0.5818	58.18
Eoceno	3643	3186	1.7463	0.0365	0.5697	56.97
Paleoceno	4125	3795	1.2114	0.0705	0.5904	59.04
KS Fm. Méndez	5105	5110	1.3889	0.0580	0.5836	58.36
KS Fm San Felipe	5317	5317	79.4218	0.1112	0.5184	51.84
KS Fm. Agua Nueva	5571	5571	79.5351	0.1109	0.5183	51.83
Cretácico Inferior	5739	5739	265.8450	0.1682	0.5042	50.42

Tabla 19. Resultados de cálculo de saturación de agua para pozo "Prospecto 3"

VI. EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS

VI.1 MODELOS DE CORRELACIÓN

A continuación, se muestra la correlación de los pozos analizados para la detección de posibles zonas productoras de hidrocarburos, para la obtención de esta correlación fue necesario cargar los registros de los pozos en el software Predict para llevar a cabo una mejor interpretación de los registros a tratar.

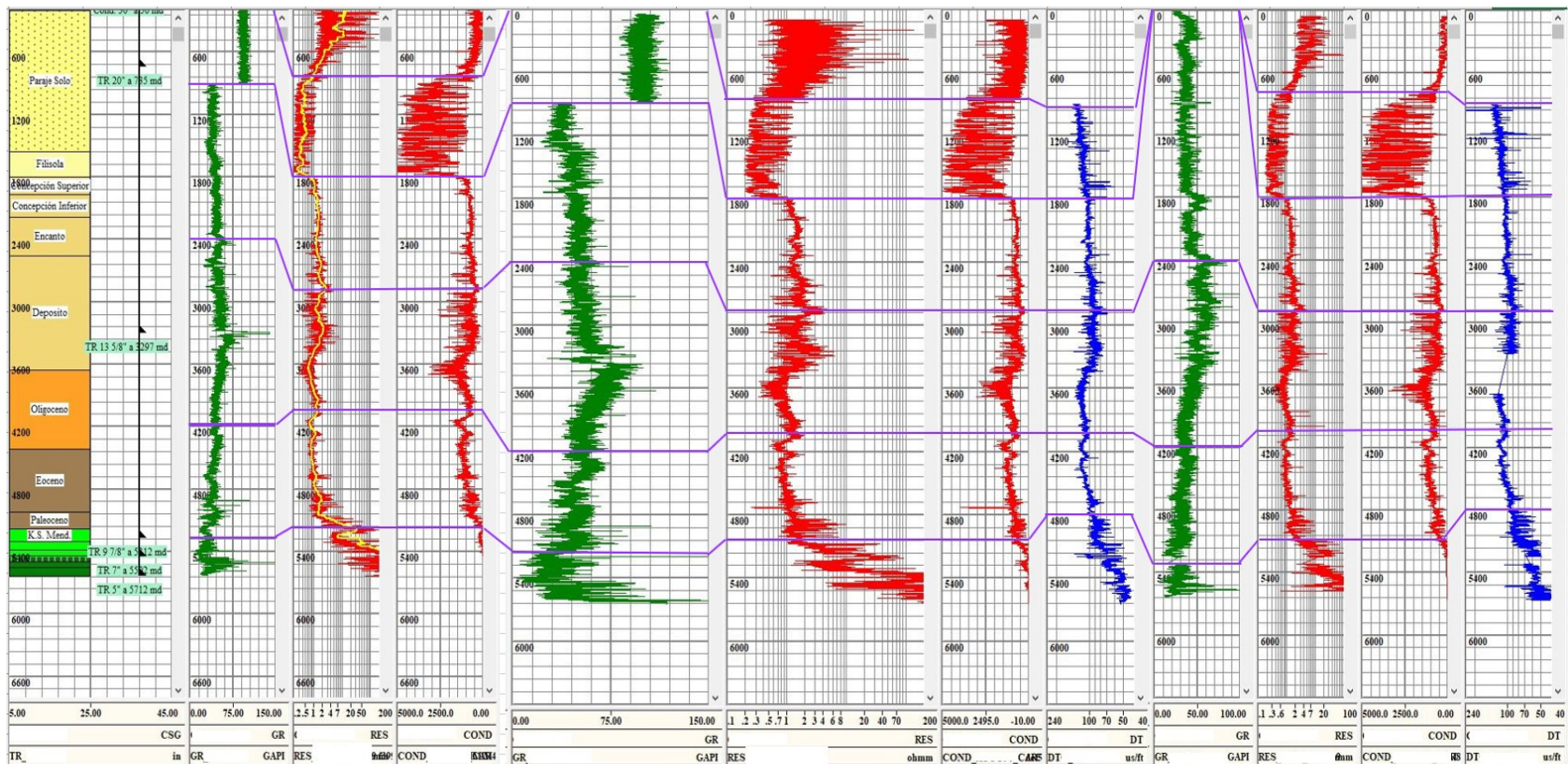


Figura 7. Correlación de pozos estudiados.

VI.II ANÁLISIS DE LOS REGISTROS

Pozo “Prospecto 1”

Formación	Interpretación por formación de acuerdo con registros tomados
Paraje Solo	Domina la presencia de areniscas, la conductividad es alta y su resistividad mínima, considerando que de igual manera aún nos encontramos en una zona sumamente somera.
Filísola	Presencia de lutitas, ligeramente arenosas en algunos intervalos. Tendencia de arenas finas a arcillosas.
Concepción Superior	
Concepción Inferior	
Encanto	
Depósito	También hay presencia de lutitas, aunque tienen mayor contención de arenas en ciertas zonas, donde las areniscas principalmente van de tamaño medio a fino.
Oligoceno	
Eoceno	La presencia de lutitas sigue siendo predominante, aunque ya se cuenta con la posible intercalación con calizas.
Paleoceno	
KS Fm. Méndez	Toda esta zona denota presencia de calizas, incluso podría denominar la contención de dolomías, así como una respuesta prácticamente nula en cuanto a conductividad y una resistividad muy alta.
KS Fm San Felipe	
KS Fm. Agua Nueva	
Cretácico Medio	
Cretácico Inferior	
Cretácico Inferior 2	

Tabla 19. Interpretación de registros del pozo “Prospecto 1”

El pozo “Prospecto 1” definió que las principales Formaciones (desde Filísola hasta Oligoceno) denotan la contención tanto de arenas como de arcillas y lutitas, donde a partir de Eoceno se denota un cambio en la litología con la presencia de lutitas, así como la disminución de areniscas y la presencia de calizas, derivando así en contención de kerógeno tipo II y III (potencial contención/producción de aceite y gas), en el intervalo aproximadamente de 1250 – 1700 m (correspondiente a esta formación) por litología se determina la contención de sedimentos calcáreos capaces de la contención de hidrocarburos en posibles cantidades comerciales, los valores de porosidad y saturación de agua en este pozo no fue posible determinarlos, puesto que no se contó con un registro DT (tiempo de tránsito), siendo estos de suma importancia para la determinación de la porosidad y saturación de agua.

Pozo “Prospecto 2”

Formación	Interpretación por formación de acuerdo con registros tomados
Paraje Solo	Alternación de areniscas, lutitas y lutitas arenosas.
Filísola	Contención de lutitas principalmente, muy ligeramente se presentan arenas.
Concepción Superior	
Concepción Inferior	
Encanto	
Depósito	
Oligoceno	
Eoceno	Lutitas arenosas con presencia de material calcáreo
Paleoceno	
KS Fm. Méndez	En esta zona se denota aún la presencia de lutitas y calizas, por lo tanto, podríamos denominarlas margas
KS Fm San Felipe	Esta zona es propia de la contención de calizas, así como dolomías, muy ligeramente podría presentarse arcilla.
KS Fm. Agua Nueva	
Cretácico Medio	
Cretácico Inferior	
Cretácico Inferior 2	
Jurásico Sup. Tithoniano	

Tabla 20. Interpretación de registros del pozo “Prospecto 2”

El pozo “Prospecto 2” definió que las principales Formaciones, en especial Paraje Solo, con mayor contención de arcillas de grano fino a arcilloso, donde a partir de Filísola hasta Oligoceno denotan la contención tanto de arenas como de arcillas y lutitas, donde a partir de Eoceno se denota un cambio en la litología con la presencia de lutitas, así como la disminución de areniscas y la presencia de calizas, derivando así en contención de kerógeno tipo II y III (potencial contención/producción de aceite y gas), las Formaciones a partir de Méndez hasta la base de la toma de registros que es la formación Jurásico Superior Tithoniano posee capacidades para la contención de hidrocarburo, puesto que su litología se basa en sedimentos calcáreos, los valores de porosidad oscilan en la parte productora entre un +-10% hasta 1%, mientras que en la saturación de agua presentan un corte oscilante en el 40%, su volumen de arcilla denota ser bastante bajo en la posible zona productora.

Pozo "Prospecto 3"

Formación	Interpretación por formación de acuerdo con registros tomados
Filísola	Presencia de lutitas con areniscas.
Concepción Superior	
Concepción Inferior	
Encanto	Sigue la presencia de lutitas con material calcáreo.
Depósito	
Oligoceno	
Eoceno	Presencia de calizas, donde se denota su transición gradual de estas.
Paleoceno	
KS Fm. Méndez	
KS Fm San Felipe	Total presencia de calizas así como dolomías, con litología potencialmente contenedora de hidrocarburo.
KS Fm. Agua Nueva	
Cretácico Inferior	
Jur. Sup. Tithoniano	
Jur. Sup. Kim	
Jur. Sup Kim	

Tabla 21. Interpretación de registros del pozo "Prospecto 3"

Este pozo al pertenecer al mismo campo y la misma pera, denota una gran similitud litológica con el resto de los pozos, donde en la Formación abunda la contención de areniscas, mientras que de Concepción superior a Eoceno predominan las lutitas arcillosas con trazas de calizas, Paleoceno es marca una transición con la presencia de margas para finalmente a partir de Méndez hasta Jurásico Superior dar lugar a calizas y dolomías. Los valores de porosidad y saturación de agua, calculados de manera cualitativa, arrojan un rango de valores descendente conforme a la profundidad calificados como "regulares" para porosidad, mientras que la saturación de agua ronda entre el +-50% refiriéndose a una contención de hidrocarburos aproximada entre el 50% - 45%.

VI.III CÁLCULO DE RESERVAS

A partir de la siguiente expresión es posible la determinación del Petróleo Original en Sitio (POES) tanto para KI como para JSK que son nuestros intervalos productores

$$POES = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - \frac{S_w}{100})}{B_{oi}}$$

A = área del yacimiento [acres]
h = espesor del yacimiento [pies]
 \emptyset = porosidad de yacimiento [%]
Sw = Saturación de agua [%]
Boi = Factor volumétrico inicial de aceite

Formación	Área [acres]	Espesor del yacimiento [pies]	Porosidad [%]	Sw [%]	Boi	POES
KS Fm. Méndez	20262.6	191	11.23	54.02	1.96	79,098,994,996.46
KS Fm San Felipe	20262.6	88	4.99	50.82	1.96	17,320,507,673.53
KS Fm. Agua Nueva	20262.6	77	1.11	45.4	1.96	3,742,787,942.92
Cretácico Medio	20262.6	70	1.06	45.26	1.96	3,257,598,628.33
Cretácico Inferior	20262.6	109	2.13	47.68	1.96	9,742,327,208.05

Tabla 22. Resultados de cálculo POES para pozo "Prospecto 2"

Formación	Área [acres]	Espesor del yacimiento [pies]	Porosidad [%]	Sw [%]	Boi	POES
KS Fm. Méndez	20262.6	207	31.5	58.36	1.96	217,761,197,034.47
KS Fm San Felipe	20262.6	254	6.5	51.84	1.96	63,770,882,434.54
KS Fm. Agua Nueva	20262.6	168	6.48	51.83	1.96	42,058,115,468.84
Cretácico Inferior	20262.6	64	4.49	50.42	1.96	11,426,723,340.10

Tabla 23. Resultados de cálculo POES para pozo "Prospecto 3"

**** El pozo "Prospecto 1" no cuenta con cálculos de POES. Inicialmente no se contó con los registros suficientes para llevar a cabo una estimación de parámetros tales como la porosidad y la saturación de agua, sin embargo, cabe destacar que los tres pozos prospecto se encuentran en la misma pera.**

VII. CONCLUSIÓN

Las actividades petroleras de explotación comercial en la región del sureste se remontan a inicios de 1905. Con la explotación del Complejo Cantarell la producción de la Provincia del Sureste se posicionó como la más importante del país con más de 4 millones de barriles de crudo diarios en 2004. Sin embargo, se sabe que la zona sureste es una de las áreas más complejas estructuralmente. A partir de lo ya mencionado el objetivo fue la cuenca Pilar Reforma – Akal, en Cuencas del Sureste, donde se localizaron tres pozos prospecto para su análisis y posibles identificaciones de potenciales zonas productoras.

A lo largo del desarrollo de este trabajo, se identificó que es necesario e indispensable tener claros conceptos para la determinación de zonas con potencial productor, previo a ello, es necesario recabar información suficiente y veras de la zona de interés, ya que, con el análisis de mayor información es posible una detección más precisa de zonas con potencial petrolero explotable, así mismo se tienen menores valores de incertidumbre e incluso, y de ser posible, llevar a cabo cálculos de reservas. Si se tiene demasiada información es necesario depurar aquella que no nos es tan relevante a diferencia de la que nos es de mayor utilidad, cabe resaltar que en ambos casos es posible una predicción. Con esto podemos concluir que el acercamiento a lo “real” depende de la cantidad de información y de que tan detallada sea esta, pues esto nos definirá si podemos realizar una caracterización cualitativa o cuantitativa del yacimiento.

En esta tesis podemos concluir que de manera cualitativa y basados únicamente en algunos registros, se llevó a cabo una caracterización de los pozos de desarrollo utilizados para nuestro análisis, donde determinamos litologías, propiedades tales como cálculo de Vsh, porosidad y saturación de agua, considerando que nuestra información es escasa a comparación de la que se podría presentar ante organismos reguladores, se logró identificar zonas productoras a partir de una correlación y cálculo de propiedades. No obstante, se requiere más información de todo tipo para que en conjunto sea de paso a una caracterización más completa y precisa, determinando parámetros petrofísicos cuantitativos e incluso haciendo proyecciones futuras de desarrollo del yacimiento.

En este trabajo se hizo cálculo de las siguientes propiedades determinando los siguientes rangos: IRG, determinado a partir del registro de rayos gamma, a partir de este se calcula Vsh, el cual fue determinado con tres métodos distintos, donde finalmente este parámetro nos sería de utilidad para la corrección en los cálculos de porosidad y saturación de agua, los resultados son muy similares entre los tres métodos. Porosidad, alternación de porcentajes de porosidad, mientras que en nuestra zona de interés se presentaron valores de 1 – 4% que de acuerdo con la respuesta del registro de rayos gamma podemos confirmar el tipo de litología en sitio. Saturación de agua (apoyándonos con la respuesta del registro de resistividad y tiempo de tránsito) con valores entre 40 – 50% que, si bien no son pozos invadidos con agua, podemos inferir que durante su explotación tendremos fracciones de agua en producción.

Con nuestros cálculos finales de POES damos por hecho que las Formaciones del Cretácico son potenciales productoras de hidrocarburo que en cuanto a su extensión este puede resultar rentable, para ello se requeriría un plan de desarrollo que permita la planeación y ejecución de actividades técnicas e ingenieriles óptimas para el desarrollo del campo.

VIII. REFERENCIAS

- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Atlas Geológico Cuencas del Sureste – Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, 54 p.
- Karter H Makar, Mostafa H. Kamel, An approach for minimizing errors in computing effective porosity in reservoir of shaly nature in view of Wyllie – Raymer – Raiga relationship. Journal of Petroleum Science and Engineering., 2011. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.04.013
- Gaffney Cline, “Cárdenas and Mora Fields G&G and Hydrocarbon in Place Reviw. Updated and Final Report”, Gaffney, Cline & Associates Limited. Cairo, 2021. 76 p.
- Socyety of Petroleum Engineers, et.al., Petroleum Resources Management System. PRMS. 2018. 57 p.
- Garduza Rueda, Víctor Manuel., Manual de Registros Geofísicos de Pozos y algunas Aplicaciones. Boletín de la asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C., Volumen LXI. Número 2. 2019. 136 p.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Golfo de México - Cuencas del Sureste. 2014. 64 p.
- Bashbush Bazua, José Luis, et.al. Método para calcular las propiedades volumétricas en el experimento de agotamiento a volumen constante, México, 2018. 27 p
- Padilla y Sánchez, Ricardo J., Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana. Cd. Universitaria, México, D.F. 2007. 24 p.
- Cátedra por la Ing. Iza Canales García en asignaturas como Geoquímica y Caracterización estática de yacimientos. 2019
- Castrejón Ricardo., Registros eléctricos., Tema XII Determinación de parámetros petrofísico. 2022. 101 p.
- Reyna C., Erick C., et al., Metodología para el cálculo de propiedades petrofísicas a través de registros geofísicos en Formaciones areno arcillosas. Tesis para obtener el título de ingeniero petrolero. Instituto Politécnico Nacional, México, CDMX. 2019. 29 p.
- Ricco M., Gustavo., Castrejón P., Héctor., Principios de medición de los registros geofísicos de pozos. Tesis para obtener el título de ingeniero geólogo. Universidad Nacional Autónoma de México. México, CDMX. 2012.
- Sánchez Díaz Luis Felipe., Permeabilidad. Caracterización Estática de Yacimientos. México, Veracruz. 2013. 28 p.
- Maldonado Villalón, Rodrigo., Provincia Petrolera Golfo de México Profundo. Pemex Exploración y Producción. Versión 1.0. 2010. 26 p.
- Ancó López, Álvaro. Métodos para determinar la porosidad de una roca reservorio. Lima – Perú. 2014. 14 p
- Villamar Manuel., Caracterización integrada de yacimientos petroleros, Tesis para obtener el título de ingeniero geólogo, Universidad Nacional Autónoma de México, México, CDMX. 2014.
- Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Descubre los secretos que guardan las rocas. Gobierno de México. Blog. 2023. <https://www.gob.mx/imp/articulos/descubre-los-secretos-que-guardan-las-rocas-337510>

- Manuel J. Villamar, 2016, "Caracterización inicial de yacimientos petrolero con base en la información del primer pozo perforado (descubridor)", Tesis para obtener el título de ingeniero petrolero, Universidad Nacional Autónoma de México, México, CDMX.
- Anónimo, Caracterización de yacimientos utilizando Información estática. Petróleo América. 2011. <http://www.petroleoamerica.com/2011/03/caracterizacion-de-yacimientos.html>
- Arroyo-Cabrales, Joaquín., La diversidad de México en el pasado. 43 p.
- Chajid, Camargo, et al., Desarrollo de una Metodología para Análisis Petrofísico de Registros de Pozos Perforados Adyacentes a un Bloque Exploratorio de Trayectoria Oil & Gas en la Cuenca Llanos Orientales. 2011. 121 p.