



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

METODOLOGÍA PARA LA GENERACIÓN DE LOCALIZACIONES DE OPORTUNIDADES PETROLERAS CON AYUDA DE SOFTWARE DE INTERPRETACIÓN Y ANÁLISIS DE REGISTROS GEOFÍSICOS: CAMPO TAJÍN, CUENCA DE CHICONTEPEC

**TESIS
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO GEÓLOGO**

**PRESENTA:
ALAN RAMSÉS ALCALÁ MONTIEL**



**DIRECTOR DE TESIS
M. en C. NOÉ SANTILLÁN PIÑA**

MÉXICO D.F. 2013



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 mi Familia:

Agradezco infinitamente a mi madre Irene Montiel Mendoza y a mi “Abue” Modesta Mendoza Hernández, que sin su amor, cuidados y sacrificios, esta tesis no habría sido posible, agradezco a mis hermanos: Adrián, Iván, Edgar, Ana, Sugey y José Luis, por sus preocupaciones, compañía y amor, en especial, a Edgar, porque sin sus consejos, preocupaciones y apoyo nada de esto habría sido posible. Agradezco a mis sobrinos José Luis Ángel, Adrián Ramírez, Axel Gael y Carlita por los momentos increíbles y las risas que me regalaron, agradezco a Israel Lários y Verónica Cruz que son parte importante de la familia, agradezco a mi padre Adrián Alcalá Martínez, y también agradezco a el amor de mi vida Fabiola Camacho Becerril (Cocheta), por el tiempo que ha estado siempre a mi lado, pero sobretodo, por el Grandísimo Amor Incondicional que me ha obsequiado.

A mi Alma Máter:

Agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México, por darme asilo como estudiante y formarme como profesionista, a mis sinodales: el Ing. Javier Arrellano Gil, el Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo, el Ing. José Luis Arcos Hernández, el Ing. Martell Andrade Bernardo y el M. en C. Noé Santillán Piña por su tiempo al revisar esta tesis y por sus valiosas enseñanzas en el aula, pero sobre todo, agradezco al Maestro Noé por su valioso tiempo corrigiendo esta tesis y apoyándome en la elaboración de la misma y por su amistad. Agradezco también a todos mis maestros de la carrera por brindarme sus conocimientos y ayudarme a convertirme en el profesionista que soy actualmente.

En especial agradezco a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) por permitirme participar como becario en su proyecto y aportarme la información para la elaboración de esta tesis sin la cual no hubiera sido posible la misma.

A mis Amigos:

Agradezco a todos mis buenos amigos que me hicieron compañía a lo largo de mi carrera: Juan de Dios, Hugo el “Shrek”, Mitre, Beltrán Jorge, el Rocha, pero sobre todo a Néstor López por ser un amigo incondicional y apoyarme en momentos difíciles.

*A mi Madre, **Irene Montiel Mendoza**, "El amor de madre es el combustible que le permite a un ser humano hacer lo imposible"*

“Metodología para la generación de localizaciones de oportunidades petroleras con ayuda de software de interpretación y análisis de registros geofísicos: Campo Tajín, Cuenca de Chicontepec”

Resumen	6
Abstract	8
Capítulo 1: Generalidades	9
1.1 Introducción.....	10
1.2 Objetivos.....	12
1.3 Metodología de Trabajo.....	13
1.4 Localización de la Cuenca de Chicontepec.....	14
1.5 Vías de Acceso.....	15
1.6 Fisiografía.....	16
1.7 Clima y Vegetación.....	18
1.8 Trabajos Geológicos Previos.....	19
Capítulo 2: Marco Geológico Regional	22
2.1 Estratigrafía.....	23
2.2 Evolución Tectono – Sedimentaria de la Cuenca de Chicontepec.....	27
2.3 Ambiente de Depósito.....	30
2.4 Modelo Sedimentario y Facies Sedimentarias.....	33
2.5 Sistema Petrolero.....	39
Capítulo 3: Petrofísica y Registros de Pozo	47
3.1 Introducción a los Registros Geofísicos de Pozo.....	48
3.2 Propiedades Petrofísicas de las Rocas.....	52
3.3 Tipos de Registros y Sus Principios Físicos.....	59
3.4 Últimas Tecnologías en Materia de Registros.....	87
Capítulo 4: Modelo Geológico Digital	93
4.1 Ubicación del Campo Tajín.....	94
4.2 Datos de Entrada.....	95
4.3 Reinterpretación Sísmica de Discordancias.....	98
4.4 Petrofísica, Controles de calidad y Generación de K, SW, VCL y PHIE.....	100
4.5 Escalamiento al Modelo de Propiedades Petrofísicas.....	111
4.6 Modelado de Propiedades Petrofísicas.....	119
4.7 Generación de Mapas de Propiedades.....	125

Capítulo 5: Metodología para Generación de Localizaciones.....	130
5.1 Etapa 1: Objetivos de Perforación.....	131
5.2 Etapa 2: Datos Generales de Ubicación.....	132
5.3 Etapa 3: Situación Geológica.....	133
5.4 Etapa 4: Modelo Geológico Estático.....	134
5.5 Etapa 5: Identificación de Riesgos Potenciales.....	137
5.6 Etapa 6: Propuesta de Pozo – Sapphire 1.....	138
5.7 Etapa Final: Terminación de Pozo.....	143
Conclusiones y Recomendaciones.....	145
Bibliografía.....	146

Resumen

La necesidad de desarrollar las reservas del Campo Chicontepec dió lugar a la realización de estudios que permiten una mejor comprensión del modelo geológico del Paleocañón de Chicontepec, estos modelos hacen uso de la sedimentología, la paleontología, la geología estructural y la petrofísica para tratar de dar solución a la geología compleja de esta región.

La Cuenca de Chicontepec tiene forma ovalada y alargada en sentido NW-SE, con aproximadamente 3300 Km² de extensión, se ubica dentro de las coordenadas geográficas de latitud norte de 20°15' a 21°30' y longitud oeste de 98°00' a 96°50', se relaciona al relleno de una cuenca foreland, generada por la erosión y acumulación de sedimentos provenientes del incipiente cinturón plegado de la Sierra Madre Oriental, las edades de dicho relleno van del Paleoceno al Eoceno Medio.

Existen variedad de trabajos geológicos previos que intentan demostrar que las facies del Paleoceno-Eoceno tienen una gran heterogeneidad, especialmente en lo que respecta a las rocas almacenadoras, las cuales consisten de areniscas en trampas estratigráficas relacionadas a canales de abanico medio, lóbulos de abanico medio y lóbulos de abanico exterior, de acuerdo al modelo conceptual de Mutti y Ricci Luchi (1972), la roca sello la constituyen las lutitas de la Formación Guayabal, así como las facies arenosas de la Formación Chicontepec, mientras que el subsistema generador responsable de aportar los hidrocarburos en los plays conocidos corresponde a las rocas arcillo-calcáreas del Jurásico Superior.

Se cuenta con diversos registros geofísicos utilizados en la industria petrolera, estos pueden ser divididos en: registros litológicos, de porosidad y resistivos; entre los cuales destacan el registro de rayos gamma (GR), el registro sísmico (BHC), el registro neutrónico (CNL) y los registros de inducción (IES y DLL) por ser utilizados para realizar evaluaciones petrofísicas y para la determinación de propiedades petrofísicas.

El cálculo de las propiedades petrofísicas (volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad) realizado en este trabajo se obtuvo con ayuda de software de modelado geológico (Petrel 2011) y software de análisis petrofísico (TechLog 2011), mediante el análisis de los registros de rayos gamma, sísmico de porosidad, de neutrones y de resistividad de 10 pozos; se logró establecer la posibilidad de producción cuando los valores de corte fueron inferiores al 50% de contenido de arcilla, la porosidad efectiva superior a 5% y la saturación de agua menor a 65%.

La propagación de propiedades petrofísicas dentro del modelo estático arrojó 2 posibles zonas atractivas dentro del mismo intervalo estratigráfico (Discordancia A – Discordancia B, Zona β). Siendo en una de estas zonas que se propuso la perforación del pozo exploratorio Sapphire-1, ya que fue considerado un mejor objetivo geológico, de acuerdo a los valores de propiedades petrofísicas reportados, a su continuidad lateral, al sello sobreyacente y al análisis de secciones.

Finalmente se elaboró una metodología para la localización de oportunidades petroleras, basada en datos geológicos y petrofísicos propagados en un modelo 3D del área, la cual consta de 7 etapas que tienen como objetivo el integrar y ordenar en forma secuencial todos los procedimientos y datos involucrados en ésta, con el menor riesgo posible, y en donde dichas etapas son ejemplificadas mediante el pozo propuesto Sapphire-1.

Abstract

The need to develop Chicontepec's reserves resulted in field studies that allow a better understanding of Chicontepec's Paleocanyon geological model, these models make use of sedimentology, paleontology, structural geology and petrophysics to try to give solution to the complex geology of this region.

The Chicontepec Basin is oval and elongated in a NW-SE direction, with approximately 3,300 km² in length. It is located within the geographical coordinates of latitude 20°15' to 21°30' north and longitude 98°00' to 96°50' west, it's related to the filling of a foreland basin, generated by erosion and accumulation of incipient sediments from the fold belt of the Sierra Madre Oriental., the ages of the landfill are Paleocene to Middle Eocene.

A variety of geological previous papers exists, this one's try to demonstrate that Paleocene-Eocene facies are highly heterogeneous, especially in regard to store rocks, these consist of sandstones in stratigraphic traps related to channels of mid fan, mid fan lobes and outer fan lobes, according to Mutti and Ricci Luchi's conceptual model (1972), the caprock is constituted by Guayabal Formation shales and Chicontepec's sandy facies, while the generator subsystem responsible for providing hydrocarbons in known plays corresponds to calcareous-clays rocks of the Upper Jurassic.

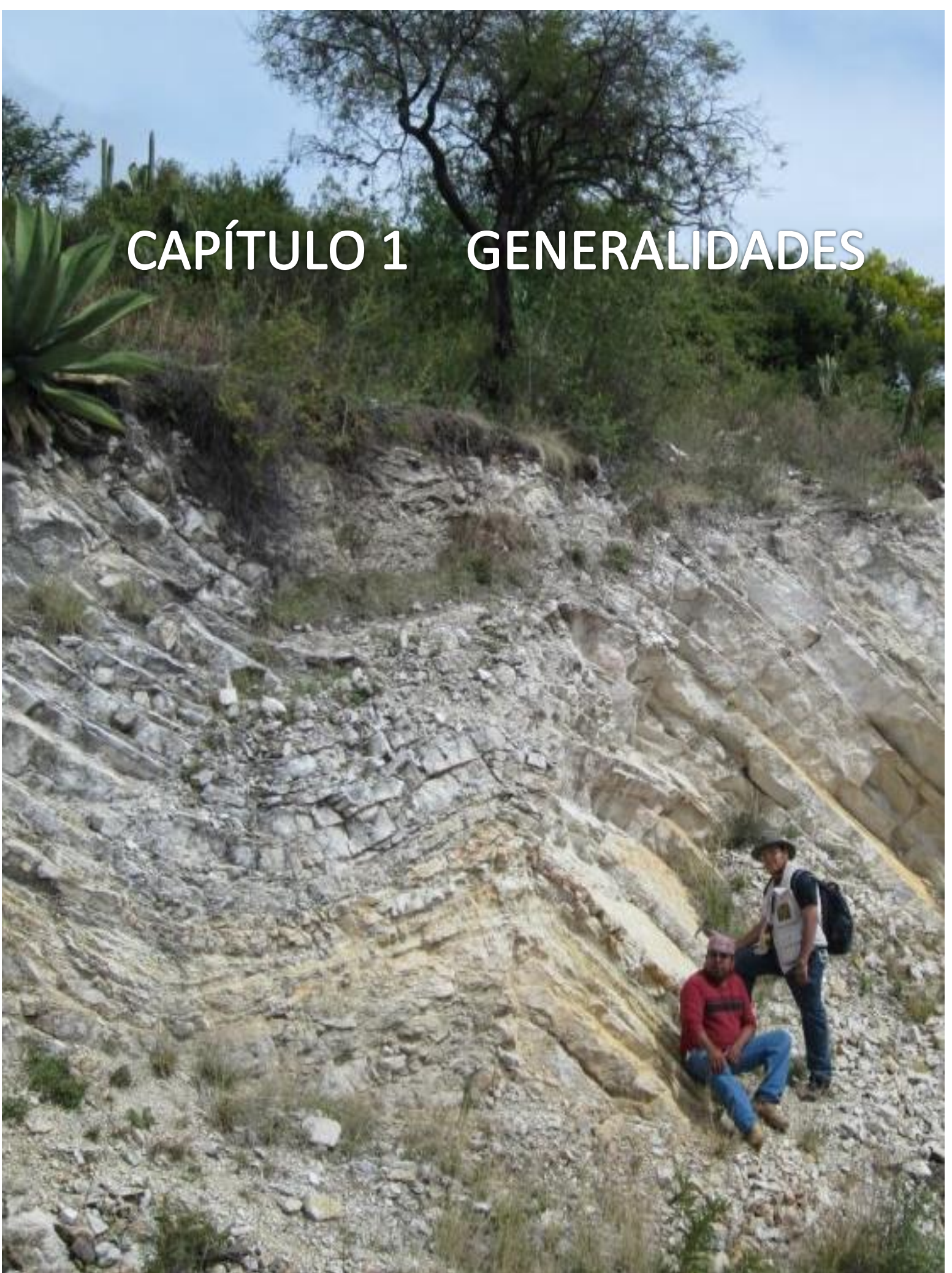
There are various geophysical logs used in the oil industry, these can be divided into: lithological, porosity and resistive logs, among all those gamma ray log (GR), sonic log (BHC), neutron log (CNL) and induction logs (IES and DLL) stands because they are used for petrophysical evaluations and for petrophysical properties determinations.

The calculation of petrophysical properties (clay volume, effective porosity, water saturation and permeability) realized in this study was obtained using geological modeling software (Petrel 2011) and petrophysical analysis software (TechLog 2011), by analyzing: gamma ray, sonic porosity, neutron, and resistivity logs of 10 wells, the possibility of production was established when cut values were: less than 50% clay volume, effective porosity greater than 5% and water saturation less than 65%.

The spread of petrophysical properties within the static model throw 2 possible attractive areas within the same stratigraphic interval (unconformity A - unconformity B), one of these, was proposed to be the spot for drill Sapphire-1 well because prove to be a better geological target based on: property values present in it, to its lateral continuity, the seal overlying it and the analysis of sections.

Finally, a methodology was developed to generate a location to serve as an oil opportunity based on geological and petrophysical data propagated in a 3D model of the area, which one consists of 7 stages with the aim of integrating and sequentially order all procedures and data involved in those, taking into account the lower geological risk and been illustrated by the proposed well Sapphire-1.

CAPÍTULO 1 GENERALIDADES



Introducción

La complejidad geológica y la dificultad de extracción de hidrocarburos del área de Chicontepec ha representado un reto enorme para los profesionales de las ciencias de la tierra, numerosos estudios y publicaciones elaborados por diferentes empresas como PEMEX o Schlumberger, han tratado de dar solución a la problemática de la misma, incluso dando pie a la necesidad de generar nuevas tecnología de explotación debido a las características especiales de la cuenca.

Debido al alto costo actual de la perforación y producción de pozos petroleros, la planeación de los mismos debe ser integral y de alto detalle para evitar en su mayor cobertura, todos los riesgos que pudiese implicar el perforar un pozo no productor. Esta tesis, en base a los datos geofísicos, petrofísicos, geológicos, sedimentológicos y de pozos productores y no productores actualmente perforados en la región de la Cuenca de Chicontepec, dentro del campo Tajín, pretende proponer una metodología que ayude a la futura generación de localizaciones atractivas, para la exploración y perforación de nuevas zonas productoras.

La Formación Chicontepec fue estudiada por primera vez por Cummins (López-Ramos, 1979) y por Cummins y Sands (Nájera, 1952), denominándola capas Chicontepec, pero fue Dumble quien publicó por primera vez el término. Posteriormente fue denominada como Grupo Chicontepec por Adkins (Barker y Berggren, 1977), incluyendo tres formaciones. Esta división solo tuvo validez local por lo que se le siguió considerando como una formación. Nuttal (López-Ramos, 1979), con base en datos micropaleontológicos, dividió a la Formación Chicontepec en tres miembros: Chicontepec Inferior, Chicontepec Medio y Chicontepec Superior, criterio que prevalece hasta la fecha. La localidad tipo de la Formación Chicontepec se encuentra en un anticlinal, ubicado a 2.5 km al oriente de Chicontepec, Veracruz (López-Ramos, 1979).

Busch y Govela (1978) determinaron con base en observaciones de subsuelo y superficie, que la Formación Chicontepec es una secuencia de turbiditas depositadas en aguas profundas, lo que se corrobora por asociación de foraminíferos bentónicos. Los sedimentos pertenecen al Eoceno inferior, con excepción de la parte más inferior, que posiblemente sea del Paleoceno.

A principios de 1970, inició el desarrollo de los campos Agua Fría y Tajín. Busch y Govela (1978) realizaron un estudio sedimentológico-estructural, confirmando la existencia del "Paleocañón de Chicontepec", al cual le determinaron una longitud aproximada de 123 Km y un ancho de 25 Km. Delimitaron áreas potencialmente productoras y propusieron la perforación de ocho localizaciones exploratorias, resultando exitosas todas. Como consecuencia, a finales de los 70's se inició un programa de perforación de 49 pozos exploratorios de los cuales 47 fueron productores (Vázquez, 2008).

El Paleocanal de Chicontepec se tomó como una gran depresión alargada orientada NW-SE. El relleno tuvo lugar después de un evento erosivo de gran magnitud y corresponde a una secuencia turbidítica, la cual en algunos lugares rebasa los 1000 m de espesor.

La columna geológica está integrada por conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas, con edades desde el Paleoceno al Eoceno Temprano. Sus características geológicas son complejas ya que no hay una distribución uniforme en el Paleocanal. La roca almacenadora está constituida por areniscas de espesor variable, y su continuidad lateral es dependiente de la geometría de los abanicos y magnitud de la erosión.

En la porción sur del área de estudio la erosión fue muy profunda, poniendo en contacto rocas del Jurásico Superior de la Formación San Andrés con las del Eoceno Inferior de la Formación Chicontepec Superior.

Objetivos

OBJETIVO GENERAL:

Elaborar una metodología que ayude a la localización de oportunidades exploratorias (posibles yacimientos petroleros) en el área del Campo Tajín, Cuenca de Chicontepec; con ayuda de software de análisis e interpretación de registros geofísicos en base a datos: geológicos, geofísicos y petrofísicos previos recolectados en los diferentes pozos que se encuentran actualmente perforados en el campo.

OBJETIVOS PARTICULARES:

- Elaborar el Modelo Geológico digital de la zona de estudio, y delimitar los cuerpos de areniscas productoras e interpretar sedimentológicamente los diferentes horizontes, a través de secciones digitales sísmicas con ayuda de software de modelado e interpretación.
- Analizar y determinar las propiedades petrofísicas de los pozos seleccionados, así como la Evaluación Petrolera a través de un arreglo inductivo, con ayuda de software de análisis e interpretación de registros geofísicos.
- Elaboración de la metodología en base a los resultados obtenidos en el análisis de petrofísica y sísmica para el Campo Tajín.

Metodología de Trabajo

- Se elaboró un programa de actividades general, geológica y geofísica del área de estudio.
- Se realizó la interpretación sedimentológica en base a secciones sísmicas seleccionadas.
- Se analizó y seleccionó la información óptima de pozos productores y no productores.
- Se realizó la carga de toda la información geológico-geofísica en el software de modelado geológico Petrel 2011.
- Se reinterpretaron las discordancias A, B y C en el área del Campo Tajín.
- Se determinaron los cuerpos arenosos productores con ayuda del software Petrel 2011.
- Se elaboró el modelo geológico para el Campo Tajín con ayuda del software Petrel 2011.
- Se determinaron las propiedades petrofísicas de pozos catalogados como productores utilizando el software TechLog 2011.
- Se establecieron los valores de corte óptimos a las condiciones geológicas del campo Tajín.
- Se realizó la evaluación petrolera de los pozos seleccionados haciendo uso del software TechLog 2011.
- Se elaboró una metodología para la localización de oportunidades petroleras en base a los resultados obtenidos.

Localización de la Cuenca de Chicontepec

La Cuenca de Chicontepec se ubica geográficamente en el centro-oeste de la República Mexicana, en porciones de los estados de Veracruz, Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí a 250 km al noreste de la ciudad de México y a 5 km al occidente de Poza Rica, Veracruz; entre las coordenadas 20° 27" y 20°58" de latitud norte, 97° 19" y 98° 10" de longitud oeste entre los municipios de Papantla y Chicontepec. Es parte de la provincia petrolera denominada Tampico-Misantla, y cubre una superficie aproximada de 3,731 km². La mayor parte de la Cuenca de Chicontepec se encuentra en los estados de Puebla y Veracruz, debido a su gran extensión y distribución, es administrada por PEMEX simultáneamente desde los activos Altamira y en mayor parte de Poza Rica, pertenecientes a la Región Norte (Vázquez, 2008) (**Figura No. 1**).

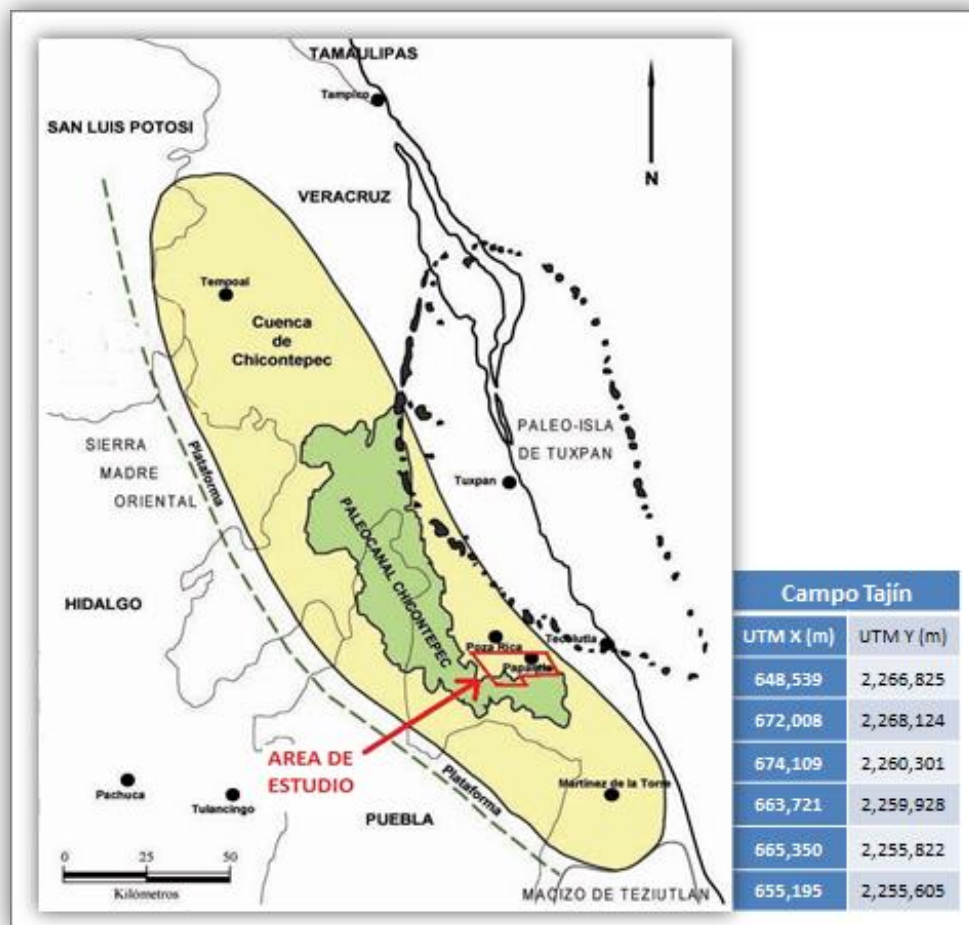


Figura No. 1: Localización de la Cuenca de Chicontepec y el Área de Estudio (Campo Tajín) (Santillán, 2011).

Vías de Acceso

Existen varias formas de acceder al área de estudio, la principal vía de comunicación parte de la Ciudad de México D.F. y es la carretera 130 que la une con Poza Rica, Veracruz, pasando por Pachuca, Tulancingo, Huachinango, Xicoteppec, Agua Fría y finalmente se llega Poza Rica.

De Poza Rica se puede tomar la carretera 180 que pasa por Tihuatlán y Álamo, después en las proximidades de Cerro Azul está el entronque con la carretera 127 y aproximadamente a unos 30 km esta la desviación al poblado de Chicontepec; es de mencionarse que en este último punto se observan afloramientos muy representativos del Grupo Chicontepec.

Por otra parte, para poder acceder al Campo Tajín, llegando por él oeste, una vez tomada la carretera 130 a Poza Rica se llega a la intersección cerca del poblado de Plan de Ayala para tomar la desviación al sur hacia la carretera 180 y a 3 kilómetros después de atravesar la ciudad de Poza Rica se encuentran los límites del campo, por otra parte, arribando por el este, se toma la carretera 180 con dirección hacia la ciudad de Papantla tomando el libramiento para evitar la misma, una vez pasada está a 1.3 kilómetros adelante se encuentran los límites del campo (**Figura No. 2**).

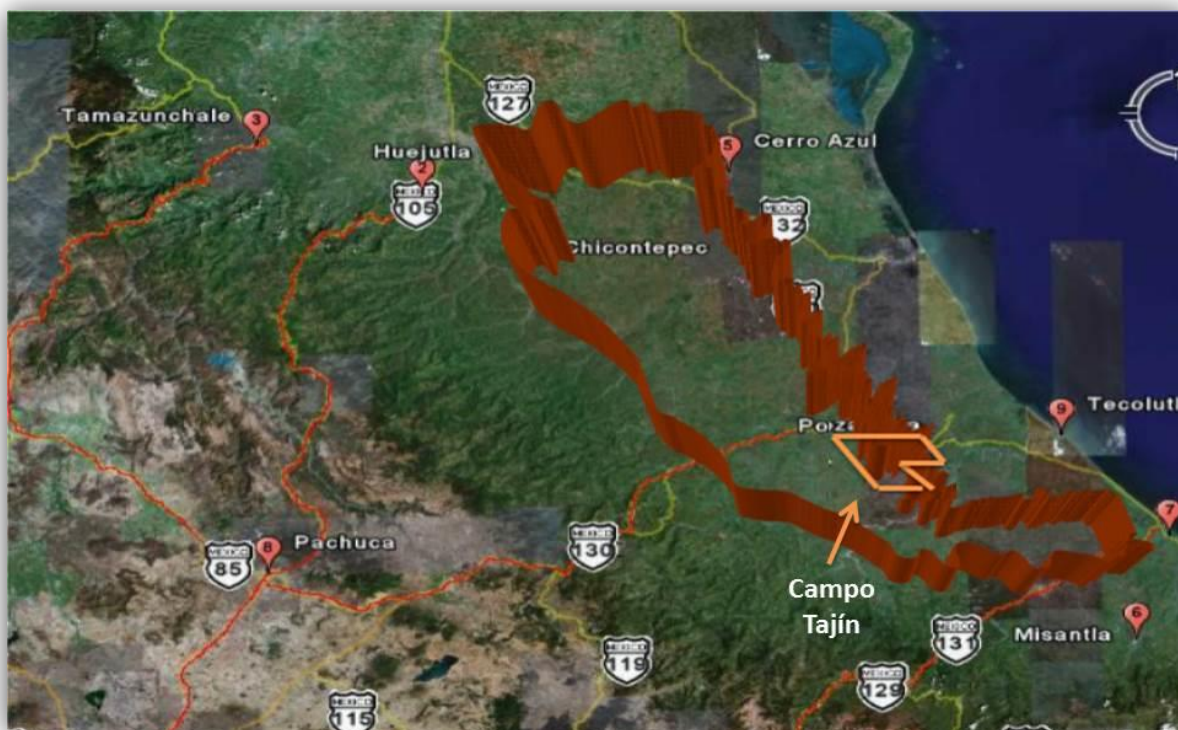


Figura No. 2: Vías de acceso al Campo Tajín (área de estudio), el polígono delimita el área de estudio. (Google Earth, 2013)

Fisiografía

De acuerdo con la Carta Fisiográfica de México, escala 1: 1'000 000 la cual fue publicada por el INEGI (1981), la cuenca de Chicontepec se encuentra en la porción sur de la provincia Llanura Costera del Golfo Norte, está limitada al oeste-suroeste por la provincia Sierra Madre Oriental y al sur por el Eje Neovolcánico (**Figura No. 3**).

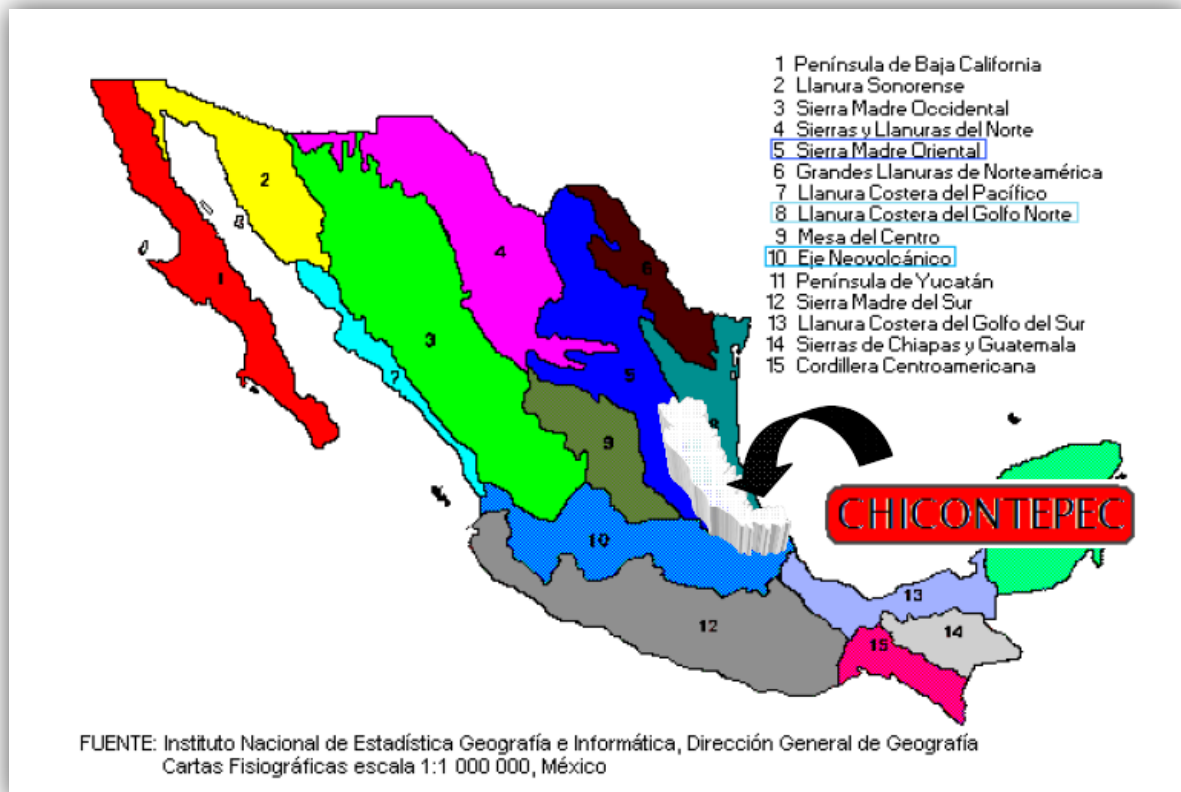


Figura No. 3: Principales elementos fisiográficos de la Cuenca de Chicontepec (Vázquez, 2008).

Llanura Costera Norte del Golfo

La cuenca de Chicontepec se encuentra en su totalidad dentro de la Llanura Costera Norte del Golfo, se caracteriza como una amplia llanura con topografía de suaves pendientes, pero con lomeríos y elevaciones locales; estas últimas sobresalen entre las planicies como áreas abruptas y montañosas, el límite hacia la parte oeste de esta provincia corresponde con el piedemonte en el frente de la Sierra Madre Oriental; el límite en la porción sur es una transición hacia el Eje Neovolcánico, con el macizo de Teziutlán, Puebla (Bitter, 1993); y el límite este se marca por la línea de costa en el Golfo de México, asociada con una serie de lagunas costeras y pantanos.

Además presenta zonas de mesetas y sierras bajas volcánicas creando discontinuidades muy notables, por lo que se ha dividido en las siguientes tres subprovincias:

- Llanuras y lomeríos
- Sierra de Tamaulipas
- Sierra de Tántima

Sierra Madre Oriental

La Sierra Madre Oriental es una unidad fisiográfica de sierras altas y complejas que en su mayoría se relacionan con pliegues anticlinales y sinclinales alargados, truncados y/o buzantes. Tiene altitudes con variaciones alternantes entre 500, 2500 y 3000 metros; ha sido subdividida en tres subprovincias debido a que su expresión topográfica de serranías, se combina con valles profundos, llanuras altas, lomeríos y laderas escarpadas.

- Sierras y Llanuras Occidentales
- Gran Sierra Plegada
- Carso Huasteco

Eje Neovolcánico

Se trata de una faja volcánica que atraviesa todo el territorio mexicano en dirección casi este-oeste. Su porción oriental, parte que limita al área de estudio, es la de mayor altitud en todo el territorio mexicano. Se caracteriza por la presencia de sierras altas, de innumerables conos y aparatos volcánicos, muchos de ellos en forma alineada y/o superpuesta, calderas, cuencas intermontañas; lagos en las partes centrales de las cuencas y cráteres, todo ello conforma un altiplano de gran altura, sujeto a peniplanización con diferentes estadios erosivos, se ha dividido en las siguientes subprovincias:

- Llanuras y Sierras de Querétaro e Hidalgo
- Lagos y Volcanes del Anáhuac
- Sierra de Puebla
- Chiconquiaco

Clima y Vegetación

La zona de la región de Chicontepec presenta una gran diversidad de climas debido a su localización y topografía. Se presentan variaciones de climas templados, desde templados húmedos con lluvias todo el año, templados subhúmedos con abundantes lluvias en verano y templados subhúmedos. Los climas templados se determinan por presentar una temperatura media anual entre 5° C y 18° C, la temperatura media del mes más caliente es mayor a 6.5° C, mientras que la del mes más frío puede tener valores entre -3° C y 18° C (INEGI, 2010).

A consecuencia de la variación ambiental en la zona de Chicontepec se encuentra una vegetación diversa. Con base en la Cartografía del Inventario Forestal 2000 (INEGI-UNAM, inédito 2000), se registran los siguientes tipos de vegetación: bosque espinoso y matorrales xerófilos, bosque tropical perennifolio y el bosque mesófilo de montaña, quedando relictos dispersos en la zona costera de esta región y en la sierra de Tántima-Otontepec.

Trabajos Geológicos Previos

Numerosos son los trabajos geológicos previos que se han realizado de la Región de la Cuenca de Chicontepec, algunos de carácter estratigráfico, otros de carácter sedimentológico, pero sobre todo de carácter petrolero, debido al alto valor económico-estratégico que representa para la nación en cuestión de reservas tipo 3P.

López-Ramos (1956). Hizo un bosquejo geológico de la Cuenca Tampico-Misantla con el objetivo de unificar y establecer las características litológicas, paleontológicas y estructurales de las formaciones terciarias; también propuso la división de la Formación Chicontepec en tres unidades formacionales, que son las más usadas actualmente.

Bush y Govela (1978). Lograron determinar los mecanismos de entrapamiento de hidrocarburos en la Formación Chicontepec, la distribución y variaciones en espesores, el ambiente depositacional, y delimitaron las áreas prospectivas. Definieron el Paleocanal de Chicontepec y su relleno, llegando a la conclusión de que la Formación Chicontepec está constituida por múltiples yacimientos.

Bitter (1983). Logró clasificar a la Formación Chicontepec en seis facies principales basándose en el espesor de sus estratos, las relaciones de areniscas-lutitas, el tamaño de grano y las estructuras sedimentarias primarias. Estas facies fueron: facies de conglomerados, facies de areniscas de estratificación gruesa, facies de estratificación mediana, facies de estratificación delgada, facies de lutitas y limolitas y facies deformadas (Slumps).

Blair (2004). Logro identificar todos los ambientes depositacionales de acuerdo al modelo de Walker (1978), en base a estudios de núcleos de pozos y de medición de secciones en afloramientos ubicados en los extremos de la Sierra Madre Oriental. Introduce el término de Cinturón Expuesto Chicontepec y Cinturón Sepultado Chicontepec en base a que en la porción occidental de la Cuenca de Chicontepec se encuentra una zona sepultada cubierta por depósitos del Eoceno Medio y del Oligoceno además de una zona expuesta.

Estas dos franjas representan para el autor el remanente de la “Cuenca Foreland Chicontepec” como sinónimo de “Paleocanal de Chicontepec”, así mismo, designó a toda la Formación Chicontepec Sepultado, como un solo yacimiento grande, continuo y gigante (Bush y Govela, 1978; Bush, 1992), en el que los yacimientos de los campos Tajín y Agua Fría corresponden a areniscas de grano fino a medio con intercalaciones de lutitas depositadas en un ambiente de abanico submarino, donde cada campo está centrado en un sistema de abanicos que progradó hacia el NE transversalmente a la cuenca foreland orientada NW-SE.

Scotia Group Inc. (2004). Dividió a la secuencia de la Formación Chicontepec en nueve unidades genéticas (estratigráficas) delimitadas por secciones condensadas de superficie de máxima inundación y/o por discordancias, cada una con sus respectivos ambientes depositacionales. La interpretación de estos ambientes depositacionales se llevó a cabo con la construcción de mapas de electrofacies, delimitando la distribución de cada una de las facies. Se definen un total de 26 plays para la Formación Chicontepec, tomando en cuenta el sistema depositacional y la arquitectura de las facies, la calidad del yacimiento y en menor grado su posición estructural. Se definió un marco de secuencias estratigráficas y se generaron modelos de facies depositacionales. Se identificaron marcadores sísmicos regionales que corresponden a la cima del Cretácico, generándose mapas estructurales. La integración de las unidades estratigráficas y las facies depositacionales con la información de producción permitió definir diferentes plays para la Formación Chicontepec.

IMP (2005). Actualizó el modelo diagenético de los cuerpos arenosos con potencial petrolero con el fin de determinar diferentes eventos que dieron origen a la porosidad y permeabilidad, identificando las zonas con las mejores tendencias. Este trabajo incluyó como área de estudio la porción noroeste de la Cuenca de Chicontepec que comprende Amatitlán, Soledad y Coyotes y se complementó con los resultados de un análisis de las estructuras sedimentarias primarias y asociaciones litológicas de la Formación Chicontepec.

PEMEX (ARERN) (2007). Estudió el play Eoceno Inferior Chicontepec; comprende 5 horizontes para el estudio de la roca almacén: Cretácico Superior, Paleoceno Superior, Discordancia A, Discordancia C y Eoceno Medio. Elaboró una tabla cronoestratigráfica por formaciones de acuerdo a lo descrito por López-Ramos (1956).

PEMEX (ARERN) (2008). Cubre los plays del Jurásico Superior (San Andrés) y el play Cretácico Medio (El Abra-Tamabra) en sus diferentes facies: lagunar, arrecifal y talud. Se integró información geológica, sísmica, gravimétrica y magnetométrica; se seleccionaron áreas de interés económico-petrolero ubicadas en la porción occidental de la traza de la falla Brinco-Escobal.

GYMSA (2009). Realizó una actualización de la cartografía geológica, teniendo entre sus objetivos la medición de columnas estratigráficas, relación proporcional de las areniscas y lutitas, toma de muestras para estudios de procedencia, toma de datos de estructuras sedimentarias (paleocorrientes), estudios bioestratigráficos y ambientes de depósito. Este trabajo determinó por medio de estudios de rocas aflorantes la edad de las diferentes unidades litológicas que constituyen la Formación Chicontepec; también identificaron 8 tipos de facies, las cuales son: depósitos de lóbulo interno, depósitos de lóbulo medio, depósitos de lóbulo externo, relleno de canal, complejo de canales, flujos de escombros, slumps y complejos de transporte en masa. Concluye que la mayoría de los afloramientos del Paleoceno Inferior son depósitos de lóbulo interno y medio, y ocasionalmente depósitos de Slumps; mientras que los afloramientos del Paleoceno Medio son principalmente de lóbulo medio y externo. Casi todos los afloramientos del área fueron determinados de edad Paleoceno Superior. También se hizo un análisis estadístico de los datos de paleocorrientes tomados en los afloramientos definidas por estructuras sedimentarias

desarrolladas en la Formación Chicontepec. Además presenta modelos conceptuales de depósito para el Paleoceno Temprano, Paleoceno Medio, Paleoceno Tardío, Eoceno Temprano y Eoceno Tardío.

PEMEX (AEGMN) (2009). Estudió las secuencias estratigráficas con el fin de mejorar el modelado de la generación, migración y acumulación de hidrocarburos en la Cuenca Tampico-Misantla (área Chicontepec) y Golfo de México (área Cordilleras Mexicanas), y así actualizar el modelo geológico regional de la porción sur de la Cuenca con los nuevos datos obtenidos de los estudios de la adquisición sísmica, perforación de pozos, afloramientos y estudios bioestratigráficos de alta resolución. Se establecieron mapas paleogeográficos con paleocorrientes que permitieron conocer la dirección de flujo de corrientes por edades, estableciendo una estructura cronoestratigráfica, lo cual permitió determinar la estratigrafía de la Cuenca Tampico-Misantla y su correlación con la Cuenca del Golfo de México. También se determinó la geometría y tamaño de los posibles cuerpos arenosos de las secuencias que constituyen la Formación Chicontepec, para la mejor comprensión de los procesos depositacionales que los originaron. Se llevó a cabo la interpretación de facies sedimentarias que constituyen dicha formación para predecir las características potenciales como yacimiento y la calidad de la roca.

PEMEX (PEP) (2009). Realizó un estudio de afloramientos en el área de la Cuenca de Chicontepec que sirvieran como análogos geológicos para poder comprender los modelos sedimentarios y sus tendencias para enfocar el desarrollo de los yacimientos hacia zonas más atractivas, así como el estudio de las características litológicas para predecir la calidad de la roca almacén. El estudio dió como resultado un Atlas de los afloramientos de la Cuenca de Chicontepec.

G&W SYSTEMS CORP. (2010) Realizó un estudio en base a la sísmica adquirida en Coyula-Humapa-Cacahuatengo utilizando técnicas de interpretación cuantitativa para la determinación de un indicador que resaltase las zonas prospectivas del campo Chicontepec.

CAPÍTULO 2

MARCO GEOLÓGICO REGIONAL



Estratigrafía

El Paleocanal de Chicontepec presenta un modelo geológico de sobreposición de abanicos submarinos, erosión, depósito y progradaciones hacia las partes más profundas, presentando delgados cuerpos de areniscas de grano fino a medio con alto contenido de arcillas intercaladas y selladas vertical y lateralmente por lutitas laminares de la misma edad (**Figura No. 4**) (PEMEX, 2009).

Los sedimentos que forman parte del Paleocanal de Chicontepec están compuestos por lutitas y limolitas, así como por areniscas de grano muy fino a fino. Los sedimentos arenosos fueron aportados por antiguos sistemas de drenajes fluviales y fluvio-deltáicos que llegaban hasta los bordes de la cuenca, siendo transportados posteriormente por corrientes turbidíticas hacia el centro de la misma, cuyas fuentes de origen se encuentran principalmente en la Sierra Madre Oriental y en menor proporción en la Plataforma de Tuxpan (arrecife de la Faja de Oro) con aporte de sedimentos finos micríticos y pelíticos que contaminaron a las arenas turbidíticas causando con ello la disminución de la porosidad y permeabilidad (Bush & Govela, 1978).

La Formación Chicontepec, del Paleoceno a Eoceno Inferior, ha sido tradicionalmente descrita como una secuencia “flysch”, de más de 2,000 metros de espesor, constituida principalmente por lutitas interestratificadas, con capas delgadas calcáreas y cuerpos de areniscas de grano fino a grueso que gradúan hacia la porción superior a lutitas limosas (Bitter, 1993); la cual se encuentra aflorando en la porción occidental y sureste en la parte marginal de la Cuenca Tampico-Misantla, localizada principalmente en la parte norte del Estado de Veracruz, pero también se extiende en el extremo sur del Estado de Tamaulipas y las porciones más orientales de los de San Luis Potosí, Hidalgo y norte de Puebla.

El basamento de la sección sedimentaria mesozoica y terciaria, está constituido por rocas ígneas y metamórficas de edad Paleozoico Tardío, en las márgenes de la cuenca y, en el núcleo de los anticlinorios de la Sierra Madre Oriental, se han observado rocas ígneas y metamórficas del Precámbrico y sedimentos correspondientes al Silúrico, Devónico, Pensilvánico y Pérmico. La sección paleozoica en ocasiones sobrepasa los 4,000 m. de espesor y está fuertemente deformada y afectada por fallamiento inverso e intrusiones ígneas que son el resultado de la orogenia Apalachiana-Ouachita-Marathon (Marmissolle y Deguerre, 1984).

Para el Liásico, una invasión marina que provino del Océano Pacífico dió lugar a la Cuenca de Huayacocotla, depositándose la formación del mismo nombre y está constituida por lutitas y areniscas. Al finalizar el Jurásico temprano, la cuenca de Huayacocotla sufrió plegamiento y emersión, quedando toda el área expuesta durante el Jurásico Medio, propiciando el depósito de rocas continentales correspondientes a la Formación Cahuizas (Marmissolle y Deguerre, 1984).

En el Calloviano-Oxfordiano tuvo lugar una gran transgresión marina, la cual fue invadiendo gradualmente a la actual planicie costera, desarrollándose un sistema de archipiélagos en cuyas

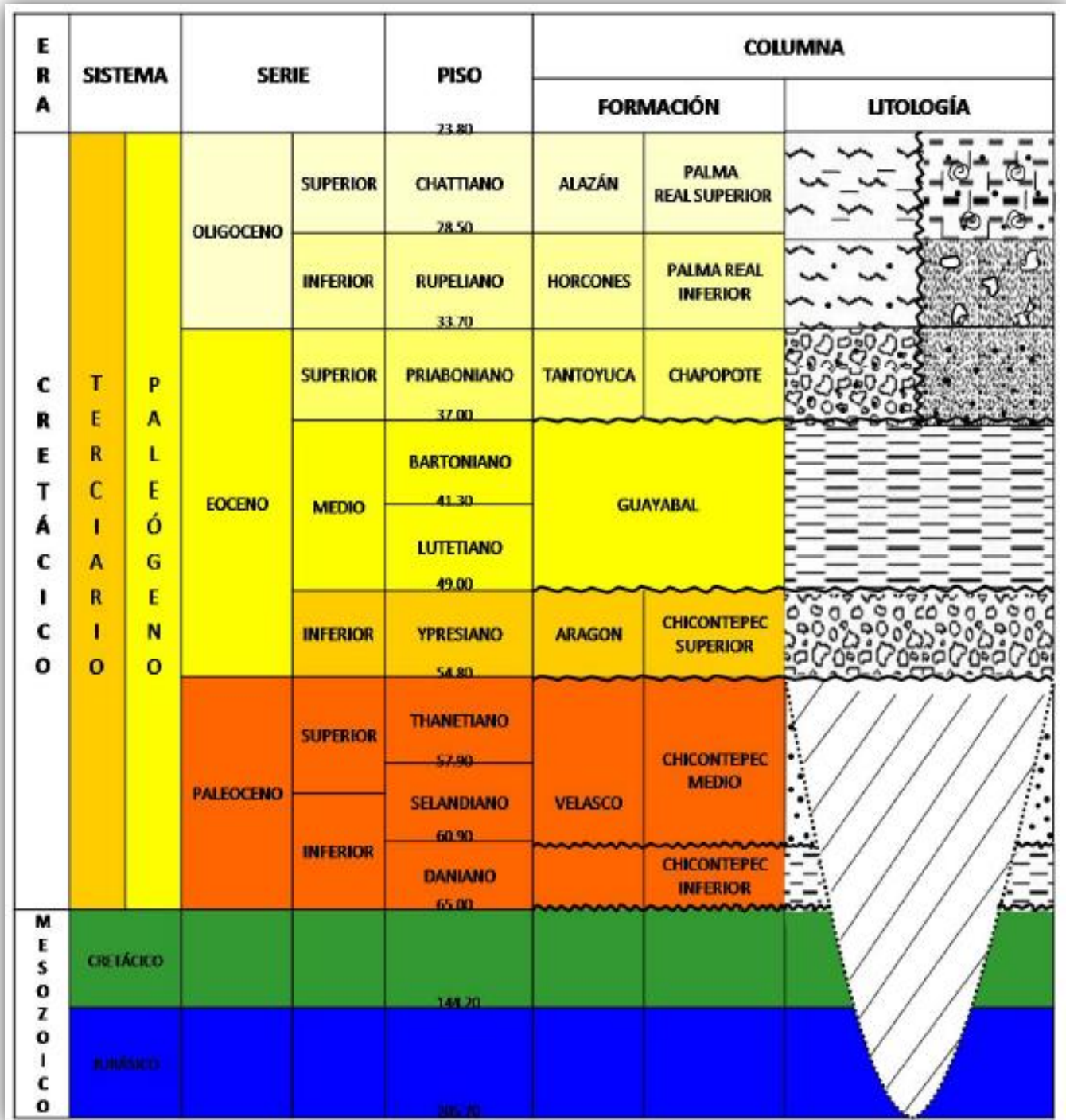


Figura No. 4: Columna Estratigráfica detallada del Paleocanal de Chicontepepec (Modificada de Berggren et al, 1995)

márgenes durante el Kimmeridgiano, se depositaron rocas de alta energía (oolitas y calcarenitas de la Formación San Andrés).

En las depresiones situadas entre las áreas positivas, se depositaron calizas arcillosas y lutitas negras correspondientes a la Formación Tamán.

Durante el Tithoniano, toda la región fue cubierta por el mar y se depositó la Formación Pimienta, constituida por lutitas y carbonatos arcillosos con pedernal; sobre algunas áreas, que en el Oxfordiano-Kimmeridgiano funcionaron como islas, se depositó en ambientes de alta energía, la Formación La Casita, constituida por areniscas y escasas lutitas oscuras. Al iniciarse el Cretácico continúa la transgresión marina, predominando un clima adecuado para el crecimiento de núcleos arrecifales sobre las márgenes de las plataformas, los cuales dan lugar al desarrollo del Atolón de la Faja de Oro y a otro complejo arrecifal que bordea a la Plataforma de Valles; en las porciones con aguas más profundas, se depositaron calizas con pedernal, correspondientes a la Formación Tamaulipas Inferior.

Para el Cretácico Medio, los ambientes de depósito continuaron semejantes a los del Cretácico Temprano, observándose en el frente de los atolones, el depósito de un mayor volumen de calizas clásticas de talud, que posiblemente fueron dolomitizadas y dieron origen a la Formación Tamabra.

Hacia el Cretácico Tardío hubo un cambio brusco en los ambientes de depósito, provocado por el incremento de material terrígeno, el cual dió origen a formaciones calcáreo-arcillosas como son las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez. Al cierre del Cretácico, se inició la fase orogénica laramídica que dió lugar al levantamiento de la Sierra Madre Oriental.

En la Cuenca Mesozoica de Tampico-Tuxpan, durante el Paleoceno se originó la de Chicontepec denominada también anfosa de Chicontepec, por los levantamientos de la Sierra Madre Oriental; en ella se depositó un gran volumen de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico, correspondiente a las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio.

Simultáneamente, en la porción noroeste de la citada región, se desarrolló la subcuenca de Magiscatzin que fue rellenada por sedimentos arcillo-arenosos y arcillosos de la Formación Velasco. Durante el Eoceno Temprano se mantuvo una continuidad en las condiciones de depósito, representándose éstas por una facies arenosa de tipo "Flysch" (Chicontepec Superior) y una arcillosa (Velasco Superior) (**Figura No. 5**).

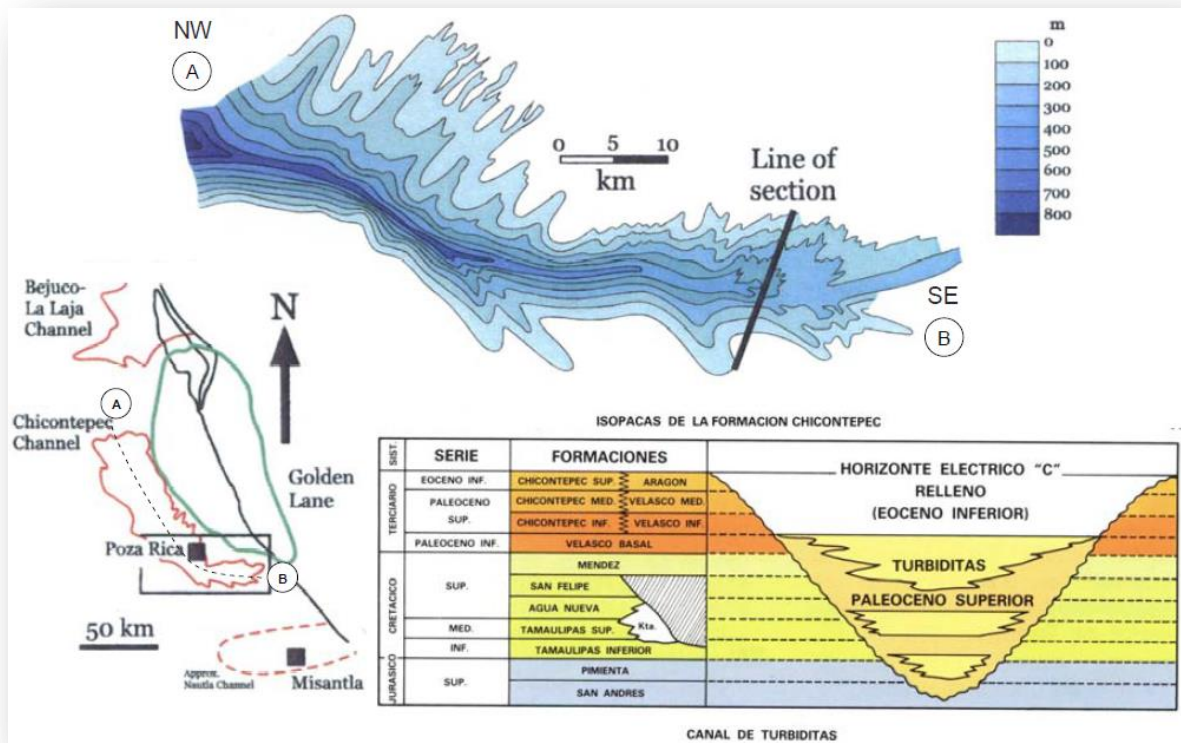


Figura No. 5: Mapa de isopacas y sección transversal del área del Cañón de Chicontepec, este-centro de México, modificado de Busch y Govela (1978), en donde se muestran los depósitos de corte y relleno del cañón (Eoceno temprano) (Rosenfeld y Pindell, 2003).

Al poniente del área ocupada por el Atolón de la Faja de Oro, se desarrolló el Paleocanal de Chicontepec que fue relleno por sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico. El Eoceno Superior presenta dos facies, una arcillosa de aguas profundas que constituye a la Formación Chapopote y otra arenosa conglomerática de origen deltaico, conocida como Formación Tantoyuca.

Evolución Tectono-Sedimentaria de la Cuenca de Chicontepec

La Cuenca de Chicontepec es una cuenca de foreland rellena de sedimentos terrígenos turbidíticos depositados en un ambiente marino profundo, formando lóbulos y abanicos submarinos de edad Paleoceno-Eoceno Inferior, el carácter de cuenca de esta región se debe a la subsidencia basamental del área comprendida por el Archipiélago de Tamaulipas, provocada por los esfuerzos que plegaron y fallaron la Sierra Madre Oriental a inicios del Terciario (**Figura No. 6**).

Los sedimentos arenosos de la Formación Chicontepec vienen de las montañas occidentales y se depositaron dentro de una serie de abanicos submarinos, los sedimentos de abanico del Paleoceno Inferior fueron erosionados en casi toda la cuenca durante el Eoceno Temprano. Existe una gran discordancia regional en el límite del Eoceno Inferior que corresponde a lo que se conoce como Paleocanal de Chicontepec. Los cuerpos arenosos que alojan petróleo en el Campo Chicontepec están presentes debajo de esta discordancia en la parte norte y central de la cuenca, a su vez, encontrándose sobre la discordancia en la parte suroriental (Cheatwood y Guzmán, 2002).

El paleocanal de Chicontepec tiene una extensión de 123 Km y una anchura que va de 12 hasta 23 Km, bordeando la zona sur y occidental de la Plataforma de Tuxpan, en esta zona la erosión producida por corrientes submarinas que cortaron los sedimentos del Paleoceno, Cretácico y Jurásico Superior, generó un sistema de canales que posteriormente se rellenaron con alternancias de sedimentos arcillosos y arenosos turbidíticos, cubriendo una extensión aproximada de 3,300 Km², todo esto formando un sistema complejo de trampas estratigráficas y por su contenido fosilífero bentónico, indicando ambientes de depósito nerítico externo a batial (Arellano y Yussim, 2004).

En el Campo Tajín, un complejo progradante de abanicos submarinos predominantemente arenosos en dirección NE del Paleoceno Superior (**Figura No.7**), está discordante sobre calizas del Cretácico. La secuencia de piso de cuenca del campo Agua Fría está erosionada en este campo. El origen de las secuencias en Chicontepec y la discordancia basal del campo Tajín está más relacionado la actividad tectónica que a los cambios eustáticos o a las fases de desarrollo de canales incisivos (PEMEX, 2007).

La secuencia aflorante de la Formación Chicontepec de lutitas y areniscas del Paleoceno- Eoceno Inferior, también se encuentra presente en la secuencia sepultada en el campo Agua Fría; en éste, le sobreyace un paquete aproximado de 500 m pertenecientes a depósitos de frente de abanico distal y de piso de cuenca con pocas turbiditas. Este último paquete registra la transgresión de los paleoambientes hacia el oeste y se encuentra erosionado, posiblemente por una discordancia generada durante el levantamiento en el lado alto de la falla Brinco-Escobal.

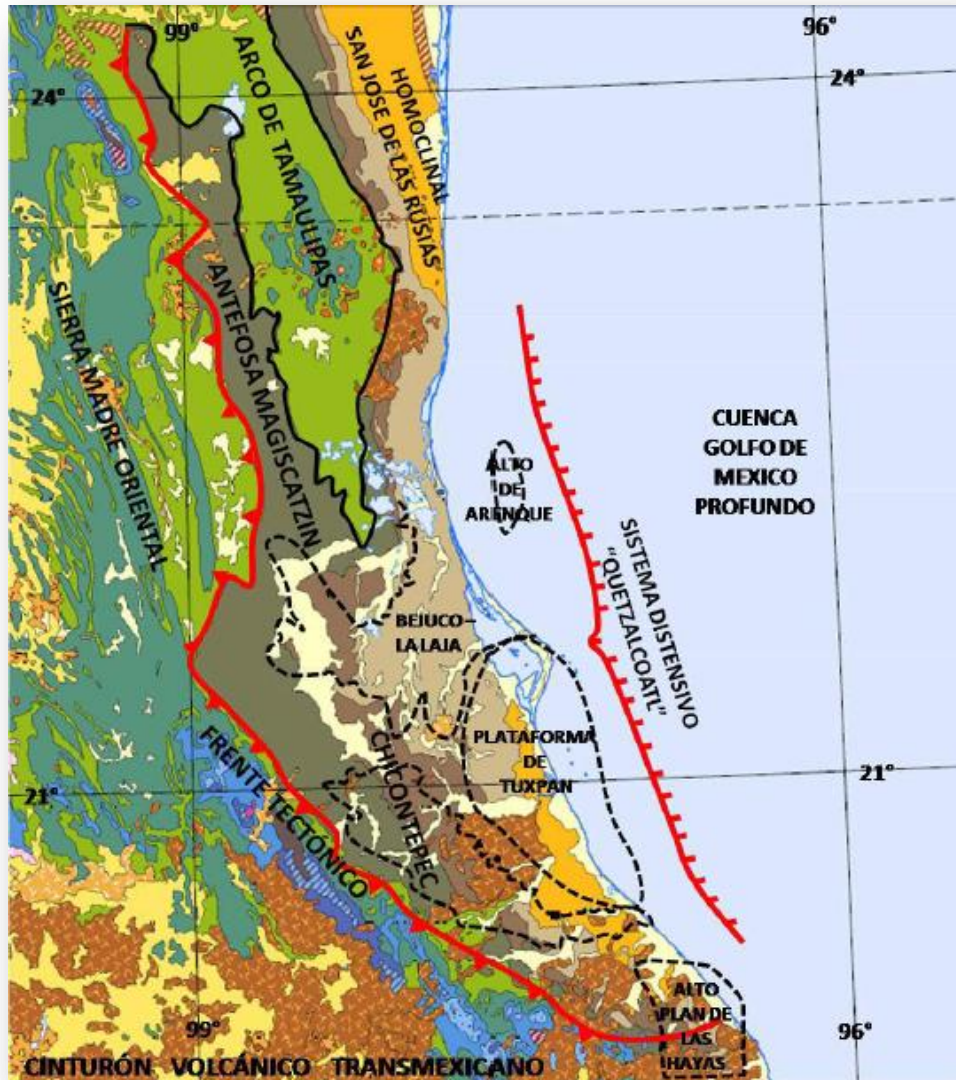


Figura No. 6: Principales elementos tectónicos de la Cuenca de Chicontepec (Modificado de PEMEX, 2010).

Los análisis de paleobatimetrías en la Formación Chicontepec en el área de Poza Rica indican que el máximo sepultamiento alcanzó de 3000 a 4000 metros con subsecuente erosión disminuyendo la profundidad de la formación y de las rocas generadoras por 1500 a 2500 metros (Blair, 2004).

Existen diferentes implicaciones para la exploración y producción de hidrocarburos con la propuesta de un modelo de canales submarinos que rellenaron la cuenca (Govela y Busch, 1978) contra un modelo de cuenca de antepaís progradacional restringido por el paleoalto de la Faja de Oro (Blair, 2004).

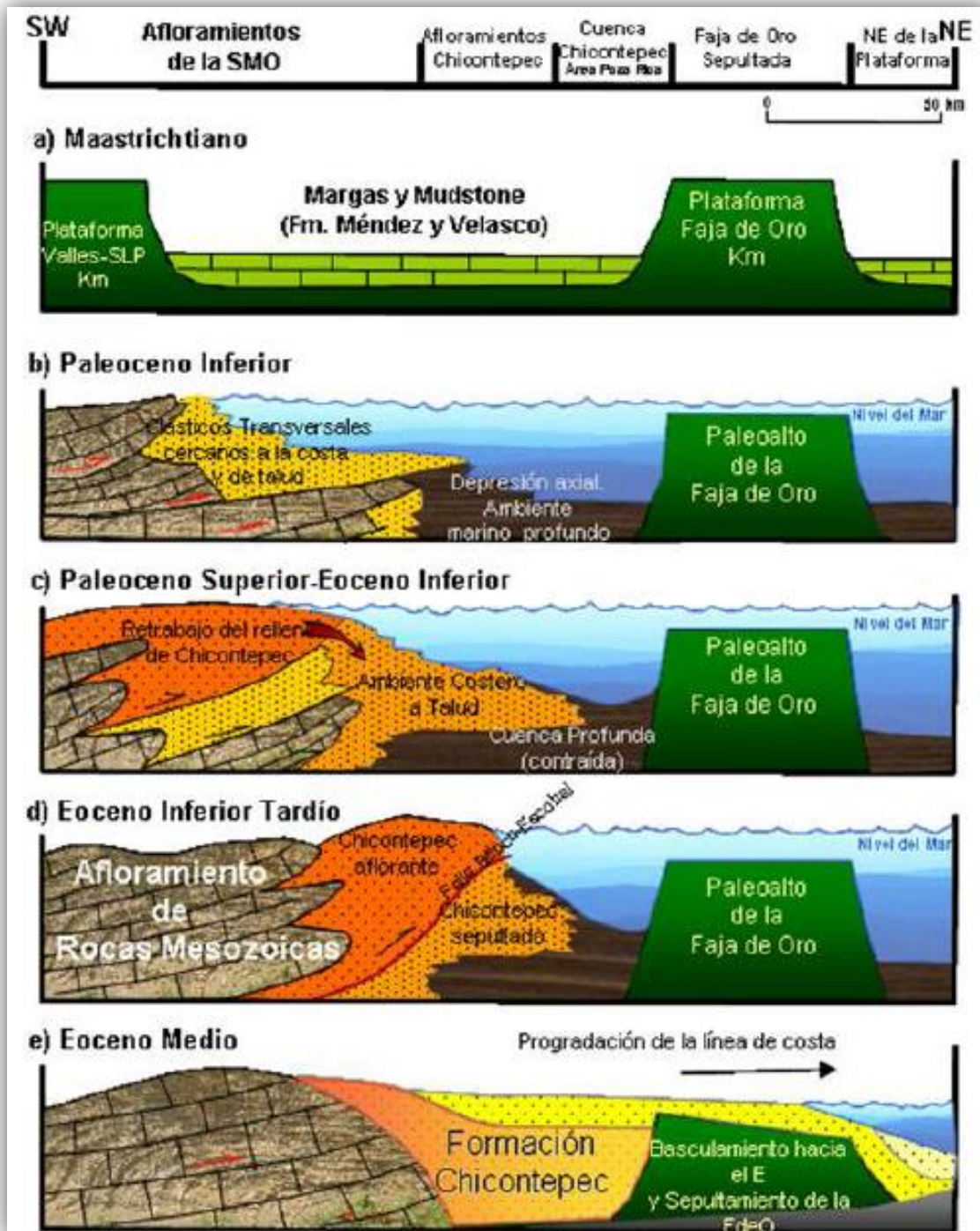


Figura No. 7: Evolución Tectono-sedimentaria de la Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2007).

Ambiente de Depósito

Para este trabajo es importante el conocimiento y aplicación de la sedimentología, ya que permite comprender y visualizar el conjunto de procesos que han dado lugar a las rocas que posteriormente en conjunto formaran lo que se conoce como Sistema Petrolero. Además nos hace comprender el tipo de transporte que acarreo a los sedimentos desde su lugar de origen hasta la cuenca de depósito, estudiando, su textura, redondez, esfericidad, mineralogía, estructuras presentes, etc. El conocimiento de los distintos ambientes sedimentarios, nos permitirá determinar el modelo que mejor corresponda (**Figura No. 8**) para saber cuál fue el ambiente sedimentario en el que se llevó a cabo el depósito y conjunto de condiciones físicas, químicas, biológicas y climáticas de la cuenca sedimentaria.

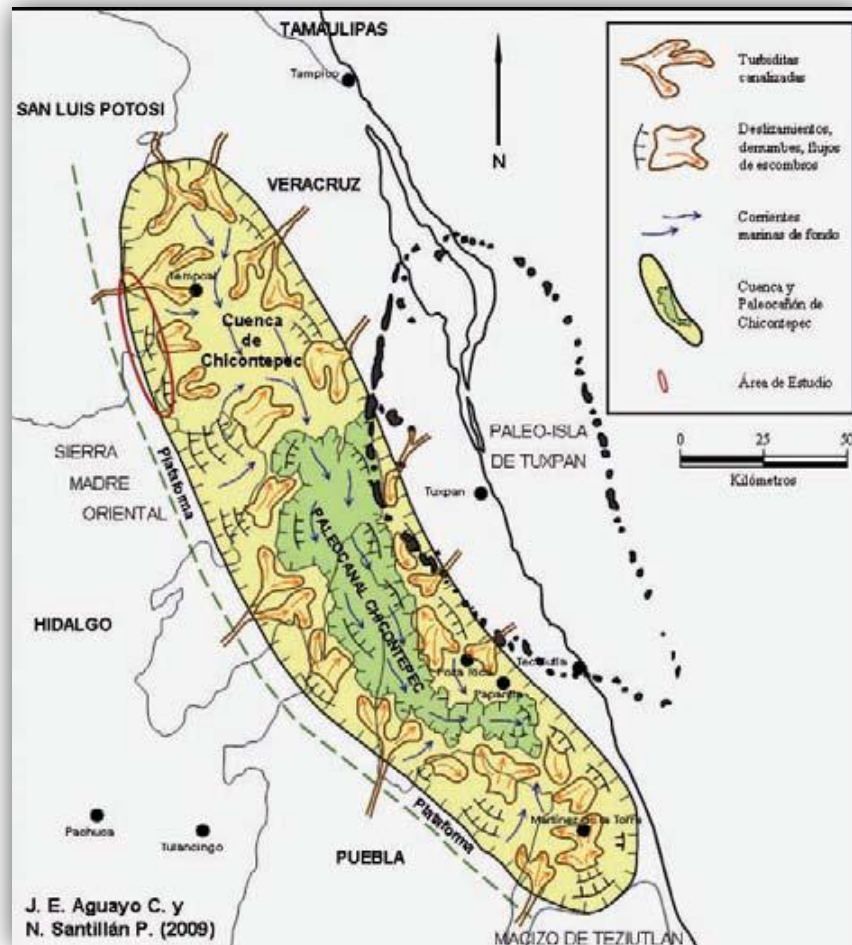


Figura No. 8: Modelo conceptual de la cuenca de Chicontepec, en donde se ilustran los mecanismos esquematizados de transporte y sedimentación (Santillán y Aguayo, 2011).

Para ello es importante determinar las facies, de tal manera que facilite la reconstrucción de los ambientes de depósito tomando en cuenta su afinidad genética.

Generalmente, las facies agrupadas dentro de una asociación se diferencian por variaciones progresivas en su granulometría y en la escala de su estratificación, aunque también se diferencian por una superficie muy neta y/o erosiva en su base o cima.

En el área de estudio existen cinco unidades litoestratigráficas representadas por las formaciones Velasco (Paleoceno Inferior), Chicontepec Inferior (Paleoceno Superior), Chicontepec Medio (Paleoceno Superior), Chicontepec Superior (Eoceno Inferior).

Estos sedimentos producto de la erosión, fueron transportados y distribuidos por corrientes de turbidez, y depositados en ambiente nerítico a batial superior de aguas profundas. Las secuencias turbidíticas se depositaron por eventos múltiples, incluyendo flujo de escombros y deslizamientos, algunas veces retrabajadas por corrientes de fondo marino.

Si bien existe un gran número de modelos para abanicos submarinos modernos, entre los que destacan el de: Normark (1978) y Walker (1978) (**Figura No. 9**), el cual por ejemplo establece que las rocas clásticas de aguas profundas pueden subdividirse en cinco asociaciones de facies principales: turbiditas clásicas, areniscas gravosas, areniscas masivas, conglomerados redepositados y lodos gravosos, flujos de escombros y depósitos por deslizamiento; además de que contempla la posibilidad que las facies de abanico medio e inferior sean atravesadas por la incisión de canales principales de lóbulo abandonado que, en un momento dado, pueden reactivarse, prolongando su recorrido y constituyendo un nuevo lóbulo en una posición más externa que el anterior.

El uso del “modelo de abanico” como un sistema predictivo general del estudio de ambientes de depósito en sistemas arenosos modernos y antiguos depositados en aguas profundas, no considera los factores tectónicos como son cuenca divergente, convergente y marcos geodinámicos de colisión, así como los aspectos de transporte de masas, flujos de gravedad y corrientes profundas del fondo marino, y las fluctuaciones del nivel del mar. Tampoco considera la interacción compleja entre tectónica, eustatismo y sedimentación a través del tiempo geológico (Mutti, 1992).

Las estratigrafía de secuencias recientemente ha añadido un nuevo modelo general para sistemas siliciclásticos de aguas profundas, el cual está basado en las variaciones del nivel del mar, considerados como ciclos eustáticos de 3er orden y restringidos al tiempo de esos sistemas o períodos relativos de descenso del nivel del mar (Posamentier *et al.*, 1988; Van Wagoner *et al.*, 1988; Vail *et al.*, 1991). Este modelo eustático sobre la expresión sísmica y registros eléctricos característicos de cuerpos de arenas de aguas profundas es a gran escala, y por lo tanto se descuida el detalle de las facies, así como los procesos asociados a las mismas (Mutti and Ricci Luchi, 1972).

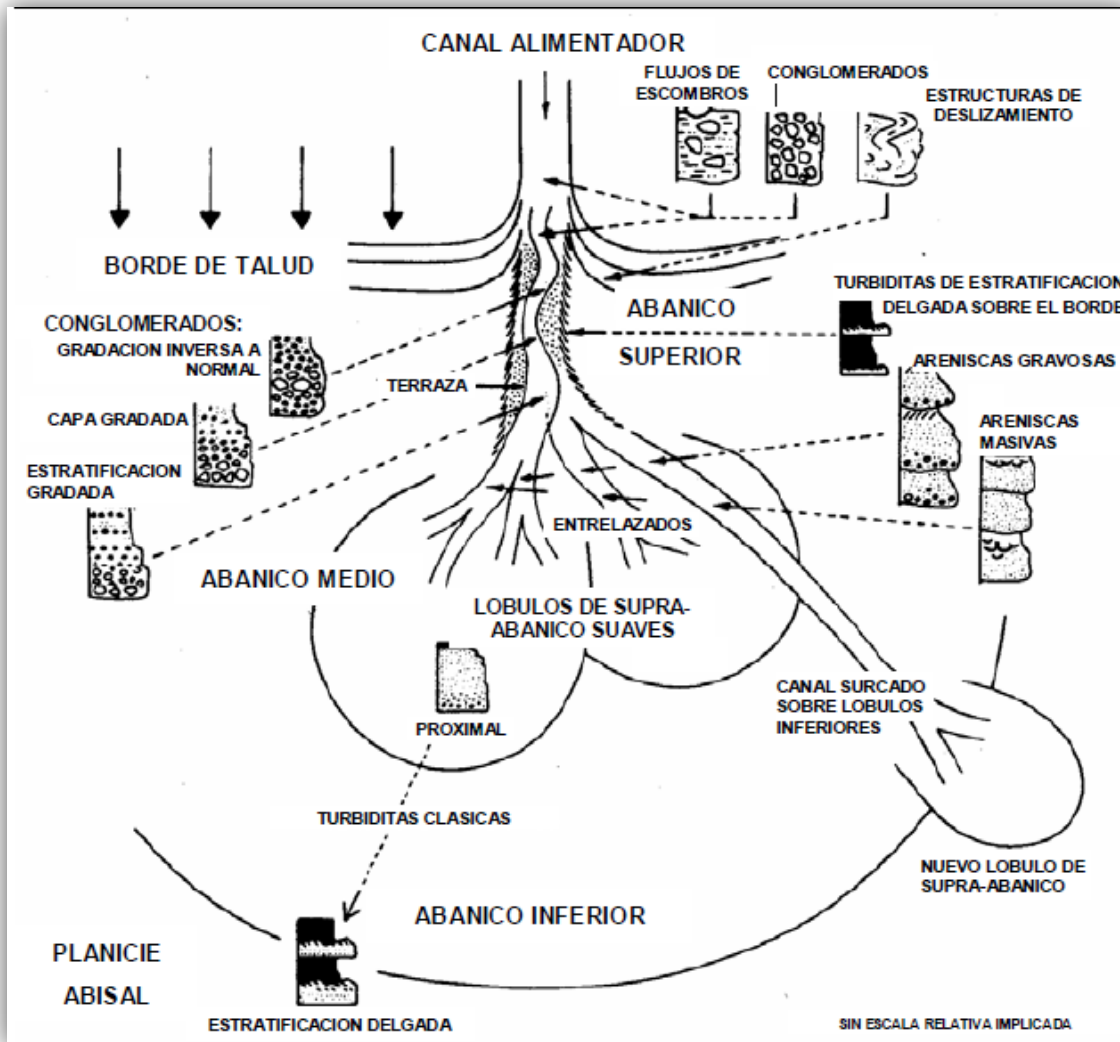


Figura No. 9: Modelo deposicional de un abanico submarino no confinado rico en arenas, rasgos morfológicos relacionados, medio ambiente deposicional y facies resultantes (Walker, 1978).

Comparado con los ambientes someros de depósito, los marinos profundos son menos conocidos debido a que son inaccesibles a la observación directa, de aquí que los datos para la construcción de modelos se deriven del muestreo superficial de depósitos antiguos y estudios de sísmica marina de alta resolución.

Modelo Sedimentario y Facies Sedimentarias

El modelo considerado para este trabajo corresponde al de abanicos submarinos antiguos, propuesto por Mutti y Ricci Lucchi (1972) que corresponde a una distribución espacio-temporal de facies y a unos ambientes caracterizados por depósitos de abanico interno, abanico medio y abanico externo, los cuales son alimentados por fuentes puntuales (canales alimentadores de cañones submarinos), y cuyos flujos de densidad son transportados masivamente como derrumbes, deslizamientos, flujos de escombros y corrientes turbidíticas, depositados al pie del talud de las cuencas marinas profundas (**Figura No. 10**).

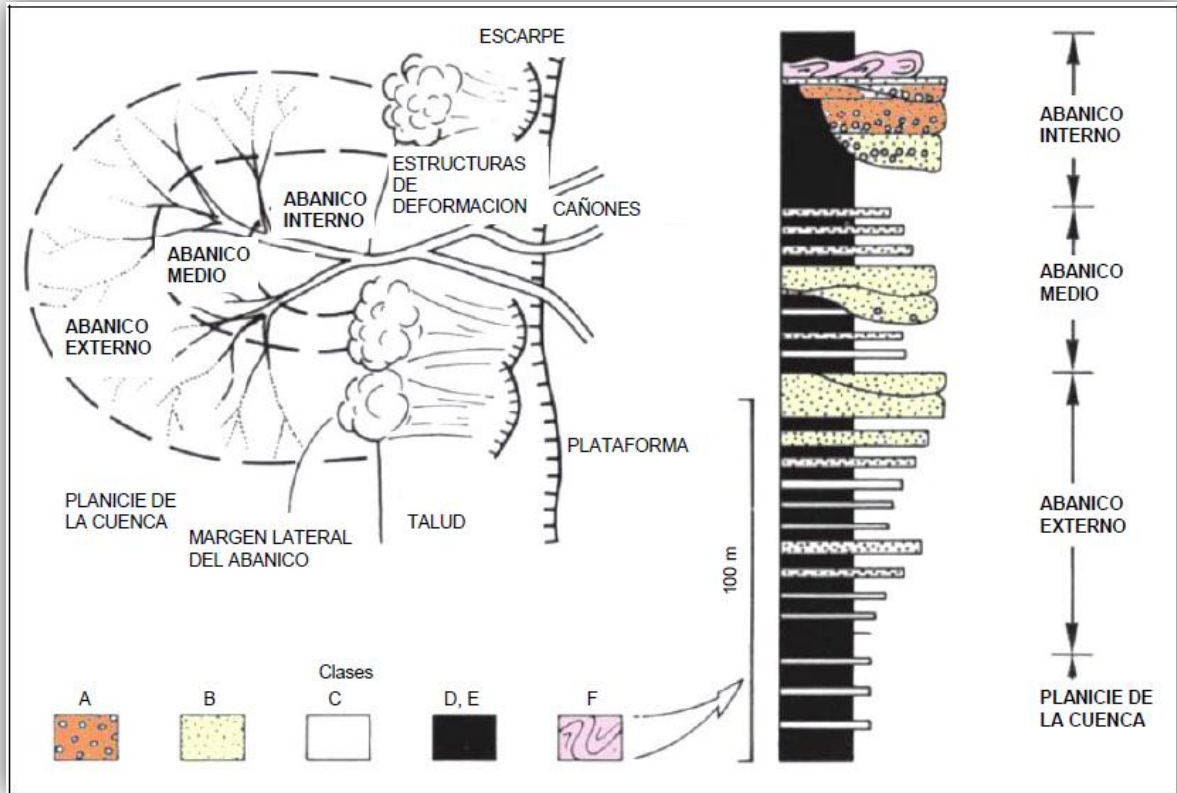


Figura No. 10: Modelo para abanico submarino antiguo que muestra el desarrollo y la mecánica de los depósitos turbidíticos en las zonas de la plataforma continental, el talud continental y la cuenca (Mutti-Ricci Lucchi, 1972).

El abanico interno es alimentado por cañones submarinos en los que se derivan canales que sirven como conducto para los sedimentos, los sedimentos más gruesos se acumulan en la zona del sistema de canales en el abanico interno, los cuales en ocasiones se desbordan lateralmente a través de los flancos de canales y terrazas, depositando sedimentos finos en unidades delgadas

gradadas. Esas capas delgadas comúnmente presentan en sus bases estructuras de flama y secuencias Bouma parciales, consistiendo de laminación paralela cubierta por estratificación convoluta o múltiples sectores de laminación cruzada en rizaduras. En la zona en donde se forman muchos canales dentro del canal mayor, los depósitos de grano fino aumentan su espesor hacia las depresiones y zonas de intercanales.

El abanico medio es un sistema rico en areniscas y está caracterizado por formar lóbulos de supra-abanico, con superficies pulidas convexas, cada lóbulo es abastecido por canales distributarios, bifurcados o trenzados que acumulan areniscas masivas o guijarrosas mostrando estratificación lenticular y estructuras someras de arrastre, los sedimentos interlobulares están parcial o completamente retrabajados a medida que los canales migran. Los sedimentos gradados más finos son depositados en las partes superiores de algunos canales y sobre superficies planas a medida que los canales desaparecen pendiente abajo, la migración de canales puede desarrollar secuencias múltiples de sedimentos finos en la cima, donde el lóbulo distal del supra-abanico consiste de una secuencia única de sedimentos gruesos hacia la cima, en donde las partes superiores son cubiertas por capas de lodo.

El abanico externo tiene una superficie de ligera pendiente y recibe incrementos de depósitos de sedimentos suspendidos puntualizados por pulsos de turbiditas de grano fino, los mantos gradados resultantes son delgados, lateralmente persistentes, y monótonamente superimpuestos, comúnmente a través de espesores estratigráficos considerables.

Los núcleos examinados por British Petroleum (1993) en el área de Tajín, mostraron lechos delgados de areniscas, intercalados con conglomerados de mudstone. Los núcleos sugieren derrumbes y deslizamientos, que pudieran ser los principales mecanismos de transporte de sedimentos. Describe que las areniscas tienen un alto contenido de carbonato detrítico y autigénico, que la composición de las areniscas podría ser el control primario sobre la permeabilidad, ya que las areniscas ricas en carbonato son las más propensas a la cementación de carbonato, consecuentemente, la porosidad secundaria, podría ser el control primario de la permeabilidad. Indica que debido al relieve pre-existente de 1500 m, los sedimentos se depositaron en un ambiente muy profundo.

Los sedimentos de la Formación Chicontepepec, pueden agruparse en seis facies principales de acuerdo a su litología, tamaño de los estratos, relación areniscas/lutitas, estructuras primarias y granulometría principalmente (**Figura No. 11**).

Autor	Año	FACIES						
Walker & Mutti	1978							
Bitter	1983	Conglomerados	—	Estratificación Gruesa	Estratif. Mediana	Estratif. Delgada	Slumps (deformados)	Lutitas y Limolitas
Blair	2004	F4	F5	F6	F7	F8	F3	F9
PEP-UANL-FCT	2009	F5	F4	F1	F2	F3	F6	F0

LEYENDA

- Conglomerado
- Arenisca
- Lutita
- Contacto erosional
- Estruc. de escape de agua
- Laminación cruzada
- Microondulas
- Slumps

Sistema de Clasificación

FA – F1

↕

F=Facies
A-1=Tipo
Según Autor

Figura No. 11: Tabla comparativa de la Clasificación de Turbiditas (PEMEX, 2008).

Facies de slumps (FF)

Bitter (1983), definió los slumps como facies deformadas que incluyen todos los estratos que presentan deformación sindeposicional y las subdividió en tres subfacies: deformadas coherentemente, deformadas incoherentemente y de lutitas con cantos rodados y guijarros flotando en una matriz arcillosa (flujos de escombros).

Presenta una litología compuesta de estratos de lutitas de estratificación irregular pero comúnmente reconocible con espesores que varían desde 20 a 200 cm. con clastos subredondeados de calizas y areniscas hasta de 100 cm. de diámetro flotando en una matriz arcillosa. Contienen fragmentos de plantas dispersas y foraminíferos planctónicos. Los slumps identificados se encuentran encajonados tanto en su base como en su cima por estratos paralelos de areniscas y lutitas.

El ambiente depositacional de esta facies es de tipo talud inferior o piso de cuenca proximal. Los slumps requieren para su generación una rápida depositación en lutitas en un borde de plataforma o talud superior inestable y acumulado en el marco del talud inferior (Facies F) o piso de cuenca proximal donde la topografía se aplanan.

Los espesores de los slumps en el área pueden variar entre 1 m. hasta 100 m. son depósitos de deslizamiento con pobre clasificación, de tamaño variable, corresponden a clásticos soportados por matriz arcillosa, indicativos de alta energía, y flujo de gravedad que se generan en las zonas inestables. Involucran deformación penecontemporánea plástica de lutitas y arenas que muestran evidencia de grandes flujos en masas. El desarrollo de deslizamiento en masas se favorece durante el descenso del nivel del mar, debido al importante aporte de sedimentación en el borde de la plataforma y a la inestabilidad, ligada a la elevada pendiente de talud continental.

Facies de Conglomerados (FA)

Comprende conglomerados pobremente clasificados y normalmente gradados con clastos de cantos rodados de tamaño de 35 cm. en capas que varían de 10 a 100 cm. de espesor, principalmente están constituidos por calizas y areniscas. Comúnmente presentan estratificación cruzada; los límites de las capas se pueden distinguir por cambios en el tamaño de los granos.

De acuerdo a las características anteriormente descritas, el ambiente donde se depositó esta facies corresponde a un canal submarino, de talud marino inferior y/o en la parte proximal de un abanico submarino proximal. Esta interpretación se basa en la presencia de fósiles planctónicos y por la asociación de lóbulos de areniscas amalgamadas.

Los clastos soportados, imbricados y textura normalmente gradada de Facies A, según Walker & Mutti (1978) o Facies 4, según Blair (2004) indican que fueron depositados por una fuerte corriente de turbiditas de alta densidad; por la redondez de las gravas e impresiones de plantas indica que fueron probablemente derivados de un frente de Delta que se desplomó por carga de sedimentos o por inestabilidad tectónica.

Facies de areniscas de estratificación gruesa (FC)

Comprende areniscas de grano medio a fino estratificadas en capas gruesas a medias con espesores que varían de 15 a 200 cm; presenta estructuras primarias en la parte basal con una dirección de paleoflujo hacia el NE de 20-35 grados, estratificación cruzada de bajo ángulo y fragmentos de plantas y foraminíferos planctónicos y pelecípodos con escasa bioturbación. Los estratos de areniscas generalmente están amalgamados.

Este tipo de facies, son flujos turbidíticos de alta densidad que se hacen más fino hacia arriba. Los foraminíferos planctónicos en las areniscas y las capas de lutitas interestratificadas indican un marco depositacional marino profundo. Son típicas las facies arenosas Ta-Tc de la secuencia de Bouma, el apilamiento de estas facies y la geometría plana generalmente no canalizada implica que la depositación ocurrió en la parte superior de un lóbulo.

En afloramientos son capas de areniscas que gradúan a grano fino hacia la cima. Los estratos de areniscas frecuentemente están amalgamados y localmente separados por superficies cóncavas de hasta 50 cm. de profundidad, rellenas por sedimentos arenosos. El apilamiento es de capas

gruesas de areniscas de grano fino a muy grueso de color gris claro con intercalaciones muy delgadas de lutitas.

Facies de areniscas de estratificación media (FD)

Pertenece al ambiente depositacional de tipo lóbulo de abanico medio; constituye el 32% de las facies de Chicontepec. Los tamaños de grano varían de fino a grueso, aunque la mayoría de los granos son de fino a medio, el espesor promedio de los estratos varían de 2 a 9 cm; aunque el espesor máximo puede ser de 50 cm.

Facies de areniscas de estratificación delgada (FE)

Contiene una secuencia de lutitas con intercalaciones delgadas de areniscas muy finas. Es la facies que predomina en el frente tectónico de la Sierra Madre Oriental, aflora sobre la carretera México-Tuxpan entre el contacto K/T y el poblado de La Ceiba.

Pertenece a un ambiente depositacional de lóbulo de abanico distal a piso de cuenca marginal, se interpreta como sedimentos depositados entre la interdigitación de un abanico submarino y el piso de cuenca de mar profundo; estos sedimentos fueron introducidos a este ambiente de piso de cuenca por flujos turbidíticos de largo recorrido. Esta interpretación es basada en la predominancia de lutitas y limolitas, con presencia de foraminíferos planctónicos y escasa bioturbación.

La presencia de fragmentos de plantas en capas de areniscas soporta su interpretación como turbidita distal, como lluvias en capas de arenisca, o como "lluvias de lodo" a través de la columna de agua para acumularse en el fondo del océano. La transición entre las facies de estratificación delgada y facies de lutitas y limolitas comprende el área entre los depósitos de lóbulos depositacionales y depósitos de planicie de cuenca con un decremento en la relación arena/lutita.

Facies de Lutitas y Limolitas (FG)

Consiste en lutitas y limolitas paralelas y regularmente laminares de color gris oscuro, con estratificación delgada e intercalaciones de areniscas muy finas. Es la facies que tiene mayor distribución en la franja de afloramientos de la Formación Chicontepec, ya que constituye el 42% de todas las facies (Bitter, 1983). Aflora en todo el frente de la Sierra Madre Oriental y se ha identificado tanto por registros como en núcleos de pozos.

Pertenece a un ambiente depositacional de sedimentos de planicie de cuenca y son interpretadas como depósitos de piso de cuenca profundo; esta interpretación se basa en el predominio de lutitas y limolitas laminares finas. Los intervalos de lutitas que dominan estas facies fueron depositados como una base lodosa de turbiditas muy distales o como "lluvias de lodo" a través de la columna de agua para acumularse en el fondo marino tranquilo sobre una morfología generalmente del piso marino (Bitter, 1983). Los foraminíferos planctónicos probablemente también fueron acumulados como pelágicos en forma de "lluvia".

Las areniscas laminadas y con estratificación, que constituyen menos del 10%, fueron introducidas al piso de cuenca por un flujo de turbiditas con largo recorrido y corresponden a facies lutíticas de corrientes de turbidez de baja energía.

Sistema Petrolero

Definición

El Sistema Petrolero o maquina natural de hacer petróleo, como también se le conoce, es un sistema natural que involucra a todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de aceite y/o gas se dé naturalmente (González y Holguín, 2001), este está compuesto de los siguientes subsistemas: generador, almacenador, sello, migración, maduración y trampa, todos estos subsistemas se relacionan en tiempo y espacio, a esto se le llama sincronía. Todos estos elementos deben existir naturalmente para que se dé la acumulación natural de hidrocarburo, en cuyo caso se habla de un Sistema petrolero.

Los Sistemas Petroleros presentan el suficiente tiempo geológico para que los elementos básicos se incorporen, desde la roca generadora hasta la última unidad requerida para formar depósitos petroleros. Los depósitos petroleros contienen grandes concentraciones de gas natural biogénico y termogénico que se encuentra en yacimientos convencionales, así como también hidratos de gas, condensados, aceites crudos, aceites pesados y bitúmenes sólidos almacenados en rocas siliciclásticas o carbonatadas porosas permeables.

Partes del Sistema Petrolero

Estratigráficamente hablando el sistema se limita a las siguientes unidades: roca generadora de hidrocarburo, rocas transportadoras, roca almacenadora, roca sello y las rocas sobreyacentes requeridas para incrementar la presión y temperatura para que ocurra la madurez (**Figura No. 12**).

El tipo de materia orgánica de los sistemas se diferencia basándose en los índices de hidrogeno y oxigeno del kerógeno al ser graficados en un diagrama de Van Krevelen. En una región determinada el tipo de material orgánico potencialmente productor del yacimiento de petróleo más grande, es usado para clasificar el sistema. El depósito de petróleo más grande se refiere a una sola concentración que contiene la mayor cantidad de hidrocarburos in situ o a una serie de yacimientos que acumulativamente contienen a la mayor cantidad de hidrocarburos in situ en el sistema, al momento del descubrimiento.

Los sistemas petroleros pueden ser muy diferentes considerando la forma, geometría, el tipo de receptáculo y la evolución geológica, en base a esto, se clasifican como puros o híbridos. De acuerdo a la calidad y cantidad de información geológica disponible referente a la roca generadora (nivel de certeza), los sistemas se clasifican como conocidos, hipotéticos y especulativos (González y Holguín, 2001).

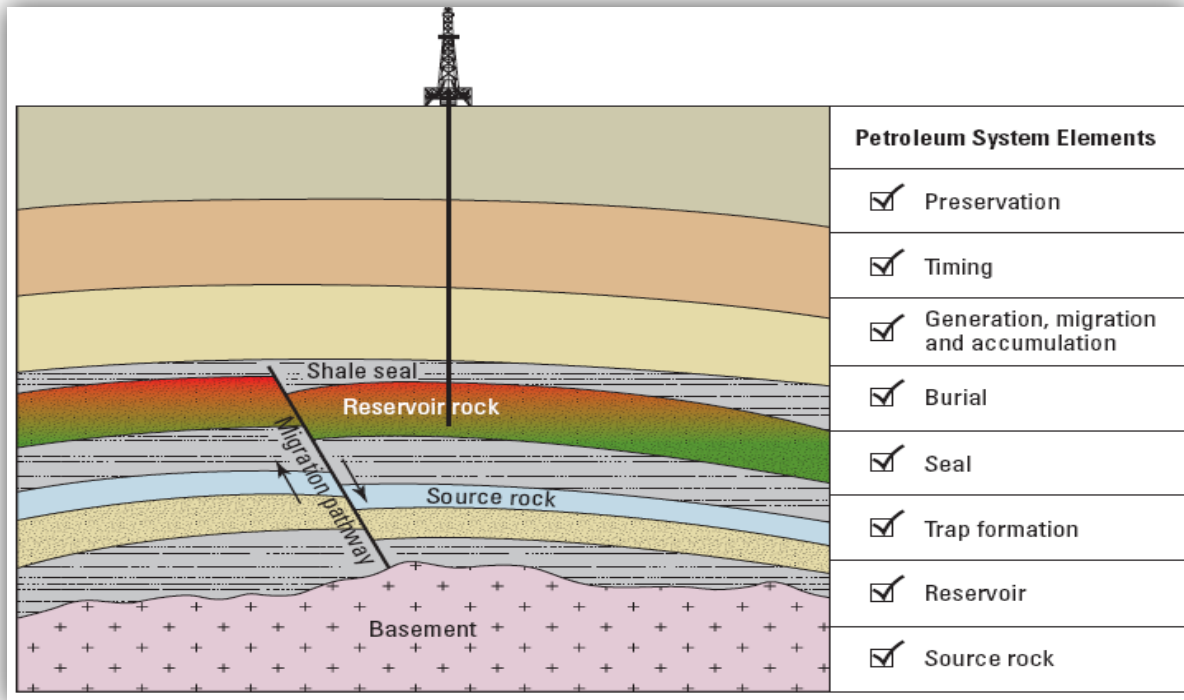


Figura No. 12: Esquema del Sistema Petrolero (González y Holguín, 2001).

A continuación se describen los sistemas y se ejemplifican cada uno de ellos:

Sistemas Puros: tienen la particularidad de no presentar deformación estructural significativa, ya que sus características se deben principalmente a los aspectos sedimentológicos, como consecuencia, sus trampas son principalmente estratigráficas. Como ejemplos mexicanos de este tipo de sistemas se encuentran: el Sistema Cuenca de Chicontepec, Sistema Cenozoico de Burgos y Sistema Cenozoico de Veracruz.

Sistemas Híbridos: se caracterizan por presentar reorientación estructural por efecto de deformación, por lo que estos sistemas se distinguen por trampas en pliegues anticlinales y en fallas, o en combinación de pliegues y fallas, aunque lo más frecuente es que el sistema tenga pliegues dislocados (trampas combinadas); un ejemplo de este tipo son: Jurásico Superior-Cretácico Sonda de Campeche, La Casita-Menchaca-Padilla del Golfo de Sabinas y Depósito – Encanto- Concepción de la Cuenca Salina del Istmo.

Sistemas Conocidos (!): son aquellos en los que la información geológica, geofísica y geoquímica permite establecer correlación positiva entre la roca generadora y los aceites atrapados en los yacimientos de la misma cuenca. Ejemplo de este tipo es el Sistema Tamán-Pimienta- San Andrés de Poza Rica, Veracruz.

Sistemas Hipotéticos (.): son aquellos en que la información geoquímica identifica a la roca generadora pero no se tiene correlación con acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca o no

existen yacimientos; como ejemplo se tiene al Sistema Tamán- Pimienta- Tamaulipas de la Sierra Madre Oriental.

Sistemas Especulativos (?): son cuando solo se tienen evidencias geológicas y/o geofísicas de la existencia de rocas generadoras y acumulaciones de petróleo, pero no se han hecho estudios detallados sobre los componentes del sistema petrolero.

Formas de Representación

El concepto de sistema petrolero lleva implícito una relación genética entre la roca generadora y una serie de acumulaciones, aunque esto no es prueba de la relación. El Sistema Petrolero utiliza simbología convencional que unifica el lenguaje entre geólogos, petroleros, geofísicos y administradores (**Figura No. 13 Y Figura No. 14**).

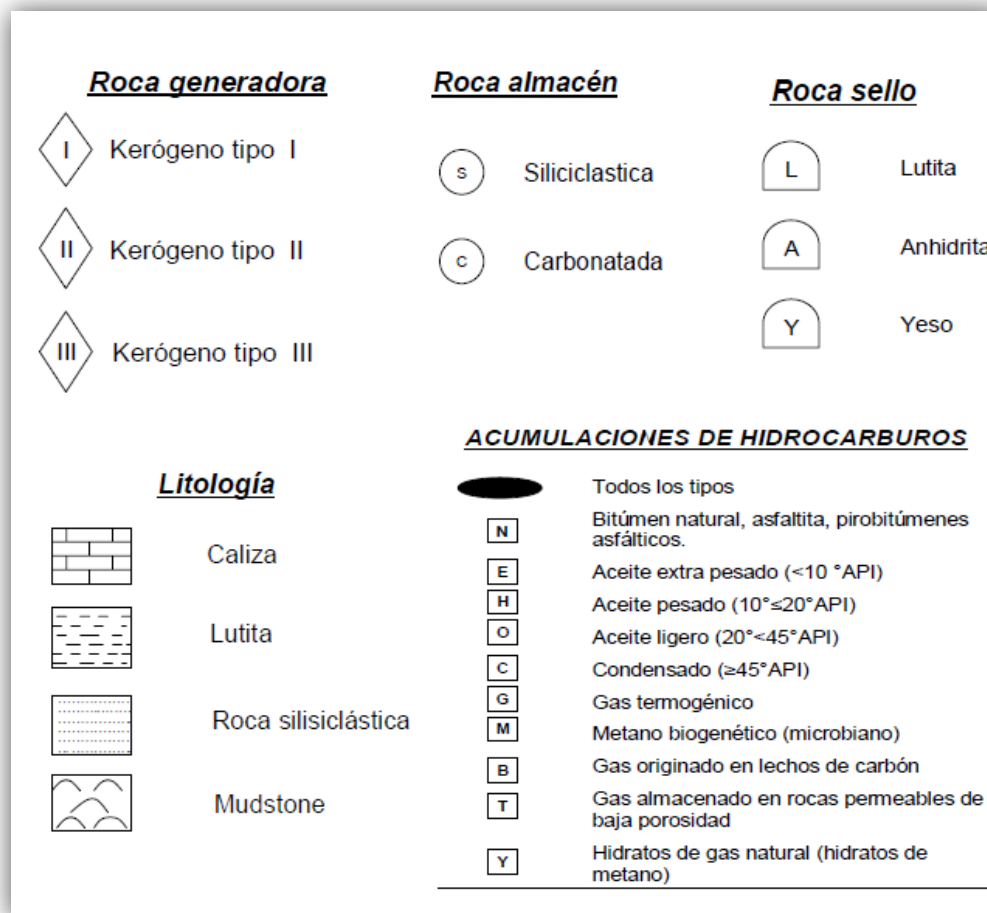


Figura No. 13: Simbología utilizada en el Sistema Petrolero (Vázquez, 2008).

<u>DEFINICION DE NIVELES DE CERTEZA</u>		
NIVEL DE CERTEZA	CRITERIOS	SIMBOLO
Conocido	Correlación aceite/roca generadora o gas almacenado en roca generadora de gas conocida	(!)
Hipotético	No correlación aceite/roca generadora, o gas almacenado cercano a la roca generadora postulada	(.)
Especulativo	Evidencias geológicas y geofísicas	(?)

<u>Etapas del metamorfismo orgánico</u>	<u>Productos del hidrocarburo</u>	<u>Definición</u>
Diagénesis	Gas microbiano	Comienzo de la Catagénesis
Catagénesis	Aceite/condensado	
Metagénesis	Gas termogénico	Comienzo de la Metagénesis

MIGRACIÓN

→ Indica la dirección en que migró el petróleo, la distancia que se desplazó y las unidades estratigráficas involucradas en el movimiento del gas, del aceite o de ambos.

Figura No. 14: Simbología utilizada en el Sistema Petrolero (Vázquez, 2008).

Los sistemas petroleros se han representado de diversas formas graficas dependiendo de sus estudio, algunas de sus diferentes representaciones son: en una tabla de datos, gráfica de historia de sepultamiento con la descripción del momento crítico, la edad y los elementos esenciales de una localidad, un mapa geológico-geográfico de localización, sección geológica elaborada para el momento crítico que describa las relaciones espaciales de los elementos esenciales y carta de eventos del sistema petrolero con las relaciones en tiempo de los elementos esenciales y de los procesos, así como el tiempo de preservación y el momento crítico (**Figura No. 15**).

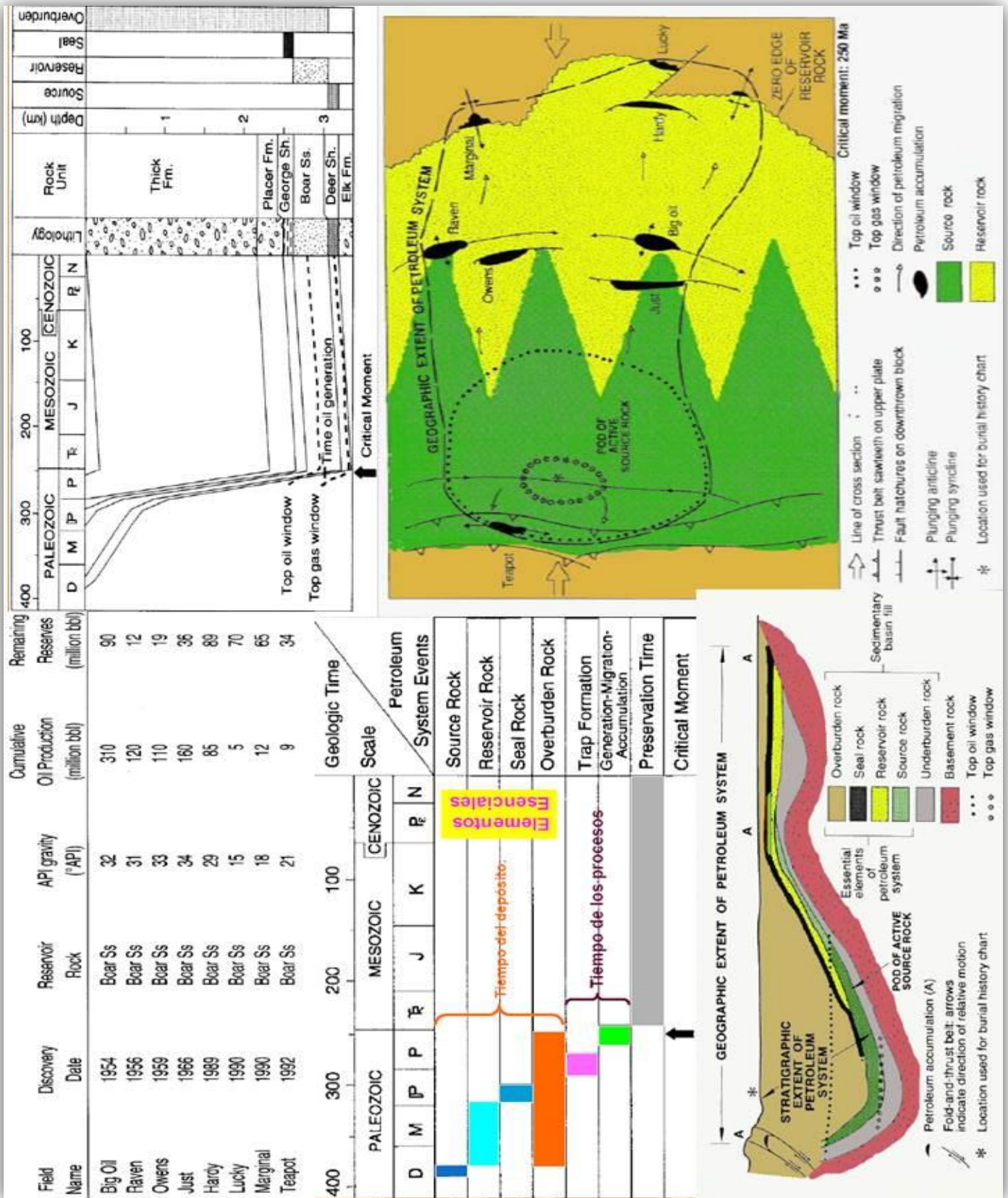


Figura No. 15: Diferentes formas de representación del sistema petrolero (Martell, 2008).

Sistema Chicontepec

El sistema Chicontepec se define como puro, dado que no presenta deformación estructural significativa, las trampas son de tipo estratigráfico, cuyo origen se asocia con abanicos submarinos, superficies de erosión y rellenos de paleocanal; por otra parte es un sistema conocido en cuanto a su nivel de certeza, ya que en los campos que se han estudiado existen datos de importantes volúmenes de producción de aceite, en las areniscas de Chicontepec, aceite que se correlaciona positivamente con la roca generadora del Jurásico, Cretácico y del Paleógeno. El Grupo Chicontepec contiene una de las mayores acumulaciones (reservas probables) de hidrocarburos del hemisferio occidental.

Rocas Generadoras

Las rocas generadoras de este sistema son las mismas que en toda la región de Tampico-Misantla, y corresponde a las facies arcillo-calcareas de la Formación Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior, así como en menor medida los horizontes arcillosos de las formaciones Chicontepec Inferior y Medio; en todas ellas se tiene una alta concentración de materia orgánica y el posterior sepultamiento por la gruesa secuencia marina de abanicos, que suele llegar hasta 1700 metros de espesor, lo cual ha favorecido la maduración térmica. El potencial generador de las formaciones jurásicas es principalmente de hidrocarburos líquidos con menor volumen de gases, en cambio, las formaciones del Grupo Chicontepec tiene potencial generador principalmente de gas con volúmenes menores de aceite (**Figura No. 16**).

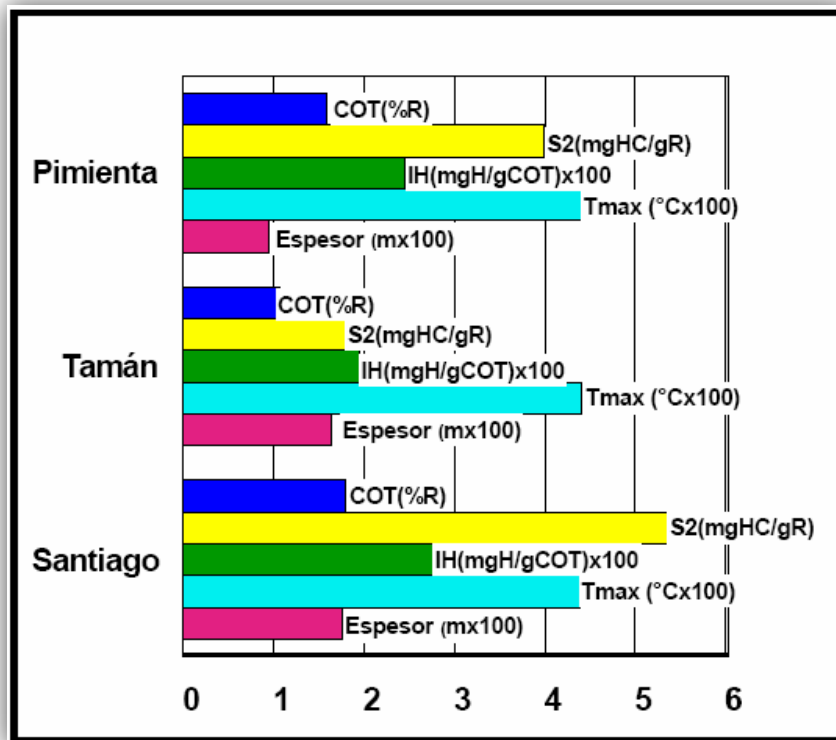


Figura No. 16: Características de las Rocas Generadoras en la Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2005).

Migración

En este sistema, la migración se dió principalmente en una sola dirección, en sentido vertical ascendente, con moderada extensión hacia rocas con mayor porosidad como son los estratos arenosos del Grupo Chicontepec o de la Formación Aragón del Eoceno inferior. Los horizontes arcillosos de las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio con gran contenido de materia orgánica, se vieron sometidos al sepultamiento y degradación térmica por lo que se generaron ventanas de gas que, posteriormente, fueron expulsadas a zonas de mayor estabilidad y equilibrio térmico debido al peso de la columna litostática.

Rocas Almacenadoras

Las formaciones que constituyen al Grupo constituyen la principal roca almacenadora en este sistema, en sus horizontes arenosos que se caracterizan por areniscas (litoarenitas y grawacas líticas) de grano medio a fino y algunos estratos conglomeráticos de matriz arenosa; presenta porosidades promedio de 12%. Los cuerpos arenosos presentan espesor variable, cuya continuidad lateral es dependiente de la geometría y profundidad del paleoelemento. Las formaciones del Grupo Chicontepec presentan alta variabilidad vertical en cuanto a sus características petrofísicas de porosidad y permeabilidad; relacionada a que sus constituyentes carbonatados (cementante) tienen un porcentaje que varía entre el 35 y 40%. Los paquetes de areniscas con mayor potencial almacenador tienen geometrías de barras de desembocadura y canales distributarios con espesores de entre 12 y 18 m. Las secuencias arenosas de grandes espesores son escasas pero ofrecen las más atractivas posibilidades para contener hidrocarburos. La Formación Aragón es correlacionable con la Formación Chicontepec y es igualmente almacenadora y sello por sus horizontes arcillosos; esta formación, se encuentra fuera de la Cuenca de Chicontepec.

Roca Sello

Las mismas formaciones del Grupo en sus facies de lutitas interestratificadas con areniscas de grano fino, actúan como rocas sello. En las partes norte y centro de la cuenca, el sello principal lo componen sedimentos arcillosos del mismo Grupo, localizados por encima de la erosión regional de edad Eoceno Temprano, mientras que al sureste, el sello son las rocas arcillosas de la Formación Guayabal.

Trampas Típicas en la Cuenca de Chicontepec

El patrón de entrampamiento del sistema Chicontepec está formado por una gran cantidad de trampas por variación de la permeabilidad. En la mayoría de los casos son lutitas intercaladas con areniscas de grano fino de estratificación delgada que limitan en su cima, en su base y lateralmente a los desarrollos arenosos (contactos discordantes y gradacionales) que son los que forman las principales trampas, por lo que es en estos cuerpos arenosos donde se encuentran las principales acumulaciones comerciales de hidrocarburos (**Figura No. 17**).

Predominan las trampas de tipo estratigráfico complejas, cuya geometría fue influenciada por la ocurrencia de grandes paleoestructuras en el subsuelo, como son los paleocanales, en algunos

casos controlados por la geometría del depósito debida a la superposición de abanicos submarinos y superficies de erosión dentro del paleocanal, que determinan los espesores y el comportamiento estructural (fallas de crecimiento) de las secuencias de relleno, pudiendo llegar a construir trampas combinadas.

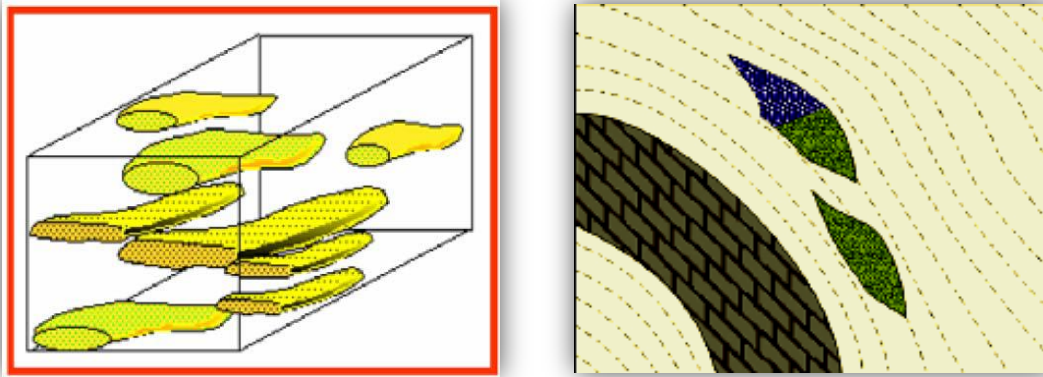


Figura No. 17: (Izquierda) Cuerpos arenosos que constituyen las trampas estratigráficas de la Cuenca de Chicontepec, (Derecha) Trampa por variación de la permeabilidad en lentes de arenas característicos de la cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2000).

Sincronía

La sincronía, como ya se mencionó, se refiere a la ocurrencia de todos los elementos necesarios en tiempo y espacio para que sea posible la generación y entrapamiento de los hidrocarburos susceptibles de ser explotados económicamente. En la siguiente figura (Figura No. 18) se muestra de manera esquemática la ocurrencia de cada uno de estos elementos que en una secuencia adecuada dieron origen a las acumulaciones de hidrocarburos en la Cuenca de Chicontepec.

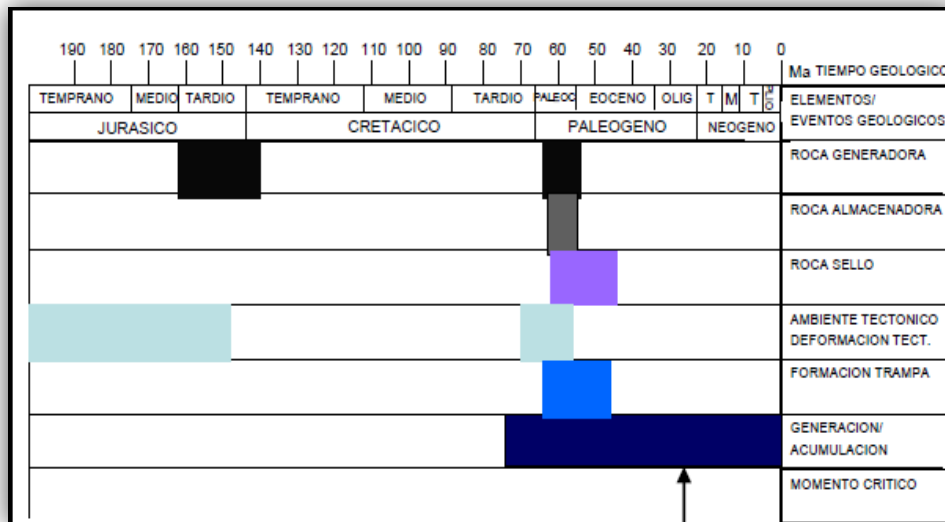
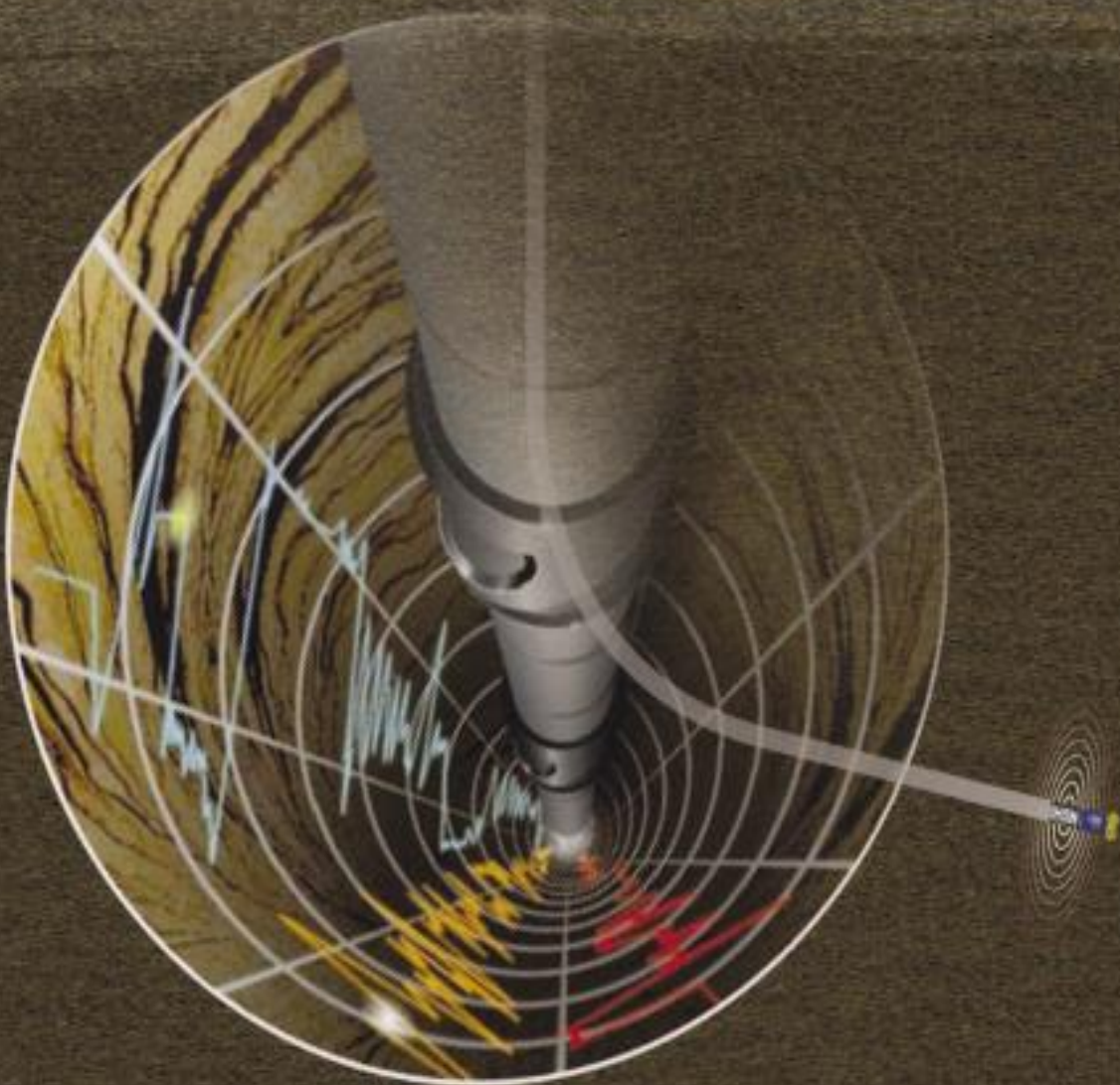


Figura No. 18: Eventos del sistema petrolero de Chicontepec con relación a la sincronía (Vázquez, 2008).

CAPÍTULO 3

PETROFÍSICA Y REGISTROS DE POZO



Introducción a los Registros Geofísicos de Pozo

En el año de 1927 se realizó el primer registro eléctrico en el campo petrolero de Pechelbronn, Alsacia, en el noreste de Francia; en 1929, el registro de resistividad eléctrica se introduce comercialmente en Venezuela, Estados Unidos y Rusia, iniciando así el desarrollo de esta tecnología. El instrumento de medición de fondo, llamado sonda, se detenía en intervalos periódicos, se hacían mediciones y la resistividad calculada se trazaba manualmente en una gráfica, este procedimiento se repetía de estación en estación hasta que se grababa todo el registro, a medida que la ciencia de los registros geofísicos de pozo avanzaba, también lo hacía el arte de la interpretación de datos.

Hoy en día el análisis detallado de un conjunto de registros cuidadosamente elegidos, provee un método para determinar la saturación de hidrocarburos y de agua, la porosidad, el índice de permeabilidad y la litología que constituye al yacimiento, un registro geofísico de pozo se define como: “Toda aquella obtención gráfica de una característica de las formaciones atravesadas por un pozo en función de la profundidad”.

Adquisición de Datos

Los registros eléctricos por cable, se adquieren desde un camión de registros, al que en ocasiones se le da el nombre de “unidad de registros” (**Figura No. 19**). Esta unidad transporta los instrumentos de medición de fondo, el cable eléctrico y un malacate que se necesita para bajar los instrumentos por el pozo, así como el equipo de superficie necesario para alimentar las herramientas de fondo, recibir, almacenar y procesar las señales.

Los instrumentos de medición de fondo se componen de dos elementos: uno contiene los sensores que se utilizan para hacer las mediciones, que se denomina sonda. El tipo de sonda depende, desde luego, de la naturaleza de la medición. El otro elemento del instrumento de fondo es el cartucho: este contiene los elementos electrónicos que alimentan a las sondas, que procesan las señales adquiridas y transmiten las señales por el cable hacia la unidad de registro.

Actualmente, la mayoría de las herramientas de registro pueden combinarse fácilmente, las sondas y cartuchos de diversas herramientas pueden conectarse a fin de formar una sola herramienta y con ello realizar diversas adquisiciones con una sola bajada y subida en el pozo o corrida.

La transmisión de las señales se puede hacer de forma analógica o digital, el cable también se utiliza para transmitir la corriente eléctrica desde la superficie a las herramientas en el fondo del pozo.

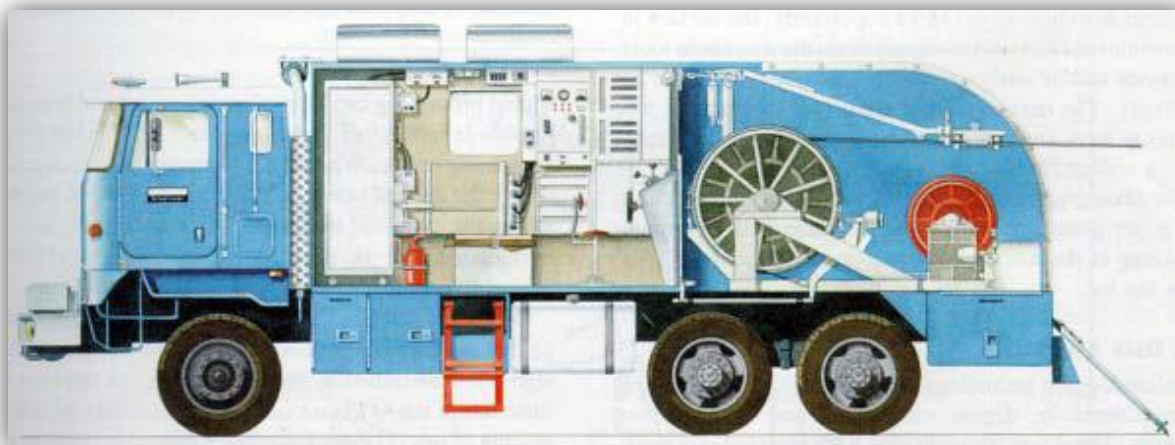


Figura No. 19: Unidad de registro CSU (Unidad de Servicio Cibernética) para la adquisición de registros geofísicos de pozo (Bargach, 2000).

El equipo de superficie suministra la corriente eléctrica a las herramientas, pero lo más importante es que recibe, procesa y analiza las señales, las cuales se almacenan en medios digitales y se presentan, de manera analógica, impresas en papel o película.

Concepto de Invasión de la Formación

Durante la perforación convencional de un pozo, por el efecto de las características de los fluidos (comúnmente llamados lodos) de perforación que se utilizan, y la presión que se ejerce sobre la formación, hay un efecto de invasión, la presión hidrostática que el lodo de perforación debe ejercer en todo momento en el fondo del pozo, debe ser superior o igual a la posible presión de las formaciones que el pozo vaya atravesando. Lo anterior trae como consecuencia que en formaciones porosas y permeables se produce una filtración de la fase líquida que compone el lodo, hacia adentro de la formación, constituyendo lo que se denomina como filtrado de lodo, como resultado de esa filtración, las partículas sólidas de lodo se adhieren a la pared del pozo, formando lo que se conoce como película de lodo, enjarre o revoque.

De la pared del pozo hacia adentro de la formación, se distinguen varias zonas, se tiene en primer término la zona del lodo de perforación de resistividad (R_m), seguida por la del enjarre de lodo con resistividad (R_{mc}), luego la zona barrida o lavada de resistividad (R_{xo}). En esta zona se tendrán, además del filtrado de lodo, hidrocarburos residuales, ya que el desplazamiento de los hidrocarburos por el agua del filtrado de lodo no es 100% efectiva, la siguiente es la zona de transición, en ocasiones se puede notar la presencia de un anillo de baja resistividad a cierta distancia de la pared del pozo dentro de la formación, que correspondería al confinamiento de agua intersticial de la formación que fue desplazada por el filtrado de lodo.

Finalmente se tiene la zona no invadida o virgen, que comienza en donde termina la zona de transición, la resistividad de esta zona es la resistividad verdadera de la formación y se designa como (R_t) (Figura No. 20).

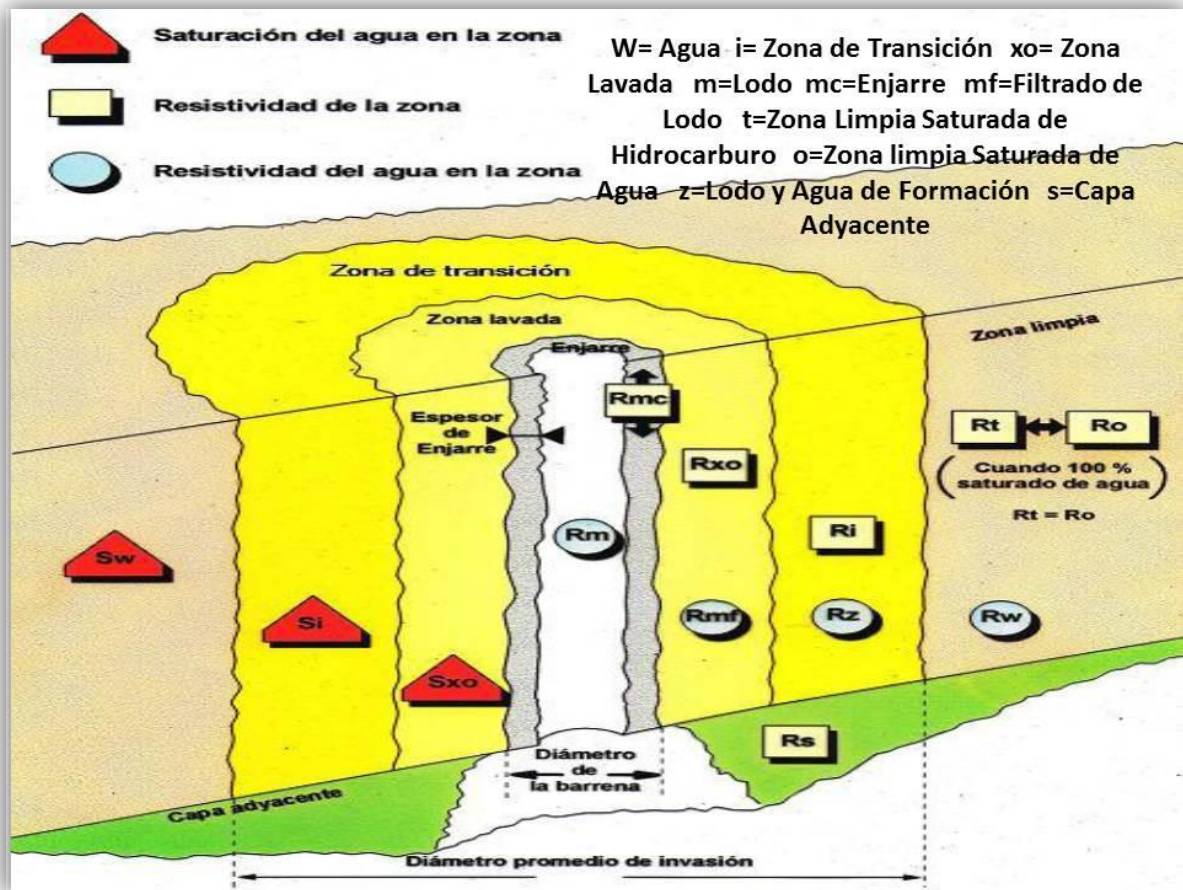


Figura No. 20: Zonas de invasión a la formación (Martell, 2008).

Presentación Gráfica de los Registros

En términos generales, en la parte media del registro se encuentra la escala de profundidades, expresada en metros, normalmente se utilizan las escalas de 1:500 (siendo ésta la más común) y de 1:200, tiene divisiones cada 25 metros y subdivisiones cada 5 metros. A la izquierda de las profundidades en la pista o carril número uno, se presenta la curva de potencial espontáneo (SP), en una escala en que cada división tiene un valor de 10 o 20 mV; aquí también se presenta un calibrador, en una escala que depende del diámetro del pozo, en otros registros, en lugar de presentar la curva del SP en esta pista, se presenta la curva de rayos gamma, en una escala que dependerá de la radiactividad, pero que puede ser de 0 a 100, de 0 a 150, o bien de 0 a 180 unidades API.

Para el registro RST (Sónico), en esta pista se presentan los promedios de captura inelástica para el detector lejano y para el cercano, cuando se registra el NGT (Espectroscopía de Rayos Gamma), en

esta primera pista se presentan las dos curvas de rayos gamma: natural o sin corregir (SGR), y la corregida (CGR) por contenido de Uranio, Torio o Potasio.

Ocasionalmente, en el espacio comprendido entre los carriles 1 y 2, además de la profundidad, se presenta una curva de tensión del cable de registro, en una escala variable que depende de la fuerza que se haya utilizado para subir la(s) herramienta(s), en el carril localizado a la derecha (conocido como carril número dos) de la correspondiente a las profundidades, se presentan diversas curvas y en diferentes escalas, dependiendo del tipo de registro de que se trate (**Figura No. 21**).

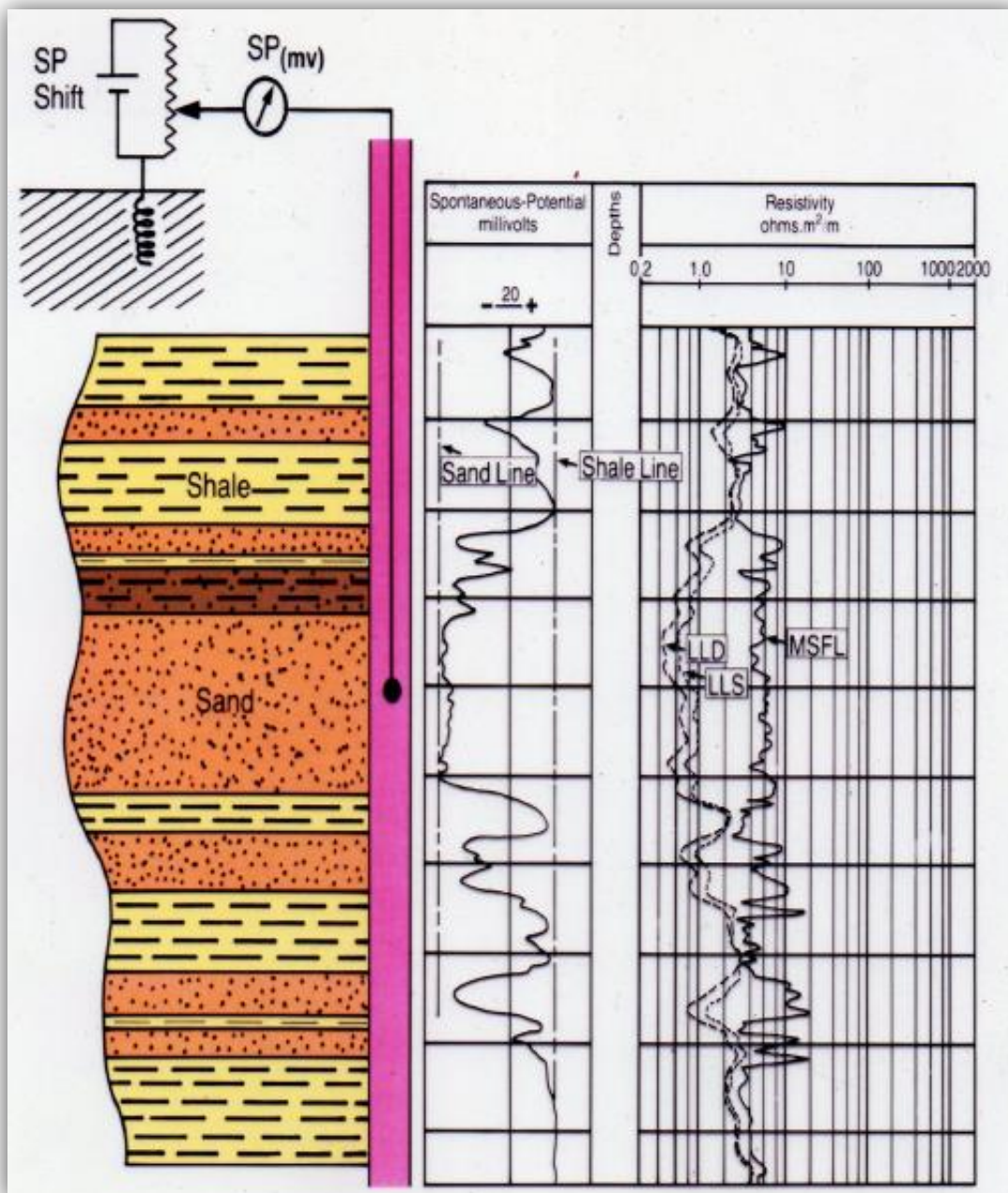


Figura No. 21: Presentación gráfica de un registro de Potencial Espontáneo y de Inducción SP – ES (Martell, 2008).

Propiedades Petrofísicas de las Rocas

El conocimiento de las propiedades petrofísicas permite definir la roca almacén, los volúmenes de fluido contenidos y su distribución, ayudan a entender y predecir su comportamiento (Rogers, 1995).

Solo algunas de las propiedades petrofísicas pueden medirse en el pozo, siendo necesaria la extracción de núcleos para completar el espectro del conocimiento de una roca. Asimismo, mediante la interpretación de registros de pozo es posible determinar los parámetros básicos a través de los cuales se podrá definir la existencia o no de la roca almacén y su contenido de fluidos; condiciones necesarias y suficientes para predecir el futuro desarrollo de un yacimiento (Stinco, 2001).

Para poder comprender e interpretar cualitativa y cuantitativamente los registros geofísicos de pozo, es importante que primero se definan algunos conceptos básicos y propiedades específicas de las rocas que forman parte de los yacimientos, siendo los principales usos de los registros los siguientes:

- Correlación entre pozos
- Identificación de litología
- Determinación de porosidad
- Delineación de zonas porosas y permeables
- Identificación del tipo de fluido en el espacio poroso
- Identificación de fracturas naturales
- Medida del movimiento de fluidos dentro y cerca del agujero
- Determinación del ángulo del agujero y buzamiento de la formación
- Temperatura del agujero
- Geometría del agujero
- Estimación de la presión del poro y gradiente de fractura
- Evaluación de la calidad del cemento y del revestimiento
- Monitoreo de los yacimientos

Porosidad (\emptyset)

Es una de las propiedades más importantes de la roca, en la cual está contenido un yacimiento, la porosidad se define como el volumen de poros entre el volumen total de roca, es decir la cantidad de huecos que son capaces de almacenar fluidos, que pueden o no estar interconectados o comunicados entre sí; existen dos tipos de porosidad, la porosidad efectiva o porosidad absoluta.

a) Porosidad efectiva: Es la relación del volumen total de poros comunicados (V_{pc}) entre el volumen total de roca (V_t), y se expresa de la siguiente forma:

$$\phi = \frac{V_{pc}}{V_t} \frac{(m^3 \text{ poros comunicados})}{(m^3 \text{ roca})}$$

Cabe señalar que regularmente la porosidad (ϕ) es utilizada en fracción, pero si se requiere en porcentaje basta con multiplicarla por 100.

b) Porosidad absoluta: Es la relación del volumen total de poros (V_p) (comunicados y no comunicados) entre el volumen total de roca (V_t), y puede ser expresada de la siguiente forma:

$$\phi_A = \frac{V_p}{V_t} \frac{(m^3 \text{ poros comunicados} + \text{no comunicados})}{(m^3 \text{ roca})}$$

De acuerdo con el modo en que fue generada, la porosidad puede clasificarse en primaria o secundaria.

La porosidad original es aquella que se desarrolló al momento del depósito de los sedimentos y es considerada alta debido a la falta de compactación.

La porosidad primaria es subsecuente a la mencionada y se da por la compactación de los sedimentos, debido a la depositación de las capas sobreyacentes y a la presión ejercida. Se ve representada por la porosidad intergranular en areniscas, y por la intercristalina en algunas calizas.

La porosidad secundaria se da cuando se presentan procesos subsecuentes a los de depositación y compactación, como pueden ser procesos geológicos como fracturas, cavidades o vóculos debido a la disolución del material cementante (**Figura No. 22**).

Graton y Fraser (1935) realizaron estudios con la finalidad de poder determinar los límites de variación de la porosidad, siempre y cuando se consideren granos esféricos, de acuerdo al diferente arreglo de los granos, la porosidad máxima será del 47.6% en un arreglo cubico, para un arreglo romboidal será de 34.5%, mientras que para un arreglo hexagonal será del 25.9% teóricamente (**Figura No. 23**). Estas porosidades reales son sumamente afectadas por la forma y tamaño de grano, así como también por la cantidad de material cementante.

La porosidad total se denomina como la relación que existe entre el volumen de espacios vacíos y el volumen total de la roca, a su vez puede ser considerada como la suma de la porosidad primaria y la porosidad secundaria.

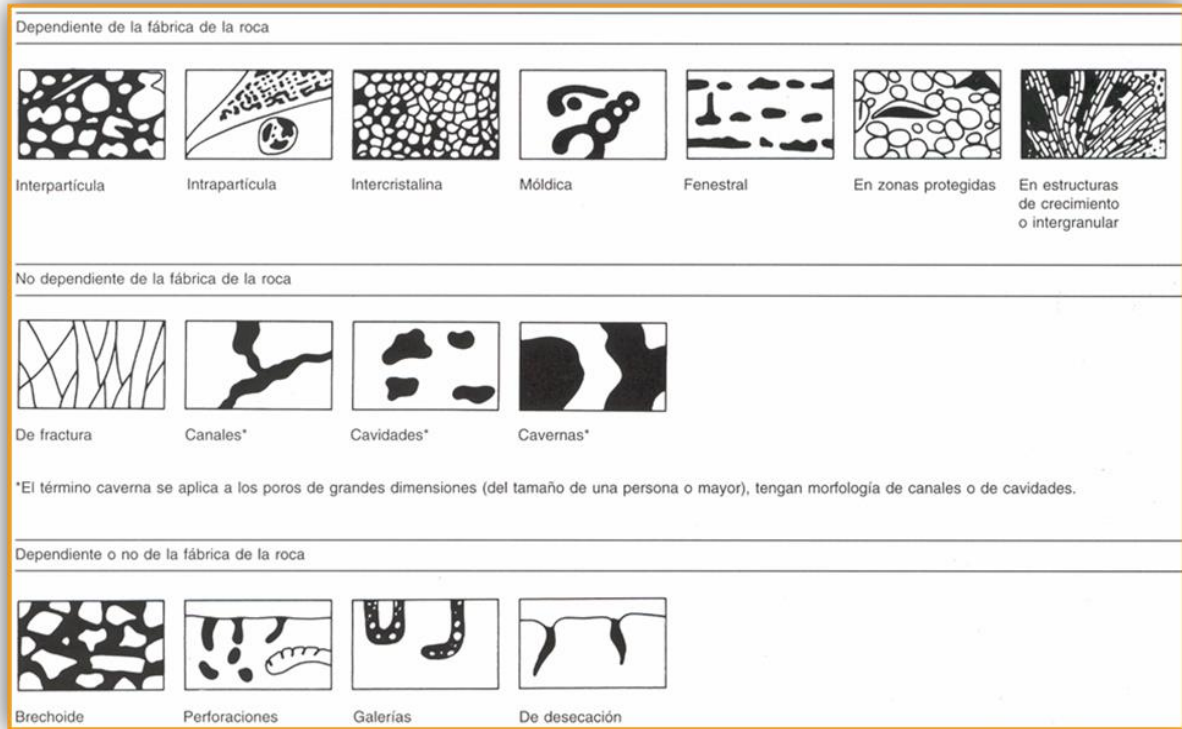


Figura No. 22: Tipos de porosidad Secundaria, Arriba: Porosidades dependientes de la fábrica, En medio: Porosidades no dependientes de la fábrica, Abajo: Porosidades dependientes o no de la fábrica (Choquette & Pray, 1970).

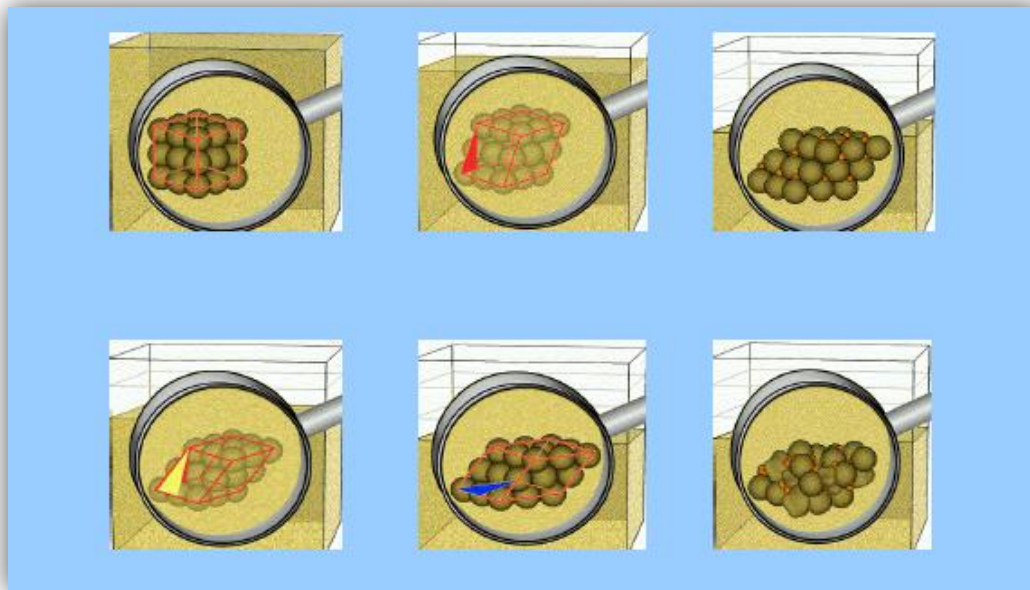


Figura No. 23: Diferentes arreglos de empaquetamiento de granos (Saldungaray, 1990).

Permeabilidad (K)

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso y a su vez es una medida, tanto de la capacidad de la roca o formación para permitir la transmisión de fluidos, como la magnitud del flujo de fluidos por unidad de gradiente hidráulico, la unidad de medida para esta propiedad es el milidarcy.

Se dice que un material tiene un Darcy cuando 1cm^3 de fluido de viscosidad igual a 1 cp, fluye en 1 segundo a través de 1cm^2 de sección y 1 cm de espesor, bajo una diferencia de presión de una atmosfera.

Es de vital importancia conocer la permeabilidad del medio, pues conociendo está, se puede predecir la productividad de un yacimiento en condiciones variantes de flujo y de presión, además el determinar esta propiedad representa un significado económico importante en la industria, por lo tanto, se realizan modelos digitales 3D para predecir el comportamiento de los fluidos en el pozo (**Figura No. 24**).

La mayoría de los métodos para determinar o medir esta propiedad están fundamentados en las consideraciones del espacio poroso, estructura del poro y la saturación de fluidos, por lo tanto es posible considerar que la permeabilidad está impuesta a partir de propiedades de las rocas en condiciones estáticas y no de flujo.

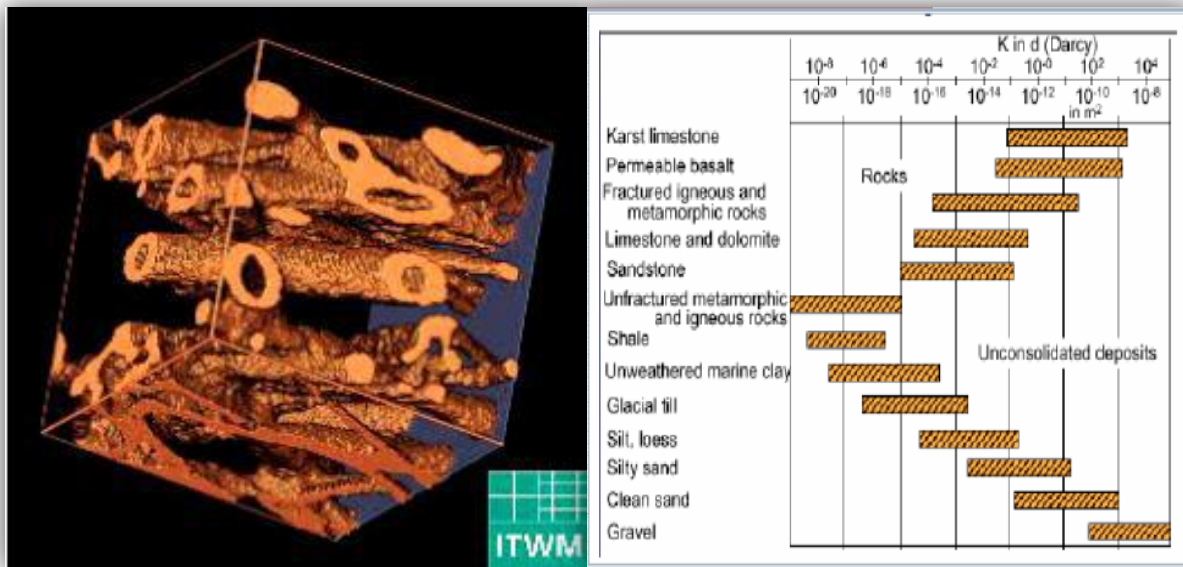


Figura No. 24: Izquierda: Modelo Digital 3D de permeabilidad, Derecha: Valores de permeabilidad de rocas comunes (Martell, 2008).

Una roca deberá tener fracturas, capilares o poros interconectados para ser permeable, por lo tanto existe una cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad, ya que por lo general una permeabilidad mayor se acompaña de una porosidad mayor, sin embargo esto no es una regla

absoluta. Las lutitas y ciertas clases de arenas tienen altas porosidades, pero debido a que sus granos son tan pequeños sus caminos son escasos y tortuosos como para permitir el flujo de fluidos.

Otras formaciones como las calizas, pueden presentar pequeñas fracturas o fisuras de una gran extensión; se sabe que la porosidad será muy baja pero debido a estas fracturas la permeabilidad puede ser muy grande, debido a esto se ha elaborado una evaluación de formaciones según sus valores de porosidad y permeabilidad (**Figura No. 25**).

Porosidad (en %)	Evaluación	Permeabilidad (en milidarcys)
0 - 5	Despreciable	-
5 - 10	Pobre	-
10 - 15	Moderada	1.0 - 10
15 - 20	Buena	10 - 100
20 - 25	Muy buena	100 - 1000
> 25	Excelente	> 1000

Figura No. 25: Parámetros de evaluación de formaciones según sus valores de porosidad y permeabilidad (Levorsen, 1967).

Los buenos acuíferos llegan a tener permeabilidades que exceden 1 darcy, mientras que los yacimientos de petróleo son mayores a 1 milidarcy, y los yacimientos de gas suelen tener permeabilidades todavía más bajas.

Las lutitas forman barreras impermeables en muchos yacimientos de hidrocarburos, ya que su permeabilidad se encuentra en el rango del microdarcy, y estas permeabilidades pueden determinarse en el laboratorio por medio de técnicas de presión momentánea; estos valores obtenidos solo son válidos para la matriz y representa un límite bajo.

Presión Capilar

Es la diferencia de presiones que existe en la interface en medios capilares que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente la roca. También se define la presión capilar como la capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que lo moja y de repeler al no mojante.

Mojabilidad

Se dice que un fluido moja en forma preferencial la superficie de un sólido cuando se adhiere y tiende a esparcirse o extenderse sobre ella, en presencia de otros fluidos (**Figura No. 26**).

La mojabilidad incide en la distribución de los fluidos dentro del espacio poroso, la cual a su vez afectará el proceso de desplazamiento de un fluido por otro, por lo que las características de permeabilidad relativa variarán para un mismo medio poroso si las condiciones de mojabilidad varían.

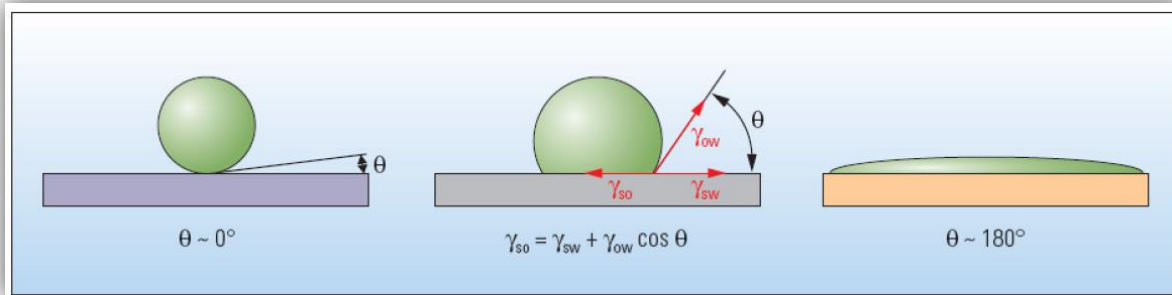


Figura No. 26: Casos de mojabilidad extrema en rocas, Izquierda: una gota de petróleo (verde) rodeada de agua (azul) sobre una superficie mojada por agua forma un ángulo de contacto θ que es aproximadamente igual a cero, Centro: una superficie con una mojabilidad intermedia también forma una gota, pero el ángulo de contacto está dado por el equilibrio de fuerzas resultantes de la interacción de tres tensiones interfaciales: las que existen entre el petróleo y la superficie (γ_{so}), entre el agua y la superficie (γ_{sw}) y entre el petróleo y el agua (γ_{ow}), Derecha: en una superficie mojada por petróleo la gota se dispersa, generando un ángulo de contacto de aproximadamente 180° (Martell, 2008).

Saturación de Fluidos

La saturación de fluidos (S_w) de una roca, se define como la relación del volumen poroso ocupado por el agua (V_w) entre el volumen total de poros de la roca (V_p), y se puede expresar de la siguiente forma:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} = \frac{m^3 \text{ de agua}}{m^3 \text{ de poros}}$$

La parte del volumen poroso (V_p) de la roca ocupada por los hidrocarburos (V_{hc}) (gas y/o aceite), será denominada como saturación de hidrocarburos y se representada por S_{hc} , no importando si se trata de aceite o gas, o bien ambos fluidos:

$$S_{hc} = \frac{V_{hc}}{V_p} = (1 - S_w) \frac{m^3 \text{ de hidrocarburos}}{m^3 \text{ de poros}}$$

En un yacimiento, los fluidos que pueden estar presentes son agua, gas y aceite, sin embargo, debido a su densidad, estos fluidos tienden a estar separados. Como consecuencia la saturación total de los fluidos se podría expresar como $S_w + S_h$ ($S_g + S_o$) = 100%, donde: S_w es saturación de agua, S_h es saturación de aceite y gas, S_g es saturación de gas y S_o es saturación de aceite. La parte del volumen poroso que este ocupado por hidrocarburos (ya sea aceite y/o gas) será la saturación de hidrocarburos contenida en la formación, los cuales después de un proceso de migración a través de capas porosas y permeables, le permitió mezclarse con el agua de formación y se le designará por S_h , ya que se trata de aceite, gas o ambos fluidos (Figura No. 27).

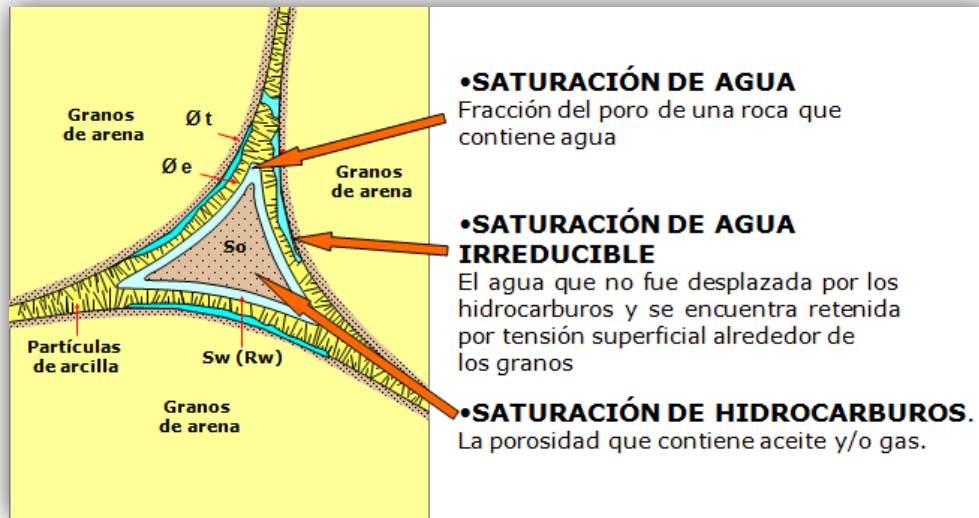


Figura No. 27: Relaciones de las diferentes saturaciones de fluidos presentes en la formación (Asquith, 1998).

Tipos de Registros y sus Principios Físicos

Hoy en día existe una gama muy amplia de registros geofísicos operando en el campo para obtener ciertas características del subsuelo, en función de sus propiedades físicas y litológicas; sin embargo, no hay que perder de vista que se deben reconocer los factores que puedan estar involucrados en un yacimiento al momento de la toma de los registros. A todos ellos los podemos clasificar de 2 maneras: de acuerdo a la propiedad física medida de la formación, ya sea de forma directa o indirecta, así como también de acuerdo al principio físico de medición que utiliza(n) la(s) herramienta(s) (**Figura No. 28 y Figura No. 29**).

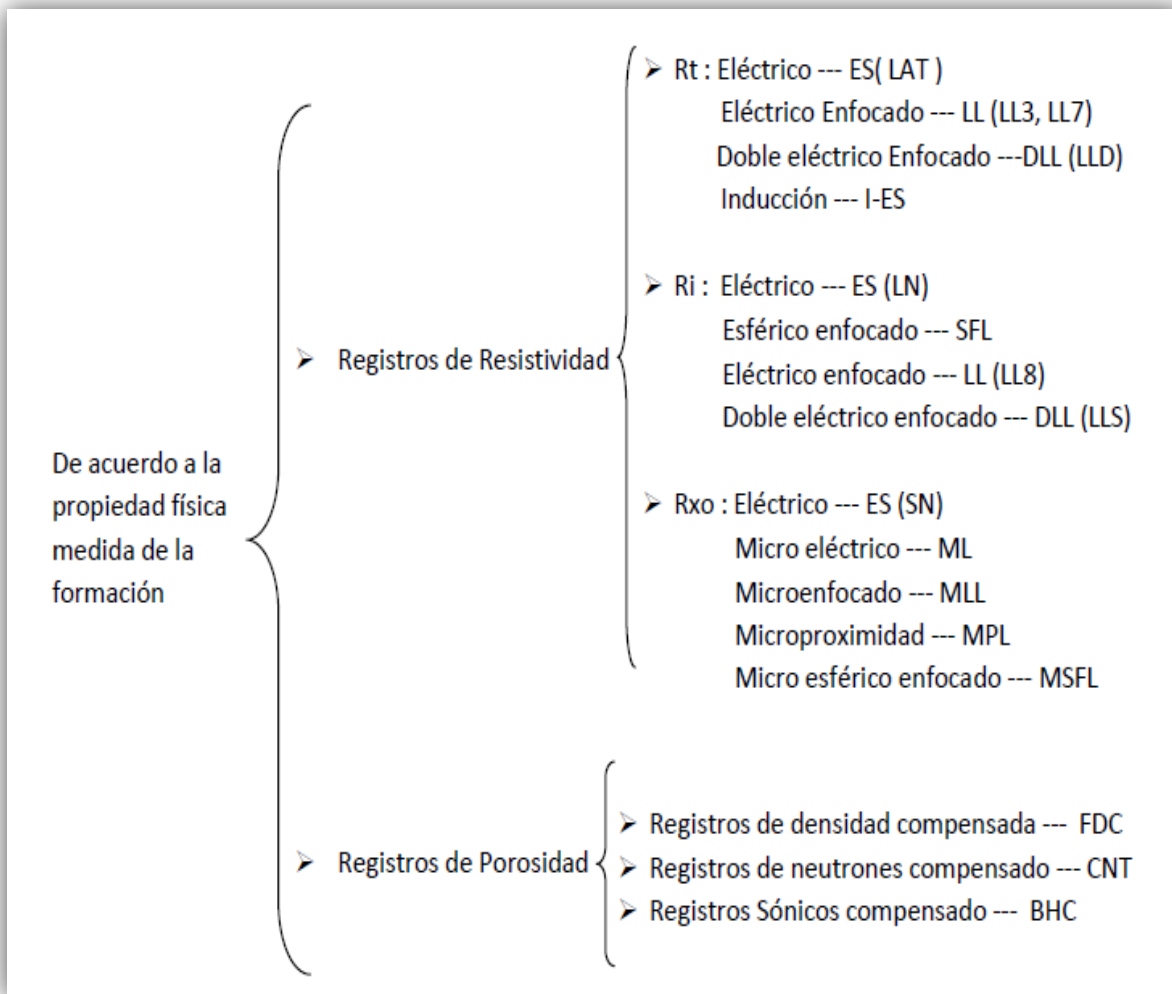


Figura No. 28: Clasificación de registros según la propiedad física medida (Martell, 2008).

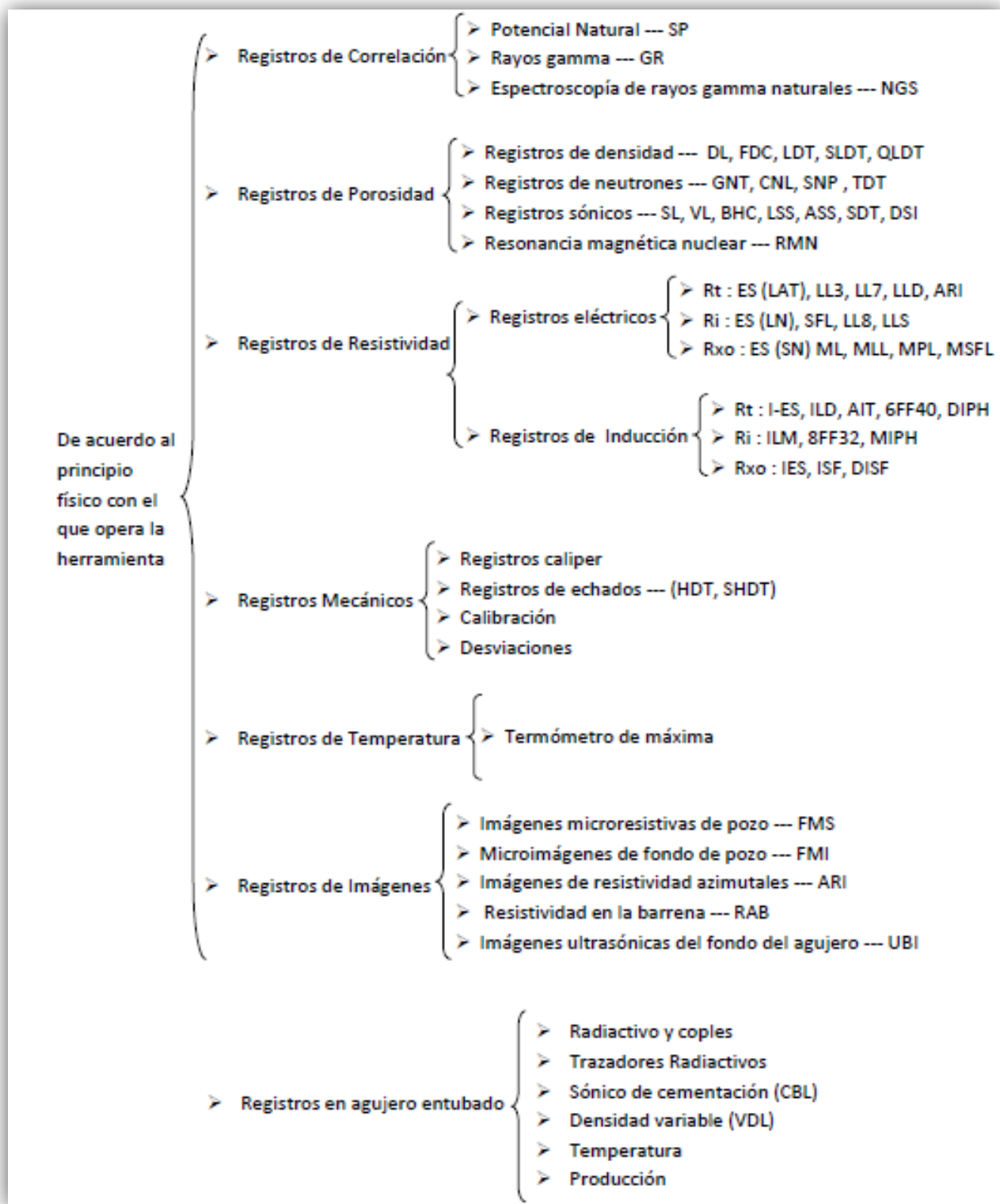


Figura No. 29: Clasificación de registros según el principio físico de la herramienta (Martell, 2008).

A continuación se describen los principales tipos de registros y sus principios físicos más utilizados en la industria petrolera:

-REGISTROS LITOLÓGICOS-

EL REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTANEO (SP)

El registro SP mide la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie, en función de la profundidad (**Figura No. 30**); en presencia de lutitas, el registro SP por lo general, define una línea más o menos recta, que se denomina línea base de lutitas.

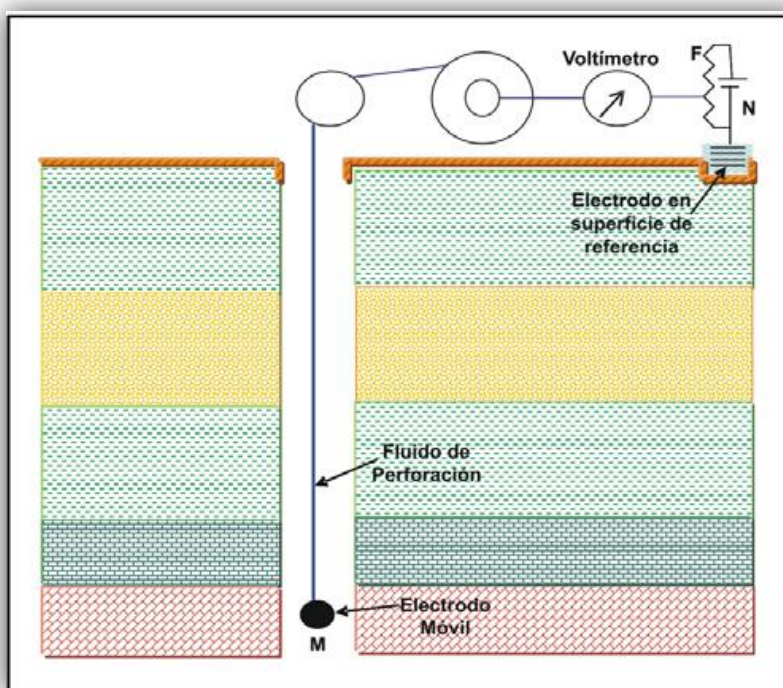


Figura No. 30: Circuito esquemático para obtener el registro SP (PEMEX, 2005).

En presencia de formaciones permeables la curva muestra variaciones con respecto a la línea base de lutitas: en los estratos con espesor mayor, estas variaciones tienden a alcanzar un valor esencialmente constante, definiendo así una línea denominada de arenas, la deflexión de la curva en el registro puede ser a la izquierda (negativa) o a la derecha (positiva), dependiendo principalmente de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado de lodo. Si la salinidad del agua de formación es mayor que la del filtrado de lodo, la deflexión es a la izquierda. Por el contrario, si la salinidad del filtrado de lodo es mayor que la del agua de formación, la deflexión de la curva es a la derecha, la posición de la línea de referencia de lutitas en el registro no tiene un significado útil para propósitos de interpretación. El ingeniero operador que toma el registro, elige la escala de sensibilidad del SP y la posición de la línea de referencia de lutitas, de manera que las deflexiones de la curva permanezcan en el carril del SP; el registro del SP se mide en milivoltios (mV) (**Figura No. 31**).

No se puede registrar una curva de SP en pozos con tubería de revestimiento (TR) o tubería de producción (TP) metálica, o cuando se utilizan fluidos de perforación (comúnmente lodo de perforación) no conductivos, ya que en estos casos no se proporciona una continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación, adicionalmente, si las resistividades del filtrado de lodo y del agua de formación son casi iguales, las deflexiones de la curva del registro SP serán muy pequeñas y por lo tanto, no significativas.

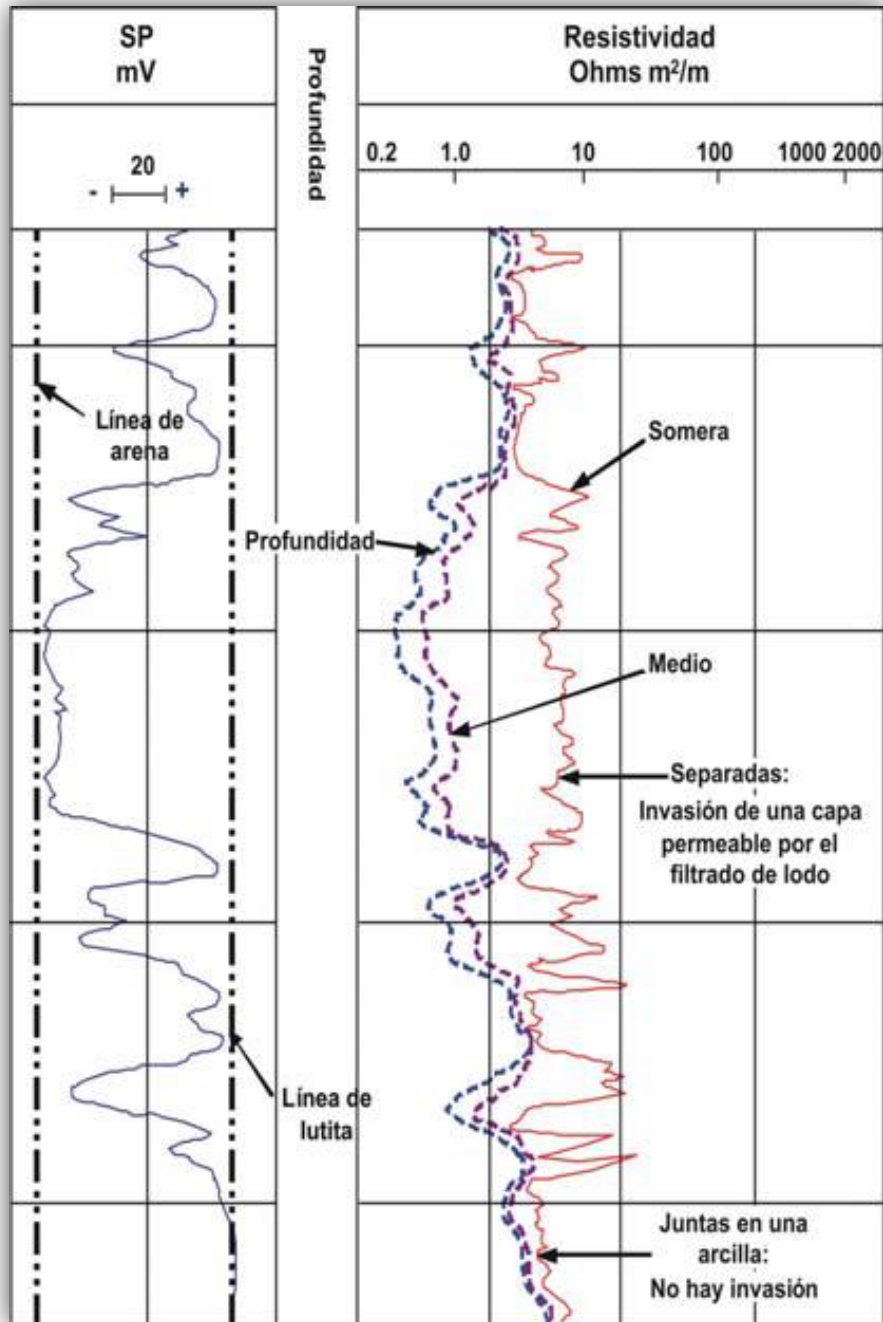


Figura No. 31: Ejemplo de un registro SP en una serie de lutitas y areniscas (PEMEX, 2005).

Las deflexiones de la curva del registro SP resultan de las corrientes eléctricas que fluyen en el lodo del pozo, estas corrientes se deben a fuerzas eléctricas en las formaciones, las cuales tienen un origen electroquímico y electrocinético.

Principio Físico

Considérese una formación permeable con estratos gruesos de lutita arriba y abajo; supóngase también que los dos electrolitos presentes, filtrado de lodo y agua de formación intersticial, sólo contienen Cloruro de Sodio ($NaCl$). Debido a la estructura laminar de la arcilla y a las cargas eléctricas en las láminas, las lutitas son permeables a los cationes Na^+ pero impermeables a los aniones Cl^- ; solamente los cationes Na^+ (cargas positivas) pueden moverse de la solución de $NaCl$ más concentrada a la menos concentrada.

Este movimiento de iones cargados constituye una corriente eléctrica, y la fuerza que causa que se muevan constituye un potencial a través de la lutita (E_m), en la mitad superior de la **Figura No. 32** se muestra la dirección del flujo de la corriente que corresponde al paso de iones Na^+ a través de la lutita adyacente, desde el agua de formación más salina en la capa, hasta el lodo de perforación menos salino.

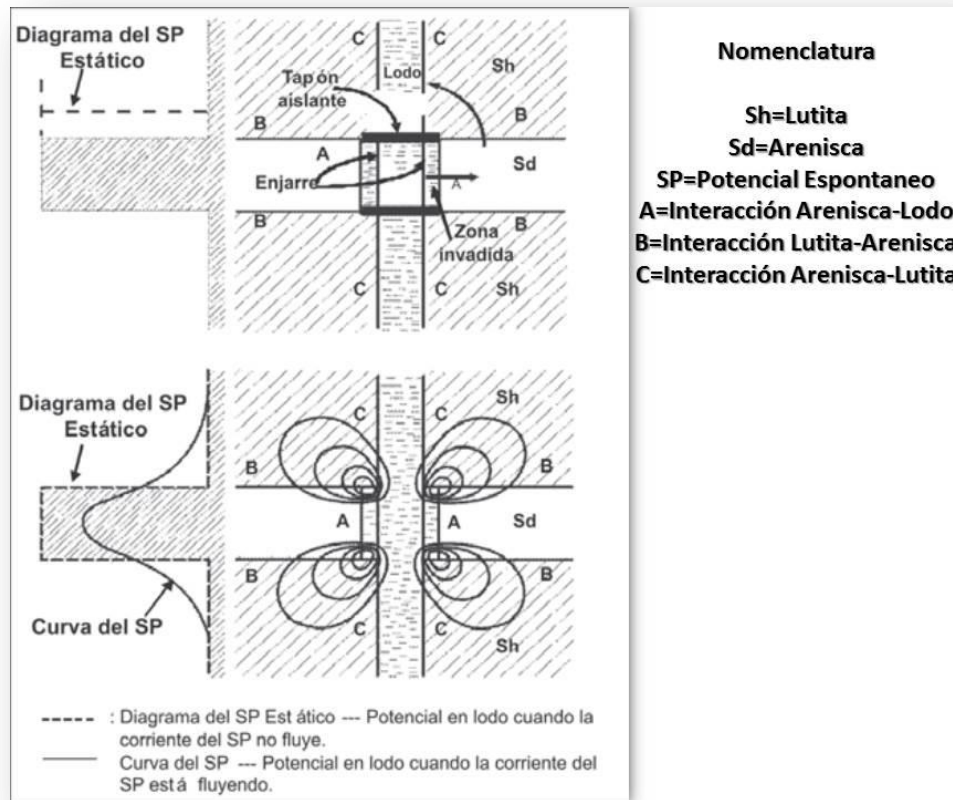


Figura No. 32: Representación esquemática de la distribución de potencial y corriente entre una capa permeable, lutitas y lodo de perforación adyacentes (PEMEX, 2005).

Debido a que las lutitas sólo dejan pasar a los cationes, éstas actúan como membranas selectivas de iones, y por esta razón, el potencial a través de la lutita se llama potencial de membrana E_m . Otro componente del potencial electroquímico se produce en el límite de la zona invadida, donde el filtrado de lodo y el agua de formación están en contacto directo, aquí, los iones Na^+ y Cl^- pueden moverse de cualquiera de las soluciones a la otra, dependiendo de la concentración, es decir, como los iones Cl^- tienen una movilidad mayor que los de Na^+ , el resultado neto de esta difusión de iones es un flujo de cargas negativas (iones Cl^-) de la solución más concentrada a la menos concentrada, generalmente, la solución de mayor concentración es la del agua de formación.

Un potencial electrocinético E_k (que también se conoce como potencial de corriente o potencial de electro filtración), se produce cuando un electrolito fluye a través de un medio poroso, permeable y no metálico, la magnitud del potencial electrocinético se determina por varios factores, entre los cuales se encuentran la presión diferencial que produce el flujo y la resistividad del electrolito. En el pozo se produce una fuerza electrocinética, E_{kmc} , por el flujo del filtrado de lodo a través del enjarre depositado en la pared del pozo frente a las formaciones permeables. En la práctica no se genera una fuerza electrocinética a través de la formación permeable en sí, esto es porque prácticamente toda la presión diferencial entre el pozo y la formación inalterada (virgen), se expande a través del enjarre menos permeable, cualquier presión diferencial a través de la formación, por lo general, no es lo suficientemente grande para producir una fuerza electrocinética considerable.

EL REGISTRO DE RAYOS GAMMA (GR)

El registro de GR es una medición de la radiactividad natural de las formaciones. En las formaciones sedimentarias, el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones porque los elementos radiactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radiactividad, a menos que contaminantes radiactivos como cenizas volcánicas, sales de uranio o residuos de granito estén presentes, o que las aguas de formación contengan sales radiactivas disueltas.

El registro de GR puede ser corrido en pozos entubados lo que lo hace muy útil como una curva de correlación en operaciones de terminación o reparación de pozo; con frecuencia se utiliza para complementar el registro del SP, y como sustituto para la curva SP en pozos perforados con lodo salino, aireado, lodos base aceite o secuencias no clásticas, en cada caso, es útil para la localización de capas con y sin arcilla y, lo más importante, para la correlación general (**Figura No. 33**).

Principio Físico

Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radiactivos, el isótopo de potasio radiactivo con un peso atómico de 40 (K^{40}), y los elementos radiactivos de las series de uranio y torio, emiten casi toda la radiación gamma que se encuentra en la tierra.

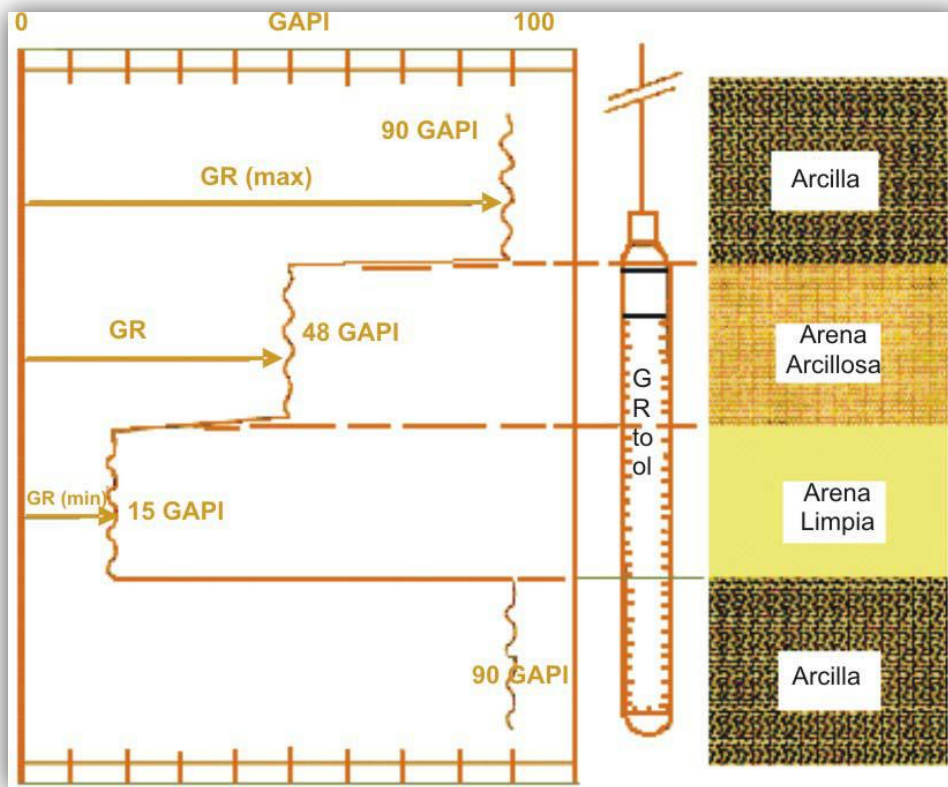


Figura No. 33: Registro de rayos gamma (PEMEX, 2005).

Cada uno de estos elementos emite rayos gamma, la cantidad y la energía son distintivos de cada elemento: el Potasio (K^{40}) emite rayos gamma de una sola energía a 1.46 MeV (Mega Electrón Voltios), mientras que las series del Uranio y Torio, emiten rayos gamma de diferentes energías (Figura No. 34).

Al pasar a través de la materia, los rayos gamma experimentan colisiones sucesivas (efecto Compton), con los átomos del material de la formación y pierden energía en cada colisión, después de que el rayo gamma ha perdido suficiente energía, un átomo de la formación lo absorbe por medio de un efecto fotoeléctrico, por consiguiente, los rayos gamma naturales se absorben gradualmente y sus energías se degradan al pasar a través de la formación. La tasa de absorción varía con la densidad de la formación, es decir, dos formaciones que tengan la misma cantidad de material radiactivo por unidad de volumen, pero con diferentes densidades, mostrarán diferentes niveles de radioactividad, las formaciones menos densas aparecerán algo más radioactivas, la respuesta del registro de GR, después de las correcciones apropiadas para el pozo, es proporcional a las concentraciones de peso del material radiactivo en la formación, es decir:

$$GR = \frac{\sum \rho_i V_i A_i}{\rho_b}$$

Dónde:

ρ_i son las densidades de los minerales radiactivos.

V_i son los factores de volumen total de los minerales.

A_i son los factores de proporcionalidad correspondientes a la radioactividad del mineral.

ρ_b es la densidad global de la formación.

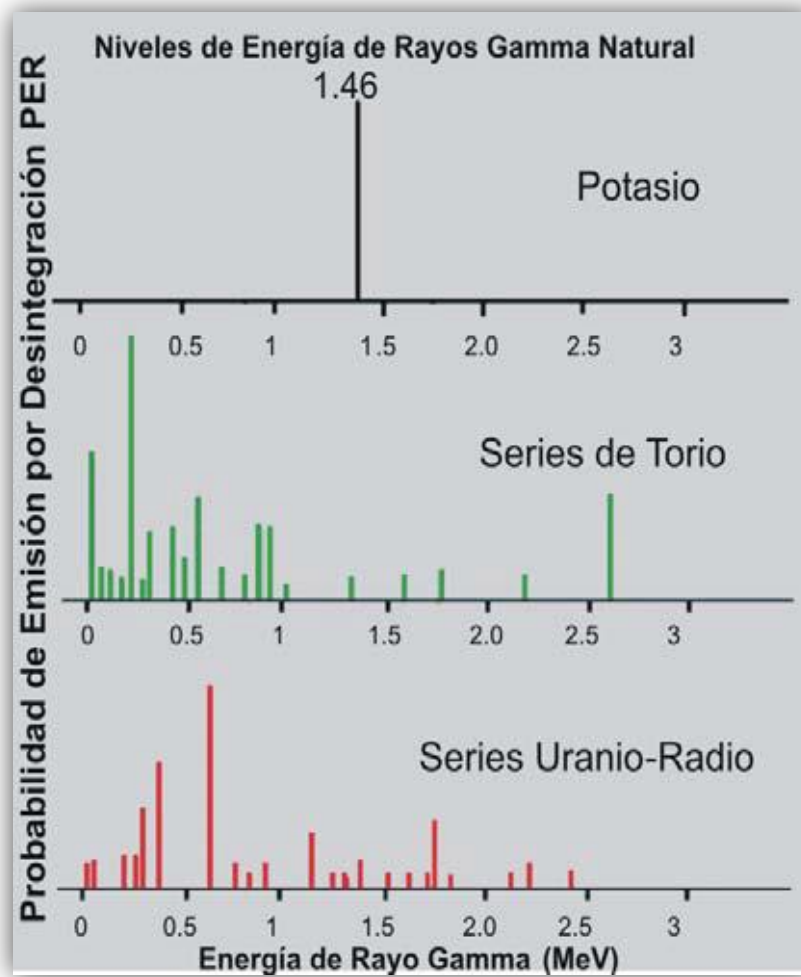


Figura No. 34: Espectros de emisión de rayos gamma de minerales radiactivos (PEMEX, 2005).

EL REGISTRO DE ESPECTROMETRÍA DE RAYOS GAMMA (NGS)

Al igual que el registro de GR, el NGS mide la radiactividad natural de las formaciones, a diferencia del registro de GR que sólo mide la radiactividad total, este registro mide la cantidad de rayos gamma y su nivel de energía y permite determinar las concentraciones en la formación de los elementos Potasio, Torio y Uranio.

Principio Físico

La mayor parte de la radiación por rayos gamma en la tierra, se origina por la desintegración de tres isótopos radiactivos: el Potasio 40 (K^{40}) con una vida media de 1.3×10^9 años, el Uranio 238 (U^{238}) con una vida media de 4.4×10^9 años, y el Torio 232 (Th^{232}) con una vida media de 1.4×10^{10} años. El Potasio 40 se desintegra directamente en Argón 40 estable con una emisión de 1.46 MeV de rayos gamma, sin embargo, el Uranio 238 y el Torio 232, se desintegran sucesivamente a través de una larga secuencia de distintos isótopos antes de llegar a isótopos estables de Plomo, como resultado, se emiten rayos gamma de muy diferentes energías y se obtienen espectros de energía bastante complejos, los picos característicos en la serie del Torio a 2.62 MeV y en las series de Uranio a 1.76 MeV, se deben a la desintegración del Talio 208 y del Bismuto 214, respectivamente (Figura No. 35).

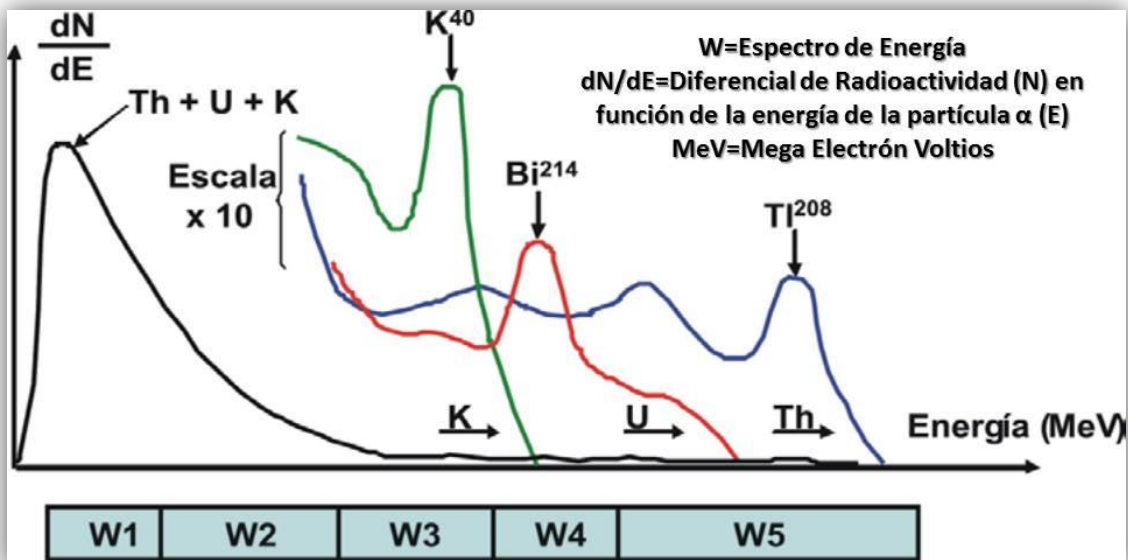


Figura No. 35: Curvas de respuesta de Potasio, Torio y Uranio (PEMEX, 2005).

Generalmente se supone que las formaciones están en equilibrio secular, es decir que los isótopos hijos se desintegran en la misma proporción en la que son producidos por los isótopos padres, esto significa, que las proporciones relativas de elementos padres e hijos en una serie en particular, permanecen bastante constantes, por tanto, al considerar la población de rayos gamma en una parte particular del espectro, es posible deducir la población en cualquier otro punto. De esta manera se puede determinar la cantidad de isótopos padres. Una vez que se conoce la población de isótopos padres, también se puede encontrar la cantidad de isótopos no radiactivos;

la proporción entre Potasio 40 y Potasio total es muy estable y constante en la tierra, mientras que, a excepción del Torio 232, los isótopos de Torio son muy raros, por lo que se puede no tomarlos en cuenta, las proporciones relativas de los isótopos de Uranio dependen en cierta forma del medio ambiente y también hay un cambio gradual debido a sus distintas vidas medias; en la actualidad la proporción de Uranio 238 a Uranio 235 es de cerca de 1/137.

El registro NGS proporciona un registro de las cantidades (concentraciones) de Potasio, Torio y Uranio en la formación, estos generalmente se presentan en los carriles 2 y 3 del registro (**Figura No. 36**), las concentraciones de Torio y Uranio se presentan en partes por millón (ppm) y la concentración de Potasio en porcentajes (%).

Además de las concentraciones de los tres elementos radiactivos individuales, una curva de GR total (estándar) se registra y se presenta en el carril 1, la respuesta total se determina por medio de una combinación lineal de las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio; esta curva estándar se expresa en unidades API. Si se desea, también se puede proporcionar una medición “libre de Uranio” (CGR) que es la suma de los rayos gamma del Torio y del Potasio.

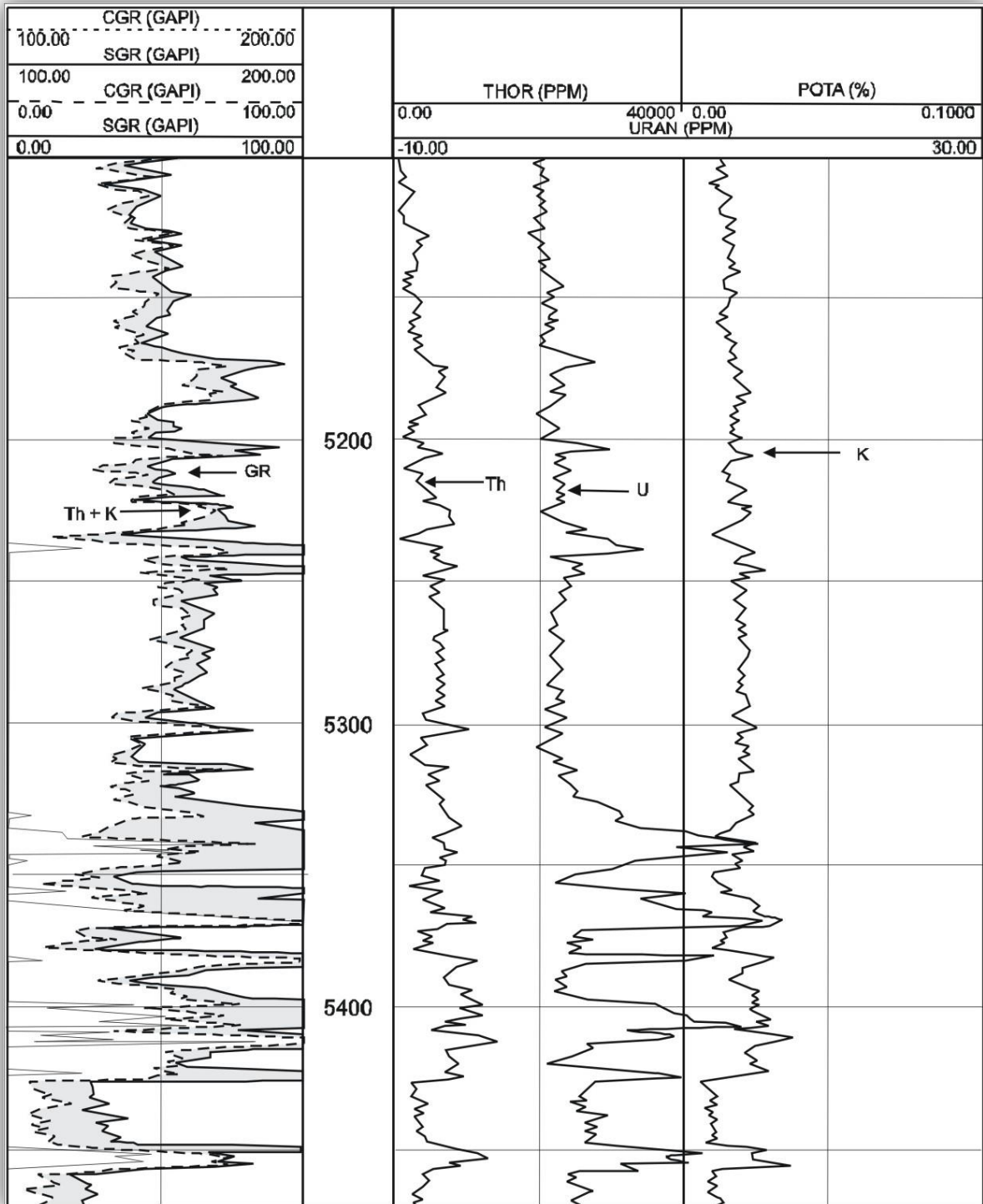


Figura No. 36: Registro NGS (Espectrometría de rayos gamma naturales) (PEMEX, 2005).

-REGISTROS DE RESISTIVIDAD-

EL REGISTRO ELÉCTRICO (ES)

En los primeros veinticinco años de vida de los registros de pozos, los únicos registros de resistividad disponibles eran los registros eléctricos convencionales, se corrieron miles de ellos cada año por todo el mundo, desde entonces, se han desarrollado métodos de medición de resistividad más sofisticados a fin de medir la resistividad de la zona lavada R_{xo} , y la resistividad real de la zona virgen, R_t . El registro eléctrico convencional (ES) consistía, por lo general, de un SP y dispositivos normales de 16", normal de 64", y lateral de 18' 8", ya que el registro eléctrico es el único disponible en muchos pozos antiguos.

Principio Físico

Se introducían corrientes en la formación por medio de electrodos, y se medían los voltajes entre los electrodos de medición, estos voltajes correspondían proporcionalmente a las resistividades de la formación que la herramienta medía en su viaje a través del agujero perforado, en una formación homogénea e isotrópica de extensión infinita. Las superficies equipotenciales que rodean un solo electrodo emisor de corriente (A), son esféricas, el voltaje entre un electrodo (M) situado en una de esas superficies y uno en el infinito, es proporcional a la resistividad de la formación homogénea.

En el dispositivo normal se pasa una corriente de intensidad constante entre dos electrodos, A y B, la diferencia de potencial resultante se mide en los otros dos electrodos, M y N, los electrodos A y M se encuentran en la sonda, en teoría, B y N se localizan a una distancia infinita (**Figura No. 37**).

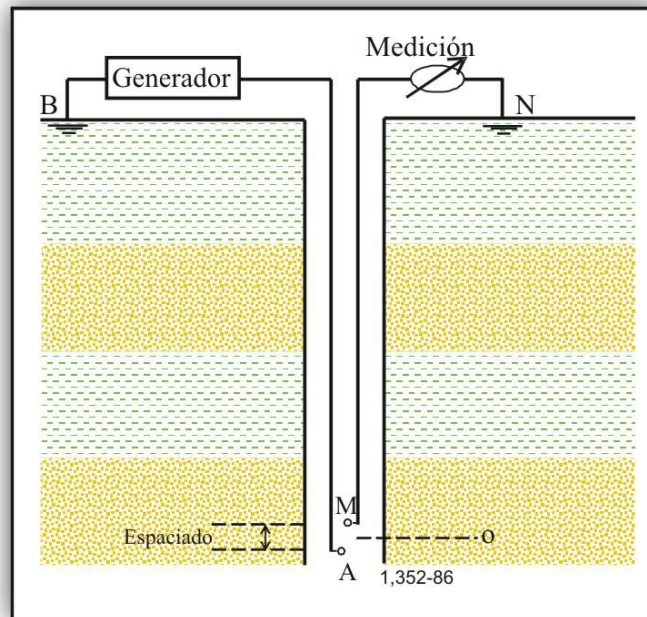


Figura No. 37: Instrumento normal – arreglo básico (PEMEX, 2005).

En general, cuanto mayor sea el espaciamiento, mayor es el radio de investigación dentro de la formación, así, de los registros de resistividad, el lateral de 18' 8" tiene la mayor profundidad de investigación y el normal de 16" la más somera, sin embargo, en la práctica, la resistividad aparente R_a que registra cada dispositivo, se ve afectada por las resistividades y dimensiones geométricas de todos los medios alrededor del dispositivo (agujero, zonas invadida y no contaminada y capas adyacentes).

EL REGISTRO DE INDUCCIÓN (IES / IEL)

Como su nombre lo indica, es una combinación de las curvas del registro eléctrico más la de inducción, es una medida de la conductividad de la formación luego transformada a resistividad. Una corriente alterna de alta frecuencia e intensidad es enviada a través de la bobina transmisora creando un campo magnético alterno que induce corriente hacia la formación alrededor del agujero.

Estas corrientes fluyen en anillos concéntricos y coaxiales creando un campo magnético que induce una señal en la bobina receptora, el tamaño de los anillos es proporcional a la conductividad de la formación (**Figura No. 38**), la presentación de este registro incluye: una curva de SP y/o GR, una curva normal de 18" y una de inducción, las dos en escalas de resistividad y conductividad, la curva normal 18" es muchas veces amplificada en aquellas zonas donde se encuentran bajas resistividades (**Figura No. 39**).

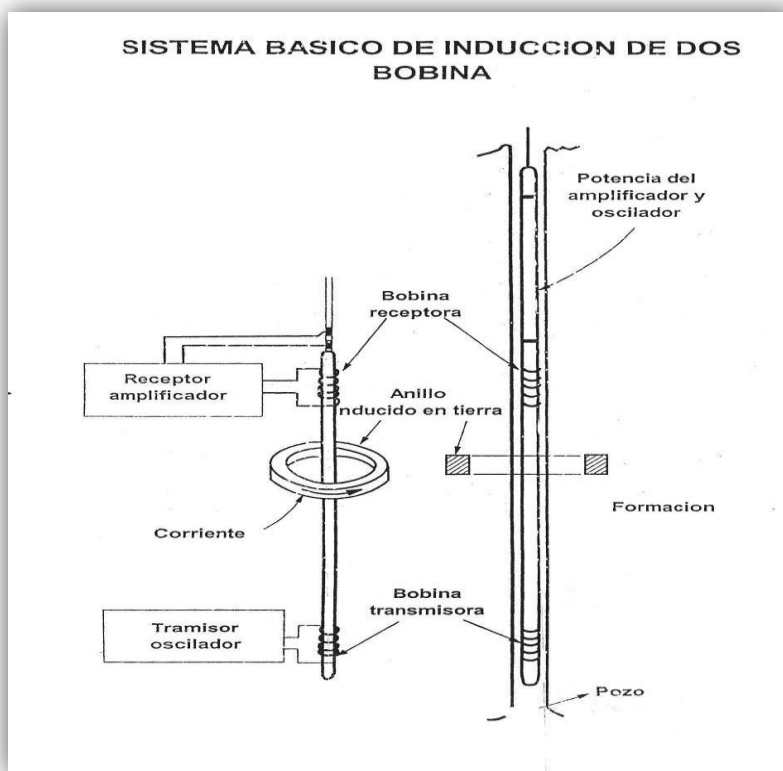


Figura No. 38: Principio de medida del registro de Inducción (Martell, 2008).

La información de este registro nos permite:

- Determinar la resistividad verdadera de la formación (Rt).
- Definir límites de las capas y su correlación.

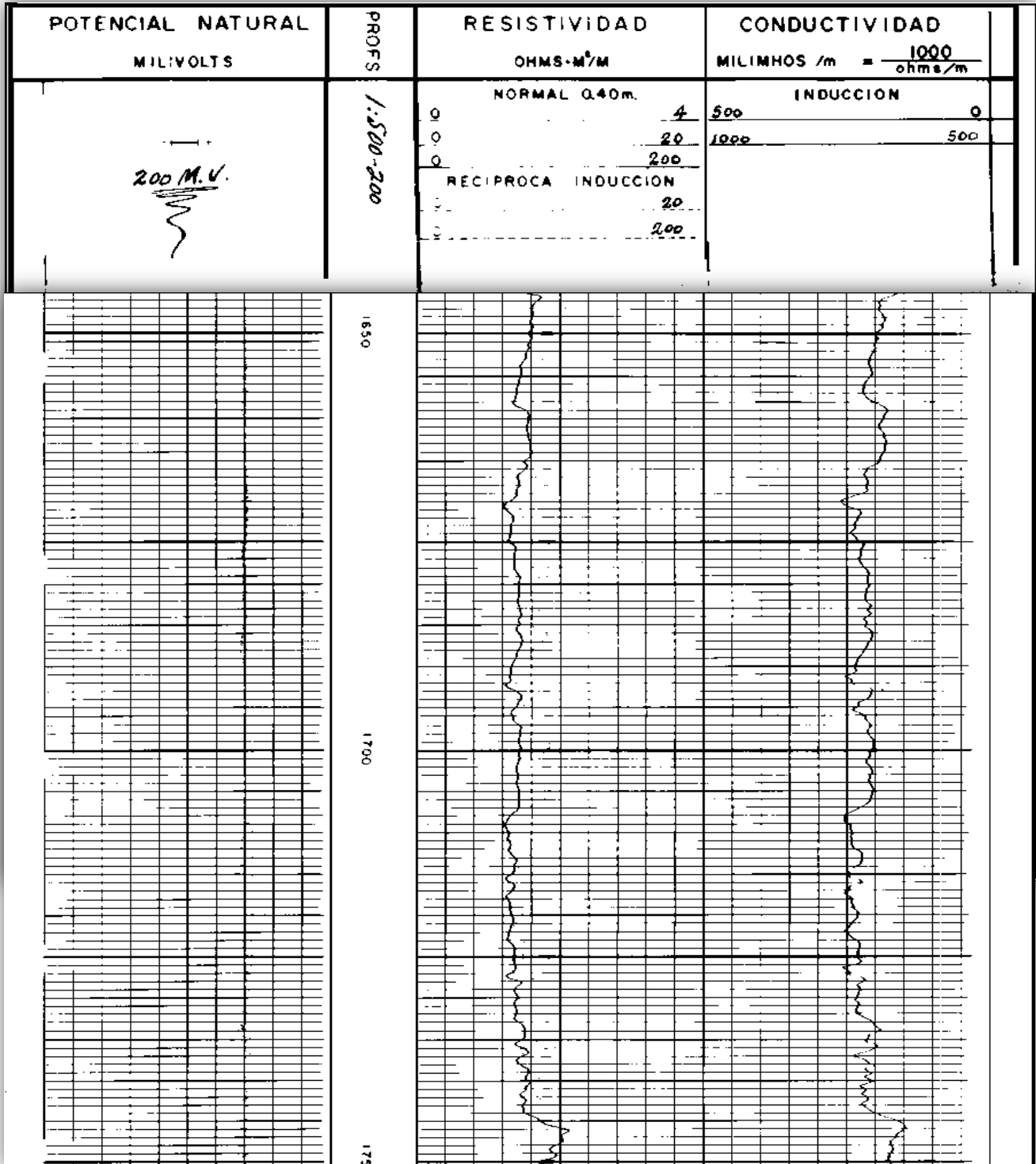


Figura No. 39: Presentación del registro de inducción (IEL), sus pistas y escalas (PEMEX, 2005).

EL REGISTRO DE DOBLE INDUCCIÓN - LATERAL (DIL)

Esta herramienta, con el mismo principio del IEL, está diseñada para proporcionar dos medidas de resistividad: somera (R_{ILm}) y profunda (R_{ILD}), dos dispositivos de inducción proporcionan estas medidas y un registro lateral es utilizado como una medida de resistividad somera (R_{LLS}) o R_{Xo} . La presentación de este registro incluye: una curva de SP y/o GR, en la pista 1 y las tres curvas de resistividad en las pistas 2 y 3 juntas en escala logarítmica de 4 ciclos de 0.2 a 2000 ohm-m (**Figura No 40**).

La relación entre las resistividades somera a profunda y las resistividades media a profunda, son utilizadas para determinar d_i , R_{Xo} y R_t en su respectiva carta de corrección, este registro geofísico se recomienda correrlo en zonas de baja a mediana resistividad.

Las medidas de este registro se usan para:

- Determinar la resistividad verdadera de la formación (R_t).
- Las medidas de las tres resistividades nos permite construir un perfil de invasión para corregir la resistividad profunda por efecto de invasión.
- Definir límites de capas y correlación.

EL REGISTRO DOBLE LATEROLOG (DLL)

Esta herramienta, consiste de dos dispositivos laterales avanzados, el uno es utilizado para una investigación profunda (R_{LLD}) y otra para una somera (R_{LLS}), es utilizada para medir la resistividad de las rocas, razón por la cual es efectivo en formaciones de alta resistividad como carbonatos y en lodos salinos. Normalmente se le corre conjuntamente con el MSFL (R_{Xo}) para construir el perfil de invasión, la presentación de este registro incluye: una curva de SP y/o GR, en la pista 1 y las tres curvas de resistividad en las pistas 2 y 3 juntas en escala logarítmica de 4 ciclos de 0.2 a 2000 ohm-m para un mayor rango dinámico de lectura.

La relación entre las resistividades somera a profunda y las resistividades media a profunda, son utilizadas para determinar d_i , R_{Xo} y R_t en su respectiva carta de corrección, este registro geofísico se recomienda correrlo en zonas de alta resistividad y siempre requiere de lodos conductivos; este registro geofísico se recomienda correrlo en zonas de baja a mediana resistividad (**Figura No. 41**).

Las medidas de este registro se usan para:

- Determinar la resistividad verdadera de la formación (R_t) en yacimientos de alta resistividad hasta 40,000 ohm-m.
- Las medidas de las tres resistividades nos permite construir un perfil de invasión para corregir la resistividad profunda por efecto de invasión.
- Definir límites de capas y correlación.

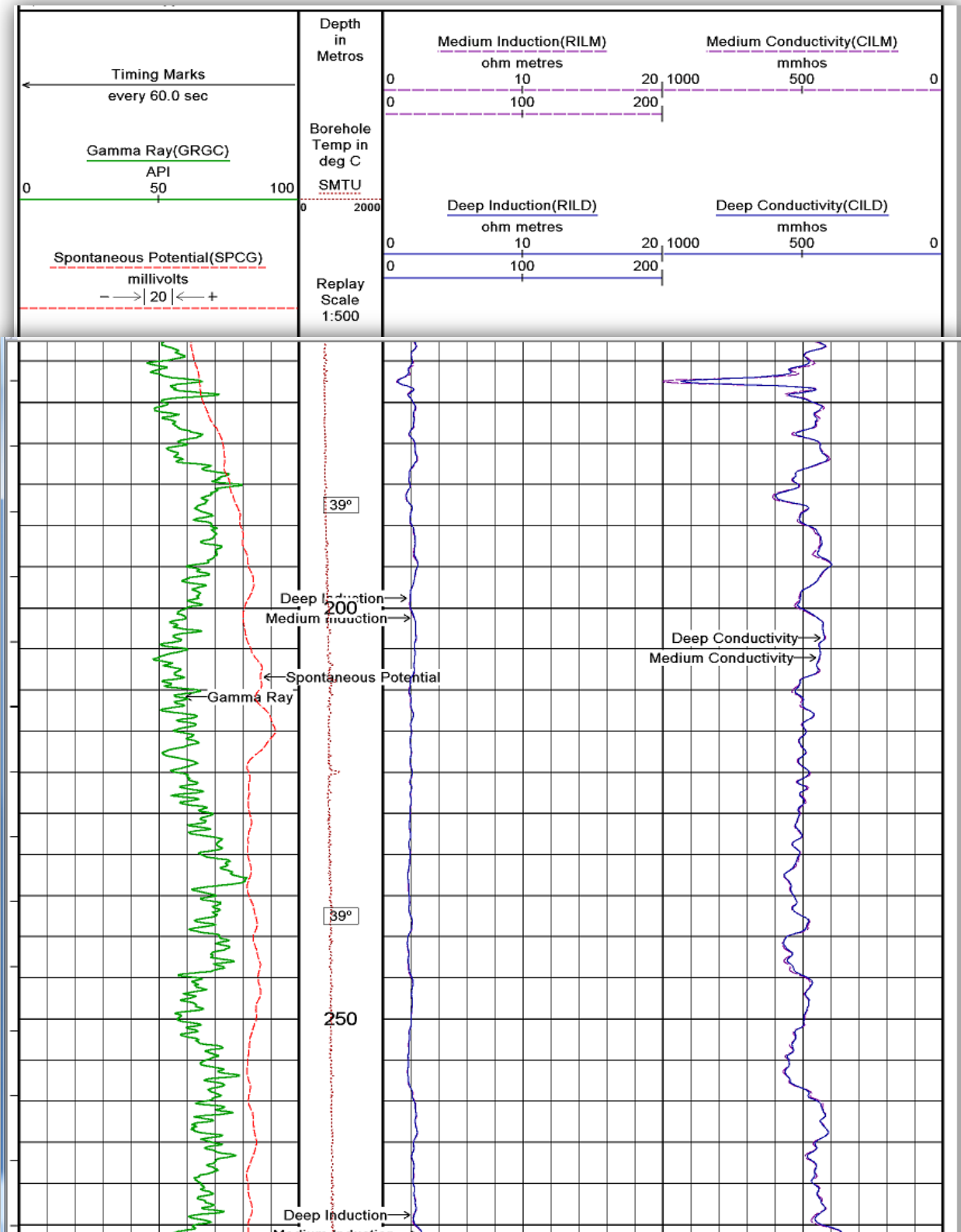


Figura No. 40: Presentación del registro DIL, sus pistas y escalas (PEMEX, 2005).

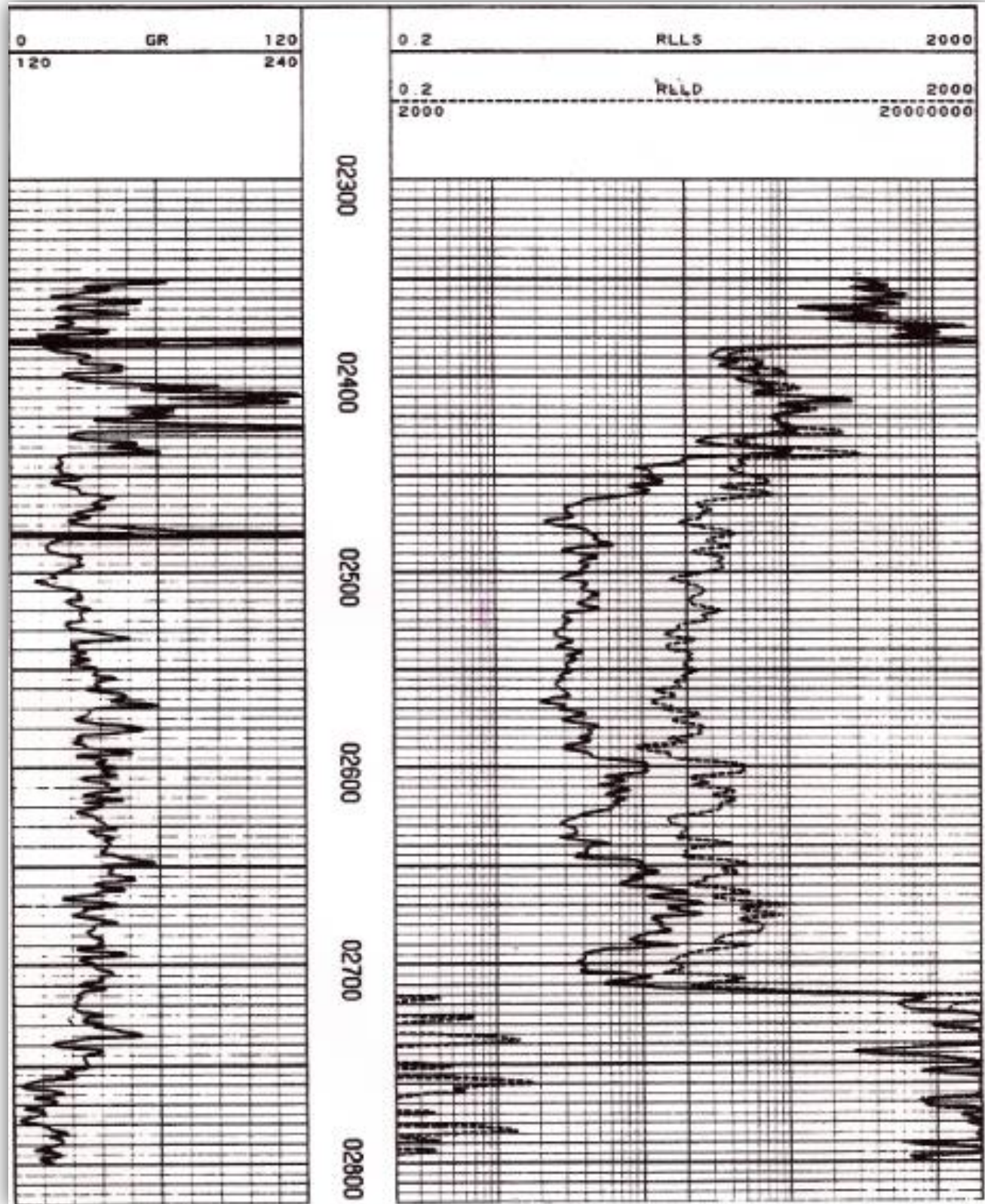


Figura No. 41: Presentación del registro DLL, sus pistas y escalas (PEMEX, 2005).

-REGISTROS MICRO – RESISTIVOS-

Los registros micro-resistivos nos proporcionan información del área más cercana a las paredes del pozo (R_{xo}), son herramientas de contacto, es decir van pegadas a las paredes del agujero y están montadas sobre un patín el mismo que es empujado mecánicamente o hidráulicamente contra la pared del pozo. Su profundidad de investigación es menor de 10" (25 cm). Los registros micro-resistivos más usuales son: Micro-Eléctrico (MEL), Micro-Laterolog (MLL), de proximidad (PL), Micro-Esférico-Enfocado (MSFL) y Micro-cilíndrico Enfocado (MCFL).

EL REGISTRO MICRO-ELÉCTRICO (MEL)

Con un dispositivo de contacto, mide las resistividades de un pequeño volumen de la formación localizada cerca de las paredes del agujero, dos medidas de resistividad son realizadas, normal y lateral, denominadas micro-normal y micro-inversa. El espaciamiento entre transmisor y receptores es de aproximadamente 2" (5 cm) y 1" (2.54 cm) y sus profundidades de investigación son de 5" (12.7 cm) y 1" (2.54 cm) respectivamente, las dos curvas se presentan en la pista 1 en escala lineal conjuntamente con el SP, GR y el calibrador (**Figura No. 42**).

Las medidas de este registro se usan para:

- Localizar y definir límites de las capas permeables.
- Definir el espesor neto del yacimiento.
- Identificación de litología.
- Proporcionar medidas del calibrador y espesor del enjarre.
- Confirmar la resistividad del lodo a cualquier punto del agujero cuando el calibrador está cerrado.

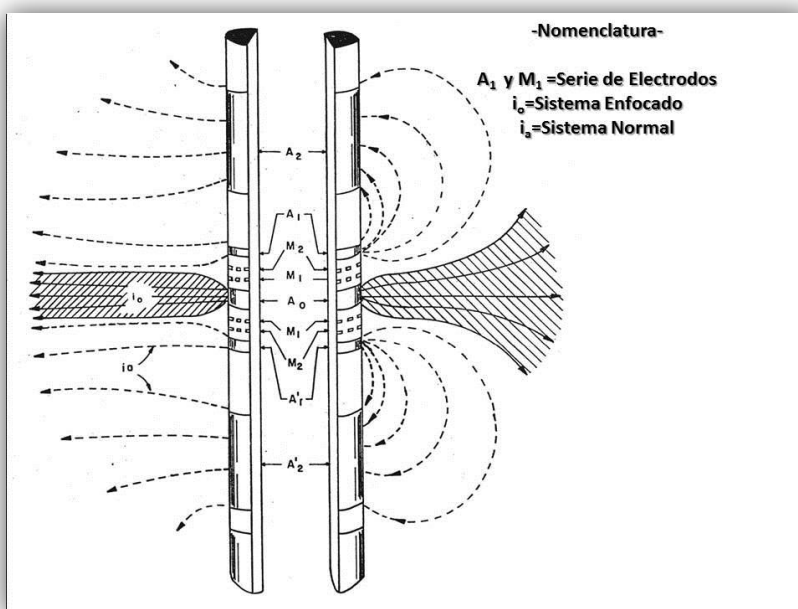


Figura No. 42: Principio del registro Micro Eléctrico (MEL) (Martell, 2008).

EL REGISTRO MICRO-LATERAL (MLL)

Es un dispositivo de contacto diseñado con el principio de los registros laterales, mide las resistividades de un pequeño volumen de la formación localizada cerca de las paredes del agujero y obtiene la resistividad de la zona lavada R_{xo} , se le usa en lodos salinos, la curva se presenta en las pistas 2 y 3 en escala logarítmica.

Las medidas de este registro se usan para:

- Como ayuda para localizar y definir límites de las capas permeables.
- Proporciona medidas del calibrador.
- Medidas de la zona lavada-invadida.

EL REGISTRO DE PROXIMIDAD (PL)

La herramienta de Proximidad es similar en su principio al Micro-Laterolog, los electrodos están montados sobre un patín más ancho el cual es aplicado contra la pared del agujero, el sistema es automáticamente enfocado por los electrodos monitores. Mide la resistividad de la zona lavada R_{xo} con mayor precisión y profundidad que las herramientas anteriores y tiene menor influencia por el tamaño del enjarre, la curva se presenta en las pistas 2 y 3 en escala logarítmica conjuntamente con las curvas de los otros servicios resistivos.

Las medidas de este registro se usan para:

- Determinar con precisión la resistividad de la zona lavada R_{xo} , en zonas con moderada a alta invasión.
- Proporciona medidas del calibrador.

EL REGISTRO MICRO ESFÉRICO ENFOCADO (MSFL)

Es una herramienta de patín de enfoque esférico que reemplazó a las herramientas Micro Lateral (MLL) y Proximidad (PL), tiene la ventaja de que se puede correr en combinación con otras herramientas de perfilaje como DIL o DLL, esta menos afectada por el enjarre y la profundidad de invasión y mide la resistividad de la zona lavada R_{xo} con mayor precisión, la curva se presenta en las pistas 2 y 3 en escala logarítmica conjuntamente con las curvas de los otros servicios resistivos **(Figura No 43)**.

Las medidas de este registro se usan para:

- Identificación de zonas permeables.
- Excelente valor de R_{xo} .
- Determinación de Movilidad en correlación con las medidas de R_t .
- Proporciona medidas del calibrador.

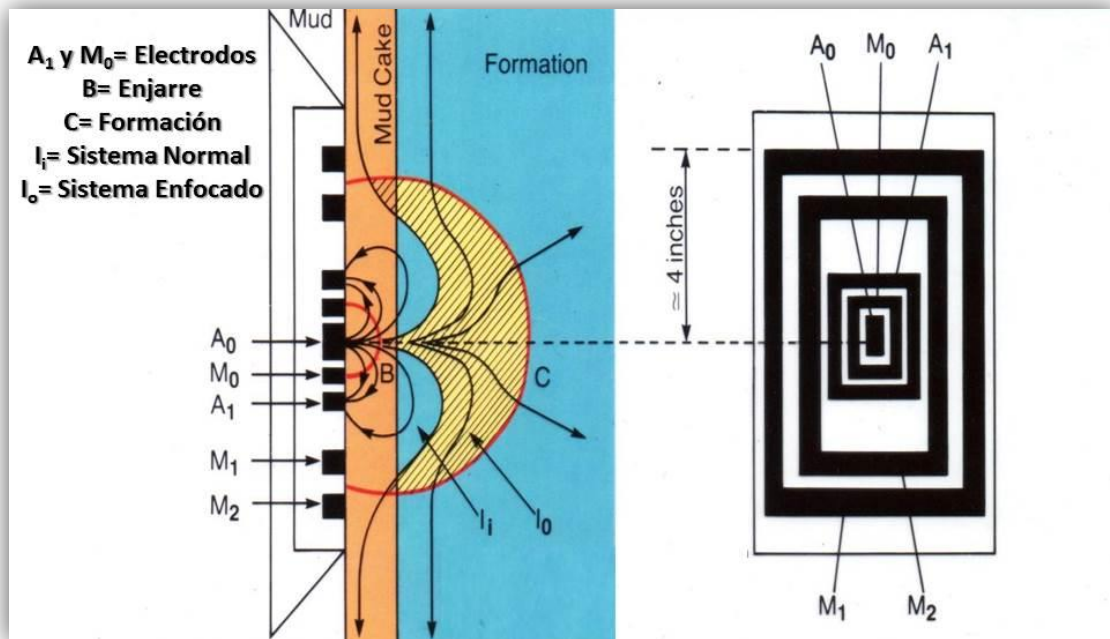


Figura No. 43: Principios del registro MSFL (PEMEX, 2005).

-REGISTROS DE POROSIDAD-

Otro de los parámetros más importantes para evaluar el potencial de los yacimientos de petróleo y gas es la porosidad (ϕ). Los principales registros que miden la porosidad son: Sónico, Densidad y Neutrón.

EL REGISTRO SÓNICO COMPENSADO (BHC)

Este dispositivo mide el tiempo que una onda compresional demora en viajar un pie a través de la formación y se denomina tiempo de tránsito; este valor depende de las propiedades elásticas de la formación la cual está directamente relacionada con su litología y porosidad, en términos generales, mientras más densa o consolidada es la formación menor es el tiempo de tránsito (**Figura No. 44**).

Litología	V_{ms} (ft/seg)	Δt_{matriz} (μ seg/ft)	Δt_{matriz} (μ seg/ft) (Comúnmente Usado)
Arenisca	18,000-19,500	55.5-51.0	55.5 o 51.0
Caliza	21,000-23,000	47.6-43.5	47.5
Dolomía	23,000	43.5	43.5
Anhidrita	20,000	50.0	50.0
Sal	15,000	66.7	67.0
Hierro	17,500	57.0	57.0

Figura No. 44: Tiempos de tránsito de la onda en rocas más comunes (Modificado de PEMEX, 2005).

Su diseño lo conforman un par de transmisores y dos pares de receptores para corregir por efectos del agujero y por la inclinación de la herramienta, la unidad de medida es en microsegundos por pie (μ s/ft) y su símbolo es Δt , la curva se presenta en la pista 3 en escala lineal de 40 a 140 o de 50 a 150. La relación matemática para el cálculo de la porosidad es la siguiente:

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

Donde:

Δt = Tiempo de tránsito leído del registro.

Δt_{ma} = Tiempo de tránsito de la matriz (Arena, Caliza, Dolomía)

Δt_f = Tiempo de tránsito del fluido

A partir de esta herramienta BHC (**Figura No. 45**), las compañías de servicios desarrollaron otras herramientas con un amplio diseño entre número de transmisores y receptores, para mejorar la calidad de la medida, por ejemplo efectos del agujero, inclinación de la sonda y mayor profundidad de investigación, estos son: La Herramienta Sónica de Espaciamiento Largo (LSS) o equivalentes; La Herramienta Sónica de Arreglos (AS) y la Herramienta Sónica Dipolar (DSI) o equivalente (**Figura No. 46**).

Las medidas de este registro se usan para:

- Ayudar en la determinación de litología.
- En la determinación de zonas de gas.
- Porosidad.
- Provee el tiempo de transito integrado (ITT) para sísmica.
- Con fines de correlación.
- Para identificar fracturas.
- Determinar el índice de porosidad secundaria (SPI) en comparación con otras medidas de porosidad.
- Propiedades dinámicas de las rocas (bipolares).

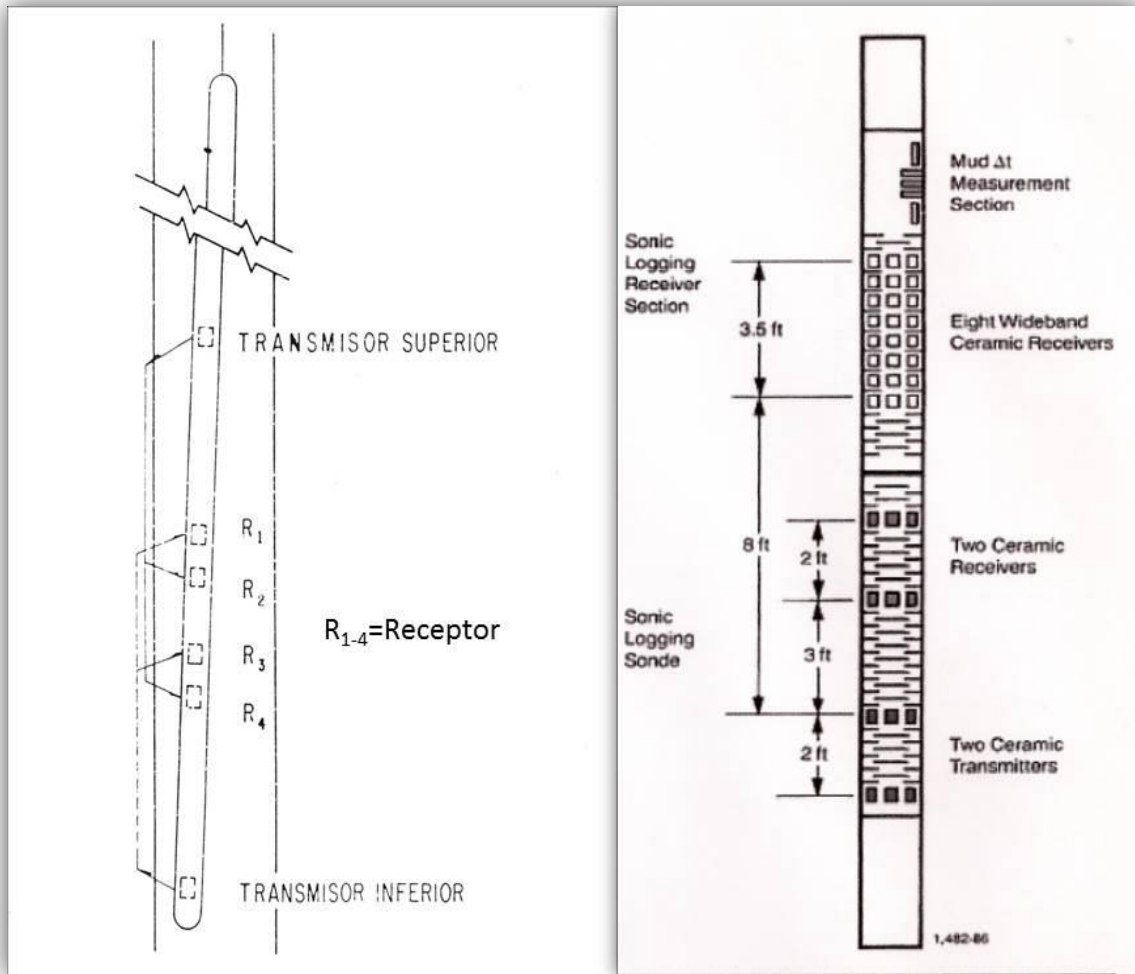


Figura No. 45: Principios de medida del Registro Sónico Compensado, Izquierda: BHC, Derecha: DSI (PEMEX, 2005).

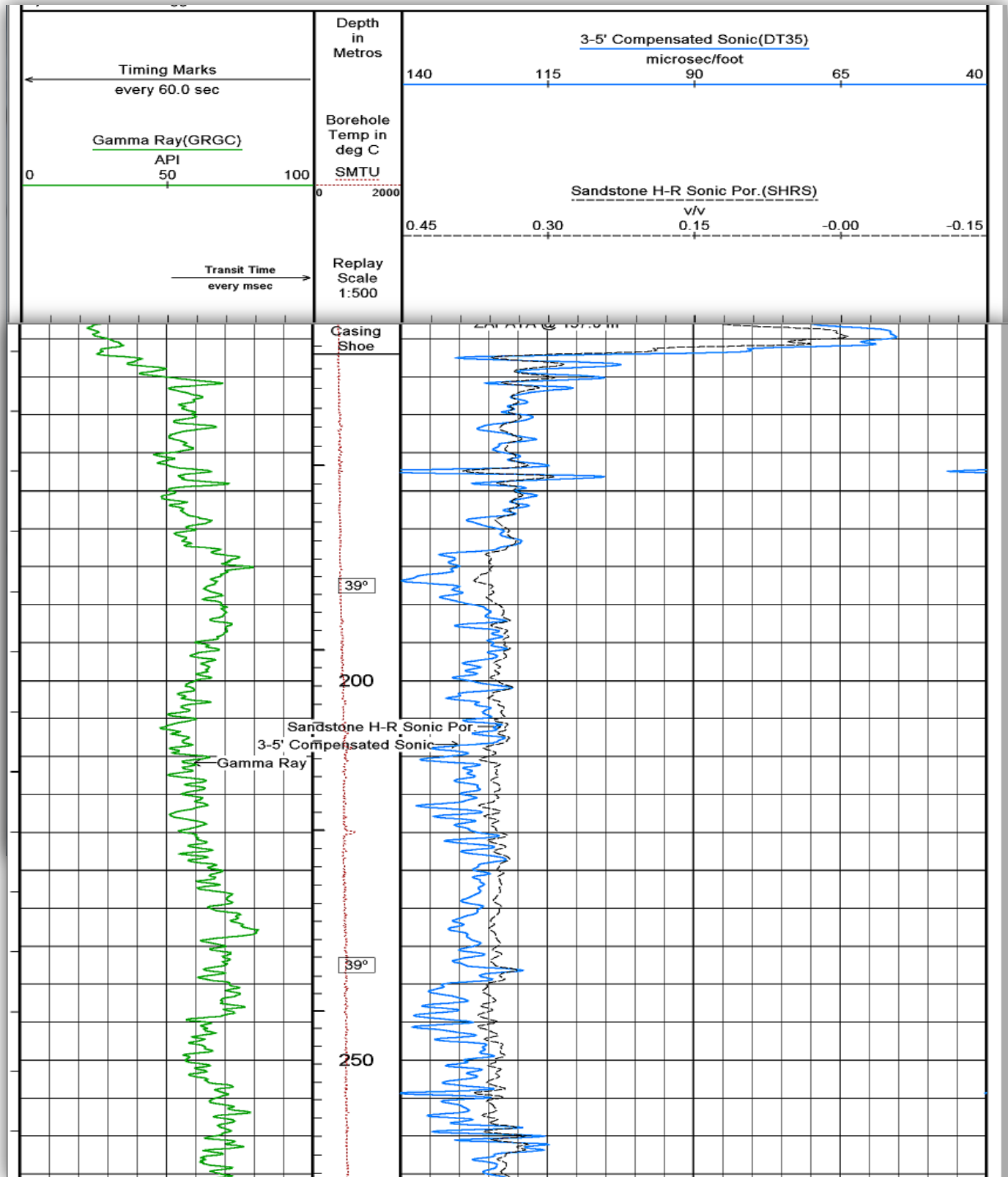


Figura No. 46: Presentación del Registro Sónico BHC (PEMEX, 2005).

EL REGISTRO DE DENSIDAD COMPENSADO (FDC)

Este registro mide la densidad del electrón de la formación, utilizando una fuente radioactiva de rayos gamma montada sobre un patín y dos detectores, el número de rayos gamma habilitados para moverse de la fuente a los detectores está directamente relacionado a la densidad de la formación (**Figura No. 47**). Para la mayoría de minerales en las rocas sedimentarias, la densidad electrónica se asume igual a la densidad total, la unidad de medida es en gramos por centímetro cúbico (gr/cm^3) y su símbolo es ρ_b , la curva se presenta en las pistas 2 y 3 en escala lineal que va de $1.95 \text{ gr}/\text{cm}^3$ a $2.95 \text{ gr}/\text{cm}^3$ dependiendo de las medidas del neutrón, la relación matemática para el cálculo de la porosidad es la siguiente:

$$\Phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Donde:

ρ_b = Densidad leída del registro.

ρ_{ma} = Densidad de la matriz (Arena, Caliza, Dolomía).

ρ_f = Densidad del fluido, normalmente agua igual a 1.

Las medidas de este registro se usan para:

- Determinación de porosidad.
- Identificación de litología con otros registros de porosidad.
- Identificación de zonas de gas.
- Medidas del calibrador.

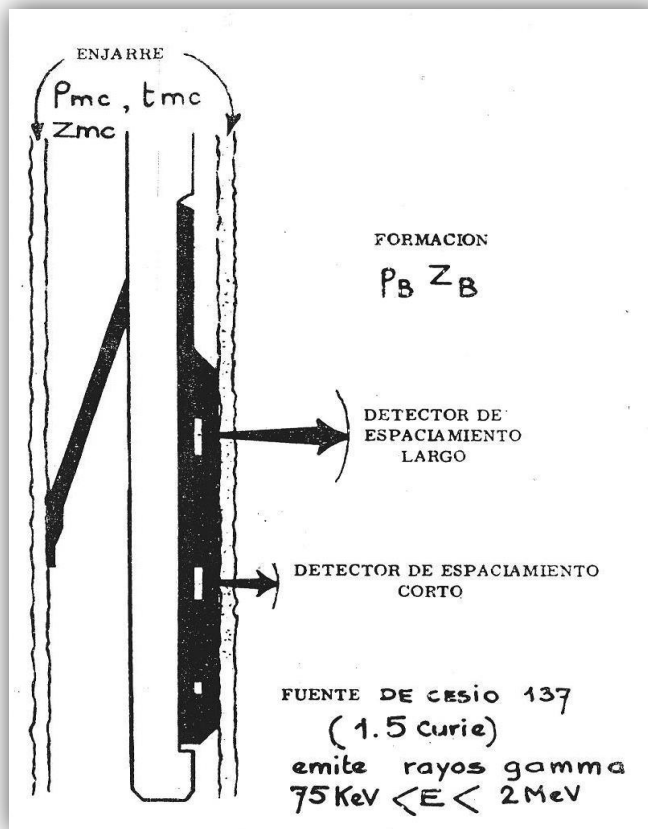


Figura No. 47: Esquema de la herramienta de densidad FDC (PEMEX, 2005).

EL REGISTRO DE LITO DENSIDAD (LDT)

Este registro es una mejora del registro FDC por tener un mejor manejo estadístico de las señales, además de medir la densidad de la formación, también mide el índice de absorción fotoeléctrico de la formación (P_{ef}), que está relacionado con la litología, las aplicaciones son las mismas del FDC.

EL REGISTRO NEUTRÓNICO COMPENSADO (CNL)

Este registro responde a la cantidad de hidrógeno presente en la formación y se utiliza para determinar la porosidad de la formación, en formaciones limpias con sus poros llenos de agua o hidrocarburo, el registro refleja la cantidad de porosidad llena con fluidos. Los neutrones son partículas eléctricamente neutras con una masa igual a la de un átomo de hidrógeno, neutrones de alta energía son continuamente emitidos por una fuente radioactiva en la sonda, estos neutrones colisionan con los núcleos de los materiales de la formación a través de colisiones elásticas.

Con cada colisión, el neutrón pierde un poco de su energía, la cantidad de energía perdida por la colisión depende de la masa relativa del núcleo con el que el neutrón choca, la mayor pérdida de energía ocurre cuando el neutrón golpea un núcleo de masa prácticamente igual a la del núcleo de

hidrógeno presente en los fluidos de la formación, alrededor de veinte colisiones con los núcleos de hidrógeno reducen al neutrón a velocidades termales donde es capturado y emite rayos gamma de captura.

La cantidad de cuentas por segundo de los detectores es luego transformada para mostrarnos valores de porosidad en unidades de volumen V/V y su símbolo es NPHI, este registro se lo puede correr en agujero abierto o revestido, la curva se presenta en las pistas 2 y3 en escala lineal que va de -45 a +15 pu, dependiendo de las medidas del registro de densidad.

Las herramientas de registro de neutrón incluyen las series de herramientas GNT (ya no en uso), las herramientas neutrónicas de pared de pozo SNP (limitado en su uso), y las series de herramientas CNL o similares, las actuales herramientas usan una fuente de americio-berilio (Am-Be) para proveer neutrones con energía inicial de varios millones de electrón voltios.

Las medidas de este registro se usan para:

- Análisis de porosidad.
- Identificación de litología con otros registros de porosidad.
- Identificación de zonas de gas.
- Indicador del volumen de arcilla.

EL REGISTRO DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)

El principio del registro de resonancia magnética nuclear, consiste en que dos imanes permanentes crean un campo magnético estático B_0 , el transmisor y el receptor están incluidos en una antena montada sobre un patín diseñado para cortar el enjarre y asegurar un buen contacto con la formación, el diseño de la herramienta es tal que el volumen de medición abarca un área de 0.5 a 1.26 pulgadas (1.26 a 3.15 cm) dentro de la formación y su longitud es equivalente a la longitud de la antena, que se extiende 6 pulgadas (15.24 cm) (**Figura No. 48**).

Un volumen de hasta 0.5 pulgadas (1.26 cm) no contribuye a la señal, ignorando la rugosidad del agujero, similar a las herramientas de densidad, lleva un eje descentralizador para asegurar un buen contacto, se le calibra colocando simplemente una botella de agua contra el patín para simular porosidad del 100%, los conceptos básicos para la interpretación de estos registros involucran magnetismo nuclear, polarización, tiempo de relajamiento longitudinal T1, inclinación de pulsación y tiempo de relajamiento transversal T2 (**Figura No. 49**).

Las medidas de este registro se usan para:

- Evaluar zonas productivas de baja resistividad.
- Evaluar yacimientos de petróleo y/o gas de litología compleja.
- Determinar la porosidad total y efectiva independiente de la litología.
- Determinar la saturación de agua total, libre, adherida e irreducible.
- Determinación de la permeabilidad.
- Distribución del tamaño del poro.

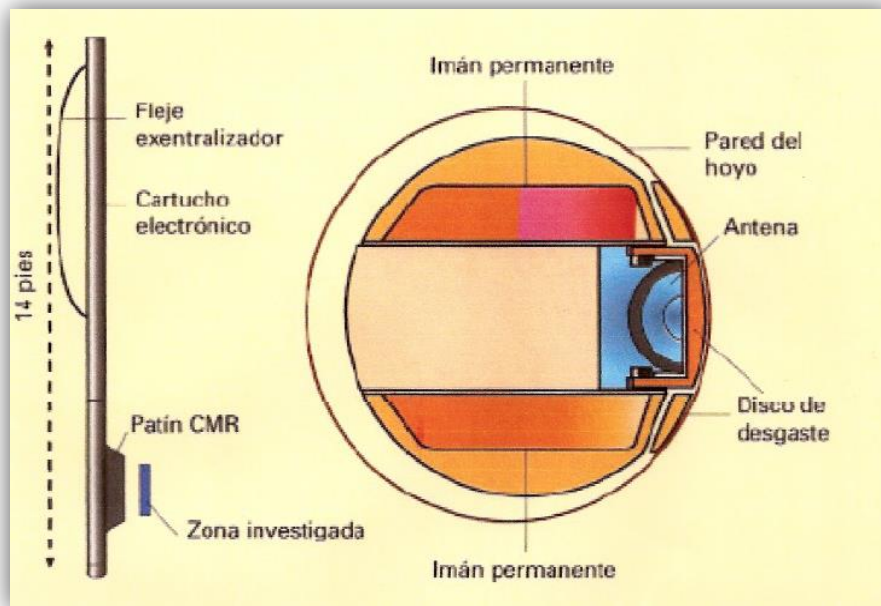


Figura No. 48: Esquema de la herramienta de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) (PEMEX, 2005).

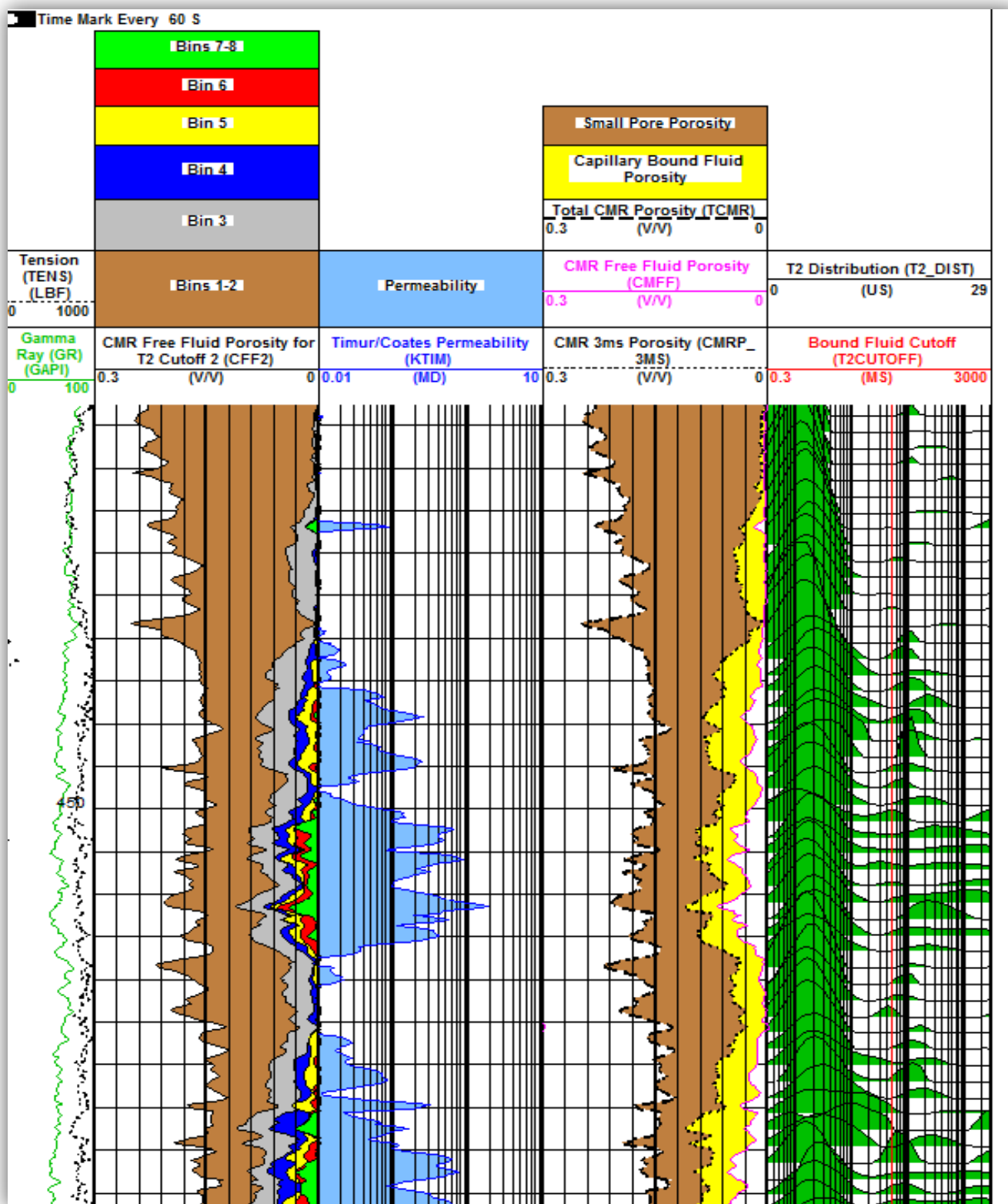


Figura No. 49: Presentación del registro de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) (PEMEX, 2005).

Últimas Tecnologías en Materia de Registros

En la década de 1980, las herramientas de mediciones y de adquisición de registros durante la perforación (Measure While Drilling-Lecture While Drilling; MWD y LWD respectivamente por sus siglas en inglés) aportaban al perforador información direccional y datos básicos de evaluación de formaciones; ocasionalmente en tiempo real. Durante la década de 1990, las resistividades LWD registradas en el fondo del pozo y almacenadas en la memoria de la herramienta se descargaban en la superficie y se procesaban para crear imágenes a ser utilizadas en la correlación y evaluación de formaciones (Bargach, 2000). Hoy, los instrumentos de fondo de pozo y las tecnologías de compresión de datos permiten la transmisión en tiempo real de imágenes de la pared del pozo y de datos de correlación asociados con las mismas desde la barrena hasta la superficie.

La perforación de pozos con trayectorias complejas es cada vez más común, ciertos pozos que alguna vez fueron considerados marginales, ahora se perforan y terminan a través de horizontes múltiples, en configuraciones multilaterales e incluso en ambientes de aguas profundas. Además de permitir la evaluación convencional de formaciones, el análisis de datos y la generación de imágenes en tiempo real facilitan el correcto emplazamiento del pozo, la evaluación de la estabilidad del agujero y el control continuo de parámetros de perforación críticos. Las mediciones precisas de alta resolución, mejoradas por la visualización tridimensional (3D) en tiempo real, proveen información útil para tomar decisiones más acertadas y oportunas, lo que se traduce en avances significativos en términos de manejo de riesgos y optimización general de la productividad. Las actuales tecnologías de telemetría y de generación de imágenes permiten que los equipos multidisciplinarios a cargo de los activos de las compañías petroleras, ubicados tanto en la localización del pozo como en las oficinas, evalúen un pozo, definan una trayectoria exacta y caractericen las formaciones en tiempo real antes de adoptar costosas decisiones de perforación y de producción.

Telemetría: Transmisión de Datos a la Superficie

Con el avance de las tecnologías MWD y LWD, y la consiguiente recolección de crecientes cantidades de datos, los instrumentos de telemetría se han convertido en un “cuello de botella” al momento de movilizar estos grandes volúmenes de información hacia la superficie. La obtención de datos en tiempo real requiere anchos de banda adecuados y altas velocidades de transmisión de datos. El sistema de telemetría MWD PowerPulse permite la transmisión inalámbrica de datos desde la barrena hasta la superficie, la singular técnica que utiliza esta herramienta para la transmisión continua de pulsos a través del lodo de perforación, permite transmitir datos a velocidades de hasta 12 bits por segundo (bps); hasta cuatro veces superior a la de los sistemas de telemetría de pulsos a través de lodos convencionales. Hoy es posible obtener registros en tiempo

real con densidades de muestreo de datos equivalentes a la de registros adquiridos con herramientas operadas a cable y a velocidades de penetración de 70 m/h [230 pies/hora], la velocidad e intensidad de la transmisión de señales pueden configurarse para determinados tipos de fluidos de perforación y para ciertas profundidades de perforación específicas.

Además de observarse mejoras en la telemetría, esta última década ha sido testigo de mejoras sustanciales en la visualización de la pared del pozo (**Figura No. 50**), los datos de pozo, en las décadas de 1970 y 1980, eran representados como curvas simples en carriles de registros. Hasta hace poco tiempo, éste seguía siendo el método de visualización de datos LWD preferido, o quizás el único.

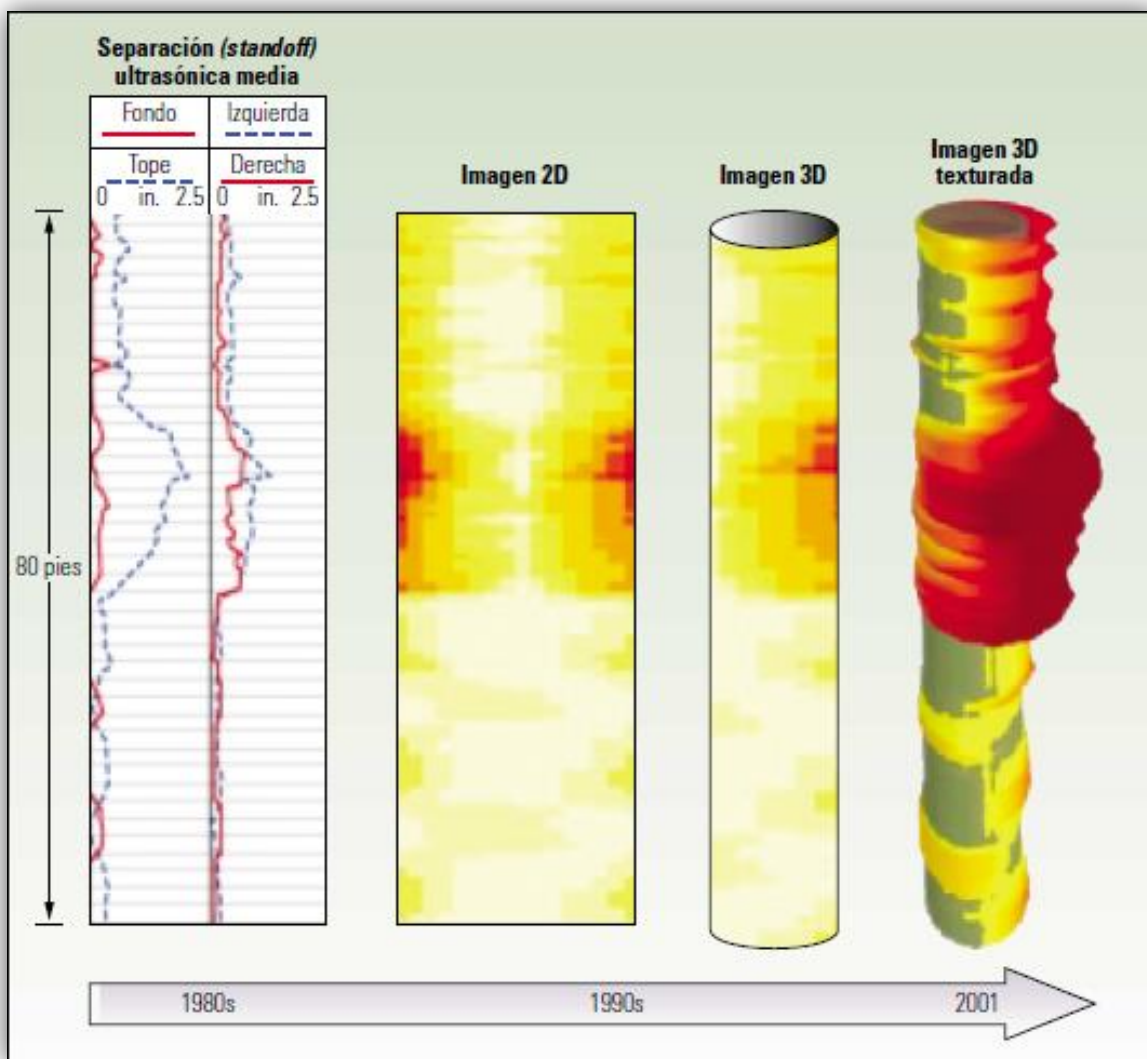


Figura No. 50: Visualización mejorada de datos de la pared del pozo (Inaba et al, 2003).

Imágenes de Pared de Pozo

Las imágenes de resistividad LWD se basan en mediciones de baja frecuencia, del tipo lateroperfil que, en general, requieren un fluido de pozo conductivo; hoy en día, aproximadamente un 70% de los pozos se perforan con fluidos de perforación conductivos, existen numerosos diseños de herramientas de generación de imágenes de resistividad LWD que ofrecen múltiples profundidades de investigación, además de mediciones de resistividad frente a la barrena (**Figura No. 51**).

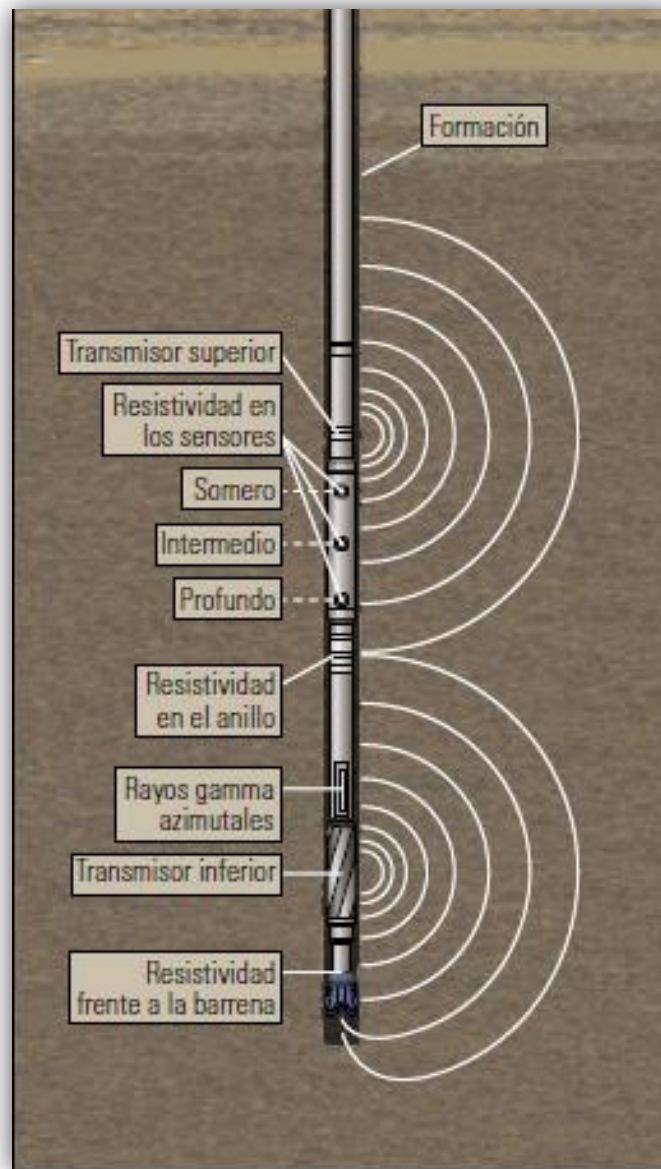


Figura No. 51: Física de las mediciones GVR. El diagrama muestra los toroides que energizan un campo electromagnético alrededor de la herramienta GVR (Inaba *et al*, 2003).

La herramienta de resistividad geoVISION GVR proporciona mediciones con múltiples profundidades de investigación y con una resolución vertical de 0.762 cm [0.3 pulgadas], estos datos se utilizan para generar imágenes de resistividad en tiempo real y calcular el echado (inclinación, buzamiento) de la formación para el análisis estructural y el posicionamiento del pozo (Figura No. 52).

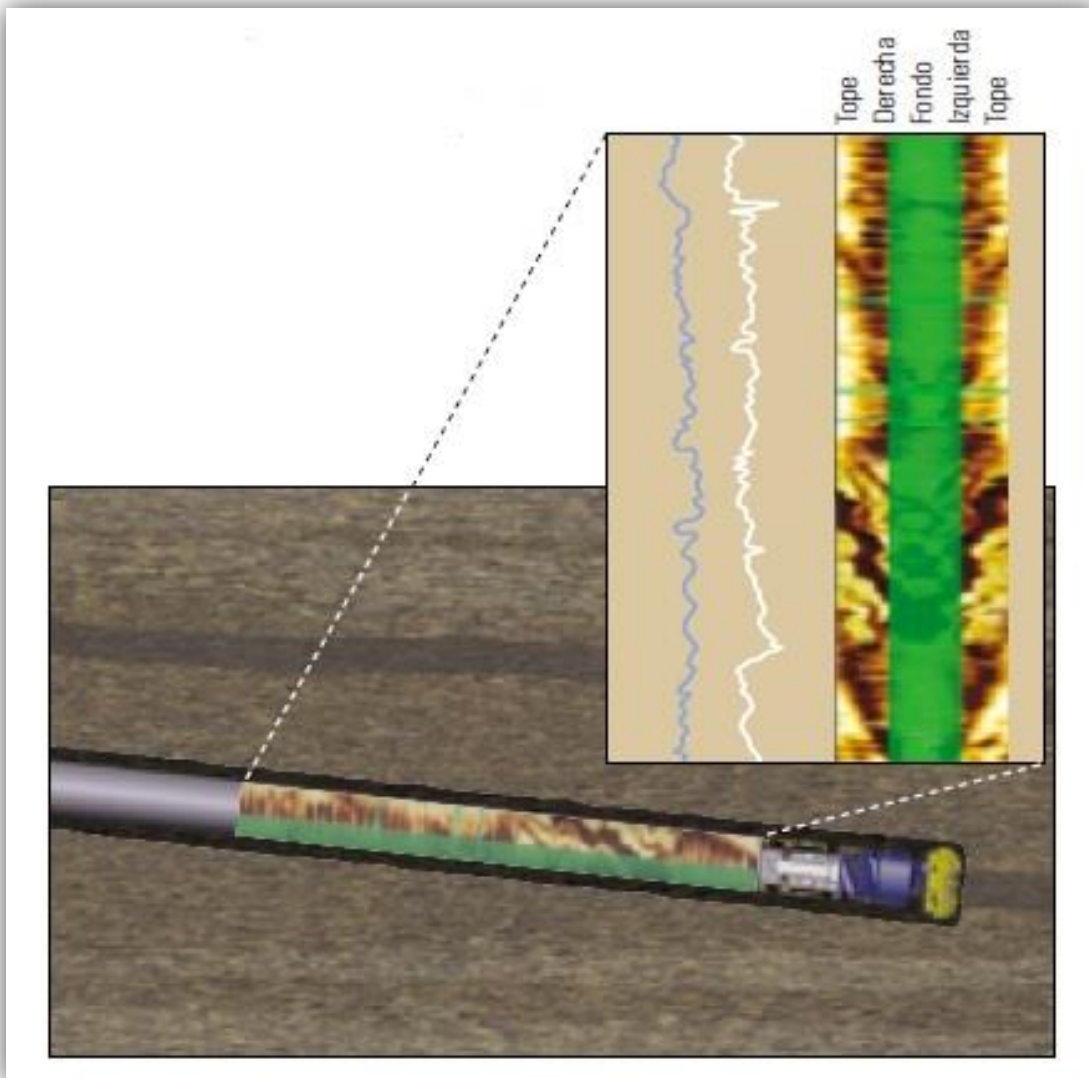


Figura No. 52: Imágenes de la pared del pozo en tiempo real como cilindros desplegados (Inaba *et al*, 2003).

Los datos de densidad azimutal, calibrador ultrasónico y resistividades MWD/LWD geoVISION de fondo de pozo generalmente se despliegan como imágenes, la comparación de los datos del cuadrante superior con los del cuadrante inferior permite interpretar el echado aparente de la formación.

Cuando se perfora un intervalo de interés en sentido descendente respecto de la estructura, la medición del cuadrante inferior genera una imagen de los rasgos de estratificación antes que la medición del cuadrante superior. Cuando se perfora el intervalo de interés en sentido ascendente sucede lo contrario, la distancia entre las dos mediciones de límites de capas se utiliza para calcular el echado aparente.

El conocimiento del echado aparente de una formación facilita el ajuste de la trayectoria del pozo en tiempo real para perforar en dirección estratigráficamente descendente o ascendente a través del intervalo de interés, o bien en sentido paralelo a los planos de estratificación (**Figura No. 53**). El apilamiento manual en sitio de los datos de echados ayuda a remover los mismos de baja calidad y es un buen complemento para aquellos intervalos donde no se pueden computar echados automáticos, realizando así tendencias sutiles que de lo contrario podrían perderse.

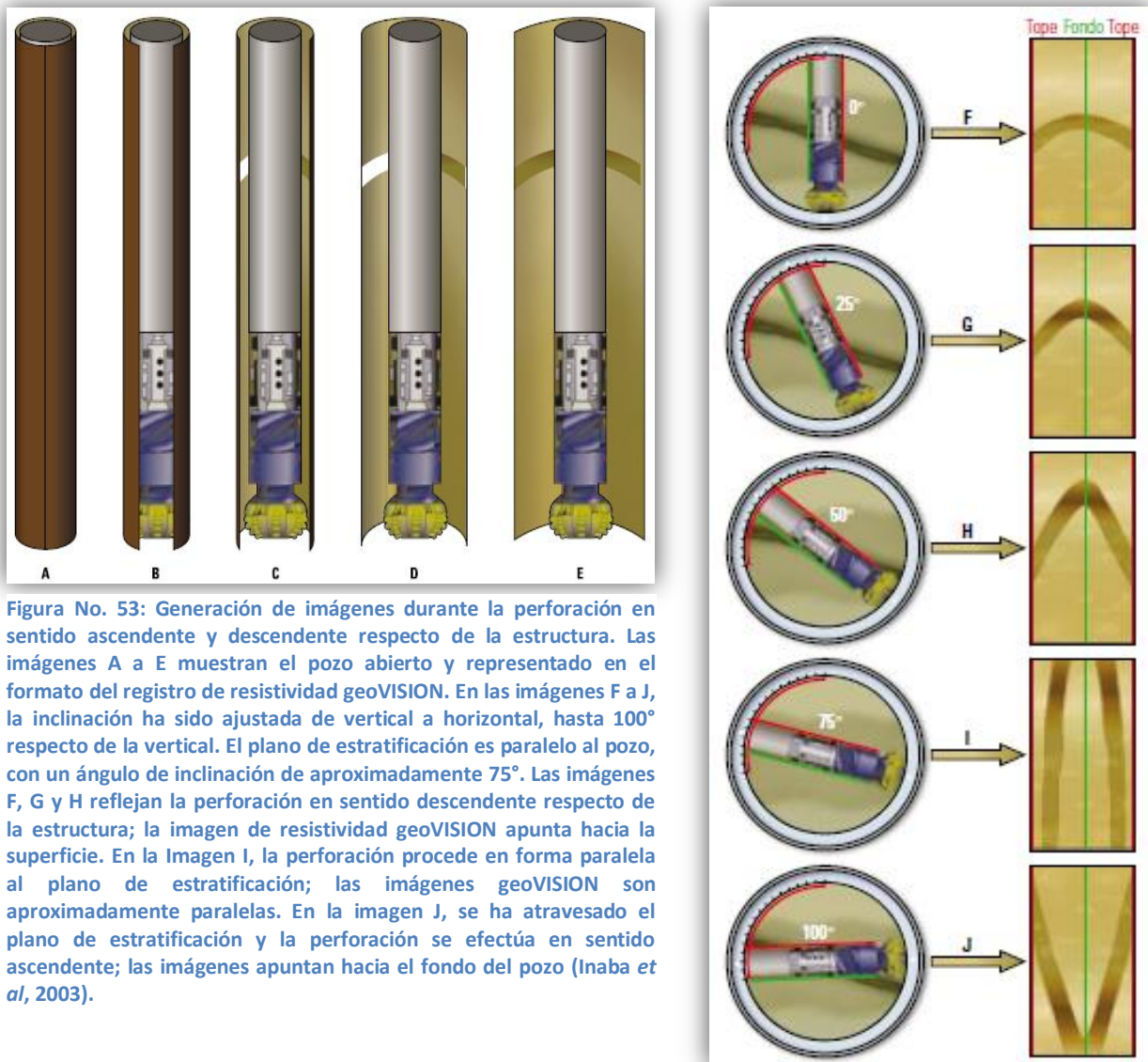


Figura No. 53: Generación de imágenes durante la perforación en sentido ascendente y descendente respecto de la estructura. Las imágenes A a E muestran el pozo abierto y representado en el formato del registro de resistividad geoVISION. En las imágenes F a J, la inclinación ha sido ajustada de vertical a horizontal, hasta 100° respecto de la vertical. El plano de estratificación es paralelo al pozo, con un ángulo de inclinación de aproximadamente 75°. Las imágenes F, G y H reflejan la perforación en sentido descendente respecto de la estructura; la imagen de resistividad geoVISION apunta hacia la superficie. En la Imagen I, la perforación procede en forma paralela al plano de estratificación; las imágenes geoVISION son aproximadamente paralelas. En la imagen J, se ha atravesado el plano de estratificación y la perforación se efectúa en sentido ascendente; las imágenes apuntan hacia el fondo del pozo (Inaba et al, 2003).

Visión Futura

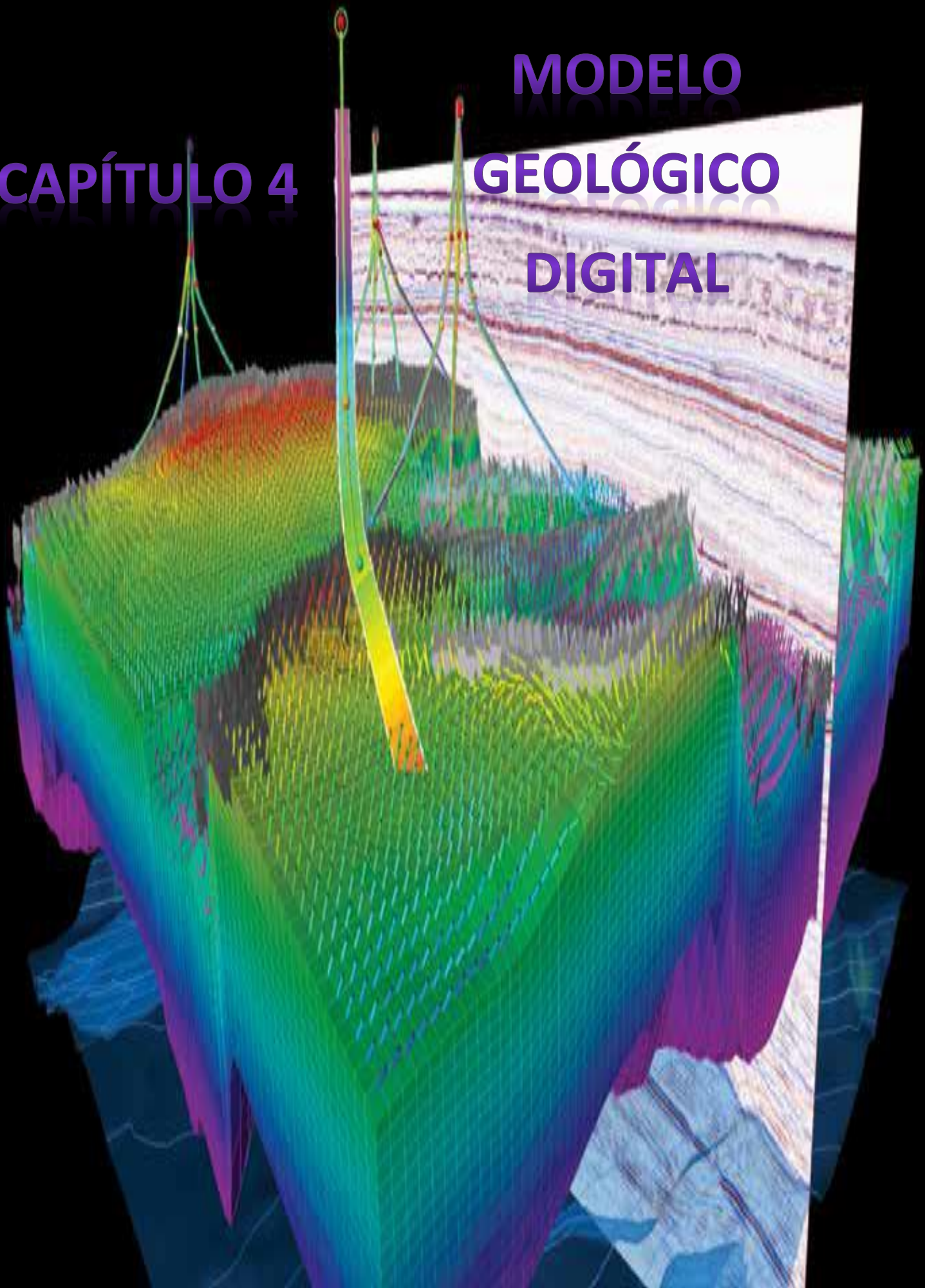
La industria del petróleo y el gas realiza esfuerzos por reducir los costos de construcción de pozos y aumentar al mismo tiempo la producción, como respuesta a ello, los operadores están perforando menos pozos, pero que presentan mayores desafíos, son de gran productividad, con objetivos múltiples, y donde los ambientes circundantes son cada vez más demandantes.

Los operadores y las compañías de servicios continúan enfocándose en la obtención, el traslado y el análisis de datos para los procesos de toma de decisiones a ritmos cada vez más veloces, es probable que el énfasis permanente puesto en la entrega y el procesamiento de información de yacimientos y de datos de perforación en tiempo real se traduzca en avances significativos en términos de instrumental de fondo de pozo, así como de sistemas de telemetría y de análisis de datos.

Las tecnologías de adquisición de datos y de generación de imágenes en tiempo real, en conjunto con los sistemas avanzados de comunicaciones a través de satélites y redes, marcarán el camino hacia una productividad mejorada, con menos riesgos de fondo de pozo y mayor retorno de la inversión.

CAPÍTULO 4

MODELO GEOLOGICO DIGITAL



Ubicación del Campo Tajín

El procedimiento para la generación de localizaciones se compone de una serie de etapas de análisis geológico-geofísico, siendo la primera de estas la elección del sitio donde se realizará el posterior modelado y propagación de propiedades petrofísicas, con ayuda del software de modelado (Petrel 2011), la ubicación del área de estudio puede ver visualizada a través de polígonos pudiéndose cargar simultáneamente mapas para la mejor ubicación geográfica de la zona de estudio, además de poderse manipular los mismos para una visualización 3D, sin perder de vista la dirección del norte geográfico con ayuda de la flecha de dirección cardinal (**Figura No. 54**).

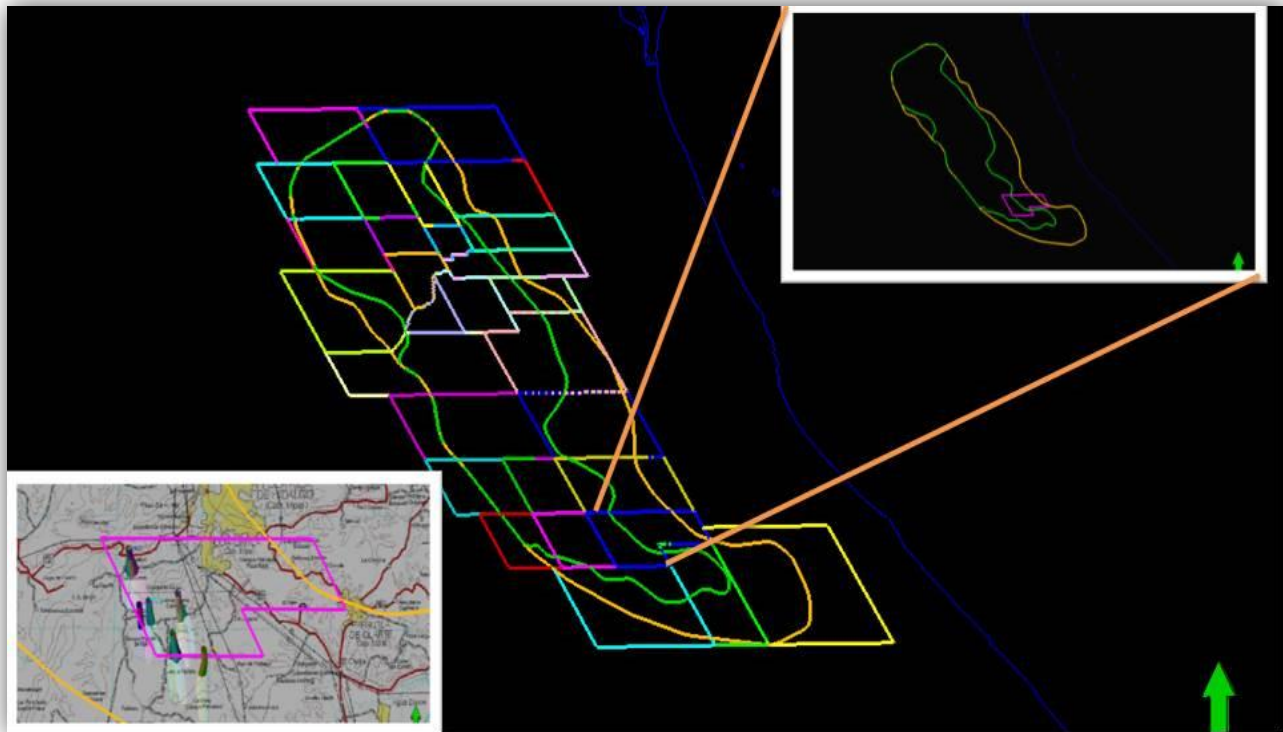


Figura No. 54: Visualización del área de estudio a través de polígonos, la figura muestra los límites de los diferentes campos de la Cuenca de Chicontepec explotados por PEMEX, además del mapa topográfico con el polígono de Tajín (abajo izquierda), la delimitación de la Cuenca de Chicontepec, Paleocanal y Campo Tajín (arriba derecha) y la flecha de dirección cardinal (abajo derecha) (Alcalá, 2013).

Datos de Entrada

El diseño del Modelo Estático del área de estudio del campo Tajín, requirió de manera preliminar la carga y edición de una serie de datos de tipo ASCII, los cuales se describirán brevemente a continuación: **(Figura No. 55 Y Figura No. 56).**

	X	Y	Z	MD	INCL	AZIM(GN)	AZIM	DX	DY	DX(TN)	DY(TN)	TVD	TWT
37	657458.16	2261285.27	-978.11	1360.00	40.08	84.57	85.10	689.48	80.14	690.25	73.83	1110.43	891.29
38	657481.69	2261287.60	-1006.56	1397.00	39.37	84.10	84.63	713.01	82.47	713.80	75.94	1138.88	909.66
39	657505.74	2261290.31	-1035.86	1435.00	39.75	83.07	83.60	737.06	85.18	737.88	78.43	1168.18	926.13
40	657530.38	2261293.30	-1065.94	1474.00	39.32	83.05	83.58	761.70	88.17	762.55	81.20	1198.26	941.66
41	657554.22	2261296.26	-1095.38	1512.00	39.11	82.81	83.34	785.54	91.13	786.41	83.93	1227.70	956.86
42	657578.05	2261299.21	-1124.83	1550.00	39.27	83.06	83.59	809.37	94.08	810.27	86.67	1257.15	972.07
43	657601.52	2261301.73	-1154.60	1588.00	37.58	84.69	85.22	832.84	96.60	833.77	88.97	1286.92	987.44
44	657619.12	2261303.22	-1178.85	1618.00	34.57	85.68	86.21	850.44	98.09	851.38	90.30	1311.17	999.96
45	657633.71	2261304.37	-1201.53	1645.00	31.10	85.25	85.78	865.03	99.24	865.99	91.32	1333.85	1011.67
46	657648.04	2261305.70	-1226.71	1674.00	28.39	84.09	84.62	879.36	100.57	880.32	92.52	1359.03	1024.67
47	657660.44	2261307.16	-1251.76	1702.00	24.62	82.36	82.89	891.76	102.03	892.74	93.86	1384.08	1037.60
48	657671.05	2261308.57	-1277.63	1730.00	20.33	82.55	83.08	902.37	103.44	903.36	95.17	1409.95	1050.96
49	657680.33	2261309.67	-1305.07	1759.00	17.30	84.06	84.59	911.65	104.54	912.66	96.19	1437.39	1065.14
50	657689.93	2261309.84	-1341.82	1797.00	12.12	95.87	96.40	921.25	104.71	922.26	96.27	1474.14	1084.20
51	657696.74	2261309.25	-1378.18	1834.00	9.18	93.77	94.30	928.06	104.12	929.06	95.62	1510.50	1103.06
52	657701.64	2261309.39	-1414.85	1871.00	6.16	80.19	80.72	932.96	104.26	933.97	95.72	1547.17	1122.07
53	657704.50	2261310.13	-1451.73	1908.00	3.07	66.09	66.62	935.82	105.00	936.84	96.43	1584.05	1141.20
54	657705.35	2261310.54	-1489.71	1946.00	0.24	268.57	269.10	936.67	105.41	937.69	96.84	1622.03	1160.90
55	657705.00	2261310.55	-1528.71	1985.00	0.81	271.47	272.00	936.32	105.42	937.33	96.84	1661.03	1181.12
56	657704.43	2261310.64	-1566.70	2023.00	0.95	285.45	285.98	935.75	105.51	936.76	96.94	1699.02	1200.83
57	657704.04	2261310.77	-1588.70	2045.00	1.20	291.52	292.05	935.36	105.64	936.37	97.08	1721.02	1212.23
58	657702.92	2261311.29	-1638.68	2095.00	1.63	297.22	297.75	934.24	106.16	935.26	97.60	1771.00	1235.26
59	657701.87	2261311.81	-1680.67	2137.00	1.55	295.23	295.76	933.19	106.68	934.22	98.13	1812.99	1253.83
60	657700.95	2261312.29	-1718.65	2175.00	1.60	300.45	300.98	932.27	107.16	933.30	98.63	1850.97	1268.83
61	657699.59	2261313.19	-1775.63	2232.00	1.69	306.35	306.88	930.91	108.06	931.95	99.54	1907.95	1290.80
62	657698.65	2261313.95	-1814.61	2271.00	1.83	311.13	311.66	929.97	108.82	931.02	100.30	1946.93	1305.84
63	657697.82	2261314.79	-1852.59	2309.00	1.76	319.53	320.06	929.14	109.66	930.19	101.15	1984.91	1320.49
64	657697.07	2261315.84	-1894.57	2351.00	1.78	329.80	330.33	928.39	110.71	929.46	102.21	2026.89	1336.81
65	657696.81	2261316.30	-1911.57	2368.00	1.78	329.80	330.33	928.13	111.17	929.19	102.67	2043.89	1343.41

Figura No. 55: Formato ASCII de ingreso de datos al software de modelado Petrel 2011, donde: X y Y= Coordenadas UTM del dato, Z= Altitud del dato, MD= Profundidad medida desde la mesa rotaria, INCL= Inclinación del dato en grados, AZIM(GN)= Dirección azimutal generada del dato en grados, AZIM= Dirección azimutal del dato en grados, DX= Valor delta de X, DY= Valor delta de Y, DX(TN)= Valor delta de X con respecto al norte verdadero, DY(TN)= Valor delta de Y con respecto al norte verdadero, TVD= Profundidad vertical real, TWT= Tiempo de dos vías (Alcalá, 2013).

Se cargaron en el área un total de 10 pozos, de los cuales 9 se encuentran dentro de los límites del área de estudio y 1 fuera del polígono de Tajín. Para ello se procedió a la búsqueda de la información más actualizada en la base de datos corporativa tanto a nivel del cabezal de los pozos (coordenadas X, Y) como de las desviaciones / trayectorias de los mismos.

Surveys (Trayectorias)

Se cargaron los correspondientes 10 surveys de desviación de los pozos seleccionados, ya que todos eran desviados (debido a que se encuentran en arreglos de tipo macropera comunes en el área de la Cuenca de Chicontepec) para mejorar la producción de yacimiento.

Well Tops (Marcadores Geológicos)

Se cargaron marcadores de correlación de pozos para la elaboración posterior de la interpretación sísmica de horizontes.

Registros Eléctricos y Evaluaciones Petrofísicas

Se realizó la carga de un total de 90 de los registros de pozos que incluyen, aquellos originales, así como los de evaluaciones petrofísicas.

Registros originales:

- DT: Sónico, en un total de 10 pozos
- GR: Rayos Gamma, en un total de 10 pozos
- Rd: Resistividad Profunda, en un total de 10 pozos
- Rs: Resistividad Somera, en un total de 10 pozos
- RHOB: Densidad, en un total de 10 pozos

Registros de Evaluaciones Petrofísicas:

- PHIE: Porosidad, en un total de 10 pozos
- PERM: Permeabilidad, en un total de 10 pozos
- VCL: Volumen de Arcillas, en un total de 10 pozos
- SW: Saturación de Agua, en un total de 10 pozos

Revisión de Registros Originales y Evaluaciones Petrofísicas

Como parte del flujo de trabajo que se aplica, es necesario realizar un control de calidad sobre los datos que se cargan dentro del proyecto, para garantizar así los resultados más óptimos y disminuir la posibilidad de asignar valores inapropiados o errados a las celdas del Modelo Geocelular 3D a crear. Es por ello que se hace una rigurosa revisión, tanto de los registros originales, como de las evaluaciones petrofísicas.

Sísmica

Se cuenta con un volumen sísmico *AguaFria-Tajin-Mig_PreSTM_SFSG_32b*, que abarca toda el área de estudio, dentro del dominio de tiempo.

Check Shots

Se realizó la carga y asignación de Check shots a los 10 pozos seleccionados para la conversión de profundidad a tiempo y así realizar una mejor calibración (“amarre”) con la información sísmica y geofísica.

Imágenes de Núcleos

Se realizó la carga de imágenes de núcleo equivalente a 50 metros de recorte a los diferentes pozos seleccionados para facilitar la interpretación de registros.

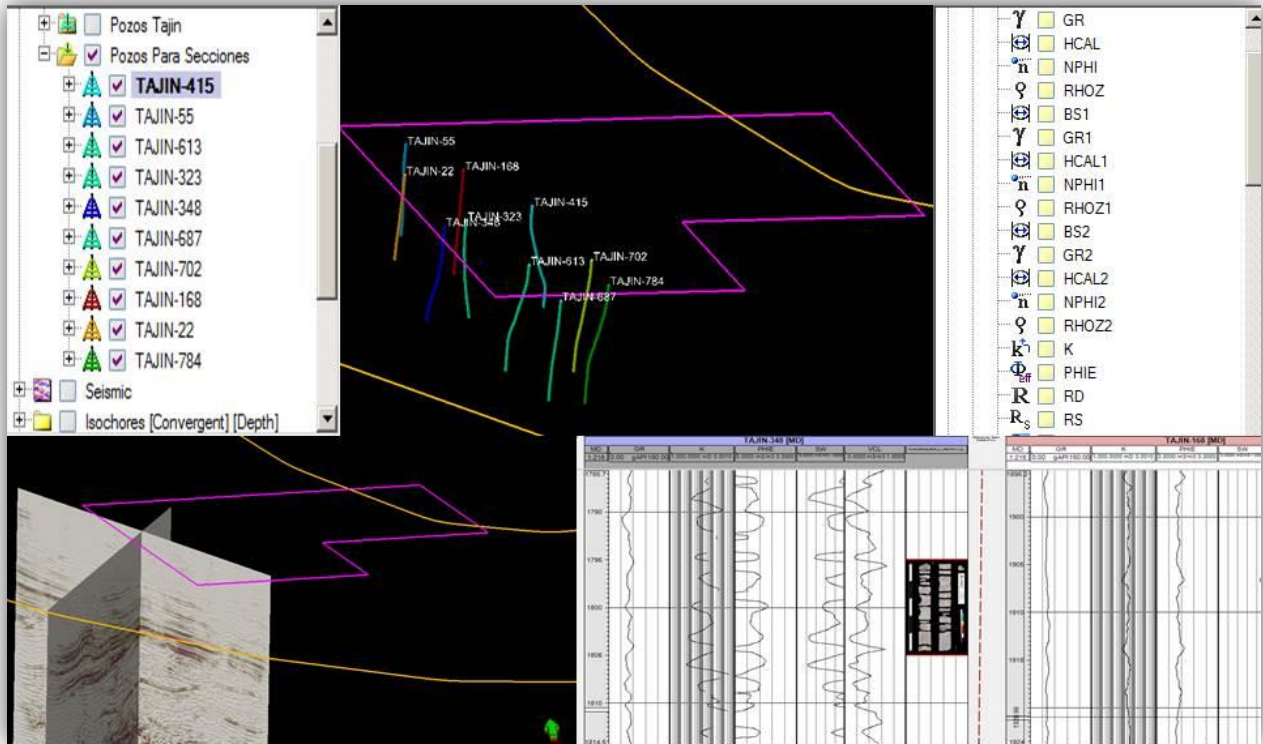


Figura No. 56: Diferentes datos de entrada cargados al modelo; pozos, registros, sísmica, surveys, well tops e imágenes de núcleos mediante el software Petrel 2011 (Alcalá, 2013).

Reinterpretación Sísmica de Discordancias

Las discordancias principales interpretadas en el área, son candidatos a límites de secuencia (Sequence Boundary). Las discordancias A, B y C fueron afinadas con el apoyo de toda la información sísmica disponible antes mencionada y también con la definición de los cuerpos arenosos principales cortados por los pozos que se encuentran entre dichas discordancias; la calidad de la información sísmica obtenida es de regular a buena en la totalidad del área del campo Tajín (**Figura No. 57 a No. 59**).

La interpretación se realizó remarcando, con ayuda del software de modelado, los diferentes reflectores acústicos que basado en las diferencias de impedancias acústicas, evidencian posibles discordancias, lo anterior se logró elaborando un barrido a través de una “inline” por toda la sísmica para finalmente realizar una interpolación de la superficie final con ayuda del método de Kriging.

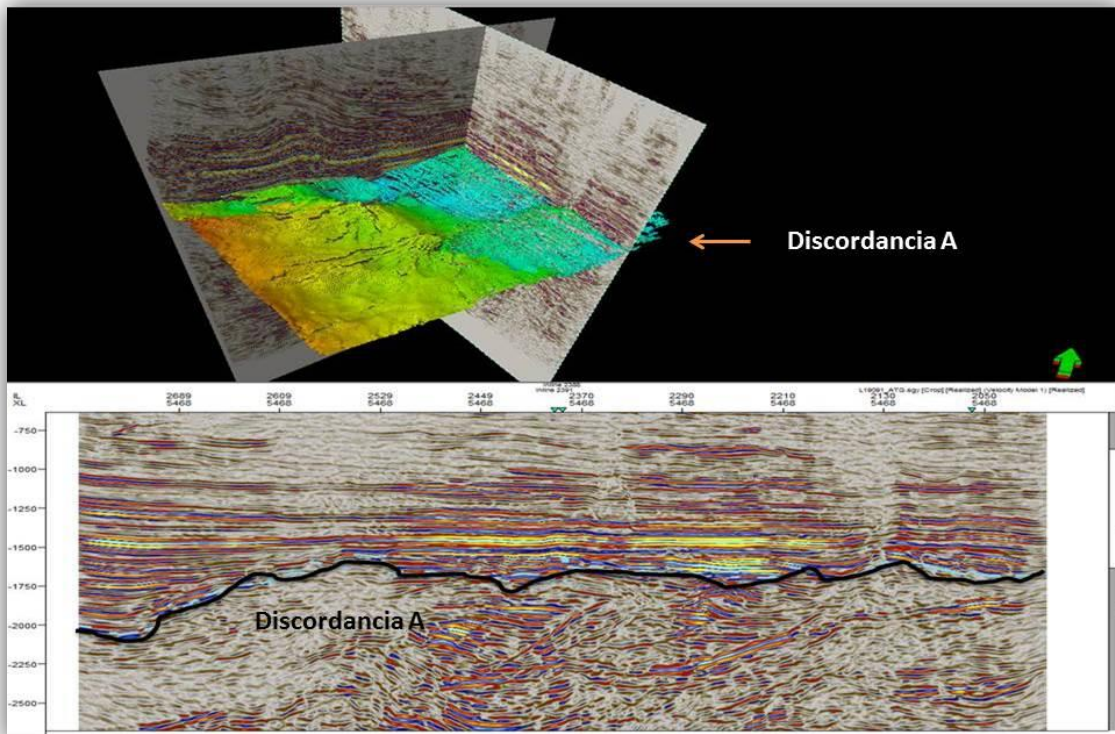


Figura No. 57: Interpretación en tiempo de la Discordancia A, arriba: superficie interpolada en vista de cubo, abajo: interpretación 2D en vista de sección; la configuración abarca todo el Campo Tajín (Alcalá, 2013).

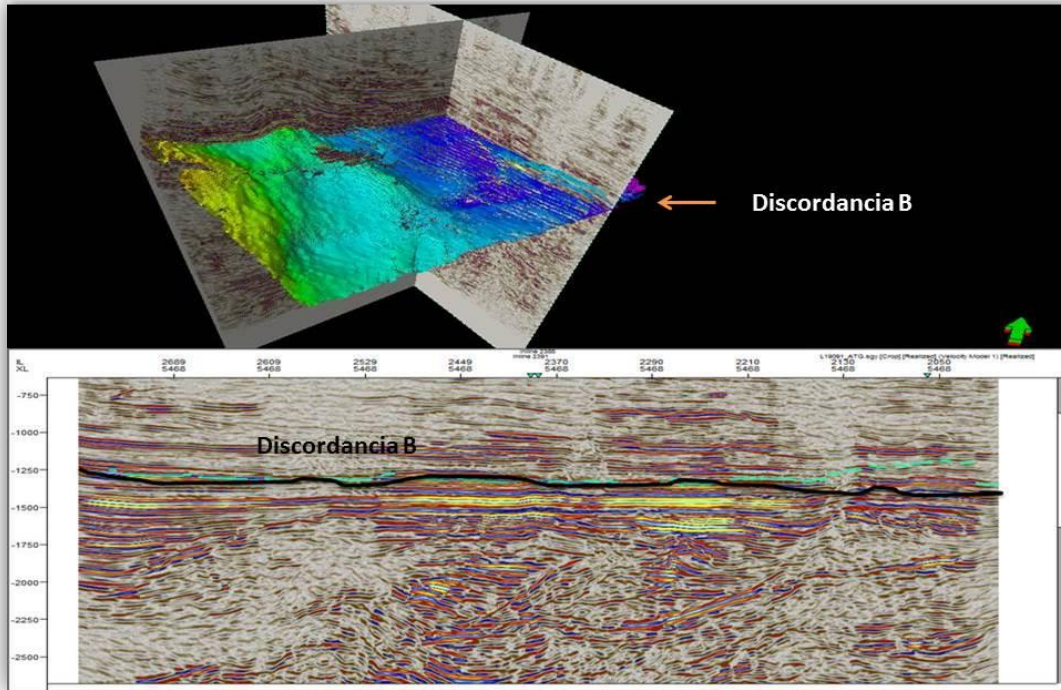


Figura No. 58: Interpretación en tiempo de la Discordancia B, arriba: superficie interpolada en vista de cubo, abajo: interpretación 2D en vista de sección; la configuración abarca todo el Campo Tajín (Alcalá, 2013).

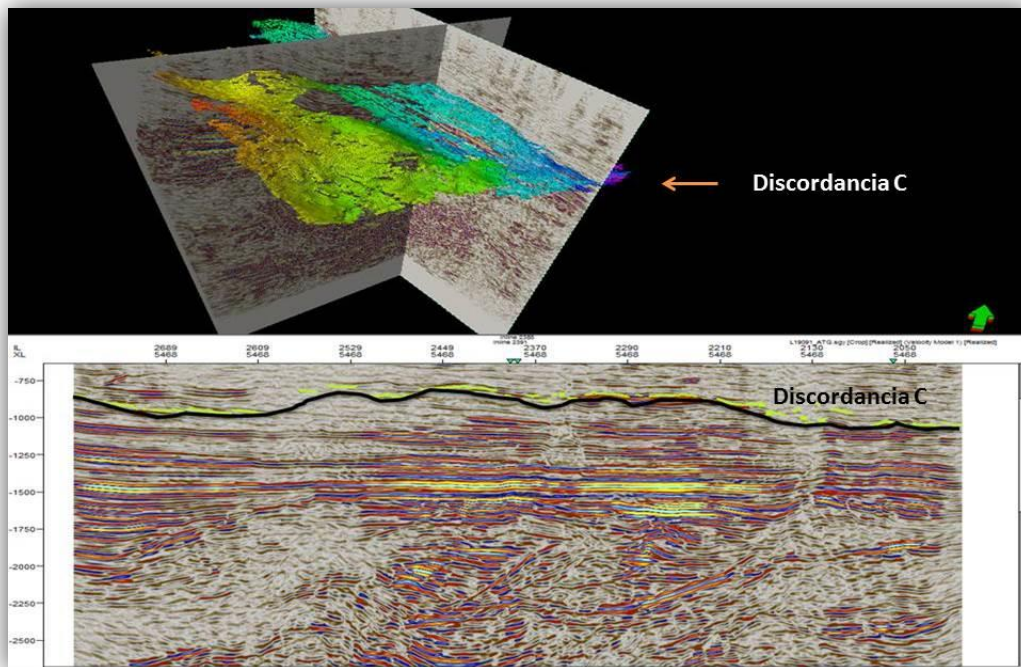


Figura No. 59: Interpretación en tiempo de la Discordancia C, arriba: superficie interpolada en vista de cubo, abajo: interpretación 2D en vista de sección; la configuración abarca todo el Campo Tajín (Alcalá, 2013).

Petrofísica, Controles de calidad y Generación de K, Sw, VCL y PHIE

Las propiedades petrofísicas de las rocas son un parámetro esencial en la industria petrolera como una herramienta más para determinar la viabilidad de explotación de un yacimiento petrolero, es por esto que su análisis se vuelve incluso, una especialidad para el profesional de las ciencias de la tierra, dentro de la amplia gama de propiedades las más importantes o primarias son: la permeabilidad (K), la saturación de agua (Sw), el volumen de arcilla (VCL) y la porosidad efectiva (PHIE), estas propiedades ayudan a determinar las zonas con espesor neto impregnado (NetPay) que se convertirán en los futuros intervalos productores.

-Carga de Datos-

Fueron cargados los registros geofísicos de pozo en formato (.las) para 10 pozos del campo Tajín, de estos, todos fueron analizados debido a que contaban con la información completa necesaria para la realización de un análisis confiable. Cabe mencionar que toda la evaluación petrofísica se realizó con ayuda de software de análisis petrofísico (TechLog 2011), una vez cargados los 10 pozos se procedió a efectuar el control de calidad de cada uno (**Figura No. 60**).

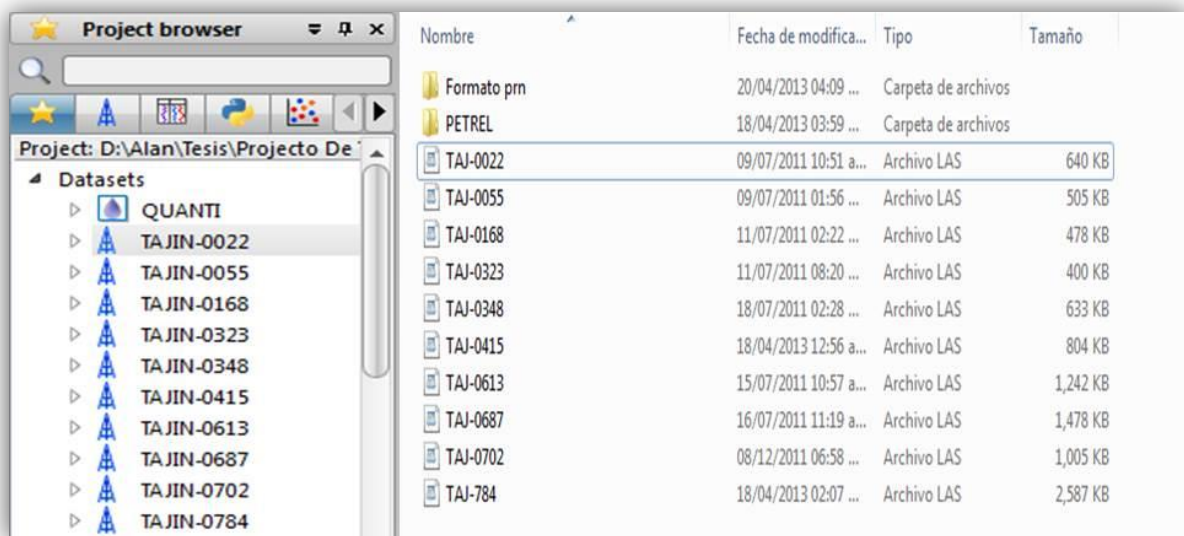


Figura No. 60: Carga de registro tipo (.las) al software de análisis petrofísico (TechLog 2011) (Alcalá, 2013).

-Control de Calidad Aplicado a los Registros Geofísicos de Pozo-

Este proceso incluye básicamente la revisión de los archivos en formato (.pds) y (.las) o similar donde se puede ver la representación gráfica original de los registros para validar lo siguiente:

- **La información de datos del encabezado**, verificando la veracidad de los mismos tal como: los datos de ubicación del pozo, tipo de lodo, observaciones correspondientes al pozo, diagramas de herramientas, etc. (**Figura No. 61**).
- **La confiabilidad de la información contenida en los archivos (.las)** mediante una revisión comparativa de las trazas de las distintas curvas (GR=gamma ray, RS=resistividad somera, RD=resistividad profunda, NPHI=Registro de Neutrón, AIT=Inducción, BHC=Sónico, CAL=cáliper y DB=diámetro de la barrena) de los archivos en formato de imagen (.pds, .tif, u otro) respecto a las graficadas de los archivos (.las) recibidos (**Figura No. 62**).

```

~VERSION INFORMATION
VERS.          2.0:    CWLS LOG ASCII STANDARD - VERSION 2.0
WRAP.          NO:    SINGLE LINE PER DEPTH STEP
CREA.          09/07/2011 09:51:47 a.m.
#CREATED USING IP VERSION 3.6.2010.211 BY 147594 ON 09/07/2011 09:51:47 a.m.
~WELL INFORMATION
#MNM.UNIT      DATA                                DESCRIPTION MNEMONIC
#-----
STRT. .M       1000.0176                          : START DEPTH
STOP. .M       2080.9907                          : STOP DEPTH
STEP. .M       0.1524                             : STEP VALUE
NULL. .        -999.0000                          : NULL VALUE
SRVC. .        SCH                                : Service Company/Logging company
DATE. .        09/07/2011                          : LAS file Creation Date
WELL. .        *****|                          : well Name
LATI. .        0                                  : Latitude/Northing
LONG. .        0                                  : Longitude/Easting
RWS. .        -999                                : Def_Rw
WST. .        -999                                : Def_Rwt
~CURVE INFORMATION
#MNM.UNIT      API CODE   Curve Type  Comments
#-----
DEPTH. .M       : Depth
GR. .gAPI       : GammaRay  GR
K. .md         : perm
PayFlag. .      : PayFlag
PHIE. .m3/m3    : Phi      PHIE
RD. .ohm.m     : DeepRes  Rd
RM. .ohm.m     :          RM
Sw. .dec       : Sw      Sw
VCL. .%        : vcl     VCL
~A Log data section
# DEPTH      GR          K          PayFlag    PHIE        RD          RM          Sw          VCL
1000.0176   72.7590   0.0000   0.0000   0.0001   1.7553   1.7012   1.0000   0.9476
1000.1700   72.6746   0.0000   0.0000   0.0001   1.7668   1.7091   1.0000   0.9462
1000.3224   75.9974   0.0000   0.0000   0.0001   1.7770   1.7174   1.0000   1.0000
1000.4748   77.9137   0.0000   0.0000   0.0001   1.7612   1.6986   1.0000   1.0000
    
```

Figura No. 61: Revisión de datos en encabezado de registro, en donde se observan de arriba hacia abajo: los datos generales de la versión de la herramienta de toma de registro, los datos generales de localización del pozo y las curvas registradas con sus respectivos valores numéricos (Depth=Profundidad, GR=Gamma Ray, K=Permeabilidad, PayFlag=Espesor Neto Impregnado, PHIE=Porosidad Efectiva, RD=Resistividad Profunda, RM=Resistividad Media, SW=Saturación de Agua y VCL=Volumen de Arcilla) (Alcalá, 2013).

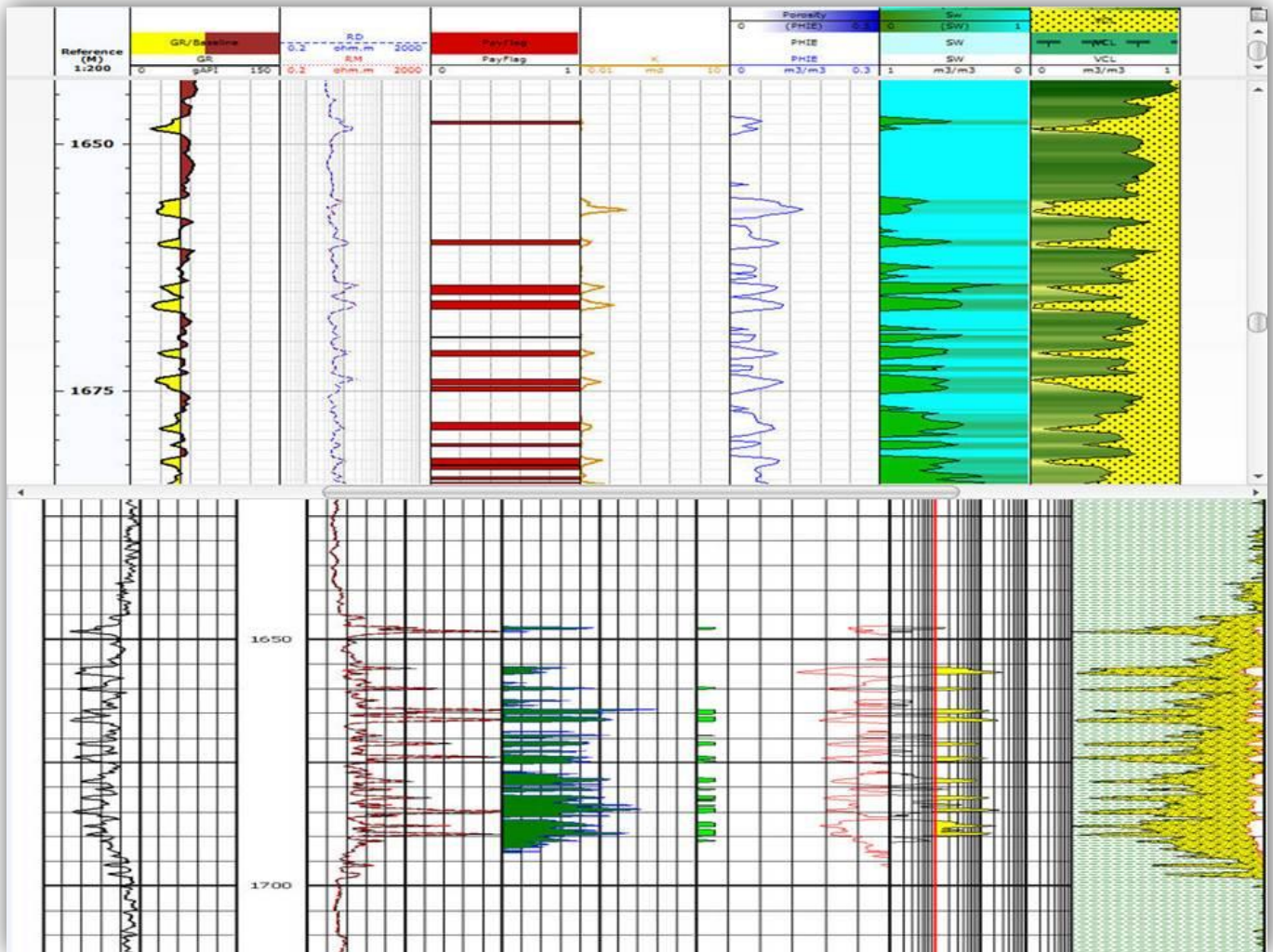


Figura No. 62: Revisión de curvas de registros de arreglo inductivo (GR, RS, RD, NPHI, AIT, BHC, CAL y DB) comparando imagen (.pds) abajo, y archivos (.las) arriba, estas curvas representan propiedades de resistividad, porosidad y mecánicas (Alcalá, 2013).

-Edición de Curvas de Arreglo Inductivo-

Una vez concluido el proceso de control de calidad inicial, se procedió con la fase de edición de las curvas, lo cual básicamente está enfocado a poner en profundidad toda la gama de registros de un pozo, para este proceso se debe de tomar como base de referencia, en todos los casos, a la curva de Resistividad elaborando un arreglo inductivo compuesto de los registros: Gamma Ray (GR), Resistividad Somera (RS), Resistividad Profunda (RD), Neutrón (NPHI), Inducción (AIT), Sónico (BHC), Cáliper (CAL) y Diámetro de la Barrena DB (**Figura No. 63**), lo anterior se debe a varias razones de peso:

- a) Esta herramienta siempre es bajada a registrar en un pozo como parte del primer servicio, justo cuando la condición del agujero, las condiciones del lodo y la temperatura son las más favorables para una mejor respuesta de las herramientas.
- b) Es una herramienta centralizada y no se ve afectada por condiciones de agujero.

- c) Su radio de investigación lateral es de los más amplios, llegando a medir hasta 3 m. (120 in) dentro de la formación.
- d) No necesita de correcciones ambientales.
- e) Finalmente y considerando los puntos anteriores, sus lecturas son consideradas de las más exactas y confiables.

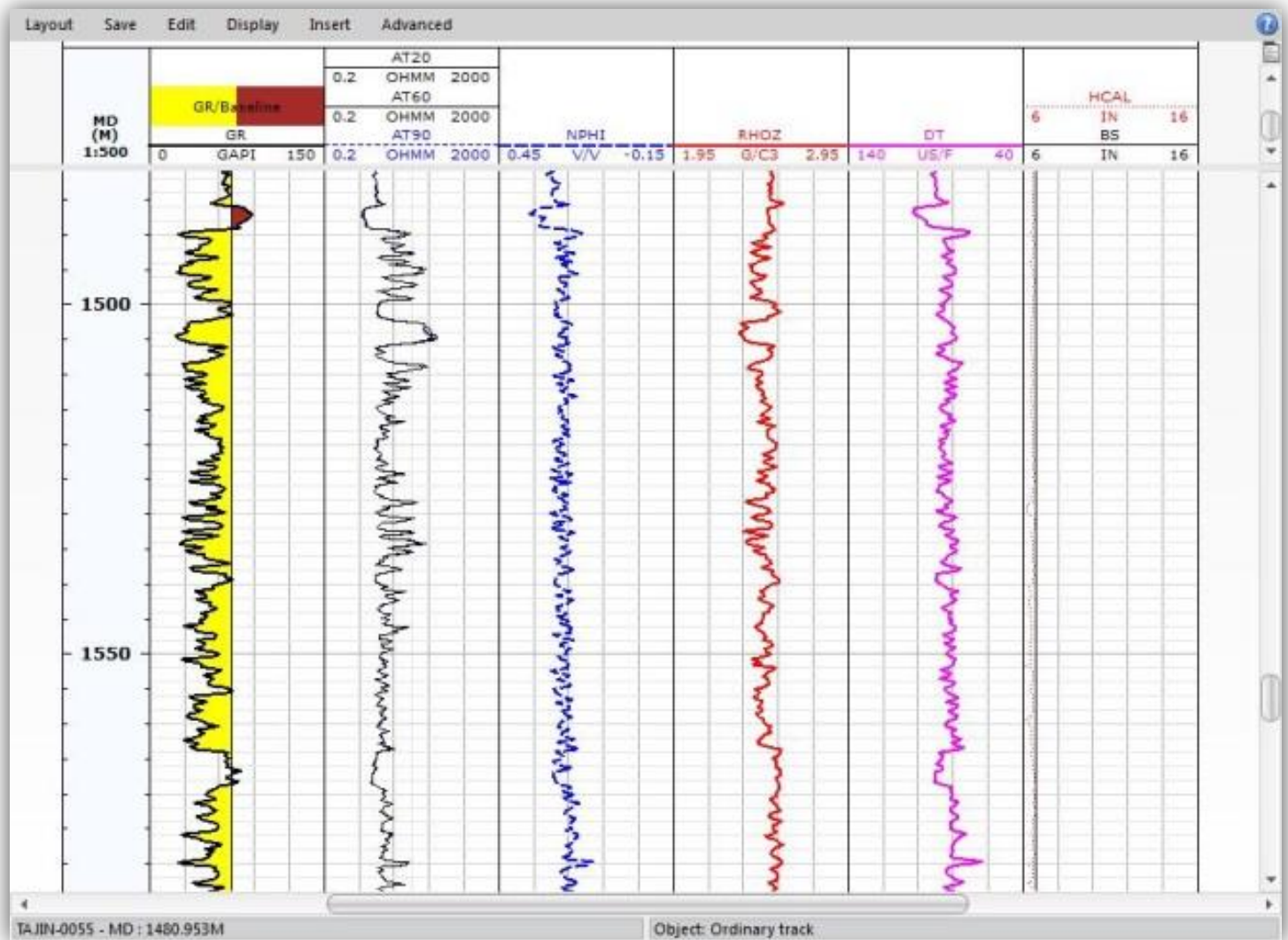


Figura No. 63: Arreglo inductivo utilizado para la elaboración de la evaluación petrofísica en donde se observan los registros: Gamma Ray (GR), Resistividad Somera (RS), Resistividad Profunda (RD), Neutrón (NPHI), Inducción (AIT), Sónico (BHC), Cáliper (CAL) y Diámetro de la Barrena DB (Alcalá, 2013).

-Evaluación Petrofísica-

Para el desarrollo de un adecuado modelado petrofísico es primordial analizar integralmente toda la información disponible concerniente a: registros geofísicos de pozos, análisis rutinarios y especiales de núcleos, así como también de los resultados del modelo geológico, en especial los

productos de la construcción de secciones de correlación entre pozos, como lo son las cimas y bases para los distintos cuerpos de arenas identificados y las secciones mismas en formato de imagen, ya que estas son incluidas en los encabezados de los análisis petrofísicos de cada pozo, lo cual nos permite visualizar la continuidad lateral de las arenas y su comportamiento en términos de producción de aceite, presiones iniciales de yacimiento y producciones acumuladas.

La metodología de análisis petrofísico conlleva una secuencia de trabajo concatenada, donde generalmente cada etapa es un "input" para la siguiente; a continuación se detalla la metodología utilizada para el cálculo de las curvas de VCL, PHIE, Sw y K utilizada en este trabajo.

Determinación de Volumen de Arcilla (VCL).

La arcillocidad de una formación depende como su nombre lo indica de la cantidad de arcillas presentes en ella, estas arcillas pueden estar presentes o distribuidas de diferentes maneras: en forma dispersa, en forma laminar o como pequeños granos aislados dentro de los poros (estructural).

El grado de arcillocidad está asociado a una disminución de la porosidad y de la permeabilidad en la roca y por ende a una reducción en la calidad de la roca almacén, de igual manera está asociado con afecciones a las lecturas de los registros de resistividad así como de rayos gamma, esto dependiendo del tipo y de la distribución de las arcillas. Las arcillas más comunes son Illita, Esmectita, capa mixta de Illita-Esmectita, Clorita y Caolinita.

El cálculo de VCL debe de ser realizado con extremo detalle, ya que de él depende una interpretación correcta de la porosidad; así como de las múltiples intercalaciones de lutita en los yacimientos de estos campos; de tal manera que si no se modela adecuadamente se puede incurrir en errores graves que van a afectar el resto de la interpretación, en especial a la permeabilidad calculada y al espesor neto impregnado; aunado a ello impactará en forma directa en los subsecuentes cálculos del Volumen Original de Hidrocarburos y las Reservas calculadas para el campo.

Para su cálculo se utilizan como indicadores y parámetros de entrada a las curvas de Rayos Gamma (GR), la combinación de Densidad-Neutrón, Resistividad y Sónico. En el proceso se deben de definir líneas para la parte limpia y para la parte sucia. De igual manera existen numerosos modelos como los son: Lineal, Curvado, Clavier, Stieber, Old Rock, Young Rock, entre otros, para este caso se está utilizando el modelo de Clavier ya que es el que mejor ajusta dadas las condiciones geológicas de Chicontepec.

Los parámetros de arcillocidad, pueden ser determinados por zonas definiendo las líneas de máxima y mínima arcillocidad para cada tipo de curva involucrada. Otra manera de realizar este cálculo es mediante el uso de histogramas, para este trabajo se realizó el cálculo definiendo las líneas de máxima y mínima arcillocidad para cada tipo de curva involucrada (**Figura No. 64**).

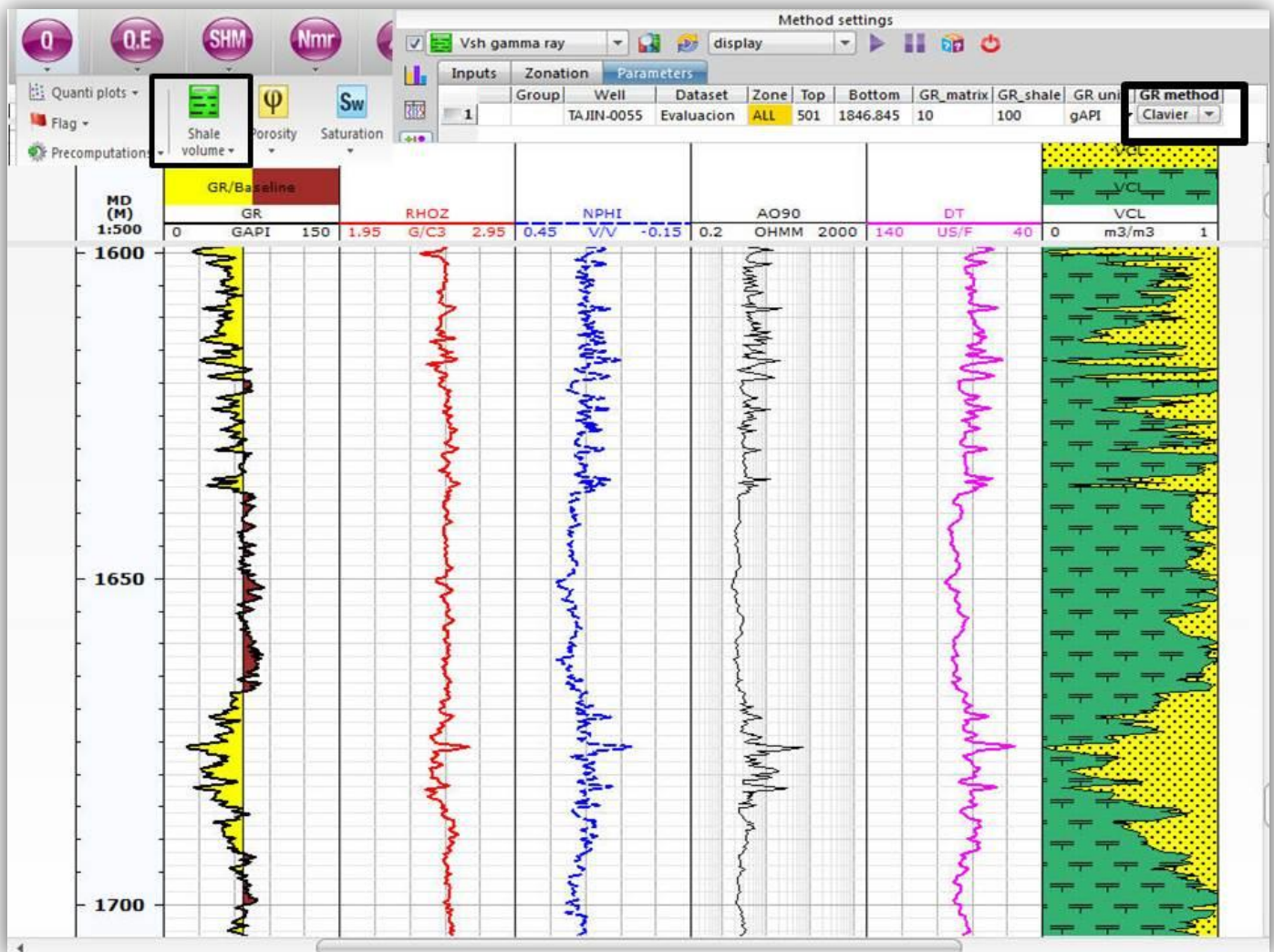


Figura No. 64: Cálculo de la curva de VCL en el software de análisis petrofísico utilizando el modelo de Clavier. En recuadro negro se destaca el volumen de arcilla, el método seleccionado, así como la columna generada (Alcalá, 2013).

Determinación de la Porosidad Efectiva (PHIE)

Para obtener el valor de Porosidad Efectiva es necesario calcular el valor de Porosidad Total (determinado a partir de los valores de densidad neutrón y densidad porosidad), posteriormente, estos valores se corrigen por arcillosidad. Esta operación se realiza por medio de la siguiente ecuación:

$$PHIE = PHIT * (1 - Vcl)$$

Donde:

PHIE: Porosidad Efectiva

PHIT= Porosidad Total

Vcl= Volumen de arcilla

$$PHIT = \frac{\emptyset D + \emptyset n}{2}$$

Donde:

$\emptyset D$ = Porosidad Densidad (DPHI)

$\emptyset n$ = Porosidad Neutrón (NPHI)

Para el caso de este trabajo, se calculó la porosidad efectiva con ayuda del software de análisis petrofísico elaborando un arreglo de curvas conteniendo los registros de: Neutrón (NPHI), Densidad (DPHI), Gamma Ray (GR) y Resistividad Profunda (RD), para posteriormente procesarse y dar como resultado la curva de porosidad efectiva (**Figura No. 65**).

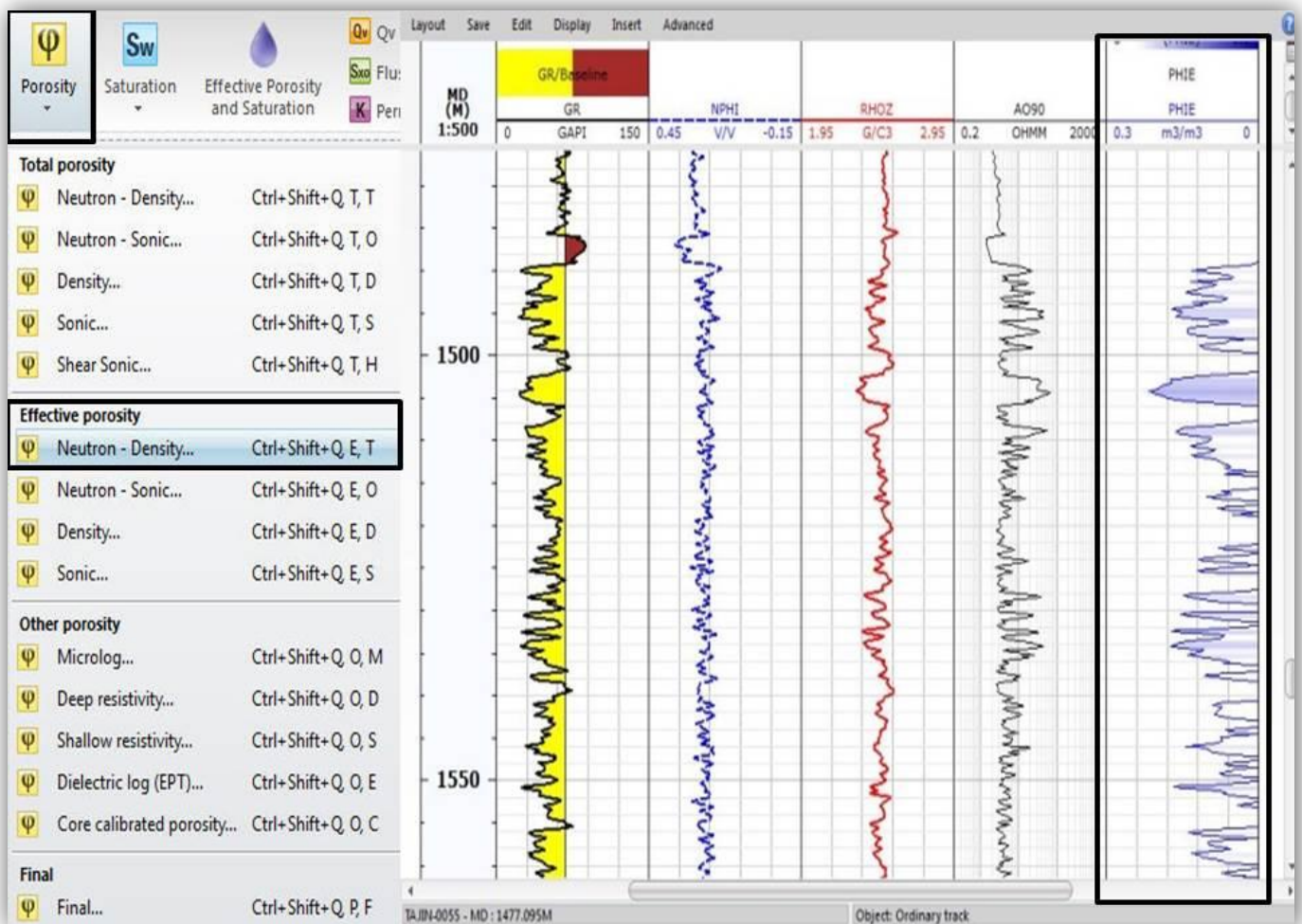


Figura No. 65: Cálculo de la curva de PHIE en el software de análisis petrofísico utilizando el modelo de Neutrón-Densidad. En recuadro negro destaca el método utilizado y la curva de PHIE calculada (Alcalá, 2013).

Cálculo de Saturación de Agua (Sw)

Archie estableció que la saturación de agua en una formación limpia de arcillas se puede calcular matemáticamente, sin embargo después de él, numerosos investigadores enfocaron sus esfuerzos para entender el efecto que las arcillas (mineral común en los yacimientos clásticos) tienen sobre el cálculo de Sw, por lo que utilizando como base la fórmula original de Archie desarrollaron sus propios modelos para compensar este efecto.

$$S_w^{1/n} = \frac{a * R_w}{\emptyset^m * R_t}$$

Donde:

Sw= Saturación de agua

\emptyset = Porosidad

n=Exponente de Saturación

m = Exponente de cementación

a=Factor de tortuosidad

Rt= Resistividad verdadera

Rw=Resistividad del agua de formación

De estos modelos, uno de los que mejor aplica para la mayoría de los casos en este tipo de yacimientos, y que es el que actualmente se está aplicando en Chicontepec, es el modelo de Doble Agua dados sus principios de fundamento al considerar en forma independiente las propiedades y efecto del agua ligada a las arcillas de las del agua libre y hace una combinación de ambas en su postulado.

La saturación total de agua de formación en yacimientos clásticos se divide en: el agua ligada a las arcillas, y el agua libre en el espacio poroso, esta última se subdivide en una porción que está adherida a los granos por efecto de capilaridad, comúnmente conocida como agua irreducible y otra porción que se encuentra en la parte central de los poros y que constituye el agua móvil, la cual es producible en pruebas de producción o de formación.

Para el caso de este trabajo, se realizó el cálculo de la curva de Sw a través del software de análisis petrofísico eligiendo un arreglo que contuviera las curvas de RD y NPHI, aplicando la fórmula de Archie obteniendo como resultado la curva de Sw (**Figura No. 66**).

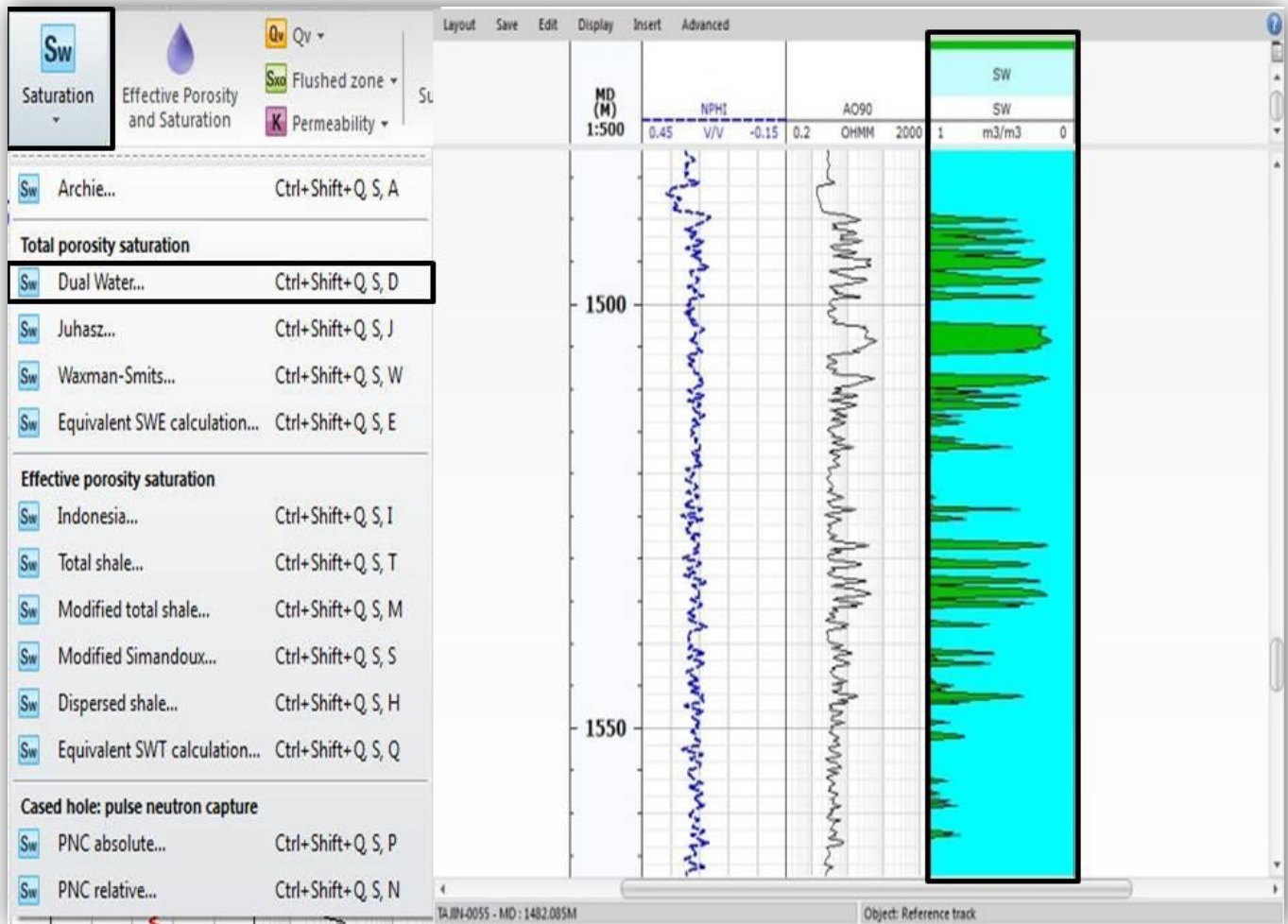


Figura No. 66: Cálculo de la curva de Sw en el software de análisis petrofísico utilizando el modelo de Doble Agua. En recuadros negros se destacan el método utilizado y la curva de Sw calculada (Alcalá, 2013).

Cálculo de la Permeabilidad (K)

Para calcular la permeabilidad existen también numerosos modelos ya establecidos tales como: Tixier, Timur, Coates, etc. Sin embargo una manera más precisa para su estimación es utilizando datos de porosidad y permeabilidad de núcleos. Para ello se elaboran una serie de gráficas que permiten observar el comportamiento y distribución de los datos y se obtiene una línea de tendencia de la cual se define la ecuación para calcular la permeabilidad con base en la porosidad, este método es muy adecuado compilando todos los datos de núcleo de un campo y definiendo su algoritmo para cada campo.

Cuando no se cuenta con información de núcleos, como es el caso de este trabajo, con ayuda del software de análisis petrofísico se calculó la K procesando un arreglo de registros de PHIE y NPHI utilizando el modelo de Timur, que es el modelo utilizado en Chicontepec (Figura No. 67).

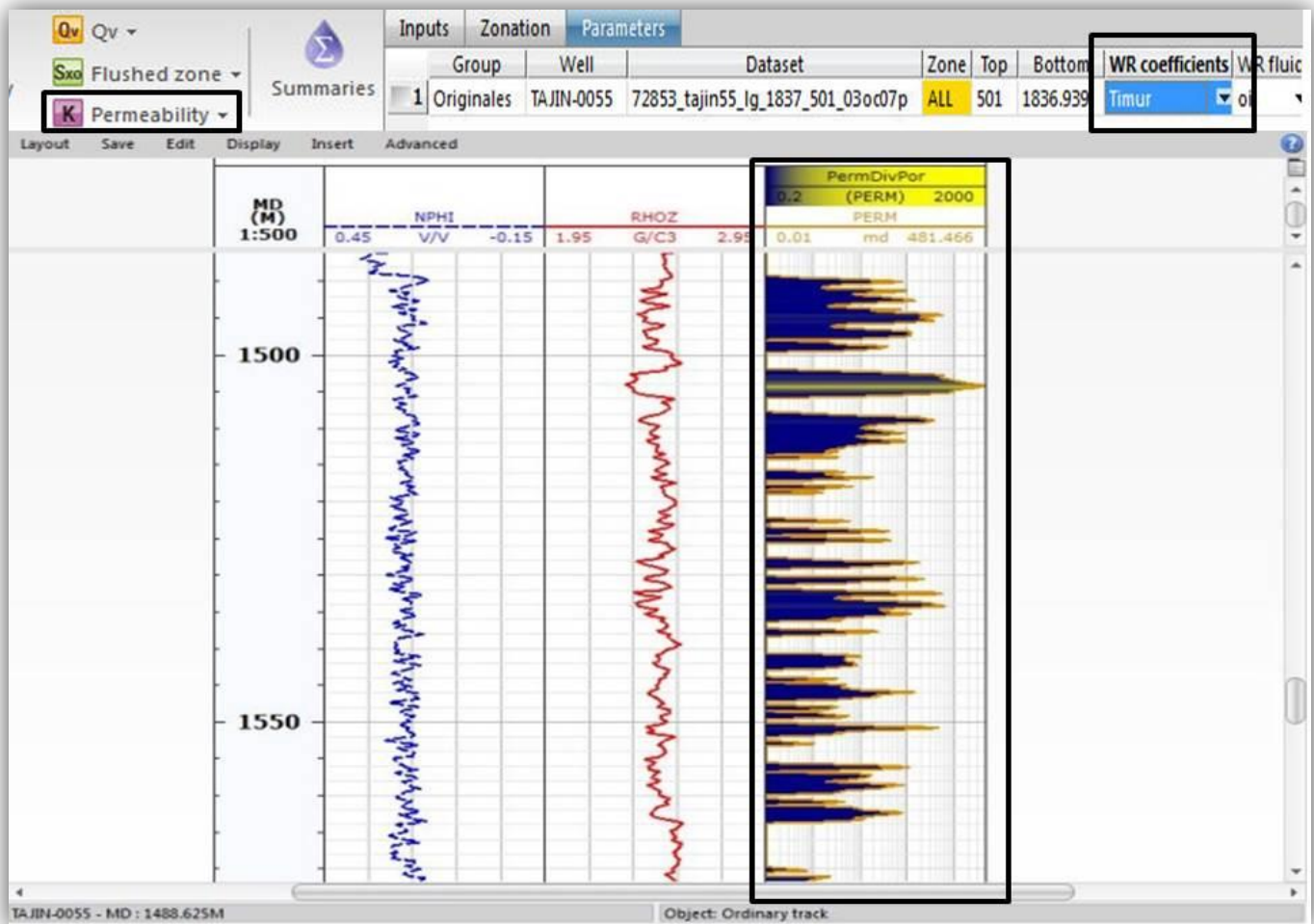


Figura No. 67: Calculo de la curva de K en el software de análisis petrofísico utilizando el modelo de Clavier. En recuadro negro se destacan el método utilizado y la curva de K calculada (Alcalá, 2013).

Determinación de Parámetros de Corte

Se denominan parámetros de corte a los valores de parámetros que participan en la determinación de los espesores neto poroso y neto impregnado, los cuales son: PHIE, Sw y VCL.

Para el espesor neto poroso se utilizan como valores de corte solamente PHIE y VCL, mientras que para determinar el espesor neto impregnado (Net Pay) se consideran PHIE, Sw y VCL.

Los valores de corte utilizados para este trabajo fueron:

- PHIE igual o mayor a 5%
- Sw igual o menor a 65%
- VCL igual o menor a 50%

Se utilizaron estos valores de corte debido a que se utilizan comúnmente en evaluaciones realizadas por PEMEX para el área de Chicontepec debido a que se ajustan a las condiciones geológico-sedimentológicas presentes (Figura No. 68).

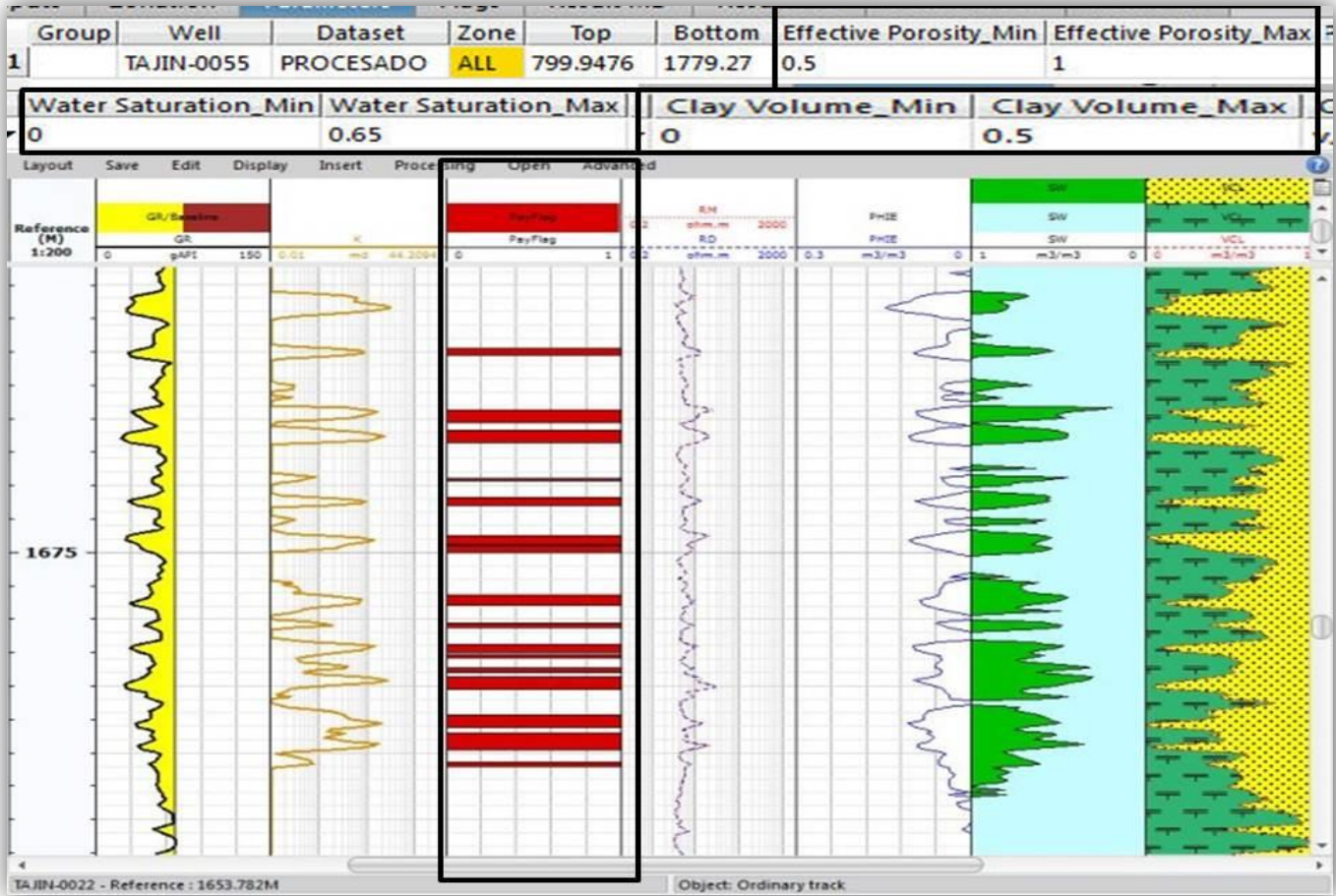


Figura No. 68: Cálculo de la curva de Net Pay en el software de análisis petrofísico utilizando los valores de corte representativos para la cuenca de Chicontepec. En recuadro negro se destacan los valores de corte utilizados ($VCL \leq 0.5$, $PHIE \geq 0.5$, y $Sw \leq 0.65$) y la curva calculada (Alcalá, 2013).

Escalamiento al Modelo de Propiedades Petrofísicas

Una vez que se tienen las configuraciones de las superficies 2D con su extensión areal, cierres laterales bien definidos y ajustadas con las cimas estratigráficas que corresponden, se tiene el diseño arquitectónico estructural y así se procede a la definición y construcción del Modelo Estructural. Los procesos que permiten dicha construcción son el Mallado de Pilares y La Configuración de Horizontes. Las relaciones estratigráficas entre cada una de las arenas y/o discordancias fueron construidas una a una para garantizar así una correcta definición de las Zonas Estratigráficas (**Figura No. 69**).

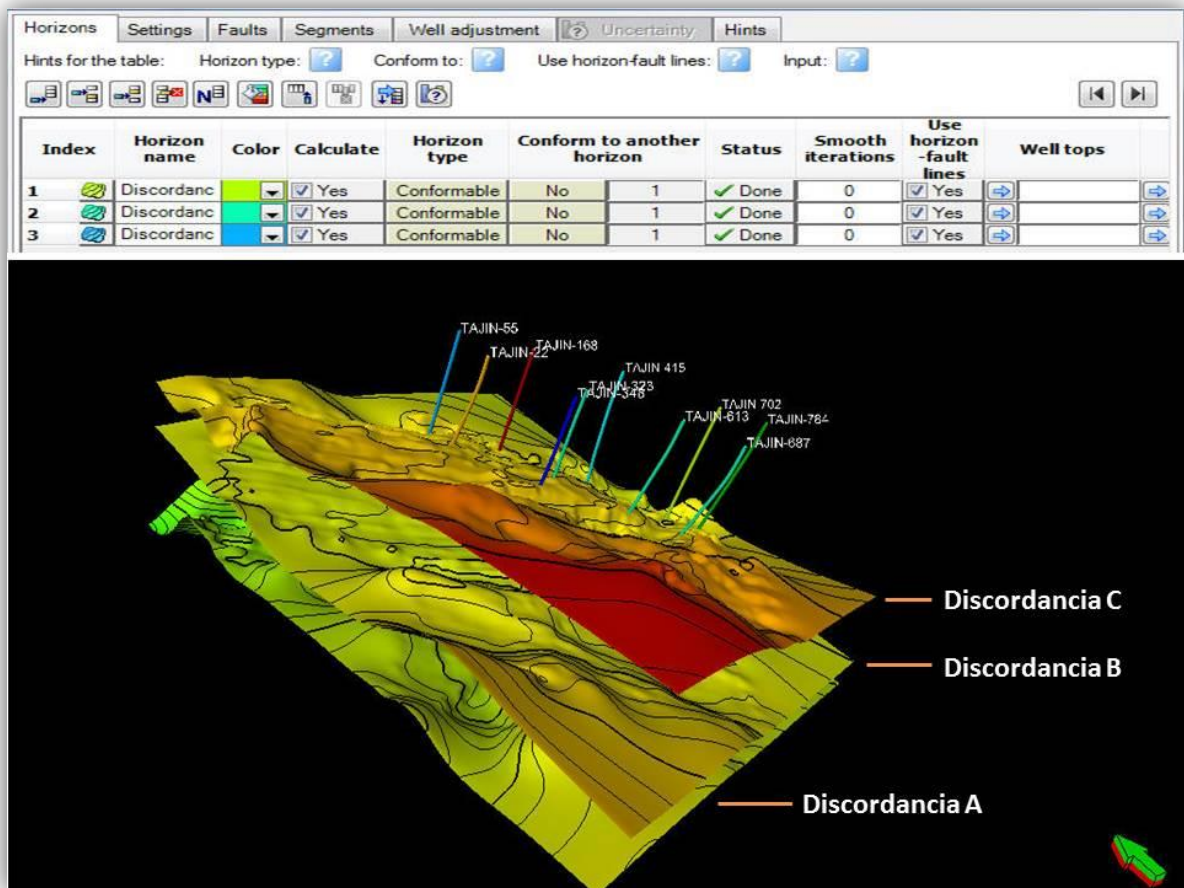


Figura No. 69: Construcción del Modelo Estructural: Para la configuración de horizontes, se empleó como dato de entrada todas las Superficies 2D editadas que definen la arquitectura del Modelo Estructural y se cuidó de las relaciones estratigráficas entre cada una de ellas. En la figura se muestran las discordancias de la A a la C (Alcalá, 2013).

La configuración del Modelo Estructural mostrado en la figura anterior queda finalmente conformada por 3 Discordancias y 2 Zonas Estratigráficas α y β (**Figura No. 70**).

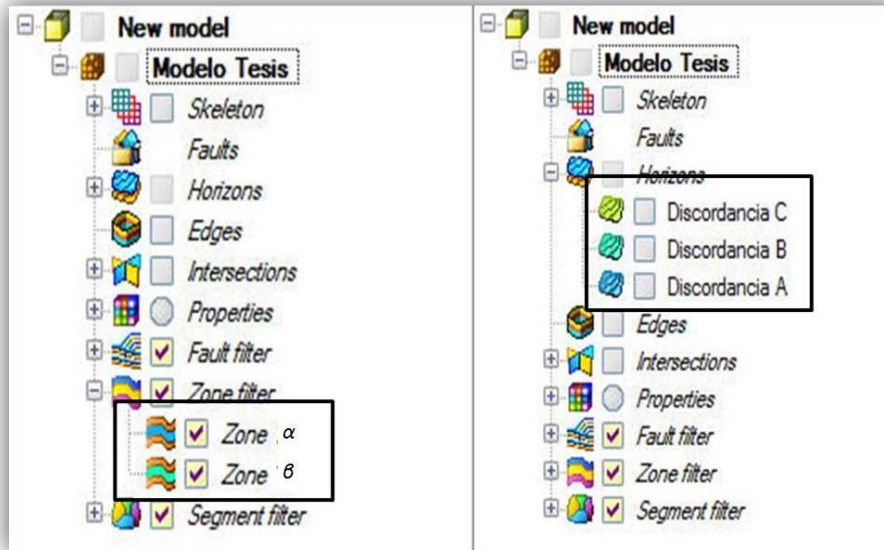


Figura No. 70: Configuración de horizontes y zonas estratigráficas en el Modelo Estructural. En recuadro negro se destacan las zonas α y β y las discordancias utilizadas para la configuración (Alcalá, 2013).

Ya por último se procede a la generación de una Propiedad Geométrica de Zonas, con la finalidad de inspeccionar que no se generen falsos volúmenes que posteriormente serán llenados con las diferentes propiedades petrofísicas escaladas en la malla. En caso de que celdas que puedan representar dichos volúmenes se encuentren presentes, se regenera de nuevo el Proceso de Configuración de Horizontes o se hace una edición manual de las mismas, en aras de tener un mejor control sobre el volumen de cada Zona Estratigráfica (Figura No. 71).

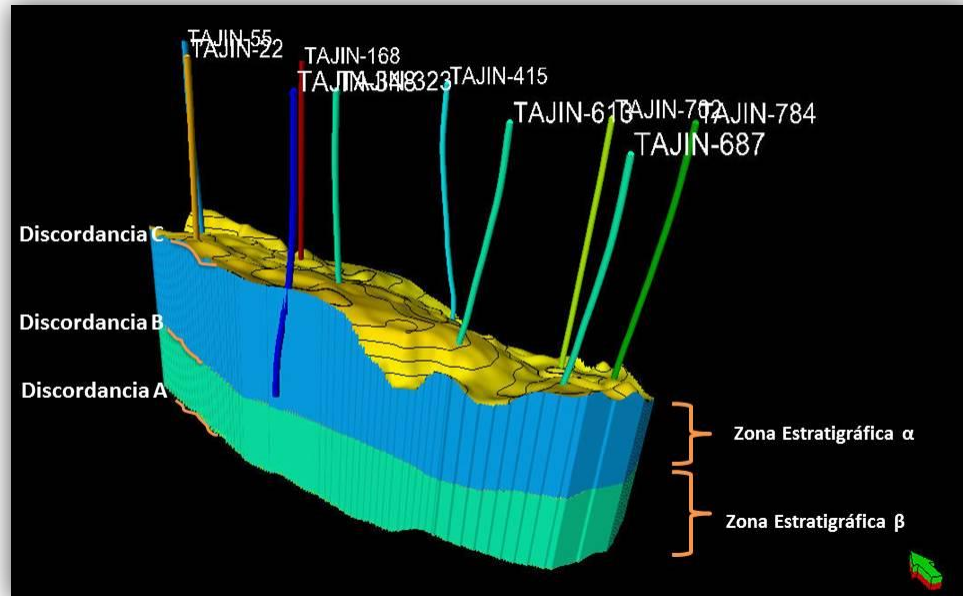


Figura No. 71: Modelo Estructural 3D para el campo Tajín, en donde se pueden observar las tres discordancias además de las dos zonas estratigráficas contenidas entre estas (Alcalá, 2013).

Una vez que el Modelo Estructural 3D se encuentra completamente definido y se han realizado los controles de calidad necesarios, se procede a la definición del espesor de las capas Inter Zonas Estratigráficas; el basamento para dicha definición yace en el hecho de que, en la mayoría de los casos, los intervalos evaluados petrofísicamente poseen espesores muy delgados (en ocasiones menores a 1 m) por lo que se quiere garantizar la mejor captura posible de los registros petrofísicos originales en la malla del esqueleto del Modelo, a lo largo de la trayectoria de cada pozo. Así el espesor de las celdas en el modelo se definió en 1 m y en promedio el Modelo Geocelular exhibe un incremento en la vertical de 1.43 m; esto debido a que la Zona Estratigráfica α (Disc B-Disc C), por ser mayoritariamente arcillosa se le hizo una subdivisión de 4 m en vez de 1 m, con la finalidad de impactar sobre el número total de celdas 3D que conforman el Modelo Geocelular. Debido a esto, lo que originalmente sería un Modelo con más de 1,000,000 celdas, se logra bajar a 900,000 celdas, lo cual impacta de manera positiva en los tiempos consumidos por el procesador para el escalamiento y propagación de propiedades (**Figura No. 72**).

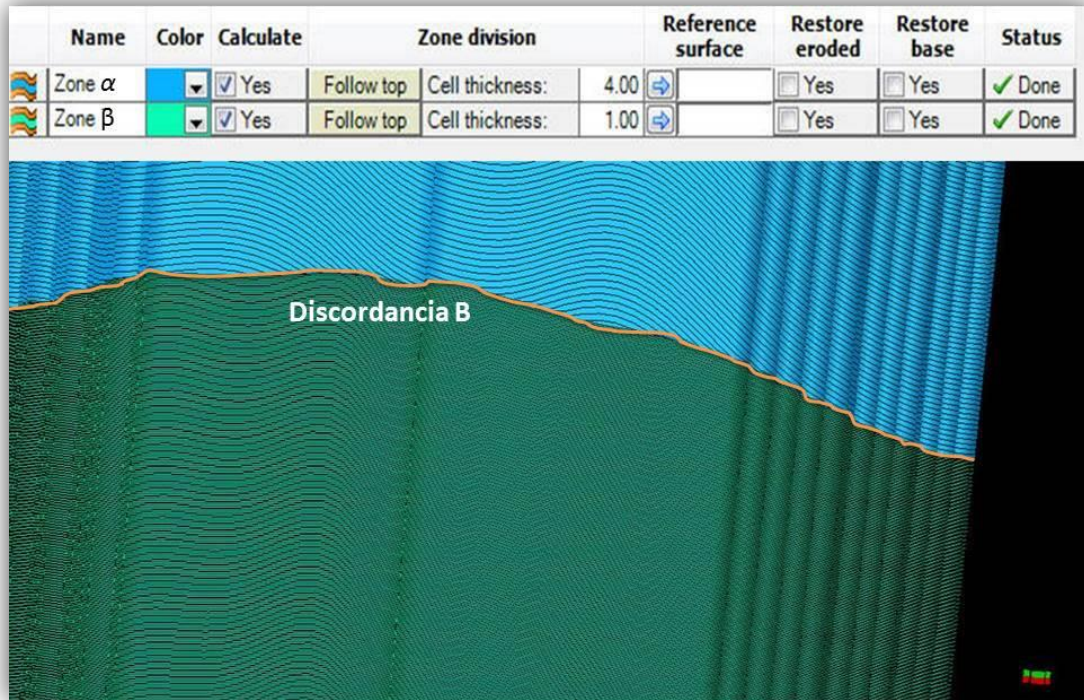


Figura No. 72: Definición del espesor de las capas Inter Zonas Estratigráficas, en donde el espesor promedio de las capas es de 1.43 m. El criterio empleado para la construcción de las mismas fue del tope de cada Zona Estratigráfica hacia la base, para garantizar que la captura de las propiedades a escalar sean lo más continuas posibles hacia el tope de cada Zona (Alcalá, 2013).

Una vez que se han definido las capas del Modelo Geocelular se procede a una revisión y edición de los datos petrofísicos, de un total de 10 pozos en el área 9 cuentan con evaluaciones petrofísicas completas, de la misma manera, empleando la calculadora del software de modelado, las curvas de entrada de Porosidad (PHIE), Saturación de Agua (Sw), Contenido de Arcilla (VCL) y Permeabilidad (K) fueron editadas y cortadas a sus rangos correctos de existencia, cuando aplica, de la siguiente manera: PHIE: 0-30%, SW: 0-1, VCL: 0-1; k: 0.0001-1000 mD (**Figura No. 73**).

Esto se hace con la finalidad de evitar la asignación errónea de valores extremos (negativos y/o fuera de su rango superior) a las celdas del modelo durante los procesos de escalamiento y el posterior modelaje y distribución de dichas propiedades.

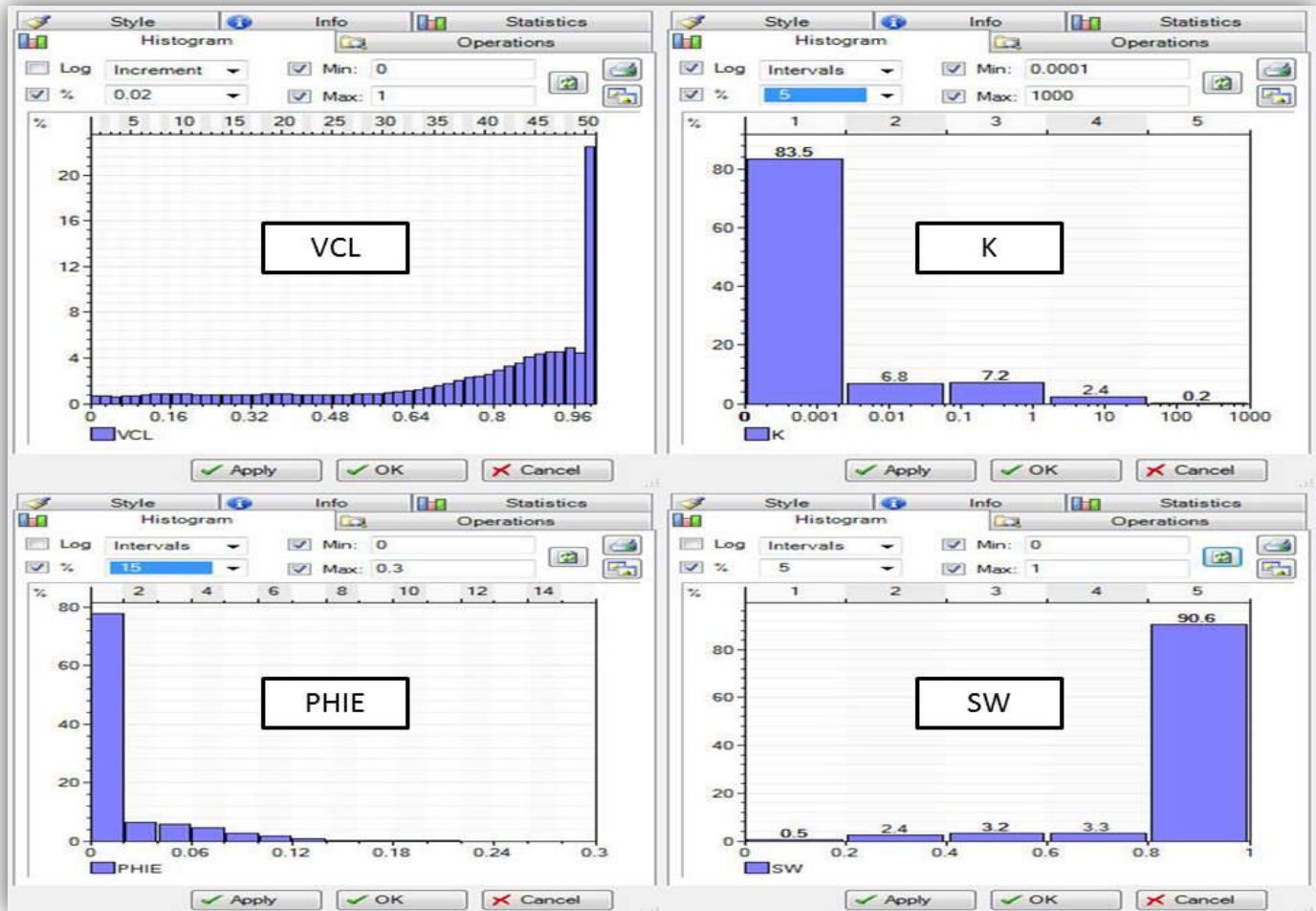


Figura No. 73: Distribución de frecuencias para VCL, K, PHIE y SW, para el sector oeste del campo Tajín (Alcalá, 2013).

Posterior a la edición de los datos petrofísicos de entrada, se procede al escalamiento de los mismos a la malla del Modelo Geocelular, la cual se encuentra definida de acuerdo a los parámetros estructurales de Horizontes y Zonas Estratigráficas así como por las dimensiones de celdas (100 x 100 x 1 m). Los escalamientos se realizaron sobre las propiedades de Volumen de Arcilla (VCL), Porosidad Efectiva (PHIE) y Permeabilidad (k) (Figura No. 74).

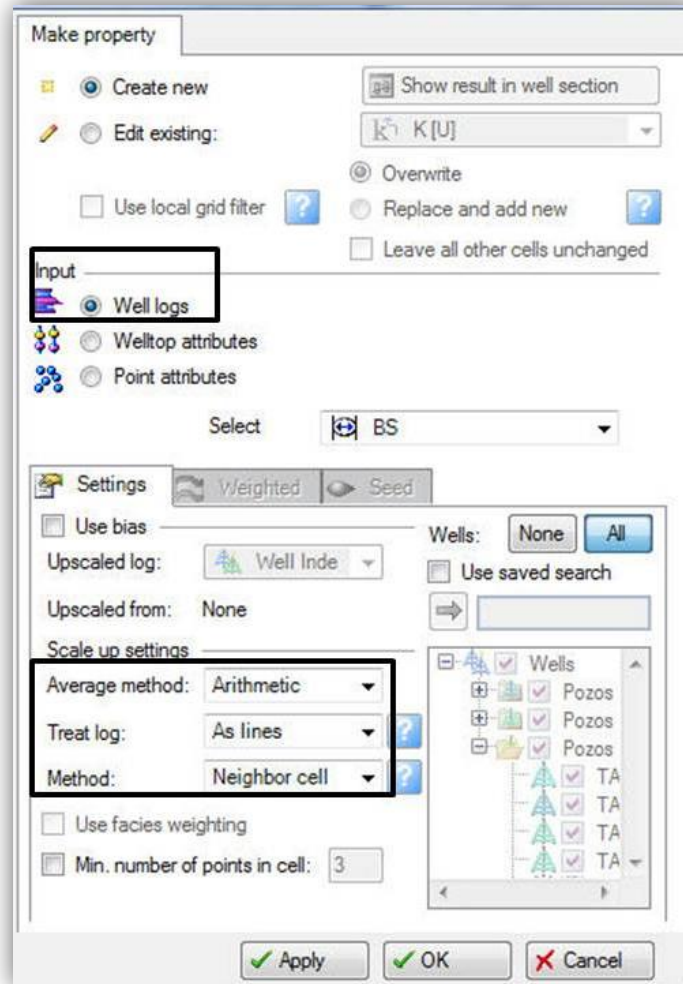


Figura No. 74: Proceso de escalado de registros, en donde los parámetros estadísticos señalados dependerán de las características esperadas del modelo. En recuadro negro se destacan los parámetros escogidos (Método matemático y tratamiento de registros) para el proceso de escalado (Alcalá, 2013).

Resultado del Escalamiento de la Curva Continua de Porosidad Efectiva (PHIE)

Debido a la conformación de espesor de capas de 1 m de la malla del Modelo Geocelular, los datos de entrada de Porosidad vs. los datos escalados (registro sintético) es muy buena, aquí se hace más evidente la calidad del escalamiento, debido a la naturaleza continua de la porosidad, el patrón que exhiben las celdas en el valor de la captura de la curva original puede apreciarse claramente (Figura No. 75).

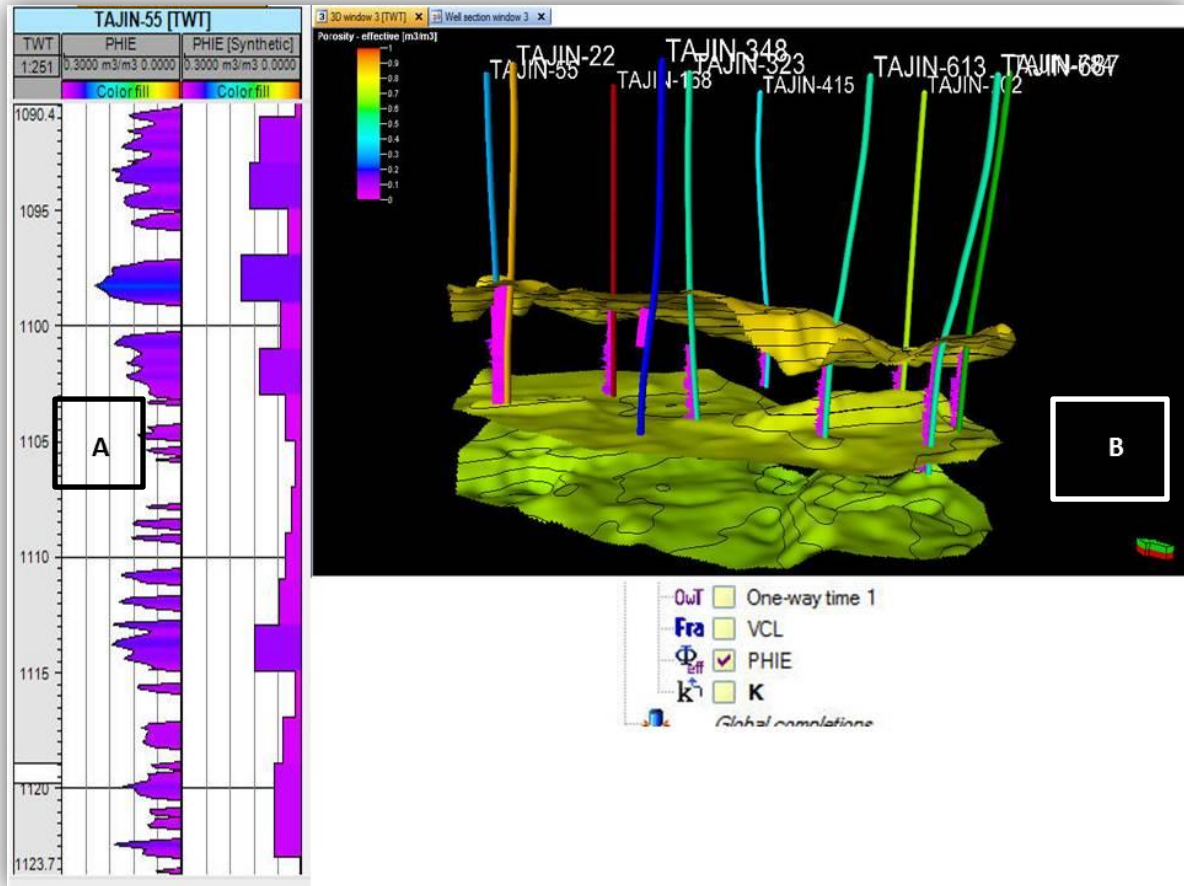


Figura No. 75: Escalamiento a la malla de la Porosidad (PHIE), (A) Muestra a la izquierda la curva PHIE de entrada y a la derecha el resultado de su escalamiento a la malla (registro sintético), (B) Muestra una vista general de los 10 escalamientos de PHIE en el área de Tajín (Alcalá, 2013).

Resultado del Escalamiento de la Curva Continua de Volumen de Arcilla (VCL)

Debido a la conformación de espesor de capas de 1 m de la malla del Modelo Geocelular, los datos de entrada de volumen de arcilla vs. los datos escalados (registro sintético) es muy buena, haciéndose evidente la calidad del escalamiento, debido a la naturaleza continua del volumen de arcilla, el patrón que exhiben las celdas en el valor de la captura de la curva original puede apreciarse claramente, además de poderse esperar una buena propagación de propiedades posteriormente (Figura No. 76).

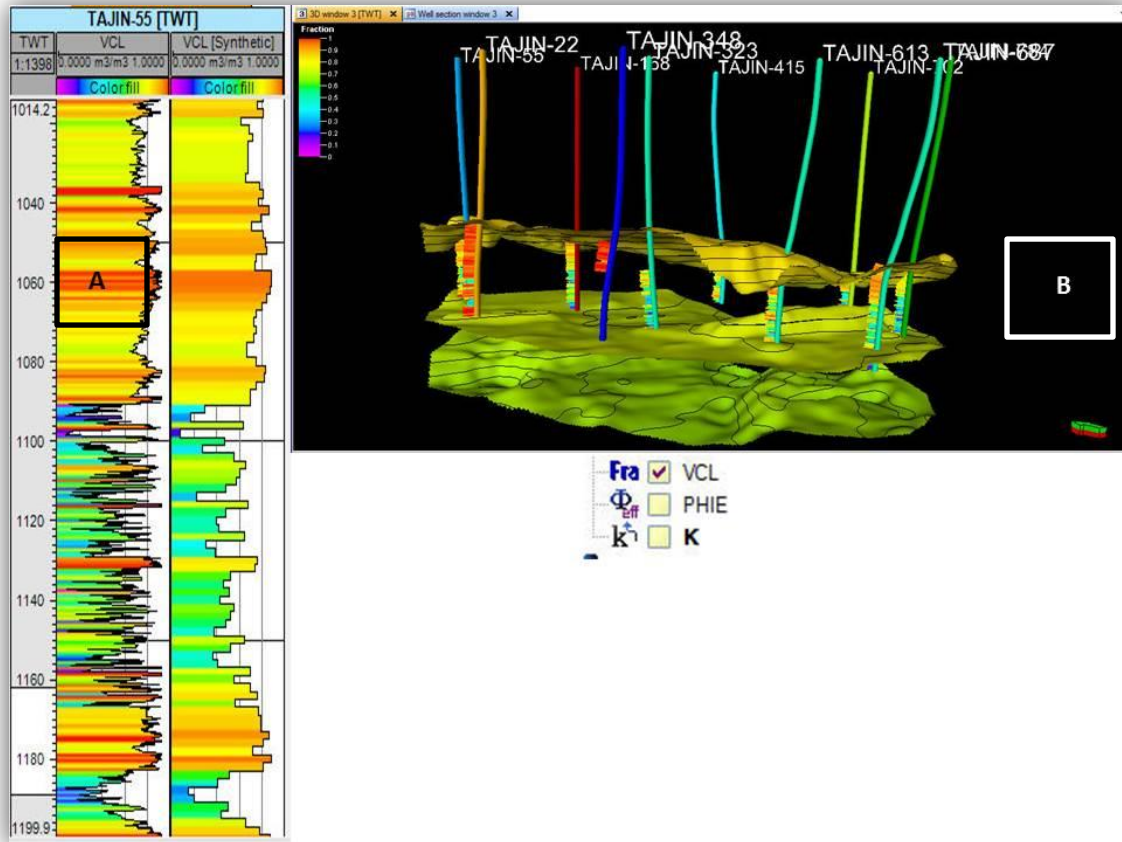


Figura No. 76: Escalamiento a la malla de volumen de arcilla (VCL), (A) Muestra a la izquierda la curva VCL de entrada y a la derecha el resultado de su escalamiento a la malla (registro sintético), (B) Muestra una vista general de los 10 escalamientos de VCL en el área de Tajín (Alcalá, 2013).

Resultado del Escalamiento de la Curva Continua de Permeabilidad (k)

Debido a la conformación de espesor de capas de 1 m de la malla del Modelo Geocelular, los datos de entrada de permeabilidad vs. los datos escalados (registro sintético) es muy buena, en donde la calidad del escalamiento debido a la naturaleza continua de la permeabilidad, el patrón que exhiben las celdas en el valor de la captura de la curva original puede apreciarse claramente, además de poderse esperar una buena propagación de propiedades posteriormente (Figura No. 77).

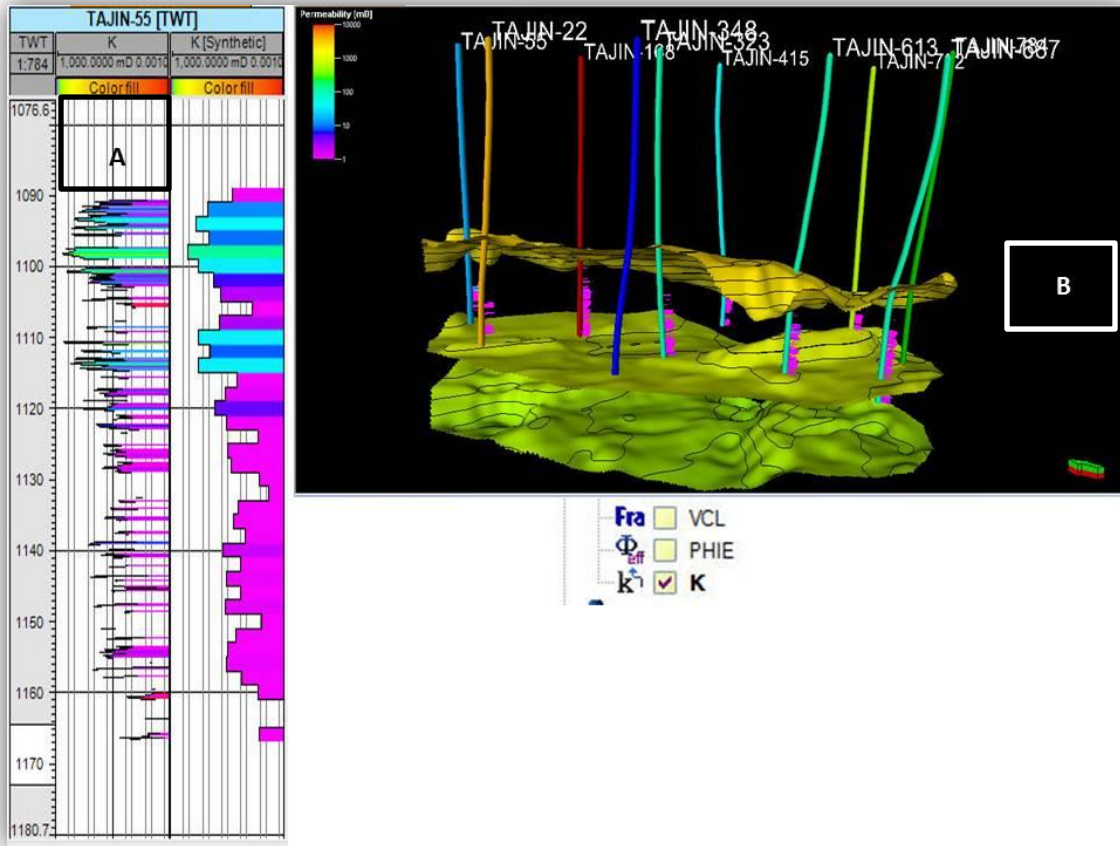


Figura No. 77: Escalamiento a la malla de permeabilidad (k), (A) Muestra a la izquierda la curva k de entrada y a la derecha el resultado de su escalamiento a la malla (registro sintético), (B) Muestra una vista general de los 9 escalamientos de k en el área de Tadjín (Alcalá, 2013).

Modelado de Propiedades Petrofísicas

Como paso necesario y previo al Modelaje de Propiedades se encuentra el Análisis Geoestadístico de los Datos, el cual es necesario para poder garantizar una óptima distribución de las propiedades petrofísicas escaladas a la malla del Modelo Geocelular.

Este Análisis de Datos consta básicamente del tratamiento (normalización, transformación) de un tipo de propiedad continua, como es el caso de la Porosidad (PHIE), Volumen de Arcilla (VCL) y Permeabilidad (k). El tratamiento a los datos regirá al proceso de Modelaje o población de las celdas del Modelo Geocelular. Dicho proceso se hará con un método estocástico, a saber: SGS (“Sequential Gaussian Simulation”) para las propiedades continuas, por ello se requiere que los datos tengan una distribución Gaussiana normal; por medio del programa se aplica una transformación de forma para obtener los datos con dicha distribución (dentro del espacio Gaussiano; posterior a todos los cálculos, los datos serán transformados de vuelta).

Los controles aplicados a los datos se pueden resumir como sigue:

Propiedades continuas (Porosidad, Volumen de Arcilla y Permeabilidad)

- Se realizaron las transformaciones pertinentes de datos de entrada y salida, así como la distribución normal de los mismos tanto en la Porosidad como en el Volumen de Arcilla y la Permeabilidad (**Figura No. 78**), la cual puede apreciarse en el histograma de barras azules a la izquierda de las curvas de distribución de frecuencias.
- Se calcularon y ajustaron los Variogramas que rigen la distribución espacial de la Porosidad, el Volumen de Arcilla y la Permeabilidad para las direcciones mayor, menor y vertical para cada Zona Estratigráfica.

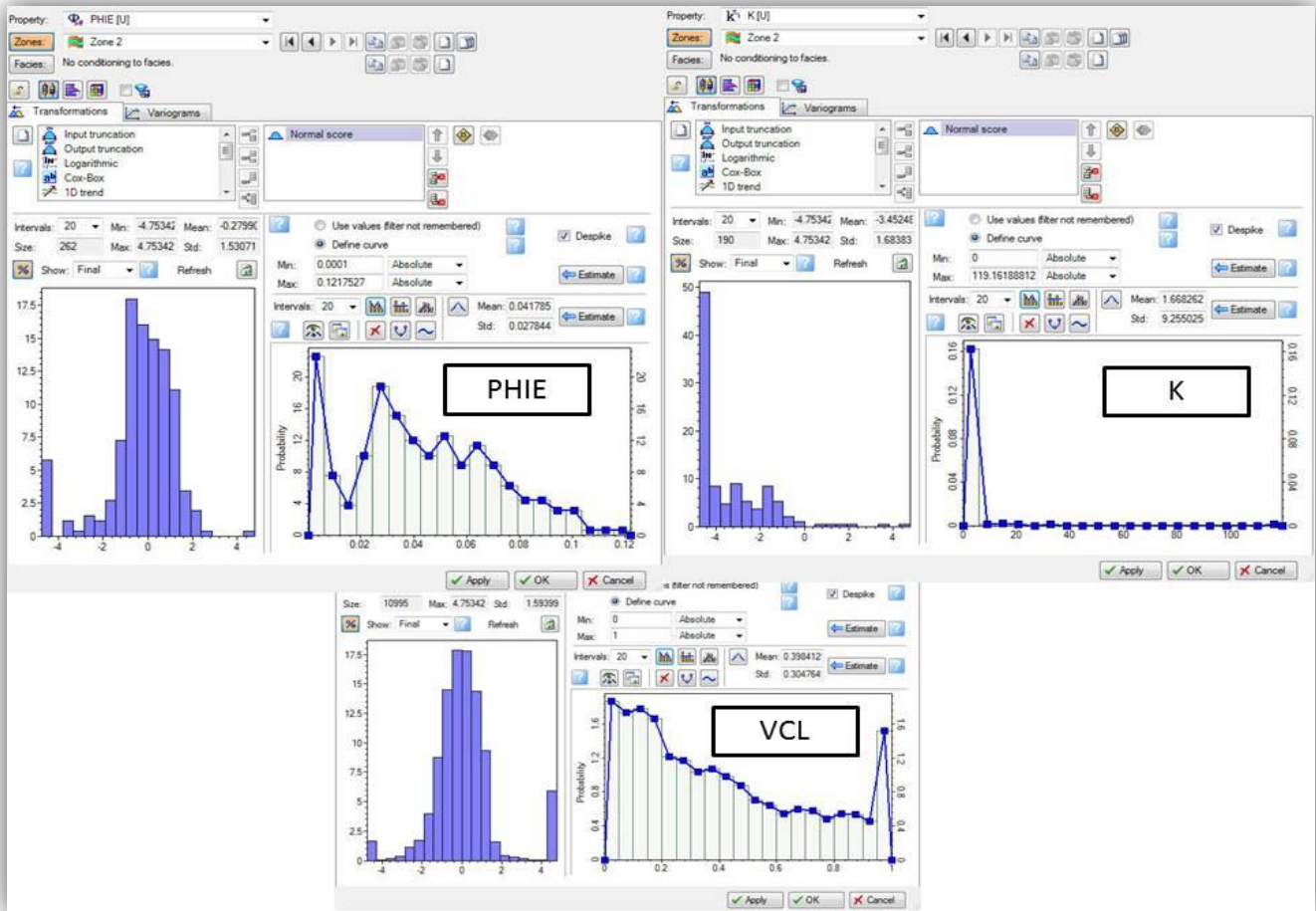


Figura No. 78: Análisis de Datos: Propiedades continuas, ajuste de datos de entrada, de salida y transformación normal para la porosidad (PHIE), permeabilidad (k) y Volumen de Arcilla (VCI) en el área del Campo Tajín (Alcalá, 2013).

Construcción del Modelo Geocelular 3D o Modelado de Propiedades

El Modelaje de propiedades se lleva a cabo empleando el método SGS para la Porosidad, Volumen de Arcilla y Permeabilidad, y se encuentra condicionada en función de la arquitectura del Modelo Estructural y por ende confinado dentro de la geometría de las Zonas Estratigráficas. Los parámetros que rigen a la población de las propiedades y los resultados obtenidos, se muestran a continuación:

- **Modelado de la Porosidad**

La Distribución de la Porosidad se realiza mediante el empleo de los valores promedio, calculados por varias pruebas, de los ejes mayor, menor y vertical de los Variogramas (Figura No. 79). Adicionalmente se calculó y empleó la Estimación de la Distribución Normal de los valores de Porosidad en cada Zona Estratigráfica ya que luego de diversas pruebas se encontró que tanto la distribución de la propiedad como del dato de entrada por cada pozo, responden muy bien a estos parámetros de modelado (Figura No. 80).

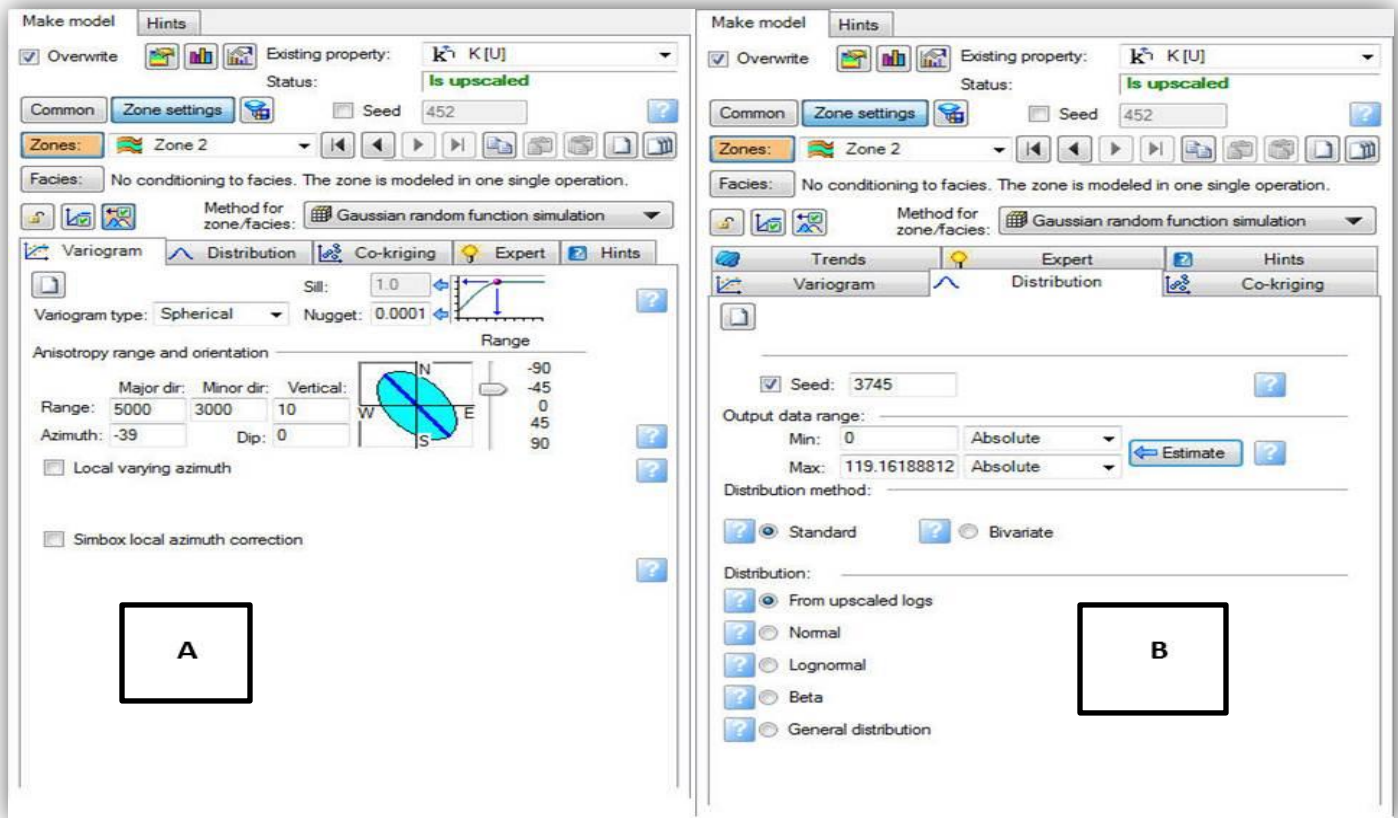


Figura No. 79: Modelado de la Porosidad. (A) Orientación de los variogramas para las Zonas Estratigráficas, (b) Estimación de la distribución estándar de datos por Zona Estratigráfica (Alcalá, 2013).

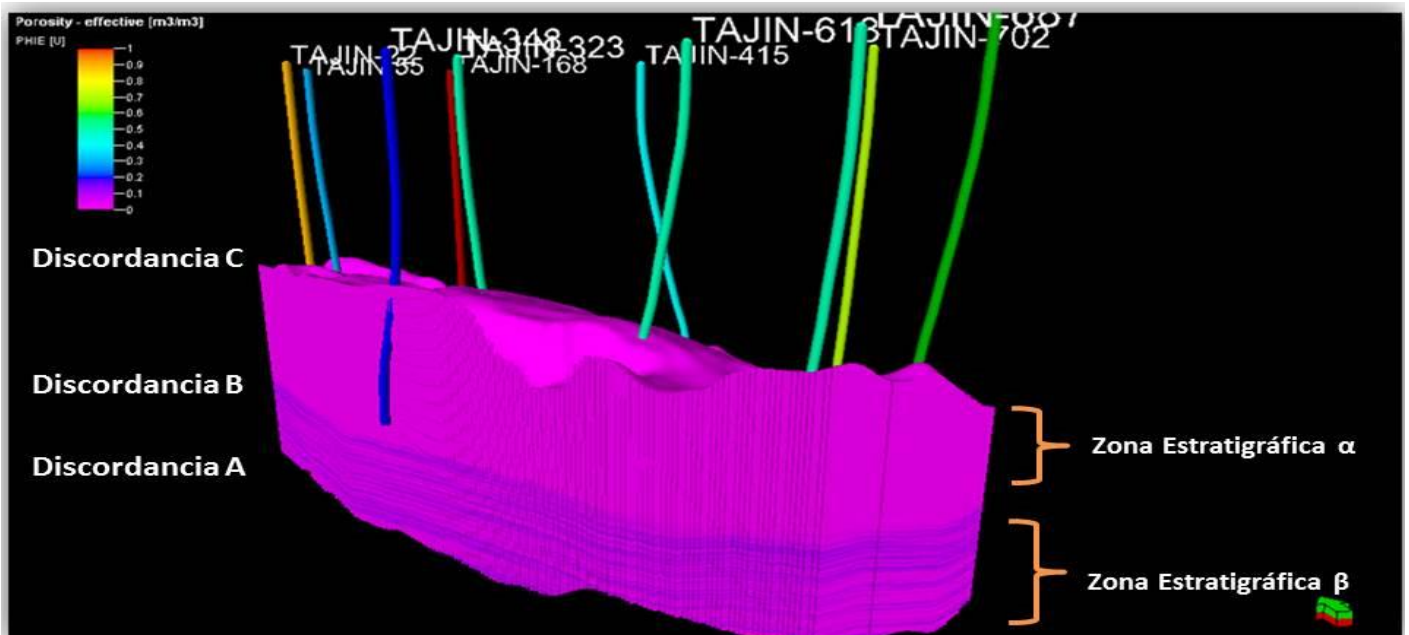


Figura No. 80: Vista general del resultado de la población y modelaje de la propiedad PHIE en todo el Modelo Geocelular, en el área de Tajín. Se puede observar que la porosidad es mayor en la zona β (Disc A-Disc B) (Alcalá, 2013).

- **Modelado del Volumen de Arcilla**

La Distribución de los valores de Volumen de Arcilla fue la más compleja de todas, ya que se realiza mediante el empleo de los valores promedio calculados por varias pruebas de los ejes mayor, menor y vertical de los Variogramas (**Figura No. 81**). Se estima la distribución de los valores de Volumen de Arcilla por cada Zona Estratigráfica, en donde el resultado final arrojó un claro nivel de arcilla mayor en la zona α (Disc B-Disc C) como claramente se observa en el modelo (**Figura No. 82**).

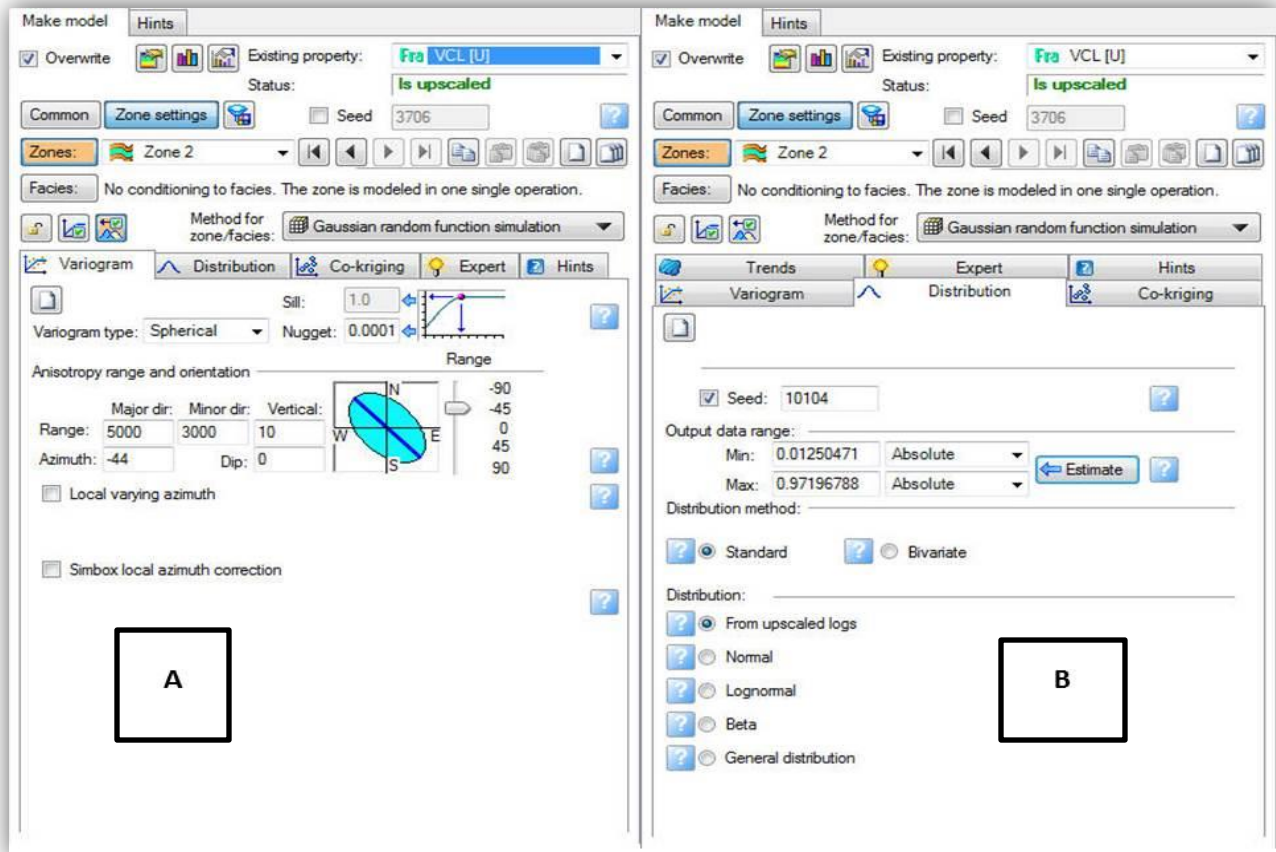


Figura No. 81: Modelado del Volumen de Arcilla. (A) Orientación de los variogramas para las Zonas Estratigráficas, (b) Estimación de la distribución estándar de datos por Zona Estratigráfica (Alcalá, 2013).

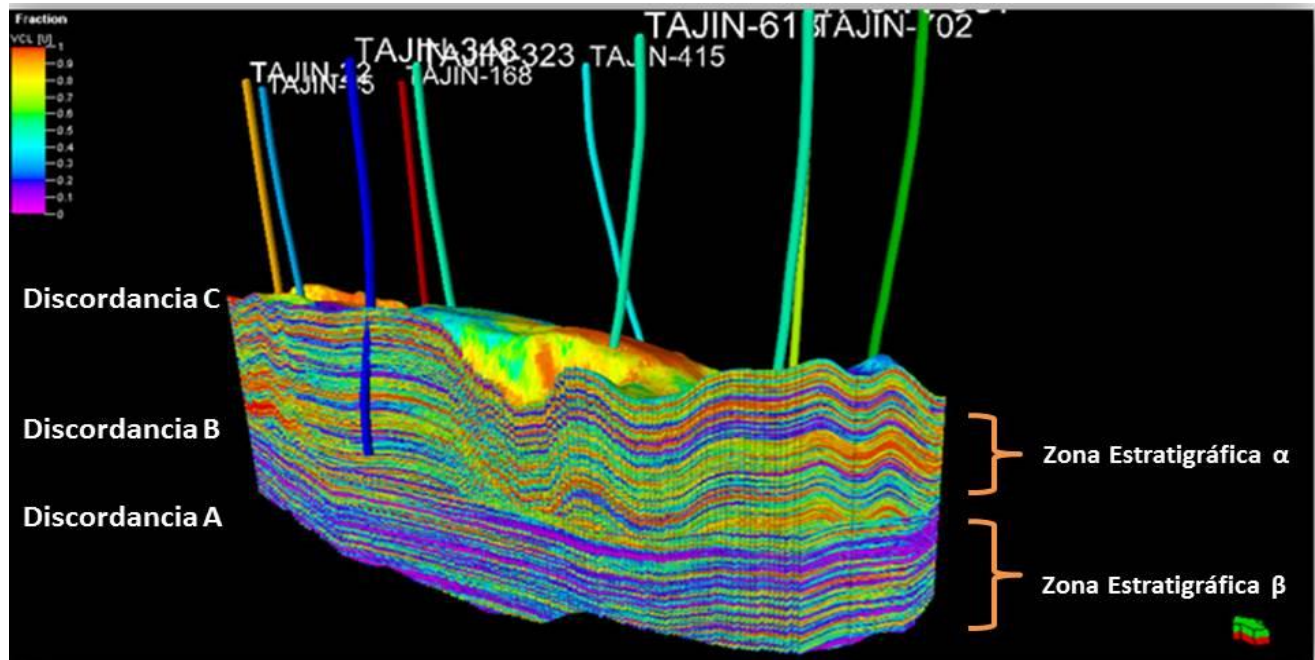


Figura No. 82: Vista general del resultado de la población y modelaje de la propiedad VCL en todo el Modelo Geocelular en el área de Tajín. Se puede observar que el volumen de arcilla es mayor en la zona α (Disc B-Disc C) (Alcalá, 2013).

- **Modelado de la Permeabilidad**

La Distribución de la Permeabilidad se realiza mediante el empleo de los valores promedio, calculados por varias pruebas, de los ejes mayor, menor y vertical de los Variograma (**Figura No. 83**). Adicionalmente se calculó y empleó la Estimación de la Distribución Normal de los valores de Permeabilidad en cada Zona Estratigráfica, y luego de diversas pruebas se encontró que tanto la distribución de la propiedad como del dato de entrada por cada pozo, responden muy bien a estos parámetros de modelado (**Figura No. 84**).

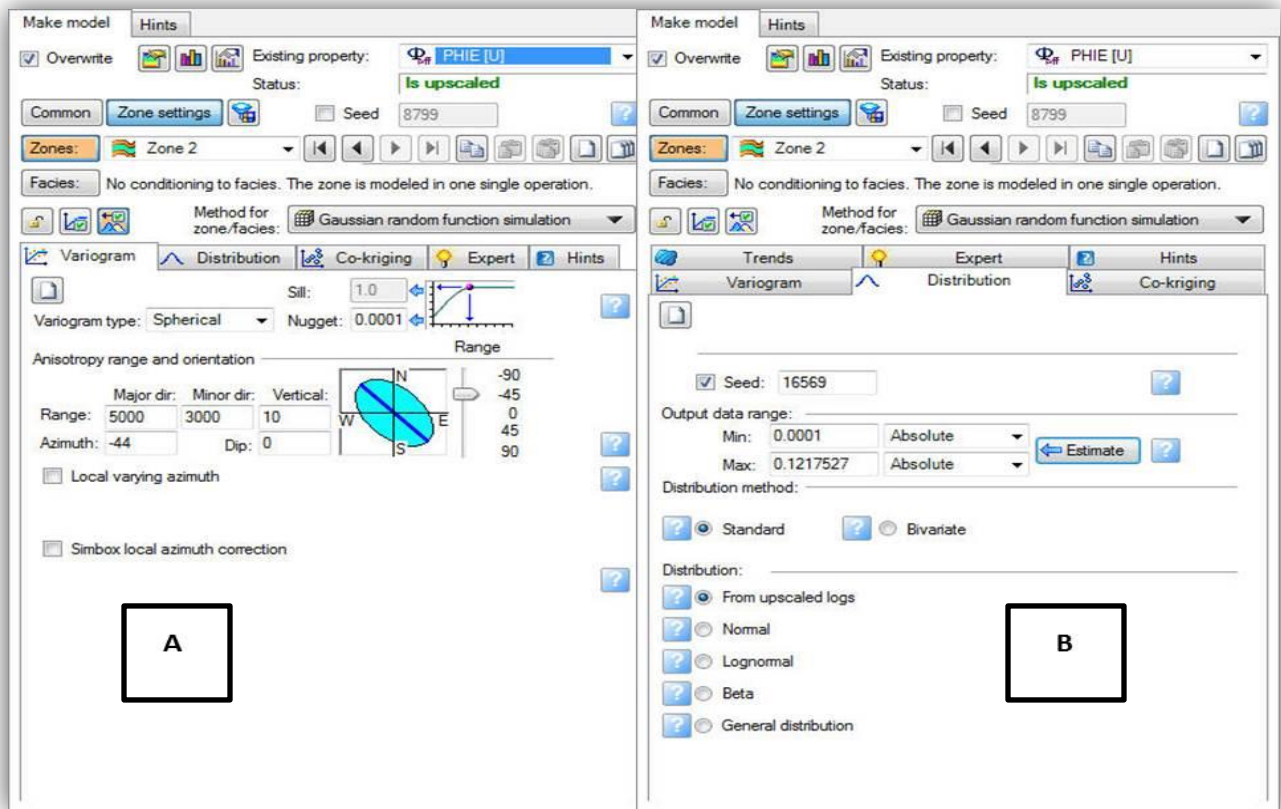


Figura No. 83: Modelado de la Permeabilidad. (A) Orientación de los variogramas para las Zonas Estratigráficas, (B) estimación de la distribución estándar de datos por Zona Estratigráfica (Alcalá, 2013).

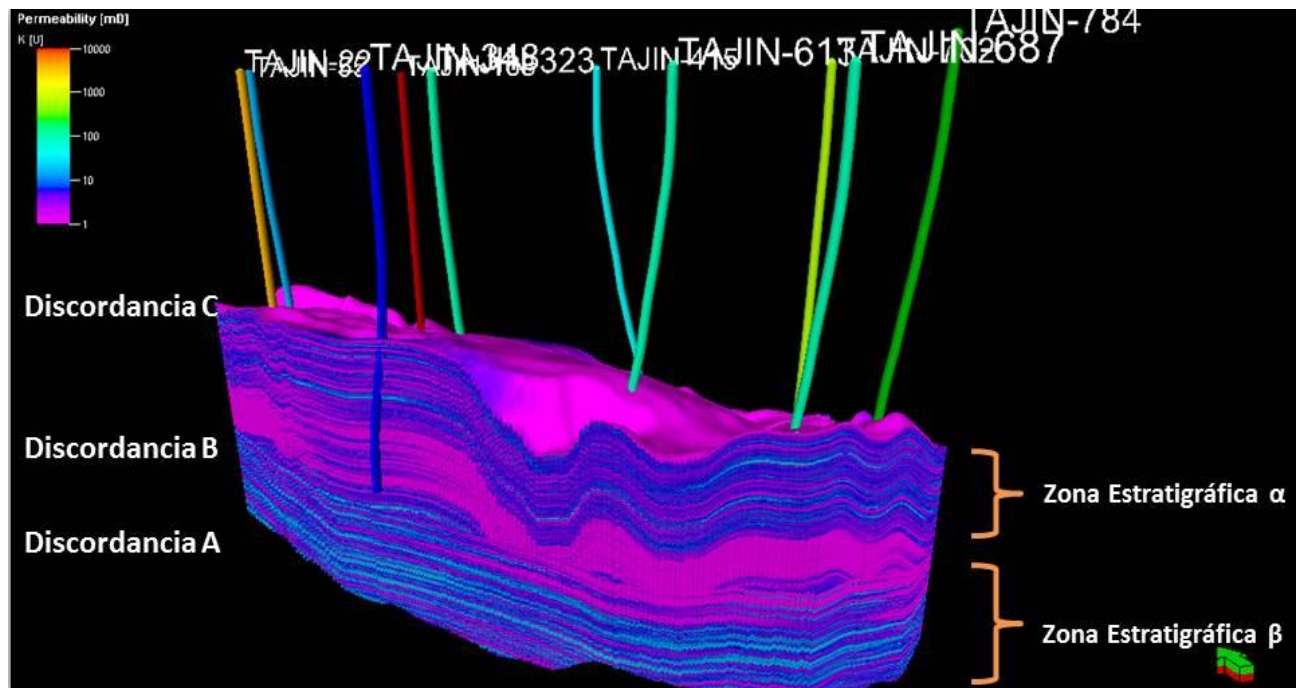


Figura No. 84: Vista general del resultado de la población y modelaje de la propiedad K en todo el Modelo Geocelular en el área de Tajín. Se puede observar que la permeabilidad es mayor en la zona β (Disc A-Disc B) (Alcalá, 2013).

Generación de Mapas de Propiedades

Finalmente se generaron mapas de propiedades en planta así como secciones del modelo, para su posterior análisis, por zonas estratigráficas y abarcando áreas representativas que se determinaron visualmente por sus claros valores altos de propiedades (permeabilidad y porosidad efectiva) y valores bajos (volumen de arcilla). Estas áreas representativas se utilizaron para la posterior generación de 2 ubicaciones posibles con la mayor probabilidad de éxito petrolero.

Mapa de Distribución de Porosidades Efectivas

Se generó el mapa de porosidades efectivas para la zona α (Disc B-Disc C) en el cual se nota que las porosidades más altas se encuentran aisladas en las partes norte y sur del modelo oscilando entre valores promedio de 10% a 14% (**Figura No. 85**), pudiendo además notarse la abundancia de pozos perforados hacia esas áreas además de presentar un alineamiento NW-SE fiel al acomodamiento de sedimentos en el Paleocanal.

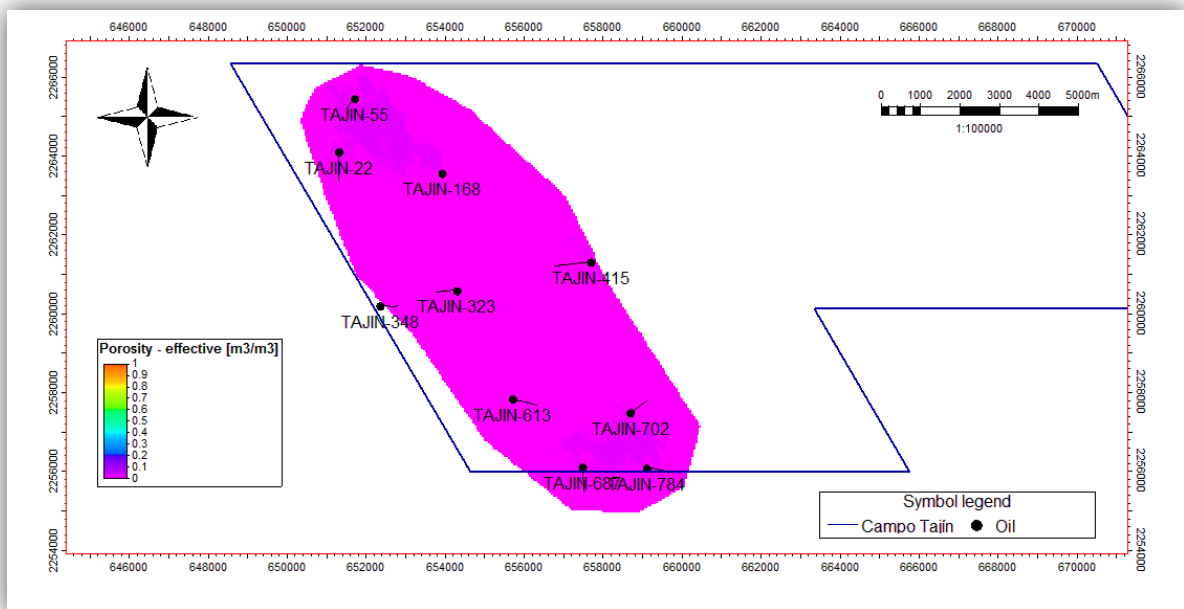


Figura No. 85: Mapa de distribución de Porosidades Efectivas, se observa la distribución de mayores valores hacia las partes norte y sur del modelo, además de presentarse abundancia de pozos hacia esas zonas (Alcalá, 2013).

Sección PHIE

El análisis de secciones evidenció la presencia de porosidades efectivas mayores en la zona β (Disc A-Disc B) de valores desde 5% hasta 20%, esto se podría atribuir a la tendencia arenosa que presentan las estructuras formadas en la zona 2 apoyadas por el análisis de secciones de valores VCL posteriores y a los antecedentes sedimentológicos del área que describen lentes arenosos y facies de estratificación media en la zona (**Figura No. 86**).

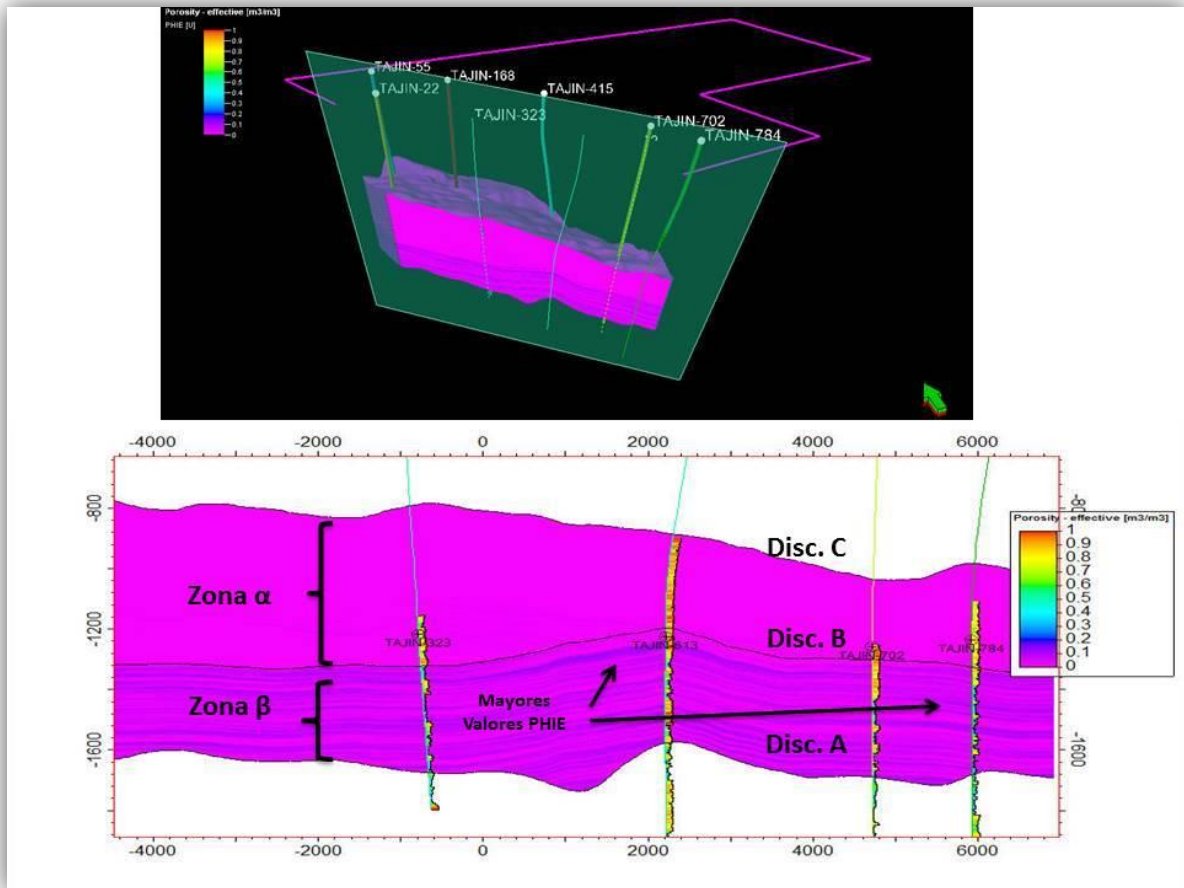


Figura No. 86: Sección de propiedades petrofísicas (k); Abajo: se puede observar la tendencia de mayores porosidades en la zona β , Arriba: Vista general de la localización de la sección en el modelo Geocelular, los pozos muestran los registros VCL (Alcalá, 2013).

Se generó el mapa de volúmenes de arcilla para la zona α (Disc B-Disc C) en el cual se nota que los volúmenes más altos presentan una tendencia NW-SE con valores de 60% a 70%, los valores bajos ocupan dos zonas aisladas en las partes oeste y sur del modelo con valores entre 10% a 40% (Figura No. 87), los valores mayormente arcillosos parecen alinearse a la dirección preferencial del Paleocañón mostrando un patrón preferencial de abanicos turbidíticos.

Seccion VCL

El análisis de secciones evidenció la presencia de volúmenes de arcilla mayores en la zona α (Disc B-Disc C) desde 40% hasta 70%, esto se podría atribuir a la tendencia arcillosa que presentan las estructuras formadas en la zona que es muy marcada, por el contrario la zona β (Disc A-Disc B) (Figura No. 88), presente zonas de menor arcillosidad con valores entre 10% a 35% posiblemente debido a los antecedentes arenosos de las estructuras presentes en la zona.

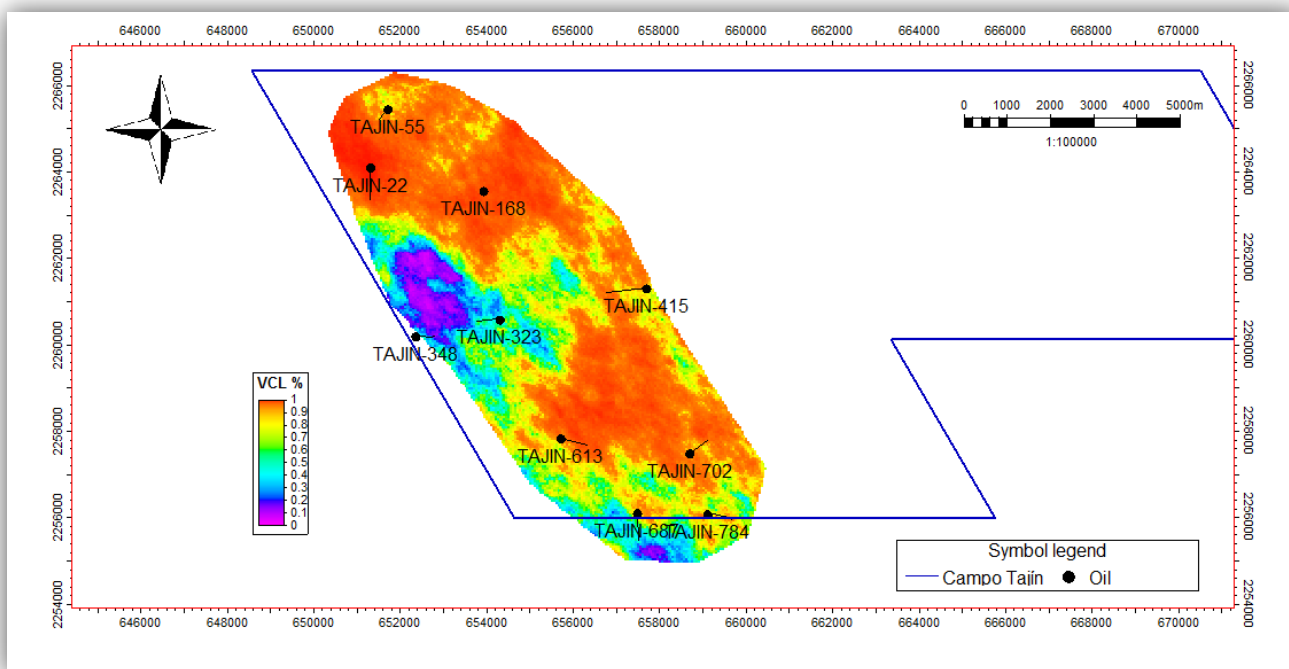


Figura No. 87: Mapa de distribución de volúmenes de arcilla, se observa la distribución de mayores valores hacia las partes norte y SE del modelo, se observa la tendencia de arcillosidad a una alineación NW-SE (Alcalá, 2013).

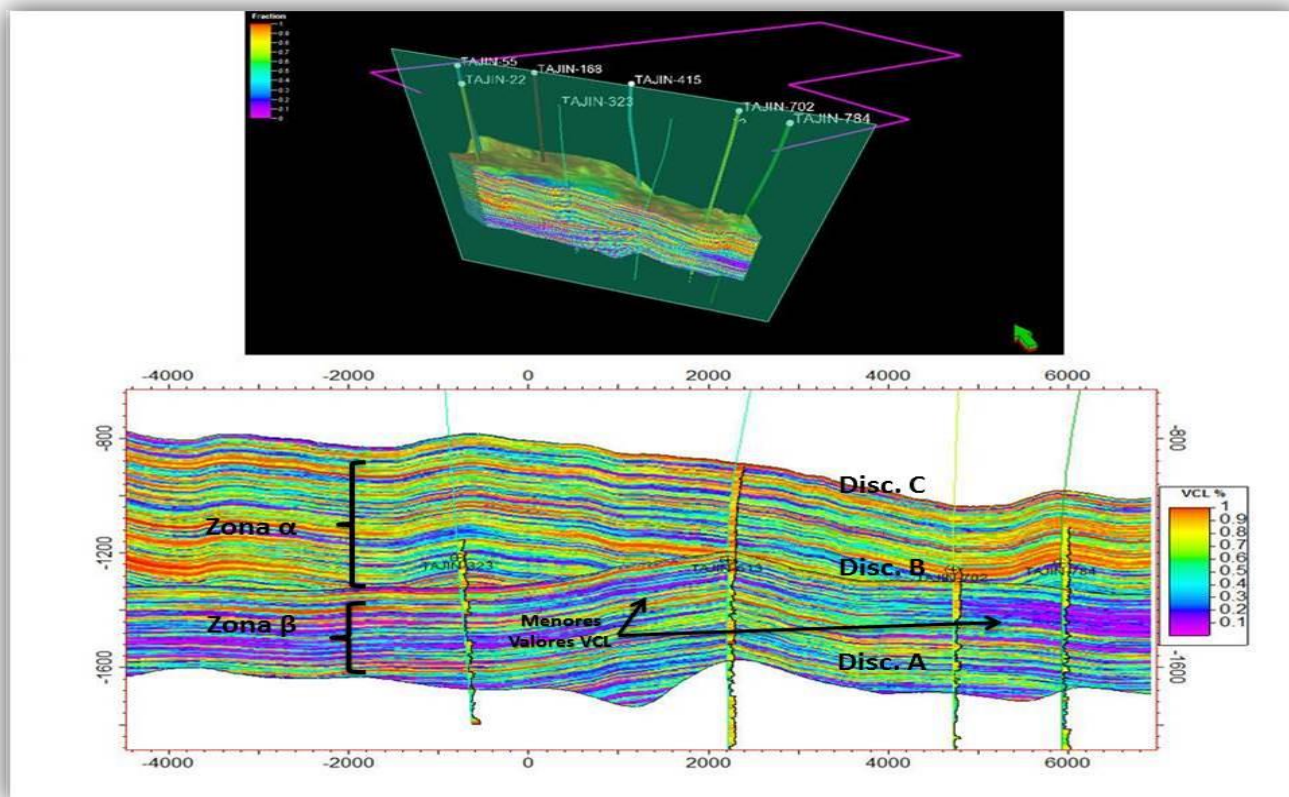


Figura No. 88: Sección de propiedades petrofísicas (VCL); Abajo: se puede observar la tendencia de menores valores de VCL en la zona β, Arriba: Vista general de la localización de la sección en el modelo Geocelular, los pozos muestran los registros VCL (Alcalá, 2013).

Mapa de Distribución de Permeabilidad

Se generó el mapa de permeabilidad para la zona α (Disc B-Disc C) en el cual se nota que los volúmenes más altos presentan una tendencia casi W-E con valores de 4 mD a 7 mD, los valores bajos ocupan la mayoría del modelo a excepción de una pequeña zona aislada al SE del mismo (**Figura No. 89**), los valores mayores presentan una tendencia perpendicular a la dirección preferencial del Paleocañón.

Sección K

El análisis de secciones evidenció la presencia de valores altos de permeabilidad hacia la parte media de la zona β y una zona de marcadas permeabilidades bajas en su parte superior, así mismo, la zona α mostro un área notable de baja permeabilidad en su parte baja y otra área de medianas permeabilidades hacia su parte alta (**Figura No. 90**).

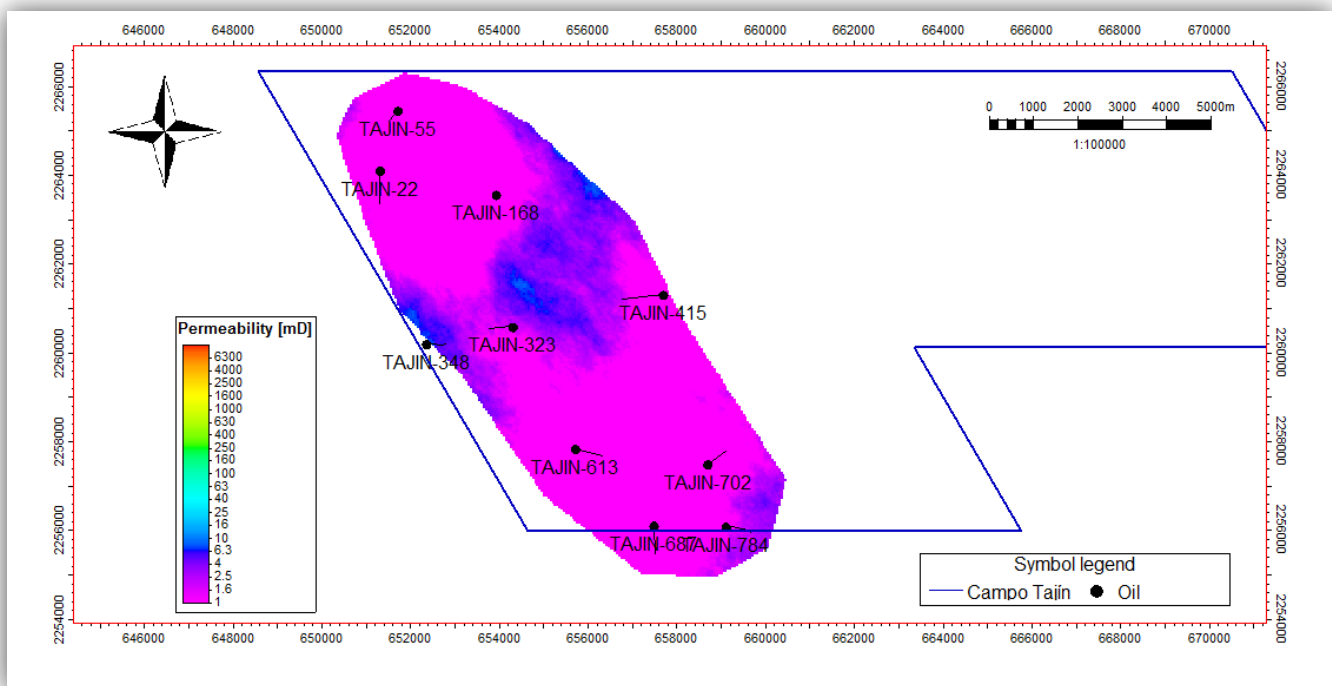


Figura No. 89: Mapa de distribución de permeabilidades, se observa la distribución de mayores valores en la zona W-E y hacia una pequeña área aislada hacia el sur del modelo (Alcalá, 2013).

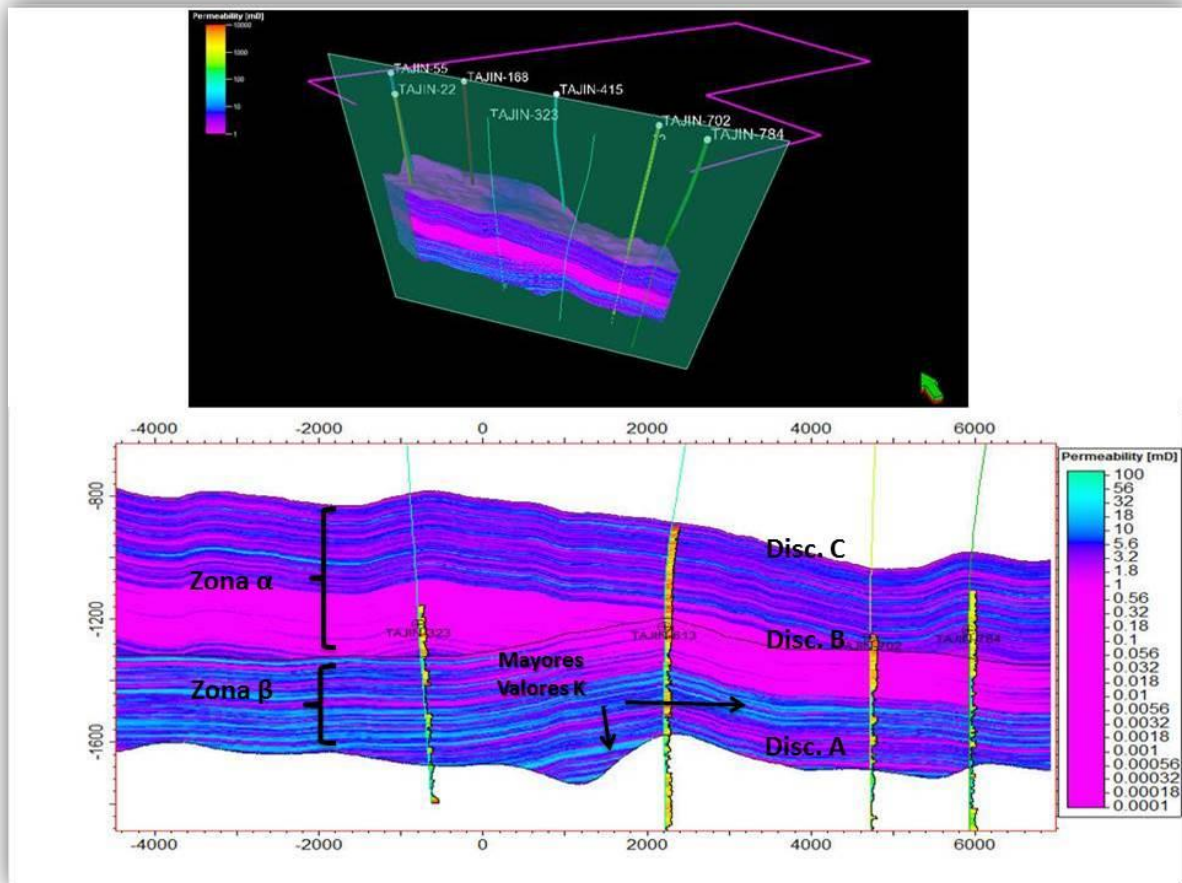
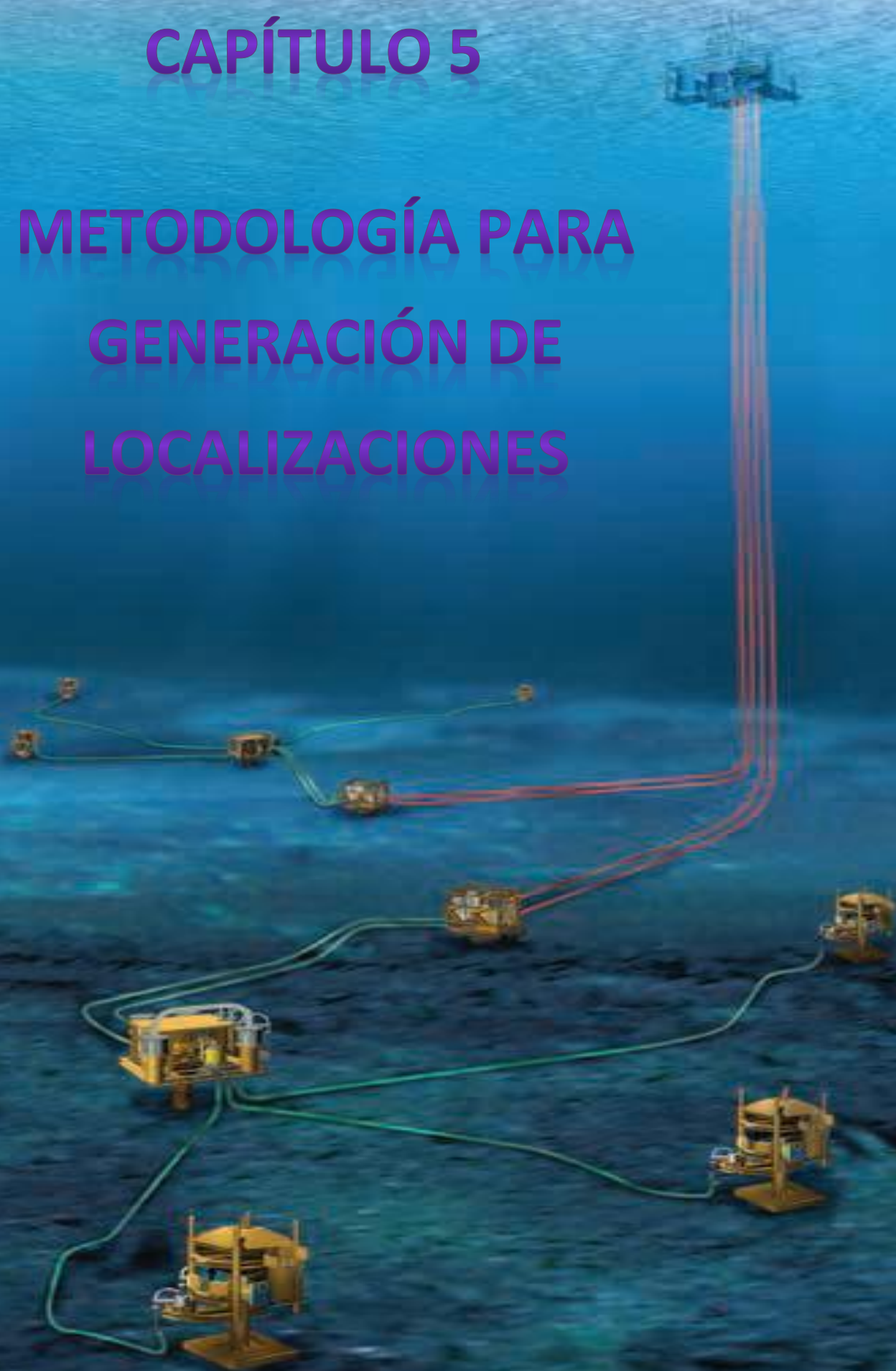


Figura No. 90: Sección de propiedades petrofísicas (k); Abajo: se puede observar la tendencia de mayores valores de permeabilidad en la parte media de la zona β y las zonas de valores menores en la parte superior de la zona β y la parte baja de la zona α , Arriba: Vista general de la localización de la sección en el modelo Geocelular, los pozos muestran los registros VCL (Alcalá, 2013).

CAPÍTULO 5

METODOLOGÍA PARA GENERACIÓN DE LOCALIZACIONES



Etapa 1: Objetivos de Perforación

Se puede definir a la Metodología como el estudio o elección de un método pertinente para un determinado objetivo (Sampieri, 1991). En este trabajo se intenta proveer de un método, en base a metodologías previas de PEMEX, datos duros y a la experiencia profesional, que guíe al cumplimiento del objetivo de proponer la localización de una oportunidad petrolera (con base en lo ya visto con anterioridad) con la menor incertidumbre posible y el mayor éxito geológico; a continuación se enlistan las etapas de esta metodología con los resultados obtenidos de este trabajo.

Objetivo

Especificaciones claras de las metas al término del proyecto

Dicha etapa se refiere a definir los objetivos del proyecto, es decir, trata de plantear las respuestas a las preguntas: ¿para qué perforar ese pozo?, ¿Qué se espera encontrar? y ¿Qué aportará?, las cuales es necesario definir antes de proceder con la planeación del mismo. En la industria petrolera, las respuestas a estas preguntas generalmente son:

¿Para qué perforar ese pozo?: para descubrir y producir hidrocarburos.

¿Qué se espera encontrar?: se espera hallar hidrocarburos para incorporación de reservas.

¿Qué aportará?: proveerá de información geológica del área.

Ya establecidos los objetivos primarios, se podrá proceder a proponer objetivos secundarios dependiendo de los antecedentes geológicos y petroleros del área que puedan ayudar a aumentar la probabilidad de éxito geológico mediante la extracción de núcleos de roca, la toma de registros geofísicos en intervalos de interés, la correlación con pozos vecinos, etc.

El objetivo que se persiguió al proponer una localización en la presente metodología, fue el de que apoyada en bases geológicas, geofísicas y petrofísicas ésta posea el menor riesgo geológico, y además, sirva para ejemplificar la metodología que se presenta.

Etapa 2: Datos Generales de Ubicación

En esta etapa se deben definir los aspectos generales y de referencias de ubicación del (los) pozo(s) a perforar como son: nombre del pozo, tipo de pozo, su ubicación y el plano aproximado de su ubicación geográfica; esta misma refiriéndose al estado, municipio y referencia geográfica (**Figura No. 91**), debido a que aún no se cuenta con las coordenadas UTM que se generarán en etapas posteriores, así mismo, se podrán definir aspectos específicos como son: altura del terreno sobre el nivel del mar y en el caso de pozos marinos, tirante de agua, etc. (**Figura No. 92**)

Nombre del (los) Pozo(s)

Nombre:	<u>Saphire</u>	Número:	<u>1</u>	Letra:	<u>S</u>	No. de conductor	<u>1</u>
Clasificación:	<u>Exploratorio</u>						

Ubicación

Estado:	Veracruz	Municipio:	El Tajín
Referencia Topográfica	A 22.1 Km al oeste de la ciudad de Papantla		
Tipo de Pozo	Marino () Terrestre (X) Lacustre ()		
Campo Petrolero	Tajín		

Figura No. 91: Datos generales y de ubicación del pozo Saphire 1 (Alcalá, 2013).



Figura No. 92: Plano de ubicación geográfica: muestra la zona de ubicación probable del pozo Saphire 1 y los límites del campo Tajín (Google Earth, 2013).

Etapa 3: Situación Geológica

En dicha etapa se reúne y analiza toda la información geológica posible del área en cuestión, con el objetivo de familiarizarse con la geología en cuestión y recopilar todos los datos necesarios para su posterior uso en la elaboración del Modelo Geológico; algunos de los aspectos que se analizan en esta etapa son:

- Geología regional y local: Se define la historia geológica del área para identificar el intervalo de tiempo en el que se desarrollaron los procesos geológicos involucrados.
- Sedimentología: Se define en qué tipo de facies se encuentra el objetivo, además de, si se busca explotar lentes arenosos u horizontes arenosos.
- Situación estructural: Si el área presenta sistemas de fallas, en qué tipo de cuenca se encuentra, si existe actividad salina y el análisis de secciones geológicas.
- Columna geológica probable: Se define la columna geológica probable que se espera atravesar al perforar un pozo, además del intervalo estratigráfico donde se espera encontrar el objetivo, se deben especificar las cimas de las formaciones a atravesar para llegar a los objetivos, también se especificarán las cimas de domos salinos y arcillosos, así como la presencia de brechas en m.v.b.n.m., el rango de precisión esperado máximo recomendado es de 200m. Tratándose de pozos con poca información de correlación, el rango de precisión se ajustará a la información disponible.
- Sistema Petrolero: Se define en que sistema petrolero se encontrara el objetivo a perseguir, además de definir su roca generadora, almacenadora, sello, tipo de trampa y sincronía.
- Correlación de pozos: Se reúne la información estratigráfica y de registros de pozos vecinos y se realiza la correlación de los mismos para determinar la posible profundidad del objetivo buscado.

Etapa 4: Modelo Geológico Estático

Esta etapa es la más importante de la metodología, debido a que en base a los datos del modelo geológico estático, se generan las coordenadas UTM del objetivo y por lo tanto se define su localización exacta. Para la generación del modelo estático de este trabajo se siguió un flujo de trabajo (**Figura No.93**) detallado en el Capítulo 4 y cuyas fases se describen a continuación:

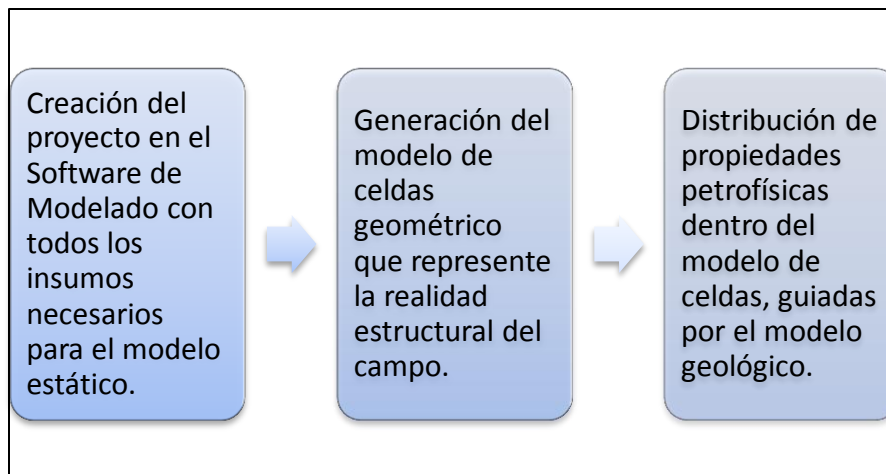


Figura No. 93: Diagrama de flujo de trabajo del modelo geológico estático (Alcalá, 2013).

Fase 1. Creación del Proyecto en el Software de Modelado con todos los insumos necesarios para el modelo estático.

-Objetivo

Recopilación de los datos disponibles para su revisión, control de calidad, carga en el Software y generación del proyecto preliminar.

-Revisión de los insumos agrupados por tipo de dato

- Encabezado de los pozos a incluirse en el modelo.
- Nombre del pozo.
- Coordenadas X,Y
- KB (Kelly Bushing)
- TZ (Leyes de Velocidades) validadas de los pozos.
- Desviaciones de pozo.
- Marcadores geológicos asociados a la zona de interés del yacimiento.
- Evaluaciones petrofísicas
- Registros eléctricos básicos para correlación y control de calidad.
- Gamma Ray (GR), Resistividad de la formación (RT), sísmico (BHC), densidad (DPHI), neutrón (NPHI), etc.

- Saturación de agua.
- Permeabilidad.
- Modelo petrofísico.

-Información sísmica en tiempo

- Interpretación sísmica de los horizontes asociados a cima y base del yacimiento.
- Cubo sísmico del área del yacimiento sin filtro y sin ganancia.
- Velocidades de procesamiento de la sísmica 3D.

-Actividades una vez recopilados los insumos necesarios.

- Creación del proyecto en el software, definición de unidades y coordenadas del proyecto.
- Carga y control de calidad de la información de pozo.
- Carga y control de calidad de datos sísmicos 3D en tiempo.
- Recopilación de información geológica y digitalización de mapas (si existe).

-Conclusiones

Los datos recopilados en esta fase, deben ser revisados y validados en conjunto por los diferentes especialistas de la materia, dependiendo del tipo de dato. Estos datos fueron usados para cargarse y generar el modelo geológico preliminar.

Fase 2. Generación del modelo de celdas geométrico que represente la realidad estructural del campo en profundidad.

-Objetivo

Es generar un modelo geométrico en profundidad a partir de la interpretación en tiempo que sirve para la distribución de las propiedades petrofísicas y de roca.

-Introducción

Una vez que está integrada la base de datos del proyecto en la Fase 1 se procede a realizar lo necesario para tener un modelo estructural de referencia para la distribución de propiedades petrofísicas.

Esto se inicia con la interpretación sísmica de los horizontes de interés y los necesarios para el modelo de velocidades que permita llevar todo al dominio de la profundidad, para esto se necesitó de una nueva Ley Tiempo-Profundidad para tener certeza de lo interpretado y obtener un buen ajuste de los pozos en el paso de la interpretación al dominio de la profundidad.

-Modelo geométrico en tiempo

En la construcción del Modelo Geométrico en tiempo para este trabajo, se emplearon los 3 horizontes interpretados convertidos a superficie para que tuvieran continuidad en el área del

proyecto. Para esto se suavizaron utilizando solamente parámetros que eliminaran el ruido que pudiera ocasionar efectos no deseados en el modelo de velocidades.

Cada una de las superficies obtenidas de la interpretación se preparó de manera individual para aumentar la calidad en el modelo geométrico en tiempo y dejar todo listo para que las superficies convertidas a profundidad estén listas para usarse en el modelo de propiedades.

-Modelo geométrico en profundidad

El Modelo Geométrico en profundidad consiste en convertir las superficies ajustadas a los pozos, en un modelo sólido de celdas en donde se van a distribuir las propiedades petrofísicas, este consta de 2 zonas:

1. Zona Superior, ubicada entre la Discordancia B y la Discordancia C.
2. Zona Inferior, ubicada entre la Discordancia A y la Discordancia B.

-Conclusiones

El modelo geométrico en profundidad permite ahorrar tiempo en la siguiente fase del modelo, ya que este lleva más controles de calidad y ajuste a los pozos en un modelo de celdas 3D y no solo en superficies.

Fase 3. Distribución de propiedades petrofísicas dentro del modelo de celdas, guiadas por el modelo geológico.

-Objetivo

El objetivo es realizar la distribución de las propiedades petrofísicas como, Porosidad Efectiva, Permeabilidad y Volumen de Arcilla en un modelo 3D.

Definiendo de esta manera direcciones preferenciales de capacidad de almacenamiento y capacidad de flujo que apoyen en la generación de una localización.

-Modelado petrofísico

Este modelado consiste en poblar las propiedades petrofísicas del yacimiento a todas y cada una de las celdas del Modelo Estático; se inició con el proceso de escalamiento de registro de pozo a celda 3D de la malla. Durante este proceso se garantiza que la distribución de la propiedad obtenida del registro se conserve en la malla, de acuerdo a la escala seleccionada para la misma. Para el modelo de este trabajo se escalaron, con fines de población, las propiedades de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y volumen de arcilla. En el software de modelado se dispone de dos tipos de modelado petrofísico: determinístico y estocástico; las propiedades escaladas anteriormente se modelaron con algoritmos estocásticos, condicionados con la tendencia marcada por la interpretación petrofísica y las discontinuidades observadas en la sísmica.

Etapa 5: Identificación de Riesgos Potenciales

En esta etapa se deben identificar y dimensionar los diferentes riesgos potenciales a la perforación del (los) pozo(s); estos riesgos pueden ser de diferentes clases y se hace uso de la sísmica y modelos geomecánicos para poder identificarlos, en la industria petrolera esta etapa es muy importante ya que la perforación de un pozo implica altos valores económicos y un riesgo no identificado puede llevar al abandono del mismo; a continuación se enlistan los riesgos más comunes:

Tipo de Riesgo	Manifestación	Características
Estructural	Fallas, fracturas, buzamientos, domos salinos	Generan la pérdida rápida de fluido de perforación, colapso de la pared de pozo, entrapamiento de la sarta
Diagenético	Cavernas, vóculos, disolución	Generan la pérdida de la barrena, pérdida de fluido de perforación, colapso de pozo
Físico	Zonas de gas, zonas de sobrepresión y subpresión, zonas de temperaturas anormales	Pueden generar la despresurización del pozo, cambio en la reología del lodo, atrapamiento de la sarta

Las dificultades operacionales de la perforación de pozos y reentradas obligan a realizar estudios de geomecánica del área y la adquisición de datos a través de reinterpretación sísmica, registros sísmicos dipolar, resonancia magnética, toma de presiones a hoyo abierto y hoyo entubado, reevaluación de núcleos y registros sísmicos Vertical Seismic Profile (VSP), estos datos demuestran que el éxito del pozo va muy ligado a factores como: el peso del lodo utilizado, la inclinación y dirección del hoyo, el envejecimiento del mismo posterior a la última circulación, la explotación irregular de los yacimientos y por supuesto la ausencia de escenarios geológicos por áreas, que apunten a diseños operacionales específicos y enfatizando en los criterios adecuados en la elección del punto de asentamiento de revestidores.

Estos riesgos se pueden presentar en todo tipo de pozo, pero suelen ser más comunes en pozos marinos donde el tirante de agua presenta un reto a vencer y por lo tanto se debe ser más cuidadoso con el manejo de los mismos.

Etapa 6: Propuesta de Pozo – Sapphire 1

En esta etapa se realiza la propuesta de localización del (los) pozo(s) justificado en todos los datos anteriores y respaldado por el modelo geológico estático; para este trabajo, se propuso un pozo exploratorio de nombre Sapphire-1 en base a la interpretación de las secciones de propiedades petrofísicas dentro del modelo geológico y a la selección de la zona con mejor potencial geológico, así mismo, se determinó con ayuda del software de modelado (Petrel 2011) las coordenadas UTM de los objetivos detectados.

Bases de Propuesta

Se interpretaron dos cuerpos de arena localizados en el intervalo estratigráfico 2 ubicado entre las discordancias A y B, se logró notar la tendencia arenosa de estos cuerpos realizando secciones al modelo de Volumen de Arcilla y corroborándolo con los modelos restantes (**Figura No. 94**), así mismo, se interpretaron trampas de tipo estratigráfica evidenciadas por la presencia de estratos arcillosos por encima de los cuerpos arenosos actuando como sellos y por el acuñamiento de los cuerpos.

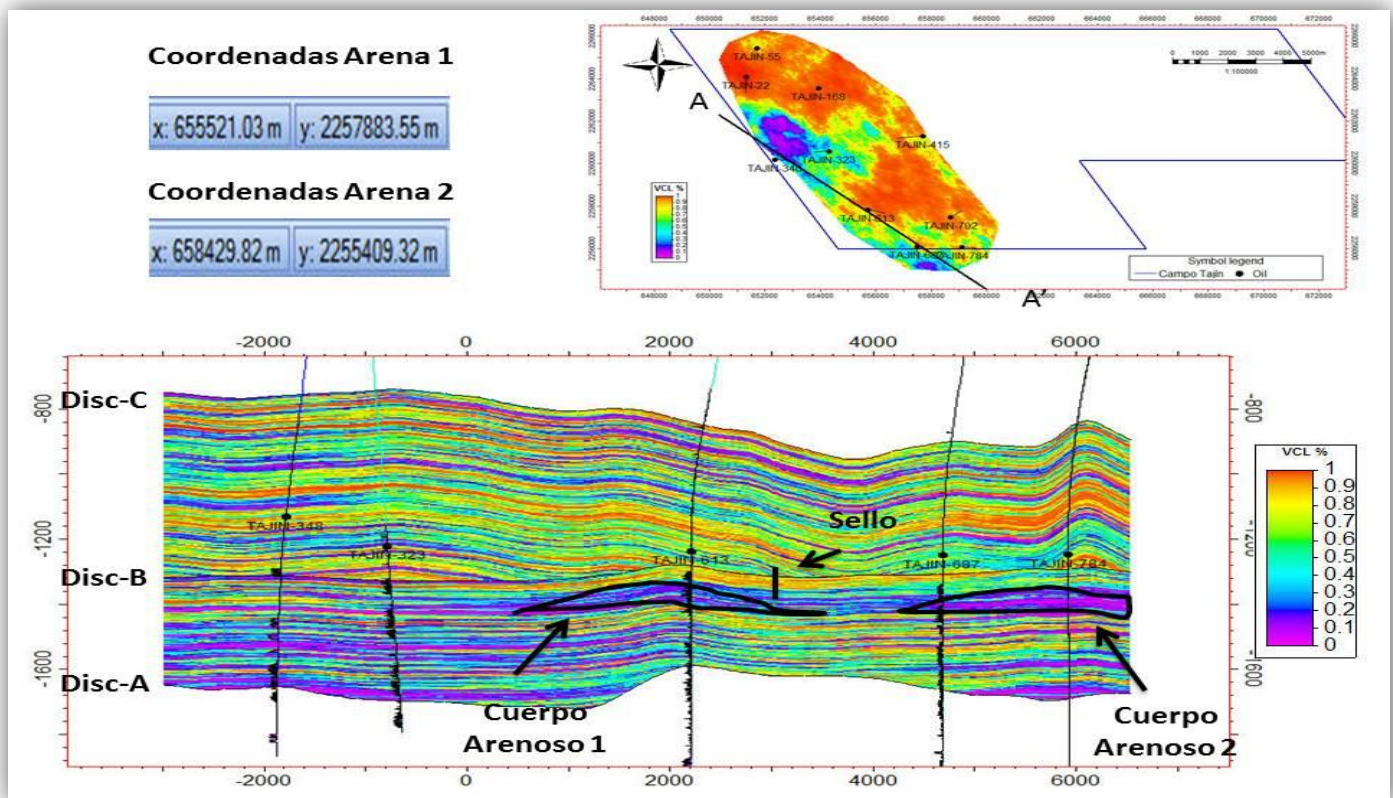


Figura No. 94: Abajo: Cuerpos de arena interpretados en la sección de volúmenes de arcilla (VCL), se logra notar la tendencia arcillosa de las capas superiores a los cuerpos que sirven como posibles sellos, se observa la marcada forma convexa de los cuerpos, Arriba: se observa el mapa que muestra la localización de la sección mostrada y las coordenadas UTM de los cuerpos señalados (Alcalá, 2013).

El análisis de las secciones de Porosidad Efectiva confirmó el carácter arenoso de los cuerpos antes mencionados, basado en las áreas de valores más altos de entre 0.1 a $0.2 \text{ m}^3/\text{m}^3$ que coinciden con las áreas ocupadas por los cuerpos arenosos. Se pudo llegar a la conclusión de que los mismos poseían valores mayores de porosidad efectiva que las áreas que los rodeaban (**Figura No. 95**).

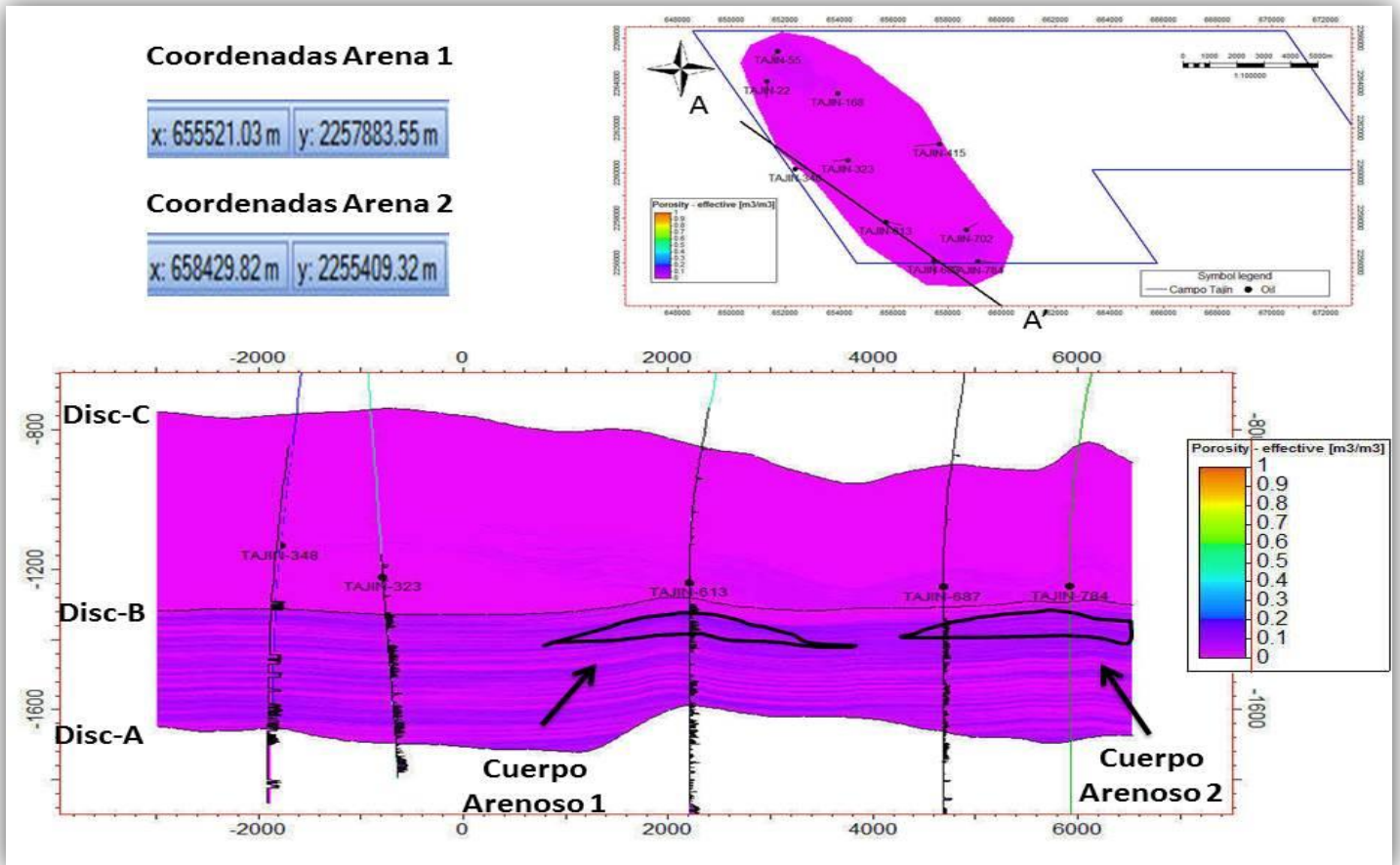


Figura No. 95: Abajo: Contornos de cuerpos de arena sobre puestos a la sección de porosidad efectiva (PHIE), se observa que existen valores de porosidad efectiva de entre 0.1 a $0.2 \text{ m}^3/\text{m}^3$ que coinciden con el área ocupada por los cuerpos de arena, Arriba: se observa el mapa que muestra la localización de la sección mostrada y las coordenadas UTM de los cuerpos señalados (Alcalá, 2013).

El análisis de las secciones de permeabilidad confirmó finalmente valores altos de entre 2.5 hasta 40 mD en áreas que coincidían dentro del campo de los cuerpos arenosos, llegando a la conclusión finalmente de que estas áreas son las que presentan la mayor probabilidad de éxito geológico y que el pozo propuesto, Saphire-1, deberá buscar alguno de estos dos objetivos (**Figura No. 96**).

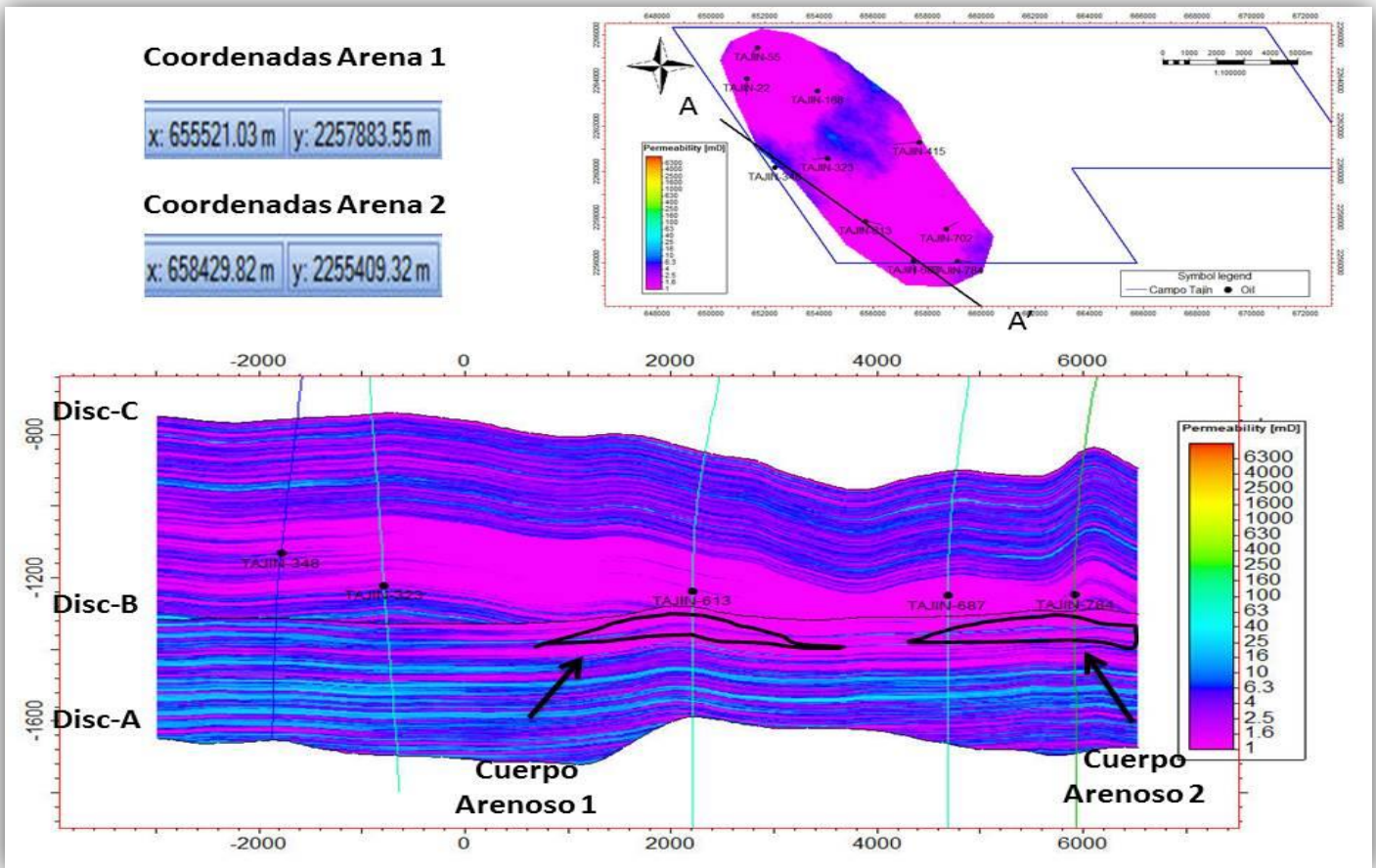


Figura No. 96: Abajo: Contornos de cuerpos de arena sobre puestos en la sección de permeabilidad (K), se observan que las áreas de altos valores de permeabilidad coinciden con las áreas de los cuerpos arenosos, Arriba: se observa el mapa que muestra la localización de la sección mostrada y las coordenadas UTM de los cuerpos señalados (Alcalá, 2013).

Debido a la marcada forma convexa de los cuerpos arenosos estos se interpretaron como estructuras lenticulares con posible conexión entre ellas, pero para poder considerar estos cuerpos como posibles yacimientos de interés económico, estos deben tener continuidad lateral y vertical, para verificarlo, se realizaron secciones horizontales al modelo de volumen de arcilla (VCL) obteniendo resultados favorables (Figura No. 97).

Las secciones horizontales VCL arrojaron una continuidad lateral marcada para ambos cuerpos, realizando el mismo análisis a los modelos de Porosidad Efectiva y Permeabilidad se logró notar que las propiedades ya mencionadas presentan valores mayores hacia el área del cuerpo arenoso 2, por lo tanto se eligió como objetivo para el pozo exploratorio.

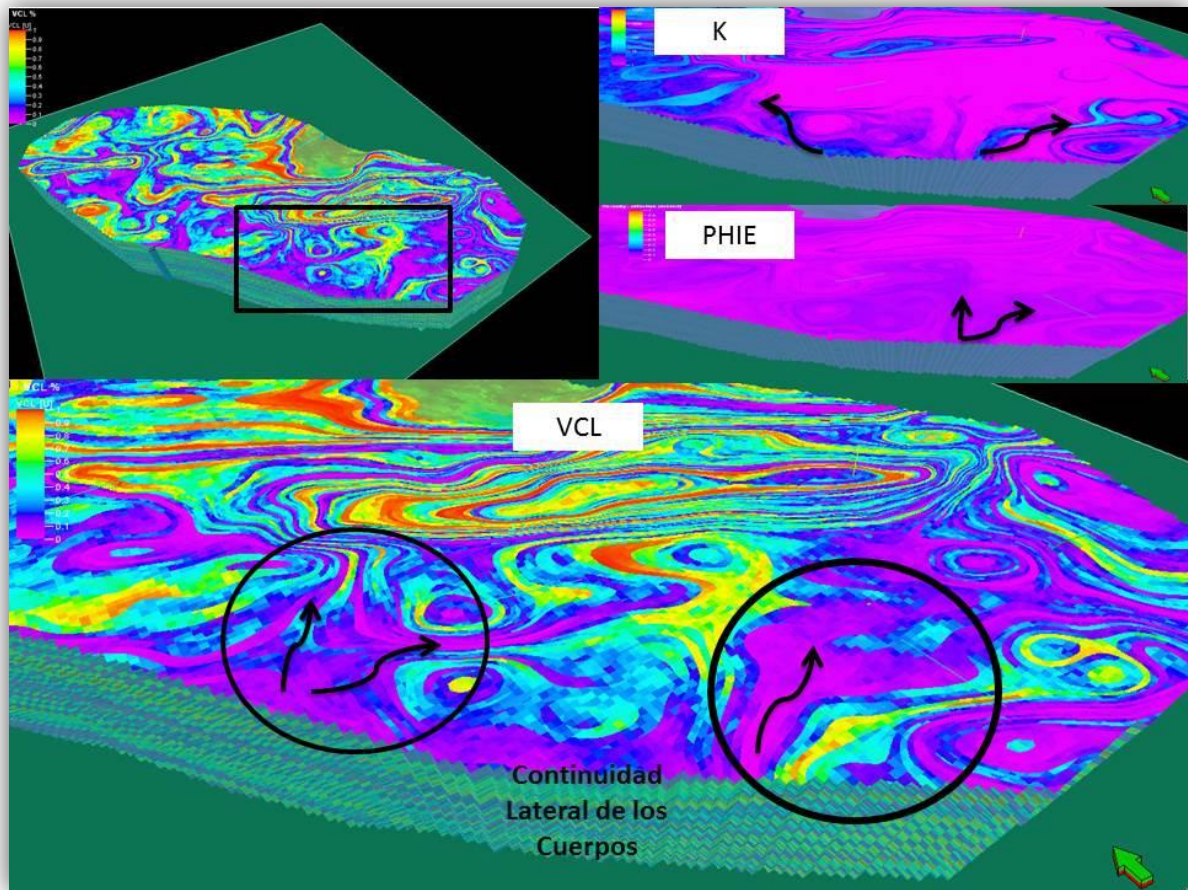


Figura No. 97: Sección horizontal que pasa por los cuerpos arenosos 1 y 2, en donde se observa su continuidad lateral, Arriba: una vista general del modelo VCL y la distribución de propiedades PHIE y K en el modelo, Abajo: direcciones de continuidad lateral de los cuerpos arenosos (Alcalá, 2013)

Diseño Final de Pozo(s)

Por último se procede a definir las coordenadas del conductor (toma superficial del pozo), las coordenadas del (los) objetivo(s) y el diseño de pozo (vertical, horizontal, desviado), para el caso del pozo propuesto Saphire-1 se eligió un arreglo tipo J (**Figura No. 98**) para tratar de abarcar la mayor cantidad de superficie dentro del cuerpo arenoso. A continuación se enlistan los datos finales del pozo:

Ubicación Final

Altura del terreno sobre el nivel del mar (m) :	148m	
Coordenadas UTM conductor:	X=656890.44	Y=2256298.21
Coordenadas UTM objetivos:	X=657054.83	Y=2256115.53
Coordenadas geográficas del conductor:	Lat=20°23'58.96"N	Long=97°29'47.36"W
Profundidad del Objetivo (m)	1792.3m	

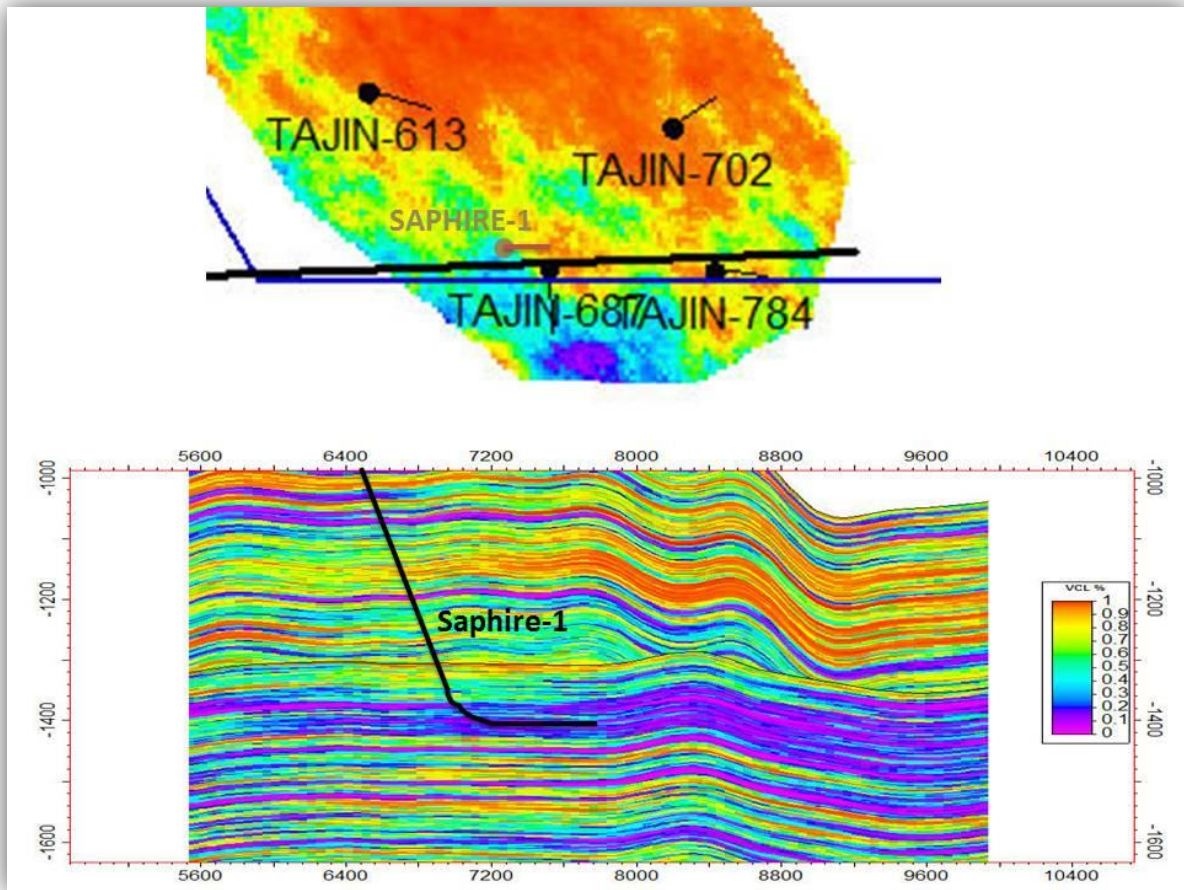


Figura No. 98: Arriba: Acercamiento a la vista de planta del modelo VCL, en donde se muestra la localización de la sección (línea negra), los límites SW del campo Tajín (línea azul) y la localización del pozo Saphire-1 (en color café); Abajo: se muestra la trayectoria sugerida (arreglo tipo J) y profundidad del pozo Saphire-1 (1792.3 m) (Alcalá, 2013).

Finalmente termina la fase de exploración del pozo y comienza la fase de producción, en la que se definirá el método de perforación, tipo de lodo, tipos de tuberías, etc. En esta fase el ingeniero de diseño determinará las diferentes características a utilizar de los aspectos anteriores.

Etapa Final: Terminación de Pozo

Ya que los alcances de este trabajo terminan en la fase de exploración de pozo, no se describe a detalle las partes de esta etapa pero si se mencionan los principales tipos o equipos que se utilizan en Chicontepec para esta fase.

Pruebas de formación

Estas pruebas determinan la presión a la cual fallará la formación, se debe especificar la profundidad probable, la formación, el tipo de información a recuperar y el tiempo de la prueba (se define el momento oportuno para estas).

Propuesta de densidades y tipos de fluidos de perforación en las etapas objetivo

Se determina el tipo de fluido a utilizar y sus diferentes densidades dependiendo del intervalo donde se encuentre el objetivo, durante la perforación de las formaciones del yacimiento, se permite solamente el uso de obturantes biodegradables y solubles al ácido. La perforadora propondrá un sistema de fluido compatible con la formación y evitará en lo posible el daño al yacimiento; se llenan tablas como el ejemplo a continuación:

Etapa	Tipo de lodo	Densidad (gr/cm ³)	Profundidad
1	Base Aceite	1.56	1500m
2	Base Aceite	1.83	1600m

Tuberías de revestimiento de explotación propuestas

Se define el tipo de tuberías de revestimiento que se utilizarán, se llenan tablas como el ejemplo siguiente:

Tipo	Etapa	Intervalo (m.v.b.n.m.)		Diámetro (pg)
		de	a	
Tubería de Revestimiento Inicial (TRI)	1	1500	1600	4
Tubería de Revestimiento Profunda (RZ)	2	1600	1700	2.5

Diseño de disparos por intervalo.

Finalmente se especifica el tipo de técnica a utilizar y el intervalo donde se realizarán los disparos en el pozo, se llenan tablas como la siguiente:

Intervalo (m)	Tipo y diámetro de pistolas (pg)	Densidad (cargas/m)	Fase (grados)	Penetración (pg)	Diámetro de orificio (pg)	Técnica de disparo	Observaciones
1500	1A-0.5	4	8	4	1	Estándar	Ninguna
1600	1A-1	6	10	7	1.5	Estándar	Ninguna

Conclusiones

Chicontepec representa todo un reto para los profesionales de las Ciencias de la Tierra, con sus grandes reservas asociadas, pozos de baja productividad y un sistema geológico complejo requiere de sísmica 3D para caracterizar los yacimientos y mejorar la perforación de pozos estratégicos para complementar el modelo geológico que ayude al desarrollo.

Se obtuvo el modelo estático 3D, a escala de yacimiento (malla fina y de simulación), el cual incluye porosidad, permeabilidad y volumen de Arcilla, y el cual nos permitió adquirir un mejor conocimiento geológico a detalle del Campo Tajín.

Las propiedades generadas en el modelo geológico propuesto provienen solo de información petrofísica de 10 pozos y debido a esto no debe considerarse como la realidad absoluta del mismo, se necesita adquirir más información en los pozos del campo en esta zona para construir un modelo más confiable del mismo.

La implementación de la metodología propuesta permitió generar un modelo más coherente y robusto a los existentes, ya que logra integrar información estructural, geológica, petrofísica y sísmica.

Recomendaciones

La Diagénesis secundaria es un parámetro que se debe tomar en cuenta, debido que explicaría y limitaría la distribución de las propiedades petrofísicas de una forma más precisa. Hay que tomarla en cuenta e introducirla a la parte estática y ahí se verán los puntos de mejora en el modelo.

La cementación de calcita es el proceso diagenético que más afecta la calidad de la roca yacimiento, por lo tanto, se recomienda la generación de evaluaciones mineralógicas que incluyan a la calcita como principal componente, para obtener mejores resultados de saturaciones.

Las facies sedimentarias del Terciario del Campo Tajín, han sido alteradas por los procesos secundarios y la construcción de un modelo de facies requiere de un modelo de diagénesis y procesos secundarios en detalle que nos permita una adecuada caracterización de facies, se recomienda utilizarlo ya que de no hacerlo tenemos las mismas facies a lo largo de todo el modelo por lo que no refleja la influencia de estos en el mismo.

Bibliografía

- Aguayo**, C. E., Sandoval, O. H, Araujo, M. J y Santillán, P. N., 2006, *“Geología Regional de la Cuenca de Chicontepec del centro-oriente de México, como antecedente para el estudio de su porción noroccidental en afloramiento”*, III Simposio: La Investigación y Desarrollo en la Facultad de Ingeniería 2006, UNAM.
- Alcalá** M. A. R., 2013, *“Metodología para la Generación de Localizaciones de Oportunidades Petroleras con Ayuda de Software de Interpretación y Análisis de Registros Geofísicos: Campo Tajín, Cuenca de Chicontepec”*, Tesis de Licenciatura Inédito, Universidad Nacional Autónoma de México. 153 p.
- Arellano** G. J., Yussim G. S., 2004, *“Discordancias progresivas en la secuencia sedimentaria cretácica en México”*, Simposio La Investigación en la Facultad de Ingeniería 2004. Díaz-Rodríguez et al (eds.).
- Arroyo** C. A., 2007, *“Bases Teóricas e Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos”*, Facultad de Ingeniería, UNAM, México.
- Asquith** W.H., 1998, *“Depth-Duration Frequency of Precipitation for Texas: Austin”*, Texas, Water-Resources Investigations Report 98-4044.
- Bargach** S., Falconer I., Maeso C., Rasmus J., Bornemann T., Plumb R., Codazzi D., Hodenfield K., Ford G., Hartner J., Grether B., Rohler H., 2000, *“Real-Time LWD: Registros para la perforación”*, Oilfield Review 12, no. 3 (Invierno de 2000): 58–78.
- Barker**, R.W., y Berggren, W.A., 1977, *“Paleocene and early Eocene of the Rio Grande and Tampico embayments; foraminiferal biostratigraphy and paleoecology”*, Marine Micropaleontology, v. 2, p. 67-108.
- Berggren**, W.A., Kent, D.V., Swisher, C.C. & Aubrey, M.P., 1995, *“A revised Cenozoic geochronology and chronostratigraphy”*, in Berggren, W.A., Kent, D.V., Aubrey, M.-P., and Hardenbol, J., eds., Geochronology, Time Scales and Global Stratigraphic Correlation. – SEPM (Society for Sedimentary Geology) Special Publication 54, p. 129-212.
- Bitter**, M. 1983: *“Sedimentology and petrology of the Chicontepec formation, Tampico-Misantla basin”*, Eastern Mexico. – 174 p.; B.S., Brigham Young University.
- Bitter**, M. R., 1993, *“Sedimentation and provenance of Chicontepec sandstones with implications for uplift of the Sierra Madre Oriental and Teziutlán Massif, East-Central México”*, in J. L. Pindell and R. F. Perkins, eds., Mesozoic and Early Cenozoic Development of the Gulf of Mexico and Caribbean Region: A Context for Hydrocarbon Exploration: Transactions, 13th Annual Gulf Coast Section of Society for Sedimentary Geology (GCSSEPM) Research Conference, p. 155-172.

- Blair** Terence C., 2004, "*Sedimentologic and Petrographic Characterization of the Chicontepec Formation Reservoirs in Outcrops and in the Agua Fría and Tajín Fields*", Veracruz and Puebla, México. Volumen 1. Petróleos Mexicanos.
- British Petroleum y PEMEX** (BP), 1993, "*La Cuenca de Tampico–Misantla, Estrategia de Exploración*", TGE-1140.
- Busch** D. A., Govela A. A., 1978, "*Estudio estratigráfico-estructural de las turbiditas de las formaciones del Sureste de la Cuenca Tampico-Misantla*", Prospecto Soledad-Nuevo Progreso. Informe (Inédito), PEMEX.
- Bush** D.A., 1992, "*Chicontepec field, Mexico, Tampico-Misantla Basin*", In Foster, N. H., and Beaumont, E. A., Compilers, Stratigraphic Traps III: AAPG, Treatise of Petroleum Geology, Atlas of Oil and Gas Fields: 113-128.
- Cheatwood** C. J., Guzman A. E., 2002, "*Comparison of Reservoir Properties and Development History: Spraberry Trend Field, West Texas and Chicontepec Field, Mexico*", SPE 74407, in SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Villahermosa, Tabasco, Mexico.
- Choquette**, P.W., L.C. Pray, 1970, "*Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates*", AAPG Bulletin, v. 54/2, p. 207-244.
- Contreras Barrera** A.D., Gio Argaez R., 1985, "*Consideraciones Paleobiológicas de los Icnofósiles de la Formación Chicontepec en el Estado de Puebla*", UNAM, Inst. De Geología, Revista, vol. 6, núm. 1, p. 73-85.
- Cuevas** F., Geic A. R., 1978, "*Exploración petrolera de areniscas de aguas profundas del Paleoceno Superior, área La Flor–Ayotoxco*", Petróleos Mexicanos.
- Dumble** E.T., 1918, "*Geology of the northern end of the Tampico embayment area*", Proc. California Acad. Sci., ser. 4, p. 113-156.
- G&W Systems** Corp., 2010, "*Aplicación de Interpretación Cuantitativa para Predecir la calidad de reservorio en el área de Chicontepec*", Universidad de Stanford, Informe realizado para PEMEX: 20 p.
- García** P. R., 2013, "*Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación del Campo Furbero en la Cuenca de Chicontepec*", Tesis Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México. 101 p.
- González García** P., Cruz Helú P., 2000, "*60 años de Exploración Petrolera en México*" Boletín del 50 Aniversario de la Asociación de Geólogos petroleros de México.
- González** y Holguín, 2001, "*El concepto de Sistema Petrolero y la geoquímica orgánica en México*", Bol. AMGP. Vol. XLIX. Nums. 1 Y 2.
- Google** Earth, 2013, Imagen de Satélite, México.

- Graton** L. C., Fraser H. J., 1935, "Systematic packing of spheres with particular relation to porosity and permeability", *J. Geol.*, 8(43), 785–909.
- GYMSA** Geoquímica y Perforación S.A. de C.V., 2009, "*Digitalización y actualización de la cartografía geológica de la porción de la Cuenca de Chicontepec*", Estudio realizado para PEMEX.
- IMP**, 2005, "*Actualización del modelo diagenético de las rocas de la Formación de Chicontepec*", Activo de Producción Altamira-Poza Rica: 119 p., Poza Rica, Veracruz.
- Inaba** M., McCormick D., Mikalsen T., Nishi M., Rasmus J., Rohler H., Tribe I., 2003, "*El auge de las imágenes de la pared del pozo*", *Oilfield Review* 15, no. 1 (Verano de 2003): 28–43.
- INEGI**, 1981, "*Carta Fisiográfica de México*", Esc. 1:1,000,000.
- INEGI**, 2010, "*Mapa de Climas Estado Veracruz*".
- INEGI-UNAM**, 2000, "*Cartografía del inventario Forestal*", México.
- Levorsen** A. I., 1967, "*Geology of Petroleum*", San Francisco, W. H. Freeman, 724 p.
- López** A. D., 2008, "*Origen, Evolución e Importancia Económica Petrolera de la Cuenca de Chicontepec*", Tesis Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México. 109 p.
- López Ramos** E., 1956, "*Bosquejo geológico de la cuenca sedimentaria de Tampico-Misantla con referencia a las formaciones Terciarias*", Congreso Geológico Internacional, México; Excursión C-16: 97 p.
- López Ramos**, E., 1979, "*Geología de México*", México, D.F., t. 2, p. 368-374.
- Marmissolle** D., Deguerre, 1984. "*Evaluación de Formaciones en México*". Schlumberger (eds).
- Martell** A. B., 2008, "*Apuntes de la Asignatura de Petrofísica y Registros de Pozos*", Facultad de Ingeniería, UNAM, México.
- Merchand** G. G., 2010, "*Manual Básico para la Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos*", Tesis de Licenciatura, UNAM, México, p. 153.
- Mutti** E., 1977, "*Distinctive thin-bedded turbidite facies and related depositional environments in the Eocene Hecho Group (South-Central Pyrenees, Spain): Sedimentology*", v. 24, pp. 107-131.
- Mutti** E., 1992, "*Turbidite Sandstones*", AGIP-Istituto di Geologia, Università di Parma, Italy, pp. 275.
- Mutti** E., 2009, "*Turbidites and turbidity currents from Alpine 'flysch' to the exploration of continental margins*", Journal compilation, International Association of Sedimentologists, Vol. 56, p. 267-318.

- Mutti E., Ricci Lucci F., 1972, "Le torbiditi dell' Apennine settentrionale: introduzione all' analisi di facies",** Memorie Societa Geologica Italiana, Vol. 11, pp. 161- 199 (traslated into English by T. H. Nilsen, 1978. International Geology Review, Vol. 20, No. 2, pp. 125-166.
- Nájera, C.H., 1952, "Estudio de las Formaciones del Eoceno en la Región de Poza Rica",** Bol. Asoc. Mex. Geólogos Petroleros, v. 4, p. 71-115.
- Normark W.R., 1978, "Fan valleys, channels and depositional lobes on modern submarine fans: characters for recognition of sandy turbidite environments" AAPG Bull.,** Vol. 62, no. 6, pp. 912-931.
- Ortega G.F., Mitre S.L.M., Roldán Q.J., Aranda G.J.J., Morán Z.D., Alaniz A.S.A. y Nieto S.Á.F. 1992, "Carta geológica de la República Mexicana".** 5ª ed. Universidad Nacional Autónoma de México. Instituto de Geología y Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Consejo de Recursos Minerales, mapa con texto explicativo, escala 1:2'000,000, 74 p.
- PEMEX Activo de Exploración Golfo de México Norte (AEGMN), 2009, "Estratigrafía de la Cuenca Tampico-Misantla y su correlación con el Golfo de México Profundo".**
- PEMEX Activo de Exploración Golfo de México Norte (AEGMN), 2010, "Proveniencia de areniscas y calidad de reservorio GMS".**
- PEMEX Activo Regional Exploración Región Norte (ARERN), 2007, "Play TMP Eoceno Inferior Chicontepec Turbiditas",** Informe Final, México.
- PEMEX Activo Regional Exploración Región Norte (ARERN), 2008, "Estudio de identificación y evaluación de Sistemas Petroleros, Área Tampico-Misantla Cordilleras Mexicanas II".**
- PEMEX Exploración y Producción (PEP), 1998, "Estudio Regional Chicontepec",** Evaluación Petrofísica, Subgerencia de Geología de Yacimientos.
- PEMEX Exploración y Producción (PEP), 2000, "Un siglo de la perforación en México".**
- PEMEX Exploración y Producción (PEP), 2005, "Guía Técnica para la Certificación de Datos Analógicos y Digitales de los Registros Geofísicos de Pozos",** Seminario de Difusión, p. 75.
- PEMEX Exploración y Producción (PEP), 2007, "Las reservas de hidrocarburos de México",** p. 126.
- PEMEX Exploración y Producción (PEP), 2009, "Análogos de geología superficial en la Cuenca de Chicontepec",** p. 40.
- PEMEX Exploración y Producción Región Norte (PEP), 2005, "Plan de Desarrollo Integral. Activo Poza Rica-Altamira",** No publicado.
- Peña Téllez M. F., 2011, "Composición, Proveniencia y Calidad de las Areniscas de la Formación Chicontepec, Cuenca Tampico Misantla",** Tesis Licenciatura, Universidad Autónoma de Nuevo León. 129 p.

- Posamentier** H. W., Jersey M. T., Vail P. R., 1988. "Eustatic controls on clastic deposition (Conceptual framework)", in Wilgus, C. K., Hasting, B. S., Kendall, C. G. S. T. E., Posamentier, H. W., Ross, C. A., Van Wagoner, J. E. (eds.). Sea level changes and integrated approach, SEPM Special Publication, No. 42, pp. 109-124.
- Ramos** R. H., Zinat C. D., Ramírez M. T., 2008, "Registros Geofísicos en México", Tomo I, Primera Edición, Schlumberger, México.
- Ricci Lucchi** F., 1975, "Depositional cycles in two turbidite formations of northern Apennines (Italy)", Journal Sedimentary Petrology, Vol. 45, pp. 3-43.
- Rogers** S. J., Chen H. C., Kopaska Merkel D. C., Fang J. H., 1995, "Predicting Permeability from Porosity Using Artificial Neural Networks", AAPG Bulletin, Volume 79, Issue 12, p. 1786-1796.
- Rosenfeld** J., Pindell J., 2003. "Early paleogene isolation of the Gulf of Mexico from the world's oceans? Implications for hydrocarbon exploration and eustasy", en C. Bartolini, R. T. Buffler, and J. Blickwede, eds., The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitat, basin formation, and plate tectonics: AAPG Memoir 79, pp. 89-103.
- Saldungaray** P., Salmoran R. A., 1990, "Caracterización Avanzada de Fluidos con Resonancia Magnética Nuclear- Ejemplos de Aplicación en México", Paper presented in 4th Annual Technical Conference and Exhibition organized by the AIPM (Asociación de Ingenieros Petroleros de México) and the CIPM (Colegio de Ingenieros Petroleros de México), Veracruz, Ver., México.
- Sampieri** R. H., Collado C. F., Lucio P. B., 1991, "Metodología de la Investigación", 1era Edición, McGraw Hill, 407 p.
- Santillán** P. N. y Aguayo C.J.E., 2009, "Caracterización e interpretación de facies turbidíticas en el NW de la Cuenca Paleógena de Chicontepec, centro-oriente de México". Informe Técnico de la Facultad de Ingeniería, UNAM. 38 p.
- Santillán** P. N., 2009, "Paleoambientes sedimentarios en facies turbidíticas en la Cuenca Terciaria de Chicontepec, Centro-Oriente de México". Tesis (Maestría en Ciencias). Universidad Nacional Autónoma de México. 103 p.
- Santillán** P. N., Aguayo C. J. E., 2011, "Facies sedimentarias turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro-Oriente de México", Ingeniería Investigación y Tecnología, Vol. XII, Núm. 3, págs. 337-352.
- Scotia**, 2004, "Estudio regional de plays de Chicontepec del terciario en la Cuenca Chicontepec Veracruz, México", Estudio realizado para PEMEX, 132 p.
- Stinco** L. P., ploszkiewicz B., Barredo S., 2001, "Time Series Analysis Applied on Petrophysical Evaluations Performed in Loma Montosa Formation, La Jarilla Field, Neuquén Basin, Argentina", American Association of Petroleum Geologists Hedberg

Conference, New technologies and New Play Concepts in Latin America, Mendoza, Argentina.

Vázquez M. A., 2008, "*Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en la Cuenca de Chicontepec*", Tesis Licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México. 169 p.

Walker, R. G. & Mutti, E., 1978, "*Turbidite facies and facies associations*", in Middleton, G. V., and Bouma, A.H., eds., "*Turbidites and deep water sedimentation*": Los Angeles. – Society of Economic Paleontologist and Mineralogist Pacific Section Short Course: 119-1157.

Walker, R. G., 1978, "*Deep-water sandstone facies and ancient submarine fans: models for explorations for stratigraphic traps*", AAPG Bulletin 62, p. 932-966.

WEC, 2009: "*Provincias petroleras de México*", México, Cap. 2, p. 106-145.