UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

"MODELO CONCEPTUAL DE LAS PALEO FACIES LAGUNARES Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN EL CAMPO AGUACATE DE LA PLATAFORMA CRETÁCICA DE TUXPAN, CENTRO-ORIENTE DE MÉXICO."

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Geólogo

P R E S E N T A N

Bernabe Cruz Marcos Ernesto

Sotelo Ramírez José Antonio

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo

Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

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 personales

A Dios
Por haberme permitido llegar plenamente hasta este momento de mi vida, iluminar mi camino, darme la fuerza, paciencia y sabiduría para materializar este sueño que tuve desde la adolescencia.

A mis padres
A ti papá, por darme tu apoyo y las herramientas necesarias para conseguir mis sueños, por siempre brindarme tu protección y cariño, por tu comprensión y sabios consejos en los momentos precisos, por los valores y principios que me inculcaste desde niño a partir de tu ejemplo. Porque por tu congruencia, determinación e inteligencia siempre has sido y serás mi mayor ejemplo a seguir.
A ti mamá, por tu siempre cálido cariño y amor incondicional, por velar por mí desde mis primeros días de vida hasta el día de hoy, por apoyarme en todos mis objetivos durante todas las etapas de mi vida, por tus oportunas llamadas de atención, por demostrarme fortaleza y valentía en momentos adversos y porque siempre estuviste para mí cuando más necesitaba de ti.
No puedo estar más agradecido con la vida, al darme tan excelentes padres como lo han sido ustedes, los amo infinitamente.

A mi hermanita
A ti hermanita (pequeño oso) por la compañía, amor y cariño que me brindaste desde que llegaste a mi vida, porque cuando tu naciste me enseñaste la responsabilidad de ser el hermano mayor y ser un buen ejemplo para ti. Porque a pesar de ser más pequeña, me has demostrado lo que la disciplina y constancia pueden llegar a lograr. Siempre contarás conmigo en las buenas y en las malas.

A mi novia
A ti pequeño cuac, por tu amor y cariño desinteresado, por las palabras de aliento y apoyo incondicional, por esta ahí en las buenas y en las malas, porque desde que tu llegaste me enseñaste una nueva forma de ver el mundo, por los momentos de diversión y felicidad que paso a tu lado, por las locuras y aventuras que hemos hecho. Por todo lo que nos falta aún por vivir, Te amo.

A doña Eduwiges
A usted doña Eduwiges, por haberme cuidado y hecho compañía desde que era un niño, por sus siempre atentas y sabias recomendaciones. Y por mostrarme lo que el trabajo y esfuerzo pueden llegar a realizar. Siempre tendré un cariño muy especial por usted.

A mis amigos
A mis amigos de Veracruz por sus muchos años de amistad, los ratos de diversión y momentos felices que tenemos siempre que estoy con ellos.
A mis amigos de la facultad de ingeniería por su compañía durante la carrera y en especial a mis mejores amigos Carmona, Katya, Paz, Pedro, Santiago, Sotelo, Silvia, Stefania y Yael, por su amistad dentro y fuera del aula de clases, por las experiencias y momentos inolvidables que tuvimos durante la carrera, que sin duda ayudaron a hacer de mi travesía en la facultad de ingeniería y estancia en la Ciudad de México mucho más agradable. Su amistad, traspasará la barrera del tiempo.

Marcos Ernesto Bernabe Cruz

Agradecimientos personales

Eternamente estaré agradecido con Dios por haberme permitido gozar de la mejor educación, y por las inmensas bendiciones que ha hecho en mi vida.

Llegue hasta aquí y llegaré más lejos a través del inigualable apoyo y amor de mis padres Justo y Magda, siempre les deberé todo lo que soy porque me guiaron e instruyeron de la mejor forma posible y por el correcto camino. Toda la vida les agradeceré, todo el tiempo serán dignos de respeto y amor, por siempre serán mi gran orgullo.

Tan importante como el apoyo de mis padres fue, es y será el de mis hermanos, Dani y Gres, quienes darían todo por mí, al igual que yo por ellos.

Así mismo, profundamente agradecido con mi prometida Pau, mi gran amor fuiste la persona con la que concluí este importe etapa y con la que viviré y disfrutaré las próximas, te amo flaquita.

A toda mi familia, principalmente a mi abuelita Vice, siempre les reconoceré su tan importante y significativa presencia para todo lo que necesite, sé que siempre contare con ambas familias, les agradezco profundamente.

A mis amigos de la infancia, de prepa 2 y de la Facultad por todas las buenas experiencias que impactaron positivamente en mi vida, me llevo mucho de todos ustedes.

Con todo el amor que pueda imaginar para mi hermosa mami Magda.

"…esperanza mía, y castillo mío;

Mi Dios, en quien confiaré."

Salmos 91

José Antonio Sotelo Ramírez

Agradecimientos

Al Dr. Aguayo por su gran apoyo e inigualables enseñanzas, que reflejan su maravillosa vocación académica y sentido humano, digno de respeto y admiración.

Al Ing. Ortiz López por el valioso tiempo que nos dedicó, por sus grandiosas clases y enseñanzas de la petrofísica, por sus acertados consejos de la industria petrolera. Gran ingeniero, un ejemplo a seguir.

A la M. en I. Isabel por considerarnos en todo momento, por su valiosa actitud servicial y sus consejos y asesorías.

Al Ing. Arellano y al M.C. Santillán por sus acertados comentarios y revisiones.

Al Dr. Gonzales Torres por su gran interés y atención por validar este proyecto.

A todos los profesores de nuestra amada Facultad, que fueron y son parte de nuestra excepcional formación académico-profesional y humana.

Así mismo, agradecemos enormemente al Ing. Ricardo Octavio Vázquez Romero y a su equipo de trabajo de la Coordinación de Diseño de Explotación del Activo Integral Poza Rica-Altamira (AIPRA) de Pemex Exploración y Producción (PEP), quien nos encomendó un proyecto durante nuestra estancia profesional en PEP, al cual dimos continuidad como nuestra tesis. Si no hubiera sido por ellos no se hubiera realizado este trabajo.

Al Ing. Honorio Ramírez Jiménez y al M.C. Manuel Cruz Castillo del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) por darnos sus valiosas opiniones.

Al M.C. Alfonso Castañeda por su muy oportuna asesoría en cuanto al modelado en software.

Especialmente agradecemos a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) quien nos autorizó y presto toda la información de los reportes, muestreos, secciones, registros de pozo y estadísticas para la elaboración del presente trabajo, a través del Seminario Universitario sobre Investigación en Hidrocarburos (SUIH) el Instituto de Geología (IGL) de la UNAM.

Y, sobre todo, a nuestra gloriosa Universidad, a quien le debemos lo que hoy somos y seremos, porque siempre hablará nuestro espíritu.

Clave de Información E-00518

ENTREGA DE INFORMACIÓN PETROLERA

Información Petrolera solicitada al CTIHUNAM para la tesis de licenciatura de los alumnos Marcos Ernesto Bernabé Cruz y José Antonio Sotelo Ramírez, estudiantes de la División de Ciencias de la Tierra de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, titulada "Modelo Conceptual de Las Paleo Facies Lagunares y Propiedades Petrofísicas en el campo Aguacate de la Plataforma Cretácica de Tuxpan, Centro-Oriente de México".

Considerando que la Información Petrolera y sus Derivados son propiedad de la Nación y se encuentran sujetos a un régimen de dominio público de la Federación, se recibe la información citada y entendemos que la información proporcionada no podrá ser comercializada, gravada o disponerse de ella, de cualquier otra forma, ya sea de manera directa o indirecta, o a través de cualquier otra persona distinta a ella, incluyendo a personas relacionadas, en términos de acuerdos de confidencialidad firmados por el Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo, en su calidad de tutor con fecha 27 de febrero de 2018 y por los alumnos Marcos Ernesto Bernabé Cruz y José Antonio Sotelo Ramírez con fecha 27 de febrero de 2018.

Información que se entrega

Información:

Clave de Información E00518 Pozos campo Aguacate: Aguacate-3, Aguacate-5, Aguacate-6, Aguacate-7, Aguacate-15, Aguacate-17H, Aguacate-22H, Aguacate-23, Aguacate-26, Aguacate-27, Aguacate-28, Aguacate-29, Aguacate-30, Aguacate-31, Aguacate-33, Aguacate-40, Aguacate-52, Aguacate-53, Aguacate-60, Aguacate-64, Aguacate-68, Aguacate-73, y Aguacate-300.

Vigencia:
Del 16 de agosto de 2018 al 16 de agosto de 2019.

Ciudad Universitaria, Ciudad de México, a 26 de septiembre de 2018.

Reciben

Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo Tutor e Investigador de la Facultad de Ingeniería	Marcos Ernesto Bernabé Cruz Alumno Facultad de Ingeniería	José Antonio Sotelo Ramírez Alumno Facultad de Ingeniería

Índice

Resumen

Abstract

Capítulo 1. Introducción **1**

1.1. Objetivo 1
1.2. Justificación 1
1.3. Metodología de trabajo 2
1.4. Ubicación 3
1.5. Antecedentes y trabajos previos 4

Capítulo 2. Geología regional **5**

2.1. Provincia Tampico-Misantla 6
2.1.1. Marco tectónico y estructural 6
2.1.2. Marco estratigráfico y sedimentológico 10
2.2. Plataforma Tuxpan-Tecolutla 14
2.2.1. Desarrollo y evolución de la plataforma 15
2.2.2. Ambientes sedimentarios 16
2.2.3. Formación El Abra 17
2.2.4. Facies 19
2.3. Sistema petrolero 21
2.3.1. Elementos 21
2.3.2. Procesos 24
2.3.3. Sincronía de eventos 24

Capítulo 3. Síntesis de la actividad petrolera regional y local **27**

Capítulo 4. Marco teórico **32**

4.1. Impedancia acústica 33
4.2. Inversión sísmica 33
4.2.1. Inversión de la amplitud 34
4.3. Registros geofísicos 36

4.3.1. Clasificación de los registros geofísicos 37
4.3.2. Identificación de litologías a partir de los registros geofísicos 39
4.4. Rocas carbonatadas y procesos sedimentarios 42
4.4.1. Composición y clasificación de las rocas carbonatadas 43
4.4.2. Diagénesis 45
4.4.3. Karstificación 46
4.4.4. Dolomitización 47
4.5. Propiedades petrofísicas de las rocas carbonatadas 48
4.5.1. Porosidad 49
4.5.2. Permeabilidad 51
4.5.3. Saturación de fluidos 52
4.5.4. Volumen de arcillosidad 54
4.5.5. Ecuación de Winland 55

Capítulo 5. Facies propuestas 56

5.1. Análisis e interpretación de muestras de canal, reportes de núcleos y paleontológicos 58
5.2. Análisis e interpretación de registros geofísicos 65
5.3. Construcción, análisis e interpretación de secciones sísmicas 76
5.4. Integración de información para determinación de facies y propiedades petrofísicas 79

Capítulo 6. Modelado 91

6.1. Construcción del modelo 93
6.2. Modelo conceptual de facies 98

Capítulo 7. Resultados 99

7.1. Análisis y discusión de resultados 100

Conclusiones 112

Bibliografía 115

Anexos

Resumen

El Campo Petrolero Aguacate se localiza al norte de Veracruz, dentro de la Plataforma cretácica Tuxpan-Tecolutla en la Provincia Tampico-Misantla. En la plataforma se depositaron grandes volúmenes de carbonatos en ambientes arrecifales en el borde y en ambientes lagunares en el centro. El campo tiene una superficie aproximada de 21.34 km² y 24 pozos operando. Ha sido productor de petróleo y gas natural desde 1969, cuando se perforó exitosamente el pozo exploratorio Aguacate-1; su producción acumulada de petróleo y gas es 5.87 (mmb) y 1.61 (mmmpc), respectivamente. Los horizontes almacenadores son calcarenitas, brechas calcáreas, dolomías y calizas dolomíticas de la Formación El Abra (Albiano-Cenomaniano) en facies lagunares. Estas rocas modificaron su porosidad debido a los procesos de dolomitización, diagénesis y/o karstificación.

Con base en informes originales de núcleos, de muestras de canal y paleontológicos, y con el análisis de registros geofísicos de pozo y secciones sísmicas de los pozos del campo, se construyó en software un modelo conceptual de las paleo-facies y sus propiedades petrofísicas con mayor potencial de producción. El modelo muestra la distribución espacial y temporal de las facies propuestas, con sus valores promedio de porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. La reconstrucción de este escenario, consistente física y geológicamente, permite el reconocimiento de los intervalos de interés económico y la interpretación de los paleoambientes lagunares de depósito.

Abstract

The Aguacate oil field is located north of Veracruz, within the Tuxpan-Tecolutla cretaceous Platform in the Tampico-Misantla Basin. On the platform, large volumes of carbonates were deposited in reef environments on the edge and lagoonal environments on the center. The oil field has an approximate area of 21.34 km² and 24 wells operating. It has been producing oil and natural gas since 1969 when the Aguacate-1 exploratory well was successfully producer, its oil and gas cumulative production is 5.87 (mmb) and 1.61 (bcf), respectively. The reservoirs rocks are calcarenites, calcareous breccias, dolomites and dolomitic limestones of El Abra Formation (Albian-Cenomanian) in lagoonal facies. These carbonates modified their porosity due to dolomitization process, diagenesis and/or karstification.

Based on original cores, drilling cuts and paleontological reports, and the well logs and seismic sections analysis of the oilfield, a conceptual model of paleo-facies and their petrophysical properties with a great producing potential, was built in software. The model shows the spatial and temporal distribution of the proposed facies, with their average values of porosity, permeability and fluid saturation. This distribution allows the recognition of the intervals of economic interest and the interpretation of the lagoonal sedimentary paleo-environments.

Capítulo 1

Introducción

Capítulo 1. Introducción

La mayor parte de la producción de hidrocarburos de la Provincia Tampico-Misantla proviene de los campos del borde de la Plataforma Tuxpan-Tecolutla, conocida como Faja de Oro. El Campo Aguacate productor de aceite[1] y gas, se sitúa en la parte norte e interna de la plataforma. Esta se desarrolló en la costa del paleo Golfo de México durante el Albiano-Cenomaniano sobre un basamento ígneo intrusivo del Paleozoico tardío. La exposición de la plataforma debido a descensos y ascensos del nivel del mar favoreció el depósito de los carbonatos de la Formación El Abra en facies de banco en un extenso complejo de barreras de arrecifes coralinos, mientras que en el borde de la plataforma se desarrollaron arrecifes rudísticos de moluscos y se recubrió por depósitos de fauna pelágica.

Las rocas productoras del Campo Aguacate pertenecen a la Formación El Abra, corresponden principalmente a calcarenitas, brechas calcáreas, dolomías y calizas dolomíticas. En los carbonatos[2] son evidentes los procesos diagenéticos, de dolomitización y karstificación que han favorecido o desfavorecido sus calidades petrofísicas, debido a la creación o destrucción de la porosidad, según la etapa diagenética, intensidad de dolomitización y/o desarrollo de karst. La génesis de las calcarenitas y brechas está relacionada a la erosión de las arenas y al colapso de clastos de los arrecifes circundantes en épocas de mareas o invasiones marinas debido a la inmersión de la plataforma.

La zona de estudio forma parte de los ambientes lagunares-evaporíticos de la plataforma, que es la zona de mayor dolomitización. En esta región lagunar se proponen cinco facies que son representadas en un modelo conceptual, consistente física y geológicamente, que incluye sus valores promedio de porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos.

1.1. Objetivo

La construcción de un modelo conceptual, consistente física y geológicamente, de las paleo-facies lagunares y sus propiedades petrofísicas de la Formación El Abra en el Campo Aguacate, para reevaluar su potencial productor de hidrocarburos y contribuir a un mayor entendimiento de los paleoambientes lagunares de depósito, del funcionamiento del sistema petrolero en estos yacimientos, y la calidad petrofísica de rocas carbonatadas y detríticas-carbonáticas como potenciales horizontes productores.

1.2. Justificación

La mayoría de la producción de la Plataforma de Tuxpan proviene de los campos del borde arrecifal (faja de oro), por lo que no se ha definido detalladamente la distribución de las facies lagunares de los campos de la parte interna, que han declinado su producción considerablemente. Es necesario realizar nuevos estudios que contribuyan a un mayor entendimiento de la geología local. El modelo favorecerá el reconocimiento y predicción de las facies lagunares con mayor potencial productor de hidrocarburos, y, por el contrario,

[1] El término “aceite” es usado en la industria para referirse a una porción de petróleo (hidrocarburo líquido).
[2] El término “carbonatos” es usado en la industria como sinónimo de rocas carbonatas.

permitirá descartar zonas improductivas o saturadas de agua. La adecuada identificación de las facies será indispensable para determinar con mayor precisión localizaciones para la perforación de futuros pozos y continuar con un mejor desarrollo de los yacimientos maduros a partir de la recuperación mejorada.

1.3. Metodología de trabajo

Para la elaboración de este modelo de facies, se analizaron e interpretaron reportes de muestras de canal y de núcleos para agrupar las mismas litologías en litofacies, del mismo modo, con los informes paleontológicos se establecieron las biofacies.

Se ajustaron, analizaron e interpretaron diversos registros geofísicos de pozo que confirmaron las litofacies y permitieron obtener valores cuantitativos de porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos para cada facies propuesta.

De este modo se elaboró en el software Schlumberger Petrel® 2015 un modelo 3D que muestra la distribución espacial y temporal de las facies en la zona del Abra, con sus respectivas propiedades petrofísicas. La metodología se muestra en el diagrama 1:

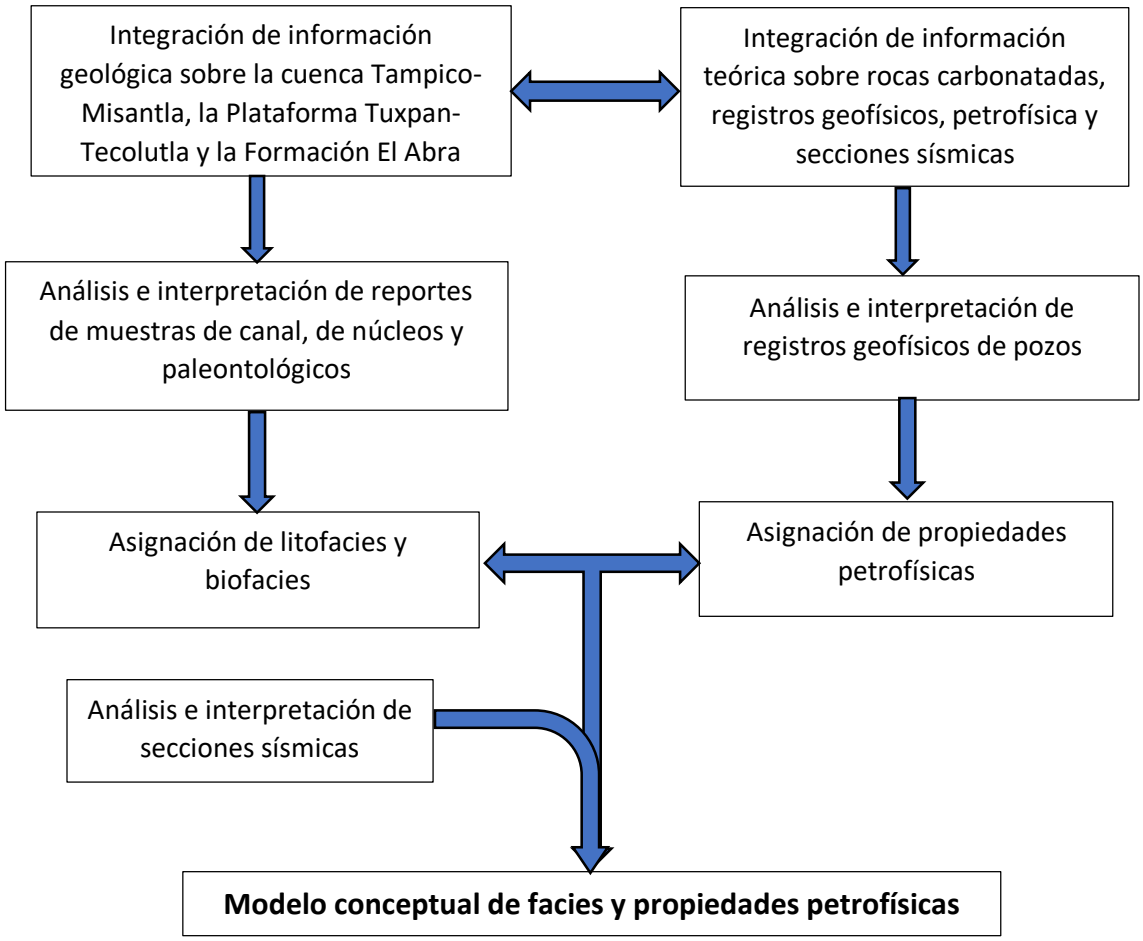


Diagrama 1. Metodología de trabajo.

1.4. Ubicación

El Campo Aguacate forma parte de la provincia petrolera Provincia Tampico-Misantla, que se localiza al oriente de México y comprende el extremo sur de Tamaulipas, la parte norte y centro de Veracruz, las porciones más orientales de San Luís Potosí e Hidalgo, el norte de Puebla y la plataforma continental del Golfo de México hasta la isobata de 200 m (Fig. 1.4.1). A su vez, el campo se sitúa en la parte norte e interna de la Plataforma de Tuxpan (Fig. 1.4.2).

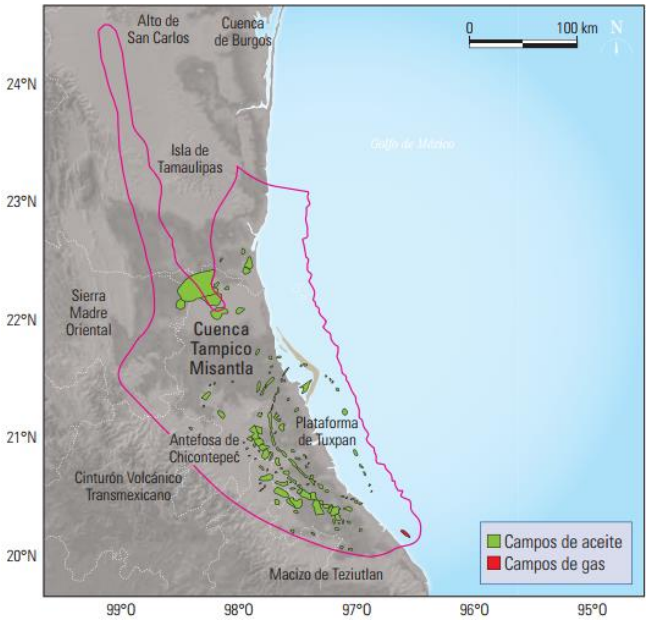


Figura 1.4.1. Delimitación de la Cuenca Tampico-Misantla y sus principales campos de aceite y gas. (Schlumberger WEC México, 2010).

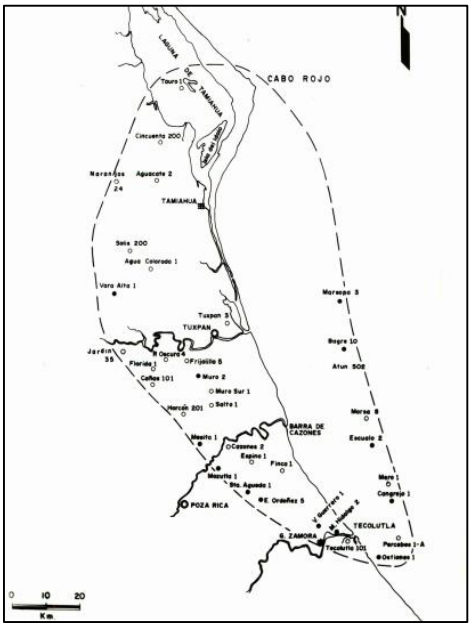


Figura 1.4.2. Delimitación de la Plataforma calcárea de Tuxpan y algunos de sus pozos de desarrollo. (Pedrazzini, 1981).

El Campo Aguacate tiene una superficie aproximada de 21.34 km² que se extiende por los municipios veracruzanos de Tamiahua, Naranjos Amatlán, Chinampa de Gorostiza y Tamalín. Se localiza a 9.5 km al este del poblado de Naranjos y de la carretera federal 180 Tampico-Poza Rica, a 10 km y 23 km al oeste de la Laguna Tamiahua y de la costa del Golfo de México, respectivamente, a 26 km al noreste del poblado de Cerro Azul y a 49 km al noroeste de la ciudad de Tuxpan (Fig. 1.4.3).

Figura 1.4.3. Ubicación del Campo Aguacate, los contornos negros representan la división municipal. Tomado de CNIH-CNH, 2018.

1.5. Antecedentes y trabajos previos

En el año de 1904 se concretó el primer descubrimiento comercial de hidrocarburos en México, con el pozo La Pez-1, el cual produjo 1,500 barriles diarios de aceite en el área de Ébano, San Luis Potosí (Álvarez de la Borda, 2005). La producción comercial en la Faja de Oro comenzó con el pozo San Diego de La Mar-1 en 1908 (Wilson, 1987). La extracción de petróleo en esos años era poca hasta que se produjo el primer boom de petrolero mexicano entre 1911 y 1921, consolidando al país como exportador del energético.

Un sinnúmero de estudios y publicaciones sobre Tampico-Misantla se han realizado. Destacan "Geology of Northern end of the Tampico Embayment Area" de Dumble de 1918 y "Geology of the Tampico Region, Mexico" de Muir de 1936, que son de las primeras publicaciones sobre la geología de la cuenca. "La evaluación de las formaciones en México" de Santiago J., Carrillo B. y Martell A. de 1984, es otro estudio frecuentemente citado, "Provincias petroleras de México" de la Well Evaluation Conference: WEC del 2009 es una síntesis bien estructurada de varios estudios.

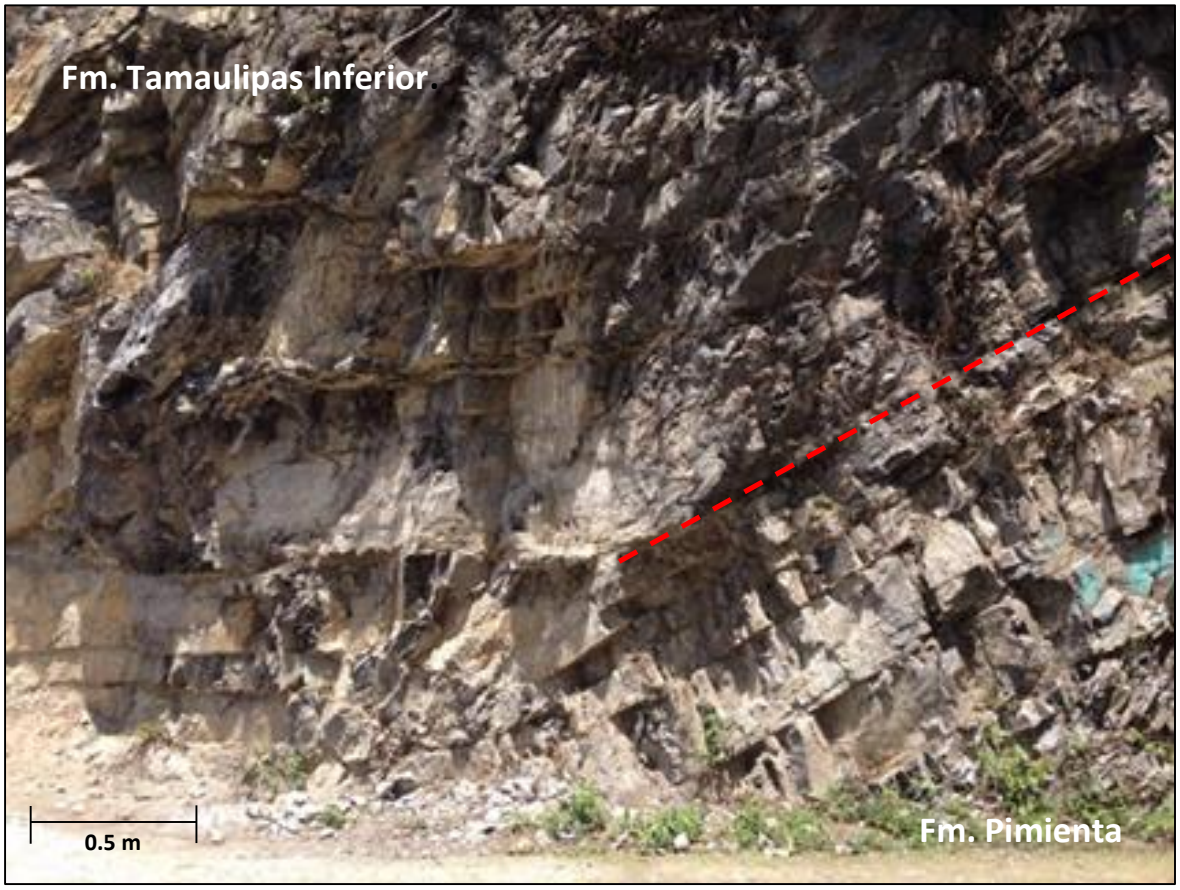
Sobre la Plataforma Tuxpan-Tecolutla, destaca el estudio de Pedrazzini de 1981 "Desarrollo y evolución de la plataforma calcárea de Tuxpan-Tecolutla". Enos realizó importantes estudios sobre la Faja de Oro y el Campo Poza Rica desde 1977.

Bebout, Coogan y Maggio realizaron una de las primeras publicaciones sobre las facies en la Faja de Oro en 1965.

La Formación El Abra en la Plataforma Valles-San Luis Potosí ha sido ampliamente estudiada por Carrillo-Bravo y Aguayo Camargo, este último propuso la localidad tipo de la Caliza El Abra en 1975. Otros autores que han escrito sobre esta unidad litoestratigráfica han sido Muir en 1936, Heim en 1940, Imlay en 1944 y Minero en 1983.

Capítulo 2

Geología regional



Discordancia angular entre la Formación Tamaulipas Inferior (Cretácico Inferior) y la Formación Pimienta (Titoniano) (importante unidad generadora en toda la Cuenca Tampico-Misantla) en la localidad de Talcruz de Libres, Puebla. Fotografía de José A. Sotelo.

2.1. Provincia Tampico-Misantla

La Provincia Tampico-Misantla es una provincia geológica y petrolera del oriente de México, es la más antigua y la segunda en mayor producción acumulada del país, detrás de las Cuencas del Sureste (PEP, 2018). Inició su producción comercial en 1904 con el pozo La Pez-1 y posteriormente se descubrió la Faja de Oro (borde de la Plataforma de Tuxpan), que puso a Tampico-Misantla en el mapa mundial.

Se asocia a una cuenca tipo rift, que se extiende al oriente del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental (SMO) y costa afuera en la plataforma continental del Golfo de México.

2.1.1. Marco tectónico y estructural

El origen de esta depresión superficial está relacionado a la apertura del Golfo de México durante el Jurásico Inferior y Medio (Rueda-Gaxiola, 2003) y a la Orogenia Laramide. La evolución de la cuenca hasta su configuración estructural actual es resultado de los siguientes episodios tectónicos:

1. **Etapa de rifting**: fragmentación y separación de Pangea con formación de fosas y pilares tectónicos durante el Triásico Superior – Jurásico Medio (Calloviano), seguida de su expansión (drift) a partir del Jurásico Medio hasta el Cretácico Inferior.

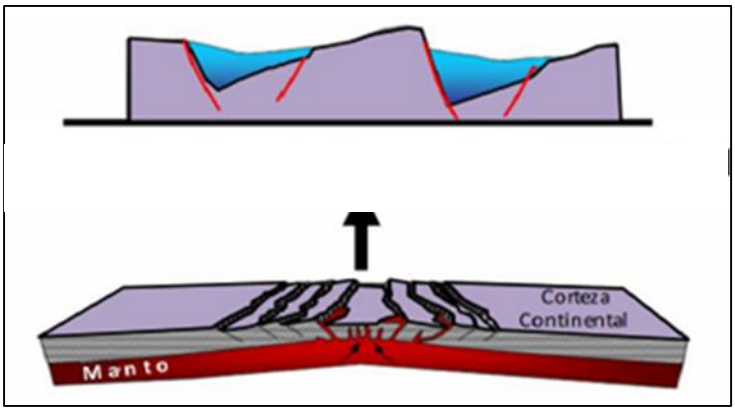


Figura 2.1.1.1. Etapa de rifting. Generación de fosas y pilares tectónicos por la apertura del Golfo de México. Tomado de CNH, 2018.

2. **Etapa de margen pasivo**:

   2a. Condiciones de enfriamiento cortical y subsidencia, eventos transgresivos que inundaron los altos paleo-geográficos y rellenaron parcialmente las fosas tectónicas remanentes del “rift” en el Jurásico Medio-Jurásico Superior.

2b. Desarrollo de extensas plataformas carbonatadas y crecimientos arrecifales en el Cretácico Inferior y medio[3]. El régimen tectónico pasivo establecido en el proceso de rift continuó en el Cretácico tras finalizarse la apertura del golfo.

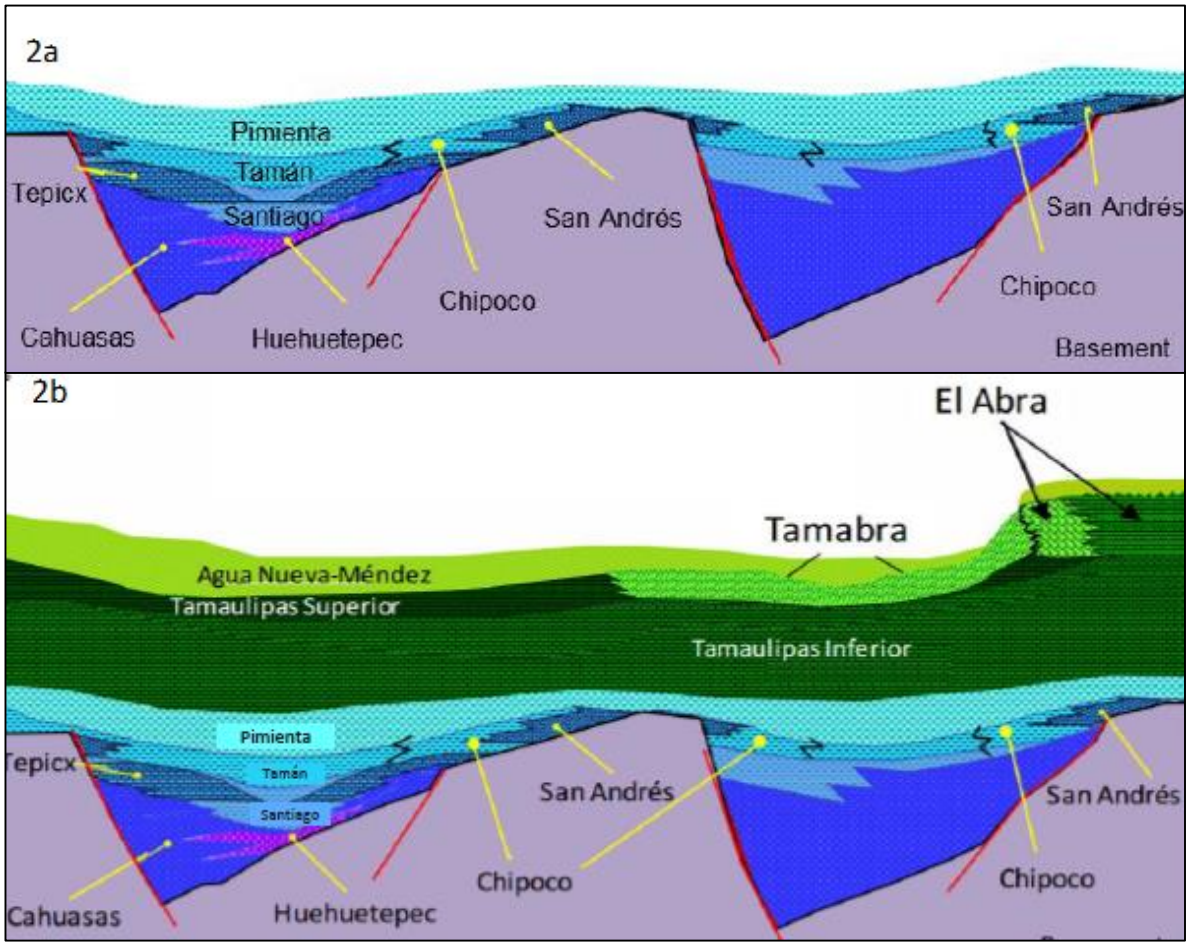


Figura 2.1.1.2. Etapa de margen pasivo. 2a. Relleno de fosas oceánicas: formaciones generadoras del Jurásico Superior. 2b. Desarrollo de las formaciones cretácicas. Tomado de CNH, 2018.

3. **Etapa laramídica**: efectos compresivos de la Orogenia Laramide (resultado de la convergencia de la Placa Farallón por debajo de la Placa Norteamericana) dieron origen a la SMO. El Cinturón Plegado de la SMO fue emplazado al occidente de la cuenca, plegando y cabalgando las rocas mesozoicas. El emplazamiento provocó la subsidencia por flexura de la corteza al oriente del cinturón cabalgado y la formación y posterior relleno de la cuenca de antepaís o antefosa de Chicontepec durante el Paleoceno-Eoceno, parcialmente limitada al este por la Plataforma de Tuxpan. (Tarango-Ontiveros, 1985).

[3] El Cretácico Medio no es una era formalmente establecida, sin embargo, se utiliza frecuentemente para denotar las edades Albiano-Cenomaniano, importantes en la producción petrolera del país.

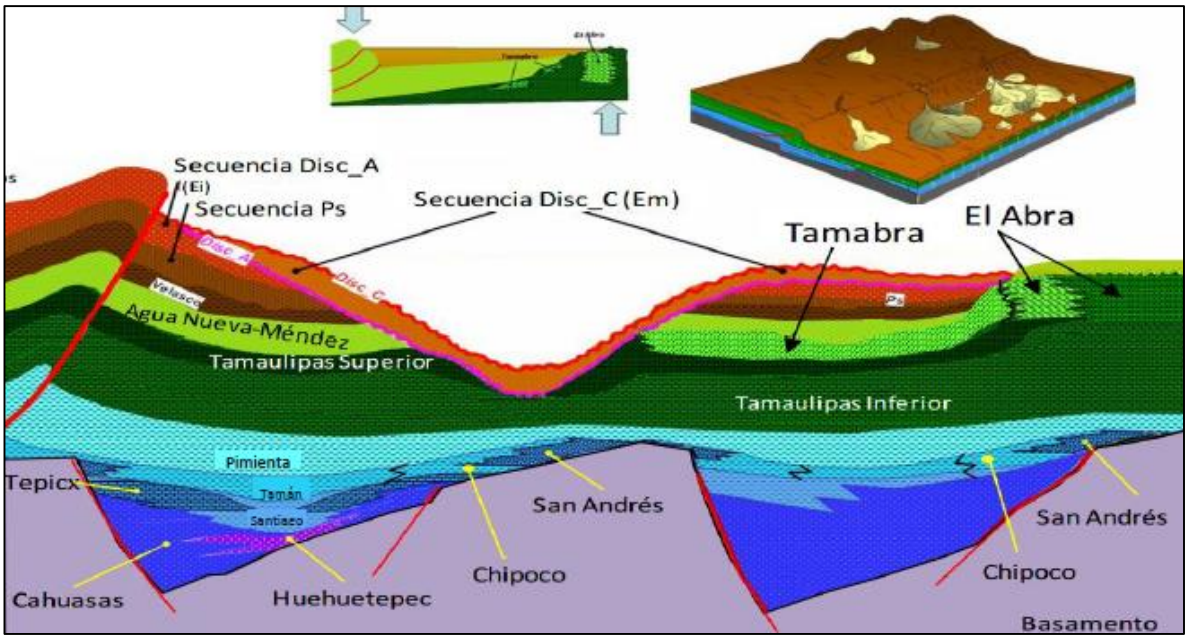


Figura 2.1.1.3. Etapa laramídica. Se observa del lado izquierdo el plegamiento (anticlinal tipo roll-over) asociado a una falla lístrica, ocasionado por el cinturón. En el centro, la subsidencia por flexura de la corteza. Tomado de CNH, 2018.

4. **Etapa de nuevo margen pasivo**: Tras culminar la deformación laramídica y la colmatación de la antefosa, la provincia pasó nuevamente a un dominio de margen pasiva en la que la columna sedimentaria cenozoica depositada sobre la margen continental provocó la subsidencia y el basculamiento hacia el Golfo de México (PEMEX-BP, 1994).

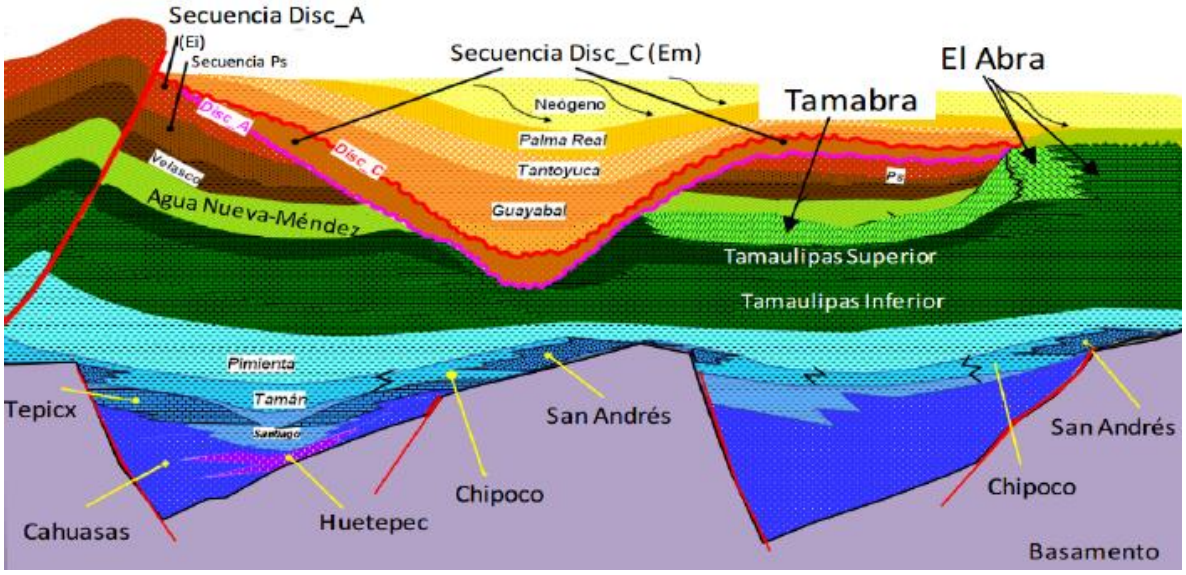


Figura 2.1.1.4. Etapa de nuevo margen pasivo. Al centro se observa el relleno sedimentario cenozoico de la cuenca proveniente de la sierra. Tomado CNH, 2018.

Durante el Eoceno tardío, en la etapa de nuevo margen pasivo, la nueva forma de la cuenca dependió totalmente del gran flujo de la sedimentación clástica, proveniente de la sierra. Se empezaron a desarrollar grandes fallas lístricas normales asociadas al depocentro de la cuenca (Padilla, 2007). Durante este tiempo se depositaron gruesos espesores de arenas finas en los taludes del occidente del Golfo de México, la Planicie Costera del Golfo, al tiempo que los sedimentos más finos iban rellenando las partes más profundas (Goldhammer, 1999) (Fig. 2.1.1.5).

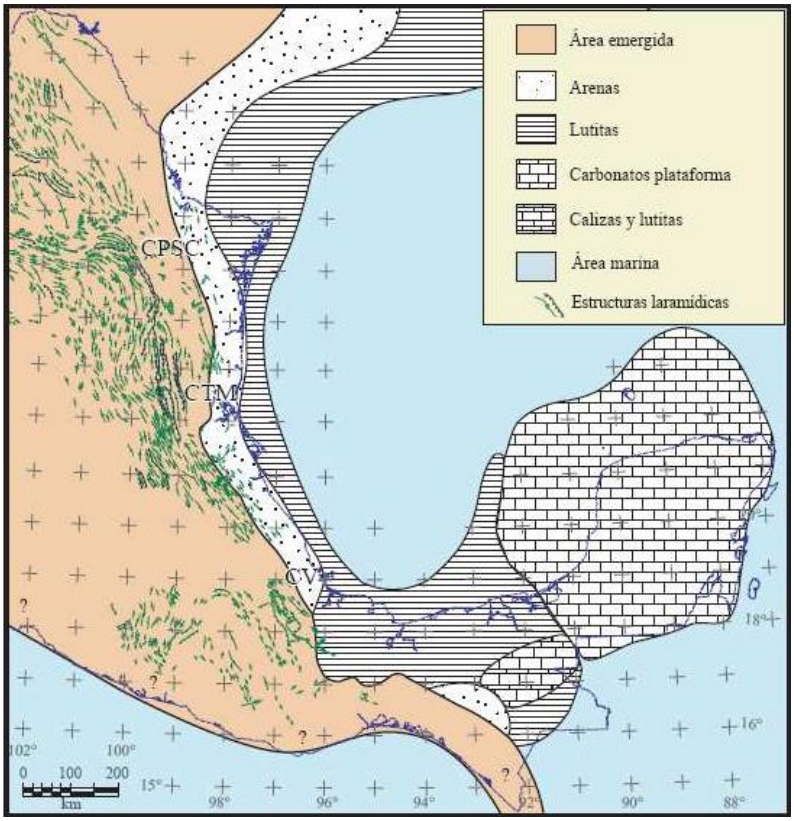


Figura 2.1.1.5. Paleogeografía del Eoceno. Relleno de la Cuenca Tampico-Misantla (CTM) por el aporte sedimentario de las sierras cabalgadas y plegadas del occidente (verde). (Padilla y Sánchez, 2007).

La cuenca está conformada por los elementos tectono-estructurales (Fig. 2.1.1.3):

- Paleocañón Bejuco-La Laja, Alto de la Sierra de Tantima y Paleocañón de Chicontepec, al centro.
- Isla de Arenque y Plataforma de Tuxpan, al este.

Y delimitada por:

- El Alto de Tamaulipas y el Homoclinal de San José de las Rusias, al norte.
- La Franja Volcánica Transmexicana (Eje Neovolcánico), al sur.
- Frente Tectónico del Cinturón Plegado y Cabalgado de la SMO, al oeste.

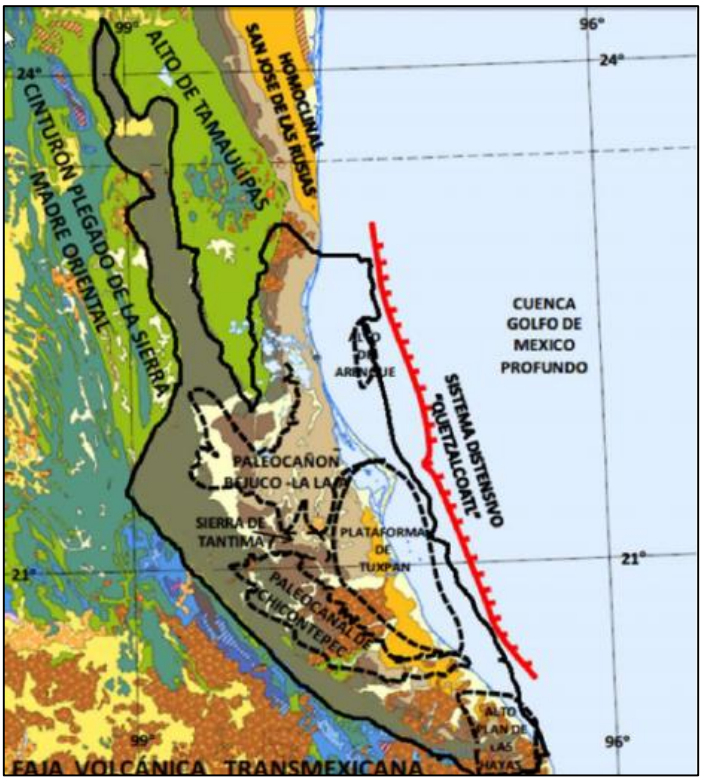


Figura 2.1.1.3. Elementos tectono-estructurales que conforman y delimitan la Cuenca Tampico-Misantla. Tomado de CNH, 2018.

Estructuralmente, existe importante fallamiento en la cuenca, como en las rocas anteriores al Jurásico Medio afectadas por el fallamiento normal synrift que produjo una serie de bloques basculados. Algunas de estas fallas fueron reactivadas durante el Jurásico Superior y Cretácico Inferior, pero principalmente durante la Orogenia Laramide desde finales del Cretácico hasta el Eoceno (PEMEX-BP, 1994). En el cinturón de pliegues y cabalgaduras de la SMO se fracturaron las rocas jurásicas y cretácicas más frágiles y que actualmente están sepultadas por rocas del Cretácico Superior (Fm Agua Nueva-Méndez) y Cenozoico (Fm Velasco), (PEMEX-BP, 1994). Otro patrón estructural relevante son las fallas de crecimiento sintéticas y antitéticas que afectan a los sedimentos cenozoicos de la plataforma, creando anticlinales tipo roll-over (Fig. 2.1.1.3).

2.1.2. Marco estratigráfico y sedimentológico

Las rocas más antiguas de la cuenca son de edades que varían del Pérmico al Jurásico Medio y conforman al basamento cristalino de rocas ígneas y metamórficas (Albarrán, 1984). De la columna estratigráfica (Fig. 2.1.2.2) se han establecido cuatro tectono-secuencias:

La primera tectono-secuencia, denominada Synrift, inicia en el Triásico con el depósito sobre el basamento de clásticos continentales de ambientes aluviales y fluviales con algunos flujos de lava (Formación Huizachal), seguidos por una secuencia transgresiva marina de

areniscas y lutitas del Jurásico Inferior (Formación Huayacocotla) (Imlay, R.W., et al., 1948). Durante el Jurásico Medio se restablecieron condiciones continentales y se depositaron clásticos (Formación Cahuasas). Sobre estas formaciones se depositaron en el Calloviano calizas arenosas, grainstones oolíticos de rampa interna y wackestones bioclásticos arcillosos de rampa media y externa (Formación Tepexic) (Erben, 1956). Una transgresión en el Oxfordiano favoreció el depósito sedimentos calcáreo-arcillosos de aguas profundas con altos contenidos de materia orgánica (Formación Santiago, Formación Tamán, Formación Pimienta) y sedimentos terrígenos depositados sobre los altos de basamento aún emergentes (Formación San Andrés, Formación Chipoco, Formación Casitas) hasta el Titoniano.

La segunda tectono-secuencia, denominada Margen Pasiva I, inicia con el depósito de calizas de rampa interna del Berriasiano-Valanginiano (miembro inferior de la Formación Tamaulipas Inferior). El desarrollo de las plataformas carbonatadas durante el Albiano-Cenomaniano dio lugar a depósito de las Formaciones El Abra, Tamabra y Tamaulipas Superior. Del Turoniano al Maastrichtiano, rocas caracterizadas por elevado contenido de materia orgánica (Formación Agua Nueva) que varían verticalmente a carbonatos y margas de ambientes de cuenca (Formación San Felipe, Formación Méndez).

La tercera tectono-secuencia, denominada Antefosa, inicia en el Paleógeno y marca el cambio de sedimentación carbonatada a arcillo-arenosa en ambientes marinos profundos debido a flujos turbidíticos provenientes de la erosión de la Sierra Madre Oriental (formaciones como Velasco, Chicontepec y Guayabal). Estas facies sedimentarias turbidíticas conformaron el Paleocañón de Bejuco - La Laja y el Paleocanal de Chicontepec (Santillán, et al., 2011), (Fig. 2.1.2.1).

La cuarta tectono-secuencia, denominada Margen Pasiva II, comienza durante el Eoceno cuando hubo un levantamiento isostático regional a lo largo de la margen occidental de la cuenca, dando como resultado la erosión de gran parte de la columna estratigráfica (Jurásico-Neógeno) y el depósito de lutitas y areniscas con algunas capas de conglomerado (formaciones Tantoyuca y Chapopote). El alto de la Plataforma de Tuxpan fue sepultado y se estableció en el área una amplia plataforma clástica. Durante el Oligoceno temprano se depositaron lutitas y limolitas (formaciones Horcones, Palma Real Inferior y Alazán) (Vásquez, et al., 2014). El Oligoceno Superior y parte del Mioceno Inferior está conformado por una sección granodecreciente en la base (Formación Coatzintla) consistente de areniscas, limolitas y lutitas que pasan hacia arriba a una sucesión granocreciente de limolitas, areniscas y conglomerados (Formación Escolín) depositados en ambientes costeros y de plataforma somera, incluyendo sistemas fluvial-estuarino-plataforma y fluvial-deltaico-plataforma (López-Ramos, 1956). Durante una transgresión en el Burdigaliense y hasta el Langhirano se depositó una secuencia granodecreciente (parte inferior de la Formación Tuxpan) compuesta de conglomerados y areniscas conglomeráticas de ambientes fluviales que gradúan a areniscas finas, limolitas y lutitas de ambientes

estuarinos y de plataforma interna a externa (Hernández-Romano, et al., 2004). Finalmente, una sucesión granocreciente de areniscas fosilíferas de grano fino a medio el miembro superior de la Formación Tuxpan del Mioceno Medio, siendo las rocas más jóvenes que afloran en la Provincia Tampico-Misantla.

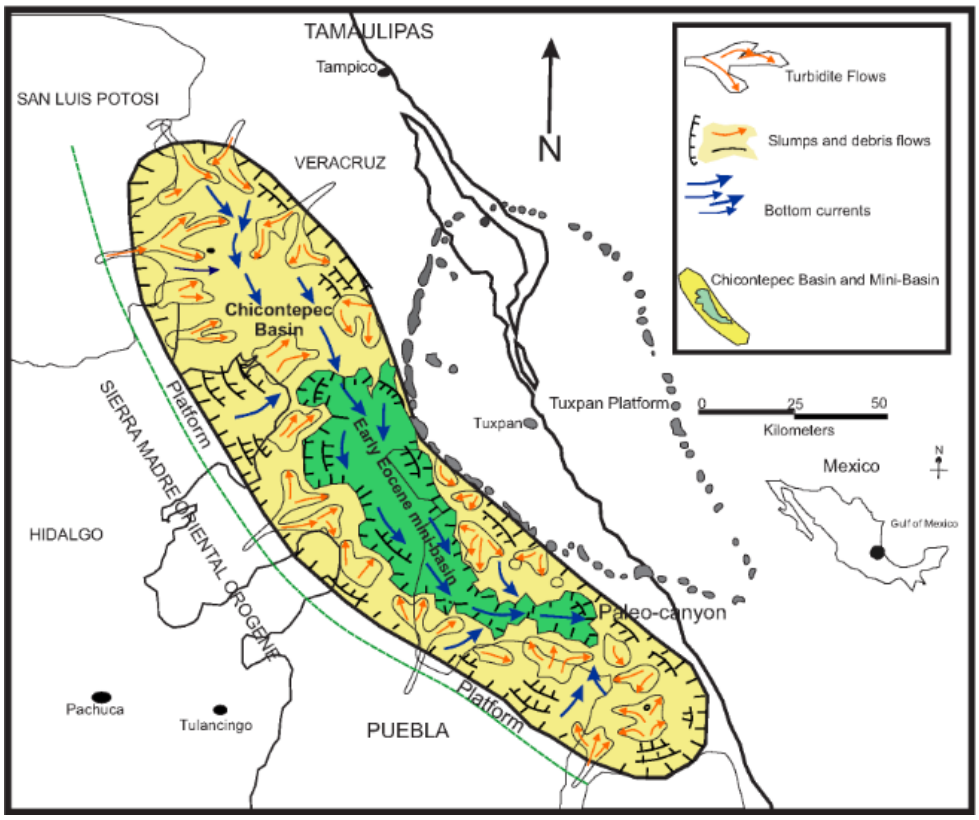


Figura 2.1.2.1. Modelo de la Cuenca de Chicontepec. Esta subprovincia, parte de la tectono-secuencia Antefosa, fue conformada por flujos turbidíticos provenientes de la SMO y de la Plataforma de Tuxpan durante el Paleógeno. (Aguayo C., Santillán P., Arellano G., 2018).

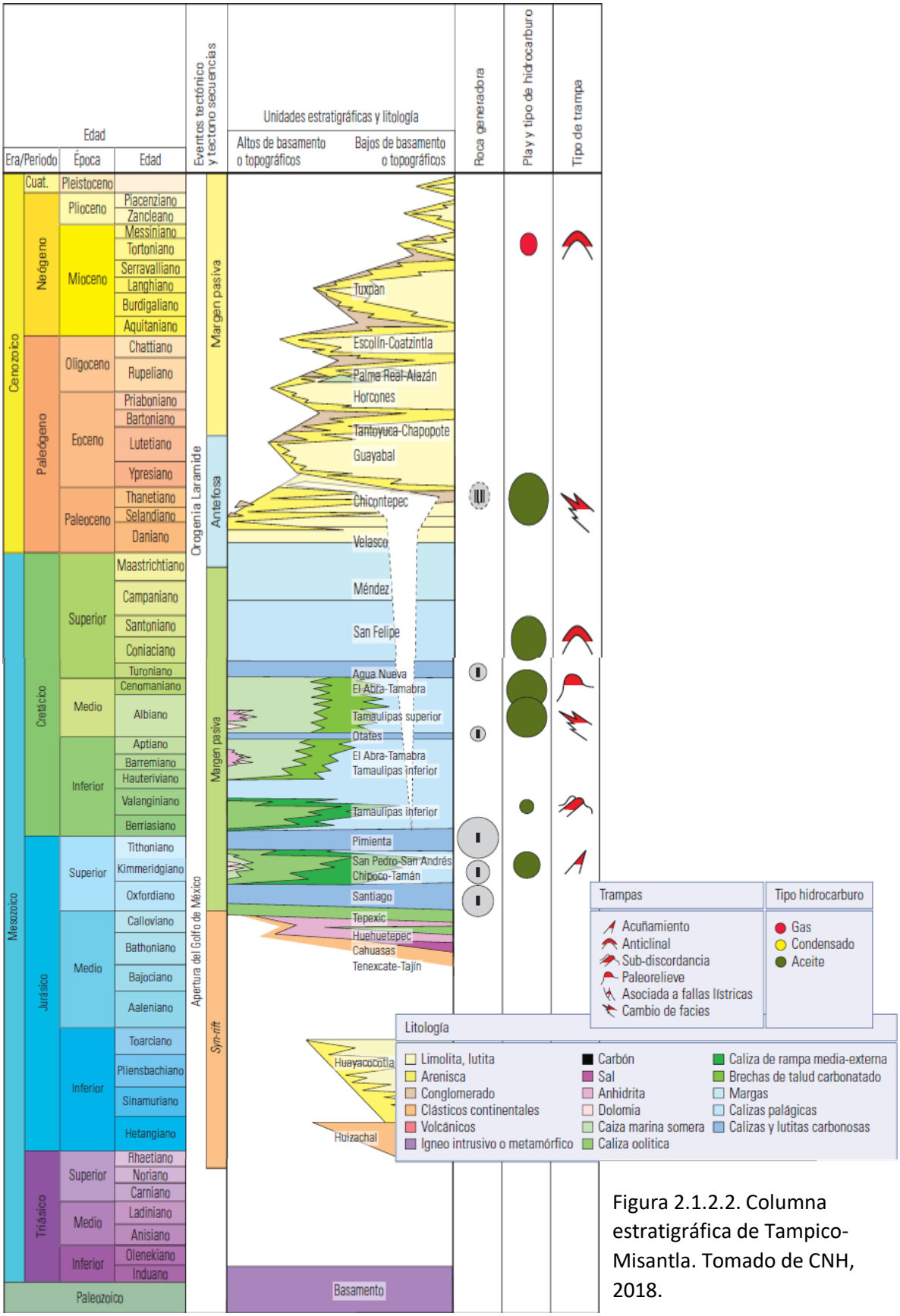


Figura 2.1.2.2. Columna estratigráfica de Tampico-Misantla. Tomado de CNH, 2018.

2.2. Plataforma Tuxpan-Tecolutla

La Plataforma calcárea Tuxpan-Tecolutla es un alto estructural de geometría elíptica (Pedrazzini C., 1981). Es clasificada como una plataforma aislada (isolated platform). Los datos sísmicos indican que tiene una estructura tabular delimitada por escarpes de aproximadamente 1,000 m. Está constituida por una potente secuencia de carbonatos y depósitos delgados contemporáneos, el espesor máximo es de 1,600 m en los extremos orientales y occidentales, por otra parte, en el Campo Aguacate los espesores son de entre 900 y 1,000 m. En el extremo norte la Formación El Abra se acuña sobre la Formación Tamaulipas Inferior (Pedrazzini C., 1981). La profundidad de la cima de la Formación varía de 500m, en el noroeste, a 3,000m, en la parte marina. En el área de Aguacate varía entre 900 y 1,050m.

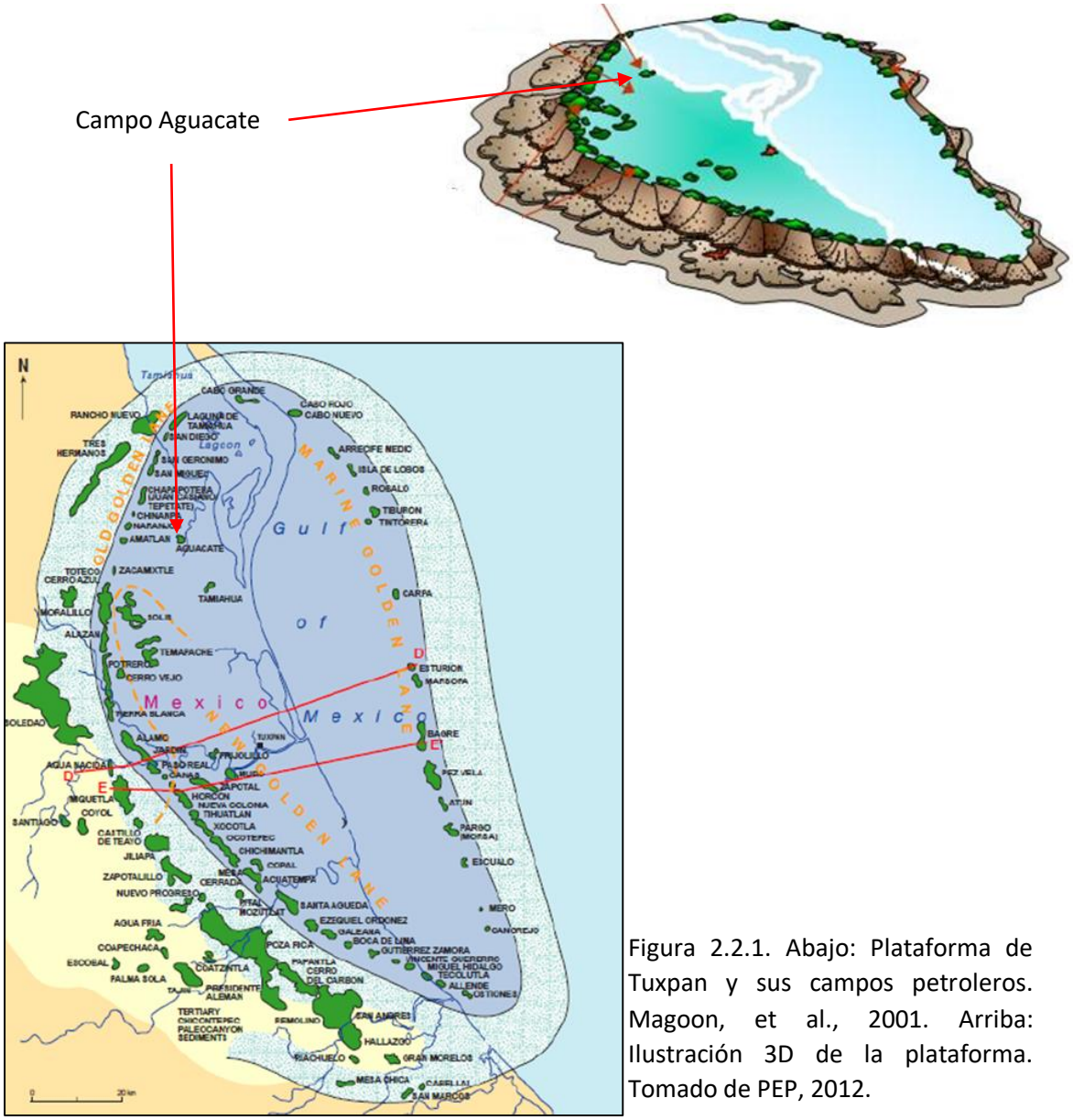


Figura 2.2.1. Abajo: Plataforma de Tuxpan y sus campos petroleros. Magoon, et al., 2001. Arriba: Ilustración 3D de la plataforma. Tomado de PEP, 2012.

2.2.1. Desarrollo y evolución de la plataforma

La plataforma se desarrolló en la costa del paleo-Golfo de México durante el Albiano-Cenomaniano, tiene un origen construccional (Pedrazzini C., 1981), (Fig. 2.2.1.1). Sobreyace discordantemente a un basamento ígneo intrusivo (granítico) del Paleozoico Superior, que durante el Jurásico Inferior-Medio constituyó la paleo isla Tuxpan-Tecolutla. Fue expuesta debido a descensos y ascensos del nivel del mar. Por encima de la paleo isla, se depositaron los carbonatos de la Formación El Abra durante el Albiano-Cenomaniano en facies de banco con espesores de 1,500 m en un extenso complejo de barreras de arrecifes coralinos. En el borde de la plataforma se desarrollaron arrecifes rudísticos de moluscos y esta se recubrió por depósitos de fauna pelágica (Pedrazzini C., 1981).

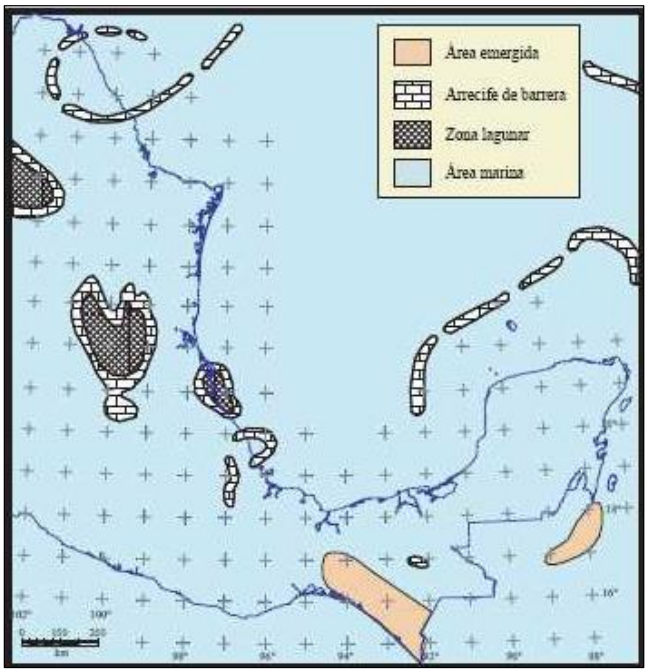


Fig. 2.2.1.1. Paleogeografía del Albiano-Cenomaniano. Se observa la Plataforma Tuxpan-Tecolutla con su zona lagunar bordeada por los arrecifes. (Padilla y Sánchez, 2007).

La plataforma se elevó hasta una altura promedio de 1,200 m en el interior y de 1,600 m en sus márgenes. El crecimiento de la plataforma requirió de una continua subsidencia (del Jurásico Medio al Cretácico) que la mantuviera cerca del nivel del mar con condiciones ecológicas en equilibrio (Pedrazzini C., 1981). La subsidencia aumentó a la par del depósito de la Formación El Abra y se debió a la flexura de la margen continental. La velocidad de subsidencia calculada aproximadamente en 36 m/ma para el Cretácico Inferior hasta el final del Aptiano, alcanzó 126 m/ma durante el Albiano-Cenomaniano. En la fase final del crecimiento de la plataforma, prevaleció el desarrollo de arrecifes en gran parte de sus márgenes. Esta regresión deja al descubierto toda la plataforma e inicia un periodo en que predominan los procesos de erosión kárstica (Pedrazzini C., 1981).

Los marcados escarpes en los bordes de la plataforma se formaron bajo un régimen de esfuerzos tensionales hasta finales del Cretácico.

2.2.2. Ambientes sedimentarios

Se han determinado tres principales ambientes de depósito (Pedrazzini C., 1981):

I. Ambientes arrecifales: se caracterizan por la gran cantidad de biostromas presentes en distintos niveles estratigráficos. Estos ambientes incluyen los depósitos de periarrecife que se distinguen por un mayor contenido de matriz micrítica. Las litofacies descritas son biorruditas de rudistas, biomicritas, corales y algas. Se han identificado ambientes de intermarea y supramarea asociados a bancos arrecifales. Litofacies estromatolíticas, evaporíticas y alternancias con sedimentos calcareníticos, estas se encuentran aisladas y son de poca extensión.

II. Ambientes lagunares: abarcan la mayor parte de la plataforma. Conformados por micritas fosilíferas, pelespatitas, intraspatitas y biostromas de moluscos coloniales. La zona lagunar es la región donde es mayor el desarrollo de las dolomías, como las del Campo Aguacate.

III. Ambientes de bancos oolíticos: se extiende por la zona centro-meridional de la plataforma. Algunos pozos muestran la alternancia de bancos oolíticos con biostromas de rudistas.

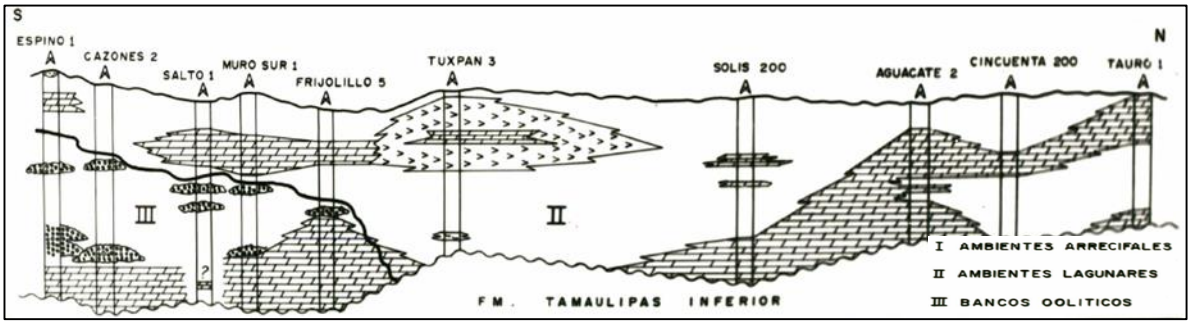


Figura 2.2.2.1. Sección longitudinal S-N de la plataforma. Se ilustran los ambientes sedimentarios. Se observa que el pozo Aguacate-2 atravesó carbonatos lagunares (Fm. El Abra). (Pedrazzini C., 1981).

Los intervalos productores de los pozos del Campo Aguacate son principalmente las calizas, dolomías, calcarenitas y brechas calcáreas de la zona lagunar (El Abra lagunar) que forma parte de la plataforma interna. Como se ha mencionado anteriormente, la zona lagunar está rodeada por los arrecifes de barrera que se depositaron en todo el borde de la plataforma (Fig. 2.2.2.2).

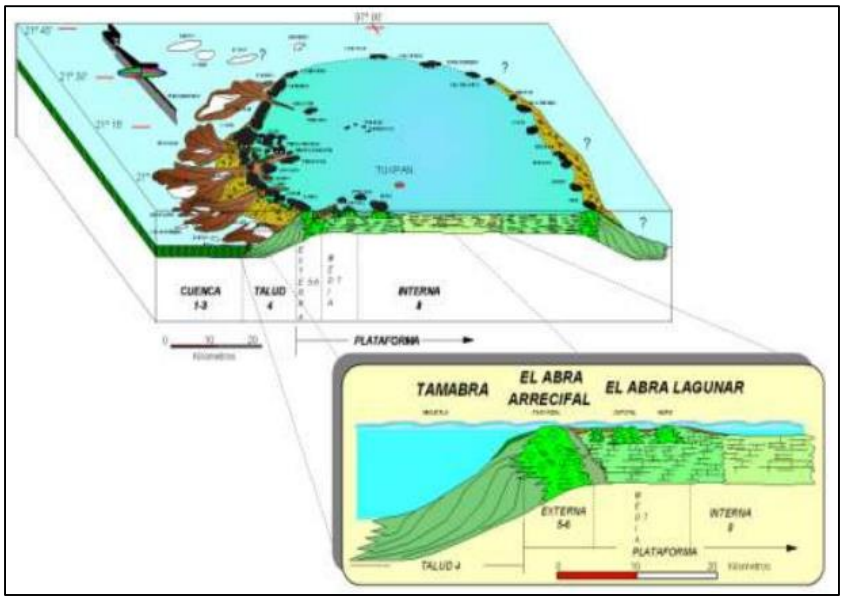


Figura 2.2.2.2. Sección W-E de la plataforma. Se ilustra la Formación El Abra en ambientes arrecifales (plataforma externa) y lagunares o post-arrecifales (plataforma interna). (PEP, 2012).

2.2.3. Formación El Abra

La Formación El Abra es una extensa unidad carbonatada del Albiano-Cenomaniano desarrollada en varias plataformas de aguas poco profundas en el noreste de México (Carrillo-Bravo, 1971) (Fig. 2.2.4.1). El nombre fue introducido por Muir en 1936. La localidad tipo de la Formación El Abra está ubicada en la estación El Abra, sobre la vía ferroviaria San Luis Potosí-Tampico, concretamente al oriente de Ciudad Valles, S.L.P., y tiene una longitud de 9 km aproximadamente (Aguayo J.E., 1975).

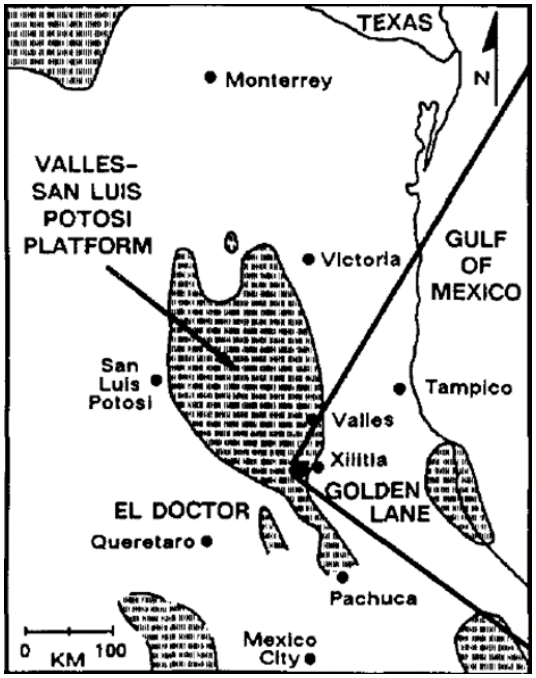


Figura 2.2.4.1. Mapa paleogeográfico indicando las plataformas calcáreas cretácicas de El Abra. (Minero, 1991).

La unidad ha sido tradicionalmente dividida en las facies El Abra y Taninul. Las facies Taninul son facies de arrecife representada por caliza masiva de color crema amarillento y gris crema y constituida principalmente por un conjunto de bancos arrecifales, por otra parte, las facies El Abra, subdivididas en cinco litofacies: 1) Unidad clástica post-arrecifal, 2) Unidad de calcilutita y calcarenita, 3) Unidad de dolomita y caliza parcialmente dolomitizada, 4) Unidad de calcilutita y calcarenita con miliolidos y toucasias, constituida por calcilutita, calcarenita biogénica, caliza oolítica y algunos horizontes de caliza dolomítica y 5) Zona dolomítica basal, dolomita de grano fino a grueso, de color café grisáceo y gris acero, en capas gruesas (Carrillo-Bravo, 1971).

Los ambientes de depósito de esta unidad litoestratigráfica corresponden a una plataforma amplia y estable de aguas someras, siendo los dos ambientes principales: el arrecifal y el post-arrecifal. El primer ambiente se divide en dos subambientes: la zona de talud pre-arrecifal y la zona de núcleo arrecifal. El segundo ambiente se divide en tres subambientes: zona post-arrecifal proximal/lagunar, zona de planicie de mareas/lagunar y la zona lagunar (Fig. 2.2.4.2), (Aguayo J.E., 1978).

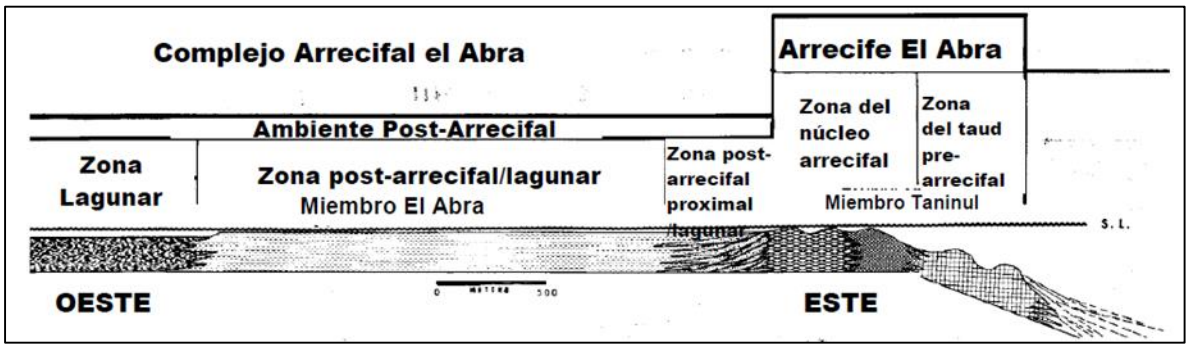


Figura 2.2.4.2. Ambientes y subambientes de las facies El Abra.
(Traducido de Aguayo J.E., 1978).

Las estructuras sedimentarias más frecuentes encontradas en la Formación El Abra son las siguientes (Pedrazzini C., 1981):

- Laminaciones:
  - La más común está formada por una alternancia de capas de distinta litología.
  - Laminación de tipo orgánico, se produce cuando el sedimento es atrapado entre capas de algas laminares azul-verde entrelazadas.
  - Laminación del tipo diagenético, consiste en la alternancia de dolomita de grano grueso y de grano fino.
- Bioturbación: evidencias de la actividad de los organismos cavadores. Se presenta preferentemente en micrita.

- Estilolitas: comunes en rocas densas de grano fino, menos frecuentes en calizas oolíticas. Generalmente están rellenas de material arcilloso.
- Fracturas y brechas: fracturas con un gran ángulo de inclinación, que corresponden a sistemas de cizalleo por compresión vertical; menos frecuentes, se tienen fracturas verticales provocadas por esfuerzos laterales.

2.2.4. Facies

De los ambientes principales en la Caliza El Abra: 1) El Arrecife y 2) El post Arrecife, propuestos por Aguayo J.E. (1978), y que son los equivalentes a los ambientes arrecifales y ambientes lagunares propuestos por Pedrazzini (1981), se han descrito las siguientes facies:

1) Ambientes arrecifales
    - Facies de la zona de talud frontal (*fore-slope*)
    - Facies de la zona de borde de plataforma (*shelf-edge*)
2) Ambientes post-arrecifales (lagunares)
    - Facies de la zona de post-arrecife proximal (*near-back reef*)
    - Facies de la zona de planicie de marea (*tidal-flat*)
    - Facies de la zona de laguna (*lagoon*)

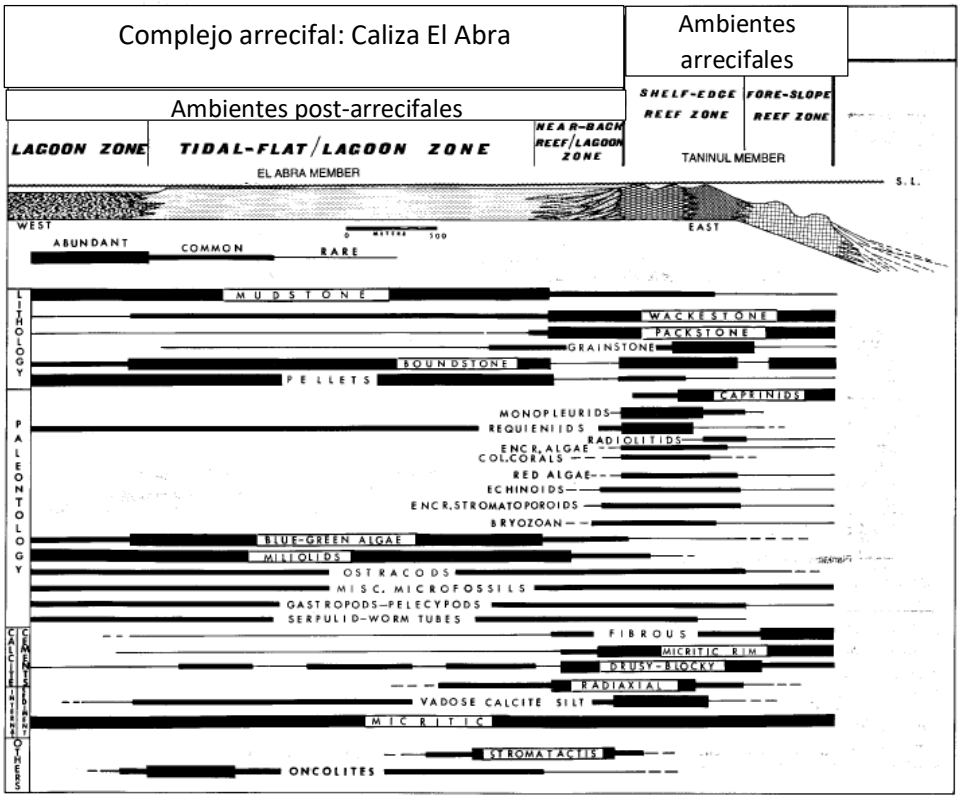


Figura 2.2.4.1. Modelo conceptual del complejo arrecifal Caliza El Abra. Se observan las facies de cada sub ambiente del arrecife y del post-arrecife. (Traducido de Aguayo J.E., 1978).

Las facies de la zona talud frontal incluyen:

a) Facies de núcleo de arrecife
b) Facies de inter-arrecife
c) Facies de talud frontal

Las facies de la zona de borde de plataforma incluyen:

a) Facies de biolitita monopléurida-requienia-coralina
b) Facies de biolitita monopléurida-caprinidae-requienia.
c) Facies de biolitita caprinidae-radiolítica
d) Facies de calcarenita de borde de plataforma

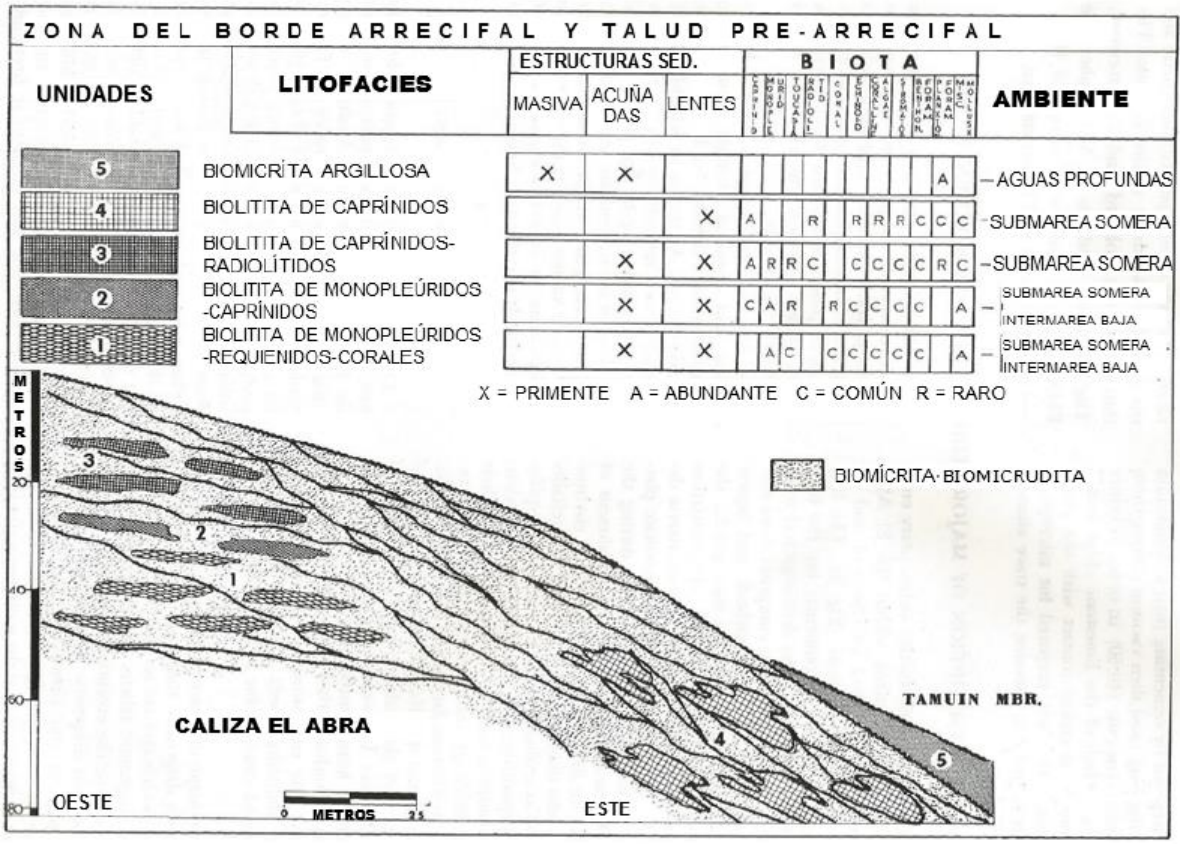


Figura 2.2.4.2. Facies de las zonas de talud frontal y de borde de plataforma. (Aguayo J.E., 1978).

Las facies de la zona de post-arrecife proximal se componen principalmente de calcarenita y calcirudita intercaladas con sedimentos lagunares compuestos de pelmicrita, micrita y capas estromatolíticas.

Las facies de la zona de planicie de marea y lagunar se componen principalmente de pelmicrita, biomicrita y estromatolitos.

Las facies de la zona lagunar están compuestas de biomicrita de pellets y biomicrita rica en miliolidos y otros microfósiles bentónicos.

2.3. Sistema petrolero

En la Provincia Tampico-Misantla y en la Plataforma de Tuxpan ha sido probado el sistema petrolero, asociado a rocas generadoras del Jurásico Inferior-Medio y del Jurásico Superior.

2.3.1. Elementos

Roca generadora

Los horizontes generadores son los niveles Jurásico Inferior-Medio y Jurásico Superior.

Las rocas del Jurásico Inferior-Medio se caracterizan principalmente por poseer un contenido de Carbono Orgánico Total (COT) que varía entre 0.1 y 4.6% con un potencial generador de pobre a excelente. Los hidrocarburos de estas rocas provienen de kerógenos tipo II y III (sapropélico y húmico) que son precursores de gas y aceite (CNH, 2018).

Sus valores de Reflectancia de Vitrinita (Ro) son 0.7 a 1.3, es decir se encuentran en la ventana principal de generación de aceite entre 3 y 5 km de profundidad. Así mismo, registran valores Ro de 1.3 a 2.0, que es la venta de generación de gas húmedo entre 5 y 7 km (CNH, 2018), (Fig. 2.3.1.1).

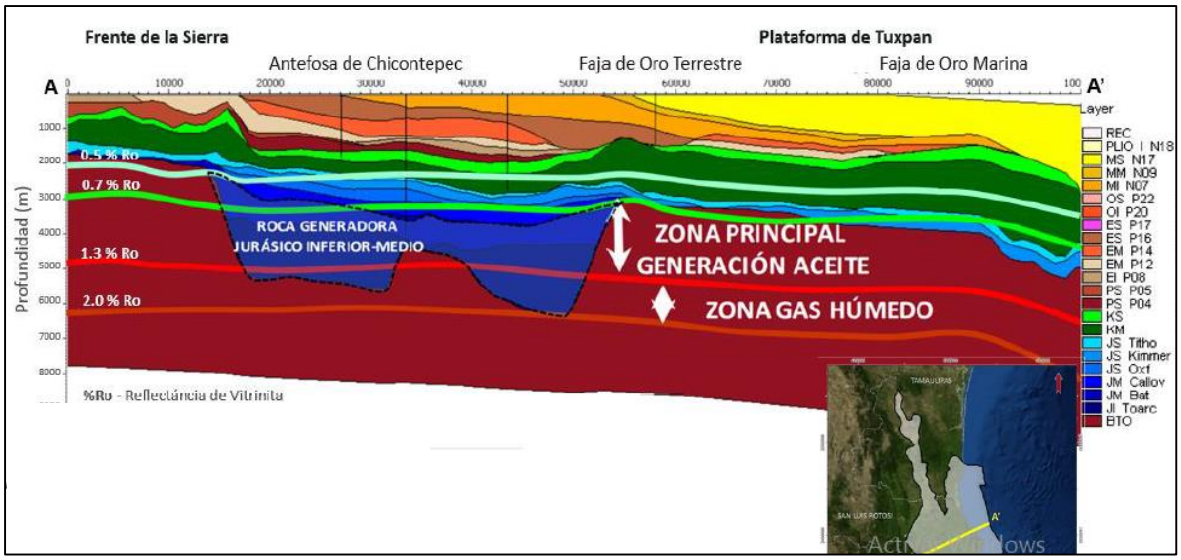


Figura 2.3.1.1. Sección esquemática en donde se muestra las ventanas de generación de aceite y de gas húmedo durante el Jurásico Inferior-Medio. Tomado de CNH, 2018.

Para el Jurásico Superior, le generación se da partir de las rocas de la Formación Santiago (Oxfordiano), Tamán (Kimmeridgiano) y Pimienta (Titoniano). Actualmente se encuentran en el pico de generación de aceite y se han mantenido así desde el Cretácico medio (González y Holguín, 1992; Román y Holguín, 2001). La litología base es la misma en las tres formaciones: calizas arcillosas intercaladas con lutitas negras.

Los kerógenos asociados son del tipo I, II y III para la Formación Santiago, y del tipo II, para la Formación Tamán y Pimienta.

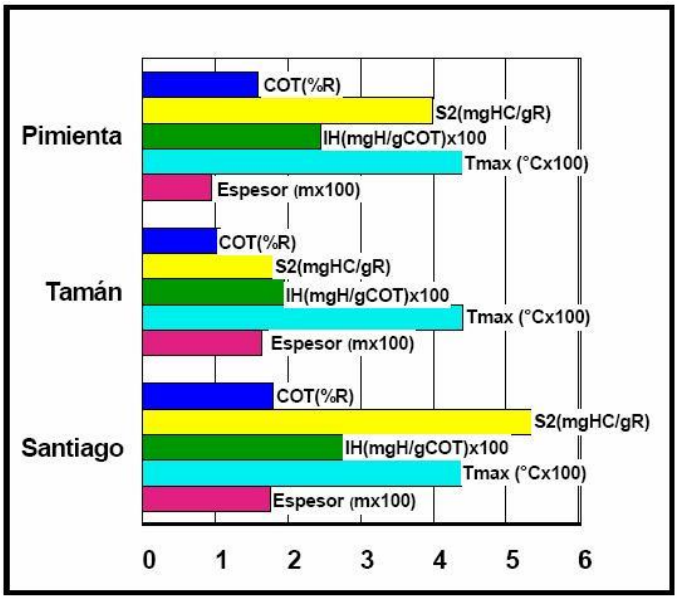


Figura 2.3.1.2. Características geoquímicas de las formaciones generadoras en la Cuenca Tampico-Misantla. COT: Carbono Orgánico Total; S2: potencial de generación; IH: Índice de Hidrógeno. Tomado de PEP, 2005.

Debido a la posición estratigráfica de la Formación Pimienta, sugerimos que sus lutitas y calizas arcillosas son las rocas generadoras de los hidrocarburos del Campo Aguacate.

Roca almacenadora

Las principales rocas productoras de la provincia son (Santiago, Carrillo y Martell, 1984):

- Areniscas, calcarenitas, calizas oolíticas y brechas calcáreas del Jurásico Superior.
- Calizas del Cretácico Inferior.
- Calizas fracturadas y calizas bioclásticas y arrecifales del Cretácico medio.
- Calizas fracturadas del Cretácico Superior.
- Areniscas y turbiditas del Paleógeno.

Los hidrocarburos del Campo Aguacate se encuentran almacenados en calcarenitas, brechas calcáreas, calizas bioclásticas y dolomías.

Roca sello

Los principales sellos de la cuenca están conformados por (Santiago, Carrillo y Martell, 1984):

- La Formación Pimienta, constituida de lutitas y calizas arcillosas.
- Las formaciones Agua Nueva y San Felipe, constituidas de calizas arcillosas.

- La Formación Méndez, constituida principalmente de margas.
- Sedimentos arcillosos del Cenozoico.

Las posiciones estratigráficas de las formaciones Agua Nueva y Pimienta indican que éstas son los sellos regionales superior e inferior de los yacimientos del Campo Aguacate, respectivamente.

Trampas

Las acumulaciones de los hidrocarburos se relacionan con diferentes tipos de trampas (Santiago, Carrillo y Martell, 1984):

- Paleorelieves depositacionales
- Estratigráficas asociadas a las zonas pre arrecifales y post arrecifales
- Estratigráficas asociadas a superficies de erosión y rellenos de paleocanales
- Anticlinales

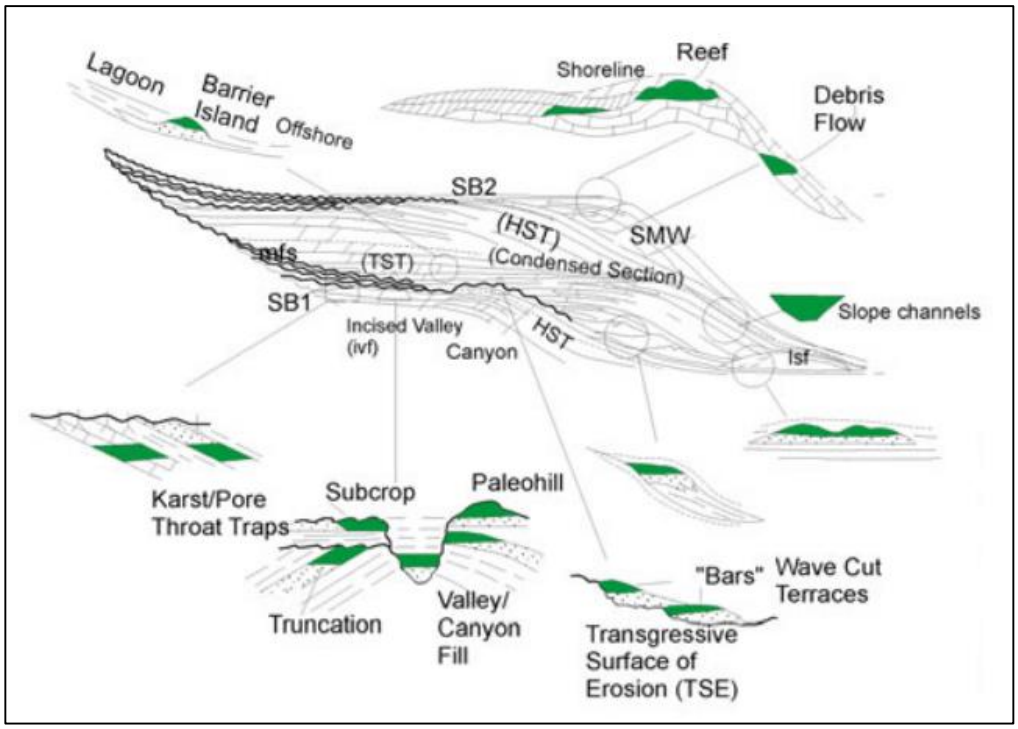


Figura 2.3.1.3. Trampas estratigráficas en secuencias estratigráficas. (Dolson J., 2016).

El aceite y gas del Campo Aguacate están entrampados en los bordes de superficies kársticas de la cima del Abra, entre altos de relieve y depresiones (dolinas), asociadas a cambios laterales de facies.

2.3.2. Procesos

Generación

La ventana de generación de hidrocarburos comenzó en el Cretácico medio y se ha mantenido hasta la actualidad (González y Holguín, 1992; Román y Holguín, 2001) (Fig. 3.3.1). Los kerógenos sapropélico (tipo II) y húmico (tipo III) son precursores del aceite y gas de todos los yacimientos de la cuenca.

El aceite y gas del Campo Aguacate se generó probable y principalmente de la Formación Pimienta, esto debido su posición estratigráfica.

Migración

La migración de hidrocarburos en la cuenca fue principalmente de tipo vertical ascendente, aunque también hubo migraciones de tipo diagonal y horizontales en algunas zonas. El basculamiento regional de la plataforma hacia el sureste pudo ser otro factor para la migración.

Los hidrocarburos presentes en el Campo Aguacate migraron lateralmente a través de poros y fracturas interconectadas. Esta migración secundaria se dio a nivel Cretácico. Se descarta que la migración haya sido vertical ascendente, debido al poco fracturamiento de las formaciones que se encuentran por encima de las rocas generadoras.

Acumulación y preservación

Durante el Oxfordiano (Formación Santiago) una incipiente transgresión marina cubría sólo algunos restringidos depocentros en los que se acumulaban carbonatos y arcillas bajo aguas someras de muy baja energía, propicias para la preservación de materia orgánica de buena calidad (I y II), pero con aportaciones de materia orgánica continental (III). Para el Kimmeridgiano (Fm. Tamán), la transgresión cubrió casi toda el área de la cuenca, continuando la sedimentación de lodos calcáreo arcillosos, adecuados para la conservación de materia orgánica, pero distribuidos solamente en el 50 % de la cuenca. Esta secuencia conserva aún cantidades importantes de carbono orgánico e hidrocarburos potenciales (S2). Fue hasta el Titoniano cuando la cuenca quedó completamente cubierta, con el predominio de ambientes tranquilos de mar abierto, en los cuales se depositaron carbonatos y arcillas con materia orgánica marina (tipo II) que dieron origen a la Formación Pimienta (González y Holguín, 1992).

2.3.3. Sincronía de eventos

El sistema petrolero está comprobado por la existencia de los elementos y procesos antes mencionados. Los eventos que llevaron a las acumulaciones finales y posteriores

preservaciones de los hidrocarburos se desarrollar en sincronía y cronológicamente de la siguiente manera:

1) Depósito de la roca generadora durante todo el Jurásico.
2) Depósito de rocas almacenadoras y sellos durante el Jurásico Medio-Superior.
3) Formación de las trampas durante el Paleoceno-Eoceno (Orogenia Laramide).
4) Inicio de generación de hidrocarburos en el Cretácico Inferior.
5) Máxima generación a inicios del Paleógeno.
6) Termino de la generación en el Oligoceno Superior.

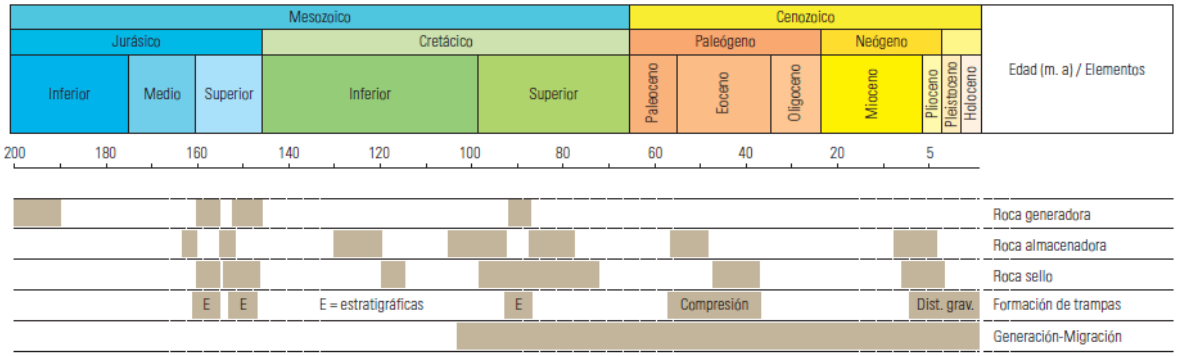


Figura 2.3.3.1. Tabla de elementos y eventos del sistema petrolero de la Cuenca Tampico-Misantla. Tomado de CNH, 2018.

Capítulo 3

Síntesis de la actividad petrolera regional y local

Bombas de varilla (bimbas) en el Campo Poza Rica. Fotografía de Edgar Escamilla.

En la Provincia Tampico-Misantla se ha acumulado más de 500 millones de barriles de aceite y 7.5 billones de pies cúbicos de gas. Actualmente hay 215 campos y 10,470 pozos de aceite y gas, de los cuales 10,191 son terrestres, 265 marinos y 14 lacustres (Tabla 3.1 y Fig. 3.1).

CUENCA	CAMPOS	POZOS	TIPO DE POZO					UBICACIÓN POZOS		
			VERTICAL	DESVIADO	HORIZONTAL	MULTILATERAL	SIN INF.	TERRESTRE	MARINO	LACUSTRE
TAMPICO-MISANTLA	215	10470	4663	3027	436	1	2343	10191	265	14

CLASIFICACIÓN POZOS		TIPO DE HIDROCARBURO						MUESTRAS DE FORMACIÓN			
EXPLORATORIO	DESARROLLO	ACEITE	GAS	ACEITE / GAS	CONDENSADO	NO APLICA	SIN INF.	CANAL	NÚCLEO	TAPÓN	LÁMINAS
1320	9150	2230	36	2614	2	262	5326	4252	1658	406	1492

ESTADO DE LOS POZOS										
CERRADO	PRODUCTOR	INYECTOR	TAPONADOS	PENDIENTE TAP.	SIN POSIBILIDAD	EN TERMINACIÓN	EN REPARACIÓN	IMPRODUCTIVO	OTROS CONCEPTOS	SIN INF.
2371	2488	16	2045	200	513	4	6	20	8	2799

Tabla 3.1. Información de pozos de la Cuenca Tampico-Misantla. Tomado de CNH, 2018.

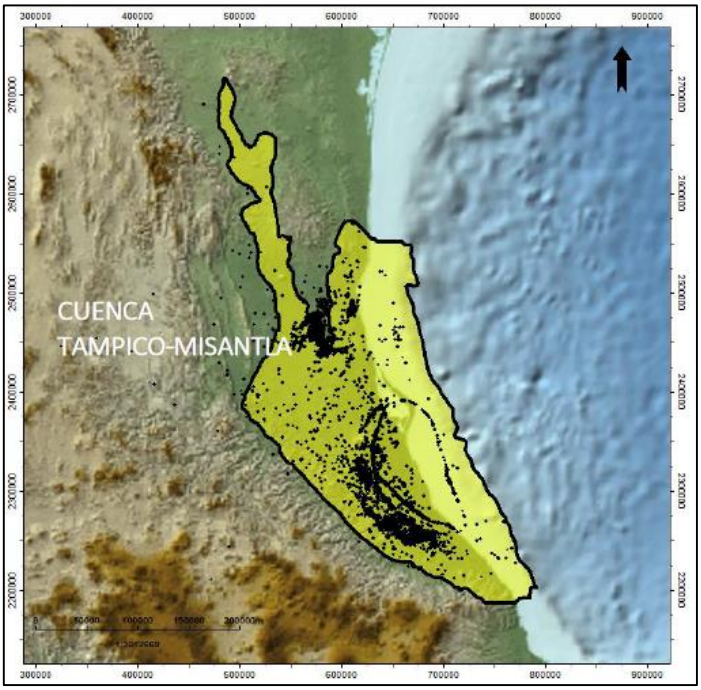


Figura 3.1. Mapa de localización de los pozos. Destaca la densidad de pozos perforados en el borde la Plataforma Tuxpan-Tecolutla (Faja de Oro). Tomado de CNH, 2018.

En la provincia, existe un gran potencial de recursos no convencionales, principalmente aceite y gas de lutitas (shale gas). Desde 2010 se ha realizado trabajos de exploración con objetivos no convencionales, perforando 4 pozos: Anhelido-1, Horcones-8127, Corralillo-157 y Presidente Miguel Aleman-802 en la Formación Pimienta.

En Campo Aguacate se calculó un volumen original en 3P de 30.9 MMb de aceite y 11.6 mmmpc de gas. En 2016 registró una producción acumulada de 5.87 (mmb) y 1.61 (mmmpc) de aceite y gas, respectivamente. En la Tabla 3.2 se muestra la cuantificación reservas al 1 de enero de 2016.

Tipo de reserva		Cantidad
1P	Equivalente (mmbpce)	0.338486
	Aceite (mmb)	0.338486
	Gas natural (mmmpc)	0.117697
2P	Equivalente (mmbpce)	0.763806
	Aceite (mmb)	0.763806
	Gas natural (mmmpc)	0.228678
3P	Equivalente (mmbpce)	3.348847
	Aceite (mmb)	3.348847
	Gas natural (mmmpc)	0.746435

Tabla 3.2. Reservas 1P, 2P y 3P del Campo Aguacate. Tomado de CNIH-CNH, 2018.

El pico de la producción en el campo se alcanzó en 2012, extrayéndose 3,380 barriles de aceite y 1,079,000 pies cúbicos de gas diarios en promedio. Actualmente la producción está por debajo de los 800 barriles de aceite por día (Fig. 3.2).

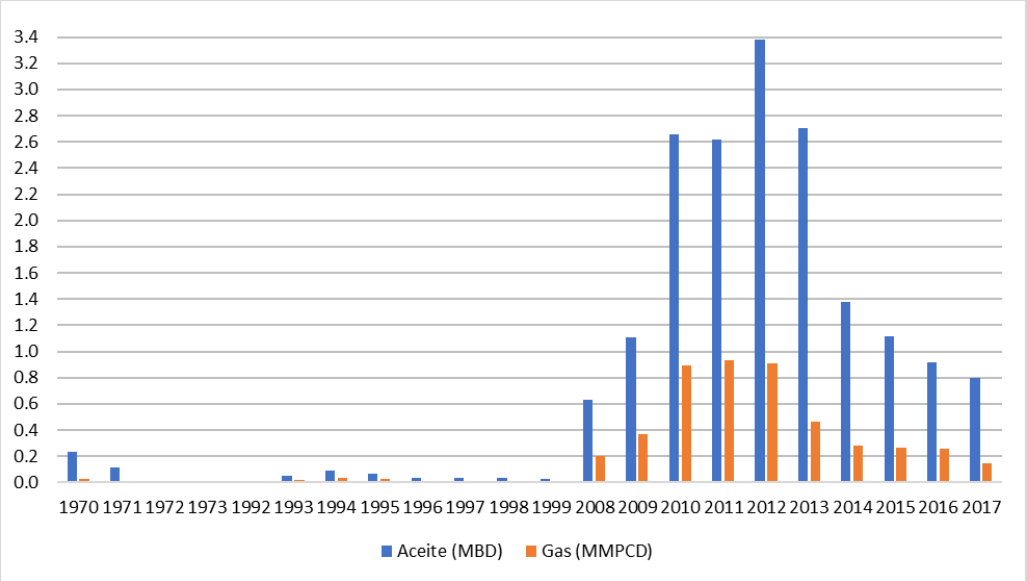


Figura 3.2. Producción diaria promedio de aceite y gas del Campo Aguacate. Tomado de CNIH-CNH, 2018.

Actualmente existen 36 pozos en el campo, de los cuales 24 están en operación. El inicio de su producción comercial fue a partir del primer pozo exploratorio perforado en 1969 y que resultó productor: Aguacate-1, un año después se perforaron 5 pozos más. En el 2008 se

perforaron los primeros pozos horizontales y a partir de ese año todos los pozos perforados son de trayectoria horizontal o direccional (Tabla 3.3).

Pozo	Clasificación	Estado actual	Tipo de hidrocarburo	Año de perforacion	Profundidad total (m)	Trayectoria	Producción acumulada aceite (Mbbl) (2016)	Producción acumulada gas (MMpc) (2016)
A-1	Exploratorio	Productor	-	1969	966.5	Vertical	142.1679	51.0150
A-2	Exploratorio	Taponado	-	1970	2589	Vertical		
A-3	Desarrollo	Taponado	-	1970	1071	Vertical		
A-5	Desarrollo	Cerrado	Aceite	1970	1011	Vertical	-	-
A-6	Desarrollo	Taponado	-	1970	1009	Vertical		
A-7	Desarrollo	Operando	Aceite	1970	1002.5	Vertical	32.4229	17.9980
A-15	Desarrollo	Operando	Aceite	2008	1233	Vertical		
A-16H	Desarrollo	Operando	Aceite	2008	1317	Horizontal		
A-17H	Desarrollo	Cerrado (I)	Aceite	2009	1250	Horizontal		
A-18H	Desarrollo	Operando	Aceite	2009	1343	Horizontal		
A-19H	Desarrollo	Operando	Aceite	2009	1134	Horizontal		
A-20H	Desarrollo	Operando	Aceite	2009	1260	Direccional		
A-21H	Desarrollo	Operando	Aceite	2009	1290	Horizontal		
A-22H	Desarrollo	Operando (I)	Aceite	2009	1283	Horizontal		
A-23	Desarrollo	Operando (I)	Aceite	2009	1330	Direccional		
A-25	Desarrollo	Operando (I)	Aceite	2011	1190	Direccional		
A-26	Desarrollo	Operando (I)	Aceite	2012	1180	Direccional		
A-27	Desarrollo	Cerrado (I)	Aceite	2011	1037	Direccional		
A-28	Desarrollo	Operando	Aceite	2012	2762	Direccional	48.6299	17.1480
A-29	Desarrollo	Operando	Aceite	2012	1091	Direccional		
A-30	Desarrollo	Cerrado	Aceite	2011	998	Direccional		
A-31	Desarrollo	Cerrado	Aceite	2012	1086	Direccional		
A-33	Desarrollo	Operando	Aceite	2012	1294	Horizontal		
A-40	Desarrollo	Operando	Aceite	2012	1025	Direccional	222.7219	29.1970
A-50	Desarrollo	Operando	Aceite	2012	1079	Direccional		
A-52	Desarrollo	Cerrado	Aceite	2012	1500	Direccional	-	-
A-53	Desarrollo	Cerrado (I)	Aceite	2013	1175	Direccional		
A-54	Desarrollo	Operando	Aceite	2012	1288	Direccional		
A-55	Desarrollo	Operando	Aceite	2012	1133	Direccional		
A-60	Desarrollo	Operando	Aceite	2012	1800	Direccional		
A-64	Desarrollo	Cerrado (I)	Aceite	2013	1922	Direccional		
A-66	Desarrollo	Operando	Aceite	2012	1249	Direccional		
A-68	Desarrollo	Cerrado (I)	-	2012	1800	Direccional		
A-72	Desarrollo	Operando	Aceite	2012	1154	Direccional		
A-73	Desarrollo	Operando	Aceite	2012	1136	Direccional		
A-300	Desarrollo	Operando	Aceite	2012	1520	Direccional	26.2029	33.6230

Tabla 3.3. Estado de pozos de Aguacate y sus características generales.
Tomado de CNIH-CNH, 2018.

Todos los pozos se ubican en el extremo sur del campo, a excepción del A-300, que se perforó al norte y resultó productor. Es posible que este pozo produzca de otro yacimiento distinto (Fig. 3.3).

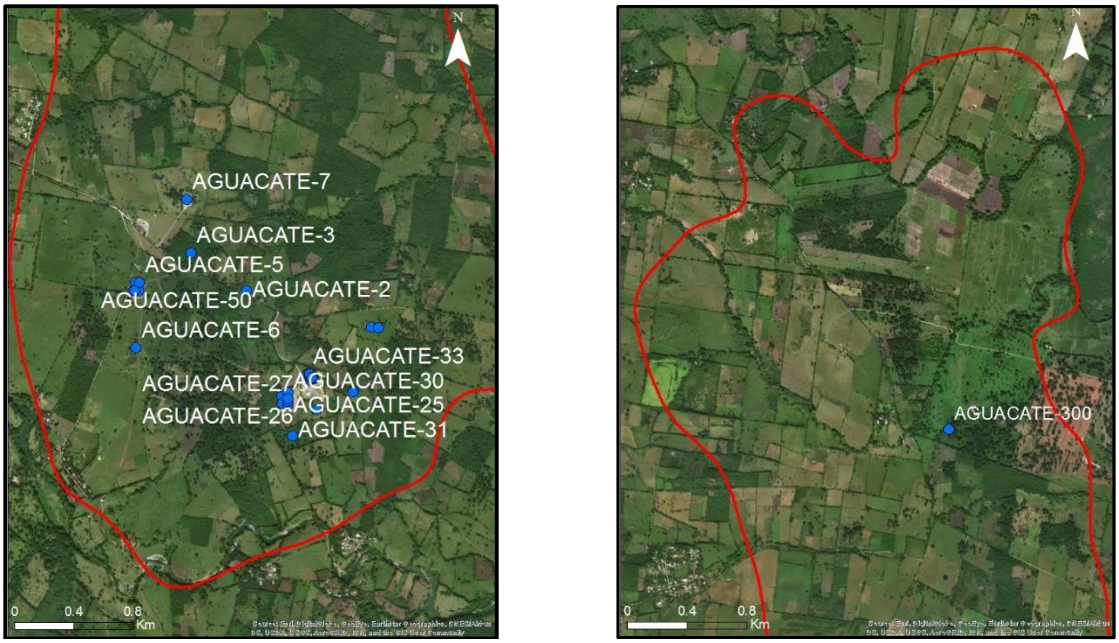


Figura 3.3. Ubicación de los pozos en el sector sur (izquierda) y sector norte (derecha) del campo. Tomado de CNIH-CNH, 2018.

El análisis de una muestra de aceite del pozo A-1 determinó las siguientes propiedades:

Propiedad	Valor
Densidad (g/ml)	0.96
°API	14.86
Azufre (%)	4.26
Viscosidad a 70° (centipoises)	50

El petróleo del Campo Aguacate se clasifica como petróleo de tipo pesado, a partir de los valores de densidad y gravedad API, y con base en el contenido sulfuroso, se clasifica como petróleo amargo o agrio (Sour Crude Oil). Debido a la mayor presencia de azufre el costo de refinamiento del petróleo amargo es mayor.

El análisis cromatográfico de una mezcla de aceites residuales de los pozos A-1, 17H y 22H reportó los siguientes componentes:

Componente	Composición del líquido (% en peso)
CO2	0
H2S	0
C1	0
C2	0
Benceno	0.055

Tolueno	0.127
C9	0.649
C10	1.170
C15	0.928
C30+	82.920

El 13 de agosto de 2014 la Secretaría de Energía (SENER) a través de la Ronda Cero le otorgó a PEMEX el título de Asignación del campo, con el nombre A-0006-M-Campo Aguacate. La Asignación tiene una superficie de 34.0 km^2 y una vigencia de 20 años (Fig. 3.4).

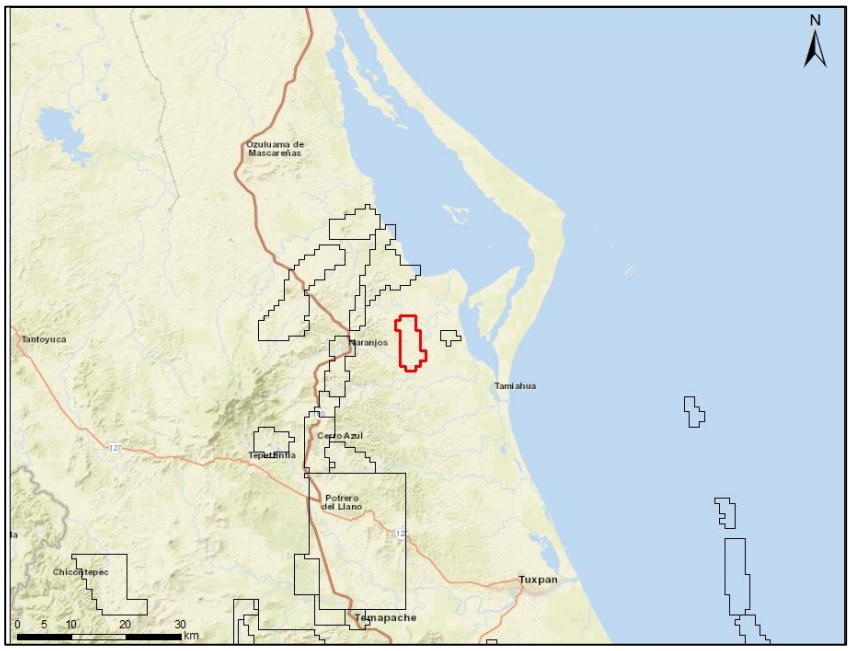
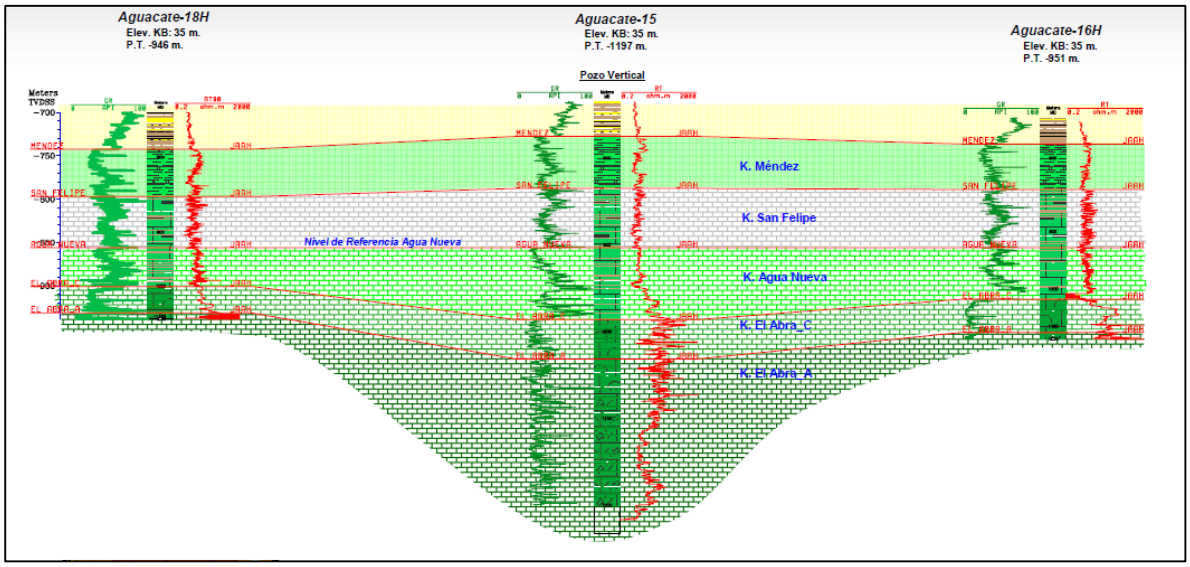


Figura 3.4. Ubicación de la Asignación A-0006-M-Campo Aguacate.
Tomado CNIH-CNH, 2018.

Capítulo 4

Marco teórico



Correlación estratigráfica del Campo Aguacate mediante registros de rayos gama. Tomado de PEP 2012.

4.1 Impedancia acústica

La impedancia acústica, es una propiedad física de las rocas, la cuál se obtiene mediante el producto de la velocidad de propagación (VP) de las ondas de compresión de los estratos a diferente profundidad, por la densidad (ρb) de estos mismos obtenidos a través del registro de densidad (Zahuczcki, 2009) (Fig. 4.1.1). Ofrece información importante sobre la naturaleza de la roca y los cambios en las litologías, comúnmente se simboliza con la letra Z (Becquey, 1979).

$$Zp = Vp * \rho$$

Donde:

Zp= Impedancia acústica

Vp= velocidad de propagación

ρ= densidad

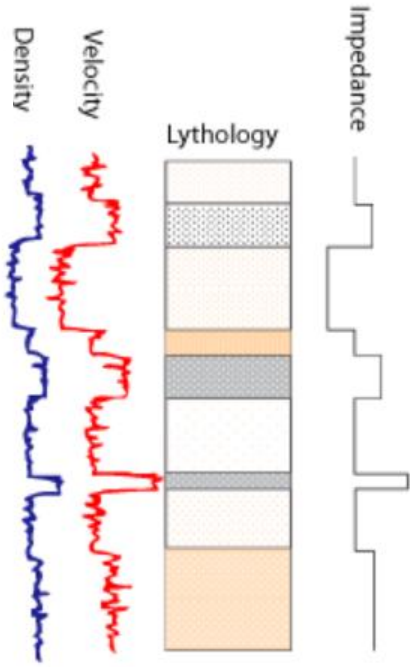


Figura 4.1.1. Modificado de principio de obtención de la impedancia acústica (Z). (Becquey, 1979).

4.2 Inversión sísmica

La aplicación original de los datos sísmicos es la identificación de la geometría de los reflectores y la determinación de sus profundidades. No obstante, los datos sísmicos de reflexión contienen información que trasciende la localización del reflector: cada reflexión cambia la amplitud de la onda de retorno. La propiedad que controla este cambio producido en la interfase es el contraste de impedancia. La información de las amplitudes de las reflexiones sísmicas puede ser utilizada para efectuar un proceso de inversión, destinado a determinar las impedancias relativas de los materiales presentes.

El proceso de inversión, como su nombre lo indica, puede ser considerado como la inversa del modelado directo. El modelado directo comienza con un modelo de las propiedades del subsuelo, luego simular matemáticamente un proceso físico en el modelo del subsuelo y finalmente provee como salida una respuesta modelada. La inversión hace lo inverso,

comienza con datos medidos reales, aplica una operación que retrocede a través del experimento físico, y produce un modelo del subsuelo. Si la inversión se realiza correctamente, el modelo del subsuelo se asemeja al subsuelo real (Schlumberger Oilfield Review, 2008).

La inversión sísmica es utilizada por muchas disciplinas en la exploración y producción, en una amplia gama de escalas y con niveles complejos variables: cálculos de perfiles de invasión de los fluidos del pozo, extracción de litologías de las capas y saturaciones de fluidos, interpretaciones de volúmenes de gas, petróleo y agua, inferencia de la permeabilidad y los límites del yacimiento, etc. (Schlumberger Oilfield Review, 2008).

4.2.1 Inversión de la amplitud

Los especialistas en sísmica de exploración utilizan diferentes tipos de inversión: inversión de la velocidad e inversión de la amplitud.

Para el presente trabajo se utilizó una sección sísmica con el segundo tipo de inversión, la inversión de amplitud. Este método utiliza el tiempo de arribo y la amplitud de las ondas sísmicas reflejadas en cada punto de reflexión, para resolver las impedancias relativas de las formaciones limitadas por los reflectores de los que se generan imágenes. Esta inversión sísmica lee entre líneas, o entre las interfases reflectoras, para generar modelos detallados de las propiedades de las rocas.

El primer paso en la inversión sísmica comienza a partir de un modelo de capas con las profundidades, espesores, densidades y velocidades estimadas de las formaciones a partir de los registros de pozos. El modelo más simple, que involucra solamente las velocidades (Vp) de las ondas compresionales (ondas P) y la densidad (p), puede ser utilizado para obtener por inversión la impedancia acústica o de ondas P. Los modelos que incluyen las velocidades de ondas de corte (ondas S) (Vs) pueden resolver la impedancia elástica o de ondas S (Schlumberger Oilfield Review, 2008).

El modelo se combina con un pulso sísmico para crear una traza sísmica modelada denominada traza sintética. El proceso de inversión toma una traza sísmica real, remueve el pulso sísmico y crea un modelo del subsuelo para esa localización de traza.

En el caso más simple, la inversión produce un modelo de reflectividad relativa en cada muestra de tiempo, que puede invertirse para estimar la impedancia acústica relativa. Para obtener las propiedades de las formaciones, tales como velocidad y densidad, es necesaria una conversión a impedancia acústica absoluta (Fig. 4.2.1). Un modelo de impedancia acústica se puede construir mediante la combinación del modelo de impedancia acústica relativa derivado del rango de frecuencias sísmicas, con un modelo de baja frecuencia obtenido de los datos de pozos (Schlumberger Oilfield Review, 2008).

Para el presente trabajo, se utilizó una sección sísmica de inversión en ondas P y S, para determinar el tipo de litología, así como su extensión, en función de su impedancia acústica (Fig. 4.2.2).

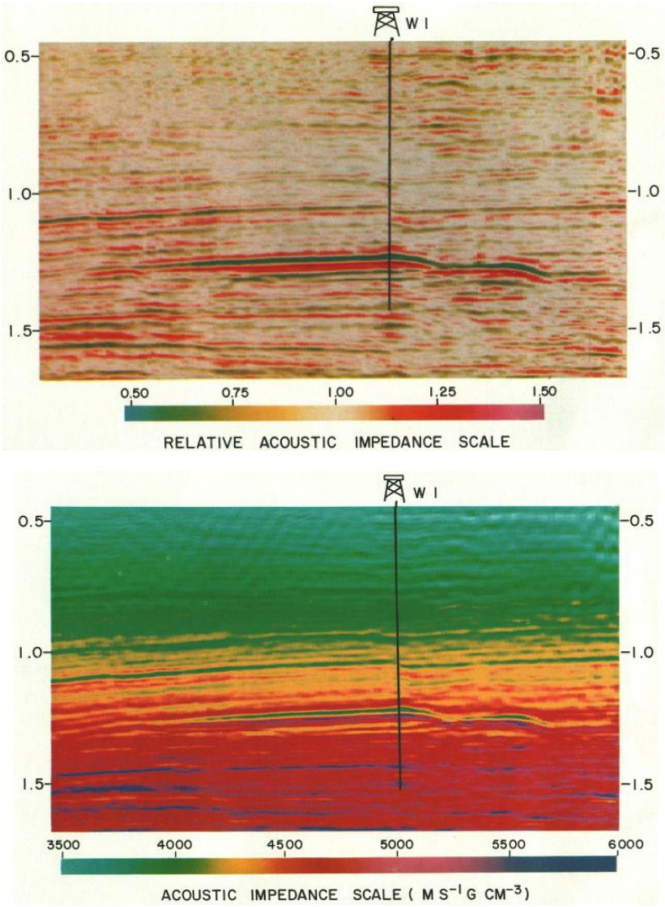


Figura. 4.2.1. Sección sísmica de Impedancia acústica relativa (arriba) e impedancia acústica absoluta (abajo) para obtener las propiedades de las formaciones. (Becquey, 1979).

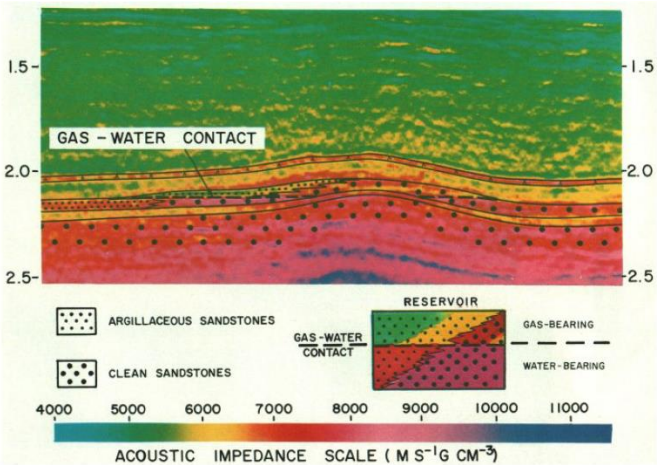


Figura 4.2.2. Ejemplo de sección sísmica de impedancia acústica que se utilizó para interpretar el tipo de litología y su extensión. (Becquey, 1979).

4.3 Registros geofísicos

Los registros geofísicos son un método indirecto que permite estimar las propiedades petrofísicas de las rocas (porosidad, permeabilidad, saturación de agua, saturación de hidrocarburos, etc.) a través de sondas enviadas dentro del pozo para evaluar las características de la formación en el subsuelo. Además de su importancia para determinar la litología, son auxiliares en la identificación de intervalos con presencia de hidrocarburos, en la localización de los contactos agua-aceite y gas-aceite, en el cálculo del volumen de hidrocarburos y, por consiguiente, en la cuantificación de reservas.

El primer registro se corrió el 5 de septiembre de 1927 en el pozo Diefenbach No. 2905. del campo Pechelbronn in Alsace, Francia por sus creadores, los hermanos Conrad y Marcel Schlumberger (Doveton, 1994). Este medía la resistencia eléctrica de la roca, mientras los ingenieros graficaban cada punto por cada metro mientras la sonda descendía suspendida por un cable a través del pozo. La información del registro mostraba cambios en la resistividad, con lo cual se determinó la ubicación de los hidrocarburos.

En nuestro país el 25 de octubre de 1943, PEMEX y Schlumberger Surenco S. A. firmaron el primer contrato en el que acordó la venta de equipo y la capacitación de personal mexicano para su operación, siendo así el 20 de diciembre del mismo año, cuando PEMEX corrió su primer registro eléctrico en el pozo Poza Rica No. 20 (Martell, 2008). Este consistió en una curva de potencial espontáneo y una de resistividad (Figura 4.3.1.1.).

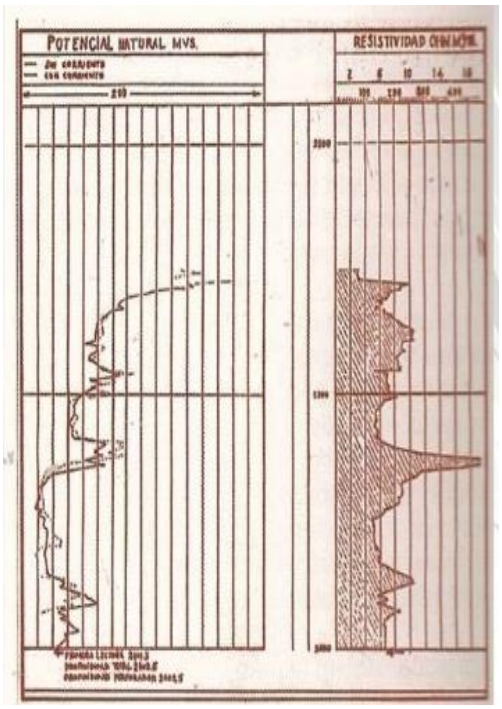


Figura 4.3.1.1. Primer registro eléctrico en México, tomado en el pozo Poza Rica No. 25 el 20 de diciembre de 1943. (Martell, 2008).

Actualmente los geocientíficos utilizan la combinación de diversos registros geofísicos para determinar las propiedades de las formaciones geológicas en el subsuelo y poder así, estimar y cuantificar los intervalos de interés productor (Fig. 4.3.1.2).

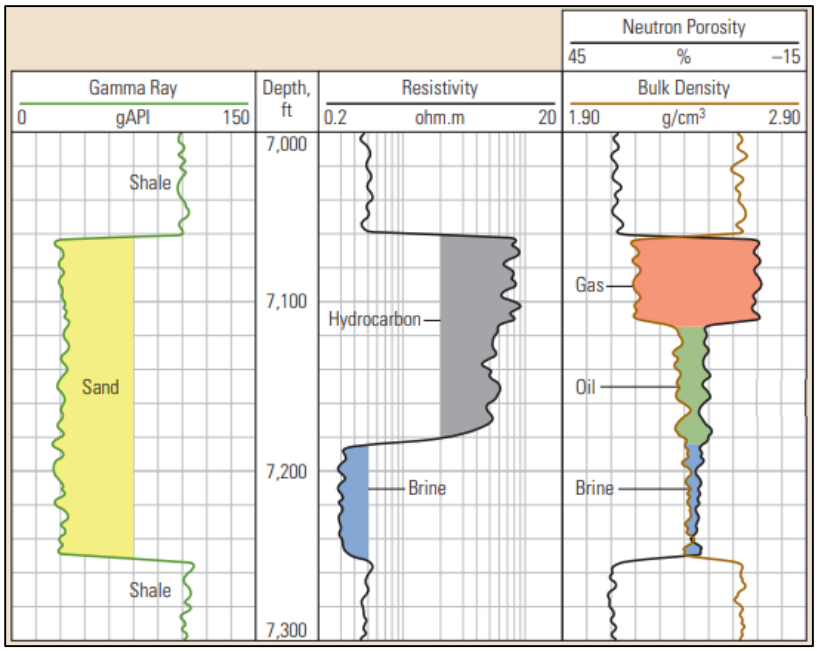


Figura 4.3.1.2. Combinación básica de registros geofísicos que incluyen rayos gamma, resistividad, porosidad neutrón y porosidad de la densidad, ayudan a determinar las propiedades de la formación, así como los intervalos de interés. (Schlumberger Oilfield Review, 2008)

4.3.1 Clasificación de los registros geofísicos

Una vez perforado el pozo las litologías quedan expuestas, por lo tanto, existe un tiempo oportuno para determinar sus propiedades, usando herramientas de registros para agujeros descubiertos, sin embargo, en algunos casos donde las trayectorias de los pozos son complejas, las compañías de servicios incluyen sondas que forman parte de las herramientas de perforación, a esto se le conoce Logging While Drilling (LWD).

Los registros geofísicos pueden clasificarse en cuatro categorías: eléctricos, acústicos, radioactivos y electromagnéticos (Singer & Ellis, 2008). En la siguiente tabla se muestra diferentes tipos de registros geofísicos (Tabla 4.3.1.1).

Registros eléctricos: El gas y el aceite son más resistivos que el agua salada que satura la mayoría de las rocas. Los ingenieros crearon dos tipos de herramientas eléctricas, que miden la diferencia antes mencionada, Laterolog y de Inducción. La primera mide la resistividad de formación, creando un circuito eléctrico. La corriente fluye desde unos electrodos en la herramienta, hasta la formación y de regreso a otro electrodo. La segunda

utiliza dos bobinas, para medir la conductividad, la inversa de la resistividad. La primera induce una corriente en la formación y la segunda mide esta corriente de regreso. Una zona saturada con hidrocarburos, en el registro eléctrico, mostrará aparentemente mayor resistividad, que las zonas adyacentes saturadas de agua.

Registros radioactivos: Los carbonatos y el cuarzo, constituyentes más comunes en los yacimientos petroleros, tienen poca o nula radioactividad intrínseca. Sin embargo, las lutitas las cuales fungen como sellos sobre los yacimientos, contienen varios componentes radioactivos naturales (U, Th y K). La mayoría de las herramientas de registros incluyen una sonda de rayos gamma, para detectar esta radiación y discriminar estratos. Un patrón característico en el registro de rayos gamma, repetitivo en varios pozos de cierta área, ayuda a los geólogos a correlacionar esos patrones y crear mapas geológicos de las capas a través de un campo.

Algunas herramientas utilizan fuentes químicas para generar partículas radioactivas. Estas a su vez interactúan con la formación y detectores en la sonda, registran las señales emitidas por esta interacción. Por ejemplo, para registro de densidad, la radiación gamma es absorbida proporcionalmente por la densidad de la formación mientras que, para el registro de neutrón, partículas radioactivas (neutrones) son absorbidas proporcionalmente por la cantidad de hidrógeno en la formación (agua e hidrocarburos). Los resultados de las mediciones de estos registros pueden ser convertidos a valores aproximados de porosidad.

Registros acústicos: La velocidad de propagación del sonido a través de las rocas depende en gran medida a la porosidad y la densidad de los minerales que las conforman. La herramienta de registro sónico transmite un pulso sónico que viaja hacia la formación y un receptor en otro lado de la herramienta detecta el pulso transmitido. La distancia de viaje de la onda es conocida, así su tiempo de llegada provee una velocidad sónica que es proporcional a la medida de la porosidad.

Measurements	Resistivity	Porosity	Lithology	Mineralogy	Saturation	Pore geometry	Permeability	Fluid properties	Geomechanical properties	Geologic structure	Geologic bedding
Electrical resistivity											
Laterolog											
Induction											
Microlaterolog											
Spontaneous potential											
Electromagnetic propagation											
Nuclear											
Gamma ray density											
Neutron porosity											
Natural radioactivity											
Induced gamma ray spectrometry											
Nuclear magnetic resonance											
Acoustic											
Dipmeter and imaging											
Formation testing and sampling											
Rock sampling											
Fluids sampling											
Fluids pressure testing											
Seismic											

Measurement provides direct information about the reservoir property.
Measurement is influenced by or is sensitive to the reservoir property.
Measurement contributes to understanding the reservoir property.

Tabla 4.3.1.1. Diversas mediciones de registros usados para determinar las propiedades del yacimiento. (Schlumberger Oilfield Review, 2008).

4.3.2. Identificación de litologías a partir de los registros geofísicos

Para realizar una interpretación correcta de los registros, es necesario conocer de una manera considerablemente precisa la porosidad. Esto no representa mayor problema si se tiene un buen conocimiento geológico de la formación y si las litologías presentes son simples como calizas o areniscas. Sin embargo, la mayoría de los yacimientos están compuestos de dos o más secuencias sedimentarias con diferente mineralogía en proporciones desconocidas. Las combinaciones más comunes asociadas a yacimientos de carbonatos son calizas-dolomías, calizas-sílice, dolomía-sílice y dolomía-anhidrita. Para yacimientos en areniscas son sílice-dolomía, sílice-caliza y sílice-minerales pesados (Bassiouni, 1994).

Las mediciones de los registros de neutrón, densidad y sónicos dependen no solo de la porosidad, sino también de la litología, los fluidos en los poros y de alguna manera en la geometría de poro. Cuando la litología y, por lo tanto, los parámetros de la matriz (ρma, ϕma y Δtma) son conocidas, los valores correctos de la porosidad pueden provenir de estos registros, apropiadamente corregidos para efectos ambientales, en formaciones limpias saturadas de agua.

Como se mencionó anteriormente la determinación de la porosidad se vuelve más complicada cuando se desconoce la matriz de la litología o está compuesta de dos o más minerales en proporciones desconocidas, por ello desde la década de los 60´s se han desarrollado técnicas que combinan estos registros (ρb, ϕn y Δt) que son afectados por diversos fenómenos, pero los efectos en las herramientas son diferentes y estas diferencias pueden ser resueltas con técnicas gráficas llamadas “crossplots” las cuales estiman un valor aproximado de la porosidad.

La combinación de estos registros en crossplots depende de la situación. Por ejemplo, si una formación consiste en solo dos minerales en proporciones desconocidas, la combinación de los registros Densidad-Neutrón o la combinación de Densidad-Factor fotoeléctrico, definirá las proporciones de los dos minerales y un mejor valor de la porosidad. Si se conoce que la litología es más compleja, pero consiste solo de cuarzo, calcita, dolomita y/o anhidrita, entonces un valor relativamente real de la porosidad puede ser de nuevo determinado por la combinación Densidad-Neutrón. Sin embargo, las fracciones de mineral de la matriz no pueden ser determinadas precisamente (Schlumberger, 1989).

Con base en los registros disponibles para el presente trabajo se definen en orden de utilidad, para determinar las litologías, los siguientes crossplots:

Crossplot Densidad-Neutrón

Este crossplot era el principal método para determinar la litología en la formación, antes del desarrollo del registro PEF. Actualmente se sigue utilizando con frecuencia para

identificar la matriz y estimar la porosidad. El gráfico fue creado para formaciones limpias[4], saturadas de fluidos y para pozos perforados con lodo base agua. De este emergen tres líneas (arenisca, caliza y dolomía) con buena resolución entre su separación para estimar correctamente la litología. También, los minerales evaporíticos más comunes son fácilmente identificables. Una equivocación al escoger la matriz no resultará en un gran error al determinar el valor de la porosidad, mientras la elección este restringida a cuarzo, dolomía, calcita o anhidrita (Fig. 4.3.2.1).

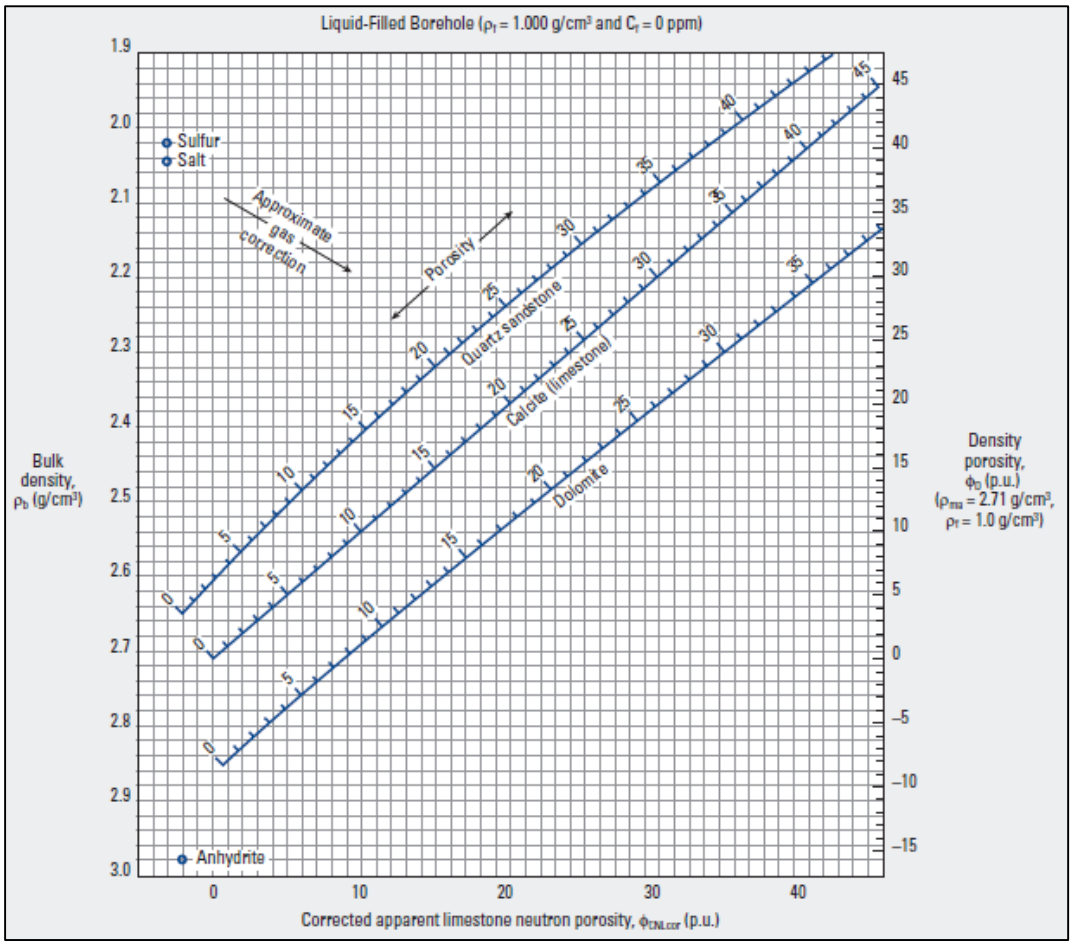


Figura 4.3.2.1. Crossplot Densidad-Neutrón. (Schlumberger Log Interpretation Charts, 2009).

[4] El término "formación limpia" se utiliza en la industria para referirse a las formaciones geológicas con poca o nula cantidad de minerales arcillosos o arcillas.

Crossplot Densidad-Sónico

Debido a la diferencia de densidad y a los tiempos de viaje en las tres matrices, se trazan tres diferentes patrones conforme la porosidad se incrementa. Sin embargo, en este gráfico, no existe una gran diferencia entre las líneas trazadas para las diferentes matrices, por lo que se presta a cierta incertidumbre al determinar la litología. Pero a su vez es muy útil para determinar algunos tipos de minerales evaporíticos (Singer & Ellis, 2008).

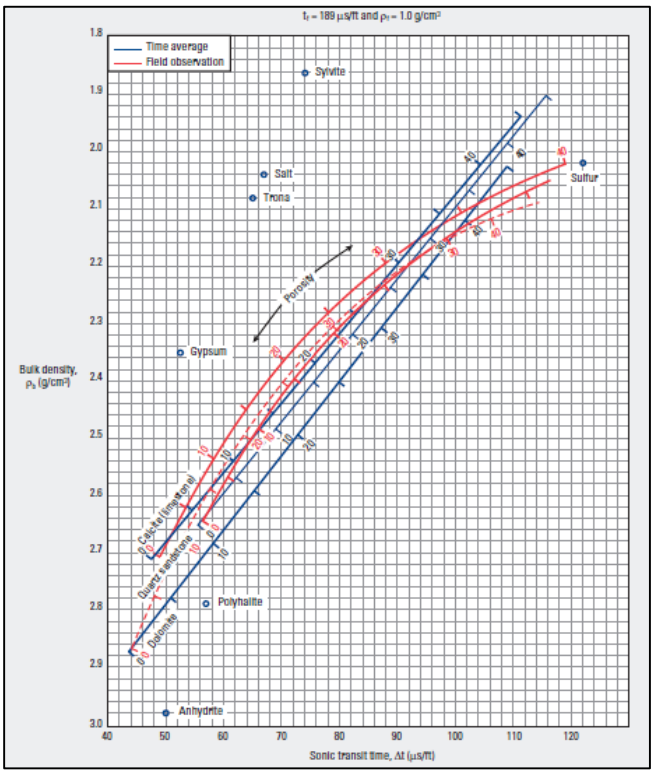
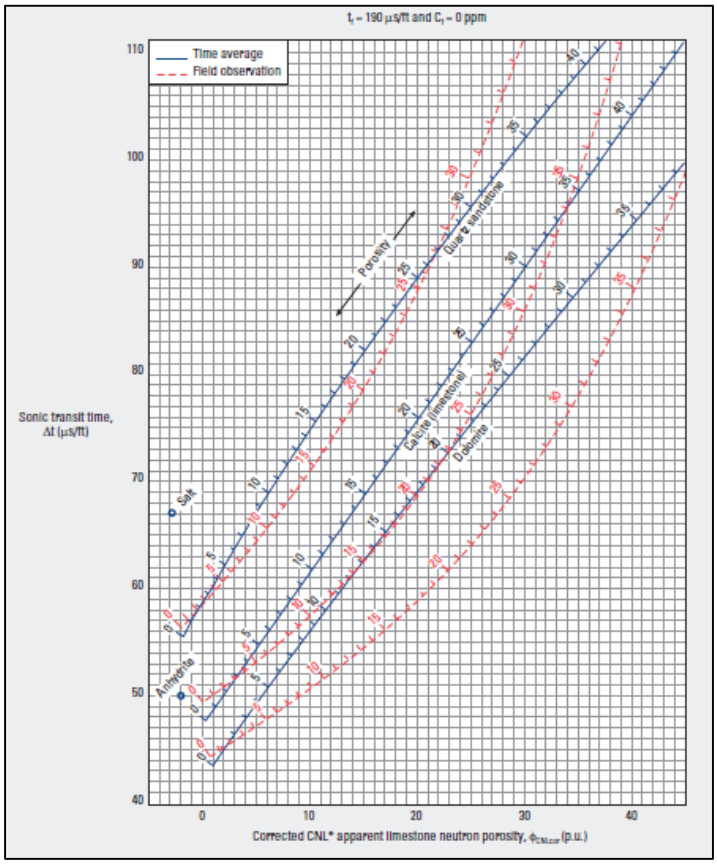


Figura 4.3.2.2. Crossplot Densidad-Sónico. (Schlumberger Log Interpretation Charts, 2009.)



Crossplot Sónico-Neutrón

Al igual que el crossplot Neutrón-Densidad, posee buena resolución entre los tres tipos de rocas standard graficados y por lo tanto se tendrá un pequeño margen de error al determinar la litología en caso de que se cometa un error al escoger la matriz. Sin embargo, la resolución se perderá si se presentan minerales evaporíticos.

Figura 4.3.2.3. Crossplot Sónico-Neutrón. (Schlumberger Log Interpretation Charts, 2009).

Efecto en los crossplots

- Arcillosidad: La arcillosidad produce un desplazamiento de los puntos trazados en dirección a una región dentro de los crossplots conocida como “zona de lutitas”. Generalmente la zona de lutitas se encuentra en el extremo inferior derecho de los crossplots Neutrón-Densidad y Densidad-Sónico, y hacia el extremo superior derecho en el crossplot Neutrón-Sónico.
- Porosidad Secundaria: Los registros sónicos responden diferente a la porosidad secundaria que los de neutrón y densidad. Ignoran en gran medida la porosidad vugular y las fracturas y responden principalmente a la porosidad intergranular; las herramientas de neutrón y densidad responden a la porosidad total. (Schlumberger, 1989).

  En los crossplots que involucran el registro sónico, la porosidad secundaria desplaza los puntos trazados de la línea de la litología correcta y muestra valores mucho menores que los de la porosidad total.
- Hidrocarburos: El gas y los hidrocarburos ligeros causan un incremento aparente de la porosidad proveniente del registro de densidad y un decremento de la porosidad derivada del registro neutrón. En un crossplot de Neutrón-Densidad esto resulta en un cambio, hacia el extremo superior izquierdo, casi paralelo a las líneas de isoporosidad. De igual manera el gas afectará en los crossplots Sónico-Neutrón y Sónica-Densidad, por el decremento de la porosidad neutrón y el incremento de la porosidad de la densidad. En formaciones no compactadas, la lectura del registro sónico puede también incrementar por el efecto del gas (Schlumberger, 1989).

Para poder identificar de una manera más precisa las litologías en una formación compleja, es importante tener la mayor cantidad de registros posibles. Desafortunadamente no siempre esto es así, por lo que se debe tener cuidado al seleccionar el método de interpretación y realizar las correcciones necesarias para tener el menor error posible.

4.4. Rocas carbonatadas y procesos sedimentarios

Son rocas sedimentarias de origen químico compuestas principalmente por minerales de carbonato de calcio ($CaCO_3$). Los principales carbonatos son:

- Caliza: la roca carbonatada más abundante, compuesta fundamentalmente de calcita ($CaCO_3$, se forma por medios inorgánicos o por procesos bioquímicos.
- Dolomía: compuesta fundamentalmente de dolomita [$CaMg(CO_3)_2$].
- Evaporitas: formadas por la precipitación de minerales como la halita (NaCl) y el yeso ($CaSO_42H_2O$).

Las rocas carbonatadas componen de un quinto a una cuarta parte de todas las rocas sedimentarias en el registro estratigráfico. La dolomía es la roca carbonatada dominante en

las secuencias precámbricas y paleozoicas, y las calizas predominan en unidades del Mesozoico al Cenozoico (Boggs, 2009).

La importancia económica actual de las rocas carbonatadas se debe principalmente a sus propiedades como roca almacenadora, ya que la mitad de las reservas de hidrocarburos más grandes del mundo se encuentran en este tipo de rocas (Schlumberger, 2007) (Figura 4.4.1).

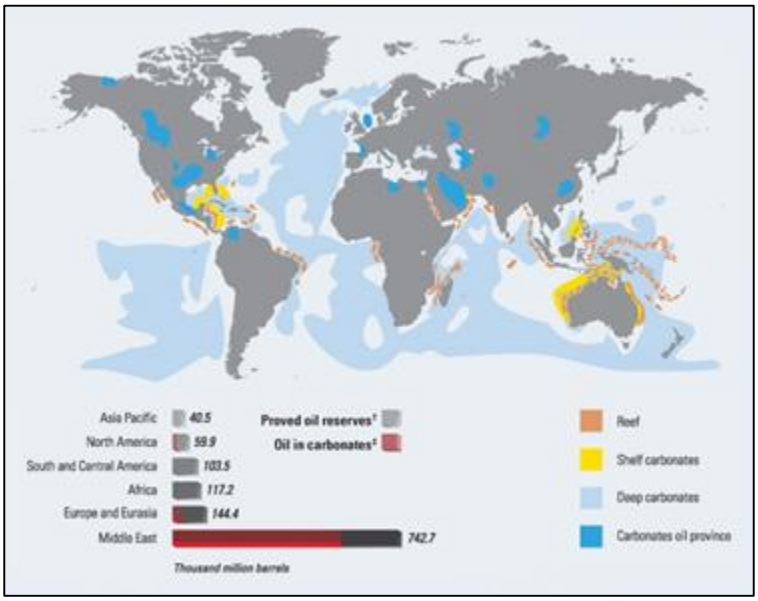


Figura 4.4.1. Distribución mundial de los yacimientos de hidrocarburos en rocas carbonatadas. (Schlumberger, 2007).

4.4.1. Composición y clasificación de las rocas carbonatadas

Los minerales más comunes que componen a las rocas carbonatadas son:

- Aragonito (sistema ortorrómbico): Es una forma inestable de la calcita en temperaturas y presiones ambientales, por lo que solo se encuentra en rocas relativamente “recientes”.
- Calcita (sistema trigonal): Es la forma cristalina del carbonato de calcio ($CaCO_3$) y el componente principal de la caliza y la creta. La calcita reacciona fácilmente con el ácido clorhídrico [HCl] diluido
- Dolomita (sistema Romboedral): Es un carbonato cálcico-magnésico $CaMg(CO_3)_2$ producto de la “dolomitización”, que ocurre cuando esta reemplaza a los minerales de calcita y se precipita como un cementante, en procesos post deposicionales.
- Minerales no carbonatados: Comúnmente se encuentran en las rocas carbonatadas, pero en un porcentaje menor al 5%, entre estos se pueden encontrar silicatos como: cuarzo, calcedonia, feldespatos, micas, minerales arcillosos y minerales pesados.

Las rocas carbonatadas pueden también contener materia orgánica de tamaño fino, pero el contenido promedio de materia en las rocas carbonatadas es de solo 0.2% (Hunt, 1979; en Boggs, 2009).

Existen distintas clasificaciones de las rocas carbonatadas, las más importantes son:

- Dunham de 1962

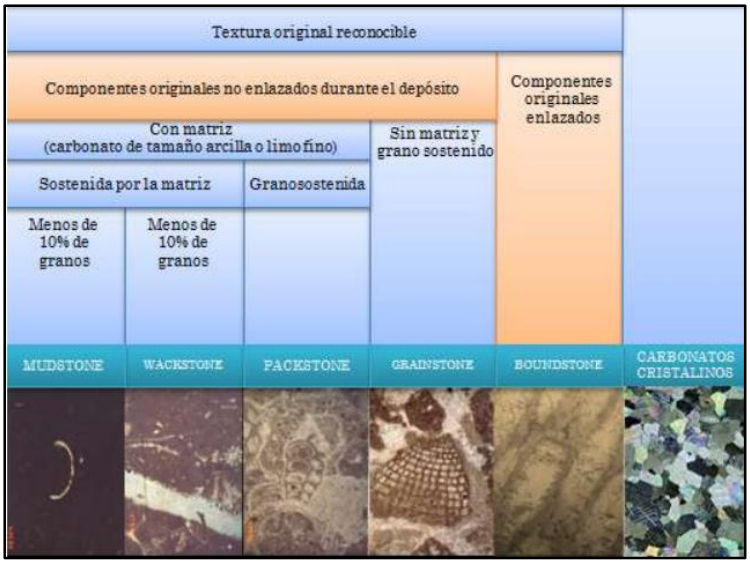


Figura 4.4.1.1. Clasificación de los carbonatos de Dunham (1962). (Scholle, 2003).

- Folk de 1959

Figura 4.4.1.2. Clasificación textural de rocas carbonatadas. (Folk, 1959).

4.4.2. Diagénesis

La diagénesis son todos los cambios físicos, químicos y bioquímicos, que ocurren en los sedimentos o en las rocas sedimentarias después del depósito y hasta antes del metamorfismo de bajo grado (Vázquez G., 2016). Los cambios pueden ser en la mineralogía y en la textura original de la roca (Fig. 4.4.2.2). La diagénesis supone la transformación de los sedimentos en rocas sedimentarias y se realiza por los siguientes procesos:

- Compactación: es el conjunto de procesos mecánicos y químicos (presión-disolución) que, como consecuencia del enterramiento (sobrecarga), provocan la disminución del volumen del sedimento y la reducción de la porosidad.
- Cementación: proceso por el cual los poros, de un sedimento o roca, se rellenan parcial o totalmente por precipitados químicos, provocando la litificación del sedimento, lo que disminuye la porosidad del mismo. Los cementantes más comunes son: dolomita, calcita, aragonito, sílice, óxidos de hierro y siderita.
- Disolución: los sedimentos se disuelven por las aguas meteóricas acidificadas por el CO_2.
- Reemplazamiento: como su nombre lo indica, es el remplazo de un mineral por otro. El nuevo mineral se desarrolla en el espacio ocupado por el original, sin cambio de volumen, y puede tomar la forma del mineral reemplazado (pseudomorfismo).
- Recristalización: son las alteraciones físicas como el cambio en el volumen de los cristales, su forma y su dirección.

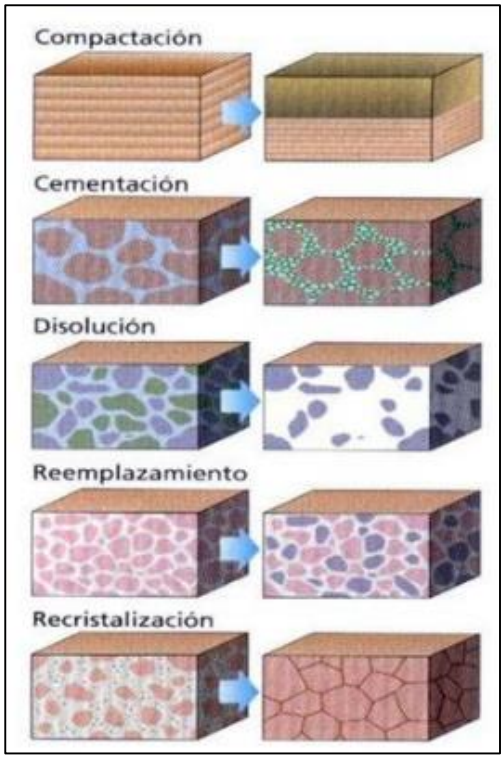


Figura 4.4.2.1. Principales procesos diagenéticos. (Slideplayer.es, 2015).

De acuerdo con la etapa o zona diagenética, la diagénesis se divide en:

- Diagénesis temprana (eogénesis): ocurre durante la transición de la deposición a la litificación en la inter fase sedimento-agua o justo debajo de ella (Aguayo, 1978). En esta etapa existe una pérdida muy importante de porosidad y pueden generarse nuevos poros (Alonso, 2006).
- Diagénesis tardía (telogénesis): ocurre después de la litificación, pero antes de los cambios metamórficos (Aguayo, 1978). Conlleva una creación más o menos importante de porosidad.

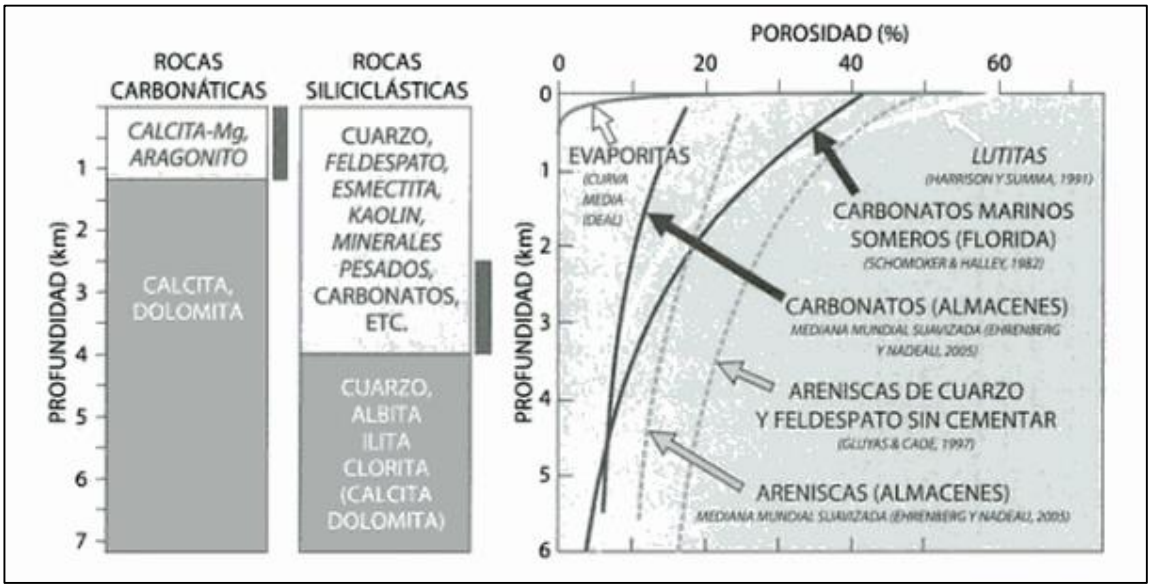


Figura 4.4.2.2. Comparación de cambios mineralógicos que experimentan las rocas carbonatadas y siliciclásticas durante la diagénesis (izquierda). Curvas medias del decrecimiento de la porosidad con la profundidad (derecha). (Arche, 1970).

4.4.3. Karstificación

El relieve kárstico o el karst se forma cuando las aguas meteóricas que recogen el dióxido de carbono (CO_2) atmosférico se infiltran en el suelo disolviendo formaciones carbonatadas (Hartmann A., 2014).

El karst además de desarrollarse a partir de calizas y dolomías, también lo hace a partir del yeso o la halita. La disolución de las calizas se describe por el siguiente equilibrio químico:

$$CaCO_3 + H_2O + CO_2 \leftrightarrow Ca^{2+} + 2HCO_3^{2-}$$

Los productos de esta reacción son calcio disuelto (Ca^{2+}) y bicarbonato (HCO_3). La disolución de las calizas depende de factores litológicos, como la pureza química y mineralógica de la

roca, y factores fisicoquímicos, como la temperatura y la presión parcial de del CO_2 (Hartmann A., 2014).

El proceso de karstificación es una alteración diagenética (solución) que afecta preferentemente a las rocas en las partes superiores de las zonas lagunares (Henrich, 1984).

La karstificación en El Abra, tanto en la zona lagunar como en la zona arrecifal de la Plataforma de Tuxpan, se debió a la exposición frecuente al intemperismo subaéreo durante su depósito (Pedrazzini, 1981), generando importante porosidad secundaria.

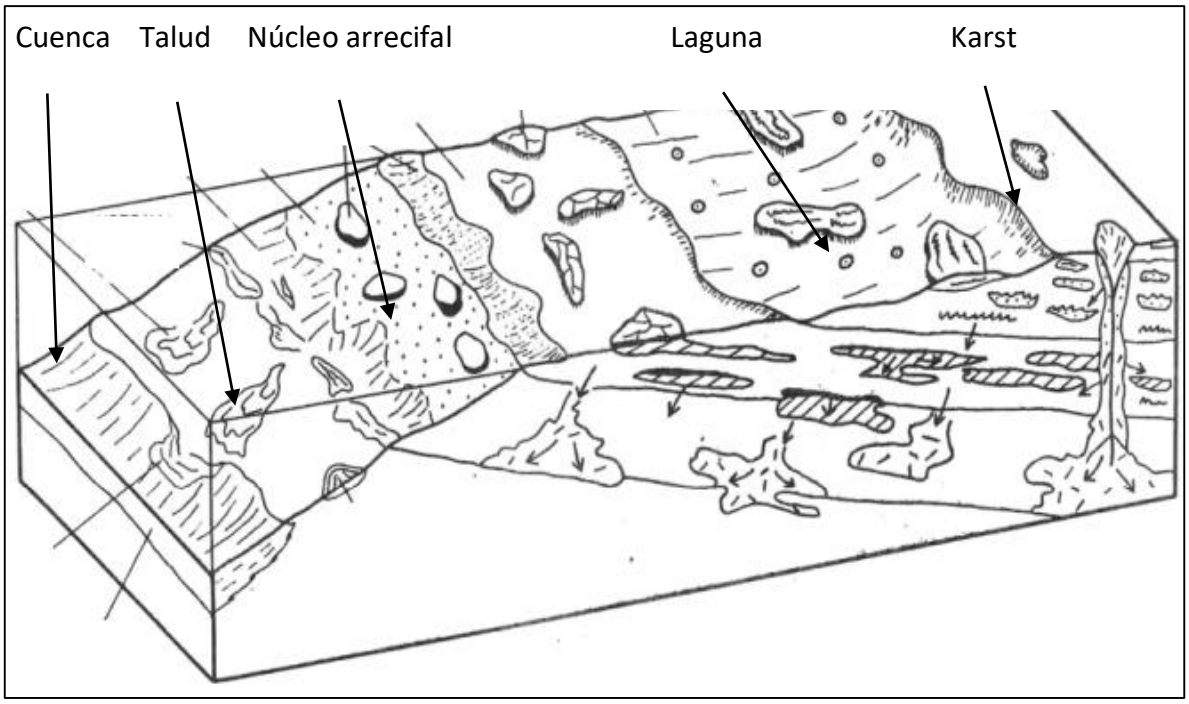


Figura 4.4.3. Diagrama esquemático de fases diagenéticas, donde se observan karst asociados a ambientes lagunares post-arrecifales. (Traducido y adaptado de Henrich K., 1984).

4.4.4. Dolomitización

La dolomitización es un proceso geoquímico y diagenético por el que los iones de magnesio [Mg] reemplazan a los iones de calcio [Ca] de la calcita, formando el mineral dolomita (Schlumberger Oilfield Review, 2009).

Este proceso puede cambiar las propiedades petrofísicas de manera significativa porque el volumen de dolomita es menor que el de calcita, de manera que el reemplazo de la calcita por dolomita en una roca incrementa el espacio poroso de dicha roca en un 13% y forma una roca almacenadora importante. Esta porosidad es conocida como porosidad diagenética (porosidad secundaria).

La dolomitización puede producirse durante la diagénesis por sepultamiento profundo (diagénesis tardía) e implica recristalización a gran escala.

La mayoría de las calizas de El Abra en el Campo Aguacate están importantemente dolomitizadas, la razón se debe a que las soluciones ricas en magnesio se acumularon en las depresiones del fondo de la laguna en distintas épocas de su desarrollo y se propagaron lateralmente afectando los sedimentos (Pedrazzini, 1981), sumado a que Aguayo (1978) reportó concentraciones mayores a 2000 ppm de magnesio en la zona lagunar.

Se han propuesto diversos modelos de dolomitización: 1) modelo de reflujo salino, 2) modelo sabkha, 3) modelo de mezcla de aguas marinas-meteoricas, 4) modelo de diagénesis de enterramiento y 5) modelo hidrotermal (Warren, 2000). Para la Plataformna Tuxpan-Tecolutla aplica el primer modelo, el cual propone que el agua de mar evaporada de una laguna restringida forma una salmuera hipersalina que se hunde en el fondo de la laguna, los iones de magnesio de dicha salmuera reemplazan a los iones de calcita formando las dolomías de la laguna interna. Además la salmuera se filtra a través de los sedimentos y a medida que lo hace a través de los poros de la roca subyacente, se da el reemplazamiento de los iones de magnesio por los de la calcita de las calizas, afectando principalmente a la barrera (en este caso, a los arrecifes del borde de la plataforma) (Schlumberger Oilfield Review, 2009) (Fig. 4.4.4.1).

Figura 4.4.4.1. Modelo de dolomitización de reflujo salino. (Traducido de Schlumberger, 2009).

4.5. Propiedades petrofísicas de las rocas carbonatadas

Las propiedades petrofísicas más importantes de las rocas carbonatadas son la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos.

El conocimiento de estas propiedades es indispensable en la evaluación y caracterización de yacimientos, cálculos de reservas, modelos petrofísicos, modelos de facies y geo-mecánica de yacimientos.

4.5.1. Porosidad

La porosidad constituye el parámetro petrográfico fundamental cuando se trata de establecer relaciones entre las características petrográficas y las propiedades físicas de las rocas: el análisis petrofísico (Archie, 1950). Este parámetro físico se define como el conjunto de los espacios vacíos que posee una roca, es decir, el porcentaje de volumen de poros que puede tener una roca (Vp) entre el volumen total de la roca (Vt), se expresa por el símbolo ϕ de la siguiente forma:

$$\phi = \frac{\textit{Volumen}\ \text{de espacios para almacenar fluidos}}{\textit{Volumen}\ \text{Total}} \qquad \phi = \frac{Vp}{Vt} x100$$

Las calizas y dolomías presentan un sistema poroso notablemente complejo, tanto desde el punto de vista físico como genético. En las rocas carbonatadas, la génesis de los poros posee normalmente una historia larga y compleja, debido a la movilidad química de sus minerales.

El valor cuantitativo de porosidad generalmente se obtiene con el registro neutrón y de densidad, con sus pertinentes correcciones a través de la siguiente ecuación:

$$\phi_{ND} = \left(\frac{\phi_N + \phi_D}{2} \right)$$

Donde:

ϕND: Porosidad total (Neutrón-Densidad)
ϕN: Porosidad neutrón corregida por litología
ϕD: Porosidad de la densidad corregida por litología

En la industria petrolera, se utiliza frecuentemente el término porosidad efectiva, que es el volumen de poros interconectados en la roca que permiten el flujo de fluidos dentro de ella.

La porosidad está en función de la textura, fábrica de la roca y geometría de fracturas en el yacimiento. En las rocas biogénicas, el crecimiento de cristales y las microestructuras cristalinas afectan la porosidad inter e intra partícula. En las rocas fracturadas la porosidad es determinada por el ancho y espacio de la fractura y por la presencia o ausencia de mineralización. Los procesos diagenéticos ya mencionados pueden crear o destruir porosidad (Fig. 4.5.1.1) (Wayne, 2008).

- Cementación: relleno los poros

- Compactación: eliminación o reducción de los poros
- Disolución: apertura o ampliación de poros
- Recristalización o reemplazamiento: creación de nuevos poros

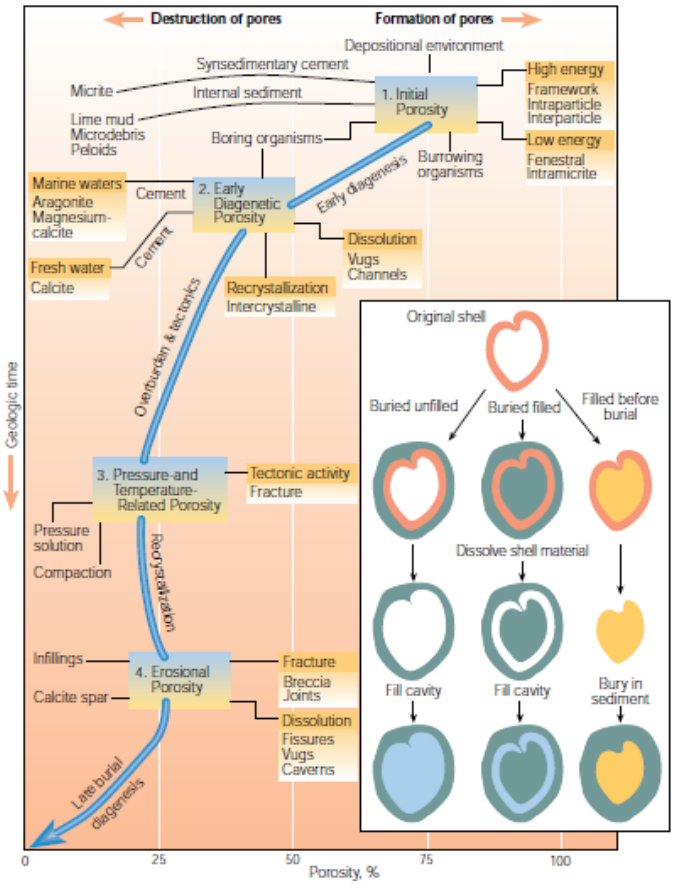


Figura 4.5.1.1. Evolución de la porosidad. (Schlumberger Oilfield Review, 1995).

Existen diversas clasificaciones de la porosidad, desde el punto de vista genético, textural, físico, etc. La clasificación genética de Choquette and Pray (1970) es la más usada, consiste en dos tipos (Tabla 4.5.1):

- Porosidad primaria: la presente en el sedimento o roca al término del proceso de depósito.
- Porosidad secundaria: aquella que se desarrolla después de la diagénesis.

Además, estos autores reconocieron 15 tipos básicos de poro y los organizaron en tres clases dependiendo si eran de *fábrica selectiva*, *fábrica no selectiva* y *fábrica selectiva o no*. El origen de los poros de fábrica selectiva puede ser de depósito, diagenético o ambos. La porosidad de fábrica no selectiva incluye fracturas o cavidades de disolución de varios tamaños que atraviesan la fábrica de la roca, y la porosidad de fábrica selectiva o no es una categoría que incluye principalmente marcas de bioturbación y fracturas de desecación. (Wayne, 2008) (Fig. 4.5.1.2).

Primarios	Predeposicionales	Intragranulares	Perforación (boring)
			Bioconstrucción (framework)
	Postdeposicionales	Intergranulares	Protección (shelter)
		Fenestrales	Retracción (shrinkage)
		Matriciales	Removilización (burrow)
Secundarios	Eogenéticos	Intercristalinos	Intracristalino
		Móldicos	Seudomórficos
	Mesogenéticos	Fracturas	Brechas
			Estilolitos
	Telogenéticos	Vugulos	Cavidades o cavernas
			Conductos o canales

Tabla 4.5.1. Clasificación descriptiva de los poros. (Modificado de Choquette y Pray, 1970).

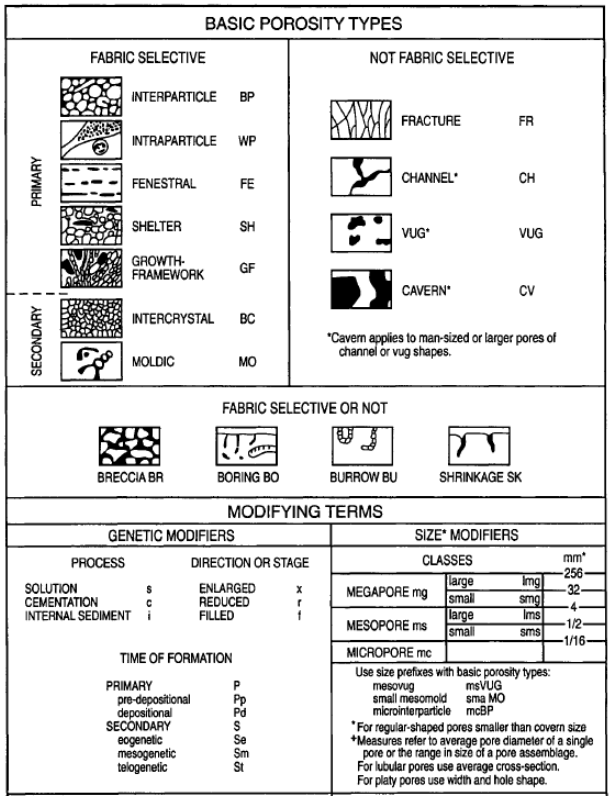


Figura 4.5.1.2. Clasificación de la porosidad (Modificada de Choquette y Pray. (1970) en Moore, 2001).

La porosidad secundaria puede ser calculada a partir de los registros de neutrón, densidad y sónico, en formaciones de carbonatos no compactas con la siguiente ecuación:

$$\phi 2 = \phi ND - \phi s$$

Donde:

ϕ2: Porosidad secundaria
ϕND: Porosidad total (Neutrón-Densidad)
ϕs: Porosidad sónica (derivada del registro sónico corregido por litología)

4.5.2. Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad de las rocas para transmitir o dejar pasar fluidos, medida normalmente en *Darcies (d)* y representada por la letra *k*. La permeabilidad es igual a 1.0 Darcy, si un 1.0 cm^3 de un fluido fluye a través de una sección de roca de 1.0 cm^2 bajo un gradiente de presión a 1.0 atm/cm, con una viscosidad de fluido de 1.0 cP.

Esta propiedad esta clasifica en:

- Permeabilidad absoluta: el valor de la permeabilidad obtenida cuando existe un solo fluido en la roca.
- Permeabilidad efectiva: la capacidad de transmisión de un fluido en particular, cuando existen otros fluidos inmiscibles en el yacimiento (aceite, agua y gas). Su magnitud depende de las propiedades de la roca, saturación, mojabilidad y capilaridad.
- Permeabilidad relativa: la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido específico, con una saturación determinada y la permeabilidad absoluta de ese fluido con una saturación total.

Esta última se expresa mediante la fórmula:

$$kro = \frac{ko}{k} \qquad krg = \frac{kg}{k} \qquad krw = \frac{kw}{k}$$

Donde:

Kro: Permeabilidad relativa del aceite
Krg: Permeabilidad relativa del gas
Krw: Permeabilidad relativa del agua
K: Permeabilidad absoluta.

Ko: Permeabilidad efectiva del aceite
Kg: Permeabilidad efectiva del gas
Kw: Permeabilidad efectiva del agua

La medición de la permeabilidad en carbonatos a partir de registros geofísicos es muy incierta, representa un problema complejo y difícil. Generalmente, no se puede desarrollar una correlación simple entre la permeabilidad y la porosidad debido a los sistemas complejos de poro existentes en una roca carbonatada.

La permeabilidad se puede estimar correctamente en un laboratorio, a través de análisis de núcleos o en el yacimiento, con arreglos de pruebas de presión.

4.5.3. Saturación de fluidos

La saturación de fluidos (S) se define como el radio del volumen de poro ocupado por fluido, [agua (Vw), aceite (Vg) o gas(Vg)], entre el total del volumen de poro de la roca (Vp) y se expresa en porcentaje:

$$Sw = \frac{Vw}{Vp} \qquad So = \frac{Vo}{Vp} \qquad Sg = \frac{Vg}{Vp}$$

La saturación de agua depende en el poro y tamaño de la garganta de poro, la distribución del tamaño de apertura y elevación sobre el nivel de agua libre. Para que el aceite y gas entren al yacimiento, debe desplazar el agua intersticial. Si el volumen de poro es

suficientemente grande, el aceite desplazará el agua y se alojará en el centro del poro, pero si el tamaño de poro es pequeño no podrá desplazar el agua contenida en ellos.

Cuantitativamente, un So cercano a un 80% indica una zona productiva, si el rango es de 50% representa una zona de transición y si se encuentra entre un 10-20% representa una zona de agua (Wayne, 2008) (Fig. 4.5.3.1).

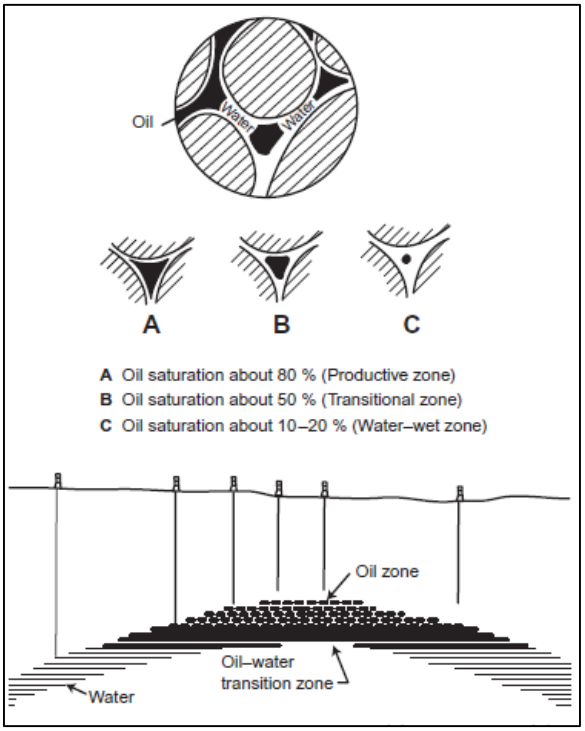


Figura 4.5.3.1. Diferentes niveles de saturación de agua-aceite en los poros.
(Adaptado de Monicard (1980) en Wayne, 2008).

So se representa por (1-Sw) en un sistema agua-aceite, y Sw se calcula a partir de los registros eléctricos, ocupando la fórmula de Archie. Este ingeniero en 1942, a través de diversos estudios de laboratorio, encontró que la saturación de agua en una formación limpia puede ser representada en términos de Rt:

$$S_w{}^n = \frac{aR_w}{\phi^m R_t}$$

Donde:

Sw: Saturación de agua
ϕ: Porosidad
m: factor de cementación (2)
n: exponente de saturación (2)
Rw: Resistividad del agua de formación
Rt: Resistividad de la formación
a: exponente de cementación (0.81)

4.5.4 Volumen de arcillosidad

El volumen de arcilla se define como el porcentaje de arcilla presente en un yacimiento. Debido a que la arcilla es usualmente más radioactiva que las arenas o carbonatos, los registros de rayos gamma, pueden ser utilizados para calcular el volumen de arcilla en los poros del yacimiento (Asquith & Krygowski, 2004). El volumen de arcilla expresado como una fracción decimal o porcentaje es llamado Vshale (Vsh).

El primer paso para obtener el volumen de arcillosidad es obtener el Índice de rayos gamma en una escala lineal como muestra la siguiente ecuación:

$$I_{GR} = \frac{GR_{\log} - GR_{\min}}{GR_{\max} - GR_{\min}}$$

Donde:

IGR= Índice de rayos gamma.
GRlog= Lectura del registro en la formación.
GRmin= Valor de rayos gamma mínimo.
GRmax= Valor de rayos gamma máximo.

El registro de rayos gamma tiene diversas respuestas empíricas no lineales, así como respuestas lineales. Las respuestas no lineales están basadas en el área geográfica o edad de formación (Tabla 4.5.4). Comparadas con las respuestas lineales, todas las relaciones no lineales son más optimistas, esto es porque producen un volumen de arcillosidad más bajo que la ecuación lineal.

Relación		Ecuación
Lineal		$Vsh=I_{GR}$
No lineal	Clavier	$Vsh= 1.7-(3.38-(I_{GR}+0.7)^2)^{1/2}$
	Steiber	$Vsh= I_{GR}/(3-2\ I_{GR})$
	Bateman	$Vsh= I_{GR}^{(IGR+IGRfactor)}$
	Larionov (Rocas terciarias)	$Vsh=0.083(2^{(3.71IGR)}-1)$
	Larionov (Rocas antiguas)	$Vsh=0.033(2^{(2IGR)}-1)$

Tabla 4.5.4. Ecuaciones lineales y no lineales utilizadas para el cálculo de Vsh.

Para nuestro objetivo, en el cálculo del Vsh se utilizó la fórmula de Larionov para rocas antiguas, ya que la Formación El Abra pertenece al Cretácico y los resultados han demostrado ser confiables.

4.5.5 Ecuación de Winland

En 1972, Dale Winland de Amoroco estableció una relación empírica entre la porosidad, permeabilidad y radio de la garganta de poro a través de las curvas de presión de inyección capilar de 321 diferentes muestras de areniscas (Kolodzie, 1980). Aunque Winland nunca publico su ecuación, fue publicada posteriormente por Kolodzie (1980) como:

$$\log r_{35} = 0.732 + 0.588 \log K_{air} - 0.864 \log \varphi_{core}$$

Donde:

R_{35} = El radio de la apertura de poro correspondiente al 35vo percentil de saturación de mercurio.
K_{air} = Permeabilidad al aire
ϕ = Porosidad

En la relación empírica de Winland la correlación estadística más alta fue en el tamaño de pozo correspondiente al 35avo percentil de la curva de saturación acumulativo de mercurio y este radio de poro fue nombrado como R_{35}.

Martin et al. (1998) y Porras et al. (2001) definieron cinco unidades petrofísicas de flujo las cuales se distinguen por rangos de R_{35} (Fig.4.5.5):

- Mega poro: definido por un radio de poro mayor a 10 µm.
- Macro poro: definido por un radio de poro entre 2.5 y 10 µm.
- Meso poro: definido por un radio de poro entre 0.5 y 2.5 µm.
- Micro poro: definido por un radio de poro entre 0.2 y 0.5 µm.
- Nano poro: definido por un radio de poro menor a 0.2 µm.

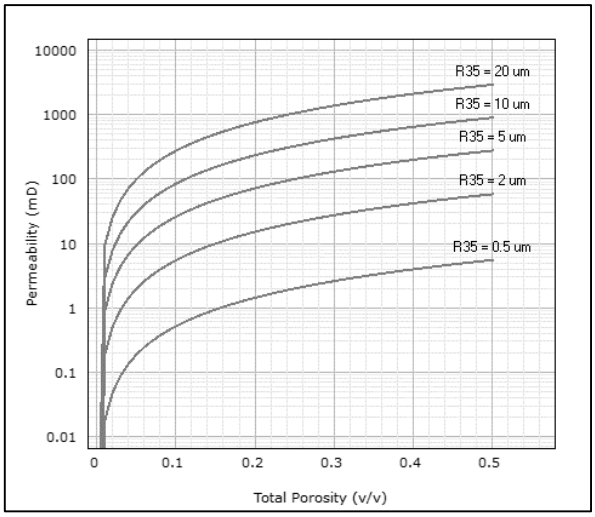


Figura 4.5.5. Gráfica de Winland con las cinco unidades petrofísicas de flujo definidas por rangos de R35.

Capítulo 5

Facies propuestas

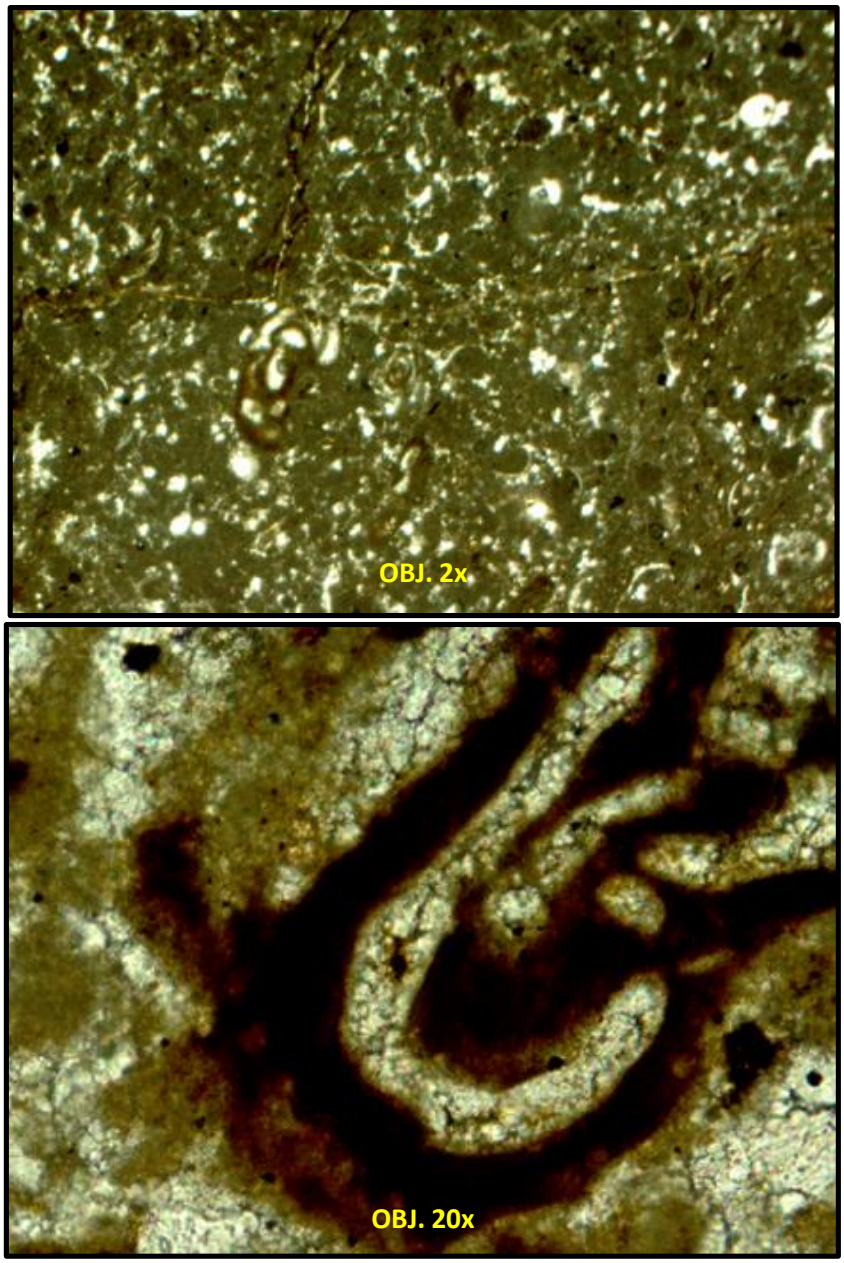


Lámina delgada del núcleo 12 (fragmento 4) del pozo A-3. Se describió como un packstone de miliolidos (Nummoloculina Heimi) y peloides, con porosidad interpartícula e intrapartícula. Fotografía y descripción de PEP, 2012.

A partir de las facies y los ambientes sedimentarios descritos por Aguayo (1978), Pedrazzini (1981) y de los reportes de núcleos, muestras de canal y paleontológicos, se proponen dos grupos de facies divididas de acuerdo con la zona en la plataforma:

- Facies del complejo lagunar-evaporítico:
  - Calizas mudstones
  - Calizas dolomíticas
  - Dolomías
  - Calizas y/o Dolomías arcillosas
  - Calcarenitas y/o Brechas calcáreas
- Facies del post-arrecife proximal:
  - Calcarenitas proximales
  - Brechas calcáreas proximales

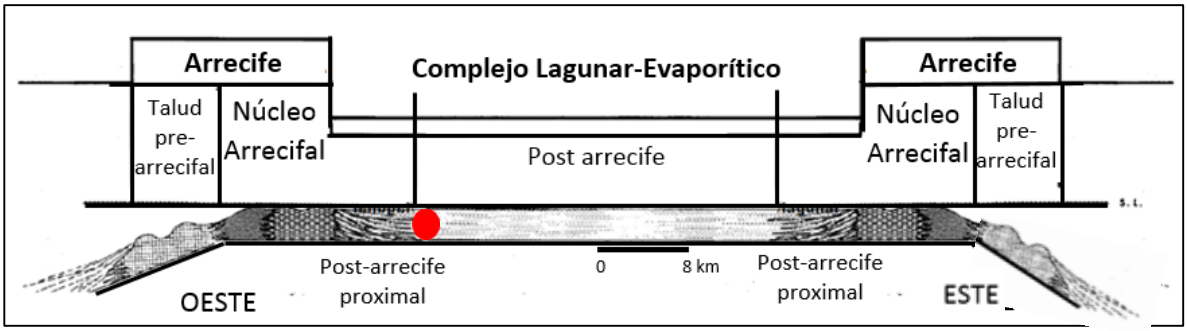


Figura 5.1. Modelo conceptual de ambientes de depósito de la plataforma sugerido para este trabajo, el punto rojo representa la ubicación inferida para Aguacate. (Traducido y adaptado de Aguayo J.E., 1978).

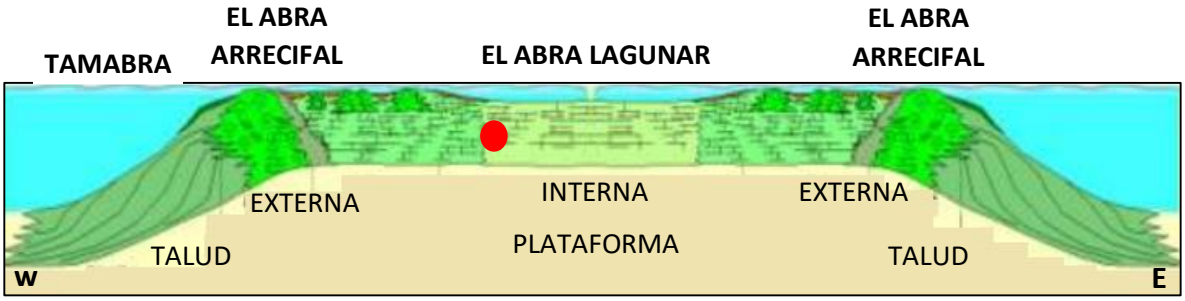


Figura 5.2. Sección W-E de la plataforma, se ilustra la Formación El Abra en la zona arrecifal y lagunar, el punto rojo representa la ubicación inferida para Aguacate. (Modificado de PEP, 2012).

El complejo lagunar-evaporítico comprende toda la zona de laguna restringida (plataforma interna). Los carbonatos del complejo (Fm. El Abra) se depositaron en épocas de emersión de la plataforma y de regresiones marinas, esta exposición subaérea permitió el desarrollo de karsticidad en las calizas y dolomías. Por el contrario, en épocas de inmersión, las transgresiones marinas acarrearon minerales arcillosos (bentonita) que se intercalaron con los lagunares, la bentonita es indicativa del volcanismo activo de esa época. Estos niveles

bentónicos son Horizontes Índice Regionales (HI), representan antiguos horizontes producto de la actividad de conos cineríticos e indican los diferentes cambios eustáticos. En menores proporciones, el complejo está constituido de calcarenitas y brechas calcáreas de matriz cuarzo-feldespática, formadas por la erosión de las arenas y colapso de clastos del borde arrecifal. Estas facies se encuentran principalmente en montículos bioclásticos que son descritos más adelante.

El post-arrecife proximal comprende la zona transicional entre el núcleo arrecifal y el complejo lagunar-evaporítico. Se constituye de facies de calcarenitas y brechas calcáreas de matriz cuarzo-feldespática formadas por la erosión de las arenas y colapso de clastos del núcleo arrecifal, al igual que las del complejo lagunar.

El presente trabajo se centra en las facies lagunares (complejo lagunar-evaporítico), las cuales se distribuyen en todo el Campo Aguacate.

5.1. Análisis de muestras de canal, reportes de núcleos y paleontológicos.

Se establecieron las litologías predominantes a partir de los reportes de muestras de canal de algunos de los pozos que penetran El Abra:

<table>
<tr><th>Pozo</th><th>A-2</th><th>A-3</th><th>A-28</th><th>A-52</th><th>A-300</th></tr>
<tr><td>Intervalo (m)</td><td>1,013-1,970</td><td>972-1,071</td><td>929-1,930</td><td>987-1,500</td><td>963-1520</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Litologías</td><td>1. Calizas cristalinas finas a muy finas dolomitizadas o parcialmente dolomitizadas, de colores blanco, gris claro y café claro, parcialmente fracturadas.</td><td>1. Mudstones microcristalinos, de color café y café claro, parcialmente fracturados y sellados por arcilla.</td><td>1. Mudstones de color blanco, gris claro y café claro finamente recristalizados, con microfracturas y trazas de bentonita.</td><td rowspan="3">1. Calizas compactas de color café claro y blanco, ligeramente fracturadas.</td><td>1. Dolomías microcristalinas de color gris y café claro y oscuro.</td></tr>
<tr><td rowspan="2">2. Dolomías micro y mesocristalinas de color café claro.</td><td>2. Calizas dolomitizadas color café claro, de textura cristalina y microcristalinas, compactas, con fracturas selladas por arcilla.</td><td>2. Dolomías microcristalinas de color gris claro y café claro y oscuro, con trazas de mudstone bentonita.</td><td rowspan="2">2. Mudstones a wackestones color café claro y gris claro y oscuro, parcialmente recristalizado.</td></tr>
<tr><td>3. Brecha calcárea constituida por clastos angulosos y subredondeados de mudstone y wackestone</td><td>3. Mudstones dolomíticos y parcialmente dolomitizados, microcristalinos, de color café claro.</td></tr>
</table>

Tabla 5.1.1. Litologías predominantes en algunos de los pozos del Campo Aguacate que perforan El Abra. (PEP, 2017).

Con base en la tabla anterior, se confirma que los carbonatos de la Formación El Abra en el Campo Aguacate son calizas cristalinas y microcristalinas, principalmente mudstones (Fig. 5.1.1); dolomías microcristalinas (Fig. 5.1.2); y calizas dolomíticas cristalinas y microcristalinas (Fig. 5.1.3). Estas tres litologías presentan fracturamiento y micro fracturamiento e impregnación de aceite, lo que comprueba la presencia de hidrocarburos.

Otras litologías presentes en menores proporciones son brechas calcáreas de matriz cuarzo-feldespática (Fig. 5.1.4) y calcarenitas (Fig. 5.1.5), que son las de mejor calidad petrofísica.

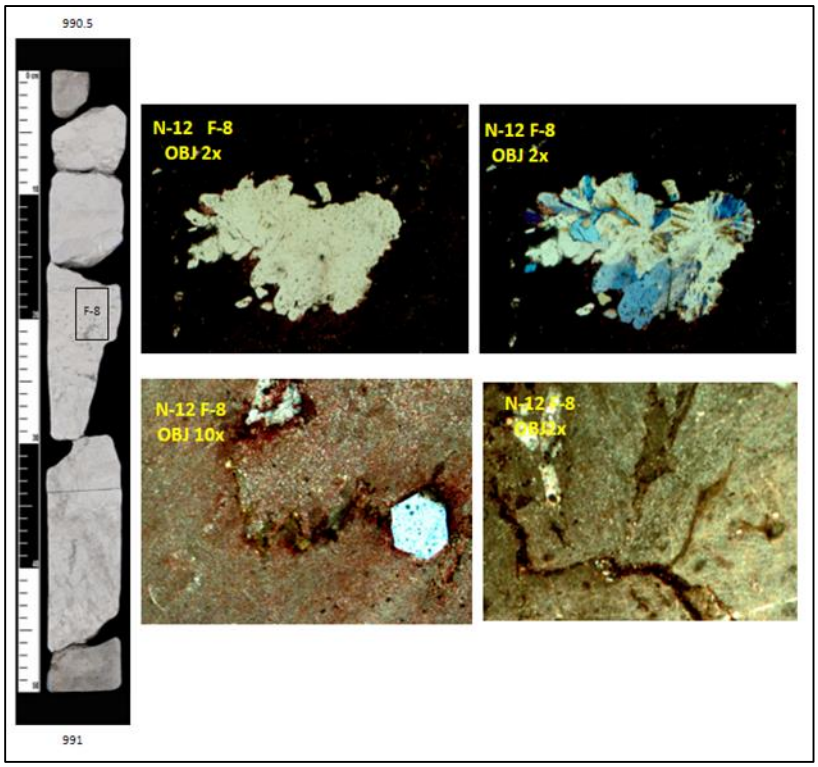


Figura 5.1.1. Intervalo 990.5-991m del núcleo-12 (fragmento-8) del Pozo A-3. Corresponde a un mudstone con karstificación, fracturamiento y brechación, además de porosidad vugular rellena de calcedoni. (Fotografías y descripción de PEP, 2012).

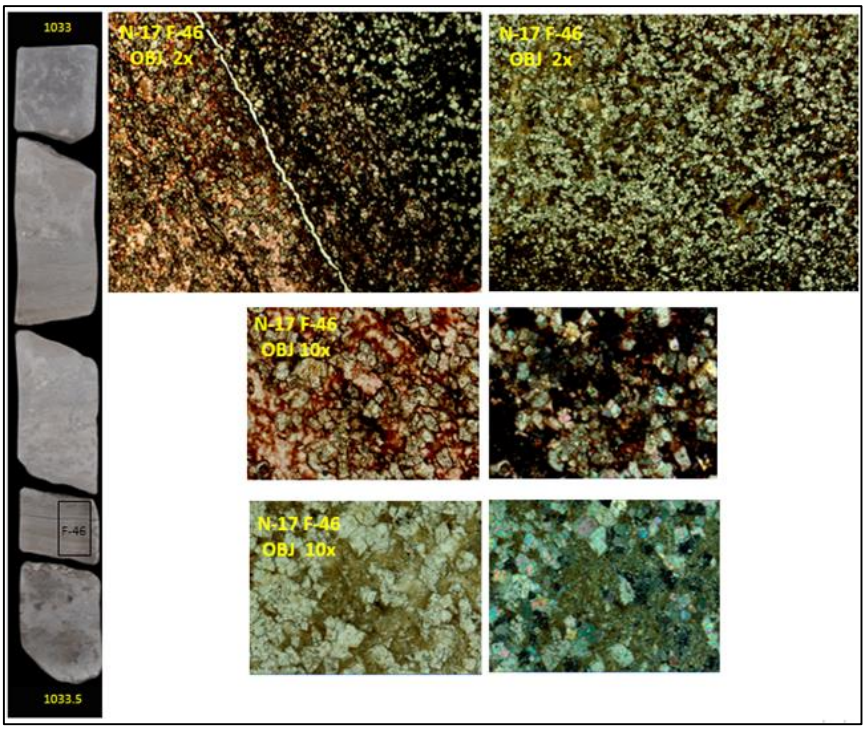


Figura 5.1.2. Intervalo 1033.0 a 1033.5m del núcleo-17 (fragmento-46) del Pozo A-3. Corresponde a una dolomía sacaroidea con impregnación de aceite en la porosidad intercristalina. (Fotografías y descripción de PEP, 2012).

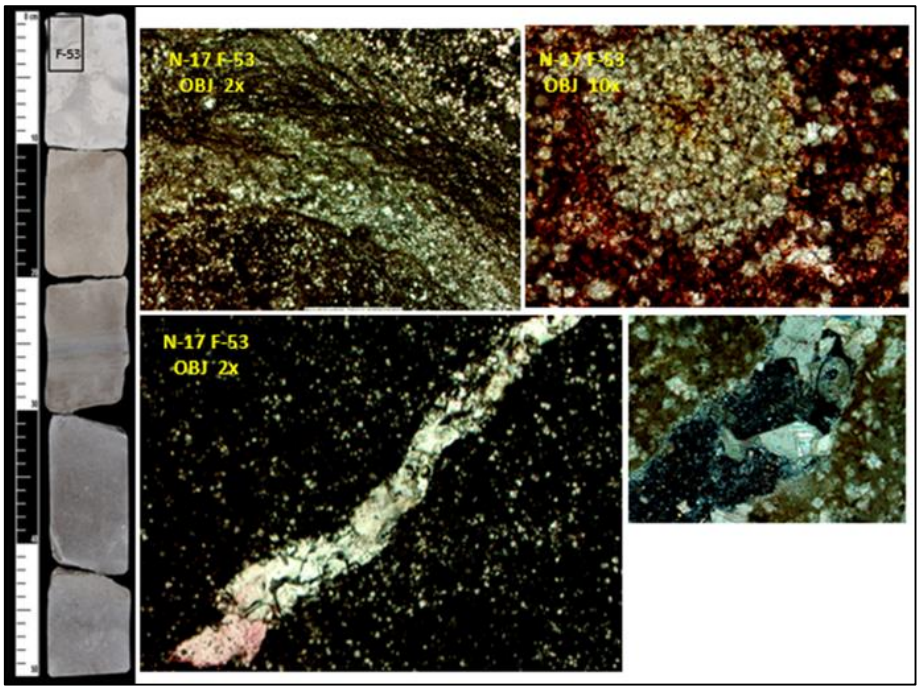


Figura 5.1.3. Intervalo 1032.5 a 1033.5m del núcleo-17 (fragmento-53) del Pozo A-3. Corresponde a un mudstone dolomitizado, con fracturas cementadas por calcita. (Fotografías y descripción de PEP, 2012).

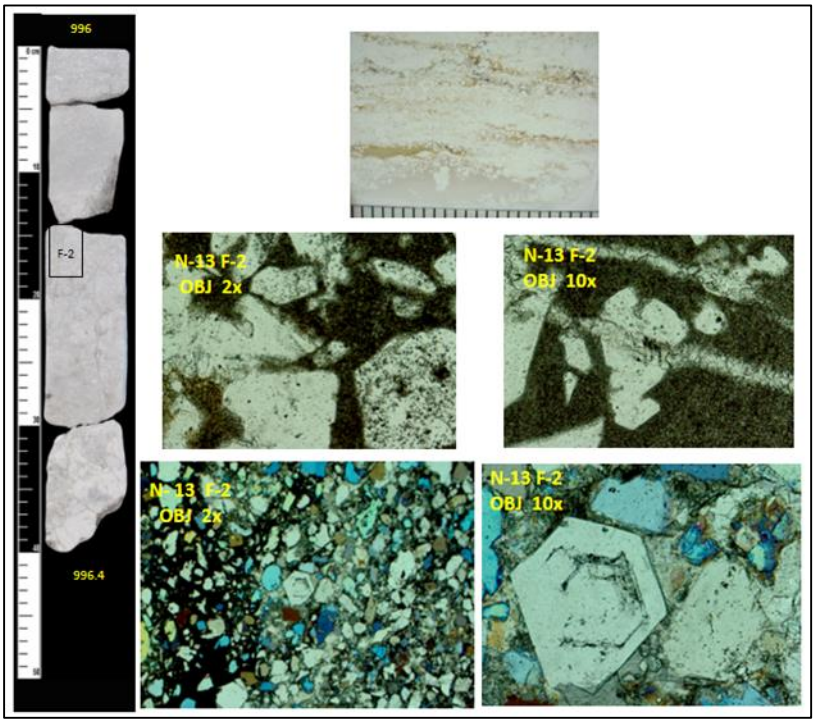


Figura 5.1.3. Intervalo 996 a 996.4 del núcleo-13 (fragmento-2) del Pozo A-3. Corresponde a una brecha de clastos calcáreos, embebidos en una matriz cuarzosa feldespática. Fracturamiento postdepositacional relleno de calcita. (Fotografías y descripción de PEP, 2012).

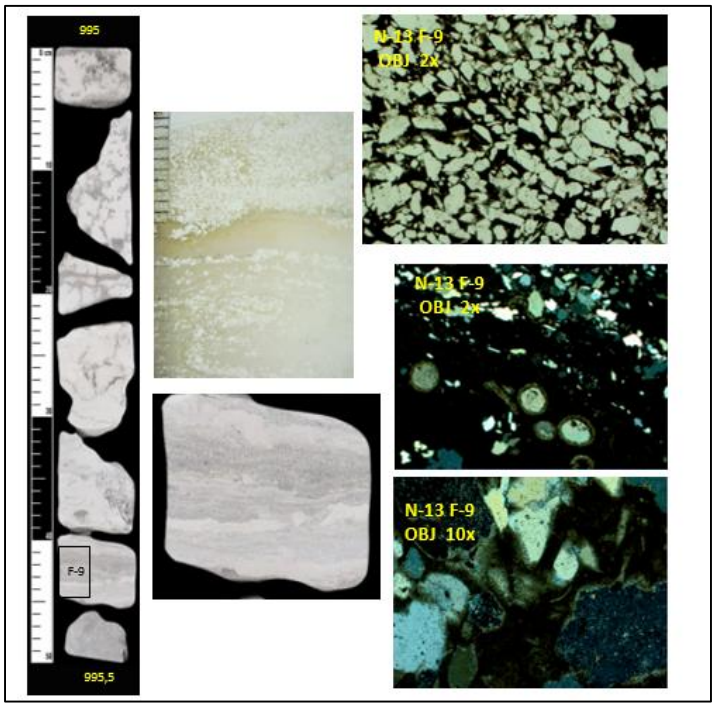


Figura 5.1.5. Intervalo 995 a 995.5m del núcleo-13 (fragmento-9) del Pozo A-3. Corresponde a intercalaciones de areniscas cuarzosas con láminas de mudstone de calciesferas. Alteración de feldespatos y cuarzos por calcita. (Fotografías y descripción de PEP, 2012).

PEP recuperó 56 núcleos convencionales de los pozos A-1, A-2, A-3, A-5, A-6, A-7, A-28, A-40, A-52 y A-300. A continuación, se resumen las observaciones litológicas, de porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos de algunos los núcleos recuperados en El Abra:

Pozo	Núcleo	Intervalo (m)	Litología	Porosidad		mD	So (%)	Sw (%)
				ϕ	Tipo			
A-2	3	1013-1022	Caliza microcristalina en partes arcillosa, con fracutras rellenas.	16.05	Primaria y secundaria (fracturas)		8.9	50.86
A-3	11	986.1-988.1	Caliza de milolidos fracutrada y con cavernas	12.1	Secundaria (fracturas y vugulos)	1.1	34.43	43.5
	15	1004.2-1013.2	Caliza dolomítica microcristalina	16.4	Primaria (fenestral) y Secundaria (fracturas)	0.47	37.55	37.27
	19	1058-1065	Caliza microcristalina con fracturas y cavernas	13.53	Secundaria (fracturas y cavernas)	0.41	23.91	44.3
	20	1065-1071	Caliza cristalina	15.56	Primaria (intergranular) y Secundaria	3.55	19.31	53.24
A-6	4	1004-1009	Caliza cristalina fina	15.1	Primaria y secundaria (fracturas)		15.4	38.6
A-7	1	998.5-1000.5	Caliza arcillosa de miliolidos	12.7			32.3	28.3

Tabla 5.1.2. Algunos de los núcleos recuperados en El Abra, con descripciones cuantitativas de porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. (PEP, 2017).

En la tabla anterior, se observa que las descripciones litológicas de los núcleos, a pesar de ser muy poco detalladas, concuerdan con las de las muestras de canal.

Los valores promedio de porosidad y permeabilidad son de 14.49% y 1.38 mD, respectivamente, y representan una calidad petrofísica moderada. Solo en los núcleos del pozo A-3 se realizó la evaluación de la permeabilidad.

En los pozos A-2, A-3 y A-6 los valores promedio de saturación de aceite y saturación de agua son 23.78% y 42.76%, respectivamente. Es evidente que el espacio poroso está ocupado principalmente por agua, actualmente estos pozos están taponados. Por el contrario, el pozo A-7, que actualmente está en operación, registró mayor saturación de aceite que de agua.

Las porosidades primarias se describieron de regulares a buenas, son principalmente de tipo intergranular. Por otra parte, las porosidades secundarias son: por fracturas, vugulares y por karstificación. La porosidad vugular se formó por cavidades de solución (vugulos) en etapas tardías de la diagénesis y, al igual que las karsticidad, por el intemperismo subaéreo del Abra en épocas de emersión de la plataforma, dando lugar a rocas de considerable porosidad y permeabilidad (Fig. 5.1.2).

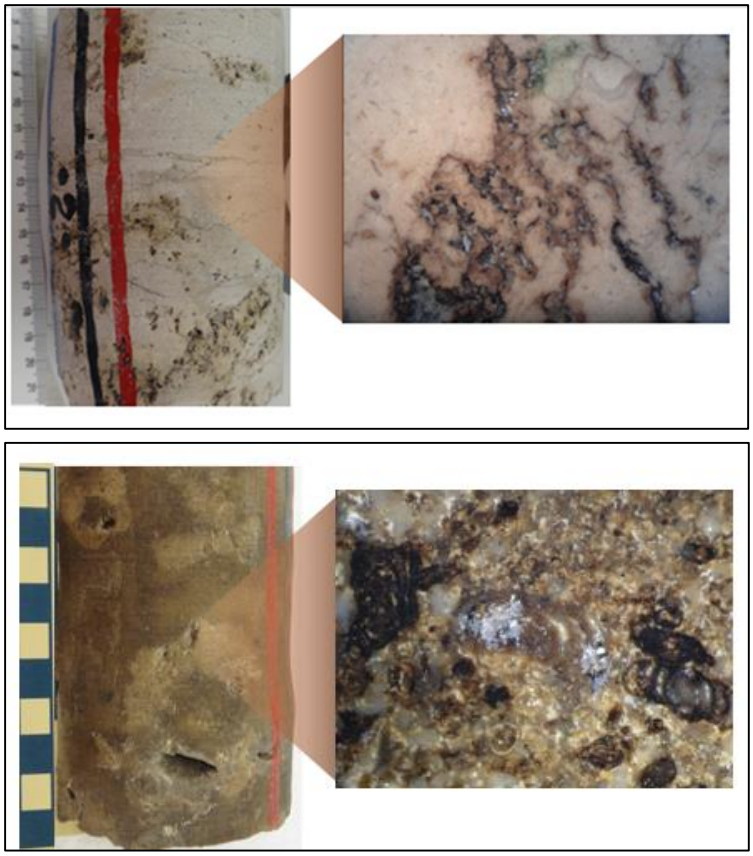


Figura 5.1.2. Porosidad por karstificación (arriba) y vugular (abajo) en núcleo del pozo A-3, se aprecia la importante impregnación de aceite. (Fotografías de PEP, 2012).

Los informes paleontológicos de los núcleos recuperados en El Abra reportan los siguientes microfósiles:

- Foraminíferos
  - Miliólidos (Bentónicos)
  - Nummoloculina (Bentónicos)
  - Globotruncana lapparenti (Planctónicos)
  - Heterohelix (Planctónicos)
  - Rotalipora (Planctónicos)
  - Valvulammina ¿? (Bentónicos)
- Ostrácodos
- Radiolarios
- Algas
  - Clypeina
  - Pithonella ovalis

- Stomiosphaera sphaerica y conoidea
- Calcisphaerula innominata

Al ser los miliólidos y otros foraminíferos bentónicos la microfauna más abundante, y con la importante presencia de peloides, es indiscutible que se trata de un ambiente de aguas someras de régimen restringido: la plataforma interna (laguna) o complejo lagunar evaporítico (Fig. 5.1.3 y Fig. 5.1.4).

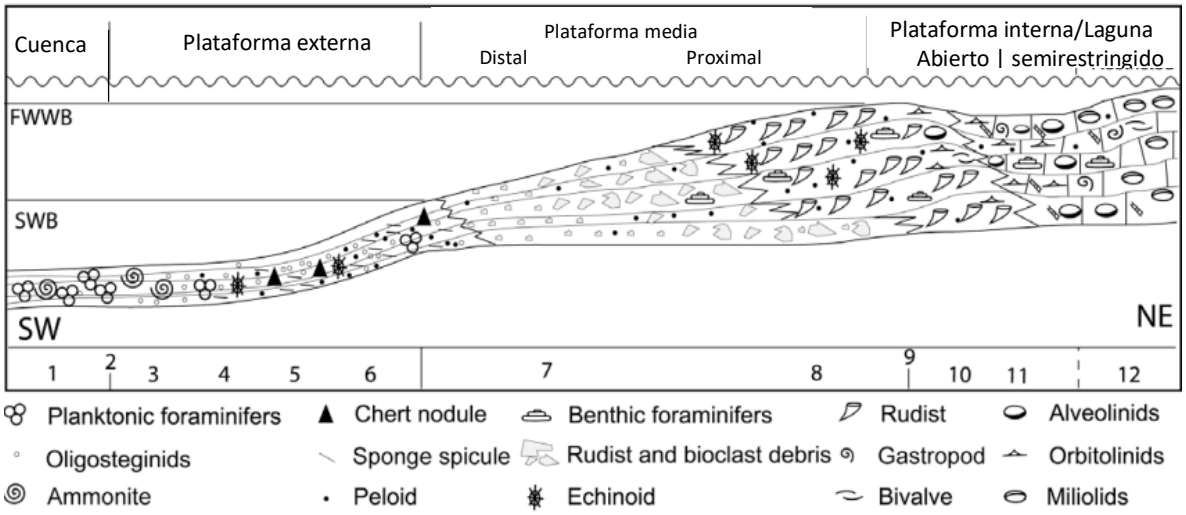


Figura 5.1.3. Modelo de depósito de la Formación Sarvak en el anticlinal Bangestan. Este modelo aplica para este trabajo, se observan peloides, miliólidos y otros foraminíferos bentónicos en la laguna restringida. (Modificado de Ghabeishavi A., et al. 2010).

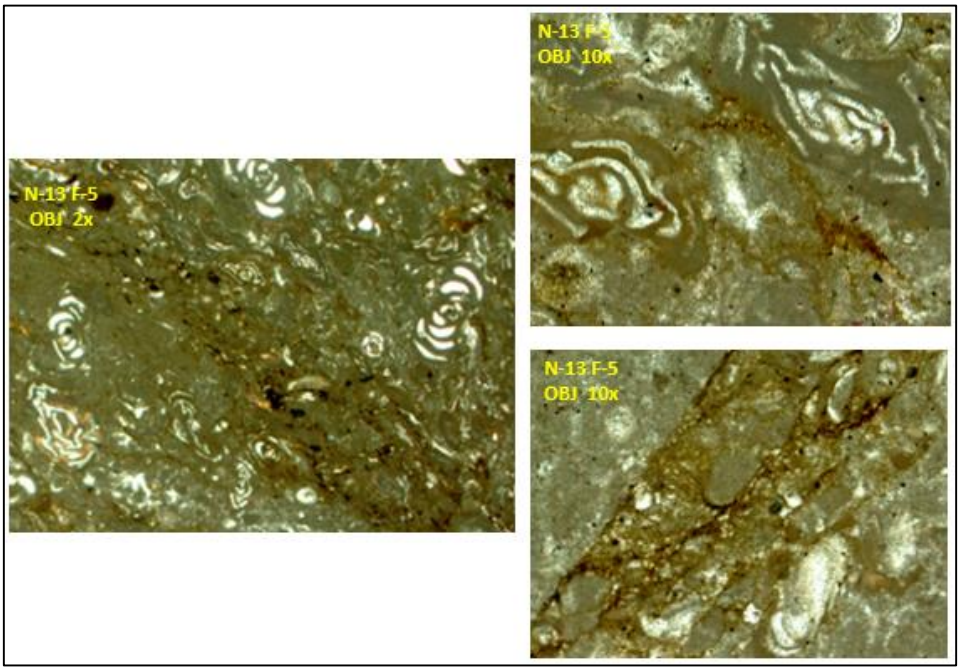


Figura 5.1.4. Packstone de peloides y miliolidos, con porosidad interpartícula e intercristalina y microfracturas rellenas aceite, descrito del intervalo 995.5 a 996m del núcleo-13 (fragmento-5) del pozo A-3. (Fotografías y descripción de PEP, 2012).

5.2. Análisis de registros geofísicos

De los 36 pozos con información disponible, se utilizaron 16 pozos tomando como criterio, que alcanzarán al menos 50 m en *measured depth* (MD) dentro de la Formación El Abra. En ellos se determinaron facies y propiedades petrofísicas a través del análisis y combinación de los registros de: *Rayos gamma (GR), resistivos (Inducción y Laterolog), densidad (RHOB), porosidad neutrón (NPHI), sónico (DT)* y *potencial fotoeléctrico (PEF),* según su disponibilidad. (Tabla 5.2.1). También se creó un registro sintético de impedancia acústica mediante el registro sónico (DT) y densidad (RHOB).

Para determinar las facies se utilizaron las técnicas de gráficas cruzadas *(NPHI vs RHOB, NPHI vs DT y DT vs RHOB*, así como el análisis elemental de registros (ELAN) de los registros de densidad, porosidad neutrón, resistivos y sónicos a través del software Schlumberger Techlog® 2015

Pozo	Profundidad		GR	Resistivo	RHOB	NPHI	DT	PEF	ZS	Técnicas de análisis		Núcleos
	MD (m)	TVD (m)								Cross plots	ELAN	
A-2	2938.18	2938.18	•	•	•	•	•		•	•	•	•
A-3	1072.94	1072.94	•	•	•	•	•		•	•	•	•
A-15	1212.72	1212.72	•	•	•	•	•		•	•	•	
A-21H	1264.7	1033.63	•	•	•	•				•	•	
A-22H	1280.61	1010.18	•	•	•	•	•		•	•	•	
A-23	1321.13	1041.65	•	•	•	•	•		•	•	•	
A-28	2762.25	2744.63	•	•	•	•	•		•	•	•	
A-33	1247.85	1105.3	•	•	•	•				•	•	
A-40	1024.72	966.03	•	•	•	•				•	•	•
A-52	1500.30	1488.41	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
A-53	1173.93	1000.82	•	•	•	•	•	•	•	•	•	
A-54	1288	992.36	•	•	•	•				•	•	
A-60	1799.99	1659.03	•	•	•	•	•		•	•	•	
A-64	1765.24	1732.36	•	•	•	•	•	•	•	•	•	
A-68	1800.3	1739.22	•	•	•	•	•		•	•	•	
A-73	1135.98	965.05	•	•	•	•	•		•	•	•	

Tabla 5.2.1. Disponibilidad de los registros en los pozos seleccionados y las técnicas utilizadas para determinar sus litologías.

1. Calizas
2. Calizas dolomíticas
3. Dolomías
4. Calizas y/o dolomías arcillosas
5. Calcarenitas y/o brechas calcáreas

Figura 5.2.1. Simbología utilizada para las facies determinadas mediante el análisis de los registros.

Para el análisis petrofísico se calculó el volumen de arcillosidad (Vsh), la porosidad total (PHIT), porosidad efectiva (PHIE), porosidad secundaria (POR_SEC), permeabilidad (K_INT) y saturación de agua (SW y BVW).

Posterior al cálculo de la saturación de agua se creó una curva Hidrocarburos-Agua (*HA)*, a partir de la siguiente expresión:

HA=If (SW<=0.6,0.1).

Dicha curva se utilizó para identificar de una manera más sencilla las zonas con mayor saturación de agua y las zonas con potencial de almacenar hidrocarburos. Cabe mencionar que esta curva fue la que permitió identificar el yacimiento y un acuífero inferior a este.

Una vez determinadas las facies y calculadas las propiedades petrofísicas, se realizó un análisis individual para cada pozo y un análisis múltipozo.

Durante el análisis petrofísico individual para hacer más fácil la interpretación y la estimación de las propiedades petrofísicas se determinaron 8 zonas principales. En la clasificación de las zonas determinadas se utilizó una simbología alfanumérica: Las letras (A-H) representa diferentes características litológicas y los números (1-2) representa una subdivisión en la zona, de acuerdo a la variación en sus propiedades petrofísicas. (Fig. 5.2.2).

Por último, se realizó una descripción detallada de cada una de ellas, desde la litología hasta sus parámetros petrofísicos. Los 16 pozos utilizados para el análisis, se clasificaron por su estado actual y se les asigno diferentes colores para distinguirlos. (Fig. 5.2.2).

Figura 5.2.2. Izquierda, simbología de las zonas marcadas. Derecha, grupos principales de pozos.

A continuación, se presenta el análisis de los registros de los pozos A-2, A-64 y A-68 que cruzan toda o la mayor parte de la Formación El Abra. Para los demás pozos se siguió la misma metodología. (Figura 5.2.3, 5.2.5 y 5.2.7)

Análisis Pozo A-2

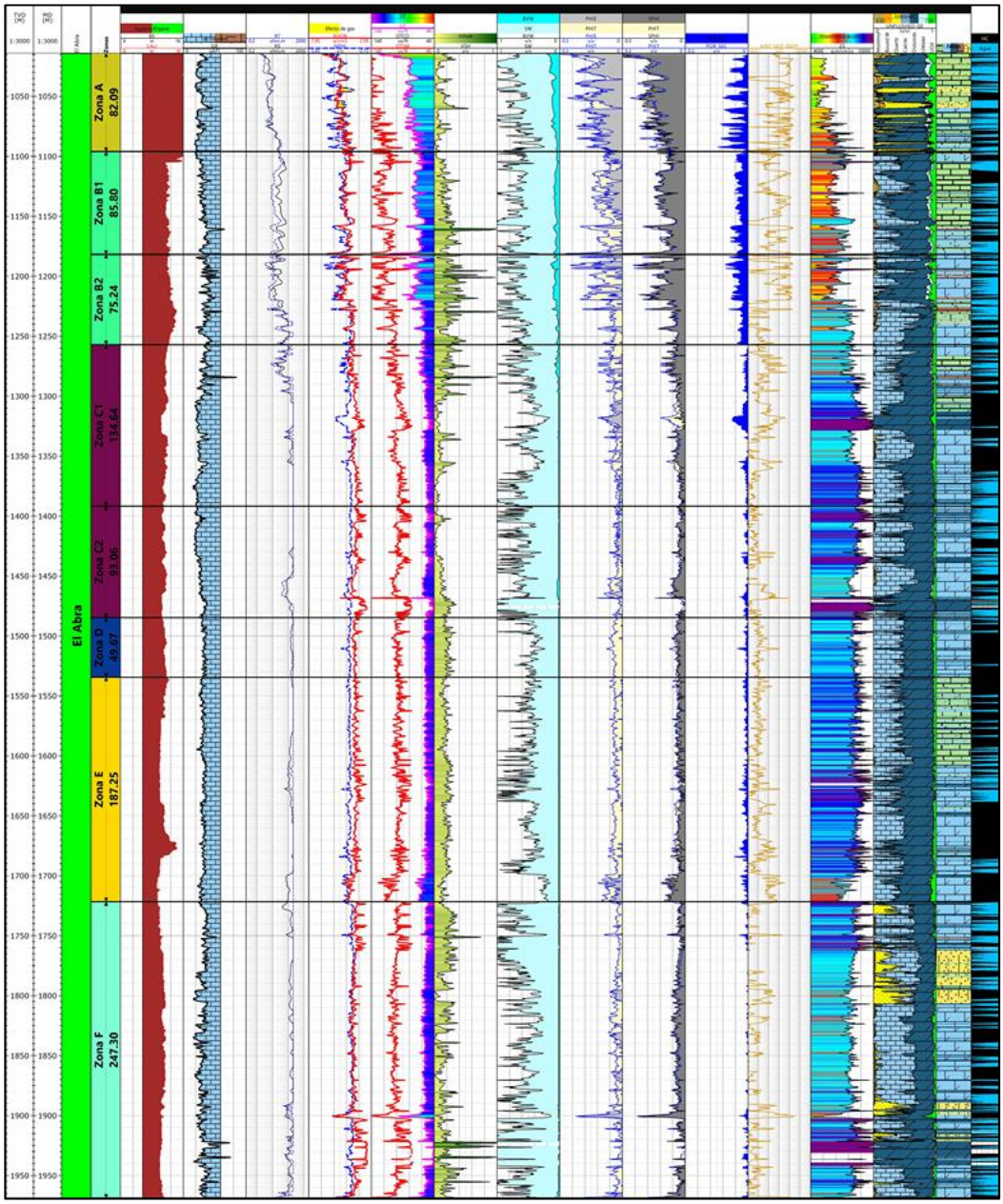


Figura 5.2.3. Presentación del registro: Estatus: Taponado. Referencia (m): TVD-MD. Carril 1: Barrena y Caliper Carril 2: Rayos Gamma. Carril 3: Resistividad Profunda y Media. Carril 4: Densidad-Neutrón. Carril 5: Sónico. Carril 6: Volumen de arcillosidad. Carril 7: Saturación de agua. Carril 8: Porosidad total y efectiva. Carril 9: Porosidad total y sónica. Carril 10: Porosidad secundaria. Carril 11: Permeabilidad. Carril 12: Impedancia acústica. Carril 13: Elan. Carril 14: Facies. Carril 15: Curva HA.

Determinación de facies.

Se utilizó el crossplot Porosidad neutrón *vs* Densidad, graficando los intervalos previamente seleccionados para definir las facies según su ubicación en el crossplot, como se muestra en la figura (5.2.4). Se utilizó el volumen de arcillosidad (Vsh) para determinar las litologías arcillosas. Posteriormente se hizo el análisis elemental (ELAN) (Fig. 5.2.3) con la ayuda de un software especializado para corroborar lo antes determinado en la gráfica. Por último, se determinaron las siguientes facies:

- Calizas
- Calizas dolomíticas
- Dolomías
- Calizas y/o dolomías arcillosas
- Calcarenitas y/o brechas calcáreas con matriz cuarzo feldespática

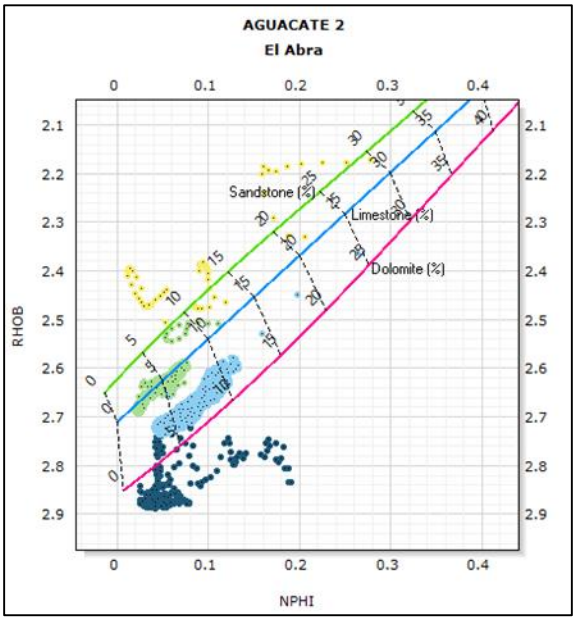


Figura 5.2.4. Crossplot Porosidad neutrón (NPHI) vs Densidad (RHOB). Calizas (verde), calizas dolomíticas (cian), dolomías calcáreas (rosa), dolomías (azul) y calcarenitas y brechas calcáreas (amarillo).

Análisis del registro.

Se definieron ocho zonas (Figura 5.2.3):

- Zona A: Constituida por dolomías con intercalaciones de calcarenitas y/o brechas calcáreas de matriz cuarzosa con bajos valores de resistividad. La saturación de agua es media-alta. La porosidad y permeabilidad es alta, sin embargo, la saturación de agua indica la posible presencia de un acuífero.
- Zona B1: Constituida por calizas dolomíticas con valores de resistividad medios. La saturación de agua es media-alta. La porosidad es media-baja y la permeabilidad es media-alta. Presencia de un acuífero.
- Zona B2: Constituida por calizas dolomíticas con valores de resistividad medios-altos. La saturación de agua es media-alta. La porosidad y la permeabilidad es media-alta, sin embargo, la saturación de agua indica la presencia de un acuífero.
- Zona C1: Constituida por calizas dolomíticas con valores altos de resistividad. La saturación de agua es media. La porosidad es muy baja y la permeabilidad es baja, por lo que se descarta como un intervalo almacenador.
- Zona C2: Constituida por calizas dolomíticas con valores altos de resistividad. La saturación de agua es media. La porosidad es muy baja y la permeabilidad es baja, por lo que se descarta como un intervalo almacenador.

- Zona D: Constituida por calizas dolomíticas con valores altos de resistividad. La saturación de agua es media pero la porosidad es muy baja y la permeabilidad es baja, por lo que se descarta como un intervalo de interés comercial
- Zona E: Constituida por calizas dolomíticas con valores altos de resistividad. La saturación de agua es media pero la porosidad es muy baja y la permeabilidad es baja, por lo que se descarta como un intervalo de interés comercial.
- Zona F: Constituida por calizas dolomíticas intercaladas con calcarenitas y/o brechas calcáreas de matriz cuarzosa en la parte superior y por dolomías calcáreas en la parte inferior. Los valores de resistividad y saturación de agua son medios-altos. La porosidad es muy baja y la permeabilidad es baja. En las intercalaciones de calcarenitas y/o brechas, que pudieran contener una pequeña cantidad de hidrocarburos en matriz. Se descarta zona de interés debido a que por la dolomitización que se aprecia hay una porosidad y permeabilidad baja.

Análisis Pozo A-64

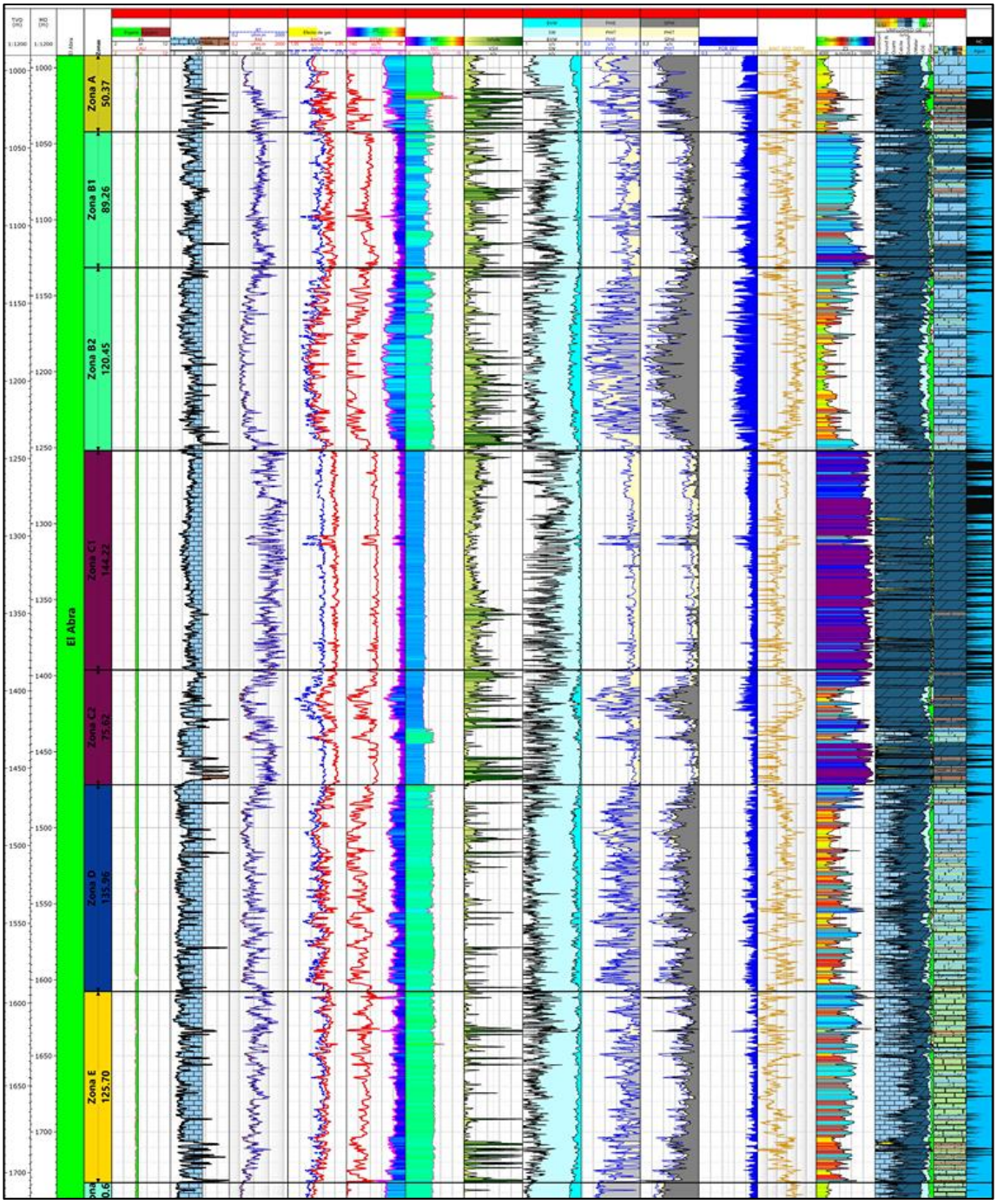


Figura 5.2.5. Presentación del registro: Estatus: Cerrado. Referencia (m): TVD-MD. Carril 1: Barrena y Caliper Carril 2: Rayos Gamma. Carril 3: Resistividad Profunda, Media y Somera. Carril 4: Densidad-Neutrón. Carril 5: Sónico. Carril 6: Potencial fotoeléctrico Carril 7: Volumen de arcillosidad. Carril 8: Saturación de agua. Carril 9: Porosidad total y efectiva. Carril 10: Porosidad total y sónica. Carril 11: Porosidad secundaria. Carril 12: Permeabilidad. Carril 13: Impedancia acústica. Carril 14: Elan. Carril 15: Facies. Carril 16: Curva HA.

Se determinaron las siguientes facies principales (Figura 5.2.6):

- Calizas dolomíticas
- Dolomías calcáreas
- Dolomías
- Calizas y/o dolomías arcillosas

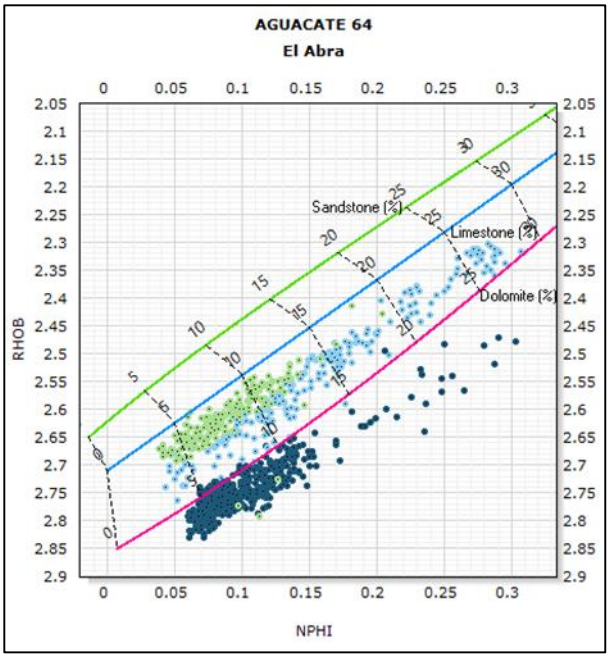


Figura 5.2.6. Crossplot Porosidad neutrón (NPHI) vs Densidad (RHOB). Calizas (verde), calizas dolomíticas (cian) y dolomías (azul).

Análisis del registro.

Se definieron cuatro zonas (Figura 5.2.5).

- Zona A: Constituida por dolomías ligeramente arcillosas con resistividades bajas y porosidad y permeabilidad alta generalmente. Hacia la parte media-baja existe la posibilidad de encontrar hidrocarburos, en la parte superior a saturación de agua es media-alta.
- Zona B1: Constituida por dolomías de resistividades medias. La saturación de agua es media-alta por lo que se infiere la presencia de un acuífero. La porosidad es media y la permeabilidad alta.
- Zona B2: Constituida por dolomías muy poco arcillosas de bajas resistividades y altas saturaciones de agua, que indican la posible existencia de un acuífero. Esta zona se encuentra intensamente fracturada, ya que así lo indica el registro DT, RHOB, NPHI, Caliper y porosidad secundaria. Debido a este intenso fracturamiento, se tienen porosidades y permeabilidades muy altas pero escasa posibilidad de hidrocarburos.
- Zona C1: Constituida por dolomías de elevadas resistividades. La saturación de agua es media. La porosidad y permeabilidad es baja, por lo que se descarta como zona con potencial almacenador.
- Zona C2: Constituida por dolomías muy poco arcillosas de resistividades medias y altas. La saturación de agua es alta. Los valores de la porosidad y permeabilidad van de baja a media, por lo que se descarta como zona con potencial almacenador.
- Zona D1: Constituida por calizas dolomíticas en la parte superior e inferior y por calizas dolomíticas en la parte media. Las resistividades son medias. La saturación de agua es alta. La porosidad y permeabilidad registran valores medios a altos, sin embargo, se trata de una zona saturada de agua. Hacía la parte baja se aprecia un pequeño intervalo constituido por dolomías de baja resistividad y alta saturación de agua. El valor de la porosidad y permeabilidad es alto, sin embargo, se trata de una zona saturada de agua.

Análisis Pozo A-68

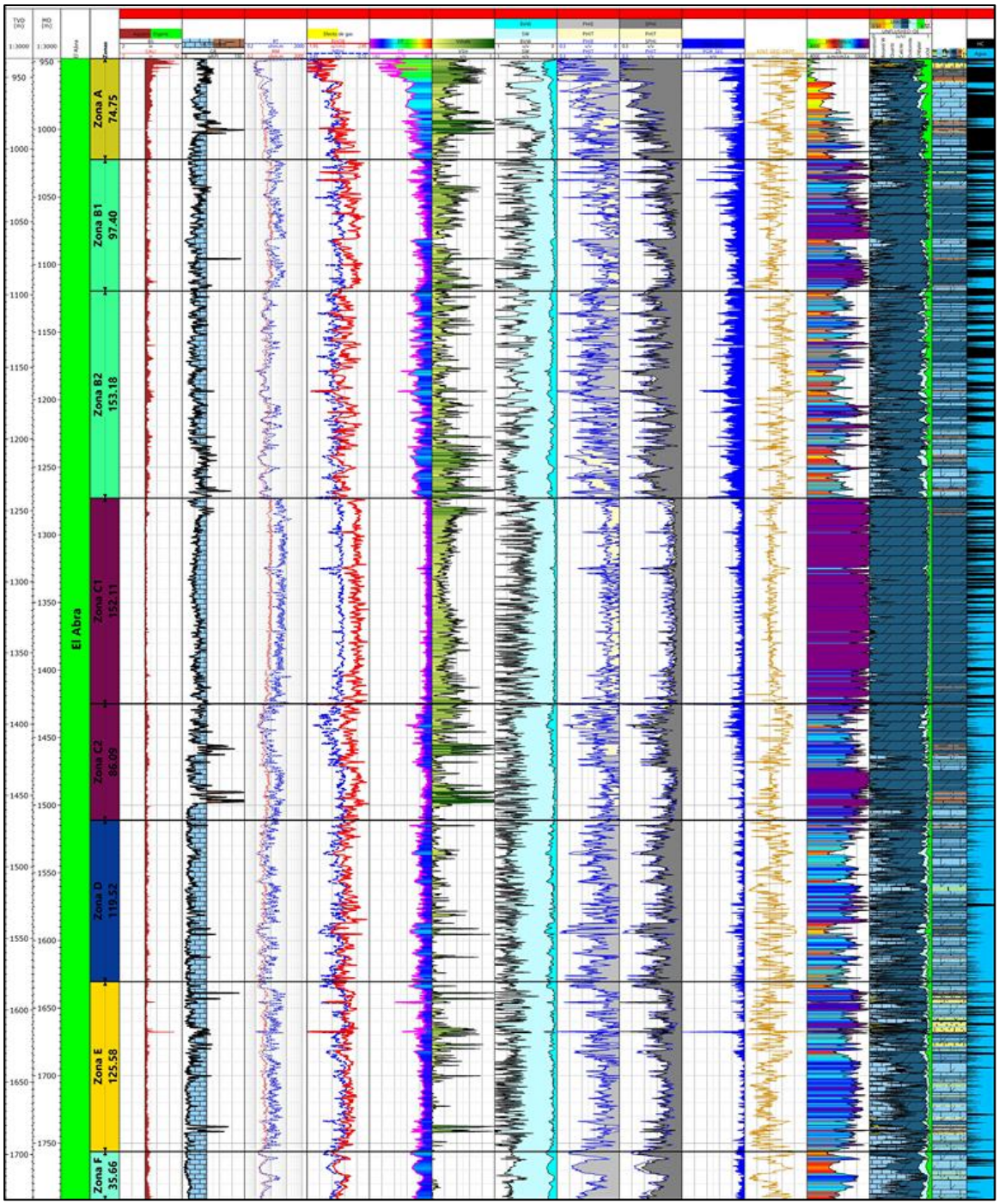


Figura 5.2.7. Presentación del registro: Estatus: Cerrado. Referencia(m): TVD-MD. Carril 1: Barrena y Caliper Carril 2: Rayos Gamma. Carril 3: Resistividad Profunda y Media. Carril 4: Densidad-Neutrón. Carril 5: Sónico. Carril 6: Volumen de arcillosidad. Carril 7: Saturación de agua. Carril 8: Porosidad total y efectiva. Carril 9: Porosidad total y sónica. Carril 10: Porosidad secundaria. Carril 11: Permeabilidad. Carril 12: Impedancia acústica. Carril 13: Elan. Carril 14: Facies. Carril 15: Curva HA.

Se determinaron las siguientes facies principales (Figura 5.2.8):

- Calizas dolomíticas
- Dolomías
- Calcarenitas y/o brechas calcáreas con matriz cuarzo feldespática
- Calizas y/o dolomías arcillosas

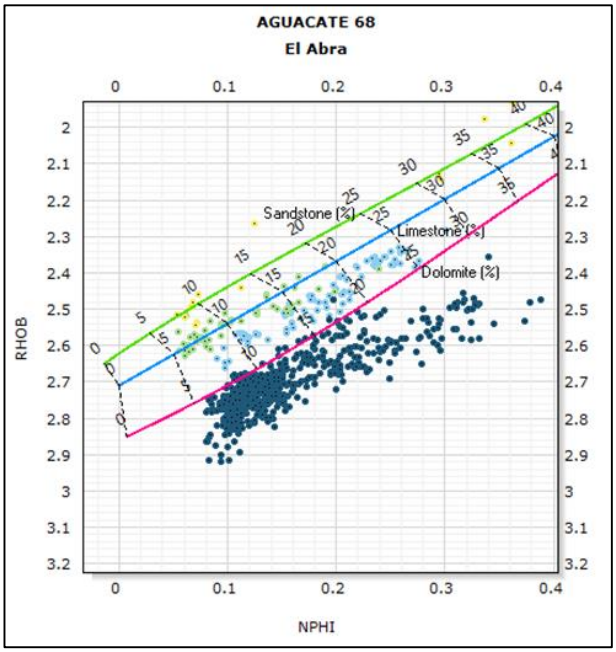


Figura 5.2.8. Crossplot Porosidad neutrón (NPHI) vs Densidad (RHOB). Calizas (verde), calizas dolomíticas (cian), dolomías (azul) y calcarenitas y brechas calcáreas (amarillo).

Análisis del registro.

Se definieron cuatro zonas (Figura 5.2.7):

- Zona A: Constituida por calizas dolomíticas ligeramente arcillosas y posiblemente fracturadas, con valores bajos-medios de resistividad y una baja saturación de agua. La porosidad y permeabilidad es muy alta en la parte limpia, por lo que se considera con potencial almacenador de hidrocarburos.
- Zona B1: Constituida por dolomías con valores medios-altos de resistividad y de media a alta saturación de agua. La porosidad y permeabilidad es media. Se descarta como zona de interés por la presencia de un acuífero.
- Zona B2: Constituida por dolomías con valores medios-bajos de resistividad. La saturación de agua es media-alta. Esta zona se encuentra intensamente fracturada, debido a ello, se tienen porosidades y permeabilidades muy altas.
- Zona C1: Constituida por dolomías con valores altos de resistividad. La saturación de agua es de media a alta. La porosidad es baja y la permeabilidad de baja a media. Se descarta como zona de interés.
- Zona C2: Constituida por dolomías con valores medios de resistividad. La saturación de agua es alta. Los valores de porosidad y la permeabilidad son bajos a medios, por lo que se descarta como zona de almacenadora.
- Zona D: Constituida por calizas dolomíticas y pequeñas intercalaciones de calcarenitas y/o brechas calcáreas. Los valores de resistividad son bajos y los de saturación de agua son altos. Los valores de porosidad y la permeabilidad son medios, sin embargo, la saturación de agua indica que ese es el fluido presente. Hacia abajo se observan calizas dolomíticas con valores bajos de resistividad y alta saturación de agua. Los valores de porosidad y la permeabilidad son altos, sin embargo, la saturación de agua indica que ese es el fluido almacenado.

En el análisis múltipozo se elaboró una correlación entre 10 pozos pertenecientes a los 3 diferentes grupos. La selección de los pozos correlacionados fue de manera aleatoria.

En la correlación (Fig. 5.2.9) se corroboró que la división de las zonas determinada de manera individual fuera apropiada. También se ajustó de manera general la posición en profundidad del yacimiento y el contacto agua-aceite (inicio del acuífero).

Del análisis de múltipozo se puede definir lo siguiente:

- Existe un comportamiento semejante entre los registros densidad-neutrón en las diferentes zonas identificadas.
- El yacimiento se encuentra en la cima de la formación a una profundidad promedio de 980 m y tiene un espesor promedio de 80 metros, alcanzando hasta 200 metros en algunos de los pozos que perforan la cima de la Formación El Abra a una profundidad menor a 1000 m profundidad (*TVD)*, es decir los altos de la formación. Mientras que en los pozos perforados en zonas más profundas o bajas de la cima de la Formación El Abra se encuentran los espesores menores (~50 m) del yacimiento.
- Los pozos productores son los que se encuentran en las partes altas de la Formación El Abra.
- El acuífero se encuentra a una profundidad promedio de 1121 m. Los cambios la ubicación del acuífero respecto a la profundidad de la cima son moderados.
- Los pozos taponados y cerrados son los fueron perforados en las zonas bajas de la cima de la formación, por lo se infiere que hubo un aporte rápido del agua del acuífero.
- Hacia la parte media e inferior de la formación existe la posibilidad de encontrar intervalos de escasos metros saturados con hidrocarburos, pero también hay espesores de decenas de metros saturados totalmente con agua, por lo que la explotación de los intervalos de interés no será rentable.

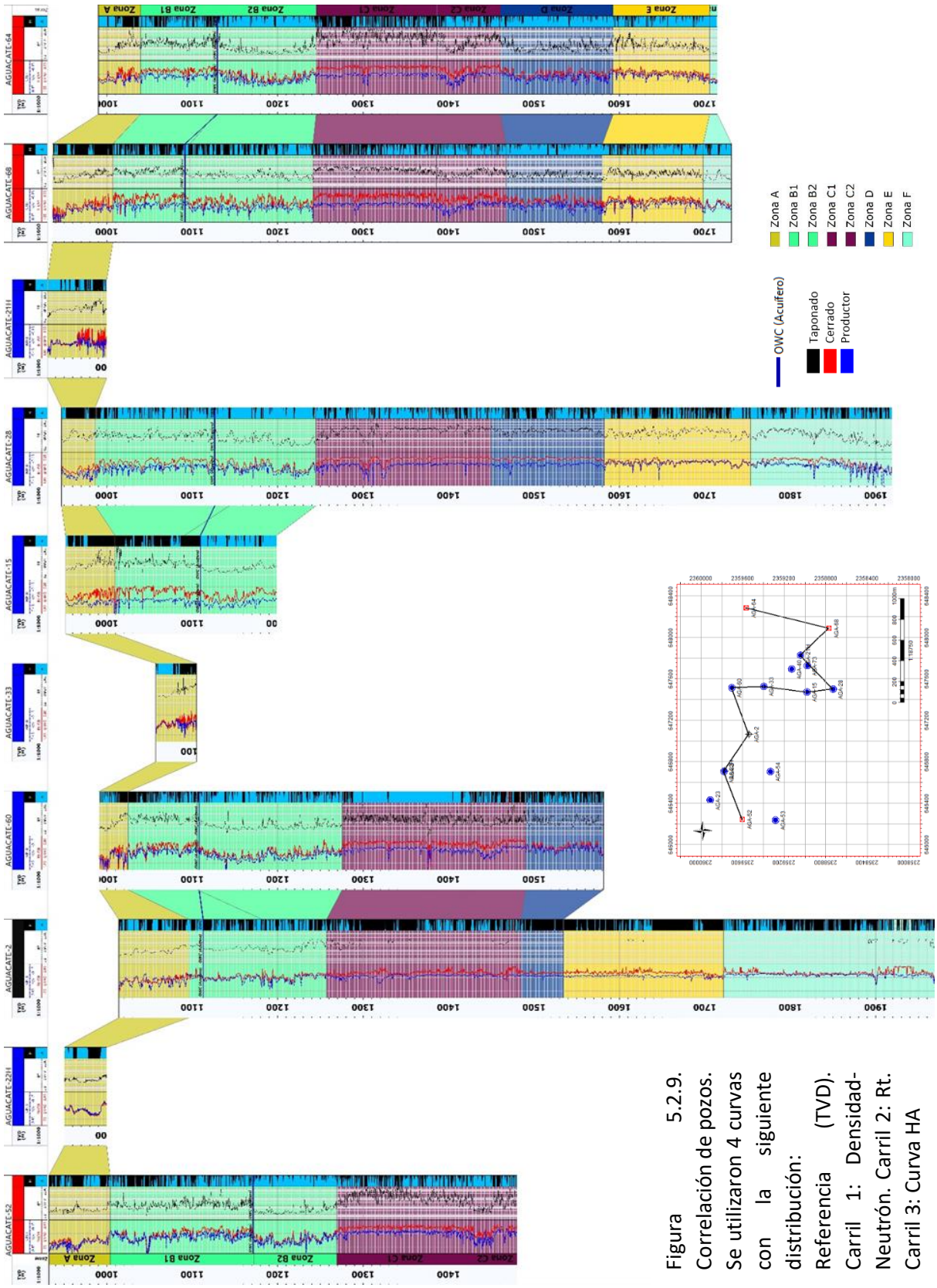


Figura 5.2.9. Correlación de pozos. Se utilizaron 4 curvas con la siguiente distribución: Referencia (TVD). Carril 1: Densidad-Neutrón. Carril 2: Rt. Carril 3: Curva HA

5.3. Análisis e interpretación de secciones sísmicas

Se realizó el análisis un cubo de inversión de impedancia acústica en profundidad, correspondiente a la Formación El Abra; con un área superficial de 6.94 km^2 (Fig. 5.3.1).

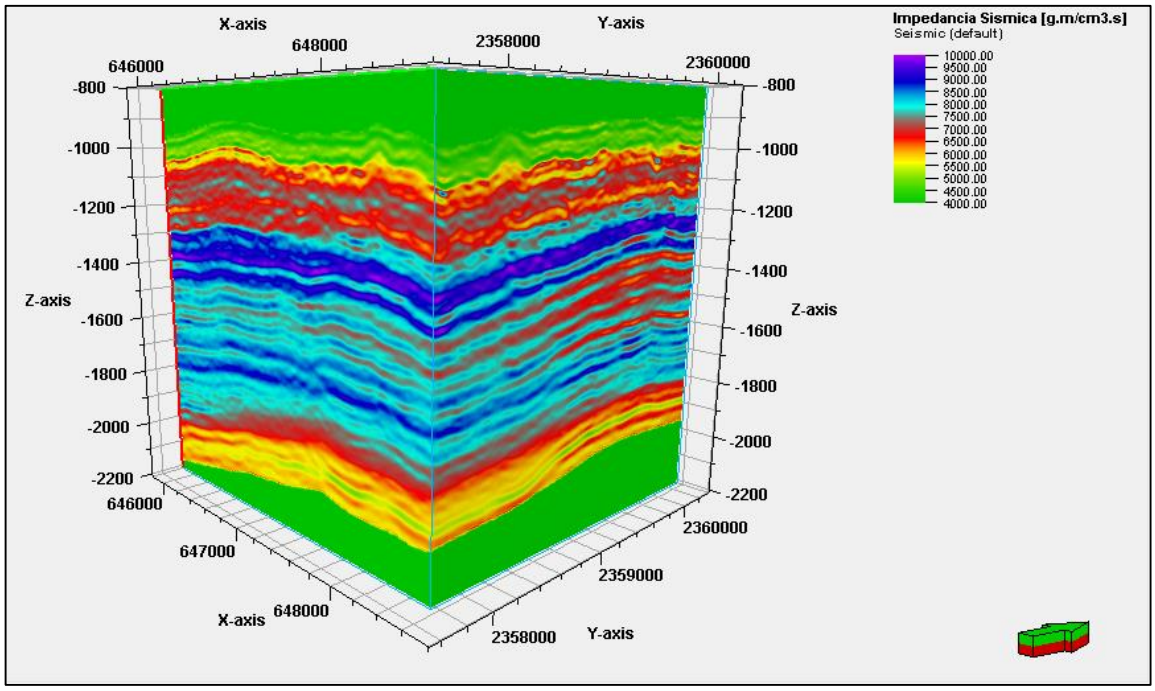


Figura 5.3.1. Cubo de inversión de impedancia acústica de ondas S de la Formación El Abra.

En primer lugar, se revisó la calidad del cubo sísmico tanto en *inline* como en *crossline* considerándose buena. El cubo abarcó 2,240 a 2,410 *inlines* y de 3,377 a 3,558 *crosslines.*

Se configuró una escala de colores de acuerdo al rango de valores de impedancia de 4,000 a 10,000 (g.m./cm^3.s).

Para realizar la interpretación de análisis sísmico se utilizaron los pozos Aguacate 2, 28, 52, 60, 64 y 68, ya que son los de mayor profundidad, cuentan con registros geofísicos completos y reportes de muestras de canal detallados.

Se colocaron los pozos en sus coordenadas correspondientes y se graficó el registro sintético de impedancia acústica para tener un control de calidad y profundidad de la sísmica.

Posteriormente se interpretó de forma manual en el software Schlumberger Petrel® 2015 a cada 5 *inlines,* la cima y la base de la Formación El Abra, así como 7 horizontes intermedios que representan las divisiones entre las zonas resultantes en el análisis de los registros geofísicos, y como se puede apreciar existe una excelente relación con las diferentes respuestas de la sísmica de impedancias (Fig. 5.3.2).

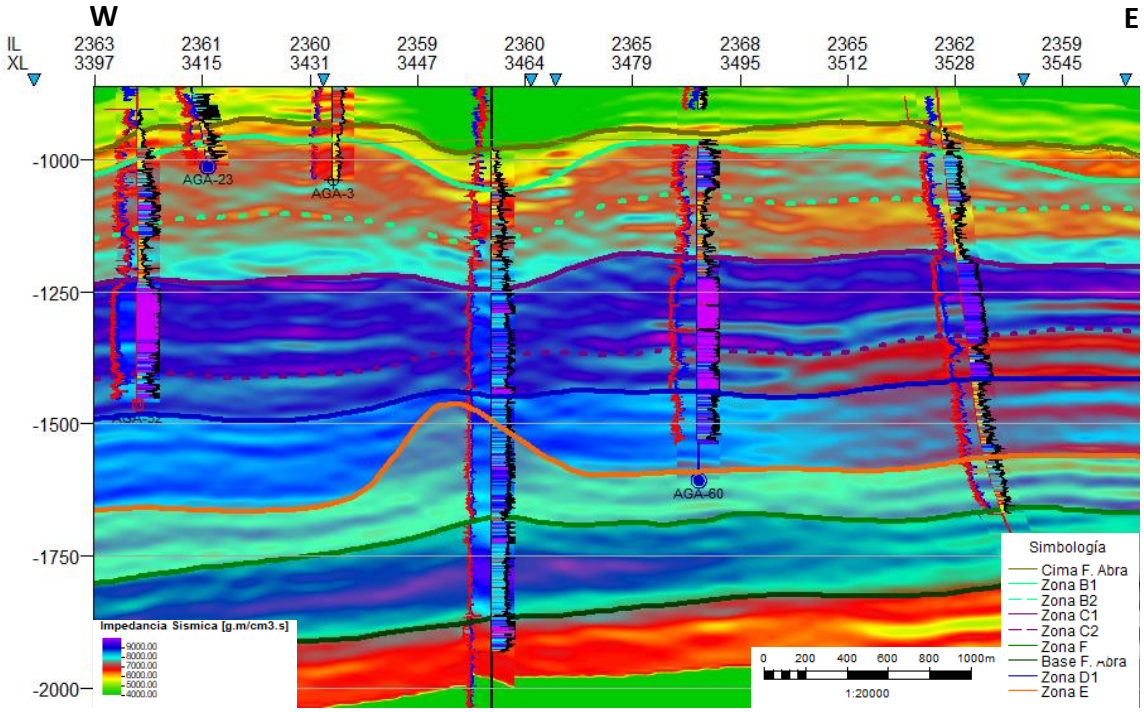


Figura 5.3.2. Ventana de interpretación de la sísmica de impedancias de la Formación El Abra. Los horizontes representados por una línea continua de diferente color representan un cambio litológico, mientras que los horizontes dados por una línea punteada con el mismo color que la línea continua superior a este, representan un cambio petrofísico dentro de la misma litología. Izquierda registros neutrón (azul) y densidad (rojos), derecha registro de impedancia acústica. (paleta de colores).

Se trazaron 6 horizontes que representa los periodos de máxima inundación. Estos horizontes fueron trazados por la correlación de los altos valores de volumen de arcilla en los pozos utilizados (Fig. 5.3.3).

Para finalizar, se realizó el siguiente análisis de la interpretación:

- Zona A: Representa la cima de la Formación El Abra, muestra impedancias bajas en las depresiones e impedancias bajas intermedias en los altos del paleo relieve. Tiene de un espesor menor a 100 metros.
- Zona B: Tiene un espesor promedio de 200 m. Generalmente muestra impedancias bajas y en la porción media, hacia los altos de paleo relieve muestra impedancias medias.

- Zona C: Tiene un espesor promedio de 250 m. Muestra las impedancias más altas en la formación en casi toda su longitud, sin embargo, hacia el este hay algunos reflectores con impedancias medias, que con registros geofísicos se puedo comprobar que estos corresponden a horizontes fracturados.
- Zona D: Tiene un espesor promedio de 250 m. Hacia la parte oeste y centro este se aprecian impedancias generalmente medias-altas y hacia el este existen horizontes con la misma naturaleza que los de la Zona C. Esta zona presenta acuñamiento hacia la zona centro oriente.
- Zona E: Esta porción corresponde a un montículo de bioclastos hacia la parte centro-oriente con un espesor de 200 m. Se definió de esta manera ya que se aprecia una naturaleza caótica de la sísmica y con muestras de canal y núcleos disponibles para esa profundidad, se confirmó la presencia de calcarenitas dolomitizadas. Las impedancias son generalmente medias y hacia la parte este-inferior de la zona se aprecian impedancias altas.
- Zona F: Tiene un espesor promedio de 180 m. Esta zona corresponde a la base de la Formación El Abra, en la parte superior muestra impedancias medias disminuyendo hacía la parte inferior.

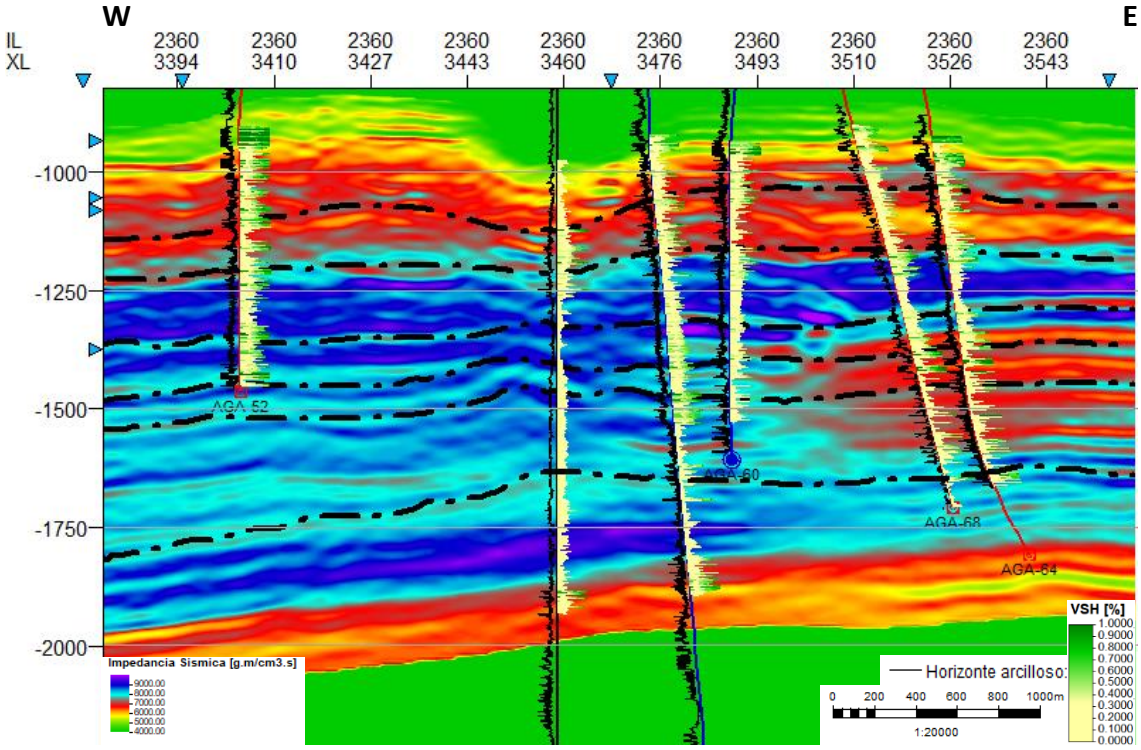


Figura 5.3.3. Ventana de interpretación de los 6 horizontes que representan las superficies de máxima inundación dados por la correlación de altos valores de Vsh entre los pozos. Izquierda registro rayos gamma y derecha volumen de arcilla.

5.4. Integración de información y asignación de facies y propiedades petrofísicas

Con la interpretación de los registros geofísicos y de los informes de muestras de canal y núcleos, se integró de manera que se pudiera observar las facies que constituyen las 8 zonas en que se dividió El Abra, junto a sus respectivos valores de porosidad, permeabilidad y saturación de agua.

Con los resultados de las pruebas de porosidad de los núcleos del Aguacate-3, se realizó una calibración núcleo-registro, para la Zona A y B1, que fue donde fueron extraídos los núcleos. Para ello se elaboró un cross plot PHIT (Porosidad total del registro) vs CORE_POR (porosidad del núcleo) para cada zona con el fin de obtener una regresión lineal y una ecuación que se ajustara a la tendencia de los datos graficados.

Para la zona A, con la regresión lineal obtenida en la gráfica (Fig. 5.4.1), se obtuvo la siguiente ecuación de calibración:

Y(X): PHIT_C= 0.862705*PHIT+0.06816574 R2= 0.695

Dónde:

PHIT_C: Porosidad total corregida por calibración.
PHIT: Porosidad total del registro.

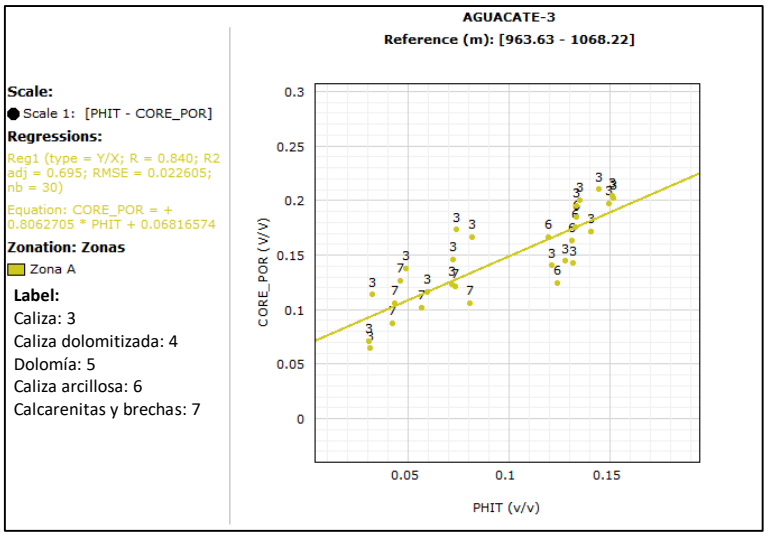


Figura 5.4.1 Gráfica CORE_POR vs PHIT para la zona A.

Para la zona B1, con la regresión lineal obtenida en la gráfica (Fig.5.4.2), se obtuvo la siguiente ecuación de calibración:

Y(X): PHIT_C= 0.9061588*PHIT+0.08750957 R2= 0.300

Dónde:

PHIT_C: Porosidad total corregida por calibración.
PHIT: Porosidad total del registro.

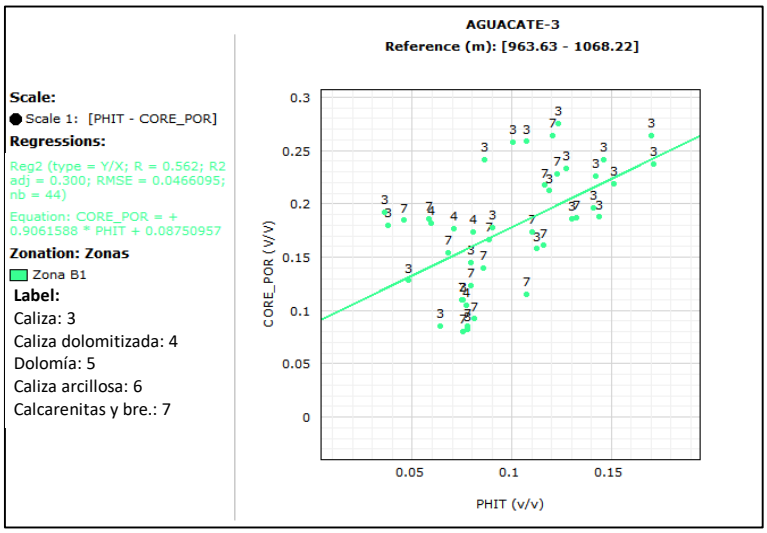


Figura 5.4.2 Gráfica CORE_POR vs PHIT para la zona A.

Corregida la porosidad total para cada pozo, se aplicó y graficó la ecuación de Winland R35 para identificar las zonas con mejor calidad petrofísica. Posteriormente, el resultado de la Winland R35 se convirtió en una curva, la cual se colocó como un nuevo carril en los registros de pozos con el fin de identificar los intervalos dentro de las zonas, con mejor calidad petrofísica.

Después del análisis de la ecuación de Winland, se realizó una curva a la que se le llamo *Prospectos,* en ella se incluyó la porosidad efectiva, la permeabilidad y saturación de agua, y fue creada bajo la siguiente sentencia:

If(PHIE_C>=.1) AND (PERMEABILITY>=10 AND SW<=0.6,1.0)

La curva obtenida se graficó en el mismo carril que el resultado de la ecuación Winland R35, con el fin de corroborar el comportamiento semejante entre las diferentes curvas. Pero cabe mencionar que la curva de *Prospectos* incluye la saturación de agua, la cual nos permite identificar con mayor precisión los intervalos con mayor calidad petrofísica y que, además, tengan la posibilidad de estar saturados con un porcentaje considerado de hidrocarburos.

A continuación, se presenta en las figuras 5.4.3, 5.4.4, 5.4.5 y 5.4.6, la integración de información de los pozos con núcleos recuperados y descripción de muestras de canal. El resto de los pozos se encuentran en el Anexo 1 y la descripción completa de los núcleos en el Anexo 2.

Aguacate-2

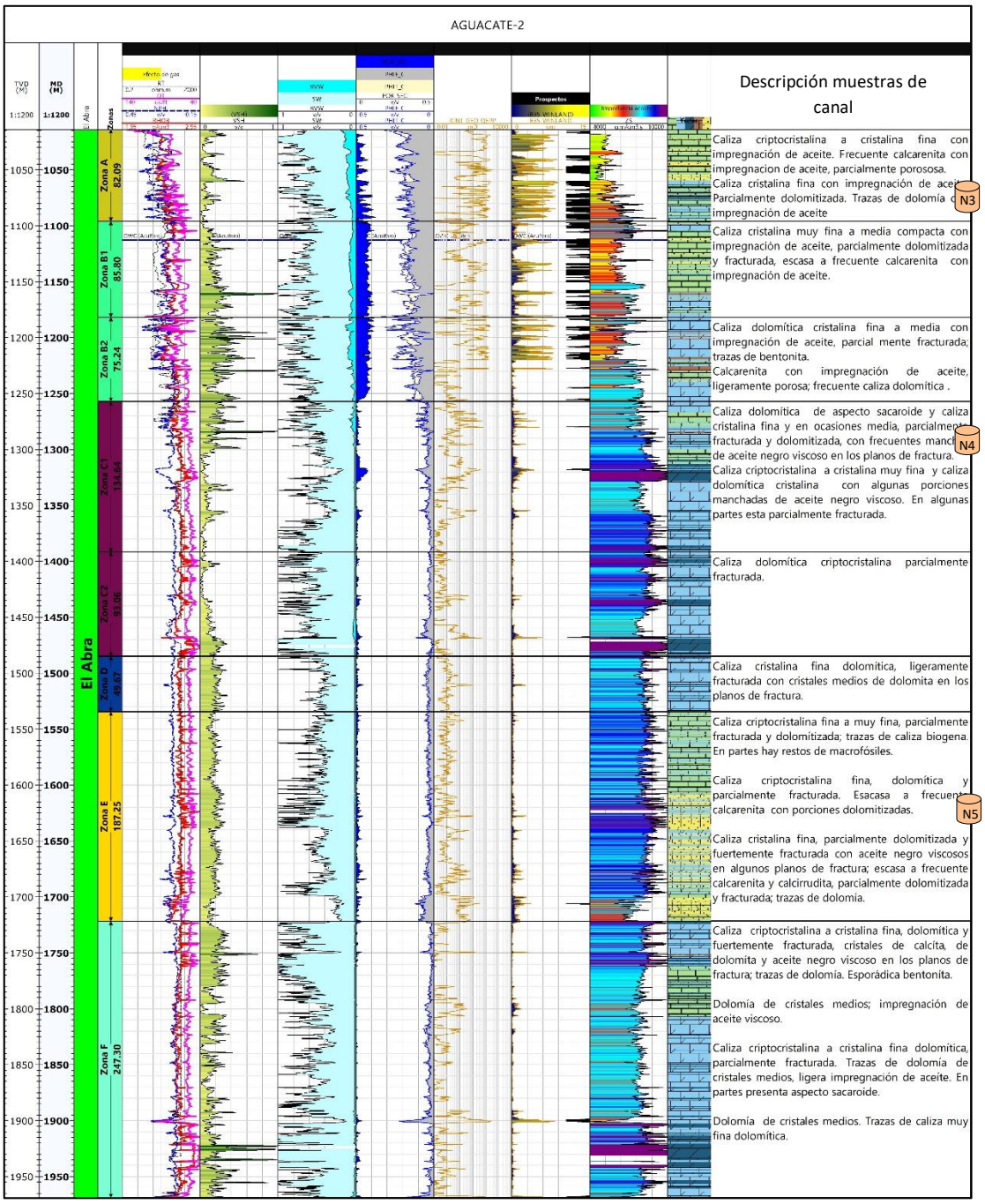


Figura 5.4.3 Referencia TVD-MD. Carril 1: Registro densidad-neutrón-sónico y resistividad profunda. Carril 2: Volumen de arcilla. Carril 3: Saturación de agua y volumen de agua ligada. Carril 3: Porosidad total, porosidad efectiva, porosidad secundaria y porosidad de núcleo. Carril 4: Permeabilidad. Carril 5: Winland R35 y prospectos. Carril 6: Impedancia acústica. Carril 7: Facies. Carril 8: Muestras de canal y núcleos.

Aguacate-3

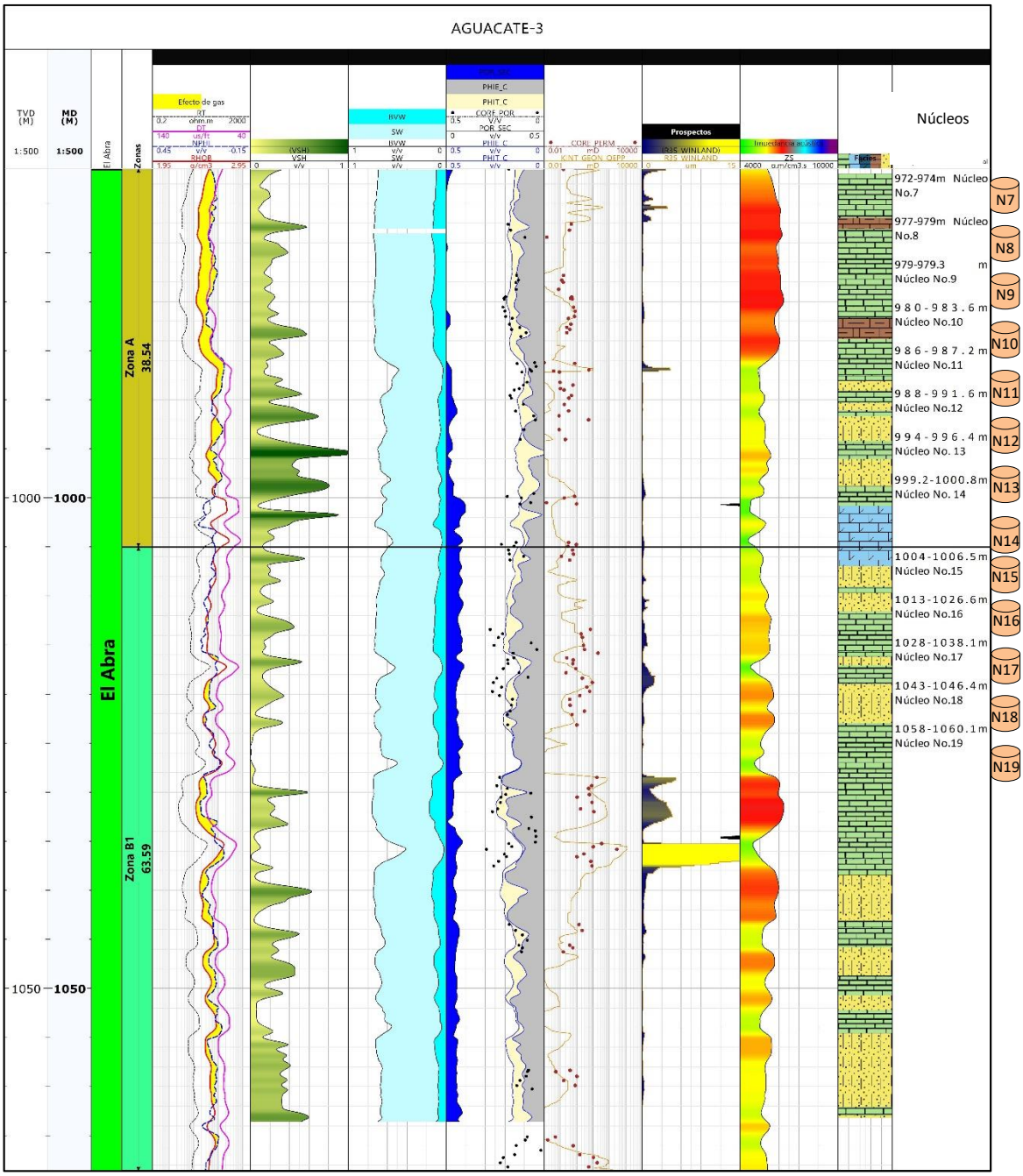


Figura 5.4.4. Referencia TVD-MD. Carril 1: Registro densidad-neutrón-sónico y resistividad profunda. Carril 2: Volumen de arcilla. Carril 3: Saturación de agua y volumen de agua ligada. Carril 3: Porosidad total, porosidad efectiva, porosidad secundaria y porosidad de núcleo. Carril 4: Permeabilidad. Carril 5: Winland R35 y prospectos. Carril 6: Impedancia acústica. Carril 7: Facies. Carril 8: Muestras de canal y núcleos.

Aguacate-40

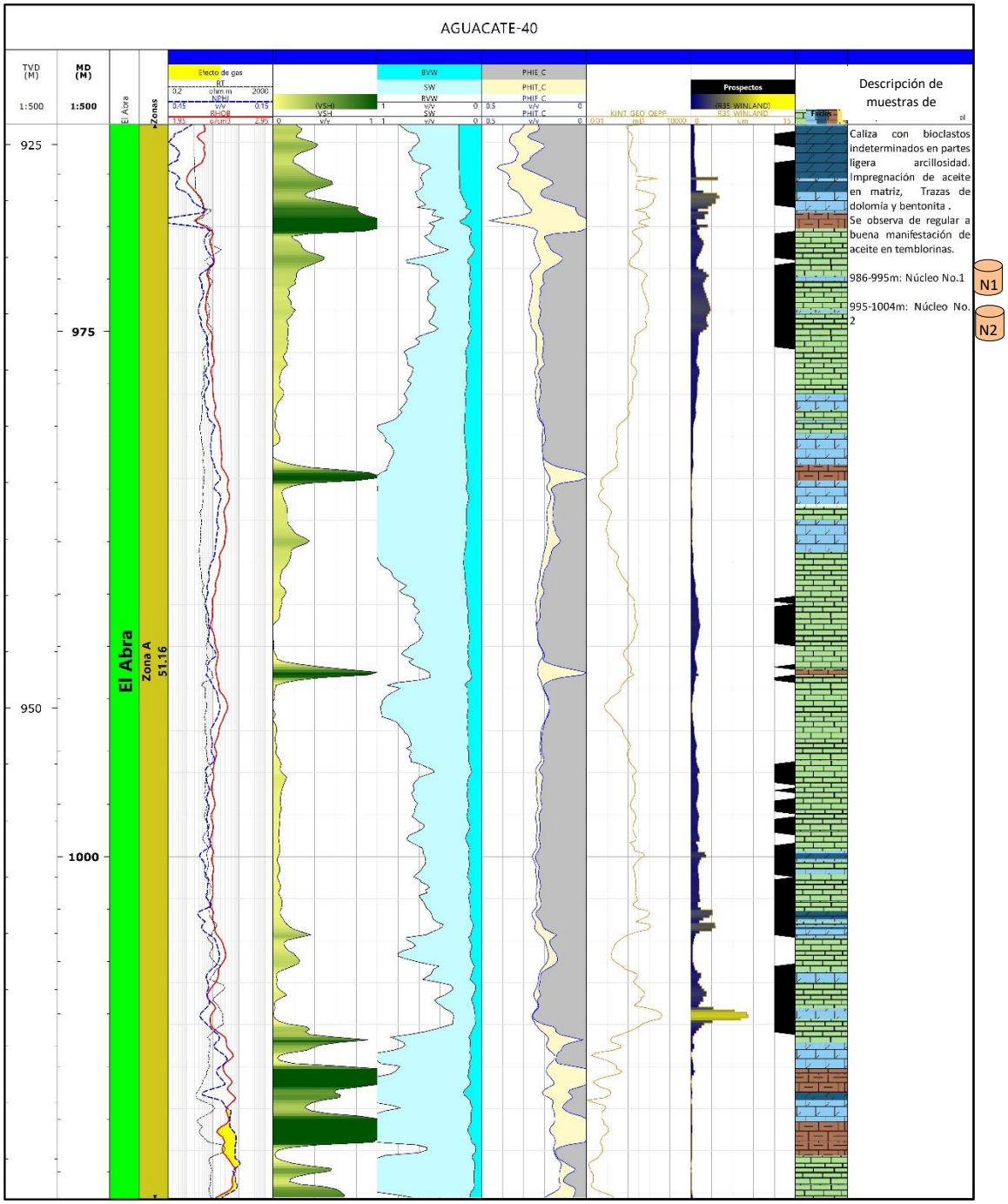


Figura 5.4.5. Referencia TVD-MD. Carril 1: Registro densidad-porosidad neutrón y resistividad profunda. Carril 2: Saturación de agua y volumen de agua ligada. Carril 3: Porosidad total, y porosidad efectiva. Carril 4: Permeabilidad. Carril 5: Winland R35 y prospectos. Carril 7: Facies. Carril 8: Muestras de canal y núcleos.

Aguacate-52

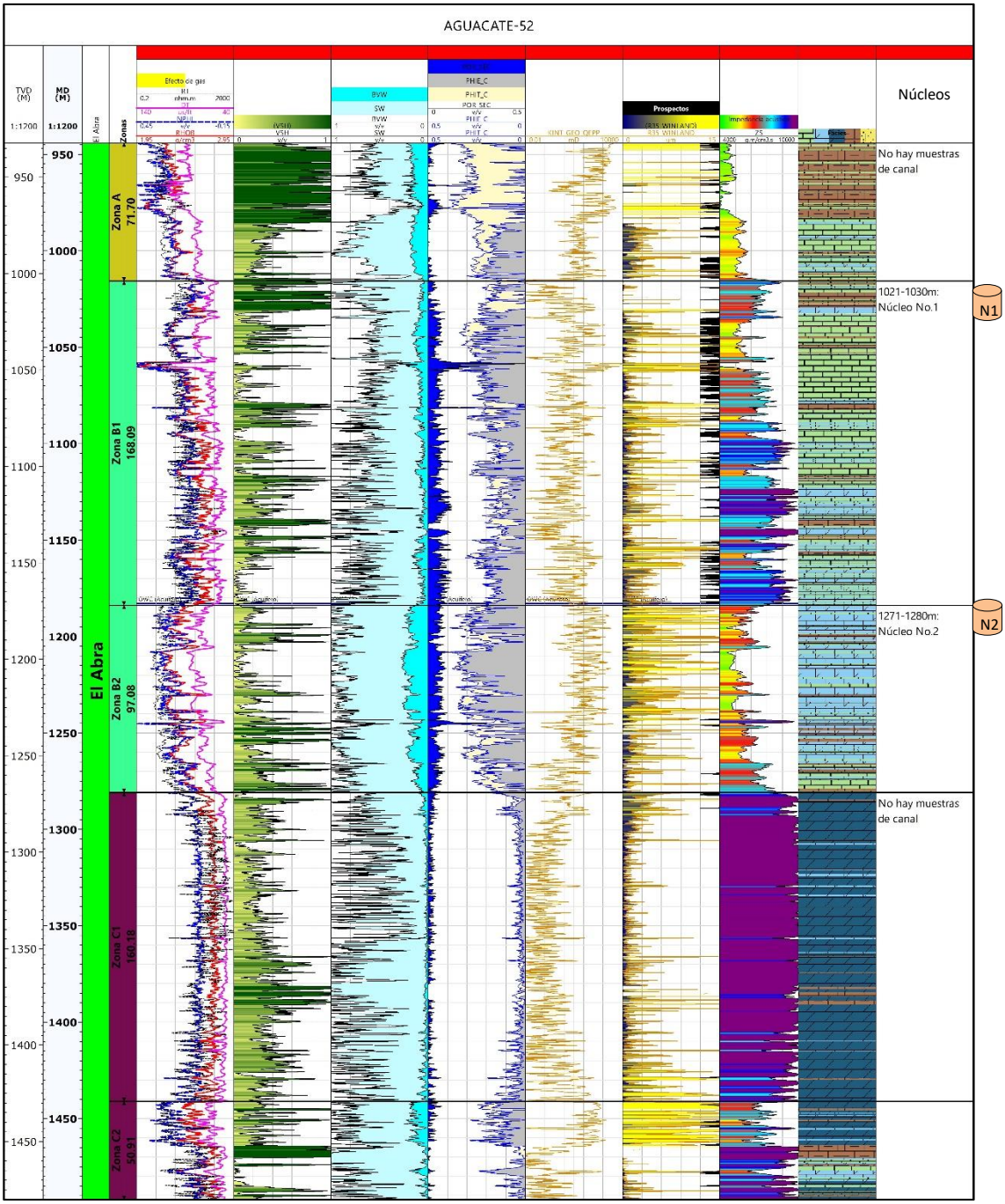


Figura 5.4.6. Referencia TVD-MD. Carril 1: Registro densidad-neutrón-sónico y resistividad profunda. Carril 2: Volumen de arcilla. Carril 3: Saturación de agua y volumen de agua ligada. Carril 3: Porosidad total, porosidad efectiva, porosidad secundaria y porosidad de núcleo. Carril 4: Permeabilidad. Carril 5: Winland R35 y prospectos. Carril 6: Impedancia acústica. Carril 7: Facies. Carril 8: Muestras de canal y núcleos.

Finalmente, a partir de la elaboración de histogramas con los 16 pozos utilizados, se obtuvieron los valores estadísticos de las propiedades petrofísicas de las 8 zonas propuestas por sus diferencias litológicas y petrofísicas. De este modo se determinaron las zonas con mejor calidad petrofísica y mayor potencial almacenador.

A continuación, se muestran los histogramas generales de porosidad efectiva (Fig. 5.4.7), porosidad secundaria (Fig. 5.4.8), permeabilidad (Fig. 5.4.9) y saturación de agua (Fig. 5.4.10).

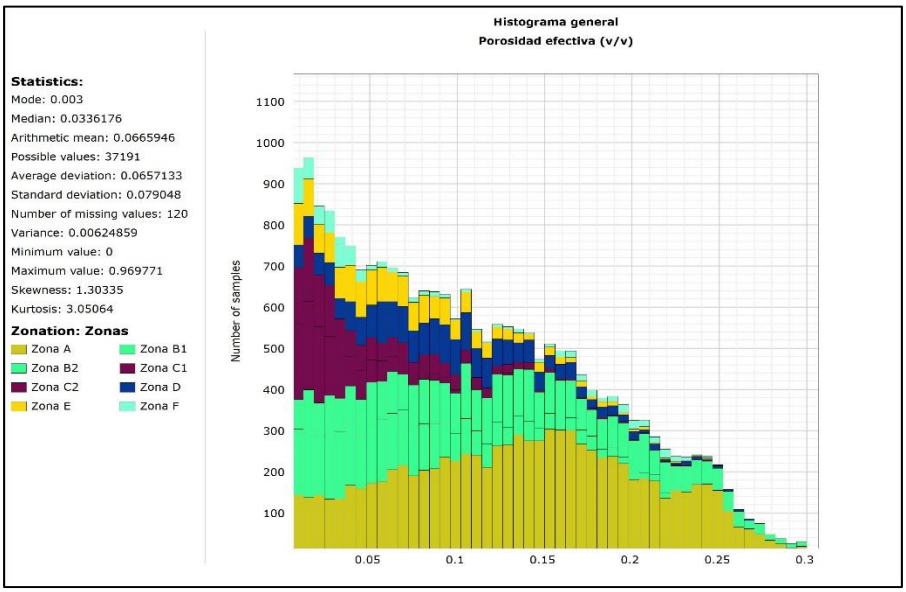


Figura 5.4.7. Histograma general de la porosidad efectiva de las zonas divididas dentro la Formación El Abra.

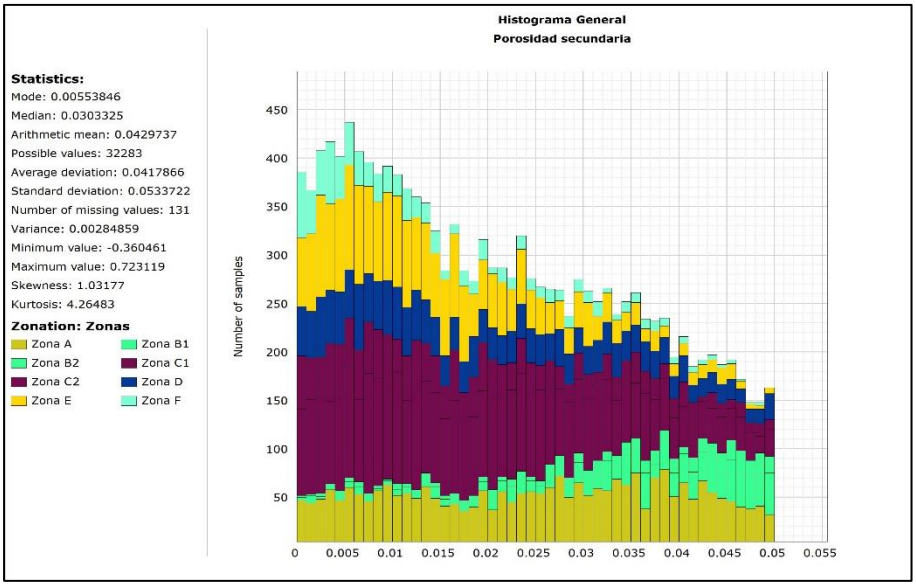


Figura 5.4.8. Histograma general de la porosidad secundaria de las zonas divididas dentro la Formación El Abra.

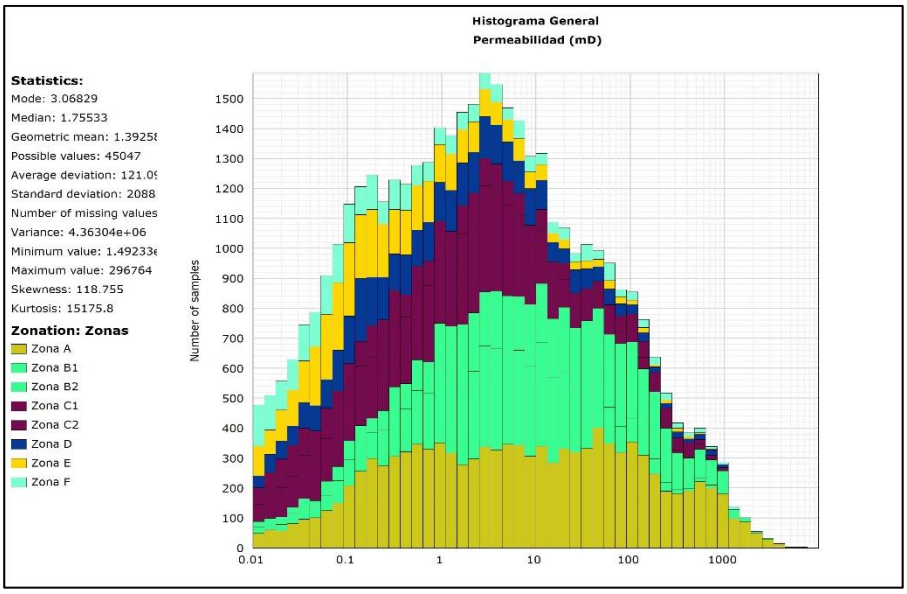


Figura 5.4.9. Histograma general de la permeabilidad de las zonas divididas dentro la Formación El Abra.

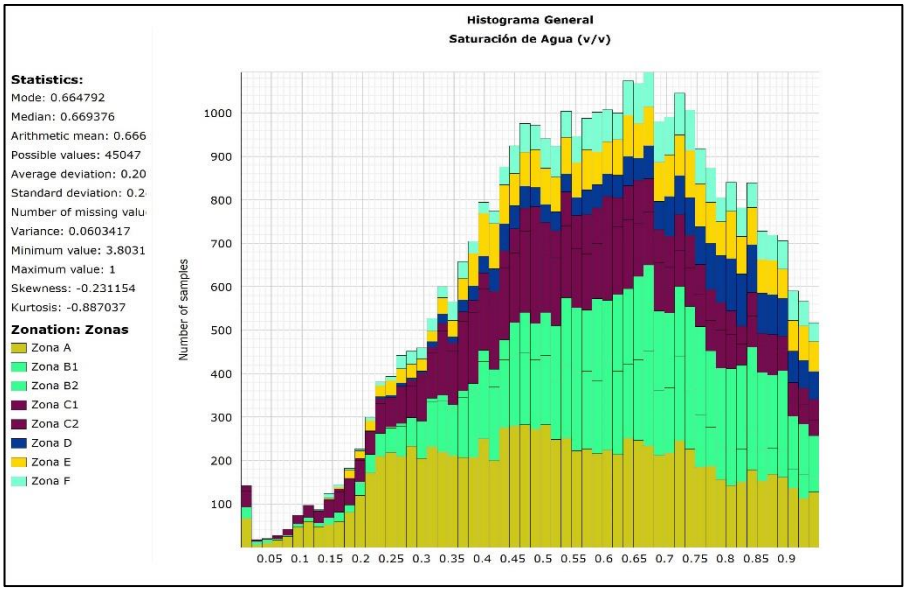


Figura 5.4.10. Histograma general de la saturación de agua de las zonas divididas dentro la Formación El Abra.

La zona con mayor calidad petrofísica se determinó con las gráficas de Winland (Porosidad vs Permeabilidad). Se elaboró una gráfica general de todas las zonas de la Formación El Abra (Fig. 5.4.11), y una gráfica individual por cada zona para comparar la calidad petrofísica de cada una de ellas (Figuras 5.4.12 – 5.4.19). En las gráficas por zona se utilizó la escala de colores (0-15um) utilizada en el registro Winland R35.

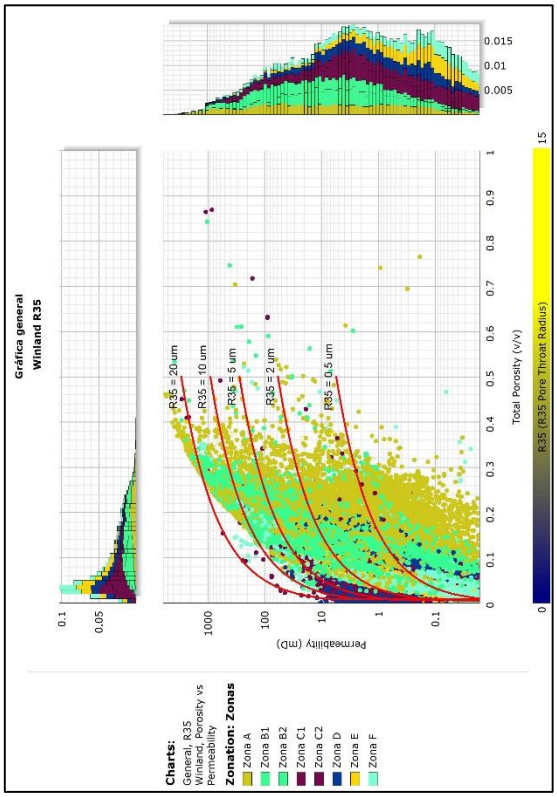


Figura 5.4.11. Gráfica general de Winland (Porosidad vs Permeabilidad) de las zonas divididas dentro la Formación El Abra.

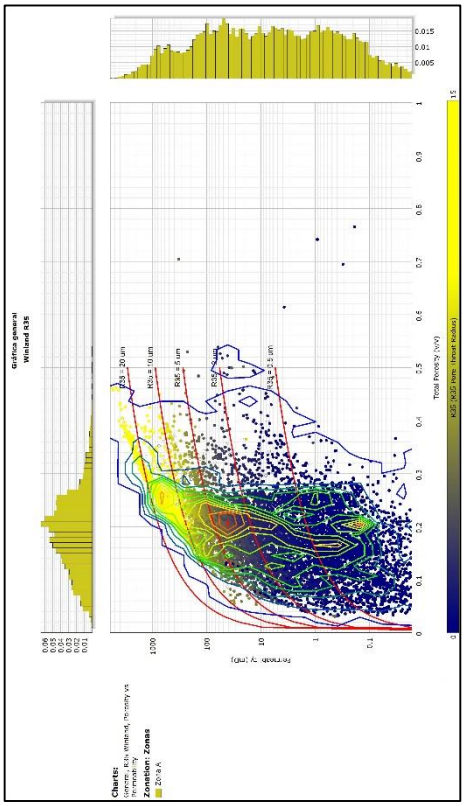


Figura 5.4.12. Gráfica de Winland de la Zonas A.

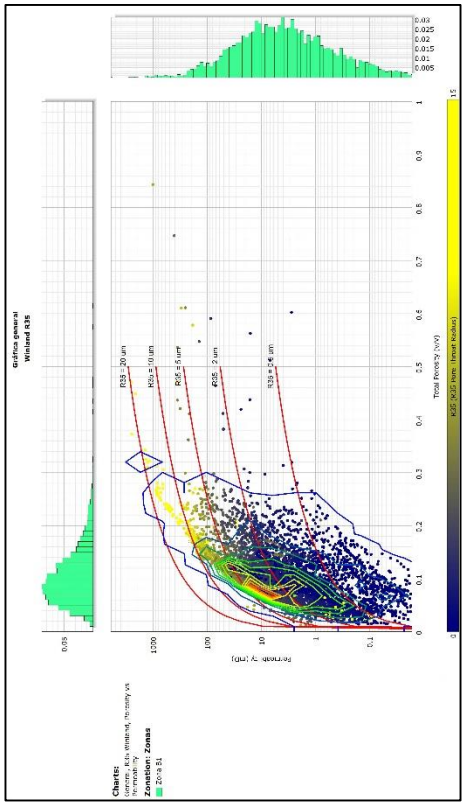


Figura 5.4.13. Gráfica de Winland de la Zona B1-

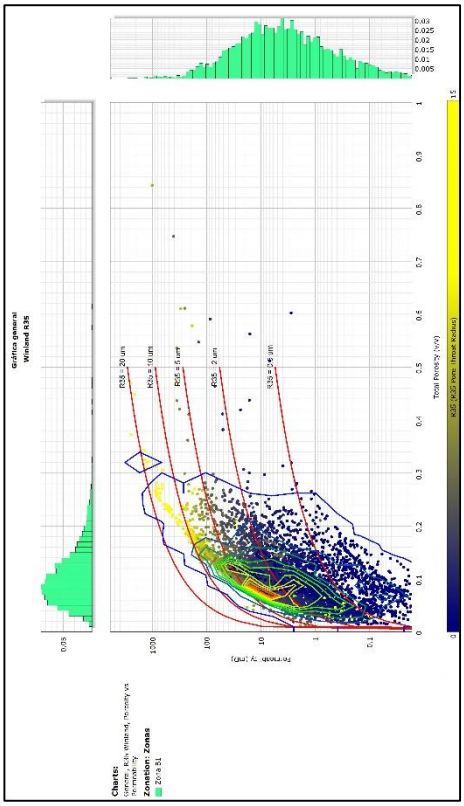


Figura 5.4.14. Gráfica de Winland de la Zona B2.

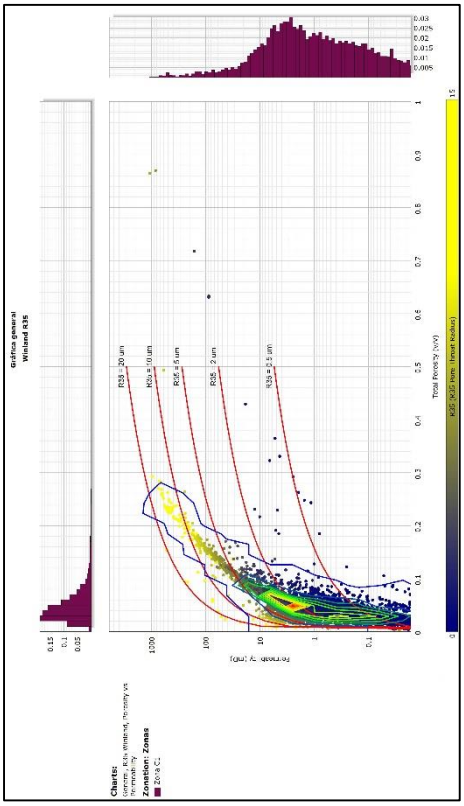


Figura 5.4.15. Gráfica de Winland de la Zona C1

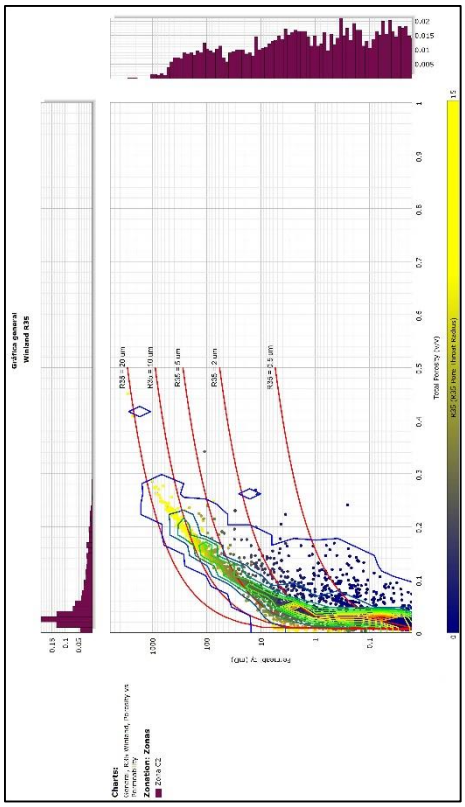


Figura 5.4.16. Gráfica de Winland de la Zona C2.

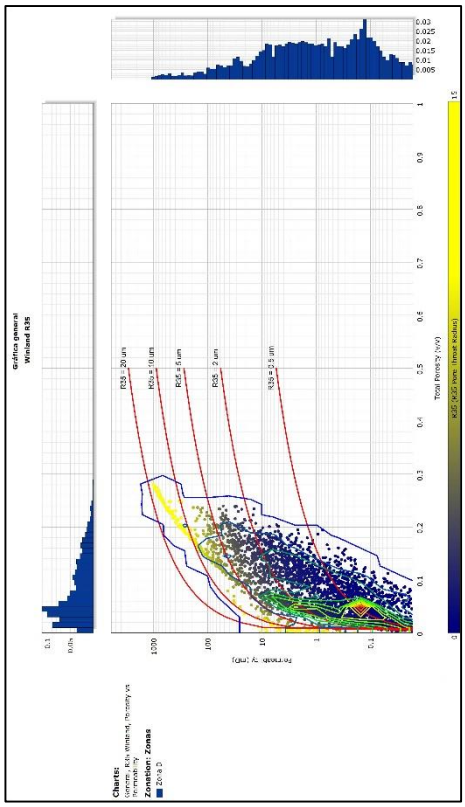


Figura 5.4.17. Gráfica de Winland de la Zona D.

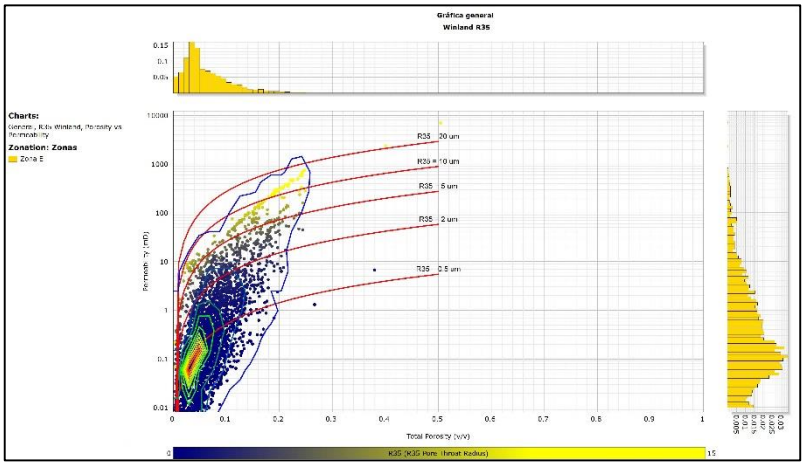


Figura 5.4.18. Gráfica de Winland de la Zona E.

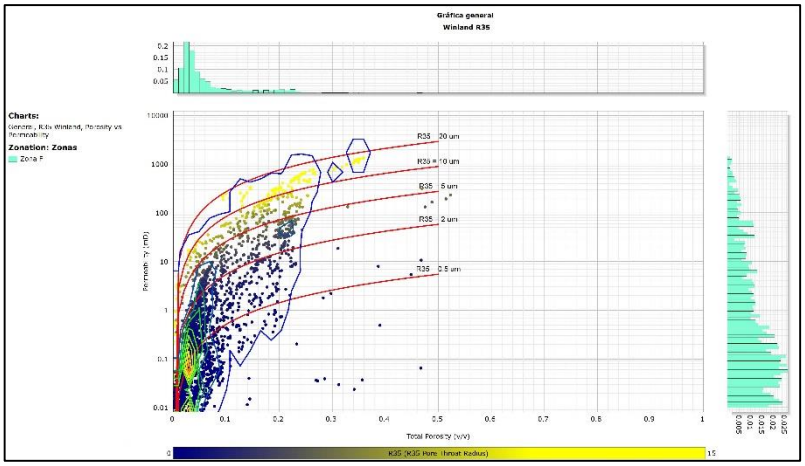


Figura 5.4.19. Gráfica de Winland de la Zona F.

Se integró y comparó la información estadística (moda, mediana y promedio) de las propiedades petrofísicas (porosidad efectiva, porosidad secundaria y permeabilidad, saturación de agua, R35 y resistividad) por zona.

En la presente tabla (Tabla 5.4.1 y 5.4.2) se resaltó con rojo los recuadros con los mejores valores petrofísicos y en negro, los de peores valores petrofísicos.

Zona	Porosidad efectiva (*v/v*)			Permeabilidad (*mD*)			Saturación de agua (*v/v*)			R35 (*um*)
	Moda	Mediana	Prom.	Moda	Mediana	Prom.	Moda	Mediana	Prom.	Promedio
A	0.03	0.113	0.110	46.55	5.18	129	0.46	0.58	0.59	4.06
B1	0.02	0.025	0.048	11.26	3.90	74.59	0.66	0.58	0.73	2.90
B2	0.06	0.143	0.09	81.65	14.60	95.66	0.75	0.74	0.63	3.59
C1	0.01	0.022	0.009	3.07	1.02	57.45	0.47	0.57	0.60	2.20
C2	0.03	0.008	0.028	0.18	0.63	34.80	0.65	0.73	0.73	2.51
D	0.04	0.054	0.070	0.13	0.79	20.89	0.81	0.82	0.79	2.40
E	0.03	0.006	0.036	0.10	0.13	9	0.73	0.74	0.72	0.61
F	0.03	0.029	0.02	0.011	0.073	19.45	0.72	0.75	0.74	1.52

Tabla 5.4.1. Integración de los valores estadísticos por zonas determinadas en la Formación El Abra.

Zona	Porosidad secundaria (*v/v*)		
	Moda	Mediana	Prom.
A	0.038	0.040	0.045
B1	0.045	0.078	0.080
B2	0.046	0.095	0.102
C1	0.007	0.0139	0.016
C2	0.003	0.009	0.013
D	0.006	0.012	0.012
E	0.005	0.009	0.014
F	0.005	0.004	0.003

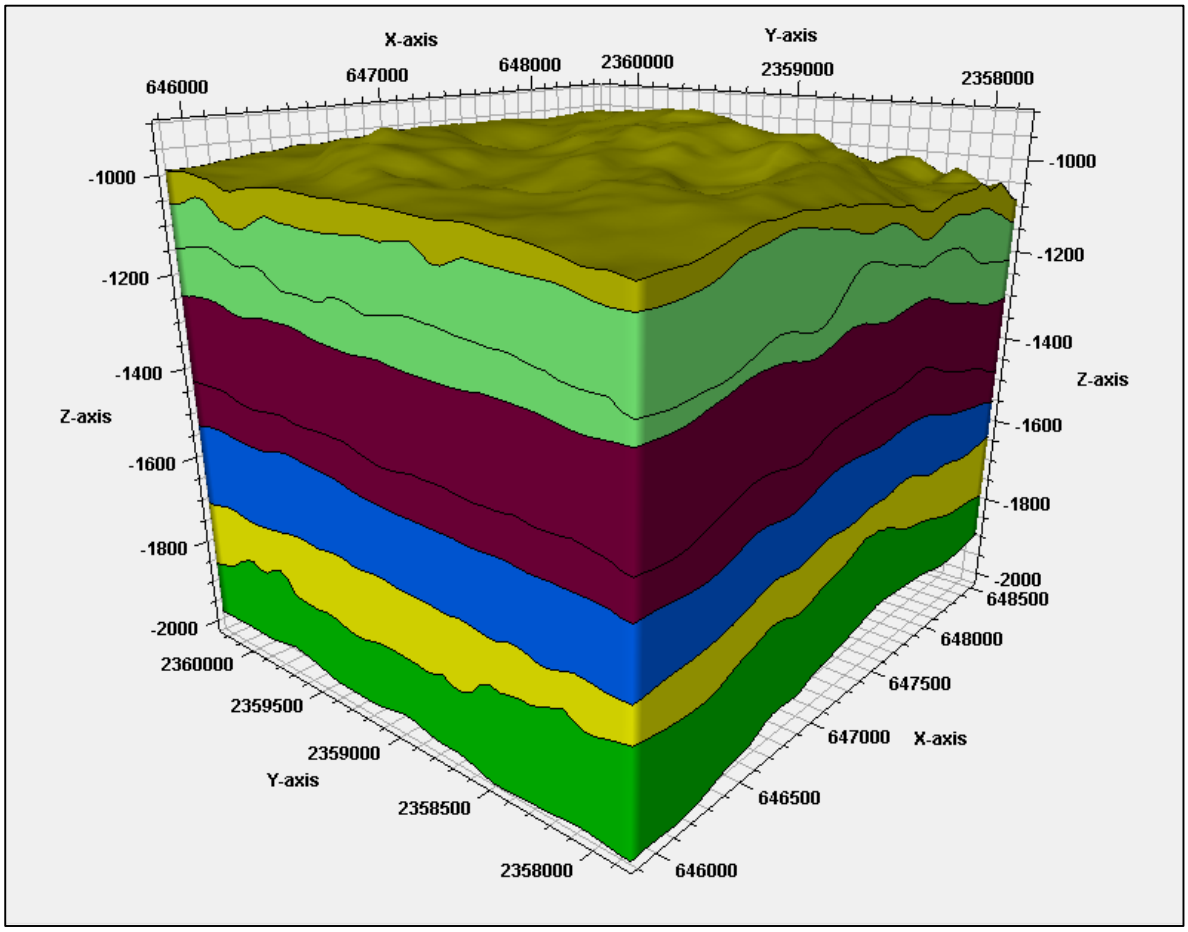
Tabla 5.4.2. Integración de los valores estadísticos por zonas determinadas en la Formación El Abra.

Se aprecia que la zona con los mejores valores petrofísicos corresponde a la Zona A y B2, mientras que los peores valores están distribuidos entre la zona C1, D y F. Con esta información e integración de las facies se puede concluir que:

- La zona A, que incluye la cima del Abra tiene el mejor los mejores valores promedio de porosidad y permeabilidad y menor saturación de agua. Los valores de permeabilidad y porosidad altos están asociados a un importante proceso de karstificación (porosidad de disolución), que fue identificada en los núcleos, por lo que implícitamente se deduce que las calizas en esta zona están fracturadas (porosidad de fractura), además de que está constituida por calcarenitas y brechas calcáreas, las cuales también aportan algo de porosidad primaria (porosidad de matriz)
- La zona B1 y B2 contienen los valores más altos, después de la zona A. La alta porosidad y permeabilidad son producto del intenso fracturamiento identificado a través de los registros geofísicos. Este fracturamiento es el producto de una litología menos competente, como la caliza dolomítica la cual es la facies dominante en la zona. Lo anterior se confirma al observar los valores de porosidad secundaria (porosidad de fractura), que son los más altos de la zona. A pesar de tener excelentes valores petrofísicos, esta zona es donde se encuentra el acuífero que otorga la presión al yacimiento ubicado en la zona A.

Por último, las zonas con peores valores petrofísicos corresponden a las zonas inferiores a la zona B2. Dichos valores son consecuencia del intenso proceso de dolomitización que ha reducido su porosidad y permeabilidad debido a procesos diagenéticos, principalmente de compactación y cementación. Las litologías presentes son la dolomía, caliza dolomítica, caliza y calcarenitas dolomitizadas.

Capítulo 6



Zonas generadas por superficies del modelo de facies propuesto.

Un modelo de facies es una secuencia idealizada de facies definida como un resumen general de un entorno sedimentario específico. Una cantidad limitada de información local más la orientación de un modelo de facies bien entendido da como resultado predicciones potencialmente importantes sobre ese entorno local (Walker, 1976).

Con las facies propuestas en el capítulo anterior se procedió a realizar el modelo tridimensional de facies utilizando el software Schlumberger Petrel® 2015. El procedimiento para su elaboración se resume en el siguiente diagrama de flujo. (diagrama 2).

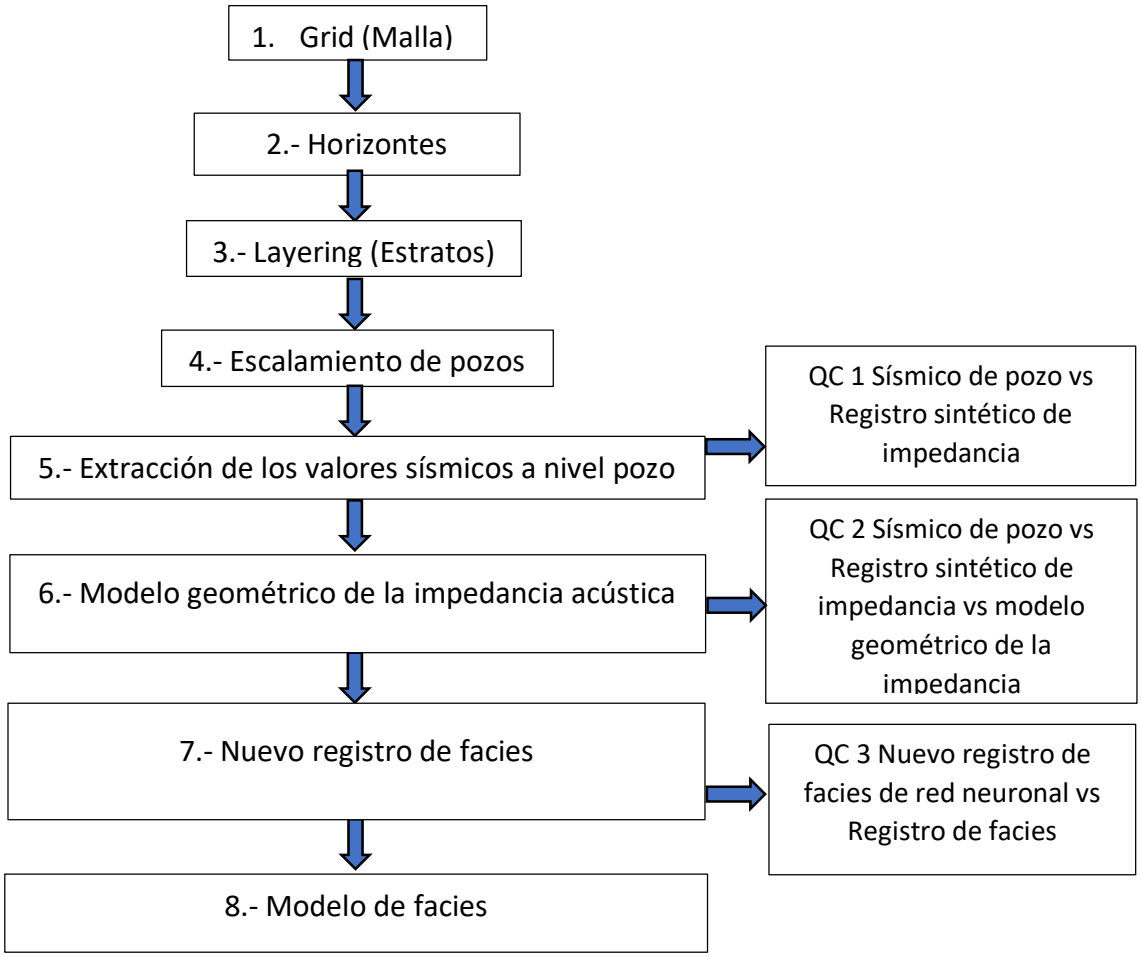


Diagrama 2. Diagrama de flujo para la elaboración del modelo de facies.

A continuación, se ilustra y describe brevemente cada uno de los pasos que se siguieron para la elaboración del modelo.

6.1. Construcción de modelo

1.- Grid (Malla)

A partir de los 9 horizontes interpretados en el apartado de análisis sísmico del capítulo 5, se empleó la opción de convertir a superficies dichos horizontes (Fig. 6.1).

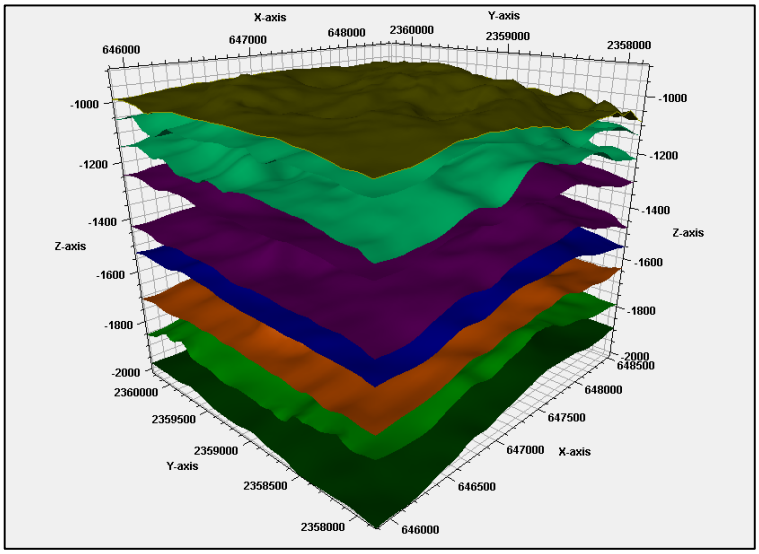


Figura 6.1. Superficies generadas a partir de los horizontes interpretados.

Posteriormente 3 de las superficies generadas se utilizaron para crear una malla simple (Fig. 6.1.2).

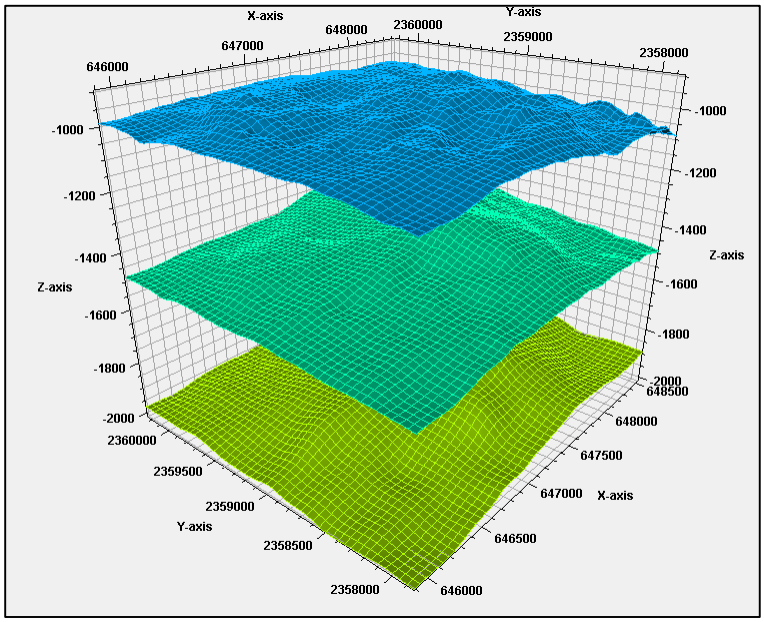


Figura 6.1.2. Generación del skeleton de la malla simple a partir de las superficies superior, media e inferior.

2.- Horizontes

Nuevamente se insertan las superficies generadas, las cuales serán utilizadas para crear 8 zonas geológicas dentro del modelo. Es preciso mencionar que en esta parte se debe considerar el tipo de superficie a insertar (cima, base, conformidad, erosión, etc.) (Fig. 6.2).

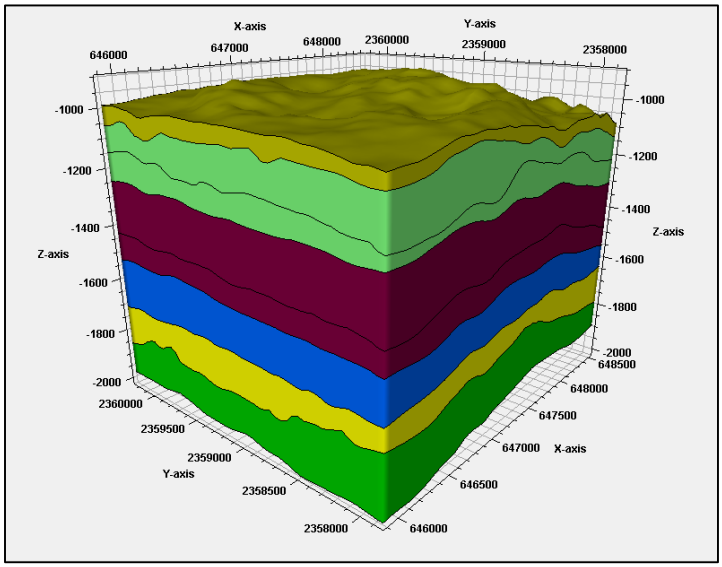


Figura 6.2. Zonas generadas a partir de los horizontes.

3.- Layering.

El layering (estratos) es una subdivisión de la malla entre los horizontes y zonas generadas, por lo que se insertó el siguiente número de capas para cada zona (Fig. 6.3).

	Name	Color	Calculate	Zone division			Reference surface	Restore eroded	Restore base	Status
	Zona A		Yes	Proportional	Number of layers:	20		Yes	Yes	Done
	Zona B1		Yes	Proportional	Number of layers:	40		Yes	Yes	Done
	Zona B2		Yes	Proportional	Number of layers:	40		Yes	Yes	Done
	Zona C1		Yes	Proportional	Number of layers:	40		Yes	Yes	Done
	Zona C2		Yes	Proportional	Number of layers:	40		Yes	Yes	Done
	Zona D		Yes	Proportional	Number of layers:	40		Yes	Yes	Done
	Zona E		Yes	Proportional	Number of layers:	40		Yes	Yes	Done
	Zona F		Yes	Proportional	Number of layers:	40		Yes	Yes	Done

Figura 6.3. Número de capas utilizadas por zonas.

4.- Escalado de pozos.

El escalado de pozos se realizó en el Aguacate-2, Aguacate-3, Aguacate-15, Aguacate-21H, Aguacate-22H, Aguacate-23, Aguacate-28, Aguacate-33, Aguacate-40, Aguacate-52, Aguacate-53, Aguacate-54, Aguacate-60, Aguacate-64, Aguacate-68, Aguacate-73; las propiedades escaladas fueron la impedancia acústica y las facies (Fig. 6.4).

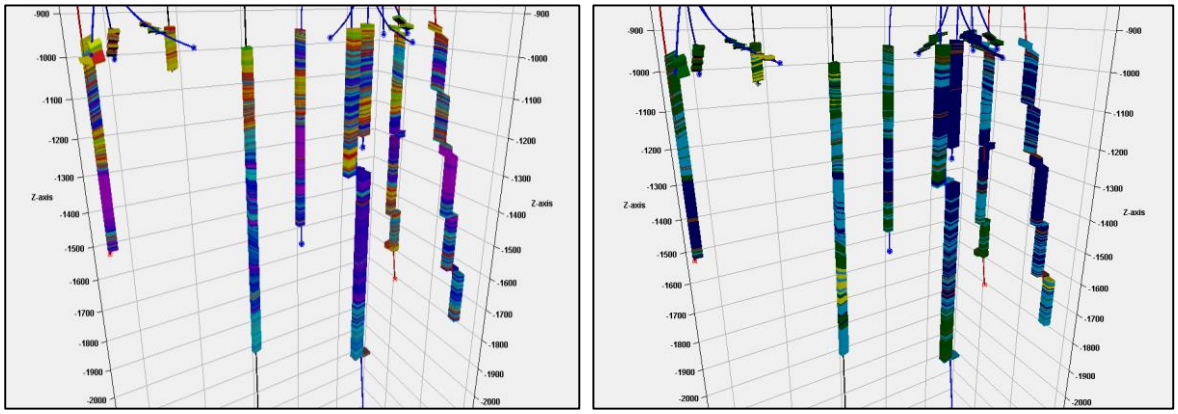


Figura 6.4. Izquierda: escalado de pozos del registro de impedancia acústica. Derecha: escalado de pozos del registro de facies.

5.- Extracción de los valores sísmicos a nivel pozo.

Se extrajeron los valores del cubo sísmico en cada pozo escalado para comenzar una relación entre las facies y los valores de impedancia acústica. Posteriormente se realizó como control de calidad una comparación entre el registro sintético de impedancia acústica y la sísmica extraída para cada pozo (Fig. 6.5).

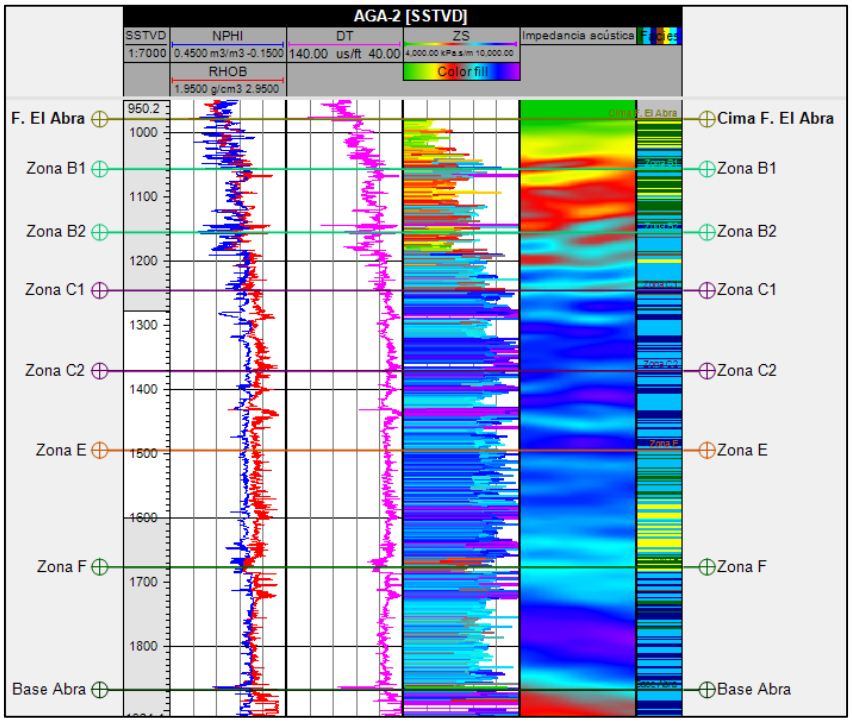


Figura 6.5. Control de calidad 1 de la sección sísmica a nivel pozo para el pozo Aguacate-2. (Carril 1: Densidad-Neutrón. Carril 2: Sónico Carril 3: Registro de impedancia acústica Carril 4: Sísmica de pozo Carril 5: Facies).

6.- Modelo geométrico de impedancia acústica.

El modelo geométrico fue creado mediante un remuestreo sísmico y se seleccionó, como configuración para su ejecución, una calidad de muestreo de intersección y un método de promediado aritmético. Una vez procesado el modelo geométrico, se realizó otro control de calidad, comparando el registro sintético de impedancia acústica con la sísmica de pozo y el resultado del modelo geométrico para cada pozo (Fig. 6.6).

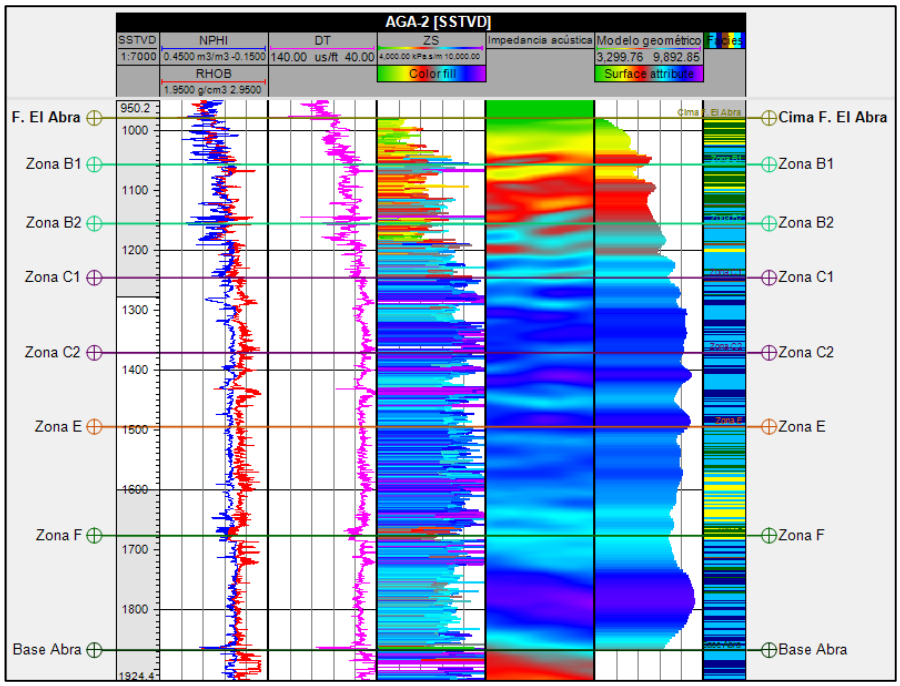


Figura 6.6. Control de calidad 2 del modelo geométrico de impedancia acústica para el pozo Aguacate-2.

(Carril 1: Densidad-Neutrón. Carril 2: Sónico. Carril 3: Registro de impedancia acústica. Carri 4: sísmica de pozo Carril 5: Modelo geométrico de la impedancia acústica. Carril 6: Facies.

7.- Nuevo registro de facies.

Se creó un nuevo registro de facies a través de una red neuronal, utilizando como tren la sísmica de pozo y como supervisor el registro de facies creado en la integración de la información analizada. Entre los dos registros se determinó un factor de correlación general del 45.9% y diferentes valores para cada facies (Tabla. 6.7.1), considerando que el valor mínimo del factor de correlación aceptable es de 40%; el factor encontrado en este análisis fue apenas mayor al valor aceptable. Posteriormente se realizó un control de calidad del nuevo registro de facies, comparándolo con el registro de facies original (Fig. 6.7.2).

Rango de impedancias [g.m/cm.3s]	Facies	Factor de correlación
5200-7500	Caliza	0.4183
7500-8800	Calizas dolomíticas	0.4645
8800-10000	Dolomías	0.6575
4000-5200	Calcarenitas y brechas de colapso	0.2968

Tabla 6.7.1. Factor de correlación de las impedancias acústicas de pozo para cada facies.

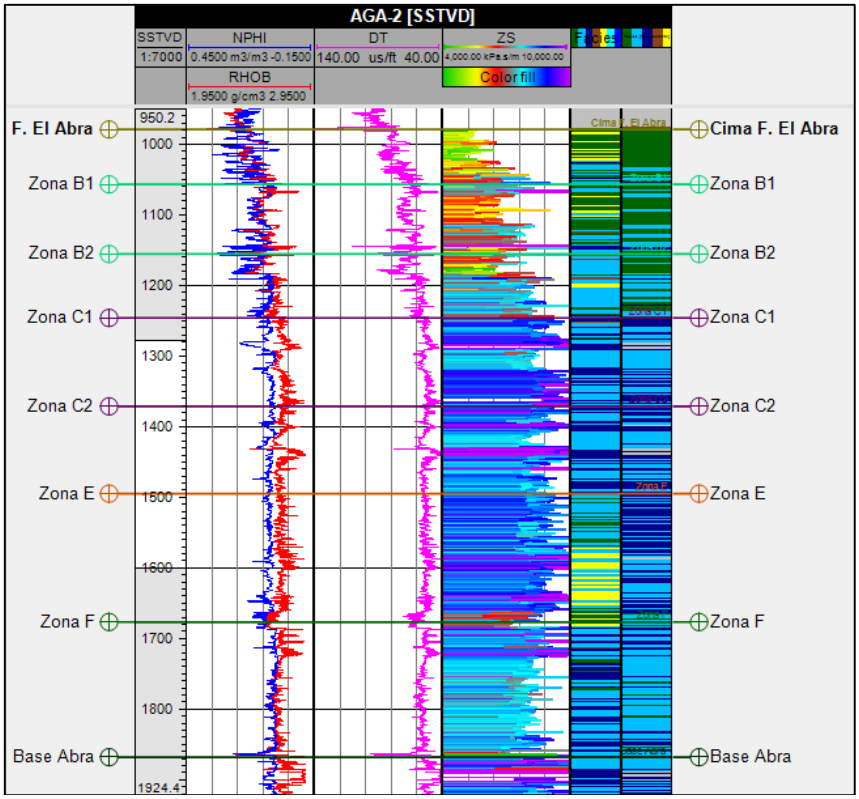


Figura 6.7.2. Control de calidad 3 de la sección sísmica a nivel pozo para el Aguacate-2. (Carril 1: Densidad-Neutrón. Carril 2: Sónico. Carril 3: Registro de impedancia acústica Carril 4: Facies original. Carril 5: Nuevo registro de facies generado por una red neuronal).

8.- Generación del modelo de facies.

El modelo de facies (Fig. 6.8) se generó a partir del uso de una red neuronal. Se utilizó como tren el modelo geométrico de impedancia acústica realizado en el paso 6, y como supervisor, el nuevo registro de facies generado en el paso anterior. De la misma manera se obtuvo un coeficiente de correlación, el cuál fue de 61.3%, un valor mucho más alto que el mínimo aceptado de 40%. Por último, se realizó una edición en el modelo de facies para trazar el montículo bioclástico y los horizontes arcillosos interpretados en el análisis sísmico.

6.2. Modelo conceptual de facies

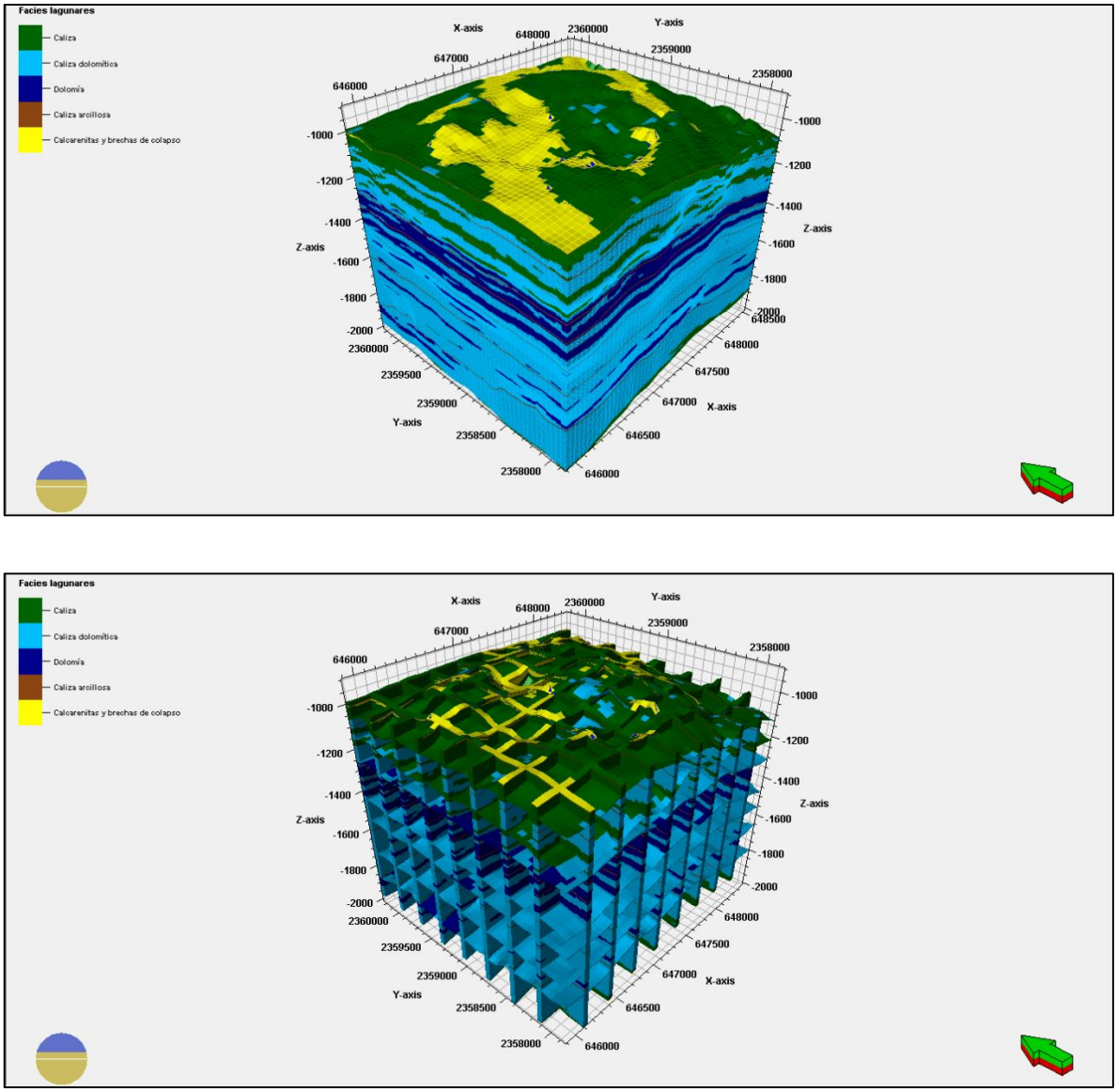


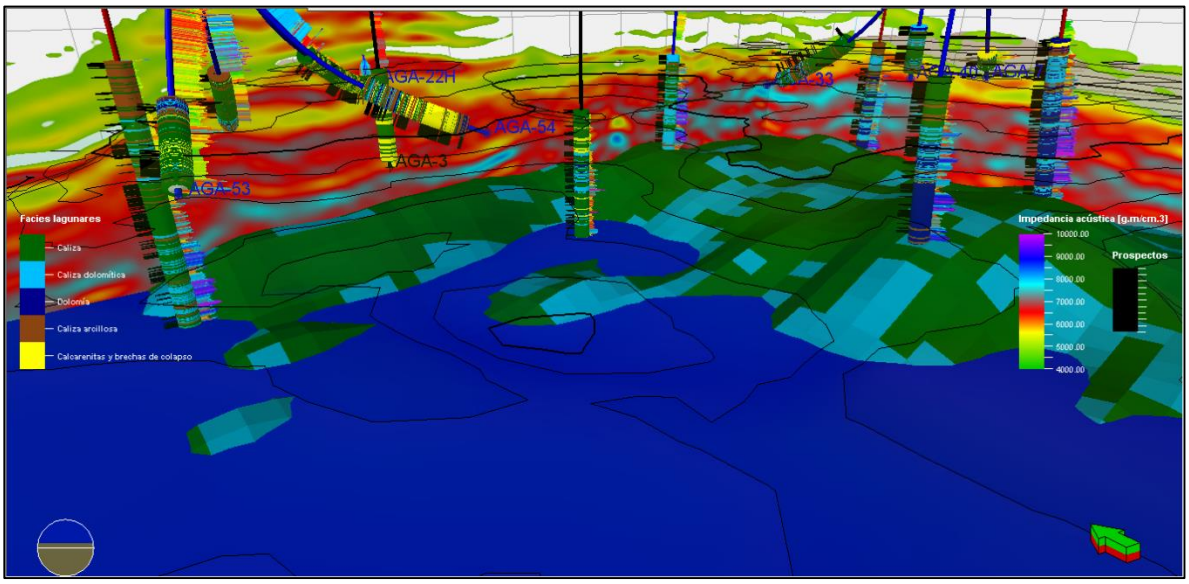
Figura 6.8. Modelo de facies generado a partir de una red neuronal. Arriba: modelo completo, abajo: modelo con filtro en paneles.

El modelo generado presenta las siguientes características:

Celdas totales: 763,200
Dimensión del modelo: 53x48x300
Dimensión por celda (m): 49x51x3

Capítulo 7

Resultados



Intersecciones del cubo sísmico de impedancia acústica, modelo de facies, contacto agua-aceite, registro de facies, registro impedancia acústica y registro de prospectos de los pozos utilizados.

7.1. Análisis de resultados

En el mapa estructural de la cima del Abra en la zona del Campo Aguacate es evidente la irregularidad de esta superficie debida a la karstificación. Destacan dos principales altos estructurales (colores rojo y naranja) que son interpretados como estructuras biógenas (montículos o parches arrecifales) y que contrastan con las zonas bajas que sufrieron disolución (colores azules y verdes), es decir, depresiones kársticas (posibles dolinas) como la que es atravesada por el pozo Aguacate-2 (Fig. 7.1.1).

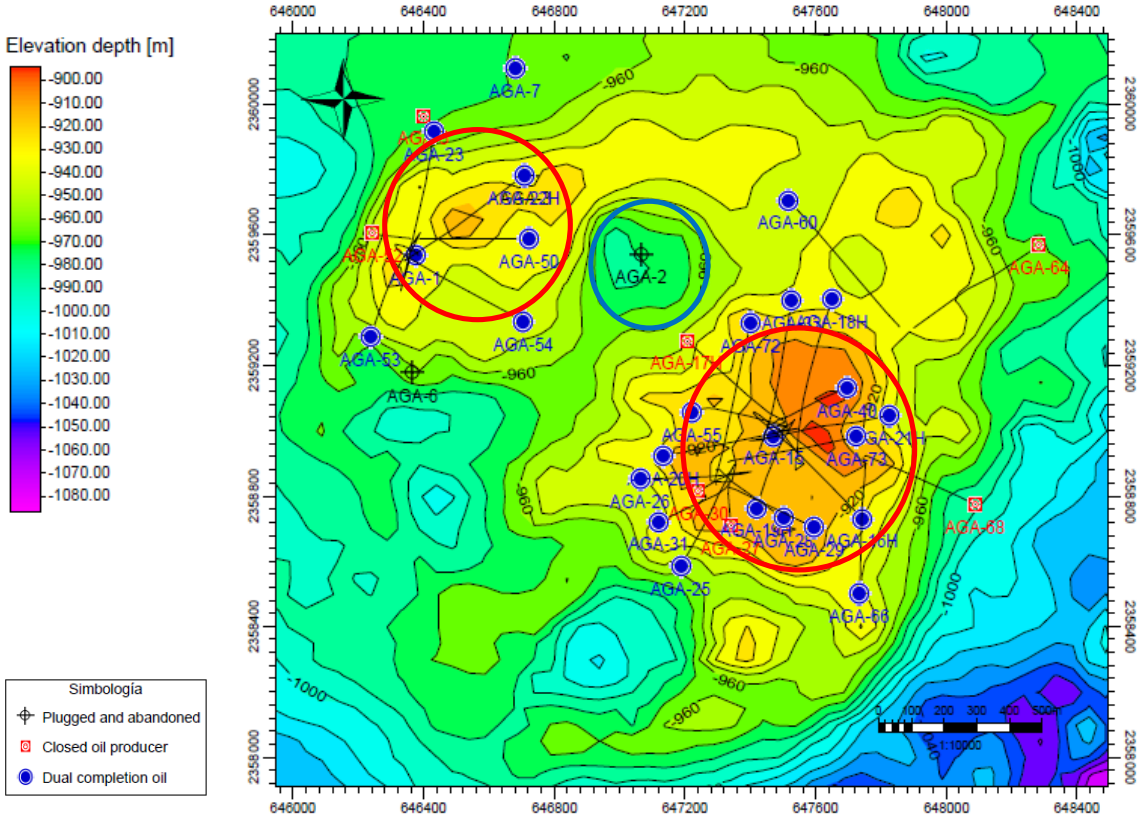


Figura 7.1.1. Mapa estructural de la cima del Abra en el Campo Aguacate, destacan los dos altos estructurales (círculos rojos) y una depresión kárstica (circulo azul). PEP, 2012.

Como puede observarse, la mayoría de los pozos fueron perforados en los montículos y en sus pendientes, al creerse que se trataban de estructuras tectónicas (anticlinales) y que existirían trampas estructurales en las cimas.

La irregularidad de la cima de esta formación también se aprecia en una sección sísmica W-E del norte de la plataforma entre el pozo más profundo del campo (el Aguacate-2); el pozo vecino San Sebastián 101, localizado 4km hacia el este; y el pozo Renovación-1, a 7.1 km hacia el este. Se observa además el basculamiento de la plataforma hacia el este (Fig. 7.1.2).

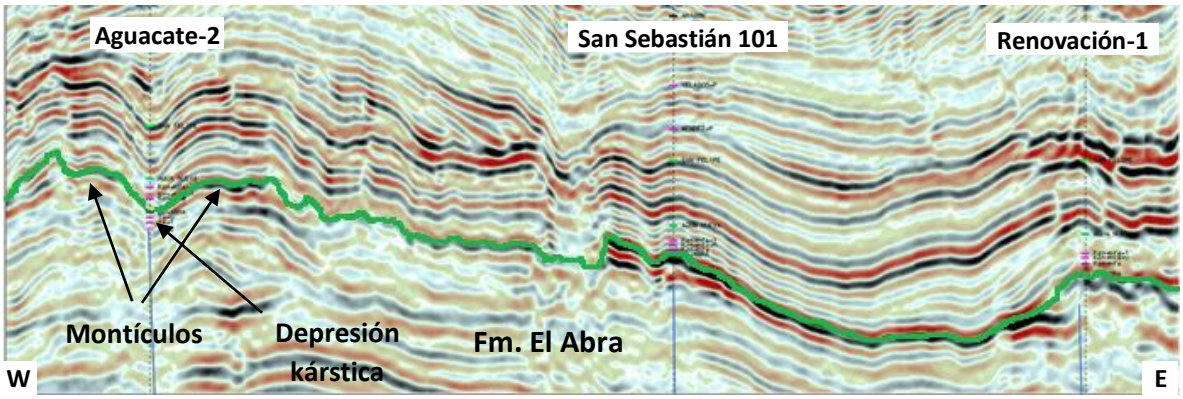


Figura 7.1.2. Sección sísmica W-E, se observa el pozo A-2 atravesando la cima del Abra en una depresión kárstica (dolina) y el basculamiento de la plataforma hacia el este. PEP, 2012.

En el mapa de impedancia acústica de la cima del Abra se observa que los valores más altos (colores rojo y azul) y los valores medios (amarillo) se presentan en las zonas altas, como los montículos y sus pendientes. Por el contrario, los valores más bajos (verde) se presentan en las zonas bajas, como las depresiones kársticas. Lo anterior refleja la relación directa entre la impedancia y la litología (Fig. 7.1.3).

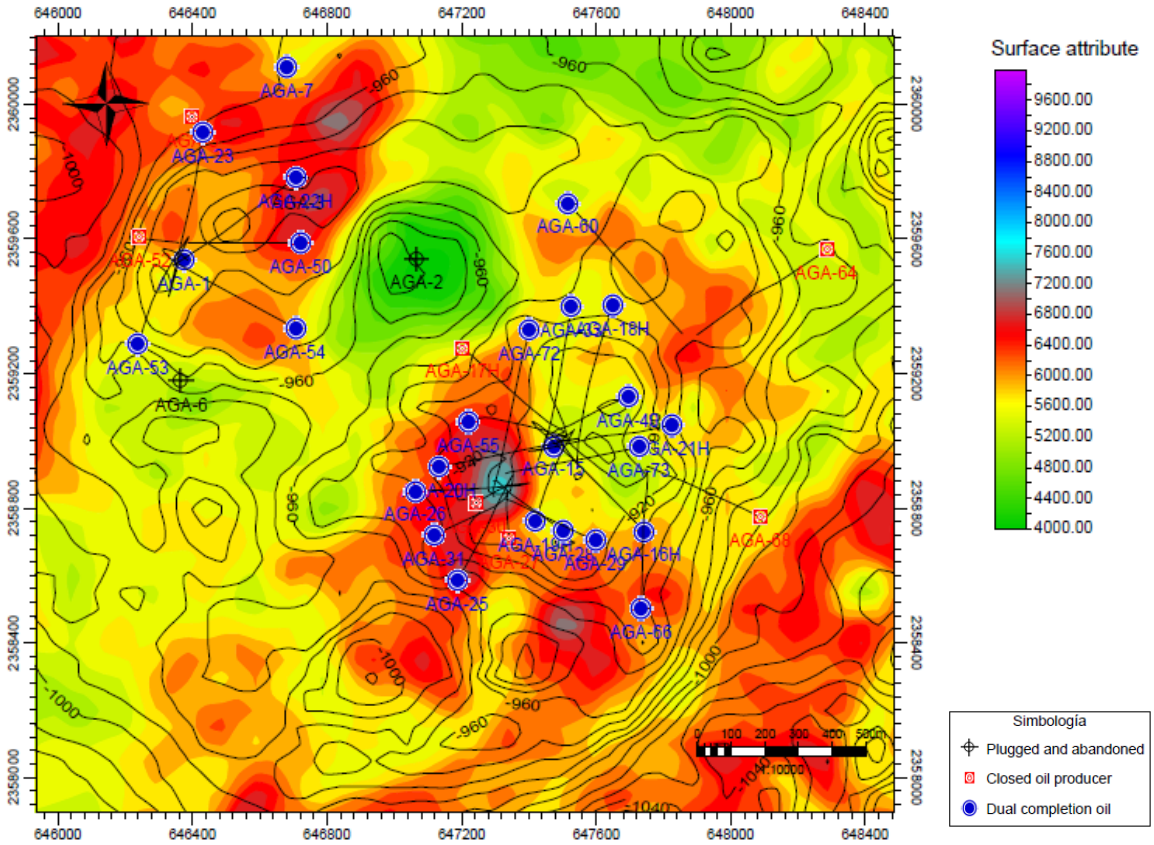


Figura 7.1.3. Mapa de impedancia acústica de la cima del Abra en el área del Campo Aguacate.

Se generó un mapa de la distribución de las facies determinadas en la cima del Abra. Las facies calcáreas son las de mayor presencia y conforman los montículos. Las facies calcareníticas y de brechas de colapso se distribuyen en las zonas bajas, justo al pie de los montículos, lo que explica su formación a partir del colapso de los clastos y erosión de las arenas procedentes de los montículos y del borde arrecifal. Es notable la presencia de poca dolomitización, tanto en las calizas como en las calcarenitas y brechas (Fig. 7.1.4).

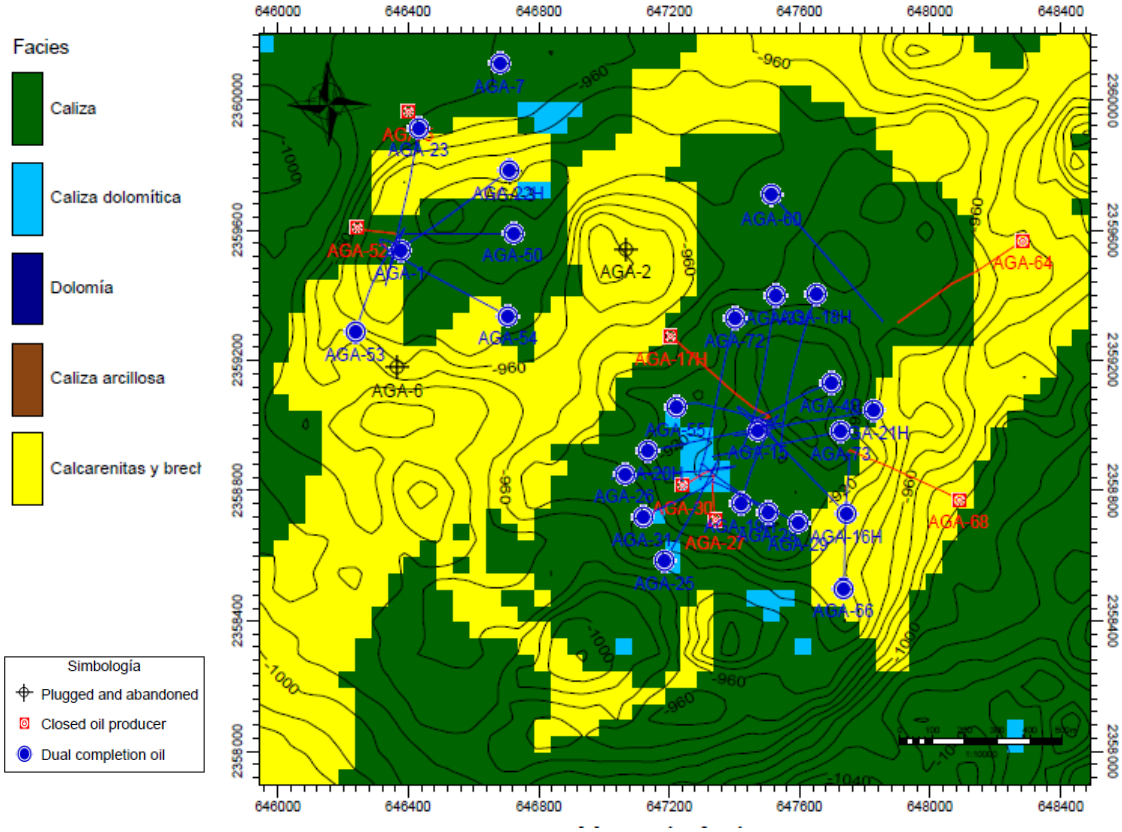


Figura 7.1.4. Mapa de facies de la cima del Abra en el área del Campo Aguacate.

Para entender la distribución vertical de las facies en la zona A, que corresponde a la Cima del Abra, se realizaron mapas de espesores para cada facies.

En el mapa de espesor para la facies caliza, se aprecia como los menores espesores se encuentran en las depresiones topográficas, cercanas a los altos estructurales y conforme disminuye la profundidad aumenta el espesor de estas. Hacia el límite este y oeste del mapa se pueden ver zonas pequeñas con espesores gruesos de caliza, por lo que se puede deducir que en estos sectores no hubo un proceso de dolomitización y poco o nulo aporte de sedimentos provenientes de los altos estructurales (Fig. 7.1.5).

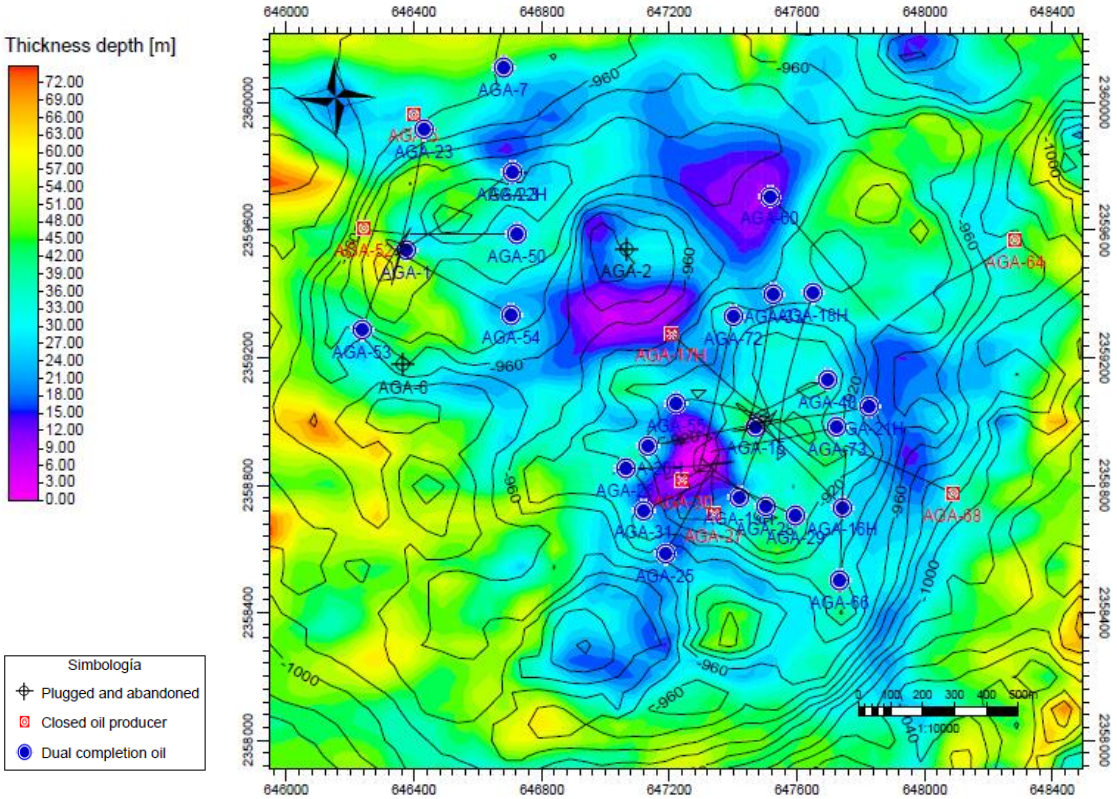


Figura 7.1.5. Mapa de isópacas para la facies Caliza.

El mapa de espesores para la facies de caliza dolomítica muestra una dolomitización en manchones con una distribución aleatoria en el campo, pero con una tendencia mayor a ubicarse hacia las zonas bajas y los espesores en estos machones son de unos cuantos metros. Sin embargo, el sector de dolomitización más grande y mayor espesor se encuentra en el alto estructural del sur, esto se debe a la presencia de fracturas producto de la karstificación, que permitieron un mayor paso del agua con iones de magnesio, provocando una dolomitización más extensa y profunda. (Fig. 7.1.6).

Para el mapa de espesores de la facies de calcarenitas y brechas de colapso, se observa que esta facies se encuentra principalmente en las zonas de depresión más profundas y es en ellas donde alcanza sus máximos espesores, posteriormente, conforme se acercan a los altos estructurales, tienden a disminuir y tener poca o nula presencia. Este comportamiento se interpreta como un acuñamiento, que puede ser clasificado como una trampa de tipo estratigráfica. (Fig. 5.1.7).

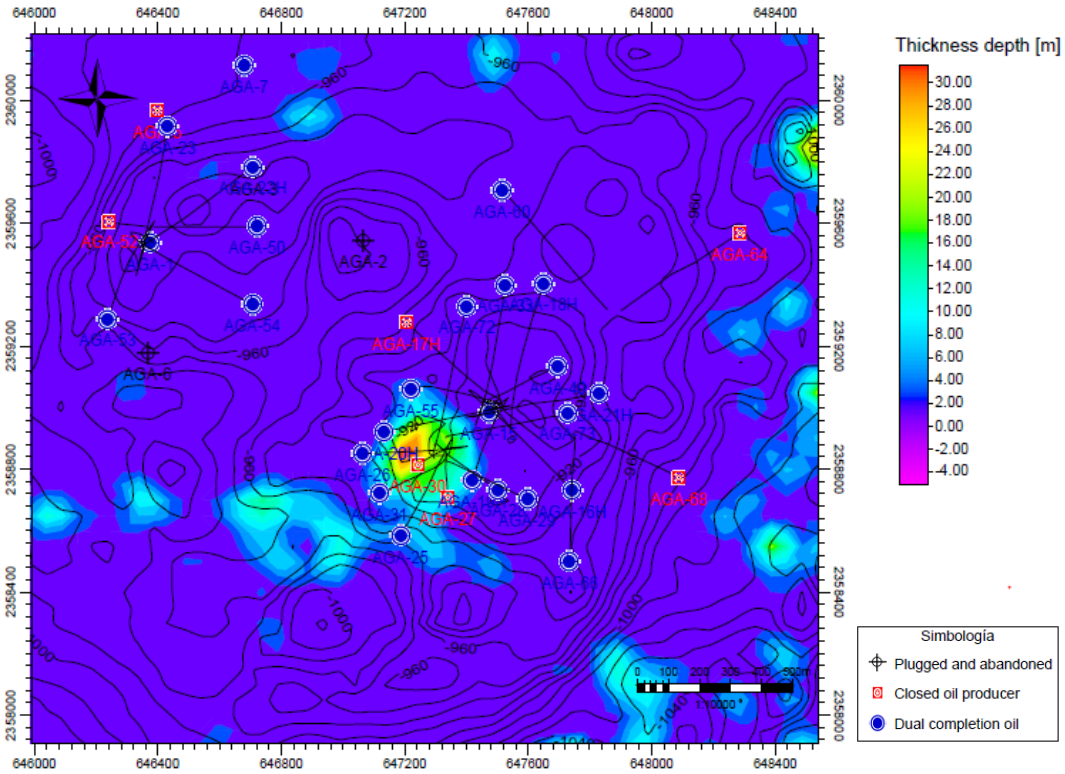


Figura 7.1.6. Mapa de isópacas para la facies Caliza dolomítica.

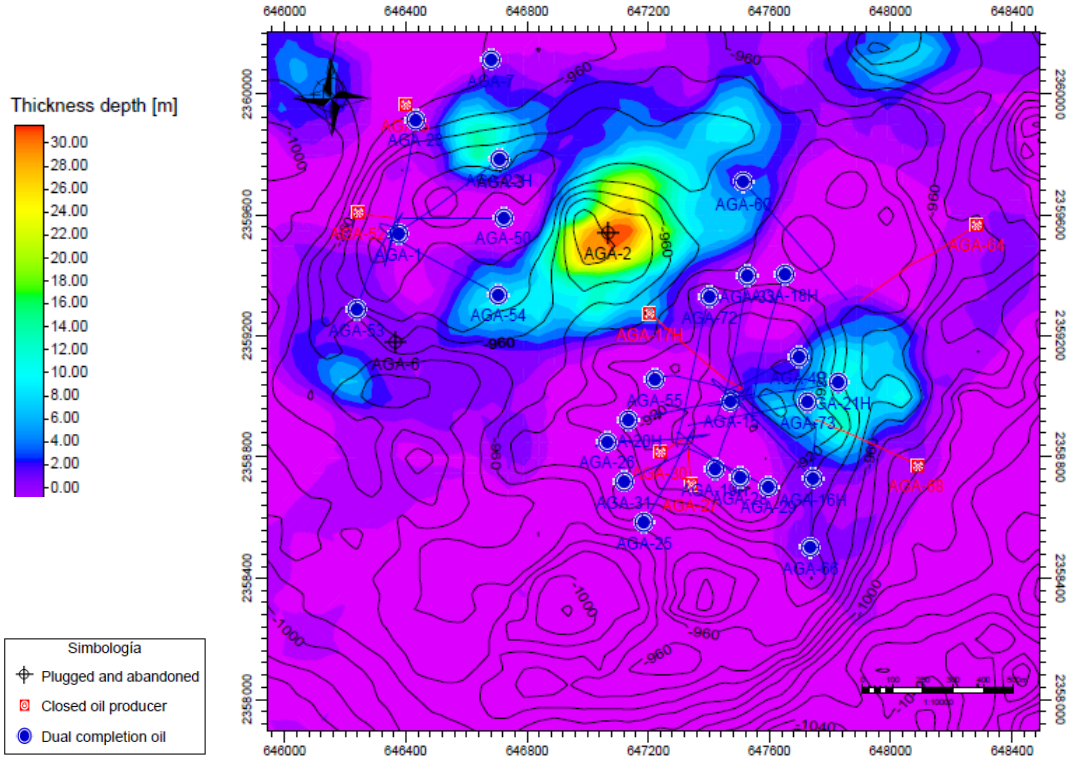


Figura 7.1.7. Mapa de isópacas para la facies calcarenitas y brecha de colapso.

Se construyeron cuatro secciones sísmicas: A-A', con orientación W-E; B-B', con orientación N-S; C-C', con orientación NW-SE; y D-D', con orientación W-E (Fig. 7.1.8).

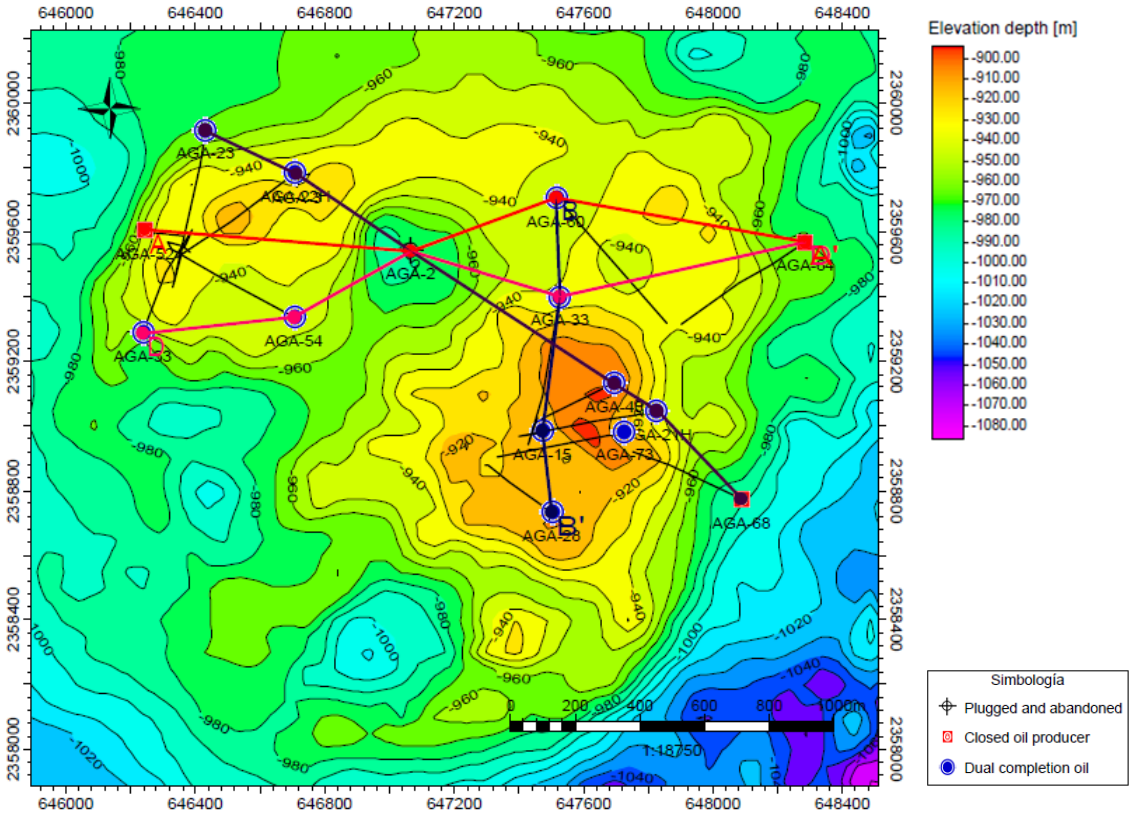


Figura 7.1.8. Trazado de las cuatro secciones sísmicas representadas en el mapa estructural de la cima del Abra.

En la primera sección se marcaron 8 superficies (líneas) que representan las zonas anteriormente determinadas (Zonas A-F) y la base del Abra. Así mismo, se añadió el carril de modelo geométrico y los registros de facies, Winland, prospectos e impedancia acústica, de cada pozo atravesado por la sección. Se observa una relación entre las facies y la impedancia acústica, dicha relación fue determinada por un factor de correlación a través del software.

Destaca un montículo en la parte media-inferior atravesado por el pozo A-2, el cual se interpreta como un montículo bioclástico. Esta estructura se interpretó a partir de la zona aledaña difusa, la tendencia de los reflectores sísmicos y las descripciones de las muestras de canal recuperadas en ese intervalo. Los altos estructurales de la cima del Abra también se observan, son penetrados por el pozo A-52. (Fig. 7.1.9).

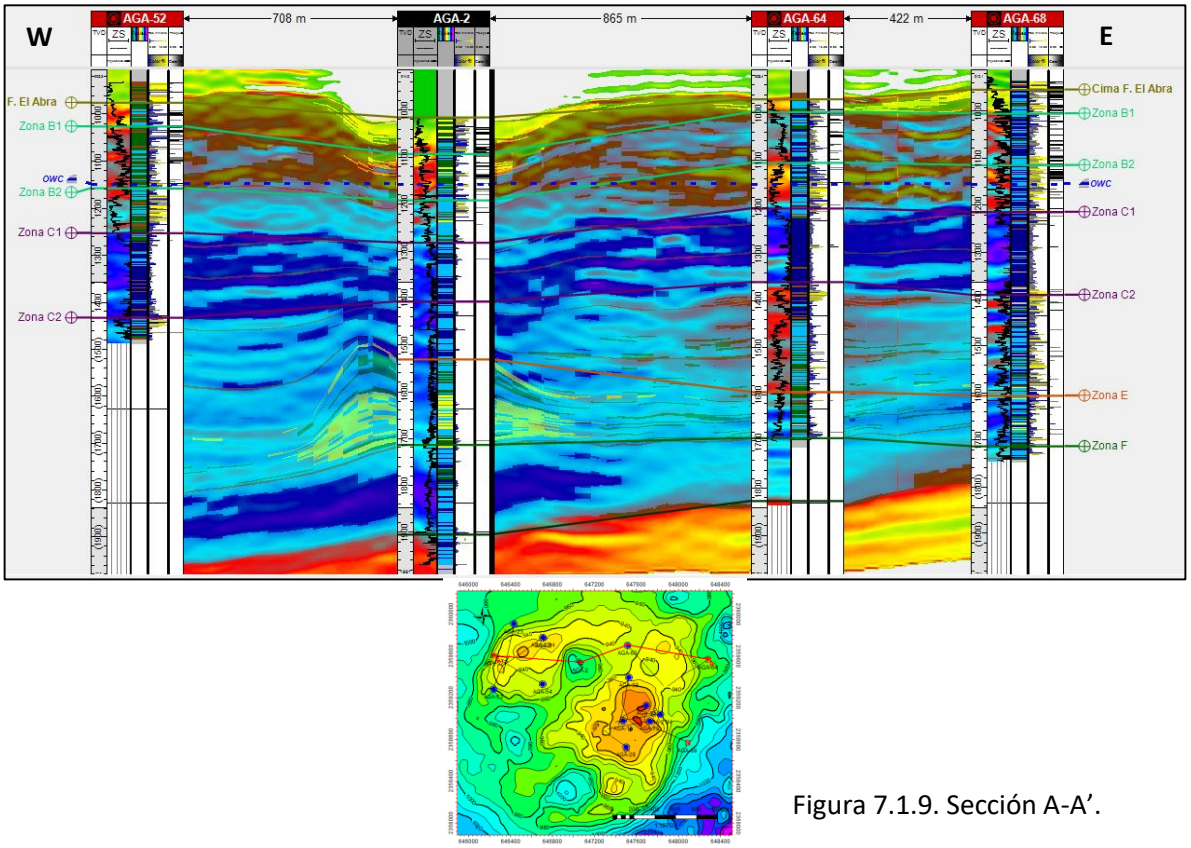


Figura 7.1.9. Sección A-A'.

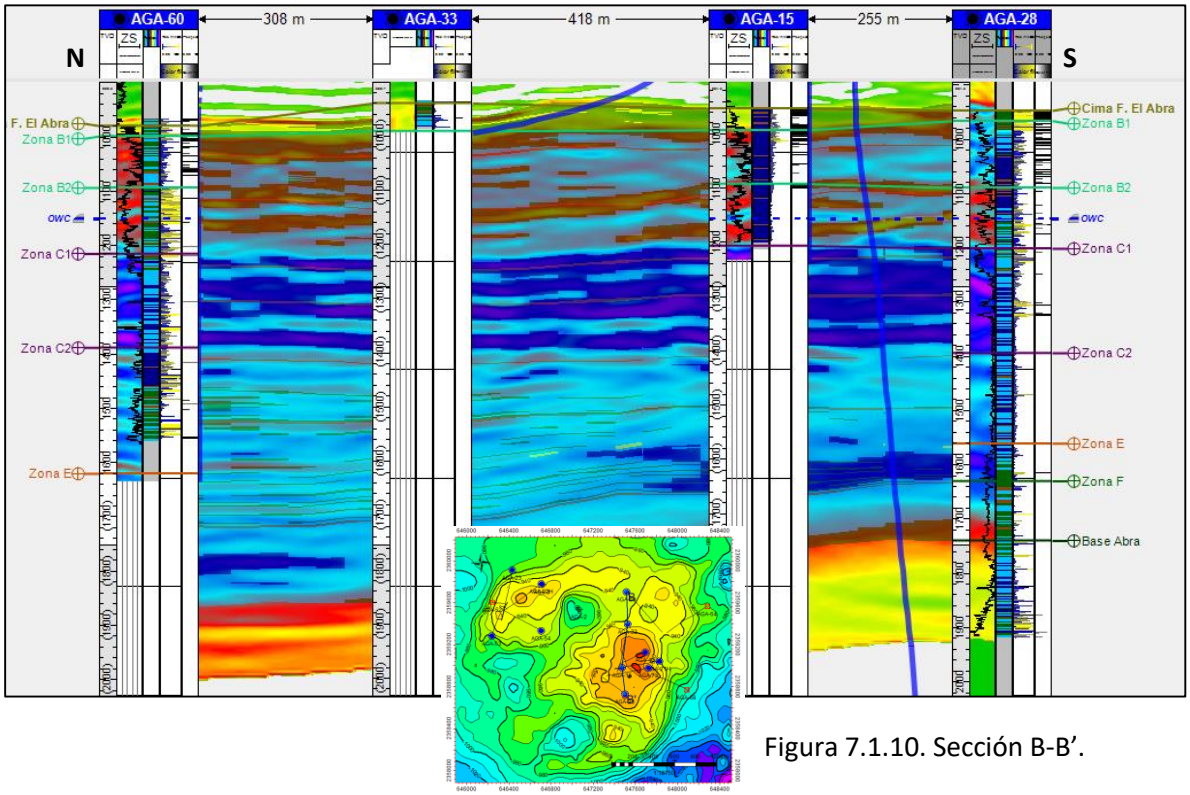


Figura 7.1.10. Sección B-B'.

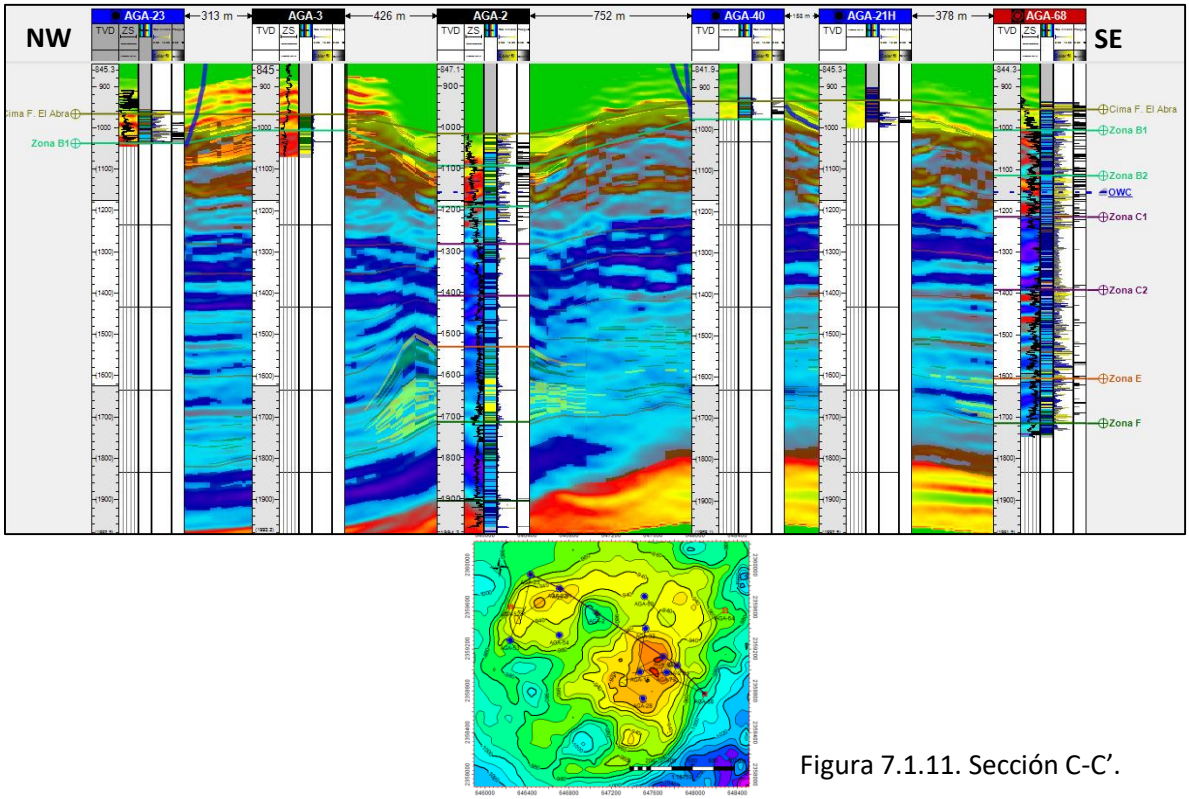


Figura 7.1.11. Sección C-C'.

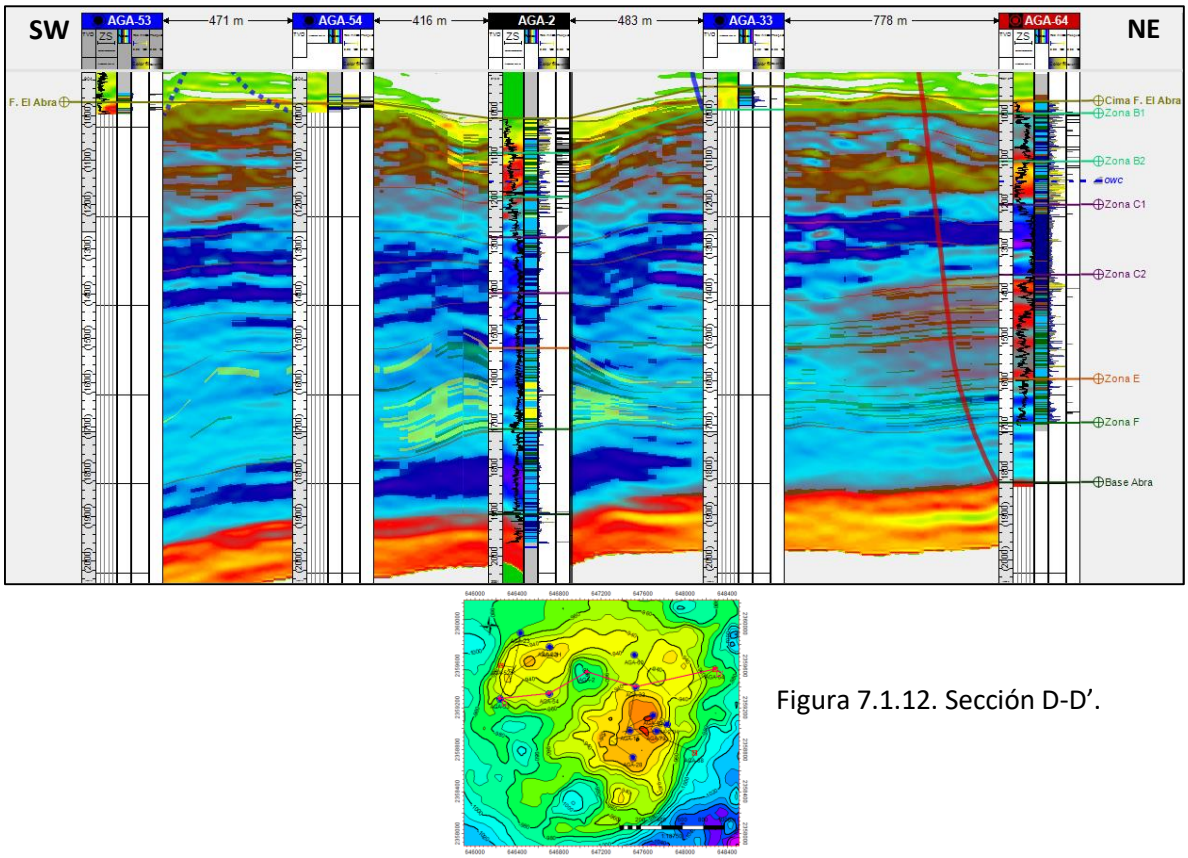


Figura 7.1.12. Sección D-D'.

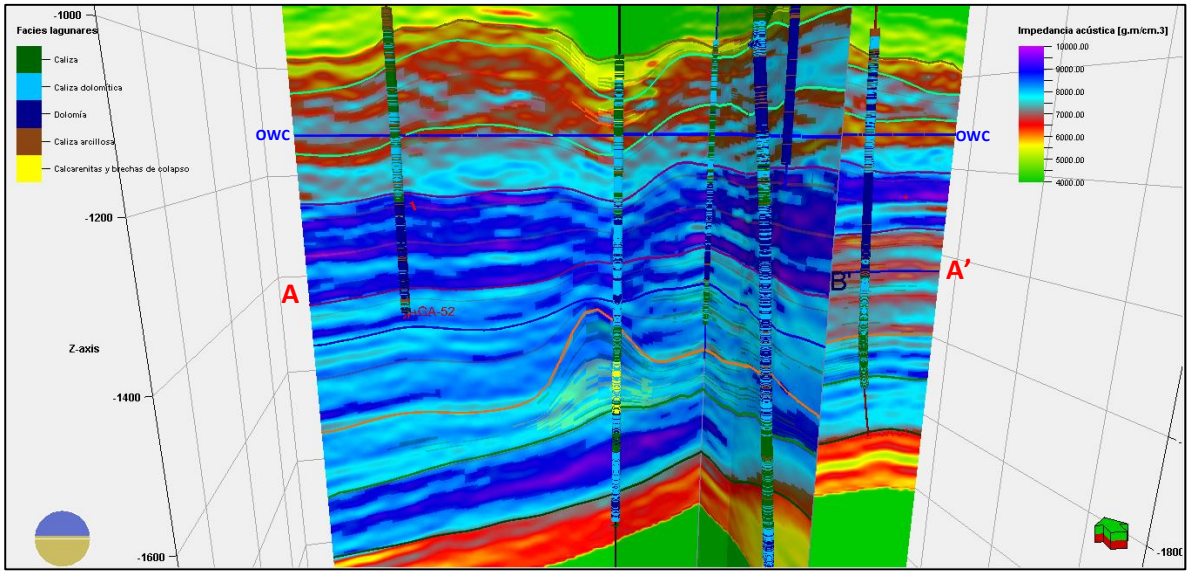


Figura 7.1.13. Sección 3D A-A' y B-B'

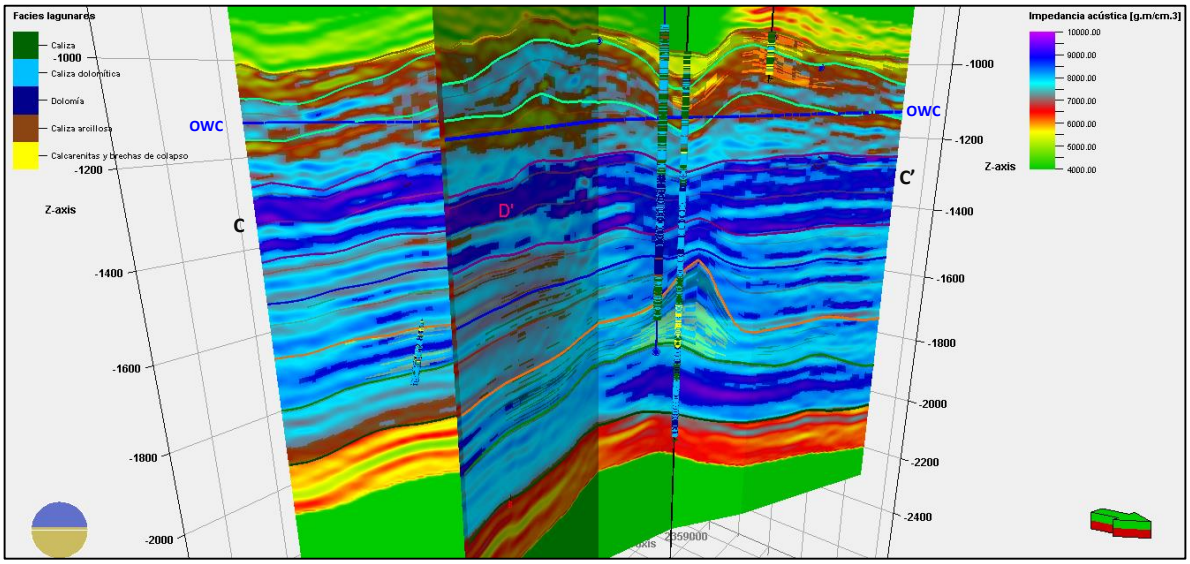


Figura 7.1.14. Sección 3D C-C' y D-D'

A continuación, se muestran en el modelo las zonas anteriormente determinadas:

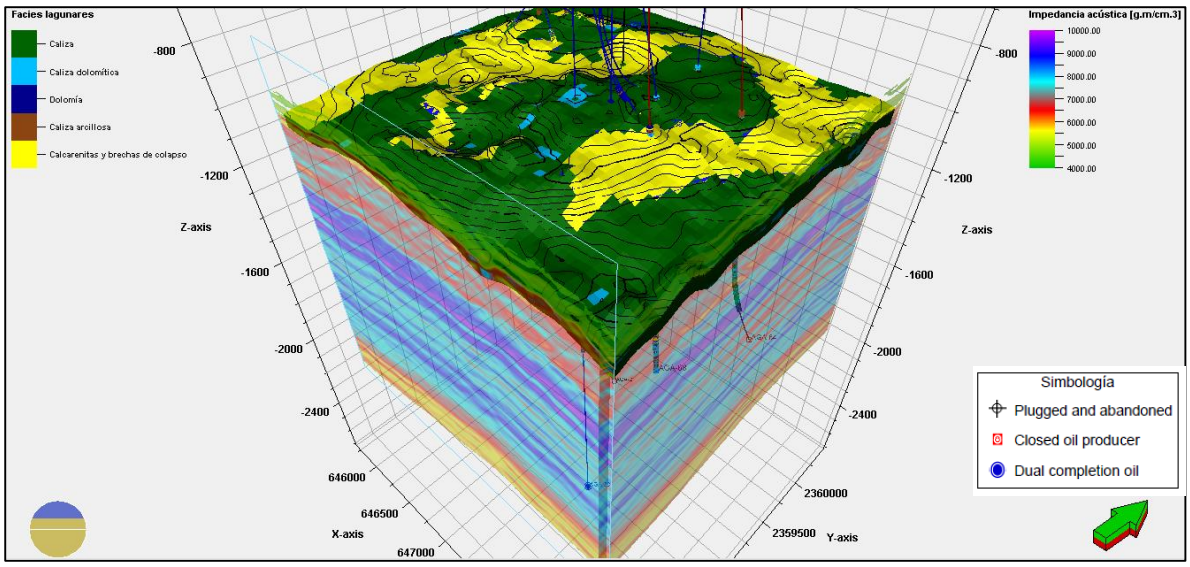


Figura 7.1.15. Modelo de facies: Zona A.

Zona A: representa la cima del Abra, es la zona más heterogénea y con mayor presencia de facies de brechas de colapso y calcarenitas. El yacimiento principal se encuentra aquí, justo por encima del acuífero, razón por la que la mayoría de los pozos llegan hasta esta zona. Se observa que los montículos están conformados por calizas y que las calcarenitas y brechas están en los bajos o zonas de disolución, conformando potenciales rocas almacenadoras.

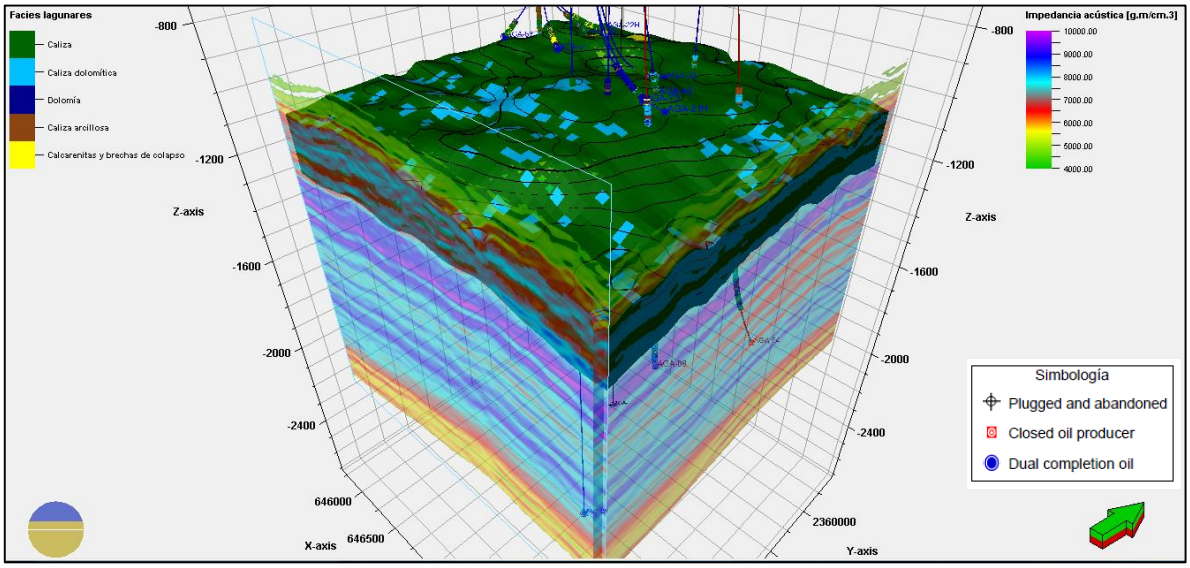


Figura 7.1.16. Modelo de facies: Zona B.

Zona B: constituida mayormente por calizas. En esta zona comienza a aumentar la cantidad de caliza dolomítica y a disminuir la de calcarenitas y brechas.

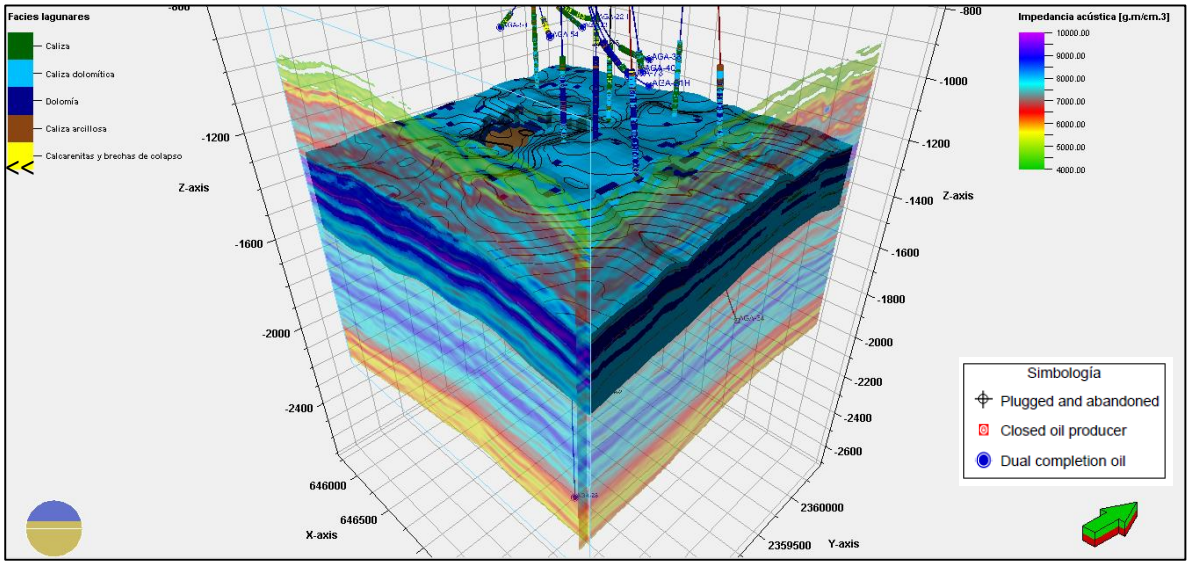


Figura 7.1.17. Modelo de facies: Zona C.

Zona C: constituida principalmente calizas dolomíticas y dolomías distribuidas casi uniformemente. Los procesos dolomíticos están evidenciados totalmente a partir de esta zona, lo que refleja una relación directa entre la dolomitización y la profundidad.

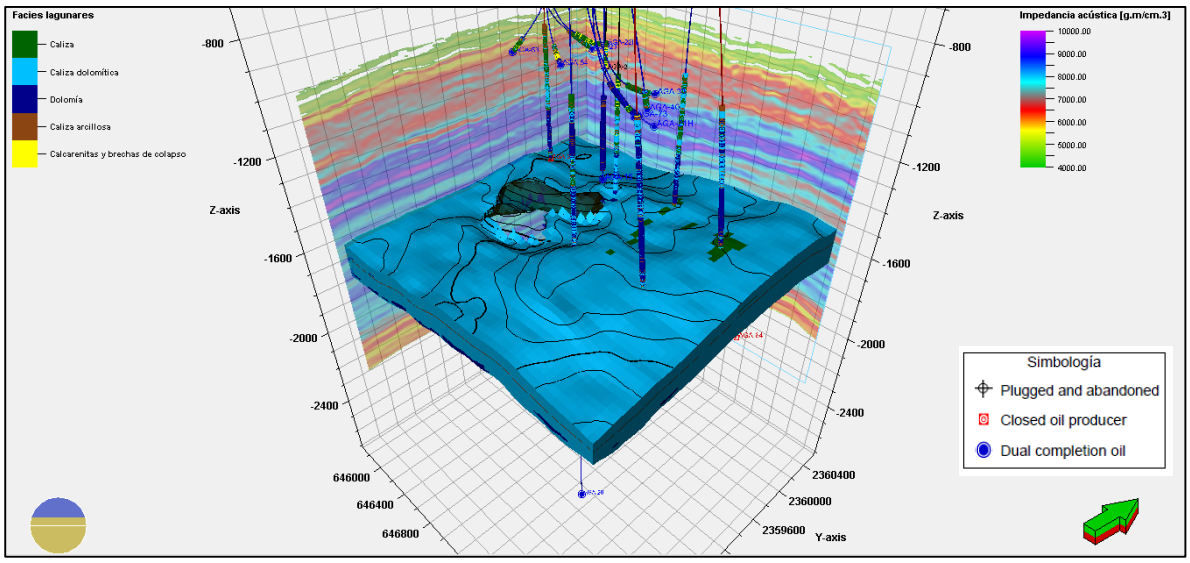


Figura 7.1.18. Modelo de facies: Zona D.

Zona D: constituidas por calizas dolomíticas, y en menor proporción por dolomías y calizas.

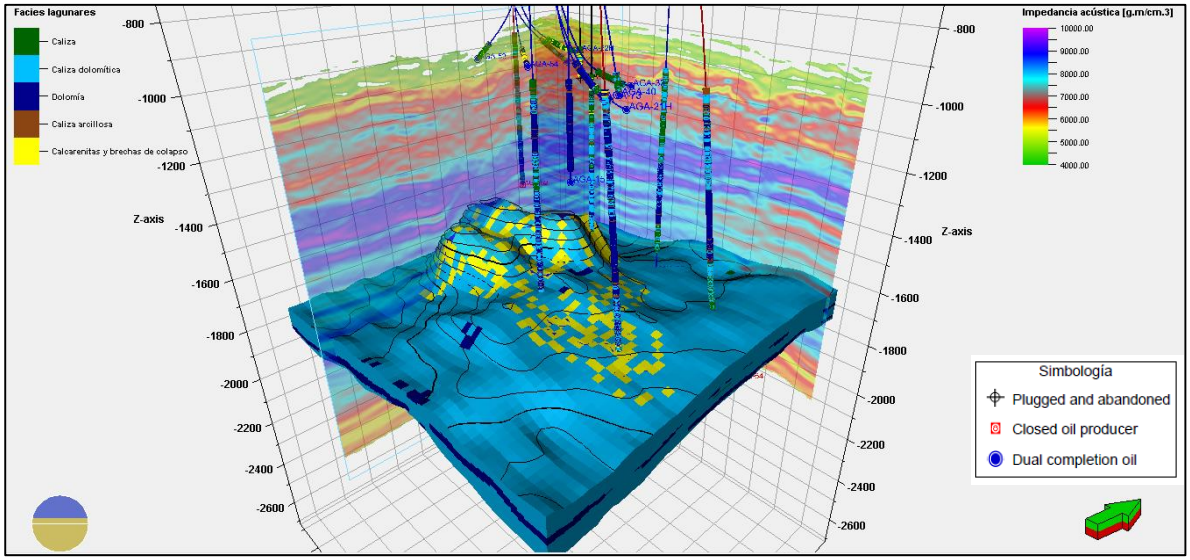


Figura 7.1.19. Modelo de facies: Zona E.

Zona E: constituida por calizas dolomíticas y dolomías, y en menor proporción por facies calcareníticas y de brechas. Estas últimas, conforman un montículo bioclástico, explicado en la página 96. Se observa que la distribución de las calcarenitas y brechas se da en la dirección del basculamiento de la plataforma (NW-SE).

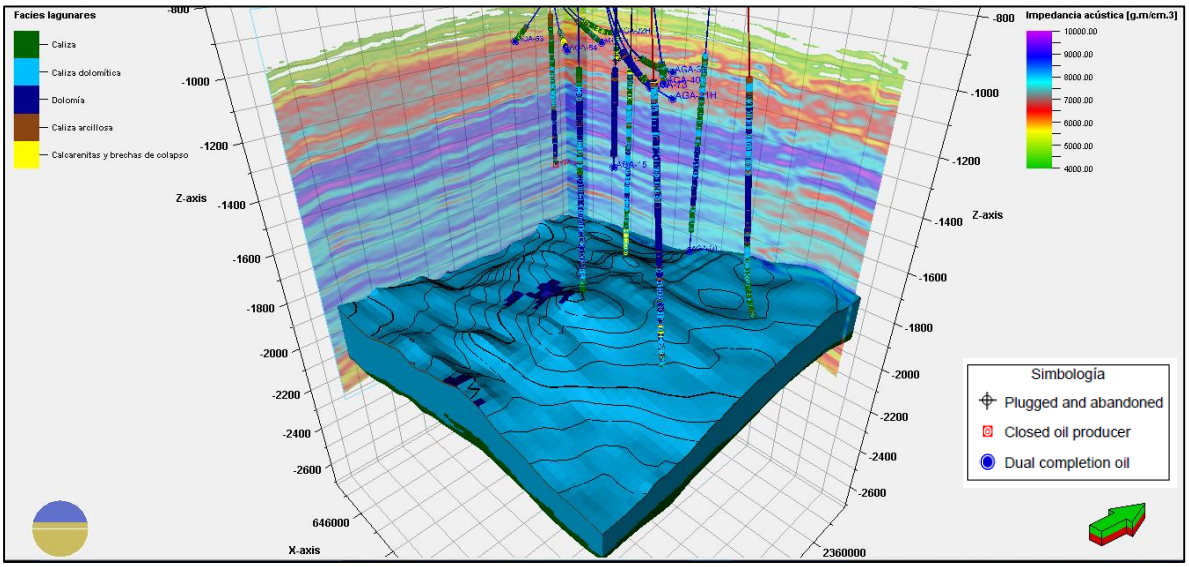


Figura 7.1.20. Modelo de facies: Zona F.

Zona F: la zona más profunda, y, por ende, la más compactada. Constituida mayormente por calizas dolomíticas dispuestas horizontalmente.

CONCLUSIONES

- La Formación El Abra es una de las principales rocas productoras de hidrocarburos de la Provincia Tampico-Misantla, que ha sido muy importante para el país.
- Los miliólidos y demás foraminíferos bentónicos son indicativos de ambientes de aguas someras de régimen semi-a restringido: la plataforma interna (laguna).
- La sísmica analizada permitió confirmar la poca deformación estructural presente en esta porción de la plataforma, por lo que descarta la presencia de fallas, pliegues o fracturas de carácter regional.
- Las secciones sísmicas (A-A' y D-D'), permiten visualizar el basculamiento de la plataforma hacia el sureste.
- En la porción de la formación estudiada, no se identificaron grandes volúmenes arcillosos, solo delgados horizontes bentónicos de carácter regional asociados al vulcanismo del Cretácico medio, y que indican los cambios del nivel eustático, debido a la continua emersión e inmersión de la plataforma.
- La cima del Abra se encuentra importantemente afectada por procesos de karstificación, debido a su continua exposición subaérea.
- La relación entre las facies y la impedancia acústica fue la determinante para el desarrollo del modelo de facies, debido al alto valor del factor de correlación que existe entre los diferentes rangos de impedancia acústica para cada una de las distintas facies determinadas.
- Las facies de calizas y de calcarenitas y brechas de colapso de la zona A, son las rocas de mayor potencial productor y por el contrario las facies dolomitizadas correspondientes a las zonas C1-F, son las de bajo o nulo interés como roca almacenadora.
- En la zona de la formación estudiada, se identificó un espesor potente de dolomías (Zona C1), a partir de ahí y hasta la base, comienza un mayor desarrollo de la dolomitización con pequeñas trazas de caliza.
- El sistema petrolero para el Campo Aguacate está definido por los siguientes elementos y eventos:
    - Roca generadora: calizas arcillosas y lutitas calcáreas (Formación Pimienta).
    - Rocas almacenadoras: calcarenitas, brechas calcáreas, dolomías y calizas dolomíticas (Formación El Abra).
    - Sellos: superior: calizas arcillosas y lutitas (Formación Agua Nueva); inferior: calizas arcillosas y lutitas (Formación Tamaulipas Inferior).
    - Trampas: estratigráficas asociadas a paleorelieves (en altos y en bordes de superficies kársticas) y cambios laterales de facies.
    - Migración: secundaria, de tipo lateral (a nivel Cretácico).
    - Generación: ventana de generación de la Formación Pimienta (Js) desde el Cretácico Medio, a partir de materia orgánica marina y continental (kerógenos tipo II y III)

- Los principales yacimientos (la mejor zona petrofísica) del campo se encuentran en los altos de la superficie karstificada de la cima del Abra, justo debajo de la Formación sello (Agua Nueva).
- Los registros que permitieron la identificación de la litología fueron los de densidad-neutrón, factor fotoeléctrico e impedancia acústica.
- Las porosidades son de tipo:
    - Primarias (intergranulares)
    - Secundarias: por karstificación, disolución (cavernas y vugulos) y por fracturamiento, debido al basculamiento y fluctuaciones de la plataforma.
- La mejor porosidad (0.11) y permeabilidad (120 mD) se encuentran principalmente en el yacimiento superior ubicado en la Zona A.
- La porosidad (0.028-0.07) y permeabilidad (9-34.8 mD) disminuyen desde la zona C2 (~1200m) hasta la Formación Tamaulipas Inferior.
- La ecuación de Winland R35 y prospectos, fueron indispensables para la identificación de los intervalos de interés, ya que permitieron discriminar entre ellos, los de mejor calidad petrofísica.
- Los pozos productores son los que se encuentran en los montículos de la cima de la Formación El Abra, ya que el espesor de la roca almacenadora es mayor (~200 m). Lo anterior se comprobó con la producción acumulada del Aguacate-40.
- Los pozos ubicados en las depresiones de la cima, han demostrado potencial almacenador de hidrocarburos, sin embargo, debido a la cercanía respecto al acuífero, son invadidos rápidamente de agua. Lo anterior se comprobó con el estado de los pozos Aguacate-2, Agucate-64 y Aguacate-68.
- El acuífero presente es de carácter regional, se sitúa a una profundidad de 1100,-1,170 m y ha mantenido la presión al yacimiento principal en la parte superior.
- En la parte media inferior de la formación, se comprobó la presencia de aceite por lo documentado durante la perforación y los altos valores de resistividad de los pozos perforados en dicha zona. Cabe mencionar que la alta resistividad también es producto de una baja porosidad; sin embargo, los intervalos impregnados son de baja calidad petrofísica, resultado de la alta dolomitización “canibalismo” y por compactación diagenética.
- Debido a la caída de la producción y presión de los yacimientos se están implementando proyectos de recuperación mejorada por hidroprocesamiento *in situ*.
- La mayor ventaja de haber realizado el modelo de facies a través de una red neuronal es la reducción en la incertidumbre de la distribución de las facies, que se genera al realizar un modelo con métodos estadísticos (variogramas).

Bibliografía

Aguayo-Camargo., J.E. (1978). *Sedimentary environments and diagenesis of a Cretaceous reef complex eastern Mexico.* An. Centro Ciencias del Mar y Limnología, UNAM. México. p. 83-140.

Aguayo-Camargo., J.E. (1998). *The middle Cretaceous El Abra Limestone at its type locality (facies, diagenesis and oil emplacement), east-central Mexico.* Revista Mexicana de Ciencias Geológicas. Vol. 15, Núm. 1, p. 1-8.

Akbar, A., Badri, M. & Casell, B. (1995). *Classic Interpretation Problems*. Oilfield Review, Winter, Vol. 7, Num. 1, pages 38-57.

Alonso F. (2006) *La porosidad en las rocas carbonatadas*. Universidad de Oviedo.

Álvarez de la Borda, J. (2005). *Los orígenes de la industria petrolera en México, 1900-1925*. Archivo Histórico de Petróleos Mexicanos, PEMEX, 308 pp.

Amirshahkarami M., Karavan M. (2014). *Microfacies models and sequence stratigraphic architecture of the Oligocene-Miocene Qom Formation, south of Qom City, Iran.* Geoscience Frontiers, Num. XXX, pages 1-13.

Andersen, Mark. (2011). *Discovering the secrets of the earth*. Oilfield Review. Spring, Vol. 23, Num. 1, pages 59-60.

Asquith, G. (1979). *Subsurface Carbonate Depositional Models: A Concise Review.* PennWell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. P. 121.

Becquey, M., Lavergne, M. and Willm, C. (1979). *Acoustic Impedance logs computed from seismic traces*. GEOPHYSICS. Vol. 44, Num.9, pages 1485-1501.

Barclay, F., Bruun, A., Camara and Cooke, A. (2008). *Seismic Inversion: Reading Between the Lines*. Oilfield Review. Spring, Vol. 20, Num. 1 p. 42-64.

Carrillo-Bravo, J. (1971). *La Plataforma Valles-San Luis Potosí*. Bol. Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Vol. 13.

Chopra S. and Marfurt K. J. (2005). *Prospect Identification and Reservoir Characterization*. Tulsa, OK. USA. SEG Geophysical Developments, Series Num. 11.

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (2018). *Atlas geológico Tampico-Misantla*.

Ghabeishavi A., Vaziri-Moghaddam H., Taheri A., Taati F. (2010). *Microfacies and depositional environment of the Cenomanian of the Bangestan anticline, SW Iran*. Journal of Asian Earth Sciences. Num. 37, pages 275–285.

Gonzales García R., Holguín Quiñones N. (1992). *Las rocas generadoras de México.* Bol. AMGP, Artículo reeditado del VOL. XLII, NUM. 1, 1992, pp. 16-30.

Henrich, R. (1984). *Facies, Dolomitization and KarsUfication of Lagoonal Carbonates: Triassic of the Northem Alps.* Geologisch-Paläontologisches Institut und Museum der Universität Kiel. Facies. num. 11, pages 109-155.

Martell, J. (2008). *Desarrollo de la evaluación petrofísica en México y su futuro a través de la UNAM.* Academia de Ingeniería, México.

Moore, C. and Wade, W. (2001). *Carbonate Reservoirs and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework*. Elsevier, Amsterdam, Developments in Sedimentology. Vol. 55.

Padilla y Sánchez, R. (2007). *Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México*. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo LIX, Núm. 1.

Pedrazzini, C. (1981). *Desarrollo y evolución de la plataforma calcárea Tuxpan-Tecolutla*. Academia de Ingeniería de México.

Read, J. (1985). *Carbonate Platform Facies Models.* The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Vol. 69, Num. 1.

Santiago, J., Carrillo, J. y Martell J. (1994). *Evaluación de formaciones en México.* Schlumberger.

Santillán, N. y Aguayo J. (2018). Prograding syn orogenic turbidites system, litofacies and migration of hydrocarboon in the lower Paleogene Chicontepec foreland basin, at east-central Mexico. Revista ingeniería, investigación y tecnología. Facultad de Ingeniería, UNAM. “En prensa”.

Santillán, N. y Aguayo J. (2011). *Facies sedimentarias turbidíticas del Terciario Inferior en la Cuenca de Chicontepec, Centro–Oriente de México*. Ingeniería Investigación y Tecnología. Vol. XII, Núm. 3.

Schlumberger (2009). *Log interpretation Charts*. Texas, USA.

Schlumberger (2009). *Provincias petroleras de México*. Well Evaluation Conference: WEC, Capítulo 2.

Schlumberger (2009). *La Dolomía: Aspectos de un mineral desconcertante.* Oilfield Review, Vol. 21, Núm. 3.

Singer, J., & Ellis, D. (2008). *Well logging for earth scientists*. Netherlands: Springer.

Walker, R. (1976). *Facies Models 1. General Introduction*. Geoscience Canada. Vol. 3, Num. 1.

Warren, J. (2000). *Dolomite: Occurrence, Evolution and Economically Important Associations.* Earth-Science Reviews Vol. 52, N. 1, pages: 1-81.

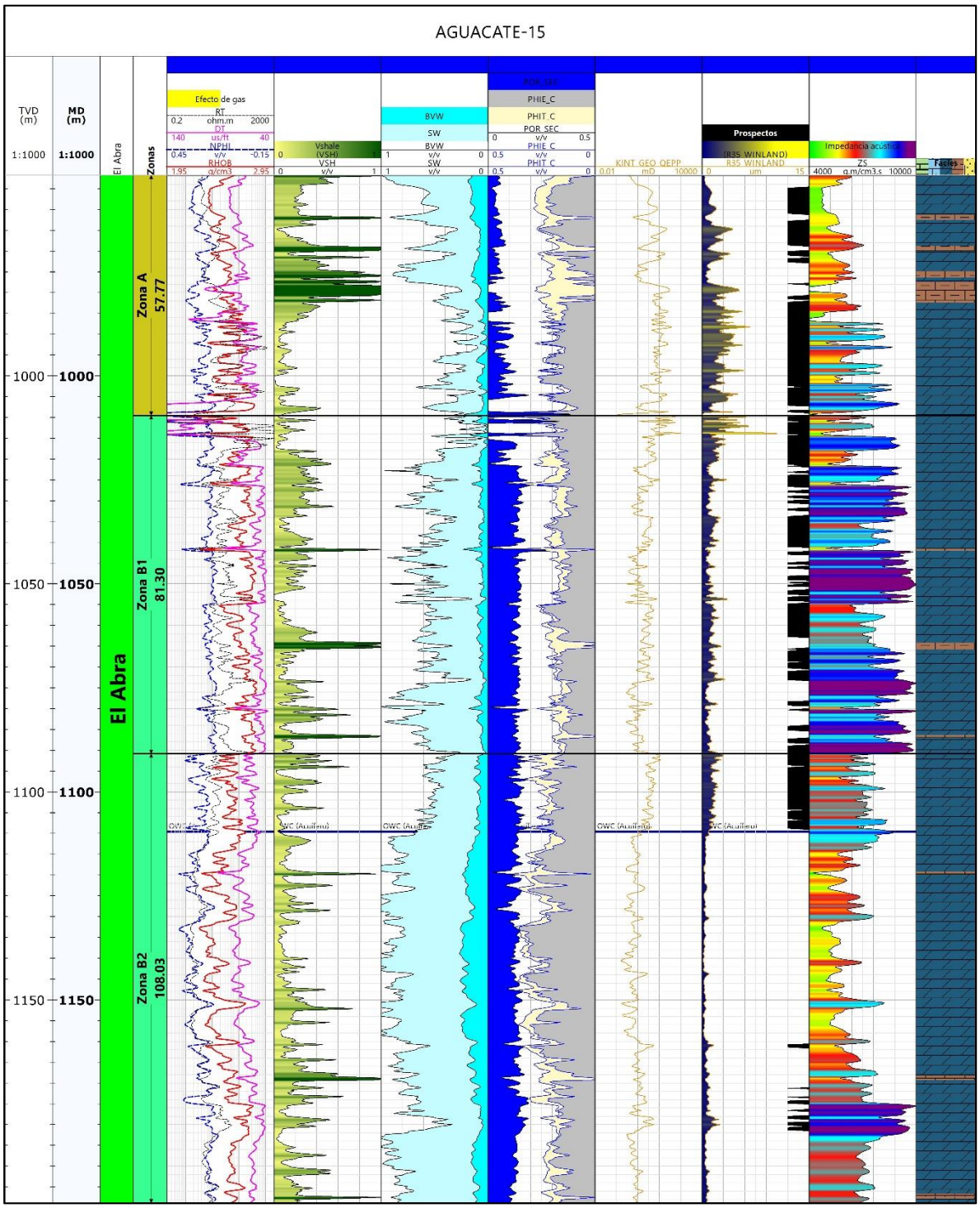


Figura A.1.1. Pozo A-15. Referencia (m): TVD-MD. Carril 1: resistividad, sónico, neutrón y densidad; carril 2: volumen de arcillosidad; carril 3: saturación de agua; carril 4: porosidad secundaria, efectiva y total; carril 5: permeabilidad; carril 6: prospectos y Winland R35; carril 7: impedancia acústica; carril 8: facies.

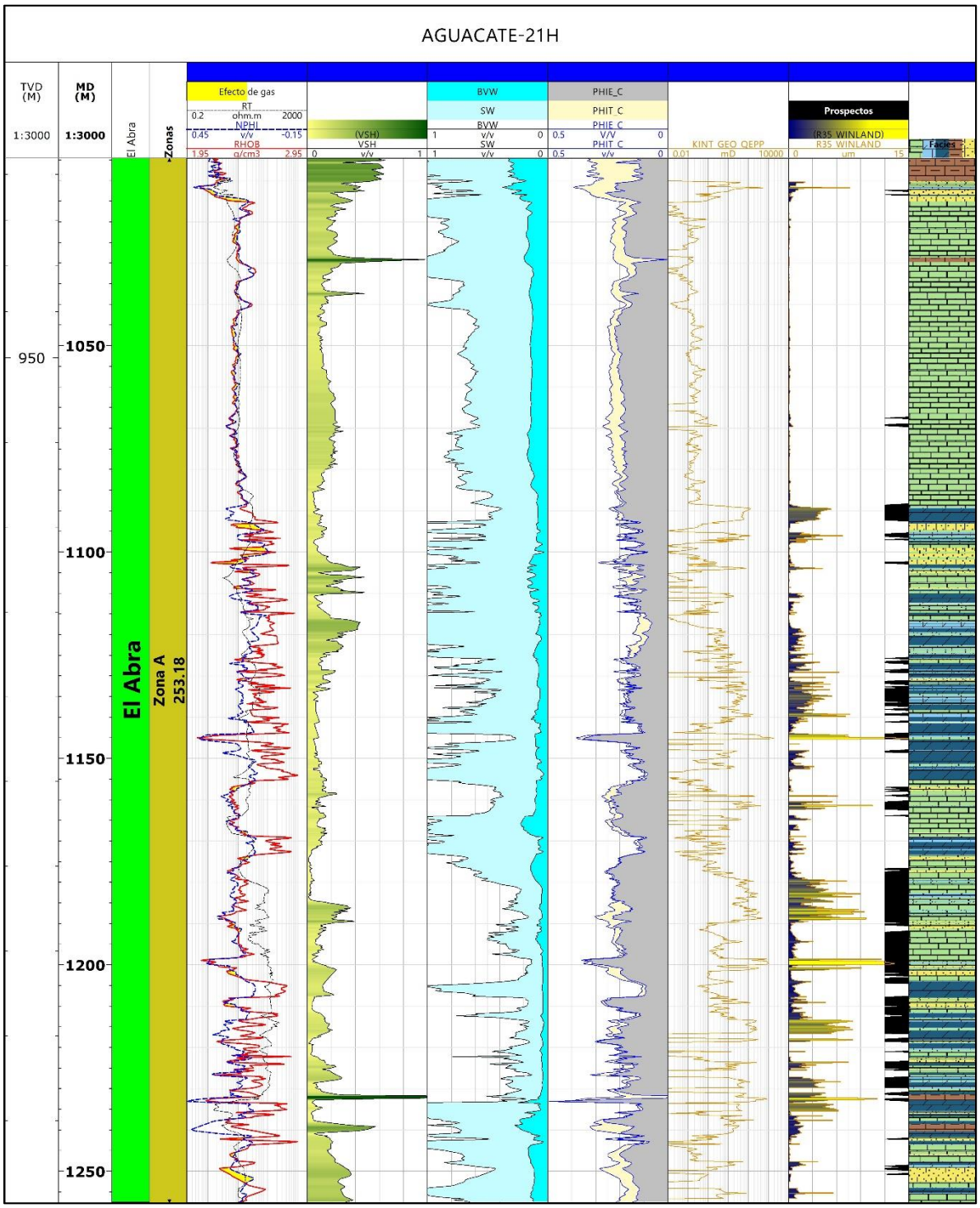


Figura A.1.2. Pozo A-21H. Referencia (m): TVD-MD. Carril 1: resistividad, porosidad neutrón y densidad; carril 2: volumen de arcillosidad; carril 3: saturación de agua; carril 4: porosidad efectiva y total; carril 5: permeabilidad; carril 6: prospectos y Winland R35; carril 7: facies.

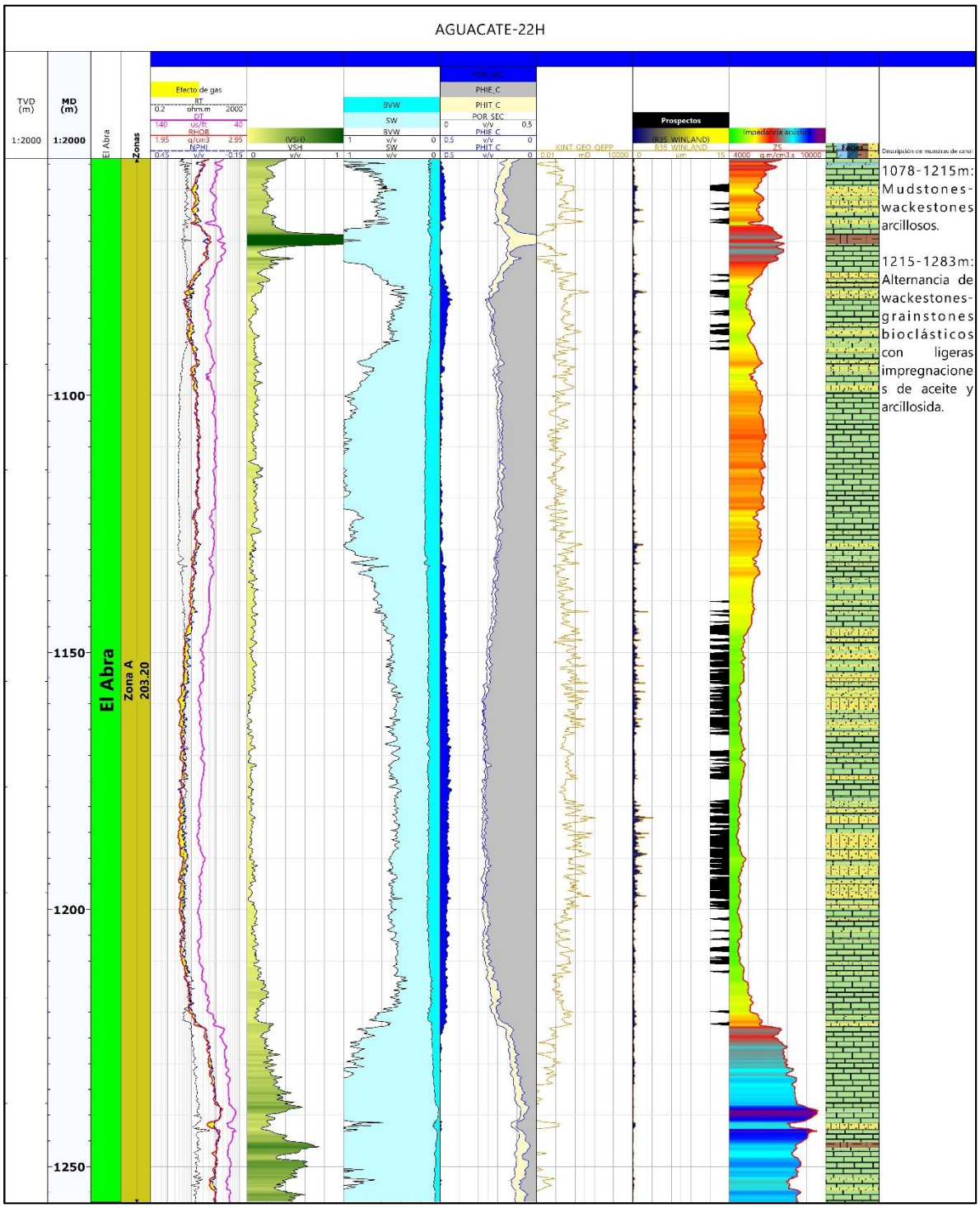


Figura A.1.3. Pozo A-22H. Referencia (m): TVD-MD. Carril 1: resistividad, sónico, neutrón y densidad; carril 2: volumen de arcillosidad; carril 3: saturación de agua; carril 4: porosidad secundaria, efectiva y total; carril 5: permeabilidad; carril 6: prospectos y Winland R35; carril 7: impedancia acústica; carril 8: facies; carril 9: descripción muestras de canal.

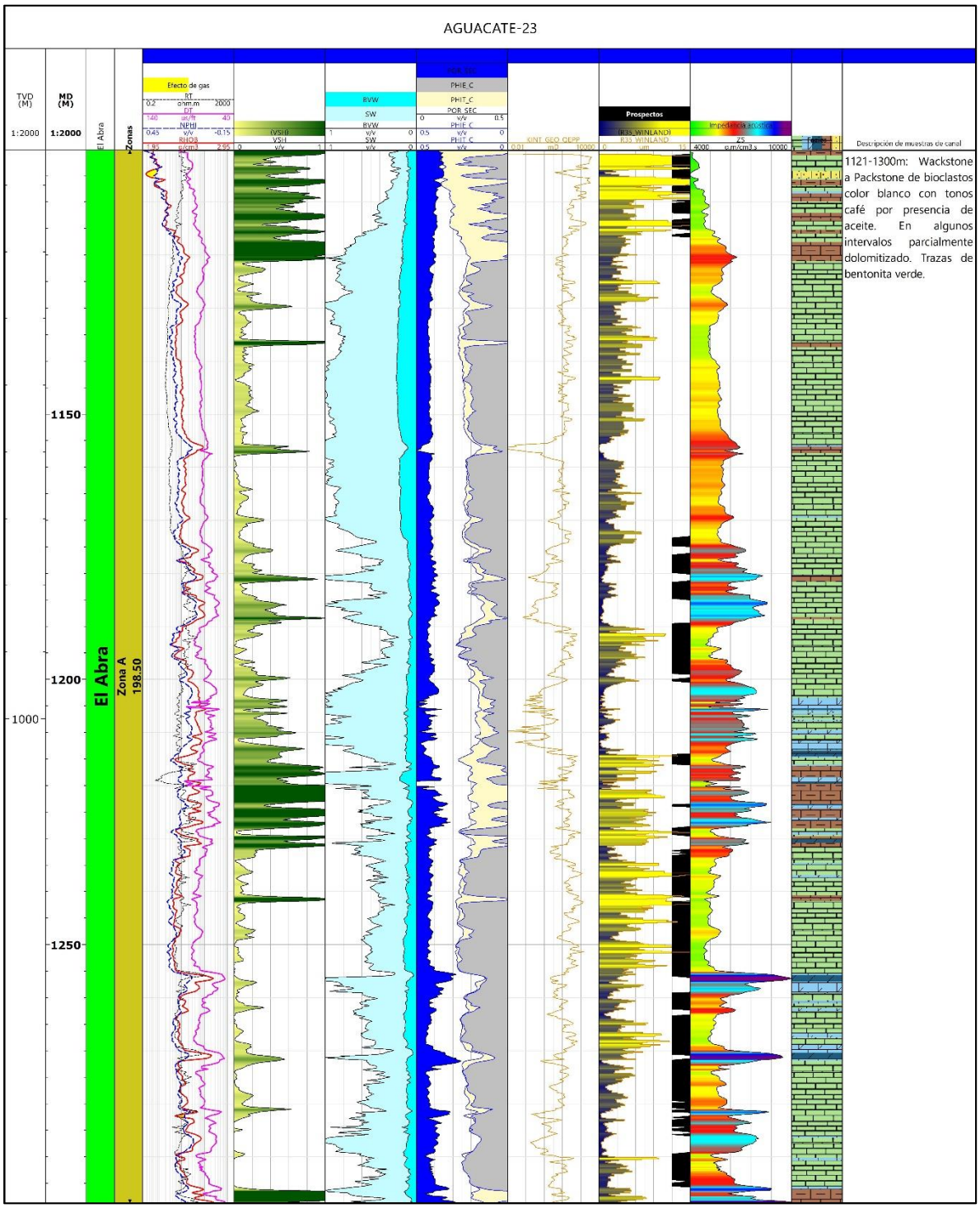


Figura A.1.4. Pozo A-23. Referencia (m): TVD-MD. Carril 1: resistividad, sónico, neutrón y densidad; carril 2: volumen de arcillosidad; carril 3: saturación de agua; carril 4: porosidad secundaria, efectiva y total; carril 5: permeabilidad; carril 6: prospectos y Winland R35; carril 7: impedancia acústica; carril 8: facies; carril 9: descripción muestras de canal.

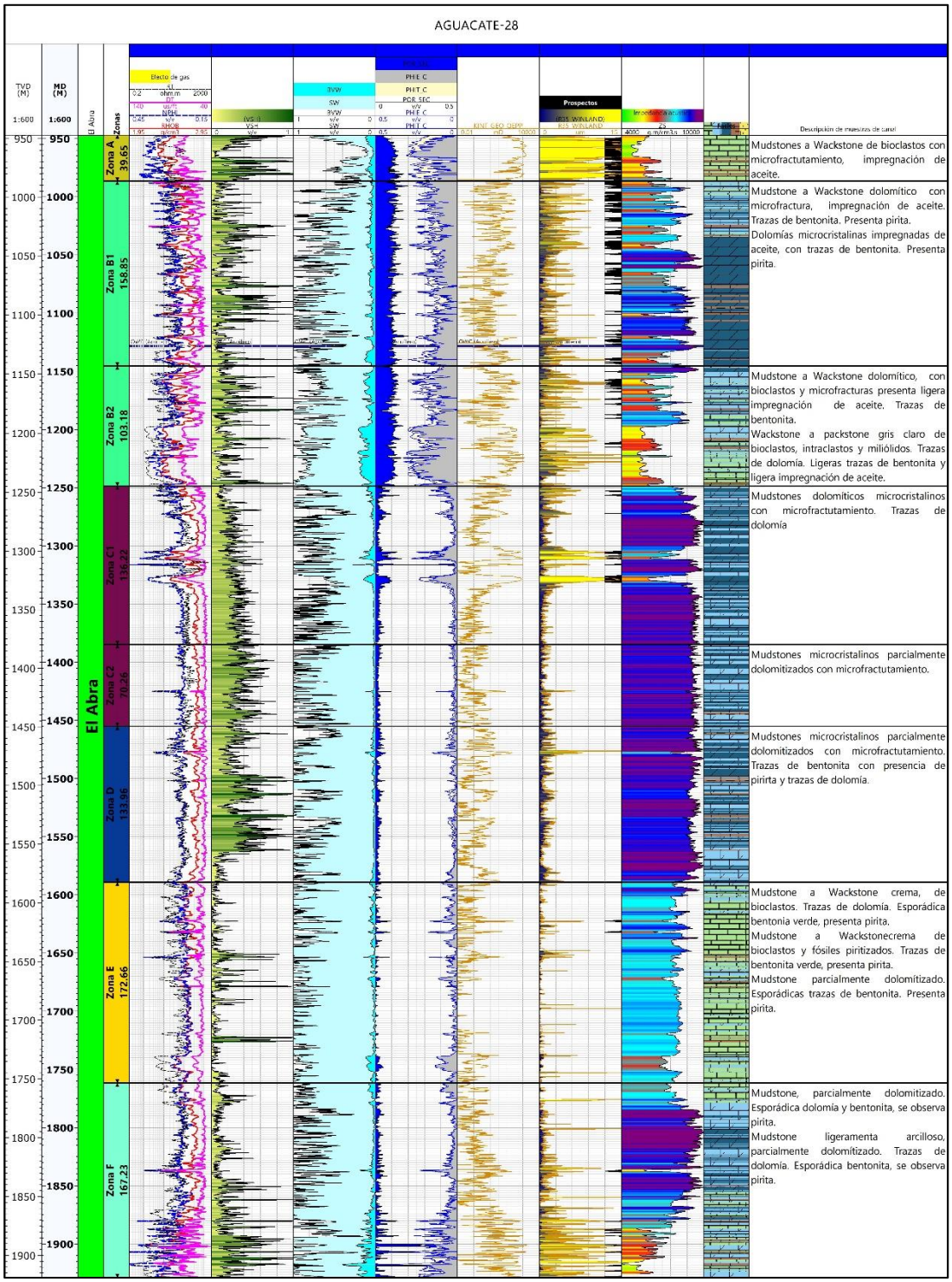


Figura A.1.5. Pozo A-28. Referencia (m): TVD-MD. Carril 1: resistividad, sónico, neutrón y densidad; carril 2: volumen de arcillosidad; carril 3: saturación de agua; carril 4: porosidad secundaria, efectiva y total; carril 5: permeabilidad; carril 6: prospectos y Winland R35; carril 7: impedancia acústica; carril 8: facies; carril 9: descripción muestras de canal.

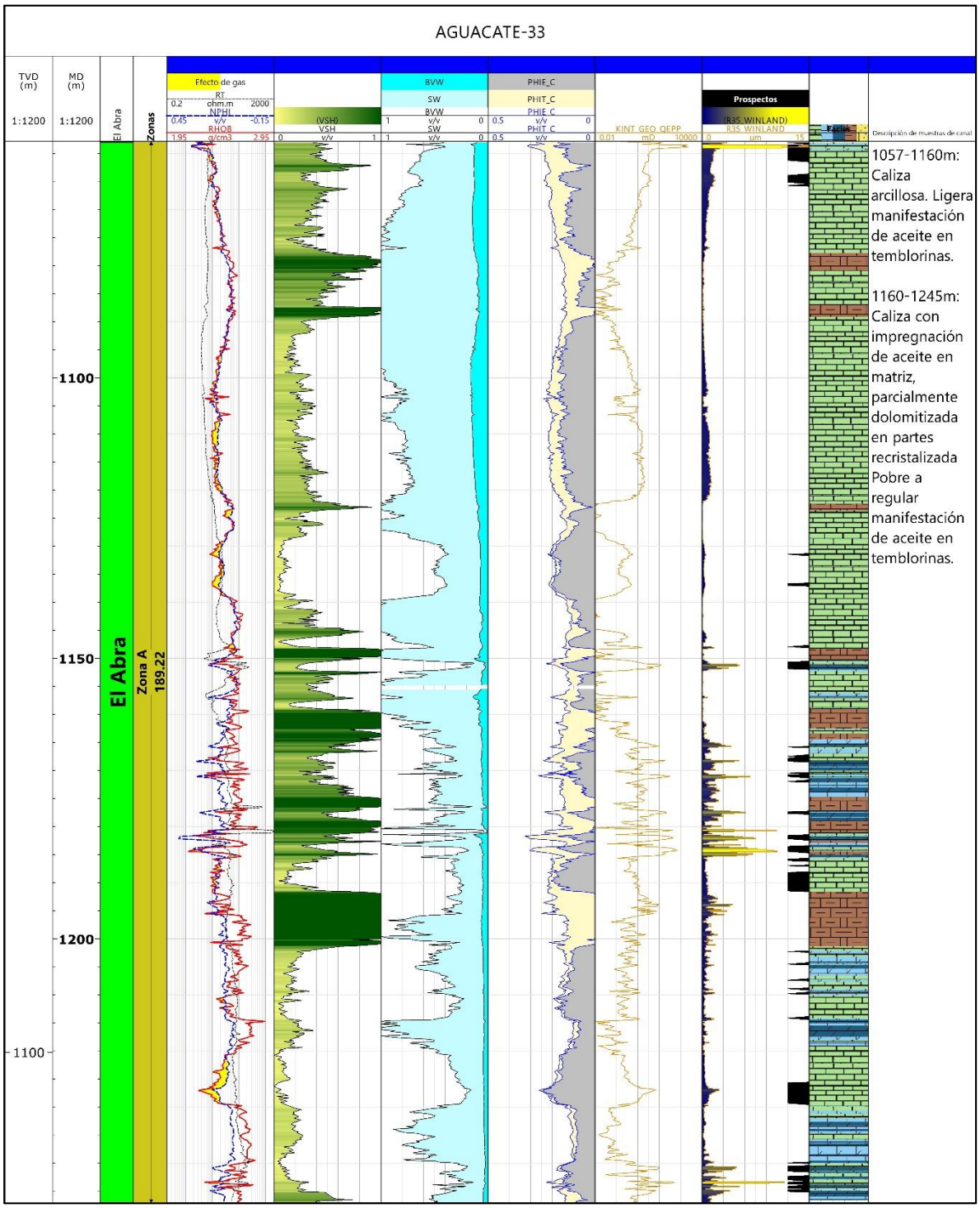


Figura A.1.6. Pozo A-33. Referencia (m): TVD-MD. Carril 1: resistividad, neutrón y densidad; carril 2: volumen de arcillosidad; carril 3: saturación de agua; carril 4: porosidad efectiva y total; carril 5: permeabilidad; carril 6: prospectos y Winland R35; carril 7: facies; carril 8: descripción muestras de canal.

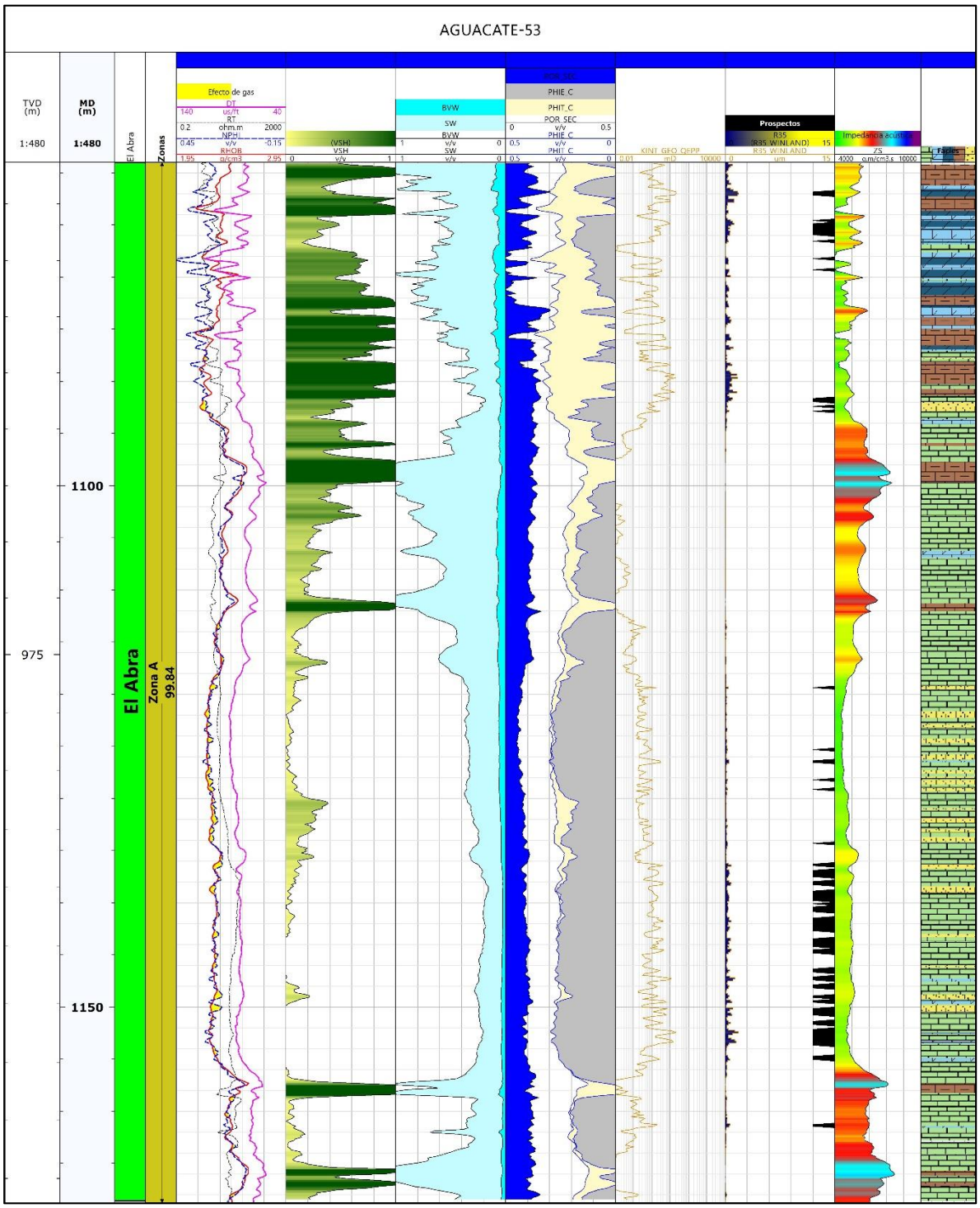


Figura A.1.7. Pozo A-53. Referencia (m): TVD-MD. Carril 1: resistividad, neutrón y densidad; carril 2: volumen de arcillosidad; carril 3: saturación de agua; carril 4: porosidad efectiva, total y secundaria; carril 5: permeabilidad; carril 6: prospectos y Winland R35; carril 7: facies

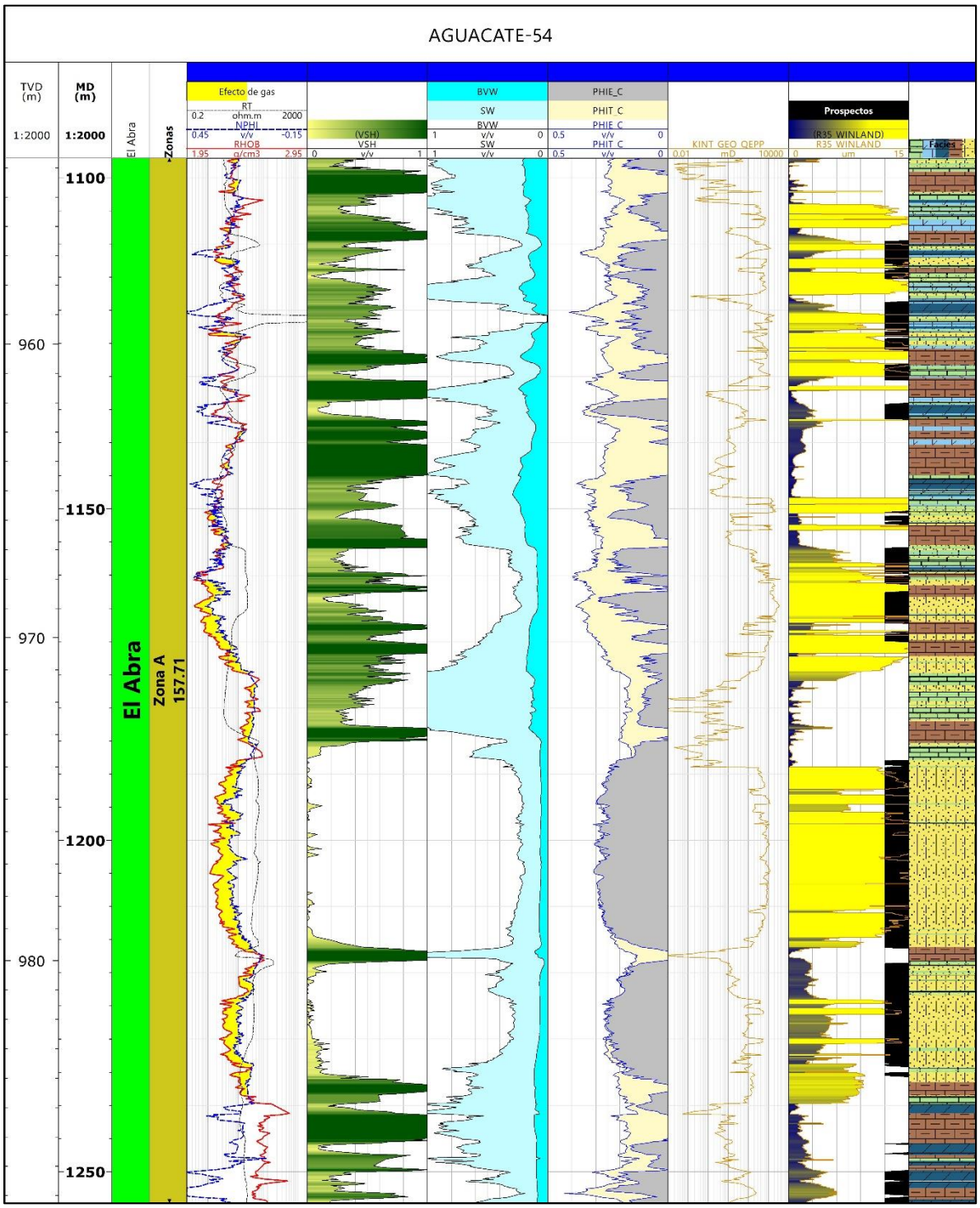


Figura A.1.7. Pozo A-54. Referencia (m): TVD-MD. Carril 1: resistividad, neutrón y densidad; carril 2: volumen de arcillosidad; carril 3: saturación de agua; carril 4: porosidad efectiva y total; carril 5: permeabilidad; carril 6: prospectos y Winland R35; carril 7: facies

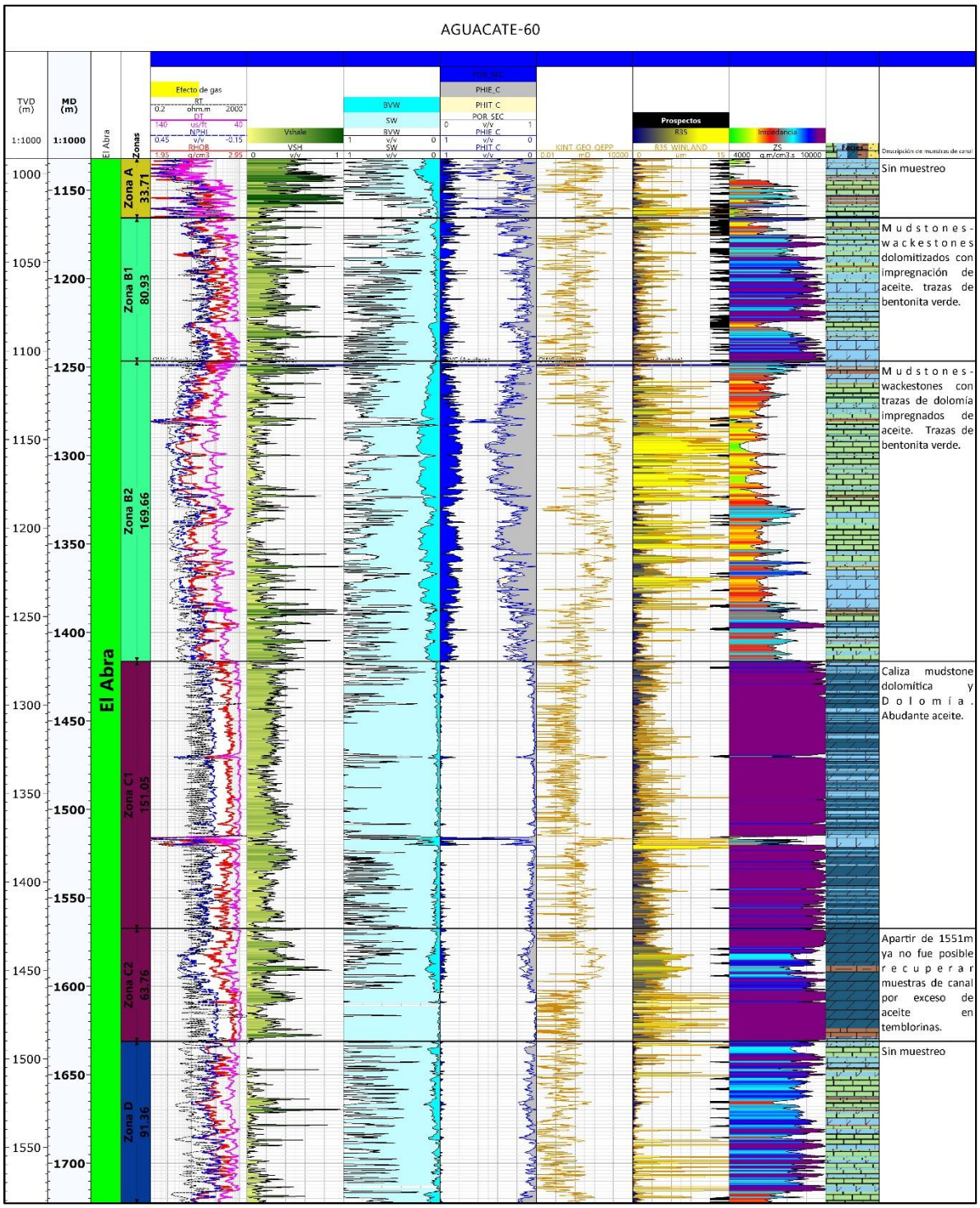


Figura A.1.8. Pozo A-60. Referencia (m): TVD-MD. Carril 1: Barrena y Caliper; carril 2: Rayos Gamma; carril 3: resistividad profunda, media y somera; carril 4: Densidad-Neutrón: carril 5: sónico; carril 6: volumen de arcillosidad; carril 7: saturación de agua; carril 8: porosidad total y efectiva; carril 9: porosidad total y sónica; carril 10: porosidad secundaria; carril 11: permeabilidad; carril 12: impedancia acústica; carril 13: elan; carril 14: facies

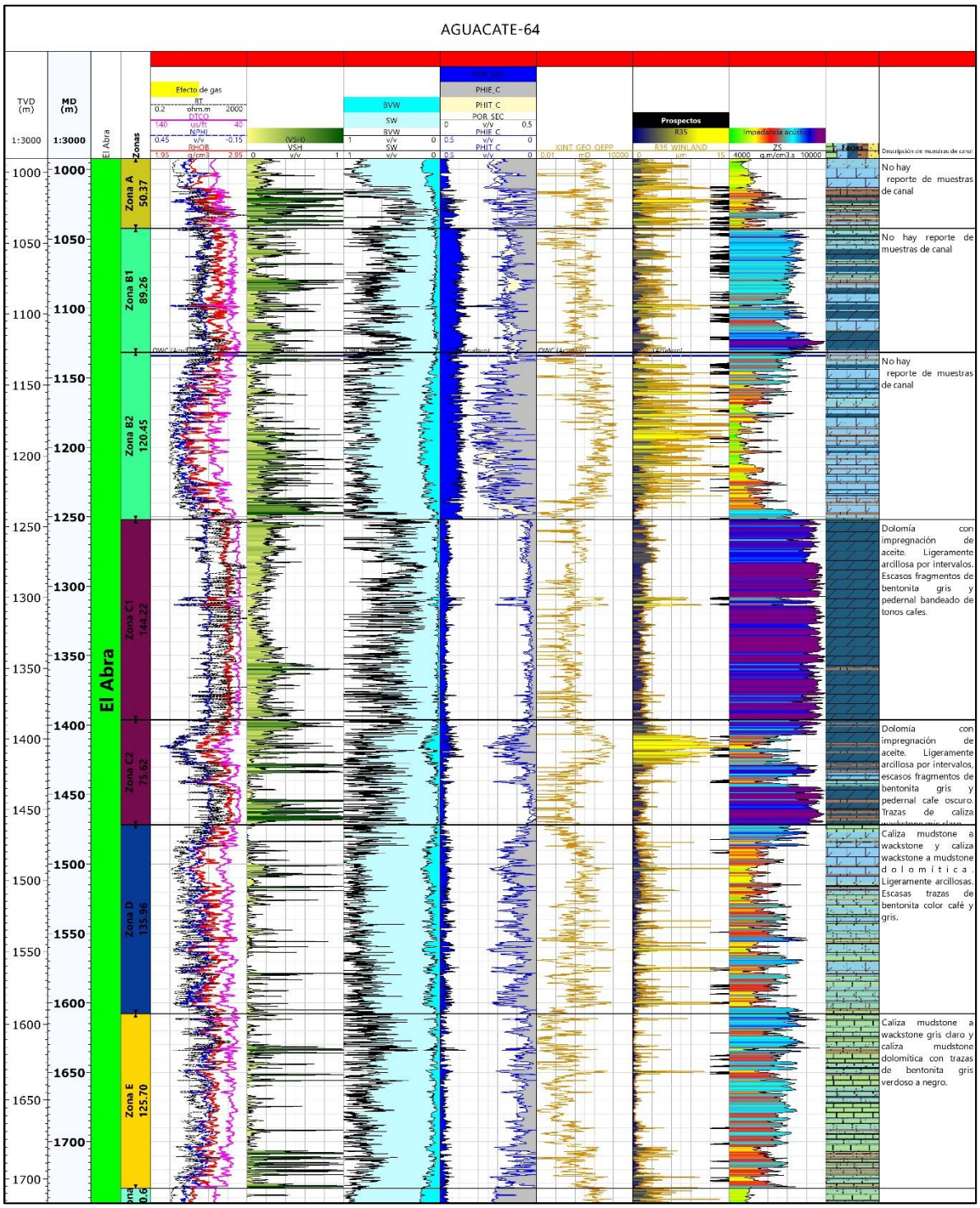


Figura A.1.9. Pozo A-64. Referencia (m): TVD-MD. Carril 1: resistividad, sónico, neutrón y densidad; carril 2: volumen de arcillosidad; carril 3: saturación de agua; carril 4: porosidad secundaria, efectiva y total; carril 5: permeabilidad; carril 6: prospectos y Winland R35; carril 7: impedancia acústica; carril 8: facies; carril 9: descripción muestras de canal.

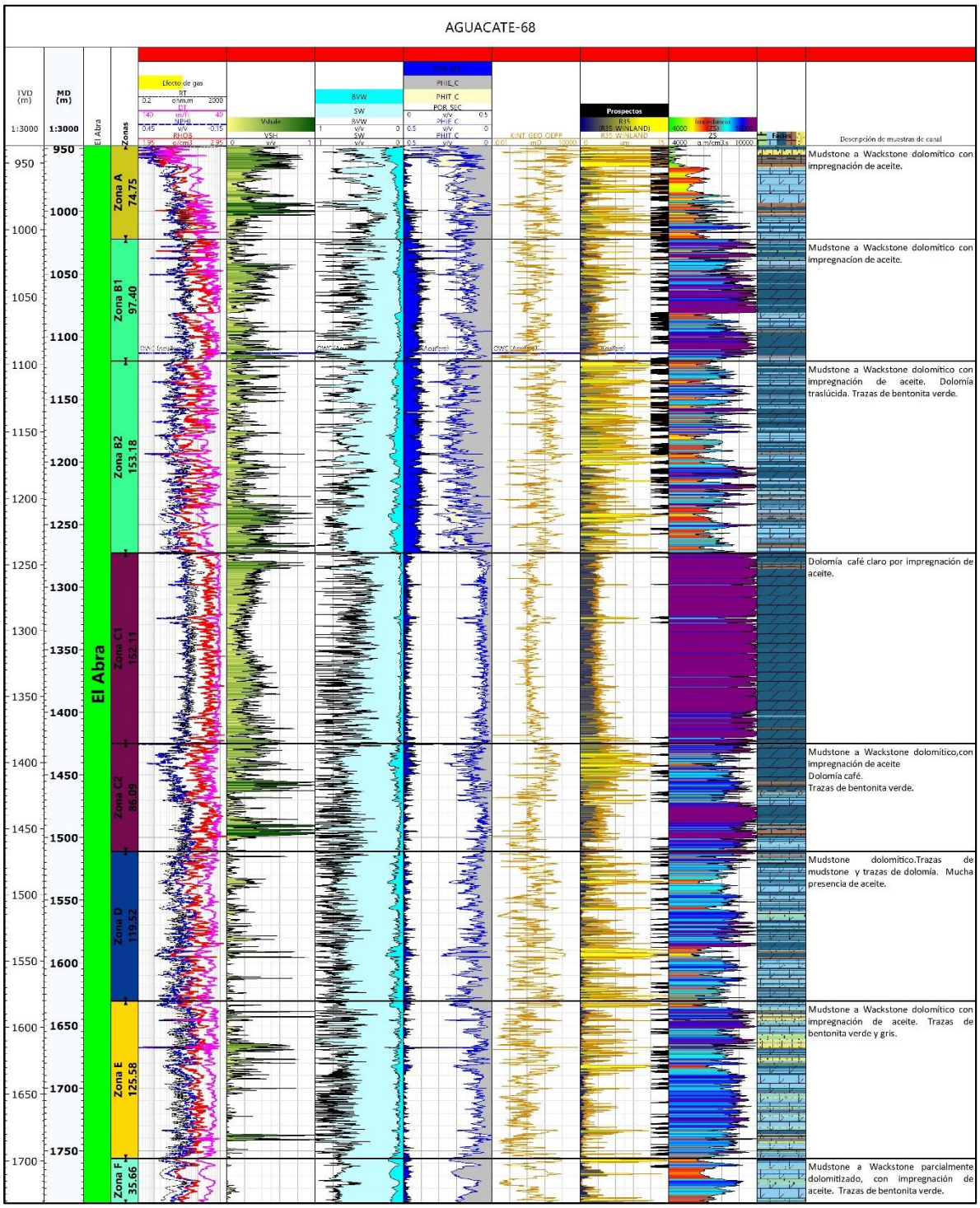


Figura A.1.10. Pozo A-68. Referencia (m): TVD-MD. Carril 1: resistividad, sónico, neutrón y densidad; carril 2: volumen de arcillosidad; carril 3: saturación de agua; carril 4: porosidad secundaria, efectiva y total; carril 5: permeabilidad; carril 6: prospectos y Winland R35; carril 7: impedancia acústica; carril 8: facies; carril 9: descripción muestras de canal.

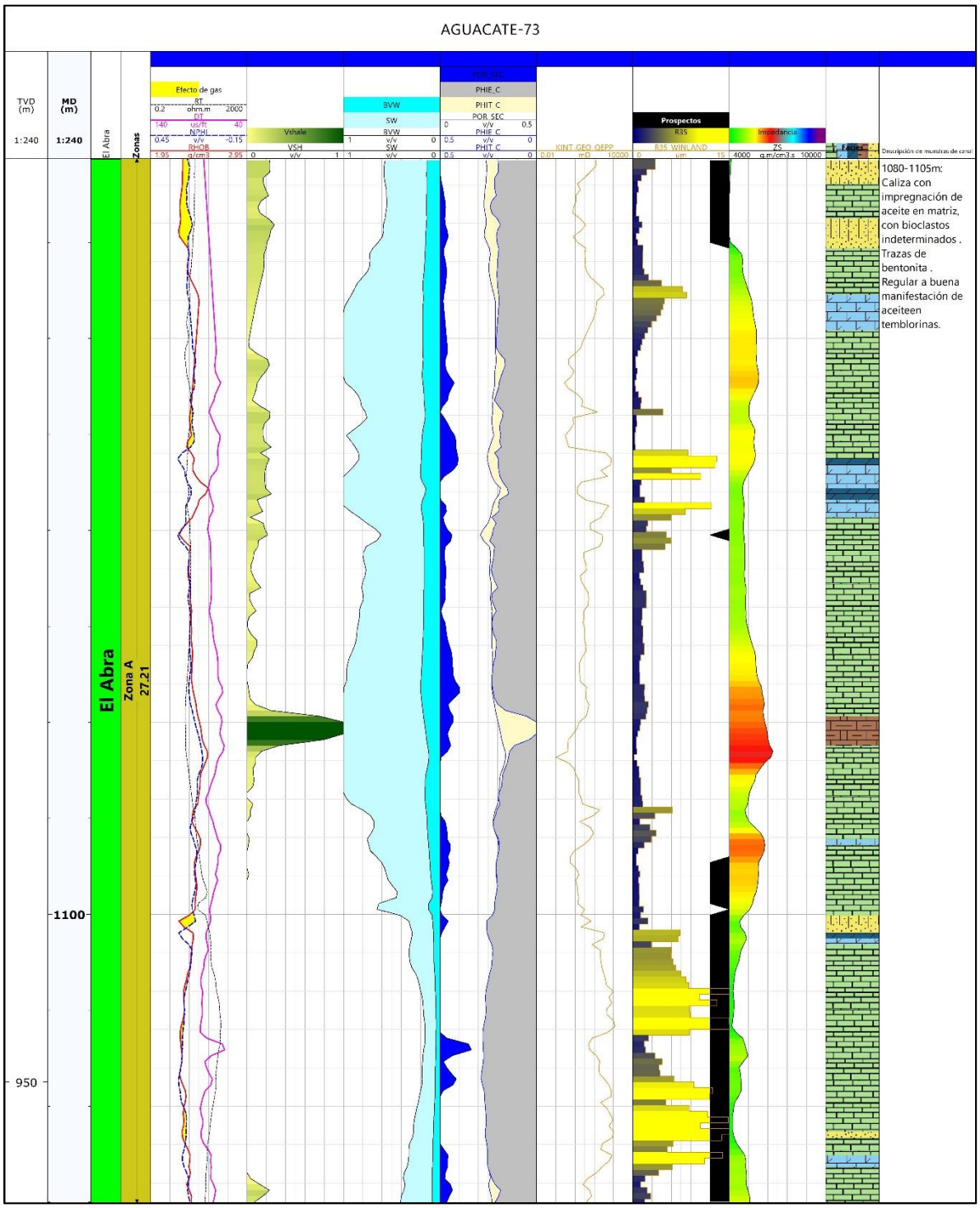
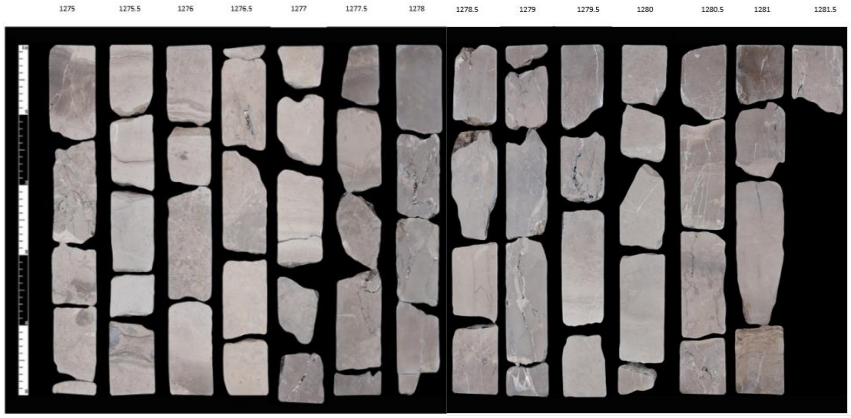


Figura A.1.11. Pozo A-73. Referencia (m): TVD-MD. Carril 1: resistividad, sónico, neutrón y densidad; carril 2: volumen de arcillosidad; carril 3: saturación de agua; carril 4: porosidad secundaria, efectiva y total; carril 5: permeabilidad; carril 6: prospectos y Winland R35; carril 7: impedancia acústica; carril 8: facies; carril 9: descripción muestras de canal.

AGUACATE-2

Núcleo No.3 1013-1016 m

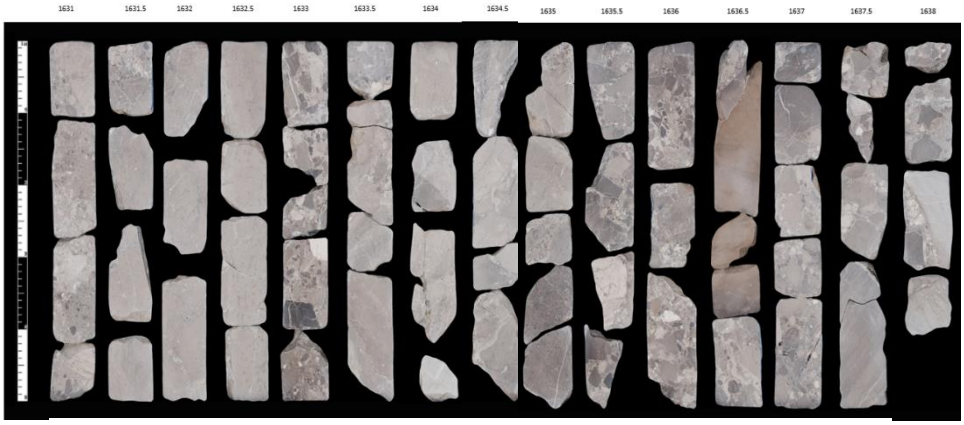
Descripción
Parte inferior caliza café claro-café obscuro por impregnacion de aceite, compacta microcristalina, escasos fragmentos de caliza de tamaño fino de forma subangulosa parcialmente recristalizada esporádicos restos biógenos alternando hacia su parte superior a caliza arcillosa de aspecto bandeado de color gris-gris obscuro sobre planos de fractura se aprecia impregnacion de aceite, fracturas rellenas de calcita blanca.



Núcleo No.4
1275-1282 m

Descripción
Caliza dolomítica café claro, café obscuro por impregnacion de aceite café obscuro viscoso en fracturas y cavernas microcristalinas, hacia la parte superior caliza biógena café obscuro con restos de fauna de tipo arrecifal abundantes fracturas irregulares rellenas de calcita blanca y dolomita, material carbonoso en planos de fractura.

Núcleo No.5
1631-1638 m



Descripción: No disponible

AGUACATE-3

Núcleo No.7 972-975 m

Descripción:
Caliza recristalizada granular muy fino color crema y café por impregnacion de aceite, fracturada con líneas estilolíticas rellenas por material arcilloso, con una intercalación hacia la base por bentonita gris verdoso.

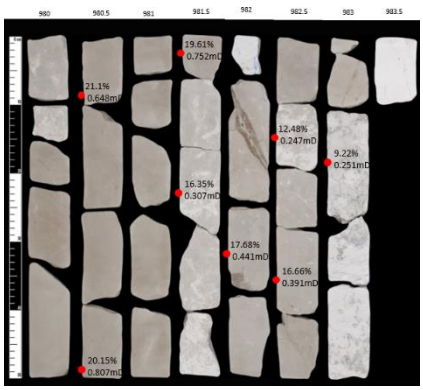
Núcleo No.8 976.5-978.5 m

Descripción:
Caliza mudstone café claro ligeramente de aspecto cretoso, microcristalino, compacto líneas estilolíticas selladas por material arcilloso.

Núcleo No.9 979-979.3 m

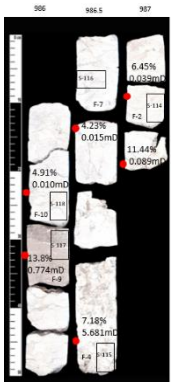
Descripción:
Caliza mudstone café a café claro compacto cristalino.

Núcleo No.10 980-983.6 m



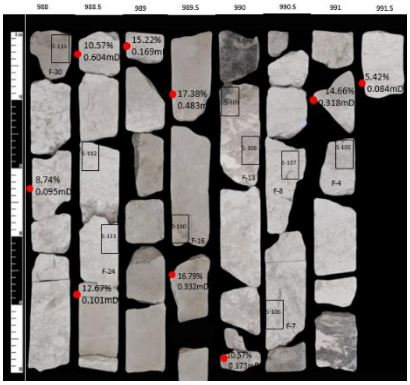
Descripción:
Caliza mudstone crema a blanco y café oscuro por impregnacion de aceite, con fracturas y cavernas selladas por material arcilloso y aceite café.

Núcleo No.11 986-987.5 m



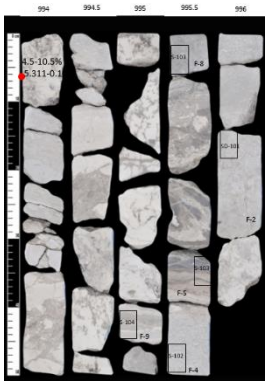
Descripción:
Caliza packstone bioclástico, café claro moteado de café obscuro por impregnacion de aceite en fracturas y cavernas por disolución compacto constituido por fragmentos subangulosos de tamaño fino a mediano, restos de macrofauna parcialmente recristalizada, líneas estilolíticas selladas por material arcilloso

Núcleo No.12 988-991.5 m



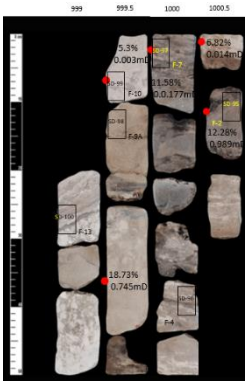
Descripción:
Brecha calcárea crema, compacto, constituido por clastos angulosos a subredondeados de un mudstone a wackestone, intercalada con un wackestone y packestone de miliólidos crema a café por impregnacion de aceite, compacto, recristalizado, de textura microcristalina, con porosidad fenestral y microfracturas selladas por material arcilloso, en partes se presenta parcialmente dolomitizado.

Núcleo No.13 994-999.6 m



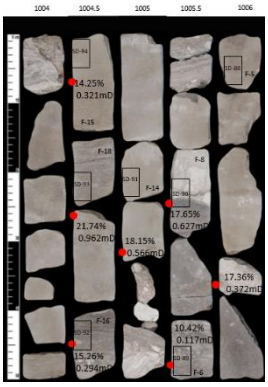
Descripción:
Caliza biógena blanca cretosa y café obscuro por impregnación de aceite de microfósiles y escasos macros, hacia la cima presenta desarrollo brechoide de fragmentos subredondeados de colores claros de tamaño pequeño a mediano.

Núcleo No.14 999.2-1004 m



Descripción:
Packstone bioclástico café claro-café obscuro por impregnacion de aceite café viscoso en fracturas y cavernas, compacto masivo microcristalino, constituido por microfauna (miliólidos) fragmentos de mudstone y grainstone biógeno, parcialmente recristalizado.

Núcleo No.15 1004-1006 m

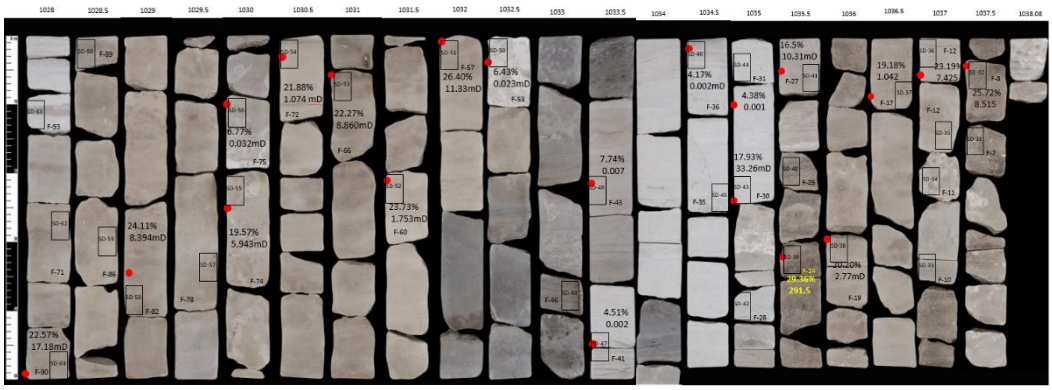


Descripción:
Wackestone a packestone de litoclastos crema a café por impregnación de aceite, compacto, dolomitizado, de textura microcristalina a criptocristalina, en partes de aspecto brechoide. se intercala con un packstone de miliólidos crema a café, impregnado de aceite, compacto, parcialmente recristalizado, de textura microcristalina, con porosidad fenestral y microfracturas selladas por material arcilloso.

Núcleo No.16 1013-1023.5 m

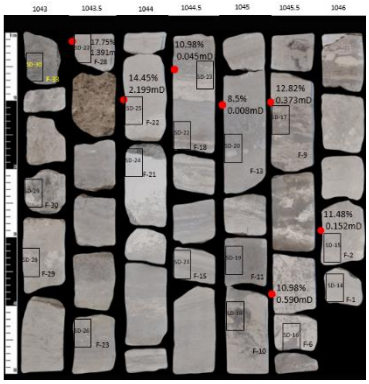
Descripción:
Caliza clástica café-café obscuro por impregnación de aceite, compacta cristalina, arcillosa en partes constituida por fragmentos subangulosos de caliza de tamaño fino a medio parcialmente recristalizados, fracturas y cavernas con alta impregnación de aceite café viscoso, escasos restos de macrofauna.

Núcleo No.17 1028-1038.08 m



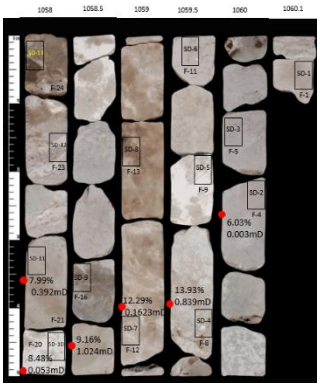
Descripción:
Wackestone-packstone, bioclástico café claro, café obscuro por impregnacion de aceite, compacto microcristalino constituido por fragmentos de caliza de tamaño subanguloso a subredondeado pedaceria de micro y macrofracturas y cavernas selladas por calcita blanca con impregnacion de aceite, líneas estilolíticas rellenas de material arcilloso, en partes intercalaciones de capas delgadas de material arcilloso carbonoso de color negro.

Núcleo No.18 1043-1046.4 m



Descripción:
Mudstone a wackestone crema a café impregnado de aceite, compacto y dolomitizado, de textura cristalina y microcristalina, con laminaciones y microfracturas selladas por material arcilloso, se intercala con un packestone de miliólidos café a crema con impregnación y manchas de aceite, presenta microfracturas selladas por material arcilloso y porosidad tipo fenestral.

Núcleo No.19 1058-1060.1 m



Descripción:
Packstone café claro, café obscuro por impregnación de aceite, compacto microcristalino y parcialmente recristalizado fracturas y cavernas rellenas de calcita blanca con impregnación de aceite, constituido por fragmentos subangulosos a subredondeados de caliza de tamaño mediano.

AGUACATE-40

Núcleo No.1 986-995 m

Cima

Descripción:
Caliza mudstone color blanco a crema, compacta, con presencia de fracturas selladas por calcita.
Se observa un cambio de coloración en matriz de blanco a café claro por posible impregnación de aceite

Núcleo No.2 995-1004 m

Cima

Descripción:
Caliza mudstone color blanco a crema, en partes café claro con presencia de fracturas con sellos de calcita.
Se observa ligera impregnación de aceite en matriz

AGUACATE-52

Núcleo No.1 1021-1030 m

Cima

Descripción:
Caliza color crema a café claro, compacta de consistencia dura y en partes aspecto arcilloso.
Porosidad secundaria tipo vugular con presencia de aceite en fracturas.
Porosidad primaria en matriz.
Se observa impregnación de aceite en matriz y en fracturas

Núcleo No.2 1271-1280.56 m

Cima

Descripción:
Caliza color crema a blanco, compacta, consistencia dura con intercalaciones de bandas color gris oscuro.
Porosidad regular a buena en matriz y secundaria de tipo vugular.
Cuerpos de aspecto brechoide (fragmentos hasta de 5cm. de diámetro.
Presencia de fracturas abiertas sin impregnación de aceite.
No se observa impregnación de aceite en matriz ni en fracturas.