



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO EN EL  
TERCIARIO Y CRETÁCICO PARA LA PLANEACIÓN  
DE PERFORACIÓN DE UN POZO INYECTOR.**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Petrolero**

**PRESENTA**

Sandra Agatón Rebolledo

**DIRECTOR DE TESIS**

M. en I. Mario Gerardo García Herrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018.



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

**JURADO ASIGNADO:**

**Presidente:** Ing. Mario Rosas Rivero.

**Secretario:** M. en C. Iza Canales García.

**Vocal:** M. en I. Mario Gerardo García Herrera.

**1er. Suplente:** Ing. Luis Felipe Alcántara Garcés.

**2º. Suplente:** Dr. Nelson Enrique Barros Galvis.

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Ciudad Universitaria, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, 2018.

**TUTOR DE TESIS**

M. en I. Mario Gerardo García Herrera.

---

**FIRMA**

## Agradecimientos

Sin duda me encuentro en la parte de la vida que algún día soñé, un logro académico más y una meta profesional cumplida, es increíble y a la vez muy satisfactorio escribir estas palabras que simbolizan la firmeza, responsabilidad y esfuerzo durante estos años.

Agradezco primeramente a mis padres María de Lourdes Rebolledo Montero y José Luis Agatón Hernández por su apoyo en cada momento desde que soy pequeña, por impulsarme y hacerme una persona fuerte, por enseñarme que todo sacrificio tiene su recompensa y que se debe luchar por lo que más se quiere. Les debo a ustedes todo lo que he logrado hasta el día de hoy.

A mis hermanos Perla Agatón Rebolledo y Eduardo Agatón Rebolledo, gracias por crecer conmigo, por apoyarme y escuchar mis anécdotas, por compartir risas, juegos y lágrimas.

Gracias a la máxima casa de estudios, Universidad Nacional Autónoma de México, porque me llevo los mayores y mejores conocimientos, los cuales me han permitido desenvolverme de manera satisfactoria.

A mi asesor M. en I. Mario Gerardo García Herrera, gracias por el conocimiento que me compartió y por la dedicación brindada para lograr uno de mis más grandes objetivos. Sin duda alguna, me llevo la mayor experiencia gracias a todas las actividades que me hizo realizar y sobre todo porque aprendí de usted que para un ingeniero no deben existir cosas complejas.

A mis sinodales, quiero agradecer el tiempo y el espacio que invirtieron en sus enseñanzas, por su orientación, correcciones y apoyo durante la elaboración de la presente tesis.

Al Instituto Mexicano del Petróleo, gracias por abrir sus puertas a los alumnos, para que seamos parte de sus prácticas y conocimientos. Así mismo agradezco al M. en C. Aaron del Valle quien forma parte de los investigadores del IMP, por su atención y enseñanza durante mi estancia.

Gracias al destacado investigador Dr. José Manuel Domínguez Esquivel, por permitir el uso de cierta información desarrollada por el Instituto Mexicano del Petróleo correspondiente al proyecto Recuperación de aceite matricial y mejoramiento de la densidad API de crudos pesados y extrapesados, auspiciado por Conacyt-Sener-Hidrocarburos.

Las personas descubrimos por sí mismas el valor de la amistad, de quienes se quedan grabados los mayores recuerdos de esta etapa. Amigos de verdad: Cinthya, Chamorro, Dianita, Mariel, Rafa, Lucio. Gracias por estar siempre.

A la familia Sánchez Galindo, gracias por ser parte de esta última etapa, ustedes abrieron las puertas de su hogar y me regalaron atención, cariño y apoyo, lo cual fue una motivación más para llegar a la meta.

Durante mi camino profesional me encontré con una persona que comparte más allá de sus experiencias laborales, conocimientos aplicados, triunfos, sentimientos y pensamientos conmigo, es quien me recuerda a diario el valor de las cualidades sobresalientes que predominan en mí. Gracias por todas tus enseñanzas Ing. Luis César Sánchez Galindo.

*Si A es el éxito en la vida, entonces  $A = X + Y + Z$ . Donde X es trabajo, Y es placer y Z es mantener la boca cerrada.  
(Albert Einstein)*

## Índice

Resumen	
Abstract	
Introducción	
Primer capítulo: Características generales del campo donde se planea la perforación de un pozo inyector. ....	1
1.1 Ubicación. ....	1
1.2 Descripción geológica. ....	2
1.3 Columna estratigráfica. ....	4
1.4 Geología estructural. ....	7
1.5 Problemática durante la perforación.....	7
1.6 Registros geofísicos.....	9
1.6.1 Registro de rayos gamma. ....	9
1.6.2 Registro sísmico. ....	10
1.6.3 Registro de densidad. ....	10
1.6.4 Registro de neutrón.....	13
Segundo capítulo: Predicción de la presión de poro en el Terciario.....	14
2.1 Presión de poro.....	14
2.2 Rocas sedimentarias siliciclásticas o detríticas.....	15
2.3 Método de Ben Eaton.....	16
2.4 Metodología para la predicción de presión de poro en el Terciario. ....	17
2.4.1 Esfuerzo de sobrecarga. ....	18
2.4.2 Gradiente de presión normal de poro.....	21
2.4.3 Tendencia normal de compactación. ....	21
2.4.3.1 Línea de lutitas en el registro de rayos gamma.....	22
2.4.3.2 Tendencia de compactación normal para el registro sísmico. ....	24
2.4.4 Calibración de la predicción de poro en el Terciario .....	26
Tercer capítulo: Predicción de la presión de poro en el Cretácico. ....	28
3.1 Rocas carbonatadas. ....	28

3.2 Método de Vahid Atashbari. ....	29
3.3 Metodología para desarrollar la predicción de poro en el Cretácico. ....	31
3.3.1 Sistema de porosidad total en rocas carbonatadas. ....	33
3.3.2 Compresibilidad de poro. ....	34
3.3.3 Compresibilidad de bulto.....	35
3.3.4 Esfuerzo efectivo.....	38
3.3.5 Calibración de la predicción de presión de poro para el Cretácico. ....	40
Cuarto capítulo: Ventana operativa para perforación de un pozo inyector. ....	43
4.1 Pozo inyector. ....	43
4.2 Diseño de la trayectoria del pozo inyector.....	43
4.2.1 Trayectoria Incrementar-Mantener.....	46
4.2.2 Trayectoria del PIM considerando la distribución de pozos. ....	49
4.3 Ventana operativa de los pozos: Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D.....	53
4.3.1 Presión de Fractura.....	54
4.3.2 Método de Eaton.....	54
Quinto capítulo: Casos de predicción de la presión de poro en carbonatos, planeación y ejecución. ....	62
5.1 Pozo Atún 01V. ....	62
5.1.1 Problemática de perforación del pozo Atún 01V. ....	62
5.1.2 Predicción de presión de poro en carbonatos para pozo Atún 01V. ....	63
5.2 Pozo Chocol 1.....	66
5.2.1 Problemática de perforación del pozo Chocol 1.....	67
5.2.2 Predicción de presión de poro en carbonatos para pozo Chocol 1.....	67
Conclusiones.....	70
Recomendaciones.....	72
Anexos	
Referencias	

## Lista de Figuras

Figura 1.1 Localización del campo Aguacate.....	1
Figura 1.2 Ubicación de la plataforma Tuxpan.....	2
Figura 1.3 Ambiente sedimentario del yacimiento del campo Aguacate.....	3
Figura 1.4 Aspecto microscópico de los componentes de las rocas carbonatadas.....	3
Figura 1.5 Columna geológica del campo Aguacate.....	6
Figura 1.6 Mapa estructural de la cima de la formación el Abra.....	7
Figura 1.7 Registro de densidad real y registro de densidad sintético del pozo Aguacate 28.....	12
Figura 1.8 Registros geofísicos del pozo Aguacate 28V.....	13
Figura 2.1 Clasificación de la presión de poro.....	14
Figura 2.2 Gradiente de sobrecarga para los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D.....	20
Figura 2.3 Registro de rayos gamma de los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D.....	22
Figura 2.4 Puntos de lutitas colocados en el registro sínico de los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D.....	23
Figura 2.5 Tendencia de compactación normal.....	24
Figura 2.6 Tendencia de compactación normal para el registro sínico de los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D...	25
Figura 2.7 Predicción de la presión de poro en el periodo Terciario calibrada.....	27
Figura 3.1 Sistema de porosidad en rocas carbonatadas.....	33
Figura 3.2 Registro de neutrón de los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D.....	34
Figura 3.3 Compresibilidad de bulto y compresibilidad de poro de los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D...	37
Figura 3.4 Presión de poro hidrostática y esfuerzo efectivo de los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D.....	39
Figura 3.5 Predicción de la presión de poro en el periodo Cretácico calibrada....	41

Figura 3.6 Predicción de la presión de poro en los periodos Terciario y Cretácico.....	42
Figura 4.1 Plataforma 15 del campo Aguacate.....	44
Figura 4.2 Vista 3D de intervalos productores: Opción A y Opción B.....	45
Figura 4.3 Vista 2D trayectoria del pozo PIM sin considerar la distribución de pozos del campo Aguacate.....	49
Figura 4.4 Vista 2D trayectoria original 1, trayectoria original 2.....	50
Figura 4.5 Vista 2D trayectoria propuesta opción B.....	52
Figura 4.6 Vista 3D de opción A, opción B.....	53
Figura 4.7. Registro sísmico dipolar del pozo Aguacate 15V.....	55
Figura 4.8 Velocidad primaria y velocidad secundaria del registro sísmico dipolar del pozo Aguacate 15V.....	56
Figura 4.9 Relación de Poisson modificada.....	57
Figura 4.10 Ventana operativa para perforación de los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D.....	59
Figura 4.11 Ventana operativa para perforación del pozo inyector mezcla PIM.	61
Figura 5.1 Columna estratigráfica del pozo Atún 01V.....	62
Figura 5.2 Compresibilidades de poro y bulto para el pozo Atún 01V.....	64
Figura 5.3 Ventana operativa de perforación del pozo Atún 01V.....	65
Figura 5.4 Columna estratigráfica del pozo Chocol 1.....	66
Figura 5.5 Compresibilidades de poro y de bulto del pozo Chocol 01.....	68
Figura 5.6 Ventana operativa de perforación del pozo Chocol 1.....	69

### Lista de Tablas

Tabla 1.1 Problemática durante la perforación de los pozos del Campo Aguacate.....	8
Tabla 1.2 Valores de velocidad compresional y tiempo de tránsito en rocas comunes.....	10
Tabla 1.3 Densidad de matriz o fluido con base en litología.....	11
Tabla 2.1 Clasificación de las rocas siliciclásticas o detríticas.....	15
Tabla 2.2 Columna estratigráfica del pozo inyector.....	17
Tabla 2.3 Profundidad vertical bajo el nivel del mar y bajo la mesa rotaria de la base de la formación el Abra.....	18
Tabla 2.4 Elevación de la mesa rotaria y del terreno.....	19
Tabla 2.5 Gradientes de presión de formación normal en diferentes regiones del mundo.....	21
Tabla 3.1 Clasificación de Dunham para rocas carbonatadas.....	28
Tabla 3.2 Profundidad vertical bajo el nivel del mar y bajo la mesa rotaria de las cimas y bases para cada pozo en la formación El Abra.....	32
Tabla 4.1 Característica de los intervalos objetivos del yacimiento propuestos para la trayectoria del pozo inyector.....	45
Tabla 4.2 Resultados del cálculo de la trayectoria del pozo PIM sin considerar la distribución de pozos de la plataforma 15 del campo Aguacate.....	49
Tabla 4.3 Relación de Poisson para las formaciones del campo Aguacate.....	58
Tabla 5.1 Problemática de perforación del pozo Atún 1V.....	63
Tabla 5.2 Problemática de perforación del pozo Chocol 01.....	67
Tabla 5.3 Porosidades para formaciones del periodo Cretácico atravesadas por el pozo Chocol 01.....	54

## Resumen

La predicción de la presión de poro o también conocida como la presión de formación, es el principal conocimiento para llevar a cabo la planeación y diseño de pozos; sin embargo, todas las formaciones cuentan con características petrofísicas distintas por lo que no es conveniente utilizar el mismo método predictivo. De esta manera se pretende evitar las consecuencias de una predicción incorrecta como: pegadura diferencial, fluencia lenta, pérdida del fluido de perforación, brotes e inestabilidad del agujero. Así mismo se minimizarán el tiempo y los costos de perforación.

Inicialmente este trabajo de tesis presenta las características generales del campo donde se perforará un pozo inyector, es decir, su información sísmica, geológica, propiedades del aceite, registros petrofísicos y la problemática que se presentó durante la perforación hasta llegar a la formación de interés.

Posteriormente se describe la predicción de la presión de poro para el Terciario, donde se aplica el método de Ben Eaton, este método convencional está diseñado principalmente para lutitas. En cambio, para el Cretácico, se aplica el método de Vahid Atashbari, basado principalmente en la porosidad total, compresibilidad de bulto, compresibilidad de poro y esfuerzo efectivo aplicado al sistema de rocas carbonatadas.

Después se presenta la construcción de la ventana operativa para la perforación del pozo inyector, donde se tiene la predicción de presión de poro utilizando ambos métodos mencionados anteriormente, la presión de fractura y el esfuerzo de sobrecarga.

Se incluyen algunos casos donde el método predictivo de presión de poro en carbonatos ya fue aplicado, se muestra la planeación y ejecución mediante las ventanas operativas.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones con base en los objetivos y resultados obtenidos para la correcta predicción de la presión de poro para el campo Aguacate.

## Abstract

The prediction of pore pressure, also known as the formation pressure, is the main knowledge to planning and design wells; however, all formations have different petrophysical characteristics because it is not convenient use the same predictive method. The consequences of an incorrect prediction are some as: stuck pipe, creep, lost of mud weight drilling, blowouts and wellbore instability. The pore pressure prediction minimizes drilling time and cost.

Initially this thesis presents the general characteristics of the field where an injector well will be drilled: its seismic, geological, oil properties, petrophysical logs and the problems registered during the drilling until the formation of interest is reached.

Subsequently the prediction of pore pressure for the Tertiary is described, where the Ben Eaton method is applied. This conventional method is mainly designer for shales. In contrast, for the Cretaceous, the Vahid Atashbari method is applied based mainly in total porosity, bulk compressibility, pore compressibility and effective stress for the carbonate rock system.

Then the construction of the operative window for the injector well drilling is presented, where the pore pressure prediction process applies both methods previously mentioned, the fracture pressure and the overburden stress.

The work (thesis) includes some cases where the method to predict pore pressure in carbonates was applied, showing the planning and execution through the operating windows.

Finally, it is shows conclusions and recommendations based on objectives and results obtained for the correct prediction of pore pressure in Aguacate field.

## Introducción

Más del 60% de las reservas de hidrocarburos del mundo se encuentran en yacimientos de rocas carbonatadas, los cuales presentan alta producción. En México, cerca del 80% de la producción de hidrocarburos proviene de los yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados, el 20% restante se encuentra en yacimientos de arenas<sup>1</sup>.

Las rocas sedimentarias carbonatadas se diferencian de las rocas siliciclásticas en cuanto a su depositación, composición, textura y estructura molecular. La mayor parte de los carbonatos se forman a partir de sedimentos formados por actividad biológica, como la creación de arrecifes y la acumulación de fósiles de organismos marinos. De igual forma, son susceptibles a la disolución, por lo que esto puede causar pérdida de fluidos durante la perforación. En cambio, las arcillas y lutitas que son predominantemente rocas siliciclásticas se forman a medida que los sedimentos se desplazan, depositan y litifican.

Para poder extraer los hidrocarburos del yacimiento y llevarlos a la superficie es necesaria la perforación de pozos; pero, para esto es necesario conocer los gradientes de presión contenidos en la formación debido a que se tendrá un control adecuado sobre esta. Por lo tanto, se evitarán pérdidas económicas, pues se sabe que la perforación involucra el mayor costo del proyecto.

Dada la heterogeneidad de los carbonatos, existe una gran incertidumbre durante la perforación de pozos, lo cual genera un desafío relacionado con la porosidad. Sin embargo, para disminuir la complejidad de este reto, existe un método para la predicción de la presión de poro para rocas carbonatadas, el cual fue desarrollado por Vahid Atashbari (2012) y se diferencia de los métodos que se fundamentan en la teoría de compactación de las arcillas propuesto por Terzaghi (1948). Esta predicción complementa el método desarrollado para rocas siliciclásticas propuesto por Ben Eaton (1975), el cual se basa en lecturas que son tomadas de los registros petrofísicos y que caracterizan a las formaciones que atraviesa el pozo.

La presente tesis se realizó con el objetivo de predecir la presión de poro en el Terciario y en el Cretácico, realizando un análisis de las siguientes propiedades físicas de la roca: densidad, porosidad, composición, etc. De igual manera, se utilizaron los registros geofísicos, la información geológica y estratigráfica correspondiente a la zona de estudio y como herramienta de apoyo el software de DrillWorks® Predict propiedad de Halliburton. Posteriormente fue aplicada dicha predicción para la perforación de un pozo que funcionará como inyector.



## Objetivos

- Analizar, interpretar y describir la información geográfica, geológica y petrofísica que corresponde al campo Aguacate, esto con el fin de caracterizar las formaciones que atravesará el pozo inyector que se planea perforar.
- Predecir la presión de poro del periodo Terciario, el cual incluye a las formaciones Mesón, Alazán, Palma Real, Chapopote, Guayabal, Aragón y Velasco aplicando el método de Ben Eaton.
- Predecir la presión de poro del periodo Cretácico, el cual incluye a las formaciones Méndez, San Felipe, Agua Nueva y El Abra, aplicando el método de Vahid Atashbari.
- Predecir la ventana operativa de perforación del pozo inyector de mezcla del campo Aguacate.
- Analizar casos de aplicación del método predictivo de presión de poro de Vahid Atashbari para formaciones carbonatadas.

## Primer capítulo: Características generales del campo donde se planea la perforación de un pozo inyector.

### 1.1 Ubicación.

El campo Aguacate fue descubierto en el año 1970, se localiza en el norte del estado de Veracruz, aproximadamente a 10 [km] al este del poblado de Naranjos y a 12 [km] al noroeste del poblado de Tamiahua, en los municipios de Chinampa de Gorostiza y Tamiahua del Estado de Veracruz (Figura 1.1). Comprende un área de 5 [km<sup>2</sup>].

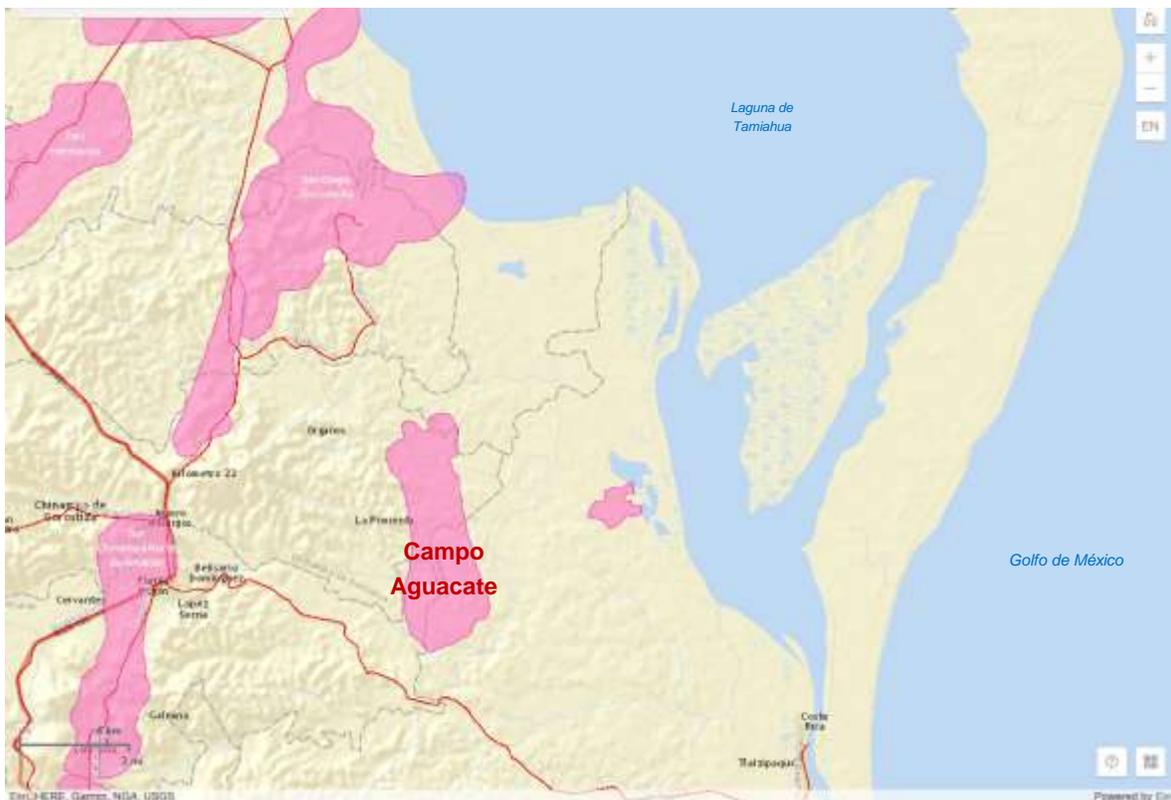


Figura 1.1 Localización del campo Aguacate. Tomado de Comisión Nacional de Información de Hidrocarburos CNIH. Portal de Información Técnica. 2018.

Se encuentra un yacimiento bajo saturado en la formación El Abra cuya litología corresponde a calizas tipo wackestone y packestone, contiene aceite pesado de entre 14-15 [°API], teniendo una presión inicial de 105 [kg/cm<sup>2</sup>] (1493.1 [psi]), la temperatura es de 62 [°C] (143.6 [°F]) a 935 [mvbnm] y la viscosidad del aceite a estas condiciones se encuentra entre 115-147 [cp], la permeabilidad promedio es del orden de 400-800 [mD].

El campo cuenta con pozos productores verticales, desviados y horizontales con terminación en agujero descubierto cuya profundidad promedio es de 980 [mvbnm], el espaciamiento entre estos pozos es de 400 [m].

## 1.2 Descripción geológica.

La formación de interés en el campo Aguacate es conocida como el Abra, pertenece a la plataforma de Tuxpan (Figura 1.2), la cual es una plataforma alargada de sedimentos carbonatados someros, orientada de noreste a sureste con una longitud de 145 [km] y 65[km] de ancho<sup>2</sup>. Esta plataforma es una de las estructuras formadas a medida que avanzó la transgresión del mar de Tethys durante el Jurásico medio, las aguas oceánicas inundaron las islas remanentes lo cual facilitó su desarrollo. Sin embargo, el Abra es una formación que representa el Cretácico Medio.<sup>3</sup>



Figura 1.2 Ubicación de la plataforma Tuxpan. Tomado de Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH. Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla. 2017.

El ambiente de depósito de esta unidad corresponde a una plataforma amplia y estable de aguas someras. El yacimiento del campo Aguacate presenta un ambiente sedimentario de intermarea, submarea y lagunar en una planicie arrecifal debido a su contenido de peloides y miliolidos (Figura 1.3).

Los peloides son granos no esqueléticos de forma ovoidal, los cuales están compuestos por micrita. Su tamaño varía, aunque generalmente se encuentra entre 0.016 y 0.2 [mm] de diámetro. Son producto de la actividad fecal de organismos (pellets fecales).

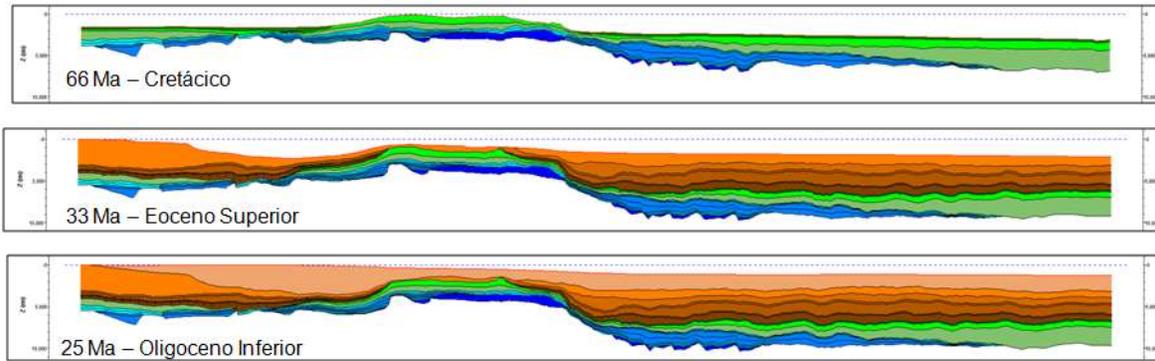


Figura 1.3 Ambiente sedimentario del yacimiento del campo Aguacate. Tomado de Horbury. *Tectonic Sequence-Stratigraphy of Western margin of the Gulf of Mexico in the late Mesozoic and Cenozoic*. 2003.

La formación el Abra contiene rocas carbonatadas, las cuales según la clasificación de Dunham en 1962<sup>4</sup>, se consideran como calizas de tipo wackestone y packestone de intra y bioclásticos. Una caliza wackestone generalmente indica que se depositó en un ambiente de baja energía, además de que el 10% de sus componentes tienen un tamaño menor a 2 [mm], su matriz predominante es la micrita. Las calizas packestone al igual que las wackestone presentan casi las mismas características, la diferencia es que la matriz contenida mayormente es esparita.

Los bioclastos (Figura 1.4) son restos de los esqueletos los cuáles pueden estar fragmentados o completos mientras que los intraclastos son los fragmentos de sedimento débilmente consolidado sobre una cuenca de sedimentación por corrientes, oleajes o deslizamientos.

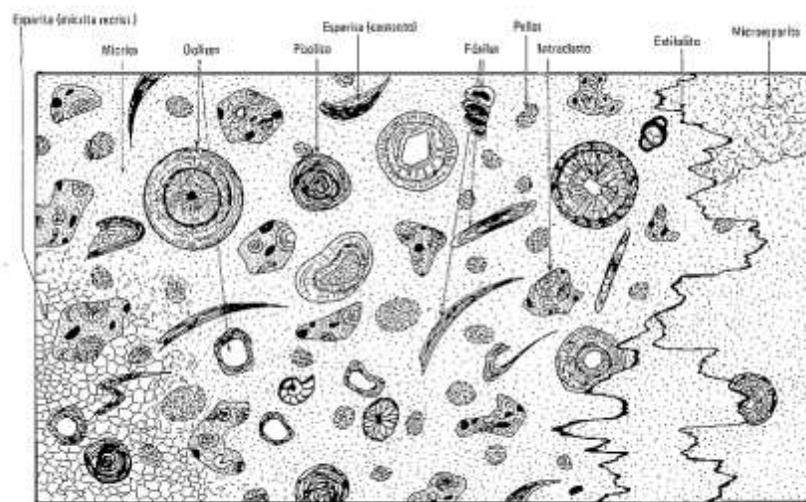


Figura 1.4 Aspecto microscópico de los componentes de las rocas carbonatadas. Tomado de Bard, P. *Microtexturas de Rocas Magmáticas y Metamórficas*. 1985.

### 1.3 Columna estratigráfica.

La columna estratigráfica que atraviesa el campo Aguacate (Figura 1.5) va desde el Cretácico Medio Albiano representado por la formación el Abra hasta el Terciario Mioceno Inferior Burdigaliano representado por la formación Mesón. Los espesores y la litología de cada formación se presentan a continuación:

- **Formación El Abra.**

Se constituye de rocas calizas tipo wackestone y packestone de intra y bioclastos, su cima se encuentra aproximadamente a los 935 [mvbnm]. Corresponde al Cretácico Medio Albiano<sup>5</sup>.

- **Formación Agua Nueva.**

La litología presente de esta formación son las calizas arcillosas y lutitas. Las calizas arcillosas se caracterizan porque el contenido de calcita en la roca está por arriba del 50 [%] pero es menor al 75 [%]. La cima de esta formación se encuentra a 915 [mvbnm] por lo que su espesor es de 20 [m] aproximadamente. Pertenece al Cretácico Superior Turoniano<sup>6</sup>.

- **Formación San Felipe.**

Predomina una mezcla de calizas y lutitas con intercalaciones de bentonita. Esta última es un material compuesto por minerales de arcilla, principalmente montmorillonita con pequeñas cantidades de otros minerales del grupo de las esmectitas. La cima de dicha formación se encuentra a 845 [mvbnm], su espesor es alrededor de 70 [m]. Representa el Cretácico Superior Coniaciano-Campaniano<sup>7</sup>.

- **Formación Méndez.**

Constituida principalmente por margas, el contenido de carbonato de calcio es aproximadamente el 50% de la roca. Presenta arcillas, su cima se encuentra a 795 [mvbnm] y su espesor es de aproximadamente 50 [m]. Pertenece al Cretácico Superior Maastrichtiano<sup>8</sup>.

- **Formación Velasco.**

Se caracteriza porque su litología cambia a lutitas calcáreas y bentoníticas con arenas calcáreas. Estas rocas contienen entre el 25% y el 50% de carbonato de calcio. La cima se encuentra a 740 [mvbnm] y su espesor es de 55 [m]. Es aquí donde se genera el cambio del periodo Cretácico al periodo Terciario, esta formación pertenece al Terciario Paleoceno Superior Thanetiano<sup>9</sup>.

- **Formación Aragón.**

Presenta lutitas con bentonita y su cima se encuentra a 540 [mvbnm] por lo que cuenta con un espesor mayor, aproximadamente 200 [m]. Representa el Terciario Eoceno Inferior Ypresiano<sup>10</sup>.

- **Formación Guayabal.**

La litología predominante son las lutitas con areniscas de granos muy finos, formadas por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor. La cima se encuentra a 470 [mvbnm], su espesor es de 70 [m] ; corresponde al Terciario Eoceno Medio Lutesiano-Bartoniano<sup>11</sup>.

- **Formación Chapopote.**

Se caracteriza por tener margas con intercalaciones de bentonita y areniscas finas, la cima se localiza a 435 [mvbnm], su espesor es de 35 [m]. Pertenece al Terciario Eoceno Superior Priaboniano.

- **Formación Palma Real.**

Contiene lutitas calcáreas y areniscas finas. Las areniscas están compuestas por partículas muy finas que van de 2 [mm] a 1/16 [mm], son mayoritariamente minerales como cuarzo, micas, feldspatos y óxidos. La cima de la formación se encuentra a 260 [mvbnm], tiene un espesor de 175 [m] y representa al Terciario Oligoceno Inferior Rupeliano.

- **Formación Alazán.**

Se presentan margas y lutitas, dicha formación es muy pequeña ya que su cima se localiza a los 235 [mvbnm] y su espesor es de 25 [m]. Corresponde al Terciario Oligoceno Superior Chattiano.

- **Formación Mesón.**

Se caracteriza por su contenido de lutitas y arenas, esta formación tiene como cima comienza a nivel del mar y abarca un gran espesor de 235 [m]. Representa al Terciario Mioceno Inferior Burdigaliano.

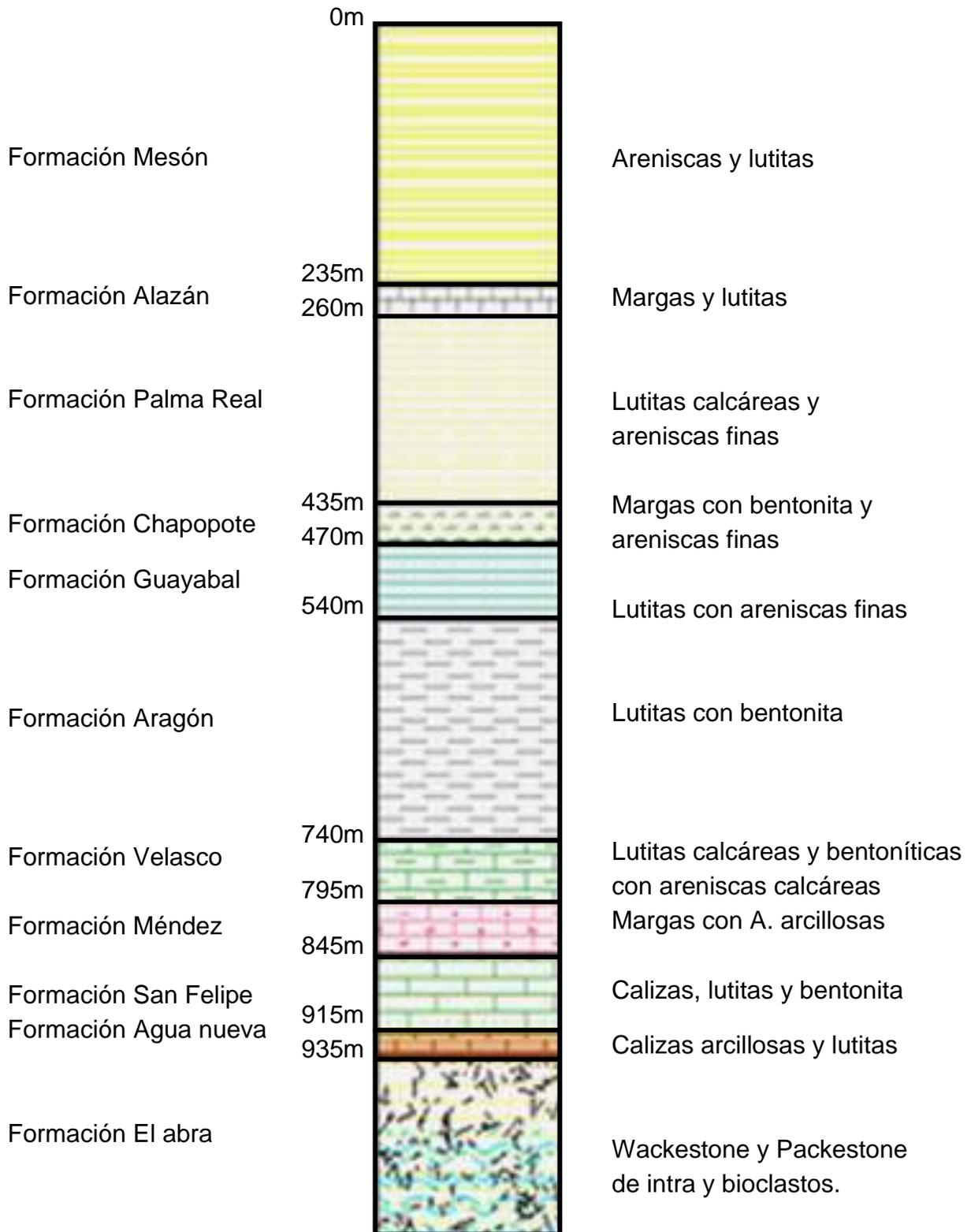


Figura 1.5 Columna geológica del campo Aguacate.

#### 1.4 Geología estructural.

El campo Aguacate fue caracterizado mediante mapas geológicos estructurales, donde se representan los rangos de porosidad y permeabilidad para la cima de la formación el Abra como se muestra en la Figura 1.6. La porosidad y la permeabilidad varían, la representación de ambas se da mediante los siguientes colores: morado representa valores de 6[%] y 0.16 [mD], azul oscuro 8[%] y 0.40 [mD], azul cielo valores iguales a 10[%] y 1 [mD], azul claro para 12 [%] y 2.5[mD], verde azul para valores del 14[%] y 6.3 [mD], el verde representa el 16[%] y 16[mD], verde claro es igual a 18[%] y 40 [mD], el amarillo valores iguales al 20 [%] y 60 [mD], naranja corresponde al 22[%] y 100 [mD] y por último rojo al 24[%] y 250 [mD]. Dichos valores mencionados anteriormente corresponden a porosidad y permeabilidad respectivamente.

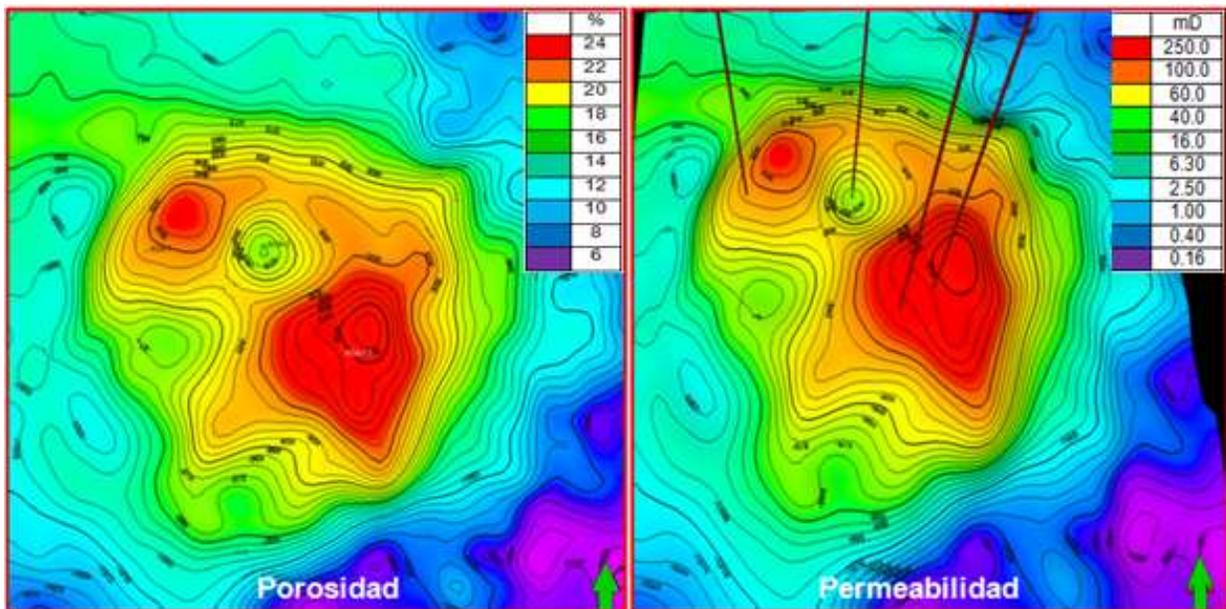


Figura 1.6 Mapa estructural de la cima de la formación el Abra. Tomado de Cruz, M. Presentación: *Geología del Campo Aguacate y Pozo Inyector*. IMP. 2017

#### 1.5 Problemática durante la perforación.

Los reportes diarios de perforación reúnen la información de los eventos que acontecen desde el inicio hasta el final de la perforación de pozos. Esta información es de importancia para la calibración de los parámetros de perforación. A continuación se muestra en la Tabla 1.1, la problemática que se presentó de acuerdo a la profundidad vertical y desarrollada de los pozos del campo Aguacate siguientes: 15V, 21H, 28V, 18H y 16H<sup>12</sup>. Principalmente se observa que al llegar a la cima de la formación el Abra, los problemas son la producción de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) y las pérdidas parciales del fluido de perforación.

Profundidad desarrollada	Problemática durante la perforación del Campo Aguacate				
	Pozos				
[m]	15V	21H	28V	18H	16H
268	Gasificación 268 [mv]	Gasificación 266.9 [mv]			
932		Cima de la formación el Abra 889.7 [mv]			
935		Pérdida parcial de circulación 894.3 [mv]			
937				Cima de la formación el Abra 844.9 [mv]	
950	Cima de la formación el Abra 950 [mv]				
957			Cima de la formación el Abra 957 [mv]		
986	Pérdida parcial de circulación 986 [mv]				
988			Alta concentración de ácido sulfhídrico 988 [mv]		
1000			Pérdida parcial de circulación 1013 [mv]	Pérdida parcial de circulación 939.5 [mv]	
1018	Pérdida parcial de circulación 1018 [mv]	Pérdida parcial de circulación 933.7 [mv]			Cima de la formación el Abra 942.7 [mv]
1028	Alta concentración de ácido sulfhídrico 1073 [mv]				
1135					Alta concentración de ácido sulfhídrico 983.3 [mv]
1210				Pérdida parcial de circulación 978.1 [mv]	
2408			Pérdida parcial de circulación 2408 [mv]		
2515			Pérdida parcial de circulación 2515 [mv]		

Tabla 1.1 Problemática durante la perforación de los pozos del Campo Aguacate.

## 1.6 Registros geofísicos.

Los registros geofísicos de pozos son la representación digital o analógica de una propiedad física de las formaciones que son atravesadas por un pozo, estos se encuentran en función de la profundidad desarrollada <sup>13</sup>(medida a partir de la mesa rotaria) y posteriormente deben ser verticalizados. Funcionan como herramientas que se utilizan principalmente para determinar las características petrofísicas y litológicas de las formaciones, también para la interpretación de aquellas que pueden ser potencialmente productoras.

Los registros tomados durante la perforación del pozo exploratorio Aguacate 28V de interés son los siguientes: registro de rayos gamma, registro sónico, registro de densidad y registro neutrón (Figura 1.8). A continuación se describe y se muestra la representación obtenida, mediante el software utilizado, de cada uno.

### 1.6.1 Registro de rayos gamma.

De acuerdo a la clasificación de registros geofísicos, con base al principio físico con el que opera la herramienta, el registro de rayos gamma es un registro de correlación. Se basa en las mediciones de la radioactividad natural de las formaciones, proviene de tres elementos presentes en las rocas: Uranio (U), Torio (Th) y Potasio (K), ya que todas tienen un contenido variable de material radiactivo distinto que depende de sus características. Por lo tanto, la curva de rayos gamma indicará la diferencia de radioactividad entre los diferentes tipos de roca.

Dicha curva se presenta en una escala de 0 a 100 y las unidades de medición estándar del registro se presenta en unidades [API] (“American-Petroleum-Institute”).

La toma del registro se encuentra en el carril #2 de la Figura 1.8, inicia a la profundidad de 299 [mvmr] y hasta los 470 [mvmr] hay una intercalación de valores que van desde los 45 a 65 [°API], caracterizan las arenas finas y las lutitas calcáreas.

Desde 470 hasta 505 [mvmr], los valores se mantienen en 50 [°API], corresponden a margas con bentonita. De 505 a 575 [mvmr], los valores descienden hasta 35 [°API]. Al llegar a los 775 [mvmr], se observa perfectamente la formación Aragón, donde se mantiene un valor promedio de 50 [°API], el cual representa lutitas con bentonita.

La cima de la formación Velasco es a 775 [mvmr] donde ocurre el cambio del Cretácico al Terciario, hasta 830 [mvmr] algunas lecturas bajan a 25 [API]. Se encuentran intercalaciones de lutitas y calizas hasta llegar a los 980 [mvmr].

Posteriormente a partir de los 980 [mvbmr], las lecturas se mantienen en 20 [°API], pues no se tiene con exactitud la base de la formación el Abra.

El registro de rayos gamma fue tomado hasta la profundidad de 2763 [mvbmr]; sin embargo, la caracterización litológica únicamente se realizó hasta la unidad C de la formación el Abra.

### 1.6.2 Registro sísmico.

El registro sísmico está desarrollado para realizar mediciones de las velocidades de las ondas acústicas propagadas en las formaciones. Dichas mediciones registran el tiempo mínimo requerido para que una onda acústica recorra 1 [ft] a través de las diferentes formaciones que atraviesa el pozo. Este parámetro se define como tiempo de tránsito, se expresa en unidades de [ $\mu$ seg/ft]. El recíproco del tiempo de tránsito es la velocidad compresional de la onda y depende de la litología de las rocas. A continuación, en la Tabla 1.2 se presentan los rangos típicos de las velocidades compresionales y tiempos de tránsito para algunas rocas comunes.

Roca	$V_{ma}$ [ft/seg]	$\Delta t_{ma}$ ( $\mu$ seg/ft)	$\Delta t_{ma}$ [ $\mu$ seg/ft] usado comúnmente
<b>Areniscas</b>	18,000-19,500	51.0-55.5	51.0-55.5
<b>Calizas</b>	21,000-23,000	43.5-47.6	47.5
<b>Dolomitas</b>	23,000	43.5	43.5
<b>Anhidritas</b>	20,000	50.0	50.0
<b>Sal</b>	15,000	66.7	67.0

Tabla 1.2 Valores de velocidad compresional y tiempo de tránsito en rocas comunes. Tomado de Schlumberger, *Principios/ Aplicaciones de la Interpretación de Registros*.

El registro sísmico del pozo Aguacate 28V se encuentra en el carril #3 de la Figura 1.8 y se observa que el tiempo de tránsito hasta la formación Velasco tiene valores arriba de 100 [ $\mu$ seg/ft], esto se debe a que la onda acústica toma más tiempo en viajar por las formaciones con contenido de lutitas. Después los valores comienzan a disminuir hasta llegar a la formación el Abra, donde se encuentran valores menores a 50 [ $\mu$ seg/ft], esto quiere decir que la onda acústica viaja en menor tiempo por las rocas calizas.

### 1.6.3 Registro de densidad.

El registro de densidad mide la densidad media de la formación en [gr/cc]. Es una herramienta de ayuda para conocer la litología presente en la formación. Las mediciones pueden variar para areniscas, calizas, dolomías, etc. La Tabla 1.3 presenta los valores de densidad de matriz y de fluido para distintos tipos de litología y fluido.

Litología/Fluido	$\rho_{ma}, \rho_{fl}$ [gr/cc]
<b>Arenisca</b>	2.65
<b>Caliza</b>	2.71
<b>Dolomita</b>	2.87
<b>Anhidrita</b>	2.96
<b>Sal</b>	2.04
<b>Agua de formación</b>	1.07
<b>Agua salada</b>	1.15

Tabla 1.3 Densidad de matriz o fluido con base en litología. Tomado de Schlumberger, *Principios/ Aplicaciones de la Interpretación de Registros*.

El registro se encuentra en el carril #4 de la Figura 1.8, comienza a partir de 299 [mvbmr] y hasta 775 [mvbmr] predominan valores entre 2.2 [gr/cc] y 2.45 [gr/cc]. A partir de los 775 [mvbmr], es decir a partir de la cima de la formación Velasco, las lecturas de densidad aumentan puesto que existe presencia de calizas, es por esto que las densidades varían entre 2.2 [gr/cc] y 2.6 [gr/cc]. Al llegar a la formación el Abra las lecturas son altas, ya que las rocas presentes son únicamente calizas cuya densidad es de 2.71 [gr/cc]. En la parte final del registro que va de 2407 [mvbmr] a 2763 [mvbmr], se encuentran lecturas de hasta 2.8 [gr/cc], la cual podría hacer referencia a dolomías; sin embargo, no se cuenta con la caracterización litológica de esta zona.

Para el intervalo que no presenta registro, es decir, de 1172 [mvbmr] a 2407 [mvbmr] es necesario construir un registro sintético de densidad a través de la ecuación de Gardner<sup>14</sup>.

$$\rho = A \left( \frac{10^6}{DT} \right)^B \quad (1.1)$$

Donde:

$\rho$ = densidad de la matriz [gr/cc]

A= constante con valor de 0.20 a 0.30.

B= constante con valor de 0.23 a 0.25.

DT= tiempo de tránsito [ $\mu$ s/ft].

La ecuación de Gardner utiliza los tiempos de tránsito obtenidos a partir del registro sísmico, de acuerdo al software, los valores del coeficiente A pueden tomar valores entre 0.20 y 0.30, mientras que para el exponente B el rango cambia de 0.23 hasta 0.25.

Como se mencionó anteriormente, se tienen dos etapas del registro de densidad, las cuales se grafican como se muestra en la parte izquierda de la Figura 1.7, posteriormente tomando cada lectura del registro sónico (DT) se varían los valores de A y B hasta que la curva del registro sintético de densidad tenga una tendencia similar a las etapas que presenta el registro de densidad real. Para este caso con el valor de A igual a 0.21 y B igual a 0.23 se obtiene dicha tendencia como se observa en la parte derecha de la Figura 1.7. Se puede decir que la tendencia del registro sintético de densidad tiene un grado de similitud alto.

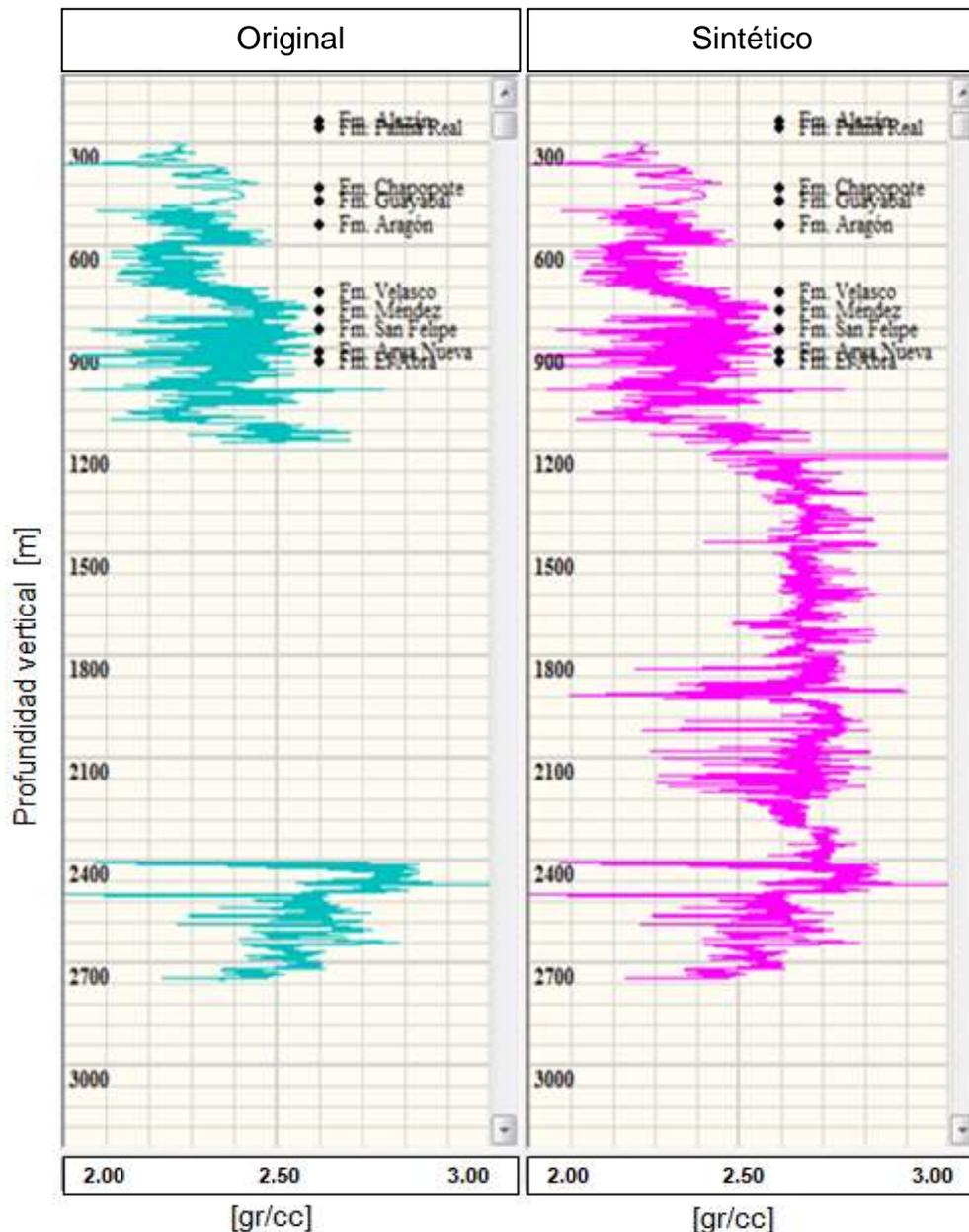


Figura 1.7 Registro de densidad real y registro de densidad sintético del pozo Aguacate 28.

### 1.6.4 Registro de neutrón.

El registro de neutrón mide el índice de hidrógeno de las formaciones, el cual es expresado como porosidad neutrón en unidades de porosidad [pu]. Por su principio físico de medición, se clasifica como un registro radioactivo. El registro se encuentra en el carril #5 de la Figura 1.8, desde el inicio de la toma hasta 775 [m] de profundidad del registro de neutrón en el pozo Aguacate 28V se puede observar que las lecturas se encuentran en un rango de 50[%] a 70[%] de porosidad. Posteriormente de 775 [m] a 980 [m] los valores descienden de 50 [%] hasta 12 [%], característico de las calizas. Las lecturas posteriores hasta llegar a la profundidad de 2100 [m] descienden aún más, se observan lecturas de hasta el 2 [%]. A partir de los 2100 [m] no se cuenta con la toma de este registro hasta llegar a la profundidad total del pozo.

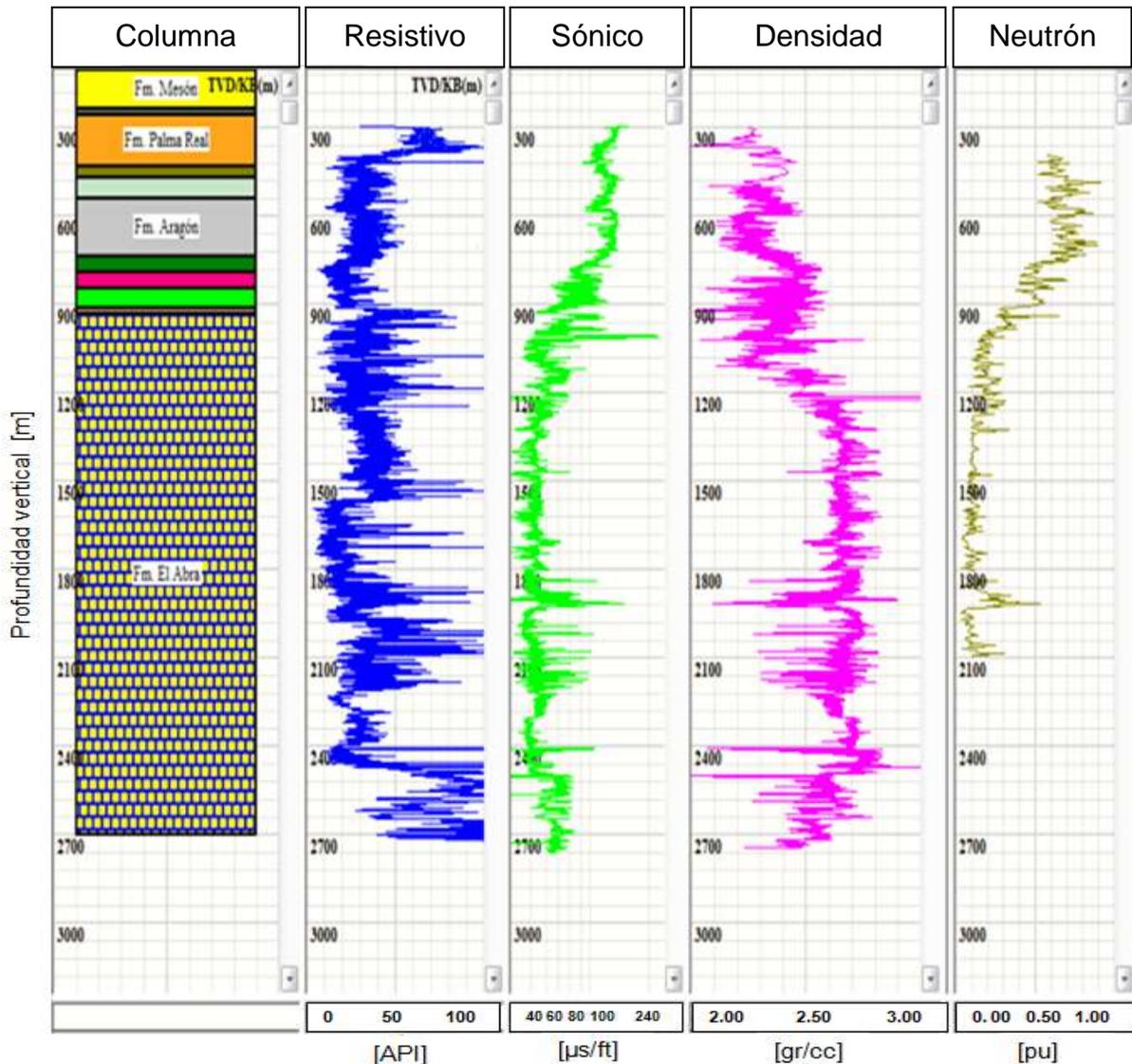


Figura 1.8 Registros geofísicos del pozo Aguacate 28V.

## Segundo capítulo: Predicción de la presión de poro en el Terciario.

### 2.1 Presión de poro

La presión de poro se define como la presión a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos dentro de los espacios porosos de la formación, esta funciona como fuente de energía para hacer fluir hacia el exterior dichos fluidos (agua, aceite y/o gas)<sup>15</sup>. La presión de poro también es conocida como presión de formación y se puede clasificar en: presión subnormal, normal y anormal como se muestra en la Figura 2.1. Cada una se define de la siguiente manera:

- **Presión subnormal:** cualquier presión menor a la presión normal o hidrostática, generalmente son los gradientes de presión menores a 0.465 [psi/ft] o 1.073 [gr/cc].
- **Presión normal:** se trata de una presión normal cuando es causada solamente por la columna hidrostática del agua connata contenida en los poros de la roca de la formación.
- **Presión anormal:** el término se asocia a presiones de formación mayores a la presión normal. Los gradientes de presión son mayores a 0.52 [psi/ft] o 1.2 [gr/cc]. El fenómeno de presión anormal se atribuye a dos procesos principalmente: el incremento del esfuerzo aplicado a una roca compresible y la expansión de fluido dentro de un espacio poroso limitado. La habilidad para que cada uno de estos mecanismos genere presiones superiores a la presión normal depende de la roca y de las propiedades del fluido<sup>16</sup>.

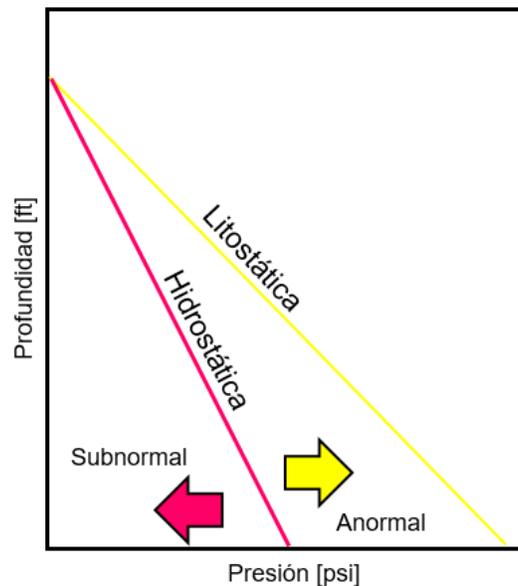


Figura 2.1 Clasificación de la presión de poro. Tomada de Schlumberger. Oilfield Glossary.2017.

## 2.2 Rocas sedimentarias siliciclásticas o detríticas.

Se definen como rocas siliciclásticas o detríticas aquellas que son formadas por la sedimentación mecánica de los fragmentos procedentes de otras rocas por erosión, que a su vez son depositados y transportados por gravedad, suspensión, acción glaciaria o eólica. Se clasifican de acuerdo al tamaño de los sedimentos por los que están compuestas como se muestra en la Tabla 2.1, estas son: conglomerados, brechas, areniscas, limolitas, lutitas y arcillas.

En las formaciones que constituyen al periodo Terciario y son atravesadas por los pozos del campo Aguacate, se tienen principalmente rocas detríticas clasificadas como areniscas y lutitas.

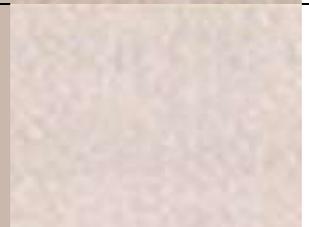
Rocas sedimentarias siliciclásticas o detríticas			
Tamaño del clasto		Nombre del sedimento	Nombre de la roca
Grueso (más de 2 [mm])		Grava (clastos redondeados)	Conglomerado
		Grava (clastos angulosos)	Brecha
Medio (de 1/16 a 2 [mm])		Arena	Arenisca
Fino (de 1/16 a 1/256 [mm])		Limo	Limolita
Muy fino (menos de 1/256 [mm])		Arcilla	Lutita

Tabla 2.1 Clasificación de las rocas siliciclásticas o detríticas. Tomado de Vázquez, G. *Rocas sedimentarias siliciclásticas*. FI, UNAM. 2013.

### 2.3 Método de Ben Eaton.

Ben Eaton propuso correlaciones empíricas basadas en las mediciones de propiedades sensibles a la compactación de la roca como: los tiempos de tránsito, la conductividad y la resistividad. Estas relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de la desviación entre los valores observados y los obtenidos de la tendencia normal extrapolada de dichas propiedades. Eaton desarrolló estas correlaciones con base en el método propuesto por Hottman & Johnson en 1965<sup>17</sup> para la predicción de geopresiones mediante el uso de datos correspondientes a registros sínicos y resistivos, esto fue aplicado en sedimentos del Terciario pertenecientes a la Costa del Golfo.

En 1972, Hottman & Johnson presentaron la teoría del efecto del esfuerzo de sobrecarga, el cual fue descrito por Terzaghi y Peck en 1948<sup>18</sup>.

El método que Ben Eaton propuso fue el desarrollo de tres ecuaciones para obtener el gradiente de formación a partir de registros geofísicos como se muestra a continuación:

#### Para valores del registro de resistividad.

$$\frac{p_p}{D} = \frac{\sigma_S}{D} - \left[ \frac{\sigma_S}{D} - \left( \frac{p_p}{D} \right)_n \right] \left( \frac{R_o}{R_n} \right)^\alpha \quad (2.1)$$

#### Para valores del registro de conductividad.

$$\frac{p_p}{D} = \frac{\sigma_S}{D} - \left[ \frac{\sigma_S}{D} - \left( \frac{p_p}{D} \right)_n \right] \left( \frac{C_n}{C_o} \right)^\alpha \quad (2.2)$$

#### Para valores del registro sínico.

$$\frac{p_p}{D} = \frac{\sigma_S}{D} - \left[ \frac{\sigma_S}{D} - \left( \frac{p_p}{D} \right)_n \right] \left( \frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^\alpha \quad (2.3)$$

Donde:

$p_p$ = gradiente de presión de poro [gr/cc].

$D$ = profundidad vertical verdadera [m].

$\sigma_S$ = esfuerzo de sobrecarga [gr/cc].

$n$ = normal.

$R_o$ = resistividad observada [ohm-m].

$R_n$ = resistividad normal [ohm-m].

$C_o$ = conductividad observada [ohm-m].

$C_n$ = conductividad normal [ohm-m].

$\Delta t_o$ = tiempo de tránsito observado [ $\mu$ seg/ft].

$\Delta t_n$ = tiempo de tránsito normal [ $\mu$ seg/ft].

$\alpha$ = exponente de Eaton [adimensional].

Sin embargo, es de gran importancia señalar que el exponente debe ser ajustado con los datos de campos, es decir, dependiendo del área geográfica donde se

pretende predecir el gradiente de presión de la formación, este debe evaluarse con los datos obtenidos anteriormente sobre mediciones y datos recabados de los registros geofísicos correspondientes a dicha zona.

#### 2.4 Metodología para la predicción de presión de poro en el Terciario.

El pozo inyector que se planea perforar atraviesa las siguientes formaciones que pertenecen al Terciario: Mesón, Alazán, Palma Real, Chapopote, Guayabal, Aragón y Velasco. En la Tabla 2.2 se encuentran sombreadas en color gris dichas formaciones que serán objetivo para la predicción de la presión de poro con base en el método de Ben Eaton debido a que este método está basado en las mediciones de las propiedades sensibles a la compactación de las lutitas. Es necesario realizar el cálculo del volumen de arcillas, pues este indicará si la roca de la formación son lutitas. Como se muestra en el Anexo A, el Instituto Mexicano del Petróleo realizó un estudio petrofísico a los pozos Aguacate 15V, Aguacate 40D y Aguacate 73D, lo que sustenta que en las formaciones del Terciario se obtienen volúmenes de arcillas superiores al 70%.

Para poder generar la ventana operativa propuesta para el pozo inyector, es necesario correlacionar pozos cercanos a este que cuenten con la información completa necesaria. Por lo tanto se eligieron los siguientes pozos pertenecientes al campo Aguacate: Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D. Dichos pozos fueron seleccionados debido a la justificación anterior, cada uno cuenta con los registros geofísicos necesarios para el objetivo de la predicción de presión, caracterización estática. A excepción de los pozos Aguacate 28V (pozo exploratorio) y el pozo Aguacate 73D, todos se encuentran perforados en la plataforma Aguacate 15.

Periodo	Época	Formación
<b>Terciario</b>	Mioceno Inferior Burdigaliano	Mesón
	Oligoceno Superior Chattiano	Alazán
	Oligoceno Inferior Rupeliano	Palma Real
	Oligoceno Inferior Rupeliano	Chapopote
	Eoceno Superior Priaboniano	Guayabal
	Eoceno Inferior Ypresiano	Aragón
	Paleoceno Superior Thanetiano	Velasco
<b>Cretácico</b>	Superior Maastrichtiano	Méndez
	Superior Coniaciano	San Felipe
	Superior Turoniano	Agua Nueva
	Medio Albiano	El Abra

Tabla 2.2 Columna estratigráfica del pozo inyector.

Posteriormente en los siguientes subcapítulos, se explicará el desarrollo de los cálculos realizados hasta la final obtención y calibración de la predicción de presión de poro para este periodo de la escala geológica.

#### 2.4.1 Esfuerzo de sobrecarga.

Se define como el esfuerzo que ejerce el peso de los fluidos contenidos en los espacios porosos y la matriz rocosa (densidad del grano más densidad de los fluidos contenidos en el espacio poroso) que soporta una formación a determinada profundidad. Es fundamental para estimar los valores del gradiente de presión de poro ya que está en función de la densidad de los sedimentos superiores a los que se encuentra la profundidad de interés.

La profundidad de la predicción del gradiente de sobrecarga total para los cinco pozos de estudio no se encuentra en el mismo punto para todos, esto se debe a que cada uno toca la base de la formación el Abra en distintas profundidades verticales como se muestra a continuación en la Tabla 2.3.

Pozo	Base de la formación el Abra [m]vbnm]	Base de la formación el Abra [m]vbmr]
<b>Aguacate 15V</b>	1045.94	1075.94
<b>Aguacate 21H</b>	927.19	962.19
<b>Aguacate 28V</b>	1052.65	1082.65
<b>Aguacate 40D</b>	940.03	975.03
<b>Aguacate 73D</b>	929.58	947.12

Tabla 2.3 Profundidad vertical bajo el nivel del mar y bajo la mesa rotaria de la base de la formación el Abra.

El cálculo del esfuerzo de sobrecarga está dado por:

$$\sigma_s = \rho_w g D_w + \int_{D_w}^D \rho(D) g dD = \rho_w g D_w + \sum_i^n \rho_i g (D_i - D_{i-1}) \quad (2.4)$$

Donde:

$\sigma_s$  = Esfuerzo de sobrecarga [Pa].

$\rho_w$  = densidad del agua de mar [kg/m<sup>3</sup>]

$D_w$  = profundidad vertical del tirante de agua [m].

$\rho(D)$  = densidad en función de la profundidad de la formación de interés [kg/m<sup>3</sup>].

$g$  = constante de aceleración de gravedad [m/s<sup>2</sup>].

$dD$  = diferencial con respecto a la profundidad vertical.

$\rho_i$  = densidad de la  $i$ -ésima capa de la formación de interés [kg/m<sup>3</sup>].

$D_i$  =  $i$ -ésima profundidad vertical de la capa de la formación de interés [m].

El gradiente de sobrecarga se obtiene dividiendo la sumatoria del esfuerzo de sobrecarga entre la profundidad vertical.

$$\frac{\sigma_{Si}}{D} = \frac{\sum_{i=1}^n \sigma_{Si}}{D} \quad (2.5)$$

Donde:

$\sigma_s / D$  = gradiente de sobrecarga [gr/cc].

$\sigma_{Si}$  = esfuerzo de sobrecarga por i-ésima capa.

i = índice de la capa de la formación.

n = número de capas de la formación.

D = profundidad vertical verdadera [m].

Con base en la definición anterior de esfuerzo de sobrecarga, se necesita la densidad promedio de las capas de la formación, por lo que estos datos se toman del registro de densidad de los pozos.

En la Figura 2.2 se observa la curva que representa el gradiente de sobrecarga para los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D.

Se observa que, para el periodo Cretácico, a partir de los 830 [mvmr] el gradiente de sobrecarga incrementa un poco de manera gradual lo cual se debe al contenido de rocas carbonatadas, pues la densidad en estas tiende a ser mayor.

Esta curva se interpola hasta la elevación del nivel del terreno, pues se considera como referencia el nivel de la mesa rotaria (0 [mvmr]), es decir, el esfuerzo de sobrecarga comienza desde la superficie ya que entre esta y el nivel de la mesa rotaria se encuentra un espacio vacío, por lo que en dicho intervalo no se genera un esfuerzo de sobrecarga. En la Tabla 2.4 se muestran las elevaciones del terreno y de la mesa rotaria con respecto al nivel del mar, así como la diferencia entre estas.

Pozo	Elevación de la mesa rotaria [msnm]	Elevación del terreno [msnm]	Diferencia [m]
<b>Aguacate 15V</b>	35	30	5
<b>Aguacate 21H</b>	35	30	5
<b>Aguacate 28V</b>	25.12	17.12	8
<b>Aguacate 40D</b>	31.37	25.63	5.74
<b>Aguacate 73D</b>	23.5	17.2	6.3

Tabla 2.4 Elevación de la mesa rotaria y del terreno.

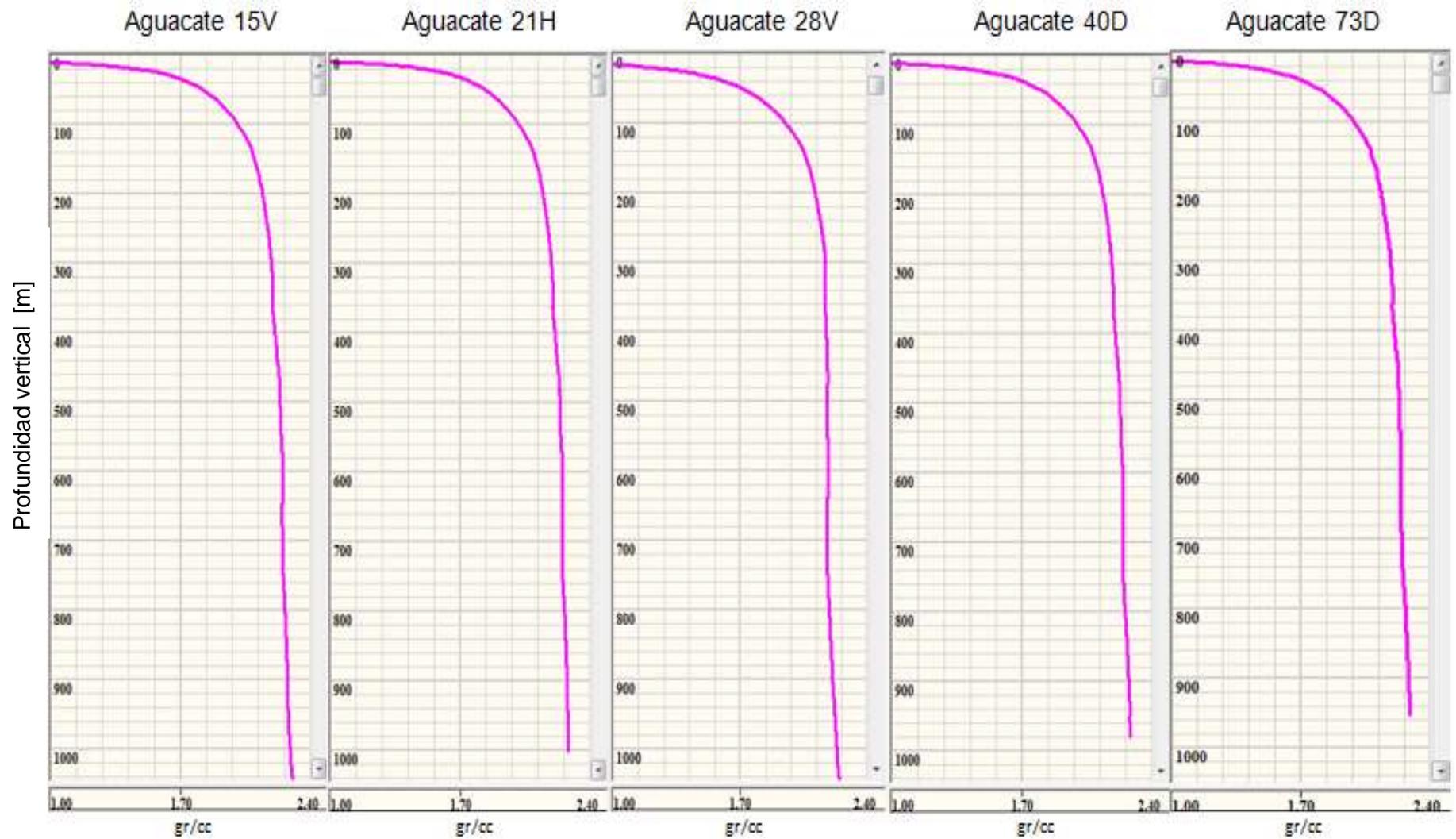


Figura 2.2 Gradiente de sobrecarga para los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D.

### 2.4.2 Gradiente de presión normal de poro.

Ben Eaton estableció que para la Costa del Golfo en Louisiana el gradiente de la columna hidrostática de fluido de la formación es de 0.465 [psi/ft] equivalente a 1.07 [gr/cc]; sin embargo, esto se debe al contenido de agua salobre. Si se trata de agua dulce en áreas alejadas de la costa se considera 0.433 [psi/ft] o su equivalente 1.03 [gr/cc].

Estos gradientes varían según la región del mundo como se presenta en la Tabla 2.5.

Región	Gradiente de presión [psi/ft]	Densidad de Agua Equivalente [gr/cc]
Oeste de Texas	0.433	1.000
Costa del Golfo de México	0.465	1.074
Mar del Norte	0.452	1.044
Malasia	0.442	1.021
Delta Mackenzie	0.442	1.021
Oeste de África	0.442	1.021
Cuenca Anadarko	0.433	1.000
Montañas Rocallosas	0.436	1.007
California	0.439	1.014

Tabla 2.5 Gradientes de presión de formación normal en diferentes regiones del mundo. Tomado de Eaton, B., *The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs*, 1975.

Para el campo Aguacate, no es posible utilizar el valor del gradiente de 1.074 [gr/cc] correspondiente a la Costa del Golfo de México, debido a que no es un campo marino. Por otro lado, se sabe que los fluidos contenidos dentro de la roca son aceite y gas. El aceite contenido en el yacimiento es de 15 [°API] por lo que genera un gradiente de presión de 0.965 [gr/cc], para el gas no se cuentan con su densidad específica. Por lo tanto, haciendo referencia a la Guía para la Predicción de Geopresiones (PEMEX), el gradiente de presión normal de poro se considera aproximadamente igual a 1.03 [gr/cc] cuando no se tiene información de la densidad del fluido de formación de pozos de correlación<sup>19</sup>.

### 2.4.3 Tendencia normal de compactación.

La tendencia normal de compactación es fundamental en el método de Eaton, esta emplea los valores de tiempo de tránsito, resistividad o conductividad en las lutitas; sin embargo, en este caso se cuenta con la medición completa de los registros sísmicos para cada pozo, es decir, que la tendencia normal de compactación para la predicción de la presión de poro se tomará con base en mediciones de tiempo de tránsito.

### 2.4.3.1 Línea de lutitas en el registro de rayos gamma.

A partir del registro de rayos gamma, el cual funciona como registro de litología, se traza la línea base de lutitas limpias seleccionando los valores máximos. Para cada lectura en el registro de rayos gamma, igual o mayor que la línea base de lutitas, se debe marcar la lectura de tiempo de tránsito a la profundidad correspondiente. De esta manera se estarán seleccionando los puntos de lutitas en el registro sísmico para el análisis de la tendencia normal de compactación como se muestran en la Figura 2.4.

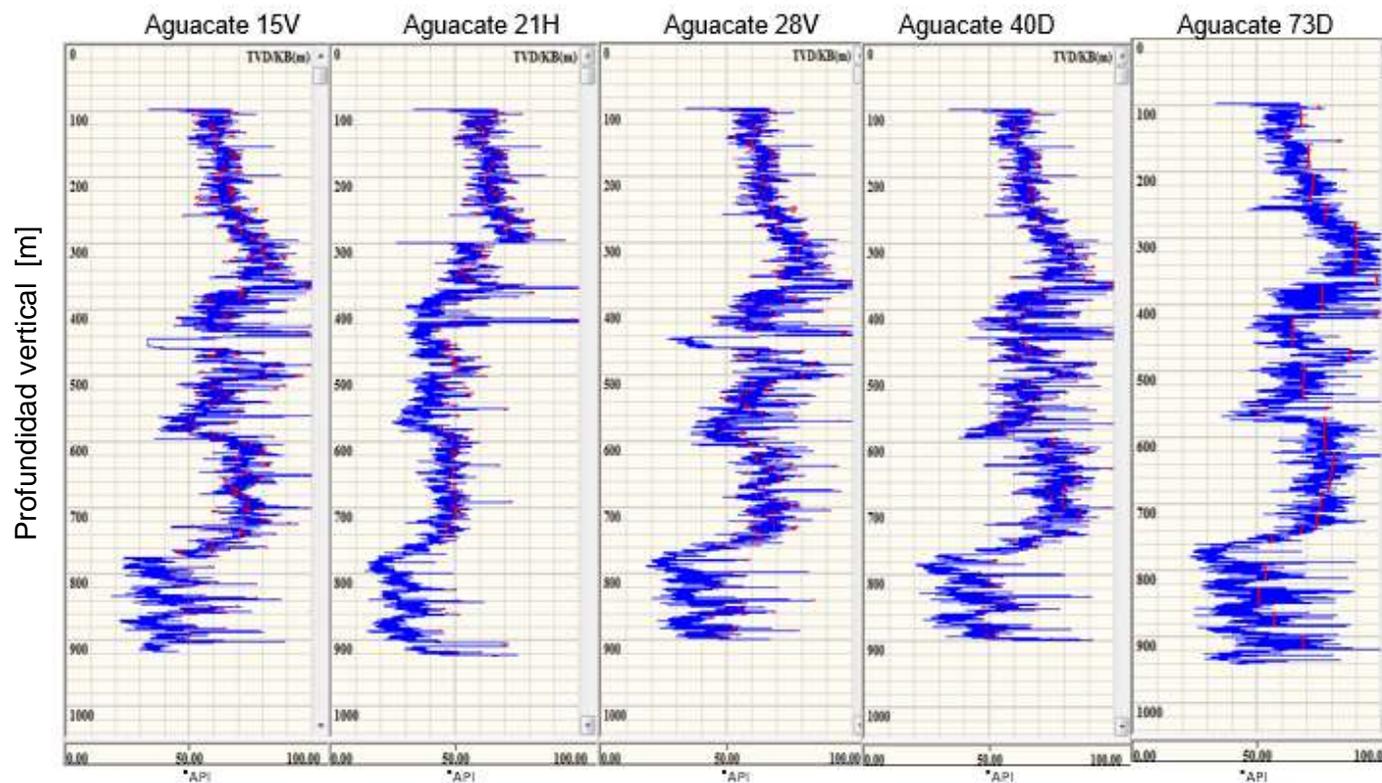


Figura 2.3 Registro de rayos gamma de los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D.

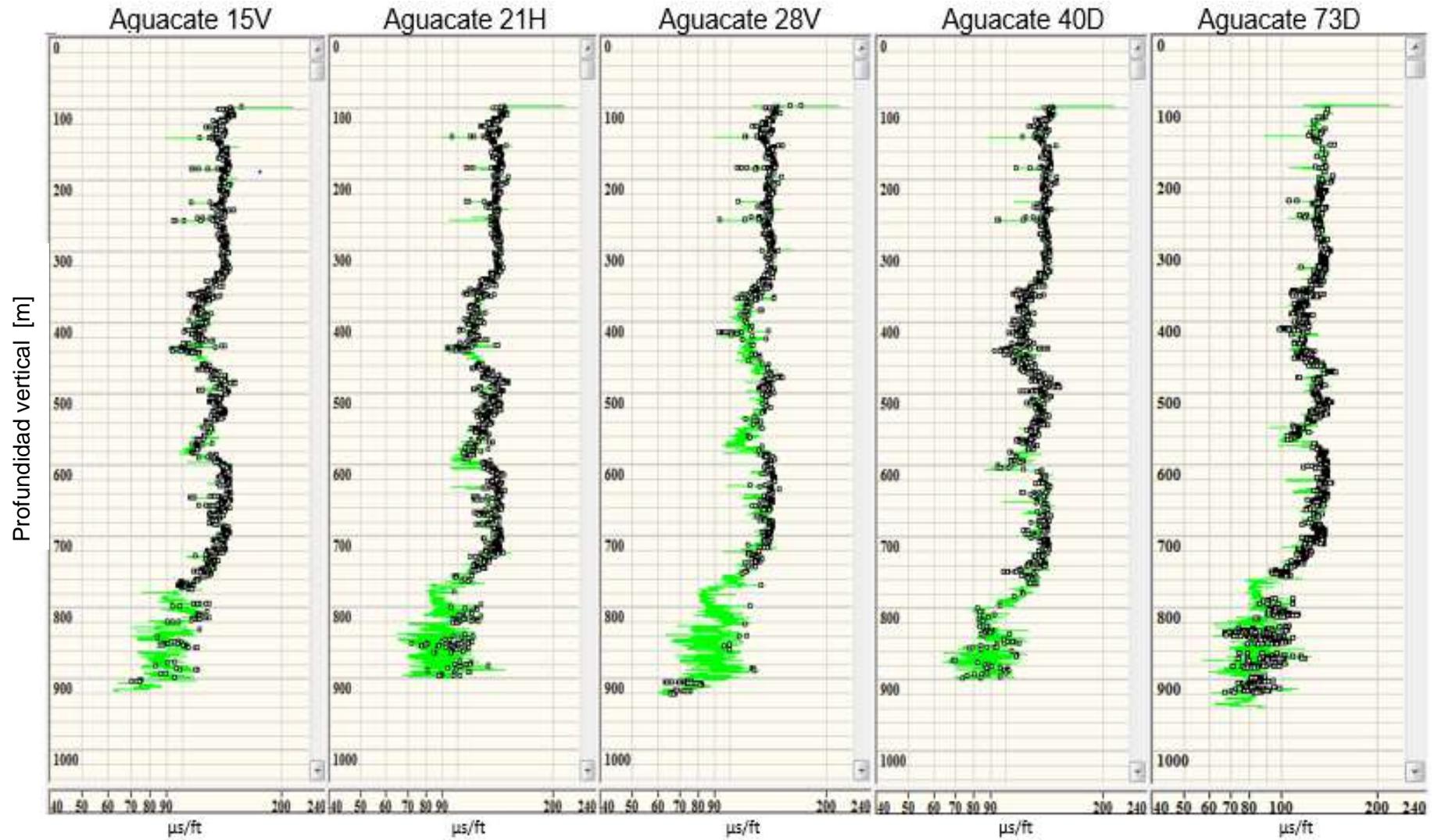


Figura 2.4 Puntos de lutitas colocados en el registro sónico de los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 40D y Aguacate 73D.

### 2.4.3.2 Tendencia de compactación normal para el registro sísmico.

La tendencia de compactación normal puede ser trazada de manera matemática, eligiendo dos puntos y grificándola con la ecuación de la recta según la tendencia que tengan los puntos de lutitas del registro geofísico como se muestra en la Figura 2.5.

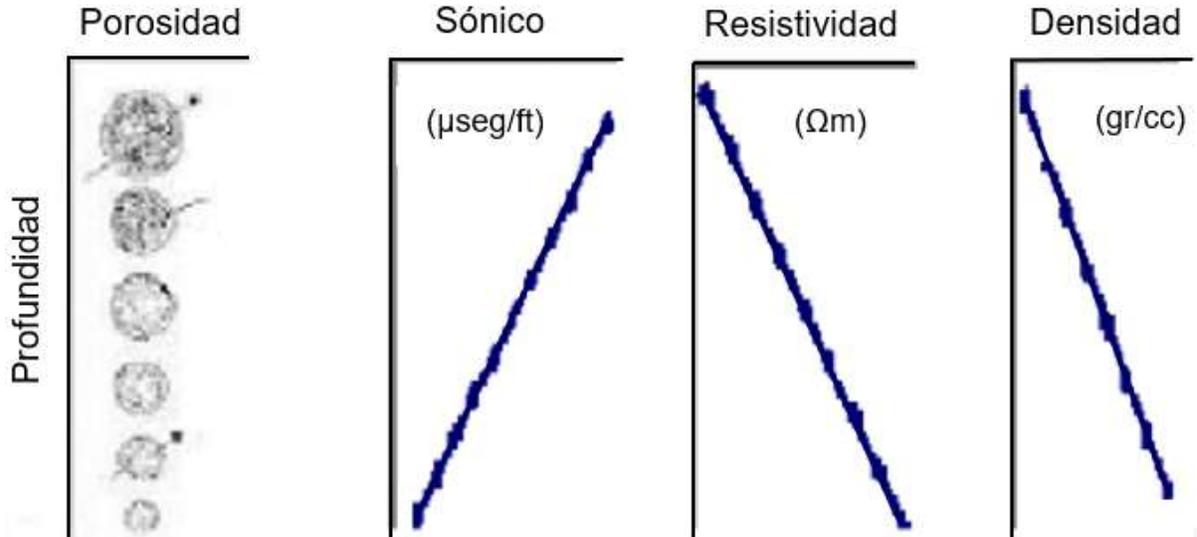


Figura 2.5 Tendencia de compactación normal. Tomada de PEMEX. Guía para la Predicción de Geopresiones.

De esta manera, para obtener el valor de tiempo de tránsito normal, se tiene el siguiente tipo de regresión:

$$\Delta t_n = e^{\frac{D-b}{m}} \quad (2.6)$$

Donde:

$\Delta t_n$ = tiempo de tránsito normal de cada intervalo de la línea de tendencia de compactación normal [ $\mu\text{seg}/\text{ft}$ ].

D= profundidad vertical verdadera de interés [m].

b= ordenada al origen.

m= pendiente de la recta.

La Figura 2.6 representa la tendencia de compactación normal que sigue cada registro sísmico (la línea recta de color rojo), esta se toma desde la profundidad inicial de la toma del registro sísmico hasta la profundidad total de las formaciones correspondientes al periodo Terciario, es decir, hasta los 830 [m] donde se encuentra la cima de la formación Méndez. Se observa que a partir de los 470 [m] en la cima de la formación Chapopote, el gradiente de presión de poro puede considerarse como un gradiente de presión anormal debido a que se encuentra por arriba de la tendencia normal, es decir, es mayor que 1.03 [gr/cc].

El máximo gradiente de presión anormal se presenta aproximadamente a los 700 [mvmbr], para el pozo Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D alcanzan los valores de 1.179 [gr/cc], 1.161 [gr/cc], 1.203 [gr/cc], 1.199 [g/cc] y 1.311 [gr/cc] respectivamente. Al tener una zona de alta presión, la densidad del fluido de perforación debe aumentar para poder controlar el nuevo gradiente y no se presenten problemas durante la perforación.

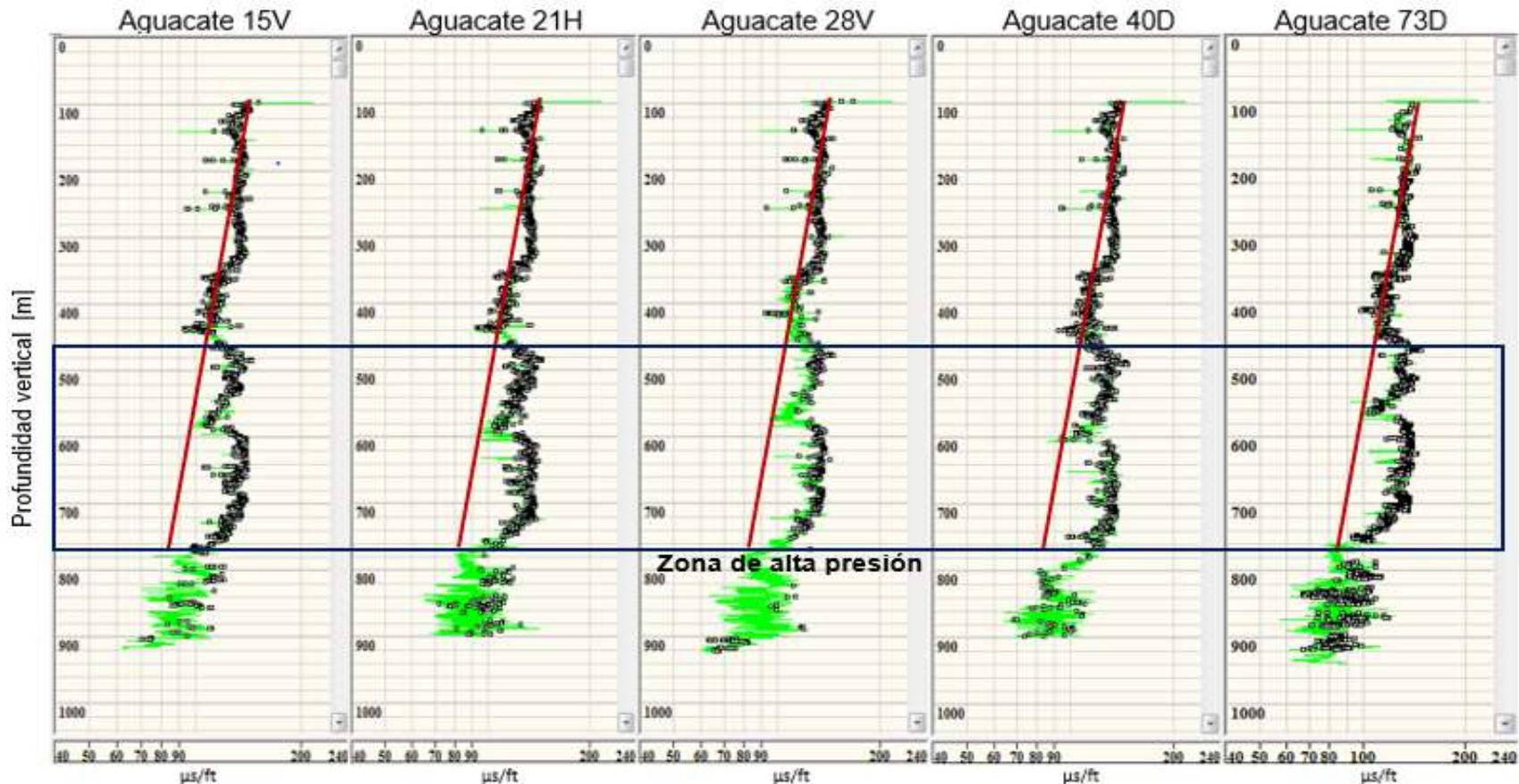


Figura 2.6 Tendencia de compactación normal para el registro sónico de los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D.

#### 2.4.4 Calibración de la predicción de poro en el Terciario.

Después de realizar todos los cálculos anteriormente mencionados se obtienen las curvas de predicción de presión poro como se muestra en la Figura 2.7, las cuales se representan con curvas de color rojo; sin embargo, se requiere calibrar dicha curva.

Para el método de Ben Eaton, el cual generó la predicción de la presión de poro para el Terciario, se consideró un exponente igual a 0.9 para los cinco pozos, esto debido a que en el software la curva del gradiente de presión de poro se mantiene por debajo de la curva de la densidad de los fluidos de perforación, por lo que si se usan valores mayores a 0.9 el gradiente de presión de poro será mayor; sin embargo este valor del exponente de Eaton queda fuera del rango establecido en la literatura para uso del registro sísmico.

Con base en los reportes de perforación se tienen los datos sobre la densidad real del fluido de control que fue utilizada para perforar los siguientes pozos: Aguacate 15V, Aguacate 16H, Aguacate 18H, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D, éstas se representan en la Figura 2.7 con curvas de colores punteadas. Por lo tanto, el gradiente de la presión de poro debe mantenerse por debajo del gradiente que genera la densidad de control, esto quiere decir que la densidad del fluido de perforación fue la adecuada para mantener en control la presión de poro ejercida. Para esto se ajusta la línea de tendencia de compactación normal trazada en el registro sísmico.

La toma de los registros geofísicos comienza desde los 98 [mvbmr] por lo que a partir de ahí y hasta llegar a superficie, se considerará que el gradiente de presión de poro es igual al gradiente de presión de poro normal, es decir, 1.03 [gr/cc]. Además, a profundidades posteriores al inicio de la toma de los registros, es decir, hasta 470 [mvbmr] el gradiente de presión de poro es menor a 1.03 [gr/cc] por lo que de igual forma se sustituyen dichos valores del gradiente por el gradiente de presión de poro normal. En los cinco pozos de estudio, se observa el mismo comportamiento, los gradientes de presión no varían drásticamente y la zona de alta presión (presión de poro anormal) se encuentra en la cima de la formación Chapopote.

A la profundidad de 830 [mvbmr] se encuentra la cima de la formación Méndez correspondiente al periodo Cretácico, por lo que hasta este punto se termina el uso del método predictivo de Ben Eaton y comienza el método predictivo de Vahid Atashbari.

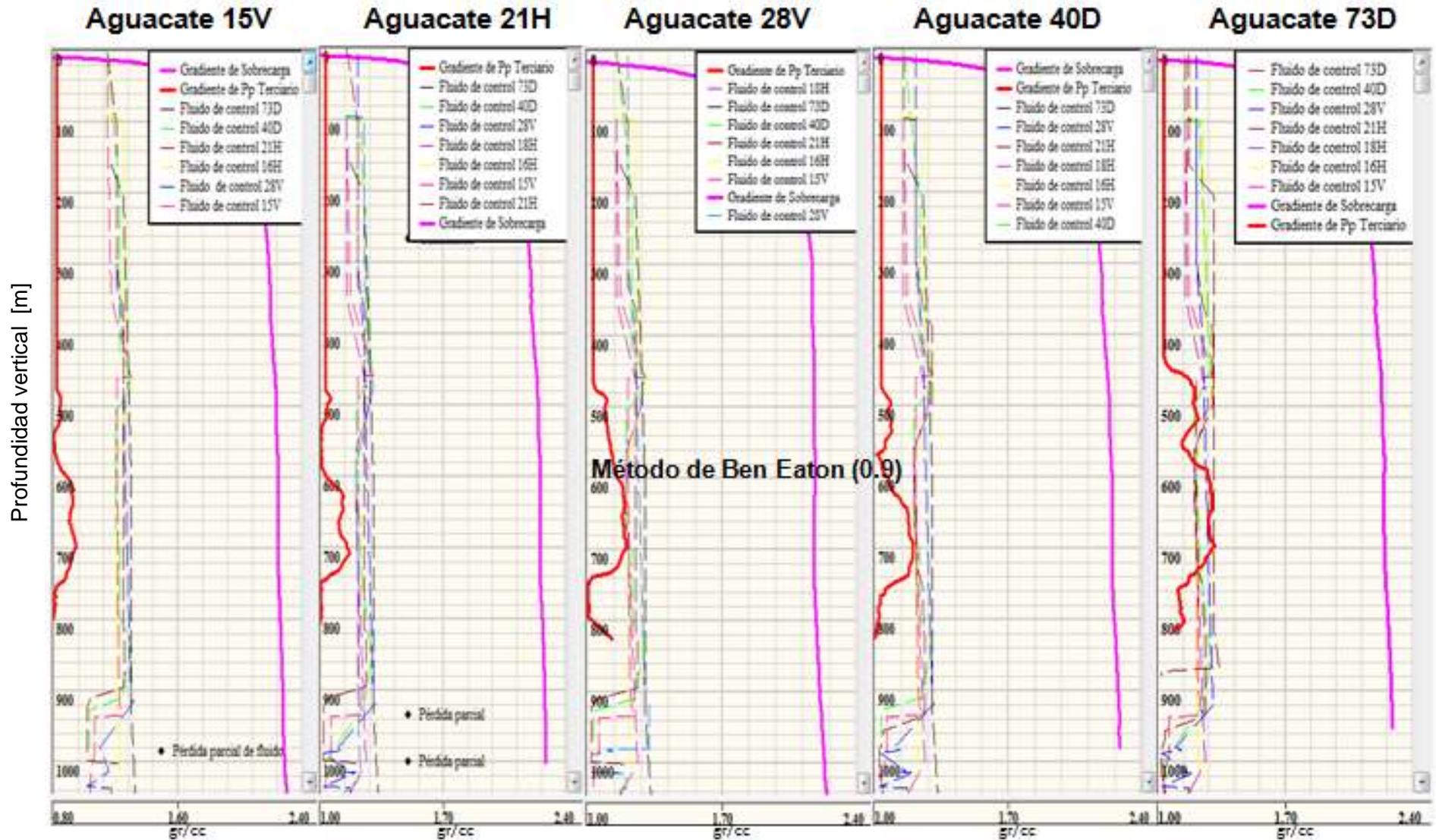


Figura 2.7 Predicción de la presión de poro en el periodo Terciario calibrada.

### Tercer capítulo: Predicción de la presión de poro en el Cretácico.

#### 3.1 Rocas carbonatadas.

Este tipo de rocas están compuestas por minerales carbonatados. La porosidad puede ser interparticular (entre las partículas) o intraparticular como consecuencia de la disolución de los granos (porosidad secundaria). A diferencia de las areniscas, los poros en las rocas carbonatadas están poco conectados; sin embargo, el fracturamiento en estas rocas es muy común donde generalmente la permeabilidad es alta. Existen cuatro clasificaciones de rocas carbonatadas que son de mayor uso:

- Clasificación de Dunham.
- Clasificación de Folk.
- Clasificación de Embry y Klovan.
- Clasificación por tamaño de grano.

La clasificación utilizada para caracterización de las rocas pertenecientes al periodo Cretácico Medio del campo Aguacate es la clasificación de Dunham, una de las ventajas de esta clasificación es que al tener una muestra de la roca es fácil el proceso de identificación de acuerdo a al tipo de carbonato: textura deposicional reconocible o textura deposicional no reconocible (Tabla 3.1).

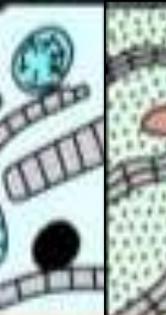
Textura deposicional reconocible					Textura deposicional no reconocible
Componentes originales no unidos durante la cementación				Componentes originales unidos durante el desarrollo de una bioconstrucción	
Con barro micrítico		Esqueleto grano-soportado	Esqueleto clasto-soportado sin barro micrítico		
Esqueleto matriz-soportado					
<10% granos	>10% granos				
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Cristalina
					

Tabla 3.1 Clasificación de Dunham para rocas carbonatadas. Tomado de Vázquez, G. *Rocas carbonatadas*. FI, UNAM. 2013.

### 3.2 Método de Vahid Atashbari.

Un método para predecir la presión poro en carbonatos utiliza la compresibilidad de las rocas del yacimiento, en este caso la presión de poro depende de los cambios en los espacios porosos, lo cual está en función de las compresibilidades de roca y de poro. En términos más simples, el espacio poroso disminuye mientras la formación está bajo compactación y esto atribuye presión en el fluido que se encuentra contenido en los poros. Es necesario el uso de un método totalmente distinto a los utilizados para la predicción de presión en arcillas debido a que los carbonatos son rocas totalmente distintas que no siguen una tendencia normal de compactación.

En 1991 Zimmerman<sup>20</sup> propuso cuatro tipos de compresibilidades que están asociadas con una roca porosa, las cuales tienen cambios relevantes en el volumen de poro o en el volumen de bulto y en la presión de poro o en la presión de confinamiento. El primer subíndice de las variables indica el cambio relevante de volumen y el segundo subíndice indica la presión que está variando. Estas compresibilidades se definen como:

$$C_{bc} = -\frac{1}{V_b^i} \left( \frac{\partial V_b}{\partial P_c} \right)_{P_p} \quad (3.1)$$

$$C_{bp} = -\frac{1}{V_b^i} \left( \frac{\partial V_b}{\partial P_p} \right)_{P_c} \quad (3.2)$$

$$C_{pc} = -\frac{1}{V_p^i} \left( \frac{\partial V_p}{\partial P_c} \right)_{P_p} \quad (3.3)$$

$$C_{pp} = -\frac{1}{V_p^i} \left( \frac{\partial V_p}{\partial P_p} \right)_{P_c} \quad (3.4)$$

Donde:

$C_{bc}$ = Compresibilidad de bulto respecto al cambio en la presión de confinamiento.

$C_{bp}$ = Compresibilidad de bulto respecto al cambio en la presión de poro.

$C_{pc}$ = Compresibilidad de poro respecto al cambio en la presión de confinamiento.

$C_{pp}$ = Compresibilidad de poro respecto al cambio en la presión de poro.

$V_b$ = Volumen de bulto.

$V_p$ = Volumen de poro.

El superíndice  $i$  es para señalar el estado inicial del medio, es decir, antes de la compresión.

Se despeja  $-\frac{1}{V_b^i}$  de la ecuación 3.1:

$$-\frac{1}{V_b^i} = \frac{C_{bc}}{\left(\frac{\partial V_b}{\partial P_c}\right)_{P_p}} \quad (3.5)$$

Sustituyendo la ecuación 3.5 en la ecuación 3.2:

$$C_{bp} = \frac{C_{bc}}{\left(\frac{\partial V_b}{\partial P_c}\right)_{P_p}} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_p}\right)_{P_c} \quad (3.6)$$

Reorganizando la ecuación 3.6:

$$\left(\frac{\partial V_b}{\partial P_c}\right)_{P_p} = \frac{C_{bc}}{C_{bp}} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_p}\right)_{P_c} \quad (3.7)$$

Multiplicando ambos lados la ecuación 3.7 por  $\frac{1}{\partial V_b}$ , se tiene:

$$\left(\frac{1}{\partial V_b}\right) \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_c}\right)_{P_p} = \frac{C_{bc}}{C_{bp}} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_p}\right)_{P_c} \left(\frac{1}{\partial V_b}\right) \quad (3.8)$$

$$\left(\frac{1}{\partial P_c}\right)_{P_p} = \frac{C_{bc}}{C_{bp}} \left(\frac{1}{\partial P_p}\right)_{P_c} \quad (3.9)$$

Manteniendo la presión de poro y la presión de confinamiento, los pequeños cambios son iguales en ambas, entonces:

$$\partial p_p = \frac{C_{bc}}{C_{bp}} \partial p_c \quad (3.10)$$

Considerando incrementos infinitesimales de igual magnitud para todas las variables independientes (presión de poro y presión de confinamiento), resulta la siguiente derivada total:

$$dp_p = \frac{C_{bc}}{C_{bp}} dp_c \quad (3.11)$$

Zimmerman demostró la relación entre la compresibilidad de bulto debida a la presión de poro y a la presión de confinamiento.

$$C_{bp} = C_{bc} - C_r \quad (3.12)$$

Sustituyendo la ecuación 3.12 en la ecuación 3.11

$$dp_p = \frac{C_{bc}}{C_{bc} - C_r} dp_c \quad (3.13)$$

Tomando la definición de compresibilidad de la roca ( $C_r$ ) de Van Golf:

$$C_r = \frac{\varphi C_{pc}}{1-\varphi} \quad (3.14)$$

Sustituyendo la ecuación 3.14 en la ecuación 3.13

$$dp_p = \frac{C_{bc}}{C_{bc} - \frac{\varphi C_{pc}}{1-\varphi}} dp_c \quad (3.15)$$

Simplificando la ecuación 3.15:

$$dp_p = \frac{C_{bc}}{\frac{C_{bc}(1-\varphi) - \varphi C_{pc}}{1-\varphi}} dp_c \quad (3.16)$$

$$dp_p = \frac{C_{bc}(1-\varphi) dp_c}{C_{bc}(1-\varphi) - \varphi C_{pc}} \quad (3.16)$$

Integrando la ecuación 3.16, agregando una constante exponencial para diferentes campos y debido a la relación de las compresibilidades la presión de confinamiento es directa, esta se conoce como el método de Vahid Atashbari<sup>21</sup>:

$$\int dp_p = \int \frac{C_{bc}(1-\varphi) dp_c}{C_{bc}(1-\varphi) - \varphi C_{pc}} \quad (3.17)$$

$$p_p = \left( \frac{(1-\varphi)C_b}{(1-\varphi)C_b - \varphi C_p} \sigma_{efectivo} \right)^Y \quad (3.18)$$

Donde:

$p_p$ = presión de poro [psi]

$\varphi$ = porosidad total [fracción]

$C_b$ = compresibilidad de bulto [ $\text{psi}^{-1}$ ]

$C_p$ = compresibilidad de poro [ $\text{psi}^{-1}$ ]

$\sigma_{efectivo}$ = esfuerzo efectivo [psi]

$Y$ = exponente de calibración [adimensional]

### 3.3 Metodología para desarrollar la predicción de poro en el Cretácico.

El método de Vahid Atashbari será aplicado desde la formación Méndez hasta la formación el Abra.

Es importante recordar que ésta última se considera como la formación productora de hidrocarburos en el campo Aguacate y su cima se presenta a

diferentes profundidades verticales bajo el nivel del mar para los pozos candidatos de la predicción de presión poro como se muestra a continuación en la Tabla 3.2. Para los pozos Aguacate 21H, Aguacate 40D y Aguacate 73D, no se cuenta con los datos de la cima y base de la Unidad C de la formación El Abra, por lo que dicho método se aplicará hasta la profundidad vertical total a la que fueron perforados.

Aguacate 15				
	Cima		Base	
El Abra	[mvmbr]	[mvbnm]	[mvmbr]	[mvbnm]
Unidad A	950.06	915.06	968.35	933.35
Unidad B	968.35	933.35	986.93	951.93
Unidad C	986.93	951.93	1075.94	1045.94
Aguacate 21H				
	Cima		Base	
El Abra	[mvmbr]	[mvbnm]	[mvmbr]	[mvbnm]
Unidad A	932.08	897.08	958.58	923.58
Unidad B	958.58	923.58	962.19	927.19
Aguacate 28				
	Cima		Base	
El Abra	[mvmbr]	[mvbnm]	[mvmbr]	[mvbnm]
Unidad A	957.15	922.15	975.86	940.86
Unidad B	975.86	940.86	993.48	958.48
Unidad C	993.48	958.48	1087.65	1052.65
Aguacate 40D				
	Cima		Base	
El Abra	[mvmbr]	[mvbnm]	[mvmbr]	[mvbnm]
Unidad A	932.57	897.57	968.21	933.21
Unidad B	968.21	933.21	975.03	940.03
Aguacate 73D				
	Cima		Base	
El Abra	[mvmbr]	[mvbnm]	[mvmbr]	[mvbnm]
Unidad A	929.58	896.08	947.12	923.62
Unidad B	947.12	923.62	953.53	930.03

Tabla 3.2 Profundidad vertical bajo el nivel del mar y bajo la mesa rotaria de las cimas y bases para cada pozo en la formación El Abra.

### 3.3.1 Sistema de porosidad total en rocas carbonatadas.

La porosidad total se define como el volumen de espacios vacíos totales por unidad de volumen de la roca. Se mide en volumen/volumen, porcentaje o unidades de porosidad. Esta porosidad puede ser medida con técnicas de análisis de núcleos que consisten en la desagregación de la muestra o también se derivada de los registros geofísicos (neutrón y resonancia magnética nuclear).

En el sistema de rocas carbonatas, la porosidad total incluye los espacios vacíos generados por los poros, vóculos y fracturas como se muestra en la Figura 3.1. Los vóculos se definen como poros semicirculares que no presentan alta elongación, en una muestra pueden ser visibles sin ayuda de lupa o microscopio.

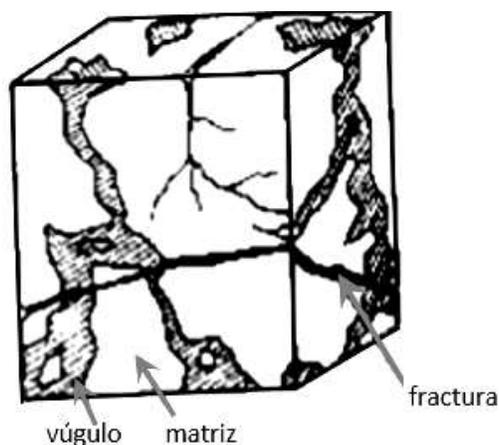


Figura 3.1 Sistema de porosidad en rocas carbonatadas. Tomada de Warren, J.(1963). *The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs*. Gulf Research & Development Co.

De esta manera, para obtener los valores de porosidad total en las formaciones se utilizará el registro de neutrón de los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D (Figura 3.2) a partir de los 830 [mbmr]. Las formaciones que se encuentran por debajo de la formación Méndez presentan contenido de rocas carbonatadas y rocas detríticas. Debido a esto, se observan valores de porosidad altos característicos de las lutitas y valores bajos característicos de las calizas.

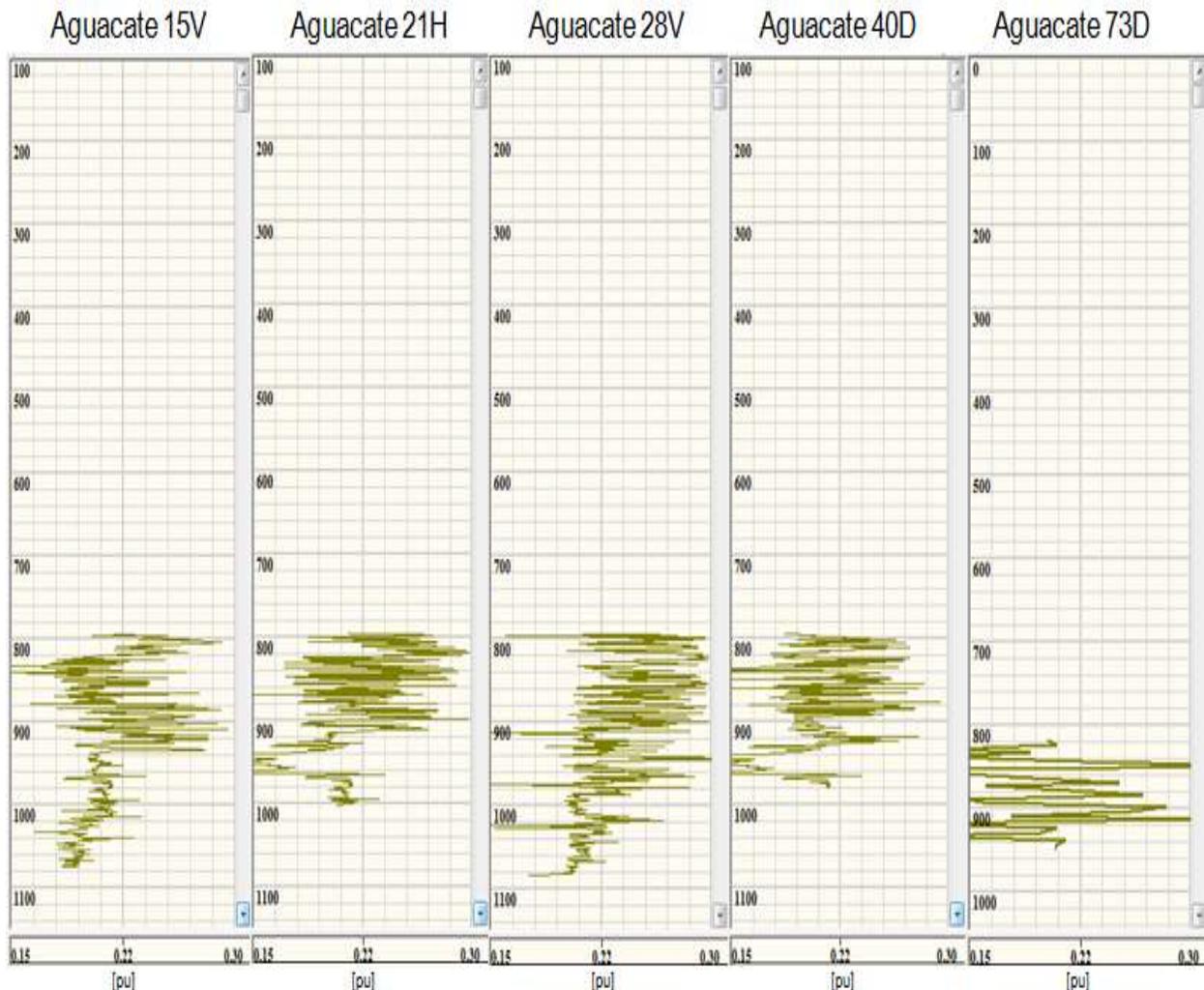


Figura 3.2 Registro de neutrón de los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D.

### 3.3.2 Compresibilidad de poro.

La compresibilidad se refiere al efecto combinado de aumento de volumen de sólidos de la roca al disminuir la presión de yacimiento (el incremento del esfuerzo efectivo) y la disminución del volumen poroso de la formación a causa de la extracción de fluidos.

En 1953 Hall relacionó la compresibilidad de poro con la porosidad, realizó una prueba aplicando una presión externa constante de 3 [psi] y una presión interna entre 0 y 1.5 [psi] a una muestra de roca. En sus resultados observó la disminución de la compresibilidad de poro con el aumento de la porosidad, lo cual no estaba representado por una relación lineal<sup>22</sup>. Esta correlación puede ajustarse a través de la siguiente ecuación:

$$C_p = \left( \frac{1.782}{\varphi^{0.438}} \right) 10^{-6} \quad (3.19)$$

Donde:

$C_p$  = compresibilidad de poro [ $\text{psi}^{-1}$ ].

$\varphi$  = porosidad total [fracción].

### 3.3.3 Compresibilidad de bulto.

Van Golf-Racht establece que la compresibilidad de la roca en yacimientos convencionales hace referencia a los volúmenes de bulto, roca y poro<sup>23</sup>.

$$V_b = V_r + V_p \quad (3.20)$$

$$V_p = V_b \times \varphi \quad (3.21)$$

Expresando estos como definiciones básicas:

- Compresibilidad de bulto

$$C_b = \frac{1}{V_b} \left( \frac{dV_b}{dp} \right)_{=cte} \quad (3.22)$$

- Compresibilidad de la matriz

$$C_r = \frac{1}{V_r} \left( \frac{dV_r}{dp} \right)_{=cte} \quad (3.16)$$

- Compresibilidad de poro

$$C_p = \frac{1}{V_p} \left( \frac{dV_p}{dp} \right)_{=cte} \quad (3.23)$$

Basado en lo anterior:

$$\frac{dV_p}{V_p} \cong \frac{1}{\varphi} \times \frac{dV_b}{V_b} \quad (3.24)$$

$$C_r = \frac{1}{1-\varphi} C_b \quad (3.25)$$

$$C_p = \frac{1-\varphi}{\varphi} C_r \quad (3.26)$$

$$C_p = \frac{1}{\phi} C_b \quad (3.27)$$

En ausencia de la compactación horizontal no existirá deformación, por lo tanto, la compresibilidad de poro se puede expresar como:

$$C_p = \frac{1}{2} \frac{C_b}{\phi} \quad (3.28)$$

Despejando la ecuación anterior en término de la compresibilidad de bulto, se tiene que:

$$C_b = 2\phi C_p \quad (3.29)$$

Donde:

$C_b$ = compresibilidad de bulto [ $\text{psi}^{-1}$ ].

$C_p$ = compresibilidad de poro [ $\text{psi}^{-1}$ ].

$\phi$ = porosidad total [fracción].

Por lo tanto, al aplicar las ecuaciones propuestas por Hall y Van Golf-Racht para compresibilidad de poro y compresibilidad de bulto respectivamente, se observa en la Figura 3.3 que la compresibilidad de bulto es menor a la compresibilidad de poro.

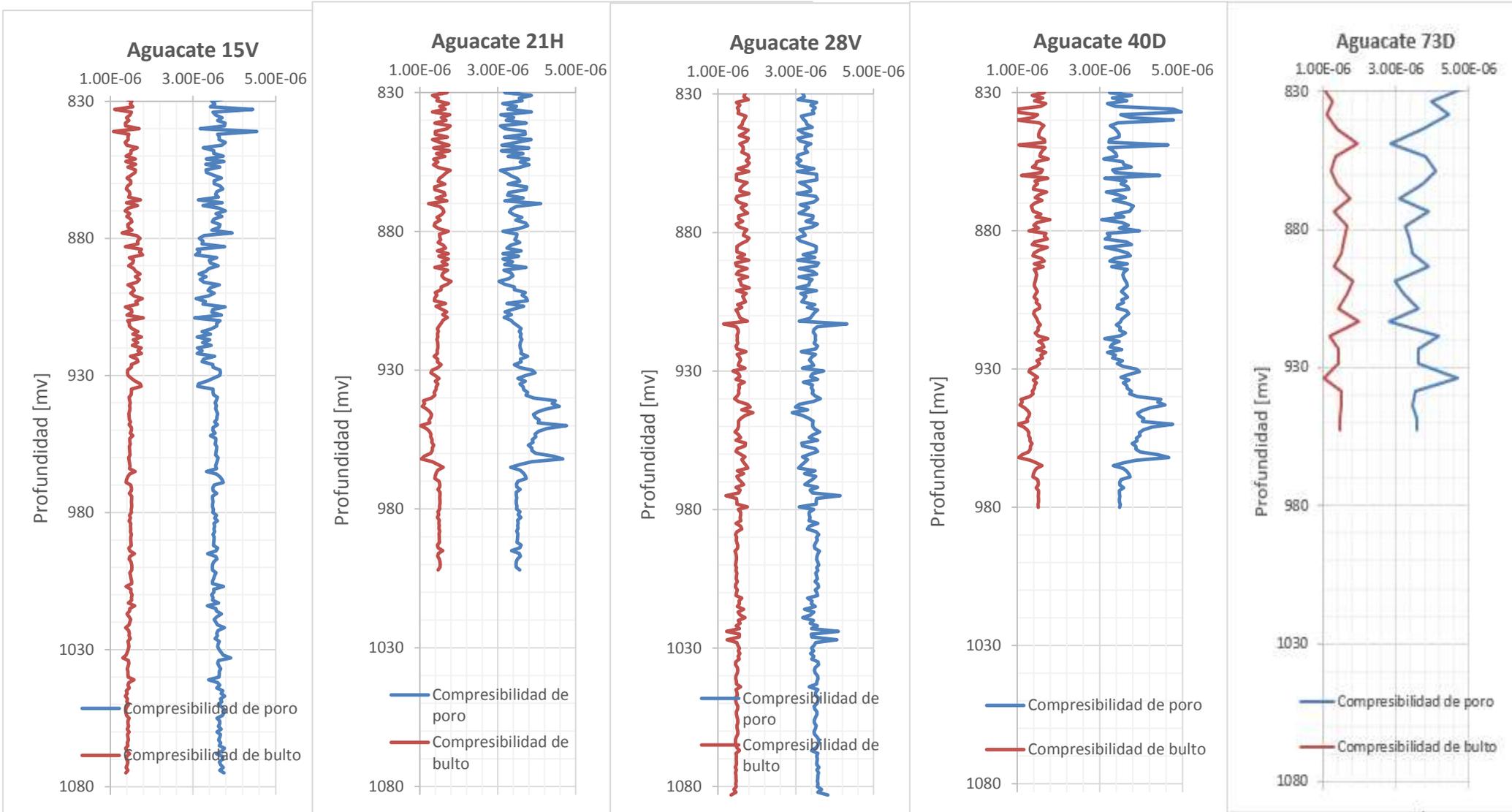


Figura 3.3 Compresibilidad de bulto y compresibilidad de poro de los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D.

### 3.3.4 Esfuerzo efectivo.

Es el esfuerzo que se genera por el contacto grano a grano de la matriz de la roca, se obtiene mediante la diferencia entre el esfuerzo vertical y la presión de poro<sup>24</sup>, es decir:

$$\sigma_{\text{efectivo}} = \sigma_S - \alpha p_p \quad (3.30)$$

Donde:

$\sigma_{\text{efectivo}}$  = esfuerzo efectivo [psi].

$\sigma_S$  = esfuerzo de sobrecarga [psi]

$p_p$  = presión de poro [psi].

$\alpha$  = constante de Biot [adimensional].

En el segundo capítulo se menciona como se obtiene el gradiente de esfuerzo vertical a través de la medición del registro de densidad, por lo que únicamente es necesario calcular el esfuerzo de sobrecarga total con respecto a la variación de la profundidad en unidades de [psi].

El cálculo de esfuerzo efectivo inicia a partir de la cima de la formación Méndez, es decir, a partir de 830 [mvmr] y finaliza a las distintas profundidades verticales correspondientes a las bases de la formación El Abra para cada pozo.

Por otro lado la presión de poro hidrostática será la presión que ejerce la columna del fluido contenido en las formaciones del Cretácico; sin embargo a falta de la información de las propiedades de los fluidos del yacimiento se toma como densidad del fluido de la formación 1.03 [gr/cc] (misma consideración del segundo capítulo), posteriormente se calcula la presión de poro con respecto a la variación de profundidad mediante la siguiente ecuación:

$$p_{p \text{ hidro}} = \frac{\rho D}{10} \left( \frac{14.22 \text{ psi}}{1 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}} \right) \quad (3.31)$$

Donde:

$p_p$  = presión de poro hidrostática [psi].

$\rho$  = densidad del fluido contenido en la formación [gr/cc].

$D$  = profundidad vertical [m].

En la Figura 3.4 se observa que la columna de presión de poro hidrostática (recta de color azul) es la misma para los cuatro pozos por lo mencionado anteriormente, mientras que el esfuerzo efectivo (recta naranja) depende de la sobrecarga y es ligeramente mayor para el pozo Aguacate 15V; sin embargo, tienen la misma tendencia lineal en los cinco pozos.

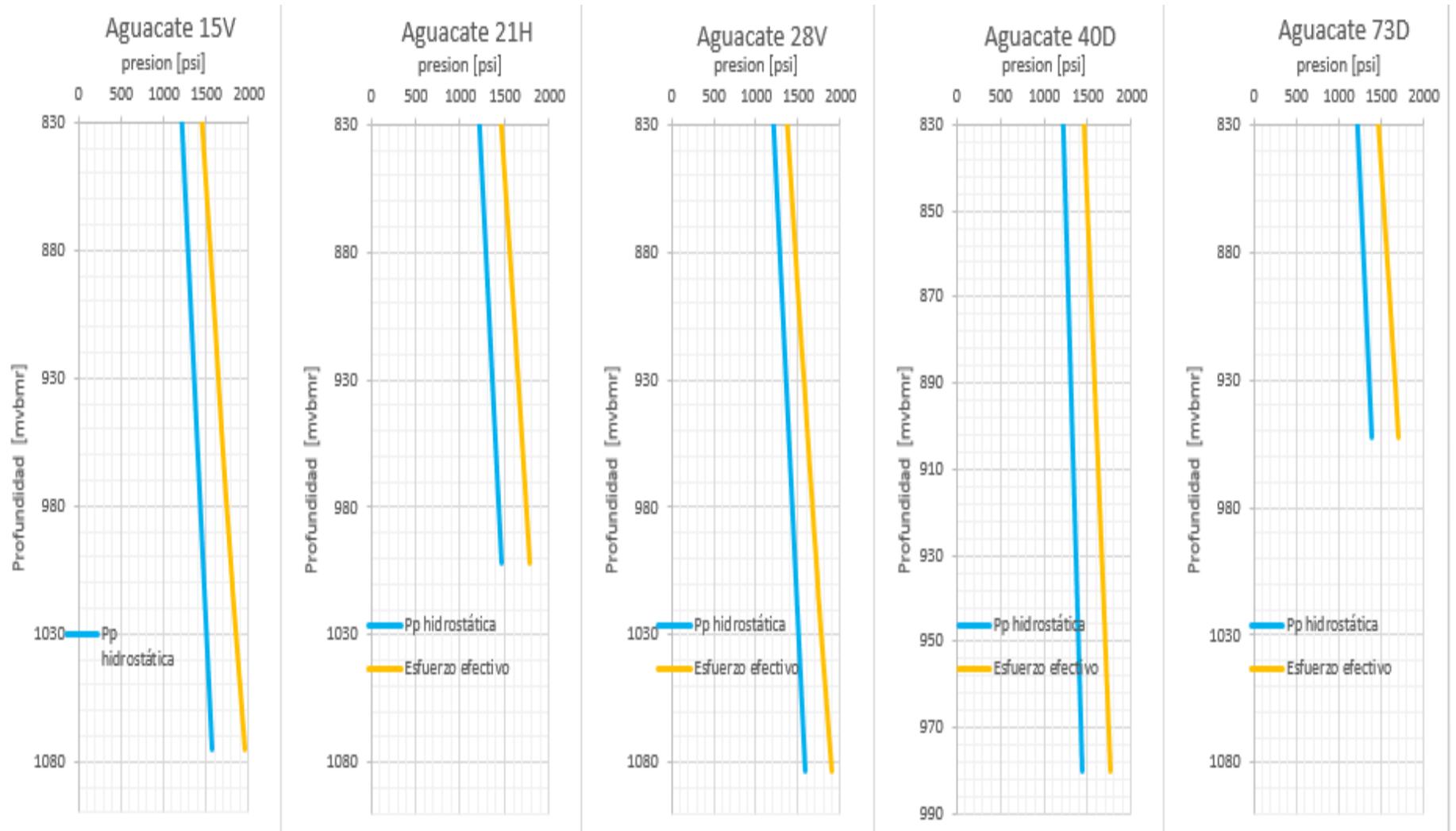


Figura 3.4 Presión de poro hidrostática y esfuerzo efectivo de los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D.

### 3.3.5 Calibración de la predicción de presión de poro para el Cretácico.

Una vez que fueron realizados cada uno de los cálculos anteriores se obtuvo la predicción de poro correspondiente al periodo Cretácico. Para la aplicación del método de Vahid Atashbari se utilizó el valor del exponente de calibración ( $\gamma$ ) igual a 0.85, esto debido a que en la ventana operativa el valor de la densidad de los lodos de perforación disminuye drásticamente a partir de los 932.08 [mvbmr], es decir, que aproximadamente a la profundidad de la cima de la formación El Abra Unidad A para el pozo Aguacate 21H, el gradiente de presión de poro disminuye, siendo el más pequeño igual a 0.82 [gr/cc], es por esto que el límite inferior de la ventana operativa que se tenía en el periodo Terciario cambia de 1.0 [gr/cc] a 0.8 [gr/cc] (Figura 3.5). Al unir la curva del gradiente de presión de poro obtenida para el periodo Terciario (curva de color rojo) con la curva que representa el gradiente de presión de poro para el periodo Cretácico (curva de color azul) se puede observar que la predicción se ajusta correctamente y no sobrepasa la densidad del fluido de control de perforación de cada pozo como se muestra en la Figura 3.6.

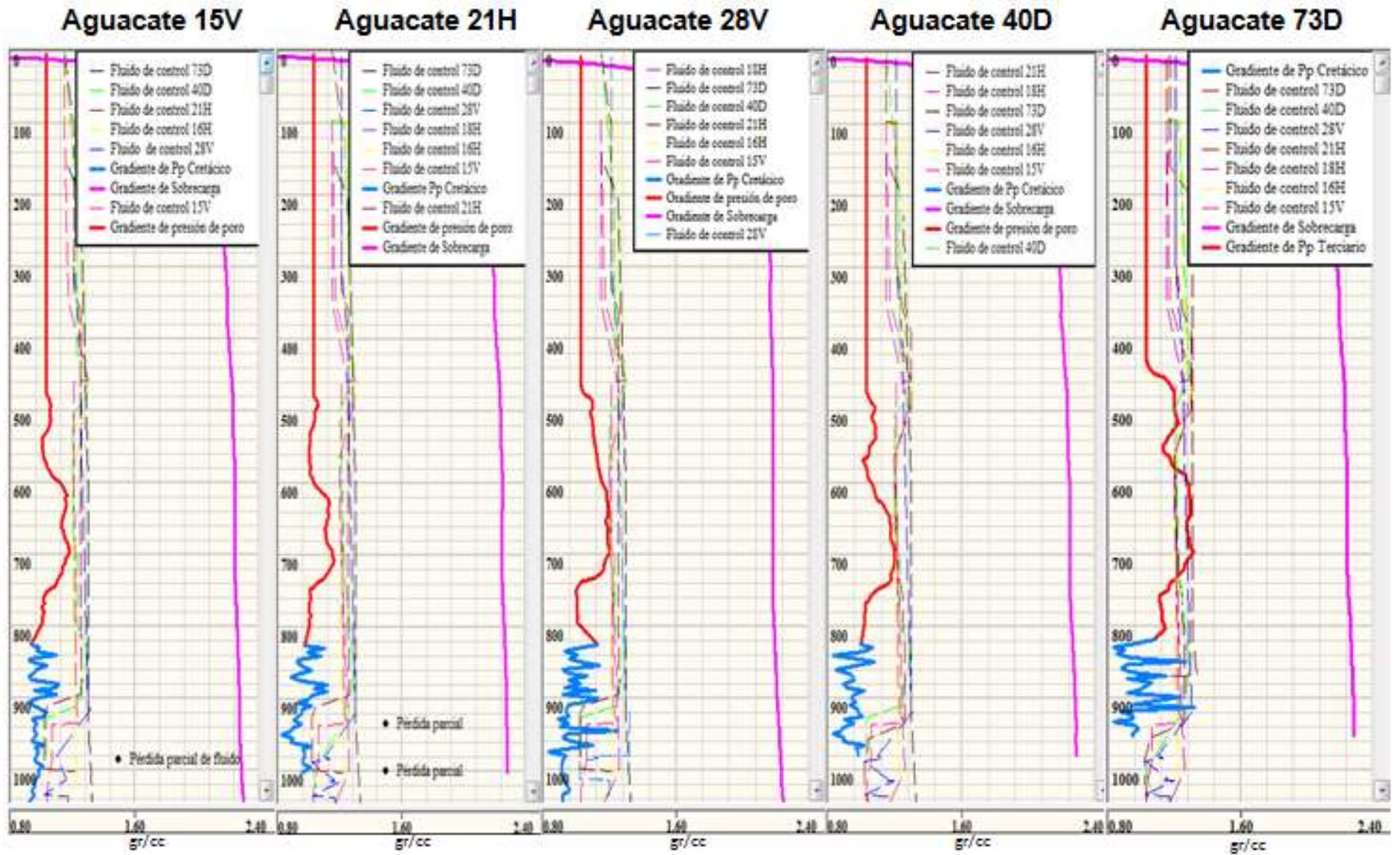


Figura 3.5 Predicción de la presión de poro en el periodo Cretácico calibrada.

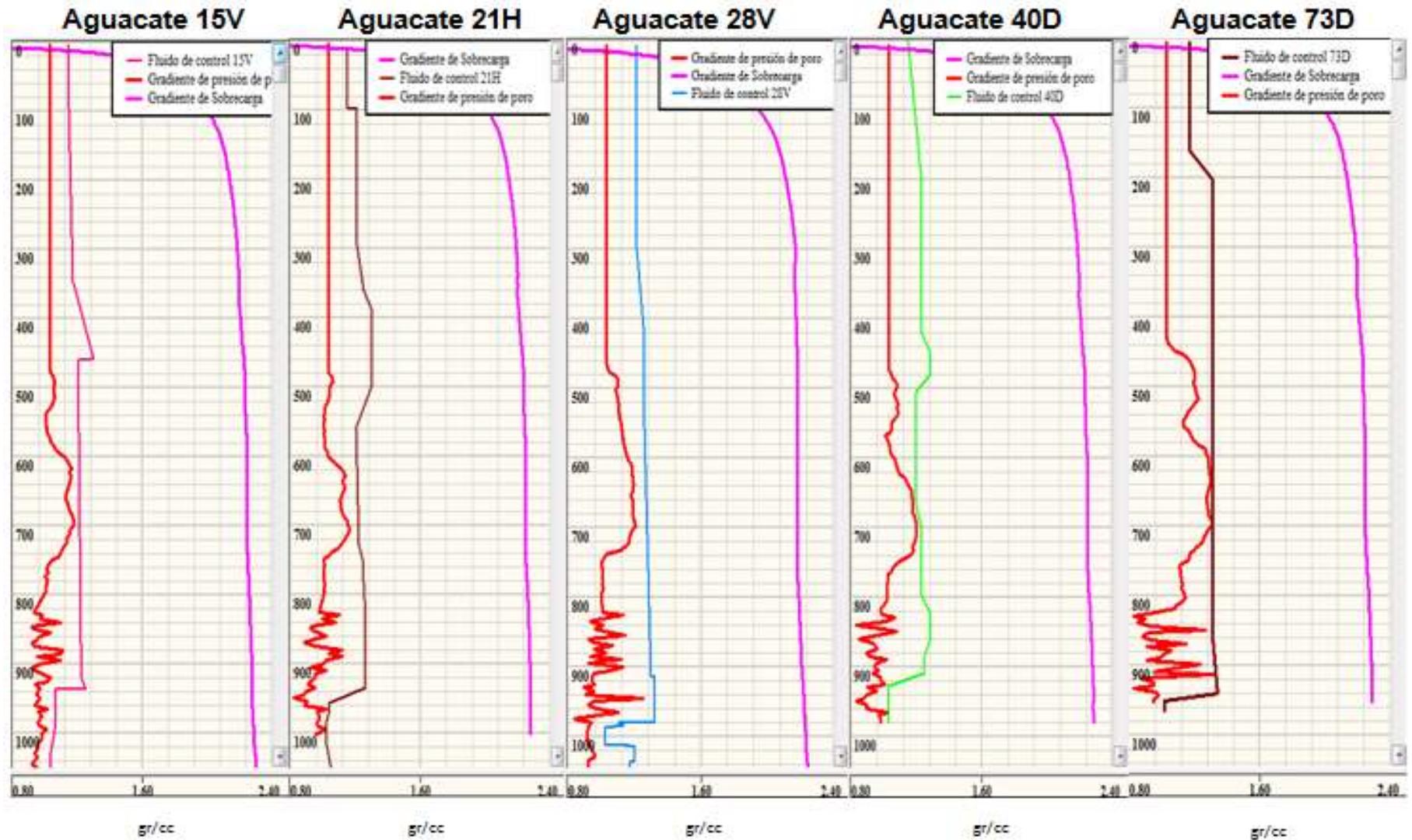


Figura 3.5 Predicción de la presión de poro en los periodos Terciario y Cretácico.

## **Cuarto capítulo: Ventana operativa para perforación de un pozo inyector.**

### **4.1 Pozo inyector.**

Un pozo inyector es aquel pozo que está destinado a inyectar algún fluido en el yacimiento con el fin de facilitar la extracción de aceite y/o gas.

El objetivo del pozo inyector mezcla (PIM), es la inyección de una mezcla de hidrógeno y un catalizador, la cual mediante una reacción exotérmica va a cambiar las propiedades físicas del aceite como la viscosidad (disminuir) y los grados API (incrementar).

### **4.2 Diseño de la trayectoria del pozo inyector.**

La metodología para planear la perforación de un pozo contempla principalmente los puntos siguientes:

1. Recopilación de información.
2. Determinación de la trayectoria.
3. Evaluación de la trayectoria
4. Control de la trayectoria.

La información es la parte inicial y fundamental para planear y diseñar un pozo, se obtiene de programas de perforación, propuestas de compañías y visitas a pozos. Los datos necesarios para determinación y evaluación de la trayectoria de un pozo son los siguientes.

- Localización del equipo.
- Coordenadas del objetivo.
- Características de la formación.
- Desplazamiento horizontal que existe desde el equipo hasta el objetivo
- Profundidad de inicio de desviación.
- Profundidad vertical del objetivo.
- Ritmo de incremento de ángulo (severidad).
- Tipo de trayectoria.
- Columna geológica a atravesar.
- Programas de cómputo para la simulación.

Para determinar el tipo de trayectoria que permita intersectar el objetivo programado es importante considerar las restricciones geológicas y económicas de pozo que será perforado, ya que el costo de un pozo direccional tiende a ser de 1.5 a 1.75 veces que el de un pozo vertical. Para mantener control al momento de su perforación, existen dispositivos, herramientas y/o equipos para la desviación del agujero<sup>25</sup>.

Se planea perforar el pozo inyector mezcla (PIM) en la plataforma 15 del campo Aguacate (Ver Anexo C) como se muestra en la Figura 4.1; sin embargo, se consideran las siguientes premisas para planear y diseñar la mejor opción de perforación.

**Premisas bases para colocación de trayectoria:**

- El objetivo de la inyección en el campo Aguacate está orientado hacia el punto cardinal este (E), a 30 [m] de distancia del pozo Aguacate 40D.
- Estar lo más alejado del contacto agua-aceite para no afectar la reacción.
- Debido a las coordenadas donde inicia el pozo inyector de mezcla de fluidos, considerar que la trayectoria del pozo será horizontal, además el intervalo para inyección de la mezcla tiene un espesor de 6.46 [m].
- Colocar la trayectoria donde exista una mejor clase petrofísica, almacenamiento y flujo de fluidos, esto con base en el estudio de caracterización estática y dinámica del campo Aguacate.

**Premisas para terminación en agujero descubierto:**

- Colocar la terminación del agujero descubierto en la formación El Abra (unidad B).
- El diámetro del agujero descubierto es de 6 [in], longitud del intervalo de inyección 30 [m].
- Longitud de la tubería térmica en el agujero descubierto.
- Al agujero descubierto se le va a inyectar ácido o se va a realizar un minifracturamiento, fracturamiento completo.

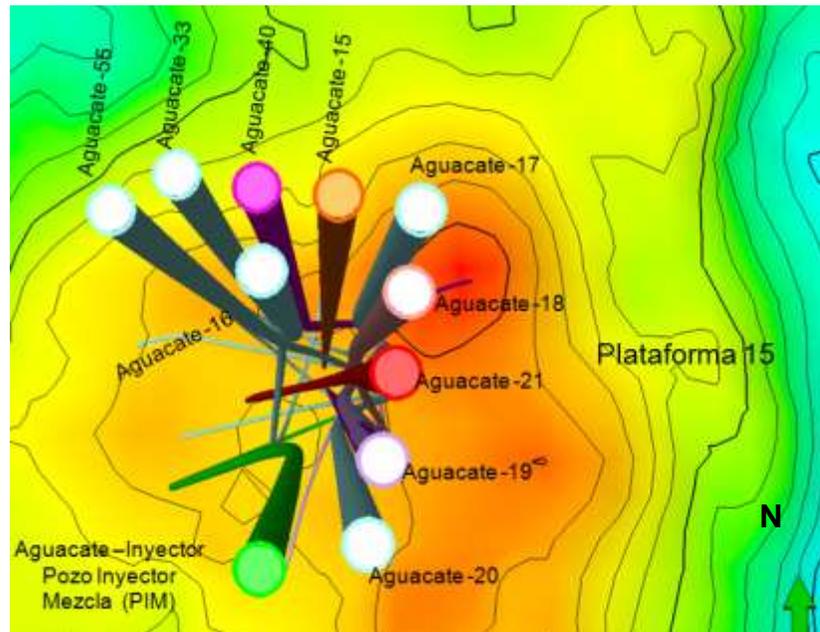


Figura 4.1 Plataforma 15 del campo Aguacate. Tomado de Cruz, M. (2017). Instituto Mexicano del Petróleo. IMP.

Se tienen dos intervalos objetivos para realizar la inyección, ambos fueron propuestos por el área de simulación numérica de yacimientos del IMP (Figura 4.2).

- Opción A: intervalo productor ubicado cerca de la zona del pozo Aguacate 21H, el cual va de 969.42 [mv] a 986.69 [mv].
- Opción B: intervalo productor ubicado cerca de la zona del pozo Aguacate 40D, el cual va de 980.38 [mv] a 986.84 [mv].

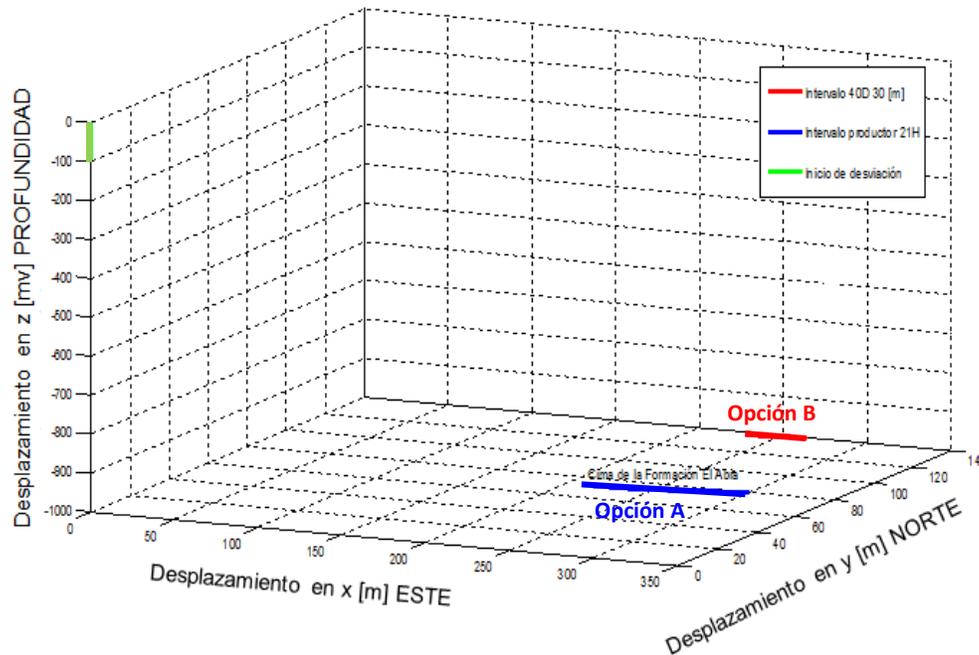


Figura 4.2 Vista 3D de intervalos productores: Opción A y Opción B.

A continuación en la Tabla 4.1 se muestran las características de cada intervalo propuesto:

Características	Opción A	Opción B
Profundidad vertical	969.42 [mv]	980.38 [mv]
Coordenadas UTM conductor	X= 647 500.00 [m] E Y= 2 358 779.00 [m] N	X= 647 500.00 [m] E Y= 2 358 779.00 [m] N
Coordenadas UTM objetivo	X= 647 806.07 [m] E Y= 2 358 853.33 [m] N	X= 647 770.06 [m] E Y= 2 358 914.12 [m] N
Formación El Abra	Unidad B	Unidad B
Pozo cercano	21H	40D

Tabla 4.1 Característica de los intervalos objetivos del yacimiento propuestos para la trayectoria del pozo inyector.

El intervalo correspondiente a la opción A tiene un espesor de 17.27 [mv], en la dirección X un desplazamiento de 82.61 [m] y en la dirección de Y el desplazamiento es de 14.71 [m], mientras que el intervalo de la opción B tiene un espesor de 6.46 [mv] y los desplazamientos correspondientes a las direcciones X y Y son de 30 y 6.07 [m] respectivamente.

El desarrollo del diseño de la trayectoria que se presenta a continuación únicamente incluye el intervalo de inyección propuesto para la opción B, debido a que la opción A fue descartada por pruebas de simulación de yacimientos.

#### 4.2.1 Trayectoria Incrementar-Mantener.

Existe un tipo de trayectoria que se conoce como “Trayectoria Incrementar-Mantener”, esta tiene como característica principal atravesar el objetivo con un ángulo igual al máximo desarrollado. Se considera que para la construcción de la trayectoria del pozo es necesaria la siguiente información:

1. Profundidad vertical verdadera inicial, es decir, la profundidad que existe desde el inicio hasta donde comienza la inclinación del pozo inyector, la cual se representa por  $D_1$ .
2. El ritmo de incremento de ángulo, refiere a los grados de inclinación por cada 100 ft de desplazamiento, conocida como  $q$ .
3. Desplazamiento horizontal hasta el objetivo, conocido como el desplazamiento que existe desde el origen del pozo hasta la localización de su objetivo,  $X_3$ .
4. Profundidad vertical total del pozo,  $D_1^{26}$ .

Para la construcción de la trayectoria de la opción B con base en esta metodología, se desprecia la distribución de pozos de la plataforma Aguacate 15.

De acuerdo a la geometría de las trayectorias de cada pozo de correlación del campo Aguacate, la profundidad vertical de inicio de inclinación se tomó a 120 [mv] (393.7 [ft]), suponiendo que el pozo inyector tendrá la misma que estos.

El ritmo de incremento de ángulo de los pozos del campo es de aproximadamente 4.3 [°]/100 [ft] ( $q$ ). Para obtener el desplazamiento horizontal hasta el objetivo se calcula la distancia hacia el punto cardinal este (E) que existe desde las coordenadas del conductor hasta las coordenadas del objetivo, el cual es de 270.064 [m] (886.01 [ft]). Así, para la profundidad vertical total, se tomó como 986.84 [mv] debido a que las coordenadas del objetivo de dicha opción se encuentran a esa profundidad.

De acuerdo al modelo de trayectoria el radio de curvatura,  $r_1$ , se obtiene mediante:

$$r_1 = \frac{180}{\pi} \times \frac{1}{q} \quad (4.1)$$

Donde:

$r_1$ = radio de curvatura [ft].

$q$ = ritmo de inclinación [ $^{\circ}$ /100ft].

El ángulo  $\tau$  se encuentra considerando el triángulo formado por OAB, donde:

$$\tan \tau = \frac{BA}{AO} = \frac{r_1 - X_3}{D_3 - D_1} \quad (4.2)$$

$$\tau = \arctan \frac{r_1 - X_3}{D_3 - D_1} \quad (4.3)$$

El ángulo  $\Omega$  puede considerarse parte del triángulo OBC, donde:

$$\text{sen } \Omega = \frac{r_1}{OB} \quad (4.4)$$

$$\text{sen } \Omega = \frac{r_1}{\sqrt{(r_1 - X_3)^2 + (D_3 - D_1)^2}} \quad (4.5)$$

Para encontrar el ángulo de inclinación  $\theta$  y considerando la Figura 4.3, se tiene que:

$$90^{\circ} = \theta + (90 - \Omega) + \tau \quad (4.6)$$

$$\theta = \Omega - \tau \quad (4.7)$$

La longitud del arco de la sección DC, es:

$$L_{DC} = \frac{\pi}{180} \times r_1 \times \theta = \frac{\theta}{q} \quad (4.8)$$

Donde:

$L_{DC}$ = longitud de arco DC [m].

La profundidad vertical verdadera que se tiene desde superficie hasta el punto C, es decir  $D_2$ , se obtiene mediante el triángulo D'OC:

$$D_2 = D_1 + r_1 \text{sen } \theta \quad (4.9)$$

La longitud de la trayectoria CB, para un ángulo constante de inclinación puede determinarse del triángulo BCO como:

$$\tan \Omega = \frac{CO}{L_{CB}} = \frac{r_1}{L_{CB}} \quad (4.10)$$

$$L_{CB} = \frac{r_1}{\tan \Omega} \quad (4.11)$$

Donde:

$L_{CB}$ = longitud de arco CB [m].

La profundidad desarrollada total,  $D_M$ , para la profundidad vertical verdadera  $D_3$  es:

$$D_M = D_1 + \frac{\theta}{q} + \frac{r_1}{\tan \Omega} \quad (4.12)$$

$$D_M = D_1 + L_{DC} + L_{CB} \quad (4.13)$$

$D_M$ = profundidad desarrollada [m].

La salida horizontal EC ( $X_2$ ) puede determinarse mediante la consideración del triángulo D'OC donde:

$$X_2 = r_1 - r_1 \cos \theta = r_1(1 - \cos \theta) \quad (4.14)$$

Suponiendo una profundidad vertical  $D_N$ , considerando el ángulo  $\theta'$  como un ángulo de inclinación intermedia, existirá un desplazamiento horizontal nuevo  $X_N$  para cada punto C'. La distancia  $D_N$  puede ser determinada considerando el triángulo D'OC', donde:

$$D_N = D_1 + r_1 \text{sen } \theta' \quad (4.15)$$

Y el desplazamiento horizontal,  $X_N$  será:

$$X_N = r_1 - r_1 \cos \theta' = r_1(1 - \cos \theta') \quad (4.16)$$

Realizando los cálculos anteriores se tienen los resultados mostrados en la Tabla 4.2 y en la Figura 4.3 se puede observar la representación en dos dimensiones de la trayectoria del pozo inyector.

Resultados de los cálculos para diseño de trayectoria de PIM			
<b>Datos iniciales</b>		$\Omega$	50.41 [°]
q	4.3[°]/100[ft]	$\theta$	41.49 [°]
D <sub>1</sub>	120 m (393.7 ft)	L <sub>DC</sub>	294.09 m (964.85 ft)
D <sub>3</sub>	986.84 m (3237.62 ft)	D <sub>2</sub>	389.05 m (1276.39 ft)
X <sub>3</sub>	270.06 m (886.01 ft)	L <sub>CB</sub>	572.75 m (1879.07 ft)
<b>Resultados</b>		D <sub>M</sub>	1041.63m (3417.44 ft)
r <sub>1</sub>	406.132 m (1332.456 ft)	X <sub>2</sub>	24.71 m (81.071 ft)
$\tau$	8.92 [°]		

Tabla 4.2 Resultados del cálculo de la trayectoria del pozo PIM sin considerar la distribución de pozos de la plataforma 15 del campo Aguacate.

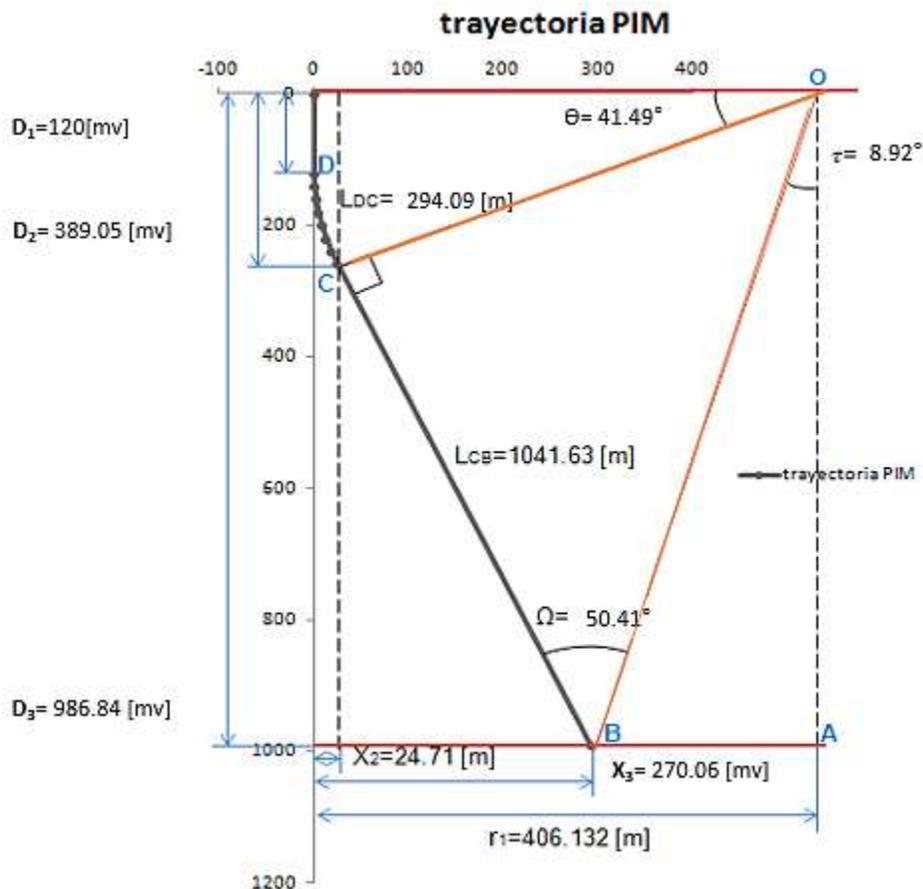


Figura 4.3 Vista 2D trayectoria del pozo PIM sin considerar la distribución de pozos del campo Aguacate.

#### 4.2.2 Trayectoria del PIM considerando la distribución de pozos.

Con base en las premisas mencionadas anteriormente, la trayectoria contiene las siguientes fases de construcción:

- Profundidad de inicio de la desviación.
- Primer radio de curvatura.

- Primer tangente.
- Segundo radio de curvatura.
- Segunda tangente.
- Profundidad total.

Estas fases de construcción las presentan los siete pozos horizontales de la plataforma Aguacate 15.

El diseño de la nueva propuesta correspondiente a la trayectoria del PIM está basado en dos trayectorias que ya se tenían hechas anteriormente como se muestra en la Figura 4.4 (original 1 y original 2); sin embargo, dichas trayectorias colisionan a la profundidad de 901.57 [mv] con el pozo Aguacate 18H, además de que no contienen el intervalo de inyección al que se desea llegar.

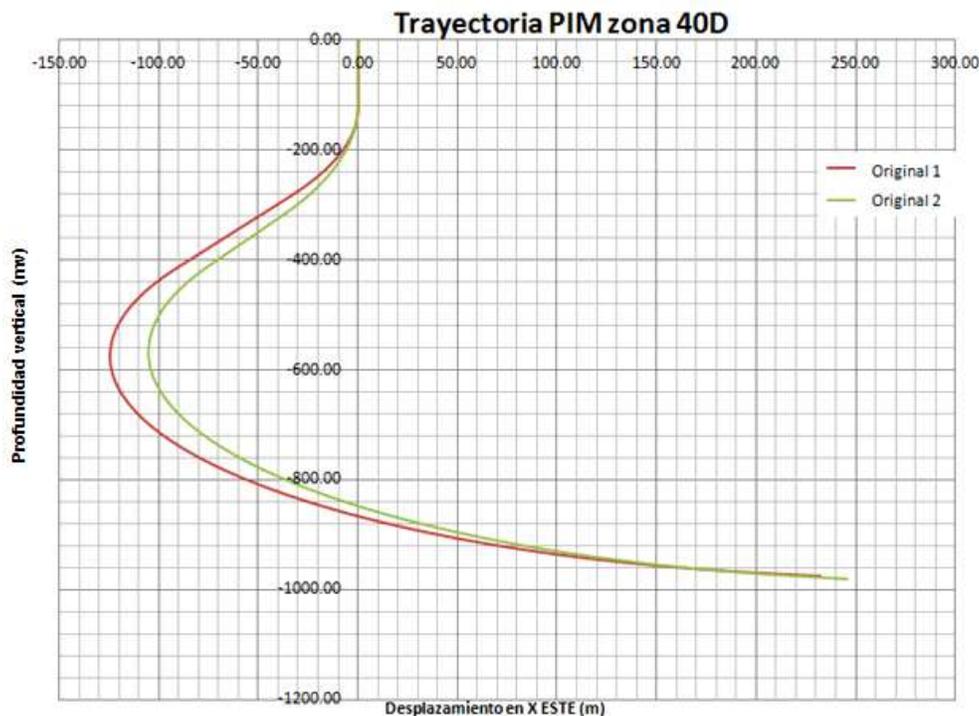


Figura 4.4 Vista 2D trayectoria original 1, trayectoria original 2.

La profundidad de inicio de la desviación será de 120 [mv] de acuerdo al diseño de las trayectorias de los pozos de correlación (siete pozos de la plataforma Aguacate 15). Posteriormente para el primer radio de curvatura, la primer tangente y el segundo radio de curvatura, es decir, hasta los 742.25 [mv] se realizó una corrección de las coordenadas de desplazamiento este y norte de ambas trayectorias.

Para la fase de la segunda tangente, se recurrió a la ecuación de la recta a partir de dos puntos dados, es decir:

$$z_2 - z_1 = m_1(x_2 - x_1) \quad (4.17)$$

$$m_1 = \frac{z_2 - z_1}{x_2 - x_1} \quad (4.18)$$

$$b_1 = z - (m_1 x) \quad (4.19)$$

$$x = \frac{z - b_1}{m_1} \quad (4.20)$$

Donde:

$z_1$ = profundidad vertical [m], punto 1.

$z_2$ = profundidad vertical [m], punto 2.

$x_1$ = desplazamiento en el eje x [m], punto 1.

$x_2$ = desplazamiento en el eje x [m], punto 2.

$m_1$ =pendiente [adimensional].

$b_1$ = ordenada al origen [m]

$x$ = desplazamiento en el eje x [m], cualquier punto.

La variable que es independiente será la profundidad vertical, por lo tanto, las variables dependientes serán las coordenadas del eje x y del eje y, a los cuales corresponden los puntos cardinales este (E) y norte (N) respectivamente. Así que mediante la ecuación 4.24, se podrán obtener las coordenadas del desplazamiento en el eje y:

$$z_2 - z_1 = m_2(y_2 - y_1) \quad (4.21)$$

$$m_2 = \frac{z_2 - z_1}{y_2 - y_1} \quad (4.22)$$

$$b_2 = z - (m_2 y) \quad (4.23)$$

$$y = \frac{z - b_2}{m_2} \quad (4.24)$$

Donde:

$z_1$ = profundidad vertical [m], punto 1.

$z_2$ = profundidad vertical [m], punto 2.

$y_1$ = desplazamiento en el eje y [m], punto 1.

$y_2$ = desplazamiento en el eje y [m], punto 2.

$m_2$ =pendiente [adimensional].

$b_2$ = ordenada al origen [m]

$y$ = desplazamiento en el eje y [m], cualquier punto.

El punto 1 hace referencia al punto hasta donde se corrigieron las coordenadas, es decir, para  $z_1=742.25$  [mv] y el punto 2 corresponde a la profundidad donde comienza el intervalo productor de interés, en el caso del intervalo correspondiente a la opción B,  $z_2= 986.84$  [mv]. El resultado de la trayectoria propuesta se muestra en la Figura 4.5 (curva color negro) y la Figura 4.6.

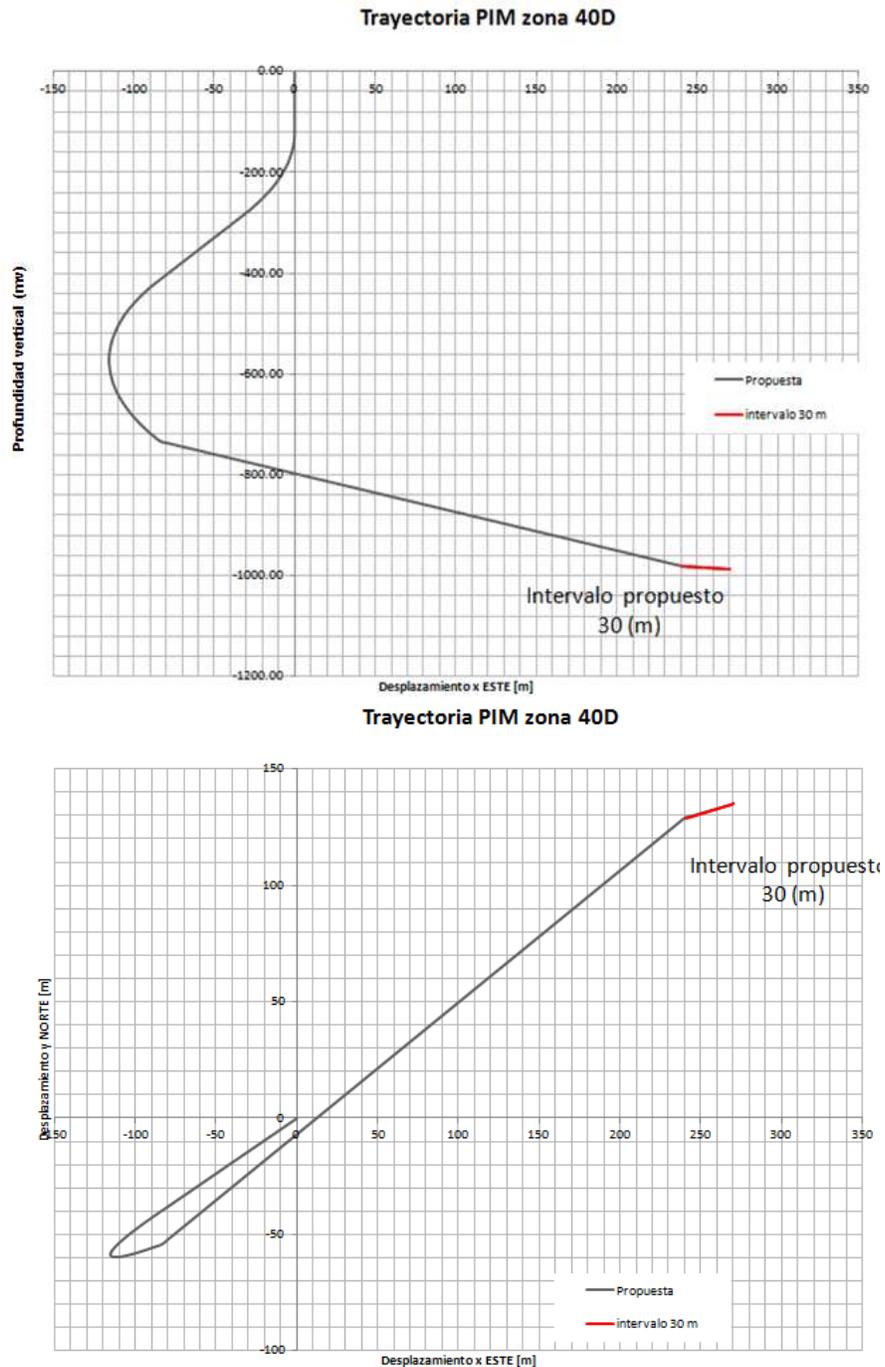


Figura 4.5 Vista 2D trayectoria propuesta opción B.

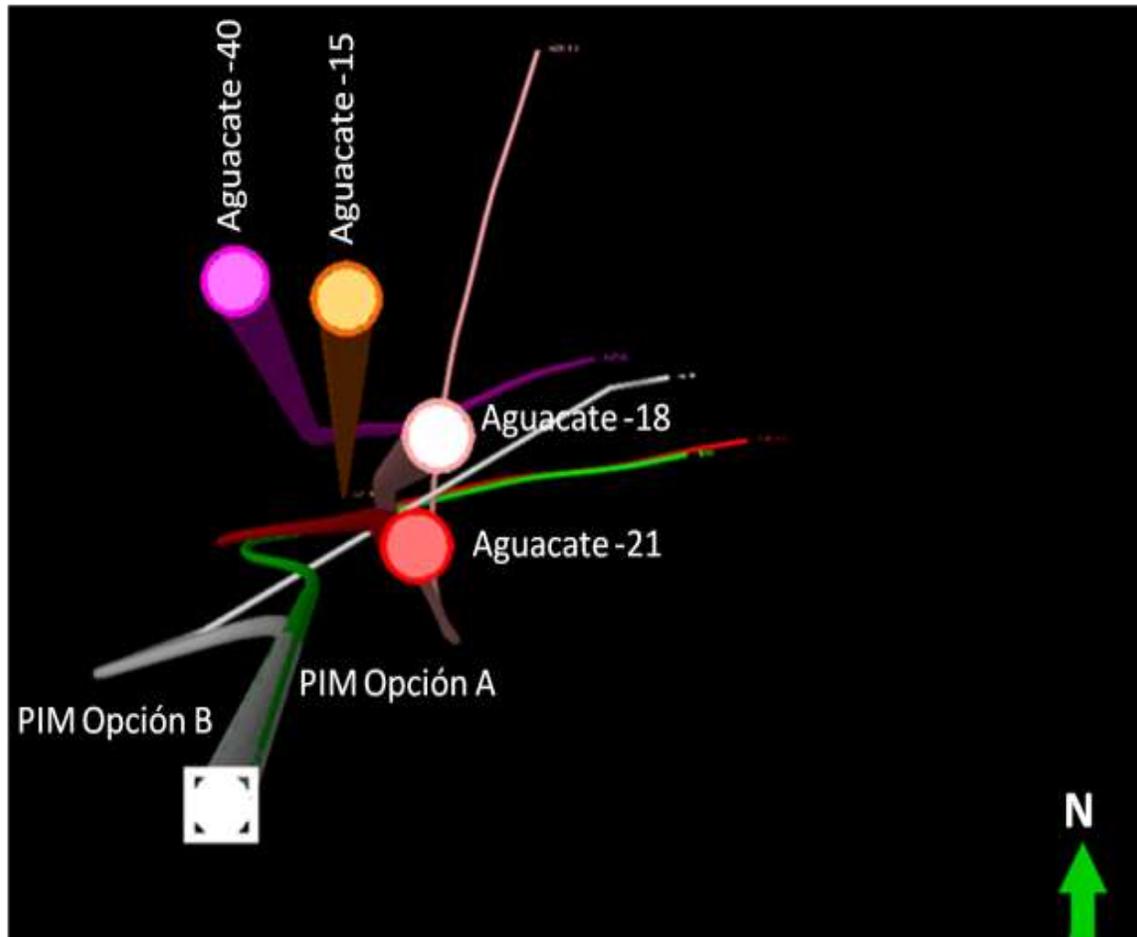


Figura 4.6 Vista 3D de opción A, opción B. Tomado de Cruz, M. (2017). Instituto Mexicano del Petróleo. IMP.

### 4.3 Ventana operativa de los pozos: Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D.

La ventana operativa es el área definida principalmente por las curvas de gradiente de presión de poro, gradiente de presión de fractura y gradiente de esfuerzo de sobrecarga. En el segundo capítulo, se describió de qué manera se obtuvo el gradiente de sobrecarga, al finalizar el tercer capítulo se presenta el gradiente de presión de poro como resultado de la unión del método predictivo de Ben Eaton (periodo Terciario) y el método predictivo de Vahid Atashbari (periodo Cretácico Medio); sin embargo, para poder completar la ventana operativa se necesita predecir la presión de fractura como se explica a continuación.

### 4.3.1 Presión de Fractura.

Se define como la fuerza aplicada por unidad de área que se necesita para vencer la presión de formación y la resistencia de las rocas. La resistencia que opone la formación a ser fractura depende de la cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que se encuentra sometida.

Generalmente las rocas llegan al punto de ruptura a presiones inferiores con respecto al esfuerzo de sobrecarga. Es importante determinar la presión de fractura debido a que a través de esta se pueden conocer parámetros que permiten el control del pozo, determinar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento, minimizar pérdidas de lodo de circulación, tener un diseño óptimo de las operaciones de cementación.

### 4.3.2 Método de Eaton.

Ben Eaton desarrolló un método predictivo de la presión de fractura, asumió que las formaciones son elásticas, por lo que relación el esfuerzo horizontal efectivo y el esfuerzo de la matriz, a través de la siguiente ecuación<sup>27</sup>:

$$p_{fr} = \left( \frac{\nu}{1-\nu} \right) (\sigma_s - p_p) + p_p \quad (4.25)$$

Donde:

$p_{fr}$ : presión de fractura [psi].

$\nu$ : relación de Poisson [adimensional].

$p_p$ : presión de poro [psi].

$\sigma_s$ : esfuerzo de sobrecarga [psi].

La relación de Poisson se calcula a través de la velocidad primaria y secundaria, la cual a su vez se obtiene del registro sísmico dipolar (Figura 4.7). Este registro fue tomado únicamente para el pozo Aguacate 15V, por lo que los valores que se obtengan de dicha relación serán utilizados para predicción de la presión de fractura de todos los pozos.

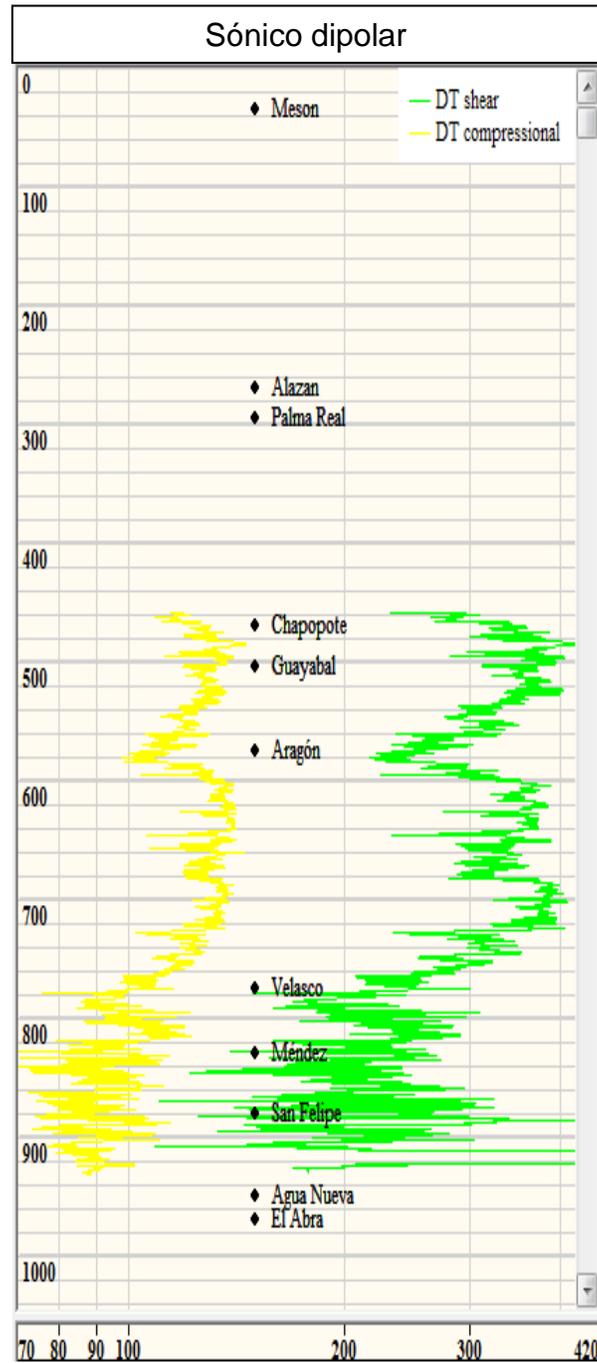


Figura 4.7. Registro sísmico dipolar del pozo Aguacate 15V.

Las velocidades primaria y secundaria, se obtienen con la inversa del tiempo de tránsito del registro sísmico compresional y el registro sísmico de corte (Figura 4.8), es decir, cada registro mide el tiempo de tránsito en que tarda la onda en recorrer 1 [ft], así que sus unidades son  $[\mu\text{s}/\text{ft}]$ . Por lo tanto, la unidades correspondientes a la inversa serán  $[\text{ft}/\mu\text{s}]$  (distancia sobre tiempo). Las ecuación 4.26 y 4.27 son empleadas para la obtener velocidad primaria y velocidad secundaria respectivamente.

$$v_p = \frac{1}{(\Delta t_o \frac{[\mu s]}{[ft]})_{compresional} \left( \frac{1[s]}{1 \times 10^6 [\mu s]} \right) \left( \frac{1[ft]}{12 [in]} \right) \left( \frac{1[in]}{2.54 [cm]} \right) \left( \frac{100[cm]}{1 [m]} \right)} \quad (4.26)$$

$$v_s = \frac{1}{(\Delta t_o \frac{[\mu s]}{[ft]})_{corte} \left( \frac{1[s]}{1 \times 10^6 [\mu s]} \right) \left( \frac{1[ft]}{12 [in]} \right) \left( \frac{1[in]}{2.54 [cm]} \right) \left( \frac{100[cm]}{1 [m]} \right)} \quad (4.27)$$

Donde:

$v_p$ = velocidad primaria [m/s].

$v_s$ = velocidad secundaria [m/s].

$\Delta t_o$  compresional= valor observado del registro sísmico compresional [ $\mu s/ft$ ].

$\Delta t_o$  corte= valor observado del registro sísmico de corte [ $\mu s/ft$ ].

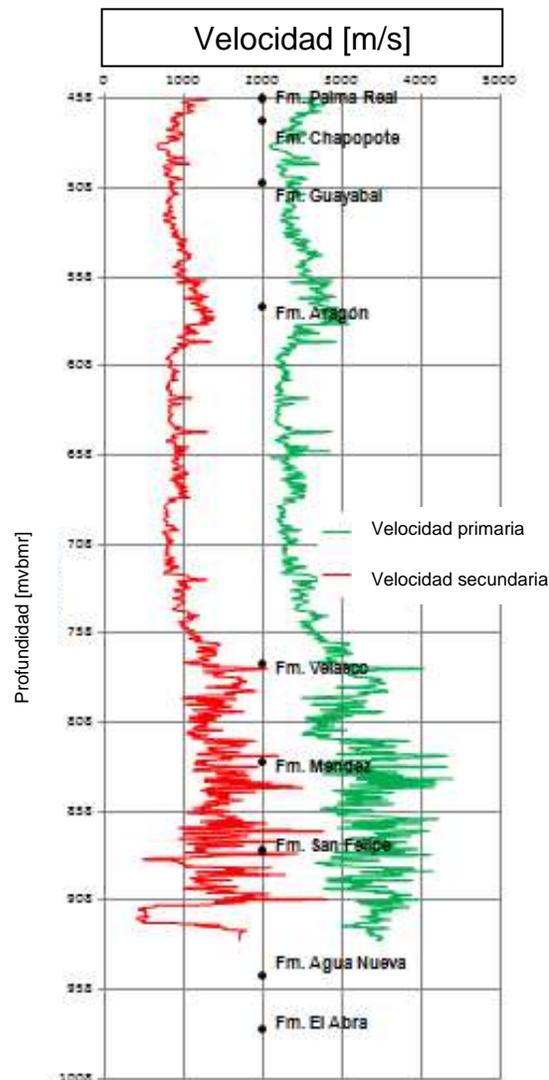


Figura 4.8 Velocidad primaria y velocidad secundaria del registro sísmico dipolar del pozo Aguacate 15V.

La relación de Poisson se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\nu = \frac{1}{2} \frac{v_p^2 - 2v_s^2}{v_p^2 - v_s^2} \quad (4.28)$$

Donde:

$\nu$ = relación de Poisson [adimensional].

$v_p$ = velocidad primaria [m/s].

$v_s$ = velocidad secundaria [m/s].

En la Figura 4.9 se observan los valores dinámicos de la relación de Poisson; sin embargo, los valores obtenidos son muy altos a diferencia de los valores estáticos. Estos generalmente disminuyen entre 30-35%.<sup>28</sup>

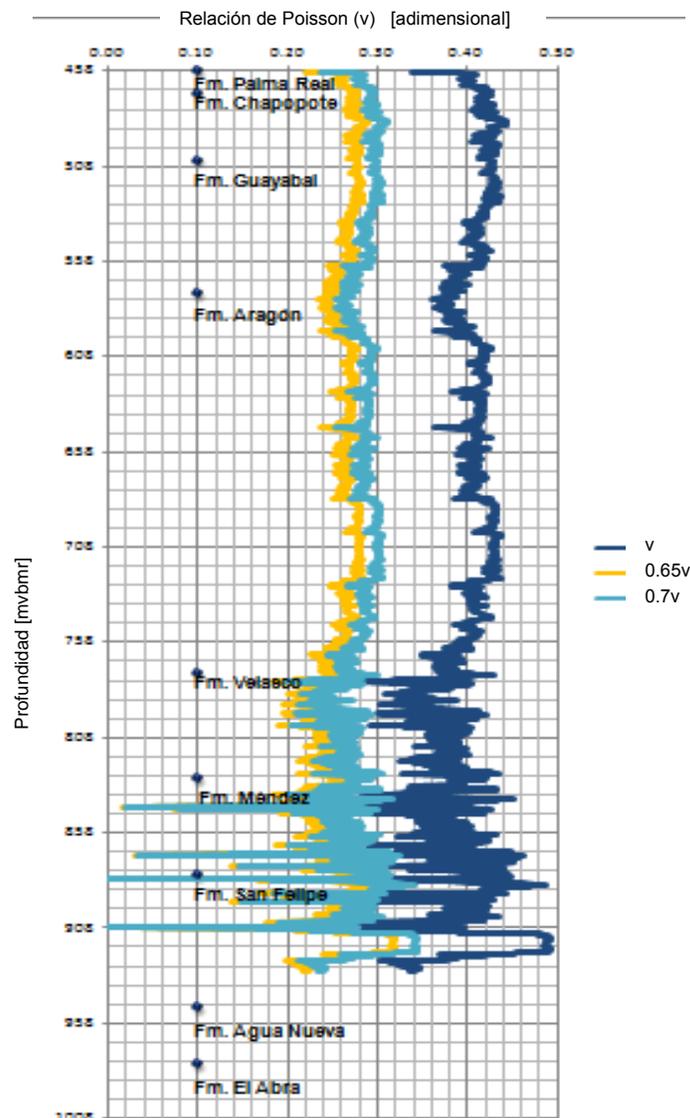


Figura 4.9 Relación de Poisson modificada.

Posteriormente usando los valores disminuidos al 35% debido a que es el porcentaje máximo al que se pueden reducir, se obtuvo un promedio de la relación de Poisson para cada formación como se muestra en la Tabla 4.3. Se puede observar que el valor más bajo es para las formaciones Mesón y Alazán, para las formaciones Agua Nueva y El Abra no se tiene el registro dipolar, por lo que se utilizó la misma que para la formación San Felipe.

Formación	Litología	Relación de Poisson [adimensional]
Mesón	Areniscas y lutitas	0.24
Alazán	Margas y lutitas	0.25
Palma Real	Lutitas calcáreas y areniscas finas	0.26
Chapopote	Margas con bentonita y areniscas finas	0.27
Guayabal	Lutitas con areniscas finas	0.27
Aragón	Lutitas con bentonita	0.27
Velasco	Lutitas calcáreas y bentoníticas con arenisca calcárea	0.27
Méndez	Margas con arenas arcillosas	0.27
San Felipe	Calizas, lutitas y bentonita	0.26
Agua Nueva	Calizas arcillosas y lutitas	0.26
El Abra	Wackestone y Packestone de intra y bioclastos	0.26

Tabla 4.3 Relación de Poisson para las formaciones del campo Aguacate.

En la Figura 4.4 se muestran las ventanas operativas de perforación, la curva rosa corresponde al gradiente de sobrecarga, la curva azul al gradiente de factura y la curva roja al gradiente de presión de poro, los resultados numéricos se contiene en el Anexo A (Ver Anexo C).

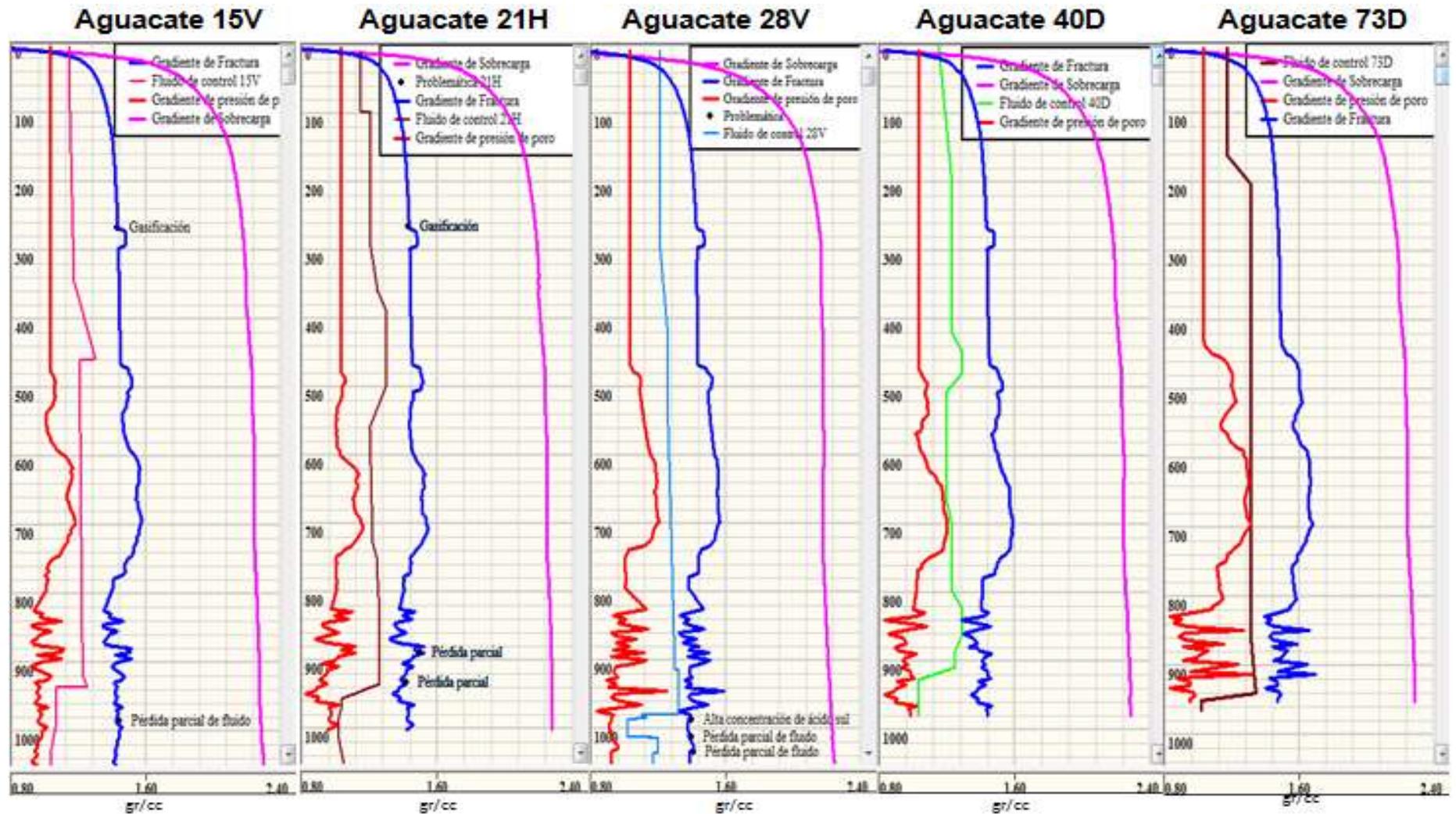


Figura 4.10 Ventana operativa para perforación de los pozos Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D.

Para llegar al objetivo de este capítulo, una vez que se tienen las ventanas operativas de perforación correspondientes a los pozos de estudio (Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D), se realiza la predicción de la ventana operativa correspondiente al pozo inyector mezcla (PIM).

Con el diseño de la trayectoria correspondiente al PIM (considerando la distribución de los pozos del campo Aguacate) y considerando que el pozo Aguacate 40D es el más cercano a este, se verticalizan los registros geofísicos (registro de rayos gamma, registro de tiempo de tránsito, registro de densidad y registro neutrón) con respecto a la profundidad vertical verdadera del PIM. Posteriormente se realiza toda la metodología que conlleva la predicción de presión de poro del periodo Terciario y el periodo Cretácico, las cuales se describieron en el segundo y tercer capítulo respectivamente. Nuevamente para el método de Eaton se utilizó un exponente de 0.9 y para el método de Vahid Atashbari un exponente de calibración de 0.85. El gradiente de presión de fractura utiliza las relaciones de Poisson del pozo Aguacate 15V y el gradiente de esfuerzo de sobrecarga utiliza el registro de densidad del pozo Aguacate 40D.

En la figura 4.11 se observa que se generan nuevos gradientes de presión de poro, presión de fractura y esfuerzo de sobrecarga para la ventana operativa del PIM; sin embargo, este tiene la misma tendencia que el pozo Aguacate 40D. Al agregar los fluidos de control de perforación, se observa que no podría utilizarse el mismo fluido de control con el que se perforó el pozo Aguacate 40D porque en la zona de alta presión de poro el gradiente se encuentra por arriba de la densidad del fluido de control. Por lo anterior, es necesario diseñar otro programa de fluido de control para perforar el pozo inyector mezcla.

PIM

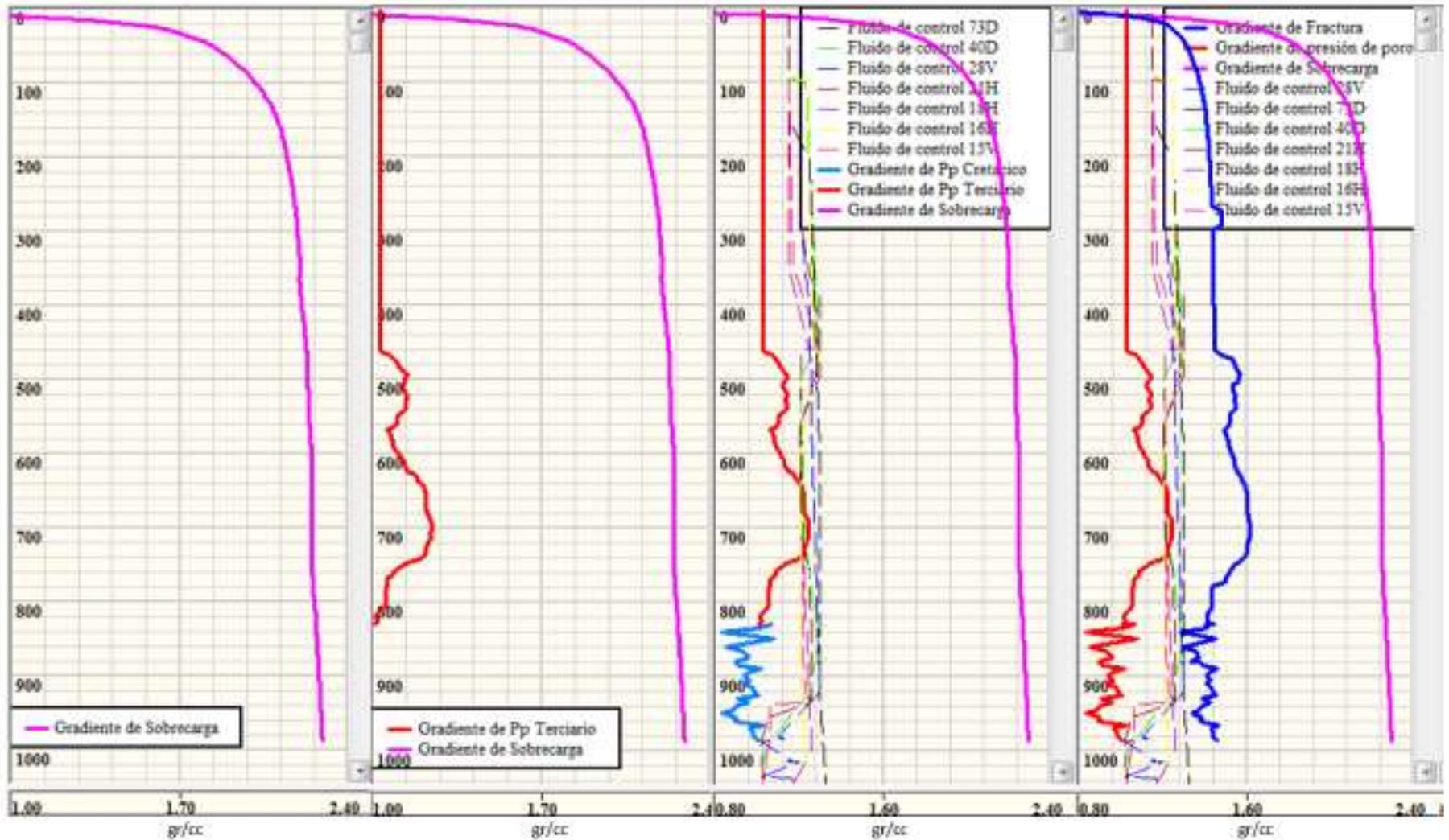


Figura 4.11 Ventana operativa para perforación del pozo inyector mezcla PIM.

## Quinto capítulo: Casos de predicción de la presión de poro en carbonatos, planeación y ejecución.

### 5.1 Pozo Atún 01V.

El pozo Atún 01V está ubicado frente a las costas del norte del estado de Veracruz, pertenece a los campos de la Faja de Oro Marina. Tiene un tirante de agua de 50 [mv] de profundidad. Su formación productora es el Abra, como se menciona en el primer capítulo corresponde al periodo Cretácico Medio. Sin embargo, en este caso la cima se encuentra a 2743 [mvmbr] (2716 [mvbnm]). Se considera como un pozo vertical y fue perforado hasta 3032 [mvmbr], atraviesa el lecho marino y las formaciones Tantoyuca, Méndez y el Abra.

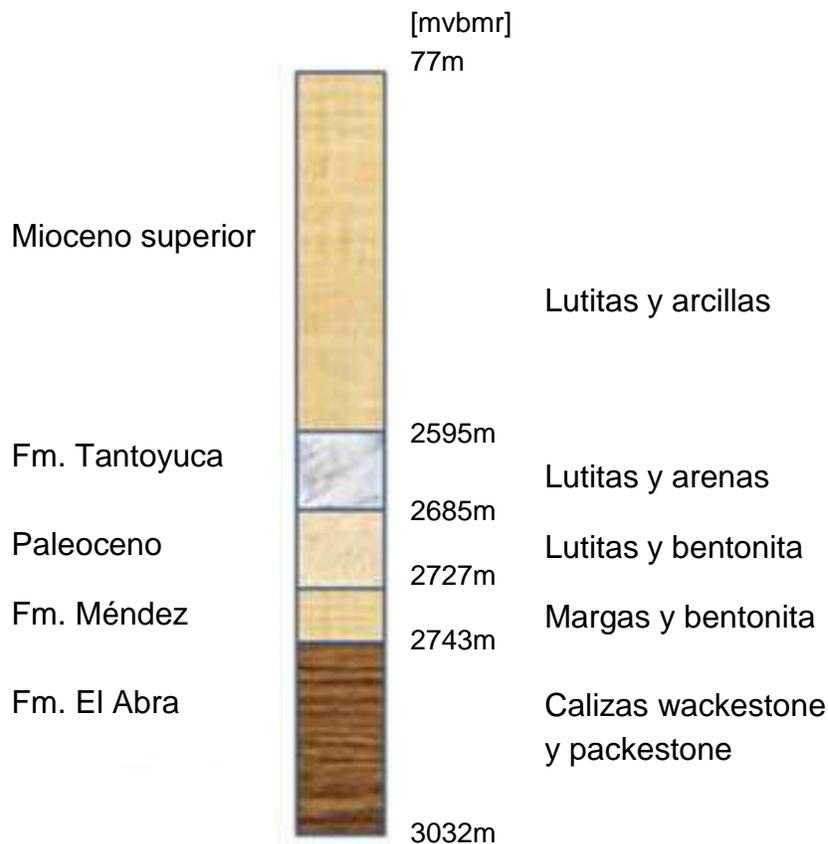


Figura 5.1 Columna estratigráfica del pozo Atún 01V.

#### 5.1.1 Problemática de perforación del pozo Atún 01V.

Durante la perforación del pozo Atún 01V, se presentaron pérdidas de fluido, resistencia y gasificaciones. En la Tabla 5.1 se muestran los eventos y la profundidad desarrollada a la que ocurrieron.

Profundidad desarrollada [m]	Problemática
1200	Resistencia
2745	Pérdida de fluido
2748	Pérdida de fluido
2750	Pérdida de fluido
2755	Pérdida de fluido
2805	Pérdida de fluido
2906	Pérdida de fluido
2974	Pérdida de fluido
3032	Pérdida de fluido, gasificación y resistencia

Tabla 5.1 Problemática de perforación del pozo Atún 1V. Tomado de reporte de perforación, PEMEX.

### 5.1.2 Predicción de presión de poro en carbonatos para pozo Atún 01V.

El objetivo es comparar la predicción del gradiente de presión de poro para el periodo Cretácico correspondiente a rocas carbonatadas contra la densidad del fluido de control de perforación y así mismo, unir dicha predicción con la predicción de la presión de poro ya realizada anteriormente para el periodo Terciario.

Los registros geofísicos tomados para el pozo Atún 01V son el registro de rayos gamma, registro sísmico, registro de densidad y registro neutrón (Ver Anexo D), estos inician a la profundidad de 420 [m].

Inicialmente para predecir el esfuerzo de sobrecarga se utiliza el método desarrollado para pozos costa afuera, debido a que se considera el efecto generado por el tirante de agua. El cálculo del esfuerzo de sobrecarga está dado por:

$$\sigma_s = \rho_w g D_w + \int_{D_w}^D \rho(D) g dD = \rho_w g D_w + \sum_i^n \rho_i g (D_i - D_{i-1}) \quad (5.1)$$

Donde:

$\sigma_s$  = Esfuerzo de sobrecarga [Pa].

$\rho_w$  = densidad del agua de mar [ $\text{kg/m}^3$ ]

$D_w$  = profundidad vertical del tirante de agua [m].

$\rho(D)$  = densidad en función de la profundidad de la formación de interés [ $\text{kg/m}^3$ ].

$g$  = constante de aceleración de gravedad [ $\text{m/s}^2$ ].

$dD$ = diferencial con respecto a la profundidad vertical.

$\rho_i$ = densidad de la  $i$ -ésima capa de la formación de interés [ $\text{kg/m}^3$ ].

$D_i$ = $i$ -ésima profundidad vertical de la capa de la formación de interés [m].

En este caso para el periodo Terciario se considera la predicción de la presión de poro a partir de los 77 [mvbmr] ya que la elevación de la mesa rotaria con respecto al nivel del mar es de 27 [mvsnm]. El registro geofísico utilizado para obtener la tendencia normal de compactación es el sónico y el exponente de calibración de Ben Eaton es igual a 1.0. En la figura 5.2, se puede observar que a 2550 [mvbmr] el gradiente de presión de poro se encuentra por arriba del gradiente que genera el fluido de control; sin embargo, en el reporte de perforación no se encontró información que hiciera referencia a un posible descontrol, detectando únicamente pérdidas parciales del fluido de perforación.

Para el periodo Cretácico la predicción de presión de poro comprenden las formaciones Méndez y el Abra, es decir, el método de Vahid Atashbari se aplicará a partir de los 2727 [mvbmr], se utiliza la metodología contenida en el tercer capítulo. El registro de neutrón Ver Anexo D) es la base para obtener los datos de porosidad que se involucran para el cálculo de la compresibilidad de poro y de bulto como se muestra en la Figura 5.2.

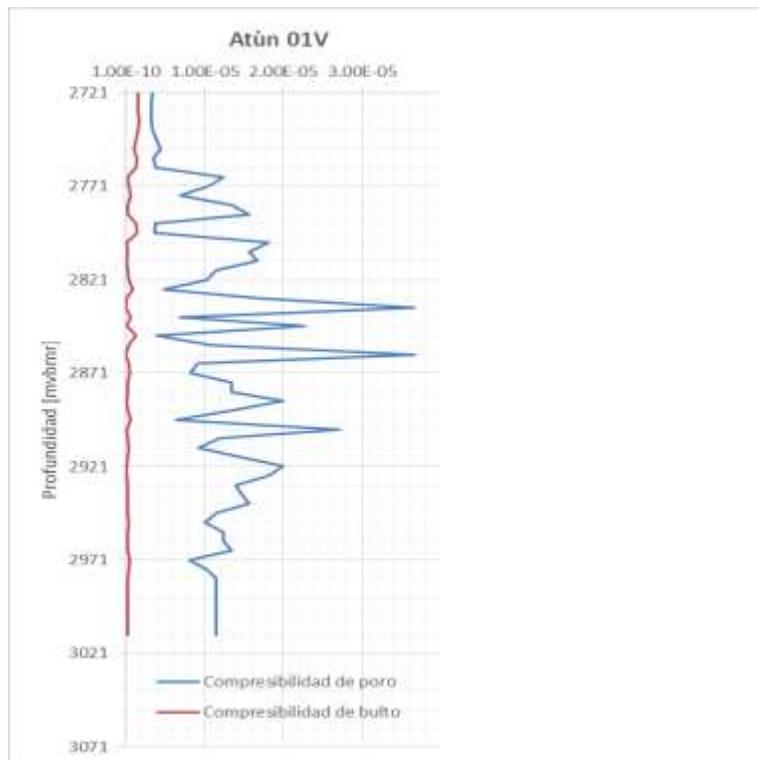


Figura 5.2 Compresibilidades de poro y bulto para el pozo Atún 01V.

En la Figura 5.3 la ventana operativa de perforación para el pozo Atún 01V de la izquierda, muestra la predicción de presión de poro desarrollada para el periodo Terciario, mientras que, la ventana operativa de perforación de la derecha incluye la predicción de la presión de poro para el periodo Cretácico. El exponente de calibración es de 0.89 debido a que con este valor, la curva del gradiente de presión de poro para carbonatos no sobrepasa la curva del fluido de control.

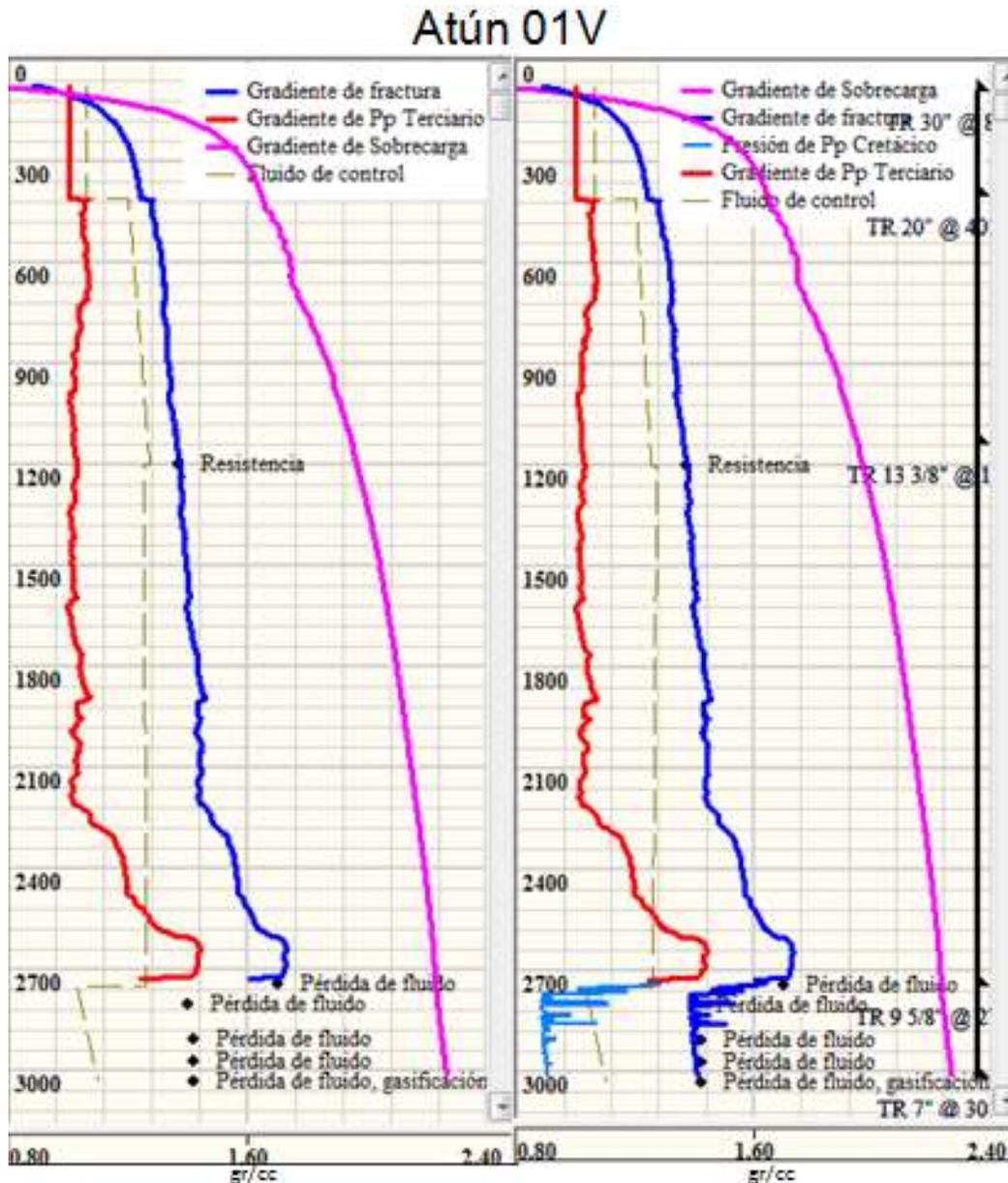


Figura 5.3 Ventana operativa de perforación del pozo Atún 01V.

Posteriormente el gradiente de presión de fractura se construyó con base en el Método de Eaton (ecuación 5.2) contenido en el cuarto capítulo utilizando la

Relación de Poisson de la formación Méndez y la formación El Abra de la Tabla 4.3.

$$p_{fr} = \left( \frac{\nu}{1-\nu} \right) (\sigma_s - p_p) + p_p \quad (5.2)$$

### 5.2 Pozo Chocol 1.

El pozo exploratorio Chocol 1, es un pozo terrestre que se localiza en Paraíso, Tabasco. Atraviesa la columna estratigráfica que se muestra en la Figura 5.4. En este pozo terrestre se planearon y diseñaron las presiones de poro en el Terciario y Cretácico.

Las formaciones que pertenecen al periodo Cretácico comienzan a 5098 [mvmbr], es decir, que a partir de esta profundidad se utiliza el método de Vahid Atashbari para obtener el gradiente de presión de poro. La cima del objetivo se localiza a 6412 [mvmbr].

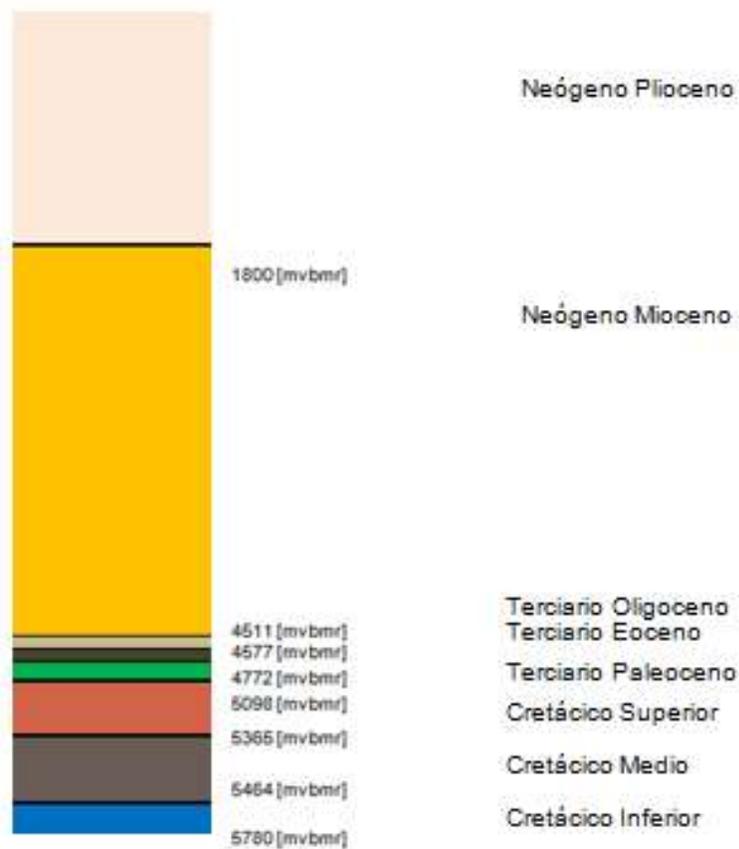


Figura 5.4 Columna estratigráfica del pozo Chocol 1. Tomado de reporte de perforación diario, PEMEX.

### 5.2.1 Problemática de perforación del pozo Chocol 1.

Desde el inicio de la perforación del pozo exploratorio y hasta su terminación, la problemática con mayor frecuencia hizo referencia a gasificaciones como se muestra en la Tabla 5.2.

Profundidad desarrollada [m]	Problemática
2533	Gasificación
4552	Resistencia
5660	Resistencia
5775	Gasificación
6128	Gasificación

Tabla 5.2 Problemática de perforación del pozo Chocol 1.

### 5.2.2 Predicción de presión de poro en carbonatos para pozo Chocol 1.

El pozo Chocol 1 cuenta con la toma de los siguientes registros geofísicos: rayos gamma, sínico y densidad (Ver Anexo E), los cuales inician a 52 [mvmr].

Para la predicción de presión con el método de Ben Eaton se utilizó un exponente de 1.0, mientras que para la predicción de presión con el método de Vahid Atashbari el exponente de calibración fue de 0.88. Estos exponentes fueron variados para lograr que la curva de gradiente de presión de poro quedara por debajo de la curva de densidad del fluido de control.

Debido a la falta del registro de neutrón, se recurrió al uso de valores de porosidad total de las formaciones carbonatadas obtenidos de un estudio de caracterización estática realizado por el Instituto Mexicano del Petróleo, dichos valores se muestran en la Tabla 5.3.

Formación	Cima [mvmr]	Base [mvmr]	Porosidad total [%]
<b>Cretácico Superior</b>	5098	5365	11
<b>Cretácico Medio</b>	5365	5464	13
<b>Cretácico Inferior</b>	5464	5780	12

Tabla 5.3 Porosidades para formaciones del periodo Cretácico atravesadas por el pozo Chocol 1.

Sin embargo al calcular la compresibilidad de poro y la compresibilidad de bulto, se observa en la Figura 5.5 que debido al uso de tres valores de porosidad únicamente presenta cambios mínimos.

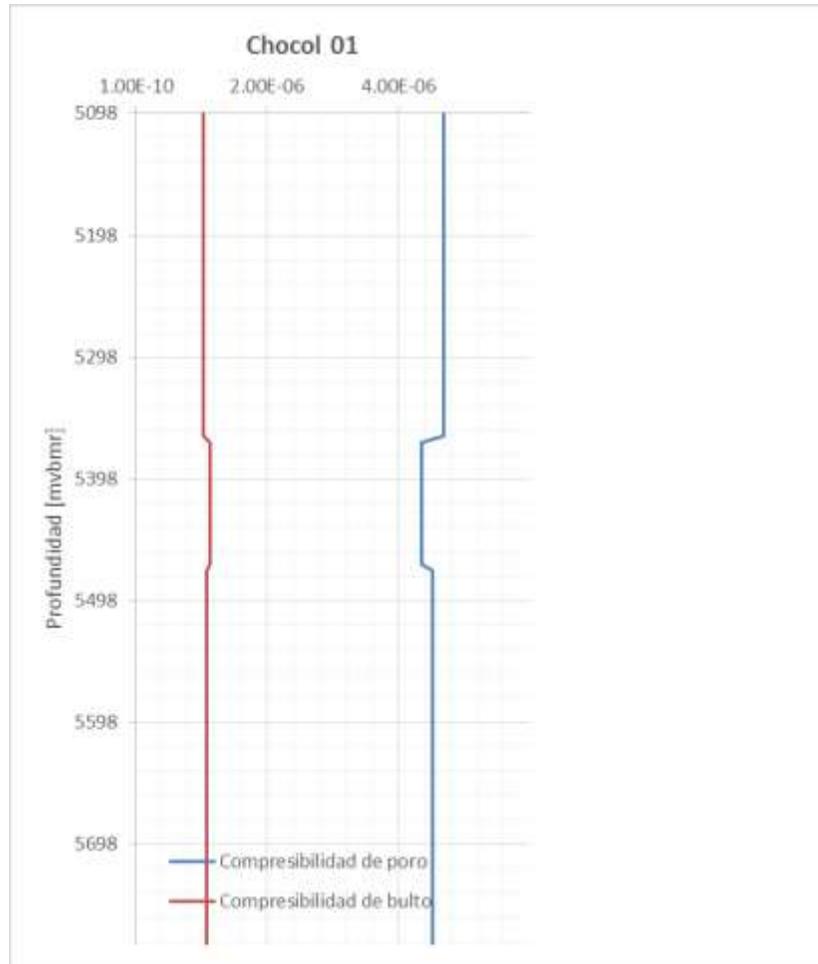


Figura 5.5 Compresibilidad de poro y de bulto del pozo Chocol 01.

En la Figura 5.6 se observa el resultado de ambas predicciones, la zona de presión se encuentra a 2400 [mVbmr]. La ventana operativa de perforación de la derecha comportamiento del gradiente de presión para el periodo Cretácico no presenta variaciones, esto se debe a que se encuentra en función de los datos de porosidad.

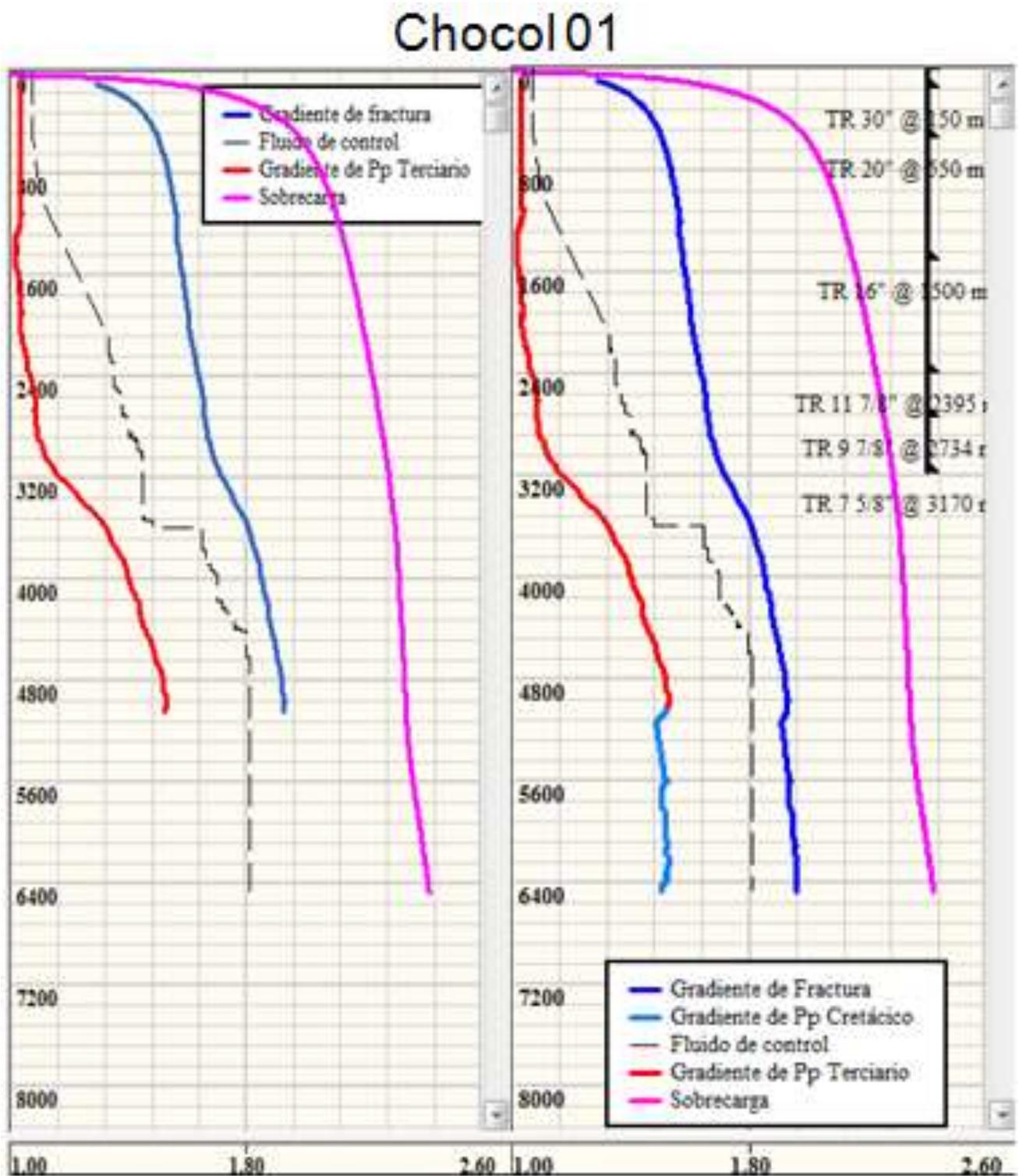


Figura 5.6 Ventana operativa de perforación del pozo Chocol 1.

## Conclusiones

Se tiene un yacimiento de aceite negro bajo saturado en la formación El Abra, con aceite pesado entre 14-15 [°API] a 935 [mvbnm] para las condiciones de presión y temperatura de 105 [kg/cm<sup>2</sup>] (1493.1 [psi]) y 62 [°C] (143.6 [°F]) respectivamente. Los registros geofísicos del pozo exploratorio Aguacate 28V representan las propiedades de las rocas contenidas en la formación de interés el Abra (su cima se encuentra a 922.15 [mvbnm]), las cuáles son características de las rocas carbonatadas. Para llegar a dicha formación, el pozo inyector atravesará las formaciones que pertenecen a los periodos Terciario y Cretácico Medio.

Mediante el análisis de los reportes de perforación se obtuvo que la problemática de perforación se presenta a partir del periodo Cretácico, la cual en su mayoría hacen referencia a la producción de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) y pérdidas parciales del fluido de control. La única problemática que se presentó para el periodo Terciario fue un evento de gasificación en el pozo Aguacate 21H.

De acuerdo al tipo de roca contenida en las formaciones que pertenecen al periodo Terciario, se utilizó el método desarrollado por Ben Eaton, este es el método de predicción de presión de poro usado en campos petroleros mexicanos. En este caso, se utilizaron registros sínicos para obtener la tendencia de compactación normal y el exponente de Eaton se ajustó con el valor de 0.9. El comportamiento del gradiente de presión de poro para los pozos tiene una tendencia similar, se observa que aumenta a partir de los 575 [mvbmr] aproximadamente. La máxima presión de poro es de 1298.07 [psi] para el pozo Aguacate 73D a 696.3 [mvbmr].

La calibración se realizó con base en la comparación del gradiente de presión de poro con el fluido de control utilizado durante la perforación de los pozos Aguacate 15V, Aguacate 16H, Aguacate 18H, Aguacate 21H, Aguacate 28V y Aguacate 73D.

Debido a que las formaciones del periodo Cretácico contienen rocas carbonatadas se utilizó el método de predicción de presión de poro desarrollado por Vahid Atashbari. Las mediciones de porosidad se tomaron a partir de los registros de neutrón para obtener la compresibilidad de bulto y de poro debido a que estos datos se aproximan a la porosidad total que se esperaría tener en dichas formaciones. Se observó que la compresibilidad de bulto es menor a la compresibilidad de poro.

El valor del exponente de calibración del método de Vahid Atashbari fue de 0.85, debido a que si se utiliza un valor mayor, se alcanzan gradientes de presión de poro mayores al gradiente que genera el fluido de control de perforación. La presión de poro disminuyen drásticamente al llegar a la formación el Abra, la menor es de 1107.73 [psi] a 950 [mvbmr] para Aguacate 21H. Este comportamiento se observa en los cinco pozos (Aguacate 15V, Aguacate 21H, Aguacate 28V, Aguacate 40D y Aguacate 73D).

El pozo inyector mezcla (PIM) debe ser perforado en donde exista la mejor clase petrofísica, almacenamiento y flujo de fluidos, esta zona se determina a través de

estudios de caracterización dinámica y estática. Debido a las coordenadas del conductor del pozo inyector, la trayectoria del pozo es horizontal, además de que el intervalo de inyección tiene un espesor de 6.46 [m] y se encuentra orientado hacia el punto cardinal este (E) del campo Aguacate. Las premisas que se deben considerar para la terminación del pozo inyector son la formación, diámetro del agujero, longitud del intervalo productor y la longitud de la tubería térmica. Por lo tanto, la terminación del pozo inyector será en la Unidad B de la formación el Abra, el diámetro del agujero será de 6 [in] y la longitud del intervalo productor será de 30 [m].

Para proponer la ventana del PIM, se necesita construir su trayectoria considerando la distribución de los pozos en la plataforma Aguacate 15, así se evitará la colisión de pozos. La trayectoria propuesta contiene las siguientes fases de diseño y construcción: profundidad de inicio de la desviación, primer radio de curvatura, primer tangente, segundo radio de curvatura, segunda tangente y profundidad total.

La ventana operativa de perforación del pozo inyector mezcla se construyó con base en la correlación de los registros geofísicos del pozo Aguacate 40D, debido a que se encuentra a 30 [m] de este. En ambas ventanas operativas (Aguacate 40D y PIM) los gradientes de presiones presentan el mismo comportamiento; sin embargo, se requiere de un nuevo diseño de fluido de control de perforación para el pozo inyector mezcla, ya que el gradiente de presión de poro en algunas zonas sobrepasa el gradiente de presión que genera el fluido de control del pozo Aguacate 40D.

A pesar de que no se haya presentado problemática al perforar el pozo Aguacate 40D, se puede estimar que a las profundidades señaladas donde ocurrieron los eventos de perforación en los pozos de correlación puedan presentarse nuevamente, por lo tanto, se deben tener medidas de control.

## Recomendaciones

Se recomienda en primera instancia conocer las características tanto de la roca como de los fluidos contenidos en las formaciones que serán perforadas. Con base en esto, se puede tener una decisión acertada sobre el método predictivo que será utilizado para obtener la presión de poro. Además es necesario leer los reportes de perforación para obtener los datos puntuales de la densidad del fluido del mayor número de pozos posibles, ya que con esto se puede calibrar el gradiente de presión de poro y se debe tomar en cuenta la problemática de perforación, por lo que, podría presentarse durante la perforación de nuevos pozos. Para tener una calibración aún más precisa de la predicción de presiones, sería de gran ayuda contar con mediciones de presión de poro hechas en campo.

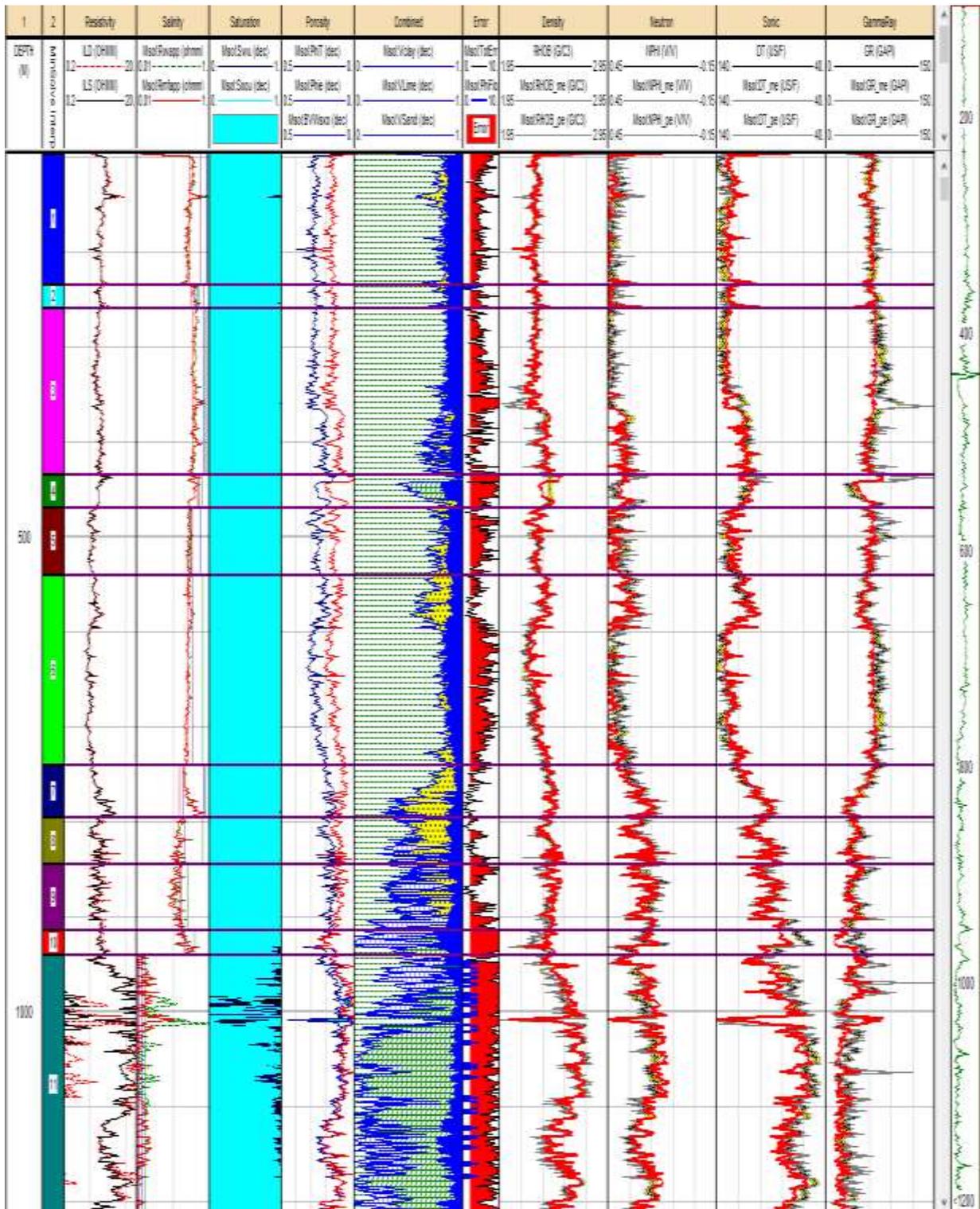
Es importante verticalizar los registros geofísicos con base en la inclinación y el azimut de las trayectorias de los pozos, de lo contrario se estarían tomando datos incorrectos. En caso de que no se cuente con los registros geofísicos completos, se puede hacer una correlación con los registros de los pozos aledaños. De no contar con registros de porosidad, pueden utilizarse datos de análisis de núcleos de las formaciones perforadas o estudios de caracterización petrofísica para tener rangos acertados de los parámetros que se requieren para desarrollar el método de Vahid Atashbari.

El Método de predicción de poro desarrollado por Ben Eaton se puede aplicar bajo ciertas condiciones; sin embargo el exponente queda fuera del rango establecido por la literatura con base en el uso de registro sísmico, por lo que, sería conveniente analizar métodos predictivos alternativos a este para confirmar dicho resultado.

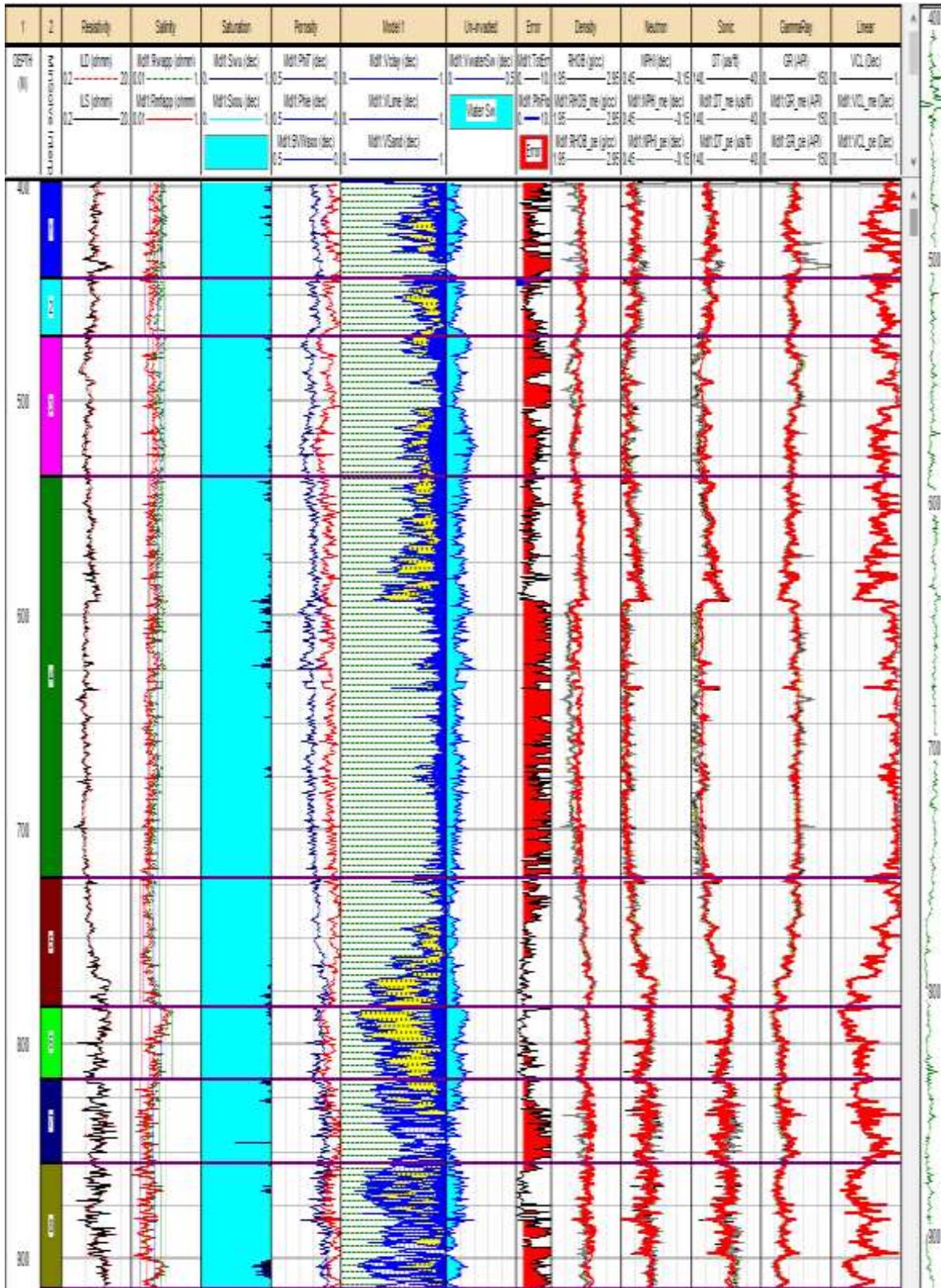
Para el método de Vahid Atashbari sería recomendable hacer un par de demostraciones: la primera es mediante cálculo infinitesimal explicar como la presión de poro es igual a la presión de confinamiento teniendo presente la definición de Terzagui y la segunda, demostrar como la compresibilidad de bulo debida al cambio en la presión de poro es igual a la compresibilidad de bulo debida al cambio en la presión de confinamiento.

Es necesario analizar la expresión de Atashbari que define la presión de poro en función del esfuerzo efectivo y correlacionarlo empíricamente con diversos campos mexicanos de una cuenca dada, de esto modo se tendría un exponente de calibración mucho más preciso.

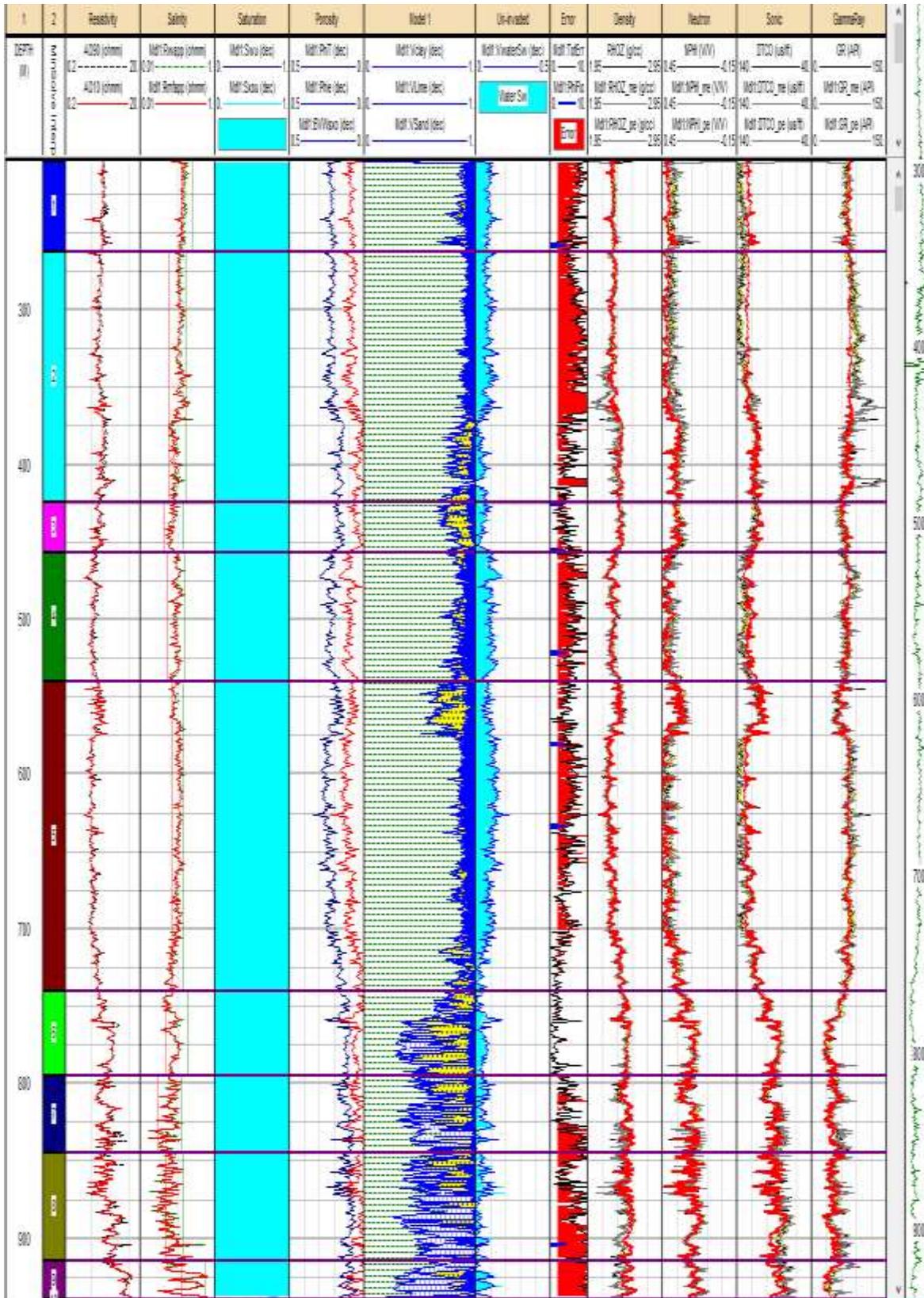
### Anexo A. Estudio petrofísico de pozos del campo Aguacate.



Estudio petrofísico de pozo Aguacate 15V, Tomado de *Petrofísica, Instituto Mexicano del Petróleo, IMP, 2017.*

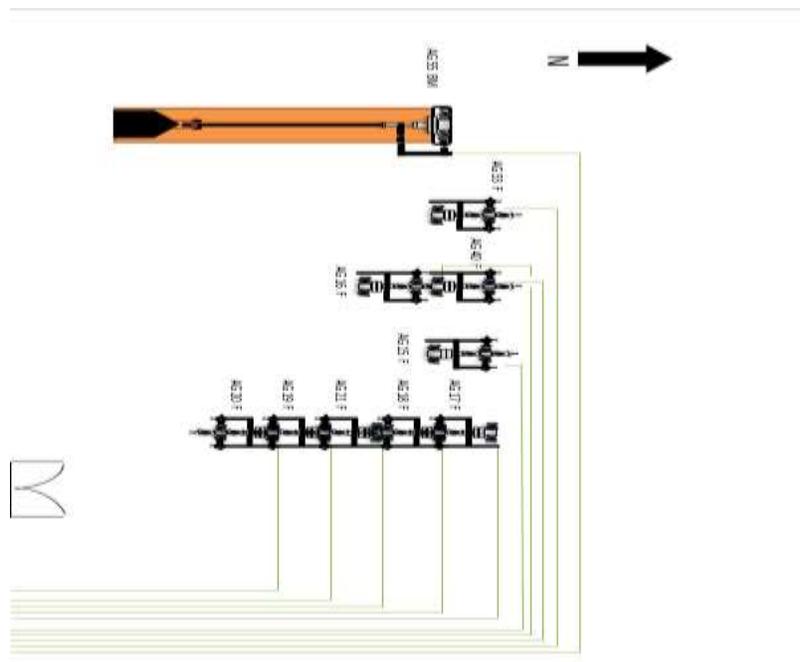


Estudio petrofísico de pozo Aguacate 40D, Tomado de *Petrofísica, Instituto Mexicano del Petróleo, IMP, 2017.*



Estudio petrofísico de pozo Aguacate 73D, Tomado de *Petrofísica, Instituto Mexicano del Petróleo, IMP, 2017.*

### Anexo B. Distribución y localización de la plataforma 15 en el Campo Aguacate.



### Anexo C. Resultados numéricos de los gradientes de presión para los pozos del campo Aguacate.

Aguacate 15V							
Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga	Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga
[mvmr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[mvmr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]
5.4	1.030	0.668	0.000	275.4	1.030	1.478	2.182
10.4	1.030	0.947	0.934	280.4	1.030	1.479	2.184
15.4	1.030	1.104	1.281	285.4	1.030	1.480	2.186
20.4	1.030	1.174	1.456	290.4	1.030	1.480	2.188
25.4	1.030	1.216	1.567	295.4	1.030	1.461	2.189
30.4	1.030	1.244	1.644	300.4	1.030	1.438	2.190
35.4	1.030	1.265	1.702	305.4	1.030	1.438	2.192
40.4	1.030	1.281	1.748	310.4	1.030	1.439	2.193
45.4	1.030	1.295	1.786	315.4	1.030	1.439	2.194
50.4	1.030	1.306	1.817	320.4	1.030	1.440	2.196
55.4	1.030	1.316	1.845	325.4	1.030	1.440	2.196
60.4	1.030	1.325	1.870	330.4	1.030	1.440	2.197
65.4	1.030	1.333	1.893	335.4	1.030	1.440	2.198
70.4	1.030	1.340	1.913	340.4	1.030	1.440	2.198
75.4	1.030	1.347	1.932	345.4	1.030	1.440	2.198
80.4	1.030	1.353	1.950	350.4	1.030	1.440	2.198
85.4	1.030	1.359	1.966	355.4	1.030	1.440	2.199
90.4	1.030	1.365	1.982	360.4	1.030	1.440	2.198
95.4	1.030	1.369	1.997	365.4	1.030	1.440	2.197
100.4	1.030	1.374	2.007	370.4	1.030	1.441	2.198
105.4	1.030	1.378	2.021	375.4	1.030	1.441	2.201
110.4	1.030	1.382	2.033	380.4	1.030	1.442	2.203
115.4	1.030	1.386	2.044	385.4	1.030	1.443	2.204
120.4	1.030	1.390	2.055	390.4	1.030	1.443	2.206
125.4	1.030	1.394	2.066	395.4	1.030	1.444	2.208
130.4	1.030	1.397	2.075	400.4	1.030	1.444	2.209
135.4	1.030	1.400	2.083	405.4	1.030	1.445	2.210
140.4	1.030	1.402	2.090	410.4	1.030	1.445	2.212
145.4	1.030	1.404	2.095	415.4	1.030	1.446	2.214
150.4	1.030	1.406	2.101	420.4	1.030	1.447	2.216
155.4	1.030	1.408	2.106	425.4	1.030	1.447	2.217
160.4	1.030	1.410	2.111	430.4	1.030	1.448	2.219
165.4	1.030	1.412	2.117	435.4	1.030	1.448	2.220
170.4	1.030	1.414	2.122	440.4	1.030	1.449	2.222
175.4	1.030	1.415	2.126	445.4	1.030	1.450	2.225
180.4	1.030	1.416	2.129	450.4	1.030	1.450	2.227
185.4	1.030	1.417	2.132	455.4	1.030	1.451	2.229
190.4	1.030	1.419	2.136	460.4	1.030	1.452	2.231
195.4	1.030	1.420	2.140	465.4	1.030	1.452	2.233
200.4	1.030	1.421	2.143	470.4	1.030	1.474	2.234
205.4	1.030	1.422	2.146	475.4	1.032	1.500	2.235
210.4	1.030	1.423	2.149	480.4	1.043	1.506	2.235
215.4	1.030	1.424	2.152	485.4	1.055	1.514	2.235
220.4	1.030	1.425	2.155	490.4	1.059	1.516	2.236
225.4	1.030	1.426	2.158	495.4	1.058	1.516	2.237
230.4	1.030	1.427	2.161	500.4	1.054	1.514	2.237
235.4	1.030	1.428	2.164	505.4	1.054	1.504	2.237
240.4	1.030	1.429	2.167	510.4	1.057	1.494	2.238
245.4	1.030	1.430	2.169	515.4	1.058	1.495	2.239
250.4	1.030	1.431	2.171	520.4	1.051	1.490	2.239
255.4	1.030	1.432	2.174	525.4	1.044	1.486	2.239
260.4	1.030	1.433	2.176	530.4	1.033	1.479	2.240
265.4	1.030	1.433	2.178	535.4	1.015	1.468	2.240
270.4	1.030	1.454	2.180	540.4	1.007	1.463	2.240

Aguacate 15V							
Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga	Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga
[m/bmr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[m/bmr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]
545.4	1.007	1.463	2.242	815.4	0.954	1.368	2.266
550.4	1.007	1.464	2.243	820.4	0.942	1.360	2.266
555.4	1.010	1.466	2.244	825.4	0.935	1.356	2.267
560.4	1.013	1.469	2.245	830.4	0.988	1.393	2.269
565.4	1.017	1.471	2.246	835.4	0.980	1.387	2.269
570.4	1.023	1.476	2.247	840.4	1.086	1.460	2.270
575.4	1.033	1.483	2.248	845.4	0.921	1.347	2.271
580.4	1.045	1.490	2.249	850.4	0.939	1.360	2.272
585.4	1.056	1.498	2.250	855.4	1.034	1.425	2.273
590.4	1.070	1.507	2.251	860.4	0.968	1.380	2.273
595.4	1.096	1.523	2.251	865.4	0.948	1.366	2.274
600.4	1.120	1.538	2.251	870.4	0.922	1.349	2.275
605.4	1.134	1.547	2.250	875.4	0.954	1.375	2.276
610.4	1.147	1.555	2.250	880.4	1.109	1.481	2.277
615.4	1.158	1.562	2.250	885.4	1.088	1.506	2.277
620.4	1.159	1.562	2.250	890.4	0.962	1.424	2.278
625.4	1.155	1.560	2.249	895.4	1.090	1.507	2.278
630.4	1.158	1.562	2.249	900.4	0.966	1.427	2.279
635.4	1.157	1.561	2.249	905.4	0.922	1.399	2.279
640.4	1.151	1.557	2.248	910.4	0.944	1.413	2.280
645.4	1.144	1.553	2.248	915.4	0.994	1.446	2.280
650.4	1.139	1.549	2.248	920.4	1.038	1.475	2.280
655.4	1.134	1.546	2.248	925.4	1.014	1.459	2.280
660.4	1.131	1.544	2.248	930.4	0.942	1.412	2.280
665.4	1.136	1.547	2.248	935.4	0.969	1.430	2.280
670.4	1.145	1.553	2.248	940.4	0.959	1.423	2.281
675.4	1.151	1.556	2.248	945.4	0.952	1.419	2.281
680.4	1.159	1.562	2.248	950.4	0.969	1.430	2.281
685.4	1.168	1.568	2.248	955.4	0.958	1.424	2.282
690.4	1.176	1.573	2.248	960.4	0.946	1.416	2.283
695.4	1.179	1.575	2.248	965.4	1.015	1.461	2.283
700.4	1.173	1.570	2.248	970.4	0.962	1.426	2.284
705.4	1.162	1.564	2.248	975.4	0.979	1.438	2.285
710.4	1.154	1.559	2.249	980.4	0.969	1.432	2.287
715.4	1.145	1.553	2.249	985.4	0.961	1.427	2.288
720.4	1.136	1.548	2.249	990.4	0.973	1.436	2.289
725.4	1.132	1.545	2.250	995.4	1.008	1.458	2.291
730.4	1.120	1.538	2.251	1000.4	0.980	1.441	2.292
735.4	1.105	1.529	2.252	1005.4	0.980	1.441	2.293
740.4	1.097	1.525	2.253	1010.4	0.978	1.441	2.294
745.4	1.080	1.514	2.253	1015.4	0.960	1.429	2.295
750.4	1.049	1.495	2.254	1020.4	0.959	1.429	2.296
755.4	1.024	1.479	2.255	1025.4	0.949	1.423	2.298
760.4	1.015	1.474	2.256	1030.4	0.941	1.418	2.300
765.4	1.017	1.476	2.257	1035.4	0.949	1.424	2.302
770.4	1.013	1.473	2.259	1040.4	0.938	1.418	2.303
775.4	1.009	1.441	2.260	1045.4	0.922	1.408	2.305
780.4	1.016	1.409	2.261	1050.4	0.950	1.427	2.307
785.4	1.010	1.405	2.262	1055.4	0.950	1.427	2.309
790.4	1.008	1.404	2.263	1060.4	0.949	1.427	2.310
795.4	1.004	1.402	2.264	1065.4	0.939	1.421	2.312
800.4	0.992	1.393	2.264	1070.4	0.929	1.415	2.313
805.4	0.979	1.385	2.265	1075.4	0.936	1.420	2.315
810.4	0.966	1.377	2.265				

Aguacate 21H							
Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga	Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga
[m/bm]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[m/bm]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]
5	1.030	0.668	0.000	255	1.030	1.433	2.177
10	1.030	0.991	0.972	260	1.030	1.434	2.179
15	1.030	1.124	1.315	265	1.030	1.435	2.181
20	1.030	1.187	1.485	270	1.030	1.450	2.183
25	1.030	1.226	1.592	275	1.030	1.479	2.185
30	1.030	1.253	1.666	280	1.030	1.480	2.187
35	1.030	1.272	1.721	285	1.030	1.481	2.189
40	1.030	1.288	1.765	290	1.030	1.481	2.191
45	1.030	1.301	1.801	295	1.030	1.467	2.192
50	1.030	1.312	1.832	300	1.030	1.439	2.193
55	1.030	1.321	1.858	305	1.030	1.439	2.194
60	1.030	1.329	1.882	310	1.030	1.440	2.196
65	1.030	1.337	1.904	315	1.030	1.440	2.197
70	1.030	1.344	1.923	320	1.030	1.440	2.198
75	1.030	1.350	1.942	325	1.030	1.441	2.199
80	1.030	1.356	1.959	330	1.030	1.441	2.199
85	1.030	1.362	1.975	335	1.030	1.441	2.201
90	1.030	1.367	1.990	340	1.030	1.441	2.201
95	1.030	1.372	2.005	345	1.030	1.441	2.201
100	1.030	1.376	2.014	350	1.030	1.441	2.200
105	1.030	1.381	2.028	355	1.030	1.441	2.201
110	1.030	1.385	2.040	360	1.030	1.441	2.200
115	1.030	1.389	2.050	365	1.030	1.441	2.199
120	1.030	1.392	2.061	370	1.030	1.441	2.201
125	1.030	1.396	2.072	375	1.030	1.442	2.203
130	1.030	1.399	2.081	380	1.030	1.443	2.205
135	1.030	1.402	2.089	385	1.030	1.443	2.206
140	1.030	1.404	2.095	390	1.030	1.444	2.208
145	1.030	1.406	2.101	395	1.030	1.445	2.210
150	1.030	1.408	2.107	400	1.030	1.445	2.211
155	1.030	1.410	2.111	405	1.030	1.445	2.212
160	1.030	1.412	2.116	410	1.030	1.446	2.214
165	1.030	1.414	2.122	415	1.030	1.447	2.216
170	1.030	1.415	2.127	420	1.030	1.447	2.218
175	1.030	1.417	2.131	425	1.030	1.448	2.219
180	1.030	1.418	2.133	430	1.030	1.448	2.221
185	1.030	1.419	2.137	435	1.030	1.449	2.222
190	1.030	1.420	2.140	440	1.030	1.450	2.224
195	1.030	1.421	2.144	445	1.030	1.450	2.226
200	1.030	1.422	2.147	450	1.030	1.451	2.228
205	1.030	1.423	2.150	455	1.030	1.452	2.230
210	1.030	1.424	2.153	460	1.030	1.452	2.233
215	1.030	1.425	2.156	465	1.030	1.453	2.234
220	1.030	1.427	2.159	470	1.030	1.469	2.236
225	1.030	1.428	2.162	475	1.030	1.499	2.236
230	1.030	1.429	2.165	480	1.035	1.502	2.237
235	1.030	1.430	2.168	485	1.045	1.509	2.237
240	1.030	1.430	2.170	490	1.056	1.515	2.237
245	1.030	1.431	2.172	495	1.053	1.514	2.238
250	1.030	1.432	2.174	500	1.039	1.506	2.238

Aguacate 21H							
Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga	Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga
[m/bmr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[m/bmr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]
505	1.038	1.489	2.239	755	1.006	1.444	2.253
510	1.039	1.460	2.239	760	1.008	1.446	2.255
515	1.036	1.459	2.239	765	1.003	1.443	2.256
520	1.029	1.455	2.239	770	1.000	1.442	2.257
525	1.020	1.449	2.240	775	1.001	1.427	2.258
530	1.013	1.444	2.240	780	1.004	1.400	2.259
535	1.008	1.441	2.241	785	1.009	1.404	2.261
540	1.005	1.440	2.242	790	1.004	1.401	2.261
545	1.005	1.440	2.242	795	1.008	1.404	2.263
550	1.004	1.439	2.243	800	1.001	1.400	2.264
555	1.001	1.438	2.245	805	0.995	1.396	2.264
560	1.002	1.439	2.246	810	0.989	1.392	2.265
565	1.004	1.441	2.247	815	0.983	1.388	2.266
570	1.004	1.441	2.248	820	0.976	1.384	2.266
575	1.008	1.444	2.249	825	0.970	1.380	2.267
580	1.009	1.445	2.250	830	1.100	1.469	2.268
585	1.009	1.445	2.251	835	0.990	1.394	2.269
590	1.014	1.449	2.252	840	1.080	1.456	2.270
595	1.025	1.456	2.253	845	0.930	1.353	2.270
600	1.033	1.462	2.253	850	0.920	1.347	2.271
605	1.049	1.472	2.253	855	0.960	1.374	2.272
610	1.068	1.484	2.253	860	1.020	1.416	2.273
615	1.094	1.501	2.252	865	0.930	1.354	2.273
620	1.118	1.516	2.252	870	0.880	1.320	2.274
625	1.128	1.523	2.251	875	0.950	1.368	2.275
630	1.131	1.524	2.251	880	1.120	1.526	2.275
635	1.123	1.519	2.251	885	1.030	1.468	2.276
640	1.124	1.520	2.250	890	1.120	1.526	2.276
645	1.129	1.523	2.249	895	1.020	1.461	2.277
650	1.125	1.520	2.249	900	1.000	1.449	2.277
655	1.115	1.514	2.249	905	0.920	1.397	2.278
660	1.110	1.510	2.249	910	1.020	1.462	2.278
665	1.106	1.508	2.249	915	0.950	1.417	2.279
670	1.110	1.510	2.249	920	0.950	1.417	2.279
675	1.112	1.511	2.248	925	0.920	1.398	2.279
680	1.116	1.514	2.248	930	0.900	1.385	2.280
685	1.123	1.518	2.249	935	0.950	1.417	2.280
690	1.138	1.529	2.249	940	0.890	1.379	2.281
695	1.149	1.535	2.248	945	0.880	1.372	2.281
700	1.154	1.538	2.248	950	0.820	1.333	2.281
705	1.161	1.543	2.248	955	0.900	1.385	2.281
710	1.161	1.543	2.248	960	0.880	1.372	2.281
715	1.150	1.536	2.248	965	1.020	1.463	2.281
720	1.134	1.526	2.249	970	0.960	1.424	2.282
725	1.122	1.518	2.249	975	0.970	1.431	2.282
730	1.110	1.510	2.249	980	0.970	1.431	2.282
735	1.082	1.492	2.250	985	0.960	1.424	2.282
740	1.048	1.471	2.251	990	0.960	1.424	2.282
745	1.028	1.458	2.251	995	1.010	1.457	2.282
750	1.007	1.445	2.252	1000	0.970	1.431	2.282

Aguacate 28V							
Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga	Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga
[mvmr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[mvmr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]
8	1.030	0.668	0.000	273	1.030	1.470	2.161
13	1.030	0.917	0.748	278	1.030	1.471	2.163
18	1.030	1.047	1.096	283	1.030	1.472	2.166
23	1.030	1.119	1.291	288	1.030	1.472	2.168
28	1.030	1.166	1.422	293	1.030	1.472	2.170
33	1.030	1.200	1.515	298	1.030	1.431	2.171
38	1.030	1.226	1.587	303	1.030	1.431	2.171
43	1.030	1.245	1.643	308	1.030	1.431	2.171
48	1.030	1.262	1.690	313	1.030	1.431	2.170
53	1.030	1.276	1.730	318	1.030	1.431	2.170
58	1.030	1.288	1.765	323	1.030	1.430	2.170
63	1.030	1.299	1.795	328	1.030	1.430	2.169
68	1.030	1.309	1.823	333	1.030	1.430	2.169
73	1.030	1.317	1.848	338	1.030	1.430	2.169
78	1.030	1.325	1.871	343	1.030	1.430	2.169
83	1.030	1.333	1.892	348	1.030	1.430	2.169
88	1.030	1.340	1.912	353	1.030	1.430	2.169
93	1.030	1.346	1.931	358	1.030	1.430	2.169
98	1.030	1.350	1.942	363	1.030	1.430	2.170
103	1.030	1.357	1.960	368	1.030	1.431	2.170
108	1.030	1.362	1.975	373	1.030	1.431	2.171
113	1.030	1.367	1.989	378	1.030	1.431	2.172
118	1.030	1.371	2.002	383	1.030	1.432	2.173
123	1.030	1.376	2.015	388	1.030	1.432	2.174
128	1.030	1.380	2.027	393	1.030	1.432	2.175
133	1.030	1.384	2.037	398	1.030	1.432	2.176
138	1.030	1.387	2.046	403	1.030	1.433	2.176
143	1.030	1.390	2.053	408	1.030	1.433	2.177
148	1.030	1.392	2.061	413	1.030	1.433	2.178
153	1.030	1.394	2.067	418	1.030	1.434	2.179
158	1.030	1.396	2.073	423	1.030	1.434	2.180
163	1.030	1.399	2.080	428	1.030	1.434	2.180
168	1.030	1.401	2.086	433	1.030	1.434	2.180
173	1.030	1.403	2.092	438	1.030	1.434	2.181
178	1.030	1.405	2.096	443	1.030	1.435	2.182
183	1.030	1.406	2.100	448	1.030	1.435	2.182
188	1.030	1.408	2.105	453	1.030	1.435	2.182
193	1.030	1.409	2.109	458	1.030	1.435	2.183
198	1.030	1.410	2.113	463	1.030	1.435	2.183
203	1.030	1.412	2.117	468	1.032	1.437	2.183
208	1.030	1.413	2.120	473	1.040	1.484	2.183
213	1.030	1.414	2.124	478	1.055	1.493	2.183
218	1.030	1.416	2.128	483	1.084	1.511	2.182
223	1.030	1.417	2.131	488	1.097	1.519	2.182
228	1.030	1.418	2.135	493	1.096	1.519	2.182
233	1.030	1.420	2.139	498	1.095	1.517	2.182
238	1.030	1.421	2.142	503	1.087	1.512	2.182
243	1.030	1.422	2.144	508	1.092	1.495	2.182
248	1.030	1.423	2.147	513	1.095	1.497	2.182
253	1.030	1.424	2.150	518	1.098	1.499	2.181
258	1.030	1.425	2.154	523	1.100	1.500	2.181
263	1.030	1.426	2.156	528	1.103	1.502	2.181
268	1.030	1.427	2.158	533	1.105	1.503	2.182

Aguacate 28V							
Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga	Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga
[mvbmr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[mvbmr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]
538	1.108	1.505	2.182	818	1.101	1.446	2.195
543	1.111	1.507	2.182	823	1.122	1.461	2.196
548	1.115	1.510	2.182	828	1.076	1.430	2.197
553	1.118	1.512	2.183	833	0.974	1.361	2.198
558	1.121	1.514	2.183	838	0.978	1.364	2.199
563	1.125	1.516	2.184	843	0.980	1.365	2.200
568	1.128	1.519	2.185	848	0.996	1.377	2.201
573	1.131	1.521	2.185	853	1.092	1.443	2.202
578	1.134	1.523	2.186	858	1.008	1.385	2.203
583	1.137	1.525	2.186	863	0.944	1.342	2.204
588	1.141	1.527	2.186	868	1.026	1.398	2.205
593	1.147	1.531	2.185	873	0.998	1.379	2.206
598	1.151	1.534	2.185	878	0.998	1.405	2.207
603	1.162	1.540	2.185	883	0.970	1.388	2.208
608	1.178	1.550	2.185	888	1.044	1.453	2.208
613	1.183	1.553	2.184	893	1.000	1.425	2.209
618	1.185	1.554	2.184	898	1.046	1.455	2.210
623	1.185	1.554	2.184	903	1.082	1.479	2.211
628	1.187	1.556	2.183	908	0.990	1.419	2.212
633	1.189	1.557	2.183	913	0.944	1.390	2.213
638	1.192	1.558	2.183	918	0.940	1.388	2.215
643	1.189	1.556	2.183	923	0.952	1.396	2.217
648	1.189	1.557	2.183	928	0.918	1.375	2.219
653	1.179	1.551	2.183	933	0.926	1.381	2.221
658	1.183	1.553	2.183	938	0.920	1.377	2.221
663	1.186	1.555	2.183	943	1.110	1.501	2.222
668	1.189	1.556	2.183	948	1.070	1.475	2.222
673	1.189	1.557	2.183	953	0.932	1.386	2.224
678	1.191	1.558	2.182	958	0.950	1.398	2.225
683	1.191	1.558	2.182	963	1.048	1.462	2.226
688	1.197	1.561	2.182	968	1.028	1.449	2.227
693	1.200	1.563	2.182	973	0.890	1.360	2.228
698	1.203	1.565	2.182	978	0.896	1.365	2.230
703	1.187	1.555	2.182	983	0.928	1.386	2.231
708	1.177	1.549	2.181	988	0.920	1.381	2.232
713	1.173	1.546	2.181	993	0.914	1.378	2.233
718	1.164	1.540	2.181	998	0.910	1.376	2.235
723	1.164	1.541	2.182	1003	0.916	1.380	2.236
728	1.141	1.526	2.182	1008	0.920	1.383	2.237
733	1.115	1.510	2.182	1013	0.926	1.386	2.236
738	1.028	1.455	2.182	1018	0.936	1.393	2.238
743	1.019	1.449	2.183	1023	0.952	1.404	2.239
748	1.005	1.441	2.183	1028	0.960	1.410	2.241
753	1.000	1.438	2.183	1033	0.936	1.395	2.243
758	1.001	1.439	2.184	1038	0.920	1.386	2.245
763	1.003	1.440	2.185	1043	0.920	1.386	2.247
768	1.004	1.441	2.185	1048	0.920	1.387	2.249
773	1.005	1.441	2.186	1053	0.926	1.392	2.251
778	1.006	1.379	2.187	1058	0.936	1.399	2.253
783	1.007	1.380	2.188	1063	0.928	1.394	2.254
788	1.007	1.381	2.190	1068	0.920	1.389	2.256
793	1.003	1.378	2.191	1073	0.920	1.390	2.258
798	1.017	1.388	2.192	1078	0.926	1.395	2.260
803	1.038	1.402	2.193	1083	0.880	1.365	2.262
808	1.059	1.417	2.194	1088	0.861	1.321	2.263
813	1.080	1.432	2.195				

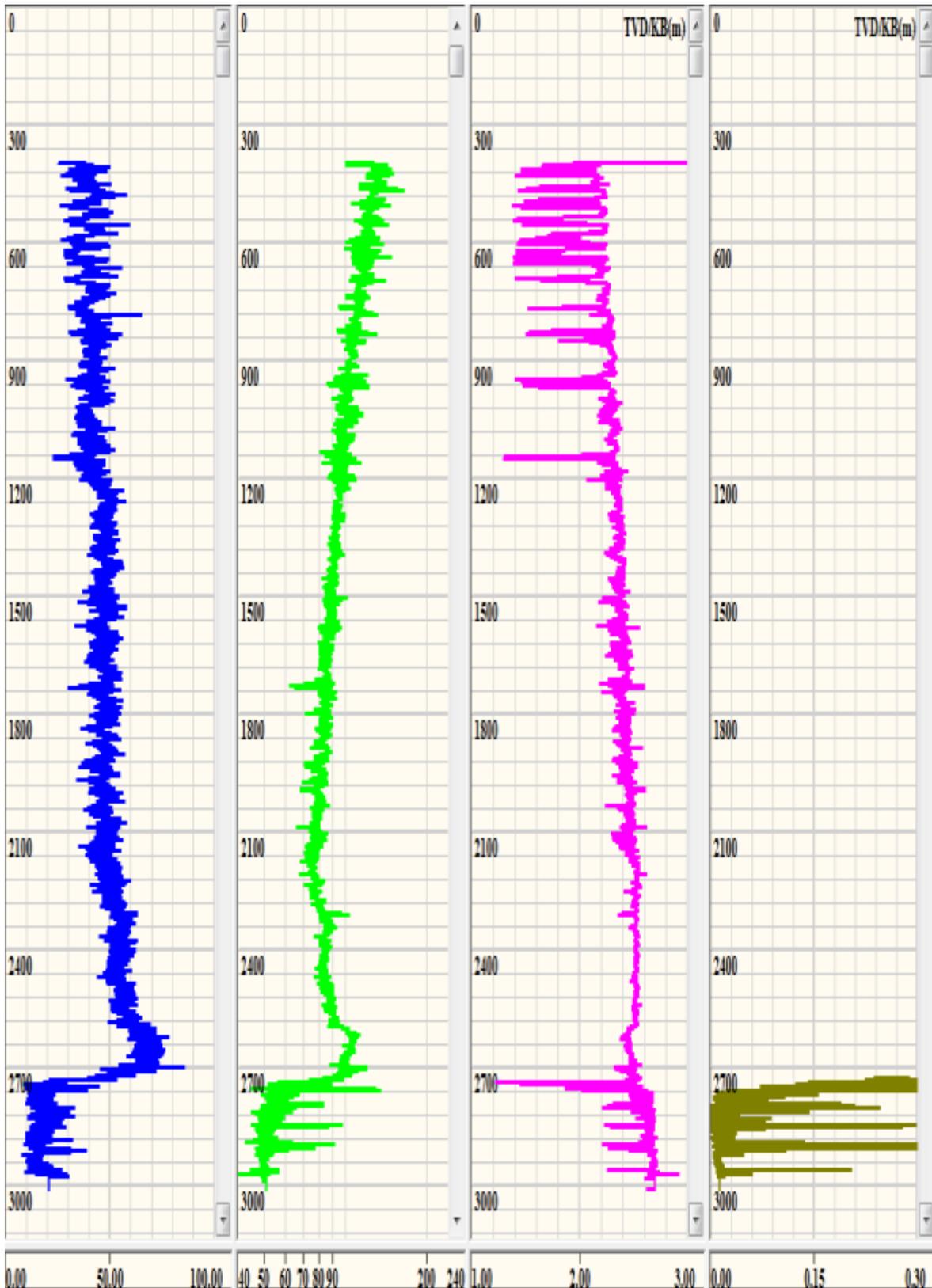
Aguacate 40D							
Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga	Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga
[mvmbr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[mvmbr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]
5.74	1.030	0.685	0.000	250.74	1.030	1.430	2.167
10.74	1.030	0.937	0.905	255.74	1.030	1.431	2.170
15.74	1.030	1.093	1.253	260.74	1.030	1.431	2.173
20.74	1.030	1.164	1.432	265.74	1.030	1.432	2.175
25.74	1.030	1.210	1.547	270.74	1.030	1.454	2.177
30.74	1.030	1.238	1.626	275.74	1.030	1.477	2.179
35.74	1.030	1.259	1.686	280.74	1.030	1.477	2.180
40.74	1.030	1.276	1.733	285.74	1.030	1.478	2.182
45.74	1.030	1.290	1.773	290.74	1.030	1.479	2.184
50.74	1.030	1.302	1.806	295.74	1.030	1.458	2.185
55.74	1.030	1.312	1.834	300.74	1.030	1.436	2.186
60.74	1.030	1.321	1.860	305.74	1.030	1.437	2.187
65.74	1.030	1.330	1.883	310.74	1.030	1.437	2.189
70.74	1.030	1.337	1.904	315.74	1.030	1.438	2.190
75.74	1.030	1.344	1.924	320.74	1.030	1.438	2.192
80.74	1.030	1.350	1.942	325.74	1.030	1.438	2.192
85.74	1.030	1.356	1.959	330.74	1.030	1.439	2.193
90.74	1.030	1.362	1.975	335.74	1.030	1.439	2.194
95.74	1.030	1.367	1.991	340.74	1.030	1.439	2.195
100.74	1.030	1.371	2.001	345.74	1.030	1.439	2.194
105.74	1.030	1.376	2.015	350.74	1.030	1.439	2.194
110.74	1.030	1.380	2.027	355.74	1.030	1.439	2.195
115.74	1.030	1.384	2.038	360.74	1.030	1.439	2.195
120.74	1.030	1.388	2.050	365.74	1.030	1.439	2.193
125.74	1.030	1.392	2.061	370.74	1.030	1.439	2.195
130.74	1.030	1.395	2.070	375.74	1.030	1.440	2.197
135.74	1.030	1.398	2.078	380.74	1.030	1.441	2.199
140.74	1.030	1.401	2.086	385.74	1.030	1.441	2.200
145.74	1.030	1.403	2.091	390.74	1.030	1.442	2.202
150.74	1.030	1.405	2.097	395.74	1.030	1.442	2.203
155.74	1.030	1.407	2.101	400.74	1.030	1.443	2.205
160.74	1.030	1.409	2.107	405.74	1.030	1.443	2.206
165.74	1.030	1.410	2.113	410.74	1.030	1.444	2.208
170.74	1.030	1.412	2.118	415.74	1.030	1.444	2.209
175.74	1.030	1.414	2.122	420.74	1.030	1.445	2.211
180.74	1.030	1.415	2.125	425.74	1.030	1.446	2.213
185.74	1.030	1.416	2.129	430.74	1.030	1.446	2.214
190.74	1.030	1.417	2.133	435.74	1.030	1.447	2.216
195.74	1.030	1.419	2.137	440.74	1.030	1.447	2.217
200.74	1.030	1.420	2.139	445.74	1.030	1.448	2.219
205.74	1.030	1.421	2.143	450.74	1.030	1.448	2.220
210.74	1.030	1.422	2.146	455.74	1.030	1.449	2.222
215.74	1.030	1.423	2.149	460.74	1.030	1.450	2.224
220.74	1.030	1.424	2.152	465.74	1.030	1.450	2.226
225.74	1.030	1.425	2.155	470.74	1.030	1.473	2.227
230.74	1.030	1.426	2.158	475.74	1.036	1.500	2.229
235.74	1.030	1.427	2.161	480.74	1.045	1.506	2.229
240.74	1.030	1.428	2.163	485.74	1.055	1.512	2.230
245.74	1.030	1.429	2.165	490.74	1.072	1.522	2.229

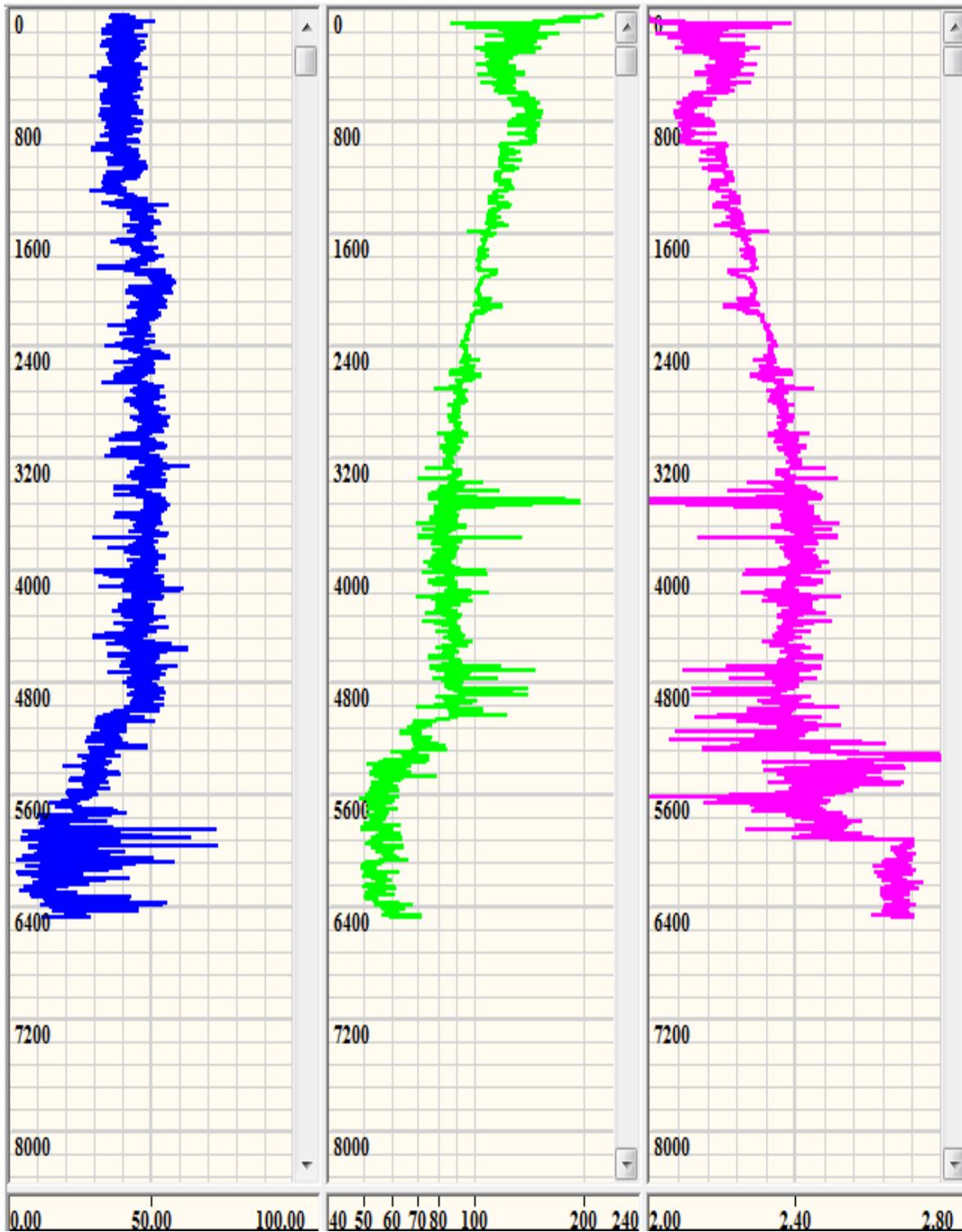
Aguacate 40D							
Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga	Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga
[mvbmr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[mvbmr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]
495.74	1.081	1.528	2.230	740.74	1.156	1.559	2.246
500.74	1.077	1.525	2.230	745.74	1.122	1.538	2.246
505.74	1.070	1.510	2.230	750.74	1.090	1.518	2.247
510.74	1.069	1.499	2.231	755.74	1.064	1.502	2.248
515.74	1.077	1.504	2.232	760.74	1.052	1.495	2.249
520.74	1.084	1.509	2.233	765.74	1.040	1.487	2.250
525.74	1.084	1.509	2.233	770.74	1.028	1.480	2.251
530.74	1.084	1.509	2.233	775.74	1.027	1.447	2.252
535.74	1.086	1.510	2.234	780.74	1.022	1.411	2.253
540.74	1.079	1.506	2.234	785.74	1.019	1.409	2.254
545.74	1.063	1.496	2.234	790.74	1.020	1.410	2.255
550.74	1.052	1.490	2.235	795.74	1.021	1.411	2.256
555.74	1.050	1.488	2.236	800.74	1.017	1.409	2.258
560.74	1.046	1.486	2.237	805.74	1.014	1.407	2.260
565.74	1.027	1.475	2.238	810.74	1.010	1.405	2.261
570.74	1.017	1.469	2.239	815.74	1.007	1.403	2.262
575.74	1.026	1.475	2.240	820.74	1.003	1.401	2.263
580.74	1.032	1.479	2.241	825.74	1.010	1.406	2.264
585.74	1.037	1.483	2.242	830.74	1.063	1.442	2.266
590.74	1.041	1.486	2.243	835.74	0.992	1.394	2.267
595.74	1.052	1.493	2.244	840.74	0.854	1.300	2.268
600.74	1.065	1.502	2.246	845.74	1.003	1.403	2.268
605.74	1.073	1.507	2.247	850.74	1.062	1.443	2.269
610.74	1.080	1.511	2.247	855.74	0.944	1.362	2.270
615.74	1.086	1.515	2.247	860.74	0.862	1.307	2.271
620.74	1.094	1.520	2.246	865.74	0.933	1.356	2.272
625.74	1.112	1.531	2.246	870.74	0.951	1.369	2.273
630.74	1.131	1.543	2.246	875.74	0.950	1.368	2.274
635.74	1.141	1.549	2.246	880.74	0.894	1.379	2.275
640.74	1.156	1.559	2.245	885.74	0.935	1.406	2.275
645.74	1.168	1.567	2.245	890.74	1.011	1.456	2.276
650.74	1.172	1.569	2.245	895.74	0.957	1.421	2.277
655.74	1.174	1.570	2.245	900.74	0.944	1.413	2.278
660.74	1.175	1.571	2.245	905.74	0.964	1.426	2.279
665.74	1.176	1.571	2.244	910.74	0.937	1.409	2.280
670.74	1.177	1.572	2.244	915.74	0.980	1.437	2.281
675.74	1.178	1.573	2.244	920.74	0.984	1.440	2.281
680.74	1.182	1.575	2.244	925.74	0.994	1.446	2.282
685.74	1.190	1.580	2.244	930.74	0.909	1.392	2.283
690.74	1.196	1.584	2.244	935.74	0.951	1.419	2.284
695.74	1.198	1.585	2.244	940.74	0.897	1.385	2.285
700.74	1.199	1.586	2.245	945.74	0.873	1.369	2.286
705.74	1.198	1.585	2.245	950.74	0.840	1.348	2.285
710.74	1.197	1.585	2.245	955.74	0.899	1.385	2.282
715.74	1.195	1.583	2.245	960.74	0.909	1.392	2.283
720.74	1.188	1.579	2.245	965.74	1.013	1.459	2.283
725.74	1.181	1.575	2.245	970.74	0.971	1.433	2.285
730.74	1.178	1.573	2.245	975.74	0.980	1.439	2.286
735.74	1.176	1.572	2.245				

Aguacate 73D							
Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga	Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga
[m/bmr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[m/bmr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]
6.3	1.030	0.629	0.000	241.3	1.030	1.469	2.159
11.3	1.030	0.915	0.860	246.3	1.030	1.470	2.162
16.3	1.030	1.084	1.210	251.3	1.030	1.471	2.165
21.3	1.030	1.165	1.394	256.3	1.030	1.472	2.168
26.3	1.030	1.215	1.514	261.3	1.030	1.473	2.170
31.3	1.030	1.249	1.597	266.3	1.030	1.474	2.172
36.3	1.030	1.274	1.660	271.3	1.030	1.475	2.175
41.3	1.030	1.294	1.710	276.3	1.030	1.476	2.178
46.3	1.030	1.310	1.752	281.3	1.030	1.477	2.180
51.3	1.030	1.324	1.786	286.3	1.030	1.478	2.182
56.3	1.030	1.336	1.817	291.3	1.030	1.479	2.184
61.3	1.030	1.346	1.844	296.3	1.030	1.479	2.186
66.3	1.030	1.356	1.868	301.3	1.030	1.480	2.187
71.3	1.030	1.364	1.890	306.3	1.030	1.481	2.189
76.3	1.030	1.372	1.910	311.3	1.030	1.481	2.190
81.3	1.030	1.380	1.929	316.3	1.030	1.482	2.192
86.3	1.030	1.387	1.947	321.3	1.030	1.482	2.193
91.3	1.030	1.393	1.964	326.3	1.030	1.483	2.194
96.3	1.030	1.399	1.980	331.3	1.030	1.483	2.195
101.3	1.030	1.404	1.991	336.3	1.030	1.483	2.196
106.3	1.030	1.409	2.005	341.3	1.030	1.484	2.197
111.3	1.030	1.414	2.017	346.3	1.030	1.484	2.196
116.3	1.030	1.419	2.029	351.3	1.030	1.484	2.197
121.3	1.030	1.423	2.041	356.3	1.030	1.484	2.197
126.3	1.030	1.427	2.052	361.3	1.030	1.484	2.196
131.3	1.030	1.431	2.062	366.3	1.030	1.483	2.195
136.3	1.030	1.434	2.070	371.3	1.030	1.484	2.197
141.3	1.030	1.437	2.078	376.3	1.030	1.485	2.199
146.3	1.030	1.440	2.083	381.3	1.030	1.485	2.201
151.3	1.030	1.442	2.089	386.3	1.030	1.486	2.203
156.3	1.030	1.444	2.094	391.3	1.030	1.487	2.205
161.3	1.030	1.446	2.101	396.3	1.030	1.488	2.206
166.3	1.030	1.449	2.106	401.3	1.030	1.488	2.208
171.3	1.030	1.451	2.112	406.3	1.030	1.489	2.210
176.3	1.030	1.452	2.116	411.3	1.030	1.489	2.211
181.3	1.030	1.453	2.118	416.3	1.030	1.490	2.213
186.3	1.030	1.455	2.123	421.3	1.030	1.491	2.215
191.3	1.030	1.457	2.127	426.3	1.031	1.492	2.217
196.3	1.030	1.458	2.131	431.3	1.034	1.495	2.219
201.3	1.030	1.459	2.134	436.3	1.041	1.500	2.221
206.3	1.030	1.460	2.137	441.3	1.054	1.508	2.223
211.3	1.030	1.462	2.140	446.3	1.073	1.521	2.225
216.3	1.030	1.463	2.144	451.3	1.102	1.540	2.227
221.3	1.030	1.464	2.147	456.3	1.141	1.564	2.228
226.3	1.030	1.466	2.150	461.3	1.166	1.580	2.229
231.3	1.030	1.467	2.153	466.3	1.182	1.590	2.230
236.3	1.030	1.468	2.157	471.3	1.191	1.595	2.230

Aguacate 73D							
Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga	Profundidad	GP poro	GP fractura	G Sobrecarga
[mvbmr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]	[mvbmr]	[gr/cc]	[gr/cc]	[gr/cc]
476.3	1.199	1.600	2.230	716.3	1.261	1.645	2.248
481.3	1.201	1.602	2.231	721.3	1.255	1.641	2.248
486.3	1.201	1.602	2.231	726.3	1.237	1.631	2.249
491.3	1.199	1.601	2.232	731.3	1.213	1.617	2.250
496.3	1.199	1.601	2.233	736.3	1.193	1.605	2.251
501.3	1.204	1.605	2.234	741.3	1.174	1.594	2.252
506.3	1.210	1.609	2.234	746.3	1.168	1.590	2.253
511.3	1.216	1.612	2.235	751.3	1.147	1.578	2.255
516.3	1.222	1.616	2.235	756.3	1.117	1.560	2.256
521.3	1.215	1.612	2.235	761.3	1.113	1.558	2.257
526.3	1.197	1.601	2.236	766.3	1.116	1.560	2.259
531.3	1.180	1.591	2.236	771.3	1.119	1.563	2.260
536.3	1.165	1.582	2.237	776.3	1.121	1.565	2.262
541.3	1.154	1.576	2.238	781.3	1.124	1.567	2.263
546.3	1.143	1.569	2.239	786.3	1.125	1.568	2.264
551.3	1.134	1.564	2.240	791.3	1.128	1.570	2.265
556.3	1.136	1.566	2.241	796.3	1.136	1.575	2.266
561.3	1.154	1.577	2.243	801.3	1.143	1.580	2.267
566.3	1.175	1.591	2.244	806.3	1.136	1.576	2.268
571.3	1.183	1.596	2.245	811.3	1.107	1.559	2.269
576.3	1.195	1.603	2.245	816.3	1.087	1.547	2.270
581.3	1.213	1.614	2.245	821.3	1.021	1.507	2.271
586.3	1.245	1.634	2.245	826.3	0.892	1.428	2.272
591.3	1.271	1.650	2.245	831.3	0.869	1.415	2.273
596.3	1.275	1.652	2.244	836.3	0.872	1.417	2.274
601.3	1.282	1.656	2.244	841.3	0.895	1.431	2.275
606.3	1.287	1.659	2.244	846.3	1.120	1.570	2.275
611.3	1.289	1.661	2.244	851.3	1.074	1.542	2.276
616.3	1.291	1.661	2.244	856.3	0.898	1.434	2.277
621.3	1.293	1.663	2.243	861.3	0.908	1.441	2.278
626.3	1.296	1.664	2.244	866.3	1.053	1.530	2.279
631.3	1.297	1.665	2.243	871.3	1.016	1.507	2.280
636.3	1.297	1.665	2.243	876.3	0.994	1.494	2.280
641.3	1.297	1.665	2.244	881.3	1.038	1.521	2.281
646.3	1.293	1.662	2.244	886.3	1.003	1.501	2.282
651.3	1.284	1.657	2.244	891.3	0.945	1.466	2.284
656.3	1.278	1.653	2.244	896.3	1.095	1.557	2.284
661.3	1.277	1.653	2.244	901.3	1.156	1.595	2.285
666.3	1.279	1.655	2.244	906.3	1.012	1.507	2.285
671.3	1.282	1.656	2.244	911.3	1.157	1.596	2.286
676.3	1.285	1.658	2.244	916.3	1.068	1.542	2.287
681.3	1.288	1.660	2.245	921.3	0.915	1.449	2.287
686.3	1.293	1.663	2.245	926.3	0.950	1.470	2.288
691.3	1.304	1.670	2.245	931.3	0.883	1.429	2.288
696.3	1.311	1.675	2.246	936.3	0.908	1.445	2.289
701.3	1.301	1.668	2.246	941.3	0.976	1.486	2.289
706.3	1.286	1.659	2.246	946.3	0.963	1.479	2.288
711.3	1.271	1.650	2.246	951.3	0.950	1.471	2.289

**Anexo D. Registros geofísicos del pozo Atún 01V.**



**Anexo E. Registros geofísicos del pozo Chocol 1.**

## Referencias

- 
- <sup>1</sup> Schlumberger., Yacimientos Carbonatados, Schlumberger Market Analysis, 2007.
  - <sup>2</sup> Bryan et al., Mid-Cretaceous shelf-margin trends in the Gulf of Mexico and southern Atlantic coast. Projections in Lower Cretaceous, 1969.
  - <sup>3</sup> Rodríguez, S. & Morales, W., Geología histórica y evolución tectónica de Veracruz, Sistemas de Información Geográfica, 2015.
  - <sup>4</sup> Ramos, Y.R. & Siebe C.D., Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, Volumen 21, Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geología, 2004.
  - <sup>5</sup> De Cserna-Gombos, E. & Bello-Barradas, A., Geología de la Sierra de Álvarez, Municipio de Zaragoza, Estado de San Luis Potosí, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 1963.
  - <sup>6</sup> Stephenson, L.W., Geology of the Tampico Region, Mexico: American Association of Petroleum Geologists, Memoir, 1922.
  - <sup>7</sup> Padilla, R., Geología y estratigrafía (Cretácico superior) del límite suroeste del estado de Nuevo León, UNAM, Instituto de Geología, Revista Vol. 2, 1978.
  - <sup>8</sup> Carrillo-Bravo, J., La Plataforma de Valles San Luis Potosí, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 1971.
  - <sup>9</sup> Cushman, J. & Trager, E., New Formation in the Tampico Embayment Region, Geological Society of America Bulletin, 1924.
  - <sup>10</sup> Nuttall, W.L.F., Eocene foraminifera from Mexico: Journal of Paleontology, 1930.
  - <sup>11</sup> Cole, W. S., A Foraminiferal Fauna from the Guayabal Formation in Mexico, Bull. Amer. Paleontology, 1927.
  - <sup>12</sup> PEMEX, Reporte consecutivo de actividades. Pozos: Aguacates 15V, 16H, 18H, 21H, 28V y 40D, 2013.
  - <sup>13</sup> Arroyo F.A. & Roig F.J., Apuntes de introducción a los registros geofísicos de pozos, División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Departamento de Geofísica, UNAM, 1985.
  - <sup>14</sup> Gardner, L. & Gregory, A., Formation velocity and density—The diagnostic basis for stratigraphic traps. Geophysics Vol.39, 1974.
  - <sup>15</sup> Presión de poro, Oilfield Glossary, Schlumberger, Recuperado de: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/abnormal\\_pressure.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/abnormal_pressure.aspx), 2017.
-

- 
- <sup>16</sup> Adams, N., *Drilling Engineering: An Approach Well Design*, PennWell, Tulsa, Oklahoma, 1985.
- <sup>17</sup> Hottman, E. & Johnson, K., *Estimation of Formation Pressures from Log-Derived Shale Properties*, J. Pet. Tech, 1965.
- <sup>18</sup> Eaton, B. A., *The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs*, SPE 5544, Texas, 1975.
- <sup>19</sup> *Guía para la Predicción de Geopresiones*, PEMEX.
- <sup>20</sup> Zimmerman, R. et al., *Compressibility of Porous Rocks*, University of California, Berkeley, 1986.
- <sup>21</sup> Atashbari, V. & Tingay, M., *Compressibility Method for Pore Pressure Prediction*, Society of Petroleum Engineers, SPE 156337, 2012.
- <sup>22</sup> Howard, H., *Compressibility of Reservoir Rocks*, Society of Petroleum Engineers, SPE 993309-G, 1953.
- <sup>23</sup> Golf-Racht, V., *Fundamentals of fractured reservoir engineering*, *Developments in Petroleum Science*, Elsevier, New York, 1982.
- <sup>24</sup> Narcisi, J & Soares, A., *Pore Pressure prediction and modeling using seismic prediction*, Universidad Técnica de Lisboa, Portugal, 2015.
- <sup>25</sup> *Guía Práctica para el Diseño de la Perforación Direccional*, Pemex.
- <sup>26</sup> Bourgoyne, A. & Millhelm, K., *Applied Drilling Engineering*, Vol. 2, Richardson, Texas, 1991.
- <sup>27</sup> Eaton, B.A., *Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations*, SPE 2163, 1969.
- <sup>28</sup> Domínguez, O.A., *Aplicación de la Geomecánica en formaciones litoarenita en el campo Furbero*, UNAM, 2012.
-