

*Metodología para la estimación  
de presiones de poro y fractura a  
partir de velocidades interválicas  
provenientes de datos sísmicos  
pre-apilados*

*Br. Denise S. Gutiérrez A.*

Tutores: Lic. Pérez Aly  
Ing. Vélez Francisco

Trabajo Especial de Grado



Caracas, 2 de mayo del año 2012





Universidad Central de Venezuela

Facultad de Ciencias

Escuela de Física

**METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE  
PRESIONES DE PORO Y FRACTURA A  
PARTIR DE VELOCIDADES INTERVÁLICAS  
PROVENIENTES DE DATOS SÍSMICOS  
PRE-APILADOS**

Br. Denise S. Gutiérrez A.

Lic. Pérez Aly, Tutor

Ing. Vélez Francisco, Tutor

Caracas, 2 de mayo del año 2012

**Metodología para la estimación de presiones de poro y fractura a partir  
de velocidades interválicas provenientes de datos sísmicos pre-apilados**

Copyright © 2012

Universidad Central de Venezuela

*Denise S. Gutiérrez A.*

**METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE PRESIONES DE PORO  
Y FRACTURA A PARTIR DE VELOCIDADES INTERVÁLICAS  
PROVENIENTES DE DATOS SÍSMICOS PRE-APILADOS**

Br. Denise S. Gutiérrez A.

*Trabajo Especial de Grado presentado  
ante la ilustre Universidad Central de Venezuela  
como requisito parcial para optar al título de*  
**Licenciado en Física.**

---

Lic. Pérez Aly, Tutor

Fecha

---

Ing. Vélez Francisco, Tutor

Fecha

Quienes suscriben, miembros del Jurado que examinó el trabajo presentado por el Br. Denise S. Gutiérrez A., titulado: “**Metodología para la estimación de presiones de poro y fractura a partir de velocidades interválicas provenientes de datos sísmicos pre-apilados**” para optar al título de Licenciado en Física, consideramos que dicho trabajo cumple con los requisitos exigidos por los reglamentos respectivos y por lo tanto lo declaramos APROBADO en nombre de la Universidad Central de Venezuela.

---

Lic. Pérez Aly, Tutor

Fecha

---

Ing. Vélez Francisco, Tutor

Fecha

---

Hurtado Nury

Fecha

---

Jorge José

Fecha

Caracas, 2 de mayo del año 2012

*A Dios, a mis Padres: Denise y José*

*A mis Hermanas: Karla y Sthefany*

*A mi Sobrino: Leonardo*

*A mi amigo fiel: Roco*

*Y a mi Querida ¡UCV!.*

## Agradecimientos

Quizás a algún lector mis agradecimientos puedan parecerle extensos, al cual, le recuerdo esta frase de Jean de la Bruyere: *Sólo un exceso es recomendable en el mundo: el exceso de gratitud.*

A las siguientes personas y lugares les estaré siempre muy agradecida:

Dios, por abrirme los caminos y en ellos, brindarme la sabiduría justa y necesaria para el logro de mis objetivos, por enseñarme que: *Todo tiene su tiempo, y todo lo que se quiere debajo del cielo tiene su hora.*

Mis padres: Denise y José, por su esfuerzo desmedido, por años de trabajo, en los que tal vez, han olvidado sus propias vidas por brindarnos una mejor, a mis hermanas y a mi, estas palabras son infinitesimales para lo que significa mi profundo agradecimiento y amor hacia ustedes. Sin su apoyo estas líneas no existirían.

Mi familia, desde mis abuelos hasta los mas pequeños, por siempre mostrar una palabra de aliento, sonrisas, solidaridad, ese plato delicioso luego de una jornada de trabajo (Abuela Cruz Y Cleidota). A mis primas por siempre ayudarme (en cualquier cosa) y por su grata compañía: Anny, María, Yohanny y Oriana. A mis hermanas, por ayudar y fastidiar, ¡las quiero!. A mi leito por mostrarme otra forma de amar, eres la luz de mis ojos. A mis tios: Mariervy Urbina y Jan Loaiza, por ser un ejemplo, a nivel profesional; ver sus logros me impulsó a luchar por alcanzar los míos.

Mis amigas incondicionales, esas que siempre estan ahí contra cualquier adversidad: Ana Karina, Dianyari y María José. Gracias por ser testigos y parte de mis sueños.

Mi querida ¡UCV!, ya que: *...Creo en su Aula Magna...el único lugar donde puede oirse el silencio reflexivo de la multitud. Creo en los sueños que dormitan tras las nubes de Calder; en la dignidad del alma ucevista y en los nombres olvidados que la*

*hicieron y la hacen grande...* Gracias infinitas por dejar que hiciera mio cada uno de tus espacios, donde viví, tal vez, las experiencias mas hermosas que alguien pueda vivir. Gracias por el conocimiento, por el arte, por lo que inspiras; fuiste mas que la casa que venció mi sombra. Mi corazón siempre se llenará de orgullo y felicidad al encontrarse ucevista.

Facultad de Ciencias, escuela de Física, por mostrame que debo creer *En la mística del investigador solitario, mal remunerado y peor valorado, en el estudiante que marcha con su veinte bajo el brazo.* Gracias, por ser el lugar donde comprendí que a través de cada profesor se esconde un profundo conocimiento que quiere ser impartido, con la única finalidad, de brindar a sus estudiantes herramientas que los hagan volar alto, gracias a cada uno de mis profesores, por mostrarme que no es magia, es Física, por pasearme por conceptos muy conocidos hasta aquellos extremadamente apasionantes, mágicos, insospechados, pero demostrados. Sin embargo, quizás lo mejor que ha podido darme la facultad de Ciencias ha sido comprender palabra a palabra que la mejor forma del amor es la amistad. Mi amiga Solmar, una persona brillante, humilde, gran amiga, siempre dispuesta a ayudarme en los momentos de colapso, las palabras se quedan cortas para agradecerte tanto ¡AMIGA!. Alvaro, el de los chistes malos, un buen amigo, al cual le agradezco ayudarme cuando la Física me mostraba su lado oscuro. A Ricardo, mi amigo different, gracias.

Mi gran combo de amigos físicos: Jesus Acosta, Jorge Pumar, Adalberto (muy agradecida con vos, you know), Lisbeth D'Santiago, Francisco Ysalguez, Pedro Troya, Heyward, David el jefe, Ronal sin d, Alejandro Lopez, José Nuñez, Jackson Perez, Jackson Cabezas, Samuel, José García, Jorge el mago, Angel Rincon, Colombia, Pablito, Wilfredo Montero (will, will), Jose Alí (pipi), Miguel Ravelo (el negro) y Alexis Navarrete. Los coloqué aleatoriamente, pero si quieren los ordeno por promedio, jeje. Gracias por tantos momentos inolvidables, su presencia en mi corazón es indiscutible, indudable.

Mis amigos no físicos: Ana Alicia, Daniel Cordova, Juan camejo, Atilio Torres, Mariana Rivas gracias por sus demostraciones de afecto y ayuda en todo momento.

Mi tutor académico, el profesor: Aly Perez, por su confianza y apoyo.

Rosmery Gonzalez, por los consejos y apoyo brindado al inicio de la mención.

Las Señoras Consuelo, Guadalupe; y al padre Henry, por ayudarme al inicio de mi carrera. Este agradecimiento se queda corto para todo lo que me dieron.

PDVSA, exploración y producción, por darme la oportunidad de realizar mi trabajo especial de grado en sus instalaciones y con la ayuda de sus profesionales. El conocimiento adquirido para mi formación como futura profesional no tiene valor cuantificable. Gracias.

La gerencia de operaciones geológicas, liderada por el Sr. Asdrubal Reyes. A todo su personal, en especial a mi tutor: Francisco Vélez por el apoyo y consejos brindados. A Ramon Carmona, Adriana Marquez, Antonio Carmona, Damaso García, David Pérez, Victor García, Joctan Carreño y Mariela Morgan, por su ayuda en los momentos necesarios.

La gerencia de exploración geofísica, en especial al Sr. Hugo Cerquone y a mi tutor: Carlos Cheremos. Muy agradecida por el tiempo que dedicaron a colaborar con la realización de mi trabajo.

Ing. Hector Repilloza, por el apoyo y la información brindada hasta el último segundo. Ing. Luis Sierralta por su buena disposición en ayudarme a la generación de los modelos 3D, infinitamente agradecida Luis, aqui estas (jaja).

Un agradecimiento muy especial a las profesoras Laura Piñero y Nuri Hurtado, por su ayuda en un proceso difícil donde fueron amigas y profesoras a la vez, gracias por sus consejos, siempre los tendré presente. !!!!GRACIAS!!!

Por último pero no menos importante a los amigos encontrados en el periodo de elaboración de este trabajo: Adriana Marquez, Brian Villamizar, Jeskhar Cruz, Fabiola Cusato, Gricelcy, Marlene Marrero, Nazaria Alfonso, Liliana Romero, Sandra Gomez, Sarexis Rondon, Sasha Bahr (Gracias amiga, por tu ayuda, por darme animos, no hay palabras), Sinaí Rodriguez y Victhalia Zapata. A todos muchas gracias por su ayuda y compañía en determinadas etapas del desarrollo de mi trabajo. ¡Gracias!

Agradezco nuevamente a Dios por ponerlos en mi camino...

*Cuando bebas agua, recuerda la fuente...Proverbio Chino*

# ÍNDICE GENERAL

|   |            |
|---|------------|
| <b>Índice General</b>                                   | <b>x</b>   |
| <b>Lista de Figuras</b>                                 | <b>xiv</b> |
| <b>1. Generalidades</b>                                 | <b>3</b>   |
| 1.1. Introducción . . . . .                             | 3          |
| 1.2. Planteamiento del problema . . . . .               | 7          |
| 1.3. Objetivos . . . . .                                | 9          |
| 1.3.1. Objetivo general . . . . .                       | 9          |
| 1.3.2. Objetivos específicos . . . . .                  | 9          |
| <b>2. Características generales del área de estudio</b> | <b>10</b>  |
| 2.1. Ubicación geográfica . . . . .                     | 10         |
| 2.2. Geología regional . . . . .                        | 13         |
| 2.2.1. Cuenca Oriental . . . . .                        | 13         |
| 2.2.2. Subcuenca de Maturín . . . . .                   | 14         |

|  |           |
|--|-----------|
| <i>Índice General</i>  | xi        |
| 2.2.3. Interpretación sísmica y modelado estructural del área de Travi . . . . . | 15        |
| 2.2.4. Descripción de fallas principales . . . . .                               | 22        |
| 2.3. Geología local . . . . .  | 25        |
| 2.3.1. Columna estratigráfica tipo de los pozos en el campo Travi                | 25        |
| <b>3. Marco teórico</b>  | <b>26</b> |
| 3.1. Definiciones relacionadas con el estudio de presión de poro . . . . .       | 26        |
| 3.1.1. Presión de poro . . . . .   | 26        |
| 3.1.2. Presión hidrostática . . . . .  | 27        |
| 3.1.3. Presión normal, anormal y subnormal . . . . .                             | 28        |
| 3.1.4. Orígenes de las presiones anormales . . . . .                             | 30        |
| 3.1.5. Eventos operacionales . . . . .   | 35        |
| 3.1.6. Presión de sobrecarga . . . . .   | 36        |
| 3.1.7. Presión efectiva . . . . .  | 37        |
| 3.1.8. Presión de Fractura . . . . .   | 38        |
| 3.1.9. Ecuación de Gardner . . . . .   | 38        |
| 3.1.10. Tendencia normal de compactación . . . . .                               | 39        |
| 3.1.11. Método de Eaton para la predicción de presión de poro . .                | 40        |
| 3.1.12. Método de Eaton para la predicción de presiones de fractura              | 43        |
| 3.1.13. Métodos sísmicos . . . . .   | 44        |
| 3.1.14. Métodos sísmicos de reflexión . . . . .                                  | 44        |
| 3.1.15. Procesamiento de datos sísmicos . . . . .                                | 45        |
| 3.1.16. Migración pre-apilamiento . . . . .                                      | 48        |
| 3.1.17. Tiros de verificación (Check-shots) . . . . .                            | 49        |
| 3.1.18. Registro Sónico . . . . .  | 49        |

|           |   |           |
|-----------|---|-----------|
| 3.1.19.   | Método de Interpolación: Interpolación discreta suavizada (DSI) . . . . .   | 50        |
| 3.1.20.   | Prueba de integridad de presión (Leak off test) . . . . .   | 50        |
| 3.1.21.   | Revestidor . . . . .  | 51        |
| <b>4.</b> | <b>Marco Metodológico</b>   | <b>53</b> |
| 4.1.      | Selección del área bajo estudio . . . . .   | 54        |
| 4.1.1.    | Delimitación del área de estudio . . . . .  | 55        |
| 4.2.      | Información geológica del área bajo estudio . . . . .   | 55        |
| 4.3.      | Velocidades interválicas derivadas de la migración pre-apilamiento en profundidad . . . . .   | 56        |
| 4.3.1.    | Descarga de los datos . . . . .   | 56        |
| 4.3.2.    | Delimitación de perfiles de velocidad interválica enmarcados dentro del área bajo estudio . . . . .   | 57        |
| 4.3.3.    | Selección de perfiles de velocidad . . . . .  | 57        |
| 4.3.4.    | Extracción de perfiles de velocidad . . . . .   | 58        |
| 4.4.      | Estimación de presión de poro y fractura . . . . .  | 60        |
| 4.5.      | Calibración de los gradientes de presión de poro y fractura . . . . .   | 62        |
| 4.5.1.    | Selección de perfiles de velocidad cercanos a los pozos en el área . . . . .  | 63        |
| 4.5.2.    | Calibración del perfil sintético de densidad . . . . .  | 63        |
| 4.5.3.    | Cálculo y calibración del gradiente de presión de poro y fractura a partir de las velocidades interválicas provenientes del check-Shot y del registro sísmico . . . . . | 67        |
| 4.6.      | Generación de cubos de velocidad interválica, densidad, presión de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura . . . . .  | 76        |

|  |            |
|--|------------|
| <i>Índice General</i>  | xiii       |
| <b>5. Resultados y discusión</b>   | <b>78</b>  |
| 5.1. Resultados . . . . .  | 78         |
| 5.1.1. Delimitación del área de estudio según las velocidades provenientes de la PSDM. . . . .   | 78         |
| 5.1.2. Resultados de las calibraciones realizadas en los pozos del área de estudio . . . . .   | 83         |
| 5.1.3. Cubos de velocidad interválica, densidad, presión de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura generados a partir de la interpolación de los perfiles estimados . . . . . | 90         |
| 5.2. Análisis de resultados . . . . .  | 95         |
| 5.2.1. Interpretación geológica del cambio de velocidades en el área de estudio . . . . .  | 95         |
| 5.2.2. Interpretación a los diferentes valores de exponente de Eaton en el área . . . . .  | 99         |
| 5.2.3. Análisis de los gradientes de presión de poro y fractura obtenidos a partir de las PSDM y del check-shot . . . . .  | 102        |
| 5.2.4. Incremento de velocidad PSDM a aproximadamente 6000 pies . . . . .  | 106        |
| 5.2.5. Estimación de zona de altas presiones en las localizaciones exploratoria 1 (Loc.1) y 2 (Loc.2) . . . . .  | 107        |
| 5.2.6. Pozo P5 . . . . .   | 110        |
| <b>6. Conclusiones y recomendaciones</b>   | <b>112</b> |
| 6.1. Conclusiones . . . . .  | 112        |
| 6.2. Recomendaciones . . . . .   | 113        |
| 6.3. Consideraciones generales . . . . .   | 114        |
| <b>A. Estimación de presión de poro y fractura utilizando Predict</b>  | <b>115</b> |
| <b>Bibliografía</b>  | <b>124</b> |

## LISTA DE FIGURAS

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 2.1.  | Ubicación geográfica del campo Travi . . . . .   | 11 |
| 2.2.  | Ubicación geográfica del área de estudio . . . . .   | 12 |
| 2.3.  | Cuencas petrolíferas de Venezuela . . . . .  | 15 |
| 2.4.  | Mapa base con las áreas de los levantamientos sísmicos 3D y los pozos<br>al norte del estado Monagas . . . . . | 16 |
| 2.5.  | Mapa estructural en profundidad del campo Travi al tope de la For-<br>mación Naricual . . . . .                | 18 |
| 2.6.  | Sección sísmica Sureste-Noroeste 1 . . . . .   | 19 |
| 2.7.  | Sección sísmica Sureste-Noroeste 2 . . . . .   | 20 |
| 2.8.  | Sección sísmica Sureste-Noroeste 3 . . . . .   | 20 |
| 2.9.  | Sección sísmica sureste-noroeste 4 . . . . .   | 21 |
| 2.10. | Sección sísmica suroeste-noreste 1 . . . . .   | 21 |
| 2.11. | Sección sísmica suroeste-noreste 2 . . . . .   | 22 |
| 2.12. | Columna estratigráfica tipo de los pozos en el campo Travi . . . . .   | 25 |
| 3.1.  | Figura esquemática explicativa de la presión de poro . . . . .   | 27 |
| 3.2.  | Figura esquemática explicativa de la presión hidrostática . . . . .  | 27 |

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 3.3.  | Esquema representativo de la presión normal . . . . .  | 29 |
| 3.4.  | Esquema representativo de la presión anormal . . . . .   | 29 |
| 3.5.  | Representación esquemática de la presión subnormal . . . . .   | 30 |
| 3.6.  | Representación esquemática del fenómeno de sobrecompactación . . .   | 33 |
| 3.7.  | Figuras esquemáticas de presión de sobrecarga . . . . .  | 37 |
| 3.8.  | Tendencia normal de compactación . . . . .   | 40 |
| 3.9.  | Flujo de trabajo en una migración post-apilamiento. . . . .  | 47 |
| 3.10. | Flujo de trabajo en una migración pre-apilamiento. . . . .   | 48 |
| 3.11. | Tipos de revestidores . . . . .  | 52 |
| 4.1.  | Flujograma que esquematiza la metodología empleada . . . . .   | 54 |
| 4.2.  | Delimitación del área bajo estudio . . . . .   | 56 |
| 4.3.  | Perfiles de velocidad enmarcados dentro del área bajo estudio . . . . .  | 57 |
| 4.4.  | Selección de perfiles de velocidad dentro del área de estudio . . . . .  | 58 |
| 4.5.  | Flujo de trabajo en Vista . . . . .  | 59 |
| 4.6.  | Esquematzación de las fases realizadas para la calibración de los gra-<br>dientes de presión de poro y fractura. . . . . | 62 |
| 4.7.  | Perfil sintético de densidad sin calibrar pozo P1 . . . . .  | 64 |
| 4.8.  | Perfil sintético de densidad calibrado. Travi 2X . . . . .   | 65 |
| 4.9.  | Travi 2X . . . . .   | 65 |
| 4.10. | Travi 3 . . . . .  | 66 |
| 4.11. | Travi 4X . . . . .   | 66 |
| 4.12. | Travi 5 . . . . .  | 67 |
| 4.13. | Gradiente de presión de poro y fractura con Check-Shot. Pozo P1 . . .  | 68 |
| 4.14. | Carga de datos de perforación . . . . .  | 69 |
| 4.15. | Ajuste realizado a la TNC (pozo P1) . . . . .  | 70 |

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 4.16. | TNC creada (pozo P1) . . . . .   | 71 |
| 4.17. | Gradiente de presión de poro compuesto (pozo P1) . . . . .   | 72 |
| 4.18. | Calibración del gradiente de fractura (pozo P1) . . . . .  | 73 |
| 4.19. | Comparación entre la calibración realizada a partir del check-shot y el registro sísmico . . . . .   | 74 |
| 4.20. | PP Y FG a partir de las velocidades PSDM con los ajustes propuestos a partir del check-shot . . . . .  | 75 |
| 4.21. | Esquematación del flujo de trabajo implementado para la generación de modelos 3D en el programa Gocad. . . . .   | 76 |
| 4.22. | Perfiles de una propiedad aleatoria a interpolar y voxet utilizado . . . . .   | 77 |
| 5.1.  | Perfiles de la zona 1 . . . . .  | 79 |
| 5.2.  | Perfiles de la zona 2 . . . . .  | 79 |
| 5.3.  | Perfiles de la zona 3 . . . . .  | 80 |
| 5.4.  | Perfiles de la zona 4 . . . . .  | 80 |
| 5.5.  | Perfiles de la zona 5 . . . . .  | 81 |
| 5.6.  | Perfiles de la zona 6 . . . . .  | 81 |
| 5.7.  | Delimitación del área de estudio según la diferencia en la tendencia de los perfiles de velocidad intervállica PSDM y los gradientes de presión de poro y fractura . . . . . | 82 |
| 5.8.  | Resultados provenientes de la calibración con check-shot (pozo P1) . . . . .   | 84 |
| 5.9.  | Comparación de resultados de calibración con check-shot y sísmico (pozo P1) . . . . .  | 85 |
| 5.10. | Resultados provenientes de las velocidades PSDM calibrados a partir del check-shot (pozo P1) . . . . .   | 86 |
| 5.11. | Resultados provenientes de la calibración con check-shot (pozo P3) . . . . .   | 87 |
| 5.12. | Comparación de resultados de calibración con check-shot y sísmico (pozo P3) . . . . .  | 88 |
| 5.13. | Resultados provenientes de las velocidades PSDM calibrados a partir del check-shot (pozo P3) . . . . .   | 89 |

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| 5.14. | Cubo de velocidad interválica (PSDM) . . . . .  | 91  |
| 5.15. | Cubo de densidad . . . . .  | 92  |
| 5.16. | Cubo de presión de sobrecarga . . . . .   | 93  |
| 5.17. | Cubo de presión de poro . . . . .   | 94  |
| 5.18. | Cubo de presión de fractura . . . . .   | 94  |
| 5.19. | a) Columna estratigráfica del pozo P6, ubicado en la zona 1. b) Columna estratigráfica tipo de los pozos en la zona 2. P1 y P2. . . . .   | 96  |
| 5.20. | a) Columna estratigráfica del pozo P5 , ubicado en la zona 3. b) Próg-<br>nosis de la localización exploratoria 1 (Loc.1), ubicada en la zona 4.<br>. . . . .                     | 97  |
| 5.21. | a) Columna estratigráfica tipo de los pozos en la zona 5. P3 y P4.<br>b) Próg-<br>nosis de la localización exploratoria 2 (Loc. 2), ubicada en la<br>zona 6. . . . .              | 98  |
| 5.22. | Delimitación del área de estudio según la diferencia en la tendencia de<br>los perfiles de velocidad interválica PSDM y los gradientes de presión<br>de poro y fractura . . . . . | 99  |
| 5.23. | Cierre de la Formación Naricual contra Pirital . . . . .  | 101 |
| 5.24. | Gráficos de velocidad interválica, presión de poro y fractura (pozo P1)   | 103 |
| 5.25. | Gráficos de velocidad interválica, presión de poro y fractura (pozo P3)   | 105 |
| 5.26. | Acercamiento al perfil de velocidad interválica, presión de poro y frac-<br>tura, pertenecientes al pozo P3 . . . . .   | 107 |
| 5.27. | Acercamiento al perfil de velocidad interválica, presión de poro y frac-<br>tura, pertenecientes al pozo P4 . . . . .   | 108 |
| 5.28. | Perfil de velocidad interválica, presión de poro y fractura, pertenecien-<br>tes a la localización exploratoria 1 . . . . .   | 108 |
| 5.29. | Perfil de velocidad interválica, presión de poro y fractura pertenecien-<br>tes a la localización exploratoria 2 . . . . .  | 109 |
| 5.30. | Ubicación en el cubo de velocidades generado del perfil de velocidad<br>asociado al pozo P5 . . . . .   | 111 |
| 5.31. | Observación de como una ligera desviación del pozo hace que se obvие<br>la zona de altas velocidades durante la perforación. . . . .  | 111 |

|      |  |     |
|------|--|-----|
| A.1. | Flujograma donde se esquematiza la estimación de gradientes de presión de poro (PP) y gradientes de presión de fractura (FG) a través del programa Predict . . . . . | 115 |
| A.2. | Creación de un proyecto en Predict . . . . .   | 116 |
| A.3. | Especificaciones requeridas para cargar un pozo . . . . .  | 116 |
| A.4. | Visualización de diferentes ventanas de Predict al importar los datos de velocidad interválica (PSDM) . . . . .  | 118 |
| A.5. | Visualización de diferentes ventanas del programa Predict al generar perfiles sintéticos de densidad . . . . .   | 119 |
| A.6. | Visualización de diferentes ventanas del programa Predict al estimar gradientes de sobrecarga . . . . .  | 120 |
| A.7. | Visualización de diferentes ventanas del programa Predict al generar tendencias normales de compactación . . . . .   | 121 |
| A.8. | Visualización de diferentes ventanas del programa Predict al estimar gradientes de sobrecarga . . . . .  | 122 |
| A.9. | Visualización de diferentes ventanas del programa Predict al estimar gradientes de fractura . . . . .  | 123 |

## Resumen

### **Metodología para la estimación de presiones de poro y fractura a partir de velocidades interválicas provenientes de datos sísmicos pre-apilados**

Denise S. Gutiérrez A.

Lic. Pérez Aly, Tutor

Ing. Vélez Francisco, Tutor

*Universidad Central de Venezuela*

La estimación de las geopresiones antes de la perforación es un factor fundamental en la búsqueda de minimizar los tiempos no productivos durante la perforación, usualmente las técnicas de estimación hacen uso de los datos proporcionados por la sísmica de superficie, específicamente de las velocidades interválicas. En este estudio se implementa una metodología para estimar presiones de poro y fractura, por medio del método de Eaton, a partir de velocidades interválicas provenientes de una migración pre-apilamiento en profundidad (PSDM), en un área enmarcada dentro del campo petrolero Travi. Se evalúa la aplicabilidad de las velocidades provenientes de la PSDM para el estudio de geopresiones en el área de interés; obteniéndose como resultado general que a partir de las mismas se generan perfiles de presión de poro con diferentes tendencias dependiendo de su ubicación en la zona estudiada, lo que se corresponde con la complejidad estructural del área, fuertemente influenciada por el corrimiento de Pirital. Se concluye que las velocidades provenientes de la PSDM utilizadas en este estudio, no permiten estimar magnitudes de presión, sin embargo, proporcionan tendencias similares a las obtenidas con registros de pozo, lo que permite obtener un análisis cualitativo de presiones de poro y fractura antes de la perforación.

---

Lic. Pérez Aly  
Tutor

---

Ing. Vélez Francisco  
Tutor

# CAPÍTULO 1

Generalidades

## 1.1. Introducción

El fenómeno de sobrepresión en las rocas (también conocido como geopresión o presión anormal), puede ser observado alrededor del mundo en varios tipos de ambientes sedimentarios y tectónicos. Las sobrepresiones están usualmente asociadas a grandes secuencias sedimentarias con edades que varían desde el Jurásico hasta el Terciario (Bell y Yassir, 1996).

En cuencas sedimentarias, este fenómeno ha sido atribuido a diferentes mecanismos, siendo los principales los relacionados con el aumento del esfuerzo y los mecanismos de generación de fluido *in situ*. La capacidad de cada uno de estos procesos para generar sobrepresión depende de la roca, las propiedades de los fluidos que estas contengan y su tasa de cambio en el rango normal de las condiciones de la cuenca (Chopra y Huffman, 2006).

Se ha estimado que los costos en la industria petrolera asociados a problemas de presión anormal, tales como: arremetidas, pegas de tubería, pérdida de pozos, entre otros; son del orden de 2-3 billones de dólares cada año (Mancilla et al., 2003). Antes de iniciar la perforación de un pozo, la única manera para predecir riesgos potenciales, como los mencionados anteriormente; es a través del uso de estudios sísmicos. La predicción de presión de poro antes de la perforación permite estimar el peso del lodo a ser seleccionado y optimizar el programa de asentamiento de revestidores; lo que posibilita que la perforación del subsuelo sea segura y económica (Chopra y Huffman, 2006).

Las formaciones sobrepresurizadas exhiben varias de las siguientes propiedades cuando se comparan con una sección normalmente presurizada a la misma profundidad (Dutta, 2002): (1) altas porosidades, (2) bajas densidades, (3) bajos esfuerzos efectivos, (4) altas temperaturas, (5) altos coeficientes de Poisson. Las velocidades interválicas se ven influenciadas por cambios en cada una de esas propiedades y esto es evidenciado en términos de amplitudes de reflexión en los métodos sísmicos. Consecuentemente, determinar velocidades es la clave para la predicción de presión de poro (Chopra y Huffman, 2006).

Las variaciones en las propiedades antes mencionadas pueden ser ocasionadas por otros fenómenos, es decir, no todas las anomalías de velocidad pueden asociarse a variaciones de presión de poro. En esta etapa, el conocimiento geológico de la zona y los datos de perforación deben guiar el análisis de la velocidad sísmica para evitar ambigüedades en la interpretación (Mancilla et al., 2003).

Un procedimiento típico de acondicionamiento de los datos sísmicos para predecir geopresiones, normalmente incluye un filtro pasa banda para remover el ruido de alta

frecuencia, procesos como *Radon* supresión de ruido y otras técnicas para eliminar el ruido antes del apilamiento. El objetivo de estos procesos es mejorar la calidad de la semblanza para permitir un picado de velocidades más robusto. Estas técnicas son usualmente aplicadas a los gathers para la migración pre-apilamiento en tiempo o a los gathers de un punto común en profundidad (CDP) para la migración pre-apilamiento en profundidad. Tales procesos pueden mejorar dramáticamente la calidad del análisis de velocidad resultante (Chopra y Huffman, 2006).

Eaton (1975) y Bowers (2002), realizaron aportes de vital importancia para estimar la presión de poro. Ben Eaton desarrolló el "Método de Eaton para la predicción de presión de poro"; su trabajo en 1975 dió como resultado cuatro importantes ecuaciones empíricas, que pueden ser usadas para predecir sobrepresiones a partir de registros de pozos y parámetros de perforación. Por su parte, Glenn Bowers creó un nuevo método a partir de los datos que proporciona el registro sónico, tomando en cuenta el exceso de presión en las rocas generada por la sobrecompactación y mecanismos de expansión de fluido. Asimismo permiten predecir la presión de poro antes de la perforación a partir de los datos que proporciona la sísmica de superficie.

Mancilla et al., 2003; evaluaron geopresiones a través del método de Bowers haciendo uso de datos sísmicos en pozos exploratorios de México. Realizaron análisis en 3D a partir de velocidades provenientes de un análisis residual de velocidades, los resultados que obtuvieron los condujo a interpretar que hasta 9842 pies podría realizarse una buena predicción de presión de poro, debajo de los 9842 pies, la incertidumbre es elevada; resultado posiblemente influenciado por la presencia de sal u otros cambios en la litología. Estos autores concluyeron que para el estudio de geopresiones es muy importante un equipo multidisciplinario, un buen conocimiento de las propiedades de las rocas, un sólido análisis de velocidades y un buen entendimiento de las tendencias normales de compactación.

Pérez et al., 2009; implementaron una metodología para estimar la presión de poro en un área del Piedemonte Colombiano con el objetivo de predecir cambios laterales de dicha propiedad en la zona. Se aplicó una metodología que permite estimar la presión de poro a partir de datos de velocidades sísmicas 3D utilizando el método de Eaton. Finalmente construyeron un cubo de presión de poro mediante la interpolación de los perfiles estimados. Concluyeron que el cálculo de presión de poro a partir de velocidades sísmicas, es un método que permite estimar y localizar de manera cualitativa zonas de presiones anormales y que la tendencia de perfil de presión de poro calculado con las velocidades provenientes de la sísmica de superficie y con el registro sísmico son similares.

En este trabajo se implementará una metodología para la estimación de presión de poro y fractura, similar a la empleada en los trabajos de Mancilla et al., 2003 y Pérez et al., 2009. Esta metodología estará basada en extraer datos de velocidades provenientes de una migración pre-apilamiento en profundidad (PSDM); para luego, a partir de las mismas, estimar presiones a través del método de Eaton (1975). Se utilizarán estas velocidades bajo la premisa de que las técnicas aplicadas a los datos sísmicos para detectar geopresiones, son las mismas que se le realizan a los gathers de un punto común en profundidad para la migración pre-apilamiento en profundidad; observando finalmente si las velocidades provenientes de la PSDM son aplicables para el estudio de presión de poro.

## **1.2. Planteamiento del problema**

La gerencia de operaciones exploratorias de PDVSA, División Oriente; encargada de llevar a cabo estrategias que permitan la óptima ejecución de las actividades operacionales durante la perforación, ha desarrollado trabajos de investigación en el área de geopresiones, debido a que las mismas son la principal causa de eventos operacionales como: arremetidas y pegas de tubería, los cuales disminuyen el tiempo productivo durante la perforación o incluso pueden generar la pérdida total del pozo.

La mayoría de estos trabajos se han desarrollado en el campo Travi, el cual se ubica al Noroeste del estado Monagas. Actualmente es uno de los principales campos en desarrollo del oriente del país, su importancia radica en que los yacimientos encontrados en el área, se caracterizan por ser muy prolíficos en petróleo liviano-mediano principalmente.

Uno de los antecedentes más importantes para el desarrollo de esta investigación fue el trabajo realizado por Villegas (2010). El objetivo del mismo fue predecir el gradiente de presión de poro (PP) y el Gradiente de fractura (FG) en una localización exploratoria del campo Travi; para ello se estimaron dichas presiones a partir de registros de pozos y datos de sísmica de superficie en tres pozos pertenecientes al campo Travi.

A través de registros de pozos se evidenció una zona de altas presiones a nivel de la Formación Carapita (Mioceno) y una zona de regresión de presiones en la base de la Formación Carapita en contacto con la Formación Naricual, lo cual se corresponde con lo reportado durante la perforación. Mediante los datos de sísmica de superficie la estimación no se correlacionó con la realizada a partir de registros de pozos, ni con

lo reportado durante la perforación. Este resultado condujo a plantearse un trabajo de investigación enfocado en estimar presiones a partir de datos provenientes de la sísmica de superficie.

Se analizó la metodología del trabajo realizado por Villegas (2010), y se observó que las velocidades utilizadas, fueron velocidades de apilamiento transformadas a interválicas, por medio de la ecuación de Dix. Este procedimiento puede ser muy matemático y en algunos casos obviar la geología de la zona, por lo que en se planteó utilizar otro tipo de velocidades.

En este trabajo se utilizarán velocidades interválicas, provenientes de una migración pre-apilamiento en profundidad (PSDM), las cuales estan basadas en el modelo geológico de la zona bajo estudio, esperando así obtener mejores resultados.

Se implementará una metodología con la finalidad de estimar presión de poro no sólo en los pozos, sino también en las zonas donde estos no existan, debido a que se tendrán valores de velocidad distribuidos en un área de  $40km^2$ , los cuales, se transformarán a perfiles de presión de poro y fractura empleando el método de Eaton. A partir de este conjunto de datos se construirán cubos de presión de poro y fractura, generados a partir de la extrapolación de perfiles.

## **1.3. Objetivos**

### **1.3.1. Objetivo general**

Implementar y evaluar una metodología para la estimación de presiones de poro y fractura a partir de velocidades interválicas provenientes de los datos de migración pre-apilamiento en profundidad (PSDM) del campo Travi.

### **1.3.2. Objetivos específicos**

1. Extraer perfiles de velocidad interválica provenientes de la migración pre-apilamiento en profundidad (PSDM) realizada a los datos del levantamiento sísmico Travi-Cotoperí.
2. Estimar a través del método de Eaton la presión de poro y fractura en el área bajo estudio.
3. Calibrar mediante registros de pozos, check-shots y datos de perforación los perfiles de presión de poro y fractura estimados.
4. Evaluar la metodología implementada para el estudio de geopresiones.
5. Generar modelos 3D de presión de sobrecarga, densidad, presión de poro y presión de fractura.

## CAPÍTULO 2

### Características generales del área de estudio

En este capítulo se abordará la geología regional y local del área de estudio; dando detalles de la interpretación sísmica y modelo estructural del campo Travi, en el cual se ubica la zona a estudiar.

#### **2.1. Ubicación geográfica**

Venezuela cuenta con cuatro cuencas petrolíferas de suma importancia: Cuenca Maracaibo-Falcón, Cuenca Barinas-Apure, Cuenca de Margarita y la Cuenca Oriental.

La Cuenca Oriental ha sido subdividida, basándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas, en tres subcuencas: la Subcuenca de Guárico, la Subcuenca de Maturín y la Subcuenca de Paria (Informe interno de PDVSA, 2007).

La zona de estudio se encuentra en el campo petrolero Travi, el cual se ubica al noroeste del Estado Monagas, municipio Ezequiel Zamora; aproximadamente a 5 Km al Norte de la población Punta de Mata. Geológicamente pertenece a la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente a la Subcuenca de Maturín. A grandes rasgos,

está enmarcado estructuralmente al Norte por el sistema de fallas de Piritál, al Sur por el frente de deformación y al oeste por la falla de Urica (figura 2.1).

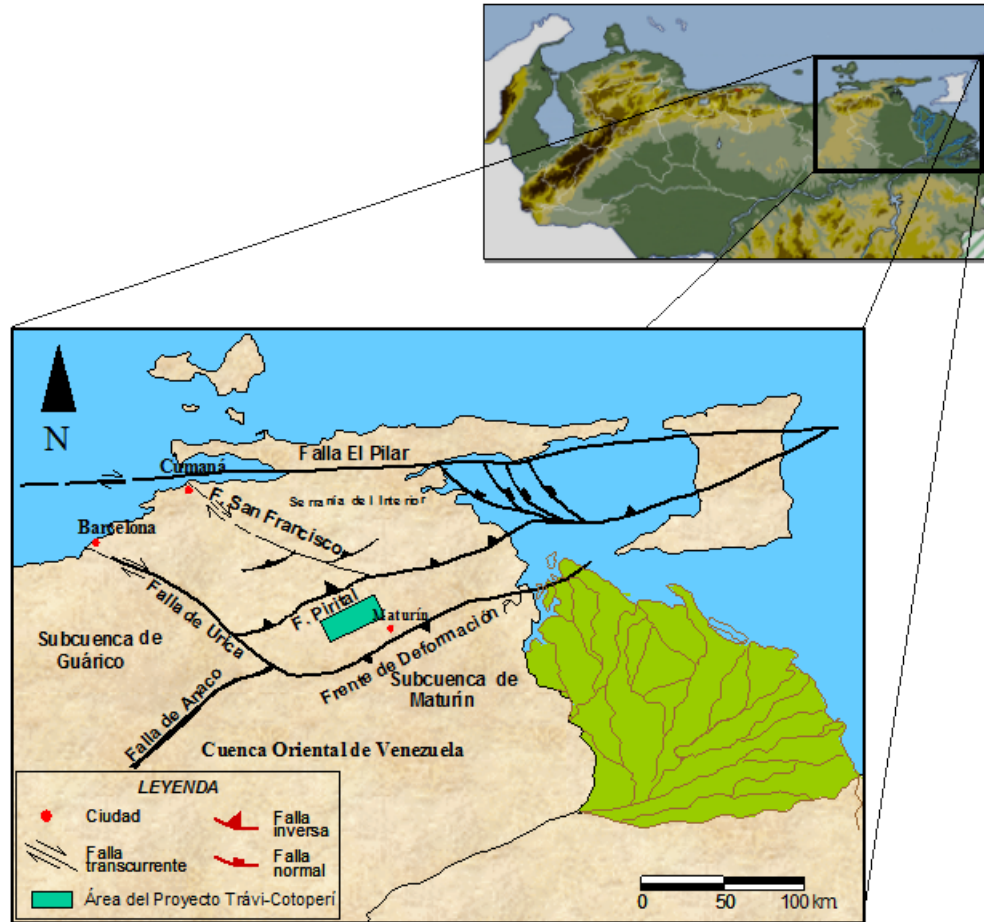


Figura 2.1: Ubicación geográfica del campo Travi (Modificado de Funes et al., 1995).

El campo Travi actualmente cuenta con cuatro pozos perforados: P1, P2, P3, P4 y un pozo en perforación: P5 (figura 4.2).

El área seleccionada para realizar el estudio de geopresiones comprende  $40\text{km}^2$  dentro del campo Travi (figura 4.2); las coordenadas que la definen son las siguientes:

| Vertices del área a estudiar | Coordenadas U.T.M.(m) (datum la Canoa) |
|------------------------------|--|
| 1                            | N: 1077500 E: 431000                   |
| 2                            | N: 1077500 E: 439000                   |
| 3                            | N: 1072500 E: 439000                   |
| 4                            | N: 1072500 E: 431000                   |

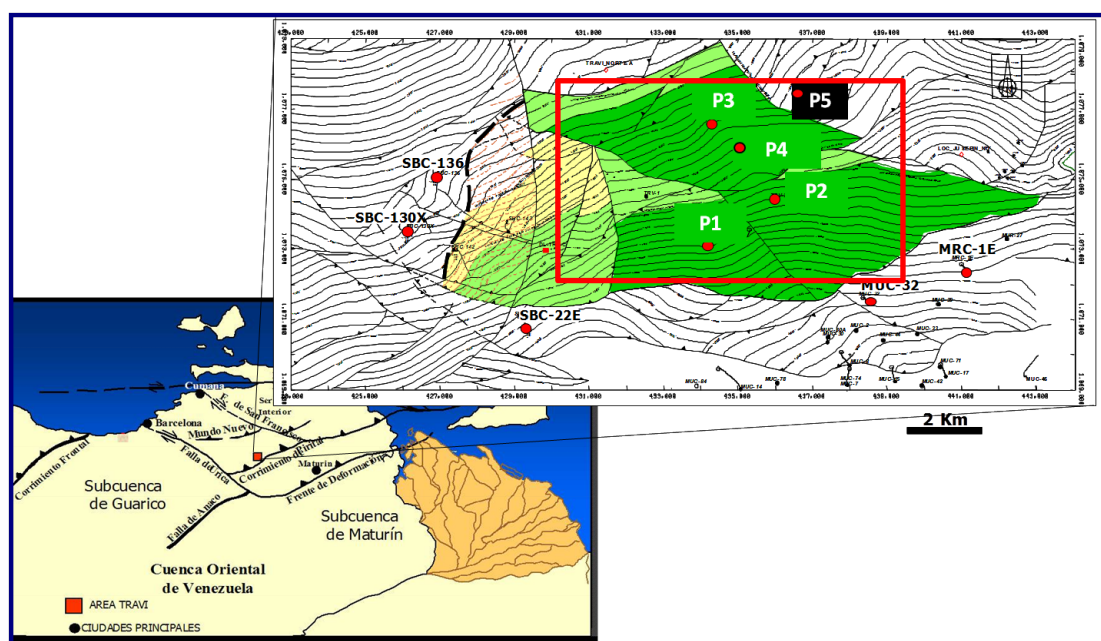


Figura 2.2: Ubicación geográfica del área de estudio. En la figura derecha se muestra el mapa estructural en profundidad del campo al tope de la Formación Narical; el color verde indica reservas probadas, los puntos rojos indican la ubicación de los pozos en el campo. Se representa el área de estudio enmarcada dentro del cuadro rojo (Modificado de informe interno de PDVSA, 2007).

En el área se ubican cinco pozos del campo Travi: P1, P2, P3, P4 y P5. Los datos que provenientes de estos pozos, proporcionarían la información necesaria para complementar este estudio (registros petrofísicos, columnas estatigráficas, pruebas de formación, eventos operacionales, entre otros) sus coordenadas de superficie son:

| Pozo | Coordenadas U.T.M. (m)(datum la Canoa) |
|------|--|
| P1   | N: 1073557 E: 435303                   |
| P2   | N: 1074291 E: 436081                   |
| P3   | N: 1076643 E: 434289                   |
| P4   | N: 1076270 E: 434465                   |
| P5   | N: 1077150 E: 436695                   |

## 2.2. Geología regional

### 2.2.1. Cuenca Oriental

La Cuenca Oriental de Venezuela está situada en la zona centro-este de Venezuela formando una depresión topográfica y estructural, limitada al sur por el curso del río Orinoco desde la desembocadura del río Arauca hacia el este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al oeste por el levantamiento de El Baúl y su conexión estructural con el mencionado cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao y al norte, por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y - Oriental. Hacia el este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paría, incluyendo la parte situada al sur de la Cordillera Septentrional de la isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al este de la costa del delta del Orinoco (González De Juana et al., 1980).

En Venezuela esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 km en sentido oeste-este, una anchura promedio de 200 km de norte a sur y un área total aproximada de  $165000 \text{ km}^2$  en los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Territorio Delta Amacuro y una extensión menor en el Estado Sucre. La cuenca actual es asimétrica, con su flanco sur ligeramente inclinado hacia el norte y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectado a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte. Se ha obtenido

producción de petróleo en ambos flancos de la cuenca, bajo condiciones estratigráficas y estructurales diferentes.

El espesor de las columnas sedimentarias terciarias varía desde pocos centenares de metros en los bordes meridional y occidental, hasta 6 y 8 km en las partes profundas de la cuenca. Toda ella presenta un suave declive hacia el este, de forma que en la parte meridional de Trinidad el espesor de sedimentación terciaria excede 10-12 km. El volumen total de sedimentos terciarios se estima en alrededor de medio millón de kilómetros cúbicos.

Por su contenido de recursos de hidrocarburos es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur, sólo sobrepasada por la Cuenca del Lago de Maracaibo. Si se añaden a estos recursos las reservas estimadas para su parte meridional o Faja Petrolífera del Orinoco, pasaría a ser la cuenca de mayores recursos petrolíferos de América del Sur (González De Juana et al., 1980).

En la figura 2.3 se aprecia la ubicación geográfica de las cuencas petrolíferas de Venezuela.

### **2.2.2. Subcuenca de Maturín**

La Subcuenca de Maturín, de rumbo N 50-60°E, representa la parte este de la Cuenca Oriental de Venezuela. El flanco sur de la subcuenca se encuentra apoyado sobre el basamento de rocas del Escudo de Guayana y se caracteriza por un régimen tectónico extensivo. El flanco norte se caracteriza por la presencia de estructuras compresivas, las cuales se asocian a la transcolisión oblicua de la Placa del Caribe con la Placa Suramericana en el Oligoceno (Rojas A., 1996).

El origen de la Subcuenca de Maturín puede ser explicado por la sobrecarga de cabalgamientos encima del Escudo de Guayana, lo cual dió como diferencia en la



Figura 2.3: Cuencas petrolíferas de Venezuela (Informe interno de PDVSA, 2007).

compresión isostática produciendo el arqueamiento hacia el norte de la placa Suramericana. El bloque autóctono limita al norte con el Corrimiento de Pirital y al sur con el río Orinoco. En ese bloque se encuentran dos provincias: una compresiva que abarca el área norte del Estado Monagas, donde se desarrolla un sistema de fallas inversas, corrimientos y cabalgamientos, otra extensiva que comprende el área mayor de Oficina con fallas normales al rumbo, aproximadamente este-oeste y buzamiento norte-sur (Rojas A., 1996).

### 2.2.3. Interpretación sísmica y modelado estructural del área de Travi

El área de Travi fué originalmente estudiada por CORPOVEN en la década de los 90. Posteriormente, en el proyecto de delineación y desarrollo (PDD) Bosque, se realizó una reinterpretación de las líneas sísmicas 2D disponibles en ese momento (Márquez et al., 2001) . En el año 2003 la Gerencia de Exploración, compiló la información

disponible y perforó el pozo Travi 2X, descubridor del campo Travi. El éxito de este pozo condujo a la adquisición del cubo sísmico Travi-Cotoperí durante ese mismo año (figura 2.4).

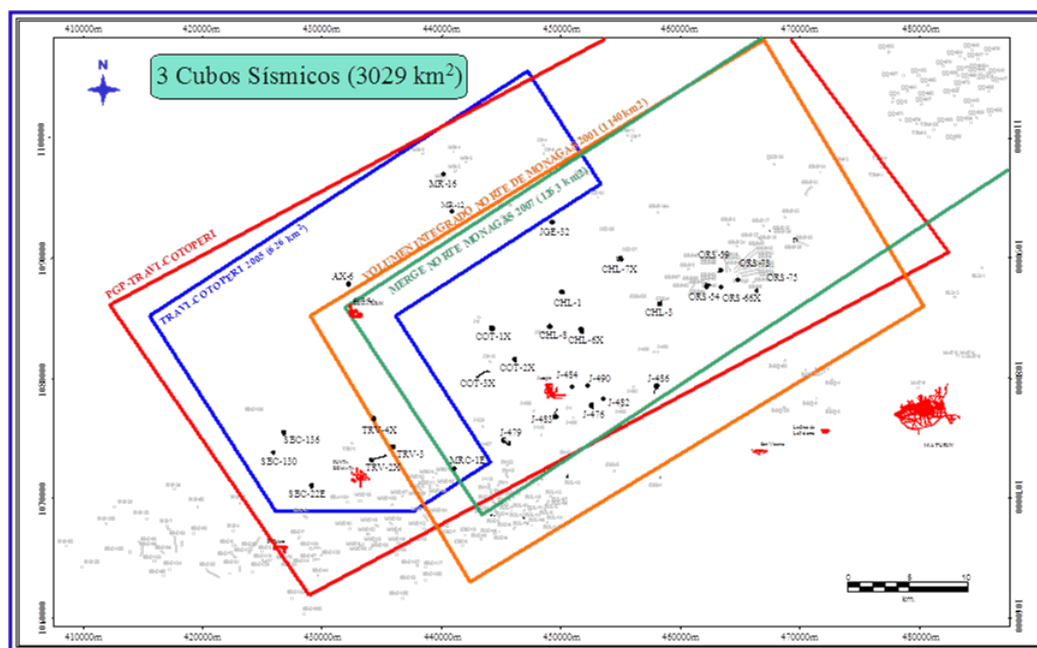


Figura 2.4: Mapa base con las áreas de los levantamientos sísmicos 3D y los pozos al norte del estado Monagas, donde se representa el levantamiento sísmico Travi-Cotoperí con el color azul (Informe interno de PDVSA, 2007).

El proyecto Bosque Travi, desarrollado entre los años 2005-2007, realizó el seguimiento del procesamiento del cubo Travi-Cotoperí 2005, así como su interpretación en tiempo (Informe interno de PDVSA, 2007). Como producto elaboró el modelo estructural que se describe a continuación:

La estructura de Travi representa un monoclinial, de rumbo N60E y buzamiento hacia el norte. Dentro de este dominio se distinguen cuatro familias de fallas:

1. Fallas inversas de orientación suroeste-noreste, con desplazamientos menores a cinco kilómetros y saltos verticales entre 500 y 2000 pies.

2. Retrocorrimientos de orientación suroeste-noreste, con saltos verticales menores a 500 pies.
3. Fallas transpresivas, que actúan como rampas laterales, orientadas en dirección N40-60O.
4. Fallas transpresivas, antitéticas a las rampas laterales, orientadas en dirección N40-60E.

Las fallas inversas son el elemento estructural de mayor importancia en términos de generación de trampas, dado que a ellas están asociados anticlinales asimétricos. Los retrocorrimientos son estructuras menos frecuentes, conjugadas de estas fallas inversas. Pueden distinguirse tres fallas inversas principales, y por tanto, tres alineamientos anticlinales (Informe interno de PDVSA, 2007). De sur a norte estas fallas son:

1. Falla Jusepín.
2. Falla Cotoperí.
3. Falla Travi Norte.

La terminación oeste de estas fallas, esta definida por rampas laterales que se truncan por debajo del corrimiento de Bosque. Esta configuración determina la existencia de un área de solape entre ambos bloques (Bosque y Travi), dentro de la cual la Formación Naricual se encuentra repetida. Por el contrario hacia el este estas fallas aumentan progresivamente de desplazamiento y están asociadas a las estructuras de Jusepín y Cotoperí (Informe interno de PDVSA, 2007).

A continuación se describen las secciones sísmicas interpretadas en el área. La ubicación de estas secciones se indican en la figura 2.5.

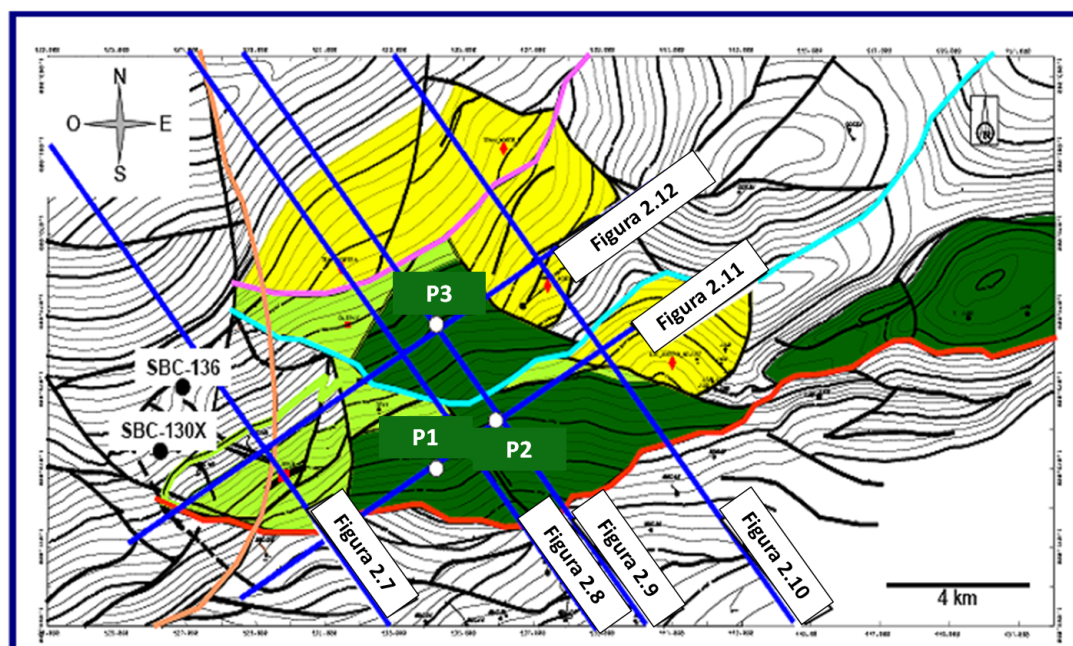


Figura 2.5: Mapa estructural en profundidad del campo Travi al tope de la Formación Naricual, donde se observan las tres fallas inversas principales: Jusepin (Rojo), Cotopérí (Azul) y Travi Norte (Fucsia), así como la relación de este dominio con el de Bosque (Naranja). Se aprecian las rampas laterales y antitéticas que definen los bloques estructurales (Modificado de Gonzalez A. et al., 2007.)

1. **Sección sísmica sureste-noroeste 1:** se evidencia la configuración de las diferentes fallas inversas desarrolladas en el dominio de Travi, así como la relación de éste con la estructura de Bosque. También se observa el corrimiento de Pirital como un importante elemento estructural en el área (figura 2.6).
2. **Sección sísmica sureste-noroeste 2:** se muestran las trampas estructurales asociadas a las fallas inversas: Jusepín, Cotoperí y Travi Norte (figura 2.7).
3. **Sección sísmica sureste-noroeste 3:** se indica la expresión de las fallas inversas: Jusepín, Cotoperí, y Travi Norte en el área del pozo P2 (figura 2.8).
4. **Sección sísmica sureste-noroeste 4:** Se visualiza la expresión de las fallas inversas: Jusepín, Cotoperí y Travi Norte, en el extremo este del bloque perforado

por el pozo P2 (figura 2.9).

5. **Sección sísmica suroeste-noreste 1:** Se observan las diferentes rampas laterales desarrolladas entre los distintos bloques estructurales (figura 2.10).
6. **Sección sísmica suroeste-noreste 1:** Se muestra la relación entre los dominios estructurales de Bosque y Travi. El sistema de fallas de Travi se trunca por debajo de la Falla de Bosque (figura 2.11).

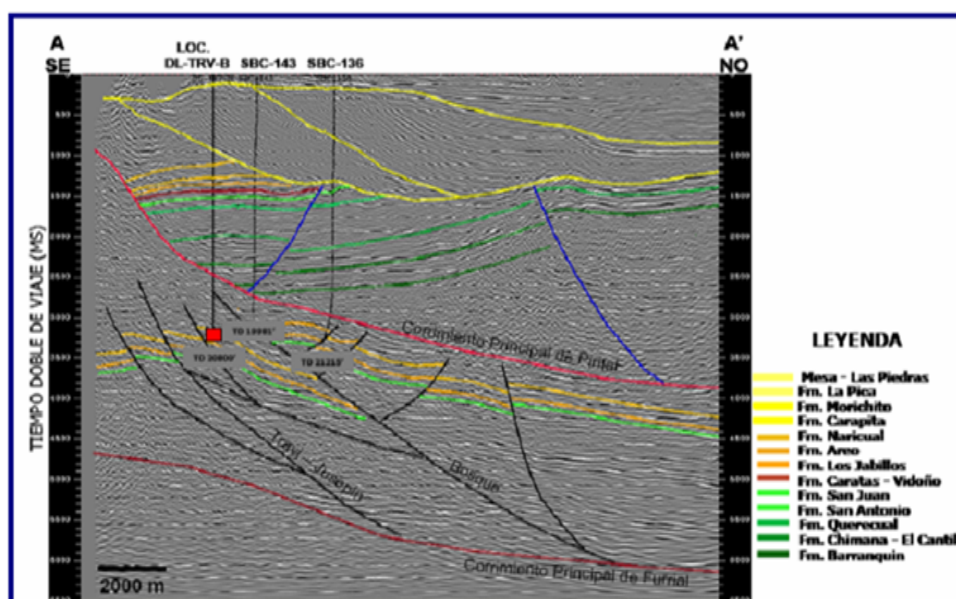


Figura 2.6: Sección sísmica Sureste-Noroeste 1. En la sección se encuentran interpretados los topos formacionales del área de estudio, especificando en la leyenda a que formación corresponde cada color, también se evidencian el corrimiento principal de Pirital (rojo), el corrimiento principal de Furril (vinotinto), fallas a nivel de yacimiento (negro) y la proyección de algunos pozos en la línea (Modificado de informe interno de PDVSA).

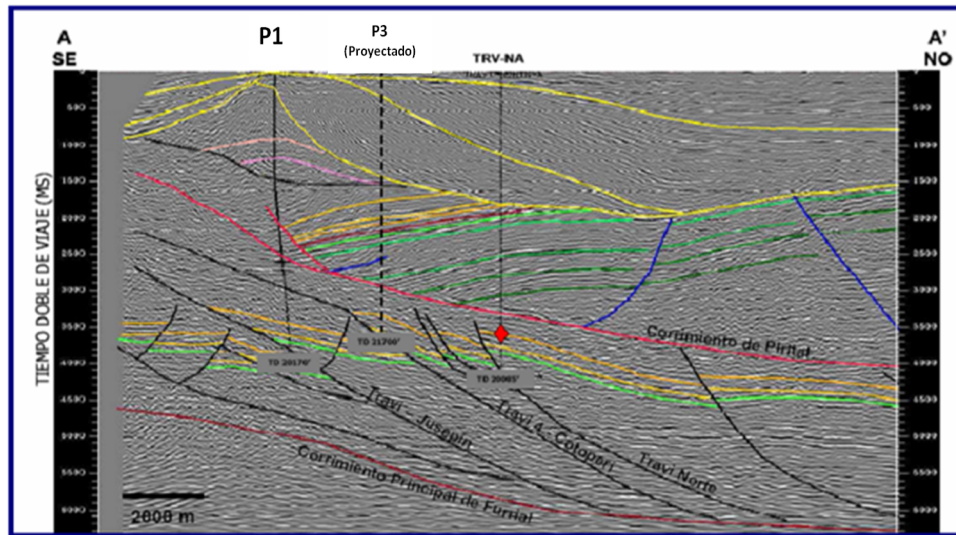


Figura 2.7: Sección sísmica Sureste-Noroeste 2. (Modificado de informe interno de PDVSA).

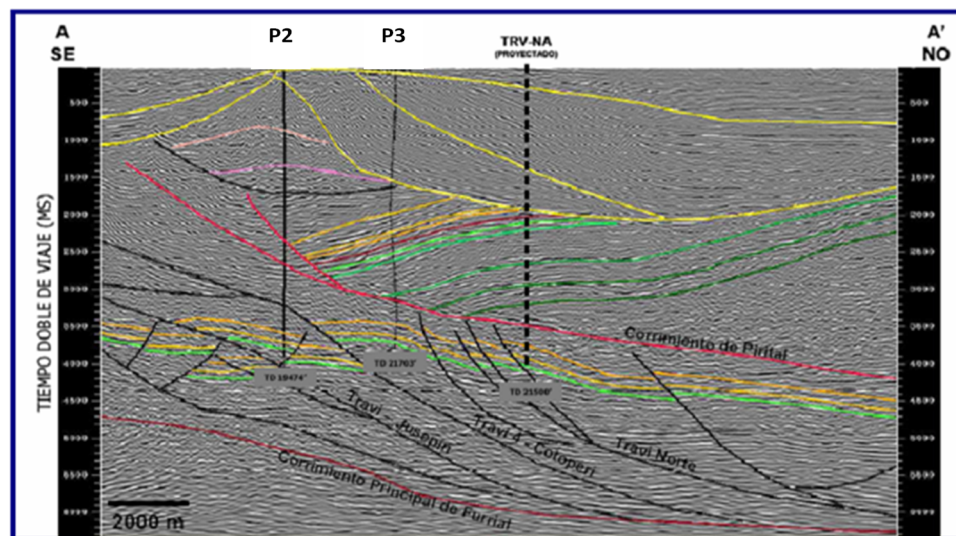


Figura 2.8: Sección sísmica sureste-noroeste 3 (Modificado de informe interno de PDVSA).

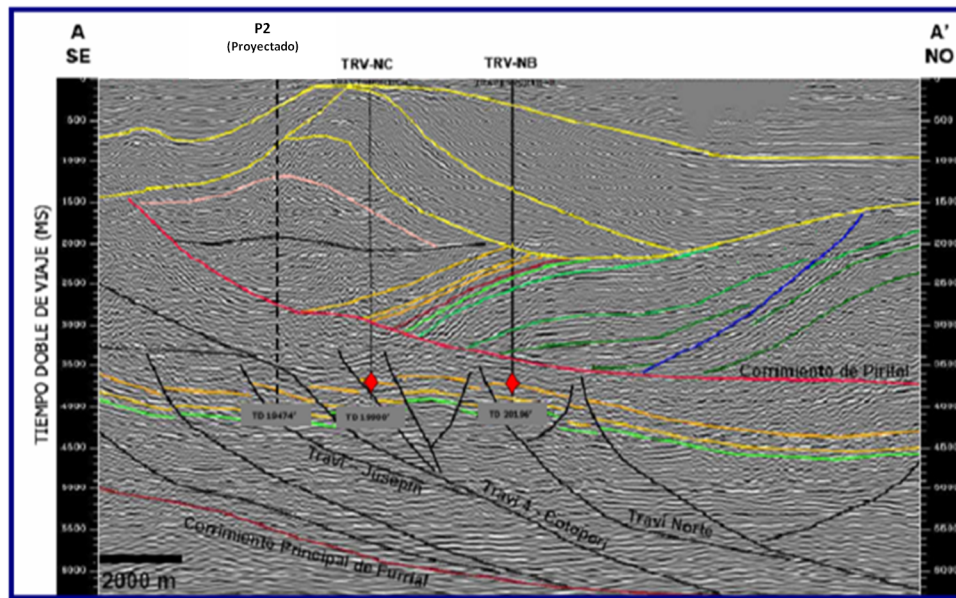


Figura 2.9: Sección sísmica sureste-noroeste 4. (Modificado de informe interno de PDV-SA).

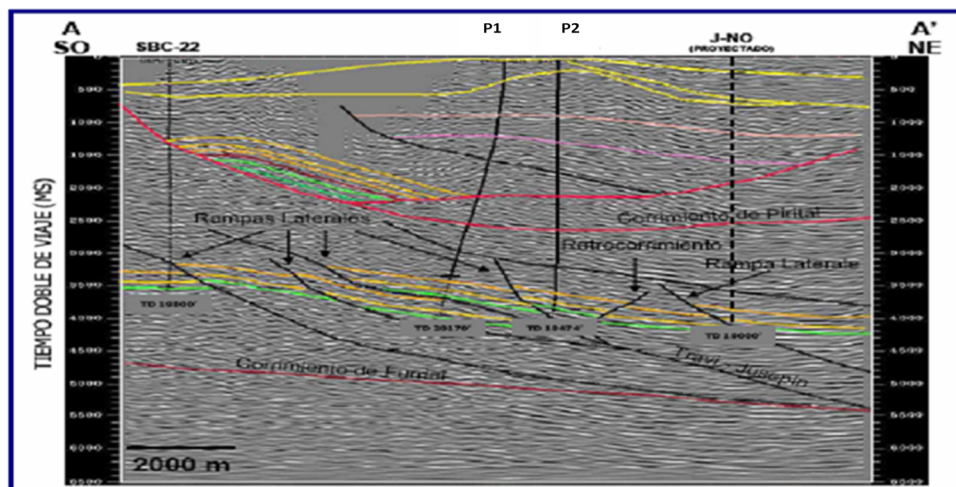


Figura 2.10: Sección sísmica suroeste-noreste 1. (Modificado de informe interno de PDVSA).

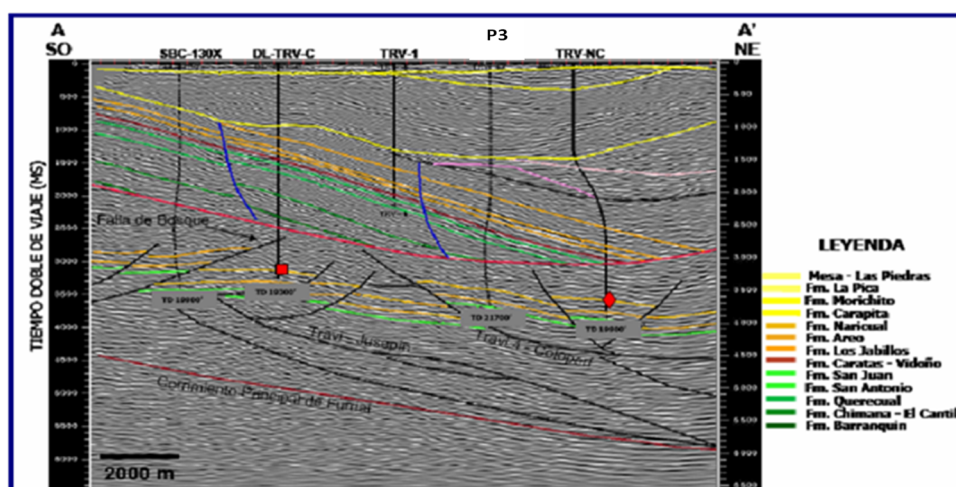


Figura 2.11: Sección sísmica suroeste-noreste 2 (Modificado de informe interno de PDVSA).

## 2.2.4. Descripción de fallas principales

### 1. Corrimiento de Pirital

El corrimiento de Pirital comienza hacia el este de la falla de Urica con un plano bien marcado y bien identificado. Diem, 1960 estudió la parte occidental de este plano de corrimiento en la localidad tipo del Campo de Pirital, pero desafortunadamente fué poco preciso en cuanto a la identificación de esta falla y de su desplazamiento. Ciertamente menciona un desplazamiento vertical mayor de 4000 metros, pero no aclara si esta magnitud se refiere al corrimiento mismo o al desplazamiento combinado de todas las falla que integran el flanco norte del levantamiento de Pirital propiamente dicho (González De Juana et al., 1980).

De sisto, 1961 es mucho más preciso en estos extremos, definiendo dicho borde sur como integrado por tres fallas distintas que de norte a sur son: la falla inversa de Pirital, en cuyo flanco norte se conocen columnas estratigráficas desde el Cretácico hasta el Oligoceno que cabalgan sobre sedimentos de la Formación Carapita; la falla de Santa Bárbara, una falla normal con fuerte buzamiento al

sur acompañada por un ramal ("Santa Bárbara split fault") que se desprende de ella pocos kilómetros al este de Pirital y continúa individualizado hacia el oeste hasta el Campo de Tacat, donde se encuentra la falla de Urica. De esto calcula el desplazamiento de la falla de Santa Bárbara en exceso de 762 metros, mencionando que el desplazamiento del corrimiento es considerable.

El segmento más oriental del sistema de corrimientos en Monagas se encuentra hacia el este-nor-este del Campo de Quiriquire y puede prolongarse hasta la falla del Soldado o la falla de los Bajos (Salvador y Stainforth, 1968) en el Golfo de Paria, con una longitud aproximada de 80-90 km.

Resulta evidente que el Corrimiento Frontal que estamos estudiando fue originado en toda su longitud por esfuerzos de compresión de naturaleza semejante, no parece necesario discutir aquí si los corrimientos originaron las fallas transcurrentes o las fallas dieron origen a los corrimientos. Basta decir que ambas clases deben su existencia a empujes procedentes del norte, dirigidos contra el borde estable del Escudo de Guayana como elemento resistente (González De Juana et al., 1980).

Es necesario insistir sobre el carácter recurrente de estas pulsaciones, lo cual nos lleva a pensar que el levantamiento y corrimiento de los diversos segmentos del sistema, tales como Anaco, Pirital, etc., pudieron no ser estrictamente contemporáneos. A este respecto la época del levantamiento mejor determinada corresponde al segmento de Pirital el cual, de acuerdo con Lamb y Sulek, 1968 ocurrió entre la Zona de Globigerinatella insueta, parte superior del Mioceno inferior y la de Globorotalia foehsi foehsi, parte inferior del Mioceno, que tuvo una duración aproximada de 2 millones de años.

## **2. Falla Caicara Norte**

La edad de actividad de esta falla y su pliegue asociado es incierto. Hacia el sector oeste del área, al norte de Cotoperí, esta estructura ha plegado el corrimiento y la escama de Pirital, lo que podría indicar una edad posterior al emplazamiento de

la escama de Pirital, para la estructura de Caicara Norte. Esta cronología tiene grandes implicaciones desde el punto de vista de la sincronización del sistema petrolífero, ya que es la escama de Pirital el factor detonante en el proceso de generación y expulsión de las cocinas subyacentes (Villamizar B., 2011).

Por otra parte, la estructura de Caicara Norte podría ser previa al emplazamiento de la escama de Pirital y luego ser rotada junto a esta última, debido a la existencia de una rampa más profunda. Este escenario podría ser más favorable desde el punto de vista de la sincronización. Sin embargo, ambas hipótesis deberían ser sometidas a un ejercicio de modelado, a fin de cuantificar el riesgo asociado a cada caso (Villamizar B., 2011).

### **3. Corrimiento de Cotoperí**

La edad de esta falla está muy bien acotada en la zona de Jusepín-Chaguaramal, donde se desarrolla una cuña sobre el panel frontal del anticlinal asociado a este corrimiento. Su edad podría estar entre 14,8 a 16,4 Ma. Hacia el oeste, en el área de Travi la actividad de este corrimiento podría ser un poco anterior (Villamizar B., 2011).

### **4. Falla de Jusepín**

Esta falla tiene un desplazamiento máximo en el orden de 1 a 2 km, genera el plegamiento del corrimiento de Cotoperí y de la falla de Chaguaramal Sur, así como de sus estructuras asociadas, por lo que sus actividad debe ser posterior a 14,8 Ma y a su vez posterior a la activación de la falla Chaguaramal Sur. Es difícil establecer la edad de las fallas de Travi y Bosque pertenecientes a este mismo tren estructural, debido al poco desplazamiento que estas tienen. Se estima que ellas podrían ser progresivamente más jóvenes hacia el oeste (Villamizar B., 2011).

## 2.3. Geología local

### 2.3.1. Columna estratigráfica tipo de los pozos en el campo Travi

La columna estratigráfica tipo de los pozos en el campo Travi comprende formaciones que van desde el Cretácico hasta el Plio-Pleistoceno. Está dividida en dos bloques (bloque alóctono y bloque autóctono), debido a la influencia del Corrimiento de Pirital en el área. La columna estratigráfica de cada pozo evidencia más o menos sección Oligoceno-Cretácica dependiendo de su ubicación geográfica dentro del campo (figura 2.12).

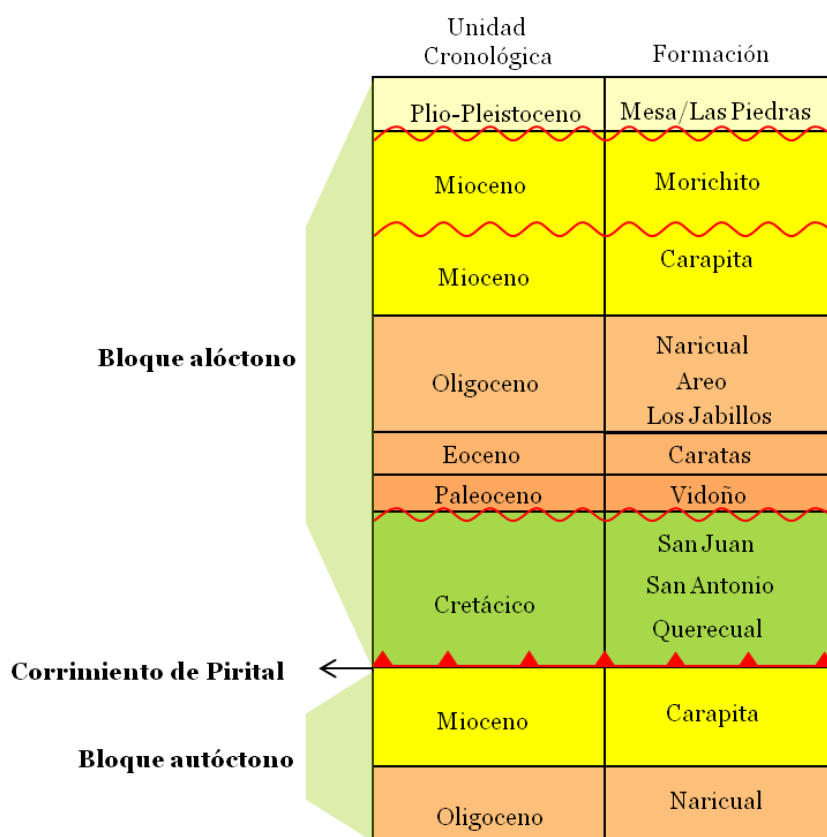


Figura 2.12: Columna estratigráfica tipo de los pozos en el campo Travi (García R. et al., 2010)

## CAPÍTULO 3

Marco teórico

En este capítulo se describe en detalle definiciones relacionadas con el estudio de presión de poro y fractura, así como los procesos geológicos a los que están asociadas, asimismo se describe en qué consiste la migración pre-apilamiento en profundidad. Finalmente se abordarán aspectos concernientes al método de Eaton, cuyo conocimiento es esencial para el desarrollo de este trabajo.

### **3.1. Definiciones relacionadas con el estudio de presión de poro**

#### **3.1.1. Presión de poro**

La presión de poro, también llamada presión de formación; es aquella que ejercen los fluidos contenidos en los espacios porosos de una roca (The pressure log reference manual, 1982) figura 3.1.

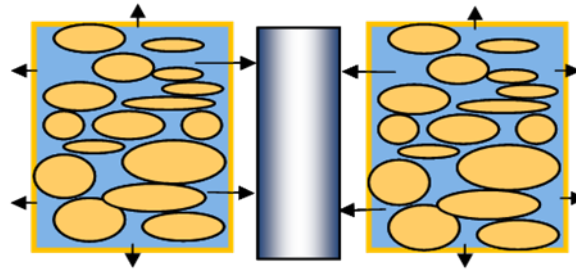


Figura 3.1: Figura esquemática explicativa de la presión de poro. El cilindro central representa la tubería de perforación y las flechas indican la dirección de la presión (elaboración propia).

### 3.1.2. Presión hidrostática

Es la presión que ejerce el peso (densidad) de una columna estática de fluido en estado líquido, gaseoso o complejo, sobre cualquier punto del pozo (The pressure log reference manual, 1982) figura 3.2.

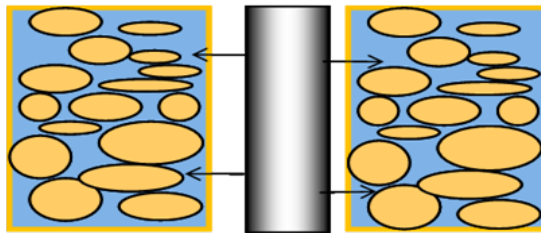


Figura 3.2: Figura esquemática explicativa de la presión hidrostática. El cilindro central representa la tubería de perforación y las flechas indican la dirección de la presión, (elaboración propia).

La presión hidrostática para una columna líquida de fluido, viene expresada por la siguiente ecuación:

$$Ph = 0,0519 * \rho * h \quad (3.1)$$

donde:

Ph: Presión hidrostática [psi].

$\rho$ : Densidad del fluido [lbs/gal].

h: Altura vertical de la columna de fluido [ft][TVD].

El factor de conversión 0,0519 se deriva de la siguiente manera:

$$\frac{1lb}{gal} * 7,48 \frac{gal}{ft^3} * \frac{1}{144} \frac{ft^2}{in^2} = psi/ft \quad (3.2)$$

Por lo tanto:

$$\frac{7,48}{144} = \frac{psi/ft}{lb/gal} = 0,0519 \frac{psi/ft}{lb/gal} \quad (3.3)$$

### 3.1.3. Presión normal, anormal y subnormal

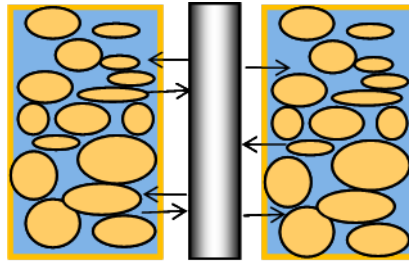
Dependiendo del valor de presión de poro con respecto a la presión hidrostática; la presión de poro se ha clasificado en:

1. Presión normal
2. Presión anormal
3. Presión subnormal

A continuación sus definiciones:

#### 1. Presión normal

Es aquella que es igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de una densidad específica y se extiende desde la superficie hasta la profundidad de la formación. La presión hidrostática es proporcional al peso del fluido y a la columna del mismo, sin embargo no se ve afectada por la forma o tamaño del hoyo, sino por la concentración de sólidos disueltos, así como por el gradiente de temperatura (Manual de presiones anormales, 1997) figura 3.3.

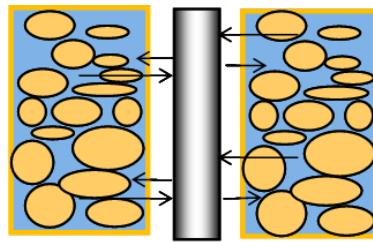


$$P_{\text{poros}} = P_{\text{hidrostática}}$$

Figura 3.3: Esquema representativo de la presión normal. Las flechas indican la dirección y magnitud de presión de poro y presión hidrostática. Se observa que en el caso de presión normal las flechas tienen direcciones opuestas pero igual magnitud (elaboración propia).

## 2. Presión anormal

Las presiones anormales, también llamadas sobrepresiones son aquellas en que la presión de poro es mayor que la que ejerce una columna hidrostática para determinada profundidad vertical (Manual de presiones anormales, 1997) figura 3.4.

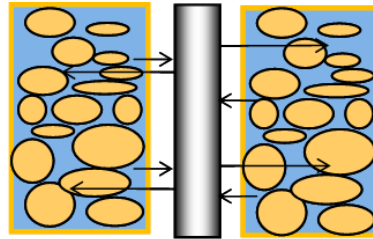


$$P_{\text{poros}} > P_{\text{hidrostática}}$$

Figura 3.4: Esquema representativo de la presión anormal. Las flechas indican la dirección y magnitud de presión de poro y presión hidrostática, como se observa, en este caso las flechas tienen direcciones opuestas y la magnitud de presión de poro es mayor que la de presión hidrostática (elaboración propia).

### 3. Presión subnormal

Si la presión de poro es menor al gradiente hidrostático, entonces se define como una presión subnormal; es decir, cuando la presión normal es menor a la presión hidrostática de la columna de fluido de la formación (Guía de referencia Baker Hughes INTEQ, 1996) figura 3.5.



**$P_{poros} < P_{hidrostática}$**

Figura 3.5: Representación esquemática de la presión subnormal. Las flechas indican la dirección y magnitud de presión de poro y presión hidrostática. En el caso de presión subnormal las flechas tienen direcciones opuestas y la magnitud de presión de poro es menor que la de presión hidrostática (elaboración propia).

#### 3.1.4. Orígenes de las presiones anormales

En la mayoría de los ambientes geológicos, puede emplearse un conjunto "normal" de parámetros para predecir el tipo de presiones que podrían encontrarse en la formación durante la perforación. Si estas condiciones se conservaran, nunca se presentarían problemas al adaptar un sistema de fluidos de perforación a las condiciones prevalecientes de un área determinada con la finalidad del control del pozo. (Guía de referencia Baker Hughes INTEQ, 1996).

Desafortunadamente, son diversas las variables geológicas y mecánicas que generan presiones de poro superiores (o inferiores) a las normales. Las presiones de formación anormales se encuentran en las mayorías de las cuencas sedimentarias del

mundo. Su origen todavía no ha sido explicado completamente, pero se han identificado varios mecanismos que tienden a causar esta anomalía (Guía de referencia Baker Hughes INTEQ, 1996).

La diferencia fundamental entre rocas sujetas a presiones normales y anormales es que, en las últimas, los fluidos que se encuentran en los poros ya no se comunican de manera 100 por ciento eficiente con el nivel freático (comunicación con la superficie). En este caso, se desata un mecanismo que produce una especie de sello o casquete que interfiere con la columna de fluido e impide que ésta logre su equilibrio hidrostático normal (Guía de referencia Baker Hughes INTEQ, 1996).

Una vez que se ha interrumpido la continuidad de la columna de fluido, aquellos que se encuentran en los poros pueden ser influenciados de distintas maneras. Así, por ejemplo, si imaginamos que el área de presión anormal es un compartimiento, podría existir en tres condiciones diferentes: (1) Podría estar perfectamente sellada como un globo, (2) Podría presentar una fuga lenta, como la del aire que escapa de un caucho pinchado, (3) Se podría filtrar tan rápidamente que sólo lograría mantener la presión durante un lapso muy breve (por lo general, no se perfora intencionalmente estos sellos tan permeables, los cuales desempeñan otras funciones geológicas importantes, tales como ser la causa de deslizamientos de tierra y fallas de pendientes de grandes proporciones) (Guía de referencia Baker Hughes INTEQ, 1996).

Los criterios que determinan la eficiencia del sello o roca cubierta son:

1. Permeabilidad.
2. Espesor.
3. Magnitud de la presión diferencial.
4. Tiempo durante el cual se han producido cambios de presión.

El mejor sello es una roca plástica perfectamente impermeable que pueda conservar su integridad y encapsular una roca porosa llena de fluido. Un ejemplo de este tipo de litología es la sal. Por consiguiente, la sal puede ser la causa de numerosos problemas severos de presión. Los sellos más comúnmente perforados en los campos petroleros son las arcillitas y las lutitas. Si bien sería errado sugerir que todas las secuencias arcillosas/lutitas son impermeables (ni siquiera las más gruesas), cualquier combinación favorable de baja permeabilidad y espesor suficiente podría resistir niveles bastante elevados de sobrepresión, especialmente si la roca todavía posee suficiente resistencia a la tensión (Guía de referencia Baker Hughes INTEQ, 1996).

Con relativa frecuencia, y como resultado de una ligera permeabilidad, podría existir una pequeña fuga de presión alrededor de la zona sujeta a presiones anormales que se extiende hasta el siguiente cambio de permeabilidad vertical. Esta fuga progresiva de presión significa que las sobrepresiones son sumamente transitorias (en términos geológicos), a menos que la presión sea repuesta constantemente por algún otro mecanismo de carga.

En su trabajo elaborado en 1975, Bradley demostró que sólo se requiere de una "gota" de agua por centímetro cuadrado al año durante 300 años para purgar una presión diferencial de 1000 psi. Este valor se ubica entre los rangos de permeabilidad de numerosas lutitas (Guía de referencia Baker Hughes INTEQ, 1996).

Por consiguiente, existen más probabilidades de encontrar mayores presiones anormales en aquellos casos en que los procesos que las formaron son recientes o se encuentran todavía activos y la eficiencia del sellado es aún sumamente elevada (Guía de referencia Baker Hughes INTEQ, 1996).

A continuación se describen algunas causas de presiones anormales:

### **1. Sobrecompactación**

Durante la deposición de sedimentos, con el aumento del esfuerzo vertical, los

fluidos en el poro escapan mientras que los espacios porales intentan compactarse. Si una capa de baja permeabilidad, por ejemplo: arcilla, evita la fuga de fluidos de poro a velocidades suficientes para mantenerse en equilibrio con la tasa de aumento del esfuerzo vertical, los fluidos de poro comienzan a llevar una gran parte de la carga y la presión de poro del fluido aumentará (Guía de referencia Baker Hughes INTEQ, 1996).

Este proceso se conoce como sobrecompactación o compactación en desequilibrio, y es el mecanismo de sobrepresión mejor entendido para explicar y cuantificar las sobrepresiones en las cuencas terciarias, donde la rápida deposición y subsidencia se producen (Guía de referencia Baker Hughes INTEQ, 1996).

Si suponemos que tenemos una esponja llena de agua y sobre ella colocamos una carga, el agua en la esponja escapará. Ahora si tomamos la esponja y la encerramos dentro de un material que no permita que el fluido contenido en ella pueda escapar y además volvemos a colocar una carga; el fluido no podrá migrar hacia afuera, quedándose dentro del material, generándose así una sobrepresión (figura 3.6); de esta manera se puede explicar el fenómeno de sobrecompactación.

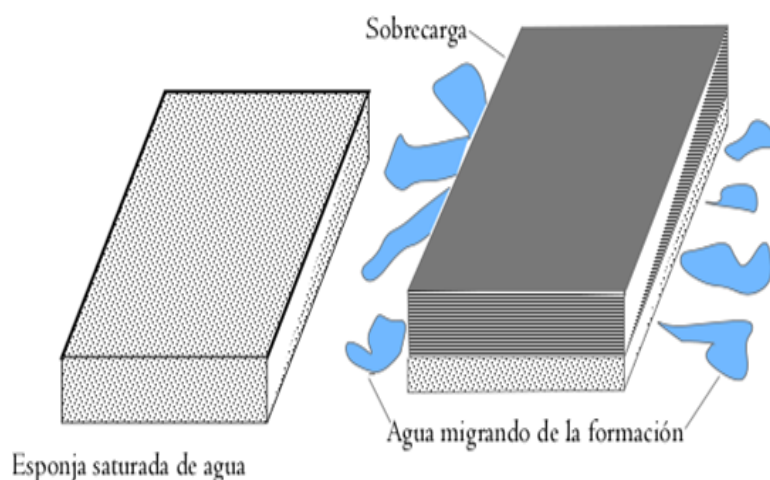


Figura 3.6: Representación esquemática del fenómeno de sobrecompactación (elaboración propia).

## 2. Diagénesis

La diagénesis es un término que se refiere a la alteración química de los minerales de la roca debido a procesos geológicos. Se piensa que las lutitas y carbonatos sufren cambios en la estructura cristalina, los cuales contribuyen a causar presiones anormales. Un ejemplo que se observa frecuentemente es la posible conversión de arcillas bentónicas (montmorillonítica) en arcillas ilíticas, debido a una deshidratación de la primera nombrada cuando alcanza temperatura entre 200 a 300 F (Guía de referencia Baker Hughes INTEQ, 1996).

## 3. Levantamiento tectónico

Un levantamiento tectónico asociado con otros procesos geológicos pueden generar presiones anormales, debido a que disminuye la profundidad de una roca compactada debajo de la superficie terrestre. Estos procesos geológicos en los cuales se reduce el relieve entre la roca y la superficie pueden ser: plegamientos, deformación plástica, fallamiento tensional, erosión, etc (Guía de referencia Baker Hughes INTEQ, 1996).

## 4. Migración de fluidos

El flujo hacia arriba de los fluidos de un yacimiento profundo a través de algún conducto o canal hasta una formación somera, transforma esta última en una formación de presión anormal, lo cual puede considerarse como un mecanismo de recarga. Este tipo de migración puede ser natural, o inducida por algunas de las siguientes causas: fallas, fugas en el revestimiento de producción, técnicas defectuosas de completación y cementación de los revestidores, proceso de inyección de fluido para recuperación adicional de crudo y abandono de pozos en forma indebida (Guía de referencia Baker Hughes INTEQ, 1996).

## 5. Fallas

La redistribución de sedimentos y yuxtaposición de zonas permeables a zonas impermeables puede contribuir al origen de presiones anormales, debido a que inhibe el flujo de fluidos a regiones de equilibrio hidrostático (Guía de referencia

Baker Hughes INTEQ, 1996).

## 6. Ósmosis

La arcilla, es una membrana semipermeable que actúa como filtro de unión entre dos zonas permeables, de allí que el flujo espontáneo de una solución más concentrada a otra separada por una membrana produce el efecto de ósmosis. Este fenómeno contribuye al origen de presiones anormales por inhibición del flujo vertical hidrodinámico del agua en lutitas compactadas (Guía de referencia Baker Hughes INTEQ, 1996).

### 3.1.5. Eventos operacionales

Las presiones anormales y subnormales, en muchos casos son las causantes de diversos eventos operacionales durante la perforación, tales como: arremetidas, pérdidas de circulación o pegas de tubería. A continuación describiremos en detalle cada uno de estos eventos:

#### 1. Arremetida

Es una condición, que se presenta cuando la presión de la formación excede la presión hidrostática del fluido de perforación, permitiendo así una entrada de fluidos de la formación al hoyo que se perfora (Manual de presiones anormales, 1997).

#### 2. Pega de tubería

Es una condición que puede presentarse por diferencia entre la presión de formación y la presión hidrostática (pega diferencial) o por un evento mecánico (pega mecánica), consiste en el atascamiento de la tubería de perforación a determinada profundidad del pozo. Una tubería pegada puede conducir a costosas operaciones de corte de tubería, pesca o desvío lateral (side-track), las cuales añaden

desembolsos y tiempos adicionales muy grandes al proceso de perforación de un pozo (Manual de presiones anormales, 1997).

### 3. Pérdida de circulación

La pérdida de lodo de perforación hacia las formaciones se llama pérdida de circulación. Desde el punto de vista histórico, la pérdida de circulación ha sido uno de los factores que más contribuye a los altos costos del lodo. Además de las ventajas claras que se obtienen al mantener la circulación, la necesidad de impedir o remediar las pérdidas de lodo es importante para otros objetivos de la perforación, como la obtención de una evaluación de la formación de buena calidad y el logro de una adherencia eficaz del cemento primario sobre la tubería de revestimiento. La pérdida de circulación puede producirse por invasión o pérdida de lodo hacia las formaciones que son cavernosas, fisuradas, fracturadas o no consolidadas. Las formaciones agotadas de baja presión (generalmente arenas) también son potenciales a generar problemas de pérdida de circulación (Manual de presiones anormales, 1997).

#### 3.1.6. Presión de sobrecarga

La presión de sobrecarga a cualquier profundidad, es la que resulta de la suma entre la presión de la matriz de la roca y la presión que ejercen los fluidos dentro de ella. Incrementa con la profundidad y es también llamada esfuerzo vertical (The pressure log reference manual, 1982) figura 3.7.

La presión de sobrecarga viene expresada de la siguiente manera:

$$S = 0,433 \int_0^z \rho(z) dz \quad (3.4)$$

Donde:

S: Presión de sobrecarga [psi].

$z$ : Profundidad [ft].

$\rho$ : Densidad aparente [g/cc].

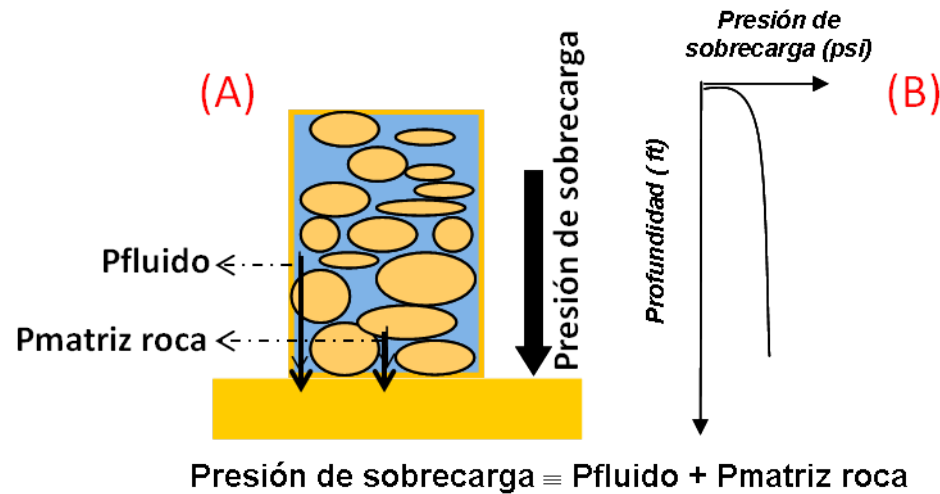


Figura 3.7: (A) Representa la suma de presión del fluido y presión de la matriz de la roca para resultar en la presión de sobrecarga. (B) Gráfico de presión de sobrecarga Vs profundidad (elaboración propia).

A fin de convertir la densidad total de la masa (g/cc) en un gradiente de presión (psi/ft), se requiere una constante de conversión. Dado que la densidad promedio de una secuencia sedimentaria gruesa es de aproximadamente 2.31 g/cc y que con la profundidad el gradiente de sobrecarga será aproximadamente 19.2 lb/gal o 1 psi/ft, la constante de conversión se transforma en:

$$\frac{1\text{psi/ft}}{2,1\text{g/cc}} = 0,433\text{psi/ft/g/cc} \quad (3.5)$$

### 3.1.7. Presión efectiva

La presión efectiva se define como la presión que actúa en el marco de la roca sólida (Chopra y Huffman, 2006). En 1936 Karl Terzagui fué el primero en introducir

el concepto de esfuerzo efectivo para una consolidación unidimensional y lo definió de la siguiente manera:

$$\sigma' = \sigma - P_p \quad (3.6)$$

Donde:

$\sigma$ : Presión de sobrecarga o esfuerzo vertical.

$\sigma'$ : Presión efectiva o esfuerzo efectivo.

$P_p$ : Presión de poros.

### 3.1.8. Presión de Fractura

La presencia de presiones anormales, hacen que se incremente el peso de lodo de perforación para mantener la presión hidrostática en el hoyo por encima de la presión de poros de la formación, a fin de evitar el flujo de fluidos de las formaciones dentro del hoyo. No obstante, el peso de lodo tiene un valor límite, debido a que la presión hidrostática debe mantenerse por debajo del valor de presión máximo que soporta la formación sin fracturarse. Este valor máximo es llamado presión de fractura (Manual de presiones anormales, 1997).

### 3.1.9. Ecuación de Gardner

A mediados del siglo XX varios laboratorios vinculados con la geociencia realizaban estudios para mostrar como la velocidad de onda P en las rocas era afectada por la presión y la saturación del fluido contenido en los poros; utilizando para ello técnicas ultrasónicas. Cuando las muestras eran núcleos provenientes de los pozos, las condiciones que existen en la tierra podían ser reproducidas con cierto grado de realismo. Como resultado, se obtuvo un número considerable de relaciones empíricas para velocidades de onda P en rocas bajo diferentes condiciones de esfuerzo y de fluidos

contenidos. (Bastidas, 2008). Adicionalmente Gardner et al. (1974), realiza un estudio que permite establecer la relación entre las propiedades de densidad y velocidad de onda P a partir de muestras de rocas sedimentarias, obteniendo como resultado la siguiente ecuación empírica que permite calcular la densidad a partir de datos de velocidad:

$$\rho = aV^b \quad (3.7)$$

Donde:

$\rho$ : Densidad aparente [g/cc].

V: Velocidad [ft/seg].

a: Coeficiente (típicamente 0,23).

b: Exponente (típicamente 0,25).

### 3.1.10. Tendencia normal de compactación

Es la forma en que las propiedades físicas de las rocas en una formación; tales como: densidad, resistividad, velocidad, etc; varían con la profundidad en condiciones normales de presión de poros (Chopra y Huffman, 2006). En la figura 3.8 se muestra un gráfico representativo de la tendencia normal de compactación.

Este es el principio utilizado actualmente para la predicción de presión de poro; ya que, cambios observados en los registros de pozos respecto a la línea de tendencia normal de compactación, podrían interpretarse como cambios en la presión de poro.

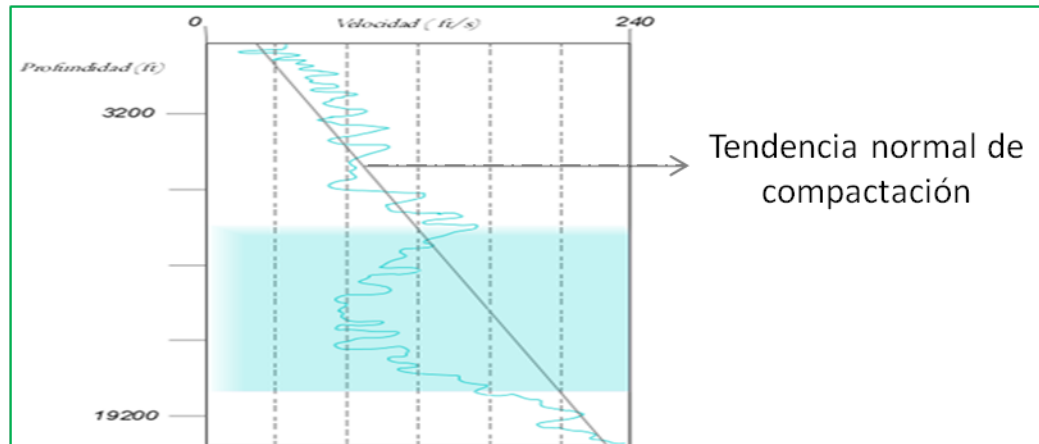


Figura 3.8: Gráfico de velocidad Vs profundidad (verde). La tendencia normal de compactación (tnc) está indicada con la línea gris. La desviación de la velocidad respecto a la tnc puede estar asociado a cambios en la presión de poro (zona sombreada con verde).

### 3.1.11. Método de Eaton para la predicción de presión de poro

En el año 1975, Ben Eaton, autor del artículo "The equation for geopressure prediction from well logs" publicó el desarrollo de cuatro ecuaciones empíricas; cuya implementación permite predecir presión de poro a partir de registros petrofísicos. Este conjunto de ecuaciones actualmente son conocidas como método de Eaton para la predicción de presión de poro. A continuación describiremos en detalle el fundamento del mencionado método.

#### 1. Método de Eaton-Resistividad

Para estimar la presión de poro a partir de datos de resistividad, Eaton desarrolló la siguiente ecuación:

$$PP = OBG - [OBG - (PP)_n] * \left(\frac{Ro}{Rn}\right)^x \quad (3.8)$$

Donde:

PP: Gradiente de presión de poro [psi/ft].

OBG: Gradiente de sobrecarga [psi/ft].

$(PP)_n$ : Gradiente de presión de poro normal [psi/ft].

Ro: Resistividad observada [ohm-m].

Rn: Resistividad normal [ohm-m].

x: Exponente de Eaton.

## 2. Método de Eaton-Sónico

Este método se basa en la siguiente ecuación:

$$PP = OBG - [OBG - (PP)_n] * \left( \frac{\Delta tn}{\Delta to} \right)^x \quad (3.9)$$

Donde:

PP: Gradiente de presión de poro [psi/ft].

OBG: Gradiente de sobrecarga [psi/ft].

$(PP)_n$ : Gradiente de presión de poro normal [psi/ft].

$\Delta tn$ : Intervalo de tiempo de transito normal [ $\mu\text{seg}/ft$ ].

$\Delta to$ : Intervalo de tiempo de transito observado [ $\mu\text{seg}/ft$ ].

x: Exponente de Eaton.

## 3. Método de Eaton-Conductividad

Para estimar la presión de poro a partir de datos de conductividad la ecuación utilizada es la siguiente:

$$PP = OBG - [OBG - (PP)_n] * \left( \frac{Cn}{Co} \right)^x \quad (3.10)$$

Donde:

PP: Gradiente de presión de poro [psi/ft].

OBG: Gradiente de sobrecarga [psi/ft].

$(PP)_n$ : Gradiente de presión de poro normal [psi/ft].

Cn: Conductividad normal [S/m].

Co: Conductividad observada [S/m].

x: Exponente de Eaton.

#### 4. Método de Eaton-Dxc (Exponente d)

Para estimar la presión de poro a partir del exponente “d”, Eaton desarrolló la siguiente ecuación:

$$PP = OBG - [OBG - (PP)_n] * \left(\frac{Dco}{Dcn}\right)^x \quad (3.11)$$

Donde:

PP: Gradiente de presión de poro [psi/ft].

OBG: Gradiente de sobrecarga [psi/ft].

$(PP)_n$ : Gradiente de presión de poro normal [psi/ft].

Dcn: Exponente “d” normal.

Dco: Exponente “d” observado.

x: Exponente de Eaton.

Eaton mostró que sus ecuaciones también podían ser utilizadas con velocidades interválicas, derivadas de datos de sísmica de superficie. La ecuación para este caso es la siguiente:

#### 5. Método de Eaton-Velocidad Interválica

$$PP = OBG - [OBG - (PP)_n] * \left(\frac{Vo}{Vn}\right)^x \quad (3.12)$$

Donde:

PP: Gradiente de presión de poro [psi/ft].

OBG: Gradiente de sobrecarga [psi/ft].

$(PP)_n$ : Gradiente de presión de poro normal [psi/ft].

Vo: Velocidad interválica observada [m/s] o [ft/s].

Vn: Velocidad interválica normal [m/s] o [ft/s].

x: Exponente de Eaton.

### 3.1.12. Método de Eaton para la predicción de presiones de fractura

Con la finalidad de estimar el gradiente de fractura; Eaton propuso la siguiente ecuación:

$$FG = PP + (OBG - PP) \left( \frac{\nu}{1 - \nu} \right) \quad (3.13)$$

Donde:

FG: Gradiente de fractura [psi/ft].

PP: Gradiente de presión de poro [psi/ft].

OBG: Gradiente de sobrecarga [psi/ft].

$\nu$ : Coeficiente de Poisson.

El coeficiente de Poisson es una constante elástica que proporciona una medida del estrechamiento de sección de un material elástico lineal e isótropo cuando se estira longitudinalmente y se adelgaza en las direcciones perpendiculares a la de estiramiento. El nombre de dicho coeficiente se le dió en honor al físico francés Simeon Poisson.

El coeficiente de Poisson se puede medir como: la razón entre el alargamiento longitudinal producido, dividido por el acortamiento de una longitud situada en un plano perpendicular a la dirección de la carga aplicada. Este valor coincide igualmente con el cociente de deformaciones, de hecho la fórmula usual para el Coeficiente de Poisson es:

$$\nu = \frac{E_{transversal}}{E_{longitudinal}}$$

Donde la letra E denota deformación.

### 3.1.13. Métodos sísmicos

Los métodos sísmicos se basan en la medición del tiempo de viaje de ondas acústicas que se propagan en el subsuelo. Las ondas que se propagan son originadas en superficie o a pocos metros de ella por explosivos, camiones vibradores, caída de peso, etc., y la respuesta del subsuelo a estas estimulaciones es captada por equipos de grabación muy sofisticados que registran el tiempo transcurrido desde la generación de la onda hasta que es recibida por los sensores (geófonos en tierra, hidrófonos en agua). El tiempo transcurrido depende de las propiedades físicas de las rocas (litología, porosidad, fluidos, compactación, etc.) y de su disposición en el subsuelo (estructura). Se estudian dos procesos: la reflexión y la refracción que sufren las ondas en su viaje a través del subsuelo. (Reguero, 2007). Los resultados de estos estudios tienen numerosas aplicaciones, entre ellas:

1. Profundidades y caracterización de la superficie de estratos.
2. Profundidad de la mesa de agua.
3. Profundidad y continuidad de interfaces estratigráficas.
4. Mapeo de fallas y otras características estructurales.

### 3.1.14. Métodos sísmicos de reflexión

Con el nombre de sísmica de reflexión se conoce colectivamente a todo un conjunto de técnicas de exploración geofísica cuyo objetivo consiste en obtener una imagen

del subsuelo a partir de la reflexión de ondas elásticas generadas artificialmente en (o cerca) de la superficie de la tierra. (Regueiro, 2007). El método de reflexión sísmica registra el comportamiento de las ondas acústicas que han sido reflejadas en la interfaz de las distintas superficies estratigráficas donde hay cambios significativos en la densidad del material y/o velocidad de propagación de la onda. Mediante la reflexión sísmica se obtienen excelentes resultados en zonas donde se presenta sal, hielo, rocas ígneas y metamórficas; mientras que en zonas con sedimentos arcillosos, los resultados disminuyen en resolución. La adquisición, procesamiento e interpretación de los datos empleando esta técnica son complejos y costosos. Sin embargo, esta técnica es considerada como la más eficiente para la exploración geofísica del subsuelo. (Cavada, 2000).

### **3.1.15. Procesamiento de datos sísmicos**

El procesamiento de datos sísmicos es, usualmente la segunda fase del método sísmico de reflexión y consiste en presentar los datos en una forma más adecuada para su interpretación geológica. Dicha fase, en algunos casos se puede definir como una secuencia rutinaria de manejo de datos sísmicos para obtener una sección sísmica final (Manzoni, 2001).

Las estrategias para el procesamiento de datos sísmicos, son sensiblemente afectadas por los parámetros de adquisición de campo. La grabación para obtener el "punto común en profundidad"(CDP), o "Punto medio en profundidad"(CMP), es la técnica más extensamente usada en la adquisición de los datos sísmicos. Con ésta se obtiene información redundante, medida en términos de "cobertura"(número de trazas por cdp, i.e "fold"), lo cual mejora la calidad de la señal sísmica, pues una alta o baja cobertura genera la necesidad de que los datos sísmicos sean tratados diferentemente. De esto dependerá la calidad de la sección sísmica que se obtenga al final del procesamiento (Manzoni, 2001).

Los tres principales pasos en procesamiento son: deconvolución, apilado y migración (Manzoni, 2001).

La **deconvolución** mejora considerablemente la resolución de los datos sísmicos, mediante el colapso de las ondículas contenidas en ella, aproximándolas a un pulso y suprimiendo así las reberveraciones y múltiples", (ecos o rebotes de la señal) (Manzoni, 2001).

El **apilado** es el proceso más determinante de los tres anteriormente mencionados. Con el apilado de puntos comunes en profundidad de gran cobertura, se pueden suprimir significativamente los ruidos no coherentes y reducir o atenuar notablemente los ruidos coherentes contenidos en los datos (Manzoni, 2001).

La corrección dinámica por velocidades (**NMO, i.e. Normal Move Out**) antes del apilamiento, es generada y aplicada usando una función de velocidades primaria. Debido a que las reverberaciones y múltiples tienen una mayor corrección dinámica que los eventos primarios o de interés, éstos son corregidos y por lo tanto, atenuados durante el apilamiento (Manzoni, 2001).

Finalmente la **migración** colapsa difracciones y mueve los eventos con buzamiento a su verdadera posición en el subsuelo. El analista, junto con el interprete geológico del área, deberá asumir la decisión de si los datos provenientes del proceso de migración, están apropiadamente migrados o no, aunque generalmente, la migración, es un proceso auto-decisivo, es decir, se puede afirmar con facilidad cuando unos datos sísmicos están, o no, bien migrados. En caso contrario, si se nota algo irregular en la posición de estratos y estructuras geológicas, que indique que no hubo una buena migración, se deberá acudir a analizar el campo de velocidades de apilamiento, las cuales sirvieron de entrada, previamente suavizadas, al proceso de migración. La palabra clave para una buena migración es "velocidad", ya que lo inexacto en la estimación del campo de velocidades, arroja que una sección o línea sísmica finalmente migrada,

nunca sea enteramente real, por lo tanto, el vínculo principal en la exploración sísmica, es la velocidad (Manzoni, 2001).

Existen varios tipos de algoritmos para el proceso de migración, tales como: migración por difracción, migración por ecuación de onda o migración en el dominio de la frecuencia. Estos algoritmos pueden ser empleados antes o después del proceso de apilamiento, y se pueden realizar en tiempo o profundidad. La migración antes del apilamiento es usualmente llamada migración pre-apilamiento, y la migración después del apilamiento es usualmente llamada migración post-apilamiento (Manzoni, 2001). En cada caso, el flujo de trabajo se muestra en las figuras: 3.9 y 3.10



Figura 3.9: Flujo de trabajo en una migración post-apilamiento.

Hasta el presente hemos mencionado migración pre-apilamiento y migración post-apilamiento. A continuación se describirá en detalle la migración pre-apilamiento, ya que es la utilizada en este trabajo.

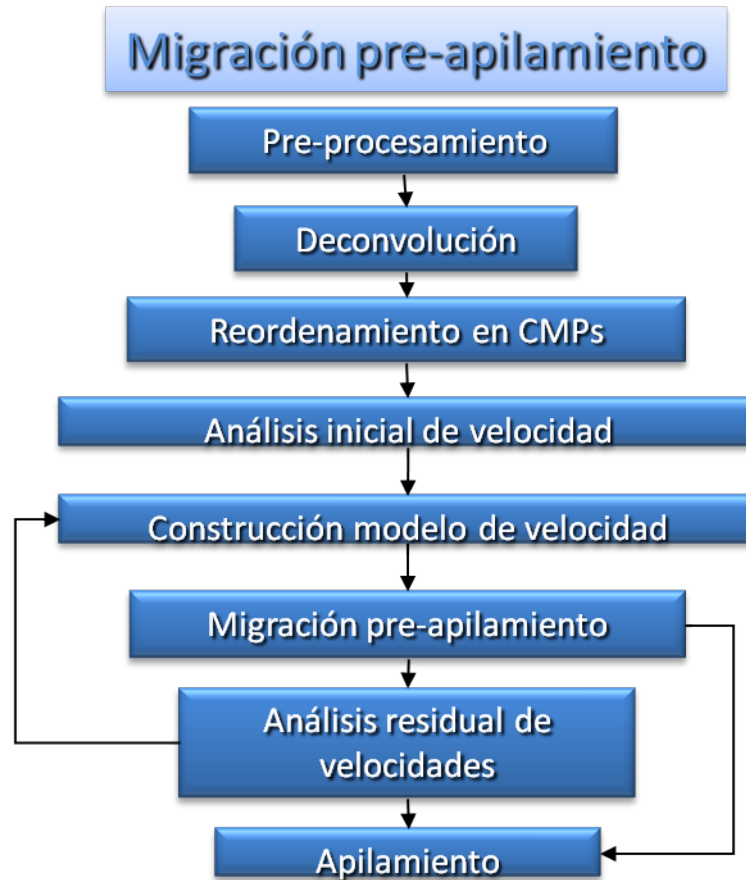


Figura 3.10: Flujo de trabajo en una migración pre-apilamiento.

### 3.1.16. Migración pre-apilamiento

La migración pre-apilamiento es una variante sólo utilizada en situaciones tectónicas complejas dado su costo; debido a que el proceso de migración se aplica a cada una de las trazas que forman la familia de CDP o CMP, en lugar de hacerse sobre la traza suma o apilada. Al hacer la migración sobre cada traza individual de la familia de un CDP, se consigue una mejor traza suma y en definitiva un mejor resultado en la sección a interpretar. El fundamento de esta ventaja se puede visualizar en el hecho de que los rebotes de las distintas trayectorias fuente-receptor que han de conformar la familia de trazas de un CDP, en rigor no provienen de un único punto sobre el horizonte reflector si este se inclina; es decir, si se apila antes de migrar, se están api-

lando eventos que no coinciden bien, y por lo tanto la traza apilada no es óptima y la posterior migración tampoco lo será. En cambio, si primero se migra, el posterior apilamiento será mejor (Chelotti, L. et al., 2009).

Cuando se realiza en tiempo es llamada: migración pre-apilamiento en tiempo (PSTM); y cuando se realiza en profundidad es llamada: migración pre-apilamiento en profundidad (PSDM).

### **3.1.17. Tiros de verificación (Check-shots)**

Es un registro que indica la medición del tiempo de viaje desde la superficie hasta una profundidad conocida. La velocidad de la onda P es medida directamente en cada formación de interés haciendo uso de geófonos, generando un pulso de energía en la superficie y grabando la señal resultante de la misma. A partir de estos registros se generan las curvas T-Z, es decir, las curvas tiempo-profundidad. Dichas curvas dan valores directos de velocidad promedio, al dividir la profundidad por el tiempo correspondiente. (Regueiro, 1997).

### **3.1.18. Registro Sónico**

Es una de las técnicas mas utilizadas en la sismica de pozo, la cual consiste en generar una señal sísmica desde la superficie de la Tierra que viaja por el interior de la misma hasta alcanzar las distintas profundidades de los geófonos, acoplados a la pared del hoyo, en donde es grabada. La sección sísmica generada, es en lo posible, de alta calidad, resolución y penetración en el punto de ubicación del pozo, abarcando una región de varios de cientos de metros alrededor del pozo. Es una de las herramientas mas útiles para medir velocidades en escala de estratos y formaciones (Velocidad intervalica). Por lo general la distancia entre los receptores es de un pie, por lo que las mediciones vienen en unidades de microsegundos por pie.

### **3.1.19. Método de Interpolación: Interpolación discreta suavizada (DSI)**

Desde el punto de vista del análisis numérico, se denomina interpolación a la construcción de nuevos puntos partiendo del conocimiento de un conjunto discreto de puntos. Dados unos datos iniciales podemos predecir de manera razonable una función que corresponda a estos datos, este proceso recibe el nombre de interpolación; es decir dados  $n$  puntos se genera un polinomio, de grado  $n-1$ , que pase por los puntos dados. En este trabajo se emplea el método de interpolación discreta suavizada (DSI), y el detalle matemático se puede apreciar en el trabajo de Lévy, B. Y Mallet, J., 1989.

### **3.1.20. Prueba de integridad de presión (Leak off test)**

Estimar la presión de fractura de una formación puede considerarse como una guía para un área o localización dada, en otras palabras, como método predictivo. Durante la perforación, se realiza una prueba que proporciona una medida más exacta de la presión de fractura que está debajo de la zapata de los revestidores: la prueba de integridad; tanto ésta como los métodos predictivos se deben usar, ya que son interdependientes para una evaluación total (Manual de presiones anormales, 1997).

La prueba de integridad es una prueba de presión que se realiza por debajo de la última tubería de revestimiento cementada con los propósitos siguientes:

1. Determinar la presión de fractura o su densidad equivalente máxima.
2. Conocer la máxima presión anular permisible en superficie (MPAPS) mediante el diferencial entre la presión de fractura y la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación a nivel de la zapata.
3. Probar el trabajo de cementación para asegurarse de que no existe comunicación con la superficie.

### 3.1.21. Revestidor

Los revestidores son tubos especiales que se insertan dentro de un hoyo perforado, luego se cementan para conseguir la protección del hoyo y permitir el flujo del fluido desde el yacimiento hasta la superficie (Completación y reacondicionamiento de pozos, 1990).

La principal razón para colocar un revestidor en un hoyo, es proporcionarle protección de manera económica, segura y confiable.

Entre las funciones más importante del revestidor se encuentran las siguientes:

1. La prevención de la caída de las paredes del hoyo en el pozo durante la perforación.
2. Evitar la contaminación de la aguas superficiales.
3. Proporcionar control sobre las distintas zonas de presión de formación en el pozo.

Diferentes tipos de revestidores pueden ser asentados en un pozo, estos son:

1. Revestidor de conducción.
2. Revestidor de superficie.
3. Revestidor intermedio.
4. Revestidor de producción.

En la figura 3.11 se aprecia la profundidad de los distintos revestidores en un pozo petrolero.

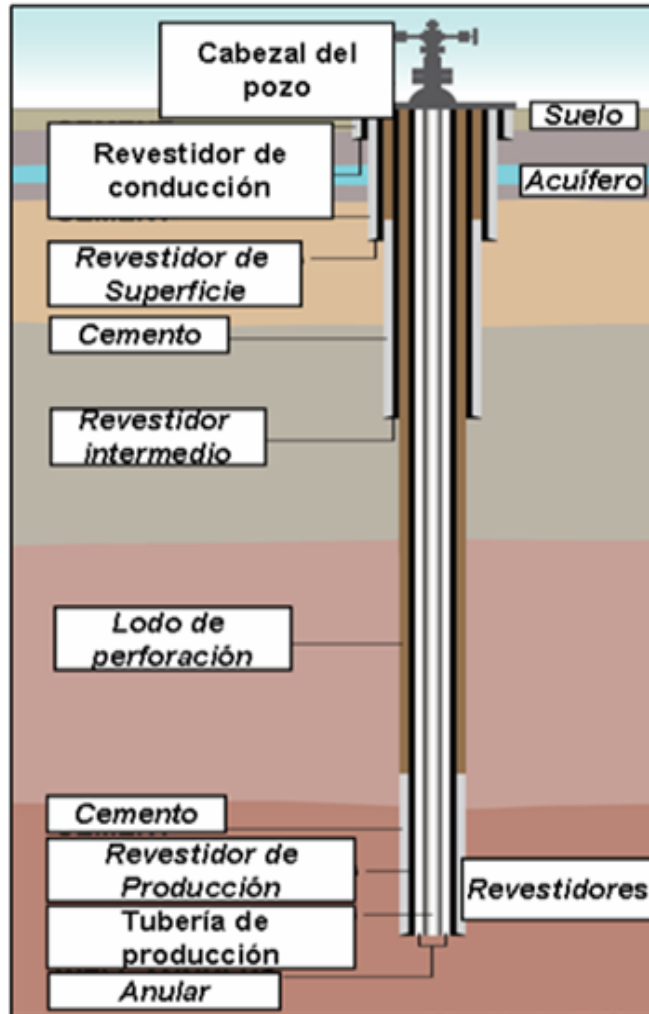


Figura 3.11: Tipos de revestidores

## CAPÍTULO 4

### Marco Metodológico

En este capítulo se mostrará la metodología implementada para el cumplimiento de los objetivos propuestos en esta investigación. Se ilustrarán las técnicas empleadas, sus fundamentos y la manera en que fueron aplicadas en este estudio.

A continuación se presenta un flujograma donde se esquematizan los pasos que conforman la metodología empleada (figura 4.1).

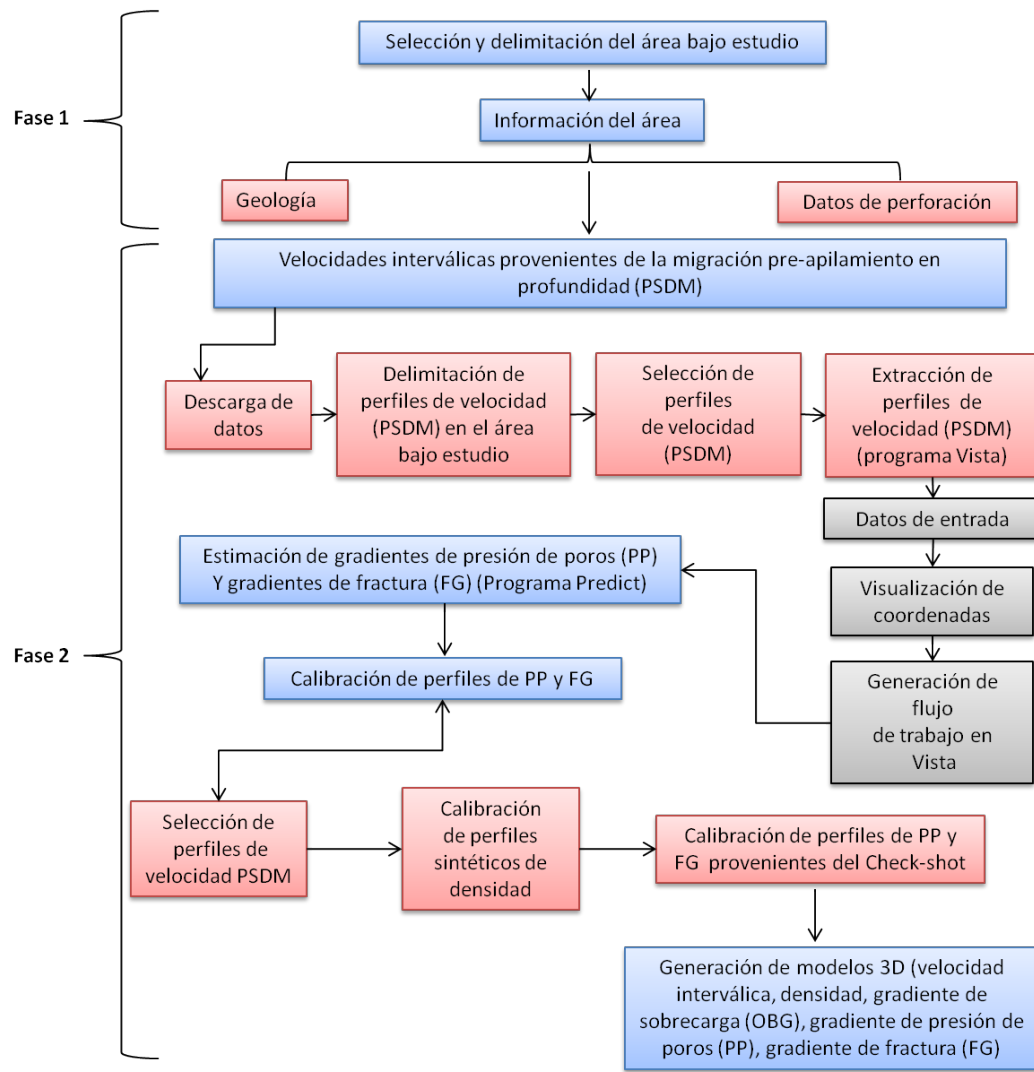


Figura 4.1: Flujograma que esquematiza la metodología empleada

### 4.1. Selección del área bajo estudio

La selección del área bajo estudio se realizó tomando en cuenta los siguientes factores:

1. Existencia de pozos enmarcados dentro del área.

2. Existencia de estudios previos de geopresiones, con registros de pozos.
3. Cercanía a futuras zonas a explorar.
4. Area con extensión considerable, tomando en cuenta el tiempo establecido para el cumplimiento de los objetivos propuestos.

#### **4.1.1. Delimitación del área de estudio**

Para seleccionar el área bajo estudio, como primer paso se ubicaron geográficamente los pozos y localizaciones exploratorias del campo Travi. Se verificó con anterioridad la existencia de estudios de geopresiones en los pozos.

Una vez ubicados geográficamente los pozos y localizaciones exploratorias del campo, se procede a delimitar el area bajo estudio, enmarcando los pozos existentes y buscando una extensión considerable. El área seleccionada posee una superficie de 40  $Km^2$  y es mostrada en la figura 4.2

#### **4.2. Información geológica del área bajo estudio**

Ya seleccionada, se procede a recopilar toda la información geológica del área bajo estudio, tanto regional como local. La recopilación de información constó de las siguientes etapas:

1. Búsqueda de interpretación sísmica y modelo estructural del área en el informe del proyecto Travi-Cotoperí.
2. Búsqueda de información de los pozos; para ello se revisaron los sumarios geológicos operacionales en la base de datos PLCGUA704. De los sumarios se obtuvieron: tablas de eventos operacionales, columnas estratigráficas, profundidad

de asentamiento de revestidores y pruebas de presión para cada pozo. También se obtuvieron registros de pozo e informes de laboratorio.

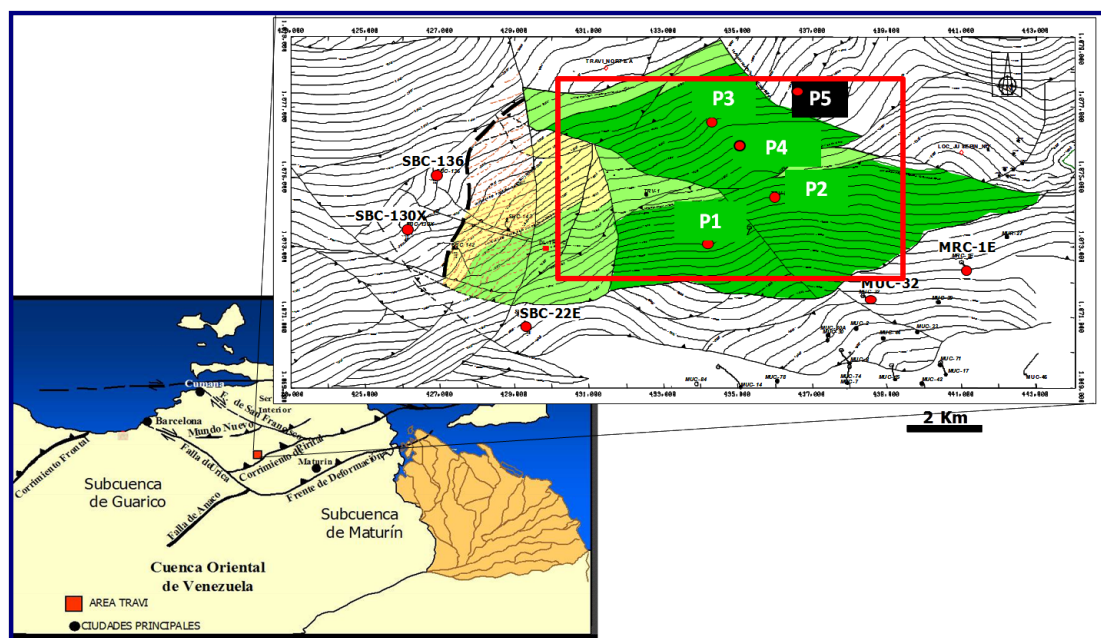


Figura 4.2: Delimitación del área bajo estudio. En la figura derecha se representa el área bajo estudio enmarcada dentro del cuadro rojo (Modificado de informe interno de PDVSA, 2007).

### 4.3. Velocidades interválicas derivadas de la migración pre-apilamiento en profundidad

El procedimiento para obtener las velocidades interválicas del cubo de migración pre-apilamiento en profundidad en el área bajo estudio; fué el siguiente:

#### 4.3.1. Descarga de los datos

Se descarga desde la cinta magnética los datos de velocidad interválica provenientes del cubo de migración pre-apilamiento en profundidad (PSDM).

### 4.3.2. Delimitación de perfiles de velocidad interválica enmarcados dentro del área bajo estudio

Se cargan las coordenadas de los perfiles de velocidad interválica provenientes del cubo PSDM. Se delimitan los perfiles enmarcados dentro del área bajo estudio, consiguiéndose 55320 perfiles.

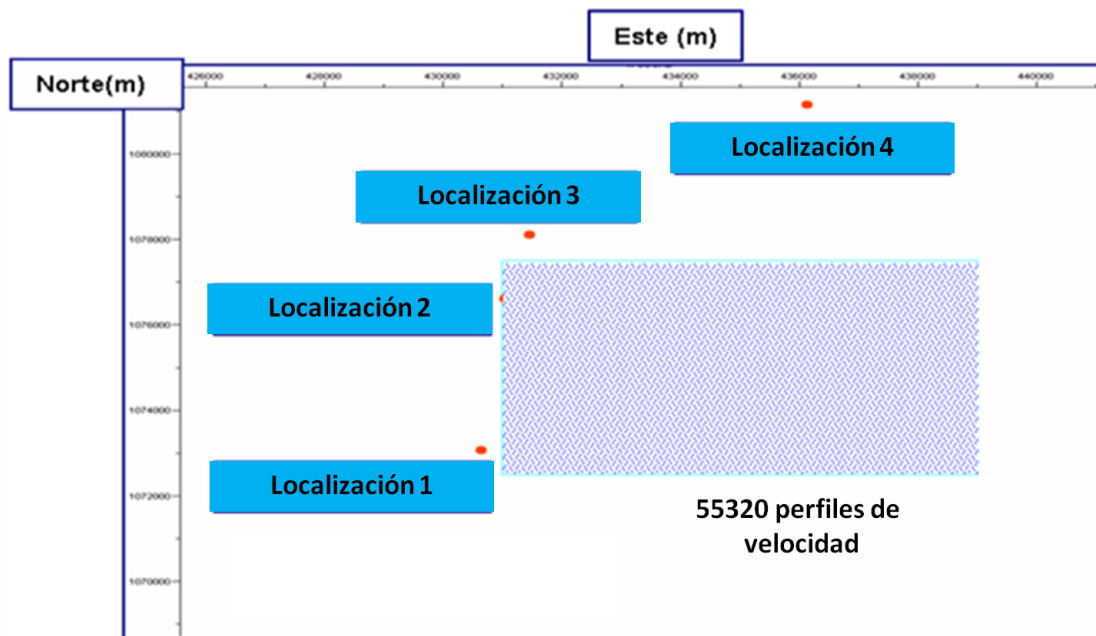


Figura 4.3: Perfiles de velocidad enmarcados dentro del área bajo estudio. El rectángulo azul representa el área bajo estudio, los puntos rojos indican la ubicación geográfica de las localizaciones exploratorias del campo y los puntos azules dentro del rectángulo representan los perfiles de velocidad.

### 4.3.3. Selección de perfiles de velocidad

Debido al número de perfiles enmarcados dentro del área, se hace necesario seleccionar con cuantos de ellos se realizará el estudio. Se eligen perfiles de velocidad cada 500 metros (aproximadamente), quedando finalmente 170 perfiles. En las zonas

cercanas a los pozos la selección fué más densa con el objetivo de tener más control en un radio alrededor de cada pozo.

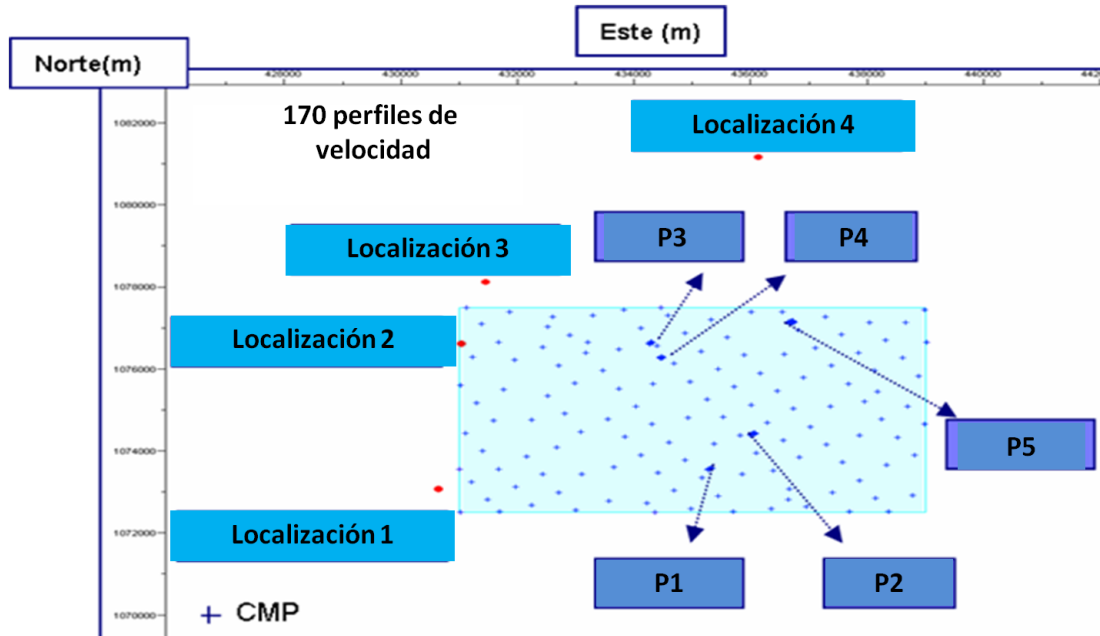


Figura 4.4: Selección de perfiles de velocidad dentro del área de estudio. El rectángulo azul representa el área bajo estudio, los puntos rojos indican la ubicación geográfica de las localizaciones exploratorias del campo y los puntos azules dentro del rectángulo representan los perfiles de velocidad.

#### 4.3.4. Extracción de perfiles de velocidad

Las etapas para extraer los perfiles de velocidad por medio del programa Vista, el cual es un programa de Gedco, basado en el procesamiento de datos sísmicos 2D Y 3D; son las siguientes:

##### 1. Datos de entrada

El primer paso es cargar y guardar en el programa los datos provenientes del cubo PSDM.

## 2. Visualización de coordenadas con su correspondiente número de traza en el cubo PSDM

Con el objetivo de conocer el número de traza de cada perfil, se visualizan en el programa Vista las coordenadas de cada uno de ellos y se realiza la búsqueda de su correspondiente número de traza.

La finalidad de obtener el número de traza de cada perfil es que a partir de ellos se ubicaran los perfiles de velocidad provenientes del cubo PSDM (levantamiento Travi-Cotoperí).

## 3. Flujo de Trabajo en Vista

Para extraer los perfiles de velocidad, se debe establecer un flujo de trabajo en el programa. Todo flujo de trabajo consiste en una entrada, procedimiento a realizar y una salida. Se estableció un flujo de trabajo con esta estructura. La entrada fueron los datos de velocidad provenientes del cubo PSDM previamente cargados y guardados, el procedimiento a realizar fué extraer los perfiles de velocidad seleccionados y en la salida se indica la dirección en el computador donde se guardarán los perfiles seleccionados.

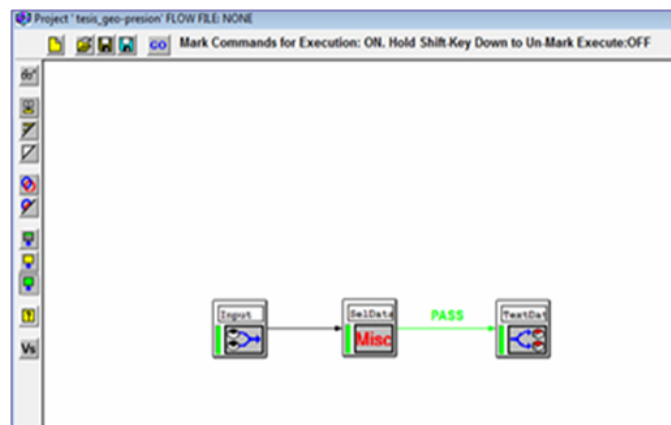


Figura 4.5: Ventana del programa Vista donde se muestra el flujo de trabajo utilizado para extraer las velocidades interválicas PSDM.

#### 4.4. Estimación de presión de poro y fractura

La estimación de presión de poro se realiza mediante el programa Predict, el cual pertenece a la plataforma Landmark y se basa fundamentalmente en la estimación de presiones de poro y fractura a partir de datos pre, post y durante la perforación. La estimación se realizó a través del método de Eaton, fundamentado en la ecuación 3.12 para estimar gradientes de presión de poro a partir de velocidades interválicas.

De las variables de la ecuación 3.12, en este estudio sólo se conocen tres:

1. **El gradiente de presión de poro normal.** Este valor ya está establecido en el área y su valor es:

$$PPn = 0,464[\text{psi}/\text{ft}] \quad (4.1)$$

2. **El exponente de Eaton.** En principio se puede utilizar cualquier valor de exponente de Eaton y luego calibrarlo con los datos de pozo. El valor que proporciona el programa, guiándose por el área de estudio, es un exponente de Eaton de 3.
3. **La velocidad interválica observada.** Los datos de velocidad interválica observada son los perfiles extraídos del cubo PSDM.

Entonces las variables que se desconocen de la ecuación 3.12 son el gradiente de sobrecarga (OBG) y la velocidad normal ( $V_n$ ). El gradiente de sobrecarga se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$OBG = \frac{S}{Z} = \frac{0,433 * \rho * Z}{Z} = 0,433 * \rho \quad (4.2)$$

Donde:

OBG: Gradiente de sobrecarga [psi/ft]

S: Presión de sobrecarga [psi]

Z: Profundidad [ft]

$\rho$ : Densidad aparente [g/cc]

Para conocer el gradiente de sobrecarga, sólo es necesario determinar los valores de densidad ( $\rho$ ). Se pueden hacer perfiles sintéticos de densidad a partir de los datos de velocidad interválica mediante la ecuación de Gardner 3.7.

Ya obtenido el gradiente de sobrecarga (OBG), la única variable desconocida es la velocidad normal, calculada por el programa mediante la siguiente ecuación.

$$Vn = Vmudline + A(\sigma nor)^B \quad (4.3)$$

Donde:

Vn: Velocidad normal [ft/seg]

Vmudline: Velocidad a la línea de lodo, típicamente 5000 ft/seg

$\sigma nor$ : Esfuerzo efectivo asumiendo presiones normales [psi]

A y B son valores empíricos que producen el mejor ajuste para la relación entre la velocidad y el esfuerzo efectivo, basado en la ubicación donde los datos fueron tomados, por ello, posteriormente estos valores se calibrarán con los datos de pozo.

El gradiente de fractura se calcula con el método de Eaton, a través de la ecuación 3.13

De la expresión para el cálculo del gradiente de fractura se tiene el valor de todas las variables, excepto el de la relación de Poisson, el programa proporciona un valor para esta variable correspondiente al área de estudio, sin embargo, posteriormente se calibrará con los datos de pozo.

Detallado todo lo necesario para calcular la presión de poro y fractura, se ilustrarán los pasos a seguir para realizar este cálculo mediante el programa Predict en un punto de los 170 seleccionados, el mismo proceso se realizó con los restantes 169.

### 4.5. Calibración de los gradientes de presión de poro y fractura

A continuación se presentan las fases mediante las cuales se calibraron los gradientes de presión de poro y fractura, pero antes las esquematizaremos en un flujograma:

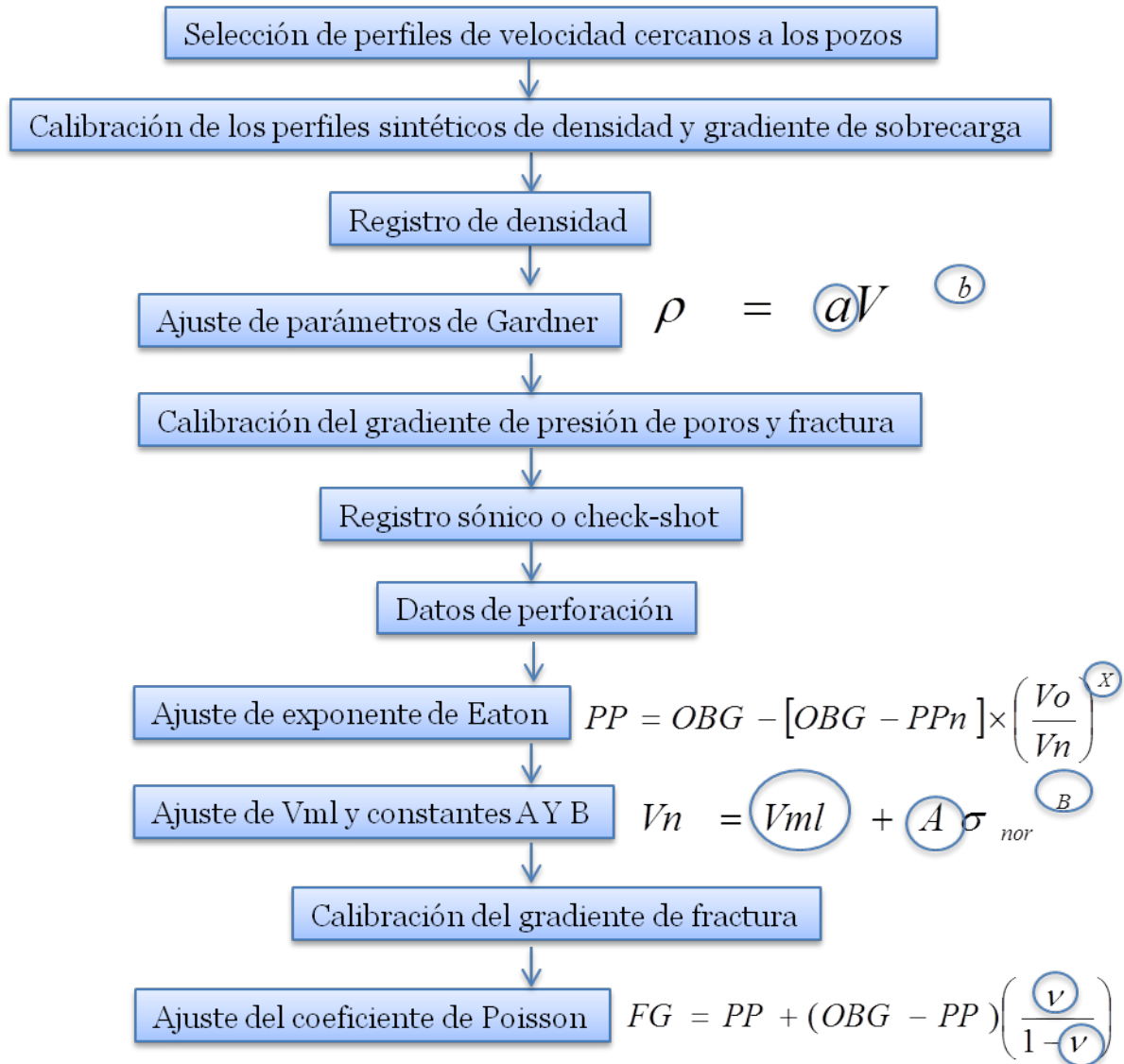


Figura 4.6: Esquematización de las fases realizadas para la calibración de los gradientes de presión de poro y fractura.

#### 4.5.1. Selección de perfiles de velocidad cercanos a los pozos en el área

De los perfiles extraídos del cubo PSDM y ya cargados en Predict, se seleccionaron los más cercanos a cada pozo. La distancia de cada perfil respecto a su pozo asociado es la siguiente:

| Pozo | Distancia al perfil de velocidad más cercano |
|------|--|
| P1   | 13.98 ft                                     |
| P2   | 42.52 ft                                     |
| P3   | 33.04 ft                                     |
| P4   | 52.49 ft                                     |
| P5   | 13.71 ft                                     |

Una vez seleccionados los perfiles de velocidad cercanos a los pozos del área, se procede a calibrar los gradientes de presión de poro y fractura, calculados a partir de esos perfiles.

#### 4.5.2. Calibración del perfil sintético de densidad

Para calibrar los perfiles sintéticos de densidad en cada pozo, se cargaron en Predict los registros de densidad de los mismos y se calculó el gradiente de sobrecarga (OBG) a partir de ellos, esto con la finalidad de apreciar la diferencia entre el OBG calculado con el perfil sintético y el registro de densidad. Se calibraron los perfiles sintéticos ajustando los parámetros de Gardner.

En la figura 4.20 se muestra el perfil sintético de densidad del pozo Travi 2X, con los parámetros de Gardner ajustados.

Ya calibrados los perfiles sintéticos de densidad y por ende, los gradientes de sobrecarga (OBG), se procede a calcular nuevamente la tendencia normal de compactación

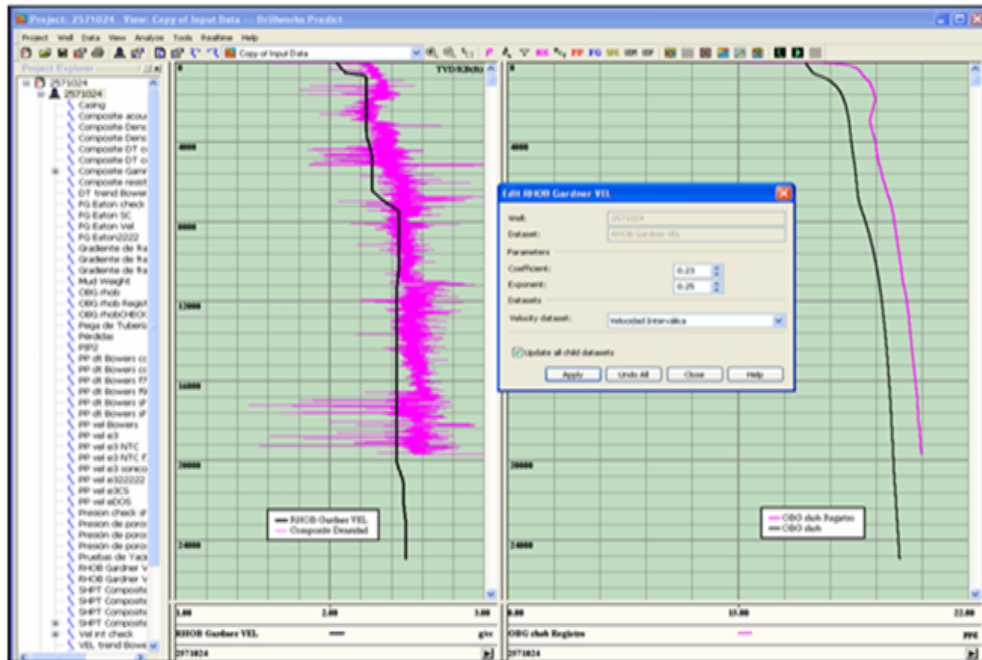


Figura 4.7: Perfil sintético de densidad sin calibrar pozo P1. En el panel izquierdo se visualizan el perfil sintético de densidad sin calibrar (negro) y el registro de densidad (fucsia), en el panel derecho se muestra el gradiente de sobrecarga a partir del perfil sintético (negro), y a partir del registro de densidad (fucsia).

(TNC), el gradiente de presión de poros (PP) y el gradiente de fractura (GF). Se carga el peso del lodo utilizado, con el objetivo de observar si la TNC necesita calibración. A continuación se presentan las curvas antes mencionadas para cada pozo:

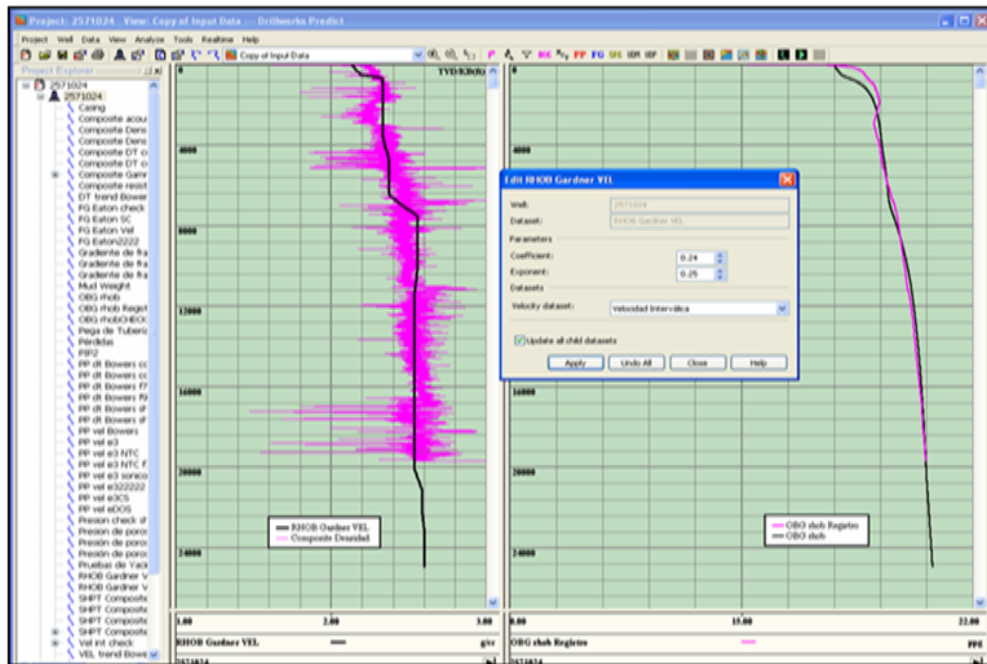


Figura 4.8: Perfil sintético de densidad calibrado. Travi 2X

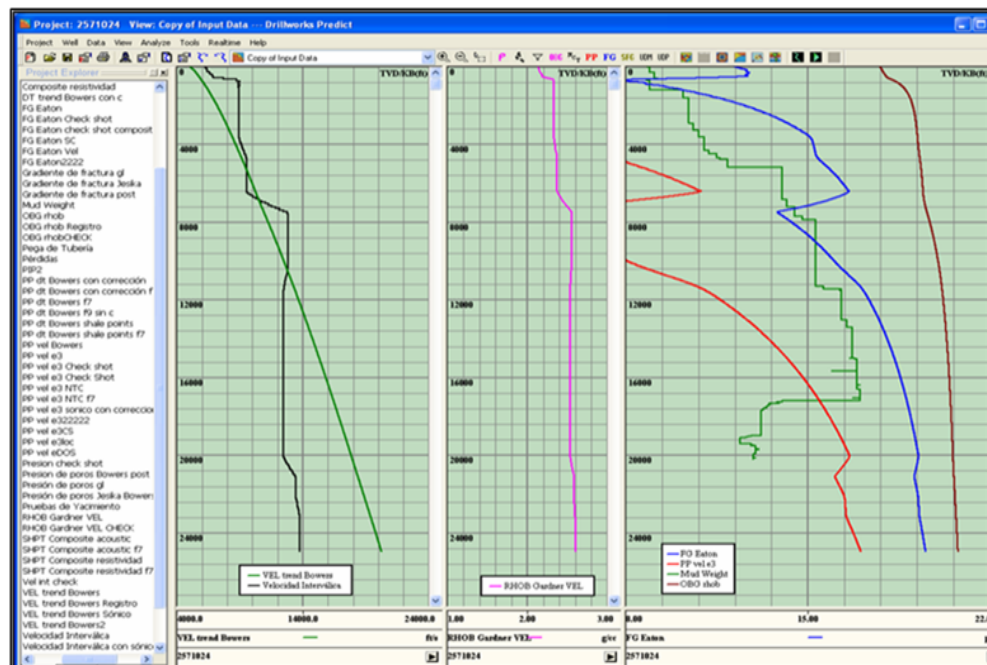


Figura 4.9: Travi 2X

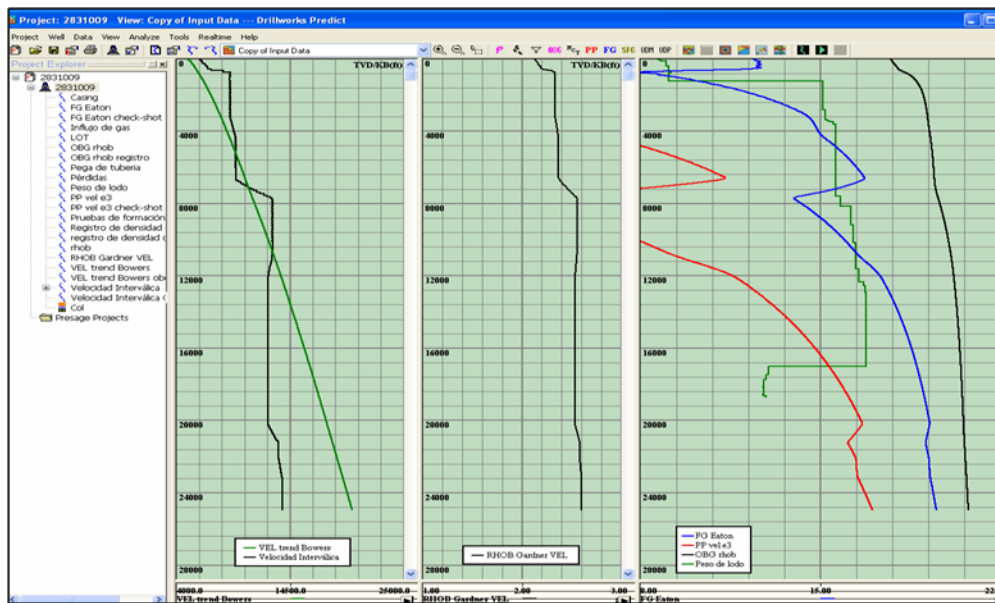


Figura 4.10: Travi 3

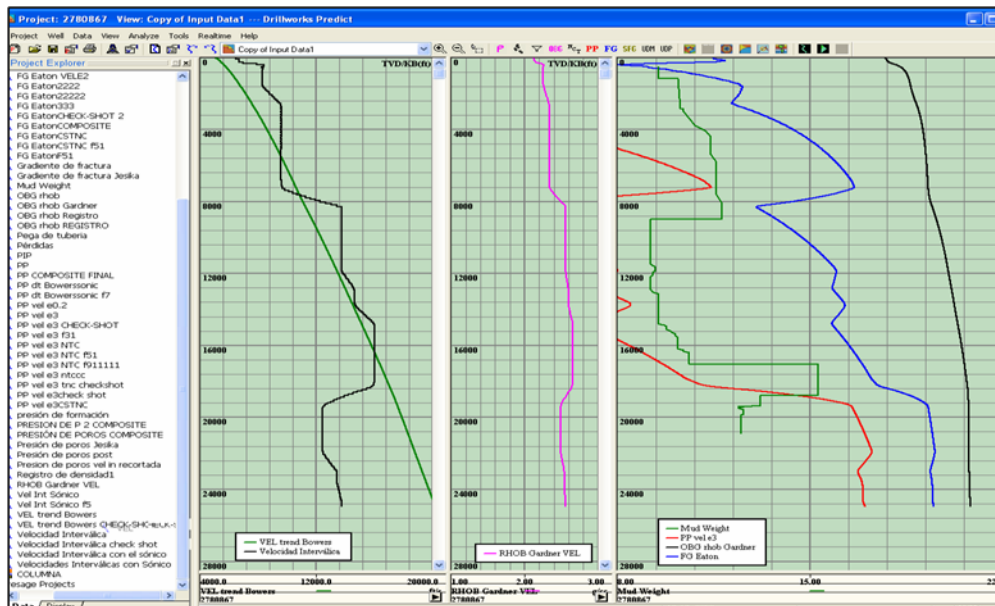


Figura 4.11: Travi 4X

En todos los pozos se observa que los valores de presión de poro a determinados intervalos son bajos (menores a 8 PPG). También se muestra que a ciertas profundidades el gradiente de fractura es menor al peso del lodo, estos dos factores proponen

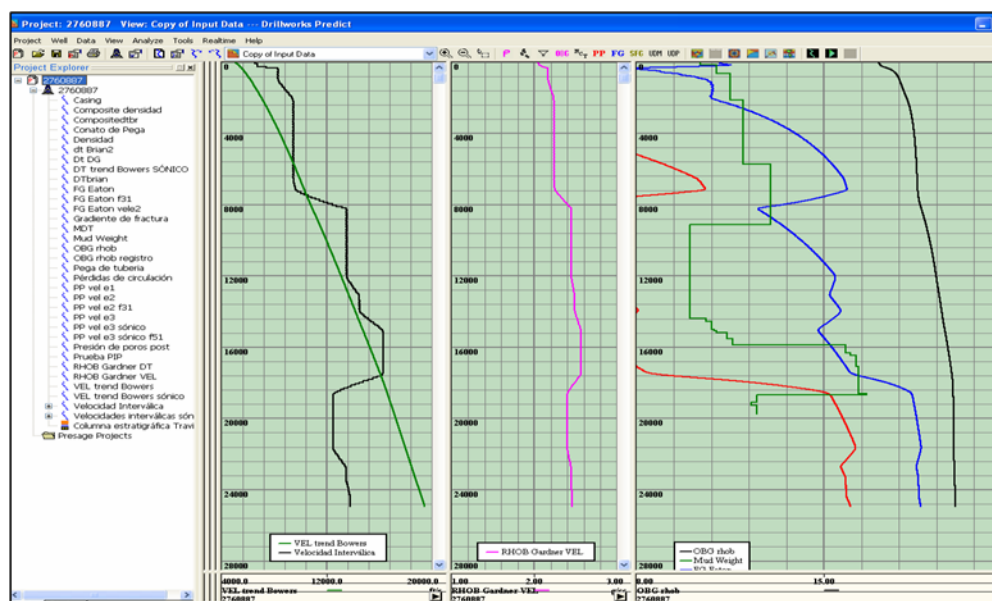


Figura 4.12: Travi 5

calibrar la TNC. Para ello es necesario calcular la presión de poros y fractura con datos de pozo (Check-shot y síónico) para verificar si la calibración sugerida es producto de la geología de la zona o de los valores de velocidad proporcionados por la PSDM.

### 4.5.3. Cálculo y calibración del gradiente de presión de po-ro y fráctura a partir de las velocidades interválicas provenientes del check-Shot y del registro síónico

El procedimiento para calcular la presión de poro y fractura, a partir de las velocidades interválicas provenientes del Check-shot es el mismo que se realizó con las velocidades interválicas provenientes de la PSDM. A continuación se presenta un ejemplo de como es la calibración a partir del check-shot para el pozo P1, y los ajustes que se proponen a partir de los resultados. La calibración realizada en el pozo P1 es análoga para los restantes pozos en estudio.

## Pozo P1

### 1. Estimación de presión de poro y fractura a partir del check-shot

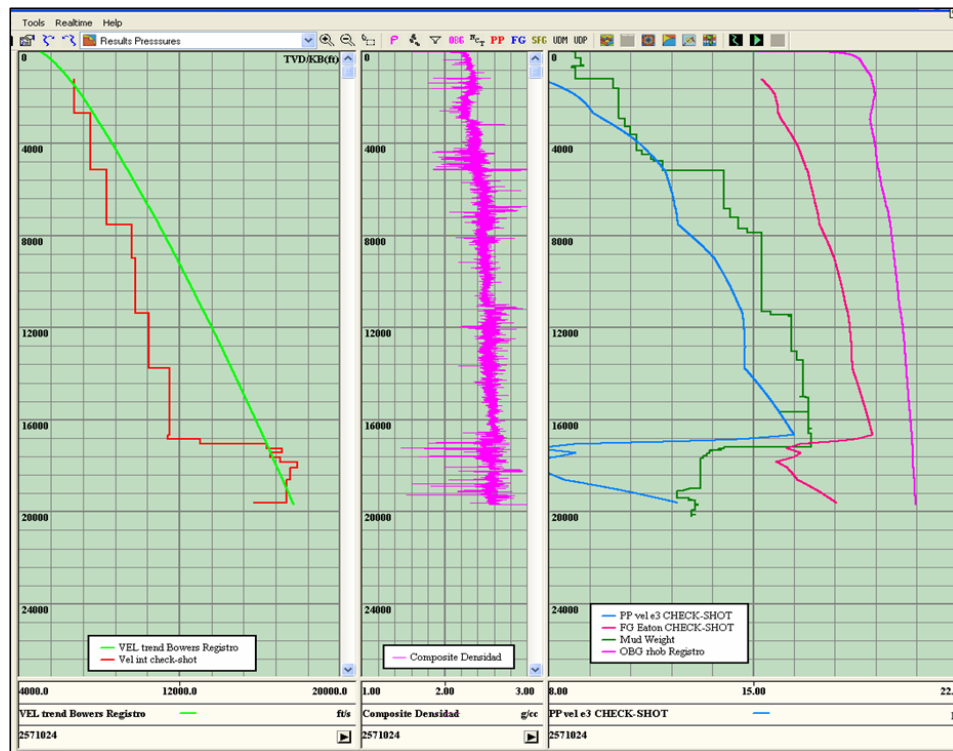


Figura 4.13: Gradiente de presión de poro y fractura con Check-Shot (pozo P1). En el primer panel de izquierda a derecha se muestra el perfil de velocidad inter-vállica proveniente del check-shot (rojo) y la TNC (verde). En el panel intermedio se observa el registro de densidad (fucsia) y en el tercer panel se visualizan el PP (azul), FG (rosa), OBG (fucsia) y el peso de lodo (verde).

En la figura 4.13 se aprecia una zona, entre (3842-4672) pies donde el gradiente de presión de poro (PP) excede el peso del lodo y otra, entre (16924-17132) pies, donde el gradiente de fractura (FG) es menor que el peso del lodo. Estos resultados indica calibrar la tendencia normal de compactación, sin embargo, antes, se tienen que cargar las profundidades de los eventos operacionales en el pozo,

ya que a partir de ellos, se pueden justificar esos comportamientos en las curvas de PP Y FG, además se cargarán las pruebas de integridad de presión (LOT) y las pruebas de presión de formación.

## 2. Carga de datos de perforación

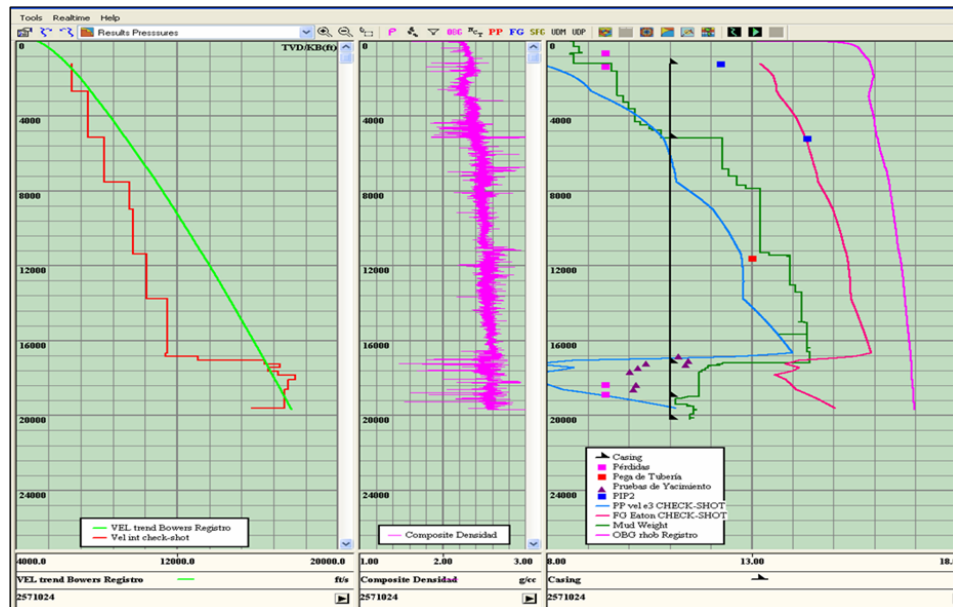


Figura 4.14: Carga de datos de perforación. En el primer panel de derecha a izquierda se muestran las profundidades de los eventos operacionales ocurridos en el pozo P1 (pegas de tubería (cuadros fucsia), pérdidas de circulación (cuadros rojos), y las profundidades de las pruebas de formación (triángulos lila), pruebas LOT (cuadros azules) y asentamiento de revestidores (negro).

En la figura 4.14 se muestran cargadas las profundidades de los eventos operacionales del pozo P1, donde las zonas de pérdidas se corresponden con las zonas de baja presión de poro. Sin embargo, en las zonas donde se observó que la presión de poro excede el peso del lodo, y donde éste excede la presión de fractura, no se evidencian eventos operacionales, por lo que es necesario calibrar la TNC.

### 3. Ajustes realizados a parámetros de la TNC

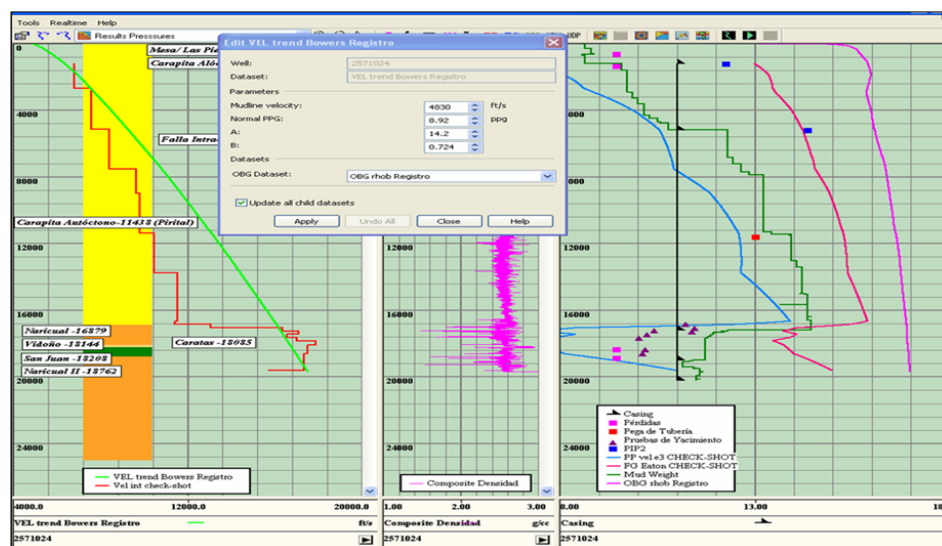


Figura 4.15: Ajuste realizado a la TNC (pozo P1). En el primer panel de izquierda a derecha se muestra el perfil de velocidad interválica proveniente del check-shot (rojo), la TNC (verde) y la columna estratigráfica del pozo. En el panel intermedio se observa el registro de densidad (fucsia) y en el tercer panel se visualizan el PP (azul), FG (rosa), OBG (fucsia), peso de lodo (verde) y la profundidad de los eventos operacionales, pruebas de presión y asentamiento de revestidores.

En la figura 4.15 se muestra el ajuste realizado a la TNC para calibrar la curva de PP. Se observa que esta se ajusta en la parte superior, pero a la profundidad donde se realizaron las pruebas de presión de formación el ajuste no es satisfactorio, por lo que se hace necesario utilizar otra TNC a esta profundidad. Se cargó la columna estratigráfica del pozo para observar si este cambio corresponde a un cambio geológico.

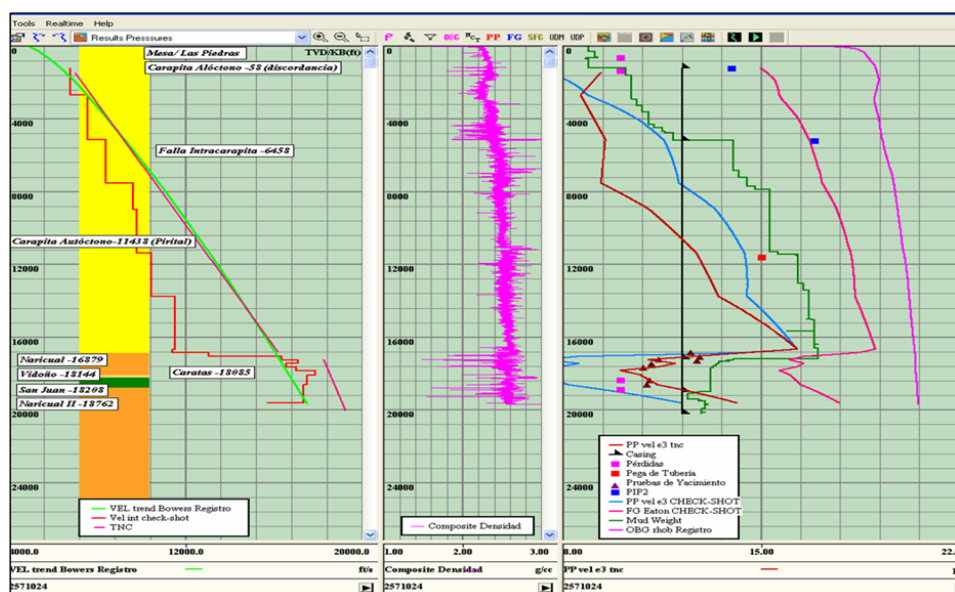


Figura 4.16: TNC creada (pozo P1). En el primer panel de izquierda a derecha se muestra el perfil de velocidad interválica proveniente del check-shot (rojo), la TNC (verde), la TNC creada (rosa) y la columna estratigráfica del pozo. En el panel intermedio se observa el registro de densidad (fucsia) y en el tercer panel se visualizan el PP (azul), PP a partir de la TNC creada (vinotinto), FG (rosa), OBG (fucsia), peso de lodo (verde) y la profundidad de los eventos operacionales, pruebas de presión y asentamiento de revestidores

En la figura 4.16 se visualiza el gradiente de presión de poro calculado a partir de la TNC creada (vinotinto), donde se logra el ajuste a la profundidad deseada. Sin embargo, se observa que en los primeros pies de profundidad no se alcanza una buena correspondencia. Esto lleva a realizar una composición entre el PP estimado con la TNC calculada (azul) y el PP estimado con la TNC creada (vinotinto).

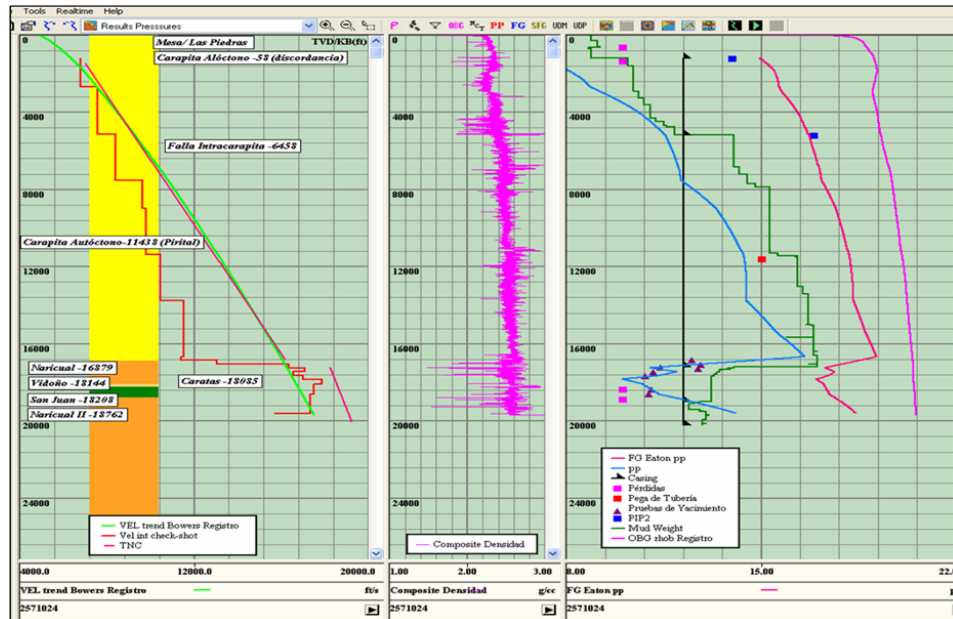


Figura 4.17: Gradiente de presión de poro compuesto (pozo P1). En el primer panel de izquierda a derecha se muestra el perfil de velocidad interválica proveniente del check-shot (rojo), la TNC (verde), la TNC creada (rosa) y la columna estratigráfica del pozo. En el panel intermedio se observa el registro de densidad (fucsia) y en el tercer panel se visualizan el PP compuesto (azul), FG (rosa), OBG (fucsia), peso de lodo (verde) y la profundidad de los eventos operacionales, pruebas de presión y asentamiento de revestidores

En la figura 4.17 se muestra el gradiente de presión de poro compuesto (azul) entre el PP con la TNC calculada (0-16578) pies y el PP con la TNC creada (16578-19500) pies.

#### 4. Calibración del gradiente de fractura

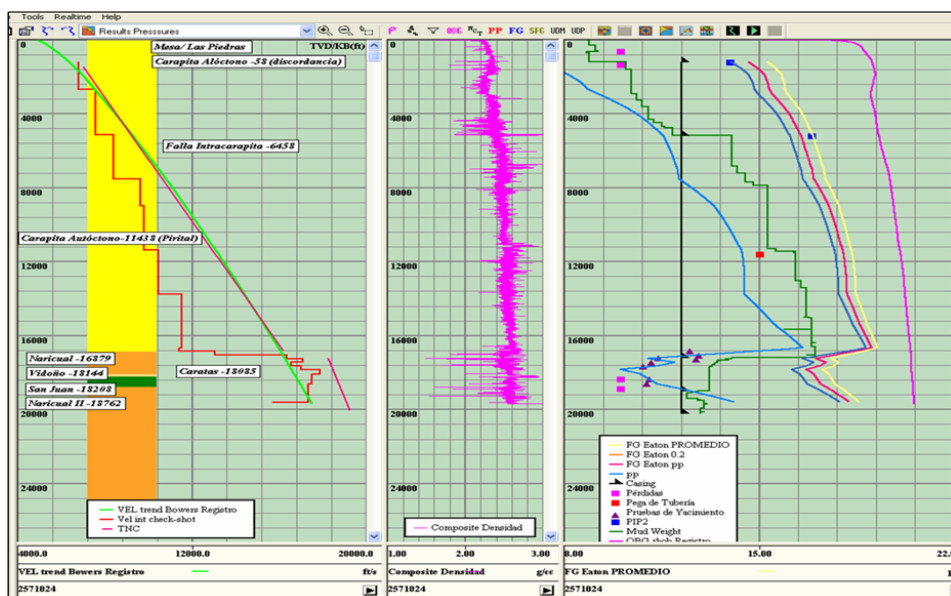


Figura 4.18: Calibración del gradiente de fractura (pozo P1). En el primer panel de izquierda a derecha se muestra el perfil de velocidad interválca proveniente del check-shot (rojo), la TNC (verde), la TNC creada (rosa) y la columna estratigráfica del pozo. En el panel intermedio se observa el registro de densidad (fucsia) y en el tercer panel se visualizan el PP compuesto (azul), FG ajustados a las pruebas LOT (azul y amarillo), FG promedio (rosa), OBG (fucsia), peso de lodo (verde) y la profundidad de los eventos operacionales, pruebas de presión y asentamiento de revestidores

Para calibrar el gradiente de fractura se utilizaron las pruebas de integridad (LOT) realizadas en el pozo. Se varió el valor del coeficiente de Poisson hasta ajustar el gradiente de fractura con los valores de las pruebas de integridad. En el pozo se realizaron dos pruebas, en cada una se obtuvo un valor de coeficiente de Poisson diferente (perfiles azul oscuro y amarillo, parte derecha de la figura 4.18), dichos valores se promediaron, obteniéndose un gradiente de presión de fractura con ese valor promedio de coeficiente de Poisson (perfil rosado, parte

derecha de la figura 4.18).

Para validar la calibración realizada en este estudio a partir del check-shot, se comparan los resultados de cada pozo con las calibraciones realizadas por Villegas, 2010 a partir del registro sísmico. Finalmente se muestran las curvas obtenidas a partir de las velocidades PSDM, con los ajustes propuestos a partir de la calibración con Check-shot.

Los perfiles de presión de poros y fractura a partir del registro sísmico fueron tomados del trabajo de Villegas, 2010.

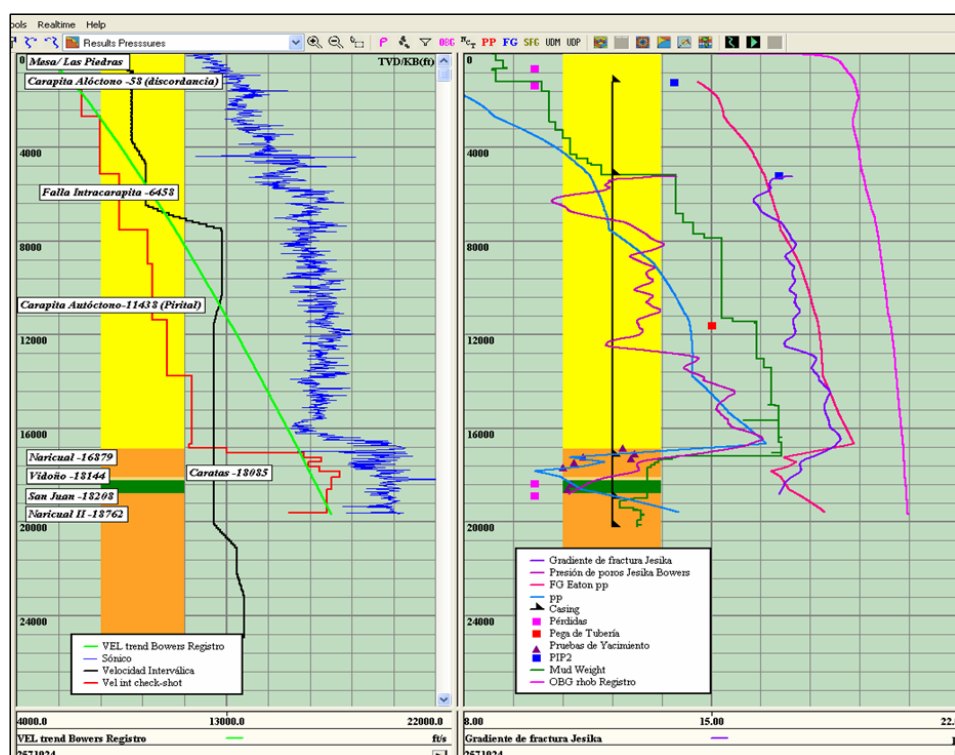


Figura 4.19: Comparación entre la calibración realizada a partir del check-shot y el registro sísmico. En el panel izquierdo se visualizan las velocidades interválicas obtenidas a partir del check-shot (rojo), de la PSDM (negro) y el registro sísmico (azul). En el panel derecho se muestran el PP y GF calibrados con sísmico (lila y morado, respectivamente) y check-shot (azul y rosado, respectivamente).

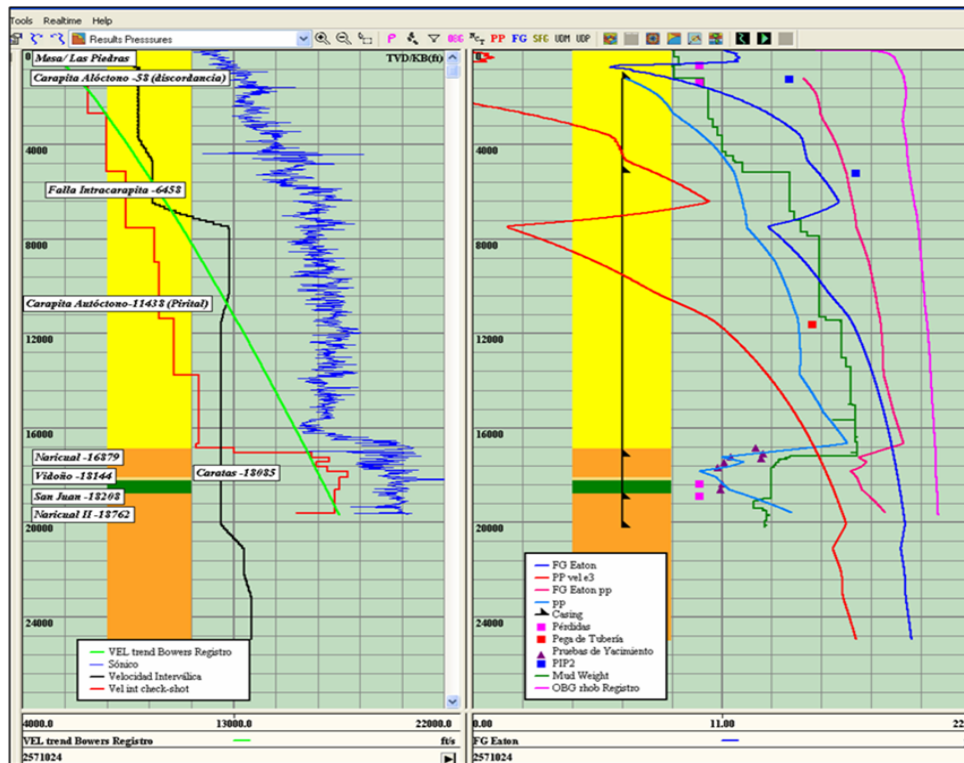


Figura 4.20: PP Y FG a partir de las velocidades PSDM con los ajustes propuestos a partir del check-shot. En el panel izquierdo se visualizan las velocidades interválicas obtenidas a partir del check-shot (rojo), de la PSDM (negro) y el registro sísmico (azul). En el panel derecho se muestran el PP calculado con: Check-shot (azul), velocidad PSDM (rojo) y GF calculado con: Check-shot (rosado), velocidad PSDM (azul oscuro).

#### 4.6. Generación de cubos de velocidad interválica, densidad, presión de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura

Finalmente, luego de estimar cada una de las propiedades antes mencionadas, se procedió a generar volúmenes de las mismas, interpolando los perfiles estimados, a través del método de *interpolación discreta suavizada* en el programa Gocad, el cual es un programa de la plataforma Paradigm.

El procedimiento para generar los cubos fué el mismo para cada una de las propiedades y constó de las siguientes etapas:

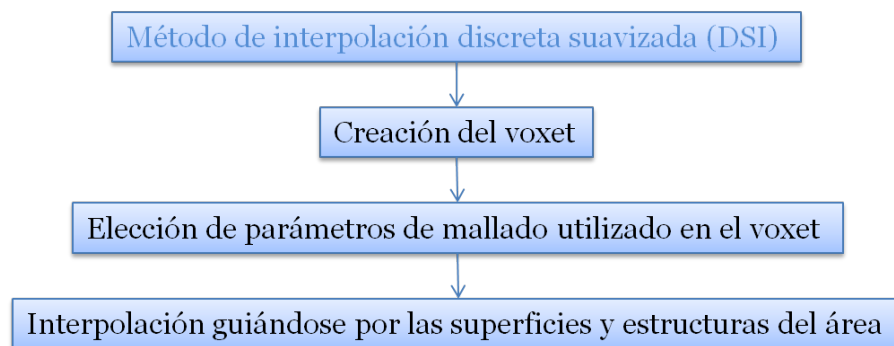


Figura 4.21: Esquemización del flujo de trabajo implementado para la generación de modelos 3D en el programa Gocad.

1. Creación de un voxel: Se tenían 170 perfiles en un área de  $40\text{km}^2$ , por lo cual, en principio se creó un voxel que abarcara tal extensión.

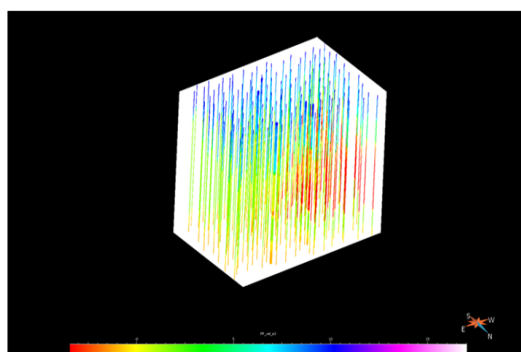


Figura 4.22: Perfiles de una propiedad aleatoria a interpolar y voxet utilizado (blanco).

2. Elección de parámetros del mallado usado en el voxet:

- Para dz (resolución vertical): Se analizó cada cuanto existe un cambio relevante en los datos (verticalmente) y se obtuvo que los datos tenían cambios representativos aproximadamente cada 400 metros, por lo cual se selecciona el dz a un valor intermedio (200 metros).
- Para dx y dy (resolución lateral): Las muestras de velocidades procedentes del cubo de velocidades interválicas de la PSDM, y por ende, los demás perfiles estimados a partir de ella, se separaban lateralmente a aproximadamente 500 m (la dimensión en X e Y debía ser menor a este valor). Después de varias pruebas tomando como referencia el largo y ancho total del voxet, se seleccionó un  $dx=dy= 100$  m. Lo que trajo como consecuencia que el interpolador podía mejorar hasta 5 veces la resolución lateral en comparación a la distribución original de los datos.

Total nodos en el voxet:  $dx \ dy \ dz = 100 \ 100 \ 200 = 2000000$  nodos.

3. Se interpolaron los datos por el método DSI, indicándole al programa que el proceso de interpolación estuviera condicionado por las superficies y elementos estructurales provenientes del modelo geológico del área, el cual ya estaba previamente cargado en el programa.

## CAPÍTULO 5

### Resultados y discusión

En este capítulo se presentan los resultados y análisis derivados de la metodología empleada para lograr los objetivos propuestos en este trabajo.

#### 5.1. Resultados

##### 5.1.1. Delimitación del área de estudio según las velocidades provenientes de la PSDM.

Las velocidades interválicas provenientes de la migración pre-apilamiento en profundidad mostrarán desigualdades en las tendencias de los perfiles extraídos dependiendo de su ubicación geográfica en el área de estudio; como consecuencia, entre los perfiles de presión de poro y fractura estimados también se evidenciaron tendencias diferentes. Esta observación permitió dividir el área de estudio en seis zonas. A continuación se ilustrarán los perfiles de presión de poro y fractura en cada zona (sin calibrar), con su respectivo perfil de velocidad interválica, tendencia normal de compactación, perfil sintético de densidad y gradiente de sobrecarga (figuras 5.1 hasta

5.6); finalmente se muestra la distribución de éstas seis zonas delimitadas en el área de estudio (figura 5.7).

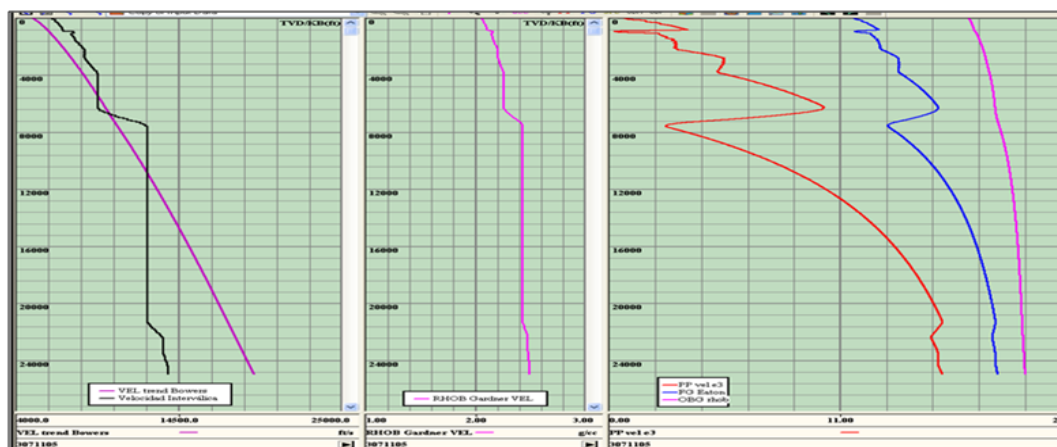


Figura 5.1: Zona 1. Panel izquierdo: perfil de velocidad interválica PSDM (negro) y tendencia normal de compactación (violeta), panel central: perfil sintético de densidad (rosado), panel derecho: gradiente de presión de poro (rojo), gradiente de fractura (azul), gradiente de sobrecarga (rosado).

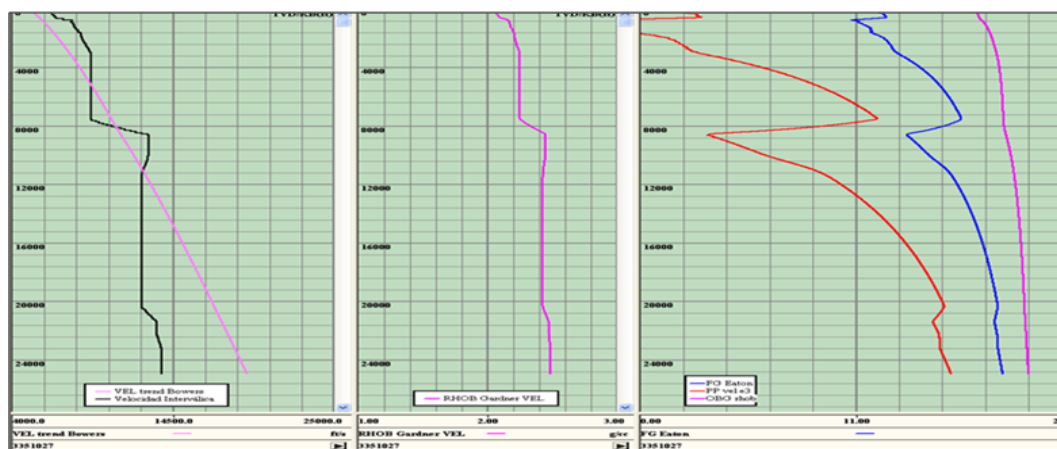


Figura 5.2: Zona 2. Panel izquierdo: perfil de velocidad interválica PSDM (negro) y tendencia normal de compactación (rosado), panel central: perfil sintético de densidad (rosado), panel derecho: gradiente de presión de poro (rojo), gradiente de fractura (azul), gradiente de sobrecarga (rosado).

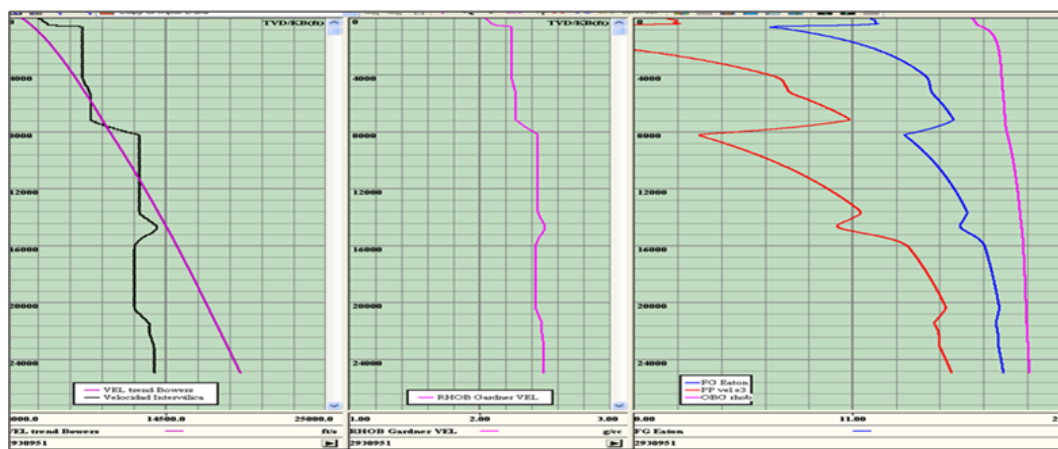


Figura 5.3: Zona 3. Panel izquierdo: perfil de velocidad interválica PSDM (negro) y tendencia normal de compactación (violeta), panel central: perfil sintético de densidad (rosado), panel derecho: gradiente de presión de poro (rojo), gradiente de fractura (azul), gradiente de sobrecarga (rosado).

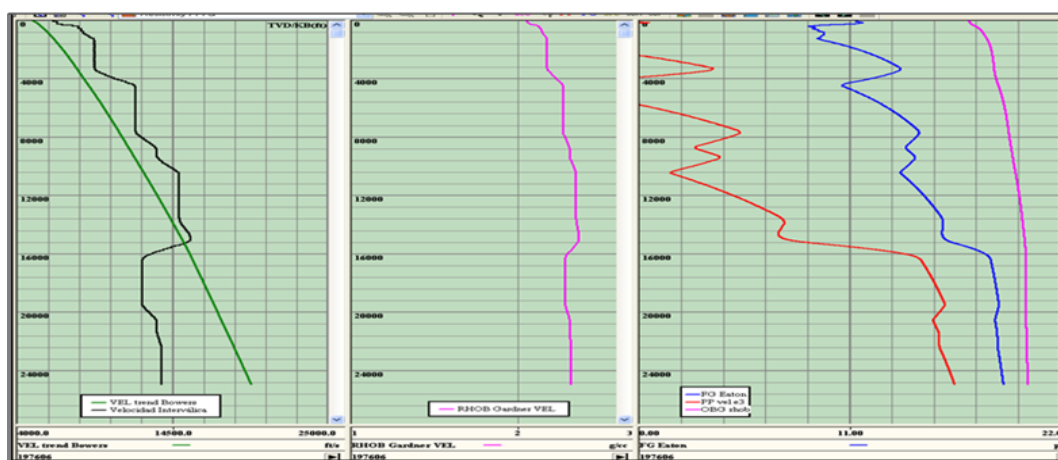


Figura 5.4: Zona 4. Panel izquierdo: perfil de velocidad interválica PSDM (negro) y tendencia normal de compactación (verde), panel central: perfil sintético de densidad (rosado), panel derecho: gradiente de presión de poro (rojo), gradiente de fractura (azul), gradiente de sobrecarga (rosado). Zona 4

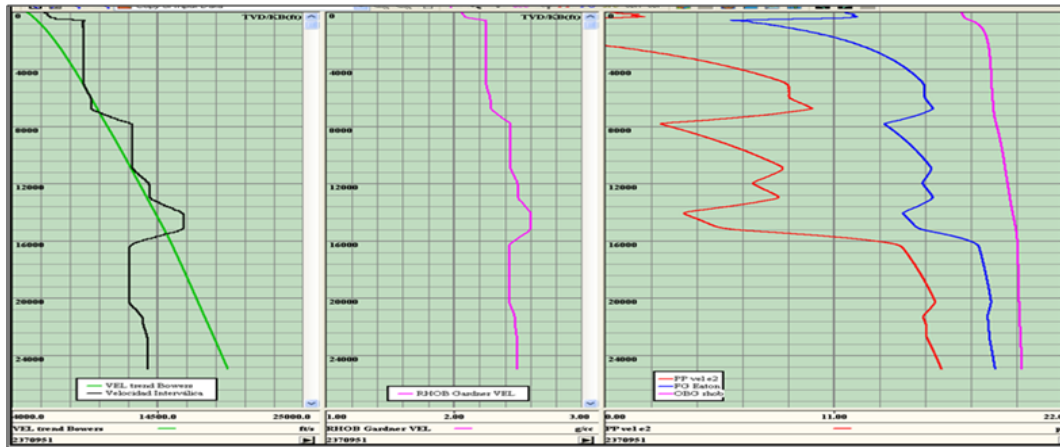


Figura 5.5: Zona 5. Panel izquierdo: perfil de velocidad interválica PSDM (negro) y tendencia normal de compactación (verde), panel central: perfil sintético de densidad (rosado), panel derecho: gradiente de presión de poro (rojo), gradiente de fractura (azul), gradiente de sobrecarga (rosado). Zona 5

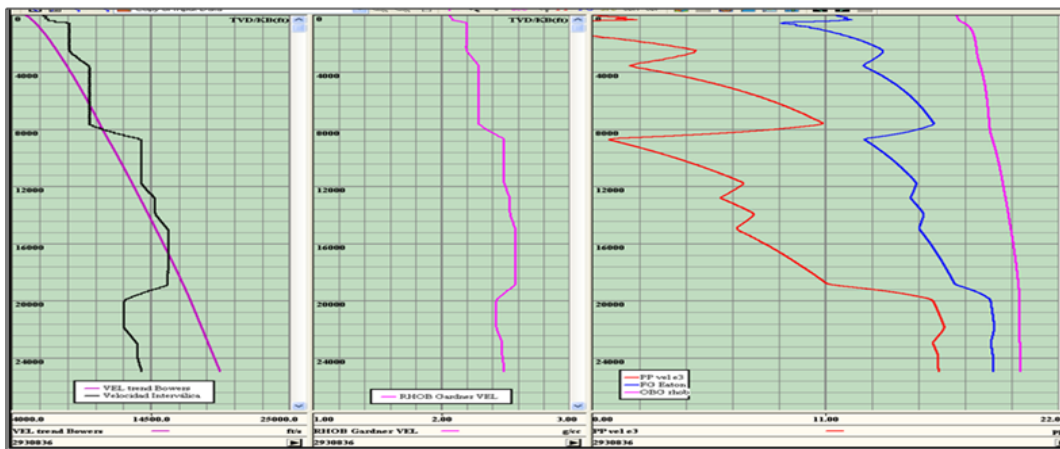


Figura 5.6: Zona 6. Panel izquierdo: perfil de velocidad interválica PSDM (negro) y tendencia normal de compactación (violeta), panel central: perfil sintético de densidad (rosado), panel derecho: gradiente de presión de poro (rojo), gradiente de fractura (azul), gradiente de sobrecarga (rosado). Zona 6

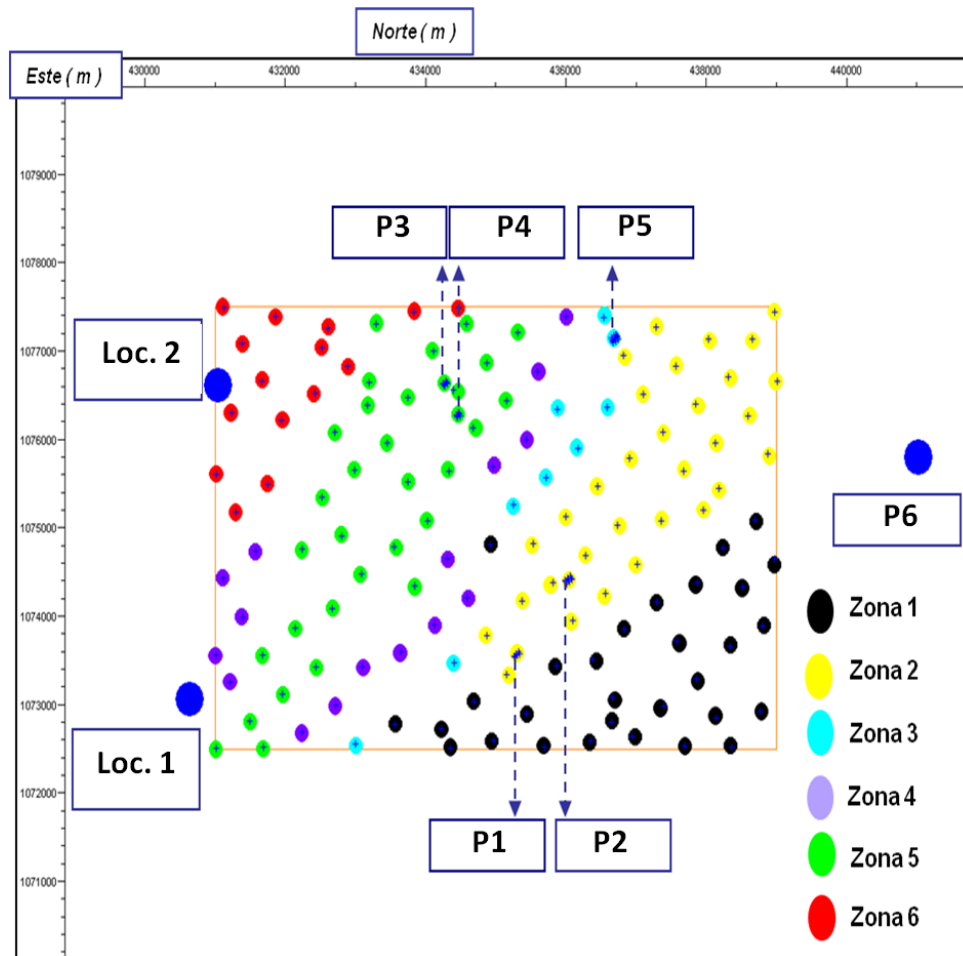


Figura 5.7: Delimitación del área de estudio según la diferencia en la tendencia de los perfiles de velocidad intervállica PSDM y los gradientes de presión de poro y fractura. El recuadro naranja representa la zona de estudio.

### 5.1.2. Resultados de las calibraciones realizadas en los pozos del área de estudio

En las siguientes tablas se presentan los resultados obtenidos a partir de la calibración de los gradientes de presión de poro y fractura en los pozos del área de estudio, los cuales han sido previamente visualizados en la figura 5.7

| Parámetros                                   | Pozo 1 (P1) | Pozo 2 (P2) | Pozo 3 (P3) | Pozo 4 (P4) | Pozo 6 (P6) |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Coefficiente de Gardner (a).                 | 0,24        | 0,24        | 0,236       | 0,223       | 0,227       |
| Exponente de Gardner (b).                    | 0,25        | 0,25        | 0,25        | 0,25        | 0,25        |
| Velocidad a la línea de lodo (Vml).          | 4830        | 5000        | 4500        | 5000        | 6500        |
| A (Tendencia normal de compactación).        | 14,2        | 14,2        | 14,2        | 14,2        | 14,2        |
| B (Tendencia normal de compactación).        | 0,724       | 0,724       | 0,724       | 0,724       | 0,724       |
| Exponente de Eaton (x).                      | 3           | 3           | 2           | 2           | 3           |
| Coefficiente de Poisson a lo largo del pozo. | 0,39        | 0,45        | 0,38        | 0,43        | 0,48        |

A continuación se presentan los gradientes de presión de poro y fractura a partir de: las velocidades PSDM, check-shot y el registro sísmico, estos últimos han sido tomados del trabajo de Villegas, 2010, y en este trabajo fueron utilizados para validar la calibración realizada con el check-shot. Se presentarán sólo los gradientes de presión de poro y fractura de dos pozos: el pozo: P1 y el pozo: P3, ya que son los más representativos. Los resultados de los pozos P2 y P6 son similares a los obtenidos en el pozo P1, los resultados del pozo P4 son similares a los obtenidos en el pozo P3. El pozo P5 no pudo ser calibrado por estar en perforación, sin embargo en la sección 5.2.6 de este capítulo se discutirá el perfil de presión de poro y fractura del pozo, obtenido a partir de las velocidades PSDM.

### 1. Pozo P1

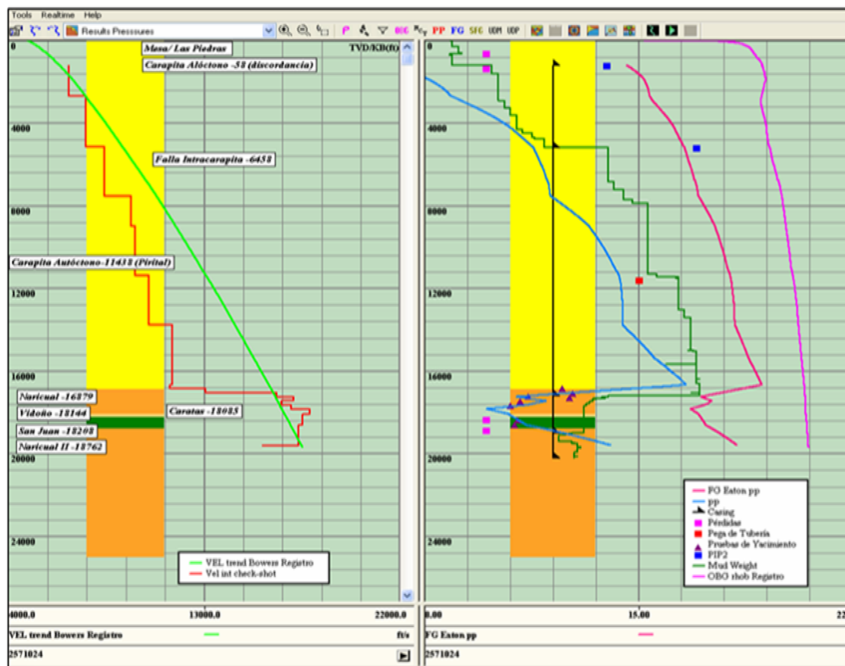


Figura 5.8: Resultados provenientes de la calibración con check-shot. Panel izquierdo: velocidad interválca proveniente del check-shot (rojo), tendencia normal de compactación (verde) y columna estratigráfica del pozo P1. Panel derecho: gradiente de presión de poro (azul), gradiente de fractura (fucsia), peso del lodo (verde), gradiente de sobrecarga (rosado), problemas operacionales (puntos rojos y fucsia), pruebas LOT (puntos azules), pruebas de presión de formación (triángulos morados), asentamiento de revestidores (negro) y columna estratigráfica del pozo P1.

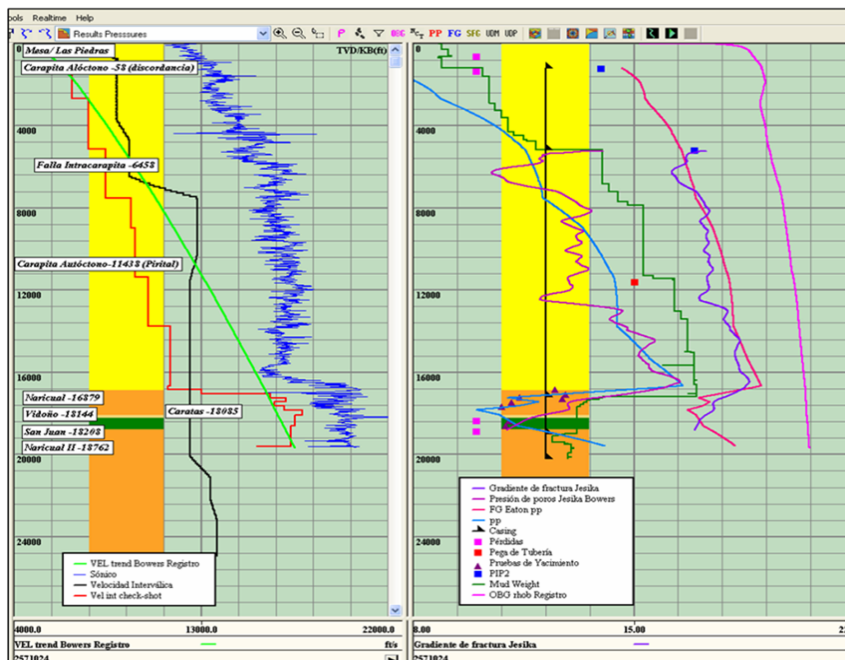


Figura 5.9: Panel izquierdo: velocidad interválica proveniente del check-shot (rojo), tendencia normal de compactación (verde), velocidad interválica proveniente de la PSDM (negro), registro sísmico (azul) y columna estratigráfica del pozo P1. Panel derecho: gradiente de presión de poro (check-shot: azul) (sónico: violeta) gradiente de fractura (check-shot: fucsia) (sónico: morado), peso del lodo (verde), gradiente de sobrecarga (rosado), problemas operacionales (puntos rojos y fucsia), pruebas LOT (puntos azules), pruebas de presión de formación (triángulos morados), asentamiento de revestidores (negro) y columna estratigráfica del pozo P1.

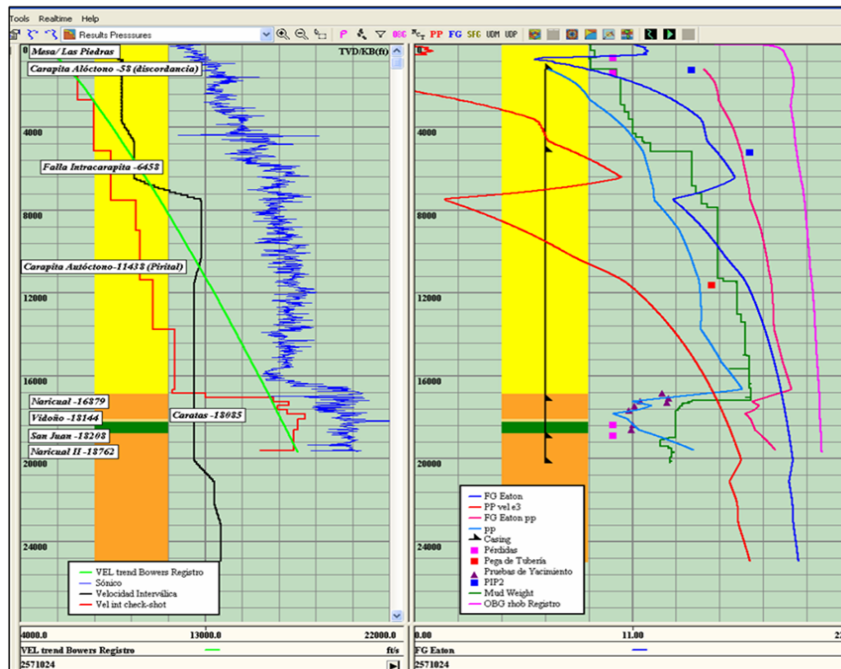


Figura 5.10: Resultados provenientes de las velocidades PSDM calibrados a partir del check-shot. Panel izquierdo: velocidad intervállica proveniente del check-shot (rojo), tendencia normal de compactación (verde), velocidad intervállica proveniente de la PSDM (negro), registro sísmico (azul) y columna estratigráfica del pozo P1. Panel derecho: gradiente de presión de poro (check-shot: azul claro) (PSDM: rojo), gradiente de fractura (check-shot: fucsia) (PSDM: azul oscuro), peso del lodo (verde), gradiente de sobrecarga (rosado), problemas operacionales (puntos rojos y fucsia), pruebas LOT (puntos azules), pruebas de presión de formación (triángulos morados), asentamiento de revestidores (negro) y columna estratigráfica del pozo P1.

2. Pozo: P3

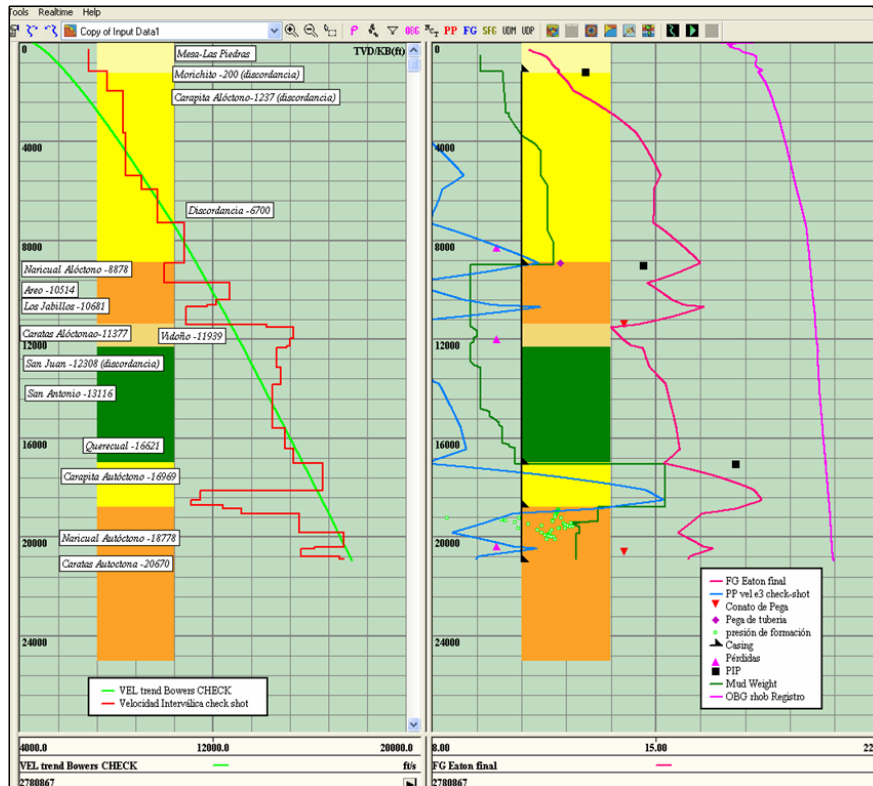


Figura 5.11: Resultados provenientes de la calibración con check-shot. Panel izquierdo: velocidad interválica proveniente del check-shot (rojo), tendencia normal de compactación (verde) y columna estratigráfica del pozo P3. Panel derecho: gradiente de presión de poro (azul), gradiente de fractura (fucsia), peso del lodo (verde), gradiente de sobrecarga (rosado), problemas operacionales (puntos rojos, morados y fucsia), pruebas LOT (puntos negros), pruebas de presión de formación (puntos verdes), asentamiento de revestidores (negro) y columna estratigráfica del pozo P3.

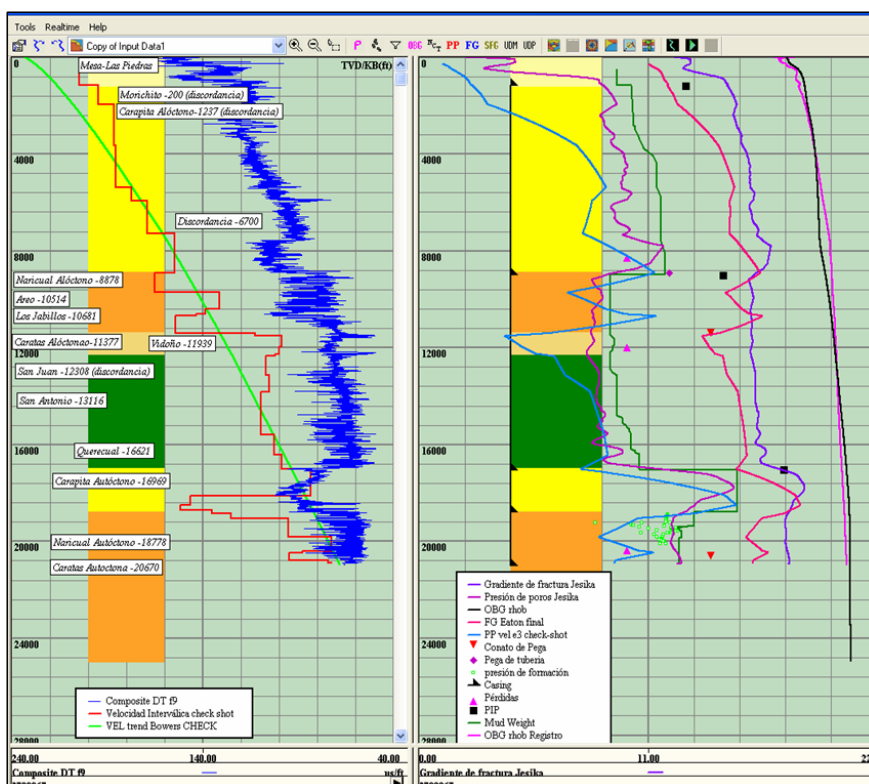


Figura 5.12: Panel izquierdo: velocidad interválica proveniente del check-shot (rojo), tendencia normal de compactación (verde), velocidad interválica proveniente de la PSDM (negro), registro sónico (azul) y columna estratigráfica del pozo P3. Panel derecho: gradiente de presión de poro (check-shot: azul) (sónico: violeta) gradiente de fractura (check-shot: fucsia) (sónico: morado), peso del lodo (verde), gradiente de sobrecarga (rosado y negro), problemas operacionales (puntos rojos, morados y fucsia), pruebas LOT (puntos negros), pruebas de presión de formación (puntos verdes), asentamiento de revestidores (negro) y columna estratigráfica del pozo P3.

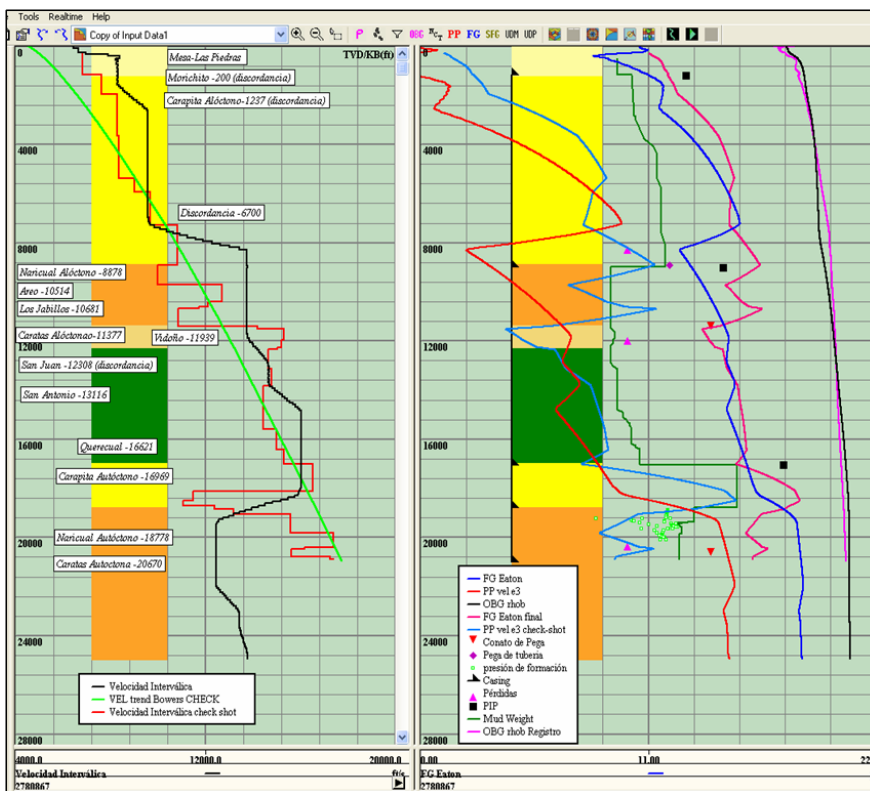


Figura 5.13: Resultados provenientes de las velocidades PSDM calibrados a partir del check-shot. Panel izquierdo: velocidad interválica proveniente del check-shot (rojo), tendencia normal de compactación (verde), velocidad interválica proveniente de la PSDM (negro) y columna estratigráfica del pozo P3. Panel derecho: gradiente de presión de poro (check-shot: azul claro) (PSDM: rojo) gradiente de fractura (check-shot: fucsia) (PSDM: azul oscuro), peso del lodo (verde), gradiente de sobrecarga (rosado y negro), problemas operacionales (puntos rojos, morados y fucsia), pruebas LOT (puntos negros), pruebas de presión de formación (puntos verdes), asentamiento de revestidores (negro) y columna estratigráfica del pozo P3.

### **5.1.3. Cubos de velocidad interválica, densidad, presión de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura generados a partir de la interpolación de los perfiles estimados**

A continuación se presentan algunas imágenes de los cubos pertenecientes a las propiedades antes mencionadas. Se muestran a manera de visualización, ya que se conoce que de los cubos generados se obtiene información mediante los cortes que se realizan en él: laterales, diagonales, en profundidad o tiempo. Por medio de la generación de los mismos se pudieron apreciar los cambios laterales de cada una de las propiedades interpoladas, asimismo se pudieron relacionar estos cambios con la geología estructural y estratigráfica del área estudiada, observando que el corrimiento de Pirital ejerce gran influencia sobre la geología de la zona, lo cual fué apreciado en los resultados obtenidos. Como se discutirá en la sección ; las magnitudes de las presiones de poro y fractura, así como también, algunos cambios en profundidad no son los mismos que los obtenidos con registros de pozo, es por ello que los cubos que se muestran a continuación sólo proporcionan tendencias, generándose así un análisis cualitativo.

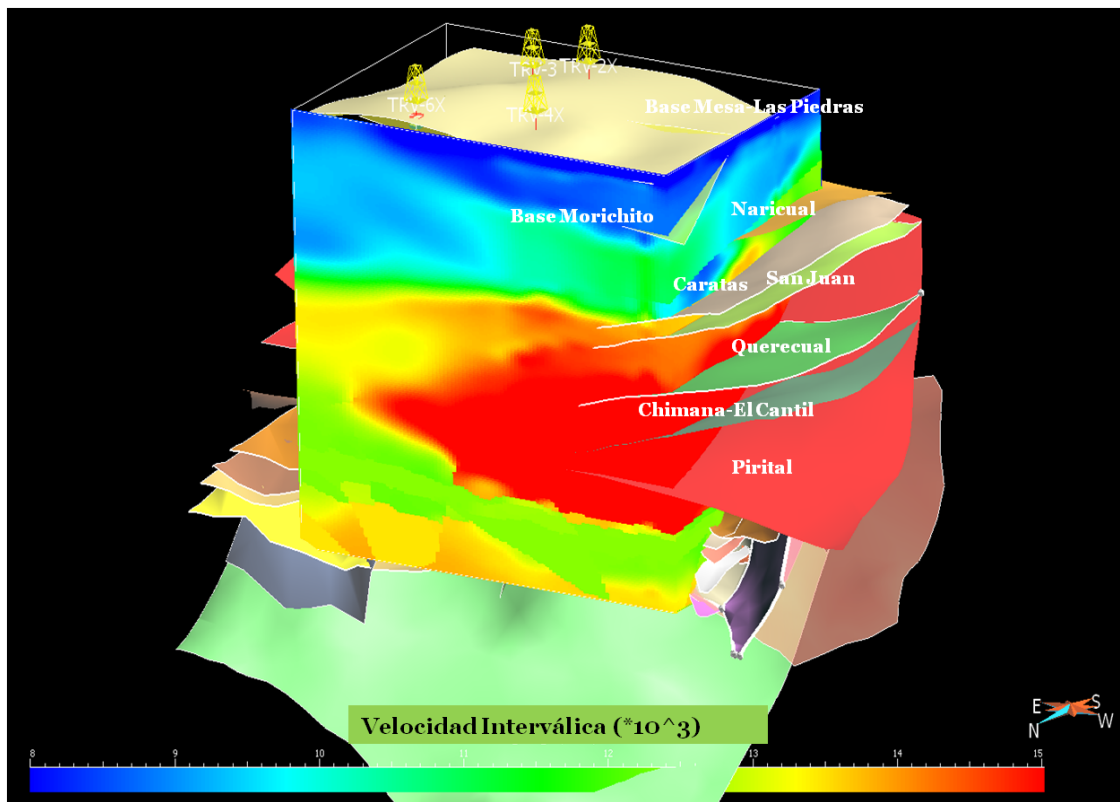


Figura 5.14: Cubo de velocidades, en el que se añadió el modelo geológico actual del área. Las velocidades varían desde 8000 (azul) hasta 15000 (rojo) pies por segundo. Se aprecian las altas velocidades correspondientes a las Formaciones del Cretácico (San Juan, Chimana, El Cantil) y la inversión de velocidades correspondiente a la Formación Carapita, debajo del corrimiento de Pirital.

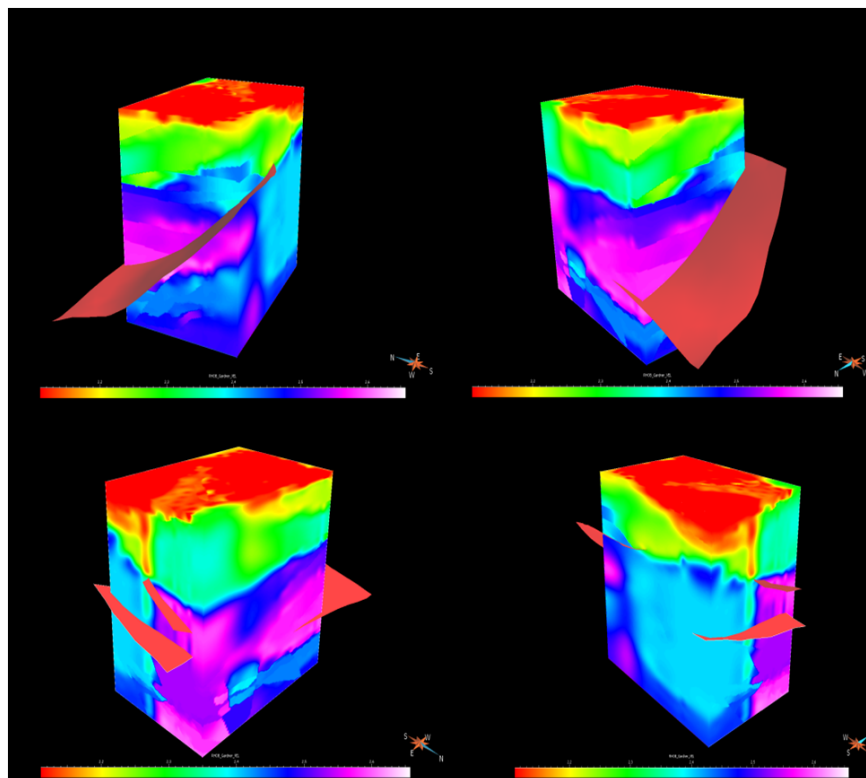


Figura 5.15: Cubo de densidad en diferentes ángulos. Las densidades varían desde 2.11 (rojo) hasta 2.65 (blanco)  $gr/cm^3$ . Se visualiza el corrimiento de Pirital como el elemento estructural más importante en el área.

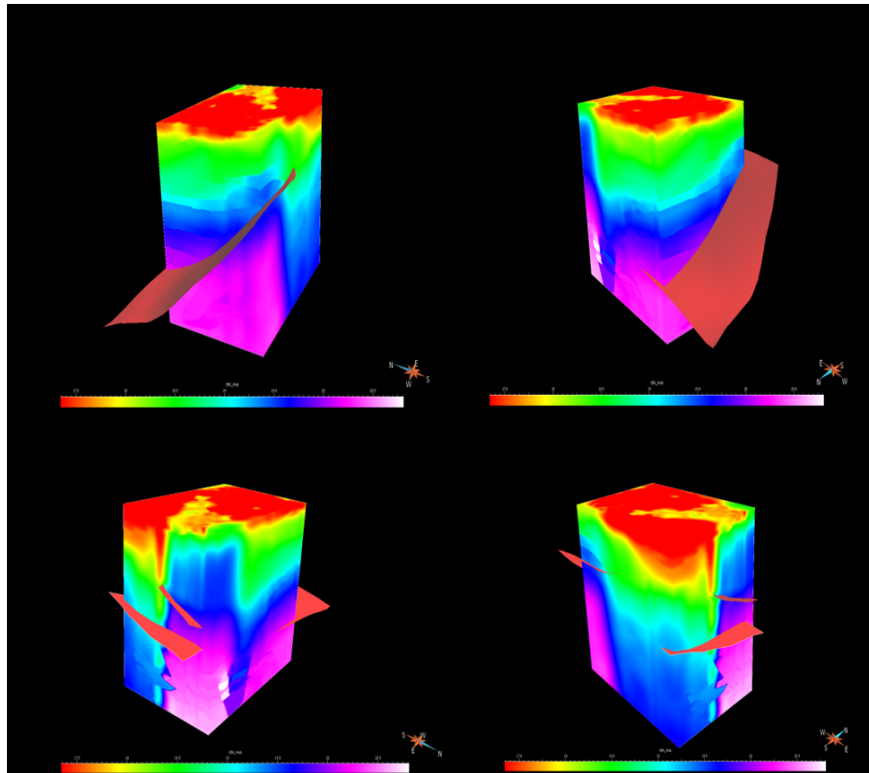


Figura 5.16: Cubo de presión de sobrecarga en diferentes ángulos. La presión de sobrecarga varía desde 17.5 (naranja) hasta 20.5 (rosado) PPG. se visualiza el corrimiento de Pirital como el elemento estructural más importante en el área.

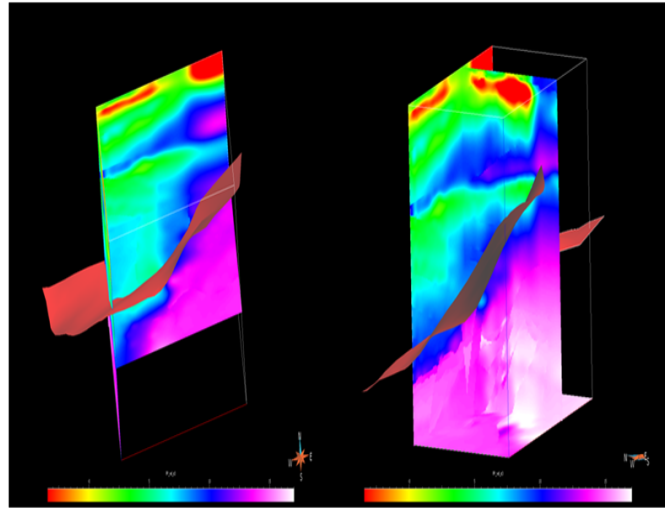


Figura 5.17: Cubo de presión de poro, las presiones varían desde -3 (rojo) hasta 17 (blanco) PPG. La figura de la derecha muestra un corte transversal y la de la izquierda un corte en profundidad. Se visualiza que el cambio más significativo en la presión de poro se debe principalmente al corrimiento de Pirital.

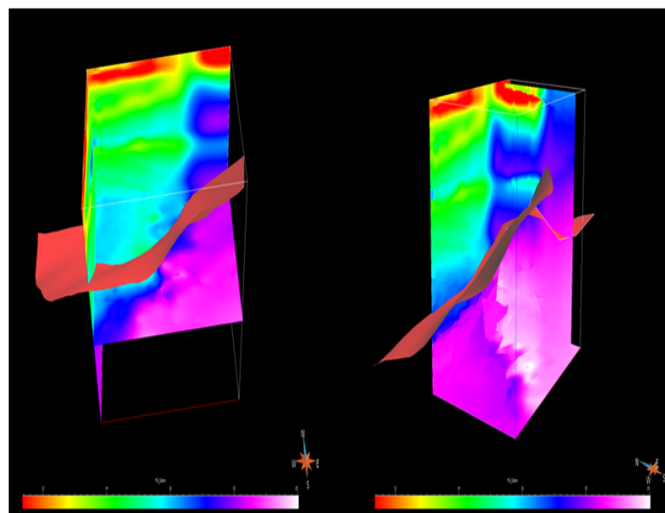


Figura 5.18: Cubo de presión de fractura, las presiones varían desde 11.4 (rojo) hasta 20 (blanco) PPG. La figura de la derecha muestra un corte transversal y la de la izquierda un corte en profundidad. Se visualiza que el cambio más significativo en la presión de poro se debe principalmente al corrimiento de Pirital.

## 5.2. Análisis de resultados

### 5.2.1. Interpretación geológica del cambio de velocidades en el área de estudio

Como consecuencia de las desigualdades entre los perfiles de velocidad enmarcados dentro del área de estudio se dividió la misma en seis zonas, lo cual se visualiza en la figura 5.7. En búsqueda de hallar un sentido geológico que justifique tal cambio en las velocidades, se recopiló la información proveniente de los pozos encontrados en cada una de las zonas delimitadas, tal como se muestra en la siguiente tabla:

| Zona | Pozo                   |
|------|------------------------|
| 1    | P6                     |
| 2    | P1 y P2                |
| 3    | P5                     |
| 4    | Localización 1 (Loc.1) |
| 5    | P3 y P4                |
| 6    | Localización 2 (Loc.2) |

La única información encontrada para justificar el cambio de velocidades en el área fué la columna estratigráfica de los pozos y las prógnosis de las localizaciones. En ambas se evidencia que la estratigrafía es distinta entre los pozos del área, y por ende, en cada una de las zonas; debido principalmete a la influencia del corrimiento de Pirital. En las figuras 5.19 hasta 5.21, se aprecian las columnas estratigráficas de los pozos y localizaciones del área de estudio, donde se ilustra lo mencionado anteriormente.

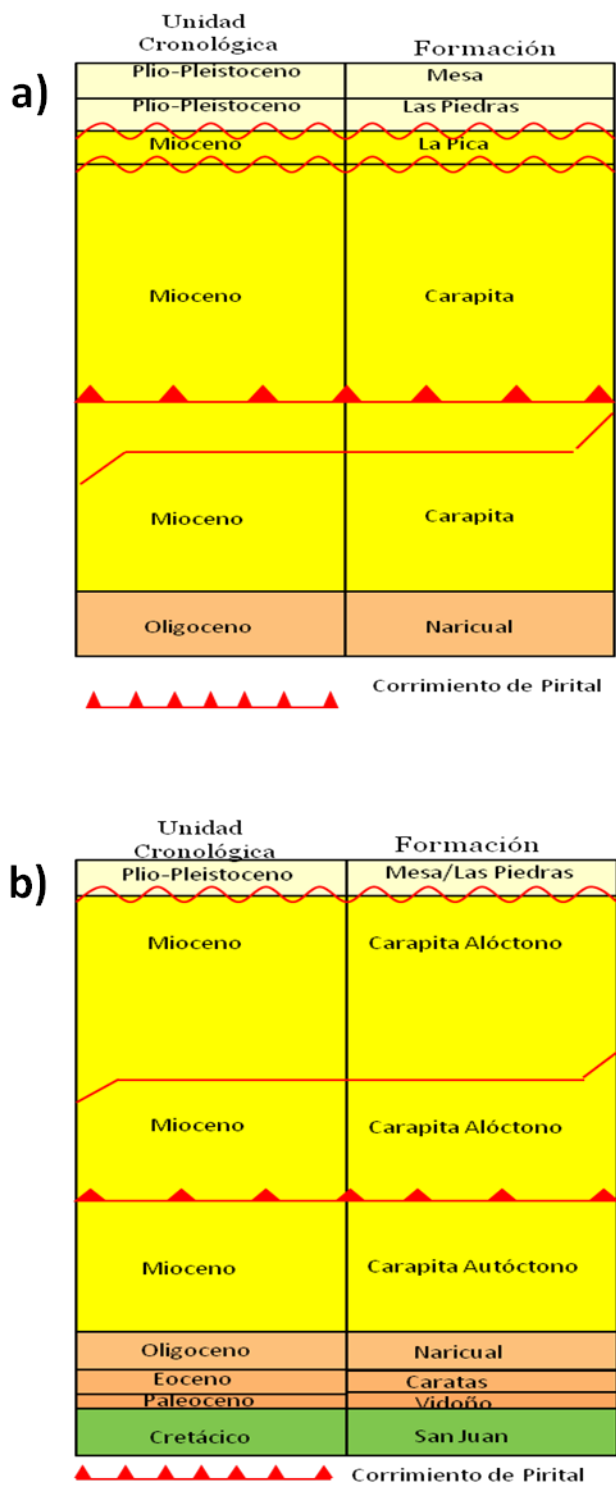


Figura 5.19: a) Columna estratigráfica del pozo P6, ubicado en la zona 1. b) Columna estratigráfica tipo de los pozos en la zona 2. P1 y P2.

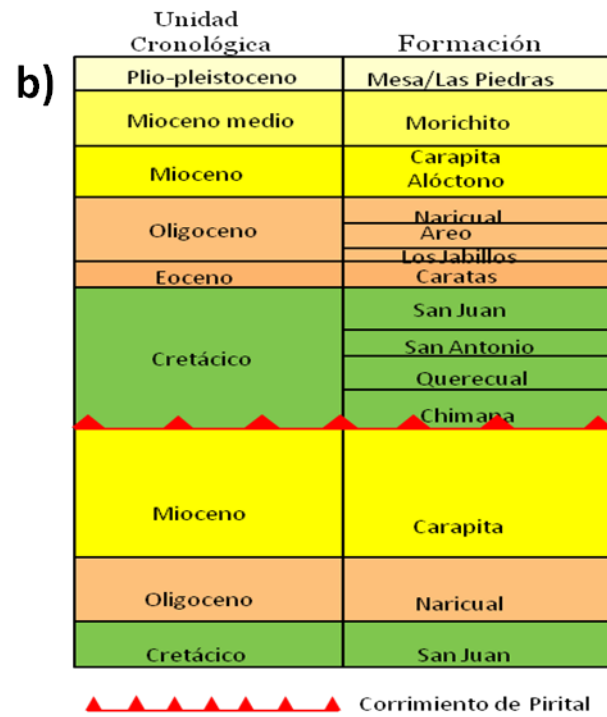
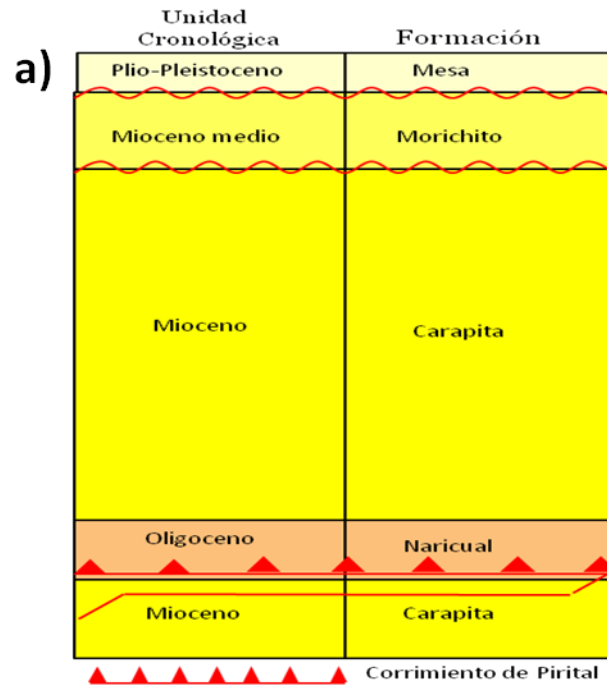


Figura 5.20: a) Columna estratigráfica del pozo P5 , ubicado en la zona 3. b) Prógnois de la localización exploratoria 1 (Loc.1), ubicada en la zona 4.

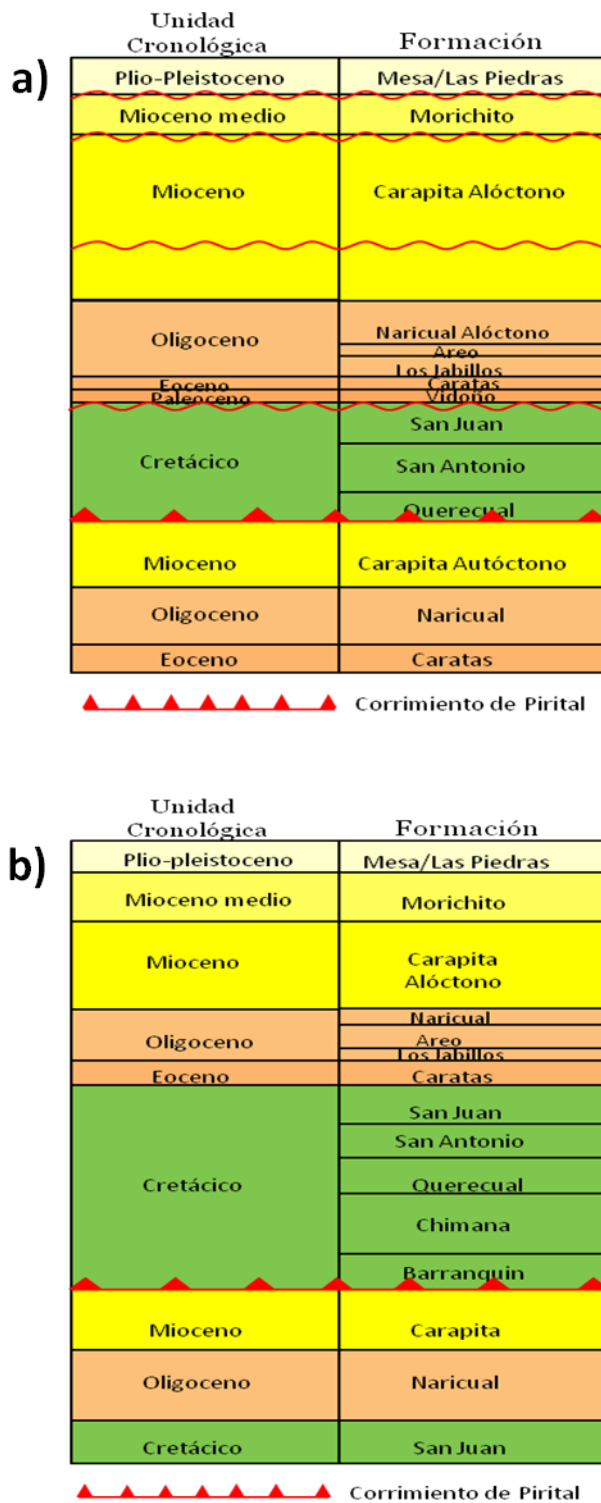


Figura 5.21: a) Columna estratigráfica tipo de los pozos en la zona 5. P3 y P4. b) Prórrogosis de la localización exploratoria 2 (Loc. 2), ubicada en la zona 6.

### 5.2.2. Interpretación a los diferentes valores de exponente de Eaton en el área

A partir de la calibración se pudo apreciar que el exponente de Eaton evidenció diferentes valores dependiendo de la ubicación geográfica de los pozos en el área de estudio, lo cual se muestra en las tablas de la sección 5.1.2. A continuación se presenta una breve interpretación a ello.

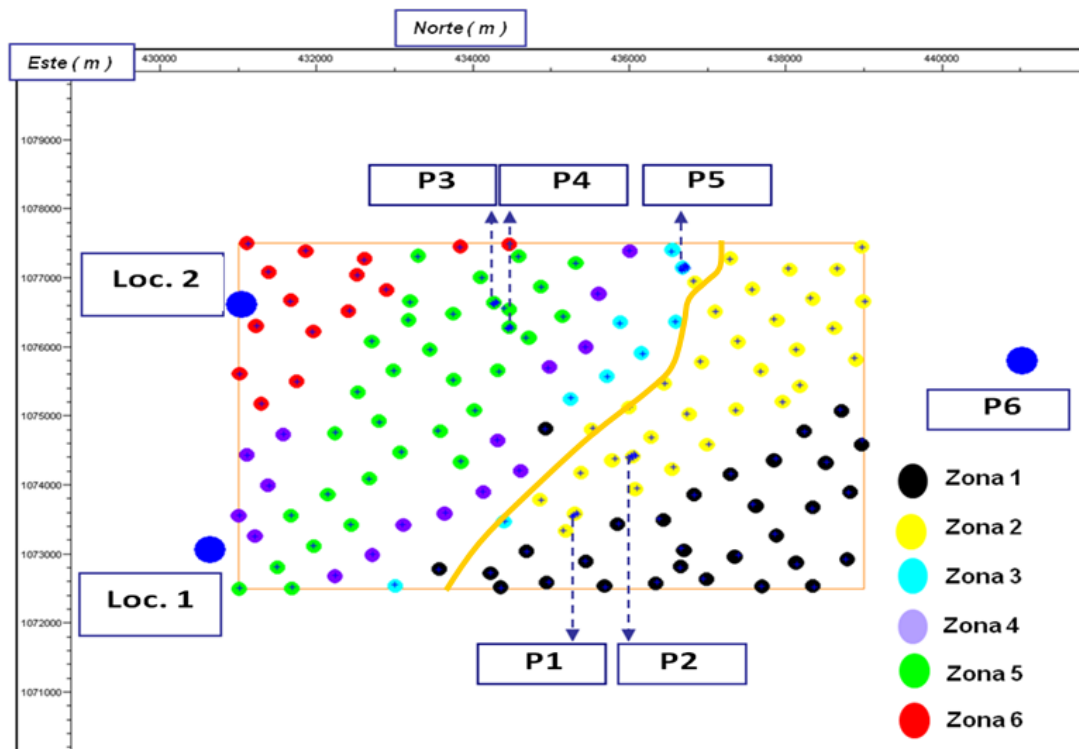


Figura 5.22: Delimitación del área de estudio según la diferencia en la tendencia de los perfiles de velocidad intervállica PSDM y los gradientes de presión de poro y fractura. El recuadro naranja representa la zona de estudio. La línea amarilla en el mapa indica el cierre de la Formación Naricual contra Pirital.

Se puede notar que el área de estudio no es homogénea en cuanto a su estratigrafía, las columnas estratigráficas así lo demuestran; y esto se debe principalmente a la influencia de un elemento estructural resaltante en la zona, como lo es el corrimiento

de Pirital. A partir de estas diferencias estratigráficas se puede explicar la desigualdad en los valores de exponente de Eaton, lo cual se puede empezar a explicar a partir de la figura 5.22:

En la figura 5.22 la línea amarilla delimita dos zonas con diferencias estratigráficas bien marcadas debido a la influencia del corrimiento de Pirital. Los pozos ubicados a la derecha de la línea amarilla no perforaron la sección Oligoceno-Cretácica, esto se puede apreciar en la columna estratigráfica de los pozos P1 y P2 (figura 5.19 (b)); mientras que los pozos ubicados a la izquierda de la línea amarilla si perforaron la sección Oligoceno-Cretácica, como se observa en la columna estratigráfica de los pozos P3 y P4 (figura 5.21 (a)). De esta manera se justifica que los pozos P1 y P2 tengan un valor de exponente de Eaton distinto a los pozos P3 y P4, ya que evidentemente sus condiciones geológicas son distintas.

En la figura 5.23 se muestra la ubicación de la línea amarilla en la zona de estudio en 3D, la cual no es más que el cierre de la Formación Naricual contra Pirital y esto a su vez es el tope de la sección Oligoceno-Cretácica. Se aprecia como los pozos P1 y P2 no ven esa sección en su perforación, mientras que el pozo P3 si.

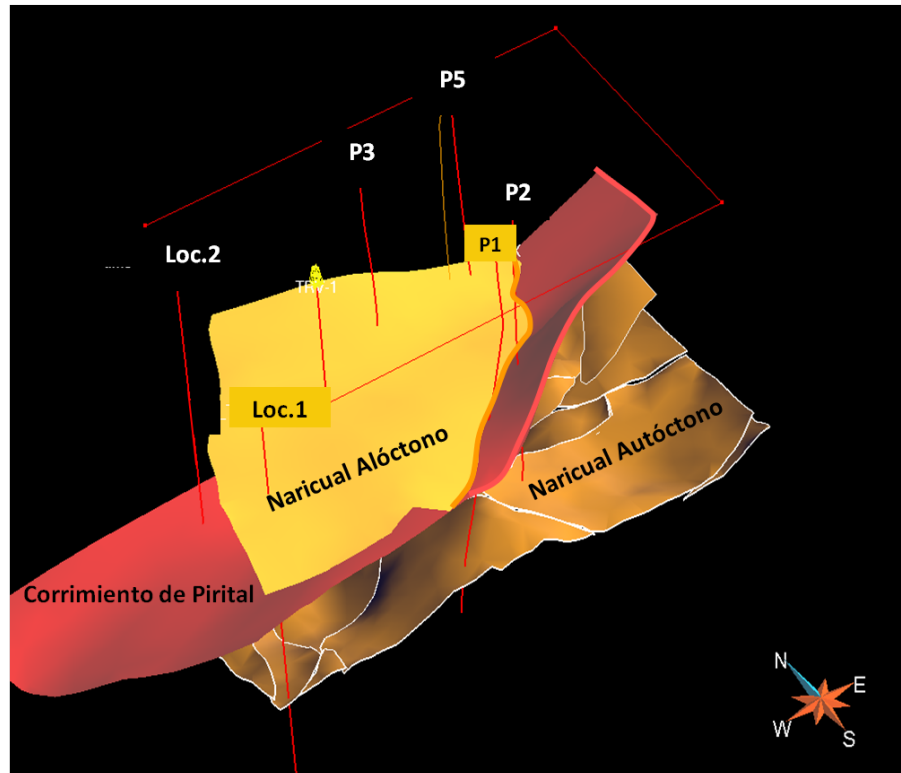


Figura 5.23: Cierre de la Formación Naricual contra Pirital. Con el color naranja se denota la superficie Naricual alóctono, con el naranja oscuro se representa la superficie Naricual autóctono y con el color rojo el corrimiento de Pirital . Las líneas rojas debajo del nombre de los pozos indica la trayectoria de los mismos y el rectángulo rojo indica la zona de estudio.

### 5.2.3. Análisis de los gradientes de presión de poro y fractura obtenidos a partir de las PSDM y del check-shot

#### 1. Pozo P1

En la figura 5.24 (A) se muestra la velocidad proveniente del check-shot y la velocidad obtenida de la PSDM. En la figura 5.24 (B) se grafica la velocidad de la PSDM vs. la velocidad del check-shot y se realiza un ajuste lineal de estos datos, el cual proporciona un valor de 0,3868; debido a que ambas velocidades muestran tendencias similares sólo en los rangos comprendidos entre (1600-6400) y (12800-16000) pies. La mayor diferencia entre ellas se evidencia entre 6400 y 12000 pies donde la velocidad PSDM incrementa en 3800 ft/seg y entre 16800 y 19200 pies donde la velocidad proveniente del check-shot incrementa en 3700 ft/seg. El promedio de la diferencia entre ambas velocidades a lo largo del pozo es de 2550 ft/seg.

En la figura 5.24 (C), se muestra la presión de poro proveniente del check-shot y de la PSDM. En la figura 5.24 (D) se grafican la presión de poro de la PSDM vs. la presión de poro del check-shot y se realiza un ajuste lineal de estos datos, el cual como consecuencia de la diferencia entre las velocidades arroja un valor de 0,2529. Ambas curvas muestran diferencias en magnitud, siendo la mayor, la comprendida entre (6400-11200) y (16800-19200) pies. A partir de la presión de poro derivada del check-shot se observó una zona de altas presiones a aproximadamente 16000 pies, siendo el valor de presión de poro 16 ppg. Por otra parte, a esa profundidad el valor de presión de poro obtenido a partir de las velocidades PSDM fue de 14,6 ppg. El promedio de la diferencia entre ambas presiones a lo largo del pozo es de 4 ppg.

La figura 5.24 (D) muestra la presión de fractura proveniente del check-shot y de la PSDM. En la figura 5.24 (E) se grafican la presión de fractura de la PSDM vs. la presión de fractura del check-shot y se realiza un ajuste lineal de los datos

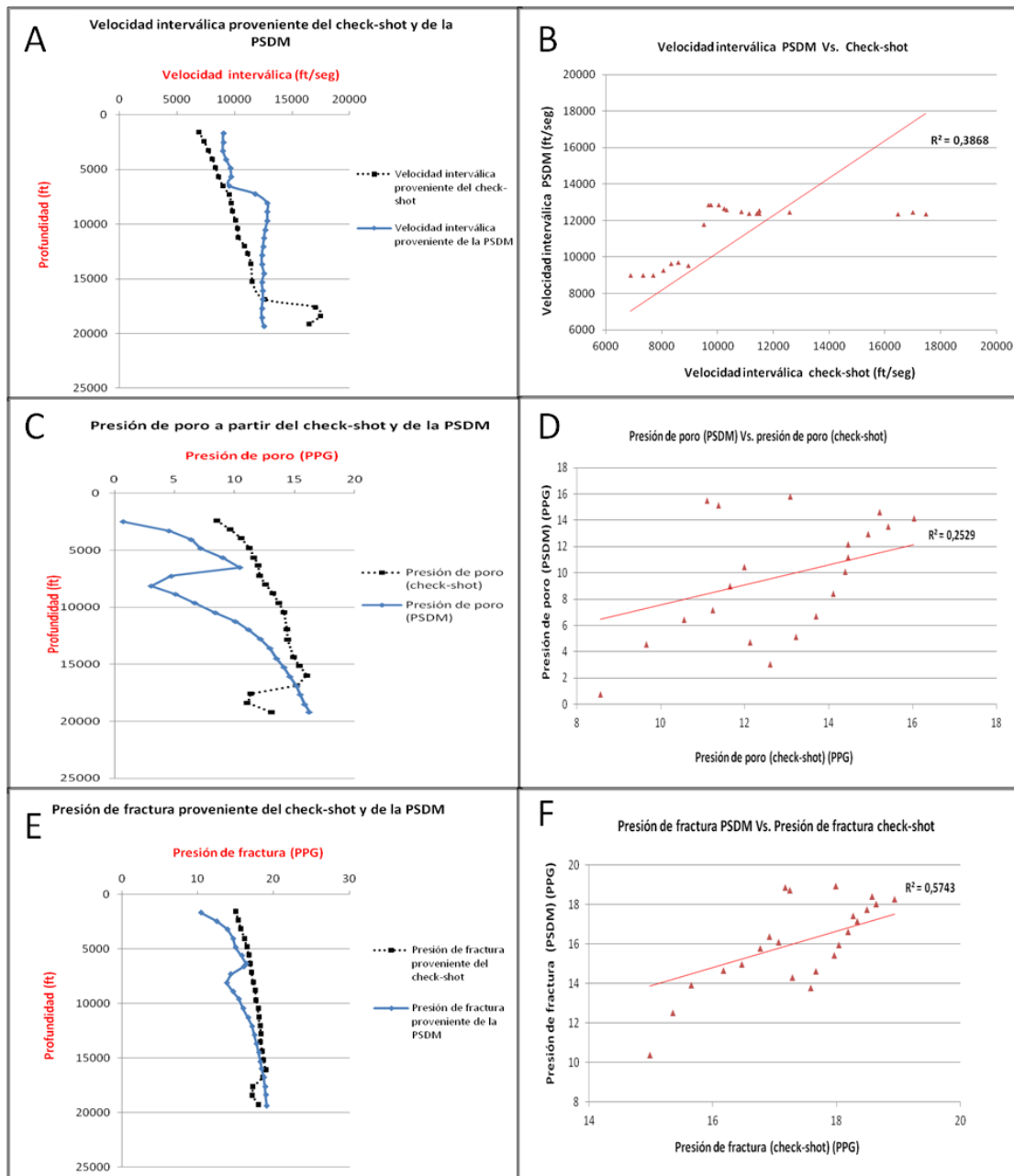


Figura 5.24: A) Gráfico de velocidad intervállica proveniente del check-shot y de la PSDM. B) Velocidad intervállica PSDM vs. check-shot. C) Presión de poro a partir del check-shot y de la PSDM. D) Presión de poro PSDM vs. presión de poro check-shot. E) Presión de fractura proveniente del check-shot y de la PSDM. F) Presión de fractura PSDM vs. presión de fractura check-shot.

mediante el cual se obtiene un valor de 0,5743. Ambas curvas evidencian diferentes magnitudes entre ellas, siendo la mayor la comprendida entre 6400 y 12800 pies, producto de la diferencia entre las velocidades provenientes del check-shot y de la PSDM a esa profundidad. El promedio de la diferencia entre ambas presiones a lo largo del pozo es de 1,54 ppg.

## 2. Pozo P2

La figura 5.25 (A) muestra la velocidad proveniente del check-shot y la proveniente de la PSDM, mientras que en la figura 5.25 (B) se grafican las propiedades antes mencionadas, realizándose un ajuste lineal de los datos, donde se obtienen un valor de 0,7974. En general las velocidades poseen tendencias similares, con ciertas diferencias en magnitud debido principalmente: al aumento de las velocidades PSDM entre 7200 y 8800 pies de 4100 ft/seg, a la diferencia entre las velocidades de 4191 ft/seg a 18400 pies y al incremento de las velocidades provenientes del check-shot entre 18400 y 20800 pies, de 6100 ft/seg. El promedio de la diferencia entre ambas velocidades a lo largo del pozo es de 1550 ft/seg.

En la figura 5.25 (C) se muestra la presión de poro proveniente del check-shot y de la PSDM, como se observa en la figura 5.25 (D), el ajuste lineal realizado a los datos proporcionó un valor de 0,2649, debido a que las curvas poseen ciertas diferencias en magnitud, siendo las mayores las comprendidas entre: (7200-11200), (16800-18400) y (18400-20800) pies, producto de la diferencia entre las velocidades a esas profundidades. A partir de la presión de poro derivada del check-shot se observó una zona de altas presiones a 18400 pies, siendo el valor de la presión de poro 15,1 ppg. Mediante las velocidades de la PSDM, la zona de altas presiones se observó a 19200 pies, siendo el valor de presión 14 ppg. El promedio de la diferencia entre ambas presiones a lo largo del pozo es de 2,8 ppg.

En la figura 5.25 (E), se muestra la presión de fractura proveniente del check-shot y de la PSDM. En la figura 5.25 (D) se observa el ajuste lineal realizado a los

datos que proporciona un valor de 0,5534, ya que las curvas muestran tendencias similares con ciertas diferencias en magnitud, siendo la mayor la comprendida entre: (7200-11200), (16800-18400) y (18400-20800) pies, producto de la diferencia entre las velocidades a esas profundidades. El promedio de la diferencia entre ambas presiones a lo largo del pozo es de 1,1 ppg.

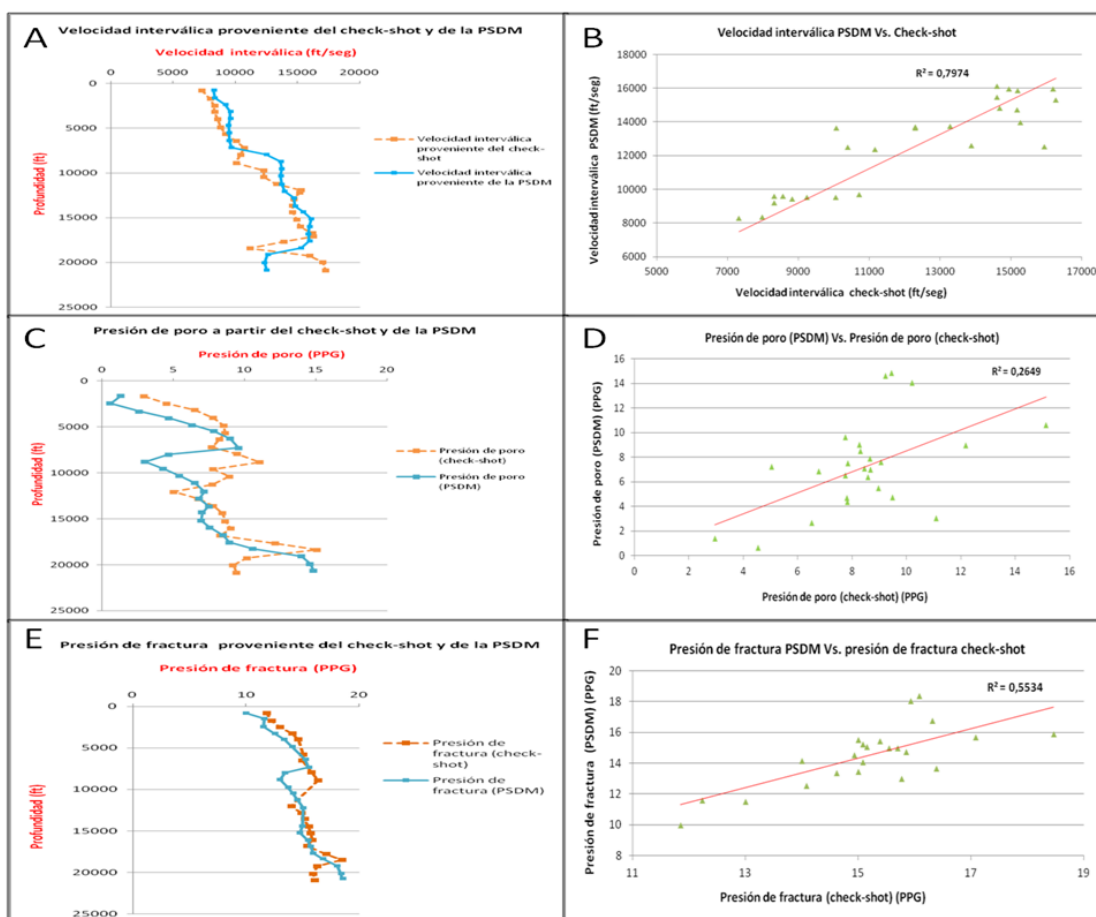


Figura 5.25: A) Gráfico de velocidad interválca proveniente del check-shot y de la PSDM. B) Velocidad interválca PSDM vs. check-shot. C) Presión de poro a partir del check-shot y de la PSDM. D) Presión de poro PSDM vs. presión de poro check-shot. E) Presión de fractura proveniente del check-shot y de la PSDM. F) Presión de fractura PSDM vs. presión de fractura check-shot.

#### 5.2.4. Incremento de velocidad PSDM a aproximadamente 6000 pies

A partir de los análisis de los gráficos anteriores se evidencia que las velocidades provenientes de la PSDM muestran diferencias en magnitud con respecto a las velocidades provenientes del check-shot; lo cual se justifica, ya que son medidas realizadas de distinta manera y con diferente resolución; por otra parte, la zona posee alta complejidad geológica. Sin embargo, fué muy notable la diferencia de velocidades, lo cual llevó a diferencias en la presión de poro y fractura, en el rango comprendido entre 5600 y 7200 pies (dependiendo del pozo), donde las velocidades PSDM incrementaron en 3640 ft/seg (en promedio). Esta observación condujo a que se intentara identificar qué factor geológico podría estar causando tal incremento, de no existir un factor geológico posiblemente haya sido un error en el proceso de migración o en el picado de velocidades.

En los pozos P1 y P2 se reportó una falla a 6458 y 7142 pies, respectivamente, las cuales concuerdan con la zona de aumento de velocidad PSDM (con una mínima incertidumbre en profundidad), en cuanto a las velocidades provenientes del check-shot, también muestran un incremento, pero no de igual magnitud. El aumento de velocidad observado en las PSDM se traduce en una zona de bajas presiones, donde en el pozo P2 se coloca un revestidor a 476 pies mas profundo que esa zona de bajas presiones.

En los pozos P3 y P4 se reportó una discordancia a 6700 y 5940 pies respectivamente, las cuales concuerdan con la zona de aumento de velocidad PSDM (con una mínima incertidumbre en profundidad), en cuanto a las velocidades provenientes del check-shot y del sísmico, también muestran un incremento, pero no de igual magnitud. El aumento de velocidad observado en las PSDM se traduce en una zona de bajas presiones, donde en el pozo P3 se coloca un revestidor a 760 pies mas profundo que esa zona de bajas presiones, y en el pozo P4 a 932 pies mas profundo.

### 5.2.5. Estimación de zona de altas presiones en las localizaciones exploratoria 1 (Loc.1) y 2 (Loc.2)

A partir de la siguiente observación en los pozos P3 y P4, donde se apreció que la zona de altas presiones coincide justamente con la inversión de velocidades PSDM (aunque esto no se refleja en los perfiles de presión de poro, en donde se observa un aumento de presiones, pero no con la misma magnitud que la estimada con el registro sísmico o el check-shot), se realizó la estimación en profundidad de las zonas de altas presiones en las localizaciones exploratorias 1 y 2.

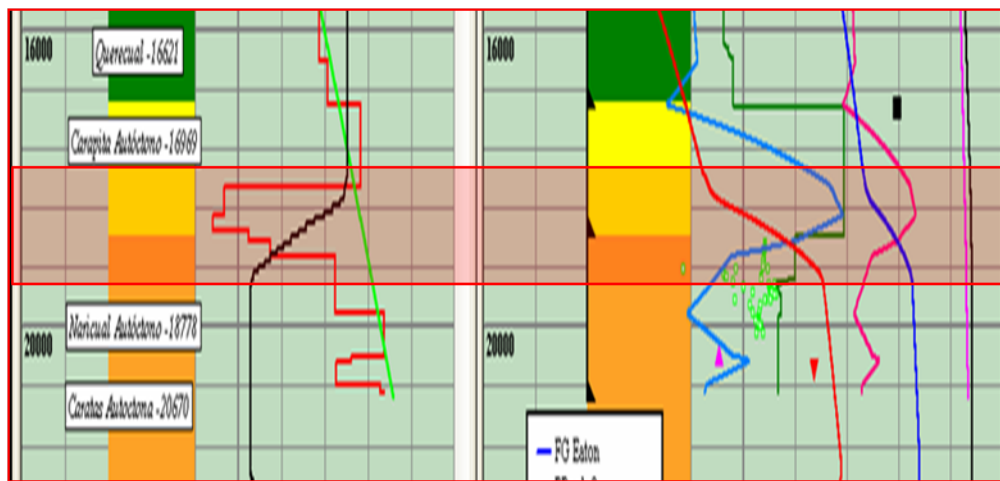


Figura 5.26: Acercamiento al perfil de velocidad intervállica, presión de poro y fractura, pertenecientes al pozo P3. La franja roja indica la zona de inversión de velocidades.

En la figura 5.26, se evidencia que la profundidad a la que ocurre la inversión de velocidades PSDM en el pozo P3 coincide con la inversión de velocidades en el check-shot y como consecuencia con la profundidad de más alta presión de poro. Aunque en el perfil de presión de poro calculado a partir de las PSDM, no se observa ésta como la zona de máxima presión, hay un quiebre en el gradiente calculado que se puede asociar con la zona de sobrepresión. De igual manera ocurre en el pozo P4 (figura 5.27

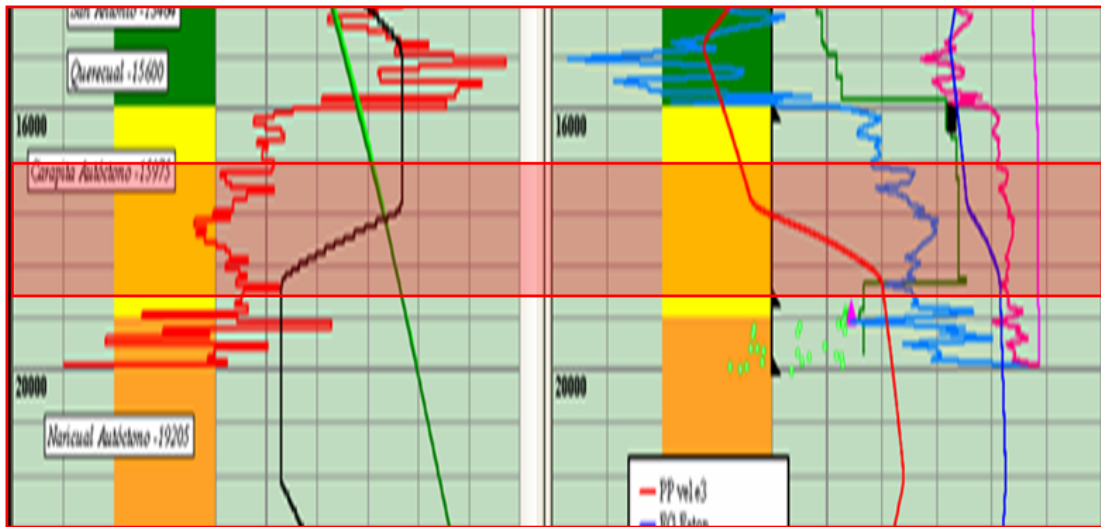


Figura 5.27: Acercamiento al perfil de velocidad interválica, presión de poro y fractura, pertenecientes al pozo P4. La franja roja indica la zona de inversión de velocidades.

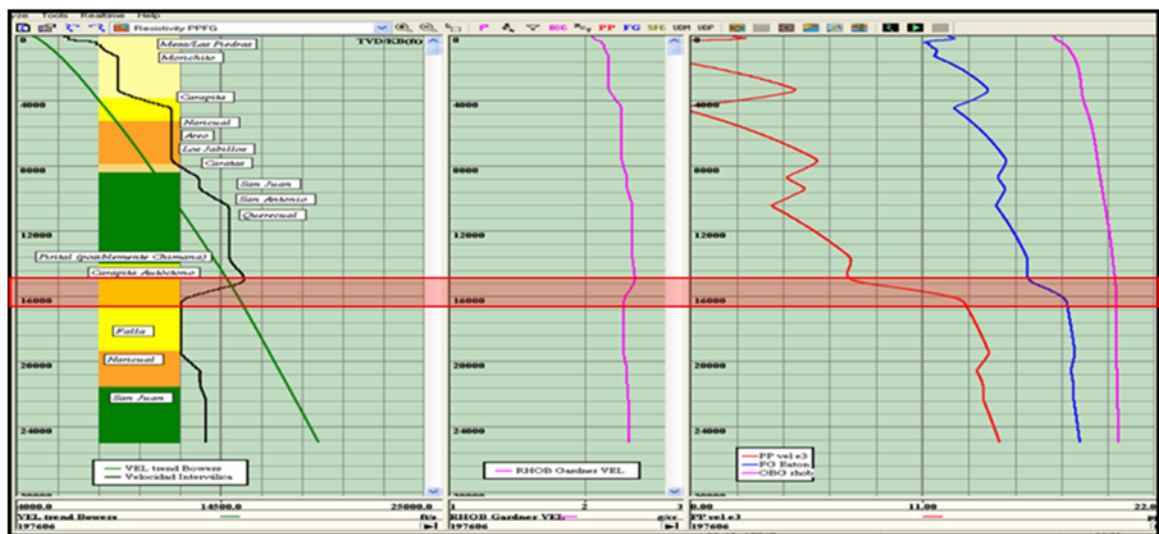


Figura 5.28: Perfil de velocidad interválica, presión de poro y fractura, pertenecientes a la localización exploratoria 1. La franja roja indica la zona de inversión de velocidades.

De las observaciones comentadas anteriormente, realizadas en los pozos P3y P4, se estima que la zona de altas presiones en la localización exploratoria 1, se encuentre a  $\pm 15200$  pies, como se evidencia en la figura 5.28.

La estimación realizada por Villegas, 2010, a través de otro método y datos indica que la profundidad de la zona de altas presiones podría estar entre: 12000 y 14000 pies o entre 12000 y 17000 pies, rango en el cual se encuentra nuestra estimación.

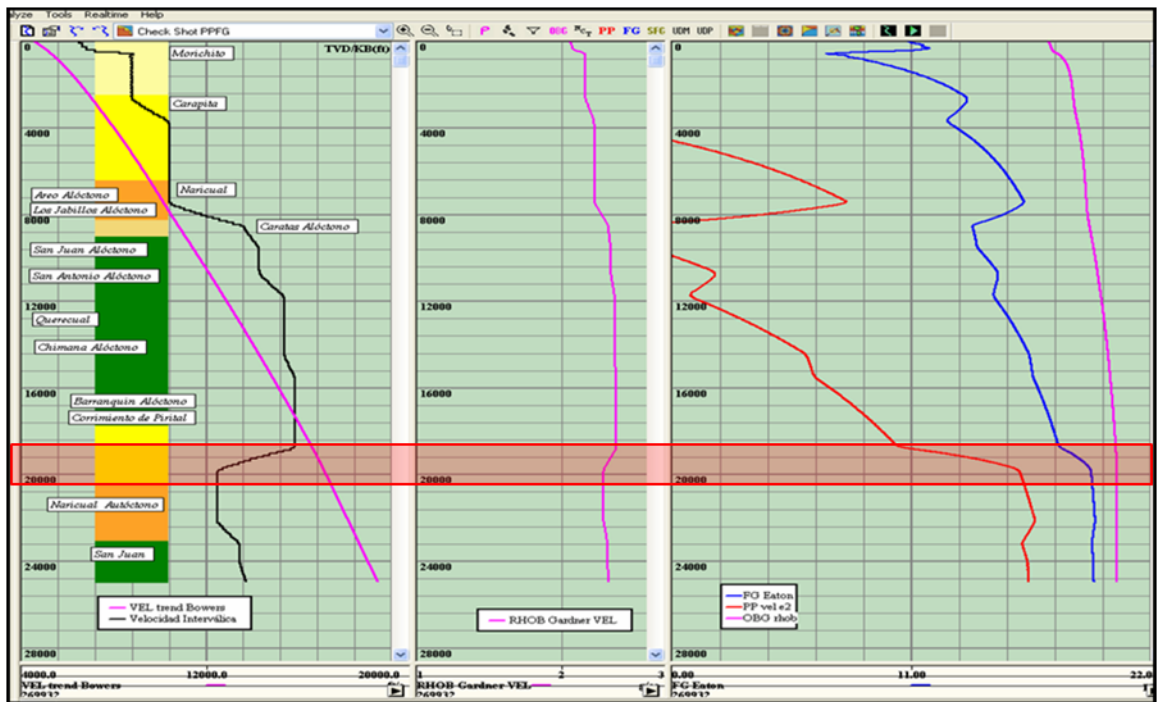


Figura 5.29: Perfil de velocidad interválica, presión de poro y fractura pertenecientes a la localización exploratoria 2. La franja roja indica la zona de inversión de velocidades.

De acuerdo a las observaciones antes mencionadas, correspondientes a los pozos P3 y P4, se estima que la zona de altas presiones en la localización exploratoria 2, se encuentre a  $\pm 18500$  pies, como se evidencia en la figura 5.29.

### 5.2.6. Pozo P5

En el pozo P5 no fué posible hacer el mismo análisis realizado a los demás pozos en el área, debido a que está en perforación, sin embargo, a nivel estratigráfico y estructural, este pozo ha presentado diferencias respecto a los demás, lo cual se ha observado durante la perforación. Estas diferencias se traducen en cambios en la presión de poro, distintos a los observados en los pozos vecinos. A través del perfil de velocidad interválica proveniente de la PSDM, asociado al pozo P5, se observó esta diferencia, ya que el mismo evidenció una tendencia muy distinta a los perfiles pertenecientes a los demás pozos del área.

En este sentido, se aprecia como las velocidades provenientes de la PSDM, son capaces de proporcionar información sobre cambios laterales, que pueden asociarse a cambios geológicos, lo cual es de suma importancia antes de la perforación, ya que permite optimizar la misma.

El cambio en el perfil de velocidad del pozo P5, se observó en otros perfiles contenidos en el área de estudio, lo cual permitió identificar una zona con velocidades distintas a las demás (zona 3, figura 5.7). A nivel de presión de poro, los perfiles estimados evidencian una zona de baja presión a 15000 pies, aproximadamente, la cual se apreció en el pozo P5 durante la perforación.

En las figuras 5.30 y 5.31, se visualiza la ubicación del perfil de velocidad PSDM correspondiente al pozo P5 en el cubo de velocidades generado, donde se aprecia la diferencia de velocidades de este pozo respecto a otros ubicados en la zona de estudio, también se observa la zona de altas velocidades (rojo), traducida en zonas de baja presión de poro y finalmente en la figura 5.31 se ilustra como una ligera desviación del pozo puede hacer que se obvие esa zona de altas velocidades durante la perforación.

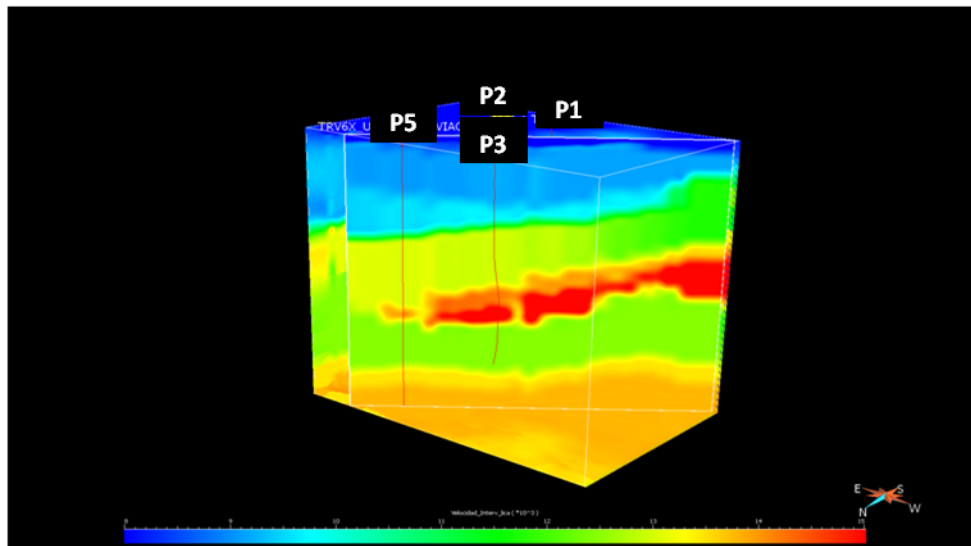


Figura 5.30: Ubicación en el cubo de velocidades generado del perfil de velocidad asociado al pozo P5

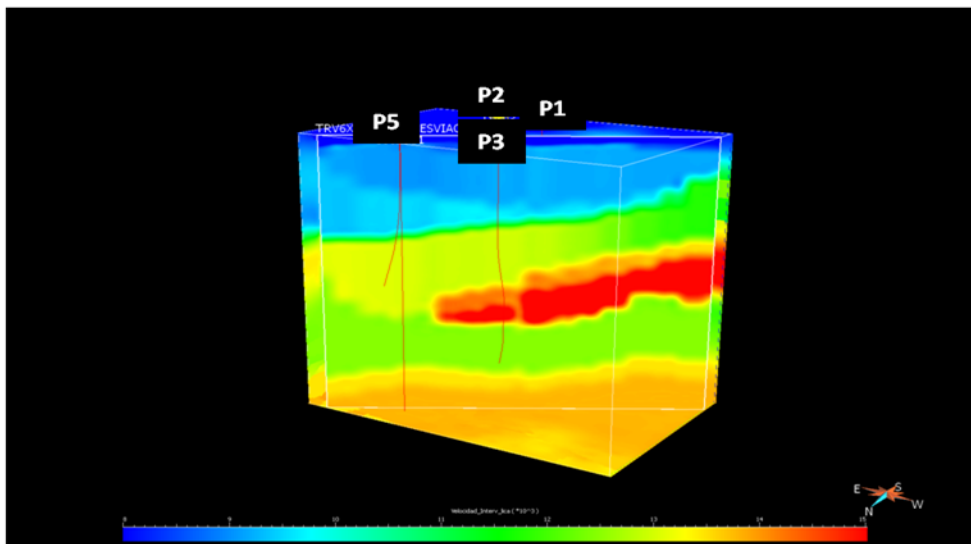


Figura 5.31: Observación de como una ligera desviación del pozo hace que se obvие la zona de altas velocidades durante la perforación.

## CAPÍTULO 6

### Conclusiones y recomendaciones

En este capítulo se plantean un conjunto de conclusiones y recomendaciones provenientes de los resultados obtenidos en este trabajo.

#### 6.1. Conclusiones

1. La metodología implementada permitió obtener tendencias en el comportamiento de las presiones de poro y fractura en el área bajo estudio .
2. La metodología empleada permitió dividir el área bajo estudio en 6 zonas, las cuales pueden ser agrupadas en dos de acuerdo al coeficiente de Eaton estimado; delimitación que coincide con el Corrimiento de Pirital.
3. A partir de las presiones de poro estimadas mediante las velocidades provenientes de la PSDM, no se logró identificar la zona de regresión de presiones asociada a la base de la Formación Carapita en contacto con la Formación Naricual, por no tener el detalle del análisis de velocidades.
4. La estimación de presiones evidenció mejores resultados en los pozos encontrados en el bloque donde se aprecia la sección Oligoceno-Cretácica, dado que en

la misma se observan mas cambios de impedancia, lo que mejora el análisis de velocidades.

5. La tendencia normal de compactación (TNC), empleada para la estimación de presiones de poro y fractura es uno de los parámetros que más afecta el resultado final, ya que ligeros cambios en la TNC conllevan a grandes cambios en las presiones estimadas.
6. Los coeficientes de Gardner, Poisson, exponente de Gardner y velocidad a la línea de lodo estimados, varían significativamente en el área de estudio, lo cual posiblemente se corresponda con la complejidad geológica de la zona.

## **6.2. Recomendaciones**

1. Realizar nuevamente la migración pre-apilamiento en profundidad del levantamiento sísmico Travi-Cotoperí, tomando en cuenta el modelo geológico actual del área, el cual ya ha sido calibrado con los pozos perforados hasta la actualidad.
2. Realizar ensayos geomecánicos en el área con la finalidad de determinar los módulos elásticos y conocer la dirección y magnitud de los esfuerzos, obteniendo de esta manera un mejor entendimiento y estimación de la presión de poro y fractura.
3. Determinar una constante de proporcionalidad en el área, que permita establecer una relación entre las velocidades provenientes del registro sísmico y las velocidades provenientes de la PSDM.
4. Para futuros proyectos, se recomienda acondicionar los datos sísmicos para el estudio de geopresiones y realizar un nuevo análisis de velocidades.

### 6.3. Consideraciones generales

- a) En los análisis derivados de este estudio se hace énfasis en la diferencia de magnitud de las velocidades provenientes de la PSDM respecto a las provenientes del check-shot o del sísmico, esto se puede justificar en el sentido de que son medidas realizadas y tratadas de distinta manera, y que además la zona de estudio posee alta complejidad geológica. Pero la migración pre-apilamiento en profundidad, es utilizada, dado su costo, sólo en situaciones tectónicas complejas (como nuestra zona de estudio), sin embargo, aunque este proceso esté apoyado en avanzadas teorías técnicas, contenidas en los paquetes de procesamiento más sofisticados, la calibración de las velocidades con el control del pozo es aún necesaria, ya que la calidad de los datos en áreas difíciles, todavía puede ser insuficiente para proporcionar velocidades sin un grado relativamente alto de incertidumbre (Bowers, G. Y Huffman, A., 1998).

Las velocidades utilizadas fueron migradas sobre el modelo geológico existente al momento de realizar la migración en profundidad, tal modelo no se había calibrado con datos de pozo, ya que el segundo pozo del campo (P1), estaba en la etapa de perforación, por tal motivo se justifican las diferencias en profundidad y magnitud de estas velocidades respecto al modelo actual. Sin embargo, cabe destacar que evidenciaron cambios laterales, los cuales se correspondieron con la geología de la zona y sus tendencias son muy similares a las observadas en el registro sísmico y check-shot, lo cual permite obtener tendencias en las presiones de poro y fractura estimadas.

- b) En los estudios de geomecánica, en los cuales está involucrado el análisis de las presiones de poro y fractura, es de vital importancia el trabajo multidisciplinario. Es indispensable que los geólogos de pozo y los intérpretes se involucren en la fase de procesamiento de los datos geofísicos; de esta manera el analista puede optimizar el análisis de velocidad resultante.

## APÉNDICE A

### Estimación de presión de poro y fractura utilizando Predict

A manera ilustrativa se mostrará un flujograma que esquematiza la estimación de presión de poro y fractura mediante el programa Predict (figura A.1).

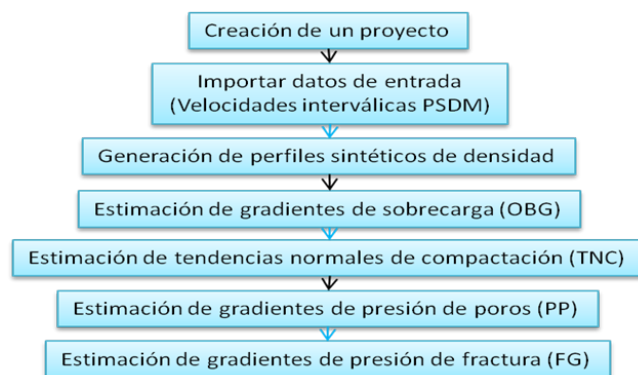


Figura A.1: Flujograma donde se esquematiza la estimación de gradientes de presión de poro (PP) y gradientes de presión de fractura (FG) a través del programa Predict.

Antes de importar los datos al programa, estos deben ser asignados a un pozo o localización específica, por ello, en principio se debe crear un proyecto con el nombre del pozo o localización. Cada punto en el área de estudio donde se tiene un perfil de velocidad se trató como una localización. Los pasos a seguir para crear un proyecto en Predict son los siguientes:

## 1. Creación de un proyecto

- a) Se especifica el nombre del proyecto, el nombre del analista, las unidades en que se trabajarán y donde se guardará.

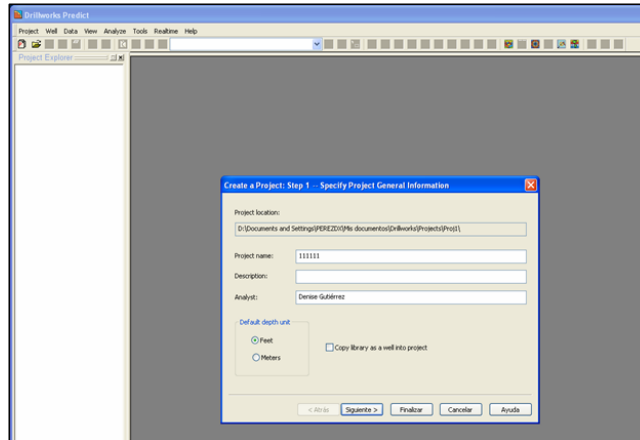


Figura A.2: Ventana del programa Predict donde se visualiza la información requerida para crear un proyecto (nombre del proyecto, nombre del analista, unidades en que se trabajarán y donde se guardará).

- b) Se especifica el nombre del pozo o localización y su ubicación geográfica.

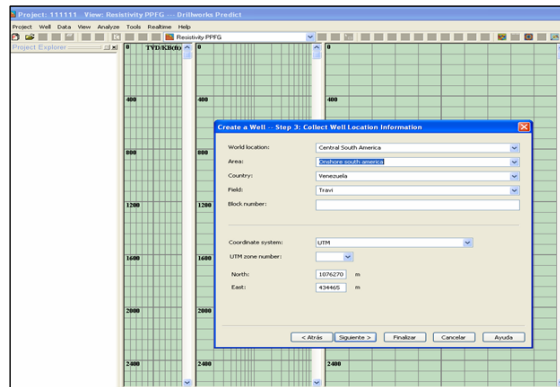


Figura A.3: Ventana del programa Predict donde se observa la información requerida cuando se carga una localización como: Ubicación mundial, país, y nombre del campo.

## 2. Importar datos de entrada

En este caso los datos de entrada al programa son las velocidades interválicas derivadas del cubo PSDM. Las etapas para importar estos datos fueron las siguientes:

- a)** Como la profundidad de los perfiles de velocidad viene expresada en metros y la velocidad en metros por segundo, se realizó una conversión de unidades donde se expresaron las profundidades en pies y la velocidad en pies por segundo. Esto debido a que toda la información de los pozos en el área viene expresada en pies.
- b)** El datum de procesamiento es 500 msnm. Con el propósito de llevar todos los datos a un nivel de referencia 0, a todos los perfiles de velocidad se le restaron 500 metros.
- c)** Se le indica al programa las especificaciones de los datos a cargar.
- d)** Se carga el perfil de velocidad interválica y se visualiza en la pantalla del programa.

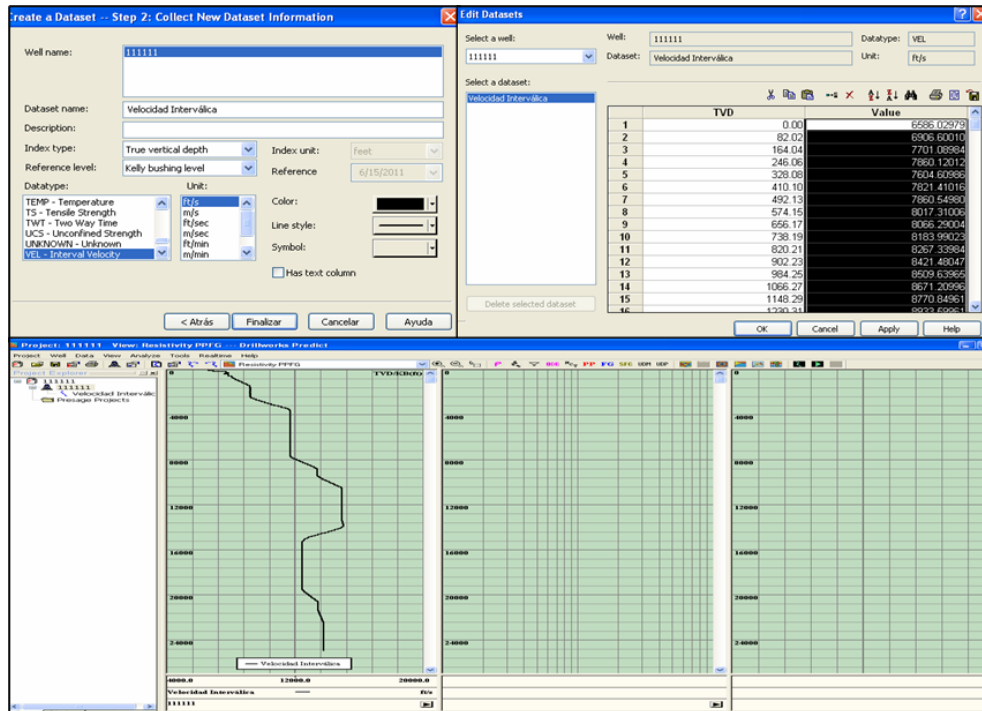


Figura A.4: Visualización de diferentes ventanas de Predict al importar los datos de velocidad interválica (PSDM). En la figura superior izquierda se muestran las especificaciones de los datos a cargar, en la figura superior derecha se observan los datos cargados y en la figura inferior se visualiza el perfil de velocidad interválica cargado.

### 3. Perfil sintético de densidad

Las fases para generar perfiles sintéticos de densidad son las siguientes:

- a) Se indica el método mediante el cual se generará la curva sintética de densidad. El método que se le indicó fué Gardner (Velocidad Interválica).
- b) Se señalan los datos mediante el cual generará los perfiles.
- c) Se coloca el nombre del perfil a generar, las unidades en las que se requiere y posteriormente se visualiza en la pantalla del programa.

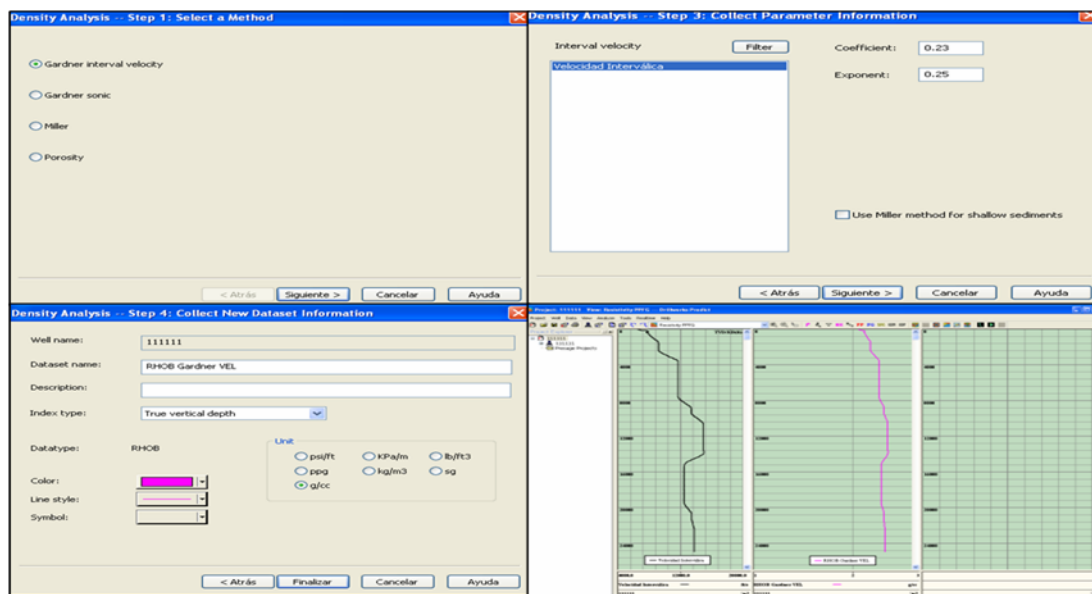


Figura A.5: Visualización de diferentes ventanas del programa Predict al generar perfiles sintéticos de densidad. En la figura superior izquierda se muestra el método mediante el cual se generará el perfil, en la figura superior derecha se observan los datos mediante los cuales lo realizará, en la figura inferior izquierda se indica las especificaciones del perfil a generar y en la figura inferior derecha se visualiza el perfil generado.

#### 4. Gradiente de sobrecarga

A continuación se presentan los pasos para generar el gradiente de sobrecarga, a partir de los datos de densidad mediante el programa Predict.

- a) Se indica el método mediante el cual se generará el gradiente de sobrecarga. Se le indicó utilizar el método de densidad aparente, ya que son los datos con los que se trabajará.
- b) Se señalan los datos de entrada.
- c) Se coloca el nombre del archivo de salida, las unidades en las que se requiere y posteriormente se visualiza en la pantalla del programa.

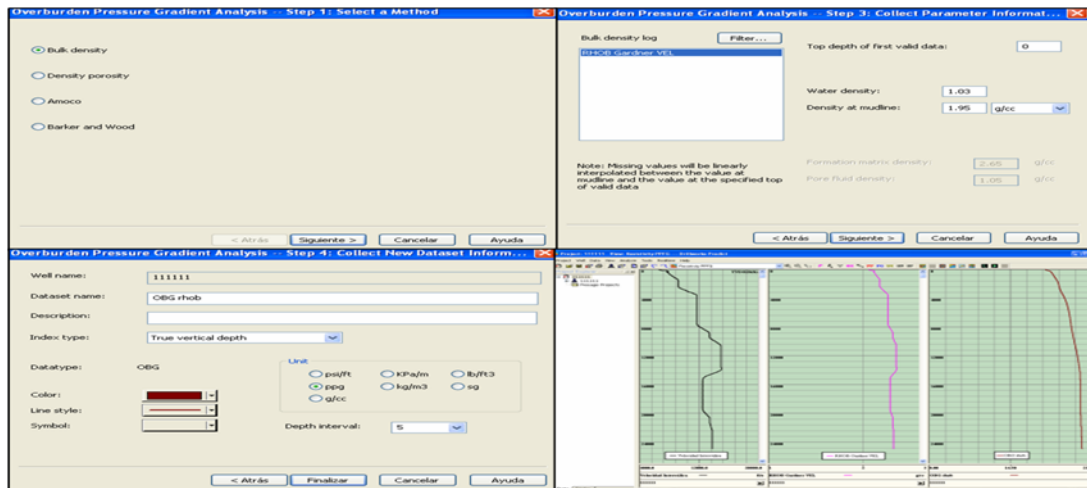


Figura A.6: Visualización de diferentes ventanas del programa Predict al estimar gradientes de sobrecarga. En la figura superior izquierda se muestra el método mediante el cual se estimará el gradiente, en la figura superior derecha se observan los datos mediante los cuales realizará la estimación, en la figura inferior izquierda se indica las especificaciones del gradiente a generar y en la figura inferior derecha se visualiza el gradiente generado.

## 5. Tendencia normal de compactación

Las etapas para crear curvas de tendencia normal de compactación mediante el programa Predict son los siguientes:

- a) Se indica el método mediante el cual se generará la línea de tendencia normal de compactación (TNC). Se le indicó realizar el cálculo mediante el método de Bowers.
- b) Se señalan los datos mediante los datos de entrada.
- c) Se coloca el nombre del archivo de salida, las unidades en las que se requiere y posteriormente se visualiza en la pantalla del programa.

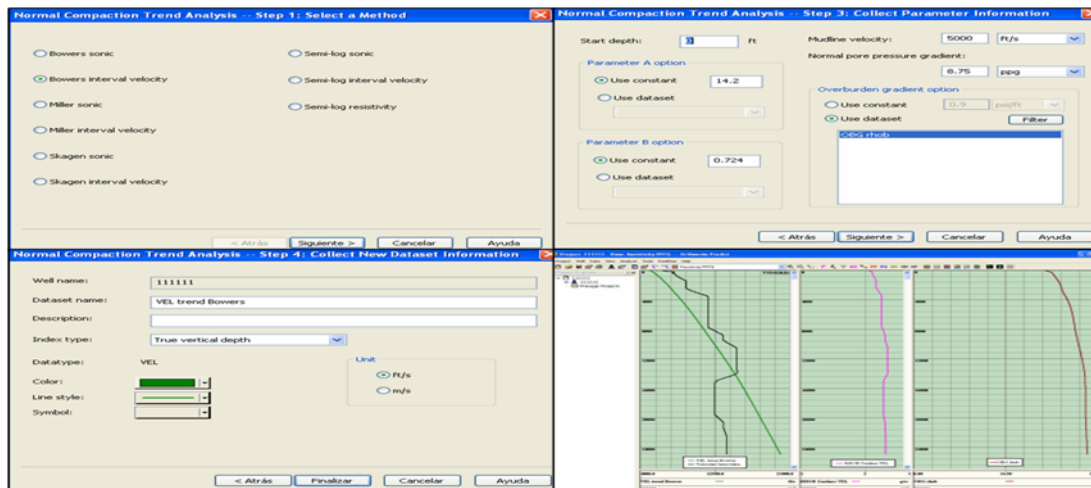


Figura A.7: Visualización de diferentes ventanas del programa Predict al generar tendencias normales de compactación. En la figura superior izquierda se muestra el método mediante el cual se generará la curva, en la figura superior derecha se observan los datos mediante los cuales la realizará, en la figura inferior izquierda se indica las especificaciones de la curva a generar y en la figura inferior derecha se visualiza la curva generada.

## 6. Gradiente de presión de poros

A continuación se presentan los pasos para generar el gradiente de presión de poros:

- Se indica el método a través del cual se generará el gradiente de presión de poros (PP). Se le indicó realizar el cálculo mediante el método de Eaton.
- Se señalan los datos de entrada. Los cuales son: velocidad interválica, tendencia normal de compactación, gradiente de sobrecarga, exponente de Eaton y Gradiente de presión de poros normal.
- Se coloca el nombre del archivo de salida, las unidades en las que se requiere y posteriormente se visualiza en la pantalla del programa.

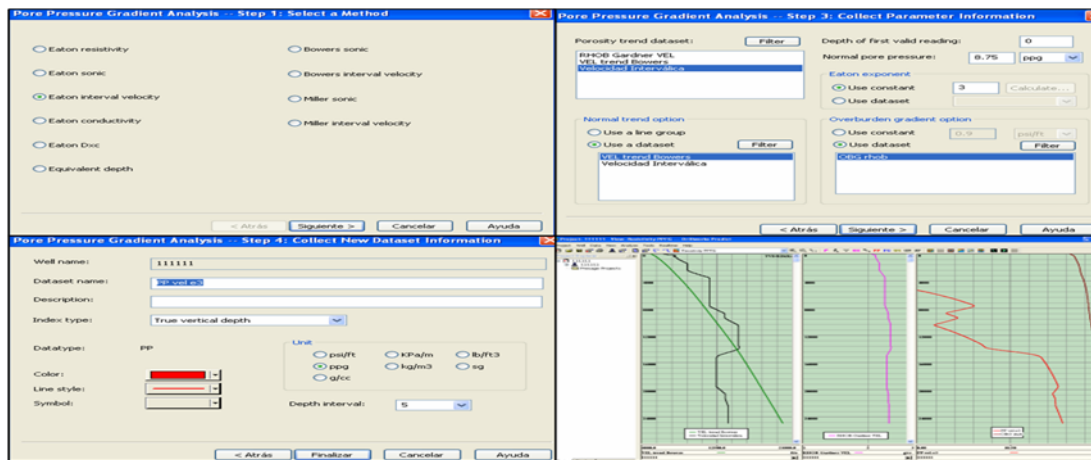


Figura A.8: Visualización de diferentes ventanas del programa Predict al estimar gradientes de sobrecarga. En la figura superior izquierda se muestra el método mediante el cual se estimará el gradiente, en la figura superior derecha se observan los datos mediante los cuales realizará la estimación, en la figura inferior izquierda se indica las especificaciones del gradiente a generar y en la figura inferior derecha se visualiza el gradiente generado.

## 7. Gradiente de fractura

Las etapas para calcular el gradiente de fractura mediante el programa Predict son los siguientes:

- Se indica el método mediante el cual se generará el gradiente de fractura (FG). Se le indicó realizar el cálculo mediante el método de Eaton.
- Se señalan los datos de entrada. Los datos que requiere el programa son: el gradiente de presión de poro (PP) y sobrecarga (OBG).
- Se coloca el nombre del archivo de salida, las unidades en las que se requiere y posteriormente se visualiza en la pantalla del programa.

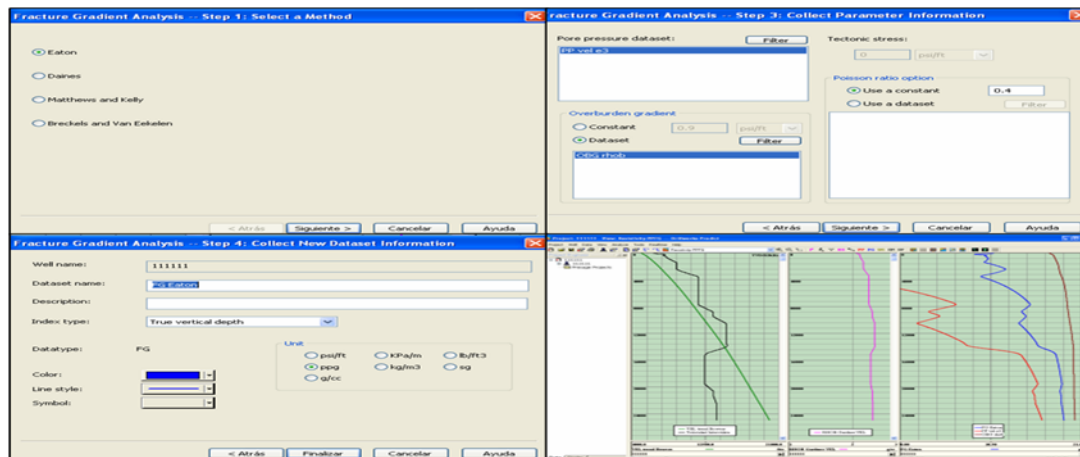


Figura A.9: Visualización de diferentes ventanas del programa Predict al estimar gradientes de fractura. En la figura superior izquierda se muestra el método mediante el cual se estimará el gradiente, en la figura superior derecha se observan los datos mediante los cuales realizará la estimación, en la figura inferior izquierda se indica las especificaciones del gradiente a generar y en la figura inferior derecha se visualiza el gradiente generado.

---

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Bastidas C., 2008, *Modelado geofísico integrado en el Norte de Monagas, aplicando la metodología de interpretación sísmica 2-D e inversión sísmica.*
- [2] Bowers, G., 1995, *Pore Pressure Estimation From Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction.* Society of Petroleum Engineers. Paper(SPE 27488).
- [3] Bowers, G. Y Huffman, A., 1998, *Pressure regimes in sedimentary basins and their prediction.* Houston, Texas.
- [4] Cavada, J., *Guía de Prospección Sísmica por Refracción.* Facultad de ingeniería de la Universidad Central de Venezuela. Versión 1.4. Marzo 2000.
- [5] Chelotti, L., Acosta, N. Y Ioster, M., 2009, *Procesamiento sísmico de reflexión.* Cátedra de geofísica aplicada, tema 15. UNPSJB, Chubut, Argentina.
- [6] Chopra, S. Y Huffman, A., 2006, *Velocity Determination for Pore Pressure Prediction.* \*Arcis Corporation, Calgary, Alberta, Canada; \*\*Fusion Petroleum Technologies, Houston, USA.

- [7] Completación y reacondicionamiento de pozos. 1990, Centro internacional de educación y desarrollo (CIED) PDVSA. Instituto de desarrollo profesional y técnico. Primera edición, Venezuela.
- [8] De Sisto, J., 1961, *Stratigraphic relationship along the southern shelf area of Eastern Venezuela Basin, east of the greater Oficina fields*. Asoc. Ven. Geol., Min. y Petr., Bol. Inform., 4 (3): 95-101.
- [9] Diem, R., 1960, *Geología del Campo Pirital, Estado Monagas*. Cong. Geol. Venez. III, Caracas, Noviembre, 1959.
- [10] Dutta, N., 2002, *Geopressure Prediction Using Seismic Data: Current Status and the Road Ahead*. Geophysics, 67, no.6, p 2012-2041.
- [11] Eaton, B., 1975, *The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs*. Society of Petroleum Engineers of AIME. Paper(SPE 5544).
- [12] Funes, D., Salazar, R., Itriago, J., León, F., Mujica, A., Cabrera, S., Audemar, F., Sarsalejo, S., Bejarano, C. Y Flores, G., 1.995, *Exploración de trampas estratigráficas (Explotres)*. Informe Interno de Corpoven, S.A.
- [13] García, R. Y León, G., 2011, *Estudio del comportamiento de las geopresiones en la Formación Carapita perforada por los pozos del campo Travi al noroeste del estado Monagas*. Trabajo especial de grado. Bolívar, Venezuela. Universidad de Oriente.
- [14] Gardner, G., Gardner, L. Y Gregory, R., 1974, *Formation Velocity and Density - The Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps*. Geophysics, vol. 39.
- [15] González De Juana, C., Iturralde, J., Picard, X., 1980, *Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas*. Ediciones Foninves, Caracas.
- [16] Guía de referencia. 1996, *Evaluación de la presión de formación*. Baker Hughes INTEQ. Houston, Texas, USA.

- [17] Hottman, C.E. Y Johnson, R.K., 1965, *Estimation of Formation Pressures from Log Derived Shale Properties*. J.Pet.Tech.6.
- [18] Informe final del área de Travi, Bloques TRV-2X, TRV-3 y TRV-4X. Proyecto Bosque - Travi, 2007. . Informe técnico interno. PDVSA Exploración - División Oriente, Puerto La Cruz.
- [19] Lamb, J. Y Sulek, J., 1968, *Miocene turbidities in the Carapita Formation of Eastern Venezuela*. Cong. Geol. Caribe IV, Trinidad, 28 Marzo- 12 Abril, 1965.
- [20] Lévy, B. Y Mallet, J., 1989, *Discrete smooth interpolation: constrained discrete fairing for arbitrary meshes*. ISA-GOCAD (Inria Lorraine/CNRS) ENSG, rue du doyen Marcel Roubault, 54500 Vandoeuvre.
- [21] Mancilla, J., Mendez, E. y Santana, J., 2003, *Geopressure Evaluation from Seismic Data and its Application for Exploratory Wells in Mexico*. Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, USA., 5-8 May 2003.
- [22] Manual de presiones anormales. 1997, *Detección de presiones anormales*. Centro internacional de educación y desarrollo (CIED) PDVSA. Instituto de desarrollo profesional y técnico.
- [23] Manzoni, S., 2001, *Secuencia básica de procesamiento de data sísmica para obtener datos finales, orientada a estudiantes de ingeniería geofísica*. Trabajo especial de grado para optar al título de ingeniero geofísico. Caracas, Venezuela. Universidad Central de Venezuela.
- [24] Pennebaker, E.S., 1968, *Seismic Data Indicate Depth and Magnitude of Abnormal Pressure*. World Oil.
- [25] Pérez, Z., Ojeda, G. Y Mateus, D., 2009, *Estimación de Presión de Poro a Partir de Velocidades Sísmicas*. Ciencia, Tecnología y Futuro. Vol.3 no.5 Bucaramanga Junio/Diciembre 2009.

- [26] Regueiro, J., 1997, *Sísmica para Ingenieros y Geólogos de Yacimiento*. Centro Internacional de la Educación y Desarrollo (CIED) PDVSA.
- [27] Regueiro, J., 2007, *Sísmica para Ingenieros y Geólogos. El Método Sísmico de Reflexión*.
- [28] Rojas, A., 1996, *Modelo Esquemático de la Subcuenca de Maturin*. (Informe Interno) Puerto La Cruz, Anzoátegui, pp 39.
- [29] Salvador, A. Y Stainforth, R., 1968, *Clues in Venezuela to the geology of Trinidad y viceversa*. Conf. Geol. Caribe IV, Trinidad, Marzo-Abril, 1965.
- [30] The pressure log reference manual. 1982, *Theory and evaluation of formation pressures*. Exploration logging Inc. Houston, Texas, USA.
- [31] Villamizar, B., 2011, *Generación de modelo de velocidad para el área del Proyecto Travi- Cotoperí incorporando la información adquirida en los pozos TRV-5 y J496X*. Trabajo especial de grado para optar al título de ingeniero geofísico. Caracas, Venezuela. Universidad Simón Bolívar.
- [32] Villegas, J., 2010, *Estimación del perfil de presión de poro y gradiente de fractura para la localización exploratoria travi este CX a partir de data sísmica y registros de pozos vecinos*. Trabajo especial de grado para optar al título de ingeniero en petróleo. Anzoátegui, Venezuela. Universidad de Oriente.
- [33] Yassir, N.A. Y Bell, J.S., 1996, *Abnormally High Fluid Pressures and Associated Porosities and Stress Regimes in Sedimentary Basins*. Society of Petroleum Engineers. Paper (SPE 28139).