



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD TICOMÁN
CIENCIAS DE LA TIERRA

**“Diseño y planeación de la perforación
de un pozo inyector térmico”**

TESIS

A FIN DE OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

PADRÓN McELHANEY CHRISTOPHER MANUEL

ASESORES

EXTERNO: M. EN I. MARIO GERARDO GARCÍA HERRERA.

INTERNO: ING. ALBERTO ENRIQUE MORFÍN FAURE.



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Presente

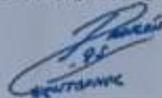
Bajo protesta de decir la verdad el que suscribe Christopher Manuel Padrón McElhaney, manifiesto ser autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "Diseño y planeación de la perforación de un pozo inyector térmico", en adelante "LA TESIS" y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en el artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo a el Instituto Politécnico Nacional, en adelante El IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (Publicación en Línea) "La Tesis" por un periodo de un año contado a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a El IPN de su terminación.

En Virtud de lo anterior, "El IPN" deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de "La Tesis".

Adicionalmente, y en mi calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de "La Tesis", manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de "La Tesis", pro lo que deslindo de toda responsabilidad a El IPN en caso de que el contenido de "La Tesis" o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso.

Ciudad de México, a 30 de octubre de 2020.

Atentamente



Christopher Manuel Padrón McElhaney

EP Y T/105/2020.

Asunto
Registro de Tema

"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía
80 Aniversario del CECyT 5 "Miguel Othón de Mendizábal"
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

CDMX, 26 de febrero de 2020.

C. CHRISTOPHER MANUEL PADRON MCELHANEY
PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO DE
INGENIERÍA PETROLERA
PRESENTE

A continuación, comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarla.

"DISEÑO Y PLANEACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE UN POZO INYECTOR TÉRMICO".

- INDICE
- OBJETIVOS
- RESUMEN
- ABSTRACT
- INTRODUCCIÓN
- I. INFORMACIÓN DEL CAMPO AGUACATE.
- II. METODOLOGÍA DE TRABAJO, ANÁLISIS DE REGISTROS GEOFÍSICOS.
- III. DISTRIBUCIÓN, TRAYECTORIA Y COLUMNA LITOLÓGICA DE POZOS.
- IV. PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO EN EL TERCIARIO.
- V. PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO EN CARBONATOS.
- VI. ESTABILIDAD MECÁNICA DEL AGUJERO.
- VII. DISEÑO DE POZO INYECTOR TÉRMICO
- CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

ATENTAMENTE

"La Técnica al Servicio de la Patria"

Ing. Fernando Rodríguez Chávez
Subdirector Académico.

FRCH/loch*



UNIDAD TICOMÁN
DIRECCIÓN ACADÉMICA



"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

Folio
EP Y T/163/2020.

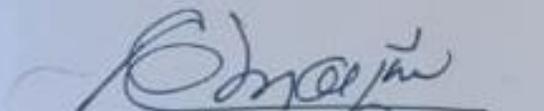
APROBACIÓN

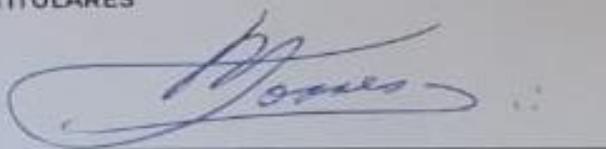
CDMX, 22 de septiembre de 2020.

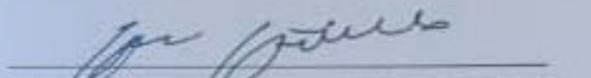
ING. FERNANDO RODRÍGUEZ CHÁVEZ
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

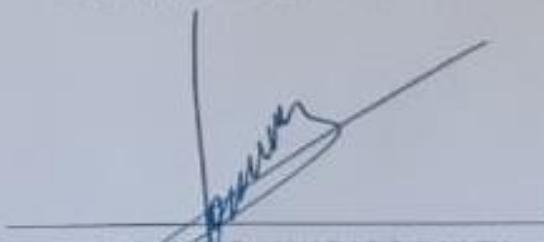
Por este conducto, hacemos constar que el Tema, por la opción de **Tesis Individual**, "**DISEÑO Y PLANEACION DE LA PERFORACION DE UN POZO INYECTOR TERMICO**" presentado por la pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera**, **C. CHRISTOPHER MANUEL PADRON McELHANEY**, fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto, esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.

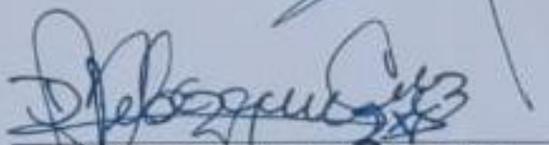
TITULARES


ING. ALBERTO ENRIQUE MORFIN FAURE


ING. MANUEL TORRES HERNÁNDEZ


ING. CARLOS ANTONIO CASTILLO ARREAGA


ING. OMAR ALVARADO BAILEY


M. en C. DAVID VELÁZQUEZ CRUZ





EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



Instituto Politécnico Nacional
"La Técnica al Servicio de la Patria"

Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura
Unidad Ticomán

"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

EP Y T/076/2020.

Asunto
ASESORIA DE TESIS

CDMX, 18 de febrero de 2020

ING. ALBERTO ENRIQUE MORFIN FAURE
PRESENTE

En atención a la Solicitud del **C. CHRISTOPHER MANUEL PADRON MCELHANEY**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera** con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I.P.N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso I, se le informa que ha sido seleccionado para asesorar la tesis del pasante mencionado, Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por el interesado.

Seguro de contar con su participación, le saludo cordialmente.

ATENTAMENTE

"La Técnica al Servicio de la Patria"



UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA

Ing. Fernando Rodríguez Chávez
Subdirector Académico

c. c. p. M. en C. David Velázquez Cruz. - Jefe del Departamento de Formación Profesional Específica.
Interesado

FRCH/gach*



"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

Folio
EP Y T/077/2020.

Asunto
ASESORIA DE TESIS

CDMX, 18 de febrero de 2020.

M. en I. MARIO GERARDO GARCÍA HERRERA
INVESTIGADOR DEL DEPARTAMENTO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO
PRESENTE

En atención a la Solicitud del C. **CHRISTOPHER MANUEL PADRON MCELHANEY**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera** y tomando en consideración sus altos méritos profesionales, me es grato invitarlo a dirigir el trabajo de tesis con fines de titulación profesional que, por la opción de Tesis Individual, deberá desarrollar el interesado, por lo que solicito a usted, se sirva proponer a esta Subdirección el Tema y Contenido.

En la confianza de que contaremos con su colaboración, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE
"La Técnica al Servicio de la Patria"

Ing. Fernando Rodríguez Chávez
Subdirector Académico

FRCH/igoch*



UNIDAD TICOMAN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA



Agradecimientos

Hay dos lecciones en las que me baso para salir adelante y las encontré resumidas en dos frases:

“Aceptar la vida como es y dejar que las cosas ocurran naturalmente, es la mejor manera de superar la ansiedad.” Facundo Cabral.

“Si te tomas como una escuela tu trayecto desde el nacimiento hasta la muerte, te darás cuenta de que los errores son, en realidad, lecciones.” Facundo Cabral.

Agradezco a la vida por su gran sentido del humor y su ácido sarcasmo, pues gracias a lo todo lo que he podido experimentar y vivir hasta ahora que escribo esto, me ha formado y amoldado como una persona con sensibilidad, fortaleza, sentido del humor y sarcasmo. Gracias a ello, llegaré más lejos de lo que ahora veo.

Doy gracias a mi familia, mamá, papá y Jenny, ustedes han sido mi brújula en los momentos más complicados y creen en mí cuando no yo mismo lo hacía. Mamá, gracias por tu sensibilidad y fortaleza, cuando no sabía qué hacer o dudé de mí mismo, tú me enseñaste que no importa lo que se ponga enfrente, siempre puedo dar más. Papá, gracias por tu disciplina y tu apoyo incondicional, sé que soy un terco ilusionado y tú un modelo a seguir realista, que tengamos puntos de vista diferentes no significa que seas malo, ahora entiendo que es difícil y haz hecho una labor excelente. Jenny, cuando llegaste a mi vida, supe que la vida mejoraría cuando vi tu sonrisa por primera vez, siempre tengo una amiga, una compañera y una hermana hermosa conmigo. A mis abuelos, Amparo, Diego, Betty y Richard, los amo.

Gracias a mi madrina, Q.E.P.D. María de Dolores Escobar y Muñoz, Miss Lolita, no tienes idea de lo mucho que te extraño, sé que es egoísta, pero sé que, gracias a tus lecciones, tus consejos y miradas, me he formado y mantenido fuerte.

Gracias tío Carlos, por ver el potencial en mí y guiarme para conocer la carrera de Ingeniería Petrolera en el momento correcto. Me comentaste sobre esa opción basado en todo lo que me gustaba y quería hacer. También, por los consejos que me diste a lo largo de la carrera y en los momentos de duda, eres un gran hombre, sabio y buen guía, te quiero mucho.

Gracias a mis tíos, Oscar y Carmela, quienes siempre estuvieron ahí para mí y para mi familia, no creo que tengan idea del impacto que han generado en mi vida y la de los demás, tienen un gran corazón y también carácter fuerte. Ambos son parte de la razón por la que pude llegar tan lejos y llegaré a más, por sus consejos, lecciones y amor. Siempre han estado ahí cuando la vida se volvía ruda y espero volver a correr a sus brazos, o por tamaños creo que ahora será al revés, los amo.

Gracias Tony, eres un hombre divertido, cariñoso, fuerte, inteligente, talentoso, con un sentido del humor que siempre me anima a dar más. Eres un hermano para mí, pues hasta cuando cometí errores, siempre fuiste y estuviste, por mí y conmigo. Eres el amigo que no cualquiera puede tener, te amo. Joana, el Jing, prima te adoro y gracias por ser mi amiga, cómplice y compañera de vida desde que éramos bebés, no sabes lo feliz que me hace saber que eres como una hermana y a veces como un amigo sónico, pero siempre me la paso riéndome contigo. A mi prima Fabi, gracias por ser tan linda conmigo, por los consejos y las risas cuando las cosas parecían duras y tenía problemas emocionales, no se me olvida que parecía tu sombrita. A mi primo Carlitos, te adoro viejo, aunque ya más grandes congeniamos más, pero eres uno de mis más grandes amigos y cómplices. A Nancy, Héctor y Montse, que siempre me apoyaron para cumplir mis sueños, los adoro, las charlas y viajes están muy cerca de mi corazón.

Al Instituto Politécnico Nacional y al Instituto Mexicano del Petróleo, por abrirme las puertas y darme la oportunidad de formarme como un futuro profesionalista y una persona más experimentada. A todo el personal docente y de apoyo, Ing. Chavira, Ing. Rafael, Ing. Chávez Alcaraz, Ing. Clavel, Ing. Julio Iván, Ing. Jaime, Ing. Iván Aguilar, Verito, Carmencita, Vero, Aarón del Valle, Graciela, Joaquín, Dr. Cázares, Dr. Garnica y a toda persona con la que llegué a platicar, convivir y tomar cátedra. A los sinodales que me apoyaron durante el proceso de titulación y que evaluaron mi tesis de investigación y mi examen profesional.

Al Ing. Enrique Alberto Morfín Faure, asesor interno de esta tesis, quien desde que entré a la universidad, con una risa sarcástica me recibió como un amigo y alumno, siempre me apoyó, me escarmentó y provocó en mí un sentimiento competitivo para llegar lejos. Eres una persona sabia y sé que tengo mucho que aprender, pasé buenos tiempos, divertidas reuniones y largas charlas.

Al M. en I. Mario Gerardo García Herrera, asesor externo de esta tesis, quien me abrió las puertas y la oportunidad para desarrollarme en un ambiente de investigación, desde que hice mi servicio social, hasta la conclusión de mi titulación. Maestro, muchísimas gracias la perseverancia, la amistad, la dedicación y sobre todo por la paciencia durante poco más de un año, para hacer de un chico indisciplinado y terco, un futuro profesionalista menos desordenado, con una visión más clara y un gran futuro. Es un gran mentor y me trae felicidad saber que creyó en mí cuando ni yo mismo pensaba que podría.

A mi novia, Ara, con quien llevo un poco más de un año, gracias por el apoyo, la disciplina, los desvelos, la paciencia, el cariño, los cuidados, los viajes, los buenos y malos momentos. He aprendido mucho y llegado lejos gracias a tu apoyo y regaños. En mis momentos de debilidad y en los que no creí en mí mismo, me hiciste reaccionar. Te dije que llegaría lejos y nunca has dudado de ello. Te amo, sé que llegarás y llegaremos lejos, a pesar de lo que pase.

A mi amigo de tantos años, Armando eres uno de mis hermanos de otra madre, así como siempre platicamos, sé que llegarás lejos y que lograrás cosas grandes, me da gusto saber que tengo amigos como tú, aunque estés lejos. A mis amigos de Puebla y la Ciudad de México, Paco, Raúl, Roli y Garza, y David, Daniel, Campoy, Alex y Jorge Escalante, son mis amigos y hermanos, con quienes mantengo una amistad de la que muchos gustarían disfrutar, gracias por los aprendizajes, salidas, viajes y grandes anécdotas. A Dogos, quien es un gran amigo y mentor, qué buenos recuerdos llevo de todo, los estragos del rock, eres un gran hermano. A mis amigos de la universidad, Omar Bailey, Alex Leal, Moshe, José, Jon, de Dios, Neri y Rojo son con quienes conviví, salí y platiqué. A todos, les agradezco tanto por estar ahí a pesar de todo, los quiero y los aprecio demasiado.

A mis hermanos de Tuna, gracias por tantos eventos, viajes, convivencias, compañerismo y hermandad, Vero, Rafa, Charly, Romeo, Blanquito, Basi, Yisus, Fred, Mau, Maestro, Dani, Pollo, Rocco, Sirenito, Cap, Carlitos, Balú, los estimo y les deseo mucho éxito. ¡Aúpa, Tuna!

A la familia Strempler Mosqueda, por darme la oportunidad de vivir en esa casa tan bella, por sus atenciones y el apoyo que me brindaron cuando apenas empezaba a utilizar el metro y conocer la Ciudad de México, los aprecio y les tengo mucho cariño, mis mejores deseos. Nunca será suficiente para agradecerles por tratarme como un miembro más de su familia en mi estadía, gracias por los aprendizajes.

A toda persona con quien conviví y estuvo en mi vida, es complicado anotar a tantas personas, quiero que sepan que es gracias a su paso en mi trayecto, por lo que he salido adelante y llegado lejos, y lo que falta. A quienes conozca en un futuro y vuelva a ver, espero recuerden que llegué sin que supieran quién era y me iré sin que se olviden quién soy.

Resumen

Previo a la planeación y el diseño de un pozo, es esencial un estudio multidisciplinario, integrado por sísmica, geología, caracterización estática, caracterización dinámica, perforación, terminación, simulación numérica de yacimientos y producción. El diseño del pozo inyector térmico en el documento presente está basado en información de yacimientos, reportes de perforación, trayectorias y los registros geofísicos de pozos validados para realizar una serie de predicciones. Con la información obtenida de dos pozos, se predice el esfuerzo de sobrecarga y la presión de poro por dos métodos, de Ben Eaton para el Terciario y de Vahid Atashbari para el Cretácico, y obtener las geopresiones de cada uno de los pozos de correlación. Se realiza un análisis de estabilidad mecánica del agujero, en donde se predice la presión de colapso aplicando el criterio de Mohr-Coulomb. El área de simulación numérica de yacimientos, proporciona la información de la zona con mayor productividad y en base a ello, se procede a diseñar dos trayectorias, un tipo J y un horizontal. Se diseña la ventana operativa del pozo inyector, que incluye geopresiones y análisis de estabilidad mecánica del agujero, para asentar las tuberías de revestimiento y definir los fluidos de control de perforación. Finalmente se calcula la fuerza a la tensión, la presión de reventón y la presión de colapso para cada asentamiento de las tuberías de revestimiento. También, se calcula la longitud e indican los datos de la tubería térmica que se utilizará para la inyección de la mezcla de fluido térmico. El objetivo del pozo inyector es transportar el fluido térmico desde la superficie hasta el yacimiento.

Abstract

Before the planning and designing processes for a well are done, a multidisciplinary study is essential, which involves seismic engineering, geology, static characterization, dynamic characterization, drilling, completion, numerical simulation of petroleum reservoirs and production data. In this document, the thermal injection well design, is based on reservoir, drilling reports, directional well paths and validated well logs, to create a series of predictions. Through the use of the received information of both wells, the overburden stress is predicted and pore pressure also, by Ben Eaton's method in the Tertiary and Vahid Atashbari's method in the Cretic eras, and obtain the geopressure's values for each well. An analysis of the well's mechanical stability is done, in which the collapse pressure is predicted through the use of Mohr-Coulomb's criteria. The numerical simulation of petroleum reservoirs area, turns in the information about the highest productivity zone, and base on it, two well path designs are done, one is a Slant and the other is a horizontal type. The drilling program of the injection well, which includes geopressures and the well's mechanical stability, is designed for the casing settling process and to define the properties of the drilling fluids. Finally, the calculations for tension strength, burst casing pressure and collapse casing pressure, are calculated. Also, the length of the thermal tubing was calculated and its specifications were detailed, for the injection of the thermal fluid mixture. The goal for the injection well, is to transport the thermal fluid from the surface to the reservoir.



Contenido

Índice

Agradecimientos.....	I
Resumen	III
Abstract	IV
Figuras	VI
Tablas	X
Objetivos	XI
Introducción.....	XII
Capítulo I: Información del Campo A.....	1
Capítulo II: Metodología de trabajo, análisis de registros geofísicos.	6
Capítulo III: Distribución, trayectoria y columna litológica de pozos.....	23
Capítulo IV: Predicción de la presión de poro en el Terciario.	32
Capítulo V: Predicción de la presión de poro en carbonatos.	48
Capítulo VI: Estabilidad mecánica del agujero.	61
Capítulo VII: Diseño de pozo inyector térmico.....	80
Conclusiones y Recomendaciones.	91
Apéndice A: Litología del pozo A 1 (7 de enero de 1970).....	93
Apéndice B: Predicción de la presión de poro por método de Ben Eaton.....	95
Apéndice C: Columna estratigráfica del pozo A 39.	97
Apéndice D: Predicción de la presión de fractura por el método de Ben Eaton.....	98
Apéndice E: Conversión de psi a g/cm ³	99
Apéndice F: Datos de la trayectoria direccional tipo J del pozo A 39.....	100
Apéndice G: Estado mecánico del pozo direccional A 39.....	102
Bibliografía.....	103



Figuras

Figura 1.	Campo Aguacate ubicación de la Localización A 39	2
Figura 2.	Plataformas carbonatadas.....	3
Figura 3.	Ubicación geográfica del campo A	4
Figura 4.	Historia de presión del campo A.....	5
Figura 5.	Diagrama de flujo de geomecánica aplicada al diseño de la perforación.....	7
Figura 6.	Diagrama de flujo de modelos geomecánicos robustos aplicados en el diseño de la perforación de pozos exploratorios.....	7
Figura 7.	Diagrama de flujo de geomecánica aplicada al diseño de la perforación.....	8
Figura 8.	Diagrama de flujo de geomecánica aplicada a la estabilidad mecánica del agujero del pozo 101.....	8
Figura 9.	Registro geofísico de Rayos Gama (GR).....	9
Figura 10.	Registro geofísico de litodensidad (RHOB).....	10
Figura 11.	Registro geofísico resistivo (Rt).....	11
Figura 12.	Registro geofísico sísmico compresional (Δt_{log}).....	12
Figura 13.	Registro geofísico de porosidad neutrón (φ_N).....	13
Figura 14.	Registro geofísico Caliper (pulg).....	14
Figura 15.	Registro geofísico de Rayos Gama (GR).....	15
Figura 16.	Registro geofísico de litodensidad (RHOB).....	16
Figura 17.	Registro geofísico resistivo (Rt).....	17
Figura 18.	Registro geofísico sísmico compresional (Δt_{log}).....	18
Figura 19.	Registro geofísico de porosidad neutrón (φ_N).....	19
Figura 20.	Afloramiento de las formaciones Agua Nueva (roca sello) y El Abra (yacimien- to naturalmente fraturado).....	20
Figura 21.	Columna estratigráfica perteneciente a los estratos de las formaciones Méndez, San Felipe, Agua Nueva (roca sello) y la cima de la formación El Abra (yacimien- to naturalmente fraturado).....	20
Figura 22.	Ubicación de la plataforma A 15	24

Figura 23. Ubicación del pozo inyector de mezcla (PIM).....24

Figura 24. Columna estratigráfica del pozo A 3925

Figura 25. Arreglo de pozos: A 15 V, A 73 H, A 28 V y A 29 V, de las plataformas 15 y 29, respectivamente26

Figura 26. Trayectoria en tres dimensiones (3D) y dos dimensiones (2D) del pozo A 29 V....27

Figura 27. Trayectoria en tres dimensiones (3D) y dos dimensiones (2D) del pozo A 28 V....27

Figura 28. Trayectoria en tres dimensiones (3D) y dos dimensiones (2D) del pozo A 73 D ...28

Figura 29. Trayectoria en tres dimensiones (3D) y dos dimensiones (2D) del pozo A 15 V....28

Figura 30. Registros geofísicos del pozo A 28: Rayos Gama, litodensidad, sísmico compresional, resistividad, Caliper y porosidad neutrón, que se usan para el análisis de la geología y predicción de geopresiones30

Figura 31. Registros geofísicos del pozo A 29: Rayos Gama, litodensidad, sísmico compresional, resistividad y porosidad neutrón, que se usan para el análisis de la geología y predicción de geopresiones31

Figura 32. Registro sísmico con dos puntos seleccionados en verde33

Figura 33. Registro sísmico, puntos y línea de tendencia a la compactación normal34

Figura 34. Línea de tendencia a la compactación normal, calculada con pendiente e intersección en el eje de las ordenadas....35

Figura 35. Registro sísmico, línea de tendencia trazada y calculada.....36

Figura 36. Registro sísmico con tres líneas de tendencia a la compactación normal (TCN)...37

Figura 37. Predicción de presión de poro con exponente $\alpha=3.0$38

Figura 38. Predicción de presión de poro con exponente $\alpha=2.0$39

Figura 39. Predicción de presión de poro con exponente $\alpha=1.0$40

Figura 40. Predicción de presión de poro con exponente $\alpha=0.9$41

Figura 41. Curva de la predicción de la presión de poro correspondiente a la línea de TCN seleccionada, por el método de Ben Eaton sísmico y exponente $\alpha= 0.9$42

Figura 42. Registro sísmico del simulador con línea de tendencia trazada a mano.....43

Figura 43. Predicción de presión de poro obtenida, a través del simulador..... 44

Figura 44. Predicción de presión de poro obtenida, a través del simulador y con gradiente de $m=-15.370 \text{ m}_v/\mu\text{s}/\text{pie}$ y exponente $\alpha=0.9$ 45



Figura 45. Ventana operativa del Terciario del pozo A 28.....	46
Figura 46. Ventana operativa del pozo A 29.....	47
Figura 47. Porosidad vs. profundidad en carbonatos.....	51
Figura 48. Gráfico de porosidad vs. compresibilidad de la roca.....	52
Figura 49. Porosidad vs. compresibilidad de poro.....	53
Figura 50. Predicción de la presión de poro con $\gamma=0.9$	55
Figura 51. Predicción de la presión de poro con $\gamma=0.85$	56
Figura 52. Resultado de la predicción de la presión de poro en carbonatos.....	57
Figura 53. Ventana operativa completa del pozo A 28 con simulador	58
Figura 54. Resultado de la predicción de la presión de poro en carbonatos.....	59
Figura 55. Ventana operativa completa del pozo A 29	60
Figura 56. Ventana operativa del pozo A 28 con $v_{\text{constante}}$	62
Figura 57. Ventana operativa del pozo A 28 y presión de fractura con v variable y $v_{\text{constante}}$	63
Figura 58. Esfuerzos in-situ en escala lineal	64
Figura 59. Esfuerzos in-situ en escala logarítmica	65
Figura 60. Predicción de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo.	67
Figura 61. Lutita con falla	70
Figura 62. Lutita con falla normal	70
Figura 63. Lutita color verde con falla normal	70
Figura 64. Predicción de la presión de colapso en el pozo A 28	72
Figura 65. Predicción de la presión de colapso ajustada del pozo A 28	73
Figura 66. Ventana operativa del pozo A 28	74
Figura 67. Predicción de la presión de colapso en el pozo A 29	75
Figura 68. Ventana operativa del pozo A 29	76
Figura 69. Fotografía del asentamiento de tuberías de revestimiento ideal	79
Figura 70. Vista lateral del diseño horizontal del pozo A 39	81
Figura 71. Vista de planta del diseño horizontal del pozo A 39	82
Figura 72. Comparación de la vista lateral y de planta del pozo A 39	82
Figura 73. Vista en tres dimensiones (3D) lateral del diseño tipo J del pozo A 39	83

Figura 74. Vista en dos (2D) y tres dimensiones (3D) del pozo A 39 84

Figura 75. Trayectoria pozo A 39 en dos dimensiones y columna estratigráfica 84

Figura 76. Asentamiento de tuberías de revestimiento y columna estratigráfica del pozo A 39 85

Figura 77. Tubería térmica (VIT) 89

Figura 78. Columna estratigráfica del pozo A 39, en el campo A 97



Tablas

Tabla 1.	Litología del pozo A 28	21
Tabla 2.	Profundidad vertical y desarrollada, inclinación y azimut de cuatro (4) pozos, en las plataformas A 15 y 29	29
Tabla 3.	Eventos durante la perforación	46
Tabla 4.	Lista de registros geofísicos para predicción de geopresiones.....	49
Tabla 5.	Valores de densidad de la matriz.....	50
Tabla 6.	Valores de porosidad sónico, neutrón y densidad en carbonatos del pozo A 28 ...	50
Tabla 7.	Rango de valores de porosidad cualitativos.....	51
Tabla 8.	Resultados de compresibilidades de poro y bulto en carbonatos.....	54
Tabla 9.	Problemas durante la perforación del pozo A 28	58
Tabla 10.	Equivalencias de psi a ksi.....	69
Tabla 11.	Propiedades físicas de las formaciones.....	71
Tabla 12.	Asentamiento de tuberías de revestimiento del pozo A 28	77
Tabla 13.	Asentamiento de tuberías de revestimiento del pozo A 29	78
Tabla 14.	Objetivo de las etapas de perforación del pozo A 39	86
Tabla 15.	Tipo de fluido y densidad de fluidos de control de perforación.....	86
Tabla 16.	Grado, esfuerzo de cedencia mínimo y máximo de tuberías de revestimiento.....	87
Tabla 17.	Diámetros y fuerza de tensión de tuberías de revestimiento.....	87
Tabla 18.	Presión de reventón de tuberías de revestimiento.....	87
Tabla 19.	Grados y factores adimensionales de tuberías de revestimiento.....	88
Tabla 20.	Presión de colapso de tuberías de revestimiento.....	88
Tabla 21.	Cálculo de la longitud de la tubería térmica para cada trayectoria propuesta.....	89
Tabla 22.	Litología del pozo A 1 (7 de enero de 1970)	93
	Continuación de Tabla 22. Litología del pozo A 1 (7 de enero de 1970)	94
Tabla 23.	Tabla de valores numéricos de pozo direccional A 39	100
	Continuación de Tabla 23. Tabla de valores numéricos de pozo direccional A 39	101

Objetivos

Objetivo general:

La planeación y diseño de un pozo inyector térmico, el cual tiene la función de ser el medio para la inyección de un fluido térmico hasta el yacimiento, que se encuentra en la formación El Abra.

Objetivos específicos:

- ✓ La predicción de las geopresiones, haciendo uso de dos métodos, Ben Eaton para formaciones clásticas y Vahid Atashbari para formaciones carbonatadas.
- ✓ La predicción de la estabilidad mecánica de dos pozos de correlación, aplicando el criterio de Mohr-Coulomb.
- ✓ Cálculo de la fuerza de tensión, presión de colapso y presión de reventón de las tuberías, a partir del esfuerzo de cedencia.
- ✓ El diseño de dos trayectorias para el pozo térmico.
- ✓ El cálculo de la longitud de la tubería térmica, en función de la profundidad total del pozo, para las dos trayectorias y definir la opción más viable de costos.

Introducción

En esta investigación de tesis, se desarrolla la planeación y el diseño de un pozo inyector térmico en el Campo A . Este campo, es productor de hidrocarburos con 15 °API es decir, aceite pesado del yacimiento en la formación El Abra, en rocas de tipo caliza (matriz, fracturas y vóculos). Los pozos en el campo son productores y ninguno fue planeado o diseñado con el fin de ser utilizado como pozo inyector, por tal motivo, se requiere planear y diseñar un pozo inyector, para modificar las propiedades físicas del hidrocarburo y lograr el aumento de la producción, mediante el proceso de inyección de un fluido térmico en un proyecto de investigación. Este proceso requiere de varias especialidades como lo son la sísmica, geología, caracterización estática, caracterización dinámica, perforación, terminación, simulación numérica de yacimientos y producción.

La planeación y diseño de un pozo es el programa previo a las operaciones de perforación, que contempla la revisión de la información, análisis de datos, trayectoria, definición del tipo, características y diseño del pozo. El área de simulación numérica de yacimientos, proporciona la información del intervalo productor y a partir de ello, se diseñaron dos trayectorias. Se toman dos pozos de correlación, mediante los que se realiza la predicción de poro con dos métodos. En formaciones del Terciario (clásticas) se aplica el método de Ben Eaton, el cual es el más utilizado y para formaciones del Cretácico (carbonatadas) el de Vahid Atashbari. Se obtiene una ventana operativa, que tradicionalmente se compone de geopresiones y es necesaria para realizar un análisis de la estabilidad mecánica del agujero. A través de este análisis, se optimiza la ventana para el asentamiento de las tuberías de revestimiento y la selección de los fluidos de control de perforación.

Se presta atención durante la investigación a los cambios de litologías, zonas de presión anormal (alta) y la transición entre las formaciones clásticas (areniscas, lutitas) y carbonatadas (margas, calizas), a fin de reducir los tiempos de perforación, costos y problemas durante la perforación de un pozo. Un pozo inyector térmico, se diseña para el transporte de un fluido térmico desde el árbol hasta la formación productora El Abra, en donde para evitar pérdidas de energía es necesaria una tubería térmica, a fin de aumentar el porcentaje de recuperación de hidrocarburos. La longitud de la tubería térmica está en función de la trayectoria diseñada, un tipo J y otra horizontal.

Capítulo I: Información del Campo A.



1.1. Localización y generalidades del Campo A:

La investigación y desarrollo de esta tesis tiene como objetivo principal, la planeación y diseño de un pozo inyector, el cual se perforará en el campo A. El objetivo principal del pozo inyector, es inyectar un fluido térmico hasta el yacimiento, el cual, se encuentra en la formación El Abra.

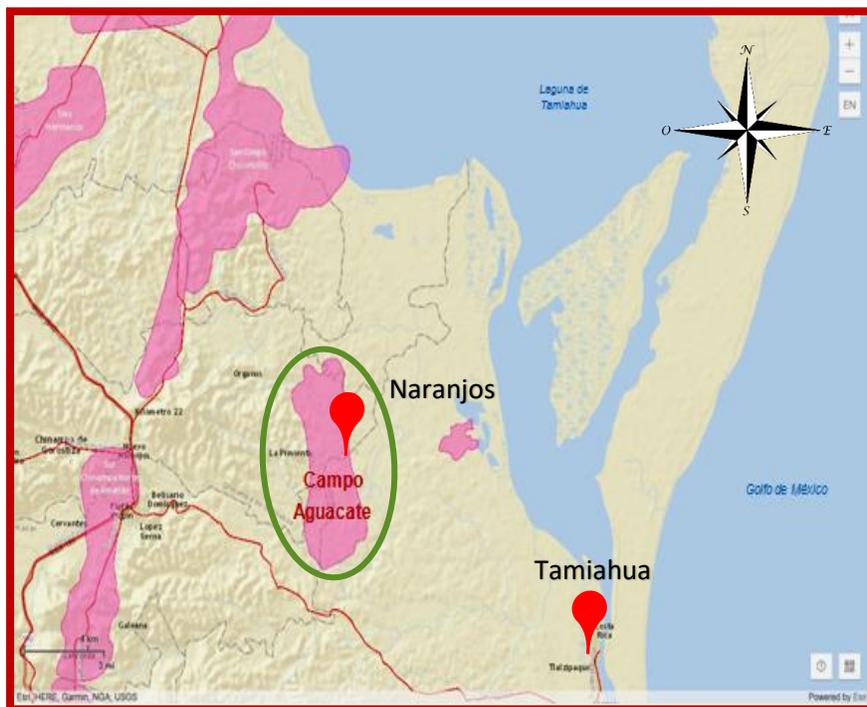


Figura 1. Campo A ubicación de la Localización A 39.

En la Figura 1., se muestra el campo A, el cual está situado aproximadamente a 14 kilómetros (km) al Este - Sureste de la localidad de Naranjos, Veracruz, en los municipios de Naranjos, Amatlán y Tamiahua del Estado de Veracruz de Ignacio de la Llave, al Norte del estado de Veracruz.

El campo A se localiza geológicamente en la Cuenca Tampico-Misantla, en la porción lagunar de la Faja de Oro. En las Figura 2. y Figura 3. se muestran las plataformas carbonatadas de la República Mexicana y la ubicación geográfica del campo A. El campo, es productor de hidrocarburos (aceite y gas), en donde el yacimiento se encuentra en la formación El Abra, que pertenece a la edad Cretácico Medio, donde su litología es una roca de tipo caliza (matriz, micro fracturas y vóculos). Se le da el nombre de Formación El Abra al conjunto calcáreo de tipo plataforma, de edad Albiano-Cenomaniano que se halla sobre la Plataforma Valles-San Luis Potosí, en la plataforma el Doctor y en la Plataforma Tuxpan-Tecolutla ^[1].

1.2. Propiedades físicas de los hidrocarburos:



Figura 2. Plataformas carbonatadas.

En la Figura 2., se muestran las plataformas carbonatadas desarrolladas durante el Cretácico Inferior, en las del centro del país se depositó la formación El Abra. El campo fue descubierto en el año 1970 con la perforación del pozo A 1 y la perforación terminó oficialmente el 28 de enero de 1970. La profundidad total es de 966 metros verticales (m_v). La producción de hidrocarburos, como el aceite, es 288 barriles por día (bls/día) y de gas $880 \text{ m}^3/\text{día}$ ($31.7 \text{ m}^3/\text{pie}^3/\text{día}$), con una relación gas-aceite (R.G.A) de $18 \text{ m}^3/\text{m}^3$, saturación de agua 0.20 %, salinidad de 4 950 ppm y densidad del aceite $0.969 \text{ gr}/\text{cm}^3$ a una temperatura de $20 \text{ }^\circ\text{C}$. Actualmente se explotan dos estructuras. El campo A tiene treinta y cinco (35) pozos con una producción de 2000 barriles por día. La problemática actual de la producción de aceite, es el volumen de agua producido ^[1].

1.3. Propiedades de la roca, de los fluidos y mecanismos de producción:

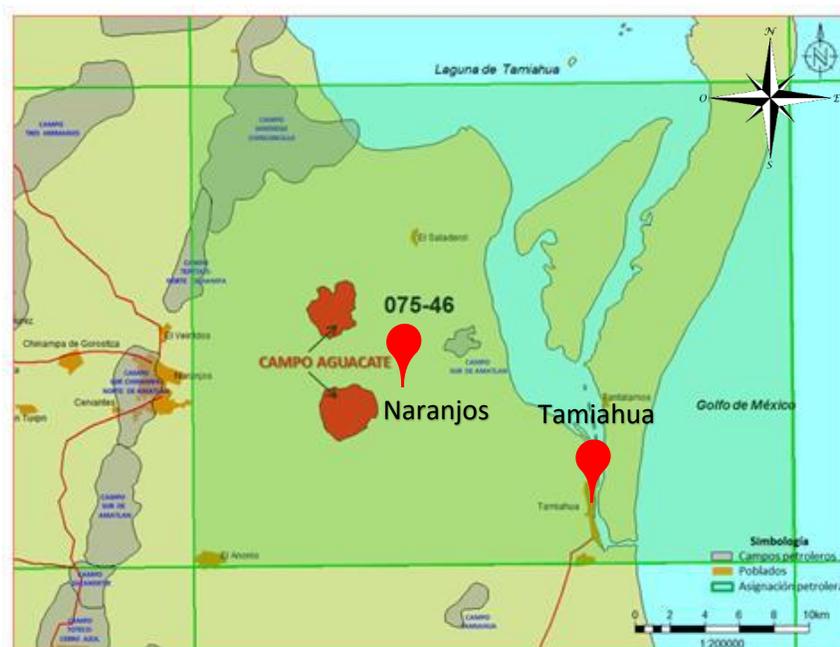


Figura 3. Ubicación geográfica del campo A

En la Figura 3., se tiene la localización en dos partes del campo A, los cuales son productores de hidrocarburos (aceite y gas) y la porción sur, pertenece al municipio de Naranjos, Veracruz. El campo A es productor de hidrocarburos en rocas del Cretácico Medio, formación El Abra, con un área 3P (reservas probadas, probables y posibles) de 4.9 kilómetros cuadrados (km^2), con un espesor promedio neto de 10 metros (m). La porosidad promedio, es del orden de 14%; la permeabilidad promedio, es de 77-800 milidarcy (mD) y la saturación de agua promedio de aproximadamente de 15%. La densidad del aceite es de 15 grados API ($^{\circ}\text{API}$), la viscosidad promedio de 126 centipoise (cP) a condiciones de yacimiento (@ c.y), la presión y temperatura actuales de 108 kilogramos por cada centímetro cuadrado (kg/cm^2) y 60 grados Celsius ($^{\circ}\text{C}$). A su descubrimiento contaba con una presión inicial de 120 (kg/cm^2), con una caída de presión de $0.4 \text{ kg}/\text{cm}^2/\text{año}$ y de $0.4 \text{ kg}/\text{cm}^2/\text{mmbbl}$, considerando un nivel de referencia de 976 metros verticales bajo mesa rotaria (m.v.b.m.r); esta baja caída de presión se debe a 2 factores principales:

1. Los acuíferos que actúan desde la periferia de la estructura hacia la zona central.
2. El aporte de hidrocarburos a través de fallas en esta zona. [1]

1.4. Historial de producción:

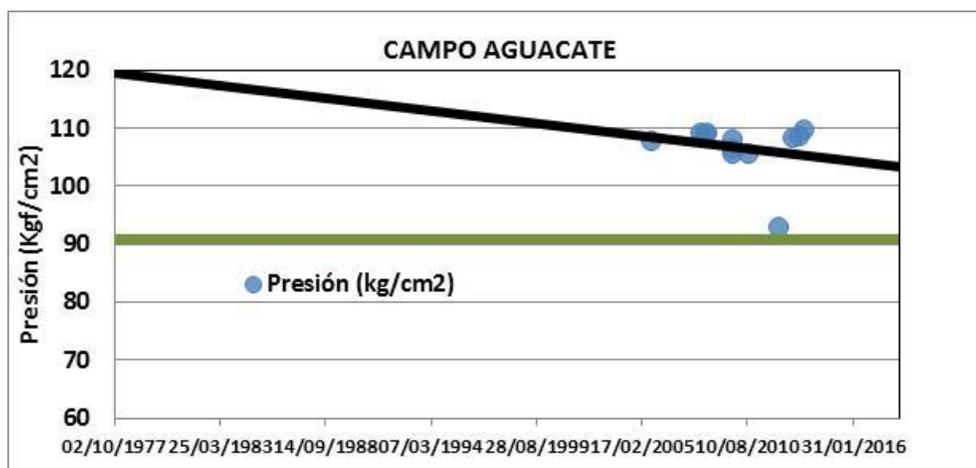


Figura 4. Historial de presión del campo A

En la Figura 4., se muestra una representación gráfica de la vida productiva del campo A, con la presión del yacimiento en kilogramos fuerza por cada centímetro cuadrado (kgf/cm^2) contra el tiempo (años). La línea de color negro, presenta una pendiente de baja magnitud, $0.4 \text{ kgf}/\text{cm}^2/\text{año}$, que corresponde al abatimiento de la presión en el campo A. Comienza con una presión de $120 \text{ kgf}/\text{cm}^2$, en el año 1977, hasta llegar a una presión de $110 \text{ kgf}/\text{cm}^2$ en 2016. El yacimiento, en la actualidad es saturado, con una presión de $103 \text{ kgf}/\text{cm}^2$ (obtenido por extrapolación). La pendiente es baja, debido al empuje de un acuífero asociado, casquete de gas y gas asociado, lo cual se desarrolla en un medio carbonatado, es decir, un yacimiento naturalmente fracturado, en el Cretácico Medio [2]. La línea de color verde, representa un valor del punto de burbuja constante de $91 \text{ kgf}/\text{cm}^2$, extrapolado. Los puntos en color azul, son las mediciones de la presión de fondo fluído, por las cuales se obtiene la línea de tendencia y pendiente previamente mencionada.[1]

Durante el primer capítulo se mencionan los antecedentes e información relevante a la ubicación del Campo A, una breve mención del descubrimiento del campo, las características del yacimiento y de los fluidos encontrados en él a través del pozo A 1, la edad geológica y el tipo de roca del yacimiento, y la vida productiva del pozo. En el campo A es necesario perforar un pozo inyector, el cual servirá para inyectar una mezcla de fluidos térmicos (catalizador, residuo de vacío e hidrógeno). Se requiere para ello, establecer una metodología de trabajo, realizar un análisis de los registros geofísicos de pozos y reconocer la litología del campo A.

Capítulo II: Metodología de trabajo, análisis de registros geofísicos.



2.1. Diagrama de flujo del pozo A 28 V:



Figura 5. Diagrama de flujo de geomecánica aplicada al diseño de la perforación



Figura 6. Diagrama de flujo de modelos geomecánicos robustos aplicados en el diseño de la perforación de pozos exploratorios.

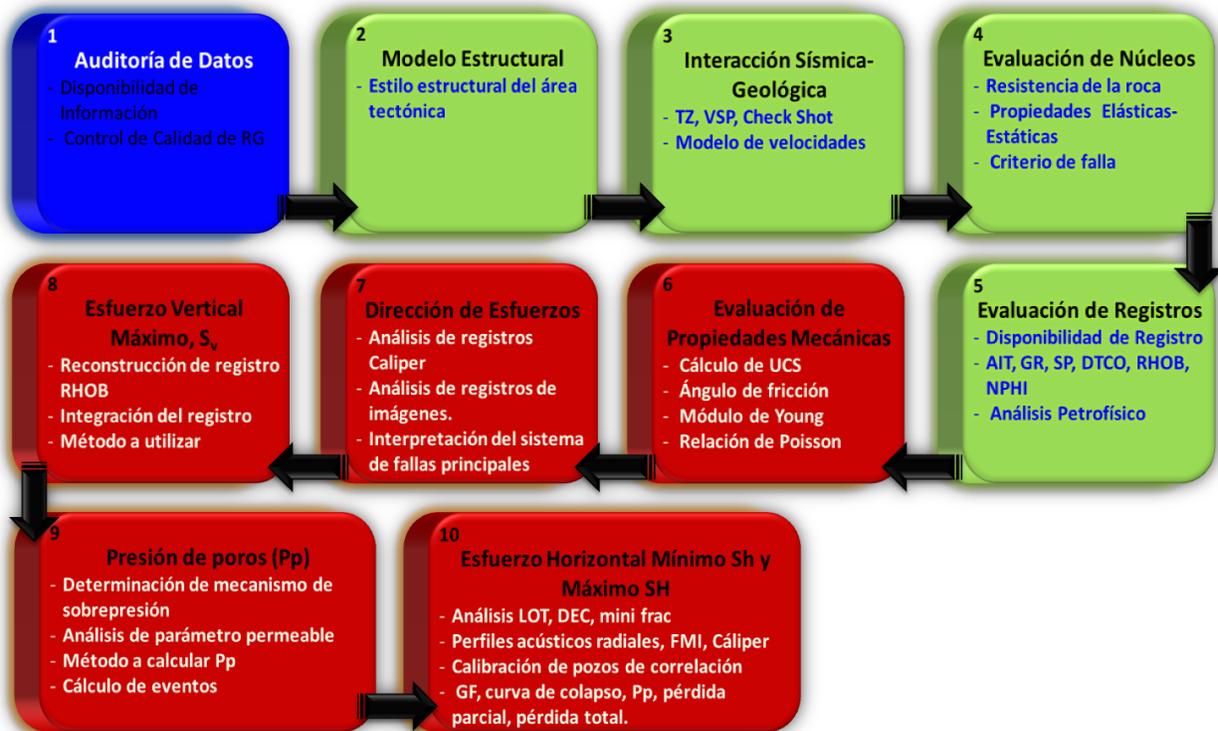


Figura 7. Diagrama de flujo de geomecánica aplicada al diseño de la perforación.

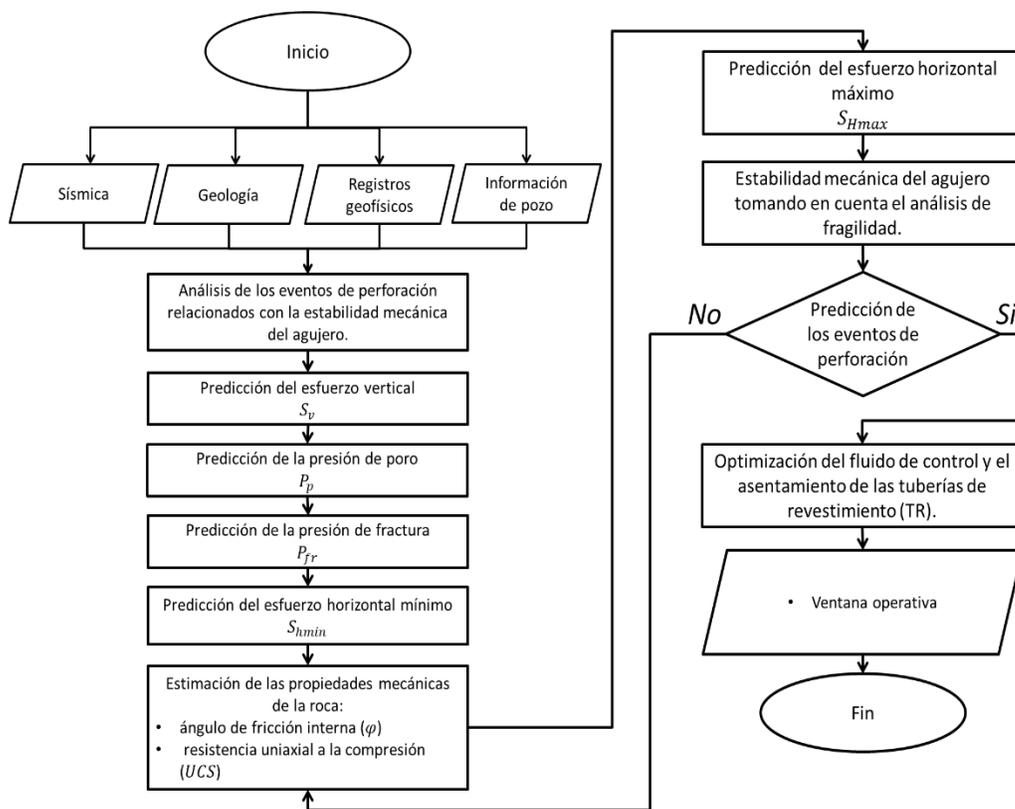


Figura 8. Diagrama de flujo de geomecánica aplicada a la estabilidad mecánica del agujero.



2.2. Registros geofísicos del pozo A 28:

2.2.1. Rayos Gama:

El análisis de registros geofísicos del pozo A 28, se realizó bajo las mediciones de los sistemas de Rayos Gama (GR), litodensidad (RHOB), resistividad (Rt), sínico ($\Delta\log_{\text{compresional}}$), porosidad neutrón (ρ_s) y diámetro del pozo (Caliper). El pozo se perforó a una profundidad total de 2763 metros (mts), siendo el más profundo de los pozos en la plataforma A 29. Como se observa en la Figura 9., se muestra la curva de Rayos Gama, la cual se encuentra en color azul y el rango es de 0 a 100 °API. A su derecha, se presenta la columna estratigráfica. Las mediciones de 299 a 938 mts, corresponden al intervalo entre las formaciones Palma Real y El Abra, y de 2200 a 2763 mts, correspondientes a El Abra, respectivamente. El registro, presenta intervalos no medidos, de los cuales el primero se presenta de 0 a 299 mts, de la formación Mesón y parte de Palma Real y el segundo de 938 a 2200 mts, correspondiente a El Abra, la cual forma parte del yacimiento.

Entre las formaciones Palma Real y Chapopote, se encuentran picos de lutitas en la curva, con valores cercanos a 100 °API, son aquellas que presentan altos volúmenes de arcillosidad, dado que la herramienta de Rayos Gama, registra altos contenidos de Potasio (K), Torio (Th) y Uranio (U^{235}), en formaciones arcillosas. La formación Mesón, se compone principalmente de areniscas y areniscas arcillosas (53 °API) y Palma Real, de areniscas arcillosas (55 a 70 °API). Entre las formaciones Méndez y El Abra (yacimiento), se tienen valores bajos en la curva, de 5 a 10 (°API), por tener bajos niveles de los elementos radioactivos, a excepción del U^{235} , dado que las formaciones carbonatadas (calizas), contienen cantidades despreciables de los mismos. Se presentan saltos de ciclo cerca de la cima de la formación Chapopote; y en la El Abra, por disolución y fracturas. El registro de Rayos Gama, es el único que se aplica como curva de referencia y tiene como función identificar formaciones arcillosas y lutitas, índices y volumen de arcillas. [3] Indirectamente, cumple la función de identificar los puntos de lutitas para los filtros de los registros sínico y resistivo, en la predicción de geopresiones por el método de Ben Eaton.

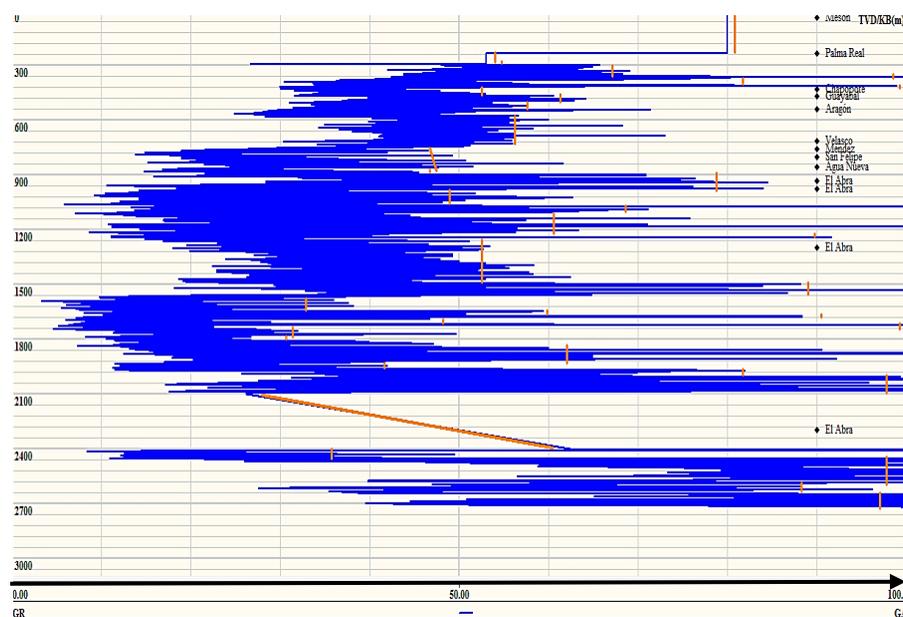


Figura 9. Registro geofísico de Rayos Gama (GR).

2.2.2. Litodensidad:

El registro de litodensidad (ρ_b o RHOB) se indica en la Figura 10, el cual se encuentra en color rosa. El rango empleado es de 2 a 3 gramos por centímetro cúbico (g/cm^3). A su derecha se tiene la columna estratigráfica. Las mediciones de los 375 a 2100 mts, correspondientes al intervalo entre las formaciones Chapopote y El Abra, y de 2400 a 2763 mts, correspondientes a la formación El Abra, respectivamente. A su vez, presenta intervalos no medidos, de los cuales el primero se presenta de 0 a 375 mts, de la formación Mesón y Palma Real y el segundo de 2100 a 2400 mts, correspondiente a El Abra.

En la formación Palma Real, se encuentran areniscas arcillosas, de $2.38 \text{ g}/\text{cm}^3$. Entre las formaciones Chapopote y Méndez, se encuentran lutitas arcillosas y lutitas francas, con un valor de $2.46 \text{ g}/\text{cm}^3$. En las formaciones posteriores a Méndez, se muestran picos aproximados a un valor de $2 \text{ g}/\text{cm}^3$, el cual es bajo en zona de calizas. Este fenómeno se debe a la medición de la herramienta del lodo en las microfracturas, $2.71 \text{ g}/\text{cm}^3$, el valor de referencia en calizas. El registro de litodensidad tiene como función medir la densidad de la formación, se aplica a fin de predecir el esfuerzo de sobrecarga (σ_v), obtener los valores de la porosidad por densidad (ϕ_D), factor fotoeléctrico (P_e) y caracterizar el tipo de roca de la formación requerida.^[3]

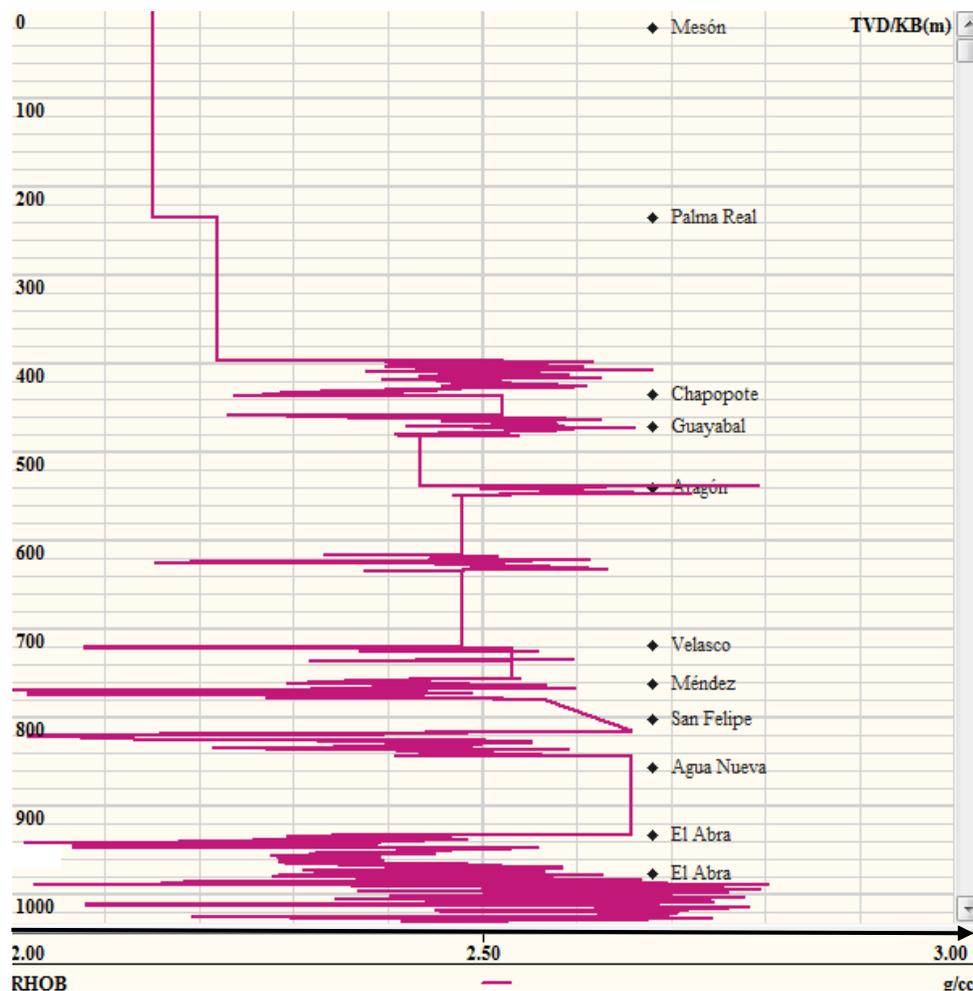


Figura 10. Registro de litodensidad (ρ_b o RHOB).

2.2.3. Resistividad:

El registro de resistividad (R_t) se indica en la Figura 11., en color rojo y el rango es de 0.2 a 20 ohms metro (ohm-m ó $\Omega \cdot m$). A su izquierda se encuentra la columna estratigráfica. Las mediciones de 299 a 938 metros (mts), correspondientes al intervalo entre las formaciones Palma Real y El Abra. Éste, presenta intervalos no medidos de los cuales, el primero se presenta de 0 a 299 mts de la formación Mesón y parte de la formación Palma Real y el segundo, de 938 a 1000 mts, correspondiente a la formación El Abra. En Palma Real, los valores de resistividad de 1.68 y 2.5 $\Omega \cdot m$, presentan fluidos con resistividad baja.

Por esta razón, las zonas arcillosas, que son hidrofílicas y en donde el agua de formación altamente conductiva presenta valores bajos de resistividad. Esto se indica entre las formaciones Chapopote y Velasco, donde los valores de resistividad son de 0.78 $\Omega \cdot m$, que, por ser formaciones arcillosas presentan fluidos. Por el contrario, los hidrocarburos siendo lipofílicos, presentan valores altos, en comparación a las arcillas. Se observa lo mencionado entre las formaciones Méndez y Agua Nueva (roca sello) y en especial en la cima de El Abra, donde su resistividad es de 3.5 $\Omega \cdot m$, con hidrocarburos. El registro de resistividad, tiene como función identificar las zonas saturadas de distintos fluidos, como son agua y aceite, e incluso gas. [3] A su vez, se usa a fin de predecir la presión de poro aplicando el método de Ben Eaton.

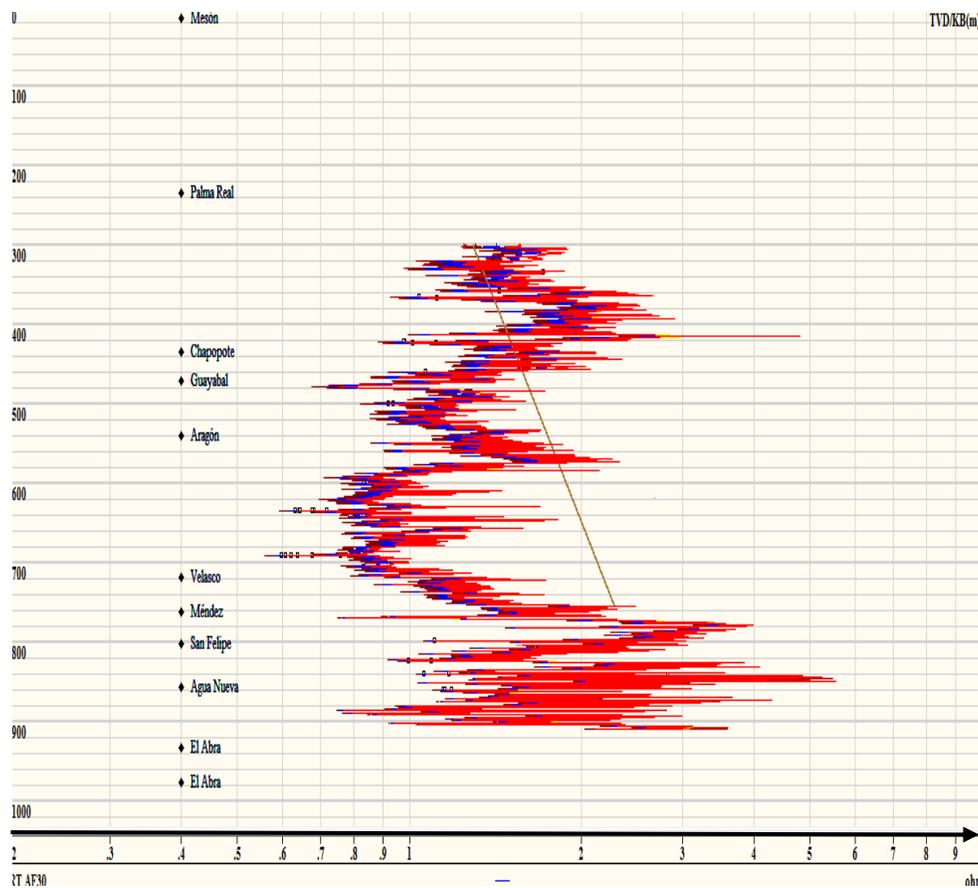


Figura 11. Registro de resistividad (R_t).

2.2.4. Sónico de porosidad:

El registro sónico (Δt_{log}) se presenta en la Figura 12., en color verde y la escala es de 60 a 160, micro segundos por pie ($\mu s/pe$). A su izquierda se tiene la columna estratigráfica. Las mediciones de 299 a 938 metros (mts), corresponden al intervalo entre la formación Palma Real y la cima de El Abra, y de 2400 a 2763 mts, corresponde a El Abra. Éste presenta intervalos no medidos, que se indican de 0 a 299 mts, de la formación Mesón y la cima de Palma Real y en segundo de 938 a 2400 mts, de El Abra. Con valores de tiempo de tránsito altos, en Palma Real de 115 a 135 $\mu s/pe$, se presentan formaciones menos consolidadas, con porosidad alta y fracturas. Entre Chapopote y Velasco, los valores son de 120 a 140 $\mu s/pe$.

En formaciones carbonatadas los tiempos de tránsito se reducen, a partir de la formación Méndez, con valores de 95 $\mu s/pe$, porque las ondas acústicas se transmiten a través del fluido de control y al entrar en contacto con la formación se atenúa, a una velocidad alta y variable, característica de formaciones compactas, como son los carbonatos. [3] La medición en carbonatos indica que se tienen fracturas y microfracturas presentes en las formaciones San Felipe, Agua Nueva (roca sello) y el Abra (yacimiento). Los valores altos de tiempo en areniscas y zonas arcillosas, se debe a inestabilidad de la formación, por baja consolidación de la misma e inchamientos. Los registros sónicos, tienen como función determinar valores de porosidad sónica (ϕ_s), la magnitud de la compactación de la formación, identificar el contenido de fluidos en la formación y predecir la presión de poro, aplicando el método de Ben Eaton.

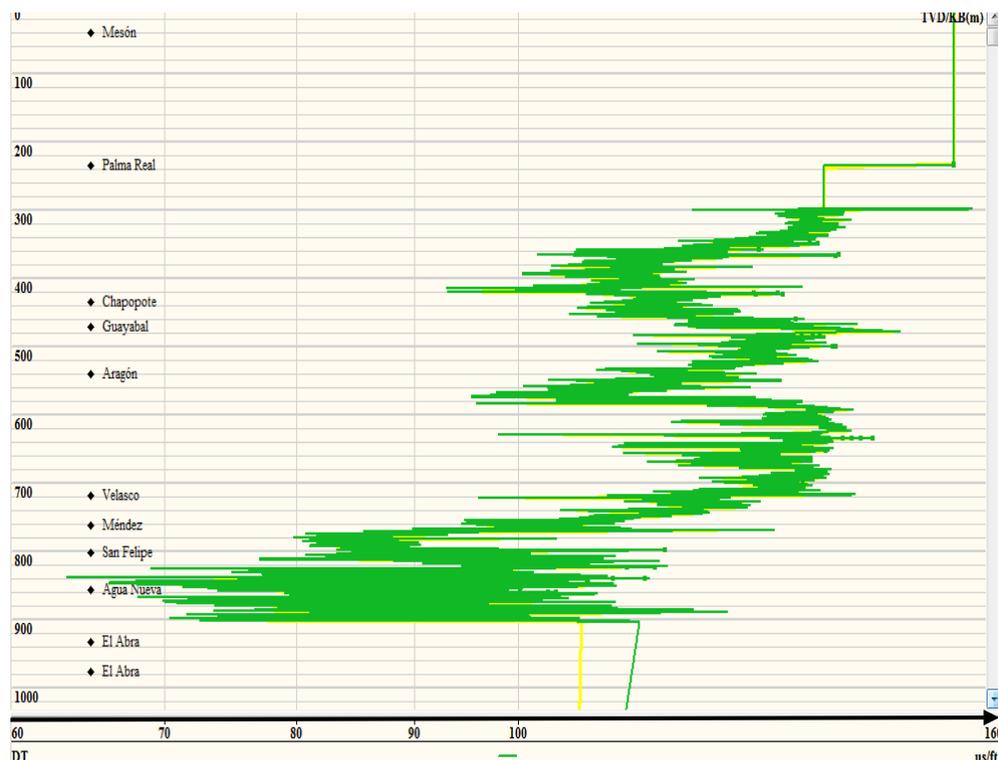


Figura 12. Registro geofísico sónico compresional (Δt_{log}).

2.2.5. Porosidad neutrón (ϕ_N):

El registro de neutrón compensado (ϕ_N) se indica en la Figura 13., en color amarillo, con un rango de 0 a 100, unidades de porosidad (UP). A su izquierda se ubica la columna estratigráfica. Las mediciones de 397 a 1000 metros (mts), corresponden al intervalo entre las formaciones Palma Real y la cima de El Abra. El registro presenta intervalos sin medición, de 0 a 396 mts, de las formaciones Mesón y Palma Real. Los valores de porosidad neutrón altos, se aprecian en las formaciones Palma Real y la transición de Velasco a Méndez, de 80 a 100 UP, se presenta un volumen alto de arcillosidad. Entre Méndez y El Abra, los valores son de 40 a 70 UP.

En formaciones arcillosas, los valores de porosidad aumentan, por el alto contenido de hidrógeno en la formación porosa, en los cuales los choques inelásticos son causa de liberación de energía y aumento de porosidad, como se muestra en las formaciones suprayacentes a la cima de Méndez. En cambio, a partir de Méndez (calizas), se tienen valores menores que en las arcillas. Esto se debe a la emisión de neutrones de una fuente química de americio-berilio (AmBe), las interacciones entre los neutrones y el hidrógeno disminuyen, porque el volumen de poros que contienen los fluidos es menor en formación o por su contenido de fluidos en formación, sean hidrocarburos. El registro de porosidad neutrón tiene como función obtener la porosidad (ϕ_N), identificar el contenido de fluidos formación y tipo de roca; en combinación con el registro de densidad y sónico ($\phi_D - \phi_S$).^[3] Tiene aplicación directa para la predicción de la presión de poro por el método de Vahid Atashbari.

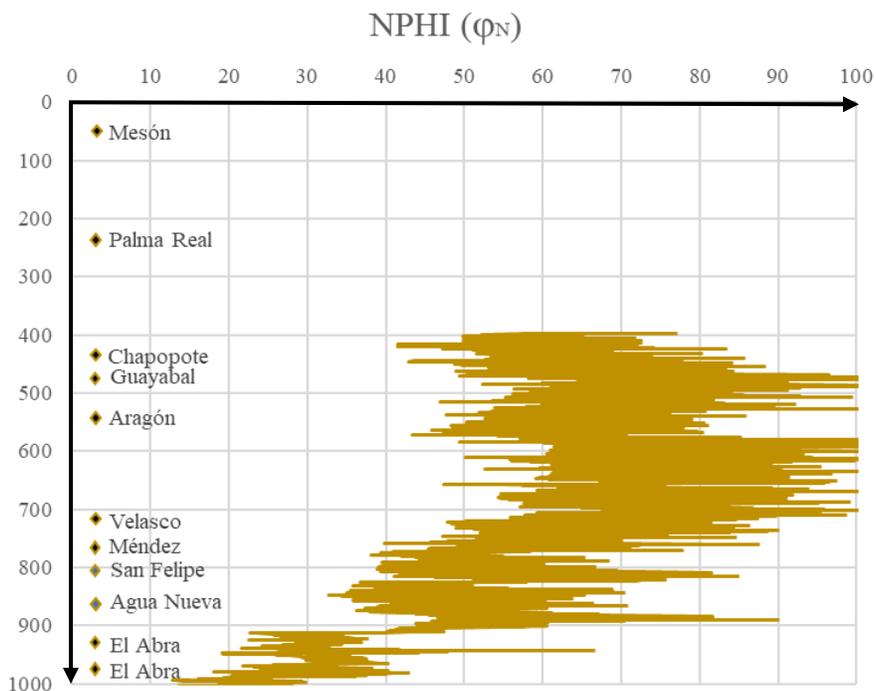


Figura 13. Registro geofísico de porosidad neutrón (ϕ_N).

2.2.6. Diámetro del pozo (Caliper):

El parámetro diámetro del pozo (Caliper) se muestra en la Figura 14., el cual se encuentra en anaranjado, y el rango de 0 (cero) a 16 (dieciséis) pulgadas (pulgs). A su izquierda se encuentra la columna estratigráfica. Las mediciones de 801 a 2099 metros (mts), corresponden al intervalo entre las formaciones Palma Real y El Abra, y de 2400 a 2763 mts, correspondientes a El Abra. Éste, presenta un intervalo no medido de 0 a 801 mts, correspondiente a Mesón y la cima de Palma Real y en segundo de 2099 a 2407 mts, de El Abra. Valores altos de Caliper, se aprecian en la formación Agua Nueva y El Abra, de 856 a 2099 mts, correspondientes a 9 pulgs, en formaciones más consolidadas. Entre las formaciones Chapopote y San Felipe, no hay mediciones. Éste tiene como función obtener valores de permeabilidad (K) y espesor del enjarre, cuando el valor del caliper es menor al diámetro de la barrena; a su vez si su valor es mayor al diámetro de la barrena hay presencia de cavernas o fracturas.

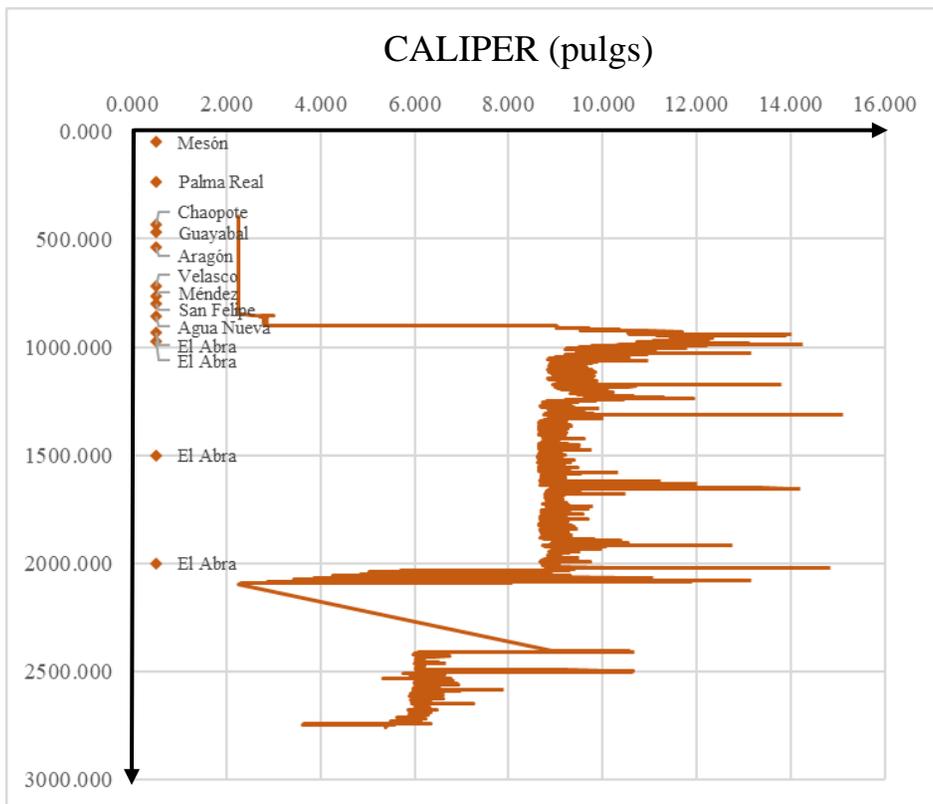


Figura 14. Registro de diámetro del pozo (Caliper), en pulgs.

2.3. Registros geofísicos del pozo A 29:

2.3.1. Rayos Gama:

El registro de Rayos Gama (GR) se indica en la Figura 15., en color azul, es el pozo con la mayor cantidad de datos medidos. El rango, es de 0 a 150 °API. A su izquierda, se presenta la columna estratigráfica. Las mediciones de 199 a 1020 metros (mts), corresponden al intervalo entre las formaciones Palma Real y El Abra. Éste presenta un intervalo no medido de 0 a 199 mts, correspondiente a Mesón y la cima de Palma Real. Entre Palma Real y Chapopote, se encuentran picos de lutitas en la curva, con valores entre 90 y 105 °API, que presentan altos volúmenes de arcillosidad, en función de que la herramienta de Rayos Gamma registra altos contenidos de Potasio (K^+), Torio (Th) y Uranio (Ur^{235}), en formaciones arcillosas.

Mesón, se compone de areniscas, de pozos de correlación. Palma Real, está formada por areniscas arcillosas, con un valor promedio de 90 °API. Entre Méndez y El Abra (yacimiento), se tienen valores bajos de 38 a 45 °API, en donde hay bajos niveles de los elementos radioactivos mencionados previamente, dado que las formaciones carbonatadas (calizas) contienen cantidades mínimas de los mismos. Se presentan saltos de ciclo cerca de la cima de la formación Chapopote, por arcillosidad; y en El Abra, por disolución y fracturas. El registro de Rayos Gama, se usa como curva de referencia y tiene como función identificar las formaciones arcillosas, índices de arcillosidad y volumen de arcilla. [3] Indirectamente, cumple la función de identificar los puntos de lutitas para los filtros de los registros sísmico y resistivo, en la predicción de geopresiones por el método de Ben Eaton.

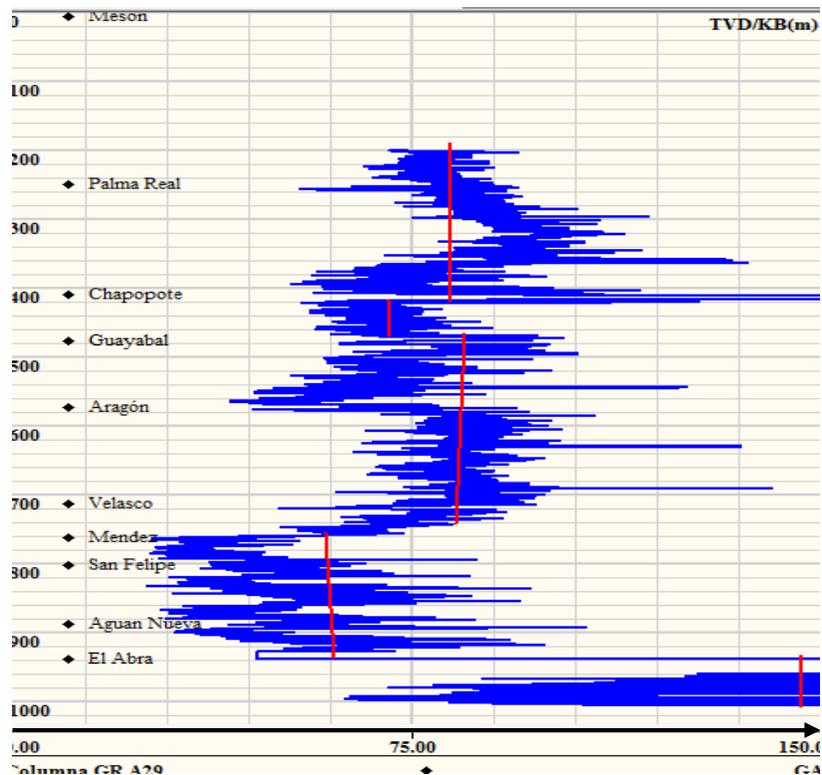


Figura 15. Registro geofísico de Rayos Gama (GR).

2.3.2. Litodensidad:

El registro de litodensidad (ρ_b o RHOB) de la Figura 16., en color rosa. El rango es de 2 a 3 gramos por centímetro cúbico (g/cm^3). A su derecha se tiene la columna estratigráfica. Las mediciones de 199 a 938 metros (mts), correspondientes al intervalo entre los últimos 75 mts de la formación Mesón y la cima de El Abra. A su vez, se presenta un intervalo no medido de 0 a 199 mts, en Mesón. En Palma Real, se encuentran areniscas arcillosas de 2.35 g/cm^3 . Entre Chapopote y Aragón, se encuentran lutitas arcillosas y lutitas francas de 2.41 g/cm^3 . Entre Aragón y Velasco, se muestran valores de 2.25 g/cm^3 , correspondientes a una zona de lutita franca. En las formaciones posteriores a Méndez, con densidades de 2.45 y 2.6 g/cm^3 , el cual es bajo en zona de calizas. Este fenómeno se debe a la medición de la herramienta en lodo con microfracturas y arcillosidad en la formación Agua Nueva (roca sello), siendo 2.71 g/cm^3 , un valor en caliza. El registro de litodensidad tiene como función medir la densidad de la formación, se aplica a fin de predecir el esfuerzo de sobrecarga (σ_v), obtener los valores de porosidad por densidad (ϕ_D), factor fotoeléctrico (P_e) y caracterizar el tipo de roca de la formación requerida.^[3]

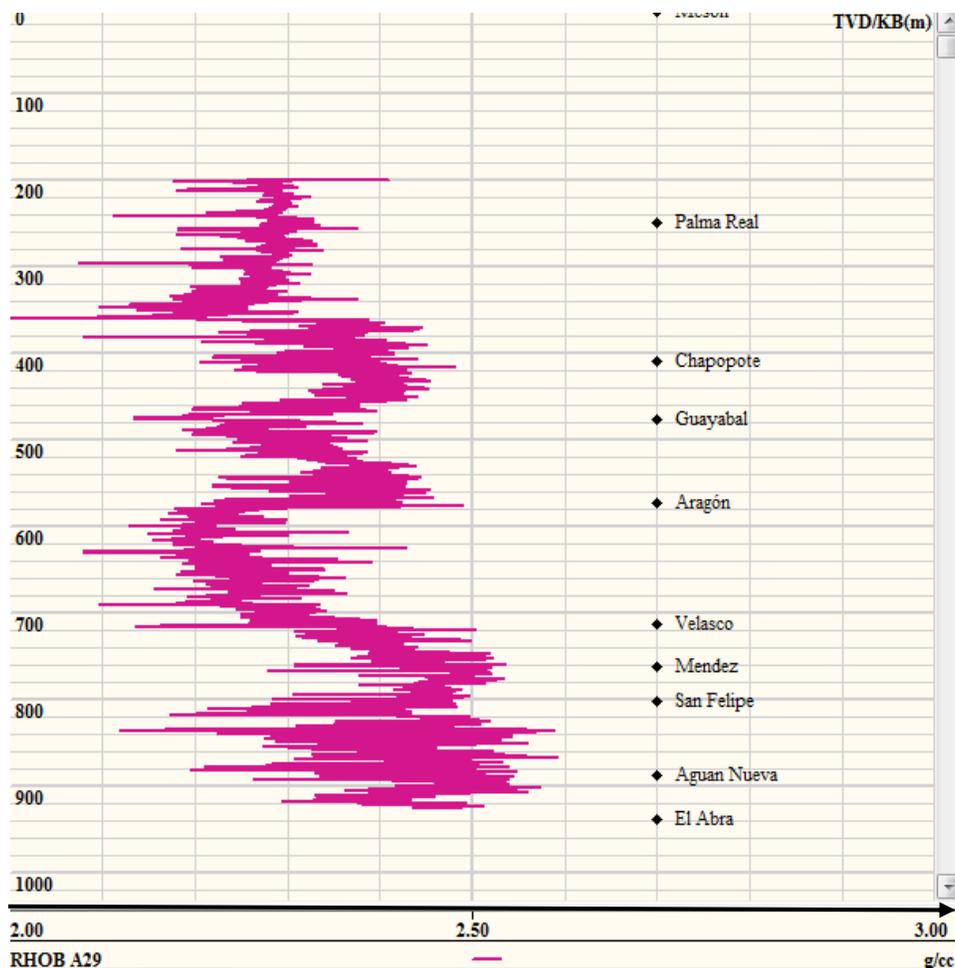


Figura 16. Registro de litodensidad (ρ_b o RHOB).

2.3.3. Resistividad:

El registro de resistividad (R_t) se indica en la Figura 17., en color rojo. El rango es de 0.2 a 20 ohm metro (ohm-m ó $\Omega \cdot m$). A su izquierda se encuentra la columna estratigráfica. Las mediciones de 199 a 938 metros (mts), corresponden al intervalo a partir de los últimos 75 mts de la formación Mesón y El Abra. Éste, presenta intervalos no medidos, el primero se presenta de 0 a 299 mts, de Mesón aparte de Palma Real; y el segundo de 0 a 199 mts, en Mesón. En Palma Real los valores de resistividad de 1.7 a 2.45 $\Omega \cdot m$, presentan fluidos de una resistividad baja.

Por esta razón, las zonas arcillosas que son hidrofílicas y en donde el agua de formación es altamente conductiva, presenta valores bajos de resistividad. Esto se indica entre las formaciones Chapopote y Velasco, donde los valores de resistividad son de 0.85 $\Omega \cdot m$. Por el contrario, los hidrocarburos siendo lipofílicos, presentan valores altos, en comparación a las arcillas. Se observa lo mencionado entre las formaciones Méndez, Agua Nueva (roca sello) y en la cima El Abra, donde su resistividad es de 3.5 a 4 $\Omega \cdot m$ (hidrocarburos). El registro de resistividad, tiene como función identificar las zonas saturadas de distintos fluidos, como son agua y aceite, e incluso gas. [3] A su vez, se usa a fin de predecir la presión de poro al aplicar el método de Ben Eaton.

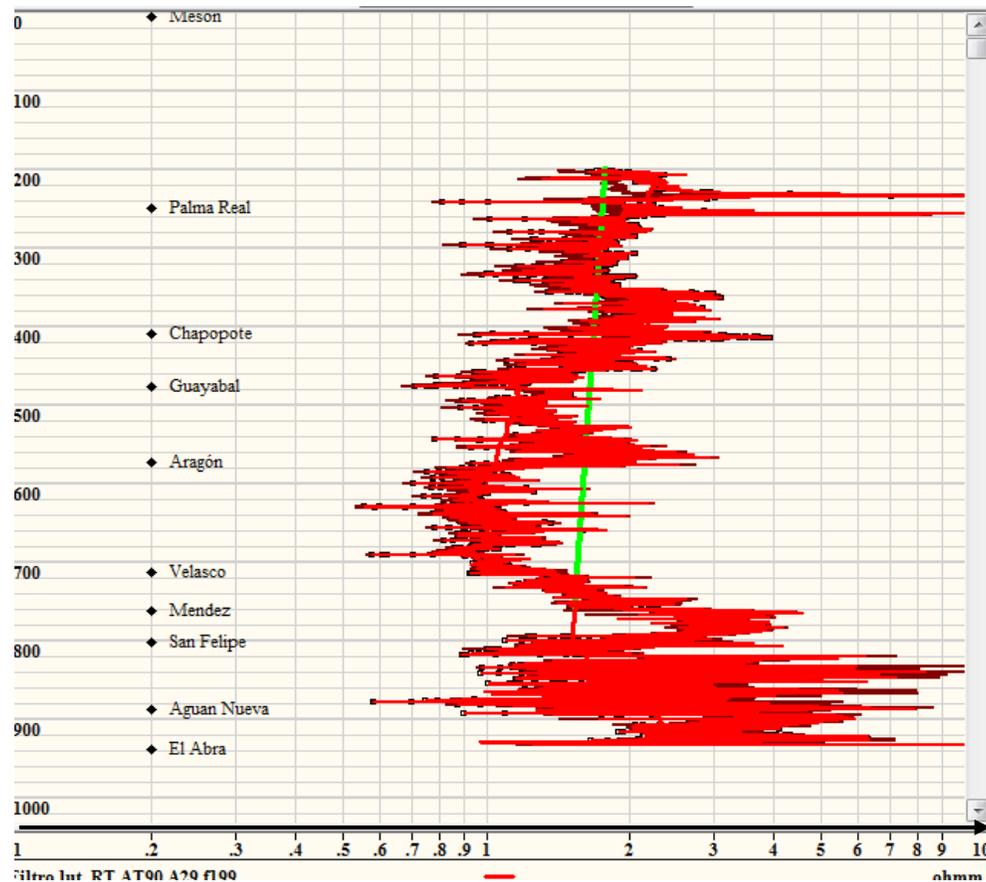


Figura 17. Registro de resistividad (R_t).

2.3.4. Sónico de porosidad:

El registro sónico (Δt_{log}) se presenta en la Figura 18., en color verde con rango de 40 a 160 micro segundos por pie ($\mu s/pe$). A su derecha se encuentra la columna estratigráfica. Las mediciones de los 199 a 938 metros (mts), corresponden al intervalo que comprende los últimos 75 mts de la cima de la formación El Abra. Éste presenta intervalos no medidos, de 0 a 199 mts, correspondiente a Mesón. Con valores de tiempo de tránsito altos en Palma Real, de 118 a 140 $\mu s/pe$ y en Chapopote, de 160 $\mu s/pe$, se presentan formaciones menos consolidadas, con porosidad alta e inclusive fracturas. Entre las formaciones Chapopote y Velasco, los valores son de 75 a 90 $\mu s/pe$.

En formaciones carbonatadas los tiempos de tránsito se reducen, a partir de la formación Méndez, con valores de 73 $\mu s/pe$, porque las ondas acústicas se transmiten a través del fluido de control y al entrar en contacto con la formación se atenúa de acuerdo a la característica en formaciones compactas como los carbonatos. La medición en carbonatos, indica que hay fracturas y microfracturas presentes en las formaciones San Felipe, Agua Nueva (roca sello) y El Abra (yacimiento). Valores bajos de tiempo en areniscas y lutitas, se debe a zonas inestables por baja consolidación de la formación, cavernas e inchamientos. [3] Los registros sónicos, tienen como función determinar valores de la misma porosidad sónica (ϕ_s), la magnitud de la compactación de la formación, contenido de fluidos en la formación y predecir la presión de poro, aplicando el método de Ben Eaton.

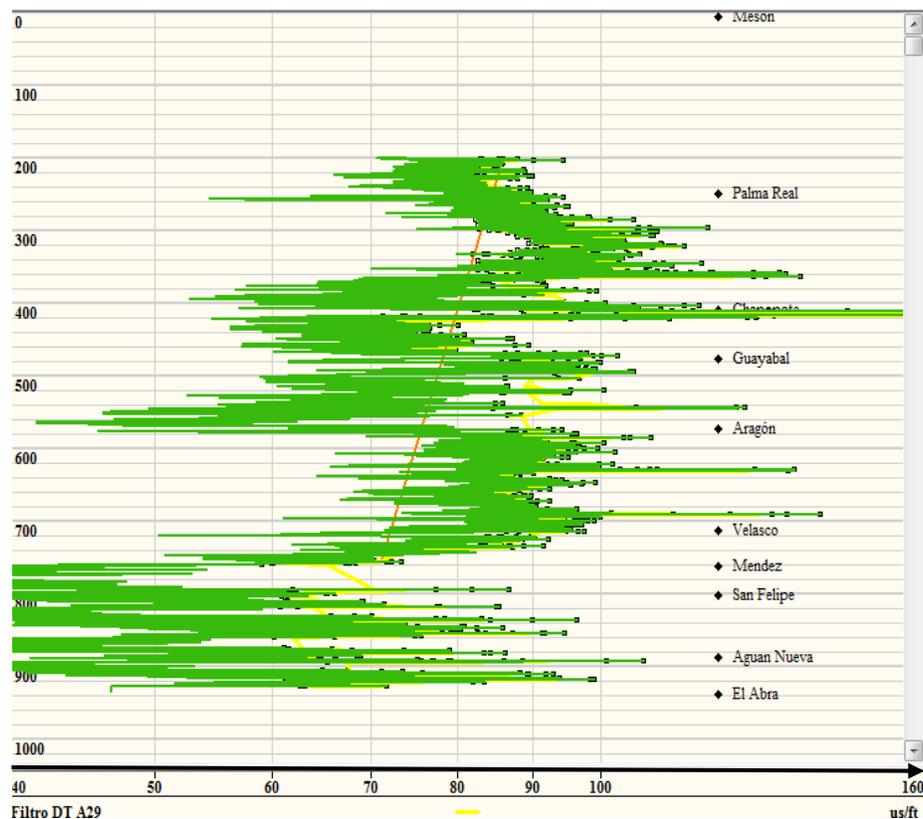


Figura 18. Registro sónico de porosidad (Δt_{log}).

2.3.5. Porosidad neutrón (φ_N):

El registro de porosidad neutrón (φ_N) se indica en la Figura 19., en morado. El rango empleado es de 0 a 100 unidades de porosidad (UP). A su derecha se ubica la columna estratigráfica. Las mediciones de 199 a 938 metros (mts), corresponden al intervalo entre las formaciones Palma Real y la cima de El Abra. El registro presenta un intervalo no medidos de 0 a 199 mts, correspondiente a Mesón. Los valores de porosidad neutrón altos, se aprecian entre las formaciones Palma Real, Guayabal y Aragón, de 35 a 50 UP. Estos, se presentan en formaciones con arcillosidad y alta porosidad. Entre las formaciones Méndez y El Abra, los valores son de 25 a 35 UP.

En formaciones arcillosas, los valores de porosidad aumentan, por el alto contenido de hidrógeno en la formación, en los cuales los choques inelásticos son causa de liberación de energía y aumento de la porosidad, como se muestra en las formaciones suprayacentes a la cima de Méndez. En cambio, a partir de Méndez son calizas, se tienen valores menores que en arcillas. Esto se debe a la emisión de neutrones de una fuente química de americio-berilio (AmBe), las interacciones entre los neutrones y el hidrógeno disminuyen, porque el volumen de poros que contienen fluidos es menor. Esto, se debe a la compactación de la formación o contenido de fluidos hidrocarburos en la formación. El registro de porosidad neutrón tiene como función obtener la porosidad (φ_N), identificar el contenido de fluidos en formación e identificar el tipo; en combinación con los registros de densidad y sónico ($\varphi_D - \varphi_s$). [3] Tiene aplicación directa para la predicción de la presión de poro por el método de Vahid Atashbari.

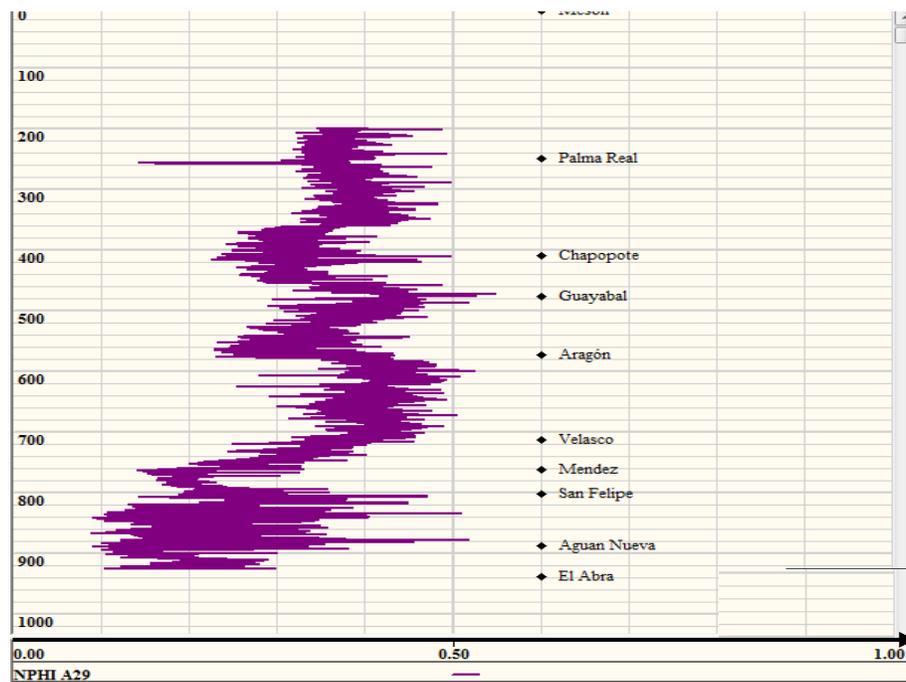


Figura 19. Registro geofísico de porosidad neutrón (φ_N).

2.4. Afloramiento y muestras del Cretácico:

En la Figura 20., se muestra un afloramiento de la roca sello y la cima del yacimiento. La roca sello es la formación Agua Nueva, que se presenta como el estrato superior (color gris claro). El yacimiento es la formación El Abra, la cual se indica como el estrato inferior (color gris azulado). La fotografía fue tomada en el Estado de San Luis Potosí, no se posee más información. [4]



Figura 20. Afloramiento de las formaciones Agua Nueva (roca sello) y El Abra.

En la Figura 21., se muestra una columna estratigráfica, con imágenes de núcleos, en donde los estratos de las formaciones Méndez y San Felipe, se encuentran en el Paleoceno. La formación Agua Nueva, se encuentra en la edad Cretácico Superior, es la roca sello. La cima de la formación El Abra, en el Cretácico Medio, es el yacimiento (naturalmente fracturado). [4]

Paleoceno		Arenisca alternante de sedimentos terciarios arcillo arenosos de origen marino.
		Marga calcárea de color café rojizo compacta y pobremente fracturada.
Cretácico superior		Caliza bentonítica de color gris a gris claro, ligeramente arcillosa con porciones de caliza margosa.
		Caliza arcillosa de color café claro con delgados bandeamiento de arcilla gris oscuro.
Cretácico m		Caliza bioclástica de color claro a color crema, con porciones dolomitizadas, pobremente fracturadas.

Figura 21. Columna estratigráfica de estratos de las formaciones Méndez, San Felipe, Agua Nueva (roca sello) y la cima de El Abra (yacimiento naturalmente fracturado).

2.5. Descripción de la litología de la columna estratigráfica:

Litología del pozo A 28				
Intervalos de profundidad (m _d)	Cima (m _d)	Edad	Descripción	Formación
700-715	700	Ea	90% Lutita gris verdoso, calcárea. 10% Bentonita verde claro y gris claro. 700 [md]	Aragón
700-745	715	Pe. Vm.	90% Lutita gris oscuro y gris verdoso, en ocasiones café rojizo, calcárea, se observa biotita. 10% Bentonita verde claro y gris claro. 715 [md]	Velasco
745-775	745	Pe. Vi.	100% Lutita gris claro y gris oscuro, calcárea. Esporádica Bentonita blanca. 745 [md]	Velasco
775-800	775	Pe. Vb.	50% Mudstone café claro. 20% Marga verde claro. 20% Lutita gris oscuro, calcárea. 10% Bentonita gris claro. 775 [md]	Velasco
800-827	800	Pe. Vb.	80% Mudstone café claro, con microfracturas selladas por arcilla. 20% Marga verde claro. Trazas Bentonita blanca y Lutita gris oscuro, calcárea. 800 [md]	Méndez
827-847	827	Km	70% Mudstone café claro, en partes café oscuro, con microfracturas selladas por arcilla. 30% Lutita gris oscuro y gris verdoso, calcárea. 835 [md]	Méndez
847-940	847	Km	80% Mudstone café claro, en partes gris claro, parcialmente recristalizado, con microfracturas selladas por arcilla. 20% Lutita gris oscuro y gris verdoso, calcárea. Trazas de Bentonita verde claro y azul. 850 [md]	San Felipe Agua Nueva
940-986	940	Ksf.	80% Mudstone café claro, en partes gris claro, parcialmente recristalizado, con microfracturas selladas por arcilla. 20% Lutita gris oscuro y gris verdoso, calcárea. Trazas de Bentonita verde claro y azul. 850 [md]	El Abra
986-1116	986	Ksf.	70% Mudstone blanco a crema con microfracturas selladas por arcilla, presenta impregnación de aceite con fluorescencia amarillo claro. 30% Mudstone a Wackestone crema a café claro de bioclastos, presenta impregnación de aceite con fluorescencia amarillo claro. Trazas de Bentonita gris claro y verde claro, presenta piritita. Trazas de Dolomía café claro, microcristalina. 970 [md]	El Abra
1116	1116	Ksf.	70% Dolomía café claro a oscuro y crema, microcristalina, presenta ligera impregnación de aceite con fluorescencia amarillo claro. 20% Mudstone blanco, parcialmente recristalizado. 10% Mudstone a Wackestone crema, parcialmente recristalizado, de bioclastos, presenta ligera impregnación de aceite con fluorescencia amarillo claro. 1013 [md].	El Abra

Tabla 1. Litología del pozo A 28.

Resumen:

Durante el desarrollo del segundo capítulo, se hizo mención, análisis e interpretación de registros geofísicos. En los registros descritos previamente, se identificaron las zonas arcillosas y litologías, a través del análisis del conjunto del registro de Rayos Gama y los otros registros. En los registros de Rayos Gama (GR), se muestran zonas de areniscas (formación Mesón), areniscas arcillosas (formación Palma Real), paquetes lutitas (entre las formaciones Chapopote y Velasco), margas (formación Méndez) y calizas (formación San Felipe, Agua Nueva y El Abra), teniendo como referencia la línea de lutitas. El registro de litodensidad (ρ_b o RHOB), en conjunto con el GR, se utilizó para identificar litologías y validar el registro, que se usa para el cálculo del esfuerzo de sobrecarga. El registro de resistividad (Rt), se analizó, a fin de identificar las saturaciones de fluidos en las formaciones. El registro sísmico de porosidad (Δt_{log}), se usó a fin de identificar la compactación de las formaciones que, en conjunto con el GR, permite identificar formaciones porosas; éste se aplica con objeto de trazar la línea de tendencia de compactación normal y la predicción de la presión de poro. El registro de neutrón compensado (ϕ_N), se consideró, a fin de identificar la porosidad de la formación, los fluidos que contienen, a fin de usarse para la predicción de la presión de poro en formaciones carbonatadas, por el método de Vahid Atashbari. El parámetro del diámetro del pozo (Caliper), se empleó para analizar la geometría del pozo (cavernas y fracturas) e identificar cambios en el enjarre. A lo largo de este capítulo, se realizó el análisis pertinente de los registros, para su validación, porque se deben utilizar en la predicción de las geopresiones. A partir de la formación Méndez, la litología se presenta impregnación de hidrocarburos que, en relación con los registros geofísicos, se valida la información utilizada. En el siguiente capítulo, se describe el arreglo, litología y trayectorias de los pozos que pertenecen al campo A.

Capítulo III: Distribución, trayectoria y columna litológica de pozos.



3.1. Distribución de pozos de la plataforma 15:

En la Figura 22. se tiene la fotografía de la plataforma A 15 y la distribución de sus pozos. La plataforma tiene diez pozos perforados, los cuales son productores de hidrocarburos. Los pozos presentan distintos tipos de trayectorias direccionales, como un (1) pozo vertical, ocho horizontales y uno desviado.

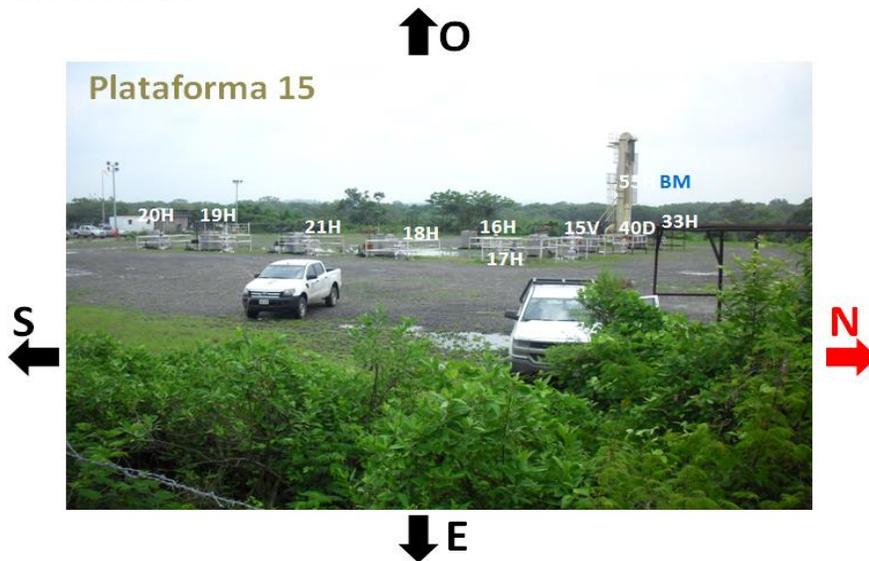


Figura 22. Fotografía de la plataforma A 15.

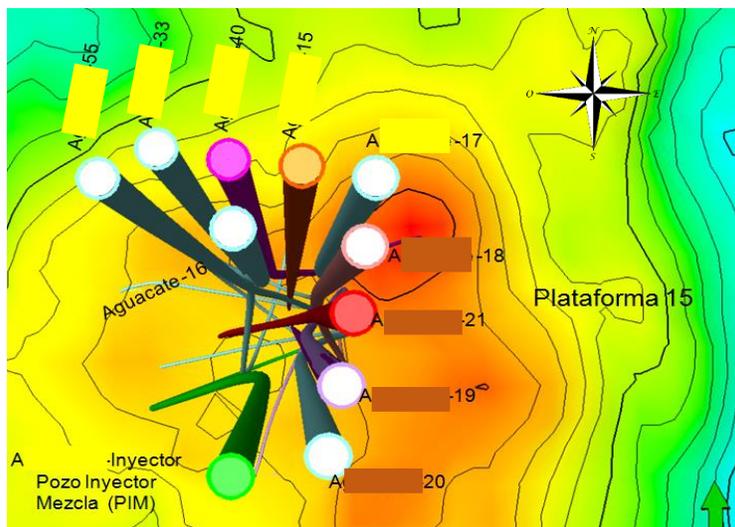


Figura 23. Ubicación del pozo inyector de mezcla (PIM).

En la Figura 23. se indica el arreglo de los pozos de la plataforma A 15. El arreglo tiene una geometría en “L”, en una vista de planta o aérea; además, muestra el pozo inyector propuesto (en color verde), que se encuentra en frente del pozo A 20 H. El pozo inyector, tiene como función, la inyección de un fluido térmico hasta el yacimiento en la formación El Abra.

3.2. Columna litológica del pozo A 39:

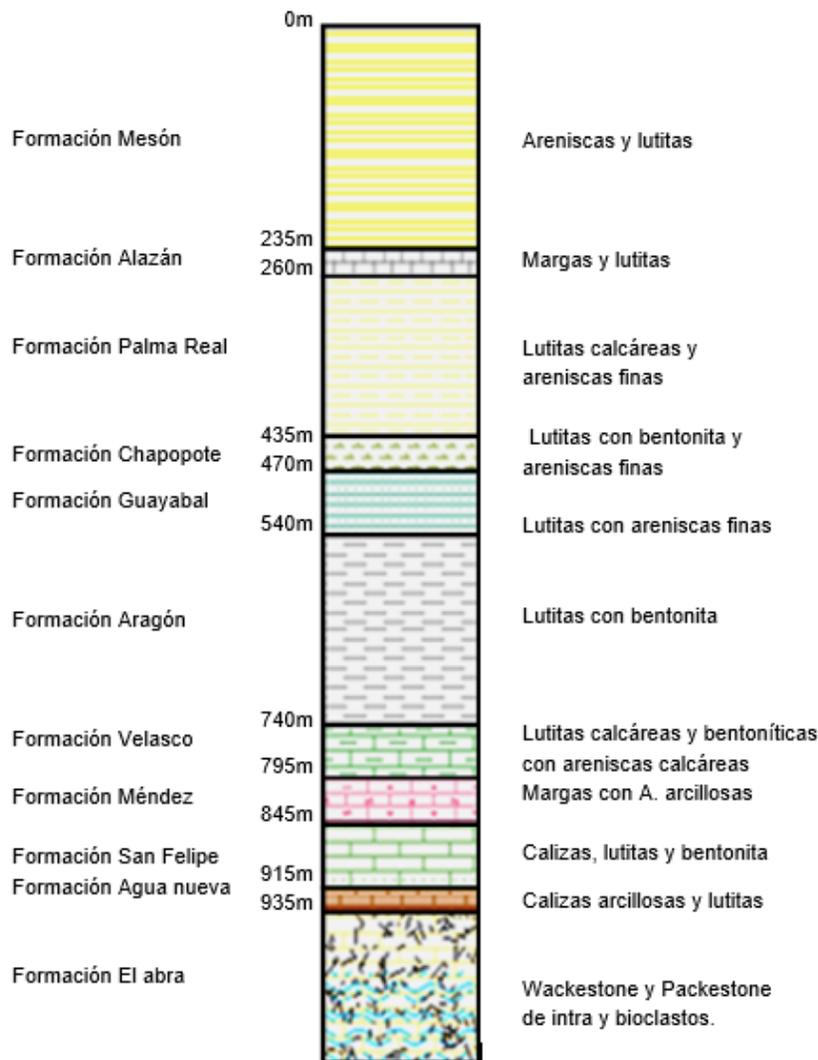


Figura 24. Columna estratigráfica del pozo A 39.

En la Figura 24. Se indica la columna estratigráfica, integrada por formaciones de areniscas, arenas arcillosas, lutitas y carbonatos (calizas de tipo Wackestone-Packestone). La formación Mesón se compone principalmente de areniscas y areniscas arcillosas. Entre las formaciones Palma Real y Velasco, se encuentra un conjunto de formaciones predominantemente lutitas, de las cuales se encuentran lutitas calcáreas, bentoníticas, con arenas finas y sus combinaciones (lutitas calcáreas y bentoníticas con areniscas calcáreas). La formación de transición entre el paquete de lutitas y las formaciones carbonatas, es la formación Méndez, que se compone predominantemente de margas. La formación Agua Nueva es la roca sello dentro del sistema petrolero. El yacimiento, de tipo naturalmente fracturado (YNF) se encuentra en la formación El Abra, en la edad Cretácico Medio Albiano.^[5] En el apéndice A, se tiene la litología descrita por el geólogo de pozo, del pozo A 1. También, se tiene la litología descrita por el geólogo del pozo A 28 (Tabla 2).

3.3. Trayectorias y profundidades de pozos:

En la Figura 25., se muestran las trayectorias de cuatro (4) pozos, pertenecientes a dos (2) plataformas distintas. De izquierda a derecha, la primera plataforma es la 29, en la cual, las trayectorias de los pozos inician con el pozo A 29, en color rosa, con una profundidad total de 1091 metros desarrollados (m_D)/ 1009 metros verticales (m_V). En color verde, se encuentra el pozo A 28, con una profundidad total de 2763 m_D / 2101 m_V . En color rojo, se muestra el pozo A 73, el cual tiene una profundidad total de 1136 m_D / 975 m_V . Finalmente, el pozo A 15, en color azul, pertenece a la plataforma 15, con una profundidad total de 1232.85 m_D / 1232.75 m_V . La trayectoria del pozo con mayor profundidad, es la del pozo A 28 y la de menor profundidad, pertenece al pozo A 73.

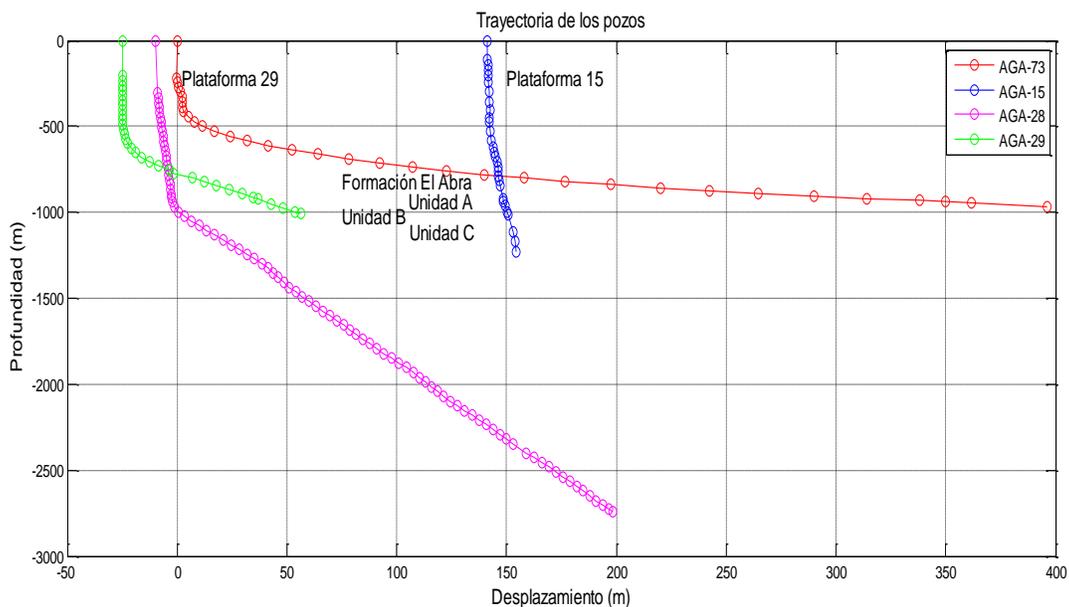


Figura 25. Trayectoria de pozos: A 15 V, A 73 H, A 28 V y A 29 V, de las plataformas 15 y 29, respectivamente.

El objetivo de las cuatro (4) trayectorias descritas, es la formación El Abra con un espesor de 1825 m_D / 919 m_V .

3.4. Trayectorias direccionales:

En la Figura 26., se muestra la trayectoria en tres dimensiones, con una profundidad de 1009 metros verticales (m_v)/ 1091 metros desarrollados (m_D); en dos dimensiones, el azimut es 112.31° ; y la trayectoria en dos dimensiones con un ángulo de 36.29° , siendo un pozo tipo J o "Slant".

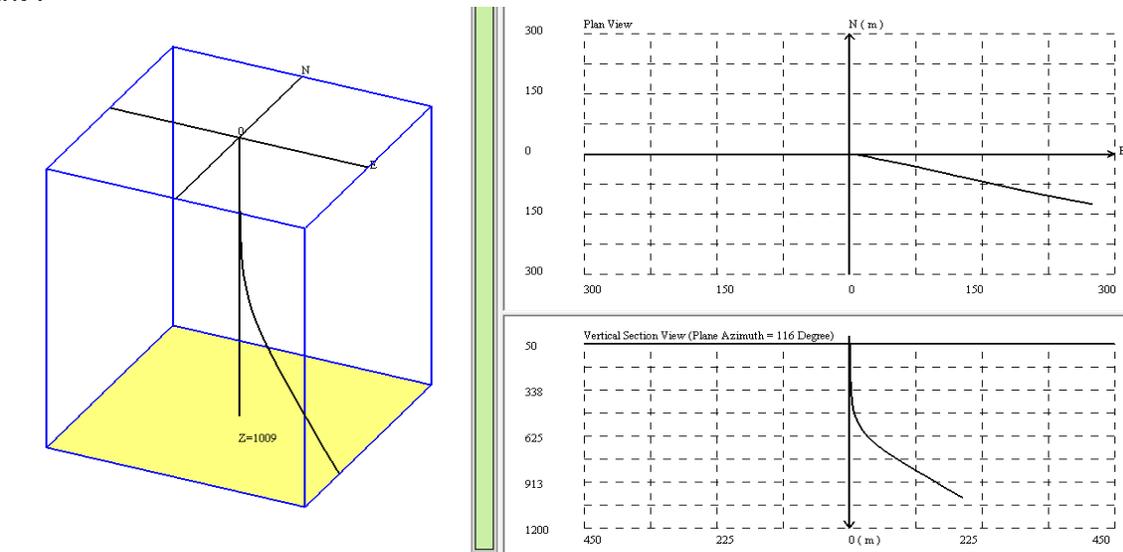


Figura 26. Trayectoria en tres dimensiones (3D) y dos dimensiones (2D) del pozo A 29 D.

En la Figura 27., se muestra la trayectoria en tres dimensiones, con una profundidad de 2736 metros verticales (m_v)/ 2744 metros desarrollados (m_D); en dos dimensiones, el azimut es 0° ; y la trayectoria en dos dimensiones con un ángulo de 4.84° , siendo un pozo de tipo vertical.

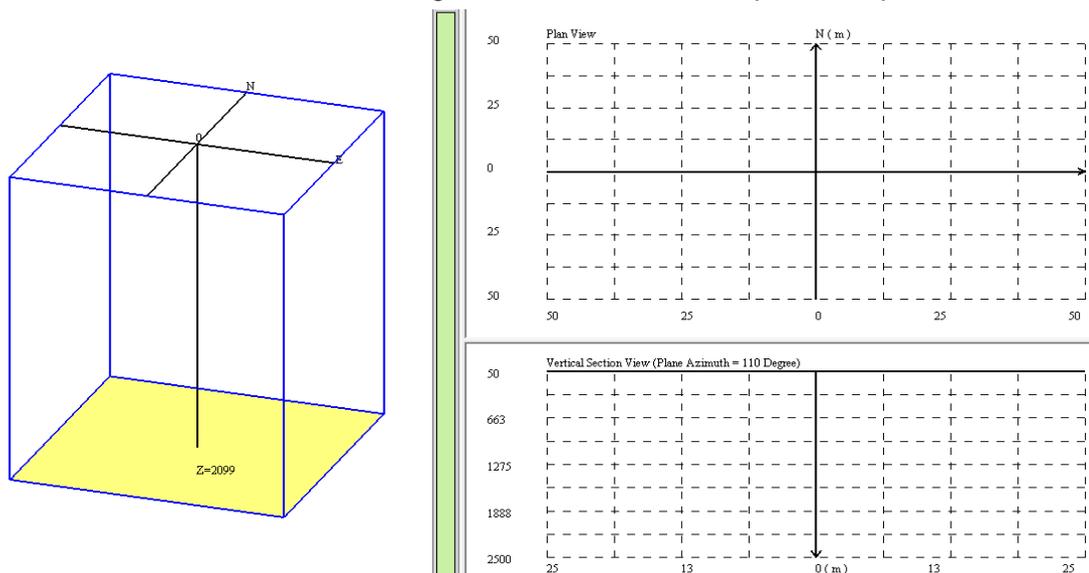


Figura 27. Trayectoria en tres dimensiones (3D) y dos dimensiones (2D) del pozo A 28 V.

En la Figura 28., se muestra la trayectoria en tres dimensiones, con una profundidad de 965.13 metros verticales (m_v)/ 1136 metros desarrollados (m_D); en dos dimensiones, el azimuth es 14.34° ; y la trayectoria en dos dimensiones con un ángulo de 61.3° , siendo un pozo tipo J o "Slant".

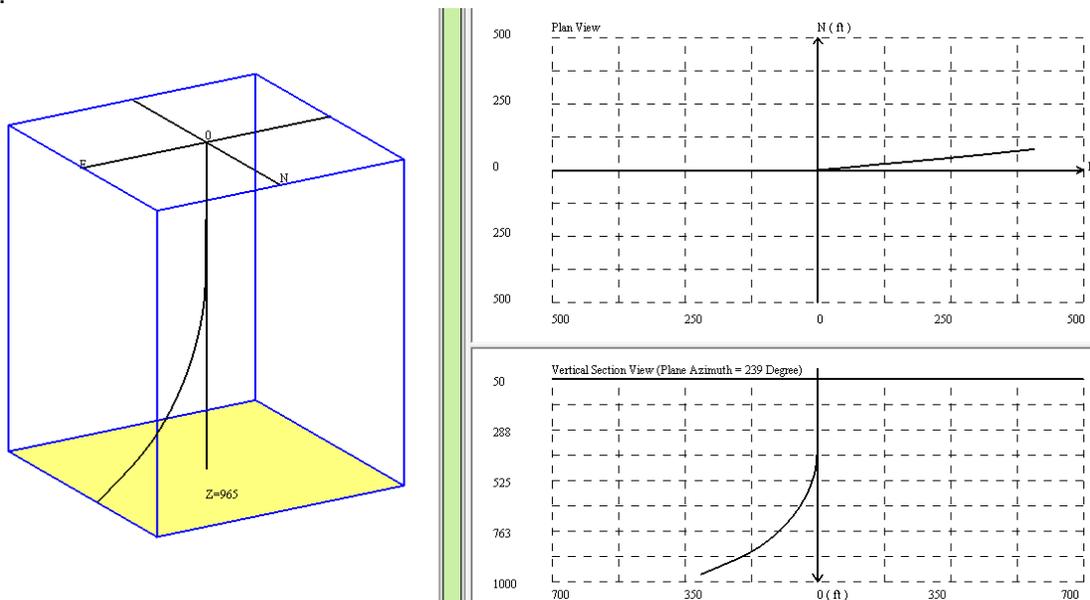


Figura 28. Trayectoria en tres dimensiones (3D) y dos dimensiones (2D) del pozo A 73 D.

3.5. Trayectorias verticales:

En la Figura 29., se muestra la trayectoria en tres dimensiones, con una profundidad de 1232 metros verticales (m_v)/ 1232.85 metros desarrollados (m_D); en dos dimensiones, el azimuth es 0° ; y la trayectoria en dos dimensiones con un ángulo de 0.68° , siendo un pozo tipo vertical.

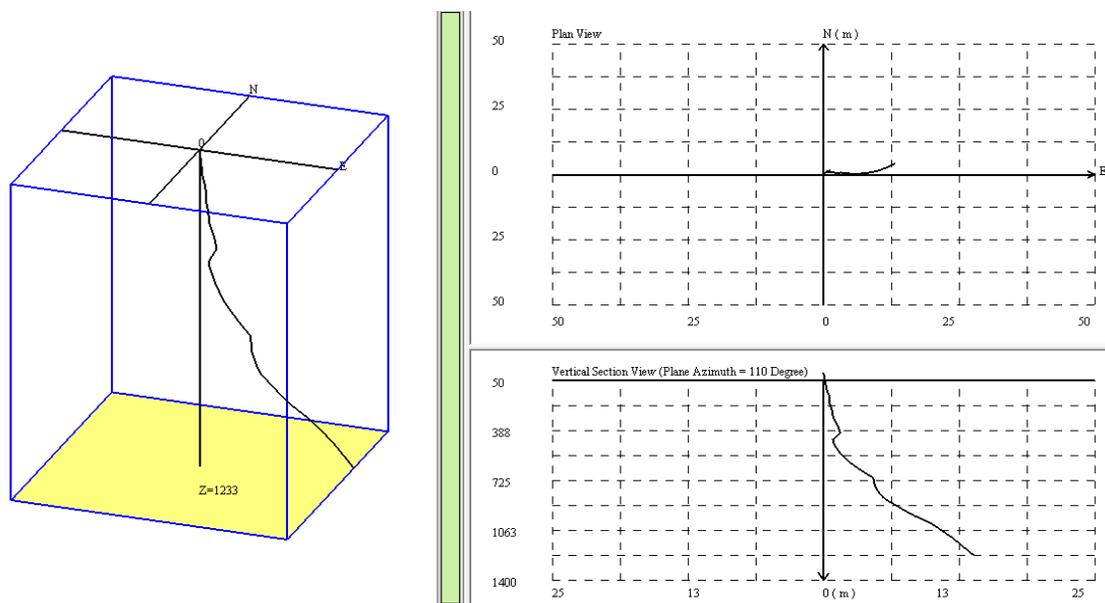


Figura 29. Trayectoria en tres dimensiones (3D) y dos dimensiones (2D) del pozo A 15 V.

En la Tabla 2., se indican las trayectorias de los pozos mencionados, la profundidad vertical verdadera, la profundidad desarrollada, la inclinación y el azimut. De los tres pozos de la plataforma 29, dos son de tipo desviados, a excepción del pozo A 28, el cual es vertical. En la plataforma 15, se encuentra la información del pozo A 15, el cual tiene una trayectoria vertical, con un ángulo máximo, prácticamente despreciable.

Plataforma A 29				
Pozo	Profundidad	Profundidad	Inclinación	Azimut
	[m_v]	[m_d]	[°]	[°]
29 D	1009.48	1091.00	36.29	112.31
73 D	965.130	1136.00	61.30	14.340
28 V	2736.00	2744.28	4.840	0
Plataforma A 15				
15 V	1232.85	1232	0.680	0

Tabla 2. Profundidad vertical y desarrollada, inclinación y azimut de cuatro pozos, en las plataformas A 15 y 29.

3.5. Registros geofísicos y columnas estratigráficas:

En la Figura 30., de izquierda a derecha se indica la columna estratigráfica y los registros geofísicos del pozo A 28, Rayos Gama (GR), litodensidad (ρ_b o RHOB), sónico de porosidad (Δt_{log}), resistividad (Rt), diámetro del pozo (Caliper) y porosidad neutrón (NPHI o ϕ_N), que se usan para el análisis de la geología y predicción de geopresiones. En el primer carril (1), se ilustra la columna estratigráfica, la cual se conforma principalmente por areniscas, areniscas arcillosas, lutitas arenosas, lutitas francas, margas y calizas. Se hace diferencia entre las formaciones por colores y se muestran los nombres de cada formación. En el segundo carril (2), en color azul, se muestra el registro de Rayos Gama (GR), el cual se usa como curva de referencia para trazar las líneas de lutitas, e indirectamente determinar litologías y marcar los puntos de lutitas para llevarlos a los registros geofísicos, sónico y resistivo. En el carril tres (3), en color rosa, el registro de litodensidad (ρ_b o RHOB), el cual se aplica para predecir el esfuerzo de sobrecarga e indirectamente, identificar litologías. En el carril cuatro (4), en color verde, el registro sónico de porosidad (Δt_{log}) y en el carril (5), en color rojo, el registro de resistividad (Rt), usados para la predicción de la presión de poro, mediante el método de Ben Eaton, apoyado en una línea de tendencia de compactación normal. En el carril (6), en color naranja, el diámetro del pozo (Caliper), se considera para visualizar la deformación del agujero. En el carril (7), en color amarillo, el registro de porosidad neutrón (ϕ_N), se emplea para la predicción de la presión de poro mediante el método de Vahid Atashbari, en formaciones carbonatadas.

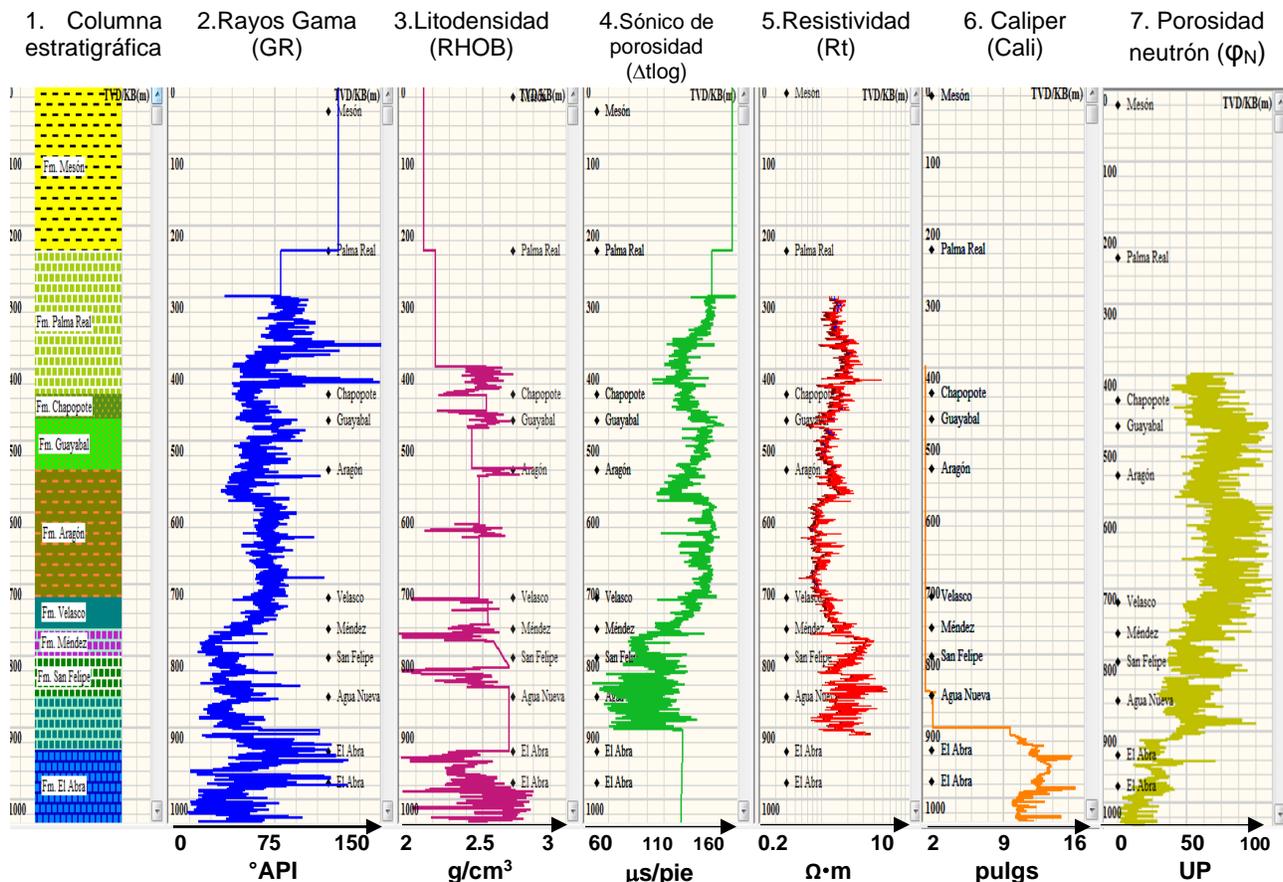


Figura 30. Registros geofísicos del pozo A 28: Rayos Gama, litodensidad, sónico compresional, resistividad, caliper y porosidad neutrón, para el análisis de la geología y predicción de las geopresiones.

En la Figura 31., de izquierda a derecha se tiene la columna estratigráfica y los registros geofísicos del pozo A 29, de Rayos Gama (GR), litodensidad (RHOB), sónico de porosidad (Δt_{log}), resistividad (Rt), diámetro del pozo (Caliper) y porosidad neutrón (NPHI o ϕ_N), que se usan para el análisis de la geología y predicción de las geopresiones. En el primer carril (1), se ilustra la columna estratigráfica, la cual se conforma principalmente por areniscas, areniscas arcillosas, lutitas arenosas, lutitas francas, margas y calizas. Se hace diferencia entre las formaciones por colores y se muestran los nombres de cada formación. En el segundo carril (2), en color azul, el registro de Rayos Gama (GR), como curva de referencia para trazar las líneas de lutitas, e indirectamente determinar litologías y trazar los filtros de los registros geofísicos sónico y resistivo. En el carril tres (3), en color rosa, el registro de litodensidad (RHOB), para predecir el esfuerzo de sobrecarga e indirectamente identificar la litología. En el carril cuatro (4), en color verde, el registro sónico de porosidad (Δt_{log}) y en el carril (5), en color rojo, el registro de resistividad (Rt), que se utiliza para la predicción de la presión de poro mediante el método de Ben Eaton, apoyado de una línea de tendencia de compactación normal. En el carril (6), en color amarillo, el registro geofísico de porosidad neutrón (ϕ_N), para la predicción de la presión de poro mediante el método de Vahid Atashbari, en formaciones carbonatadas.

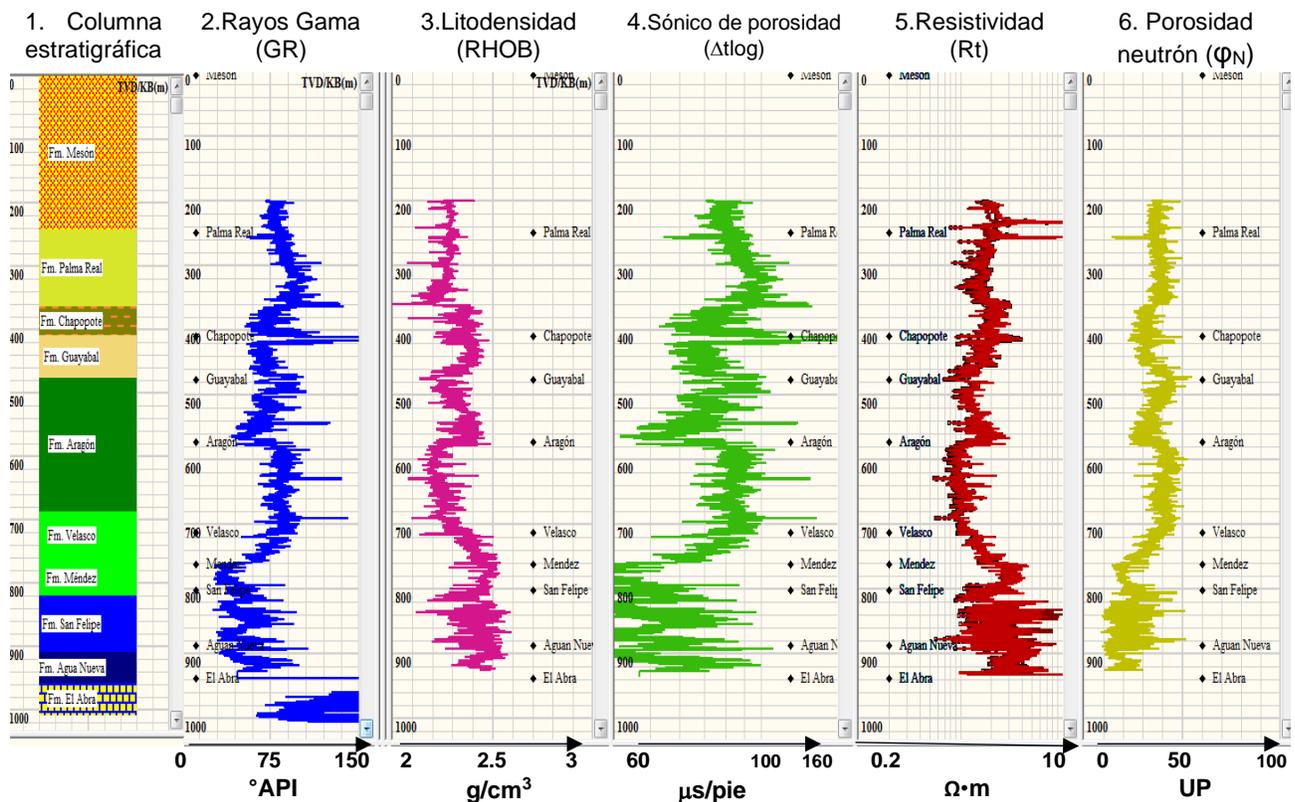


Figura 31. Registros geofísicos del pozo A 29: Rayos Gama, litodensidad, sónico compresional, resistividad y porosidad neutrón, para el análisis de la geología y predicción de las geopresiones.

Durante el tercer capítulo, se describió el arreglo de los pozos en las plataformas 15 y 29, las trayectorias de dichos pozos, en 2 y 3 dimensiones, junto con su rumbo y echado. También, se realizó la descripción de los registros geofísicos de los pozos A 28 y 29, en los cuales a partir de la formación Méndez, con cimas a profundidades similares, comienzan a identificarse los hidrocarburos en formaciones carbonatadas. En el siguiente capítulo se desarrolla la predicción de geopresiones por el método de Ben Eaton.

Capítulo IV: Predicción de la presión de poro en el Terciario.

4.1. Registro sónico y líneas de tendencia de compactación normal:

Para la predicción de la presión de poro mediante el método de Ben Eaton (1), se requiere un registro sónico, resistivo o conductivo, a fin de obtener los valores normales de la línea de tendencia a la compactación normal (Δt_n , R_n o C_n). En la Figura 32., se muestra el registro sónico en color azul, descrito en el capítulo anterior.

$$\frac{p_p}{D} = \frac{\sigma_s}{D} - \left[\frac{\sigma_s}{D} - \left(\frac{p_p}{D} \right)_n \right] \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_o} \right)^\alpha \dots\dots\dots (1)$$

- 1) Se eligen dos puntos en el gráfico en color verde, del registro sónico; uno de ellos corresponde a los primeros datos del registro y el otro, cercano a la profundidad de interés.

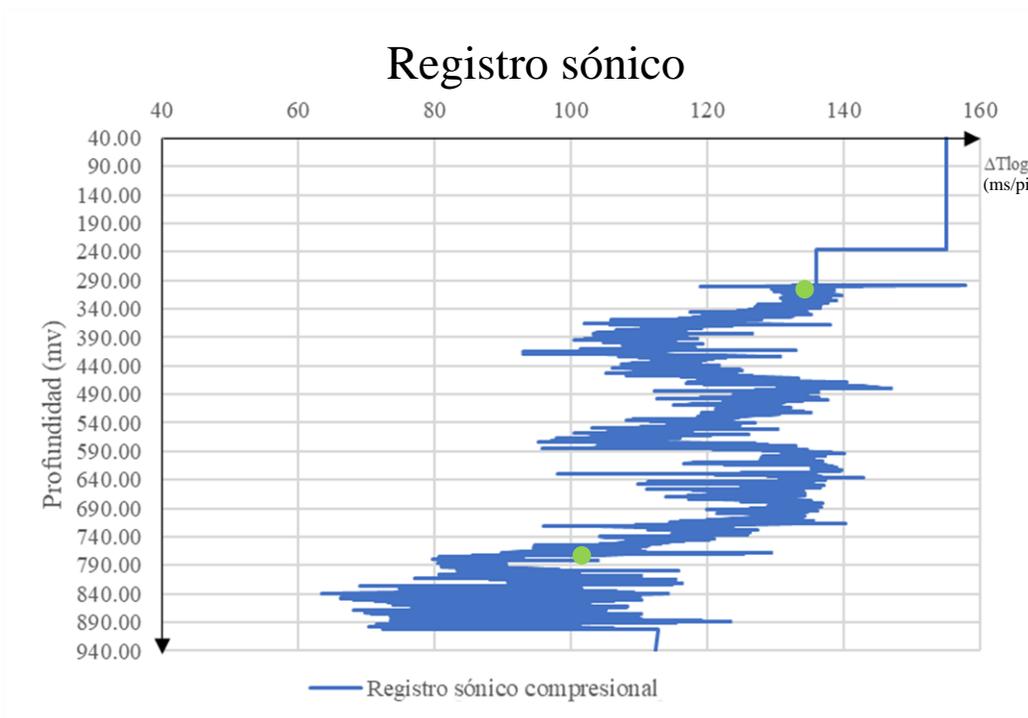


Figura 32. Registro sónico con dos puntos seleccionados en verde.



- 2) Se traza una línea recta en color verde, que toque dos puntos de la curva del registro, buscando que la tendencia toque la mayor cantidad de mediciones del registro.

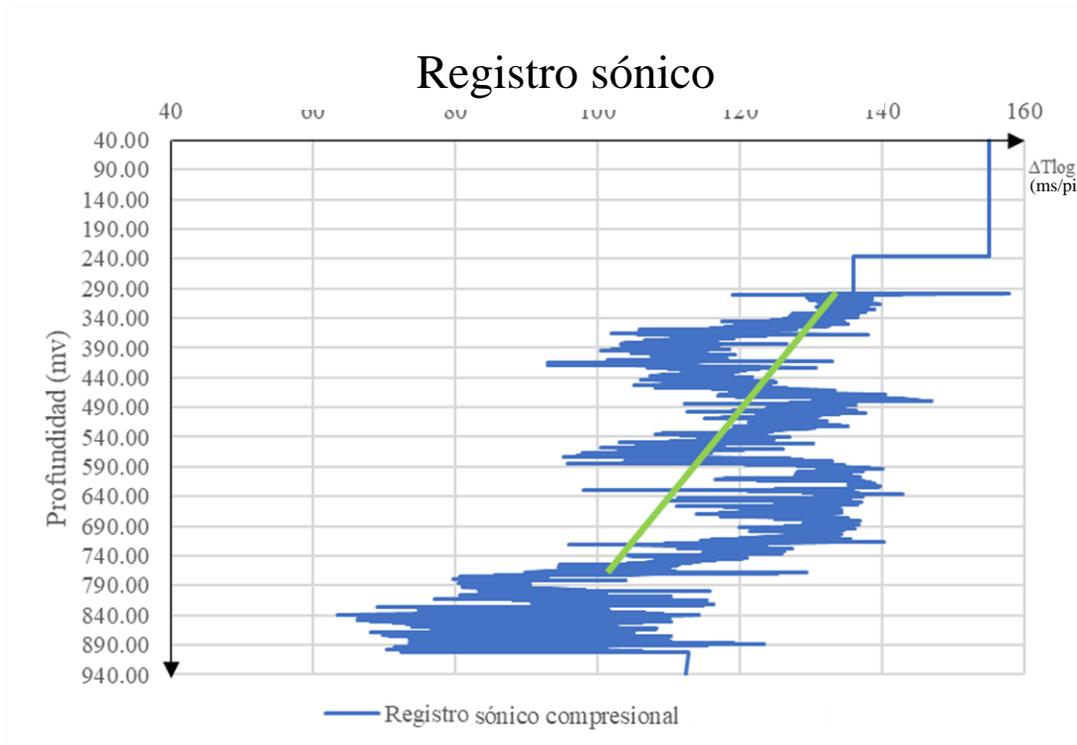


Figura 33. Registro sísmico, puntos y línea de tendencia a la compactación normal.

- 3) Para obtener la línea de tendencia a la compactación normal, por método analítico, se calcula la pendiente, utilizando dos datos arbitrarios de profundidad (y_1, y_2) y de tiempo de tránsito (x_1, x_2), siendo las coordenadas de los puntos correspondientes, mediante la siguiente ecuación de la pendiente (2):

$$m = \frac{(y_2 - y_1)}{(x_2 - x_1)} \dots\dots\dots (2)$$

$$m = \frac{(767.64 \text{ mv} - 236 \text{ mv})}{(101.41 \frac{\mu s}{\text{pie}} - 136 \frac{\mu s}{\text{pie}})}$$

$$m = -15.370 \frac{\text{mv}}{\frac{\mu s}{\text{pie}}}$$

- 4) Utilizando la ecuación de la recta (3), se despeja la variable **b** y se sustituyen valores arbitrarios, seleccionados de la serie de datos del registro geofísico:

$$y = mx + b \dots\dots\dots (3)$$

De donde:

$$b = y - mx$$

$$b = 236 \text{ mv} - (-15.370 \frac{\text{mv}}{\frac{\mu s}{\text{pie}}}) (136 \frac{\mu s}{\text{pie}})$$

$$b = 2326.29 \text{ mv}$$



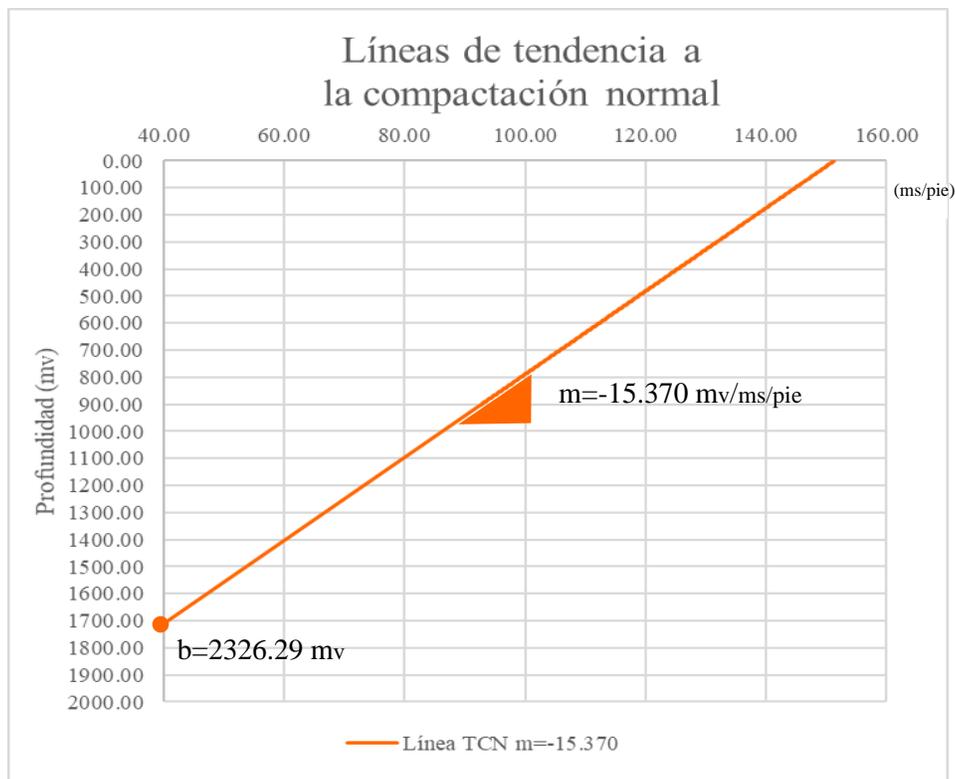


Figura 34. Línea de tendencia a la compactación normal, calculada con pendiente e intersección en el eje de las ordenadas.

En la Figura 34., se ilustra la línea de tendencia a la compactación normal en color naranja, la cual está en función de una pendiente (m) y que interseca con el eje de las ordenadas (b), a una profundidad de 2326.29 m, que se usan para calcular los valores de la línea de tendencia, a través de la ecuación de la línea recta.

- 5) Si $y = \text{Prof. (mv)}$, $m = -15.370 \text{ (mv/}\mu\text{s/pie)}$, $x = \Delta t_{\log \text{TCN}} \text{ (}\mu\text{s/pie)}$ y $b = 1928,69 \text{ (mv)}$, entonces calculando el tiempo de tránsito de la línea de tendencia de compactación normal:

$$\text{Prof.} = -15.370 * \Delta t_{\log \text{TCN}} + 2326.29 \text{ mv} \dots\dots\dots (4)$$

De donde:

$$\Delta t_{\log \text{TCN}} = \frac{(0 \text{ mv} - 2326.29 \text{ mv})}{-15.370 \frac{\text{mv}}{\mu\text{s/ pie}}} \dots\dots\dots (5)$$

$$\Delta t_{\log \text{TCN}} = 151.35 \frac{\mu\text{s}}{\text{pie}}$$

- 6) Este proceso se aplica a lo largo del registro geofísico a fin de obtener una línea de tendencia a la compactación normal, que se muestra en la Figura 34., y poder predecir la presión de poro aplicando la ecuación del método de Ben Eaton.



En la Figura 35., se muestra el registro sónico, en color azul; dos líneas de tendencia, una propuesta manualmente, en color verde; y otra calculada, en color naranja. Las líneas de tendencia, tienen una pendiente idéntica. La predicción de la presión de poro del Terciario, va a usar la línea de tendencia calculada.

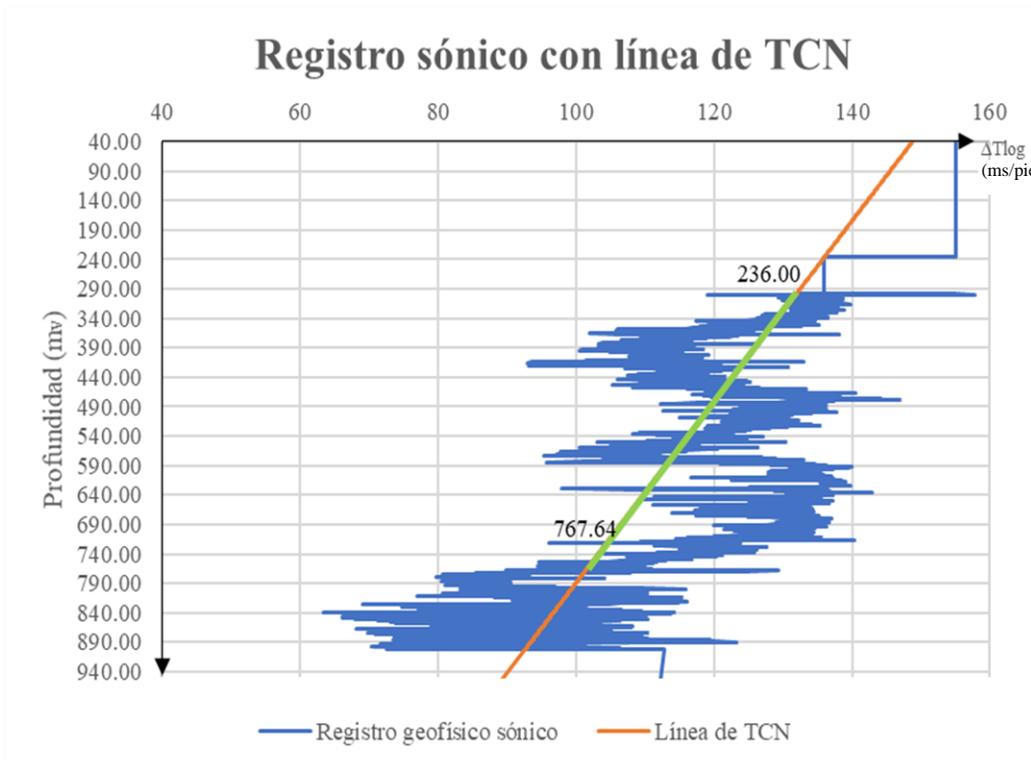


Figura 35. Registro sónico, línea de tendencia trazada y calculada.

4.2. Análisis de la predicción de la presión de poro:

En la Figura 36., se indica el registro sísmico en color azul, el cual tiene tres líneas de tendencia a la compactación normal (TCN) y se eliminó la línea de tendencia manual. La línea de TCN, en color naranja, tiene una pendiente de $-15.370 \text{ m}\sqrt{\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}}$ (que se comparó con la tendencia manual); la línea de TCN, en color verde, tiene una pendiente de $-9.9315 \text{ m}\sqrt{\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}}$; y la línea de TCN, en color morado, tiene una pendiente de $-16.8617 \text{ m}\sqrt{\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}}$. Con estas tres tendencias a la compactación normal, se va a obtener la predicción de la presión de poro en el Terciario. Las tres pendientes ($-9.9315 \text{ m}\sqrt{\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}}$, $-15.370 \text{ m}\sqrt{\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}}$ y $-16.8617 \text{ m}\sqrt{\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}}$), tocan diferentes puntos del registro sísmico y por lo tanto, habrá diferentes predicciones de poro.

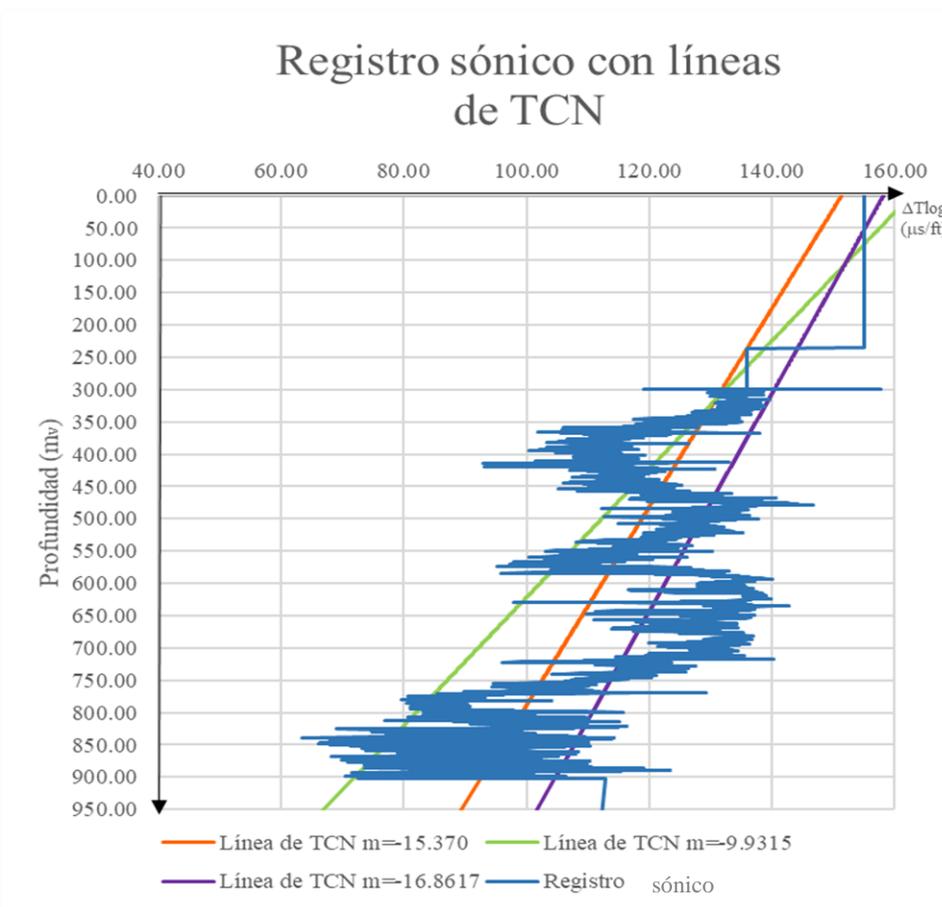


Figura 36. Registro sísmico con tres líneas de tendencia a la compactación normal (TCN).



En la Figura 37., se muestran los resultados de la predicción de la presión de poro utilizando el valor numérico de 3.0 del exponente de la ecuación 1, la presión de poro normal y el esfuerzo de sobrecarga se expresa en unidades de densidad equivalente (Apéndice B). La línea de color morado, es el resultado de la predicción de poro de la TCN con pendiente de $-16.8617 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}$. La línea de color naranja, es el resultado de la predicción de poro de la tendencia de compactación normal (TCN), con pendiente de $-15.370 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}$. La línea de color verde, es el resultado de la predicción de poro de la TCN con pendiente de $-9.9315 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}$. A medida que aumenta la magnitud de la pendiente, los valores numéricos de la predicción de la presión de poro disminuyen.

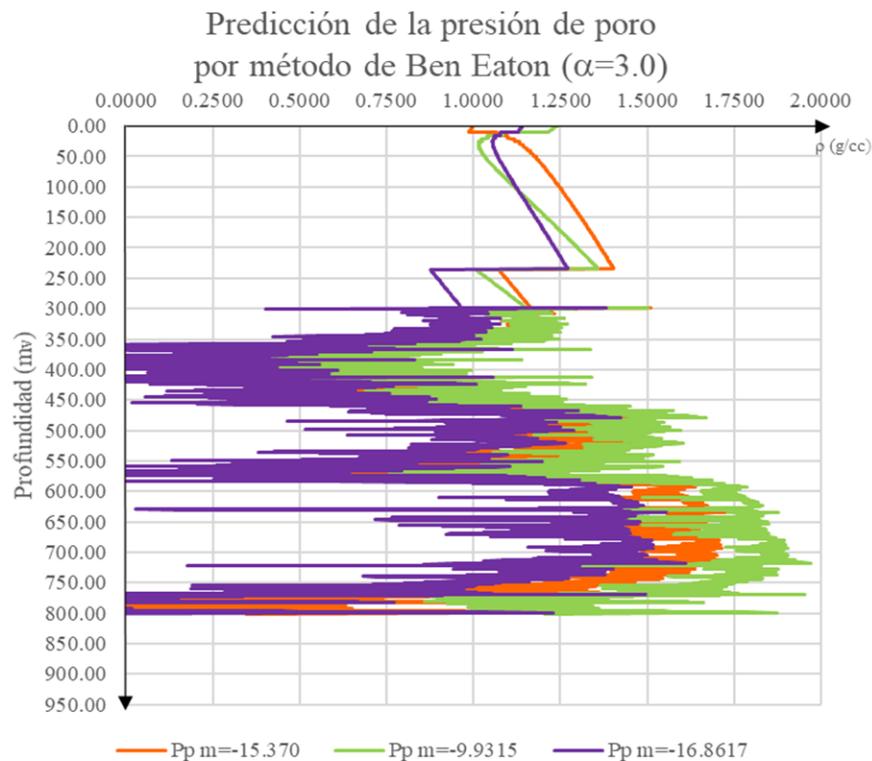


Figura 37. Predicción de presión de poro con exponente $\alpha=3.0$.

El resultado de la predicción de la presión de poro con tres pendientes: $-15.370 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}$ en color naranja, $-16.8617 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}$ en color morado; y $-9.9315 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}$ en color verde, presenta tres casos en donde no se tiene medición del registro sísmico, de 0 a 300 mts, en donde hay resultados de presión de poro, de 1 a 1.35 g/cm^3 , con incertidumbre y predicciones de poro no aceptables. La predicción, de 300 a 800 mts, tiene los siguientes resultados: la curva de presión de poro en color morado ($m=-16.8617 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}$), es la que presenta los valores numéricos de presión más bajos, en la zona de alta presión alcanza valores de 1.625 g/cm^3 . En la curva de presión de poro en color naranja ($m=-15.370 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}$), presenta valores numéricos de presión de poro intermedios y en la zona de alta presión, alcanza valores de 1.72 g/cm^3 . Finalmente, la curva presión de poro en color verde, ($m=-9.9315 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}$), tiene los valores numéricos de presión de poro más altos y en la zona de alta presión, alcanza valores de 1.97 g/cm^3 . En consecuencia, el valor numérico del exponente se tiene que disminuir en magnitud. También se concluye, que se tienen dos zonas de alta presión, van de 475 mts a 550 mts y de 600 a 800 mts; y en las zonas no medidas del registro sísmico, los valores numéricos de presión de poro no son precisos, por lo que es necesario obtener un registro sísmico sintético, aplicando la ecuación de Gardner.^[7] (Apéndice B).

En la Figura 38., se indica los resultados de las predicciones de la presión de poro, al disminuir el valor numérico del exponente de 2.0 de la ecuación 1. Tiene el mismo comportamiento la predicción de poro, sólo cambia la magnitud de la presión, de poro al cambiar el exponente, en donde la predicción de poro disminuye en magnitud en los tres casos.

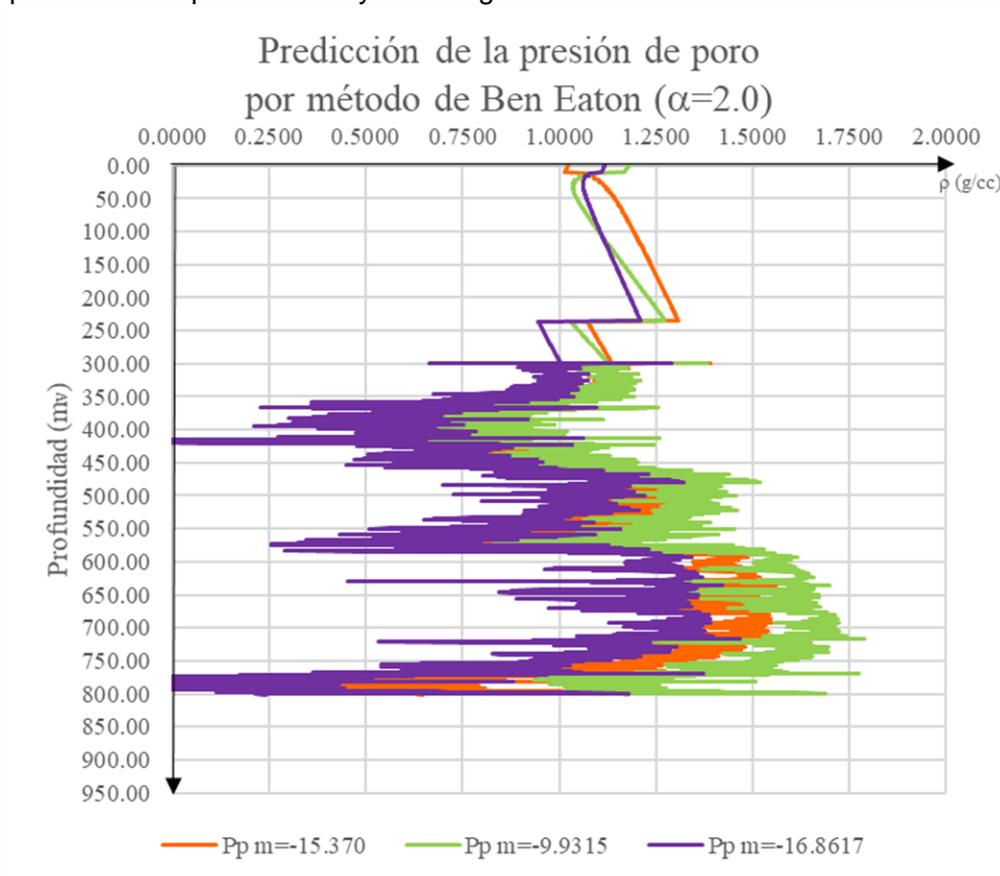


Figura 38. Predicción de presión de poro con exponente $\alpha=2.0$.

El resultado de la predicción de poro, en el intervalo de 300 a 800 mts tiene los siguientes resultados: la predicción de la presión de poro en color morado ($m=-16.8617 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{s}}{\text{pie}}$), presenta valores numéricos en la zona de alta presión de 1.48 g/cm^3 . En la curva de presión de poro en color naranja ($m=-15.370 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{s}}{\text{pie}}$), presenta valores numéricos de presión de poro intermedios de 1.60 g/cm^3 . Finalmente, la curva presión de poro en color verde, ($m=-9.9315 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{s}}{\text{pie}}$), tiene los valores numéricos de presión de poro más altos, en la zona de alta presión alcanza valores de 1.80 g/cm^3 . En consecuencia, es necesario disminuir el exponente para obtener una predicción de poro más precisa. La predicción de poro está sobreestimada, aún con este exponente (2.0).

En la Figura 39., se presentan los resultados de la presión de poro al usar el valor numérico de 1.0 en el exponente de la ecuación 1 y se conserva el mismo comportamiento que en las anteriores.

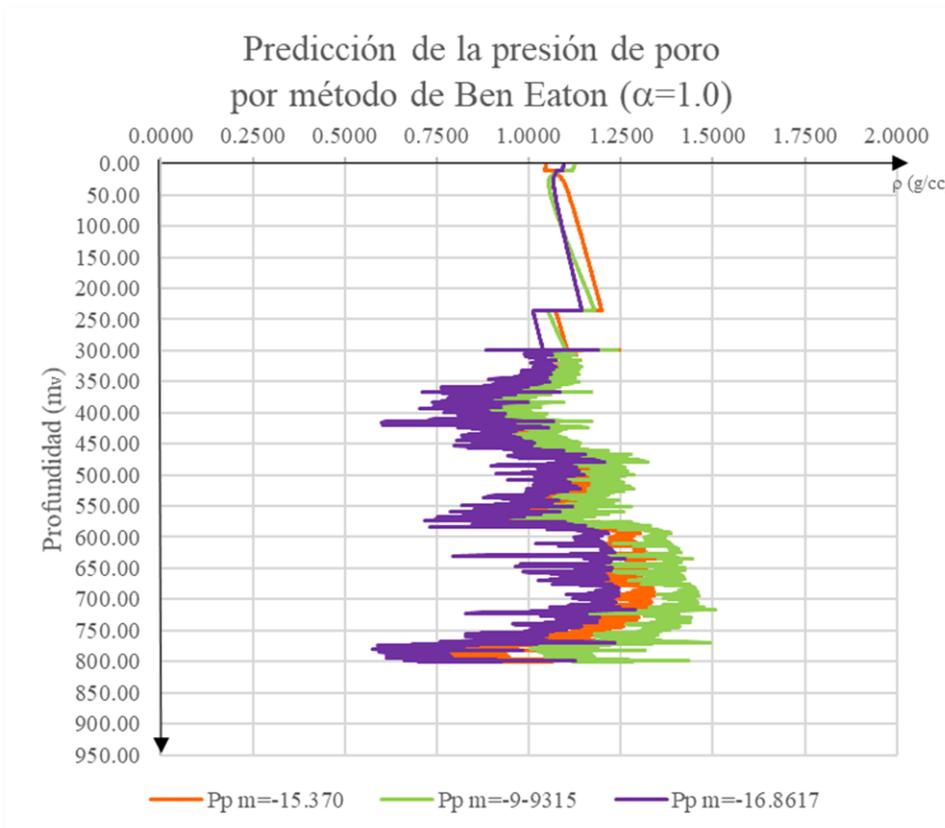


Figura 39. Predicción de presión de poro con exponente $\alpha=1.0$.

El resultado de la predicción de la presión de poro del intervalo de 300 a 800 mts, tiene los siguientes resultados: la curva de presión de poro en color morado ($m=-16.8617 \text{ m}_v/\frac{\mu S}{\text{pie}}$), presenta valores numéricos en la zona de alta presión de 1.32 g/cm^3 . En la curva de presión de poro en color naranja ($m=-15.370 \text{ m}_v/\frac{\mu S}{\text{pie}}$), presenta valores numéricos de presión de poro intermedios de 1.40 g/cm^3 . Finalmente, la curva presión de poro en color verde, ($m=-9.9315 \text{ m}_v/\frac{\mu S}{\text{pie}}$), tiene los valores numéricos de presión de poro más altos, que en la zona de alta presión alcanza valores de 1.50 g/cm^3 . Al reducirse el valor numérico del exponente a 1.0, las predicciones de poro, se reducen en magnitud y es necesario colocar el fluido de control real y eventos de perforación para calibrarla. Los resultados son más cercanos a la realidad de la perforación del pozo.

En la Figura 40., se indica el resultado de la predicción presión de poro al usar el valor numérico de 0.9, en el exponente de la ecuación 1, con el cual se tiene una predicción más precisa con la realidad.

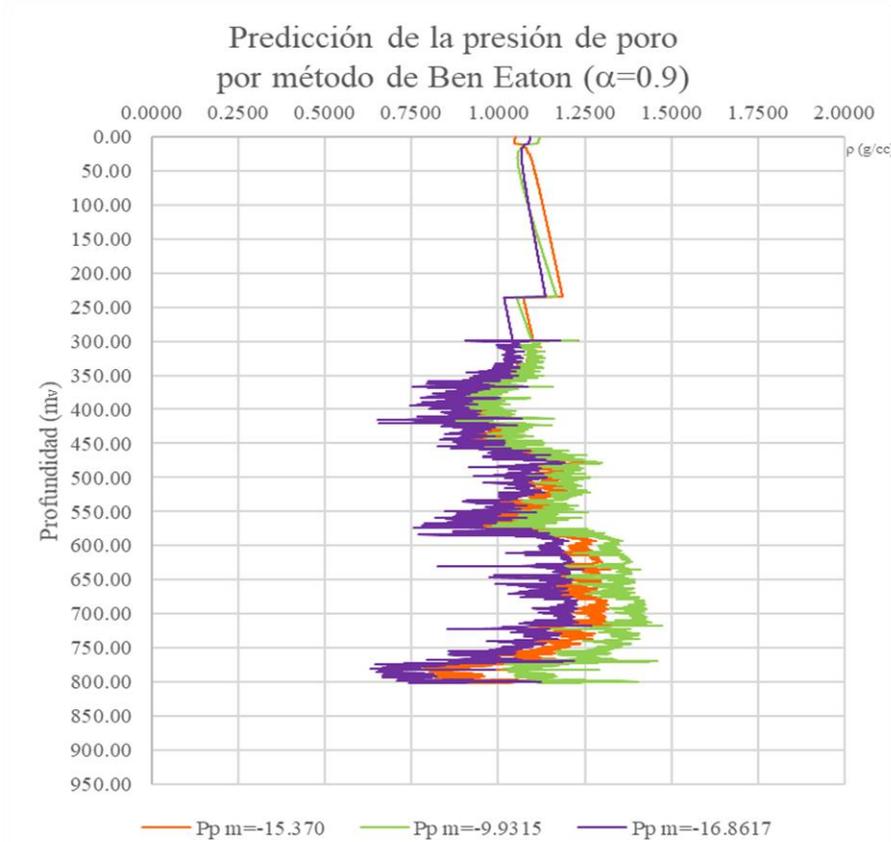


Figura 40. Predicción de presión de poro con exponente $\alpha=0.9$.

El resultado de la predicción de poro del intervalo de 300 mts a 800 mts, presenta los siguientes resultados: la curva de presión de poro en color morado ($m=-16.8617 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}$), presenta valores numéricos en la zona de alta presión de 1.30 g/cm^3 . La curva de presión de poro en color naranja ($m=-15.370 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}$), presenta valores numéricos de presión de poro intermedios de 1.35 g/cm^3 . Finalmente, se concluye que a medida que se reduce el valor numérico del exponente ($\alpha=3.0, 2.0$ y 1.0), las predicciones de presión de poro, se ajustan y su comportamiento es menos caótico (para este pozo). La predicción más precisa, es la de exponente 0.9. Al analizar las predicciones de poro, las más precisas son dos pendientes: $-15.370 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}$, en naranja y $16.8617 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}$, en morado. Este resultado hace descartar la pendiente de $-9.9315 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}$, por ser la más alejada de los puntos de medición del registro. También, se concluye que la curva de presión de poro con valores intermedios ($m=-15.370 \text{ m}_v/\frac{\mu\text{S}}{\text{pie}}$, en color naranja), es la más óptima de las dos restantes.

En la Figura 41., se observa la presión de poro en el Terciario, resultado de la predicción con exponente 0.9. La zona normal de presión de poro es de 1.073 g/cm^3 , va de 0 a 299 mts. De 300 a 350 mts, se mantiene la zona de presión normal. Al llegar al intervalo de 351 a 459 mts, la presión disminuye a una zona de presión subnormal. Hay dos zonas con cambio a presión de poro anormal, la primera de 460 a 550 mts. Después, la presión regresa zona de presión subnormal, de 550 a 580 mts y vuelve a una presión normal. La segunda zona, de 580 a 770 mts, es muy importante, debido a que es donde se presenta la máxima presión de poro de 1.35 g/cm^3 a 725 mts. Después, la presión de poro vuelve a disminuir hasta la presión normal. De 765 a 801 mts, la presión regresa a una presión subnormal de 0.875 g/cm^3 ; es hasta donde se aplica el método de Ben Eaton.

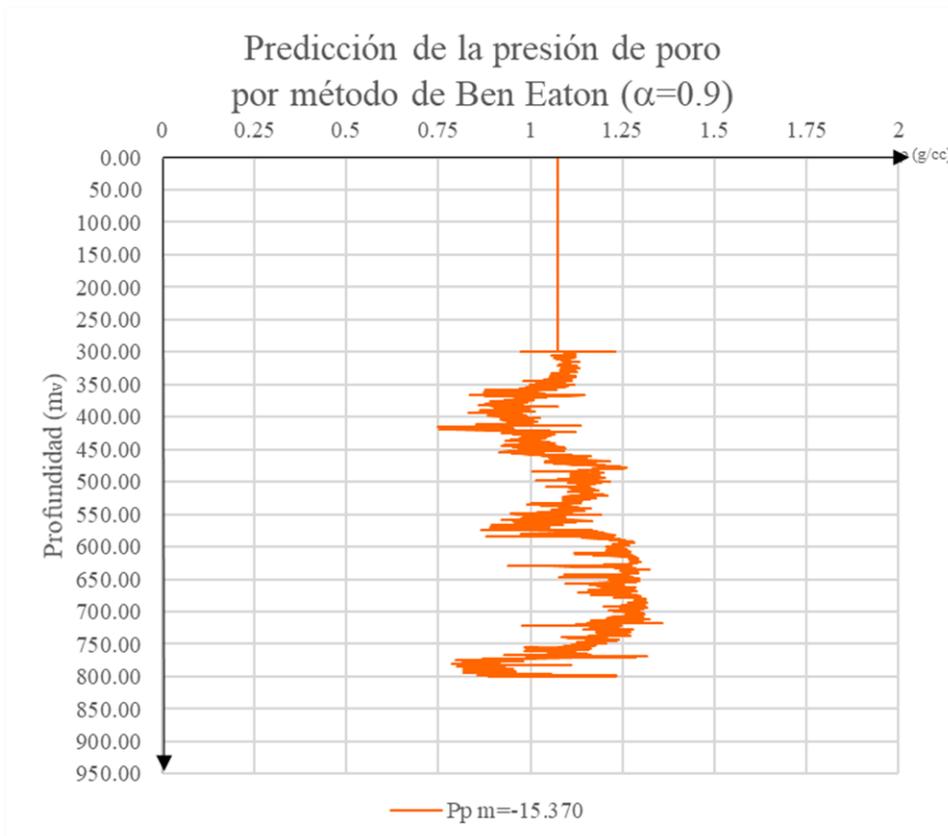


Figura 41. Curva de la predicción de la presión de poro correspondiente a la línea de TCN seleccionada, por el método de Ben Eaton sónico y exponente $\alpha=0.9$.

La Figura 41., es el resultado de la predicción de la presión de poro, aplicando la ecuación 1 y pendientes. Este resultado, se obtiene sin utilizar un simulador para la planeación y diseño de pozos. Se seleccionó porque presenta la menor variación de valores numéricos de la predicción de poro.

4.2. Análisis de la predicción de la presión de poro con simulador:

En la Figura 42., se presenta el registro sónico en color azul, que contiene las mismas mediciones que la Figura 32., mostrado al inicio de este capítulo. De izquierda a derecha, tiene un rango de 60 a 160 $\mu\text{s}/\text{pie}$. A su izquierda se muestra la columna litológica. Este registro, se graficó mediante un simulador, al cual con apoyo del registro de Rayos Gama (GR), se le marcan los puntos de lutitas, obteniendo el filtro de puntos de lutitas, al usar el simulador. Se trazó a mano la línea de TCN, en color naranja, de tal forma que interseque con la mayor cantidad de mediciones del filtro de puntos de lutitas. Se tienen una zona no medida de 0 a 300 mts; y dos zonas de tiempo de tránsito altos, es decir de baja consolidación y porosidad alta, de 475 mts a 550 mts y de 600 a 800 mts, con un valor máximo de 147 $\mu\text{s}/\text{pie}$.

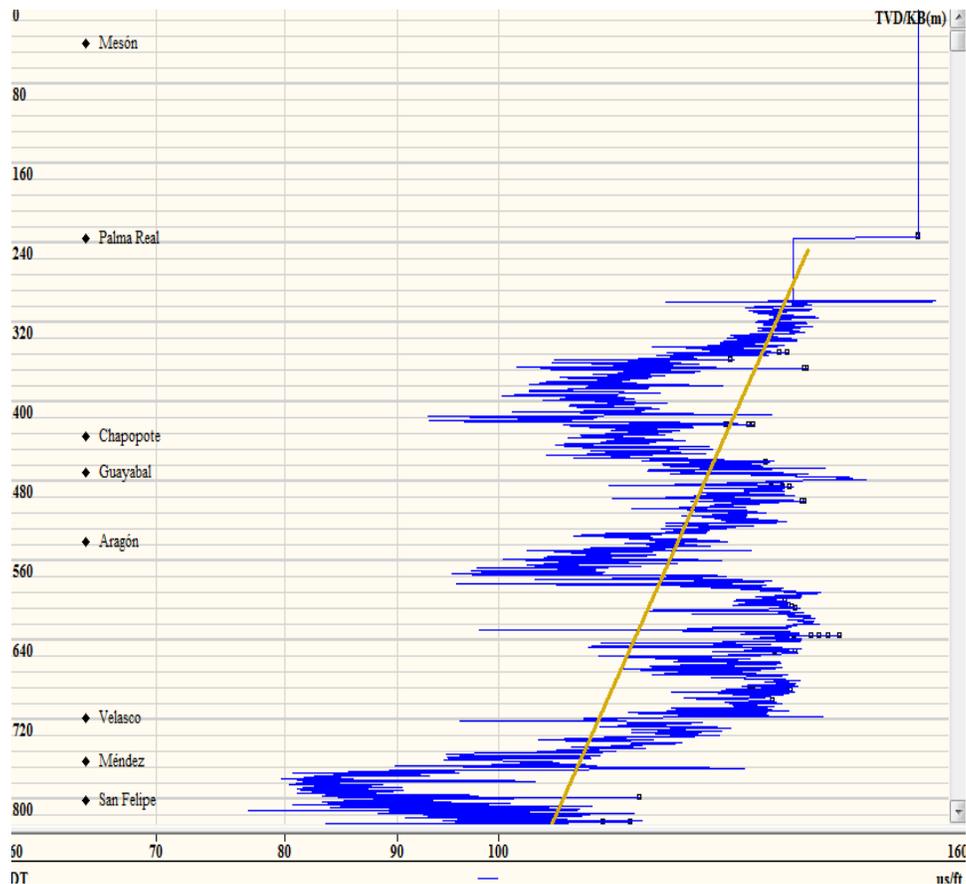


Figura 42. Registro sónico del simulador con línea de tendencia trazada a mano.

En la Figura 43., se indica la curva de la predicción de la presión de poro, en color rojo, obtenida con un valor numérico del exponente 0.9, como se determinó en los resultados previos. La predicción de la presión de poro, con simulación, se alimenta de datos que se obtienen del esfuerzo de sobrecarga, la línea de tendencia a la compactación normal, gradiente de presión de poro en amarillo con valor de 1.073 g/cm³ (en el Golfo de México).

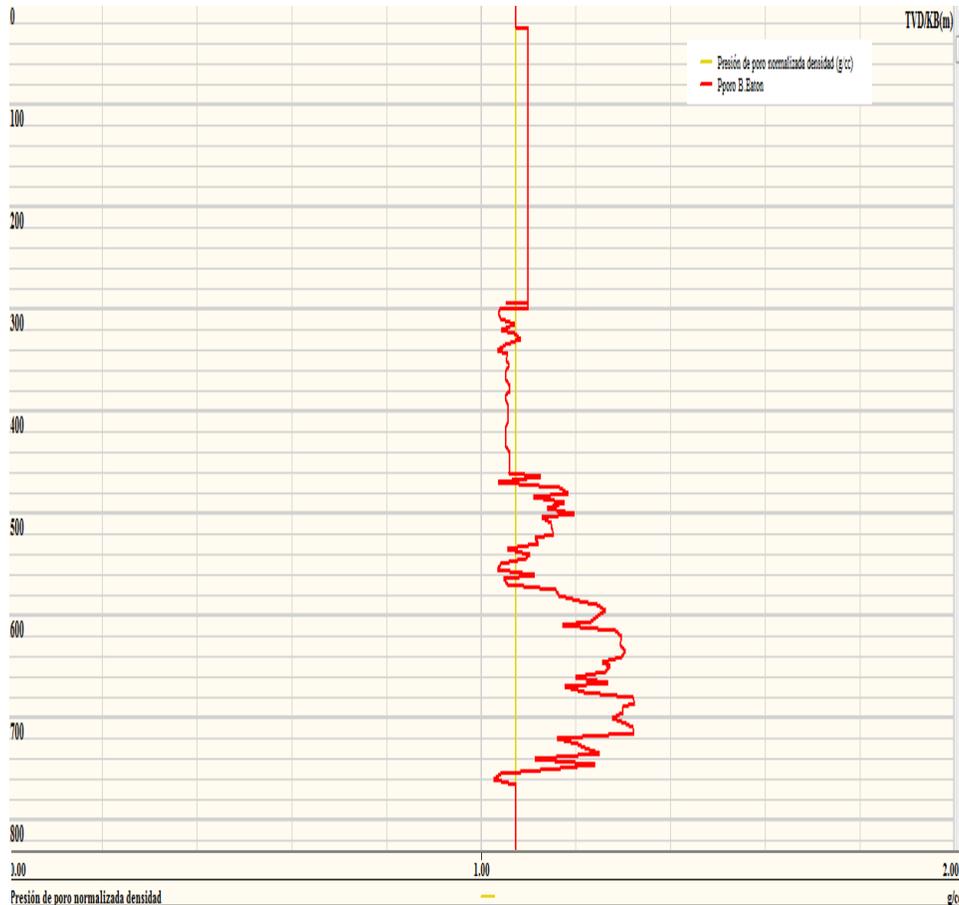


Figura 43. Predicción de presión de poro obtenida con simulador.

Éste, es el resultado de la predicción de poro, al usar un simulador, en donde se observan dos zonas anormales a las siguientes profundidades: 475 mts a 550 mts, con una presión de poro de 1.20 g/cm³ y de 600 a 760 mts, con una presión de poro de 1.32 g/cm³. El resultado de la Figura 43., se compara con el resultado de la Figura 41., descrito anteriormente.

4.2. Comparación en la predicción de la presión de poro:

En la Figura 44., se indican y comparan las curvas de la predicción de la presión de poro, del simulador, obtenida de una línea de tendencia a la compactación manual, en color rojo; también, del cálculo de la pendiente ($m=-15.370 \text{ m}_v/\mu\text{s}/\text{pie}$) y ecuación de la línea recta en color naranja y la línea del gradiente de presión de poro. Como se observa, al hacer la comparación de ambas predicciones de presión de poro, presentan dos zonas de presión alta de 475 mts a 550 mts y de 600 a 800 mts, con un valor mínimo de 1.073 g/cm^3 y máximo de 1.32 g/cm^3 . El comportamiento de ellas es muy similar, por lo que ambas predicciones son válidas, tanto la descrita paso a paso con tres pendientes y por la aplicación de un simulador.

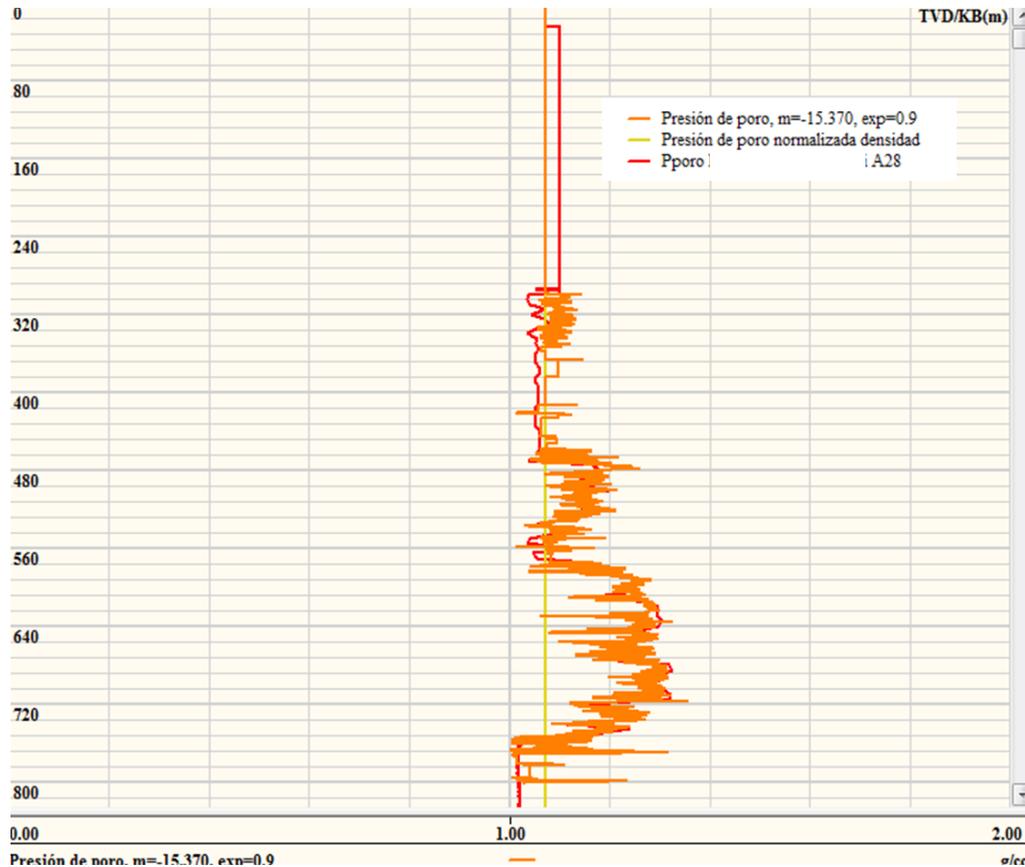


Figura 44. Predicción de presión de poro obtenida, a través del simulador y con gradiente de $m=-15.370 \text{ m}_v/\mu\text{s}/\text{pie}$ y exponente $\alpha=0.9$.

4.3. Ventanas operativas y eventos durante la perforación de los pozos A 28 y 29:

En la Figura 45., se encuentra la predicción de geopresiones del pozo A 28 en el Terciario. De derecha a izquierda, con un rango de 1 a 3 g/cm³, se indica la línea de gradiente de presión de poro en color amarillo; la predicción de la presión de poro por ecuación y pendiente en color naranja; la predicción de la presión de poro, a través del simulador en color rojo; el fluido de control en línea intermitente negra; la presión de fractura (K_i y v; Apéndice D), en color azul y la curva del esfuerzo de sobrecarga, en color rosa. Al resultado de la predicción se le conoce como geopresiones o ventana operativa.

En la ventana operativa, se aprecia una separación grande entre la presión de poro, fractura y el esfuerzo de sobrecarga, es decir que la predicción está sobreestimada. En las zonas de presión alta, el valor mínimo de la presión de poro es cercano a 1 g/cm³ y el máximo de 1.32 g/cm³; en la presión de fractura, el valor mínimo es de 1.58 g/cm³ y el máximo de 1.72 g/cm³; y finalmente el valor del esfuerzo de sobrecarga de 2.28 g/cm³. Las zonas de alta presión son arcillosas, por lo cual se sugiere diseñar el fluido de perforación para operar sobre balance en el Terciario y evitar atrapamiento de la sarta de perforación, causada por formaciones móviles.

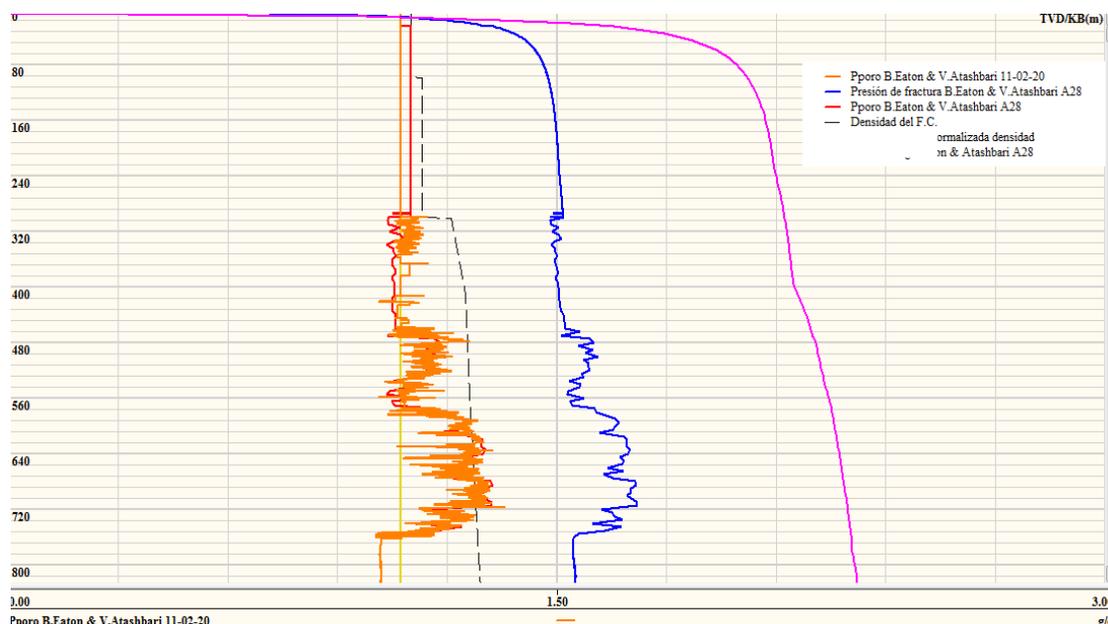


Figura 45. Ventana operativa del Terciario del pozo A 28.

En la Tabla 3., no se reportan eventos o problemas durante la perforación del Terciario. Se indican los eventos y problemas ocurridos durante la perforación del pozo A 28, a partir de la formación El Abra. Éstos incluyen la entrada de ácido sulfhídrico al pozo, contaminando el fluido de control y posteriormente pérdidas parciales de circulación, a causa de que la formación El Abra es naturalmente fracturada. Los problemas mencionados, deben reducirse, a fin de evitar brotes y atrapamiento de la sarta durante la perforación. Éstos, se usan para la calibración de las geopresiones.

Eventos durante la perforación del Campo A	
Profundidad	Pozo A 28
939	Cima de la formación El Abra 939
988	Alta concentración de ácido sulfhídrico 988
1013	Pérdida parcial de la circulación
2408	Pérdida parcial de la circulación
2515	Pérdida parcial de la circulación

Tabla 3. Eventos durante la perforación.



En la Figura 46., se encuentra la ventana operativa del pozo A 29, al usar un simulador de planeación y diseño de pozos, se aplican los mismos pasos descritos en la Figura 42 y un registro de resistividad. Tiene un rango de 1 a 3 g/cm³. Leyendo de izquierda a derecha, se encuentra la presión de poro en color rojo, con un valor mínimo de 1.073 g/cm³ y máximo de 1.3 g/cm³; el fluido de control en una línea negra intermitente con valor mínimo de 1.2 g/cm³, y máximo de 1.32 g/cm³; la presión de fractura en color azul con valor mínimo de 0 g/cm³, y máximo de 1.65 g/cm³; el esfuerzo de sobrecarga en color rosa con un valor de 2.25 g/cm³; y finalmente la columna estratigráfica, indicado por rombos. Los valores máximos de las predicciones coinciden a la profundidad de 630 mts, por estar la zona de alta presión, de 450 a 720 mts (formación Aragón, arcillosa). No se presentan eventos durante la perforación del Terciario.

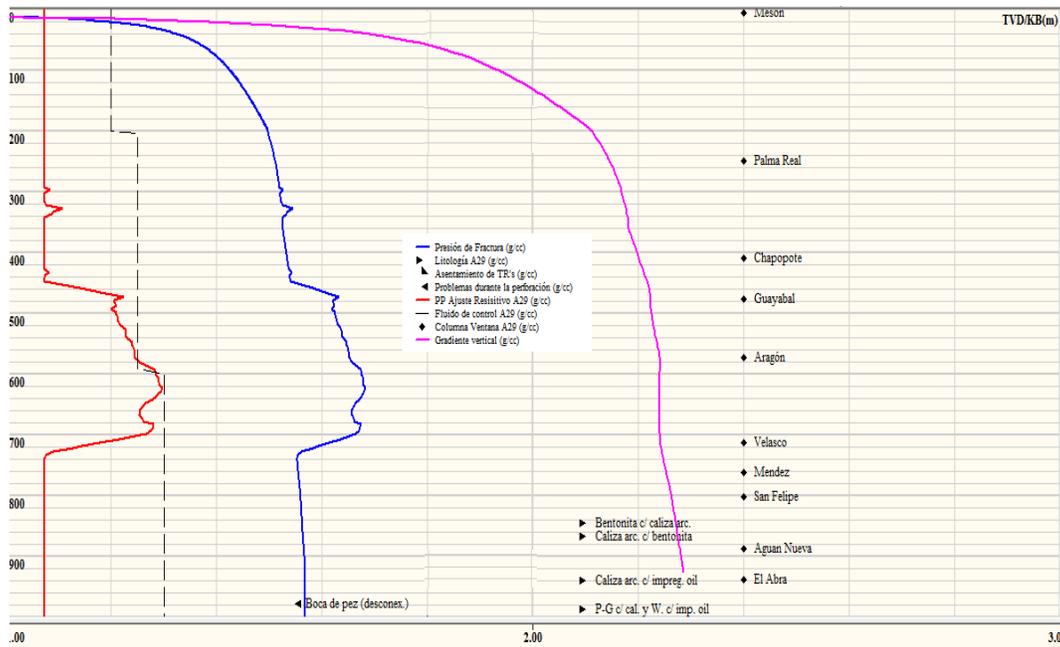


Figura 46. Ventana operativa del pozo A 29.

En la Figura 45, se tiene el resultado final de la ventana operativa en el Terciario del pozo A 28. Al igual, en la Figura 46, se observa el resultado final de la predicción de geopresiones en el Terciario. Ambos pozos, presentan zonas de presión anormal alta, entre las formaciones Chapopote y Velasco, las cuales son lutitas, que tienden a ser problemáticas por su comportamiento elástico, en donde se recomienda diseñar el fluido de control para perforar sobre balance. Estos resultados son la entrada de datos para un análisis de estabilidad mecánica del agujero.

Durante el cuarto capítulo se realizó la predicción de la presión de poro mediante el método de Ben Eaton en el Terciario, a partir de la predicción del esfuerzo de sobrecarga, los registros geofísicos sísmico y de resistividad se obtuvieron los datos para alimentar las ecuaciones de Eaton. La predicción se hizo en base a un simulador y de manera manual, utilizando la ecuación de la recta, las ecuaciones ya mencionadas y ajustando el exponente para obtener un resultado menos caótico y sobreestimado. En el Terciario, las formaciones son predominantemente clásticas, de tipo areniscas, areniscas arcillosas y lutitas, válidas para la predicción de geopresiones de Eaton. En el próximo capítulo, se presenta la predicción de poro en formaciones de carbonato.

Capítulo V: Predicción de la presión de poro en carbonatos.



5.1. Ecuación de Vahid Atashbari:

La predicción de la presión de poro se efectúa mediante el método de Vahid Atashbari, a partir de las formaciones Méndez (Cretácico Superior) hasta El Abra (Cretácico Medio Albiano), la columna estratigráfica en el Apéndice C. La ecuación 6, es la propuesta por Vahid Atashbari que involucra la porosidad, compresibilidad de bulto, compresibilidad de poro, esfuerzo efectivo y un exponente con valores numéricos de 0.9 a 1.0.^[8] La ecuación 7, es el esfuerzo efectivo que involucra el esfuerzo de sobrecarga y la presión de poro normal. En formaciones carbonatadas, se aplica la ecuación desarrollada por Vahid Atashbari, a partir de las ecuaciones de Zimmerman, Van Golf Racht y Hall. ^{[5,6,8].}

$$P_p = \left(\frac{(1 - \varphi) C_b \sigma_{efectivo}}{(1 - \varphi) C_b - \varphi C_p} \right)^Y \dots\dots\dots (6)$$

Donde:

- Pp = Presión de poro [psi]
- φ = Porosidad [adimensional]
- Cb = Compresibilidad de bulto [psi⁻¹]
- Cp = Compresibilidad de poro [psi⁻¹]
- Y = exponente (0.9 a 1.0) [adimensional]
- σ_{efectivo} = σ_v - Pp [psi] (7)

5.2. Consideraciones para la selección de la porosidad:

En el pozo A 28, dentro de las formaciones carbonatadas del Cretácico, el yacimiento es la formación El Abra. Éstas cuentan con los siguientes registros geofísicos e intervalos en los que carecen de mediciones:

Registro geofísico	Cuenta con	Carece de
Rayos Gama (GR)	↗	
Litodensidad (ρ _b)	↗	Fm. Agua Nueva
Tiempo de tránsito (Δt _{log})	↗	Fm. El Abra
De resistividad (Rt)	↗	Fm. El Abra
Diámetro de pozo (Caliper)	↗	A partir de 900 mts
Porosidad neutrón (φ _N)	↗	
Porosidad sónico (φ _s)	↗	Fm. El Abra

Tabla 4. Lista de registros geofísicos para predicción de poro.



En la predicción de la presión de poro en carbonatos, se requieren mediciones de registros geofísicos que alimenten las ecuaciones de porosidad, como porosidad sónica (ϕ_s), obtenida por la ecuación de Wyllie.^[3] También, la porosidad por densidad (ϕ_D) se calcula, con la ecuación 8.^[3] La porosidad neutrón (ϕ_N), es la única de las tres que se mide, como se explica en las Figuras 13 y 19, del Capítulo II. En la Tabla 6., se indica la densidad de matriz de distintas rocas. Los valores de ϕ_s propuestos, son en base a valores de porosidad promedio de las formaciones del campo A. Como se explica en la Figura 30., los valores de ϕ_N son medidos. Los valores de ϕ_D se calcularon en matriz caliza, alimentada por el registro de litodensidad (ρ_b). Como se indica en las Tablas 7 y 8, y en la Figura 47., los valores de la porosidad neutrón y de porosidad ϕ_N y ϕ_D , son demasiado altos para formaciones carbonatadas, en donde la porosidad debe ser menor a 21% ó UP.^[8]

$$\phi_{den} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \times 100 \dots\dots\dots (8)$$

Donde:

ρ_{ma} = Densidad de la matriz (Tabla 6.) [g/cm³]

ρ_b = Densidad medida [g/cm³]

ρ_f = Densidad del fluido (cte.=1.1) [g/cm³]

	ρ_{ma} (g/cm ³)
Arenisca	2.648
Caliza	2.710
Dolomía	2.876
Anhidrita	2.977
Sal	2.032

Tabla 5. Valores de densidad de la matriz.

En la Tabla 5., se indican los valores de la densidad de matriz, de los cuales se seleccionó la matriz caliza, para el cálculo de porosidad densidad (ϕ_D).

Formación	$\phi_{Spropuesta}$	ϕ_N	ϕ_D
(-)		(UP)	
Méndez	10	52.0	25.5
San Felipe	10	56.5	25.2
Agua Nueva (roca sello)	10	58.5	22.9
El Abra (yacimiento)	16	27	21.6

Tabla 6. Valores de porosidad sónico propuesto, neutrón y densidad en carbonatos del pozo A 28.

En la Tabla 6., se reportan los valores de porosidad propuesta, neutrón (ϕ_N) y densidad (ϕ_D). Como se observa, tanto ϕ_N como ϕ_D son demasiado altos para formaciones carbonatadas.



En la Tabla 7., se indican valores de porosidad con su descripción cualitativa, en donde el valor promedio de la porosidad en el campo A, es de 16%, que se encuentra entre una porosidad buena y excelente.^[5]

Rango de Porosidad	Descripción Cualitativa
5% o menos	Pobre
10%	Moderado
15%	Bueno
16%	Campo A
20% o más	Excelente

Tabla 7. Valores cualitativos de porosidad.

En la Figura 47., se tiene la gráfica de porosidad contra profundidad en formaciones carbonatadas, utilizada por Vahid Atashbari, a fin de calibrar los valores de porosidad.

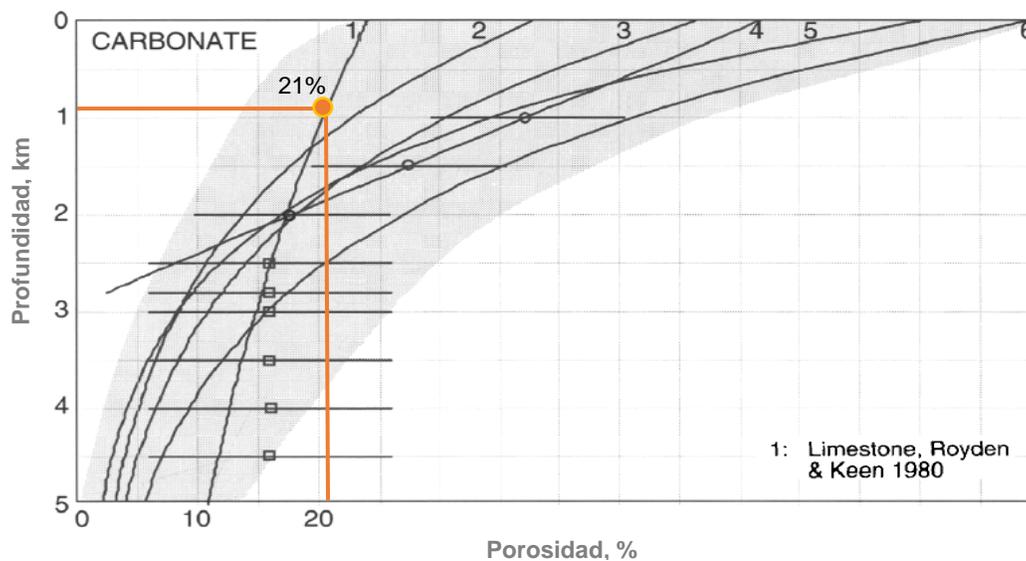


Figura 47. Porosidad vs. profundidad en carbonatos.

A la profundidad de 900 a 1000 mts., la porosidad tiende a un valor máximo de 20 a 21%, como referencia para el uso de los valores calculados de porosidad. La porosidad del campo A es en promedio 16%.^[8]

5.3. Compresibilidad:

La compresibilidad, es el cambio fraccional en el volumen de la roca, en función al cambio por unidad de presión.^[14] También se refiere al efecto combinado del aumento de volumen de sólidos de la roca al disminuir la presión del yacimiento (incremento del esfuerzo efectivo) y la reducción del volumen poroso de la formación a causa de la extracción de fluidos.^[5,14]

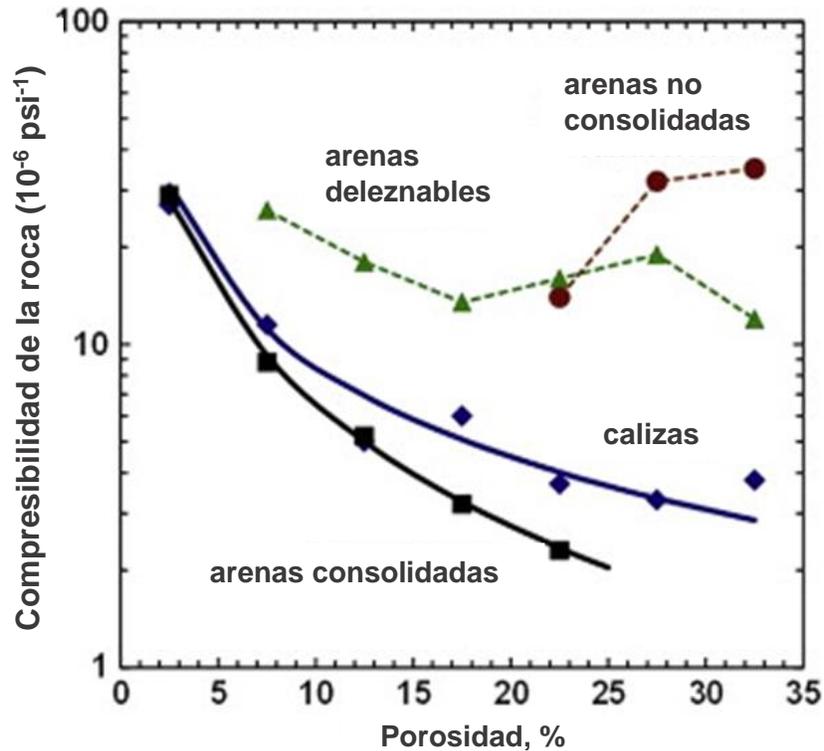


Figura 48. Gráfico de porosidad vs. compresibilidad de la roca.

En la Figura 48., se muestra el comportamiento de la compresibilidad con respecto a la porosidad, en diferentes tipos de roca, como areniscas consolidadas en color negro, calizas en color azul, areniscas deleznales en color verde y areniscas no consolidadas en color rojo. La relación entre porosidad y compresibilidad, es inversamente proporcional, es decir, a medida que aumenta la porosidad disminuye la compresibilidad. En rocas carbonatadas, los valores de compresibilidad son de 3 a 5 x10⁻⁶ psi⁻¹.

5.3.1. Compresibilidad de poro:

Para la predicción de la presión de poro en formaciones carbonatadas, es necesario calcular la compresibilidad de poro, mediante la ecuación 9, de Hall.

$$C_p = 2 \phi^{-0.42} \times 10^{-6} \dots\dots\dots (9)$$

Donde:

C_p = Compresibilidad de poro [psi⁻¹]

En la Figura 49., se indica el comportamiento de los valores de compresibilidad volumétrica de poro obtenidos por la correlación de Hall [14], con respecto a la porosidad en rocas carbonatadas. La relación entre porosidad y compresibilidad de poro es inversamente proporcional, es decir que a medida que aumenta la porosidad, disminuye la compresibilidad de poro. El comportamiento menos caótico al utilizar la correlación de Hall, se encuentra entre porosidades de 10 a 20 UP, que presenta valores de compresibilidad de poro, de 3.5 a 5 x10⁻⁶ psi⁻¹.

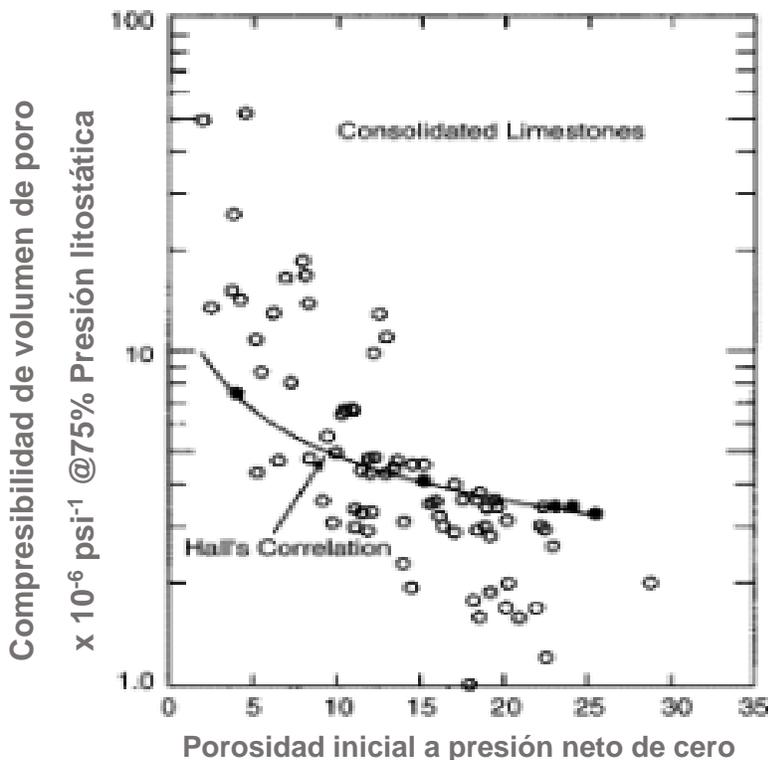


Figura 49. Gráfica de porosidad vs. compresibilidad volumétrica de poro.



5.3.2. Compresibilidad de bulto:

La compresibilidad de bulto, se calcula a través de la ecuación 11, de Van Golf-Racht. Está en función de la compresibilidad de poro previamente calculada.

$$C_p = \frac{1}{2} \frac{C_b}{\phi} \dots\dots\dots (10)$$

Donde:

C_p = Compresibilidad de poro [psi⁻¹]

C_b = Compresibilidad de bulto [psi⁻¹]

Aplicando álgebra y reordenando la ecuación 10, para despejar la variable C_b y obtener la compresibilidad de bulto en la ecuación 11.

$$C_b = 2 \phi C_p \dots\dots\dots (11)$$

5.2.3. Resultados de las compresibilidades:

Se usan las ecuaciones de Hall y Van Golf-Racht, a fin de calcular de las compresibilidades de poro y bulto, respectivamente, en cada formación carbonatada, desde las formaciones Méndez hasta El Abra. Se descartaron los valores de ϕ_N y ϕ_D , porque los valores numéricos de porosidad en ambas son mayores a 21%. Los valores de porosidad que se usaron, se proponen en base a la información de las plataformas 15 y 29 del campo A .^[4] En la Tabla 8., se muestran los resultados.

Formación	$\phi_{Spropuesta}$	C_p	C_b
(-)	(%)	(psi⁻¹)	(psi⁻¹)
Méndez	10	5.26x10 ⁻⁶	1.052x10 ⁻⁶
San Felipe	10	5.26x10 ⁻⁶	1.052x10 ⁻⁶
Agua Nueva (roca sello)	10	5.26x10 ⁻⁶	1.052x10 ⁻⁶
El Abra (yacimiento)	16	4.31x10 ⁻⁶	1.380x10 ⁻⁶

Tabla 8. Resultados de compresibilidades de poro y bulto en carbonatos.

Como se observa en la Tabla 8., los valores numéricos de la compresibilidad de bulto, son menores a los de la compresibilidad de poro. Esto se debe a que existe una relación inversamente proporcional entre ambas, es decir, a medida que aumenta la compresibilidad de poro, disminuye la de bulto y viceversa.



5.4. Predicción de la presión de poro en carbonatos:

La predicción de poro por el método de Vahid Atashbari, se obtiene mediante la ecuación 6, descrita anteriormente. La sugerencia del autor, para el exponente (γ) utilizado, debe de estar entre 0.9 y 1.0 para campos carbonatados en Irán.^[8] Para los campos carbonatados en México el exponente entre 0.9 y 1.0, no válido.^[5,6] Por tal motivo, la predicción de la presión de poro se inicia con el valor del exponente de 0.9 y se modifica de acuerdo a la densidad del fluido de control y eventos de perforación. Los resultados se presentan en unidades de densidad equivalente (g/cm^3). La conversión a usar se encuentra en el Apéndice E.

5.4.1. Ajuste del exponente γ :

En la Figura 50., se indica el resultado de la predicción de la presión de poro en carbonatos a partir de la cima de la formación Méndez, a 762 mv, con el valor del exponente de 0.9. Tiene un rango de izquierda a derecha de 0 a 3.0 g/cm^3 . La línea en color amarillo es la presión de poro hidrostática, la línea en color negro es el fluido de control de perforación, la línea en color rojo es la predicción de poro con exponente de 0.9. y la línea en color rosa es el esfuerzo de sobrecarga, todas las presiones descritas expresadas en unidades de densidad equivalente. El resultado de la predicción de poro en carbonatos está sobreestimado para las formaciones Méndez a El Abra, por tal motivo es necesario modificar el exponente.

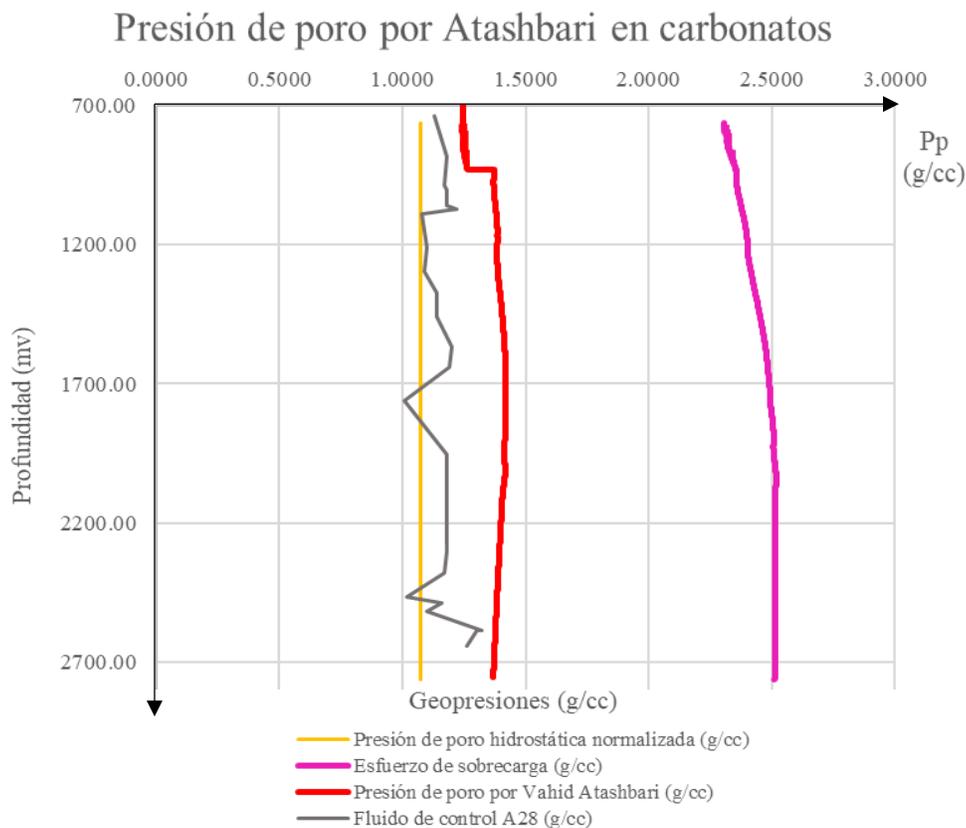


Figura 50. Predicción de la presión de poro con $\gamma=0.9$.

En la Figura 51., se indica el resultado de la predicción de poro, al usar la misma información a la figura anterior y disminuir el valor numérico de γ a 0.85.^[5] La línea en color rojo es la predicción de poro, que es menor en magnitud a la presión de poro hidrostática, con valores de 0.8 a 0.9 g/cm³.

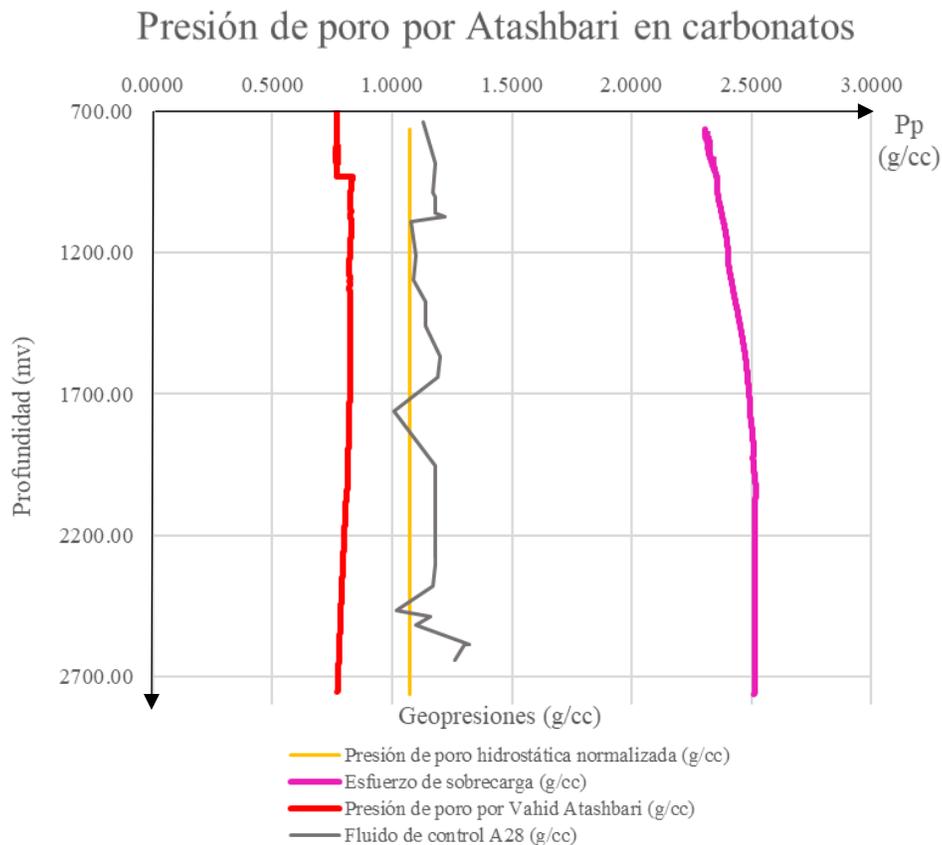


Figura 51. Predicción de la presión de poro con $\gamma=0.85$.

El resultado de la predicción de poro entre las formaciones Méndez y Agua Nueva (roca sello), indica valores de presión de poro menores que en la formación El Abra (yacimiento). Observando el comportamiento de las Figuras 50. y 51., se propone usar en la siguiente predicción un valor numérico intermedio de γ .

La Figura 52., se indica el resultado final de la predicción de poro en carbonatos. Se utilizó un valor de exponente $\gamma=0.875$ en las formaciones Méndez, San Felipe y Agua Nueva, y $\gamma=0.865$ en la formación El Abra. La predicción de poro, presenta valores de 1 a 1.02 g/cm³, que son menores y cercanos a la presión de poro hidrostática, de 1.073 g/cm³.

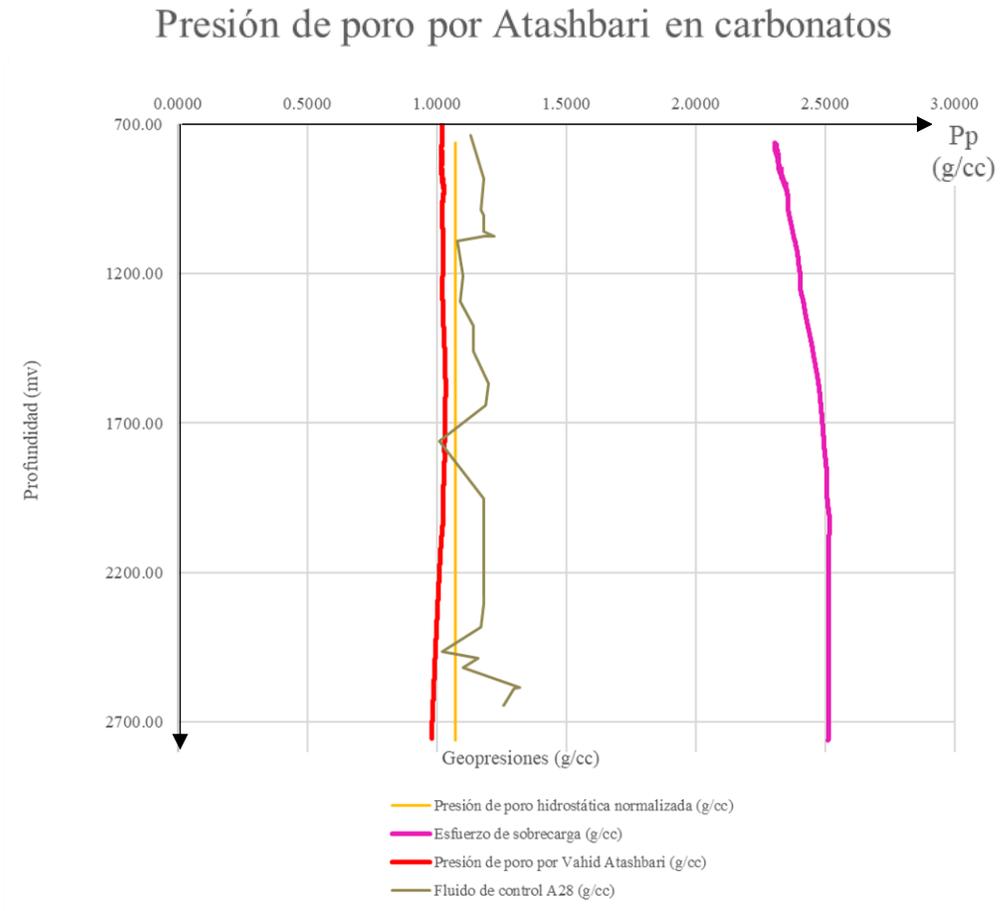


Figura 52. Resultado final de la predicción de la presión de poro en carbonatos.

También, la presión de poro se encuentra por debajo de los picos de densidad baja del fluido de control. Se descartan las predicciones de las Figuras 50. y 51., que se usan a fin de calibrar el valor numérico de γ .

5.5. Ventana operativa completa:

En la Figura 53., se indica la predicción de geopresiones en el Terciario y Cretácico (métodos de Ben Eaton y Vahid Atashbari, respectivamente). Tiene un rango de 0 a 3.0 g/cm³. De izquierda a derecha, la primera es la línea en color rojo, que es la predicción de la presión de poro con un valor mínimo de 1.02 g/cm³ y máximo de 1.32 g/cm³. La línea en color amarillo, es la presión de poro hidrostática que se utilizó como referencia en la predicción de poro. La línea intermitente en color negro es el fluido de control, presenta un comportamiento esperado, al aumentar progresivamente la densidad a lo largo del Terciario. El Cretácico, presenta disminuciones en la densidad de 1.02 g/cm³, a las profundidades de 988, 1013 y 1740 mts, son pérdidas parciales de la circulación. La línea en color azul es la presión de fractura, tiene un valor máximo de 1.70 g/cm³. Finalmente, la línea en color rosa es el esfuerzo de sobrecarga, con un valor máximo de 2.5 g/cm³.

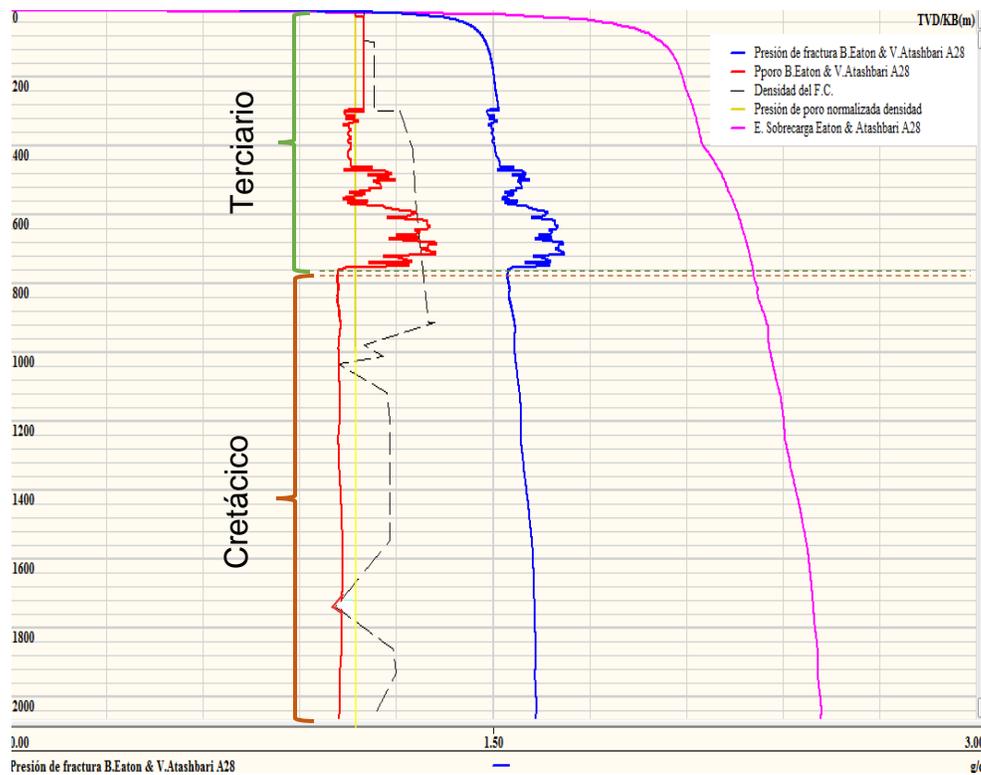


Figura 53. Ventana operativa completa del pozo A 28 con simulador.

En la Tabla 9., se enlistan los problemas que se presentan durante la perforación del Cretácico, a partir de la formación El Abra, como son altas concentraciones de ácido sulfhídrico y pérdidas parciales en la circulación.

Problemas durante la perforación del Campo A	
Profundidad	Pozo A 28
939	Cima de la formación El Abra
988	Alta concentración de ácido sulfhídrico
1013	Pérdida parcial de la circulación
2408	Pérdida parcial de la circulación
2515	Pérdida parcial de la circulación

Tabla 9. Problemas durante la perforación del pozo A 28.

La Figura 54., es el resultado de la predicción de poro del pozo A 29, con un valor del exponente $\gamma=0.875$ en formaciones carbonatadas, por el método descrito anteriormente. La predicción de poro, presenta valores de 0.8 a 1.1 g/cm³, que son menores y cercanos a la presión normal. También, la presión de poro se encuentra por debajo del fluido de control, de 1.3 g/cm³. No se presentaron problemas reportados, durante la perforación del pozo.

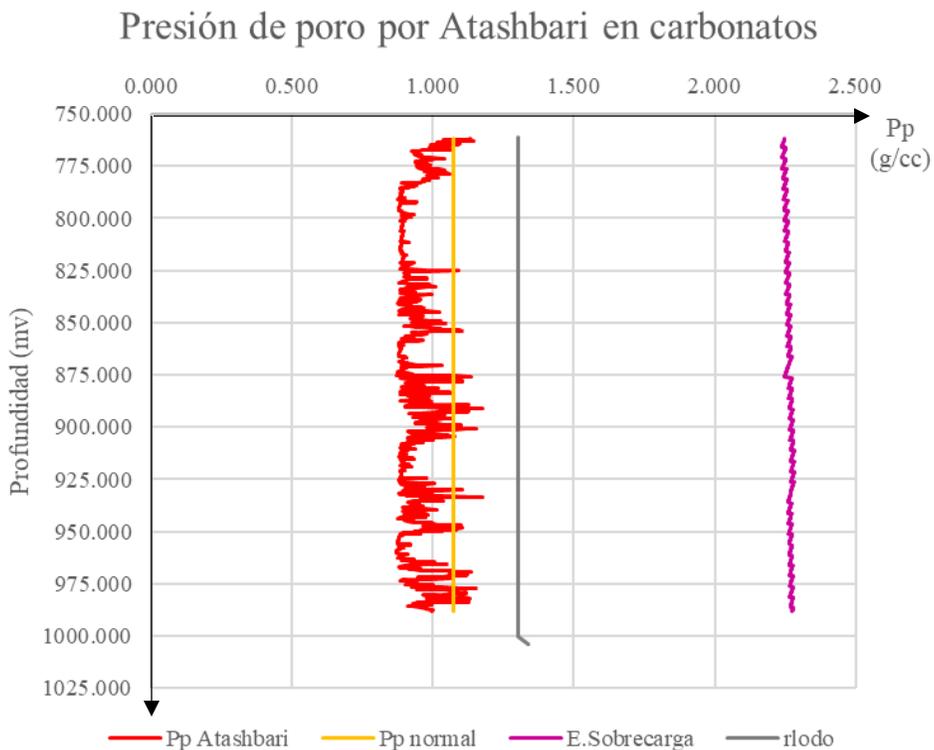


Figura 54. Resultado de la predicción de la presión de poro en carbonatos.

A diferencia del pozo A 28, el pozo A 29 tiene registros completos y los valores de porosidad son menores a 21%, por lo tanto, hay mayor certeza en la predicción de poro.



En la Figura 55., se indica la predicción de geopresiones en el Terciario y Cretácico con un rango de 0 a 3.0 g/cm³. De izquierda a derecha, la primera línea en color rojo es la predicción de la presión de poro, con un valor mínimo de 0.80 g/cm³ y máximo de 1.30 g/cm³. La línea intermitente en color negro, es el fluido de control de perforación que presenta un comportamiento esperado, al aumentar progresivamente su densidad a lo largo del Terciario y el Cretácico. La línea en color azul es la presión de fractura, que tiene un valor máximo de 1.65 g/cm³. Finalmente, la línea en color rosa es el esfuerzo de sobrecarga con un valor máximo de 2.3 g/cm³. No se presentaron problemas durante la perforación del pozo A 29.

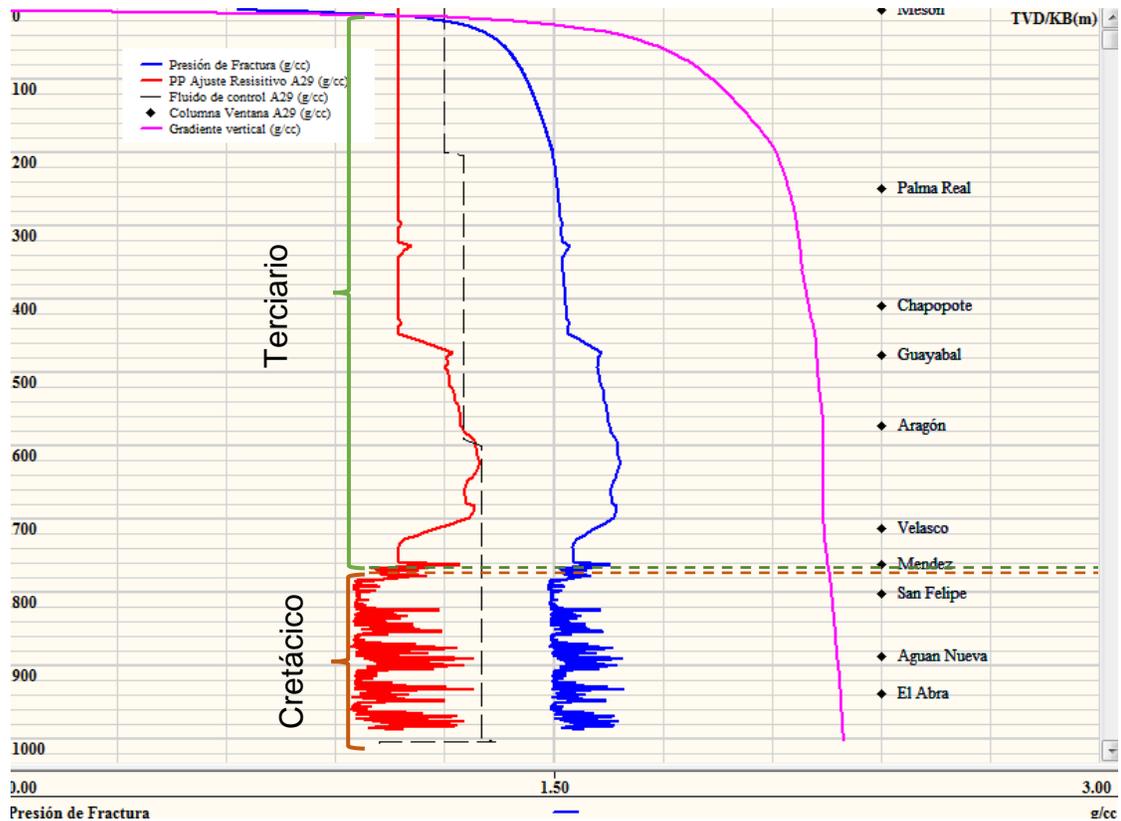


Figura 55. Ventana operativa del pozo A 29.

Durante el quinto capítulo, se describió la metodología para predecir la presión de poro en formaciones carbonatadas. A fin de obtener una predicción de poro con baja incertidumbre, se enlistaron los registros geofísicos que se poseen, y a través de ecuaciones y mediciones, se hizo la selección de los valores de porosidad mayores a 10%, cercanos a 16% y menores al 21%. En el pozo A 28, las mediciones de los registros están incompletas, por lo que se usaron valores de porosidad promedio de las formaciones.^[4] Por el contrario, el pozo A 29, presentó registros completos que se usan para comparar las porosidades, seleccionando la porosidad sónica. Con las porosidades, se obtienen valores de compresibilidad de poro con la ecuación de Hall, y de compresibilidad de bulto con la ecuación de Van Golf-Racht. Se procedió a calcular la presión de poro con la ecuación desarrollada por Vahid Atashbari. La predicción se hizo con valores numéricos del exponente γ de 0.9^[8] y 0.85^[5], a fin de obtener un valor intermedio de 0.875, se considera que a medida que aumenta el exponente, los valores de presión de poro aumentan en magnitud. En el siguiente capítulo, se efectúa el análisis de la estabilidad mecánica del agujero.

Capítulo VI: Estabilidad mecánica del agujero.



6.1. Predicción de la presión de fractura a través de módulos elásticos:

La estabilidad mecánica del agujero es muy importante, al considerarse buena se cumple en tiempo y forma la perforación del pozo. Al presentarse problemas de inestabilidad en el agujero, se presentan problemas durante la perforación. A fin de realizar un análisis de la estabilidad mecánica, es necesario contar con la predicción de geopresiones. En la Figura 56, se indica la predicción de geopresiones del pozo A 28, en el cual, la predicción de fractura se realizó con una relación de Poisson de 0.29. En el análisis, no se cuenta con prueba de integridad del pozo. Al usar la relación de Poisson de 0.29, es probable que se esté sobreestimando la presión de fractura (es lo que hace el simulador de geopresiones al seleccionar un valor de la relación de Poisson).

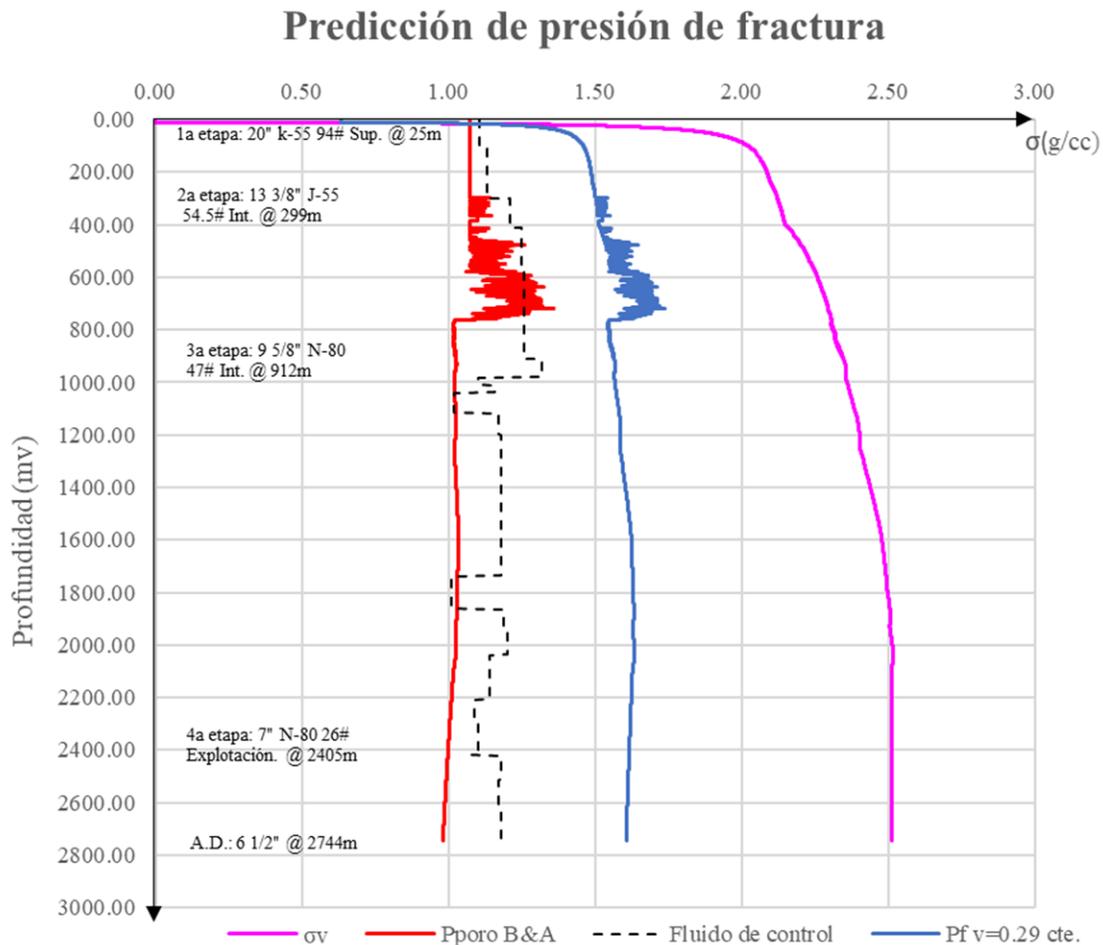


Figura 56. Ventana operativa del pozo A 28 con vconstante.

Es crucial, cómo se deja el arreglo de geopresiones del pozo, debido a que son los datos de entrada para la predicción de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo, necesarios para el análisis de la estabilidad mecánica del agujero.

En la Figura 57. se observa la predicción de la presión de fractura variando la relación de Poisson con la litología del pozo. La línea en color azul marino indica la presión de fractura, variando la relación de Poisson en un rango de 0.10 a 0.28. El motivo de la segunda predicción de fractura es obtener una ventana operativa que no esté sobreestimada.

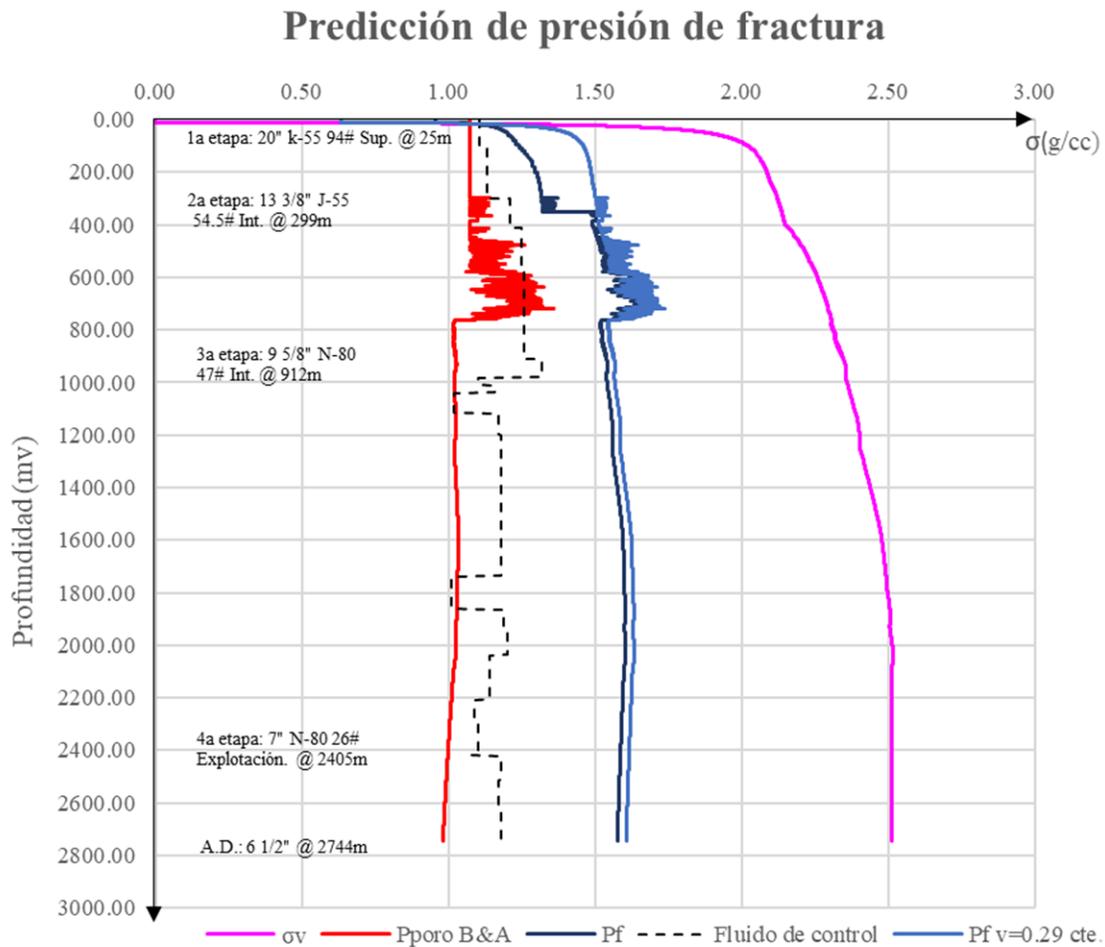


Figura 57. Ventana operativa del pozo A 28 y presión de fractura con ν variable y ν constante .

En la Figura 57. se observa una reducción en la ventana operativa del pozo. En los primeros 500 metros del pozo A 28, ocurre la disminución en los valores de la relación de Poisson, de 0.29 a un rango de 0.10-0.19, que comprende las formaciones Mesón (areniscas, lutitas y conglomerados), Palma Real (lutitas calcáreas y areniscas finas) y Chapopote (lutitas bentónicas). A partir de 500 metros, tienen un rango de 0.27 a 0.28.

6.2. Predicción de esfuerzos in-situ:

Durante la perforación de un pozo, se altera el equilibrio natural de los esfuerzos in-situ, ejercidos sobre las formaciones. Las rocas presentan una tendencia a restaurar el equilibrio, a causa de los mismos esfuerzos. Un esfuerzo es un vector, en donde una presión se ejerce sobre una unidad de superficie, que posee magnitud, orientación y dirección. Los esfuerzos in-situ, son el esfuerzo de sobrecarga o vertical (σ_v , Apéndice B); el esfuerzo horizontal máximo (σ_H), del cual no se puede medir su magnitud, por lo que se usa un modelo matemático (ecuación 14); y el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h), que se estima con pruebas *leak off*, minifrac o un modelo matemático (ecuación 15). La predicción, se efectúa en un régimen de esfuerzo de falla normal, es decir, que la magnitud del esfuerzo vertical es mayor o igual al esfuerzo horizontal máximo, y éste es mayor o igual al esfuerzo horizontal mínimo, como se indica en la ecuación 13 (E.M. Anderson). [17,18]

- Régimen normal:

$$\sigma_v \geq \sigma_H \geq \sigma_h \dots\dots\dots (13)$$

Donde:

- σ_v = Esfuerzo de sobrecarga o vertical. [MPa, psi]
- σ_H = Esfuerzo horizontal máximo. [MPa, psi]
- σ_h = Esfuerzo horizontal mínimo. [MPa, psi]

En la Figura 58, se indican los esfuerzos in-situ, donde se cumple con un régimen normal como se observa en la ecuación 13. Éstos se obtienen mediante los gradientes de presión siguientes: $\sigma_h=0.80$ psi/pie, línea en color verde oscuro, $\sigma_h=0.85$ psi/pie, línea en color verde claro, $\sigma_H= 0.9$ psi/pie, línea en color naranja y $\sigma_v = 1$ psi/pie, línea en color rosa.

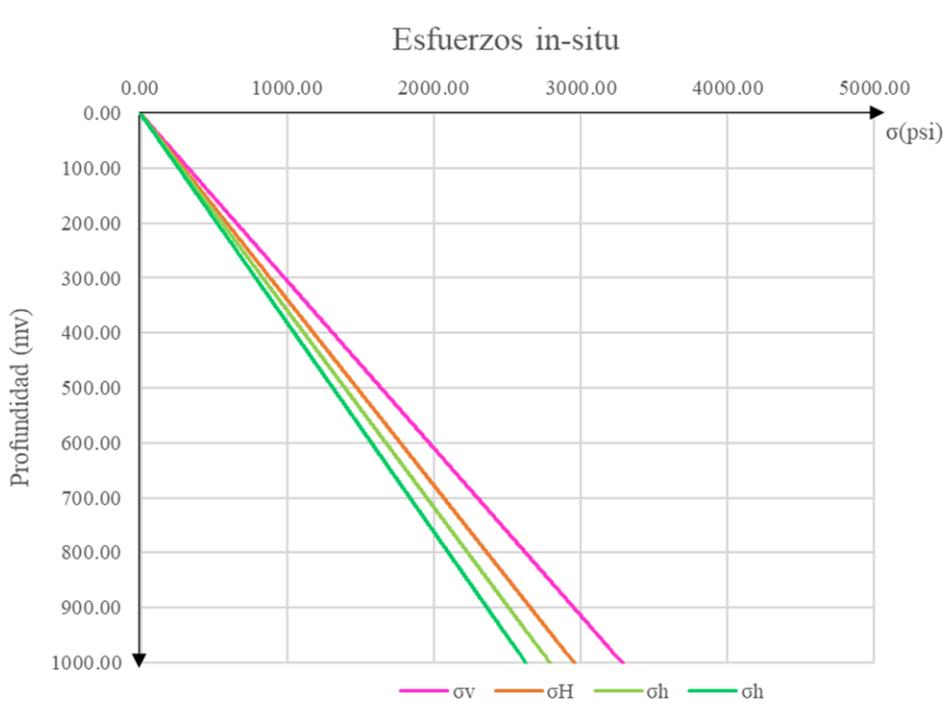


Figura 58. Esfuerzos in-situ en escala lineal.



En la Figura 59. se indican los esfuerzos in-situ con la misma información de la figura anterior, sólo que en escala logarítmica.

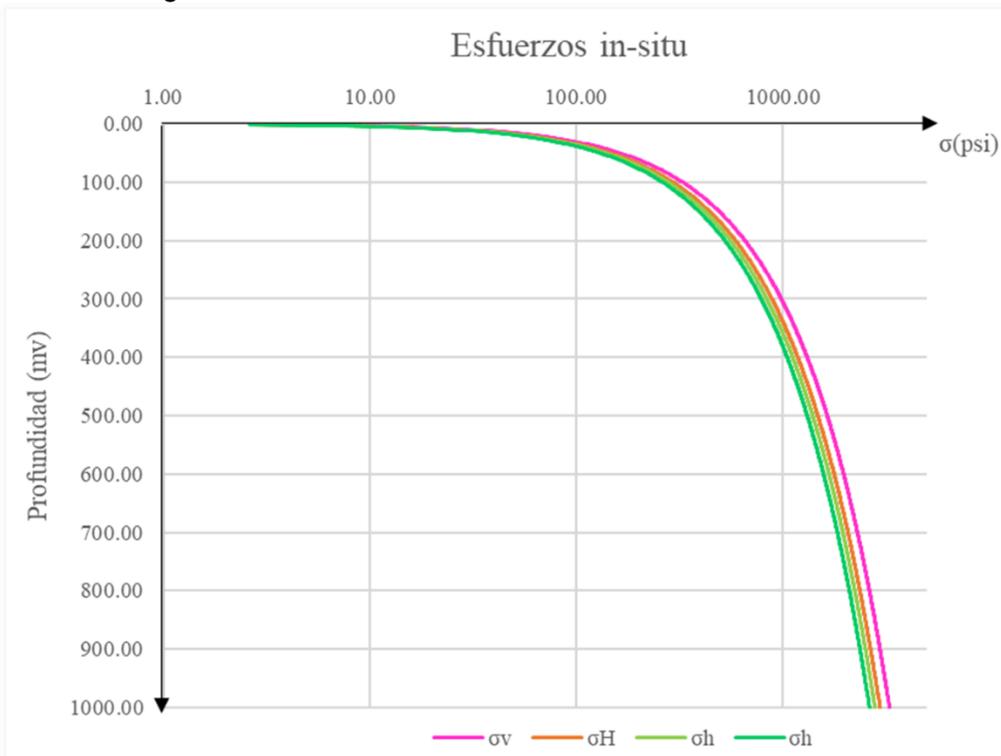


Figura 59. Esfuerzos in-situ en escala logarítmica.

- Esfuerzo horizontal máximo:

$$\sigma_H = \sigma_v \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) + P_p \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) + \varepsilon_H \left(\frac{E}{1-\nu^2} \right) + \nu \varepsilon_h \left(\frac{E}{1-\nu^2} \right) \dots\dots\dots (14)$$

Donde:

- σ_H = Esfuerzo horizontal máximo. [MPa, psi]
- ν = Relación de Poisson. [adim.]
- E = Módulo de elasticidad de Young. [MPa, psi]
- ε_H = Deformación unitaria máxima. [adim., 1×10^{-4}]
- ε_h = Deformación unitaria mínima. [adim., 1×10^{-5}]

- Esfuerzo horizontal mínimo:

$$\sigma_h = \sigma_v \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) + P_p \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) + \varepsilon_h \left(\frac{E}{1-\nu^2} \right) + \nu \varepsilon_H \left(\frac{E}{1-\nu^2} \right) \dots\dots\dots (15)$$

Donde:

- σ_h = Esfuerzo horizontal mínimo. [MPa, psi]

Estas ecuaciones, se emplean en zonas tectónicamente activas. ^[18]



6.3. Predicción de módulos elásticos dinámicos:

En la predicción de los esfuerzos in-situ, no se tiene mediciones de los módulos elásticos y por tal motivo se calculan los módulos elásticos dinámicos, es decir, la relación de Poisson (ν) se obtiene mediante la ecuación 16 y el módulo de Young (E) a través de la ecuación 17. ^[18,19,20]

$$\nu_{\text{dinámico}} = \frac{V_P^2 - 2V_S^2}{2(V_P^2 - V_S^2)} \dots\dots\dots (16)$$

Donde:

- $\nu_{\text{dinámico}}$ = Relación de Poisson. [adim.]
- V_P = Velocidad primaria. [m/s]
- V_S = Velocidad secundaria. [m/s]

$$E_{\text{dinámico}} = \rho * V_S^2 * \frac{V_P^2 - 2V_S^2}{2(V_P^2 - V_S^2)} \dots\dots\dots (17)$$

Donde:

- $E_{\text{dinámico}}$ = Módulo de Young. [GPa, psi]
- ρ = Densidad de la formación. [kg/m³]

La entrada de datos de las ecuaciones 16 y 17 son la velocidad primaria, velocidad secundaria (Apéndice D) y densidad de la formación. Al obtener los módulos elásticos dinámicos, se procede a predecir los esfuerzos horizontales máximo y mínimo.



De la profundidad de 0 a 110 m no se tomó registro sísmico dipolar, por lo que se asumieron los siguientes valores numéricos del tiempo de tránsito compresional y de corte.

Tiempo compresional:	155.0 $\mu\text{s}/\text{pie}$
Tiempo corte:	290.0 a 320.0 $\mu\text{s}/\text{pie}$
ρ:	2.22 g/cc (RHOB sintético)
Vdinámico:	0.30
Edinámico:	924 817.40 psi

Al alimentar las ecuaciones de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo, no se cumple con el régimen normal de Anderson. Los valores numéricos de los módulos elásticos dinámicos están sobreestimados, es decir que la relación de Poisson y el módulo de Young resultantes, son altos para la formación Mesón, por lo que se asumen los siguientes rangos:

$$\begin{aligned} \nu &= 0.10-0.15 \\ E &= 100-20\,000 \text{ psi (0.1 a 20 ksi)}. \end{aligned}$$

De la profundidad de 110 a 350.6 m, no se poseen valores numéricos del registro sísmico dipolar, siendo necesario el uso de los valores del tiempo de tránsito compresional del registro y se asumieron los valores numéricos del tiempo de tránsito de corte.

Tiempo compresional:	132.505 $\mu\text{s}/\text{pie}$
Tiempo corte:	230.0 a 250.0 $\mu\text{s}/\text{pie}$
ρ:	2.22 g/cc (RHOB sintético)
Vdinámico:	0.252
Edinámico:	1 415 491.0 psi

La predicción sí cumple con el régimen normal y los valores numéricos de los módulos están sobreestimados para las formaciones Mesón y Palma Real. En conclusión, para la relación de Poisson y el módulo de Young, se asumen los siguientes rangos:

$$\begin{aligned} \nu &= 0.155-0.19 \\ E &= 25\,000-1\,100\,000 \text{ psi (25 a 1 100 ksi)}. \end{aligned}$$

De la profundidad de 350.6 a 458 m, al igual que en el intervalo anterior, se asumen los valores numéricos del tiempo de tránsito de corte.

Tiempo compresional:	114.78 $\mu\text{s}/\text{pie}$
Tiempo corte:	230.0 a 250.0 $\mu\text{s}/\text{pie}$
ρ promedio:	2.44 g/cc (Registro RHOB sintético)
Vdinámico:	0.334
Edinámico:	1 658 406.0 psi

Los resultados cumplen con la misma condición que en el intervalo anterior, con valores altos para las formaciones Palma Real y Chapopote. En conclusión, para la relación de Poisson y el módulo de Young, se asumen los siguientes rangos:

$$\begin{aligned} \nu &= 0.28 \\ E &= 1\,400\,000 \text{ psi (1 400 ksi)}. \end{aligned}$$

De la profundidad de 458 a 903 m, se tienen los valores del tiempo de tránsito compresional del pozo A 28 y de corte del pozo de correlación A 15.

Tiempo compresional promedio:	113.87 $\mu\text{s}/\text{pie}$
Tiempo corte promedio:	296.79 $\mu\text{s}/\text{pie}$
ρ promedio:	2.475 g/cc (Registro RHOB)
Vdinámico:	0.414
E dinámico:	1 070 468.0 psi

Los resultados cumplen con la misma condición que en el intervalo anterior, con valores altos para las formaciones Chapopote, Guayabal, Aragón, Velasco, Méndez, San Felipe y Agua Nueva. En conclusión, para la relación de Poisson y el módulo de Young, se asumen los siguientes rangos:

$$\nu = 0.28$$

$$E = 1\,600\,000 \text{ psi (1\,600 ksi)}.$$

De la profundidad de 903 a 930 m, no hay registro sísmico compresional y sí de corte; de 930 a 2405 m, no hay mediciones; y de 2407 a 2763 m, sólo hay mediciones del registro sísmico compresional.

Tiempo compresional promedio:	134.56 $\mu\text{s}/\text{pie}$
Tiempo corte promedio:	337.74 $\mu\text{s}/\text{pie}$
ρ:	2.64 g/cc (Registro RHOB sintético)
Vdinámico:	0.406
E dinámico:	876 726.0 psi

Se cumple con la condición de los intervalos anteriores, con valores altos para las formaciones Agua Nueva y El Abra. En conclusión, para la relación de Poisson y el módulo de Young, se asumen los siguientes rangos:

$$\nu = 0.28$$

$$E = 1\,600\,000 \text{ a } 2\,000\,000 \text{ psi (1\,600-2\,000 ksi)}.$$

En la Tabla 10. se indican las equivalencias entre libras sobre pulgada cuadrada (lb/pulg² ó psi) y kilo libras sobre pulgada cuadrada (klb/pulg² ó kpsi), para sintetizar las dimensiones de los valores del módulo de Young.

Tabla de equivalencias de psi a ksi	
1 000 psi	1 ksi
10 000 psi	10 ksi
100 000 psi	100 ksi
1 000 000 psi	1 000 ksi

Tabla 10. Equivalencias de psi a ksi.

La predicción de los esfuerzos in-situ se realizó mediante el uso de las ecuaciones 16 y 17, correspondientes a módulos elásticos dinámicos en cada formación, por falta de datos de laboratorio y pruebas geomecánicas de pozo. Se calcularon los módulos elásticos dinámicos y los valores están sobre estimados, por lo que es necesario asumir valores para los módulos en base a los calculados, dependiendo de la litología (areniscas, lutitas, margas y calizas). Los esfuerzos in-situ cumplen un régimen de falla normal, con el resultado de los esfuerzos que son la entrada de datos para la predicción de la presión de colapso, también conocido como análisis de estabilidad mecánica del agujero.^[22]

6.4. Muestras de especímenes con fallas (colapso).

El fenómeno de colapso en la perforación de un pozo en cualquier etapa, aparece cuando la formación no tiene cohesión. En las Figuras 61, 62 y 63, se muestran formaciones de lutita, en donde se observa desprendimiento de una parte del espécimen, esto es colapso (falla de la formación). En la perforación de pozos, se realiza un análisis de estabilidad mecánica del agujero y el objetivo es evitar el colapso de la formación durante la perforación.



Figura 61. Lutita con falla .



Figura 62. Lutita con falla normal.

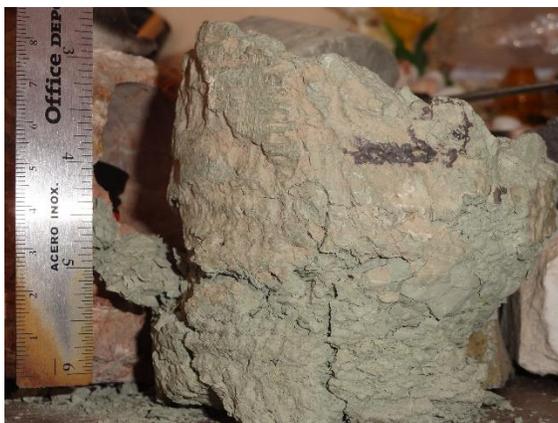


Figura 63. Lutita color verde con falla normal.

De acuerdo a lo que se observa, es necesario predecir la presión de colapso.

6.5. Predicción de la presión de colapso.

La predicción de la presión de colapso se realizó en base a los datos de presión de poro (P_p), el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h), esfuerzo horizontal máximo (σ_H), esfuerzo de sobrecarga (σ_v) y la presión en el pozo ejercida por el fluido de control (P_w), los cuales se predijeron previamente. Se asume que la predicción de la presión de colapso, debe ser mayor a la presión de poro como se indica en la siguiente condición (ecuación 18), con un diferencial de presión de 50 psi. En la siguiente tabla se muestran las propiedades físicas de cohesión (C) y ángulo de fricción necesarios para la predicción de colapso.

$$P_p \leq P_{\text{colapso}} \dots\dots\dots (18)$$

Profundidad (m _v)	Formación (-)	Cohesión (psi)	φ (°)
0 a 234	Mesón	15.0	23.0
235 a 434	Palma Real	290.0-390.0	25.0
435 a 469	Chapopote	400.0-475.0	26.0
470 a 539	Guayabal	480.0-675.0	27.0
540 a 717	Aragón	680.0-1 050.0	28.0
718 a 761	Velasco	1 050.0	29.0
762 a 800	Méndez	800.0	30.0
801 a 855	San Felipe	1 100.0	31.0
856 a 931	Agua Nueva	1 150.0	32.0
932 a 2744	El Abra	1 250.0	33.0

Tabla 11. Propiedades físicas de las formaciones.

Para la predicción de colapso, se aplicó el criterio de Mohr-Coulomb, el cual necesita dos propiedades físicas de la formación, la cohesión (C) y el ángulo de fricción (φ) asumidas para cada formación, por falta de datos de laboratorio. En la Tabla 11, de izquierda a derecha se encuentran la profundidad, el nombre de la formación, la cohesión (psi) y el ángulo de fricción (°). Como se mencionó anteriormente no se realizaron pruebas de geomecánica en pozo, por lo anterior se utiliza la cohesión y ángulo de fricción de la Tabla 11. A continuación, se presentan los resultados de la predicción de la presión al colapso de los pozos A 28 y 29.



6.5.1. Resultados de la predicción de colapso en el pozo A 28.

En la Figura 64. se indica el resultado de la predicción de colapso en color azul que cumple con la condición de la ecuación 18, a excepción del intervalo de 600 a 762 m, en donde los valores de presión de poro sobreestimados, con valores de 1.25 a 1.30 g/cc. La predicción se alimentó con los valores de la presión de poro, esfuerzo de sobrecarga y las propiedades físicas.

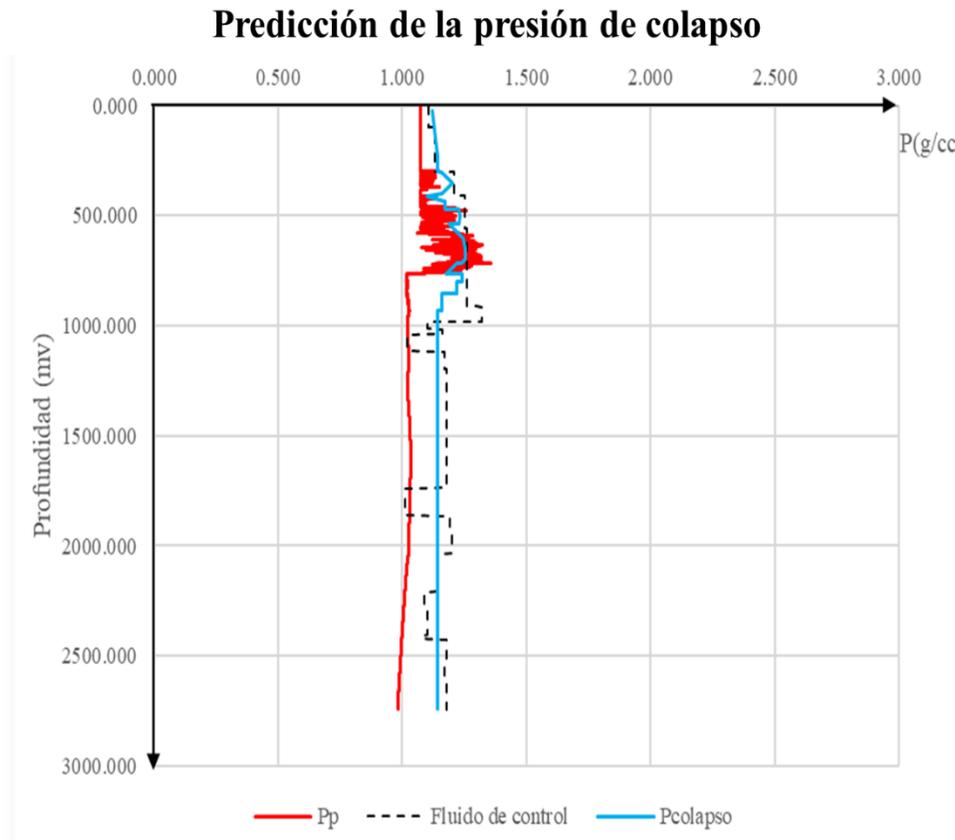


Figura 64. Predicción de la presión de colapso en el pozo A 28.

La predicción de la presión de colapso, se realizó inicialmente en base al criterio de falla de Mohr-Coulomb, alimentada con valores de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo y las propiedades físicas. Posteriormente, se procedió a realizar la predicción de colapso, a través de esfuerzos efectivos, dado que involucran a la presión de poro que se predijo previamente para obtener una predicción más cercana a la realidad. Como se observa, el fluido de control presenta tres picos hacia valores menores a la presión normal, lo cual ocurre debido a los eventos ocurridos durante la perforación del pozo A 28, como gasificaciones y pérdidas parciales del fluido de control. Se realizaron ajustes posteriores a la predicción de la presión de colapso en los primeros 500 m. El resultado es la presión de colapso mayor que la presión de poro, excepto por el intervalo de 600 a 762, en donde la presión de poro es menor a la de colapso. ^[24]

En la Figura 65, se tiene el resultado final de la predicción de la presión al colapso, en donde se ajustan los valores de las propiedades físicas para presentar un comportamiento menos caótico de la presión de colapso de 0 a 500 m, en donde se utilizó el mismo procedimiento del resultado anterior.

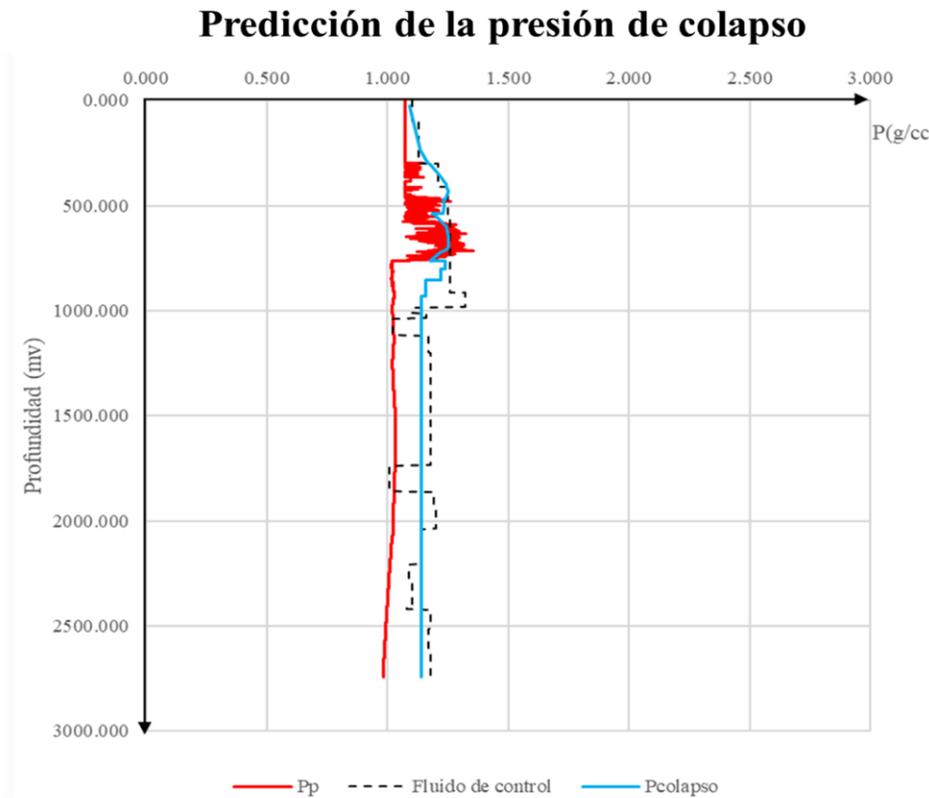


Figura 65. Predicción de la presión de colapso ajustada en el pozo A 28.

La predicción de la presión de colapso, se realizó a fin obtener un diferencial de presión de 50 psi, entre la presión de poro y la presión en el pozo. La predicción de colapso para la formación Mesón es de 1.09 g/cc, aplicando el modelo de Mohr-Coulomb. El fluido de control es de 25 a 100 m, de 1.10 g/cc y después incrementa a 1.13 g/cc, hasta 234 m. El reporte de perforación no presenta problemáticas de abundante recorte, por lo tanto, la predicción es aceptable. En la formación Palma Real la presión de colapso es de 1.14 a 1.24 g/cc. El fluido de control de 235 a 299 m, es de 1.13 g/cc. A 299 m, termina la 2ª etapa de perforación. A partir de 300 m, se inicia la 3ª etapa de perforación, en donde el fluido de control incrementa a 1.21 g/cc, y también a 400 m, a 1.25 g/cc, hasta 434 m. No se reportan problemas durante la perforación.

En la formación Chapopote es de 1.24 a 1.25 g/cc. El fluido de control de 435 a 469 m, se mantiene en 1.25 g/cc. No se reportan problemáticas durante la perforación. En la formación Guayabal es de 1.23 g/cc. El fluido de control de 470 a 539 m mantiene en 1.25 g/cc. No se reportan problemas durante la perforación. En la formación Aragón, es de 1.19 a 1.25 g/cc. El fluido de control de 540 a 600 m se mantiene en 1.25 g/cc y después incrementa a 1.26 g/cc, hasta 718 m. No se reportan problemas durante la perforación, sin embargo, la presión de poro está sobre estimada con valores altos de 1.25 a 1.30 g/cc de 600 a 717 m, en donde se debe prestar especial atención.

En la formación Velasco, es de 1.18 a 1.22 g/cc. El fluido de control de 718 a 761 m se mantiene en 1.26 g/cc. No se reportan problemas en la perforación y los valores altos de presión de poro están sobre estimados, siendo de 1.25 a 1.28 g/cc. Tanto en la formación Aragón como Velasco, el error numérico se presenta al efectuar la predicción de la presión de poro. En la formación Méndez es de 1.24 g/cc. El fluido de control de 762 a 800 m se mantiene en 1.26 g/cc. No se reportan problemas en la perforación. En la formación San Felipe es de 1.22 g/cc. El fluido de control de 801 a 855 m se mantiene en 1.26 g/cc. No se reportan problemas en la perforación. En la formación Agua Nueva es de 1.16 g/cc.

El fluido de control de 856 a 912 m, se mantiene en 1.26 g/cc y después incrementa a 1.32 hasta 931 m. No se reportan problemas en la perforación. En la formación El Abra, es de 1.14 g/cc. El fluido de control de 932 a 2744 m, varía a 1.32 g/cc, por disminuir a 1.10 g/cc y posteriormente aumenta a 1.18 g/cc, por ser una formación caliza, naturalmente fracturada, en la que se presentan problemas durante la perforación como alta concentración de ácido sulfhídrico a 988 m y pérdidas parciales de circulación de fluido de control a 1013, 2408 y 2515 m, lo cual es causa de las variaciones en la densidad equivalente del fluido de control.

En la Figura 66, se indica la ventana operativa, como resultado de la predicción de geopresiones, esfuerzos in-situ y la presión de colapso previamente descrita.

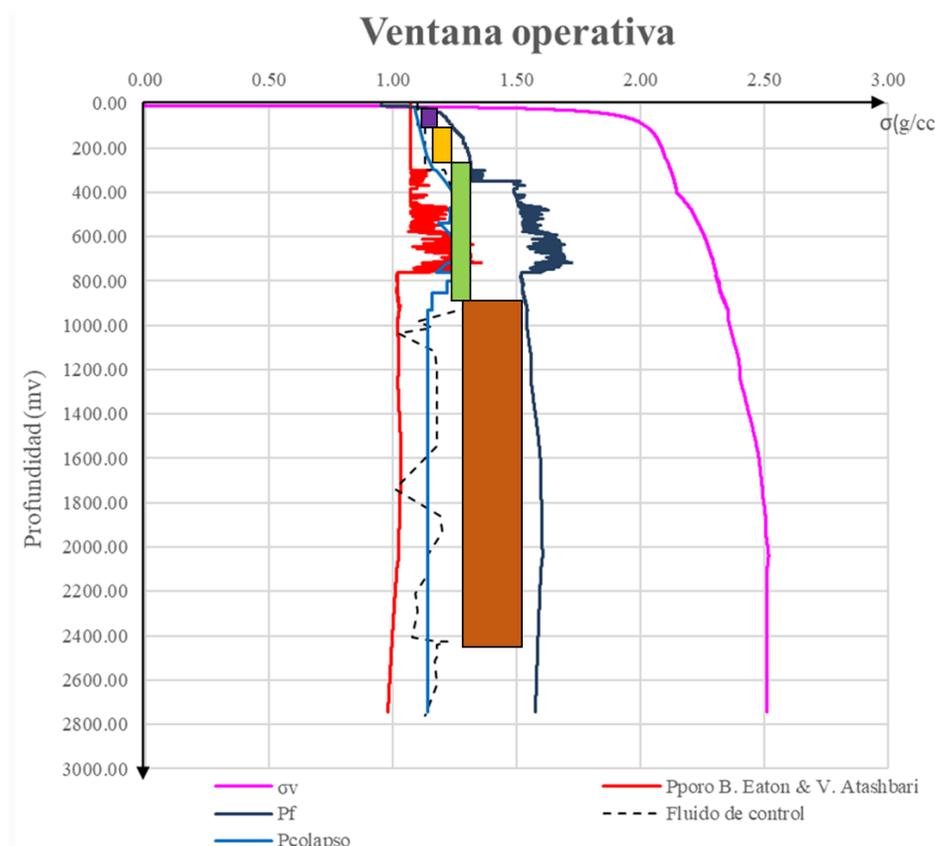


Figura 66. Ventana operativa del pozo A 28.

El conjunto de resultados tiene como función, facilitar la toma de decisiones sobre la propuesta del asentamiento de las tuberías de revestimiento (TR's), para no presentar eventos durante la perforación y optimizar los tiempos de perforación.

6.5.2. Resultados de la predicción de colapso en el pozo A 29.

La predicción de la presión de colapso se realizó mediante el procedimiento del pozo anterior. La presión de poro presenta un comportamiento menos caótico que la del pozo A 28, en el cual sólo se presenta una pérdida parcial de fluido de control a 1009 m. La Figura 67, indica la predicción de la presión de colapso, que se encuentra entre la presión de poro y del pozo, a excepción de los intervalos de 550 a 700 m y 850 a 1009 m, dado que los valores de la presión de poro se encuentran sobreestimados. No se presentan datos de laboratorio de las propiedades físicas.

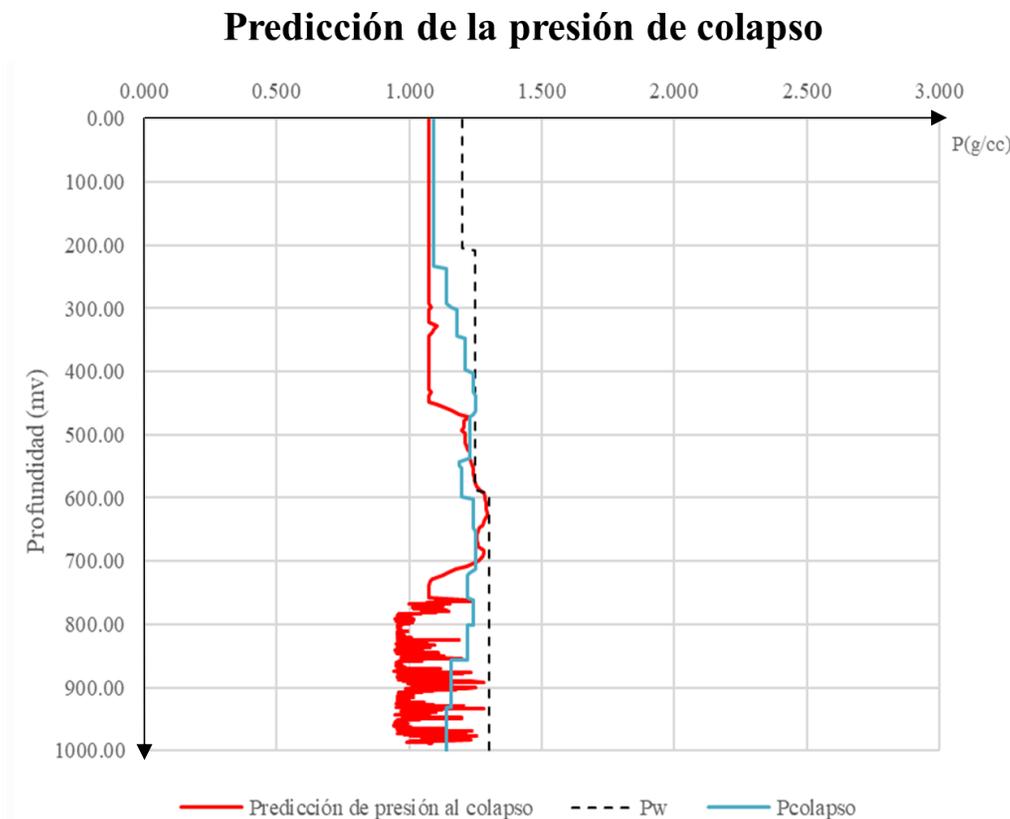


Figura 67. Predicción de la presión de colapso en el pozo A 29.

El valor máximo de la presión de poro del intervalo de 550 a 700 m, es de 1.32 g/cc. También, en el intervalo de 850 a 1009 m, el valor de la presión de poro es de 1.15 a 1.30 g/cc. En ambos intervalos, es importante cuidar la densidad equivalente del fluido de control, para evitar que se presenten eventos durante la perforación, principalmente atrapamientos por inchamiento de lutitas, pegaduras por presión diferencial y atrapamientos por derrumbe.

En la Figura 68, se observa la ventana operativa del pozo A 29, en la cual se tiene un régimen de falla normal a lo largo del pozo y se logró optimizar la ventana operativa para la toma de decisión sobre el asentamiento de las TR's de forma más precisa.

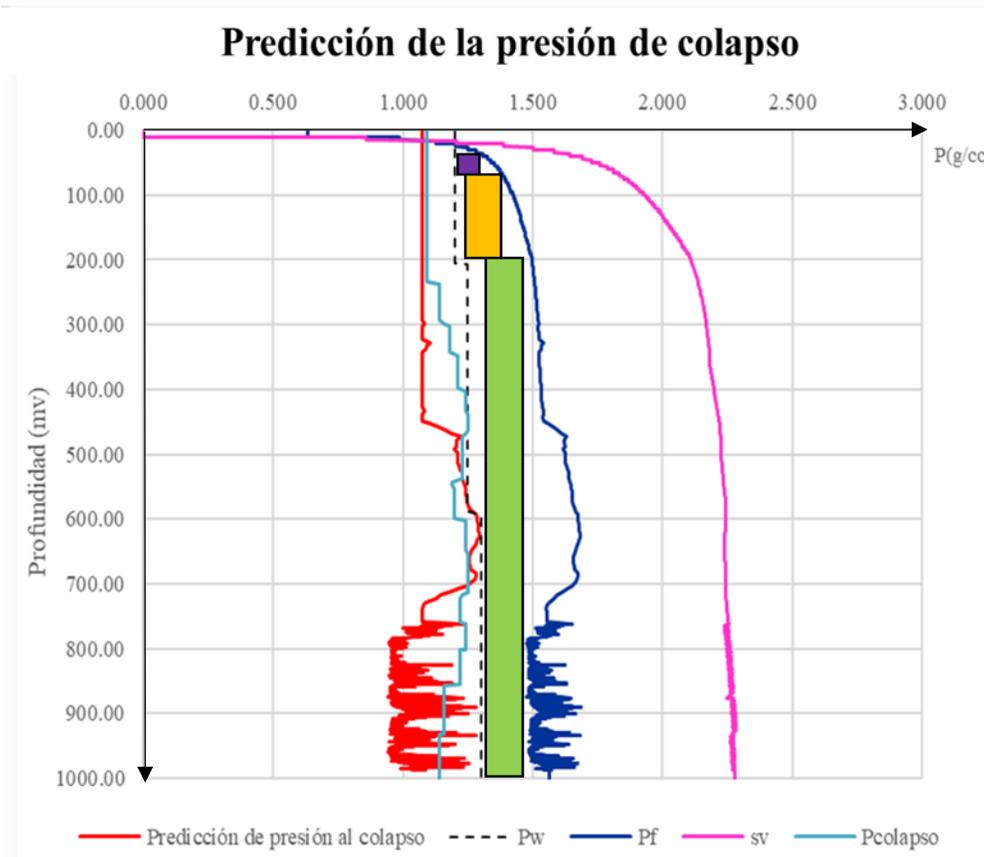


Figura 68. Ventana operativa del pozo A 29.

Como se observa en las Figuras 66 y 68, la ventana operativa se optimizó de manera exitosa, obteniendo un asentamiento de las tuberías de revestimiento más preciso. Para el pozo A 28, la zona de presión anormal, se encuentra en las formaciones de lutitas de 500 a 762 m, correspondiente a las formaciones Guayabal, Aragón y Velasco. La presión de poro se encuentra sobreestimada, es decir, mayor a la presión de colapso, debido a un error numérico durante la predicción. En el pozo A 29, la ventana operativa presenta el mismo comportamiento en la zona de presión anormal.

6.6. Asentamiento de las tuberías de revestimiento.

El asentamiento de las tuberías de revestimiento de los pozos A 28 y 29, se obtiene a partir de los reportes de perforación (SIOP). A continuación, se detalla la información respecto al asentamiento.

6.6.1. Asentamiento del pozo A 28.

Pozo A 28						
Profundidad de zapata	Formación	Barrena		Tuberías de revestimiento (TR)		
(mv)	(-)	(pulgs)	Clasificación IADC	Diámetro interno (pulgs)	Diámetro externo (pulgs)	Detalles
25.00	Mesón	26	---	19.124	20	Conductora k-55, 94 #
299.00	Mesón Palma Real	17 ½	PDC	12.615	13 ¾	Superficial J-55, 54.5 #
912.00	Chapopote Guayabal Aragón Velasco Méndez Agua Nueva	12 ¼	PDC M223	8.681	9 ⅝	Intermedia N-80, 47#
2405.00	Agua Nueva El Abra	8 ½	PDC M133	6.276	7	Explotación N-80, 26#
2744.00	El Abra	6 ⅛	PDC M111	Agujero descubierto 6½ (θ=6°)		

Tabla 12. Asentamiento de tuberías de revestimiento del pozo A 28.

En la Tabla 12, se detalla la información del asentamiento de las tuberías de revestimiento (TR's). De izquierda a derecha, se indica la profundidad de la zapata que es la profundidad máxima a la cual se perforó cada etapa, las formaciones perforadas, el diámetro de la barrena, la clasificación IADC de cada barrena, el diámetro interno y externo de la tubería de revestimiento asentada y las características de cada una. El pozo A 28, es el más profundo de la plataforma 29.

6.6.2. Asentamiento del pozo A 29.

Pozo A 29						
Profundidad de zapata	Formación	Barrena		TR		
(mv)	(-)	(pulgs)	Clasificación IADC	Diámetro interno (pulgs)	Diámetro externo (pulgs)	Detalles
25.00	Mesón	17 ½	---	12.615	13 ¾	Superficial J-55, 54.5 #
201.00	Mesón	12 ¼	PDC M223	9.001	9 ⅝	Intermedia J-55, 32.3#
1002.00	Palma Real Chapopote Guayabal Aragón Velasco Méndez Agua Nueva El Abra	8 ½	PDC FM3653Z	6.366	7	Explotación J-55, 23#
1009.00	El Abra	6 ⅛	PDC M432	Agujero descubierto 6 ⅛ (θ=36°)		

Tabla 13. Asentamiento de tuberías de revestimiento del pozo A 29.

En la Tabla 13. se detalla la información del asentamiento de las tuberías de revestimiento (TR's), al igual que en la figura anterior. El pozo A 29, es el que posee la mayor cantidad de información de registros geofísicos.

En la Figura 69, se ilustra con una fotografía, el asentamiento de tuberías de revestimiento (TR), en donde se reduce el diámetro de éstas, después de finalizar cada etapa de perforación y cementación. El asentamiento de los pozos previamente descritos, comienza con la TR de 20 pulgs. como es el caso del pozo A 28 y con 13 $\frac{3}{8}$ pulgs. en el pozo A 29, para posteriormente asentar la TR de 9 $\frac{5}{8}$ pulgs. y 7 $\frac{1}{2}$ pulgs. El espacio entre TRs, llamado espacio anular se llena de cemento después del final de cada etapa.^[25]



Figura 69. Fotografía del asentamiento de tuberías de revestimiento ideal.

En conclusión, debido a la falta de datos de laboratorio, se hizo uso de las ecuaciones para los módulos elásticos dinámicos y en base a ello, se ajustó la magnitud en cada formación y de esa manera obtener una predicción más precisa. A partir de lo cual, se hizo la predicción de los esfuerzos in-situ, mediante ecuaciones alimentadas por los módulos elásticos, la predicción de la presión de poro, esfuerzo de sobrecarga y las deformaciones unitarias. Esto, con el motivo de obtener un régimen de falla normal. Posteriormente se transformaron los esfuerzos in-situ a coordenadas radiales, que cumplieron con la condición, en donde el esfuerzo radial es menor al esfuerzo tangencial y a su vez, el esfuerzo tangencial es menor que el esfuerzo axial. La predicción de la presión de colapso en ambos pozos, resultó estar entre la presión de poro y la presión en el pozo, a lo largo de la mayor parte de los pozos. Lo siguiente, es la discusión respecto al diseño del pozo inyector térmico, es decir, la propuesta de la trayectoria del pozo inyector térmico propuesto, su estado mecánico y la tubería térmica.

Capítulo VII: Diseño de pozo inyector térmico.

7.1. Diseño de trayectorias del pozo inyector térmico.

Se presentan dos propuestas de trayectorias del pozo inyector térmico. A fin de realizar las dos trayectorias propuestas, es necesario un estudio multidisciplinario integrado por sismica, geología, caracterización estática, caracterización dinámica, simulación numérica de yacimientos y producción. El objetivo del diseño del pozo inyector térmico, es la inyección de una mezcla de fluido térmico, desde un patín al árbol térmico y después al yacimiento. El yacimiento se encuentra en la formación El Abra. Los datos de la primera trayectoria, corresponden a 1303.31 metros desarrollados, 969.42 metros verticales, en donde el primer ángulo es de 16° con un inicio de la desviación a 130 m, el segundo ángulo es de 88.06° con un inicio de la desviación a 638 metros, una inclinación final de 88.06° y un azimut de 76.35° . Los datos de la segunda trayectoria, corresponden a 1067.02 metros desarrollados, 976 metros verticales, en donde el ángulo o inclinación es de 37.94° con un inicio de la desviación a 500 metros y un azimut de 58.54° .^[23]

7.1.1. Trayectoria horizontal del pozo inyector térmico.

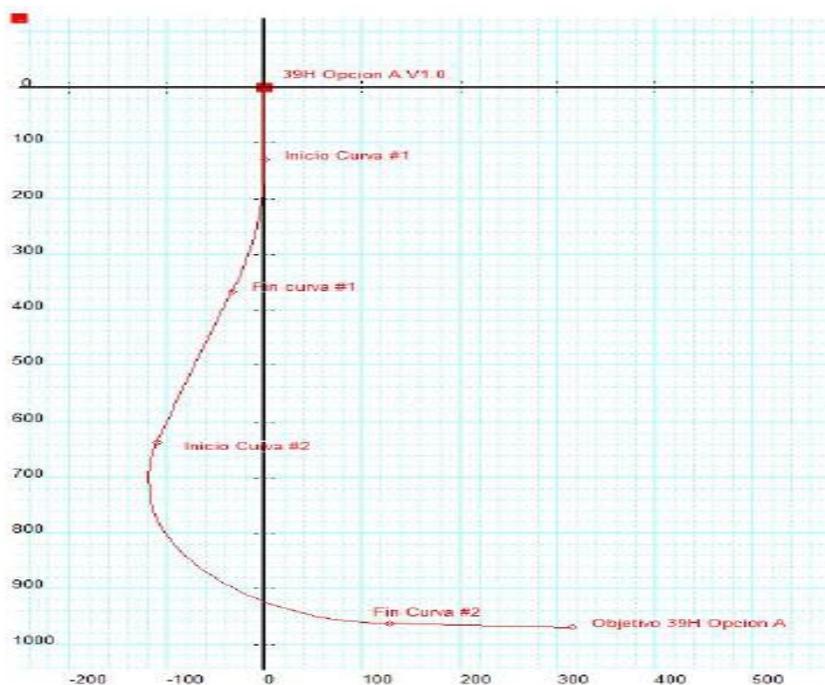


Figura 70. Vista lateral del diseño horizontal del pozo A 39.

En la Figura 70, se ilustra la vista lateral del diseño de la trayectoria direccional horizontal del pozo inyector térmico propuesto. La trayectoria se compone de una sección vertical de 130 m, a partir de donde inicia la construcción del ángulo (KOP) y termina a 383.9 m_D/ 369 m_V (EOB). Se mantiene el ángulo con una sección tangencial hasta 663.7 m_D/ 638 m_V. Después, se tumba el ángulo hasta 1115 m_D/ 963.09 m_V, para posteriormente alcanzar 88.06° a una profundidad de 1303.31 m_D/ 969.42 m_V.

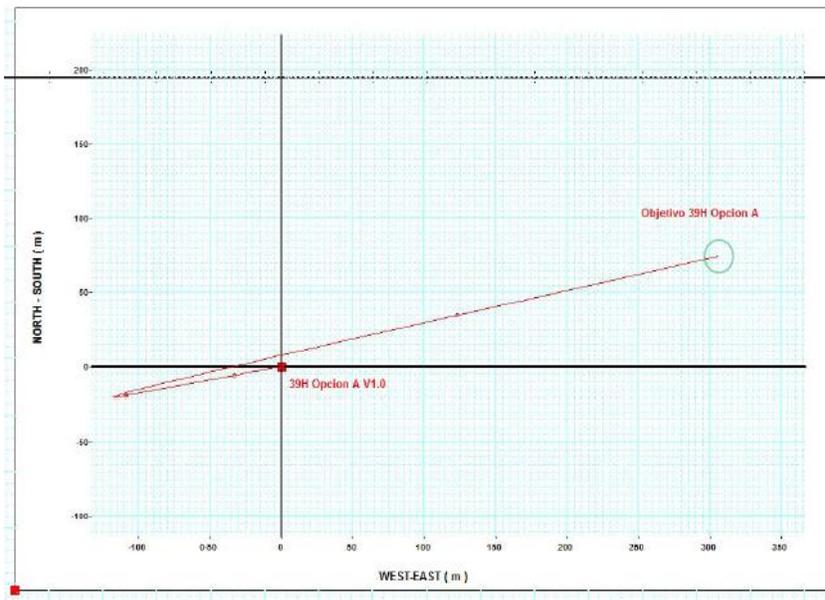


Figura 71. Vista de planta del diseño horizontal del pozo A 39.

En la Figura 71, se ilustra la vista de planta del diseño de la trayectoria direccional horizontal del pozo inyector térmico propuesto. La trayectoria, inicia con un azimut de 0° con referencia a la mesa rotaria. A partir de 130 mts, la construcción del ángulo de la curva y mantener la sección tangencial se desarrolla con un azimut de 260° (80° suroeste). Posteriormente, en donde se tumba el ángulo de construcción, cambia el azimut de 260° a 76.35° (76.35° noreste) hasta la profundidad total.

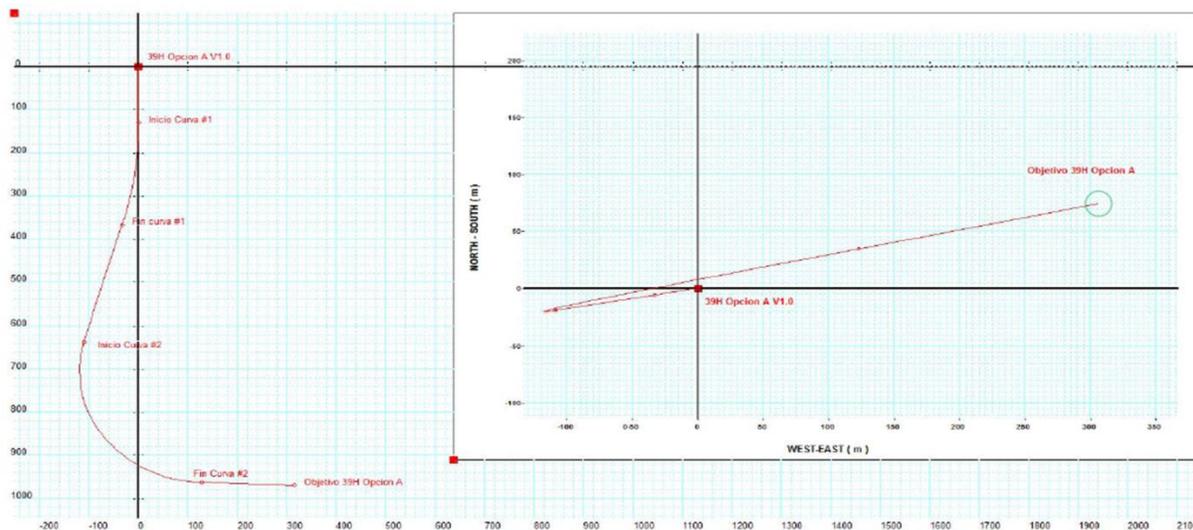


Figura 72. Comparación de la vista lateral y de planta del pozo A 39.

En la Figura 72. se señala la comparación entre la trayectoria con vista de perfil y de planta del diseño de la trayectoria propuesta, con el propósito de ilustrar con mayor claridad la propuesta de la trayectoria horizontal.

7.1.2. Trayectoria direccional tipo J del pozo inyector térmico.

La propuesta de trayectoria de tipo J (construir y mantener) direccional, se desarrolló en base a la información obtenida de la sísmica y pozos de correlación, como alternativa a la propuesta de un pozo horizontal.

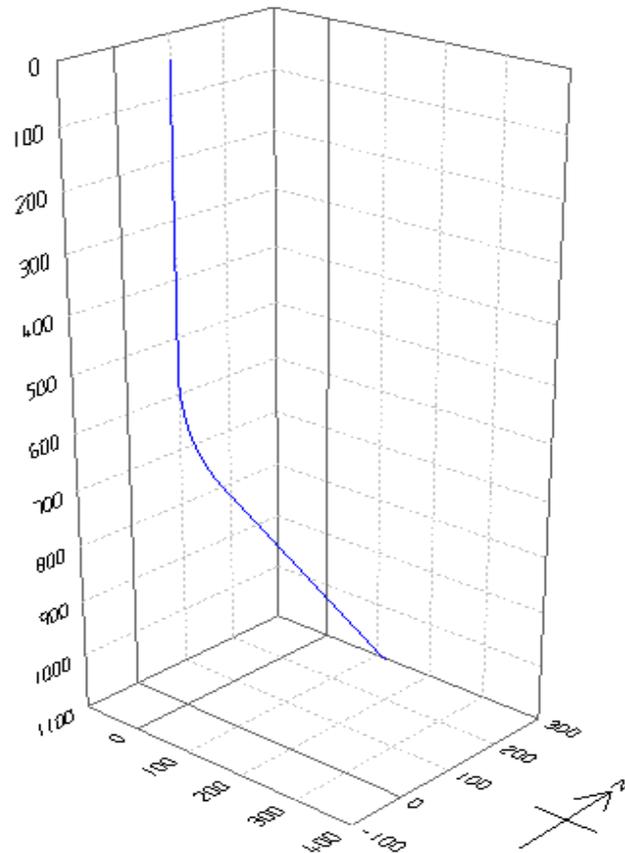


Figura 73. Vista en tres dimensiones (3D) lateral del diseño tipo J del pozo A 39.

En la Figura 73, se indica la vista lateral de la trayectoria direccional tipo J del pozo inyector térmico propuesto. La trayectoria, se compone de una sección vertical de 500 mts, a partir de donde inicia la construcción del ángulo (KOP) y termina a 963.67 m_D/ 760 m_V (EOB). Se mantiene el ángulo con una sección tangencial hasta la profundidad total de 1067.02 m_D/ 976 m_V con un ángulo máximo de 37.94°.

La siguiente figura es un conjunto de representaciones gráficas, generadas mediante un simulador a partir de los cálculos del diseño de la trayectoria direccional.

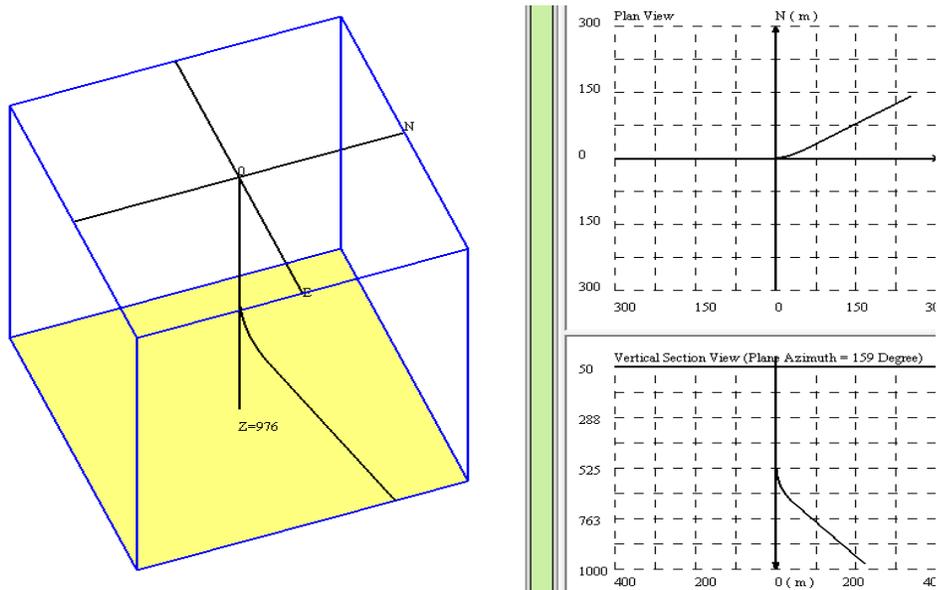


Figura 74. Trayectoria en dos (2D) y tres dimensiones (3D) del pozo A 39.

En la Figura 74, se presenta del lado izquierdo la vista lateral en tres dimensiones (3D) y del lado derecho la vista de planta y lateral, del diseño de la trayectoria direccional tipo J del pozo inyector térmico propuesto. La trayectoria, inicia con un azimuth de 0° con referencia a la mesa rotaria. A partir de 500 mts, la construcción del ángulo de la curva y mantener la sección tangencial se desarrolla con un azimuth de 58.54° (58.54° noreste) hasta la profundidad total.

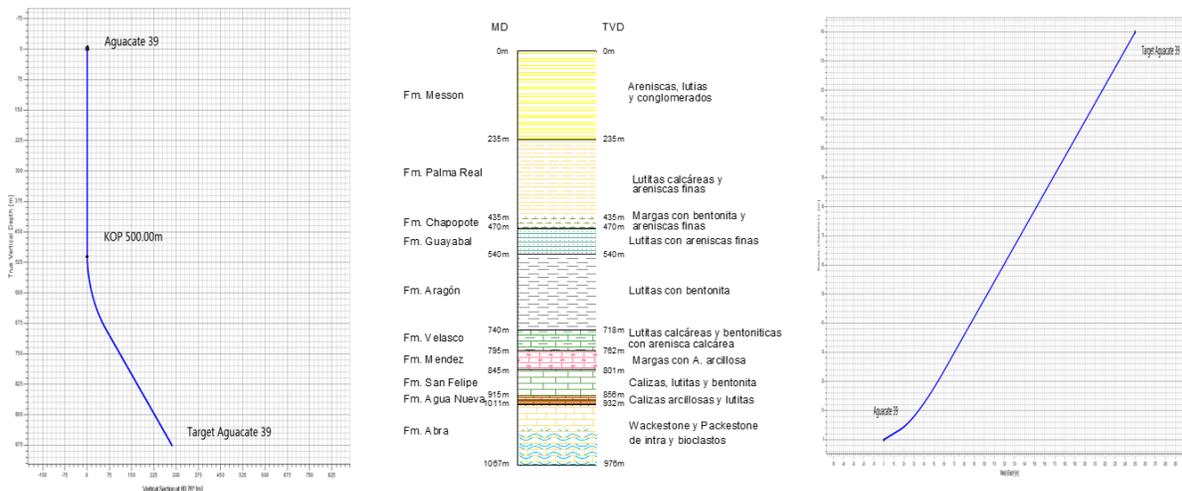


Figura 75. Trayectoria pozo A 39 en dos dimensiones y columna estratigráfica.

En la Figura 75. se observa la comparación de la vista lateral, la columna estratigráfica y la vista de planta, de la trayectoria propuesta en donde se indica la profundidad de inicio de construcción de la curva, las formaciones en las cuales se desarrolla la perforación y la orientación de la perforación.



7.2. Diseño del asentamiento de tuberías de revestimiento.

El diseño del asentamiento de tuberías de revestimiento del pozo inyector térmico, se realiza a partir del uso de la información de los pozos analizados previamente, como lo son la predicción de geopresiones, análisis de la estabilidad mecánica del pozo y la disponibilidad de tuberías de revestimiento en las plataformas del campo A .

7.2.1. Estado mecánico.

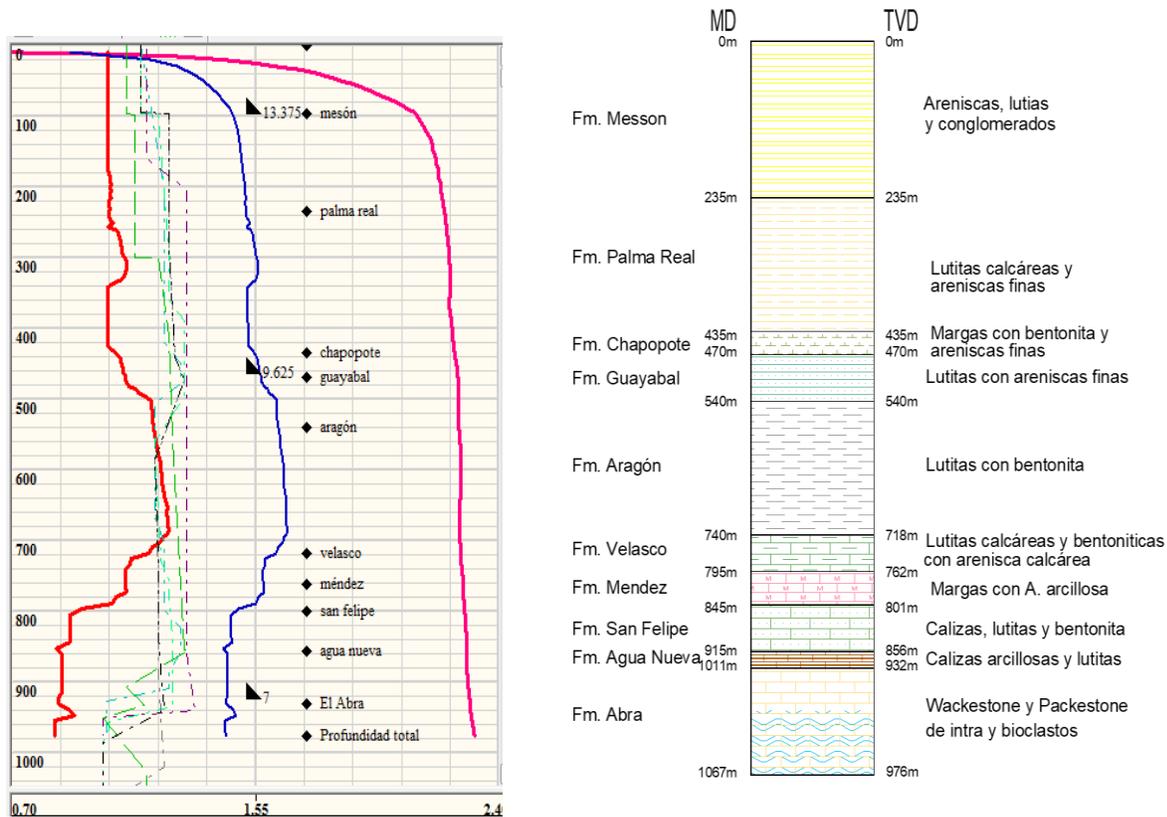


Figura 76. Asentamiento de tuberías de revestimiento y columna estratigráfica del pozo A 39.

En la Figura 78, se ilustra del lado izquierdo la ventana operativa del pozo inyector térmico propuesto. La línea de color rojo es la predicción de la presión de poro. Las líneas punteadas en color negro, verde, azul y morado son las densidades equivalentes de los fluidos de control de distintos pozos. La línea en color azul marino, es la predicción de la presión de fractura. Los triángulos en color negro son las zapatas del asentamiento de las tuberías de revestimiento. Marcados con diamantes negros, se encuentran los nombres de las formaciones. La línea de color rosa, es la predicción del esfuerzo de sobrecarga. Del lado derecho, se presenta la columna estratigráfica con los nombres de las formaciones, la profundidad desarrollada y vertical, y el tipo de formaciones que se encuentran en cada formación. De 500 a 700 mts, está la zona de presión anormal con un valor de presión de poro máximo de 1.253 g/cc, de presión de fractura de 1.678 g/cc y un esfuerzo de sobrecarga de 2.247 g/cc. A continuación, se detalla el asentamiento de tuberías de revestimiento.^[23]

7.2.2. Asentamiento de tuberías de revestimiento.

Etapa	Diámetro de barrena (pulg)	Profundidad (m _v)	Profundidad (m _D)	Diámetro TR (pulg)	Objetivo
1	17 ½"	98	98	13 3/8"	Asentar tubería de revestimiento y establecer retorno a superficie y tener medio control del pozo.
2	12 ¼"	464	480	9 5/8"	Asentar tubería de revestimiento, aislar areniscas superficiales, aislar zonas freáticas. Instalar equipo de control del pozo.
3	8 ½"	924	866	7"	Asentar tubería de revestimiento, aislar formaciones del Terciario y Cretácico (Medio y Superior).
4	6"	976.00	1067.02	Agujero descubierto	Agujero descubierto de inyección de fluido térmico en la formación El Abra.

Tabla 14. Objetivo de las etapas de perforación del pozo A 39.

En la Tabla 14. se enlistan los datos la propuesta del asentamiento de tuberías de revestimiento y el objetivo de cada etapa del pozo A 39. Se indica el número de asentamiento, diámetro de la barrena, profundidades vertical y desarrollada, diámetro de las tuberías de revestimiento y el objetivo de cada etapa. Se plantean tres asentamientos de tuberías de revestimiento de diámetros 13 5/8, 9 5/8 y 7 pulgs. y un agujero descubierto de 6 pulgs. como se ilustra en el Apéndice G.

7.2.3. Tipo de fluido de control y densidad equivalente de circulación.

Etapa	Profundidad (m _v)	Tipo de fluido	Densidad (g/cc)	Metros perforados	Diámetro de la barrena (pulg)
1	0 a 98	Polimérico Inhibido	1.06 - 1.10	98	17 ½"
2	98 a 464	Emulsión Inversa	1.15 - 1.28	366	12 ¼"
3	464 a 924	Emulsión inversa	1.30 - 1.12	460	8 ½"
4	924 a 1067.02	Salmuera	1.10-1.06	355.39	6"

Tabla 15. Tipo de fluido y densidad de fluidos de control de perforación.

En la Tabla 15, se detalla la información sobre los fluidos de control propuestos para la perforación del pozo inyector térmico. Se indica el número de etapa, la profundidad del intervalo, tipo de fluido de control, densidad equivalente del fluido, profundidades a las cuales se emplea el fluido y el diámetro de la barrena de perforación.

7.3. Cálculo de la fuerza de tensión, presión de reventón y presión de colapso de tuberías de revestimiento.

Se realizaron los cálculos correspondientes de la fuerza de tensión, presión de reventón y presión de colapso de las tuberías de revestimiento, a través de ecuaciones programadas en Fortran 90. Éstos, están función del esfuerzo de cedencia de cada grado de tubería.

° API	Esfuerzo de cedencia (σ_Y)	
	Mínimo (psi)	Máximo (psi)
H-40	40 000	80 000
J-55	55 000	80 000
C-75	75 000	90 000
L-80	80 000	95 000
N-80	80 000	110 000

Tabla 16. Grado, esfuerzo de cedencia mínimo y máximo de tuberías de revestimiento.

En la Tabla 16, se enlistan los grados de la tubería en la clasificación API disponible, en función de las tuberías de revestimiento seleccionadas. Se indican los esfuerzos de cedencia mínimo y máximo de cada grado de tubería.

Diámetro de tubería		Fuerza de tensión	
Diámetro externo (pulgs)	Diámetro interno (pulgs)	Mínimo (lb _f)	Máximo (lb _f)
13 3/8	12.615	620 541.70 – 1 241 083.0	1 241 083.0 – 1 706 490.0
9 5/8	9.001	365 136.20 – 730 272.40	730 272.40 – 1 004 125.0
7	6.366	266 220.50 – 532 440.90	532 440.90 – 732 106.30

Tabla 17. Diámetros y fuerza de tensión de tuberías de revestimiento.

En la Tabla 17, se reportan los resultados de la fuerza de tensión mínima y máxima de cada tubería, calculada en función de los diámetros y el esfuerzo de cedencia mínimo y máximo respectivamente.

Diámetro de tubería		Presión de reventón de tuberías de revestimiento (Pbr)	
Diámetro externo (pulgs)	Diámetro interno (pulgs)	(psi)	(ksi)
13 3/8	12.615	1 988.786 – 3 977.571	1.99 – 3.98
9 5/8	9.001	2 269.089 – 4 538.179	2.27 – 4.54
7	6.366	3 169.999 – 6 339.998	3.17 – 6.34

Tabla 18. Presión de reventón de tuberías de revestimiento.

En la Tabla 18, se indican los resultados de la presión de reventón de cada tubería de revestimiento, es decir la máxima presión interna a que cada tubería de revestimiento se puede someter antes de fisurarse o deformarse permanentemente.

°API	F ₄	F ₅
Grado	(adim.)	(adim.)
H-40	2.063	0.0325
J-55	1.989	0.0360
C-75	1.990	0.0418
L-80	1.998	0.0434
N-80	1.998	0.0434

Tabla 19. Grados y factores adimensionales de las tuberías de revestimiento.

En la Tabla 19, se enlistan los grados de la tubería y los factores adimensionales F4 y F5, calculados en función del esfuerzo de cedencia.^[21]

Diámetro de tubería		Presión de colapso de tuberías de revestimiento (Pbr)	
Diámetro externo (pulgs)	Diámetro interno (pulgs)	(psi)	(ksi)
13 3/8	12.615	1 044.271 – 1 068.061	1.04 – 1.07
9 5/8	9.001	1 374.721 – 1 707.963	1.37 – 1.71
7	6.366	2 436.804 – 3 764.638	2.44 – 3.76

Tabla 20. Presión de colapso de tuberías de revestimiento.

En la Tabla 20, se indican los resultados de la presión de colapso de cada tubería de revestimiento, es decir la máxima presión en el espacio anular que la tubería de revestimiento resiste antes de deformarse o colapsarse y en consecuencia cerrar el pozo.

A medida que se incrementa el grado de la tubería de revestimiento, el costo de las operaciones del área de perforación aumenta, por lo que se realizó un análisis de las características de resistencia a los distintos fenómenos que se ejercen sobre la tubería de revestimiento, como el esfuerzo de tensión, el exceso de presión al interior de la tubería y en el espacio anular, para una toma de decisión eficaz sobre la selección de tuberías en función de sus características. En el caso de la fuerza de tensión, a medida que disminuye el diámetro de la tubería de revestimiento, la deformación por tensión disminuye. Por el contrario, a medida que disminuye el diámetro de la tubería, la presión de reventón y colapso de la tubería aumenta, debido al gradiente de la columna hidrostática, los requerimientos de resistencia deben aumentar. El asentamiento de las tuberías de revestimiento concluye con la descripción de la tubería térmica (VIT) seleccionada.



7.4. Tubería térmica.

El objetivo de la tubería térmica es mantener la temperatura del fluido térmico desde el árbol térmico hasta el yacimiento y evitar que se acumulen las parafinas. A continuación, se presentan datos de la tubería térmica. ^[28]

7.4.1. Datos de la tubería térmica.

La longitud de la tubería térmica necesaria para el pozo A 39, varía dependiendo de la trayectoria seleccionada, como se observa en la siguiente tabla.

Propuesta de trayectoria direccional del pozo A39	Horizontal	Tipo J
	(m _D)	(m _D)
Profundidad total programada	1303	1067
20% de la profundidad total	+ 20% = 260.60	+ 20% = 213.40
Longitud de la tubería térmica	1563.60	1290.40

Tabla 21. Cálculo de la longitud de la tubería térmica para cada trayectoria propuesta.

En la Tabla 21, se indican los cálculos para determinar la longitud de la tubería térmica necesaria para el pozo inyector térmico propuesto. La razón del cálculo, es para determinar cuál de las dos trayectorias propuestas presenta los menores costos y evaluar la rentabilidad de cada una. La tubería térmica (vacuum insulated tubing o VIT) es de alto costo debido a la tecnología e ingeniería aplicada a su diseño, como se describe en la figura siguiente.

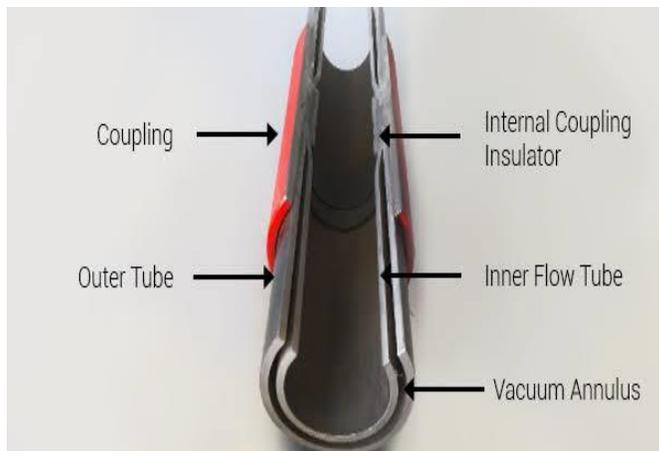


Figura 77. Tubería térmica (VIT).

En la Figura 79. se observa la tubería térmica (VIT) seleccionada para el pozo inyector térmico propuesto, con un diámetro externo de 3 ½ x 2 ¾ pulgs., y este último con un diámetro interior 2.041 pulgs. La tubería se compone de un cople encargado de realizar las conexiones, una tubería externa que aporta integridad mecánica y funge como protección externa entre el espacio anular de vacío, el aislante y la tubería interna, un aislante térmico que evita la transferencia de energía entre el interior y exterior de la tubería térmica, un acoplamiento interno para conexiones y proporcionar hermeticidad, un espacio anular de vacío que funciona como un medio aislante que reduce la pérdida de energía de 44 °C hasta 5.6 °C en longitudes de 1524 mts o mayores y una tubería interna, que permite la conexión y comunicación del yacimiento al cabezal térmico. ^[26,27,28]

En conclusión, para el diseño de la trayectoria del pozo A 39, se plantearon dos opciones, un pozo direccional tipo J (construir y mantener) y un pozo tipo horizontal. No se diseñó un pozo vertical, puesto que la trayectoria interferiría con la de otros pozos y el objetivo del pozo se alcanzaba necesariamente mediante un desplazamiento horizontal. Para ambas trayectorias, el asentamiento de tuberías de revestimiento es el mismo, por lo que se realizaron cálculos de la fuerza de tensión, es decir la resistencia de las tuberías a los esfuerzos de tensión, la presión de reventón, es decir la resistencia a la presión ejercida por una columna de fluidos en el interior de las tuberías y la presión de colapso, es decir la resistencia a la presión hidrostática ejercida por una columna de fluidos en el espacio anular. También se hicieron cálculos para obtener la longitud de la tubería térmica para la inyección de la mezcla de fluidos térmicos. La tubería térmica se usa a fin de mantener la temperatura del fluido térmico desde el árbol térmico hasta el yacimiento. El costo está en función de la profundidad total del mismo, es decir, a mayor profundidad mayor costo.

Conclusiones y Recomendaciones.

Conclusiones.

- ✓ La presión del yacimiento se mantiene constante debido a un acuífero asociado.
- ✓ Un pozo de correlación contó con registros completos y el otro careció de ellos.
- ✓ No se cuenta con mediciones del registro sísmico dipolar.
- ✓ Es importante tener conocimiento de la información obtenida de núcleos, afloramientos y litología de todo el pozo para interpretar y asociar los eventos ocurridos durante la perforación.
- ✓ Al realizar el análisis de las trayectorias de los pozos del campo, se concluye que la mayoría de las trayectorias son direccionales, tanto tipo J como horizontales.
- ✓ Al obtener la ventana operativa para los pozos de correlación, es necesario modificar el exponente. El valor numérico es de 0.9 para los pozos analizados en el Terciario.
- ✓ Para los pozos de correlación en las formaciones del Cretácico Medio y Superior, se asumieron los valores de la porosidad en 10% en la roca sello y 16% en el yacimiento, para el cálculo de las compresibilidades de bulto y de poro, para calizas. Es necesario modificar el exponente, en donde el valor numérico es 0.875 (roca sello) y 0.865 (yacimiento). En conclusión, para ambos métodos el exponente es modificado para el Campo A .
- ✓ Para realizar la predicción de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo, no se cuenta con datos del laboratorio de geomecánica, por tal motivo se calcularon los módulos elásticos dinámicos y esto dio como resultado valores sobreestimados, por lo que se asumieron valores numéricos dependiendo de la litología.
- ✓ Para predecir la presión de colapso se aplicó el criterio de falla de Mohr-Coulomb, alimentado por dos propiedades físicas de la formación. No se tienen mediciones de las propiedades físicas, en consecuencia, se asumieron valores numéricos, dependiendo del tipo de roca.
- ✓ Se predijo la presión de colapso y con el resultado se asentaron las tuberías de revestimiento y se seleccionaron los fluidos de control de perforación. Los pozos analizados no presentaron abundante recorte en sus reportes de perforación, por lo tanto, se concluye que son estables.
- ✓ Se diseñaron dos trayectorias para el pozo inyector, la primera es horizontal y la segunda tipo J. Con estas trayectorias se obtuvo una ventana operativa, que incluye las geopresiones y el análisis de la estabilidad mecánica del pozo inyector.
- ✓ Se calculó la fuerza de tensión, presión de reventón y de colapso para la selección del grado de tubería, en función del costo. Con las trayectorias diseñadas se obtuvo la longitud de la tubería térmica, en donde la longitud de la primera trayectoria es mayor y por lo tanto, representa un mayor costo.

Recomendaciones.

- ✓ Dar seguimiento al pozo diseñado para una evaluación de la planeación y modificaciones para el diseño de un nuevo pozo.
- ✓ Hacer corridas de registros geofísicos completas para una mayor certidumbre en la predicción de las geopresiones.
- ✓ Ajustar el valor de los exponentes para la predicción de poro en cada formación.
- ✓ Es necesario hacer mediciones de núcleos en el laboratorio de geomecánica.
- ✓ Efectuar mediciones de las compresibilidades de poro y de bulto.
- ✓ Hacer pruebas de presión LOT en pozo.
- ✓ Hacer pruebas de integridad de pozos, para calibrar las predicciones.
- ✓ Cuidar las zonas de presión anormal, a una profundidad de 500 a 762 m durante las operaciones de perforación, para evitar el atrapamiento de herramientas, por presión diferencial, por colapso, ingreso de fluidos indeseados al pozo u otros eventos durante la perforación.
- ✓ Cuidar las operaciones de perforación en carbonatos, por problemas de gasificación por ácido sulfhídrico y pérdidas parciales de circulación.

Apéndice A: Litología del pozo A 1 (7 de enero de 1970).

Litología del pozo A 1 (7 de enero de 1970)				
Intervalos de profundidad (m _d)	Cima (m _d)	Edad	Descripción	Formación
205 a 230	205	Om.	Lutita gris claro, plástica ligeramente arenosa, esporádica lutita café grisáceo, suave.	Mesón
230 a 255	230	Oa	Lutita gris a gris claro, plástica, muy escasa lutita misma coloración y ligeramente arenosa.	Mesón
255 a 310	255	Opri.	Lutita gris a gris verdosa, suave, ligeramente arenosa, muy escasa arenisca gris claro, de grano muy fino, mal cementada.	Palma Real
310 a 395	310	Opri.	Idéntico con trazos de lutita bentonítica gris claro.	Palma Real
395 a 430	395	Oh.	Lutita gris claro bentonítica, escasa lutita gris suave, ligeramente arenosa, esporádica bentonita gris a gris verdosa.	Palma Real
430 a 465	430	Ec.	Lutita gris a gris verdosa suave, ligeramente arenosa, escasa bentonita verde de diferentes tonalidades.	Chapopote
465 a 500	465	Ec.	Lutita gris a gris verdosa, suave, ligeramente arenosa, escasa lutita parda, semidura, trazas de arenisca gris claro, de grano muy fino, mal cementada.	Guayabal
500 a 535	500	Eg	Idéntico, con aumento de la lutita parda.	Guayabal
535 a 620	535	Ea	Lutita gris a gris verdosa, suave, escasa, lutita bentonítica gris verdosa, frecuente bentonita verde, de diferentes tonalidades.	Aragón
620 a 735	620	Ea	Lutita gris a verdosa, suave, bentonítica, escasa lutita café, semidura, ligeramente arenosa y escasa arenisca café grisáceo, de grano muy fino, mal cementada.	Aragón
735 a 755	735	Pe. Vm.	Lutita gris, suave, bentonítica y parcialmente arenosa, escasa lutita marrón, suave trazas de bentonita gris a gris claro y gris blanquecina.	Velasco
755 a 780	755	Pe. Vi.	Idem. Con aislados fragmentos de arenisca café grisáceo, de grano muy fino, mal cementada.	Velasco
780 a 790	780	Pe. Vb.	Lutita gris a gris verdosa, suave, parcialmente, arenosa y ligeramente bentonítica, escasa lutita color marrón, trazas de bentonita gris blanquecina y gris verdosa.	Velasco
790 a 805	790	Pe. Vb.	Marga gris a verdosa, escasa café rojiza, semidura, escasa lutita gris claro y muy escasa café rojizo, suave, parcialmente arenosa.	Méndez

Tabla 22. Litología del pozo A 1 (7 de enero de 1970).

Continuación de Tabla 2. Litología del pozo A 1 (7 de enero de 1970)				
Intervalos de profundidad (m _d)	Cima (m _d)	Edad	Descripción	Formación
805 a 825	805	Km.	Marga café rojizo, escasa marga gris a gris verdosa, semidura escasas cristales de calcita cafés por impregnación de aceite, trazas de bentonita gris claro a verde de diferentes tonalidades.	Méndez
825 a 863	825	Km.	Idem. con aumento de los cristales de calcita café, por impregnación de aceite.	Méndez
863 a 866	863	Km.	Núcleo No. 1	Méndez
866 a 910	866	Ka.	Marga gris a gris verdosa suave muy escasa café oscuro, algunas por muy ligera impregnación de aceite, frecuente bentonita gris a gris verdosa y muy aislados cristales de calcita algunos de estos con manchas cafés con impregnación de aceite.	Méndez
910 a 915	910	Ksf.	Caliza granular fina gris claro, arcillosa y parcialmente cretosa observándose en algunas de estas ligeras manchas de aceites, muy escasa caliza cristalina fina gris blanquecina parcialmente cretosa, esporádica caliza cristalina fina de color café, frecuente bentonita gris a gris azulosa.	San Felipe
915 a 925	915	Ksf.	Caliza gris verdosa bentonítica muy escasa, caliza cristalina fina café, abundante bentonita gris a gris verdosa ocasional pedernal café ahumado pigmentado.	Agua Nueva
925 a 930	925	Ksf.	Caliza gris claro a cristalina fina, conteniendo alguna de estas ligeras manchas de aceite, escasa caliza granular fina gris blanquecina ligeramente arcillosa y parcialmente cretosa, trazas de calizas cristalina fina color, café y eventuales cristales de calcita cafés con impregnación de aceite.	Agua Nueva
930 a 955	930	Ksf.	Caliza granular fina gris blanquecina arcillosa y ligeramente cretosa, abundante bentonita verde de diferentes tonalidades.	El Abra

Continuación de Tabla 22. Litología del pozo A 1 (7 de enero de 1970).

En la Tabla 22, se indica la columna litológica del pozo A 1, en la cual se encuentran las profundidades a las cuales se tomaron los núcleos, se mencionan las profundidades de las cimas de cada muestra tomada, la edad geológica en la que se encontró la muestra, se describen las características del núcleo tomado, como son el color, textura, tipo de grano, tipo de mineral encontrado y fluido que satura a la muestra.

Apéndice B: Predicción de la presión de poro por método de Ben Eaton.

Para la predicción de la presión de poro se requiere el esfuerzo de sobrecarga, obtenido de datos del registro de litodensidad y registro sísmico o resistivo. Mediante el método de Eaton, los pasos son los siguientes:

1. Utilizando la densidad equivalente del fluido de control en la perforación a la profundidad, de preferencia con los datos tabulados, se calcula la presión de cada espesor (que se obtiene mediante la diferencia de presiones) de estrato, a partir de la siguiente ecuación (1):

$$P_h = \frac{\rho * P}{10} \quad (1)$$

Donde:

P_h = Presión (kg/cm²)

ρ = Densidad equivalente del fluido de control (g/cc)

P = Espesor (m)

*Nota: El valor de $\frac{1}{10}$ es una constante para la compatibilidad de unidades.

2. Se anotan los valores calculados en una columna de presión litostática:

Profundidad (mv)	Densidad equivalente del f.c. (g/cc)	Presión litostática (kg/cm ²)
500 m	1.10	54.9
1000 m	1.12	111.9

3. Una vez que se obtiene la presión litostática por estrato, se procede a calcular el valor acumulado de los estratos en una columna adicional, sumando el valor anterior al valor actual, como se indica en la siguiente tabla:

Profundidad (mv)	Densidad equivalente del f.c. (g/cc)	Presión estrato (kg/cm ²)	Presión acumulada de estrato (kg/cm ²)
500 m	1.10	54.9	54.9
1000 m	1.12	111.9	166.8

$$54.9 + 111.9$$

4. Despejando la ecuación (1), se obtiene una presión traducida a una densidad equivalente, para obtener la densidad equivalente del esfuerzo de sobrecarga. Se sustituyen los valores de profundidad y presión acumulada de estrato. Posteriormente, se tabulan los valores obtenidos.

$$\rho = \frac{P_{acum} * 10}{P}$$

Donde:

P_{acum} = Presión acumulada del estrato (kg/cm²)

ρ = Densidad eq. del esfuerzo de sobrecarga (g/cc)

P = Profundidad (m)

*Nota: El valor de 10 es una constante para la compatibilidad de unidades.

Profundidad (mv)	Densidad equivalente del f.c. (g/cc)	Presión estrato (kg/cm ²)	Presión acumulada de estrato (kg/cm ²)	Densidad esfuerzo sobrecarga (g/cc)
500 m	1.10	54.9	54.9	1.10
1000 m	1.12	111.9	166.8	1.67

5. Una vez que se predicen los datos del esfuerzo de sobrecarga, se requiere de un registro sísmico o resistivo, el cual se gráfica y a través de las ecuaciones de la línea recta y de la pendiente, se traza una línea de tendencia, procurando que la línea intercepte o sea lo más cercana posible a la mayor cantidad de datos.

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

Para la predicción de la presión de poro con datos de registro sísmico.

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

Para la predicción de la presión de poro con datos de registro resistivo.

Apéndice C: Columna estratigráfica del pozo A 39.

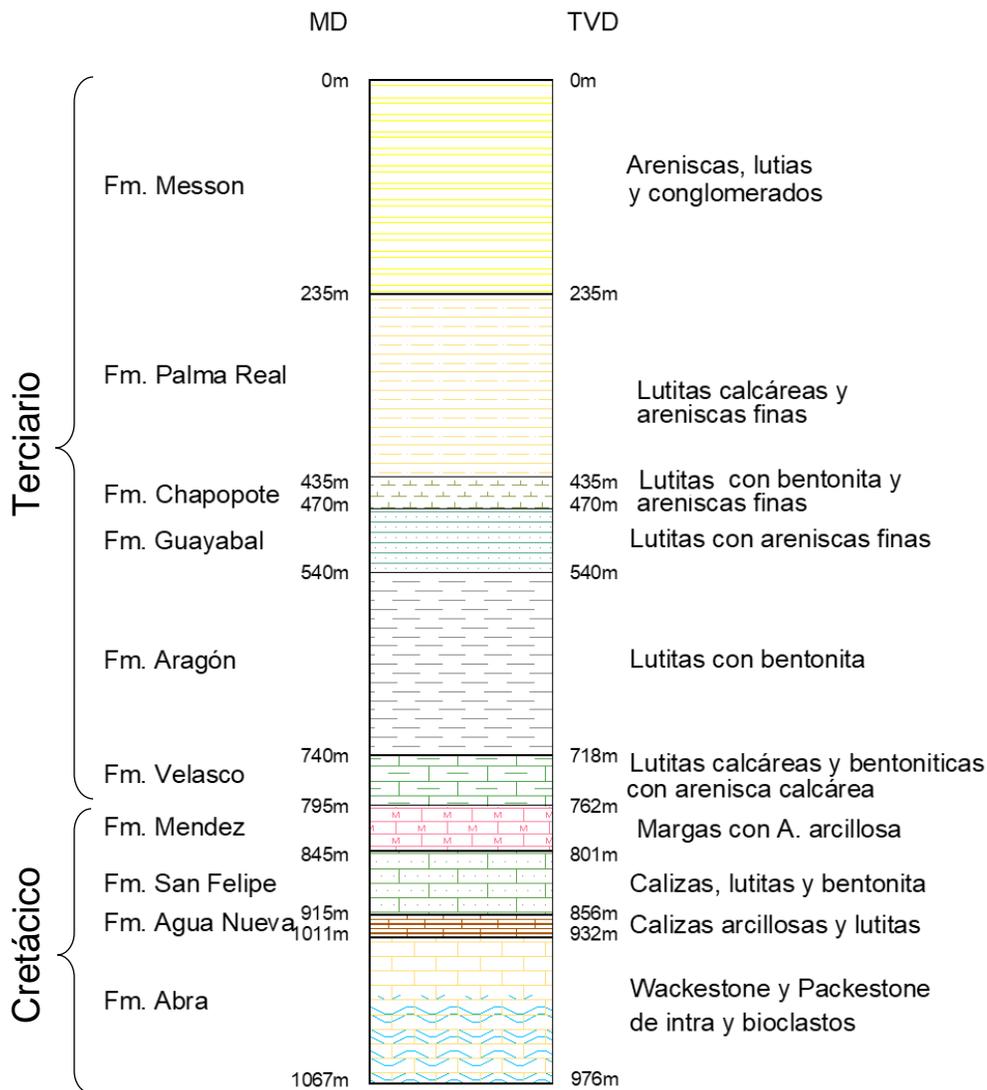


Figura 78. Columna estratigráfica del pozo A 39, en el campo A.

En la Figura 78, se ilustra la columna estratigráfica del pozo A 39, tiene las edades geológicas, los nombres de las formaciones, profundidad desarrollada (m_D), ilustración de la estratificación por colores, profundidad vertical verdadera (m_V) y el tipo de roca del cual se compone cada formación.

Apéndice D: Predicción de la presión de fractura por el método de Ben Eaton.

Para la predicción de la presión de fractura, se requieren los valores numéricos de la predicción del esfuerzo de sobrecarga (σ_v), de la presión de poro y un valor del coeficiente de Poisson [5]. A través de la siguiente ecuación, se obtiene el coeficiente de Poisson, en función de la profundidad:

$$\nu = 0.0645 \ln D - 0.0673$$

Donde:

ν = coeficiente de Poisson (adim.).

D = Profundidad (m).

O bien, en función de un registro sísmico dipolar:

$$\nu_{din} = \frac{1}{2} \left(\frac{V_p^2 - 2V_s^2}{V_p^2 - V_s^2} \right)$$

Donde:

ν_{din} = coeficiente de Poisson dinámico (adim.).

V_p = Velocidad primaria (m/s).

V_s = Velocidad secundaria (m/s).

Las velocidades, primaria (V_p) y secundaria (V_s), se obtienen, a partir de la inversa del valor de tiempo de tránsito del registro sísmico compresional y de corte, respectivamente.

$$V_p = (3.48 \times 10^5) \frac{1}{\Delta t_{logcomp.}}$$

Y:

$$V_s = (3.48 \times 10^5) \frac{1}{\Delta t_{logcorte}}$$

Donde:

$\Delta t_{logcomp.}$ = Tiempo de tránsito compresional (adim.).

$\Delta t_{logcorte.}$ = Tiempo de tránsito de corte (adim.).

V_p = Velocidad primaria (m/s).

V_s = Velocidad secundaria (m/s).

Una vez que se calcula el coeficiente de Poisson, se hace la predicción de la presión de fractura.

$$P_{fr} = \frac{\nu}{(1-\nu)} (\sigma_v - P_p) + P_p$$

Donde:

P_{fr} = Presión de fractura. (g/cm³).

ν = Coeficiente de Poisson calculado (adim.).

σ_v = Esfuerzo de sobrecarga (g/cm³).

P_p = Presión de poro (g/cm³).

A través del procedimiento descrito, se obtiene el valor de presión de fractura expresado en unidades de densidad equivalente. Se recomienda el uso de la ecuación para calcular el coeficiente de Poisson dinámico, dado que se usa información del pozo que se analiza y en base al cual se realiza la predicción de geopresiones. A través de registros, se utiliza el registro sísmico dipolar o mediante pozos de correlación (pozos con características similares), en donde la selección del cálculo, depende de quien diseñe la predicción de las geopresiones.

Apéndice E: Conversión de psi a g/cm³.

Los valores resultantes de presión de poro, esfuerzo de sobrecarga y gradiente de presión de poro ($0.465 \frac{\text{psi}}{\text{pie}}$), se encuentran en psi ó $\frac{\text{pie}}{\text{pulg}^2}$, y se necesitan en unidades de densidad equivalente (g/cm³). Por lo que se debe de hacer la siguiente conversión:

$$\frac{\text{lb}}{\text{pulg}^2} \rightarrow \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} = \frac{\frac{\text{lb}}{\text{pulg}^2}}{14.22 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}} \cdot \frac{10}{\text{Profundidad (mts)}}$$

Apéndice F: Datos de la trayectoria direccional tipo J del pozo A 39.

No.	Measured Depth (m)	Course Length (m)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (m)	+N/-S (m)	+E/-W (m)	Vertical Section (m)	Dogleg Rate (°/30m)	Build Rate (°/30m)	Turn Rate (°/30m)	Map Easting (m)	Map Northing (m)
1	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
2	30.00	30.00	0.00	78.00	30.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
3	60.00	30.00	0.00	78.00	60.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
4	90.00	60.00	0.00	78.00	90.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
5	120.00	60.00	0.00	78.00	120.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
6	150.00	90.00	0.00	78.00	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
7	180.00	90.00	0.00	78.00	180.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
8	210.00	120.00	0.00	78.00	210.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
9	240.00	120.00	0.00	78.00	240.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
10	270.00	150.00	0.00	78.00	270.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
11	300.00	150.00	0.00	78.00	300.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
12	330.00	180.00	0.00	78.00	330.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
13	360.00	180.00	0.00	78.00	360.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
14	390.00	210.00	0.00	78.00	390.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
15	420.00	210.00	0.00	78.00	420.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
16	450.00	240.00	0.00	78.00	450.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
17	480.00	240.00	0.00	78.00	480.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
18	500.00	260.00	0.00	78.00	500.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	647500.00	2358779.00
19	510.00	250.00	1.87	78.00	510.00	0.03	0.16	0.16	5.60	5.60	0.00	647500.16	2358779.04
20	540.00	290.00	7.47	78.00	539.89	0.54	2.55	2.49	5.60	5.60	0.00	647502.55	2358779.54
21	570.00	280.00	13.07	78.00	569.39	1.65	7.77	7.59	5.60	5.60	0.00	647507.78	2358780.66
22	600.00	320.00	18.67	78.00	598.24	3.36	15.79	15.42	5.60	5.60	0.00	647515.80	2358782.36
23	630.00	310.00	23.84	69.55	626.20	6.48	26.18	26.01	6.00	5.17	-8.45	647526.18	2358785.48
24	660.00	350.00	29.32	64.05	653.02	11.81	38.48	39.34	6.00	5.48	-5.51	647538.48	2358790.82
25	690.00	340.00	34.95	60.16	678.42	19.31	52.55	55.28	6.00	5.64	-3.88	647552.55	2358798.31
26	705.69	365.69	37.94	58.54	691.04	24.06	60.56	64.60	6.00	5.71	-3.10	647560.57	2358803.07
27	720.00	354.31	37.94	58.54	702.32	28.66	68.07	73.39	0.00	0.00	0.00	647568.07	2358807.66
28	750.00	395.69	37.94	58.54	725.98	38.28	83.80	91.82	0.00	0.00	0.00	647583.81	2358817.28

Tabla 23. Tabla de valores numéricos de pozo direccional A 39.



29	780.00	384.31	37.94	58.54	749.64	47.91	99.54	110.25	0.00	0.00	0.00	647599.54	2358826.91
30	810.00	425.69	37.94	58.54	773.30	57.53	115.27	128.69	0.00	0.00	0.00	647615.27	2358836.54
31	840.00	414.31	37.94	58.54	796.96	67.16	131.00	147.12	0.00	0.00	0.00	647631.01	2358846.16
32	870.00	455.69	37.94	58.54	820.62	76.79	146.74	165.55	0.00	0.00	0.00	647646.74	2358855.79
33	900.00	444.31	37.94	58.54	844.28	86.41	162.47	183.98	0.00	0.00	0.00	647662.48	2358865.41
34	930.00	485.69	37.94	58.54	867.94	96.04	178.21	202.41	0.00	0.00	0.00	647678.21	2358875.04
35	960.00	474.31	37.94	58.54	891.60	105.66	193.94	220.84	0.00	0.00	0.00	647693.95	2358884.67
36	990.00	515.69	37.94	58.54	915.26	115.29	209.68	239.27	0.00	0.00	0.00	647709.68	2358894.29
37	1020.00	504.31	37.94	58.54	938.92	124.91	225.41	257.71	0.00	0.00	0.00	647725.41	2358903.92
38	1050.00	545.69	37.94	58.54	962.58	134.54	241.14	276.14	0.00	0.00	0.00	647741.15	2358913.54
39	1067.02	521.33	37.94	58.54	976.00	140.00	250.07	286.59	0.00	0.00	0.00	647750.07	2358919.00

Continuación de Tabla 23. Tabla de valores numéricos de pozo direccional A 39.

En la Tabla 23, se reportan los valores numéricos del pozo direccional A 39, la profundidad desarrollada, inclinación, azimut, profundidad vertical, orientación Norte/Sur y Oeste/Este, ritmo de ángulo de construcción y las coordenadas UTM.

Apéndice G: Estado mecánico del pozo direccional A 39.

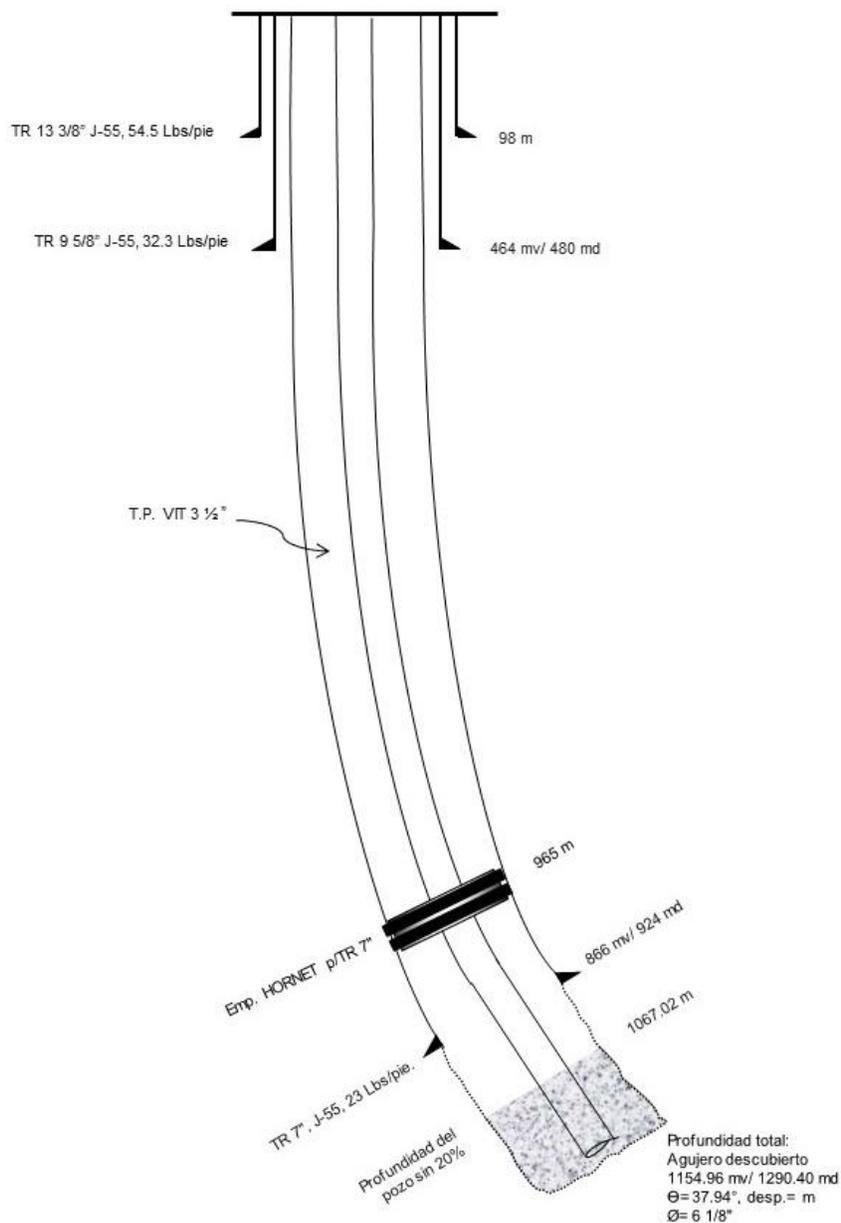


Figura 79. Estado mecánico del pozo A 39.

En la Figura 79, se ilustra el estado mecánico del pozo A 39, con las especificaciones de las tuberías de revestimiento, profundidades desarrolladas (m_D), profundidades verticales verdaderas (m_V), diámetros externos, empaques y la propuesta de la tubería térmica (VIT). La profundidad total del pozo es de 1154.96 m_V / 1290.40 m_D, con un ángulo máximo de 37.94°, un diámetro de agujero descubierto de 6 1/8" y la última zapata está a 866 m_V / 924 m_D.

Bibliografía

- [1] Reporte Interno del Instituto Mexicano del Petróleo. (2018).
- [2] Reporte Interno del Instituto Mexicano del Petróleo. (2019).
- [3] Asquith, G. y Gibson, C. (1982, octubre). *Basic Well Log Analysis For Geologists*. Oklahoma, USA: American Association of Petroleum Geologists.
- [4] Reporte Interno del Instituto Mexicano del Petróleo.
- [5] Agatón Rebolledo, S. (2018). *Predicción de la presión de poro en el Terciario y Cretácico para la planeación de perforación de un pozo inyector* (Tesis de licenciatura). UNAM, Ciudad de México.
- [6] Gutiérrez Ramírez, L. E. (2016). *Predicción de las dimensiones de una fractura hidráulica en pozos de Chicontepec*. (Tesis de licenciatura). IPN, Ciudad de México.
- [7] Gardner, L & Gregory, A. (1974) *Formation velocity and density – The diagnostic basis for stratigraphic traps*. Geophysics Vol. 39.
- [8] Atashbari, V., et. al. (2012). *Compressibility method for pore pressure prediction*. SPE: Abu Dhabi.
- [9] M.D. Zoback, *Reservoir Geomechanics*, Cambridge: Cambridge University Press, 2007.
- [10] Jardínez Tena, A., et al. (2007, abril). Horizontal drilling with liner provides savings. *World Oil*, pp. 65, 66, 68 y 70.
- [11] Ramos, R. G. (2013, abril). Liner drilling prevents circulation losses for wells offshore Mexico. *World Oil*, pp. 35-50.
- [13] Schön, J.H. (2011). *Physical Properties of Rocks, A Workbook*. Oxford, Reino Unido. Elsevier. pp.107-140.
- [14] ScienceDirect. (2019). *Rock Compressibility*. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/rock-compressibility>.
- [15] Fernández Silva, G. C. (2013). *Aplicación de la geomecánica en un pozo marino de la Región Norte del Golfo de México*. (Tesis de maestría). UNAM, Ciudad de México.



- [16] Carvallido González, V. A. (2015). *Modelo matemático de 3 capas para asegurar la limpieza del agujero en pozos verticales, inclinados y horizontales* (Tesis de licenciatura). IPN, Ciudad de México.
- [17] Marcano M., A. R. (2001). *Estudio del campo de esfuerzos in-situ*. (Tesis de licenciatura). Universidad Autónoma de Venezuela, Caracas.
- [18] Gutiérrez Ramírez, L.E. (2016). *Predicción de las dimensiones de una fractura hidráulica en pozos de Chicontepepec*. (Tesis de licenciatura). IPN, Ciudad de México.
- [19] Mantufar Barrera, I. (2017). *Predicción de geometrías de fractura hidráulica en pozos del campo Agua Fría, mediante el modelo Perkins-Kern-Nordgren*. (Tesis de licenciatura). UNAM, Ciudad de México.
- [20] Acevedo Aguirre, O.D. (2009). *Determinación de la Magnitud de Esfuerzos In-situ* (Tesis de licenciatura), pp.9-14. UNAM, Ciudad de México.
- [21] Hossain, M.E. (2017). *Fundamentals of Drilling Engineering*. pp.339-359. Massachusets, USA: Wiley & Scrivener Publishing.
- [22] García Herrera, M.G. (2017). *Apuntes de geomecánica*, Ciudad de México.
- [23] García Herrera, M.G. (2019). *Reporte Interno de Proyecto de investigación del Instituto Mexicano del Petróleo*, Ciudad de México.
- [24] Vadillo Sáenz, M.E. (2016). *Aplicación de la Geomecánica en la Estabilidad Mecánica del Agujero en el Campo Ku*. (Tesis de licenciatura), pp.9-14. UNACAR, Ciudad del Carmen, Campeche.
- [25] Oilgenieers [Drilling Professionals]. (Miércoles 26 de febrero de 2020). Justo así se verían las TRs si las sacamos del pozo y entre ellas el cemento se debería ver. **[Imagen de Instagram]**. Recuperado de <https://www.instagram.com/p/B9DsmOn3mXcotwBpPaIN6Gd3xU-KohsEulDJU0/?igshid=1s7nov8ywemtr>
- [26] Exceed Oilfield Equipment Canada. (s.f.). Recuperado de <http://www.exceedoilfield.ca/product/vacuum-insulated-tubing/>
- [27] Andmir. (2018). Recuperado de <http://www.andmir.com/vaccum-insulated-tubing>
- [28] Helix Oilfield Services. (2020). Recuperado de <https://www.helixoil.com/rental-services/vit/>

