



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



**TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO**



**TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO REGIÓN
CARBONÍFERA**

DEPARTAMENTO DE POSGRADO

**“MODELO DE PREDICCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO EN LA
CUENCA DE SABINAS, MÉXICO”**

TESIS PROFESIONAL

PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

PRESENTA:

ANGEL GARCIA ARZATE

DIRECTOR DE TESIS:

HUGO ALFREDO CARRILLO SERRANO

SABINAS, COAHUILA, MÉXICO, SEPTIEMBRE 2024

**DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD DE LA TESIS PRESENTADA PARA
OBTENER EL GRADO DE MAESTRIA**

MC Ángel García Arzate

Estudiante del programa de **Maestría en Ingeniería Industrial** del **Tecnológico Nacional de México Región Carbonífera**, autor de la Tesis, presentada para la obtención de grado de **Maestro(a) en Ingeniería Industrial**:

**“Modelo de predicción de la Presión
de poro en la cuenca de Sabinas,
México”**

Realizada bajo la dirección del Dr. Hugo Alfredo Carrillo Serrano.

Declaro que:

La tesis presentada es una obra original que no infringe los derechos de propiedad intelectual ni los derechos de propiedad industrial u otros. Igualmente asumo, ante el Tecnológico Nacional de México y ante cualquier otra instancia, la responsabilidad que pudiera derivarse en caso de plagio de contenidos en la tesis presentada, conforme al ordenamiento jurídico vigente.

Agujita Coahuila, a _02_ de _septiembre_ de _2024_

A handwritten signature in black ink, reading "Ángel García Arzate", written over a horizontal line. The signature is cursive and includes a small mark above the 'A'.

Nombre y firma del estudiante



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

TECNM CAMPUS REGIÓN CARBONÍFERA

CARTA DE AUTORIZACIÓN Y ORIGINALIDAD



Agujita, Coah., a 21 de septiembre de 2024

M.I.I ABELARDO BUENTELLO DUQUE
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE POSGRADO


La presente es para informarle que el C. **Ángel García Arzate** con número de control **221DM002** alumno del Programa de **Maestría en ingeniería Industrial** ha concluido la redacción de su trabajo de **Tesis** titulado:

Modelo de predicción de la Presión de poro en la cuenca de Sabinas, México

La cual personalmente he revisado su originalidad, por lo que, autorizo su liberación y pido a usted sea tan amable de asignar los miembros del jurado revisor.

Sin otro particular por el momento, quedo de usted.

ATENTAMENTE



Dr. Hugo Alfredo Carrillo Serrano
Director de Tesis

INSTRUCTIVO DE LLENADO

Dedicatoria

Desde que el mundo fue creado, la humanidad ha contemplado toda la creación que le muestra el eterno poder de Dios y el hecho de que él es verdaderamente Dios. Así, lo invisible de Dios se deja ver por medio de la creación visible, por lo que nadie podrá excusarse diciendo que no sabía si Dios existía o no.

Romanos 1:20

Deseo dedicar este trabajo a:

Todas y cada una de las personas que me han inspirado para seguir adelante.

Agradecimientos

iMi Señor y mi Creador! La magnificencia de tus obras quisiera yo anunciarla a los hombres en la medida en que mi limitada inteligencia puede comprenderla

Kepler

A mi familia:

Por el sacrificio y apoyo incondicional sin lo cual esto no sería posible. Les debo todo.

Al Dr. Hugo:

Por creer en este proyecto y por el compromiso permanente.

Al Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de la Región Carbonífera, (ITESRC):

Agradezco a esta institución por la oportunidad de recibir educación de excelencia y desarrollar mis capacidades de investigación.

Al M.I. Abelardo Buentello, por su visión y capacidad de liderazgo con este proyecto de maestría.

Al Dr. Longares Vidal, por todo su esfuerzo en hacer este programa realidad y conseguir los recursos necesarios para ello.

A los profesores que a lo largo de estos años me impartieron cátedra y compartieron sus conocimientos conmigo.

¡A todos Gracias!

Resumen

La estimación y predicción de la presión de poro son actividades críticamente importantes en todas las etapas de la ingeniería petrolera. No existe, sin embargo, un procedimiento ampliamente aceptado para modelar la presión de poro en una cuenca sedimentaria. Las razones detrás de este problema son, principalmente, la diversidad de mecanismos geológicos que actúan en las rocas para generar presión de poro; además de que la variedad de litologías presentes interactúa de diferentes maneras con estos mecanismos. Diversos modelos de presión de poro han sido propuestos para abordar la cuestión; de estos, el modelo más ampliamente utilizado en México es el llamado modelo sónico de Eaton, el cual se basa en la relación entre la porosidad y el registro sónico compresional en las arcillas (lutitas). Hoy en día se reconoce que este modelo presupone que sólo actúa un mecanismo de generación: Desequilibrio en la compactación; por otro lado, es aplicable sólo al comportamiento de las arcillas y, además, es incapaz de modelar la diagénesis química. Es por ello por lo que en esta tesis planteamos la aplicación de los modelos conocidos como Modelos Integrativos de Velocidad (MIV). Específicamente tratamos de aplicar el MIV de Honghai, el cual integra diversos factores que afectan la velocidad sónica compresional en las rocas porosas, entre ellos el esfuerzo efectivo. El modelo se alimenta con datos de registros geofísicos de pozo: RHOB, NPFI, GR, DTC y datos de presión de poro medida en el pozo. Usando técnicas de regresión no lineal, se resuelven los coeficientes del modelo aplicado a un caso de estudio, un pozo perforado en la cuenca de Sabinas. Además, proponemos un modelo linealizado a partir del modelo de Honghai, con el fin de evitar los complicados métodos de regresión no lineal y su coste computacional asociado. Los resultados muestran que el modelo de Honghai y el modelo linealizado son, en realidad, equivalentes. Finalmente, los resultados aplicando el modelo de Honghai se comparan con los resultados obtenidos mediante el modelo de Eaton; las diferencias entre ellos son importantes y concluimos que el modelo de Honghai produce resultados más razonables que Eaton.

Keywords: Estimación presión de poro, registros de pozo, modelo Honghai.

Abstract

The estimation and prediction of Pore pressure are critically important activities in all stages of petroleum engineering. However, there is no widely accepted procedure for modeling pore pressure in a sedimentary basin. The reasons behind this problem are mainly the diversity of geological mechanisms that act on rocks to generate pore pressure; in addition, the variety of lithologies present interact in different ways with these mechanisms. Various pore pressure models have been proposed to address the issue; of these, the most widely used model in Mexico is the so-called Eaton sonic model, which is based on the relationship between porosity and the compressional sonic log in clays (shales). Today it is recognized that this model assumes that only one generation mechanism acts: disequilibrium compaction; on the other hand, it is applicable only to the behavior of clays and, furthermore, it is incapable of modeling chemical diagenesis. This is why in this thesis we propose the application of models known as Integrative Velocity Models (IVM). Specifically, we try to apply the Honghai IVM, which integrates various factors that affect compressional sonic velocity in porous rocks, including effective stress. The model is fed with data from well geophysical logs: RHOB, NPHI, GR, DTC and pore pressure data measured in the well. Using non-linear regression techniques, the coefficients of the model applied to a case study, a well drilled in the Sabinas basin, are solved. In addition, we propose a linearized model based on the Honghai model, in order to avoid complicated non-linear regression methods and their associated computational cost. The results show that the Honghai model and the linearized model are, in fact, equivalent. Finally, the results obtained with the Honghai model are compared with those obtained with the Eaton model. The differences between them are important and we conclude that the Honghai model produces more reasonable results than Eaton.

Índice general

Índice de figuras	v
Índice de cuadros	v
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos de la Tesis	3
1.2.1. Objetivo general:	3
1.2.2. Objetivos específicos:	3
1.3. Hipótesis	3
1.4. Alcances y limitaciones	3
1.5. Estructura de la tesis	4
2. Marco Teórico	7
2.1. Geología del área	7
2.2. Conceptos básicos	8
2.3. Modelos integrativos de velocidad propuestos	9
3. Modelos Integrativos de velocidad para la predicción de presión de poro	13
3.1. Modelo Integrativo de velocidad de Honghai	13
3.2. Modelo integrativo de velocidad lineal	15
4. Ensayos y esquemas numéricos	19
4.1. Pruebas caso cuenca de Sabinas	19
4.2. Interpretación Geológica de los resultados	22
4.2.1. Pp medida y estimación del esfuerzo de sobrecarga	23
4.2.2. análisis de la erosión basada en registros de pozo	24
4.2.3. Predicción de la Pp mediante el MIV de Honghai	25
4.3. Comparación del modelo de Honghai con el modelo Eaton modificado	28
5. Conclusiones	31
5.1. Conclusiones	31
5.2. Recomendaciones y trabajo futuro	32
5.3. Datos de los registros usados	33
Bibliografía	35

Índice de figuras

4.1. Pp medida vs profundidad en el pozo Cougar 1. Note el cambio de tendencia de la Pp de 1000 m hacia arriba debido al gas.	23
4.2. Estimación de la sobrecarga por integración discreta del registro RHOB . .	24
4.3. a) Reconstrucción de la NCT con erosión y b) estimación de la Pp con el MIV de Honghai	26
4.4. Análisis del comportamiento de la Pp con base en las litologías presentes. Es evidente el carácter predominantemente carbonático de la cuenca	29
4.5. Pp estimada usando Honghai vs Pp estimada usando sónico Eaton modificado.	30

Índice de cuadros

4.1.	Registros de la perforación Cougar I seleccionados para la estimación de los coeficientes en los modelos lineal y no lineal de predicción de poro. . . .	20
4.2.	Izquierda: α coeficientes para el modelo linealizado propuesto, aproximados por el método de Mínimos Cuadrados multivariantes. Centro: a_{NL} coeficientes del modelo no lineal de Honghai aproximados con el método de Mínimos Cuadrados no Lineales. Derecha: a_{LM} coeficientes del modelo no lineal aproximados con el método de Levenberg Marquardt.	20
4.3.	Vp son datos muestra. Vp_l valores de Vp obtenidos usando el modelo lineal y los coeficientes lineales α . Vp_{NL} soluciones obtenidas en el modelo no lineal y con el método de mínimos cuadrados multivariantes no lineales. Vp_{ML} soluciones obtenidas en el modelo no lineal y con el método Levenberg Marquardt.	21
4.4.	σ_e datos muestra del esfuerzo efectivo. σ_{eL} valores de σ_e obtenidos usando el modelo lineal y los coeficientes lineales α . σ_{eNL} soluciones obtenidas en el modelo no lineal y con el método de mínimos cuadrados multivariantes no lineales. σ_{eLM} soluciones obtenidas en el modelo no lineal y con el método Levenberg Marquardt.	21
4.5.	Errores norma 2 para Vp y σ_e . Datos muestra versus valores estimados por los distintos métodos usando los coeficientes correspondientes. e_1 error con el modelo lineal y mínimos cuadrados, e_{NL} error con el modelo no lineal y mínimos cuadrados no lineales, e_{LM} error con el modelo lineal y método Levenberg Marquardt	21

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La estimación y predicción confiables de la presión de poro en las rocas sedimentarias son críticamente importantes para la ingeniería petrolera en sus diferentes etapas (exploración, perforación y producción), Z. Wang y Wang, 2015. La optimización de la perforación y la terminación de pozos requiere de este dato clave. También, la predicción satisfactoria de la presión de poro ayuda a reducir los riesgos de la perforación y provee una importante garantía de seguridad, Dutta, 2002. En J. Zhang, 2013 se encuentran estadísticas reveladoras sobre el impacto que la predicción de la presión de poro tiene sobre la eficiencia de la perforación, sobre todo en aguas profundas.

A pesar de la gran importancia de la estimación y predicción de la presión de poro para las operaciones de la ingeniería petrolera, no hay un método ampliamente aceptado hoy en día, ya que se trata de un problema muy difícil de resolver, Zhao et al., 2018. Entre las razones de que este problema no haya sido apropiadamente resuelto hasta hoy, Z. Wang y Wang, 2015, resalta el hecho de que la presión de poro tiene diferentes orígenes y, por lo tanto, diferentes métodos deben ser empleados para predecir la presión en cuencas sedimentarias, Zhao et al., 2018, G. L. Bowers, 2001.

Bajo esas premisas, diversos enfoques han sido desarrollados para encarar el problema, Z. Wang y Wang, 2015, derivando principalmente en modelos empíricos y semi empíricos, Zhao et al., 2018, J. Zhang, 2011. Estos modelos parten de diferentes suposiciones relacionadas con litologías específicas y también con mecanismos geológicos de generación de presión de poro específicos, lo cuál los hace subjetivos en la práctica, Z. Wang y Wang, 2015.

Generalmente hablando, los intentos hechos hasta ahora para resolver el problema han tratado de relacionar propiedades medibles en las rocas con los cambios inducidos en ellas por los mecanismos de generación de presión de poro, Z. Wang y Wang, 2015. Con ese objetivo se usan las mediciones de las propiedades de las rocas obtenidas mediante registros geofísicos de pozo. Los registros sísmico y resistivo principalmente

reflejan propiedades de transporte de las rocas, por lo tanto usualmente reflejan las variaciones en la estructura de los poros y no necesariamente cambios en la porosidad, Zhao et al., 2018, G. L. Bowers, 2001. Por otro lado, los registros de densidad y neutrones reflejan propiedades volumétricas (bulk), y sólo son afectados por el nivel de porosidad y no por su estructura; entonces, los modelos basados en el registro sísmico únicamente, no pueden recoger todos los efectos que los mecanismos de generación de presión de poro producen y, por lo tanto, fácilmente pueden llevar a juicios incorrectos en la predicción de la presión de poro, Zhao et al., 2018; por ejemplo, el mecanismo de illitización o diagénesis esmectita-illita, prácticamente no es detectado por el registro sísmico, por lo que es inútil en esos casos; pero el registro de densidad sí puede detectar el efecto. Debido a la complejidad y cantidad de factores que afectan las mediciones de los registros, es necesario llevar a cabo un análisis de múltiples registros, y las propiedades de transporte tanto como las propiedades volumétricas deben ser consideradas, Zhao et al., 2018, Dasgupta y Mukherjee, 2020.

Esta idea es recogida por algunos modelos conocidos como modelos integrativos de velocidad, *MIV*, Eberhart-Phillips et al., 1989, Sayers et al., 2003, Singha y Chatterjee, 2006, Honghai et al., 2011. Estos modelos de variables múltiples consideran la respuesta de las propiedades de transporte (velocidad sísmica, resistividad, etc.) y propiedades volumétricas de las rocas (Porosidad, densidad aparente) al esfuerzo efectivo, generalmente para areniscas y lutitas, Z. Wang y Wang, 2015. Toman la forma de:

$$v = f(\phi, \rho, V_c, \sigma_e, T, \dots) \quad (1.1.1)$$

Estos modelos toman en cuenta varios factores afectando la velocidad sísmica y pueden ser usados para estimar la presión de poro o el esfuerzo efectivo para diferentes mecanismos de generación, Z. Wang y Wang, 2015. Estos modelos son correlaciones empíricas obtenidas por técnicas de regresión múltiple no lineal, ya que la relación entre la velocidad sísmica y el esfuerzo efectivo es exponencial.

La Cuenca de Sabinas es predominantemente carbonática, Eguiluz De Antuñano, 2001, por lo cual, en principio, estos modelos no son aplicables a ella; sin embargo, algunos estudios reportan modelos empíricos para la velocidad sísmica y el esfuerzo efectivo en carbonatos, Saxena et al., 2018, Z. Z. Wang et al., 2021, que tienen la misma forma funcional que los modelos *MIV*, de lo cual se puede especular que pueden encontrarse versiones aplicables a las sucesiones carbonáticas, sobre todo en casos de porosidad intergranular e intercrystalina.

1.2. Objetivos de la Tesis

1.2.1. Objetivo general:

Proponer un modelo integrativo de velocidad linealizado basado en el modelo de Honghai, para predecir la presión de poro.

1.2.2. Objetivos específicos:

1. Analizar los modelos integrativos de velocidad de Eberhart-Phillips et al., 1989 y Honghai et al., 2011.
2. Analizar el desempeño y las soluciones numéricas del modelo de Honghai et al., 2011 optimizado por el método de mínimos cuadrados no lineales y por el algoritmo de Levenberg–Marquardt.
3. Comparar el desempeño del modelo de Honghai et al., 2011, con una versión linealizada propuesta (método de mínimos cuadrados lineales).
4. Comparar ambos modelos con la estimación de la P_p obtenida con un modelo semi empírico, específicamente sónico de Eaton, 1975.

1.3. Hipótesis

Debe existir una relación entre la variación del esfuerzo efectivo y las propiedades físicas de las rocas sedimentarias. Estas propiedades serían medidas por los registros geofísicos y, a través de modelos integrativos de velocidad, relacionadas con el esfuerzo efectivo para la estimación y predicción de la presión de poro.

1.4. Alcances y limitaciones

La intención de este estudio es analizar modelos que sean aplicables a la mayoría de las litologías y mecanismos de generación de P_p , presentes en una cuenca sedimentaria y, con ello, disponer de modelos para la predicción de la P_p útiles y confiables, no limitados a lutitas y desequilibrio en la compactación, como ocurre hoy en día en México. Dado que el modelo de Honghai fue desarrollado en areniscas arcillosas, el reto principal es investigar su aplicabilidad en carbonatos. El modelo mismo ha sido raramente reportado como usado para la predicción de la P_p , Honghai et al., 2011, pero la forma del modelo es de gran valor porque nos muestra el efecto combinado de la porosidad, arcillosidad y esfuerzo efectivo sobre la velocidad sónica. A pesar de todo lo anterior, su uso está limitado a formaciones saturadas con agua porque así fue desarrollado el modelo, y no a

formaciones gasíferas, aunque aquí hemos usado la corrección del efecto gas en el registro sísmico compresional propuesta por J. Zhang, 2011 y Saxena et al., 2018. Consideramos que una de las razones del poco uso de modelos integrativos de velocidad en la predicción de la Pp se debe a lo complicado del modelo, ya que requiere una diversidad de datos, entre ellos disponer de Pp medida en pozo, además de que introduce muchos parámetros de ajuste. Nosotros creemos que su uso es menos subjetivo que los modelos tradicionales y que los registros necesarios generalmente están disponibles en los pozos exploratorios o clave. Por otro lado, es difícil ver cómo cualquier modelo de predicción de la Pp pudiera ser validado sin datos de la Pp medida. Finalmente, como cualquier modelo de regresión, precauciones deben ser tomadas a la hora de extrapolarlo fuera del rango de los datos usados, Ngo, Hoang, 2012.

1.5. Estructura de la tesis

Esta investigación se desarrolla en cinco capítulos de la siguiente manera:

1. El capítulo 1 presenta una introducción al problema general de estimación y predicción de la presión de poro en cuencas sedimentarias, así como el enfoque usado en esta investigación mediante la aplicación de modelos integrativos de velocidad. Además, describimos las generalidades de la investigación, como los objetivos general y específicos. Resaltamos el hecho de que los modelos utilizados en la investigación se basan en datos de registros geofísicos de pozo y presión de poro medida. Estas son las entradas para efectuar las regresiones lineal y no lineal requeridas. Se hace evidente que estos modelos son del tipo calibración directa, según lo describe Dutta et al., 2021b.
2. En el capítulo 2 se presenta el contexto geológico de la Cuenca de Sabinas y el caso de estudio; un pozo perforado tipo exploratorio. Hay dos ideas principales que se desarrollan en este capítulo. En primer lugar, establecer el origen y desarrollo de la cuenca y su carácter predominantemente carbonático. En segundo lugar, discutir los mecanismos geológicos que pudieron haber actuado para generar la Pp observada en el pozo exploratorio de estudio. Estas dos ideas nos permitieron refutar el desequilibrio en la compactación como mecanismo, ya no único, ni siquiera principal, de generación de Pp anormal en el caso de estudio. Finalmente, presentamos y describimos los MIV de Eberhart y Honghai.
3. Aquí se presentan con detalle los modelos integrativos de velocidad analizados y se discute la forma funcional expresada en ellos. El significado físico de las variables predictoras usadas y su comportamiento también son discutidos. Básicamente, se trata del modelo de regresión no lineal de Honghai et al., 2011, así como la propuesta de una versión linealizada del mismo.

4. En el capítulo 4 son presentados con detalle los métodos matemáticos utilizados para efectuar la regresión múltiple no lineal del modelo de Honghai et al., [2011](#) usando el algoritmo de Levenberg–Marquardt y mínimos cuadrados no lineales. También presentamos el álgebra matricial necesaria para efectuar la regresión lineal múltiple del modelo linealizado propuesto. Presentamos una comparación entre los grupos de coeficientes obtenidos en cada caso.
5. En el capítulo 5 presentamos los resultados del análisis de los modelos aplicados a la predicción de la Pp en la Cuenca de sabinas. Así mismo, se discuten e interpretan los resultados a la luz del contexto geológico y de los mecanismos generadores de Pp para evaluar la adecuación de los modelos a la realidad. Finalmente, presentamos una comparación entre los resultados de los modelos integrativos de velocidad y un modelo tradicional, en este caso el sónico de Eaton, [1975](#).

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. Geología del área

Tomamos como caso de estudio un pozo exploratorio perforado en la cuenca de Sabinas en el año 2009, los datos fueron facilitados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos *CNH*. El Cougar 1; pozo exploratorio cuyo objetivo fueron los carbonatos fracturados del miembro productor de la Fm. La Virgen. La cuenca de Sabinas es productora de gas seco, Eguiluz De Antuñano, 2001 cuyo origen es, principalmente, la Fm. La Casita, del jurásico superior. Del total de la columna estratigráfica presente en el pozo de estudio, puede concluirse que más del setenta por ciento de ella corresponde a rocas carbonáticas o con predominio de los carbonatos. Las formaciones atravesadas, de base a cima, son: La Casita, Menchaca, Barril viejo, Padilla, La Mula, los cinco miembros de La Virgen, Cupido, La Peña, Aurora, Georgetown, Del Río, Buda, Eagle Ford, Austin y Navarro Taylor. La cuenca de sabinas evolucionó a través de tres súper secuencias, Eguiluz De Antuñano, 2001: Distensiva, subsidencia y antepaís. Las facies depositadas durante estos periodos corresponden a ambientes marinos y marino profundos. La primera súper secuencia está caracterizada por evaporitas y carbonatos de las formaciones Minas Viejas y Olvido. La segunda súper secuencia depositó la Fm. La Casita, la cual está compuesta de tres miembros: un miembro inferior de lutita carbonosa, un miembro medio de arenisca intercalada con carbonatos y un miembro superior de carbonatos y lutitas. La materia orgánica del miembro inferior es térmicamente sobre madura, con valores de reflectancia a la vitrinita en rangos de dos a cuatro por ciento. Es considerada la principal fuente de gas en la cuenca. Posteriormente fueron depositados los carbonatos de la formación Menchaca, las areniscas y arcillas de la formación Barril Viejo y los carbonatos de la formación Padilla. La Fm. La Virgen fue depositada en un ambiente de sabkha lagunar y se compone de cinco miembros: tres calcáreos y dos evaporíticos, entre los que destacan el miembro Productor y el miembro Anhidrítico. Posteriormente fueron depositadas las formaciones Cupido y Aurora, dos importantes cuerpos carbonáticos. Finalmente, durante la súper secuencia tres, se estableció una tendencia regresiva, siendo depositadas las

formaciones Eagle Ford, Austin, Upson, San Miguel, Olmos y Escondido. Es notoria la ausencia de rocas cenozoicas, y en muchas áreas Escondido y Olmos han sido total o parcialmente erosionadas. El pozo de estudio se encuentra ubicado en un anticlinal de los varios anticlinales aislados que caracterizan la cuenca, González Sánchez et al., 2007, y, por ello, tiende a presentar mayor erosión y presiones de poro más altas.

2.2. Conceptos básicos

La presión de poro P_p , es definida como la presión de los fluidos dentro de la roca porosa, Z. Wang y Wang, 2015, y también es la presión del fluido en el espacio poroso de las rocas, J. Zhang, 2013. Se clasifica en presión normal y presión anormal, J. Zhang, 2013. La P_p normal es aquella que es causada por la columna hidrostática del fluido de los poros desde la superficie hasta la profundidad de interés, J. Zhang, 2013. Por otro lado, la P_p anormal es toda aquella distinta de la hidrostática, J. Zhang, 2011. En el caso particular de la P_p mayor a la normal, es llamada sobre presión, G. Bowers, 2002.

Un límite práctico superior para la P_p es el esfuerzo de sobrecarga, definido como el esfuerzo producido por el peso de las rocas desde la superficie hasta alguna profundidad de interés, G. Bowers, 2002. Cuando alcanza ese rango estará a punto de generar fracturas en la roca que permitan el escape de los fluidos a zonas de baja presión o a la superficie G. Bowers, 2002.

La P_p variará, generalmente, entre la presión normal y el esfuerzo de sobrecarga. ¿Qué determina este comportamiento? Hay una gran cantidad de mecanismos geológicos que producen variaciones en la P_p . Bowers, G. Bowers, 2002 divide estas causas en cuatro categorías generales: desequilibrio en la compactación, expansión de fluidos, Transferencia lateral y tectonismo. De forma más específica, J. Zhang, 2011 menciona el desequilibrio en la compactación, generación de hidrocarburos, rompimiento térmico del gas, expansión acuatermal, compresión tectónica, transformación mineral y flotación de hidrocarburos en agua. Además, señala que una P_p normal o hidrostática es generada por un único mecanismo que es la compactación normal, que evidencia un equilibrio sostenido entre la creciente sobrecarga de rocas y la reducción del volumen de poros por esa causa, provocando la expulsión de fluido de los poros. En J. J. Zhang, 2019 se describe un mecanismo más, denominado levantamiento y erosión, el cual se presenta en muchas cuencas y, específicamente, en la Cuenca de Sabinas.

La detección de sobre presiones está basada en la premisa de que los mecanismos de generación de P_p afectan las propiedades físicas dependientes del esfuerzo efectivo, tales como la densidad aparente, resistividad y velocidad sónica, Dasgupta y Mukherjee, 2020, G. L. Bowers, 2001, Huang y Luo, 2022. Las lutitas son las rocas que mejor responden a estos cambios en sus propiedades físicas, por lo que la mayoría de los modelos se basan en ellas, G. Bowers, 2002, Dutta et al., 2021b. El esfuerzo efectivo es aquel que actúa en

la matriz de la roca y se define como la diferencia entre el esfuerzo total aplicado y la Pp . En ambientes tectónicamente relajados el esfuerzo efectivo es la diferencia entre el esfuerzo vertical (sobrecarga) y la Pp . Esta relación es conocida como la ley de Terzaghi Terzaghi et al., 1996 y es la base de la predicción de la Pp

$$\sigma_e = \sigma_v - \alpha Pp, \quad (2.2.1)$$

donde el esfuerzo efectivo es σ_e , el esfuerzo de sobrecarga vertical es σ_v , y la presión de poro Pp . Aquí, α es el coeficiente poro elástico de Biot, considerado igual a uno en la comunidad de las geopresiones, J. Zhang, 2011. Dado que el esfuerzo vertical es generado por el peso de las rocas que sobre yacen una profundidad dada, entonces este puede estimarse a partir del registro de densidad aparente (RHOB), usando la ecuación:

$$\sigma_v = \rho_w g z_w + g \int_{z_w}^z \rho_b(z) dz, \quad (2.2.2)$$

donde $\rho_b(z)$ es la densidad aparente en función de la profundidad, ρ_w es la densidad del agua del mar, z es la profundidad desde el nivel del mar, z_w es la profundidad del mar pero esta es igual a cero para pozos en tierra; g es la aceleración gravitatoria, J. Zhang, 2013.

La predicción de la Pp , está basada en el comportamiento de la ondas elásticas que miden los registros geofísicos e incluye los siguientes pasos según Dutta, 2002:

1. Obtener los datos de las ondas elásticas, ya sea sísmicos o registros de pozo
2. Seleccionar un modelo geofísico adecuado que relacione los atributos sísmicos con σ_e o con la Pp directamente
3. Calcular σ_e o Pp usando los datos y el modelo geofísico

Es evidente que las mayores fuentes de incertidumbre y errores en la predicción de la Pp son los datos y el modelo geofísico empleado. Sobre la incertidumbre en los datos, en Dutta, 2002 se encuentra una discusión más detallada.

2.3. Modelos integrativos de velocidad propuestos

En esta investigación, nos centramos en la aplicación de modelos de predicción de la Pp y, específicamente, en el MIV propuesto por Honghai et al., 2011 a partir del modelo de Eberhart-Phillips et al., 1989, aplicado a la sucesión predominantemente carbonática de la Cuenca de Sabinas. En (2.3.1) presentamos el modelo original de Eberhart y en

(2.3.2) presentamos el modelo modificado por Honghai:

$$v_p = a_0 + a_1\phi + a_2\sqrt{V_{sh}} + a_3(\sigma_e - e^{-a_4\sigma_e}), \quad (2.3.1)$$

$$v_p = a_0 + a_1\rho + a_2\phi + a_3\sqrt{V_{sh}} + a_4(\sigma_e - e^{-a_5\sigma_e}), \quad (2.3.2)$$

donde v_p es la velocidad sónica compresional en km/s , ρ es la densidad aparente en gr/cm^3 , ϕ es la porosidad (0-1), V_{sh} es la arcillosidad (0-1) y σ_e es el esfuerzo efectivo en $kbar$. Los coeficientes $a_0, a_1, a_2, a_3, a_4, a_5$ son los parámetros del modelo obtenidos por regresión no lineal. Un *MIV* popular pero un poco diferente es el propuesto por Singha y Chatterjee, 2006, el cual podemos modificar según Honghai et al., 2011, y entonces toma la forma:

$$v_p = a_0 + a_1\rho + a_2\phi + a_3V_{sh} + a_4e^{-a_5\sigma_e}. \quad (2.3.3)$$

En (2.3.3) las literales significan lo mismo que en (2.3.2) y solo σ_e se expresa en *MPa*. La modificación propuesta por Honghai et al., 2011 al modelo de Eberhart es la adición de la densidad, ρ , ya que considera que puede influir, por ejemplo, en la diferenciación de los tipos de arcilla. Estos modelos son aplicables a sucesiones de areniscas arcillosas y no hay reportados modelos similares para rocas carbonáticas, Z. Wang y Wang, 2015. Sin embargo, de acuerdo con Saxena et al., 2018 y Z. Z. Wang et al., 2021, la forma funcional que relaciona la velocidad sónica compresional con el esfuerzo efectivo en carbonatos, es semejante a los modelos anteriores. Por ejemplo en Z. Z. Wang et al., 2021, v_p se estima como:

$$v_p = a_0 + a_1e^{-a_2\sigma_e}. \quad (2.3.4)$$

A partir de lo anterior se puede especular que el modelo de Honghai et al., 2011 podría dar resultados adecuados en una sucesión con diversidad de litologías, tales como lutitas, areniscas, areniscas arcillosas, carbonatos y evaporitas. El objetivo de esta investigación es, precisamente, analizar cómo se desempeña el modelo propuesto en la estratigrafía de la Cuenca de Sabinas, aplicando técnicas de regresión no lineal con base en datos de Pp medidos en un pozo de estudio. Una pregunta importante es si estos modelos pueden adoptar formas linealizadas en lugar de la forma no lineal para el esfuerzo efectivo. Entre otra cosas, permitiría técnicas matemáticas simples (álgebra matricial) y no los

complicados algoritmos de mínimos cuadrados no lineales como Levenberg–Marquardt, Madsen et al., 2004. Evidentemente el coste computacional se reduce considerablemente y puede ser llevado a cabo incluso con hojas de cálculo, lo cual no es un tema menor porque este software es ubicuo hoy en día. Es importante reconocer que, para aplicar estos modelos, es necesario disponer de un número adecuado de registros geofísicos de pozo, Z. Wang y Wang, 2015, Honghai et al., 2011. En este caso, para aplicar el modelo de Honghai se requiere disponer del registro de densidad aparente, $RHOB$, porosidad neutrónica, $NPHI$, tiempo de tránsito compresional, DTC , y rayos gamma totales, GR . Además, se requieren mediciones de Pp en pozo. Usualmente los datos de Pp medida se obtienen de registros como Repeat formation tester, RFT , Modular Dynamic Test, MDT , Burnie y Chen, 1998. Es importante destacar que las mediciones de Pp son realizadas en formaciones permeables (areniscas y carbonatos), y que difícilmente pueden efectuarse en lutitas dada su ultra baja permeabilidad; pero las lutitas son la base de la mayoría de los modelos de predicción, J. Zhang, 2011. Este hecho refuerza la importancia que podría tener un modelo que tome en cuenta diferentes propiedades físicas macroscópicas de las rocas, medidas por los registros geofísicos, con el fin de reducir la dependencia litológica señalada y, a la vez, considerar los efectos de diferentes mecanismos geológicos. Siguiendo a Honghai et al., 2011, podemos resumir todo lo expresado de la siguiente manera:

1. La mayoría de los modelos de predicción de la poro están basados únicamente en la relación entre la velocidad sónica compresional y el esfuerzo efectivo, por ejemplo Eaton, 1975. Cuando la Pp es estimada sin el soporte de otros datos, el resultado puede ser más alto o, en general, diferente a los valores reales. Es posible que estos modelos sean muy populares y extensivamente utilizados porque se ha supuesto de manera generalizada que la Pp anormal es generada por desequilibrio en la compactación, Zhao et al., 2018, J. Zhang, 2011, Dutta et al., 2021a. Esta práctica puede resultar en errores muy peligrosos en la predicción de la Pp cuando se aplica a carbonatos por ejemplo, Z. Wang y Wang, 2015.
2. Los modelos basados en el registro sónico son aplicables estrictamente a las propiedades elásticas de las lutitas, pero son inaplicables al resto de litologías de interés, tales como carbonatos y areniscas, G. Bowers, 2002, J. Zhang, 2011, Dasgupta y Mukherjee, 2020. Muchas veces se supone que la Pp en estas rocas es igual a la de las lutitas adyacentes, J. J. Zhang, 2019.
3. Artilugios empíricos y subjetivos son requeridos para aplicar modelos basados en el registro sónico únicamente, tales como tendencias normales de compactación NCT , Z. Wang y Wang, 2015, J. Zhang, 2011 y curvas "vírgenes", G. Bowers, 2002. Esto produce imprecisiones y errores. Dutta et al., 2021a señala que las NCT usadas en modelos como el sónico de Eaton, no están basadas ni en una teoría ni en algún modelo que describa el comportamiento de la velocidad sónica bajo condiciones de Pp normal si no que, para todo efecto práctico, es una decisión subjetiva. Por otro

lado, dado que los resultados del modelo de Eaton son muy sensibles a la elección de la NCT , entonces pueden ocurrir errores por falta de datos de velocidades a profundidades someras. En las formaciones jóvenes es dónde principalmente actúa la compactación como mecanismo principal generador de presiones normales y anormales, J. Zhang, 2011, y estas no se registran generalmente o, posiblemente, hayan sido erosionadas totalmente o en parte.

En la última década ha habido un creciente interés por aplicar modelos de predicción de la presión de poro basados en inteligencia artificial, como por ejemplo modelos de regresión múltiple no paramétricos, basados en redes neuronales, Huang y Luo, 2022, los cuales no parten de suposiciones sobre las relaciones entre variables; pero la cuestión del entrenamiento de las redes neuronales permanece problemático ya que, generalmente, no se dispone de datos de Pp medida o no son suficientes, los datos están sesgados o no hay secciones normalmente compactadas en el área estudiada.

Capítulo 3

Modelos Integrativos de velocidad para la predicción de presión de poro

3.1. Modelo Integrativo de velocidad de Honghai

Honghai, en Honghai et al., [2011](#), presenta la versión modificada del modelo de Eberhart propuesto en Eberhart-Phillips et al., [1989](#),

$$V_p = a_0 + a_1\rho - a_2\phi - a_3\sqrt{V_{sh}} + a_4(\sigma_e - e^{-a_5\sigma_e}), \quad (3.1.1)$$

donde V_p es la velocidad de onda longitudinal (km/s); ϕ es la porosidad ($0 - 1$); V_{sh} es la arcillosidad ($0 - 1$); ρ es la densidad (g/cm^3); y σ_e es el esfuerzo efectivo (kbar). También $a_0, a_1, a_2, a_3, a_4, a_5$ son coeficientes constantes que se determinan en cada caso de interés al inicio de los estudios con muestras significativas o la caracterización de la zona de exploración; es decir, se resuelve el problema inverso que involucra el modelo no lineal de Honghai, en donde, a partir de un conjunto reducido de muestras, m , que registran los valores $V_p, \rho, \phi, \sqrt{V_{sh}}$ y σ_e se aproximan los valores adecuados de los parámetros $a_0, a_1, a_2, a_3, a_4, a_5$. Posteriormente se usan esos parámetros en la estimación de σ_e en un conjunto mucho mas grande de registros de la misma perforación.

La solución de estos tipo de problemas multivariantes no es cerrada en el sentido que involucra el uso los algoritmos de aproximaciones numéricas tales como Mínimos cuadrados no lineales MCNL o el método de Levenberg-Marquardt.

Si partimos del estudio de la propagación de ondas de sonido en un medio elástico idealizado, entonces la velocidad de la onda sónica compresional depende de los módulos elásticos y de la densidad del medio, y puede ser calculada usando la siguiente ecuación, Honghai et al., [2011](#):

$$v_p = \sqrt{\frac{E(1 - \nu)}{\rho(1 + \nu)(1 - 2\nu)}}, \quad (3.1.2)$$

donde E es el módulo de Young; ν es la relación de Poisson y ρ es la densidad. Sin embargo, una roca real es mucho más complicada. Por principio, las rocas sedimentarias son porosas comúnmente, y esto afecta la respuesta elástica. Cualquier modelo que intente simular el comportamiento de una roca porosa debe considerar la elasticidad de los minerales y los fluidos que la componen, tanto como la porosidad y la forma de los poros, Saxena et al., 2018. Por lo anterior, muchos investigadores han trabajado en desarrollar modelos que permitan relacionar los factores que afectan a la velocidad sónica compresional en las rocas porosas. Muchos modelos son correlaciones empíricas y tal es el caso de Eberhart y Honghai. Lo anterior quiere decir que, mediante mediciones de velocidad sónica compresional hechas en laboratorio sobre muestras de rocas, se han correlacionado los factores que principalmente determinan esas velocidades: porosidad, contenido de arcilla y esfuerzo efectivo, más la densidad aparente como factor añadido por Honghai.

Aunque los modelos integrativos de velocidad son raramente usados para la estimación de la presión de poro, Honghai et al., 2011, es muy interesante notar que plantean una relación entre la velocidad sónica y el esfuerzo efectivo que actúa en las rocas, de manera que, a partir de los registros sónico compresional, DTC , densidad aparente, $RHOB$, porosidad neutrónica, $NPHI$ y Rayos gamma, GR , es posible alimentar el modelo (3.1.1) para determinar el esfuerzo efectivo. En otras palabras, si es posible determinar el esfuerzo efectivo, σ_e , a partir de (3.1.1), entonces Pp puede ser determinada usando (2.2.1).

Honghai describe las claves para aplicar (3.1.1) a la estimación de la presión de poro:

- Considerar intervalos con rocas saturadas de agua, aceite o gas. La estimación de la Pp difícilmente será confiable en formaciones de gas. Sin embargo, el registro puede ser corregido usando correlaciones como las reseñadas por Saxena et al., 2018.
- La arcillosidad, V_{sh} , y la porosidad, ϕ , deben ser derivadas de los registros de pozo.

Muchos investigadores, por ejemplo Z. Z. Wang et al., 2021, han investigado la dependencia de la velocidad sónica compresional respecto del esfuerzo efectivo en carbonatos, y han concluido que esta dependencia es fuerte cuando la porosidad es principalmente intergranular e intercrystalina, pero no es clara cuando hay predominancia de poros tipo vórgulos y móldicos. Esto parece sugerir que la relación de aspecto de los poros es clave en la relación entre velocidad sónica y esfuerzo efectivo.

En conclusión, el reto de estimar y predecir la presión de poro en la cuenca de Sabinas es grande debido a que confluyen varias condiciones complejas: en primer lugar,

la cuenca es predominantemente carbonática; en segundo lugar, es productora de gas seco principalmente y, por último, hay evidencia clara de procesos de levantamiento y erosión que deben ser tenidos en cuenta y que, además, hacen inaplicables métodos como el sónico de Eaton. Es dudoso que el desequilibrio en la compactación sea un mecanismo de generación de presión anormal que deba tomarse en cuenta. Dada la erosión ocurrida y las profundidades alcanzadas por las rocas de la cuenca, es razonable creer que el levantamiento y la erosión, así como la generación de hidrocarburos y el rompimiento térmico, son las principales causas de la Pp observada. Es por ello que planteamos investigar la Pp en la cuenca usando los MIV , ya que son aplicables a diferentes mecanismos de generación de la Pp , más allá del desequilibrio en la compactación.

3.2. Modelo integrativo de velocidad lineal

En esta sección presentamos una alternativa de solución para la estimación de la presión de poro usando una versión propia del modelo de Honghai, los métodos de solución que implica y las comparaciones de los resultados en un caso prueba.

Por simplicidad consideremos primero solo el término no lineal de (3.1.1):

$$f(\sigma_e) = a_4(\sigma_e - e^{-a_5\sigma_e}). \quad (3.2.1)$$

Ahora, aplicamos desarrollo de la serie de Taylor en (3.2.1) hasta el término de segundo orden al rededor de $\sigma_e^0 = 0$, definiendo una nueva función, $g(\sigma_e)$:

$$\begin{aligned} g(\sigma_e) &= f(\sigma_e^0) + f'(\sigma_e^0)(\sigma_e - \sigma_e^0), \\ &= -a_4 + a_4(1 + a_5)\sigma_e, \\ &= -a_4 + a_4\sigma_e + a_4a_5\sigma_e, \end{aligned}$$

incorporamos estos resultados en (3.1.1)

$$V_p = a_0 + a_1\rho + a_2\phi + a_3\sqrt{V_{sh}} - a_4 + a_4\sigma_e + a_4a_5\sigma_e, \quad (3.2.2)$$

reescrito con nuevos coeficientes para el modelo lineal,

$$V_p = \alpha_0 + \alpha_1\rho + \alpha_2\phi + \alpha_3\sqrt{V_{sh}} + \alpha_4\sigma_e, \quad (3.2.3)$$

donde $\alpha_0 = a_0 - a_4$, $\alpha_4 = a_4 + a_4a_5$, mientras que los coeficientes α_1, α_2 y α_3 serán los mismos que los correspondientes en el modelo no lineal. Ahora, el problema inverso (3.2.2) es un proceso que solo involucra mínimos cuadrados lineales multivariantes en su solución, como se muestra enseguida.

16 Modelos Integrativos de velocidad para la predicción de presión de poro

Consideremos los vectores de datos v, d_1, d_2, \dots, d_5 de dimensión $1 \times m$, el conjunto de parámetros $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_5$ que ajustan al modelo de Honghai de la forma:

$$v = \sum_{k=0}^4 \alpha_k d_k,$$

y definimos

$$r = v - \sum_{k=0}^4 \alpha_k d_k,$$

donde r es vector del error resultante. Usando optimización en el sentido de los mínimos cuadrados

$$P(\alpha_0, \dots, \alpha_4) = r \cdot r,$$

en función de los parámetros deseados. Para obtener un mínimo local de la función vectorial P se deriva respecto a las variables independientes y se iguala a cero cada una de las derivadas parciales del gradiente resultante,

$$P'(\alpha) = \frac{\partial P}{\partial \alpha_0}, \frac{\partial P}{\partial \alpha_1}, \frac{\partial P}{\partial \alpha_2}, \dots, \frac{\partial P}{\partial \alpha_4},$$

con

$$\frac{\partial P}{\partial \alpha_i} = -2d_i \left(v - \sum_{k=0}^4 \alpha_k d_k \right). \quad \text{Para } i = 0, \dots, 4.$$

Luego con algunas simplificaciones obtenemos el sistema

$$d_i v = d_i \sum_{k=0}^4 \alpha_k d_k \quad \text{para } i = 0, \dots, 4,$$

que reescrito en forma matricial se ve como:

$$b = M * \alpha \tag{3.2.4}$$

donde

$$b = \begin{bmatrix} d_0 \cdot v \\ d_1 \cdot v \\ \vdots \\ d_4 \cdot v \end{bmatrix}, M = \begin{bmatrix} d_0 \cdot d_0 & d_0 \cdot d_1 & \dots & d_0 \cdot d_4 \\ d_1 \cdot d_0 & d_1 \cdot d_1 & \dots & d_1 \cdot d_4 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ d_4 \cdot d_0 & d_4 \cdot d_1 & \dots & d_4 \cdot d_4 \end{bmatrix}, a = \begin{bmatrix} \alpha_0 \\ \alpha_1 \\ \vdots \\ \alpha_4 \end{bmatrix}.$$

Cada vector d y v tienen dimensión m y el producto en cada entrada de la matriz debe realizarse antes de resolverse el sistema. Una alternativa que simplifica las operaciones es usar la matriz

$$D = \begin{bmatrix} d_{0,0} & d_{1,0} & d_{2,0}\dots & d_{4,0} \\ d_{0,1} & d_{1,1} & d_{2,1}\dots & d_{4,1} \\ d_{0,2} & d_{1,2} & d_{2,2}\dots & d_{4,2} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \\ d_{0,m-1} & d_{1,m-1} & d_{2,m-1}\dots & d_{4,m-1} \end{bmatrix}, \quad (3.2.5)$$

ya que $M = D^T D$ y $b = D^T v$. Usando la notación anterior es relativamente sencillo determinar la solución para el vector de parámetros

$$\alpha = (D^T D)^{-1} \cdot D^T \cdot v. \quad (3.2.6)$$

De esta manera se aprovecha la forma natural de los registros, es decir como vector columna, y se simplifican las operaciones. Una observación importante es que para el caso del modelo lineal se considero $d_{0i} = 1$, para $i = 0, \dots, m - 1$.

Capítulo 4

Ensayos y esquemas numéricos

4.1. Pruebas caso cuenca de Sabinas

Como se menciona en el primer capítulo, la cuenca de sabinas es predominantemente carbonática y los modelos clásicos de predicción de poro no se usan frecuentemente. En este estudio a manera de test usaremos los registros geofísicos del pozo exploratorio *Cougar I*. Los datos fueron proporcionados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos a través de la Comisión Nacional de información de hidrocarburos.

El reporte consta de 21,717 registros realizados entre los 308 y 3022.25 metros perforados. Se incluye V_p velocidad de onda longitudinal en (km/s), ϕ la porosidad ($0 - 1$), V_{sh} la arcillosidad ($0 - 1$), ρ la densidad en (g/cm^3); y σ_e el esfuerzo efectivo en *kbar*. Dado el gran volumen de datos, no se incluyen en esta tesis, sin embargo a manera de muestra incluimos las primeras dos páginas de los registros en los anexos.

Los resultados que se muestran enseguida se realizaron varias veces con un conjunto de registros distinto en cada caso, los resultados fueron similares, por tanto y por simplificación mostramos solo los resultados de un ensayo.

La Tabla 4.1 muestra los ocho registros usados para obtener los coeficientes $a_0, a_1, a_2, a_3, a_4, a_5$, para el modelo de Honghai y el modelo de Honghai lineal.

Ahora, se obtienen los coeficientes del Modelo no lineal de Honghai usando Mínimos cuadrados no lineales programado en Python. También se aplica el método para modelos no lineales de Levenberg-Marquadt programado en Matlab. Los coeficientes del modelo lineal se obtienen aplicando mínimos cuadrados multivariados usando el algoritmo numérico antes descrito, también programado en Python. Los resultados se muestran en la Tabla 4.2

Enseguida, consideramos que dadas las 8 lecturas de las variables excepto V_p y los coeficientes estimados para ambos modelos, aproximamos los valores de V_p y se comparan con los registros reales. Estos resultados se muestran en la Tabla 4.3. Los resultados muestran que V_{pL} la velocidad estimada con los coeficientes lineales tiene el menor error en norma 2.

ρ	ϕ	\sqrt{Vsh}	σ_e	Vp
2.613	0.138	0.556591964	-0.0756355	3.993239663
2.720	0.007	0.392746761	0.0458502	6.015393532
2.713	0.002	0.231187337	0.0770834	6.249487211
2.679	0.012	0.379820052	0.1076962	6.039590034
2.728	0.007	0.508241523	0.1545116	6.144046247
2.961	0.004	0.302513385	0.2028438	6.012427069
2.789	0.002	0.506337686	0.2315950	6.363256581
2.766	0.003	0.623361006	0.2682751	6.203822235

Cuadro 4.1: Registros de la perforación Cougar I seleccionados para la estimación de los coeficientes en los modelos lineal y no lineal de predicción de poro.

Coefficientes	α	a_{NL}	a_{LM}
0	9.810094640	11.401070770	11.206311330
1	-1.317498674	-1.317281546	-1.290294016
2	-14.445348550	-14.445624870	-14.642520130
3	-0.470577497	-0.470408155	-0.451928057
4	1.639927788	1.591605512	1.448637665
5	0	0.030261518	0.011392351

Cuadro 4.2: Izquierda: α coeficientes para el modelo linealizado propuesto, aproximados por el método de Mínimos Cuadrados multivariantes. Centro: a_{NL} coeficientes del modelo no lineal de Honghai aproximados con el método de Mínimos Cuadrados no Lineales. Derecha: a_{LM} coeficientes del modelo no lineal aproximados con el método de Levenberg Marquardt.

Ahora, consideramos dadas las 8 lecturas de las variables excepto σ_e y los coeficientes estimados para ambos modelos, aproximamos los valores y se comparan con los registros reales. Estos resultados se muestran en la Tabla 4.4. Los resultados nuevamente que σ_{eL} tiene el menor error en norma 2. la Tabla 4.5 muestra los errores por método.

V_p	V_{pL}	V_{pNL}	V_{pML}
3.993239663	3.988056095	3.988057963	4.003110883
6.015393532	6.015754037	6.015771052	6.035259830
6.249487211	6.224449692	6.224431483	6.236278408
6.039590034	6.105050732	6.105038598	6.111403448
6.144046247	6.129061661	6.129066976	6.131944388
6.012427069	6.041492866	6.041494578	6.039019628
6.363256581	6.248228097	6.248213920	6.240244709
6.203822235	6.269169392	6.269150660	6.256132629

Cuadro 4.3: V_p son datos muestra. V_{pL} valores de V_p obtenidos usando el modelo lineal y los coeficientes lineales α . V_{pNL} soluciones obtenidas en el modelo no lineal y con el método de mínimos cuadrados multivariantes no lineales. V_{pML} soluciones obtenidas en el modelo no lineal y con el método Levenberg Marquardt.

σ_e	σ_{eL}	σ_{eNL}	σ_{eLM}
-0.0756355	-0.072474648	-0.072475692	-0.082372817
0.0458502	0.045630370	0.045619963	0.032290824
0.0770834	0.092350852	0.092364576	0.086098874
0.1076962	0.067779383	0.067779831	0.058681001
0.1545116	0.163648945	0.163647872	0.162771627
0.2028438	0.185119973	0.185114174	0.184693179
0.2315950	0.301737408	0.301769374	0.315557007
0.2682751	0.228427518	0.228426342	0.232570638

Cuadro 4.4: σ_e datos muestra del esfuerzo efectivo. σ_{eL} valores de σ_e obtenidos usando el modelo lineal y los coeficientes lineales α . σ_{eNL} soluciones obtenidas en el modelo no lineal y con el método de mínimos cuadrados multivariantes no lineales. σ_{eLM} soluciones obtenidas en el modelo no lineal y con el método Levenberg Marquardt.

	e_l	e_{NL}	e_{LM}
V_p	0.153330170	0.153330402	0.156670568
σ_e	0.093498123	0.093525642	0.482655109

Cuadro 4.5: Errores norma 2 para V_p y σ_e . Datos muestra versus valores estimados por los distintos métodos usando los coeficientes correspondientes. e_l error con el modelo lineal y mínimos cuadrados, e_{NL} error con el modelo no lineal y mínimos cuadrados no lineales, e_{LM} error con el modelo lineal y método Levenberg Marquardt

4.2. Interpretación Geológica de los resultados

El análisis de la presión de poro en una cuenca sedimentaria se debe encuadrar en el contexto geológico y evolutivo de la cuenca, Dutta et al., 2021a. La presión de poro en una cuenca típicamente varía con la profundidad pero también con la zona específica de la cuenca. Entre la enorme cantidad de factores que determinan esta variación, podemos destacar:

1. Profundidad alcanzada por la columna de rocas sedimentarias en cualquier zona.
2. Gradiente geotérmico de la cuenca.
3. Litologías presentes.
4. Tectonismo (regímenes de esfuerzos).
5. Levantamiento y erosión.
6. Generación de hidrocarburos.
7. Migración y entrapamiento de hidrocarburos.

En el caso de estudio que nos ocupa, un pozo en la cuenca de sabinas, hay clara evidencia de que el Cenozoico ha sido erosionado, y encontramos aflorando los sedimentos del conglomerado Sabinas. Debajo del conglomerado encontramos el grupo Navarro Taylor, del Mesozoico. La erosión fue estimada en 875 m con base en el análisis del registro sísmico y las mediciones de presión de poro en el pozo. Evidentemente, la erosión implica un levantamiento tectónico previo, es decir, la formación de anticlinales en la cuenca, como consecuencia de la etapa compresional (antepaís) conocida como Orogenia Laramide, Eguiluz De Antuñano, 2001. Lo anterior debe llevarnos a concluir que el esfuerzo principal no es el esfuerzo de sobrecarga o vertical. Sin embargo, aquí asumiremos una cuenca tectónicamente relajada como una simplificación necesaria para fines de estudio. Tener en mente estos factores es muy importante para el análisis de la Pp . Por otro lado, la cuenca ha generado hidrocarburos, principalmente gas natural, Eguiluz De Antuñano, 2001, Enciso-Cárdenas et al., 2021, donde las rocas generadoras principales son Fm. La Casita y Fm. Eagle Ford. El análisis de la presión medida en el pozo nos indica que el intervalo de 0.0 - 1000 m muestra un gradiente de presión de poro propio del efecto de flotabilidad del gas.

De acuerdo con lo expresado arriba, podemos concluir que los mecanismos de generación presentes son principalmente tres: Generación de hidrocarburos, flotación de gas en salmuera y levantamiento y erosión. En menor medida pueden estar presentes el desequilibrio en la compactación y la diagénesis de las arcillas, pero parece claro que no son mecanismos principales.

4.2.1. P_p medida y estimación del esfuerzo de sobrecarga

En la figura 4.1 se muestran los puntos de presión de poro medida en el pozo. Es notorio el contacto agua gas a 1000 m TVD. También se estimó la densidad de la salmuera en 1.11 gr/cm^3 y de 0.13 gr/cm^3 la densidad del gas. Por otro lado, el efecto de flotación del gas es evidente. Se estima que a 500 m de profundidad, la diferencia de P_p debida al efecto de flotación del gas es de 695 psi con respecto al gradiente hidrostático. En la figura 4.2 se muestra el gradiente de sobrecarga y también la presión de sobrecarga. Es muy importante reconocer que, debido a la erosión, en los 300 m someros se trata principalmente de rocas consolidadas y pertenecientes al grupo Navarro Taylor, y de la geología del pozo se observa que solo los 45 m más superficiales son sedimentos del conglomerado Sabinas. Finalmente, los datos de P_p medida en pozo y las estimaciones de la presión de sobrecarga con base en el registro RHOB, son claves para obtener los valores de esfuerzo efectivo necesarios para efectuar la regresión sobre el modelo de Honghai.

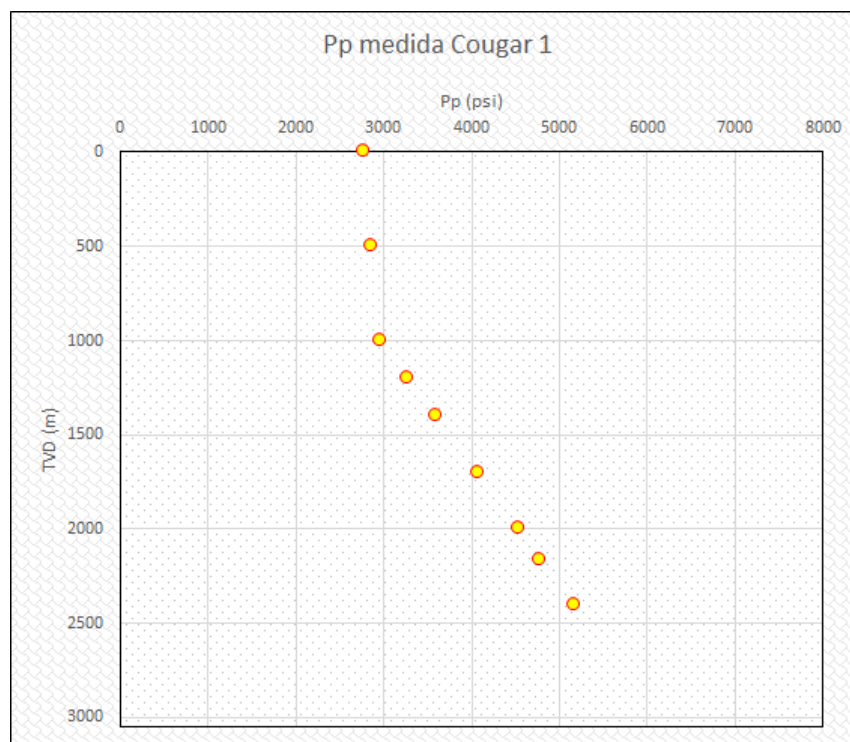


Figura 4.1: P_p medida vs profundidad en el pozo Cougar 1. Note el cambio de tendencia de la P_p de 1000 m hacia arriba debido al gas.

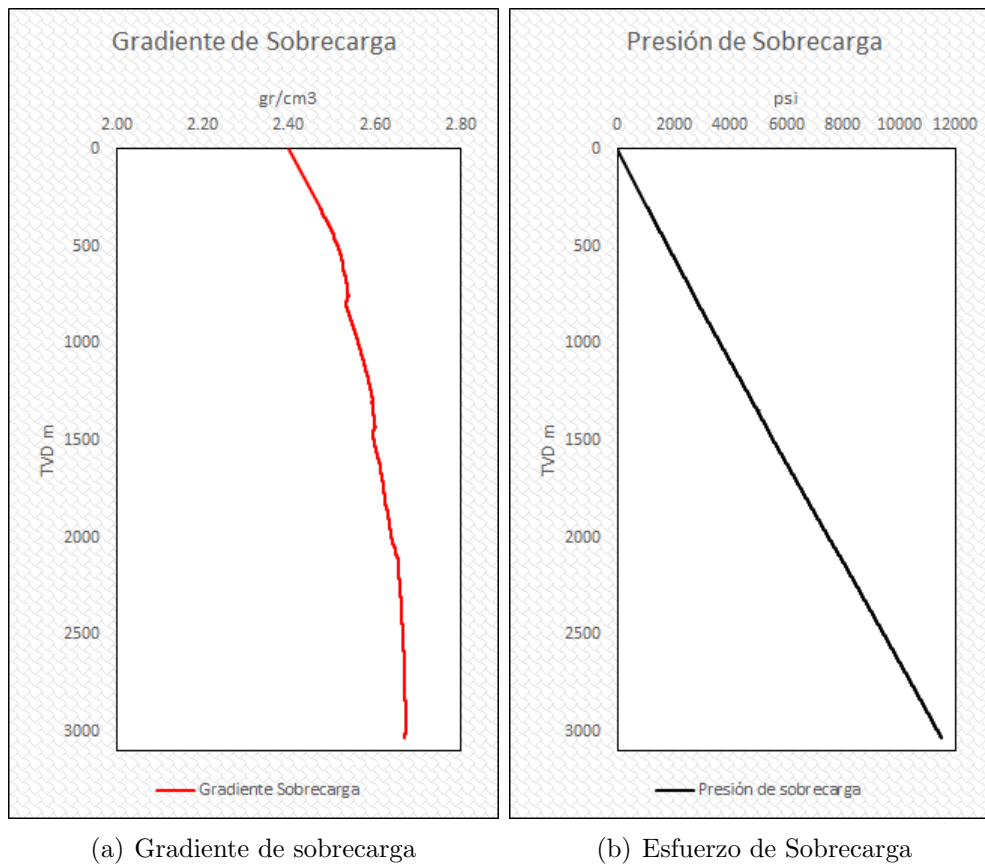


Figura 4.2: Estimación de la sobrecarga por integración discreta del registro RHOB

4.2.2. análisis de la erosión basada en registros de pozo

De acuerdo con los modelos propuestos por Dasgupta y Mukherjee, 2020 y J. Zhang, 2011, se llevaron a cabo el análisis y la estimación del espesor erosionado. El análisis está basado en los registros GR y DTC, con los cuales se reconstruye la línea de tendencia normal de compactación (NCT). Se concluye que 875 m fueron erosionados. Este dato es clave para aplicar el modelo de Eaton modificado, J. Zhang, 2011 a la estimación de la presión de poro y poder compararla con la P_p estimada con el MIV de Honghai. Tal como muchos autores han expresado Zhao et al., 2018, J. Zhang, 2011, J. Zhang, 2013, Z. Wang y Wang, 2015, el origen de sobre presiones altas generalmente no es el desequilibrio en la compactación y este es un ejemplo claro. Es decir, aunque es posible reconstruir la NCT en zonas levantadas y erosionadas para aplicar Eaton sónico, esto produce resultados erróneos porque la P_p es generado por mecanismos distintos al desequilibrio en la compactación. En la figura 4.3 inciso a) se muestra la reconstrucción de la NCT incluyendo el espesor erosionado. Es claro que el modelo para construir la NCT es subjetivo en la práctica,

dado que es arbitrario decidir qué puntos de lutita corresponden a esta línea, como señalan Honghai et al., 2011, Z. Wang y Wang, 2015, Dutta et al., 2021b. Un hecho importante es que, debido a la erosión, los paquetes arcillosos cenozoicos desaparecieron y no hay capas de lutitas puras y suficientemente jóvenes para establecer la NCT. Por otro lado, los altos valores del GR en la formación Eagle Ford inferior no son útiles debido al efecto de la materia orgánica en el registro. En el caso de la Fm. Upson, el análisis de la diagénesis esmectita-illita J. J. Zhang, 2019 muestra que la liberación del agua asociada a la esmectita parece ser la causa del aumento de la porosidad (subcompactación), y no el desequilibrio en la compactación. En zonas con significativa erosión, los intervalos donde la compactación mecánica es dominante, generalmente desaparecen Zhao et al., 2018.

4.2.3. Predicción de la P_p mediante el MIV de Honghai

En la figura 4.3 inciso b) se presentan los resultados de la estimación de la P_p mediante el modelo de Honghai. Se grafican los resultados del modelo lineal y del modelo no lineal resuelto por MCNL y mediante LM. El modelo lineal y el MCNL se superponen de manera perfecta, y sólo en el caso del modelo no lineal LM se notan diferencias en algunas zonas del gráfico. Dado que varios intervalos del registro sísmico son afectados por el gas de formación, este fue corregido para este efecto usando la correlación entre la velocidad compresional y la velocidad de corte para carbonatos propuesta por Saxena et al., 2018. La figura 4.4 muestra el comportamiento de la P_p en cada formación atravesada por el pozo, y también muestra la interpretación de la P_p en intervalos específicos que son interesantes de observar. Por principio, el comportamiento de la P_p es mucho más variado de acuerdo con el carácter litológico de cada formación. Entonces, del análisis del comportamiento de la P_p , observado en la figura 4.4 inciso b), podemos concluir que:

1. Intervalo 1, 357 m a 1000 m: la P_p muestra un comportamiento patológico, derivado del efecto del gradiente de gas en el intervalo, evidenciado por la P_p medida. Además, la presencia de materia orgánica afecta significativamente la velocidad sísmica compresional, por lo que se observan valores máximos de la P_p en Eagle Ford inferior. Generalmente, la P_p no se estima en zonas de gas usando modelos geofísicos, debido al efecto que este gas produce en las respuestas de los registros tanto DTC como RHOB y NPHI. La teoría indica que si la P_p alcanza valores superiores a la presión de sobrecarga, entonces se producirán fracturas que permitan drenar esa presión en exceso G. Bowers, 2002, por lo que estas presiones son incompatibles con el esfuerzo de sobrecarga calculado. Se requiere determinar el esfuerzo total de confinamiento que tome en cuenta los esfuerzos tectónicos para aplicarlo en lugar del esfuerzo vertical de sobrecarga y así construir un límite más realista para la presión de poro.

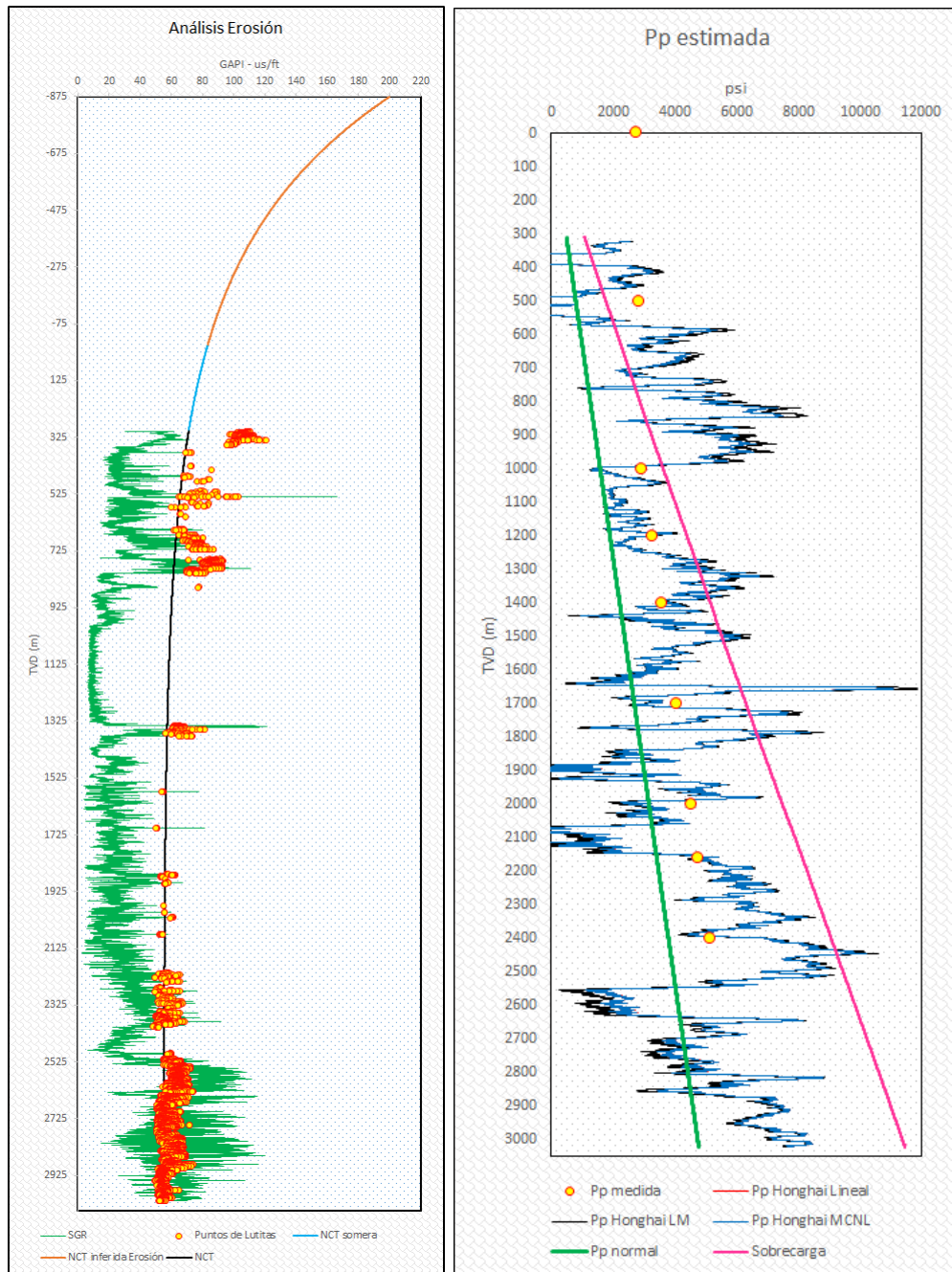


Figura 4.3: a) Reconstrucción de la NCT con erosión y b) estimación de la P_p con el MIV de Honghai

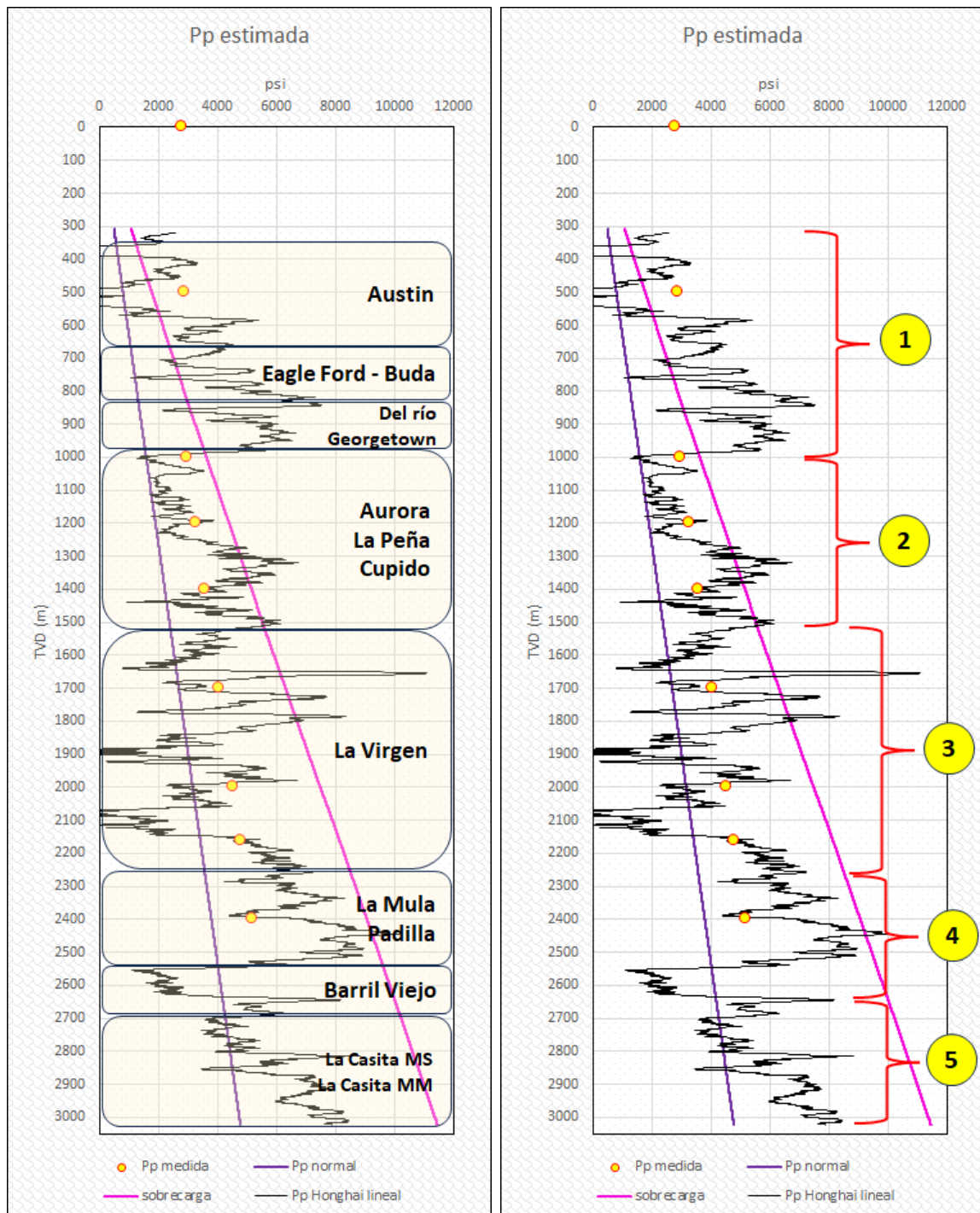
2. Intervalo 2, 1000 m a 1515 m: este intervalo contempla las formaciones Cupido, La Peña y Aurora, en orden ascendente. Son, mayormente, carbonatos limpios, sin embargo la Pp tiene un comportamiento también variado, que va desde valores de Pp normal o hidrostática en Aurora, hasta valores que sobrepasan la presión de sobrecarga en La Peña. Una vez más, estos valores patológicos son explicados por presencia de materia orgánica y gas generado. También hay valores de la Pp menores a la presión hidrostática, en capas como una intrusión de sal alrededor de los 1400 m. Este comportamiento tiene sentido en capas muy dúctiles y sin poros o poca porosidad como las evaporitas, donde el esfuerzo efectivo tiende a ser muy grande comparado con otras litologías.
3. Intervalo 3, 1515 m a 2250 m: este intervalo comprende a toda la Fm. La Virgen, la cual está compuesta por cinco miembros calcáreos y anhidríticos, que incluyen capas de sal, yeso y dolomita. Este carácter se muestra claramente en el comportamiento de la Pp , que muestra valores altos en los carbonatos más limpios y presión subnormal en los paquetes anhidríticos. Notoriamente, el miembro anhidrítico, de 1980 a 2115 m, es una capa con valores de la Pp que tienden a cero y donde el valor del esfuerzo efectivo es máximo. Este miembro constituye un sello regional para los yacimientos de gas del miembro productor, que subyace al anhidrítico Eguiluz De Antuñano, 2001. Ahora bien, El gas contenido en la Fm. La virgen (no solo en el productor), se entiende que proviene de la Fm. La Casita. Es evidente que la gran variabilidad mostrada por la Pp concuerda mucho mejor con las características geológicas de La Virgen que el comportamiento aparentemente lineal de la Pp medida, ya que existe evidencia sólida de que contiene gas a presiones muy altas sobre todo en los carbonatos fracturados del miembro productor, tanto como presiones subnormales en los paquetes evaporíticos.
4. Intervalo 4, 2250 m a 2535 m: comprende las formaciones La Mula, Padilla y Barril Viejo. Las dos primeras formaciones muestran alta Pp , siendo máxima en la Fm. Padilla, descrita como capas gruesas de carbonatos Eguiluz De Antuñano, 2001, la cual tiene interés como yacimiento petrolero, donde se han perforado pozos exploratorios. La alta Pp de Padilla puede verse, también, influida por la presencia de sellos, arriba la Fm. La Mula y subyacente la Fm. Barril viejo, la cual es descrita como una formación terrígena, sin porosidad apreciable debido a que está muy compactada y cementada Eguiluz De Antuñano, 2001. Esta descripción concuerda con el comportamiento de la Pp en ella, ya que muestra valores subnormales, indicando que el esfuerzo efectivo es muy alto.
5. Intervalo 5, 2535 m a 3022 m: Esto comprende las formaciones Menchaca, La Casita Miembro Superior (MS) y La Casita Miembro Medio (MM). El MM es descrito como arenisca intercalada con carbonatos Eguiluz De Antuñano, 2001, la cual contiene gas natural. La Pp en estas formaciones es una extrapolación a puntos que están

fuera del intervalo de observación, lo cual puede resultar en grandes incertidumbres en el resultado, pero es muy interesante observar que, al igual que con la Fm. Barril Viejo, el comportamiento parece razonable, ya que, por ejemplo, la Pp se mantiene dentro de los límites de la Pp normal y la presión de sobrecarga.

4.3. Comparación del modelo de Honghai con el modelo Eaton modificado

En la figura 4.5 se muestra el comportamiento de la Pp estimada con el modelo de Honghai lineal y con el modelo sónico de Eaton modificado. Es notorio que el modelo de Eaton subestima el valor de la Pp prácticamente en todo el pozo. Esta es la consecuencia natural de sus limitaciones. Por ejemplo, debido a su dependencia del comportamiento del registro sónico compresional (DTC) en lutitas, todo tiempo de tránsito menor a la NCT resulta en una presión subnormal, lo cual se muestra claramente en Aurora, donde la Pp es prácticamente igual con cero según Eaton. Pero, en realidad, muchos carbonatos pueden tener y tienen presiones muy altas con velocidades sínicas altas Dutta et al., 2021b, como ocurre en este pozo. Otra limitación importante es que la Pp no parece estar relacionada con el esfuerzo efectivo, por que Eaton sólo aplica a la Pp generada por desequilibrio en la compactación, y ya se estableció que los orígenes de la presión de poro en la cuenca son otros diferentes. Las razones anteriores explicarían el comportamiento de la Pp en la Fm. Barril viejo, la cual parece ser alta cuando se estima con Eaton, pero esto no tiene sentido dada la circunstancia de alta compactación, cementación y porosidad despreciable ya señaladas y entonces el modelo de Honghai parece dar una estimación mucho más razonable. Lo contrario ocurre con el miembro Productor de la Fm. La Virgen y la Fm. Padilla, para las cuales Eaton predice presiones subnormales, pero Honghai predice presiones muy altas en este pozo, lo cual concuerda mucho mejor con la realidad. Como la cuenca de Sabinas es predominantemente carbonática, aplicar el modelo de Eaton a la estimación de la Pp es peligroso, como de hecho se ha experimentado en pozos como el Cougar 1, caso de estudio de esta investigación. La comparación entre los resultados de los modelos parece sugerir que la hipótesis planteada es correcta: Un enfoque integrativo en los modelos de presión de poro puede abordar diferentes litologías y mecanismos de generación.

4.3 Comparación del modelo de Honghai con el modelo Eaton modificado 29



(a) columna estratigráfica pozo Cougar 1

(b) Intervalos analizados

Figura 4.4: Análisis del comportamiento de la P_p con base en las litologías presentes. Es evidente el carácter predominantemente carbonático de la cuenca

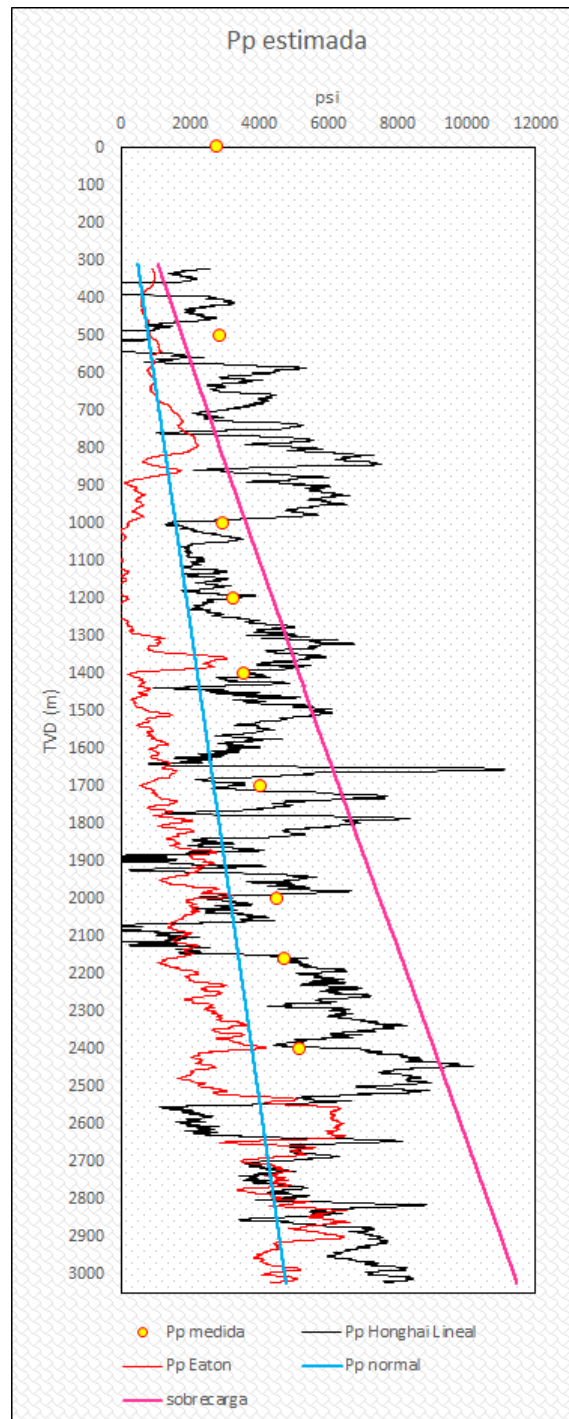


Figura 4.5: P_p estimada usando Honghai vs P_p estimada usando sónico Eaton modificado.

Capítulo 5

Conclusiones

5.1. Conclusiones

De acuerdo con Dutta et al., [2021a](#), las geopresiones en rocas sedimentarias son un fenómeno que envuelve interacciones complejas entre rocas y fluidos en un contexto geológico que implica grandes cambios de tiempo geológico y condiciones de temperatura y presión. Teniendo esto en mente, podemos resumir las conclusiones:

1. Observamos que los modelos populares, como Eaton, no son aplicables en la mayoría de los contextos geológicos debido, principalmente, a su falta de justificación en los principios de la física de rocas. Un enfoque mucho más realista es relacionar el esfuerzo efectivo con los cambios que sufren las propiedades de las rocas y que pueden ser medidos por registros de pozo.
2. Se requieren modelos que relacionen más variables que consideren el efecto de la diversidad de los mecanismos de generación de la Pp en las rocas. El modelo de Honghai, como MIV, es adecuado bajo este punto de vista, y puede ser ejecutado con base en datos de registros sísmicos o, como en este caso, registros de pozo.
3. Los MIV tienen una estructura matemática más compleja, contrario al modelo de Eaton, y quizá por eso hay pocos casos de aplicación reportados. Hemos encontrado que la parte matemática para resolver la regresión no lineal y encontrar los coeficientes del modelo, requiere algoritmos como Levenberg-Marquardt o Mínimos Cuadrados No Lineales. Esto requiere *solvers* avanzados. Por lo tanto, un objetivo de esta investigación fue presentar una versión lineal o linealizada del modelo no lineal de Honghai. Comprobamos que los modelos son equivalentes con un costo computacional y una complejidad matemática mucho menor.
4. La Pp estimada con Honghai lineal y no lineal, comparada con los resultados del sísmico de Eaton modificado, muestra un comportamiento mucho más realista en el

contexto geológico de la cuenca y del área donde se ubica el pozo de estudio. Debido al carácter carbonático de la cuenca, el modelo de Eaton subestima críticamente la P_p en la mayor parte del pozo, ya que sabemos que, por ejemplo, La virgen posee capas de carbonatos fracturados a muy alta presión (5000 psi por ejemplo). Las capas que son dúctiles y sin poros, como el miembro anhidrítico, muestran una P_p consecuente con su carácter cuando se estima con Honghai, o sea una P_p que tiende a ser cero y donde el esfuerzo efectivo es máximo.

5. Dado que muchas cuencas muestran erosión, las zonas sometidas a bajo esfuerzo efectivo han desaparecido en parte o totalmente y, por tanto, el modelo de Honghai lineal que proponemos, puede ser aplicado en la mayoría de los casos. La regresión lineal múltiple puede ser ejecutada con *solvers* comerciales que son ubicuos, como Excel.

5.2. Recomendaciones y trabajo futuro

1. Este trabajo requiere más soporte de investigación en la parte del origen de la presión de poro en la cuenca de Sabinas, con el fin de relacionar mejor el comportamiento de la P_p con los diferentes mecanismos que pudieron haber actuado. Particularmente, el tectonismo debe ser considerado para superar la simplicidad de una metodología que asume el esfuerzo de sobrecarga vertical como el principal o mayor.
2. Es necesario aplicar los *MIV* a otros casos en la cuenca de Sabinas, con el fin de evaluar tendencias regionales y correlaciones de la P_p . Esto está obstaculizado por los escasos pozos con medidas de presión de poro.
3. En futuros trabajos es necesario corregir el *DTC* y el *RHOB* por efecto del gas, pero también, donde aplique, por efecto de la materia orgánica, como en el caso del miembro inferior de Eagle Ford.
4. Es muy probable que una evaluación completa de la P_p en una cuenca sedimentaria requiera una *suite* de modelos y técnicas. En ese sentido se requieren técnicas para detectar el origen tanto como para estimar y predecir la P_p en diferentes contextos.
5. Esta investigación tiene la intención de convertirse en un artículo de investigación dada la importancia del tema de la P_p en la industria petrolera y la necesidad de superar las limitaciones de modelos como el sónico de Eaton. Consideramos necesario aplicar y evaluar nuevos modelos para la estimación y predicción de la P_p .

5.3. Datos de los registros usados

Los datos obtenidos mediante registros geofísicos de pozo son una parte esencial en la investigación y comprensión del subsuelo. Son la materia básica para una gran cantidad de análisis petrofísicos integrados con datos de análisis de núcleos. Para la estimación de la presión de poro usando *MIV*, varios de estos registros son requeridos como ya se dijo. Aquí anexamos los datos utilizados para esta investigación.

Bibliografía

- Bowers, G. (2002). Detecting high overpressure.
- Bowers, G. L. (2001). Determining an Appropriate Pore-Pressure Estimation Strategy. (April 2001). <https://doi.org/10.4043/13042-ms>
- Burnie, S. W., & Chen, Z. A. (1998). ABSTRACT: MDT/RFT Pressure Testing: Reservoir Interpretation, Supercharging Evaluation, and Data Processing. <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:107923667>
- Dasgupta, T., & Mukherjee, S. (2020). Detection of Abnormal Pressures from Well Logs. *Advances in Oil and Gas Exploration and Production*, 31-49. https://doi.org/10.1007/978-3-030-13442-6_4
- Dutta, N. C. (2002). Geopressure prediction using seismic data: Current status and the road ahead. *Geophysics*, 67(6), 2012-2041. <https://doi.org/10.1190/1.1527101>
- Dutta, N. C., Bachrach, R., & Mukerji, T. (2021a). *Quantitative analysis of geopressure for geoscientists and engineers*. Cambridge University Press.
- Dutta, N. C., Bachrach, R., & Mukerji, T. (2021b). Quantitative Geopressure Analysis Methods. En *Quantitative Analysis of Geopressure for Geoscientists and Engineers* (pp. 130-217). Cambridge University Press.
- Eaton, B. A. (1975). The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. *Society of Petroleum Engineers - Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, FM 1975*. <https://doi.org/10.2523/5544-ms>
- Eberhart-Phillips, D., Han, D.-H., & Zoback, M. (1989). Porosity , and Clay Content in Sandstone. *Geophysics*, 54(1), 82-89.
- Eguiluz De Antuñano, S. (2001). Geologic evolution and gas resources of the Sabinas Basin in northeastern Mexico. *AAPG Memoir*, 75, 241-270. <https://doi.org/10.1306/m75768c10>
- Enciso-Cárdenas, J. J., Núñez-Useche, F., Camacho Ortegón, L. F., de la Rosa-Rodríguez, G., Martínez-Yañez, M., & Gómez Borrego, Á. (2021). Paleoenvironment and source-rock potential of the Cenomanian-Turonian Eagle Ford Formation in the Sabinas basin, northeast Mexico. *Journal of South American Earth Sciences*, 108(November 2020). <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2021.103184>
- González Sánchez, F., Puente Solís, R., González Partida, E., & Camprubí, A. (2007). Estratigrafía del Noreste de México y su relación con los yacimientos estratoligados

- de fluorita, barita, celestina y Zn-Pb. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 59(1), 43-62. <https://doi.org/10.18268/bsgm2007v59n1a4>
- Honghai, F., Zhi, Y., & Rongyi, J. (2011). Estimating sand-shale formation pore pressure. *Petroleum Science and Technology*, 29(22), 2338-2345. <https://doi.org/10.1080/10916466.2011.601513>
- Huang, H., & Luo, M. (2022). Research on prediction methods of formation pore pressure based on machine learning. (February), 1-16. <https://doi.org/10.1002/ese3.1112>
- Madsen, K., Nielsen, H. B., & Tingleff, O. (2004). Methods for non-linear least squares problems.
- Ngo, Hoang, T. (2012). The Steps to Follow in a Multiple Regression Analysis. *SAS Global Forum 2012*, 1-12.
- Saxena, V., Krief, M., & Adam, L. (2018). *Sonic Porosity-Lithology*. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-812204-4.00005-8>
- Sayers, C. M., Smit, T. J., Van Eden, C., Wervelman, R., Bachmann, B., Fitts, T., Bingham, J., McLachlan, K., Hooyman, P., Noeth, S., & Mandhiri, D. (2003). Use of reflection tomography to predict pore pressure in overpressured reservoir sands. *2003 SEG Annual Meeting*, 1-4.
- Singha, D. K., & Chatterjee, R. (2006). Multiple Regression Model : A New Approach for Estimation of Pore Pressure, 0-3.
- Terzaghi, K., Peck, R. B., & Mesri, G. (1996). *Soil mechanics in engineering practice*. John Wiley; sons.
- Wang, Z. Z., Njiekak, G., Schmitt, D. R., & Wang, R. H. (2021). Empirical rock physics relationships on carbonate dry-frame elastic properties. *Petroleum Science*, 18(3), 783-806. <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00565-y>
- Wang, Z., & Wang, R. (2015). Pore pressure prediction using geophysical methods in carbonate reservoirs: Current status, challenges and way ahead. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 27, 986-993. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.09.032>
- Zhang, J. (2011). Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. *Earth-Science Reviews*, 108(1), 50-63. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2011.06.001>
- Zhang, J. (2013). Effective stress, porosity, velocity and abnormal pore pressure prediction accounting for compaction disequilibrium and unloading. *Marine and Petroleum Geology*, 45(August 2013), 2-11. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.04.007>
- Zhang, J. J. (2019). *Pore pressure prediction and monitoring*. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-814814-3.00008-3>
- Zhao, J., Li, J., & Xu, Z. (2018). Advances in the origin of overpressures in sedimentary basins. *Petroleum Research*, 3(1), 1-24. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2018.03.007>