

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Modelado de curvas de presión capilar mediante ondas sónicas para optimizar la
caracterización de reservorios.

Proyecto de Titulación

Previo la obtención del Título de:

Magíster en Ciencias de la Tierra

Presentado por:

Janner Fernando Galarza Alava

Guayaquil - Ecuador

Año: 2025

Dedicatoria

El presente proyecto lo dedico al Dr. Jorge Mendoza, tutor incondicional, por su guía generosa, su paciencia y su compromiso genuino con cada etapa de este trabajo.

A mis padres Bolívar y Elisa, con la esperanza de que se sientan orgullosos de este logro, fruto de su esfuerzo, ejemplo y amor incondicional.

A mis hermanos Jefferson y Jorleny, por su apoyo constante y por acompañarme incluso en los momentos más exigentes.

Y a Anthony Bedoya, por estar presente y brindarme su apoyo incondicional durante todo este tiempo.

Agradecimientos

Mi más sincero agradecimiento al Dr. Jorge Mendoza, tutor de este trabajo, por su orientación constante y su valioso apoyo académico.

Agradezco también al MSc. Andrés Guzmán y a la Ing. Cindy Goyburo por su colaboración puntual durante el desarrollo del estudio.

Expreso un agradecimiento especial a Petroecuador EP por proporcionar los datos del Campo Tapi-TTT, y al MSc. Fernando Sagnay por su gestión en la entrega de la información. Finalmente, reconozco el aporte técnico del equipo de Caracterización de Yacimientos de INTEVEP y del equipo de Estudios Integrados de Santa Bárbara.

Declaración Expresa

Yo Janner Fernando Galarza Alava acuerdo y reconozco que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí/nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me/nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi/nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al autor que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, septiembre del 2025.

Janner Fernando Galarza Alava

Evaluadores

Andrés Eduardo Guzmán Velasquez, MSc.

Evaluador

Jorge Segundo Mendoza Sanz, PhD.

Tutor de proyecto

Resumen

La caracterización precisa de reservorios es fundamental para optimizar la producción de hidrocarburos. Sin embargo, la obtención de curvas de presión capilar a partir de núcleos es costosa y muchas veces inviable en campos donde no existen datos disponibles. Esta investigación desarrolla un modelo matemático que permite generar curvas de presión capilar sintéticas a partir de registros sínicos dipolares y modelos fractales de la estructura porosa. El enfoque combina métodos de elementos de frontera para estimar constantes elásticas con geometría fractal para modelar la distribución de poros, mitigando problemas de no unicidad en la interpretación petrofísica. El modelo fue validado con datos reales de los campos Tapi–TTT en Ecuador y en la formación Las Piedras en Venezuela, mostrando una alta concordancia con mediciones de laboratorio. Esta metodología representa una alternativa escalable, replicable y físicamente fundamentada para caracterizar reservorios en formaciones sin núcleos, contribuyendo a la reducción de costos y a un mejor entendimiento de las propiedades petrofísicas del subsuelo.

Palabras Clave: Onda-P, Onda-S, Fractales, Núcleos, Registros sínicos, Propiedades petrofísicas.

Abstract

This study presents a mathematical framework for generating synthetic capillary pressure curves using dipole sonic log information and a fractal model of the pore structure. The approach estimates key petrophysical properties such as porosity and elastic constants by simulating the deformation behavior of porous media under effective stress conditions through boundary element methods. Pore geometries are modeled using a combination of Euclidean shapes and fractal distributions, which allow for realistic simulation of elastic responses and pore volume variability. A central issue addressed is the non-uniqueness problem, where different pore structures can produce similar elastic properties. To mitigate this, the model incorporates a fractal pore population constrained by scaling laws derived from empirical studies. This enables a more consistent and physically meaningful interpretation of sonic log responses. The methodology was validated using field information from the Tapi–TTT Oilfield in the Oriente Basin of Ecuador and further evaluated in the Las Piedras Formation in western Venezuela. In both settings, the synthetic capillary curves showed strong agreement with laboratory measurements. This framework offers a scalable and replicable alternative to core-based methods, providing a robust tool for characterizing reservoirs in formations where core data are unavailable or laboratory techniques are impractical.

Keywords: *P-wave, S-wave, Fractal, Cores, Sonic logs, Petrophysical properties*

Índice general

Resumen	6
<i>Abstract</i>	7
Índice general	8
Abreviaturas	10
Simbología	11
Índice de figuras	14
Índice de tablas	15
Capítulo 1	16
1.1 Introducción.....	17
1.2 Descripción del Problema	18
1.3 Justificación del Problema	19
1.4 Objetivos	19
1.4.1 Objetivo general	19
1.4.2 Objetivos específicos	19
1.5 Marco teórico	20
1.5.1 Elasticidad en medio porosos.....	20
1.5.2 Método de elementos de frontera	20
1.5.3 Geometría fractal en el modelado de poros	22
1.5.4 Definición de fractal	27
1.5.5 Euclidianos versus fractales en estructuras porosas	29
1.5.6 Presión capilar y su importancia en la petrofísica	30
1.5.7 Aplicación de registros sínicos dipolares en caracterización de reservorios.....	30
Capítulo 2	31
2. Metodología.....	32
2.1 Cálculo de porosidad y constantes elásticas.	32
2.2 Factor de escala.	36

2.3 Derivación de curvas de presión capilar.	38
2.4 Área de estudio.	40
2.4 Adquisición y análisis de datos para validación del modelo.	43
2.5 Construcción de registros de pozos sintéticos.	44
2.6 Cálculo de la saturación.	45
2.7 Parámetros elásticos.	46
2.8 Estimación de la presión efectiva.	48
Capítulo 3	49
3. Resultados y análisis	50
Capítulo 4	56
4.1 Conclusiones y recomendaciones	57
4.1.1 Conclusiones	57
4.1.2 Recomendaciones	58
Referencias.....	60

Abreviaturas

BEM	Método de Elementos de Frontera (Boundary Element Method)
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
LAS	Log ASCII Standard (formato de archivo de registros de pozo)
RMN	Resonancia Magnética Nuclear (Nuclear Magnetic Resonance)
SW	Saturación de agua
SWIR	Saturación de agua irreducible

Simbología

K	Módulo de compresibilidad (volumétrico)
G	Módulo de corte
ρ	Densidad
t_s	Tiempo de tránsito de onda de corte
R	Radio del poro
P	Presión
E	Módulo de Young
ν	Relación de Poisson
bar	Unidad de medida de presión
P _c	Presión capilar
c	Longitud del semieje mayor de poros elípticos o afilados
K _{efec}	Módulo de volumen efectivo
Pa	Pascales, unidad de medida de presión
L	Longitud o perímetro
N	Número de poros o elementos
D	Dimensional fractal
r	Dimensión lineal característica
ln	Logaritmo natural
log	Logaritmo
vs	Versus
m	Pendiente
σ_n	Tensión normal

μ_n	Desplazamientos
S	Factor de perturbación
I	Coeficiente de influencia
k	Elemento k
Σ	Sumatoria
β_f	Compresibilidad efectiva
β_o	Compresibilidad de la roca bajo carga hidrostática
w	Factor de poro
z	Longitud axial de poro
V	Volumen
A	Área
σ_p	Presión de confinamiento
$\emptyset$	Porosidad
h	Altura
RHO	Densidad
$NPHI$	Porosidad neutrón
DT	Tiempo de tránsito acústico
DT_{ma}	Tiempo de tránsito acústico en la matriz rocosa
DT_{fluido}	Tiempo de tránsito acústico en fluido
S_w	Saturación de agua
S_o	Saturación de petróleo
R_w	Resistividad del agua de formación
m	Factor de cementación
n	Exponente de saturación
a	Factor de tortuosidad

R_t	Resistividad de la formación
t_p	Tiempo de tránsito de onda compresional
μs	Microsegundos
ft	Pie
psi	Unidad de medida de presión
g	Gramo
cc	Centímetros cúbicos
K_{equi}	Compresibilidad equivalente
S_{fl}	Saturación del fluido
K_{fl}	Módulo volumétrico del fluido
P_{efec}	Presión efectiva
P_{lit}	Presión litostática
P_{hid}	Presión hidrostática
v_p	Velocidad de tránsito de onda compresional
v_s	Velocidad de tránsito de onda de corte
s	segundos
μm	Micrómetro
Hg	Mercurio
GPa	Gigapascal
MPa	Megapascal

Índice de figuras

<i>Figura 1. Geometrías representativas de poros complejos utilizadas en el modelo topológico.</i>	26
<i>Figura 2. Comparación entre datos experimentales y resultados del modelo para la arenisca de Santa Bárbara.</i>	26
<i>Figura 3. Distribución del volumen de poros y porosidad acumulada en la arenisca de Santa Bárbara.</i>	27
<i>Figura 4. Gráfico N vs r para una distribución fractal $D = - 2.78$</i>	28
<i>Figura 5. Esquema de discretización de la superficie del poro en elementos de contorno.</i>	34
<i>Figura 6. Representación de los círculos inscritos máximos distribuidos a lo largo del semieje mayor del poro.</i>	39
<i>Figura 7. Representación esquemática que ilustra la transformación de la curva de porosidad acumulada en una curva de presión capilar</i>	40
<i>Figura 8. Ubicación del campo Tapi-TTT, Ecuador</i>	41
<i>Figura 9. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente en Ecuador</i>	42
<i>Figura 10. Ubicación del campo Santa Barbara, Venezuela</i>	43
<i>Figura 11. Regresión lineal entre las velocidades compresional (V_p) y de corte (V_s).</i>	51
<i>Figura 12. Comparación entre datos experimentales y el modelo propuesto para la variación de compresibilidad, módulo de Young, porosidad y velocidades de onda (V_p y V_s) en función de la presión efectiva</i>	52
<i>Figura 13. Distribución acumulada de porosidad en función de los radios de garganta.</i>	53
<i>Figura 14. Curva sintética de presión capilar comparada con datos de laboratorio, mostrando la distribución de tamaños de poro en el Campo Tapi-TTT.</i>	53
<i>Figura 15. Curva sintética de presión capilar comparada con datos de laboratorio, mostrando la distribución de tamaños de poro en el Campo Santa Barbara.</i>	54

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Parámetros petrofísicos de la formación U, pozo TAPI-001I</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 2. Parámetros petrofísicos de la formación Las Piedras, Venezuela</i>	<i>55</i>

Capítulo 1

1.1 Introducción

La caracterización precisa de reservorios depende de estimaciones confiables de propiedades petrofísicas como porosidad, permeabilidad y presión capilar, entre otras [1]. Tradicionalmente, estas propiedades se obtienen mediante análisis de laboratorio en muestras de núcleo. Sin embargo, con frecuencia los datos de núcleos no están disponibles debido a restricciones geológicas u operativas, lo que genera incertidumbre en la modelación del flujo de fluidos en el subsuelo y en su comportamiento mecánico [2], [3].

En este contexto, los registros de pozos especialmente los registros sínicos dipolares han surgido como una fuente indirecta valiosa de información elástica y estructural del subsuelo. Estos registros capturan los tiempos de tránsito de ondas P y S, los cuales pueden ser traducidos en módulos elásticos y, cuando se combinan con modelos físicos adecuados, permiten estimar parámetros petrofísicos adicionales como la presión capilar [4], [5]. El principal desafío de este enfoque es la no unicidad de las soluciones: diferentes estructuras porosas pueden generar respuestas elásticas similares, lo que complica la interpretación de los datos procedentes de las rocas que conforman el yacimiento [6], [7].

Para mitigar esta ambigüedad, estudios recientes han incorporado conceptos de geometría fractal en el modelado a escala de poro. Se ha demostrado que las rocas sedimentarias como areniscas, carbonatos y lutitas presentan características fractales en múltiples escalas, observadas mediante microscopía electrónica y análisis de imágenes [8], [9], [10].

Estas características fractales influyen en el comportamiento elástico e hidráulico y proporcionan una descripción más precisa de la distribución de tamaños de poro que las aproximaciones euclidianas. Por lo tanto, los modelos basados en geometría fractal ofrecen una vía para restringir las poblaciones de poros y reducir la incertidumbre en la inversión de propiedades elásticas [11], [12].

Este estudio propone un nuevo marco matemático que integra datos de registros sínicos dipolares con un modelo topológico fractal de la red porosa para generar curvas sintéticas de presión capilar. El método incorpora modelos de deformación de poros, la derivación de constantes elásticas mediante el método de elementos de frontera y leyes de escala fractales para simular el comportamiento capilar. A diferencia de las correlaciones empíricas, este enfoque está físicamente fundamentado y es reproducible, proporcionando curvas sintéticas de presión capilar que se alinean estrechamente con los resultados de laboratorio.

El modelo se valida utilizando datos del Campo Tapi–TTT en la Cuenca Oriente de Ecuador y se prueba adicionalmente en la Formación Las Piedras en el occidente de Venezuela. Estos casos de estudio demuestran la adaptabilidad del método a diferentes contextos geológicos y calidades de datos. Este enfoque presenta un alto potencial de aplicación en campos donde los datos de núcleos son limitados o inexistentes, ofreciendo una alternativa replicable y escalable para la estimación de presión capilar a partir de registros de pozo convencionales. Además, la integración de la geometría fractal contribuye a resolver los problemas de no unicidad inherentes a los modelos petrofísicos tradicionales, reforzando la credibilidad física de los resultados.

1.2 Descripción del Problema

En la industria petrolera, las curvas de presión capilar son herramientas fundamentales para la caracterización petrofísica, ya que permiten estimar contactos fluido-fluido, saturaciones y modelos de flujo en el reservorio. Sin embargo, su obtención depende principalmente de análisis de laboratorio sobre núcleos extraídos, los cuales requieren procesos costosos y complejos. Además, en muchos campos maduros o en desarrollo no se cuenta con núcleos representativos, limitando la caracterización confiable de las formaciones. Esta ausencia de información genera incertidumbre en los modelos de simulación de yacimientos, afectando la planificación de desarrollo y la toma de decisiones operativas. Por lo tanto, es necesario desarrollar metodologías alternativas que permitan estimar curvas de presión capilar a partir de

registros convencionales, como los registros sínicos dipolares, que están disponibles en la mayoría de los pozos.

1.3 Justificación del Problema

La estimación de curvas de presión capilar a partir de registros sínicos dipolares representa una innovación técnica y científica con alto impacto en la industria petrolera. Esta metodología permitiría caracterizar reservorios sin la necesidad de núcleos, reduciendo costos operativos y tiempos de evaluación. Además, aportaría a la construcción de modelos petrofísicos más robustos, con menor incertidumbre y mayor precisión en la estimación de saturaciones y propiedades de flujo. Desde el punto de vista académico, esta investigación contribuye al conocimiento sobre la relación entre las propiedades elásticas y la estructura porosa de las rocas, integrando conceptos de elasticidad, métodos numéricos y geometría fractal para resolver un problema práctico de ingeniería de yacimientos. Asimismo, apoya los objetivos de desarrollo sostenible relacionados con la eficiencia en el uso de recursos y la innovación en la industria.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Desarrollar un modelo matemático que genere curvas de presión capilar sintéticas mediante registros sínicos dipolares y geometría fractal, como alternativa en la caracterización de reservorios sin la necesidad de núcleos.

1.4.2 Objetivos específicos

1. Desarrollar un algoritmo basado en el método de elementos de frontera, el cual estima constantes elásticas y porosidad a partir de registros sínicos.
2. Integrar el modelo de geometría fractal representando la distribución de poros en la roca.
3. Validar el modelo utilizando datos reales de campos petroleros en Ecuador y Venezuela.

1.5 Marco teórico

La caracterización de reservorios requiere la integración de múltiples disciplinas que permitan estimar las propiedades petrofísicas de las formaciones subterráneas. Entre estas propiedades destacan la porosidad, la permeabilidad y la presión capilar, que determinan la capacidad de almacenamiento y flujo de fluidos en el medio poroso. El presente marco teórico aborda los fundamentos de elasticidad en medios porosos, métodos numéricos para el modelado de deformación, la geometría fractal como representación de la estructura de los poros, y la importancia de la presión capilar en la caracterización petrofísica.

1.5.1 Elasticidad en medio porosos

La teoría de elasticidad estudia la relación entre esfuerzos y deformaciones en materiales sólidos. En el caso de las rocas sedimentarias, estas propiedades elásticas están fuertemente influenciadas por la presencia de poros. La compresibilidad efectiva de un medio poroso puede expresarse como la suma de la compresibilidad de la matriz sólida y un término adicional asociado a la deformación de los poros, denominado factor de poro [13]. Este factor depende de la geometría de los poros y de su distribución espacial.

Los módulos elásticos de una roca saturada, como el módulo volumétrico (K) y el módulo de corte (G), pueden obtenerse a partir de los tiempos de tránsito de ondas P y S, medidos con registros sísmicos dipolares, y de la densidad de la formación medido por un registro de densidad, mediante las Ecuaciones 1.1 y 1.2 [14].

$$K = \rho \left(\frac{1}{t_s^2} - \frac{4}{3t_s^2} \right) \quad (1.1)$$

$$G = \rho \left(\frac{1}{t_s^2} \right) \quad (1.2)$$

1.5.2 Método de elementos de frontera

El Método de Elementos de Frontera (BEM, por sus siglas en inglés Boundary Element Method) es una técnica numérica que ha demostrado ser altamente efectiva para resolver

problemas de mecánica de sólidos, especialmente aquellos relacionados con deformaciones en medios elásticos. A diferencia del método de elementos finitos, que discretiza el volumen del dominio, el BEM se basa en una formulación integral que únicamente requiere la discretización de la frontera del dominio, lo cual reduce significativamente la dimensión del problema y, por ende, la carga computacional [15].

Este método se fundamenta en la teoría de potenciales y en las soluciones fundamentales de las ecuaciones diferenciales que gobiernan el comportamiento elástico del medio. La formulación básica del BEM transforma las ecuaciones diferenciales en ecuaciones integrales mediante el uso del teorema de reciprocidad de Betti y los teoremas de Green [16]. Como resultado, el problema de contorno se expresa en términos de funciones de influencia que representan el efecto de fuerzas aplicadas sobre la frontera en puntos del dominio.

Una de las principales ventajas del BEM es su precisión en la modelación de geometrías complejas con contornos irregulares, como es el caso del espacio poroso en medios sedimentarios. Además, es particularmente eficaz en problemas donde las soluciones presentan singularidades, como en las cercanías de grietas, inclusiones o cavidades [17]. Este método permite un tratamiento más exacto de las condiciones de frontera, lo cual resulta esencial en la simulación de la respuesta mecánica de poros individuales frente a cargas externas, siendo por ello una herramienta ideal para estudios topológicos de medios porosos.

En el contexto de la geomecánica y la petrofísica, el BEM ha sido aplicado exitosamente para modelar deformaciones de poros bajo condiciones de presión efectiva, evaluar parámetros elásticos y estudiar la influencia de la geometría del poro en la compresibilidad de la roca [13]. A través de la discretización de la superficie del poro en elementos lineales, el BEM permite calcular la energía almacenada en sus paredes y, a partir de ello, derivar propiedades macroscópicas del material como el módulo volumétrico efectivo o la porosidad mecánica.

Cabe destacar que la eficiencia del método se ve aumentada al considerar simetrías en la geometría del poro, lo cual permite reducir el tamaño del sistema de ecuaciones sin sacrificar precisión. Esta característica es especialmente útil al modelar materiales sedimentarios, donde ciertos patrones geométricos se repiten debido a procesos de diagénesis o cementación [18].

1.5.3 Geometría fractal en el modelado de poros

La siguiente sección describe los tipos de poros utilizados para construir el modelo topológico, basándose en una clasificación previamente propuesta [13], [19].

Aunque las geometrías de poros simples son tridimensionales, se adopta una convención de deformación plana, lo que significa que el esfuerzo se aplica a secciones transversales mientras que el eje transversal permanece rígido. Esta suposición es válida para areniscas y carbonatos, compuestos por materiales que exhiben resistencia elástica bajo pequeños esfuerzos [13]. Esto corresponde a la etapa inicial de una curva esfuerzo-deformación, donde solo ocurre deformación del poro mientras que la matriz rocosa permanece sin cambios.

1.5.3.1 Poros simples

Los poros simples se definen por (a) su descripción mediante geometrías básicas y (b) la existencia de relaciones matemáticas que permiten el cálculo analítico de la deformación de sus paredes bajo presión aplicada. Las tres geometrías de poro simple más comunes son:

a) Poros circulares

Estos poros cilíndricos presentan una sección transversal circular y explican la alta porosidad de ciertas areniscas. Su estructura rígida minimiza la deformación bajo esfuerzo, lo que permite que muestras enterradas a gran profundidad conserven su porosidad original. La deformación radial del poro bajo presión hidrostática aplicada se expresa en la Ecuación 1.3 [20].

$$R_{(p)} = R_o \left(1 - \frac{2P(1-\nu_o^2)}{E_o} \right) \quad (1.3)$$

Donde R_o representa el radio original a presión cero, P es la presión hidrostática aplicada para cerrar el poro, E_o es el módulo de Young de la matriz rocosa y ν_o es el coeficiente de Poisson de la matriz.

El comportamiento de estos poros genera variaciones en los módulos elásticos, específicamente K y E , del orden de 0.01% sobre un rango de 200 bares. Estas variaciones son despreciables en comparación con las observadas en la práctica, que pueden alcanzar hasta un 80% [13].

b) Poros elípticos

Estos poros también se desvían de los datos experimentales, ya que presentan un cambio abrupto en la curva esfuerzo-deformación una vez que se cierran completamente [21]. Su comportamiento permanece lineal mientras están abiertos, con una presión de cierre del poro dada por la Ecuación 1.4.

$$P_c = \frac{\alpha E_o}{2(1-\nu_o^2)} \quad (1.4)$$

Donde $\alpha=b/c$ es la razón de aspecto. Una vez que el poro se cierra completamente, los módulos efectivos K y E transitan instantáneamente a los módulos de la matriz K_o y E_o . Este comportamiento no ha sido observado en muestras reales de roca, por lo que los poros elípticos se utilizan raramente en la modelación de rocas.

c) Poros afilados (*tapered*)

Estos poros fueron propuestos originalmente en estudios anteriores [21]. La longitud del poro afilado disminuye gradualmente a medida que aumenta el esfuerzo aplicado. Bajo presión hidrostática, esta longitud sigue la relación mostrada en la Ecuación 1.5.

$$c = c_o \left[1 - \frac{4(1-\nu_o^2)P}{3\alpha E_o} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (1.5)$$

Donde c_o representa la longitud del semieje mayor a presión cero.

A diferencia de los poros elípticos, la respuesta de los poros con puntas delgadas al esfuerzo produce una curva esfuerzo-deformación suave con ligera concavidad hacia arriba, lo que conlleva a un aumento gradual del módulo volumétrico desde K_{efec} hasta K_o .

El comportamiento mecánico de este tipo de poros se ajusta estrechamente a los datos experimentales, proporcionando una explicación razonable para la respuesta elástica de muestras de roca bajo bajas presiones. Sin embargo, una limitación significativa es la reducción excesiva en su razón de aspecto, área interna y, en consecuencia, la porosidad. Como resultado, no son adecuados para modelar rocas del subsuelo con alta porosidad.

1.5.3.2 Poros complejos

Estos poros presentan geometrías más intrincadas en comparación con los poros simples, lo que los hace más adecuados para representar espacios porosos reales. La mayoría de estas geometrías carecen de expresiones analíticas que describan su deformación bajo presión aplicada, por lo que requieren algoritmos numéricos para su evaluación. A continuación, se presenta una breve descripción de los tipos de poro complejos utilizados en este estudio.

a) Poros en forma de diamante

Estos poros de forma romboidal (Figura 1a) exhiben una respuesta elástica similar a los poros circulares, una alta porosidad y una mínima deformación bajo esfuerzo externo.

b) Poros en forma de estrella

Estos poros se definen como el espacio entre los espacios formados en la unión de cuatro granos pseudo-cuadrados, lo que da como resultado una apariencia cruciforme (Figura 1b).

Los poros en forma de estrella ofrecen una representación adecuada de la estructura porosa encontrada en areniscas de grano fino. Sin embargo, su comportamiento elástico carece de una solución analítica y debe determinarse mediante algoritmos numéricos. Cuando estos poros tienen más de dos protrusiones de tamaño similar, su respuesta elástica se asemeja a la de los poros circulares, exhibiendo alta resistencia a la deformación. Esto se debe a que el campo de esfuerzos que rodea a un poro estrellado es comparable al de un poro circular con un radio igual

a la longitud de la protrusión. Ambas geometrías comparten una simetría de esfuerzos bien desarrollada, a diferencia de los poros con puntas delgadas, que presentan distribuciones de esfuerzo asimétricas, lo que lleva a una debilidad estructural en las paredes de sus cavidades.

A pesar de su estabilidad estructural, los poros en forma de estrella tienen un área interna relativamente pequeña, lo que resulta en una porosidad más baja en comparación con los poros circulares. Además, su deformación puede aumentar significativamente cuando los poros adyacentes se agrupan. Esto se debe a la interacción de los campos de esfuerzo entre poros vecinos, lo que amplifica su deformación total.

c) Poros pseudo-estrella.

Esta familia de poros presenta un comportamiento intermedio entre los poros circulares y los en forma de estrella (Figura 1c). Su geometría se asemeja a la de los poros estrellados, pero se diferencia por tener protrusiones más cortas con paredes más empinadas paralelas al eje y. Como resultado, la derivada de la función que define la pared del poro es significativamente mayor que en otras geometrías. El desequilibrio en el campo de esfuerzos causado por las protrusiones incipientes conduce a una reducción del área interna. Sin embargo, una vez que las protrusiones se extienden aproximadamente a 0.1 veces la longitud del par más largo, el campo de esfuerzos se vuelve más simétrico, haciendo que su comportamiento sea comparable al de los poros circulares y estrellados.

La variación del área interna inducida por la deformación también provoca cambios volumétricos significativos en el sólido que contiene estas cavidades. El módulo volumétrico de este modelo, en general, se ajusta bien a los datos experimentales.

La Figura 2 presenta los resultados del modelado de compresibilidad y porosidad para la arenisca Santa Bárbara [22], demostrando un buen ajuste entre los datos experimentales y el modelo propuesto.

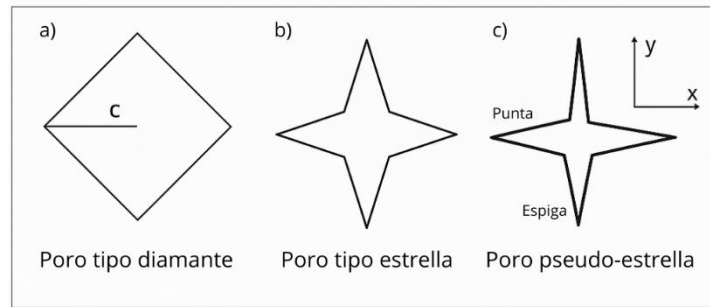


Figura 1. Geometrías representativas de poros complejos utilizadas en el modelo topológico: a) poro tipo diamante, caracterizado por su alta porosidad y baja deformación; b) poro tipo estrella, que representa la estructura porosa de areniscas de grano fino con buena estabilidad mecánica; c) poro tipo pseudo-estrella, de mayor deformabilidad por la presencia de puntas y espigas, empleado para reproducir variaciones en propiedades elásticas.

Santa Barbara

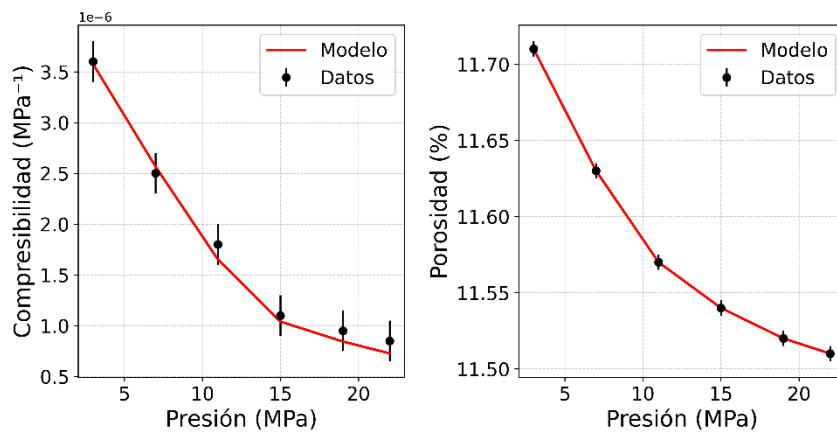


Figura 2. Comparación entre datos experimentales y resultados del modelo para la arenisca de Santa Bárbara. El gráfico de la izquierda muestra la variación de la compresibilidad en función de la presión, mientras que el de la derecha presenta la evolución de la porosidad bajo las mismas condiciones.

La Figura 3 ilustra la topología porosa, mostrando la distribución de volumen de los poros y la porosidad acumulada del modelo en función de los perímetros de los poros utilizados para el modelo de la Figura 2, incorporando poros circulares y cinco variaciones de poros pseudo-estrella. Aunque el modelo se ajusta estrechamente a los resultados experimentales, la distribución mostrada en la Figura 3 no es única debido a problemas de escala. Tanto la curva izquierda como la derecha producen los mismos resultados que la Figura 2, a pesar de las

diferencias en la escala de los poros a la izquierda. Lograr un modelo topológico casi único requiere consideraciones adicionales, que se discutirán en la siguiente sección.

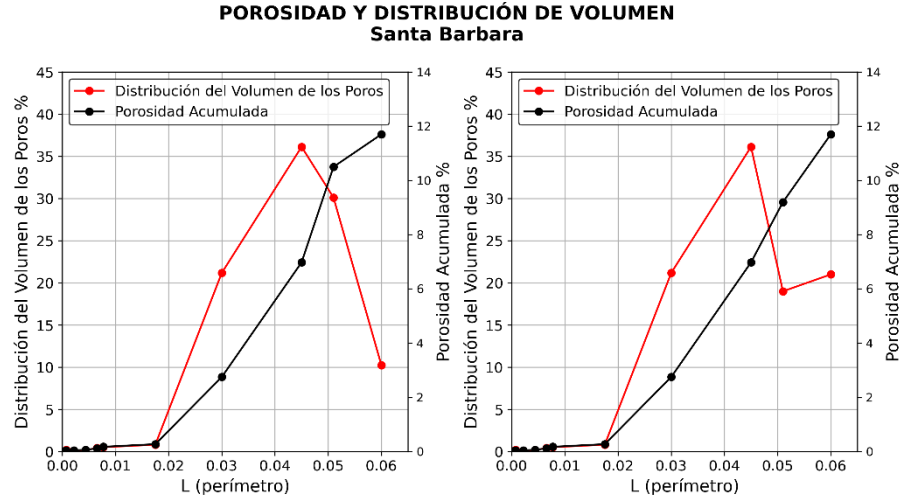


Figura 3. Distribución del volumen de poros y porosidad acumulada en la arenisca de Santa Bárbara, en función del perímetro de los poros empleados en el modelo. Se observa cómo el tamaño relativo de los poros controla la contribución al volumen total y a la porosidad acumulada.

1.5.4 Definición de fractal

Una geometría fractal autosimilar puede definirse con base en dos principios fundamentales. El primero establece que es invariante bajo la escala utilizada para su representación, lo que significa que la geometría se repite a cualquier escala de medición [23]. El segundo se expresa mediante la Ecuación 1.6.

$$N_i = Cr_i^{-D} \quad (1.6)$$

Donde N_i representa el número de objetos con una dimensión lineal característica r_i , D es un número no entero conocido como dimensión fractal, y C es una constante de proporcionalidad. Si D es un número entero, corresponde a la dimensión euclidiana: un punto tiene dimensión cero, una línea tiene uno, un cuadrado tiene dos y un cubo tiene tres. Cuando la dimensión no es un número entero, el objeto se describe mediante una dimensión fractal.

Este argumento matemático implica que cierto patrón debe repetirse a través de diferentes escalas de observación, ya sea en aumento o disminución, siempre que la dimensión

fractal D permanezca constante. Aplicando este razonamiento, observamos que las Ecuaciones 1.7 y 1.8.

$$N_n = \frac{A}{r_n^D} \quad (1.7)$$

$$N_{n+1} = \frac{A}{r_{n+1}^D} \quad (1.8)$$

Deben cumplirse al pasar de la escala n a $n+i$. Al dividir ambas ecuaciones, fijando $i=1$, y tomar el logaritmo de la expresión, se puede determinar la dimensión fractal como se muestra en la Ecuación 1.9.

$$D = \frac{\ln\left(\frac{N_{n+1}}{N_n}\right)}{\ln\left(\frac{r_n}{r_{n+1}}\right)} \quad (1.9)$$

El enfoque más común para observar el comportamiento fractal de un objeto es graficar N versus r . Tomando el logaritmo de la Ecuación 1.9 se obtiene la Ecuación 1.10.

$$\log N = \log C - D \log r \quad (1.10)$$

Una gráfica $\log\text{-}\log$ de N versus r produce una línea recta con una pendiente de $-D$, característica cuando se comparte la misma dimensión fractal como se ilustra en la Figura 4.

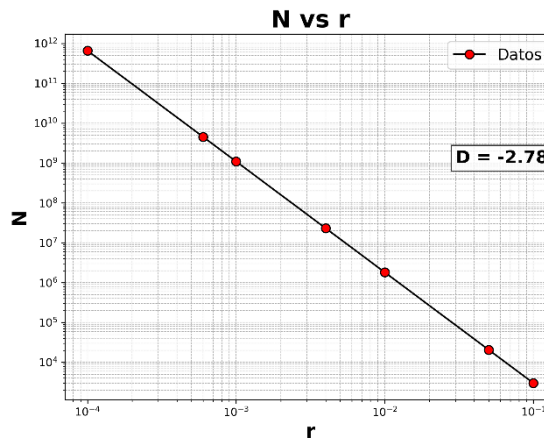


Figura 4. Gráfico N vs r para una distribución fractal $D = -2.78$

1.5.5 Euclidianos versus fractales en estructuras porosas

No todos los poros de las rocas sedimentarias exhiben distribuciones fractales [9]. Las observaciones experimentales indican que las longitudes características fractales L existen dentro de un rango específico ($L_1 \leq L \leq L_2$), donde L_1 está limitado por la resolución del instrumento de medición. Los poros con tamaños mayores a L_2 no siguen distribuciones fractales y se clasifican como poros euclidianos. Estas estructuras son rígidas y voluminosas, y presentan una deformación mínima bajo esfuerzos externos en comparación con los poros fractales.

Los poros euclidianos incluyen típicamente poros circulares, en forma de estrella y en forma de diamante, los cuales contribuyen a las altas porosidades observadas en areniscas [13]. Sin embargo, su rigidez impide que expliquen los cambios en la compresibilidad y porosidad bajo presión externa.

Por el contrario, las estructuras fractales incluyen poros afilados (tapered) y pseudo-estrella, los cuales tienen pequeños volúmenes internos y alta deformabilidad. Estos poros altamente flexibles explican las variaciones significativas en propiedades elásticas como la compresibilidad y el módulo de Young observadas en muchas rocas sedimentarias. Sin embargo, por sí solos no pueden explicar las altas porosidades medidas en estas formaciones.

Un modelo exitoso de la topología porosa de rocas sedimentarias debe combinar tanto poros euclidianos como fractales. En el caso de los poros fractales, su distribución depende directamente de la dimensión fractal asignada al modelo, la cual define la proporción relativa entre poros grandes y pequeños, así como el grado de complejidad de la red porosa, mientras que la distribución de poros euclidianos está dictada por el volumen interno dominante de la roca. Este enfoque híbrido proporciona una representación más precisa del estado poroso en formaciones sedimentarias.

Dadas las geometrías relativamente simples, el parámetro más representativo de la geometría de los poros es su perímetro. De hecho, la Ecuación 1.11 establece la relación entre

perímetros reescalados para el mismo tipo de poro, indicando que, a menos que se proporcione una medida de referencia, el perímetro permanece invariante frente a cambios de escala. Esto se debe a que el factor de escala es un término independiente en la Ecuación 1.11.

$$perímetro_{(reescalado)} = m * perímetro_{(original)} \quad (1.11)$$

Como se discutirá más adelante, el perímetro del poro está matemáticamente vinculado al tamaño del cuello de poro, un parámetro topológico clave comúnmente utilizado para caracterizar la porosidad en rocas sedimentarias.

1.5.6 Presión capilar y su importancia en la petrofísica

La presión capilar es una propiedad fundamental en petrofísica, ya que regula la distribución y el movimiento de los fluidos dentro del medio poroso. Esta presión se genera por la interacción entre las fuerzas de tensión superficial, la geometría de los poros y la mojabilidad del sistema, lo cual determina la saturación de fluidos en función de la presión ejercida entre fases [24]. El análisis de curvas de presión capilar permite inferir parámetros esenciales como la saturación irreducible del fluido, el tamaño de poro y la conectividad del sistema poroso, siendo una herramienta clave en la evaluación de la calidad del reservorio y la estimación de reservas recuperables [25].

1.5.7 Aplicación de registros sínicos dipolares en caracterización de reservorios.

Los registros sínicos dipolares han revolucionado la caracterización de reservorios al permitir la estimación directa de parámetros elásticos, como los módulos de Young y de corte, a partir de las velocidades de onda compresional y de corte en formaciones consolidadas [26]. A diferencia de los registros sínicos monopolares, los dipolares son capaces de generar ondas de corte incluso en medios donde estas no se propagan naturalmente, como en formaciones blandas o arcillosas. Su integración con registros de densidad y porosidad permite construir modelos petrofísicos más robustos, útiles para la determinación de propiedades geomecánicas y la detección de anisotropías o fracturamientos naturales [27].

Capítulo 2

2. Metodología.

El presente estudio adoptó un enfoque cuantitativo, basado en la formulación y aplicación de un modelo matemático orientado a la caracterización petrofísica de reservorios mediante registros sínicos dipolares y geometría fractal. El diseño fue de tipo no experimental y longitudinal, pues se trabajó sobre datos preexistentes de registros de pozo y mediciones de laboratorio, sin manipulación de variables independientes, pero aplicando procedimientos analíticos sobre un conjunto de datos a lo largo de profundidades específicas. Se implementaron herramientas numéricas para modelar deformaciones en el espacio poroso, calcular propiedades elásticas, construir registros sintéticos y generar curvas de presión capilar sintéticas. La metodología se estructuró en varias fases, que incluyeron desde la recolección de datos hasta el procesamiento numérico y validación de resultados, considerando criterios técnicos, geológicos y computacionales para garantizar la consistencia del modelo.

2.1 Cálculo de porosidad y constantes elásticas.

Para desarrollar un modelo topológico del espacio poroso, es esencial definir las geometrías de poros más representativas para el tipo de roca en análisis. Estas geometrías se obtienen, por lo general, mediante el examen microscópico de láminas delgadas de muestras de roca. Una vez seleccionadas las geometrías representativas, sus superficies son digitalizadas con alta precisión, con el fin de asegurar que puntos consecutivos puedan ser conectados por líneas rectas sin generar distorsiones significativas. Mendoza (1987) discute en detalle el impacto de la subdigitalización y sobredigitalización en la representación de superficies porales. La digitalización de estas superficies constituye un parámetro de entrada fundamental para el algoritmo numérico utilizado en el modelado de las deformaciones del poro bajo esfuerzos aplicados.

En este estudio, se emplea el método de elementos de frontera para los cálculos de deformación del poro [18], [28], debido a su eficiencia computacional y alta precisión. El

algoritmo sigue un enfoque estructurado que comienza resolviendo un problema simplificado como base para casos más complejos. Considérese un elemento rectilíneo incrustado en un sólido elástico dentro del plano x - y . Las tensiones normales (σ_n) y desplazamientos (μ_n) inducidos por este elemento en cualquier punto dentro del sólido pueden expresarse de forma general como:

$$\sigma_n(i, j) = I_{s1}(i, j)S1 + I_{s2}(i, j)S2 \quad (2.1)$$

$$\mu_n(i, j) = I_{d1}(i, j)S1 + I_{d2}(i, j)S2 \quad (2.2)$$

Para $i, j = 1, 2$

Los subíndices i y j representan las coordenadas del sistema de referencia elegido para definir las soluciones en [1,2]. Dado que el problema se resuelve en un plano, solo se requieren dos coordenadas. S_1 y S_2 denotan los factores de perturbación externa de los cuales derivan su magnitud las tensiones y desplazamientos locales. Estos factores pueden interpretarse como fuerzas aplicadas, tensiones externas o desplazamientos prescritos. Los términos I en [1,2] son coeficientes que dependen únicamente de la posición y del tipo de sistema de coordenadas utilizado, permaneciendo independientes de las perturbaciones externas. Estos coeficientes se conocen como coeficientes de influencia o funciones de influencia.

Como se mencionó anteriormente, los coeficientes de influencia varían con la posición espacial de los elementos en relación con el sistema de coordenadas que define el problema. Si la orientación de los elementos se modifica mediante traslación, rotación o una combinación de ambas, la forma funcional de los coeficientes de influencia también cambia. Sin embargo, dado que estos coeficientes son entidades geométricas fundamentales, sus nuevos valores pueden calcularse a partir de los anteriores usando transformaciones de coordenadas simples.

Considérese ahora una cavidad incrustada dentro de un sólido elástico. Se define una cavidad auxiliar como una imagen especular de la original, pero cuyas paredes están compuestas por N elementos lineales Figura 5. Estos elementos son lo suficientemente pequeños como para seguir de cerca el contorno. La pared de la cavidad está sometida a condiciones de frontera

específicas, que pueden expresarse en términos de fuerzas externas, desplazamientos prescritos o ambos.

Enfocándonos en un elemento particular k , se asigna un sistema de coordenadas local para medir su rotación y traslación con respecto a un sistema de referencia fijo. El siguiente paso consiste en superponer la respuesta generada por cada elemento en el punto medio de k . Este proceso se repite para cada elemento de frontera y para cada componente de respuesta.

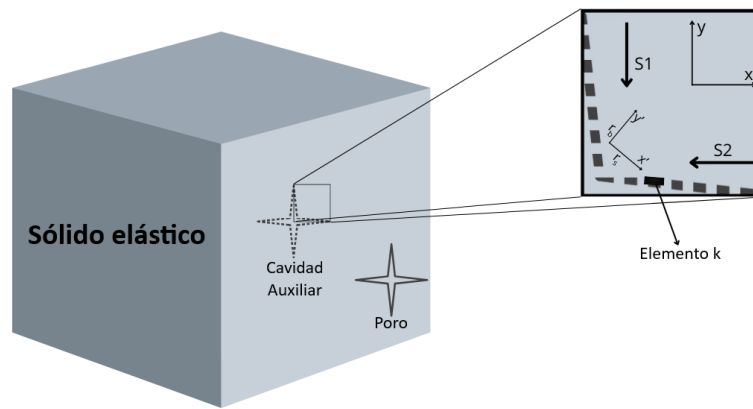


Figura 5. Esquema de discretización de la superficie del poro en elementos de contorno, utilizado para aplicar el método de elementos de frontera en el cálculo de deformaciones.

En consecuencia, la respuesta real del sistema (fuerza o desplazamiento) puede expresarse como:

$$r^1|_k = \sum_{m=1}^N I_{km}^{11} S_m^1 + \sum_{m=1}^N I_{km}^{12} S_m^2 \quad (2.3)$$

$$r^2|_k = \sum_{m=1}^N I_{km}^{21} S_m^1 + \sum_{m=1}^N I_{km}^{22} S_m^2 \quad (2.4)$$

Para $k = 1aN$.

Los subíndices k y m indican que el elemento m actúa en el punto medio del elemento k . El primer superíndice en los coeficientes de influencia se refiere al componente de respuesta en el elemento k (fila), mientras que el segundo superíndice corresponde al componente de perturbación que actúa sobre el elemento m (columna).

La respuesta total del sistema en el punto medio de un elemento dado debe coincidir con la condición de frontera en ese punto específico. Esto conduce a un sistema de $2N$ ecuaciones algebraicas lineales simultáneas con $2N$ incógnitas, donde las incógnitas son los términos de perturbación S . Una vez resuelto el sistema, estos términos pueden utilizarse para calcular la respuesta elástica en cualquier otro punto del sólido.

Esta formulación aplica para formas de poros arbitrarias, resultando en un sistema lineal de $2N \times 2N$. Sin embargo, si el poro presenta uno o más ejes de simetría, esta condición puede aprovecharse para reducir el número de ecuaciones necesarias. La introducción de restricciones de simetría mejora significativamente la eficiencia numérica del método.

Una vez establecido un método para calcular las deformaciones del poro dentro de una matriz rocosa, como se describió anteriormente, los parámetros elásticos del material poroso pueden determinarse usando el teorema de Betti-Rayleigh, también conocido como el teorema de reciprocidad [29]. Específicamente, la compresibilidad de un cuerpo poroso está dada por la Ecuación 2.5 [13], [21].

$$\beta_f = \beta_0 + \omega \quad (2.5)$$

Donde,

$$w = \frac{z}{V} \oint_C \frac{\partial U(C, \sigma_p)}{\partial \sigma_p} dC \quad (2.6)$$

La ecuación anterior establece la relación entre la compresibilidad efectiva (β_f) y la compresibilidad de la matriz rocosa (β_0) bajo carga hidrostática. El parámetro w , conocido como factor de poro, está relacionado exclusivamente con el poro y se deriva en función de la energía de deformación almacenada en su superficie. La función $U(C, \sigma_p)$ caracteriza la forma de los poros, mientras que z representa su longitud, que se asumió como prácticamente constante ante variaciones de presión externa. V denota el volumen de la muestra de roca. Cabe destacar que la integral se evaluó sobre toda la superficie del poro. Se ha demostrado que, para un poro con

paredes discretizadas en elementos lineales [6], la Ecuación 2.6 puede reescribirse como la Ecuación 2.7.

$$w = 2 \frac{z}{V} \frac{\partial A(\sigma_p)}{\partial \sigma_p} \approx 2 \frac{z}{V} \frac{A(\sigma_p + \partial \sigma_p) - A(\sigma_p - \partial \sigma_p)}{2 \partial \sigma_p} \quad (2.7)$$

Donde $A(\sigma_p)$ representa el área interna del poro bajo una presión hidrostática externa σ_p , y $\partial \sigma_p$ indica una pequeña variación en la presión aplicada. Finalmente, la porosidad de la muestra se determinó mediante la Ecuación 2.8.

$$\phi = \frac{1}{V} A(\sigma) * z \quad (2.8)$$

2.2 Factor de escala.

En esta sección se abordó el proceso de escalamiento aplicado a poros discretizados mediante algoritmos como el método de los elementos de frontera, y sus implicaciones sobre la unicidad de las constantes elásticas en medios porosos.

Tal como se describió previamente, la implementación del algoritmo numérico requirió la discretización de la forma del poro en segmentos rectilíneos interconectados. Una consecuencia clave de esta discretización fue que tanto el área interior como el perímetro de un poro reescalado, es decir, un poro cuyas coordenadas en los ejes x e y fueron multiplicadas por un factor constante se pudieron derivar a partir de los valores correspondientes del poro original. Si el poro presentaba una geometría elipsoidal, las razones de aspecto se mantenían idénticas en el poro original y en el reescalado, aunque sus perímetros y áreas interiores diferían.

Para establecer las relaciones entre área y perímetro de los poros original y reescalado, se consideró un segmento lineal de las paredes del poro. Sea $y = ax + h$ la ecuación lineal que representa un elemento del poro original. El área bajo esta línea recta, definida sobre el intervalo $x_1 \leq x \leq x_2$, se expresó mediante la Ecuación 2.9.

$$A_0 = \int_{x_1}^{x_2} (ax + h) dx = \frac{a}{2} (x_2^2 - x_1^2) + h(x_2 - x_1) \quad (2.9)$$

Al escalar los ejes x e y por un factor constante m , la nueva ecuación de la recta pasó a ser $y' = ax + mh$. El nuevo segmento abarcó el intervalo $mx_1 \leq x \leq mx_2$, y el área reescalada fue determinada mediante la Ecuación 2.10.

$$A_0 = \int_{mx_1}^{mx_2} (ax + h) \partial x = m^2 \left(\frac{a}{2} (x_2^2 - x_1^2) + h(x_2 - x_1) \right) = m^2 A_0 \quad (2.10)$$

De lo anterior se concluyó que el área del poro reescalado era equivalente al área original multiplicada por el cuadrado del factor de escala m . Este resultado se extendió a todos los elementos que componían la discretización de la pared del poro. Utilizando el principio de superposición, se generalizó esta expresión para representar toda el área interior del poro. Asimismo, se demostró que dicha relación era válida también para poros de geometría circular. De manera análoga, se estableció que el perímetro de un poro reescalado se obtuvo del perímetro original mediante la Ecuación 1.11.

El proceso de reescalado indujo cambios en la magnitud del volumen de la cavidad interna y en las derivadas del área interna respecto a la presión. Sin embargo, la forma funcional de estas derivadas se mantuvo inalterada, tanto para el poro original como para el reescalado. Esta observación condujo a una propiedad importante. La ecuación de compresibilidad de una población homogénea de poros (poros de tamaño y relación de aspecto idénticos) fue expresada mediante la Ecuación 2.11.

$$\beta_f = \beta_0 + \frac{2m_0 N z}{V} \frac{\delta A}{\delta \sigma} \quad (2.11)$$

Donde m_0 representó el factor de escala del poro con respecto a un poro de referencia con $m=1$, y N denotó el número de poros reescalados. Suponiendo que el sólido contenía dos poblaciones de poros del mismo tipo, pero de distinto tamaño, se consideraron m_1 como el factor de escala de la primera población con N_1 poros, y m_2 como el factor de escala de la segunda población con N_2 poros. La compresibilidad del sólido con ambas poblaciones se expresó mediante la Ecuación 2.12.

$$\beta_f = \beta_0 + \frac{2z}{V} (N_1 m_1^2 + N_2 m_2^2) \frac{\delta A}{\delta \sigma} \quad (2.12)$$

Debido a la forma funcional de la Ecuación 2.12, fue posible determinar los valores de N_1 y N_2 , lo cual condujo al mismo resultado que la Ecuación 2.11 y permitió derivar la Ecuación 2.13.

$$N = \frac{N_1 m_1^2 + N_2 m_2^2}{m_0^2} \quad (2.13)$$

La Ecuación 2.13 implicó que una población específica de poros podía subdividirse en múltiples poblaciones reescaladas del mismo tipo. Esta conclusión tuvo un impacto directo en la unicidad de los modelos teóricos, tema que fue tratado con mayor profundidad posteriormente.

La no unicidad en el cálculo de la compresibilidad de materiales porosos se extendió al módulo de Young [22], afectando a todas las constantes elásticas, ya que solo dos de ellas son independientes [29]. Si bien podría parecer que esta problemática era consecuencia del método numérico empleado para calcular las constantes elásticas, en realidad, la discretización de la superficie de un poro con elementos lineales fue un recurso matemático para caracterizar su forma, independiente del método de deformación utilizado. De hecho, cualquier superficie porosa pudo subdividirse en elementos infinitesimales, obteniendo resultados equivalentes. Conclusiones similares se reportaron para poros de bordes angulosos, modelados mediante funciones continuas para representar sus superficies [21]. La ventaja de esta técnica radicó en su aplicabilidad a superficies irregulares, característica común en rocas sedimentarias reales.

2.3 Derivación de curvas de presión capilar.

A partir de una distribución acumulativa de porosidad y volumen de poro mostrada en la Figura 3, se puede derivar una curva de presión capilar mediante un procedimiento matemático que implica la conversión de porosidad en saturación de fluido y perímetros en radios equivalentes del cuello de poro. Inicialmente, la porosidad acumulada se transforma en saturación de fase mojante o no mojante considerando que la porosidad total corresponde al 100% de saturación. Esto se logra aplicando la relación entre la saturación del fluido y el volumen de fluido que ocupa los poros con respecto al volumen total de poro de la roca, lo cual

permite construir una curva acumulativa de saturación en función de la porosidad referenciada a una línea base conocida.

Posteriormente, esta curva puede reinterpretarse como una curva de presión capilar mediante la conversión de los perímetros de los poros en radios equivalentes de la garganta. Aunque los sistemas de poro fueron modelados históricamente como tubos cilíndricos interconectados, estudios posteriores demostraron la compleja geometría del espacio poroso, lo que llevó a introducir el concepto de radio de garganta equivalente: definido como el radio máximo inscrito dentro de una sección transversal de poro irregular, tal como se ilustra en la Figura 6.

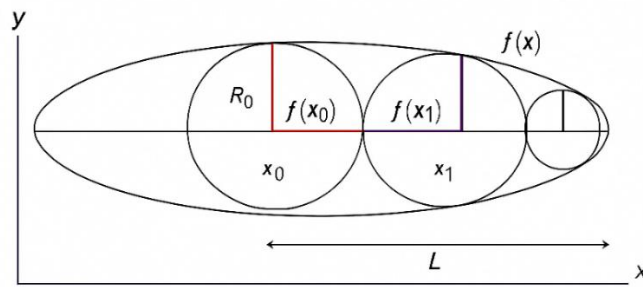


Figura 6. Representación de los círculos inscritos máximos distribuidos a lo largo del semieje mayor del poro, empleados para estimar el tamaño de radio de garganta y su relación con la geometría interna.

Este radio se calcula a partir de la función geométrica $f(x)$ que describe la forma del poro y requiere el uso de métodos numéricos, como el método de Newton–Raphson [30], para resolver el sistema no lineal expresado en la Ecuación 2.14.

$$x_n - f(x_n) = f(x_0) + 2 \sum_{i=1}^{n-1} f(x_i) \quad (2.14)$$

Donde:

$$x_n + f(x_n) \leq L \quad (2.15)$$

L denota el semieje mayor de la geometría del poro.

A través de estas transformaciones, la distribución original de poros (porosidad acumulada frente a perímetro) puede ser reconstruida en términos de saturación y radio de garganta permitiendo su interpretación como una curva de presión capilar, como se ilustra en la Figura 7. Además, mediante el uso de un modelo fractal, el radio equivalente puede escalarse sistemáticamente a través de múltiples niveles de aumento, permitiendo así simular el comportamiento de la presión capilar en un amplio rango de escalas de poro. Esta transformación se basa en la conocida ecuación de Plateau [24], utilizada para convertir el radio de garganta de poro en presión capilar.

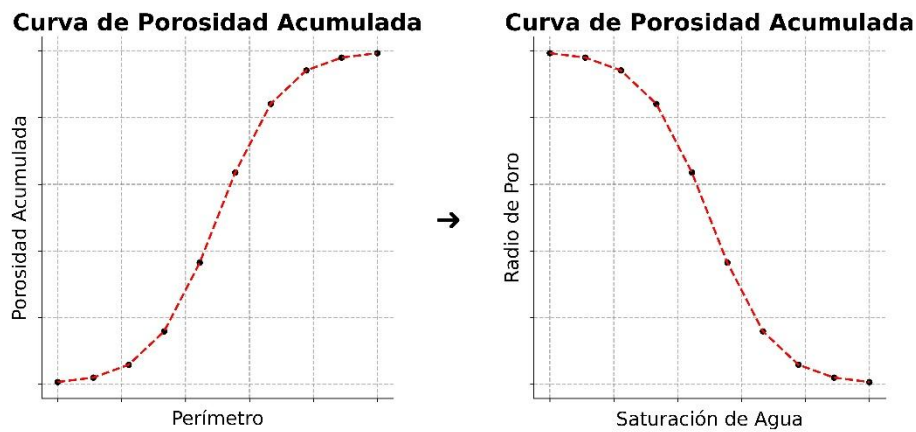


Figura 7. Representación esquemática que ilustra la transformación de la curva de porosidad acumulada en una curva de presión capilar

2.4 Área de estudio.

Para evaluar la validez y aplicabilidad del modelo matemático desarrollado, es esencial contrastarlo con datos reales de una formación geológica específica. En este contexto, la selección de un área de estudio representa un paso clave, ya que proporciona el entorno natural necesario para probar el modelo bajo condiciones reales del subsuelo.

El campo petrolero Tapi–TTT forma parte del activo Shushufindi, ubicado en la Cuenca Oriente, en la provincia de Orellana, al norte de Ecuador. Como se ilustra en la Figura 8, el campo abarca aproximadamente 7.87 km² e incluye 29 pozos operativos [31], [32]. El pozo

TAPI-001I, resaltado en la Figura 8, fue seleccionado como el pozo de estudio para desarrollar el modelo propuesto.

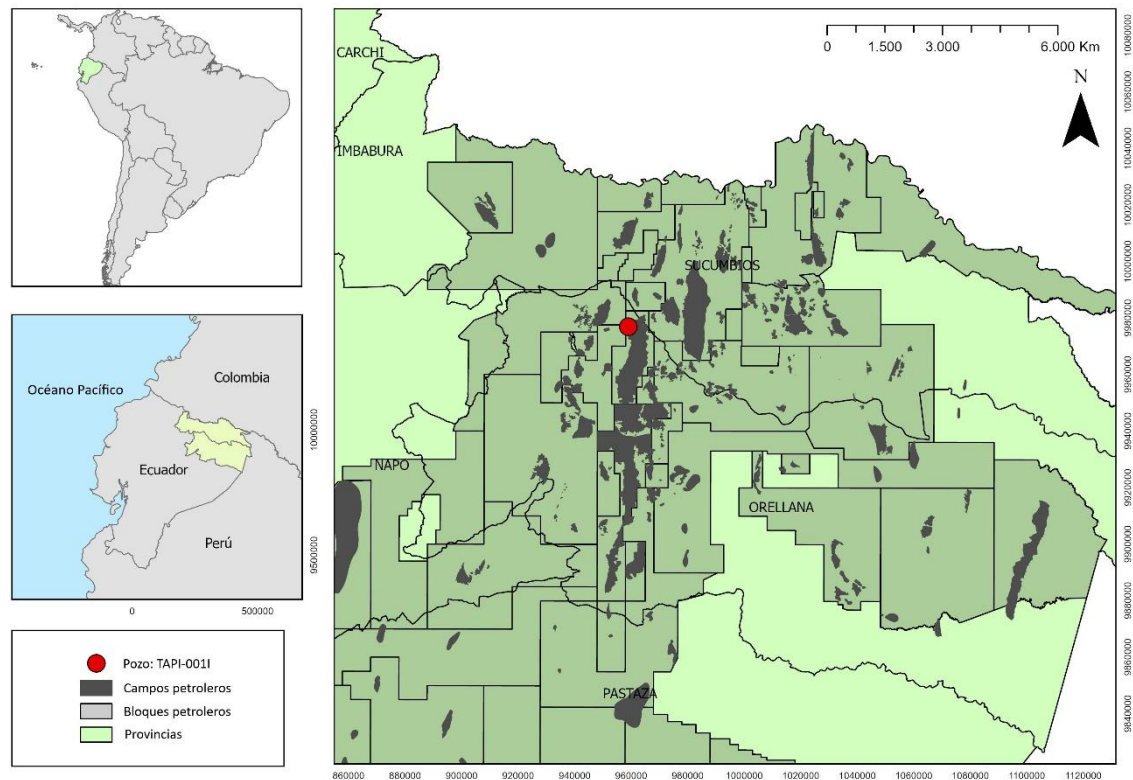


Figura 8. Ubicación del campo Tapi-TTT, Ecuador

El campo Tapi–TTT está delimitado por dos altos estructurales orientados noreste-suroeste: el Alto Tapi, ubicado al noroeste, y el más grande Alto TTT, al sureste. Se interpreta que la estructura Tapi se desarrolló entre el Coniaciano y el Eoceno Inferior sobre un alto de basamento compuesto por gabro metamorfoseado [33]. También se ha propuesto que la estructura se formó sobre una isla volcánica, donde la Formación Napo presenta depósitos de tipo sobrelapado [33], [34]. El campo presenta un sistema de fallas con dos principales: la Falla Tapi y la Falla TTT. Estas fallas generan superficies hacia el este y fallas antitéticas hacia el oeste [35], [36].

La estratigrafía de la Cuenca Oriente está organizada en tres ciclos tectonosedimentarios que reflejan los cambios en el nivel eustático y su influencia sobre las secuencias de depósito

[34]. Estos ciclos incluyen superficies de erosión basal producidas por la incisión de valles fluviales durante caídas del nivel del mar, seguidas por rellenos sedimentarios asociados a sistemas fluviales, estuarinos y transgresivos.

La columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriente, ilustrada en la Figura 9, sintetiza estas unidades y sus características clave, destacando la evolución de los ambientes de depósito bajo distintos contextos geodinámicos y su relación con los cambios eustáticos.

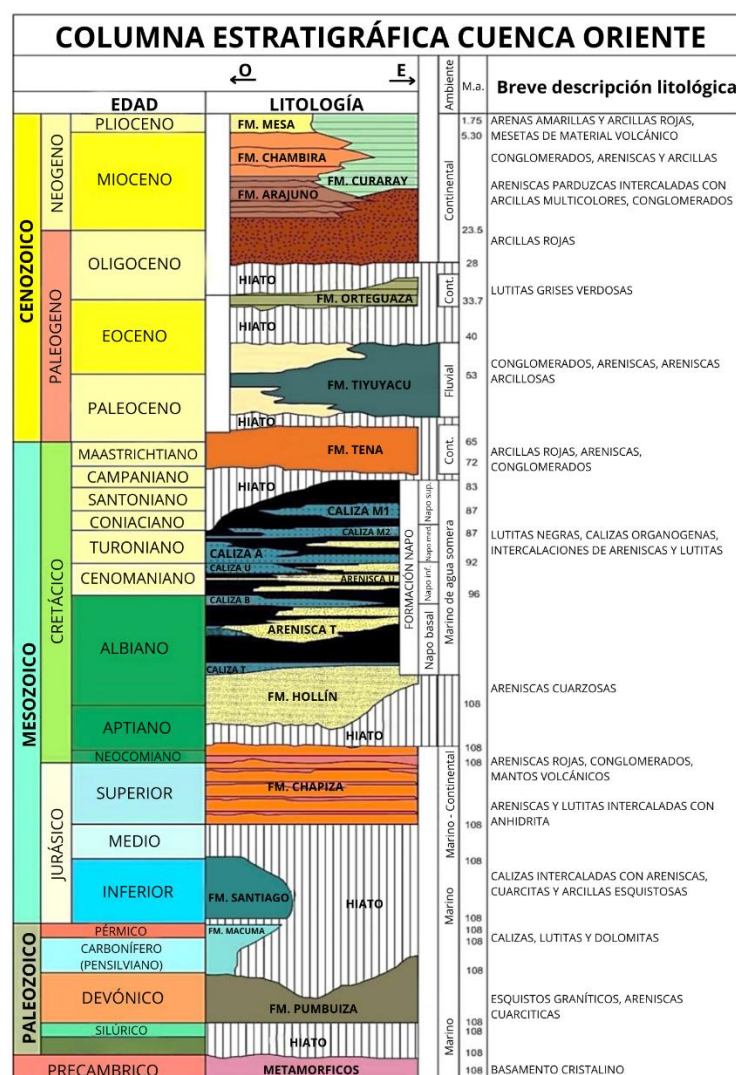


Figura 9. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente en Ecuador

Para este estudio, se seleccionaron las areniscas T y U de la Formación Napo debido a su importancia como unidades reservorio en la Cuenca Oriente, la principal región productora de

petróleo de Ecuador [37]. Estas areniscas presentan propiedades petrofísicas clave, como alta porosidad y permeabilidad, lo que las convierte en objetivos estratégicos para la caracterización y optimización de la explotación de hidrocarburos.

Asimismo, se aplicó la misma metodología a la formación Las Piedras, en el campo Santa Bárbara, Venezuela (Figura 10). Por razones de confidencialidad, no se revela la ubicación exacta del pozo ni el nombre del mismo. Este campo fue seleccionado debido a la disponibilidad de un pozo con datos completos y de alta calidad, lo que elimina la necesidad de registros de pozo sintéticos. El contexto geológico y la relevancia de la formación están documentados en González de Juana, 1980 [38]. Este segundo escenario contribuirá a validar la robustez y adaptabilidad del modelo bajo condiciones variables de disponibilidad de datos.

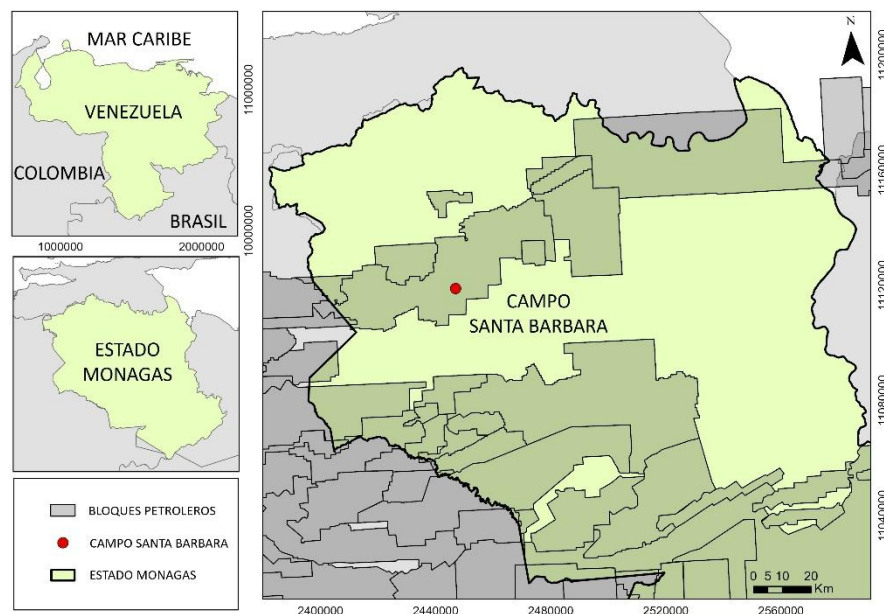


Figura 10. Ubicación del campo Santa Barbara, Venezuela

2.4 Adquisición y análisis de datos para validación del modelo.

Para obtener los datos petrofísicos requeridos en este estudio, se utilizaron registros de pozo del campo Tapi–TTT, enfocándose en las areniscas “U” y “T”, que constituyen zonas

productivas dentro de la Formación Napo. Los datos fueron proporcionados durante el segundo semestre de 2020 a la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) por Petroecuador EP.

Para que el modelo funcione de manera adecuada, se requiere que la arena seleccionada sea suficientemente limpia y que el intervalo tenga un espesor representativo. Además, es indispensable contar al menos con registros de rayos gamma y sónico dipolar, así como registros de densidad, porosidad de neutrones y eléctricos. Con base en estos criterios, se filtró una base de datos de 29 pozos, eliminando 6 que no cumplían con las condiciones necesarias para su uso en el modelo. El pozo TAPI-001I fue seleccionado como el pozo de estudio para el desarrollo del modelo propuesto, ya que cumple con todos los requisitos mínimos: limpieza adecuada de arena, espesor suficiente del intervalo y disponibilidad de los registros necesarios.

Para el procesamiento y análisis de los datos del pozo, se empleó la biblioteca Lasso en Python [39]. Esta herramienta permite la lectura de archivos .LAS y su conversión a formato tabular, facilitando la manipulación y análisis de registros de pozo. Inicialmente, se realizó un análisis exploratorio de los datos para identificar los espesores de interés dentro de la columna estratigráfica del pozo. Este proceso incluyó la determinación del tope y la base de los intervalos arenosos, identificados mediante la correlación de múltiples registros: rayos gamma, densidad ($RHOB$), porosidad neutrón ($NPHI$) y tiempo de tránsito sónico (DT).

2.5 Construcción de registros de pozos sintéticos.

Para calcular la porosidad a lo largo del intervalo de estudio, se utilizaron tanto el registro de porosidad de neutrones ($NPHI$) como la ecuación del tiempo promedio de Wyllie [40], [41], la cual permite estimar la porosidad a partir del registro DT , denominada porosidad acústica en aquellas secciones donde no se disponía de datos de neutrones, pero sí del registro sónico [40], [41]. Esta ecuación asume que la porosidad es inversamente proporcional a la velocidad de la onda P en la roca, según la relación expresada en la Ecuación 2.16.

$$\emptyset = \frac{DT - DT_{ma}}{DT_{fluido} - DT_{ma}} \quad (2.16)$$

Donde DT_{ma} representa el tiempo de tránsito acústico en la matriz rocosa y DT_{fluido} el tiempo de tránsito acústico en el fluido de formación. Para generar el registro completo de porosidad, los datos del registro de neutrones se combinaron con los cálculos de porosidad acústica obtenidos mediante el método de Wyllie, dado que la litología en el área de estudio se encuentra bien caracterizada. Esta aproximación permitió obtener una curva de porosidad continua a lo largo de todo el intervalo del pozo.

Para la construcción de la curva sintética de densidad, se empleó un enfoque basado en el tiempo de tránsito de la onda P (DT), mediante un modelo de regresión lineal entre el registro acústico y el registro de densidad en los intervalos donde ambos registros estaban disponibles. El modelo fue calibrado utilizando los valores conocidos de DT y $RHOB$, estableciendo así una relación matemática entre ambas variables. Posteriormente, esta ecuación ajustada se utilizó para estimar los valores de densidad en los intervalos donde no se contaba con registro de densidad, pero sí con datos acústicos. Como resultante se muestra a continuación la Ecuación 2.17.

$$RHOB_{(Sintético)} = a * DT + b \quad (2.17)$$

Donde a y b son los coeficientes obtenidos a partir de la regresión lineal.

2.6 Cálculo de la saturación.

En este estudio se aplicaron tanto el método de Archie, diseñado para areniscas limpias, como el modelo de Simandoux, que considera la presencia de arcillas, para calcular las saturaciones de agua (S_w). Al comparar los resultados de las curvas de S_w (Archie) y S_w (Simandoux), se observó que ambos métodos arrojaron valores similares [42], [43]. Esto indica que el contenido de arcilla en las muestras analizadas no fue lo suficientemente significativo

como para afectar los valores de saturación de agua o hidrocarburos, validando así la aplicabilidad de ambos modelos en las condiciones del reservorio.

Con base en esta premisa, se utilizó el modelo de Archie para calcular las saturaciones de agua (S_w) y de aceite (S_o) [44]. Este método permite estimar S_w como función de la resistividad de la formación y la porosidad efectiva. Las constantes del modelo se determinaron mediante la técnica del gráfico de Pickett [45], obteniéndose un factor de cementación $m=1.9$, un exponente de saturación $n=2$, un factor de tortuosidad $a=0.81$, y una resistividad del agua de formación $R_w=0.063 \Omega m$. La ecuación de Archie para formaciones arenosas es representada en la Ecuación 2.18.

$$S_w = \left(\frac{a}{\phi^m} * \frac{R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (2.18)$$

Donde S_w es la saturación de agua, R_t es la resistividad de la formación obtenida de los registros y ϕ es la porosidad. Finalmente, la saturación de aceite (S_o) se estimó mediante la relación $S_o = 1 - S_w$, bajo el supuesto de un sistema bifásico agua–aceite. Esta metodología permitió caracterizar las variaciones de saturación de fluidos en las zonas arenosas del intervalo de estudio.

2.7 Parámetros elásticos.

Los parámetros elásticos, como el módulo volumétrico en función de la profundidad, se derivaron a partir de los registros sínicos dipolares utilizando la relación presentada en la Ecuación 2.19 [14].

$$K(psi) = \rho \left(\frac{1}{t_p^2} - \frac{4}{3t_s^2} \right) * a \quad (2.19)$$

Donde t_p y t_s representan los tiempos de tránsito de las ondas P y S obtenidos del registro sínico dipolar, ρ es la densidad de la roca, y a es un factor de conversión de unidades. Esta

ecuación aplica cuando t_p y t_s se expresan en $\mu s/ft$, el módulo de Young (E), el módulo volumétrico (K) y el módulo de corte (μ) están en psi , y la densidad (ρ) se expresa en g/cc .

Sin embargo, el módulo volumétrico en función de la profundidad está influenciado por el fluido presente en el espacio poroso de la roca. Por tanto, es necesario ajustar el módulo antes de generar el modelo computacional, ya que este método es válido únicamente para muestras secas, mientras que los datos obtenidos de los registros de pozo corresponden a muestras saturadas.

El efecto del fluido saturante se puede eliminar utilizando la ecuación de Gassmann, como se muestra en la Ecuación 2.20 [46].

$$K = \frac{\phi \left(\frac{1}{K_s} - \frac{1}{K_{fl}} \right) + \frac{1}{K_s} - \frac{1}{K_o}}{\frac{\phi}{K_o} \left(\frac{1}{K_s} - \frac{1}{K_{fl}} \right) + \frac{1}{K_s} \left(\frac{1}{K_s} - \frac{1}{K_o} \right)} \quad (2.20)$$

La evaluación de las propiedades elásticas de rocas húmedas o saturadas depende de tres factores clave: el módulo volumétrico de la roca saturada, derivado de los tiempos de tránsito y la densidad; el módulo volumétrico de la matriz, basado en valores tabulados para matrices arenosas; y la porosidad, obtenida a partir de los registros de porosidad de neutrones y de densidad [47].

Las curvas de resistividad, porosidad de neutrones y porosidad de densidad fueron analizadas para identificar los fluidos presentes en el espacio poroso de la roca. Este análisis permitió determinar el módulo volumétrico equivalente del fluido mediante la Ecuación 2.21.

$$\frac{1}{K_{fl_{equi}}} = S_{fl1} \left(\frac{1}{K_{fl1}} \right) + S_{fl2} \left(\frac{1}{K_{fl2}} \right) \quad (2.21)$$

Donde S_{fl} y K_{fl} representan el porcentaje de saturación y el módulo volumétrico del fluido, respectivamente.

2.8 Estimación de la presión efectiva.

Un parámetro importante considerado para el desarrollo del modelo fue la determinación de la presión efectiva sobre la muestra bajo condiciones de reservorio. Este aspecto es esencial porque el modelo computacional requiere que los valores de entrada estén en función de la presión efectiva, mientras que los datos disponibles de registros de pozo están en función de la profundidad. La presión efectiva se calculó como la diferencia entre la presión litostática y la presión de poro [48], [49], según la Ecuación 2.22.

$$P_{\text{efec}} = P_{\text{lit}} - P_{\text{hid}} \quad (2.22)$$

La presión litostática se estimó multiplicando la densidad de la roca por la gravedad y la altura. La presión de poro se determinó utilizando una relación que considera la profundidad y la gravedad específica promedio del fluido desde la superficie hasta la profundidad deseada.

Capítulo 3

3. Resultados y análisis

El análisis se aplicó a dos casos de estudio correspondientes a cuencas sedimentarias de América del Sur. El primero se desarrolló en el Campo Tapi–TTT, ubicado en la Cuenca Oriente de Ecuador, dentro de la unidad U Inferior y U Superior. Las arenas de esta formación son relativamente delgadas, con espesores que oscilan entre 20 y 200 pies. Esta limitación no permite que una sola capa desarrolle un rango de presión lo suficientemente amplio para generar modelos elásticos robustos. Por ello, y debido a la similitud en sus propiedades sedimentológicas, se combinaron los datos de varias arenas objetivo para construir un modelo representativo del comportamiento medio de la región. El segundo caso se desarrolló en la Formación Las Piedras, en la cuenca sedimentaria occidental de Venezuela, donde se disponía de registros completos de alta calidad.

La Figura 11 presenta un análisis de regresión lineal entre las velocidades de onda P (V_p) y las velocidades de onda S (V_s), demostrando una relación proporcional con un ajuste robusto, evidenciado por un valor de R^2 de aproximadamente 0.92. Esta relación permitió calcular valores sintéticos de V_s , los cuales son fundamentales para la implementación del modelo propuesto. En la misma figura se compara la curva original de V_s con la curva calculada (sintética), mostrando una correlación visualmente fuerte a lo largo del intervalo de profundidad estudiado (de 9,220 a 9,280 pies), correspondiente a la arena objetivo. Aunque se observan leves desviaciones en ciertos puntos, la superposición general entre ambas curvas respalda la precisión del modelo para representar el comportamiento de las ondas S dentro de la formación.

La evaluación entre las velocidades de onda sintéticas y las originales reveló un alto grado de similitud, con un porcentaje de coincidencia calculado del 96.30 %. Este resultado demuestra la consistencia del modelo sintético con respecto a los datos reales medidos en el pozo. El grado de coincidencia entre ambas curvas se determinó utilizando el error relativo promedio. Este bajo valor de error confirma aún más la confiabilidad del método de generación

del modelo sintético y su capacidad para representar con alta precisión las características del subsuelo. Estos hallazgos refuerzan la validez del enfoque propuesto para construir perfiles de velocidad cuando se dispone de registros incompletos o se requiere calibración cruzada entre pozos.

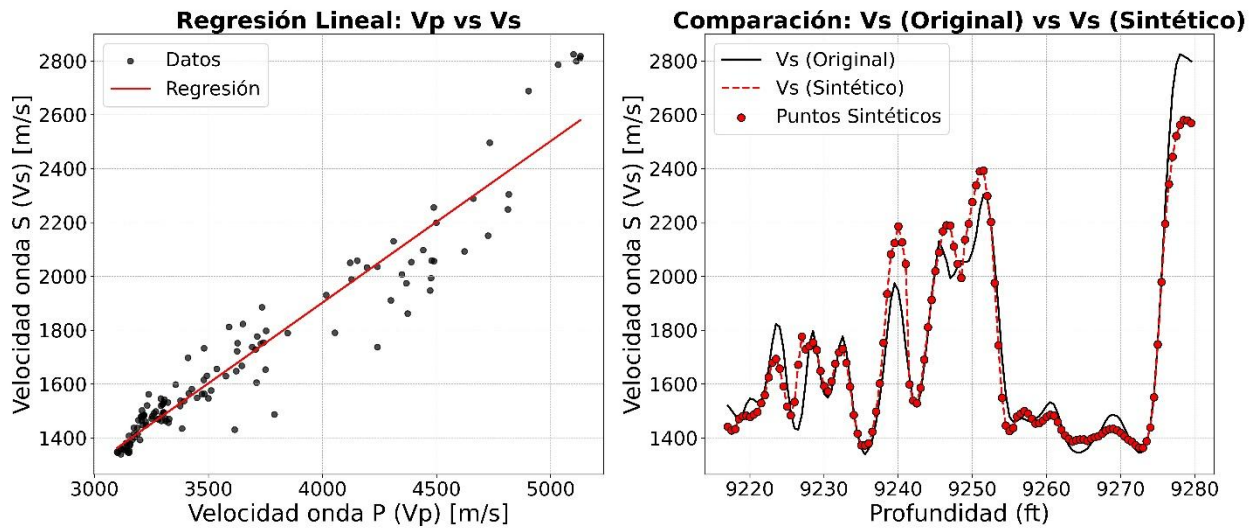


Figura 11. Regresión lineal entre las velocidades compresional (V_p) y de corte (V_s), mostrando la relación obtenida a partir de los registros sísmicos dipolares.

Estos resultados refuerzan la utilidad del enfoque basado en regresiones lineales y análisis sintéticos para la caracterización de propiedades petrofísicas y la validación de registros de pozo.

Para describir la estructura porosa de la roca seleccionada, aproximadamente el 0.03 % del número total de poros fue modelado utilizando geometrías euclidianas, mientras que el 99.97 % restante corresponde al número de poros representados mediante geometrías fractales, lo que resalta el papel dominante de las estructuras fractales en la representación del comportamiento elástico de la roca.

Los resultados del modelado de constantes elásticas y porosidad, presentados en la Figura 12, muestran una correspondencia aceptable entre el modelo y los datos experimentales, incluyendo barras de error mínimas como resultado del control preciso de presión durante las mediciones.

No obstante, el análisis de velocidades acústicas se basa exclusivamente en los resultados modelados. La fuerte correlación observada entre los módulos elásticos y la porosidad permite concluir que las velocidades calculadas mediante el modelo representan con precisión las variaciones acústicas observadas en rocas reales.

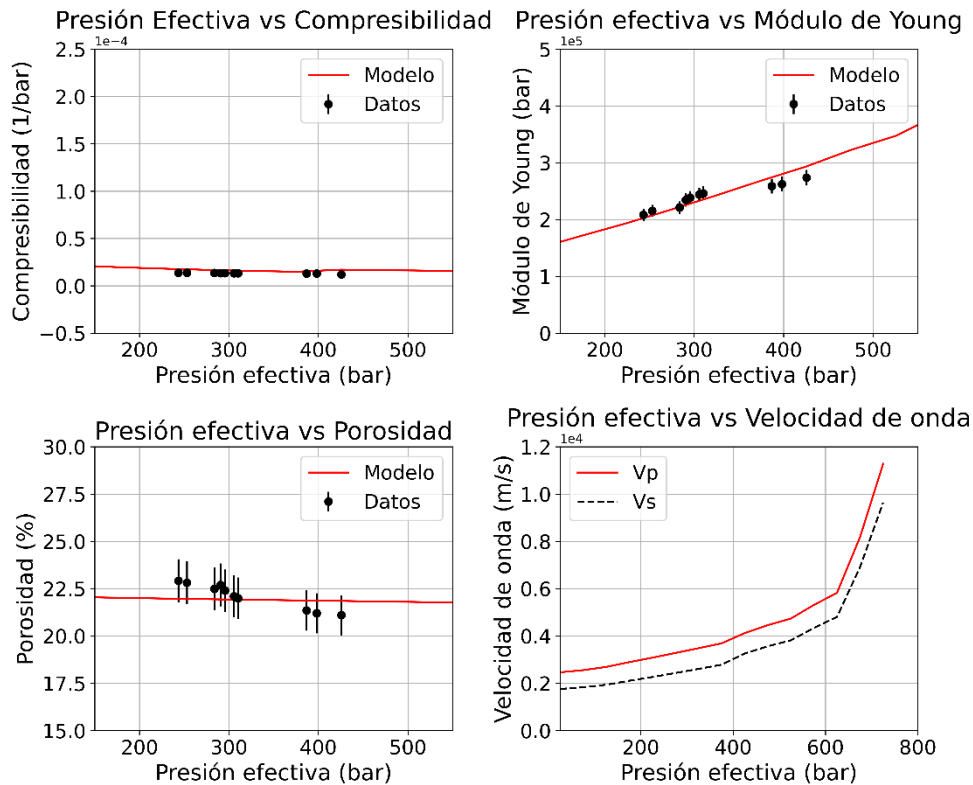


Figura 12. Comparación entre datos experimentales y el modelo propuesto para la variación de compresibilidad, módulo de Young, porosidad y velocidades de onda (V_p y V_s) en función de la presión efectiva.

La Figura 13 ilustra la distribución acumulada de porosidad en función de los perímetros de los poros. Se identifican dos regiones principales: poros fractales (F), que son más compresibles y afectan principalmente las variaciones en las constantes elásticas de la roca, y poros euclidianos (E), que dominan la mayoría de la porosidad total. Además, se resalta el límite superior de la distribución fractal (L), proporcionando una representación topológica valiosa para analizar las propiedades petrofísicas de la roca en relación con la distribución de sus poros.

La Figura 14 presenta los resultados de la curva capilar sintética, donde se puede observar una similitud aceptable entre la curva generada por el modelo y la curva real de presión capilar

obtenida a partir de mediciones de laboratorio. Adicionalmente en la Figura 14 se puede observar que aproximadamente el 83% de los poros están clasificados como mega poros, lo cual explica la alta porosidad de la formación (22%). La saturación irreducible es cercana al 10%.

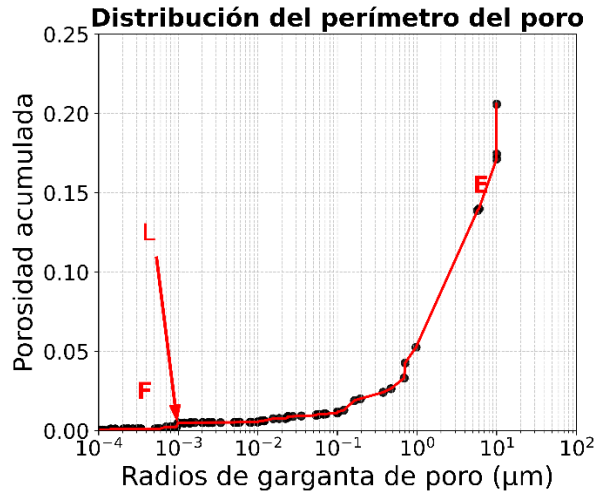


Figura 13. Distribución acumulada de porosidad en función de los radios de garganta. Se identifican poros fractales (F), poros euclidianos (E) y el límite superior de la distribución fractal (L).

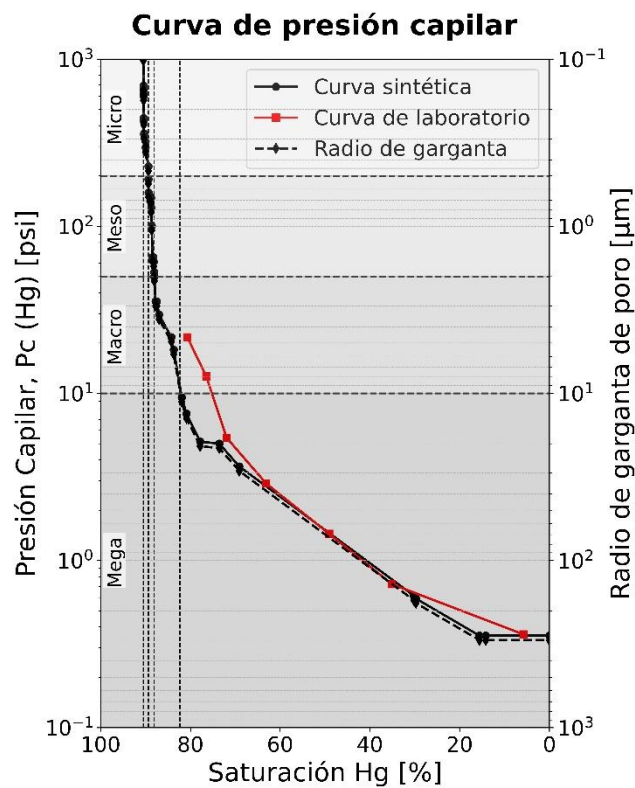


Figura 14. Curva sintética de presión capilar comparada con datos de laboratorio, mostrando la distribución de tamaños de poro en el Campo Tapi-TTT. Se distinguen dominios micro, meso, macro y mega poros, asociados al control de la saturación y el radio de garganta.

Como resultado, se identificó una distribución de poros mediante la modelización que representa con precisión la geometría interna del yacimiento seleccionado. Los parámetros más relevantes se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1. Parámetros petrofísicos de la formación U, pozo TAPI-001I

Parámetro petrofísico	Resultado
Poros característicos	83% Mega poros
Porosidad total	22 %
Saturación irreducible	10 %

En la Figura 15, se muestra el resultado del modelo utilizando los datos de la Formación Las Piedras, donde se aprecia una excelente correspondencia entre el modelo y los datos. Además, los parámetros petrofísicos indican que aproximadamente el 50% de los poros corresponden a mega poros, lo que explica la alta porosidad en la Formación Las Piedras (23%). Asimismo, la saturación irreducible se aproxima al 30%.

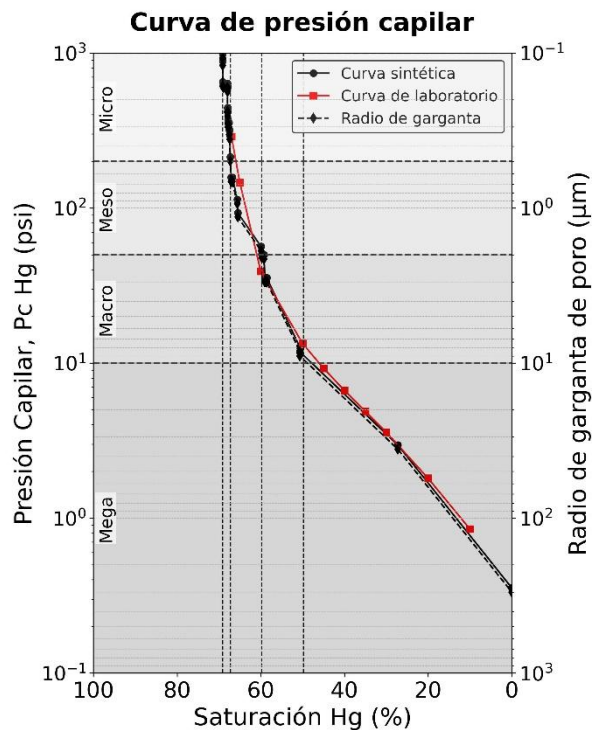


Figura 15. Curva sintética de presión capilar comparada con datos de laboratorio, mostrando la distribución de tamaños de poro en el Campo Santa Barbara. Se distinguen dominios micro, meso, macro y mega poros, asociados al control de la saturación y el radio de garganta.

En conclusión, se ha establecido el modelo topológico del yacimiento seleccionado perteneciente a la Formación Las Piedras. Los parámetros más relevantes que caracterizan este modelo se resumen en la Tabla 2.

Tabla 2. *Parámetros petrofísicos de la formación Las Piedras, Venezuela*

Parámetro petrofísico	Resultado
Poros característicos	50% Mega poros
Porosidad total	23 %
Saturación irreducible	30 %

La comparación entre ambos casos evidencia que el modelo propuesto posee la flexibilidad necesaria para adaptarse a diversas condiciones geológicas y a variaciones en la disponibilidad de información. En el caso ecuatoriano, incluso con la ausencia parcial de registros reales y la necesidad de generar secciones mediante registros sintéticos, el modelo logró reproducir curvas con alta concordancia respecto a los resultados de laboratorio. Sin embargo, el caso venezolano ilustra que la capacidad predictiva del modelo mejora significativamente cuando se dispone de datos de entrada completos y consistentes.

Las Figuras 14 y 15 resumen las curvas sintéticas y experimentales para ambos casos de estudio, destacando la alineación y el error residual entre ellas. Las diferencias en constantes elásticas y distribuciones de dimensión fractal también subrayan la sensibilidad del modelo frente a variaciones litológicas.

Capítulo 4

4.1 Conclusiones y recomendaciones

4.1.1 Conclusiones

Luego de desarrollar y aplicar cada una de las fases contempladas en la propuesta metodológica, se alcanzaron resultados que permiten comprender de manera más profunda el comportamiento del espacio poroso y su relación con las propiedades elásticas en reservorios sedimentarios. Estas conclusiones reflejan no solo la validación del modelo propuesto, sino también su potencial para convertirse en una herramienta práctica y accesible en la caracterización petrofísica, especialmente en contextos donde la información de núcleos es limitada. A continuación, se presentan los principales hallazgos.

- Se desarrolló y aplicó una metodología matemática para calcular un modelo topológico del espacio poroso en rocas sedimentarias, integrando distribuciones de poros fractales y euclidianas, permitiendo estimar su influencia en las constantes elásticas y curvas de presión capilar.
- La validación en el Campo Tapi–TTT (Ecuador) mostró desviaciones aproximadas de 10 psi respecto a los datos de laboratorio, atribuibles al uso de datos sintéticos para compensar registros incompletos, lo que aumenta el potencial de error.
- La aplicación en la Formación Las Piedras (Venezuela), con registros completos y de alta calidad, arrojó resultados con alta concordancia respecto a datos experimentales, confirmando la precisión y confiabilidad del modelo cuando se dispone de entradas consistentes.
- Se demostró la capacidad del modelo para caracterizar el espacio poroso y estimar presión capilar de manera replicable y rentable, evitando la necesidad de análisis de núcleos o técnicas costosas como la RMN.
- Si bien el método propuesto constituye una herramienta innovadora y consistente para la generación de curvas sintéticas de presión capilar a partir de registros sínicos dipolares, presenta limitaciones relacionadas con los supuestos geométricos y la dependencia de datos de

alta calidad. Además, su aplicación ha sido validada únicamente en areniscas consolidadas, lo que no permite aún asegurar la generalización de resultados en otras litologías como carbonatos o lutitas. Estos aspectos abren la puerta a investigaciones futuras orientadas a integrar propiedades de mojabilidad, efectos mineralógicos y validaciones en un rango más amplio de formaciones y condiciones de presión/temperatura, con el fin de robustecer y ampliar la aplicabilidad del modelo.

- La metodología contribuye al conocimiento científico sobre la relación entre espacio poroso y propiedades elásticas, ofreciendo soluciones prácticas y económicas para la caracterización de reservorios, alineándose con los ODS 9 y 12 al optimizar flujos de trabajo y reducir costos operativo.

Finalmente, es importante destacar que los resultados obtenidos en esta investigación han dado lugar al desarrollo del artículo científico titulado “Synthetic capillary pressure modeling with dipole sonic waves for enhanced reservoir characterization”. Este producto académico refleja la relevancia de la presente tesis, al aportar un marco metodológico innovador en el campo de la petrofísica y abrir nuevas líneas de investigación aplicables a la caracterización avanzada de reservorios.

4.1.2 Recomendaciones

Tras culminar el presente trabajo, se identificaron recomendaciones que permiten ampliar y fortalecer los alcances del mismo. Estas sugerencias se plantean considerando las posibles aplicaciones futuras del modelo matemático, así como las limitaciones observadas durante su desarrollo y las estrategias que podrían adoptarse para abordarlas en trabajos posteriores.

- Se recomienda aplicar la metodología en otros tipos de rocas, como carbonatos y lutitas, para evaluar su adaptabilidad y robustez frente a diferentes geometrías porosas y composiciones mineralógicas. Esto permitirá validar el modelo en contextos más complejos y con propiedades elásticas contrastantes.

- Dado que en el caso del Campo Tapi–TTT fue necesario completar secciones faltantes mediante registros sintéticos, se recomienda en futuras investigaciones aplicar métodos de correlación geológica regional y Machine Learning para generar registros sintéticos más realistas y geológicamente consistentes, reduciendo así la incertidumbre asociada a los datos de entrada del modelo.
- Siempre que se utilicen registros sintéticos, se sugiere contrastarlos con datos reales de pozos cercanos (si están disponibles) para verificar su coherencia y ajustar su calibración. Esto permitirá mejorar la confiabilidad de los resultados generados por el modelo en escenarios de datos incompletos.
- Para la adecuada aplicación del modelo, se requiere que la arena posea un intervalo de espesor representativo. Sin embargo, al tratarse de una metodología novedosa, el criterio de espesor aún no se encuentra definido y en este trabajo se aplicó bajo un enfoque de prueba y error. Se recomienda que futuros estudios establezcan un rango mínimo de espesor que permita estandarizar el modelo y validar su aplicación en distintos escenarios.
- Previo a la aplicación del modelo en otros escenarios, se recomienda definir un conjunto de criterios mínimos de calidad para los registros de pozo (resolución, continuidad, profundidad efectiva, ruido), de manera que se evite la introducción de sesgos importantes en los resultados derivados de datos incompletos, interpolados o sintéticos.

Referencias

- [1] E. Joonaki, S. Ghanaatian, and G. Zargar, “An Intelligence Approach for Porosity and Permeability Prediction of Oil Reservoirs using Seismic Data,” *Int J Comput Appl*, vol. 80, no. 8, pp. 19–26, Oct. 2013, doi: 10.5120/13881-1778.
- [2] C. Lyu and others, “Core scale analysis of low viscosity oil injection,” *Energy*, vol. 275, p. 127432, 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.127432.
- [3] M. U. Shafiq and H. B. Mahmud, “Sandstone matrix acidizing knowledge and future development,” *J Pet Explor Prod Technol*, vol. 7, no. 4, pp. 1205–1216, 2017, doi: 10.1007/s13202-017-0314-6.
- [4] C. Feng and others, “A new empirical method for constructing capillary pressure curves from conventional logs,” *Journal of Earth Science*, vol. 28, no. 3, pp. 516–522, 2017, doi: 10.1007/s12583-016-0913-6.
- [5] H. Liu, *Principles and Applications of Well Logging*. Springer, 2017.
- [6] J. S. Mendoza, “Problemas de escalamiento en el modelaje de rocas sedimentarias,” *Interciencia*, vol. 23, no. 6, 1998.
- [7] X. Li and others, “Modeling and petrophysical properties of digital rock models with various pore structure types,” *Int J Coal Sci Technol*, vol. 10, no. 1, 2023, doi: 10.1007/s40789-023-00627-z.
- [8] A. J. Katz and A. H. Thompson, “Fractal sandstone pores: Implications for conductivity and permeability,” *Phys Rev Lett*, vol. 54, no. 12, p. 1325, 1985.
- [9] C. E. Krohn, “Fractal measurements of sandstones, shales, and carbonates,” *J Geophys Res Solid Earth*, vol. 93, no. B4, pp. 3297–3305, 1988.
- [10] T. Dutta and S. Tarafdar, “Fractal characteristics of pore networks in sedimentary rocks,” *J Appl Phys*, vol. 94, no. 7, pp. 4864–4872, 2003.
- [11] A. Gharavi and others, “Unconventional Reservoir Characterization: A Case Study of a Tight Sandstone Reservoir,” *Energies (Basel)*, vol. 16, no. 22, 2023, doi: 10.3390/en16227572.
- [12] Y. Liu and others, “Static rock typing for carbonate reservoirs using mercury injection capillary pressure curves,” *J Pet Sci Eng*, vol. 181, 2019, doi: 10.1016/j.petrol.2019.06.039.
- [13] J. S. Mendoza, “Computing Petrophysical Properties in Porous Rocks Using a Boundary-Element Technique,” *Math Geol*, vol. 30, no. 7, pp. 889–910, 1998, doi: 10.1023/A:1021782727160.

- [14] D.-H. Han, “Effects of Porosity and Clay Content on Acoustic Properties of Sandstones,” Stanford University, Stanford, California, 1986.
- [15] O. C. Zienkiewicz and A. Zielinski, “Boundary element methods in solid mechanics, S. L. Crouch and A. M. Starfield,” *Int J Numer Methods Eng*, vol. 19, no. 10, p. 1579, 1983, doi: 10.1002/NME.1620191014.
- [16] P. K. Banerjee, *The Boundary Element Methods in Engineering*. London: McGraw-Hill, 1994. doi: 10.1007/978-3-642-84238-2.
- [17] M. H. Aliabadi, *The Boundary Element Method, Vol. 2: Applications in Solids and Structures*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, 2002.
- [18] M. Cooke, “Numerical Methods, Boundary Element,” in *Encyclopedia of Solid Earth Geophysics*, H. K. Gupta, Ed., Dordrecht: Springer, 2011, pp. 877–879. doi: 10.1007/978-90-481-8702-7_152.
- [19] J. A. Berrizbeitia and J. Mendoza, “Modelado Petrofísico utilizando estructuras fractales para la determinación de curvas de presión capilar,” in *Memorias del XI Congreso Venezolano de Geofísica*, Caracas, Venezuela, 2002.
- [20] J. S. Mendoza, *Introducción a la Física de Rocas*. Caracas, Venezuela: Editorial Equinoccio, Universidad Simón Bolívar, 1998.
- [21] G. M. Mavko and A. Nur, “The effect of nonelliptical cracks on the compressibility of rocks,” *J Geophys Res Solid Earth*, vol. 83, no. B9, pp. 4459–4468, Sep. 1978, doi: 10.1029/JB083IB09P04459.
- [22] J. S. Mendoza, “Modelling deformation, porosity and elastic constants in porous rocks,” Stanford University, Stanford, California, USA, 1987.
- [23] B. B. Mandelbrot, *The Fractal Geometry of Nature*. New York: W. H. Freeman and Company, 1982.
- [24] D. Tiab and E. C. Donaldson, *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. in EngineeringPro collection. Elsevier Science, 2012. [Online]. Available: <https://books.google.com.ec/books?id=F2wxxHmpWjgC>
- [25] F. Amaefule and others, “Practical methodology to identify flow units in reservoir,” *Journal of Petroleum Technology*, vol. 40, pp. 170–178, 1988.
- [26] D. V Ellis, *Well Logging for Earth Scientists*, Second. Dordrecht: Springer, 2007.
- [27] G. Mavko, T. Mukerji, and J. Dvorkin, *The Rock Physics Handbook*, Second. Cambridge: Cambridge University Press, 2009.
- [28] O. C. Zienkiewicz and A. Zielinski, “Boundary element methods in solid mechanics, S. L. Crouch and A. M. Starfield, George Allen & Unwin, London, 1983. Price: £20. No. pages:

- 322,” *Int J Numer Methods Eng*, vol. 19, no. 10, pp. 1579–1579, Oct. 1983, doi: 10.1002/NME.1620191014.
- [29] S. P. Timoshenko and J. N. Goodier, *Theory of Elasticity*, 3rd ed. New York: McGraw-Hill, 1970.
- [30] R. L. Burden and J. D. Faires, *Numerical Analysis*, 9th ed. Boston, MA: Brooks/Cole, Cengage Learning, 2011.
- [31] EP Petroecuador, “Listado Oficial de Nomenclatura de Pozos,” Mar. 2024. [Online]. Available: <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/2024/03/GDD-PEC-RPR-LISTADO-OFICIAL-NOMENCLATURA-20240322-firma.pdf>
- [32] Petroamazonas EP, “Informe de Campo Tetete-Tapi, Ronda de Campos Menores 2017,” 2017.
- [33] M. Rivadeneira and P. Baby, “Estilo tectónico, etapas de deformación y principales campos petroleros de Petroproducción en la Cuenca Oriente del Ecuador,” in *VII Congreso Ecuatoriano de Geología, Energía y Minas*, Quito, Ecuador, 1999, pp. 1–15.
- [34] P. Baby, M. Rivadeneira, and R. Barragán, *Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*, 1st ed. Quito, Ecuador: IFEA; IRD, 2004.
- [35] J. Bermúdez and C. Valdez, “Modelos de permeabilidad y correlaciones con perfiles de pozos para el establecimiento de las unidades de flujo en los campos Tetete-Tapi, bloque 57,” Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador, 2021. [Online]. Available: <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/52266>
- [36] J. F. Villao Medina, “Generación de mapas isópacos para los reservorios U y T superiores de la Formación Napo, en el campo menor TTT-TAPI dentro del Bloque 57,” Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador, 2021.
- [37] C. qian Zhang *et al.*, “Sediments Evolution of Napo Formation in the Slope Belt of Oriente Basin—A Case Study of Block T,” *Springer Series in Geomechanics and Geoengineering*, pp. 611–623, 2020, doi: 10.1007/978-981-13-7127-1_56.
- [38] C. G. de Juana, J. M. I. de Arozena, and X. P. Cadillat, *Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas*, vol. 2. Foninves, 1980. [Online]. Available: <https://books.google.com.ec/books?id=cC4SAQAAMAAJ>
- [39] S. Torres and contributors, “Lassio: LAS file reader for petrophysical workflows,” 2024.
- [40] M. R. J. Wyllie, A. R. Gregory, and L. W. Gardner, “Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media,” *Geophysics*, vol. 21, no. 1, pp. 41–70, 1956, doi: 10.1190/1.1438217.

- [41] J. Navarro, E. H. Teramoto, B. Z. Engelbrecht, and C. H. Kiang, “Assessing hydrofacies and hydraulic properties of basaltic aquifers derived from geophysical logging,” *Brazilian Journal of Geology*, vol. 50, no. 4, 2020, doi: 10.1590/2317-4889202020200013.
- [42] S. Novikov *et al.*, “Study on the Evaluation Method of the Water Saturation Logging of a Low-Resistance Oil Reservoir in the Guantao Formation, Bohai Basin,” *Processes* 2023, Vol. 11, Page 2890, vol. 11, no. 10, p. 2890, Sep. 2023, doi: 10.3390/PR11102890.
- [43] A. M. Mohamad and G. M. Hamada, “Determination techniques of Archie’s parameters: a, m and n in heterogeneous reservoirs,” *Journal of Geophysics and Engineering*, vol. 14, no. 6, pp. 1358–1367, Dec. 2017, doi: 10.1088/1742-2140/AA805C.
- [44] G. E. Archie, “The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics,” *Transactions of the AIME*, vol. 146, no. 1, pp. 54–62, 1942, doi: 10.2118/942054-G.
- [45] Y. Kandiel, “RESERVOIR PETROPHYSICS IN RELATION TO THE PETROLEUM SYSTEM IN THE AREA OF MAUI GAS AND CONDENSATES FIELD, TARANAKI BASIN, NEW ZEALAND,” 2017.
- [46] F. Gassmann, “Über die Elastizität poröser Medien,” *Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft in Zürich*, vol. 96, pp. 1–23, 1951.
- [47] J. S. Mendoza and M. Floricich, “Feasibility study for seismic monitoring of hydrocarbons using dipole sonic logs,” *J Pet Sci Eng*, vol. 208, p. 109322, Jan. 2022, doi: 10.1016/J.PETROL.2021.109322.
- [48] M. K. Hubbert and W. W. Rubey, “Role of Fluid Pressures in Mechanics of Overthrust Faulting: I. Mechanics of Fluid-Filled Porous Solids and Its Application to Overthrust Faulting,” *GSA Bulletin*, vol. 70, pp. 115–166, 1959, doi: 10.1130/0016-7606(1959)70[115:ROFPIM]2.0.CO;2.
- [49] M. M. Alam, I. L. Fabricius, and H. F. Christensen, “Static and dynamic effective stress coefficient of chalk,” *Geophysics*, vol. 77, no. 2, pp. L1–L11, 2012, doi: 10.1190/GEO2010-0414.1.