

**MÉTODO ALTERNATIVO PARA ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES
MECÁNICAS DE RESISTENCIA A PARTIR DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS
APLICADO A UNA FORMACIÓN DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

**ANGGIE PAOLA CHARRY TORRADO
JULY KATHERINE GALVIS LAVERDE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

**MÉTODO ALTERNATIVO PARA ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES
MECÁNICAS DE RESISTENCIA A PARTIR DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS
APLICADO A UNA FORMACIÓN DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

**ANGGIE PAOLA CHARRY TORRADO
JULY KATHERINE GALVIS LAVERDE**

Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:

Erick Johan Illidge Araujo
Geólogo M.Sc. en Geofísica

Co- directores:

Yair Andrés Quintero Peña
Ing de Petróleos M.Sc. en Geotécnia

Maika Karen Gambus Ordaz
Ing de Petróleos Dra. En ingeniería de petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

A Dios, por ser mi guía y fortaleza en cada momento de mi vida, por regalarme con su infinita bondad y amor, la tranquilidad, esperanza y serenidad necesaria para culminar cada etapa de mi vida. Por todas las bendiciones y personas maravillosas que ha puesto en mi camino y por demostrarme que sus planes son perfectos y mi vida está en sus manos.

A mis Padres, Alvaro Charry y Xiomara Torrado por ser el pilar fundamental en mi vida, por ser mi inspiración y ejemplo a seguir, por hacer de mí una persona con valores, principios y perseverancia para alcanzar cada objetivo. Gracias por su apoyo incondicional, por sus palabras de aliento cuando más las he necesitado, por sus consejos, comprensión e inmenso amor, pues sin eso, habría sido imposible alcanzar este logro que es de ustedes. Los amo.

A mis hermanos, Alvarito y María P. por estar siempre presente brindándome su apoyo, comprensión, motivación y amor. Por regalarme siempre una sonrisa y enseñarme a ser cada día mejor persona. Los adoro.

A mis abuelos, que con su voz de aliento aumentaban la fe ante los momentos de debilidad, por su contribución en mi formación personal y apoyo brindado durante toda mi vida.

A toda mi familia, por brindarme su apoyo y consejos en cada proyecto que emprendo. Gracias por enseñarme el valor de la unión familiar.

A July por su amistad incondicional durante mi etapa universitaria, por su esfuerzo, dedicación y tiempo entregado para el desarrollo de este proyecto.

A mis amigos, docentes y demás personas que hicieron parte de esta etapa de mi vida y aportaron de alguna manera en mi crecimiento personal y profesional.

Anggie Paola Charry Torrado

DEDICATORIA

A Dios por ser mi todo, el aire que respiro, mi principio y fin, la fortaleza y esperanza en cada desafío que enfrento. Por caminar de mi mano y enseñarme lo hermosa y frágil que es la vida, por enseñarme el valor de la gratitud, el perdón y el amor, por ser mi inspiración y el patrocinador de mis sueños.

A mis padres, Manuel Enrique Galvis Tavera y Martha Virginia Laverde Castro, a quienes amo con todo mi corazón, mis mentores en cada una de las etapas de la vida, quienes han cultivado en mí el amor, la fe y la esperanza, quienes me han dado las herramientas necesarias para salir adelante y han forjado en mí la persona que soy, una persona llena de principios y fundamentos sólidos. Su apoyo y amor incondicional han sido claves en cada uno de los logros alcanzados. Estoy profundamente agradecida por tenerlos en mi vida.

A mi hermana Laura Andrea, mi pulguita hermosa, quien me motiva a seguir luchando todos los días por un futuro mejor para nuestra familia, nuestro hogar, nuestro gran tesoro.

A mis familiares, por su sincero acompañamiento en este proceso, por cada palabra de aliento y esperanza.

A Paola por su verdadera amistad, por su entrega y pasión en el desarrollo de este proyecto.

A mis amigos y todos aquellos que de alguna forma han hecho parte de este proceso de formación personal y académica, infinitas gracias.

July Katherine Galvis Laverde

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander por formarnos como personas integra y profesionales competentes.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos-UIS, personal docente y administrativo, por brindar el conocimiento y herramientas necesarias para nuestro desarrollo profesional.

A Ecopetrol S.A. y al grupo de investigación de Estabilidad de pozo por apoyarnos y brindarnos el soporte e información necesaria para llevar a cabo este proyecto de investigación.

A nuestro director, M.Sc. Erick Johan Illidge Araujo, por el apoyo incondicional y acompañamiento en cada una de las etapas de este proyecto, por su disposición, conocimiento y experiencia compartida.

A nuestros codirectores M.Sc. Yair Andrés Quintero Peña y Ph.D. Maika Karen Gambus Ordaz por sus valiosos aportes y colaboración para el desarrollo de este trabajo de investigación.

Al geólogo Darwin Mateus por darnos la oportunidad de llevar a cabo este proyecto en compañía del equipo de trabajo del ICP.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. MARCO TEÓRICO	19
1.1. GEOMECÁNICA.....	19
1.2. CLASIFICACIÓN COMPOSICIONAL DE ROCAS SEDIMENTARIAS.....	20
1.2.1. Técnicas para caracterización mineralógica	20
1.2.2. Clasificación para areniscas.....	21
1.2.3. Clasificación para rocas arcillosas	22
1.3. MÉTODOS PARA CLASIFICACIÓN DE LITOTIPOS.....	23
1.3.1. Redes neuronales	24
1.3.2. Registros de pozos	26
1.4. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA.....	29
1.4.1. Propiedades mecánicas de resistencia.....	30
1.4.1.1. Resistencia a la Tensión (T_o)	30
1.4.1.2. Resistencia a la compresión no confinada (UCS).....	31
1.4.1.3. Ángulo de fricción interna (AFI)	31
1.4.1.4. Cohesión	32
1.5. PROPIEDADES MECÁNICAS A PARTIR DE PRUEBAS DE LABORATORIO.....	32
1.5.1. Pruebas de resistencia a la compresión.....	33
1.5.1.1. Prueba uniaxial.....	33
1.5.1.2. Prueba triaxial.....	35
1.5.1.2.1. Diagrama de Mohr Coulomb	36
1.5.1.3. Prueba de resistencia a la tensión o brazilian test.....	38
1.6. PROPIEDADES MECÁNICAS A PARTIR DE CORRELACIONES EMPÍRICAS.....	38

2. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	40
3. FASE METODOLÓGICA DE LA INVESTIGACIÓN	43
3.1. ESTRUCTURACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE LA BASE DE DATOS.....	45
3.1.1. Inventario de información	46
3.1.2. Carga de datos a la plataforma Petrel.....	48
3.1.3. Edición y modelado de registros.	48
3.2. INTERPRETACIÓN LITOLÓGICA.....	51
3.2.1. Modelo de arcillosidad.....	51
3.2.2. Identificación de litotipos a partir de redes neuronales	54
3.2.3. Análisis estadístico de propiedades físicas y mineralógicas por litotipo	58
3.3. ESTIMACIÓN DE MODELOS DE PROPIEDADES MECÁNICAS.	60
3.3.1. Comportamiento del UCS frente a propiedades físicas de la roca.....	61
3.3.1.1. Análisis tipo crossplot	61
3.3.1.2. Análisis mediante regresión múltiple.	63
3.3.2. Método envolvente.....	64
3.3.2.1. Estimación del UCS a partir de correlaciones empíricas	65
3.3.2.2. Construcción de la envolvente.....	66
3.3.2.3. Ecuaciones constitutivas del método.....	68
3.3.3. Aplicación del método envolvente.....	70
3.3.4. Análisis estadístico de UCS por litotipo.....	71
3.4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	71
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	77
5. CONCLUSIONES.....	80
6. RECOMENDACIONES	82
BIBLIOGRAFÍA.....	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Clasificación de areniscas según Folk (1974).....	22
Figura 2. Diagrama ternario para clasificación de rocas arcillosas.	23
Figura 3. Neuronas biológicas y artificiales.....	25
Figura 4. Red neuronal simplificada.....	26
Figura 5. Prueba de compresión uniaxial.....	33
Figura 6. Diagrama esfuerzo deformación de una prueba uniaxial.....	34
Figura 7. Prueba de compresión triaxial.....	35
Figura 8. Efecto de la presión confinante sobre la resistencia de la roca.	36
Figura 9. Diagrama de Mohr Coulomb.....	37
Figura 10. Diagrama brazilian test.	38
Figura 11. Localización del Valle Medio del Magdalena.	40
Figura 12. Columna litoestratigráfica del VMM.....	41
Figura 13. Flujo de trabajo propuesto para el método envolvente.	44
Figura 14. Metodología para el desarrollo y estructuración de la base de datos ..	45
Figura 15. Corrección de desfases en profundidad núcleo- pozo.	48
Figura 16. Irregularidades en la pared del pozo.....	49
Figura 17. Edición de intervalos anómalos (Track a: curva sin corregir, track b: curva corregida).....	50
Figura 18. Modelo de arcillosidad ajustado con DRX (Track 1: curva de rayos gamma, track 2: curvas de densidad y neutrón, track 3: curva de Vsh y DRX de arcilla, track 4: curvas de FLEX).	53
Figura 19. Histograma de errores del modelo de arcillosidad	53
Figura 20. Información utilizada para identificación de litotipos mediante la red neuronal.....	54
Figura 21. Diagrama ternario de composición mineralógica	55
Figura 22. Crossplot de clasificación de litotipos.....	56

Figura 23. Litotipos identificados a partir de redes neuronales y sus respectivos patrones.....	56
Figura 24. Litotipos para las formaciones de estudio.....	57
Figura 25. Análisis estadístico de propiedades contra litotipo (Lutita).....	58
Figura 26. Comportamiento del UCS respecto al sónico compresional y volumen de arcilla para la formación 1.....	62
Figura 27. Comportamiento del UCS respecto al sónico compresional y volumen de arcilla para la formación 2.....	62
Figura 28. Límites del método envolvente.....	64
Figura 29. UCS a partir de ecuaciones existentes en la literatura.....	67
Figura 30. Envolvente para la formación 1.....	67
Figura 31. Envolvente para la formación 2.....	68
Figura 32. UCS estimado a partir del método envolvente.....	70
Figura 33. Diagrama de araña del UCS para la formación 1.....	73
Figura 34. Diagrama de tornado del UCS para la formación 1.....	74
Figura 35. Diagrama de araña del UCS para la formación 2.....	75
Figura 36. Diagrama de tornado del UCS tornado para la formación 2.....	76
Figura 37. Contenido de carbonatos como discriminante litológico entre Liditas y Liditas calcáreas.....	78
Figura 38. Histogramas de error del método envolvente.....	79

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de la resistencia de la roca en función del UCS.	31
Tabla 2. Ángulos de fricción típicos de rocas	32
Tabla 3. Registros de pozo empleados y su mnemónico correspondiente.....	46
Tabla 4. Equivalencias de mnemónicos para registros de pozo.....	47
Tabla 5. Inventario de información.	47
Tabla 6. Análisis estadístico por litotipos.....	60
Tabla 7. Resultados del análisis de regresión múltiple por formaciones	63
Tabla 8. Percentiles de UCS por litotipo.....	71
Tabla 9. Rango de variación de los parámetros de entrada con base a los percentiles.....	72
Tabla 10. Resultado del diagrama de araña para la formación 1.	73
Tabla 11. Resultado del diagrama de araña para la formación 2.	75

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Módulos elásticos estáticos y dinámicos	89
Anexo B. Correlaciones para el cálculo de propiedades mecánicas.....	92
Anexo C. Análisis estadístico de propiedades contra litotipo.....	96

RESUMEN

TÍTULO: MÉTODO ALTERNATIVO PARA ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES MECÁNICAS DE RESISTENCIA A PARTIR DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS APLICADO A UNA FORMACIÓN DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA*

AUTORES: Angie Paola Charry Torrado

July Katherine Galvis Laverde**

PALABRAS CLAVE: Propiedades mecánicas de resistencia, método envolvente, índice de arcillosidad, litotipos, redes neuronales, análisis de sensibilidad.

DESCRIPCIÓN:

Este trabajo de investigación presenta un método alternativo para la estimación de propiedades mecánicas de resistencia (UCS), el cual permite hacer una predicción cuantitativa para cada una de las litologías presentes en las formaciones de interés, integrando información correspondiente a registros geofísicos de pozo y datos de laboratorio. La metodología propuesta fue aplicada a Formaciones del Valle Medio del Magdalena.

Inicialmente se realizó una clasificación litológica mediante una red neuronal (generada por el software Petrel), seguido de un análisis estadístico de las propiedades físicas y mineralógicas por litotipo. Análisis tipo crossplot y regresión múltiple permitieron identificar la porosidad y el Vshale como los parámetros con mayor influencia en el comportamiento del UCS (resistencia compresiva uniaxial). Para el desarrollo del método se generó una envolvente a los datos de UCS estimados en laboratorio, definiendo los límites superior (tendencia para rocas con bajo contenido de arcilla) e inferior (tendencia para rocas arcillosas) sobre un crossplot de UCS vs Dtp (tiempo de tránsito) y se integró el Vshale como índice de correlación y/o transición entre ambos límites. Posterior a esta fase, se estableció el modelo de UCS representativo para cada formación y se llevó a cabo un análisis de sensibilidad a las ecuaciones constitutivas del método para determinar cuan sensible es el UCS al cambio de una de sus variables independientes. Los resultados se ven reflejados en diagramas de araña. El nivel de predicción del método se evaluó en 2 formaciones, observándose que los resultados aportados por el modelo para las variables de salida presentan un buen ajuste con los medidos en laboratorio, generando un alto grado de certeza y confiabilidad, de modo que pueda ser aplicado a pozos en los cuales la información proveniente de núcleos y laboratorio sea limitada o no se encuentre disponible.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erick Johan Illidge Araujo, Geólogo M.Sc. en Geofísica. Codirectores: Yair Andrés Quintero Peña, Ing. Petróleos M.Sc. en Geotecnia y Maika Karen Gambus Ordaz Peña, Ing. Petróleos Dra. en Ingeniería De Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: ALTERNATIVE METHOD FOR THE ESTIMATION OF MECHANICAL STRENGTH PROPERTIES FROM PETROPHYSICAL PARAMETERS APPLIED TO A FORMATION OF MIDDLE MAGDALENA VALLEY*

AUTHORS: Angie Paola Charry Torrado

July Katherine Galvis Laverde**

KEYWORDS: Mechanical strength properties, envelope method, shale index, lithotypes, neural network, sensitivity analysis.

DESCRIPTION:

This thesis presents an alternative method for the estimation of mechanical strength properties (UCS), which allows to make a quantitative prediction for each lithology present in the formations of interest, integrating information corresponding to geophysical well logs and laboratory data. The proposed methodology was applied to formations of the Middle Magdalena Valley.

Initially a lithological classification was carry out using a neural network (generated by the software Petrel) followed by a statistical analysis of the physical and mineralogical properties by lithotype. Crossplot analysis and multiple regression allowed the identification of the porosity and the Vshale as the parameters with the greatest influence on the behavior of the UCS (uniaxial compressive strength). In order to develop the method an envelope was generated using the UCS data estimated in the laboratory, defining the upper limit (tendency for rocks with low content of shale) and lower limit (tendency for shaly rocks) on a UCS vs Dtp (time of transit) crossplot, and the Vshale was joined as the index of correlation or transition between both limits. After this phase, the representative UCS model for each formation was established and a sensitivity analysis to the constitutive equations of the method was conducted with the purpose of determine how sensitive the UCS is to the change of one of its independent variables. The results are reflected in spider diagrams.

The prediction level of the method was evaluated in 2 formations, noting that the results provided by the model for the output variables present a good adjustment with those measured in the laboratory, generating a high degree of certainty and reliability, so that it can be applied to wells in which the data from cores and laboratory is limited or is not available.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erick Johan Illidge Araujo, Geólogo M.Sc. en Geofísica. Codirectores: Yair Andrés Quintero Peña, Ing. Petróleos M.Sc. en Geotecnia y Maika Karen Gambus Ordaz Peña, Ing. Petróleos Dra. en Ingeniería De Petróleos.

INTRODUCCIÓN

En la construcción de modelos geomecánicos se requiere el conocimiento de propiedades mecánicas de la roca que permitan predecir la respuesta de la misma frente a esfuerzos externos, y así, generar eficientes diseños de perforación, completamiento o estimulación del yacimiento.

El uso de datos de propiedades mecánicas a partir de pruebas de laboratorios no siempre se hace factible, ya que conlleva un flujo de trabajo complejo que cubre tareas de muestreo, realización de la prueba y análisis de resultados, lo cual se ve reflejado en altos costos, motivo por el cual es necesario el uso de métodos de fácil acceso que generen datos con bajo margen de error.

En la literatura existe variedad de ecuaciones para la estimación de propiedades mecánicas a partir de datos petrofísicos obtenidos de registros de pozo. Aunque algunas de estas ecuaciones se ajustan a las condiciones de pozo, otras generan una alta dispersión en los datos, ya que pueden verse afectadas por diferentes factores que no son tenidos en cuenta en dichas correlaciones.

De esta manera y con el fin de reproducir una respuesta más confiable de las propiedades mecánicas se propone el método envolvente, que consiste en realizar un ajuste de las ecuaciones empíricas, utilizando el contenido de arcilla (V_{sh}) como índice de correlación para la discretización de las rocas, pues según diferentes autores como Manohar(1999) existen varios factores que contribuyen significativamente al cambio de la resistencia mecánica, entre los cuales se encuentra el contenido de arcilla y el grado de compactación de la roca expresado en términos de porosidad, densidad aparente o velocidad de onda. La introducción del índice de arcillosidad (V_{sh}) como una variable extra, permite obtener ecuaciones

constitutivas para estimar valores de propiedades mecánicas en cada formación, las cuales deben ser calibradas con datos de laboratorios.

Para cumplir con el objetivo principal de este trabajo de investigación se llevó a cabo una revisión bibliográfica exhaustiva, seguido de la fase metodológica propuesta y finalmente un análisis y discusión de resultados. En base a esto, el presente trabajo se distribuyó en 5 capítulos. En el primer capítulo se desarrolla los fundamentos teóricos donde se establecen los conceptos básicos para el desarrollo de la metodología propuesta. En el capítulo 2, se hace una breve descripción del área de estudio y las formaciones de interés. En el capítulo 3, se describe la fase metodológica del proyecto, la cual inicia con una estructuración de la base de datos, edición y modelado de registros, para luego identificar los litotipos existentes en el área de estudio mediante el uso de redes neuronales artificiales. Posterior a esto, se desarrolla el método envolvente mediante un análisis de las propiedades petrofísicas que tienen un mayor impacto sobre el valor de UCS, para finalmente generar las envolventes y ecuaciones constitutivas que modelen su comportamiento. Dichas ecuaciones se evalúan en 3 pozos pertenecientes al área de estudio y se validan mediante un análisis de sensibilidad de tipo “uno a la vez”. Y finalmente, en el capítulo 5, se presenta un análisis y discusión de resultados.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. GEOMECÁNICA

La geomecánica se define como la disciplina que estudia las características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las rocas de una formación. Esta disciplina está basada en los conceptos y teorías de mecánica de rocas y mecánica de suelos, que relacionan el comportamiento de la formación bajo los cambios de esfuerzos producto de las operaciones de la industria petrolera, tales como perforación, completamiento y producción de pozos. La geomecánica utiliza resultados experimentales, de campo y laboratorio, conjuntamente con soluciones analíticas para resolver problemas particulares (Vásquez y Sánchez, 1999).

Con el fin de abordar diferentes problemas asociados a la estabilidad de pozo, producción de arena, evaluación de la permeabilidad de fracturas y compactación del yacimiento, se ha dado lugar al desarrollo de modelos geomecánicos que se enfocan en reducir los costos de perforación y optimizar la producción, afectada por atascamiento de tuberías, pérdidas de circulación y producción de arenas. Construir un modelo geomecánico consiste básicamente en la caracterización de tres factores: estado de esfuerzos in-situ (S_v , S_{hmin} , S_{Hmax}), presión de poro (P_p) y propiedades mecánicas de la roca (Propiedades elásticas y de resistencia al corte, especialmente el esfuerzo compresivo uniaxial, UCS)

Un desafío para el modelado y las predicciones geomecánicas es la disponibilidad de datos de entrada, principalmente la resistencia de la roca (UCS) y los esfuerzos in-situ. En el presente trabajo se desarrolla un método para la estimación de propiedades mecánicas de resistencia, con el fin de lograr un mejor ajuste de los datos de entrada en la construcción de modelos geomecánicos.

1.2. CLASIFICACIÓN COMPOSICIONAL DE ROCAS SEDIMENTARIAS

Las rocas sedimentarias resultan del producto de la meteorización y erosión de rocas preexistentes que al ser transportadas por diferentes agentes, se depositan en una cuenca y bajo la acción de ciertos procesos diagenéticos, estos sedimentos se consolidan dando lugar a la formación de dichas rocas, las cuales se asocian a yacimientos de hidrocarburos, ya que proporcionan tanto la roca yacimiento como las trampas para mantener el petróleo en la corteza terrestre¹. Se tiene una gran variedad de opciones para su clasificación como los diagramas ternarios, que son los esquemas de clasificación composicional de mayor aceptación en la comunidad de sedimentólogos².

1.2.1. Técnicas para caracterización mineralógica. Para la clasificación composicional de rocas sedimentarias a partir de diagramas ternarios es necesario tener información tanto cualitativa como cuantitativa de los minerales presentes en las formaciones rocosas, para ello existen diferentes técnicas tales como difracción de rayos X (DRX), microscopía electrónica de barrido (SEM), espectroscopía infrarroja (FT-IR), espectroscopía fotoelectrónica de rayos X (XPS). Una de las técnicas más usadas en el área de petrografía y clasificación litológica es la difracción de rayos X.

¹ BAUTISTA GONZÁLEZ, Christian y SELVAS GONZÁLEZ, Francisco. Caracterización de carbonatos en núcleos de pozos en la plataforma de Yucatán pozo Tecoh. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería. México D.F., 2015. 6 p.

² MONTIJO GONZALES, Alejandra. Petrología de rocas detríticas. Clasificación. [En línea]. México. Universidad de Sonora. Departamento de geología. (Recuperado en 15 de Agosto de 2017.) Disponible en: <http://gaia.geologia.uson.mx/academicos/amontijo/detríticas/clasificacion.htm>

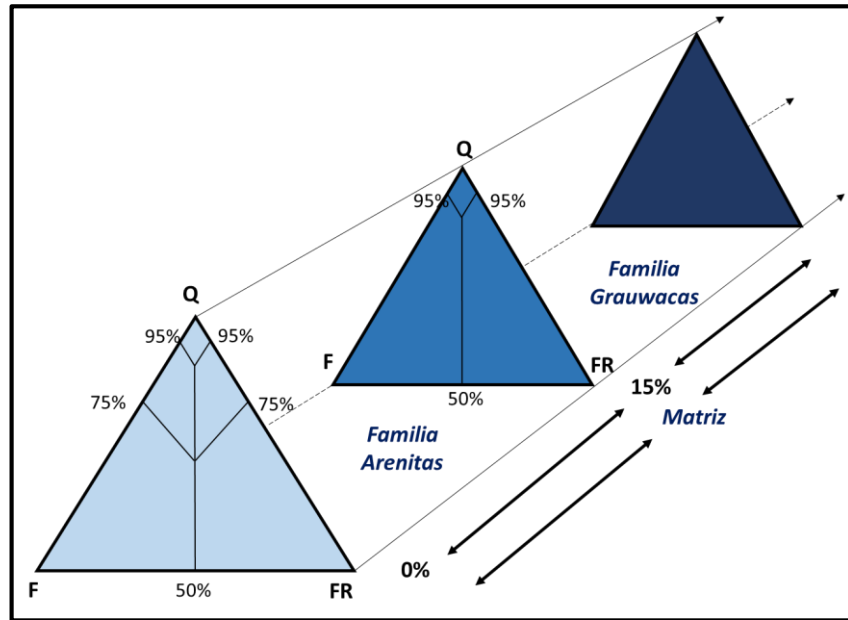
- **Difracción de rayos X (DRX):** es una técnica de laboratorio que permite la identificación de materiales particulados y minerales (illita, kaolinita, calcita, cuarzo, pirita, feldespatos, entre otros). Este análisis proporciona un método semicuantitativo para determinar los porcentajes normativos o de peso de las fases presentes, incluyendo la fracción de cada fase mineral contenida en sus muestras, así como la composición química y la estructura cristalográfica. El DRX es especialmente útil para la identificación de fases de grano fino que son difíciles de identificar por otros métodos como la microscopía óptica, el microscopio electrónico de barrido/espectrómetro por dispersión de energía (SEM/EDS) o la evaluación cuantitativa de materiales por microscopía electrónica de barrido (QEMSCAN™).³

1.2.2. Clasificación para areniscas. Folk (1974) realizó una modificación a la clasificación de areniscas propuesta por Dott, donde las areniscas presentan menos del 15% de matriz, las grawackas entre el 15 y el 75 %, y las lutitas más del 75%; para esta clasificación se tiene en cuenta la presencia de cuarzo (Q) sin incluir el cuarzo silíceo, feldespatos (F) incluidos los fragmentos de gneis y de granito, y fragmentos de roca (FR) o clastos litílicos, además del % de matriz.⁴

³ SGS. Difracción de Rayos X (XDR). [En línea]. Suiza. (Recuperado en 17 de Agosto de 2017.) Disponible en: <http://www.sgs.co/es-es/mining/metallurgy-and-process-design/high-definition-mineralogy/x-ray-diffraction-xrd>.

⁴ ADAMS, E., MACKENZIE, W. y GUILFORD, C. Atlas de rocas sedimentarias. MASSON ediciones, 1997.

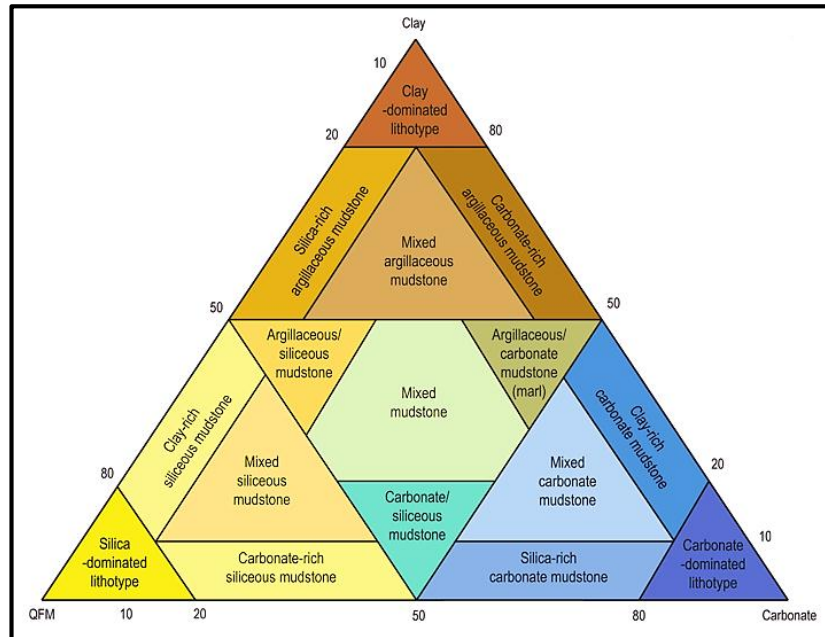
Figura 1. Clasificación de areniscas según Folk (1974).



1.2.3. Clasificación para rocas arcillosas. Usualmente los sedimentólogos realizan la clasificación de rocas arcillosas basándose en relaciones mineralógicas indicadas en un diagrama ternario, en el que los tres vértices representan los componentes en peso seco de arcilla, carbonato y cuarzo, feldespato y mica (QFM).

Actualmente no existe una clasificación estándar para rocas arcillosas según este tipo de diagramas ternarios, sin embargo diferentes intérpretes han realizado algunas propuestas. A continuación se presenta un esquema de clasificación por litotipos sCore para fangolitas orgánicas sugerido por la compañía Schlumberger.

Figura 2. Diagrama ternario para clasificación de rocas arcillosas.



Fuente: Schlumberger. El Esquema de Clasificación de Litofacies sCore Revela la Calidad de Yacimiento de la Lutita Barnett. 2012.

1.3. MÉTODOS PARA CLASIFICACIÓN DE LITOTIPOS

Tener conocimiento de la litología de un yacimiento de petróleo, ya sea a partir de un modelo adecuado de facies sedimentarias o cualquier modelo de clasificación de información geológica-geofísica disponible, es de vital importancia en muchas de las metodologías y flujos de trabajo empleados en las diferentes fases de la cadena de valor tanto de la exploración, como de la producción de hidrocarburos.

Uno de los métodos convencionales más empleado en la identificación de litotipos es la observación directa de núcleos, el cual es un proceso costoso y no siempre fiable, dado que esta información no es continua (en algunos casos ni siquiera está disponible) y en el caso de las muestra de pared no es muy precisa (ya que depende de factores operativos durante la perforación). Por tal motivo se ha visto la necesidad de implementar métodos indirectos de clasificación utilizando

herramientas como registros geofísicos de pozo, información sísmica u otros métodos de prospección geofísica, los cuales responden a propiedades físicas de la roca.⁵

Esencialmente dos clases amplias de métodos son usados en la determinación de la litología a partir de registros de pozos: graficas de cross-plot y métodos estadísticos. En el primer enfoque, dos o más registros son agrupados en un cluster para identificar litologías y el segundo enfoque, en el que se utilizan estadísticas multivariables e incluyen análisis de componentes principales, análisis de conglomerados y análisis de funciones discriminantes⁶. Sin embargo existen muchas más metodologías para la clasificación de datos, una de ellas son las redes neuronales, propuesta por Baldwin y Wheatley (1990), quienes implementaron un método para identificación de litotipos a partir de datos de registro de pozos usando un paradigma de aprendizaje de auto-organización.

1.3.1. Redes neuronales. Las redes neuronales son una tecnología de inteligencia artificial, que mediante el uso de un modelo matemático entrenable, permite encontrar relaciones funcionales entre dos conjuntos de datos. Una red neuronal se crea mediante un análisis en serie o en paralelo para simular las interacciones entre las neuronas de una red neuronal biológica, la cual está constituida por nodos (neuronas) que representan el elemento básico de procesamiento del sistema.

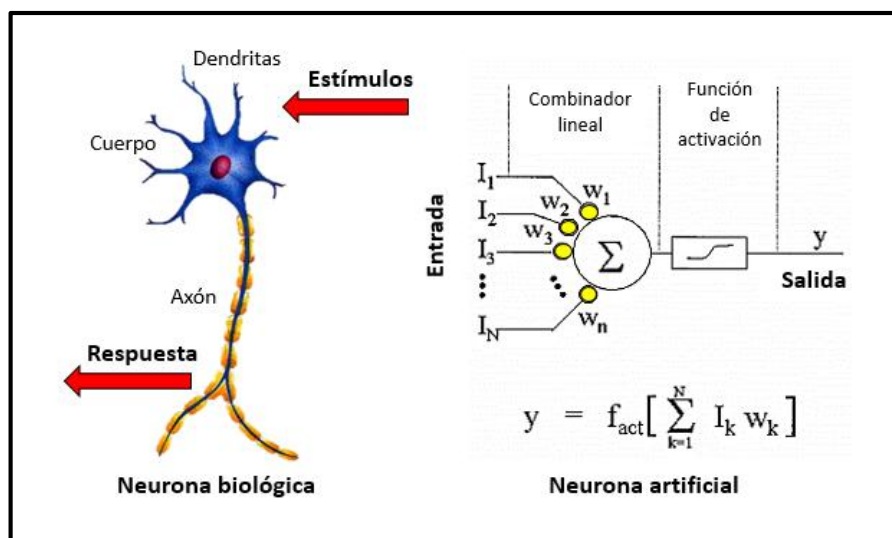
Todos estos nodos están interconectados con diferentes intensidades de conexión y cada uno de ellos opera multiplicando cada señal entrante por un peso y luego

⁵ RAMIREZ HERRERA, Christian Agni. Clasificación automatizada de facies a escala de registros de pozo usando redes neuronales artificiales en yacimientos areno-arcillosos turbidíticos. Trabajo de grado (maestro en ingeniería). Universidad autónoma de México. México, D.F., 2014.

⁶ LE HAI, An. Neural network in lithology determination. En: Tap chi Tin hoc va Dieu khien hoc. April 2000, T.16, S.2, p. 59-62.

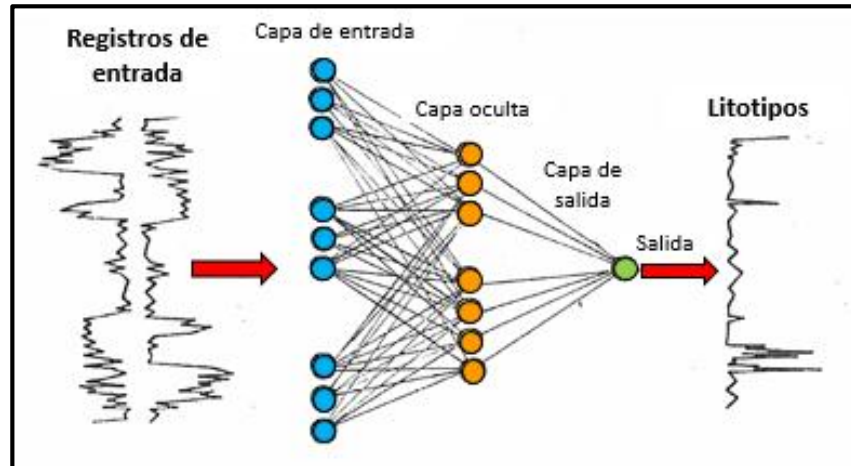
sumando las entradas ponderadas. Como se observa en la figura 3, tanto la neurona biológica como la artificial son sistemas que reciben varias entradas o estímulos y producen una salida o respuesta. La red neuronal, por tanto, es un sistema no lineal que transforma vectores de entrada con n componentes en un vector de salida con p componentes. En la figura 4 se ilustra una red neuronal simplificada para la obtención de litotipos a partir de registros geofísicos de pozos.

Figura 3.Neuronas biológicas y artificiales.



Fuente: modificado de BANCH, R. Redes neuronales para la caracterización de yacimientos: del mito a las aplicaciones prácticas. En: Tekhne: revista técnica de la facultad de ingeniería. Universidad Católica Andrés Bello. 2005, no.8, p. 88-98.

Figura 4.Red neuronal simplificada.



Fuente: Traducido de LEHAIAN, Neural network in lithology determination. En: Tap chi Tin hoc va Dieu khien hoc. April 2000, T.16, S.2, p. 59-62.

1.3.2. Registros de pozos. La información más abundante para la caracterización de yacimientos proviene de registros geofísicos de pozo, los cuales representan las propiedades físicas de la roca y son ampliamente usados como datos de entrada para la identificación de litotipos mediante redes neuronales.

A continuación se listan algunos de los registros convencionales usados para la identificación de litotipos.

- **Registro de rayos gamma (GR):** mide la radioactividad natural de la formación, registrando sólo la radioactividad total de los minerales presentes. Las areniscas y los carbonatos libres de arcilla dan lecturas bajas y a medida que se incrementa el contenido de arcilla, la respuesta del registro de rayos gamma también

aumenta⁷. Dentro de los factores que pueden afectar la medida se encuentran principalmente la alteración de Uranio, el espesor de la columna de cemento, tubería de revestimiento, columna de lodo y la excentricidad de la sonda.

- **Registro de rayos gamma espectral:** mide el número de rayos gamma, el nivel de energía de cada mineral y las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio radioactivos en la formación. La relación K/Th ayuda a identificar el tipo de arcilla que contiene una formación, mientras que la concentración de Uranio indica la presencia de materia orgánica de las arcillas. De igual forma este registro es útil para estimar contactos formacionales al registrarse un cambio en la relación K/Th.
- **Registro de densidad (RHOB):** detecta los rayos gamma emitidos desde la fuente y que han sido dispersos por la formación. Mide la densidad total de la formación con base en el fenómeno Compton (transferencia de una parte de la energía de un rayo gamma a un electrón, al momento de chocar ambos). Se utiliza principalmente para la determinación de la porosidad, y la identificación de zonas con presencias de líquidos y gases (cuando se utiliza en conjunto con el registro neutrón). Cuando el contenido orgánico está presente, la densidad es baja y una variación de la misma indica cambios de porosidad⁸. El registro de densidad puede ser afectado por el tamaño y rugosidad de agujero, la variación de la densidad del fluido y la presencia de barita en el lodo de perforación; sin embargo el software del registro realiza una corrección automática (DRHO) utilizada como control de calidad del registro.

⁷ VALENCIA, Daniel. INSTITUTO DE GEOFÍSICA. Nociones básicas para la interpretación de perfiles de pozo. [En línea]. Oil production.net. (Recuperado en 3 de Agosto de 2017.) Disponible en: <http://oilproduction.net/files/apunte-perfilaje-es.pdf>.

⁸ MANTILLA ZÁRATE, Andres. y BUENO SILVA, Ricardo. Petrofísica e interpretación de registros de pozos. Colombia, 2016. p. 5.

- **Registro neutrón (NPHI):** responde principalmente a la cantidad de hidrógeno contenido en la formación⁹ y se utiliza principalmente para la identificación de litologías, evaluación de la porosidad y diferenciación entre zonas con líquidos y gases cuando se utiliza en combinación con el registro de densidad. Este registro se ve afectado por el diámetro y excentricidad del hueco, densidad y resistividad del lodo y la formación.
- **Registro sónico (DTc/DTs):** mide el tiempo de propagación de una onda acústica en el medio poroso y depende del tipo de roca y fluido que atraviesa la onda sonora, puede haber un aumento o disminución de la curva de acuerdo a las características que presente la roca. Es útil para determinar porosidad y litología, en conjunto con otras herramientas y estimar propiedades mecánicas de la formación. Comúnmente se utiliza el registro sónico de onda compresional, que viaja a través de roca y fluido, siendo más rápida que la onda de cizalla, la cual viaja a través de la roca solamente y depende de la litología, porosidad y presión efectiva¹⁰. La pared y rugosidad del agujero, las capas de la formación, y las fracturas pueden representar discontinuidades acústicas significativas.
- **Registro de resistividad (RD):** es una medida de la resistividad de una formación, la cual se define como la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de la corriente eléctrica inducida. Esta propiedad depende del contenido de sal disuelto en los fluidos presentes en los poros de las rocas. De modo que proporciona una evidencia del contenido de fluidos en las mismas. Si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas su resistividad será alta. Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas, mientras que los shales muestran valores

⁹ *Ibíd.*, p. 29.

¹⁰ *Ibíd.*, p. 5-6.

de resistividad bajos. Existen dos tipos principales de perfiles resistivos: el Perfil Lateral (Laterolog) y el perfil de Inducción (Induction Log). Según la literatura el perfil lateral se utiliza en lodos conductivos (lodo salado) con valores de R_t mayor a 2000 ohm.m mientras que el perfil de inducción se utiliza en lodos resistivos (lodo fresco o base aceite) con valores de R_t menor a 200¹¹. El lodo del pozo, las capas adyacentes y la zona invadida influyen sobre las lecturas de la mayoría de las mediciones de resistividad.

1.4. PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA ROCA

Las propiedades mecánicas de la roca tales como el esfuerzo compresivo uniaxial (UCS), el ángulo de fricción interna (Φ), el módulo de Young y la relación de Poisson son ampliamente empleadas en la estimación de los esfuerzos in situ, análisis de estabilidad de pozo y predicción del peso de lodo óptimo durante las operaciones de perforación (Chang et al., 2006; Abdulraheemetal., 2009). Las propiedades elásticas de la roca son medidos a partir de métodos estáticos o dinámicos mientras que el UCS solo se puede determinar mediante métodos estáticos (Al-Shayea, 2004). Información más detallada respecto a este tema se puede abordar en el anexo A.

¹¹ Perfilaje de Pozos (anónimo). [En línea]. Scribd (Recuperado en 20 de agosto 2017). Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/26228291/Registro-o-Perfilaje-de-Pozos>.

1.4.1. Propiedades mecánicas de resistencia. La resistencia de una roca es la habilidad de esta para resistir esfuerzos y se encuentra dominada principalmente por la mineralogía y el carácter de las partículas en contacto¹². Según Manohar Lal, existen tres factores que ocasionan un cambio significativo en la resistencia mecánica de las rocas, los cuales son, la mineralogía de las arcillas, el contenido de arcilla y el grado de compactación.

Para efectos de este proyecto, el método propuesto será aplicado a la resistencia compresiva uniaxial, debido a la relevancia que posee esta propiedad en la estimación de la presión de colapso en modelos de estabilidad, sin embargo, a continuación se presenta una breve descripción de las diferentes propiedades de resistencia a las cuales se les podría aplicar el método.

1.4.1.1. Resistencia a la Tensión (T_0). Es el máximo esfuerzo que soporta el material ante la rotura por tracción¹³. Tener conocimiento de esta propiedad es importante debido a que generalmente la roca falla en este modo, puesto que son mucho más débiles en tensión que en compresión. La resistencia a la tensión de la roca es influenciada y varía en función de la forma del espécimen. La prueba comúnmente utilizada para determinar esta propiedad es la brazilian test.¹⁴

¹² OSORIO GALLEGOS, Jose Gildardo. Curso de geomecánica de yacimientos. Cáp 1-12, 2003.

¹³ GALVIS CARREÑO, Laura Viviana., *et al.* Estimación de propiedades mecánicas de roca utilizando inteligencia artificial. En: Ingeniería y Ciencia. Julio-diciembre, 2011, vol. 7, no.14, p 83–103.

¹⁴ CORZO RUEDA, Reinel. y RINCÓN PABÓN, Claudio Omar. Medición y evaluación de la magnitud y dirección de los esfuerzos in-situ en campo. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos y geólogo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Bucaramanga, 2004. p. 80

1.4.1.2. Resistencia a la compresión no confinada (UCS). Este parámetro es uno de los más importantes para estudios geomecánicos, se le conoce también como resistencia a la compresión uniaxial. Schlumberger define el UCS como el esfuerzo de compresión axial máximo que puede tolerar una muestra cilíndrica recta antes de que esta falle. El ensayo de compresión uniaxial es uno de las pruebas de laboratorio utilizadas para su predicción. Según Deere y Miller (1966) la clasificación de la resistencia de la roca en función del esfuerzo compresivo uniaxial es la siguiente:

Tabla 1. Clasificación de la resistencia de la roca en función del UCS.

Clasificación de la roca	UCS (psi)
Resistencia muy alta	>32000
Resistencia alta	16000 – 32000
Resistencia media	8000 - 16000
Resistencia baja	4000 – 8000
Resistencia muy baja	0 - 4000

Fuente: BRACHO, Leonardo. Caracterización geomecánica de los yacimientos H-SB, H-1, H-2, H-A, H-B, H-C Y H-D. Trabajo de grado. Universidad del Zulia. Facultad de ingeniería. Venezuela, 2005.

1.4.1.3. Ángulo de fricción interna (AFI). Se define como el ángulo de rozamiento entre dos planos de la misma roca, para la mayoría de las rocas este ángulo varía entre 25°y 45°. Este se determina a partir del ensayo de compresión triaxial y su valor corresponde a la pendiente de la recta de la envolvente de falla o línea de resistencia.

Tabla 2. Ángulos de fricción típicos de rocas

Fricción	Ángulo de Fricción (grados)	Roca
Baja	20-27	Esquistos con alto contenido de mica y lutita
Media	27-34	Areniscas, limolitas, neiss, pizarras
Alta	34-40	Basalto, granito, caliza, conglomerado

Fuente: SUÁREZ DÍAZ, Jaime. (1998). Deslizamientos y Estabilidad de Taludes en Zonas Tropicales. Ingeniería de Suelos, Ltda.: Bucaramanga, Colombia. 541 pp.

1.4.1.4. Cohesión. La cohesión representa la fuerza de unión entre las partículas minerales que forman la roca. Se determina a partir del ensayo de compresión triaxial, dado que el valor corresponde a la intersección de la envolvente de falla o línea de resistencia (determinado a partir de los círculos de Mohr) y el eje de ordenadas (eje Y), correspondiente al valor del esfuerzo de corte (τ)¹⁵.

1.5. PROPIEDADES MECÁNICAS A PARTIR DE PRUEBAS DE LABORATORIO

Con el fin de conocer los parámetros con mayor relevancia en la roca, se han desarrollado pruebas de laboratorio realizadas a corazones que permiten determinar la resistencia de las formaciones rocosas, sin embargo no reflejan exactamente las propiedades in situ a gran escala debido a que estas son influenciadas por diaclasas, fallas, heterogeneidades, planos de debilidad y otros factores¹⁶, haciendo que se maneje una tolerancia de error del 20% en laboratorio.

¹⁵ RODRÍGUEZ PASCAL, Alexsay., Estimación de parámetros geomecánicos a partir de sísmica 3D en el campo Moporo ubicado al sureste del lago de Maracaibo, estado Zulia. Trabajo de grado (ingeniería geofísica). Universidad Central de Venezuela. Caracas, 2013. p.35.

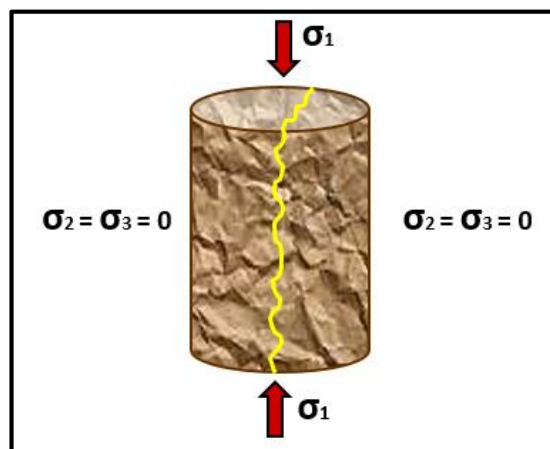
¹⁶CORZO. *Op. Cit.*, p. 70.

El tipo de prueba seleccionada para medir una característica particular, deberá simular lo más cerca posible las condiciones encontradas en el yacimiento¹⁷.

1.5.1. Pruebas de resistencia a la compresión. La respuesta mecánica de las rocas debe ser conocida cuando se está en situaciones en las cuales se involucran parámetros de deformación bajo carga. Los ensayos de compresión se desarrollan para dar parámetros de resistencia y deformabilidad que de forma teórica se ajusten a un modelo de falla¹⁸. Los dos tipos de pruebas más usuales para calcular la resistencia a la compresión son la uniaxial y triaxial.

1.5.1.1. Prueba uniaxial. En esta prueba la roca es sometida a un esfuerzo normal en una sola dirección hasta alcanzar su resistencia máxima (la roca falla) bajo condiciones de confinamiento igual a cero.

Figura 5. Prueba de compresión uniaxial.



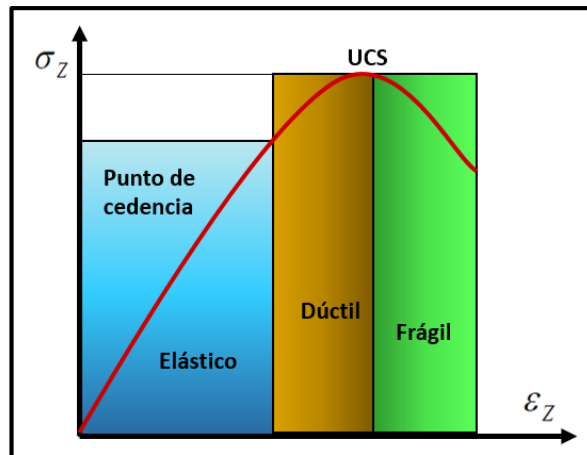
¹⁷ AKBAR ALI, Anwar Husen., *et al.* Watching rocks change-mechanical earth modelling. En: Oilfield Review. Summer, 2003.

¹⁸ FJAER, E., *et al.* Petroleum Related Rock Mechanics. Elsevier, 1992.

Con este ensayo además de medir el UCS, se puede construir una curva de esfuerzo-deformación (ver figura 6) que permite determinar (FJaer, 2008):

- La resistencia a la compresión uniaxial, UCS(unconfined compressive stress): se observa como un pico donde el esfuerzo axial toma el máximo valor.
- El módulo de Young (E)

Figura 6.Diagrama esfuerzo deformación de una prueba uniaxial.



Fuente: modificado de CORZO RUEDA, Reinel. y RINCÓN PABÓN, Claudio Omar. Medición y evaluación de la magnitud y dirección de los esfuerzos in-situ en campo. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos y geólogo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Bucaramanga, 2004. p.76.

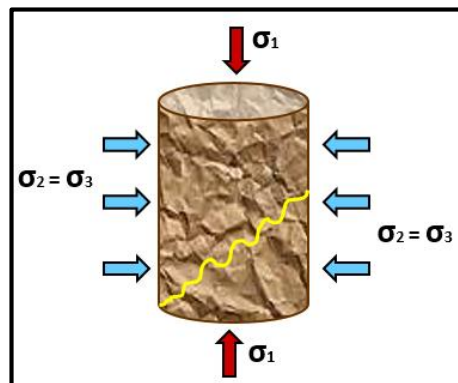
- Región elástica: al retirar el esfuerzo el espécimen retornará al estado original.
- Punto de cedencia: es el punto a partir del cual ocurren los cambios permanentes, es decir, la muestra no retornará a su estado original.
- Región dúctil: la muestra sufre deformación permanente sin perder la habilidad de soportar carga.

- Región frágil: la habilidad de la muestra de soportar esfuerzos decrece rápidamente mientras la deformación aumenta.

El comportamiento de la curva de esfuerzo-deformación depende de la composición mineralógica de la roca, por lo tanto es diferente en cada tipo de roca. Este tipo de prueba no se puede realizar en suelos de baja cohesión o en arcillas y limos muy blandos; ya que dichas muestras no pueden mantenerse firmes en la máquina sin colapsarse antes de que la carga sea aplicada.¹⁹

1.5.1.2. Prueba triaxial. Esta prueba se realiza incrementando la carga axial y de confinamiento simultáneamente sobre una muestra cilíndrica hasta alcanzar el esfuerzo hidrostático recomendado, luego, la presión de confinamiento es mantenida constante mientras la carga axial se va incrementando hasta que la falla ocurra (Figura 7).

Figura 7. Prueba de compresión triaxial.



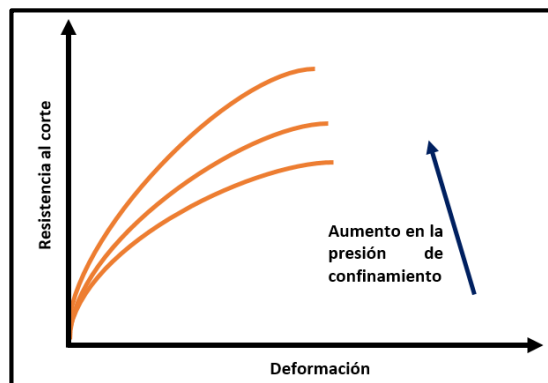
La prueba de compresión triaxial se puede aplicar a un rango más amplio de tipos de suelos que la de compresión no confinada. Dicha prueba a menudo se utiliza

¹⁹ ACEBEDO, A. Op. cit., p. 18.

para determinar la cohesión (C_0) y el ángulo de fricción interna de la falla (Φ) de un suelo, como se define en la ecuación de Mohr - Coulomb.

1.5.1.2.1. Diagrama de Mohr Coulomb. La resistencia mecánica de los materiales geológicos está relacionada con la resistencia al esfuerzo cortante conocido como resistencia al corte, por lo tanto es de fundamental importancia el efecto de la presión de confinamiento que nos dice que a mayor confinamiento existe mayor resistencia²⁰.

Figura 8. Efecto de la presión confinante sobre la resistencia de la roca.

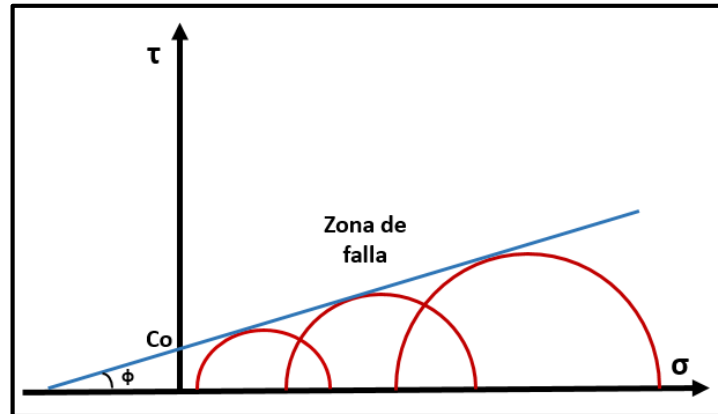


Fuente: modificado de VASQUEZ, Andres. Introducción a la geomecánica petrolera. Quinta edición. Venezuela, V.V.A. Consultores, C.A., 2001.

En la figura 8 se puede observar el comportamiento de algunas muestras de un mismo material geológico, cuando son sometidas a diferentes presiones de confinamiento. Si se grafican los estados de esfuerzos cuando ocurre la falla, se encontraría que los círculos de Mohr para los esfuerzos en las condiciones de falla definen una envolvente tangente a los círculos (ver figura 9). Esta envolvente de Mohr representa límites de resistencia mecánica para el material.

²⁰ BRACHO. Op cit., p. 35.

Figura 9.Diagrama de Mohr Coulomb.



La envolvente de Mohr tiene las siguientes implicaciones:

- Las condiciones de esfuerzos por debajo de la envolvente son estables.
- Las condiciones de esfuerzos por encima de la envolvente no existen, ya que el material ya ha fallado.
- El círculo de Mohr tangente a la envolvente ha alcanzado la resistencia máxima en un determinado plano.

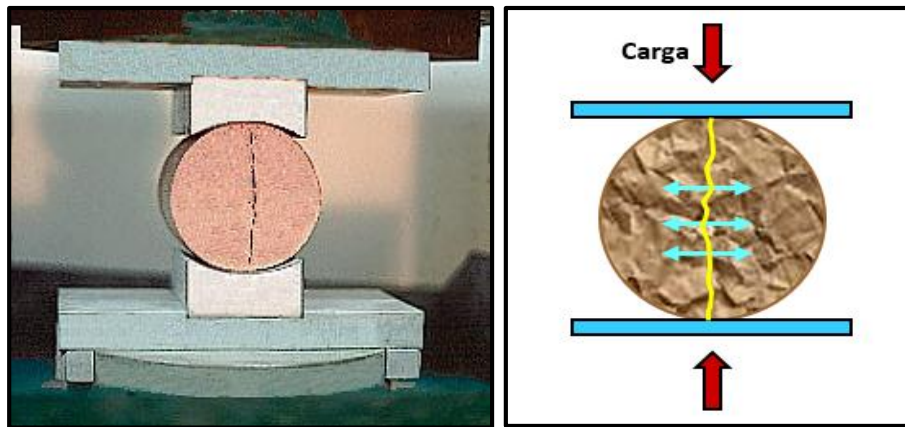
Para facilitar el análisis, esta envolvente de falla se linealiza y se puede simplificar a través de la siguiente expresión:

$$\tau = Co + \sigma \tan(\Phi) \quad (1)$$

Donde Co , es la cohesión que representa la resistencia intrínseca de la roca y Φ es ángulo de fricción interno.

1.5.1.3. Prueba de resistencia a la tensión o brazilian test. Es el máximo esfuerzo que soporta el material ante la rotura por tracción, se mide a través de la prueba de resistencia a la tensión o brazilian test y consiste en la compresión en el punto de soporte de una muestra cilíndrica, esto se realiza aplicando una carga lineal o compresional a través del diámetro de la muestra de roca hasta que ocurra la falla²¹.

Figura 10.Diagrama brazilian test.



Fuente: Rock mechanics test [Anonymous]. Institute of soil mechanics and rock mechanics: Splitting tension test (Brazilian test) [online]. Germany: Institut fuer Bodenmechanik und Felsmechanik (Recuperado en: 20 de Junio 2017). Disponible en: <https://www.ibf.kit.edu/english/362.php>.

1.6. PROPIEDADES MECÁNICAS A PARTIR DE CORRELACIONES EMPÍRICAS

En la literatura existe una variedad de ecuaciones para la estimación de propiedades mecánicas a partir de datos petrofísicos o geológicos obtenidos de registros de pozo. La base de estas relaciones es el hecho de que muchos de los mismos factores que afectan la resistencia de la roca también afectan a otras

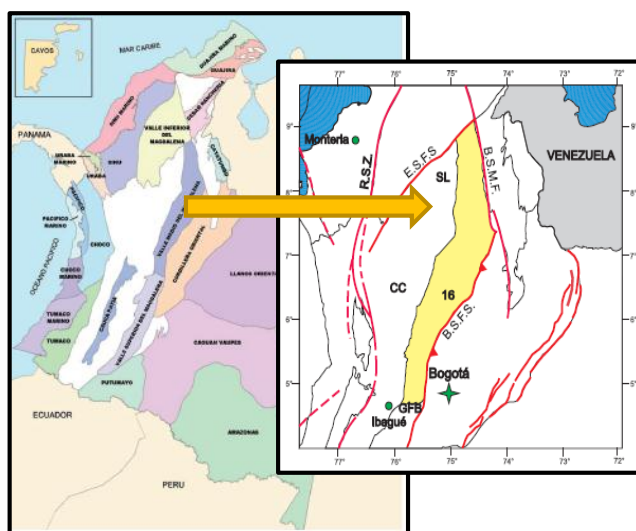
²¹ GALVIS, L., *et al.*, *Op. cit.* p. 89.

propiedades físicas tales como velocidad, densidad, módulos elásticos y porosidad. Este tipo de ecuaciones son lito-dependientes, por tal razón se usa una ecuación diferente para cada litotipo como se puede observar en el anexo B, donde se presenta algunas expresiones encontradas en la literatura para estimar el UCS en areniscas, y formaciones arcillosas.

2. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La Cuenca del Valle medio del Magdalena es una de las cuencas más prolíficas de Colombia en cuanto a producción acumulada se refiere. Esta corresponde a una depresión alargada situada entre la Cordillera Central y la Cordillera Oriental de Colombia. Representa un área de 34.000km².²²

Figura 11. Localización del Valle Medio del Magdalena.

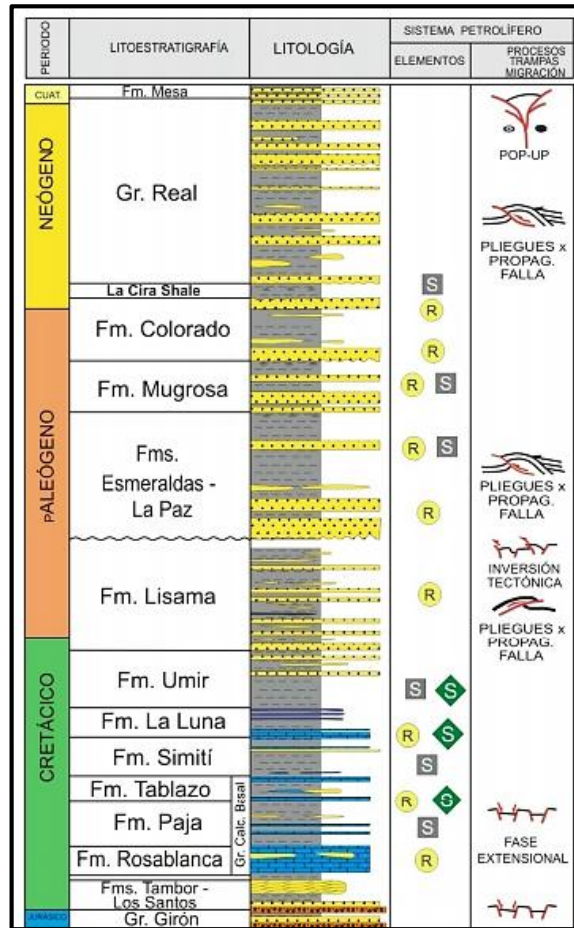


Fuente: modificado de BARRERO, D. Pardo, A. Vargas, C. & Martínez, J. 2007. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology. ANH y B&M Exploration Ltda. P 26, 45.

A continuación se muestra la columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena.

²² BELTRÁN, E. Estudio sedimentológico comparativo entre las Formaciones Mugrosa y Colorado; y modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la formación Colorado en el campo Casabe en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Trabajo de grado (geología). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería. Colombia, 2012. p. 27.

Figura 12.Columna litoestratigráfica del VMM.



Fuente: MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. ANH. Colombia, 2009.

Para efectos de este proyecto se analizaron dos formaciones del VMM, las cuales se describirán a continuación.

- **Formación 1:** esta formación se encuentra dividida en 3 miembros principales.

Miembro 1: Constituido por shale negros laminados, a menudo silíceos y algunos niveles de calizas negras.

Miembro 2: Constituido principalmente por Shale calcáreos de color gris a negro. En algunos sectores aparece intercalado con arenisca hacia la base de este miembro.

Miembro 3: Es una secuencia de lodolitas calcáreas, intercaladas con delgadas capas de caliza, capas de arenisca fosfática y niveles delgados de chert colores azul y negro.

- **Formación 2:** La secuencia de esta unidad consiste en calizas gris a negras, fosilíferas, localmente glauconíticas y arcillosas de color negro, con niveles intercalados de arcillolitas grises a gris azulado, calcáreas, fosilíferas, en capas medianas a gruesas, con intercalaciones de areniscas grises, grano fino a medio, arcillosas, levemente calcáreas, en capas delgadas.

3. FASE METODOLÓGICA DE LA INVESTIGACIÓN

El objetivo de esta fase del proyecto es proponer un flujo de trabajo para la estimación de propiedades mecánicas de resistencia (UCS) a partir del método envolvente, con el fin de optimizar el desarrollo de modelos geomecánicos mediante el uso de registros geofísicos de pozo y datos de laboratorio, de tal forma que pueda ser aplicado a pozos en los cuales la información proveniente de núcleos y laboratorio sea limitada o no se encuentre disponible.

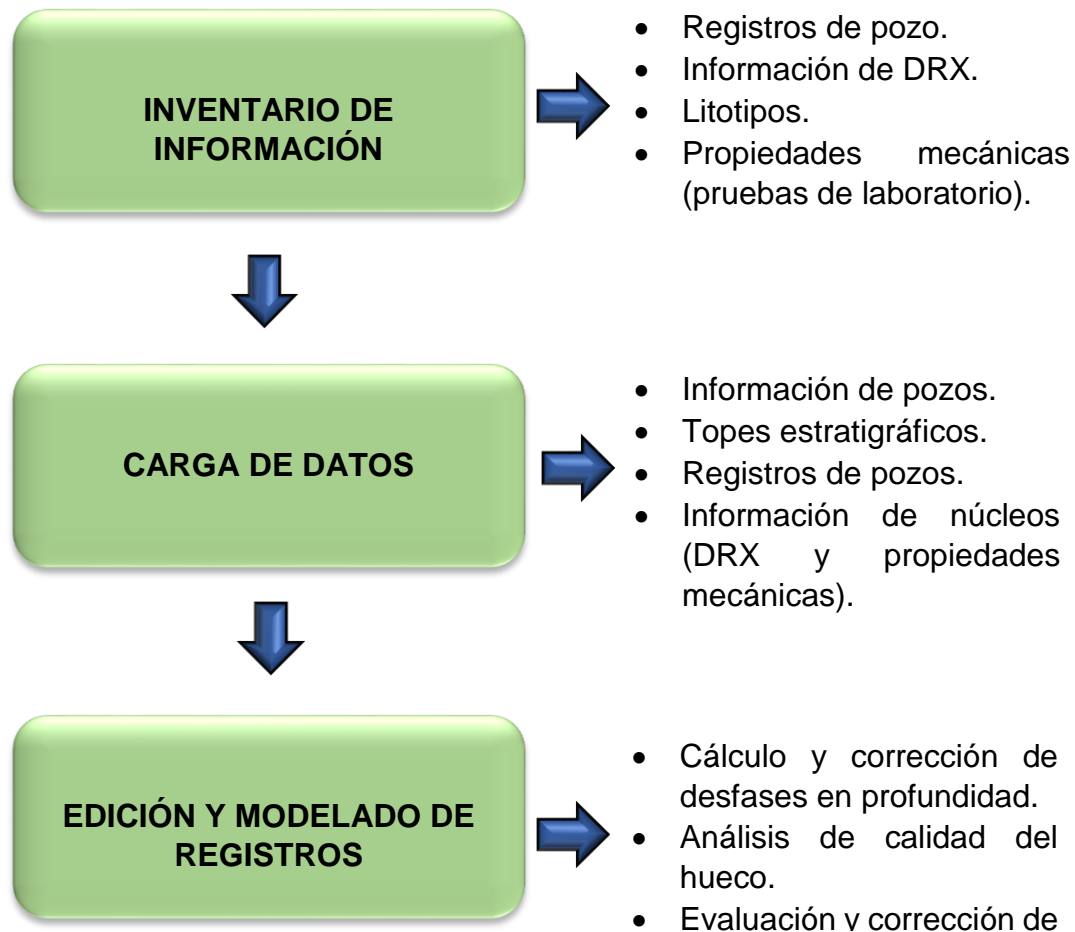
El desarrollo del proyecto se realizó con los datos y el apoyo suministrado por el Instituto Colombiano del Petróleo y la Alianza UIS-Ecopetrol. Para efectos de este trabajo, se utilizó la plataforma de modelado Petrel, un software de la compañía Schlumberger utilizado en el sector de exploración y producción de la industria petrolera.²³. En el esquema de la figura 13 se puede visualizar la metodología y/o flujo de trabajo propuesto

²³ FERNANDEZ, H. Modelización geológica Aplicada a la Exploración y Producción de Hidrocarburos en el Mar del Norte, Noruega. Trabajo de grado (Master en Ingeniería de minas). Universidad de Oviedo. Escuela de Ingeniería de minas, Energía y Materiales de Oviedo. España, 2017. p. 21.

3.1. ESTRUCTURACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE LA BASE DE DATOS

Esta etapa comprende todas las actividades involucradas en el proceso de organización y construcción de la base de datos para luego continuar con la fase de interpretación y modelamiento; su desarrollo está relacionado con el inventario de información, selección y clasificación de la misma, carga de datos y edición y modelado de registros (figura 14).

Figura 14. Metodología para el desarrollo y estructuración de la base de datos



3.1.1. Inventario de información. Para la estimación de propiedades mecánicas de resistencia a partir del método envolvente, fue necesario realizar una buena selección y clasificación de información que permitiera construir los diferentes modelos planteados.

En primer lugar se seleccionaron los registros que tienen mayor relevancia en el desarrollo del modelo (Tabla 3) y se analizó si los mnemónicos para un determinado tipo de registro eran equivalentes en cada uno de los pozos, es decir, si se contaba con curvas equivalentes para una determinada propiedad, independientemente de la herramienta con que se haya medido (Tabla 4).

Tabla 3.Registros de pozo empleados y su mnemónico correspondiente.

Mnemónico	Nombre	Unidades
BS	Bit Size	In
CAL	Caliper	In
GR	Gamma Ray	API
POTA	Gamma Ray-Potasio	%
URAN	Gamma Ray-Uranio	ppm
THOR	Gamma Ray-Thorio	ppm
PEF	Factor fotoeléctrico	b/e
RHOB	Densidad	g/cm ³
DRHO	Densidad corregida	g/cm ³
NPHI	Porosidad Neutrón	m ³ / m ³
DTp	Sónico compresional	us/ft
DTs	Sónico de cizalla	us/ft
RD	Resistividad profunda	ohm.m

Tabla 4. Equivalencias de mnemónicos para registros de pozo.

MNEMÓNICO ORIGINAL	TIPO DE REGISTRO	MNEMÓNICO FINAL
GRGC, GR	Gamma Ray	GR
HDRA, DRHO	Densidad corregida	DRHO
HURA, URAN	Gamma Ray Uranio	URAN
HFK, POTA	Gamma Ray Potasio	POTA
HTHOR, THOR, GRTO	Gamma Ray Thorio	THOR
RT, RLA5, RT90	Resistividad profunda	RD

En la tabla 5 se observa un inventario de la información disponible correspondiente a registros de pozos, pruebas de laboratorio, análisis de núcleos y demás.

Tabla 5. Inventario de información.

REGISTROS		POZOS		
		POZO 1	POZO 2	POZO 3
Caliper	BS			
	CAL			
	C1/C2/C3/C4			
	GR			
	SP			
	PEF			
	Core Gama			
Espectral GR	POTA			
	URAN			
	THOR			
	RHO			
	DRHO			
	NPHI			
	DTp			
	DTs			
	RD			
	DRX			
	Litotipos			
	Propiedades mecánicas			

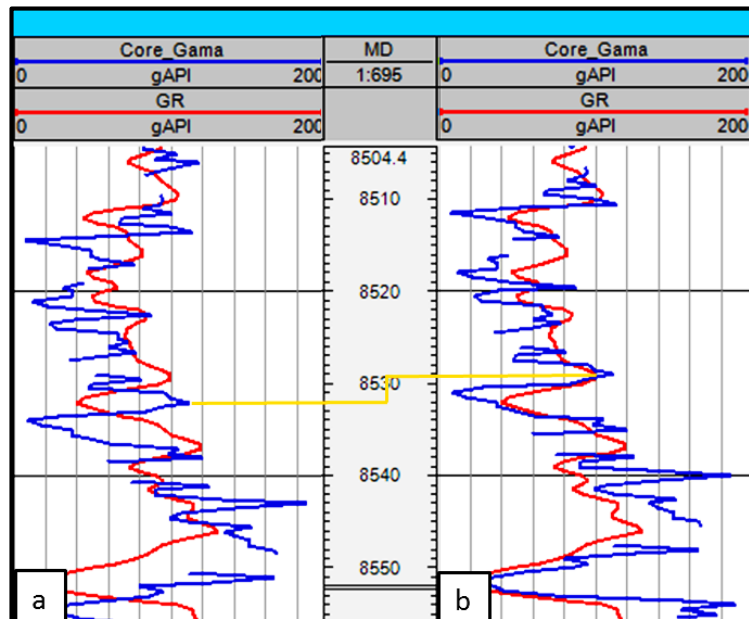
	No disponible
	Disponible

3.1.2. Carga de datos a la plataforma Petrel. Una vez organizada la base de datos, se procedió a cargar información de pozos (surveys-topes), registros eléctricos e información de laboratorio para luego construir los modelos planteados.

3.1.3. Edición y modelado de registros. Con el fin de obtener resultados óptimos y ratificar que la respuesta de los registros sea coherente, se realizó un control de calidad de los datos de entrada al modelo como se observa a continuación.

- **Cálculo y corrección de desfases en profundidad:** para calcular el desfase en profundidad entre el núcleo y el pozo, se realizó una correlación entre el core gamma (tomado sobre el núcleo) y el gamma ray (tomado en el pozo). Para este proceso se aplicó un shift de -3 ft a todos los datos de laboratorio tomados sobre núcleos (DRX, UCS, So, Sw y litotipos) como se observa en la figura 15, donde el track *a* representa la curva de core gamma sin ajustar, el track *b* la curva ajustada y las líneas amarillas la magnitud del desfase.

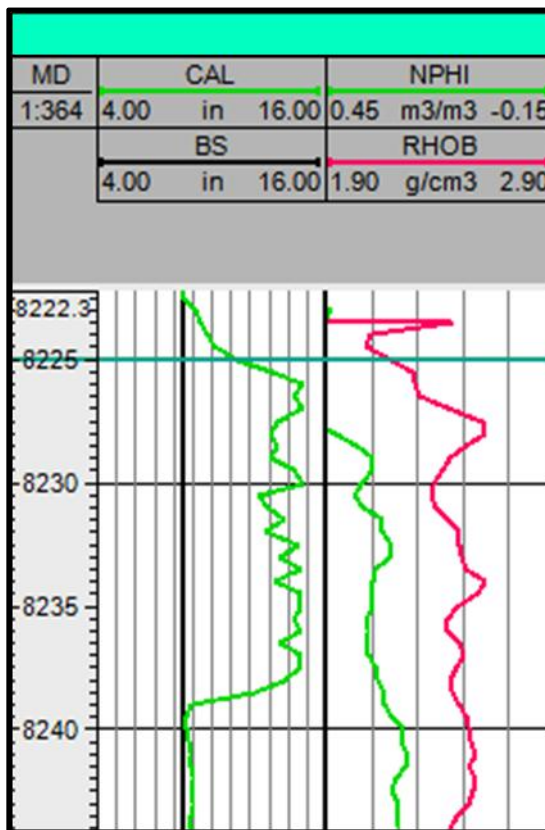
Figura 15. Corrección de desfases en profundidad núcleo- pozo.



- **Análisis de calidad del hueco:** con el propósito de identificar las zonas en las que se presentó alguna irregularidad en la pared del pozo, fue necesario trabajar

con el registro de calibración (caliper) y el registro de diámetro de la broca (bit size). Según Mantilla (2008) la diferencia entre ambos registros no debe ser mayor a cinco pulgadas, pues cuando esto sucede posiblemente se está en presencia de un *break out* o derrumbe (Figura 16), alterando la respuesta de los registros de contacto. Estas secciones fueron excluidas del estudio para evitar introducir datos erróneos en la red neuronal.

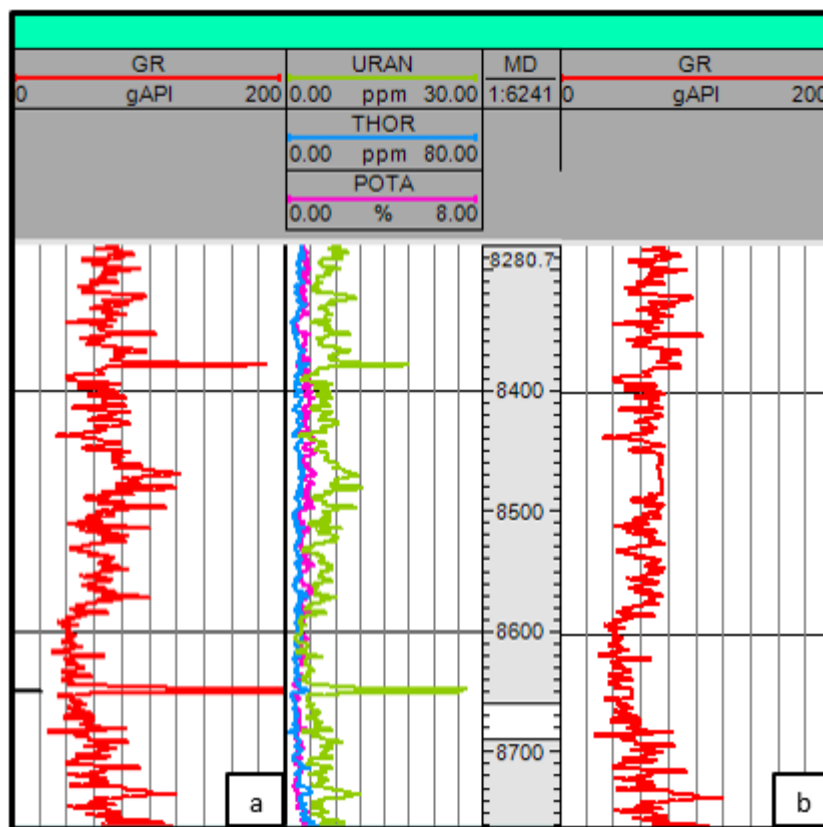
Figura 16. Irregularidades en la pared del pozo.



- **Evaluación y corrección de datos anómalos:** esta fase consistió en el reconocimiento y corrección de intervalos anómalos presentes en los registros de pozo. Una vez analizado el set de registros se identificaron anomalías en la respuesta del registro gamma ray debido a alteraciones de uranio. Cabe resaltar

que la deflexión de este registro es función no sólo de la radioactividad y densidad de las formaciones sino también de las condiciones del pozo (diámetro, peso o densidad del lodo, tamaño y posición de la herramienta), ya que el material interpuesto entre el contador y la formación absorbe rayos gamma.

Figura 17. Edición de intervalos anómalos (Track a: curva sin corregir, track b: curva corregida).



3.2. INTERPRETACIÓN LITOLÓGICA

En el desarrollo del método propuesto fue necesario identificar los litotipos existentes en la formación de estudio, para lo cual, se integró información correspondiente a registros de pozos y datos de laboratorio mediante el uso de una red neuronal.

3.2.1. Modelo de arcillosidad. El volumen de arcilla presente en las formaciones tiene un gran impacto en la identificación de litotipos y la estimación de propiedades mecánicas de la roca. Este puede ser estimado a partir de pruebas de laboratorio (DRX) o registros eléctricos los cuales representan una alternativa menos costosa y más dinámica. Para efectos de este proyecto fue imprescindible generar un registro continuo del volumen de arcilla, el cual se utiliza como dato de entrada para realizar la clasificación de litotipos a partir de redes neuronales.

El modelo de arcillosidad fue construido en base al registro de rayos gamma y densidad-neutrón (ecuación 2 y 3). Para la selección de la ecuación a usar se realizó un análisis por formación del set de registros y se seleccionó la ecuación que mejor se ajustara, como se observa a continuación.

- A partir del registro de Rayos Gamma: este registro es un indicador de litología crucial para estimar el volumen de arcilla, sin embargo, en zonas donde el registro se encontraba alterado por la presencia de material radioactivo u otro factor, fue imposible hacer uso de la correlación.

$$Vsh = \frac{(GR - GR_{Sand})}{(GR_{Shale} - GR_{Sand})} \quad (2)$$

Dónde,

V_{sh} : Volumen de arcilla

GR : Lectura del registro de Rayos Gamma (API)

GR_{Sand} : lectura mínima del registro de Rayos Gamma (API)

GR_{Shale} : Lectura máxima del registro de Rayos Gamma (API)

- A partir de la combinación de registros Densidad – Neutrón: en los intervalos donde fue imposible utilizar la ecuación para la estimación del volumen de arcilla en base al registro de rayos gamma, se hizo uso de esta ecuación, sin embargo, en zonas donde había presencia de gas o los registros, densidad y neutrón, se veían alterados por irregularidades en el hueco, esta correlación no fue empleada.

$$V_{sh} = \frac{(NPHI - RHO)}{(NPHI_{sh} - RHO_{sh})} \quad (3)$$

Dónde,

V_{sh} : Volumen de arcilla

$NPHI$: Magnitud medida de porosidad por medio del perfil neutrón

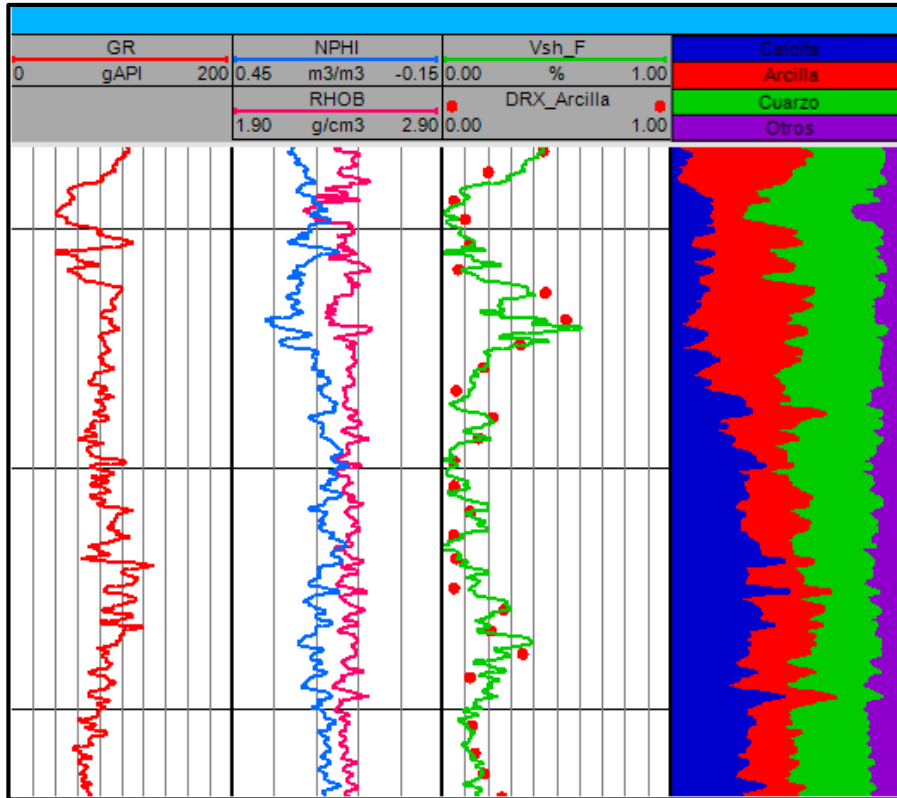
RHO : Magnitud medida de porosidad por medio del perfil densidad

$NPHI_{sh}$: Magnitud medida de porosidad en shale por medio del perfil neutrón

RHO_{sh} : Magnitud medida de porosidad en shale por medio del perfil de densidad

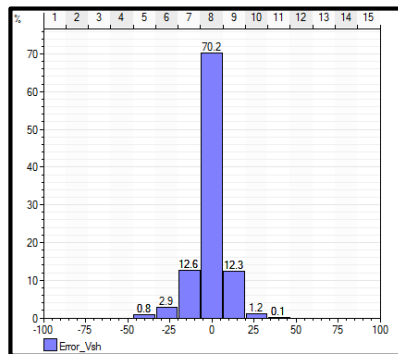
El cálculo del volumen de arcilla debe de ser realizado con extremo detalle, ya que de él dependen posteriores interpretaciones, de tal manera que si no se modela adecuadamente se puede incurrir en errores graves que van a afectar los diferentes modelos basados en dicho cálculo. Para obtener un modelo de arcillosidad con el menor grado de incertidumbre, se realizó un ajuste con los valores de volumen de arcilla obtenidos a partir del DRX, al igual que un análisis a partir del registro FLEX, como se observa en la siguiente figura.

Figura 18. Modelo de arcillosidad ajustado con DRX (Track 1: curva de rayos gamma, track 2: curvas de densidad y neutrón, track 3: curva de Vsh y DRX de arcilla, track 4: curvas de FLEX).



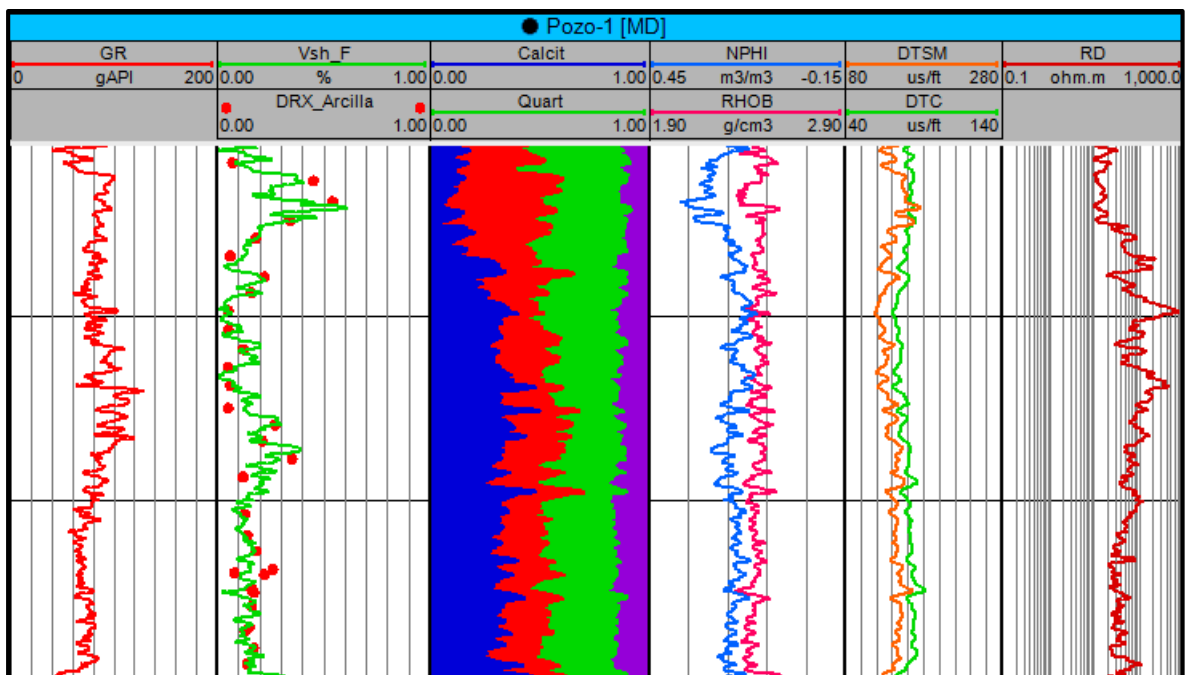
El modelo de arcillosidad (Vsh) generado en este proyecto, presenta un bajo margen de error respecto a los valores medidos en laboratorio, pues aproximadamente el 95 % de los datos tienen un error absoluto menor al 20 % (ver figura 19).

Figura 19. Histograma de errores del modelo de arcillosidad



3.2.2. Identificación de litotipos a partir de redes neuronales. La identificación de litotipos permite tener una idea de la litología presente en la secuencia estratigráfica a lo largo de un pozo. Para realizar esta clasificación se utilizaron redes neuronales a partir registros de pozo (Vsh, NPHI, RHOB, DTC, DTSM, RD) e información de núcleos (ver figura 20).

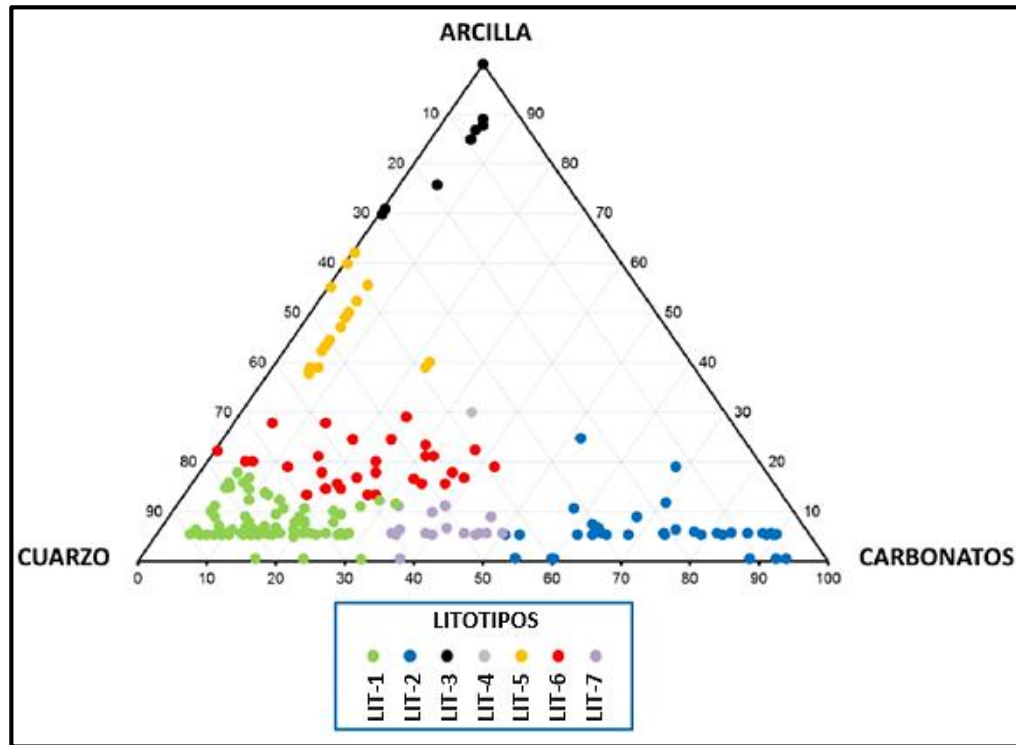
Figura 20. Información utilizada para identificación de litotipos mediante la red neuronal.



Para la supervisión de la red fue necesario contar previamente con una clasificación litológica realizada por profesionales expertos en la materia y validada por un grupo de trabajo multidisciplinario, que sirvió como patrón de entrenamiento del modelo neuronal. Para el uso de esta información fue importante conocer cuáles fueron los criterios para dicha clasificación y entender de manera general el proceso de clasificación manual y el esquema de acondicionamiento de los registros. Según reportes brindados por el ICP, se identificaron 7 tipos de roca mediante un diagrama

ternario composicional y asociación visual de registros de pozo, análisis de núcleos, petrografía, geoquímica y mineralogía (ver figura 21).

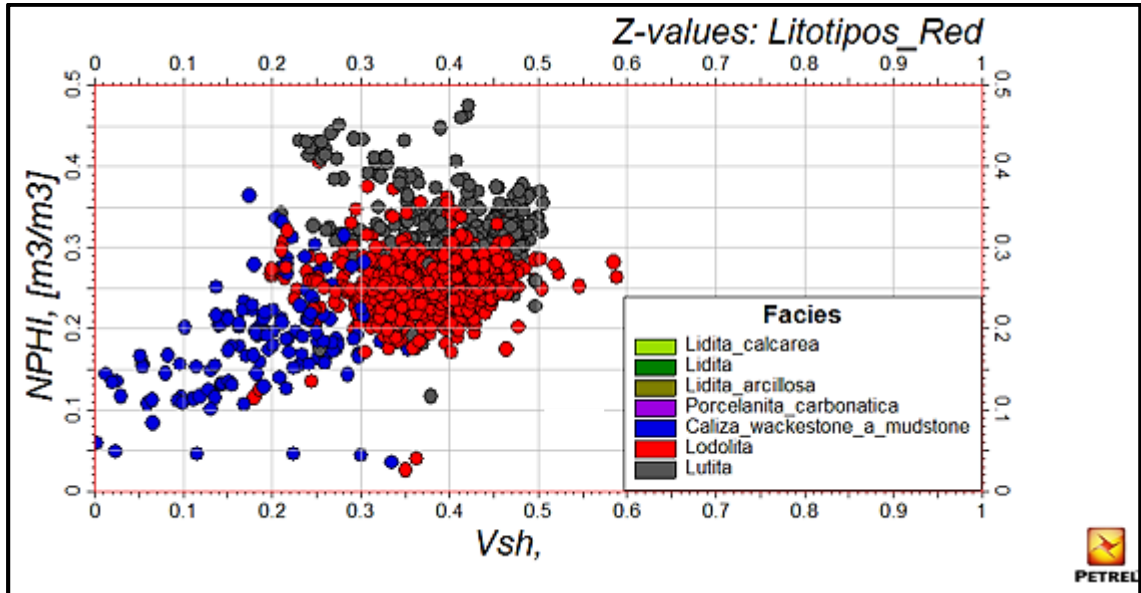
Figura 21. Diagrama ternario de composición mineralógica



Fuente: Modificado de PINEDA, E. 2013.

Una vez corrida la red neuronal se realizó un análisis de cada uno de los miembros de las formaciones, utilizando la técnica crossplot, la cual consiste en graficar dos o tres propiedades que permitan identificar tendencias y así, definir unidades de roca que sean diferenciables de las demás por sus propiedades físicas. En la figura 22 se puede apreciar un crossplot de Vsh vs NPHI para la clasificación de litotipos en uno de los miembros.

Figura 22. Crossplot de clasificación de litotipos.



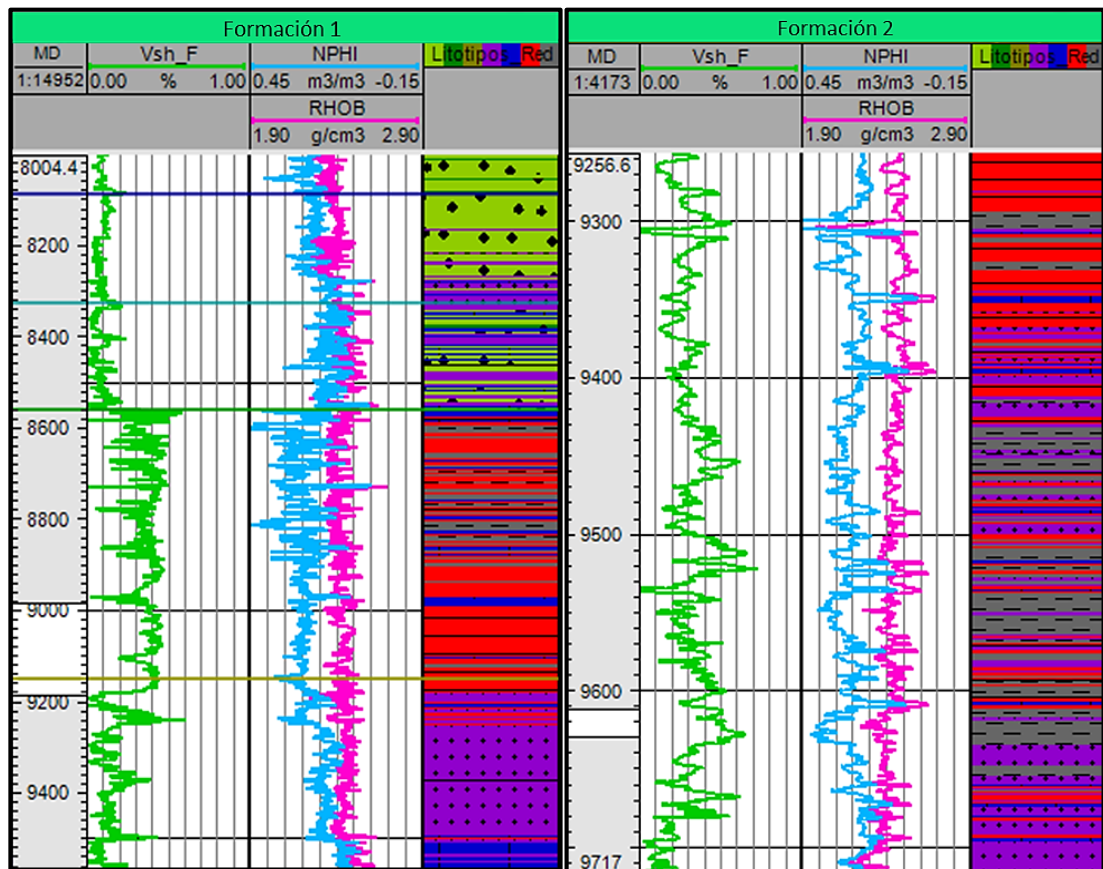
A partir de la red neuronal y el análisis mineralógico se identificaron 6 litotipos: lidita, lidita calcárea, porcelanita carbonática, caliza wackestone a mudstone, lodolita y shale (ver figura 23)

Figura 23. Litotipos identificados a partir de redes neuronales y sus respectivos patrones.

Nombre	Patrón
Lidita_Calcareo	
Lidita	
Porcelanita_carbonatica	
Caliza_wackestone_a_mudstone	
Lodolita	
Shale	

En la figura 24 se puede observar que en el tope de la formación 1 predominan las lilitas, mientras en la base las lodolitas y pocerlanitas carbonaticas con intercalaciones de calizas y lutitas, por el contrario en la formación 2 predominan las lodolitas y lutitas con intercalaciones de calizas y porcelanitas.

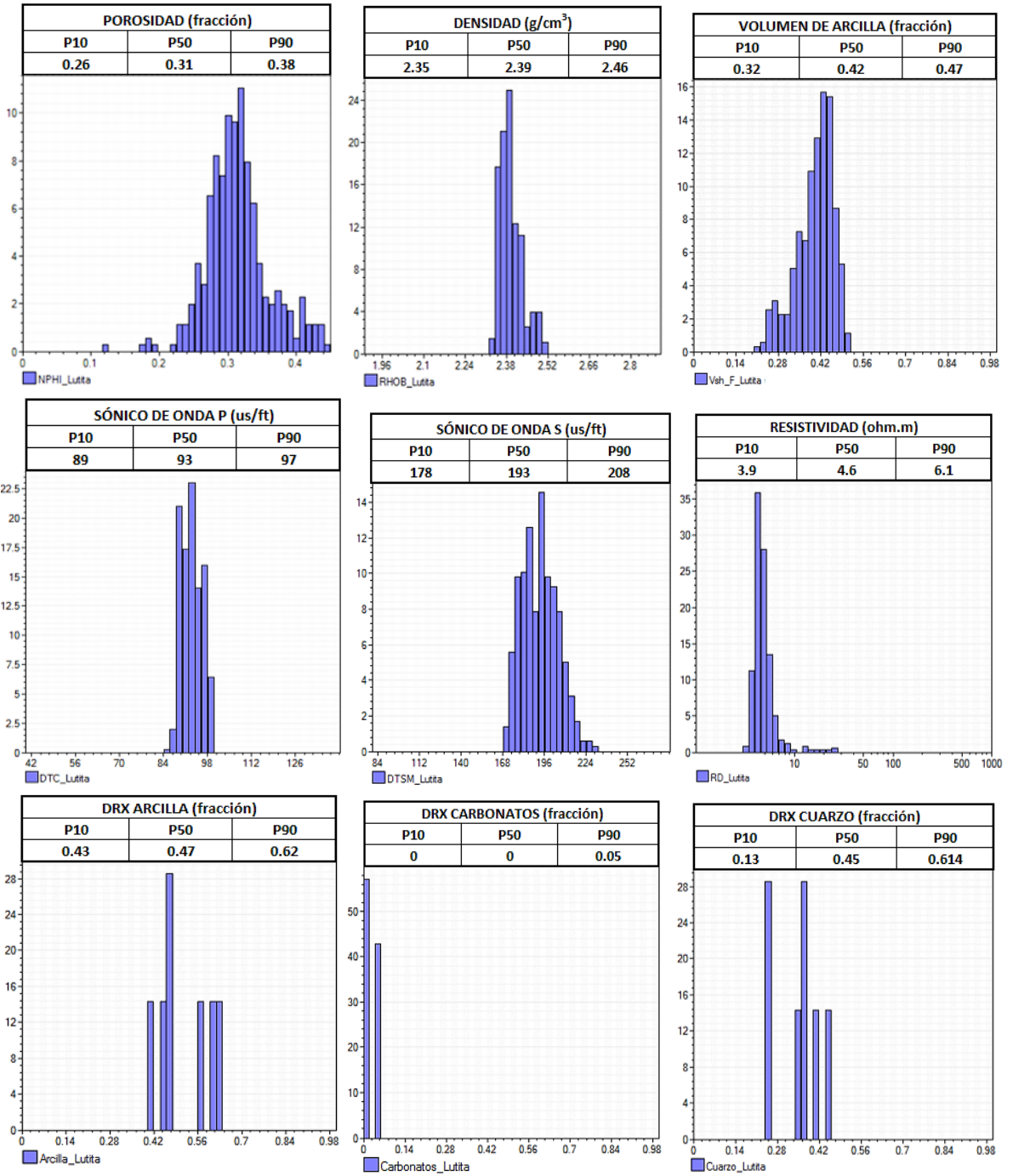
Figura 24. Litotipos para las formaciones de estudio.



3.2.3. Análisis estadístico de propiedades físicas y mineralógicas por litotipo.

Una vez identificadas las litologías presentes en el área de estudio, se procedió a realizar un análisis estadístico por litotipo (Anexo C) con el fin de caracterizar física y mineralógicamente cada tipo de roca, analizando histogramas de frecuencia y percentiles: P10, P50 y P90 como se observa en la siguiente figura.

Figura 25. Análisis estadístico de propiedades contra litotipo (Lutita).



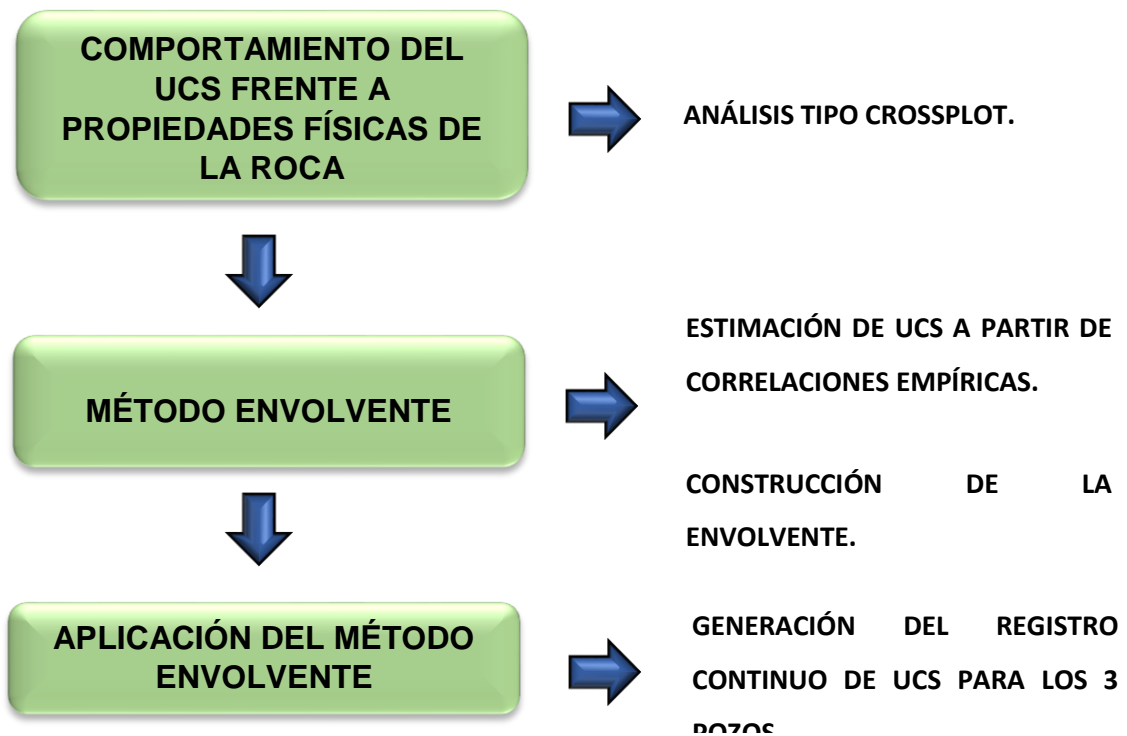
La tabla 7 muestra un resumen por percentiles del análisis por litotipo para cada propiedad.

Tabla 6. Análisis estadístico por litotipos.

LITOTIPOS	Porosidad (fracción)			Densidad (g/cm ³)			Tiempo de transito de onda P (us/ft)			Tiempo de transito de onda S (us/ft)			Resistividad (ohm.m)		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90
Lidita	2.28	0.23	0.28	2.28	2.34	2.39	80.9	84.7	88.2	142	149	163	9.43	15.1	30.8
Lidita calcárea	0.18	0.22	0.26	2.32	2.38	2.44	74.9	81.5	85.8	132	144	152	14.4	27.5	60.3
Porcelanita carbonática	0.15	0.19	0.22	2.39	2.44	2.49	70.8	77.9	84.2	123	136	150	24.6	54.2	153
Caliza	0.09	0.14	0.22	2.42	2.49	2.58	67	74	81	122	131	151	8.23	21.6	48.7
Lodolita	0.22	0.26	0.3	2.37	2.43	2.5	82	87	89	151	164	174	5.8	8.8	12.3
Lutita	0.26	0.31	0.38	2.35	2.39	2.46	89	93	97	178	193	208	3.9	4.6	6.1
LITOTIPOS	Volumen de arcilla (fracción)			DRX arcilla (fracción)			DRX carbonatos (fracción)			DRX cuarzo (fracción)					
	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90	P10	P50	P90			
Lidita	0.04	0.08	0.13	0.05	0.05	0.15	0.06	0.12	0.34	0.55	0.71	0.82			
Lidita calcárea	0.05	0.09	0.14	0.05	0.05	0.14	0.05	0.16	0.49	0.31	0.68	0.79			
Porcelanita carbonática	0.06	0.13	0.2	0.05	0.09	0.22	0.09	0.26	0.68	0.18	0.48	0.73			
Caliza	0.02	0.09	0.27	0.01	0.05	0.14	0.13	0.51	0.83	0.05	0.3	0.65			
Lodolita	0.29	0.39	0.45	0.12	0.38	0.51	0.04	0.05	0.35	0.13	0.45	0.61			
Lutita	0.32	0.42	0.47	0.43	0.47	0.62	0	0	0.05	0.26	0.38	0.42			

3.3. ESTIMACIÓN DE MODELOS DE PROPIEDADES MECÁNICAS.

Con el fin de reproducir una respuesta más confiable a la resistencia de la roca mediante ensayos no destructivos y menos costosos, se propone aplicar una metodología que tenga en cuenta una variable extra como discriminante litológico y/o propiedades físicas (porosidad, Vsh, Resistividad y densidad) con mayor impacto sobre el valor de resistencia compresiva uniaxial. A continuación se presenta el flujo de trabajo para el desarrollo de esta fase.



3.3.1. Comportamiento del UCS frente a propiedades físicas de la roca. Para identificar las propiedades petrofísicas con mayor influencia en el comportamiento del UCS, se realizaron dos tipos de análisis: crossplot y regresión múltiple.

3.3.1.1. Análisis tipo crossplot. El análisis a través de crossplot se realizó para las dos formaciones de estudio. En el eje X se graficó el valor del registro sísmico de onda P, por ser el parámetro con mayor influencia en la estimación de UCS, los valores de UCS obtenidos en laboratorio en el eje Y, y las diferentes propiedades físicas en el eje Z (Figura 26-27).

Figura 26. Comportamiento del UCS respecto al sónico compresional y volumen de arcilla para la formación 1.

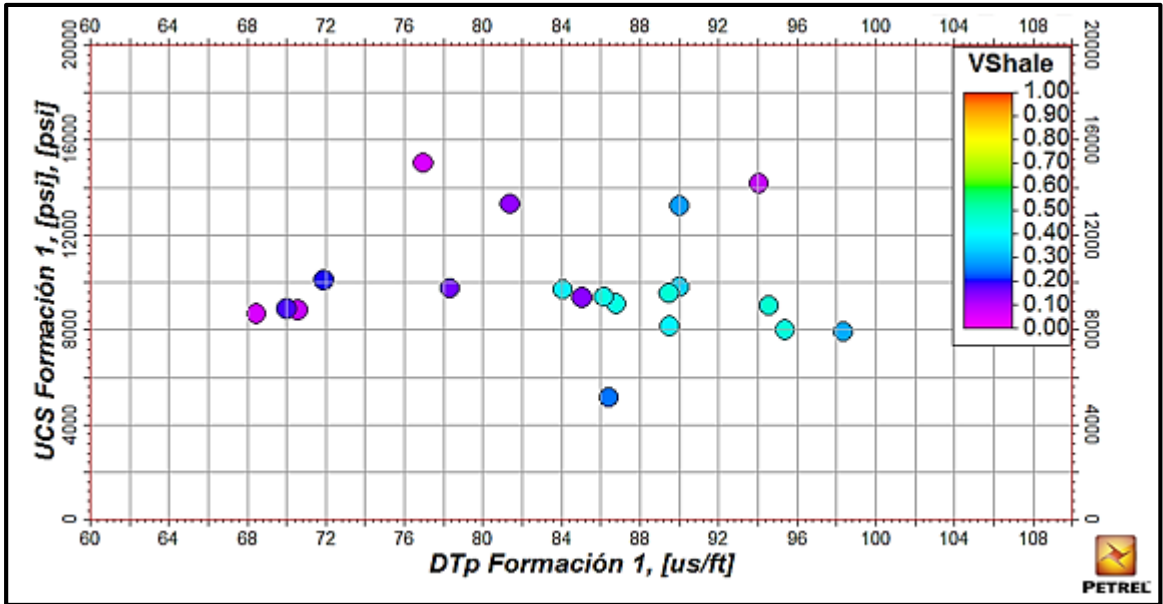
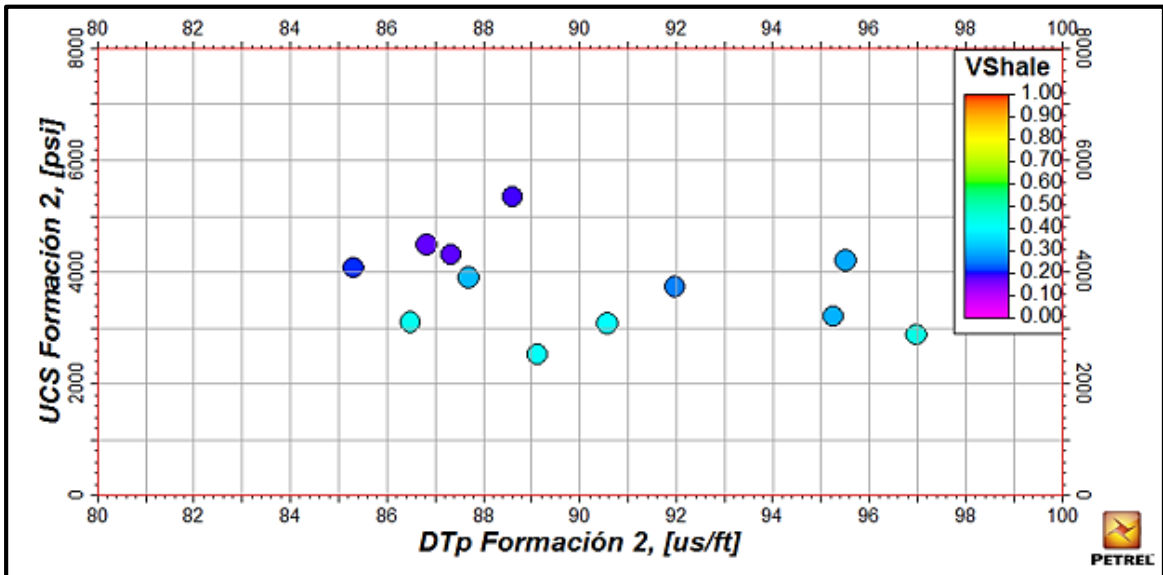


Figura 27. Comportamiento del UCS respecto al sónico compresional y volumen de arcilla para la formación 2.



A partir de este análisis se logró identificar que el Vsh o contenido de arcilla después de la compactación de la roca reflejada en la porosidad y tiempo de tránsito, es uno de los parámetros que produce un cambio significativo frente a la respuesta del UCS, lo cual puede dar explicación a la existencia de diferentes valores de UCS para un mismo valor de porosidad.

3.3.1.2. Análisis mediante regresión múltiple. Con el fin de obtener una mayor certeza en las variables seleccionadas para el desarrollo del método, se realizó una regresión múltiple a través de la interfaz de Statistix 10 (versión de prueba) con el objetivo de aplicar un análisis estadístico que permitiera establecer la posible relación que existe entre el UCS (variable dependiente) y las propiedades petrofísicas (variables independientes). En las siguientes tablas se puede observar un resumen de los resultados obtenidos.

Tabla 7. Resultados del análisis de regresión múltiple por formaciones

FORMACIÓN	ESTADÍSTICAS DE REGRESIÓN			ANÁLISIS DE VARIANZA	
	Coefficiente de correlación múltiple	Coefficiente de determinación R ²	R ² ajustado	F	Valor crítico de F
Formación 1	0.94	0.88	0.88	370.60	0
Formación 2	0.95	0.89	0.89	417.63	0

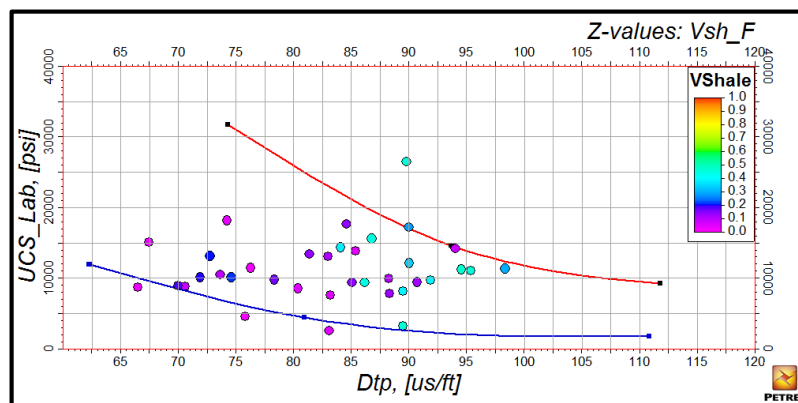
R ² ajustado			
Vsh	Dtp	RD	RHOB
0.8933	0.7736	0.3241	0.095

De los resultados anteriores se puede concluir que para la formación 1 y 2, los parámetros petrofísicos presentan una buena relación con el UCS, pues el parámetro F es mayor al F crítico, indicando una influencia de las variables independientes sobre la variable dependiente de aproximadamente 94 y 95 % respectivamente como se observa en el coeficiente de regresión múltiple.

Los análisis por propiedades, indican que el Vsh y DTp son los parámetros que presentan mayor relación con la resistencia de la roca, lo cual, ratifica las observaciones obtenidas mediante la técnica crossplot, permitiendo así, la selección de estas dos variables para el desarrollo del método.

3.3.2. Método envolvente. El método a proponer consiste en generar ecuaciones para estimación del UCS en cada una de las formaciones de estudio, en las cuales se tenga en cuenta todos los litotipos existentes. Para ello, se generan líneas envolventes a los datos de UCS estimados en laboratorio, es decir, se define un límite superior (línea roja) que represente la tendencia para rocas con bajo contenido de arcilla y un límite inferior (línea azul) que represente las rocas arcillosas, y de esta manera, mediante el Vsh como índice de correlación y/o transición entre los dos límites, se realice una discretización litológica (Figura 28).

Figura 28. Límites del método envolvente.



A continuación se puede observar los pasos seguidos para la construcción y desarrollo del método.

3.3.2.1. Estimación del UCS a partir de correlaciones empíricas. Para tener mayor conocimiento del comportamiento del UCS, se utilizaron ecuaciones existentes en la literatura, las cuales están en función de datos petrofísicos obtenidos a partir de registros de pozo (ANEXO B). Este tipo de ecuaciones son lito-dependientes, razón por la cual fue necesario emplear una correlación diferente para cada litotipo, es decir, para las lilitas se utilizó la relación de McNally(1987), para lutitas y lodolitas se usó las ecuaciones de Horsrud(2001) y Lal(1999), y para las calizas y porcelanitas carbonáticas se escogió la relación de Golubev and Robinovich (1976). Estas ecuaciones son presentadas a continuación.

$$UCSMcnally = 185213 e^{-0.037DTp} \quad (4)$$

$$UCSHorsrud = 111.65 Vp^{2.6} \quad (5)$$

$$UCSGolubev = 10^{2.44 + \frac{109.17}{DTp}} \quad (6)$$

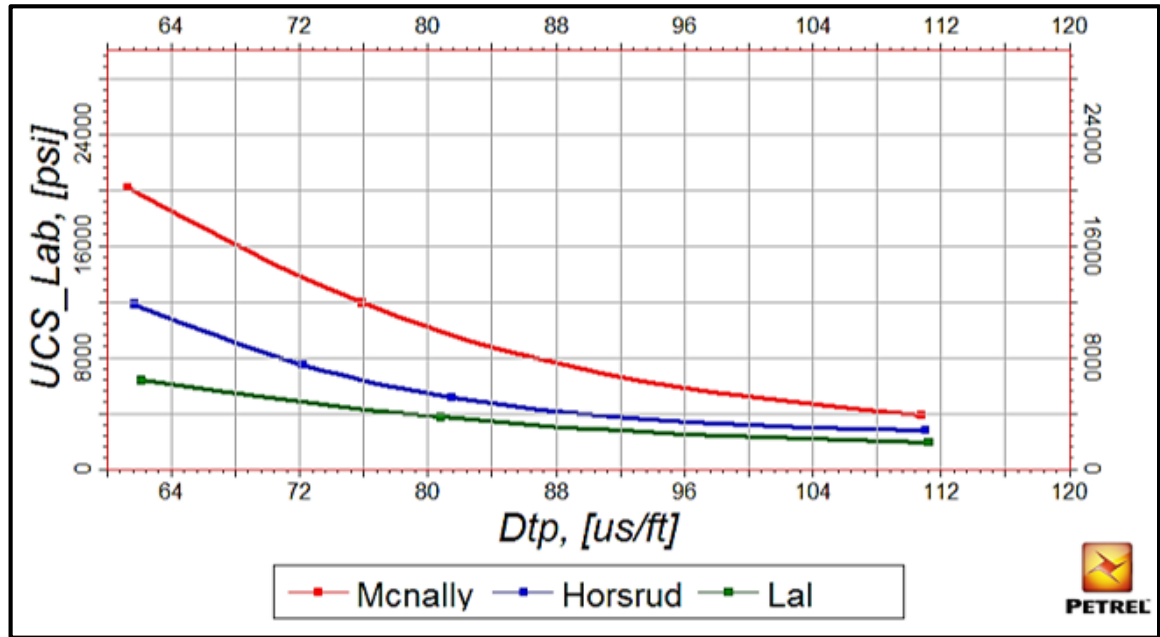
$$UCSLal = 1450(Vp - 1) \quad (7)$$

3.3.2.2. Construcción de la envolvente. Para establecer la tendencia de las envolventes, inicialmente, se graficó la respuesta del UCS estimado a partir de correlaciones empíricas como base de referencia. Estas ecuaciones están en función de la porosidad, expresada en términos de velocidad de onda p y tiempo de tránsito, que según diferentes autores, la relación entre estas variables y el UCS es de naturaleza hiperbólica como se observa en la ecuación 8.

$$UCS = a DTp^b \quad (8)$$

Con el objetivo de ajustar estas correlaciones al comportamiento de cada formación, se realizaron algunas modificaciones en el coeficiente a y el exponente b ; el efecto que ocasiona modificar el coeficiente sobre la ecuación, es un desplazamiento vertical de la función, es decir, un incremento o disminución del valor de UCS, mientras que un cambio en el exponente controla la concavidad de la curva. La figura 29 muestra la tendencia de las ecuaciones de Horsrud y Lal, usadas para ajustar el límite inferior de la envolvente ($V_{sh}=1$) y la de McNally para el límite superior ($V_{sh}=0$).

Figura 29. UCS a partir de ecuaciones existentes en la literatura.



En las figuras 30 y 31 se puede observar las envolventes ajustadas para la formación 1 y 2 tomando los valores medidos en laboratorio como puntos de calibración y analizando el comportamiento del índice de arcillosidad.

Figura 30. Envolvente para la formación 1

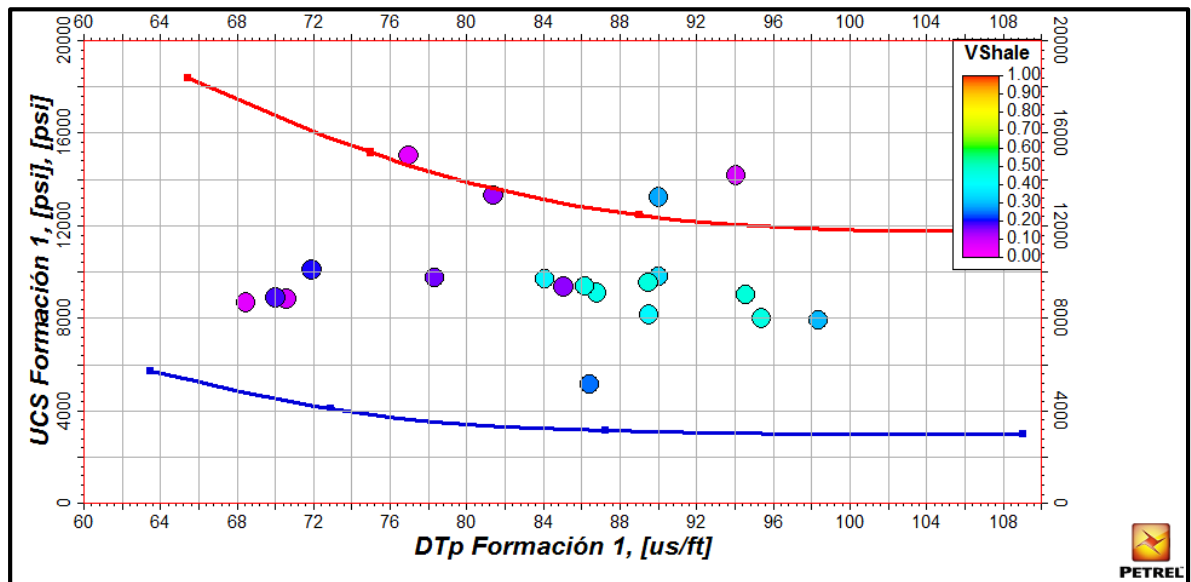
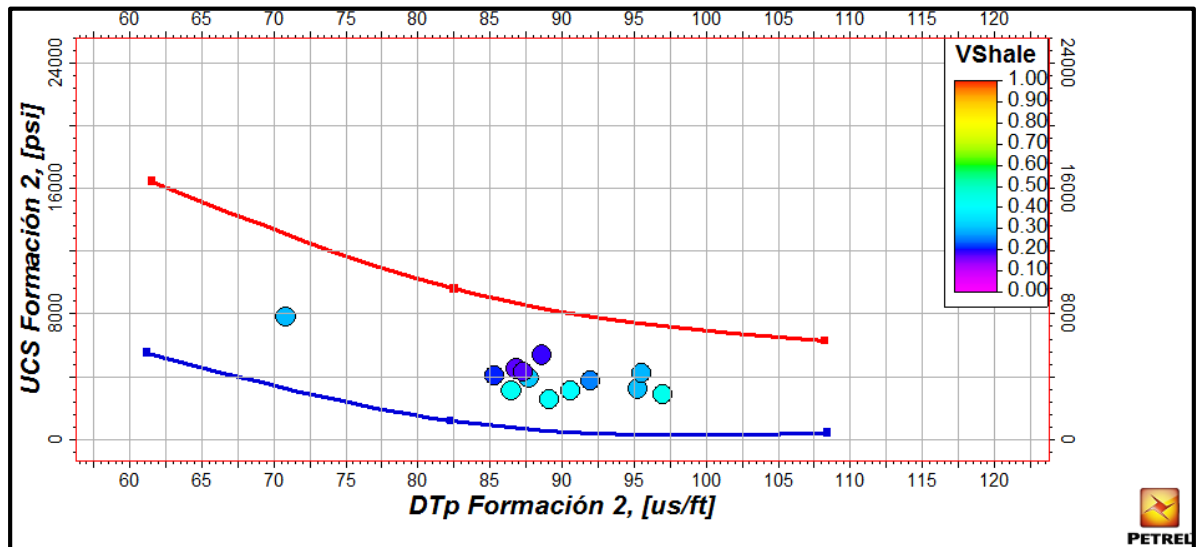


Figura 31. Envoltente para la formación 2.



3.3.2.3. Ecuaciones constitutivas del método. En los crossplot se puede observar que a medida que aumenta la porosidad, los resultados obtenidos de UCS disminuyen y de igual forma a mayor contenido de arcilla (línea azul) la curva hiperbólica decrece, es decir, se presenta un comportamiento inverso entre ambos parámetros.

Basados en el comportamiento de las propiedades petrofísicas respecto a la resistencia de la roca, se propone utilizar una forma de ecuación que tiene en cuenta la clasificación litológica de manera cuantitativa a partir de definir máximos y mínimos. La siguiente expresión para la estimación del UCS se presenta en función del tiempo de tránsito DT y el contenido de arcilla.

$$UCS = lim_{inf} * (V_{sh}^c) + lim_{sup} * (1 - (V_{sh}^c)) \quad (9)$$

Donde:

- UCS : Resistencia compresiva uniaxial
- V_{sh} : Índice de arcillosidad
- Lim_{inf} : Ecuación que modela el límite inferior de la envolvente en función del tiempo de tránsito.
- Lim_{isu} : Ecuación que modela el límite superior de la envolvente en función del tiempo de tránsito (diferente para cada litotipo).
- c : parámetro de ajuste según el comportamiento de UCS.

Una vez definidas las ecuaciones que modelan las envolventes superior e inferior tomando como base las ecuaciones existentes en la literatura, se procede a analizar el comportamiento que presenta el volumen de arcilla entre ambos límites y de esta manera se ajusta el exponente c , el cual puede tomar valores dependiendo de la linealidad o no, que se presente entre una curva y otra, es decir, si el valor de c es igual 1 el comportamiento del V_{sh} de un límite a otro es lineal, sino, debe ajustarse este parámetro. A continuación se presentan las ecuaciones constitutivas del método para cada una de las formaciones.

- **Formación 1**

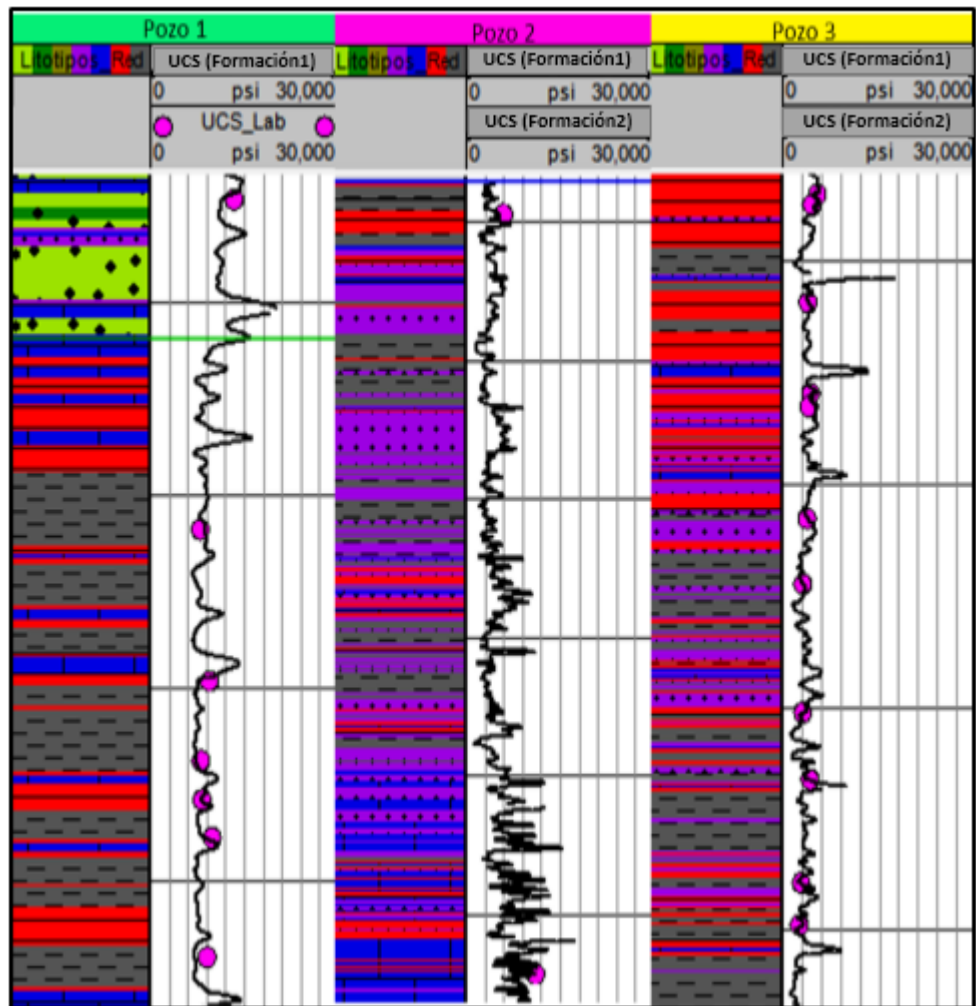
$$UCS = 460000 * DTp^{-1.088} * (V_{sh}^{0.8}) + 32439 * e^{-0.0096 DTp} (1 - (V_{sh}^{0.8})) \quad (10)$$

- **Formación 2**

$$UCS = 7 * 10^{11} * DTp^{-4.55} * (V_{sh}^{0.5}) + 72531 * e^{-0.024 DTp} (1 - (V_{sh}^{0.5})) \quad (11)$$

3.3.3. Aplicación del método envolvente. La aplicación y calibración del método fue realizada en los pozos 1, 2 y 3. En la figura 32 se presenta el registro de UCS estimado a partir de las expresiones obtenidas para cada formación (ecuación 10 y 11), en donde los puntos discretos corresponden a los valores de resistencia de las pruebas de laboratorio y la línea continua el valor de resistencia estimado.

Figura 32. UCS estimado a partir del método envolvente.



En la figura anterior se puede observar un buen ajuste de las ecuaciones constitutivas del método en cada uno de los litotipos pertenecientes a las formaciones de estudio.

3.3.4. Análisis estadístico de UCS por litotipo. Una vez evaluado el nivel de predicción del método y observado un buen ajuste entre los valores estimados y los valores de UCS medidos directamente sobre muestras de roca, se procede a obtener los percentiles de UCS para cada uno de los litotipos identificados en las formaciones de estudio, con el fin de obtener una base en la caracterización mecánica de este tipo de roca. Los resultado obtenidos, se presentan en la tabla 8.

Tabla 8. Percentiles de UCS por litotipo.

LITOTIPOS	Formación 1			Formación 2		
	P10	P50	P90	P10	P50	P90
Lidita calcárea	11282	12809	13936	N/A	N/A	N/A
Lidita	11143	11957	12454	N/A	N/A	N/A
Porcelanita carbonática	10615	11949	15048	3419	4488	6060
Lodolita	7634	8254	9424	3274	4238	5414
Lutita	7218	7685	8545	1812	2809	3591
Caliza	10140	13941	17060	5342	6934	11442

3.4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad es uno de los métodos más empleados en la industria petrolera para evaluar la efectividad de un modelo propuesto, ya que permite conocer el impacto asociado a los cambios en las variables críticas dentro de dicho modelo.

Para efectos de este proyecto, con el propósito de determinar el impacto que poseen las variables de las ecuaciones constitutivas propuestas por el método envolvente (Vsh y DTp), sobre el valor de UCS para cada formación, se realizó un análisis de sensibilidad mediante la técnica “uno a la vez”. Este análisis consiste en hacer variar cada parámetro dentro de su rango, mientras los demás parámetros toman sus valores de referencia, y de esta manera, ir obteniendo una respuesta diferente para la variable de salida. El procedimiento se repite de la misma forma para cada una de las otras variables de entrada²⁴.

El rango de variación de los parámetros a sensibilizar se definió con base al análisis estadístico por percentiles para cada formación, es decir, para el límite inferior se utilizó el P10, para el valor base el P50 y para el límite superior el P90 como se observa en la tabla 9.

Tabla 9. Rango de variación de los parámetros de entrada con base a los percentiles.

FORMACIÓN	PARÁMETROS					
	Vsh (índice de arcillosidad)			DTp (tiempo de tránsito)		
	Mínimo	Base	Máximo	Mínimo	Base	Máximo
Formación 1	0.06	0.23	0.44	72	83	91
Formación 2	0.12	0.3	0.5	81	89	98

A partir de los rangos de variación establecidos, se llevó a cabo el análisis de sensibilidad utilizando el programa Oracle Crystall Ball (Versión de prueba). Los resultados se presentaron mediante gráficos tornado y araña (Figuras 33-34-35-36).

²⁴ DIEZ VEGA, Francisco Javier. Teoría probabilista de la decisión en medicina. Informe Técnico CISIAD-07-01. UNED. Dpto. Inteligencia Artificial – UNED. Madrid, 2017. p22.

El gráfico araña muestra en el eje horizontal las desviaciones porcentuales del caso base para las variables de entrada, Vsh y DTp (basado en P10 y P90), y en el eje vertical el UCS (variable objetivo).

El gráfico de tornado muestra la variación de la variable de salida mediante barras horizontales que abarcan los valores obtenidos desde el mínimo hasta el máximo valor de la variable de entrada.

Figura 33. Diagrama de araña del UCS para la formación 1.

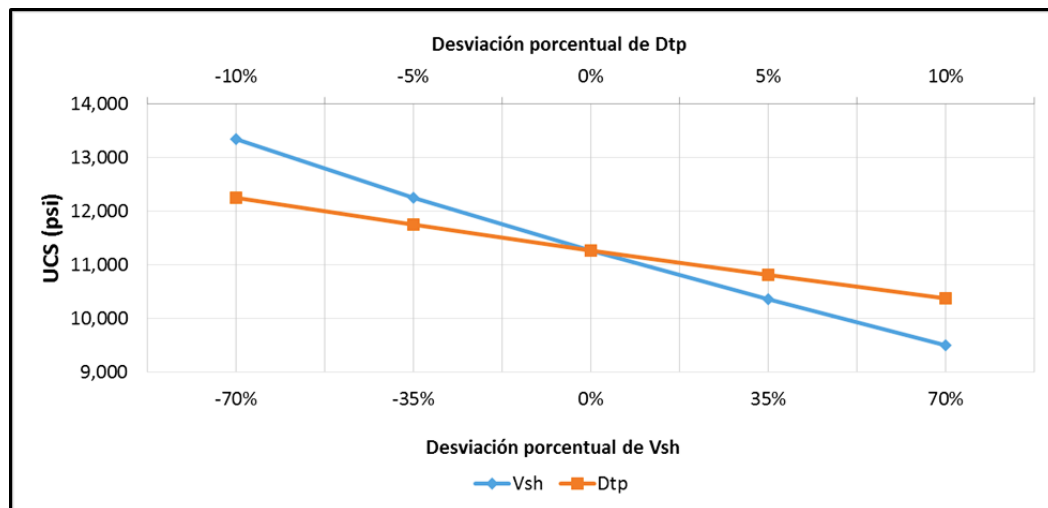
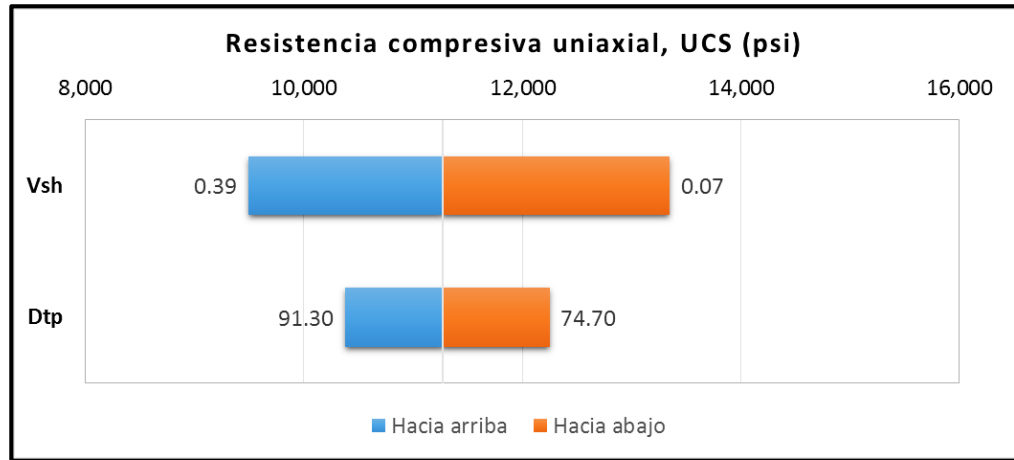


Tabla 10. Resultado del diagrama de araña para la formación 1.

Variable de entrada	Elasticidad ¹	Desviación porcentual (%)	Resistencia compresiva uniaxial, UCS (psi)				
			-70%	-35%	0%	35%	70%
Vsh	-0.24	Desviación porcentual de Vsh	-70%	-35%	0%	35%	70%
			13343	12247	11269	10360	9496
Dtp	-0.83	Desviación porcentual de Dtp	-10%	-5%	0%	5%	10%
			12249	11747	11269	10815	10381

Figura 34. Diagrama de tornado del UCS para la formación 1.



De los resultados obtenidos a partir del diagrama de araña para la Formación 1 se estableció lo siguiente:

- Tanto el Vsh como el DTp presentan una inclinación alta, es decir, tienen un efecto significativo sobre el valor de UCS.
- El signo negativo de la pendiente permite establecer una relación inversamente proporcional entre las variables independientes y dependientes.
- El parámetro de elasticidad indica la relación entre el porcentaje de cambio de la variable de salida y el porcentaje de cambio de la variable de entrada, es decir, en el caso de Vsh (elasticidad=-0.24) se producirá una variación en el UCS, si el porcentaje del volumen de arcilla es considerable, mientras en el caso del tiempo de tránsito (DTp), el cambio en el UCS es casi proporcional al cambio en el Dtp, evidenciado en una elasticidad cercana a 1 (elasticidad =0.83).

Los análisis anteriores se corroboran con el gráfico de tornado que al igual que el diagrama de araña indica la influencia que presentan las dos variables de entrada sobre el valor de UCS.

Figura 35. Diagrama de araña del UCS para la formación 2.

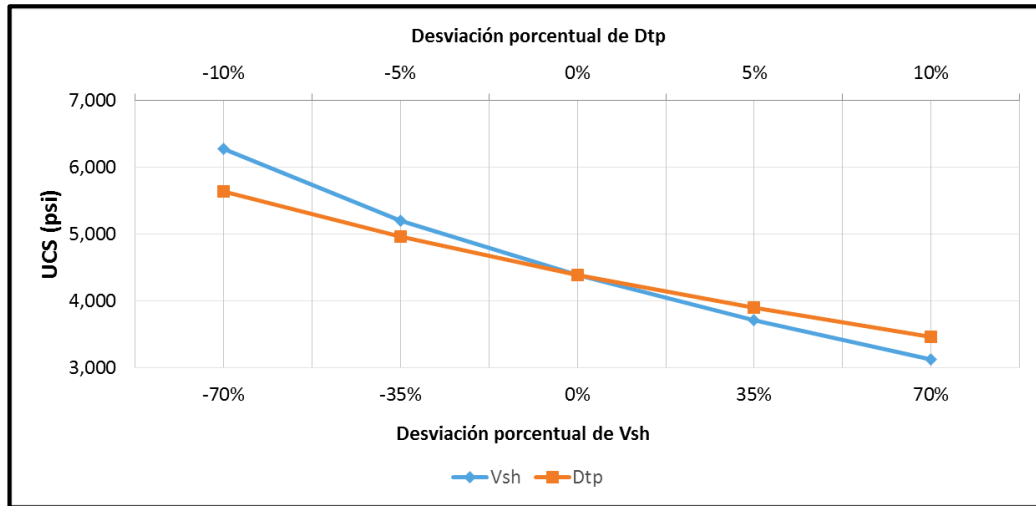
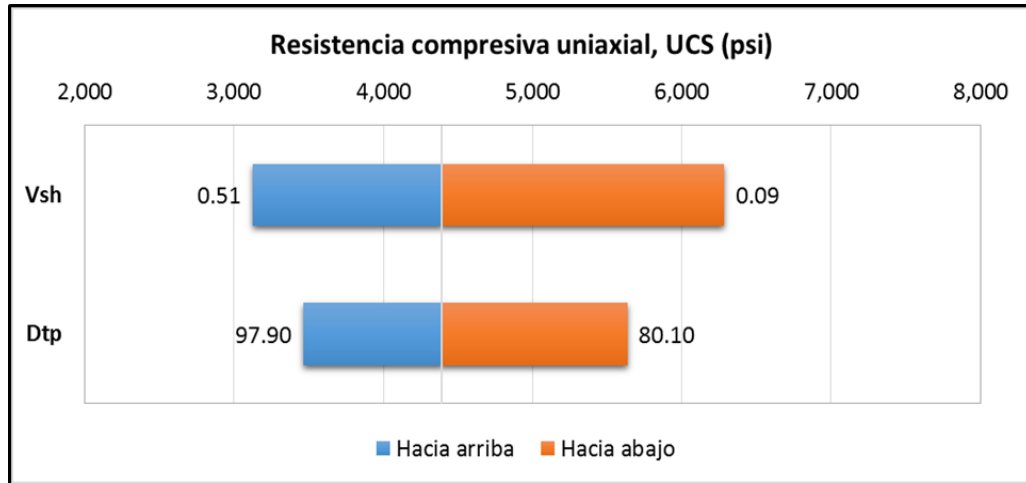


Tabla 11. Resultado del diagrama de araña para la formación 2.

Variable de entrada	Elasticidad ¹	Desviación porcentual (%)	Resistencia compresiva uniaxial, UCS (psi)				
			-70%	-35%	0%	35%	70%
Vsh	-0.49	Desviación porcentual de Vsh	-70%	-35%	0%	35%	70%
			6281	5202	4393	3717	3124
Dtp	-2.42	Desviación porcentual de Dtp	-10%	-5%	0%	5%	10%
			5634	4965	4393	3897	3465

Figura 36. Diagrama de tornado del UCS tornado para la formación 2.



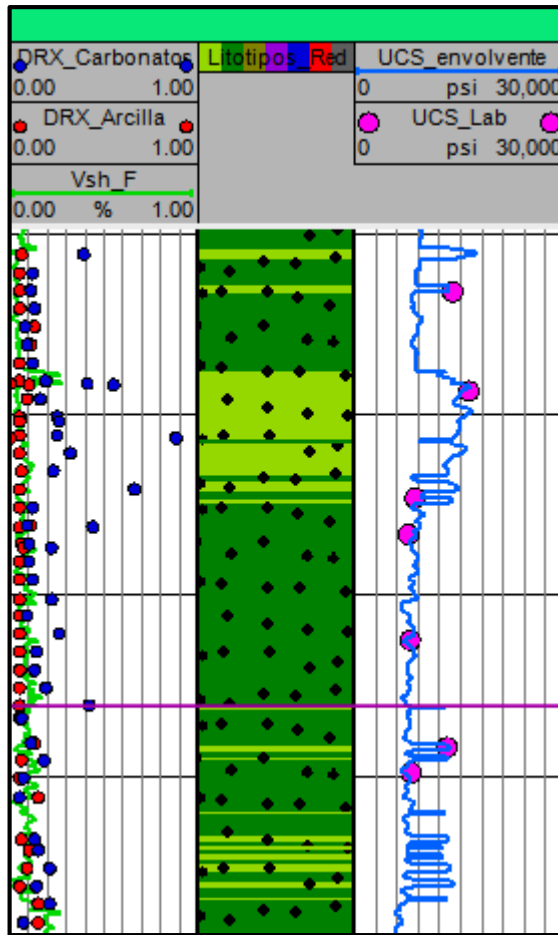
Al igual que para la formación 1, a partir de los diagramas de araña y tornado realizados para la formación 2, se logró establecer una influencia de los parámetros de entrada sobre el parámetro de salida y una relación inversamente proporcional entre dichos factores. Sin embargo, para este caso, el cambio que genera el Vsh sobre el UCS, es aproximadamente el 50 % del porcentaje de variación del Vsh (elasticidad= -0.49) y el DTp genera un cambio significativo en la resistencia de la roca, al realizar variaciones pequeñas sobre su valor base (elasticidad=-2.42).

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Al analizar los litotipos identificados en las formaciones de estudio, se observa que aunque texturalmente presentan similitudes, difieren composicionalmente unos de otros. Las litologías de la formación 2 exhiben un mayor contenido de arcilla y porosidad que la formación 1, lo cual influye en la respuesta del UCS.

De la regresión múltiple llevada a cabo, con el fin de establecer la relación entre los parámetros petrofísicos y el UCS, se obtiene un menor ajuste para la formación 1, esto se debe principalmente al tipo de variación composicional que presentan los litotipos en los miembros pertenecientes a dicha formación, es decir, en algunas litologías el contenido de arcilla no es un parámetro discriminante entre dos litotipos que poseen diferentes valores de UCS. En la figura 37 se observa que aunque la lidita calcárea (verde claro) presenta propiedades diferentes a la lidita (verde oscuro), el contenido de arcilla presente en ambas es muy similar, indicando que el discriminante litológico para este caso en particular, es el contenido de carbonatos y no el contenido de arcilla, razón por la cual el Vsh no presentará una influencia significativa en la respuesta mecánica de la roca, es decir, al aplicar el método no se generará el cambio suficiente de un UCS bajo para liditas a un UCS alto para liditas calcáreas.

Figura 37. Contenido de carbonatos como discriminante litológico entre Liditas y Liditas calcáreas.



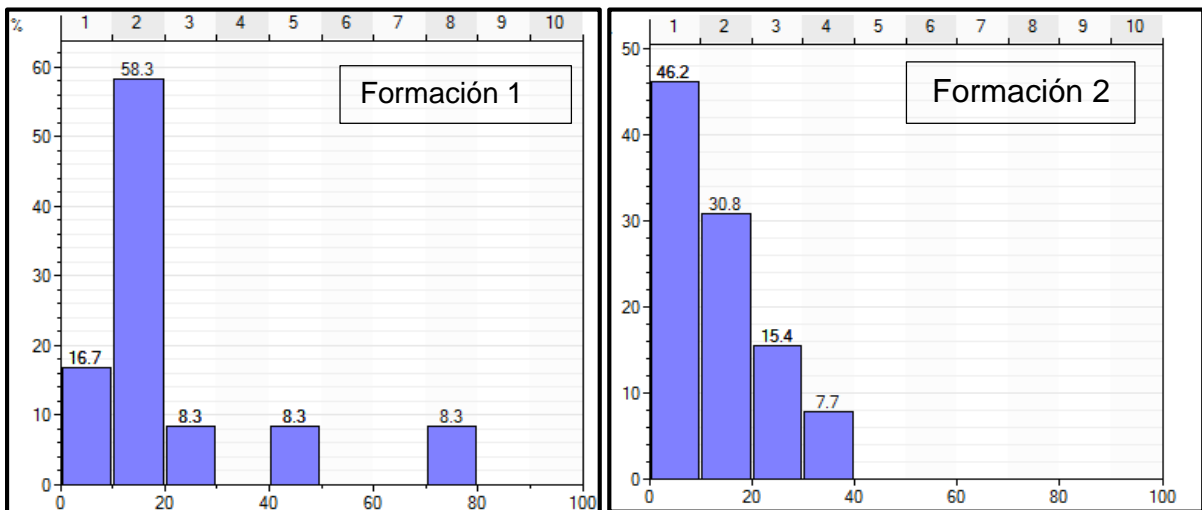
En la construcción de las envolventes se observa que los valores de volumen de arcilla para ambas formaciones, presentan un comportamiento no lineal entre el límite superior e inferior de la envolvente, es decir, el exponente c de la ecuación propuesta tomará un valor diferente a 1 con el fin de generar un mejor ajuste del modelo.

Al aplicar las ecuaciones del método envolvente para los 3 pozos de estudio y generar un registro continuo en profundidad, se observa un buen ajuste entre los valores de UCS medidos directamente sobre la roca y los valores estimados a partir del método. Este ajuste puede verse reflejado en los siguientes histogramas de frecuencia, donde para la formación 1, aproximadamente el 75 % de los datos

presenta un error menor al 20 %, y para la formación 2 el comportamiento es muy similar, un 77 % de los valores tiene un error menor al 20%.

Los datos obtenidos de pruebas de laboratorio para calibrar el modelo presentan un grado de incertidumbre, ya que algunas de las pruebas para estimación del UCS fueron realizadas sobre muestras de pared y discos, induciendo un error en la medida, debido a que estas muestras no representan adecuadamente el comportamiento de la roca al verse afectadas posiblemente por el daño en la formación cercana a la cara del pozo.

Figura 38. Histogramas de error del método envolvente.



En el modelo de UCS generado y calibrado con datos de laboratorio, se presenta un comportamiento de UCS mayor para rocas con bajo contenido de arcilla y baja porosidad, y menor para rocas arcillosas. Esto se debe principalmente a que las rocas con alta porosidad son más propensas a la propagación de esfuerzos inducidos por las micro fracturas, canales o planos de debilidad presentes en estas roca.

5. CONCLUSIONES

A partir del análisis de propiedades por formaciones, se puede concluir que formaciones que presenten variaciones significativas en sus parámetros petrofísicos o mineralógicos, deben ser estudiadas individualmente, generándose un modelo de propiedades mecánicas para cada una de ellas.

Las litologías en las cuales el Vsh no es un discriminante deberán excluirse del método y ser analizadas individualmente como en el caso de las lilitas y lilitas calcáreas pertenecientes a la formación 1.

El comportamiento del Vsh entre una roca de bajo y alto contenido de arcilla no siempre será lineal y mediante el método envolvente podrá ajustarse variando el exponente de dicho parámetro, que para este proyecto, tomó un valor de 0,8 en la formación 1 y 0.5 en la formación 2.

El UCS presentará un valor diferente para cada una de las formaciones estudiadas, dependiendo de la variación del índice de arcillosidad y porosidad de las rocas. Para la formación 1 se presentan valores de UCS entre 7000 y 15000 psi, y para la formación 2 entre 3000 y 9000 psi para todos los litotipos identificados, indicando que a medida que aumenta la porosidad y disminuye el volumen de arcilla, la roca es más resistente a la compresión.

De los análisis de sensibilidad realizados sobre las ecuaciones constitutivas del método envolvente, se logró identificar que tanto el Vsh como el DTp tienen un impacto significativo en el comportamiento de UCS, lo que corrobora la teoría de Manohar Lal, quien establece que la compresibilidad de la roca expresada para este caso como tiempo de tránsito y el contenido de arcilla, son de los mayores contribuyentes al cambio de la resistencia mecánica de las rocas, razón por la cual, ambas variables deben ser consideradas en los modelos para la estimación de la resistencia de la roca.

Al introducir el contenido de arcilla como una tercera variable en las ecuaciones, se disminuye la incertidumbre asociada a la estimación del UCS, ya que se evita una generalización del tipo de roca, realizando una discretización de litotipos.

Con el uso del método envolvente es posible estimar propiedades mecánicas de resistencia en pozos en donde la información de núcleos sea limitada, obteniéndose valores confiables.

6. RECOMENDACIONES

Con el fin de obtener un mayor ajuste del método envolvente en litologías en las cuales el volumen de arcilla no sea un discriminante litológico, se recomienda para próximos estudios, incluir una variable mineralógica extra, como el contenido de cuarzo o carbonatos, e incluso considerar el tipo de arcilla presente en la formación.

Para disminuir el grado de incertidumbre del método, se aconseja calibrar el modelo con datos de pruebas de laboratorio sobre núcleos de perforación y no sobre discos o muestras de pared, al igual que generar un modelo de arcillosidad que represente adecuadamente la mineralogía de la roca.

Para próximos estudios se recomienda implementar el método no sólo en la estimación de la resistencia compresiva uniaxial, sino en los demás parámetros de resistencia o elasticidad de la roca.

BIBLIOGRAFÍA

ACEBEDO AGUIRRE, Oguer David. Determinación de la magnitud de los esfuerzos in situ. Trabajo de grado (ingeniería de petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería. México, 2009. p.13, 18

ADAMS, E., MACKENZIE, W. y GUILFORD, C. Atlas de rocas sedimentarias. MASSON ediciones, 1997.

AKBAR ALI, Anwar Husen., *et al.* Watching rocks change-mechanical earth modelling. En: Oilfield Review. Summer, 2003.

AL-SHAYEA, Naser. Effects of testing methods and conditions on the elastic properties of limestone rock. Eng.Geol. 74(1), 139–156, 2004.

BALDWIN, Jeffrey, BATEMAN, Richard and WHEATLEY, Chales. Application of neural network to the problem of mineral identification from well log. En: The Log Analyst 3,1990. p. 279-293.

BAUTISTA GONZÁLEZ, Christian y SELVAS GONZÁLEZ, Francisco. Caracterización de carbonatos en núcleos de pozos en la plataforma de Yucatán pozo Tecoh. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería. México D.F., 2015. 6 p.

BRACHO, Leonardo. Caracterización geomecánica de los yacimientos H-SB, H-1, H-2, H-A, H-B, H-C Y H-D. Trabajo de grado. Universidad del Zulia. Facultad de ingeniería. Venezuela, 2005. p. 35

BRYANT, Ian., et al., Understanding Uncertainty. En: Oilfield Review. 2002, vol. 14, no. 3, p 2-15.

CASAR GONZALES, R., et al., Modelo geológico petrofísico del intervalo de la prueba piloto de inyección de CO₂ en la macropera 331, campo Coyotes, cuenca Chicontepec. México: Instituto Mexicano del Petróleo; 2013 Nov. Report No.: 03-2013-110512112200-01.

CHANG, Chandong., ZOBACK, Mark. and KHAKSAR, Abbas. Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. En: Journal of Petroleum Science and Engineering. January, 2006, vol. 51. p. 223–237.

CORZO RUEDA, Reinel. y RINCÓN PABÓN, Claudio Omar. Medición y evaluación de la magnitud y dirección de los esfuerzos in-situ en campo. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos y geólogo). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Bucaramanga, 2004. p. 76, 80

CRAIN, Ross. Crain's Petrophysical Handbook. Unconventional reservoir: Gas shale analysis. . [en línea]. (Recuperado en 05 de Agosto de 2017). Disponible en www.spec2000.net/11-vshtoc.htm.

DIEZ VEGA, Francisco Javier. Teoría probabilista de la decisión en medicina. Informe Técnico CISIAD-07-01. UNED. Dpto. Inteligencia Artificial – UNED. Madrid, 2017. p. 22.

FERNÁNDEZ, Américo. y ALVARELLOS, José. Modelos Geomecánicos 3D y su creciente aplicación en la industria petrolera. En: Revista internacional de desastres naturales, accidentes e infraestructura civil. 2011. vol. 12, p. 151-157.

FERNÁNDEZ GÓMEZ, Hector. Modelización Geológica Aplicada a la Exploración y Producción de Hidrocarburos en el Mar del Norte, Noruega. Trabajo de grado (Master en Ingeniería de minas). Universidad de Oviedo. Escuela de Ingeniería de minas, Energía y Materiales de Oviedo. España, 2017. p. 21.

FIGUEROA GASPARIANO, Noé. Relación entre las propiedades petrofísicas de la roca almacenadora en depósitos turbidíticos y la producción de hidrocarburos: análisis del sector central del campo Tajín de la cuenca de Chicontepec. Trabajo de grado (Ingeniería de petróleos). México D.F., 2013. p. 40.

FJAER, E., *et al.* Petroleum Related Rock Mechanics. Elsevier, 1992.

FJAER, E., *et al.* Petroleum Related Rock Mechanics. 2nd edition, Elsevier, 2008. p. 22, 460.

GALVIS CARREÑO, Laura Viviana., *et al.* Estimación de propiedades mecánicas de roca utilizando inteligencia artificial. En: Ingeniería y Ciencia. Jjulio-diciembre, 2011, vol. 7, no.14, p 83–103.

JABBOUR, Georges, MÁRQUEZ, Renny y GUERRA, Irma. Un modelo para la clasificación de areniscas. En: Revista Ciencia e Ingeniería. Agosto-Noviembre, 2009, vol. 30 no.3.,p. 219-228.

JAEGER, John, COOK, Neville and ZIMMERMAN, Robert. Fundamentals of Rock Mechanics, fourth ed. Blackwell Publishing, 2007.

LE HAI, An. Neural network in lithology determination. En: Tap chi Tin hoc va Dieu khien hoc. April 2000, T.16, S.2, p. 59-62.

MANTILLA ZÁRATE, Andres y BUENO SILVA, Ricardo. Petrofísica e interpretación de registros de pozos. Colombia, 2016. p. 5.

MANOHAR, Lal. Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength. SPE. BP Amoco. 1999.

MOHAMMAD, Nabaei, et al. Uncertainty Analysis in Unconfined Rock Compressive Strength Prediction. SPE, Petroleum University of Technology, Arash Shadravan, Islamic Azad University. 2010.

MONTIJO GONZALES, Alejandra. Petrología de rocas detríticas. Clasificación. [En línea].México. Universidad de Sonora. Departamento de geología. (Recuperado en

15 de Agosto de 2017.) Disponible en:
<http://gaia.geologia.uson.mx/academicos/amontijo/detriticas/clasificacion.htm>

OSORIO GALLEGO, Jose Gildardo. Curso de geomecánica de yacimientos. Cáp 1-12, 2003.

Perfilaje de Pozos (anónimo). [En línea]. Scribd (Recuperado en 20 de agosto 2017). Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/26228291/Registro-o-Perfilaje-de-Pozos>.

RAMIREZ HERRERA, Christian Agni. Clasificación automatizada de facies a escala de registros de pozo usando redes neuronales artificiales en yacimientos arenos-arcillosos turbidíticos. Trabajo de grado (maestro en ingeniería). Universidad autónoma de México. México, D.F., 2014.

RAMOS, Juan. Geomecánica aplicada a la Industria Petrolera. PDVSA-Intevep. Venezuela. 2013.

Rock mechanics test [Anonymous]. Institute of soil mechanics and rock mechanics: Splitting tension test (Brazilian test) [online]. Germany: Institut fuer Bodenmechanik und Felsmechanik (Recuperado en: 20 de Junio 2017). Disponible en: <https://www.ibf.kit.edu/english/362.php>.

RODRÍGUEZ PASCAL, Alexsay., Estimación de parámetros geomecánicos a partir de sísmica 3D en el campo Moporo ubicado al sureste del lago de Maracaibo,

estado Zulia. Trabajo de grado (ingeniería geofísica). Universidad Central de Venezuela. Caracas, 2013. p.35

Schlumberger. El Esquema de Clasificación de Litofacies sCore Revela la Calidad de Yacimiento de la Lutita Barnett. 2012.

SUÁREZ DÍAZ, Jaime. (1998). Deslizamientos y Estabilidad de Taludes en Zonas Tropicales. Ingeniería de Suelos, Ltda.: Bucaramanga, Colombia. 541 pp.

SGS. Difracción de Rayos X (XDR). [En línea]. Suiza. (Recuperado en 17 de Agosto de 2017.) Disponible en: <http://www.sgs.co/es-es/mining/metallurgy-and-process-design/high-definition-mineralogy/x-ray-diffraction-xrd>.

VALENCIA, Daniel. INSTITUTO DE GEOFÍSICA. Nociones básicas para la interpretación de perfiles de pozo. [En línea]. Oil production.net. (Recuperado en 3 de Agosto de 2017.) Disponible en: <http://oilproduction.net/files/apunte-perfilaje-es.pdf>

VASQUEZ, Andres. Introducción a la geomecánica petrolera. Quinta edición. Venezuela, V.V.A. Consultores, C.A., 2001.

WOEHL, Brower, et al. Comparison of Methods to Derive Rock Mechanical Properties from Formation Evaluation Logs. En: American Rock Mechanics Association. 2010. p. 10-167.

ANEXOS

Anexo A. Módulos elásticos estáticos y dinámicos

Módulos elásticos estáticos

Los módulos estáticos son definidos a partir de ensayos de laboratorio y su magnitud determina el comportamiento de la roca como material poroelástico al estar bajo la influencia de distintos esfuerzos. Dentro de las principales propiedades elásticas se encuentran el módulo de Young, relación de Poisson, módulo de Bulk y módulo de rigidez.

Módulo de Young o de elasticidad (E)

Parámetro que mide el grado de deformación axial de un cuerpo como consecuencia de la aplicación de un esfuerzo (E) uniaxial. Un módulo de Young bajo indica un material con alta deformabilidad, mientras que si es alto, es señal de baja deformabilidad. El valor de E para rocas está en el orden de 0,5 y 12 MMpsi. Entre el esfuerzo aplicado (σ) y la deformación producida en una sola dirección (ε_{ax}), existe una relación lineal cuya constante de proporcionalidad es el módulo de Young (E).

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon_{ax}} = \frac{F/A}{\Delta L/L} \quad (12)$$

Relación de Poisson (ν)

Parámetro elástico que establece la relación entre la deformación transversal (ε_t) y axial (ε_{ax}) de un cuerpo rocoso sometido a esfuerzos, en otras palabras, la relación de Poisson representa una medida de la expansión transversal relativa a una contracción axial.

$$\nu = \frac{\varepsilon_t}{\varepsilon_{ax}} \quad (13)$$

Módulo de Bulk (K)

Módulo de Bulk es también conocido como módulo volumétrico el cual mide la resistencia de un cuerpo a la compresión hidrostática. Se define como la relación de esfuerzo hidrostático σ_p (causado por el cambio de presión hidrostática) respecto a la deformación volumétrica ε_v ($\varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z$). Para un estado de esfuerzo hidrostático tenemos $\sigma_p = \sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$ mientras $\tau_{xy} = \tau_{xz} = \tau_{yz} = 0$. El inverso de K es el módulo de compresibilidad volumétrica ($C = 1/K$).

$$K = \frac{\sigma_p}{\varepsilon_v} = \frac{\Delta P}{\Delta V/V_0} \quad (14)$$

Módulo de rigidez (G)

El módulo de rigidez o de corte representa la medida de resistencia de un cuerpo rocoso a ser deformado. Este parámetro mide la resistencia al corte de la roca cuando esta es sometida a un campo de esfuerzos. La expresión matemática que describe este módulo se define como:

$$G = \frac{\tau}{\varepsilon_c} = \frac{F_p/A}{\tan\theta} \quad (15)$$

Donde τ representa el esfuerzo de corte y ε_c la deformación de corte. Es importante tener en cuenta que para un fluido $G=0$ y para un sólido G representa un valor infinito. Para la mayoría de materiales G corresponde a la mitad del módulo de Young E .

Módulos elásticos dinámicos

Los módulos elásticos dinámicos se obtienen a partir de la medición de las velocidades de ondas elásticas que se propagan a través del cuerpo rocoso. Estos parámetros se pueden estimar ya sea mediante la implementación de pruebas ultrasónicas sobre especímenes de núcleos o a partir de registros geofísicos de pozo permitiendo así, tener mediciones continuas de las velocidades de compresión (V_p) y corte (V_s). Las relaciones entre coeficientes elásticos se expresan en términos de las velocidades de ondas elásticas (o tiempos de tránsito) y densidad total para así lograr el cálculo in situ de las propiedades mecánicas de la roca²⁵.

²⁵ ACEBEDO AGUIRRE, Oguer David. Determinación de la magnitud de los esfuerzos in situ. Trabajo de grado (ingeniería de petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingeniería. México, 2009. p. 13.

Anexo B. Correlaciones para el cálculo de propiedades mecánicas.

- Correlaciones para Areniscas

Relación entre el UCS y el tiempo de transito Dt

Referencia	Ecuación Dt [$\mu\text{s}/\text{ft}$] , UCS [psi]	Comentario
Dt-McNally (McNally, 1987)	$UCS = 185213e^{-0.037D_t}$	Areniscas de baja o media porosidad. $65 < D_t < 100$, UCS > 3000 permo-Triassic age SE Australia.
Dt-McNally (Modificado McNally) 1987	$UCS = 838825e^{-0.057D_t}$	Ecuación modificada McNally de areniscas no consolidadas y de alta porosidad con UCS menos que 3000 psi.
Dt-Rahma et al (2008)	$UCS = 40847e^{-0.0268D_t}$	Areniscas terciarias, en el campo de gas costa afuera, el sur de Asia.
Dt-FORMEL (Raaen et al 1996)	$UCS = 145(140 - 2,1D_t + 0.0083D_t^2)$	$90 < D_t < 140 \mu\text{s}/\text{ft}$
Dt Cubed-Sand (Chang et al 2006)	$UCS = 2.05 \times 10^9 D_t^{-3}$	Golfo de México, rocas débiles y no consolidadas
Dt-Freyburg (Freyburg, 1972)	$UCS = \frac{1.55 \times 10^6}{D_t} - 4567.5$	Consolidado Turingia arenisca, Alemania.

Dt-Rahman et al. 2010	$UCS = 40847e^{-0.0268D_t}$	Arenisca terciaria, el campo de gas costa afuera. Asia del Sur
--------------------------	-----------------------------	--

Correlaciones entre UCS, V_p , y ρ .

Referencia	Ecuación V_p [Km/seg] , UCS[psi], ρ [g/cc]	Comentario
$\rho - V_p$ Moos et al. (1999)	$UCS = 254.3943\rho V_p^2 - 3045.769$	Arenisca gruesa y conglomerada. Cook Inlet. Alaska.
$\rho - V_p$ [9]	$UCS = 6106.087e^{0.019\rho V_p^2}$	Arena consolidada con $0.05 < \phi < 0.12$ y $UCS > 11603$ Psi
Referencia	Ecuación V_p [Km/seg] , UCS[psi], ρ [g/cc]	Comentario
$\rho - V_p$ Chang et al. (2006)	$UCS = 561.3e^{0.114\rho V_p^2}$	Golfo de México.

- Correlaciones para formaciones arcillosas

Correlaciones entre UCS y velocidad de onda P (V_p)

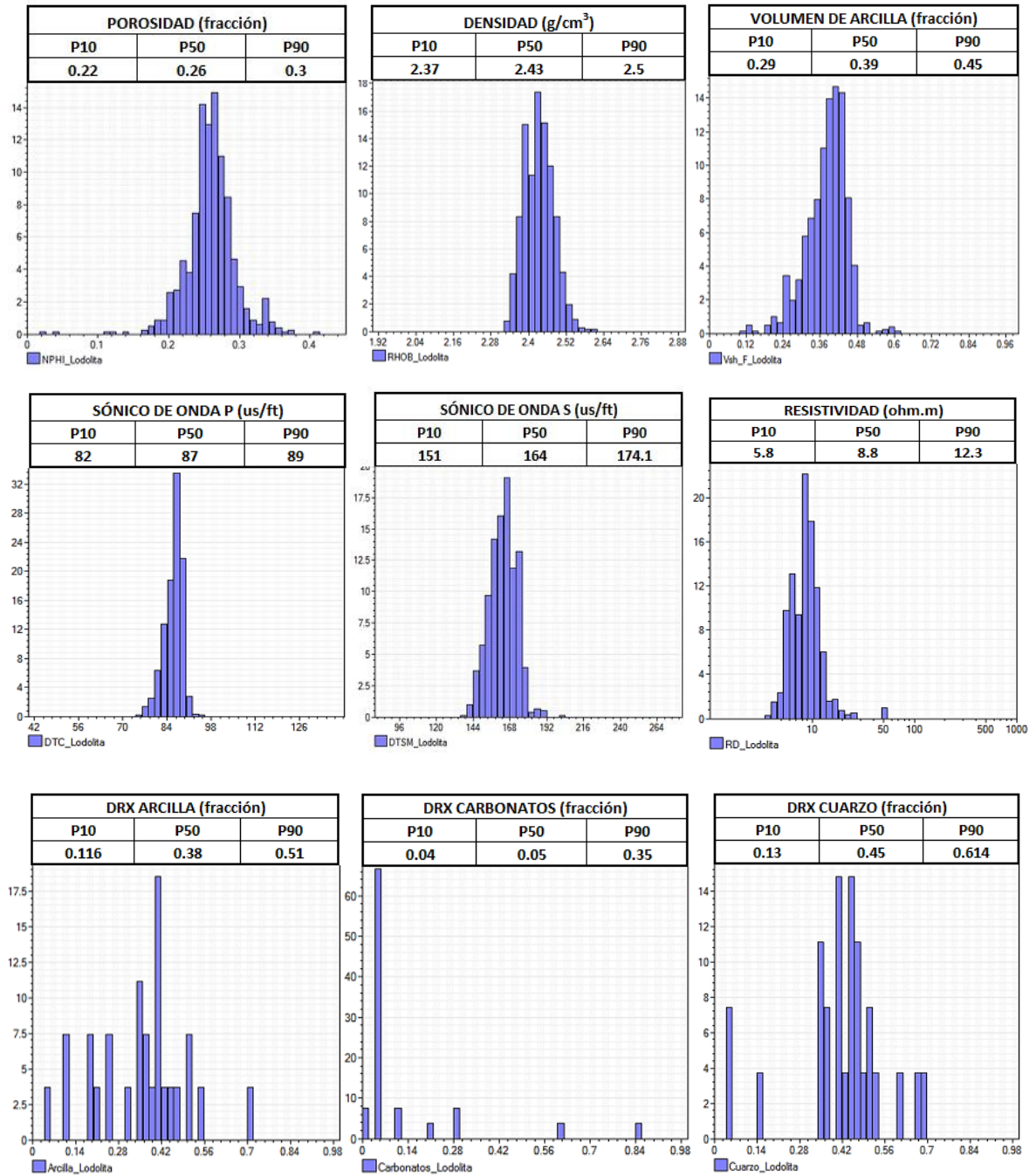
Referencia	Ecuación V_p [Km/seg] , UCS [psi]	Comentario
V_p -Horsrud (Horsrud, 2001)	$UCS = 111.65V_p^{2.93}$	Alta porosidad, arcillas del mar del Norte
V_p -GOM (Chang et al 2006)	$UCS = 62.35V_p^{3.2}$	Plioceno y arcillas jóvenes
Referencia	Ecuación V_p [Km/seg] , UCS [psi]	Comentario
V_p -Global (Chang et al 2006)	$UCS = 195.75V_p^{2.6}$	Es aplicable a escala mundial.
V_p -Cubed-Shale (Chang et al 2006)	$UCS = 72.5V_p^3$	Golfo de México
V_p Lal (Lal 1999)	$UCS = 1450(V_p - 1)$	Alta porosidad, arcilla terciaria

Correlaciones entre UCS y porosidad ϕ .

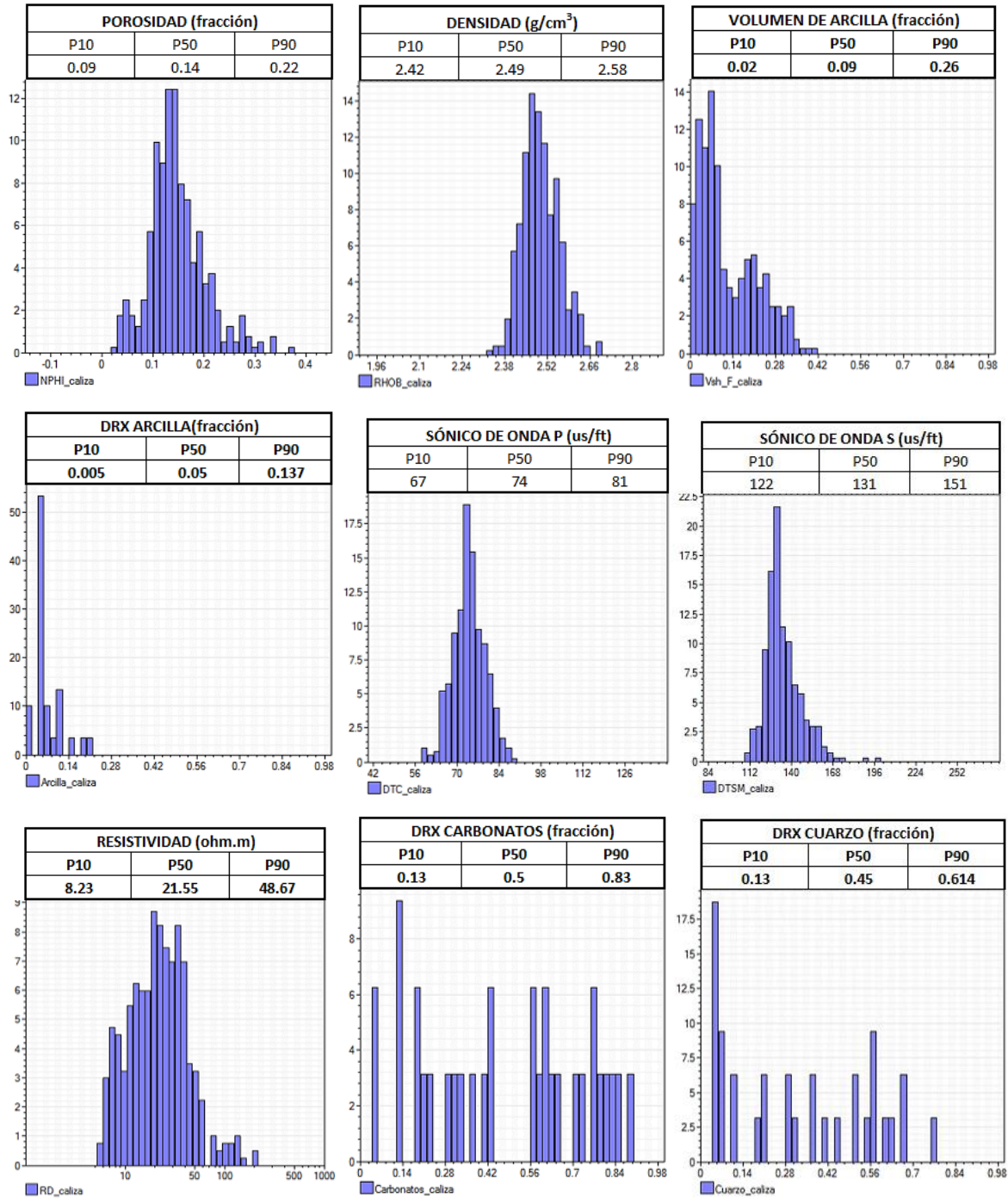
Referencia	Ecuación ϕ [%] , UCS [psi]	Comentario
ϕ -L&D (Lashkaripour & Dusseault, 1993)	$UCS = 21044.97\phi^{-1.143}$	Arcillas compacta $\phi < 0.1$
ϕ -Horsrud (Horsrud, 2001)	$UCS = 61597.51\phi^{-0.96}$	Alta porosidad del mar del Norte Arcilla Terciaria
ϕ -Literature1 (Chang et al 2006)	$UCS = 6014.71342\phi^{-1.762}$	Arcilla con porosidad $\phi > 0.27$

Anexo C. Análisis estadístico de propiedades contra litotipo.

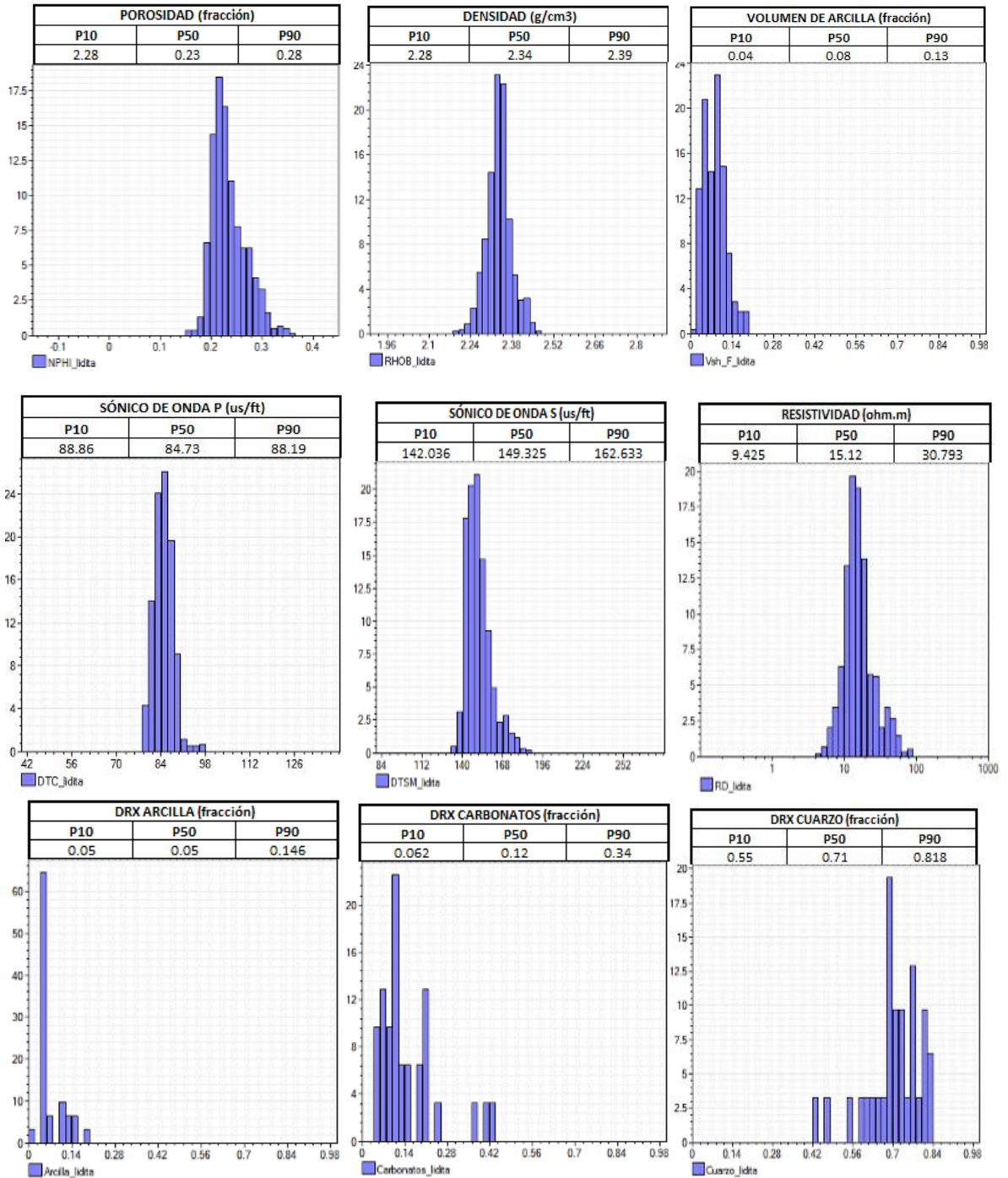
Análisis estadístico de propiedades contra litotipo (Lodolita)



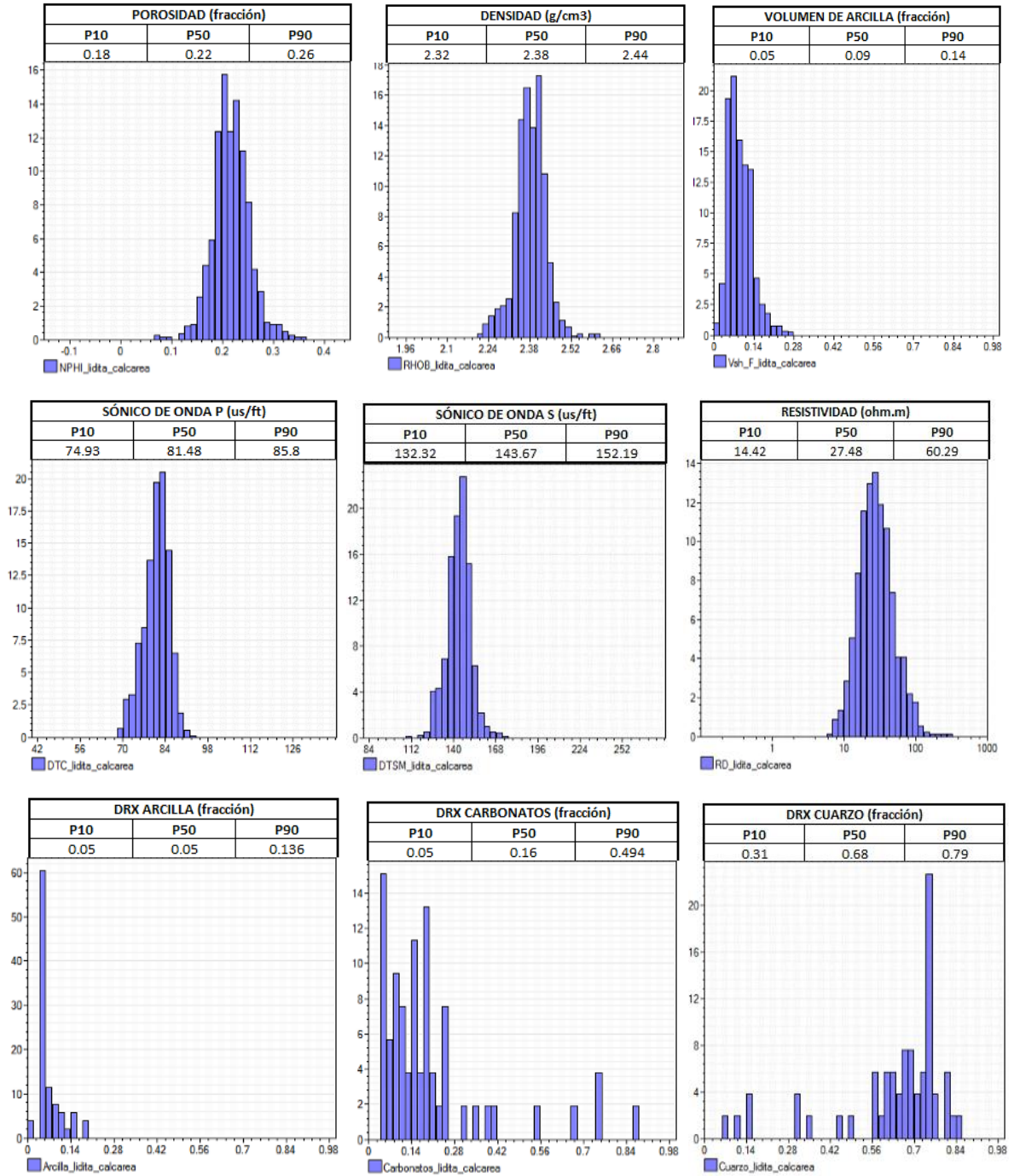
Análisis estadístico de propiedades contra litotipo (Caliza)



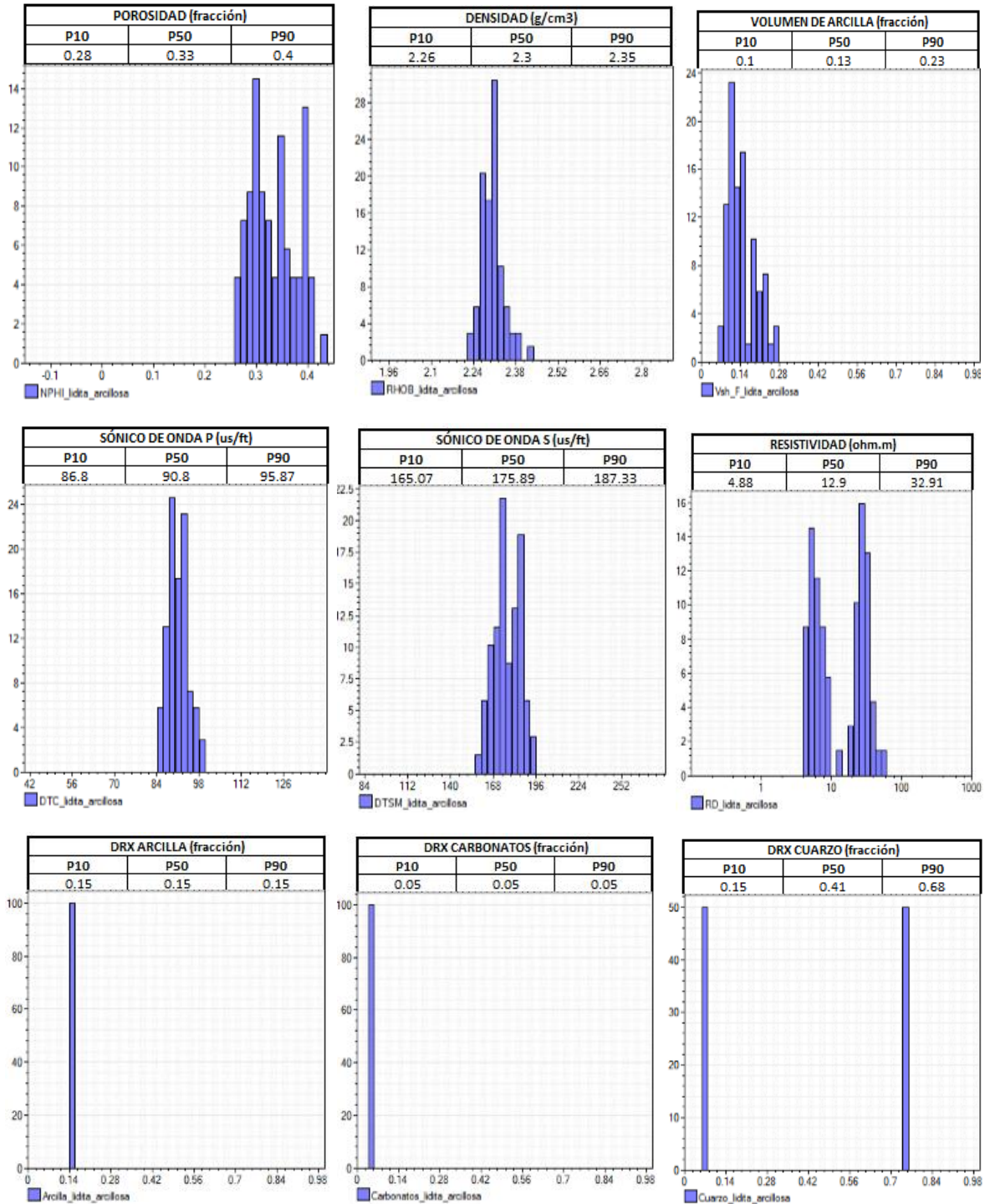
Análisis estadístico de propiedades contra litotipo (Lidita)



Análisis estadístico de propiedades contra litotipo (Lidita Calcárea)



Análisis estadístico de propiedades contra litotipo (Lidita Arcillosa)



Análisis estadístico de propiedades contra litotipo (Porcelanita Carbonática)

