



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
MAESTRÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS
NATURALES
EXPLORACIÓN

ESTIMACIÓN DE LOS ESFUERZOS HORIZONTALES UTILIZANDO
MODELADO GEOMECÁNICO CONVENCIONAL E INTELIGENCIA
ARTIFICIAL

TESIS PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
LUIS RAMÓN MONTILVA MÁRQUEZ

TUTOR PRINCIPAL
LUIS ROCA RAMISA
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

CIUDAD DE MÉXICO, MAYO, 2021



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

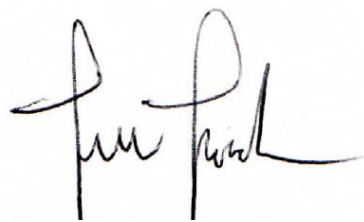
Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Martín Cárdenas Soto
Secretario: Dra. Silvia Raquel García Benítez
1 er. Vocal: DR. Luis Roca Ramisa
2 do. Vocal: Dra. Rocío Negrete Cadena
3 er. Vocal: Dr. Moisés Dávila Serrano

TUTOR DE TESIS:
LUIS ROCA RAMISA

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Luis Roca Ramisa', is centered on the page. The signature is fluid and cursive, with the first letter 'L' being particularly large and stylized.

FIRMA

ÍNDICE DE CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS	vii
ÍNDICE DE TABLAS	ix
RESUMEN	x
ABSTRACT	xi
INTRODUCCIÓN.....	xii
CAPITULO I.....	1
PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN.....	1
1.1 Planteamiento del problema	1
1.2 Objetivo general	1
1.3 Objetivos específicos.....	1
1.4 Justificación	2
CAPITULO II.....	3
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	3
2.1 Definición	3
2.2 Propiedades petrofísicas de un yacimiento no convencional	3
2.2.1 Permeabilidad	3
2.2.2 Porosidad	4
2.2.3 Saturación de fluidos	4
2.3 Tipos de yacimientos no convencionales	5
2.3.1 Petróleo extrapesado (<i>extra-heavy oil</i>).....	6
2.3.2 Arenas bituminosas (<i>oil sands</i>)	6
2.3.3 Lutitas petrolíferas (<i>oil shale</i>).....	6
2.3.4 Arenas apretadas (<i>tight gas</i>)	7
2.3.5 Lutitas gasíferas (<i>shale gas</i>)	7
2.3.6 Hidratos de gas (<i>gas hydrates</i>)	7
2.3.7 Gas en capas de carbón mineral (<i>coalbed methane</i>).....	7
2.4 Situación actual de los recursos no convencionales	8

2.4.1 Principales yacimientos no convencional en el ámbito internacional	8
2.4.2 Recursos no convencionales en México	9
CAPITULO III	11
ANTECEDENTES	11
3.1 Modelo geomecánico 1D.....	11
3.2 Inteligencia artificial.....	12
CAPITULO IV	14
GEOMECAÁNICA.....	14
4.1 Definición	14
4.2 Modelo geomecánico 1D.....	14
4.2.1 Estratigrafía mecánica	14
4.2.2 Esfuerzo vertical o de sobrecarga (σ_v).....	15
4.2.3 Presión de poro (Pp)	15
4.2.4 Gradiente de fractura	18
4.2.5 Propiedades elásticas de la roca.....	18
4.2.6 Propiedades de resistencia de las rocas	21
4.2.7 Campo de esfuerzos.....	26
4.2.8 Orientación de los esfuerzos principales horizontales.....	28
4.2.9 Distribución de esfuerzos alrededor de pozos verticales.....	29
4.2.10 Criterio de falla de las rocas sedimentarias	30
4.2.11 Fracturamiento hidráulico	32
CAPITULO V	36
INTELIGENCIA ARTIFICIAL Y REDES NEURONALES.....	36
5.1 Inteligencia artificial.....	36
5.2 Redes neuronales	36
5.2.1 Neuronas	37
5.2.2 Elementos que componen una red neuronal.....	38

5.2.3 Funciones de activación.....	39
5.2.4 Arquitectura de las redes neuronales	40
5.2.5 Redes neuronales según la naturaleza de los datos	40
5.2.6 Redes neuronales según su topología	41
5.2.7 Redes neuronales según su mecanismo de aprendizaje.....	42
5.2.8 Redes neuronales según el tipo de asociación de señales de entrada y salida.....	43
5.2.9 Funciones de entrenamiento	44
CAPITULO VI	46
METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	46
6.1 Auditoría de los datos	47
6.2 Mecánica estratigráfica.....	48
6.3 Esfuerzo vertical o de sobrecarga.....	49
6.4 Presión hidrostática y presión de poro.....	50
6.5 Gradiente de fractura	52
6.6 Propiedades elásticas de la roca	52
6.7 Propiedades de resistencia de la roca	53
6.8 Dirección de los esfuerzos horizontales	55
6.9 Magnitud de los esfuerzos horizontales	58
6.10 Modelo geomecánico 1D.....	60
6.11 Diseño y entrenamiento de la red neuronal	63
6.11.1 Información disponible.....	63
6.11.2 Tratamiento de los datos de entrada	64
6.11.3 Red neuronal para el cálculo de DTS	64
6.11.4 Comparación de datos estimados por la red neuronal de DTS.....	66
6.11.5 Red neuronal para el cálculo de esfuerzos horizontales	69
6.11.6 Comparación de datos estimados por la red neuronal de esfuerzos horizontales.....	71

CAPITULO VII.....	73
ANÁLISIS Y RESULTADOS	73
7.2 Análisis del modelo geomecánico 1D	73
7.2.1 Análisis de la mecánica estratigráfica	73
7.2.2 Análisis de las propiedades elásticas de las rocas	74
7.2.3 Análisis de las propiedades de resistencia de la roca	77
7.2.4 Análisis del sistema de esfuerzos	80
7.3 Análisis de redes neuronales	83
7.4 Discusión de los resultados	84
7.5 Aplicación de la geomecánica en el fracturamiento hidráulico.....	85
CONCLUSIONES.....	88
Referencias bibliográficas	89

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Permeabilidad.....	3
Figura 2.2 Tipos de Yacimientos no convencionales	5
Figura 2.3 Clasificación de los Hidrocarburos de acuerdo a su grado API.....	6
Figura 2.4 Mapa de Cuencas con Formaciones Evaluadas de Shale Oil y Shale Gas.....	8
Figura 2.5 Principales Provincias de Recursos no Convencionales	10
Figura 4.1 Orientación del esfuerzo horizontal máximo, mediciones realizadas con microsísmica.....	28
Figura 4.2 Mapa Mundial de esfuerzos	29
Figura 4.3 Estado de esfuerzos estático y dinámico	29
Figura 4.4 Criterio de falla de Mohr-Coulomb.....	31
Figura 4.5 Prueba de goteo extendida de tres ciclos	33
Figura 5.1 Neurona biológica y neurotransmisores en una Sinapsis	38
Figura 5.2 Modelo de Neurona Artificial	38
Figura 5.3 Elementos básicos de una red neuronal	38
Figura 5.4 Funciones de activación (a: linear, b: sigmoidea, c: tangente hiperbólica) ..	40
Figura 6.1 Metodología de la Investigación	46
Figura 6.2 Registros geofísicos del pozo 1	47
Figura 6.3 Mecánica Estratigráfica Pozo 1.....	49
Figura 6.4 Densidad Extrapolada y Esfuerzo de Sobrecarga del Pozo 1	50
Figura 6.5 Presión de Poros Pozo 1	51
Figura 6.6 Propiedades elásticas de la roca Pozo 1	53
Figura 6.7 Propiedades de la Resistencia de la Roca pozo 1.....	55
Figura 6.8 Mapeo del fracturamiento hidráulico	56
Figura 6.9 Mapeo microsísmico	57
Figura 6.10 Microsísmica de	57
Figura 6.11 Tensor de Esfuerzos de los pozos 1 y 9	59
Figura 6.12 Histograma de frecuencia de esfuerzos horizontales del pozo 1.....	59
Figura 6.13 Modelo Geomecánico Pozo	62
Figura 6.14 Estructura de la Red Neuronal para el cálculo de DTS.....	65
Figura 6.15 Gráfica del Error de la Red Neuronal para el cálculo de DTS.....	65
Figura 6.16 Gráfico de Regresión y Coeficiente de Correlación Red Neuronal DTS....	66
Figura 6.17 Comparación de Datos Reales con Datos estimados por la Red Neuronal DTS	67

Figura 6.18 Estimación de DTS pozos 7, 9 y 11	68
Figura 6.19 Estructura de la Red Neuronal para el cálculo de Esfuerzos Horizontales (σ_h y σ_H)	69
Figura 6.20 Gráfica del Error de la Red Neuronal para el cálculo de Esfuerzos Horizontales (σ_h y σ_H).....	70
Figura 6.21 Gráfico de Regresión y Coeficiente de Correlación Red Neuronal de Esfuerzos Horizontales	70
Figura 6.22 Comparación de Datos calculados con Datos estimados por la Red Neuronal DTS.....	72
Figura 7.1 Histograma de Frecuencia GR indicando cut-off.....	73
Figura 7.2 Propiedades elásticas de la roca	75
Figura 7.3 Propiedades elásticas de la roca	76
Figura 7.4 Propiedades de Resistencia de la Roca	78
Figura 7.5 Propiedades de Resistencia de la Roca	79
Figura 7.6 Sistema de Esfuerzos.....	81
Figura 7.7 Sistema de Esfuerzos.....	82
Figura 7.8 Estado Mecánico del pozo 6	86
Figura 7.9 Aplicación de la Geomecánica en el Fracturamiento Hidráulico Pozo 6.....	87

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1 Clasificación de la resistencia (UCS) de la roca según la ISMR (1998).....	22
Tabla 4.2 Relaciones empíricas entre UCS y otras propiedades físicas en areniscas	24
Tabla 4.3 Valores de constante de Biot para diversos tipos de roca	25
Tabla 5.1 Clasificación de Redes Neuronales Según el tipo de asociación de entrada y salida.....	44
Tabla 6.1 Pozos Analizados	63
Tabla 6.2 Información Disponible de Cada Pozo.....	63
Tabla 7.1 Rangos de Propiedades elásticas de la roca.....	74
Tabla 7.2 Rangos de Propiedades de Resistencia de la Roca.....	77
Tabla 7.3 Magnitudes de Esfuerzos Horizontales	80

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
Posgrado de Ingeniería
Maestría en Ingeniería en Exploración y Explotación de Recursos Naturales
Campo de Conocimiento Exploración

**“Estimación de los Esfuerzo Horizontales Utilizando Modelado Geomecánico
Convencional e Inteligencia Artificial”**

Autor: Ing. Luis Ramón Montilva

Tutor: Dr. Luis Roca Ramisa

Fecha: 2021

RESUMEN

Los esfuerzos horizontales, particularmente el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) son indispensables para evaluar la fractura hidráulica, la estabilidad de pozos y la producción de arena. El esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) se puede obtener directamente con datos de pruebas de goteo, mini-fracs, entre otros, y de manera indirecta por ecuaciones empíricas como ecuación poro-elástica, cuyo uso requiere de información como registros sísmicos, presiones de poro y propiedades elásticas de las rocas. En esta investigación, se generaron modelos geomecánicos convencionales para 11 pozos con la finalidad de conocer el sistema de esfuerzos horizontales (σ_H y σ_h) que actúa teóricamente en un área dada; luego se entrenó una red neuronal usando la parametrización de pozos, empleando ocho pozos para el entrenamiento y dos pozos para prueba (80% entrenamiento, 20% validación). La red utilizada fue una *Multi-layer, Feed-forward, backpropagation* con entradas que corresponden a registros de pozos convencionales como profundidad (Prof), registro de rayos gamma (GR), registro sísmico de onda compresional (DTC), registro sísmico de onda de cizalla (DTS), registro de densidad (RHOZ) y registro de porosidad-neutrón (NPHI). Los resultados del entrenamiento de la red neuronal fueron favorables obteniéndose un coeficiente de correlación (R) entre los datos medidos mayor a 0.99 y un error medio cuadrático (MSE) de 0.27. Por último, cabe destacar que la comparación entre los datos obtenidos con modelos geomecánicos 1D y los datos estimados por la red neuronal son muy cercanos. Los resultados de este estudio muestran que las redes neuronales son un estimador confiable para los esfuerzos horizontales (σ_H y σ_h).

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
Posgrado de Ingeniería
Maestría en Ingeniería en Exploración y Explotación de Recursos Naturales
Campo de Conocimiento Exploración

**“Estimación de los Esfuerzo Horizontales Utilizando Modelado Geomecánico
Convencional e Inteligencia Artificial”**

Autor: Ing. Luis Ramón Montilva

Tutor: Dr. Luis Roca Ramisa

Fecha: 2021

ABSTRACT

Horizontal stresses, particularly minimum horizontal stress (σ_h), are essential to evaluate hydraulic fracturing, well stability, and sand production. The minimum horizontal stress (σ_h) can be obtained directly from leak-off tests, mini-fractures, among others; and indirectly by using empirical equations such as the pore-elastic equation, which requires information from sonic logs, pore pressure values and elastic properties of rocks. In this research, conventional mechanical earth models were generated for 11 wells in order to determine the horizontal stress system (σ_h and σ_H) which acts within the area. Then a neural network was trained by using the parameterization of wells, setting aside eight wells for training and two wells for testing (80% training, 20% validation). The network used was a Multi-layer, Feed-forward, backpropagation network with inputs corresponding to conventional well logs such as depth (Prof), gamma ray (GR), compressional wave sonic (DTC), shear wave sonic (DTS), density (RHOZ) and neutron porosity (NPHI). The results of the neural network training were favorable because a correlation coefficient (R) is more than 0.99 with a mean square error (MSE) of 0.27. Finally, it should be noted the data obtained from 1D geomechanical models and the data estimated by the neural network are very similar, therefore, we can conclude that neural networks can be reliable estimators for horizontal stress system (σ_h and σ_H) values.

INTRODUCCIÓN

La geomecánica consiste en el estudio y caracterización de los esfuerzos existentes en el subsuelo, en relación con las presiones de poro, las propiedades mecánicas del medio poroso, tensor de esfuerzos, la temperatura y efectos químicos (Cook, 2016). La geomecánica es una ciencia relativamente joven, que en los últimos tiempos se ha aplicado extensivamente en la industria de los hidrocarburos, combinando la mecánica de suelos y la mecánica de rocas. Como consecuencia, es aplicable a casi todos los aspectos de la industria petrolera, desde la exploración, perforación, producción y hasta el abandono de pozos. En los últimos 30 años, esta ciencia ha pasado a desempeñar un papel cada vez más importante en las operaciones de perforación, terminación y producción de pozos. Esta tendencia continúa conforme se busca producir petróleo y gas en yacimientos no convencionales, donde, la variación de las propiedades mecánicas a lo largo del yacimiento y en la columna estratigráfica debe ser considerada (Cook, 2016).

Las unidades geológicas que se encuentran en el subsuelo reaccionan a los cambios o alteraciones de esfuerzos. Esto puede causar diferentes problemas durante la vida del pozo, es por ello, que la geomecánica se ha convertido en una disciplina importante en la industria petrolera (Cook, et al, 2007). Si los cambios de los esfuerzos inducidos por la perforación y producción no se anticipan, los desafíos y costos que implica el manejo de un área prospectiva pueden exceder de manera significativa las expectativas monetarias de un proyecto. Es por ello, que resulta de interés la caracterización del tensor de esfuerzos y las deformaciones presentes en la columna estratigráfica.

Ignorar la importancia de la geomecánica puede acarrear consecuencias severas entre ellas se tienen:

- Un grado excesivo de pérdida de lodo
- Inestabilidad del pozo
- Compresión o cizalla de la tubería de revestimiento
- Compactación del yacimiento y subsidencia de la superficie
- Producción de arena
- Reactivación de fallas y pérdida del sello del yacimiento

El desarrollo de un modelo geomecánico del subsuelo puede reducir los problemas durante la perforación y producción de un yacimiento y, por lo tanto, ayudar a entender el comportamiento geomecánico y con ello brindar beneficios a lo largo de toda la vida productiva del campo. Al igual que, aplicados a las operaciones de fracturamiento hidráulico en busca de la optimización de los diseños de fractura y brindando información útil para la predicción las posibles geometrías de las fracturas (Quinterio, et al., 2010).

Por otro lado, el fracturamiento hidráulico es un tratamiento de estimulación ejecutado en forma rutinaria en los pozos de petróleo y gas de los yacimientos de baja permeabilidad, donde, fluidos con diseños técnicos especiales son bombeados a alta presión y alto régimen de bombeo en el intervalo a tratar, produciendo la apertura de una fractura. En los últimos años la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico revolucionaron la explotación de los recursos no convencionales de petróleo y gas (Le Calvez, et al., 2016).

En México, por ejemplo, Néquiz y Robles (2014) en su estudio de recursos no convencionales apuntan que la estimulación mediante el fracturamiento hidráulico multietapas, podría ser la solución a un medio con areniscas compactas muy bien cementadas, ligado a un conocimiento profundo del estado de esfuerzos. La operación del fracturamiento hidráulico se debe realizar para el número de zonas o etapas que se requieran tratar, con la finalidad de generar fracturas y no dejar que éstas se cierren y así permitir el paso del fluido.

Los métodos más efectivos para la obtención de las propiedades mecánicas de las rocas y el sistema de esfuerzos son a través de registros geomecánicos y ensayos de laboratorio de núcleos los cuales son extremadamente costosos y en la mayoría de los casos inaccesibles de obtener. También, los modelos geomecánicos se pueden determinar mediante ecuaciones empíricas. Sin embargo, estas ecuaciones son muy sensibles a los fluidos, litología y propiedades petrofísicas y a menudo no expresan resultados significativos para la geología local (Fahad , et al., 2020).

Actualmente, la inteligencia artificial es uno de los temas más utilizados en el campo de la tecnología. Normalmente, un sistema de inteligencia artificial es capaz de analizar datos en grandes cantidades, identificar patrones y tendencias y, por lo tanto, formular predicciones de forma automática, con rapidez y precisión. Este trabajo de investigación pretende integrar una de las técnicas de la inteligencia artificial, las redes neuronales, a procesos relativos a la geomecánica petrolera, con el objetivo de estimar los

esfuerzos horizontales y usarlos en la optimización del fracturamiento hidráulico, de forma rápida y efectiva.

CAPITULO I

PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Planteamiento del problema

Un yacimiento del tipo no convencional, por sus características petrofísicas de baja permeabilidad y porosidad y relativa baja presión, representa una alta complejidad para la industria petrolera. En México, este tipo de yacimientos son cruciales por su impacto en las reservas de hidrocarburos.

En yacimientos no convencionales, el reto es lograr pozos productores rentables. El estudio de estos yacimientos requiere una operación diferente, en la que se debe considerar la optimización y terminación de pozos (modelo económico), sin olvidar, el aseguramiento de la sustentabilidad ambiental.

Esta investigación se enfocó en determinar esfuerzos horizontales, utilizando modelos geomecánicos convencionales y redes neuronales (RNs). Posteriormente, se evaluaron los resultados para concluir sobre la capacidad de las RNs en convertirse en una alternativa, rápida, barata y eficiente contra la complejidad y lo inasequible que llegan a ser los modelos convencionales, hoy día usados en el área petrolera para la predicción de las propiedades geomecánicas de las rocas.

Teniendo presente que los esfuerzos horizontales que actúan en el yacimiento se utilizan para la evaluación y propagación de fracturas, zonas de barrena, determinación de seguridad de la ventana de lodo de perforación, comportamiento de la producción de los yacimientos y estabilidad de pozos, el impacto de la propuesta es evidente. Las RNs podrán ser aplicadas directamente en la optimización de la perforación, terminación y producción de pozos.

1.2 Objetivo general

Estimar los esfuerzos horizontales que actúan en una formación a través de modelos geomecánicos y redes neuronales

1.3 Objetivos específicos

Generar un modelo geomecánico 1D con un grupo de pozos para la estimación de los esfuerzos horizontales.

Entrenar redes neuronales que permitan la estimación de los esfuerzos horizontales en un área.

Comparar las estimaciones de los esfuerzos horizontales calculados por las diferentes herramientas.

1.4 Justificación

El cálculo de los esfuerzos horizontales es necesario para la optimización de las actividades de perforación, terminación y producción de pozos. Es de conocimiento público el auge en los últimos años de la explotación de yacimientos no convencionales y el uso de fracturamiento hidráulico. Para ello, es necesario tener claro el comportamiento de los esfuerzos horizontales en el área de trabajo. Esta investigación se realizó con la finalidad de generar modelos geomecánicos que puedan estimar los esfuerzos horizontales de una manera más rápida, más accesible en costo y así poder optimizar el fracturamiento hidráulico (reducción de tiempo y costo de operaciones)

CAPITULO II

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

2.1 Definición

Los yacimientos no convencionales se definen como un sistema petrolero de rocas arcillosas orgánicamente ricas, de baja porosidad y permeabilidad, que actúan a su vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello, lo que demanda técnicas de fracturamiento hidráulico para aumentar la permeabilidad y así inducir el flujo de los fluidos desde la matriz al pozo para lograr producciones de hidrocarburos económicamente viables (CNH, 2018).

Los yacimientos no convencionales son depósitos de hidrocarburos que poseen muy baja permeabilidad o formaciones sedimentarias que contienen petróleo de muy alta viscosidad lo que dificulta su flujo hacia los pozos y por lo tanto no pueden ser explotados económicamente con las tecnologías de extracción tradicionales, sino que necesitan procedimientos especiales para su recuperación (OLADE, 2012).

2.2 Propiedades petrofísicas de un yacimiento no convencional

2.2.1 Permeabilidad

La permeabilidad se define como la capacidad que posee la roca para permitir el flujo a través de ella sin cambiar su estructura interna. El flujo del fluido viaja a través de los poros que se encuentran interconectados (ver figura 2.1). En los yacimientos no convencionales, la permeabilidad es baja debido a la poca conexión que existe en el espacio poroso donde se almacenan los fluidos (Sanmartin y Torres, 2018)

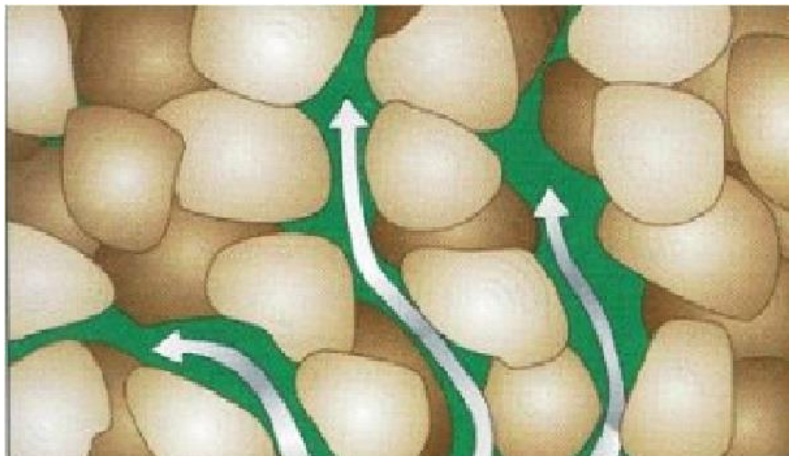


Figura 2.1 Permeabilidad (La Comunidad Petrolera, 2017)

2.2.2 Porosidad

La porosidad de una roca es la porción de volumen que tiene disponible para almacenar fluidos (Sanmartin y Torres, 2018). Matemáticamente se puede expresar de la siguiente manera:

$$\theta = \frac{\text{Volumen de la roca para almacenar fluidos}}{\text{Volumen total}}$$

θ : Porosidad de la roca

2.2.2.1 Porosidad efectiva

La porosidad efectiva se define como el volumen poroso correspondiente a la cantidad de poros que se encuentran interconectados en la roca, en relación con el volumen poroso total (Sanmartin y Torres, 2018). Matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$\theta_e = \frac{V_p - V}{V_p}$$

θ_e : Porosidad efectiva

V_p : Volumen poroso Total

V : Volumen correspondiente a los poros interconectados

2.2.3 Saturación de fluidos

La saturación hace referencia a la cantidad de un fluido que hay en un medio poroso expresada en porcentaje, por lo general, en un yacimiento se habla de gas (S_g), Crudo (S_o) y Agua (S_w). Esta propiedad permite estimar la cantidad aproximada de cada fluido presente en el yacimiento (Sanmartin y Torres, 2018). Matemáticamente se expresa de la siguiente forma:

$$\%S_g + \%S_w + \%S_o = 100\%$$

Donde la saturación individual se calcula de la siguiente manera:

$$\%S_g = \frac{V_g}{V_p} * 100$$

$$\%S_o = \frac{V_o}{V_p} * 100$$

$$\%S_w = \frac{V_w}{V_p} * 100$$

S_g : Saturación de gas

S_w : Saturación de Agua

S_o : Saturación de crudo

V_g : Volumen de gas

V_o : Volumen de crudo

V_w : Volumen de agua

2.3 Tipos de yacimientos no convencionales

Entre los yacimientos no convencionales se tienen yacimientos de crudo extra-pesado (*extra heavy oil*), arenas bituminosas (*oil sand*), hidratos de gas (*gas hydrates*), arenas apretadas (*tight gas*), lutitas gasíferas y petrolíferas (*shale gas, shale oil*), gas en capas de carbón (*coalbed methane*) entre otros (ver figura 2.2) (Gutiérrez, 2015).

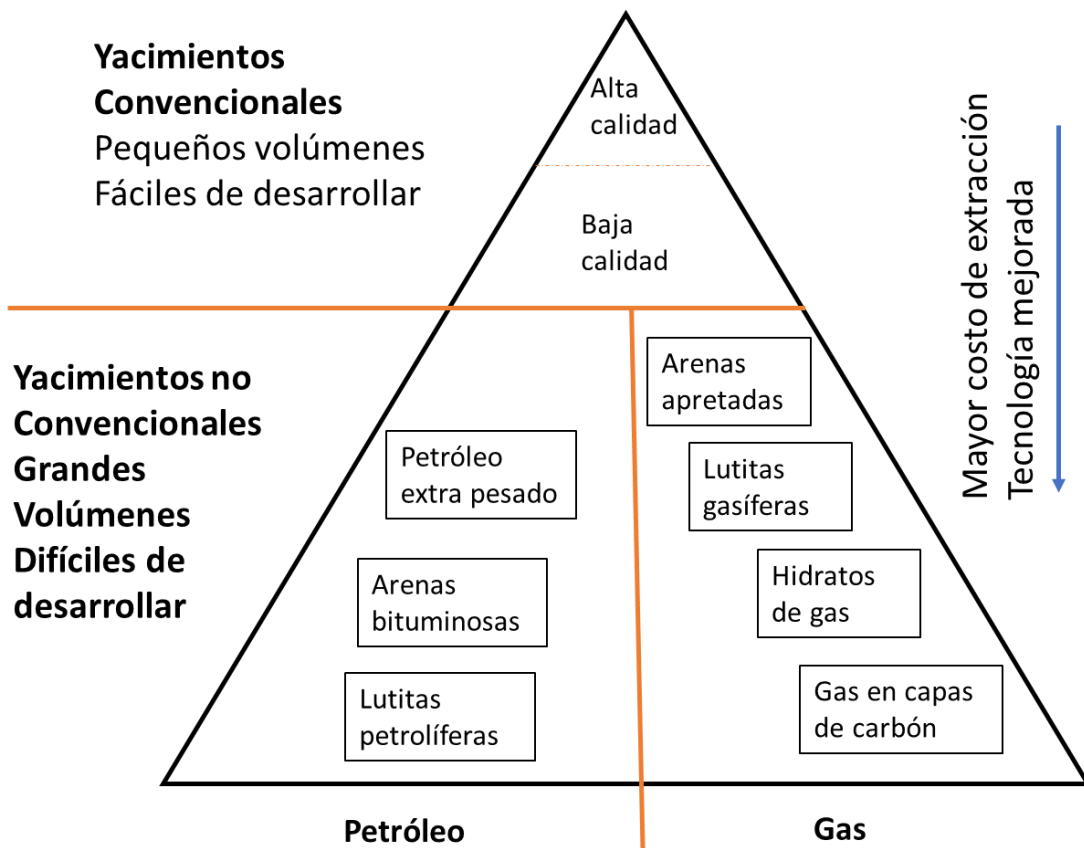


Figura 2.2 Tipos de yacimientos no convencionales (OLADE, 2012)

2.3.1 Petróleo extrapesado (*extra-heavy oil*)

Es un crudo cuyo grado API es menor a 10 y una viscosidad por debajo de los 10,000 *centipoise* y fluye a condiciones de yacimiento (ver figura 2.3)

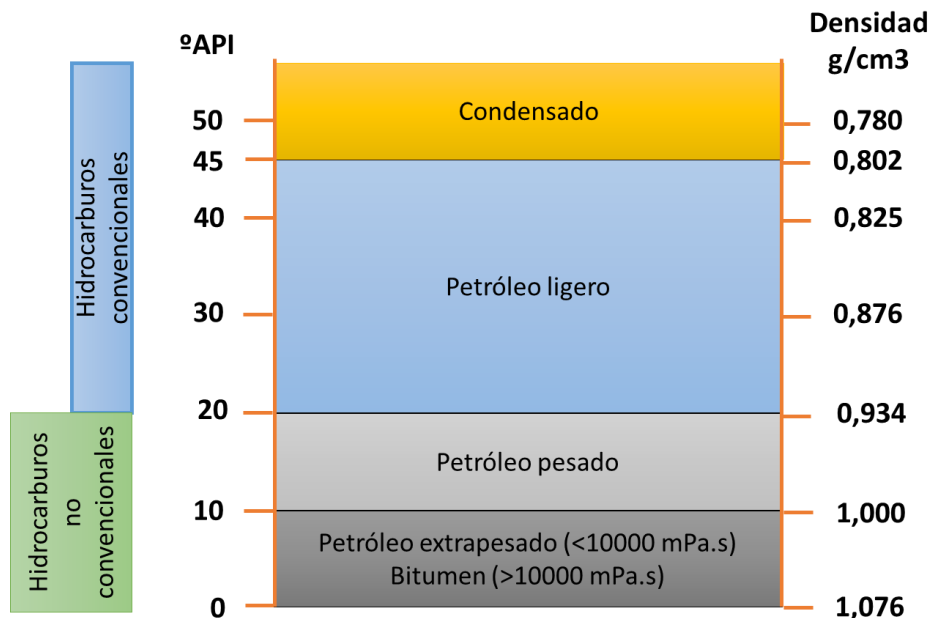


Figura 2.3 Clasificación de los hidrocarburos de acuerdo con su grado API (OLADE, 2012)

2.3.2 Arenas bituminosas (*oil sands*)

Al igual que el crudo extrapesado este tipo de hidrocarburo tiene un grado API menor a 10, sin embargo, su viscosidad es mayor de los 10,000 *centipoise* por lo que a condiciones de reservorio no tiene fluencia o movilidad. Está contenido en arenas o rocas porosas formadas principalmente de carbonatos y se encuentra mezclado con compuestos inorgánicos (OLADE, 2012).

2.3.3 Lutitas petrolíferas (*oil shale*)

Son rocas sedimentarias de tamaño muy fino que contienen volúmenes relativamente grandes de hidrocarburos, son de muy baja permeabilidad y de gran extensión regional. Estas lutitas son consideradas autosuficientes, por contener en una misma unidad geológicas los elementos de roca fuente, roca yacimiento y roca sello. Habitualmente el petróleo generado en este tipo de sistema autónomo no migra, sino que

permanece atrapado en los microporos y las fracturas de la roca generadora de baja permeabilidad (Gutiérrez, 2015).

2.3.4 Arenas apretadas (*tight gas*)

Es un hidrocarburo natural contenido en formaciones de areniscas o carbonatos de muy baja permeabilidad (menor a 0.1 mD). Estas formaciones pueden tener o no fracturas naturales, aunque por lo general carecen de ellas. Sin embargo, el gas puede fluir a través de los poros muy lentamente, por lo que no se pueden obtener volúmenes de recuperación económicos sin recurrir al fracturamiento hidráulico (OLADE, 2012).

2.3.5 Lutitas gasíferas (*shale gas*)

El *shale gas* es el nombre que recibe el gas natural proveniente de las lutitas. Se forma entre los 450 y 5000 metros de profundidad. Este gas se almacena en la roca de tres maneras: absorbido por el kerógeno, atrapado en los poros de sedimentos de grano fino o confinado en las fracturas internas. El potencial de este tipo de yacimiento no convencional va en función de su volumen, riqueza orgánica y madurez térmica (Concha, 2018).

2.3.6 Hidratos de gas (*gas hydrates*)

Son moléculas de metano atrapadas en capas permanentes de hielo, formando estructuras cristalinas con las moléculas de agua. Se localizan en regiones de muy baja temperatura y alta presión, principalmente en el ártico a profundidades mayores a los 200 metros y en sedimentos marinos a profundidades de más de 500 metros (OLADE, 2012).

2.3.7 Gas en capas de carbón mineral (*coalbed methane*)

El gas natural rico en metano que se encuentra principalmente absorbido en la superficie interna del carbón mineral y en menor magnitud atrapado como gas libre en los poros y fracturas de este. Siendo el carbón mineral el recurso energético fósil más abundante en el mundo, el potencial del gas de carbón mineral es muy significativo, siendo uno de los hidrocarburos no convencionales de mayor producción en América del Norte (OLADE, 2012).

2.4 Situación actual de los recursos no convencionales

La exploración y explotación de yacimientos no convencionales con el uso del fracturamiento hidráulico se remonta a mediados del siglo XX en Estados Unidos, con producciones marginales. A partir de los años ochenta y noventa la producción de estos recursos, gracias al *fracking*, experimentó un gran avance principalmente en Estados Unidos y en Canadá. Dicho avance estuvo motivado por la innovación introducida en la técnica, materiales y maquinaria empleada, normas de seguridad, entre otros (Jódar, 2014).

2.4.1 Principales yacimientos no convencional en el ámbito internacional

La figura 2.4 presenta un mapa de cuencas con formaciones evaluadas de *shale oil* y *shale gas* que han tenido mayor relevancia durante las últimas décadas en el contexto internacional, así como los que se estima un potencial de recursos no convencionales considerable, siendo todos ellos susceptibles a ser explorados y explotados mediante *fracking* (Jódar, 2014).

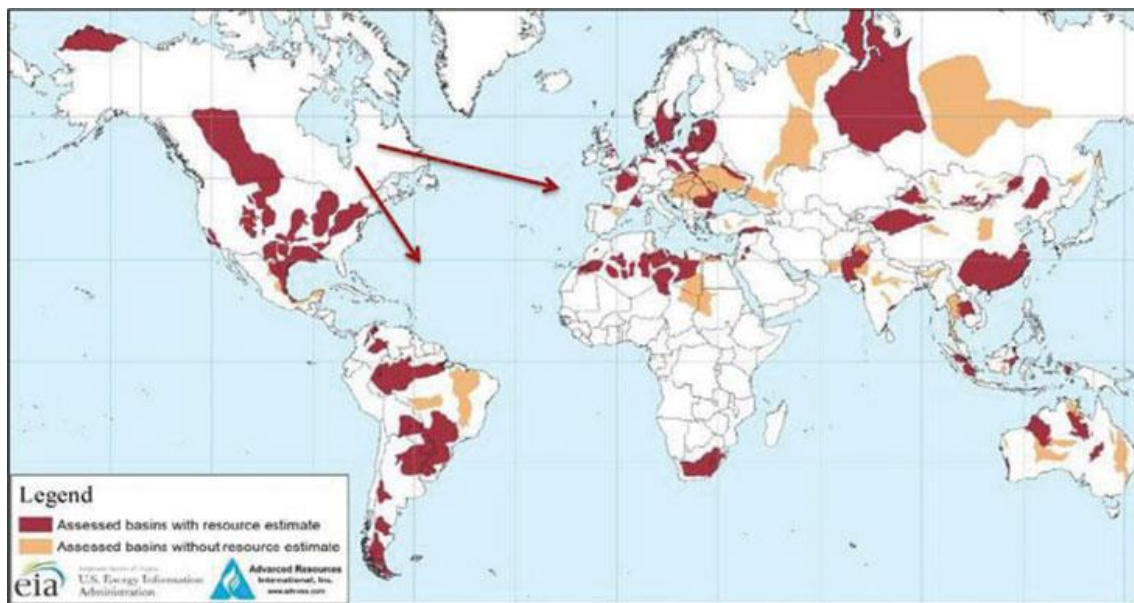


Figura 2.4 Mapa de cuencas con formaciones evaluadas de *shale oil* y *shale gas* (U.S. Department of Energy, 2013)

Este mapa refleja la abundancia de reservas de recursos no convencionales a nivel global, se observa una gran abundancia de estos recursos no comparable con cualquier otro y esto es debido a que se contempla el 60% de las rocas sedimentarias como probables roca madre, por lo tanto, no se deben identificar dichas cuencas como reservas de gas que sean realmente explotables (Matesanz-Caparroz, 2013).

Sin embargo, un aspecto muy fácil de apreciar en el mapa de la figura 2.4 es que la distribución de los recursos no convencionales es similar alrededor del mundo, cosa que no pasa con los recursos convencionales que están muy localizados geográficamente, esto puede influir de una manera muy favorable en las economías nacionales de países que en la actualidad son energéticamente dependientes, siempre que posean las tecnologías para explotar tales recursos.

2.4.2 Recursos no convencionales en México

México incluyó en el 2013 los recursos no convencionales entre las prioridades de su plan energético nacional, en el que proyecta producirlo comercialmente, aunque los resultados aún están por concretarse (Jódar, 2014).

El creciente interés de México por el desarrollo de los recursos no convencionales estuvo condicionado por la valoración favorable que la agencia norteamericana EIA hizo en 2011, tasando los recursos no convencionales del país con un volumen aproximadamente 57 veces superior a las reservas de gas natural con las contaba México en 2010 y que en conjunto con las reservas de gas no convencional de Estados Unidos y Canadá conforman el 23 % de las reservas a nivel global en América del Norte. Estas cifras supondrían no sólo una nueva fuente de ingreso para el país, sino un medio para paliar los gastos generados por su cada vez mayor demanda energética, ya que México es un importador neto de gas natural. (Lozano-Maya, 2013).

La localización y distribución de las cuencas relacionadas a los recursos no convencionales en México son: Chihuahua, Sabinas, Burro-Picachos, Burgos, Veracruz y Tampico-Misantla todas ellas se muestran en la figura 2.5 definiendo los límites de cada una de ellas (CNH, 2018).



Figura 2.5 Principales provincias de recursos no convencionales en México (CNH, 2018)

CAPITULO III

ANTECEDENTES

3.1 Modelo geomecánico 1D

Zoback (2007) en su libro titulado *Reservoir Geomechanics* comunica los conceptos claves que se utilizan para desarrollar un modelo geomecánico integral de yacimientos como lo son: el estado de esfuerzos y presión de poro en profundidad, leyes constitutivas que describen la deformación y ruptura de la roca, también incluye los principios de falla en pozos petroleros en conjunto con todas las ecuaciones empíricas utilizadas para la generación de los modelos geomecánicos dependiendo del tipo de litología, sistema de esfuerzos y profundidad a la que se encuentre la formación objetivo, todos estos conceptos fueron utilizados para el desarrollo de los modelos geomecánicos de esta investigación.

En la investigación realizada por Trejo (2009), aplicó la geomecánica en el estudio de la estabilidad del agujero en un pozo de la región sur de México, donde señala que los factores que tienen mayor influencia en la estabilidad de los pozos son: el sistema de esfuerzos *in situ*, presión de poro, las propiedades mecánicas de las rocas y la densidad del lodo, teniendo este estudio un gran impacto desde el punto de vista técnico y económico debido a que los costos de perforación son una de las partes más importantes en el desarrollo de un campo petrolero por lo que concluye que la generación de modelos geomecánicos mejoran el análisis y la aplicación de la estabilidad del agujero durante la perforación.

Kosset (2014) en su estudio realizado a la Formación Vaca Muerta en Neuquen Argentina utilizó una metodología para el desarrollo de un modelo geomecánico 1D, con el fin de resolver los eventos de inestabilidad del pozo que incluyen tuberías atascadas y agujeros estrechos, para optimizar operaciones futuras de perforación, donde utilizó el modelo de falla de Mohr Coulomb para identificar los problemas de inestabilidad en el pozo, los estudios realizados muestran que un fluido de perforación más pesado minimizaría los problemas de inestabilidad resultando una mejor economía para el desarrollo del campo.

Knöll (2016) en su publicación presenta una metodología para la generación de modelos geomecánicos 1D enfocados a predecir zonas de inestabilidad, en esta

investigación se tomó como base la metodología propuesta por Knoll, adaptandola a los datos desarrollados, donde incorpora la presión de poro, estado de esfuerzos, propiedades mecánicas de la roca (UCS, ángulo de fricción, módulo de Young y relación de Poisson), aplicando las ecuaciones propuestas para la construcción de un modelo geomecánico 1D partiendo de datos de registros de pozos como lo son registros sísmicos, registros de densidad y GR, concluyendo con los problemas y beneficios obtenidos del modelo geomecánico.

La metodología utilizada por Márquez y Peña (2016) sirvió como guía para la generación del modelo geomecánico 1D de esta investigación, los autores realizaron un modelo geomecánico en 3D con la finalidad de optimizar futuras perforaciones en el campo. Para ello, el primer paso fue la generación del modelo geomecánico 1D, siguiendo el flujo de trabajo del MEM (Mechanical Earth Model), éste consta de la auditoría de información que incluye la recopilación de datos de pozos, análisis de eventos operacionales de perforación e identificación de litologías, seguidamente el cálculo de las propiedades mecánicas, esfuerzo de sobrecarga, presión de poro, magnitudes y direcciones de los esfuerzos horizontales y por último el análisis de la estabilidad de hoyo.

3.2 Inteligencia artificial

Garduño, (2016) utilizó la inteligencia artificial para la determinación de parámetros petrofísicos. Concluye, que los metodos avanzados tienen capacidad de resultados con suficiente confiabilidad que pueden compararse con las mediciones de pozos. Son de gran utilidad para los casos de registros que presenten errores, intervalos sin datos o lugares donde no se hayan hecho mediciones de ciertas curvas. De los tres métodos que estudió, deduce que las redes neuronales requieren mayor entrenamiento, pero pueden trabajar mejor con menor información obteniendo mejores resultados a los otros dos. La lógica difusa tiene un tiempo de aplicación menor que las redes y aprovecha mejor las características de los registros de entrada; por último, la múltiple regresión lineal es el método más rápido y simple, pero requiere de un mayor número de curvas de entrada para obtener resultados confiables.

Hadian, et al, (2016) utilizaron un modelo de optimización de Cuckoo (COA) aplicado a una red neuronal artificial (ANN) con multilayer perceptron y feedforward backpropagation basados en datos de registros de pozos para el calculo del esfuerzo horizontal mínimo, las gráficas cruzadas de los entre los datos de registro de pozos

convencionales y el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) mostraron que tenían una correlación significativa, los datos de entrada a la red fueron GR, RHOB, NPHI y DTC y la salida fue σ_h y su conclusión fue que los valores del esfuerzo horizontal mínimo podrían estimarse con precisión mediante los datos de registro de pozos convencionales que están disponibles en la mayoría de los pozos.

Parapuram, et al, (2017) entrenaron redes neuronales multilayer perceptron backpropagation, donde los datos de entrada fueron profundidad, rayos gamma (GR), densidad aparente (RHOB), porosidad sónica (SPHI) y para la salida obtuvieron las variables de módulo de Young dinámico (E), relación de Poisson dinámico (ν), Módulo de volumen dinámico (K), Módulo de corte dinámico (G) y Esfuerzo horizontal mínimo (σ_{min}) en un total de 112 pozos de la lutita Bakken. Los modelos generados lograron un R^2 por encima del 90% , lo que demuestra que esta herramienta es confiable para reconocer patrones entre los registros de pozos convencionales y las propiedades elástica de roca en la parte superior de la lutita Bakken.

Panja, et al, (2018) utilizaron herramientas de inteligencia artificial en yacimientos de lutitas hidráulicamente fracturadas, desarrollaron tres modelos basados en modelos de superficie de respuesta (RSM, por sus siglas en inglés), máquina de vector de soporte cuadrado (LSSVM) y redes neuronales artificiales (ANN) para predecir la recuperación de los pozos en varios intervalos de tiempo y tasas de recobro. Utilizaron ocho datos de entrada los cuales son: permeabilidad de la matriz, exponente de la permeabilidad relativa del gas, compresibilidad de la roca, relación gas-petróleo inicial, la pendiente de la relacion petróleo-gas en solución versus la presión, presión inicial, presión del fondo del pozo y espaciamiento entre las fracturas. Descubrieron que RMS y LSSVM tienen mejores capacidades predictivas para la recuperación de petróleo que ANN. Explicando además, que LSSVM exhibe la más alta precisión con respecto a la predicción de la relación gas-petróleo

CAPITULO IV

GEOMECÁNICA

4.1 Definición

La geomecánica se define como el uso de la mecánica clásica para caracterizar el comportamiento de los materiales geológicos bajo condiciones diferentes de esfuerzos. Involucra un amplio rango de escalas geométricas que van desde la microscópica donde se estudia la interacción entre los granos individuales de las rocas, hasta la importancia de la tectónica global y la interacción de las placas tectónicas. Es un área relativamente nueva en la industria de los hidrocarburos, que surgió ante los problemas de estabilidad de pozos, también, para entender los fenómenos de compactación y subsidencia, controlar la producción excesiva de sólidos y optimizar la producción de hidrocarburos mediante técnicas de fracturamiento hidráulico (Cook, 2016).

4.2 Modelo geomecánico 1D

El modelo geomecánico 1D se basa únicamente en datos de pozo, datos de perforación y datos de laboratorio obtenidos mediante mediciones en núcleos. El propósito de los modelos 1D es mostrar la variación vertical a través de la caracterización de atributos fundamentales como las propiedades mecánicas entendidas como propiedades elásticas y parámetros de resistencia, esfuerzo vertical de sobrecarga, presión de poro, magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales (PDVSA, 2011).

4.2.1 Estratigrafía mecánica

El concepto de la mecánica estratigráfica está basado en la observación de las diferentes propiedades elásticas de la roca, que siguen diferentes tendencias dependiendo de la composición de cada una de las unidades geológicas. Por ejemplo, una roca que sea predominantemente arcillosa mostrará un comportamiento mecánico de la roca notoriamente diferente a una arenisca cuarzosa. Entonces, para realizar esta clasificación se hace necesario el uso de diferentes correlaciones empíricas que sean dependientes de la fase mineral. La estratigrafía mecánica es la primera etapa para la construcción del modelo geomecánico delineando las facies soportadas por arcilla y las separándolas de las facies soportadas por granos de cuarzo (Leyva, 2013).

Teniéndose las propiedades mecánicas calculadas en los pozos, las rocas pueden agruparse en “*clusters*” o tipos de roca que presentarán propiedades mecánicas similares (resistencia y propiedades elásticas), basados en el análisis de los patrones de los registros en esas rocas (Cook, 2007). Se puede decir que es un proceso de obtención de facies mecánicas.

4.2.2 Esfuerzo vertical o de sobrecarga (σ_v)

El esfuerzo vertical, también conocido como sobrecarga es el peso de la columna de material que soporta una formación a una determinada profundidad. En el sistema de esfuerzos principales, el esfuerzo vertical es el esfuerzo principal máximo (σ_1) en regímenes de fallas normales, en regímenes de fallas de rumbo es el esfuerzo intermedio (σ_2) y es el mínimo (σ_3) en regímenes de fallas inversas (Roca, 2017). La magnitud del esfuerzo vertical es equivalente a la integración de la densidad de las rocas en relación con la profundidad expresado matemáticamente de la siguiente manera:

$$\sigma_v \approx g \int_0^z \rho_b(z) dz$$

Donde σ_v es el esfuerzo vertical, $\rho_b(z)$ es la densidad en función de la profundidad y g es la aceleración gravitacional.

4.2.3 Presión de poro (P_p)

La presión de poro, también conocida como presión de formación, es aquella a la cual se encuentran confinados los fluidos en el espacio poroso de la formación, estos fluidos pueden ser gas, aceite y/o agua salada. La presión de poros puede dividirse en tres tipos: normal, anormal y subnormal. Dependiendo de cómo se desarrollan a partir de una tendencia o gradiente normal (Trejo , 2009).

La presión de poro normal (P_p) es cuando la roca ejerce una presión igual a la columna hidrostática de fluido contenido en los poros de ésta. El gradiente de presión de los fluidos se encuentra en un rango que va desde los 9.8 KPa/m hasta los 10.5 KPa/m.

La presión de poro anormal (P_{pa}) se encuentra en zonas donde se ejerce una presión mayor a la hidrostática. Se caracteriza por movimiento restringido de los fluidos en los poros, es decir, no hay drenaje. Teóricamente las presiones de poro anormales pueden llegar a ser iguales a la sobrecarga (σ_v), variando entre 9.8 KPa/m a 22.6 KPa/m. Las sobrepresiones ocurren por lo general en áreas de rápida depositación y en zonas afectadas por eventos geológicos tales como intrusiones de domos salinos y fallamientos.

Las presiones de poro subnormales (Pps) ocurren cuando la presión de poro es menor a la presión normal, generalmente en gradientes menores a 9.8 KPa/m. Pueden encontrarse en formaciones someras, parcial o completamente agotadas que han sufrido eventos anormales de compactación y diagénesis, y en aquellas que tienen continuidad hidráulica. Las formaciones con presión de poro subnormal suceden cuando la sobrecarga ha sido erosionada, dejando expuesta la roca a la superficie.

Conceptualmente la predicción de la presión de poro depende de la teoría planteada por (Biot, 1941) y (Terzaghi, Peck, y Mesri, 1996). Esta teoría señala que la presión de poro está en función del esfuerzo efectivo y el esfuerzo total de la siguiente manera:

$$Pp = \frac{\sigma_t - \sigma_e}{\alpha}$$

Donde σ_t es el esfuerzo total, σ_e es el esfuerzo efectivo y α es el coeficiente de Biot ($\alpha=1$ convencionalmente) (Mohammed, 2017). El coeficiente de Biot mide la eficiencia de la presión de poro para soportar los esfuerzos totales. En sistemas porosos con buena interconexión, como en el caso de arenas con porosidades y permeabilidades altas el valor de Biot es igual a 1. Por el contrario, en materiales sin porosidad como los metales, el valor de Biot es igual a 0, y por lo tanto los esfuerzos efectivos y totales son iguales.

En esta investigación se utilizó para el cálculo de la presión de poro (Pp) el método de Eaton a través del registro sísmico, el cual establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal. La ecuación utilizada es la siguiente:

$$Pp: \sigma_v - (\sigma_v - p_{pnorm}) * \left(\frac{\Delta tn}{\Delta to}\right)^3$$

Donde σ_v es el esfuerzo de sobrecarga, p_{pnorm} es la presión hidrostática normal, Δtn es el tiempo de tránsito normal, Δto es el tiempo de tránsito observado.

4.2.3.1 Métodos de cálculo de la presión de poro

La presión de poro puede calcularse por diferentes métodos que se explican a continuación (PDVSA, 2011):

- **Eaton slowness:** Calcula la presión de poro con la velocidad de ondas compresionales
- **Eaton resistivity:** Calcula la presión de poro basado en el registro de resistividad

- **Eaton exponente-D:** Calcula la presión de poro con una curva de exponente de perforación
- **Bowers:** Calcula la presión de poro con la velocidad de ondas sínicas.
- **Presión hidrostática:** Calcula la presión de poro directamente con un gradiente de presión ingresado

El método de Eaton es uno de los más usados para la estimación de la presión de poros en la industria petrolera; se basa, en el trabajo de Eaton en el Golfo de México. Según Eaton se puede calcular de la siguiente manera:

$$Pp = \sigma_v - (\sigma_v - p_{pnorm}) * \alpha * \left(\frac{R}{R_{norm}}\right)^2$$

Donde Pp es la presión de poro, σ_v la sobre carga, p_{pnorm} es la presión de poro normal, α es el coeficiente de Biot, R son las diversas medidas de registros que utiliza Eaton, entre ellas pueden ser resistividad, velocidad de intervalo sínico o sísmico, por tanto, R es el valor medido, R_{norm} es el valor de medición si la formación se presionó normalmente (significa la línea de tendencia normal).

La presión de poro normal se mide partiendo del siguiente principio: a medida que se entierra el sedimento, el peso creciente de la sobrecarga aplasta el sedimento y hace que los granos se compacten, exprimiendo el fluido entre los granos y reduciendo su porosidad. Si el fluido se escapa se dice que el sedimento se compacta normalmente. El fluido se escapa si la permeabilidad del sedimento no es demasiado baja y la tasa de enterramiento y carga no es demasiado alta. Con esto, se ve que la disminución de la porosidad varía con la profundidad. La presión de poro normal se refiere a la presión de poro de las formaciones en la que sigue un gradiente hidrostático. La presión de poro normal se calcula utilizando el siguiente método lineal:

$$p_{pnorm} = P_{po} + k * z$$

Donde z es la profundidad en TVD, P_{po} es la presión de poro en el fondo del mar y k es un gradiente constante de presión.

Por último, para calcular la presión hidrostática se realiza usando el siguiente método lineal:

$$Pp = P_{po} + k(z - z_o)$$

Donde, k es un gradiente de presión, z es la profundidad vertical real, z_o es la profundidad real vertical de referencia.

4.2.4 Gradiente de fractura

El gradiente de fractura es el límite de presión necesaria para vencer la resistencia mecánica de la roca. La resistencia que opone una formación a ser fracturada depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que es sometida. En general, el gradiente de fractura aumenta con la profundidad. En la etapa de la planeación del pozo, puede estimarse a partir de pozos de referencia (Zumaya, 2017). Si no hay datos disponibles, se utilizan métodos empíricos en el caso de esta investigación se utilizó el método de Eaton que utiliza la siguiente ecuación:

$$GF: K * (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p$$

$$K: \frac{\nu}{1-\nu} \quad (8)$$

Donde K es la relación de esfuerzos, α es el coeficiente de Biot.

4.2.5 Propiedades elásticas de la roca

Los módulos elásticos describen las propiedades elásticas de la roca para condiciones donde existe una relación lineal entre el esfuerzo aplicado y la deformación resultante. Dichos módulos pueden determinarse en forma dinámica o estática. Las propiedades elásticas estáticas son medidas directamente de pruebas de laboratorio, mientras que las dinámicas se calculan a partir de las ecuaciones de propagación de las ondas acústicas en un medio sólido (Trejo , 2009). Los módulos elásticos que se estudian para la generación de un modelo geomecánico son: módulo de Young o módulo de elasticidad (E), relación de Poisson (ν), módulo volumétrico (K) y módulo de corte (G).

4.2.5.1 Módulo de corte o de cizalla (G)

El módulo de cizalla es una constante elástica que caracteriza el cambio de forma que experimenta un material elástico cuando se aplican esfuerzos cortantes. Este módulo recibe una gran variedad de nombres: módulo de corte, módulo de cizalladura, módulo elástico tangencial o módulo de elasticidad transversal (PDVSA, 2011). Para la

generación del modelo geomecánico se calcula de manera dinámica y estática con las siguientes correlaciones empíricas:

$$G_{dyn}: 13474.45 \frac{RHOB}{(\Delta t_{shear})^2}$$

Donde RHOB es la densidad de la formación y Δt_{shear} es el Δt de la onda de corte.

$$G_{sta}: \frac{E_{sta}}{2(1+\nu_{sta})}$$

Donde E_{sta} es el módulo de Young estático y ν_{sta} es el coeficiente de Poisson estático.

4.2.5.2 Módulo volumétrico (K)

El módulo de compresibilidad volumétrica es aquel que mide la resistencia de un material a la compresión volumétrica, por tanto, indica el aumento de presión requerido para causar una disminución unitaria de volumen dada. Este módulo también es denominado módulo volumétrico (*Bulk*) y tiene unidades de presión. Experimentalmente el módulo de compresibilidad volumétrica (*K*) puede determinarse mediante pruebas de compresión hidrostática en una cámara triaxial (Vásquez, 2001). Se calcula a través de relaciones empíricas dinámicas y estáticas con las siguientes ecuaciones:

$$K_{dyn}: (13474.45)RHOB \left[\frac{1}{(\Delta t_{comp})^2} \right] - \frac{4}{3} G_{dyn}$$

Donde RHOB es la densidad de la formación, Δt_{comp} es el Δt de la onda compresiva y G_{dyn} es el valor del módulo de corte dinámico.

$$K_{sta}: \frac{E_{sta}}{3(1-2\nu_{sta})}$$

4.2.5.3 Módulo de Young (E)

El módulo de Young, también denominado módulo de elasticidad o módulo elástico longitudinal es un parámetro que caracteriza el comportamiento de un material elástico, según en la dirección en la cual se aplica una fuerza. Para un material elástico lineal e isótropo, el módulo de elasticidad de Young tiene el mismo valor tanto para la

tracción como para la compresión, siendo una constante independiente del esfuerzo siempre que no exceda del valor máximo del límite elástico (PDVSA, 2011).

Tanto el módulo de Young como el límite elástico son valores distintivos de cada material. Este módulo se obtiene a partir de la curva tensión-deformación generada a partir del ensayo de compresión uniaxial y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon}$$

Donde E es el módulo de elasticidad de Young, σ es el esfuerzo aplicado y ε es la deformación unitaria, en esta investigación utilizando las correlaciones con los registros de pozo se obtuvo de la siguiente manera:

$$E = \frac{9G_{dyn} * K_{dyn}}{G_{dyn} + 3K_{dyn}}$$

Donde G_{dyn} es el módulo de cizallamiento y K_{dyn} es el módulo volumétrico. Este parámetro caracteriza el comportamiento de un material elástico, según la dirección en la que se aplica una fuerza (Roca, 2017).

Para calcular el módulo de Young estático utilizan relaciones empíricas diferentes para las diferentes litologías, donde para el cálculo del módulo de Young para areniscas se utilizó la correlación de John Fuller. Por otro lado, para las lutitas se utilizó la correlación Plumb Bradford que se plantea de la siguiente manera:

$$E_{sta}: 0.0018 * E_{dyn}^{2.7}$$

4.2.5.4 Relación de Poisson (ν)

La relación de Poisson (ν) es una de las principales propiedades mecánicas utilizadas para estimar las tensiones del pozo. Este parámetro se define como la relación negativa de la deformación lateral a la deformación axial donde ν se escribe como:

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x}$$

Adicionalmente, se han desarrollado muchos enfoques compatibles con los datos de registro de pozos para estimar la relación Poisson, como:

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

$$v = \frac{3K_{dyn} - 2G_{dyn}}{6K_{dyn} + 2G_{dyn}}$$

Donde v es la razón de Poisson, V_p y V_s son las ondas de compresión y corte respectivamente. (Mohammed, 2017).

El coeficiente de Poisson estático se calcula con la siguiente relación empírica:

$$v_{sta}: v_{dyn} * v \text{ multiplicador (18)}$$

Donde v_{dyn} es el coeficiente de Poisson dinámico y $v \text{ multiplicador}$ es una constante que en el caso de la presente investigación se ajustó con datos obtenidos de ensayos de laboratorio realizados a núcleos, se determinó que este multiplicador era 0.65 el cual daba el mejor ajuste de datos estáticos de laboratorio con los obtenidos a través de correlaciones empíricas.

4.2.6 Propiedades de resistencia de las rocas

Las propiedades de resistencia de las rocas son útiles en la predicción de la respuesta de la roca al momento de la perforación y del fracturamiento hidráulico. Si son analizadas en conjunto con el tensor de esfuerzos “in situ” se puede predecir la densidad del fluido de perforación necesaria para mantener el pozo estable y para la simulación de la geometría de las fracturas hidráulicas. En la mayoría de los casos, los cálculos de las propiedades geomecánicas para la construcción del modelo geomecánico, se obtienen a través de correlaciones empíricas. En el mejor de los casos, cuando existen ensayos de laboratorio, estos valores puntuales se utilizan para calibrar las correlaciones empíricas (Roca, 2017).

Desde el punto de vista geomecánico, las propiedades de resistencia de las rocas que se necesitan calcular son:

- Resistencia a la compresión uniaxial (UCS)
- Resistencia a la tensión (T_0)
- Coeficiente de Biot (α)
- Ángulo de fricción interna (φ)

4.2.6.1 Resistencia a la compresión uniaxial (UCS)

La resistencia a la compresión uniaxial (UCS) es el esfuerzo axial máximo que puede tolerar una muestra cilíndrica recta de material antes de fracturarse. También, es conocida como la resistencia a la compresión no confinada de un material porque el esfuerzo de confinamiento se fija en cero (Schlumberger, 2019).

Los valores más precisos de UCS se obtienen a través de ensayos en condiciones controladas en laboratorios de geomecánica. Los datos obtenidos en laboratorio ayudan a calibrar las propiedades derivadas de los registros geofísicos (Roca, 2017).

La resistencia a la compresión uniaxial (UCS) se puede determinar por diferentes ecuaciones dependiendo del lugar donde se encuentre el yacimiento en estudio y por las propiedades geológicas, mecánicas y petrofísicas. Las ecuaciones se muestran en la Tabla 2.2 de relaciones empíricas entre UCS y otras propiedades físicas en areniscas (Zoback, 2007).

Se utilizó para lutitas la correlación Horsrud, P (2001) y para areniscas la correlación de McNally (1987) que utilizan como dato de entrada la onda compresiva.

Clasificación de la Roca (ISMR)	UCS (MPa)
Resistencia muy alta	> 200
Resistencia alta	60-200
Resistencia media	20-60
Resistencia baja	6-20
Resistencia muy baja	< 6

Tabla 4.1 Clasificación de la resistencia (UCS) de la roca según la ISMR (1998) (Bertorelli, Santana, & Poquiomia, 1998)

4.2.6.2 Resistencia a la tensión (T_0)

La resistencia a la tensión es la capacidad de un material sólido a soportar esfuerzos tensionales. Es uno de los parámetros clave para calcular y condicionar los esfuerzos horizontales máximo y mínimo. Las rocas se distinguen de todos los demás materiales por su baja resistencia a la tensión. Para rocas poco consolidadas la resistencia

a la tensión se asume igual a cero, en el otro extremo, cuando la roca está altamente compactada T_0 puede llegar a ser significativa (Roca, 2017).

La resistencia a la tensión de una roca puede calcularse a partir de UCS mediante la siguiente expresión:

$$T_0 = 0.12 * UCS$$

4.2.6.3 Coeficiente de Biot (α)

Este parámetro es utilizado para interrelacionar el esfuerzo total, el esfuerzo efectivo y la presión de poro. Mide la eficiencia de la presión de poro para soportar los esfuerzos totales. En materiales muy porosos como arenas no consolidadas el valor de α tiene su máximo, que está entre 0,9 y 1, lo que significa que la presión de poro está contribuyendo a soportar gran parte del esfuerzo total. En rocas de baja porosidad es posible que ese número sea cercano a 0,5 y 0,8. En materiales sin porosidad $\alpha=0$, un ejemplo de ello son los metales, donde no existe la presión de poro y por tanto el esfuerzo efectivo es igual al esfuerzo total (PDVSA, 2011).

El coeficiente de Biot se puede calcular a partir de módulos elásticos, mediante la siguiente expresión:

$$\alpha = 1 - \frac{K_b}{K_m}$$

Donde: K_b es el módulo de volumen de roca y K_m es el módulo de volumen de la matriz.

N.º	Ecuación de UCS en MPa	Región donde se Desarrolló	Comentarios Generales	Referencia
1	$0.035V_p - 31.5$	Thuringia, Alemania	-	Freyburg 1972
2	$1200 \exp(-0.036\Delta t)$	Cuenca Bowen Australia	Grano fino, Areniscas consolidadas y no consolidadas, con un amplio rango de porosidad	Mcnally 1987
3	$1.4138 * 10^7 \Delta t^{-3}$	Costa del Golfo	Areniscas débiles y no consolidadas	No Publicado
4	$3.3 * 10^{-20} \rho^2 v_p^2 [(1 + \nu)/(1 - \nu)]^2 (1 - 2\nu)[1 + 0.78V_{clay}]$	Costa del Golfo	Aplicable a areniscas con UCS > 30 MPa	Fjaer et al 1992
5	$1.745 * 10^{-9} \rho V_p^2 - 21$	Alaska	Arenas de grano grueso y conglomerados	Moos et al 1992
6	$42.1 \exp(1.9 * 10^{-11} \rho V_p^2)$	Australia	Areniscas consolidadas con $0.05 < \phi < 0.12$ y UCS > 80 Mpa	No Publicado
7	$3.87 \exp(1.14 * 10^{-10} \rho V_p^2)$	Golfo de México	-	No Publicado
8	$46.2 \exp(0.000027E)$	-	-	No Publicado
9	$A(1 - B\phi)^2$	Cuencas Sedimentarias alrededor del mundo	Areniscas muy limpias, bien consolidadas con $\phi < 0.30$	Vernik et al 1993
10	$277 \exp(-10\phi)$	-	Areniscas con $2 < UCS < 360$ MPa y $0.002 < \phi < 0.33$	No Publicado
11	$0.77(304.8/\Delta t)^{2.93}$	Mar del Norte	Lutitas del terciario con alta porosidad	Horsrud 2001
12	$0.43(304.8/\Delta t)^{3.2}$	Golfo de México	Plioceno y más joven	No Publicado
13	$1.35(304.8/\Delta t)^{2.6}$	Globalmente	-	No Publicado
14	$0.5(304.8/\Delta t)^3$	Golfo de México	-	No Publicado
15	$10(304.8/\Delta t - 1)$	Mar del Norte	Mayormente lutitas del terciario con alta porosidad	Lal 1999
16	$0.0528E^{0.712}$	-	Lutitas duras y compactas	No Publicado
17	$1.001\phi^{-1.143}$	-	Lutitas de alta resistencia ($\phi < 0.1$) con baja porosidad	Lashkaripour 1993
18	$2.922\phi^{-0.96}$	Mar del Norte	Mayormente lutitas del terciario con alta porosidad	Horsrud 2001
19	$0.286\phi^{-1.768}$	-	Lutitas de alta porosidad ($\phi > 0.27$)	No Publicado

Tabla 4.2 Relaciones empíricas entre UCS y otras propiedades físicas en areniscas (Zoback, 2007).

Roca Sedimentaria	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Coefficiente de Biot (α)
Arenisca Ruhr	2	0.2	0.65
Arenisca Berea	19	190	0.79
Arenisca Weber	6	1	0.64
Arenisca Ohio	19	5.60	0.74
Arenisca Pecos	20	20	0.83
Arenisca Boise	16	800	0.85

Tabla 4.3 Valores de constante de Biot para diversos tipos de roca (Roca, 2017).

4.2.6.4 Ángulo de fricción interna (φ)

El ángulo de fricción interna representa la resistencia de la roca a la falla por cizalla. El ángulo de fricción interna se define gráficamente en el diagrama de Mohr-Coulomb como el ángulo de inclinación con respecto al eje horizontal (Mohammed, 2017). Depende de varios factores: la densidad de la roca, el tamaño, la distribución y la forma de los granos.

En las rocas el ángulo de fricción interna muestra la resistencia a los esfuerzos de cizalla y su valor puede ser inferido mediante correlaciones empíricas, tales como estas para areniscas arcillosas:

$$\varphi \approx 70 - 0.417 * GR$$

$$\varphi \approx (\tan - 1) * \frac{78 - 0.4 * GR}{60}$$

Donde GR es el valor proveniente del registro de rayos gamma, conociendo el valor de (φ) se puede calcular el coeficiente de fricción utilizando la siguiente ecuación:

$$\mu \approx \frac{1 + \sin \theta}{1 - \sin \theta}$$

Se ha observado durante los ensayos de compresión uniaxial, que muchas rocas tienden a fracturarse por esfuerzo de cizalla en ángulos de alrededor 60°, por lo que, una buena estimación para el ángulo de fricción interna en rocas sedimentarias es de alrededor de 30°. Sin embargo, se debe tener en cuenta que el valor puede variar ampliamente, siendo el menor de 10° para algunas rocas muy blandas y mayor a 50° para algunas rocas muy duras (Roca, 2017).

4.2.7 Campo de esfuerzos

El campo de esfuerzos en sitio, también llamado estado de esfuerzos o tensor de esfuerzos, de cualquier punto en la corteza terrestre está definido por tres esfuerzos principales que actúan en planos donde el esfuerzo de cizalla tiene magnitud cero. Por lo tanto, todas las rocas que componen la corteza terrestre están sometidas a tres esfuerzos ortogonales principales: la sobrecarga (σ_v), el esfuerzo horizontal máximo (σ_H) y el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h). En el caso que el pozo no sea vertical, el tensor de esfuerzos se transforma en esfuerzos circunferenciales. Estos son: el esfuerzo radial (σ_r), el esfuerzo tangencial (σ_θ) y el esfuerzo de corte (σ_ϕ). Estos esfuerzos actúan sobre la pared del pozo, variando a medida que la desviación del pozo cambia.

4.2.7.1 Esfuerzo horizontal mínimo (σ_h)

El esfuerzo horizontal mínimo es la presión mínima necesaria para fracturar la roca. Es importante para determinar el régimen de esfuerzos que prevalece en el subsuelo. Existen métodos directos e indirectos para el cálculo del esfuerzo horizontal mínimo (PDVSA, 2011).

Los métodos directos más precisos para calcular el valor del esfuerzo horizontal mínimo son las pruebas de goteo extendido o los minifrac. El valor del esfuerzo mínimo horizontal se considera que es aproximadamente igual a la presión de cierre o la presión de cierre instantánea, dependerá de qué valor de presión es menor y cuál de estas presiones se puede definir de manera más precisa en la gráfica de la prueba de goteo extendida (López, et al., 2011).

Entre los métodos indirectos, y basado en las características de las rocas sedimentarias, se asume un comportamiento transversalmente isotrópico. Se puede obtener el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) de diferentes maneras.

La primera de ellas es mediante el modelo de esfuerzos de Mohr-Coulomb. Se debe saber, que el modelo de esfuerzos de Mohr-Coulomb es un modelo de falla que da una relación entre dos esfuerzos principales si la formación está en falla. De acuerdo con la interacción de las placas tectónicas, se pueden definir tres regímenes de esfuerzos. Estos tres regímenes de esfuerzos están asociados con los tres regímenes de fallas clásicos, fallas normales, inversas y de deslizamiento horizontal.

Para un régimen de falla normal donde $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$. En este caso, el esfuerzo vertical es el esfuerzo principal mayor y el esfuerzo horizontal mínimo es el esfuerzo

principal menor (Roca, 2017). Se puede obtener el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) de la siguiente ecuación:

$$\sigma_h = (\sigma_v - \alpha P_p) / \tan^2(\pi/4 + \theta/2) + \alpha P_p$$

Donde σ_h es el esfuerzo horizontal mínimo, σ_v es el esfuerzo de sobrecarga, α es la constante de Biot, P_p es la presión de poro y θ es el ángulo de fricción interna

También, se puede obtener el esfuerzo horizontal mínimo a través del modelo de deformación horizontal Poro-Elastica. Este modelo es el más utilizado para el cálculo de esfuerzos horizontales. Asume, una deformación de poro-elasticidad en capas planas en la roca de formación. El modelo de deformación horizontal poro-elástica se puede expresar utilizando el módulo de Young estático, la relación de Poisson, la constante de Biot, la sobrecarga y la presión de poro. La ecuación asume: un material poroso saturado de fluidos que se supone que es elástico, lineal e isotrópico, considerando la tensión tectónica anisotrópica (Roca, 2017).

$$\sigma_h = \frac{v}{1-v} \sigma_v - \frac{v}{1-v} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-v^2} \varepsilon_h + \frac{vE}{1-v^2} \varepsilon_H$$

Donde σ_h es el esfuerzo horizontal mínimo, v es el coeficiente de Poisson, E es el módulo de Young, α es Biot, P_p es la presión de poro, ε_h es la deformación causada por el esfuerzo horizontal mínimo, y ε_H es la deformación causada por el esfuerzo horizontal máximo.

4.2.7.2 Esfuerzo horizontal máximo (σ_H)

El valor del esfuerzo horizontal máximo (σ_H) y conociendo el valor del esfuerzo horizontal mínimo se puede calcular mediante la siguiente ecuación (Roca, 2017)

$$\sigma_H \approx (3\sigma_h) - 2P_p - (\sigma_h - P_p) - T_0$$

Donde T_0 es la resistencia a la tensión.

También, se puede obtener el esfuerzo horizontal máximo mediante el modelo de esfuerzos de Mohr-Coulomb por la siguiente ecuación:

$$\sigma_H = \tan^2(\pi/4 + \theta/2) * (\sigma_v - \alpha P_p) + \alpha P_p$$

De igual manera, se puede calcular el esfuerzo horizontal máximo a través del modelo de deformación horizontal poro-elástica por medio de la siguiente ecuación:

$$\sigma_H = \frac{v}{1-v} \sigma_v - \frac{v}{1-v} \alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E}{1-v^2} \varepsilon_H + \frac{vE}{1-v^2} \varepsilon_h$$

4.2.8 Orientación de los esfuerzos principales horizontales

La orientación de los esfuerzos horizontales es un factor que afecta la estabilidad de los pozos. La ovalización del agujero puede indicar el azimut de los esfuerzos horizontales, ya que este efecto se produce cuando los esfuerzos son más compresivos en dirección del esfuerzo horizontal mínimo (σ_h), por otro lado, los esfuerzos alrededor del pozo son menos compresivos en la orientación del esfuerzo horizontal máximo (σ_H), en este plano se pueden generar fracturas inducidas (Roca, 2017). Existen diferentes métodos para determinar la orientación de los esfuerzos principales horizontales entre ellas se tienen:

- Los registros de caliper de 4 a 6 brazos, representan una alternativa cuando no existen registros de última generación
- Mapeo microsísmico durante las estimulaciones de fracturamiento hidráulico, donde el azimut de la fractura representa la orientación del esfuerzo horizontal máximo. Figura 4.1
- Un método para determinar la orientación de los esfuerzos cuando no existen otras fuentes de información es el mapa de esfuerzos mundial ver Figura 4.2, el cual, es una compilación global del estado de esfuerzos de la corteza terrestre.

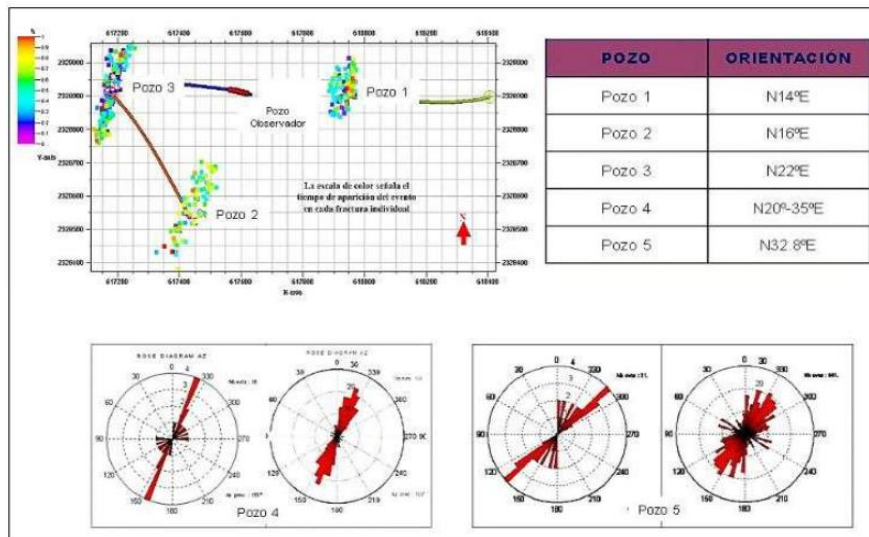


Figura 4.1 Orientación del esfuerzo horizontal máximo, mediciones realizadas con microsísmica (Roca, 2017).

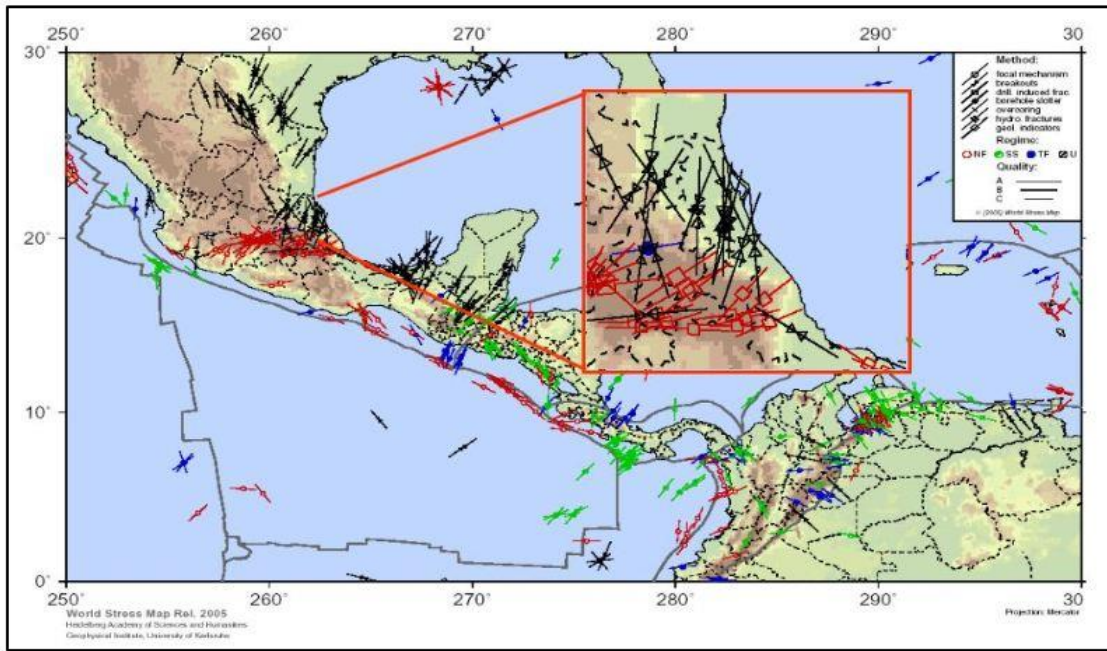


Figura 4.2 Mapa de esfuerzos (Zoback, 2007)

4.2.9 Distribución de esfuerzos alrededor de pozos verticales

Las unidades geológicas en el subsuelo son afectadas por tres esfuerzos, uno vertical causado por la carga litostática, y dos horizontales producidos por las restricciones laterales de confinamiento, estos tres esfuerzos son conocidos como esfuerzos principales o esfuerzos in situ. Debido a la acción de estos esfuerzos in situ, la masa rocosa se encuentra en estado de equilibrio (Figura 4.3a). Al comenzar la perforación, los esfuerzos se alteran debido a la remoción de la roca, y todos los esfuerzos tratan de confinar o cerrar el agujero, por lo que se debe reajustar el equilibrio con la nueva condición de esfuerzos alrededor del pozo (Figura 4.3b), eso se realiza mediante el lodo de perforación el cual mantiene la presión adecuada para evitar la falla en el pozo (Mohammed, 2017).

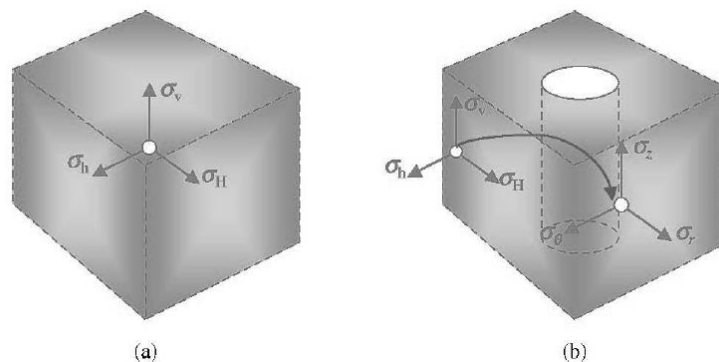


Figura 4.3 Estado de esfuerzos estático y dinámico (Mohammed, 2017).

Kirsch (1898) desarrolló una solución para la distribución de esfuerzos alrededor del pozo en un sistema de coordenadas cilíndricas. Su análisis fue construido para los pozos que fueron perforados verticalmente y paralelos al esfuerzo vertical (σ_v) y se basó en el supuesto de elasticidad lineal, homogénea, isotrópica y medio elástico. Presentando las siguientes ecuaciones:

$$\sigma_r = \frac{(\sigma_H + \sigma_h)}{2} (1 - R^2/r^2) + (P_{fluido} - P_p)R^2/r^2 + \frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} (1 - 4R^2/r^2 + 3R^4/r^4) \cos 2\theta \quad (29)$$

$$\sigma_\theta = \frac{(\sigma_H + \sigma_h)}{2} (1 - R^2/r^2) - (P_{fluido} - P_p)R^2/r^2 - \frac{(\sigma_H - \sigma_h)}{2} (1 + 3R^4/r^4) \cos 2\theta \quad (30)$$

$$\sigma_3 = \sigma_v \quad (31)$$

Donde R es el diámetro del pozo, r es el diámetro de la zona mecánicamente afectada, P_p es la presión de poros, P_{fluido} es la presión de columna de lodo en el punto de interés.

Para examinar los esfuerzos en los materiales geológicos alrededor del pozo, es conveniente expresar los esfuerzos y deformaciones en coordenadas cilíndricas. Los esfuerzos en un punto determinado pueden ser identificados por las coordenadas cilíndricas r y θ . Se denominan por esfuerzos radiales (σ_r) y esfuerzos tangenciales (σ_θ).

4.2.10 Criterio de falla de las rocas sedimentarias

Las rocas sedimentarias reaccionan al campo de esfuerzos de diferente manera, por ejemplo, una arenisca puede fallar por cizallamiento, mientras que una lutita puede deformarse plásticamente. La geomecánica utiliza para predecir el comportamiento mecánico de las rocas criterios de falla que representen el tensor de esfuerzos y la presión de poros que prevalece en el medio. Existen gran variedad de criterios de falla para las rocas, sin embargo, los que se aplican más a medios porosos como las rocas sedimentarias son los que se van a definir a continuación:

4.2.10.1 Criterio de falla de Mohr-Coulomb

Este es el criterio de falla más utilizado en la industria petrolera para los estudios de estabilidad de pozos. En este criterio se establece una relación entre la resistencia al cizallamiento, las fuerzas de contacto y la fricción. El criterio de Mohr-Coulomb se basa en que la resistencia al cizallamiento se incrementa linealmente con el esfuerzo efectivo promedio (Roca, 2017). Esta relación puede ser expresada con la siguiente ecuación:

$$\tau_n = \tau_0 + \sigma_n \tan \varphi \quad (32)$$

Donde, τ_n es la resistencia al corte del material, τ_0 es la cohesión o resistencia cohesiva, μ es la fricción interna definida como $\mu = \tan \varphi$, σ_n es el esfuerzo normal en el punto de falla y φ es el ángulo de fricción interna de la roca.

Los factores τ_0 y φ son los coeficientes de linealización y deben ser determinados experimentalmente. La expresión de linealización $\tau_n = \tau_0 + \sigma_n \tan \varphi$ es la llamada "Recta de Morh-Coulomb". La envolvente de falla ayuda a caracterizar la cohesión (τ_0) y el coeficiente de fricción interna de la roca (μ) (PDVSA, 2011).

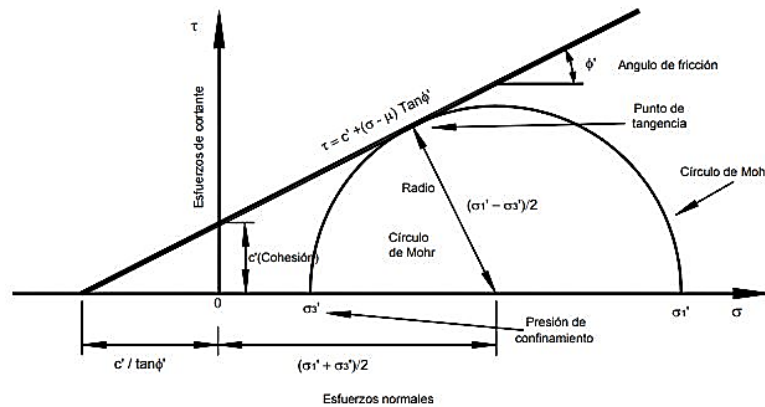


Figura 4.4 Criterio de falla de Mohr-Coulomb (Geotecnia web, 2018)

4.2.10.2 Criterio de falla de Mogi-Coulomb

Este criterio fue desarrollado tomando en cuenta que el esfuerzo intermedio también cuenta en los procesos de falla de las rocas. Se puede expresar como:

$$\tau_{oct} = a + b + \sigma_n \quad (33)$$

Donde, τ_{oct} es el esfuerzo octaedro, a y b son parámetros de resistencia de Coulomb y σ_n es el esfuerzo normal. El octaedro de esfuerzos de cizallamiento y los parámetros de resistencia de Coulomb se calculan mediante la siguiente expresión:

$$\tau_{oct} = \frac{1}{3} \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2} \quad (34)$$

$$a = \frac{2\sqrt{2}}{3} * C * \cos \varphi \quad (35)$$

$$b = \frac{2\sqrt{2}}{3} * \sin \varphi \quad (36)$$

4.2.11 Fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico es un tratamiento de estimulación ejecutado en forma rutinaria en los pozos de petróleo y gas de los yacimientos de baja permeabilidad. Fluidos con diseños técnicos especiales son bombeados a alta presión y alto régimen de bombeo en el intervalo a tratar, produciendo la apertura de una fractura. Las fracturas se extienden lejos del pozo, en direcciones opuestas, de acuerdo con los esfuerzos naturales presentes en la formación. El apuntalante, tal como los granos de arena de un tamaño determinado, se mezcla con el fluido de tratamiento para mantener la fractura abierta cuando concluye el tratamiento. El fracturamiento hidráulico genera una comunicación de alta conductividad con una extensa área de la formación y sortea cualquier daño que pudiera existir en la región vecina al pozo (Schlumberger, 2019).

4.2.11.1 Prueba de integridad de la formación

La prueba de integridad de la formación o también conocida como *formation integrity test* (FIT), es una prueba donde la formación se presuriza hasta alcanzar la máxima presión que ejercerá el fluido de perforación en estado dinámico, para terminar la etapa que se prueba. Esta prueba tiene como desventaja que no define la presión máxima que la formación soportará sin aceptar filtración o pérdida de fluido (López, et al., 2011).

4.2.11.2 Prueba de goteo

La prueba de goteo también conocida como *leak off test* (LOT) es una prueba que se desarrolla hasta el momento que la formación filtra fluido de perforación. El comportamiento de la gráfica comienza con una deformación lineal de la formación y al momento en que empieza a “filtrar” fluido de control, este comportamiento declina y se produce un cambio de pendiente, indicando que el “goteo” ha iniciado y es el momento de terminar la prueba. En la mayoría de los casos, el valor de presión determinado al momento de la declinación se considera como el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h). Esto sería cierto si la fractura empezara a propagarse de manera uniforme y la resistencia a la tensión de la roca fuese cero, sin embargo, en la mayoría de los casos, la presión de goteo es mayor que el esfuerzo horizontal mínimo debido que la mayoría de las formaciones, presentan cierta cantidad de resistencia a la tensión de la roca López, et al., (2011).

Esta prueba tiene como desventaja que en formaciones donde no existe fracturamiento natural, no se puede determinar la presión de fractura y la resistencia a la tensión de la roca, debido a que una vez que declina el comportamiento lineal se suspende la prueba.

4.2.11.3 Prueba de goteo extendida

La prueba de goteo extendida es en realidad una prueba de fracturamiento hidráulico, ya que la prueba se lleva a cabo hasta que la roca falla por tensión López, et al., (2011).

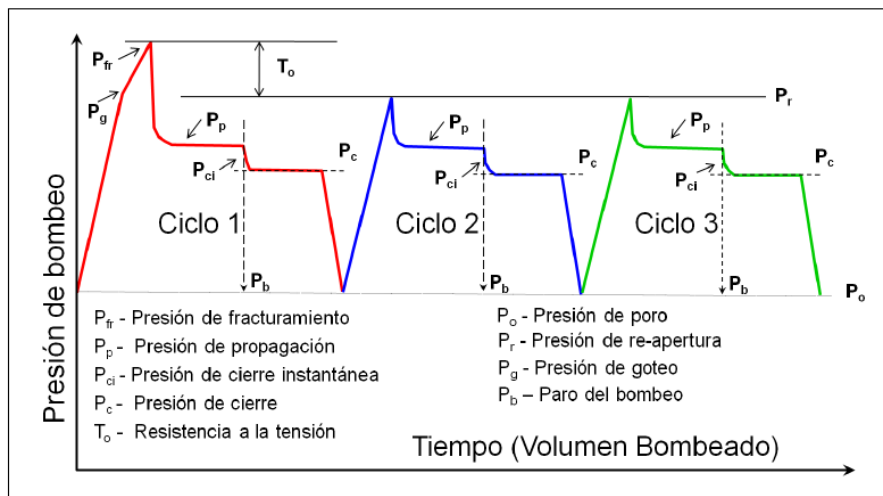


Figura 4.5 Prueba de goteo extendida de tres ciclos (López, et al., (2011)).

El valor del esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) se considera que es aproximadamente igual a la presión de cierre o a la presión de cierre instantánea, dependerá qué valor es menor y cuál de estas presiones se pueda definir de manera más precisa en la gráfica de la prueba de goteo extendida.

4.2.11.4 Gradiente de fractura

El gradiente de fractura es la presión necesaria para vencer la resistencia mecánica de la roca. La resistencia que opone una formación a ser fracturada depende de la cohesión de la roca y de los esfuerzos a los que esté sometida. El gradiente de fractura generalmente aumenta con la profundidad ya que la resistencia de la roca aumenta también con la profundidad (Zumaya, 2017).

4.2.11.5 Tipos de fluidos fracturantes

El incremento de la producción en muchos de los casos depende tipo de fluido inyectado en el fracturamiento hidráulico. Cada tipo de fluido tiene propiedades físicas y químicas diferentes existen fluidos base aceite y fluidos base agua.

Los fluidos base aceite son atractivos por ser naturalmente más viscosos que los fluidos en base agua, pero son caros para usarse y operacionalmente más difíciles de manejar, además de aumentar la preocupación con respecto a la salud del personal y el impacto ambiental (Navarro, 2017). Los tipos de fluidos fracturantes base aceite se describen a continuación:

- **Aceite crudo:** el aceite crudo ofrece una apropiada viscosidad de acarreo y control de filtrado, no causa daño a la formación y el flujo de retorno es incorporado a la producción. Su disponibilidad puede ser una desventaja si no se produce cerca del área donde se está fracturando. Por otro lado, tienen un severo impacto ambiental, transportan arena en bajas concentraciones y la conductividad de fractura que genera es baja.
- **Aceites refinados:** entre sus ventajas se tiene el bajo costo, disponibilidad y fácil remoción de la fractura. El avance tecnológico a permitido incorporar fluidos en base diesel o kerosina, los cuales brindan valores altos de viscosidad, lo que ayuda a transportar más arena y alcanzar geometrías de fractura más grandes en ancho y longitud dando como resultado una mayor conductividad.

Los fluidos en base agua son los más usados por su bajo costo, alto desempeño y manejo seguro y fácil. Posee excelentes propiedades para el transporte del apuntalante y control de filtrado, tienen disponibilidad en casi todas las áreas, su alta densidad permite reducir la potencia de fluido respecto a los fluidos en base aceite. Los tipos de fluidos de fracturamiento base agua se describen a continuación:

- **Agua de fracturamiento:** se compone principalmente por agua, un agente de control de arcillas y un reductor de fricción. Sus ventajas principales son: bajo costo, fácil de mezclar y posibilidad de reusar el agua. Sin embargo, las principales desventajas son: ancho de fractura estrecho, y el principal mecanismo de transporte de apuntalante es la velocidad por lo que este tipo de fluidos son bombeados a altas tasas.

- Geles lineales: Se componen de agua, un agente de control de arcilla y un agente geilificante, un bactericida para evitar la degradación del gel y rompedores para evitar al daño al apuntalante. Los geles lineales además de ser baratos presentan menores pérdidas de fluido y mejoran la viscosidad.
- Geles reticulados: poseen los mismos componentes de los geles lineales, pero, además contienen un reticulante que aumenta la viscosidad. El fluido permanece viscoso hasta que un agente de ruptura es introducido para romper el reticulado y eventualmente el polímero. Este fluido mejora considerablemente el desempeño del fracturamiento hidráulico. Una mayor viscosidad se traduce en un mayor ancho de fractura, concentraciones más altas de apuntalante, reduce la pérdida de fluido y la presión por fricción.

Existen otros tipos de fluidos fracturantes que se utilizan para formaciones geológicas con características especiales como: formaciones sensibles al agua u otro tipo de fluido, unidades carbonáticas, pozos con baja presión de fondo fluyendo, estos fluidos son: emulsiones, espumas, fluido energizado y ácidos (Navarro, 2017).

4.2.11.6 Agentes sustentantes o apuntalantes

Es un material sólido que es transportado por el fluido fracturante para ser colocado dentro de la fractura creada y así mantener abierta la fractura después de que el fluido fracturante se dejó de bombear y fue removido del yacimiento, con el fin de permitir que los fluidos del yacimiento fluyan por la fractura. A lo largo del tiempo, los agentes sustentantes han evolucionado, en un principio utilizaban cáscaras de nuez, después arenas naturales y esferas de alta resistencia, tal ha sido la evolución que ahora se utilizan arenas recubiertas con resina que aglutina la arena después de ser depositada en la fractura, hasta esferas hechas con bauxita o cerámica (Navarro, 2017).

4.2.11.7 Orientación de la fractura

La orientación de la fractura está íntimamente relacionada al estado original de esfuerzos in situ y al mecanismo que la genera, la orientación de la fractura debe cumplir que la grieta abierta y el ensanchamiento en una dirección requieren el mínimo esfuerzo, es por ello, que la orientación principal de la fractura se encuentra en la mayoría de los casos en un plano perpendicular al plano en el que actúa esfuerzo mínimo en el sistema.

CAPITULO V

INTELIGENCIA ARTIFICIAL Y REDES NEURONALES

5.1 Inteligencia artificial

La Inteligencia Artificial es una de las ramas de las ciencias de la computación que más interés ha despertado en la actualidad, debido a su enorme campo de aplicación. La búsqueda de mecanismos que nos ayuden a comprender la inteligencia y realizar modelos y simulaciones de estos, es algo que ha motivado a muchos científicos a elegir esta área de investigación (Ponce, et al., 2014).

La inteligencia artificial, se encarga del diseño y construcción de sistemas capaces de realizar tareas asociadas con la inteligencia humana. Sus aplicaciones van desde el reconocimiento en imágenes o videos de objetos y personas, hasta el habla y la traducción automática de textos, pasando por el diagnóstico y tratamiento de enfermedades y toma de decisiones. En términos genéricos, la inteligencia artificial se usa cuando una máquina es capaz de imitar las funciones cognitivas propias de la mente humana, como: creatividad, sensibilidad, aprendizaje, entendimiento, percepción del ambiente y uso del lenguaje (FCCyT, 2018).

5.2 Redes neuronales

Haykin (1998) describe una red neuronal como un procesador distribuido en paralelo de forma masiva con una propensión natural a almacenar conocimiento experimental y convertirlo en disponible para su uso. Asemaja al cerebro en dos aspectos: el conocimiento se adquiere por la red mediante un proceso de aprendizaje. Las fuerzas de conexión interneuronal, conocidas como ponderaciones sinápticas se utilizan para almacenar el conocimiento.

Las redes neuronales consisten de unidades de procesamiento que intercambian datos o información. Se utilizan para conocer patrones, incluyendo imágenes, manuscritos y secuencias de tiempo. Tienen capacidad de aprender y mejorar su funcionamiento (Matich, 2001).

Los modelos llamados redes neuronales están inspirados en una forma simplificada del funcionamiento de la neuronas. En la actualidad, las redes neuronales,

han sido muy exitosas en tareas de alta complejidad, como la identificación de imágenes y el reconocimiento del habla humana (FCCyT, 2018).

Las redes neuronales son un sistema computacional compuesto por un gran número de elementos simples, elementos de procesos muy interconectados, los cuales, procesan información por medio de su estado dinámico como respuesta a entradas externas (Matich, 2001).

5.2.1 Neuronas

Una neurona es una célula viva. En general, una neurona consta de un cuerpo celular más o menos esférico del que sale una rama principal denominada axón y varias ramas más cortas denominadas dendritas. En términos generales, las dendritas y el cuerpo celular reciben señales de entrada, el cuerpo celular las combina e integra y emite señales de salida. El axón transporta esas señales a sus terminales, lo cuales se encargan de distribuir la información a un nuevo conjunto de neuronas (Caicedo & López, 2017).

- **La Neurona biológica:** las señales que se encuentran en una neurona biológica son de naturaleza eléctrica y química. La señal generada por la neurona y transportada a lo largo del axón es eléctrica, mientras la señal que se transmite entre los terminales del axón de una neurona es de origen químico. Concretamente se realiza mediante neurotransmisores que fluyen a través de una región especial, llamada sinapsis que está localizada entre los terminales del axón y las dendritas de las siguientes neuronas (ver figura 5.1).
- **La Neurona artificial:** como en el caso de la neurona de la neurona biológica, la neurona artificial recibe entrada de estímulo que pueden provenir del sistema sensorial externo o de otras neuronas con las cuales posee conexión. En la figura 5.2 se propone un modelo de neuronas artificiales donde se define un vector de entradas $X = [X_1, X_2 \dots X_n]$. La información recibida por la neurona es modificada por el vector W de pesos sinápticos, cuyo papel es el de imitar la sinapsis existente entre las neuronas biológicas. El parámetro W_0 , se conoce como *bias*, sesgo o umbral de una neurona. Los diferentes valores que recibe la neurona modificados por los pesos sinápticos se suman para producir lo que se conoce como entrada neta. Luego pasa por el cuello del axón, por lo que se conoce como función de activación. La entrada neta se evalúa en esta función y luego se obtiene la salida de la red.

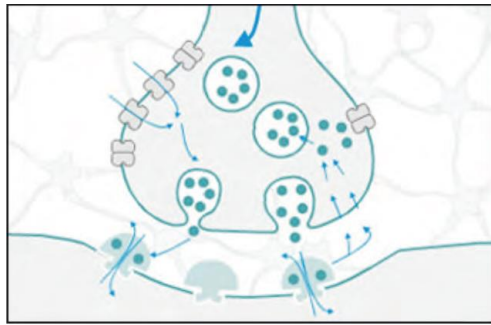


Figura 5.1 Neurona biológica y neurotransmisores en una sinapsis (Caicedo y López, 2017)

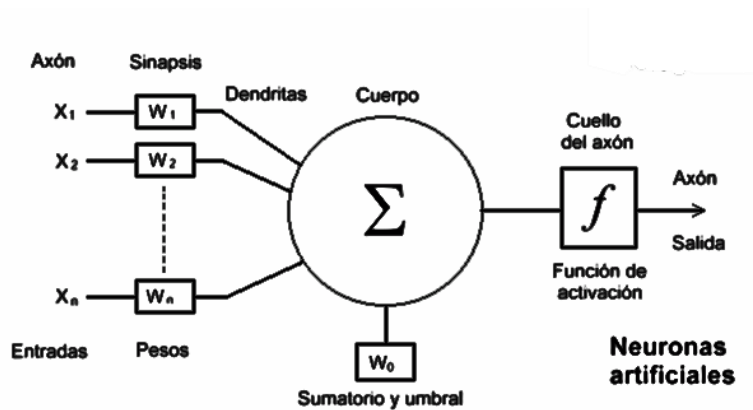


Figura 5.2 Modelo de neurona artificial (Caparrini, 2020)

5.2.2 Elementos que componen una red neuronal

La red neuronal está constituida por neuronas interconectas y arregladas en tres capas principalmente. Los datos ingresan por medio de la capa de entrada, pasan a través de la capa oculta y salen por la capa de salida. Cabe destacar que la capa de oculta puede estar constituida por varias capas (ver figura 5.3) (Matich, 2001).

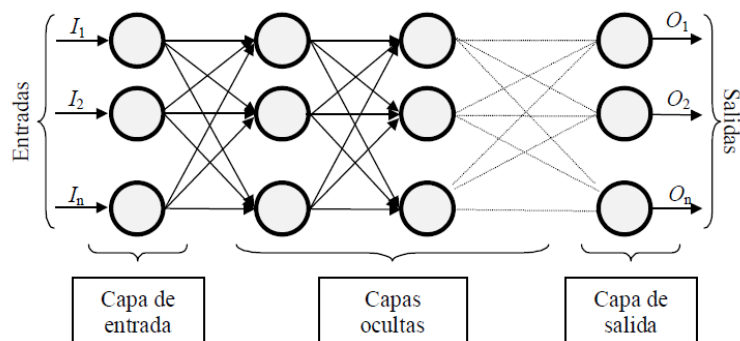


Figura 5.3 Elementos básicos de una red neuronal (Matich, 2001)

- **Capa de entrada:** contiene los predictores.

- **Capa oculta:** contiene nodos o unidades no observables. El valor de cada unidad oculta es una función de predictores; la forma exacta de la función depende, por un lado, del tipo de red y, por otro lado, de especificaciones controlables por el usuario.
- **Capa de salida:** contiene las respuestas. Cada unidad de salida es una función de las entradas ocultas. Nuevamente, la forma de la función depende, por un lado, del tipo de red y, por otro lado, de especificaciones controlables por el usuario (IBM, 2011).

5.2.3 Funciones de activación

La función de actuación calcula el estado de actividad de una neurona; transformando la entrada global en un valor o estado de activación, cuyo rango normalmente va de 0 a 1 o de -1 a 1. La función de activación es una función de entrada global (gin) menos el umbral (Θ) (Matich, 2001). Las funciones de activación más comúnmente utilizadas se detallan a continuación: (ver figura 5.4)

- **Función lineal:** los valores de salida obtenidos por medio de esta función de activación serán: $a \cdot (\text{gin} - \Theta)$, cuando el argumento de $(\text{gin} - \Theta)$ esté por comprendido dentro del rango $(-1/a, 1/a)$. Por encima o por debajo de esta zona se fija la salida en 1 o -1, respectivamente. Cuando $a=1$ la salida es igual a la entrada.

$$f(x) = \begin{cases} -1 & x \leq -1/a \\ a * x & -1/a < x < 1/a \\ 1 & x \geq 1/a \end{cases} \text{ con } x = \text{gin} - \Theta, \text{ y } a > 0$$

- **Función sigmoidea:** Los valores de salida que proporciona esta función están comprendidos dentro de un rango que va de 0 a 1. Al modificar el valor de g se ve afectada la pendiente de la función.

$$f(x) = \frac{1}{1+e^{-gx}} \text{ con } x = \text{gin} - \Theta$$

- **Función tangente hiperbólica:** los valores de salida de la función Tangente hiperbólica están comprendidos dentro de un rango que va de -1 a 1. Al modificar el valor de g se ve afectada la pendiente de la función de activación

$$f(x) = \frac{e^{gx} - e^{-gx}}{e^{gx} + e^{-gx}} \text{ con } x = \text{gin} - \Theta$$

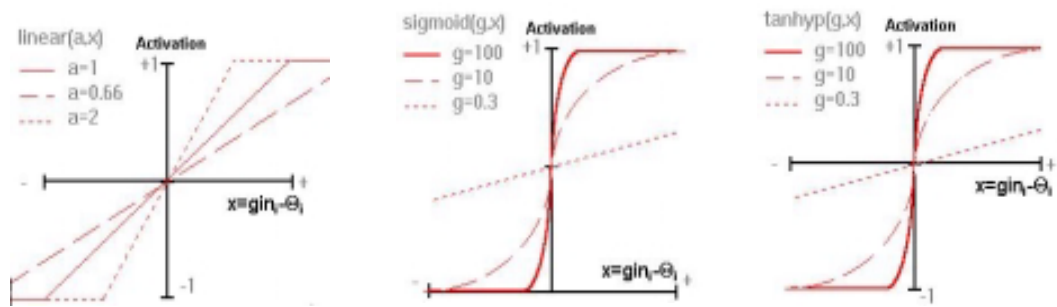


Figura 5.4 Funciones de activación (a: linear, b: sigmoidea, c: tangente hiperbólica) (Matich, 2001)

5.2.4 Arquitectura de las redes neuronales

La arquitectura de una red neuronal consiste en la organización y disposición de las neuronas en la misma, formando capas o agrupaciones de neuronas más a menos alejadas de la entrada y salida de dicha red. En este sentido, los parámetros fundamentales de la red son: el número de capas, el número de neuronas por capa, el grado de conectividad y el tipo de conexiones entre las neuronas (Matich, 2001).

Según Hilera & Martínez (1995), las redes neuronales pueden clasificarse de acuerdo a cuatro criterios básicos: la naturaleza de las señales de entrada y salida, la topología de la red, el mecanismo de aprendizaje que utilizan y el tipo de asociación de las señales de la red

5.2.5 Redes neuronales según la naturaleza de los datos

De acuerdo con la naturaleza de las señales de entrada y de salida, es decir el tipo de dato que son capaces de procesar, las redes neuronales se pueden clasificar en analógicas, discretas (generalmente binarias) e híbridas (Hilera y Martínez, 1995). Se describen a continuación:

- Las redes continuas procesan datos de entrada de naturaleza analógica, los cuales son valores reales continuos, que comúnmente estarán normalizados y acotados en el intervalo $[-1,1]$ o en el $[0,1]$, para dar respuestas también continuas. Las redes analógicas suelen presentar funciones de activación continuas, habitualmente lineales o sigmoideas. Entre esta categoría destacan las redes de entrenamiento Backpropagation, la red continua de Hopfield, la de Contra

propagación, la de Memoria Lineal Asociativa, la red tipo Brain-State-in-Box, y las redes de aprendizaje competitivo, como los modelos de Kohonen (mapas autoorganizados o S.O.M.) y la red tipo L.V.Q. (Learning Vector Quantizer).

- Las redes discretas o binarias procesan datos de naturaleza discreta, habitualmente valores lógicos booleanos, en un intervalo $\{0,1\}$, para acabar emitiendo una respuesta discreta, en este caso, las funciones de activación de las neuronas serán del tipo escalón. Entre las redes binarias destacan la Máquina de Boltzman, la Máquina de Cauchy, la red discreta de Hopfield, el Cognitrón y el Neogognitrón.
- Las redes híbridas procesan entradas analógicas para dar respuestas binarias. Dentro de este tipo de modelos destacan el Perceptrón, la red Adaline y la Madaline.

5.2.6 Redes neuronales según su topología

La topología o arquitectura de una red neuronal es la forma en que se organizan y disponen las neuronas en la red formando capas o agrupaciones de neuronas (Hilera y Martínez, 1995).

En una clasificación en términos topológicos las primeras distinciones a establecer son respecto al número de capas de la red, diferenciando entre las redes monocapa y multicapa (2, 3, etc.) y el patrón de conexiones que presenta, distinguiendo entre unidireccionales o recurrentes (Ramírez C. , 2014).

5.2.6.1 Redes monocapa

En las redes monocapa se establecen conexiones entre las neuronas que pertenecen a la única capa que constituye la red. Las redes monocapa se utilizan generalmente en tareas relacionadas con lo que se conoce como auto-asociación (regenerar información de entrada que se presenta a la red de forma incompleta o distorsionada) (Matich, 2001).

5.2.6.2 Redes multicapa

Las redes multicapa son aquellas que disponen de un conjunto de neuronas agrupadas en varios niveles o capas. En estos casos una forma para distinguir la capa a la

que pertenece una neurona consistiría en fijarse en el origen de las señales que recibe a la entrada y el destino de la salida. Normalmente, todas las neuronas de una capa reciben señales de entrada de otra capa anterior y envían señales de salida a una capa posterior. A estas conexiones se las denomina conexiones hacia adelante o *feedforward* (Matich, 2001).

5.2.6.3 Redes *FeedForward*

En este tipo de red neuronal artificial, la información fluye en un único sentido desde las neuronas de entrada a la capa o capas de procesamiento, para los casos de redes monocapa y multicapa, respectivamente; hasta llegar a la capa de salida de la red neuronal (Caicedo & López, 2017).

5.2.6.4 Redes de propagación hacia atrás (*backpropagation*)

El nombre de *backpropagation* resulta de la forma en que el error es propagado hacia atrás a través de la red neuronal, en otras palabras, el error se propaga hacia atrás desde la capa de salida. Esto permite que los pesos sobre las conexiones de las neuronas ubicadas en las capas ocultas cambien durante el entrenamiento. El cambio de los pesos en las conexiones de las neuronas además de influir sobre la entrada global influye en la activación y por consiguiente en la salida de una neurona. Por lo tanto, es de gran utilidad considerar las variaciones de la función activación al modificarse el valor de los pesos. Esto se llama sensibilidad de la función de activación, de acuerdo con el cambio de los pesos (Matich, 2001).

5.2.7 Redes neuronales según su mecanismo de aprendizaje

Se ha visto que los datos de entrada se procesan a través de la red neuronal con el propósito de lograr una salida. Una red neuronal debe aprender a calcular la salida correcta para cada arreglo o vector de entrada. Este proceso de aprendizaje se denomina: proceso de entrenamiento o acondicionamiento. El conjunto de datos sobre el cual este proceso se basa es por ende llamado conjunto de datos de entrenamiento. En otras palabras, el aprendizaje es el proceso por el cual una red neuronal modifica sus pesos en

respuesta a una información de entrada (Matich, 2001). Existen diferentes mecanismos de aprendizaje que se describen a continuación:

- **Aprendizaje supervisado:** Requieren la presencia de un tutor externo y una serie de patrones de aprendizaje. El tutor conoce el vector de respuesta correcto ante cada vector de entradas y, con la respuesta real de la red, genera un vector de error, que retroalimenta a ésta. La red, con base en el vector de error, actualiza los pesos de sus interconexiones de manera que el error tienda a desaparecer. Con un número suficiente de sesiones de entrenamiento, la red converge, produciendo las respuestas deseadas. Este tipo de aprendizaje es aplicado tanto en el perceptrón como en la de Adaline
- **Aprendizaje no supervisado:** utiliza datos de entrenamiento no etiquetados previamente y no necesita un tutor externo. Los datos son presentados simplemente a la red, que de acuerdo con ellos configura cúmulos internos que comprimen los datos de entrada en cierto número de categorías de clasificación. Este tipo de aprendizaje es aplicado en las redes de Kohonen (Rosano, 1998).

5.2.8 Redes neuronales según el tipo de asociación de señales de entrada y salida

Los mecanismos de asociación dan lugar a una nueva clasificación de las redes neuronales (Ramírez C. , 2014) (ver Tabla 2.1)

Una red heteroasociativa podría considerarse aquella que calcula cierta función, que en la mayoría de los casos no podrá expresarse analíticamente, entre un conjunto de entradas y un conjunto de salidas, correspondiendo a cada posible entrada una determinada salida. Por otra parte, la red autoasociativa tiene como principal misión reconstruir una determinada información de entrada que se presenta incompleta o distorsionada (asocia el dato almacenado más parecido) (Hilera y Martínez, 1995).

Redes Heteroasociativas		Redes Autoasociativas
Perceptron	Linear Associative Memory	Brain-State-in-a-box
Adeline/Madeline	Optimal Linear Associative Memory	Hopfield
Backpropagation	Drive-Reinforcement	Optimal Linear Associative Memory
Linear Reward Penalty	Fuzzy Associative Memory	Additive Grossberg
Associative Reward Penalty	Counter propagation	Shutting Grossberg
Adaptive Heuristic Critic	Bidirectional Associate Memory (BAM)	Self-Organizing Feature Map (SOFM)
Boltzmann Machine	Adaptive BAM	
Cauchy Machine	Cognition/Noncognition	
Learning Matrix	Learning Vector Quantizer	
Temporal Associative Memory	Adaptative Resonance Theory	

Tabla 5.1 Clasificación de redes neuronales según el tipo de asociación de entrada y salida
(Ramírez C. , 2014)

5.2.9 Funciones de entrenamiento

El aprendizaje es un proceso fundamental de las redes neuronales artificiales y de forma general, consiste en el ajuste de todos los parámetros de la red, en base a la actividad para la que se quiera utilizar. Partiendo de un conjunto de pesos aleatorios, el aprendizaje busca un conjunto de pesos que permita a la red neuronal desarrollar una tarea determinada. El aprendizaje es un proceso iterativo, en el que la red, va refinando sus parámetros, para alcanzar el objetivo de la aplicación concreta que se intenta abordar (Ramírez J. , 2017).

5.2.9.1 Algoritmo de gradiente descendiente

El algoritmo de gradiente descendiente es uno de los más utilizados en el estado de la técnica. Si se define $E(w)$, como la función de error en función de los pesos (w) de la red, el aprendizaje busca un mínimo global de esta función de error. De forma iterativa, se puede expresar como que, dados los pesos de la red $w(0)$ para el instante $n = 0$, se calcula la dirección de mayor variación de la función de error, que viene dada por el gradiente $-E(w)$ (Ramírez J. , 2017). Posteriormente, se actualizan los pesos, en los del sentido contrario a los de la variación de la función de error:

$$w(n + 1) = w(n) - \alpha \cdot \Delta E(w)$$

5.2.9.2 Algoritmo Levenberg-Marquardt

El algoritmo de Levenberg-Marquardt es una modificación del método de Newton, que elimina el cálculo de la matriz Hessiana. La actualización de los pesos sigue la expresión

$$w(n) = w(n - 1) + \alpha(n) \cdot d(n)$$

Al mismo tiempo, la magnitud del cambio de los pesos viene dada por la expresión:

$$\Delta w(n) = w(n - 1) + \alpha(n) \cdot d(n)$$

Si $M(w)=I$, se convierte en el algoritmo de gradiente descendente

Si $M(w)=H^{-1}(w)$, se tiene el método de Newton.

En comparación con los algoritmos de gradiente descendente, el algoritmo de Levenberg-Marquardt requiere un mayor esfuerzo computacional, pero su convergencia es más rápida (Ramírez J. , 2017).

5.2.9.3 Algoritmo Quasi-Newton

Puede que la dirección del gradiente no sea la que más rápido converja en el mínimo de la función del error. De esta manera, existen modelos que actualizan sus pesos en base a la expresión:

$$w(n) = w(n - 1) + \alpha(n) \cdot d(n)$$

Donde, $d(n)$, indica la dirección de búsqueda de la iteración n .

El método de Newton puede que no converja (si el punto inicial no está suficientemente cerca del óptimo), pero si lo hace su rapidez es del orden de diez a cien veces superior a la del gradiente descendente.

CAPITULO VI

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se presenta el flujo de trabajo utilizado en la investigación para elaborar un modelo geomecánico. 1.- la caracterización de las propiedades mecánicas del medio (módulo de corte, coeficiente de Poisson, módulo volumétrico, constante de Biot, módulo de Young, resistencia a la compresión uniaxial, resistencia a la tensión y ángulo de fricción interna) y 2.- la determinación del tensor de esfuerzos que actúan en la columna estratigráfica (presión hidrostática, presión de poros, esfuerzo de sobrecarga y esfuerzos horizontales mínimos y máximos). Todos los datos que se obtienen a través del modelo geomecánico son claves para la optimización del fracturamiento hidráulico en un pozo o en un campo. Se utilizó como ejemplo para la metodología y generación del modelo geomecánico un pozo nominal, denominado pozo 1 ya que contaba con los registros necesarios para su cálculo. Además, se tenían los datos de ensayos geomecánicos de laboratorio que sirvieron para ajustar las curvas obtenidas con correlaciones empíricas.

Por otro lado, se muestra también la metodología utilizada para el diseño de las redes neuronales, que para este estudio permitieron estimar el registro de onda corte (DTS) y los esfuerzos horizontales. En la figura 6.1 se muestra gráficamente el flujo de trabajo para la determinación de un modelo geomecánico acoplado con RNs.

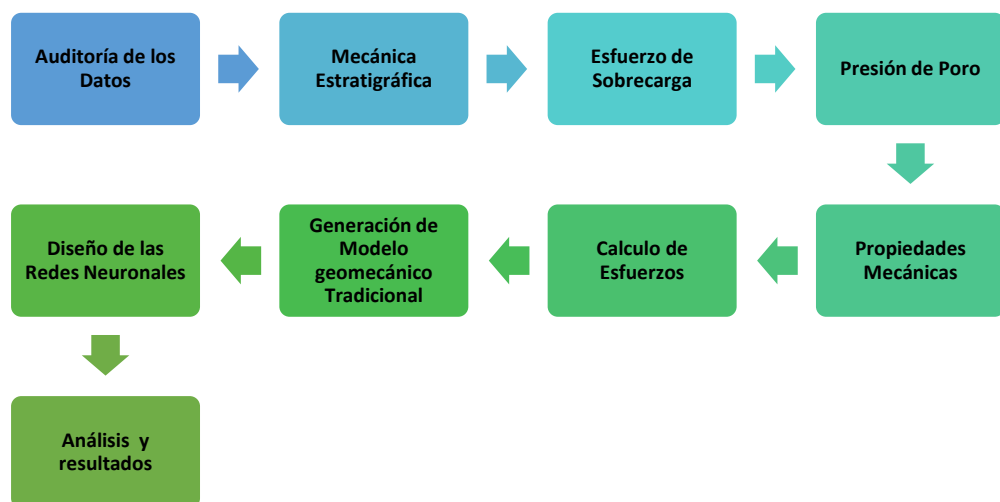


Figura 6.1 Metodología de la investigación

6.1 Auditoría de los datos

La auditoría de los datos es el punto de partida para la ejecución de un modelo geomecánico, en ella se realiza la revisión, integración y validación de todos los datos disponibles de los pozos en estudio. Esta fase consiste en localizar y evaluar los datos disponibles, que sirven como datos de entrada para la construcción del modelo geomecánico.

En esta etapa inicial, se recopilan los datos de pozos del área de estudio, que incluyen, coordenadas, desviaciones, registros y de ser posibles cimbras formacionales. Posteriormente, estos datos son organizados en una base de datos, los registros básicos para la generación de un modelo geomecánico son Gamma Ray (GR), registros de densidad (RHOB), sísmico (DTC y DTS) y densidad neutrón (NPHI). Se utilizó un set de 11 pozos (ver tabla 5.1), de los cuales tres de ellos no poseían el registro sísmico de onda de corte (DTS) (ver tabla 5.2), la profundidad de la lectura de los registros varía en todos los pozos y va desde los 800 m hasta los 2100 metros de profundidad aproximadamente.

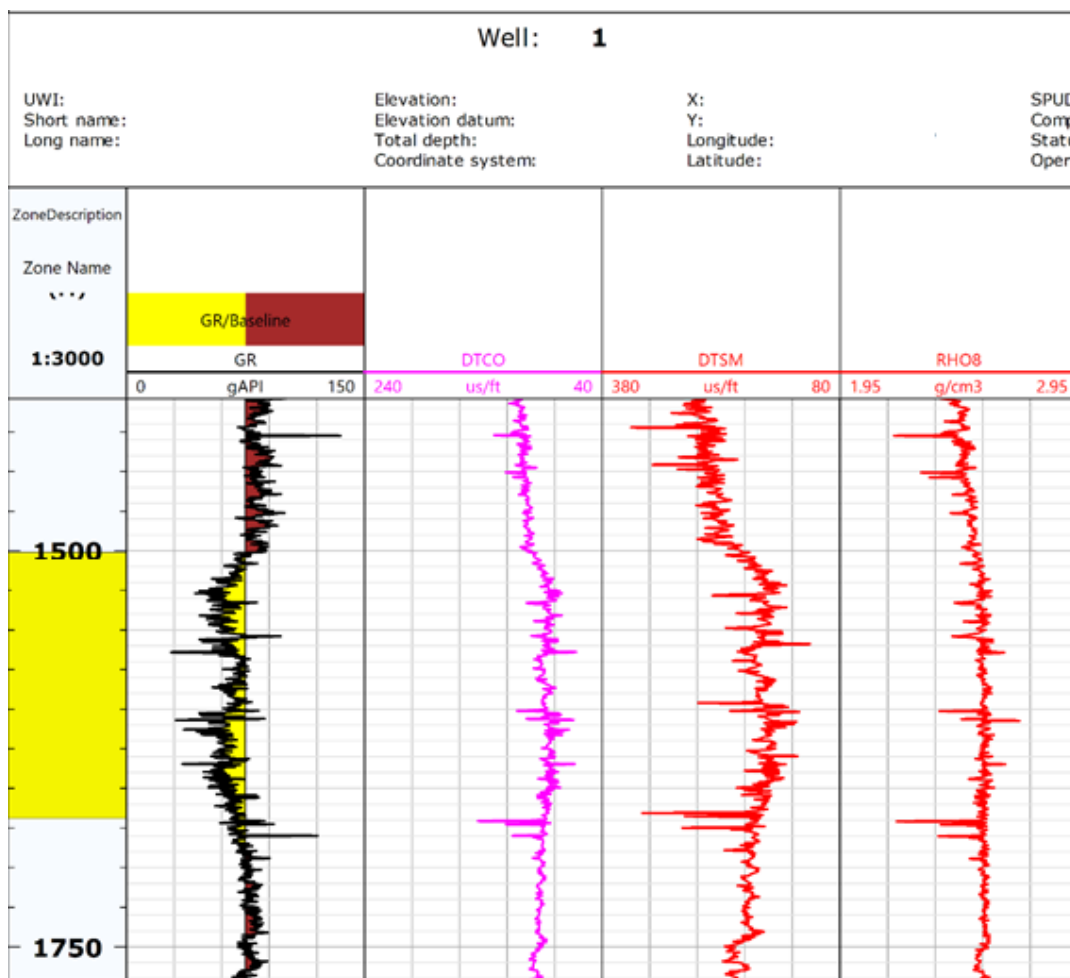


Figura 6.2 Registros geofísicos del pozo 1

La figura 6.2 muestra los registros de entrada utilizados para la realización del modelo geomecánico. Los registros están a partir de los 800m de profundidad hasta los 2100m con los que se abarca la formación objetivo. los datos de entrada fueron: registro de rayos gamma (GR), onda compresional (DTC), onda de corte (DTS) y registro de densidad (RHOB). Luego de la revisión de los datos se concluyó que todos tenían un comportamiento regular, por lo que no mostraban datos fueran de rango o inconsistencias, por tanto, se validaron y se comenzó a realizar el modelo geomecánico con ellos.

6.2 Mecánica estratigráfica

Una descripción litológica de la formación es el punto de partida de un flujo de trabajo para un modelo geomecánico 1D. Las propiedades mecánicas de las areniscas en comparación con las lutitas difieren significativamente. Por lo tanto, al clasificar las rocas de acuerdo con su estratigrafía mecánica, se hace posible aplicar diferentes correlaciones empíricas para diferentes facies, con la finalidad de estimar mejor sus propiedades mecánicas y parámetros geomecánicos.

Siguiendo lo anterior en el pozo 1, se determinó la mecánica estratigráfica a través del registro de Rayos Gamma, utilizando 75 GAPI como límite para separar las arcillas de las arenas. Es importante destacar, que las rocas con mayor contenido de arcilla se encuentran de los 1400-1500 y de los 1680-1780 metros de profundidad. Por otro lado, las arenas se encuentran principalmente entre los 1500 y 1680 metros de profundidad aproximadamente y corresponden a las rocas de la Formación objetivo (ver figura 6.3).

La mecánica estratigráfica se realizó en todos los pozos, para separar las rocas que poseen propiedades similares, de este modo, utilizar ecuaciones empíricas para cada una de ellas. Por ejemplo, en el caso de la determinación de las propiedades de resistencia de la roca, no se comporta igual una lutita que una arenisca, lo que hace la estratigrafía mecánica es formar dos grupos uno para las lutitas y otro para las areniscas, con la finalidad de poder utilizar las relaciones empíricas para cada tipo roca.

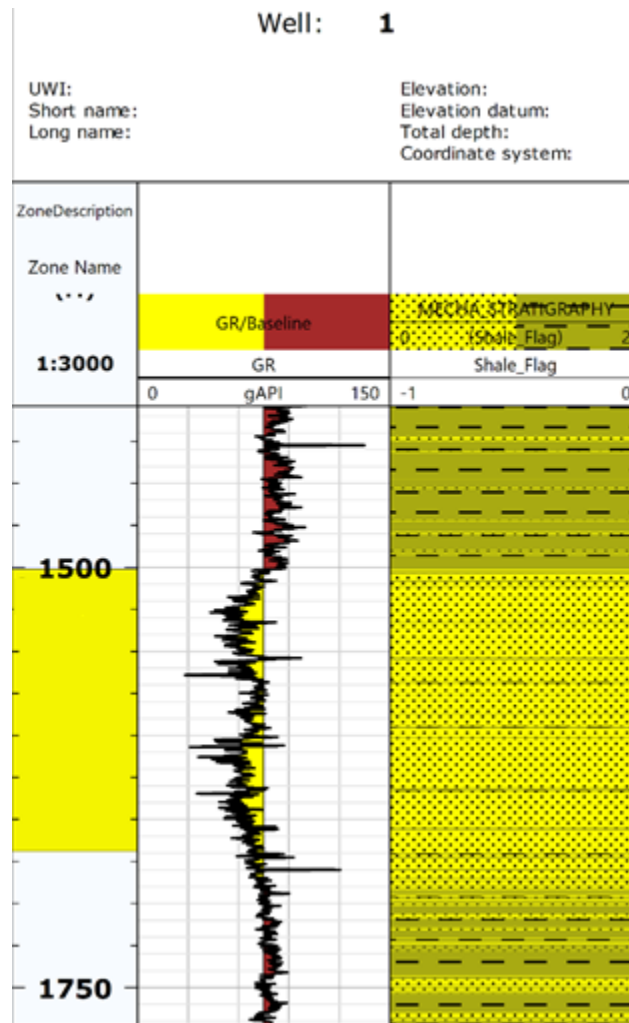


Figura 6.3 Mecánica estratigráfica Pozo 1

6.3 Esfuerzo vertical o de sobrecarga

El esfuerzo vertical que se aplica sobre un cubo de roca es igual al peso de la columna de material que se encuentra verticalmente sobre él y, por esa razón, se denomina sobrecarga. El esfuerzo de sobrecarga a cualquier profundidad dada es la presión ejercida por el peso de los sedimentos suprayacentes. Es importante destacar que, en un entorno marino, la profundidad y la densidad del agua también son muy importantes en el cálculo.

Cuando las mediciones directas de densidad no están disponibles o no comienzan desde la superficie, a menudo se utiliza una relación y extrapolación de la compactación basada en datos de densidad regional.

En este caso, para el pozo 1 se utilizó el método de extrapolación para la obtención del esfuerzo de sobrecarga, primero la extrapolación y mejor ajuste de la densidad. Con la densidad extrapolada ya resuelta se procedió a calcular el esfuerzo de sobrecarga del

pozo 1, en el cual se obtuvo valores máximos de 39 MPa aproximadamente para la zona más profunda, con lo que se puede inferir que el gradiente de sobrecarga tiene un valor aproximado de 0,0223MPa/m. Los valores de sobrecarga al nivel de la Formación objetivo están en el orden de 32 a 36 MPa. (ver figura 6.4).

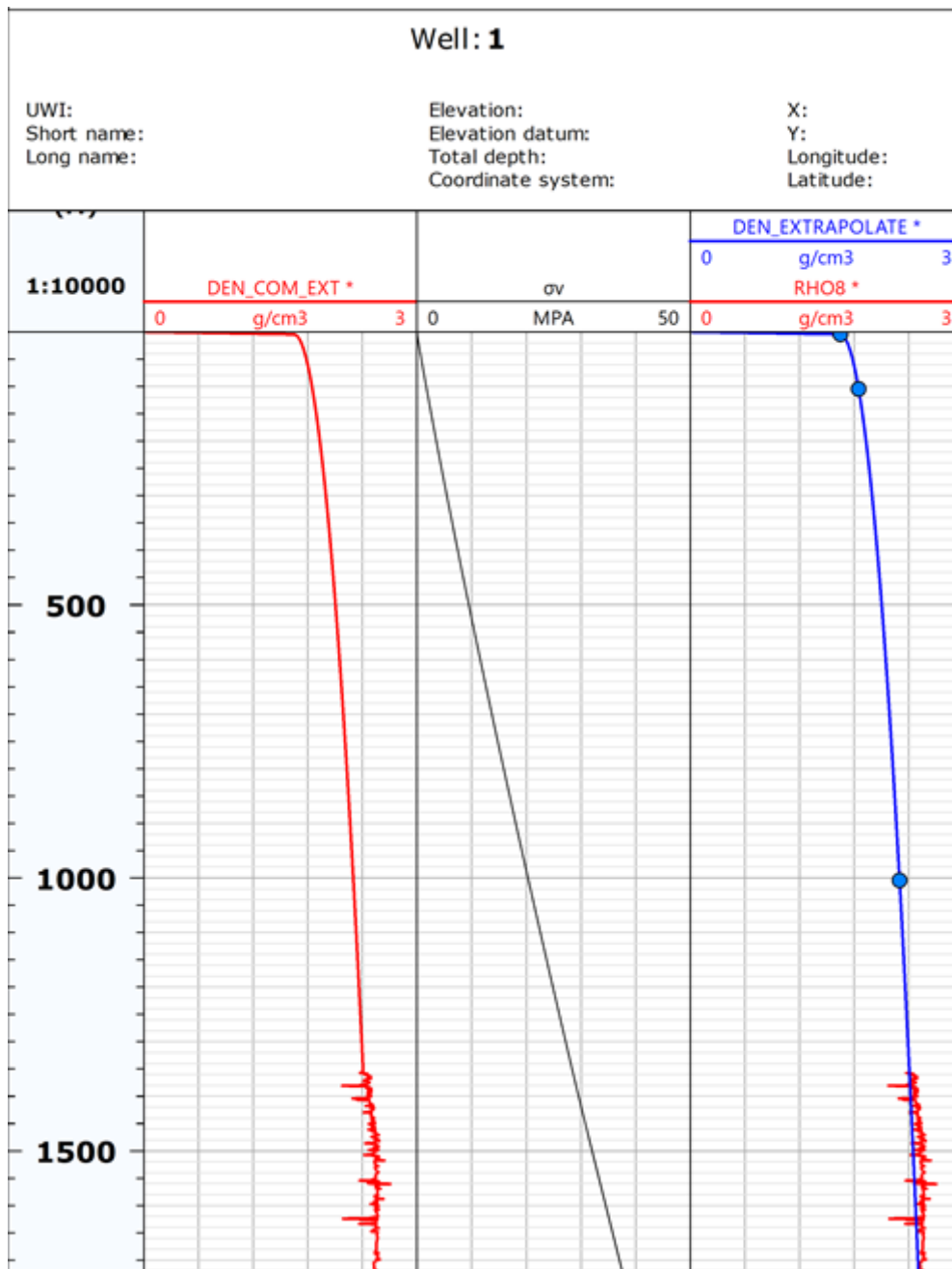


Figura 6.4 Densidad extrapolada y esfuerzo de sobrecarga del Pozo 1

6.4 Presión hidrostática y presión de poro

El cálculo de las presiones de poro es una de las entradas clave para la generación de un modelo geomecánico. Hay una variedad de métodos disponibles para calcular la

presión de poro en las rocas que componen un pozo, se basan en registros sónicos o de resistividad.

Para el pozo 1 se estimó la presión hidrostática con un gradiente de 0.43 psi/ft o 0.009 MPa/m aproximadamente. Para la determinación de la presión de poro se utilizó el método de Eaton, utilizando un exponente de 3 y un factor de 1, en la figura 6.5 se observa el comportamiento de la presión de poro, del cual se puede inferir que la presión de poros tiene un comportamiento normal en este pozo, no se consiguieron intervalos de presiones anormales o subnormales, en el intervalo estudiado, la presión de poro tiene un valor mínimo de 13.77 MPa y un valor Máximo 17.53 MPa. En el intervalo objetivo, la presión de poro varía entre 14 y 16 MPa aproximadamente.

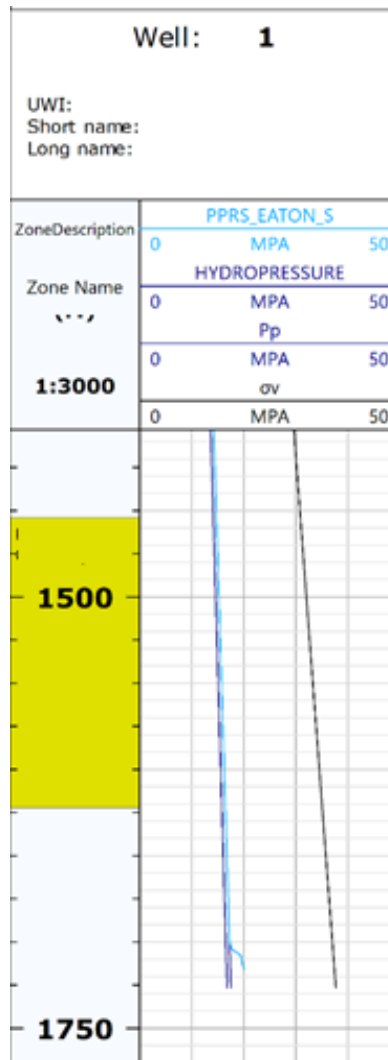


Figura 6.5 Presión de poro Pozo 1

6.5 Gradiente de fractura

El gradiente de fractura se estimó a través de la presión de poro y el esfuerzo de sobrecarga, en la presente investigación se decidió utilizar el método de Eaton ya que es uno de los más usados tanto para pozos continentales como marinos alrededor del mundo, (ver figura 6.5). El gradiente de fractura en el intervalo estudiado está en el orden de 0.015 MPa/m

6.6 Propiedades elásticas de la roca

Las propiedades elásticas de la roca representan datos de entrada básicos para estimar la resistencia de la roca y los esfuerzos in situ. Se puede refinar estas estimaciones y calibrarlas con información disponible de ensayos de laboratorio estáticos.

Las propiedades elásticas incluyen la relación de Poisson, el módulo de Young, el módulo de corte, el módulo volumétrico y el coeficiente de Biot. Estos módulos están relacionados con las velocidades de ondas sínicas y el registro de densidad.

Los módulos elásticos calculados a partir de los registros se denominan dinámicos porque las mediciones sínicas se realizan a altas frecuencias. Sin embargo, existen relaciones empíricas para calcular los módulos elásticos estáticos a partir de valores dinámicos.

En la figura 6.6 se muestran los módulos elásticos de las rocas pertenecientes al pozo 1. El módulo de Young estático fue calculado con relaciones empíricas diferentes para lutitas y areniscas utilizando los grupos generados por la mecánica estratigráfica. Para las lutitas se utilizó la correlación de Plumb Bradford y para areniscas se usó la correlación de John Fuller, el resultado de estas dos curvas fue combinado para generar una sola curva compuesta por el módulo de Young estático tanto para lutitas como para areniscas y es la curva que se observa en el primer carril de la figura 6.6.

Los datos de ensayos geomecánicos de núcleos del pozo 1 permitieron obtener datos de coeficiente de Poisson estático, en el carril 2 de la figura 6.6, se muestran los datos de laboratorio como puntos rojos, los cuales sirvieron como datos duros para ajustar la curva del coeficiente de Poisson estático. Se puede notar, que calibran muy bien los datos obtenidos en laboratorio con la curva estática determinada a través de correlaciones empíricas.

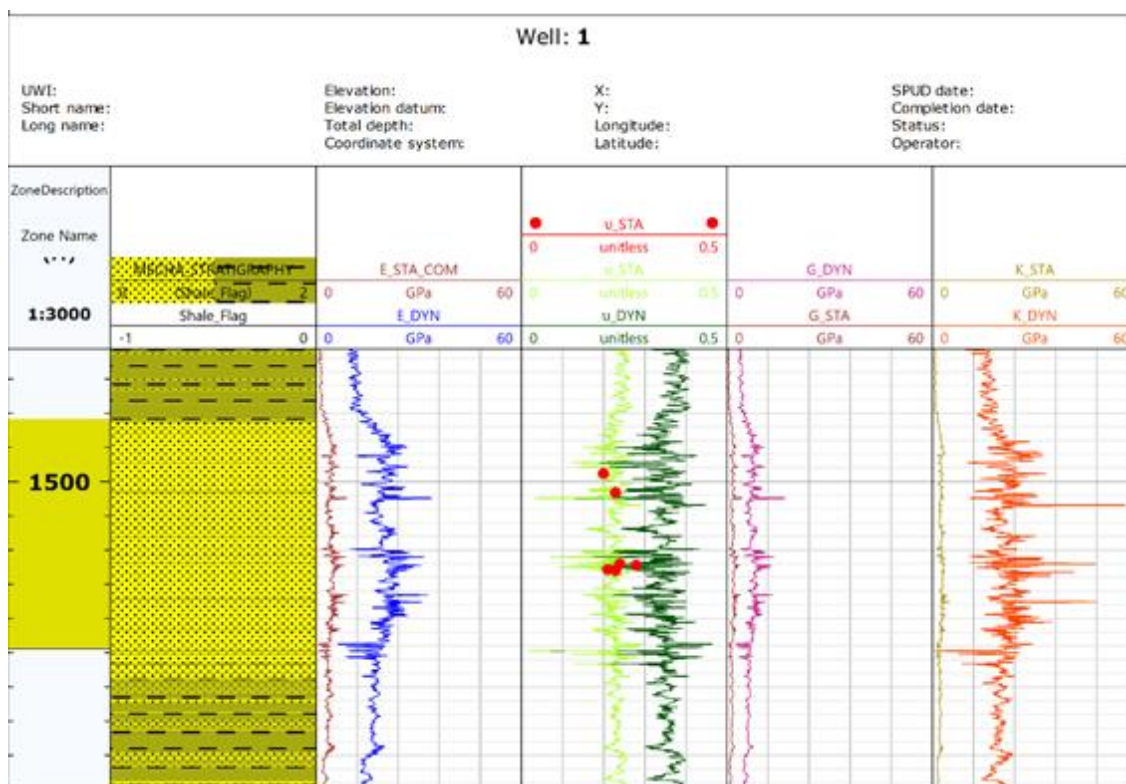


Figura 6.6 Propiedades elásticas de la roca Pozo 1

Como se puede observar, en la figura 6.6 de las propiedades elásticas del pozo 1, los módulos elásticos dinámicos tienen mayor magnitud en comparación con los módulos estáticos. Por otro lado, todos los módulos elásticos en el intervalo de interés desde los 1500 m hasta los 1670 m de profundidad tienen gran variación, esto indica una gran heterogeneidad en la composición litológica del intervalo perteneciente a las areniscas de la Formación objetivo. Por su parte, los módulos elásticos de las lutitas varían en menos proporción lo que se puede inferir que estas tienen una composición más homogénea.

6.7 Propiedades de resistencia de la roca

La resistencia de la roca hace referencia a la capacidad de la roca para resistir el tensor de esfuerzos in situ alrededor del pozo. La resistencia a la compresión uniaxial (UCS) es uno de los parámetros de resistencia de roca más utilizados. Se utiliza principalmente para determinar la falla del pozo durante la perforación.

La resistencia a la compresión uniaxial o UCS generalmente se calcula a partir de mediciones de registro. Las pruebas de compresión uniaxial o las pruebas de compresión triaxiales de etapas múltiples en el núcleo proporcionan un método para la calibración

puntual del registro continuo. Existen varias ecuaciones empíricas para calcular UCS a partir de datos de registro. La mayoría usa módulos elásticos de roca (módulo de Young, módulo de corte), porosidad u otras propiedades de formación.

El ángulo de fricción interna es el ángulo de una pendiente con respecto a la horizontal, cuando un cuerpo colocado en dicha pendiente apenas comienza a deslizarse. El ángulo de fricción interna (Hosrud, 2001) se puede determinar mediante pruebas de laboratorio y por relaciones empíricas. El valor típico del ángulo de fricción es de 20 ~ 25 grados para rocas arcillosas y 35 ~ 40 grados para para areniscas.

La resistencia a la tensión corresponde a la capacidad de la roca para soportar fallas por tracción. Cuando los materiales rocosos fallan en la tensión, lo hacen de manera repentina y frágil con magnitudes de tensión de solo 1/12 a 1/8 de su UCS.

En esta investigación para el cálculo de UCS se utilizó la correlación Hosrud (2001), la cual es válida para lutitas terciarias en un alto rango de porosidades. En otro sentido, el UCS para las areniscas se determinó a través de la correlación de McNally (1987), la cual es válida para areniscas consolidadas con todos los rangos de porosidad. con el resultado de estas dos curvas el UCS fue combinado a partir de la estratigrafía mecánica para generar una sola curva compuesta de la resistencia a la compresión uniaxial tanto para lutitas como para areniscas y es la curva que se puede observar en el segundo carril de la figura 6.7.

En la figura 6.7 se muestran los resultados obtenidos de las propiedades de la resistencia de la roca para el pozo 1. El UCS y la resistencia a la tensión tienen un comportamiento muy parecido, en el intervalo arcilloso poseen un valor bajo y al entrar en el cambio de propiedades a rocas más arenosas pertenecientes a la Formación objetivo el valor aumenta drásticamente. Para el ángulo de fricción interna los valores se mantienen para el intervalo arcilloso en 26° y el intervalo más arenoso aumenta aproximadamente a 32°. Observando el coeficiente de Biot, se puede decir que para el intervalo arenoso correspondiente a la formación objetivo tiene un valor aproximado de 0.8 y para los intervalos lutíticos de 0.96.

Los valores de resistencia a la tensión obtenidos de ensayos de laboratorio sobre núcleo se muestran representados como círculos rojos en el segundo carril de la figura 6.7, donde se puede observar que ajusta muy bien con la curva obtenida a partir de correlaciones empíricas. Para los intervalos lutíticos se obtuvo un valor mínimo de 0.85 MPa, por otro lado, para los intervalos arenosos pertenecientes a la formación objetivo se

obtuvieron valores máximos de 16.67 MPa para la resistencia a la tensión. La resistencia a la compresión uniaxial UCS en el intervalo de la Formación Objetivo tiene una media de 50.99 MPa, obteniendo un valor máximo de 133 MPa.

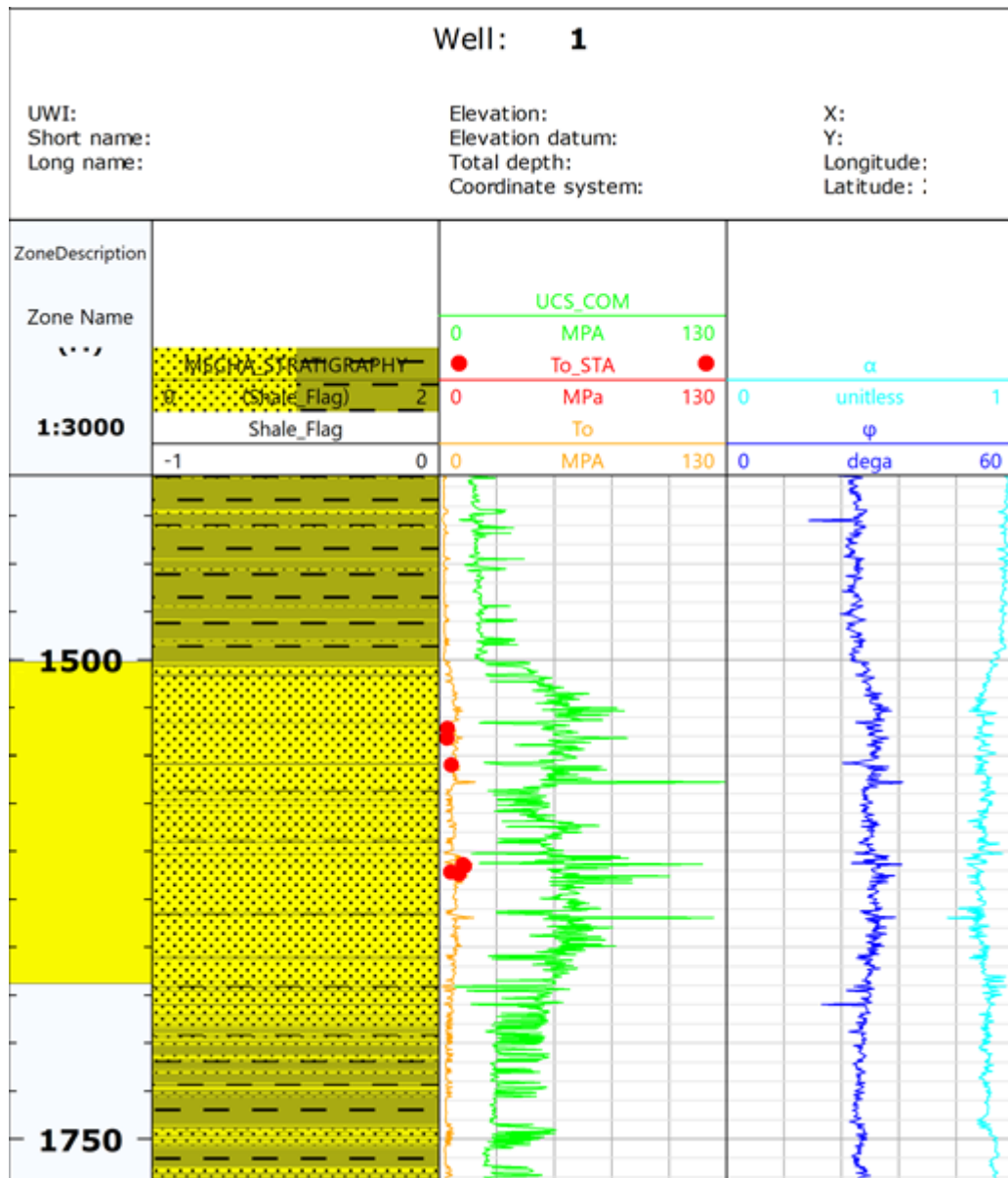


Figura 6.7 Propiedades de la resistencia de la roca pozo 1

6.8 Dirección de los esfuerzos horizontales

Para la obtención de la dirección de los esfuerzos horizontales, no se contó con datos de pozos como registros de imágenes, que permitieran esta identificación a través de los *breakouts* y fracturas inducidas en el pozo, por tanto, se aconseja el uso de publicaciones para poder obtener la dirección de esfuerzos horizontales.

Un ejemplo, se podría tomar como referencia el mapa de esfuerzos de Zoback (2007) (ver figura 4.2), en el cual se muestra las direcciones de los esfuerzos horizontales máximos alrededor del mundo.

Es importante destacar que el mapeo microsísmico que se obtiene durante las estimulaciones de fracturamiento hidráulico, proporciona el azimut de la fractura, el cual, representa la orientación del esfuerzo horizontal máximo, teniendo la dirección del esfuerzo horizontal máximo se puede inferir la dirección del esfuerzo horizontal mínimo.

Como ejemplo se toma la publicación de Pinnacle (2012) en los resultados del mapeo del fracturamiento hidráulico reportaron un azimut de fractura para su área de estudio de $N45^{\circ}E$ con longitudes medias de fractura de 440 a 500m (ver figura 6.8).

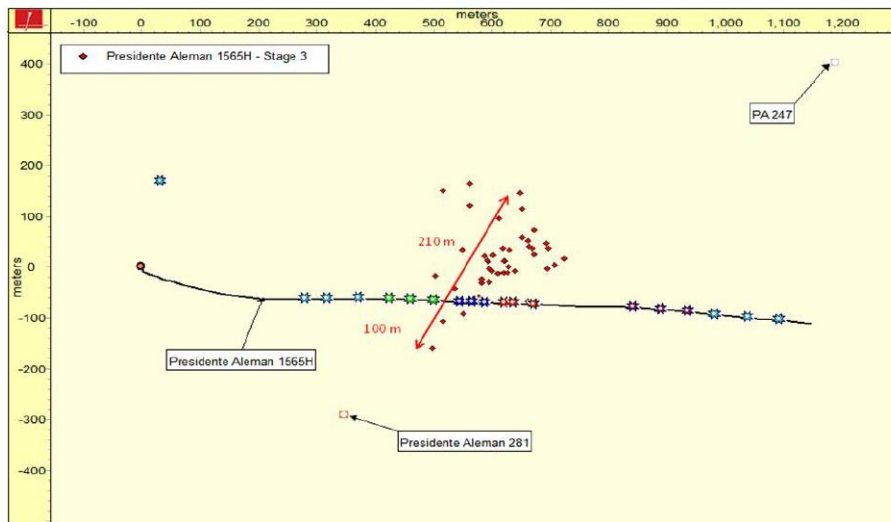


Figura 6.8 Mapeo del fracturamiento hidráulico (Pinnacle, 2012).

Gutiérrez, et al, (2017) en su monitoreo de la microsísmica propusieron un azimut preferencial de fractura de $N40^{\circ}E$ en pozos perforados en dirección perpendicular de $N40^{\circ}W$ (ver figura 6.9), con una longitud media de fractura de aproximadamente 130 m.

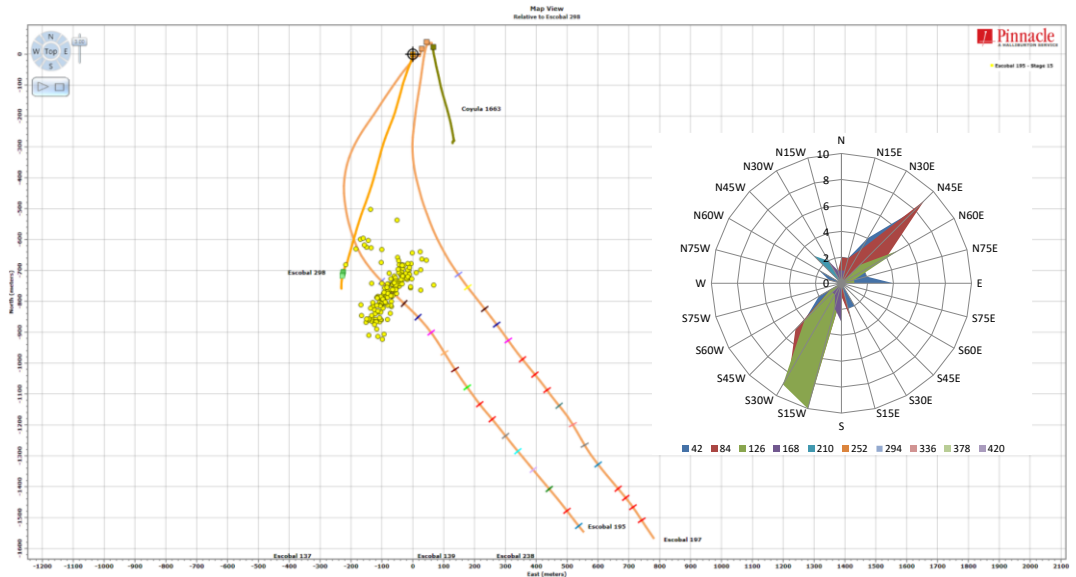


Figura 6.9 Mapeo microsísmico (Gutiérrez, et al, 2017).

Las ubicaciones de los hipocentros de la microsísmica reportada por Berumen, et al (2004) se distribuyen en una nube de sismicidad no simétrica con una tendencia global que se extiende no más allá de 195 metros de distancia del pozo en la dirección N20-30°E (ver figura 6.10).

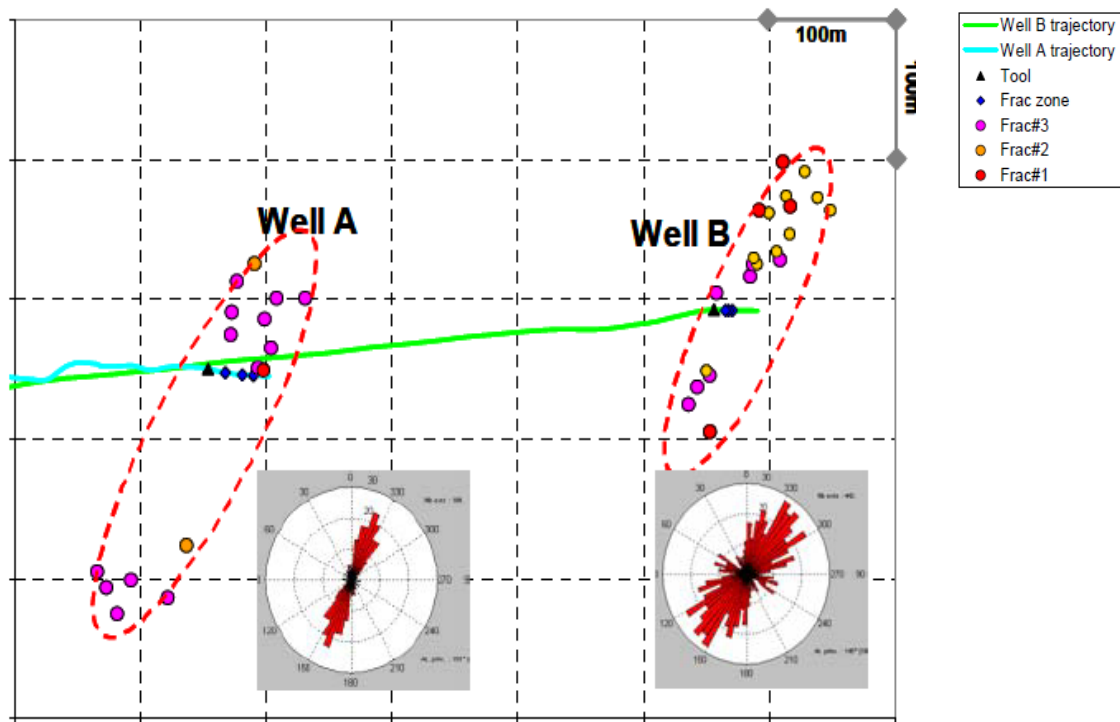


Figura 6.10 Microsísmica de (Berumen, et al, 2004)

Para conseguir la dirección de los esfuerzos en el caso que no se tengan registro de imágenes se debe seguir estos ejemplos ya sea buscando la dirección en el mapa de esfuerzos de (Zoback, 2007) o tomar estudios de microsísmica del área y promediar los resultados.

6.9 Magnitud de los esfuerzos horizontales

Los esfuerzos horizontales son entradas fundamentales para las diferentes aplicaciones de la geomecánica entre ellas se pueden destacar el análisis de estabilidad de pozos y la optimización del fracturamiento hidráulico. El esfuerzo horizontal mínimo es el límite para producir pérdidas de lodo, y en conjunto los esfuerzos horizontales mínimos y máximos se utilizan para calcular la fractura. El método para calcular la magnitud de los esfuerzos horizontales en esta investigación fue el modelo de deformación horizontal poroelástica.

En la figura 6.11 se muestra los estados de esfuerzos de los pozos 1 y 9, es de notar que el comportamiento de los esfuerzos es $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$, lo que demuestra que el régimen tectónico que actúa en el área es de tipo normal, correlacionando las curvas de los esfuerzos con la mecánica estratigráfica se observa que los valores más altos de esfuerzos corresponden a las zonas más lutíticas. En la Figura 6.12 se muestran los histogramas de frecuencia de los esfuerzos horizontales mínimos y máximos del pozo 1, en los cuales se determinó para el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) una media de 18.74 MPa con un valor mínimo de 12.2 MPa y un valor máximo de 22.2 MPa. Por otro lado, para el esfuerzo horizontal máximo (σ_H) se obtuvo una media de 21.8 MPa, con un valor mínimo de 13.89 MPa y un valor máximo de 28.04 MPa. El intervalo correspondiente a la formación de interés en el pozo 1 se tienen valores de esfuerzo horizontal mínimo que varían de 17-21 MPa y de esfuerzo horizontal máximo 19-23 MPa aproximadamente.

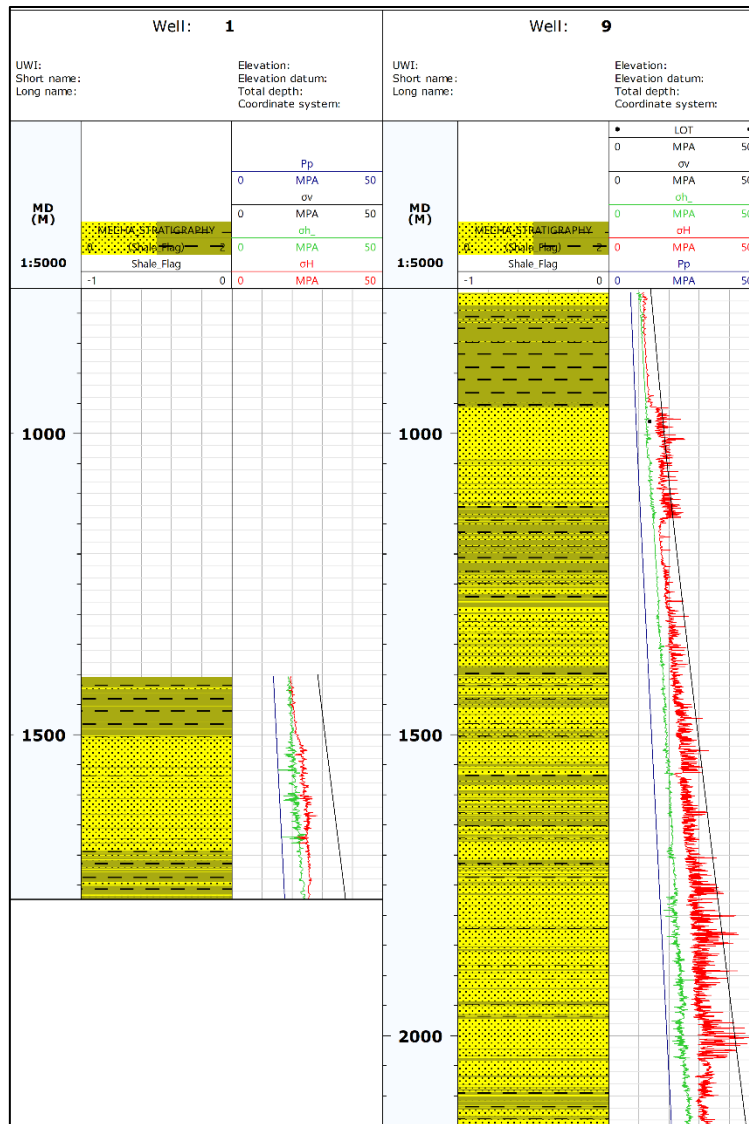


Figura 6.11 Tensor de esfuerzos de los pozos 1 y 9

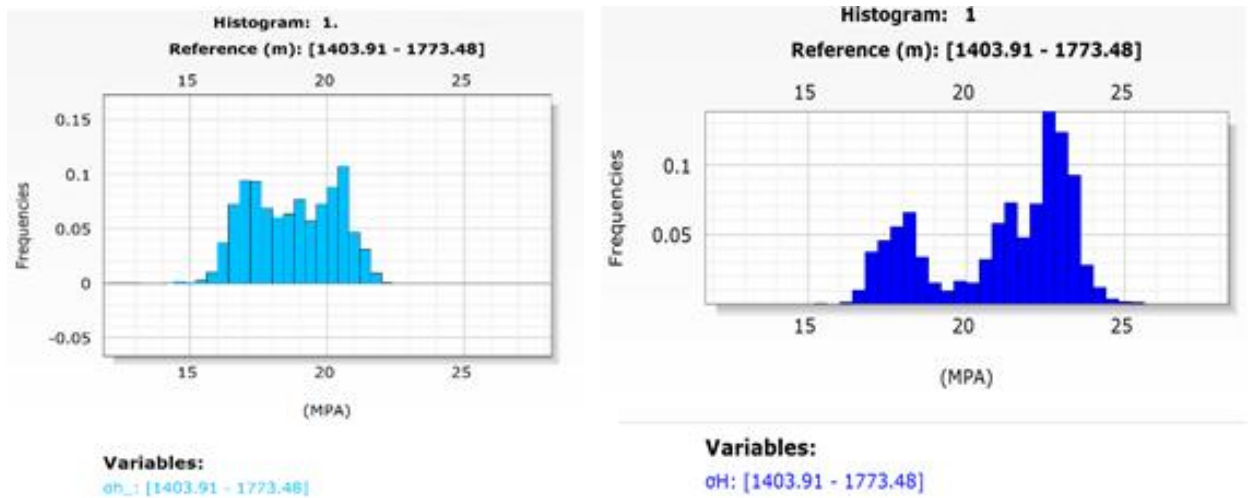


Figura 6.12 Histograma de frecuencia de esfuerzos horizontales del pozo 1

Otra forma de ajustar la curva del esfuerzo horizontal mínimo es con datos de fracturamiento hidráulico o pruebas de goteo, donde el valor de la presión de cierre equivale a la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo (σ_h). Un ejemplo de ello se puede ver en la figura 6.11 en los resultados pertenecientes al pozo 9, en el cual, se contó con pruebas de goteo (LOT) y se demuestra que el valor tomado en campo ajusta muy bien con los valores de esfuerzo horizontal mínimo obtenido a través del modelo de deformación horizontal poroelástica.

6.10 Modelo geomecánico 1D

El modelo geomecánico 1D comprende todo lo que se ha descrito hasta ahora, la estratigrafía mecánica, la presión de poro (Pp), la Sobrecarga (σ_v), las propiedades elásticas de la roca, las propiedades de la resistencia de la roca y la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales, todos estos datos se juntan para comprender la geomecánica que existe en el pozo, para diferentes aplicaciones como lo puede ser estabilidad del pozo, compactación, fracturamiento hidráulico, entre otros.

En la figura 6.13 se muestra el modelo geomecánico 1D del pozo 1 donde en el primer carril se tiene la profundidad, en el segundo carril el registro de rayos gamma donde separa las lutitas de las areniscas, en el carril 3 la mecánica estratigráfica, en los carriles del 4 al 7 están las propiedades elásticas de la roca como lo son: módulo de Young (E), coeficiente de Poisson (ν), módulo de corte (G) y módulo volumétrico (K), en el carril 8 se encuentran las propiedades de resistencia de la roca entre ellos: la resistencia a la tensión (To) y la resistencia a la compresión uniaxial (UCS), por último, en el carril 9 se tiene el tensor de esfuerzos con los valores de presión de poros (Pp), esfuerzo vertical o de sobrecarga (σ_v), el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) y el esfuerzo horizontal máximo (σ_H).

Es de notar, que, en el intervalo de interés, la mecánica estratigráfica lo muestra como un cuerpo más arenoso, el módulo de Young aumenta de magnitud al entrar a este cuerpo por el cambio de propiedades, por el contrario, el coeficiente de Poisson es inversamente proporcional al módulo de Young, ya que decrece en rocas arenosas en comparación con rocas lutíticas. Por su parte, los módulos de corte y volumétricos tienen un comportamiento muy similar al módulo de Young.

Las propiedades de resistencia de la roca muestran que son más resistentes a la compresión uniaxial las rocas pertenecientes a la formación objetivo que el resto del intervalo estudiado. Y el comportamiento del tensor de esfuerzos a esta profundidad expone que se trata de un régimen tectónico de tipo normal.

Para finalizar, en el pozo 1 se contó con estudios geomecánicos de núcleo los cuales se muestran en la figura 6.13 como círculos rojos, estos ensayos de laboratorio permitieron comparar los datos obtenidos con los resultados de las correlaciones empíricas permitiendo ajustar las curvas a estos datos duros, el cual fue el caso del coeficiente de Poisson (ν) y la resistencia a la tensión (T_0)

Well: 1

UWI:
Short name:
Long name:

Elevation:
Elevation datum:
Total depth:
Coordinate system:

X:
Y:
Longitude:
Latitude:

SPUD date:
Completion date:
Status:
Operator:

Country:
Field:
State:
Company:

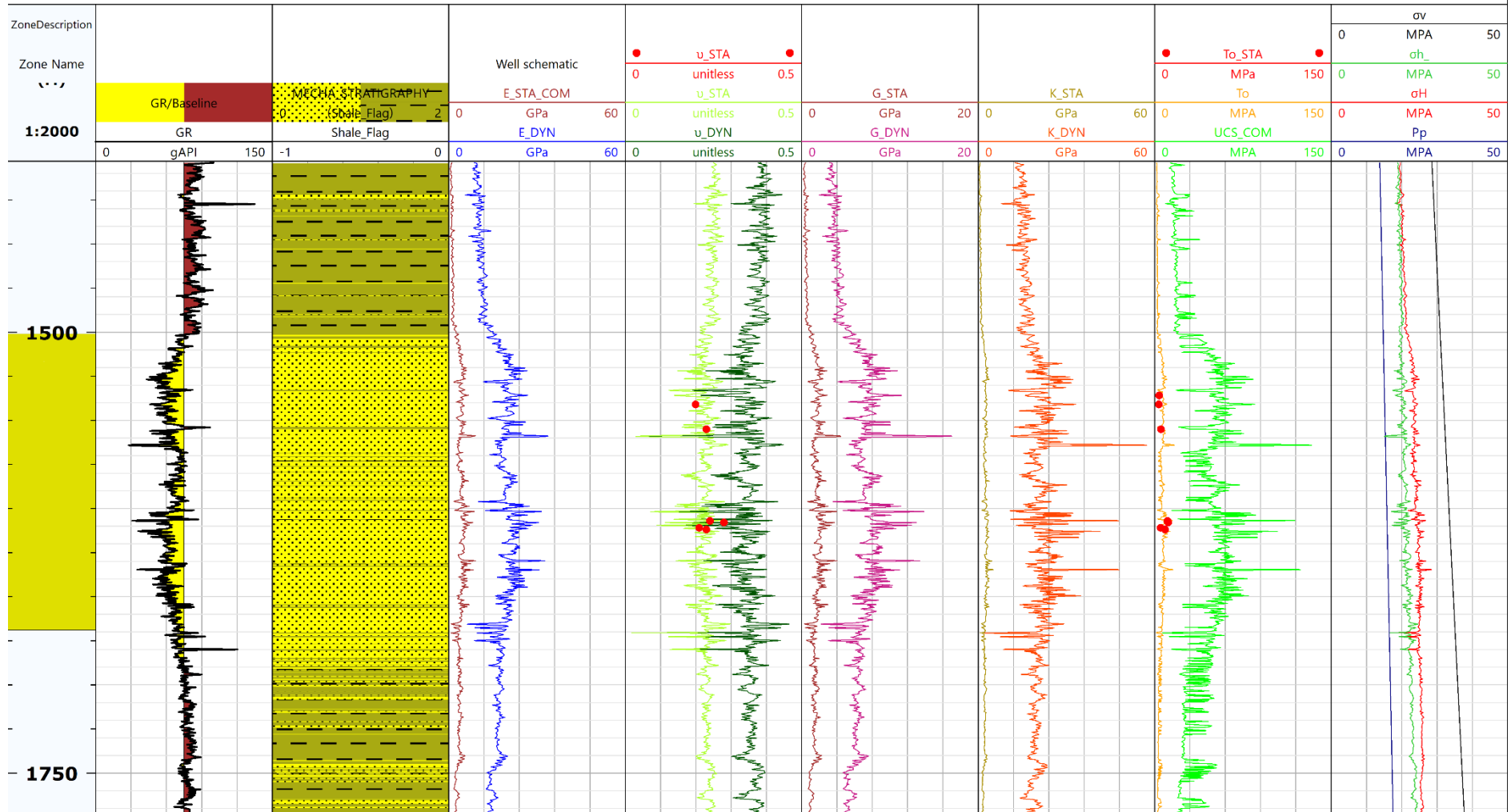


Figura 6.13 Modelo geomecánico Pozo 1

6.11 Diseño y entrenamiento de la red neuronal

6.11.1 Información disponible

Se contó con un set de registros correspondiente a 11 pozos nombrados de la siguiente manera:

Pozos analizados		
1. Pozo 1	2. Pozo 2	3. Pozo 3
4. Pozo 4	5. Pozo 5	6. Pozo 6
7. Pozo 7	8. Pozo 8	9. Pozo 9
10. Pozo 10	11. Pozo 11	

Tabla 6.1 Pozos analizados

Los pozos nombrados en la tabla 6.1 se encuentran dispersos en un área aproximada de 392 Km², La información disponible de cada uno de los pozos se resume en la tabla 6.2.

Pozo	Profundidad	Rayos Gamma (GR)	Sónico (DTC)	Sónico (DTS)	Densidad (RHOB)	Neutrón (NPHI)	LOT	Ensayos geomecánicos de núcleo	Topes de Formaciones
1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	×	✓	✓
2	✓	✓	✓	✓	✓	✓	×	×	✓
3	✓	✓	✓	✓	✓	✓	×	×	✓
4	✓	✓	✓	✓	✓	✓	×	×	✓
5	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	×	✓
6	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	×	✓
7	✓	✓	✓	×	✓	✓	×	×	✓
8	✓	✓	✓	✓	✓	✓	×	×	✓
9	✓	✓	✓	×	✓	✓	✓	×	✓
10	✓	✓	✓	✓	✓	✓	×	×	✓
11	✓	✓	✓	×	✓	✓	×	×	✓

Tabla 6.2 Información disponible de cada pozo

Como se puede observar en la Tabla 6.2 el pozo con más información disponible para la generación del modelo geomecánico convencional es el pozo 1 ya que contó con todos los registros y además con ensayos geomecánicos de núcleos que permitieron realizar los ajustes correspondientes con los datos duros. Observando que algunos pozos no contaban con el registro sónico de onda de corte (DTS) y tomando en cuenta que la mayoría de los pozos en general no cuentan con este registro se decidió realizar en primera instancia una red neuronal que lograra estimar el valor de onda de corte (DTS). Con el fin de tener todos los datos de entrada de todos los pozos para poder generar una red neuronal que estimara el valor de los esfuerzos horizontales mínimos y máximos que es el objetivo principal de esta investigación.

6.11.2 Tratamiento de los datos de entrada

En primer lugar, es importante realizar un análisis de las curvas, haciendo énfasis si existe algún problema con ellas, ver si los valores de cada una se encuentran entre los rangos normales y, por último, tratar de generar interpretaciones rápidas y generales de las mismas. Para este caso, se revisaron los datos correspondientes a todas las curvas observando que los datos tienen un comportamiento muy homogéneo sin contener valores atípicos.

Por otro lado, se debe tener un cubo de estudio por lo que para poder ingresar los datos a la red neuronal se debe tener un tope y una base de registro. Para este caso se cortaron los registros de modo que la formación de interés estuviera dentro de ese rango. Para ello, se buscó cual era el pozo en el que la formación objetivo tuviera menos profundidad y, otro en la cual tuviera la mayor profundidad. Debido a esto, se decidió tomar un rango desde 1000m de profundidad hasta 1900m. en la mayoría de los pozos esta profundidad abarcaba completamente a la formación de interés. Por otro lado, en tres pozos no se logró que el cubo de estudio abarcara completamente a la formación solo se logró en un 80 % en estos tres pozos, perdiendo información de la base de la unidad geológica.

6.11.3 Red neuronal para el cálculo de DTS

Para el caso de la red neuronal utilizada para el cálculo del registro de onda de corte (DTS) se utilizaron los siguientes parámetros:

- Tipo de red: *Feed-forward backpropagation*
- Función de entrenamiento: *Levenberg-Marquardt*
- Función de aprendizaje: Peso y sesgo del descenso del gradiente
- Función de rendimiento: Error cuadrático medio (MSE)
- Para la arquitectura de la red neuronal se utilizaron tres capas. Una capa de entrada con cinco neuronas las cuales corresponden a los datos de entrada (Prof, GR, DTC, RHOB, NPHI), una segunda capa denominada capa oculta con diez neuronas y por último una capa de salida con una sola neurona que en este caso es la salida que corresponde al registro de onda de corte (DTS) (Ver Figura 6.14).
- Se utilizó una función de transferencia “*Tansig*” para ambas capas tanto para la capa oculta como para capa de salida.
- En este caso, los datos se dividieron en 6 pozos para entrenamiento (80% para entrenamiento y 20% para validación) 2 pozos para prueba y comparación, y 3 pozos para la construcción del registro DTS.

Para la obtención de una red neuronal que asumiera el menor error disponible se utilizó el método de ensayo y error. Probando con diferentes arquitecturas de redes neuronales. Por ejemplo, la primera red que se realizó fue de tres capas (entrada, oculta y salida) con cinco datos de entrada y cinco neuronas en la capa oculta. También, se probó con arquitecturas de cuatro capas (entrada, dos capas ocultas y salida) observándose que el procesado era mucho más lento y con obtenciones de error y coeficientes de correlación peores que con una sola capa oculta. De todas las pruebas la arquitectura que arrojó mejores resultados fue la mostrada en la figura 6.14.

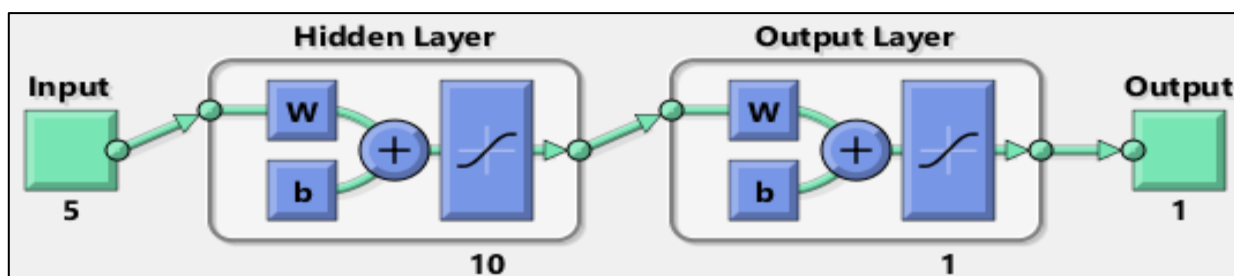


Figura 6.14 Estructura de la red neuronal para el cálculo de DTS

En la gráfica del error vs iteraciones (ver figura 6.15) se observa que al inicio del entrenamiento el error es bastante grande, aunque la red aprende muy rápido y baja drásticamente en la iteración 16 llegando casi a la mejor estimación. El mejor error de validación se da en la iteración 92 y es de 29.68

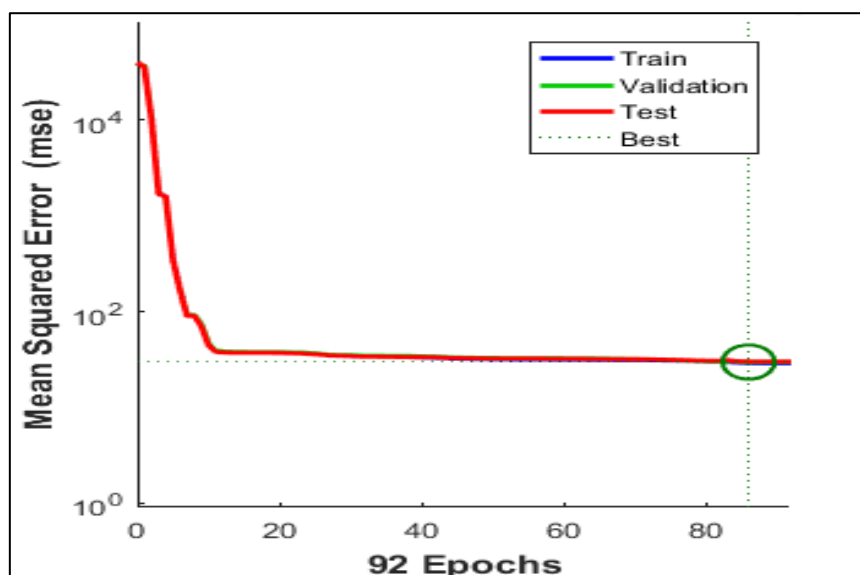


Figura 6.15 Gráfica del error de la red neuronal para el cálculo de DTS

En la figura 6.16 se muestra el gráfico de regresión donde se puede observar que la recta de se ajusta muy bien a la mayoría de los datos. En conjunto con el valor de coeficiente de correlación de 0,99 se puede inferir que la estimación que va a realizar esta red va a ser bastante buena.

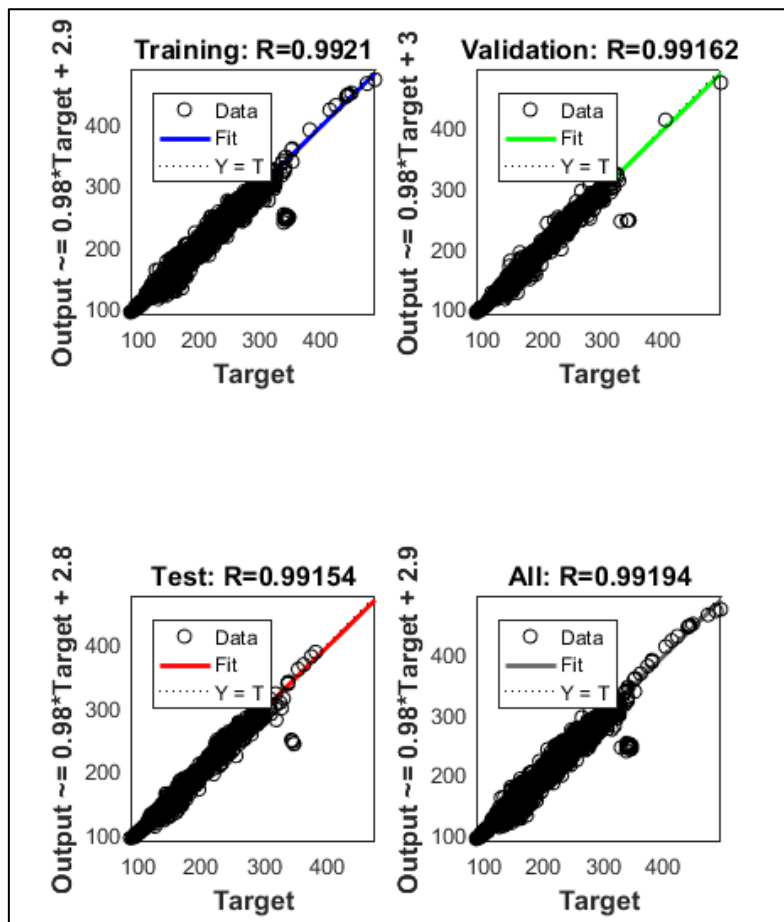


Figura 6.16 Gráfico de regresión y coeficiente de correlación red neuronal DTS

6.11.4 Comparación de datos estimados por la red neuronal de DTS

Luego del entrenamiento de la red, se procedió a simular los registros para los pozos 5 y 6, de los cuales se contaba con el registro DTS tomado en el pozo para comparar, los datos estimados con los datos reales tomados en campo. En la figura 6.17 se muestra la comparación entre los datos estimados y lo datos reales del registro DTS, se puede observar que en el pozo 6 la curva estimada (DTS_RN) ajusta de manera casi perfecta a la curva real (DTS). Por otro lado, en el pozo 5 el error entre la curva estimada y la curva real es un poco mayor, pero aun así las curvas ajustan muy bien. Se puede decir en este caso, que la estimación generada por el entrenamiento de esta red neuronal pronostica muy bien el valor de onda de corte (DTS) para los pozos calculados.

Por tanto, se decidió generar los registros sintéticos de onda de corte (DTS) para los pozos 7, 9 y 11. Los cuales, no contaban con esta información, para así poder seguir con el siguiente paso que es la generación de la red neuronal para el cálculo de esfuerzos horizontales. En la figura 6.18 se muestran los registros sintéticos estimados por la red neuronal para los pozos 7, 9 y 11.

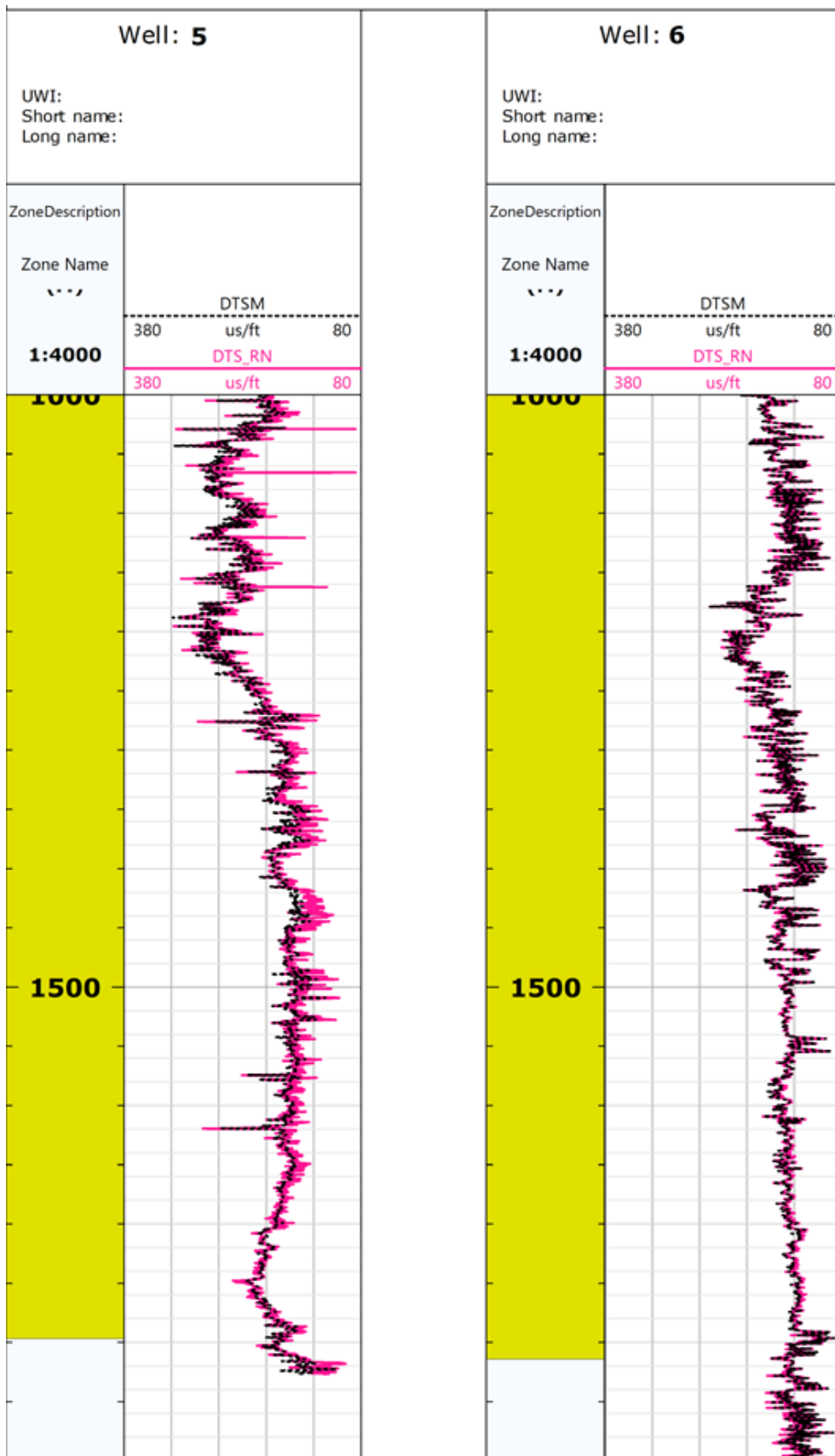


Figura 6.17 Comparación de datos reales con datos estimados por la red neuronal DTS

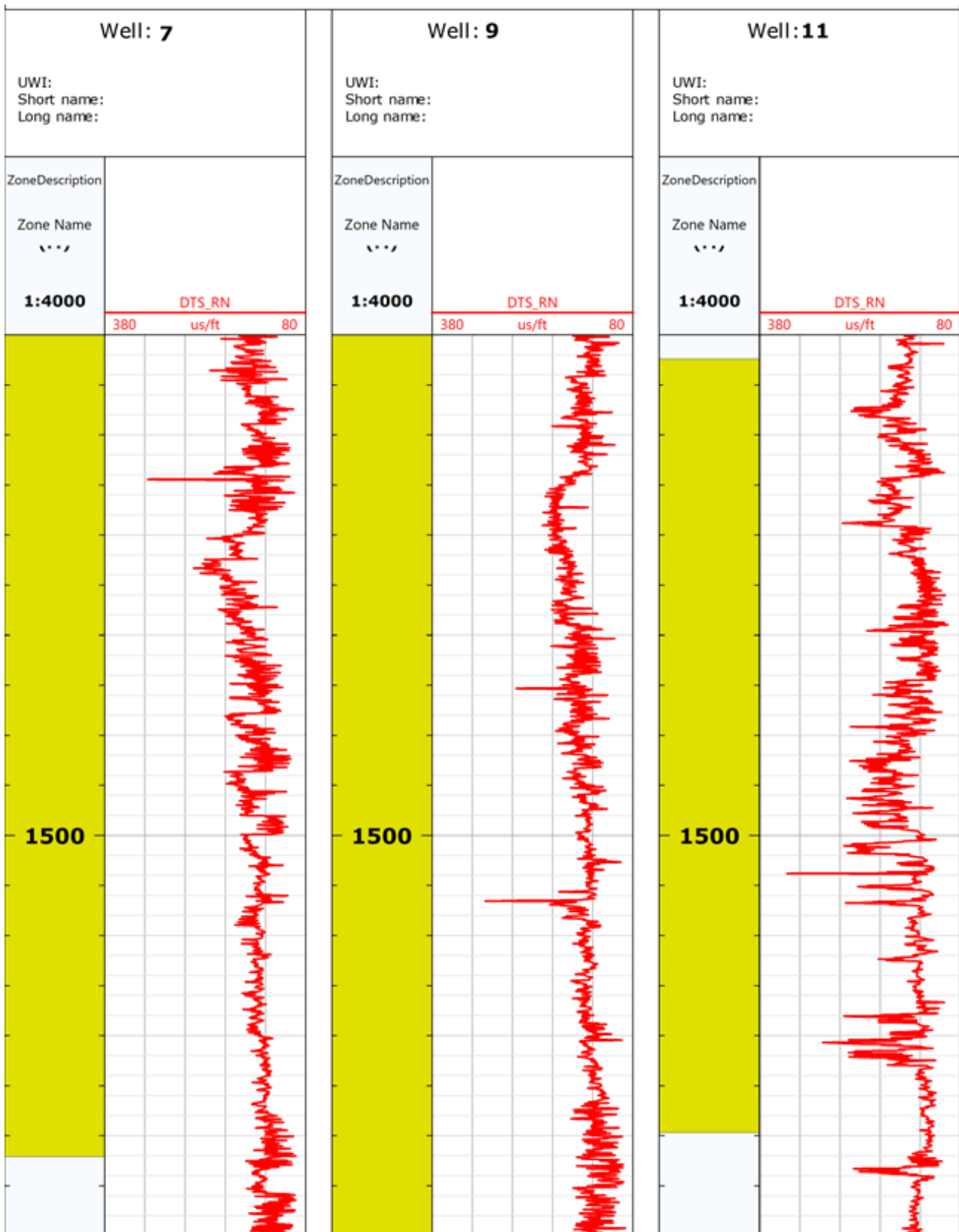


Figura 6.18 Estimación de DTS pozos 7, 9 y 11

6.11.5 Red neuronal para el cálculo de esfuerzos horizontales

En el caso de la red neuronal generada para el cálculo del de los esfuerzos horizontales (σ_h y σ_H) se utilizaron los siguientes parámetros:

- Tipo de red: *Feed-forward backpropagation*
- Función de entrenamiento: *Levenberg-Marquardt*
- Función de aprendizaje: Peso y sesgo del descenso del gradiente
- Función de rendimiento: Error cuadrático medio (MSE)
- La arquitectura de la red neuronal se organizó de tres capas. Una capa de entrada con seis neuronas las cuales corresponden a los datos de entrada (Prof, GR, DTC, DTS, RHOB, NPFI), una segunda capa denominada capa oculta con doce neuronas y por último una capa de salida con dos neuronas que corresponden a los datos de salida que corresponden al esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) y al esfuerzo horizontal máximo (σ_H) (Ver Figura 6.19).
- Se utilizó una función de transferencia “*Tansig*” para ambas capas tanto para la capa oculta como para capa de salida.
- Para este caso, los datos se dividieron en nueve pozos para entrenamiento (80% para entrenamiento y 20% para validación) dos pozos para la simulación y comparación con los resultados obtenidos de esfuerzos horizontales calculados de la manera convencional a través de la ecuación poro-elástica.

Para lograr encontrar una red neuronal que tuviera el menor error en los cálculos se utilizó al igual que la anterior el método de ensayo y error. Se generaron diferentes redes neuronales con arquitecturas distintas que fueron desde tres capas (entrada, oculta, salida) con distinto número de neuronas en la capa oculta (desde cinco hasta 40 neuronas), hasta redes neuronales de cuatro capas con cantidades variables de neuronas. Siendo la estructura de la figura 6.19 la que arrojó el menor error y el mejor coeficiente de correlación.

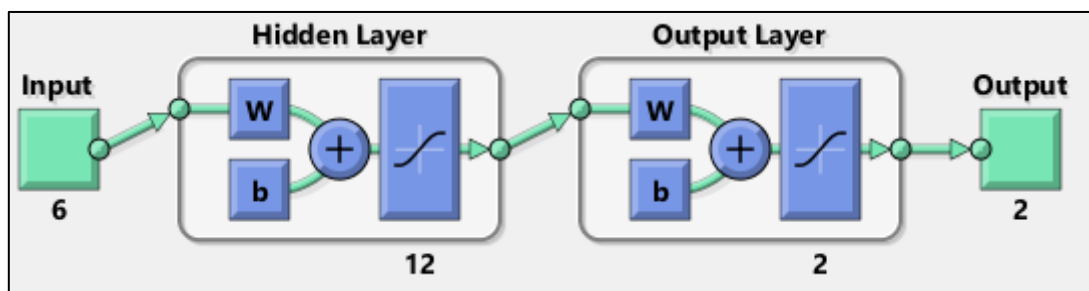


Figura 6.19 Estructura de la red neuronal para el cálculo de esfuerzos horizontales (σ_h y σ_H)

En la figura 6.20 se muestra el gráfico del error vs el número de iteraciones, donde se puede observar que para el entrenamiento de la red neuronal para el cálculo de esfuerzos horizontales se dieron 404 iteraciones; a pesar del número de iteraciones el error comenzó con un valor muy alto y en las primeras diez iteraciones se redujo de una manera muy drástica casi hasta llegar al error esperado la mejor validación del error se dio en la iteración numero 398 con un error de 0.27, el cual está muy bien; ya que es un error muy bajo.

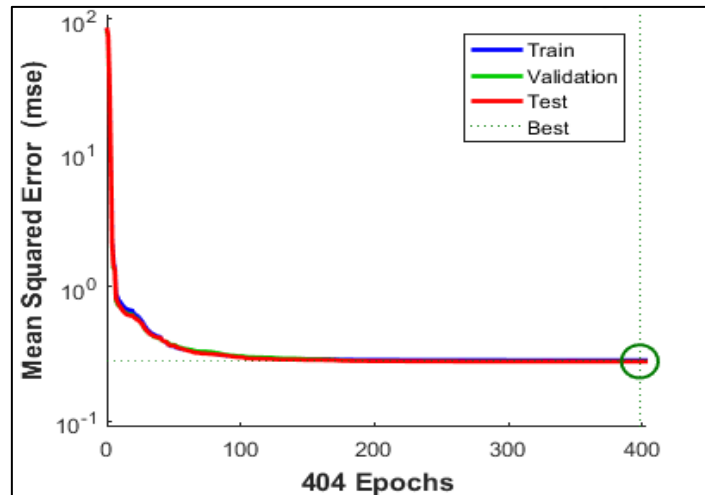


Figura 6.20 Gráfica del error de la red neuronal para el cálculo de esfuerzos horizontales (σ_h y σ_H)

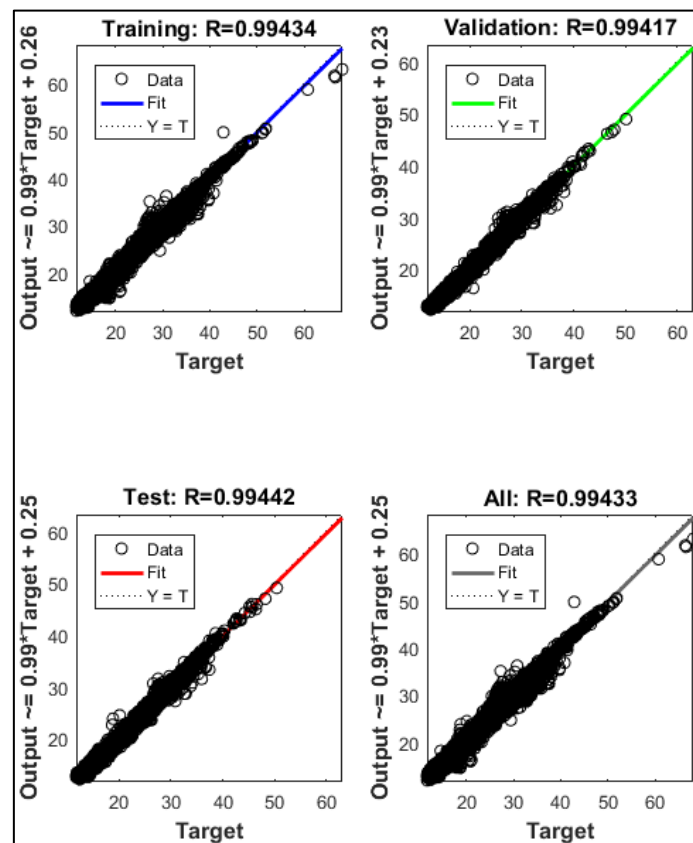


Figura 6.21 Gráfico de regresión y coeficiente de correlación red neuronal de esfuerzos horizontales

La figura 6.21 muestra el gráfico de regresión y coeficiente de correlación para la red neuronal que estima los esfuerzos horizontales mínimo y máximo (σ_h y σ_H), donde se puede observar que la recta ajusta muy bien con los datos y posee un coeficiente de correlación muy bueno de 0.994. De esto se puede inferir que la red neuronal va a realizar una estimación de los datos de salida bastante buena.

6.11.6 Comparación de datos estimados por la red neuronal de esfuerzos horizontales

Luego del entrenamiento de la red se simularon los resultados de los esfuerzos horizontales mínimo (σ_h) y máximo (σ_H) de los pozos que se dejaron fuera de los datos de entrada. En este caso, esos pozos fueron 5 y 6 de los cuales se estimaron los esfuerzos horizontales para ser comparados con los esfuerzos horizontales calculados de forma convencional con la ecuación poro-elástica.

En la figura 6.22 se muestran las curvas que representan los esfuerzos horizontales mínimo y máximo (σ_h y σ_H) de los pozos 5 y 6, en primera instancia calculados a través de la ecuación poro-elástica, comparados con los datos obtenidos de la simulación de la red neuronal. Cabe destacar que la comparación entre los resultados obtenidos en el pozo 6, se ajustan muy bien las dos curvas, de lo que se puede decir, que la red neuronal estima de manera casi perfecta los esfuerzos horizontales para el pozo 6. Por otro lado, en los resultados obtenidos en el pozo 5, las curvas no se ajustan de forma tan perfecta como en el pozo 6, a pesar de ello, los resultados son muy buenos, el error es muy poco y por tanto se consideran válidos y de muy buena calidad. Con estos resultados de la comparación entre los resultados convencionales y obtenidos por inteligencia artificial y en conjunto con los gráficos de error y de regresión se puede concluir que la red neuronal para el cálculo de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo (σ_h y σ_H) genera una muy buena estimación.

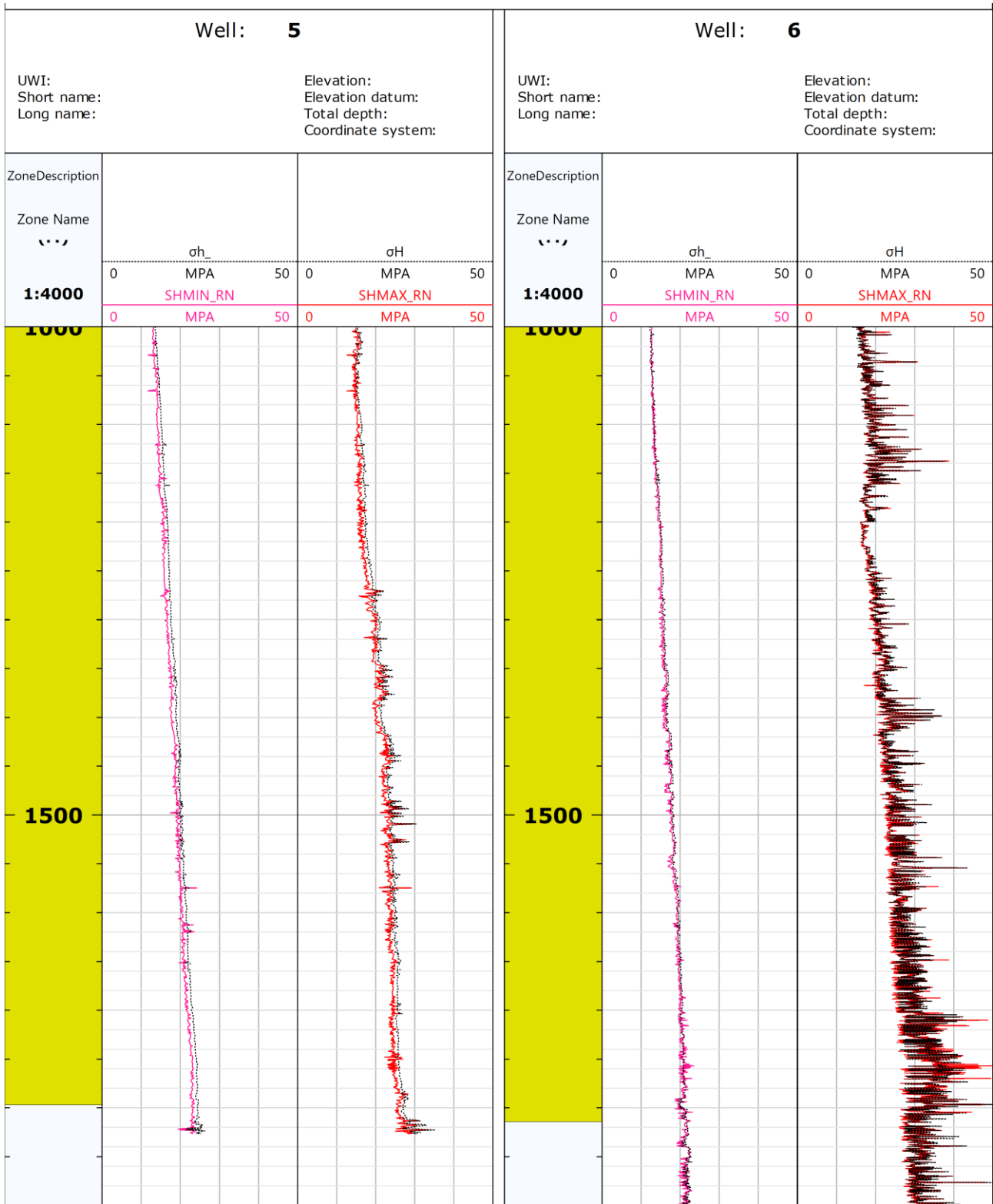


Figura 6.22 Comparación de esfuerzos horizontales calculados de forma convencional y por RNs

CAPITULO VII

ANÁLISIS Y RESULTADOS

En base a la metodología explicada en el capítulo anterior, los resultados de todos los pozos estudiados se analizan en este capítulo según cada etapa realizada

7.2 Análisis del modelo geomecánico 1D

En el análisis del modelo geomecánico 1D, se evalúan los resultados obtenidos en la mecánica estratigráfica, sobrecarga, presión de poros y se estima la variabilidad de las propiedades elásticas y de resistencia de la roca en conjunto con el sistema de esfuerzos dentro del yacimiento.

7.2.1 Análisis de la mecánica estratigráfica

La mecánica estratigráfica se obtuvo a través del registro de rayos gamma (GR), con un valor de corte o *cut-off* de 75 GAPI como se muestra en la Figura 7.1. este valor de corte constituye la base para efectuar la discretización de litologías presente en los diferentes pozos estudiados. Esto es de gran importancia, ya que, del tipo de litología dependerán los modelos resistencia de la roca y propiedades elásticas que se utilicen. Debido a que el comportamiento mecánico de las rocas soportadas por granos y soportadas por arcillas son diferentes. En este caso, los valores menores a 75 GAPI del registro de rayos gamma (GR) corresponder a areniscas, y los valores mayores a lutitas.

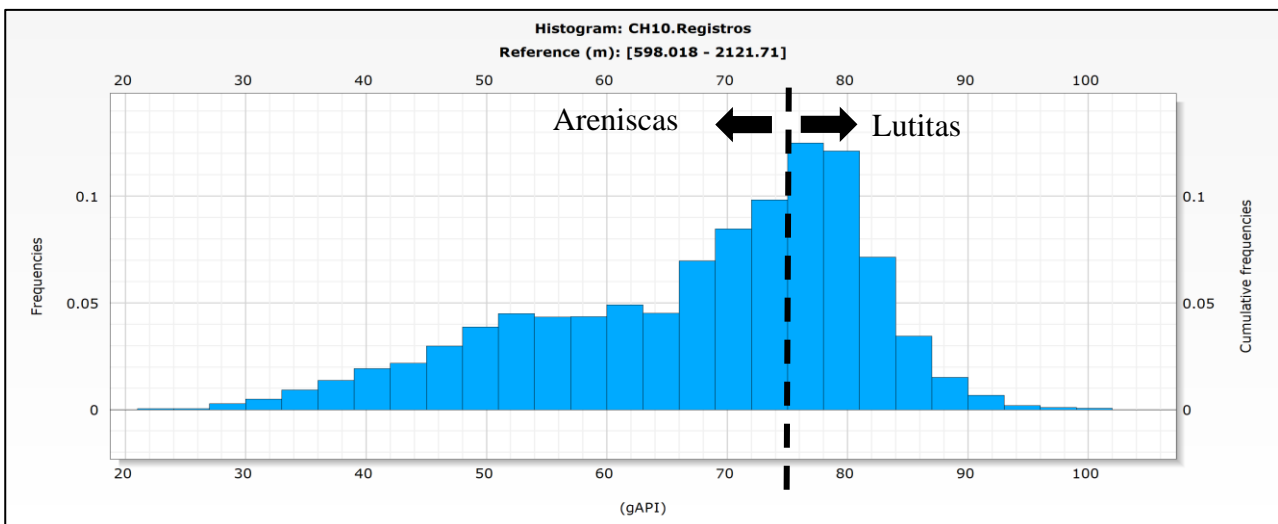


Figura 7.1 Histograma de frecuencia GR indicando *cut-off*

Los resultados de la discretización de la litología y generación de la mecánica estratigráfica se pueden observar en el primer carril de cada pozo de las figuras 7.2 y 7.3. Haciendo énfasis en la

formación de interés se pueden diferenciar dos tipos de litología predominante, los cuales son lutitas y areniscas. En los pozos 1, 2, 3, 4, 5 y 8, la composición litológica de la Formación objetivo se observa muy homogénea siendo la litología predominante la arenisca. Por otro lado, en los pozos 6, 7, 9, 10 y 11 la litología es más heterogénea, a pesar, de que las areniscas son la litología predominante se encuentra intercalada con gran cantidad de capas de lutitas. Esto puede generar que el comportamiento mecánico de las rocas de estos intervalos sea muy heterogéneo.

7.2.2 Análisis de las propiedades elásticas de las rocas

Los resultados de las propiedades mecánicas finales obtenidas para los diferentes pozos haciendo énfasis en la formación de interés se muestran en forma de perfiles en las figuras 7.2 y 7.3. Estos resultados permiten afirmar que las propiedades mecánicas dependen de la litología, en el caso del módulo de Young (E), el módulo de corte (G), el módulo volumétrico (K) las magnitudes más altas se obtienen en las areniscas mientras que las mínimas están asociadas a las lutitas. Por otro lado, en el caso del coeficiente de Poisson (ν), los valores máximos se tienen en las lutitas, mientras que los mínimos en las areniscas.

Calculando un promedio de las propiedades elásticas de la roca de todos los pozos en el intervalo de interés, se puede decir que el módulo de Young (E) varía entre un valor mínimo de 1.07 GPA a un valor máximo de 12.6 GPA. El módulo de corte varía entre 0.37 y 5.45 GPA. El módulo volumétrico presenta un rango de 1.25 y 7.56 GPA. Por último, el coeficiente Poisson se encuentra en el orden de 0.17 y 0.43 (ver tabla 6.1).

Pozos		Módulo de Young (GPA)	Módulo de Corte (GPA)	Módulo Volumétrico (GPA)	Coefficiente de Poisson (adim)
1	Máx	33.7	17	8.3	0.46
	Mín	5.7	1.9	0.3	0.03
2	Máx	5.2	1.93	5.43	0.45
	Mín	0.8	0.26	1.65	0.2
3	Máx	12.2	5.82	10.67	0.43
	Mín	0.8	0.26	1.53	0.05
4	Máx	12.7	5.1	8.06	0.45
	Mín	0.3	0.11	0.98	0.21
5	Máx	7.1	2.88	7.24	0.46
	Mín	0.8	0.29	1.46	0.21
6	Máx	11.6	4.74	7.10	0.42
	Mín	0.8	0.29	1.70	0.21
7	Máx	11.7	4.75	7.08	0.45
	Mín	0.4	0.12	1.14	0.21
8	Máx	11.7	4.78	7.12	0.32
	Mín	0.4	0.15	1.01	0.21
9	Máx	10.5	4.06	8.87	0.47
	Mín	0.5	0.18	1.03	0.16
10	Máx	11.7	4.8	7.2	0.42
	Mín	0.7	0.24	1.46	0.21
11	Máx	10.2	4.19	5.99	0.41
	Mín	0.8	0.26	1.49	0.21

Tabla 7.1 Rangos de propiedades elásticas de la roca

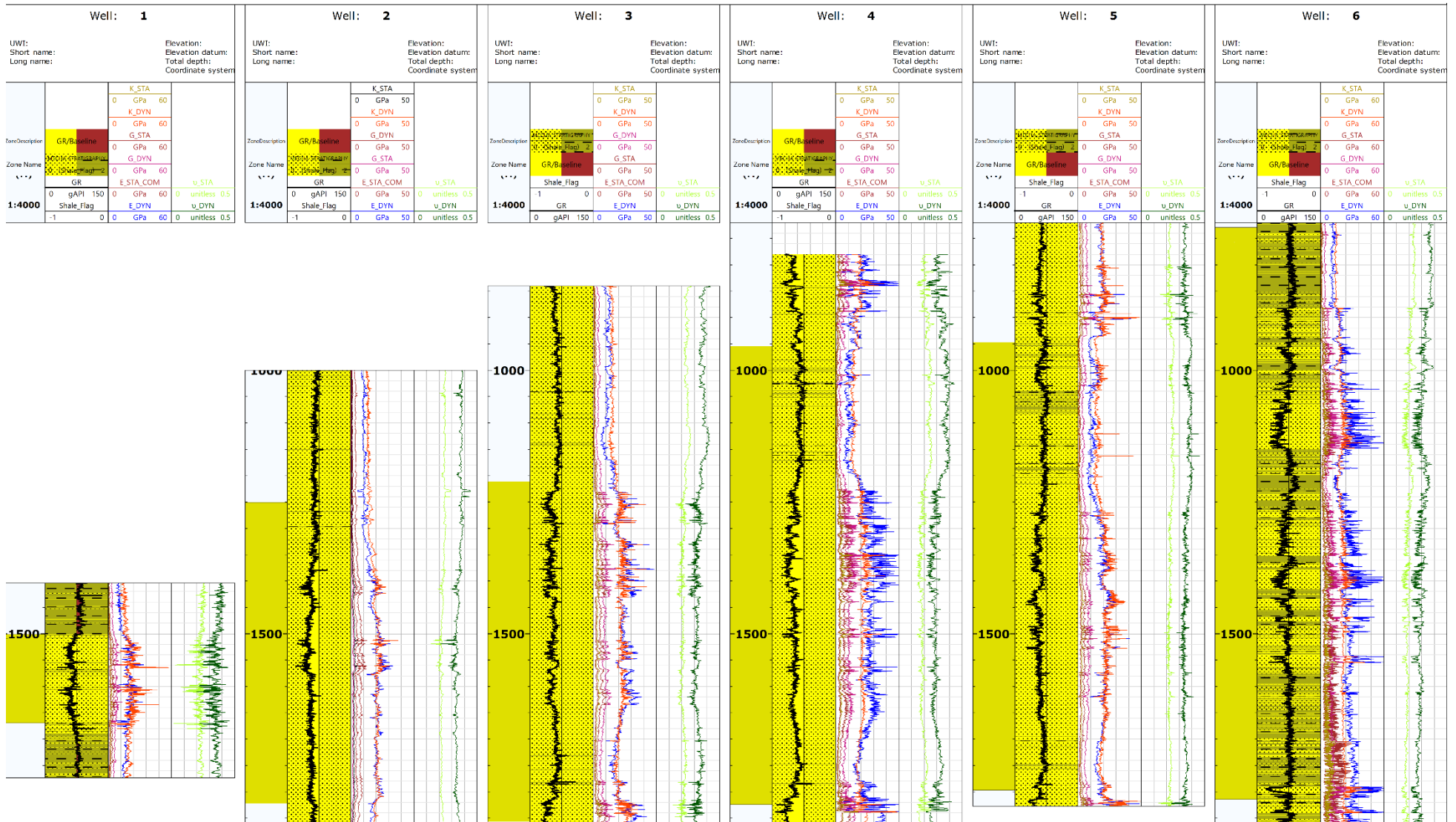


Figura 7.2 Propiedades elásticas de la roca

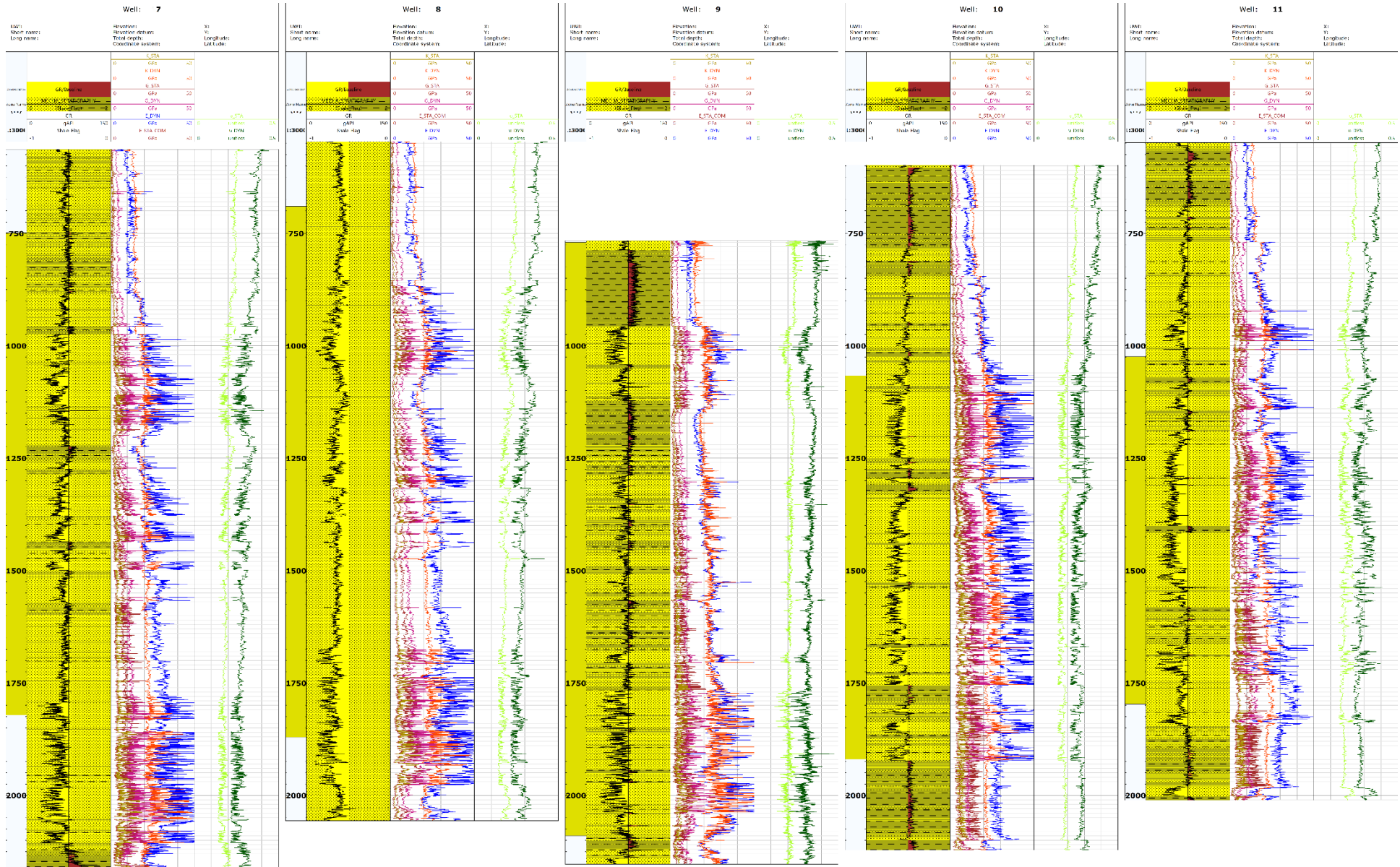


Figura 7.3 Propiedades elásticas de la roca

7.2.3 Análisis de las propiedades de resistencia de la roca

Los resultados obtenidos de las propiedades de resistencia de la roca en todos los pozos estudiados específicamente a la profundidad de la formación de interés permiten afirmar que estas propiedades de resistencia de la roca también dependen de la litología de estas. En el caso de la resistencia a la compresión uniaxial (UCS) y la resistencia a la tensión (T_o), las magnitudes más altas se observaron en las areniscas mientras que las más bajas están asociadas a las lutitas.

En el rango de profundidad que incluye a la Formación objetivo, La resistencia a la compresión uniaxial (UCS) presenta un rango promedio de 9.73 y 170.85 MPa. La resistencia a la tensión (T_o) varía en el orden de 1.21 y 19.22 MPa. El ángulo de fricción interna (ϕ) varía entre 20.63 y 38.84°. Por último, el coeficiente de Biot presenta un rango de 0.34 a 0.99. en la tabla 6.2 se muestran los valores mínimos y máximos de las propiedades de resistencia de la roca en los diferentes pozos. Por otro lado, en las figuras 7.4 y 7.5 se presentan las propiedades de resistencia de la roca en forma de perfiles en función de la profundidad.

Pozos		UCS (MPa)	T_o (MPa)	ϕ (°)	α (adim)
1	Máx	133.37	16.67	37.25	0.99
	Mín	6.85	0.85	17.17	0.76
2	Máx	109.2	13.65	38.71	0.99
	Mín	13.19	1.64	24.76	0.76
3	Máx	215.19	26.88	40	0.99
	Mín	11.13	1.39	22.19	0.10
4	Máx	204.76	25.59	40	0.99
	Mín	5.95	0.74	19.61	0.08
5	Máx	139.40	17.42	37.43	0.99
	Mín	10.75	1.34	23.64	0.65
6	Máx	185.03	23.12	38.77	0.98
	Mín	12.00	1.50	18.44	0.06
7	Máx	182.80	22.85	38.73	0.99
	Mín	5.49	0.68	16.26	0.22
8	Máx	182.49	22.81	39.84	0.99
	Mín	7.61	0.95	26.05	0.21
9	Máx	185.86	23.23	38.73	0.99
	Mín	13.19	1.64	18.52	0.27
10	Máx	186.83	23.35	38.35	0.99
	Mín	10.72	1.34	23.57	0.24
11	Máx	154.43	19.30	39.44	0.99
	Mín	10.15	1.26	16.75	0.38

Tabla 7.2 Rangos de Propiedades de resistencia de la roca

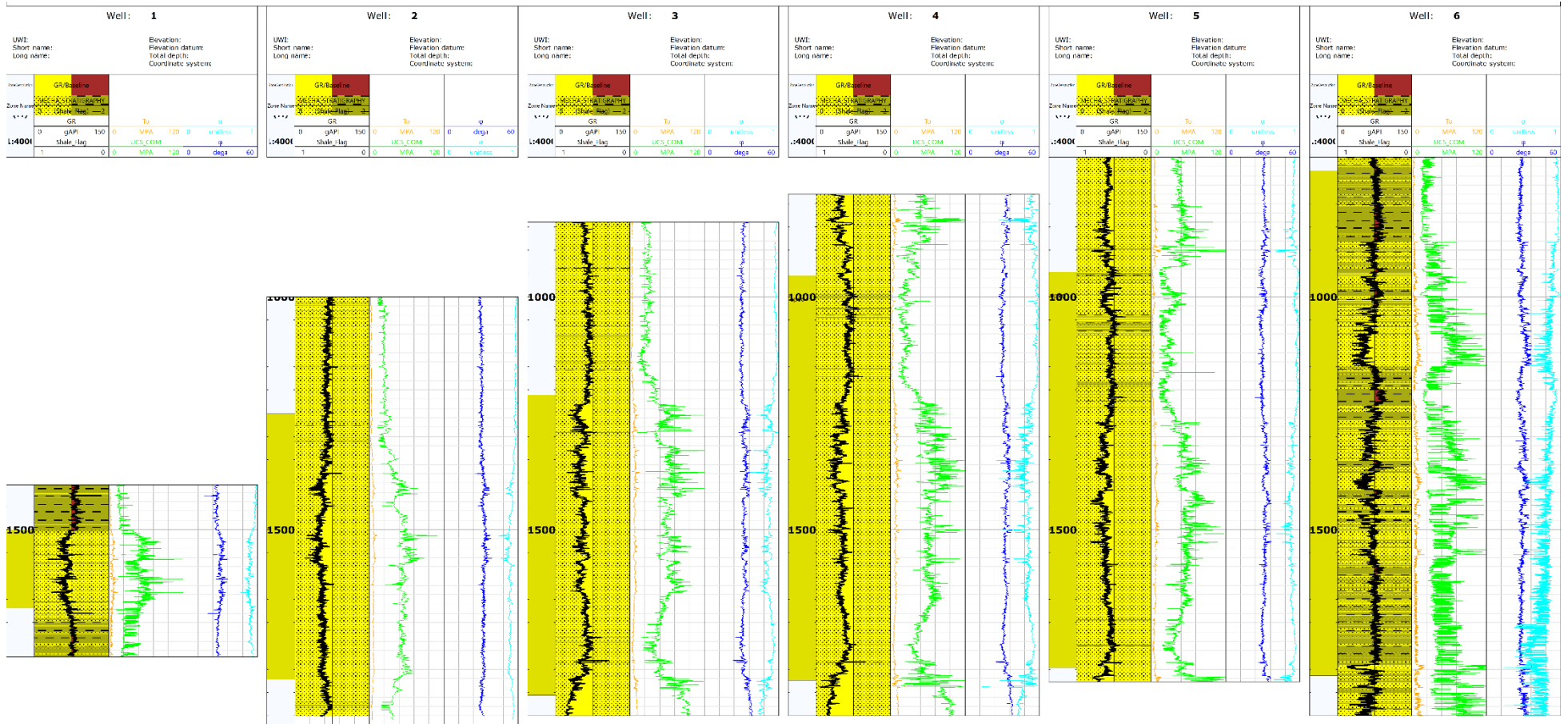


Figura 7.4 Propiedades de resistencia de la roca

7.2.4 Análisis del sistema de esfuerzos

En las figuras 7.6 y 7.7 se muestra el sistema de esfuerzos que actúa en el área para todos los pozos estudiados. La presión de poros (P_p) varía en un rango de 9.66 a 20.23 MPa. La magnitud del esfuerzo de sobrecarga (σ_v) fue estimada por la integración del registro de densidad (RHOB) varía en un rango de 43.13 a 50.15 MPa. En la interpretación de los esfuerzos horizontales se pudo determinar que los pozos 3, 4, 6, 7, 8 y 10 presentan magnitudes similares en los esfuerzos horizontales y estos a su vez son mayores que las magnitudes de los esfuerzos horizontales en los pozos 1, 2, 5, 9 y 11. Estas variaciones en las magnitudes obedecen a la ubicación de cada uno de los pozos y la profundidad a la que se encuentra el yacimiento (ver tabla 6.3). Calculando el promedio de los esfuerzos horizontales en todos los pozos estudiados a nivel de yacimiento, se determinó que los esfuerzos horizontales mínimos varían de 12.76 a 26.61 MPa. Por otro lado, los esfuerzos horizontales máximos están en el orden de 14.68 a 47.83 MPa.

Para el cálculo de la dirección de los esfuerzos principales no se tenían datos en los pozos estudiados. Sin embargo, estas se pueden obtener mediante publicaciones de estudios de microsísmica en pozos cercanos al área como se nombró en el capítulo anterior (ver imágenes de 5.8-5.10).

Pozos		P_p (MPa)	σ_v (MPa)	σ_h (MPa)	σ_H (MPa)
1	Máx	17.53	37.71	24.54	28.79
	Mín	14.76	30.81	19.43	21.15
2	Máx	18.27	39.25	24.45	27.32
	Mín	11.45	23.25	15.36	16.36
3	Máx	23.90	53.33	30.32	56.03
	Mín	12.27	25.11	16.44	18.65
4	Máx	22.66	50.15	29.95	58.21
	Mín	9.66	19.25	12.83	15.42
5	Máx	18.51	39.85	26.42	35.28
	Mín	9.57	19.05	12.94	13.26
6	Máx	20.48	44.70	24.36	57.63
	Mín	8.68	17.12	9.52	10.31
7	Máx	20.46	44.66	26.17	51.76
	Mín	6.68	12.85	8.95	10.10
8	Máx	20.61	45.02	25.38	51.86
	Mín	6.69	12.87	9.04	9.96
9	Máx	20.87	45.66	28.03	48.56
	Mín	7.24	14.03	10.36	11.33
10	Máx	19.52	42.33	25.75	68.04
	Mín	9.39	18.66	12.41	17.39
11	Máx	19.73	42.83	27.34	42.70
	Mín	9.92	19.83	13.06	17.58

Tabla 7.3 Magnitudes de esfuerzos horizontales

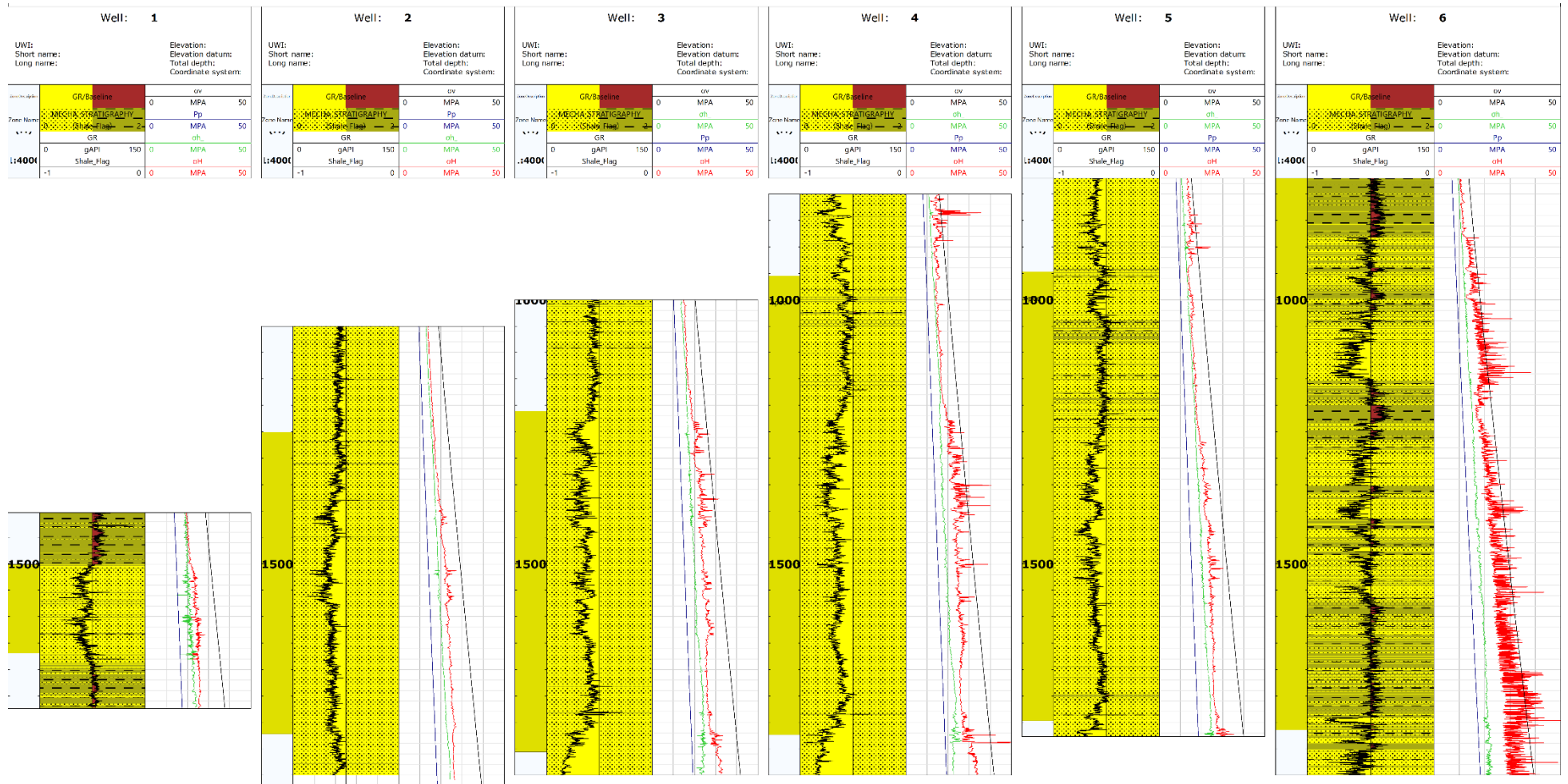


Figura 7.6 Sistema de esfuerzos

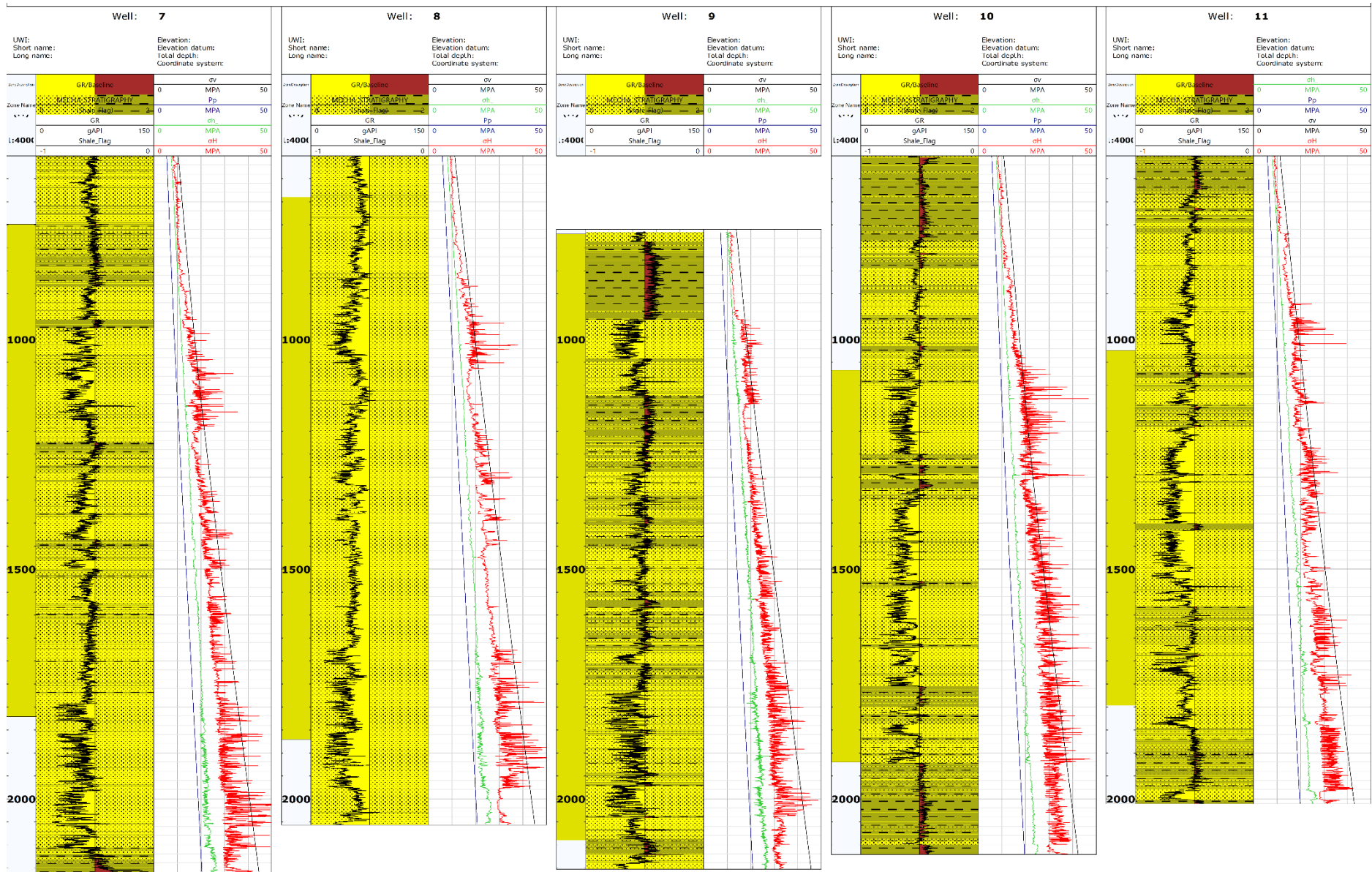


Figura 7.7 Sistema de esfuerzos

7.3 Análisis de redes neuronales

Se generaron dos modelos de redes neuronales. El primero para el cálculo del registro de onda de corte (DTS), tomando en cuenta que en un área petrolera la mayoría de los pozos no poseen este registro. El cual es de vital importancia para la realización de los modelos geomecánicos convencionales. El segundo, para el cálculo de los esfuerzos horizontales, el cual conformaba el principal objetivo de esta investigación. Se utilizaron datos para el entrenamiento, validación y prueba de la red. Una vez es entrenada la red, se prueba con un conjunto de datos desconocidos para la red, denominados datos de prueba, con la finalidad de verificar la solidez de las capacidades de pronóstico de la red neuronal. La eficacia de la red se determina mediante dos medidas, el coeficiente de correlación (R) y el error cuadrático medio (MSE).

La eficiencia de un modelo de red neuronal depende en gran medida de la relación que tengan las propiedades físicas de los datos de entrenamiento con el resultado final que se quiere obtener. En este caso, el comportamiento mecánico y los esfuerzos horizontales están directamente relacionado con los datos de entrada (ver figura 6.19). Por ejemplo, las propiedades mecánicas de los materiales están relacionadas directamente con la profundidad de enterramiento (Prof) y densidad de los materiales (RHOB), la velocidad de ondas del registro sísmico (DTS y DTC) dependen de la densidad de la roca y los fluidos que se encuentren dentro de la porosidad; la porosidad va a estar relacionada a registro de neutrón (NPHI) y todos estos datos de entrada son afines a los esfuerzos horizontales que van a ser los datos de salida de la red.

La red neuronal para el cálculo de los esfuerzos horizontales posee un coeficiente de correlación (R) mayor a 0.99 y en error cuadrático medio (MSE) de 0.27 (ver figuras 5.20 y 5.21). Estos valores son evidencia de modelos bien entrenados. Algunos modelos de redes neuronales pueden tender a sobre ajustarse con los datos de entrenamientos y, por tanto, no pueden predecir datos de prueba. En esta investigación, el 20% de los datos se utilizaron para verificar la capacidad del pronóstico del modelo desarrollados. En la figura 6.22 se muestran los resultados de la comparación de los datos calculados con relaciones empíricas convencionales y los estimados por la red mostrando capacidades de pronóstico bastante buenas.

7.4 Discusión de los resultados

El enfoque del modelado geomecánico 1D aquí presentado se utiliza para proporcionar información del estado mecánico y de esfuerzos en el que están sometidas las rocas de la formación objetivo, la finalidad es encontrar los esfuerzos mínimos y máximos principalmente a través de los métodos convencionales, para ser comparados obtenido por medio de herramientas de la inteligencia artificial. El modelo geomecánico se aplicó a 11 pozos. Se analizaron los siguientes datos: registros de pozos, informes finales de perforación, topes formacionales, ensayos geomecánicos de laboratorio y pruebas de goteo, todos de importancia para conocer sus estados mecánicos y para poder ser aplicado en la operación de fracturamiento hidráulico.

Con base en el análisis de los datos, se construyeron perfiles de las propiedades elásticas de las rocas, propiedades de resistencia de la roca, esfuerzos in situ y presión de poro. El esfuerzo vertical varía entre 43.13 y 50.15 MPa y existe un aumento lineal entre la sobrecarga y la profundidad. Además, la presión de poro muestra el mismo comportamiento que el esfuerzo vertical (relación lineal con la profundidad). Los esfuerzos horizontales fueron calculados bajo la ecuación poro-elástica. Los valores de presión de cierre que equivalen a la magnitud del esfuerzo horizontal mínimo; obtenidos de pruebas de goteo en diversos pozos permitieron ajustar la curva obteniéndose un promedio en todos los pozos que va desde 12.76 a 26.61 MPa. Por otro lado, el esfuerzo horizontal máximo se encontró en el rango de 14.68 a 47.83 MPa. Debido a la alta heterogeneidad de la formación objetivo, se muestra una alta fluctuación en la mayoría de los perfiles en este intervalo. Por ello, se utilizaron ecuaciones empíricas diferentes para el cálculo de UCS en areniscas y lutitas.

Analizando el sistema de esfuerzos que actúa en el área se evidencia que el régimen de esfuerzos es de tipo normal donde $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$ en la secuencia que corresponde a la unidad geológica de interés.

Se realizaron dos modelos de redes neuronales una para el cálculo de onda de corte (DTS) y otro para el cálculo de los esfuerzos horizontales mínimo y máximo (σ_h y σ_H). La eficiencia de las redes neuronales es bastante buena con coeficientes de correlación (R) mayor a 0.99 y el error medio cuadrático de 0.27. Observando las figuras 6.17 y 6.22 de las comparaciones de las pruebas realizadas y para todas las estimaciones está dentro de rangos decentes.

7.5 Aplicación de la geomecánica en el fracturamiento hidráulico

La estimulación de los yacimientos por medio del fracturamiento hidráulico requiere de la geomecánica como herramienta para predecir el comportamiento de los esfuerzos y de las propiedades mecánicas de las rocas. El módulo de Young (E) y la relación de Poisson (ν) son unas de las propiedades más importantes que describen la manera de cómo se va a deformar la roca ante los esfuerzos aplicados en la operación del fracturamiento hidráulico. De los tres esfuerzos que tienen influencia sobre el comportamiento de la fractura, el más importante es el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) ya que éste dará la presión de cierre de la fractura después de generada, así como el grado de competencia que tienen las formaciones arcillosas para contener el crecimiento vertical de la fractura en cuanto al contraste con respecto a la zona de interés. Por otro lado, el conocimiento de la dirección de los esfuerzos es muy importante, ya que la fractura se va a propagar en la dirección del esfuerzo máximo. El comportamiento de los perfiles que se espera para el buen desarrollo de una fractura hidráulica es: valores de coeficiente Poisson (ν) y esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) bajos con respecto a las arcillas sello, mientras que el comportamiento del módulo de Young (E) se esperaría alto en el intervalo de interés y bajo en las arcillas sello.

Un ejemplo práctico se presenta en el pozo 6 donde el fracturamiento hidráulico se realizó en el intervalo de 1790 a 1800m. Observando el comportamiento de los perfiles de módulo de Young (E), Coeficiente de Poisson (ν) y el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) en el rango de interés (ver figura 7.9). Se puede observar que tienen un comportamiento favorable para el buen desarrollo de la fractura hidráulica, donde el módulo de Young tiene los valores más altos en las areniscas (50-70 GPa) y los más bajos en las lutitas (28-35 GPa), el coeficiente de Poisson y el esfuerzo horizontal mínimo tienen valores bajos para las arenas ($\nu=0.2-0.22$; $\sigma_h= 19.6-20$ MPa) y altos para las arcillas ($\nu=0.26-0.28$; $\sigma_h=21.30- 21.60$). Con esto se puede inferir que la altura de la fractura hidráulica se va a acotar en el intervalo deseado si no se supera los 21.30 MPa que es el valor del esfuerzo horizontal mínimo que resisten las lutitas sello. Esto es de gran importancia a la hora de determinar el riesgo existente de contactar zonas no productivas. También, se conoce la posible presión de cierre de la fractura, la cual permite la optimización de diseños de fracturas brindando información crítica para la posible geometría de fractura. Por último, conociendo la dirección del esfuerzo horizontal máximo que en este caso es de N40°E.

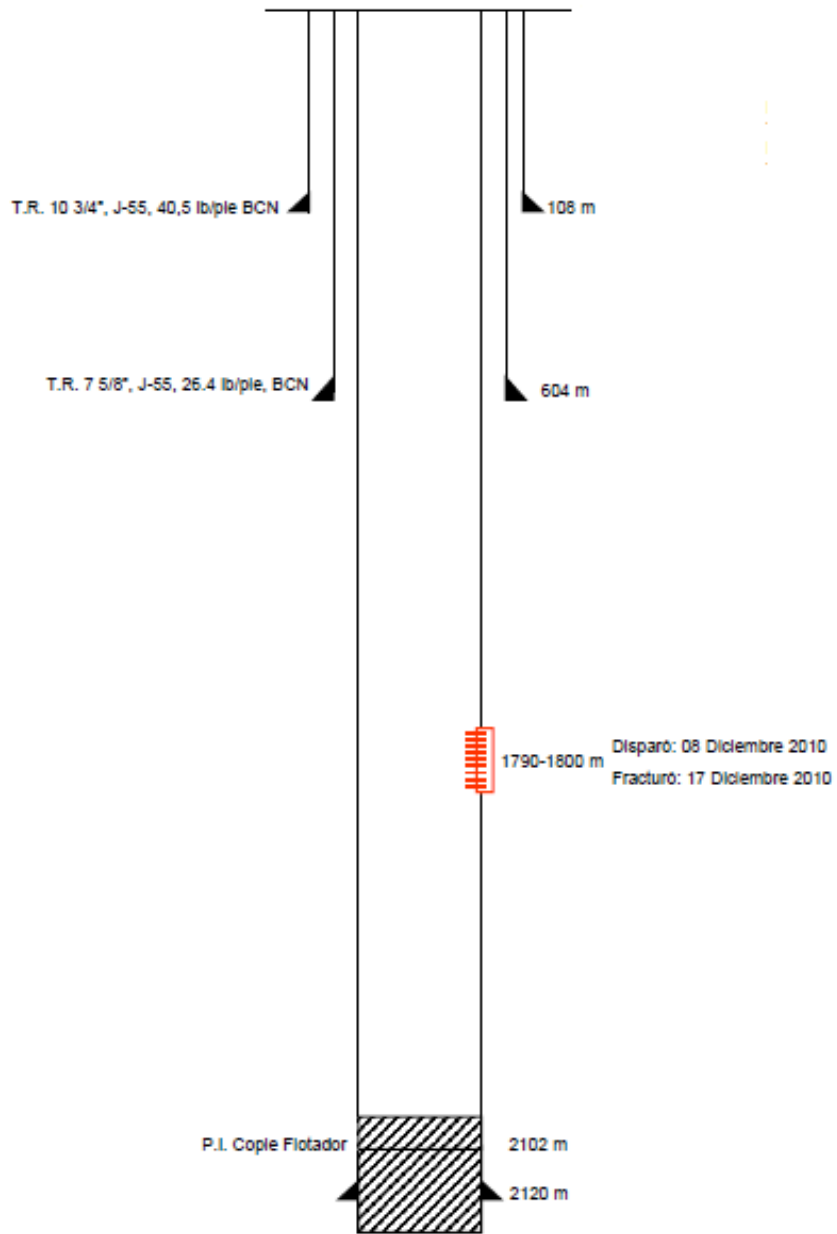


Figura 7.8 Estado mecánico del pozo 6

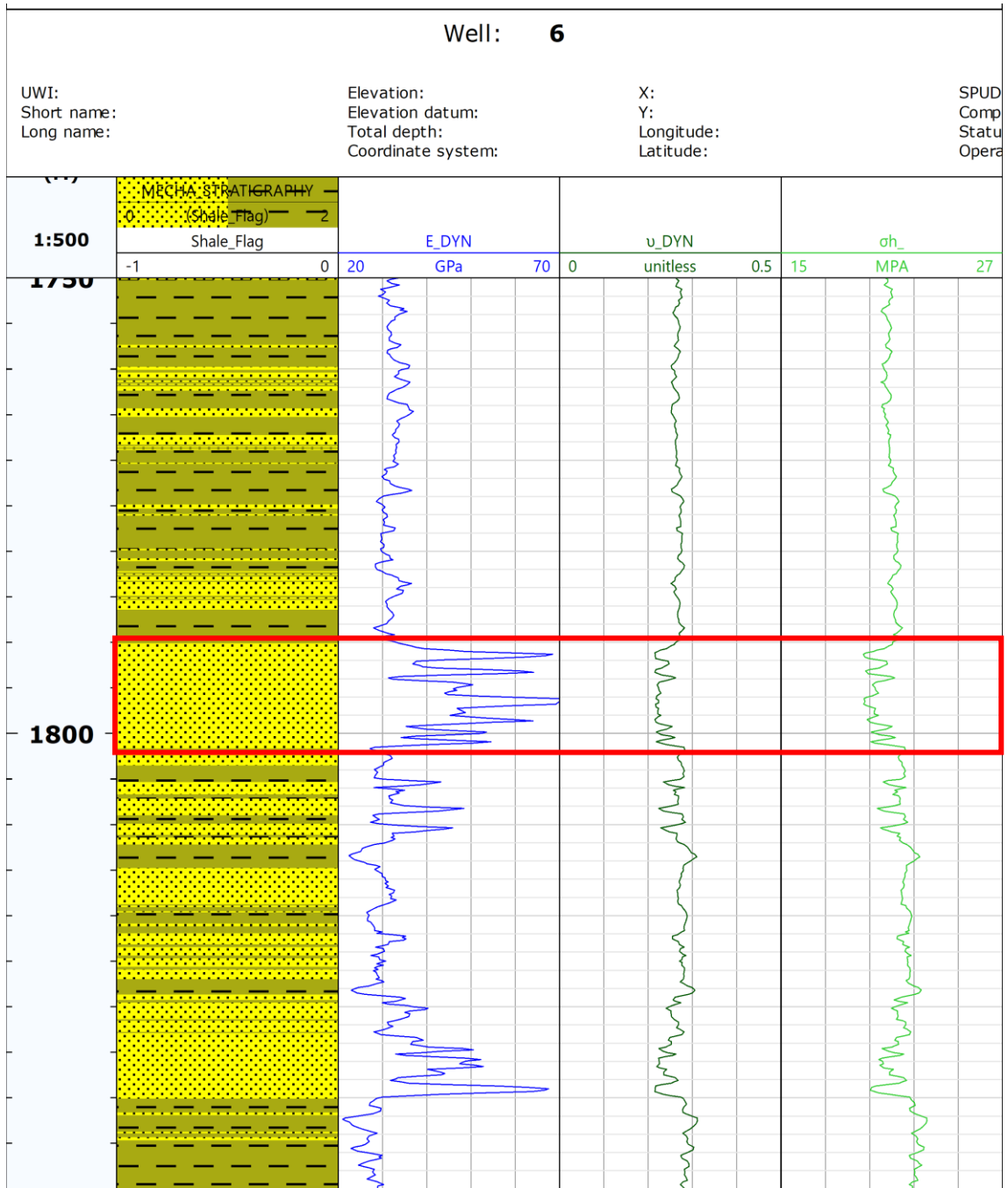


Figura 7.9 Aplicación de la geomecánica en el fracturamiento hidráulico Pozo 6

CONCLUSIONES

Los modelos geomecánicos permiten conocer las propiedades mecánicas, de resistencia de las rocas y el sistema de esfuerzos que actúa en un área determinada, ya sea en la totalidad del pozo o en un intervalo de interés.

En esta investigación se calcularon los esfuerzos horizontales a través de la ecuación poro-elástica, obteniéndose un sistema de esfuerzos donde la presión de poro (Pp) varía en un rango de 9.66 a 20.23 MPa. La magnitud del esfuerzo de sobrecarga (σ_v) varía en un rango de 43.13 a 50.15 MPa. Los esfuerzos horizontales mínimos varían de 12.76 a 26.61 MPa. Por otro lado, los esfuerzos horizontales máximos están en el orden de 14.68 a 47.83 MPa. Con esto se logra conocer que la presión de cierre de fractura en la operación de fracturamiento hidráulico va a ser análoga al esfuerzo horizontal mínimo.

Con los valores del sistema de esfuerzos, se puede concluir que en el área actúa un régimen tectónico de tipo normal donde $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$.

Las redes neuronales de tipo *Feed-forward backpropagation* obtuvieron coeficientes de correlación mayores a 0.99 y errores muy bajos, los cuales se pueden observar en la comparación de los valores reales con los estimados. En primer lugar, es posible estimar valores de onda de corte (DTS) que no siempre está disponible en los registros de pozos. También, se concluye que usando este modelo de redes neuronales sin tener las propiedades elásticas y de resistencia de las rocas los valores de esfuerzos horizontales pueden estimarse con precisión mediante los registros convencionales de pozos; datos que están disponibles en la mayoría de los pozos.

El ejemplo práctico del pozo 6 demuestra cómo las RNs y en conjunto con datos geomecánicos aumenta la posibilidad de éxito durante las operaciones de fracturamiento hidráulico.

Referencias bibliográficas

- Akbar Ali, A. H., Brown, T., Delgado, R., Lee, D., Plumb, D., Smirnov, N., & Marsden, R. (2003). Observación del Cambio de las Rocas: Modelado Mecánico del Subsuelo. *Oilfield Review*, 22-41.
- Bertorelli, G., Santana, L., & Poquiomia, W. (1998). *Manual de Términos Básicos para la Interpretación de Términos Geomecánicos*. Caracas: PDVSA Exploración y Producción.
- Biot, M. (1941). General Theory of Three-dimensional consolidation. *Appl. Phys.*, 155-164.
- Caicedo, E., & López, J. (2017). *Una Aproximación Práctica a las Redes Neuronales Artificiales*. Cali, Colombia: Universidad del Valle.
- Caparrini, F. (2020). *www.cs.us.es*. Obtenido de <http://www.cs.us.es/~fsancho/?e=72>
- CNH. (2018). *Atlas Geológico Recursos no Convencionales (Lutita Gas/Aceite)*. CDMX: Centro Nacional de Información de Hidrocarburos .
- Concha, L. (2018). *Viabilidad de Explotación de Shale Gas en Coahuila*. CDMX: Instituto Politécnico Nacional .
- Cook, J. (2016). La Geomecánica. *Oilfield Review*, 28(1), 51-53.
- Cook, J., Frederiksen, R., Hasbo, K., Green, S., Judzis, A., Suárez, R., . . . Lee, D. (2007). Las Rocas Importan: Realidades de la Geomecánica. *Oilfield Review*, 38-59.
- Cook, J., Frederiksen, R., Hasbo, K., Green, S., Juszis, A., Suarez, R., . . . Sayers, C. (2008). Las Rocas Importan: Realidades Geomecánicas. *Oilfield Review*, 38-59.
- Elizalde, J., Gutierrez, G., Neal, N., Lee, B., Ríos, A., Salguero, J., . . . Varela, R. (2013). Evaluación de la Interacción de esfuerzos durante el fracturamiento hidráulico de pozos horizontales con diversas configuraciones, espaciamiento de las etapas y su influencia en la estimulación de las fracturas naturales. *Ingeniería Petrolera*, 53(12), 734-744. Obtenido de <http://132.248.9.34/hevila/Ingenieriapetrolera/2013/vol53/no12/3.pdf>

- Fahad , I., Abdulla, A., Amirmasoud, K., & Shahin, N. (2020). Machine Learning Techniques to Model Geomechanics and Petrophysical Properties of Shale Reservoirs - A Systematic Literature Review. *ScienceDirect*.
- FCCyT. (Marzo de 2018). Inteligencia artificial. *INCYTU*(0.12).
- Folk. (1974). *Petrology of Sedimentary Rocks*. Austin: Hemphill.
- Folk, R. (1974). *Petrology of Sedimentary Rocks*. Austin,: Hemphill.
- Geotecnia web. (27 de Noviembre de 2018). *Suelos, Geotecnia y Pavimentos*. Obtenido de <https://ingeotec.blogspot.com/2018/11/circulo-de-mohr.html>
- Gutiérrez, A. (2015). *Estudio de los Yacimientos No Convencionales de Lutitas Petrolíferas y su Potencial de Explotación en la Formación La Luna en Venezuela* . Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Hilera, J., & Martínez, V. (1995). *Redes Neuronales Artificiales: Fundamentos, Modelos y Aplicaciones*. Madrid : RA-MA.
- Hosrud, P. (2001). *Estimating mechanical properties of shale from empirical correlations*. SPE Drill.
- IBM. (2011). *IBM SPSS Neural Networks*. IBM Corportation.
- Jódar, A. (2014). *Recursos No Convencionales Susceptibles de ser Explotados Mediante Fracking*. Murcia: Universidad de Murcia.
- Kirsch. (1898). the theory of elasticity and the needs of the strength of materials. *Journal of the Association of German Engineers*, 797-807.
- Knöll, L. (2016). *The Processof Building a Mechanical Earth Model Using Well Data*. Montan Universität.
- Kosset, T. (2014). *WELLBORE INTEGRITY ANALYSIS FOR WELLPATH OPTIMIZATION AND DRILLING RISKS REDUCTION: THE VACA MUERTA FORMATION IN NEUQUÉN BASIN*. Neuquen: Colorado School of Mines.
- La Comunidad Petrolera. (28 de Julio de 2017). *lacomunidadpetrolera.com*. Obtenido de <https://lacomunidadpetrolera.com/2017/07/permeabilidad-vertical-horizontal.html>

- Laubach, S., Olson, J., & Gross, M. (2009). Mechanical and Fracture Stratigraphy. *AAPG Bulletin*, 93(11), 1413-1426.
- Le Calvez, J., Stokes, J., Xu, J., & Williams, M. (Mayo de 2016). Fracturamiento hidráulico: Valoraciones a partir del Monitoreo Sísmico. *Oilfield Review*, 28(2), 18-35.
- Leyva, B. (2013). *METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DE UN MODELO GEOMECÁNICO Y DE ESTABILIDAD DE POZOS, CON INFORMACIÓN DE PROPIEDADES ELÁSTICAS Y DE RESISTENCIA DE ROCA, OBTENIDA DE NÚCLEOS*. México DF.: Universidad Nacional Autónoma de México.
- López, V., Martínez, F., Velazquez, D., & Espinosa, G. (2011). Análisis de Pruebas de Goteo Extendidas para la Determinación del Gradiente de Fractura y Esfuerzo Mínimo. *INGEPET, VII*.
- Lopez-Ramos, E. (1979). *Geología de México*. Mexico D.F.: 2da.
- Lozano-Maya. (2013). The United States Experience as a reference of succes for shale gas development: The case of Mexico. *Energy Policy*, 70-78.
- Magoon, L., Hudson, T., & Cook, H. (2001). Pimienta-Tamabra A Giant Supercharged Petroleum System in the Sourthen Gulf of Mexico, Onshore and Offshore MExico. *AAPG*, 75, 83-125.
- Matesanz-Caparroz, J. (2013). *Repercusiones Territoriales de la Fractura Hidráulica o Fracking en Cantabria, Burgos y Palencia*. Madrid: Universidad Complutense de Madrid .
- Matich, D. (2001). *Redes Neuronales: Conceptos Básicos y Aplicaciones*. Rosario: Universidad Tecnológica Nacional.
- McNally, G. (1987). *Estimation of coal measures rock strength using sonic and neutron logs*. Geoexploration.
- Mohammed, H. (2017). *Geomechanical analysis of the wellbore instability problems in Nahr Umr Formation southern Iraq*. Missouri: Missouri University of Science and Technology.
- Navarro, C. (2017). *Teoría del Fracturamiento Hidráulico*. CDMX: UNAM.

- OLADE. (2012). *Panorama General de los Hidrocarburos no Convencionales*. Quito: Organización Latinoamericana de Energía.
- Panja, P., Velazco, R., Pathak, M., & Deo, M. (2018). Application of Artificial Intelligence to Forecast Hydrocarbon Production From Shales. *ScienceDirect*, 75-89.
- Parapuram, G., Mokhtari, M., & Hmida, J. (2017). Prediction and Analysis of Geomechanical Properties of the Upper Bakken Shale Utilizing Artificial Intelligence and Data Mining. *URTeC*. Obtenido de <https://www.researchgate.net/publication/320716605>
- PDVSA. (2011). *Manual de Términos Básicos para la elaboración de Estudios Geomecánicos de Yacimientos*. Maracaibo: PDVSA Exploración y Producción.
- Peña, D., & Márquez, F. (2016). *Generación del Modelo Geomecánico 3D del Yacimiento C-INF VLC-363, Aplicado al Análisis de Estabilidad de Hoyo*. Mérida: Universidad de los Andes.
- Pinnacle. (2012). *Informe Microsísmica Presidente Aleman - No. 1565H*.
- Ponce, J., Torres, A., Quezada, F., Silva, A., Martínez, E., Casali, A., . . . Túpac, I. (2014). *Inteligencia Artificial*. LATIn.
- Quinterio, Y., Triana, R., Jaimes, M., & Torres, M. (2010). Optimización de Diseños de Fractura Hidráulica Aplicando Estudios Geomecánicos. *El Reventón Energético*, 8(2), 5-11.
- Ramírez, C. (2014). *Clasificación Automatizada de Facies a escala de Registros de Pozo Usando Redes Neuronales Artificiales en Yacimientos Areno-Arcillosos*. CDMX: UNAM.
- Ramírez, J. (2017). *Teoría sobre redes neuronales artificiales*. Sevilla, España: Universidad de Sevilla.
- Roca, L. (2017). *Importancia de la Geomecánica Petrolera Profunda*. Ciudad de México: Academia de Ingeniería de México.
- Rosano, F. (1998). *Fundamentos de Redes Neuronales Artificiales*. Laboratorio de Cibernética Aplicada. CDMX: unam.

- Sabido, J. (2017). *Teoría del Fracturamiento Hidráulico*. CDMX: UNAM.
- Sanmartin, A., & Torres, J. (2018). *Metodología para el Diseño Experimental del Impacto de la Temperatura en la Desorsión a Yacimientos No Convencionales*. 2018: Universidad Industrial de Santander.
- Schlumberger. (22 de Septiembre de 2019). *Oilfield Glossary*. Obtenido de Schlumberger: <https://www.glossary.oilfield.slb.com>
- Terzaghi, K., Peck, R., & Mesri, G. (1996). *Soil Mechanics in Engineering Practice* (3ra ed.). John 811 Wiley & Sons.
- Trejo , M. (2009). *Aplicación de la Geomecánica en la Estabilidad del Agujero de un Pozo de la Región Sur*. Facultad de Ingeniería. CDMX: UNAM.
- U.S. Department of Energy. (2013). EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. *U.S Energy Information Administration*.
- Uriel , J. (2016). *Aplicación de Métodos Avanzados de Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos*. Facultad de Ingeniería , Geofísica. CDMX: UNAM.
- Vásquez, A. (2001). *Introducción a la Geomecánica Petrolera* (Quinta ed.). Caracas, Venezuela: V.V.A Consultores C.A.
- Zoback, M. (2007). *Reservoir Geomechanics*. Stanford: Cambridge University Press.
- Zumaya, P. (2017). *Geomecánica Aplicada a la Perforación de Pozos Petroleros*. CDMX: IPN.