

**Caracterización geomecánica para analizar la estabilidad de pozo de las formaciones
Mugrosa y Colorado en una zona del campo Casabe (Valle Medio de Magdalena,
Colombia)**

Santiago Chacón Camargo y Mauro Andrés Suarez Villamizar

Trabajo de Grado para Optar al Título de Geólogo

Director

David Alfonso Serrano Ferreira

Geólogo

Codirector

Julián David de Bedout Ordoñez

Geólogo, M. Eng.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Fisicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2022



Agradecimientos

A nuestros padres por su apoyo y amor incondicional a lo largo de nuestro proceso educativo y de nuestras vidas.

Agradecimiento a nuestro director David Alfonso Serrano Ferreira y codirector Julian David de Bedout Ordoñez por brindarnos su apoyo, tiempo y sabiduría en el desarrollo del proyecto.

A los profesores que a lo largo de nuestra formación como geólogos nos brindaron la mejor actitud y los espacios apropiados de aprendizaje.

A nuestros compañeros que siempre estuvieron presentes en todo nuestro ciclo universitario.

ECOPETROL S.A por brindarnos la oportunidad de realizar este proyecto y a la Universidad Industrial de Santander por ayudarnos a crecer como profesionales y como personas.



Dedicatoria

A mi madre y a mi padre por su apoyo incondicional, por haberme educado en la disciplina y perseverancia, por enseñarme a confiar en mis capacidades y en ser buena persona.

A mi hermana por su ejemplo de amor y comprensión los cuales me impulsan a ser mejor.

A mis abuelos que fueron un ejemplo de personas y un soporte fundamental para la persona que soy hoy en día.

A las personas que conocí a lo largo de mi carrera que a su vez me brindaron su conocimiento, consejos y apoyo.

Mauro Andrés Suárez Villamizar

A mis padres por su amor y apoyo incondicional, por la educación y los principios que me inculcaron desde pequeño, por enseñarme que todo es posible con esfuerzo.

A mi hermano que me brinda su amor y apoyo en todas mis decisiones, siendo un ejemplo y una guía para mí.

A mis abuelos que fueron parte de mi desarrollo como persona, deseando siempre lo mejor para mí.

A mi novia que siempre me brindo su amor y apoyo.

A mis amigos que me acompañaron a lo largo de la carrera y siempre estuvieron presentes en los momentos importantes.

Santiago Chacón Camargo.



TABLA DE CONTENIDO

| | |
|---|------------|
| INTRODUCCIÓN..... | 13 |
| 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 14 |
| 2. OBJETIVOS..... | 15 |
| 2.1 OBJETIVO GENERAL | 15 |
| 2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS | 15 |
| 3. JUSTIFICACIÓN..... | 16 |
| 4. MARCO TEÓRICO..... | 17 |
| 4.1 GEOMECÁNICA..... | 17 |
| 4.2 ESFUERZOS EN LA TIERRA..... | 18 |
| 4.3 FRACTURAMIENTO..... | 43 |
| 4.4 ARENAMIENTO..... | 46 |
| 4.5 PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS..... | 49 |
| 4.6 REGISTROS DE POZO..... | 54 |
| 4.7 MODELO GEOMECÁNICO..... | 65 |
| 5. MARCO GEOLÓGICO..... | 66 |
| 5.1 LOCALIZACIÓN..... | 66 |
| 5.2 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA DEL VALLE MEDIO DE MAGDALENA (VMM)..... | 68 |
| 5.3 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL DEL VMM | 71 |
| 5.4 AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN..... | 75 |
| 6. METODOLOGÍA | 77 |
| 7. RESULTADOS | 84 |
| 7.1 MODELO LITOLÓGICO..... | 84 |
| 7.2 MODELO GEOMECÁNICO 1D..... | 87 |
| 7.3 MODELO DE ARENAMIENTO..... | 94 |
| 8. ANALISIS DE RESULTADOS..... | 96 |
| 9. CONCLUSIONES..... | 104 |
| RECOMENDACIONES..... | 106 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 107 |



LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| FIGURA 1 <i>REPRESENTACIÓN 3 EJES DE ESFUERZO</i> | 19 |
| FIGURA 2 <i>RÉGIMEN DE FALLA NORMAL</i> | 21 |
| FIGURA 3 <i>RÉGIMEN DE FALLA INVERSA</i> | 22 |
| FIGURA 4 <i>RÉGIMEN DE FALLA DE RUMBO</i> | 22 |
| FIGURA 5 <i>REPRESENTACIÓN DE LOS EFECTOS CAUSADOS POR LA GEOPRESIÓN</i> | 24 |
| FIGURA 6 <i>CAUSAS DE LE SOBREPRESIÓN</i> | 30 |
| FIGURA 7 <i>CLASIFICACIÓN DE LAS CAUSAS DE LAS ALTAS PRESIONES</i> | 32 |
| FIGURA 8 <i>ESFUERZO VERTICAL</i> | 33 |
| FIGURA 9 <i>REPRESENTACIÓN DE LOS 3 ESFUERZOS PRINCIPALES Y LA VARIACIÓN DE ESTOS EN LAS PAREDES DEL POZO</i> | 35 |
| FIGURA 10 <i>ILUSTRACIÓN ESQUEMÁTICA DE LAS LEYES CONSTITUTIVAS ELÁSTICAS, POROELÁSTICAS, ELÁSTICAS-PLÁSTICAS Y VISCOELÁSTICAS</i> | 38 |
| FIGURA 11 <i>ESFUERZO VS DEFORMACIÓN EN LABORATORIO PARA UNA ROCA BIEN CEMENTADA CON DEFORMACIÓN UNIAXIAL</i> | 39 |
| FIGURA 12 <i>DESARROLLO DE UN BREAKOUT</i> | 45 |
| FIGURA 13 <i>ESQUEMA COMPLETO DE LA CADENA DE TRABAJO DE LA HERRAMIENTA DST OPERADA DE FORMA INALÁMBRICA</i> | 51 |
| FIGURA 14 <i>COMPORTAMIENTO DEL CAUDAL Y PRESIÓN PARA UNA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN</i> | 52 |
| FIGURA 15 <i>HISTORIA DE CAUDAL Y PRESIÓN PARA UNA PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESIÓN</i> | 53 |



| | |
|---|----|
| FIGURA 16 <i>MEDICIÓN DE UN REGISTRO CALIPER</i> | 55 |
| FIGURA 17 <i>CNL/NPHI Y CNL/TNPH) CURVAS DE POROSIDAD EQUIVALENTE PARA LITOLÓGÍAS COMÚNMENTE ENCONTRADAS</i> | 59 |
| FIGURA 18 <i>VARIACIÓN DE LA RESISTIVIDAD PARA DOS ROCAS CONTENIENDO EL MISMO FLUIDO, PERO CON DIFERENTES POROSIDADES</i> | 61 |
| FIGURA 19 <i>EJEMPLOS DE DEFLEXIÓN SP DESDE LA LÍNEA BASE DE LUTITAS</i> | 63 |
| FIGURA 20 <i>IMPORTANCIA DE MODELO GEOMECÁNICO EN CAMPO</i> | 65 |
| FIGURA 21 <i>MAPA DE LOCALIZACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO</i> | 67 |
| FIGURA 22 <i>EVOLUCIÓN TECTO-SEDIMENTARIA DE LA CUENCA VMM, DESDE EL JURÁSICO TARDÍO AL EOCENO TEMPRANO</i> | 69 |
| FIGURA 23 <i>EVOLUCIÓN TECTO-SEDIMENTARIA DE LA CUENCA VMM DESDE EL EOCENO TARDÍO AL PRESENTE</i> | 70 |
| FIGURA 24 <i>COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA, CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA</i> | 72 |
| FIGURA 25 <i>COLUMNA ESTRATIGRÁFICA Y BLOQUEDIAGRAMA PARA EL AMBIENTE FLUVIAL TRENZADO DE LA FM COLORADO</i> | 75 |
| FIGURA 26 <i>COLUMNA ESTRATIGRÁFICA Y BLOQUEDIAGRAMA PARA EL AMBIENTE FLUVIAL TRENZADO DE LA FM MUGROSA</i> | 76 |
| FIGURA 27 <i>DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METODOLOGÍA APLICADA EN EL PROYECTO</i> | 78 |
| FIGURA 28 <i>DATOS Y REGISTROS DISPONIBLES</i> | 79 |
| FIGURA 29 <i>CARGA DE LOS REGISTROS AL SOFTWARE TECHLOG</i> | 80 |



| | |
|--|----|
| FIGURA 30 <i>EJEMPLO DEL MODELO GEOLÓGICO DEFINIDO CON LA HERRAMIENTA IPSOM DE TECHLOG.</i> | 81 |
| FIGURA 31 <i>EJEMPLO DEL MODELO GEOMECÁNICO 1D.</i> | 82 |
| FIGURA 32 <i>EJEMPLO DEL MODELO DE ARENAMIENTO.</i> | 83 |
| FIGURA 33 <i>ANÁLISIS DE COMPONENTES PRINCIPALES.</i> | 85 |
| FIGURA 34 <i>DEFINICIÓN DE LITOTIPOS.</i> | 86 |
| FIGURA 35 <i>MODULO DINÁMICO DE POISSON.</i> | 87 |
| FIGURA 36 <i>MODULO DINÁMICO DE CORTE.</i> | 88 |
| FIGURA 37 <i>MODULO DINÁMICO DE YOUNG.</i> | 88 |
| FIGURA 38 <i>MODELO DE MÓDULOS ELÁSTICOS.</i> | 89 |
| FIGURA 39 <i>DEFINICIÓN DE LOS UCS.</i> | 90 |
| FIGURA 40 <i>AMARRE DE UCS SEGÚN EL LITOTIPO PRESENTE EN UN INTERVALO DE PROFUNDIDAD.</i> | 90 |
| FIGURA 41 <i>MODELO DE UCS.</i> | 90 |
| FIGURA 42 <i>HERRAMIENTA DE PRESIÓN DE PORO DEL SOFTWARE TECHLOG.</i> | 92 |
| FIGURA 43 <i>CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE PORO</i> | 92 |
| FIGURA 44 <i>CÁLCULO DE ESFUERZOS PRINCIPALES</i> | 93 |
| FIGURA 45 <i>MODELO DE ESFUERZOS PRINCIPALES.</i> | 93 |
| FIGURA 46 <i>MODELO DE ARENAMIENTO PROGRAMADO EN EL SOFTWARE TECHLOG.</i> | 94 |
| FIGURA 47 <i>MODELO DE ARENAMIENTO PROGRAMADO EN EL SOFTWARE TECHLOG.</i> | 95 |
| FIGURA 48 <i>MODELO DE ARENAMIENTO.</i> | 96 |
| FIGURA 49 <i>DIAGRAMAS DE MÓDULOS ELÁSTICOS</i> | 97 |



| | |
|--|-----|
| FIGURA 50 <i>DIAGRAMA DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD CON SECCIONES DELGADAS DE CADA LITOTIPO DE LA FORMACIÓN COLORADO.</i> | 98 |
| FIGURA 51 <i>DIAGRAMA DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD CON SECCIONES DELGADAS DE CADA LITOTIPO DE LA FORMACIÓN MUGROSA.</i> | 99 |
| FIGURA 52 <i>IMÁGENES DE PETROGRAFÍA Y SEM DEL LITOTIPO 1.</i> | 100 |
| FIGURA 53 <i>IMÁGENES DE PETROGRAFÍA Y SEM DEL LITOTIPO 4.</i> | 100 |
| FIGURA 54 <i>IMÁGENES DE PETROGRAFÍA Y SEM DEL LITOTIPO 2 Y 3 RESPECTIVAMENTE.</i> | 101 |
| FIGURA 55 <i>MINERALES ARCILLOSOS DE LA FORMACIÓN COLORADO.</i> | 102 |
| FIGURA 56 <i>MINERALES ARCILLOSOS DE LA FORMACIÓN MUGROSA.</i> | 102 |



LISTA TABLAS

| | |
|--|----|
| TABLA 1 VALORES DEL ÁNGULO DE FRICCIÓN INTERNO. | 26 |
| TABLA 2 VALORES TÍPICOS DE DENSIDAD DE LOS DIFERENTES ELEMENTOS (MATRIZ Y FLUIDOS) PRESENTES EN UN POZO. | 56 |
| TABLA 3 VALORES TÍPICOS DEL REGISTRO SÓNICO COMPRESIONAL (DTP) EN ALGUNAS LITOLOGÍAS. | 57 |
| TABLA 4. VALORES TÍPICOS DEL REGISTRO SÓNICO DE CIZALLAMIENTO (DTs) EN ALGUNAS LITOLOGÍAS. | 58 |



Resumen

Título: Caracterización geomecánica para analizar la estabilidad de pozo de las formaciones mugrosa y colorado en una zona del campo casabe (valle medio de magdalena, Colombia).

Autores: Santiago Chacón Camargo & Mauro Andrés Suárez Villamizar

Palabras Claves: Geomecánica, esfuerzos, deformación, presión, sobrepresión, inestabilidad, registro de pozo, módulos elásticos.

Descripción:

El campo casabe ubicado en el valle superior del Magdalena es una de las operaciones principales de Ecopetrol ya que de la explotación de hidrocarburos que allí se lleva, la compañía obtiene considerables beneficios. Históricamente este campo ha sufrido problemas de arenamiento en sus pozos debido a la configuración geológica de la zona lo cual ha llevado a detener la producción.

Es por esto que en esta investigación se hizo el cálculo de la presión crítica de fondo fluido CBHFP (Critical Bore Hole Fluid Pressure) para 3 pozos con el fin de determinar la presión a la cual la roca fallará y por consiguiente originará problemas de arenamiento. Para esto, se inició elaborando un modelo litológico mediante el uso de la herramienta Ipsom del software Techlog empleando diversos registros de pozo de los cuales se clasificaron 4 litotipos diferentes para cada formación, este modelo se realizó teniendo en cuenta los modelos de depositación de cada formación y el estudio realizado por (Villabona & Elizalde, 2021). Una vez obtenida la litología se realizó un modelo geomecánico 1D en donde se hallan los módulos elásticos dinámicos de corte, Young y poisson, los esfuerzos principales (vertical, horizontal mínimo y máximo), la presión de poro y la resistencia a la compresión uniaxial o UCS por sus siglas en inglés (Uniaxial Compressive Strength), en donde el UCS se calculó dependiendo de la litología que se encontrara en el modelo litológico. Posteriormente se determinó el tipo de modelo de arenamiento a utilizar, en donde se consideró que el modelo de Hoek & Brown era el más acertado ya que permitía una mayor aproximación a la geología del área; una vez seleccionado el modelo a trabajar este se ejecutó mediante un algoritmo de Python con el fin de obtener el CBHFP.



Abstract

Title: Geomechanical characterization to analyze the wellbore stability of the Mugrosa and Colorado formations in an area of the Casabe field (Middle Magdalena Valley, Colombia).

Authors: Santiago Chacón Camargo & Mauro Andrés Suárez Villamizar

Keywords: Geomechanics, stress, deformation, pressure, overpressure, instability, well log, elastic modules.

Description:

The Casabe field located in the upper Magdalena valley is one of Ecopetrol's main operations since the company obtains considerable benefits from the exploitation of hydrocarbons that are extrated there. Historically, this field has suffered from sanding problems in its wells due to the geological configuration of the area, which has led to production being stopped.

For this reason, in this investigation, the calculation of the CBHFP was made for 3 wells in order to determine the pressure at which the rock will fail and, therefore, will cause sanding problems. For this, a lithological model began to be developed using the Ipsom tool of the Techlog software using various well logs, which classified 4 different lithotypes for each formation, this model was made taking into account the deposition models of each formation and the study elaborated by ([Villabona & Elizalde, 2021](#)). Once the lithology was obtained, a 1D geomechanical model was made where the dynamic elastic shear, Young and Poisson moduli, the main stresses (vertical, horizontal minimum and maximum), the pore pressure and the UCS (Uniaxial Compressive Strength) are found, where the UCS it was calculated depending on the lithology found in the lithological model. Subsequently, the type of sanding model to be used was determined, where it was considered that the Hoek & Brown model was the most accurate since it allowed a greater approximation to the geology of the area; Once the model to work on was selected, it was executed using a Python script in order to obtain the CBHFP.

INTRODUCCIÓN

La geomecánica estudia el comportamiento de las rocas, desarrollando modelos y controlando la deformación de la roca en respuesta a perforaciones, cambios en la presión y esfuerzos, cambios de temperatura y sobrepresiones. Trata problemas vinculados con la relación entre esfuerzos y resistencia de la formación, las operaciones de pozo que afectan y alteran la formación tienen un gran impacto en el análisis de cualquier problema como lo son la inestabilidad en los pozos, arenamiento, fracturamiento, entre otros. Los esfuerzos y presión influyen en todo tipo de yacimiento, pozo y terminaciones. Todos los procesos usados en la industria petrolera para la producción e inyección, el tipo de roca, los ambientes depositacionales, la tectónica regional afectan estos esfuerzos y presiones. Con diversas técnicas de medición, modelado y monitoreo geomecánico se puede llegar a anticipar y reducir estas afectaciones en los esfuerzos y presiones. En Colombia existen muchos campos con problemas de inestabilidad por actividad tectónica o por geología compleja, esto conlleva a una serie de problemas como lo son el breakout, derrumbes de pozo, fracturamiento del pozo, entre otros, una solución a estos problemas consiste en la aplicación de estudios geomecánicos con el fin de anticiparlos, de esta manera se ahorra tiempo y dinero en los procesos de producción, haciendo mucho más rentable y segura la producción de hidrocarburos en dichos campos. La geomecánica implementa la mecánica de sólidos y fluidos, ingeniería, geología y física para determinar la respuesta de las rocas y los fluidos que estas contienen ante el cambio de esfuerzos, presiones, fuerzas y temperaturas producidos por los procesos de perforación y producción de pozos. Si estos cambios inducidos no se anticipan, el costo y dificultades futuras en el manejo del área productiva pueden afectar las expectativas iniciales previstas para el campo relacionadas principalmente a los gastos e integridad de las herramientas.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Parte del estudio de los campos maduros, como el yacimiento presente en el campo Casabe consiste en optimizar la identificación de los intervalos a cañonear para no comprometer la integridad mecánica del pozo, implementado estrategias como los modelos geomecánicos para reducir el riesgo en la toma de decisiones asociadas al desarrollo de las reservas remanentes presentes en el reservorio. Por tal motivo, entender los esfuerzos locales y las propiedades elásticas en formaciones altamente heterogéneas y complejas como Mugrosa y Colorado permitirá establecer los posibles riesgos asociados a la estabilidad de pozo, mejorando de esta manera las actividades futuras para la extracción de fluidos.

Las formaciones Mugrosa y Colorado se caracterizan por presentar una alta complejidad mineralógica y diagenética en sus tipos de roca, las mejores rocas, en especial las de la formación Colorado, están conformadas por rocas que no presentan matriz, por ende, tienen mayor riesgo de producción de arena, llegando a ocasionar pérdidas en la herramienta de perforación; causando de esta manera un impacto económico negativo en el flujo de caja del campo de petróleo. En consecuencia, se realizó un análisis de sensibilidad de los diferentes métodos aplicables a la solución del problema con el fin de reducir la incertidumbre del modelo geomecánico actual, de esta forma se podrán asesorar las campañas de perforación futuras al momento de realizar actividades complementarias en este activo de Ecopetrol.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar la estabilidad de pozo de las formaciones Mugrosa y Colorado en una zona del campo Casabe (Valle Medio de Magdalena, Colombia) a partir de un análisis geológico y geomecánico.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Analizar las principales causas de falla e inestabilidad de pozo en las formaciones Mugrosa y Colorado a partir de módulos elásticos y pruebas de pozo en la zona de estudio.

Comparar la relación entre los litotipos y la variación geomecánica de pozo en el área investigada.

Caracterizar geológica y geomecánicamente las rocas de las formaciones Mugrosa y Colorado a partir de registros de pozos con el software techlog.

Generar un algoritmo que optimice la aplicación de prácticas y o métodos de campo de modo que no se comprometa la integridad mecánica del pozo.

3. JUSTIFICACIÓN

La mecánica de rocas tiene una aplicación directa en la industria del gas y petróleo cuando los pozos fallan en la etapa de perforación. El arenamiento, que consiste en la producción de pequeñas o grandes cantidades de sólidos junto con fluidos del reservorio (Wu *et al.*, 2006), es un problema significativo que puede llegar a aumentar drásticamente el costo de perforación y el desarrollo del campo. Entre los problemas asociados se encuentran los derrumbes, breakout, los cuales son regiones astilladas a cada lado del pozo que están centradas en el azimut del menor esfuerzo principal horizontal H_{\min} , donde la concentración del esfuerzo de compresión fue mayor (Barton *et al.*, 1988), pegas de tuberías, que se refiere a la limitación del movimiento de la sarta de perforación (Gélvez & Méndez, 2004), llegando a ahorrar millones de dólares relacionados a estas fallas y al tiempo de no producción debido al arenamiento y a estos problemas mencionados anteriormente.

La estabilidad de pozo está proyectada en la industria alrededor de 0,6 hasta 1 billón de dólares por año. Teniendo esto en cuenta, se estimó que los costos de perforación normalmente requieren el 70% del capital para el desarrollo del campo. Los costos de pozo están en el orden de los 10 millones de dólares que después de las soluciones geomecánicas han logrado grandes reducciones en los costos. (Schlumberger, 2019).

Finalmente, evaluar el comportamiento geológico y geomecánico de las formaciones Mugrosa y Colorado en un sector de campo Casabe es de vital importancia para reducir costos

asociados a problemas de arenamiento y requiere ser analizado lo antes posible con el fin de mejorar el rendimiento de este activo para Ecopetrol.

4. MARCO TEÓRICO

4.1 Geomecánica

La geomecánica o mecánica de rocas puede ser definida como una ciencia teórica y aplicada del comportamiento de las rocas y masas de rocas producidos por fuerzas de su entorno físico. La mecánica de rocas puede ser usada en las siguientes aplicaciones (Carrillo, 2013):

1. Predicción de la estabilidad de un pozo / Optimización de perforación
2. Producción de arenas / diseño de terminaciones
3. Fracturamiento hidráulico / Diseño de estimulación de reservorio.
4. Compactación y subsidencia

Para poder abarcar adecuadamente los temas, es necesario analizar la temática desde diferentes puntos:

- a. Esfuerzo en la tierra antes de perforar un pozo.
- b. Esfuerzo en la tierra después de perforar un pozo.
- c. Fracturamiento

- d. Pruebas de presión en pozos
- e. Arenamiento.
- f. Registros de Pozo
- g. Modelo Geomecánico

En los siguientes capítulos se van a tratar estos temas de manera más detallada.

4.2 Esfuerzos en la tierra

El esfuerzo es la fuerza aplicada por unidad de área actuando en un punto de un material. Esta magnitud usa las mismas unidades que la presión, aunque difiera de ella. Cuando un fluido ejerce una presión lo único que nos compete es la magnitud de esta presión (una columna de líquido ejerce presión en todas las direcciones). Cuando una fuerza es ejercida en un material, esto causa esfuerzo dentro del material. Nos compete la magnitud y todas las direcciones del estrés. (García, 2006; Zoback, 2007).

“Antes de perforar un pozo, la roca en la tierra se encuentra en estado de equilibrio.”

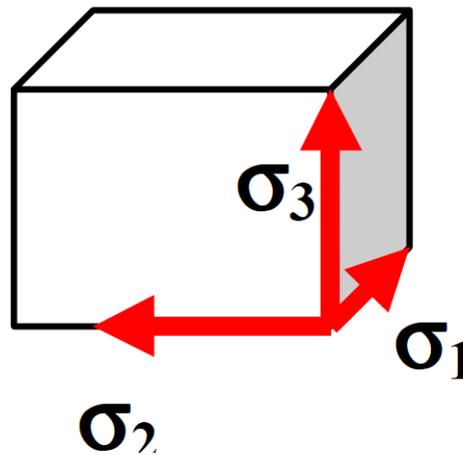
Dentro de la mecánica de rocas, tenemos 3 vectores que son perpendiculares entre sí **Fig.**

1:

- σ_1 Máximo estrés principal
- σ_2 Estrés intermedio principal
- σ_3 Mínimo estrés principal

Figura 1

Representación 3 ejes de esfuerzo.



Nota: Como se observa en el gráfico, los esfuerzos pueden actuar en cualquier orientación en 3 dimensiones diferentes. (Tomado y editado de [Aadnoy y Looyeh, 2011](#)).

Adicionalmente (e independientemente de los 3 vectores anteriores) los principales vectores de estrés de la tierra están definidos de la siguiente forma:

- σ_v Estrés principal actuando en el eje vertical
- σ_h Estrés principal menor actuando en el eje horizontal
- σ_H Estrés principal mayor actuando en el eje horizontal

$$\sigma_{efectivo} = \sigma - P_p \quad (1)$$

Dónde σ -efectivo es esfuerzo efectivo (fuerza/área), σ es esfuerzo y P_p es presión de un fluido en el interior de sus poros.

Una convención generalmente utilizada es que los esfuerzos compresivos son positivos y las tensiones negativas.

Los diferentes esfuerzos de la tierra están relacionados a diferentes variables:

- Configuración tectónica
- Profundidad
- Presión de poro
- Litología
- Temperatura
- Estructura

La relación entre esfuerzos y las variables anteriormente mencionadas es complicada debido a las diferencias geográficas locales que existan entre las cuencas y la interdependencia de las variables ([Zoback et al., 1985](#); [Garcia, 2006](#); [Zoback, 2007](#)).

Se podría analizar de la siguiente manera:

- Las variaciones del estrés intracuenca están relacionadas con la litología y la presión de poro.
- Las variaciones del estrés intercuenca están relacionadas con la configuración tectónica y la diagénesis (consolidación y cementación).

La configuración tectónica está determinada por la magnitud y dirección de los esfuerzos principales, definiendo así 3 posibles casos:

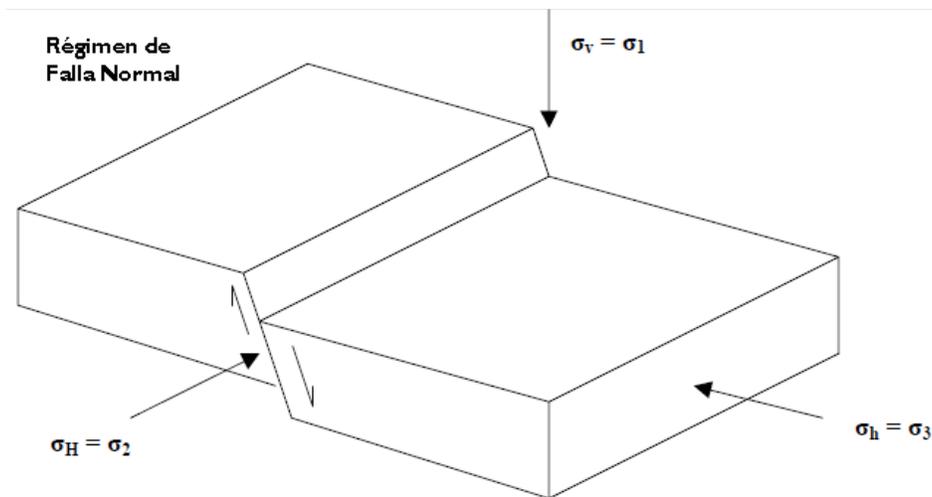
- a) El estrés vertical es el estrés principal máximo.

$$\sigma_v = \sigma_1$$

$$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$$

Figura 2

Régimen de Falla Normal.

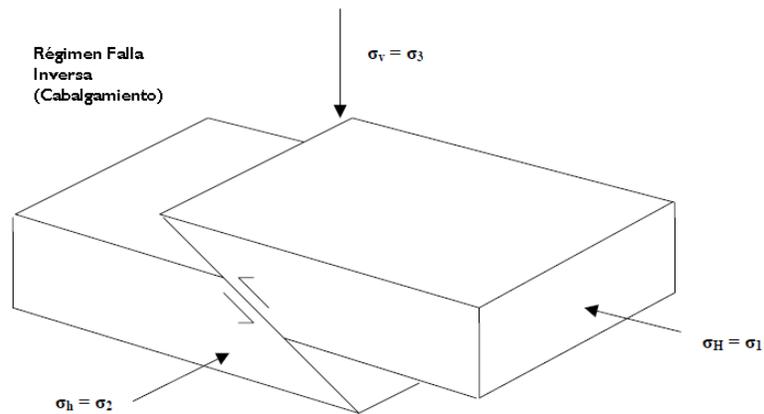


Nota: Configuración tectónica para dar paso a una falla normal (Tomado y editado de [Cordero, 2013](#)).

- b) El estrés horizontal mayor es el estrés principal máximo. $\sigma_H = \sigma_1$
 $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$

Figura 3

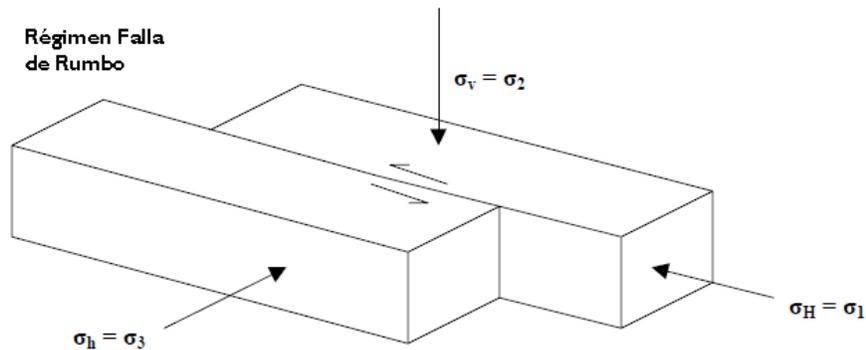
Régimen de Falla Inversa.



Nota: Configuración tectónica para dar paso a una falla inversa (Tomado y editado de Cordero, 2013).

Figura 4

Régimen de Falla de Rumbo.



Nota: Configuración tectónica para dar paso a una falla de rumbo (Tomado y editado de [Cordero, 2013](#)).

- c) El estrés horizontal mayor es el estrés principal máximo. $\sigma_H = \sigma_1$
 $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$

En el caso de trabajar en bajas profundidades la práctica ha demostrado que a bajas profundidades de campo el esfuerzo principal menor es el esfuerzo vertical. En este caso las fracturas hidráulicas son las más frecuentes sobre planos horizontales ([Panez, 2015](#)).

A profundidades mayores los esfuerzos principales siguen los lineamientos planteados en los regímenes de fallas anteriormente descritos. Por ejemplo, en una cuenca sedimentaria a condiciones de presión normales causadas por carga litostática, el esfuerzo principal menor sería σ_3 más probablemente en el plano horizontal a profundidades mayores de 1,0 km, tal ejemplo es el escenario de esfuerzos más comúnmente encontrado en campos petrolíferos ([Panez, 2015](#); [Zoback, 2007](#)).

Generalmente el esfuerzo vertical es dependiente de la profundidad como lo describe la siguiente ecuación:

$$\sigma_v = \int_0^H \rho(H) * g * dH \quad (2)$$

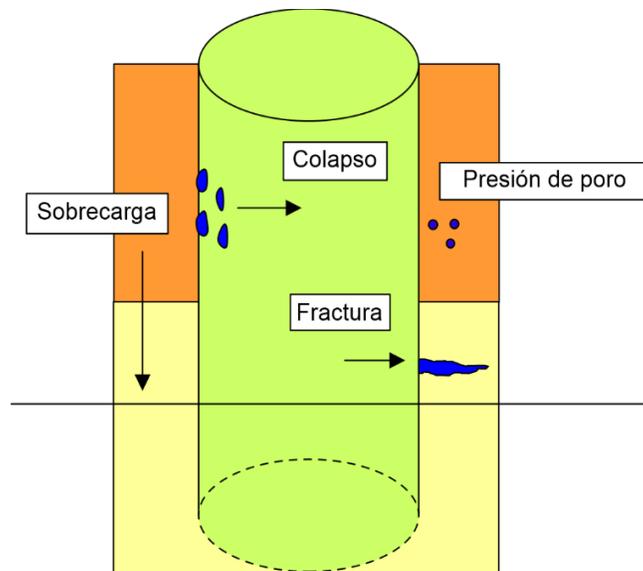
Dónde $\rho(H)$ es la densidad de la roca dada por la profundidad H y la gravedad representada por g.

Por lo tanto, el valor de la componente de esfuerzo es obtenida por la integral de la densidad σ_v , conocido como gradiente de sobrecarga.

Los esfuerzos en la tierra también se ven afectados por la geopresión, que abarca todos los esfuerzos y deformaciones bajo la tierra que afectan las formaciones y pueden causar la fractura de las rocas.

Figura 5

Representación de los efectos causados por la geopresión.



Nota: Se observan los efectos generados por sobrepresión (Tomado de [García, 2016](#)).

El UCS, generalmente llamado resistencia a la compresión uniaxial, es el valor del esfuerzo en el momento que se fractura o se falla la roca; es decir, el valor máximo de esfuerzo que soporta la roca estando sometida a una compresión uniaxial. El método más común para la determinación del UCS es la prueba de compresión uniaxial, la cual consta en añadir carga a un cilindro recto con la muestra de roca sin presión de confinamiento hasta el momento de fractura o falla (Galvis *et al.*, 2011; Carrillo, 2013).

Las relaciones existentes en la literatura para la determinación de la resistencia a la compresión uniaxial (UCS) dependen y varían de cada tipo de litología, por tal razón se utiliza una ecuación diferente para cada una. En el caso de areniscas se utiliza la relación de McNally, 1987, la cual utiliza el sonido de onda P como parámetro de entrada, cabe resaltar que esta ecuación fue modificada para calibrarla con los ensayos realizados en laboratorio, para areniscas débiles o no consolidadas se usa una relación citada por Chang, 2006. Para lutitas se utiliza la ecuación de Horsrud, 2001, donde se calcula a partir de la velocidad de la onda P (McNally, 1987; Horsrud, 2001; Chang *et al.*, 2006; Carrillo, 2013).

$$UCS_{McNally} = 1200 e^{-0,036 \Delta t} \quad (3)$$

$$UCS_{Chang} = 1.4138 * 10^7 * \Delta t^{-3} \quad (4)$$

$$UCS_{Horsrud} = UCS = 1,35 * \left(\frac{304,8}{\Delta t} \right)^{2.6} \quad (5)$$

Otro factor que influye en la resistencia de la roca es el ángulo de fricción interno (ϕ), el cual depende esencialmente de factores como la compacidad del material, de la forma de los granos, de su grosor y de la granulometría. En la siguiente tabla, expuesta en el 2do Congreso Internacional de Rotterdam en 1948 por los autores (Costet, 1975), donde se precisa el orden de magnitud de la influencia de estos diferentes factores.

El Angulo de fricción aumenta cuando la relación de vacíos (e) disminuye y aumentando la densidad relativa.

Al aumentar el porcentaje de finos, el ángulo de fricción interna y la porosidad (n) disminuye.

Tabla 1

Valores del ángulo de fricción interno.

| $\Phi = 36^\circ + \Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_3 + \Phi_4$ | | | |
|---|----------|--------------|------------|
| Compacidad | Φ_1 | suelta | -6° |
| | | media | 0 |
| | | compacta | $+6^\circ$ |
| Forma y rugosidad de los granos | Φ_2 | aguda | $+1^\circ$ |
| | | media | 0 |
| | | redondeada | -3° |
| | | muy redonda | -5° |
| Grosor de los granos | Φ_3 | arena | 0 |
| | | grava fina | $+1^\circ$ |
| | | grava gruesa | $+2^\circ$ |
| Granulometría | Φ_4 | uniforme | -3° |
| | | media | 0 |
| | | abierta | $+3^\circ$ |

Nota: Se observa que la compacidad tiene una influencia considerable en la resistencia al corte y por lo tanto es uno de los aspectos fundamentales al estudiar la resistencia al esfuerzo cortante de las arenas (Celis *et al.*, 2014).

Por otro lado, se han propuesto varias fórmulas empíricas a través de pruebas de laboratorio en los cuales se relaciona $\phi = f(e)$. En este sentido, cabe destacar a Chen (citado por Camacho 2006), quien ha propuesto la siguiente ecuación:

$$\phi = \phi_1 + \phi_2 * \ln e \quad (6)$$

Dicha ecuación se aproxima bastante bien a los valores reportados en la **tabla 1**. El valor de K depende de la forma de los granos, de la rugosidad y de la uniformidad de la granulometría (Vaziri *et al.*, 2006).

La presión de poros es un factor que también afecta la resistencia de la roca y los esfuerzos totales de la formación, ya que, según (Cavero, 2015), está definida como la presión que ejerce un fluido en los espacios porosos de la roca, está en función de los fluidos de formación y de las cargas que están soportando. También es llamada presión de formación o presión poral. La medición de este parámetro en yacimientos no convencionales es bastante difícil ya que las permeabilidades y porosidades son muy bajas en este tipo de rocas, aun así, el análisis de la presión de poro es una actividad importante en la planeación y diseño de la perforación de pozos, ya que permite establecer con mayor certeza algunos parámetros indispensables en este proceso, como son: una ventana de peso de lodo apropiada, la composición química del lodo y una trayectoria óptima del pozo (Pérez *et al.*, 2009). La teoría fundamental para la predicción de presión de poros

se basa en la ley de compactación de suelos de (Terzagui, 1923). Esta teoría señala que la presión de poro en la formación está relacionada con el esfuerzo total y el efectivo.

$$P_p = \sigma_v - \sigma_e \quad (7)$$

Existen varios modelos para determinar la presión de poro, dependiendo de los datos que se dispongan, por ejemplo, el modelo de presión de poro de Eaton, el cual usa el esfuerzo de sobrecarga, la presión hidrostática y el sónico de onda P, la expresión está definida de la siguiente manera (Eaton, 1975):

$$P_p = \sigma_v - (\sigma_v - P_n) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_{log}} \right)^a \quad (8)$$

Donde:

P_n = Presión hidrostática

σ_v = Esfuerzo vertical

Δt_n = Tiempo de tránsito de la línea de la tendencia normal a la profundidad seleccionada (μ_s / ft)

Δt_{log} = Tiempo de tránsito observado en el registro a la profundidad seleccionada (μ_s / ft)

Las características y respuestas de los sedimentos y de las rocas sedimentarias, y cómo afectan el desarrollo de poros, presiones y tensiones in situ en cuencas sedimentarias, son de inquietud especial para los geólogos del petróleo y los geocientíficos e ingenieros de yacimientos (Nygård *et al.*, 2004, Zoback, 2007).

El estado de presión se puede definir relacionando la presión del área de estudio con la presión hidrostática, obteniendo así 3 posibles estados de presión:

La presión normal ocurre cuando la presión es igual a la presión hidrostática que ejerce una columna de fluidos de formación (Bowers, 2002), el gradiente de la columna hidrostática varía entre 0.433 psi/ft y 0.465 psi/ft, para formaciones saturadas con agua dulce y agua salada respectivamente (Forero & Diaz, 2014).

La presión anormal ocurre cuando se tiene una presión diferente a la normal de formación (Bowers, 2002). Las presiones anormales pueden ser causadas por mecanismos de producción de hidrocarburos, actividad tectónica, procesos de diagénesis, recargas e inestabilidad en la compactación normal de los sedimentos (Velásquez & Espinosa, 2006; Pérez *et al.*, 2009).

La presión subnormal o anormalmente baja ocurre cuando la presión de la formación es menor a la presión hidrostática (Bowers, 2002), son tan comunes como la sobrepresión, ocurren cuando hay agotamiento de los acuíferos o yacimientos de hidrocarburos por drenajes o producción en la zona. (Forero & Diaz, 2014).

Las presiones de poro anormales, principalmente la sobrepresión, pueden incrementar los tiempos de no producción perdiendo el control de la presión causando graves incidentes de perforación, daños a la formación, pega de tuberías, reventones, patadas e influjos de fluidos (Forero & Diaz, 2014). La predicción de presión de poros disminuye estos problemas, reduciendo costos y haciendo más segura la perforación.

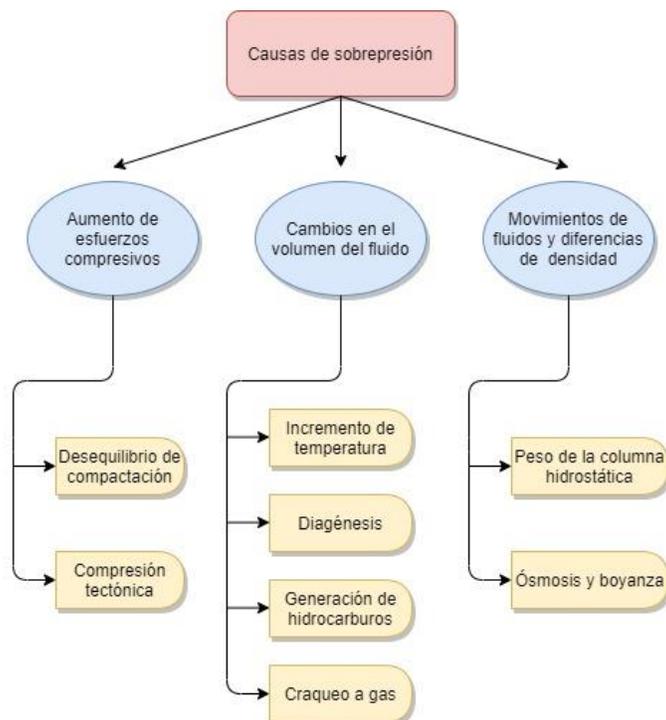
La presión anormalmente alta o sobrepresión ocurre cuando la presión de la formación excede a la presión hidrostática (Bowers, 2002). Cuando las rocas impermeables se compactan

rápidamente, sus fluidos intersticiales no siempre tienen la posibilidad de escapar y deben sostener toda la columna de roca suprayacente, lo que genera un incremento en la presión (Zoback, 2007).

(Osborne & Swarbrick, 1997) plantean que las causas de sobrepresión son generadas por varios procesos: incrementos en los esfuerzos compresivos, cambios en el volumen del fluido de poro, movimientos de fluidos y gases Fig. 6 (Grauls, 1999), producto de diversos eventos, como afluencias, reventones, pérdidas de características del lodo, aumentos en el porcentaje de BGG (%Gas de fondo), conexión de gas, deslizamientos terrestres en la formación, y aumentos en la tasa de derrumbes, entre otros (Vargas et al., 2019).

Figura 6

Causas de la sobrepresión.



Nota: Principales causas y procesos que generan sobrepresión (Tomado y modificado de [Osborne & Swarbrick, 1997](#)).

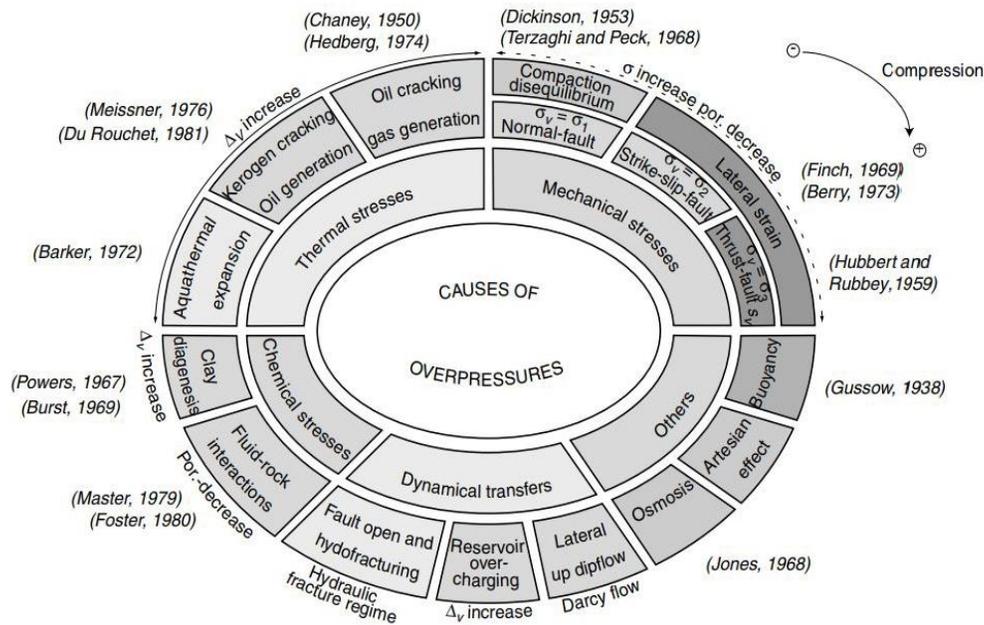
Según ([Grauls, 1999](#)), las sobrepresiones pueden ser causadas por tensiones mecánicas (siendo la subcompactación la más significativa), tensiones térmicas (expansión acuotérmica, agrietamiento del kerógeno y craqueo de petróleo a gas) o tensiones químicas (entre las cuales se destaca la diagénesis de la interacción entre arcilla y roca fluida), también mencionó la transferencia dinámica a través de fallas o flujo lateral; ósmosis, el efecto artesiano y la flotabilidad

Fig. 7.

En condiciones normales de compactación, existe un equilibrio entre sobrecarga generada por el peso de los estratos y la reducción de los fluidos de los poros. Cuando este equilibrio se altera, la compactación insuficiente ocurre. Esto significa que la tasa de deposición de los sedimentos es mayor que la tasa de eyección de líquido. En formaciones con alta permeabilidad, la sobrepresión podría disiparse siempre que las permeabilidades están conectadas. Sin embargo, en lutitas, la subcompactación se ve favorecido por la reducción de la permeabilidad. Para determinar las sobrepresiones, una tendencia normal a la compactación puede establecerse mediante registros sísmicos. Cuando se muestra una tendencia de compactación inusual indica un exceso de presión sobre el, por otro lado, en un gráfico de estrés efectivo versus sísmico, si hay una tendencia de compactación normal, esto refleja la presión normal ([Vargas et al., 2019](#), [Osborne & Swarbrick, 1997](#)).

Figura 7

Clasificación de las causas de las altas presiones.



Nota: Causas de las altas presiones (Tomado de [Grauls, 1999](#)).

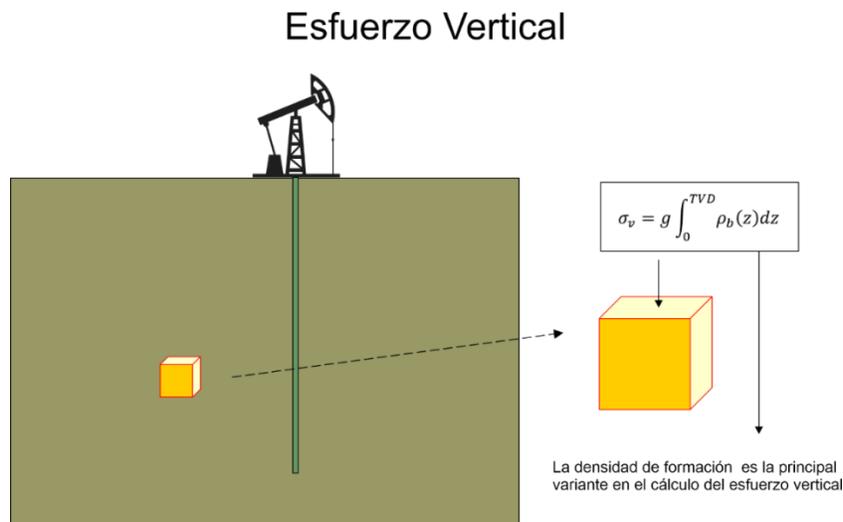
En un modelo geomecánico se deben tener en cuenta los tres principales esfuerzos in situ ortogonales, es decir, actúan perpendicularmente entre sí. Estos esfuerzos son el esfuerzo vertical o esfuerzo de sobrecarga (σ_v) y los esfuerzos horizontales, el esfuerzo horizontal máximo (σ_H) y el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) ([Antolinez & Bohorquez, 2018](#)).

El esfuerzo vertical es la presión ejercida por el peso total de las formaciones suprayacentes, es decir por encima del punto de interés. El peso total corresponde al peso combinado de los sólidos de la roca y de los fluidos contenidos en el espacio poroso. Se encuentra en función

de la densidad y espesor de las capas, el esfuerzo vertical puede ser determinado por medio de las siguientes correlaciones (Carrillo, 2013; Carreño & Guio, 2016):

Figura 8

Esfuerzo vertical.



Nota: Definición del esfuerzo vertical en un pozo (Tomado y modificado de [García, 2016](#)).

$$\sigma_v = g \int_0^{TVD} \rho_b(z) dz \quad (9)$$

Donde:

ρ_b = Densidad de bulk

g : constante gravitacional

TVD : Profundidad vertical verdadera

En la dirección horizontal actúan dos esfuerzos que de acuerdo con su magnitud se denominan esfuerzo horizontal mínimo (σ_h) y esfuerzo horizontal máximo (σ_H) (Delgado & Manrique, 2016). La magnitud de cada uno de ellos se puede determinar mediante las siguientes correlaciones propuestas por (Eaton, 1969) para el esfuerzo horizontal mínimo y la correlación de (Delgado & Manrique, 2016) para el esfuerzo horizontal máximo:

$$\sigma_h = \left(\frac{v_d}{1-v_d} \right) (\sigma_h - P_p) + P_p \quad (10)$$

$$\sigma_H = 1.2\sigma_h \quad (11)$$

Donde:

σ_h = Esfuerzo horizontal mínimo

σ_H = Esfuerzo horizontal máximo

v_d = Relación dinámica de poisson

P_p = Presión de poro

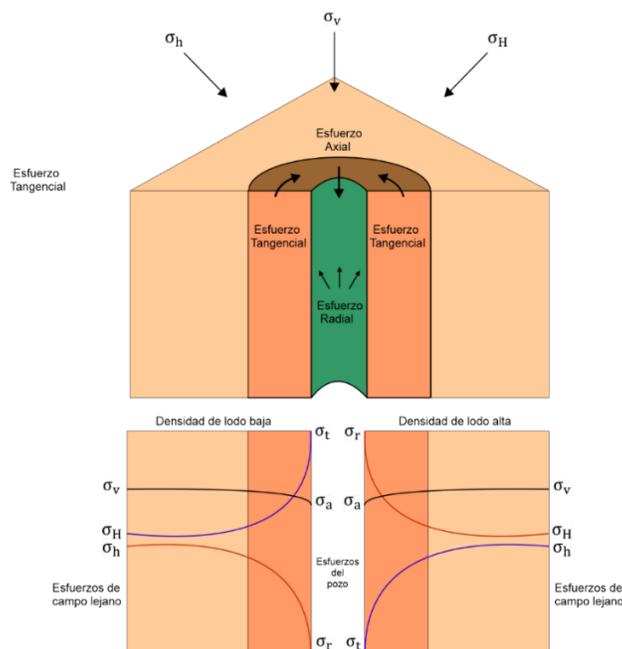
La temperatura tiene un impacto directo en los esfuerzos presentes en la roca, por ejemplo, una reducción de la temperatura (ya sea dado por la inyección de un fluido con una temperatura menor) causa una disminución de los mismos. Una temperatura más baja contrae las rocas siempre y cuando las rocas están confinadas en todas partes (se da por hecho porque siempre se cumple) por un esfuerzo, este enfriamiento afecta el estado de excitación de las partículas generando dichosa contracción y por consiguiente generando un “espacio vacío” y debilidad que

generalmente está a favor de generar una falla tensil como una reducción del estrés general de la roca (Osborne & Swarbrick, 1997).

Antes de que un pozo sea taladrado, la roca se encuentra en estado de equilibrio. Este estado es llamado estado inicial. Los esfuerzos en la tierra bajo esta condición según Schlumberger, 2019, son llamados “Esfuerzos in-situ”. Al ser taladrada la roca, se introduce una perturbación en el campo de esfuerzos inicial. La perturbación crea un nuevo conjunto de esfuerzos conocidos como esfuerzos del pozo que actúan en la formación de la interfaz de lodos. Por lo tanto, los esfuerzos in-situ tienen una alteración cerca del pozo causado por la remoción de roca y la sustitución del fluido para la perforación del pozo (Najibi *et al.*, 2017).

Figura 9

Representación de los 3 esfuerzos principales y la variación de estos en las paredes del pozo.



Nota: En la figura se pueden observar cómo actúan los esfuerzos principales en un pozo (Tomado y modificado de [Rezmer-Cooper, Braton y Krabble, 2000](#)).

Dónde σ'_r es el esfuerzo radial, σ'_θ es el esfuerzo tangencial y σ'_z es el esfuerzo axial **Fig.**

9. Los esfuerzos del pozo disminuyen rápidamente desde la pared del pozo convirtiéndose en esfuerzos in-situ. Hace sentido ya que fuera del pozo la roca permanece en un estado no perturbado.

$$\sigma'_r = (1 - \alpha)p_{wf} \quad (12)$$

$$\sigma'_\theta = 3\sigma_H - \sigma_h - p_w + B_e(P_{wf} - P_p) - \alpha p_{wf} \quad (13)$$

$$\sigma'_z = \sigma_v + 2\nu(\sigma_H - \sigma_h) + B_e(P_{wf} - P_p) - \alpha p_{wf} \quad (14)$$

Donde σ'_r = esfuerzo radial, σ'_θ = esfuerzo tangencial, σ'_z = esfuerzo axial, σ_v = esfuerzo vertical, σ_h = mínimo esfuerzo horizontal, σ_H = máximo esfuerzo horizontal

Según el análisis de las ecuaciones, podemos decir que el esfuerzo radial depende del peso del lodo. Cuando el peso del lodo es alto, el σ_r es alto y σ_t es pequeño y viceversa. Y por último la magnitud del esfuerzo tangencial depende de: Los esfuerzos in-situ, del peso del lodo y el azimut del pozo ([Gonzales de Celis, et al., 2014](#)).

Para realizar un análisis geomecánico se deben tener en cuenta las propiedades elásticas de cada tipo de roca presente en la zona de trabajo, ya que, estas propiedades van a definir su comportamiento en respuesta de los esfuerzos a los que se encuentran sometidas. Según el comportamiento de las rocas, se les pueden otorgar propiedades elásticas, poroelásticas, elástico-plásticas o viscoelásticas.

La elasticidad es una propiedad de un material ideal, un material linealmente elástico es aquel en el que la tensión y deformación son linealmente proporcionales y la deformación es reversible (Fig. 9a). Se puede generalizar en términos de una fuerza aplicada a un resorte en el cual su constante de proporcionalidad es la constante del resorte, k . Una roca elástica ideal se deforma linealmente en respuesta a un esfuerzo aplicado donde la rigidez de la roca es E , conocido como módulo de Young (Farmer, 1968; Canoba & Fraga, 2004; Zoback, 2007).

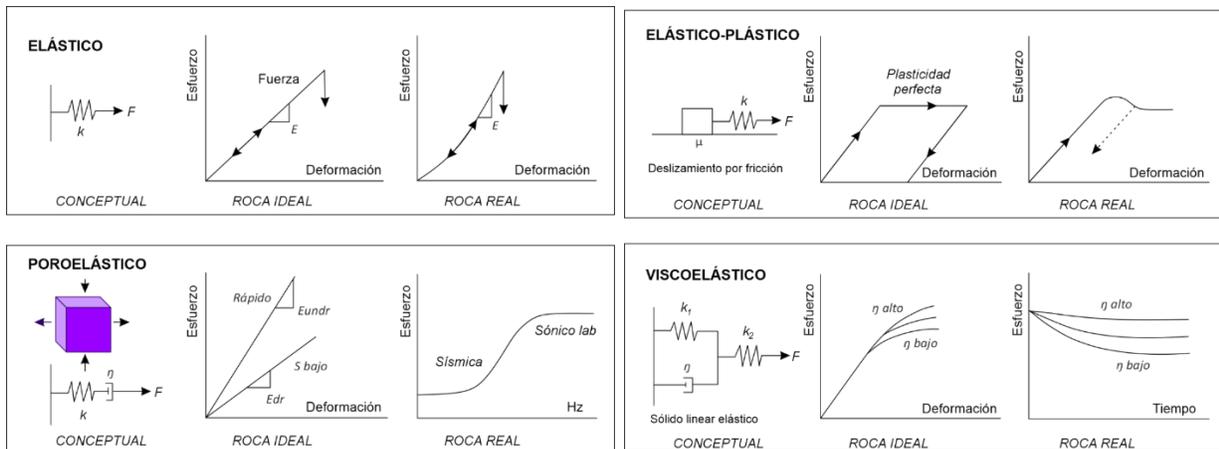
Un comportamiento poroelástico se da cuando la roca está saturada de fluido; una manifestación de esta es que la rigidez de una roca saturada de fluidos dependerá de la velocidad a la que es aplicada la fuerza externa. Cuando la fuerza es aplicada rápidamente, la presión de poros de la roca aumenta porque el fluido transporta parte de la tensión aplicada y la roca no drena, es decir, si la tensión se aplica más rápido de lo que la presión del fluido puede drenar, el fluido transporta parte de la tensión aplicada y la roca es relativamente rígida **Fig. 10b**. Aun así, cuando se aplica una fuerza extremadamente lenta, ante cualquier aumento de la presión del fluido asociado a compresión de los poros tiene tiempo de drenar, de esta forma la rigidez de la roca es la misma que si no hubiera fluidos (Canoba & Fraga, 2004; Zoback, 2007; Fjær *et al.*, 2008; Antolinez & Bohorquez, 2018).

Para el comportamiento elástico-plástico, la roca se comporta de manera elástica estando al nivel de la tensión en la que cede y luego se deforma de manera plástica sin límite. Cuando se descarga la roca vuelve a comportarse de forma elástica. Aunque algunas rocas altamente deformables se comportan de esta forma en las pruebas de laboratorio **Fig. 10c** recuadro derecho, este tipo de comportamiento también es propio de la deformación en la corteza superior, cuando es absorbida por el deslizamiento de una falla. En estos casos, puede producirse una notable

deformación (en el deslizamiento de la falla) a un nivel de tensión aproximadamente constante (el requerido para provocar el deslizamiento de las fallas) (Canoba & Fraga, 2004; Zoback, 2007; Fjær *et al.*, 2008).

Figura 10

Ilustración esquemática de las leyes constitutivas elásticas, poroelásticas, elásticas-plásticas y viscoelásticas.



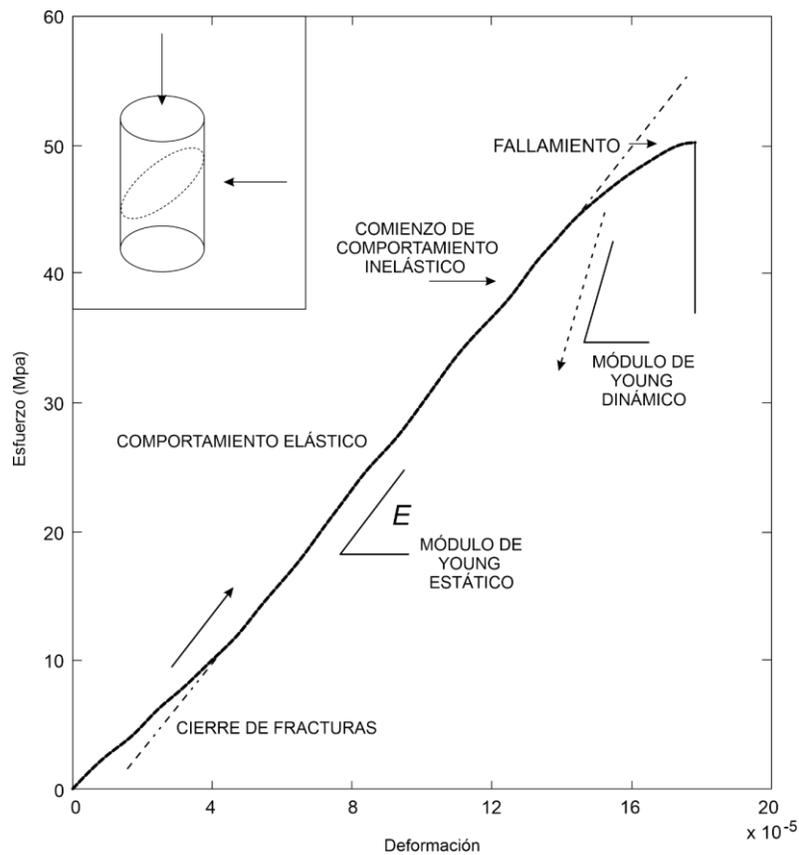
Nota: En los recuadros izquierdos se presentan los modelos físicos análogos y en los de la derecha, los que representan el comportamiento de la roca real (Tomado y modificado de Zoback, 2007).

Una roca presenta un comportamiento viscoelástico cuando la deformación, en respuesta a una tensión o deformación aplicada, depende de la velocidad **Fig. 10d**. El esfuerzo necesario para causar una deformación específica en la roca depende de la viscosidad aparente (η) de la roca (recuadro central). También se llega a considerar la tensión resultante de una deformación aplicada

instantáneamente (recuadro derecho) que se descompondrá a un ritmo que depende de la viscosidad de la roca. El modelo conceptual (recuadro izquierdo) corresponde a un material viscoelástico específico, conocido como sólido linear estándar (Zoback, 2007; Fjær *et al.*, 2008).

Figura 11

Esfuerzo vs deformación en laboratorio para una roca bien cementada con deformación uniaxial.



Nota: Se observa un cierre de grietas después de la aplicación de la tensión seguida de un comportamiento elástico lineal y finalmente deformación inelástica justo antes de la falla (Tomado y modificado de Zoback, 2007).

Una prueba de mecánica de rocas real es presentada en la **Fig. 11**, se ilustra el comportamiento elástico casi ideal de una arenisca relativamente bien cementada en un rango notable de esfuerzos aplicados. En cuanto se aplica tensión axial a la roca, se observa una curvatura en la curva de tensión vs deformación sobre la carga inicial a causa del cierre de las microfracturas. Cuando se cierran estas fracturas (aproximadamente a los 9 MPa de esfuerzo), la roca se comporta elásticamente lineal hasta alcanzar un máximo esfuerzo de aproximadamente 45 MPa. A esta presión, la tensión aplicada a la roca es tan grande que empieza a deteriorarse la roca de manera que se observa una deformación permanente o plástica antes de la falla de la roca, a una tensión alrededor de los 50 MPa (Goodman, 1989; Zoback, 2007; Fjær *et al.*, 2008).

Los módulos elásticos representan la relación entre los esfuerzos y las deformaciones. Éstos pueden ser estáticos o dinámicos y la diferencia entre los dos es básicamente la manera en la que se hace su medición. Los módulos elásticos estáticos son medidos a partir de pruebas de laboratorio, mientras que los dinámicos son medidos por medio de la propagación de ondas elásticas, las cuales pueden ser determinadas en el laboratorio, pruebas de resonancia y de pulso ultrasónico; o también pueden ser determinadas en campo, usando la propagación de ondas sísmicas (Carrillo, 2013; Delgado & Manrique, 2016).

La relación de Poisson es una medida de expansión lateral en relación con la contracción longitudinal, es decir, si una roca se somete a un esfuerzo paralelo a lo largo de su eje, el diámetro de la muestra se vuelve más pequeño y la muestra se alarga. Al contrario, si la muestra se somete a un esfuerzo compresivo, el diámetro de la muestra aumenta. El módulo de Young (E) y la relación de Poisson (ν) relacionan un componente de tensión o deformación con otro, están definidos por un estado de tensión específico llamado $\sigma_x \neq 0, \sigma_y = \sigma_z = 0$. En general cada componente de la

deformación es función lineal de todos los componentes de la tensión. Matemáticamente la relación de Poisson (ν) está definida por (Gélvez & Méndez, 2004; Zoback, 2007; Fjær *et al.*, 2008):

$$\nu = \frac{\varepsilon_{lat}}{\varepsilon_{ax}} \quad (15)$$

Donde ε_{lat} y ε_{ax} corresponden a la deformación transversal y axial del cuerpo, respectivamente.

La relación dinámica de Poisson ν_d es posible de calcular midiendo el tiempo de viaje de la onda de corte (Δt_s) y de compresión (Δt_c), para este cálculo, los datos sísmicos, o los datos de registros sísmicos, se utilizan de la siguiente manera (Zoback, 2007; Khaksar *et al.*, 2021):

$$V_d = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1}{\left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 - 1} \quad (16)$$

El módulo de rigidez o módulo de cizalla se define a partir de la deformación de corte, es la relación entre un esfuerzo cortante aplicado y una deformación cortante correspondiente. Matemáticamente está definido por (Lowrie, 2007; Zoback, 2007; Fjær *et al.*, 2008):

$$G = \frac{\text{Esfuerzo de corte}}{\text{Resistencia de corte}} = \frac{\tau}{\gamma} \quad (17)$$

Actualmente, los módulos de cizallamiento dinámico se determinan en el campo mediante métodos geofísicos tales como refracción sísmica, vibración en estado estable, levantamientos de pozo y / o levantamientos de pozo cruzado. Estos métodos se utilizan para obtener módulos a niveles de deformación muy pequeños y no permiten la evaluación de módulos de cizallamiento a niveles de deformación por cizallamiento producidos por fuertes movimientos sísmicos. Por lo

tanto, los datos de campo no se pueden utilizar directamente para modelar las respuestas a los terremotos. Las pruebas de laboratorio, como las de columna resonante, cizallamiento básico cíclico y cizallamiento triaxial cíclico, permiten la determinación de módulos de cizallamiento de muestras pequeñas a varios niveles de deformación. Sin embargo, las pruebas de laboratorio se complican por problemas de alteraciones en las muestras, posibles cambios en la estructura del suelo, efectos en los límites, etc. (Jamiolkowski *et al.* 2003; Lowrie, 2007; Zoback, 2007; Fjær *et al.*, 2008; Khaksar *et al.*, 2021). La expresión matemática para un módulo de corte dinámico es la siguiente:

$$G_d = \frac{\rho_b}{\Delta t_s^2} a \quad (18)$$

donde G_d es el módulo de corte dinámico (psi) y ρ_b es la densidad aparente (gr/cc); "a" es el coeficiente constante, que es igual a $1,34 * 10^{10}$.

El módulo de Young o módulo de elasticidad es una medida de la rigidez de una roca o muestra, es decir, la resistencia a la deformación al ser comprimida por una tensión uniaxial, el principio básico es que al aplicar un esfuerzo a un cuerpo y después de un tiempo se retira, este cuerpo retorna a su forma y tamaño original. Matemáticamente el módulo de Young estático (E) está definido por (Gélvez & Méndez, 2004; Zoback, 2007; Fjær *et al.*, 2008):

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon_{ax}} \quad (19)$$

Donde ε_{ax} corresponde a la deformación axial del cuerpo.

Por otro lado, la expresión para determinar el módulo de Young dinámico (E_d) es:

$$E_d = 2G_d (1 + \nu_d) \quad (20)$$

Donde E_d denota el módulo dinámico de Young, G_d representa el módulo dinámico de corte y ν_d indica la relación dinámica de Poisson. El módulo dinámico es continuamente más prominente que el estático, y la proporción del módulo estático al módulo dinámico depende de la porosidad, la presión de confinamiento y el grado de apilamiento (Tronvoll *et al.* 2004; Zoback, 2007; Khaksar *et al.*, 2021).

El módulo de Bulk es la relación entre el cambio de la presión hidrostática (esfuerzo) y la deformación volumétrica correspondiente, es decir, es el equitativo de la compresibilidad de la matriz de la roca. La compresibilidad de una roca, β , viene dada simplemente por $\beta = K^{-1}$ (Gélvez & Méndez, 2004; Lowrie, 2007; Zoback, 2007; Fjær *et al.*, 2008). Matemáticamente se define como:

$$K = \frac{\sigma_p}{\varepsilon_{vol}} \quad (21)$$

Donde σ_p corresponde al esfuerzo hidrostático y ε_{vol} a la deformación volumétrica.

4.3 Fracturamiento

El fracturamiento está relacionado a la falla tensil, la condición para la falla tensil está dada por la ecuación:

$$\sigma_3' \leq -T_0 \quad (22)$$

Dónde T_0 es la fuerza tensil de un material y σ_3' es el esfuerzo menor efectivo. La fractura es típicamente retenida por la presión del fluido actuando en contra de los esfuerzos de la formación; si la presión del pozo se reduce la fractura se cerrará. Para casos en los que haya

estimulación de reservorio, se bombean apuntalantes en las fracturas para que éstas sean cerradas permitiendo aún la permeabilidad hacia el canal del pozo (García, 2016).

Las fracturas se propagan cuando el factor de intensidad del esfuerzo en la punta de la fractura alcanza y sobrepasa el factor crítico de intensidad del esfuerzo.

$$K_I = (p_f - \sigma_3) * \sqrt{\pi L} \quad (23)$$

Donde K_I es el factor de intensidad del esfuerzo, p_f es la presión en la grieta, σ_3 es el esfuerzo horizontal menor y L es la mitad de la longitud de la grieta.

Una vez alcanzada la presión a la cual ocurre la falla mecánica de la formación, se denomina presión de fractura. En zonas con sobrepresiones, la predicción de este parámetro es muy importante. Estas presiones se pueden originar por trabajar con lodos de alta densidad, cambios abruptos de presión como el efecto pistón o mantener una presión más alta de la permisible (Schlumberger 1989; Asquith *et al.*, 2004; Panez, 2015; Liu, 2017).

Una causa de la generación de fracturas es la aparición de estructuras muy comunes como los breakouts, que son regiones astilladas a cada lado del pozo que están centradas en el azimut del menor esfuerzo principal horizontal Sh , donde la concentración del esfuerzo de compresión fue mayor **Fig.12**. Esta configuración da una condición de cizalla máxima. Las rupturas son resultado de una falla localizada por cizallamiento o por compresión. Las mediciones han demostrado que las rupturas dan orientaciones de tensión confiables en la corteza superior (Zoback *et al.*, 1985; Barton *et al.*, 1988; Garcia, 2006). Hay que tener en cuenta que:

-Este modo de falla (breakout) ocurre cuando el esfuerzo tangencial es máximo y el esfuerzo radial es mínimo **Fig.12**.

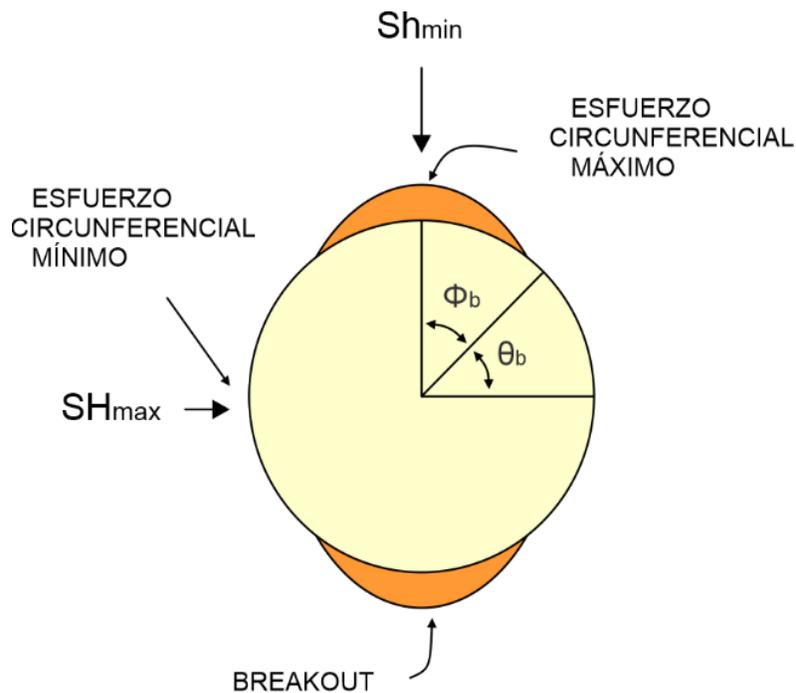
-La falla (breakout) ocurrirá en el plano radial/tangencial debido a que los esfuerzos están orientados en este plano (plano horizontal).

-Esta falla (breakout) es generalmente amplia por que la falla (breakout) cubre un gran arco, de 30° a 90° **Fig.12**.

-La orientación del breakout será siempre en la dirección del mínimo esfuerzo horizontal.

Figura 12

Desarrollo de un breakout



Nota: Se muestra que siempre está orientado en la dirección del mínimo esfuerzo horizontal (Tomado y modificado de [Barton et al., 1988](#)).

La ovalización del pozo por ruptura (Breakout) ofrece un método directo para evaluar la distribución de la tensión biaxial alrededor del hueco de la perforación sobre una sección perpendicular al eje del pozo. Esta expresión bidimensional de la deformación es la consecuencia directa de la reacción del macizo rocoso a un campo de esfuerzos responsable actuante sobre el mismo. Por ello, en todo análisis estructural para abarcar la totalidad del problema es indispensable no solo conocer las consecuencias geomecánicas de la deformación sino también las causas debidas al campo de esfuerzo ([Zoback et al., 1985](#); [Barton et al., 1988](#); [Garcia, 2006](#); [Rossello, 2018](#)).

4.4 Arenamiento

El arenamiento es una consecuencia natural del flujo de fluidos, se refiere a la producción de pequeñas o grandes cantidades de sólidos junto con fluidos del reservorio. El arenamiento tiene 3 tipos de inconvenientes ([Wu et al., 2006](#)).

- a) Desgaste del equipo de producción del pozo.
- b) Problemas con la estabilidad del pozo y las cavidades de producción que conducen la arena hacia arriba, causando colapso en algunas ocasiones cuándo la producción de arena es excesiva.
- c) El manejo de cantidades significantes de arena (problemas medioambientales con arenas sucias)

Hay además de esto 2 mecanismos por los cuales se produce arena.

- a) Falla por cizalla: Cuando hay una descompresión alta.
- b) Falla tensil: Cuando hay una tasa elevada de producción, lo que incrementará la fricción generando fuerzas de arrastre sobre los granos de la formación. La migración de finos puede reducir la permeabilidad en la zona de pozo la cual puede incrementar las fuerzas de arrastre sobre el fluido.

Los principales factores que conducen a problemas de arenamiento en pozos de hidrocarburos, pueden ser divididos en dos grandes categorías: condiciones naturales y condiciones operacionales ([Vaziri et al., 2006](#); [Carrillo, 2013](#)):

- Condiciones naturales: La resistencia al corte y la deformación de la roca; el grado de fragilidad y las características esfuerzo-deformación de la roca; el tamaño y forma de las partículas; el estado de esfuerzos efectivos; la presión de poro; la permeabilidad; el tipo de fluidos producidos; y la estratigrafía y el grado de heterogeneidad de la formación productora.
- Condiciones operacionales: El tipo de completamiento en la cara de la formación; operaciones de perforación y completamiento; estrategia de producción; depleción o agotamiento del yacimiento; espesor de la zona productora y desviación del pozo.

A lo largo de la historia, se han empleado diversos criterios de falla con el fin de determinar el inicio del arenamiento, siendo el modelo de Mohr-Coulomb el más utilizado. Sin embargo, este no es fiel a las condiciones en campo ya que supone un fallamiento lineal (uniformidad



litoestratigráfica) y que la roca presente esté intacta. Por lo tanto, se empleó el criterio de falla de Hoek & Brown, ya que este describe el incremento no lineal en los esfuerzos a los que se somete la roca y a su vez ha sido actualizado para emplearse en macizos rocosos articulados y no articulados. Este criterio de falla se plantea como una relación entre el esfuerzo principal efectivo mayor (σ_1) y el esfuerzo principal efectivo menor (σ_3), mediante la siguiente expresión en la cual se observa que este criterio no incluye la influencia del esfuerzo principal intermedio (σ_2), esta expresión es utilizada para los macizos intactos (Hoek *et al.*, 2002; Carrillo, 2013; Ogunkunle *et al.*, 2018).

$$\sigma_1' = \sigma_3' + \sigma_{ci} \left(m_i \frac{\sigma_3'}{\sigma_{ci}} + 1 \right)^{0.5} \quad (24)$$

Donde σ_1 y σ_3 son los esfuerzos principales efectivos en el momento de la rotura; σ_{ci} es la resistencia compresiva uniaxial de la roca intacta; m y s son las constantes del material.

En el caso de que se esté trabajando con macizos articulados se va a modificar la expresión anterior y se va a obtener la siguiente ecuación (Hoek *et al.*, 2002; Khaksar *et al.*, 2021).

$$\sigma_1' = \sigma_3' + \sigma_{ci} \left(m_b \frac{\sigma_3'}{\sigma_{ci}} + s \right)^a \quad (25)$$

Donde:

$$m_b = m_i e^{\left(\frac{GSI-100}{28-14D} \right)} \quad (26)$$

$$s = e^{\left(\frac{GSI-100}{9-3D} \right)} \quad (27)$$

$$a = 0.5 + \frac{1}{6} \left(e^{\left(\frac{-GSI}{15}\right)} - e^{\left(\frac{-20}{3}\right)} \right) \quad (28)$$

Donde m_b es el coeficiente constante de material para el macizo rocoso y s es un coeficiente constante que depende de las características del macizo rocoso.

El coeficiente constante del material m_b y s se puede determinar a partir de las relaciones entre m_b y s y la clasificación del macizo rocoso (RMR) o el índice de resistencia geológica (GSI) (Wang, 1999; Khaksar *et al.*, 2021).

El criterio de falla aplicado a un pozo productor puede ser determinado a partir de la combinación de los esfuerzos in situ del pozo y la ecuación original de Hoek y Brown, obteniendo la siguiente expresión (Khaksar *et al.*, 2021):

$$P_{wf} = \frac{-M - \sqrt{M^2 - 4QN}}{2Q} \quad (29)$$

$$Q = E^2 \quad (30)$$

$$M = 2DE - m\sigma_{ci} \quad (31)$$

$$N = D^2 - s\sigma_{ci}^2 + \alpha m\sigma_{ci}P_p \quad (32)$$

$$E = 2 - B_e \quad (33)$$

$$D = -3\sigma_H + \sigma_h + B_e P_p \quad (34)$$

4.5 Pruebas de presión en pozos

Las pruebas de presión pueden definirse como la medición continua del comportamiento de la presión en un pozo de interés. Las pruebas de presión residen en la obtención de datos de

presión, producción y muestra del fluido a condiciones de pozos controladas. La terminación del pozo objeto de prueba puede ser temporal o permanente. Generalmente las pruebas de presión funcionan induciendo cambios en la tasa actual de producción del pozo, lo que perturba o cambia las condiciones dinámicas presentes (presión y flujo) asociadas con el área de drenaje del pozo. Analizar los cambios de presión y flujo en función del tiempo permite definir los parámetros del yacimiento. La finalidad de una prueba de presión es describir y definir el modelo del yacimiento de un campo de hidrocarburos. (Valencia, 2008; Marquez & Diaz, 2009; García & Bravo, 2011).

Entre las pruebas de presión se encuentra el DST, es un procedimiento para realizar pruebas en la formación a través de la tubería de perforación, el cual permite registrar la presión y temperatura de fondo, también para evaluar parámetros fundamentales para la caracterización del yacimiento. Con el DST se obtienen muestras de los fluidos presentes a condiciones de superficie, fondo y a diferentes profundidades para definir sus propiedades, posteriormente se cuantifica esta información y sirve para diversos estudios para reducir el daño causado por el fluido de perforación a pozos exploratorios o de avanzada, también puede realizarse en pozos de desarrollo para la estimación de reservas. Un DST permite evaluar el potencial de producción de alguna arena particular en el yacimiento, presión y características de la roca yacimiento. Toda la información recolectada en el DST permite saber si el pozo puede producir hidrocarburos de manera comercial (Valencia, 2008; García & Bravo, 2011; Adeeb, 2015).

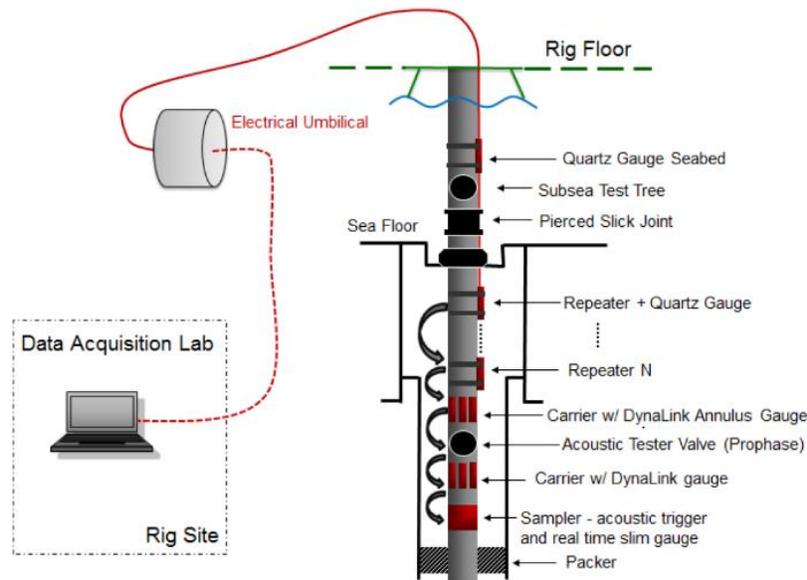
Otra prueba de presión comúnmente usada es el Build-Up test o prueba de restauración de presión, consiste en cerrar un pozo productor luego de producir durante un tiempo y se alcanza la estabilización de la tasa, se registran presiones de fondo del pozo en función del tiempo **Fig. 14**, también se pueden estimar los parámetros básicos para la caracterización de un yacimiento como

lo son la permeabilidad, continuidad, modelos de flujo del reservorio y de frontera (Valencia, 2008; Marquez & Diaz, 2009; García & Bravo, 2011). Existen diferentes tipos de pruebas de Restauración (Build up), que se pueden realizar dependiendo de las condiciones del pozo (García & Bravo, 2011):

- Pruebas de restauración de presión con una tasa constante de producción antes del cierre.
- Pruebas de restauración de presión precedidas de dos tasas diferentes de flujo.
- Pruebas de restauración de presión precedidas por (n-1) diferentes tasas de flujo.

Figura 13

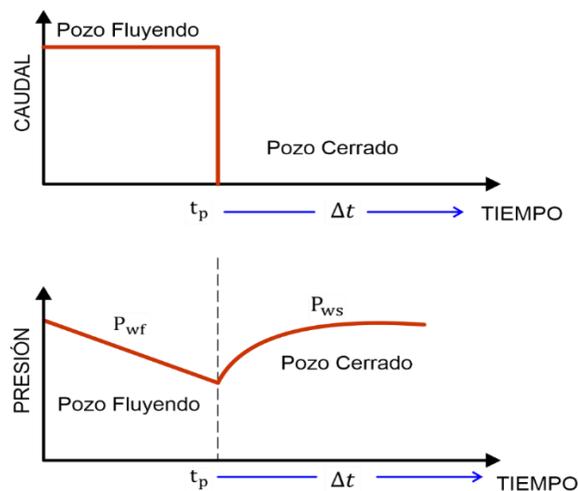
Esquema completo de la cadena de trabajo de la herramienta DST operada de forma inalámbrica.



Nota: procedimiento para realizar pruebas en la formación a través de la tubería de perforación (Tomado de Engel et al., 2014).

Figura 14

Comportamiento del caudal y presión para una prueba de restauración de presión



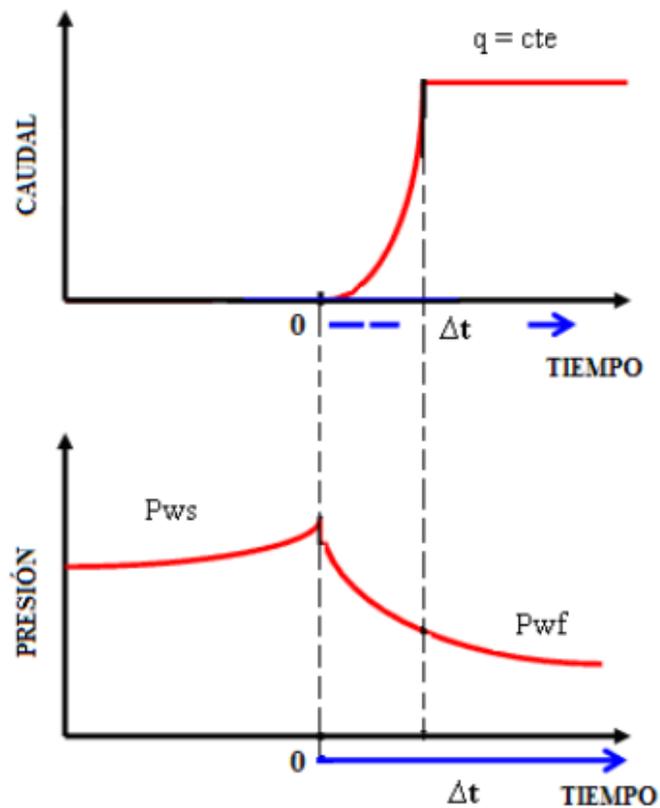
Nota: Se registran presiones de fondo del pozo en función del tiempo (Valencia, 2008).

Otro tipo de prueba es el Drawdown test o prueba de declinación de presión, este consiste en abrir un pozo que ha estado cerrado y estable, donde la presión de fondo fluente es monitoreada constantemente, estas pruebas son realizadas con el pozo en flujo estable y abierto, a caudal constante, su duración es variable, desde unas pocas horas hasta varios días, dependiendo del objetivo de la prueba y las características de la formación. La presión y la tasa se registran en función del tiempo **Fig. 15**. El objetivo de una prueba de declinación de presión es determinar

permeabilidad, factor de daño y en algunos casos el volumen del yacimiento (pruebas extensas) (Valencia, 2008; Marquez & Diaz, 2009; García & Bravo, 2011).

Figura 15

Historia de caudal y presión para una prueba de decremento de presión.



Nota: Se registran presiones de fondo del pozo en función del tiempo (Tomado de Valencia, 2008).

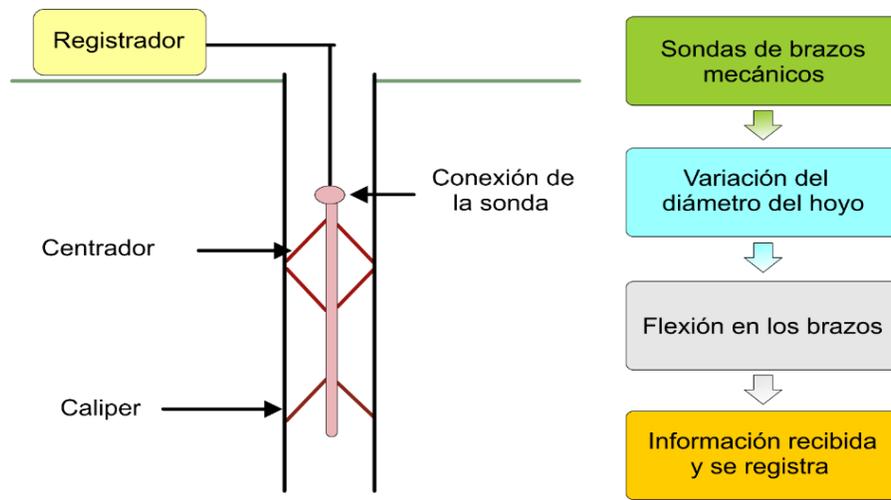
4.6 Registros de pozo

Un registro de pozo es una grabación contra profundidad de alguna de las propiedades de las formaciones rocosas que son atravesadas por un pozo y desarrolladas por artefactos de medición en el agujero del pozo. Conforman una de las informaciones básicas adquiridas a lo largo de la perforación del pozo petrolero, lo que posibilita establecer las características petrofísicas de las rocas (Panez, 2015; Rueda, 2019).

Las características principales que se obtienen de un pozo son: Porosidad, densidad, resistividad, rayos gamma, diámetro del agujero y las velocidades de ondas sínicas en los diferentes tipos de roca, para determinar estas características se utilizan varios registros, cada uno con un parámetro de obtención determinado (Panez, 2015; Rueda, 2019). Para determinar el diámetro y geometría del pozo se puede utilizar el registro de calibración o caliper **Fig. 16**, estos datos pueden indicar de forma indirecta condiciones de estabilidad de pozo. Puede ser muy útil en la diferenciación de litologías resistentes de las poco resistentes. Puede mostrar validaciones (Breakouts) y también ensanchamientos que cubren todo el diámetro del hueco (washouts). Estos registros son importantes para el desarrollo de un modelo de estabilidad, debido a que se pueden determinar las direcciones de los esfuerzos in-situ si se encuentran orientados, también indica las zonas donde existieron derrumbes o estrechamientos de pozos (Victoria, 2011; Lopez & Valcarcel, 2015; Panez, 2015).

Figura 16

Medición de un registro Caliper.



Nota: El registro Caliper puede determinar el diámetro y geometría del pozo (Tomado y modificado de [Victoria, 2011](#)).

El registro Bit Size o la curva Bit Size, permite saber el diámetro de la barrena que se empleó durante la perforación. Su escala de medición es la pulgada. Se emplea como coadyuvante en la determinación de enjarre y derrumbes ([Lopez & Valcarcel, 2015](#); [Panez, 2015](#); [Rueda, 2019](#)).

Para medir la densidad de la formación se puede hacer uso del registro de porosidad RHOB, el cual realiza una medición de porosidad por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. Posee una fuente de rayos gamma, la radiación colisiona con los átomos presentes en la roca, y un receptor interno en la herramienta mide los rayos gamma dispersos liberados por las colisiones. La herramienta litodensidad (LDL o LDT). Sirve para estimar la

densidad del sistema roca fluido (RHOB) que posteriormente servirá para calcular la porosidad por densidad (DPHI). Cuando el registro de densidad es bajo indica alta porosidad, y cuando es alto indica baja porosidad. Se lee de izquierda a derecha. La unidad de medida es g/cm^3 con un rango de valores que va desde 1.95 a 2.95 g/cm^3 , en rocas calizas y de 1.65 a 2.65 g/cm^3 para terrígenos y siliciclastos (Forero & Diaz, 2014; Lopez & Valcarcel, 2015; Rueda, 2019).

Tabla 2

Valores típicos de densidad de los diferentes elementos (matriz y fluidos) presentes es un pozo

| <i>MATRIZ</i> | Densidad (gr/cc) |
|-------------------------------|------------------|
| <i>Arena</i> | 2.65 |
| <i>Arena Calcárea</i> | 2.68 |
| <i>Caliza</i> | 2.71 |
| <i>Dolomita</i> | 2.87 |
| <i>Anhidrita</i> | 2.92 |
| <i>Arcilla</i> | 2.20 - 2.85 |
| FLUIDO | |
| <i>Agua Fresca</i> | 1.0 |
| <i>Agua Salada (200 Kppm)</i> | 1.1 |
| <i>Petroleo</i> | 0.6 - 0.9 |
| <i>Gas</i> | 0.01 - 0.35 |

Nota: Se pueden observar los valores típicos de densidad dependiendo de la matriz o fluidos (Tomado de Lopez & Valcarcel, 2015).

Un registro que puede llegar a tener diversos usos es el sónico, que mide la velocidad del sonido en las ondas penetradas por el pozo a determinadas profundidades, posee un emisor de ondas y de dos a cuatro receptores. Mide el tiempo de tránsito de arribos de las ondas P, S y las Stoneley. El objetivo principal del registro sónico es apoyar la determinación de porosidad en las rocas penetradas por el pozo, a partir del tiempo de tránsito de las ondas. Cuando el tiempo de tránsito es mayor, menor es la velocidad, y por lo tanto, mayor es la porosidad de la roca. La medida es en microsegundos por pie ($\mu_{\text{sec/ft}}$). Los registros sínicos principales son los de onda compresional (DTp) y de onda de cizallamiento (DTs), con la diferencia de que el DTs no se puede propagar en fluidos (Schlumberger, 1989; Liu, 2017; Rueda, 2019).

Tabla 3

Valores típicos del registro sónico compresional (DTp) en algunas litologías.

| Litología | V_{ma} (ft/sec) | Δ_{ma} ($\mu_{\text{sec/ft}}$) | Δt_{ma} ($\mu_{\text{sec/ft}}$) |
|-----------------------------------|--|---|---|
| Arenitas | 18000-19500 | 55.5-51.0 | 55.0 o 51 |
| Calizas | 21000-23000 | 47.6-43.5 | 47.5 |
| Dolomitas | 23000 | 43.5 | 43.5 |
| Anhidritas | 20000 | 50.0 | 50.5 |
| Sal | 15000 | 66.7 | 67.0 |
| Revestimiento (hierro) | 17500 | 57.0 | 57.0 |

Nota: Se pueden observar los valores típicos del registro sísmico compresional (Tomado y modificado de [Schlumberger, 1989](#)).

Tabla 4.

Valores típicos del registro sísmico de cizallamiento (DTs) en algunas litologías.

| Litología | Δt_{ma} ($\mu\text{sec}/\text{ft}$) |
|-------------------|--|
| Arenitas | 86 |
| Calizas | 90 |
| Dolomitas | 76 |
| Anhidritas | 100 |
| Agua | 350 |

Nota: Se pueden observar los *valores típicos del registro sísmico de cizallamiento* (Tomado y modificado de [Schlumberger, 1989](#)).

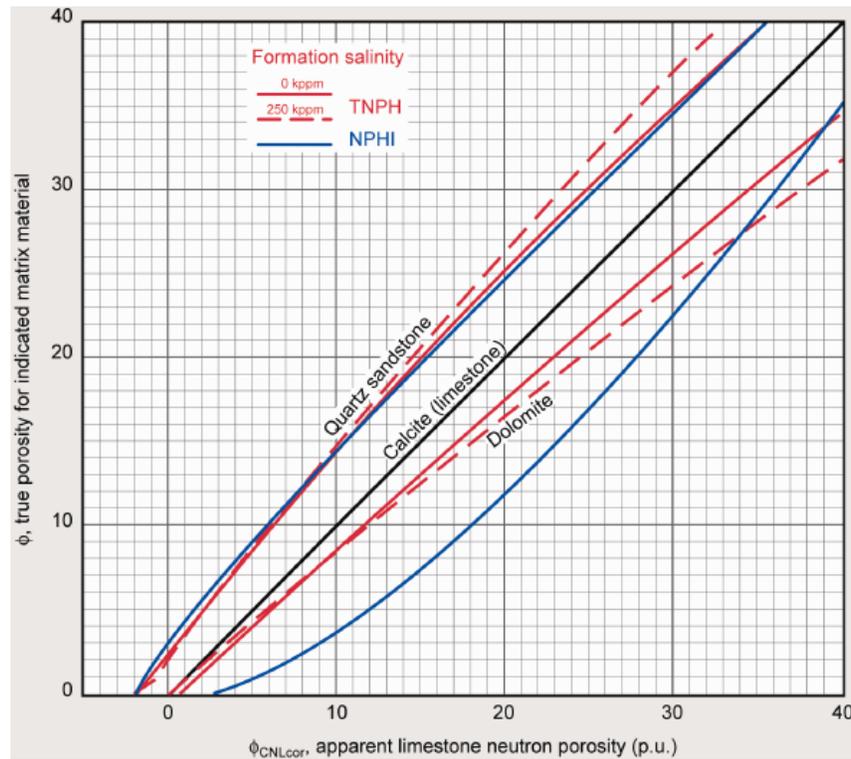
El perfil neutrón es un registro de porosidad cuya base consiste en “bombardear” a la formación con neutrones los cuales chocan con los núcleos de Hidrógeno existentes en los poros de la roca, siendo parte de los fluidos que estas contienen, posteriormente son capturados por el detector de la herramienta. La herramienta de Neutrón Compensado está constituida por un emisor y dos detectores, con lo cual se compensan los efectos del pozo y se obtiene de forma directa la porosidad, utilizando una matriz predeterminada (caliza, arenisca o dolomita). La herramienta se llama CNL, sirve para estimar la porosidad neutrónica de las rocas (NPHI). Realmente, esta

herramienta determina el volumen de Hidrógeno contenido en los poros, el cual es proporcional a la porosidad total y esto es lo que permite calcular con bastante precisión el valor de esta. Es muy importante tener clara la litología que predomina en el corte para determinar la porosidad, ya que esta se obtiene mediante un algoritmo que tiene en cuenta la matriz de la roca. En formaciones limpias (es decir libres de lutitas) donde la porosidad está llena con agua o hidrocarburo, el neutrón registra medidas de la porosidad llena de fluidos. En una situación en la que los poros estén llenos con gas en lugar de aceite o agua, la porosidad del neutrón será menor que la real, esto ocurre que porque hay menos concentración de hidrógeno en el gas comparado con el hidrocarburo o el agua. Se llama efecto de gas a la disminución de la porosidad del neutrónico al atravesar una capa con gas. Las principales aplicaciones de la sonda son ([Schlumberger, 1989](#); [Lopez & Valcarcel, 2015](#); [Liu, 2017](#); [Rueda, 2019](#)):

- Determinación de la porosidad
- Identificador de litologías
- Análisis de contenido de arcillas
- Detección de gas

Figura 17

CNL/NPHI y CNL/TNPH) curvas de porosidad equivalente para litologías comúnmente encontradas.



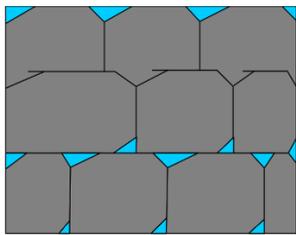
Nota: En la figura se pueden observar las curvas de porosidad típicas para areniscas cuarzosas, calcitas y dolomitas (Tomado y modificado de Schlumberger, 1989).

Para medir la resistencia de una formación a conducir electricidad se usa el registro de resistividad, siendo generalmente empleado para determinar el tipo de fluido que se encuentra en los espacios porosos de una roca. La unidad es el Ohm-m. Por principio físico las rocas sin humedad no conducen la corriente eléctrica, es decir, la matriz de la roca tiene conductividad nula, constituye un material aislante al igual que el aceite y gas, se sostienen para que para estos materiales sus resistividades son infinitas. La corriente eléctrica fluirá solo a través del agua que satura la estructura porosa de la formación, la conductividad depende de la salinidad, esto introduce que cualquier flujo de corriente en una formación se da en el agua de la formación y no en la roca o los hidrocarburos. Mide la resistencia de una formación a conducir electricidad y es usado por

lo general para determinar el tipo de fluido que ocupa el espacio poroso en una roca, los niveles de saturación de agua y aceite en las formaciones. Cuanto mayor sea la porosidad de la formación mayor cantidad de agua conductiva y menor será su resistividad. La resistividad verdadera de la formación (R_t) es un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos (Schlumberger, 1989; Fjær *et al.*, 2008; Lopez & Valcarcel, 2015; Rueda, 2019).

Figura 18

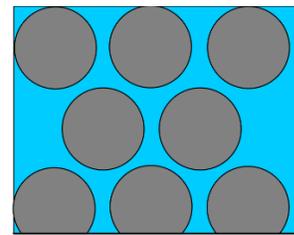
Variación De La Resistividad Para Dos Rocas Conteniendo El Mismo Fluido, Pero Con Diferentes Porosidades.



Muy poca porosidad

Muy poca conductividad

RESISTIVIDAD ALTA



Alta porosidad

Conductividad buena

RESISTIVIDAD BAJA

Nota: En la figura se puede observar la variación de la resistividad en dos rocas con diferente porosidad (Tomado de Lopez & Valcarcel, 2015).

Entre los registros radioactivos se encuentra el registro Gamma Ray, se basa en la medición de emisiones naturales de rayos gamma (GR) que poseen las rocas. Cuando inicia el proceso de meteorización de las rocas, estas sueltan partículas tamaño arcilla de los elementos radiactivos que

contienen, por ende, las lutitas tienen emisiones de GR mayores que las arenas. A mayor contenido de arcilla de las rocas, mayor es la emisión de GR de estas mismas. Los minerales radiactivos principales son: el potasio (K), el torio (Th) y el uranio (U), las areniscas con bajo volumen de arcillas, y con contenido alto de minerales radiactivos o aguas ricas en uranio, también pueden producir una respuesta alta del perfil de rayos gamma. La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 100 API (Schlumberger, 1989; Lopez & Valcarcel, 2015; Rueda, 2019). Es empleado principalmente para:

- Correlación.
- Evaluación del contenido de arcilla de una formación.
- Análisis mineral.

Para identificar las zonas impermeables de lutitas y las zonas permeables con arena se utiliza el registro de potencial espontáneo o SP. Es un registro de corriente directa (DC) que mide la diferencia de voltaje presente entre el potencial de un electrodo móvil ubicado en el pozo y el potencial de un electrodo fijo ubicado en la superficie. La respuesta de este registro se relaciona con corrientes naturales generadas dentro del pozo. Estas corrientes naturales son generadas por procesos electroquímicos que son causados por diferencias en la salinidad entre el filtrado del barro (R_{mf}) y la resistividad del agua de formación (R_w). En los estratos permeables, la curva muestra deflexiones con respecto a la línea base de las lutitas; en capas de mayor espesor, las deflexiones tienden a alcanzar una curva constante, definiendo una línea de arena. Las deflexiones pueden ser negativas (izquierda) o positivas (derecha) dependiendo de la salinidad del agua de formación y

del filtrado del lodo. Se puede observar de esta manera (Schlumberger, 1989; Lopez & Valcarcel, 2015; Liu, 2017; Rueda, 2019):

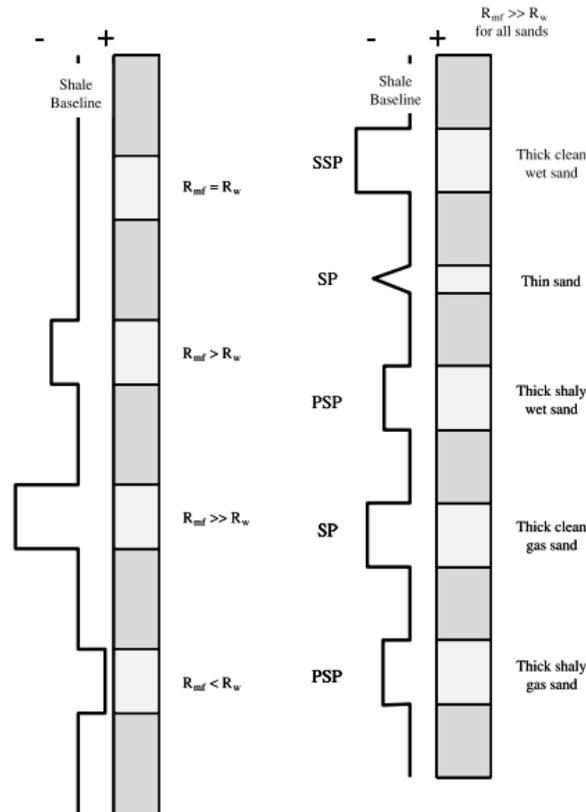
- Si la salinidad del agua de formación es mayor a la del filtrado del lodo la deflexión será hacia la izquierda.

- Si la salinidad del filtrado del lodo es mayor a la del agua de formación la deflexión será hacia la derecha.

Cabe destacar que si los lodos no son conductivos, no se puede registrar una curva de SP, debido a que estos no proporcionan continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación, también, si la resistividad del filtrado del lodo y del agua son similares, las deflexiones del SP son muy pequeñas y la curva no será muy evidenciable (Schlumberger, 1989; Lopez & Valcarcel, 2015; Liu, 2017; Rueda, 2019).

Figura 19

Ejemplos de deflexión SP desde la línea base de lutitas.



Nota: En el diagrama de la derecha, la deflexión SP con resistividad del filtrado de lodo (R_{mf}) mucho mayor que el agua de formación (R_w) (Tomado y modificado de [Asquith et al., 2004](#)).

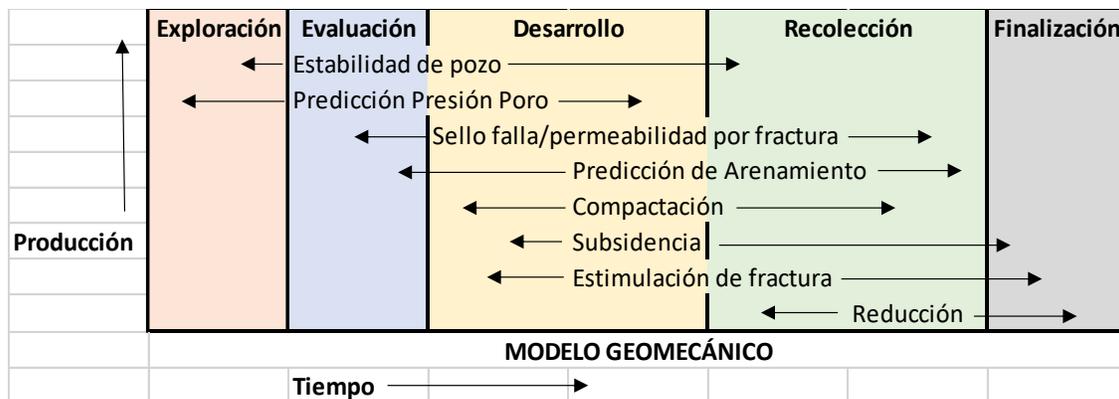
En el diagrama derecho de la **Fig. 19** se define el SSP (potencial espontáneo estático) en la parte superior del diagrama, es la deflexión máxima posible en una arenisca gruesa, sin lutitas y con agua (húmeda) para una relación dada de R_{mf}/R_w . Todas las demás deflexiones son menores y de magnitud relativa. SP muestra la respuesta de SP debido a la presencia de lechos delgados y / o la presencia de gas. PSP (potencial espontáneo pseudoestático) es la respuesta de SP si hay lutita ([Schlumberger, 1989](#); [Asquith et al., 2004](#); [Lopez & Valcarcel, 2015](#); [Liu, 2017](#); [Rueda, 2019](#)).

4.7 Modelo Geomecánico

La mejor forma de aplicar la geomecánica en los procesos de explotación en roca generadora es mediante la creación de un modelo geomecánico, el cual, es una representación numérica de las propiedades de la roca, la presión de poro, los parámetros de resistencia al fallamiento y de los estados de esfuerzos a los que se ven sometidas las formaciones bajo tierra. Estos modelos ayudan a diseñar un posible comportamiento de la red de fracturas que se generara haciendo posible conocer la orientación, su propagación, y dimensiones, principalmente; aunque es bien sabido que estos poseen otras ventajas y usos **Fig. 20**. como bien lo muestra la siguiente figura, en la que se puede notar que un modelo geomecánico es indispensable en el desarrollo de cualquier tipo de actividades, desde la fase exploratoria de un campo hasta su abandono ([Plumb, et al., 2000](#); [Zoback, 2011](#)).

Figura 20

Importancia de modelo geomecánico en campo.



Nota: En la figura se puede observar las fases de un modelo geomecánico (Tomado y editado de [Zoback, 2011](#)).

5. MARCO GEOLÓGICO

En este capítulo se va a describir las características generales de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, teniendo en cuenta las estructuras y la evolución geológica, también, la estratigrafía haciendo énfasis en las unidades de interés localizadas en el campo Casabe.

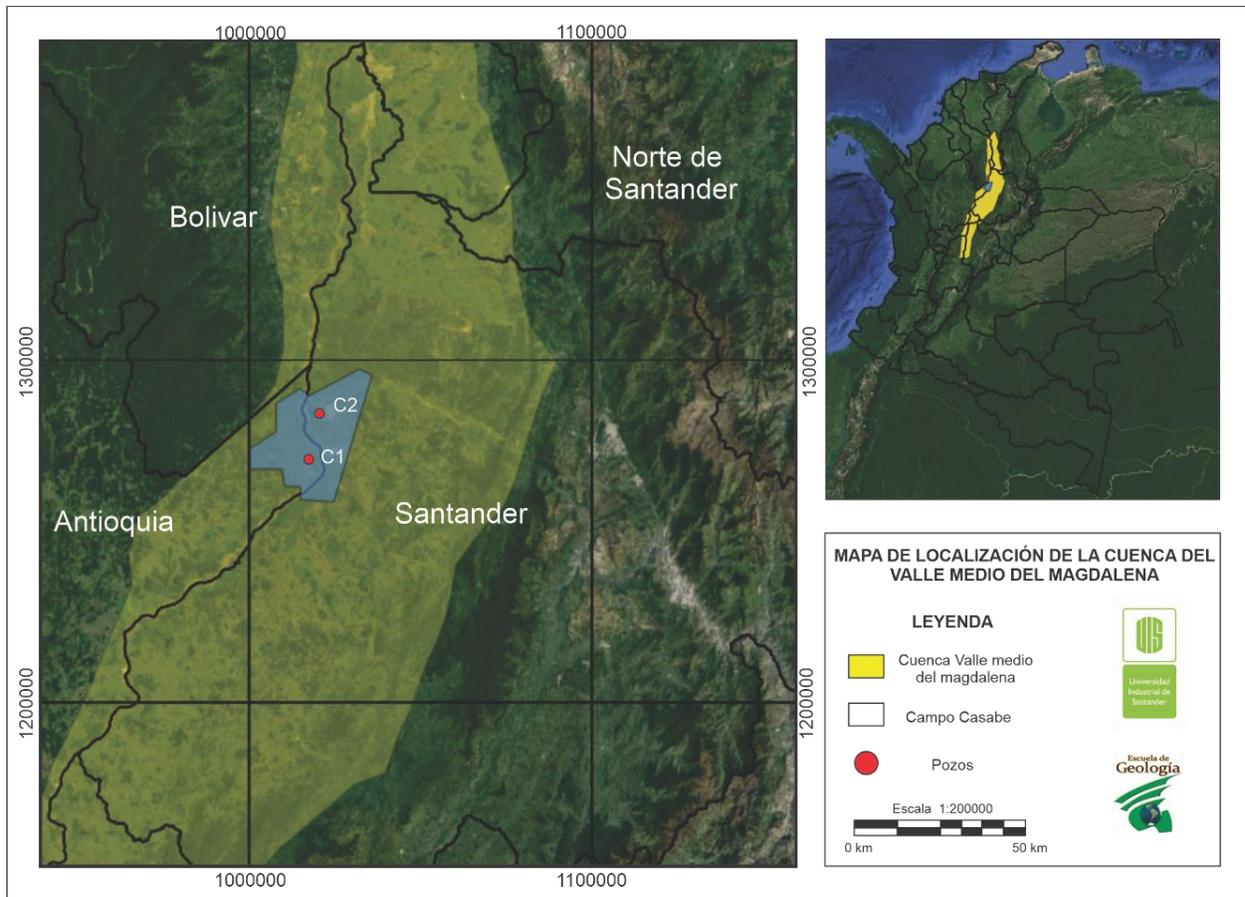
5.1 Localización

La zona objeto de estudio se encuentra localizada geológicamente en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, es una cuenca intramontaña ubicada a lo largo de la porción central del valle cursado por el río Magdalena, entre las cordilleras Oriental al este y central al oeste de los Alpes Colombianos, con un área de aproximadamente 34.000 km². Abarca los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca, Antioquia, Tolima, Caldas, Norte de Santander, Bolívar y Cesar. Se le han asignado los límites correspondientes a rasgos geológicos importantes como el sistema de fallas de Bituima y La Salina al suroriente, el sistema de fallas Espíritu Santo al norte, el levantamiento de sedimentos del Neógeno sobre la serranía de San Lucas y el basamento de la Cordillera Central al occidente, el Cinturón de Plegamiento de Girardot al sur y por el sistema de fallas de Bucaramanga-Santa Marta al nororiente ([Barrero *et al.*, 2007](#); [Sarmiento *et al.*, 2015](#); [Antolinez & Bohorquez, 2018](#)). El campo Casabe es el objetivo por investigar, se encuentra

ubicado en el VMM, con formaciones productoras corresponden a La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado (Barrero *et al.*, 2007).

Figura 21

Mapa de localización de la zona de estudio



5.2 Evolución Geológica del Valle Medio de Magdalena (VMM)

Esta cuenca sedimentaria, ha presentado eventos tectónicos de tipo distensivos y compresivos a lo largo de su historia geológica, los cuales la han formado como se le conoce hoy en día.

Cerca del Periodo Triásico Tardío se generó por el movimiento distensivo un graben (fosa) continental, bordeado por fallas normales, lo que permitió el depósito de sedimentos de origen continental y durante el Periodo Jurásico, grandes espesores de rocas sedimentarias correspondientes a conglomerados y areniscas de ambientes desérticos, darían origen a las formaciones Bocas, Jordán, Girón y los Santos (Mojica & Franco, 1992; Córdoba *et al.*, 2000; Sarmiento *et al.*, 2015).

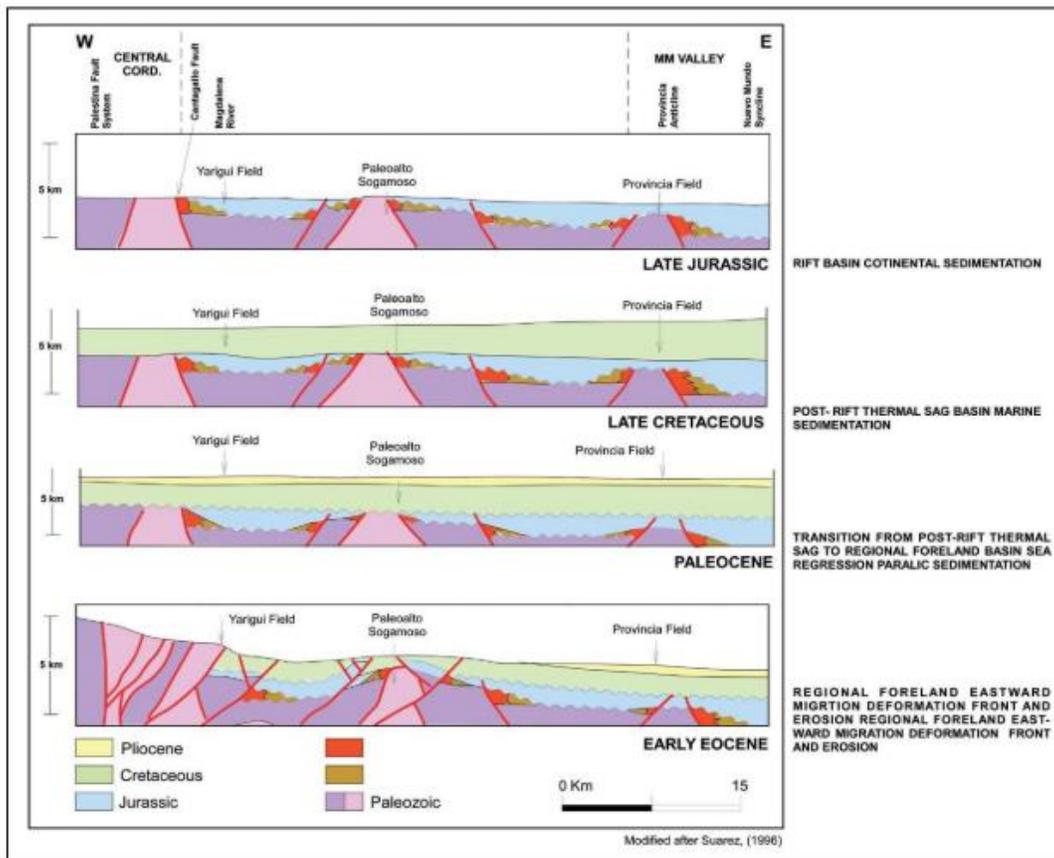
A mediados del Cretáceo Inferior, un fallamiento normal sucesivo y una subsidencia en la zona provocada por movimiento tectónico, generaron una transgresión oceánica al oriente de la Cordillera Central, que avanzó desde la costa norte hasta el Putumayo, cubriendo el Valle del Magdalena (Inferior, Medio y Superior); esto llevo a que grandes espesores de sedimentos marinos se depositarán, principalmente carbonatos con intercalaciones de arcilla, los cuales dieron origen a las formaciones de Rosa Blanca, Paja, Tablazo y Simití, mientras los sedimentos arcillosos con alto contenido de material orgánico fueron los responsables de la abundancia de hidrocarburos y la deposición de la formación La Luna (Mojica & Franco, 1992; Córdoba *et al.*, 2000).

En el Periodo del Paleoceno, inició el levantamiento del macizo de Santander- Floresta, simultáneamente se retiró el mar de la Cordillera oriental, y los grandes depósitos marinos se vieron rodeados por ambientes transicionales, como grandes extensiones de zonas pantanosas,

ciénagas y zonas deltaicas, generando depósitos ricos en materia orgánica, arcillas y arenas (formaciones Guaduas, Los Cuervos, entre otras) (Mojica & Franco, 1992; Córdoba *et al.*, 2000; Lozano & Zamora, 2014; Sarmiento *et al.*, 2015).

Figura 22

Evolución tecto-sedimentaria de la cuenca VMM, desde el jurásico tardío al eoceno temprano.

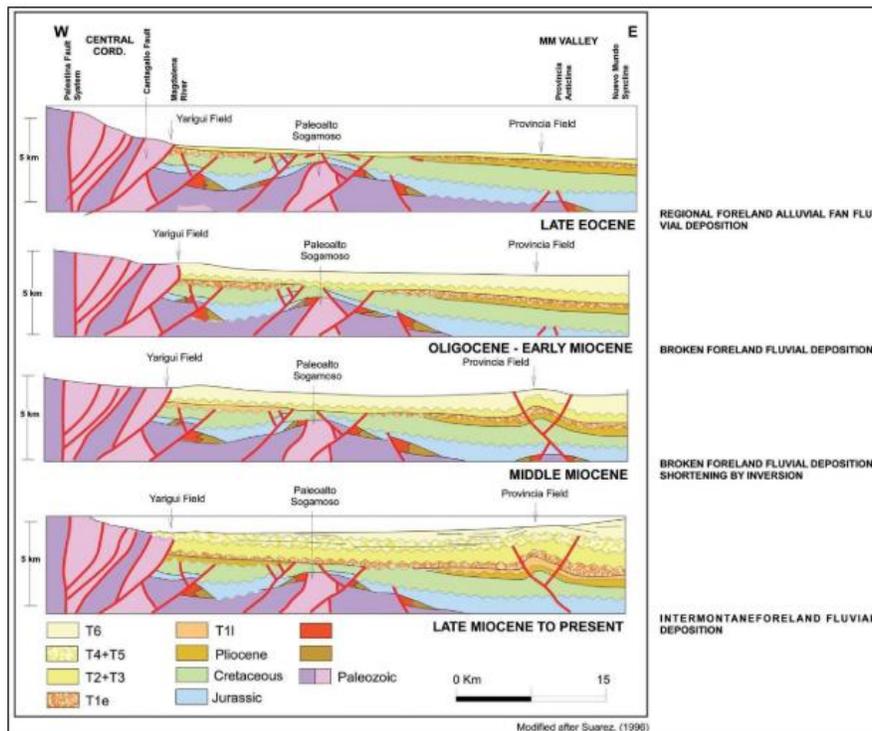


Nota: Evolución tecto-sedimentaria de la cuenca VMM, desde el jurásico tardío al eoceno temprano a lo largo de un tramo a través del campo casabe.(Tomado y modificado de Lozano & Zamora, 2014).

Para el Paleoceno Medio, se presentó una gran erosión del material depositado durante este periodo y parte del Cretáceo, la cual es conocida regionalmente como la Discordancia Eoceno-Paleoceno. Del periodo comprendido entre el Eoceno y el Mioceno, ambientes de depósito de origen continental, sucesiones de sedimentos Fluviales y Lacustres, darían origen a la Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. Finalmente, las erosiones y depósitos formados por las glaciaciones cercanas al periodo Pleistoceno, desencadenaron la formación de las cuencas actuales del Rio del Magdalena, además del depósito de material fluvial, generando las formaciones del grupo Real y grupo Mesa (Mojica & Franco, 1992; Córdoba *et al.*, 2000; Barrero *et al.*, 2007).

Figura 23

Evolución tecto-sedimentaria de la cuenca VMM desde el eoceno tardío al presente.



Nota: Evolución tecto-sedimentaria de la cuenca VMM desde el eoceno tardío al presente. a lo largo de un tramo a través del campo casabe. (Tomado y modificado de (Tomado y modificado de [Lozano & Zamora, 2014](#)).

5.3 Estratigrafía Regional del VMM

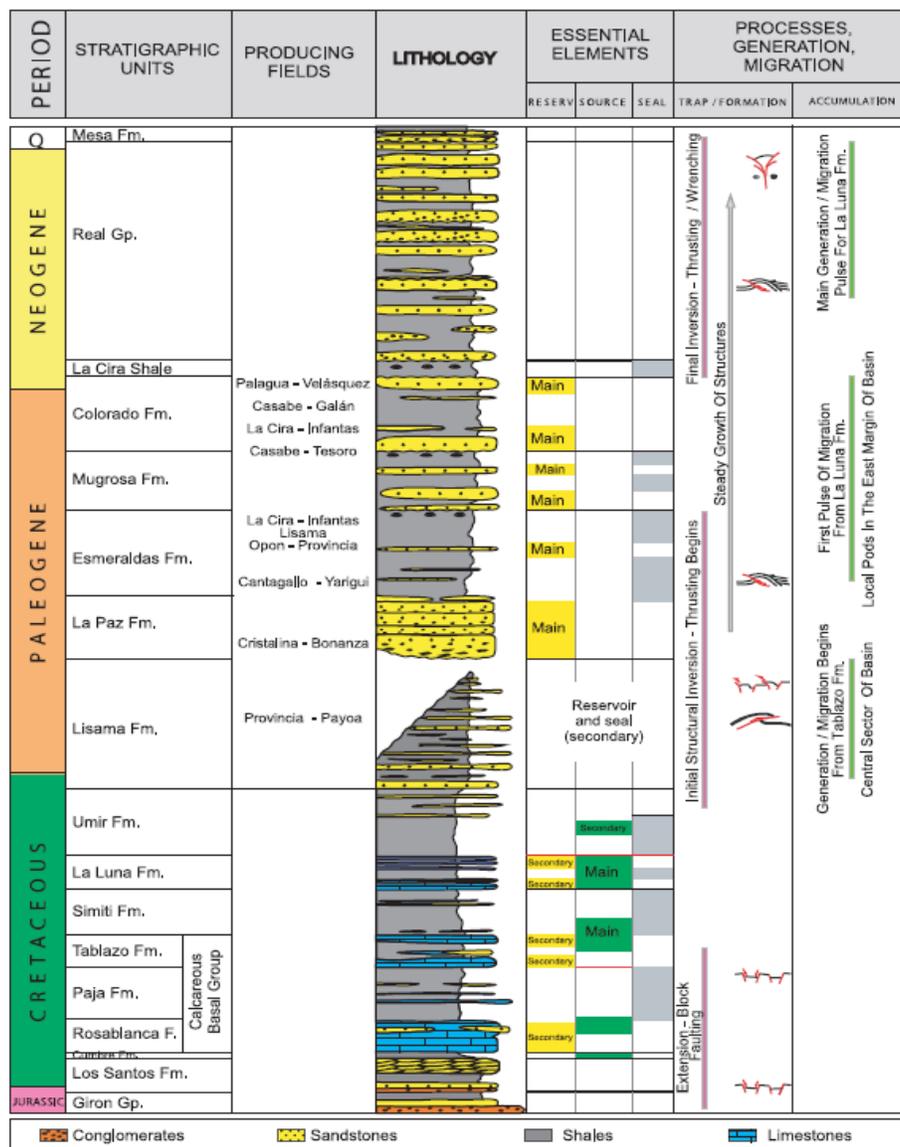
La depositación de las formaciones que integran la cuenca del VMM inicia al final de la primera parte del Mesozoico con ambientes continentales, cambiando a marinos en la segunda parte del mesozoico y finalizando con sedimentos continentales en el Cenozoico ([Sarmiento-Rojas et al., 2006](#); [Barrero et al., 2007](#); [Lozano & Zamora, 2014](#)). Las secuencias que se depositaron en esta cuenca son:

- Jurásico tardío a Valanginiano, contempla las formaciones Los Santos y Cumbre.
- Hauteriviano, contempla la formación Rosa Blanca.
- Barremiano al Aptiano, contempla la formación Paja la cual sufre un evento erosivo.
- Albiano al Senomaniano, contempla las formaciones Tablazo, Simití y Salto.
- Turoniano al Santoniano, contempla la formación La Luna.
- Campaniano al Maastrichtiano, contempla la formación Umir.
- Paleoceno temprano, contempla la formación Lisama, esta sufre un proceso erosivo.
- Eoceno medio a tardío, contempla las formaciones La Paz y Esmeraldas.
- Oligoceno, contempla las formaciones Mugrosa y Colorado, esta última presenta erosión.

- Mioceno medio, contempla la formación Real.
- Plioceno, contempla la formación Mesa.

Figura 24

Columna estratigráfica generalizada, cuenca Valle Medio del Magdalena



Nota: Se puede observar la columna generalizada del VMM (Tomado y modificado de Barrero *et al.*, 2007).

Para denotar el área de estudio, se van a resaltar las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado, ubicadas en el Sinclinal del Nuevo Mundo (Sarmiento *et al.*, 2015).

La Formación La Paz toma su nombre de la serranía o escarpe extendido entre el Río Sogamoso y el Río Lebrija, ríos que cortan perpendicularmente a la unidad, al igual que el Río Sucio. El espesor es bastante variable llegando a 1.500 m al sur de la localidad tipo en dirección al cierre de la estructura sinclinal. En el flanco W del SNM, este llega a 400 m y podría adelgazar más hacia el NW (Caballero *et al.*, 2011). Los 50 metros de la base de la Formación La Paz están constituidos por capas gruesas de conglomerados de guijos gruesos a cantos finos y a areniscas gruesas a finas. Los clastos redondeados de los conglomerados son compuestos de chert diagenético, biomicritas y biomicritas parcialmente silicificadas (derivados de la Formación La Luna, cuarzo y otros tipos de líticas de afinidad volcánica, sedimentaria y metamórfica. Las capas varían desde macrocuneiformes de 5 metros de espesor a conjuntos de capas gruesas cuneiformes con estratificación cruzada. Estas capas están separadas por arenitas de grano grueso a fino con estratificación cruzada angular a laminación plano-paralela. Sobre este segmento continúa un conjunto de arenitas de grano medio a muy fino y lodolitas con moteado pardo y tonos violáceos por efectos de bioturbación. El segmento basal conglomerático se reconoce a nivel de Sinclinal de Nuevo Mundo, aunque cambie su textura. La sucesión descrita corresponde a ambientes de alta energía asociados a abanicos aluviales canaliformes y a ríos trezados (Barrero *et al.*, 2007; Caballero *et al.*, 2011; Sarmiento *et al.*, 2015).

La Formación Esmeraldas se le asignó la localidad tipo por el Río Sogamoso en el Flanco E del Sinclinal de Nuevo Mundo. Su contacto inferior se define en el inicio del predominio de lodolitas sobre los paquetes arenosos de la Fm La Paz. Está compuesta por intercalación de capas de arenita gris a gris verdoso de grano fino a medio con alto contenido de líticos, mica y gruesos paquetes de arcillolitas varicoloreadas las que se hacen más oscuras por alto contenido de materia orgánica hacia el flanco W del SNM. El contacto con la suprayacente Formación Mugrosa es al parecer discordante, aunque este varía de W a E, siendo menos evidente en el flanco E del SNM. La unidad se adelgaza al W al igual que al N pasando de 1.255m a cerca de 500m, coincidente con el aumento de las lodolitas grises oscuras. El ambiente corresponde a sistemas fluviales de llanuras aluviales y ríos meándricos que varían hacia el norte a llanuras bajas lacustres afectadas al parecer por influencia marina (Caballero *et al.*, 2011; Sarmiento *et al.*, 2015).

La Formación Mugrosa deriva su nombre de la quebrada del mismo nombre, es una unidad de lodolitas varicoloreadas donde predominan los colores rojizos y amarillos sobre los tonos grises. En estas se intercalan en mucha menor proporción capas de areniscas de grano muy grueso a conglomeráticas, grano decrecientes y con moderada continuidad lateral. Las características mencionadas corresponden a sistemas fluviales de llanuras aluviales y ríos meándricos. Como en las otras unidades su espesor disminuye hacia el sector norte del VMM pasando de 1.330m a menos de 600m al trazo de la Falla de Cimitarra. No es claro el contacto discordante reportado a la base, podría tratarse de regímenes diferentes de subsidencia de la cuenca en ambientes semejantes (Caballero *et al.*, 2011; Sarmiento *et al.*, 2015). La Formación Colorado toma su nombre del Río Colorado al sur del SNM en el Campo Cira – Infantas para definir una espesa secuencia de 1.250m que incluye el Horizonte fosilífero de “La Cira” con 100m de espesor. Este espesor aumenta en

dirección de la Cordillera Oriental llegando a 2.500m. Yace concordantemente sobre la Formación Mugrosa y consta de areniscas conglomeráticas y conglomerados intercalados en lodolitas varicoloreadas. Es una sucesión estrato creciente con facies que permiten predecir abanicos aluviales canaliformes (ríos trezados) hacia el SNM. La edad de las Formaciones Colorado y Mugrosa se ha asignado al Oligoceno tardío Mioceno Temprano (Barrero *et al.*, 2007; Caballero *et al.*, 2011; Sarmiento *et al.*, 2015).

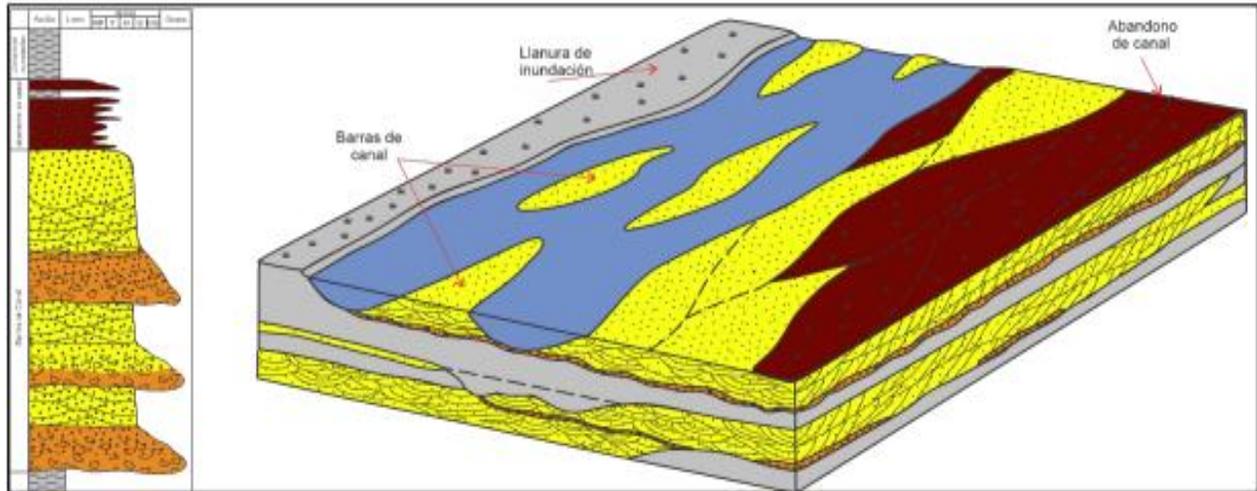
5.4 Ambiente de depositación

El ambiente de Formación en Casabe fue dividido según las formaciones Colorado y Mugrosa, para la formación Colorado se asocia a tipo fluvial trezado con presencia de canales amalgamados, desarrollo de abandono de canal y llanura de inundación. En la formación Colorado el litotipo 1 se asocia a facies de arenisca masiva, arenisca con estratificación cruzada y areniscas con relictos de estratificación cruzada, el litotipo 2 a facies de arenisca ligeramente conglomerática, arenisca conglomerática y conglomerados, el litotipo 3 a facies de arenisca limosa, arenisca con ripples y arenisca intercalada con limos, y el litotipo 4 a limolitas bioturbadas y arcillolitas (Villabona & Elizalde, 2021).

Una columna estratigráfica y un bloquediagrama del ambiente de depositación se muestra en la **Fig. 25**.

Figura 25

Columna estratigráfica y bloquediagrama para el ambiente fluvial trezado de la Fm Colorado.

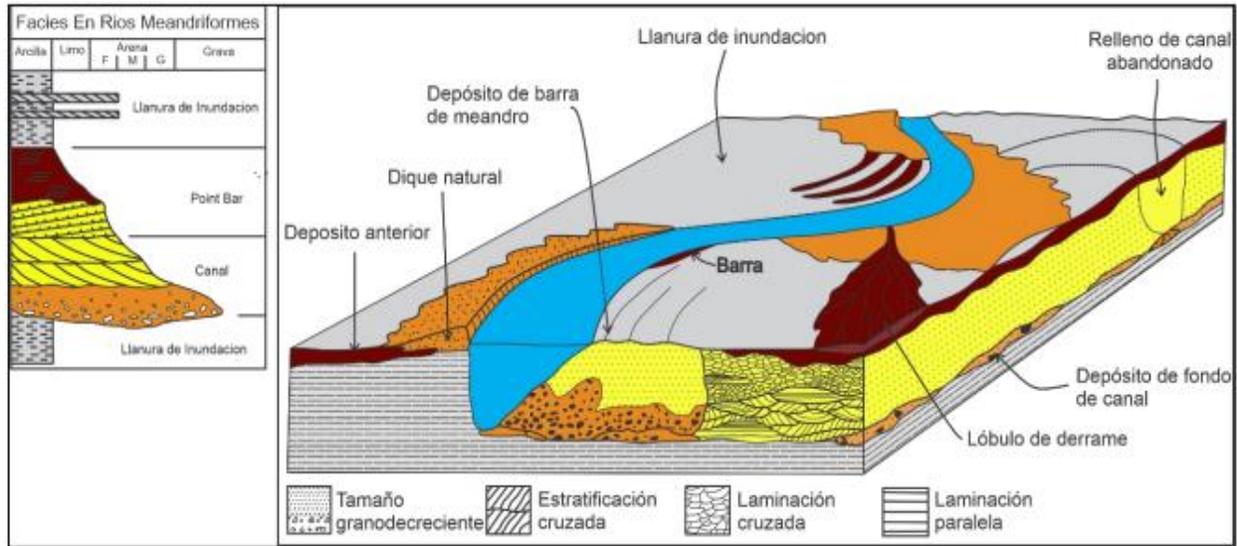


Nota: Se puede observar un bloquediagrama que representa el ambiente de depositación de la Fm. Colorado (tomado de [Villabona & Elizalde, 2021](#)).

A la formación Mugrosa se le asocia un ambiente de tipo fluvial meandriforme; el litotipo 1 se asoció a un sub-ambiente de barra de meandro y la parte más superficial del canal, además, presenta estratificación cruzada en artesa y bioturbación, el litotipo 2 se asoció a un subambiente distal del canal, con presencia de areniscas y conglomerados con estratificación cruzada y bioturbación, el litotipo 3 se asocia a los subambientes de barra de meandro y crevasse splay con presencia de lodolitas y areniscas lodosas bioturbadas y el litotipo 4 se asocia a un subambiente de llanura de inundación([Villabona & Elizalde, 2021](#)).

Figura 26

Columna estratigráfica y bloquediagrama para el ambiente fluvial trenzado de la Fm Mugrosa.



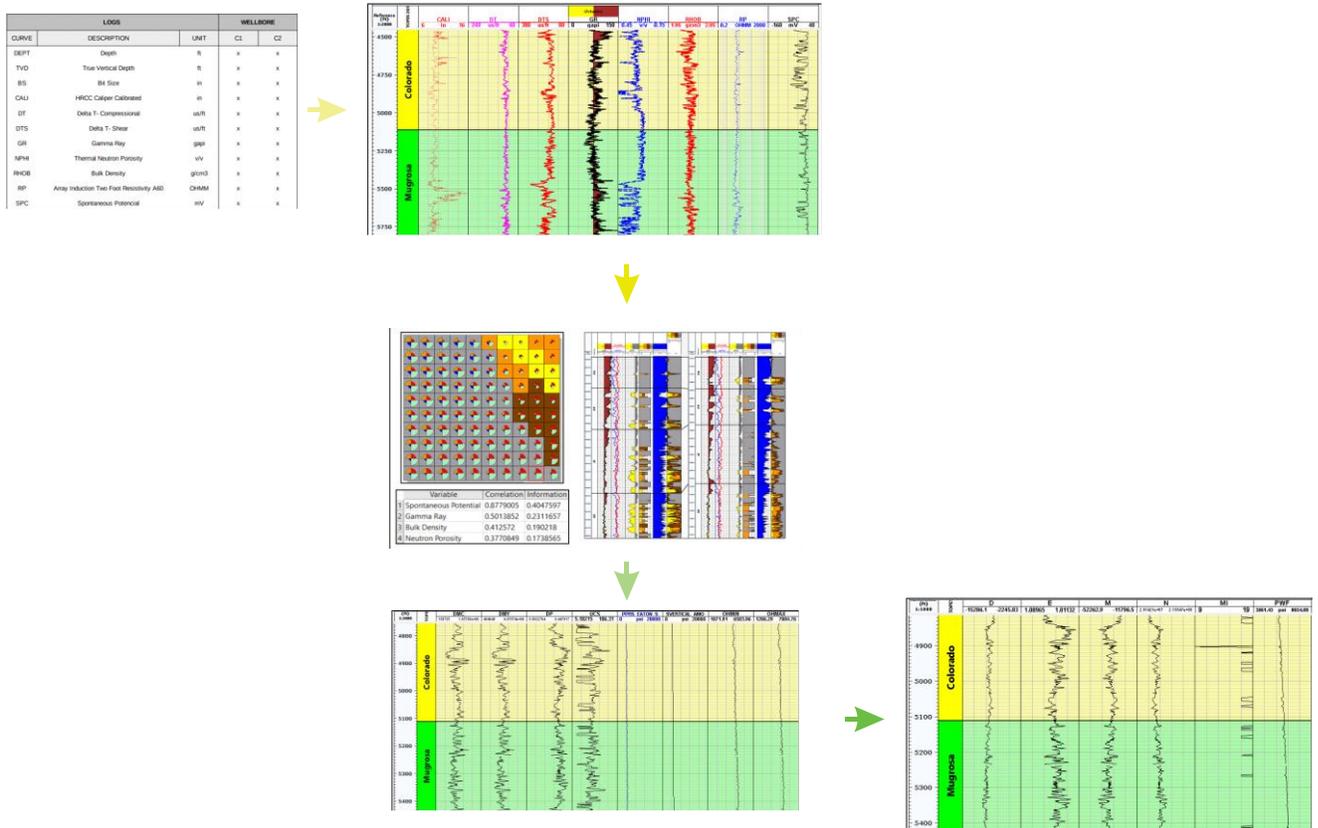
Nota: Se puede observar un bloquediagrama que representa el ambiente de deposición de la Fm. Mugrosa (tomado de Villabona & Elizalde, 2021).

6. METODOLOGÍA

Se van a analizar las características geomecánicas del campo Casabe, ubicado en el Valle Medio del Magdalena, Colombia; a partir de datos de registros de pozos y núcleos de perforaciones, con estos análisis se van a desarrollar planes para contrarrestar los problemas y fallos mencionados anteriormente, llegando a ahorrar grandes cantidades de dinero en las fases de perforación de pozos en el campo Casabe. Entre los factores analizados se encuentra el régimen de esfuerzos, la deformación de los cuerpos rocosos, la resistencia de las rocas y la presión que sufren las formaciones antes y después de realizar perforaciones.

Figura 27

Diagrama de flujo de la metodología aplicada en el proyecto



Revisión bibliográfica

Se desarrolló un inventario bibliográfico en el cual se obtuvo la información relevante para el análisis geomecánico y de arenamiento, la cual fue documentada y citada en el documento. El estudio se hizo para las formaciones Mugrosa y Colorado en la Cuenca del Valle Medio de Magdalena, por ende, se realizó una búsqueda de la información referente a dichas formaciones

como lo es la geología estructural, estratigrafía y propiedades mecánicas de la roca, también, se estudió la aplicación de los diferentes tipos de registros de pozos a análisis geomecánicos, estas propiedades son necesarias para la aplicación del modelo de arenamiento de Hoek & Brown. La empresa Ecopetrol S. A. suministró los diferentes tipos de datos de registros en formatos .LAS de los diferentes pozos.

La **Fig. 28** muestra la información suministrada que corresponde a los registros de pozos básicos.

Figura 28

Datos y registros disponibles

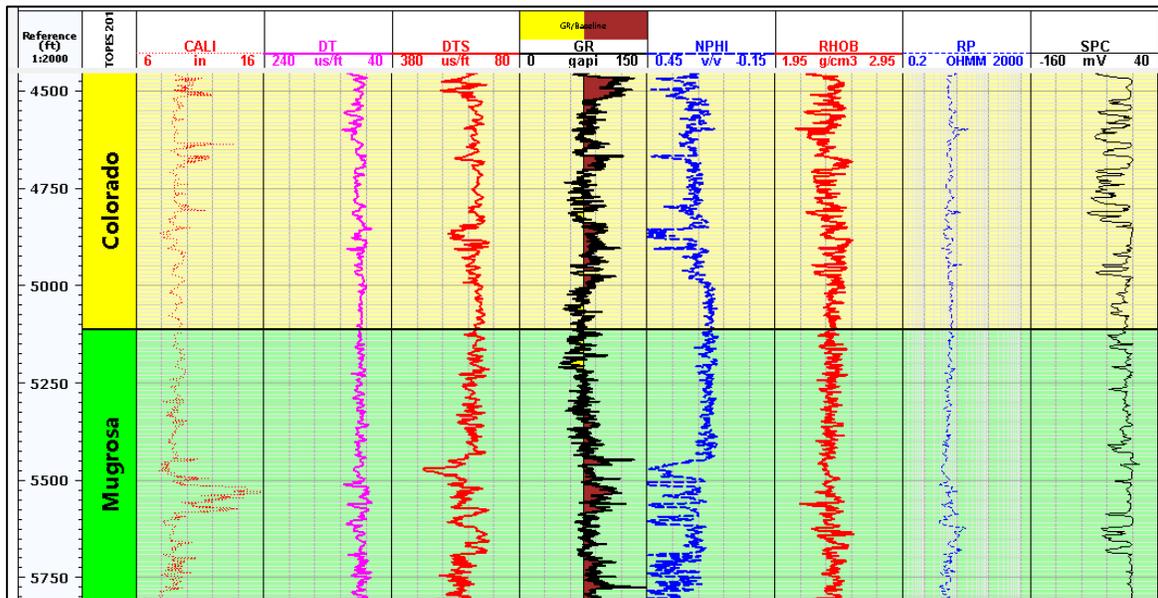
| LOGS | | | WELLBORE | |
|-------|--|-------|----------|----|
| CURVE | DESCRIPTION | UNIT | C1 | C2 |
| DEPT | Depth | ft | x | x |
| TVD | True Vertical Depth | ft | x | x |
| BS | Bit Size | in | x | x |
| CALI | HRCC Caliper Calibrated | in | x | x |
| DT | Delta T- Compressional | us/ft | x | x |
| DTS | Delta T- Shear | us/ft | x | x |
| GR | Gamma Ray | gapi | x | x |
| NPHI | Thermal Neutron Porosity | v/v | x | x |
| RHOB | Bulk Density | g/cm3 | x | x |
| RP | Array Induction Two Foot Resistivity A60 | OHMM | x | x |
| SPC | Spontaneous Potencial | mV | x | x |

Carga de datos al software

Luego de realizar la revisión bibliográfica y obtener los datos, se realiza una carga de información al software Techlog para poder realizar la interpretación, se cargaron los datos de los registros Caliper (CAL), sónico de onda compresional y de corte (DT, DTs), Gamma Ray (GR), Neutrón Porosity (NPHI), densidad de Bulk (RHOB), Deep Resistivity (RP) y el potencial espontáneo (SP). En la **Fig. 29** se observa la carga de los datos al software.

Figura 29

Carga de los registros al software Techlog.



Modelo de tipos de roca

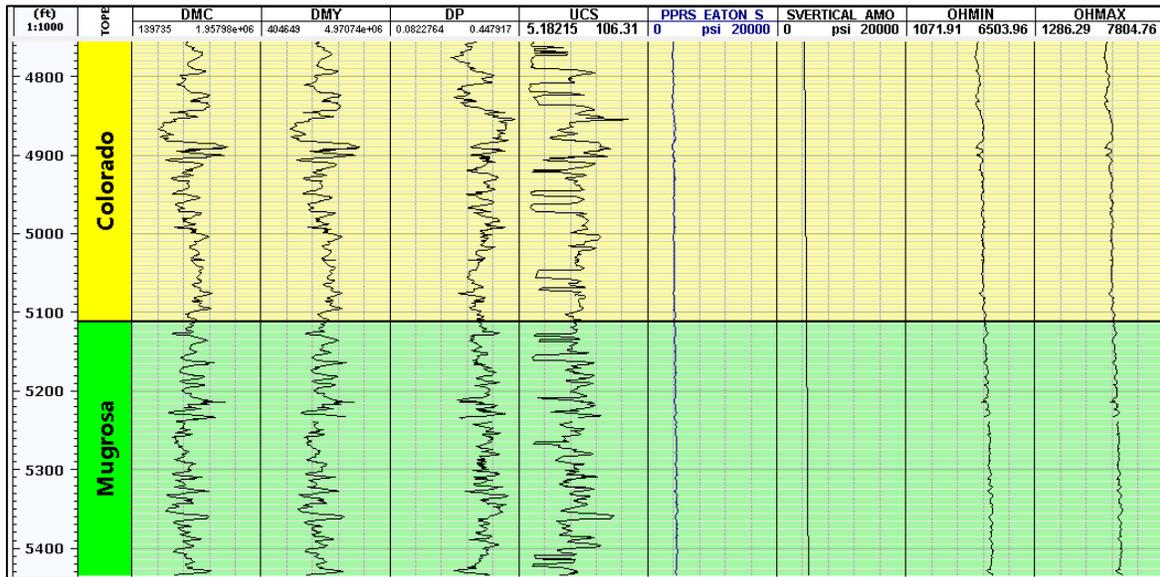
El modelo geológico se desarrolla definiendo los tipos de roca en las formaciones, así se puede lograr un mejor entendimiento de los procesos geológicos que sucedieron en la zona de

Modelo Geomecánico 1D

Se calcularon las propiedades geomecánicas como los módulos elásticos, el UCS, los esfuerzos principales y la presión de poro. Los módulos elásticos se calcularon empleando las correlaciones existentes en la bibliografía mediante registros sísmicos y de RHOB. El UCS se encontró haciendo uso del modelo de tipos de roca y los registros sísmicos, de manera en que según el tipo de roca presente en un punto se aplicó la fórmula correspondiente para el cálculo de este. El software Techlog se utilizó para el cálculo del esfuerzo vertical y de la presión de poro, donde el esfuerzo vertical se halló por el método de amoco que requirió los registros de RHOB y TVD, y la presión de poro se obtuvo mediante el método sísmico de Eaton, que requirió el registro sísmico de onda S. Finalmente, los esfuerzos horizontales se encontraron mediante las correlaciones propuestas por Eaton, 1969 y Delgado & Manrique, 2016 que señala la bibliografía, haciendo uso del esfuerzo vertical, la presión de poro y los módulos elásticos. Las propiedades que no se calcularon con las herramientas disponibles en el módulo geomechanics de Techlog se obtuvieron programando un algoritmo en Python empleando la herramienta Python editor de Techlog, el cual fue estandarizado para su aplicación en todos los pozos. En la **Fig. 31** se puede apreciar un ejemplo de los resultados obtenidos en esta sección en donde se logra visualizar la correlación existente entre las propiedades encontradas.

Figura 31

Ejemplo del modelo geomecánico 1D.

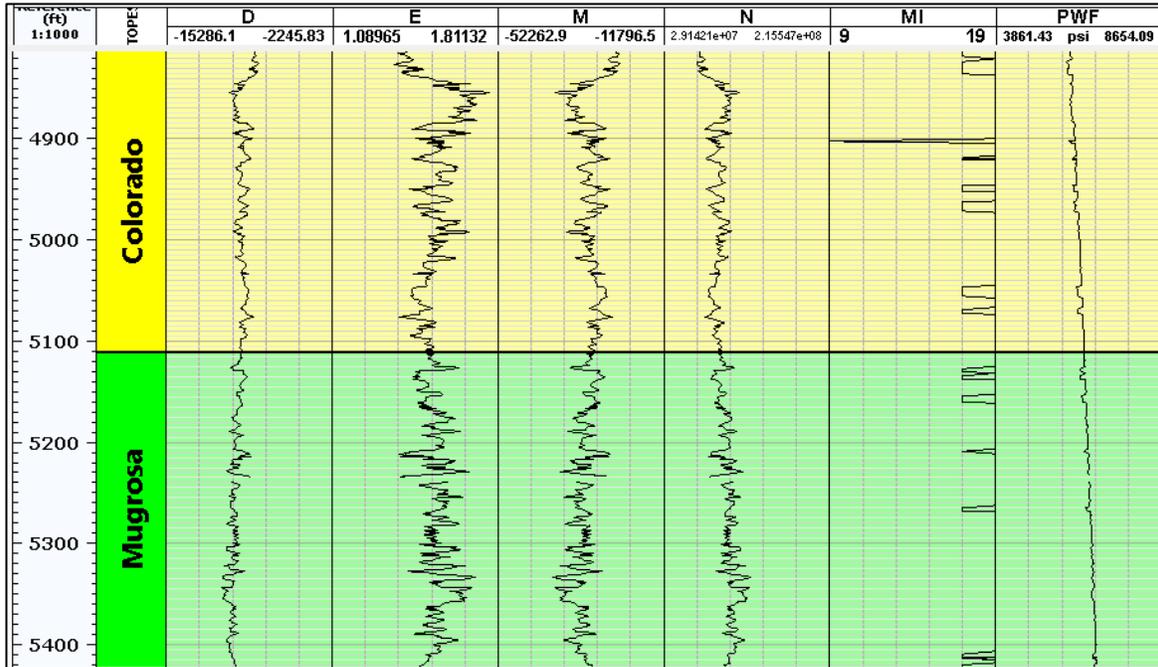


Modelo de arenamiento

Se realizó el modelo de arenamiento el cual consistió en determinar la presión crítica del fondo del pozo fluyente (PCFPF), ya que al alcanzar la misma se producirá el fallamiento de la roca conllevando a la producción de arena. Este cálculo se realizó empleando el modelo de Hoek y Brown aplicado a pozos petroleros (Khaksar *et al.*, 2021), en donde se determinaron los valores de la constante del material, índice de fuerza geológica y factor de perturbación según la geología presente en el campo de estudio, y al obtenerlas se programó un algoritmo en Python para determinar el valor de PCFPF en todos los pozos.

Figura 32

Ejemplo del modelo de arenamiento.



7. RESULTADOS

7.1 Modelo litológico

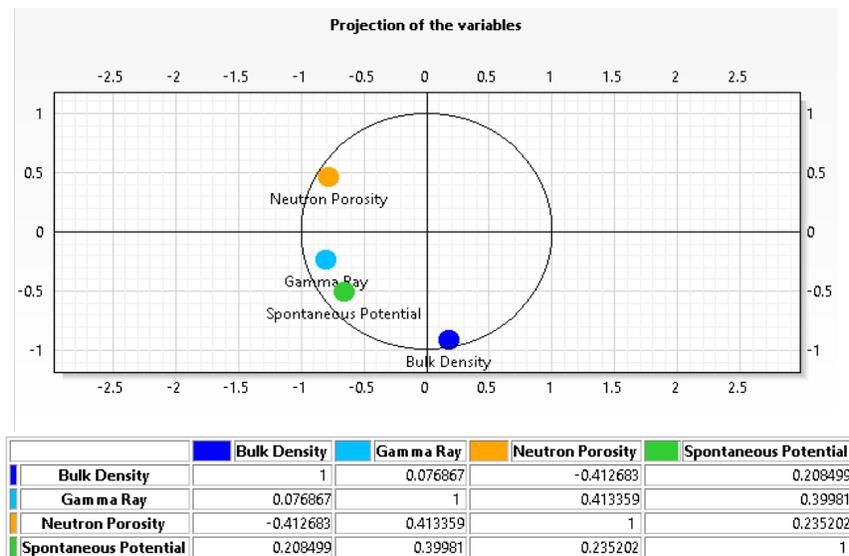
Al realizar un análisis a los registros de pozo del inventario, se tuvieron en cuenta los registros de densidad (RHOB), neutrón (NPHI), Gamma Ray (GR) y potencial espontáneo (SP) para la definición de los tipos de roca, donde, se definió para el tipo de roca 1 como una arenisca limpia, el tipo de roca 2 y 3 areniscas sucias o con arcillosidad y el tipo de roca 4 como un shale, esta clasificación se hizo en concordancia con los proyectos realizados por (Villabona & Elizalde, 2021) y (Acevedo & Sequeda, 2021).

Análisis de componentes principales

Aplicamos este análisis con objetivo de definir la correlación presente en los registros para así poder definir los tipos de rocas. Se definieron los grados de correlación para los registros, obteniendo que, los registros con mayor grado de correlación son el de densidad de Bulk, Neutrón Porosity, Gamma Ray y finalmente el de potencial espontáneo, teniendo un grado de correlación de mayor a menor respectivamente como se ve en la **Fig. 33**.

Figura 33

Análisis de componentes principales.

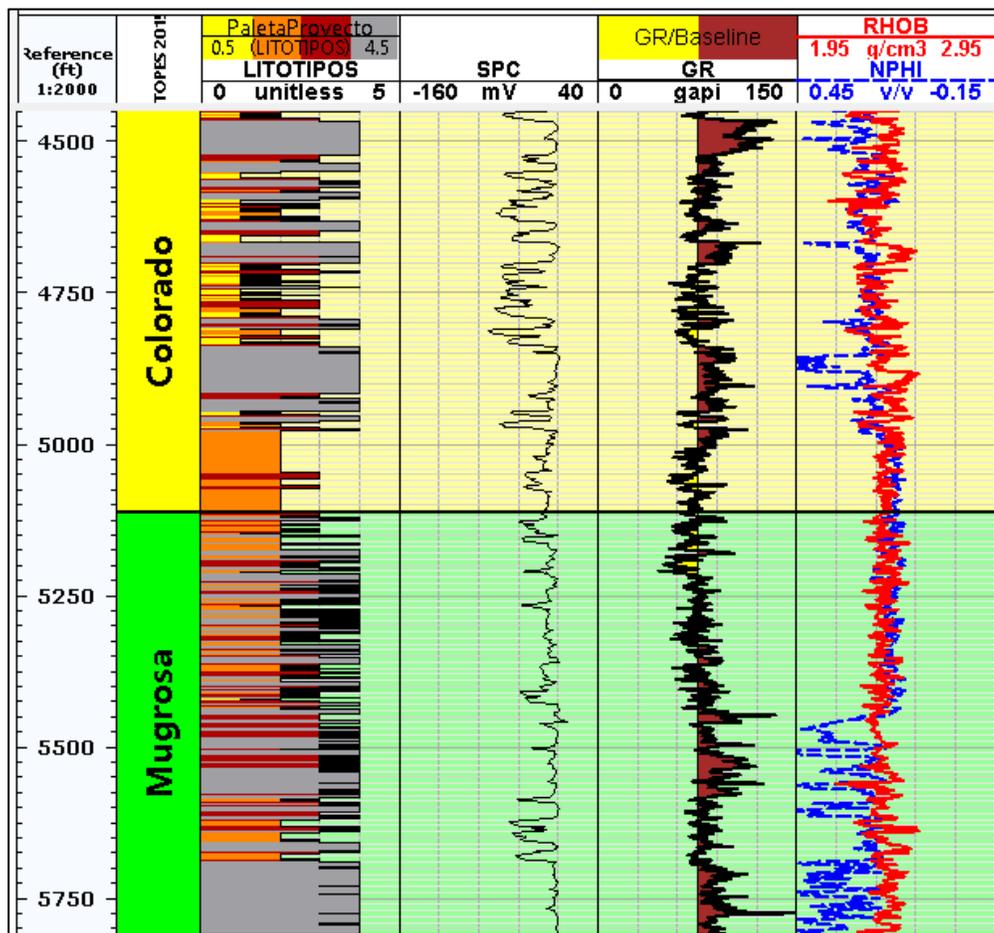


Con los resultados obtenidos por el análisis de componentes principales se definieron los tipos de rocas utilizando la herramienta Ipsom del software Techlog. Este modelo se realizó para los pozos estudiados, con el objetivo de aplicar los algoritmos a todos los pozos ya que, en este, se

tiene en cuenta la clasificación de rocas obtenidas en este modelo, también, se dividieron en dos secciones los pozos, diferenciando la formación Colorado y la formación Mugrosa, para así tener mayor precisión de acuerdo a la litología de cada formación, de esta forma, para las formaciones Colorado y Mugrosa se definieron 4 litotipos diferentes teniendo en cuenta el contenido de arcillas, como se puede ver en la Fig. 34.

Figura 34

Definición de litotipos.



En la herramienta Ipsom, se aplicaron diferentes valores de importancia para cada registro utilizado, tratando de obtener el mismo orden del análisis de componentes principales, aun así, en caso de no obtener una óptima precisión en los datos, se varían los valores de importancia asignados hasta llegar a la mejor clasificación posible.

7.2 Modelo geomecánico 1D

Teniendo ya el modelo litológico establecido, procede a realizarse el modelo geomecánico 1D para cada uno de los pozos de estudio. En este modelo se calcularon los valores de módulos elásticos, UCS, presión de poro y esfuerzos principales. Los datos que no se hallaron con una herramienta específica se calcularon mediante un algoritmo de Python por medio de la herramienta Python Editor de Techlog.

Modelo de módulos elásticos

Para hallar los módulos elásticos se utilizaron las correlaciones disponibles en la literatura debido a que no se tenían datos de laboratorio, por lo que en lugar de obtenerse los módulos estáticos se calcularon los módulos dinámicos de la siguiente manera:

Para la obtención del módulo de Poisson dinámico se empleó la ec.16 empleada por [Zoback, 2007](#); [Khaksar et al., 2021](#), la cual hace uso del registro sísmico de onda S y P **Fig. 35**:

Figura 35

Modulo dinámico de Poisson.

```
# Modulo Poisson¶  
if(dt!=MissingValue and dts!=MissingValue):¶  
    » dp=((0.5)*((dts/dt)**2)-1)/(((dts/dt)**2)-1)¶  
    ¶
```

El módulo de corte dinámico se halló con la ec.18 empleada por [Zoback, 2007](#); [Khaksar et al., 2021](#) para lo que se necesitó el registro RHOB y el sónico de onda S **Fig. 36**:

Figura 36

Modulo dinámico de Corte.

```
# Modulo Corte¶  
if(rhob!=MissingValue and dts!=MissingValue):¶  
    » dmc=(rhob/(dts**2))*(1.34*10**10)¶  
    ¶
```

El módulo de Young dinámico se calculó con la ec.20 empleada por [Zoback, 2007](#); [Khaksar et al., 2021](#), la cual requiere los módulos dinámicos de Poisson y corte, hallados previamente como muestra la **Fig. 37**.

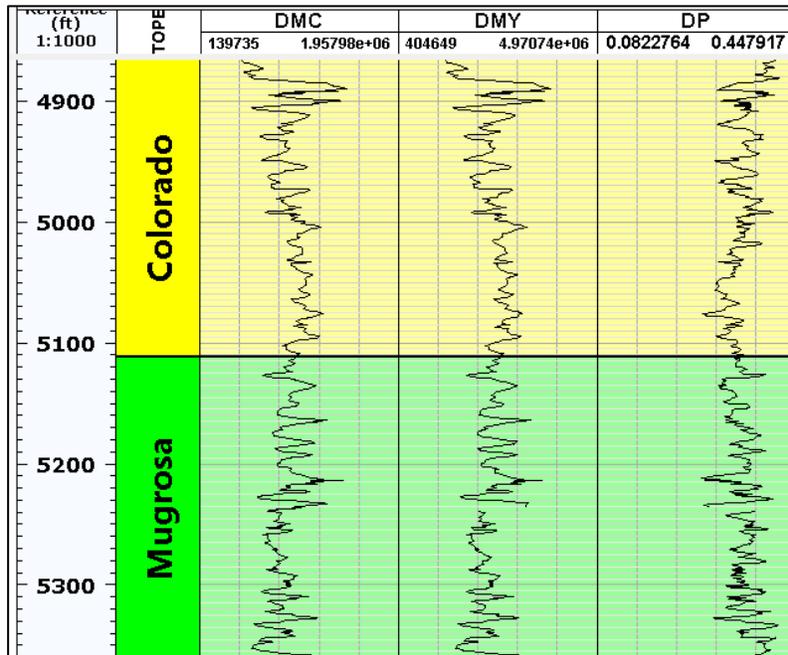
Figura 37

Modulo dinámico de Young.

```
# Modulo Young¶  
if(dp!=MissingValue and dmc!=MissingValue):¶  
    » dmy=(2*dmc)*(1+dp)¶  
    ¶
```

Figura 38

Modelo de módulos elásticos.



Modelo de UCS

Para hallar los valores de UCS se emplearon las correlaciones disponibles en la literatura y se tuvo en cuenta el modelo litológico establecido previamente. Para ello, se utilizó la ec. 3 para el litotipo 1 correspondiente a areniscas más limpias, la ec. 4 para el litotipo 2 que corresponde a areniscas menos limpias y la ec. 5 para el litotipo 3 y 4 que corresponden a lutitas **Fig. 39**. Luego, estos valores individuales se agruparon en un dataset de modo que contuviera todos los datos de ucs según el litotipo vs la profundidad respectiva del pozo específico **Fig. 40**.

Figura 39

Definición de los UCS.

```
~
# UCS Lutitas global¶
if(dt!=MissingValue):¶
    >> ucslg=1.35*(304.8/dt)**2.6¶
¶
# UCS arenisca mundial¶
if(dt!=MissingValue):¶
    >> ucsam=1200*exp(-0.036*dt)¶
    >> ¶
# UCS arenisca chang¶
if(dt!=MissingValue):¶
    >> ucsac=(1.4138*10**7)*(dt**-3)¶
~
```

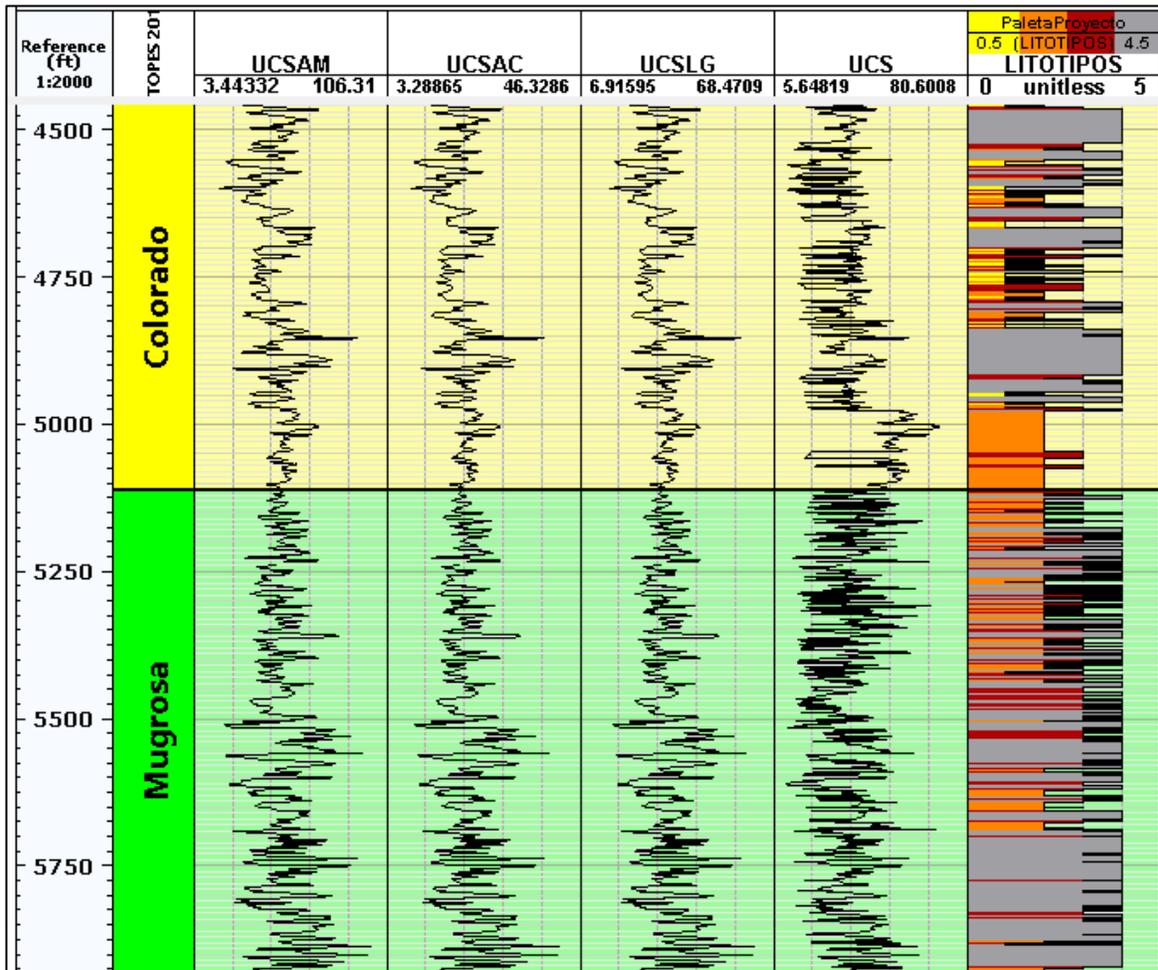
Figura 40

Amarre de UCS según el litotipo presente en un intervalo de profundidad.

```
# Agrupación UCS¶
if(litotipos!=MissingValue and litotipos==1):¶
    ... ucs=ucsam¶
    ... ¶
if(litotipos!=MissingValue and litotipos==2):¶
    ... ucs=ucsam¶
    ... ¶
if(litotipos!=MissingValue and litotipos==3):¶
    ... ucs=ucsac¶
    ... ¶
if(litotipos!=MissingValue and litotipos==4):¶
    ... ucs=ucslg¶
~
```

Figura 41

Modelo de UCS.



Modelo de presión de poro

La presión de poro se halló utilizando el módulo Geomechanics de Techlog, específicamente la herramienta Pore Pressure del mismo **Fig. 42**. Esta herramienta requiere de los datos de profundidad vertical verdadera (TVD) y de diferentes registros de pozo según el método que se quiera emplear. Para los fines de este proyecto se empleó el método sísmico de Eaton ya este método es uno de los que otorgan mayor precisión (Delgado & Manrique, 2016), por lo que se requirió del registro sísmico de onda S **Fig 43**.

Figura 42

Herramienta de presión de poro del software Techlog.

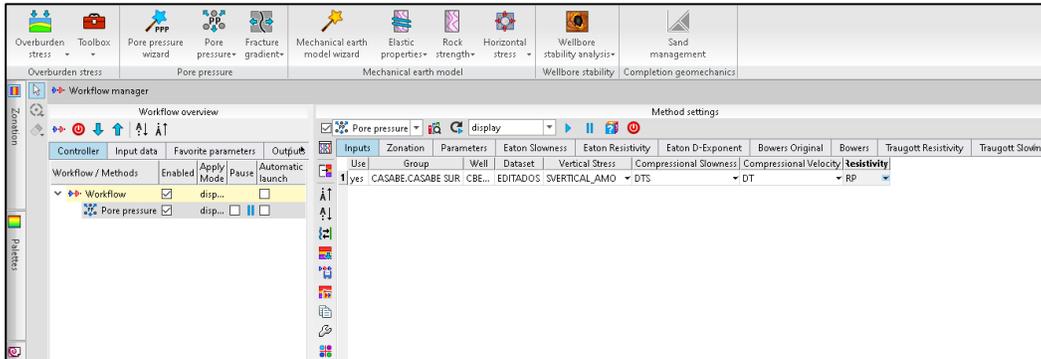
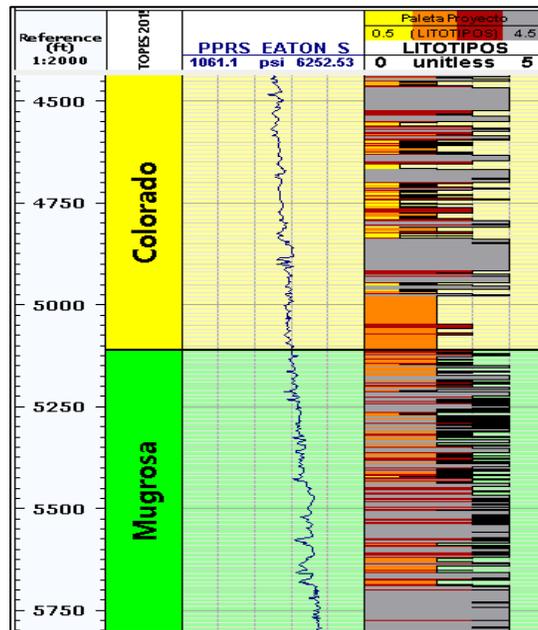


Figura 43

Cálculo de la presión de poro



Modelo de Esfuerzos principales

Para el cálculo del esfuerzo vertical se utilizó la herramienta Overburden Stress del módulo Geomechanics de Techlog. Esta empleó el método de Amoco que a su vez requirió el registro de Densidad de Bulk y el TVD. Después, para hallar el σ_{hmin} se utilizó la ec. 10 propuesta por (Eaton, 1969) el cual emplea el σ_v , presión de poro y d_p ; el σ_{hmax} se encontró con la relación propuesta en (Delgado & Manrique, 2016) correspondiente a la ec. 11 que corresponde a 1.2 veces el σ_{hmin} .

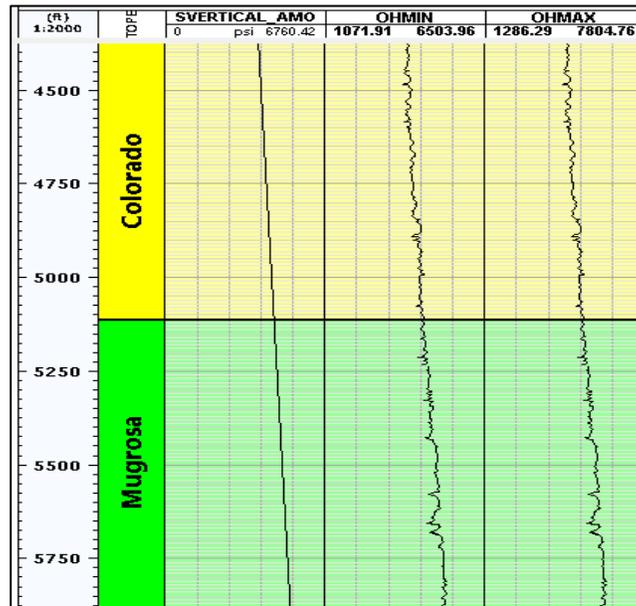
Figura 44

Cálculo de esfuerzos principales.

```
# Esfuerzo Horizontal minimo
if (dp != MissingValue and svertical_amo != MissingValue and pprs_eaton_s != MissingValue) :
    > ohmin = ((dp) / (1-dp)) * (svERTICAL_amo - pprs_eaton_s) + (pprs_eaton_s)
# Esfuerzo Horizontal Maximo
if (ohmin != MissingValue) :
    > ohmax = ohmin * 1.2
```

Figura 45

Modelo de esfuerzos principales.



7.3 Modelo de Arenamiento

El modelo de arenamiento empleado fue el propuesto por [Khaksar et al., 2021](#), el cual es la aplicación del criterio de falla de ([Hoek et al., 2002](#)) aplicado a un pozo petrolero. Este modelo establece que el arenamiento iniciará cuando se produzca una falla producto de las sobrepresiones en el pozo. Para calcular a que presión se generará la falla es necesario hallar el valor de presión de flujo crítica del fondo del pozo P_{wf} , para lo cual es necesario emplear las ec. 29 a 34 que emplean los parámetros mostrados en la **Fig. 46** y **Fig. 47**. Estas ecuaciones se corrieron en un algoritmo de Python y como resultado se logró obtener el gráfico de P_{wf} vs Profundidad para cada pozo de estudio.

Figura 46

Modelo de arenamiento programado en el software techlog.

```

biotl=1
if(biotl!=MissingValue and dp!=MissingValue):
    be=(1-(2*dp))/(1-dp)*(biotl)
if(be!=MissingValue):
    e=(2-be)
if(ohmin!=MissingValue and ohmax!=MissingValue and pprs_eaton_s!=MissingValue and be!=MissingValue):
    d=(-3*ohmax)+(ohmin)+(be*pprs_eaton_s)
if(litotipos!=MissingValue and litotipos==1):
    mi=19
if(litotipos!=MissingValue and litotipos==2):
    mi=19
if(litotipos!=MissingValue and litotipos==3):
    mi=17
if(litotipos!=MissingValue and litotipos==4):
    mi=9

```

Figura 47

Modelo de arenamiento programado en el software techlog

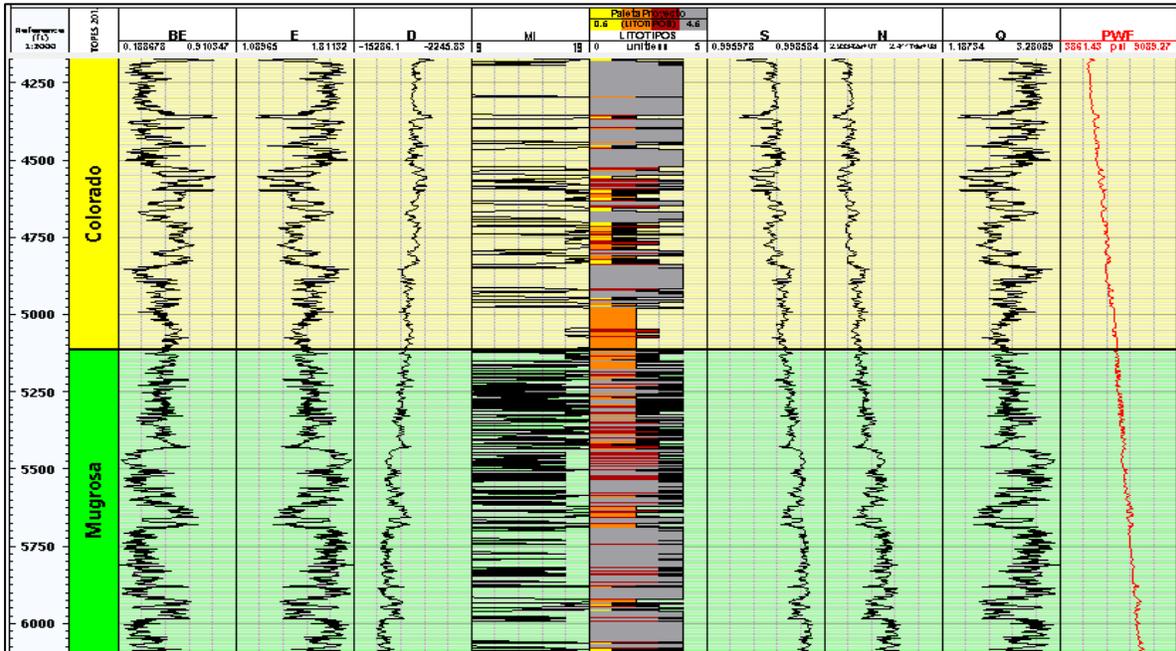
```

if(d!=MissingValue and e!=MissingValue and mi!=MissingValue and ucs!=MissingValue):
    m=(2*d*e)-(mi*ucs)
    gsi=35
    dgsi=0
if(gsi!=MissingValue and d!=MissingValue):
    s=exp((gsi-100)/(9-(3*d)))
if(d!=MissingValue and s!=MissingValue and ucs!=MissingValue and biotl!=MissingValue
and mi!=MissingValue and pprs_eaton_s!=MissingValue):
    n=(d**2-(s*(ucs**2)))+(biotl*mi*ucs*pprs_eaton_s)
if(e!=MissingValue):
    q=e**2
if(m!=MissingValue and q!=MissingValue and n!=MissingValue):
    pwf=(m-m*(m**2)-4*q*n)**(-1/2)/(2*q)

```

Figura 48

Modelo de arenamiento.

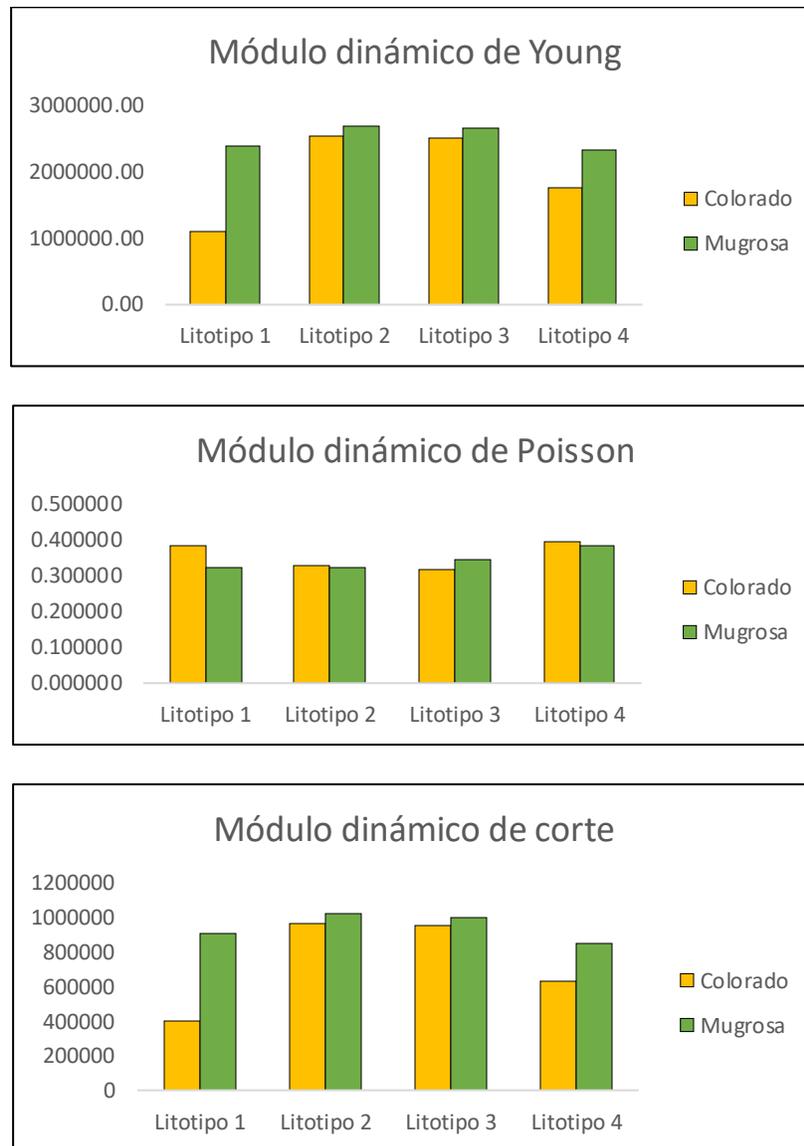


8. ANALISIS DE RESULTADOS

Se realizó un análisis estadístico de los módulos elásticos y UCS presentes en los pozos y estos se filtraron según el litotipo y formación, con el fin de compararlos entre sí y deducir que propiedades geológicas influyen en mayor o menor proporción a los valores de los módulos elásticos como se muestra en la **Fig. 49**.

Figura 49

Diagramas de módulos elásticos.



Como se muestra en la **Fig. 49**, la formación Mugrosa presenta valores de módulos elásticos que muestran una mayor resistencia a la deformación que la formación Colorado, esto

puede ser resultado de más procesos físicos y químicos, relacionados al ambiente de depósito y a una mayor diagénesis, teniendo en cuenta que la formación mugrosa se encuentra a mayor profundidad que la formación Colorado y ha estado expuesta por más tiempo a diferentes procesos geológicos, lo que ha resultado en rocas más resistentes a esfuerzos y deformación.

De la **Fig. 49** también se pudo determinar que tanto los litotipos de la formación Colorado como los de la formación Mugrosa presentan una relación en el comportamiento mecánico, estos comportamientos están ligados a varios factores, pero los más importantes y evidentes fueron las características texturales y mineralógicas presentes en cada litotipo.

Figura 50

Diagrama de porosidad y permeabilidad con secciones delgadas de cada litotipo de la formación Colorado.

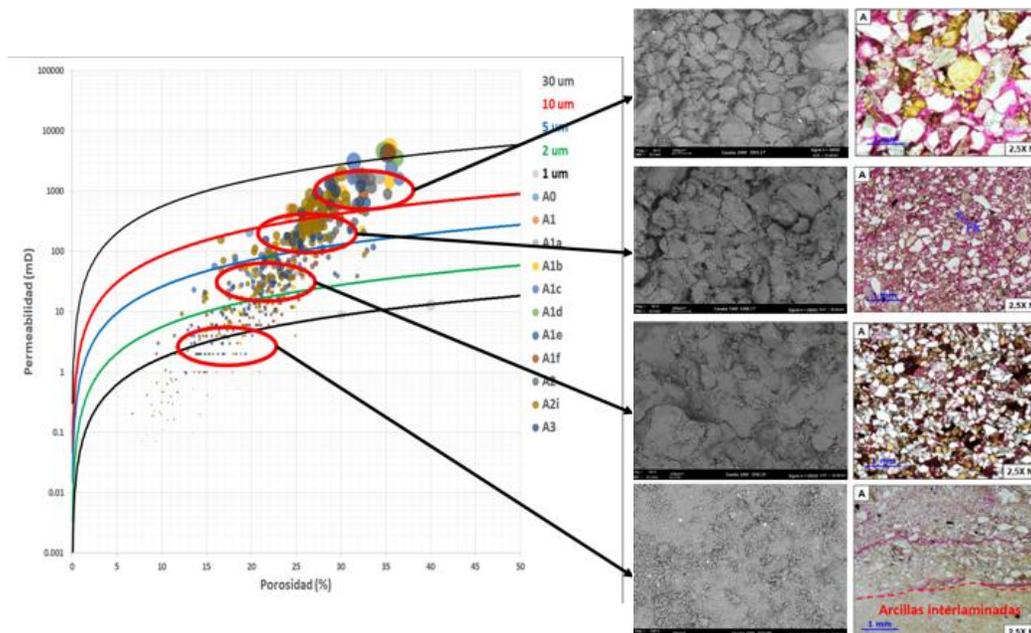
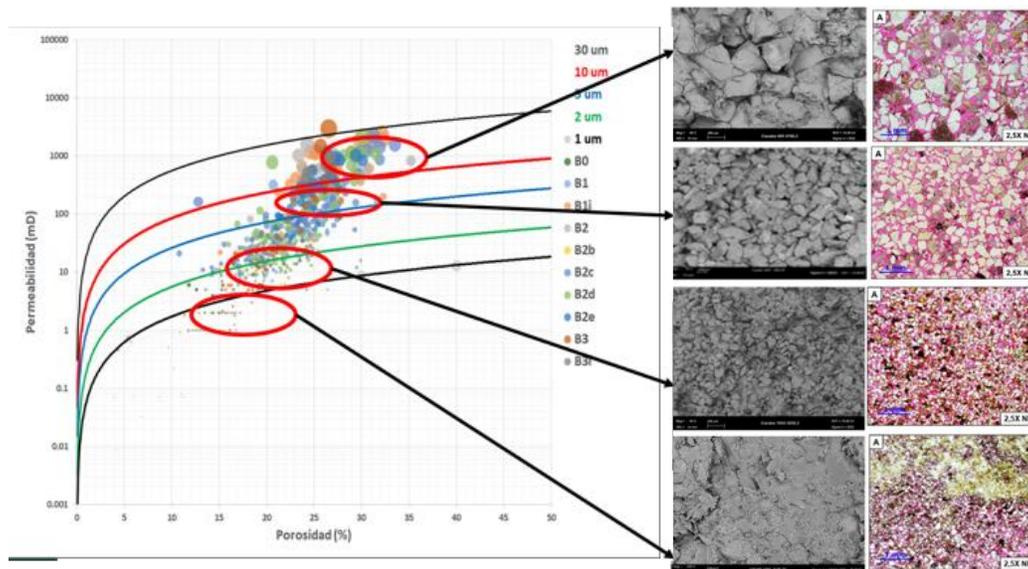


Figura 51

Diagrama de porosidad y permeabilidad con secciones delgadas de cada litotipo de la formación Mugrosa.



En la **Fig. 50** y **51**, se pueden observar los análisis estadísticos de la porosidad y permeabilidad donde se relacionan las secciones delgadas de cada formación con sus litotipos correspondientes, donde se pueden resaltar sus características texturales.

Los diferentes comportamientos mecánicos, que se relacionan entre las formaciones Mugrosa y Colorado, fue determinado por sus características texturales y composicionales como se mencionó anteriormente, según la **Fig. 49**, se puede observar que los litotipos 1 y 4 de ambas formaciones presentan valores de módulos elásticos que indican una menor resistencia a la deformación, esto se puede explicar, para el caso del litotipo 1, por las características texturales, en este caso se puede observar que el litotipo 1 presenta altos valores de porosidad, tiene una mala

selección y hay presencia de líticos **Fig. 52**, que al ser parte del armazón aumentan la porosidad; la porosidad aumenta la capacidad de deformación de la roca ya que al encontrarse expuesta a esfuerzos, los granos van a tener mayor espacio de acomodamiento. En el caso del litotipo 4, tiene una mayor capacidad de deformación por sus rasgos texturales y mineralógicos, para este caso se evidenció que el litotipo 4 presenta altos valores de matriz, que composicionalmente son minerales arcillosos, principalmente de Caolinita e Illita, con menores proporciones de Clorita y Esmectita **Fig. 53**, la arcilla, al ser un material más dúctil, se va a deformar con mayor facilidad en respuesta a los esfuerzos a los que se encuentre sometido.

Figura 52

Imágenes de petrografía y SEM del litotipo 1.

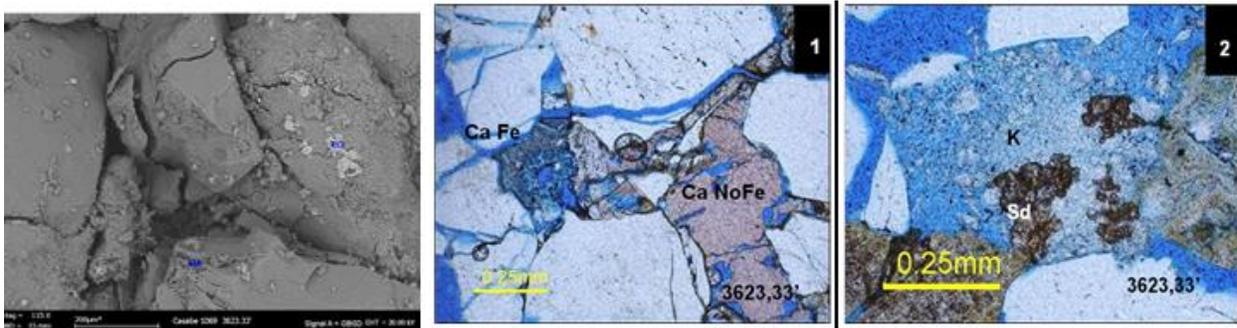
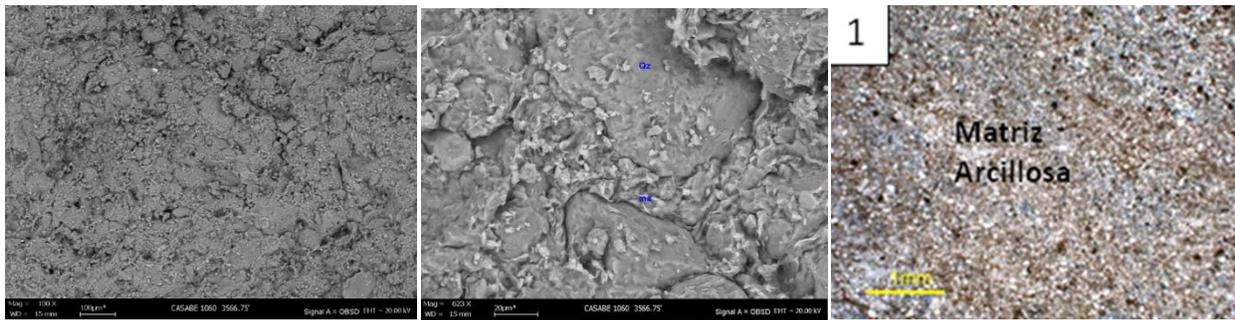


Figura 53

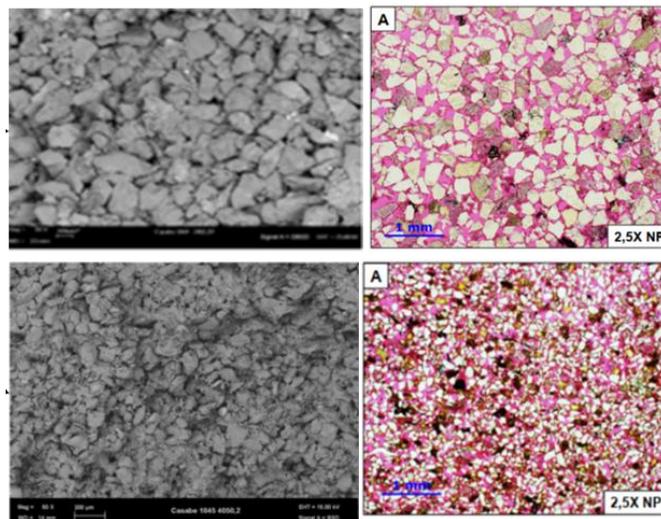
Imágenes de petrografía y SEM del litotipo 4.



Los litotipos 2 y 3 presentan mayor resistencia a la deformación que los litotipos 1 y 4 porque texturalmente, presentan una mejor selección y menor porosidad **Fig. 54**, por ende, los granos no tienen espacio para acomodarse después de la aplicación del esfuerzo.

Figura 54

Imágenes de petrografía y SEM del litotipo 2 y 3 respectivamente.



En la **Fig. 55** y **Fig. 56**, se muestra un promedio de los minerales arcillosos presentes en las formaciones Colorado y Mugrosa, en donde, los minerales principales corresponden a Caolinita y Esmectita, seguido de Illitas y cloritas.

Figura 55

Minerales arcillosos de la Formación Colorado

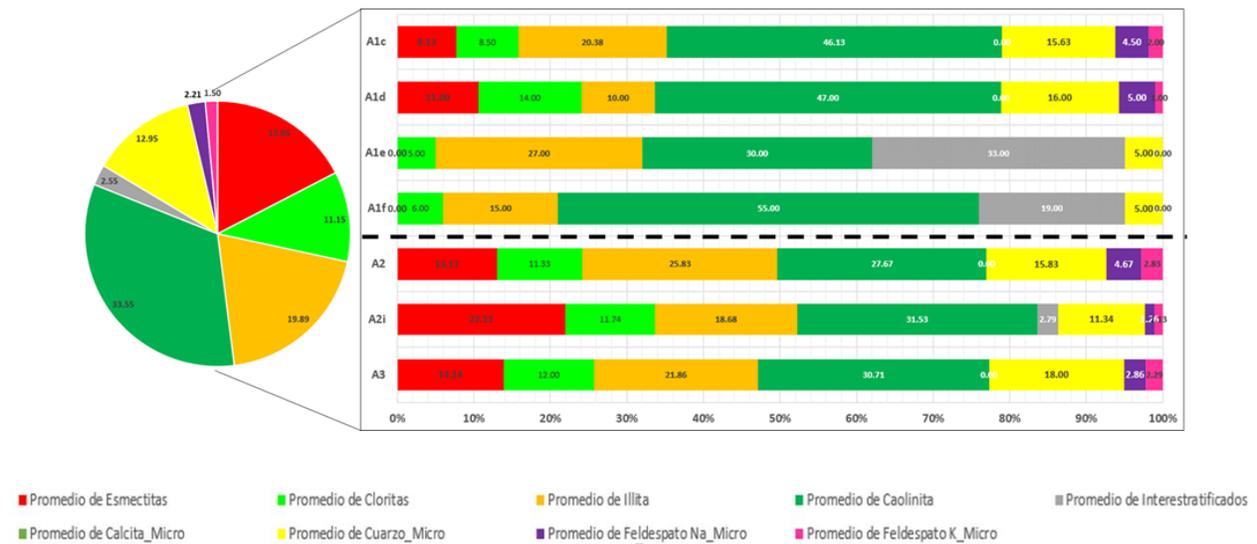


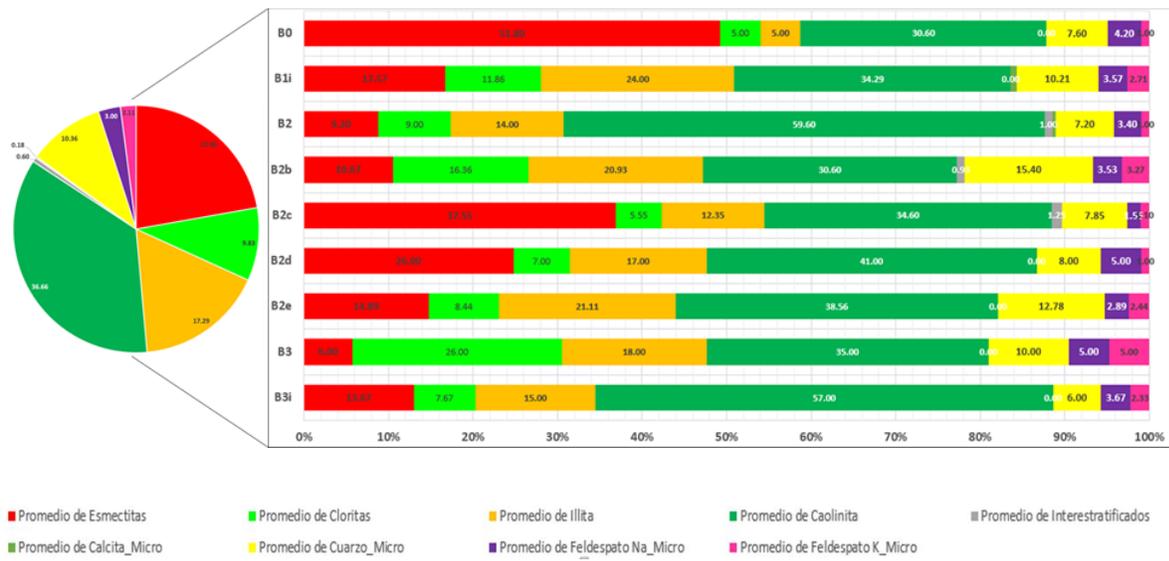
Figura 56

Minerales arcillosos de la Formación Mugrosa.

CARACTERIZACIÓN GEOMECÁNICA PARA ANALIZAR LA ESTABILIDAD DE POZO DE LAS FORMACIONES MUGROSA Y COLORADO EN UNA ZONA DEL CAMPO CASABE (VALLE MEDIO DE MAGDALENA, COLOMBIA).



Universidad Industrial de Santander



9. CONCLUSIONES

La resistencia a la deformación de los litotipos de la Fm. Colorado y Fm. Mugrosa se ve afectada por varios factores, entre ellos, los procesos geológicos, exposición a la meteorización y cantidad de carga litostática, aun así, los principales factores que afectan la resistencia a la deformación son los rasgos texturales de las rocas, tanto la porosidad, la selección, el tamaño de grano, presencia de líticos y porcentaje de cemento y matriz.

Las rocas de la Fm. Colorado presentan una menor resistencia a la deformación que las rocas de la Fm. Mugrosa, ya que, los litotipos de la Fm. Colorado presentan menor carga litostática y menor grado de diagénesis, texturalmente, presentan un mayor porcentaje de porosidad, mayor tamaño de grano, mayor porcentaje de líticos y menor porcentaje de matriz; la Fm. Mugrosa presenta un mayor porcentaje de matriz, al estar compuesta de minerales arcillosos afecta su comportamiento elástico, haciendo que la roca sea más deformable, presenta menor tamaño de grano y menor porcentaje de porosidad.

Los litotipos 2 y 3 de ambas formaciones presentan mayor resistencia a la deformación respecto a los litotipos 1 y 4 debido a una mejor selección, menor porosidad y menor porcentaje de matriz, esto se evidencia en los valores de los módulos elásticos dinámicos (módulo dinámico de Young, módulo dinámico de Poisson y módulo dinámico de Corte).

Las profundidades en donde se encuentran picos con valores anormalmente bajos de P_{wf} indican zonas con menor resistencia a los esfuerzos, pudiendo ser producto de litologías

particularmente dúctiles o de zonas que han sufrido fallamiento, por lo tanto, hay que tener especial cuidado al momento de la perforación.

El factor de seguridad es un parámetro de gran utilidad porque permite realizar la perforación sin que la integridad del pozo se vea afectada, ya que su función es evitar alcanzar el valor crítico de presión en el cual se generará arenamiento y problemas de inestabilidad de pozo.

El algoritmo desarrollado permite crear de una manera sencilla un modelo de arenamiento para pozos que presenten condiciones similares a las de la zona de estudio, para lo cual, los inputs que el algoritmo requiere para su funcionamiento son los registros sísmicos (DT y DTs), registro de densidad de Bulk (RHOB), profundidad vertical verdadera (TVD), presión de poro (PP), esfuerzo vertical (S_v) y los modelos litológicos.

RECOMENDACIONES

Se recomienda a futuros interesados en la investigación:

Investigar las diferentes ecuaciones para calcular los UCS dependiendo de la litología presente en las formaciones de interés, de esta forma el modelo va a ser más preciso.

Al momento de extrapolar este modelo a pozos cercanos al campo Casabe, se debe tener en cuenta que tengan las mismas formaciones con litotipos similares, de lo contrario, se deben realizar ajustes en el algoritmo para que se ajuste de forma más precisa a dichas formaciones

En caso de contar con pruebas de laboratorio, no es necesario calcular los módulos elásticos dinámicos.

La Fm. Colorado se debe trabajar con un Drawdown diferente al de la Fm. Mugrosa, por ende, al momento de iniciar la producción es recomendable que se haga de forma independiente, realizar la producción de la Fm. Mugrosa y posteriormente dar paso a la producción de la Fm. Colorado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aadnoy B S & Looyeh R. (2011) *Petroleum Rock Mechanics: Drilling operations and Well Design*, Elsevier, Oxford, UK
- Acevedo, M. P., & Sequeda, A. N. (2021). *Oportunidad de Hidrocarburos en Rocas Arcillosas*.
- Amaya, L. N. G., & Gómez, J. F. L. (2019). *Análisis de fracturas naturales y su relación con la producción de hidrocarburos para el diseño de pozos en el campo Piedemonte*.
- Antolínez, J., & Bohorquez, C. (2018). *Evaluación Del Impacto De Los Parámetros Geomecánicos En Procesos De Estimulaciones Hidráulicas Masivas En La Formación La Luna (Cuenca Valle Medio Del Magdalena)*. Universidad de America. <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7193/1/5132766-2018-2-IP.pdf>
- Asquith, G., Krygowski, D., Henderson, S., & Hurley, N. (2004). *Basic Well Log Analysis*. In *Dictionary Geotechnical Engineering/Wörterbuch GeoTechnik*. The American Association of Petroleum Geologists Tulsa, Oklahoma.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., & Martínez, J. F. (2007). *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*. In *Agencia Nacional de Hidrocarburos - A.N.H.-*.
- Barton, C. A., Zoback, M. D., & Burns, K. L. (1988). *In-situ stress orientation and magnitude at the Fenton Geothermal Site, New Mexico, determined from wellbore breakouts*. *Geophysical Research Letters*, 15(5), 467–470. <https://doi.org/10.1029/GL015i005p00467>

- Bowers, G. L. (2002). *Detecting high overpressure. Leading Edge (Tulsa, OK)*, 21(2), 174–177.
<https://doi.org/10.1190/1.1452608>
- Caballero, V. M., Parra, M., & Mora, A. R. (2011). *Levantamiento de la cordillera oriental de Colombia durante el eoceno tardío - oligoceno temprano: Proveniencia sedimentaria en el sinclinal del Nuevo Mundo, Cuenca Valle Medio del Magdalena.*
- Canoba, C. A., & Fraga, H. R. (2004). *Elastic properties of rocks. Studia Geophysica et Geodaetica*, 6(1), 75–85. <https://doi.org/10.1007/BF02590043>
- Carrillo, Z. C. (2013). *Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo.* Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Celis, G. De, Barcia, D., Navarro, U., Celis, G. De, Barcia, D., & Navarro, U. (2014). *Determinación del parámetro de resistencia, ángulo de fricción interna (ϕ) y su relación con los parámetros densidad relativa (D_r) y relación de vacíos (e) en suelos granulares. Ciencia e Ingeniería*, 35(3), 135–146.
- Chang, C., Zoback, M. D., & Khaksar, A. (2006). *Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. Journal of Petroleum Science and Engineering*, 51(3–4), 223–237. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.01.003>
- Córdoba, F., Rolón, L., Buchelli, F., & Suárez, M. (2000). *Provincia Petrolífera del Valle Medio del Magdalena, Colombia.*
- Delgado, O. R., & Manrique, V. (2016). *Metodología para diseñar el modelo geomecánico 1D de estabilidad de pozos.*

<https://www.infodesign.org.br/infodesign/article/view/355%0Ahttp://www.abergo.org.br/revista/index.php/ae/article/view/731%0Ahttp://www.abergo.org.br/revista/index.php/ae/article/view/269%0Ahttp://www.abergo.org.br/revista/index.php/ae/article/view/106>

- Farmer, I. W. (1968). *Engineering Properties of Rock*. In E. & F.N. Spon Ltd (Ed.), *Engineering Properties of Rock* (p. 180).
- Fjær, E., Holt, R. M., Horsrud, P., Raaen, A. M., & Risnes, R. (2008). *Petroleum related rock mechanics*. In *developments in petroleum science* 53.
- Forero, C., & Diaz, F. (2014). *Metodología para estimar la presión de poro e identificar el aporte a la generación de sobrepresión por esfuerzos químicos*. *Pontificia Universidad Catolica Del Peru*, 84.
- Galvis, L. V., Ochoa, C. A., Arguello Fuentes, H., Carvajal Jiménez, J. M., & Calderón Carrillo, Z. H. (2011). *Estimación de propiedades mecánicas de roca utilizando inteligencia artificial*. *Ingeniería y Ciencia - Ing.Cienc.*, 7(14), 83–103.
<http://publicaciones.eafit.edu.co/index.php/ingciencia/article/view/430>
- García, C. J., & Bravo, H. E. (2011). “ *Análisis Comparativo de las Pruebas de Presión entre Pozos de Petróleo del Oriente Ecuatoriano y Pozos de gas del Campo Amistad* .”
- García, M. A. (2006). *Determinación de la orientación y magnitud del esfuerzo máximo horizontal a partir del modelamiento de breakouts en la zona del piedemonte llanero colombiano*.
- Gélvez, E. P., & Méndez, Y. O. (2004). *Análisis de la geomecánica aplicada a la estabilidad de pozos de los campos Cusiana y Cupiagua mediante analogías con yacimientos sensibles a*

esfuerzos

Goodman, R. E. (1989). *Introduction to Rock Mechanics, 2nd edition*.

Grauls, D. (1999). *Overpressures: Causal Mechanisms, Conventional and Hydromechanical Approaches*. 54(6), 667–678.

Gutierrez, M., Gautam, R., & Høeg, K. (2004). *Compaction behavior of argillaceous sediments as function of diagenesis*. 21, 349–362. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2004.01.002>

Hoek, E., Carranza, C., & Corkum, B. (2002). *Hoek-brown failure criterion – 2002 edition*. *Narms-Tac*, 267–273.

Khaksar Manshad, A., Jafari, F., Muheedin Hama, S., Tabaeh Hayavi, M., Ali, J. A., Keshavarz, A., & Kolo, K. (2021). *Sand production onset using 3D Hoek–Brown criterion and petrophysical logs: a case study*. *Geomechanics and Geoengineering*, 00(00), 1–15. <https://doi.org/10.1080/17486025.2020.1803420>

Liu, H. (2017). Principles and Applications of Well Logging. In *Principles and Applications of Well Logging*. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-54977-3>

Lopez, E. A. Q., & Valcarcel, E. (2015). *Interpretación de registros geofísicos de pozo, pozo A, B y C. Cuenca de los llanos orientales*.

Lowrie, W. (2007). *Fundamentals of Geophysics, second edition*. In Cambridge University Press.

Lozano, E., & Zamora, N. (2014). *Anexo N Compilación De La Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena. Servicio Geologico de Colombia*.

- Najibi, A. R., Ghafoori, M., Lashkaripour, G. R., & Asef, M. R. (2017). *Reservoir geomechanical modeling: In-situ stress, pore pressure, and mud design*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 151(March), 31–39. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.01.045>
- Ogunkunle, F. T., Isehunwa, S. O., Orodu, D. O., & Olabode, O. (2018). *Assessment of sanding potential of unconsolidated sandstone reservoirs using modified Hoek-Brown failure criterion*. <https://doi.org/10.1021/ac00060a011>
- Osborne, M. J., & Swarbrick, R. E. (1997). *Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: A reevaluation*. *AAPG Bulletin*, 81(6), 1023–1041.
- Panez, C. C. (2015). *Análisis de Métodos Para la Predicción de Presión de Poros Aplicado a la Estabilidad de Pozos de Perforación Petrolera*. *Universidad Ricardo Palma*, 105.
- Pérez, Z., Ojeda, G., & Mateus, D. (2009). *Estimación de presión de poro a partir de velocidades sísmicas*. 3.
- Rueda, V. M. G. (2019). *Manual de Registros Geofísicos de Pozo y algunas Aplicaciones*.
- Sarmiento-Rojas, L. F., Van Wess, J. D., & Cloetingh, S. (2006). *Mesozoic transtensional basin history of the Eastern Cordillera, Colombian Andes: Inferences from tectonic models*. *Journal of South American Earth Sciences*. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2006.07.003>
- Sarmiento, G., Puentes, J., & Sierra, C. (2015). *Evolución geológica y estratigrafía del sector norte del Valle Medio del Magdalena*.
- Schlumberger. (1989). *Log Interpretation Principles/Applications*. *Interpretation A Journal Of Bible And Theology*.

Schlumberger. (2019). *2019 Annual Report*. *2019 Annual Report*, 61(January), 26.

<https://www.capita.com/sites/g/files/nginej146/files/2020-03/capita-2019-annual-report.pdf>[https://dacowits.defense.gov/Portals/48/Documents/Reports/2019/AnnualReport/DACOWITS 2019.pdf?ver=2020-03-27-095608-557](https://dacowits.defense.gov/Portals/48/Documents/Reports/2019/AnnualReport/DACOWITS%202019.pdf?ver=2020-03-27-095608-557)

Schlumberger. (s.f.). *Oilfield Glossary*. Obtenido de

https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pore_pressure.aspx

Terzagui, K. (1923). *Die Berechnung der Durchlässigkeit des Tonen im Verlauf der hydrodynamischen Spannungserscheinungen*. 125-138.

Valencia, R. (2008). *Análisis e interpretación convencional de Pruebas de Presión*.

Vargas-Silva, D. A., Gambús-Ordaz, M., & Calderón-Carrillo, Z. (2019). *Assessment of causes of overpressure different from sub-compaction: Application in unconventional reservoirs*. *CTyF - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 9(2), 5–14. <https://doi.org/10.29047/01225383.177>

Vaziri, H., Allam, R., Kidd, G., Bennett, C., Grose, T., Robinson, P., & Malyn, J. (2006). *Sanding: A rigorous examination of the interplay between drawdown, depletion, startup frequency, and water cut*. *SPE Production and Operations*, 21(4), 430–440. <https://doi.org/10.2118/89895-pa>

Velásquez, D., & Espinosa, G. (2006). *Análisis de presión de poro en la costa mexicana del golfo*.

Victoria, M. (2011). *Perfil calibrador de hoyo (Caliper)*.

Villabona, D. F., & Elizalde, A. D. (2021). *Evaluación de los factores que afectan el comportamiento de los registros eléctricos en las Formaciones Colorado, Mugrosa y La Paz (Cuenca del*

Valle Medio del Magdalena, Colombia).

- Wu, B., Mohamed, N. A., Tan, C. P., Sukahar, M. W., Hong, T. Y., Viswanathan, C., & Yee, H. V. (2006). *An integrated wellbore stability and sand production prediction study for a multi-field gas development. Proceedings - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2006: Thriving on Volatility, 2*, 596–609. <https://doi.org/10.2523/101087-ms>
- Zoback, M. D. (2007). *Reservoir Geomechanics. In Journal of Chemical Information and Modeling (Vol. 53, Issue 9).*
- Zoback, M. D., Moos, D., Mastin, L., & Anderson, R. N. (1985). *Well Bore Breakouts and in Situ Stress. Journal of Geophysical Research, 90(B7), 5523–5530.* <https://doi.org/10.1029/JB090iB07p05523>

**Plan de Trabajo de Grado- ANÁLISIS GEOMECÁNICO DEL CAMPO CASABE EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DE
MAGDALENA COLOMBIA**

- .

Hoja: 115 De: 10.

ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELECOMUNICACIONES

Ciudad Universitaria, Carrera 27 – Calle 9, Edificio Ingeniería Eléctrica, I
PBX: (7) 6344000 Ext. 2360 FAX: 6359622 A.A. 678 Bucaramanga, Col

Correo-e: e3t@uis.edu.co URL: <http://www.e3t.uis.edu.co/>



- .

Hoja: 116 De: 10.

ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELECOMUNICACIONES

Ciudad Universitaria, Carrera 27 – Calle 9, Edificio Ingeniería Eléctrica, I
PBX: (7) 6344000 Ext. 2360 FAX: 6359622 A.A. 678 Bucaramanga, Col

Correo-e: e3t@uis.edu.co URL: <http://www.e3t.uis.edu.co/>



- .

Hoja: 117 De: 10.

ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELECOMUNICACIONES

Ciudad Universitaria, Carrera 27 – Calle 9, Edificio Ingeniería Eléctrica, I
PBX: (7) 6344000 Ext. 2360 FAX: 6359622 A.A. 678 Bucaramanga, Col

Correo-e: e3t@uis.edu.co URL: <http://www.e3t.uis.edu.co/>

