

GEOMECÁNICA Y PETROFÍSICA DE LA ZONA NE DEL CAMPO TUPI

Análisis geomecánico y petrofísico de las Formaciones Barra Velha e Itapema, yacimientos carbonáticos de la Cuenca Santos, Brasil. Caso de estudio: Zona NE del Campo Tupí

Simón Ernesto Calderón Rodríguez

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Daniel Mauricio Rojas Caro

M. Sc. en Geociencias

Codirector

Alessando Batezelli

PhD., en Geociencias

Emilson Pereira Leite

PhD., en Geofísica

Gelvam André Hartmann

PhD., en Física

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2024

Análisis geomecánico y petrofísico de las Formaciones Barra Velha e Itapema, yacimientos carbonáticos de la Cuenca Santos, Brasil. Caso de estudio: Zona NE del Campo Tupí

Simón Ernesto Calderón Rodríguez

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Daniel Mauricio Rojas Caro

M. Sc. en Geociencias

Codirector

Alessando Batezelli

PhD., en Geociencias

Emilson Pereira Leite

PhD., en Geofísica

Gelvam André Hartmann

PhD., en Física

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2024

Dedicatoria

Dedico este trabajo a mi familia, quienes fueron mi motor y mi pilar inquebrantable. A mis padres Giovanni y Oroicis por ser mi principal motivación y ejemplo de vida. A mis hermanas Nube, Shantallee y Anahí, a mi hermano Malcolm y a mi otra madre Eliana. Los amo mucho. Gracias por su amor, sacrificio y apoyo constante.

A mis tías Elva, Gio, Maribel, Verónica, Yaneth y Yorley, y mis tíos Eduardo y Janeiro, por estar siempre para mí, y regalarme momentos inolvidables.

A mi prima María José, que está en el cielo, te extraño y te amo mucho, primita. A mis primos Ángel, David, Eduardo, Gilbert, Harry, Jack, Janeiro, Javier, Jonathan, Kiana, Néstor, Rossani, Sarita, Sergio, Sofia. Sin ustedes mi vida sería muy diferente, los adoro.

A mis amigos de Mérida, los extraño con toda mi alma, mis hermanos de otra madre, de crianza, de vida. Gracias por la mejor infancia y adolescencia que cualquier persona desearía tener. Por un pronto reencuentro. Abraham, Ana, Astrid, Aquiles, Carlos, Diego, José Rojas, José Saavedra, Juan, Juanki, Kena, Leonel, Luis Alfonso, Mariana, Momo, Saul, Sebastián, Shia, Oswaldo, Rafael, Vicente, Víctor, Yamaira y Yonder. Nadie en el mundo podría tener mejores amigos que los míos.

A mis amigos de Colombia, Alejandra, Ángel, Camilo, Cristian, Daniel, Edwin, Gabriela, Ian, Jonathan, Laura, Luisa, Luisfer, Mauricio, Miguel, Óscar, Paulo, Valentina, William. Los quiero mucho.

A mi orientador Daniel Rojas, quien siempre me ha insistido en alcanzar mis sueños, y cuya influencia ha dejado una huella imborrable. Gracias.

Simón Ernesto Calderón Rodríguez

Agradecimientos

Expreso mi más sincero agradecimiento a todas las personas que han contribuido a la realización de este trabajo de grado. Sin su apoyo, este proyecto no hubiera sido posible.

A mi orientador Daniel, por su disposición y apoyo incondicional durante el desarrollo de este trabajo. Su conocimiento y consejos fueron fundamentales para lograr los objetivos planteados. A María, y a los profesores Emilson, Gelvam y Batezzelli, por su confianza y ayuda.

Un agradecimiento especial a mi familia, cuyo amor y paciencia forjaron mi fortaleza. A mis amigos, por su comprensión y apoyo durante este proceso.

A la Universidad Industrial de Santander y la Universidad Estadual de Campinas, por proporcionar los recursos y entornos necesarios para llevar a cabo la investigación.

Tabla de Contenido

	Pág.
1. Introducción.....	15
2. Objetivos.....	19
2.1 Objetivo General.....	19
2.2 Objetivos Específicos.....	19
3. Marco Teórico.....	20
3.1 Modelo Mecánico de Tierra (<i>Mechanical Model of Earth</i> - MEM).....	20
3.2 Parámetros geomecánicos para la construcción 1D del MEM.....	21
3.2.1 Propiedades elásticas.....	23
3.2.2 Propiedades de resistencia - UCS.....	27
3.2.3 Propiedades de criterio de falla ($\theta_{\text{Fricción}}$, C y CP).....	28
3.2.4 ϕ , ϕ_{pore} , S_v y esfuerzo efectivo (S_e).....	30
3.2.5 Esfuerzos principales <i>in-situ</i>	32
3.3 Régimen de esfuerzos y anisotropía de los esfuerzos <i>in-situ</i>	35
3.4 Registros de Pozo y propiedades petrofísicas.....	37
3.4.1 Modelo de arcillosidad (V_{sh}).....	40
3.4.2 Modelo de porosidad total y efectiva (ϕ_t , ϕ_e).....	41
3.4.3 Permeabilidad.....	44
3.5 Unidades de Flujo (FUs).....	44
3.5.1 Indicador de Zona de Flujo - <i>Flow Zone Indicator</i> (FZI).....	45
3.5.2 Winland R35.....	45
3.5.3 Aguilera R35.....	46
4. Geología Regional.....	47
5. Área de Estudio.....	52
5.1 Campo Tupí.....	52
5.1.1 Área piloto Tupí Noreste (NE).....	52

6. Materiales	54
7. Metodología.....	56
7.1 Modelado 1D.....	57
7.1.1 Modelado de la velocidad de onda de cizalla (V_s)	57
7.1.2 Propiedades elásticas (dinámicas y estáticas).....	59
7.1.3 Propiedades de resistencia de la roca – UCS.....	59
7.1.4 Propiedades de criterio de falla - ($\theta_{\text{fricción}}$, C y CP).....	60
7.1.5 P_h y P_{poro}	60
7.1.6 Esfuerzos principales <i>in-situ</i>	60
7.1.7 Propiedades Petrofísicas	61
7.1.8 Unidades de Flujo – FUs	62
7.2 Correlación de Resultados.....	63
7.2.1 Definición del régimen de esfuerzos actuante	64
7.2.2 Relación entre la orientación de los esfuerzos horizontales <i>in-situ</i> y los elementos estructurales en las paredes de pozo.....	64
7.2.3 Potencial de reactivación de fallas	64
7.2.4 Métodos convencionales, híbridos y NMR.....	65
7.2.5 Clasificación de FUs	65
8. Análisis de Resultados.....	66
8.1 Etapa 1 – Modelo geomecánico	66
8.1.1 Propiedades elásticas, de resistencia de la roca y de criterio de falla.....	66
8.1.2 Presión de poro (P_{poro}).....	72
8.1.3 Esfuerzos horizontales <i>in-situ</i>	76
8.1.4 Potencial de reactivación de fallas en el intervalo de producción BVE100 de la Formación Barra Velha	82
8.2 Etapa 2 – Caracterización Petrofísica	86
8.2.1 Modelos convencionales, híbridos y NMR.....	86
8.3 Etapa 3 – FUs.....	90

8.3.1 Comparación de los tres métodos (FZI, W-R35 y A-R35).....	90
9. Conclusiones.....	94
10. Recomendaciones.....	96
11. Referencias.....	0

Tablas

Tabla 1. Datos promediados de las principales propiedades físicas y respuesta de registros para diferentes sales (modificado de Mohriak et al., 2001).	34
Tabla 2. Principales registros wireline convencionales y de resonancia magnética nuclear (NMR).	39
Tabla 3. Inventario de pozos (a. registros geofísicos convencionales y avanzados, b. datos petrofísicos, c. DRX, d. RFT y e. LOT).	55
Tabla 4. Modelos seleccionados para la estimación del DTs para cada formación / intervalo de producción, R^2 y pozos blind.	58
Tabla 5. Coeficientes de los modelos utilizados para el modelamiento del DTs en las formaciones de interés.	58
Tabla 6. Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de E_d y E_s para las formaciones e intervalos de producción.	66
Tabla 7. Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de σ_d y K_d para las formaciones e intervalos de producción.	66
Tabla 8. Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de UCS y α para las formaciones e intervalos de producción.	67
Tabla 9. Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de $\theta_{\text{fricción}}$ y C para las formaciones e intervalos de producción.	67
Tabla 10. Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) del modelo de CP para las formaciones e intervalos de producción.	67
Tabla 11. Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de E_d y E_s para las formaciones e intervalos de producción presentados por Rojas (2023).	68
Tabla 12. Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de σ_d y K_d para las formaciones e intervalos de producción presentados por Rojas (2023).	68
Tabla 13. Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) del modelo de UCS para las formaciones e intervalos de producción presentado por Rojas (2023).	68
Tabla 14. Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de $\theta_{\text{fricción}}$ y C para las formaciones e intervalos de producción presentados por Rojas (2023).	68
Tabla 15. Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de α y CP para las formaciones e intervalos de producción presentados por Rojas (2023).	69

Tabla 16. Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de P_{poro} y P_h para las formaciones e intervalos de producción.	72
Tabla 17. Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) del modelo de S_v en MPa y ppg para las formaciones e intervalos de producción.	81
Tabla 18. Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de $S_{H\text{Máx}}$ y $S_{h\text{mín}}$ en MPa para las formaciones e intervalos de producción.	81
Tabla 19. Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de $S_{H\text{Máx}}$ y $S_{h\text{mín}}$ en MPa para las formaciones e intervalos de producción.	81
Tabla 20. Pozos de estudio con datos de LOT con los que se establecieron posibles escenarios de reactivación de falla en el intervalo de producción BVE100 de la Formación Barra Velha, junto con los valores P_{poro} actual (MPa), P_{poro} aumentada (MPa, valor en el que ocurre reactivación de fallas) y el incremento porcentual de la P_{poro} para que ocurra reactivación de fallas	84

Figuras

Figura 1. Extensión axial de un material sólido (modificado de Kearey et al., 2009; Rojas, 2023).....	24
Figura 2. Compresión axial de un material sólido (modificado de Kearey et al., 2009; Rojas 2023).....	24
Figura 3. Compresión hidrostática desde todas las direcciones sobre un cubo (modificado de Kearey et al., 2009; Rojas, 2023).	¡Error! Marcador no definido.
Figura 4. (a) Gráfico de esfuerzo vs deformación durante el proceso de carga y descarga sobre muestras de roca para la estimación de E_s . (b) Compresión axial de un material sólido cilíndrico (Kearey et al., 2009).....	26
Figura 5. Prueba uniaxial para estimación de UCS (Modificado de Zoback, 2007).	28
Figura 6. Esquema del sistema poroso con la P_{poro} y los esfuerzos in-situ (S_v y S_e) (Modificado de Zoback, 2007).	31
Figura 7. Diagrama 2D de una sección de pozo en el que se evidencian los elementos estructurales BOs y DITFs, y su relación con la orientación de los esfuerzos horizontales S_{hmin} y S_{HMax} . Además de la apertura angular de los BOs (W_{bo}).	33
Figura 8. Clasificación de los tipos de falla de Anderson según la magnitud de los esfuerzos (a) normal, (b) transcurrente y (c) inverso (Modificado de Addis et al., 1996; Zoback, 2007).	36
Figura 9. (a) Zobackgrama y límites de regímenes de fallamiento (modificado de Zoback et al., 2003). (b) Zobackgrama modificado (Ganguli y Sem, 2020) de la distribución de esfuerzos con los diferentes casos de regímenes de esfuerzo in-situ: 1 – normal, 2 – límite entre normal y transcurrente, 3 – transcurrente, 4 – límite entre transcurrente e inverso, 5 – inverso.....	38
Figura 10. Transformación del tren de eco (a) en el espectro T2 (b) y las lecturas de porosidad NMR en función de la respuesta del espectro. (Modificado de Ehigie, 2010; Castro y Lupinacci, 2021).....	42
Figura 11. Mapa de ubicación regional de la Cuenca Santos (Garcia et al., 2012).	47
Figura 12. Columna cronoestratigráfica (simplificada) de las secuencias Rift y Post-Rift (Sag) de la Cuenca Santos, Brasil (modificado de Moreira et al., 2007).....	48
Figura 13. (a) Localización del Campo Tupi en la Cuenca Santos (Brasil) y (b) polígono del Pre-Sal (Rojas, 2023).	53

Figura 14. Horizonte de la Formación Barra Velha en el polígono del área de estudio (Zona NE del campo Tupi) y la distribución espacial de los pozos de estudio.53

Figura 15. Esquema de trabajo para la elaboración del trabajo de grado.56

Figura 16. Layout del DTs original vs DTs modelado para el test blind 38 (pozos 8LL109RJS y 8LL26DRJS) del intervalo de producción BVE100 junto con el %error estimado.59

Figura 17. Límites de las unidades de flujo mediante el percentil acumulado de la permeabilidad normalizada vs log(FZI).63

Figura 18. Modelos de las propiedades elásticas dinámicas y estáticas (E_d , E_s , σ_d e K_d), de resistencia de roca (UCS) y de criterio de falla de Mohr-Coulomb ($\theta_{fricción}$, C , α y CP) del pozo de estudio 8LL52DRJS para las formaciones del Pre-Sal brasileño (Barra Velha e Itapema).70

Figura 19. Modelos de las propiedades elásticas dinámicas y estáticas (E_d , E_s , σ_d e K_d), de resistencia de roca (UCS) y de criterio de falla de Mohr-Coulomb ($\theta_{fricción}$, C , α y CP) del pozo de estudio 7LL28DRJS para las formaciones del Pre-Sal brasileño (Barra Velha e Itapema).71

Figura 20. Sección cruzada usada para la interpretación de los OWC en los pozos de estudio 7LL28DRJS (a) Y 9LL12DRJS (b).73

Figura 21. Crossplot entre los datos de RFT y TVDSS para las formaciones Barra Velha e Itapema y sus correlaciones para la estimación de la P_{poro}73

Figura 22. Comparación entre los modelos de P_h y P_{poro} de las formaciones Barra Velha e Itapema en los pozos de estudio 9LL12DRJS (a), 7LL22DRJS (b) y 7LL28DRJS (c).74

Figura 23. Vista superior (a) y lateral (b) de la compartimentalización de las formaciones de la zona piloto OBN del campo Tupi (Rojas, 2023).75

Figura 24. Interpretación de los elementos estructurales (BOs y DITFs) para el pozo de estudio 7LL58RJS.77

Figura 25. Distribución espacial de los pozos con registros de imagen acústicos, y los diagramas de roseta con la orientación espacial de los BOs – $S_{HM\acute{a}x}$ (rojo) y DITFs – $S_{hm\acute{m}n}$ (azul).78

Figura 26. Zobackgrama modificado entre los esfuerzos $S_{HM\acute{a}x}$ y S_v ($S_{HM\acute{a}x}/S_v$) vs. $S_{hm\acute{m}n}$ y S_v ($S_{hm\acute{m}n}/S_v$) con el que fue posible establecer el régimen de esfuerzos duplo (normal/transcurrente para las Formaciones Barra Velha e Itapema.80

Figura 27. Modelo de P_{poro} y esfuerzos principales in-situ (S_v , $S_{HM\acute{a}x}$ y $S_{hm\acute{m}n}$) de los pozos 7LL22DRJS (a) y 7LL58RJS (b) para las formaciones Barra Velha e Itapema. Además de los datos de calibración y comparación (RFT, LOT $S_{HM\acute{a}x}$ -Barton) y el OWC.82

Figura 28. Zobackgramas del estado de esfuerzos actual (línea negra) para el intervalo de producción BVE100 de la formación Barra Velha (zona pinch-out – pozos 7LL28DRJS (a) y

9LL12DRJS (b), zona rift – pozos 7LL11RJS (c) y 8LL1DRJS (d), y zona del alto estructural – pozos 8LL5RJS (f) y 7LL22DRJS (g). La línea punteada roja indica la modificación del polígono de esfuerzos en caso de reactivación o deslizamiento de falla por el incremento de la P_{poro} . Los recuadros verdes indican los valores de los esfuerzos $S_{HMáx}$ y $S_{hmín}$ a los cuales se da la reactivación de falla en casos hipotéticos de fracturamiento hidráulico e inyección de fluidos (EOR o CO_2).83

Figura 29. Registros convencionales (Bit Size – BS, Caliper – Cali, Gamma Ray – GR, Density – RHOB, Neutron Porosity – NPFI, conjunto de resistividades – RESSHALL, RESMED y RESDEEP) y avanzados (NMRFF, NMREFF, NMRTT, NMRK y T2LM) del pozo 8LL1DRJS, y modelos del enfoque 1 (V_{sh_GR} , ϕ_{t-ND} y ϕ_{eff-ND}) y 2 (V_{sh-Hyb} y $S_{w-NMR-S_o-NMR}$) de las propiedades petrofísicas para las Formaciones Barra Velha e Itapema. Además, se encuentra la estimación de la densidad de la matriz (RHOMA), y los datos de RCA para la calibración de las curvas.87

Figura 30. Imagen aumentada de la Figura 29, para la zona final de BVE100 y el intervalo de producción BVE200, en donde se observa más fácilmente los modelos de arcillosidad y la sobreestimación de la ϕ_{eff-ND} (curva morada), con respecto a la NMREFF (curva naranja)...88

Figura 31. Imagen aumentada de la Figura 29, para el intervalo de producción BVE300 y la Formación Itapema, en donde se observa más fácilmente los modelos de arcillosidad y la sobreestimación de la ϕ_{eff-ND} (curva morada), con respecto a la NMREFF (curva naranja)...89

Figura 32. Layout comparativo del Pozo 8LL52DRJS.....90

Figura 33. Layout comparativo del Pozo 9LL12DRJS.....90

Figura 34. Layout del pozo 7LL22DRJS para los intervalos de producción BVE100 y BVE200 de la Formación Barra Velha. Los tres últimos tracks muestran las clasificaciones FZI, W-R35 y A-R35 respectivamente. Las unidades de flujo están coloreadas de marrón oscuro (baja calidad del yacimiento) a amarillo (alta calidad del yacimiento).....91

Figura 35. Layout del pozo 7LL48DRJS para los intervalos de producción BVE100, BVE200 y BVE300 de la Formación Barra Velha. Los tres últimos tracks muestran las clasificaciones FZI, W-R35 y A-R35 respectivamente.92

Figura 36. Layout del pozo 8LL52DRJS para los intervalos de producción BVE100, BVE200 y BVE300 de la Formación Barra Velha y la Formación Itapema. Los tres últimos tracks muestran las clasificaciones FZI, W-R35 y A-R35 respectivamente.....92

Figura 37. Layout del pozo 8LL1DRJS para los intervalos de producción BVE100, BVE200 y BVE300 de la Formación Barra Velha y la Formación Itapema. Los tres últimos tracks muestran las clasificaciones FZI, W-R35 y A-R35 respectivamente.....93

Título: Análisis geomecánico y petrofísico de las Formaciones Barra Velha e Itapema, yacimientos carbonáticos de la Cuenca Santos, Brasil. Caso de estudio: Zona NE del Campo Tupí

Autor: Simón Ernesto Calderón Rodríguez

Palabras Clave: *Caracterización, geomecánica, petrofísica, carbonatos y Pre-Sal Brasileño.*

Resumen

Esta investigación se centra en la caracterización geomecánica y petrofísica de los carbonatos del Pre-Sal Brasileño de la Cuenca Santos (Brasil), formaciones Barra Velha e Itapema, en la zona NE del campo Tupí. Estos yacimientos han sido afectados por complejos procesos diagenéticos, los cuales han causado heterogeneidad en sus propiedades mecánicas y de flujo de fluidos. Para ello se emplearán métodos híbridos que combinan registros convencionales y avanzados (Resonancia Magnética Nuclear o NMR, por sus siglas en inglés) para la caracterización petrofísica. Demostrando así, un mejor desempeño del NMR y los métodos híbridos en la evaluación de propiedades petrofísicas, tales como el contenido de arcilla y porosidad (total y efectiva) y permeabilidad. Sumado, se implementarán metodologías de clasificación de rocas (Rock Typing), orientadas a la definición de unidades de flujo. Estas fueron FZI, Winland-R35 y Aguilera-R35. Finalmente, se construyó un modelo geomecánico 1D para la evaluación de las propiedades mecánicas de la roca (propiedades elásticas, esfuerzos *in-situ*, resistencia a la compresión uniaxial, y criterio de falla). La importancia de la evaluación de estas propiedades radica en mejorar la comprensión de las variaciones espaciales y así, proporcionar datos cruciales para la toma de decisiones a lo largo de la vida de un campo petrolero, desde la exploración, desarrollo y gestión de estos recursos petroleros hasta el abandono de pozos.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ingeniería de Petróleos. Director: Daniel Mauricio Rojas Caro. Codirectores: Alessandro Batezelli, Emilson Peireira Leite, Gelvam André Hartmann.

Title: Geomechanical and Petrophysical Analysis of the Barra Velha and Itapema Formations, Carbonate Reservoirs of the Santos Basin, Brazil. Case Study: NE Zone of the Tupí Field.

Author: Simón Ernesto Calderón Rodríguez

Key Words: *Characterization, geomechanics, petrophysics, carbonates and Brazilian Pre-Salt.*

Abstract

This research focuses on the geomechanical and petrophysical characterization of Brazilian Pre-Salt carbonates in the Santos Basin, specifically the Barra Velha and Itapema formations in the NE zone of the Tupí field. These reservoirs have been impacted by complex diagenetic processes, resulting in heterogeneity in their mechanical and fluid flow properties. Hybrid methods combining conventional and advanced logging techniques, such as Nuclear Magnetic Resonance (NMR), will be employed for petrophysical characterization. This demonstrates the superior performance of NMR and hybrid methods in evaluating petrophysical properties such as clay content, total and effective porosity, and permeability. Additionally, rock classification methodologies (Rock Typing) including FZI, Winland-R35, and Aguilera-R35 will be implemented to define flow units.

Finally, a 1D geomechanical model was constructed to assess rock mechanical properties (elastic properties, in-situ stresses, uniaxial compressive strength, and failure criteria). The significance of evaluating these properties lies in enhancing understanding of spatial variations and thereby providing crucial data for decision-making throughout the life cycle of an oil field, from exploration and development to the management of these petroleum resources and well abandonment.

Keywords: Characterization, geomechanics, petrophysics, carbonates and Brazilian Pre-Salt.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ingeniería de Petróleos. Director: Daniel Mauricio Rojas Caro. Codirectores: Alessandro Batezelli, Emilson Peireira Leite, Gelvam André Hartmann.

Introducción

El modelado de yacimientos es un proceso que consiste en la integración de información geológica, geofísica y de ingeniería para crear un modelo matemático que pueda predecir o representar el comportamiento de este. Esto, tanto en la arquitectura de las formaciones, como en sus propiedades elásticas, litológicas, mecánicas y petrofísicas, que constituyen los principales aspectos necesarios para describir la capacidad de almacenamiento y de producción de hidrocarburos de un yacimiento (Sayers *et al.*, 2002; Rojas *et al.*, 2023).

Los yacimientos carbonáticos son altamente heterogéneos debido a los procesos deposicionales y diagenéticos a los que fueron sometidos tanto durante el proceso de sedimentación y posteriores (Shabaninejad y Bagheripour, 2011). Dichos procesos conllevan a alteraciones en sus propiedades (geomecánicas, litológicas, mineralógicas, petrofísicas, entre otras) y, en consecuencia, a la creación de microestructuras de alta complejidad y variabilidad espacial, tales como fracturas, canales de disolución, sistemas vugulares y kársticos, etc. (Sayers, 2008; Cabrera, 2022; Rodríguez *et al.*, 2022).

Diferentes autores han podido evidenciar las variaciones en las propiedades físicas de este tipo de yacimientos, y la dificultad para caracterizarlos debido a sus discontinuidades geológicas (fallas, fracturas y cambios en la litología), sedimentológicas, deposicionales y estructurales, y heterogeneidades en las propiedades mecánicas y petrofísicas, etc. (Sayers, 2008; Festa *et al.*, 2018; Oliveira, 2019; Chen *et al.*, 2020; Pham *et al.*, 2020; Zhang y Cai, 2021; Cabrera, 2022; Rebelo *et al.*, 2022; Rojas, 2023).

La aplicación de la geomecánica en el desarrollo de campos de petróleo y gas permite mejoras significativas, como la disminución de riesgos que puedan generar accidentes tales como pérdidas de vidas humanas, propiciando tomas de decisiones que resulten en escenarios más seguros en la perforación de pozos, y más acertadas para la explotación de los yacimientos

(Hovadik y Larue 2007; Afsari *et al.*, 2009; Tingay *et al.*, 2009; Kidambi y Kumar, 2016; Li *et al.*, 2016; Najibi *et al.*, 2017; Albukhari *et al.*, 2018; Pham *et al.*, 2020; Cabrera, 2022; Rojas, 2023).

La caracterización geomecánica de yacimientos está fundamentada en el modelo estructural (integrado por horizontes sísmicos y discontinuidades espaciales, tales como fallas y fracturas), y las variaciones de las propiedades elásticas (módulo de Young - E , coeficiente de Poisson - σ , módulo volumétrico - K_d , módulo de corte - K_g y coeficiente de Biot - α), litológicas, mineralógicas, petrofísicas (especialmente porosidad total de la roca), campos de esfuerzos *in-situ* (magnitudes y orientaciones de los esfuerzos verticales - S_v y horizontales máximos S_{HMax} y mínimos - S_{Hmin}), presión de poro (P_{poro}), resistencia a la compresión uniaxial de rocas (UCS), y propiedades de criterio de falla de la roca (ángulo de fricción, cohesión, etc.) (Addis *et al.*, 1996; Zoback, 2007; Santos y Ferreira, 2010; Avanzini *et al.*, 2016; Silva 2016; Silva *et al.*, 2017; Boersma *et al.*, 2019; Massiot *et al.*, 2019; Baouche *et al.*, 2020; Cabrera, 2022; Rojas, 2023; Rojas *et al.*, 2023).

A pesar de las variaciones espaciales significativas en estas propiedades, el campo de esfuerzos *in-situ* se ve influenciado por el régimen tectónico vigente, lo cual permite correlacionarlo con los esfuerzos *in-situ* y las propiedades mecánicas (Zoback, 2007; Ju *et al.*, 2015; Heidbach *et al.*, 2016; Corkum *et al.*, 2018; Hooghvorst *et al.*, 2019; Massiot *et al.*, 2019; Pham *et al.*, 2020; Cabrera, 2022, Rojas, 2023; Rojas *et al.*, 2023). Además, su estudio es primordial para la evaluación *in-situ* de los yacimientos de interés, con el propósito de estimar ventanas operacionales, trayectorias óptimas de perforación, zonas potenciales de reactivación de fallas, etc. (Sone y Zoback 2013; Hooghvorst *et al.*, 2019, Rojas, 2023). Para ello, es necesario el uso de datos como registros geofísicos, pruebas de pozo, y medidas de laboratorio

Tingay *et al.*, 2009; Baouche *et al.*, 2020a, 2020b; Ziegler y Heidbach, 2020; Cabrera, 2022; Rebelo *et al.*, 2022).

El modelado de propiedades petrofísicas en las formaciones de interés también juega un papel relevante en el proceso de caracterización un yacimiento. Esto, dado que, sus propiedades petrofísicas (porosidad total – ϕ_t y efectiva – ϕ_{eff} ; permeabilidad - k y saturación de fluidos – S_w , S_o) describen la interconexión del medio poroso y son la base fundamental para la dinámica de los fluidos en este medio. Siendo así, se crea una correlación directa con el almacenamiento y la transmisibilidad o capacidad de flujo de los fluidos en las formaciones rocosas (Torsaeter y Abtahi, 2003; Tiab y Donaldson, 2004; Ahmed, 2006; Paris de Ferrer, 2010).

El uso de métodos de clasificación o agrupamiento de rocas, *Rock Typing* (RT), representa un aspecto crucial en la evaluación y descripción de yacimientos, dado que los RT están directamente relacionados con propiedades estáticas y dinámicas de este, siendo posible generar grupos de rocas con características similares (Bize *et al.*, 2019).

A raíz de ello, la clasificación de las rocas por medio del modelado de unidades de flujo (FUs por sus siglas en inglés) presenta una ventaja sobre las facies sedimentarias o litológicas (Amaefule *et al.*, 1993, Rebelo *et al.*, 2022). Debido que, este tipo de RT se focaliza en identificar las heterogeneidades del flujo de fluidos en un yacimiento mediante la definición de grupos hidráulicos según la capacidad de flujo de diferentes zonas de las formaciones (Amaefule *et al.*, 1993; Araújo *et al.*, 2017; Garechelou *et al.*, 2018; Al-Jahwed y Saleh, 2019; Khalid *et al.*, 2019; Soleymanzadeh *et al.*, 2019; Penna y Lupinacci, 2020; Rebelo *et al.*, 2022).

De esta manera, es posible establecer una clasificación basada en el tamaño de las gargantas de poro, vinculando la porosidad efectiva y la permeabilidad extraídas de registros de resonancia magnética nuclear (NMR - siglas por su nombre en inglés), y calibradas con datos

de Análisis de Núcleos Rutinarios (RCA - siglas por su nombre en inglés) obtenidos de núcleos de perforación y muestras de rocas de pared (*sidewall core*) (Castro y Lupinacci, 2021; Pena y Lupinacci, 2021; Rebelo *et al.*, 2022).

El método más utilizado para generar FUs en rocas clásticas y carbonatadas es el Indicador de Zona de Flujo (FZI - siglas por su nombre en inglés. Amaefule *et al.*, 1993). A su vez, existen otros métodos basados en correlaciones empíricas como Winland-R35 (Kolidzie, 1980) y Aguilera-R35 (Aguilera, 2002), que han sido utilizados en análisis de *Rock Typing* (Kadkhodaie y Kadkhodaie, 2018; Soleymanzadeh *et al.*, 2019; Mahjour, 2020), evidenciando resultados congruentes en aplicaciones de yacimientos carbonáticos (Alhashmi *et al.*, 2016; Al-Jawad and Saleh, 2020; Rebelo *et al.*, 2022).

Los yacimientos carbonáticos suelen presentar altos grados de heterogeneidad en cuanto a sus propiedades geomecánicas y petrofísicas, y no es posible establecer una correlación directa entre las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) con facies geológicas y litológicas (Alhashmi *et al.*, 2016; Penna y Lupinacci, 2020; Cabrera, 2022; Rebelo *et al.*, 2022, Rojas, 2023). Basado en lo anterior, en esta investigación (pasantía de investigación) se desarrolló el modelado de las propiedades geomecánicas (esfuerzos *in-situ*, propiedades elásticas y de resistencia, y de criterio de falla) de las formaciones de interés. Sumado, se definieron los modelos petrofísicos bajo la aplicación de petrofísica básica (perfiles convencionales: densidad, neutrón y sísmico) y petrofísica avanzada (NMR) para una evaluación apropiada de las formaciones. Finalmente, se implementaron las metodologías FZI, Winland-R35, y Aguilera-R35 con el fin de establecer unidades de flujo (FUs) en las formaciones de interés, que permitieron clasificar las rocas según su capacidad hidráulica. Permitiendo así, la caracterización geomecánica y petrofísica de las formaciones de interés en el área de estudio.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

- Evaluar el comportamiento geomecánico y petrofísico en las formaciones carbonáticas (Barra Velha e Itapema) del Pre-Sal brasileño en la zona NE del Campo Tupí a través de información de pozo, datos de laboratorio y datos sísmicos para la identificación de intervalos reservorio y barreras de flujo que permitan la definición de zonas de interés en los pozos garantizando una óptima producción de hidrocarburos.

1.2 Objetivos Específicos

- Establecer el régimen de esfuerzos *in-situ* en el área de estudio a partir de las orientaciones y magnitudes de los esfuerzos *in-situ* (S_v , $S_{hmín}$, $S_{HMáx}$), y las propiedades mecánicas (elásticas, de resistencia y criterio de falla) en las formaciones de interés.
- Implementar un análisis de formaciones mediante la comparación de métodos analíticos convencionales y el método avanzado de Resonancia Magnética Nuclear (NMR) para la estimación de los modelos más adecuados de propiedades petrofísicas.
- Definir unidades de flujo (FUs) mediante la aplicación de diferentes metodologías a partir del modelo generado de porosidad efectiva y la estimación de permeabilidad que permitan clasificar las zonas de los yacimientos según su capacidad de flujo.

2. Marco teórico

2.1 Modelo Mecánico de Tierra (Mechanical Model of Earth - MEM)

Un Modelo Mecánico de Tierra (*Mechanical Model of Earth* – MEM) está constituido por el conjunto de las propiedades elásticas, de resistencia de la roca y de criterio de falla de Mohr-Coulomb, acompañadas de la presión de poro (P_{pore}) y el estado (magnitud y orientación) de los principales esfuerzos *in-situ* (esfuerzos vertical - S_v , horizontal máximo - $S_{\text{HMáx}}$ y horizontal mínimo - $S_{\text{hmín}}$) representados numéricamente (Guerra *et al.*, 2019; Baouche *et al.*, 2020; Ganguli y Sen, 2020; Rojas, 2023).

La necesidad de construir un modelo geomecánico parte de la importancia de comprender el comportamiento mecánico de una unidad estratigráfica específica en un campo o una cuenca. Sumado, una estimación acertada de los parámetros necesarios es crítico para lograr operaciones de perforación exitosas, especialmente cuando son pozos de alcance extendido. Procurando el mantenimiento de la estabilidad e integridad del pozo sin pérdidas de circulación ni la formación de *breakouts* (BOs). Además, minimizando pérdidas económicas relacionadas con períodos de tiempo no productivos (NPT - siglas por su nombre en inglés) y pérdidas de vidas humanas (Finkbeiner *et al.* 1997; Afsari *et al.*, 2009; Hamid *et al.*, 2016; Kidambi y Kumar, 2016; Guerra *et al.*, 2019; Ganguli y Sen, 2020; Cabrera, 2022; Rojas *et al.*, 2023).

Los modelos geomecánicos pueden ser unidimensionales (1D) implementando trayectorias de pozos, o tridimensionales (3D) mediante el uso de volúmenes sísmicos o técnicas geoestadísticas. Dependiendo de la calidad de los datos y del objetivo de la investigación, es posible obtener modelos poco complejos como los estáticos, o modelos más complejos mediante la aplicación de métodos numéricos como Elementos Finitos (EF) (Afsari *et al.*, 2009; Ali *et al.*, 2009; Singha y Chatterjee, 2015; Higgins, 2016; Rojas, 2023). Tanto a nivel económico como social y técnico, la industria petrolera se ve influenciada por desafíos desde

las etapas iniciales de exploración hasta más avanzadas como la producción de hidrocarburos y abandono de pozos (Zoback, 2007; Kidambi & Kumar, 2016; Araújo *et al.*, 2017; Rojas, 2023). En regiones costa afuera de aguas profundas y ultra profundas, y/o cuencas con escenarios geológicos complejos donde predominan heterogeneidades en las propiedades mecánicas, químicas y petrofísicas de los yacimientos, será mayor la influencia de estos desafíos (Silva, 2017; Cabrera, 2022; Rojas, 2023).

Los principales problemas abordados mediante el uso de los MEMs están asociados al análisis de cuencas sedimentarias (Ju *et al.*, 2015; Ziegler y Heidbach, 2020) la inestabilidad de pozo durante operaciones de perforación (Tingay *et al.*, 2009; Zhang, 2013; Kadkhodaie, 2021), proyectos de almacenamiento de CO₂ (Hawkes *et al.*, 2005; Zheng *et al.*, 2021), selección de profundidades del casing, del tipo de broca de perforación y la correcta estimación de la ventana operativa del fluido de perforación (Rabe *et al.*, 2008, Rajabi *et al.*, 2015; Muñoz y Perdomo, 2021), desempeño del fracturamiento hidráulico, alteración a la integridad del pozo, definición de la trayectoria óptima de perforación reactivación de fallas y microfracturamiento de la roca sello (Bell, 2003; Chang *et al.*, 2013; Addis, 2017; Alt y Zoback, 2017; Cabrera, 2022; Rojas *et al.*, 2023), estimulación de pozos y proyectos de aplicación de Métodos de Recobro Mejorados (EOR – siglas por su nombre en inglés (Sone y Zoback, 2003; Afsari *et al.*, 2009; Oliveira *et al.*, 2015; Baouche *et al.*, 2020).

2.2 Parámetros geomecánicos para la construcción 1D del MEM

Las propiedades elásticas dinámicas y estáticas (módulo de Young - E y coeficiente de Poisson - σ), de resistencia de la roca (resistencia de compresión uniaxial no confinada - UCS), de criterio de falla de Mohr-Coulomb (ángulo de fricción interno - $\theta_{\text{Fricción}}$, cohesión - C, coeficiente de Biot - α y presión de colapso - CP), la presión hidrostática (P_h) y de poro (P_{pore})

Tabla 1.

Propiedades o parámetros modelados y fuentes de información para la construcción de un modelo geomecánico (Asfari et al., 2009).

Propiedad modelada	Fuente de información		
	Primaria (registros de pozo)	Secundaria	
Estratigrafía mecánica	GR, RHOB, resistividad verdadera (RT) y V_p	Recortes de perforación y secuencia estratigráfica	
P_h	Densidad del agua, (ρ_{water}) y profundidad verdadera (True Vertical Depth - TVD)		
P_{poro}	V_p , <i>check-shorts</i> , RT y trayectoria de pozo	Velocidad intervalar a partir de la sísmica, pruebas de integridad de la formación o de absorción (FITs) y reportes diarios durante la perforación	
S_v	RHOB	Recortes de perforación	
Esfuerzos principales <i>in-situ</i>	S_{hmin}	V_p , V_s y herramientas a tensión (<i>wireline</i>)	Presión de poro (P_{pore}) <i>Leak-Off Test</i> (LOTs), <i>Leak-Off Test</i> extendidos, minifrac, pruebas de inyección y reportes diarios durante perforación
	S_{HMax}	Registros de imagen y modelos de esfuerzo en los pozos	Presión de poro (P_{pore}), esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}) y resistencia mecánica de la roca
	Orientación de los esfuerzos <i>in-situ</i>	Caliper multibrazo orientado, registros de imagen y anisotropía de la velocidad	Mapas estructurales y sísmica 3D
Propiedades elásticas (E , σ y K)	RHOB, V_p y V_s		
Propiedades de resistencia de la roca (UCS)	RHOB, V_p y estratigrafía mecánica	Pruebas de laboratorio	
Propiedades de criterio de falla de Mohr-Coulomb ($\theta_{Fricción}$, C , α e CP)	P_{pore} , S_{hmin} , S_{HMax} y UCS		
Mecanismos de fallamiento y orientación del régimen de esfuerzos <i>in-situ</i>	Registros de imagen y caliper multibrazo orientado	Reportes diarios durante perforación	

y el estado de esfuerzos (magnitud y orientación) *in-situ* (S_v , S_{HMax} y S_{hmin}) constituyen los principales parámetros que se deben tener en cuenta para la construcción de un modelo geomecánico 1D (Plumb *et al.*, 1991). Sumado, el uso de datos de pruebas mecánicas aplicadas a las rocas (LOT, XLOT, RFT) también es necesario. En la tabla 1 se evidencian los parámetros

a ser modelados, y las fuentes de información para su construcción (Afsari *et al.*, 2009; Rojas, 2023).

2.2.1 Propiedades elásticas

Las propiedades elásticas de tipo dinámico son aquellas que se pueden obtener de los registros acústicos (velocidad de onda compresional - V_p y velocidad de onda de cizallamiento - V_s), para generar modelos continuos a lo largo de los intervalos del pozo donde se corrieron registros (Higgins *et al.*, 2016; Rojas, 2023). El módulo de Young dinámico (E_d), coeficiente de Poisson dinámico (σ_d) y el módulo de compresión dinámico (K_d) conforman las principales propiedades elásticas dinámicas.

El módulo de Young dinámico (E_d) se puede definir como la relación entre un esfuerzo (fuerza por unidad de área) y la elongación resultante (indicando la variación en la longitud de la muestra. Ecuación 1) (Figura 1. Kearey *et al.*, 2009; Hessel *et al.*, 2016). Sobre un material isotrópico y homogéneo, el coeficiente de Poisson dinámico (σ_d) (Ecuación 2) permite obtener la deformación transversal de un material en función de la dirección longitudinal de la aplicación de la carga. A su vez, puede ser definida como la relación entre la deformación transversal $\left(\frac{dW}{W}\right)$ y la deformación longitudinal $\left(\frac{dL}{L}\right)$ en un material elástico, bajo esfuerzos uniaxiales cuando hay deformaciones ortogonales en el sistema de esfuerzos (Figura 2. Gercek, 2007; Kearey *et al.*, 2009; Rojas, 2023). Por último, el módulo de compresión dinámico (K_d) (Ecuación 3) indica la capacidad de resistencia de un material a la compresión, representando la relación entre esfuerzo (σ) y deformación (ϵ) en el caso de una presión ejercida por una presión hidrostática simple (P) sobre un elemento cúbico (Figura 3. Kearey *et al.*, 2009; Rojas, 2023).

Figura 1.

Extensión axial de un material sólido (modificado de Kearey et al., 2009; Rojas, 2023).

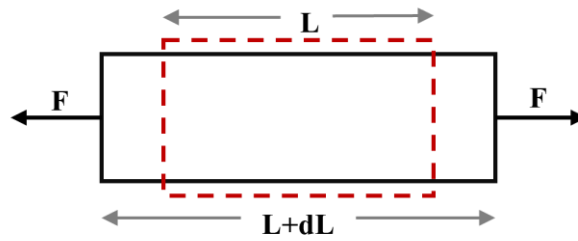


Figura 2.

Compresión axial de un material sólido (modificado de Kearey et al., 2009; Rojas 2023).

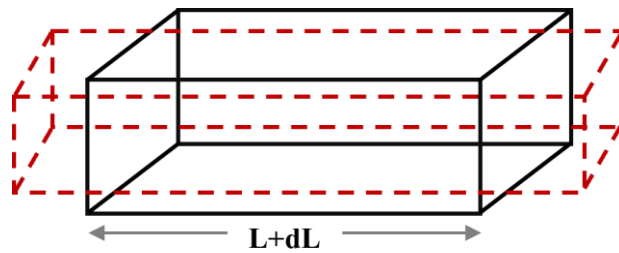
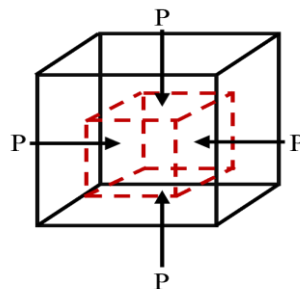


Figura 3.

Compresión hidrostática desde todas las direcciones sobre un cubo (modificado de Kearey et al., 2009; Rojas, 2023).



$$E_d = \frac{F}{\frac{dL}{L}} = \frac{\rho_{roca} V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \quad (1)$$

$$\sigma_d = \sigma_s = \frac{\frac{dW}{W}}{\frac{dL}{L}} = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (2)$$

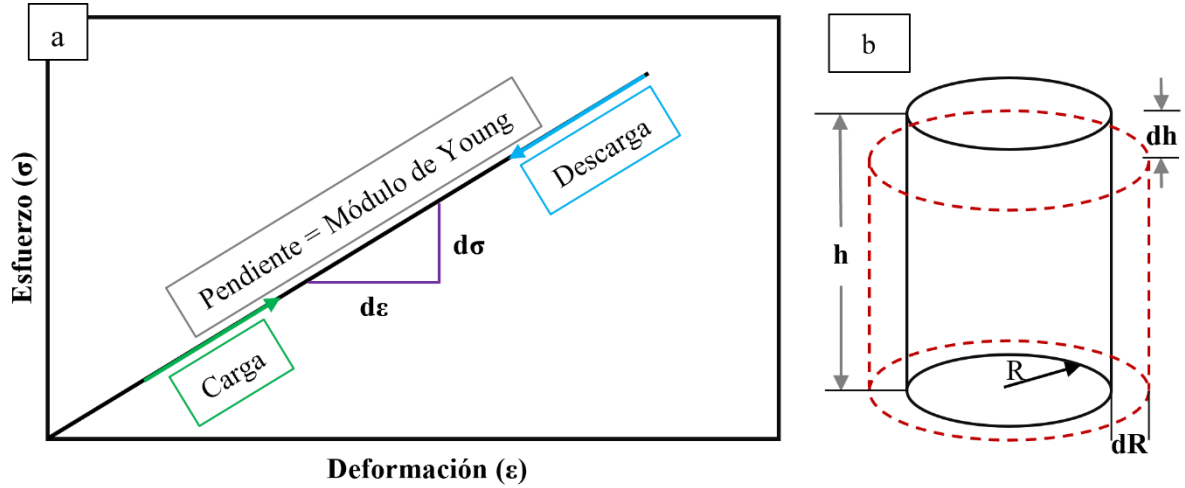
$$K_d = \frac{P}{\frac{dV}{V}} = \rho_{roca} (V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2) \quad (3)$$

donde E_d – módulo de Young dinámico, F – fuerza, A – área, $\frac{dL}{L}$ – elongación resultante, ρ_{roca} – densidad volumétrica de la roca, V_p – velocidad de onda compresional, V_s – velocidad de onda de cizallamiento, σ_d – relación de Poisson dinámico, $\frac{dW}{W}$ – deformación transversal, $\frac{dL}{L}$ – deformación longitudinal, K_d – módulo de compresión dinámico, P – presión hidrostática y $\frac{dV}{V}$ – deformación volumétrica.

Por otra parte, las propiedades elásticas estáticas son aquellas que se obtienen mediante pruebas de laboratorio, y son utilizadas como datos de calibración de los modelos continuos (Higgins *et al.*, 2016; Rojas, 2023). Las principales propiedades elásticas de tipo estático son el módulo de elasticidad o Young estático (E_s) y el coeficiente de Poisson estático (σ_s). El E_s se obtiene en función de las pruebas de carga y descarga y está definido como el coeficiente del diferencial de esfuerzo ($d\sigma$) aplicado, entre el diferencial de deformación axial ($d\varepsilon$) (Ecuación 4), generado por la carga y descarga aplicada a una muestra de roca (Figura 4a. Kearey *et al.*, 2009). La σ_s es el cociente o relación entre la diferencia de deformación radial ($\varepsilon_r = \frac{dR}{R}$) y la deformación longitudinal ($\varepsilon_l = \frac{dh}{h}$) generada en la muestra (Figura 4b. Kearey *et al.*, 2009), y se considera que $\sigma_s = \sigma_d$. Estas propiedades se cumplen únicamente cuando los materiales son linealmente elásticos, lo que genera una limitante en los modelos creados debido a que las rocas no siempre se comportan de esta manera (Pells, 1993).

Figura 4.

(a) Gráfico de esfuerzo vs deformación durante el proceso de carga y descarga sobre muestras de roca para la estimación de E_s . (b) Compresión axial de un material sólido cilíndrico (Kearey et al., 2009).



Por último, el coeficiente del esfuerzo efectivo (α) aplicado a un volumen de roca puede variar en función de los fluidos saturados en la roca y la presión (Ecuación 5. Muller y Sahay, 2016). Para esta propiedad también es necesario el módulo volumétrico de la fase sólida de la roca (K_g , Ecuación 6). Se debe resaltar, que las propiedades de tipo elástico se estiman en base al modelo poroelástico para la obtención de los esfuerzos principales *in-situ*.

$$E_s = \tan(\theta) = \frac{d\theta}{d\varepsilon} = 0.4142E_d - 1.0593 \quad (4)$$

$$\alpha = \frac{K_d}{K_g} \quad (5)$$

$$K_g = \rho_{grano} \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad (6)$$

$$\rho_{grano} = \frac{NMRTT - \rho_{roca}}{NMRTT - 1} \quad (7)$$

donde E_s – módulo de elasticidad o Young estático, θ – ángulo entre la deformación (ε) y el esfuerzo (σ) ejercido en el proceso de carga y descarga aplicada a la muestra, $d\sigma$ – diferencial de esfuerzo, $d\varepsilon$ – diferencial de deformación axial, E_d – módulo de Young dinámico, α – coeficiente de Biot, K_d – módulo de compresión dinámico, K_g – módulo volumétrico de los granos, V_p – velocidad de onda compresional, V_s – velocidad de onda de cizallamiento, ρ_{grano}

– densidad de grano, ρ_{roca} – densidad volumétrica de la roca (registro RHOB) y NMRTT – porosidad total (registro NMR).

2.2.2 Propiedades de resistencia - UCS

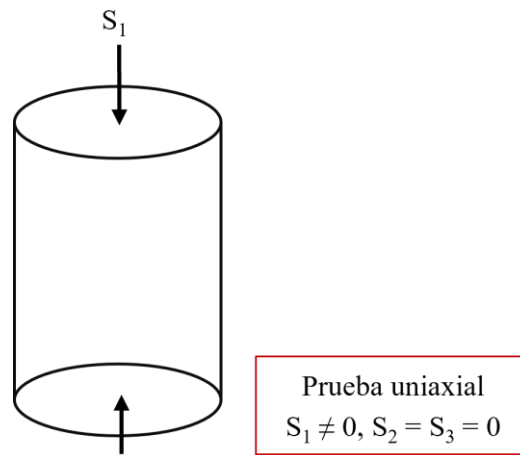
La estabilidad mecánica de las paredes del pozo se encuentra directamente afectadas durante la perforación, donde la interacción entre las propiedades mecánicas, la resistencia de la roca y los esfuerzos próximos al pozo permiten concluir si este sufrirá una deformación o permanecerá mecánicamente estable (Higgins *et al.*, 2016).

Una muestra de roca puede presentar fallamiento o ruptura si pierde su capacidad para soportar el esfuerzo ejercido. Zoback (2007) señala que usualmente la magnitud del esfuerzo principal máximo (σ_1) está relacionada con la resistencia de la roca, y a su propiedad principal, la resistencia a la compresión uniaxial (UCS). Esta propiedad representa la máxima resistencia que puede ejercer el material al estar bajo una compresión aplicada uniaxialmente a un núcleo cilíndrico. En términos de esfuerzos principales se puede visualizar como $S_1 \neq S_2 = S_3 = 0$ (Figura 5. Donde S_1 , S_2 y S_3 representan las magnitudes de las tensiones principales en profundidad. Zoback, 2007).

Existen tres correlaciones basadas en registros geofísicos (DTc y RHOB) y propiedades elásticas, que pueden ser utilizadas en rocas carbonáticas (Ecuación 8, Militzer y Stoll, 1973. Ecuación 9, Golubev y Rabinovich, 1976. Ecuación 10, Santos y Ferreira, 2010), y han sido implementadas para la estimación de la UCS en las formaciones Barra Velha e Itapema (Rojas *et al.*, 2023).

Figura 5.

Prueba uniaxial para estimación de UCS (Modificado de Zoback, 2007).



$$UCS = \left(\frac{\left(\frac{7682}{DTc} \right)^{1.82}}{145} \right) \quad (81)$$

$$UCS = \frac{10^{2.44 + \frac{109.14}{DTc}}}{145} \quad (9)$$

$$UCS = 8.374 \left(\frac{10^{-21} \rho_{roca}^2 V_p^4 \left(\frac{1+\sigma}{1-\sigma} \right) (1-2\sigma)}{145} \right) \quad (10)$$

donde UCS – resistencia a la compresión uniaxial no confinada, DTc – registro sísmico de onda compresional, ρ_{roca} – densidad volumétrica de la roca (registro RHOB), V_p – velocidad de onda compresional y σ – coeficiente de Poisson.

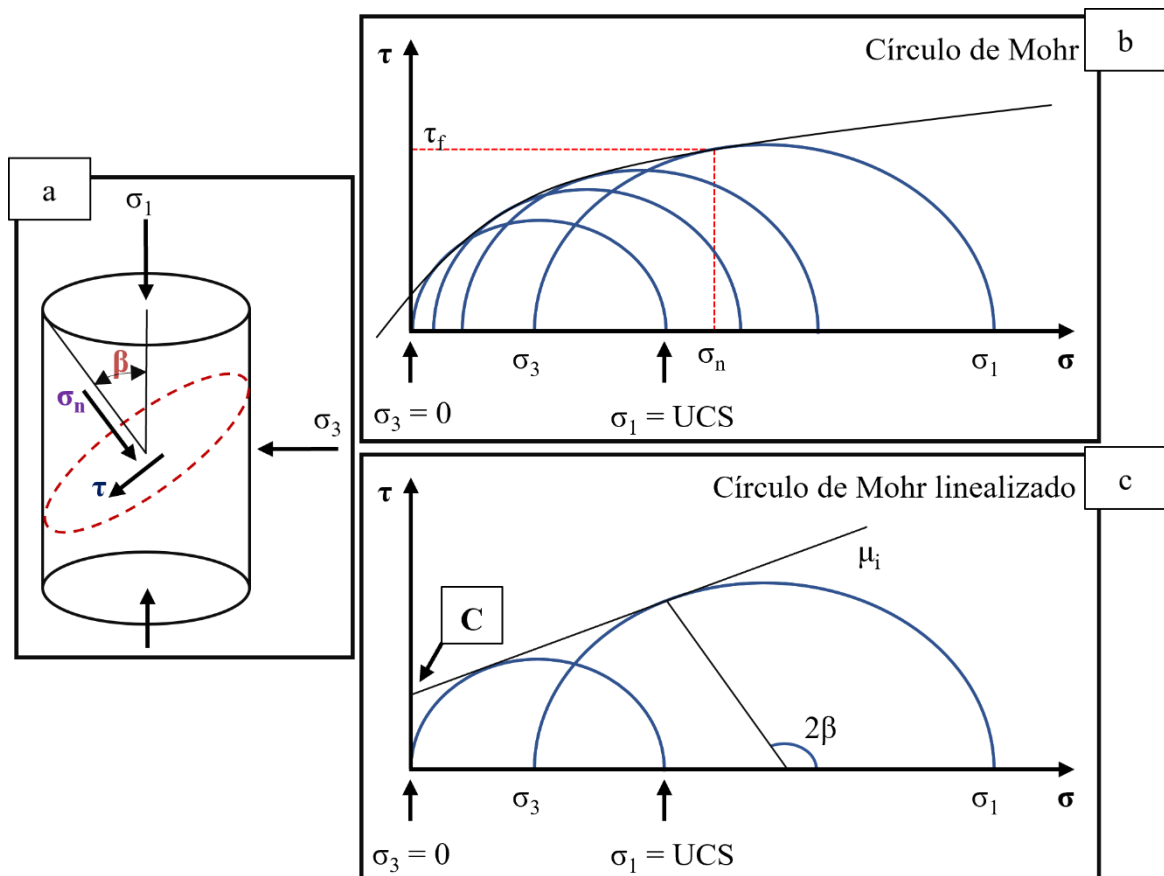
2.2.3 Propiedades de criterio de falla ($\theta_{Fricción}$, C y CP)

El ángulo de fricción ($\theta_{Fricción}$) y la Cohesión de Mohr-Coulomb (C), son dos variables que definen el criterio de falla de Mohr-Coulomb. El fallamiento en las rocas ocurre cuando los esfuerzos que actúan sobre ella exceden su capacidad de resistencia. Cuando se generan microfallas en forma de pequeñas rayaduras, estas se orientan en función del $\theta_{Fricción}$ (Brace *et al.*, 1966, Zoback, 2007). La C puede definirse en función del modelo linealizado del criterio de falla de Mohr-Coulomb cuando el esfuerzo principal mínimo es 0 ($\sigma_1 = 0$), posicionada en la

intercepción de la recta con pendiente dada por el coeficiente de fricción interno (μ_i) y la línea de esfuerzo de cizalla (τ) (Figura 6. Zoback, 2007).

Figura 6.

(a) Diagrama de prueba triaxial de resistencia de una muestra de roca sometida a una presión de confinamiento (σ_3). β es el ángulo entre el esfuerzo máximo (σ_1) y el esfuerzo normal (σ_n) al plano de falla generado continuamente. (b) Modelo del círculo de Mohr definido por pruebas triaxiales a diferentes presiones de confinamiento (presenta una tendencia más horizontal cuando aumenta σ_3). (c) Modelo de círculo de Mohr linealizado con la representación del criterio de falla de Cohesión de la roca ($\sigma_3 = 0$) (Modificado de Zoback, 2007).



Finalmente, la presión de colapso (CP) corresponde al peso mínimo del lodo o fluido de perforación con el que se pueda evitar alteraciones en las paredes del pozo, ya que, al estar relacionado con el estudio de estabilidad de pozo, será necesario un fluido con un peso mayor a la CP (Zoback, 2007; Zhang 2013).

La ecuación para modelar el $\theta_{\text{Fricción}}$ está definido en función de la V_p (Ecuación 11), y su coeficiente (μ_i . Ecuación 12) en función del modelo del $\theta_{\text{Fricción}}$ generado. La estimación de C está fundamentada en el modelo de UCS y μ_i (Ecuación 13. Javani *et al.*, 2017). Y, por último, la CP se encuentra asociada a las propiedades P_{poro} , $\theta_{\text{Fricción}}$, α , $S_{\text{HMáx}}$, $S_{\text{hmín}}$ y UCS (Ecuación 14. Rahimi y Nygaard, 2015).

$$\theta_{\text{Fricción}} = \tan\left(\sin^{-1}\left(\frac{vp-1}{vp+1}\right)\right) \quad (2)$$

$$\mu_i = \tan(\theta_{\text{Fricción}}) \quad (3)$$

$$C = \frac{UCS}{2((\mu_i^2+1)^{\frac{1}{2}}+\mu_i)} = UCS \left(\frac{1-\sin(\theta_{\text{Fricción}})}{2-\cos(\theta_{\text{Fricción}})}\right) \quad (4)$$

$$CP = \frac{3S_{\text{HMáx}}-S_{\text{hmín}}-UCS+\alpha(Q-1)P_{\text{poro}}}{Q+1} \quad (5)$$

$$Q = \frac{1+\sin(\theta_{\text{Fricción}})}{1-\sin(\theta_{\text{Fricción}})} \quad (6)$$

donde $\theta_{\text{Fricción}}$ – ángulo de fricción interno, V_p – velocidad de onda compresional, μ_i – coeficiente del ángulo de fricción interno, C – cohesión de la roca, UCS – resistencia a la compresión uniaxial, CP – presión de colapso, P_{poro} – presión de poro, $S_{\text{HMáx}}$ – esfuerzo horizontal máximo, $S_{\text{hmín}}$ – esfuerzo horizontal mínimo y Q – parámetro de correlación del $\theta_{\text{Fricción}}$.

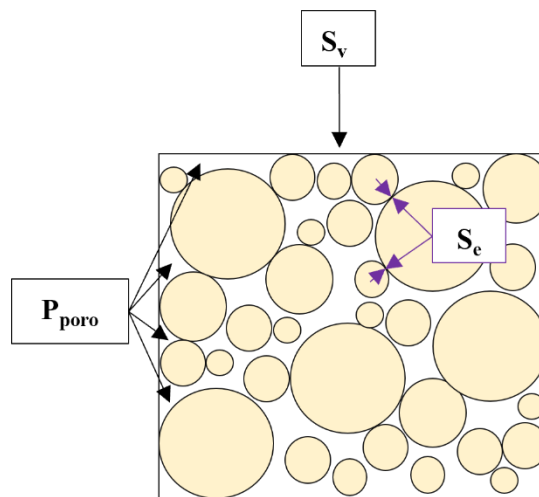
2.2.4 P_h , P_{pore} , S_v y esfuerzo efectivo (S_e)

La Presión hidrostática (P_h) está definida en función de la densidad del agua de formación (ρ_w) (Ecuación 16), cuya variación está asociada a las diferencias de temperatura y salinidad. Se debe tener en cuenta que, la columna de agua está comprendida desde la superficie hasta la profundidad verdadera de estudio (TVD - siglas por su nombre en inglés) (Bjørlykke *et al.*,

2015). La presión de poro (P_{poro}), se define como la presión que ejercen los fluidos saturados en el medio poroso de las rocas. En el caso de un sistema poroso saturado de fluidos y siendo afectado por una sobrecarga (S_v), se genera el esfuerzo efectivo (S_e) (Ecuación 17. Figura 7. Zoback, 2007). Aunque existan diferentes correlaciones en la literatura para la estimación de P_{poro} (Mathews y Kelly, 1967; Bowers, 1995; Yan *et al.*, 2012), no pueden ser aplicadas para los carbonatos del Pre-Sal, ya que la mayoría de ellas fueron establecidas para rocas siliciclásticas.

Figura 7.

Esquema del sistema poroso con la P_{poro} y los esfuerzos in-situ (S_v y S_e) (Modificado de Zoback, 2007).



Una alternativa para estimar P_{poro} es utilizar datos de pruebas de presión en la formación (*Repeated Formation Test – RFT*) llevadas a cabo en el área de estudio, asumiendo que son los valores de presión de los fluidos contenidos en el medio poroso (Rojas, 2023).

$$P_h = \rho_w g z_w \tag{7}$$

$$S_e = S_v - P_{poro} \tag{8}$$

donde ρ_w – densidad de la columna de agua, g – aceleración de la gravedad, z_w – profundidad de la columna de agua, S_e – esfuerzo efectivo, S_v – esfuerzo vertical y P_{pore} es la presión de poro.

Dado que la P_{pore} soporta parte de la carga aplicada al sistema, puede tener influencia directa con el estado del campo de esfuerzos, los índices de producción y la estabilidad e integridad de los pozos (Bjørlykke *et al.*, 2015; Higgins *et al.*, 2016; Rojas, 2023). Basado en lo anterior, es posible definir tres escenarios relacionados con la P_{pore} y la P_h . El primero, cuando P_{pore} y P_h son iguales representa un escenario de presión normal. Un escenario sub-presionado está asociado a cuando la $P_{\text{pore}} < P_h$ y, por último, el tercer escenario es el sobre-presionado, cuando la $P_{\text{pore}} > P_h$ (Rojas, 2023).

2.2.5 Esfuerzos principales *in-situ*

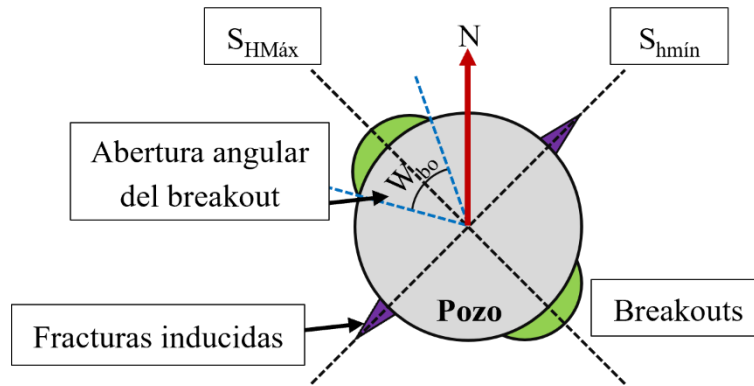
Los esfuerzos principales *in-situ* aparecen cuando se combinan los esfuerzos gravitacionales y tectónicos. Los esfuerzos que los conforman son S_v , $S_{\text{HMáx}}$ y $S_{\text{hmín}}$, son ortogonales entre sí, y tanto sus magnitudes cuanto sus orientaciones son de gran relevancia en la construcción de los MEMs (Najibi *et al.*, 2017; Baouche *et al.*, 2020; Ziegler y Heidbach, 2020; Ali *et al.*, 2021; Rojas *et al.*, 2023).

Durante la perforación se pueden desarrollar elementos estructurales debido a las alteraciones que puede generar el fluido de perforación en las paredes del pozo (cara de las formaciones perforadas), entre ellas los *breakouts* (BOs) y las fracturas inducidas durante la perforación (*Drilling Induced Tension Fractures* - DIFTs) (Zoback, 2003). Los esfuerzos horizontales tienen una relación indirecta con estas estructuras, y con esto, puede ser definida su orientación dado que los BOs y las DIFTs indican la orientación del $S_{\text{hmín}}$ y el $S_{\text{HMáx}}$, respectivamente (Figura 8. Zoback, 2007; Shen, 2008; Cruz *et al.*, 2013; Zeng *et al.*, 2015;

Rojas *et al.*, 2023). Estos esfuerzos pueden ser interpretados usando perfiles de imagen tanto acústicos como resistivos (Afsari *et al.*, 2009; Kidambi y Kumar, 2016; Arias *et al.*, 2019).

Figura 8.

Diagrama 2D de una sección de pozo en el que se evidencian los elementos estructurales BOs y DITFs, y su relación con la orientación de los esfuerzos horizontales $S_{h\text{mín}}$ y $S_{H\text{Máx}}$. Además de la apertura angular de los BOs (W_{bo}).



Existen modelos presentados en la literatura que permiten estimar los esfuerzos principales. En el caso de la magnitud del S_v , se utiliza la densidad de las formaciones rocosas en la columna estratigráfica, y si es una región costa afuera, es necesario tener en cuenta la columna de agua (ρ_w). En el caso del Pre-Sal brasileño, y por consiguiente para la Cuenca Santos, debe vincularse la densidad de la columna de sal de la Formación Ariri (intercalaciones de diferentes tipos mineralógicos de sal y valores en sus propiedades físicas) (Ecuación 18. Tabla 1. Mohriak *et al.*, 2001; Silva, 2017), y las formaciones sedimentares del intervalo Pos-Sal (Silva, 2016; Cabrera, 2022; Rojas, 2023).

$$S_v = g(\rho_w z_w + \int_0^z \rho_{rock} dz) \tag{18}$$

donde S_v – esfuerzo vertical, g – aceleración de la gravedad, ρ_w – densidad del agua ($1 \frac{g}{cm^3}$), z_w – profundidad de la columna de agua, ρ_{roca} – densidad volumétrica de la roca (registro RHOB) y z – profundidad de interés.

Tabla 2.

Datos promediados de las principales propiedades físicas y respuesta de registros para diferentes sales (modificado de Mohriak et al., 2001).

Litología	Fórmula química	RHOB (g/cm3)	DTC (μs/ft)	NPHI (%)	GR (gAPI)
Halita	NaCl	1.91	67	0	0
Anhidrita	CaSO ₄	2.98	50	0	0
Gipsita	CaSO ₄ (H ₂ O) ₂	2.35	52.5	49	0
Silvita	KCl	1.86	74	0	500
Carnalita	KClMgCl ₂ (H ₂ O) ₆	1.57	78	65	200
Polihalita	K ₂ O ₄ .MgSO ₄ .2CaSO ₄ .2H ₂ O	2.79	57.5	15	180
Kieserita	MgSO ₄ .H ₂ O	2.55	-	-	0
Kainita	KMgSO ₄ Cl.3H ₂ O	2.12	-	45	225
Langbeinita	K ₂ SO ₄ .2H ₂ O	2.82	52	0	275

En el caso de los esfuerzos $S_{h\text{mín}}$ (Ecuación 19) y $S_{HM\text{áx}}$ (Ecuación 20) existen modelos para su estimación que involucran diferentes propiedades de las formaciones, entre ellas, las propiedades elásticas, mecánicas, petrofísicas y de resistencia de la roca. El $S_{h\text{mín}}$ puede ser calibrado con datos de LOT. En el caso del $S_{HM\text{áx}}$ no existe un método de medición directa de esta propiedad, se puede utilizar como recurso comparativo el modelo de Barton *et al.* (1988, que define $S_{HM\text{áx-Barton}}$ y la relación de esfuerzos efectivos - ESR). Ecuación 23), ya que el único valor que puede acercarse al valor real de este esfuerzo es la prueba de absorción extendida *Extended Leak-Off Test (X-LOT)*. Sin embargo, en el área de estudio no ha sido aplicada a ningún pozo debido al alto riesgo que conlleva, ya que esta prueba puede fracturar la formación, generando pérdidas de fluido, por ende, pérdidas en la columna hidrostática del pozo, lo que podría resultar en un evento de control de pozos (Rojas, 2023).

$$S_{h\text{mín}} = \frac{\sigma_s}{1-\sigma_s} (S_v - \alpha P_{\text{poro}}) + \alpha P_{\text{poro}} + \frac{E_s}{1-\sigma_s^2} \varepsilon_x + \frac{\sigma_s E_s}{1-\sigma_s^2} \varepsilon_y \quad (99)$$

$$S_{HM\text{áx}} = \frac{\sigma_s}{1-\sigma_s} (S_v - \alpha P_{\text{poro}}) + \alpha P_{\text{poro}} + \frac{\sigma_s E_s}{1-\sigma_s^2} \varepsilon_x + \frac{E_s}{1-\sigma_s^2} \varepsilon_y \quad (10)$$

$$\varepsilon_x = \frac{S_v \sigma_s}{E_s} \left(\frac{1}{1-\sigma_s} - 1 \right) \quad (11)$$

$$\varepsilon_y = \frac{S_v \sigma_s}{E_s} \left(1 - \frac{\sigma_s^2}{1-\sigma_s} \right) \quad (12)$$

$$S_{HM\acute{a}x-Barton} = \frac{UCS + P_{poro} + W_{mud} - S_{hmin} \left(1 + 2 \cos\left(\frac{180 - W_{bo}}{2}\right) \right)}{1 - 2 \cos\left(\frac{180 - W_{bo}}{2}\right)} \quad (13)$$

$$ERS = \frac{S_{hmin} - P_{poro}}{S_v - P_{poro}} \quad (14)$$

donde S_{hmin} – esfuerzo horizontal mínimo, σ_s – relación de Poisson estática, S_v – esfuerzo vertical, α – coeficiente de Biot, P_{poro} – presión de poro, E_s – módulo de Young estático, ϵ_x y ϵ_y – deformaciones de las rocas en el plano horizontal y vertical, $S_{HM\acute{a}x}$ – esfuerzo horizontal máximo, $S_{HM\acute{a}x-Barton}$ – esfuerzo horizontal máximo de Barton et al. (1988), UCS – resistencia a la compresión uniaxial, W_{mud} – densidad del fluido o lodo de perforación, W_{bo} – abertura o largura de los BOs y ESR – relación del esfuerzo efectivo.

2.3 Régimen de esfuerzos y anisotropía de los esfuerzos *in-situ*

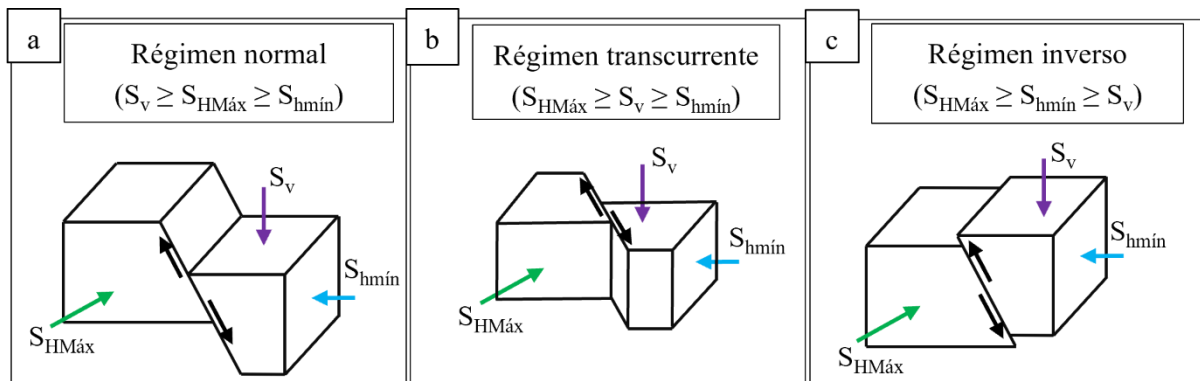
El régimen de esfuerzos es el principal responsable de los cambios reflejados en los esfuerzos horizontales. Esta anisotropía se encuentra altamente relacionada con la ventana operativa del fluido de perforación (Zoback 2007; Rojas, 2023), y presenta un mayor desafío cuando los esfuerzos horizontales son más diferentes entre sí, lo que genera un escenario operacional más estrecho. El régimen de tensión puede indicar tres escenarios de falla según la clasificación propuesta por Anderson (Anderson, 1951) considerando las magnitudes de los esfuerzos principales (S_1 , S_2 y S_3) en términos de S_v , $S_{HM\acute{a}x}$ y S_{hmin} .

- Falla normal (*Normal Fault*): Este tipo de fallas se caracteriza por un extendimiento de la corteza terrestre, generando planos de falla con buzamientos pronunciados donde el bloque que se encuentra por encima de la falla cae en relación al bloque base. Ocurre cuando $S_v \geq S_{HM\acute{a}x} \geq S_{hmin}$.

- Falla rumbo deslizante (Strike-slip fault): Las fallas transcurrentes son casi verticales, y los bloques se desplazan horizontalmente uno con respecto al otro. Para este caso $S_{H\text{Máx}} \geq S_v \geq S_{h\text{mín}}$.
- Falla inversa (Thrust or reverse fault): En un fallamiento inverso, las fallas son generadas con buzamientos relativamente bajos, y al contrario de las fallas normales, el bloque superior se mueve hacia arriba con respecto al bloque base. En este caso $S_{H\text{Máx}} \geq S_{h\text{mín}} \geq S_v$.

Figura 9.

Clasificación de los tipos de falla de Anderson según la magnitud de los esfuerzos (a) normal, (b) transcurrente y (c) inverso (Modificado de Addis et al., 1996; Zoback, 2007).



Zoback *et al.* (2003) definen el Zobackgrama, un polígono que indica la relación entre el S_1 y S_3 a una profundidad específica con cierto μ_i y P_{pore} , en el que se puedan visualizar los regímenes de esfuerzos en función de los tipos de falla actuantes en un área (Definido por la ecuación 25).

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \frac{S_1 - P_{\text{pore}}}{S_3 - P_{\text{pore}}} = \left(\sqrt{\mu_i^2 + 1} + \mu_i \right)^2 \quad (15)$$

donde, σ_1 y σ_2 – esfuerzos efectivos mínimo y máximo, S_1 y S_3 – esfuerzos principales máximo y mínimo asociados al régimen de esfuerzos actuante y μ_i – coeficiente del $\theta_{\text{Fricción}}$.

Partiendo de la ecuación 25 se pueden plantear las diferentes ecuaciones que definen los límites del Zobackgrama (Ecuaciones 26, 27 y 28)

- Régimen de esfuerzos normal

$$\frac{S_v - P_{poro}}{S_{hmin} - P_{poro}} = \left(\sqrt{\mu_i^2 + 1} + \mu_i \right)^2 \quad (16)$$

- Régimen de esfuerzos transcurrente

$$\frac{S_{HMáx} - P_{poro}}{S_{hmin} - P_{poro}} = \left(\sqrt{\mu_i^2 + 1} + \mu_i \right)^2 \quad (17)$$

- Régimen de esfuerzos inverso

$$\frac{S_{HMáx} - P_{poro}}{S_v - P_{poro}} = \left(\sqrt{\mu_i^2 + 1} + \mu_i \right)^2 \quad (18)$$

donde S_v – esfuerzo vertical, P_{poro} – presión de poro, S_{hmin} – esfuerzo horizontal mínimo, μ_i – coeficiente del ángulo de fricción interno y $S_{HMáx}$ – esfuerzo horizontal máximo.

A partir del Zobackgrama propuesto por Zoback *et al.* (2003), surgió la necesidad de definir dos regímenes de esfuerzos dobles, ya que se evidenciaron dos regímenes de esfuerzos actuando en simultáneo en diferentes lugares del mundo (Faulkner *et al.*, 2010; Manzocchi *et al.*, 2010; Rojas *et al.*, 2023). El primero es entre normal y transcurrente ($S_{HMáx} \approx S_v$, o $S_{HMáx}/S_v \approx 1$ y $S_{hmin} < S_v$) y el segundo, entre transcurrente y reverso ($S_{HMáx} > S_v$ y $S_{hmin} \approx S_v$ o $S_{hmin}/S_v \approx 1$). El Zobackgrama modificado es útil para establecer regímenes de tensiones, tanto simples cuantos dobles, que influyen las zonas de interés, indicando las relaciones entre $S_{HMáx}$ y S_v ($S_{HMáx}/S_v$) y S_{hmin} con S_v (S_{hmin}/S_v) (Massiot *et al.* (2019); Ganguli y Sen, 2020).

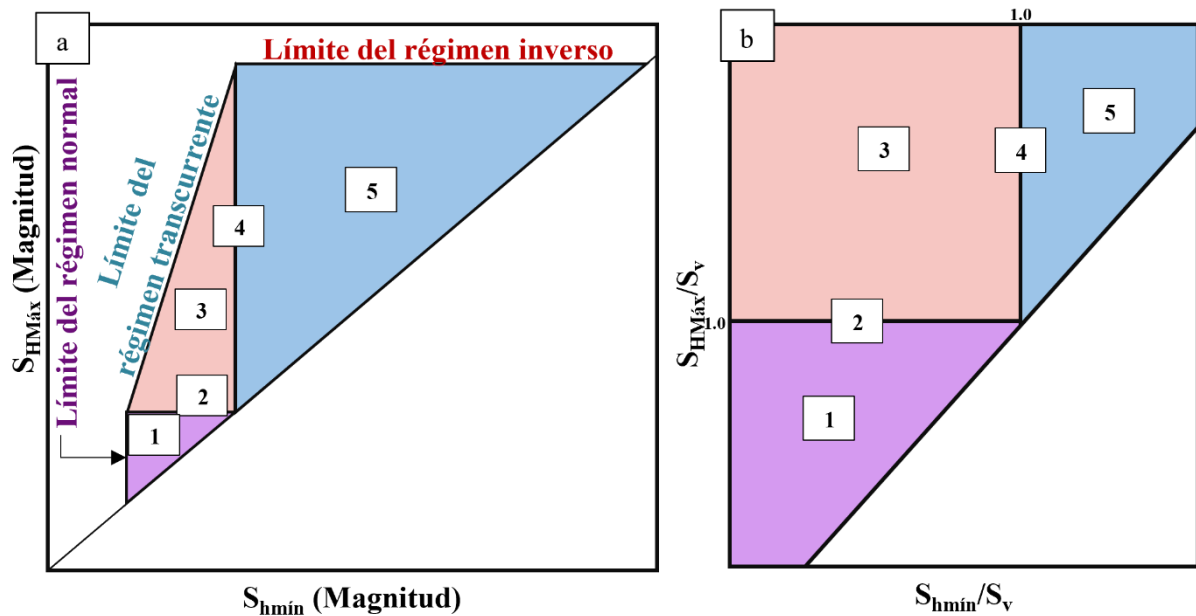
2.4 Registros de Pozo y propiedades petrofísicas

Los registros de pozo son herramientas que permiten conocer diversas propiedades de las rocas. Los principales métodos utilizados en la industria para medir propiedades de los yacimientos a través de registros se pueden dividir en dos tipos principales. Entre estos están:

(1) registros durante la perforación *Logging While Drilling* (LWD), (2) registros *Wireline* que se pueden dividir en (2.1) registros en hueco abierto (*Openhole Logging*) y (2.2) registros en hueco entubado o revestido (*Cased Hole Logging*). Entre los registros tipo *Wireline*, se tienen los convencionales y los avanzados (perfil de imagen - *Wellbore Image* (WBI), que puede ser acústico o resistivo; e resonancia magnética nuclear – NMR, etc.) (Darling, 2005).

Figura 10.

(a) *Zobackgrama* y límites de regímenes de fallamiento (modificado de Zoback et al., 2003).
 (b) *Zobackgrama* modificado (Ganguli y Sem, 2020) de la distribución de esfuerzos con los diferentes casos de regímenes de esfuerzo in-situ: 1 – normal, 2 – límite entre normal y transcurrente, 3 – transcurrente, 4 – límite entre transcurrente e inverso, 5 – inverso.



Basados en las repuestas de la roca adquiridas a través de los perfiles de pozo es posible la estimación de modelos de propiedades petrofísicas (Babadagli y Al-Salmi, 2004; Kadhim et al., 2014; Castro y Lupinacci, 2021; Rebelo et al., 2022; Rojas et al., 2023). Muchas de estas propiedades son fundamentales para un óptimo desarrollo de los yacimientos mediante una caracterización adecuada de las formaciones de interés. En la tabla 3 se presentan los registros utilizados en el desarrollo de esta investigación.

Las propiedades petrofísicas pueden ser modeladas en función de registros y modelos convencionales (Amaefule *et al.*, 1993; Babadagli y Al-Salmi, 2004; Darling, 2005), a lo que se conoce como modelos petrofísicos basados en datos convencionales; a partir de NMR (Ehigie, 2010; Cabrera, 2022; Rebelo *et al.*, 2022), se construyen modelos petrofísicos basados en datos avanzados o bajo enfoques combinados (Castro y Lupinacci, 2021). Proporcionando resultados adecuados para la caracterización de formaciones de diferentes tipos de yacimientos (carbonatos y siliciclásticos).

Tabla 3.

Principales registros wireline convencionales y de resonancia magnética nuclear (NMR).

Registro	Nemónico	Propiedad	Unidades	
Gamma Ray	GR	Radioactividad de la roca	gAPI	
Caliper	CALI	Diámetro del pozo	pulg	
Densidad	RHOB	Densidad de roca	g/cm ³	
Corrección de densidad	DRHO	Densidad de roca	g/cm ³	
Porosidad neutrón	NPHI	Porosidad de la roca	m ³ /m ³	
Resistividad	RESSHALL	Resistividad de la formación	ohm.m	
	RESMED			
	RESDEEP			
Delta T onda compresional	DTc	Tiempo de viaje de la onda compresional	us/ft	
Delta T onda de cizallamiento	DTs	Tiempo de viaje de la onda de cizalla	us/ft	
Factor fotoeléctrico	PEF	Factor fotoeléctrico de la formación	b/e	
	MCBW	Agua vinculada a la arcilla	m ³ /m ³	
	NMRTT	Porosidad total de la roca	m ³ /m ³	
	NMREFF	Porosidad efectiva de la roca	m ³ /m ³	
	NMRFF	Fluidos libres en la roca	m ³ /m ³	
	Resonancia magnética nuclear (NMR)	NMRK	Permeabilidad de la roca	mD
		T2_DIST	Distribución de poros	m ³ /m ³
T2LM		Media logarítmica del tiempo de relajación T2	ms	

2.4.1 Modelo de arcillosidad (V_{sh})

El V_{sh} indica el volumen de arcilla contenido en las diferentes secciones de la columna estratigráfica. Entre los métodos más utilizados para el modelado del V_{sh} es la estimación a partir registro GR, en el que se calcula el índice de rayos gamma (*gamma-ray index* - GRI) (Ecuación 29).

$$GRI = \frac{GR_{log} - GR_{mín}}{GR_{máx} - GR_{mín}} \quad (19)$$

donde GR_{log} – valor del GR a la profundidad seleccionada, y $GR_{máx}$ y $GR_{mín}$ – lecturas máximas y mínimas en el intervalo estudiado (Dewan, 1983).

El modelo para estimar V_{sh} en rocas antiguas propuesto por Larionov (1969) (Ecuación 30) puede ser utilizado, ya que presenta las mejores estimaciones del contenido de arcilla con respecto a los demás modelos empíricos que comprenden las edades de las formaciones del Pre-Sal (Barremiano-Aptiano) (Castro y Lupinacci, 2021).

$$V_{sh-GR} = 0.33[2^{2(GRI)} - 1] \quad (20)$$

donde V_{sh-GR} – volumen de arcilla utilizando el *Gamma Ray* y GRI – índice de rayos gamma.

Con el uso de NMR, se pueden superar ciertas limitaciones asociadas a los métodos convencionales. Este modelo (V_{sh-1} - Ecuación 31) consiste en relacionar el volumen poroso con los tamaños de grano, asumiendo que los microporos están vinculados al volumen de arcilla (Ehigie, 2010, Castro y Lupinacci 2021). Sin embargo, el V_{sh-1} corresponde a una subestimación del volumen de arcilla, siendo necesario el uso de la ecuación 32 (V_{sh-2}) en las zonas más arcillosas (Ehigie, 2010; Castro y Lupinacci, 2021). Con base en la figura 10 (Ehigie, 2010; Castro y Lupinacci, 2021). La MCBW puede reescribirse en función de la NMRTT y NMREFF (Ecuación 33), permitiendo redefinir V_{sh-1} y V_{sh-2} (Ecuaciones 34 y 35).

$$V_{sh-1} = \frac{MCBW}{NMRTT} \quad (21)$$

$$V_{sh-2} = \frac{MCBW}{MCBW_{100\%shale}} \quad (22)$$

$$MCBW = NMRTT - NMREFF \quad (23)$$

$$V_{sh-1} = \frac{NMRTT - NMREFF}{NMRTT} \quad (24)$$

$$V_{sh-2} = \frac{NMRTT - NMREFF}{(NMRTT - NMREFF)_{100\%shale}} \quad (25)$$

donde V_{sh-1} – volumen de arcilla en zonas menos arcillosas, $MCBW$ – agua entrampada en arcillas, $NMRTT$ – porosidad total del registro NMR, V_{sh-2} – volumen de arcilla en zonas más arcillosas, $MCBW_{100\%shale}$ – lectura del registro $MCBW$ en la zona más arcillosa y $NMREFF$ – porosidad efectiva del registro NMR.

Finalmente, el V_{sh-NMR} será la combinación de las ecuaciones 34 y 35. Sin embargo, Castro y Lupinacci (2021) evidenciaron que el V_{sh-2} se comporta como una sobreestimación del volumen de arcilla en el área de estudio (Campo Buzios de la Cuenca de Santos en el Pré-Sal Brasileo). Es por esto, que proponen un modelo híbrido, utilizando la ecuación de Larionov (1969) (Ecuación 30) para las zonas más arcillosas. Finalmente, el volumen de arcilla por medio del enfoque híbrido entre registros convencionales y de NMR V_{sh-hyb} es la combinación entre las ecuaciones 34 y 30, aplicadas en función de la arcillosidad de las formaciones, utilizando el gamma-ray como referencia.

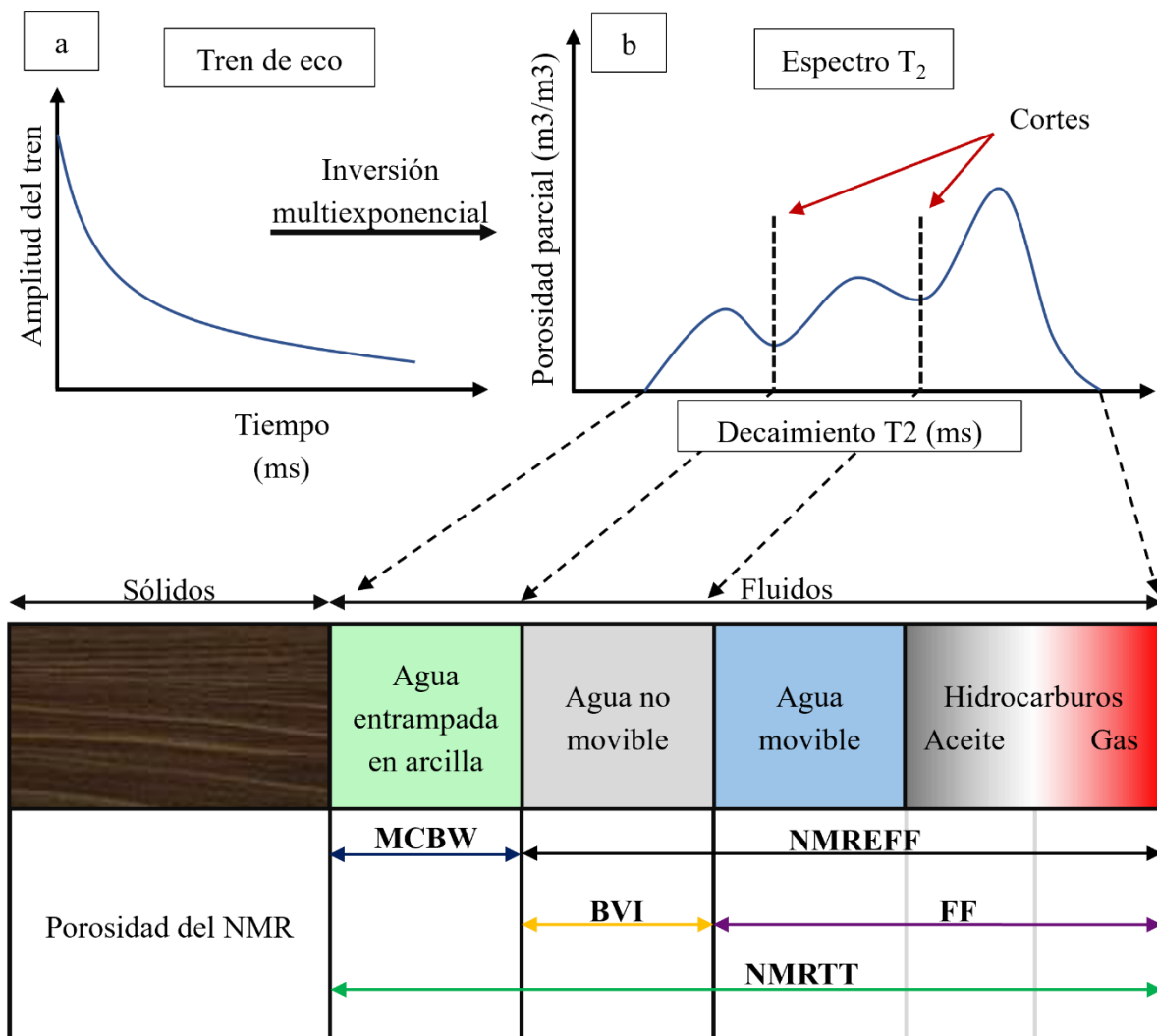
2.4.2 Modelo de porosidad total y efectiva (ϕ_t , ϕ_e)

La porosidad es una propiedad de las rocas que indica el volumen de espacio vacío que puede ser ocupado por fluidos (Castro y Lupinacci, 2021). Diferentes registros de pozo permiten generar modelos de porosidad (RHOB, NPHI Y SPHI) y son utilizados en modelos de la literatura que como recurso individual o modelos combinados (Ellis y Singer, 2007; Castro

y Lupinacci, 2021). Castro y Lupinacci (2021) indican que en el campo Buzios del Pre-Sal brasileño, el modelo convencional que mejor se ajustó a los datos de laboratorio fue el de porosidad total y efectiva por densidad-neutrón (Ecuaciones 36 y 39. Dewan, 1983).

Figura 11.

Transformación del tren de eco (a) en el espectro T₂ (b) y las lecturas de porosidad NMR en función de la respuesta del espectro. (Modificado de Ehigie, 2010; Castro y Lupinacci, 2021).



$$\phi_{t-ND} = \delta\phi_{t-D} + (1 - \delta)\phi_N \tag{26}$$

$$\phi_{t-D} = \frac{\rho_{matriz} - \rho_{roca}}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \tag{27}$$

$$\phi_{t-ND} = \frac{\phi_N + \phi_{t-D}}{2} \quad (28)$$

$$\phi_{e-ND} = \frac{\phi_{e-N} + \phi_{e-D}}{2} \quad (29)$$

$$\phi_{e-D} = \phi_{t-D} - (V_{sh} * \phi_{t-D}) \quad (40)$$

$$\phi_{e-N} = \phi_N - (V_{sh} * \phi_{N-sh}) \quad (30)$$

donde ϕ_{t-ND} – porosidad total por densidad-neutrón, $0.5 \leq \delta \leq 1.0$ ($\delta = 5$ en zonas de agua. Asquith y Gibson, 1982), ϕ_{t-D} – lectura del NPHI, ϕ_{t-D} – porosidad total por densidad, ρ_{matriz} – densidad de la matriz de la roca, ρ_{roca} – densidad volumétrica de la roca (registro RHOB), ρ_{fluido} – densidad del fluido en el medio poroso de la roca, ϕ_{e-D} – porosidad efectiva por densidad, V_{sh} – volumen de arcilla, ϕ_{e-N} – porosidad efectiva por NPHI, ϕ_{N-sh} – lectura del neutrón (NPHI) en un punto arcilloso.

El segundo enfoque asocia las mediciones de porosidad obtenidas por medio de las estimaciones de porosidad obtenidas a partir de registros NMR. Las ventajas que tienen los registros NMR sobre los convencionales, es que la herramienta hace mediciones de porosidad más directa a partir del principio de resonancia magnética nuclear, que utiliza la medición de los tiempos de relajación T1 y T2, para identificar las zonas porosas, los poros interconectados entre sí, y si hay fluidos saturados en esos poros (Castro y Lupinacci, 2021), además de que no es necesario el cálculo previo del V_{sh} (Ehigie, 2010). El propósito de esta sección de la investigación fue realizar una comparación de los modelos convencionales de porosidad, con las curvas de resonancia magnética (NMRTT y NMREFF) y evidenciar cuál presenta un mejor ajuste con los datos del laboratorio de análisis de núcleos rutinario (*Routine Core Analysis - RCA*).

2.4.3 Permeabilidad

De acuerdo con Tiab y Donaldson (2004), la permeabilidad es la habilidad de la roca para conducir fluidos a través de poros interconectados. Es una de las propiedades petrofísicas más importantes para comprender la transmisibilidad o flujo de fluidos a través del sistema poroso de las rocas.

Alhashmi *et al.* (2016) señala que establecer relaciones directas entre porosidad y permeabilidad es particularmente complejo en carbonatos debido a los procesos diagenéticos que los modificaron. Sin embargo, diversos autores han podido lograr correlacionar estas propiedades por medio de unidades de flujo, utilizando estimaciones de permeabilidad (NMRK o KTIM) obtenidas de registros de NMR (Gharechelou *et al.*, 2018; Rebelo *et al.*, 2022).

2.5 Unidades de Flujo (FUs)

La clasificación de las rocas por medio del modelado de unidades de flujo (FUs) presenta una ventaja sobre las facies sedimentarias o litológicas. Debido que, este tipo de *Rock Typing* se caracteriza por identificar las heterogeneidades del flujo de fluidos en un yacimiento mediante la formación de grupos hidráulicos (FUs) según la capacidad de flujo de diferentes zonas de las formaciones (Amaefule *et al.*, 1993; Araújo *et al.*, 2017; Garechelou *et al.*, 2018; Al-Jahwed y Saleh, 2019; Khalid *et al.*, 2019; Soleymanzadeh *et al.*, 2019; Penna y Lupinacci, 2020; Rebelo *et al.*, 2022). Diferentes métodos han sido propuestos en la literatura para la identificación de unidades de flujo (Kolodzie, 1980; Pittman, 1992; Amaefule *et al.*, 1993; Aguilera, 2002; Jaya *et al.*, 2005; Nooruddin and Hossain, 2011; Izadi and Ghalambor, 2013; Ferreira *et al.*, 2015; Ngo *et al.*, 2015; Mirzaei-Paiaman *et al.*, 2018). Y, entre los más utilizados se encuentran el FZI y los R35.

2.5.1 *Indicador de Zona de Flujo - Flow Zone Indicator (FZI)*

El método más utilizado para generar FUs en rocas clásticas y carbonatadas es el Indicador de Zona de Flujo (FZI - siglas por su nombre en inglés. Amaefule *et al.*, 1993), presentado como una modificación de la ecuación de Kozeny-Carman (Kozeny, 1927; Carman, 1937). Esto permite la identificación de FUs cuando no hay disponibilidad de datos de presión capilar. El método consiste en el cálculo de tres variables: (1) índice de calidad de la roca (*Rock Quality Index* – RQI. Ecuación 42), (2) relación de vacío (ϕ_z . Ecuación 43), y (3) el indicador de zona de flujo (*Flow Zone Indicator* – FZI. Ecuación 44).

$$RQI = 0.0314 * \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (31)$$

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1-\phi_e} \quad (32)$$

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (33)$$

donde RQI – índice de calidad de la roca, k – permeabilidad, ϕ_e – porosidad efectiva, ϕ_z – relación de vacío y FZI – indicador de zona de flujo.

2.5.2 *Winland R35*

Este método fue propuesto por Kolodzie (1980), e indica el radio de la garganta de poro cuando la muestra está saturada al 35% de mercurio en una prueba de capilaridad (Rebelo *et al.*, 2022). Para llegar a esta correlación (Ecuación 45) fue necesario el uso de 300 muestras aproximadamente de diferentes edades geológicas, litologías, y tejidos diagenéticos (Gunter *et al.*, 2014). Este método es más adecuado para en yacimientos siliciclásticos (Riazi, 2018), pero originalmente desarrollado para yacimientos carbonáticos, y ha sido utilizado para análisis de

Rock Typing en este tipo de sistemas (Alhashmi *et al.*, 2016; Kadkhodaie y Kadkhodaie, 2018; Soleymanzadeh *et al.*, 2019; Al-Jawad and Saleh, 2020; Mahjour, 2020; Rebelo *et al.*, 2022).

$$R_{35} = 5.395 \left(\frac{k^{0.588}}{\phi_e} \right)^{0.864} \quad (34)$$

donde R_{35} – tamaño de garganta de poro, k – permeabilidad y ϕ_e – porosidad efectiva.

2.5.3 *Aguilera R35*

De acuerdo con Rebelo *et al.* (2022), el método R35 propuesto por Aguilera (2002) es más utilizado para modelar permeabilidades que para identificar FUs. Sin embargo, puede resultar análogo al método de Winland R35 como en el trabajo de los autores. Su correlación (Ecuación 46) fue obtenida utilizando más de 2500 muestras de roca, incluyendo carbonatos.

$$R_{35} = 2.665 \left(\frac{k}{\phi} \right)^{0.45} \quad (35)$$

donde R_{35} – tamaño de garganta de poro, k – permeabilidad y ϕ_e – porosidad efectiva.

3. Geología Regional

La Cuenca Santos es la cuenca sedimentaria costa afuera más grande de Brasil, es una de las dos cuencas sedimentarias que constituyen el Pre-Sal brasileño y está ubicada en la costa sureste del país. Geográficamente se encuentra entre los paralelos 23° y 28°, y abarca los estados de Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná y Santa Catarina, ocupando un área de 350.000 km². Además, es una de las cuencas sedimentarias más importantes en términos de reservas y producción de hidrocarburos tanto en Brasil como a nivel mundial (Moreira, 2007; ANP, 2021; Cabrera, 2022; Rojas, 2023).

Figura 12.

Mapa de ubicación regional de la Cuenca Santos (Garcia et al., 2012).

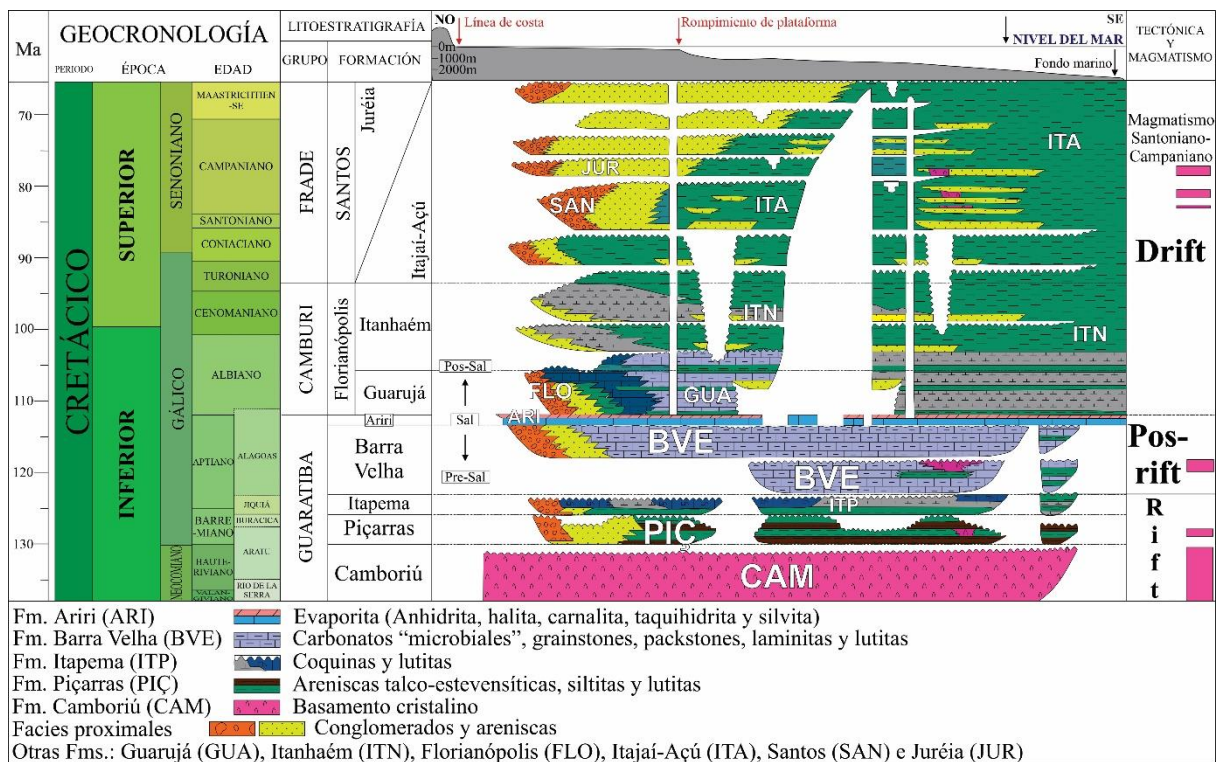


Está delimitada geológicamente al noreste (NE) con el Alto Cabo Frío, que indica la frontera con la Cuenca Campos, y al sur (S) con el Alto Florianópolis que marca el límite con la cuenca Pelotas. Limita al oeste (O) con el Maciço da Carioca, Serras do Mar y Mantiqueira, que componen un cinturón de cordilleras costero, y al este (E) con el piedemonte de São Paulo Plateau (Moreira *et al.*, 2007; Silva, 2016; Rojas *et al.*, 2023).

Su origen se remonta a la ruptura del supercontinente Gondwana (hace 40 millones de años) durante el Eo-Cretáceo, que dio lugar a la formación sur del Océano Atlántico durante el Neocomiano (Szatmari, 2000; Chang *et al.*, 2008; Rebelo *et al.*, 2023; Rojas *et al.*, 2023). Su proceso de sedimentación se dio dividió en una secuencia de tres fases tectónicas denominadas como Rift, Post-Rift (o transicional) y Drift (Moreira *et al.*, 2007; Silva, 2016).

Figura 13.

Columna cronoestratigráfica (simplificada) de las secuencias Rift y Post-Rift (Sag) de la Cuenca Santos, Brasil (modificado de Moreira et al., 2007).



La más antigua, Rift, fue sedimentada entre el Hauteriviano y el Aptiano. Configuró tres (Camboriú, Piçarras e Itapema) de las cinco (junto con Barra Velha y Ariri) formaciones que componen el grupo Guaratiba. En el Post-Rift se originó la formación Barra Velha, y en el Drift las formaciones Marambaia, Itajai-Acú, Itanhaém, Guarujá y Ariri. (Mohriak, 2001; Moreira 2007; Silva, 2016; Rebelo *et al.*, 2022; Rojas *et al.*, 2023).

El basamento de la cuenca está conformado por meta-sedimentos del Precámbrico provenientes del cinturón Ribeira que dan origen a La Formación Camboriú (Rodríguez *et al.*, 2022). Fue depositada en el Cretáceo temprano, y está constituida por gneises del cinturón costero, basaltos toleíticos producidos por flujos de lava del Jurásico Temprano al Cretácico Tardío, y derrames basálticos que se extienden a lo largo de casi toda la cuenca (Moreira *et al.*, 2007; Rebelo *et al.*, 2022; Rojas *et al.*, 2023). La formación subsecuente es la Formación Piçarras, correspondiente a la base de la sección del Pre-Sal y conformada por abanicos de conglomerados aluviales y areniscas con fragmentos basálticos, cuarzo y feldespatos en la sección proximal, intercalados con siltitos, arenas, y lutitas lacustres del Barremiano hacia la sección distal (Moreira *et al.*, 2007; Silva, 2016; Rebelo *et al.*, 2022; Rojas, 2023). Finalmente, en el tope del Rift, se encuentra la Formación Itapema, depositada entre el Barremiano Tardío y el Aptiano Temprano, y constituida por calciruditos y arcillas lacustres (Moreira *et al.*, 2007; Rebelo *et al.*, 2022), coquinas calcáreas, *wackestones* y *packstones* bioclásticos, y esquistos. Además, tanto Piçarras como Itapema presentan capas con altos contenidos de materia orgánica (Moreira *et al.*, 2007; Rodríguez *et al.*, 2022; Rojas *et al.*, 2023).

La Formación Barra Velha es el tope de la sección del Pre-Sal, estratégicamente se divide en tres intervalos de producción (BVE100, BVE200 y BVE300) y representan los principales reservorios del Pre-Sal (Cabrera, 2022; Rebelo *et al.*, 2022; Rojas *et al.*, 2023). Moreira *et al.* (2007) afirman que la depositación de la Formación Barra Velha se dio en dos etapas finales

del soterramiento (Post-Rift). La primera ocurre entre el Aptiano y el Albiano Temprano, originó en su mayoría rocas calcáreas de ambiente lacustre como calizas microbiales, estromatolitos y *mudstones* hacia la sección proximal, y lutitas en la sección distal. La segunda etapa, ocurre entre el Aptiano Tardío y el Aptiano Temprano, generó la depositación de abanicos aluviales arenosos y conglomeráticos en la sección proximal, e intercalaciones de lutitas con calizas microbianas en la sección distal (Moreira *et al.*, 2007; Chang *et al.*, 2008; Rodríguez *et al.*, 2020; Rojas *et al.*, 2023). De manera más general, está formada en su mayoría por *shrubs*, láminas fibrosas milimétricas, y esferulitas microbiales calcáreas en porciones de *grainstones*, *packstones*, estromatolitos, y bioclastos (Wright y Barnett, 2015; Moreira *et al.*, 2020; Wright, 2020; Rebelo *et al.*, 2022; Rodríguez *et al.*, 2022; Rojas *et al.*, 2023).

Generalmente, los reservorios carbonáticos se encuentran a profundidades entre los 4300 y 5700 metros, subyacente a una gran capa de sal atribuida a la Formación Ariri, conformada principalmente por rocas evaporíticas como halita, anhidrita y sales solubles. Su depositación tuvo lugar entre el Neo-Aptiano y el Maastrichtiano en la supersecuencia Drift, extendiéndose a lo largo de la cuenca como parte del sello del sistema petrolífero del Pre-Sal (Moreira *et al.*, 2007; Chang *et al.*, 2008; Silva, 2016; Cabrera, 2022; Rebelo *et al.*, 2022; Rojas *et al.*, 2023).

Por último, en el tope de la sal, se encuentran las formaciones siliciclásticas y carbonáticas que conforman el Post-Sal. Esta sección está constituida por el Grupo Camboriu (Formaciones Florianópolis, Guarujá, e Itanhaem), el Grupo Frade (Formaciones Santos, Itajai-Açú y Juréia), y el Grupo Itamambuca (Formaciones Ponta Aguda, Iguape y Marambaia).

Existen diversas hipótesis sobre el proceso desedimentación de los yacimientos del Pre-Sal Brasileño. Rodríguez *et al.* (2022) indican un alto grado de complejidad para el establecimiento de las condiciones ambientales que condujeron a la formación de esta cuenca, debido a los múltiples procesos diagenéticos (disolución, dolomitización, silicificación y precipitación de

minerales hidrotermales) que afectaron principalmente las propiedades de las rocas (Moreira *et al.*, 2020; Rojas *et al.*, 2023), dejando características morfológicas peculiares (Rodríguez *et al.*, 2022), y propiedades petrofísicas difíciles de predecir (Rebelo *et al.*, 2022; Rojas *et al.*, 2023). Sin embargo, distintos trabajos han logrado evidenciar que la formación de *shrubs* y esferulitos, constituyentes principales de los reservorios carbonáticos de la cuenca, fueron formados por procesos abióticos a condiciones evaporíticas y/o alcalinas en sistemas lacustres (Wright y Barnett, 2015; Bernardes *et al.*, 2019; Moreira *et al.*, 2020; Wright, 2020; Rodríguez *et al.*, 2022).

4. Área de estudio

4.1 Campo Tupí

El Campo Tupí es el principal campo costa afuera de Brasil, en cuanto a hidrocarburos se refiere. Cuenta con una producción del 45% de hidrocarburos del Pre-Sal, y una media de producción de aceite y gas de 920 Mbb/D y 42.6 MMm³/D respectivamente (ANP, 2021). Se encuentra ubicado en la Cuenca Santos a 230 km de la costa de Rio de Janeiro. Cuenta con un área aproximada de 1600 km² (390000 acres), convirtiéndolo en el primero de los campos petrolíferos supergigantes de Brasil. El Campo Tupí fue descubierto en el año 2006, y actualmente se encuentra bajo la administración de la empresa brasileña, Petrobras, y Shell Brasil LTDA. La formación Barra Velha es el principal reservorio del campo, se encuentra ubicado bajo una columna de agua de 2100 m y una columna litológica de hasta 3000 m de roca, que incluye el espesor de sal de la Formación Arirí con un valor usual cerca de los 2000 m (Rosa *et al.*, 2018; Rojas, 2023).

4.1.1 Área piloto Tupí Noreste (NE)

El área piloto Tupí Noreste NE se encuentra localizada 20 km al noreste del área piloto Tupí OBN (Ocean Bottom Nodes). El proyecto dio inicio con el buque FPSO Cidade de Paraty, contando con una capacidad de aceite de 120000 BPD. La inyección y producción de fluidos comenzó en el año 2009, en simultáneo con el área OBN (Rosa *et al.*, 2018; Rojas, 2023). El área está conformada por 24 pozos de los cuales 22 se seleccionaron para la realización del trabajo tomando como criterio los datos que disponen.

Figura 14.

(a) Localización del Campo Tupi en la Cuenca Santos (Brasil) y (b) polígono del Pre-Sal (Rojas, 2023).

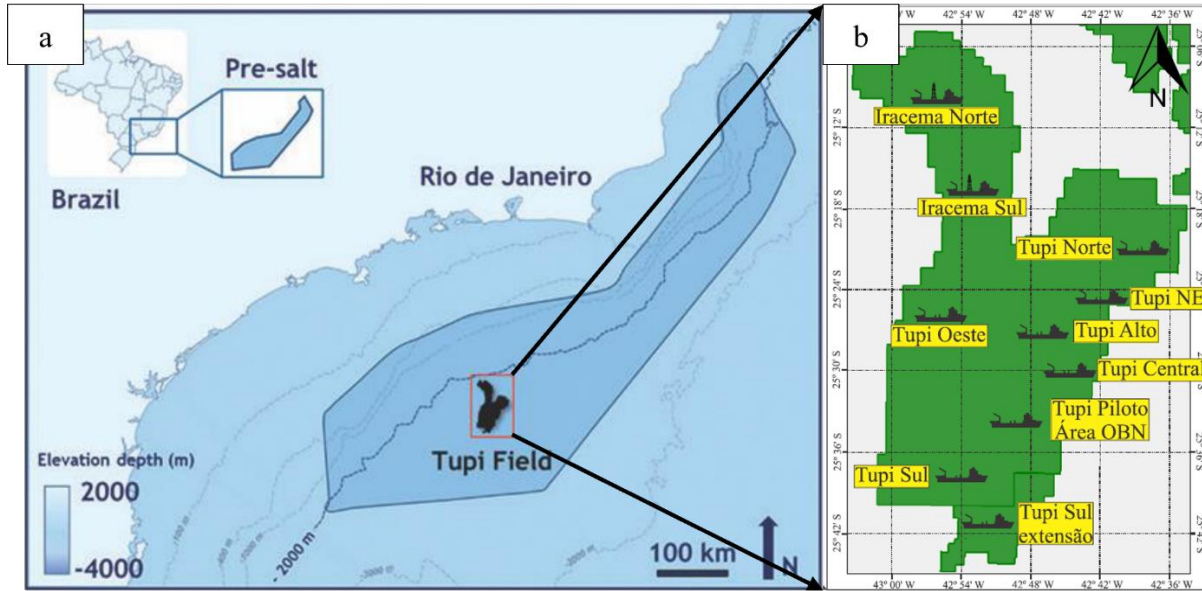
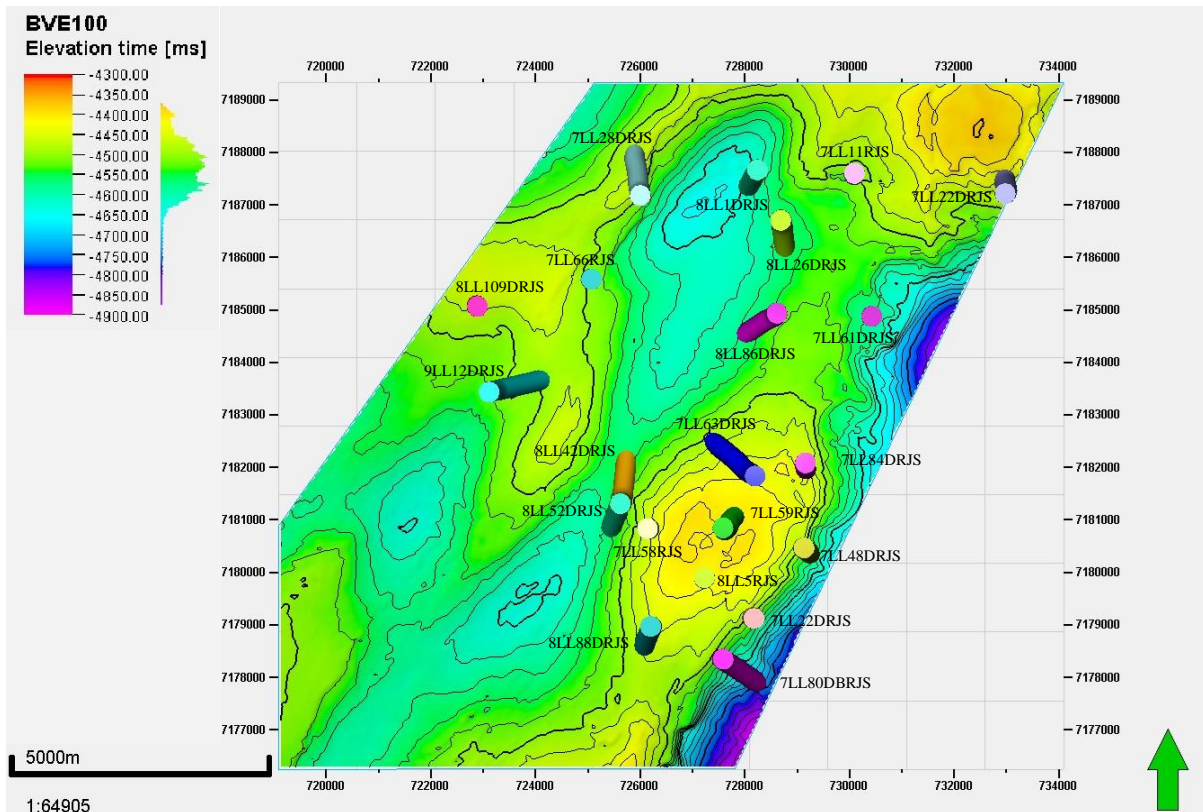


Figura 15.

Horizonte de la Formación Barra Velha en el polígono del área de estudio (Zona NE del campo Tupi) y la distribución espacial de los pozos de estudio.



5. Materiales

Los datos utilizados para el desarrollo de esta investigación fueron proporcionados por la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP/Brasil). Esta base de datos está comprendida por 22 pozos ubicados en el campo Tupi (área piloto Tupi Noreste NE). Para la construcción de los modelos continuos de las propiedades petrofísicas y geomecánicas, se extrajo información disponible de registros convencionales (Caliper - CAL, Gamma Ray - GR, densidad volumétrica de la roca - RHOB, porosidad neutrón - NPHI, efecto fotoeléctrico - PEF, sónicos de onda compresional - DTc y de corte/cizallamiento - DTs, velocidades de onda compresional - Vp y de cizallamiento - Vs, y resistividad profunda - RESDEEP), perfiles avanzados (resonancia magnética nuclear - NMR, específicamente para visualizar: porosidad efectiva - NMREFF, porosidad total - NMRTT y fluidos libres - NMRFF), datos de Difracción de Rayos X (DRX), mediciones de laboratorio RCA (*Routine Core Analysis*), pruebas de presión en la formación (*Repeated Formation Test* – RFT), y pruebas de absorción (*Leak-Off Test* - LOTs), con las que se pretende calibrar los modelos. La tabla 4 contiene los pozos utilizados para la elaboración del proyecto.

Otra información adicional de cada pozo que fue requerida para el trabajo consta de toques de formaciones, litologías, coordenadas, profundidad verdadera (TVD - siglas por su nombre en inglés), altura de la mesa rotaria y datos direccionales de perforación.

Tabla 4.

Inventario de pozos (a. registros geofísicos convencionales y avanzados, b. datos petrofísicos, c. DRX, d. RFT y e. LOT).

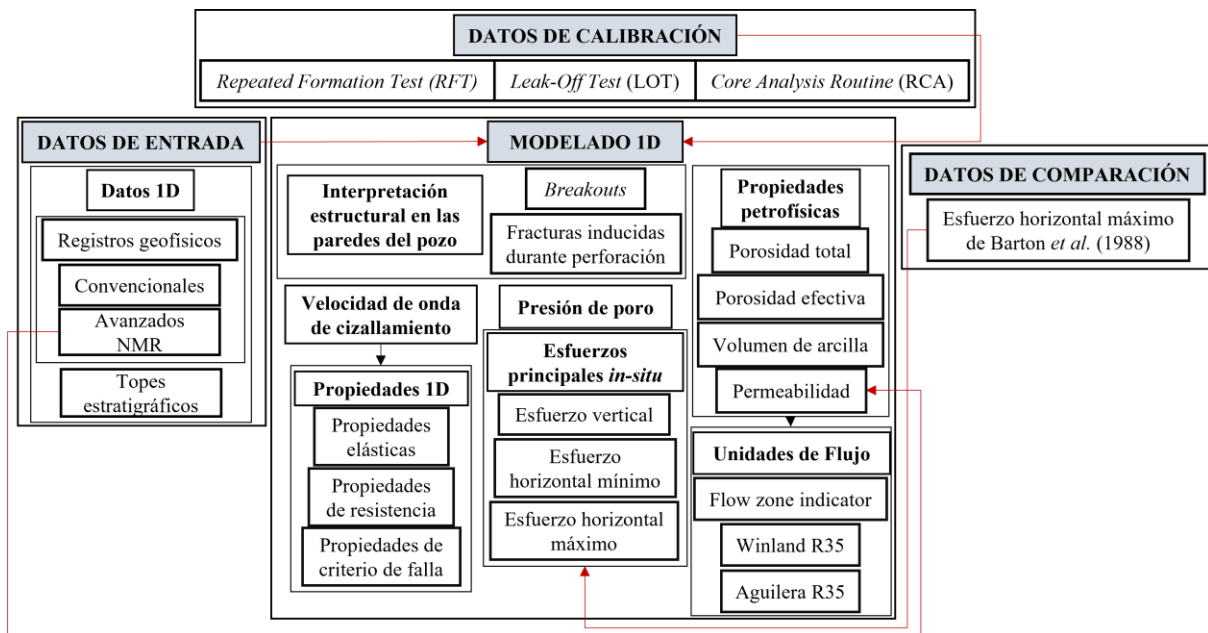
Pozos de estudio	a	b	c	d	e	Pozos de estudio	a	b	c	d	e
7LL11RJS	x	x		x	x	8LL109RJS	x				
7LL22DRJS	x	x		x	x	8LL1DRJS	x	x			x
7LL28DRJS	x	x		x	x	8LL26DRJS	x	x			
7LL48DRJS	x	x				8LL42DRJS	x	x	x		
7LL58RJS	x					8LL52DRJS	x	x			
7LL59RJS	x					8LL5RJS	x			x	x
7LL61RJS	x					8LL62DRJS	x				
7LL63DRJS	x					8LL86DRJS	x				
7LL66RJS	x					8LL88DRJS	x				
7LL80DRJS	x					8LL94DRJS	x				
7LL84DRJS	x					9LL12DRJS	x	x		x	x

6. Metodología

Para llevar a cabo la investigación se realizó un esquema de trabajo (Figura 15) donde se plasman los pasos necesarios para alcanzar los objetivos propuestos. La primera etapa consta de la realización de un adecuado acondicionamiento de los datos de los pozos, en el que fue necesaria la elaboración de un inventario que permitiera verificar los datos que se disponían cada uno (registros, datos de laboratorio, datos direccionales, etc.). Posteriormente se generaron los modelos de propiedades geomecánicas y petrofísicas en cada una de las formaciones de estudio (Barra Velha e Itapema), y se calibraron con los pozos que tienen datos de laboratorio. Por último, se generaron los gráficos y análisis correspondientes de ambos enfoques (geomecánico y petrofísico).

Figura 16.

Esquema de trabajo para la elaboración del trabajo de grado.



6.1 Modelado 1D

6.1.1 Modelado de la velocidad de onda de cizalla (V_s)

Realizado el inventario de los registros de pozo se identificaron diferentes pozos que no contenían el tiempo de viaje de la onda de cizalla (DTs) del que posteriormente se obtendría la velocidad de la onda S (V_s). Dado que este perfil resulta indispensable para la estimación de las propiedades elásticas, de resistencia de la roca, de criterio de falla, y los esfuerzos horizontales, fue necesario modelarlo.

Para ello, se aplicó una *regresión lineal múltiple* en el software libre Rstudio, con el que estableció una correlación lineal entre el DTs y los registros DTc, GR, PEF, RHOB, NPHI, NMREFF, NMRTT y NMRFF. Esta aplicación generó diferentes modelos para cada uno de los intervalos de producción de la formación Barra Velha (BVE100, BVE200 y BVE300) y para la formación Itapema, representados de manera general en la ecuación 47.

$$\text{DTs} = \text{int} + a(\text{DTc}) + b(\text{GR}) + c(\text{PEF}) + d(\text{RHOB}) + e(\text{NPHI}) + f(\text{NMREFF}) + g(\text{NMRTT}) + h(\text{NMRFF}) \quad (47)$$

donde “a, b, c, ..., h”, son los coeficientes de cada variable, “int” es el intercepto de la regresión, DTc es el tiempo de viaje de la onda compresional, GR es el Gamma Ray, PEF es el efecto fotoeléctrico, RHOB es la densidad de la roca, NPHI es la porosidad neutrón y NMREFF, NMRTT y NMRFF son las porosidades efectiva, total y fluidos libres de la resonancia magnética nuclear.

Para determinar los modelos se utilizó una relación de 75% de pozos *constraint* y 25% de pozos *blind*, esto permitió seleccionar el mejor modelo posible, comparando la curva original del DTs con la curva modelada utilizando los coeficientes obtenidos de la regresión, la estimación del error entre modelos, y el R^2 generado por cada uno de ellos. En la tabla 4 se observan cuáles fueron los pozos *blind* en los modelos seleccionados para cada

intervalo/formación y su R^2 , en la tabla 5 se encuentran los coeficientes utilizados para el modelado del DTs para cada formación / intervalo de producción, y en la figura 15 se evidencia

Tabla 5.

Modelos seleccionados para la estimación del DTs para cada formación / intervalo de producción, R^2 y pozos blind.

Formación o intervalo de producción		Modelado del DTs			
		Modelo	R2	Blinds	
		Formación Barra Velha	BVE100	38	0.8633
8	0.8613			7LL58RJS	8LL26DRJS
44	0.8571			8LL26DRJS	8LL88DRJS
BVE200	4		0.8642	7LL58RJS	7LL84DRJS
	17		0.8638	7LL84DRJS	8LL109RJS
	13		0.8614	7LL66RJS	7LL84DRJS
BVE300	2		0.8743	7LL58RJS	
	3		0.8831	7LL66RJS	
	4		0.8586	7LL84DRJS	
	2		0.8451	7LL58RJS	
Formación Itapema		3	0.8805	8LL1DRJS	
		4	0.8405	8LL26DRJS	

Tabla 6.

Coefficientes de los modelos utilizados para el modelamiento del DTs en las formaciones de interés.

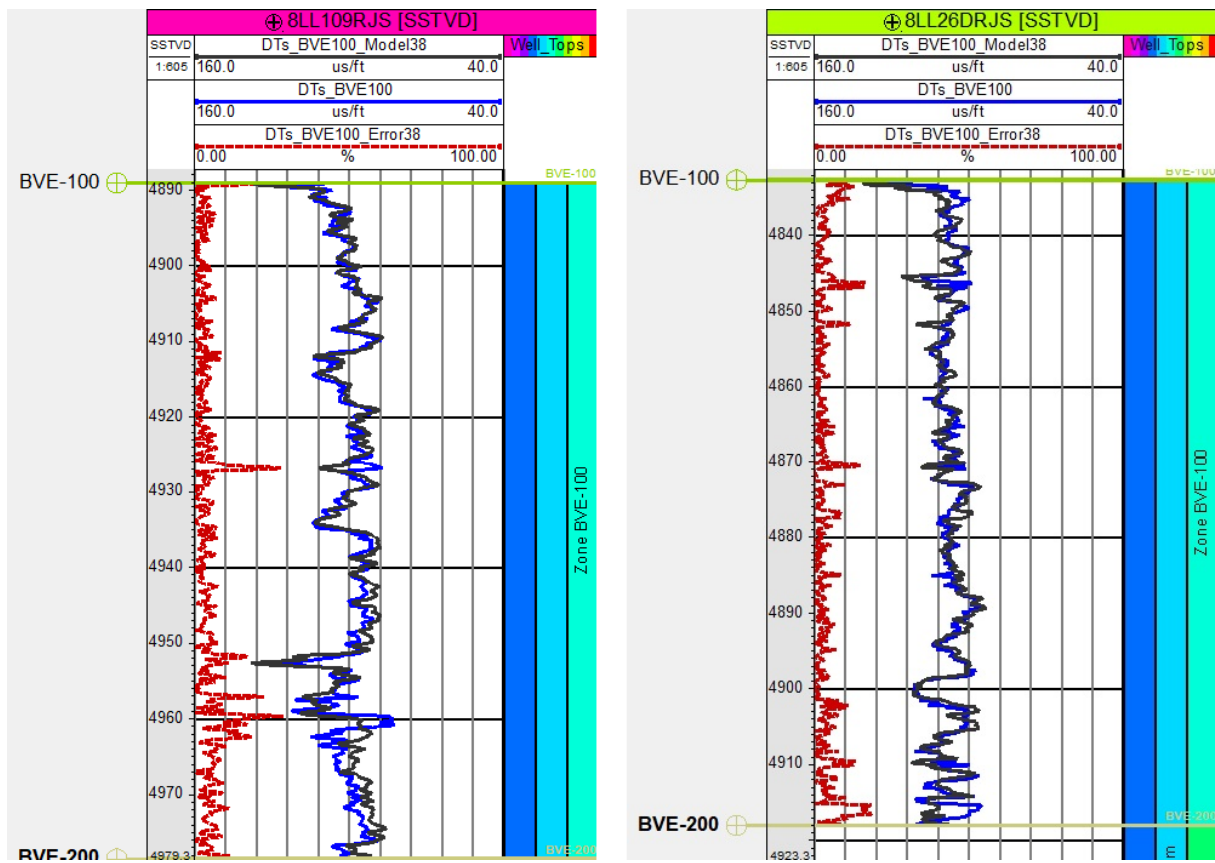
Registros / Coeficientes		Formación Barra Velha			Formación Itapema
		BVE100	BVE200	BVE300	
int		112.42336	21.69898	-64.08548	-10.801
GR	a	-0.01933	-0.09899	-0.01657	
RHOB	b	-26.45215	-6.37727	24.90393	10.39
NPHI	c	34.10477	40.05131	44.35299	19.461
PEF	d		1.28878	3.73839	3.044
DTc	e	0.92791	1.64727	1.42553	1.194
NMREFF	f		23.89787	69.36948	-84.958
NMRFF	g	-53.17479	-113.78423		
NMRTT	h	50.45893		69.42964	113.404

6.1.2 Propiedades elásticas (dinámicas y estáticas)

Las propiedades elásticas fueron estimadas basándose en el modelo poroelástico a partir de los registros V_p , V_s , y $RHOB$ en las formaciones Barra Velha e Itapema. Las ecuaciones utilizadas se encuentran en la sección 4.2.1.

Figura 17.

Layout del DTs original vs DTs modelado para el blind test 38 (pozos 8LL109RJS y 8LL26DRJS) del intervalo de producción BVE100 junto con el %error estimado.



6.1.3 Propiedades de resistencia de la roca – UCS

La resistencia a la compresión uniaxial (UCS) es la principal propiedad que define la resistencia de una roca o formación, en el caso de los carbonatos existen tres correlaciones que han sido utilizadas para su estimación y se encuentran en la sección 4.2.2. Sin embargo, Chang *et al.* (2006) determinó que con la ecuación propuesta por Militzer y Stoll (1973) es posible

definir el límite inferior de la UCS si se tienen los registros DT_c o V_p (Rojas, 2023), por ello, se aplicó únicamente esa correlación en este caso de estudio.

6.1.4 Propiedades de criterio de falla - ($\theta_{fricción}$, C y CP)

Para la estimación de estas propiedades se utilizaron las ecuaciones propuestas por la literatura en la sección 4.2.3.

6.1.5 P_h y P_{poro}

La P_h fue estimada utilizando valor constante de ρ_w de 1 g/cm^3 (Zoback et al., 2003) la aceleración de la gravedad y la profundidad de la columna de agua. Respecto a la P_{poro} , se aplicó una metodología que permite generar correlaciones en función de los valores obtenidos en las pruebas RFT, la profundidad verdadera respecto al nivel del mar (*True Vertical Depth Subsea – TVDSS*) y el tipo de fluido que se encuentra ocupando los poros de la roca. Para ello fue necesaria la identificación de los contactos entre fluidos (*Oil Water Contact – OWC*). Posteriormente, fue posible generar una correlación para la zona saturada por aceite y otra en la zona saturada de agua, tomando los valores de RFT como la presión de los fluidos contenidos en el medio poroso. La P_{poro} fue estimada en las formaciones Barra Velha e Itapema.

6.1.6 Esfuerzos principales in-situ

Para estimar el S_v se utilizaron diferentes valores obtenidos en la literatura. Para la columna de agua se empleó una densidad (ρ_w) de 1 g/cm^3 (Zoback et al., 2003). En cuanto a la zona del Pos-Sal, y de la Formación Arirí (sal), dado que no se tenían registros de RHOB y DT_c se utilizaron relaciones porcentuales. A la columna litológica del Post-Sal se le dio un valor medio de 2.3 g/cm^3 (Zoback et al., 2003) correspondiente a la densidad de la mayoría de las rocas sedimentarias clásticas. Y, para la camada de sal, se utilizó la relación propuesta por Silva (2016) que consta de un 90% de halita (1.91 g/cm^3) y 10% de anhidrita (2.98 g/cm^3), obteniendo

un valor de 2.125 g/cm^3 (Silva et al., 2017; Rojas, 2023). Finalmente, en las formaciones Barra Velha e Itapema se utilizó el registro RHOB.

En cuanto a los esfuerzos principales, primero se realizó el proceso de interpretación de los registros de imagen, sin embargo, sólo se pudo llevar a cabo con los perfiles acústicos ya que, al brindar una visualización 360° de las paredes del pozo fue posible identificar los elementos estructurales (BOs y DITFs) con mejor precisión. Esto, con el objetivo de definir la orientación preferencial de los esfuerzos, teniendo en cuenta que el $SH_{\text{Máx}}$ suele estar orientado en dirección a los BOs, mientras que el $Sh_{\text{mín}}$ se ubica aproximadamente a 90° de los mencionados anteriormente, optando por la orientación de las DITFs. Sumado, también fue posible hallar el ancho de apertura de los BOs, necesarios para la comparación del modelo de $SH_{\text{Máx}}$ con el modelo de $SH_{\text{Máx}}$ de Barton *et al.* (1988, $SH_{\text{Máx-Barton}}$), dado que no se tenían datos de XLOT para su calibración. Por último, el modelo del $Sh_{\text{mín}}$ se calibró con datos de LOT, la mayoría tomados en los topes o cerca de la formación Barra Velha.

6.1.7 Propiedades Petrofísicas

Para la estimación del V_{sh} se emplearon tres enfoques diferentes. El primero basándose únicamente en las mediciones de GR de las formaciones del Pre-Sal con correlación empírica propuesta por Larionov (1969) para rocas antiguas, siendo necesaria la normalización del GR para obtener el GRI (*Gamma Ray Index* – por sus siglas en inglés). El segundo enfoque se basó únicamente en los registros avanzados NMR, el cual vincula el volumen de arcilla a las microporosidades de las rocas. Finalmente se aplicó un método híbrido propuesto por Castro y Lupinacci (2021) en el que se combina tanto la ecuación de Larionov (1969) y las lecturas de la NMR.

En cuanto a las estimaciones de ϕ_t y ϕ_{eff} se aplicaron dos enfoques, el modelado por medio del método convencional densidad-neutrón mostrando un mejor ajuste para el campo Buzios (Castro y Lupinacci, 2021). Este fue comparado con la lectura de porosidades de la NMR.

De acuerdo con Alhashmi *et al.* (2016), generar relaciones directas entre porosidad y permeabilidad es complejo en reservorios de carbonatos utilizando correlaciones empíricas. Es por esto que, se tomó únicamente estimaciones de permeabilidad provenientes de las lecturas de la NMR (NMRK) basadas en el modelo de Timur-Coates (Timur, 1969), utilizada posteriormente para generar las FUs.

6.1.8 Unidades de Flujo – FUs

En la estimación de las FUs por el método FZI fue necesario recolectar todos los datos de RCA de permeabilidad y porosidad efectiva con el objetivo de establecer los límites hidráulicos de cada unidad de flujo. Para la construcción de la gráfica (Figura 17), fue necesario estimar el percentil acumulado de la permeabilidad normalizada y plotearlo vs. el $\log(\text{FZI})$ obtenido del RCA, donde los cambios de pendiente evidenciados proporcionan información sobre los límites de las FUs.

Finalmente, los rangos por los que se rige cada FU son:

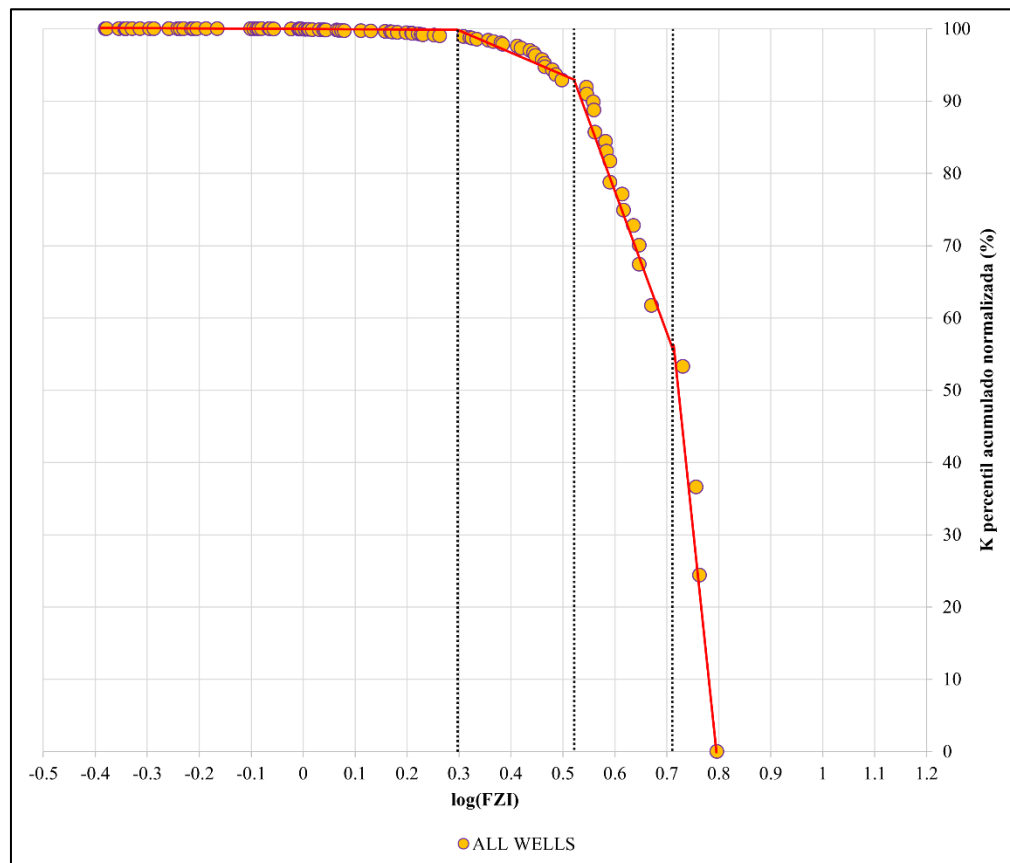
- $\text{FU-1} = \log(\text{FZI}) < 0.3$
- $\text{FU-2} = 0.3 < \log(\text{FZI}) < 0.52$
- $\text{FU-3} = 0.52 < \log(\text{FZI}) < 0.71$
- $\text{FU-4} = 0.71 < \log(\text{FZI})$

La fase inicial para las metodologías R35 fue similar al de FZI, aplicando las correlaciones de Aguilera y Winland a los sets de datos del RCA, con el objetivo de subdividirlos en los siguientes 4 grupos según su garganta de poro (valor del R35):

- Mega-poros: Definidos por un radio de garganta de poro mayor a $3\ \mu\text{m}$.
- Macro-poros: Definidos por un radio de garganta de poro entre 1.8 y $3\ \mu\text{m}$.
- Meso-poros: Definidos por un radio de garganta de poro entre 0.5 y $1.8\ \mu\text{m}$.
- Micro-poroso y Nano-poros: Definidos por un radio de garganta de poro menor a $0.5\ \mu\text{m}$.

Figura 18.

Límites de las unidades de flujo mediante el percentil acumulado de la permeabilidad normalizada vs $\log(FZI)$.



6.2 Correlación de Resultados

La correlación de resultados de esta investigación se centra en las siguientes etapas: (1) definición del régimen de esfuerzos actuante; (2) relación entre la orientación de los esfuerzos

horizontales *in-situ* y los elementos interpretados en las paredes de pozo; (3) estudio del potencial de reactivación de fallas en el intervalo de producción BVE100 de la formación Barra Velha; (4) comparación entre los métodos convencionales, híbridos y de NMR para la estimación de las propiedades petrofísicas; y por último, (5) clasificación de FUs.

6.2.1 Definición del régimen de esfuerzos actuante

El primer objetivo por el que fue necesario definir el régimen de esfuerzos actuante, está relacionado con el estudio del potencial de reactivación de fallas para casos hipotéticos de inyección de fluidos en un proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos o almacenamiento de CO₂. Por ello, se construyó un Zobackgrama utilizando los LOT y sus valores correspondientes de S_v , $S_{HMáx}$ y $S_{hmín}$. Por otra parte, también se definieron los regímenes de esfuerzo y fallamiento actuantes en el área de estudio, y fue necesaria la elaboración del Zobackgrama modificado con los datos de las formaciones Barra Velha e Itapema.

6.2.2 Relación entre la orientación de los esfuerzos horizontales *in-situ* y los elementos estructurales en las paredes de pozo

Con el propósito de establecer la orientación de los esfuerzos horizontales *in-situ*, y verificar su relación con los BOs y las DITFs, se generaron rosetas de orientación basado en las interpretaciones de seis pozos con la orientación de los elementos estructurales en cada una de ellas. Esto resulta útil si se deseara definir la orientación preferencial de perforación de pozos, y un modelo de fallas regionales (Rojas, 2023).

6.2.3 Potencial de reactivación de fallas

Se estimaron los casos hipotéticos de inyección de fluidos en procesos de fracturamiento hidráulico, recuperación mejorada de hidrocarburos (EOR) y almacenamiento de CO₂ mediante

el polígono de esfuerzos (Zobackgrama). Interpretándose el momento de reactivación de falla en la intersección entre uno de los límites del polígono dada por el aumento de la P_{poro} y la coordenada combinada de los esfuerzos horizontales ($S_{\text{HMáx}}$ y $S_{\text{hmín}}$).

6.2.4 *Métodos convencionales, híbridos y NMR*

La comparación entre los diferentes métodos consistió en la elaboración de *layouts* en los que se pudieran visualizar las propiedades calculadas (V_{sh} , ϕ_t y ϕ_{eff}) mediante los diferentes métodos, para los modelos híbridos y de NMR fue necesario definir zonas arcillosas, sin embargo, el modelo del $V_{\text{sh-hyb}}$, que fue el que presentó la mejor estimación de esta propiedad, no pudo ser calibrado debido a la inexistencia de datos de XRD.

Finalmente, la saturación de agua fue hallada con una correlación entre los registros de resonancia magnética propuesta por Castro y Lupinacci (2021). Sin embargo, se debe tener en cuenta que se omitió el uso de la ecuación de Archie ya que no se identificó una zona de transición. Esta metodología implica utilizar la ecuación 48 para la zona de aceite, y una $S_w = 1$ para la zona de agua.

$$S_{w-NMR} = \frac{NMREFF - NMRFF}{NMREFF} \quad (48)$$

6.2.5 *Clasificación de FUs*

En esta sección, se discutirán los resultados obtenidos por las diferentes metodologías (FZI, Winland R35 y Aguilera R35) con el objetivo de comparación entre las FUs obtenidas, y la verificación de las mejores zonas de flujo, dado que la clasificación por FUs proporciona información sobre los intervalos con mayor capacidad hidráulica (Amaefule *et al.*, 1993; Rebelo *et al.*, 2022). Esto, se traduce en la identificación de las zonas con mayor potencial de producción de hidrocarburos, facilitando la planeación de operaciones de completamiento de pozos y de producción.

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados fueron divididos en tres etapas (1 – Modelo geomecánico, 2 – Caracterización petrofísica y 3 – FUs) acorde a los objetivos y a la metodología trazada.

7.1 Etapa 1 – Modelo geomecánico

7.1.1 Propiedades elásticas, de resistencia de la roca y de criterio de falla

Las propiedades elásticas (E_d , E_s , σ_d , α e K_d), de resistencia de la roca (UCS) y de criterio de falla ($\theta_{\text{fricción}}$, C e CP) se estimaron en su totalidad para las formaciones Barra Velha e Itapema. Se presentan los datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de las propiedades E_d y E_s (tabla 6), σ_d y K_d (tabla 7), UCS y α (tabla 8), $\theta_{\text{fricción}}$ y C (tabla 9), y CP (tabla 10) para las formaciones e intervalos de producción.

Tabla 7.

Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de E_d y E_s para las formaciones e intervalos de producción.

Formación / Intervalo de producción		E_d (Gpa)			E_s (Gpa)		
		Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
Formación	BVE100	19.96	52.92	84.03	7.21	20.86	33.75
Barra	BVE200	12.21	47.24	82.29	4.00	18.51	33.03
Velha	BVE300	18.26	54.55	95.85	6.50	21.53	38.64
Formación Itapema		13.47	43.37	76.61	4.52	16.91	30.67

Tabla 8.

Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de σ_d y K_d para las formaciones e intervalos de producción.

Formación / Intervalo de producción		σ_d			K_d		
		Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
Formación	BVE100	0.02	0.25	0.35	11.70	35.91	66.95
Barra	BVE200	0.02	0.27	0.39	10.87	34.23	61.77
Velha	BVE300	0.03	0.27	0.38	12.25	40.22	76.55
Formación Itapema		0.12	0.27	0.37	8.16	31.25	62.48

Tabla 9.

Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de UCS y α para las formaciones e intervalos de producción.

Formación / Intervalo de producción		UCS (Gpa)			α		
		Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
Formación	BVE100	20.80	45.84	68.31	0.60	0.93	0.99
Barra	BVE200	15.83	42.73	69.00	0.63	0.93	0.99
Velha	BVE300	22.33	48.47	83.10	0.75	0.94	0.99
Formación Itapema		16.18	39.00	67.72	0.85	0.95	1.00

Tabla 10.

Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de $\theta_{fricción}$ y C para las formaciones e intervalos de producción.

Formación / Intervalo de producción		$\theta_{fricción}$			C		
		Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
Formación	BVE100	28.44	35.24	39.44	9.72	16.21	20.30
Barra	BVE200	26.39	34.52	39.55	7.97	15.50	20.40
Velha	BVE300	29.01	35.76	41.62	10.22	16.73	22.28
Formación Itapema		26.55	33.62	39.34	8.10	14.64	20.21

Tabla 11.

Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) del modelo de CP para las formaciones e intervalos de producción.

Formación / Intervalo de producción		CP (MPa)		
		Mínimo	Promedio	Máximo
Formación	BVE100	43.84	56.02	65.02
Barra	BVE200	43.58	59.45	69.88
Velha	BVE300	45.97	59.36	68.92
Formación Itapema		52.97	63.34	78.49

Esta investigación se basó en la tesis de maestría de Rojas (2023), quien utilizó información de 28 pozos del área piloto OBN del Campo Tupi, y parte de su estudio lo abarcó modelando estas mismas propiedades en todas las formaciones del Pre-Sal brasileño. Los valores mínimos, medios y máximos de E_s y E_d (tabla 11), σ_d y K_d (tabla 12), UCS (tabla 13), $\theta_{fricción}$ y C (tabla 14) y α y CP (tabla 15), presentados por Rojas (2023) y comparándolos con los valores obtenidos por Silva (2016) y Cabrera (2022), son bastantes similares con los de esta investigación para cada formación o intervalo de producción.

Tabla 12.

Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de E_d y E_s para las formaciones e intervalos de producción presentados por Rojas (2023).

Formación / Intervalo de producción		E_d (Gpa)			E_s (Gpa)		
		Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
Formación	BVE100	20.45	59.76	93.59	7.41	23.39	37.70
Barra	BVE200	11.54	38.92	102.85	3.72	16.20	41.54
Velha	BVE300	5.60	21.81	33.32	4.90	20.75	33.10
Formación Itapema		6.94	49.83	97.02	1.82	17.97	39.13

Tabla 13.

Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de σ_d y K_d para las formaciones e intervalos de producción presentados por Rojas (2023).

Formación / Intervalo de producción		σ_d			K_d		
		Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
Formación	BVE100	0.02	0.26	0.38	7.82	39.11	75.36
Barra	BVE200	0.04	0.30	0.39	9.52	33.98	67.94
Velha	BVE300	0.12	0.27	0.37	12.78	43.14	85.65
Formación Itapema		0.05	0.26	0.41	4.31	31.72	71.05

Tabla 14.

Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) del modelo de UCS para las formaciones e intervalos de producción presentado por Rojas (2023).

Formación / Intervalo de producción		UCS (Gpa)		
		Mínimo	Promedio	Máximo
Formación	BVE100	24.07	50	77.44
Barra	BVE200	18.43	39.95	78.05
Velha	BVE300	19.46	48.14	67.99
Formación Itapema		14.25	40.49	77.01

Tabla 15.

Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de $\theta_{fricción}$ y C para las formaciones e intervalos de producción presentados por Rojas (2023).

Formación / Intervalo de producción		$\theta_{fricción}$			C		
		Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
Formación	BVE100	29.68	36.42	49.74	6.99	12.67	17.77
Barra	BVE200	27.76	33.62	45.76	5.73	10.20	17.86
Velha	BVE300	28.00	35.95	39.36	5.85	12.41	16.11
Formación Itapema		25.67	34.72	40.75	4.48	11.24	17.65

Tabla 16.

Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de α y CP para las formaciones e intervalos de producción presentados por Rojas (2023).

Formación / Intervalo de producción		α			CP (MPa)		
		Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
Formación	BVE100	0.71	0.94	0.99	46.34	59.02	69.12
Barra	BVE200	0.55	0.95	1.00	48.12	66.09	89.23
Velha	BVE300	0.84	0.94	1.00	50.93	63.93	76.34
Formación Itapema		0.69	0.95	1.00	51.67	62.55	87.67

Centrándonos en el E_s obtenidos para los diferentes intervalos de producción de la formación Barra Velha, Rojas (2023) obtuvo una variación entre un mínimo de 4 GPa a 42 GPa, Cabrera (2022) un rango entre 10 GPa y 40 GPa, y en esta investigación, una variación entre 4 GPa (intervalo de producción BVE200) y 39 GPa (intervalo de producción BVE300). De acuerdo con Rojas (2023), las diferencias entre los valores reportados por Silva (2016) y Cabrera (2022) representan una baja relación entre el esfuerzo actuante y la deformación de la roca, sin embargo, al compararlo únicamente con los de su investigación, se evidencia una gran similitud que indica una buena relación entre esfuerzo y deformación para el área de estudio (campo Tupi).

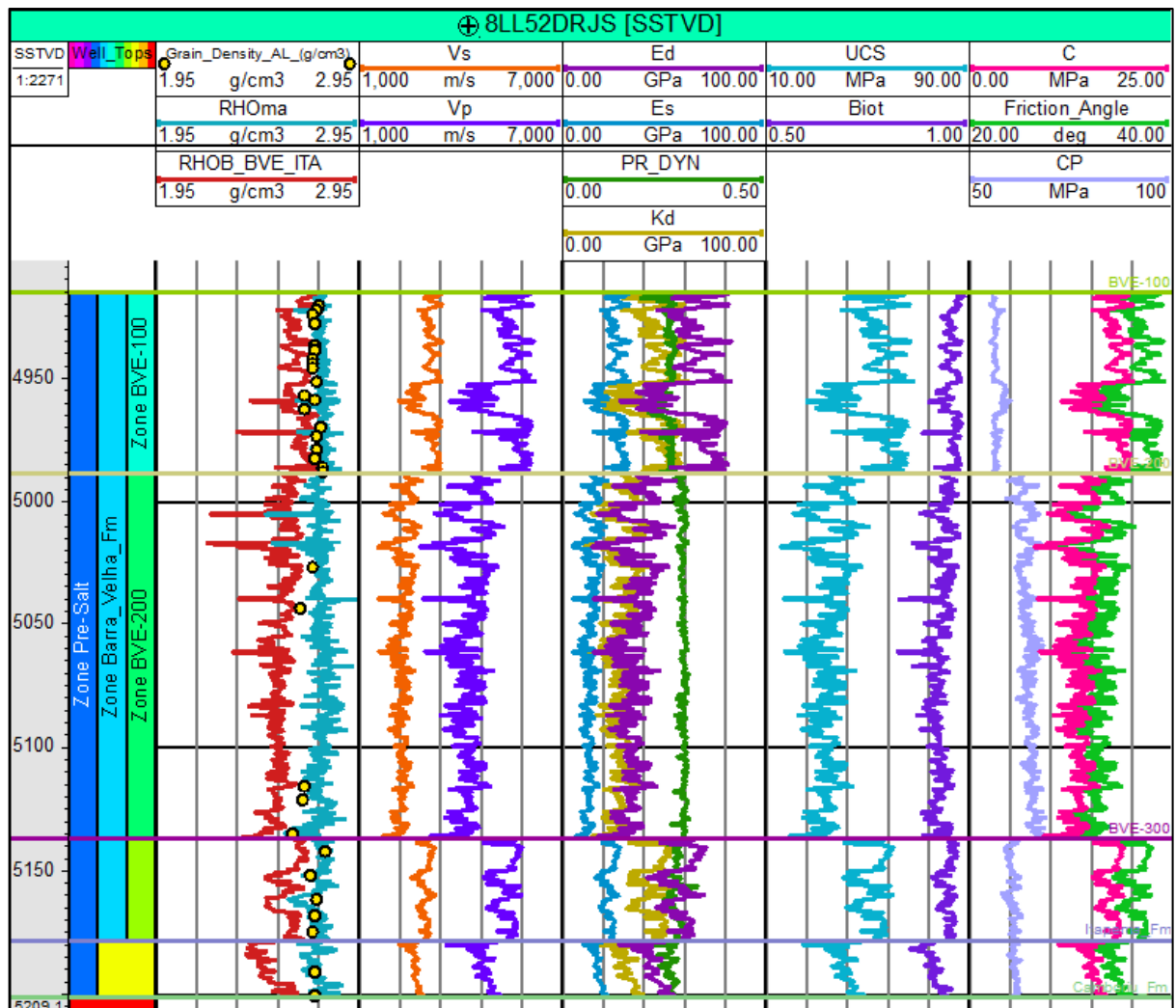
En cuanto a la σ_d el rango de valores obtenidos en esta investigación entre un mínimo de 0.02 y un máximo de 0.3, siendo concordantes con los presentados por Rojas (2023) entre 0.06 y 0.41, y por Dominguez (2011) quien se basó en dos muestras de afloramiento (TRI-04 y TRI-05) de travertinos de la Cuenca de São José de Itaboraí, localizado en el Parque Paleontológico de São José de Itaboraí (Rio de Janeiro, Brasil), quien reportó valores mínimos de 0.06 (TRI-04 – Muestra 01), 0.09 y 0.08 y máximos de 0.37 (TRI-05 – Muestra 03), 0.35 y 0.4.

En cuanto al $\theta_{\text{fricción}}$, el rango establecido por Rojas (2023) va de 25.67° (Formación Itapema) y 49.74° (intervalo de producción BVE100), Silva (2016) presentó un rango entre 30.96° y 46.39°, y Cabrera (2022) estableció valores entre 20° y 40°. Los valores obtenidos en esta

investigación van desde 26.39° y 41.62°, concordando con los datos reportados por los trabajos anteriores.

Figura 19.

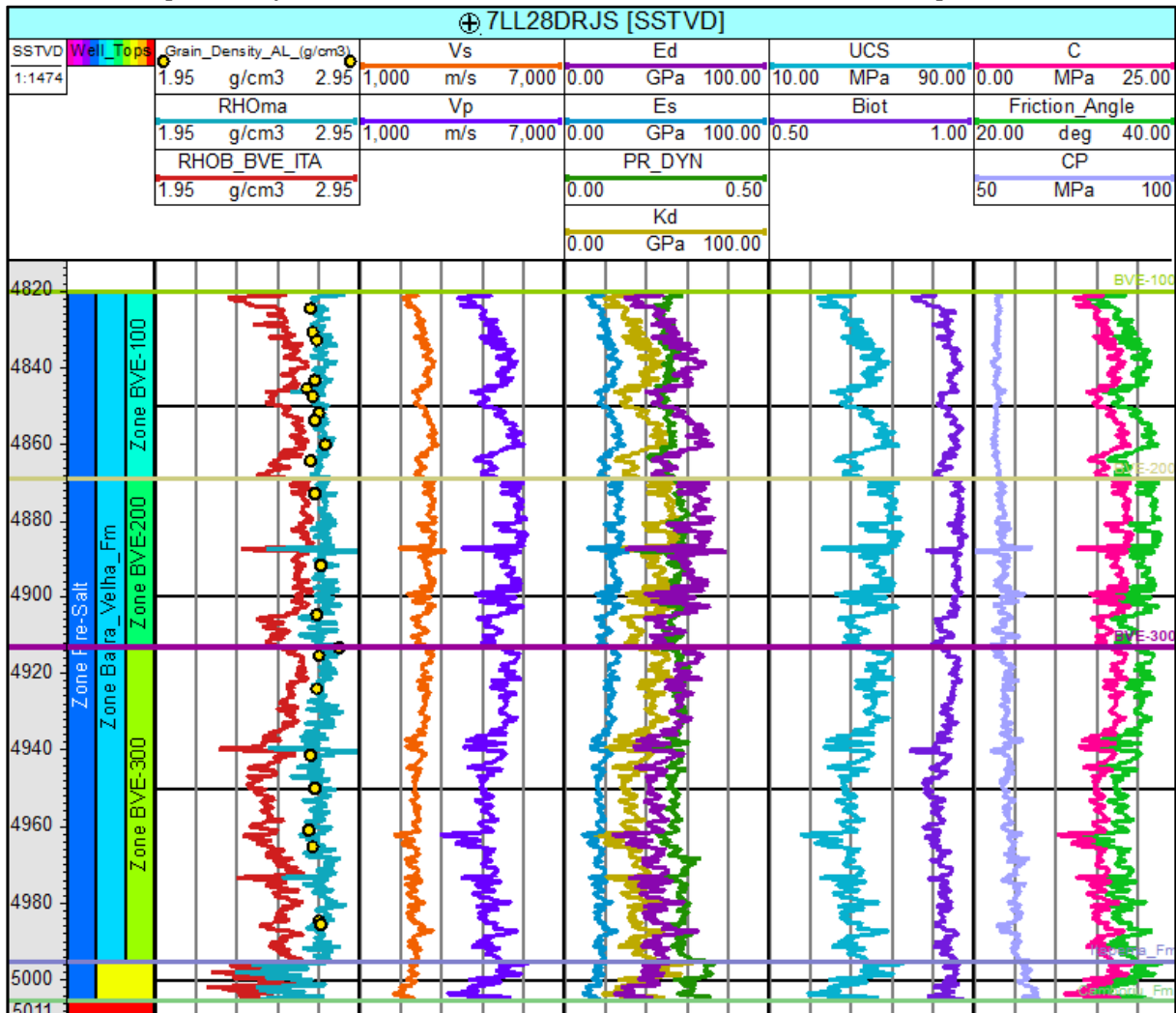
Modelos de las propiedades elásticas dinámicas y estáticas (E_d , E_s , σ_d e K_d), de resistencia de roca (UCS) y de criterio de falla de Mohr-Coulomb ($\theta_{fricción}$, C , α y CP) del pozo de estudio 8LL52DRJS para las formaciones del Pre-Sal brasileño (Barra Velha e Itapema).



Para el caso de la UCS, Silva (2016), Silva *et al.*, (2017), Cabrera (2022) y Rojas (2023) utilizaron las correlaciones de Militzer y Stoll (1973), Golubev y Rabinovich (1976) y Santos y Ferreira (2010), y establecieron que la correlación de Militzer y Stoll mostró los mejores resultados en el modelado de esta propiedad (Cabrera, 2022; Rojas, 2023). El rango reportado por Rojas (2023) va de 14.25 MPa a 78.05 MPa, siendo congruente con el rango de 15.83 MPa (intervalo de producción BVE200) a 83.1 MPa (intervalo de producción BVE300).

Figura 20.

Modelos de las propiedades elásticas dinámicas y estáticas (E_d , E_s , σ_d e K_d), de resistencia de roca (UCS) y de criterio de falla de Mohr-Coulomb ($\theta_{fricción}$, C , α y CP) del pozo de estudio 7LL28DRJS para las formaciones del Pre-Sal brasileño (Barra Velha e Itapema).



De acuerdo con Rojas (2023), el uso de la correlación de Militzer y Stoll (1973) para la estimación del UCS en los carbonatos del Pre-Sal brasileño, es la mejor opción para realizar análisis de estabilidad de pozo, y estudios de las propiedades de criterio de falla. Esto, dado que genera un modelo conservador de la propiedad, marcando una diferencia considerable respecto a las sobreestimaciones que pueden generar las otras dos correlaciones. Siendo así, es posible dar mayor seguridad al llevar a cabo operaciones de perforación en el área de estudio.

Teniendo en cuenta que la UCS está relacionada con las demás propiedades mecánicas, resulta importante su vínculo con la porosidad. Estas propiedades están relacionadas entre sí de manera inversa, por ende, a mayores valores de porosidad, menores valores de UCS deberán ser encontrados. A su vez, la UCS presenta relaciones directas con V_p , V_s y E_s (Zhang, 2019; Rojas 2023). En las figuras 18 y 19 se pueden observar los modelos de las propiedades elásticas, de resistencia de roca y de criterio de falla de Mohr-Coulomb para los pozos de estudio 8LL52DRJS y 7LL28DRJS respectivamente.

7.1.2 Presión de poro (P_{poro})

En la Tabla 16 se presentan los valores mínimos, promedios y máximos de la P_h y la P_{poro} que fueron hallados para las formaciones del Pre-Sal brasileño. Para la estimación de la P_{poro} se realizó la interpretación de los contactos agua-aceite (OWC) basándose en los registros RESDEEP, NMRTT, NMREFF, NMRFF y T2LM (Media Logarítmica del Espectro del Tiempo de Relajación), y en las pruebas RFT. En la figura 20 se presenta la interpretación de los OWC en los pozos 7LL28DRJS (a) y 9LL12DRJS (b).

Tabla 17.

Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de P_{poro} y P_h para las formaciones e intervalos de producción.

Formación / Intervalo de producción		P_{poro} (Mpa)			P_h (Mpa)		
		Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
Formación	BVE100	52.26	54.04	55.46	46.45	47.88	49.42
Barra	BVE200	53.95	54.97	56.02	47.77	48.95	50.39
Velha	BVE300	54.20	55.56	56.82	48.22	49.57	51.11
Formación Itapema		54.48	56.28	57.47	49.00	50.58	51.71

Seguido, se generaron las correlaciones de P_{poro} , a partir de los datos de RFT y TVDSS, en función del fluido contenido en el medio poroso (Pre-Sal saturado de aceite y Pre-Sal saturado de agua). En el *crossplot* entre los datos de RFT y TVDSS (Figura 21) se observan los datos

utilizados para cada correlación (Pre-Sal saturado de aceite – Ecuación # – $R^2=0.8123$ y Pre-Sal saturado de agua – Ecuación # – $R^2=0.9847$).

Figura 21.

Sección cruzada usada para la interpretación de los OWC en los pozos de estudio 7LL28DRJS (a) Y 9LL12DRJS (b).

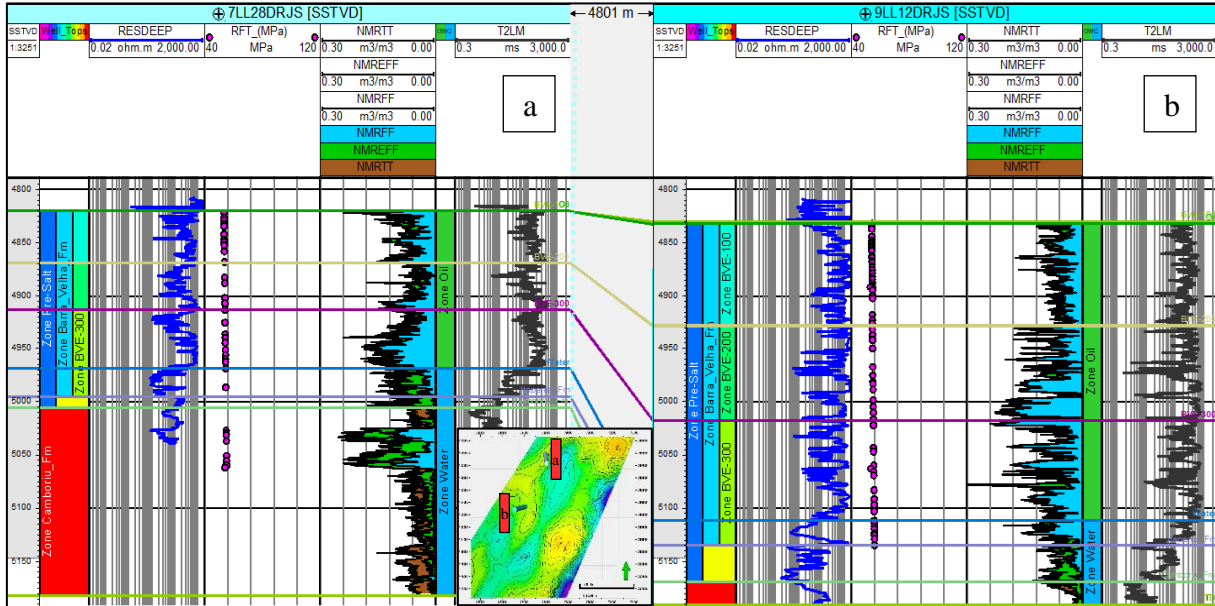
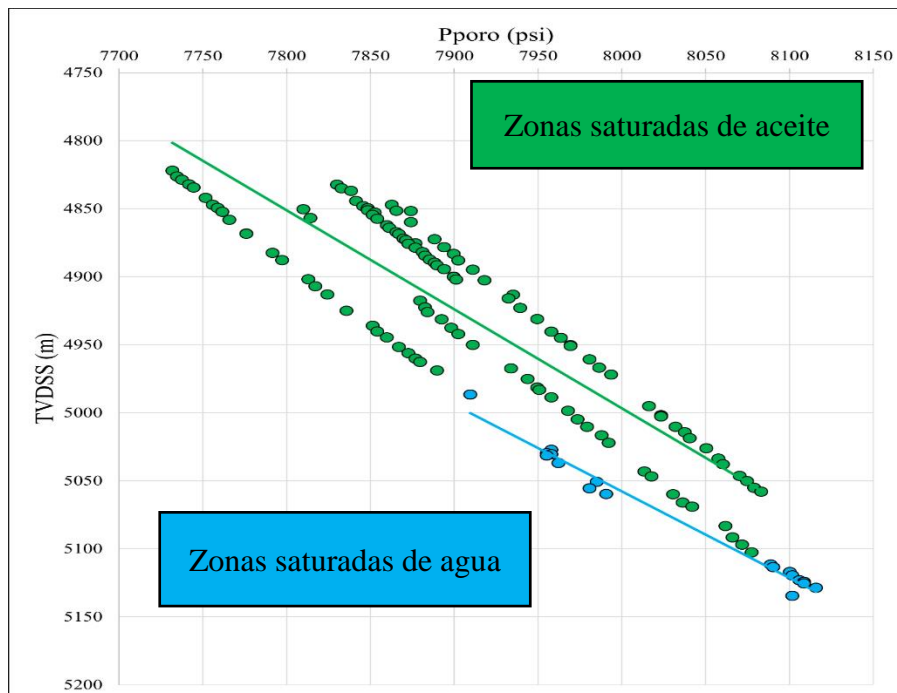


Figura 22.

Crossplot entre los datos de RFT y TVDSS para las formaciones Barra Velha e Itapema y sus correlaciones para la estimación de la P_{poro} .

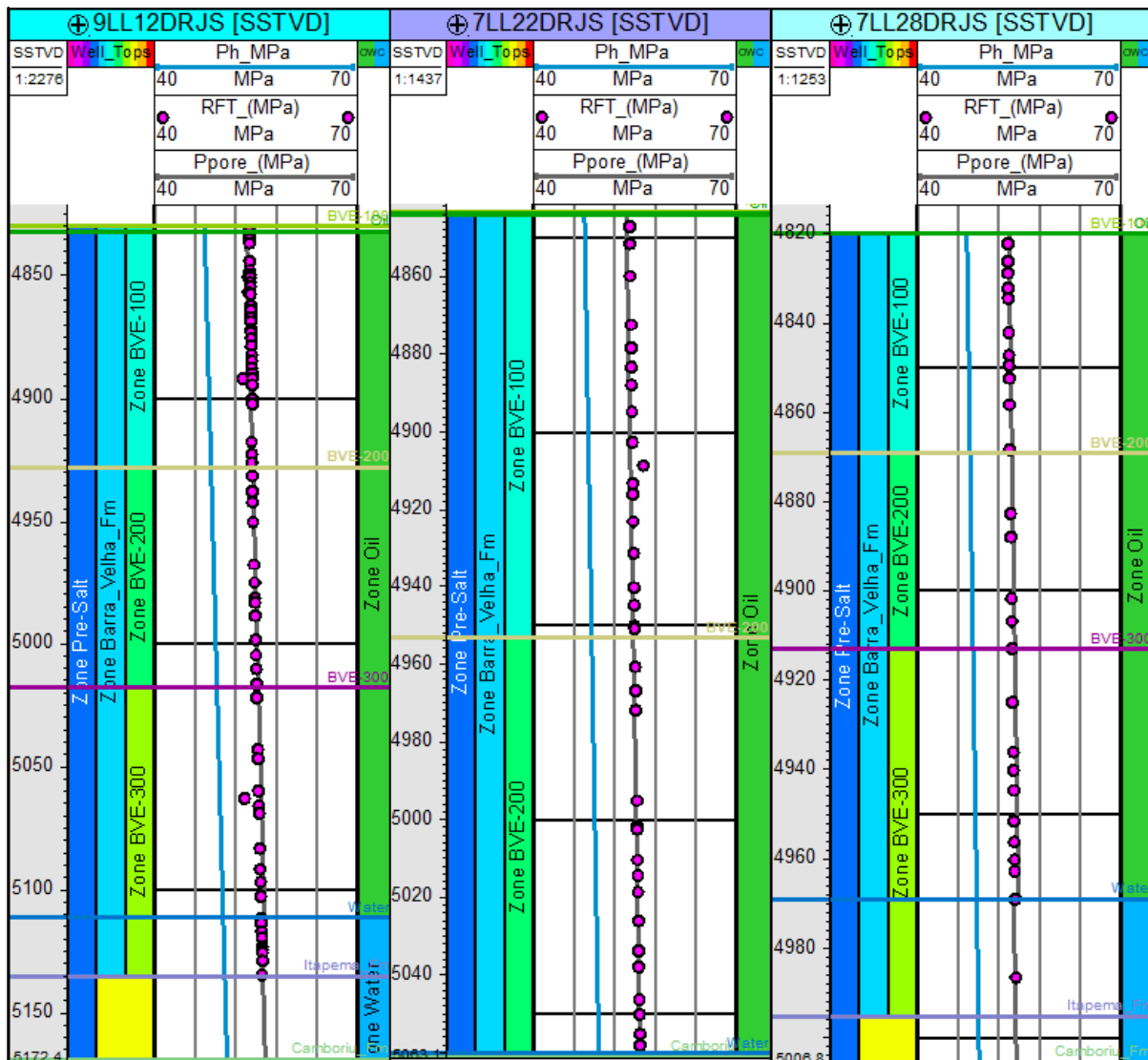


$$P_{poro} = \frac{TVDSS+826.16}{0.7279} \tag{48}$$

$$P_{poro} = \frac{TVDSS+32.198}{0.9847} \tag{49}$$

Figura 23.

Comparación entre los modelos de P_h y P_{poro} de las formaciones Barra Velha e Itapema en los pozos de estudio 9LL12DRJS (a), 7LL22DRJS (b) y 7LL28DRJS (c).

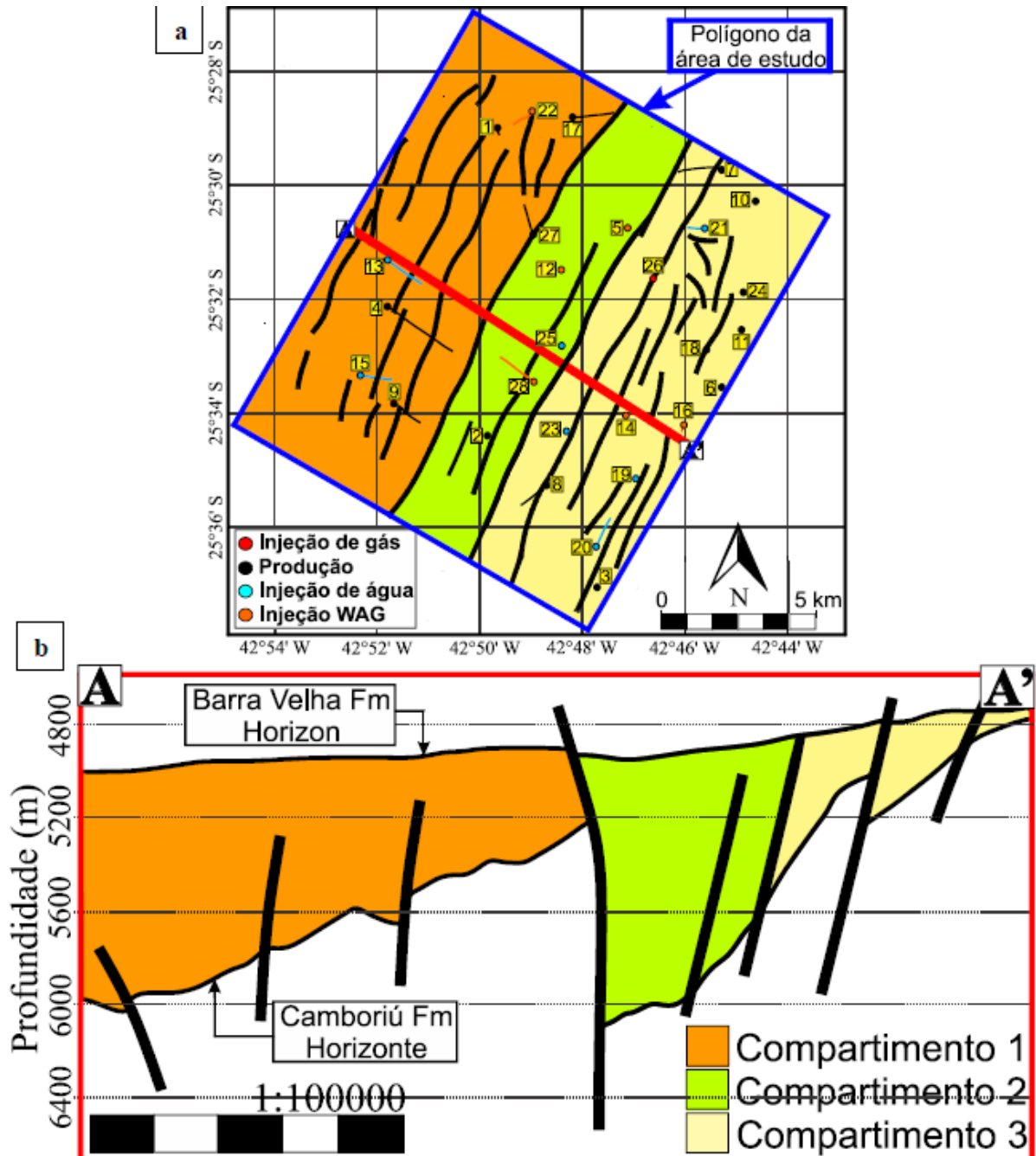


Haciendo una comparación entre la P_{poro} y la P_h se puede evidenciar un escenario de sobrepresión, en el que $P_{poro} > P_h$. Se halló un valor medio de P_{poro} (9.37 ppg) para las formaciones Barra Velha e Itapema, cercanos a los presentados por Rojas (2023) con valores de P_{poro} que van de 9.2 ppg (zona saturada de aceite) a 9.3 ppg (Zona saturada de agua –

Compartimento 1) y 9.6 (Zona saturada de agua – Compartimento 2). La Figura 23 muestra los compartimentos propuestos por (Rojas, 2023), generados a partir de un modelo estructural.

Figura 24.

Vista superior (a) y lateral (b) de la compartimentalización de las formaciones de la zona piloto OBN del campo Tupi (Rojas, 2023).



Esta investigación no tuvo en cuenta la compartimentalización estructural del área de estudio, dado que sería necesario un modelo de fallas generado a partir de sísmica 3D. Sin

embargo, de acuerdo con Silva (2016) y Rojas (2023), las diferencias entre el comportamiento de las presiones pueden estar dadas por cuatro razones:

- La presurización del reservorio causada por la presencia de sal (domos salinos) y roca ígnea debido a la compactación y compresión respectivamente.
- Presencia de fallas geológicas sellantes, tanto normales como reversas y en algunos casos una combinación de regímenes de esfuerzo (observado en el área de estudio), llevando a la compartimentalización del reservorio.
- Transferencia de P_{poro} anormal al reservorio carbonático a través de fallas geológicas no sellantes o conductivas.
- Efecto de la flotabilidad de los fluidos.

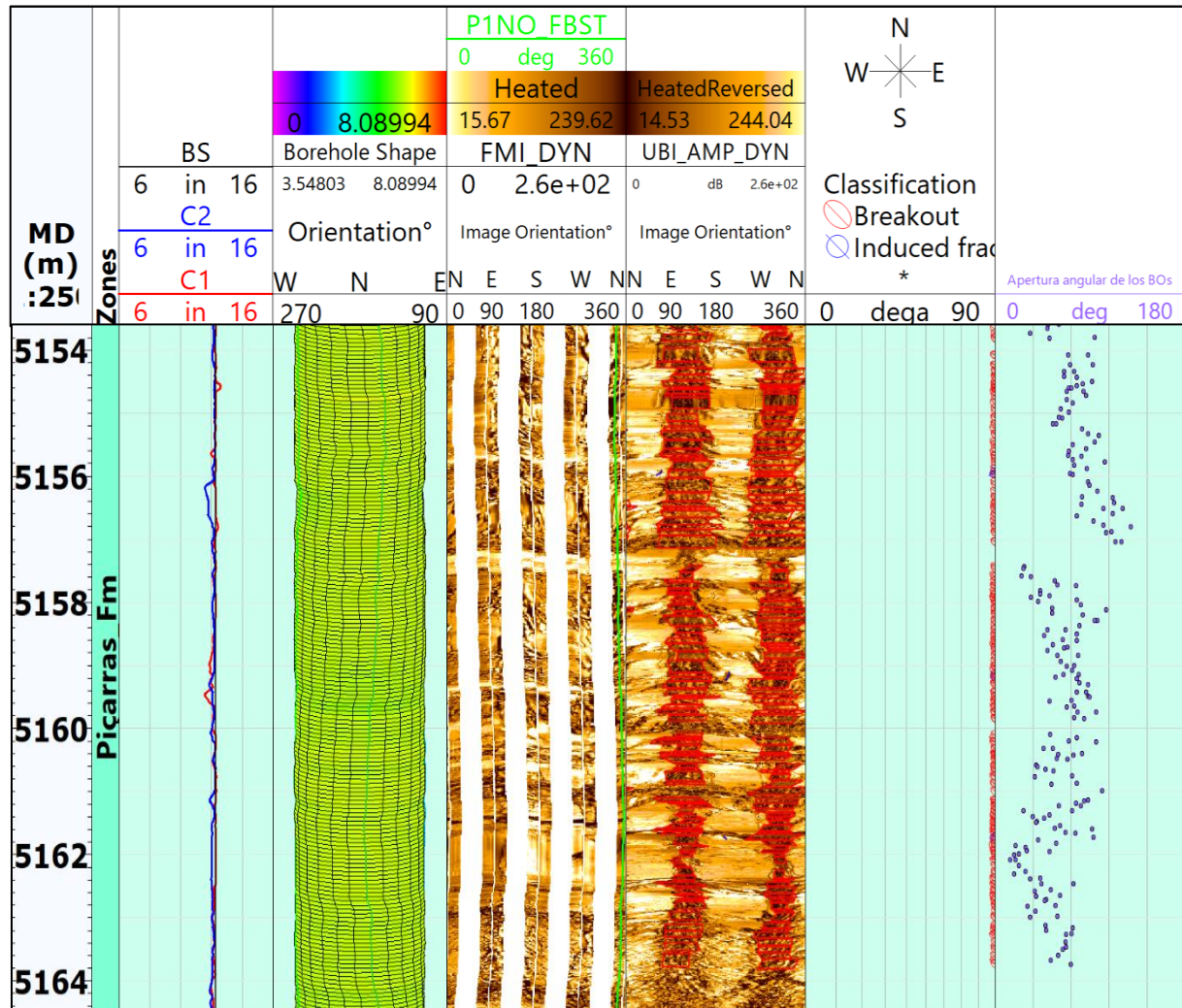
7.1.3 Esfuerzos horizontales in-situ

La primera fase de esta sección se centra en la interpretación de los elementos estructurales (BOs y DITFs) que permiten definir una orientación preferencial de los esfuerzos horizontales ($S_{\text{hmín}}$ y $S_{\text{HMáx}}$). Para su interpretación, se utilizaron registros de imagen acústicos, dada la ventaja que presentaron respecto a los resistivos, que no mostraron una visualización de 360° de las paredes del pozo. De los 22 pozos de estudio, sólo se pudieron procesar e interpretar estos elementos en 6 (7LL58RJS, 7LL66RJS, 7LL84DRJS, 8LL109RJS, 8LL26DRJS y 8LL42DRJS).

En la Figura 24 se encuentra la interpretación de los BOs (rectángulos rojos) y DITFs (líneas azules) sobre los registros de imagen dinámicos resistivo (FMI) y acústico (UBI), para una sección de la Formación Piçarras del pozo 7LL58RJS. También se puede visualizar un esquema 3D del pozo generada por los calipers 1 y 2 obtenidos del registro FMI, y los valores de W_{bo} , con los que se estimó el $S_{\text{HMáx-Barton}}$ para la comparación con el modelo $S_{\text{HMáx}}$.

Figura 25.

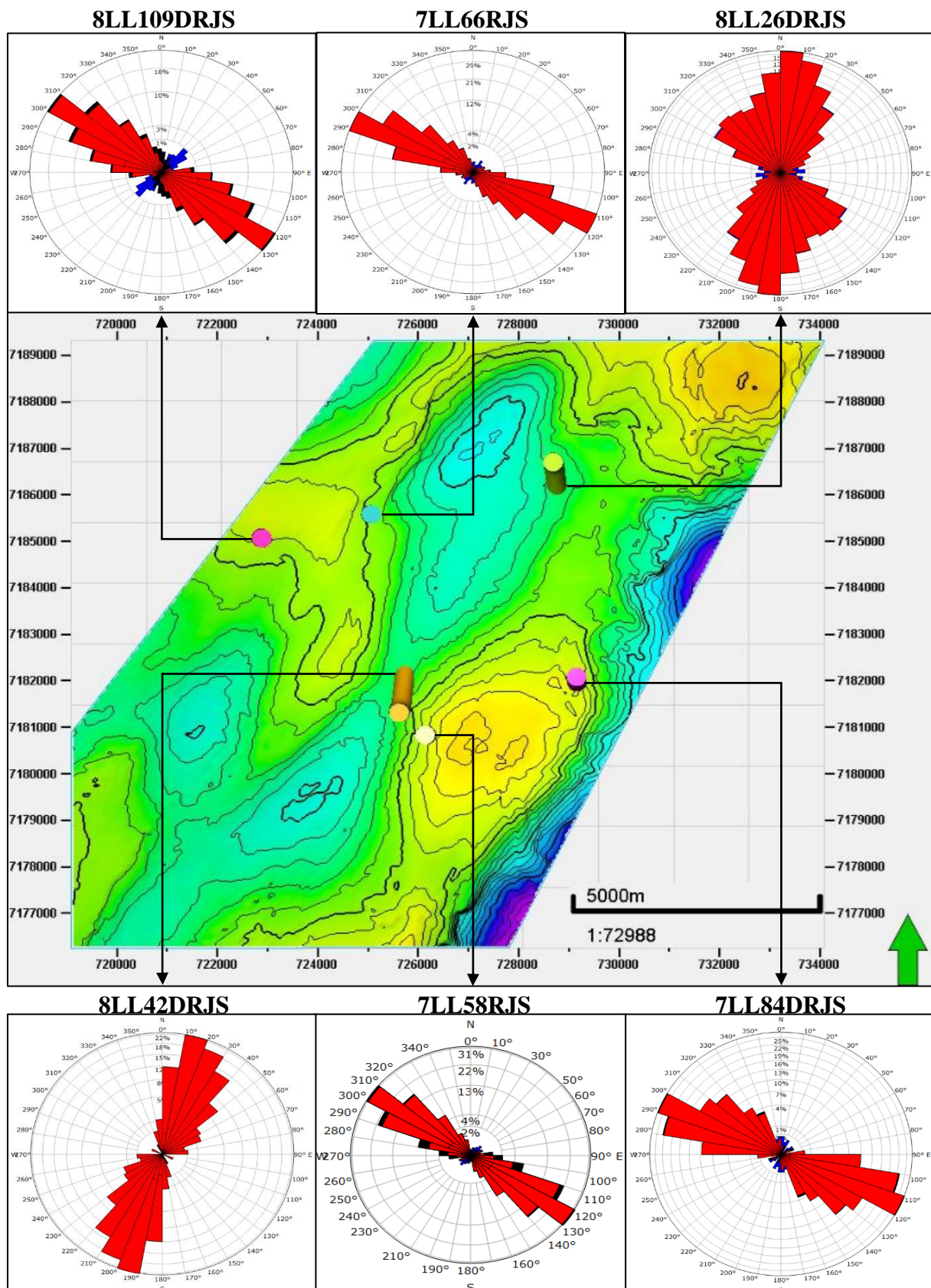
Interpretación de los elementos estructurales (BOs y DITFs) para el pozo de estudio 7LL58RJS.



A partir de la interpretación de estos elementos estructurales, fue posible afirmar la orientación preferencial de los BOs – $S_{h\text{mín}}$ (NW – SE, N53W preferencialmente) y de las DITFs – $S_{H\text{Máx}}$ (NE – SW, N35E preferencialmente) propuesta por (Rojas, 2023), y las orientaciones reportadas por, Cruz *et al.*, (2013), Silva *et al.*, (2017) y Cabrera (2022), obteniendo una orientación preferencial de los BOs – $S_{h\text{mín}}$ (NW – SE, N56W preferencialmente) y para las DITFs – $S_{H\text{Máx}}$ (NE – SW, N36E preferencialmente) en esta investigación. En la Figura 25 se observa la distribución espacial de los pozos, junto con los diagramas de rosetas generados a partir de las interpretaciones de los registros de imagen.

Figura 26.

Distribución espacial de los pozos con registros de imagen acústicos, y los diagramas de roseta con la orientación espacial de los BOs – S_{HMax} (rojo) y DITFs – S_{hmin} (azul).



Zoback *et al.*, (2003), afirma que la orientación y la magnitud de los esfuerzos deben tener consistencia con los elementos de la tectónica regional, en este caso, el azimut de las fallas. (Rojas, 2023), reporta valores de azimut de las fallas en su modelo estructural, que varían entre los N20°E y N40°E, siendo N30°E su orientación preferencial. Por ello, es posible asegurar la relación perpendicular existente entre las fallas y los BOs – S_{hmn} , y el paralelismo con las DITFs – $S_{\text{HMáx}}$. Esta debida relación entre los elementos de las paredes del pozo (BOs y DITFs) y el azimut de las fallas fue establecido por Anderson (1951) (Zoback *et al.*, 2003; Pham *et al.*, 2019; Rojas, 2023).

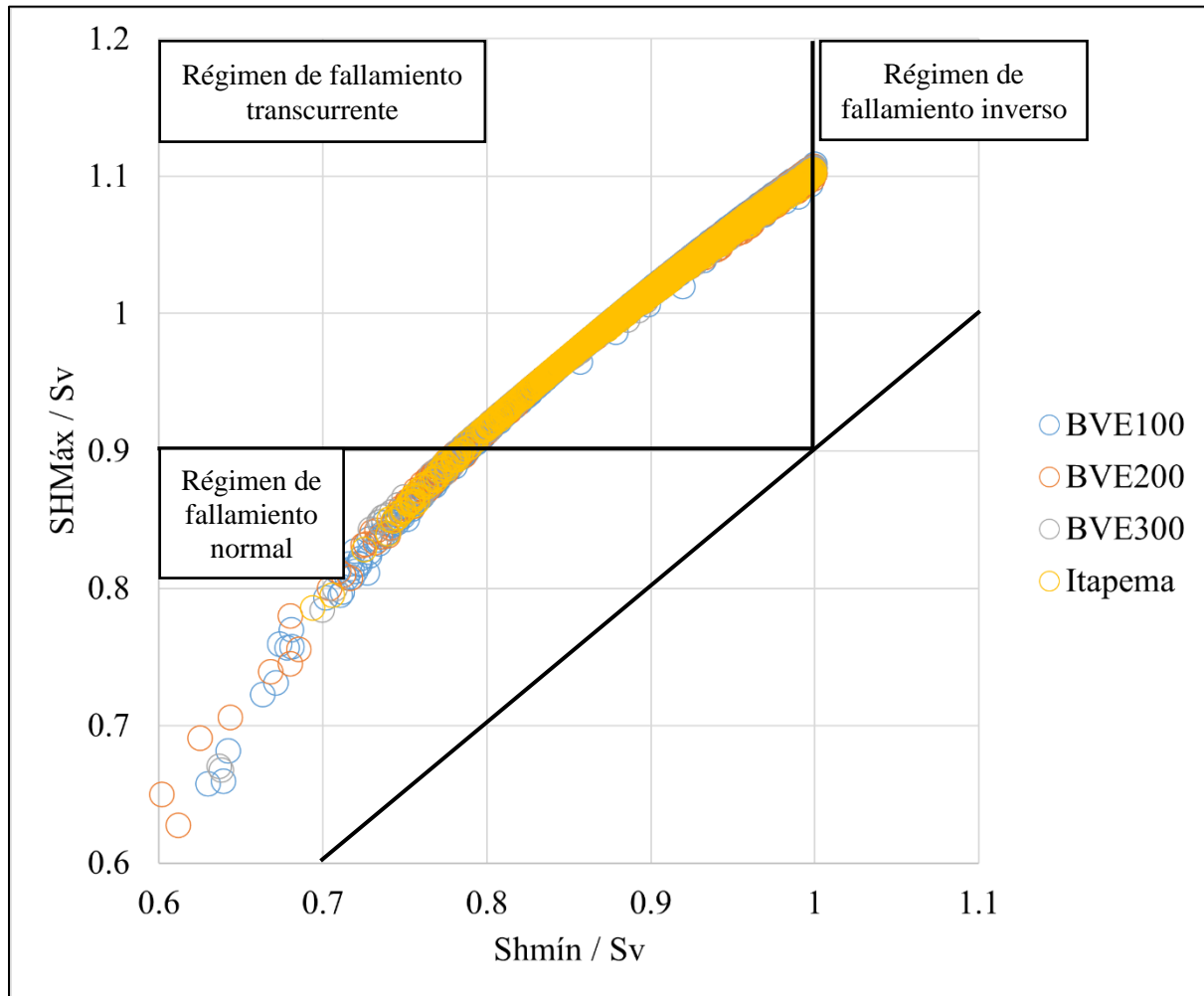
En la Figura 25, se pueden evidenciar pozos en los que la orientación preferencial de los elementos estructurales (BOs y DITFs) y los esfuerzos horizontales (S_{hmn} y $S_{\text{HMáx}}$) se desvía (pozos 8LL26DRJS y 8LL42DRJS) de las presentadas anteriormente. Estos cambios pueden estar relacionados a variaciones estructurales del yacimiento (principalmente asociado al azimut de las fallas) y a variaciones significativas tanto verticales, como laterales de las propiedades mecánicas de las rocas. Dichas heterogeneidades producto de los procesos diagenéticos que alteraron la roca, son la principal causa de altos contrastes en las magnitudes de las propiedades elásticas y, por ende, en las magnitudes y orientaciones de los esfuerzos *in-situ* (Evans *et al.*, 1989; Bourne, 2003; Rojas, 2023). De acuerdo con Pham *et al.*, esto produce cambios en la magnitud y orientación del estado de esfuerzos actuante en yacimientos carbonáticos altamente heterogéneos.

Cabrera (2022) en el campo Buzios y Rojas *et al.*, (2023) en el campo Tupi, identificaron un régimen de fallamiento duplo (normal/transcurrente) en los en las formaciones Barra Velha e Itapema. Se puede evidenciar un resultado congruente en la Figura 26, que indica el mismo régimen de fallamiento duplo para las formaciones anteriormente mencionadas. De acuerdo con Aadnoy *et al.*, (2011), Cabrera (2022) y Rojas (2023), esta condición propicia una mayor

probabilidad de ocurrencia de DITFs en las paredes del pozo durante operaciones de perforación, a causa de fallamiento simultáneo por compresión y por tracción.

Figura 27.

Zobackgrama modificado entre los esfuerzos $S_{HM\acute{a}x}$ y S_v ($S_{HM\acute{a}x}/S_v$) vs. $S_{hm\acute{m}n}$ y S_v ($S_{hm\acute{m}n}/S_v$) con el que fue posible establecer el régimen de esfuerzos duplo (normal/transcurrente para las Formaciones Barra Velha e Itapema.



La segunda fase, se enfocó en la determinación de las magnitudes de los esfuerzos principales *in-situ*. Se determinaron los valores estadísticos (mínimo, promedio y máximo) en MPa y ppg de los esfuerzos S_v (Tabla 17), y $S_{HM\acute{a}x}$ y $S_{hm\acute{m}n}$ (Tabla 18 y 19) para las formaciones Barra Velha e Itapema. Estos valores son congruentes con los reportados por Rojas, (2023).

Tabla 18.

Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) del modelo de S_v en MPa y ppg para las formaciones e intervalos de producción.

Formación / Intervalo de producción		S_v (MPa)			S_v (ppg)		
		Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
Formación	BVE100	76.64	79.99	83.34	13.75	13.94	14.23
Barra Velha	BVE200	79.67	82.67	86.32	13.91	14.08	14.33
	BVE300	80.88	84.22	88.02	13.99	14.17	14.44
Formación Itapema		82.87	86.65	89.25	14.10	14.29	14.52

Tabla 19.

Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de $S_{HM\acute{a}x}$ y $S_{hm\acute{m}n}$ en MPa para las formaciones e intervalos de producción.

Formación / Intervalo de producción		$S_{HM\acute{a}x}$ (MPa)			$S_{hm\acute{m}n}$ (MPa)		
		Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
Formación	BVE100	51.67	81.92	99.50	49.50	72.73	93.49
Barra Velha	BVE200	51.29	86.73	112.38	49.15	77.57	108.84
	BVE300	55.76	88.67	109.59	53.17	79.34	105.99
Formación Itapema		66.60	90.27	111.85	58.80	80.67	107.37

Tabla 20.

Datos estadísticos (mínimo, promedio y máximo) de los modelos de $S_{HM\acute{a}x}$ y $S_{hm\acute{m}n}$ en MPa para las formaciones e intervalos de producción.

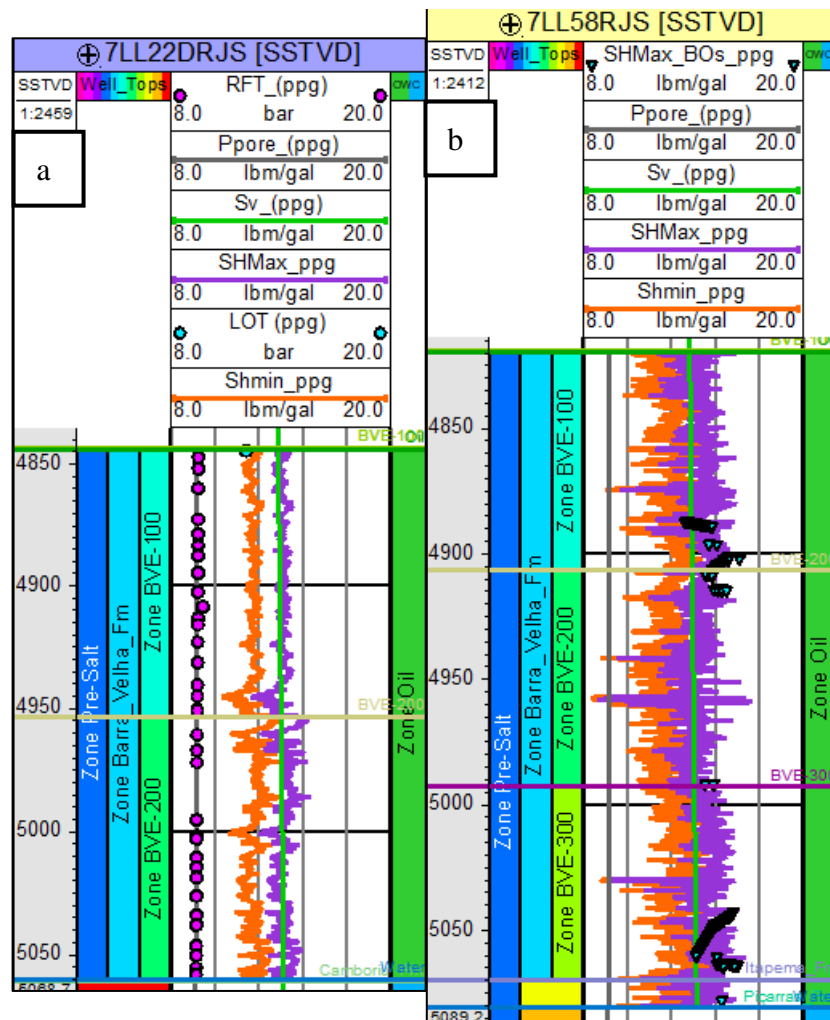
Formación / Intervalo de producción		$S_{HM\acute{a}x}$ (ppg)			$S_{hm\acute{m}n}$ (ppg)		
		Mínimo	Promedio	Máximo	Mínimo	Promedio	Máximo
Formación	BVE100	9.09	14.27	17.06	8.71	12.67	16.03
Barra Velha	BVE200	8.79	14.77	18.63	8.43	13.21	18.05
	BVE300	9.42	14.92	18.41	8.99	13.35	17.80
Formación Itapema		11.15	14.88	18.23	9.84	13.30	17.50

En la figura 27 se presentan los modelos de S_v , $S_{HM\acute{a}x}$, $S_{hm\acute{m}n}$ y P_{poro} como peso equivalente del fluido de perforación en los pozos 7LL22DRJS y 7LL58RJS, para las formaciones e intervalos de interés. A su vez, son mostrados los datos de calibración y comparación (RFT, LOT $S_{HM\acute{a}x}$ -Barton) y el OWC.

7.1.4 Potencial de reactivación de fallas en el intervalo de producción BVE100 de la Formación Barra Velha

Figura 28.

Modelo de P_{poro} y esfuerzos principales in-situ (S_v , $S_{Hmáx}$ y S_{hmin}) de los pozos 7LL22DRJS (a) y 7LL58RJS (b) para las formaciones Barra Velha e Itapema. Además de los datos de calibración y comparación (RFT, LOT $S_{Hmáx}$ -Barton) y el OWC.



Uno de los temas de discusión por los que se realizó el estudio geomecánico en esta investigación la reactivación de fallas y sus posibles escenarios por el incremento de la P_{poro} . De acuerdo con Rojas (2023) la P_{poro} varía entre los pozos en dependencia de su ubicación, por lo que es importante tener en cuenta que al establecer una relación entre la TVDSS y la P_{poro} , asumimos que, a profundidades mayores, mayor deberá ser el aumento de presión para que se dé un proceso de reactivación de fallas (Schwab *et al.*, 2017; Rojas *et al.*, 2023). En la Tabla

20 se muestran los datos de TVDSS en los que fueron medidos los LOT, la P_{poro} actual y la

P_{poro} a la que ocurre deslizamiento de falla de los pozos presentados en la Figura 28.

Figura 29.

Zobackgramas del estado de esfuerzos actual (línea negra) para el intervalo de producción BVE100 de la formación Barra Velha (zona pinch-out – pozos 7LL28DRJS (a) y 9LL12DRJS (b), zona rift – pozos 7LL11RJS (c) y 8LL1DRJS (d), y zona del alto estructural – pozos 8LL5RJS (f) y 7LL22DRJS (g). La línea punteada roja indica la modificación del polígono de esfuerzos en caso de reactivación o deslizamiento de falla por el incremento de la P_{poro} . Los recuadros verdes indican los valores de los esfuerzos $S_{Hmáx}$ y S_{hmin} a los cuales se da la reactivación de falla en casos hipotéticos de fracturamiento hidráulico e inyección de fluidos (EOR o CO_2).

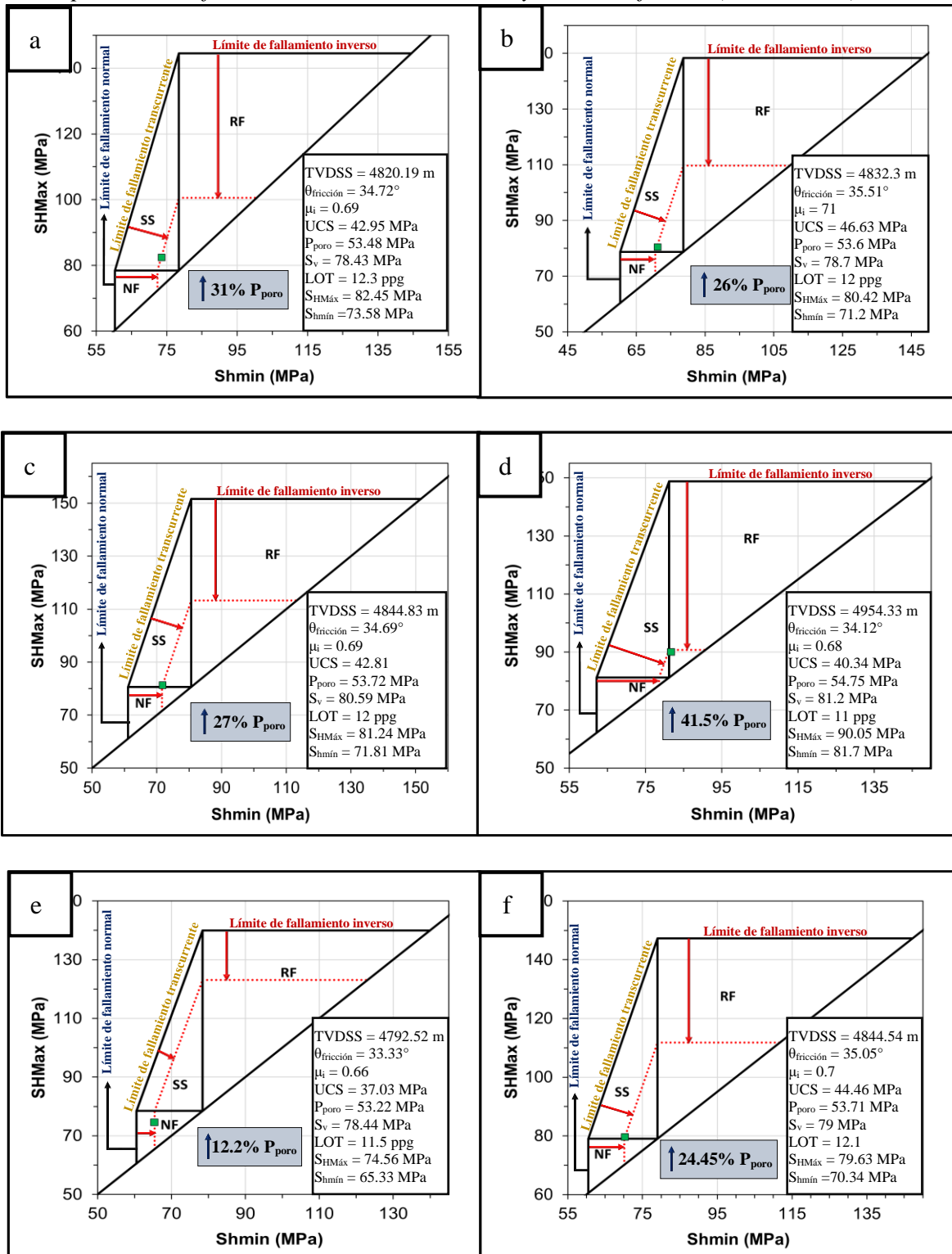


Tabla 21.

Pozos de estudio con datos de LOT con los que se establecieron posibles escenarios de reactivación de falla en el intervalo de producción BVE100 de la Formación Barra Velha, junto con los valores P_{poro} actual (MPa), P_{poro} aumentada (MPa, valor en el que ocurre reactivación de fallas) y el incremento porcentual de la P_{poro} para que ocurra reactivación de fallas

Well	TVDSS @LOT (m)	P_{poro} actual (MPa)	P_{poro} aumentada (MPa)	Incremento de P_{poro} (%)
7LL28DRJS	4820.19	53.48	70.06	31
9LL12DRJS	4832.3	53.6	67.53	26
7LL11RJS	4844.83	53.72	68.22	27
8LL1DRJS	4954.33	54.75	77.48	41.50
8LL5RJS	4792.52	53.22	60.14	12.2
7LL22DRJS	4844.54	53.71	66.85	24.45

Con respecto a la Figura 28, en la zona del *pinch-out*, para los pozos 7LL28DRJS y 9LL12DRJS (ir a la Figura 14 que muestra la distribución espacial de los pozos en el horizonte de la Formación Barra Velha) el aumento necesario de la P_{poro} para que ocurra reactivación de falla, fue de 31% (con una P_{poro} actual = 53.48 MPa hasta 70.06 MPa) y 26% (con una P_{poro} actual = 53.6 MPa hasta 67.53 MPa) respectivamente, ambos en un régimen de fallamiento transcurrente, siendo concordante con el resultado presentado por Rojas (2023) de un aumento de P_{poro} de 28.1% que van del valor actual: 54.8 MPa, hasta 70.19 MPa para alcanzar la reactivación de fallas en el pozo 1RJS668 ubicado en el compartimento 1 (Figura 23).

Para la zona *rift* se establecieron escenarios en los pozos 7LL11RJS y 8LL1DRJS, con profundidades intermedia (TVDSS = 4844.83 m – 7LL11RJS) y profunda (TVDSS = 4954.33 m – 9LL12DRJS). Los aumentos de presión necesarios fueron de 27% (con una P_{poro} actual = 53.72 MPa hasta 68.22 MPa) y 41.5% (con una P_{poro} actual = 54.75 MPa hasta 77.48 MPa), en un régimen de fallamiento transcurrente e inverso respectivamente. Este último pozo, presenta el aumento más alto de la P_{poro} con respecto al resto, además de una variación del régimen de fallamiento (inverso), lo que puede estar relacionado con las heterogeneidades entre las

magnitudes y orientaciones de los esfuerzos principales *in-situ* (S_v , $S_{HM\acute{a}x}$ y $S_{hm\acute{m}n}$) y con una posible variación de azimut de las fallas regionales en esa zona. Además, en la Figura 25, los dos pozos que presentan diferencias en la orientación preferencial de los elementos estructurales de las paredes del pozo (BOs y DITFs) (8LL26DRJS y 8LL42DRJS – Figura 25) también se encuentran en la zona más profunda del horizonte del intervalo de producción BVE100 de la Formación Barra Velha (zona *rift*).

Finalmente, en la zona del alto estructural se establecieron escenarios para los pozos 8LL5RJS y 7LL22DRJS (TVDSS = 4792.52 m y TVDSS = 4844.54 m respectivamente), hallando aumentos necesarios de P_{poro} de 12.2% (con una P_{poro} actual = 53.22 MPa hasta 60.14 MPa) y 24.45% (con una P_{poro} actual = 53.71 MPa hasta 66.85 MPa), con un régimen de fallamiento normal y transcurrente respectivamente. El pozo 8LL5RJS, presenta la profundidad más somera con respecto a la medición del LOT y al tope del intervalo de producción BVE100, ubicándose en una de las zonas menos profundas del alto estructural (Figura 14), por ello, se definió el mayor potencial de reactivación de fallas sobre esta estructura.

De acuerdo con los resultados presentados con Rojas (2023) en el área piloto OBN del campo Tupi, el mayor potencial de reactivación de fallas se encuentra en la zona del alto estructural, sin embargo, en esta investigación se obtuvo vinculado a un régimen de fallamiento duplo normal/transcurrente y no al régimen transcurrente propuesto por (Rojas, 2023). Teniendo en cuenta lo anterior, la zona del alto estructural es la más propensa a sufrir modificaciones en la permeabilidad de las fallas cercanas, sufrir creación de nuevas redes de fractura y alteraciones a la integridad del sello del yacimiento (Natch *et al.*, 2010; Guglielmi *et al.*, 2021; y Rojas *et al.*, 2023). Por otra parte, en las áreas más profundas de la zona *rift* (donde hubo mayor depositación de sedimentos) fue posible definir el menor potencial de reactivación de fallas asociado a un régimen de fallamiento inverso, en el que, dada su estabilidad, necesita de un aumento de la P_{poro} mayor para que ocurra reactivación de fallas.

7.2 Etapa 2 – Caracterización Petrofísica

7.2.1 Modelos convencionales, híbridos y NMR

La caracterización petrofísica de la Formación Itapema y los intervalos de producción BVE100, BVE200 y BVE300 de la Formación Barra Velha, se centró en la construcción y comparación de modelos convencionales, híbridos y de NMR. Esto, con el objetivo de establecer su funcionalidad y aplicabilidad en el área de estudio. Para ello, fueron aplicados los dos enfoques propuestos por Castro y Lupinacci (2021):

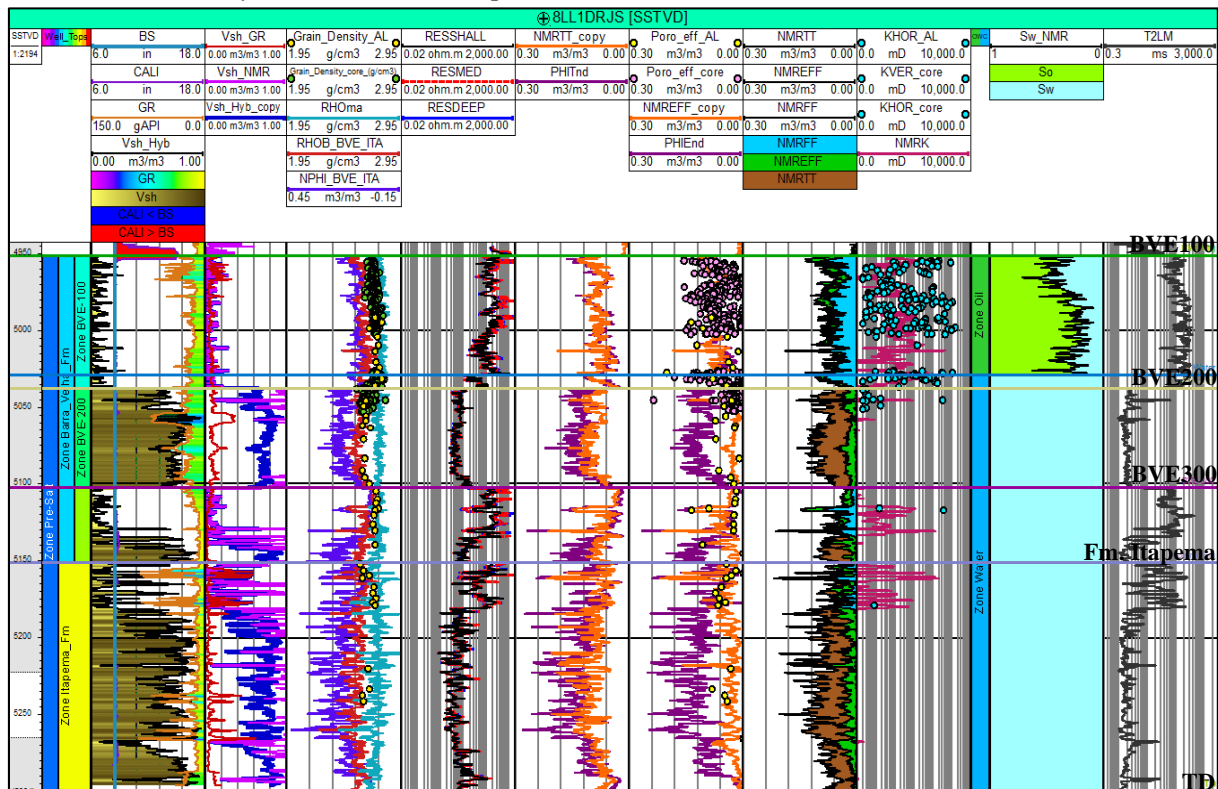
- Enfoque 1: Los parámetros presentados (V_{sh_GR} , ϕ_{t-ND} y ϕ_{eff-ND}) sólo utilizan registros convencionales.
- Enfoque 2: Los parámetros presentados (V_{sh-Hyb} , NMRTT, NMREFF, NMRFF, NMRK y S_{w-NMR}) sólo vinculan registros NMR.

En las Figura 29, 30 y 31 se presenta el pozo 8LL1DRJS, donde se pueden visualizar los modelos generados, tanto por métodos convencionales (V_{sh_GR} , ϕ_{t-ND} y ϕ_{eff-ND}) cuanto avanzados – NMR (V_{sh-Hyb} , NMRTT, NMREFF, NMRFF, NMRK y S_{w-NMR}) de ambos enfoques, además de los registros convencionales (Bit Size – BS, Caliper – Cali, Gamma Ray – GR, Density – RHOB, Neutron Porosity – NPHI, conjunto de resistividades – RESSHALL, RESMED y RESDEEP) y avanzados (NMRFF, NMREFF, NMRTT, NMRK y T2LM) la densidad de la matriz – RHOma, y los datos de RCA de calibración de las curvas para las Formaciones Barra Velha e Itapema. En el tercer *track* se encuentran los modelos de arcillosidad (V_{sh-GR} – curva roja, V_{sh-NMR} – curva morada, y V_{sh-Hyb} – curva azul). Para el intervalo de producción BVE100 presentan comportamientos similares. Todo lo contrario, ocurre para los intervalos de producción BVE200 y BVE300, y la Formación Itapema, donde el V_{sh-GR} presenta valores mucho menores en comparación con los otros modelos. De acuerdo con Castro y Lupinacci (2021), este comportamiento se encuentra asociado a la presencia de

arcillas no radioactivas o arcillas magnesianas, mayormente presentes en el intervalo de producción BVE200 (cuando el intervalo de producción no tiene capacidad hidráulica) y la Formación Itapema. Es por esto, que el uso del GR para la estimación del volumen de arcilla de las formaciones del Pre-Sal brasileño no se considera apropiado (Castro y Lupinacci, 2019; Herlinger *et al.*, 2020), debido al bajo contenido de elementos radioactivos presentes en las arcillas de la zona. No obstante, las arcillas magnesianas no son el único factor influyente en las microporosidades del Pre-Sal, dado que la presencia de micrita en el cemento de las rocas del Pre-Sal brasileño, ha sido identificada por diferentes autores (Vanorio and Mavko, 2011; Husseiny and Vanorio, 2017), quienes la responsabilizan por la obstrucción generada en los poros.

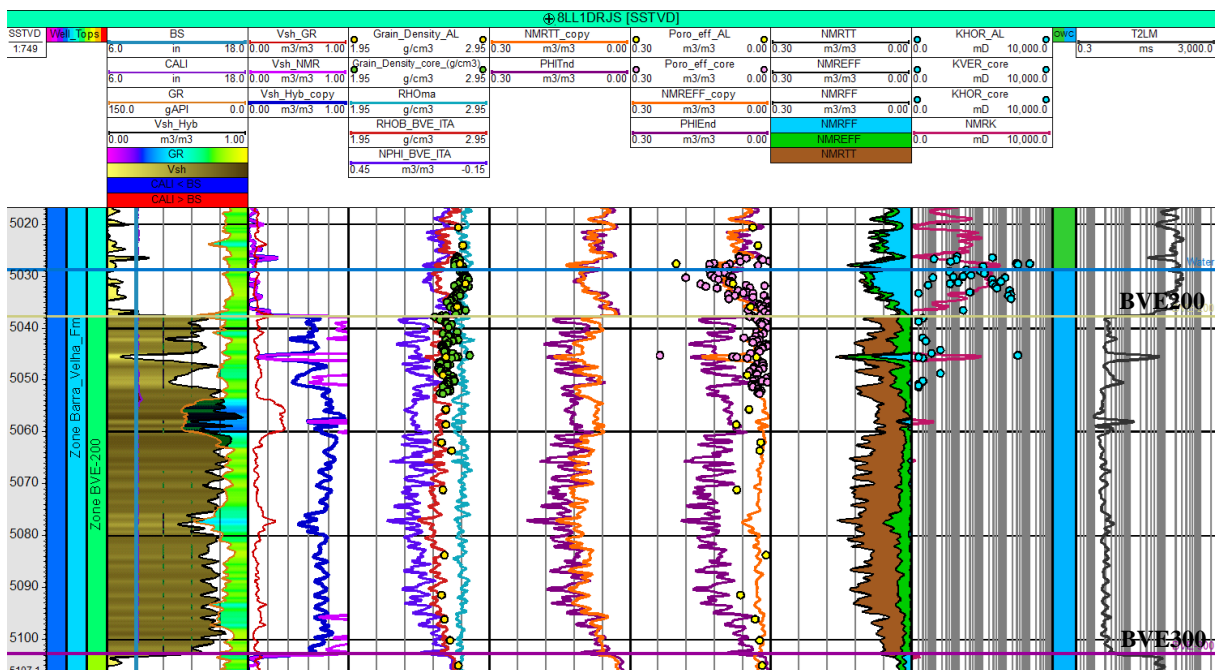
Figura 30.

Registros convencionales (Bit Size – BS, Caliper – Cali, Gamma Ray – GR, Density – RHOB, Neutron Porosity – NPHI, conjunto de resistividades – RESSHALL, RESMED y RESDEEP) y avanzados (NMRFF, NMREFF, NMRTT, NMRK y T2LM) del pozo 8LL1DRJS, y modelos del enfoque 1 (V_{sh_GR} , ϕ_{t-ND} y ϕ_{eff-ND}) y 2 (V_{sh-Hyb} y $S_{w-NMR-S_o-NMR}$) de las propiedades petrofísicas para las Formaciones Barra Velha e Itapema. Además, se encuentra la estimación de la densidad de la matriz (RHOMA), y los datos de RCA para la calibración de las curvas.



Por otra parte, es posible evidenciar que el modelo de arcillosidad que vincula únicamente registros NMR (V_{sh-NMR}) puede generar sobreestimaciones del V_{sh} , obteniendo estimaciones demasiado pesimistas de los modelos de porosidad, y finalmente resultados equívocos sobre los volúmenes de hidrocarburos en el área de estudio. Para el caso del modelo de arcillosidad híbrido (V_{sh-Hyb}) propuesto por (Castro y Lupinacci), los comportamientos reflejan de mejor manera el comportamiento de las microporosidades, producto de las arcillas magnesianas y concentraciones de micrita presentes en los intervalos y formaciones de interés. Sin embargo, lo más apropiado es obtener una calibración de estos modelos utilizando datos de pruebas de Difracción de Rayos X (XRD), con el objetivo de tener una mayor fiabilidad sobre el modelo.

Figura 31. Imagen aumentada de la Figura 29, para la zona final de BVE100 y el intervalo de producción BVE200, en donde se observa más fácilmente los modelos de arcillosidad y la sobreestimación de la ϕ_{eff-ND} (curva morada), con respecto a la NMREFF (curva naranja).

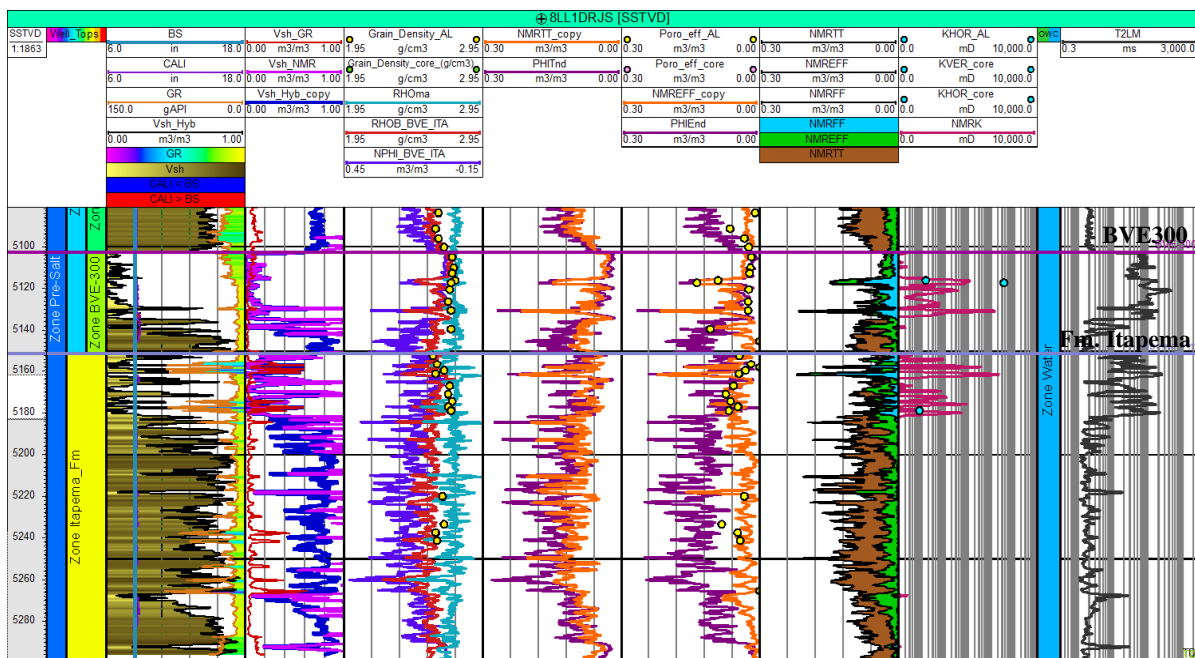


Respecto a la ϕ_{eff-ND} , el modelo generado se ve directamente afectado por las subestimaciones encontradas en el V_{sh-GR} , provocando una sobreestimación de la porosidad efectiva en las zonas altamente microporosas (Figuras 29, 30 y 31). Sin embargo, de acuerdo con Castro y Lupinacci (2019 y 2021) en las zonas donde las curvas NMRFF, NMREFF y NMRTT tienen magnitudes similares, tanto los modelos de arcillosidad (V_{sh-GR} , V_{sh-NMR} y V_{sh-

Hyb), cuanto de porosidad efectiva ($\phi_{\text{eff-ND}}$ y NMREFF), tienen comportamientos muy parecidos. Esto también se puede evidenciar en las Figuras 32 y 33, del mismo *layout* para los pozos 8LL52DRJS y 9LL12DRJS.

Figura 32.

Imagen aumentada de la Figura 29, para el intervalo de producción BVE300 y la Formación Itapema, en donde se observa más fácilmente los modelos de arcillosidad y la sobreestimación de la $\phi_{\text{eff-ND}}$ (curva morada), con respecto a la NMREFF (curva naranja).



En pozo 8LL52DRJS las propiedades de las formaciones e intervalos de interés presentan un comportamiento similar al pozo 8LL1DRJS, dadas las altas microporosidades que se evidencian por registros NMR el intervalo de producción BVE200. Todo lo contrario, para el pozo 9LL12DRJS, en el que la formación Barra Velha tiene presencia de hidrocarburos en su totalidad, y presenta los valores más altos de porosidad efectiva del intervalo de producción BVE200 de los pozos de estudio. Dadas estas condiciones, es posible confirmar el alto grado de similitud entre las curvas los modelos de arcillosidad ($V_{\text{sh-GR}}$, $V_{\text{sh-NMR}}$ y $V_{\text{sh-Hyb}}$) y las curvas de porosidad efectiva ($\phi_{\text{eff-ND}}$ y NMREFF), cuando las formaciones no son microporosas.

Figura 33.

Layout comparativo del Pozo 8LL52DRJS.

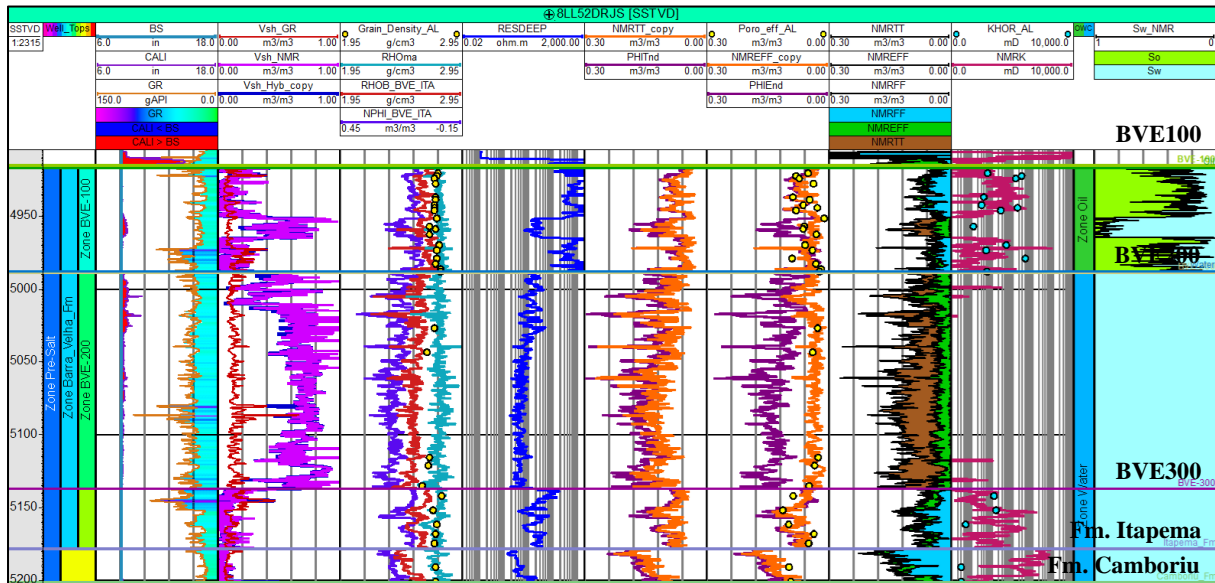
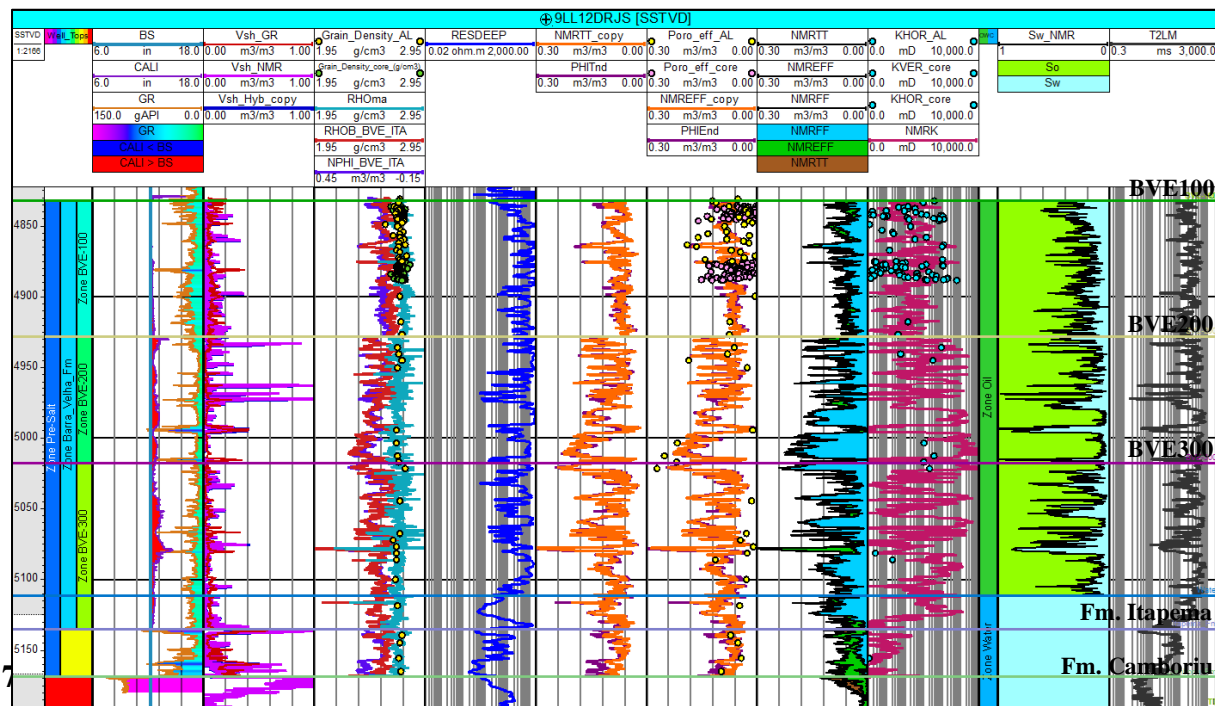


Figura 34.

Layout comparativo del Pozo 9LL12DRJS.



7.3.1 Comparación de los tres métodos (FZI, W-R35 y A-R35)

De las tres metodologías aplicadas, FZI y W-R35 fueron las que mostraron una mayor similitud en los resultados, siendo la primera, la más optimista. Por otra parte, las FUs obtenidas

de A-R35, mostraron los resultados más conservadores, con una ocurrencia de la FU4 muy baja. La metodología FZI mostros las mejores homogeneidades en cuanto a las FU3 y FU4 (Figura 34), mientras que W-R35 mostró menos variaciones entre las FU1 y FU2. De acuerdo con Rebelo *et al.*, (2022), estas homogeneidades en los resultados pueden ser beneficiosas si se quieren integrar a datos sísmicos, por lo que, una combinación entre las metodologías podría resultar en una ventaja considerable en un estudio de prefactibilidad.

Figura 35.

Layout del pozo 7LL22DRJS para los intervalos de producción BVE100 y BVE200 de la Formación Barra Velha. Los tres últimos tracks muestran las clasificaciones FZI, W-R35 y A-R35 respectivamente. Las unidades de flujo están coloreadas de marrón oscuro (baja calidad del yacimiento) a amarillo (alta calidad del yacimiento).

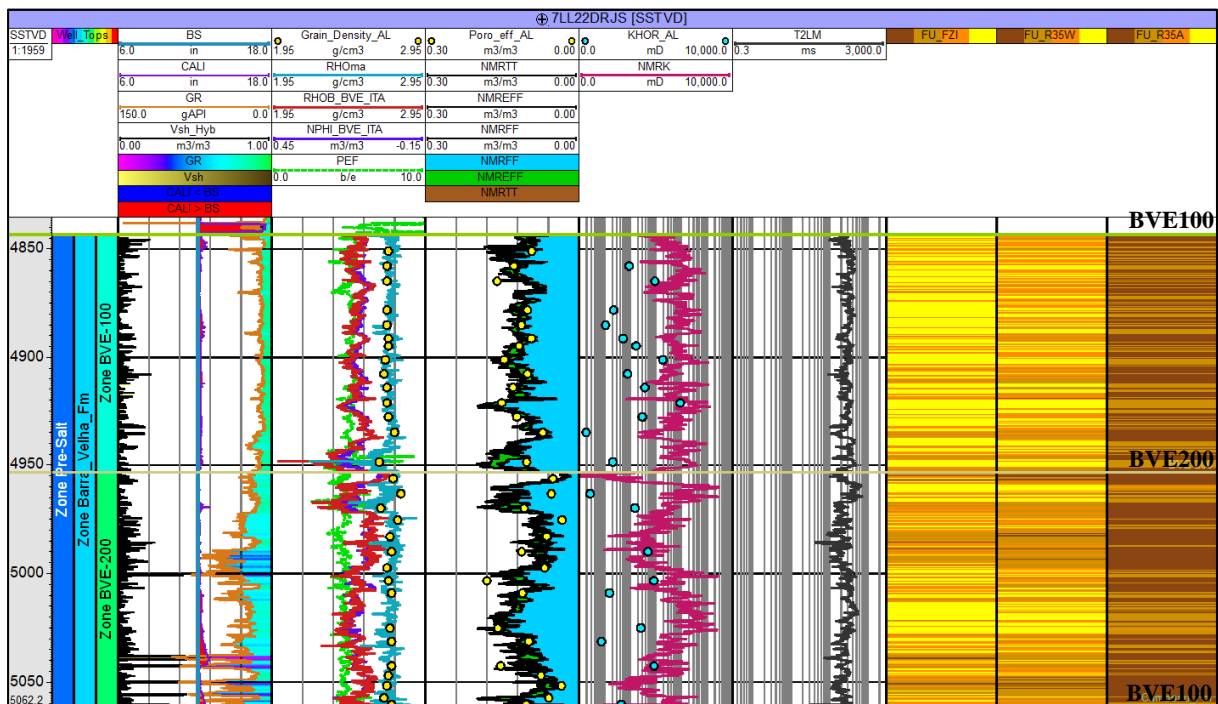


Figura 36.

Layout del pozo 7LL48DRJS para los intervalos de producción BVE100, BVE200 y BVE300 de la Formación Barra Velha. Los tres últimos tracks muestran las clasificaciones FZI, W-R35 y A-R35 respectivamente.

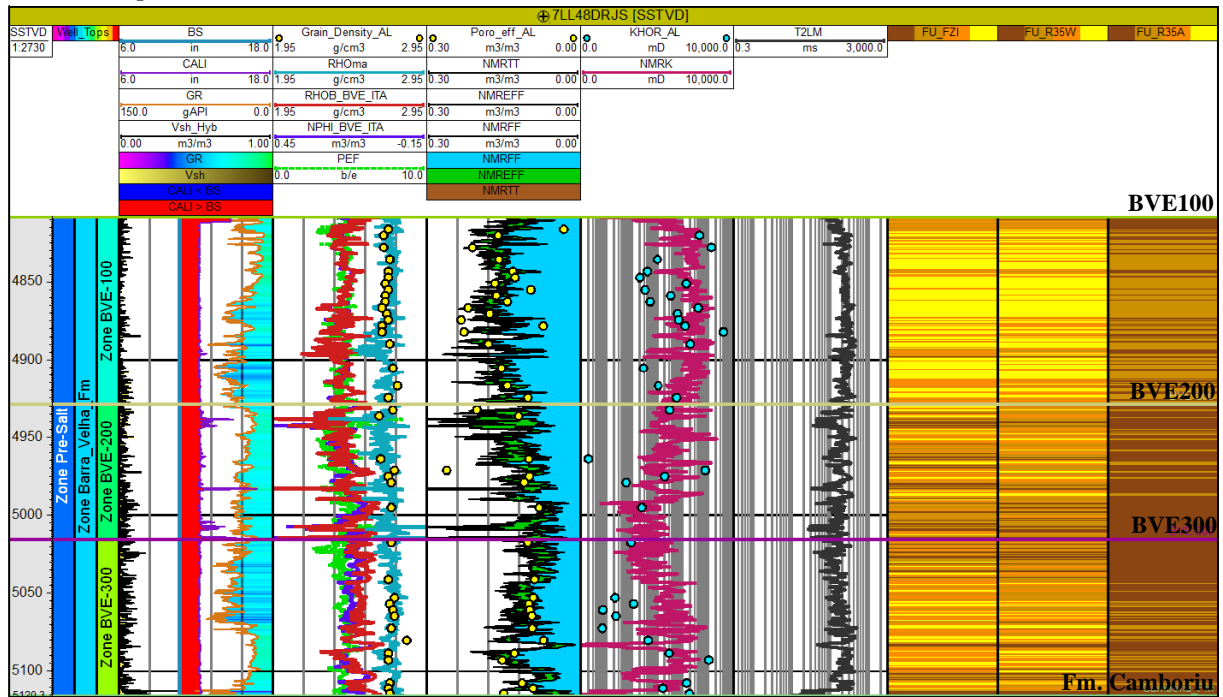
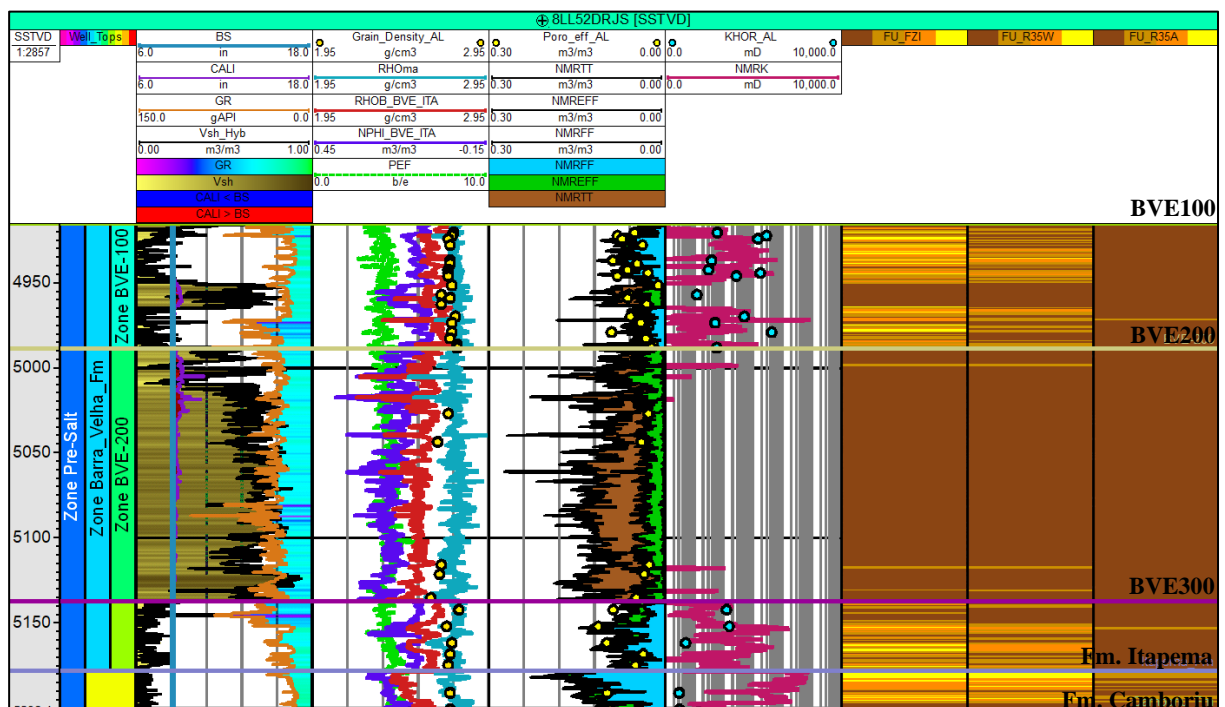


Figura 37.

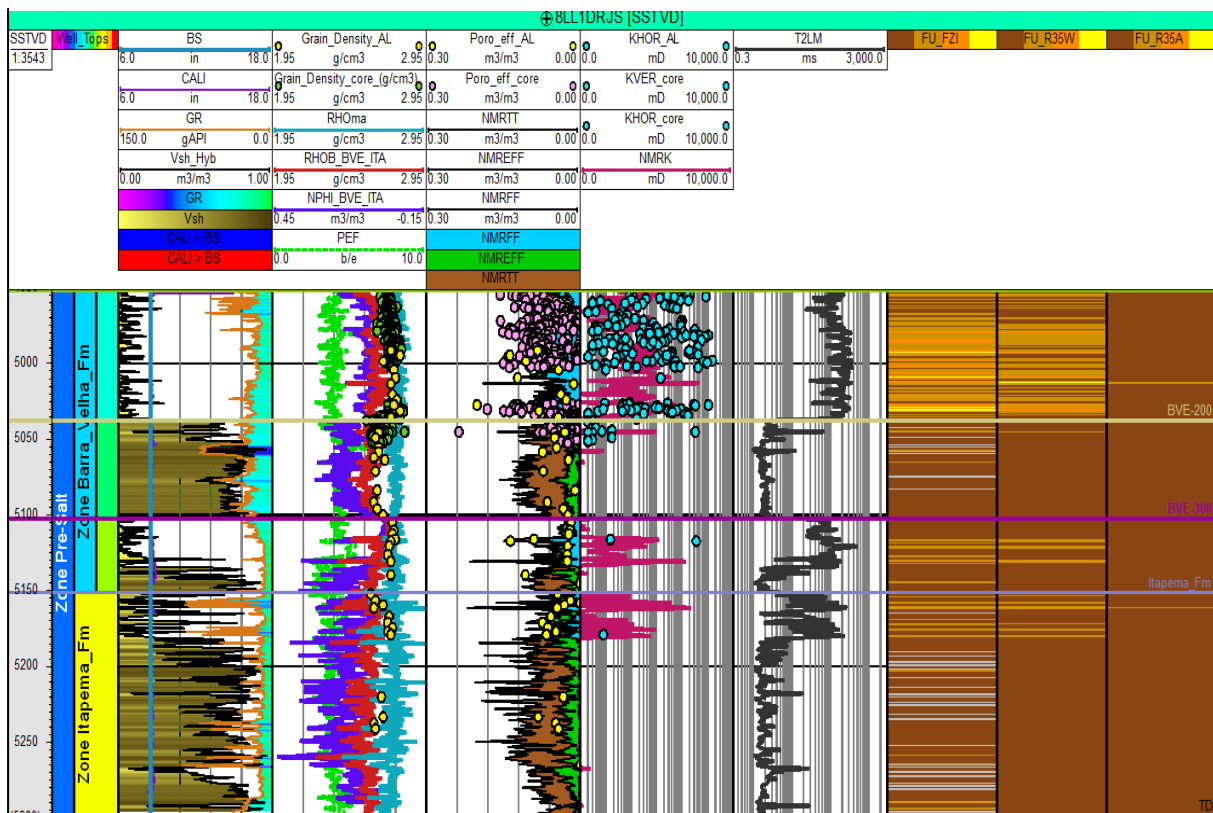
Layout del pozo 8LL52DRJS para los intervalos de producción BVE100, BVE200 y BVE300 de la Formación Barra Velha y la Formación Itapema. Los tres últimos tracks muestran las clasificaciones FZI, W-R35 y A-R35 respectivamente.



Comúnmente, el intervalo de producción BVE100 presenta excelentes propiedades hidráulicas. Con respecto a los resultados, demostró ser un reservorio con excelentes valores de porosidad y permeabilidad, presentando una mayor ocurrencia de FU3 y FU4 con respecto a los demás intervalos y a la Formación Itapema. BVE200, también demostró ser un reservorio importante, sin embargo, en los pozos donde presenta microporosidades, las unidades de flujo predominantes fueron FU1 y FU2, como en el caso del pozo 8LL52DRJS (Figura 36). Finalmente, BVE300 presentó rangos de porosidades y permeabilidades normales, y en la mayoría de los pozos las unidades de flujo más intermitentes son FU2, FU3 y FU4.

Figura 38.

Layout del pozo 8LL1DRJS para los intervalos de producción BVE100, BVE200 y BVE300 de la Formación Barra Velha y la Formación Itapema. Los tres últimos tracks muestran las clasificaciones FZI, W-R35 y A-R35 respectivamente.



8. Conclusiones

En función de las propiedades geomecánicas (propiedades elásticas, de resistencia, de criterio de falla) y de la P_{poro} , fue posible establecer el campo de esfuerzos mediante los esfuerzos horizontales *in-situ*, y su orientación preferencial para las Formaciones Barra Velha e Itapema del Pre-Sal brasileño.

Al igual que Rojas (2023), en los diferentes intervalos estudiados de agua o crudo, se encontró un comportamiento anormal de la P_{poro} con respecto a la P_h que puede estar asociado a la geología y al sistema petrolífero del campo.

Se identificaron variaciones o contrastes en las magnitudes de las propiedades tanto geomecánicas como petrofísicas, y en las orientaciones de los esfuerzos horizontales *in-situ* en función de la ubicación de los pozos y las posibles condiciones estructurales, haciendo una analogía con los 3 compartimentos propuestos por Rojas (2023), en el área piloto OBN del campo Tupí. La orientación preferencial definida para los BOs y $S_{\text{HMáx}}$ fue NW – SE, y para las DITFs y $S_{\text{hmín}}$ fue NE – SW.

Se establecieron los regímenes de fallamiento de los intervalos de producción BVE100, BVE200 y BVE300 de la Formación Barra Velha, y de la Formación Itapema. Ambas formaciones mostraron un régimen de fallamiento duplo entre normal/transcurrente. Sin embargo, en el intervalo BVE100, el Zobackgrama del pozo (8LL1DRJS) presentó un escenario de fallamiento inverso en caso de reactivación de falla.

Para que ocurra reactivación de fallas en el intervalo de producción BVE100, los aumentos de P_{poro} se encuentran en un rango entre 12.2% y 41.5% dependiendo de la profundidad del horizonte. Esto, dada la anisotropía identificada en los campos de esfuerzos *in-situ* y a la correlación establecida entre la profundidad y la P_{poro} . Teniendo en cuenta lo anterior, las fallas ubicadas en la zona del alto estructural son las más propensas a reactivarse, ya que necesitan un menor porcentaje de aumento en la P_{poro} para reactivarse. Estos escenarios podrían en

generarse en casos hipotéticos de inyección de fluidos para fracturamiento hidráulico, recuperación mejorada de hidrocarburos o almacenamiento y captura de CO₂.

Los métodos convencionales, híbridos y las curvas obtenidas por los registros NMR, mostraron resultados similares en las zonas en las que NMREFF, NMRF y NMRTT presentan magnitudes similares. En el caso de las zonas microporosas (generalmente en BVE200 y la Formación Itapema), NMRTT >> NMREFF >> NMRF, y tanto los modelos de V_{sh} cuanto de ϕ_{eff} generados con métodos convencionales, presentan comportamientos que pueden resultar en estimaciones de volúmenes de hidrocarburos incorrectos.

El método V_{sh-Hyb} fue el que generó el modelo de arcillosidad más representativo para las formaciones del Pre-Sal brasileño (Barra Velha e Itapema) teniendo subestimaciones en el enfoque convencional (V_{sh-GR}) y sobreestimaciones en el avanzado (V_{sh-NMR}).

La clasificación por unidades de flujo representó adecuadamente las capacidades hidráulicas de los intervalos de interés por medio de la porosidad efectiva y la permeabilidad obtenidas de la NMR. Las metodologías FZI y W-R35 mostraron los resultados más similares, siendo FZI la más optimista. En cuanto a A-R35, mostró una poca sensibilidad con los datos de porosidad efectiva, y permeabilidad, representando débilmente las capacidades hidráulicas de los intervalos de interés.

9. Recomendaciones

En función de los resultados y conclusiones obtenidos de la investigación se recomienda tener una mejor colección de datos con respecto a los registros geofísicos (especialmente DT_s), esenciales para las estimaciones de las propiedades geomecánicas. Esto, porque en la etapa de su modelamiento se pueden cometer errores significativos al generar modelos geomecánicos.

Debido a las heterogeneidades presentadas en el campo, es de gran importancia aumentar los estudios geomecánicos y petrofísicos en los carbonatos del Pre-Sal, con el fin de dar una mayor confiabilidad de las metodologías y procesos aplicados para el desarrollo del campo. Esto daría una mayor seguridad tanto en operaciones de perforación, como también en la gestión del yacimiento y su optimización en la producción de hidrocarburos.

Referencias

- Aadnoy B.S., Looyeh R. 2011. Petroleum rock mechanics: drilling operations and well design Gulf Professional Publishing.
- Addis M.A. 2017. The geology of geomechanics: petroleum geomechanical engineering in field development planning.
- Addis M.A., Last N.C., Yassir N.A. 1996. Estimation of Horizontal Stresses at Depth in Faulted Regions and Their Relationship to Pore Pressure Variations.
- Addis M. A. 2021. The geology of geomechanics: petroleum geomechanical engineering in field development planning.
- Afsari M., Ghafoori M.R., Roostaeian M., Haghshenas A., Ataei A., Masoudi R. 2009. Mechanical Earth Model (MEM): An Effective Tool for Borehole Stability Analysis and Managed Pressure Drilling (Case Study). 2009 Middle East Oil and Gas Show and Conference.
- Agência Nacional do Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis, 2021. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural.
- Aguilera R. 2002. Incorporating capillary pressure, pore throat aperture radii, height above free-water table, and Winland r35 values on Pickett plots.
- Albukhari M., Beshish G., Abouzbeda M., Madi A. 2018. Geomechanical wellbore stability análisis for the reservoir section in J-NC186 oil field.
- Alhashmi N.F., Torres K., Faisal M., Segura V., Bethapudi B.P., Mansur S., Al-Rawahi A.S., Dhabi A. 2016. Rock Typing Classification and Hydraulic Flow Units Definition of one of the most prolific Carbonate Reservoir in the Onshore Abu Dhabi.
- Ali J., Buckthorpe D., Cheyne A., Farooqui J., Mummery P. M. 2009. Comparative Study of Predictive Finite Element Methods for Mechanical Properties in 2D Woven Carbon/Carbon Composites.
- Ali S.M., Abdelrahman K. y Al-Otaibi N. 2021. Tectonic stress regime and stress patterns from the inversion of earthquake focal mechanisms in NW Himalaya and surrounding regions.

- Al-Jawad N., Saleh A.H. 2019. Flow units rock type for reservoir characterization in carbonate reservoir: case study, south of Iraq.
- Alt R.C. y Zoback M.D. 2017. In Situ Stress and Active Faulting in Oklahoma.
- Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., Keelan D.K. 1993. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells.
- Anderson E. 1951. The dynamics of faulting and dyke formation with applications to Britain.
- Araújo T., Leite W., Dantas M., Oliveira G.P. 2017. Unidades de Fluxo Hidráulico e Saturação de Fluido: Um Estudo de Caso em Poços com Características Semelhantes às Encontradas no Nordeste Brasileiro.
- Arias H., Mateus J., Mantilla H., Sánchez E., Puerta J., Santos O., Moralejo R., Barragan F., Alippio L., Corzo R., Illidge E., Vela J., Duran W., Gonzalez H., Carvajal J., Illidge E., Ardila S., Mendoza J., Angarita C., Bravo O. y Zambrano E. 2019. Wellbore Stability Analysis for Ecopetrol's Onshore Wells.
- Asquith G.B. y Gibson C.R. 1982. Basic Well Log Analysis for Geologists.
- Avanzini A., Balossino P., Brignoli M., Spelta E., Tarchiani C. 2016. Lithologic and geomechanical facies classification for sweet spot identification in gas shale reservoir.
- Babadagli T. y Al-Salmi S. 2004. A Review of Permeability-Prediction Methods for Carbonate Reservoirs Using Well-Log Data.
- Baouche R., Sen S., Boutaleb K. 2020. Present day In-situ stress magnitude and orientation of horizontal stress components in the eastern Illizi basin, Algeria: A geomechanical modeling.
- Baouche R., Sen S., Ganguli S.S. 2020. Pore pressure and in-situ stress magnitudes in the Bhiret Hammou Hydrocarbon field, Berkine Basin, Algeria.
- Bell J.S. 2003. Practical methods for estimating in situ stresses for borehole stability application in sedimentary basins.
- Bernardes V. Assis C., Fonseca L. y Souza I. 2019. Lacustrine coquinas and hybrid deposits from rift phase: Pre-Salt, lower Cretaceous, Campos Basin, Brazil.

- Bjørlykke K., Høeg K. y Mondol N. 2015. Introduction to Geomechanics: Stress and Strain in Sedimentary Basins. Petroleum Geoscience.
- Boersma Q. D., Douma L., Berlotti G., Barnhoorn A. 2019. Mechanical control on horizontal stresses and fracture behaviour in layered rocks. A numerical sensitivity analysis.
- Bowers G. 1995. Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction.
- Brace W., Paulding B. y Scholz C. 1966. Dilatancy in the fracture of crystalline rocks.
- Cabrera M. 2022. Relação entre as propriedades geomecânicas e o comportamento do escoamento de fluidos nos carbonatos do pré-sal, Campo de Búzios, Brasil.
- Castro T.M., Lupinacci W.M. 2022. Comparison between conventional and NMR approaches for formation evaluation of presalt interval in the Buzios Field, Santos Basin, Brazil.
- Chang H.K., Assine M.L., Côrrea F.S., Tinen J.S., Vidal A.C. y Koike L., 2008. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos.
- Chang C., Jo Y., Oh Y., Lee T.J. y Kim K. 2013. Hydraulic Fracturing In Situ Stress Estimations in a Potential Geothermal Site, Seokmo Island, South Korea.
- Chen G., Chenevert M., Sharma M., Yu M. 2003. A study of wellbore stability in shales including poroelastic, chemical, and thermal effects.
- Chen X., Li S., Zhang J., Wang S., Gui F., Younessi A. 2020. 3D Geomechanical Modelling for an Extra Deep Fractured Carbonate Reservoir, Northwest China.
- Corkum A.G., Damjanac B., Lam T. 2018. Variation of horizontal in situ stress with depth for long-term performance evaluation of the Deep Geological Repository project access shaft.
- Cruz M., Oliveira J. y Silveira B. 2013. Geomechanical analysis and critically stressed fractures in Offshore Brazil.
- Darling T. 2005. Well Logging and Formation Evaluation.
- Dewan J.T. 1983. Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation.
- Ehigie S.O. 2010. NMR-Openhole Log Integration: Making the Most of NMR Data Deliverables.

- Ellis D. y Singer J.M. 2007. Well Logging for Earth Scientists.
- Faulkner D., Mitchell T., Healy D. y Heap M. 2006. Slip on weak fault by the rotation of regional stress in the fracture damage zone.
- Ferreira F.C., Booth R., Oliveira R. Carneiro G., Bize-Forest N. y Wahanik H., 2015. New rock typing index based on hydraulic and electric tortuosity data for multi-scale dynamic characterization of complex carbonate reservoirs.
- Festa V., Fiore A., Luisi M., Micolli N.M., Spalluto L. 2018. Petrographic features influencing basic geotechnical parameters of carbonate soft rocks from Apulia (southern Italy).
- Finkbeiner T., Barton C., Zoback M.D. 1997. Relationships Among In-Situ Stress, Fractures and Faults, and Fluid Flow: Monterey Formation, Santa Maria Basin, California.
- Ganguli S. y Sen S. 2020. Investigation of present-day in-situ stresses and pore pressure in the south Cambay Basin, western India: Implications for drilling, reservoir development, and fault reactivation.
- Garcia S., Danderfer A., Lamotte D. y Rudkiewicz J. 2012. Análise de volumes de sal em restauração estrutural: um exemplo na Bacia de Santos.
- Gercek H. 2007. Poisson's ratio values for rocks.
- Gharechelou S., Amini A., Kadkhodaie A., Hosseini Z. y Honarmand J. 2018. Rock typing and reservoir zonation based on the NMR logging and geological attributes in the mixed carbonate-siliciclastic Asmari Reservoir
- Golubev A. y Rabinovich G. 1976. Resultaty primencia apparturny akusticeskogo karotasa dlja predeleina proconstykh svoistv gornych porod na mestorosdeniaach tverdykh isjopaemykh, Prikl.
- Guerra C., Fischer K. y Henk A. 2019. Stress prediction using 1D y 3D geomechanical models of a tight gas reservoir – A case study from the Lower Magdalena Valley Basin, Colombia.
- Gunter G.W., Finneran J.M., Hartmann D.J., Miller J.D., 1997. Early Determination of Reservoir Flow Units Using an Integrated Petrophysical Method.

- Gunter G.W., Spain D.R., Viro E.J., Thomas J.B., Potter G., Williams J., 2014. Winland pore throat prediction method – a proper retrospect: new examples from carbonate and complex systems.
- Hamid O., Khan K., Rahim Z. y Omair A. 2016. Reducing drilling operational risk and non-productive time using real-time geomechanics surveillance.
- Hawkes C.D., Bachu S., Mclellan P.J. 2005. Geomechanical Factors Affecting Geological Storage of CO₂ in Depleted Oil and Gas Reservoirs.
- Heidbach O., Rajabi M., Cui X., Fuchs K., Müller B., Reinecker J., Reiter K., Tingay M., Wenzel F., Xie F., Ziegler M.O., Zoback M-L., Zoback M. 2018. The World Stress Map database release 2016: Crustal stress pattern across scales.
- Hessel R., Freschi A., Rosado E. y Barreiro L. 2016. Determinação do módulo de Young em sólidos a partir da medida da velocidade do som pelo método do tempo de voo.
- Higgins S., Sitchler J. y Bratton T. 2016. Geomechanics for unconventional reservoirs.
- Hooghvorst J., Harrold T., Nikolinakou M., Fernandez O., Marcuello A. 2019. Comparison of stresses in 3D vs 2D geomechanical structures in the Tarfaya basin, West African Coast.
- Hovadik, J. & Larue, D. (2007). Static characterizations of reservoirs: Refining the concepts of connectivity and continuity. *Petroleum Geoscience*.
- Izadi M. y Ghalambor A. 2013. New approach in permeability and hydraulic-flow unit determination
- Javani D., Aadnoy B., Rastegarnia M., Nadimi S., Aghighi M.A., Maleki B. 2017. Failure criterion effect on solid production and selection of completion solution.
- Jaya I., Sudaryanto A. y Widarsono B. 2005. Permeability Prediction Using Pore Throat and Rock Fabric: A Model from Indonesian Reservoirs.
- Ju W., Sun W., Hou G. 2015. Insights into the Tectonic Fractures in the Yanchang Formation Interbedded Sandstone-Mudstone of the Ordos Basin Based on Core Data and Geomechanical Models.
- Kadhim F.S., Samsuri A. y Idris A.K. 2014. Calculation of petrophysical properties for Mishrif carbonate reservoir.

- Kadkhodaie A., 2021. The impact of geomechanical units (GMUs) classification on reducing the uncertainty of wellbore stability analysis and safe mud window design.
- Kadkhodaie A., Kadkhodaie R. 2018. A Review of Reservoir Rock Typing Methods in Carbonate Reservoirs – Relation between Geological Seismic, and Reservoir Rock Types.
- Kearey P., Brooks M. y Hill I. 2009. Geofísica de exploração. São Paulo - Oficina de textos.
- Kidambi T., Kumar G. 2016. Mechanical Earth Modeling for a vertical well drilled in a naturally fractured tight carbonate gas reservoir in the Persian Gulf.
- Kolodzie S. 1980 Analysis Of Pore Throat Size And Use Of The Waxman-Smits Equation To Determine OOIP In Spindle Field, Colorado.
- Larionov V.V. 1969. Borehole Radiometry. Nedra, Moscow.
- Li X., Li Q., Bai B., Wei N., Yuan W. 2016. The geomechanics of Shenhua carbon dioxide capture and storage (CCS) demonstration project in Ordos Basin, China.
- Paris de Ferrer M., 2010. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.
- Mahjour S.K. 2020. Using Data Management Approaches To Improve Decision Analysis In Petroleum Field Development Under Uncertainty.
- Manzocchi T., Childs C. y Walsh J. 2010. Faults and fault properties in hydrocarbon flow models.
- Massiot C., Seebeck H., Nicol A., McNamara D.D., Lawrence M.J.F., Griffin A.G., Thrasher G.P., O'Brien G., Viskovic G.P.D. 2019. Effects of regional and local stresses on fault slip tendency in the southern Taranaki Basin, New Zealand.
- Matthews W. y Kelly J. 1967. How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient.
- Militzer H. y Stoll R. 1973. Einige Beiträge der geophysik zur primärdatenerfassung im Bergbau, Neue Bautechnik.
- Mirzaei-Paiaman A., Ostadhassan M., Rezaee R., Saboorian-Jooybari H., Chen Z. 2018. A new approach in petrophysical rock typing.

- Mohriak W. 2001. Salt tectonics, volcanic centers, fracture zones and their relationship with the origin and evolution of the South Atlantic Ocean: geophysical evidence in the Brazilian and West African margins.
- Moreira J., Madeira C., Gil J. y Machado M. 2007. Bacia de Santos
- Müller T.M. y Sahay P.N. 2016. Biot coefficient is distinct from effective pressure coefficient.
- Muñoz I. y Perdomo C. 2021. Determination of Critical Mud Window Pressures by Applying Analytical Models and Geo-Mechanical Characterization.
- Najibi, A.; Ghafoori, M.; Lashkaripour, G. y Asef, M. 2017. Reservoir geomechanical modeling: *In-situ* stress, pore pressure, and mud design. Journal of Petroleum Science and Engineering.
- Ngo V.T., Lu V.D., Nguyen M.H., Hoang T.M., Nguyen H.M. y Le, V.M. 2015. A comparison of permeability prediction methods using core analysis data.
- Nooruddin H. y Hossain M. 2011. Modified Kozeny-Carmen correlation for enhanced hydraulic flow unit characterization.
- Oliveira E., Fernandes M. y Ferreira G. 2015. Uma reflexão sobre a importância da geomecânica para a Engenharia de Petróleo.
- Oliveira G., Ceia M., Missagia R., Lima I., Santos V. 2019. The influence of microporosity on porosity-permeability correlation in carbonate rocks.
- Pells P.J.N. 1993. Unaxial Strength Testing.
- Penna R., Lupinacci W.M. 2021. 3D modelling of flow units and petrophysical properties in Brazilian presalt carbonate.
- Pham C., Chang C., Jang Y., Kutty A., Jeong J. 2020. Effect of faults and rock physical properties on in situ stress within highly heterogeneous carbonate reservoirs.
- Pittman E.D. 1992. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone.
- Plumb R., Evans K. y Engelder T. 1991. Geophysical log responses and their correlation with bed-to-bed stress contrast in Paleozoic rocks, Appalachian plateau.

- Rabe C., Prado M., Escalona D., Soto S. 2008. Using a geomechanics study to define the optimum mud window and the best trajectory to be re-drilling the horizontal Bor-30 well, Borburata Field, Venezuela.
- Rahimi R. y Nygaard R. 2015. Comparison of rock failure criteria in predicting borehole shear failure.
- Rajabi M., Heidbach O., Tingay M. 2015. The Role of Fault and Fractures in Local and Regional Perturbation of Present-day Horizontal Stresses – An Example from the Clarence – Moreton Basin, Eastern Australia.
- Rebelo T.B., Batezelli A., Mattos N.H.S., Leite E.P. 2022. Flow units in complex carbonate reservoirs: A study case of the Brazilian pre-salt.
- Riazi Z. 2018. Application of integrated rock typing and flow units identification methods for an Iranian carbonate reservoir.
- Rodríguez A., Dal' P., Valle B., Borghi L. 2022. When distinction matters: Carbonate shrubs from de Aptian Barra Velha Formation of Brazilian's Pre-salt.
- Rojas D. 2023. Modelo geomecânico dos reservatórios do pré-sal brasileiro, Bacia de Santos, e sua relação com o regime de tensão, a potencial reativação de falhas e a orientação preferencial de trajetória de perfuração.
- Rojas D., Batezelli A., Pereira E., 2023. Fault reactivation potencial in a carbonate field in Brazil based on geomechanical analysis.
- Rosa M., Cavalcante J., Miyakawa T. y Freitas L. 2018. The Giant Lula Field: World's largest oil production in ultra-deepwater under a fast-track development: Presented at the Offshore Technology Conference.
- Santos E.S.R. y Ferreira F.H. 2010. Mechanical Behavior of a Brazilian Off-Shore Carbonate Reservoir.
- Sayers M. C. 2008. The elastic properties of carbonates.
- Sha F., Xiao L., Mao Z. y Jia C. 2018. Petrophysical Characterization and Fractal Analysis of Carbonate Reservoirs of the Eastern Margin of the Pre-Caspian Basin.
- Shen B. 2008. Borehole Breakouts and In Situ Stresses.

- Silva C. 2016. Análise geomecânica dos carbonatos do pré-sal da Bacia de Santos.
- Silva C., Rabe C., Fontoura S. 2017. Geomechanical Model and Wellbore Stability Analysis of Brazil's Pre-Salt Carbonates, a Case Study in Block BMS-8.
- Singha D. y Chatterjee R. 2015. Geomechanical modeling using finite element method for prediction of in-situ stress in Krishna-Godavari basin, India.
- Soleymanzadeh A., Parvin S., Kord S. 2019. Effect of overburden pressure on determination of reservoir rock types using RQI/FZI, FZI* and Winland methods in carbonate rocks.
- Sone H., Zoback M.D. 2013. Mechanical properties of shale-gas reservoir rocks – Part 1: Static and Dynamic elastic properties and anisotropy.
- Shabaninejad M., Bagheripour M. 2011. Rock Typing and Generalization of Permeability-Porosity Relationship for an Iranian Carbonate Gas Reservoir.
- Szatmari P. 2000. Habitat of petroleum along the South Atlantic margins. Petroleum systems of South Atlantic margins.
- Tarek A., 2006. Reservoir Engineering Handbook. Third Edition.
- Tiab D., Donaldson E.C., 2004. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties.
- Tingay M.R., Hillis R.R., Morley C.K., King R.C., Swarbrick R.E., Damit A.R. 2009. Present-day stress and neotectonics of Brunei: Implications for petroleum exploration and production.
- Torsaeter O., Abtahi M., 2003. Experimental Reservoir Engineering Laboratory Work Book.
- Wright V.P. 2020. The mantle, CO₂ and the giant Aptian chemogenic lacustrine carbonate factory of the South Atlantic: some carbonates are made, not born.
- Wright V. y Barnett A. 2015. An Abiotic Model for the Development of Textures in Some South Atlantic Early Cretaceous Lacustrine Carbonates. Implications for Global Exploration and Production.
- Yan F., Han D. y Ren K. 2012. A new model for pore pressure prediction.

- Zeng L., Tang X., Jiang J., Peng Y., Yang Y. y Lyu W. 2015. Unreliable determination of in situ stress orientation by borehole breakouts in fractured tight reservoirs: A case study of the upper Eocene Hetaoyuan Formation in the Anpeng field, Nanxiang Basin, China.
- Zhang J. 2013. Borehole stability analysis accounting for anisotropies in drilling to weak bedding planes.
- Zhang Z. y Cai Z. 2021. Permeability Prediction of Carbonate Rocks Based on Digital Image Analysis and Rock Typing Using Random Forest Algorithm.
- Zheng F., Jahnadideh A., Jha B., y Jafarpour B. 2021. Geologic CO₂ Storage Optimization under Geomechanical Risk Using Coupled-Physics Models.
- Ziegler M. y Heidbach O. 2020. The 3D stress state from geomechanical-numerical modelling and its uncertainties: a case study in the Bavarian Molasse Basin.
- Zoback M.D., Barton C.A, Brudy M., Castillo D.A., Finkbeiner T., Grollmund B.R., Moos D.B., Peska P., Ward C.D., Wiprut D.J. 2003. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells.
- Zoback M.D. 2007. Reservoir Geomechanics.