

EVALUACIÓN REGIONAL DE LA ROCA RESERVORIO EN EL CRETÁCICO
SUPERIOR Y PALEOCENO MEDIANTE LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA
Y MODELAMIENTO DE FÍSICA DE ROCAS AL SUROESTE DE LA CUENCA DE
SANTOS, BRASIL.

SEBASTIÁN FELIPE GUSTÍN SANTANDER
JUAN SEBASTIÁN RUBIO ALVARADO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2020

EVALUACIÓN REGIONAL DE LA ROCA RESERVORIO EN EL CRETÁCICO
SUPERIOR Y PALEOCENO MEDIANTE LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA
Y MODELAMIENTO DE FÍSICA DE ROCAS AL SUROESTE DE LA CUENCA DE
SANTOS, BRASIL.

SEBASTIÁN FELIPE GUSTÍN SANTANDER
JUAN SEBASTIÁN RUBIO ALVARADO

Proyecto integral de grado para optar por el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
EDWARD MONCAYO
Geofísico de Reservorio

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2020

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Sebastián Alejandro Gómez Alba
Jurado

Ing. Yatnielah Isbel Pirela Roperó
Jurado

Bogotá D.C., agosto del 2020.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA – PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA – PEÑA

Vicerrectora Académica y de investigaciones

Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Fundación Universidad de América junto con el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo de grado brindan sus agradecimientos a:

El geofísico de reservorio Edward Moncayo por tomar la dirección de este proyecto, por la orientación, el seguimiento y la supervisión de este.

A la geóloga Adriana Henao por su asesoría, colaboración, sugerencias y paciencia, pues fue de fundamental para el desarrollo del proyecto de grado, de igual forma agradecer a los integrantes de comité de trabajo de grado por su orientación y apoyo.

Agradecemos a la Fundación Universidad de América y cada uno de sus docentes por brindarnos su confianza, conocimiento y experiencia para formarnos como ingenieros de petróleos íntegros.

Al geofísico German Rondón y a cada una de las personas que nos brindaron su apoyo, asesorías y conocimiento para culminar exitosamente el proyecto de grado.

Finalmente, a nuestras familias por acompañarnos en este proceso educativo y en general a todos nuestros amigos y compañeros que estuvieron involucrados en nuestra formación académica.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	17
INTRODUCCIÓN	19
1. MARCO TEÓRICO	23
1.1 CUENCA DE SANTOS	23
1.1.1 Historia.	23
1.1.2 Geología de la Cuenca	23
1.1.2.1 Sistemas petrolíferos	23
1.1.2.2 Generación y migración	23
1.1.2.3 Rocas reservorio	24
1.1.2.4 Rocas sello	24
1.1.2.5 Trampas	24
1.2 REGISTROS DE POZO	26
1.2.1 Registro Gamma Ray	26
1.2.2 Registro de Litodensidad	26
1.2.3 Registros resistivos	27
1.2.4 Registro Sónico	27
1.2.5 Registro Neutrón	28
1.2.6 Registro de Densidad	29
1.3 PETROFÍSICA	29
1.4 FÍSICA DE ROCAS	30
1.4.1 Propiedades elásticas de la roca	30
1.4.1.1 Módulo de cizalla	30
1.4.1.2 Módulo de Bulk	30
1.4.1.3 Impedancia onda S	30
1.4.1.4 Impedancia onda P	31
1.4.1.5 Parámetros de Lamé	31
1.4.2 Interpretación modelos física de rocas	31
1.4.2.1 Fluido y saturación	31

1.4.2.2	Litología y relación Vp/Vs	32
1.4.3	Relación de Gassman	32
2.	METODOLOGÍA Y DATOS	33
2.1	SELECCIÓN DE POZOS	33
2.2	CARGA DE POZOS	34
2.2.1	Archivos .LAS	34
2.2.2	Archivos .DLIS	35
2.3	CONSTRUCCIÓN REGISTRO DE LITOFACIES	37
2.4	CÁLCULO DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS	39
2.4.1	Cálculo de volumen Shale (Modelo lineal)	39
2.4.2	Cálculo de saturación de agua (Ecuación de Archie)	41
2.4.3	Cálculo de porosidad (Método de densidad)	42
2.5	RELACIÓN DE LAS VELOCIDADES DE ONDA P Y S RESPECTO A PROPIEDADES PETROFÍSICAS	44
2.6	FÍSICA DE ROCAS	45
2.6.1	Método de Castagna	45
2.6.2	Método de Greenberg y Castagna	46
2.6.3	Método de Xu y White	48
2.6.4	Modelo de Sun	50
2.6.5	Modelo de predicción velocidad onda S	53
2.6.6	Sustitución de fluidos	54
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	57
3.1	SELECCIÓN DE POZOS	57
3.2	ANÁLISIS DEL REGISTRO DE LITOFACIES	58
3.3	ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS	68
3.4	ANÁLISIS VELOCIDADES DE ONDA P Y S RESPECTO A PROPIEDADES PETROFÍSICAS	73
3.5	ANÁLISIS DE FÍSICA DE ROCAS	77
3.5.1	Modelos de física de rocas	77
3.5.2	Generación modelo de predicción de velocidad onda S	84
3.5.3	Predicción de velocidad de onda S	85
3.5.4	Análisis sustitución de fluidos	87

3.6	VALIDACIÓN DE LA TENDENCIA DEL MODELO	90
4.	CONCLUSIONES	99
5.	RECOMENDACIONES	101
	BIBLIOGRAFÍA	102

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Cuenca de Santos	24
Figura 2. Estratigrafía Cuenca de Santos	25
Figura 3. Gamma Ray	26
Figura 4. Registro de litodensidad	27
Figura 5. Registro Sónico	28
Figura 6. Registro Neutrón	28
Figura 7. Registro de Densidad	29
Figura 8. Esquema metodológico general	33
Figura 9. Selección de pozos	34
Figura 10. Carga de datos	35
Figura 11. Selección de pozos en archivos .DLIS	35
Figura 12. Plot	36
Figura 13. Crear un pozo nuevo	36
Figura 14. Módulo de litología	38
Figura 15. Shading type	38
Figura 16. Módulo de volumen de arcilla	40
Figura 17. Ajuste volumen de arcilla	40
Figura 18. Módulo de saturación de agua	41
Figura 19. Curvas módulo de Saturación de Agua	42
Figura 20. Curva de porosidad	43
Figura 21. Formato de crossplots	44
Figura 22. Método de Castagna	46
Figura 23. Método de Greenberg & Castagna	47
Figura 24. Método de Xu-White	50
Figura 25. Calculadora de registros de pozo	53
Figura 26. Sustitución de fluidos	55
Figura 27. Modelo Kdry	55
Figura 28. Condiciones finales	56
Figura 29. Ubicación pozos	58
Figura 30. Litofacies 1-BG-3-SPS	59
Figura 31. Litofacies 1-VBEP-1-SPS	60
Figura 32. Litofacies 1-CHEV-2-SPS	61
Figura 33. Litofacies 1-BRSA-911-SPS	62
Figura 34. Litofacies 1-SCS-0005-SC	63
Figura 35. Litofacies 1-SCS-0009A-SC	64
Figura 36. Litofacies 1-BSS-0054-BS	65
Figura 37. Litofacies 1-BRSA-635-SCS	66
Figura 38. Relación Velocidad onda P / Velocidad onda S	74
Figura 39. Porosidad / Velocidad onda P	75
Figura 40. Porosidad / Velocidad onda S	75
Figura 41. LambdaRho / MuRho	76

Figura 42. Registros Velocidad de onda S del pozo 1-BG-3-SPS para intervalo de estudio, Crossplot modelos de predicción para Velocidad de onda S-Velocidad de onda S real	81
Figura 43. Registros Velocidad de onda S del pozo 1-VBEP-1-SPS para intervalo de estudio, Crossplot modelos de predicción para Velocidad de onda S-Velocidad de onda S real	82
Figura 44. Registros Velocidad de onda S del pozo 1-CHEV-2-SPS para intervalo de estudio, Crossplot modelos de predicción para Velocidad de onda S-Velocidad de onda S real	83
Figura 45. Modelo de predicción velocidad onda S	84
Figura 46. Predicción velocidad onda S pozos 1-BRSA-911-SPS y 1-SCS-0005-SC	85
Figura 47. Predicción velocidad onda S pozos 1-SCS-0009A-SC, 1-BSS-0054-BS y 1-BRSA-635-SCS	86
Figura 48. Zp/Zs para 1-BG-3-SPS, 1-VBEP-1-SPS, 1-CHEV-2-SPS, 1-BRSA-911-SPS	88
Figura 49. Zp/ Zs para 1-SCS-0005-SC, 1-SCS-0009A-SC, 1-BSS-0054-BS, 1-BRSA-635-SCS	89
Figura 50. Ubicación pozos Karoon Energy	91
Figura 51. Vp-Vs / Porosidad	91
Figura 52. Vp-Vs/PHIT para 1-BG-3-SPS, 1-VBEP-1-SPS, 1-CHEV-2-SPS, 1-BRSA-911-SPS	93
Figura 53. Vp-Vs/PHIT para 1-SCS-0005-SC, 1-SCS-0009A-SC, 1-BSS-0054-BS, 1-BRSA-635-SCS	94
Figura 54. LambdaRho/MuRho	95
Figura 55. LambdaRho/MuRho 1-BG-3-SPS, 1-VBEP-1-SPS, 1-CHEV-2-SPS, 1-BRSA-911-SPS	96
Figura 56. LambdaRho/MuRho 1-SCS-0005-SC, 1-SCS-0009A-SC, 1-BSS-0054-BS, 1-BRSA-635-SCS	97

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Descripción de litología	37
Tabla 2. Coeficientes de iteración	47
Tabla 3. Información de pozos	57
Tabla 4. Propiedades petrofísicas 1-BG-3-SPS	68
Tabla 5. Propiedades petrofísicas 1-VBEP-1-SPS	69
Tabla 6. Propiedades petrofísicas 1-CHEV-2-SPS	69
Tabla 7. Propiedades petrofísicas 1-BRSA-911-SPS	70
Tabla 8. Propiedades petrofísicas 1SCS-0005-SC	70
Tabla 9. Propiedades petrofísicas 1-SCS-0009A-SC	71
Tabla 10. Propiedades petrofísicas 1-BSS-0054-BS	71
Tabla 11. Propiedades petrofísicas 1-BRSA-635-SCS	72

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. μRho	31
Ecuación 2. λRho	31
Ecuación 3. Relación de Gassmann	32
Ecuación 4. Sustitución de fluidos	32
Ecuación 5. Volumen Shale (Modelo lineal)	39
Ecuación 6. Saturación agua Archie (1.942)	41
Ecuación 7. Cálculo de porosidad método densidad	42
Ecuación 8. Porosidad efectiva	43
Ecuación 9. Velocidad compresional	45
Ecuación 10. V_P y V_S	45
Ecuación 11. Velocidad de cizalla	46
Ecuación 12. Porosidad total	48
Ecuación 13. Porosidad de arenisca y arcilla	48
Ecuación 14. Propiedades de mezcla mineral	49
Ecuación 15. Módulo volumétrico (Sun)	51
Ecuación 16. Módulo de cizalla (Sun)	51
Ecuación 17. Velocidad onda P	51
Ecuación 18. Velocidad Onda S	51
Ecuación 19. Módulo Bulk (Sun)	52
Ecuación 20. Mínimos cuadrados	53

ABREVIATURAS

Fm	Formación
Ft	Pie
GR	Gamma Ray
IP	Interactive Petrophysics
K	Módulo de Bulk
K₀	Módulo de Bulk del mineral que forma la roca
K_{dry}	Módulo de Bulk de la roca seca
K_{fi}	Módulo de Bulk del fluido
Km	Kilometro
K_{sat}	Módulo de Bulk de la roca con fluido de poro
Pe	Factor fotoeléctrico
PHIE	Porosidad efectiva
PHIT	Porosidad total
RGC	Registro Gráfico Compuesto
Sg	Saturación de gas
So	Saturación de petróleo
Sw	Saturación de agua
V_{clay}	Volumen de arcilla
Vp	Velocidad onda P
Vs	Velocidad onda S
Zp	Impedancia de onda P
Zs	Impedancia de onda S
ρ	Densidad
ρ_b	Densidad del registro
ρ_{ma}	Densidad de la matriz de roca
λ	Lambda
λρ	LambdaRho
μ	Mu
μρ	MuRho
μ_{dry}	Módulo de cizalla de roca seca
μ_{sat}	Módulo de cizalla de roca

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: el área en la que, y las condiciones físicas bajo las cuales, se depositan los sedimentos, incluida la fuente de los sedimentos; los procesos depositacionales tales como la depositación por acción del viento, el agua o el hielo; y la localización y el clima, tal como un desierto, un pantano o un río.

COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA: la declinación de presión y movimiento de los fluidos durante la producción de un yacimiento petrolífero conducen a cambios volumétricos en las rocas debido al incremento de los esfuerzos efectivos en la matriz de la roca. Este cambio en volumen reduce el volumen del poro y, por lo tanto, reduce la porosidad de la roca.

CONCORDANTE: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas, en la que existe paralelismo entre los materiales infra yacientes y supra yacientes.

DISCORDANTE: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en la que no guarda paralelismo la estratificación de los materiales infra yacientes y supra yacientes.

FACIES: las características de una unidad litoestratigráfica, que reflejan su origen y permiten su diferenciación respecto de otras unidades litoestratigráficas adyacentes. Las facies se caracterizan regularmente utilizando todas las características geológicas conocidas para esa unidad de roca.

FORMACIÓN: es un cuerpo de estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos; las formaciones múltiples forman grupos, y las subdivisiones de las formaciones son los miembros.

INTERACTIVE PETROPHYSICS: es un software petrofísico que cuenta con un conjunto de herramientas de interpretación geológica que incluye un módulo de análisis de imagen y nuestras herramientas de determinación de facies y tipificación de rocas. La presentación de la información permite crear grupos petrofísicos y predecir tipos de facies en pozos relacionados utilizando una o ambas técnicas estándar de la industria.

POROSIDAD: se define como la relación de espacio vacío, o volumen poroso, entre el volumen total de roca. Los términos porosidad efectiva o espacio de poros conectados son comúnmente usados para denotar a la porosidad que sirve para el desplazamiento de los fluidos.

RETROGRADACIÓN: dispositivo de crecimiento gradual de los cuerpos sedimentarios hacia el exterior de la cuenca.

RIFT: fosa tectónica de gran longitud limitada por fallas y generada por un adelgazamiento litosférico debido a la acción de esfuerzos distensivos horizontales. Puede ser continental u oceánico y presenta una gran actividad volcánica y sísmica.

ROKDOC: es un software desarrollado por Ikon Science, con el objetivo de ofrecer soluciones en el área de física de rocas, caracterización de reservorios, y predicción de presiones a través de sus módulos. Se utiliza para analizar datos de pozos y sísmicos, determinar el valor y aplicar métodos cuantitativos para predecir las propiedades de rocas, fluidos y presión.

SATURACIÓN DE AGUA: se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido, denotada como S_w . También se describe como la saturación de un medio poroso con respecto a un fluido (agua).

RESUMEN

En la industria petrolera es fundamental realizar una adecuada caracterización de yacimientos que integre estudios que comprendan un análisis de las propiedades petrofísicas, los mecanismo físicos y geológicos que controlan los parámetros elásticos del reservorio los cuales permiten obtener un mayor entendimiento de las heterogeneidades del reservorio y el comportamiento de los fluidos presentes en él, de esta forma, predecir su comportamiento futuro, crear un plan de desarrollo óptimo del campo y maximizar su productividad.

Durante los períodos Cretácico Superior y Paleoceno se observaron diferentes procesos de transporte y depositación en la Cuenca de Santos, los cuales generaron grandes variaciones en la sedimentación de los granos regionalmente, afectando directamente las propiedades del reservorio, esto conlleva a que exista un alto grado de incertidumbre en la estimación de las propiedades petrofísicas regionales de la roca reservorio.

Con el fin de eliminar la incertidumbre, se plantea evaluar regionalmente la roca reservorio en el Cretácico Superior y Paleoceno mediante la caracterización petrofísica y modelamiento de física de rocas al suroeste de la Cuenca de Santos, Brasil. Para ello se determinaron los registros de litofacies para calcular las propiedades petrofísicas en las zonas de interés, y finalmente, se estimó la densidad de la matriz y los módulos de compresibilidad y de cizalla a través de la implementación de los métodos de Castagna (1985), Greenberg & Castagna (1992), Xu & White (1995) y Sun (2004).

Se determinó que el modelo que mayor aproximación presenta es el planteado por Castagna (1985) el cual se utilizó en el proceso de predicción de onda S con el objetivo de realizar un análisis de sustitución de fluidos mediante la teoría de Gassman, y de esta manera entender la respuesta de roca saturada por distintos fluidos. Por último, se validaron los resultados del modelo con un estudio realizado en un campo ubicado dentro de la zona de estudio propuesta en donde se determinó que las propiedades V_s , V_p , $\lambda\rho$ y $\mu\rho$ tienen valores representativos con respecto al estudio, aunque existen zonas en las que estas propiedades presentan cierto grado de disminución.

Palabras clave: Petrofísica, Física Rocas, Cuenca Santos, Evaluación Regional

ABSTRACT

In the oil industry is essential to perform an adequate reservoir characterization that integrates studies that include an analysis of the Petrophysics properties, the physical and geological mechanisms that determine the elastic parameters of the reservoir which allow to obtain a better understanding of the reservoir heterogeneities and fluids behavior, therefore; predict their future performance, create an optimal field development plan and maximize their productivity.

During periods of Upper Cretaceous and Paleocene are observed different processes of transport and deposition in the Santos Basin, which generated large variations in the sedimentation of grains regionally, affecting directly the reservoir properties, this implies that there is a high degree of uncertainty in the regional Petrophysics properties estimation.

To remove the uncertainty, is proposed to regionally evaluate the reservoir rock in the Upper Cretaceous and Paleocene by Petrophysics characterization and rock physics modeling in the southwest Santos Basin, Brazil. To do this, lithofacies logs were determined to calculate the Petrophysics properties on interest areas, finally matrix density, the compressibility and shear modules were determined through the implementation of the methods proposed by Castagna (1985), Greenberg & Castagna (1992), Xu & White (1995) and Sun (2004).

We determined that the model that shows the better approximation was the one proposed by Castagna (1985) which was used in the S-wave prediction process in order to make a fluid substitution analysis using Gassmann's theory, therefore, understand the rock response saturated by different fluids. Finally, the results of the model were validated with a study accomplished in a field located within the proposed study area. It was determined that the properties V_s , V_p , λ_p and μ_p have representative values concerning to the study, although there are areas in which these properties show a certain degree of decrease.

Keywords: Petrophysics, Rocks Physics, Santos Basin, Regional Evaluation

INTRODUCCIÓN

La Cuenca de Santos es una cuenca offshore y se encuentra ubicada al sureste de Brasil, siendo una de las más grandes e importantes del país. Se caracteriza por la presencia de lutitas y carbonatos lacustres del Grupo Guaratiba (pre-sal) y las lutitas marinas de la Formación Itajaí-Açu (post-sal). La mayor prospectividad se encuentra en el Pre-sal el cual fue depositado en el Cretácico Inferior. Esto conlleva a que las investigaciones y recursos se hayan enfocado en este intervalo reduciendo los estudios en las demás formaciones en la cuenca.

Las Formaciones Juréia, Itajaí-Açu y Marambaia presentan un proceso de deposición asociado a deltas y abanicos, lo que genera diferencias significativas en el proceso de transporte de los sedimentos, provocando cambios en la organización y variaciones en la redondez de los granos que se depositaron regionalmente, por consiguiente generando incertidumbre en la estimación de las propiedades petrofísicas regionales de la roca reservorio en el Cretácico Superior y Paleoceno al suroeste de la Cuenca de Santos, Brasil lo cual produce ambigüedad en el cálculo de la velocidad compresional y de cizalla. Teniendo en cuenta el complejo proceso de depositación de la cuenca y heterogeneidad del reservorio es pertinente generar un estudio que involucre un análisis petrofísico y de los parámetros elásticos de la roca que determinen la distribución y comportamiento de las propiedades a lo largo de la zona de estudio con el objetivo de estimar de manera confiable las reservas, predecir su comportamiento futuro, maximizar su productividad y ser base en la toma de decisiones para el desarrollo de nuevos proyectos.

El objetivo general del proyecto consiste en evaluar regionalmente la roca reservorio en el Cretácico Superior y Paleoceno mediante la caracterización petrofísica y modelamiento de física de rocas al suroeste de la Cuenca de Santos, Brasil mediante la elaboración de un modelo empírico que ilustre las propiedades petrofísicas del reservorio, para el desarrollo de este, se utiliza información que comprende el Registro de Densidad, Registro Gráfico Compuesto (RGC) y Gamma Ray (GR) que serán cargados al software Interactive Petrophysics con la intención de hacer una interpretación gráfica de los mismos para realizar el registro de litofacies de la zona de estudio.

Una vez son conocidas las litofacies se calcularán parámetros tales como volumen de arcilla (V_{clay}), saturación de agua (S_w) y porosidad (\emptyset) para las zonas de interés en los pozos a evaluar aplicando el modelo lineal, saturación de agua de Archie y Densidad respectivamente. Posteriormente se analiza la relación entre velocidad compresional y de cizalla respecto a los parámetros petrofísicos anteriormente calculados con el fin de comprender la respuesta de los parámetros elásticos con respecto al cambio de las propiedades petrofísicas. Finalmente se

obtienen los valores de los módulos de compresibilidad, cizallante y la densidad de la matriz.

Mediante la integración de los datos obtenidos se desarrollan tres modelos de evaluación que permitan obtener resultados congruentes entre ellos. Los modelos serán construidos a través del uso del software RokDoc que convierte la información de registros de pozo en modelos predictivos permitiendo determinar la respuesta de los parámetros petrofísicos. El primer modelo descrito por Castagna J. P.¹, en el que se propone examinar datos de arenisca de laboratorio y compararlos con paquetes de esferas simples y datos de modelos teóricos para rocas porosas saturadas con agua para establecer relaciones generales V_p/V_s para rocas de siliciclásticas y determinar los módulos dinámicos de rocas, a partir de esto se tiene que la velocidad de cizalla está relacionada linealmente con la velocidad compresional para este tipo de rocas. El segundo modelo elaborado por Greenberg M.L. & Castagna J. P.², donde se elaboró “una técnica para predecir la velocidad de cizalla a partir de la velocidad compresional y los datos de composición de la roca. El método propuesto combina relaciones empíricas robustas entre las velocidades compresional y cizallante en rocas saturadas de salmuera con un modelo teórico (Gassmann 1951) para estimar la dependencia de la velocidad en la composición del fluido. Las pruebas realizadas con datos de laboratorio y de registro de pozos indican que la velocidad de la onda de corte se puede estimar con una precisión de mejor que el 7%”³. El método desarrollado por Xu S. & White R.⁴, se destaca cómo influye la litología en la relación de porosidad-velocidad, teniendo en cuenta un experimento que usa arenas poco profundas y lutitas arenosas. Por último, se describe el método propuesto por Sun Y.⁵, en el que se destaca el efecto de la estructura del poro en las velocidades elásticas las cuales están relacionadas principalmente al contenido de arcilla y la compactación. A partir de esto se creó un modelo que ofrece mayor exactitud que los métodos convencionales en presencia de arcilla.

Teniendo en cuenta los procedimientos diseñados por los autores ya mencionados, se permitirá realizar un modelo de velocidad cizallante para analizar el comportamiento de las propiedades a través de la roca modelando los efectos del fluido saturado.

¹ CASTAGNA, J. P.; BATZLE, M. L. and EASTWOOD, R. L. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. En: *Geophysics*. 1985. vol. 50, no. 4, p. 571-581.

² GREENBERG, M. y CASTAGNA, J. Shear-wave Velocity Estimation in Porous Rocks: Theoretical Formulation, Preliminary Verification and Applications. En: *Geophysical Prospecting*. 1992. vol. 40, no. 2, p. 195-209.

³ Greenberg, M., Castagna, J. op. cit, p. 208.

⁴ XU, S., WHITE, R. A new velocity model for clay-sand mixture. En: *Geophysical Prospecting*. 1995. Vol 43, p 91-118.

⁵ SUN, Yue F. Pore structure effects on elastic wave propagation in rocks: AVO modelling. En: *Journal of Geophysics and Engineering*. 2004. vol. 1, no. 4, p. 268-276.

Una vez elaborado el modelo, se evalúan los resultados con el estudio realizado por Dunne J. y Parsons J. que lleva por título "Explorational rock physics of post-rift sediments in the Southern Santos Basin, Brazil"⁶ en el cual se expone un método que consiste en el uso de "plantilla de física de rocas" para predecir las propiedades elásticas y definir atributos independientes de la profundidad resaltando los poros y la litología, en este caso aplicada en la parte sur de la Cuenca de Santos, en el área es conocida como la "Provincia de Salt" creando un mapeo estructural de la zona de estudio.

Para la realización del proyecto, será necesario cumplir con los siguientes objetivos específicos:

- Determinar las litofacies del yacimiento a partir de la interpretación de registros de pozo.
- Calcular los parámetros petrofísicos de la roca reservorio para cada pozo.
- Analizar el comportamiento de los parámetros elásticos de las velocidades compresionales, de cizalla e impedancia acústica en relación con las propiedades petrofísicas de la roca reservorio.
- Generar un modelo empírico a partir de los datos obtenidos del análisis de los parámetros elásticos con relación a las propiedades petrofísicas para la caracterización de la roca reservorio.
- Evaluar los resultados obtenidos del modelamiento mediante la comparación de estudios en la Cuenca de Santos, Brasil.

Este trabajo busca mediante la caracterización petrofísica y modelamiento de física de rocas determinar adecuadamente el comportamiento de los parámetros elásticos, velocidades compresionales y de cizalla, evidenciando la heterogeneidad de la roca reservorio para las formaciones del Cretácico superior y Paleoceno.

El desarrollo de este proyecto comprende el cumplimiento de cinco objetivos específicos los cuales se llevarán a cabo de la siguiente manera: La caracterización del registro litológico en el intervalo de interés mediante un cálculo petrofísico obteniendo un registro de litofacies de los pozos evaluados, identificando los intervalos de interés de acuerdo con el tipo de roca evaluada dando cumplimiento al primer objetivo, el cual se evidencia en el capítulo de resultados y análisis. Una vez completado este objetivo, se determinan las propiedades petrofísicas con la interpretación del set de registros eléctricos

⁶ International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF (15: 1-3, Agosto, 2016: Rio de Janeiro, Brasil) Explorational rock physics of post-rift sediments in the Southern Santos Basin, Brasil. 2017.

necesarios para la elaboración de este proyecto, de esta forma se da por concluido el segundo objetivo, el cual se ilustra en la sección de resultados y análisis. Los valores anteriormente mencionados son los datos necesarios para analizar el comportamiento de los parámetros elásticos de las velocidades compresionales, de cizalla e impedancia acústica calculados mediante el software RokDoc dando así finalizado el tercer objetivo, que se ve plasmado en el capítulo de resultados. Posteriormente, se genera un modelo empírico a partir de los datos obtenido del anterior análisis mediante los modelos de Castagna (1985), Greenberg & Castagna (1992), Xu & White (1995) y Sun (2004) dando cumplimiento al cuarto objetivo. Finalmente se evalúan los resultados obtenidos del modelamiento mediante la comparación de estudios en la Cuenca de Santos, Brasil, dando cumplimiento al quinto objetivo, que se ve desarrollado en la sección análisis de resultados.

Una vez completados todos los objetivos específicos es posible realizar las conclusiones y recomendaciones pertinentes al presente trabajo de grado.

1. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presenta la base teórica pertinente para la realización del proyecto de grado.

1.1 CUENCA DE SANTOS

A continuación, se muestra la información relacionada con la Cuenca de Santos.

1.1.1 Historia. La historia de la exploración petrolera de la Cuenca de Santos comenzó en la década de 1970. Este período estuvo marcado por descubrimientos en la Cuenca de Espírito Santo y descubrimientos marítimos en las Cuencas de Potiguar y Campos.

Entre los años setenta y ochenta, la Cuenca de Campos se estableció como productor de petróleo. En 1980, se realizó el primer descubrimiento en la Cuenca Santos de areniscas turbidíticas de la Formación Itajaí-Açu en el Campo Merluza.⁷

1.1.2 Geología de la Cuenca. La Cuenca de Santos se encuentra en la región sureste del margen continental. Ubicada frente a los estados de Río de Janeiro, Sao Paulo, Paraná y Santa Catarina, abarca un área de 352,000 km² y contiene espesores sedimentarios mayores de 10 km en los principales depósitos.

1.1.2.1 Sistemas petrolíferos. Los principales sistemas de petróleo reconocidos en la Cuenca de Santos son Piçarras-Itapema / Barra Velha e Itajaí-Açu-Ilha Bela, que cuentan con una amplia variedad de plays complementarios, con depósitos en varios niveles en la sección drift.

El sistema de petróleo Itajaí-Açu-Ilhabela combina la generación a partir de lutitas marinas anódicas de la Formación Itajaí-Açu y la acumulación en areniscas turbiditas neoturonianas a eosantónicas de Ilhabela Miembro.⁸

1.1.2.2 Generación y migración. Existen dos rangos de generación de hidrocarburos en la Cuenca de Santos: la Formación Piçarras y la Formación Itajaí-Açu. Las rocas generadoras de la Formación Piçarras se depositaron en el entorno de un lago salino en la etapa final de la fase de falla, en Aptiano. Las rocas de la Formación Itajaí-Açu están representadas por lutitas de color gris oscuro y depósitos de arcilla depositados en los entornos de plataforma distal.⁹

⁷ FERNANDEZ, Rodrigo de Oliveira y DOS SANTOS, Alhan Jose. Sumário Geológico e Setores em Oferta. Bacia De Santos. Superintendência de Definição de Blocos. Brasil. 2017, p. 4

⁸ *Ibíd.*, p. 11

⁹ *Ibíd.*, p. 12

1.1.2.3 Rocas reservorio. La Cuenca de Santos tiene un conjunto diverso de rocas reservorio, como los carbonatos olíticos de aguas someras de la Formación Guarujá, las areniscas turbidíticas eocenas de la Formación Marambaia y el Miembro Ilha Bela de la Formación Itajaí-Açu.¹⁰

1.1.2.4 Rocas sello. Los sellos en la Cuenca de Santos que generalmente están compuestos de arcillas y calcitas intercaladas en los depósitos. Los reservorios siliciclásticos, las rocas de sellado son las arcillas intercalados a las areniscas de las formaciones Itajaí-Açu, Santos / Juréia y Marambaia. Además, para las rocas del embalse del play previo a la sal, las extensas paredes de sal de la Formación Ariri representan un sello efectivo.

1.1.2.5 Trampas. El aporte sedimentario y el gran volumen de evaporitas depositadas durante el aptiano colaboraron en gran medida con la generación de trampas relacionadas con la halocinesis desde el Neo-Albiano (en aguas poco profundas) hasta el Oligoceno (en aguas profundas), formando domos o trampas de sal.¹¹

Figura 1. Cuenca de Santos

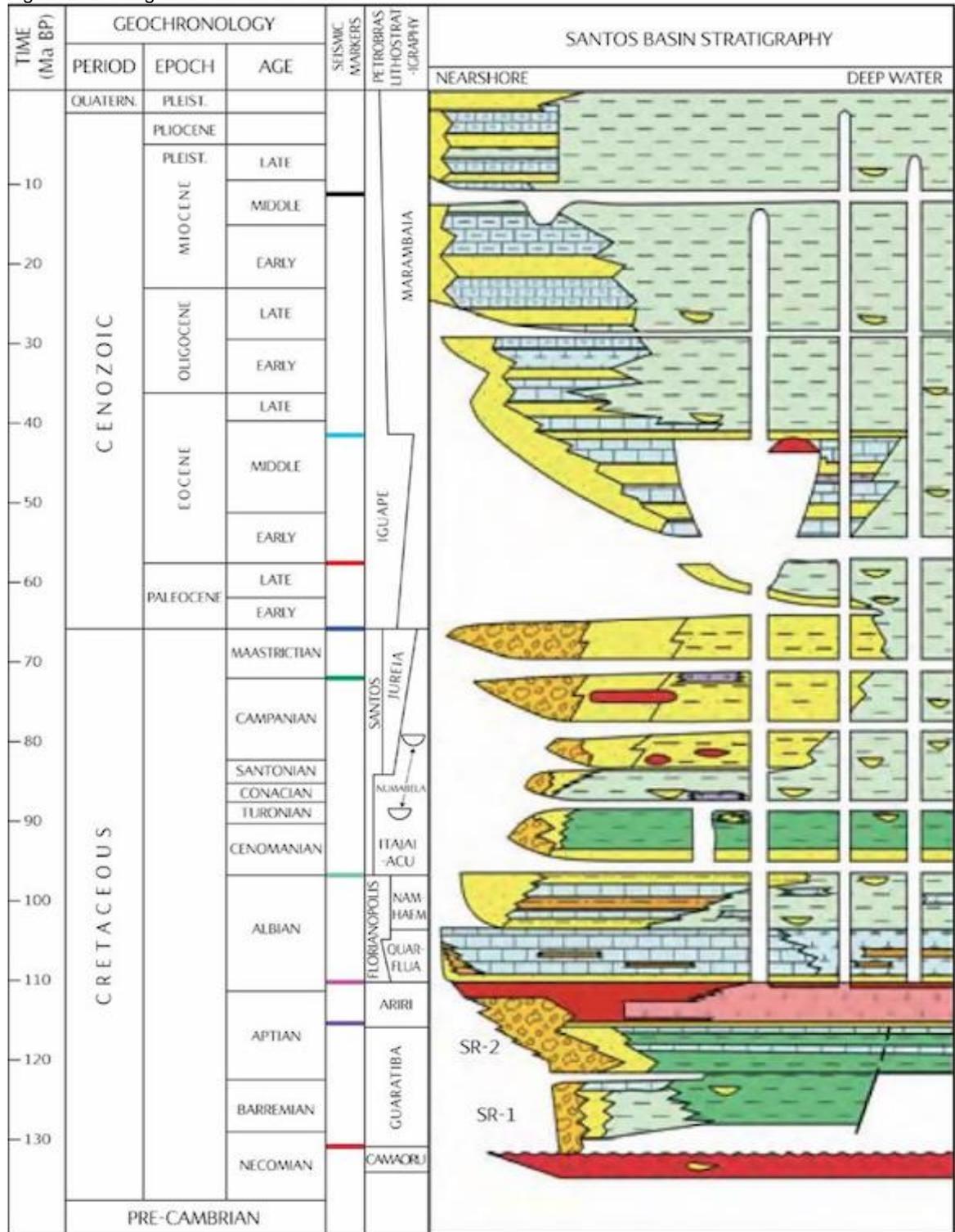


Fuente: SOUZA, L. y SGARBI, G. Bacia de Santos no Brasil: geologia, exploração e produção de petróleo e gás natural. En: Boletín de Geología. 2019, vol 41, p. 178.

¹⁰ *Ibíd.*, p. 14

¹¹ *Ibíd.*, p. 15

Figura 2. Estratigrafía Cuenca de Santos



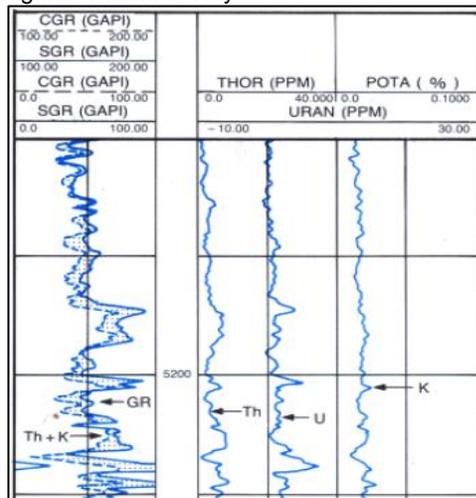
Fuente: PETROLEUM GEOLOGY CONFERENCE SCOTCHMAN (7: 2010: London, UK). The breakup of the South Atlantic Ocean: formation of failed spreading axes and blocks of thinned continental crust in the Santos Basin, Brazil and its consequences for petroleum system development., 2010, p. 857.

1.2 REGISTROS DE POZO

En la presente sección se hará un breve resumen del registro de pozos pertinentes en la elaboración del trabajo de grado.

1.2.1 Registro Gamma Ray. El registro Gamma Ray es una medición de la radioactividad natural de las formaciones. En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcillas de las formaciones ya que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas y lutitas, las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad. Este registro permite estimar los límites de las capas, el contenido de arcillas en capas permeables, controlar la profundidad del cañoneo y verificar la perforación en pozos revestidos.¹²

Figura 3. Gamma Ray



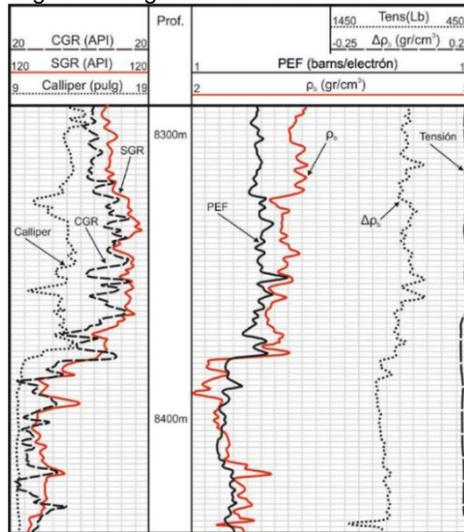
Fuente: SCHLUMBERGER.
Principios/aplicaciones de interpretación de registros. 1997, p. 26.

1.2.2 Registro de Litodensidad. Este registro mide la densidad media de la formación (g/cm^3), así como el factor fotoeléctrico (P_e) en barns/electrón, en las proximidades de la pared del pozo. Para esto utiliza una fuente radiactiva que emite rayos Gamma dispersos que chocan con los electrones de la formación perdiendo energía. La herramienta emite rayos gamma que interactúan con la formación dependiendo de su energía. Sin embargo, dos reacciones son importantes: El efecto Compton y la absorción fotoeléctrica.¹³

¹² SCHLUMBERGER. Principios y aplicaciones de la interpretación de registros. Schlumberger Educational Services, 1997, p. 23-24.

¹³ TÉLLEZ, D. Interpretación geológica de los registros de imágenes eléctricas de pared de pozo y de Echados con ayuda de los registros de litodensidad y neutrón. Instituto politécnico nacional. [En línea]. Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, 2010, p. 52. [Consultado 4, abril, 2020]. Disponible en: <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15177>

Figura 4. Registro de litodensidad



Fuente: RICCO, G. Principios de medición de los registros de pozos. UNAM. 2012. p. 52

1.2.3 Registros resistivos. Todos los materiales geológicos tienen una cierta cantidad de resistencia o la habilidad inherente de resistir un flujo de una corriente eléctrica. Los registros resistivos son de vital importancia para la evaluación de saturación de hidrocarburos, sus principales usos son determinar el tipo de fluido dentro de la formación.

La resistividad de las formaciones es una cantidad medible y finita que está relacionada con el tipo de fluido que contiene la formación, y esta depende de tres factores: la resistividad del agua de formación, cantidad de agua presente y geometría de los poros.¹⁴

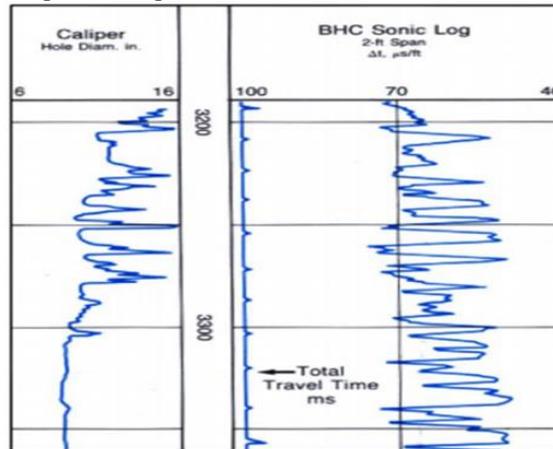
1.2.4 Registro Sónico. El registro sónico consiste en un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. La determinación de la porosidad a través de los registros sónicos se basa en la medición del tiempo de viaje de una onda acústica en la formación, este tiempo se lo conoce como tiempo de transito Δt y es el inverso de la velocidad de la onda sonora.

La propagación de la onda a través de la roca depende fundamentalmente de las propiedades que tiene la matriz de la roca y de los fluidos que se encuentran presentes en la roca, por esta razón es importante conocer la composición de la roca, el porcentaje y tipo de fluido presente para obtener una respuesta más exacta en la evaluación del registro.¹⁵

¹⁴ ASQUITH, George. y GIBSON, Charles. Basic well log analysis: AAPG methods in exploration. Tulsa, Oklahoma. 1982. p. 77-78

¹⁵ SCHLUMBERGER. Principios y aplicaciones de la interpretación de registros. Schlumberger Educational Services, 1997, p. 32.

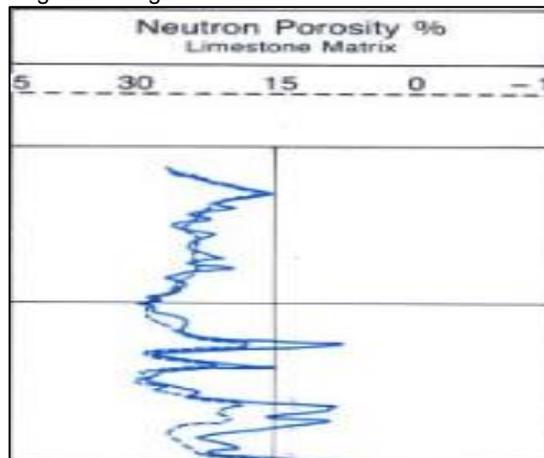
Figura 5. Registro Sónico



Fuente: SCHLUMBERGER. Principios y aplicaciones de la interpretación de registros. Schlumberger Educational Services, 1997, p. 34.

1.2.5 Registro Neutrón. Es un registro de porosidad que mide la concentración de iones de hidrógeno en una formación. Funciona en formaciones limpias donde la porosidad se llena con agua o aceite, el registro de neutrones mide la porosidad llena de fluido. Los factores que afectan el registro neutrónico son: Efectos de la litología, tamaño del hoyo, temperatura y presión. Los neutrones presentes colisionan con los núcleos del material de formación y provocan que un neutrón pierda parte de su energía. Debido a que el átomo de hidrógeno es casi igual en masa al neutrón, la pérdida de energía máxima ocurre cuando el neutrón choca con un átomo de hidrógeno. Por lo tanto, la cantidad máxima de pérdida de energía es una función de la concentración de hidrógeno de una formación.¹⁶

Figura 6. Registro Neutrón



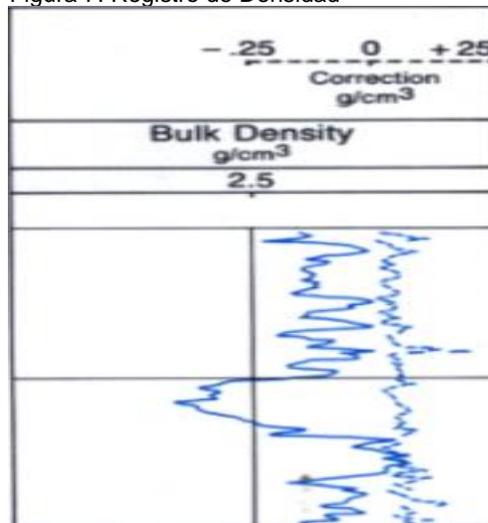
Fuente: SCHLUMBERGER. Principios y aplicaciones de interpretación de registros. Schlumberger Educational Services. 1997. p 51.

¹⁶ PDVSA. Registros de pozos. Centro Internacional de Investigación y Desarrollo PDVSA. Caracas, 1997.

1.2.6 Registro de Densidad. Es un registro de porosidad que mide la densidad de electrones de una formación. Ayuda a identificar minerales de evaporita, detectar zonas que contienen gas, determinar la densidad de hidrocarburos y evaluar reservorios de arena arcillosa y litologías complejas, determinar la producción de lutitas, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas.

Entre los factores que afectan el registro de densidad, se pueden destacar los siguientes: Efecto del hoyo, espesor del revoque, litología de las formaciones, Fluidos presentes en la zona investigada efectos de los hidrocarburos. La densidad aparente de la formación es una función de la densidad de la matriz, la porosidad y la densidad del fluido en los poros.¹⁷

Figura 7. Registro de Densidad



Fuente: SCHLUMBERGER. Principios y aplicaciones de la interpretación de registros. Schlumberger Educational Services. 1997, p. 42.

1.3 PETROFÍSICA

Se encarga de caracterizar las propiedades físicas y texturales de las rocas, especialmente la distribución de los poros que sirven como depósito para las acumulaciones de hidrocarburos, y que permiten considerarlas como posibles prospectos para la explotación.

Mediante la caracterización petrofísica de un yacimiento, se busca calcular con mayor precisión las reservas de hidrocarburos para evaluar la factibilidad económica de un proyecto. En cuanto a los parámetros necesarios para llevar a cabo dicha evaluación se encuentran la porosidad, la permeabilidad, la saturación

¹⁷ASQUITH y GIBSON, Op. cit., p. 67

de fluidos, el volumen de arcilla, el espesor del yacimiento y su área, la mineralogía de la formación, la movilidad del petróleo y la distribución del tamaño de los granos. Adicionalmente, se tienen que considerar la geometría del yacimiento, la temperatura, presión y litología.¹⁸

1.4 FISICA DE ROCAS

Los modelos de física de rocas son relaciones matemáticas que se usan para convertir las propiedades de la roca y el fluido que conforman el yacimiento en propiedades geofísicas. Modelar las propiedades geofísicas de las rocas responde a la necesidad de conocer su comportamiento en áreas en donde no se cuenta con información de pozos. Así, un modelo se crea variando el tipo de fluido, presión efectiva, espesor del yacimiento, litología, porosidad para investigar la sensibilidad de los datos sísmicos a estos factores.

Para modelar de manera efectiva un yacimiento de hidrocarburos es indispensable estudiar, además de la litología y la forma de sus poros, las propiedades de los fluidos (fase, densidad, viscosidad, saturación), interacciones roca-fluido (cambios químicos en la roca producidos por los fluidos), anisotropía, entre otros.¹⁹

1.4.1 Propiedades elásticas de la roca. Para definir una roca elásticamente y describir la resistencia de un cuerpo se utilizan las constantes elásticas. A continuación, se describirá las constantes utilizadas durante el desarrollo de este proyecto.

1.4.1.1 Módulo de cizalla. El módulo de corte es la respuesta de un material a la deformación de corte. Esta propiedad determina cuán resistente es un material a la deformación por corte.²⁰

1.4.1.2 Módulo de Bulk. La relación lineal entre el cambio fraccional del volumen y la presión hidrostática aplicada a una masa de material geológico está gobernada por el Módulo de Incompresibilidad Volumétrica "K".²¹

1.4.1.3 Impedancia onda S. Es el producto de la densidad en el medio poroso por el cual viaja la onda de sonido S y la velocidad de la onda S.²² Es la resistencia que opone el medio a que la onda S se propague sobre este.

¹⁸ Facultad de Ingeniería de la UNAM (2008) Petrofísica.

¹⁹ VARGAS-MELEZA, L. y VALLE-MOLINA, C. Avances y aplicaciones en física de rocas para exploración de hidrocarburos. En: Ingeniería, Investigación y Tecnología. 2012. vol. 13, no. 4, p. 444

²⁰ RAJPUT, S. y THAKUR, N. Geological Controls for Gas Hydrate Formations and Unconventionals. 2016.

²¹ PÉREZ, A., GARNICA, P. y MANILLA, A. Evaluación indirecta de los módulos elásticos de rigidez in situ y la relación entre v_p/v_s y el ángulo de fricción interna. Instituto mexicano del transporte. 2003. p. 12.

²² ROGERS, Rudy. 2do capítulo. Deep Ocean Sediment.-Hydrate Relationships. Offshore Gas Hydrates. Elsevier Inc, 2016. p. 51.

1.4.1.4 Impedancia onda P. Es el producto de la densidad en el medio poroso por el cual viaja la onda de sonido P y la velocidad de la onda P.²³ Es la resistencia que opone el medio a que la onda P se propague sobre este.

1.4.1.5 Parámetros de Lamé. Los parámetros de Lamé, Lambda (λ) y Mu (μ) son medidas de incompresibilidad y rigidez que puede ofrecer una roca.

Según lo anterior, se propuso una aproximación a la inversión basada en los parámetros de Lamé (λ y μ) y la densidad (ρ), también conocidos como LambdaRho y MuRho o Impedancias de Lamé.²⁴ Esto se hizo con el objetivo de minimizar el efecto de la densidad durante la interpretación sísmica. Estos parámetros se definen de la siguiente forma:

Ecuación 1. MuRho

$$\lambda = \sqrt{\mu/\rho} \Rightarrow V_s^2 = (\mu/\rho) \Rightarrow (\rho V_s)^2 = \mu \Rightarrow \mu\rho = Z_s^2$$

Fuente: DOWNTON, Jon; GOODWAY, Bill y CHEN, Taiwen. Improved AVO Fluid Detection and Lithology Discrimination Using Lamé Petrophysical Parameters; " $\lambda\rho$ ", $\mu\rho$, $\lambda\mu$ Fluid Stack", From P and S Inversions. SEG, 1997.

Ecuación 2. LambdaRho

$$V_p = \sqrt{(\lambda + 2\mu)/\rho} \Rightarrow Z_p^2 = (\lambda + 2\mu)\rho \Rightarrow \lambda\rho = Z_p^2 - 2Z_s^2$$

Fuente: DOWNTON, Jon; GOODWAY, Bill y CHEN, Taiwen. Improved AVO Fluid Detection and Lithology Discrimination Using Lamé Petrophysical Parameters; " $\lambda\rho$ ", $\mu\rho$, $\lambda\mu$ Fluid Stack", From P and S Inversions. SEG, 1997.

1.4.2 Interpretación modelos física de rocas. En la siguiente sección se presenta los factores más importantes que afectan el análisis de los modelos.

1.4.2.1 Fluido y saturación. Las rocas saturadas con agua y aceite muestran valores grandes de velocidad V_p porque la presencia de fluido incomprensible afecta la magnitud del módulo volumétrico. Contrariamente, las rocas saturadas con gas muestran valores pequeños de velocidad por su naturaleza compresible y densidad baja. Con respecto a la velocidad V_s , las magnitudes son insensibles a la saturación de fluido, ya que éstos no oponen rigidez al esfuerzo de corte. Asimismo, la velocidad V_p es insensible para casi cualquier grado de saturación de agua.

²³ *Ibíd.*, p. 51.

²⁴ DOWNTON, Jon; GOODWAY, Bill y CHEN, Taiwen. Improved AVO Fluid Detection and Lithology Discrimination Using Lamé Petrophysical Parameters; " $\lambda\rho$ ", $\mu\rho$, $\lambda\mu$ Fluid Stack", From P and S Inversions. SEG, 1997.

1.4.2.2 Litología y relación Vp/Vs. Las rocas compuestas por carbonatos son más densas y menos porosas que las rocas formadas por clastos o fragmentos de rocas. Si calculamos la relación entre velocidades para cada litología, observamos que Vp/Vs es mayor para las calizas que para areniscas. Mientras que, para lutitas, que muestran valores en un rango amplio de velocidades, siempre muestran valores más grandes que las areniscas en cuanto a la relación de velocidades Vp/Vs.²⁵

1.4.3 Relación de Gassman. Cuando una roca se encuentra bajo el efecto de compresión, se genera un cambio en la presión de poro, que resiste esta compresión y, por lo tanto, endurece la roca. La teoría de baja frecuencia de Gassmann-Biot (Gassmann, 1951; Biot, 1956) predice el aumento resultante en el módulo de densidad efectiva, el módulo de densidad efectivo de la roca con fluido de la roca saturada utilizando la siguiente ecuación:

Ecuación 3. Relación de Gassmann

$$\frac{K_{sat}}{K_0 - K_{sat}} = \frac{K_{dry}}{K_0 - K_{dry}} + \frac{K_f}{\phi(K_0 - K_f)}, \quad \mu_{sat} = \mu_{dry}$$

Fuente: MAVKO, Gary, MUKERJI, Tapan y DVORKIN, Jack. The Rock Physics Handbook. Cambridge. 2009. p. 273.

Donde K_{dry} es el módulo de densidad de la roca seca, K_{sat} es el módulo de densidad de la roca con fluido de poro, K_0 es el módulo de densidad del mineral que forma la roca, K_f es el módulo de densidad del fluido, ϕ es la porosidad, μ_{dry} es el módulo de cizalla de roca seca, y μ_{sat} es el módulo de cizalla de roca saturada con fluido.

La ecuación de Gassmann supone un mineral homogéneo y una isotropía estadística del espacio poroso, pero está libre de suposiciones sobre la geometría del poro. De igual forma, se puede predecir los cambios que resultan cuando un fluido se reemplaza por otro. En este caso, el procedimiento a seguir consiste en aplicar la ecuación dos veces: determinar los módulos desde la saturación inicial de fluidos al estado seco, y luego transformar inmediatamente desde el módulo seco al nuevo estado saturado de fluidos.²⁶ Esto se describe en la siguiente ecuación:

Ecuación 4. Sustitución de fluidos

$$\frac{K_{sat1}}{K_0 - K_{sat1}} - \frac{K_{f1}}{\phi(K_0 - K_{f1})} = \frac{K_{sat2}}{K_0 - K_{sat2}} - \frac{K_{f2}}{\phi(K_0 - K_{f2})}$$

Fuente: MAVKO, Gary, MUKERJI, Tapan y DVORKIN, Jack. The Rock Physics Handbook. Cambridge. 2009. p. 274.

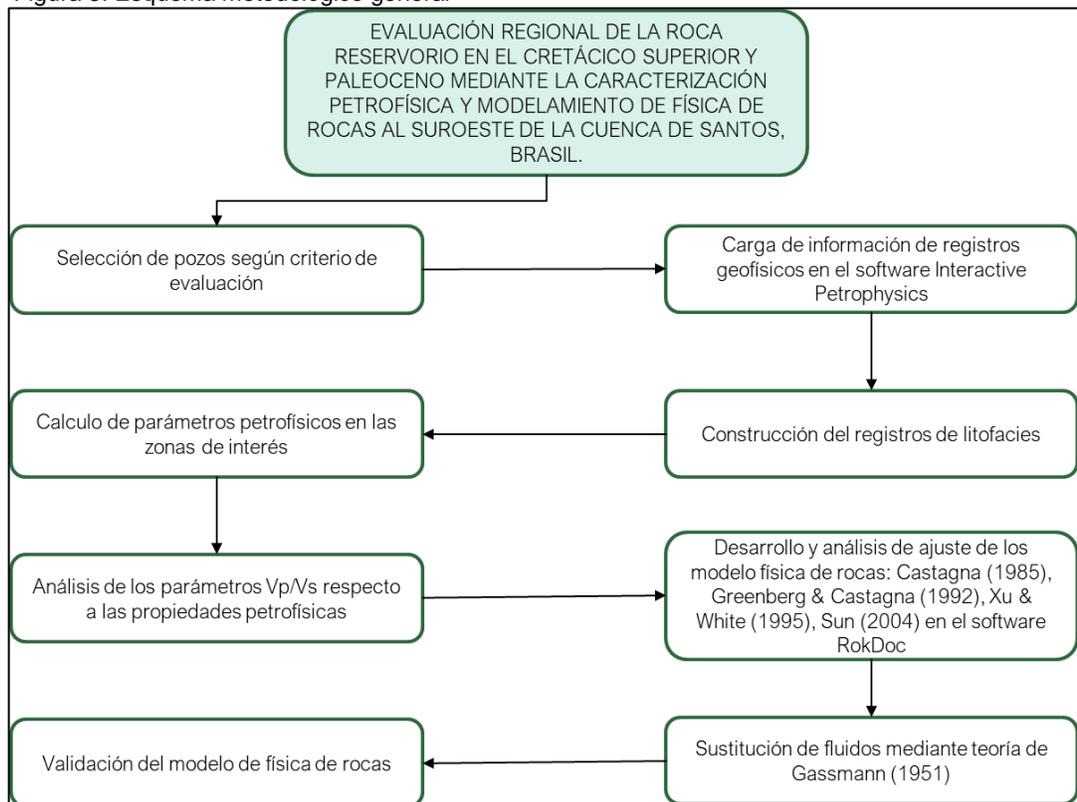
²⁵ VARGAS-MELEZA, L. y VALLE-MOLINA, C. Avances y aplicaciones en física de rocas para exploración de hidrocarburos. En: Ingeniería, Investigación y Tecnología. 2012. vol. 13, no. 4, Pág. 445

²⁶ MAVKO, Gary, MUKERJI, Tapan y DVORKIN, Jack. The Rock Physics Handbook Tools for Seismic Analysis of Porous Media. Cambridge. 2009. p. 273-274.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

En esta sección del trabajo se describe la metodología a seguir para el cumplir con la evaluación regional de la roca reservorio en el Cretácico Superior y Paleoceno mediante la caracterización petrofísica y modelamiento de física de rocas al suroeste de la Cuenca de Santos y se hace referencia a los datos a usar durante el desarrollo de éste (Figura 8).

Figura 8. Esquema metodológico general

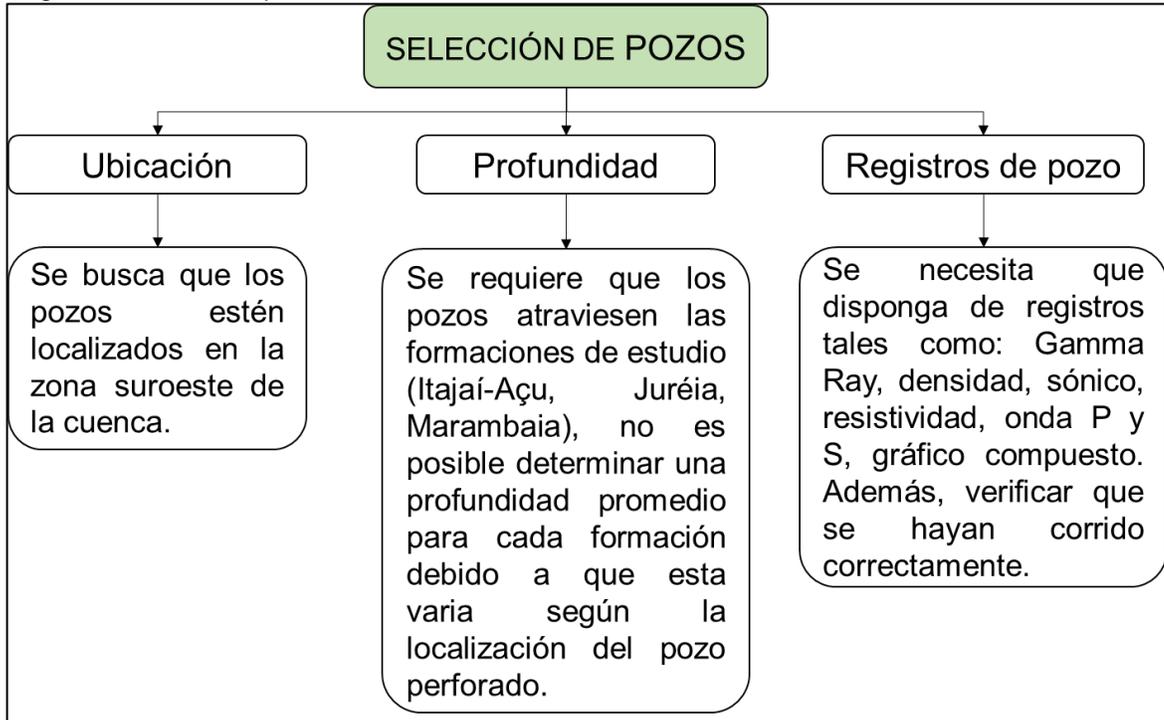


Fuente: elaboración propia.

2.1 SELECCIÓN DE POZOS

Para la selección de los pozos a evaluar se toma un grupo de treinta pozos perforados en diferentes zonas de la cuenca y se revisa la información disponible de los mismos, posteriormente se eligen aquellos que dispongan de los datos necesarios para cumplir con los objetivos del proyecto. Se ilustra en la figura 9 los factores de selección de los pozos.

Figura 9. Selección de pozos



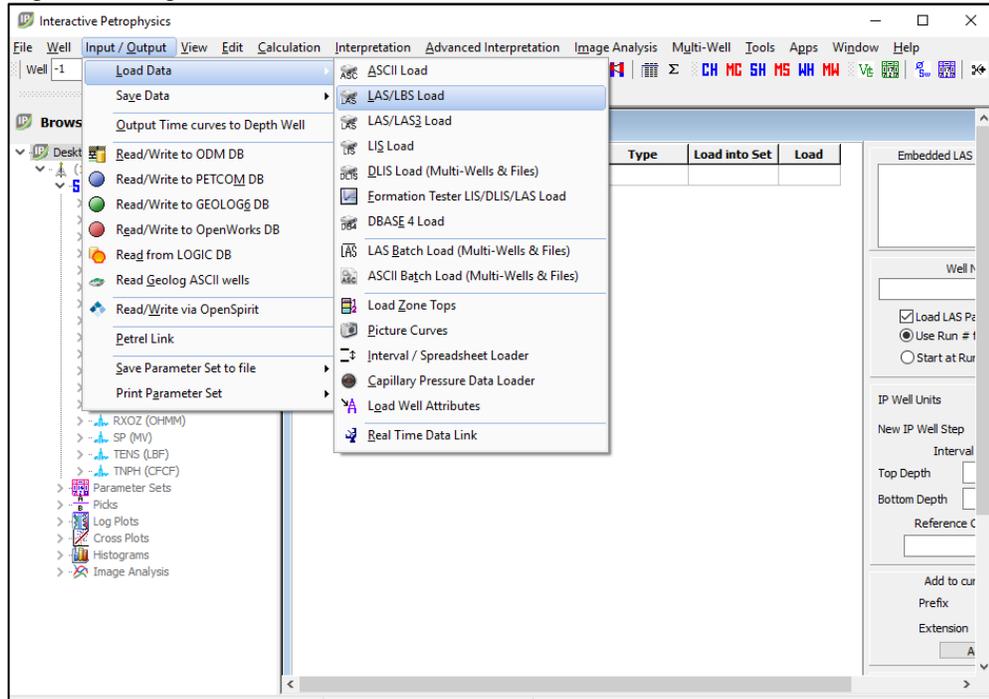
Fuente: elaboración propia.

2.2 CARGA DE POZOS

Luego de haber seleccionado los pozos se procede a cargar los registros disponibles de los pozos en el software Interactive Petrophysics con el objetivo de interpretar gráficamente la información descrita para analizar múltiples zonas.

2.2.2 Archivos .LAS. Dentro del interfaz del programa se selecciona la pestaña input/output y se escoge la opción "Load well" en la que se selecciona la opción adecuada. En este tipo de archivos se cargan automáticamente todos los registros presentes en el archivo.

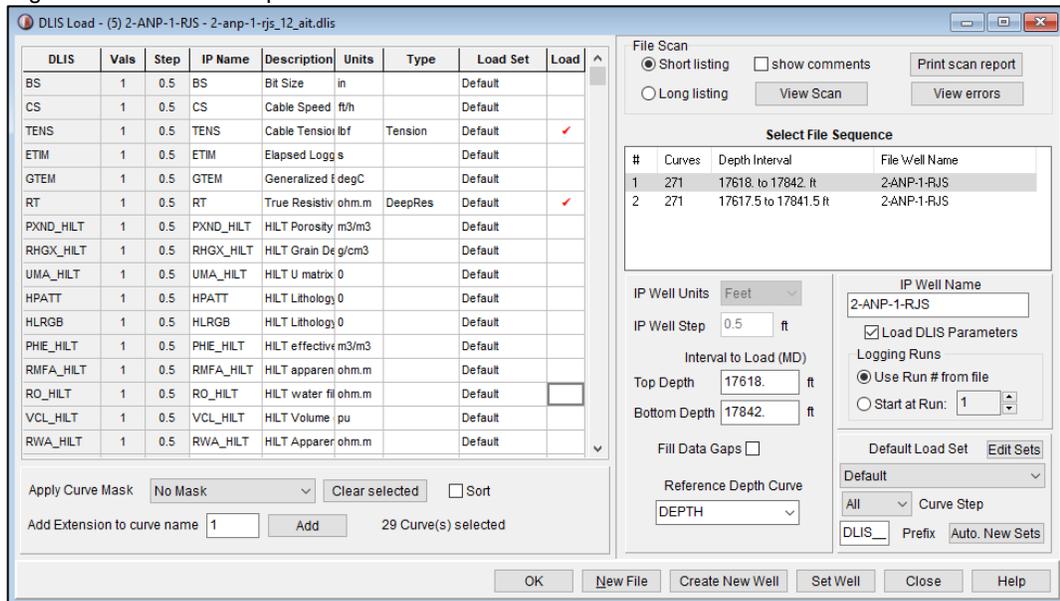
Figura 10. Carga de datos



Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

2.2.3 Archivos .DLIS. De igual forma se procede a seleccionar la opción Input/output y se selecciona “load data” pero en este caso se elige la extensión “.DLIS”, este tipo de extensión genera una lista de registros presenten en la cual se escogen los registros pertinentes para su análisis.

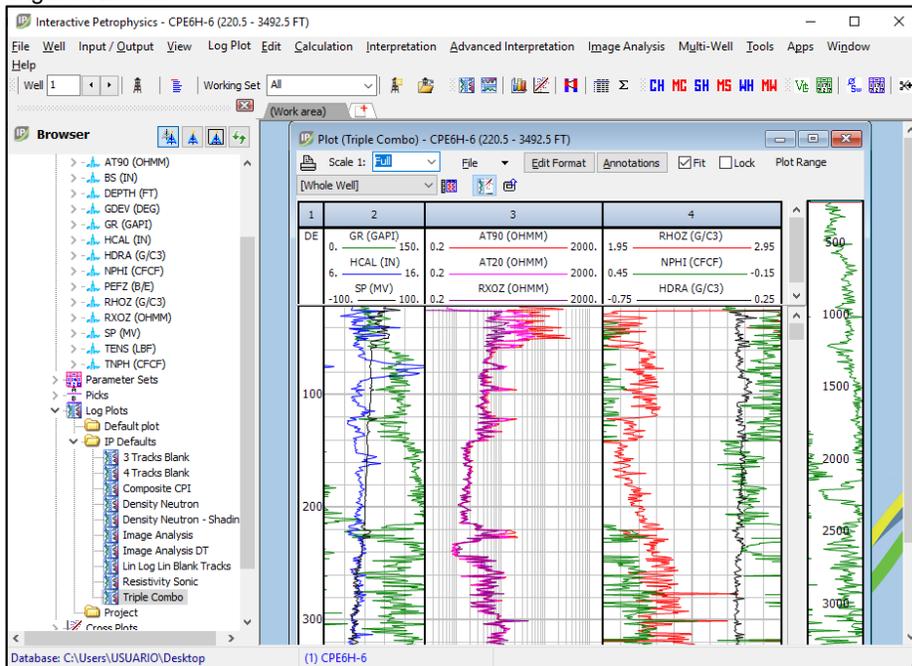
Figura 11. Selección de pozos en archivos .DLIS



Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

Una vez es realizada la carga de datos, se selecciona las curvas que se desean observar en el track, lo cual permite analizar cada uno de los registros en las zonas de interés.

Figura 12. Plot



Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

Agregar pozos nuevos. Para agregar más de un pozo al proyecto se es necesario una vez es seleccionado el archivo a cargar se la opción “Create New Well” en la cual se nombra el nuevo pozo y al dar click en el botón “Ok” se vinculan con los datos presentes en los registros, como se muestra en la figura 13.

Figura 13. Crear un pozo nuevo

The 'Create New Well' dialog box is shown with the following fields and controls:

- Well Name:** 2-ANP-1-RJS
- Top Depth/Time:** [Empty input field]
- Bottom Depth/Time:** [Empty input field]
- Step:** [Empty input field]
- Units:** [Dropdown menu]
- Instructions:** Leave data entry boxes empty to allow 'Load' modules to auto-create the attributes when loading the first data file
- Buttons:** OK, Cancel, Help

Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

Posteriormente, se carga la información del nuevo pozo repitiendo los pasos del numeral 2.2.1 o 2.2.2 según el tipo de archivo.

2.3 CONSTRUCCIÓN REGISTRO DE LITOFACIES

Para la construcción del registro de litofacies se define y describe las litofacies y los ambientes de depósito con base a características litológicas distintivas como lo son el tamaño de grano, estructuras sedimentarias, espesor de las capas y la textura, además de los Registros de Densidad, Litodensidad y Gamma Ray con los que se clasifican las rocas según la litología presente en ellas, en este se delimitan los intervalos de interés distinguiendo entre shales, areniscas, limolitas y finalmente se correlacionan estratigráficamente para obtener un interpretación gráfica adecuada de los pozos en evaluación.

Para ello se elabora una tabla con la información presente en los registros gráficos compuestos de cada pozo en la cual se ilustra los topes de las formaciones y una descripción detallada de la litología

Tabla 1. Descripción de litología

POZOS	FMS	PROFUNDIDAD (m)		DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
		TOPE	BASE	
1-BRSA-911-SPS	MARAMBAIA	214	780	Arcilla
		780	908	Lutita
		908	994	Intercalaciones lutita-marga
		1017	1077	Intercalaciones lutita-capas delgadas de calcilutita
		1085	1194	Intercalaciones lutita-capas delgadas de arenisca
		1194	1368	Lutita
		1368	1421	Intercalaciones lutita-marga
		1421	1472	Intercalaciones lutita-calcilutita
		1523	1545	Arenisca
		1615	1830	Intercalaciones lutita-Limo- con lamina delgada de arenisca
		1852	1878	Intercalaciones lutita-marga
		1878	1977	Lutita
		1980	2167	Intercalaciones gruesas capas de lutita-marga
		2167	2246	Lutita
		2246	2258	Limo
		2258	2342	Lutita
		2342	2405	Intercalaciones lutita-Limo-areniscas
		2405	2593	Intercalaciones lutita-capas gruesas de areniscas
	2593	2612	Lutita	
	2612	2877	Intercalaciones areniscas-Limo	
	2877	3068	Intercalaciones lutita-Limo-areniscas	
	3068	3645	Intercalaciones lutita-Limo-areniscas	
	3133	3223	Intercalaciones capas gruesas Limo-lutitas	
	3223	3645	Intercalaciones lutita-Limo-areniscas	
	3645	3732	Areniscas	
	3732	3792	Intercalaciones areniscas-lutita	
	3792	3835	Intercalaciones areniscas-Limo	
	3835	3965	Intercalaciones lutita-capas delgadas de lutita	
3965	4408	Lutita		
	ITAJAÍ-ACU			

Fuente: elaboración propia.

Teniendo en cuenta la información mencionada, se hace uso del módulo de litología incluido en el software Interactive Petrophysics, en el que se seleccionan las curvas de densidad, factor fotoeléctrico, sónico, resistividad, entre otras, las cuales permiten generar el registro de litofacies. Posteriormente se calibra la curva generada por el software evaluando las litologías en cada zona y a partir de ello modificar el tipo de matriz predominante en cada intervalo como se ilustra en la

figura 14, haciendo uso de la descripción presente en el registro gráfico compuesto.

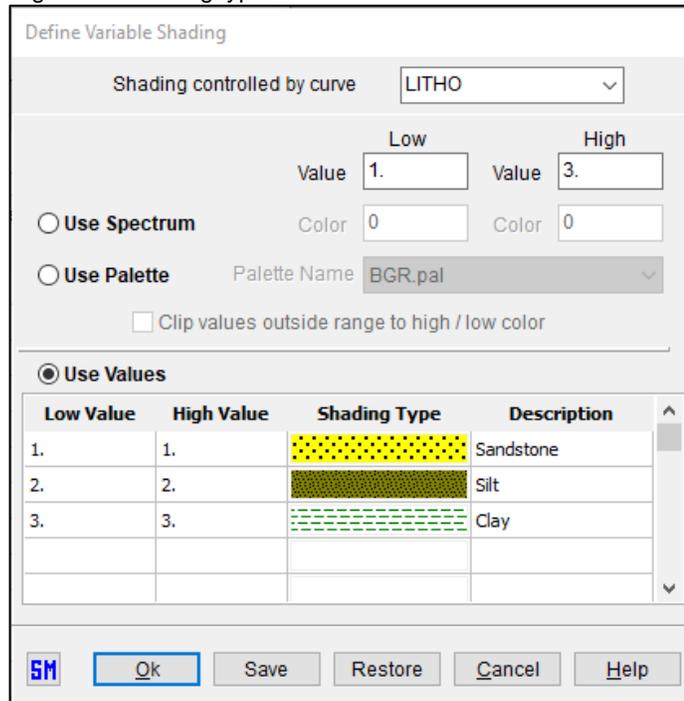
Figura 14. Módulo de litología



Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

Una vez es generada la curva se elige “Shading Type” en que se define la imagen representativa para cada litología.

Figura 15. Shading type



Fuente elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

2.4 CÁLCULO DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS

En esta sección se expone el proceso para calcular los parámetros petrofísicos necesarios para el desarrollo de este proyecto a través de métodos matemáticos.

2.4.2 Cálculo de volumen Shale (Modelo lineal). En el análisis petrofísico, el volumen de arcilla es uno de los parámetros clave que se utilizan para corregir los cálculos de la porosidad y la saturación de agua, debido a los efectos que produce la arcilla unida al agua sobre los valores de estas propiedades.²⁷

Existen diferentes fórmulas para determinar volumen de arcilla, en este caso se utiliza el método lineal con el fin de evitar sobreestimaciones en el cálculo de esta propiedad.

Este modelo consiste en hallar valores base de arcilla y de arena utilizando la curva de Gamma Ray y establecer una relación como se muestra en la ecuación 5 para calcular este parámetro en diferentes profundidades de interés. Finalmente, con los resultados se genera una tendencia generalizada de su comportamiento.

Ecuación 5. Volumen Shale (Modelo lineal)

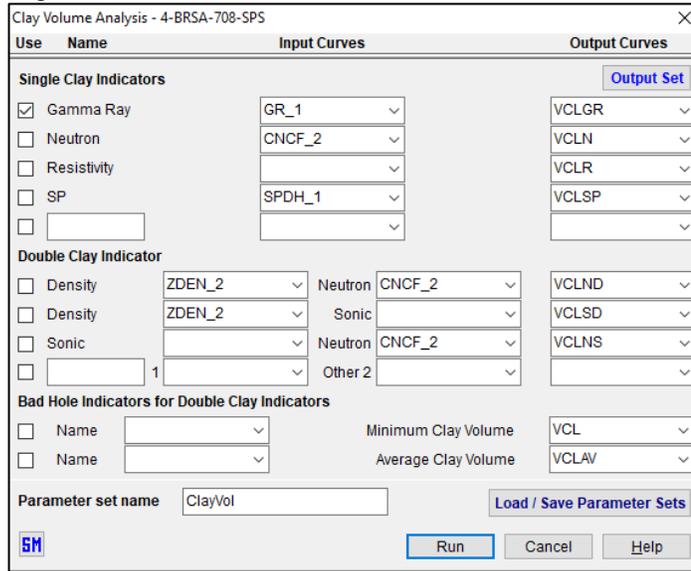
$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Fuente: ASQUITH, George. y GIBSON, Charles. Basic well log analysis: AAPG methods in exploration. Tulsa, Oklahoma. 1982. p. 91

Para realizar este cálculo se utiliza el módulo de volumen clay en el software IP, en él se selecciona el registro de entrada, en este caso se parte del registro Gamma Ray, que permite determinar el parámetro.

²⁷ GARCÍA O., y GONZÁLEZ, Y. Motor de Interpretación Grafica para el cálculo de Volumen de Arcilla. Dpto. Construcción de Componentes CEDIN Universidad de las Ciencias Informáticas UCI. 2016. Vol. 10, No. 4, p.125-138

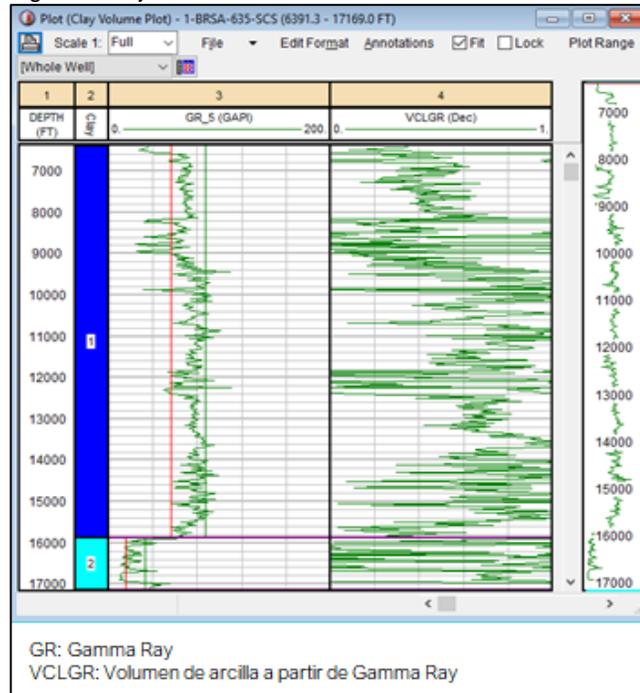
Figura 16. Módulo de volumen de arcilla



Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

El módulo genera una curva de volumen de arcilla, la cual cuenta con una línea base de arcilla y arenisca que son ajustados según los cambios litológicos de las formaciones en cada pozo.

Figura 17. Ajuste volumen de arcilla



Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

2.4.3 Cálculo de saturación de agua (Ecuación de Archie). Esta ecuación permite determinar la saturación de agua a partir de la lectura de registros de pozo. Se hace uso de esta ecuación puesto de que la información disponible es insuficiente para el desarrollo de un método más complejo. Se implementarán datos de resistividad del agua (R_w), resistividad de la formación (R_t), el factor de cementación (m), factor de tortuosidad (a), exponente de saturación (n) basados en los valores calculados por medio de análisis a núcleos y tabulados por el autor para los distintos tipos de litología (arenas y carbonatos). La ecuación 6 ilustra el modelo de Archie (1942) la cual es aplicable en arenas limpias o con un contenido de arcilla muy bajo ($V_{clay} < 5\%$).

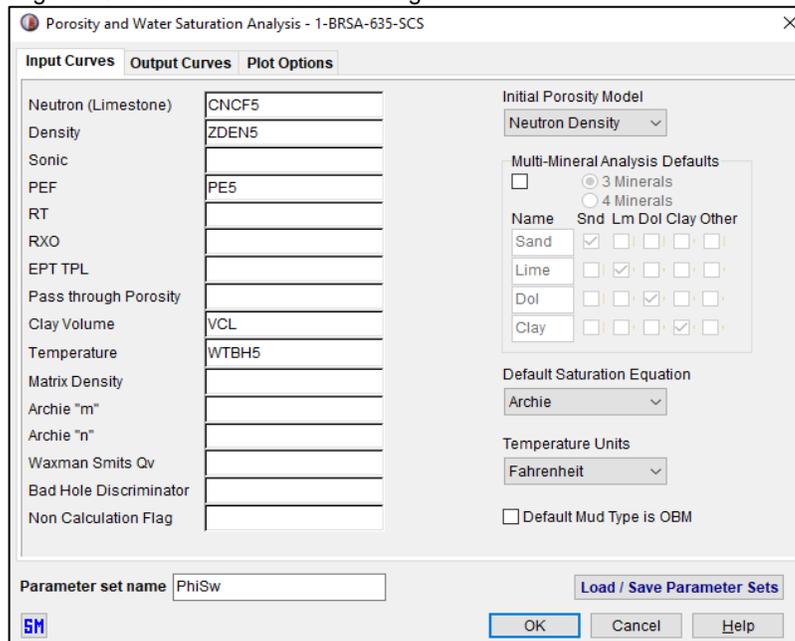
Ecuación 6. Saturación agua Archie (1942)

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

Fuente: ASQUITH, George. y GIBSON, Charles. Basic well log analysis: AAPG methods in exploration. Tulsa, Oklahoma. 1982. p. 96

El software IP cuenta con el módulo “Porosity and water saturation analysis” que permite calcular el parámetro utilizando información de distintos registros dependiendo del método a emplear, en este caso se necesita de las curvas de temperatura, resistividad, V_{clay} y densidad como datos base para determinar esta propiedad correctamente. El módulo es presentado en la figura 18.

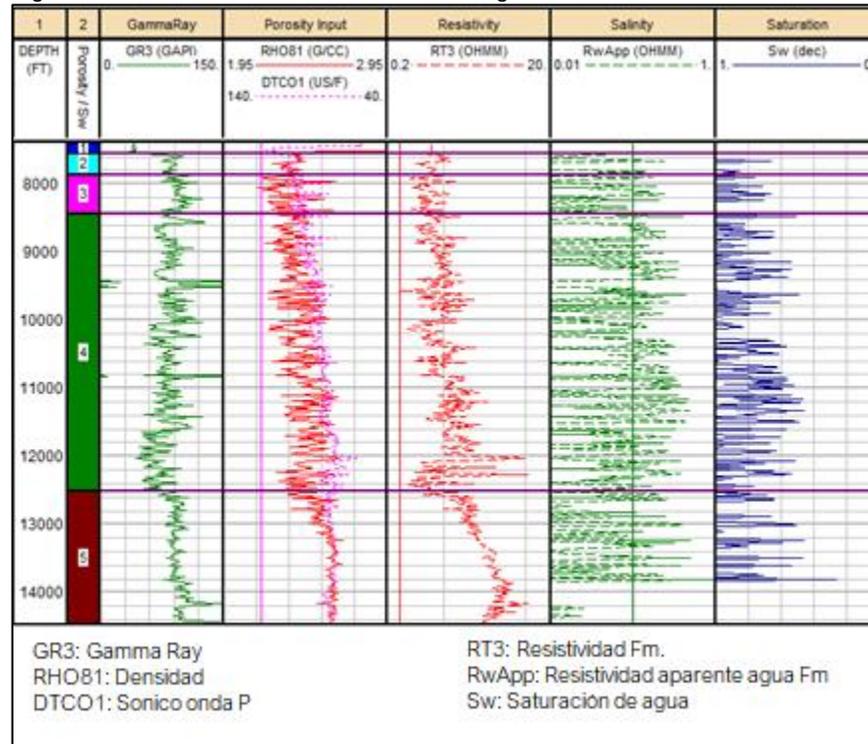
Figura 18. Módulo de saturación de agua



Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

Una vez se corre el programa se obtiene la curva de saturación que permite evaluar dicho parámetro en los puntos de interés. En la figura 19 se presentan las curvas generadas por el módulo de saturación, necesarias para el cálculo de esta propiedad.

Figura 19. Curvas módulo de Saturación de Agua



Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

2.4.4 Cálculo de porosidad (Método de densidad). Para el cálculo de esta propiedad, se hace uso de la ecuación de densidad la cual consiste en desarrollar una relación entre valores establecidos como la densidad de la matriz de la roca, la densidad del agua de formación y un valor para cada zona de interés tomado del registro de densidad. Este método es aplicable al estudio debido a que con la información disponible aproxima los valores con una alta exactitud y precisión a los datos reales del pozo. En la ecuación 7 se ilustra el método para determinar este parámetro.

Ecuación 7. Porosidad método densidad

$$\phi_{den} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Fuente: ASQUITH, George. y GIBSON, Charles. Basic well log analysis: AAPG methods in exploration. Tulsa, Oklahoma. 1982. p. 67

Donde ρ_{ma} es la densidad de la matriz de roca, se utiliza un dato de 2,65 g/cc asumiendo una matriz arenisca, ρ_b es la densidad leída del registro y ρ_f es la densidad del fluido, se toma un valor de 1,05 g/cc que es la densidad del agua marina, ya que los pozos a evaluar se encuentran en mar abierto.

La anterior ecuación hace referencia a una porosidad total, para obtener la medida verdadera de la porosidad efectiva es necesario hacer una corrección a dicho valor utilizando el volumen de arcilla.

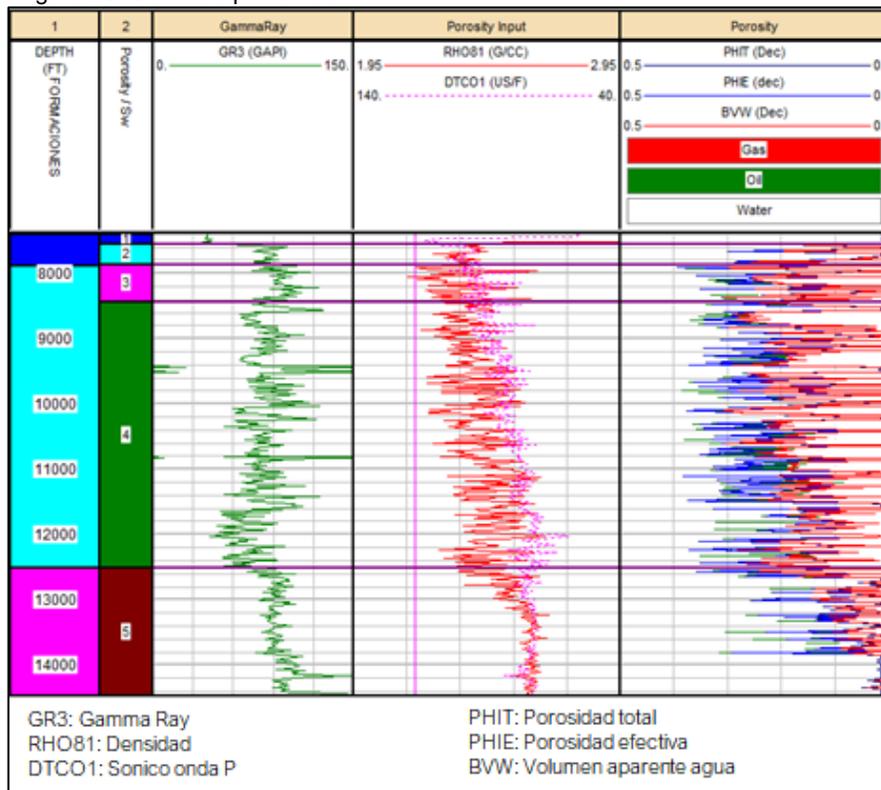
Ecuación 8. Porosidad efectiva

$$\phi_e = \phi_T * (1 - V_{sh})$$

Fuente: MARSAN, M., y PRATAMA, R. Well log data interpretation and petrophysical analysis. Halliburton. 2015. p. 27

Esta propiedad es determinada a partir del módulo descrito en el numeral 2.4.2, ese procedimiento se repite en todos los pozos evaluados. La figura 20 presenta el set de curvas que implementa el software para calcular la porosidad en cada punto del registro.

Figura 20. Curva de porosidad



Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

2.5 RELACIÓN DE LAS VELOCIDADES DE ONDA P Y S RESPECTO A PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Las relaciones V_p - V_s son clave para la determinación de la litología a partir de datos sísmicos o sónicos, así como para la identificación de los fluidos en poros. Castagna et al. (1993) ofrece una excelente revisión del tema. Este proceso consiste en establecer relaciones empíricas entre V_p , V_s y porosidad, para un fluido de referencia, generalmente saturado de agua o seco.²⁸

Estas relaciones son desarrolladas en el software IP y visualizadas a través de crossplots en los que se puede discriminar cada parámetro según su litología o profundidad.

Figura 21. Formato de crossplots

Axis	Curve Name	Scale	Scale	Log	Number
X	VP	Left 2200.	Right 5500.	<input type="checkbox"/> Vert. Lines	5
Y	VS	Bottom 1300.	Top 2900.	<input type="checkbox"/> Hori. Lines	5
Z1	LITHO	Min 1.	Max 3.	<input type="checkbox"/> Colors	10
Z2		Min	Max	<input type="checkbox"/> Symbols	10

Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

Este procedimiento se realizó para cada pozo con el objetivo de evaluar el comportamiento de las siguientes relaciones: V_p/V_s , V_p - V_s /PHIT, Λ Rho/ μ Rho.

²⁸ MAVKO, Gary, MUKERJI, Tapan y DVORKIN, Jack. The Rock Physics Handbook. 2da edición. Cambridge. 2009. p. 363

2.6 FÍSICA DE ROCAS

Se presenta la base teórica para el cálculo de los modelos empíricos de física de rocas y la metodología aplicada en el software RokDoc para el modelamiento de estos.

2.6.2 Método de Castagna²⁹. Sobre la base de mediciones logarítmicas, Castagna et al. (1985) determinó las regresiones empíricas que relacionan las velocidades con la porosidad y el contenido de arcilla en condiciones saturadas de agua.³⁰

Para rocas siliciclásticas, determinaron que la relación entre V_p y V_s (en km / s) es:

Ecuación 9. Velocidad compresional

$$V_p(\text{km/s}) = 1.36 + 1.16V_s$$

Fuente: MAVKO, Gary, MUKERJI, Tapan y DVORKIN, Jack. The Rock Physics Handbook. 2da edición. Cambridge. 2009. p. 358.

Si se toma en cuenta la porosidad y el volumen de arcilla, se obtuvo las siguientes relaciones para el mismo tipo de roca:

Ecuación 10. V_p y V_s

$$V_p(\text{km/s}) = 5.81 - 9.42\phi - 2.21C$$

$$V_s(\text{km/s}) = 3.89 - 7.07\phi - 2.04C$$

Fuente: MAVKO, Gary, MUKERJI, Tapan y DVORKIN, Jack. The Rock Physics Handbook. 2da edición. Cambridge. 2009. p. 359.

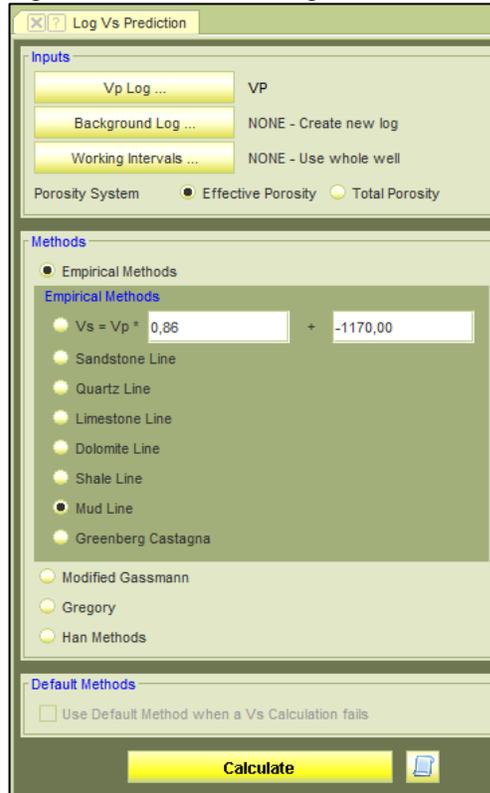
Para el desarrollo del método en el software se selecciona la pestaña “Well ops” y posteriormente se elige la opción “Log V_s prediction”. Una vez seleccionada la opción se despliega un menú en el que se elige el método a aplicar para realizar la predicción, en este caso “Mud Line” partiendo del hecho que es un método empírico (figura 22). Uno de los datos solicitados para el cálculo del método es el intervalo de interés, el cual es definido según los espesores de las capas de arenas evaluadas permitiendo un análisis más preciso.

Una vez es calculado el modelo, se determina la exactitud de este frente a los datos reales.

²⁹ CASTAGNA, J. P.; BATZLE, M. L. and EASTWOOD, R. L. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. En: Geophysics. 1985. vol. 50, no. 4, p. 571-581.

³⁰ MAVKO, MUKERJI y DVORKIN, Op. Cit., p 358.

Figura 22. Método de Castagna



Fuente: ROKDOC

2.6.3 Método de Greenberg y Castagna³¹. Este método desarrolla relaciones empíricas para estimar V_s de V_p en rocas con distintos minerales saturadas de salmuera basadas en relaciones polinómicas de V_p - V_s en litologías puras. La velocidad de onda de corte en las litologías saturadas de salmuera se aproxima por un promedio simple de los medios aritméticos y de las capacidades de corte de la litología. A partir de estas relaciones se llega a la siguiente ecuación iterativa:

Ecuación 11. Velocidad de cizalla

$$V_p \text{ and } V_s \text{ in km/s: } V_s = a_{12}V_p^2 + a_{11}V_p + a_{10}$$

Fuente MAVKO, Gary, MUKERJI, Tapan y DVORKIN, Jack. The Rock Physics Handbook. 2da edición. Cambridge. 2009. p. 375.

Los coeficientes de iteración son representados en la tabla 3 en la que discrimina según su litología:

³¹ GREENBERG, M. y CASTAGNA, J. Shear-wave Velocity Estimation in Porous Rocks: Theoretical Formulation, Preliminary Verification and Applications. En: Geophysical Prospecting. 1992. vol. 40, no. 2, p. 195-209.

Tabla 2. Coeficientes de iteración

Lithology	a_{12}	a_{11}	a_{20}	R^2
Sandstone	0	0.804 16	-0.855 88	0.983 52
Limestone	-0.055 08	1.016 77	-1.030 49	0.990 96
Dolomite	0	0.583 21	-0.077 75	0.874 44
Shale	0	0.769 69	-0.867 35	0.979 39

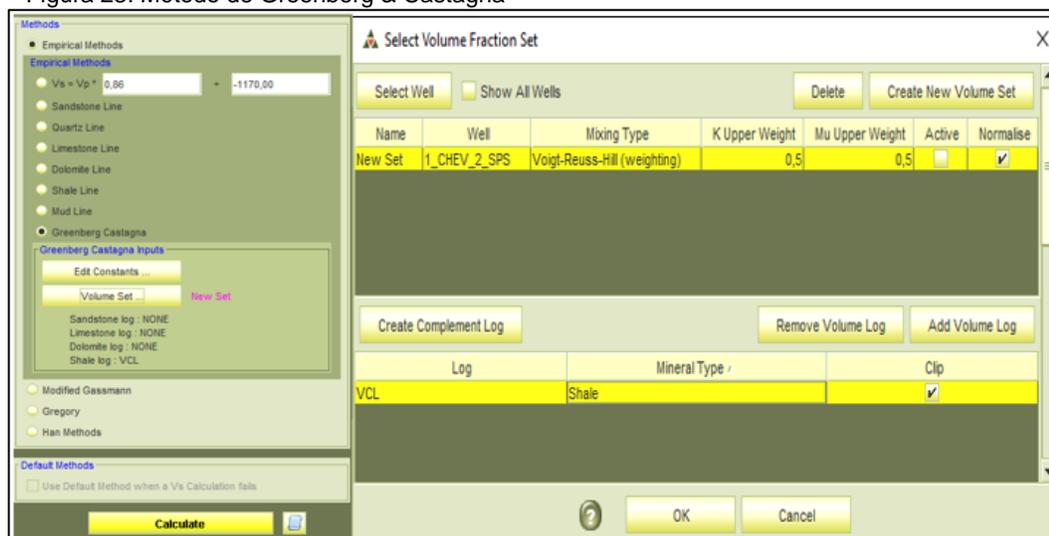
Fuente: MAVKO, Gary, MUKERJI, Tapan y DVORKIN, Jack. The Rock Physics Handbook. 2da edición. Cambridge. 2009. p. 375.

Hay que tener en cuenta que la relación anterior es para rocas 100% saturadas de salmuera. Para estimar Vs a partir de Vp medido para otras saturaciones de fluidos, la ecuación de Gassmann debe usarse de manera iterativa.

Esto consiste en encontrar iterativamente un punto (Vp, Vs) en la relación de salmuera que mediante la relación de Gassmann, se convierte en el Vp medido y el Vs desconocido para la nueva saturación de fluidos.³²

El desarrollo del cálculo de este modelo es similar al del método anterior con la diferencia que en este se selecciona la opción "Greenberg Castagna". Teniendo en cuenta, el proceso planteado anteriormente se define "Volume set" que consiste en asignar la matriz de la roca según el registro Vclay, sin embargo, en este modelo no es determinante la composición de la roca en la predicción final, por lo que se selecciona por default como matriz base shale (figura 23).

Figura 23. Método de Greenberg & Castagna



Fuente: ROKDOC

³² MAVKO, MUKERJI y DVORKIN, Op. Cit., p. 374-375.

Una vez es calculado el modelo, se determina la exactitud de este frente e los datos reales.

2.6.4 Método de Xu y White.³³ Desarrollaron un modelo teórico para velocidades en areniscas arcillosas. La formulación utiliza la teoría de Kuster–Toksöz y medio efectivo diferencial para estimar las velocidades compresionales y de cizalla de roca seca; y las velocidades de rocas saturadas se obtienen a partir de la ecuación de Gassmann.

La parte clave del modelo es la hipótesis de que las relaciones de aspecto para los poros relacionados con la arena son significativamente diferentes a los relacionados con arcilla. La mezcla de arena y arcilla se modela con inclusiones elipsoidales de dos relaciones de aspecto diferentes. Por lo tanto, la porosidad total de la roca se aproxima como se ilustra en la ecuación 12:

Ecuación 12. Porosidad total

$$\phi = \phi_{sand} + \phi_{clay}$$

Fuente: XU, S y WHITE, R. A new velocity model for clay-sand mixture. En: Geophysical Prospecting. 1995. Vol 43, p.104

La porosidad de arenisca y porosidad de arcilla se determinan con las siguientes formulas:

Ecuación 13. Porosidad de arenisca y arcilla

$$\phi_{sand} = (1 - \phi - V_{clay}) \frac{\phi}{1 - \phi} = V_{sand} \frac{\phi}{1 - \phi}$$

$$\phi_{clay} = V_{clay} \frac{\phi}{1 - \phi}$$

Fuente: MAVKO, Gary, MUKERJI, Tapan y DVORKIN, Jack. The Rock Physics Handbook. 2da edición. Cambridge. 2009. p.378

Donde V_{sand} y V_{clay} hacen referencia el volumen de arena y arcilla, respectivamente. Las propiedades de la mezcla mineral se estiman por un promedio de tiempo de las velocidades minerales de cuarzo y arcilla y el promedio aritmético de sus densidades mediante las siguientes relaciones:

³³ XU, S y WHITE, R. A new velocity model for clay-sand mixture. En: Geophysical Prospecting. 1995. Vol 43, p 91–118.

Ecuación 14. Propiedades de mezcla mineral

$$\frac{1}{V_{P_0}} = \left(\frac{1 - \phi - V_{\text{clay}}}{1 - \phi} \right) \frac{1}{V_{P_{\text{quartz}}}} + \frac{V_{\text{clay}}}{1 - \phi} \frac{1}{V_{P_{\text{clay}}}}$$

$$\frac{1}{V_{S_0}} = \left(\frac{1 - \phi - V_{\text{clay}}}{1 - \phi} \right) \frac{1}{V_{S_{\text{quartz}}}} + \frac{V_{\text{clay}}}{1 - \phi} \frac{1}{V_{S_{\text{clay}}}}$$

$$\rho_0 = \left(\frac{1 - \phi - V_{\text{clay}}}{1 - \phi} \right) \rho_{\text{quartz}} + \frac{V_{\text{clay}}}{1 - \phi} \rho_{\text{clay}}$$

Fuente: MAVKO, Gary, MUKERJI, Tapan y DVORKIN, Jack. The Rock Physics Handbook. 2da edición. Cambridge. 2009. p.378.

Estas propiedades minerales se utilizan en la formulación de Kuster-Toksöz junto con la porosidad y el contenido de arcilla para calcular los módulos y las velocidades de las rocas. Posteriormente, se usan las ecuaciones de Gassmann para obtener velocidades saturadas de baja frecuencia. Finalmente, mediante los valores calculados previamente se utiliza el modelo para predecir las velocidades de cizalla.

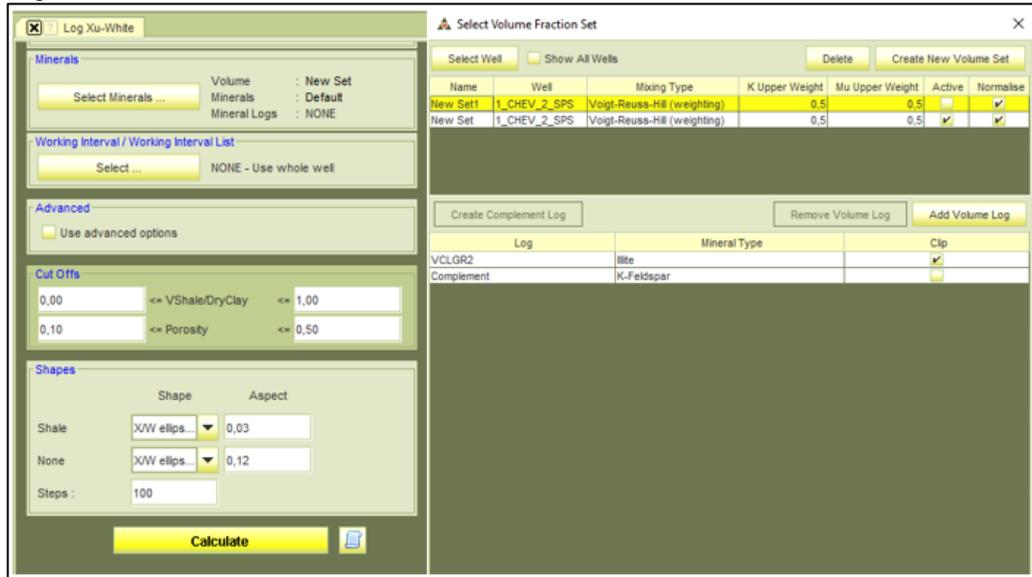
El modelo puede usarse para predecir las velocidades de las ondas de cizalla. Las estimaciones de Vs pueden obtenerse a partir de las propiedades conocidas de la matriz mineral, la porosidad y el contenido de arcilla o a través del Vp medido, la porosidad o el contenido de arcilla.³⁴ Es importante mencionar que según los autores es recomendable usar mediciones del registro sísmico para determinar la velocidad compresional debido a que es la medida más confiable.

Para el cálculo de este método en el software RokDoc, se selecciona la pestaña “Well ops” y dentro de la opción Rock Physics se escoge “Log Xu-White”. Este procedimiento abre una interfaz en la que es estricto seleccionar los minerales presentes en la roca además de definir los cut-offs de las propiedades Vclay y Porosidad. Este método depende principalmente la composición mineralógica de la roca, por lo que es necesario hacer una selección de la matriz de la roca con el uso de la información disponible de registros, en estos, es predominante la presencia de illita por lo que es seleccionada como matriz principal y usando feldespato potásico como componente secundario.

Una vez es calculado el modelo, se determina la exactitud de este frente e los datos reales.

³⁴ MAVKO, MUKERJI y DVORKIN, Op. Cit., p. 378.

Figura 24. Método de Xu-White



Fuente: ROKDOC

2.6.5 Modelo de Sun. La estructura de los poros en las rocas afecta las velocidades de las ondas elásticas. Para un reservorio donde se conoce el tipo de fluido y la litología, la velocidad de onda elástica se puede describir mediante un modelo de dos parámetros en términos de porosidad ϕ y dos parámetros de estructura de poro denominados factores de flexibilidad de forma (GammaMu y GammaK).

La variación de las propiedades del reservorio se puede atribuir a los cambios tanto en la porosidad como en la estructura de los poros utilizando el modelo de velocidad de onda elástica. El factor de flexibilidad de forma se introduce para caracterizar los efectos combinados de la densidad de fracturas, la forma de los poros y el acoplamiento de grano en la deformación elástica.³⁵

Para el desarrollo de este modelo se determinó los factores de flexibilidad de forma para arenas a partir de las propiedades elásticas determinadas para este tipo de roca según la matriz seleccionada (feldespato potásico), en este caso se determinaron los valores 4,8 y 8,7 para GammaMu y GammaK respectivamente, para el cálculo de estas variables se parte del uso de las ecuaciones 15 y 16 en las que se despejó los factores de flexibilidad de forma. Además, se asumen valores teóricos para K_{dry} y K_{grain} basándose en las características propias de la matriz e información recolectada a través de los registros de pozo (V_{clay} , V_p , V_s , ρ , entre otros). De esta manera se determinó que K_{grain} toma un valor de 48 Gpa y K_{dry} hace referencia a la unión de los registros mencionados anteriormente

³⁵ SUN, Yue F. Pore structure effects on elastic wave propagation in rocks: AVO modelling. En: Journal of Geophysics and Engineering. 2004. vol. 1, no. 4, p. 268.

generando una curva de cada factor de forma. Posteriormente mediante el uso de un histograma se define el valor representativo para Γ_{μ} y Γ_K .

El modelo de física de roca de Sun consiste en determinar los módulos elásticos de roca seca afectados por los factores de flexibilidad de forma y posteriormente mediante el uso de la sustitución de fluido de Gassmann determinar las propiedades elásticas de roca saturada con salmuera obteniendo la siguiente serie de ecuaciones.

Ecuación 15. Módulo volumétrico (Sun)

$$K_{dry} = K_{grain} (1 - \phi)^{\Gamma_K}$$

Fuente: International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF (15: 1-3, Agosto, 2016: Rio de Janeiro, Brasil) Explorational rock physics of post-rift sediments in the Southern Santos Basin, Brasil. 2017. p. 2

Ecuación 16. Módulo de cizalla (Sun)

$$\mu_{dry} = \mu_{grain} (1 - \phi)^{\Gamma_{\mu}}$$

Fuente: Dunne, J., Parsons, J., Maia D., and Rogerio, S. (2017), Explorational rock physics of post-rift sediments in the Southern Santos Basin, Brazil 15th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF. Pág. 2

Una vez son obtenidos K_{dry} y μ_{dry} es posible determinar las velocidades de onda S y P saturadas por agua a partir de las ecuaciones 17 y 18.

Ecuación 17. Velocidad onda P

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3} * \mu}{\rho}}$$

Fuente: SUN, Yue F. Pore structure effects on elastic wave propagation in rocks: AVO modelling. En: Journal of Geophysics and Engineering. 2004. vol. 1, no. 4, p.271.

Ecuación 18. Velocidad Onda S

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

Fuente: SUN, Yue F. Pore structure effects on elastic wave propagation in rocks: AVO modelling. En: Journal of Geophysics and Engineering. 2004. vol. 1, no. 4, p. 271.

Donde K hace referencia al módulo de bulk, μ representa el módulo de corte de la roca y ρ la densidad de la matriz; μ no depende del fluido presente, por lo que su valor es igual a μ_{dry} en cada punto. En cambio, el valor de K se ve afectado por la influencia del fluido y de la matriz, siendo este determinado de la siguiente manera:

Ecuación 19. Módulo Bulk (Modelo de Sun)

$$K = \frac{(1 - \frac{K_{dry}}{K_0})^2}{\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{1 - \phi}{K_0} - \frac{K_{dry}}{K_0^2}}$$

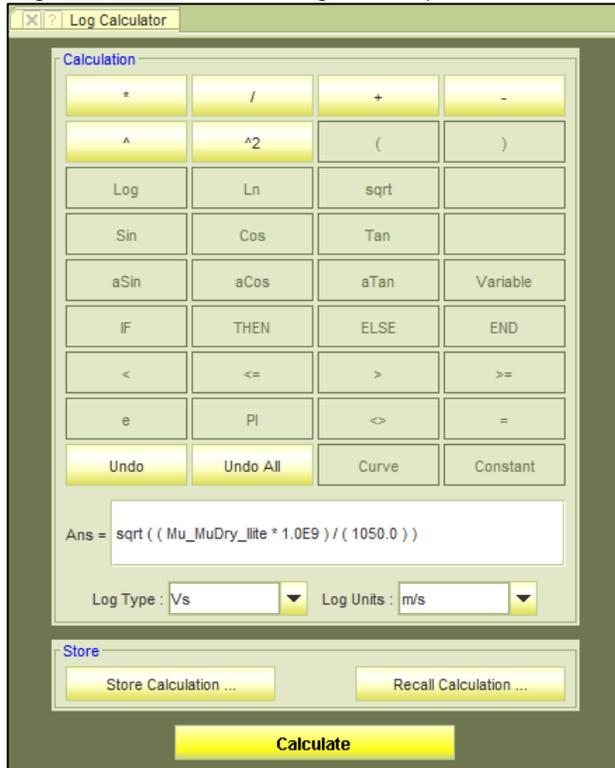
SUN, Yue F. Pore structure effects on elastic wave propagation in rocks: AVO modelling. En: Journal of Geophysics and Engineering. 2004. vol. 1, no. 4, p.271.

Para la ecuación anterior, K_{dry} se refiere al módulo de bulk para rocas secas, K_0 representa el módulo de bulk para la matriz, K_{fl} es el módulo de bulk para el fluido y por último ϕ corresponde a la porosidad total.

El software RokDoc no dispone de un módulo diseñado para calcular directamente el modelo de Sun, por lo que se emplea la herramienta "Log Calculator" en la que es posible diseñar cualquier expresión matemática a partir de distintos registros, en este caso se ingresó las ecuaciones 16 y 17 con el objetivo de predecir las velocidades de onda P y S para este modelo (figura 25).

Una vez es calculado el modelo, se determina la exactitud de este frente a los datos reales.

Figura 25. Calculadora de registros de pozo



Fuente: ROKDOC

2.6.6 Modelo de predicción velocidad onda S. Posterior a la selección del modelo que mayor grado de ajuste presentó en la predicción de la onda S respecto a los datos tomados de los registros de pozo, se modela la ecuación que permita calcular la Vs a partir de Vp. Para obtener esta ecuación se genera la relación Vp/Vs de los pozos seleccionados en los que se determina la línea tendencia de estos parámetros a través del método de mínimos cuadrados que consiste en ajustar una recta a un grupo de datos mediante la siguiente expresión:

Ecuación 20. Aproximación mínimos cuadrados

$$\sum C_i^2 = \sum [\gamma^0 - (a + bx)]^2$$

Fuente: Métodos lineales y estimación por mínimos cuadrados (2020)

Una vez es determinada la ecuación del modelo, esta es utilizada para realizar el proceso de predicción de la onda S para las zonas donde no se dispone de esta información y posteriormente analizar la respuesta de las formaciones evaluadas bajo distintas saturaciones de fluidos. Finalmente, es posible realizar el proceso de comparación del estudio y así validar los resultados obtenidos por el modelo.

2.6.7 Sustitución de fluidos. Para Lespinasse³⁶ el objetivo principal al realizar una sustitución de fluidos es entender el efecto que generan los fluidos contenidos en los poros. De esta forma, según en un análisis de sustitución de fluidos se podrán estimar valores de velocidades de ondas y densidades de las rocas dependiendo de la saturación de fluidos presentes en los poros.³⁷

La aplicación de sustitución de fluidos utilizando Gassmann consiste básicamente en transformar el módulo de Bulk de un estado inicial saturado con un fluido, a un estado seco, y luego inmediatamente se procede a transformar a partir de este estado seco a un nuevo estado de saturación de cualquier fluido deseado.³⁸ La aplicación de este método consiste en el uso de las ecuaciones 1 y 2 mencionadas en el marco teórico.

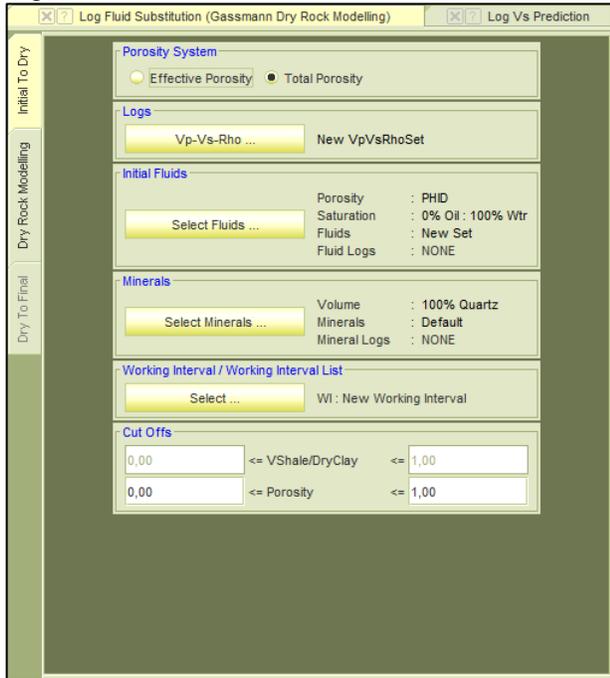
Para la sustitución de fluidos en el software RokDoc, se selecciona el módulo de física de rocas y posteriormente se elige la opción “Gassmann Dry rock Modelling Fluid Sustitution” en el que se debe especificar la saturación inicial del fluido a sustituir, el sistema de porosidad (PHIE o PHIT), la matriz de la roca evaluada, el intervalo de trabajo, estos parámetros se representan en la figura 26. Para definir la matriz de la roca se utilizó el registro de volumen de arcilla con el que se definieron dos facies principales (arenas y lutitas) donde se consideró que los componentes predominantes consisten únicamente de illita y feldespato potásico debido a que no se disponía de un registro mineralógico para aumentar el grado de exactitud de modelo.

³⁶ LESPINASSE, Diane. Estudio de factibilidad del uso de Atributos de Impedancia Elástica Pp y Ps para la discriminación litológica y de fluidos utilizando “Closest Match Diffusion Algorithm” (Bloque Sur, Guafita). [En línea]. Trabajo de grado, Universidad Simón Bolívar. Caracas. 2006. [Consultado 24, marzo, 2020]. Disponible en: <https://www.yumpu.com/s/edH8RU8UcozBio8p>

³⁷ VINGELLI, Mario Di Luca. Caracterización Geofísica de Yacimientos Heterogéneos de la Formación Porquero: Área Piloto Bloque A, Cuenca del Valle Inferior de Magdalena, Colombia. [En línea]. Trabajo de grado. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá D.C. 2016.

³⁸ MAVKO, Gary, MUKERJI, Tapan y DVORKIN, Jack. The Rock Physics Handbook. 2da edición. Cambridge. 2009.

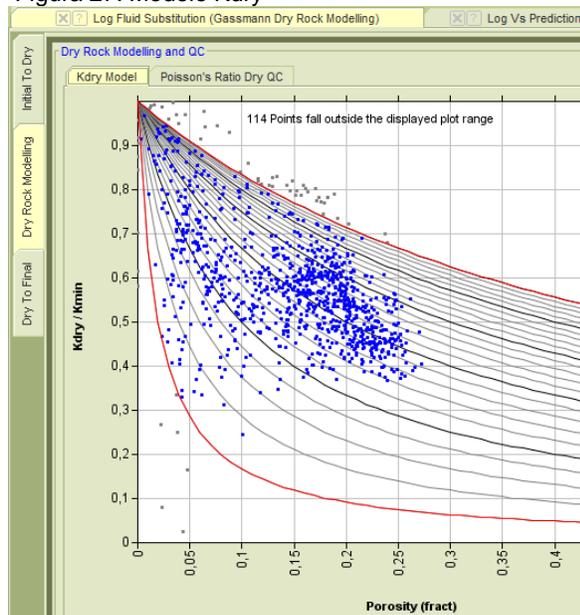
Figura 26. Sustitución de fluidos



Fuente: ROKDOC

Una vez es definidos estos parámetros, el software representa el comportamiento del fluido mediante una gráfica de la relación PHIE/Kdry o PHIT/Kdry según el caso. La gráfica solo toma un rango de valores para ser evaluados, entre mayor sea la cantidad de puntos dentro del rango, el modelo es más exacto (figura 27).

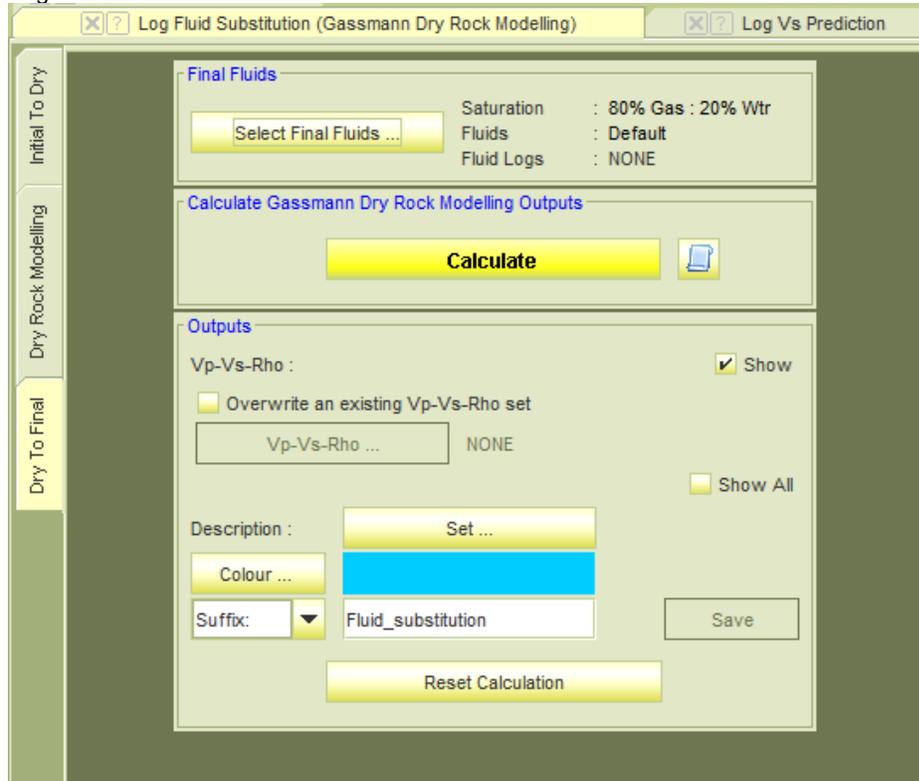
Figura 27. Modelo Kdry



Fuente: ROKDOC

La sustitución de fluidos concluye con escoger la saturación del fluido sustituto con la intención de evaluar su comportamiento frente a nuevas condiciones.

Figura 28. Condiciones finales



Fuente: ROKDOC

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se plasman los respectivos resultados obtenidos mediante la implementación de cada punto metodológico, los cuales comprenden la construcción del registro de litofacies, el cálculo de los parámetros petrofísicos de cada pozo, el respectivo análisis de dichas propiedades con respecto a las velocidades de cizalla, compresional e impedancia acústica, la elaboración del modelo empírico de física de rocas y finalmente la validación del modelo.

3.1 SELECCIÓN DE POZOS

Teniendo en cuenta los factores mencionados en figura 9 se seleccionan ocho pozos que cumplen con los requerimientos para el desarrollo del trabajo de grado, además, partiendo del informe final de perforación se determinan los topes y bases para cada formación en cada uno de los pozos seleccionados. La información de estos pozos es ilustrada en la tabla 3.

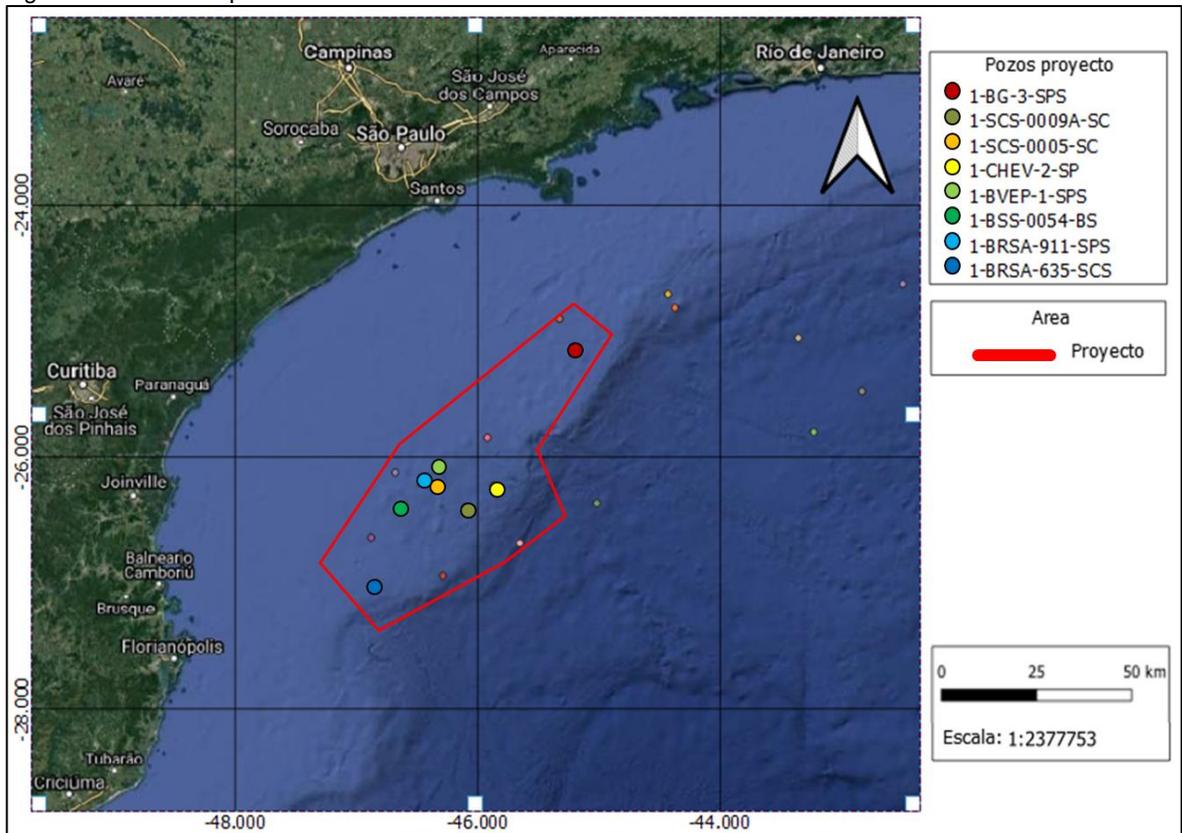
Tabla 3. Información de pozos

POZO	FORMACIÓN	TOPE [ft]	BASE [ft]	REGISTROS					
				GR	RHO	Ssonic	Psonic	Res	PEF
1-BG-3-SPS	MARAMBAIA	520	3453	✓	✓	✗	✗	✗	✗
	JUREIRA	10620	14212	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	ITAJAI-ACU	14212	15042	✓	✓	✓	✓	✓	✓
1-VBEP-1-SPS	MARAMBAIA	NA	NA	✗	✗	✗	✗	✗	✗
	JUREIRA	10013	12599	✓	✓	✓	✓	✓	✗
	ITAJAI-ACU	12599	13779	✓	✓	✓	✓	✓	✗
1-CHEV-2-SPS	MARAMBAIA	6841	7791	✓	✓	✓	✓	✓	✗
	JUREIRA	7791	12759	✓	✓	✓	✓	✓	✗
	ITAJAI-ACU	12759	13038	✓	✓	✓	✓	✓	✗
1-BRSA-911-SPS	MARAMBAIA	7404	7890	✓	✓	✗	✓	✓	✗
	JUREIRA	7890	12505	✓	✓	✗	✓	✓	✗
	ITAJAI-ACU	12505	14475	✓	✓	✗	✓	✓	✗
1-SCS-0005-SC	MARAMBAIA	2010	8729	✓	✓	✗	✓	✓	✗
	JUREIRA	NA	NA	✗	✗	✗	✗	✗	✗
	ITAJAI-ACU	10906	12382	✓	✓	✗	✓	✓	✗
1-SCS-0009A-SC	MARAMBAIA	6724	10328	✓	✓	✗	✓	✓	✗
	JUREIRA	NA	NA	✗	✗	✗	✗	✗	✗
	ITAJAI-ACU	11401	14419	✓	✓	✗	✓	✓	✗
1-BSS-0054-BS	MARAMBAIA	6530	8911	✓	✓	✗	✓	✓	✗
	JUREIRA	8911	15344	✓	✓	✗	✓	✓	✗
	ITAJAI-ACU	NA	NA	✗	✗	✗	✗	✗	✗
1-BRSA-635-SPS	MARAMBAIA	6562	9678	✓	✓	✗	✓	✓	✓
	JUREIRA	9678	12591	✓	✓	✗	✓	✓	✓
	ITAJAI-ACU	12591	15227	✓	✓	✗	✓	✓	✓

Fuente: elaboración propia.

Posterior a la selección de los pozos, se delimita la zona de estudio que comprende 30.600 km² y se ubica espacialmente mediante el software Qgis el cual es un Sistema de Información Geográfica (SIG) de Código Abierto licenciado bajo GNU que permite visualizar, gestionar, editar y analizar datos, además del diseño mapas.³⁹ La zona y los pozos seleccionados son representados en la figura 29.

Figura 29. Ubicación pozos



Fuente: elaboración propia, con base en QGIS.

3.2 ANÁLISIS DEL REGISTRO DE LITOFACIES

Una vez definidas las litologías presentes en cada pozo a evaluar, se construyó un registro de litofacies en el que se destacan tres litologías predominantes (areniscas, limolitas, arcillas). Se presenta por medio de una escala de colores las diferentes litologías mencionadas en las formaciones evaluadas.

La historia de formación de la Cuenca de Santos estuvo fuertemente influenciada por el levantamiento de las cadenas montañosas costeras de Serra do Mar en el

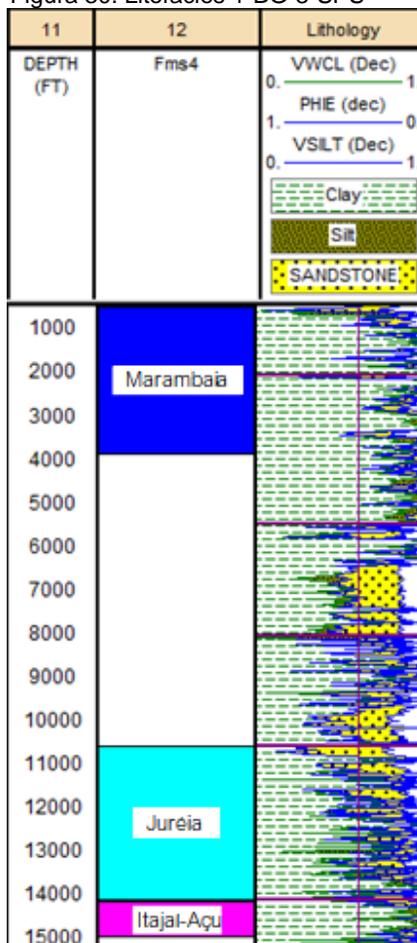
³⁹ QGIS. Acerca de Qgis. [sitio web] [Consultado 2, mayo, 2020]. Disponible en: <https://www.qgis.org/es/site/about/index.html>

Cretácico Tardío y la posterior organización del sistema de drenaje paralelo a la costa de Paraíba do Sul. Durante el Cretácico Superior y Paleógeno la zona sur de la Cuenca fue altamente influenciada por la presencia de clásticos manteniendo las condiciones de plataforma sumergida. Estos patrones deposicionales persistieron hasta el Oligoceno, cuando el Paraíba do Sul fue capturado y desviado hacia la cuenca de Campos al norte, donde se vacía.

Teniendo en cuenta las formaciones a evaluar, se resalta el proceso de sedimentación del Cretácico superior el cual se caracterizó por depósitos asociados a canales y abanicos de talud, en el cual dominaron los depósitos deltaicos hacia zonas más proximales de la cuenca. Para las formaciones depositadas en el Paleoceno se destaca un ambiente de plataforma carbonática, con influencia de abanicos aluviales en las zonas más proximales.

En la figura 30 se muestra las litofacies del pozo 1-BG-3-SPS que está ubicado en la zona norte de la zona de estudio.

Figura 30. Litofacies 1-BG-3-SPS

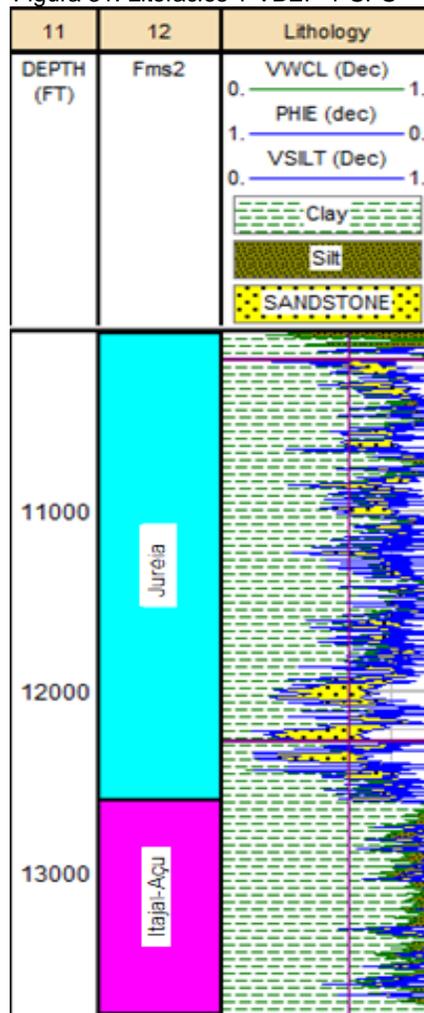


Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

El tope de la Formación Itajaí-Açu se encuentra a los 14213 ft, en ella se destaca su composición predominantemente constituida por lutitas y delgados intervalos de calcilutitas. La siguiente secuencia litológica corresponde a la Formación Juréia que está ubicada alrededor de 10620 ft, esta formación presenta cambios abruptos en su litología debido a la presencia de intercalaciones de arenas, calizas, lutitas y arcillas, aumentando el espesor de las lutitas hacia el final de la formación. Según la información de los registros en el pozo 1-BG-3-SPS atraviesa las Formaciones Santos e Iguape hasta contactar concordantemente a los 3954 ft con Marambaia la cual se compone de intercalaciones correspondientes a margas y lutitas en la base de esta y hacia el tope aumenta la presencia de rocas arcillosas.

La figura 31 ilustra el registro de litofacies del pozo 1-VBEP-1-SPS para determinar el cambio litológico a través de la sección.

Figura 31. Litofacies 1-VBEP-1-SPS

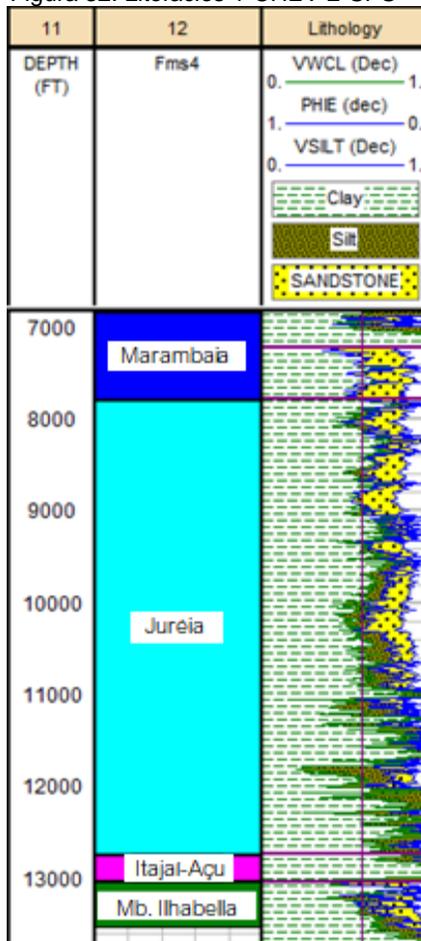


Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

La Formación Itajaí-Açu al igual que en el pozo 1-VBEP-1-SPS se encuentra alrededor de los 12600 ft presentando un paquete prolongado de lutitas lo que indica que su profundidad y composición no tiene cambios significativos en la zona, posteriormente infrayace con a la Formación Juréia localizada a los 7661 ft que está caracterizada por presentar intercalaciones de cuerpos arcillosos y arenosos con espesores promedio de 72 ft en las capas de arenas más cercanas a la plataforma continental teniendo más incidencia en la base de esta. En este pozo no se tiene información referente al set de registros compuesto por Gamma Ray, densidad, sónico, resistividad, entre otros, en la Formación Marambaia por lo que no es posible realizar el registro de litofacies para la zona, aunque según la información disponible y correlaciones se espera una secuencia prolongada de lutitas como se evidenció en los otros pozos evaluados.

En la figura 32 se ilustra el registro de litofacies generado del pozo 1-CHEV-2-SPS con el objetivo de analizar su comportamiento a lo largo de la sección de interés y determinar sus características representativas.

Figura 32. Litofacies 1-CHEV-2-SPS

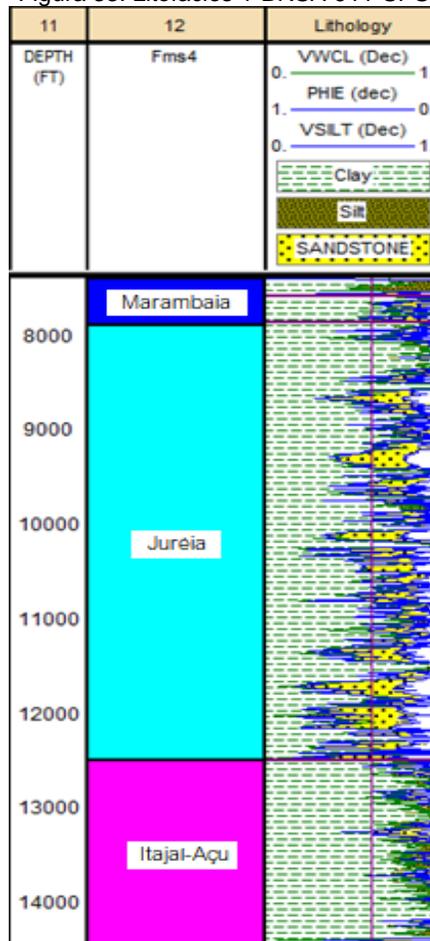


Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

La secuencia litológica de la Formación Itajaí-Açu, se encuentra a los 12759 ft y presenta un espesor de 279 ft siendo este el más corto de los pozos evaluados, se caracteriza por presentar un gran contenido de lutitas de agua profunda con alto contenido de clásticos finos además de una delgada capa de limolitas. En este punto el tope de la formación Jureia su ubica a los 7792 ft presentando espesores constantes de sus unidades de lutitas con intervalos de limolitas, calcilutitas y arenas que aumentan su presencia hacia la base de la formación. A lo largo de la Formación Marambaia se observa la superposición de capas de lutitas con características similares con la excepción de que en la base de la formación resalta la presencia de intervalos de arenas de 200 ft de espesor promedio. Esta formación se encuentra a los 1790 ft, pero se dispone de información de registros a partir de los 6873 ft.

A continuación, en la figura 33 se presenta el registro de litofacies del pozo 1-BRSA-911-SPS para poder determinar las litologías presentes en el intervalo atravesado por el pozo.

Figura 33. Litofacies 1-BRSA-911-SPS

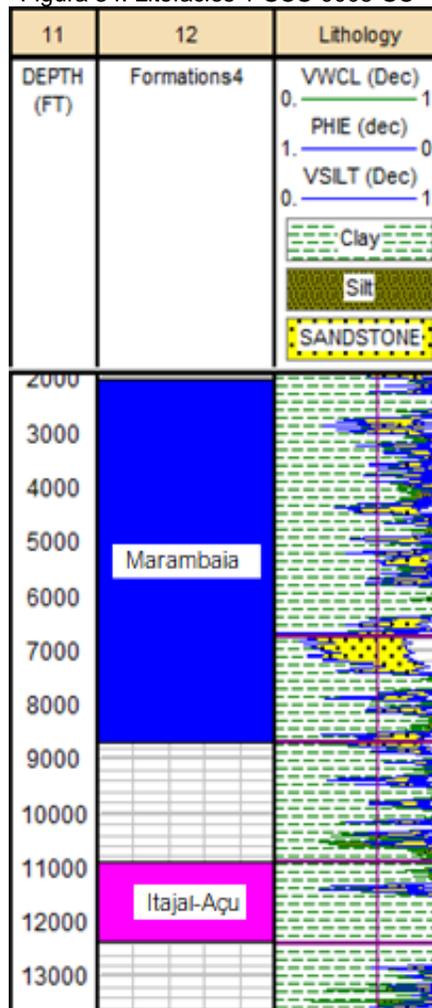


Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

En el pozo 1-BRSA-911-SPS la Formación Itajaí-Açu se encuentra a la profundidad de 14462 y es caracterizada por presentar un alto contenido de material arcilloso destacando la presencia de largos intervalos de shales y delgadas capas de limolitas hacia el tope de la formación donde contacta con la Formación Juréia a los 12582 observando un cambio litológico drástico debido al alto contenido de arenas de grano fino presentes en su base, al disminuir su profundidad se evidencia series de intercalaciones de lutitas, arenas y limolitas hasta que se encuentra con la Formación Marambaia a los 7890 ft la cual está compuesta predominantemente por lutitas, finas capas de margas y destaca un intervalo de areniscas con un espesor aproximado de 30 ft en la base de la formación.

Se determinó el registro de litofacies para el pozo 1-SCS-0005-SC y es presentado en la figura 34 para realizar su respectivo análisis.

Figura 34. Litofacies 1-SCS-0005-SC

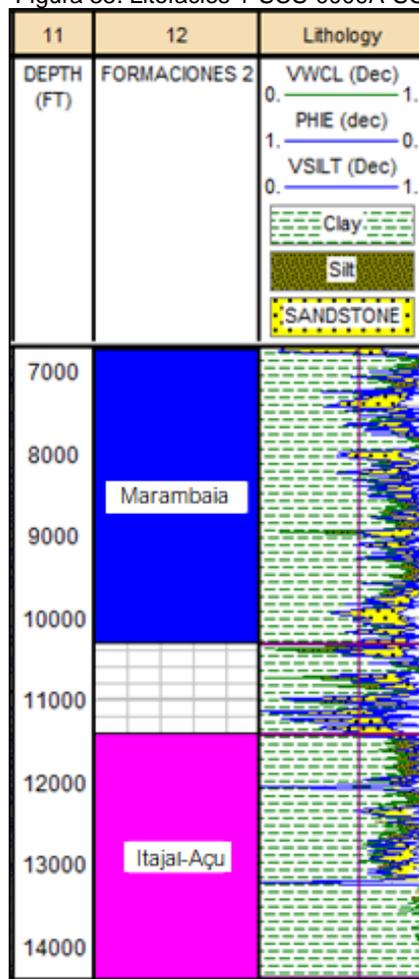


Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

El pozo 1-SCS-0005-SC, presenta un espesor de 1312 para la Formación Itajaí-Açu, este conjunto litológico está constituido completamente por lutitas, en su tope se contacta con la Formación Santos la cual es continua hasta los 8842 ft donde se encuentra la Formación Marambaia compuesta por intercalaciones de shales, limolitas y de arenas con espesores promedio de 50 ft y hacia el tope de la formación se encuentran finas capas de margas. Este pozo durante su proceso de perforación no se contactó con la Formación Juréia debido a que en esta región es reemplazada por la Formación Santos.

La figura 35 permite visualizar y evaluar apropiadamente el registro de litofacies para el pozo 1-SCS-0009-SC.

Figura 35. Litofacies 1-SCS-0009A-SC



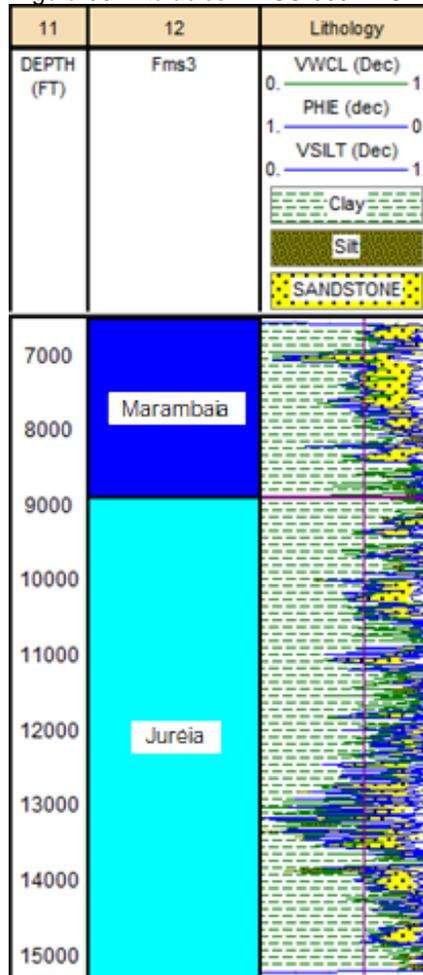
Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

Para el pozo 1-SCS-0009A-SC se encuentra la Formación Itajaí-Açu a los 14419 ft y al igual que los anteriores pozos evaluados su composición es marcada por shales, en este pozo al igual que el pozo 1-SCS-0005-SC no es posible evaluar la

Formación Juréia y en su lugar se encuentra la Formación Santos a los 11368 ft, esta presenta un contacto discordante con la Formación Marambaia en los 10328 ft la cual está compuesta por un espesa sección de shales con intercalaciones de limolitas y arenas turbidíticas.

A continuación, se presenta el registro de litofacies del pozo 1-BSS-0054 determinado según la información disponible.

Figura 36. Litofacies 1-BSS-0054-BS



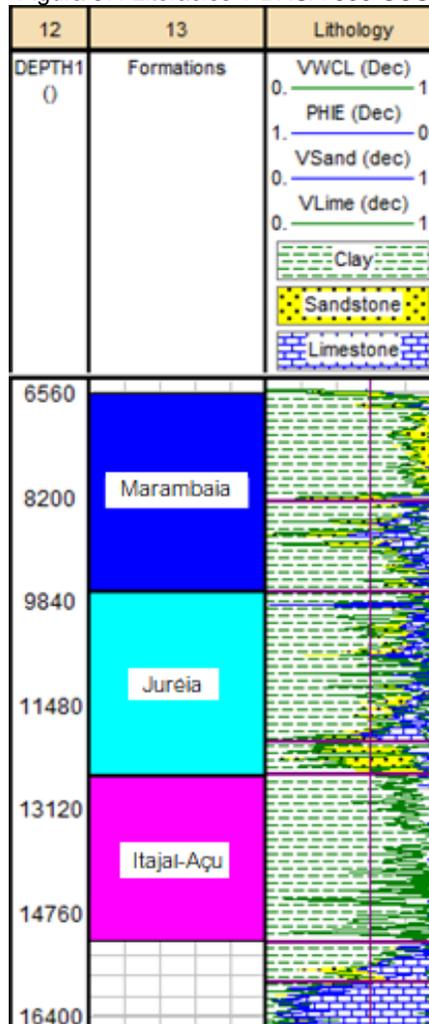
Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

El pozo 1-BSS-0054-BS no perforó la Formación Itajaí-Açu por lo que no es posible analizarla con la información referente a este pozo, por lo tanto, la Formación más profunda que es visualizada es Juréia a los 15344 ft que presenta una composición similar a través de cada uno de los pozos evaluados, basada en intercalaciones de lutitas, areniscas y limolitas. Finalmente se encuentra la Formación Marambaia a los 8907 ft que está compuesta por intercalaciones de

shales, delgadas capas de arena y una baja presencia de margas hacia el tope de la formación.

Finalmente se determina el registro de litofacies del pozo 1-BRSA-635-SCS ubicado en la parte sur de la zona de estudio, este registro es presentado en la figura 37 lo que permite evaluar las características de las formaciones evaluadas.

Figura 37. Litofacies 1-BRSA-635-SCS



Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

El pozo 1-BRSA-635-SC perfora las Formaciones Itanhaem y Guaruja depositadas durante el Albiano que consisten en carbonatos de alta energía. Posteriormente se encuentra a los 12600 ft la Formación Itajaí-Açu, que presenta una secuencia de lutitas con un alto contenido de limo, depositadas después de que la plataforma de carbonatos se sumergiera durante el aumento del nivel eustático del mar y el hundimiento térmico. La unidad litológica correspondiente a la Formación Juréia se localiza a los 9988 ft en donde se visualizan intercalaciones de lutitas, limolitas y

areniscas con espesores aproximados de 73 ft con características favorables para la posible acumulación de hidrocarburos. Finalmente, se determina que la Formación Marambaia se presenta a los 6556 ft, en el tope no se observan cambios abruptos que permitan identificar la presencia de cuerpos arenosos, este comportamiento es asociado a un ambiente de depositación de Plataforma continental. Se destaca la predominante presencia de lutitas con la incidencia de capas delgadas de margas y areniscas en la base de la formación con espesores promedio de 45 ft.

Con la información recolectada de los pozos evaluados se puede determinar el comportamiento litológico generalizado de cada formación en la zona de estudio. La Fm. Itajaí-Açu está compuesta por una sección de clásticos finos, su litología predominante son lutitas, según Chang et al., (2008) las lutitas de la formación son ricas en materia orgánica en su parte inferior, esta formación presenta el intervalo con la mayor cantidad de datos geoquímicos disponibles, ya que muchos de los pozos de la Cuenca atraviesan esta unidad. A lo largo de la cuenca del margen atlántico, el periodo de depositación de la formación parece haber sido un momento en que las condiciones anóxicas en el fondo del océano estaban generalizadas, y se depositaron muchas rocas madre.⁴⁰ Al sur de la Cuenca de Santos la roca presenta adecuadas condiciones de madurez por lo que es la principal roca madre de la zona.

La Fm Juréia es caracterizada por presentar estratos de lutitas, areniscas finas a muy finas y calcilutitas, depositados en un ambiente de plataforma marina. En esta formación se encuentra la mayor incidencia de capas de arenas con espesores promedio de 50 a 75 ft, esto siendo un factor importante a la hora de considerar esa formación para el almacenamiento de hidrocarburos. La Serra do Mar fue la principal fuente de aportes clásticos que impulsó la progradación de la plataforma para el Cretácico Superior a pesar de que el nivel global del mar era alto. El ascenso de la Serra do Mar revirtió la tendencia al aumento del nivel base y al aumento de la acomodación que había sido la tendencia desde el Albiano.

La Formación Marambaia a lo largo de la Cuenca de Santos está compuesta por amplias secciones de shales y margas principalmente, con intercalaciones de arenas finas. Según Pereira & Feijó, (1994) Marambaia aflora en el fondo marino y su contacto inferior es discordante con las Fms. Santos y Juréia. Se determinó que el sistema de drenaje Paraíba do Sul está bien organizado para esta época, y la afluencia de sedimentos se enfocan hacia el norte y centro de la Cuenca. Mientras tanto, al sur de Santos carecía de afluencia de sedimentos y prevalecían las condiciones de la plataforma sumergida.

⁴⁰ MODICA, Christopher J. and BRUSH, Eugene R. Post rift sequence stratigraphy, paleogeography, and fill history of the deep-water Santos Basin, offshore southeast Brazil. En: AAPG Bulletin. 2004. vol. 88, no. 7, p. 923-945.

3.3 ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Es común encontrar en las formaciones de estudio la presencia de minerales arcillosos formados a través de la diagénesis de la roca, estos minerales arcillosos presentes en los intervalos de areniscas afectan las características de las propiedades petrofísicas (ϕ , Vclay y Sw) de los depósitos y sugiere la necesidad de una evaluación petrofísica detallada.

El cálculo de las propiedades petrofísicas para cada pozo se realizó siguiendo las ecuaciones y métodos descritos en la metodología del presente trabajo. Los datos obtenidos son ilustrados para los ocho pozos seleccionados con el objetivo de realizar un análisis regional de la zona de estudio, en ellos se presentan los datos promedio calculados para cada pozo discriminando la formación presente, de igual forma se evalúa de forma independiente los intervalos de los pozos que presentan características favorables para el almacenamiento de hidrocarburos.

Las propiedades petrofísicas del pozo 1-BG-3-SPS son representadas en la tabla 4 con el objetivo de analizar cómo varían estos parámetros en esta sección.

Tabla 4. Propiedades petrofísicas 1-BG-3-SPS

	1-BG-3-SPS				
	Espesor [ft]	Espesor Neto [ft]	Vclay [%]	PHIE [%]	Sw [%]
Itajaí-Açu	1143.5	1143.5	77	3	98
Juréia	3435.5	612.5	29	17	96
Marambaia	3293	-	73	7	99

Fuente: elaboración propia.

La Fm. Itajaí-Açu no presenta cambios en su litología, caracterizada por la presencia de Shales mostrando en ella un Vclay, ϕ y Sw con valores de 77%, 3% y 98% respectivamente.

Dados los valores promedio de Vclay (29%) y porosidad (17%) para este pozo se puede analizar que en la Formación Juréia los granos de las arenas presentan una forma subangular de tamaño medio a fino. La saturación de agua toma un valor del 96% indicando una baja presencia de hidrocarburos en la zona.

La Fm. Marambaia en esta zona solo presenta intercalaciones de arcilla y margas lo que es reflejado en un alto Vclay del 73%, de igual forma se evidencia porosidades inferiores al 7%. El comportamiento de Sw en este pozo es similar a los demás pozos evaluados en los que la saturación es cercana a 100%.

Continuando con el análisis de los parámetros petrofísicos, estas propiedades para el pozo 1-VBEP-1-SPS se representan en la tabla 5.

Tabla 5. Propiedades petrofísicas 1-VBEP-1-SPS

1-VBEP-1-SPS					
	Espesor [ft]	Espesor Neto [ft]	Vclay [%]	PHIE [%]	Sw [%]
Itajaí-Açu	1225.5	-	81	4	95
Juréia	2421.5	190	28	16	92
Marambaia	-	-	-	-	-

Fuente: elaboración propia.

En la Fm. Itajaí-Açu al predominar rocas arcillosas por lo que se determina que el Vclay promedio del intervalo es 81%, además se obtienen valores muy bajos de porosidad del 4%, agregando a ello los datos obtenidos de los registros resistivos, se comprueba que esta formación está principalmente saturada por agua debido a que los registros indican un 95% de Sw, valores que fueron calculados con la información disponible.

La Fm Juréia presenta un valor de porosidad promedio del 16% lo que es generado por un proceso de deposición de granos uniforme, y debido al contenido de arcilla en el reservorio se encuentran valores de Vclay de 28%. En los pozos evaluados se determinó que la saturación de agua toma valores promedio del 92% lo que conlleva que existe una zona saturada por agua.

En este pozo no es posible realizar un análisis para la formación Marambaia pues no se dispone de información referente a registros de pozo en las profundidades que abarca la formación.

En la tabla 6 se representan las propiedades petrofísicas del pozo 1-CHEV-2-SPS.

Tabla 6. Propiedades petrofísicas 1-CHEV-2-SPS

1-CHEV-2-SPS					
	Espesor [ft]	Espesor Neto [ft]	Vclay [%]	PHIE [%]	Sw [%]
Itajaí-Açu	292	-	85	4	99
Juréia	4956	167	31	15	97
Marambaia	948	18	35	22	94

Fuente: elaboración propia.

El pozo está ubicado en la región oriental de la zona de estudio; La Fm. Itajaí-Açu presenta un alto volumen de arcilla superior al 85% asociado a los resultados evidenciados en el registro de litofacies, y tomando en cuenta la composición presente se obtienen porosidades del 4%, consecuentemente se obtienen valores de saturación de agua del 99%.

Para la Fm. Juréia, los valores de Vclay (31%) como \emptyset (15%) indican intervalos de arena que presentan baja incidencia de arcillas con una distribución regular del tamaño de grano. Esta formación no señala evidencia de que las rocas contengan altos volúmenes de hidrocarburo en su espacio poroso debido a que la Sw es del 97%.

En este pozo la Fm. Marambaia presenta un Vclay promedio de 35% y un valor estimado de porosidad de 22% está siendo mayor a la presentada por las capas de arena infra yacentes debido a que la fuerza de compactación es menor. En esta formación se determina una saturación de agua cercana al 94%.

En la tabla 7 se ilustra las propiedades petrofísicas referentes al pozo 1-BRSA-911-SPS.

Tabla 7. Propiedades petrofísicas 1-BRSA-911-SPS

1-BRSA-911-SPS					
	Espesor [ft]	Espesor Neto [ft]	Vclay [%]	PHIE [%]	Sw [%]
Itajaí-Açu	1970.5	-	75	4	98
Juréia	4632.5	688.5	31	19	90
Marambaia	319	24	27	19	97

Fuente: elaboración propia.

El pozo se encuentra ubicada en la región central de la zona de estudio, la Fm. Itajaí-Açu se caracteriza por presentar altos valores de volumen clay cercanos al 75% y bajas porosidades (4%) esto debido a que la formación es principalmente compuesta por shales. De igual forma para el intervalo estudiado no se registran indicios de presencia de hidrocarburos según los registros resistivos que indican una saturación de agua igual al 98%. Se continúa la evaluación en la Fm. Juréia para la cual se considera un intervalo de 689 ft como arenas limpias donde se obtiene un volumen de arcilla igual al 31% y una porosidad promedio en el orden del 19%. En cuanto a la presencia de hidrocarburos en el intervalo se observa que está prácticamente saturado por agua mostrando valores de Sw cercanos al 97%. Por último, se evalúa la Fm. Marambaia en la cual únicamente se tiene información de 319 ft para los que solo 24 ft de ellos son arenas, las cuales presentan un contenido de arcilla del 27%, una porosidad del 19% y una saturación de agua del 97%, estos siendo valores similares a la Fm Juréia por lo que se concluye que en la zona aledaña al pozo no existe una alta variación en las propiedades petrofísicas para este intervalo.

Las propiedades referentes al pozo 1-SCS-0005-CS se encuentran plasmadas en la tabla 8.

Tabla 8. Propiedades petrofísicas 1SCS-0005-SC

1-SCS-0005-SC					
	Espesor [ft]	Espesor Neto [ft]	Vclay [%]	PHIE [%]	Sw [%]
Itajaí-Açu	1312	-	83	5	99
Juréia	-	-	-	-	-
Marambaia	6752	689	21	23	96

Fuente: elaboración propia.

En este pozo la Fm. Itajaí-Açu presenta un espesor aproximado de 1312 ft en el que predomina la presencia de arcillas por lo que se determina un Vclay promedio igual al 83% esto siendo un factor fundamental al momento de calcular la porosidad que toma un valor del 5%, durante el análisis petrofísico se determinó que la saturación de agua es del 99% indicando que la presencia de hidrocarburos en el intervalo de estudio es limitada. En este caso, el pozo evaluado no atraviesa la Fm. Juréia por lo que no existe la posibilidad de determinar las propiedades petrofísicas, por lo que se procede a analizar la Fm. Marambaia, para esta, destaca un amplio intervalo de arenas (6889 ft) con espesores promedio de 45 ft, los cuales presentan un volumen de arcilla no superior al 21%, una porosidad cercana al 23% y finalmente se determina que la saturación de agua para el pozo está en el orden del 96%.

En la tabla 9 se presentan las propiedades petrofísicas del pozo 1-SCS-0009A-SC.

Tabla 9. Propiedades petrofísicas 1-SCS-0009A-SC

1-SCS-0009A-SC					
	Espesor [ft]	Espesor Neto [ft]	Vclay [%]	PHIE [%]	Sw [%]
Itajaí-Açu	2981	-	85	5	98
Juréia	-	-	-	-	-
Marambaia	3602	473.5	29	21	98

Fuente: elaboración propia.

En la Fm. Itajaí-Açu se observó un valor promedio de volumen de arcilla del 85%, una porosidad del 5% y saturación de agua igual al 98%, lo que indica que estas propiedades tienen un comportamiento similar a todos los pozos evaluados en este intervalo ya que los valores de estas propiedades están asociados a la composición y la forma del poro de la roca. De igual forma para esta zona no se encuentra ningún registro litológico que señale la presencia de la Formación Juréia. Concluyendo se encuentra la Fm. Marambaia para la cual se determinó que el 13% de el espesor total corresponde a arenas que presentan un bajo porcentaje de volumen clay (29%) y una porosidad del 21% la que es atribuida a una baja compactación de la roca que indica que las arenas presentes en la formación son poco consolidadas.

La tabla 10 muestra el promedio de las propiedades petrofísicas calculadas para el pozo 1-BSS-0054-BB.

Tabla 10. Propiedades petrofísicas 1-BSS-0054-BB

1-BSS-0054-BB					
	Espesor [ft]	Espesor Neto [ft]	Vclay [%]	PHIE [%]	Sw [%]
Itajaí-Açu	-	-	-	-	-
Juréia	6422	461	25	18	89
Marambaia	2377	132.5	16	24	96

Fuente: elaboración propia.

Los registros disponibles no indican información relacionada a la formación Itajaí-Açu por lo que no es posible cuantificar ni realizar un análisis de las propiedades petrofísicas en esta zona. Teniendo en cuenta lo anterior se evalúa la formación Juréia donde se determinó una secuencia de arenas con espesor de 461 ft aproximadamente para los cuales se obtuvo un Vclay promedio de 25 siendo este similar al de los pozos cercanos, además se calcula que la porosidad de la formación es 18% la cual es afectada positivamente por el proceso de deposición de los granos relacionado con abanicos aluviales. Respecto a la Fm. Marambaia se encuentra que las capas de arena representan un 6% del espesor total y en ella se atribuyen altos valores de porosidad que están conectados con el bajo valor de contenido de arcilla (16%) presente en la zona. Como es común para los pozos evaluados el contenido de agua presente en a formaciones alto, cercano al 100% por lo que no se espera encontrar indicios de hidrocarburos.

Los datos del pozo 1-BRSA-635-SCS son presentados de la siguiente forma en la tabla 11.

Tabla 11. Propiedades petrofísicas 1-BRSA-635-SCS

1-BRSA-635-SCS					
	Espesor [ft]	Espesor Neto [ft]	Vclay [%]	PHIE [%]	Sw [%]
Itajaí-Açu	804.5	-	80	5	99
Juréia	885.35	59.5	24	17	92
Marambaia	950.5	87.5	18	19	98

Fuente: elaboración propia.

La litología de la Fm. Itajaí-Açu se caracteriza por presentar amplios espesores de lutitas, por esta razón los valores calculados de Vclay se ajustan al 80% y dado que su ϕ no supera el 5% no se espera movilidad de fluidos en la zona, incluyendo que los registros no generan indicios de la presencia de hidrocarburos ya que la Sw es cercana al 100%.

En la Fm. Juréia las arenas consideradas como reservorio para el cálculo de sus propiedades son menores al 1% del espesor de la formación. El Vclay calculado toma valores del 24% y su porosidad es el 17%, estas propiedades se ven afectadas hacia la base de los reservorios debido a la presencia de calizas, este cambio litológico se evidencia en el aumento de los registros sónico y fotoeléctrico. En la zona se obtuvo una saturación de agua del 98% lo cual se ajusta a la información suministrada por el registro final de perforación en la que no se determina la presencia de hidrocarburos.

Una vez analizado cada uno de los pozos, es posible correlacionar el comportamiento de las propiedades para cada formación de interés a lo largo de la zona de estudio. La Fm. Itajaí-Açu, está caracterizada por presentar altos contenidos de arcilla (81%) y bajas porosidades (4%) a lo largo de toda la

formación, debido a la compactación de la roca ocasionada por la presión de la capa supra yacente.

En la Fm. Juréia se presentan intervalos de arena que además de poseer un espesor mayor a las demás zonas evaluadas, presentan valores promedio de V_{clay} de 28% y porosidades cercanas al 17%. En la zona central de la zona de estudio se encuentran las porosidades más altas para esta formación donde se obtiene valores superiores al promedio por lo que son consideradas como rocas almacén, estos datos fueron el resultado del proceso de depositación producido por el levantamiento de Sierra do Mar que provocó una progradación de siliciclastos en el periodo.

La Fm. Marambaia es la última unidad litológica analizada, esta formación se caracteriza por tener largos intervalos de lutitas con intercalaciones de margas, limolitas y delgadas capas de arena. Teniendo en cuenta la descripción realizada y analizando los registros de pozo se calcula un valor promedio de V_{clay} para la zona de 27% indicando arenas con un bajo porcentaje de arcillas y una porosidad alrededor del 21% asociada a los cambios en el proceso de transporte causado por la influencia de abanicos aluviales que controla el proceso de selección y organización de los granos.

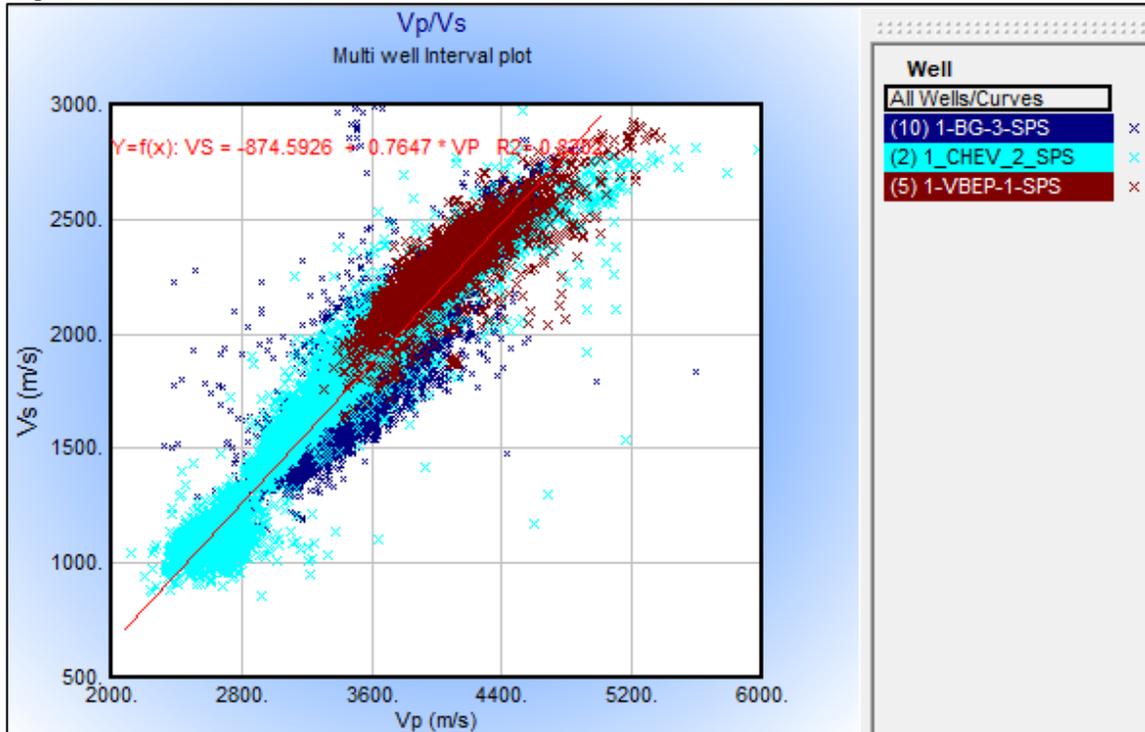
Estos pozos durante su proceso de evaluación arrojaron altos resultados de saturación de agua por lo que fueron catalogados como secos y posteriormente fueron abandonados. Durante el análisis de esta propiedad en los intervalos de interés se obtuvieron resultados superiores al 80% por lo que para las compañías no resultaba de rentable la producción de los pozos.

3.4 ANÁLISIS VELOCIDADES DE ONDA P Y S RESPECTO A PROPIEDADES PETROFÍSICAS

En un análisis petrofísico se analiza las variaciones entre la velocidad compresional y la velocidad de cizalla con el objetivo de detectar los cambios en las características litológicas y el fluido saturado en la roca. En esta sección del proyecto para determinar la respuesta de estos parámetros frente a las variaciones de litología y saturación se discute el comportamiento de las relaciones V_p/V_s , V_p/ϕ , V_s/ϕ , $\Lambda\rho/\mu\rho$ dando así cumplimiento al tercer objetivo propuesto.

Con la información disponible es posible realizar un análisis de las relaciones anteriormente mencionadas. La primera relación por evaluar es V_p/V_s , se representa mediante un crossplot para los pozos 1-CHEV-2-SPS, 1-BG-3-SPS, 1-VBEP-1-SPS que poseen información completa de los registros sónicos de onda P y S (figura 38).

Figura 38. Relación Velocidad onda P / Velocidad onda S

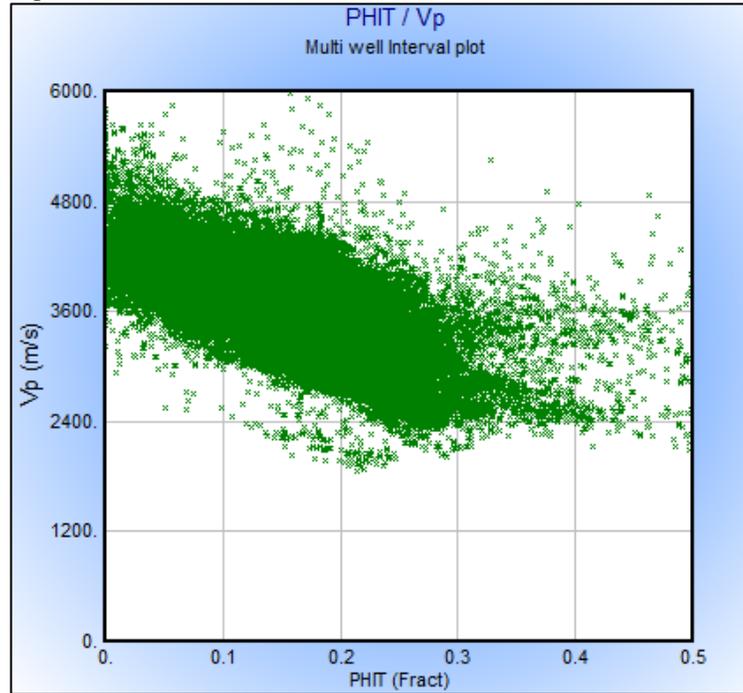


Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

Mediante el análisis del crossplot de la relación V_p/V_s para los pozos 1-BG-3-SPS, 1-CHEV-2-SPS y 1-VBEP-1-SPS es posible verificar el correcto comportamiento de las velocidades de onda S y P mediante la visualización de una línea de tendencia generalizada. La relación V_p/V_s es sensible a la litología y saturación de los fluidos, por esta razón puede ser utilizado como discriminante de las facies en cada tipo de roca, partiendo de la anterior premisa, se determinó que los intervalos con mayor contenido de arena están relacionados con los valores más bajos de V_p/V_s , por otra parte, las secuencias con mayor contenido de arcilla presentan los valores más altos de la relación. Estos parámetros están ligados a la respuesta de las propiedades petrofísicas como porosidad y volumen de arcilla los cuales están relacionados con la forma del poro, compresibilidad de la roca y la profundidad a la que es evaluada la roca, de esta forma se observa que al obtener un aumento en estos factores la velocidad de onda tiende a crecer.

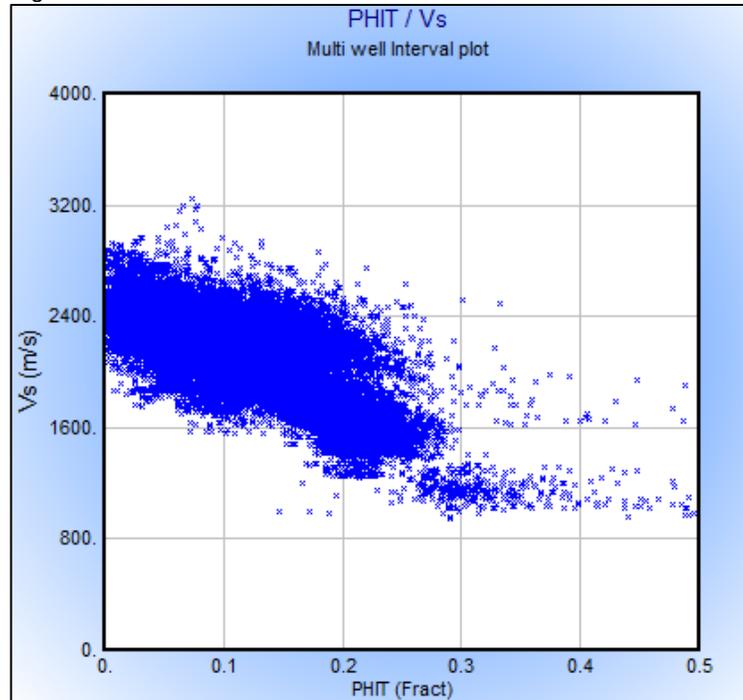
Al ser verificado el correcto comportamiento de las ondas P y S se continúa con la evaluación del cambio de estas ondas con respecto a la porosidad. Este análisis es realizado en los pozos seleccionados con la intención de profundizar en el entendimiento de los cambios de estos parámetros a lo largo de la zona de estudio. En la figura 39 se presentan los datos de V_p respecto a la porosidad para todos los pozos. En la figura 40 se presentan los datos de la curva V_s en relación con la porosidad, se utilizaron los pozos 1-BG-3-SPS, 1-VBEP-1-SPS y 1-VBEP-1-SPS los cuales disponen de información para el cálculo de esta propiedad.

Figura 39. Porosidad / Velocidad onda P



Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

Figura 40. Porosidad / Velocidad onda S



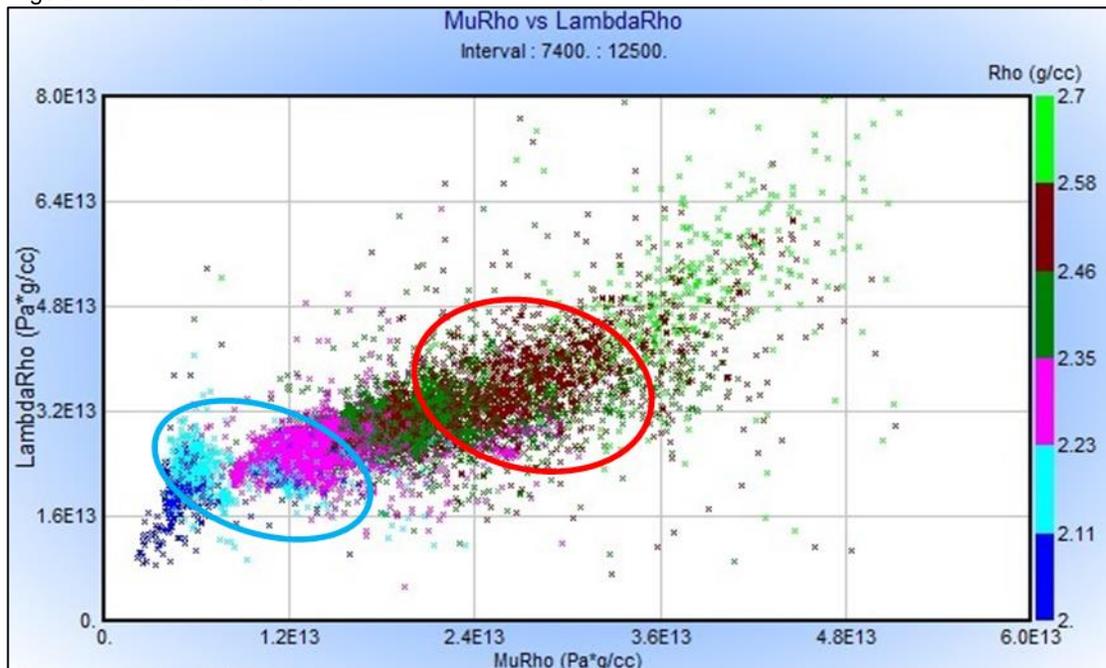
Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

Conocer las velocidades compresionales y de cizalla para las formaciones evaluadas permite generar una breve caracterización del comportamiento de las rocas presentes. En este caso, se observa que V_p se encuentra en el rango de 2000 m/s a 5000 m/s en cambio, V_s toma valores desde 900 m/s hasta 3100 m/s donde los valores más bajos corresponden a arenas poco consolidadas con porosidades cercanas al 30% mientras que los valores más altos representan rocas con mayor contenido arcilloso de porosidades inferiores al 10%.

Se observa que la tendencia de las curvas V_s y V_p son afectadas por el cambio de la porosidad y la forma de los poros, de esta manera se evidencia que al aumentar la porosidad disminuye la velocidad en cada punto debido a que el espacio poroso es mayor. Se concluye que las velocidades para lutitas con bajas porosidades y forma de poro aplanada siempre serán mayores que en las arenas donde generalmente se obtienen valores de porosidad más altos debido a que en ellas los poros tienden a presentar una forma esférica. Cabe resaltar que las formaciones evaluadas al estar saturadas completamente por agua provocan que la magnitud de la velocidad de la onda P aumente considerablemente y en menor medida la velocidad en la onda S, lo cual está relacionado con la incompresibilidad del fluido. De tal forma que al presentar la roca una saturación de diferentes fluidos (petróleo y/o gas) tanto V_p como V_s tienden a disminuir.

La siguiente relación por evaluar corresponde a LambdaRho versus MuRho , los cuales fueron utilizados con el fin de mejorar la identificación de las distintas zonas y sus componentes dentro del reservorio (figura 41).

Figura 41. $\text{LambdaRho} / \text{MuRho}$



Fuente: elaboración propia, con base en INTERACTIVE PETROPHYSICS

El parámetro MuRho es una medida de la rigidez de la roca de las rocas mientras que LambdaRho describe la incompresibilidad de las litologías presentes. Se considera que el parámetro MuRho presenta una alta sensibilidad a los cambios litológicos mientras que LambdaRho es afectado por las variaciones de en la saturación de fluidos que presenta la formación, este caso solo es posible evidenciar los cambios litológico debido a que los intervalos evaluados están completamente saturados por agua. En el crossplot, encerrado por una elipse roja se encuentran las rocas que presentan mayores valores de densidad en este caso lutitas que toman valores más altos de LambdaRho entre 2E13 Pa*g/cc a 4,8E13 Pa*g/cc y para MuRho los valores más altos los cuales oscilan entre 2E13 Pa*g/cc a 3,6E13 Pa*g/cc. Se representa por medio de una elipse azul las arenas saturadas con salmuera cuyos valores de densidad, LambdaRho (toma valores de 1,4E13 Pa*g/cc a 3,2E13 Pa*g/cc) y MuRho (1E13 Pa*g/cc a 1,6E13 Pa*g/cc) son los más bajos de los intervalos evaluados.

3.5 ANÁLISIS DE FÍSICA DE ROCAS

Se presenta los métodos usados para elaborar los modelos empíricos de física de rocas y su desarrollo en el software RokDoc, que permite combinar a la perfección datos básicos, de registro y sísmicos en modelos predictivos para garantizar una adecuada evaluación del reservorio.⁴¹

3.5.2 Modelos de física de rocas. En la siguiente sección se presentan y analizan los modelos de física de rocas aplicados en cada pozo y, además se determina cual es el método que mayor precisión y exactitud presenta en la predicción de la velocidad de cizalla.

Según los datos obtenidos, se determina la exactitud de cada modelo respecto al valor real de la onda Vs, para observar claramente las diferencias entre las distintas curvas generadas se hace uso de crossplots en los que se grafican la relación entre los datos reales y cada una de las predicciones, de igual forma se observa el comportamiento de las curvas mediante su representación gráfica en el track correspondiente.

La figura 42 presenta las predicciones generadas por los modelos respecto a la curva real aplicadas al pozo 1-BG-3-SPS. Para evaluar la respuesta de los modelos aplicados en el pozo, se seleccionan cuatro intervalos de interés que agrupan las zonas con mayor contenido de arenas dentro de las formaciones analizadas, los cuales son divididos de la siguiente forma: el intervalo 1 corresponde a las profundidades 10611 ft a 10791 ft; el intervalo dos va desde 11922 ft hasta 12181 ft; el intervalo tres toma valores de 12743 ft a los 12831 ft; y por último, el intervalo cuatro agrupa las profundidades entre 14071 ft y 14218 ft.

⁴¹ IKON SCIENCE [sitio web]. RokDoc Solutions [consultado 15, mayo, 2020]. Disponible en: <https://www.ikonscience.com/solutions/rokdoc/>

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en cada uno de los intervalos los cuales fueron seleccionados de la Formación Juréia debido a que con la información disponible para la Formación Marambaia e Itajaí-Açu (compuesta por shales) no permitió determinar intervalos de arena para la aplicación del modelo y se observan diferencias según el modelo aplicado.

La predicción de la velocidad de onda S mediante el modelo propuesto por Xu & White (1995) evaluada para los cuatro intervalos presenta un factor de correlación del 51% con respecto al valor real determinado a partir de los registros disponibles siendo este valor el más bajo entre los modelos desarrollados. Esto hace referencia a un alto grado de sobreestimación de los datos predicho ocasionada por la incertidumbre de la composición mineral de la roca. La velocidad de corte calculada basándose en el modelo propuesto por Sun (2004) presenta un factor de correlación igual al 54%, lo que indica un pequeño aumento en la exactitud del modelo ocasionado por la inclusión de factores como Gamma Mu y Gamma K los cuales modelan la estructura del poro de la roca según la litología de estudio. Los métodos con que presentan mayor precisión para la predicción de la velocidad de la onda S respecto a la onda real corresponden a Castagna (1985) y Greenberg & Castagna (1992), presentando un factor de correlación igual al 93% y 92% respectivamente, estos resultados se deben a que se dispone de un alto grado de confiabilidad de datos como la velocidad de la onda P, porosidad, saturación de agua y litología los cuales son indispensables para el cálculo de los modelos.

Los resultados obtenidos en el proceso de predicción de la onda S proporcionada por los modelos de física de rocas utilizados para el pozo 1-VBEP-1-SPS son ilustrados en la figura 43. De forma similar al pozo anterior, se seleccionan dos intervalos que presenta una alta acumulación de arenas y se identificaron de la siguiente manera, el intervalo 1 corresponde a las profundidades 10630 ft hasta 10695 ft y el segundo intervalo abarca el espesor comprendido entre 11975 ft y 12075 ft, en este caso y con la información disponible ambos intervalos al igual que para el pozo presentado anteriormente pertenecen a la Formación Juréia. Observando los intervalos definidos, se determina que la predicción generada para la onda Vs según el método de Xu & White (1995) es el modelo que menos se ajusta a los datos reales, esto se evidencia mediante la dispersión de puntos de la curva predicha en relación con la curva real provocando que se obtengan valores sobreestimados. Se calculó la aproximación del modelo es igual al 59% indicando que existe cierto grado de incertidumbre en la composición de la matriz de la roca. Respecto a método de Sun (2004) se obtuvo una aproximación similar al modelo anterior por lo que dedujo que para este caso la forma del poro no es un factor determinante a la hora de predecir la velocidad de cizalla puesto que para las areniscas evaluadas la estructura poral se mantiene constante a través del intervalo de estudio. Se observó que los modelos de Castagna y Greenberg & Castagna presentan una excelente aproximación a los datos reales puesto que estos métodos están diseñados para obtener resultados precisos en rocas

siliciclásticas a partir de información disponible como porosidad y la velocidad compresional.

Finalmente se evalúa la calibración de los modelos en el pozo 1-CHEV-2-SPS de forma análoga a los pozos descritos anteriormente, para este se escogió tres intervalos en los que se observó el mayor contenido de arenas; para el primer intervalo se seleccionó un conjunto de arenas proveniente de la Formación Marambaia comprendido entre 2380 ft y 2420 ft, las siguientes arenas analizadas pertenecen a la Fm. Juréia, partiendo el segundo intervalo la profundidad de 2740 ft hasta 2760 ft y, por último, el espesor comprendido entre 3060 ft y 3125 ft se atribuye al intervalo número tres. Puesto que la formación Itajaí-Açu está compuesta principalmente por lutitas no es posible seleccionar un intervalo dentro de este grupo de rocas. La figura 44 muestra las velocidades de onda S modeladas para el pozo.

De igual forma se obtuvo que el método que menor aproximación tiene a los datos reales es el propuesto por Xu & White presentando un coeficiente de correlación de 60% debido a la sobreestimación de los datos puesto que existe un limitado conocimiento acerca de la composición de la matriz de la roca y este al ser un método sensible al cambio litológico no presenta una buena respuesta cuando no se dispone de datos de alta confiabilidad. El siguiente modelo siguiendo el orden de menor a mayor exactitud corresponde al descrito por Sun (2004) en el que se observa una aproximación cercana al 63% indicando que para este pozo la inclusión del factor de forma de poro genera un aumento en la exactitud de predicción generada por el modelo a pesar de presentar cierto grado de incertidumbre respecto a la matriz de la roca. Haciendo referencia al método de Castagna (1985) y Greenberg & Castagna (1992) al ambos partir del mismo principio de aproximación que consiste en utilizar la velocidad de onda P para predecir Vs y al no disponer de información adicional para realizar un análisis más riguroso, los métodos presentan el mismo factor de correlación el cual toma un valor de 93%.

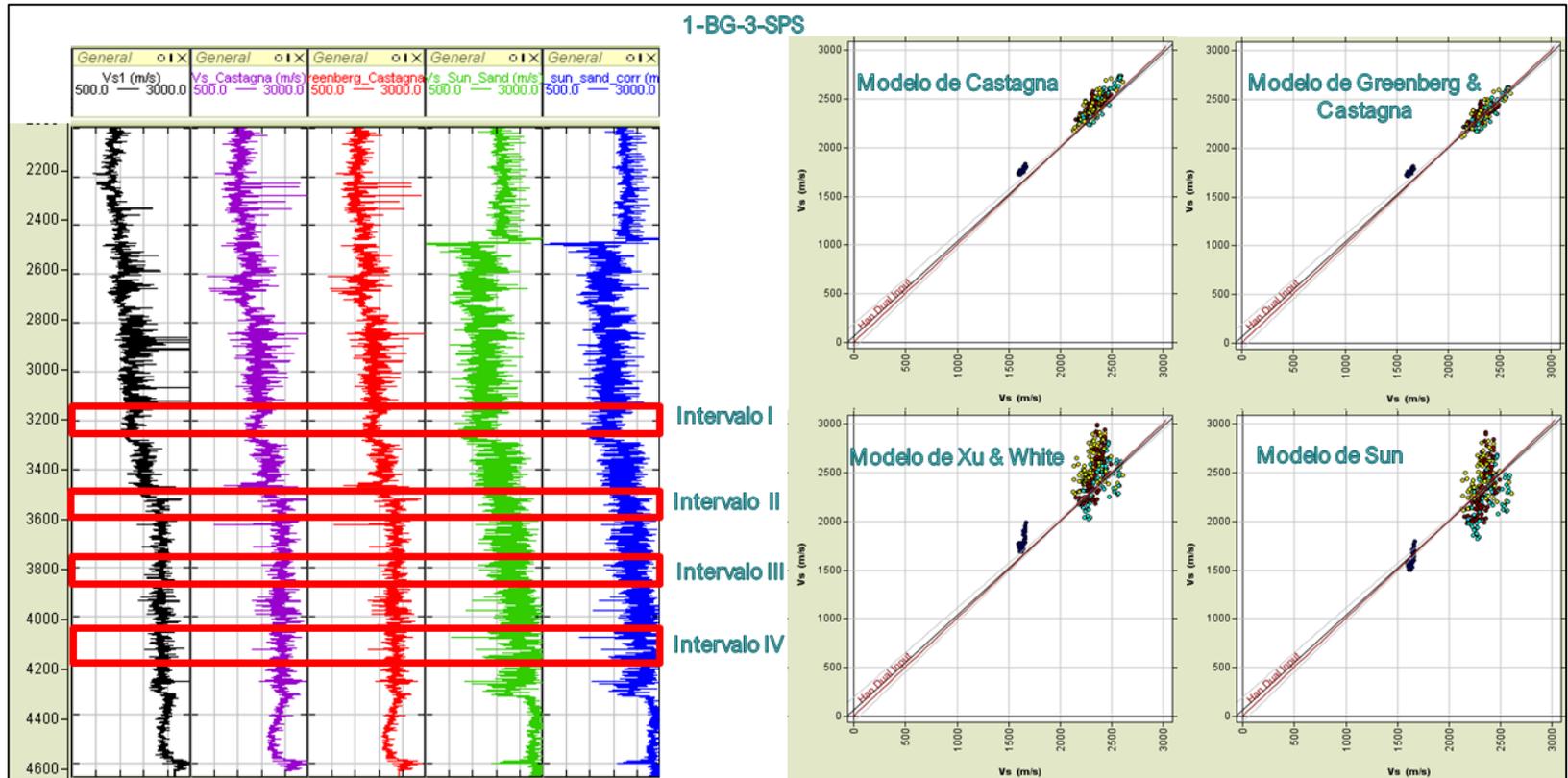
Se observan resultados similares para cada uno de los modelos aplicados, aunque las arenas evaluadas pertenezcan a diferentes formaciones, es decir, los resultados obtenidos a partir de rocas pertenecientes a la Fm. Marambaia son congruentes a los obtenidos por arenas depositadas en la formación Juréia por lo que se desarrolla un factor de correlación utilizando todos los intervalos seleccionados. Por consiguiente, se determina que para la aplicación del modelo desarrollado por Xu & White (1995) es necesario disponer de un estudio acerca de la composición de la roca el cual puede ser obtenido mediante el uso de registros mineralógicos, esta información no está disponible en los datos suministrados para el desarrollo del proyecto por lo tanto para conocer dicha composición se utilizó el registro de Vclay generado en el cálculo de las propiedades petrofísicas y asumir que la matriz de la roca está compuesta por dos minerales en mayor proporción (illita y feldespato potásico). Según los resultados obtenidos a partir del modelo se

espera que la matriz presente una mezcla de otros minerales que no fueron considerados en el modelo por lo que no se obtienen una aproximación confiable en un proceso de predicción.

El modelo propuesto por Sun (2004) propone que la velocidad de ondas elásticas puede describirse mediante el uso de dos constantes en términos de porosidad, forma del poro y composición mineralógica con la intención de cuantificar los efectos de estos parámetros sobre las propiedades elásticas de la roca. La inclusión del efecto estructural del poro aumenta la precisión del método frente a los resultados obtenidos del modelo anteriormente mencionado, sin embargo, la inexactitud del método es ocasionada por la falta de entendimiento de la mineralogía de la roca. Por consiguiente, a pesar de que permite obtener una mejor aproximación, su aumento no es considerable por lo que no es recomendable aplicarlos en la zona en el proceso de predicción de velocidad de corte.

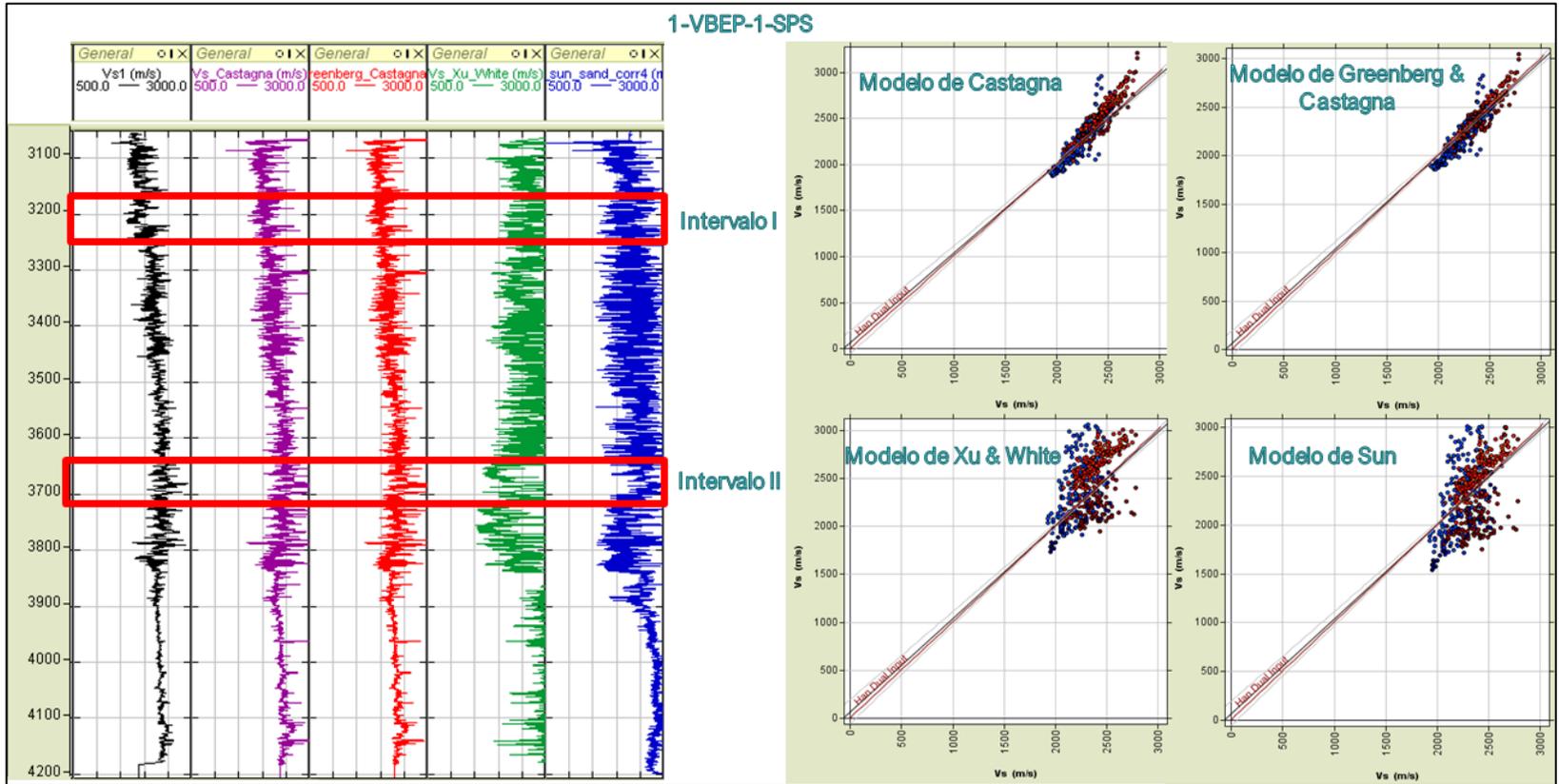
Por último, los métodos de Castagna (1985) y Greenberg & Castagna (1992) presentan el mayor grado de ajuste en la predicción de la velocidad de cizalla con respecto a los datos tomados de registros de pozo debido a que ambos están diseñados para predecir la velocidad de la onda S basándose en distintos tipos de roca sin discriminar los cambios composicionales de la columna litológica. El método de Greenberg & Castagna podría tener en cuenta la composición mineralógica de la roca con el objetivo de obtener mayor precisión en los resultados, pero en este caso al asumir una composición constante sus resultados son iguales al método propuesto por Castagna.

Figura 42. Registros Velocidad de onda S del pozo 1-BG-3-SPS para intervalo de estudio, Crossplot modelos de predicción para Velocidad de onda S- Velocidad de onda S real



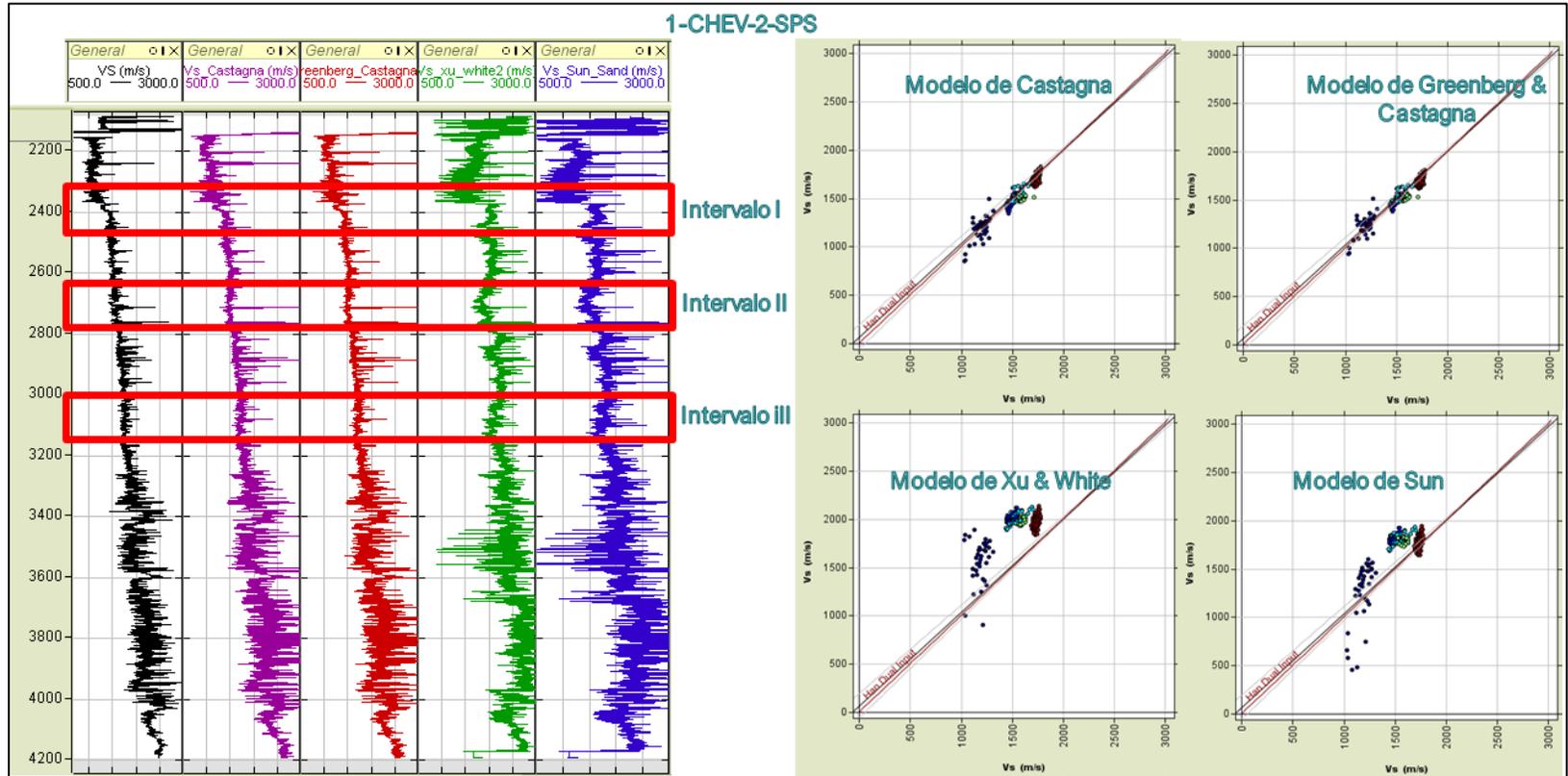
Fuente: elaboración propia, con base en ROKDOC.

Figura 43. Registros Velocidad de onda S del pozo 1-VBEP-1-SPS para intervalo de estudio, Crossplot modelos de predicción para Velocidad de onda S-Velocidad de onda S real



Fuente: elaboración propia, con base en ROKDOC.

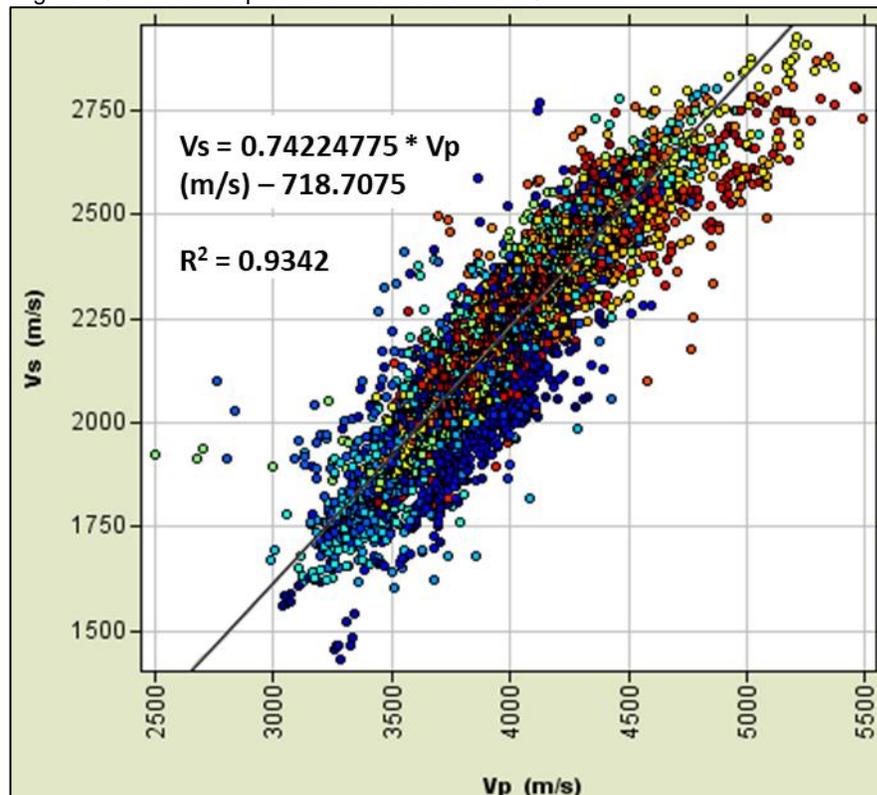
Figura 44. Registros Velocidad de onda S del pozo 1-CHEV-2-SPS para intervalo de estudio, Crossplot modelos de predicción para Velocidad de onda S-Velocidad de onda S real



Fuente: elaboración propia, con base en ROKDOC.

3.5.3 Generación modelo de predicción de velocidad onda S. Para realizar un análisis de física de rocas completo es indispensable contar con información de tanto la onda S como la onda P de todos los pozos evaluados, en este caso al no disponer de dicha información en los pozos 1-BRSA-911-SPS, 1-SCS-0005-SC, 1-SCS-0009A-SC, 1-BSS-0054-BS y 1-BRSA-635-SCS se busca la manera de predecir el comportamiento de Vs para estos pozo en las tres formaciones evaluadas con el objetivo de tener un grado de comprensión de las propiedades a lo largo de la zona de estudio, para ello se realiza un crossplot de la relación de la onda P frente a la velocidad en la onda S utilizando la información del modelo que mayor ajuste presentó (Modelo de Castagna).

Figura 45. Modelo de predicción velocidad onda S



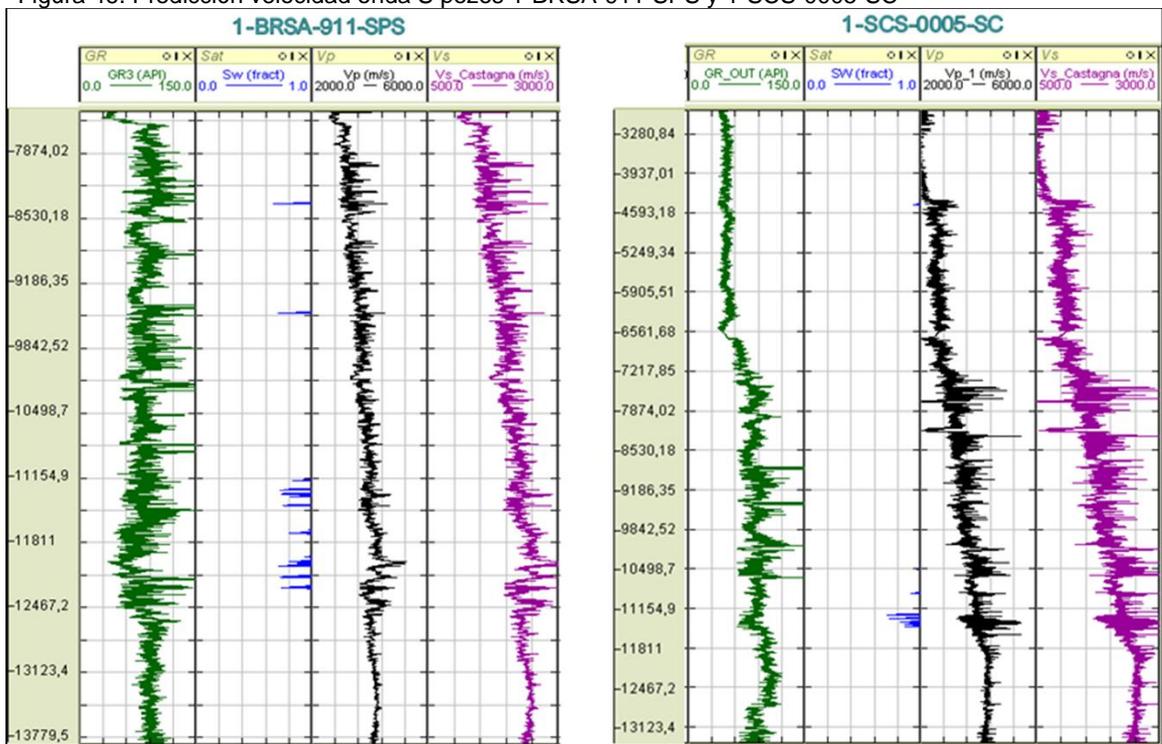
Fuente: elaboración propia, con base en ROKDOC.

Para la relación presentada, se estimó la línea de tendencia a partir del método de aproximación de mínimos cuadrados, la ecuación que define el comportamiento viene dada por la siguiente expresión: $V_s = 0.74224775 * V_p$ (m/s) - 718.7075. Donde se obtiene el cálculo de predicción de la onda Vs a partir de Vp con un factor de correlación del 93.42% lo que indica que hacer uso del modelo permite obtener resultados con un alto grado de confiabilidad.

3.5.4 Predicción de velocidad de onda S. A través de la aplicación del modelo de predicción propuesto se predice la velocidad de la onda S en los pozos mencionados anteriormente donde no se tiene información de dicho parámetro. Durante la evaluación petrofísica para los pozos se obtuvieron altos valores de saturación de agua lo que significa que la velocidad de la onda P no es afectada por cambios de saturación de fluidos, esto permite obtener resultados calibrados a través de este método durante el proceso de predicción.

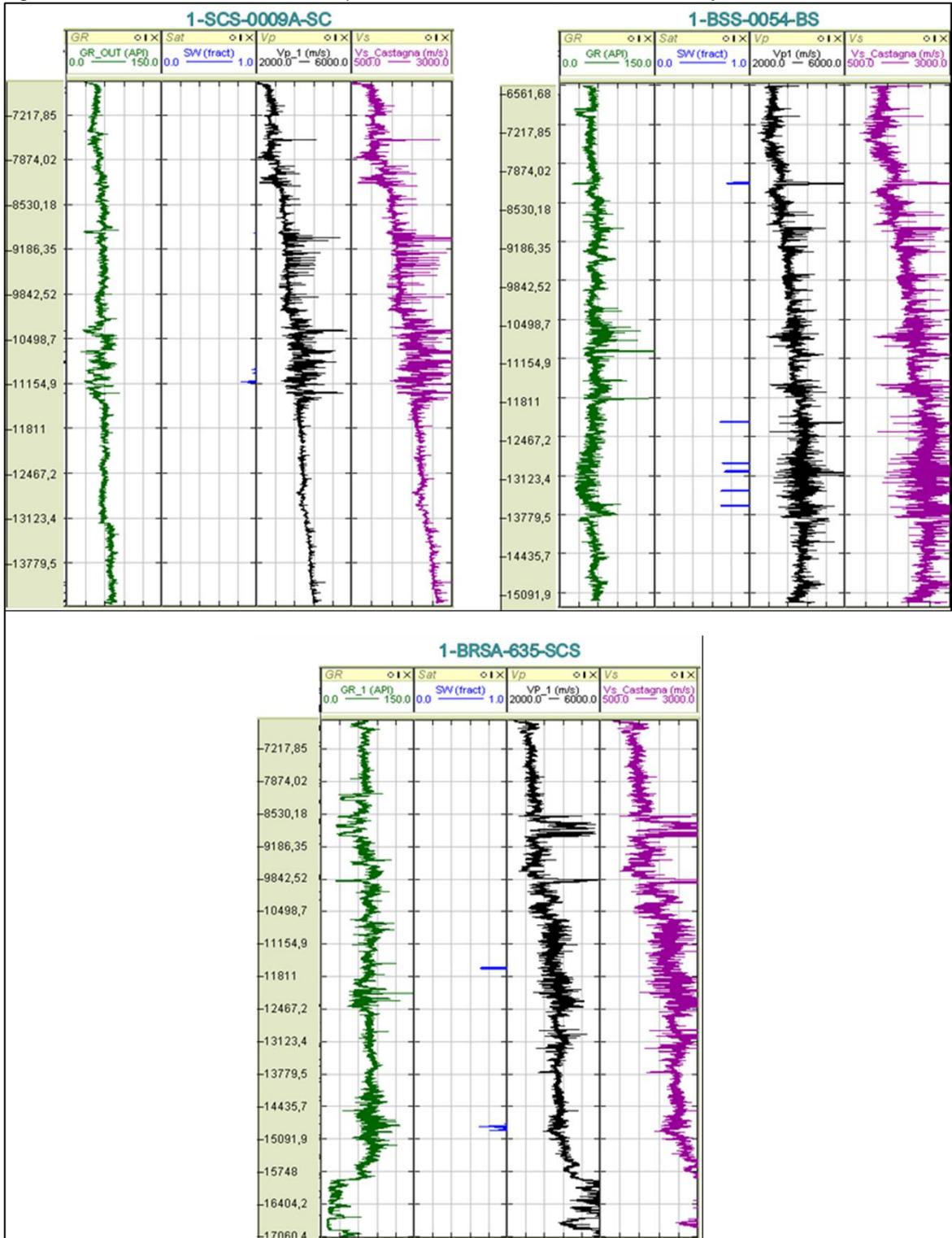
En las figuras 46 y 47 se muestra el set de registros (de izquierda a derecha Gamma Ray, Saturación de agua, Velocidad de onda P y Velocidad de onda S según modelo de Castagna) para los pozos mencionados en el párrafo anterior.

Figura 46. Predicción velocidad onda S pozos 1-BRSA-911-SPS y 1-SCS-0005-SC



Fuente: elaboración propia, con base en ROKDOC.

Figura 47. Predicción velocidad onda S pozos 1-SCS-0009A-SC, 1-BSS-0054-BS y 1-BRSA-635-SCS

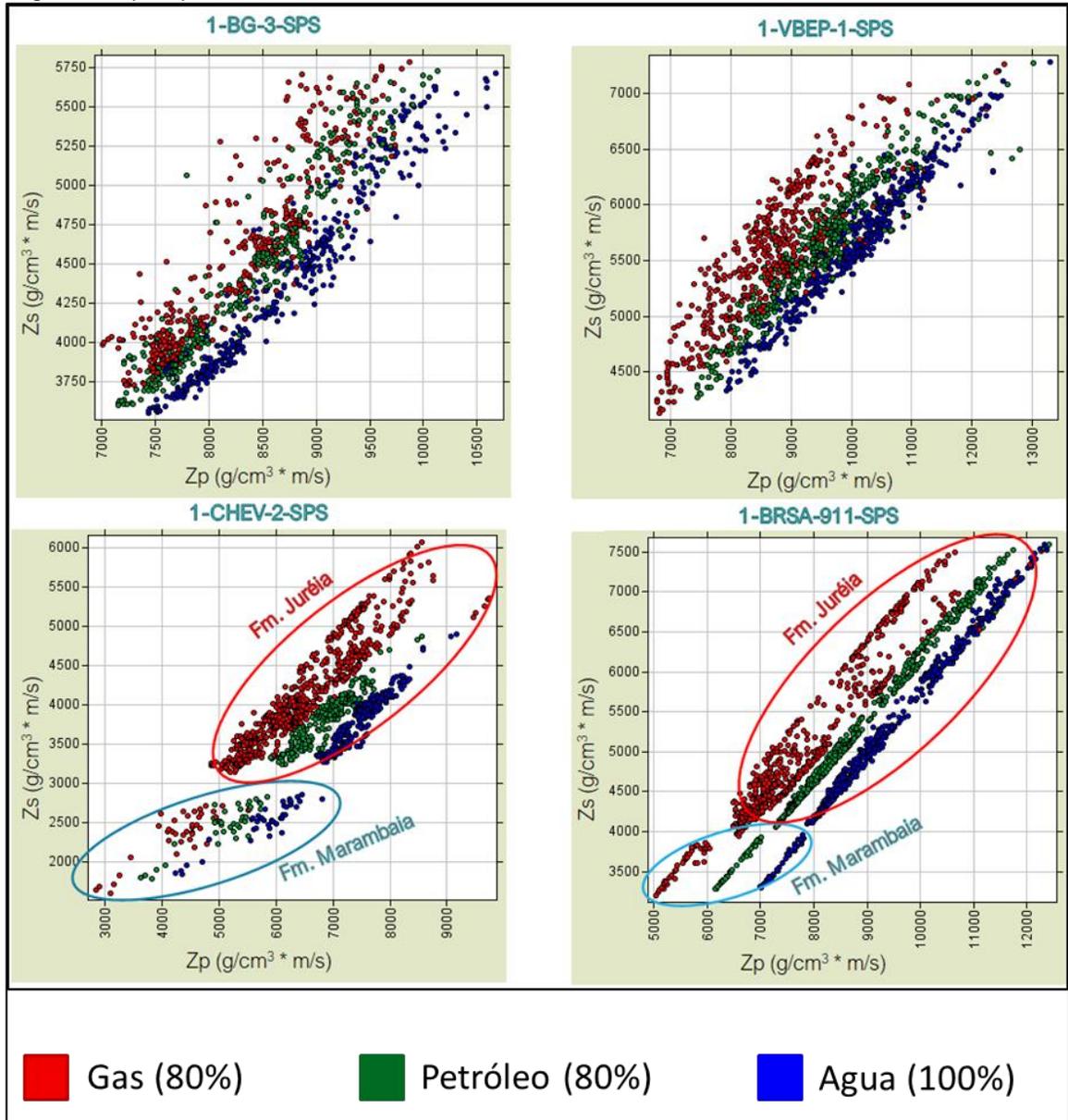


Fuente: elaboración propia, con base en ROKDOC.

Para los pozos presentados anteriormente, no se evidencian afectaciones debido a cambios en la saturación de fluido, por lo tanto, se hace uso de V_s y V_p para discriminar cambios litológicos. Según lo anterior, se evidencia que en las zonas en las que se presenta mayor contenido de areniscas hacen referencia a los menores valores de velocidades de onda S y P, esto se confirma mediante la correlación del registro Gamma Ray, al igual que en los intervalos en que se presenta un aumento de contenido de arcilla se observa un aumento de las velocidades y Gamma Ray.

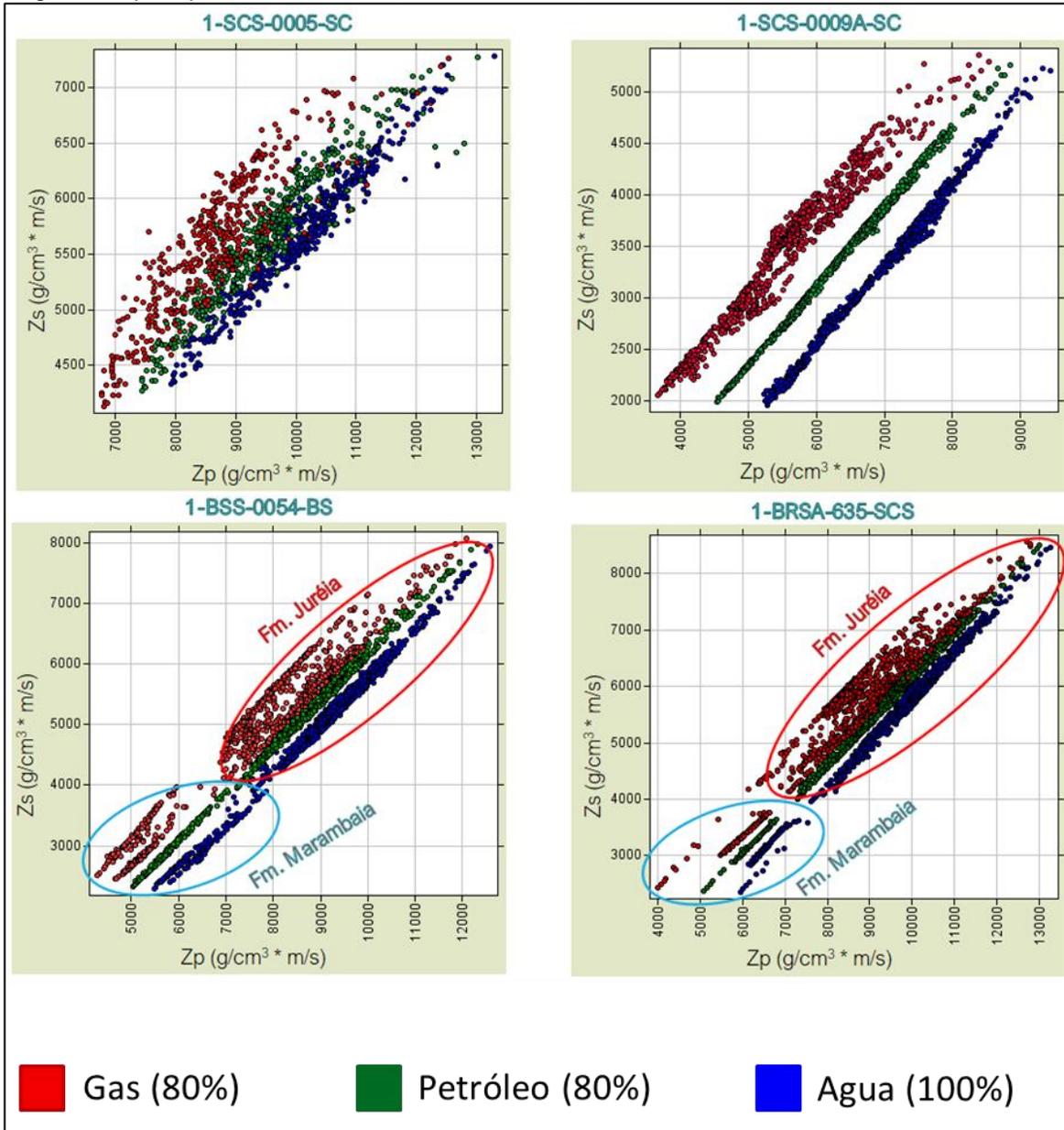
3.5.5 Análisis sustitución de fluidos. Se llevó a cabo un proceso de sustitución de fluidos haciendo uso de las ecuaciones de Gassmann con el objetivo de analizar el efecto de la variación de la saturación por diferentes tipos de fluidos en los intervalos de interés dentro de las formaciones de evaluadas, el proceso usa los valores tomados de registros V_p , V_s y densidad y modifica su respuesta bajo diversas condiciones. Por consiguiente, se plantean diferentes escenarios en los que se busca evaluar los intervalos bajo condiciones favorables para la creación de un proyecto de explotación, para ello se utilizan crossplots de la relación de impedancia de la onda P e impedancia de la onda S puesto que estas propiedades permiten visualizar la respuesta frente a los escenarios planteados, cabe aclarar que se realizaron diferentes sensibilidades (petróleo y gas) sin embargo no se observaron cambios significativos en la respuesta de los parámetros graficados, por este motivo se ilustran los resultados obtenidos de la sustitución de fluidos en las figuras 48 y 49 con dos escenarios que presentaron resultados óptimos: el primero hace referencia a una saturación de petróleo del 80% (curva verde) y el segundo a una saturación de gas del 80% (curva roja).

Figura 48. Zp/Zs para 1-BG-3-SPS, 1-VBEP-1-SPS, 1-CHEV-2-SPS, 1-BRSA-911-SPS



Fuente: elaboración propia, con base en ROKDOC.

Figura 49. Z_p/Z_s para 1-SCS-0005-SC, 1-SCS-0009A-SC, 1-BSS-0054-BS, 1-BRSA-635-SCS



Fuente: elaboración propia, con base en ROKDOC.

Se determinó que la impedancia de la onda S es sensible principalmente a cambios en la litología mientras que la impedancia de la onda P es sensible tanto a cambios litológicos como cambios en la saturación del fluido, por lo que analizar el comportamiento de ambos tipos de impedancia permite determinar la causa de las variaciones en cada onda.

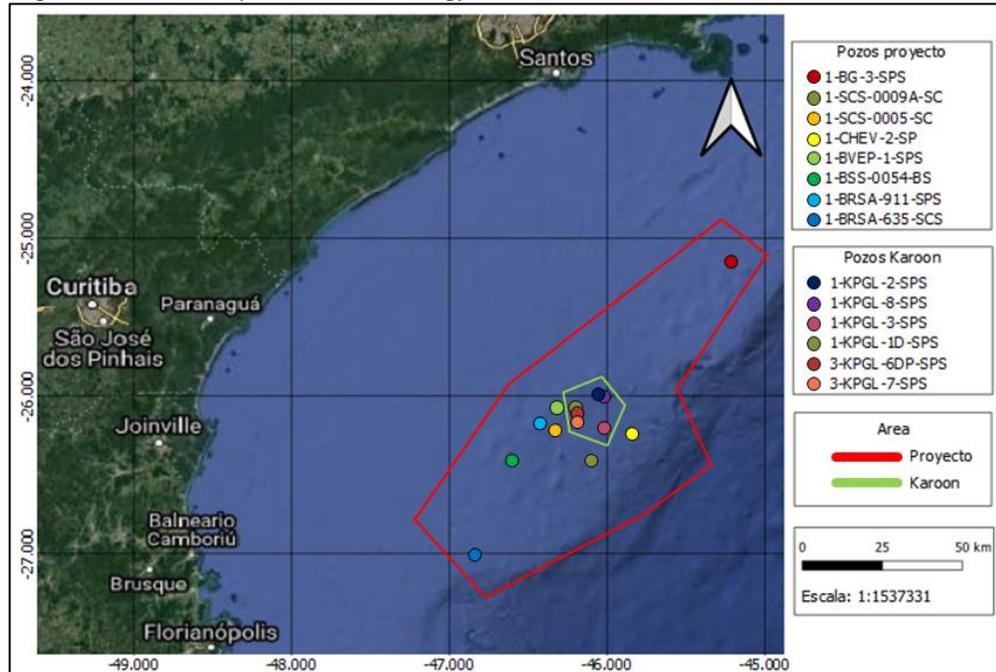
Con la premisa anterior y al comparar los resultados de sustitución la de fluidos se puede concluir que en los intervalos de arena presentes en la zona de estudio la presencia petróleo presenta una disminución del 9% de los valores en la impedancia acústica (Z_p) mientras que una roca saturada por gas ($S_g=80\%$) presenta una mayor disminución (18%) frente a los datos obtenidos por un modelo saturado por agua (escenario inicial), este efecto está relacionado con la compresibilidad del fluido, lo que indica que a mayor compresibilidad, existe menor resistencia a la propagación de la ondas P. Por otro lado se observa una mayor dispersión de puntos en la curva que modela el comportamiento de una roca saturada por gas la cual es ocasionada por el contraste de porosidades presente en las arenas evaluadas, en este caso se determinan dos tendencias en la que aquella que presenta los menores valores para la impedancia de onda P hace referencia a las porosidades más bajas de los intervalos evaluados, mientras que la tendencia generada por las porosidades más altas toma valores más elevados de impedancia de la onda P. Este fenómeno es visualizado en menor medida en las curvas que representan el comportamiento de petróleo ($S_o=80\%$) y agua ($S_w=100\%$).

De igual forma, para los pozos 1-CHEV-2-SPS, 1-BRSA-911-SPS, 1-BSS-0054-BS y 1-BRSA-635-SCS se observa una distinción entre los intervalos de arena pertenecientes a las Formaciones Marambaia (elipse celeste) y Juréia (elipse roja) ocasionada por la variación en la composición debido al proceso de depositación para cada formación. De esta forma se determina que las arenas pertenecientes a Marambaia muestran un menor valor de Z_p y Z_s puesto que en su composición no se destaca la presencia de un alto porcentaje de arcilla.

3.6 VALIDACIÓN DE LA TENDENCIA DEL MODELO

En este capítulo del trabajo de grado se validaron los resultados obtenidos del proceso de cálculo de propiedades elásticas y predicción de la onda S mediante la comparación del estudio realizado por Dunne et al. en la zona sur occidental de la Cuenca utilizando información perteneciente a la empresa Karoon Energy. Tomando en cuenta la ubicación de los pozos perforados por la empresa Karoon se delimitó el área en la que realiza el estudio (1400 km²) la cual se encuentra dentro de los límites seleccionados para el desarrollo de este proyecto de investigación (figura 49).

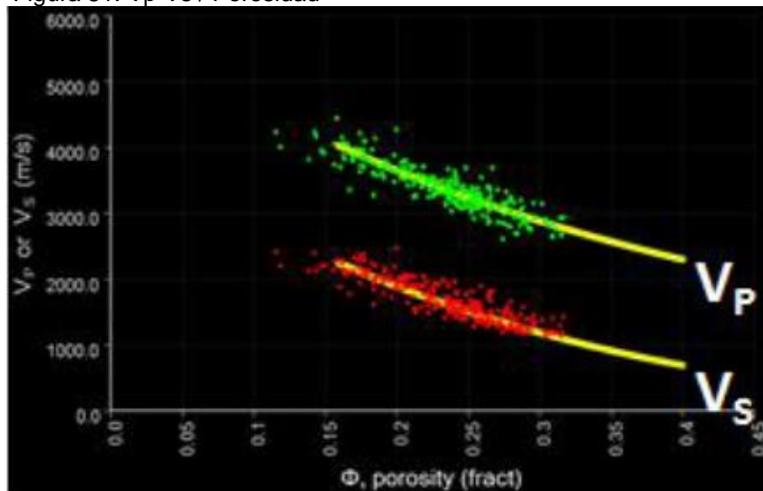
Figura 50. Ubicación pozos Karoon Energy



Fuente: elaboración propia, con base en QGIS.

Dunne et al. (2016) a través de la aplicación del modelo de física de rocas de Sun (2004) modelaron la tendencia de V_p y V_s para las arenas saturadas por agua generando una buena aproximación del comportamiento de la litología evaluada puesto que se obtuvieron los valores típicos para estas propiedades (figura 50).

Figura 51. V_p - V_s / Porosidad

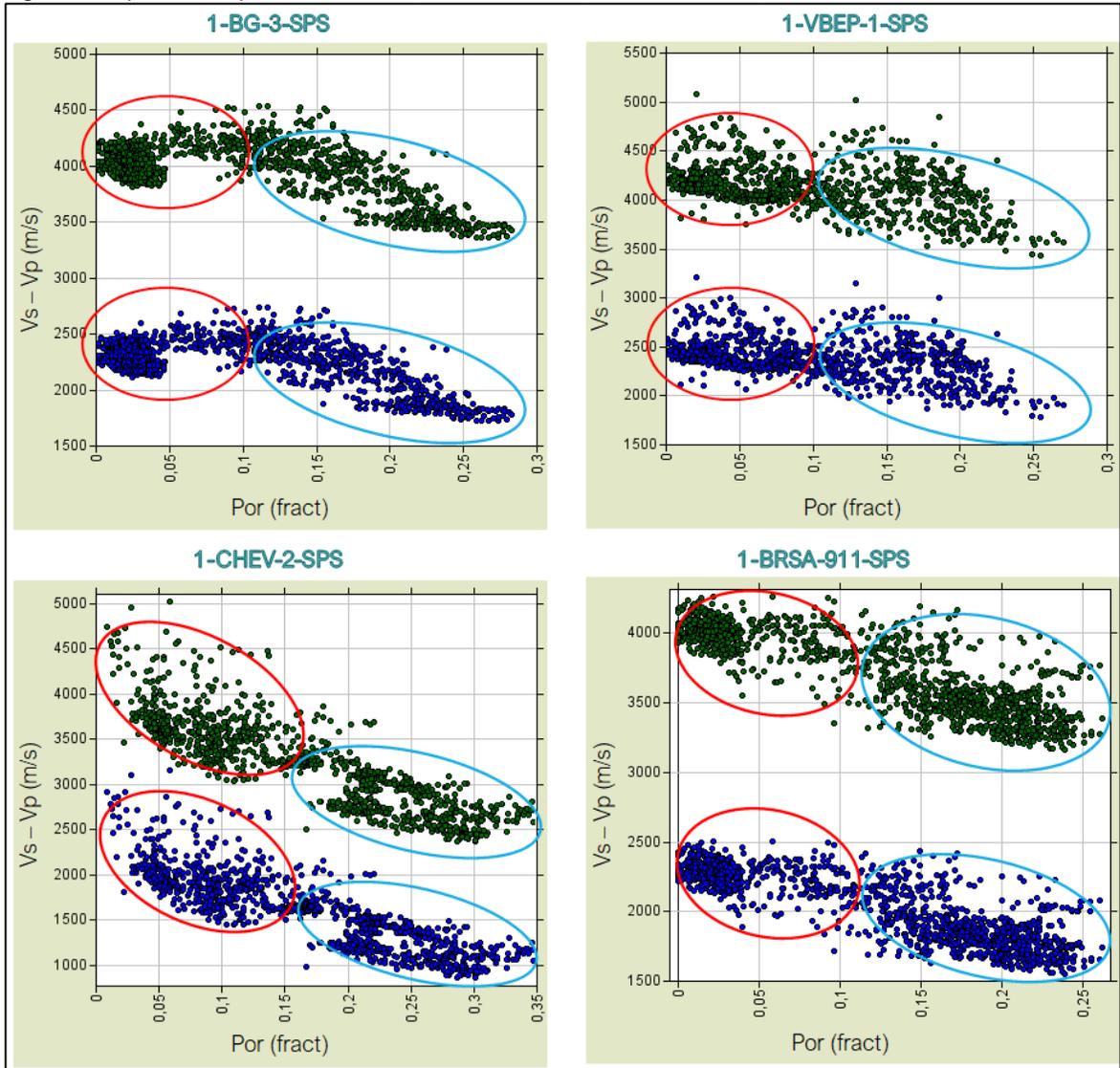


Fuente: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY & EXPOGEF (15: 1-3, Agosto, 2016: Rio de Janeiro, Brasil) Explorational rock physics of post-rift sediments in the Southern Santos Basin, Brasil. 2017. 3.

En el estudio base de comparación se asumió que la matriz estaba predominantemente compuesta por cuarzo a pesar de que disponían de información que sugería que la matriz está compuesta por una mezcla de distintos tipos de minerales. Para el desarrollo de este proyecto se asumió que el mineral principal para las arenas evaluadas corresponde a feldespato potásico basándose en los datos disponibles.

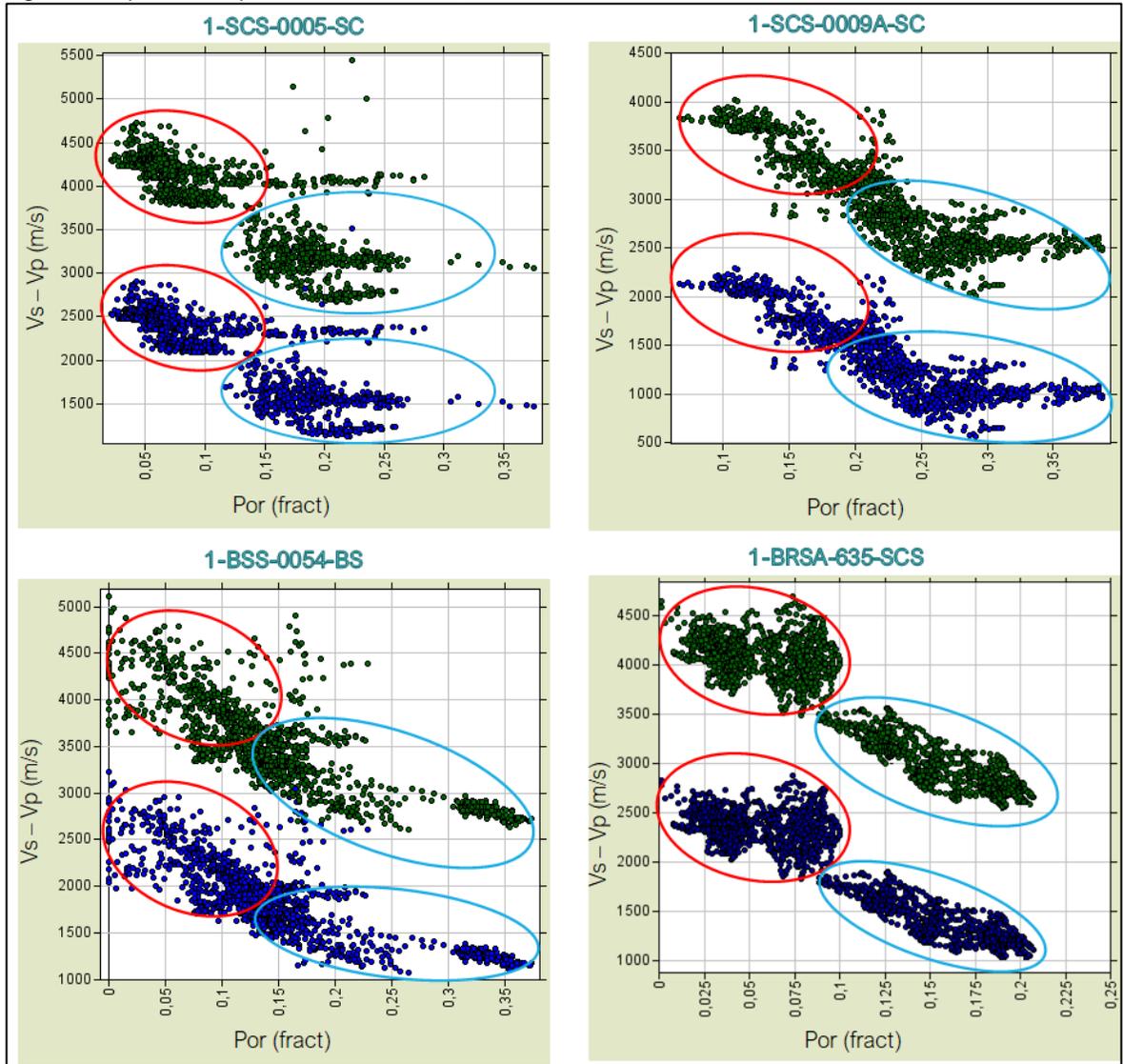
Con el objetivo de analizar los resultados obtenidos por el modelo desarrollado en este proyecto de grado se realizaron los crossplots de la misma relación con la distinción que se grafica con la misma metodología las velocidades para lutitas. En las figuras 52 y 53 se representa los gráficos cruzados referentes a la relación V_s - V_p con respecto a la porosidad, en la que el color azul hace referencia a V_s y el color verde a V_p además se distingue mediante elipses rojas las lutitas y elipses celestes las arenas.

Figura 52. Vp-Vs/PHIT para 1-BG-3-SPS, 1-VBEP-1-SPS, 1-CHEV-2-SPS, 1-BRSA-911-SPS



Fuente: elaboración propia, con base en ROKDOC.

Figura 53. Vp-Vs/PHIT para 1-SCS-0005-SC, 1-SCS-0009A-SC, 1-BSS-0054-BE, 1-BRSA-635-SCS



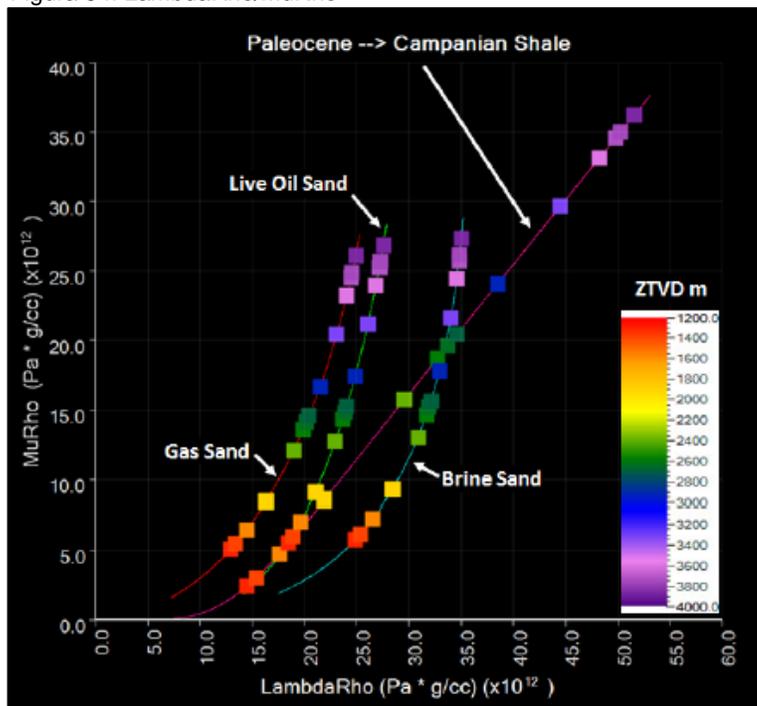
Fuente: elaboración propia, con base en ROKDOC.

Se determinó que, con la información disponible, el modelo de propuesto predice la velocidad de la onda S con un alto grado de confiabilidad puesto que se obtiene una precisión del 93.42% permitiendo obtener resultados satisfactorios en la predicción del parámetro, puesto que el rango de valores obtenidos para las arenas evaluadas de Vs (1000 m/s a 2400 m/s) es semejante a los datos de velocidades calculadas por el estudio propuesto por Dunne et al. (2016), con la salvedad que aquellos pozos que se encuentran a una mayor distancia (> 20 km) presentan variaciones en los valores obtenidos de velocidad de onda S, disminuyendo su valor. Al no tener indicios de que los intervalos evaluados presentan contenido de hidrocarburos se atribuye el bajo valor de Vs a una leve compactación ocasionada por las zonas de baja profundidad lo cual está

relacionada a la alta porosidad de los intervalos seleccionados. De igual forma se pueden identificar la tendencia esperada para arenas y lutitas, de esta manera fue posible distinguir que los puntos que presentan el máximo valor tanto para V_p y V_s corresponden a las lutitas discriminadas por la elipse roja y a medida que la velocidad disminuye el contenido de arcilla presente en la roca es menor. Las arenas delimitadas por la elipse celeste presentan los valores más bajos de velocidad de onda S y P.

Otro método de evaluación del comportamiento de los modelos de física de rocas corresponde al análisis de la relación $\Lambda\rho$ respecto a $\mu\rho$ las cuales son una medida de la compresibilidad y rigidez de la roca, estos son una fuente fiable para discriminar las litologías y los cambios de saturación del fluido presentes en la roca. En este caso se remarca que los valores para arenas saturadas por salmuera toman valores de $\Lambda\rho$ entre $25E12 \text{ Pa}^*\text{g}/\text{cc}$ y $35E12 \text{ Pa}^*\text{g}/\text{cc}$ y de $\mu\rho$ que oscilan entre $5E12 \text{ Pa}^*\text{g}/\text{cc}$ y $30E12 \text{ Pa}^*\text{g}/\text{cc}$, y por último, los valores obtenidos de $\Lambda\rho$ para lutitas se encuentran en el rango de $28E12 \text{ Pa}^*\text{g}/\text{cc}$ a $50E12 \text{ Pa}^*\text{g}/\text{cc}$ mientras que $\mu\rho$ toma valores de $15E12 \text{ Pa}^*\text{g}/\text{cc}$ a $38E12 \text{ Pa}^*\text{g}/\text{cc}$ (figura 54). Los demás tipos de rocas presentes en el estudio no son tomados en cuenta debido a que no pueden ser comparados con la información disponible para el desarrollo del proyecto de grado.

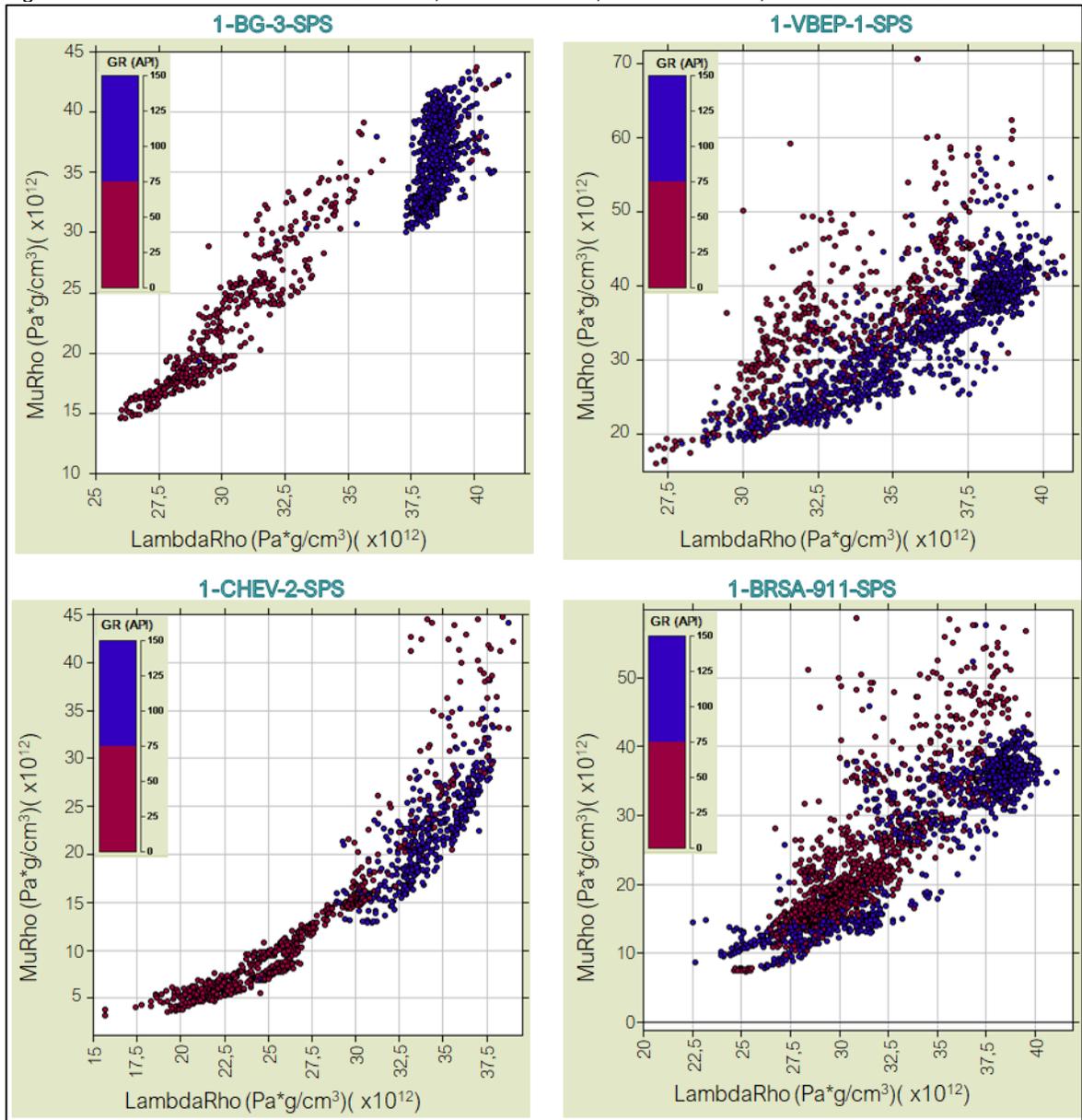
Figura 54. $\Lambda\rho/\mu\rho$



Fuente: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY & EXPOGEF (15: 1-3, Agosto, 2016: Rio de Janeiro, Brasil) Explorational rock physics of post-rift sediments in the Southern Santos Basin, Brasil. 2017. 4.

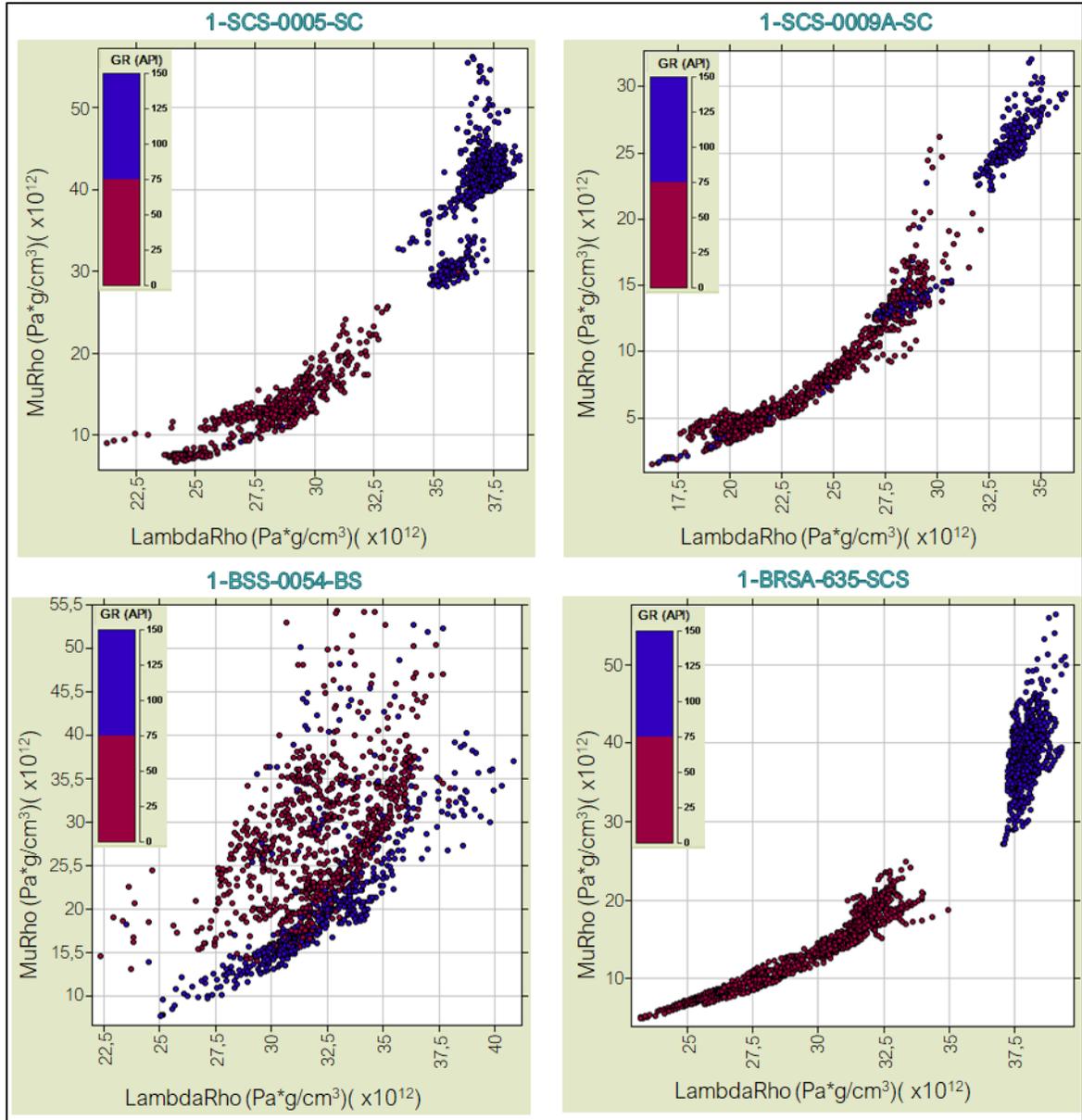
Con el fin de verificar el ajuste de los resultados obtenidos en el trabajo de grado, se evalúa la relación LambdaRho respecto MuRho en cada pozo discriminando así los tipos de roca obtenidos saturados debido a que los pozos evaluados presentan altos valores de saturación de agua no se presenta el comportamiento de la roca saturada por otro fluido. Al obtener un alto grado de confiabilidad en la predicción de la onda S se espera que los parámetros LambdaRho y MuRho se comporten de forma correcta. Los crossplots realizados se presentan en las figuras 55 y 56.

Figura 55. LambdaRho/MuRho 1-BG-3-SPS, 1-VBEP-1-SPS, 1-CHEV-2-SPS, 1-BRSA-911-SPS



Fuente: elaboración propia, con base en ROKDOC.

Figura 56. LambdaRho/MuRho 1-SCS-0005-SC, 1-SCS-0009A-SC, 1-BSS-0054-BS, 1-BRSA-635-SCS



Fuente: elaboración propia, con base en ROKDOC.

Mediante la evaluación de los crossplots realizados, se determinan dos tipos de roca puesto que observan dos tendencias diferentes discriminadas mediante el uso del registro de Gamma Ray en el que se determinó dos litofacies: arenas saturadas por agua a las que se les atribuyen valores de $\Lambda\rho$ de $17E12 \text{ Pa}^*g/cc$ a $35E12 \text{ Pa}^*g/cc$ y datos de $\mu\rho$ entre $10E12 \text{ Pa}^*g/cc$ y $30E12 \text{ Pa}^*g/cc$, para las lutitas se determinó el rango de $\Lambda\rho$ entre $27E12 \text{ Pa}^*g/cc$ y $40E12 \text{ Pa}^*g/cc$ y por último, el rango de $\mu\rho$ oscila entre $12E12 \text{ Pa}^*g/cc$ y $42E12 \text{ Pa}^*g/cc$, en contraste con los datos obtenidos en el estudio realizado por Dunne et al. (2016) se determinó que los pozos 1-CHEV-2-SPS, 1-SCS-0009A-SC y 1-BRSA-635-SCS presentan una disminución en los parámetros evaluados relacionados con una baja profundidad lo cual afecta directamente el grado de compactación de la roca de interés. Según la discretización realizada se ilustran las lutitas representadas por el color azul las cuales presentan los valores más altos de $\lambda\rho$ y $\mu\rho$, en cambio, las arenas se ilustran por los puntos de color vinotinto muestran los valores más bajos posicionándose en la zona inferior izquierda, además se destaca que la relación es fuertemente afectada por el contenido de arcilla, de esta manera al aumentar V_{clay} también aumentan ambos parámetros evaluados.

4. CONCLUSIONES

- Mediante el registro de litofacies se determinó que los clastos que conforman la Fm. Itajaí-Açu consisten principalmente en shales mientras que la Fm. Juréia estuvo marcada por una reorganización de los patrones regionales provocando un sistema de intercalaciones entre arenas, limolitas y lutitas, siendo estas últimas las más frecuentes a lo largo del intervalo. Por último, la Fm. Marambaia es caracterizada por presentar lutitas, margas y areniscas hacia la base de esta. Además, se destaca una diferencia notable entre las arenas depositadas en este periodo y las arenas pertenecientes al Cretácico Superior, caracterizándose los intervalos de arena de Marambaia por presentar menor contenido de arcilla.
- Al evaluar los intervalos de interés se obtuvo que la Fm. Juréia presenta un contenido de arcilla promedio igual al 28% y una porosidad aproximada igual a 17%. La Fm. Marambaia presentó una disminución en el volumen de arcilla presente en la roca que toma un valor de 24% mientras que la porosidad incrementa obteniendo valores cercanos al 21%. En la Fm Itajaí-Açu no se encontró la presencia de intervalos de arenas por lo que se determinó las propiedades para todo el intervalo, esto resultando en valores de volumen de arcilla iguales al 81% y las porosidades más bajas de las tres formaciones que van en el orden de 4%. Haciendo referencia a la saturación de agua se obtuvo valores cercanos al 100% lo cual está relacionado con el hecho de que la información disponible parte de premisa de que los pozos son secos.
- Las velocidades de onda P y S están ligadas con propiedades petrofísicas tales como volumen de arcilla y porosidad, esto se evidencia al observar que porosidades cercanas al 25% están ligadas con bajas velocidades de onda compresional (1600 m/s) y de cizalla (2500 m/s) y a medida que la porosidad disminuye (< 10%) tanto Vs como Vp aumentan hasta obtener valores promedio de 2400 m/s y 4000 m/s respectivamente lo que está relacionado con la compactación de la roca.
- El análisis de la relación LambdaRho contra MuRho implementando datos petrofísicos, al igual que el comportamiento en de las velocidades de corte y de cizalla respecto a la porosidad muestran una clara distinción entre las arenas y los shales evaluados de las formaciones de interés. Esto se evidencia observando los valores tomados de cada propiedad para cada tipo de roca, de esta forma las arenas toma valores de LambdaRho entre 1,4E13 Pa*g/cc a 3,2E13 Pa*g/cc y de MuRho 1E13 Pa*g/cc a 1,6E13 Pa*g/cc, mientras que las lutitas presentan una variación respecto a arenas obteniendo valores de LambdaRho de 2E13 Pa*g/cc a 4,8E13 Pa*g/cc y para MuRho de 2E13 Pa*g/cc a 3,6E13 Pa*g/cc.

- Los métodos propuestos por Xu & White (1995) y Sun (2004) presentan un grado de aproximación de 56% y 60% respectivamente lo cual es causado por la incertidumbre en la composición mineralógica de las formaciones evaluadas. Por otra parte, a partir de los modelos desarrollados por Greenberg & Castagna (1992) y Castagna (1985) se obtuvo una mayor correlación correspondiente a 92% y 93%, por este motivo el modelo propuesto por los autores se basó en los datos obtenidos según el modelo que más aproximación presenta.
- El modelo propuesto presenta un grado de aproximación del 93.42% indicando que hacer uso de este modelo presenta resultados confiables al momento de predecir la velocidad de onda S en las zonas donde no se dispone de información puesto que el modelo parte de la base teórica del modelo que mayor ajuste presentó con la información disponible en el área de estudio.
- Mediante el análisis de la sustitución de fluidos aplicado para las arenas saturadas por salmuera se determina que, al cambiar el fluido saturado por uno de mayor compresibilidad, en el caso que el fluido sea petróleo se observa una disminución de la impedancia de onda P cercana al 9% mientras que si el fluido saturado es gas se determina que la reducción es aproximadamente 18%.
- Se determinó que los resultados obtenidos por el modelo de física de rocas comparados con el estudio realizado por Dunne et al. (2016) presentan un correcto comportamiento generalizado de las rocas puesto que las propiedades calculadas se encuentran entre los rangos establecidos por el estudio base de comparación. Por consiguiente, la metodología descrita en el proyecto puede ser aplicada en el proceso de predicción de onda S en zonas donde no se disponga de información.

5. RECOMENDACIONES

- Hacer uso de un análisis mineralógico puede aumentar la precisión en el proceso de predicción para los modelos sensibles a los cambios litológicos como lo son el modelo de Sun (2004) y Xu & White (1995). Además, el modelo propuesto de Sun podría presentar resultados más efectivos si se aplica la metodología en intervalos con presencia de carbonatos donde existen mayores cambios en la estructura interna de la roca.
- Implementar el modelo de física de rocas propuesto permite analizar las propiedades elásticas a partir de información sísmica, esto con el objetivo de obtener un mejor entendimiento del comportamiento de los diferentes tipos de roca que constituyen un yacimiento.
- Desarrollar estudios similares es posible mediante la referenciación del modelo propuesto, aunque para su correcta aplicación se necesita tomar en cuenta las variaciones en las propiedades petrofísicas y elásticas de cada yacimiento, por lo que es preciso adaptar el análisis a las características propias de cada área de estudio.

BIBLIOGRAFÍA

ASQUITH, George y GIBSON, Charles. Basic well log analysis: AAPG methods in exploration. Tulsa, Oklahoma. 1982.

CASTAGNA, J. P.; BATZLE, M. L. y EASTWOOD, R. L. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. En: Geophysics. 1985. vol. 50, no. 4, p. 571-581.

DOWNTON, Jon; GOODWAY, Bill y CHEN, Taiwen. Improved AVO Fluid Detection and Lithology Discrimination Using Lamé Petrophysical Parameters; " $\lambda\rho$ ", $\mu\rho$, $\lambda\mu$ Fluid Stack", From P and S Inversions. SEG, 1997.

FERNANDEZ, Rodrigo de Oliveira y DOS SANTOS, Alhan Jose. Sumário Geológico e Setores em Oferta. Bacia De Santos. Superintendência de Definição de Blocos. Brasil. 2017.

GARCÍA O. y GONZÁLEZ, Y. Motor de Interpretación Grafica para el cálculo de Volumen de Arcilla. Dpto. Construcción de Componentes CEDIN Universidad de las Ciencias Informáticas UCI. 2016. Vol. 10, No. 4, p.125-138

GALVIS PORTILLA, Henry Armando. Reconstrucción paleogeográfica del cretáceo superior e implicaciones en el desarrollo de almacenadores de hidrocarburos (Cuenca Santos costa afuera-Brasil). [En línea]. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga: 2012. [Consultado 14, marzo, 2020]. Disponible en: <http://noesis.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/25509/1/144085.pdf>

GREENBERG, M. y CASTAGNA, J. Shear-wave Velocity Estimation in Porous Rocks: Theoretical Formulation, Preliminary Verification and Applications. En: Geophysical Prospecting. 1992. vol. 40, no. 2, p. 195-209.

INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY & EXPOGEF (15: 1-3, Agosto, 2016: Rio de Janeiro, Brasil) Explorational rock physics of post-rift sediments in the Southern Santos Basin, Brasil. 2017.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153 p.

KUSTER, Guy y TOKSÖZ, Nafi. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media: part I. theoretical formulations. En: Geophysics. 1974. vol. 39, no. 5, p. 587-606.

LESPINASSE, Diane. Estudio de factibilidad del uso de Atributos de Impedancia Elástica Pp y Ps para la discriminación litológica y de fluidos utilizando "Closest Match Diffusion Algorithm" (Bloque Sur, Guafita). [En línea]. Trabajo de grado, Universidad Simón Bolívar, Caracas. 2006. [Consultado 24, marzo, 2020]. Disponible en: <https://www.yumpu.com/s/edH8RU8UcozBio8p>

MAVKO, Gary; MUKERJI, Tapan y DVORKIN, Jack. The Rock Physics Handbook Tools for Seismic Analysis of Porous Media. Cambridge. 2009. ISBN 9780521861366.

MODICA, Christopher J. and BRUSH, Eugene R. Post rift sequence stratigraphy, paleogeography, and fill history of the deep-water Santos Basin, offshore southeast Brazil. En: AAPG Bulletin. 2004. vol. 88, no. 7, p. 923-945.

PDVSA. Registros de pozos. Centro Internacional de Investigación y Desarrollo PDVSA. Caracas, 1997.

PÉREZ, A.; GARNICA, P. y MANILLA, A. (2003). Evaluación indirecta de los módulos elásticos de rigidez in situ y la relación entre Vp/Vs y el ángulo de fricción interna. Instituto mexicano del transporte.

PETROLEUM GEOLOGY CONFERENCE SCOTCHMAN (7: 2010: London, UK). The breakup of the South Atlantic Ocean: formation of failed spreading axes and blocks of thinned continental crust in the Santos Basin, Brazil and its consequences for petroleum system development., 2010.

ROGERS, Rudy. Capitulo Dos. Deep Ocean Sediment.-Hydrate Relationships. Offshore Gas Hydrates. Elsevier Inc, 2016. p. 21-63.

SCHLUMBERGER. Principios y aplicaciones de la interpretación de registros. Schlumberger Educational Services, 1997.

SUN, Yue F. Pore structure effects on elastic wave propagation in rocks: AVO modelling. En: Journal of Geophysics and Engineering. 2004. vol. 1, no. 4, p. 268-276.

TÉLLEZ, D. Interpretación geológica de los registros de imágenes eléctricas de pared de pozo y de Echados con ayuda de los registros de litodensidad y neutrón. Instituto politécnico nacional. [En línea] Trabajo de grado. Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, 2010. [Consultado 4, abril, 2020]. Disponible en: <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15177>

UDO, Kufre. AKPABIO, Idara y UMOREN, Emmanuel. Derived Rock Attributes Analysis for Enhanced Reservoir Fluid and Lithology Discrimination. IOSR Journal of Applied Geology and Geophysics. 2017. vol 5, p. 95-105.

VARGAS-MELEZA, L. y VALLE-MOLINA, C. Avances y aplicaciones en física de rocas para exploración de hidrocarburos. En: Ingeniería, Investigación y Tecnología. 2012. vol. 13, no. 4, p. 439-450.

VINGELLI, Mario Di Luca. Caracterización Geofísica de Yacimientos Heterogéneos de la Formación Porquero: Área Piloto Bloque A, Cuenca del Valle Inferior de Magdalena, Colombia. [En línea]. Trabajo de grado. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá D.C. 2016. [Consultado 2, febrero, 2020]. Disponible en: <http://bdigital.unal.edu.co/566177/MarioDiLucaVingelli.2016.pdf>

XU, S., WHITE, R. A new velocity model for clay-sand mixture. En: Geophysical Prospecting. 1995. Vol 43, p 91–118.

ZHANG, Jincal. Effective stress, porosity, velocity and abnormal pore pressure prediction accounting for compaction disequilibrium and unloading. En: Marine and Petroleum Geology. 2013. vol. 45, p. 2-11.