

**METODOLOGÍA DE INTERPRETACIÓN SÍSMICA CUANTITATIVA
APLICADA A LA DISMINUCIÓN DEL NIVEL DE INCERTIDUMBRE EN
PROCESOS DE EXPLORACIÓN PETROLERA**

DANIELA TORRES LAMUS

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

2011

**METODOLOGÍA DE INTERPRETACIÓN SÍSMICA CUANTITATIVA
APLICADA A LA DISMINUCIÓN DEL NIVEL DE INCERTIDUMBRE EN
PROCESOS DE EXPLORACIÓN PETROLERA**

DANIELA TORRES LAMUS

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Geofísico MSc. ANDRÉS EDUARDO CALLE OCHOA
DIRECTOR ICP**

**Esp. CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ
DIRECTOR UIS**

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

2011

DEDICATORIA

*A Dios por nunca desampararme y por mostrarme siempre el camino correcto.
Siempre habitas en mi corazón.*

*A mis padres por su apoyo incondicional y por llenar cada momento de mi vida con
abrazos y palabras de amor. Sin ustedes nada de esto sería realidad.*

A mi hermana por su cariño, actos de apoyo y por ayudarme a crecer como persona.

*A ti, por guiar mi vida universitaria y llenar todos estos años de felicidad y crecimiento
personal, por enseñarme el significado del amor y por compartir tus sueños conmigo.*

Daniela Torres Lamus

AGRADECIMIENTOS

A Dios por bendecir cada día de mi vida e iluminar mis ideas y pensamientos.

A mi familia por apoyar mi carrera universitaria.

A Andrés Eduardo Calle Ochoa por guiar mi trabajo de grado y ser mi maestro y amigo. Sus sugerencias y apoyo incondicional fueron clave en la realización de este trabajo.

A Cesar Augusto Pineda por su apoyo moral y académico. Por contagiarme de fortaleza y poner en mis manos las claves para ser profesionalmente exitosa.

A Víctor García por su apoyo en la distancia y su constancia, por creer en mí trabajo y colaborar desinteresadamente en su realización.

A Leidy, Ricardo, William, Beto, Wilson y Freddy por compartir sus conocimientos conmigo en beneficio de la realización de este trabajo.

A Sebastián por su compañía y su apoyo moral e intelectual, por ser mi alma gemela.

A mi pechichona por aconsejarme y alegrarse de mis triunfos y apoyarme en cualquier circunstancia.

A Flavia y Margarita por su amistad en la Universidad y contagiarme de actitud positiva, siempre en mi corazón.

A mi primo y su esposa por su apoyo incondicional y facilitar el desarrollo de este trabajo.

Al Instituto Colombiano del Petróleo ICP- Ecopetrol, especialmente la unidad de Investigación – Geofísica por apoyar y permitir la realización de este proyecto.

Al grupo de investigación Petrosísmica por recibirme y permitir que ejerciera como alumna, líder y amiga, conociendo personas que compartieron momentos especiales de mi vida universitaria, Yuliana, Oscar, Ingrid, Lorena, Tatiana, Elkin, Cristian, Diego, Camilo y todos sus integrantes.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a mi amada Universidad Industrial de Santander.

A aquellos que no menciono pero que aportaron un grano de arena durante mi carrera universitaria.

¡Gracias Infinitas!

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. MARCO CONCEPTUAL	21
1.1. GENERALIDADES DE LA FISICA DE ROCAS.....	21
1.1.1. Sísmica de Reflexión - Velocidades sísmicas.	22
1.1.2. Factores que afectan las velocidades sísmicas.....	24
1.1.3. Relaciones V_P vs V_S	26
1.1.4. Análisis de substitución de fluidos.	29
1.1.5. Factores que afectan las propiedades acústicas y densidades efectivas en las rocas.	32
1.2. INVERSION SÍSMICA	37
1.2.1. Inversión sísmica de tipo Bayesiano.....	37
1.2.2. Selección de la función posterior.	39
1.2.3. Análisis AVO.....	39
1.3. INTERPRETACIÓN SÍSMICA CUANTITATIVA	40
1.3.1. Importancia de cuantificar la incertidumbre	41
1.3.2. Valor de los datos adicionales	41
1.3.3. Clasificación estadística	42
1.3.4. Funciones de densidad de probabilidad Gaussianas	45
2. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	48
2.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	48
2.2. ANTECEDENTES HISTÓRICOS	49
2.3. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO.....	50

2.4.	DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO Y FLUIDOS PRESENTES	51
2.4.1.	Roca generadora	52
2.4.2.	Roca transportadora y almacenadora.....	52
2.4.3.	Trampa	52
2.4.4.	Sello.....	53
2.5.	GEOLOGÍA DEL CAMPO.....	53
2.5.1.	Estratigrafía	54
2.6.	SÍSMICA DISPONIBLE	59
3.	MARCO METODOLÓGICO	61
3.1.	MODELO INICIAL.....	62
3.2.	PROPIEDADES DE LA ROCA.	63
3.2.1.	Net-to-gross.....	63
3.2.2.	Curvas de tendencias.....	64
3.2.3.	Creencias a priori acerca de la presencia de hidrocarburos.....	64
3.3.	CÁLCULO DE LA SÍMICA SINTÉTICA Y SU FUNCIÓN DE PROBABILIDAD.....	65
3.3.1.	Restricción de espesores	66
3.4.	DATOS REQUERIDOS	66
3.4.1.	Traza primaria	67
3.4.2.	Ecualización de las ondículas.....	68
3.5.	INVERSIÓN DE LOS DATOS	69
4.	APLICACIÓN A CAMPO TENERIFE.....	70
4.1.	RECOPILACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	70
4.1.1.	Registros de pozo.....	70

4.1.2. Información Sísmica	73
4.1.3. Relaciones de la Física de Rocas	75
4.2. EXTRACCIÓN DE PARÁMETROS	75
4.2.1. Modelo inicial pozo Tenerife-1	75
4.2.2. Curvas de restricciones Tenerife 1.	77
4.2.3. Modelo inicial en el pozo Tenerife-2	80
4.2.4. Curvas de restricciones Tenerife 2	81
4.2.5. Parámetros de roca y fluidos	84
4.3. INVERSIÓN DE LOS DATOS	84
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS	87
5.1. Comparación entre las propiedades reales del modelo y los resultados obtenidos de la Inversión.	89
5.1.1. Análisis de Porosidad	89
5.1.2. Análisis de densidad.....	90
5.1.3. Análisis de profundidad y espesor de cada capa	91
5.2. Análisis de tendencias de las propiedades post-inversión.....	92
5.3. Potencial de arena productora y ocurrencia de fluidos.	94
5.3.1. Tenerife 1	94
5.3.2. Tenerife 2	96
5.4. Información relevante en la disminución del nivel de incertidumbre...98	
CONCLUSIONES	99
RECOMENDACIONES.....	101
BIBLIOGRAFÍA	102

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Modelo de reflexión y transmisión para una onda P incidente en una interfaz que se para dos medios.	22
Figura 2. Gráfica V_P vs V_S para arenisca saturada de agua.	28
Figura 3. Gráfica V_P vs V_S para shale saturada de agua.	28
Figura 4. Módulo de volumen de la roca normalizado versus porosidad. Para el análisis del cambio en la rigidez de la roca durante la sustitución de fluidos..	30
Figura 5. Densidad y Módulo de Bulk del agua de formación en función de la presión, temperatura y salinidad.	34
Figura 6. Densidad y Módulo de Bulk del gas en función de la presión, temperatura y gravedad específica.	35
Figura 7. Densidad y Módulo de Bulk del petróleo en función de la presión, temperatura y gravedad API.	36
Figura 8. Comportamiento de las velocidades sísmicas con la porosidad y el contenido de arcilla.	36
Figura 9. Diagrama típico del problema de inversión	37
Figura 10. Variación de la amplitud con el offset.	40
Figura 11. Diagrama del proceso de clasificación estadística.	43
Figura 12. Gráfica de tendencias en la relación V_S vs V_P y sus respectivas pdf de clasificación como gas o agua.	44
Figura 13. Función de densidad de probabilidad para diferentes valores de media y varianza.	46

Figura 14. Esquema de la secuencia de trabajo durante la interpretación sísmica cuantitativa.....	47
Figura 15. Mapa de ubicación campo Tenerife.	48
Figura 16. Pozos Campo Tenerife.	50
Figura 17. Estado actual pozos Tenerife-1 y Tenerife-2.	50
Figura 18. Columna estratigráfica Región Tenerife.....	55
Figura 19. Interpretación de la línea sísmica DM871470E.....	60
Figura 20. Esquema general del desarrollo de la metodología.	61
Figura 21. Modelo de N capas y parámetros que lo caracterizan.	62
Figura 22. Cuadro resumen con los datos requeridos en el archivo .XML.....	67
Figura 23. Procedimiento para Ecualizar las ondículas.	69
Figura 24. Proceso llevado a cabo en la aplicación de la metodología a Campo Tenerife.....	70
Figura 25. Registros de pozo y zona de interés Pozo Tenerife-1.....	72
Figura 26. Registros de pozo y zona de interés Pozo Tenerife-2.....	73
Figura 27. Apilado cercano Pozo Tenerife-1.....	74
Figura 28. Apilado cercano Pozo Tenerife-2.....	74
Figura 29. Ondícula cercana (a) Pozo Tenerife 1 (b) Pozo Tenerife-2.....	74
Figura 30. Esquema del modelo de capas del pozo Tenerife 1.	76
Figura 31. Gráfico cruzado V_S vs V_P para las arenas en el pozo Tenerife 1. ...	77

Figura 32. Gráfico cruzado Φ vs V_P para las arenas en el pozo Tenerife 1. ...	78
Figura 33. Gráfico cruzado V_P vs Profundidad de las Arenas en Tenerife 1. ...	78
Figura 34. Gráfico cruzado V_S vs V_P para las Arcillas en el pozo Tenerife 1...	79
Figura 35. Gráfico cruzado ρ vs V_P para las Arcillas en el pozo Tenerife 1.	79
Figura 36. Gráfico cruzado V_P vs Profundidad en Arcillas del pozo Tenerife 1.	79
Figura 37. Esquema del modelo de capas del pozo Tenerife 2.	80
Figura 38. Gráfico cruzado V_S vs V_P para las Arenas en el pozo Tenerife 2. ...	81
Figura 39. Gráfico cruzado Porosidad vs V_P de Arenas en pozo Tenerife 2. ...	82
Figura 40. Gráfico cruzado V_P vs Profundidad de Arenas en pozo Tenerife 2.	82
Figura 41. Gráfico cruzado V_S vs V_P de Arcillas en el pozo Tenerife 2.	83
Figura 42. Gráfico cruzado Densidad vs V_P de Arcillas en pozo Tenerife 2....	83
Figura 43. Gráfico cruzado V_P vs Prof. de Arcillas en el pozo Tenerife 2.	83
Figura 44. Análisis de resultados.	87
Figura 45. <i>Izq.</i> Trazas extraídas de la sísmica real. <i>Der.</i> Trazas sintéticas. Pozo Tenerife 1.....	88
Figura 46. <i>Izq.</i> Trazas extraídas de la sísmica real. <i>Der.</i> Trazas sintéticas. Pozo Tenerife 2.....	88
Figura 47. <i>Izq.</i> Análisis de porosidad para el pozo Tenerife 1. <i>Der.</i> Análisis de porosidad para el pozo Tenerife 2.	90
Figura 48. <i>Arriba.</i> Análisis de densidad Pozo Tenerife 1. <i>Abajo.</i> Análisis de densidad Pozo Tenerife 2	90

Figura 49. <i>Arriba.</i> Análisis de Profundidad Pozo Tenerife 1. <i>Abajo.</i> Análisis de Profundidad Pozo Tenerife 2	91
Figura 50. <i>Arriba.</i> Análisis de espesor Pozo Tenerife 1. <i>Abajo.</i> Análisis de espesor Pozo Tenerife 2	92
Figura 51. Tendencias en los gráficos cruzados para el pozo Tenerife 1.	93
Figura 52. Tendencias en los gráficos cruzados para el pozo Tenerife 2.	94
Figura 53. Pozo Tenerife 1 A. Arena petrolífera en cada paquete permeable. B. Hidrocarburo neto para cada paquete de arena. C. Porcentaje de arena petrolífera en la arena objetivo.....	95
Figura 54. Pozo Tenerife 1. A. Saturación de aceite en cada paquete de arena. B. Fluidos saturantes en la Arena 1. C. Fluidos saturantes en la Arena 2.....	96
Figura 55. Pozo Tenerife 2. A. Arena petrolífera en cada paquete permeable. B. Hidrocarburo neto para cada paquete de arena. C. Porcentaje de arena petrolífera en la arena objetivo.....	97
Figura 56. Pozo Tenerife 2. A. Saturación de aceite en cada paquete de arena. B. Fluidos saturantes en la Arena 1. C. Fluidos saturantes en la Arena 2.....	97
Figura 57. Esquema que muestra la ubicación de un pozo y la arena objetivo para la perforación.	98

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Algunos parámetros de campo y yacimiento.	51
Tabla 2. Producción Acumulada.....	52
Tabla 3. Líneas sísmicas para el campo Tenerife.	59
Tabla 4. Principales propiedades que describen el modelo inicial para el pozo Tenerife 1.....	76
Tabla 5. Restricciones para las arenas en el pozo Tenerife 1.....	78
Tabla 6. Restricciones para las arcillas en el pozo Tenerife 1.....	80
Tabla 7. Principales propiedades que describen el modelo inicial para el pozo Tenerife 2.....	81
Tabla 8. Restricciones para las arenas en el pozo Tenerife 2.....	82
Tabla 9. Restricciones para las arcillas en el pozo Tenerife 2.....	84
Tabla 10. Parámetros de Roca y fluidos.....	84
Tabla 11. Desviación estándar resultado de la inversión de las propiedades más relevantes del modelo.	89

RESÚMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA DE INTERPRETACIÓN SÍSMICA CUANTITATIVA APLICADA A LA DISMINUCIÓN DEL NIVEL DE INCERTIDUMBRE EN PROCESOS DE EXPLORACIÓN PETROLERA.¹

AUTORES: Daniela Torres Lamus².

PALABRAS CLAVE: Interpretación cuantitativa, función de densidad de probabilidad, metodología sísmica, técnica de probabilidad de Bayes.

RESÚMEN

La interpretación sísmica en cualquier proyecto de exploración petrolera está sujeta a un alto nivel de incertidumbre a la hora de concluir acerca de las principales propiedades que caracterizan la roca reservorio como un prospecto y con mayor importancia, frente a la existencia de fluido hidrocarburo.

La Metodología aplicada requiere datos sísmicos en el dominio pre apilado, apilados de ángulos parciales, datos de pozo, conocimientos petrofísicos y conceptos geológicos de la zona de estudio con el objetivo de integrar técnicas de inferencia estadística, datos sísmicos, registros de pozo y física de rocas para cuantificar la probabilidad de ocurrencia de fluidos en roca reservorio y reducir el rango de incertidumbre en procesos de exploración de hidrocarburos.

El resultado es un grupo de posibles modelos regidos por las pdfs (funciones de densidad de probabilidad) de las propiedades de la roca (Litología, fluido de poro, Net To Gross y espesor) para cuantificar el nivel de incertidumbre y mostrar la probabilidad de ocurrencia de tales propiedades. Finalmente las pdfs son empleadas para predecir un prospecto.

¹ Proyecto de Grado

² Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director ICP MSc. Andrés Eduardo Calle Ochoa.

Director UIS Esp. César Augusto Pineda Gómez.

ABSTRACT

TITLE: QUANTITATIVE SEISMIC INTERPRETATION METHODOLOGY APLIED TO REDUCE THE LEVEL OF UNCERTAINTY IN HIDROCARBON EXPLORATION PROCESS³.

AUTHORS: Daniela Torres Lamus⁴

KEYWORDS: Bayesian probabilistic techniques, probability density function, quantitative interpretation, seismic methodology.

ABSTRACT

Hydrocarbon exploration projects are subjected to a high level of uncertainty when defining locations of exploratory wells. This difficulty arises mainly due to unknown properties distribution of the reservoir rock. As stated above, explorationist has tried to reduce this uncertainty implementing different statistical analysis methodologies, like Bayesian probabilistic techniques, in which, a probability density function (pdf) of the form $P(m | d)$ describes the probability that a subsurface model, m , could be the best match or most likely scenario with the seismic data set d .

Methodology applied in this case study requires seismic data in the prestack domain, with input variables like partial-angle stacks, constrained by prior information, obtained from well data, petrophysical knowledge and geological concepts of the study area. In summary, it seeks to integrate statistical inference techniques, seismic data, well logs and rock physics to quantify the probability of occurrence of fluids in reservoirs and reduce the range of uncertainty in hydrocarbon exploration processes.

The result is a set of possible models governed by the pdfs of the rock properties (lithology, pore fluids, Net to Gross and thickness) which quantify the level of uncertainty and show the probability of occurrence of such properties. Finally, the pdfs are used to predict the most likely prospective zones for new well locations.

³ Graduate Project.

⁴ Universidad Industrial de Santander. Faculty of Physical and Chemical Engineering. Petroleum Engineering School.

Director ICP MSc. Andrés Eduardo Calle Ochoa.

Director UIS Esp. César Augusto Pineda Gómez.

INTRODUCCIÓN

La etapa de exploración en un proyecto petrolero es la parte fundamental y más decisiva del mismo, debido a que durante su desarrollo se establece la posibilidad de encontrar petróleo en el subsuelo y de ella se obtiene la información inicial para empezar a perforar. Como es sabido, todas las conclusiones a las que se llegue están sujetas a un nivel de incertidumbre y de riesgo que varía según el manejo que se dé a la información (adquisición y procesamiento) y su posterior uso por parte del intérprete (interpretación) quien finalmente afirma acerca de la existencia o no de un prospecto petrolero.

Durante la exploración petrolera se ha tratado de reducir la incertidumbre asociada a todos los procesos que intervienen en la misma, mediante la implementación diferentes metodologías de análisis estadístico. Algunas de las técnicas más empleadas hacen referencia al análisis de discriminante, clasificación Bayesiana y la clasificación de redes neuronales. Estas técnicas utilizan datos sísmicos e información de pozo para la construcción de un modelo cuantitativo del subsuelo, el cual permite aumentar la confiabilidad sobre la información, minimizando costos y resolviendo, a su vez, interrogantes que surgen alrededor de las principales propiedades que caracterizan la roca reservorio como prospecto. De esta forma, resulta relevante estudiar y aplicar metodologías que reduzcan factores de riesgo para evitar sobreestimar o descartar un posible yacimiento.

El hecho de desarrollar una metodología de interpretación cuantitativa, que nos lleve a concluir acerca de características de la roca y la posible existencia de fluidos en ella, toma importancia a la hora de adoptar criterios de gerencia y explotación del yacimiento con el menor riesgo posible. En este caso, se discriminan litologías, se estiman porosidades y se proporciona información sobre saturación de fluidos con el fin de crear un modelo más real del subsuelo minimizando la incertidumbre con el fin de favorecer procesos de toma de

decisiones con base en la integración de información exploratoria, para describir cuantitativamente el reservorio y establecer criterios de manejo con bajos niveles de riesgo.

A continuación se escribe la forma en que se estructuró la presentación de este documento.

El Primer Capítulo plantea los conceptos básicos que se manejan durante la interpretación sísmica de tipo cuantitativa con el fin de comprender teóricamente las relaciones que surgen alrededor de la integración de datos sísmicos, información geológica y de registros de pozo con el fin de realizar interpretación sísmica.

El Capítulo 2 se centra en los aspectos más relevantes acerca de la zona de estudio, describiendo la geología de campo de manera litológica y estratigráfica, el estado actual del mismo y la información más importante que se ha adquirido de este campo.

El Capítulo 3 describe de manera detallada la metodología de interpretación sísmica utilizada durante la realización de este proyecto, la cual integra registros de pozo, datos sísmicos y geología de campo con el fin de arrojar resultados de tipo cuantitativo y llegar a caracterizar la roca reservorio como un prospecto petrolero por medio de una función de la distribución de las propiedades de la misma. Se describe la información necesaria y los parámetros de entrada para llevar a cabo la inversión.

El Capítulo 4 se focaliza en la aplicación a datos de campo, centrándose en la adquisición y organización de la información necesaria indicando el procesamiento inicial de los datos y la extracción de los parámetros usados como caracterización del modelo inicial de capas para la posterior inversión.

Para terminar, el Capítulo 5 brinda el análisis de los resultados indicando fuertes tendencias de los datos y la posible discriminación de fluidos atendiendo a un error asociado al procesamiento e interpretación del paquete de datos invertidos mostrando el modelo de subsuelo inferido de la inversión de los datos contrastándolo con un modelo real ideal del mismo.

1. MARCO CONCEPTUAL

1.1. GENERALIDADES DE LA FISICA DE ROCAS

La física de rocas focaliza su estudio en descubrir y entender las principales relaciones entre las observaciones sísmicas (velocidad, impedancia, amplitud) y las propiedades de la roca (litología, porosidad, permeabilidad, fluido de poro, temperatura y compactación), con el fin de interpretar las amplitudes para la detección de hidrocarburos, así como la caracterización y monitoreo de yacimientos. El trabajo se basa en la extrapolación de las condiciones geológicas que pueden existir a lo largo del yacimiento en diferentes tipos de modelado. Lo anterior conduce a obtener los parámetros más importantes que caracterizan la roca reservorio. Es así como el principal rol de la física de rocas incluye todos aquellos “What if?” que hacen referencia a aquellas condiciones geológicas que explican de manera más detallada la roca, incluyendo dentro de un modelo, varios parámetros a la vez, de manera que se pueda explorar cómo los signos sísmicos pueden cambiar con las propiedades que no son representadas en el pozo, (¿y si el fluido de poro cambia?, ¿y si la litología cambia?, ¿y si el ambiente de depositación cambia?) [1]⁵.

Por medio del estudio de la física de rocas se puede afirmar acerca de las tendencias en las propiedades que caracterizan la roca y concluir respecto a las mismas, por ejemplo, decir que altas amplitudes corresponden a buenas arenas y bajas amplitudes a shales [1]⁵.

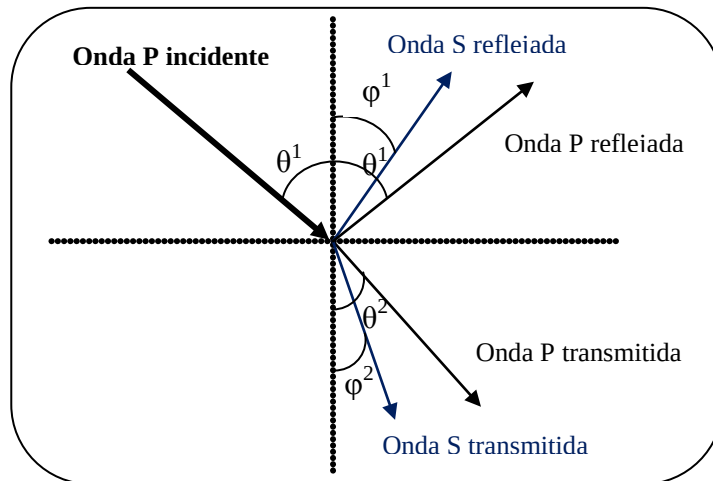
⁵ [1] AVSETH, P., MUKERJI, T and MAVKO, G., “Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk”, 2005.

1.1.1. Sísmica de Reflexión - Velocidades sísmicas.

La sísmica de reflexión utilizada por los geofísicos para la interpretación de un modelo tiene como principio elemental el hecho de que las ondas son reflejadas del subsuelo y registradas con el fin de obtener información que posteriormente es utilizada para identificar características del medio en que se propagan las ondas y conocer parámetros inherentes al objeto mismo como la posición y la velocidad.

Por ejemplo, si se tiene un modelo simple de dos medios infinitos, isótropos, homogéneos y elásticos, separados por una interfaz plana, como se observa en la Figura 1, se podrá analizar el principio físico.

Figura 1. Modelo de reflexión y transmisión para una onda P incidente en una interfaz que se para dos medios.



Fuente. Modificado GARCÍA, Víctor 2006. [10]⁶

Los ángulos de incidencia, transmisión y reflexión se relacionan por medio de la

Ley de Snell:
$$p = \frac{\sin \theta_1}{\alpha_1} = \frac{\sin \theta_2}{\alpha_2} = \frac{\sin \phi_1}{\beta_1} = \frac{\sin \phi_2}{\beta_2} \quad (1)$$

Donde:

p = parámetro de rayo.

⁶ [10]GARCÍA, Víctor. "Aplicación de un algoritmo de inversión sísmica Bayesiana pre-apilamiento para estimación de propiedades elásticas en un yacimiento gasífero costa afuera, Trinidad & Tobago". 2006.

α_i y β_i = = velocidad de la onda P y velocidad de la onda S respectivamente.

$\theta_{1,2}$ y $\phi_{1,2}$ = ángulo de incidencia, reflexión y transmisión para la onda P y onda S respectivamente.

A incidencia normal, $\theta_1=0^\circ$, no hay onda S transmitida y el coeficiente de reflexión para la onda P es:

$$R_P = \frac{I_{P2} - I_{P1}}{I_{P2} + I_{P1}} = \frac{1}{2} \frac{\Delta I_P}{I_{PA}} = \ln \left[\frac{I_{P2}}{I_{P1}} \right] \quad (2)$$

$I_{P1,2}$ = Impedancia del medio 1, 2 = $\rho_{1,2} * V_{P1,2}$

$\rho_{1,2}$ = densidad del medio 1,2.

I_{PA} = Promedio de las impedancias = $\left[\frac{I_{P1} + I_{P2}}{2} \right]$

$$\Delta I_P = I_{P2} - I_{P1}$$

Así mismo, la física de rocas ha establecido las velocidades de varios tipos de ondas sísmicas en un medio elástico, homogéneo, isótropo y lineal que están dadas por:

$$V_P = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (3)$$

$$V_S = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (4)$$

$$V_e = \sqrt{\frac{E}{\rho}} \quad (5)$$

Donde V_P es la Velocidad de la onda P, V_S es la velocidad de la onda S y v_e es la velocidad de la onda extensional en una barrera estrecha. En adición, ρ es la densidad, k es el módulo de compresibilidad, μ es el módulo de cizalla, λ es el coeficiente de Lamè y E es el módulo de Young.

La velocidad de la onda Rayleigh está dada por la solución de la siguiente ecuación [21]:

$$\left(2 - \frac{v_R^3}{v_S^3} \right) - 4 \left(1 - \frac{v_R^3}{v_P^3} \right)^{\frac{1}{2}} \left(1 - \frac{v_R^3}{v_S^3} \right)^{\frac{1}{2}} = 0 \quad (6)$$

1.1.2. Factores que afectan las velocidades sísmicas.

a. Presión

El cambio en la presión de poro puede influir en los signos sísmicos de 4 maneras:

- Efectos elásticos reversibles en la estructura de la roca.
- Baja porosidad permanente a partir de la compactación y la diagénesis.
- Retardo de la diagénesis debido a la sobre-presión.
- Cambio en el fluido de poro causado por la presión de poro.

A continuación se explican algunas de ellas:

- **Efectos elásticos reversibles en la estructura de la roca.**

Las velocidades sísmicas en rocas reservorio generalmente incrementan con la presión efectiva. La presión efectiva actúa comprimiendo la estructura de la roca mecánicamente, eliminando algunos espacios porosos, cerrando micro fracturas y sellando contactos entre granos [18]⁷.

Este comportamiento puede ser reversible, teniendo como precaución que en sedimentos pobremente consolidados puede ocurrir una significativa compactación lo que ocasiona que el comportamiento de la velocidad v_s presión efectiva sea inelástico e irreversible.

- **Baja porosidad permanente a partir de la compactación y la diagénesis.**

El mecanismo dominante en la reducción de la porosidad es la compactación mecánica. A grandes profundidades todos los sedimentos sufren reducción en su porosidad en puntos donde se concentra la presión. Las velocidades

⁷ [18] MAVKO, G. and DVORKIN, J, "THE ROCK PHYSICS HANDBOOK: Tools for seismic analysis in porous media", 1998.

sísmicas varían inversamente con la porosidad, por lo que la reducción de la misma a causa de la presión hace que las velocidades sísmicas incrementen.

- **Retardo de la Diagénesis debido a la sobrepresión**

Anomalías en la sobre presión actúan retardando la pérdida normal de la porosidad con la profundidad. En otras palabras, la sobrepresión ayuda a mantener la porosidad y detiene la pérdida de velocidad. Bajas velocidades puede ser un indicador de sobrepresión.

- **Cambio en el fluido de poro causado por la presión de poro.**

Las velocidades sísmicas dependen de las propiedades de los fluidos de poro. Todo fluido de poro tiende a incrementar en densidad y módulo de bulk con el incremento de la presión. El efecto de la presión afecta en orden de importancia a gas, aceite y salmuera, siendo esta última, la menos afectada.

b. Tortuosidad

La Tortuosidad hace referencia a la forma del poro de la roca. Este parámetro es adimensional y depende de la geometría de poro de las rocas. Para poros de tubos paralelos $T = 1$ y para la mayoría de las rocas $T = 2; 3$ [25]⁸.

c. Porosidad

La influencia que tiene la porosidad del medio, que se ha de interpretar, sobre la respuesta sísmica del mismo, es actualmente investigada para dar información de saturación de la roca y de sus condiciones termodinámicas. Debido a variaciones en la geometría de poro y contenido mineralógico de la roca, la relación entre la porosidad y velocidad se hace complicada de interpretar, conocer y manejar. Es de esperarse, que al fijar todos los

⁸ [25] ULRICH, T. Sacchi, M. y WOODBURY, A. A Bayes tour of Inversion: A tutorial. Geophysics. 55-69p. 2001

parámetros, la velocidad de onda P disminuya al incrementar la porosidad. En estudios realizados se concluye que la porosidad es determinante pero no constituye el único factor que controla la velocidad [25]⁹.

d. Mineralogía

Las rocas estudiadas en el modelo presentan los siguientes minerales:

Arenisca: Es una roca sedimentaria compuesta principalmente de cuarzo y feldespatos.

Shale: Es una roca sedimentaria de grano fino, compuesta de lodo y una mezcla de minerales de arcilla y pequeños fragmentos de otros minerales, como cuarzo y calcita. El cuarzo tiene bajas velocidades de onda P y altas de onda S [24]¹⁰.

e. Naturaleza de los fluidos

Los fluidos presentes en una roca reservorio son agua, gas y petróleo. Las propiedades que caracterizan cada uno de los fluidos varían sustancialmente con la temperatura y la presión. Teniendo en cuenta la relación clásica entre la velocidad y la densidad se espera que el fluido que genere una disminución en la velocidad sea el agua ya que este presenta una mayor densidad comparado con los otros dos fluidos nombrados. De la misma forma, debido a que las densidades del agua y el petróleo son cercanas se espera que sus resultados también lo sean [25]⁹.

1.1.3. Relaciones V_P vs V_S

Las relaciones entre la velocidad de la onda P y la velocidad de la onda S son la clave para la determinación de litología a partir de la sísmica o de los datos que

⁹ [25] ULRICH, T. Sacchi, M. y WOODBURY, A. A Bayes tour of Inversion: A tutorial. Geophysics. 55-69p. 2001

¹⁰ [24] TELLO, G. Ingrid. Propagación de ondas sísmicas en medios porosos, saturados por fluidos, basados en la teoría de Biot.

arrojan los registros. Existe gran variedad de relaciones V_P - V_S como técnicas de predicción que se reducen a dos simples pasos:

- Establecer las relaciones empíricas entre V_P , V_S y Porosidad para un fluido de poro de referencia (saturado de agua o seca).
- Usar las relaciones de Gassman para mapear esas relaciones con otro fluido de poro.

A continuación se resumen las relaciones V_P - V_S , más populares, extraídas después de la comparación de datos de laboratorio y registros [5]¹¹.

a. Limestones

Picket llevó a cabo la correlación de Ecuaciones, que relacionan las velocidades de onda, comparando datos teóricos con datos de laboratorio:

$$V_S = \frac{V_P}{1.9} \left[\frac{Km}{s} \right] \quad (7)$$

on ajuste polinomial por mínimos cuadrados se obtiene la siguiente relación:

$$V_S = -0.05508 V_P^2 + 1.0168 V_P - 1.0305 \left[\frac{Km}{s} \right] \quad (8)$$

b. Dolomitas

$$V_S = \frac{V_P}{1.8} \left[\frac{Km}{s} \right] \quad (9)$$

Después del ajuste:

$$V_S = 0.5832 V_P - 0.0777 \left[\frac{Km}{s} \right] \quad (10)$$

c. Areniscas y Shales

$$V_S = 0.8042 V_P - 0.8559 \left[\frac{Km}{s} \right] \quad (11)$$

“Mudrock line”:

$$V_S = 0.8621 V_P - 1.1724 \left[\frac{Km}{s} \right] \quad (12)$$

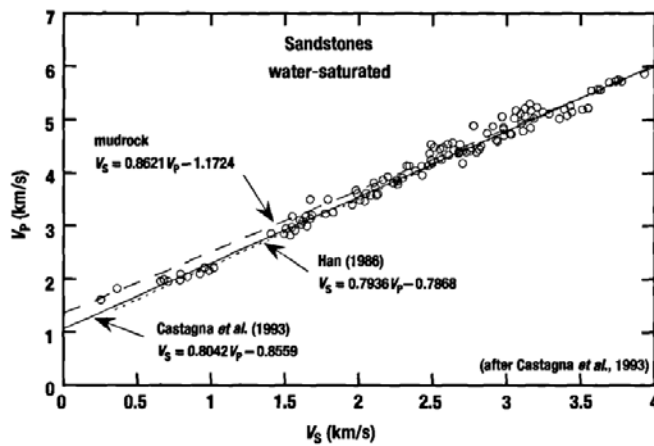
¹¹ [5] CASTAGNA, John. “Petrophysical imaging using AVO”.1993.

Relación empírica de Han, basada en datos de laboratorio de ultrasonido:

$$V_S = 0.7936 V_P - 0.7868 \left[\frac{\text{Km}}{\text{s}} \right] \quad (13)$$

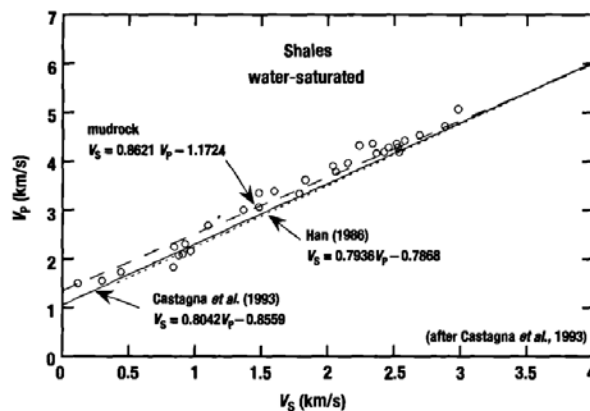
Las siguientes gráficas muestran las tendencias de las relaciones V_P – V_S , más conocidas extraídas por Castagna et al. (1993) a partir de datos experimentales [1]¹².

Figura 2. Gráfica V_P vs V_S para arenisca saturada de agua.



Fuente. AVSETH, P et al. Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk. 2005. 36p. [1]¹²

Figura 3. Gráfica V_P vs V_S para shale saturada de agua.



Fuente. AVSETH, P et al. Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk. 2005. 36p. [1]¹³

1.1.4. Análisis de sustitución de fluidos.

La sustitución de fluidos es un problema de la física de rocas que se centra en entender y predecir cómo la velocidad sísmica y la impedancia dependen del fluido presente en los poros. Gassman establece relaciones que predicen el cambio del módulo de la roca con el fluido presente en el poro [1]¹³.

Existen dos efectos de los fluidos que pueden ser considerados:

El cambio en la densidad del volumen de la roca.

El cambio en la compresibilidad de la roca.

La compresibilidad de una roca seca puede ser expresada generalmente como la suma de la compresibilidad del mineral y la compresibilidad debida al espacio poroso:

$$\frac{1}{K_{dry}} = \frac{1}{K_{mineral}} + \frac{\phi}{K_{\phi}} \quad (14)$$

Donde ϕ es porosidad, K_{dry} es el módulo de bulk de la roca seca, $K_{mineral}$ es el módulo de bulk de mineral y K_{ϕ} es la rigidez del espacio poroso definido por:

$$\frac{1}{K_{\phi}} = \frac{1}{v_{pore}} + \frac{\partial v_{pore}}{\partial \sigma} \quad (15)$$

Donde v_{pore} es el volumen poroso y σ es el incremento de la presión de confinamiento hidrostática.

Así mismo, la compresibilidad de una roca puede ser expresada como:

$$\frac{1}{K_{sat}} \approx \frac{1}{K_{mineral}} + \frac{\phi}{K_{\phi} + \frac{K_{fluid}K_{mineral}}{K_{mineral} - K_{fluid}}} \quad (16)$$

Donde K_{fluid} es el módulo de volumen del fluido de poro.

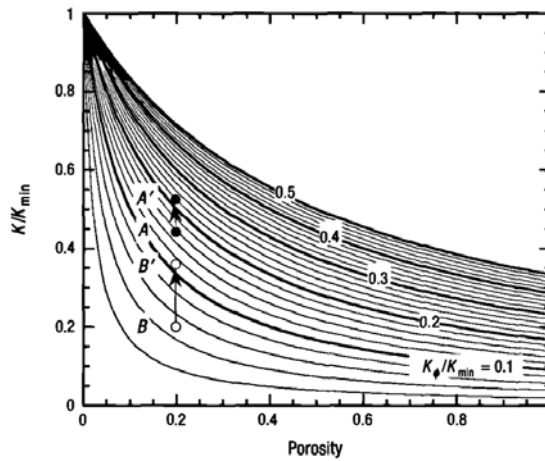
¹² [1] AVSETH, P et al. Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk. 2005.

¹³ [1] AVSETH, P et al. Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk. 2005.

$$\frac{K_{fluid} K_{mineral}}{K_{mineral} - K_{fluid}} = K_{fluid} \quad (17)$$

Respecto a las ecuaciones (14) y (16) podemos ver que el cambio en el fluido de poro tiene efecto en el cambio de la rigidez del espacio poroso.

Figura 4. Módulo de volumen de la roca normalizado versus porosidad. Para el análisis del cambio en la rigidez de la roca durante la sustitución de fluidos.



Fuente. AVSETH, P et al. Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk. 2005. 16p. [1]¹³

En la Figura 4 podemos apreciar el comportamiento del cambio en la rigidez de la roca durante la sustitución de fluidos, teniendo en cuenta que el tamaño de la flecha que une las letras B B' y A A' es el indicador de que tanto se altera dicho comportamiento. Ya que la porosidad permanece constante en cada ejemplo, se puede afirmar que, la sensibilidad sísmica del fluido de poro no es relacionada sólo con la porosidad, es determinada por la combinación de porosidad y rigidez del espacio poroso.

Las relaciones de Gassman son la unión de las ecuaciones (14) y (16) así:

$$\frac{K_{sat}}{K_{mineral} - K_{sat}} \approx \frac{K_{dry}}{K_{mineral} - K_{dry}} + \frac{K_{fluid}}{\phi(K_{mineral} - K_{fluid})} \quad (18)$$

$$\mu_{sat} = \mu_{dry} \quad (19)$$

Las ecuaciones de Gassman (18) y (19) predicen que para una roca isótropa, el módulo de volumen de la roca cambiaría si el fluido cambia, pero el módulo de cizalla de la roca no cambiaría.

El módulo de roca seca y saturada son relacionados con la velocidad de la onda P y la velocidad de la onda S así:

$$V_P = \sqrt{K + \left(\frac{4}{3}\right) \mu / \rho} \quad (20)$$

$$V_S = \sqrt{\mu / \rho} \quad (21)$$

Donde ρ es el módulo de densidad dado por:

$$\rho = \phi \rho_{fluid} + (1 - \phi) \rho_{mineral} \quad (22)$$

Las ecuaciones de Gassman presentan las siguientes limitaciones:

- Efectos de invasión.
- Las propiedades de la estructura porosa de la roca K^* , es interpretada, lo que ocasiona un grado de incertidumbre.
- Las fases de los fluidos se distribuyen homogéneamente en el espacio poroso.

Si se tienen múltiples fases de fluido en los poros, es decir, la saturación de fluido no es 0 o 1 y por ende se encuentran algo mezclados, el módulo de bulk efectivo para la mezcla de varios fluidos viene dado por el Promedio de Reuss [9]¹⁴:

$$\frac{1}{K_{fluido}} = \sum_i \frac{S_i}{K_i} \quad (23)$$

¹⁴ [10] GARCÍA, Víctor. "Aplicación de un algoritmo de inversión sísmica Bayesiana pre-apilamiento para estimación de propiedades elásticas en un yacimiento gasífero costa afuera, Trinidad & Tobago". 2006.

1.1.5. Factores que afectan las propiedades acústicas y densidades efectivas en las rocas.

Las características de la roca y el tipo de fluido que ocupa los poros de la misma debe ser objeto de estudio durante la interpretación sísmica. La influencia de estos en las variaciones de las propiedades acústicas y densidades efectivas de la roca reservorio, además del efecto que se genera en la respuesta sísmica, en un yacimiento, es una variable que debe ser estudiada con el fin de minimizar el error entre los datos a obtener y el modelo real del subsuelo. Para lo anterior, amplios estudios se han llevado a cabo por parte de varios autores como Backus (1992), Batzle et. al. (1992), García (2006), Gassman (1951), Mavko et. al. (1998).

a. Medios laminados

Las capas con espesores relativamente pequeños no permiten ser modeladas por medio de la resolución sísmica vertical, la cual se define como la menor distancia vertical entre dos interfaces que producen dos reflexiones que pueden separarse visualmente [10]¹⁴.

El nivel de resolución depende de la longitud de la ondícula empleada y el espesor de cada capa. Por lo anterior, es importante conocer la manera cómo ésta característica de la roca afecta la respuesta sísmica y sus propiedades acústicas.

Teniendo en cuenta las siguientes suposiciones: Medio estratificado y homogéneo, incidencia normal y longitud de onda larga $\lambda/a \gg 1$ (a: escala de laminación). De esta manera, las propiedades acústicas efectivas para este medio se calculan por medio del Promedio de Backus [18]¹⁵:

$$\frac{1}{M_{ef}} = \left[\sum_K \frac{f_K}{M_K} \right]^{-1} \quad (24)$$

¹⁵ [18] MAVKO, G. and DVORKIN, J, "THE ROCK PHYSICS HANDBOOK: Tools for seismic analysis in porous media", 1998.

De la ecuación anterior M puede ser:

$$\text{Para Ondas P: } K_{ef} + \frac{4}{3}\mu_{ef} = V_p^2 \rho_{ef} \quad (25)$$

$$\text{Para Ondas S: } \mu_{ef} = V_s^2 \rho_{ef} \quad (26)$$

La densidad del medio laminado estará representada por su densidad efectiva:

$$\rho_{ef} = \sum_K f_K \rho_K. \quad (27)$$

En las Ecuaciones 24 a la 27 los términos ρ_K , M_K y f_K hacen referencia a la densidad, módulo y fracción de cada componente de las capas.

b. Efectos de la presión y la temperatura sobre las propiedades acústicas de los fluidos en un reservorio.

La exploración sísmica tiene como principal objetivo determinar qué tipo de fluido satura la roca y conocer las propiedades del reservorio a determinadas profundidades. De esta manera, se han encontrado relaciones que permiten evaluar las propiedades y estudiarlas.

La presión efectiva viene dada por la siguiente expresión [10]¹⁶:

$$P_{efectiva} = P_{soterramiento} - \alpha P_{poros} \quad (28)$$

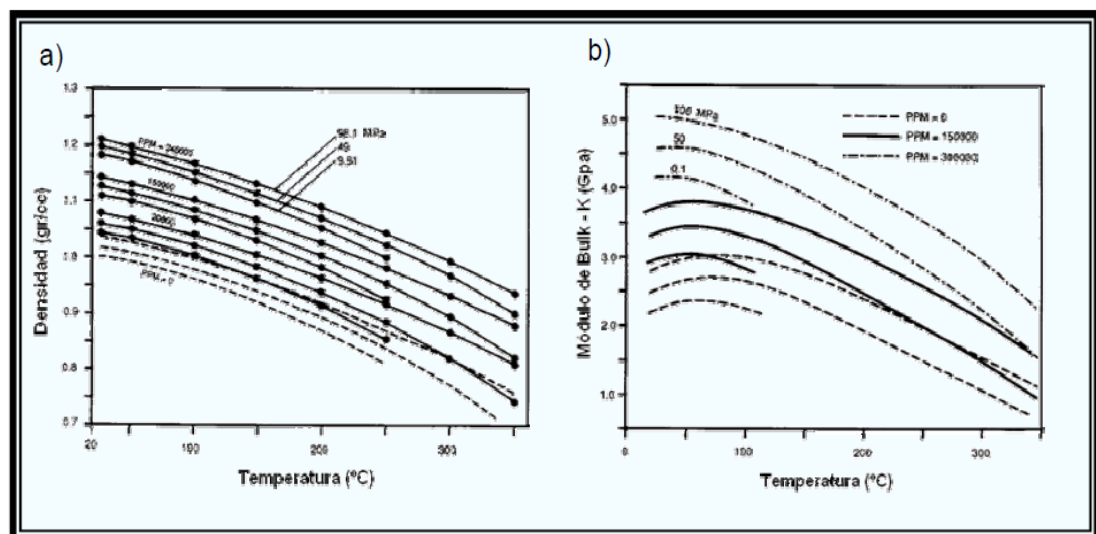
Donde: $\alpha = \frac{1 - K_{roca\ seca}}{K_{matriz}}$, éste término se conoce físicamente como la degradación de la roca debido a la diagénesis, desarrollo de fracturas o meteorización.

Igualmente, es importante anotar las principales consideraciones respecto a cómo los fluidos se ven afectados por dichas variables, presión y temperatura.

¹⁶ [10] GARCÍA, Víctor. "Aplicación de un algoritmo de inversión sísmica Bayesiana pre-apilamiento para estimación de propiedades elásticas en un yacimiento gasífero costa afuera, Trinidad & Tobago". 2006.

Agua de formación (brine): las propiedades del agua de formación dependen en gran medida de la salinidad, la cual mide, en partes por millón de cloruro de sodio, la cantidad de minerales disueltos. Batzle y Wang (1992) concluyeron que a medida que aumenta la salinidad del agua, su densidad aumenta y viceversa. De la misma forma sucede con el Módulo de Bulk para dicho fluido respecto a la salinidad y la presión. En el caso de analizar la temperatura, el Módulo de Bulk es creciente de 0°C hasta 100°C, para temperaturas mayores a 100°C decrece. Figura 5.

Figura 5. Densidad y Módulo de Bulk del agua de formación en función de la presión, temperatura y salinidad.



Fuente. BATZLE y WANG. 1992. [3]¹⁷

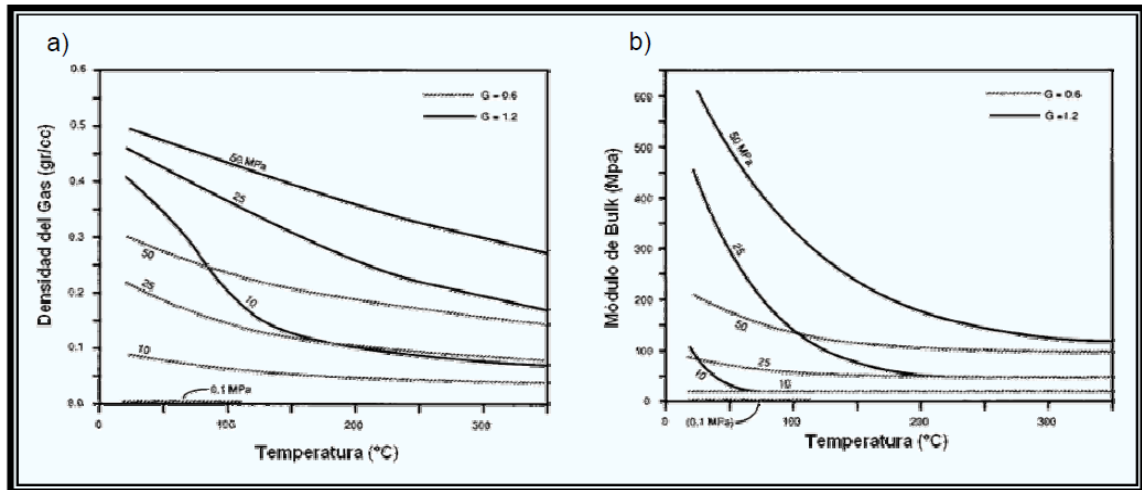
Gas: El gas se caracteriza por su gravedad específica G como el cociente entre la densidad del gas y el aire medidas a presión atmosférica y a una temperatura de 15,6°C. El rango de gravedad específica para el gas es el de $0,56 < G < 1,8$.

En la Figura 6 se observa el comportamiento del Módulo de Bulk y la densidad del gas con respecto a la temperatura, la gravedad específica y la presión. La densidad decrece con el aumento de la temperatura y aumenta para presiones

¹⁷ [3] BATZLE, M y WANG, Z. "Seismic Properties of pore fluids". Geophysics: 11. 1369-1408p. 1992.

altas. A iguales condiciones de Presión y Temperatura, la densidad del gas aumenta si su gravedad específica también lo hace. El módulo de Bulk se comporta de la misma manera que la densidad.

Figura 6. Densidad y Módulo de Bulk del gas en función de la presión, temperatura y gravedad específica.



Fuente. BATZLE y WANG. 1992. [3]¹⁶

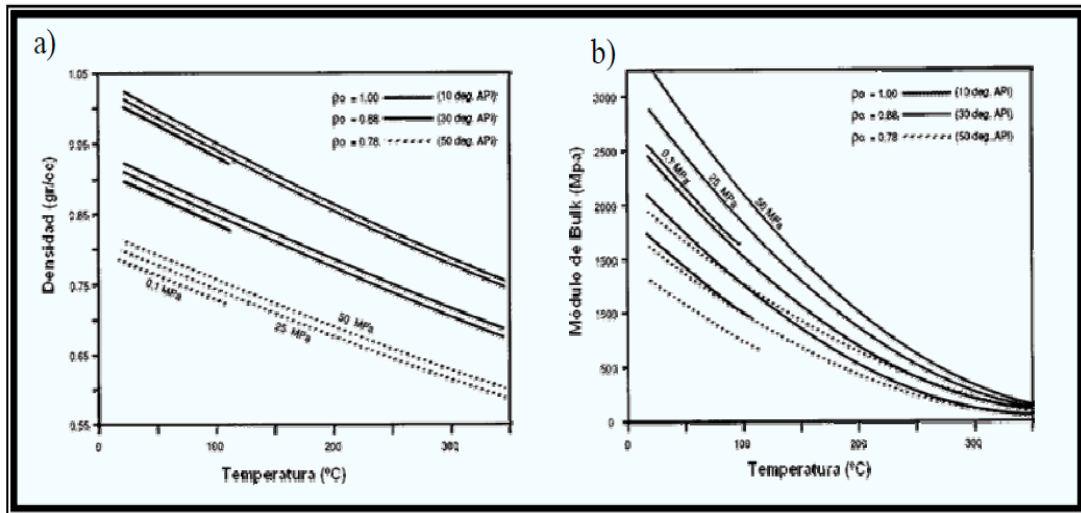
Petróleo: las propiedades sísmicas del petróleo varían ampliamente debido a la complejidad de las sustancias orgánicas de que este fluido está compuesto y de sus variaciones en el estado como se encuentra en la roca.

El petróleo económicamente producible generalmente presenta densidades entre $0,7 < \rho < 0,8$ g/cc. El petróleo se caracteriza de acuerdo, entre otras cosas, a su gravedad API siendo ésta su relación con la densidad del mismo:

$$API = \frac{141,5}{\rho} - 131,5 \quad (29)$$

La densidad del petróleo disminuye con el aumento de la temperatura y la disminución de presión de manera casi lineal. El Módulo de Bulk del petróleo presenta una tendencia similar a la densidad, descartando la línea recta. Esto se evidencia en la Figura 7.

Figura 7. Densidad y Módulo de Bulk del petróleo en función de la presión, temperatura y gravedad API.

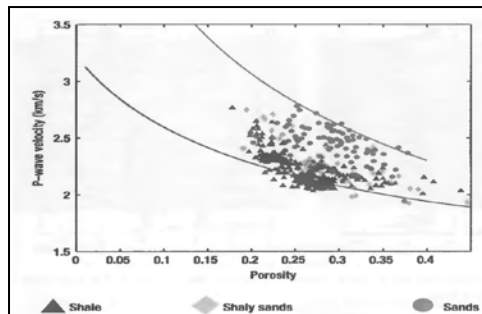


Fuente. BATZLE y WANG. 1992. [3]¹⁶

c. Efecto del contenido de arcilla y la porosidad en las velocidades sísmicas.

La velocidad de la onda S se ve afectada en mayor medida que la velocidad de la onda P por efectos de la porosidad y el contenido de arcilla [1]¹⁸. Las velocidades V_P y V_S que indican arenas limpias son mayores que una arena arcillosa con la misma porosidad. Los valores de velocidad de la onda S y onda P decrecen con el aumento de la porosidad.

Figura 8. Comportamiento de las velocidades sísmicas con la porosidad y el contenido de arcilla.



Fuente. AVSETH, P et al. 2005. 71p. [1]¹⁹

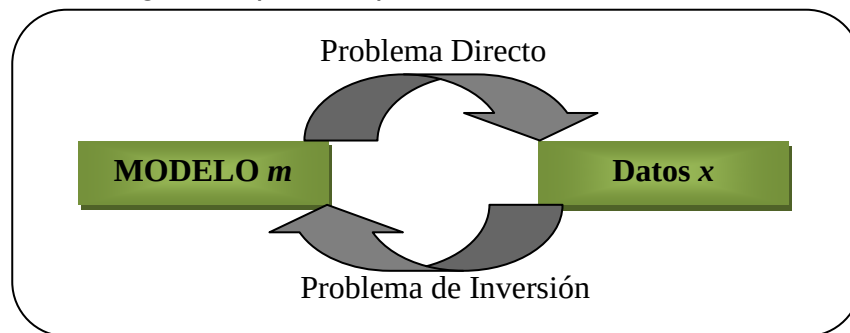
¹⁸ [1]-AVSETH, P et al. Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk. 2005.

¹⁹ [1] AVSETH, P., MUKERJI, T and MAVKO, G., "Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk", 2005.

1.2. INVERSION SÍSMICA

La inversión sísmica durante el desarrollo de un proyecto de Geofísica tiene como objetivo describir cuantitativamente el subsuelo. De esta manera, las observaciones sísmicas son transformadas en propiedades cuantitativas (x) que caracterizan la roca y describen un modelo (m) del subsuelo.

Figura 9. Diagrama típico del problema de inversión



Fuente. El autor. Modificado García, Víctor [10]²⁰.

El objetivo de la inversión es estimar un modelo que pueda simular los datos con el menor error posible en comparación con el modelo real del subsuelo. Con el fin de controlar las diferencias en las soluciones en un proceso de inversión se puede restringir el modelo con distribuciones a priori, que incluyen información adicional a los datos observados (x) extraída de registros de pozo, datos geológicos y conocimientos de la zona por parte del intérprete.

1.2.1. Inversión sísmica de tipo Bayesiano

El método de Bayes es un método probabilístico del cual se obtiene una función de densidad de probabilidad (pdf, del inglés probability density function) condicionada a los parámetros que se van a estudiar y en la cual se describe la distribución esperada de las propiedades una vez se especifica el estado de la variable de respuesta, saturación de la roca reservorio para nuestro caso. Dichas pdfs son estimadas, inicialmente, a partir de la simulación MonteCarlo,

²⁰ [10] GARCÍA, Víctor. "Aplicación de un algoritmo de inversión sísmica Bayesiana pre-apilamiento para estimación de propiedades elásticas en un yacimiento gasífero costa afuera, Trinidad & Tobago". 2006.

con el fin de condicionarlas a diferentes parámetros que describen la roca (V_p , V_s , ρ , ϕ , etc).

Durante la descripción de cada nube de datos que caracterizan la roca se tiene una pdf que se ve restringida a una propiedad en especial. Por ejemplo, para una nube de datos que corresponde a rocas saturadas con gas, se describe una distribución de datos de V_p y V_s por medio de la función de densidad de probabilidad condicionada $P(V_p, V_s | \text{gas})$ y para la nube correspondiente a rocas saturadas con agua, $P(V_p, V_s | \text{agua})$ y así para las diferentes propiedades de interés (litofacies, presión de poro, densidades, saturaciones, etc).

La fórmula de Bayes expresa la probabilidad de un evento (c_j) en particular dada una observación (x):

$$P(m|x) = \frac{P(m,x)}{P(x)} = \frac{P(x|m)P(m)}{P(x)} \quad (32)$$

Se debe tener en cuenta que $P(m,x)$ hace referencia a la probabilidad de que sucedan ambos eventos, Probabilidad mutua.

El término $P(m|x)$ es la distribución a obtener la cual hace referencia a la probabilidad de que suceda c_j , dado que x realmente suceda, Probabilidad condicional. El término $P(x|m)$ es la función de similaridad. Esta pdf representa la probabilidad de obtener los datos observados actualmente como una función del vector m .

Por ejemplo, existe n observaciones de un modelo m que siguen una distribución Gaussiana $N(m, \sigma^2)$, donde m es el medio actual y σ^2 la varianza [25]²¹. La función de similaridad para este caso indica la probabilidad de

²¹ [25] ULRICH, T. Sacchi, M. y WOODBURY, A. A Bayes tour of Inversion: A tutorial. Geophysics. 55-69p. 2001.

obtener los datos x sabiendo que el modelo tiene un valor m . Si las muestras x , son normalmente distribuidas e independientes se tiene:

$$P(x|m) = \frac{1}{(2\pi)^{n/2} \sigma^n} \prod_i e^{-\frac{[x_i - m]^2}{2\sigma^2}} \quad (33)$$

1.2.2. Selección de la función posterior.

Para la selección y muestreo del modelo producto de la inversión se requiere obtener una distribución posterior. La selección se basa en escoger un modelo de los asociados a la combinación de los parámetros definidos. De esta forma, se toman los modelos como individuales para incorporarlos a un problema de selección, el cuál es atacado por un algoritmo híbrido de MCMC (Cadenas de Markov Monte Carlo).

La Cadena Markov es un proceso estadístico que describe en forma sucesiva los estados de un sistema sujetos a sufrir una serie de transiciones. Las propiedades de Markov indican que la distribución de la propiedad condicional de los estados en el futuro, dados los procesos en la actualidad y en el pasado, depende sólo del estado en que se encuentre el sistema y no de lo ocurrido en el pasado [15]²².

La Cadena de Markov se mueve entre dos clases de proposiciones:

Saltos entre modelos diferentes.

Saltos dentro del modelo actual.

1.2.3. Análisis AVO

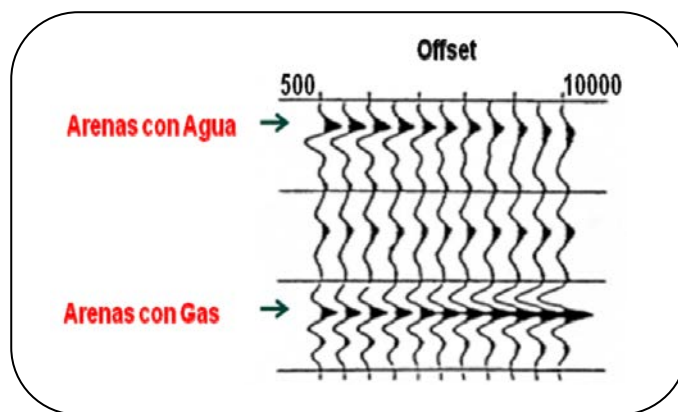
El análisis AVO es una técnica exploratoria que indica la presencia de hidrocarburo. Fue propuesta por Ostrander (1984) quien demostró que los coeficientes de reflexión en arenas saturadas con gas varían de manera anómala con el incremento del offset (distancia fuente-receptor).

²² [15] GUNNING, James and GLINSKY, Michael. "Delivery: an open-source model-based Bayesian seismic inversion program", 2004.

El análisis AVO es una técnica con un potencial muy alto, como indicador directo de hidrocarburos. Esta tecnología es explicada con mayor detenimiento en Castagna (1993).

De manera general, la técnica AVO determina las variaciones en la amplitud de la reflexión sísmica con cambios en la distancia entre puntos de disparo y receptores (offset) y su análisis permite a los geofísicos identificar mejor las propiedades de las rocas en los yacimientos, incluyendo la porosidad, densidad, litología y contenido de fluido.

Figura 10. Variación de la amplitud con el offset.



Fuente. Modificado de GIRALDO, Lorena 2010. [13]²³

1.3. INTERPRETACIÓN SÍSMICA CUANTITATIVA

La interpretación sísmica cuantitativa es una técnica moderna que nos permite predecir de manera cuantitativa los fluidos presentes en la roca, mediante la implementación de técnicas estocásticas, basada en el análisis estadístico de los principales parámetros que caracterizan la roca reservorio, la información sísmica, registros de pozo y relaciones de la física de rocas.

²³ [13] GIRALDO, Lorena. "Integración de las técnicas de evaluación de atributos AVO y de modelado de sustitución de fluidos para la discriminación de zonas de Gas Fizz y de Gas Comercial en el Caribe Colombiano". 2010. 9p

1.3.1. Importancia de cuantificar la incertidumbre

Considerar la heterogeneidad del subsuelo es un factor clave en la caracterización de una roca reservorio. Esta heterogeneidad es la que ocasiona la incertidumbre debida a variaciones en litologías, fluidos de poro, contenido de arcilla, porosidad, presión y temperatura.

Algunos de los principales métodos para la caracterización sísmica de la roca reservorio son puramente estadísticos basados en técnicas multivariable y otros son determinísticos basados en modelos físicos derivados, por ejemplo, de observaciones de laboratorio. Cada una de éstas técnicas tiene un grado de éxito dependiendo del estudio en particular. Es por esto, que la estrategia ideal sería combinar lo mejor de cada método para generar resultados más útiles.

La estimación de las propiedades del subsuelo a partir de mediciones geofísicas está sujeta a incertidumbre debido a las ambigüedades y dificultades durante la adquisición de los datos, procesamiento y su posterior interpretación. Algunos de los principales usos de la incertidumbre se resumen en:

- Evaluación del riesgo.
- Integración de datos de diferentes fuentes.
- Estimar el valor de datos adicionales.

Es así como el hecho de tener en cuenta la incertidumbre ayuda a realizar un análisis del nivel de riesgo con el fin de escoger el mejor de estos para tomar decisiones óptimas, teniendo en cuenta que integra diferentes tipos de información con el fin de reducir la incertidumbre.

1.3.2. Valor de los datos adicionales

Es conocido que los datos adicionales en algunas ocasiones brindan información que puede ayudar a reducir la incertidumbre. Algunos estudios han mostrado que conociendo V_s , y a la vez V_p , se puede resolver una serie de

ambigüedades que surgen a partir de la variabilidad geológica [1]²⁴. Por ejemplo, la variabilidad en la velocidad y la porosidad incrementa su incertidumbre si se trata de detectar fluidos de poro usando solamente V_p , es por esto que se debe incluir en el análisis con V_s .

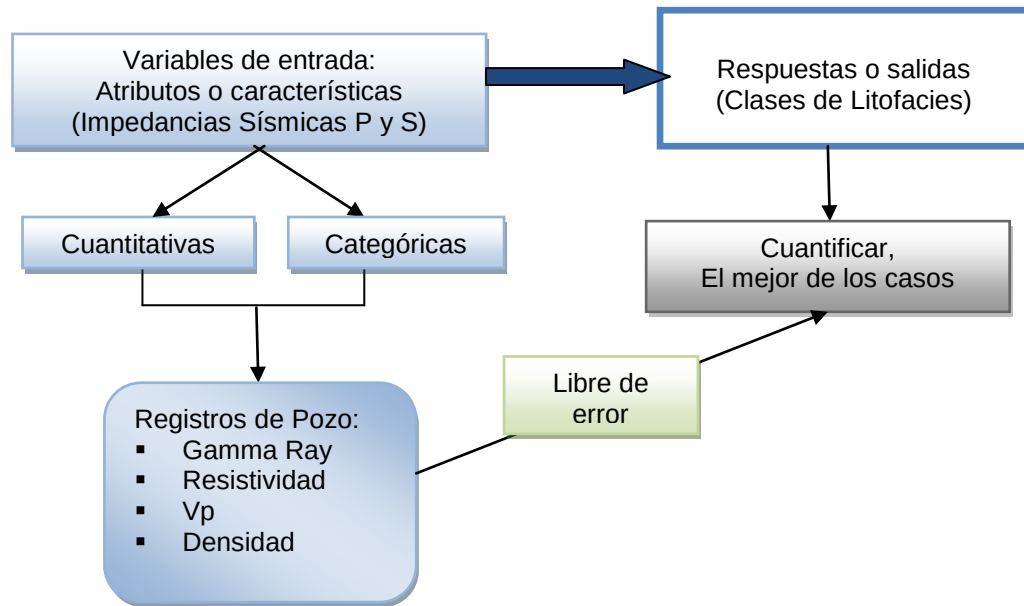
1.3.3. Clasificación estadística

La clasificación estadística tiene como fundamento predecir la respuesta o salida de un modelo basándose en las entradas observadas. Por ejemplo, se tiene una serie de variables de entrada o atributos tales como Impedancias sísmicas P y S, medidas en curvas de registros como Gamma Ray, densidad, V_p y resistividad, para llegar a una respuesta o salida como categorías de litofacies. En algunos casos, cuando las entradas y salidas son variables cuantitativas lo anterior se convierte en un problema de regresión, cuando se tiene salidas categóricas se llama un problema de clasificación.

De esta forma, la clasificación estadística contrasta las diferentes categorías que existe de acuerdo a un criterio estadístico escogido. Así, para cualquier reservorio dado, se cree que es útil cuantificar la incertidumbre al mejor de los casos en la clasificación, si hemos medido V_p , V_s y densidad “libre de error”. Para este caso, la precisión en la interpretación puede estar limitada por parámetros geológicos como mineralogía, contenido de arcilla, compactación, contrastes de fluidos.

²⁴ [1] AVSETH, P., MUKERJI, T and MAVKO, G., “Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock

Figura 11. Diagrama del proceso de clasificación estadística.



Fuente. El autor.

Clasificación Bayesiana

Una aproximación fundamental para el problema de la clasificación es dada por la Teoría de la decisión Bayesiana. Dentro de la clasificación de Bayes es necesario que una nube de datos, que corresponde a diferentes estados del reservorio, sea descrita por una función de densidad de probabilidad (pdf), algunas veces llamadas funciones de densidad de probabilidad condicionadas. Las pdf se establecen a partir de información de pozo disponible de manera empírica, como por ejemplo registros de pozo, y son altamente dependientes de la edad, la profundidad y el tipo de roca de estudio.

La Fórmula de Bayes expresa la probabilidad condicionada de una clase debida a otra, como se mostró en la Ec. 32.

La regla de decisión de Bayes dice: Se puede clasificar c_k como una clase si $P(c_k | x) > P(c_j | x)$ para todo $j \neq k$.

Por ejemplo, si tenemos $N=2$ estados, “arena” y “shale” y dos observaciones sísmicas V_P y V_S , entonces nosotros clasificamos cada nuevo punto de datos como:

Arena si $P(\text{arena} | V_P, V_S) > P(\text{arcilla} | V_P, V_S)$

Arcilla si $P(\text{arcilla} | V_P, V_S) > P(\text{arena} | V_P, V_S)$

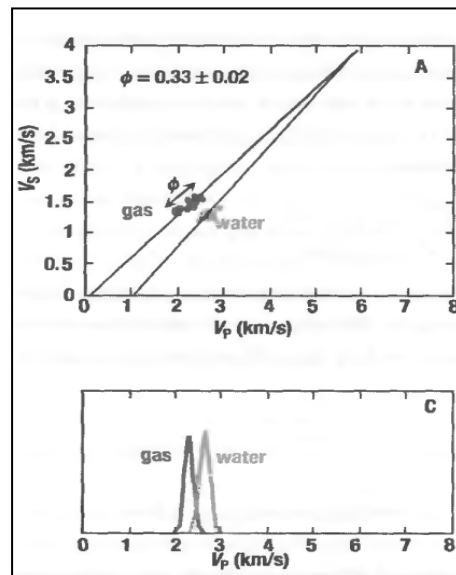
En el caso de discriminación de fluidos y teniendo como parámetro de referencia la velocidad de la onda P, se puede concluir de la siguiente manera:

Gas si $P(\text{gas} | V_P) > P(\text{agua} | V_P)$

Agua si $P(\text{agua} | V_P) > P(\text{gas} | V_P)$

En la Figura 13 se muestra un gráfico cruzado de V_S y V_P que indica la tendencia de los datos y la posibilidad de que pertenezcan a zonas de agua o de gas. En la parte inferior, las funciones de densidad y probabilidad de cada evento debido a las velocidades.

Figura 12. Gráfica de tendencias en la relación V_S vs V_P y sus respectivas pdf de clasificación como gas o agua.



Fuente. AVSETH, P et al. 2005. 154p. [1]²⁵

1.3.4. Funciones de densidad de probabilidad Gaussianas

Una función de probabilidad Gaussiana, conocida también como distribución normal, es una curva en forma de campana simétrica en torno a un valor μ (media) que representa la distribución de una variable aleatoria X , normalmente distribuida, con una varianza σ^2 . La varianza representa la dispersión de la variable aleatoria alrededor del valor medio μ .

La función de densidad de probabilidad de la variable aleatoria X viene dada por:

$$f_x(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right] \quad -\infty < x < \infty \quad (34)$$

El valor máximo de la curva viene dado por la Ecuación 35 en el punto $x = \mu$.

$$\frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \cong \frac{0.399}{\sigma} \quad (35)$$

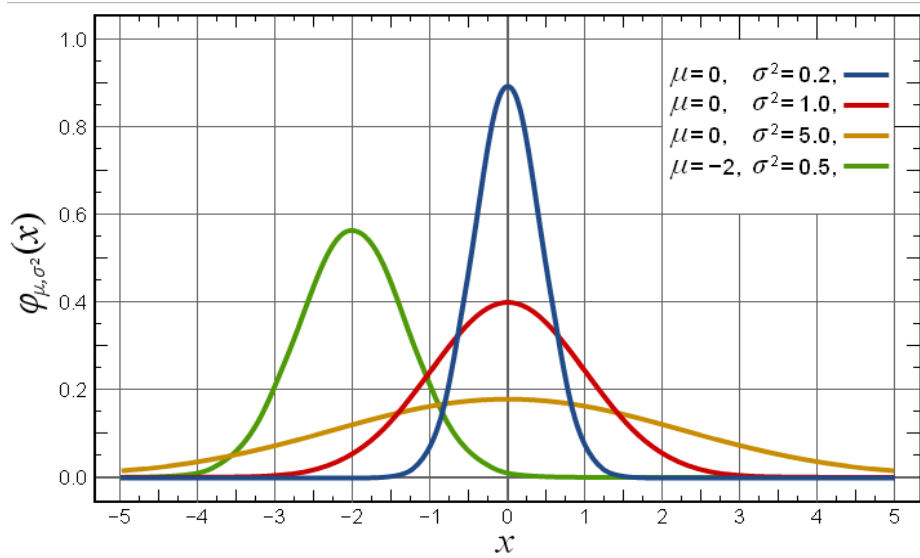
La pdf Gaussiana se representa normalmente por $N(\mu, \sigma^2)$ y por ende se describe completamente por los términos media: μ y varianza: σ^2 .

$$\mu = E[X] = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x) dx \quad (36)$$

$$\sigma^2 = E[(X - \mu)^2] = \int_{-\infty}^{\infty} (x - \mu)^2 f(x) dx \quad (37)$$

²⁵ [1] AVSETH, P., MUKERJI, T and MAVKO, G., "Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk", 2005.

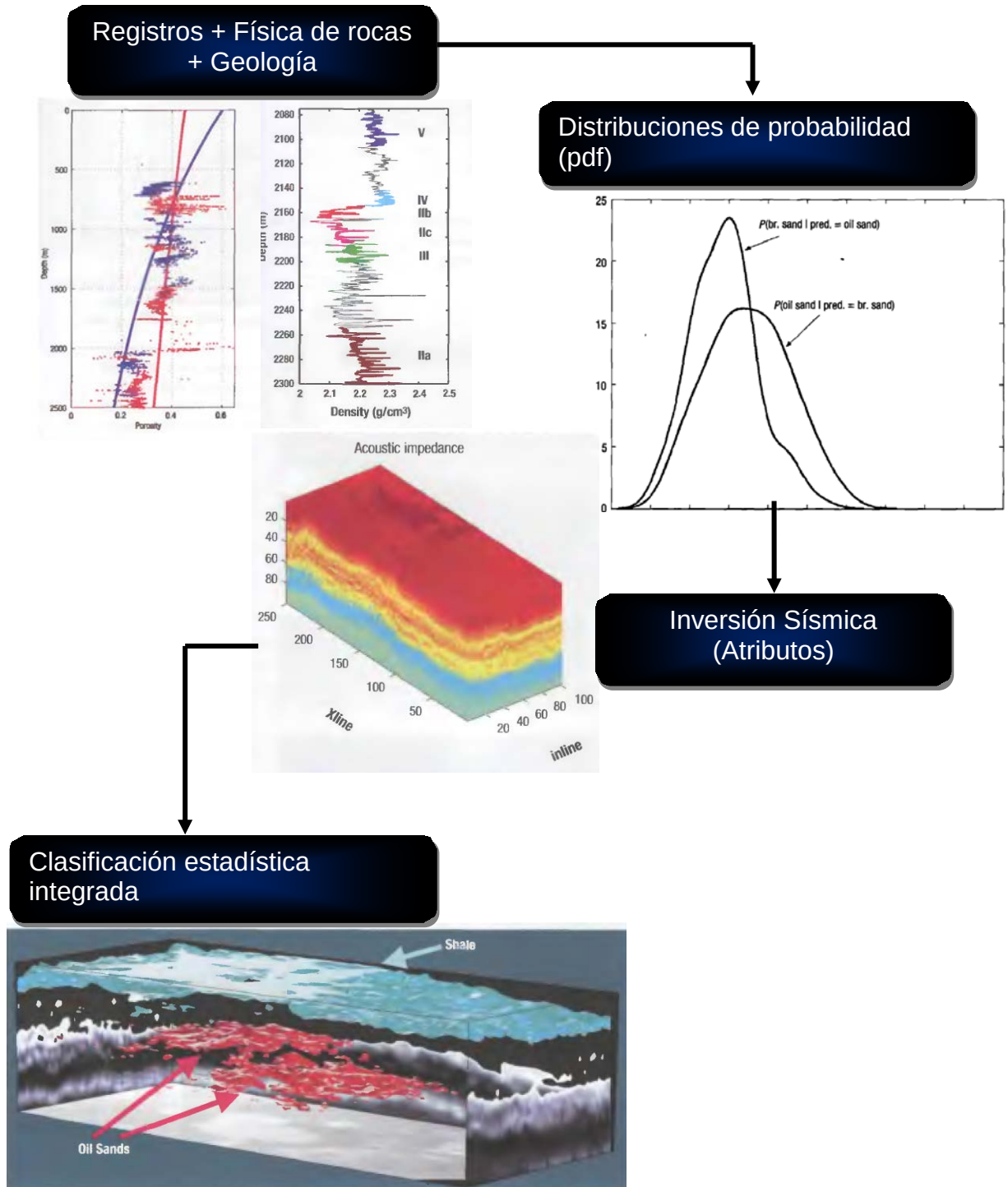
Figura 13. Función de densidad de probabilidad para diferentes valores de media y varianza.



Fuente. SANGUIGNI, Tommaso. <http://www.tommasosanguigni.it/blog/> [20]²⁶

²⁶ [20] NARANJO, José Antonio et al. , "Parámetros elásticos y acústicos para la predicción de fluidos y litología en el lago de Maracaibo". 2007.

Figura 14. Esquema de la secuencia de trabajo durante la interpretación sísmica cuantitativa.



Fuente. Grafica completa: El autor. Imágenes: AVSETH, P et al. 2005. 180-190p. [1]²⁷

²⁷ [1] AVSETH, P., MUKERJI, T and MAVKO, G., "Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk", 2005.

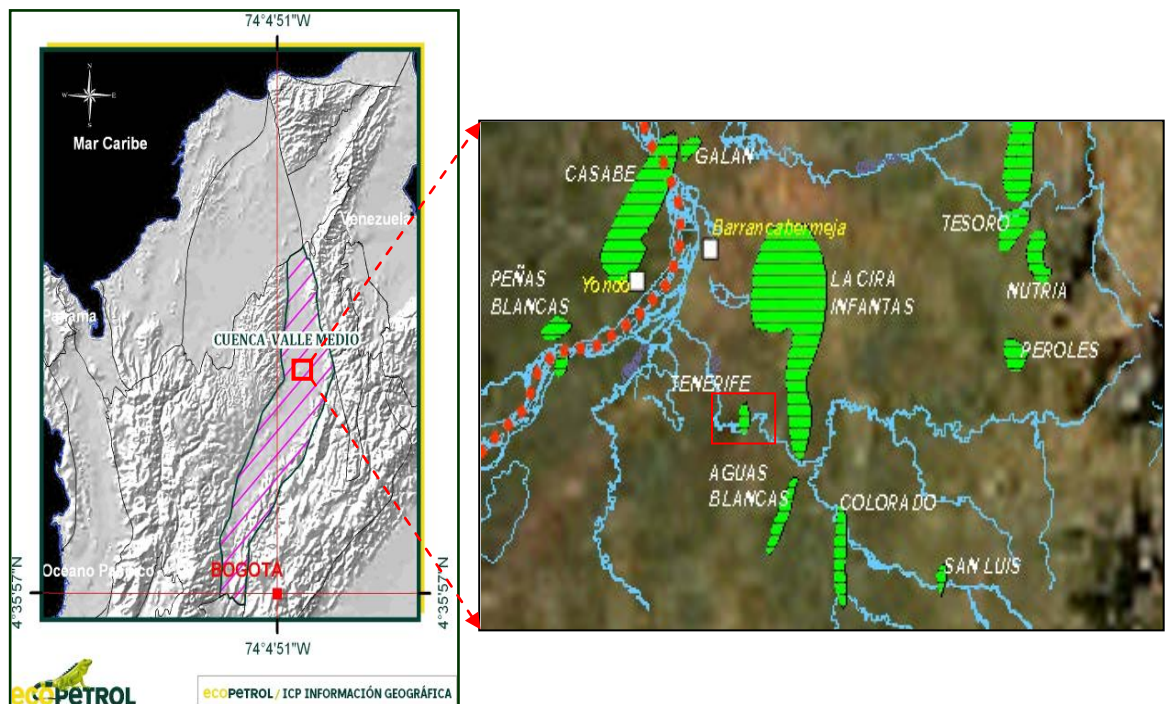
2. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Tenerife se encuentra ubicado en el Valle Medio del Magdalena y limita al norte con el Municipio de Barrancabermeja, al oriente por el Campo La Cira Infantas y al sur-occidente por el Municipio de Simacota. Está limitado estructuralmente por un sistema de fallas inverso [8]²⁸.

El Valle Medio del Magdalena (VMM) está localizado entre las cordilleras oriental y central, aproximadamente 260 Kilómetros al Nor-Noreste de Santa Fé de Bogotá. El VMM limita al norte por la Falla de Bucaramanga y al sur por la Falla de Cambao y cubre un área de 28300 Km².

Figura 15. Mapa de ubicación campo Tenerife.



Fuente. Modificado Ecopetrol, 2010. [9]²⁵

²⁸ [9] Ecopetrol. Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Tenerife. 2003.

2.2. ANTECEDENTES HISTÓRICOS

El Campo Tenerife tiene tres pozos perforados T-1, T-2 y T-3 (Figura 2) que datan de los años 1968 y 1969 de los cuales sólo producen los dos primeros. El objetivo fue comprobar la existencia de trampas estratigráficas al occidente de infantas – Aguas Blancas. Los pozos atraviesan las formaciones Colorado y Mugrosa; en esta última encontramos la formación de interés conocida como Mugrosa Zona C como una continuación de la Zona C de Infantas. Este campo produjo mediante empuje de agua parcialmente activo con una producción inicial para Tenerife-1 de 115 BPD y para Tenerife-2 de 64 BPD, utilizando Bombeo Mecánico como sistema de levantamiento.

La explotación del campo comenzó a finales de los años sesenta, con un promedio mensual de 179 Bls de agua y aceite. La producción de Gas inicia en 1986 con reportes del pozo Tenerife-1.

En el año 1969 se realizó un estudio de presiones de fondo para el pozo Tenerife-1, donde se determinó una presión inicial del yacimiento de 3980 psi y Presión de flujo promedio de 3260 Psia y se estimaron reservas de hidrocarburos del orden de 300 MMBls limitadas por una barrera sellante. Considerando un factor de recobro del 13% se calculó una recuperación de 39 MMBls. Con base en la información existente e implementando las metodologías y herramientas actuales se estimó para el campo Tenerife un OOIP de 21.9 MMBls, el cual fue distribuido en 16.6 MMBls para el bloque Tenerife-2 y 5.3 MMBls para el bloque Tenerife-1, con un factor de recobro para todo el campo hasta Diciembre de 2003 de 1.89%.

Las estrategias propuestas para lograr las recuperaciones de hidrocarburos mencionadas anteriormente son el recañoneo de las arenas de interés aumentando la densidad de tiros por pie y el cañoneo de arenas de la formación Mugrosa zona B.

En septiembre de 1993 se cerró el pozo Tenerife-2 por problemas operativos con una producción de 30 BPD.

Figura 16. Pozos Campo Tenerife.



Fuente. Ecopetrol, 2010. [9]²⁹

2.3. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

Actualmente, el campo tiene un sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico. Los pozos que produjeron hasta 1993 sólo cuentan con cabezal de pozo. Tenerife 1, 2 y 3 se encuentran cerrados debido a la baja producción.

Figura 17. Estado actual pozos Tenerife-1 y Tenerife-2.



Fuente. Ecopetrol, 2010. [9]²⁸

²⁹ [9] Ecopetrol. Modelo estructural y atributos sísmicos Campo Tenerife. 2010.

El campo cuenta con 22 Líneas sísmicas, registros Dipmeter, SP, Caliper, DT, ResD, ResS, Gamma Ray, Microlog, Formation Tester, HDT, entre otros y un pozo corazonado Tenerife-2 disponibles en la Litoteca Nacional.

2.4. DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO Y FLUIDOS PRESENTES

Las arenas productoras en el Campo Tenerife presentan bajos promedios de porosidad (15-19 %) y permeabilidad (10-40 mD), con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 17,78pies y 43.83pies para Tenerife-1 y Tenerife-2. (Ver Tabla 1. Parámetros que describen el yacimiento).

Los fluidos que se producen en este campo son aceite, agua, y gas. La producción acumulada para cada uno de los tres fluidos se muestra en la Tabla 2. En las pruebas iniciales, la producción de aceite fue para Tenerife-1 de 115 Bpd de 19.9°API y Tenerife-2 de 64 Bpd de 22.8°API. La producción de gas empieza a partir del año 1986 y solo en el pozo Tenerife-1.

Tabla 1. Algunos parámetros de campo y yacimiento.

DATOS DE YACIMIENTO	
<i>Presión inicial</i>	3980 Psia
<i>Temperatura</i>	152° F
<i>Compresibilidad</i>	0.000007
<i>API</i>	20° API
<i>Relación Gas-Aceite</i>	675 cf/bbl
<i>Gravedad específica</i>	0.935
<i>Presión separador</i>	14.7 Psia
<i>Temperatura separador</i>	60 ° F
<i>Porosidad</i>	15-19 %
<i>Permeabilidad</i>	10-40 mD
<i>Viscosidad</i>	32 cP @ 150°F y 105 cP @ 100°F

Fuente. El autor

Tabla 2. Producción Acumulada.

Pozo	Producción Acumulada (BPD)		
	<i>Aceite</i>	<i>Agua</i>	<i>Gas</i>
Tenerife-1	257148	8685	25341
Tenerife-2	159608	9588	0

Fuente. Ecopetrol, 2003. [8]²⁸

El hidrocarburo presente en el yacimiento es de tipo Black Oil, con gravedad promedio de 20 ° API, con una viscosidad aproximada de 32 cP @ 150°F y 105 cP @ 100°F.

2.4.1. Roca generadora

En el VMM se considera que la roca generadora de mayor potencial por sus altos contenidos de materia orgánica, espesor, potencial generador y calidad de Kerógeno es la Formación la Luna, seguida por la formación Tablazo y Pajay con menos potencial las Formaciones Simití, Umir y Rosablanca.

2.4.2. Roca transportadora y almacenadora

En el VMM, de acuerdo al volumen de hidrocarburos descubierto, las mayores acumulaciones corresponden a yacimientos de edad terciaria principalmente en la Formación Mugrosa, aunque se han encontrado también acumulaciones comerciales en el resto de la secuencia terciaria desde la Formación Lisama hasta la Formación Colorado, con algunos indicios de hidrocarburos inclusive en el Grupo Real.

2.4.3. Trampa

En el VMM se registra una historia de generación de eventos tectónicos que permitieron la formación de trampas que podrían haberse destruido o

preservado a través del tiempo geológico por eventos posteriores de hundimientos levantamientos de la cuenca.

Eventos Tectónicos principales formadores de trampas en el VMM:

- Durante el Jurasico Tardío y Cretáceo Tardío.
- Otro durante Maastrichtiano-Paleoceno Tardío.
- Desde el Mioceno al Pleistoceno, se desarrolló el evento conocido como Tectónica Andina.

Adicionalmente en la cuenca se han reconocido trampas de tipo estratigráfico, asociadas a canales o abanicos y otras asociadas a las discordancias [8]²⁸.

2.4.4. Sello

Las rocas de las unidades terciarias están en su mayoría conformadas por arenisca y en menor proporción de arcillolitas y limolitas, con variación lateral y vertical de facies, lo cual hace que no representen los mejores sellos. Sin embargo, el desarrollo de estos ambientes permitió el desarrollo de facies arcillosas importantes como ocurre en unidades como la Cira Shale y Esmeraldas como sellos regionales e intercalaciones menores que pueden constituir sellos locales.

2.5. GEOLOGÍA DEL CAMPO

El área de estudio se encuentra dentro de la cuenca intercordillerana del VMM, la cual es una depresión tectónica localizada entre las cordilleras Central y Oriental, basculada hacia el oriente, con tendencia homoclinal. Los sedimentos alcanzan un espesor de 8500 m.

En la cuenca se han reconocido tres secuencias mayores de depositación, una durante el Triásico-Jurásico depositada en ambientes continentales a

marginales durante una tectónica de bloques extensionales limitado por fallas subverticales [22]³⁰. La secuencia Cretáceo-paleoceno depositada en una cuenca de antearco a condiciones marinas de plataforma y por último la secuencia post-Eoceno-Medio depositada en ambientes continentales en una cuenca de antepaís hasta el mioceno medio e intramontana del momento.

2.5.1. Estratigrafía

La secuencia estratigráfica del VMM fue descrita por Morales, et al., (1958) y modificada por Etayo et al., (1958). La columna estratigráfica abarca edades desde el Jurásico Tardío hasta el presente (Ver Figura 3).

Pre-cretáceo



Formación Girón

La Formación Girón está constituida por una serie de cuarzoarenitas limpias de grano medio que gradan a cuarzo arenitas conglomeraticas y ocasionalmente presencia de Chert negro. Se presentan estratificación cruzada y capas lenticulares medias a gruesas, la selección es pobre, presencia de granos subredondeados, la matriz es arcillosa, con cemento síliceo. Ésta formación puede variar entre unos 0 a 4500 m, sin embargo el reportado en la sección del Río Lebrija es de 2.600 metros.

Cretácico



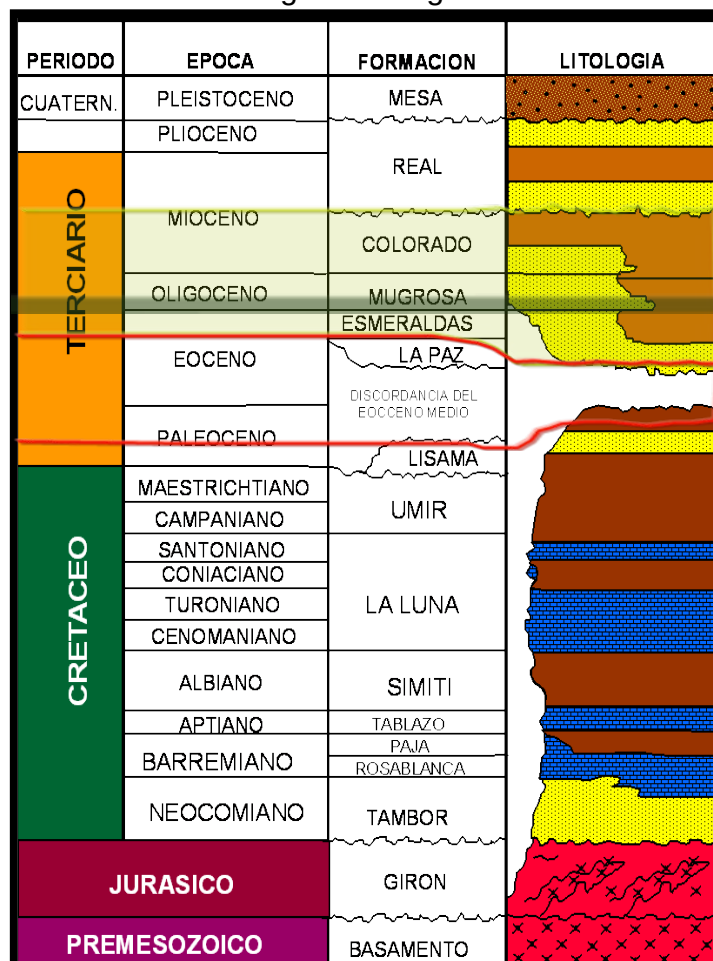
Formación Los Santos – Tambor (Valanginiano - Hauteriviano.)

La Formación Los Santos – Tambor en algunas zonas reposa de manera discordante sobre rocas del Jurásico donde se conocen afloramientos de la

³⁰ [22] RUBIANO, O.J., y REYES, J., 1996. Modelo estratigráfico y Estructural del Campo Tenerife, Valle Medio del Magdalena. ECOPETROL – ICP.

Formación Girón de conglomerado de 80 metros de espesor. En otros lugares como el Río Chucurí, la Formación Girón termina con unas arcillas rojas que presentan principalmente en la base intercalaciones delgadas de areniscas. Hacia la base de esta formación se encuentra un conjunto rudítico, suprayacido por un intervalo lutítico arenoso finalizando con un conjunto arenoso. Los ambientes de depositación corresponden a abanicos aluviales, ambientes estuarinos a maréales y ríos de baja sinuosidad en llanuras aluviales. Se reportan porosidades del 2.0% y permeabilidades de 0.08 mD. El espesor medido en el área de estudio alcanza los 620 metros, sin determinar su contacto infrayacente.

Figura 18. Columna estratigráfica Región Tenerife.



Fuente. Ecopetrol, 2010. [9]³¹

³¹ [9] Ecopetrol. Modelo estructural y atributos sísmicos Campo Tenerife. 2010.



Formación Rosa Blanca (Hauteriviano)

Está constituida por micritas a esparitas, algunos niveles lumaquelicos, lodolitas calcáreas, algunas arenitas lodosas calcáreas con gradación a niveles micriticos y niveles concrecionales. El ambiente descrito para esta formación es inframareal a supramareal. El espesor promedio es de 690 metros.



Formación Paja (Barremiano - Aptiano Inferior)

Hacia la base se presenta con intercalaciones de micritas, calizas lumaquelicas y lodolitas carbonosas. Hacia la parte media presenta intercalaciones de capas de calizas arenosas a arenitas calcáreas de grano fino. Hacia el tope presenta lodolitas carbonosas levemente limosas, algo calcáreas, síliceas, intercalaciones de micritas. Se depositó en ambientes marinos someros, intermareal a supramareal. Su espesor en el área varía entre 230 a 560 metros.



Formación Tablazo (Aptiano Superior_Albiano)

Hacia la base está constituida por micritas lodosas, en la parte media por calizas arenosas intercaladas con niveles muy gruesos de calizas lumaquelicas. Al tope intercalaciones de niveles macizos de micritas, shales negros calcáreos. Presenta un espesor que varía entre 225 y 540 metros.



Formación Simití (Albiano inferior a medio)

Consta de una serie de shales negros carbonosos, lodolitas calcáreas ricas en materia orgánica, dentro de estas, algunas veces se presentan manifestaciones de hidrocarburo líquido. Se depositó en un ambiente marino somero. El espesor puede variar entre 550 y 650 metros.



Formación La Luna (Cenomaniano – Santoniano)

Esta formación está constituida por micritas, niveles concrecionales y de chert negro a marrón, capas macizas, tabulares con laminación fina y contactos netos. El espesor en el área varía entre 450 y 595 metros, con mayor espesor hacia la parte media del área.



Formación Umir (Campaniano a Maestrichtiano-Daniano)

Consta de base a techo por cuarzoarenitas de grano fino de color grises, lodolitas limoarenosas de colores grises, mantos de carbón bituminoso a subbituminoso. Adicionalmente se presentan intercalaciones de cuarzoarenitas de grano medio a grueso y lodolitas carbonosas. Esta unidad puede alcanzar unos 1300 metros de espesor.

Terciario

Los sedimentos del terciario predominantemente de origen continental fueron depositados en una cuenca de antepaís (DENG & COVEY, 1993 y COOPER et al., 1995), finalmente y hasta la actualidad en una cuenca intermontana como parte de un cinturón deformado producto del levantamiento de las Cordilleras Central y Oriental, como respuesta a las colisiones de la Cordillera Occidental y el Arco de Panamá con el occidente y noroccidente de Colombia (BARRERO, 1979, DENG & COVEY, 1993; COOPER et al., 1995).

Las rocas del Terciario corresponden al intervalo Paleoceno al reciente. Las rocas del Paleoceno en el VMM corresponden a la denominada Formación Lisama la cual representa el cambio de condiciones marinas de la Formación Umir a deltaicas de la Formación Lisama y está representada por una secuencia de lodolitas y areniscas de grano fino a medio.

El Terciario en el campo Tenerife abarca unidades desde Paleoceno al reciente que de base a techo corresponden a las Formaciones Esmeraldas (Unidad E),

La paz (Unidad D), Mugrosa (Unidades B y C), Colorado (Unidad A), Grupo Real y Grupo Mesa.

Formación La Paz.

La Formación La Paz está constituida por areniscas de grano grueso y conglomeráticas depositadas en sistemas fluviales trenzados [23] a meandricos de baja sinuosidad. Las áreas fuente para la Formación la Paz fueron la Cordillera Central, el paleo-macizo de Santander y el paleo-alto de Sogamoso.

Formación Esmeraldas

La Formación Esmeraldas se encuentra suprayaciendo la Formación la Paz y abarca la mayor parte del Eoceno tardío, el espesor de esta unidad puede alcanzar unos 1500 pies. Litológicamente está constituida por espesos intervalos de lodolitas y limolitas oscuras con delgados mantos de carbón depositados en ríos meandricos [21].

Formación Mugrosa

La Formación Mugrosa de edad Oligoceno a Mioceno Inferior, tiene un espesor que varía desde 1900' a 2400', está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meandricos [21]. Su tope está marcado por un nivel arcilloso rico en fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el "Horizonte fosilífero de Mugrosa".

Formación Colorado

La Formación Colorado de edad Inferior a Mioceno Medio, presenta un espesor de hasta 3200' en el sector de los pozos Sogamoso-1 y El Dorado-1. Está

constituido por una serie de lodolitas masivas con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso.

Las Formaciones Esmeraldas, Mugrosa y colorado nombradas anteriormente constituyen las principales rocas almacenadores de hidrocarburos en el Valle Medio del Magdalena, que han sido probados en diferentes campos a través de la cuenca.



Formación Real

La Formación Real fue depositada durante el Mioceno Medio a Superior y está constituida principalmente por conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas depositados en ambientes continentales.

2.6. SÍSMICA DISPONIBLE

La Tabla 3, muestra la relación de las líneas sísmicas que se utilizaron en la interpretación estructural del campo Tenerife [8].

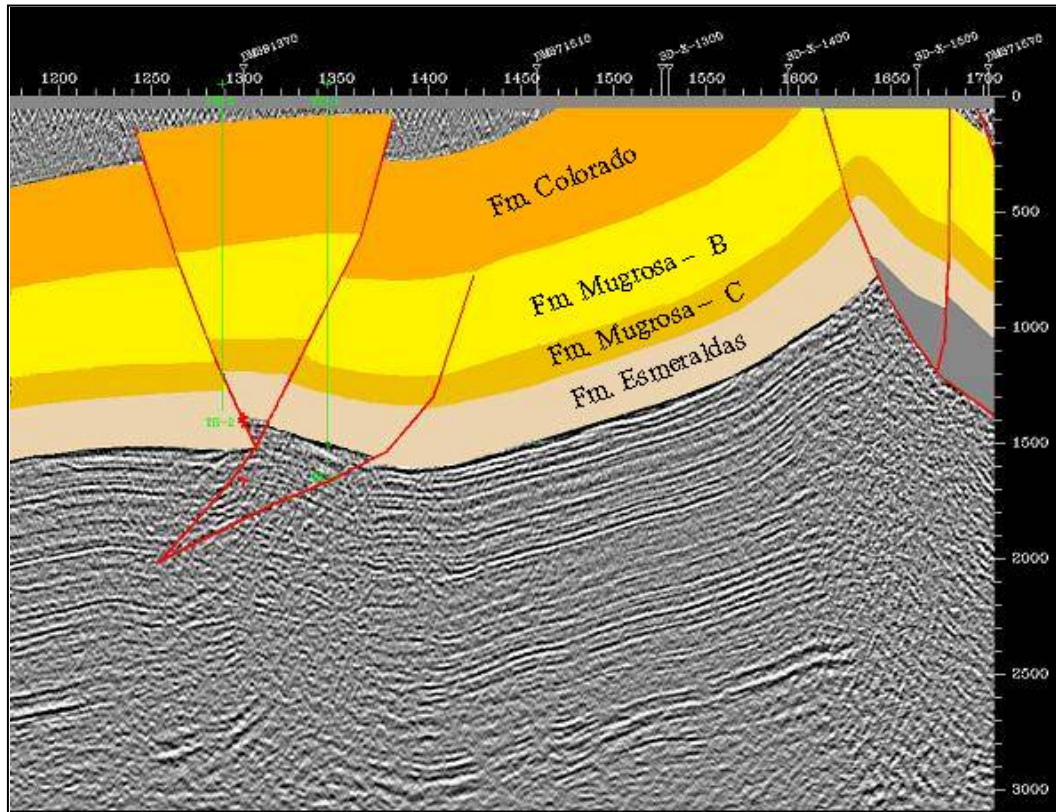
Tabla 3. Líneas sísmicas para el campo Tenerife.

Programa	Línea Sísmica
DE MARES-89	DM-1989-1495
DE MARES-89	DM-1989-1370
DE MARES-89	DM-1989-1440
DE MARES-87	DM-1987-1510
DE MARES-87	DM-1987-1420
DE MARES-87	DM-1987-1470 E
DE MARES-87	DM-1987-1630

Fuente. Ecopetrol, 2003. [8]³²

³² [8] Ecopetrol. Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Tenerife. 2003.

Figura 19. Interpretación de la línea sísmica DM871470E.



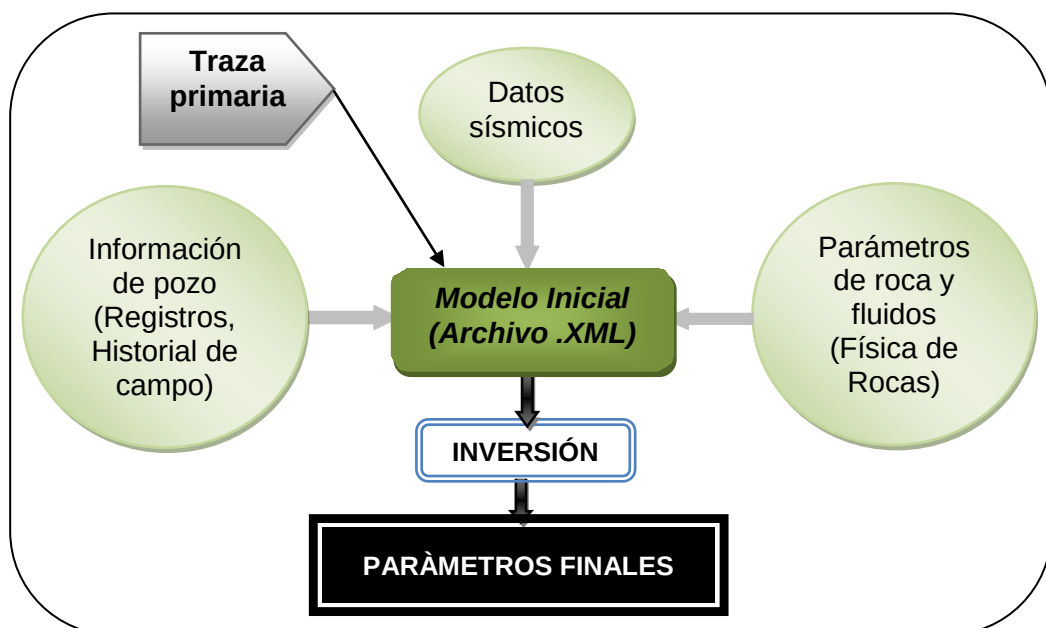
Fuente. Ecopetrol, 2003. [9]²⁷

La Figura 20, muestra el comportamiento estructural del campo, como tienden las formaciones a subir rápidamente hacia el campo Infantas, logrando las formaciones Colorado y Mugrosa B aflorar. También se observa la ubicación de los pozos Tenerife-1 a la derecha y Tenerife-2 a la izquierda perforando las cuñas estratigráficas formadas por las fallas, que forman las trampas del campo Tenerife.

3. MARCO METODOLÓGICO

La metodología de interpretación sísmica que se desarrolla en el presente libro permite obtener los principales parámetros que caracterizan la roca mediante la integración de técnicas estocásticas basadas en el análisis estadístico de los parámetros que caracterizan el reservorio. La metodología utiliza datos sísmicos (velocidad, impedancia, amplitud), registros de pozo (gamma ray, densidad, y resistividad, entre otros) y relaciones de física de rocas (litología, porosidad, permeabilidad, fluido de poro y net to gross) para predecir características y posibles saturaciones de fluidos en la roca, reduciendo en gran medida el nivel de incertidumbre que siempre afecta las interpretaciones. La-Figura 20 resume el esquema general de trabajo.

Figura 20. Esquema general del desarrollo de la metodología.



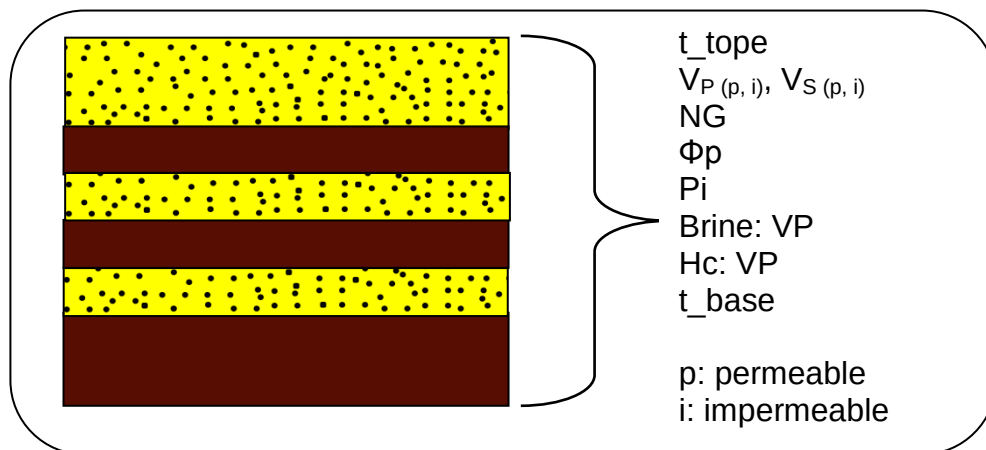
Fuente. El autor

3.1. MODELO INICIAL

El Modelo Inicial de capas empleado es de tipo estadístico ya que los parámetros que se incluyen obedecen a una distribución Gaussiana.

El Modelo consiste de N capas definidas por el tiempo t_i del tope de cada capa y el tiempo de la base t_{base} de la última capa a modelar. Cada capa es modelada como una mezcla de dos tipos de roca, un miembro permeable (arena o carbonato) y un miembro impermeable (shale o mudstone).

Figura 21. Modelo de N capas y parámetros que lo caracterizan.



Fuente. El autor

La Figura 21 muestra el modelo de capas con su parametrización indicando las propiedades que definen cada tipo de “miembro”.

Propiedades que definen el miembro permeable:

- Velocidad de la onda P: V_{Pp}
- Velocidad de la onda S: V_{Sp}
- Porosidad: Φ_p
- Relación Net to Gross: NG

Los miembros permeables son susceptibles a sustitución de fluidos por lo que se requiere información acerca de las propiedades del grano de la matriz, saturaciones, densidades y velocidades de la onda P de los fluidos de sustitución.

Propiedades que definen el miembro impermeable:

- Velocidad de la onda P: V_{Pi}
- Velocidad de la onda S: V_{Si}
- Densidad: ρ_i
- Relación Net to Gross: $NG=0$

Las propiedades de la roca son controladas en general por curvas que dependen principalmente de la profundidad pero también de la Velocidad de Intervalo de Baja Frecuencia (LFIV) el cual es derivado de la migración de los datos sísmicos. Estas curvas representadas por las Ecuaciones 38, 39, 40, 41 se estudian en la Sección 3.2. Se debe tener en cuenta que las propiedades de los granos son conocidas pero la saturación de fluidos, densidades y velocidades pueden formar parte del modelo estadístico, por esta razón se incluyen como curvas de restricciones con su respectiva desviación estándar.

3.2. PROPIEDADES DE LA ROCA.

3.2.1. Net-to-gross

El Net to Gross dentro de la metodología se define como la relación espesor neto a espesor bruto aplicado a las capas permeables. En otras palabras, es la cantidad de arena neta (sin lodo) presente en la capa de arena. La Distribución a Priori es tomada como $N(NG, \sigma_{NG}^2)$ entre $[0,1]$. La media y la desviación estándar son datos de geoestadística.

3.2.2. Curvas de tendencias

A partir de la información de los registros, de los pozos perforados que describen el comportamiento de la región a invertir, se genera una serie de regresiones que relacionan las propiedades acústicas de la roca (VP, VS, ρ). Para los miembros permeables se usa porosidad en lugar de densidad [15]³³.

$$\phi = (A_\phi + B_\phi V_p) \pm \sigma_\phi \quad (38)$$

$$V_s = (A_{V_s} + B_{V_s} V_p) \pm \sigma_{V_s} \quad (39)$$

$$V_p = (A_{V_p} + B_{V_p} d + C_{V_p} \text{LFVI}) \pm \sigma_{V_p} \quad (40)$$

$$\rho = (A_\rho V_p^{B_\rho}) \pm \sigma_\rho \quad (41)$$

El valor típico de B_ρ es de 0.25 [15]³².

El término σ hace referencia a la varianza de cada regresión las cuales obedecen a una distribución Gaussiana.

Los factores que describen cada restricción, y que pertenecen a la información a priori requerida, pueden tomarse de manera constante, sujetos a ciertas variaciones, en función de obtener un error mínimo entre los parámetros estimados con la inversión y los datos reales de subsuelo.

3.2.3. Creencias a priori acerca de la presencia de hidrocarburos

La presencia de cualquier tipo de hidrocarburo debe ser asumida como conocida a partir de datos, diferentes a la sísmica, tal como datos de presión y registros resistivos.

³³ [15] GUNNING, James and GLINSKY, Michael. "Delivery: an open-source model-based Bayesian seismic inversion program", 2004.

A la hora de modelar las capas permeables se debe tener en cuenta que por la comunicación hidráulica entre ellas se debe definir un criterio de “ordenamiento de fluidos” atendiendo a una distribución según su densidad [15]³².

El algoritmo utilizado emplea el siguiente ordenamiento:

- *Ninguno*: cualquier fluido presente en cualquier capa permeable.
- *Parcial*: Los fluidos se ordenan en capas adyacentes por su densidad.
- *Total*: los fluidos son ordenados por su densidad en el modelo, sin importar la presencia de capas impermeables en medio de las capas permeables.

El ordenamiento por defecto es el siguiente: salmuera, baja-saturación de gas (saturación residual debido a la migración de hidrocarburos), petróleo y gas (b, l, p, g).

3.3. CÁLCULO DE LA SÍSMICA SINTÉTICA Y SU FUNCIÓN DE PROBABILIDAD

El cálculo de la sísmica es un modelo convolucional que trata las capas como unidades isótropas y homogéneas con propiedades efectivas calculadas a partir de la substitución de fluidos de Gassman en rocas permeables y Promedio de Backus en rocas impermeables.

La convolución se realiza entre la ondícula (w), la sísmica observada y el ruido asociado a la misma. También se pueden utilizar las reflectividades (R) calculadas a partir de las propiedades efectivas entre las capas dadas en el modelo inicial.

$$S_{syn} = w * R$$

La función de probabilidad asociada a la sísmica sintética se calcula a partir de la diferencia entre los datos sísmicos reales y los datos sintéticos creados a partir del modelo inicial de capas. La expresión que define dicha función viene dada por:

$$L_{sismica} = \exp \left[-f_{error} \sum_{\substack{\text{puntos del} \\ \text{muestreo} \\ \text{del error}}} \frac{(S_{sintetica} - S)^2}{2\sigma_s^2} \right] \quad (42)$$

Los puntos del muestreo del error son calculados a partir de los rangos de tiempo del modelo de capas y a la ondícula respectiva de cada apilado.

3.3.1. Restricción de espesores

Los espesores de las capas del modelo inicial, estimados de los registros de pozo y empleados para realizar la inversión, vienen restringidos por la siguiente expresión:

$$L_{espesores} = \exp \left[-\sum_j \frac{(v_{j,eff}(t_j - t_{j-1}) - \Delta Z_j)^2}{2\sigma_{\Delta Z_j}^2} \right] \quad (43)$$

Donde j denota las capas del modelo en las que se adiciona la restricción y el término ΔZ_j representa los espesores obtenidos por evaluaciones petrofísicas y el término $v_{j,eff}(t_j - t_{j-1})$ especifica el espesor calculado con la velocidad que se obtiene de la inversión.

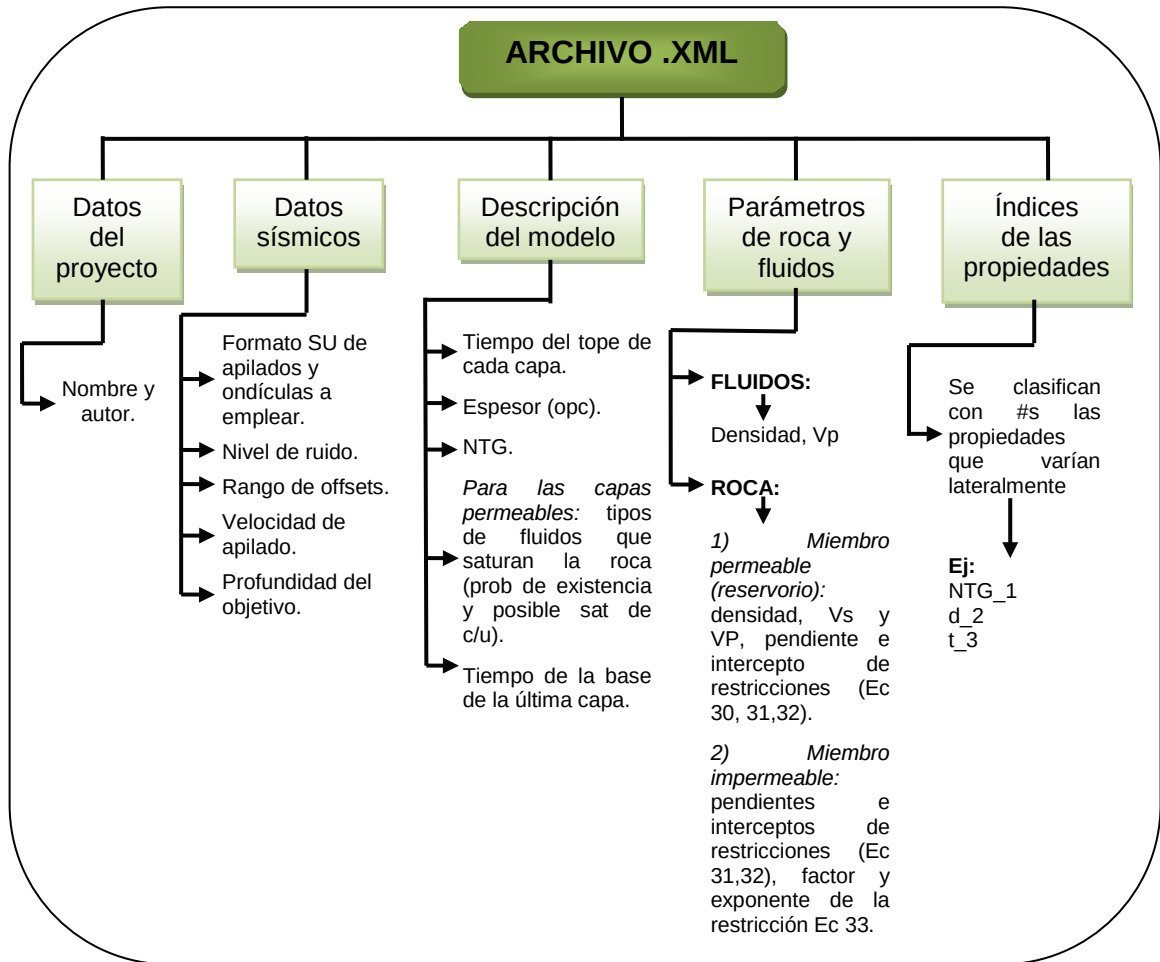
El término $\sigma_{\Delta Z_j}^2$ es el intervalo de error de los espesores invertidos con los espesores sacados de las evaluaciones petrofísicas.

3.4. DATOS REQUERIDOS

Los datos requeridos para realizar la inversión están especificados en un archivo de extensión .XML el cual a su vez tiene varias secciones como se explica en la Figura 22. En esta figura vemos como la inversión requiere datos extraídos de la sísmica, de relaciones de la física de rocas, de registros de

pozo y conocimientos de tipo geológico de la zona con el fin principal de describir las capas y armar el modelo inicial.

Figura 22. Cuadro resumen con los datos requeridos en el archivo .XML.



Fuente. El autor

3.4.1. Traza primaria

La traza primaria es un archivo en formato SU (Seismic Unix) en el cual se tienen n capas y se definen m propiedades que varían lateralmente.

Traza: $(n \cdot m + 1)$ muestras

PROPIEDAD k en la CAPA i: nuevo valor dado por: $(i + (k-1) \cdot n)$

Ejemplo: el modelo inicial consta de 3 capas y se definen las propiedades d (profundidad), t (tiempo) y Net to Gross (NG) que varían lateralmente. Así los índices de las propiedades deben estar definidos como: d_1, NG_2 y t_3, el tiempo siempre en el último bloque [11]. De esta manera:

Traza: [(n*m)+1] muestras → 10 muestras

Traza Primaria
d_1
d_2
d_3
NG_1
NG_2
NG_3
t_1
t_2
t_3
t base

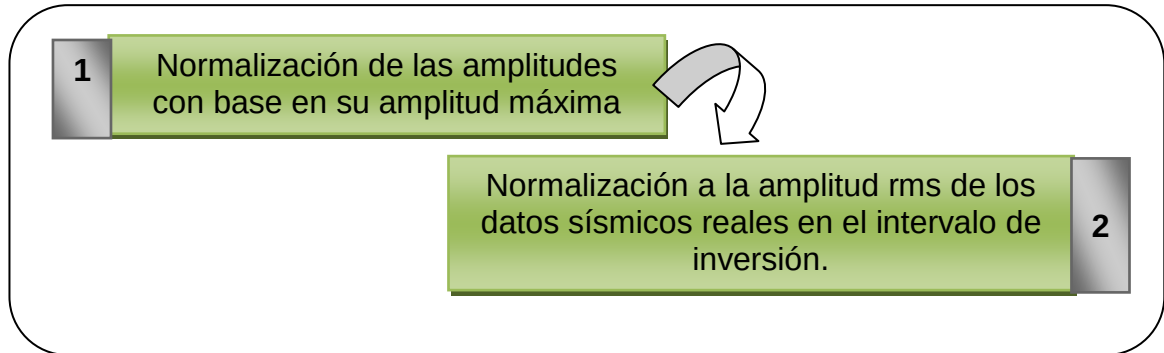
Dentro del desarrollo de la metodología se llevo a cabo un procedimiento importante por medio del cual se ecualizaron las ondículas a emplear.

3.4.2. Ecualización de las ondículas

Con el fin de ajustar las amplitudes de las ondículas a los datos sísmicos reales se realizó la ecualización de las mismas con base en el criterio de que el orden de amplitud del sismograma sintético inicial, creado a partir de la información a priori, fuese similar al orden de magnitud de las trazas sísmicas reales.

El procedimiento a seguir fue el siguiente:

Figura 23. Procedimiento para Ecuilizar las ondículas.



Fuente. El autor

La amplitud rms se estimó por medio de la ecuación:

$$A_{rms} = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N A_i^2 \right]^{1/2} \quad (44)$$

3.5. INVERSIÓN DE LOS DATOS

La inversión se realizó con base en un algoritmo que invierte traza por traza [15]³⁴. El software supone trazas independientes haciendo del proceso un evento paralelizable.

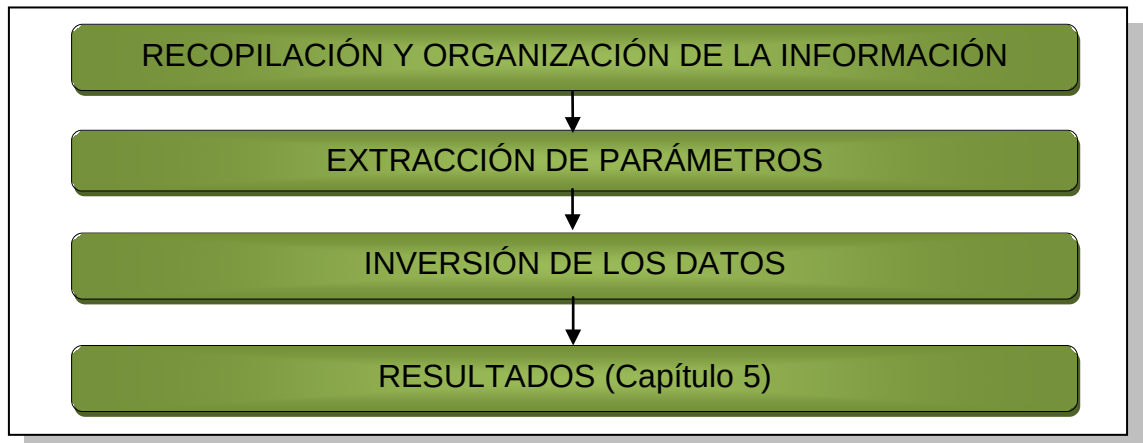
El algoritmo opera en un ambiente informático donde una traza sísmica local (usualmente post-apilado) en formato SU (Seismic Unix) es enlazado en una rutina con el modelo inicial, también en formato SU y los parámetros descritos en el numeral 3.4. Los datos de salida son los parámetros que caracterizan el reservorio descritos como distribuciones escogidas de realizaciones estocásticas.

³⁴ [15] GUNNING, James and GLINSKY, Michael. "Delivery: an open-source model-based Bayesian seismic inversion program", 2004.

4. APLICACIÓN A CAMPO TENERIFE

La metodología descrita se aplicó a un área de interés del Valle Medio del Magdalena como se describió anteriormente, Campo Tenerife. El proceso que se llevó a cabo fue el siguiente:

Figura 24. Proceso llevado a cabo en la aplicación de la metodología a Campo Tenerife.



Fuente. El autor

4.1. RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Durante la recopilación de la Información se tuvo en cuenta, para su selección, la disponibilidad de la misma y su utilidad para llevar a cabo la Inversión. De esta manera, se contó con información de registros de pozo, sísmica, historial del campo, geología de la zona y relaciones de la física de rocas.

4.1.1. Registros de pozo

Para la realización del estudio se contó con los registros correspondientes a los pozos Tenerife-1 y Tenerife-2. Las figuras 25 y 26 corresponden a los registros Gamma Ray, Densidad, Velocidades de la onda P y S, porosidad, saturación

de agua, salinidad y Potencial Espontáneo principalmente, para cada pozo. La formación de interés pertenece a la Formación Mugrosa. Para el pozo Tenerife-1 la zona utilizada para llevar a cabo la inversión va de los 5970 ft (1280.89 ms) a los 7090ft (1512.54 ms). Igualmente para el pozo Tenerife 2 dicha zona va de los 6430 ft (1360.5 ms) a los 7500 ft (1532.13 ms).

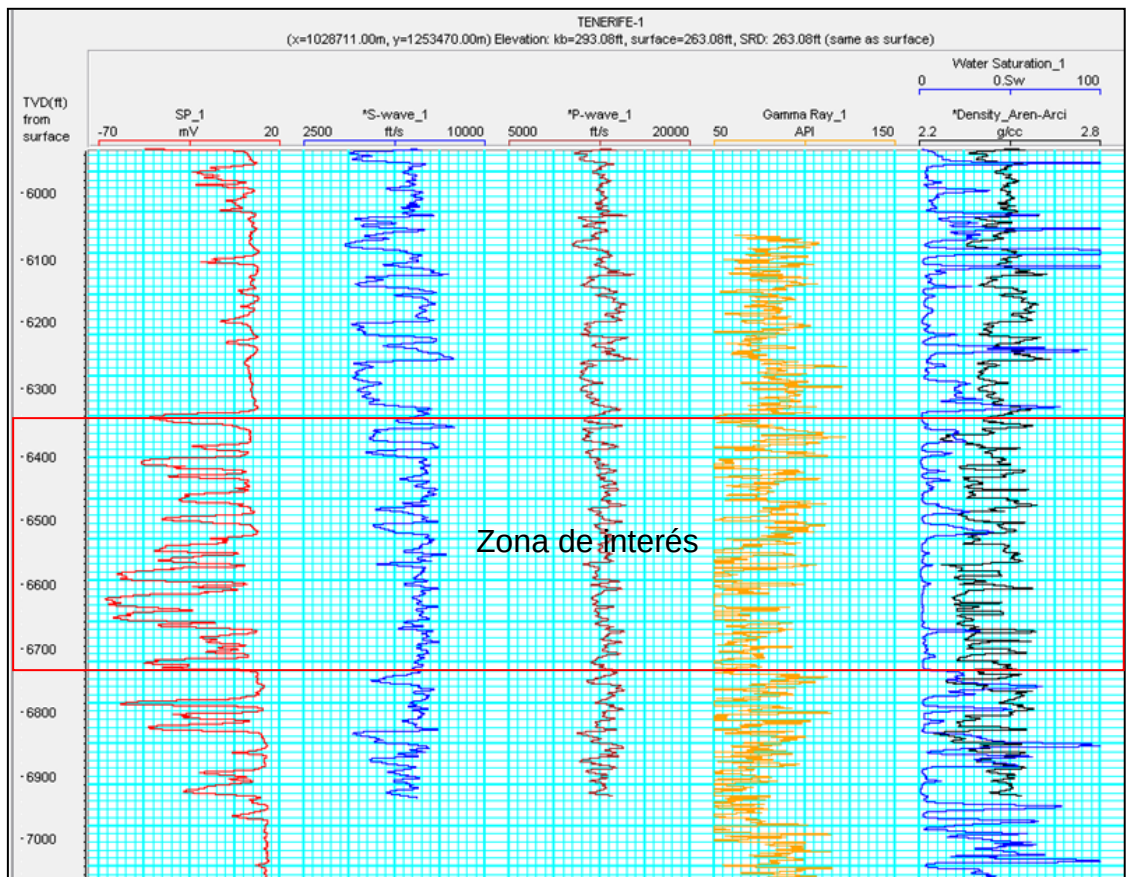
La estimación de las propiedades que caracterizan inicialmente la roca y que define la información preliminar incluida en el modelo se realizó con base en los siguientes registros:

- **Registro SP:** el registro de potencial espontáneo mide la diferencia de potencial entre los potenciales eléctricos de un electrodo móvil en el pozo y un electrodo fijo en la superficie. La curva del registro SP se muestra como una línea casi recta en la zona de arcillas y en zonas permeables se muestran ciertas deflexiones que alcanzan a formar la línea base para las arenas. Por lo anterior, la litología de la zona de interés se definió con base en este registro.
- **Registro Sw:** El registro de saturación de agua mide la cantidad de agua que satura la roca y se crea a partir de un registro resistivo tomado directamente en el pozo, el cuál detecta el agua presente en la roca debido a la resistividad medible de la misma. A partir de este registro se genera el dato de saturación de aceite de la roca.
- **Registro V_P y V_S :** Los registros de las velocidades P y S se extraen a partir del registro sísmico el cual mide el tiempo de tránsito en microsegundos que tarda la onda acústica en viajar a través de un pie de formación, de esta manera, el inverso de este dato pertenece a la velocidad de las ondas P y S.

- **Registro Porosidad:** El registro de porosidad se obtuvo a partir del registro sínico, corrido directamente en el pozo, por medio de la ecuación de Wyllie que relaciona el tiempo de tránsito con y la porosidad.
- **Generación del Registro de densidad:** los pozos de Tenerife no contaban con registro de densidad por lo que este fue creado a partir del registro de velocidad de la onda P por medio del uso de las ecuaciones establecidas por Gardner las cuales relacionan la densidad con la velocidad de la onda P aplicadas a diferentes litologías.

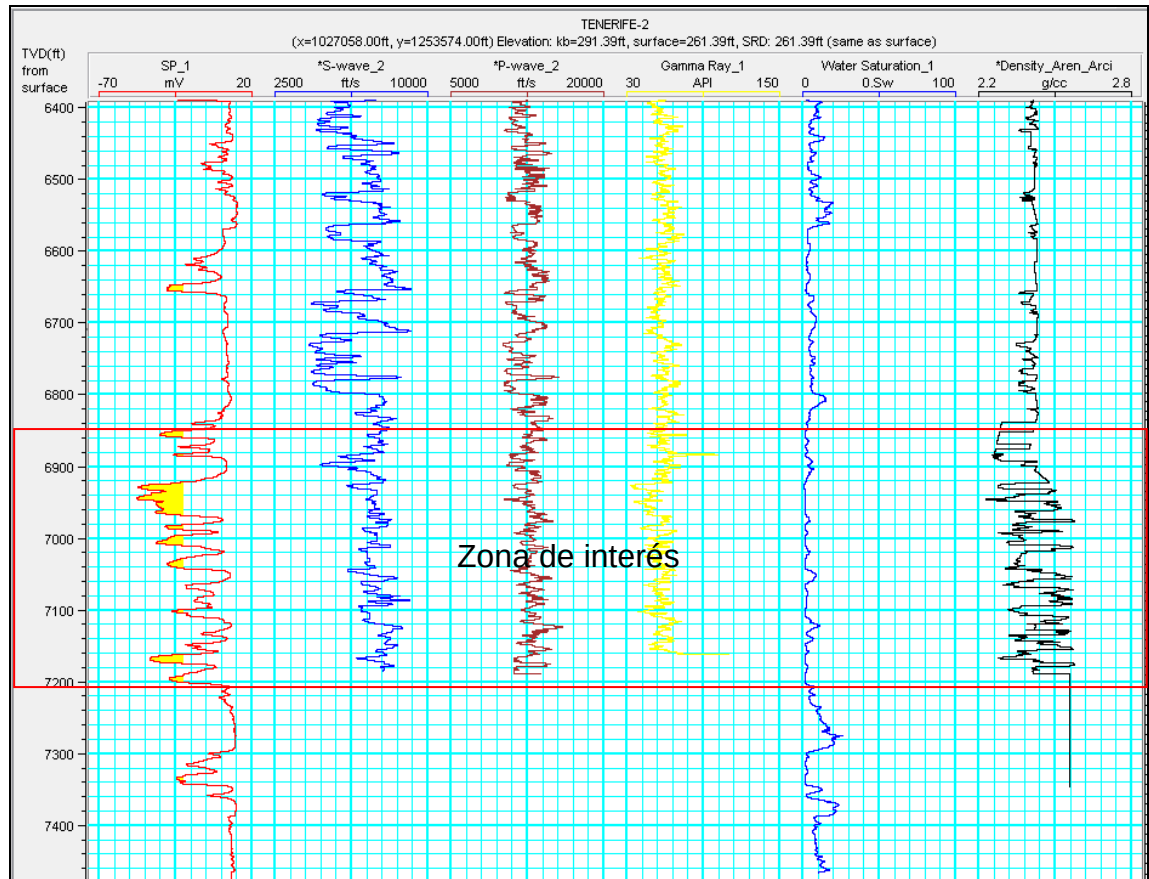
Con el análisis preliminar de los registros se concluye que la litología existente es una intercalación de arenas y arcillas. A lo largo de la formación de interés la litología es una arena muy sucia o con alto contenido de arcilla.

Figura 25. Registros de pozo y zona de interés Pozo Tenerife-1.



Fuente. El autor

Figura 26. Registros de pozo y zona de interés Pozo Tenerife-2.



Fuente. El autor

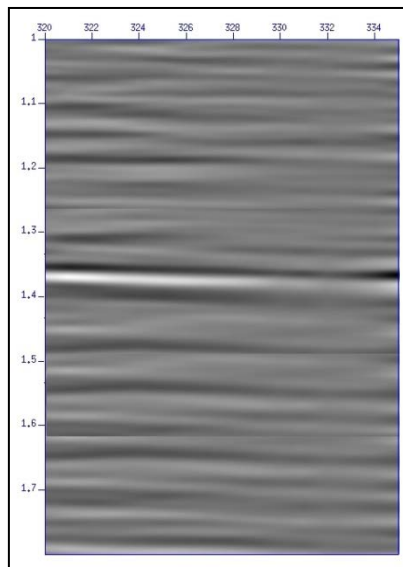
4.1.2. Información Sísmica

El Campo Tenerife cuenta con una adquisición sísmica 3D corrida en el año 2009 con el fin de definir los paleo canales y la litología presente en la formación Mugrosa.

En cuanto a la información sísmica se contó con Apilados por ángulo cercano (10° - 18°) para cada pozo y la ondícula respectiva que pertenece a cada apilado. Información escogida atendiendo las necesidades del software de inversión. Las Figuras 27 a la 29 muestran la información sísmica recopilada. Dicha información fue extraída del cubo sísmico general discriminando el Inline donde se encuentra cada pozo y la zona de interés para la realización de la inversión.

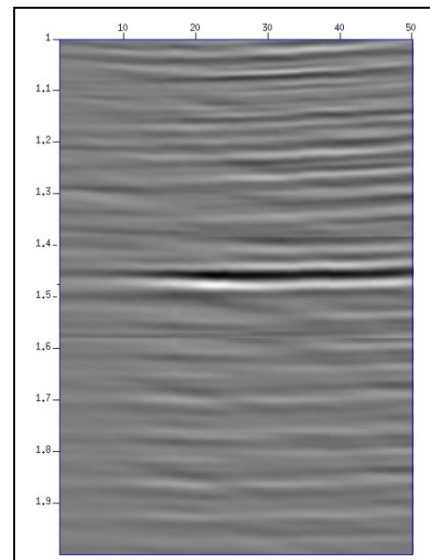
Las ondículas empleadas fueron ecualizadas por su amplitud máxima y la amplitud rms de las trazas sísmicas correspondientes. Ver procedimiento en la Sección 3.4.2.

Figura 27. Apilado cercano Pozo Tenerife-1.



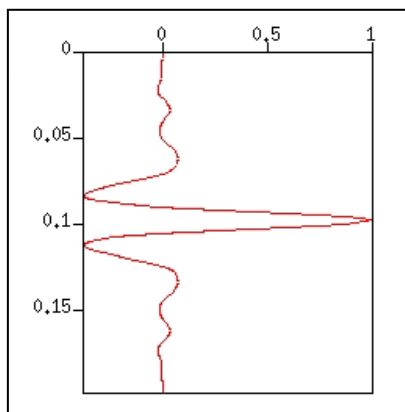
Fuente. El autor

Figura 28. Apilado cercano Pozo Tenerife-2.

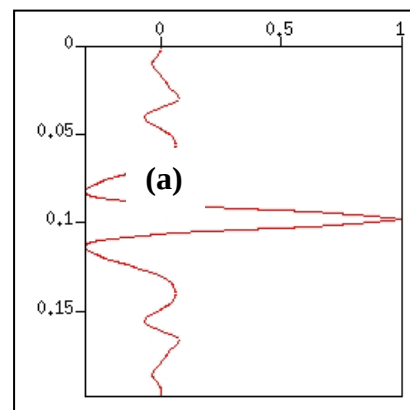


Fuente. El autor

Figura 29. Ondícula cercana (a) Pozo Tenerife 1 (b) Pozo Tenerife-2.



Fuente. El autor



4.1.3. Relaciones de la Física de Rocas

Las relaciones de la física de rocas se establecieron con base en ecuaciones que relacionan los parámetros que describen la roca según requiere el algoritmo de inversión. La información se extrajo de los registros de pozo y conocimientos geológicos de la zona y se resume en los modelos iniciales y las curvas de restricciones de la sección 4.2.

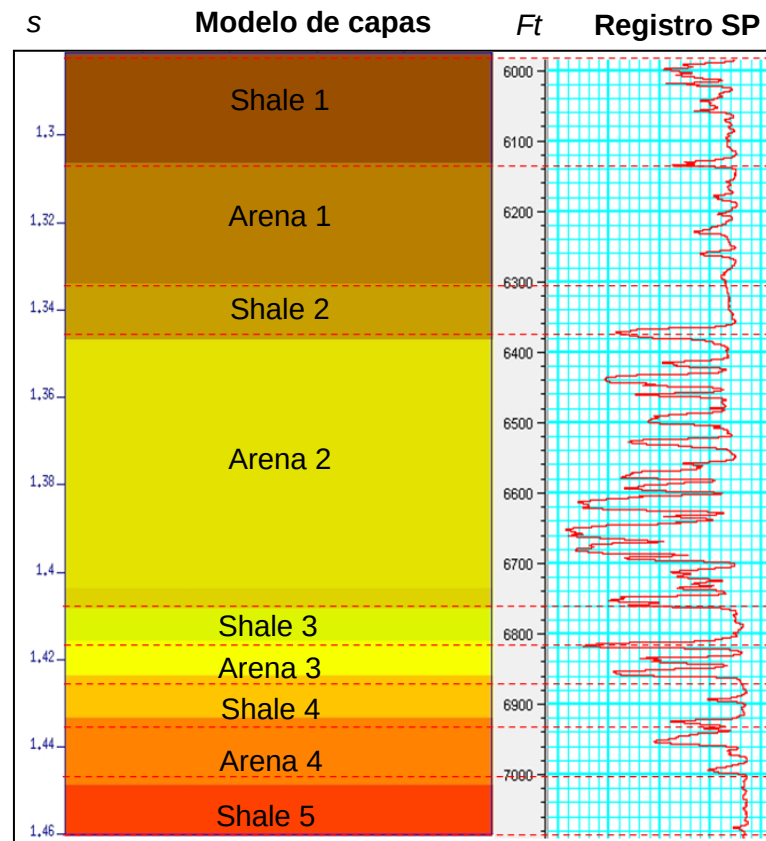
4.2. EXTRACCIÓN DE PARÁMETROS

4.2.1. Modelo inicial pozo Tenerife-1

El modelo para el pozo Tenerife-1 se presenta como un esquema en la figura 30. El modelo de capas es una intercalación entre arcilla y arena. La discriminación de las litologías tipo se realizó con base en el registro SP el cual muestra una marcada tendencia hacia el lado izquierdo (valores pequeños) en formaciones de arena y hacia el lado derecho (valores altos) en formaciones arcillosas. Teniendo en cuenta que las capas permeables del modelo no son del todo arenas limpias se debe definir para cada una de ellas un valor de Net-to-gross o relación de espesor neto-bruto con el fin de no sobrestimar su capacidad para alojar hidrocarburos. Las capas impermeables, en nuestro caso, shale, se asigna un valor de $NG=0$.

La Tabla 4 describe las principales propiedades del modelo de capas para el Pozo Tenerife 1.

Figura 30. Esquema del modelo de capas del pozo Tenerife 1.



Fuente. El autor

Tabla 4. Principales propiedades que describen el modelo inicial para el pozo Tenerife 1.

Pozo Tenerife 1				
Capa	Profundidad (ft)	Tiempo tope-cap (ms)	Espesor (ft)	NG
Shale 1	5970	1280.89	155	0
Arena 1	6125	1306.39	165	0.0412
Shale 2	6290	1333.56	80	0
Arena 2	6370	1346.80	390	0.3483
Shale 3	6760	1408.12	50	0
Arena 3	6810	1415.98	50	0.3678
Shale 4	6860	1423.86	60	0
Arena 4	6920	1433.17	100	0.136
Shale 5	7020	1448.69	70	0
Base	7090	1459.55		

Fuente. El autor

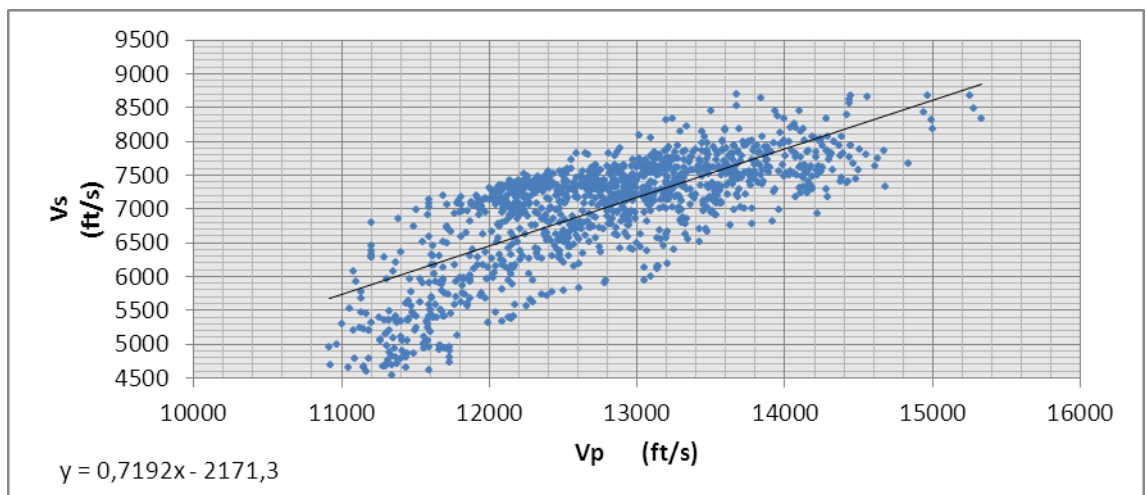
4.2.2. Curvas de restricciones Tenerife 1.

Las curvas de restricciones forman parte del modelo inicial y se determinaron a partir de los gráficos cruzados que se muestran en las figuras posteriores con base en las Ecuaciones 38, 39, 40 y 41 que indican las restricciones del modelo.

Para el pozo Tenerife 1, los gráficos cruzados utilizados para la extracción de los parámetros, consignados en la Tabla 6, que caracterizan sus capas de arena se muestran de la Figura 32 a la Figura 34.

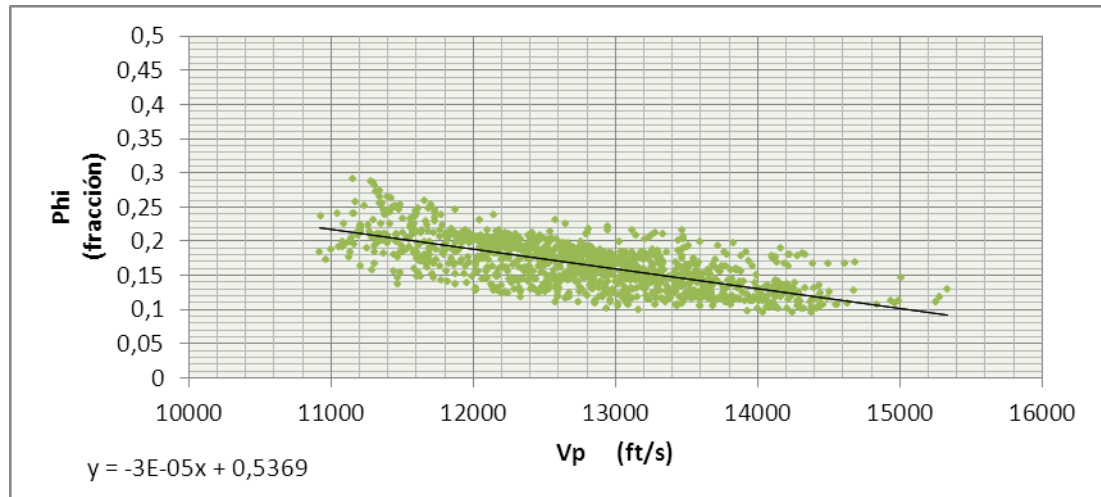
Se estimó cada grupo de restricciones discriminando las capas de arena y de arcilla con el fin de ingresar datos específicos para cada litología en el archivo de entrada extensión .XML que describe el modelo inicial.

Figura 31. Gráfico cruzado V_S vs V_P para las arenas en el pozo Tenerife 1.



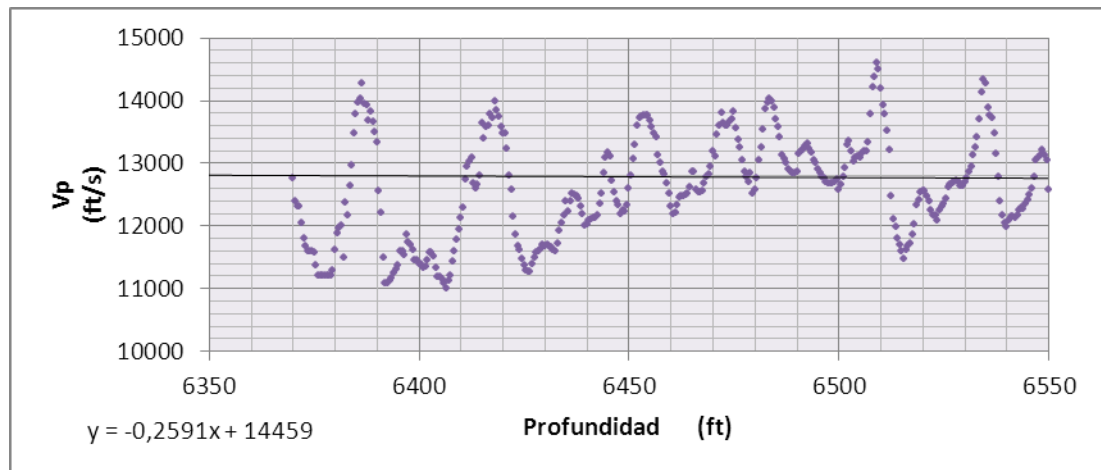
Fuente. El autor

Figura 32. Gráfico cruzado Phi vs V_p para las arenas en el pozo Tenerife 1.



Fuente. El autor

Figura 33. Gráfico cruzado V_p vs Profundidad de las Arenas en Tenerife 1.



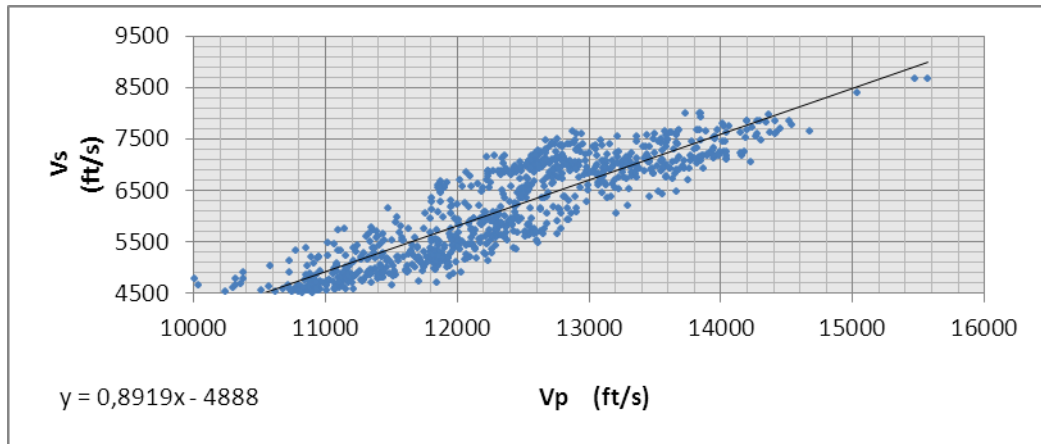
Fuente. El autor

Tabla 5. Restricciones para las arenas en el pozo Tenerife 1.

RESTRICCIONES ARENAS T1					
Curva	Pendiente	Intercepto	Factor	Exponente	Varianza
Vs vs V_p	0.7192	-2171.3	/	/	799.540384
Φ vs V_p	-3.00E-05	0.5369	/	/	0.03462085
V_p vs Profundidad	-0.2591	14459	/	/	826.070211

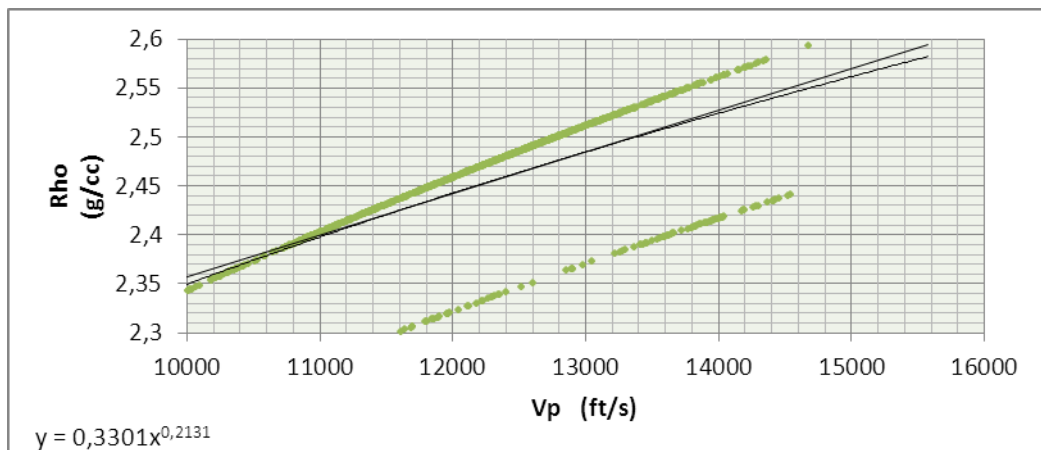
Fuente. El autor

Figura 34. Gráfico cruzado V_S vs V_P para las Arcillas en el pozo Tenerife 1.



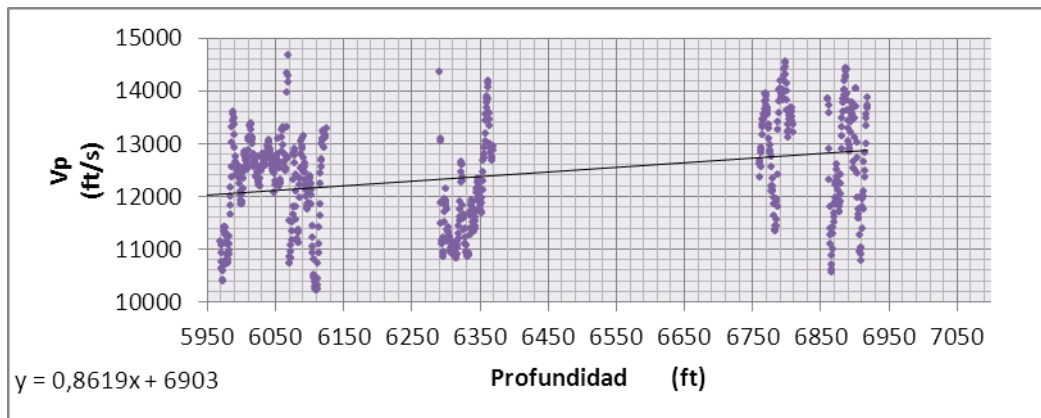
Fuente. El autor

Figura 35. Gráfico cruzado Rho vs V_P para las Arcillas en el pozo Tenerife 1.



Fuente. El autor

Figura 36. Gráfico cruzado V_P vs Profundidad en Arcillas del pozo Tenerife 1.



Fuente. El autor

Tabla 6. Restricciones para las arcillas en el pozo Tenerife 1.

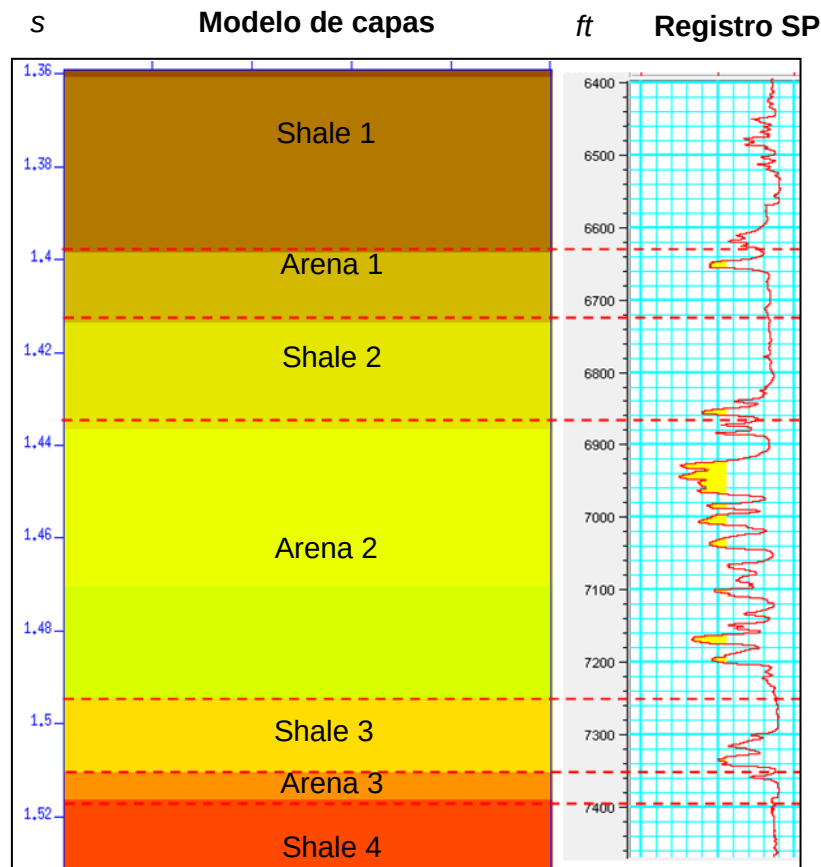
RESTRICCIONES ARCILLAS T1					
Curva	Pendiente	Intercepto	Factor	Exponente	Varianza
Vs vs Vp	0.8919	-4888	/	/	1030.14689
ρ vs Vp	/	/	0.3301	0.2131	0.0635451
Vp vs Profundidad	0.8619	6903	/	/	1042.34604

Fuente. El autor

4.2.3. Modelo inicial en el pozo Tenerife-2

El modelo inicial utilizado en el pozo Tenerife-2 se muestra en la Figura 37. El cual presenta, como en el Pozo Tenerife 1, una intercalación entre un miembro permeable (arena) y un miembro impermeable (shale). Las propiedades que caracterizan el modelo inicial en el pozo Tenerife 2 se describen en la Tabla 7.

Figura 37. Esquema del modelo de capas del pozo Tenerife 2.



Fuente. El autor

Tabla 7. Principales propiedades que describen el modelo inicial para el pozo Tenerife 2.

Pozo Tenerife 2				
Capa	Profundidad (ft)	Tiempo tope-capa (ms)	Espesor (ft)	NG
Shale 1	6430	1360,50	200	0
Arena 1	6630	1398,30	85	0.19501
Shale 2	6715	1413,57	153	0
Arena 2	6868	1436,55	382	0.9777
Shale 3	7250	1494,88	105	0
Arena 3	7355	1510,54	43	0.9591
Shale 4	7398	1516,94	102	0
Base	7500	1532,13		

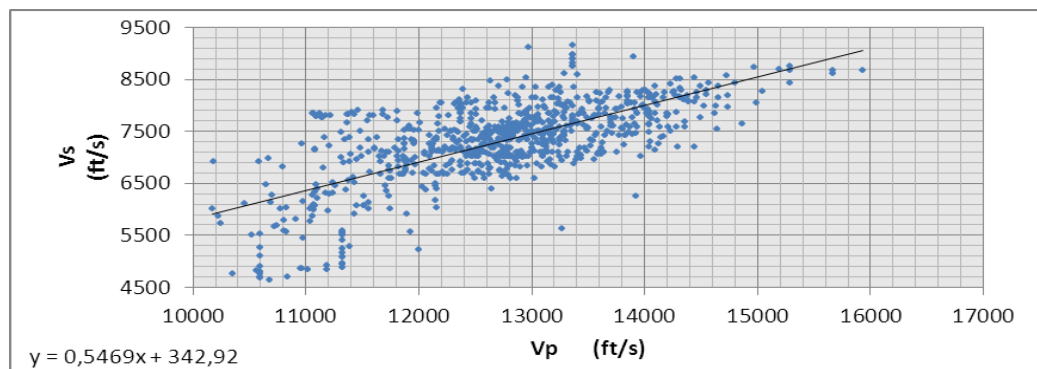
Fuente. El autor

4.2.4. Curvas de restricciones Tenerife 2

De la misma manera que en el pozo Tenerife-1, las curvas de restricciones determinadas para el pozo Tenerife-2 presentan los parámetros especificados en la Tabla 8 para las arenas y la Tabla 9 para las arcillas, los cuales fueron extraídos de las curvas de tendencias que arrojan los gráficos cruzados de las propiedades de la roca mostrados a partir de la Figura 38 a la Figura 40, para las arenas y de la Figura 41 a la 43 para las arcillas. Esta información pertenece a los datos a priori necesarios para llevar a cabo la simulación.

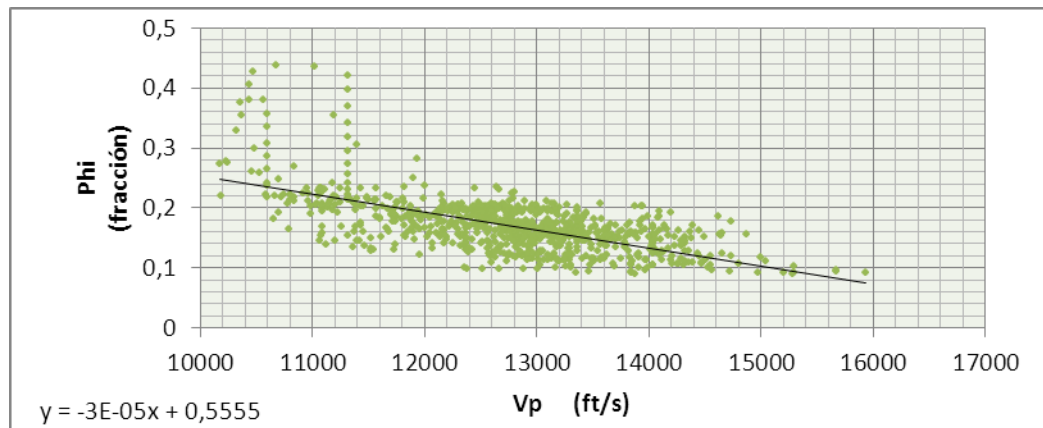
La extracción de los parámetros se realizó con base en las principales relaciones de la física de rocas.

Figura 38. Gráfico cruzado V_s vs V_p para las Arenas en el pozo Tenerife 2.



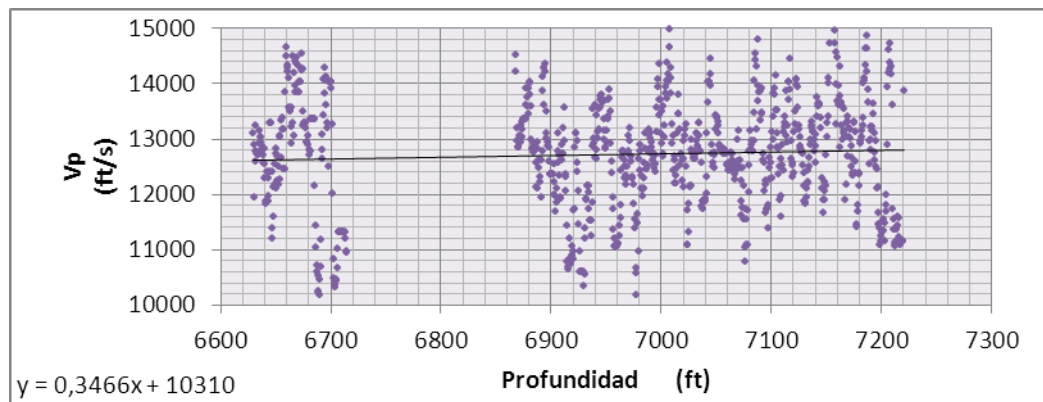
Fuente. El autor

Figura 39. Gráfico cruzado Porosidad vs V_p de Arenas en pozo Tenerife 2.



Fuente. El autor

Figura 40. Gráfico cruzado V_p vs Profundidad de Arenas en pozo Tenerife 2.



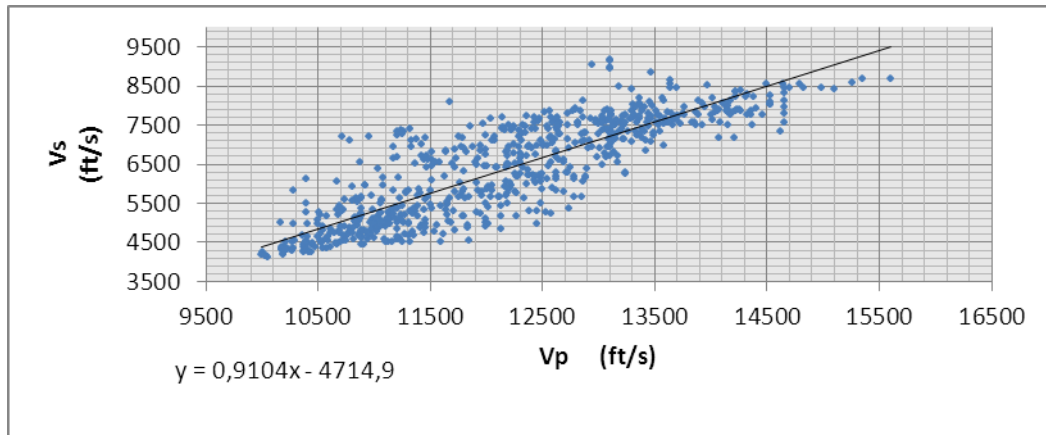
Fuente. El autor

Tabla 8. Restricciones para las arenas en el pozo Tenerife 2.

RESTRICCIONES ARENAS T2					
Curva	Pendiente	Intercepto	Factor	Exponente	Varianza
Vs vs V_p	0.5469	342.92	/	/	783.0738854
Φ vs V_p	-3.00E-05	0.5555	/	/	0.045432416
V_p vs Profundidad	0.3466	10310	/	/	992.7017156

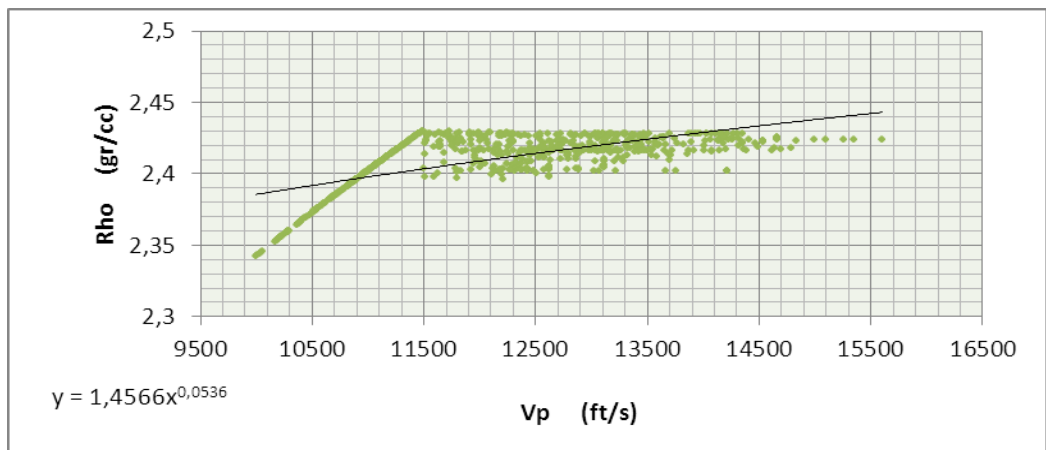
Fuente. El autor

Figura 41. Gráfico cruzado V_S vs V_P de Arcillas en el pozo Tenerife 2.



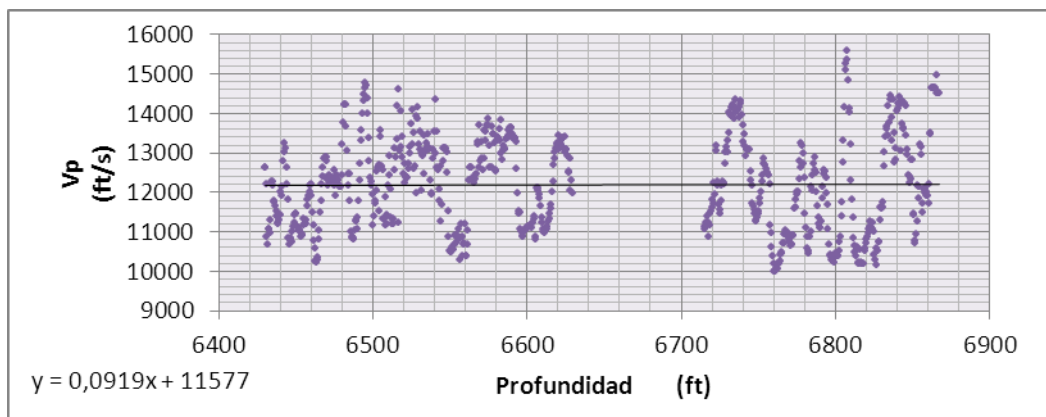
Fuente. El autor

Figura 42. Gráfico cruzado Densidad vs V_P de Arcillas en pozo Tenerife 2.



Fuente. El autor

Figura 43. Gráfico cruzado V_P vs Prof. de Arcillas en el pozo Tenerife 2.



Fuente. El autor

Tabla 9. Restricciones para las arcillas en el pozo Tenerife 2.

RESTRICCIONES ARCILLAS T2					
Curva	Pendiente	Intercepto	Factor	Exponente	Varianza
Vs vs Vp	0.9104	-4714.9	/	/	1266.83265
p vs Vp	/	/	1.4566	0.0536	0.06268007
Vp vs Profundidad	0.0919	11577	/	/	1190.95549

Fuente. El autor

4.2.5. Parámetros de roca y fluidos

La ejecución de la Inversión requiere de la descripción general de las propiedades que caracterizan la roca y los fluidos saturantes de la zona de interés. Los fluidos presentes corresponden a agua salada y petróleo. La caracterización de los fluidos se llevo a cabo teniendo en cuenta la teoría de Batzle y Wang [3]³⁵.

A la profundidad objetivo de 7000 ft aprox. se estimó la velocidad de la onda P, la velocidad de la onda S y la densidad que definen los parámetros de roca y fluidos que son incluidas en el modelado como información a Priori. Ver Tabla 10.

Tabla 10. Parámetros de Roca y fluidos.

Parámetros de Roca y Fluidos			
	Vs (ft/s)	Vp (ft/s)	Densidad (g/cc)
Agua	--	3836	1.09
Petróleo	--	1869.3	0.32
Arena	3883.152	6142	2.45

Fuente. El autor

4.3. INVERSIÓN DE LOS DATOS

La inversión de los datos como se describió en la Sección 3.5 se llevo a cabo con el algoritmo de inversión llamado Delivery.

³⁵ [3] BATZLE, M y WANG, Z. "Seismic Properties of pore fluids". Geophysics: 11. 1369-1408p. 1992.

A continuación se describen los principales comandos de inversión utilizados.

Validar el modelo inicial

```
delivery ModelDescription.xml -v 3 -p -II -IS -S 1, 2 1, 8
```

→ **delivery**: comando que llama al programa.

→ **ModelDescription.xml**: carga el archivo de extensión .xml que contiene la información del modelo.

→ **-v 3**: Nivel de verbosity empleado.

→ **-p**: emplea información a priori y el modelo inicial para llevar a cabo la inversión.

→ **-IS**: Ignora los datos sísmicos.

→ **-II**: Ignora restricciones en los espesores.

→ **-S t1 t2**: crea el sismograma sintético dentro del rango de tiempos definidos.

Después de ejecutar el comando anterior, se puede ver el modelo en capas (ver Figura 30 lado izquierdo) y verificar si se está reconociendo como se planteó en el archivo xml.

Si el modelo no ajusta con los parámetros definidos inicialmente se procederá a realizar las correcciones correspondientes dentro del archivo de extensión .xml, verificando propiedades y valores.

Ejecutar la inversión

```
delivery ModelDescription.xml -v 3 -m prior_traces.su -RWS -N 1000
```

→ **delivery**: comando que llama al programa.

→ **ModelDescription.xml**: carga el archivo de extensión .xml que contiene la información del modelo.

→ **-v 3**: Nivel de verbosity empleado.

→ **-m**: se carga la traza primaria definida en el archivo prior_traces.su.

→ **-RWS**: Se ejecuta el muestreo de la función posterior por medio de Random Walk Sampler.

→ **-N 1000**: Define el número de iteraciones que debe realizar el Random Walk Sampler.

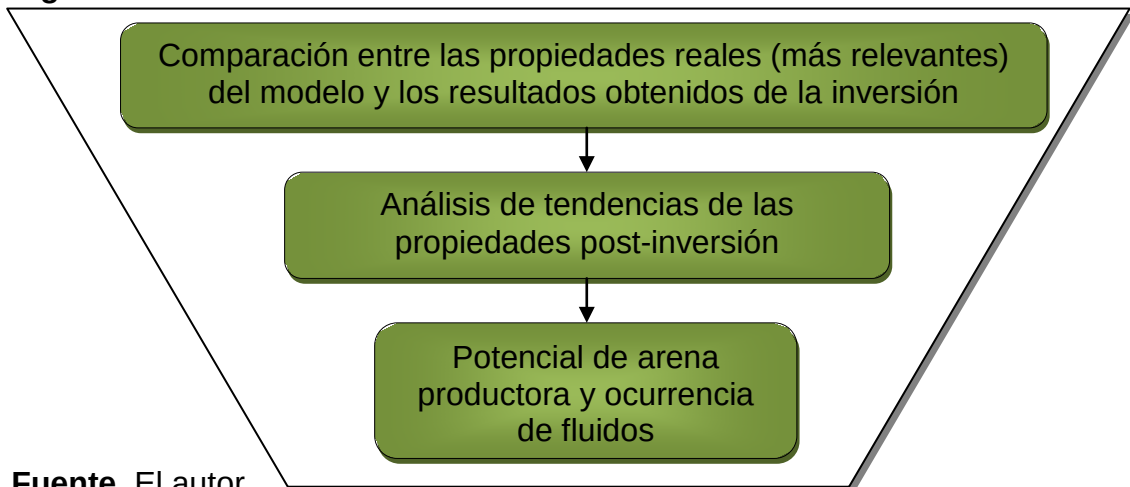
El programa genera un archivo llamado realisations.su el cual contiene la información resultado de la inversión. Dicho archivo puede analizarse de diferentes maneras por medio del uso del comando deliveryAnalyser (Ver sección 5).

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como resultado de la inversión, se obtuvo el modelo de capas mostrado en las Figuras 30 y 37, para el Pozo Tenerife 1 y Tenerife 2, respectivamente. Después de verificar que se reconociera el modelo como se había planteado inicialmente se ejecuta la inversión con el fin de realizar el análisis de los datos después de la inversión.

El análisis de resultados se realizó siguiendo el orden descrito en la Figura 44.

Figura 44. Análisis de resultados.

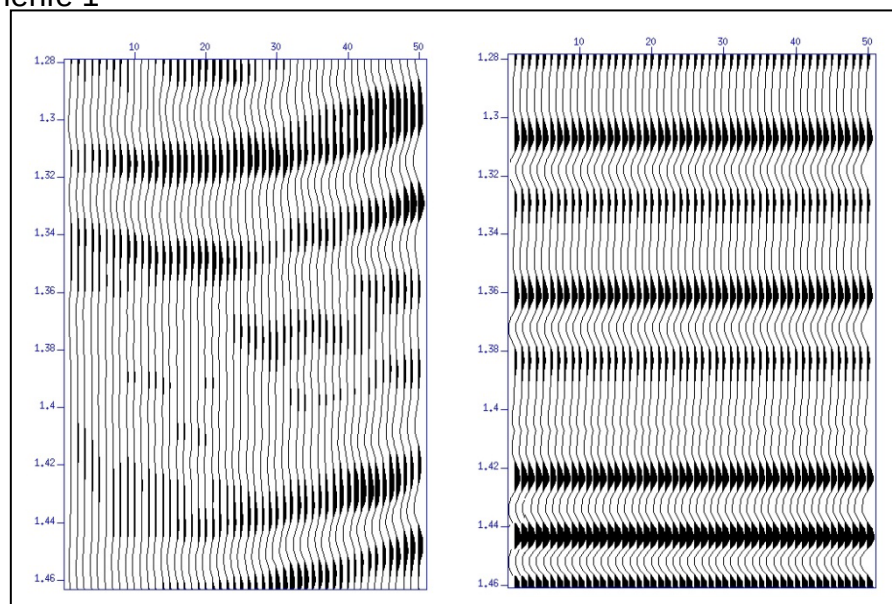


Fuente. El autor

Se obtuvo las trazas sintéticas calculadas a partir de los parámetros establecidos en el modelo de capas. La Figura 45 muestra a la izquierda las trazas extraídas de la sísmica real en la zona donde se realizó el modelado y a la derecha su respectiva traza sintética, para el pozo Tenerife 1. Igualmente la Figura 46 presenta las trazas real y sintética para el pozo Tenerife 2.

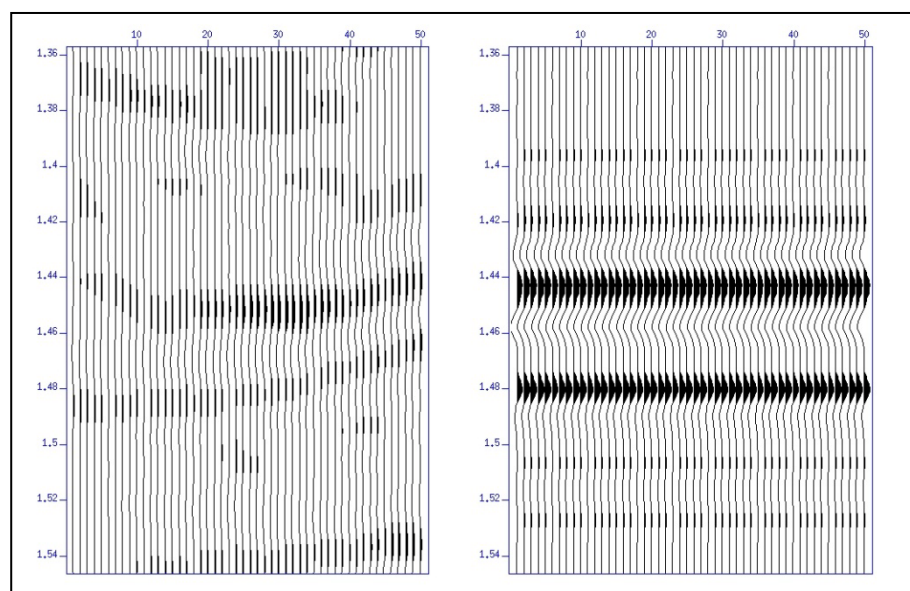
La homogeneidad horizontal que se observa a lo largo de las trazas sintéticas es producto del modelado de las capas las cuales son tratadas como un sistema homogéneo que distingue entre dos miembros, el permeable (arena o carbonato) y el impermeable (shale o lutita).

Figura 45. *Izq.* Trazas extraídas de la sísmica real. *Der.* Trazas sintéticas.
Pozo Tenerife 1



Fuente. El autor

Figura 46. *Izq.* Trazas extraídas de la sísmica real. *Der.* Trazas sintéticas.
Pozo Tenerife 2



Fuente. El autor

5.1. Comparación entre las propiedades reales del modelo y los resultados obtenidos de la Inversión.

En las Figuras a continuación se observan las curvas de las principales propiedades que permiten validar el modelo propuesto inicialmente. Los datos reales están representados por una línea púrpura y los datos obtenidos de la inversión por una línea verde. A su vez, la desviación estándar asociada a cada propiedad representa la incertidumbre o posible rango de error de la propiedad específica, estos valores se encuentran en la tabla 11.

Tabla 11. Desviación estándar resultado de la inversión de las propiedades más relevantes del modelo.

Propiedad	Desviación estándar	
	Tenerife 1	Tenerife 2
<i>V_p</i> (ft/s)	1039.739	1039.942
<i>V_s</i> (ft/s)	1388.254	1388.383
<i>Porosidad</i> (v/v)	0.059	0.041
<i>Densidad</i> (g/cc)	0.078	0.078
<i>Espesor</i> (ft)	94.186	94.163
<i>Profundidad</i> (ft)	117.668	117.668
<i>So</i> (%)	0.199	0.199

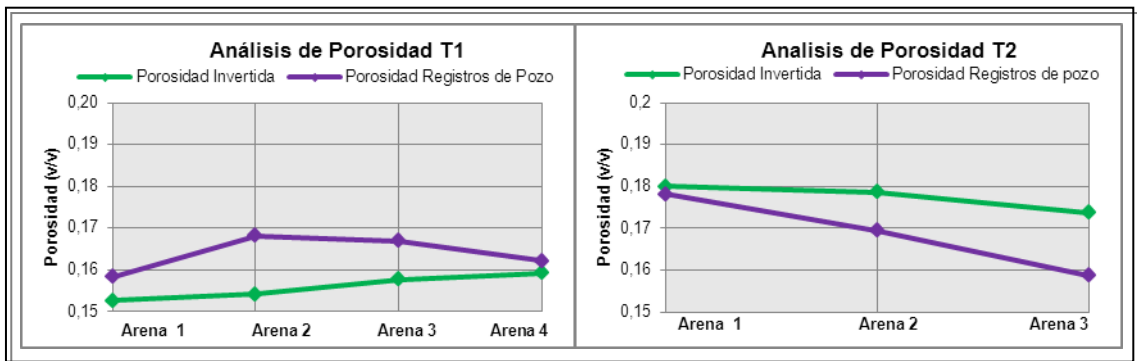
Fuente. El autor

5.1.1. Análisis de Porosidad

El análisis de porosidad, para el pozo Tenerife 1 (T1), muestra que los valores “resultado” están por debajo de los datos extraídos de los registros por lo que se puede subestimar dicha propiedad. Para este caso el error asociado a los datos obtenidos de la inversión es de 4.8%.

Los resultados de la porosidad para el pozo Tenerife 2 (T2) indican resultados por encima de los valores reales con una diferencia de 5.27%. Es importante tener en cuenta que los resultados para este pozo pueden ser sobreestimados. Ver Figura 47.

Figura 47. *Izq.* Análisis de porosidad para el pozo Tenerife 1. *Der.* Análisis de porosidad para el pozo Tenerife 2.

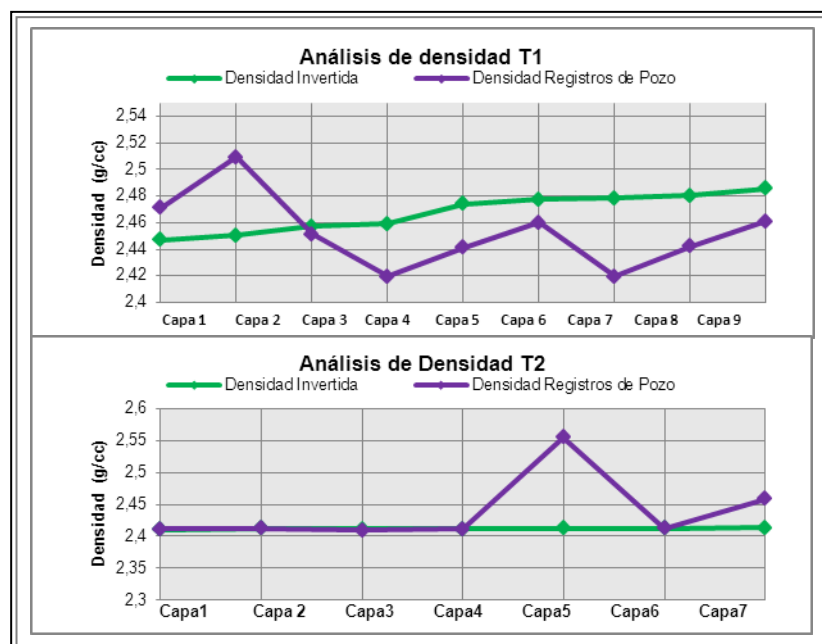


Fuente. El autor

5.1.2. Análisis de densidad

La Figura 48 representa el análisis de densidad de cada capa en los pozos T1 y T2. Para el pozo T1 el error entre los datos reales y los resultantes de la inversión fue de 1.36% y para el pozo T2 fue de 1.07%.

Figura 48. *Arriba.* Análisis de densidad Pozo Tenerife 1. *Abajo.* Análisis de densidad Pozo Tenerife 2



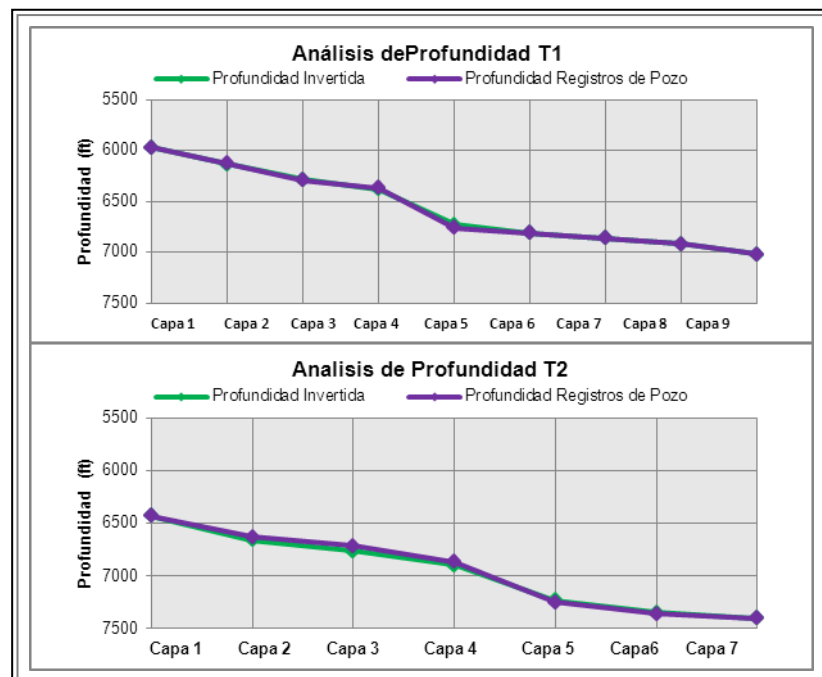
Fuente. El autor

5.1.3. Análisis de profundidad y espesor de cada capa

El análisis de profundidad del tope de cada capa muestra una buena correlación entre los datos establecidos en el modelo inicial a partir de los registros de pozo y datos sísmicos y los que resultan de la inversión. La poca diferencia se ratifica con el porcentaje de error entre los dos casos del 0.11% para el pozo T1 y 0.28% para el Pozo T2. Ver Figura 49.

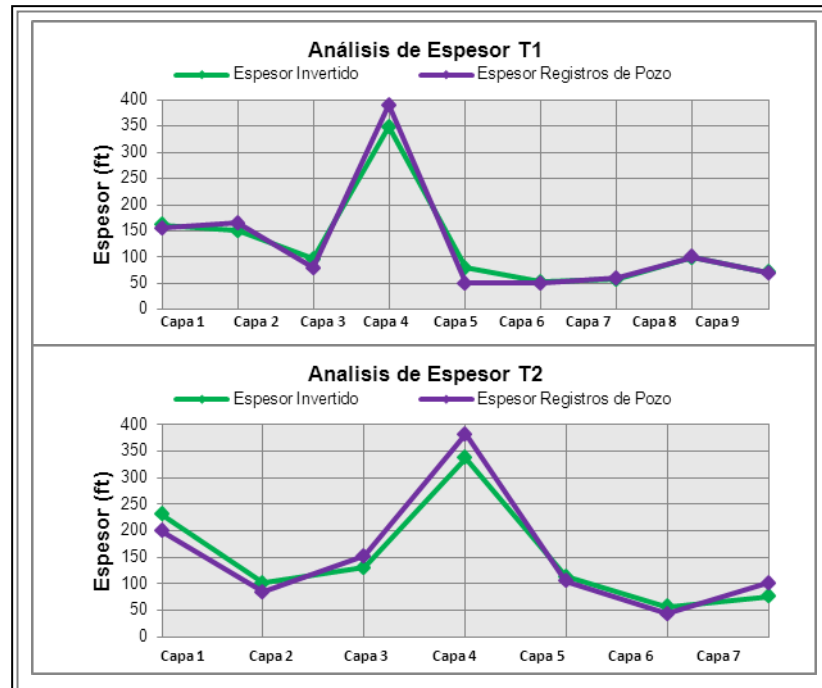
La Figura 50 muestra la comparación entre los datos de espesor de cada capa determinados para el modelo inicial y los datos que arroja la inversión. El porcentaje de error de los resultados es de 12.89% para el Pozo T1 y 17.9% para el Pozo T2.

Figura 49. *Arriba.* Análisis de Profundidad Pozo Tenerife 1. *Abajo.* Análisis de Profundidad Pozo Tenerife 2



Fuente. El autor

Figura 50. Arriba. Análisis de espesor Pozo Tenerife 1. Abajo. Análisis de espesor Pozo Tenerife 2



Fuente. El autor

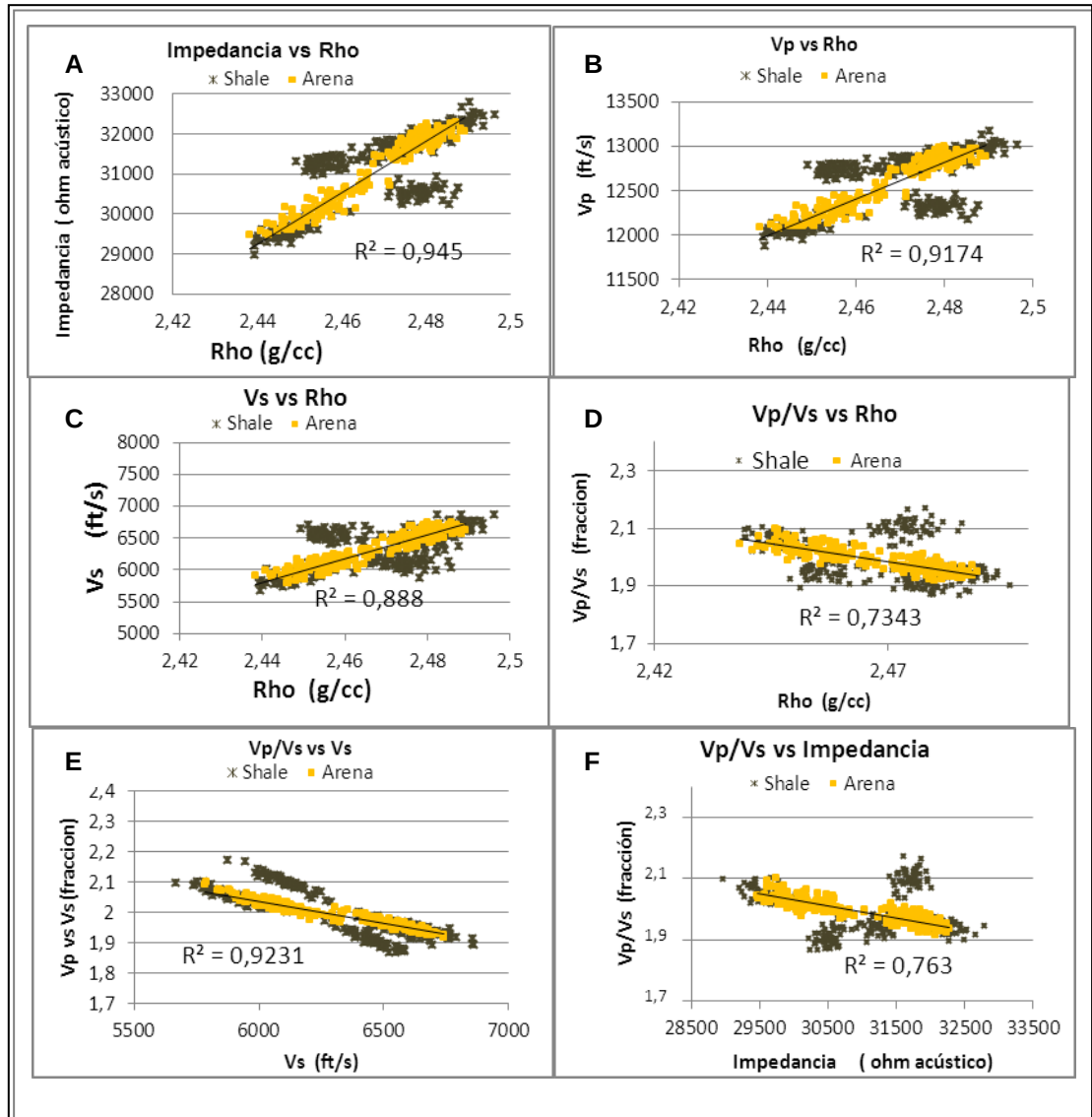
5.2. Análisis de tendencias de las propiedades post-inversión.

Debido a que la discriminación de las litologías realizada antes de la inversión con los registros de pozo no diferencia claramente las zonas permeables de las impermeables, se realizó un análisis de tendencias los cuáles muestran cierta diferencia entre las dos litologías.

Las Figuras 51 y 52 resumen algunas tendencias de los gráficos cruzados para los pozos. Para el Pozo Tenerife 1 se ve una marcada tendencia en las arenas las cuales logran diferenciarse claramente de las capas no permeables. A diferencia del pozo Tenerife 1 en el pozo Tenerife 2 no se llega a obtener una discriminación clara ya que todas las capas conservan valores parecidos. Esto último sucede debido a que las arenas en dicho pozo son muy sucias y la zona productora no tiene una marcada diferencia entre arena y arcilla. Los registros

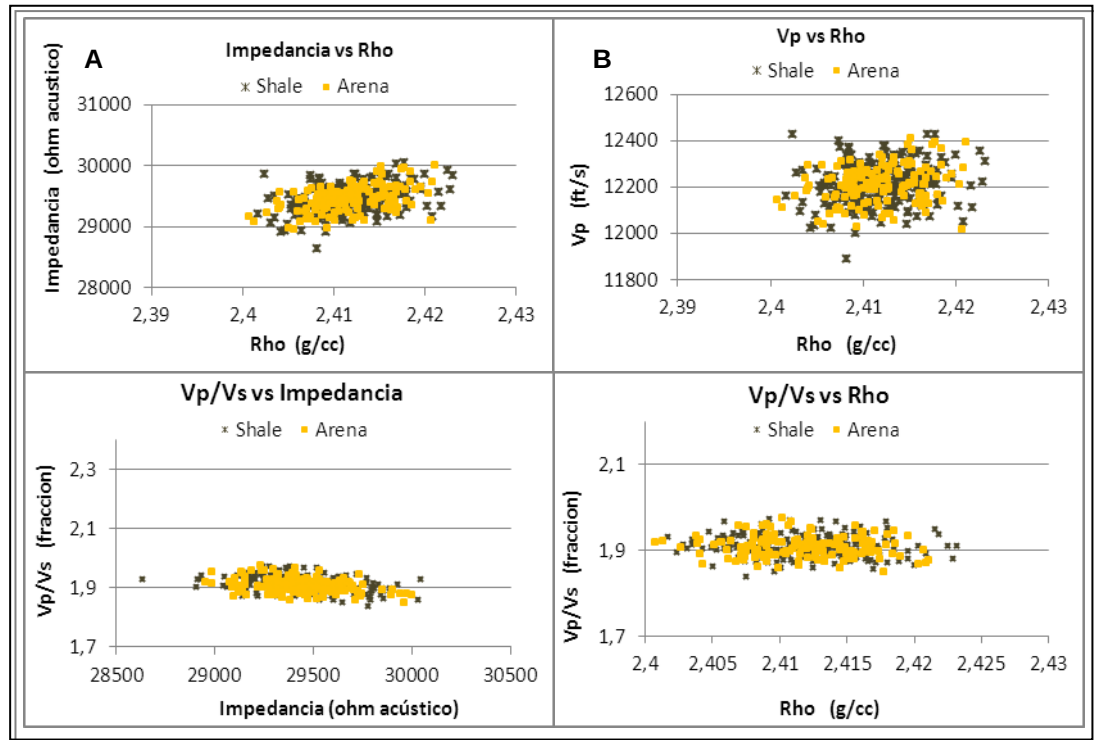
de pozo inicialmente no lograron realizar dicha discriminación por lo que se hace más difícil que resulte como tal después de la inversión.

Figura 51. Tendencias en los gráficos cruzados para el pozo Tenerife 1.



Fuente. El autor

Figura 52. Tendencias en los gráficos cruzados para el pozo Tenerife 2.



Fuente. El autor

5.3. Potencial de arena productora y ocurrencia de fluidos.

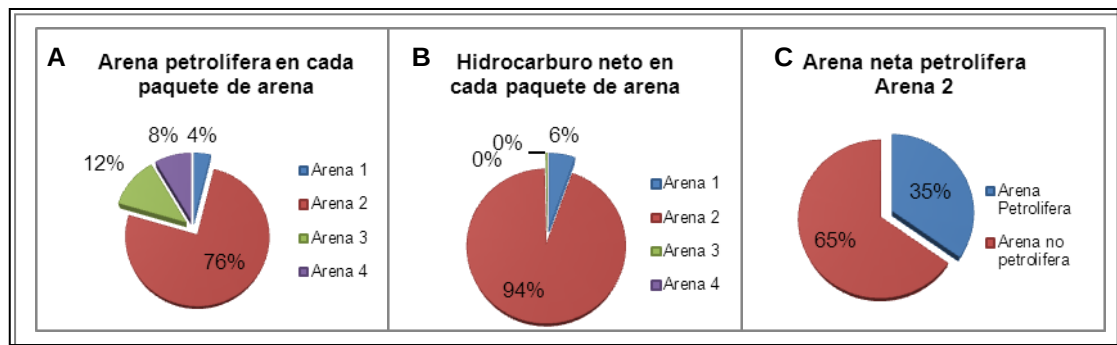
La relación Net-to-gross, establecida en el modelo inicial para las capas permeables, indica que dentro del espesor bruto de cada arena existe un porcentaje que por estar contaminado con algún tipo de arcilla no permite alojar fluido alguno. Para las capas impermeables la relación Net-to-gross tiene un valor de 0, por lo cual se excluyen del análisis.

5.3.1. Tenerife 1

La Figura 53-A muestra la arena con potencial de alojar hidrocarburo en cada capa permeable, resaltando que la arena 2, la cual tiene un espesor de 390 ft, presenta mayor cantidad de arena petrolífera, un 76%, en comparación con los demás paquetes de arena. A su vez, la Figura 53-B indica que el 35% de este

paquete está empapado con fluido hidrocarburo. Otra evidencia de que el paquete permeable objetivo es la arena 2 lo muestra la Figura 53-C, a la cual se atribuye un porcentaje de 94% de probabilidad de alojar hidrocarburo comparado con las demás capas de arena.

Figura 53. Pozo Tenerife 1 **A.** Arena petrolífera en cada paquete permeable. **B.** Hidrocarburo neto para cada paquete de arena. **C.** Porcentaje de arena petrolífera en la arena objetivo.



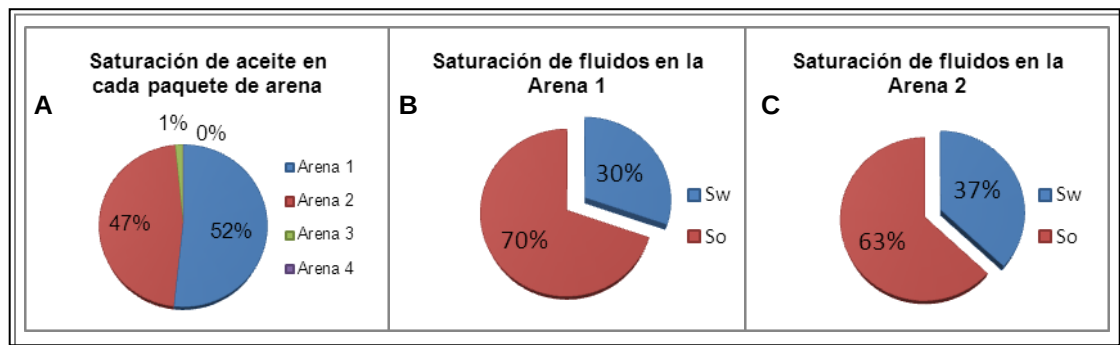
Fuente. El autor

En cuanto a la presencia directa de fluidos, La Figura 54-A resalta que la Arena 1 y la Arena 2 alojan mayor cantidad de hidrocarburo en comparación con los otros dos paquetes de arena. La Arena 1 tiene una probabilidad de estar saturada con 70% petróleo y 30% salmuera, ver Figura 54-B. Por otra parte, la Arena 2 tiene una probabilidad de estar saturada con 63% petróleo y 37% salmuera, ver Figura 54-C.

Teniendo en cuenta que la arena de mayor espesor es la arena 2 de 390 ft comparado con los 160 ft atribuidos a la arena 1, la primera se ratifica como el espesor objetivo.

Las demás capas, aunque poseen Hidrocarburo alojado en su espesor no se consideran importantes debido a la baja saturación de aceite que poseen.

Figura 54. Pozo Tenerife 1. **A.** Saturación de aceite en cada paquete de arena. **B.** Fluidos saturantes en la Arena 1. **C.** Fluidos saturantes en la Arena 2.



Fuente. El autor

5.3.2. Tenerife 2

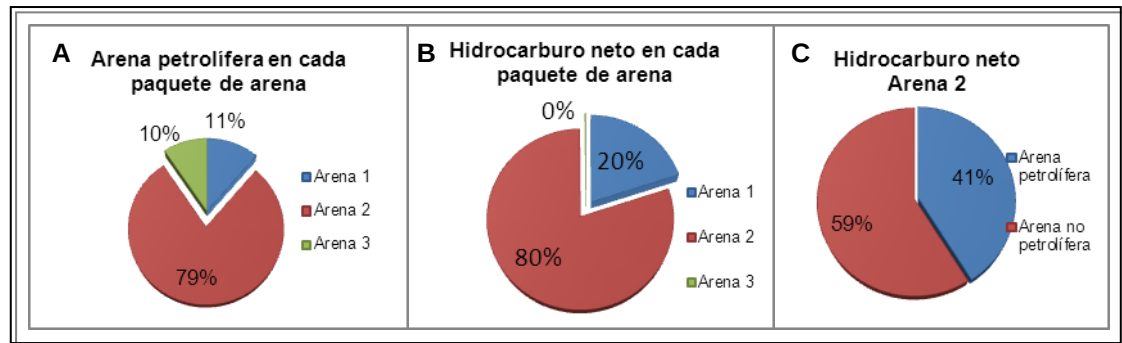
El modelo de capas del Pozo Tenerife 2 tiene 3 capas permeables, de esas tres capas permeables la Figura 55-A indica que la arena 2 es el paquete con mayor cantidad de arena petrolífera dentro de sus espesor total con un 79%. El espesor de la arena 2 es de 382 ft de los cuales más de la mitad permite alojar algún tipo de fluido.

La arena 1 también posee buen porcentaje de arena petrolífera pero no es comparable con la arena 2 debido a que el espesor de esta es de 85 ft frente a los 382 ft de la capa de arena 2.

Al analizar el hidrocarburo neto en cada paquete de arena que nos presenta la Figura 55-B se puede deducir que la arena objetivo es la arena 2 debido a que posee, en mayor porcentaje (80%), hidrocarburo dentro de su espesor comparado con las demás capas permeables.

La Figura 55-C indica que dentro de la arena 2 el 41% de su espesor aloja algún fluido hidrocarburo.

Figura 55. Pozo Tenerife 2. **A.** Arena petrolífera en cada paquete permeable. **B.** Hidrocarburo neto para cada paquete de arena. **C.** Porcentaje de arena petrolífera en la arena objetivo

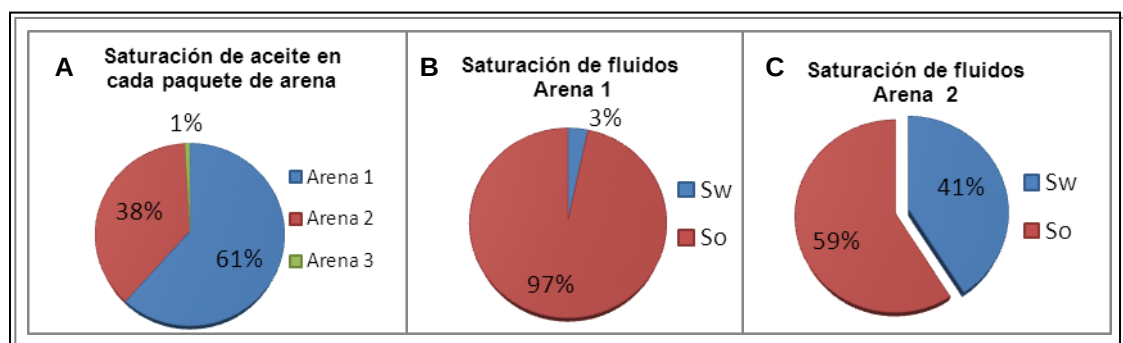


Fuente. El autor

En cuanto a la presencia de fluidos tenemos que la arena 1 tiene mayor porcentaje de Saturación de aceite pero no se hace tan relevante a comparación de la arena 2 debido a la relación de espesores.

La saturación de aceite para las arenas objetivo son de 97% para la arena 1 y 59% para la arena 2. Ver Figura 56.

Figura 56. Pozo Tenerife 2. **A.** Saturación de aceite en cada paquete de arena. **B.** Fluidos saturantes en la Arena 1. **C.** Fluidos saturantes en la Arena 2.



Fuente. El autor

5.4. Información relevante en la disminución del nivel de incertidumbre.

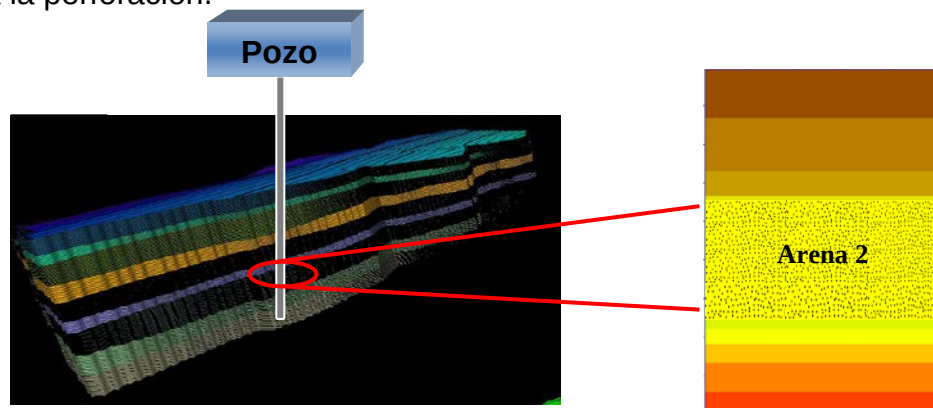
Con el fin de disminuir la incertidumbre la información que se encuentra más relevante se resume en el *análisis de tendencias de parámetros (V_p , V_s y Rho) y sus relaciones (Impedancia, V_p/V_s)* por medio del cual se confirma la existencia de capas permeables y de capas impermeables. De aquí, se debe especificar qué cantidad de arena realmente permite alojar hidrocarburo lo que la convierte en una capa netamente productora, ésta información se encuentra consignada en la *relación NG y el porcentaje de arena neta por capa*.

A partir de ésta información se debe tener datos acerca de los fluidos presentes en la capa almacén, sus saturaciones y la presencia en porcentaje de cada uno de ellos.

De esta forma, se tiene un nivel más bajo de incertidumbre acerca de la presencia de hidrocarburo en determinada capa, lo cuál es nuestro objetivo principal durante la exploración petrolera.

Para concluir, después del análisis de esta información, se puede tener un mayor grado de certeza al concluir acerca de la localización de un nuevo pozo que permita la producción del hidrocarburo alojado en la arena productora. Ver Figura 57.

Figura 57. Esquema que muestra la ubicación de un pozo y la arena objetivo para la perforación.



Fuente. El autor

CONCLUSIONES

- La fase más relevante para asegurar la confiabilidad de los resultados y disminuir el nivel de incertidumbre sobre la presencia de hidrocarburos mediante la metodología planteada corresponde al filtrado de la información a emplear durante el proceso de interpretación sísmica cuantitativa.
- De acuerdo a los resultados obtenidos respecto a los datos de referencia del modelo real del campo, se considera que tanto el modelo de capas empleado como el proceso de inversión y la metodología misma ofrecieron resultados favorables y confiables.
- La información más relevante empleada para llevar a cabo la metodología se centra en los tiempos del tope de cada capa del modelo inicial y el tiempo de la base del mismo, el cálculo de la relación Net-to-Gross para las capas permeables y el establecer el valor de Saturación de aceite en ellas. En el caso de que este valor sea desconocido se toma un valor a priori de $S_o=50\%$ con el fin de no subestimar o sobrestimar la presencia de hidrocarburo.
- Según estudios previos realizados sobre los pozos Tenerife 1 y Tenerife 2, la formación productora de la zona es Mugrosa C, la cual a su vez corresponde a las profundidades de la capa denominada arena 2, para ambos casos del modelo estudiado. Los resultados permiten validar la existencia de fluido hidrocarburo en esta arena considerada potencialmente petrolífera, en comparación con las demás capas.
- Los fluidos presentes en las capas permeables corresponden a salmuera y petróleo. La arena potencialmente productora cuenta con un 59% y 63% de

saturación de hidrocarburo para los pozos Tenerife 1 y Tenerife 2, respectivamente.

- La arena 1 para ambos pozos posee una saturación de aceite por encima del 90% pero su poco espesor comparado con la arena 2 no la hace tan atractiva como esta, a la hora de proyectar un nuevo pozo.
- Emplear la metodología planteada para valorar y confirmar o no, la existencia de hidrocarburo en determinada capa del subsuelo, permite que se descarte o se sobreestime el valor comercial de un yacimiento, direcciona el uso de recursos hacia el objetivo de mayor interés de forma eficaz, disminuyendo sobre costos a consecuencia de probar un falso prospecto.
- A lo largo del desarrollo del modelado para la inversión, para la relación Net-to-Gross se consideró sólo el porcentaje de arena neta (limpia) en cada capa lo cual asegura que no se sobreestime el espesor empapado con hidrocarburo.
- A través de esta metodología, no sólo se emplearon diferentes tipos de información, sino que su consistencia física fue integrada, ajustada y valorada en cada fase del trabajo mediante técnicas estadísticas, aspecto que se tradujo en resultados altamente positivos respecto a las expectativas planteadas.
- Si bien es cierto que durante una etapa exploratoria no se cuenta con información suficiente como la utilizada en el desarrollo del proyecto, los resultados del mismo validan la metodología la cual puede ser aplicada con los datos que suministre un pozo exploratorio. De esta manera, es importante armar un modelo de capas consistente y que como mínimo sea caracterizado por el Net-to-Gross, el tiempo del tope de cada capa y el tiempo de la base de la última capa y establecer la presencia de fluidos a partir de información diferente a la sísmica como un conocimiento apriori.

RECOMENDACIONES

- El software empleado solo permite realizar el proceso de inversión en una dimensión, lo cual retrasa el desarrollo de la interpretación sísmica; por esto se recomienda ampliar el estudio realizado a cubos sísmicos que muestren las propiedades de las capas en 3 dimensiones.
- A la hora de implementar este tipo de metodologías debe considerarse el nivel de frecuencia de la sísmica con el fin de establecer una longitud de onda y espesores de capas que puedan ser claramente reconocidos y diferenciados, ya que espesores muy delgados no son identificados por la sísmica.
- La ondícula estimada debe ser lo más consistente posible con el modelo en amplitud y en frecuencia, con el fin de obtener una sísmica sintética cercana al dato real.
- Se recomienda extraer el dato sísmico de la zona más cercana al pozo con el fin de obtener resultados consistentes con los registros de pozo y la sísmica real.
- El tiempo de muestreo debe ser igual para todos los datos sísmicos empleados, de lo contrario la inversión no será exitosa.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] AVSETH, P., MUKERJI, T and MAVKO, G.,** “Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk”, 2005.

- [2] BACKUS, G. E.** “Long-wave elastic anisotropy produced by horizontal layering”. Geophysics: 67. 4427-4440p. 1962.

- [3] BATZLE, M y WANG, Z.** “Seismic Properties of pore fluids”. Geophysics: 11. 1369-1408p. 1992.

- [4] CAERS, Jef et al.** “Stochastic integration of seismic data and geologic scenarios: A West Africa submarine channel saga”. 2003.

- [5] CASTAGNA, John.** “Petrophysical imaging using AVO”.1993.

- [6] C. C., George,** “PROBABILIDAD Y ESTADÍSTICA Aplicaciones y Métodos”, 1988.

- [7] COOPER, M et. al.** Basin development and tectonic history of the Eastern Cordillera and Llanos Basin. Colombia. AAPG bulletin Vol79. 1421–1443p. 1995.

- [8] Ecopetrol.** Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Tenerife. 2003.

- [9] Ecopetrol.** Modelo estructural y atributos sísmicos Campo Tenerife. 2010.

- [10] **GARCÍA, Víctor.** “Aplicación de un algoritmo de inversión sísmica Bayesiana pre-apilamiento para estimación de propiedades elásticas en un yacimiento gasífero costa afuera, Trinidad & Tobago”. 2006.
- [11] **GASSMAN, F.** “Über die elastizität poröser medien”. Vierteljahrsschr. Gesellschaft Zurich, 96. 1-21p. 1951.
- [12] **GEOFF BOHLING.** “Applications of Bayes’ theorem”. Assistant Scientist. Kansas Geological Survey. 2005.
- [13] **GIRALDO, Lorena.** “Integración de las técnicas de evaluación de atributos AVO y de modelado de substitución de fluidos para la discriminación de zonas de Gas Fizz y de Gas Comercial en el Caribe Colombiano”.2010. 9p
- [14] **GLINSKY, Michael, et al.** “The value of using relative amplitude changes”, 2007.
- [15] **GUNNING, James and GLINSKY, Michael.** “Delivery: an open-source model-based Bayesian seismic inversion program”, 2004.
- [16] **HILTERMAN, Fred J.** “Seismic Amplitude Interpretation”, 2001.
- [17] **JENSEN, J. L et al,** “Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists”, 1997.
- [18] **MAVKO, G. and DVORKIN, J,** “THE ROCK PHYSICS HANDBOOK: Tools for seismic analysis in porous media”, 1998.

- [19] **MORALES**, L. G. General Geology and Oil Occurences of Middle Magdalena Valley, Colombia, Colombia.-In: Weeks L. G., Habitat of Oil, A.A.P.G., Tulsa. 1985.
- [20] **NARANJO**, José Antonio **et al.** , “Parámetros elásticos y acústicos para la predicción de fluidos y litología en el lago de Maracaibo”. 2007.
- [21] **OSTRANDER**, W. J. “Plane- wave reflection coefficients for gas Arenas at non-normal angles of incidence”.1984.
- [22] **RUBIANO**, O.J., y **REYES**, J., 1996. Modelo estratigráfico y Estructural del Campo Tenerife, Valle Medio del Magdalena. ECOPETROL – ICP.
- [23] **SUAREZ**, M. A., Facies analyses of the Upper Eocene La Paz Formation and Regional Evaluation of the Post Middle Eocene Stratigraphy, Northern Middle Magdalena Valley, Colombia. University of Colorado, Boulder, U. S. A. 88p.
- [24] **TELLO**, G. Ingrid. Propagación de ondas sísmicas en medios porosos, saturados por fluidos, basados en la teoría de Biot.
- [25] **ULRYCH**, T. Sacchi, M. y **WOODBURY**, A. A Bayes tour of Inversion: A tutorial. Geophysics. 55-69p. 2001
- [26] **WHITE**, J.E. Underground Sound: Application of Seismic Waves. New York: Elsevier. 1983.