

**MODELAMIENTO GEOMECÁNICO 3D A PARTIR DE UN MODELO DE
VELOCIDAD INTERVÁLICA DE ALTA RESOLUCIÓN VERTICAL USANDO
INVERSIÓN SÍSMICA. APLICACIÓN A UN CAMPO COLOMBIANO.**

DIANA PAOLA MARTIN SANDOVAL

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERIA CIVIL
MAESTRIA EN GEOTECNIA
BUCARAMANGA**

2014

**MODELAMIENTO GEOMECÁNICO 3D A PARTIR DE UN MODELO DE
VELOCIDAD INTERVÁLICA DE ALTA RESOLUCIÓN VERTICAL USANDO
INVERSIÓN SÍSMICA. APLICACIÓN A UN CAMPO COLOMBIANO.**

DIANA PAOLA MARTIN SANDOVAL

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Maestría
en Geotecnia**

Director

Msc. GERMAN MEZA

Geólogo

Co-Director

Msc. JENNY CARVAJAL

Ingeniera de petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERIA CIVIL
MAESTRIA EN GEOTECNIA
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

*A Dios y a mis dos amores que están junto a El
A mis padres un apoyo constante,
A mi familia,
Y a ti Corazón*

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer a todas las personas que me acompañaron en alcanzar esta meta, siempre me apoyaron de alguna u otra manera, Profe German, Jenny, Alexandra gracias por su dedicación y sus consejos técnicos, Oscar gracias por sacarme siempre de las dudas he aprendido mucho a su lado, Yair un apoyo grandísimo todos tus conocimientos me han enseñado a querer más lo que hacemos.

CONTENIDO

| | Pág. |
|--|------|
| INTRODUCCIÓN | 16 |
| OBJETIVOS | 17 |
| OBJETIVO GENERAL | 17 |
| OBJETIVOS ESPECÍFICOS | 17 |
| 1. FUNDAMENTOS | 18 |
| 1.1 FUNDAMENTOS SÍSMICOS BÁSICOS | 19 |
| 1.1.1 Sísmica de reflexión | 22 |
| 1.2 INVERSIÓN SÍSMICA | 24 |
| 1.2.1 Inversión sísmica pre-apilada simultánea | 26 |
| 1.3 FUNDAMENTOS DEL MODELO GEOMECÁNICO 1D | 30 |
| 1.3.1 Eventos geomecánicos | 31 |
| 1.3.2 Registros modelados | 31 |
| 1.3.3 Presión de poro | 34 |
| 1.3.4 Propiedades mecánicas de la roca | 39 |
| 1.3.5 Esfuerzos | 45 |
| 1.3.6 Ventana de estabilidad | 55 |
| 2. APLICACIÓN | 57 |
| 2.1 MODELO 1D | 57 |
| 2.1.1 Eventos geomecánicos | 57 |
| 2.1.2 Registros modelados | 59 |
| 2.1.3 Presión de poro | 60 |
| 2.1.5 Propiedades mecánicas | 62 |
| 2.1.6 Tensor de esfuerzo y ventana de estabilidad | 64 |
| 2.2 MODELO DE VELOCIDAD A PARTIR DE INVERSIÓN SÍSMICA PREAPILADA SIMULTÁNEA | 66 |

| | |
|---|-----|
| 2.2.1 Montaje de registros de pozo 1 en GEOVIEW | 66 |
| 2.2.2 Carga de data sísmica | 67 |
| 2.2.3 Procesamiento de la sísmica | 67 |
| 2.2.4 Picado de horizontes geológicos | 67 |
| 2.2.5 Conversión del dominio offset al dominio del ángulo de incidencia | 68 |
| 2.2.6 Correlación sísmica-pozo y generación de WAVELETS | 69 |
| 2.2.7 Creación del modelo inicial | 72 |
| 2.2.8 Análisis de inversión en el pozo 1 | 74 |
| 2.2.9 Aplicación de la inversión en todo el volumen | 77 |
| 2.2.10 Resultado de la inversión (Cubos de velocidad P,S y densidad) | 77 |
| 2.3 MODELO 3D | 80 |
| 2.3.1 Estimación de propiedades elásticas y de resistencia | 82 |
| 2.3.2 Cálculo de esfuerzo vertical | 83 |
| 2.3.3 Calculo de presión de poro | 84 |
| 2.3.4 Calculo de esfuerzo y ventana de estabilidad | 87 |
| 3. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS | 89 |
| 3.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE INVERSIÓN | 89 |
| 3.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PROPIEDADES MECÁNICAS | 93 |
| 3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRESIÓN PORO | 93 |
| 3.4 ANÁLISIS DE ESFUERZOS Y VENTANA DE ESTABILIDAD | 98 |
| 4. CONCLUSIONES | 99 |
| REFERENCIAS | 102 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|--|-------------|
| Figura 1. Repartición de la energía de una Onda P al cambiar de interfase, siguiendo la ley de Snell | 21 |
| Figura 2. Esquema de la geometría en el subsuelo de los rayos de las principales ondas que se observan en un registro sísmico | 22 |
| Figura 3. Esquema básico de la emisión y recepción en los distintos geófonos de los rayos reflejados. | 23 |
| Figura 4. Esquema de ordenamiento CMP o CDP | 24 |
| Figura 5. Esquema de la relación de los rayos reflejados en 3 capas con su correspondiente registro sísmico. | 24 |
| Figura 6 Representación esquemática de la construcción de un sismograma sintético (modificado de Tearpk, 1991) | 25 |
| Figura 7. Ondícula fase cero (izquierda), Ondícula fase mínima (centro), espectro de amplitud para ambas (derecha). | 28 |
| Figura 8. Ilustración de algunos eventos asociados a la inestabilidad del pozo | 31 |
| Figura 9. Relación cuantitativa de la velocidad - densidad | 32 |
| Figura 10. Clasificación de la presión de poro | 35 |
| Figura 11. Tendencias de la gráfica de esfuerzo efectivo vs Sónico para el caso de las tendencias de compactación normal (a) y de descarga (b) | 38 |
| Figura 12. Esfuerzos principales ortogonales y tangenciales | 45 |
| Figura 13. Esquema de la presión de fluidos en los poros | 46 |
| Figura 14. Representación de los mecanismos focales para cada mecanismo de falla | 48 |
| Figura 15. Rasgos estructurales y su respectiva orientación de esfuerzos | 49 |
| Figura 16. Imagen sísmica | 50 |
| Figura 17. Registro caliper | 51 |

| | |
|--|----|
| Figura 18. Diversos rasgos característicos visualizados en un registro de imagen | 51 |
| Figura 19. Grafico de Prueba FIT y Leak off | 53 |
| Figura 20. Representación de la prueba de fracturamiento | 54 |
| Figura 21. Ventana de estabilidad Pozo 1. (Track 1 Facies. Track 2 línea negra Bit size, línea naranja registro caliper. Track 3 línea roja Colapso, línea negra MW, línea verde fractura. Track 4 Línea fucsia esfuerzo h mínimo, línea negra esfuerzo vertical, línea azul esfuerzo h máximo) | 56 |
| Figura 22. Eventos geomecánicos Pozo 1 Campo Colombiano, (Track 1: Bioestratigrafía, Track 2: Litotipos, Track 3 Línea Negra Bit size, Línea naranja Caliper, Track 4: Eventos geomecánicos) | 59 |
| Figura 23. Registro de cizalla modelado Vs y DT. (Track 1 Bioestratigrafía. Track 2 línea verde velocidad compresional Km/s. Track 3 línea fucsia velocidad de cizalla modelada. Track 4 línea naranja sónico de cizalla modelado, Track 4 línea azul sónico compresional) | 60 |
| Figura 24. Tendencia de compactación a partir de la ecuación de Eaton, para el Pozo 1, línea azul registros sónico compresional filtrado por shale, línea roja tendencia de compactación normal. | 61 |
| Figura 25. Perfil de presión de poro del Pozo 1. (Track 1 litotipos, Track 2Línea Negra Bit size, Línea naranja Caliper, Track 3 línea azul sónico compresional, línea roja tendencia de compactación normal. Track4 línea azul claro presión hidrostática, línea negra MW, línea fucsia presión de poro modelada, puntos amarillos influjos de gas) | 62 |
| Figura 26. Propiedades mecánicas del Pozo 1. (Track 1 litotipos, Track 2Línea Negra Bit size, Línea naranja Caliper. Track 3 cohesión, Track 4 poisson. Track 5 UCS. Track 6 AFI. | 63 |
| Figura 27. Ventana de estabilidad Pozo 1. (Track 1 Facies. Track 2 línea negra Bit size, línea naranja registro caliper. Track 3 línea roja Colapso, línea negra MW, línea verde fractura. Track 4 Línea fucsia esfuerzo h mínimo, línea negra esfuerzo vertical, línea azul esfuerzo h máximo) | 65 |

| | |
|---|----|
| Figura 28. Procesamiento de la sísmica aplicando Supergathers | 67 |
| Figura 29. Imagen sísmica con horizontes interpretados para el subvolumen sísmico | 68 |
| Figura 30. Conversión del dominio del offset al dominio del ángulo de incidencia | 69 |
| Figura 31. Graficas de la ondícula utilizada para la generación de la traza sintética a) fase b) frecuencia | 71 |
| Figura 32. Ajuste de traza sintética con la traza compuesta | 72 |
| Figura 33. Modelo inicial de la densidad | 73 |
| Figura 34. Modelo inicial de la velocidad de la onda compresional | 73 |
| Figura 35. Modelo inicial de la velocidad de la onda de cizalla | 74 |
| Figura 36. Estimación de los parámetros de inversión usando la información del Pozo 1 | 75 |
| Figura 37. Ajuste de los datos invertidos con los datos originales | 76 |
| Figura 38. Comparación de registros originales con los registros invertidos | 78 |
| Figura 39. Resultados de la inversión de la velocidad de la onda de compresión | 79 |
| Figura 40. Resultados de la inversión de la velocidad de la onda de cizalla | 79 |
| Figura 41. Resultados de la inversión de la velocidad de la onda de cizalla | 80 |
| Figura 42. Malla simple subvolumen de evaluación | 81 |
| Figura 43. Comparación registros originales registros invertidos | 82 |
| Figura 44. Propiedades mecánicas a partir de registros invertidos comparados con los registros originales | 83 |
| Figura 45. Esfuerzo vertical (a) esfuerzo vertical en el pozo 1, línea roja Ev con registros invertidos, línea negra Ev con registros originales, b) Volumen de esfuerzo vertical) | 84 |
| Figura 46. Presion de poro 1D y 3D (a) Track 3, linea azul presion de poro a paritr de datos invertidos, linea roja presion de poro a patir de registros originales, linea negara MW, b) volumen de presion de poro) | 86 |
| Figura 47. Análisis de ventana de estabilidad | 88 |
| Figura 48. Registro sónico del Pozo 1 | 90 |
| Figura 49. Comparación de los datos invertidos con el registro sónico. | 91 |

| | |
|--|----|
| Figura 50. Comparación del sónico compresional de inversión con el sónico original | 92 |
| Figura 51. Comparación densidad y esfuerzo vertical, datos invertidos con originales | 94 |
| Figura 52. Volumen de presión de poro | 96 |
| Figura 53. Análisis de los intervalos altos de presión | 97 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|--|-------------|
| Tabla 1. Parámetros de la onda para generar la traza sintética | 70 |
| Tabla 2. Parámetros de inversión | 77 |

RESUMEN

TITULO: MODELAMIENTO GEOMECÁNICO 3D A PARTIR DE UN MODELO DE VELOCIDAD INTERVÁLICA DE ALTA RESOLUCIÓN VERTICAL USANDO INVERSIÓN SÍSMICA. APLICACIÓN A UN CAMPO COLOMBIANO.*

AUTOR: DIANA PAOLA MARTIN SANDOVAL**

PALABRAS CLAVES: Geomecánica, Inversión simultanea preapilada, Modelos 3D

En la industria del petróleo los costos asociados a problemas ocasionados por la respuesta geomecánica de la roca ante ciertas operaciones como la perforación de pozos exploratorios hace que en muchas ocasiones los proyectos lleguen a ser económicamente inviables, razón por la cual una buena cantidad del presupuesto asociado a investigación de diferentes empresas está orientado al desarrollo de nuevas tecnologías, herramientas o metodologías que permitan predecir o reducir el riesgo de materialización de estos problemas. Una de estas metodologías es realizar un estudio geomecánico en el cual integra el comportamiento mecánico de las rocas, estado de esfuerzos, presión de fluido y la geología de la cuenca entre otras variables, mediante el cual es posible predecir el comportamiento de la roca durante operaciones de perforación, completamiento y producción, permitiendo así identificar posibles problemas futuros.

Una de las limitantes de esta técnica es la incertidumbre asociada a la continuidad lateral de las formaciones y por ende el entendimiento de su comportamiento mecánico; afortunadamente, se cuenta con alternativas para reducir esta incertidumbre, una de ellas es el uso de información sísmica para construir modelos 3D los cuales consideran los cambios faciales asociados a la variación lateral de las formaciones a perforar. En este documento se presentarán los resultados obtenidos al aplicar la técnica de modelado geomecánico 3D construido a partir de un cubo de velocidades que ha sido generado mediante el proceso de inversión sísmica simultánea preapilada.

A partir del cubo de velocidades y densidad obtenido del proceso de inversión sísmica preapilada simultánea, se obtuvieron las propiedades mecánicas de la roca, presión de poro y esfuerzos, con un buen ajuste lo cual fue observado realizando la comparación entre los resultados obtenidos a partir de registros de la inversión con los resultados de los registros originales corridos en el pozo..

* Tesis de Maestría

**Facultad de ingeniería físico mecánicas. Escuela de ingeniería civil. Director MSc. German Meza. MSc. Jenny Carvajal

ABSTRACT

TITULO: MODELAMIENTO GEOMECÁNICO 3D A PARTIR DE UN MODELO DE VELOCIDAD INTERVÁLICA DE ALTA RESOLUCIÓN VERTICAL USANDO INVERSIÓN SÍSMICA. APLICACIÓN A UN CAMPO COLOMBIANO.*

AUTOR: DIANA PAOLA MARTIN SANDOVAL**

PALABRAS CLAVES: Geomechanics, simultaneous pre-stack seismic inversion, 3D models

In the oil industry, costs associated to problems caused by the rock geomechanics behavior while performing operations such as drilling of exploratory wells make projects economically unviable. This situation is an opportunity for associated research between operation and service companies and universities which aim to develop new technologies, tools or methodologies to predict or reduce risks pertaining these problems. One of these methods is geomechanical modeling, which integrates the mechanical behavior of rocks, stress state, fluid pressure and the geology of the basin among other variables in order to predict rock behavior while drilling, completion and production operations are performed, enabling to identify possible future problems.

One of the limitations of this technique is the uncertainty associated with lateral continuity of the formations and thus understanding their mechanical behavior, one of the alternatives to reduce this uncertainty is the use for seismic data to build 3D models that can represent these kinds of variability. In this document, the results of 3D geomechanical model built from a cube of velocities generated by simultaneous pre-stack seismic inversion are presented.

From the velocities and density cube obtained from the process of simultaneous pre-stack seismic inversion, were calculated the mechanical properties of the rock pore pressure and stress, with a good fit which was observed by performing a comparison between results obtained from inversion logs with the results of the original logs run in the well.

* Tesis de Maestría

**Facultad de ingeniería físico mecánicas. Escuela de ingeniería civil. Director MSc. German Meza. MSc. Jenny Carvajal

INTRODUCCIÓN

El costo asociado a los tiempos no productivos debido a los problemas geomecánicos lleva a que algunos proyectos sea económicamente inviables, debido a esta problemática se realizan modelamiento geomecánicos, los cuales tienen en cuenta el estado de esfuerzos, la presión de poro y el comportamiento mecánico de la roca. Este técnica tiene asociadas incertidumbres en continuidad lateral y horizontal en el proceso de extrapolación de los datos del pozo analizado al pozo prospecto. Una de las alternativas para reducir esta incertidumbre es el uso de información sísmica para construir modelos 3D que pueden representar este tipo de cambios estructurales en la cuenca de análisis.

En este documento se presentara los resultados obtenidos del modelo geomecánico 3D construido a partir de un cubo de velocidades generado mediante el proceso de inversión sísmica simultanea preapilada

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un modelo geomecánico 3D con base en un volumen de velocidades obtenido a partir de la aplicación del proceso de inversión sísmica pre-apilada simultánea.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Obtener un cubo velocidades a través del proceso de inversión sísmica simultánea para un sub- volumen de información sísmica.
- Generar un volumen 3D de las propiedades elásticas, mecánicas y presión de poro a partir de información obtenida de inversión sísmica y laboratorio.
- Realizar el análisis de las variaciones laterales de las velocidades obtenidas a partir de la inversión. Con el fin de identificar posibles anomalías en el comportamiento de presión de poro.

1. FUNDAMENTOS

Asociando conocimiento del tensor de esfuerzos (magnitud y orientación) incluyendo la presión de poro, junto con el comportamiento mecánico de la roca y los eventos ocurridos en los pozos ya perforados, se crea un modelo integral que permite estudiar problemas de estabilidad de pozo, pega de tuberías, deformación de Casing, pérdidas e influjo de fluidos y pérdida de la geometría del pozo.

Los análisis de modelos geomecánicos 1D se realizan para pozos perforados en una orientación y ubicación específica dentro de la cuenca, con espesor de capas determinado y una continuidad vertical propia del punto de análisis, para obtener una aproximación del comportamiento del nuevo pozo a perforar, se realiza una extrapolación de los datos calculados a la ubicación del prospecto, teniendo una alta incertidumbre en la variabilidad horizontal dentro de la cuenca; además con la incertidumbre de las posibles deformaciones o fallamientos que pueden estar presentes en el prospecto que no se hayan presentado en el pozo donde se realizaron los cálculos. Para disminuir esta incertidumbre y conocer los posibles cambios que puede presentar el pozo prospecto, se utilizan datos provenientes de la sísmica.

La aplicación principal aplicación de la data sísmica en un principio, es la identificación de la geometría de la cuenca, esto es posible porque las ondas se reflejan en las interfaces o cambios de material existentes, ya que poseen propiedades acústicas diferentes, la propiedad que controla este cambio producido en la interfase es el contraste de impedancia, que es el producto de la densidad por la velocidad.

El estudio del procesamiento de la data de la sísmica tiene otras aplicaciones una de ellas es utilizar la información de las amplitudes de las reflexiones para realizar el proceso de inversión sísmica, el cual permite obtener el comportamiento de velocidades y densidad de la cuenca, a través de procesos matemáticos establecidos por Zoepprits (1919) y Fatti and Aki Richards (1994), este proceso consiste en determinar la reflectividad, $r(j)$, a partir del modelo convolucional, dada la traza sísmica $T(i)$, y por lo tanto involucra el proceso de la deconvolución, en otras palabras, el proceso de inversión toma una traza sísmica real, remueve el pulso sísmico (wavelet) y crea un modelo del subsuelo para esa locación de la traza. Para llegar al modelo de mejor ajuste, la mayoría de las rutinas de inversión efectúan iteraciones entre el modelado directo y la inversión, procurando minimizar la diferencia entre la traza sintética y los datos.

Al generar este cubo de velocidades y densidad se puede estimar el comportamiento geomecánico de un punto dentro del volumen, disminuyendo así la incertidumbre de la continuidad horizontal, teniendo en cuenta que la alternativa también tiene limitaciones asociadas a espectro de frecuencias comparadas con los registros de pozos.

1.1 FUNDAMENTOS SÍSMICOS BÁSICOS

La exploración sísmica es una de las herramientas más importantes dentro de la industria petrolera en cuanto al aporte de información indirecta para la toma de decisiones en la exploración y producción de crudo y gas, su objetivo principal es adquirir información de amplitudes a partir de las cuales mediante múltiples rutinas de procesamiento es posible construir una imagen tridimensional de la geometría del subsuelo, continuidad lateral y espesores aproximados de las formaciones que conforman el mismo. Realizar estos procesamientos requiere costos elevados pero su cubrimiento y disminución de incertidumbres los hacen necesarios en

varias de las ramas de la industria petrolera, llevando a un alto valor en relación beneficio costo.

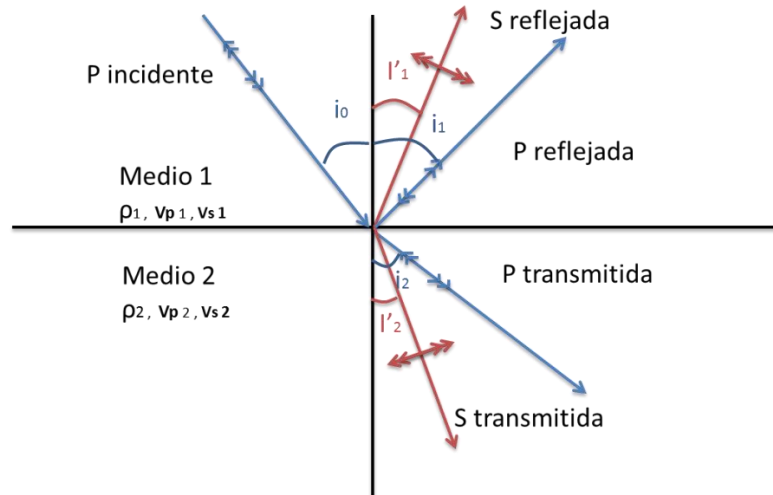
A continuación se presentan de forma básica algunos de los conceptos fundamentales del comportamiento de la propagación de ondas en un medio rocoso.

Hernández Navea (2008), presenta el estudio de la propagación de la energía es el principio básico de la sísmica, donde una onda mecánica producida por una fuente (explosivos, martillo), se propaga a través de las rocas de forma elástica. Esto implica considerar al suelo como un medio continuo regido por la ecuación de Navier-Stoke y a la energía sísmica como una perturbación mecánica que se propaga a través de éste siguiendo la ecuación de ondas (esfuerzos, ley de Hooke, soluciones de la ecuación de ondas, etc.).

Uno de los aspectos más importantes es que cuando una onda viaja por el subsuelo existen una serie de factores que disminuyen su energía disipándola, lo que se traduce en la pérdida de la amplitud de la señal y en el cambio de la forma de los diferentes trenes de onda.

Cuando una onda elástica encuentra un cambio de propiedades elásticas del medio, como por ejemplo de un cambio litológico en el subsuelo, la energía se disipa, quedando parte de ella en el mismo medio (onda incidente), otra parte se refleja (onda reflejada) y el resto se transmite al otro medio (onda refractada), con cambios en la dirección de propagación, en la velocidad y en el modo de vibración siguiendo la Ley de Snell (Figura 1).

Figura 1. Repartición de la energía de una Onda P al cambiar de interfase, siguiendo la ley de Snell



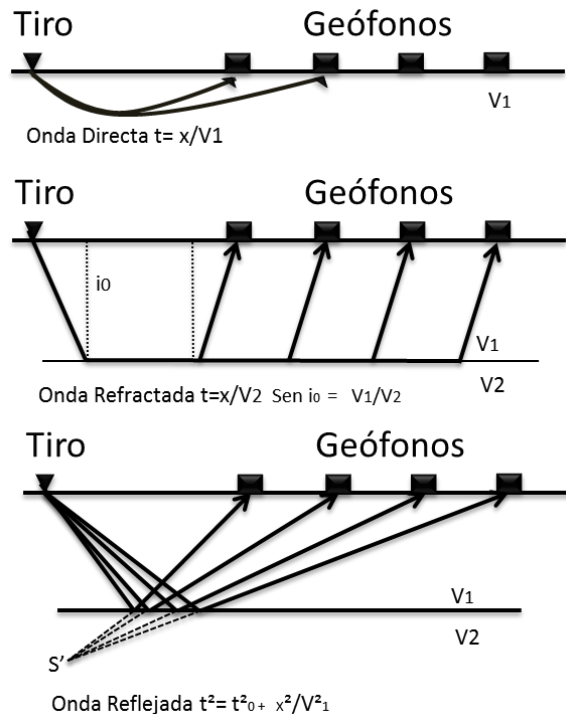
Fuente: Vera Lucia Hernández Navea, Procesamiento de datos de sismica de reflexión de alta resolución para la obra: plataforma del corredor norte-noroeste del de alta velocidad ubicado en Ourense, Galicia, España, universidad simón bolívar, sartanejas mayo 2008.

Las leyes de la refracción y la reflexión se derivan del Principio de Huygens, que plantea la disipación de la energía transmitiendo parte de la energía de forma reflejada y parte de forma refractada, constituyéndose en los nuevos frentes de ondas. El resultado final es que ambas leyes se combinan en un único planteamiento: en una interfase el parámetro de rayo p , debe tener el mismo valor para las ondas reflejadas, refractadas e incidentes. En el caso de que el medio este constituido por numerosas capas con impedancias acústicas diferentes, la Ley de Snell establece que el parámetro del rayo tiene que ser el mismo para todos los rayos reflejados y refractados resultantes del rayo incidente inicial.

Gracias a la Ley de Snell se puede conocer la trayectoria del rayo, el tiempo de llegada y la posición de los refractores, mas no proporciona información del cambio de amplitud sufrido en la onda.

En la Figura 2 se muestra la forma en la que viajan los trenes de ondas mencionados anteriormente en el medio, desde el punto en el que se generó la onda hasta el sensor de registro correspondiente (geófono).

Figura 2. Esquema de la geometría en el subsuelo de los rayos de las principales ondas que se observan en un registro sísmico



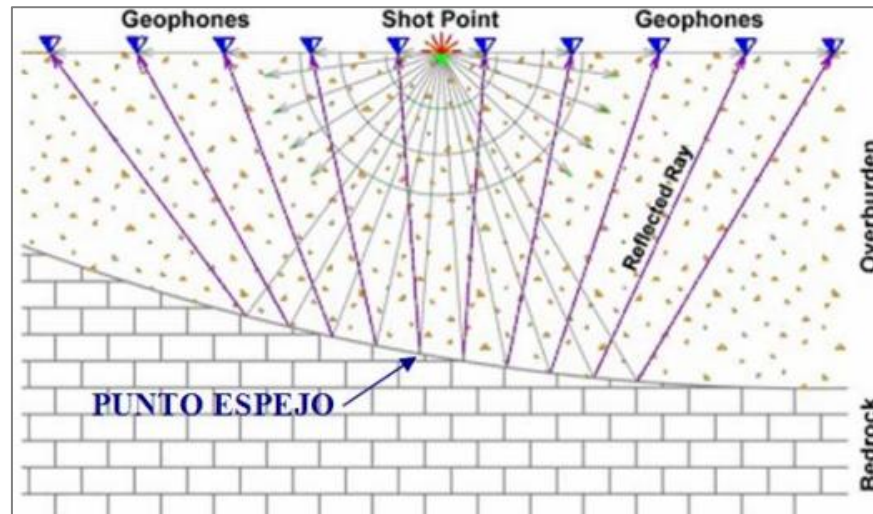
Fuente: Vera Lucia Hernández Navea, Procesamiento de datos de sísmica de reflexión de alta resolución para la obra: plataforma del corredor norte-noroeste del de alta velocidad ubicado en Ourense, Galicia, España, universidad simón bolívar, sartanejas mayo 2008.

1.1.1 Sísmica de reflexión. Básicamente, el método sísmico de reflexión consiste en generar un tren de ondas sísmicas, mediante una fuente de energía apropiada (martillo, "pistola", caída de peso, dinamita, etc.) y medir el tiempo de trayecto de dichas ondas, una vez reflejadas en las distintas capas o interfaces con suficiente contraste de impedancia acústica, entre la fuente de energía y una serie de sensores, denominados geófonos, dispuestos en línea recta a partir de ella (perfil), y separados entre sí a una distancia específica (intertraza).

A diferencia con la sísmica de refracción que necesita de la existencia de un ángulo crítico para producirse, la reflexión parcial de los rayos incidentes se produce para valores inferiores al ángulo crítico, por lo que la distancia fuente de energía-geófonos/trazas puede ser muy variable.

En la Figura 3 se puede observar un esquema de la emisión y recepción de los rayos reflejados (se ha representado una reflexión total, pero en cada punto espejo existirá un rayo reflejado y un rayo transmitido).

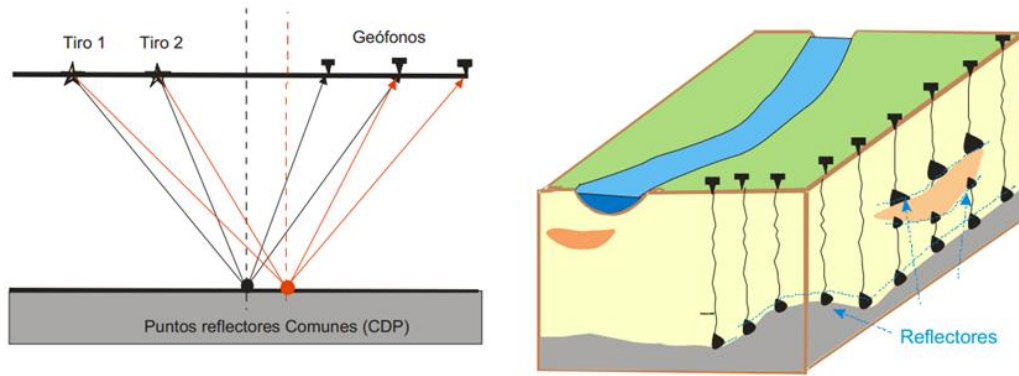
Figura 3. Esquema básico de la emisión y recepción en los distintos geófonos de los rayos reflejados.



Fuente: Vera Lucia Hernández Navea, Procesamiento de datos de sísmica de reflexión de alta resolución para la obra: plataforma del corredor norte-noroeste del de alta velocidad ubicado en Ourense, Galicia, España, universidad simón bolívar, sartanejas mayo 2008.

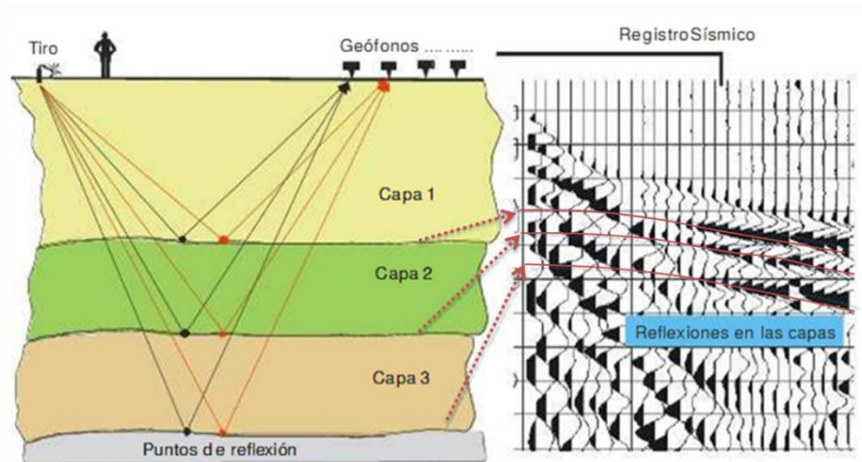
El conjunto de todas las trazas CDP (Figura 4) constituye la denominada “Sección Sísmica de Reflexión”, que es el resultado final de este método. Dicha sección es una imagen del subsuelo en donde los máximos de amplitud de las trazas están directamente relacionados con las interfases de las capas. Con ellas se define la geometría de las mismas, y de su interpretación se conocerá la estructura geológica del terreno estudiado. En la Figura 1.5 se muestra un esquema básico de la relación entre las capas y el registro sísmico obtenido.

Figura 4. Esquema de ordenamiento CMP o CDP



Fuente: María A. Gayá F., Procesado de sísmica de reflexión superficial en la cuenca de Ainsa, Huesca (España), Universidad Simón Bolívar, Enero 2005.

Figura 5. Esquema de la relación de los rayos reflejados en 3 capas con su correspondiente registro sísmico.



Fuente: María A. Gayá F., Procesado de sísmica de reflexión superficial en la cuenca de Ainsa, Huesca (España), Universidad Simón Bolívar, Enero 2005.

1.2 INVERSIÓN SÍSMICA

La inversión sísmica puede ser pensada como el proceso de determinar la reflectividad, $r(j)$, a partir del modelo convolucional, de la traza sintética, y por lo tanto involucra el proceso deconvolución. En otras palabras, el proceso de inversión toma una traza sísmica real, remueve el pulso sísmico (wavelet) y crea un

modelo del subsuelo para esa locación de la traza Barclay F. et al (2008). Para llegar al modelo de mejor ajuste la mayoría de las rutinas de inversión efectúan iteraciones entre el modelado directo y la inversión, procurando minimizar la diferencia entre la traza sintética y los datos.

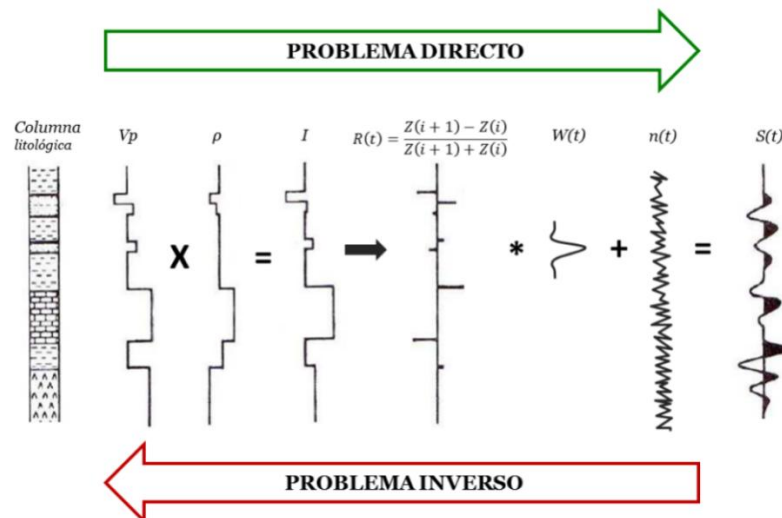
- **Modelo Directo**

El modelado directo inicia con un modelo de las propiedades del subsuelo, luego simula matemáticamente un experimento o proceso físico en el modelo del subsuelo, y finalmente provee como salida una respuesta modelada. (Figura 1.6 de izquierda a derecha).

- **Modelo inverso**

El modelado inverso inicia con datos medidos reales, aplica una operación que retrocede a través del proceso físico y produce un modelo del subsuelo. (Figura 1.6 de derecha a izquierda)

Figura 6 Representación esquemática de la construcción de un sismograma sintético (modificado de Tearpk, 1991)



Fuente: Johana Cabeza, caracterización de yacimientos utilizando inversión sísmica pre-apilamiento en el campo Cariña, sartenejas, Octubre 2012.

El objetivo principal de la inversión sísmica es transformar datos sísmicos de reflexión en propiedades cuantitativas de las rocas que sirvan para describir el reservorio. Además, este proceso busca aumentar la resolución de los datos sísmicos (recuperar las bajas frecuencias) ya que, los datos sísmicos tienen un ancho de banda limitado, sin frecuencias muy bajas o muy altas. El rango típico de frecuencias comprendidos en la sísmica está entre 10-80Hz. Esto significa que en los datos sísmicos hay pérdida de información. La pérdida de datos de alta frecuencia reduce el detalle del resultado, mientras que la pérdida de datos de baja frecuencia puede eliminar las tendencias de los registros de impedancia calculados. Sin embargo con los registros de pozos, se pueden recuperar datos sobre estas frecuencias.

Existen varios tipos de inversión sísmica post-apilada, preapilada, preapilada simultánea, entre otros, esta última con la ventaja de que se tienen variables independientes realizando el proceso simultáneo teniendo como resultado después de la inversión una velocidad de onda compresional, onda de corte y densidad.

1.2.1 Inversión sísmica pre-apilada simultánea. El objetivo de la inversión simultánea es intentar estimaciones confiables de impedancia de onda P, S y densidad con el fin de predecir presencia de fluidos y litologías.

La metodología se basa en obtener la impedancia de las ondas compresional (P), de cizalla (también llamada onda de corte, S) y la densidad a partir de la inversión de la amplitud de gathers pre-apilados y finalmente calcular la velocidad utilizando las impedancias y las densidades invertidas; de acuerdo con Castagna et al. (1985), estas velocidades deben estar linealmente relacionadas entre sí cuando no hay factores que alteren esta linealidad como la presencia de hidrocarburos. Aunque la sísmica nos brinda información importante, es necesario contar con

información adicional para reducir el número de posibles soluciones y obtener un resultado estable, dicha información corresponde a la información de pozo.

- **Modelo convolucional de la traza sintética (S(t))**

Los métodos sísmicos se basan en la idea de la propagación de ondas en el subsuelo con el propósito de determinar de manera indirecta su constitución interna. La respuesta obtenida una vez que inicia la propagación se conoce como traza sísmica, y esta puede ser representada matemáticamente a partir del modelo convolucional, el cual indica que la traza sísmica no es más que la convolución de la ondícula (señal emitida por la fuente) con la serie de reflectividad de la tierra, más un componente aleatorio conocido como ruido. Figura 1.10.

$$S(t) = w t * r t + n(t) \quad \text{Ecuación 1}$$

Dónde:

$w t$ = Ondícula sísmica

$r t$ = Coeficiente de reflexión

$n(t)$ = Ruido aleatorio

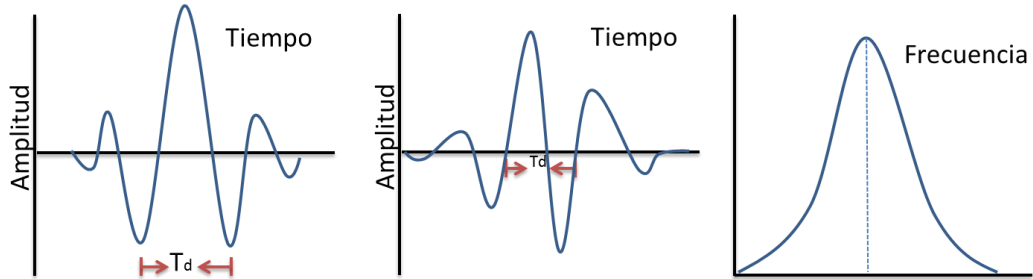
* = Representa el operador convolucional

- **Ondícula**

Se define un pulso sísmico que consiste usualmente en pocos ciclos. (Sheriff, 2002). La cual es originada por un paquete de energía proveniente de una determinada fuente, con un origen en tiempo específico, que regresa a los receptores como una serie de eventos distribuidos en el tiempo y energía. La distribución de los eventos es función de los cambios de velocidad y densidad en el subsuelo, y la posición relativa de la fuente y el receptor.

Se pueden tomar en cuenta las ondículas de fase cero y fase mínima, las primeras que son simétricas y su pico está ubicado en cero Figura 7.

Figura 7. Ondícula fase cero (izquierda), Ondícula fase mínima (centro), espectro de amplitud para ambas (derecha).



Fuente: Carlos O. Chaparro, Análisis de resolución sísmica mediante modelo de cuña, modelado de impedancias elásticas 1D para ondas PP y PS, Sartenejas, Noviembre 2012.

- **Impedancia Acústica (I):** La impedancia acústica es la multiplicación del valor local de la velocidad de la onda P con la densidad de la roca. (Ecuación 2), Figura 1.6.

$$Z = \rho * v_p \quad \text{Ecuación 2.}$$

Esta propiedad puede variar dependiendo de las propiedades físicas de la roca, tales como, porosidad, presión, temperatura entre otras. Lo cual ayuda a diferenciar los cambios litológicos que pueda presentar un área de estudio.

- **Impedancia Elástica:** Es una generalización de la impedancia acústica para un ángulo diferente de cero (Whitcombe *et al.* 2000) obtenida de la linealización de las ecuaciones de Zoeppritz.

$$IE_{\theta} = v_p^{1+tg^2\theta} v_s^{(-8\theta sen^2\theta)} \rho^{1-4\theta sen^2\theta} \quad \text{Ecuación 3}$$

$$\Theta = \frac{v_s^2}{v_p^2} = \frac{1}{2} \frac{v_{si+1}^2}{v_{pi+1}^2} + \frac{v_{si}^2}{v_{pi}^2} \quad \text{Ecuación 4}$$

- **Coefficientes de Reflexión (Rt):** representa una medida de la cantidad de energía reflejada en la interfaz entre dos medios y depende de la velocidad de propagación de la onda compresional y de las densidades de ambos medios, así como del ángulo de incidencia del frente de ondas con respecto al vector normal que forma la interfaz, y viene dada por la ecuación de Zoeppritz donde se describe la partición de la energía entre dos medios elásticos. Figura 1.6.

$$RC = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde $\rho_1 v_1 \rho_2 v_2$ son los valores de la densidad y velocidades de la onda p de los medios.

En el caso de preapilado, el ángulo de incidencia es mayor de cero. La inversión preapilado se basa en la aproximación de Fatti, de las ecuaciones de los coeficientes de reflectividad definidos por Zoeppritz.

Para dos medios elásticos isotrópicos homogéneos en contacto, la amplitud de la reflexión P~Pse puede determinar a cualquier ángulo de incidencia de las ecuaciones de Zoeppritz si se conocen parámetros que caractericen las propiedades elásticas de los dos medios, por ejemplo densidad y velocidades de onda. Se han desarrollado aproximaciones lineales para la solución de los coeficientes de reflectividad realizando variación de ángulos de incidencia.

- **Modificación de Fatti a la Ecuación de Aki-Richards**

En 1994 Fatti propone una modificación a la ecuación de Aki-Richards para el coeficiente de reflexión, fue expresada como:

$$R_{(\theta)} \approx c_1 R_P + c_2 R_S + c_3 R_D \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

$$R_p = \frac{1}{2} \frac{\Delta v_p}{v_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad R_s = \frac{1}{2} \frac{\Delta v_s}{v_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad R_D = \frac{\Delta \rho}{\rho}$$

$$c_1 = 1 + \tan^2 \theta \quad c_2 = -8 \frac{v_s^2}{v_p^2} \quad \tan^2 \theta \quad c_3 = -\frac{1}{2} \tan^2 \theta - 2 \frac{v_s^2}{v_p^2} \sin^2 \theta$$

- **Ecuación de Fatti modificada**

Para un ángulo traza dado, es posible extender la inversión de traza de cero offset dada la ecuación $s = \frac{1}{2} W D L_p$ combinando esta ecuación con la ecuación 6 para obtener la siguiente versión de la ecuación de Fatti.

$$S(\theta) = \frac{1}{2} c_1 W_\theta D L_p + \frac{1}{2} c_2 W_\theta D L_s + c_3 W_\theta R_D \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde D es el operador derivada, W_θ es la ondícula a un ángulo θ , $L_p = L_n(Z_p)$ y $L_s = L_n(Z_s)$, ahora la ondícula depende del ángulo.

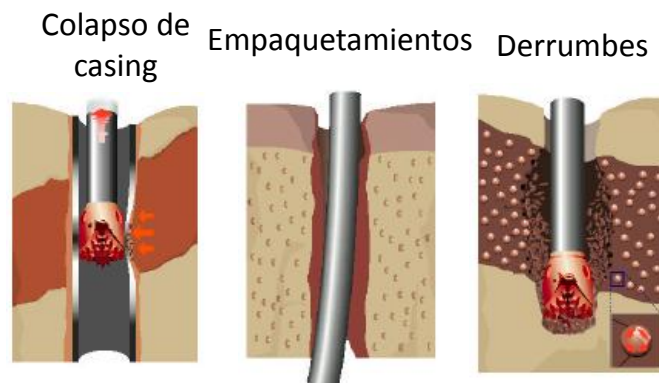
1.3 FUNDAMENTOS DEL MODELO GEOMECÁNICO 1D

Durante el proceso de perforación de pozos se presentan eventos que tienen gran incidencia presupuestal en el desarrollo del campo, algunos de estos eventos están relacionados con el comportamiento mecánico de la roca, presión de poro y el estado de esfuerzos que rige la zona de exploración. Con el fin de mitigar estas problemáticas, se desarrollan los modelos geomecánicos 1D en pozos cercanos al área de prospecto (pozo a perforar). para investigar el potencial de inestabilidad del pozo calculando el estado de redistribución de esfuerzos y comprándolo con un criterio de falla adoptado.

Como resultado de estos análisis se proponen alternativas de trayectorias donde se evidencie el menor contraste de esfuerzos. Adicionalmente se evalúa el efecto de la dirección de perforación con respecto a la dirección de depositación de las capas de roca, para finalmente tener una ventana de peso de lodo seguro, en la cual se demarca los intervalos de peso de lodo máximo y mínimo posibles, de forma tal que se prevenga la falla de la roca ya sea por cizallamiento o tracción.

1.3.1 Eventos geomecánicos. A través de Los eventos geomecánicos se evidencia cualitativamente el estado de la roca según la resistencia de la misma, para estos eventos mecánicos se busca en los informes de perforación puntos apretados, colapsos, empaquetamientos, derrumbes, embotamiento de la broca y tubería pegada (Figura 8), adicional a los eventos mecánicos se buscan los eventos relacionados al aporte de fluidos con los cuales se ajusta la presión de poro, siempre y cuando este evento se dé mientras se está perforando. En la siguiente figura se muestra un ejemplo del comportamiento de algunos eventos.

Figura 8. Ilustración de algunos eventos asociados a la inestabilidad del pozo



Fuente: Drillers Stuck pipe Handbook, Schlumberger, 1997

1.3.2 Registros modelados. La mayoría de los pozos no tienen el set completo de registros porque la mayoría de veces correr estos registros desde el overburden no es económicamente factible o debido a un deficiente estado del

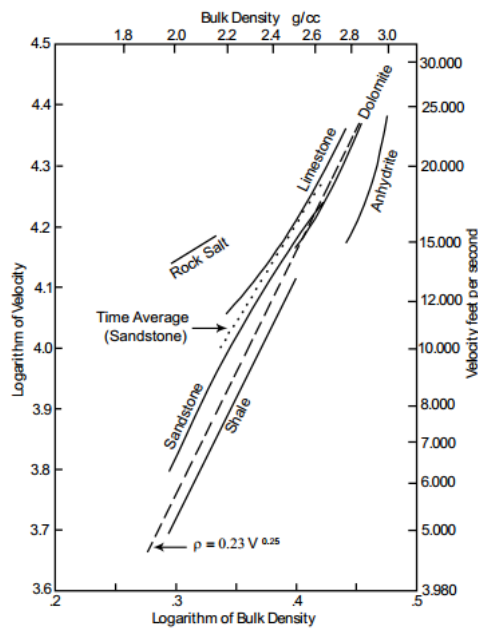
hueco; sin embargo, existen otras razones por las cuales no se corren todos los registros necesarios para realizar el análisis geomecánico y por esto se hace necesario recurrir a la literatura para modelar algunas propiedades necesarias para el análisis. Los registros necesarios para realizar un análisis 1D son: Gamma Ray, Potencial espontaneo (SP), Densidad, Porosidad, resistivos, Sónico compresional y de cizalla, registros de imágenes, caliper y bit size.

Ecuación de Gardner

Gardner (1974) Muestra la relación entre la velocidad y la densidad para varias litologías (Figura 9), con base en esta relación ajustó una curva que mejor representara la relación entre la velocidad y la densidad de todas las litologías. A partir de esta se generó la siguiente ecuación empírica:

$$\rho = 0.23v_p^{0.25} \quad \text{Ecuación 8}$$

Figura 9. Relación cuantitativa de la velocidad - densidad



Fuente: Gardner, G. H. F., Gardner, L. W. and Gregory, A. R., 1974, "Formation velocity and density The diagnostic basics for stratigraphic traps", Geophysics, Soc. of Expl. Geophysics, Vol. 39, p. 770-780.

Ecuación de Castagna

El método más utilizado para predicción de la onda de corte fue definido por Castagna. La cual es una relación empírica entre la velocidad de la onda P y la velocidad de la onda S, la cual puede ser escrita como:

$$v_p = 1.16 v_s + 1.36 \quad \text{Ecuación 9}$$

La anterior ecuación no tiene en cuenta los litotipos por estos se utilizaron las siguientes ecuaciones de Greenberg y Castagna (1992) de su trabajo de técnicas de sustitución de fluido de poro, donde publican algunas ecuaciones que relacionan v_p - v_s , para varias litologías saturadas en agua:

Arena:

$$v_s = -0.856 + 0.804v_p \quad \text{Ecuación 10}$$

Shale:

$$v_s = -0.867 + 0.770v_p \quad \text{Ecuación 11}$$

Caliza:

$$v_s = -1.030 + 1.017v_p - 0.055v_p^2 \quad \text{Ecuación 12}$$

Dolomita:

$$v_s = -0.078 + 0.583v_p \quad \text{Ecuación 13}$$

1.3.3 Presión de poro. El comportamiento de la roca no solo depende del material sólido que la compone, sino también en gran parte del fluido que está presente en el espacio poroso. Cuando una capa de roca es enterrada a medida que se va presentando la depositación, el esfuerzo de sobrecarga aumenta, lo que lleva a que esta pierda porosidad por la compactación debido al peso de las capas superiores. Esta pérdida de porosidad hace que la estabilidad del fluido se vea alterada.

Terzaghi y Peck (1968) demostraron que el esfuerzo que un pistón hacía sobre la roca, se transmitía tanto a los granos de esta como al fluido contenido en su espacio poroso, generándose la presión de poro, esto es válido para las arcillas. A partir de este experimento se evidenció que el esfuerzo vertical puede ser expresado como la suma entre el esfuerzo soportado por la roca (esfuerzo efectivo) y el esfuerzo soportado por el fluido (presión de poro).

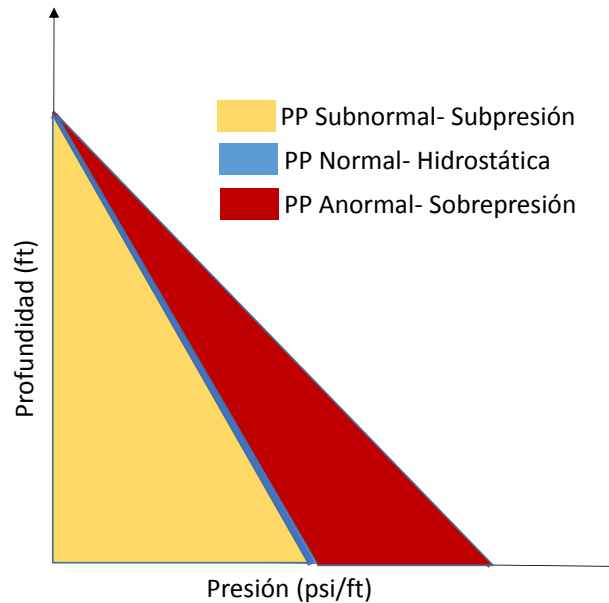
La teoría relacionada con la compactación de las rocas sedimentarias establecida por Hubert y Rubey (1959), propone que el esfuerzo de overburden o sobrecarga incrementa como resultado del enterramiento y simultáneamente la porosidad de una roca decrece, por consiguiente, el fluido de los poros de una formación serán expulsados por compactación, y cuando no hay ruta de escape para el fluido, el fluido sufre una sobrepresión. Estas son las zonas a menudo llamadas zonas de presión anormal o sobrepresión y son éstas las zonas que se deben identificar ya que son las de más riesgo. Figura 10.

Eaton (1975) desarrolló sus ecuaciones a partir de datos de pozo y registros, las cuales relacionan el gradiente de presión de poro con las relaciones de las desviaciones entre los valores del tiempo de tránsito y la tendencia normal de compactación de las arcillas. Más adelante Bowers en 1995 introduce la relación entre el esfuerzo efectivo y la velocidad sísmica. El cual está basado en que a

medida que aumenta la profundidad aumenta el esfuerzo de sobrecarga y la velocidad de las ondas acústicas

Durante el proceso de depositación normal el esfuerzo aumenta a medida que los sedimentos se depositan, este incremento consolida y compacta la formación resultando una disminución en la porosidad y una reducción de la presión de poro por migración de fluidos, debido a este comportamiento la roca se vuelve más resistente , esto es debido al aumento de la fricción entre los granos, por el contrario si la presión de poro es incrementada dentro de la roca por mecanismos de sobrepresión (trampas, temperatura, origen de kerógeno entre otras) la resistencia de la roca es reducida porque el fluido separa los granos y de esta forma reduce la fricción entre ellos.

Figura 10. Clasificación de la presión de poro



Fuente: Mouchet, J. P. & Mitchell, A., 1989. "Abnormal pressure while drilling". Manuals techniques 2, Elf Aquitaine Editions, Boussens, France.

Método de Eaton

Está basado en los registros eléctricos o acústicos de pozo y la tendencia normal de compactación de una sección que está normalmente presurizada. La desviación de los valores del registro en esta curva de tendencia normal indica una presión anormal.

Esta ecuación tiene en cuenta el efecto que ejerce el peso de las capas geológicas, el cual se calcula como la sumatoria de la densidad por los espesores de los intervalos.

La ecuación de Eaton está definida así:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} * f^\alpha \quad \text{Ecuación 14}$$

$\frac{P}{D}$ es el gradiente de presión de poro $\frac{psi}{ft}$

$\frac{S}{D}$ = es el gradiente de presión de sobrecarga $\frac{psi}{ft}$

$\frac{P_n}{D}$ = es el gradiente normal de presión de poro $\frac{psi}{ft}$

f^α : es un parámetro de ajuste en función de los registros

Que para el caso donde se tengan sónico compresional se utiliza la siguiente correlación:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \frac{S}{D} - \frac{P_n}{D} * \frac{T_N}{T_0} \quad \text{Ecuación 15}$$

Dónde:

T_0 : Tiempo de transito del registro (usec/ft)

T_N : Tiempo de transito normal de la curva de compactación (usec/ft)

Con T_N establecido por la siguiente ecuación:

$$T_N = \frac{1}{c\sigma_n^{1/5}} \quad \text{Ecuación 16}$$

Dónde:

σ_n = Esfuerzo Vertical efectivo normal (psi).

C= constante de ajuste.

Con σ_n establecido por la siguiente ecuación

$$\sigma_n = \sigma_v - 0.465 \quad \text{Ecuación 17}$$

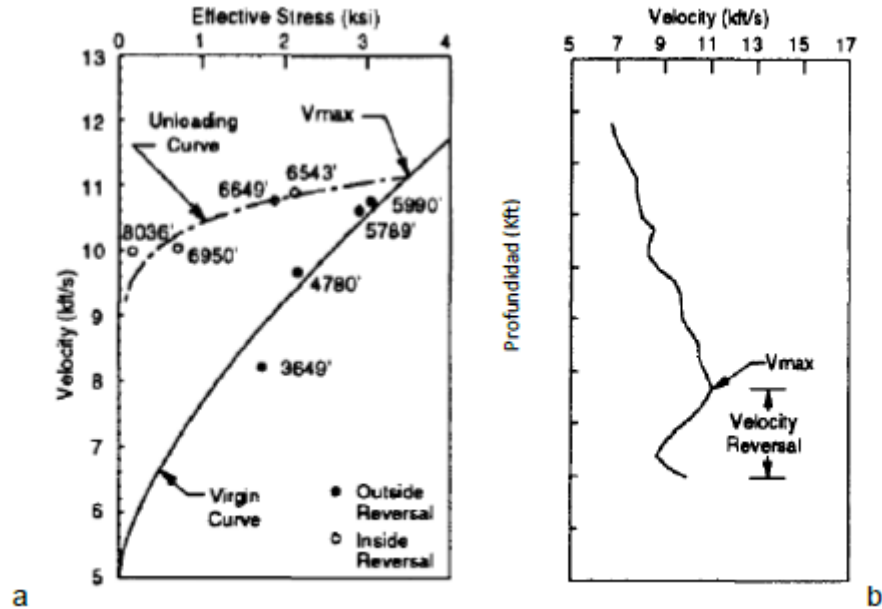
Método de Bowers

Es un método que estima la presión de poros en función de la velocidad sónica o velocidad sísmica, este método a diferencia del resto es calculado dependiendo del mecanismo de sobrepresión. Estos pueden ser por fenómeno de sub-compactación o expansión de fluidos.

Bowers emplea la curva virgen y la curva de descarga para representar estos fenómenos.

Al aumentar el esfuerzo efectivo, los sedimentos se compactan y las velocidadesónicas aumentan, esta relación representa la curva virgen. Por lo contrario, la curva de descarga es representada cuando el esfuerzo efectivo disminuye, llamada también zona de regresión, esto se puede apreciar en la Figura 11 junto a la curva virgen.

Figura 11. Tendencias de la gráfica de esfuerzo efectivo vs Sónico para el caso de las tendencias de compactación normal (a) y de descarga (b)



Fuente: Bowers SPE Drilling & Completion. June 1995

Para la estimación de la presión de poro se necesitan puntos de calibración confiable, con valores medidos directamente de campo o proveniente de un análisis cuidadoso de la Información disponible, con el fin de ajustar los parámetros A y B.

$$P = s - \frac{v-v_0}{A}^{1/B} \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde V_0 es la velocidad del sedimento no consolidado saturado de fluidos, mientras A y B son los parámetros que describen el cambio en la velocidad al incrementar el esfuerzo efectivo 'S'.

1.3.4 Propiedades mecánicas de la roca. Cada roca tiene un comportamiento único de deformación y de resistencia relacionado a los esfuerzos a los cuales haya sido expuesta, la mayoría de rocas tienen un comportamiento no lineal cuando son sujetas a grandes esfuerzos (se deforman o fracturan).

Las propiedades mecánicas de las rocas son utilizadas en los criterios de falla para determinar el momento en que se producirá la falla a unas condiciones de esfuerzo dadas. La resistencia del material depende de la interacción de factores extrínsecos e intrínsecos. Entre los factores extrínsecos se encuentran: el estado de esfuerzos, tasa de deformación, la temperatura, entre otros. Mientras que entre los factores intrínsecos están: la porosidad, tamaño de grano, la mineralogía, el tipo de cemento, entre otros.

El cálculo de estas propiedades se realiza a través de ecuaciones matemáticas de la literatura y se ajustan a los resultados obtenidos en laboratorio a través de las pruebas triaxiales, uniaxiales y brazilian test.

- **Propiedades elásticas**

La forma en la cual responde la deformación de un material ante la aplicación de una carga permite determinar qué tipo de modelo matemático se puede utilizar para simular este comportamiento, ya sea elástico lineal, no lineal, plástico, viscoso entre otros; una gran cantidad de materiales, incluidas las rocas presentan un comportamiento lineal elástico a cargas relativamente bajas, permitiendo caracterizar este comportamiento a través de la Ley de Hooke.

Junto a esto también se establecieron las relaciones basadas en la transmisión de ondas acústicas en el medio poroso, las cuales serán utilizadas para generarlos volúmenes de propiedades a partir de los cubos de velocidades obtenidos a partir de la inversión sísmica.

Relación de Poisson (adimensional):

Representa la relación entre la deformación lateral y la deformación axial que se genera en una muestra que es deformada en dirección axial, como consecuencia de la aplicación de una carga en dicha dirección, la relación de Poisson es de valor positivo y tiene un límite teórico que corresponde al valor de este módulo para el agua (0.5). Esta dada por la expresión a continuación.

$$v = \frac{2 - \frac{DTS^2}{DTP}}{2 * (1 - \frac{DTS^2}{DTP})} \quad \text{Ecuación 19}$$

Dónde:

v = Relación de Poisson

DTS = Tiempo de transito de la onda de corte (µs/ft)

DTP = Tiempo de transito de la onda compresional (µs/ft)

Módulo de Corte

Representa una medida de la resistencia de un cuerpo a cambiar de forma como resultado de la aplicación de un esfuerzo de corte en la muestra. Se calcula con la siguiente ecuación:

$$G \text{ (psi)} = \frac{RHOB}{DTS^2} * 1.34 * 10^{10} \quad \text{Ecuación 20}$$

Dónde:

G = Módulo de corte o módulo de rigidez (psi)

RHOB = Densidad de formación (gr/cc)

DTS = Tiempo de transito de la onda de corte (µs/ft)

$1.34 * 10^{10}$ = Factor de conversión

Módulo de Young Dinámico:

Estima la rigidez del material y está definido como la relación de esfuerzo aplicado a un material sobre la deformación generada en el mismo por efecto del esfuerzo en la dirección de aplicación bajo un estado de carga uniaxial, Ecuación 21. Los rangos normales pueden ir desde unos cuantos cientos de miles de psi en el caso de rocas muy deformables y de baja competencia hasta varios millones de psi para el caso de rocas de muy baja deformabilidad y alta competencia.

$$E \text{ (psi)} = 2 * G * (1 + \nu) \qquad \text{Ecuación 21}$$

Dónde:

E = Modulo de Young Dinámico (psi)

G = Módulo de corte o módulo de rigidez (psi)

V = Relación de Poisson

Módulo de Young Estático

$$E_{\text{estático}} \text{ (psi)} = \frac{0.4533 * E}{1000000} + 0.0293 * \frac{E}{1000000}^2 * 1000000 \qquad \text{Ecuación 22}$$

Donde:

E_estático = Módulo de Young Estático (psi)

E = Módulo de Young Dinámico (psi)

Modulo elástico de Bulk (Volumétrico):

Esta variable representa la respuesta de un material al ser sometido a una condición de carga hidrostática (tres esfuerzos ortogonales iguales), y relaciona el cambio volumétrico que experimenta una muestra a ser sometida a un cambio de esfuerzos en condición hidrostática

$$K \text{ (psi)} = \text{RHOB} * \left(\frac{1}{\text{DTP}^2} \right) - \left(\frac{4}{3 * \text{DTS}^2} \right) * 1.34 * 10^{10} \quad \text{Ecuación 23}$$

Dónde:

K = Modulo volumétrico (psi)

RHOB = Densidad de formación (gr/cc)

DTP = Tiempo de transito de la onda compresional (µs/ft)

DTS = Tiempo de transito de la onda de corte (µs/ft)

$1.34 * 10^{10}$ = Factor de conversión

- **Resistencia mecánica**

La resistencia es la propiedad que tienen las rocas para resistir los esfuerzos y está dominada por la mineralogía de la roca y el carácter de las partículas en contacto. La resistencia de la roca refleja su historia geológica (a qué tipo de esfuerzos ha sido expuestas compresión, tensión o cortante).

Resistencia Compresiva Uniaxial (UCS)

Comúnmente llamada resistencia a la compresión uniaxial, es el valor del esfuerzo en el momento en que ocurre la falla en una roca; es decir el máximo esfuerzo que soporta la roca sometida a compresión uniaxial.

Para formaciones arcillosas

$$UCS \text{ psi} = 145.077 * 0.72 * V_p^{3.2} \quad \text{Ecuación 24}$$

Areniscas limpias y medianamente sucias y Limolitas

$$UCS = 145.077 * 1.9E - 20 * \rho^2 V_p^4 * \frac{1+V}{1-V}^2 * (1 - 2V)(1 + 0.78V_{shale}) \quad \text{Ecuación 25}$$

Dónde:

UCS = Resistencia compresiva uniaxial (psi)

Vp = Velocidad de la onda compresional (km/s)

ρ = Densidad de formación (gr/cc)

V = Relación de Poisson

Vshale: Contenido de arcilla

145.077 = Factor de conversión

Cohesión

Es la atracción molecular de las partículas la cual ejerce una resistencia al corte

$$C_o = \frac{0.036E}{\frac{1}{K} * 1000000} * 0.008Vshale + 0.045 * 1 - Vshale \quad \text{Ecuación 26}$$

$$C_o = \frac{UCS (psi)}{2 * \tan 45 + \frac{AFI}{2}} \quad \text{Ecuación 27}$$

Dónde:

Co = Cohesión (psi)

E = Modulo de Young Dinámico (psi)

Vshale = Contenido de arcilla.

UCS = Resistencia compresiva uniaxial (psi).

AFI = Angulo de fricción interna (°).

Resistencia a la Tensión (psi)

La resistencia a la tensión es el esfuerzo tensional por unidad de área a la que el material falla (se rompe) por fracturación extensional. Esta propiedad, que es una indicación del grado de coherencia del material para resistir fuerzas “tirantes”, depende de la resistencia de los minerales, del área interfacial entre granos en contacto y del cemento intergranular e intragranular.

$$RTR = 0.1 * UCS$$

Ecuación 28

Dónde:

RTR = Resistencia a la tensión (psi)

UCS = Resistencia compresiva uniaxial (psi)

Gradiente de Fractura de Saltz (psi/ft)

$$GF = S_{hmin} + \frac{T_o}{TVD}$$

Ecuación 29

Dónde:

GF = Gradiente de fractura (psi/ft)

Shmin = Esfuerzo mínimo horizontal (psi/ft).

TO = Resistencia a la tensión (psi)

TVD = Profundidad vertical verdadera (ft)

Gradiente de Fractura de Hubbert y Willis (psi/ft)

$$GF = GF = \frac{v}{1-v * (\sigma_v - P_p)} + P_p + \frac{RTR}{TVD}$$

Ecuación 30

Dónde:

GF = Gradiente de fractura (psi/ft)

v = Relación de Poisson

σ_v = Gradiente de esfuerzo vertical (psi/ft)

P_p = Gradiente de presión de poro (psi/ft).

RTR = Resistencia a la tensión (psi)

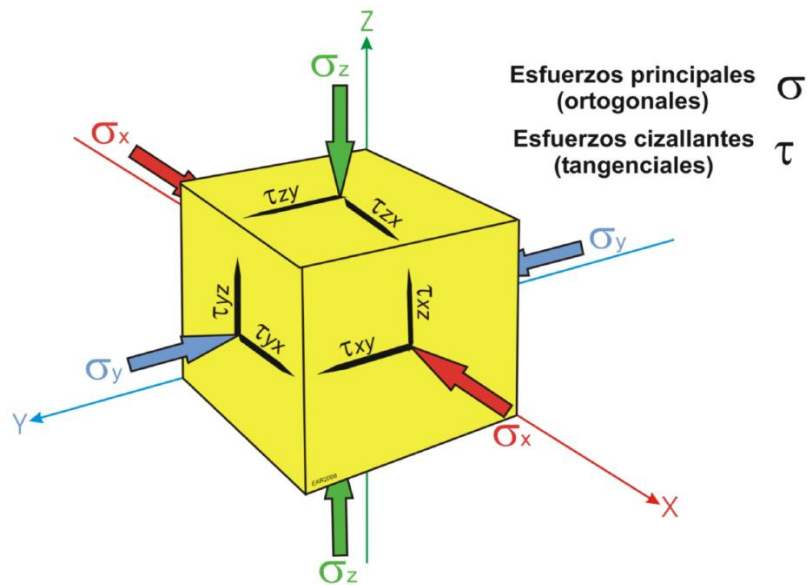
TVD = Profundidad vertical verdadera (ft)

1.3.5 Esfuerzos. Se conoce como esfuerzo a la fuerza que se le aplica a un cuerpo por unidad de área. Las rocas están sometidas a esfuerzos de compresión y de tensión dependiendo del régimen de esfuerzos que rija el área de análisis.

Esfuerzos principales

Los esfuerzos principales son aquellos donde en un sistema de coordenadas espacial, el tensor de esfuerzos presenta que sus componentes de corte desaparecen, es decir, se hacen iguales a cero. Figura 12.

Figura 12. Esfuerzos principales ortogonales y tangenciales

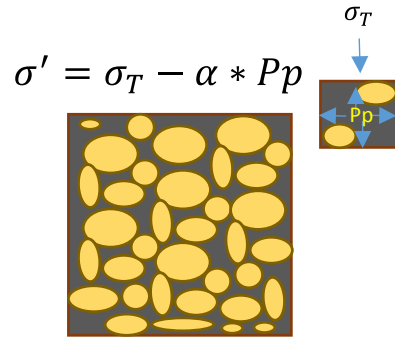


Fuente: Caracterización geomecánica de la deformación y sus aplicaciones petroleras, Curso Rossello E., 2013

Esfuerzo efectivo

Es la componente del esfuerzo total que es soportado por la parte sólida de la roca Terzaghi (1943) y Biot (1941), y sugiere que la presión del fluido contenido en el espacio poroso, ayuda a soportar el esfuerzo mecánico total, llevado a través del contacto grano a grano de la roca. Figura 13.

Figura13. Esquema de la presión de fluidos en los poros



$$\sigma' = \sigma_T - \alpha * Pp$$

Fuente: Autor

La eficiencia de la presión de poro Pp es medida por el factor propuesto por Biot α , donde sus valores están entre el 0 y 1, el cual indica en porcentaje que la presión de poro soporta del esfuerzo total.

$$\begin{matrix} \sigma'_x & \tau'_{xy} & \tau'_{xz} \\ \tau'_{yx} & \sigma'_y & \tau'_{yz} \\ \tau'_{zx} & \tau'_{zy} & \sigma'_z \end{matrix} = \begin{matrix} \sigma_x & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_y & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_z \end{matrix} - \alpha \begin{matrix} p & 0 & 0 \\ 0 & p & 0 \\ 0 & 0 & p \end{matrix} \quad \text{Ecuación 31}$$

Para el análisis geomecánico, como el análisis de estabilidad de pozo, el comportamiento mecánico de la roca no está gobernado por el esfuerzo total, si no por el esfuerzo efectivo.

Tensor de esfuerzo

El conocimiento de las condiciones naturales a las cuales está sometida una cuenca es de gran importancia a la hora de determinar cuál va a ser la mejor estrategia de exploración, desarrollo y abandono de la misma; uno de los parámetros que es de gran importancia en esta caracterización es el tensor de esfuerzos (orientación y magnitud), ya que con un buen conocimiento de este, es posible determinar las mejores trayectorias de perforación que reduzcan el impacto de los tiempos no productivos en los costos de un pozo, las mejores condiciones de completamiento para optimizar la productividad, optimizar el

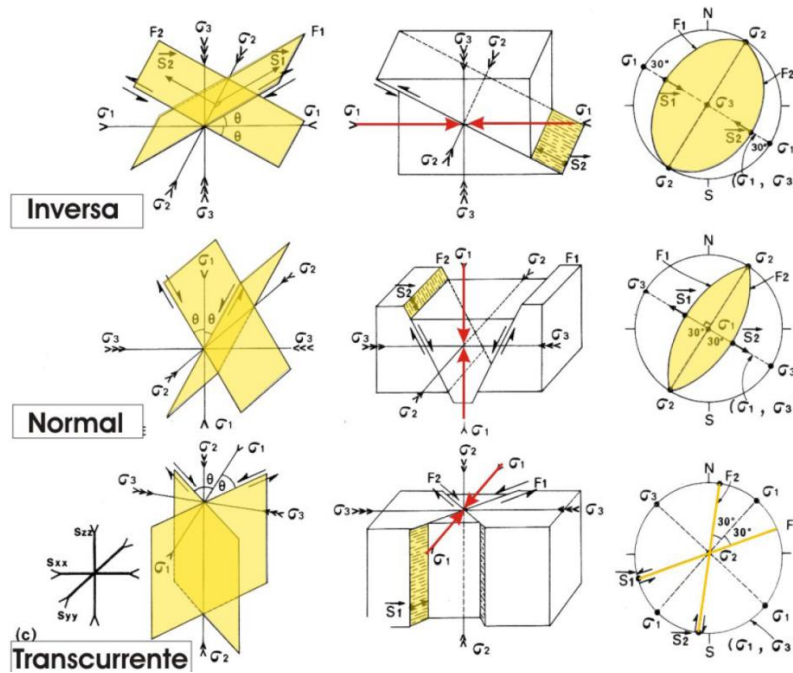
proceso de selección de pozos a fracturar, determinar las tasas óptimas de producción de forma tal que no se genere arenamiento, entre otras muchas aplicaciones.

Para obtener el tensor de esfuerzos, como primer parámetro se caracteriza la orientación; en este parámetro se identifican los cambios locales y regionales de la dirección de los esfuerzos dentro de la cuenca, esto se puede realizar de forma regional estudiando rasgos estructurales como pliegues, fallas entre otros; también se puede obtener información local, como lo son los registros de imágenes, caliper, entre otras herramientas de registros que determina la orientación de estos esfuerzos a nivel de la cara de pozo. Una vez determinada la orientación del campo de esfuerzo se estima un rango de variabilidad de la magnitud del mismo a nivel de la cuenca, esto es posible mediante de aplicación de modelos matemáticos que correlacionan diferentes variables geomecánicas y los cuales posteriormente son calibrados con base a información adquirida en campo, como lo son las pruebas Leak off test, minifrac entre otras.

- **Orientación:** para realizar la caracterización de la orientación de los esfuerzos de la cuenca es necesario recurrir a diferentes fuentes que permitan desde diferentes perspectivas conocer la posible orientación de los esfuerzos e integrarla con la información adquirida en pozo (registros de imágenes, caliper entre otros). A continuación se muestran tres fuentes:
 - **Mecanismos focales:** este análisis se realiza a partir de información sísmica obtenida del desplazamiento de una superficie de falla, después de contar con la información se requiere realizar un procesamiento matemático para hallar la orientación del plano y los esfuerzos causantes del desplazamiento. Una de las formas de representar esta metodología es en pelotas de playa las cuales indican el azimut y buzamiento de los dos posibles planos de la falla que

generaron el mecanismo focal, en la figura se observan los tres tipos de falla (inversa, normal y transcurrerte) y su respectiva representación. Figura 14.

Figura 14. Representación de los mecanismos focales para cada mecanismo de falla

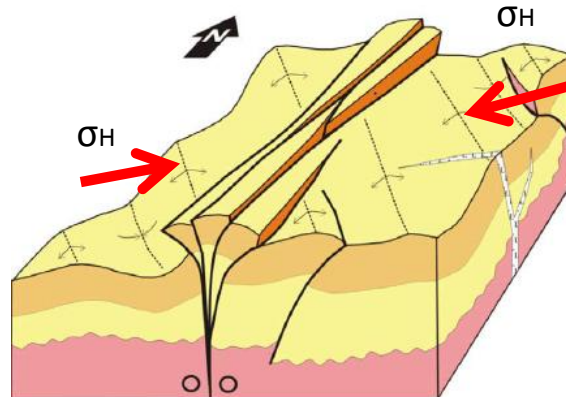


Fuente: Caracterización geomecánica de la deformación y sus aplicaciones petroleras, Curso Rossello E., 2013

- **Rasgos estructurales:** los plegamientos y fallas son una consecuencia de lo configuración del estado de esfuerzos a la que estuvieron sometidas las rocas a lo largo de los diferentes periodos geológicos, estos rasgos pueden ser observados en afloramientos y caracterizados en campo, como se puede observar en la Figura 1.15 el campo de esfuerzos aplicado a la roca genera un sistema compresivo en el cual los ejes de los pliegues se generan en dirección perpendicular a la dirección de aplicación del esfuerzo máximo, de la misma forma las diaclasas existentes se generan paralelas a la dirección del esfuerzo máximo, así como estos se tienen muchos rasgos estructurales que permiten de forma visual determinar la orientación del campo de esfuerzo que dio origen

a la estructura que se está caracterizando, este tipo de análisis es de gran utilidad a la hora de comprender la evolución que ha tenido una cuenca en el tiempo.

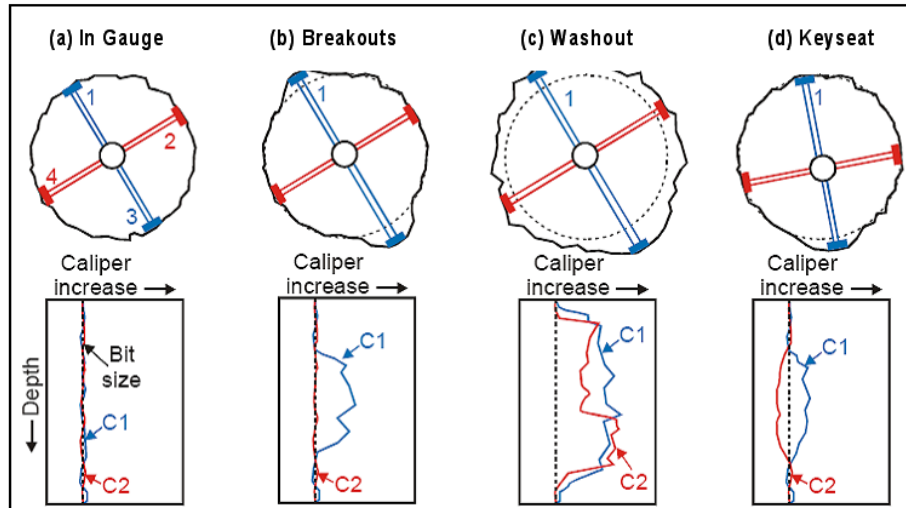
Figura 15. Rasgos estructurales y su respectiva orientación de esfuerzos



Fuente: Caracterización geomecánica de la deformación y sus aplicaciones petroleras, Curso Rossello E., 2013

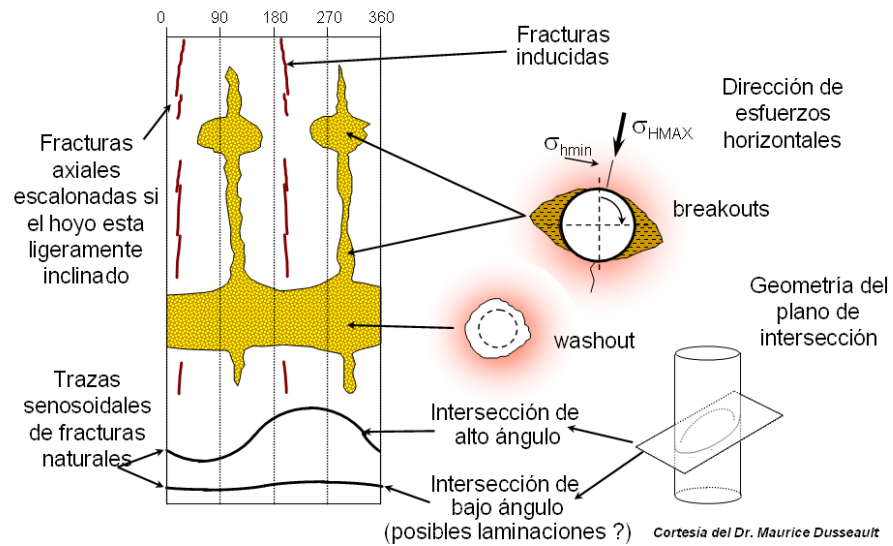
Teniendo en cuenta que no todos los rasgos estructurales son evidenciables a nivel de afloramiento, es necesario el uso de otro tipo de herramienta que permite obtener una imagen de la estructura en fondo, una de estas opciones es la toma de datos sísmicos, con los cuales es posible reconstruir una imagen de la estructura en fondo, como se puede apreciar en la Figura 16.

Figura 17. Registro caliper



Fuente: Adaptado de Plumb y Hickman, 1985

Figura 18. Diversos rasgos característicos visualizados en un registro de imagen



Fuente: Cortesía del Dr. Maurice Dusseault

- **Magnitud:** para obtener el valor de la magnitud de los esfuerzos presentes en una zona existen varias fuentes, una de ellas son las pruebas de campo, en las cuales se obtiene una medición directa de esfuerzo en fondo de pozo; otra de

las opciones es el modelamiento matemático, en el cual a través de diferentes modelos empíricos y conceptuales es posible correlacionar múltiples propiedades de la roca con el valor de magnitud de esfuerzo en la roca, a continuación se muestran algunos de ellos.

Esfuerzo Vertical

Está definido por el peso del terreno o sobrecarga, que es producido por la profundidad y la densidad de las rocas suprayacentes. Y se define a continuación:

$$\sigma_v = g \int_0^H \delta dz \quad \text{Ecuación 32}$$

Esta medida de densidad es tomada de los registros tomados en el pozo y así se realiza la sumatoria del peso de la columna litostática.

Esfuerzo horizontal mínimo (total)

Este esfuerzo está relacionado con el comportamiento elástico de la roca y el esfuerzo vertical, ya que la respuesta elástica del mismo a la carga aplicada por las capas supra-adyacentes y la restricción lateral del material genera un esfuerzo lateral en cada punto en profundidad, el modelo matemático se muestra a continuación en la ecuación 33.

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v - \alpha P_p + \alpha P_p \quad \text{Ecuación 33}$$

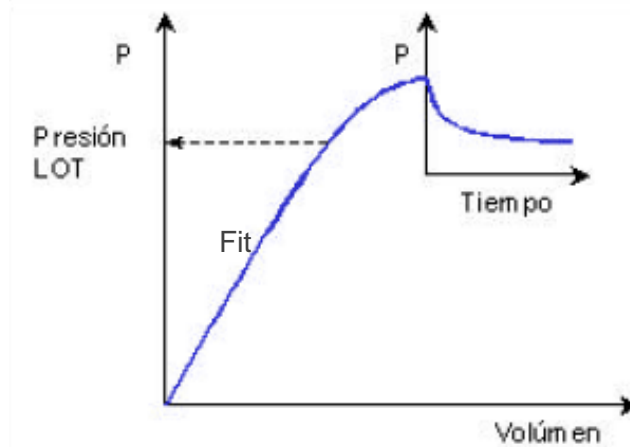
Teniendo en cuenta que la anterior ecuación solo permite estimar el valor de esfuerzo causado por deformación lateral del material, sin embargo en las zonas donde la tectónica es activa es necesario ajustar este valor con pruebas que serán explicadas a continuación:

FIT o Leak off

Estas pruebas se realizan durante la perforación de los pozos, en la parte baja de la sección donde se ubica el zapato del revestimiento para probar su calidad del cemento e integridad de la formación más débil expuesta al peso de lodo más alto a utilizar en la siguiente sección, dependiendo del comportamiento de esta prueba se le dará el nombre de FIT (Formation integrity test) si la presión ejercida no genera rompimiento en la formación y LOT (leak off test) si la presión ejercida genera rompimiento.

Este prueba en pozo se inicia aplicando presión hidráulica a través de lodo bombeado al pozo por intermedio de la sarta de perforación. La presión es registrada en función del volumen inyectado. Como se muestra en la siguiente Figura 19.

Figura 19. Grafico de Prueba FIT y Leak off



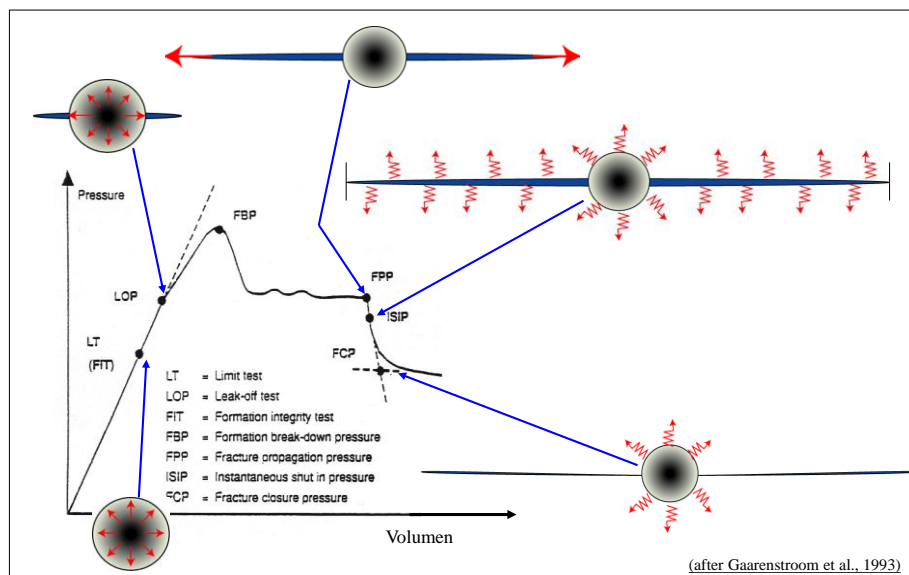
Fuente: Torres Villalobos, M E, Determinación de esfuerzos IN-SITU en la cordillera oriental de Colombia, Universidad nacional de Colombia, Bogotá, diciembre 2011.

Minfrac

La prueba de minfrac tiene como objetivo principal determinar la presión de cierre y valores de presiones de fracturamiento, la prueba consiste en inyectar un fluido a una sección de interés, previamente aislada, que genere una presión mayor al

gradiente de fractura por lo cual la roca fallara a tensión, después del cual se apagan las bombas en superficie y se monitorea el comportamiento de la presión en el tiempo, donde el valor de esfuerzo mínimo o presión de cierra de la fractura estará dado por el cambio en el comportamiento de flujo lineal a flujo radial. La Figura 20 a continuación muestra la agrupación de las tres pruebas anteriormente mencionadas.

Figura 20. Representación de la prueba de fracturamiento



Fuente: After Gaarenstroom et al., 1993

Esfuerzo horizontal máximo (total)

Para ajustar el esfuerzo máximo no existe ninguna herramienta que permita conocer el esfuerzo en fondo de pozo, por esto se realiza un análisis matemático con la información de esfuerzo mínimo, registros de imágenes y algunas de las propiedades mecánicas explicadas anteriormente.

$$\sigma_H = 3 * \sigma_h + \frac{RTR}{TVD} - GF - \alpha * Pp \quad \text{Ecuación 34}$$

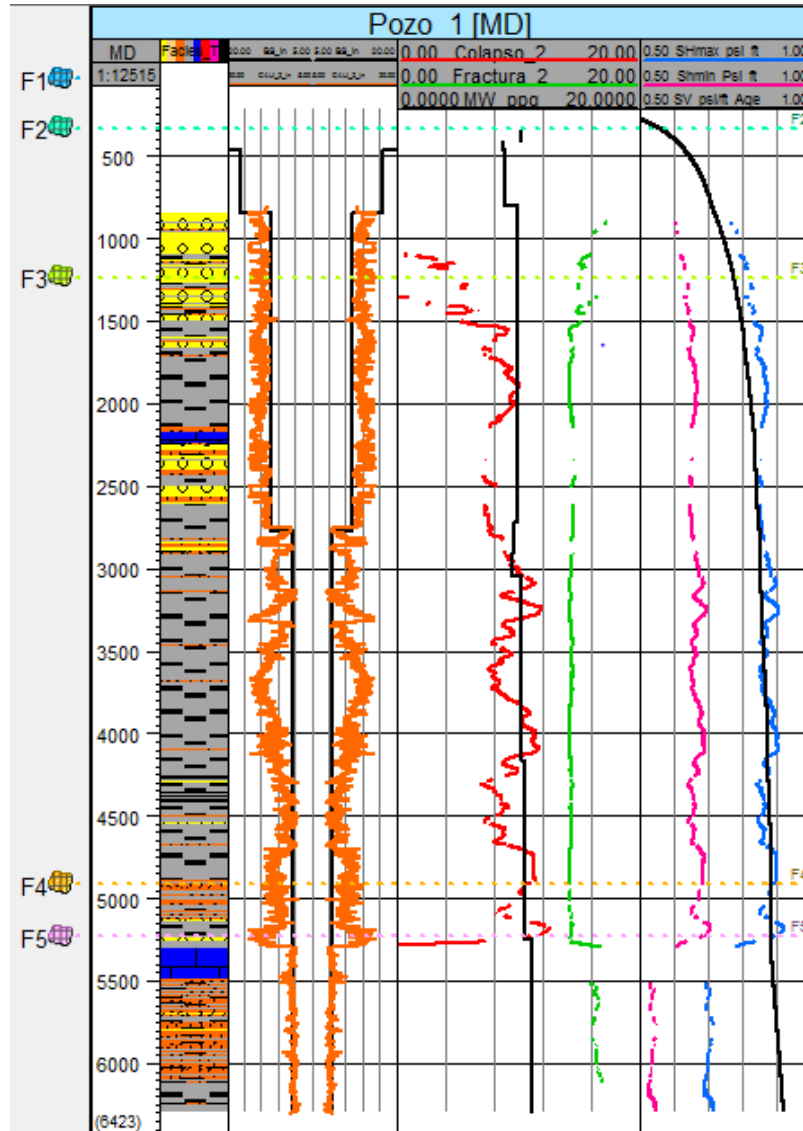
Donde.

$$GF = \sigma_h + \frac{RTR}{TVD}$$

$$RTR = 0.1 * UCS$$

1.3.6 Ventana de estabilidad. Esta herramienta permite realizar análisis y generar recomendaciones del modelo geomecánico 1D, se calcula la ventana operativa, la cual a partir de un modelo de falla (Mohr-Coulomb, Lade, Drukker-Prager) y conocimiento previo de los esfuerzos, propiedades mecánicas, presión de poro. Al tener respuesta de este modelo se ajusta a las condiciones reales del pozo que son el peso de lodo utilizado y las evidencias de los eventos, cuando se tiene la ventana ajustada se puede llegar a recomendar el peso mínimo y máximo sugerido para no colapsar ni fracturar las formaciones más problemáticas, además se pueden observar aquellas zonas problema y proponer puntos de casing para aislarlas y disminuir el riesgo de problemas operacionales. Figura 21.

Figura 21. Ventana de estabilidad Pozo 1. (Track 1 Facies. Track 2 línea negra Bit size, línea naranja registro caliper. Track 3 línea roja Colapso, línea negra MW, línea verde fractura. Track 4 Línea fucsia esfuerzo h mínimo, línea negra esfuerzo vertical, línea azul esfuerzo h máximo)



Fuente: Autor

2. APLICACIÓN

2.1 MODELO 1D

Tener un conocimiento del campo de esfuerzos *in situ* de un macizo rocoso, además de sus características geomecánicas generales como deformabilidad, resistencia, permeabilidad o marco geológico, permiten predecir el comportamiento de la roca frente a tensiones causadas o inducidas por construcciones, excavaciones o perforaciones realizadas en ella.

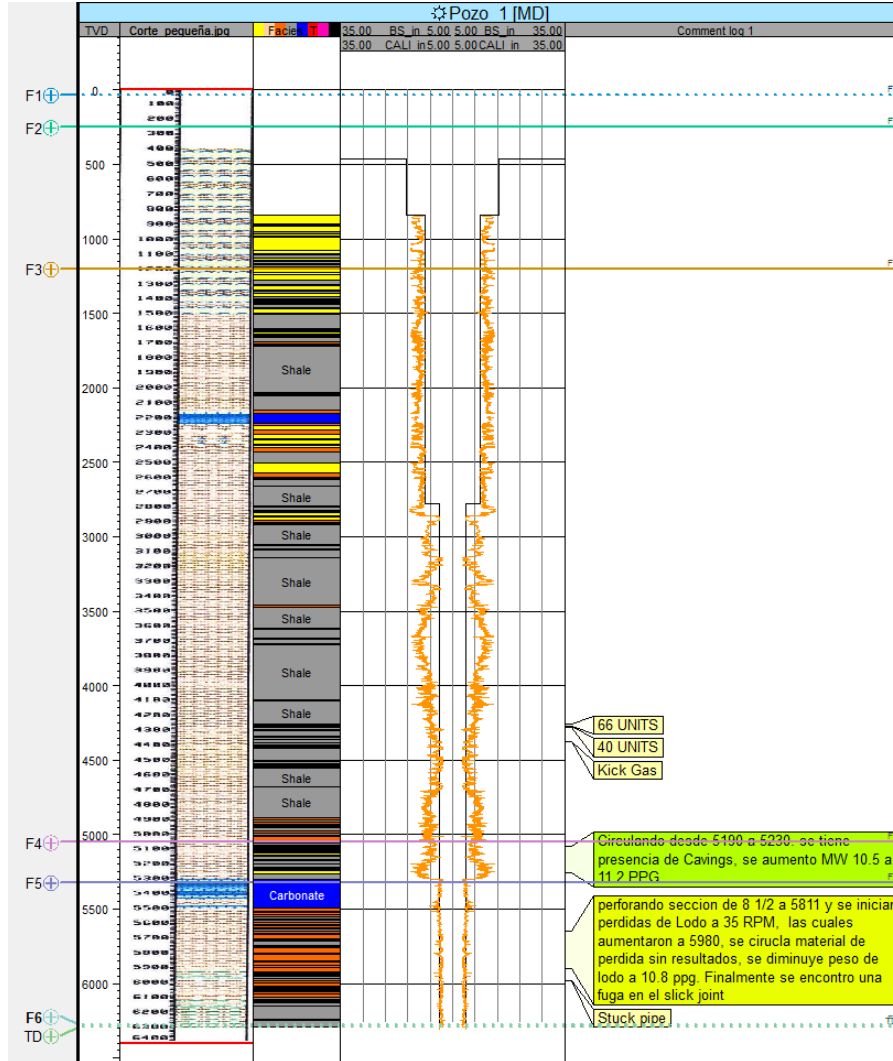
El modelo geomecánico 1D se inicia realizando la revisión de los post-Drilling de los pozos perforados en la zona para generar un mapa de conocimientos de las posibles problemáticas asociadas al comportamiento de la roca y esfuerzos en la zona, si se tienen muestras de rocas se realizan pruebas de laboratorio para ajustar el cálculo de todas las propiedades mecánicas, elásticas, al igual que el mapeo de eventos se buscan los informes de geología donde se reporta el comportamiento de fluidos de la formación durante perforación y se ajusta la presión de poro a estos comportamientos, cuando ya se tienen los parámetros anteriores ajustado se pueden calcular esfuerzos teniendo en cuenta el régimen de esfuerzos regional y la posible rotación que puede haber en las cercanías a los pozos, también se realiza la búsqueda de pruebas de Leak off test y minfrac para ajustar la magnitud del mínimo, para finalmente construir la ventana de estabilidad a partir del modelo de falla.

2.1.1 Eventos geomecánicos. Dentro del campo de estudio se tiene un pozo de correlación el cual no presento mayores problemas asociados a la inestabilidad mecánica durante la perforación, pero si se observaron problemas hidráulicos al registrar influjo de fluidos de la formación lo cual se debe a no conservar el equilibrio entre la presión de formación y la presión ejercida por el peso de lodo en

la cara del pozo, por lo tanto, se necesita tener caracterizado el campo para realizar una predicción de la presión de poro ajustada a la realidad, para poder estimar el peso de lodo óptimo para el control de flujo de fluidos al pozo y disminuir las probabilidades de tener un reventón. A continuación se muestran los detalles de los eventos asociados a problemas de estabilidad del pozo.

- El Pozo 1 presenta Show gas (presencia de gas) en las profundidades de 4700-4800 por presencia de carbón.
- A la profundidad de 5100 a 5200 se evidencia un aumento de cavings (derrumbes de la roca), por lo cual se aumenta el peso de lodo de 10.5 a 11.2 ppg
- A la profundidad de 5800 se evidencian perdidas de lodo pero estas son debidas a una fuga en el slick joint.

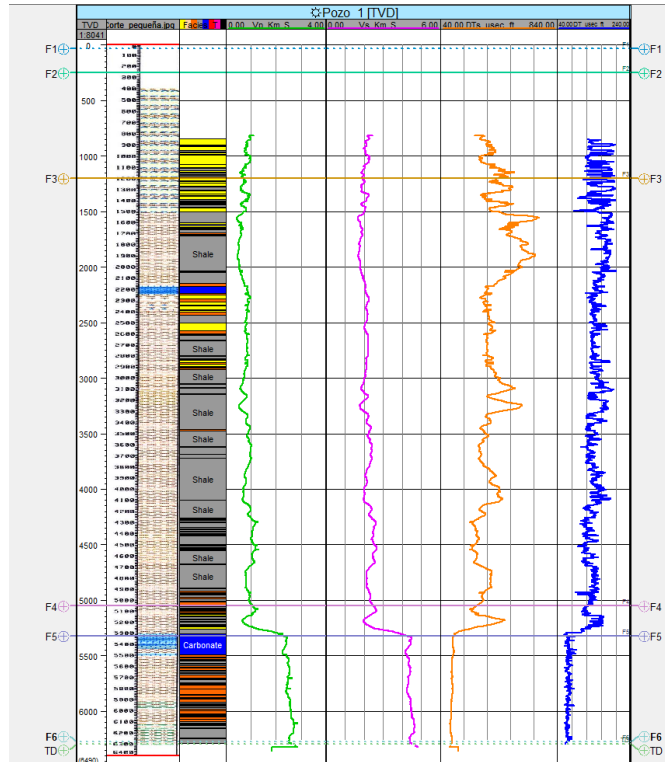
Figura 22. Eventos geomecánicos Pozo 1 Campo Colombiano, (Track 1: Bioestratigrafía, Track 2: Litotipos, Track 3 Línea Negra Bit size, Línea naranja Caliper, Track 4: Eventos geomecánicos)



Fuente: Autor

2.1.2 Registros modelados. El pozo 1 cuenta con set de registros básicos con curvas de densidad (RHOB), porosidad neutrón (NPHI), resistivos (profundo, medio y somero), sínico compresional, caliper y GR, teniendo en cuenta que no se cuenta con el registro de tiempo de transito de la onda de cizalla, y que este es fundamental para el desarrollo del modelo geomecánico, este fue obtenido mediante las correlaciones de Castagna (Ecuación 10 a 13) Figura 22.

Figura 23. Registro de cizalla modelado Vs y DT. (Track 1 Bioestratigrafía. Track 2 línea verde velocidad compresional Km/s. Track 3 línea fucsia velocidad de cizalla modelada. Track 4 línea naranja sónico de cizalla modelado, Track 4 línea azul sónico compresional)



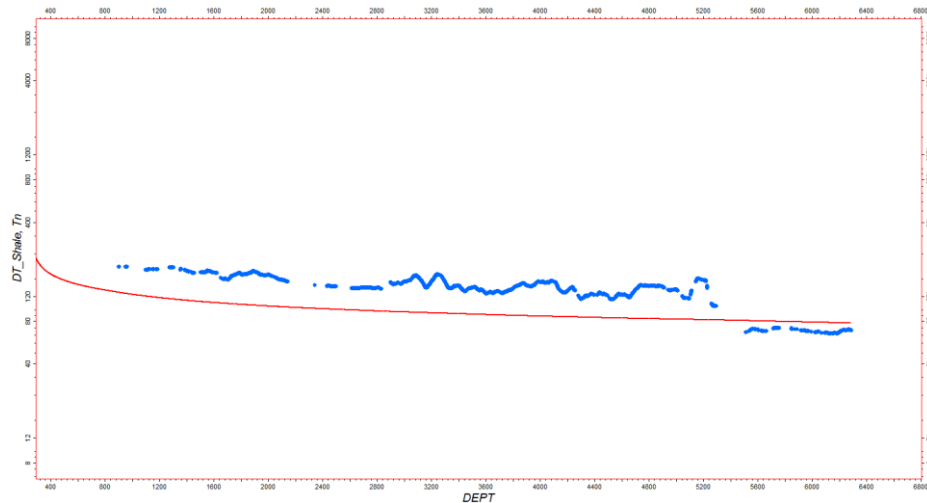
Fuente: Autor

2.1.3 Presión de poro. Para realizar el cálculo de presión de poro por medio de la ecuación de Eaton se debe conocer la tendencia de compactación normal la cual representa la porosidad normal que debería tener la formación si no presenta anomalías durante su proceso de compactación; la cual es trazada en crossplot de sónico compresional Versus profundidad. Figura 23.

Para el pozo de análisis se trazó una línea de tendencia de compactación normal donde se observa un comportamiento de cambio de las velocidades a una profundidad de 5600 ft; sin embargo este cambio no está asociado a incrementos de presión de poro ya que en el Pozo 1 no se evidencia presencia de influjos que

corten el peso de lodo. Adicionalmente donde está el cambio de velocidades coincide con el cambio de era geológica. Se utilizó la ecuación 16 con el parámetro C=2600

Figura 24. Tendencia de compactación a partir de la ecuación de Eaton, para el Pozo 1, línea azul registros sónico compresional filtrado por shale, línea roja tendencia de compactación normal.



Fuente: Autor

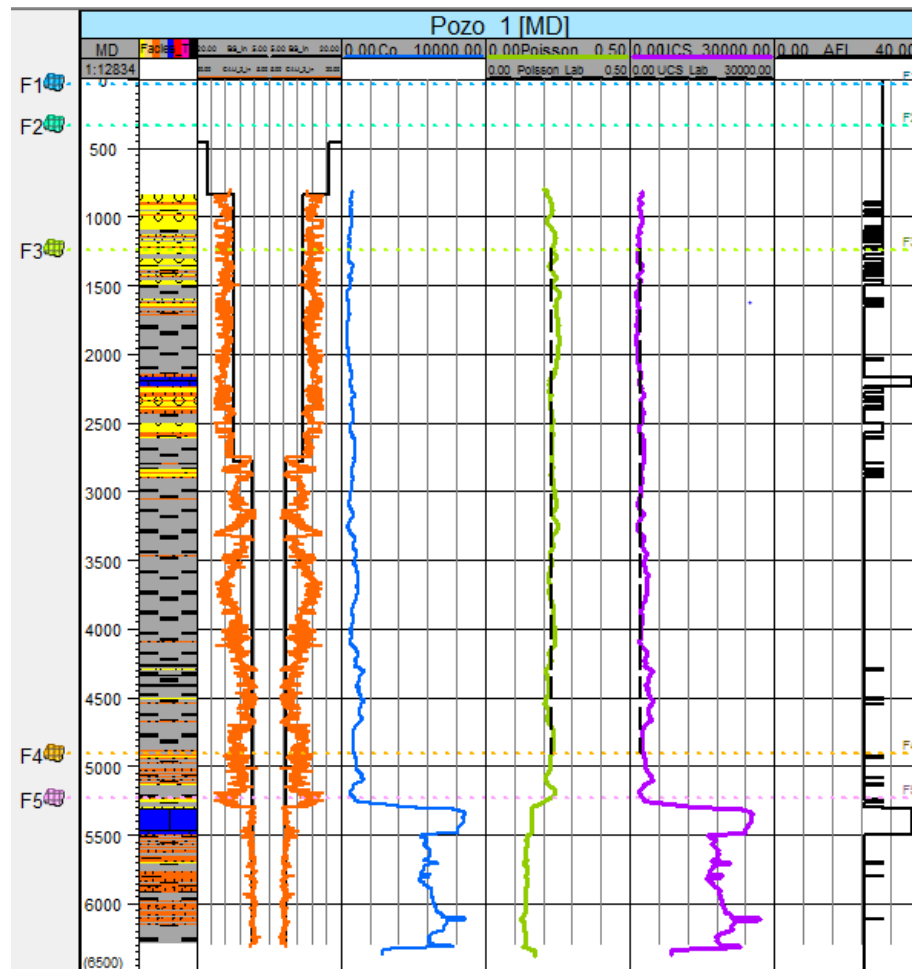
Para el caso del pozo 1 se realizó el modelamiento de presión de poro a través de la ecuación de Eaton, ajustando el comportamiento de presión a los eventos hidráulicos durante la perforación, este ajuste se realiza con la línea de tendencia de compactación normal y reemplazando el parámetro $a=0.45$

$$p_p = \frac{s_v - s_v - 0.465 * \frac{DT_n}{DT_{shale}}^{0.45}}{0.052}$$

La presión de poro estimada muestra un buen ajuste (Línea azul oscura Figura), al tener en cuenta que los eventos asociados a los influjos fueron en lentes de carbón que esta correlación de presión de poro no puede reproducir valores estimados en este tipo de litología

Las muestras son provenientes de afloramiento de la Formación 3, como no se sabe a qué profundidad corresponde esta muestra se realiza un promedio con los datos para realizar el ajuste de las correlaciones empíricas. Como se muestra en la Figura 25.

Figura 26. Propiedades mecánicas del Pozo 1. (Track 1 litotipos, Track 2 Línea Negra Bit size, Línea naranja Caliper. Track 3 cohesión, Track 4 poisson. Track 5 UCS. Track 6 AFI.



Fuente: Autor

Al observar el comportamiento elástico y de resistencia de las rocas evidenciado en el estado del hueco (caliper), se observa que la sección de 8.5 esta in gauge lo cual indica que el peso de lodo utilizado no genero inestabilidad teniendo en

cuenta los esfuerzos, presión de poro y propiedades mecánicas, al inicio de la siguiente sección de 6 in se observa zonas débiles evidenciado en el cambio de la geometría del hueco en la parte superior, cuando se perfora la parte inferior de esta sección se observa un aumento de las propiedades de resistencia, lo que se evidencia en el calibre del hueco del pozo el cual está in gauge por la competencia de la roca.

2.1.6 Tensor de esfuerzo y ventana de estabilidad. Para el cálculo de la orientación del tensor de esfuerzos se cuenta con la imagen sísmica y los rasgos estructurales los cuales indican un dirección del el esfuerzo máximo al S40W.

Para la magnitud de esfuerzos no se cuenta con pruebas de campo, por lo tanto se realizó el cálculo de la ventana de estabilidad para ajustar el estado de esfuerzos que representara el comportamiento real del pozo.

El análisis se realiza de la siguiente manera se inicia ajustando el diferencial de esfuerzos, el ángulo de fricción interna y la cohesión, los cuales son utilizados para calcular el criterio de falla de Mohr Columb que para el caso de la ventana de estabilidad es el peso mínimo de lodo para que la formación no colapse (falla a compresión). Después de tener la línea de colapso se compara con el peso de lodo utilizado durante la perforación, si la magnitud del colapso está por encima del peso, mecánicamente esta evidenciado que el peso de lodo que se manejó no estabiliza la formación y habría derrumbes. Lo cual tiene que observarse en el calibre del pozo, en el caso que el pozo este ingauge la línea de colapso debe estar por debajo del peso de lodo utilizado. Recalcando que solo se utilizó un criterio de falla a compresión, por otro lado también se realiza el cálculo de fractura utilizando el criterio Drukker-Prager, con el fin de tener el peso máximo que se puede utilizar dentro de la operación sin llegar a fracturar la formación. Figura 26.

2.2 MODELO DE VELOCIDAD A PARTIR DE INVERSIÓN SÍSMICA PREAPILADA SIMULTÁNEA

La metodología comprende 2 etapas, en la primera se obtiene un modelo de velocidad intervalica a través de la inversión de datos sísmicos, en la segunda fase se realiza un modelo de velocidad para realizar conversiones de tiempo a profundidad, para calcular propiedades, presión de poro y esfuerzos.

El proceso de obtención del cubo de velocidades se realizó a partir de inversión de datos sísmicos utilizando el Software Strata de Hampson and Rusell, ejecutando los siguientes pasos:

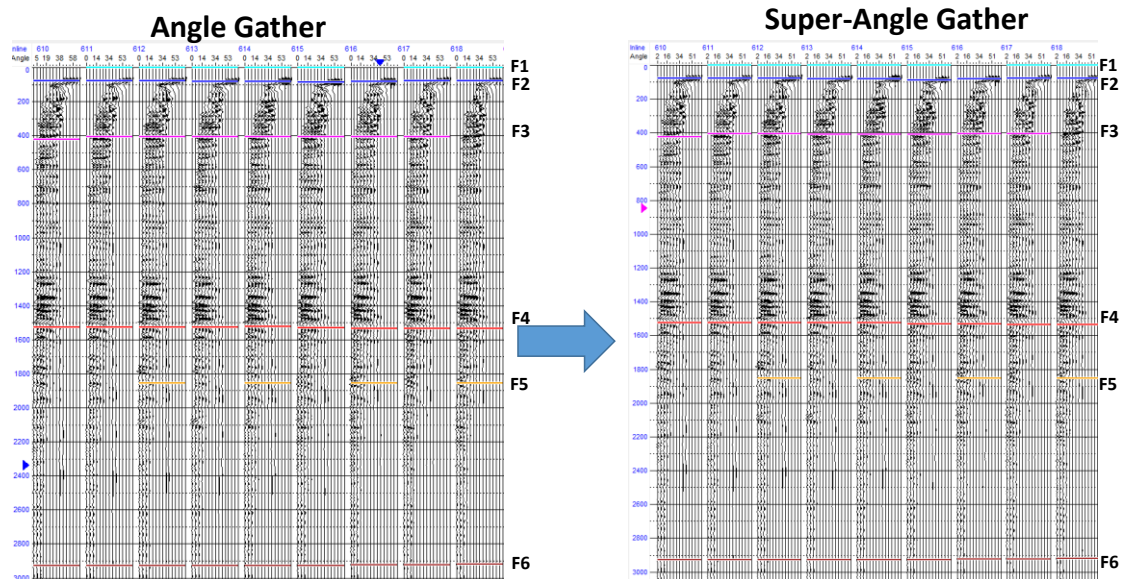
- Montaje de registros de pozo 1 en Geoview
- Carga de data sísmica (gathers).
- Procesamiento de la sísmica
- Picado de horizontes geológicos
- Conversión del dominio offset al dominio del ángulo de incidencia
- Correlación sísmica-pozo y generación de wavelets
- Creación del modelo inicial
- Análisis de inversión en el pozo 1
- Aplicación de la inversión en todo el volumen.

2.2.1 Montaje de registros de pozo 1 en GEOVIEW. Se realiza la carga de registro de densidad, sónico compresional y cizalla modelado en la base de datos del software Hampson Rusell 'Geoview', además se necesitan datos como coordenadas, elevación de la Kelly Bushing. Cabe aclarar que los datos anómalos deben ser eliminados ya que estos pueden generar picos de velocidad en los resultados de la inversión.

2.2.2 Carga de data sísmica. El proceso consiste en carga un archivo SEGY, que contiene la geometría del volumen sísmica, para este caso se tuvo que cortar el volumen sísmico ya que la cantidad de datos en cada proceso demoraba una cantidad de tiempo considerable.

2.2.3 Procesamiento de la sísmica. Para el procesamiento de la sísmica se realizó un promedio de las trazas llamado supergather, por medio del cual se logra suprimir ruido no coherente y acentuar la señal, además brinda reducción del volumen de datos lo cual disminuye el tiempo de computo. Figura 27.

Figura 28. Procesamiento de la sísmica aplicando Supergathers

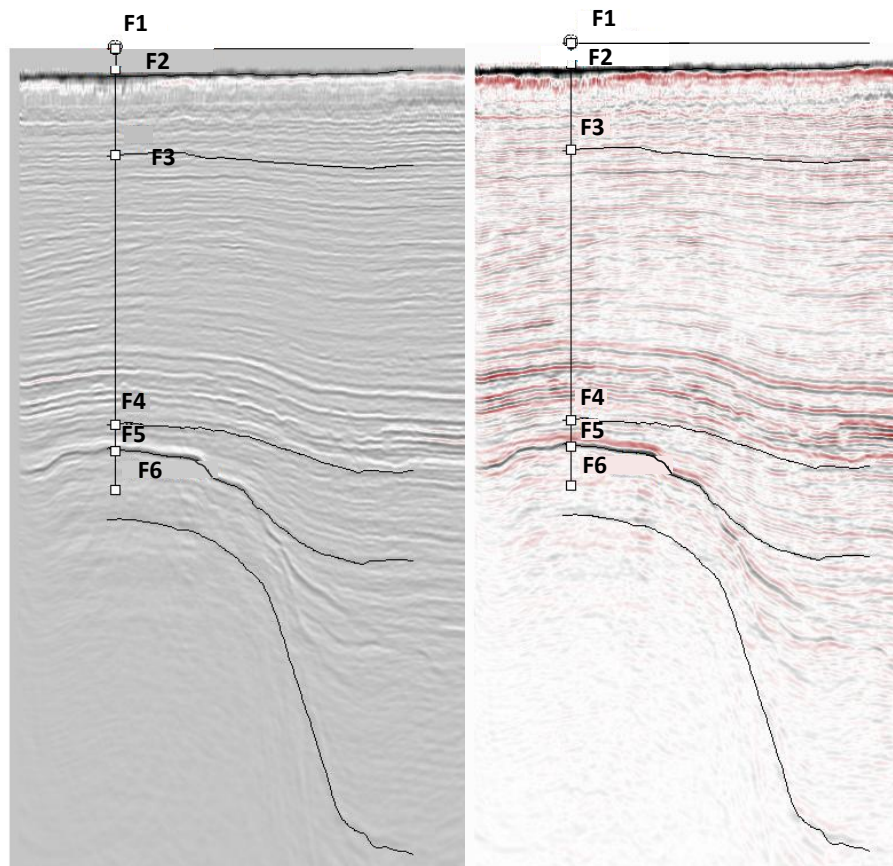


Fuente. Autor

2.2.4 Picado de horizontes geológicos. La resolución sísmica vertical depende principalmente de los espesores de las capas, la velocidad entre los intervalos, el ancho de banda promedio y el máximo contenido de frecuencias de la sísmica. Por ende para capas de poco espesor, las velocidades en los intervalos deberán ser grandes, por lo cual es necesaria una ondícula de tiempo corto, para obtener la resolución vertical apropiada (Regueiro, 1997).

Para el picado de horizontes se utilizó el software Petrel de la compañía Schlumberger, realizando un ajuste de los topes de los pozos con los reflectores fuertes visualizados en la imagen sísmica, como se muestra en la siguiente Figura 28.

Figura 29. Imagen sísmica con horizontes interpretados para el subvolumen sísmico

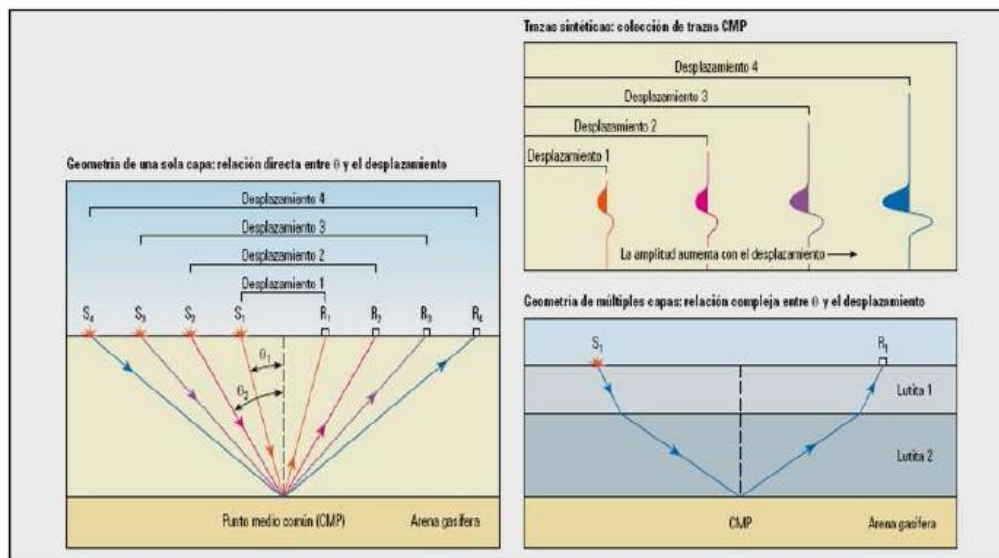


Fuente: Autor

2.2.5 Conversión del dominio offset al dominio del ángulo de incidencia. El algoritmo realizado por Fatti y Aki Richards (1994) implementados en el software Hampson Rusell, se basan en la relación existente entre la amplitud de reflexiones y el ángulo de incidencia, por lo tanto se debe realizar la conversión de los valores de desplazamiento (offset) a ángulos. Figura 29.

La relación entre el ángulo y el desplazamiento se calcula mediante el trazado de un rayo desde la fuente hasta el receptor en un modelo de velocidad preciso. A partir de los datos de pozo y con un modelo de velocidad se realiza la conversión. Es fundamental proporcionar una curva que represente el modelo de velocidades, por esto se utilizó el registro sísmico compresional del pozo 1.

Figura 30. Conversión del dominio del offset al dominio del ángulo de incidencia



Fuente: Tomado de Barclay, et al, 2008.

Se debe tener en cuenta que el rango de inversión depende del rango de ángulos disponibles, si este parámetro es limitado la inversión permite estimar solo 2 parámetros en forma confiable (impedancia de la onda de corte y compresión), la densidad es el parámetro más complicado de resolver ya que necesita que los datos de los ángulos superen los 45°.

2.2.6 Correlación sísmica-pozo y generación de WAVELETS. La sísmica no solo depende de la ondícula sísmica, del ruido y la reflectividad, también depende la amplitud y la frecuencia de la señal. Es importante reconocer que la naturaleza

de banda limitada de la sísmica presenta la pérdida de los rangos más altos y bajos de las frecuencias (Buxton et al., 2000).

Uno de los principales factores que afecta el modelo de Inversión Sísmica, es el modelo inicial o de bajas Frecuencias el cual me ayuda a ampliar el contenido de las Frecuencias empleando la información de los registros de pozo. Por lo cual los modelos de impedancias se pueden amarrar a los contenidos de Frecuencias de la Sísmica. Para realizar este proceso, el software Strata requiere de una traza compuesta, la cual es el promedio de las trazas alrededor del pozo; esta es comparada con la traza sintética del pozo obtenida a partir de la convolución de una ondícula con el modelo de reflectividad obtenido a partir de los registros de pozo. En este proceso se quiere alcanzar la mayor correlación posible.

La ondícula necesaria para obtener la traza sintética se extrae previamente mediante un proceso estadístico aplicado sobre un área definida de los datos sísmicos, el área utilizada para la aplicación fue todo subvolumen sísmico de evaluación.

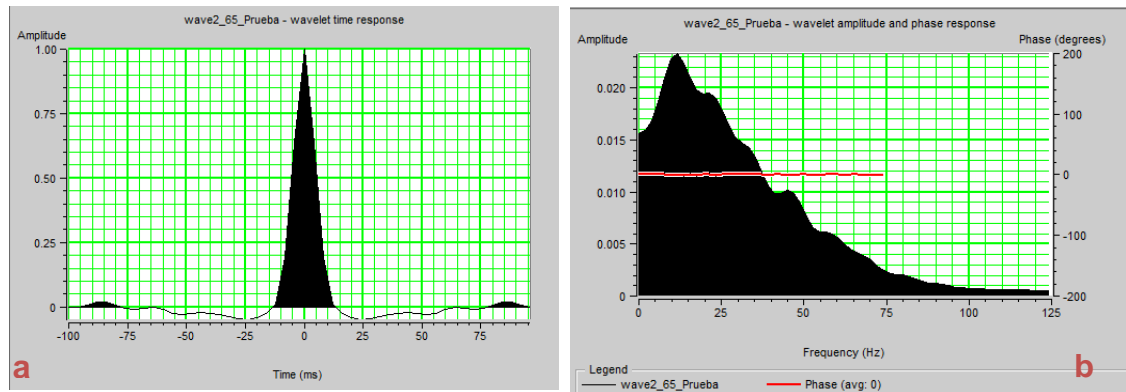
A continuación se muestran los parámetros y las gráficas de frecuencia y fase de la ondícula utilizada para la generación de la traza sintética.

Tabla 1. Parámetros de la onda para generar la traza sintética

| Parametros de la onda Para generar Traza sintetica | |
|--|----------------|
| Tipo de ondícula | Fase Constante |
| Tiempo | 0 ms a 3500 ms |
| Fase | Cero |
| Longitud de la ondícula | 200 ms |
| Longitud de Taper | 25 ms |

Fuente: Autor

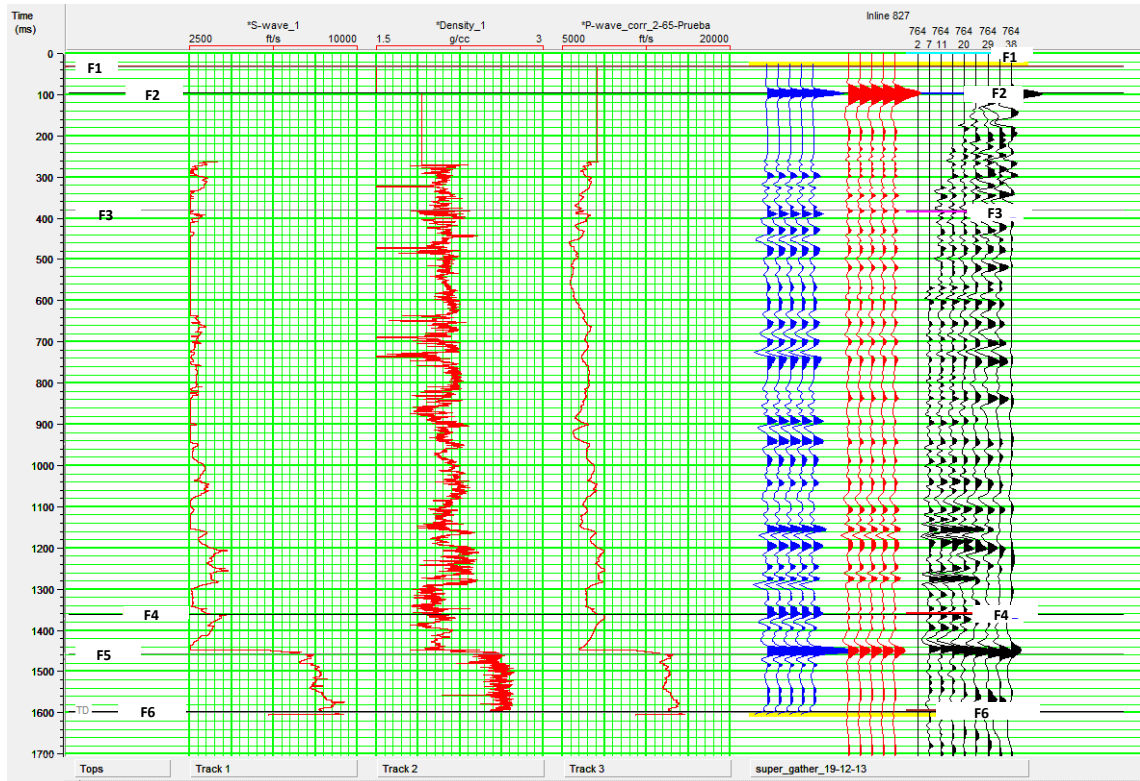
Figura 31. Graficas de la ondícula utilizada para la generación de la traza sintética a) fase b) frecuencia



Fuente: Autor

A continuación se muestra el ajuste realizado entre la traza sintética y la traza compuesta de la sísmica, los tres primeros tracks corresponden al registros sísmico de cizalla, densidad y sísmico compresional respectivamente, el ultimo track muestra la traza sintética de color azul, generado a partir de la convolución entre los coeficientes de reflexión y la ondícula, junto a ella se muestra la traza extraída de la sísmica en las cercanías del pozo (traza de color rojo) y por último en negro se encuentra el gather.

Figura 32. Ajuste de traza sintética con la traza compuesta

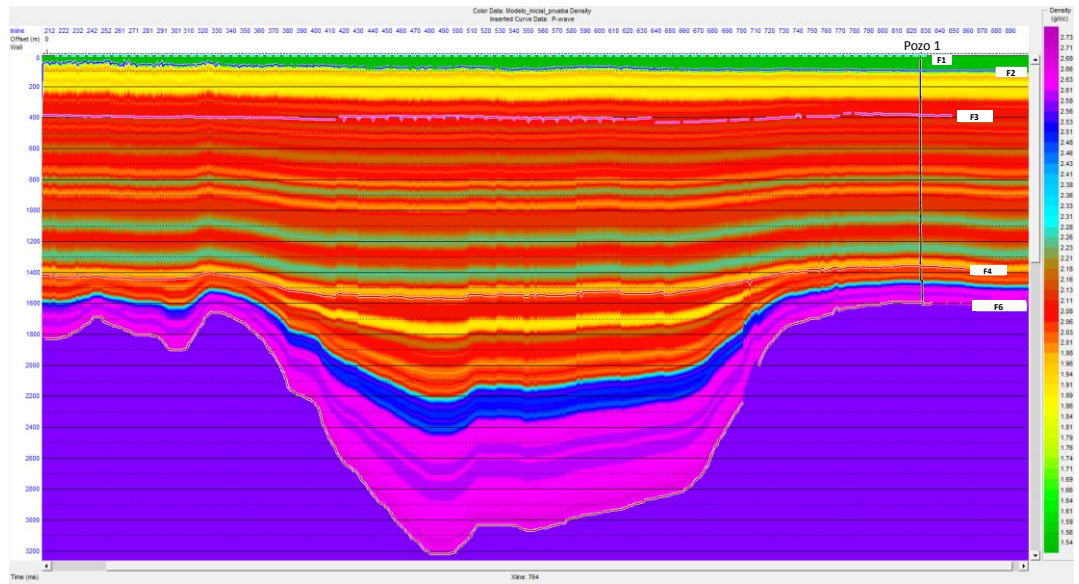


Fuente: Autor

2.2.7 Creación del modelo inicial. La inversión utiliza un modelo inicial que refleja la tendencia regional de bajas frecuencias de impedancias P, S y densidad (Nair, 2012). El algoritmo que se emplea en la Inversión basada en el modelo inicial trabaja de forma iterativa donde la impedancia acústica cambia gradualmente de tal forma que se pueda mejorar la correlación entre la traza sintética calculada a partir de los registros y la traza sísmica real. Para la generación del modelo de impedancia de baja frecuencia se utilizó los angle gathers, los horizontes geológicos mostrados en la figura 29 y los registros sísmicos y de densidad del pozo 1.

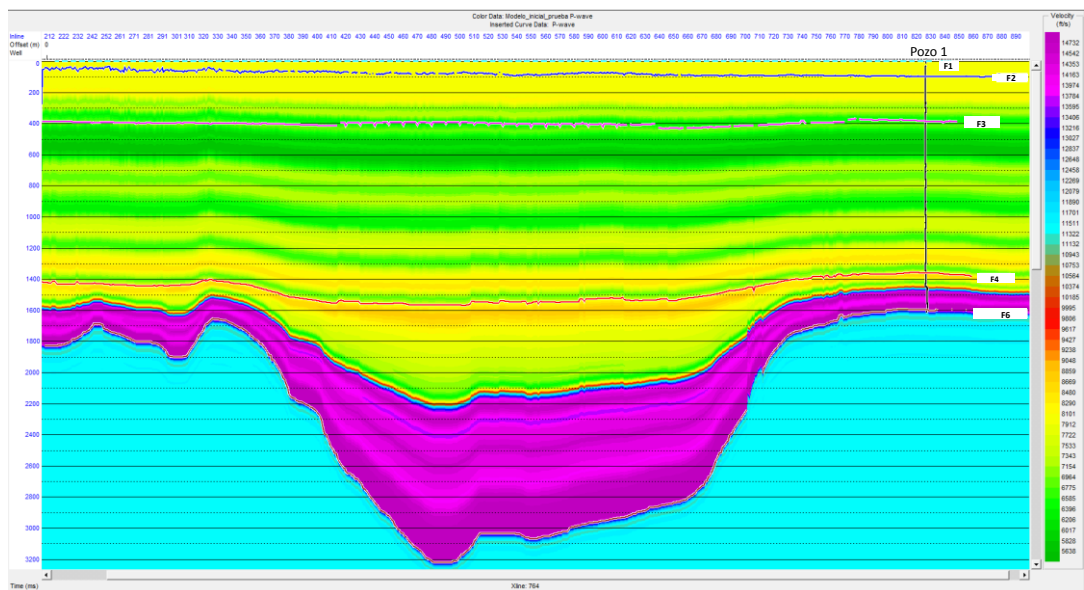
Las figuras 33 a 35 muestran los modelos iniciales de impedancia de la onda P y de la onda S, así como el modelo de densidad que se utilizaron en la inversión.

Figura 33. Modelo inicial de la densidad



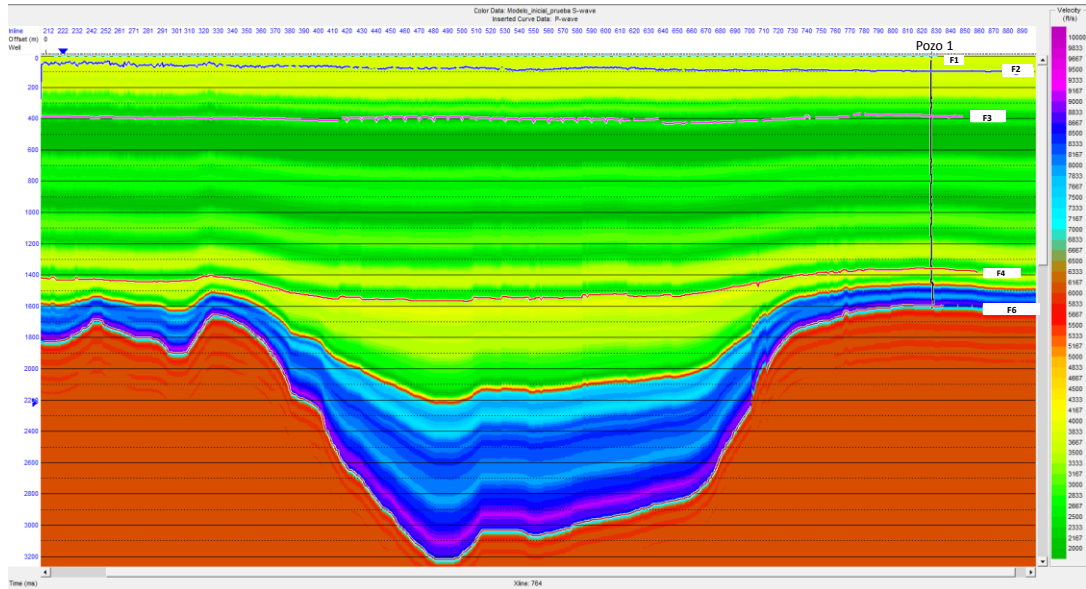
Fuente. Autor

Figura 34. Modelo inicial de la velocidad de la onda compresional



Fuente: Autor

Figura 35. Modelo inicial de la velocidad de la onda de cizalla



Fuente: Autor

2.2.8 Análisis de inversión en el pozo 1. Este paso se realiza para controlar la calidad de los parámetros de inversión y optimizar el escalamiento sísmico. Este estudio consiste en la inversión de trazas ubicadas en las cercanías del pozo 1, con el fin de observar el ajuste de las propiedades invertidas con los registros originales de pozo, así como la traza real con la sintética generada a partir de la inversión.

El primer paso para realizar este ajuste es determinar los coeficientes de regresión que se usan para estabilizar la inversión (k , k_c , m y m_c). Estos parámetros con establecidos en un crrosplot ($\ln(Z_p)$ Vs $\ln(Z_s)$ y $\ln(\rho)$ Vs $\ln(Z_p)$) relacionando los registros de los pozos del área y corresponden a los coeficientes de regresión de las siguientes relaciones:

$$\ln z_s = k \ln Z_p + k_c + \Delta L_s$$

$$\ln \rho = m \ln Z_p + m_c + \Delta L_D$$

Z_p = Impedancia de la onda compresional

Z_s = impedancia de la onda de cizalla

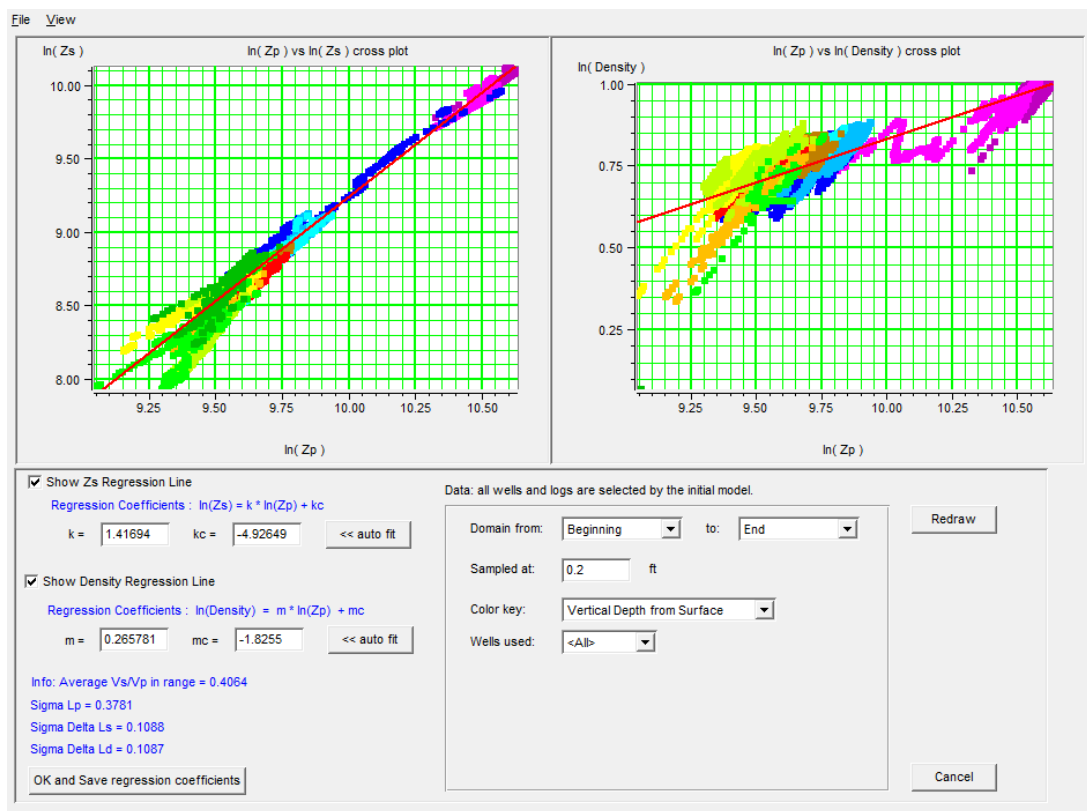
(ρ) = Densidad

$$L_s = \ln z_s$$

$$L_D = \ln \rho$$

El programa arroja por default una tendencia; para la implementación esta fue ajustada para lograr un mejor ajuste de los registros originales con los invertidos Figura 36, estos son los parámetros usados en la inversión total de la sección sísmica.

Figura 36. Estimación de los parámetros de inversión usando la información del Pozo 1

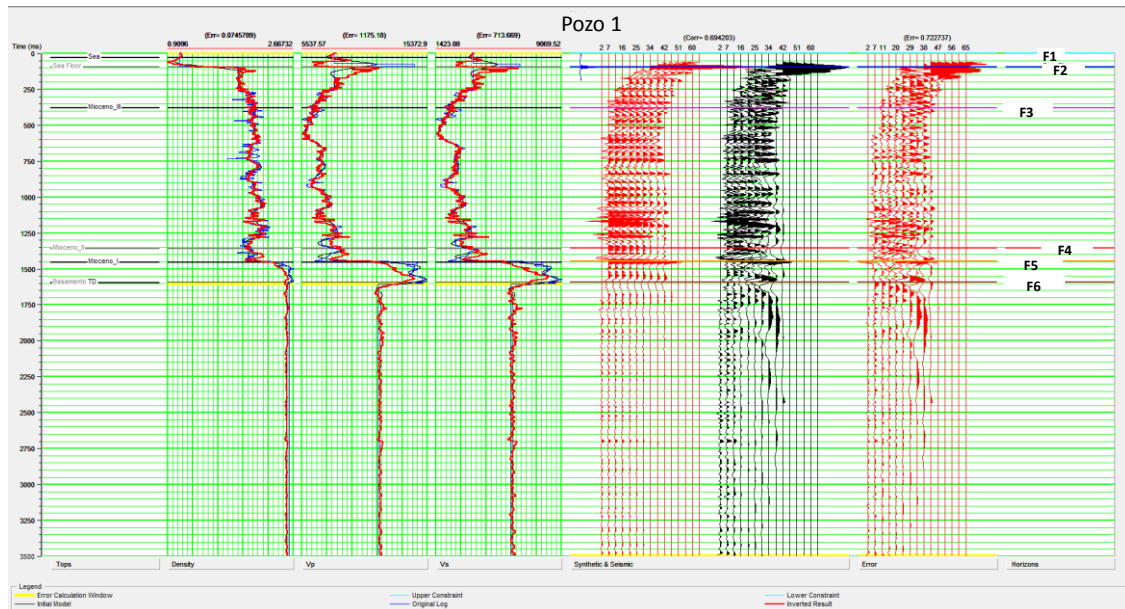


Fuente: Autor

A continuación se muestra el plot de error que se obtuvo para el pozo 1 (figura 37). En esta figura, sobre la parte izquierda de la imagen se presentan los registros de densidad, velocidad de compresión y velocidad de cizalla. El color rojo corresponde a los registros invertidos, el color azul representa el registro original del pozo y el color negro al modelo inicial. En la parte derecha de la imagen se presentan las trazas sintéticas (en color rojo) obtenidas a partir de los registros invertidos y en color negro las trazas sísmicas originales

Se logra ver ajuste de los registros invertidos, donde el comportamiento de los registros originales es parecido al comportamiento de los registros invertidos, cabe aclarar que por cambios abruptos de la impedancia como se observa en el cambio de era se pueden presentar datos con alta incertidumbre.

Figura 37. Ajuste de los datos invertidos con los datos originales



Fuente: Autor

2.2.9 Aplicación de la inversión en todo el volumen. Conociendo los parámetros de inversión (k, Kc, m y mc) Tabla 2, se procede a realizar la inversión preapilado. Se seleccionó la generación de los volúmenes de velocidades P, S y densidad al rango de tiempo, se seleccionó el intervalo utilizado para la generación de los modelos, es decir de 0 a 3500 μ s.

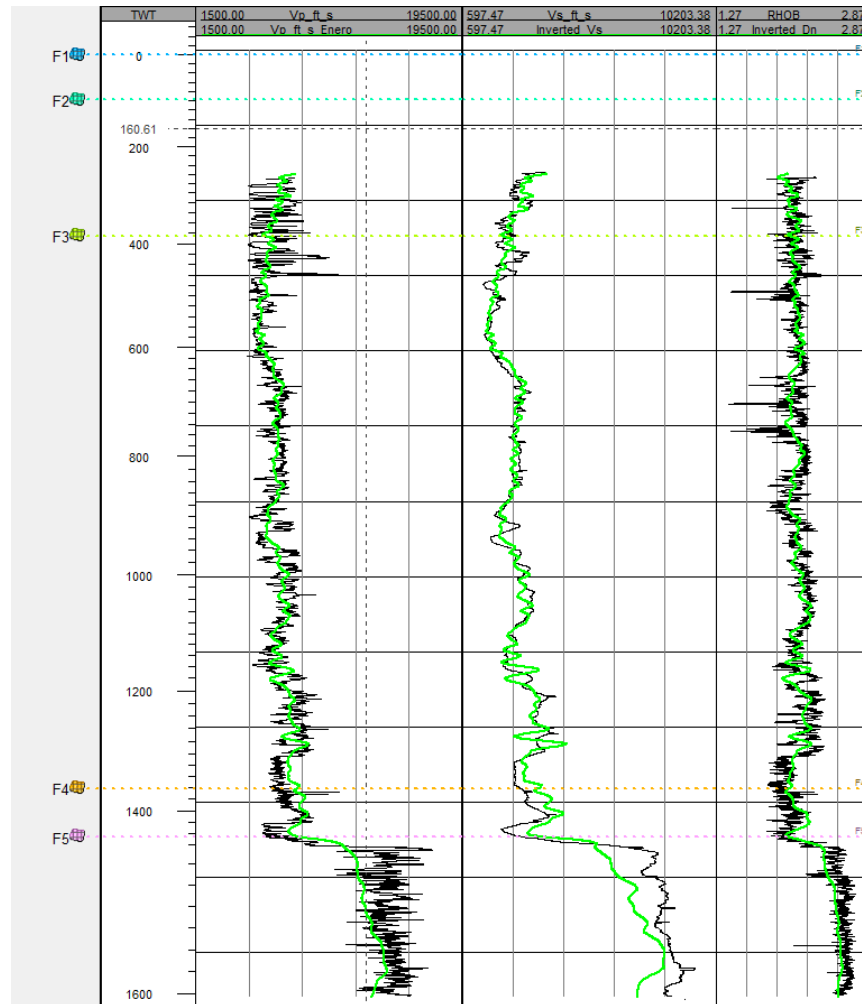
Tabla 2. Parámetros de inversión

| Parametros de Inversión | |
|-------------------------|----------|
| k | 1.41694 |
| kc | -4.92649 |
| m | 0.26578 |
| mc | -1.8255 |

Fuente: Autor

2.2.10 Resultado de la inversión (Cubos de velocidad P,S y densidad). Con el fin de analizar la calidad de los cubos invertidos, se comparó los registros originales con el valor de las propiedades invertidas en la coordenada del pozo 1, se observa que los valores invertidos ajustan muy bien en la parte superior, pero se observa una desviación en el cambio del shale a la caliza, lo que marca un cambio alto de impedancia. Figura 38.

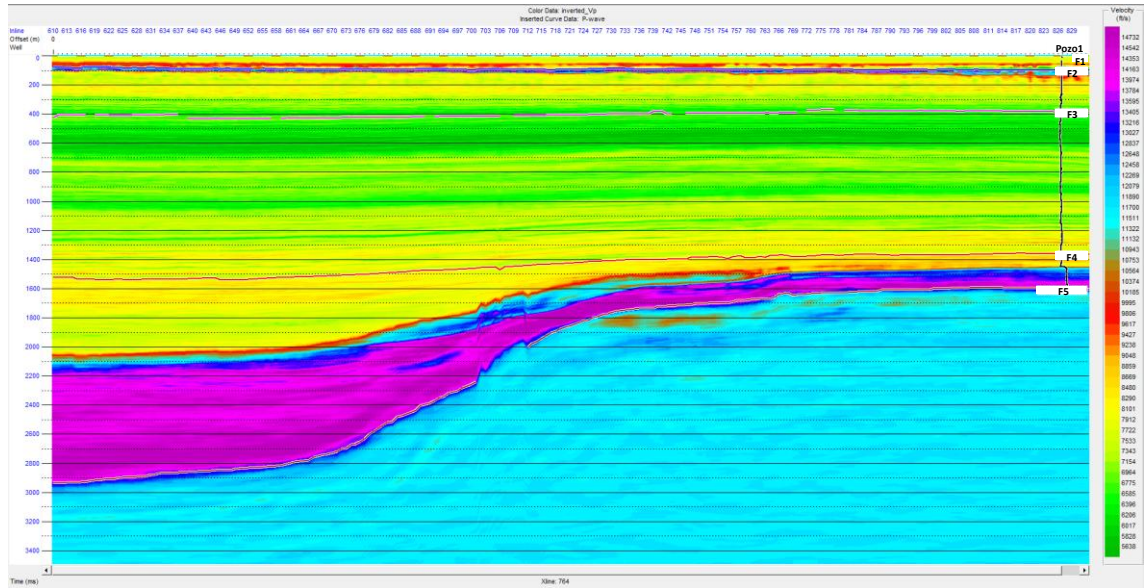
Figura 38. Comparación de registros originales con los registros invertidos



Fuente: Autor

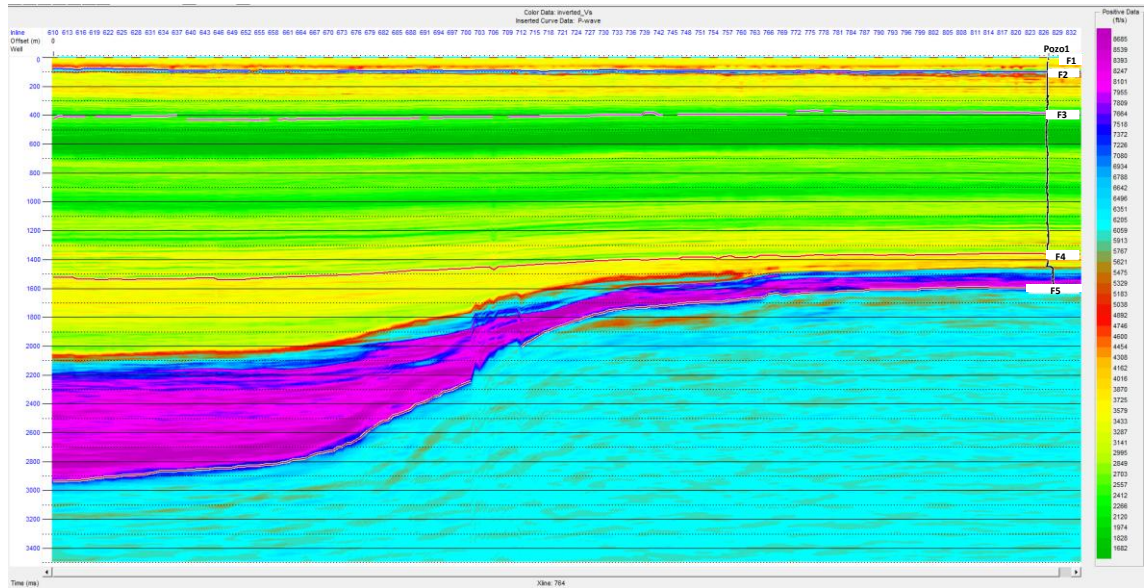
A continuación en las figuras 39 a 41, se presentan las diferentes secciones resultantes de la inversión simultáneas preapilado.

Figura 39. Resultados de la inversión de la velocidad de la onda de compresión



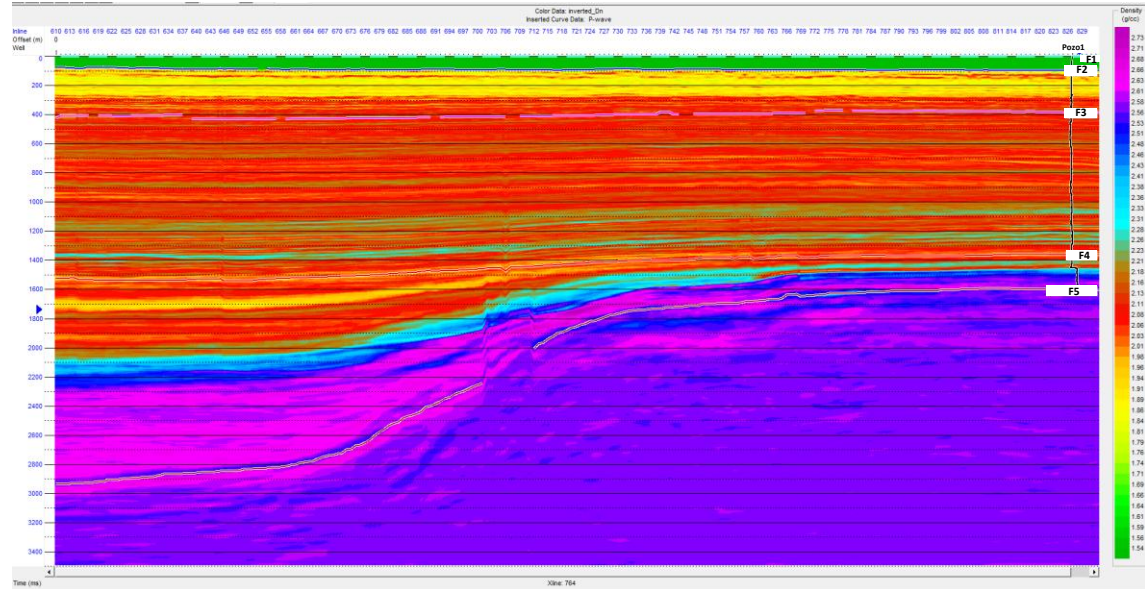
Fuente: Autor

Figura 40. Resultados de la inversión de la velocidad de la onda de cizalla



Fuente: Autor

Figura 41. Resultados de la inversión de la velocidad de la onda de cizalla

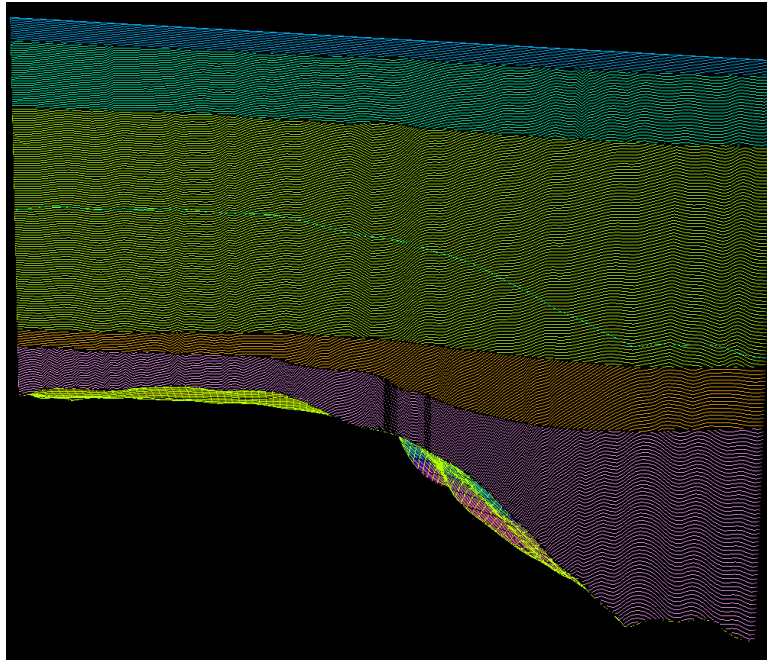


Fuente: Autor

2.3 MODELO 3D

Después de obtener los cubos de velocidades y densidad, se necesita realizar la conversión tiempo a profundidad la cual es basada en la física básica de cálculo de la velocidad, con unas variables asociadas como lo son el ruido, el cambio de velocidades debido a los diferentes litotipos presentes en la cuenca, el cambio estructural entre otras, esto lo convierte en proceso un poco más complejo por esto el proceso basado en un algoritmo matricial teniendo en cuenta cada uno de los nodos de la malla simple (Figura 42) la cual es alternativa sencilla para la subdivisión del volumen sin fallas teniendo en cuenta las superficies o horizontes de la cuenca.

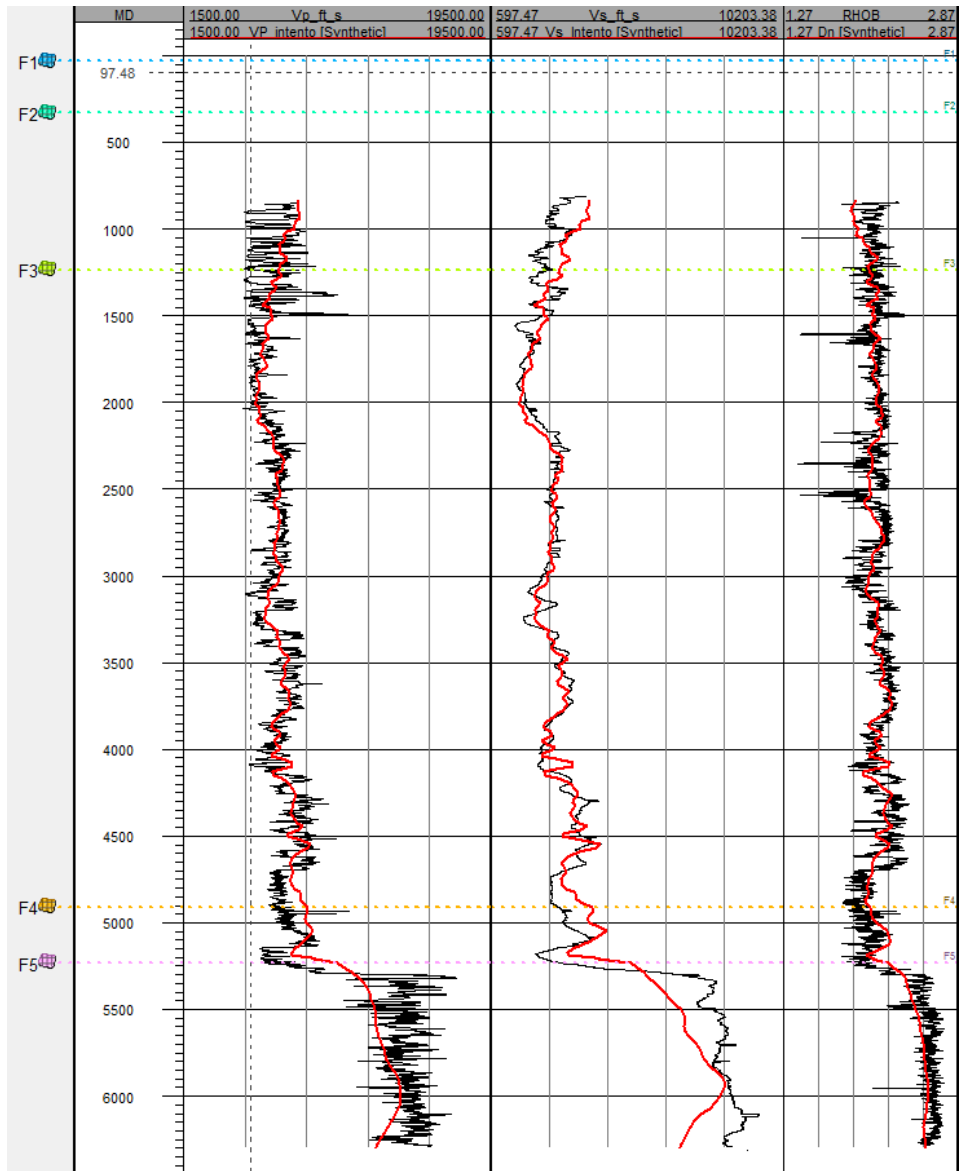
Figura 42. Malla simple subvolumen de evaluación



Fuente: Autor

Para realizar este proceso se utilizó el software Petrel, iniciando con la creación de una grilla simple junto con un remuestreo de los cubos de velocidades y densidad obtenidos de la inversión, el siguiente paso es crear el modelo de velocidad en el cual se le asocian cada uno de los horizontes utilizados en el proceso de inversión. Finalmente se observa el buen ajuste que se obtuvo con el modelo de velocidades comparado con los registros originales del pozo 1 Figura 43, (línea negra como el registro original, la línea roja el registro extraído del cubo de velocidades en profundidad).

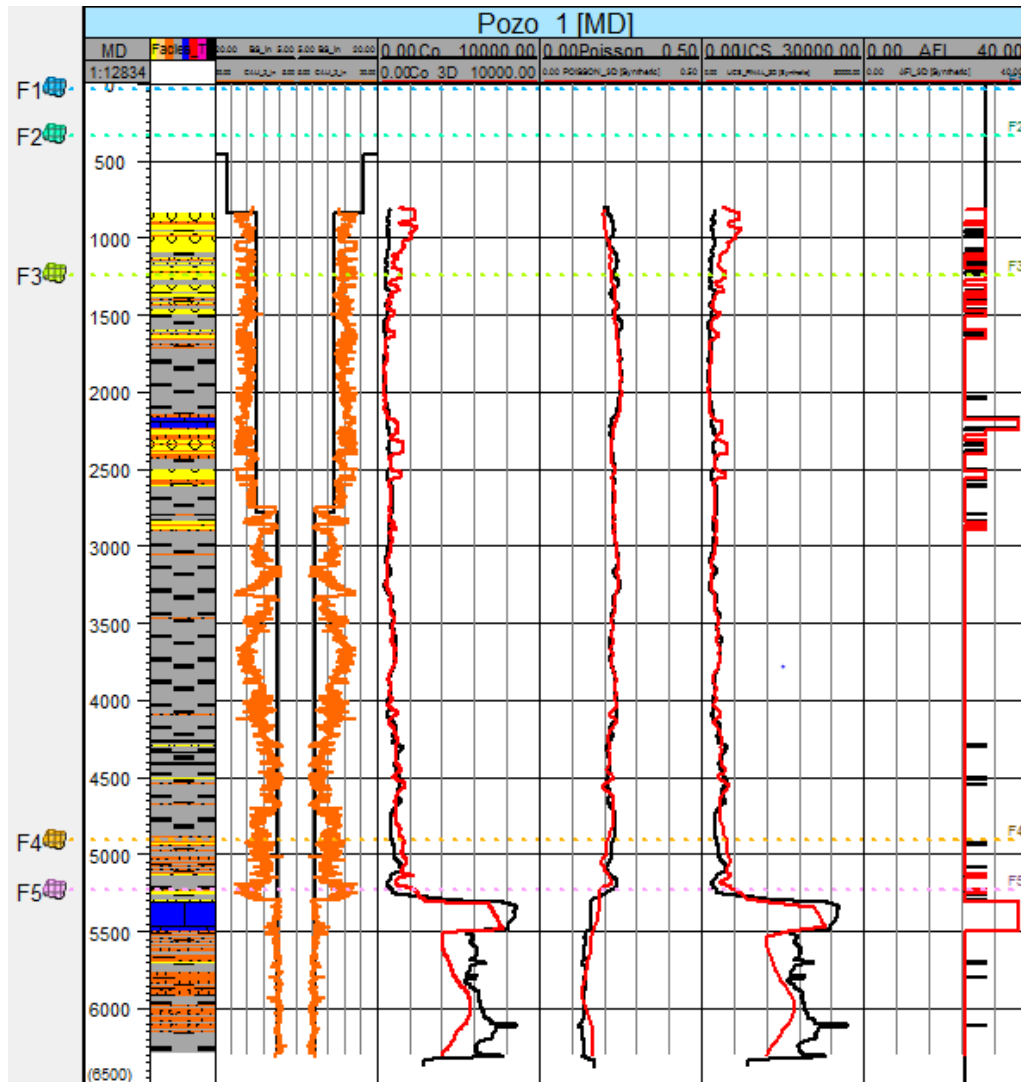
Figura 43. Comparación registros originales registros invertidos



Fuente: Autor

2.3.1 Estimación de propiedades elásticas y de resistencia. Con el cubo de velocidades y de densidad se utilizan las correlaciones empíricas para realizar los cálculos de las propiedades de la roca, con el fin de conocer el ajuste de las mismas se grafican los registros originales (líneas negras) del pozo 1 con el registro invertido (líneas rojas). Figura 44. Observando un buena ajuste de las tendencias obtenidas con los registros invertidos.

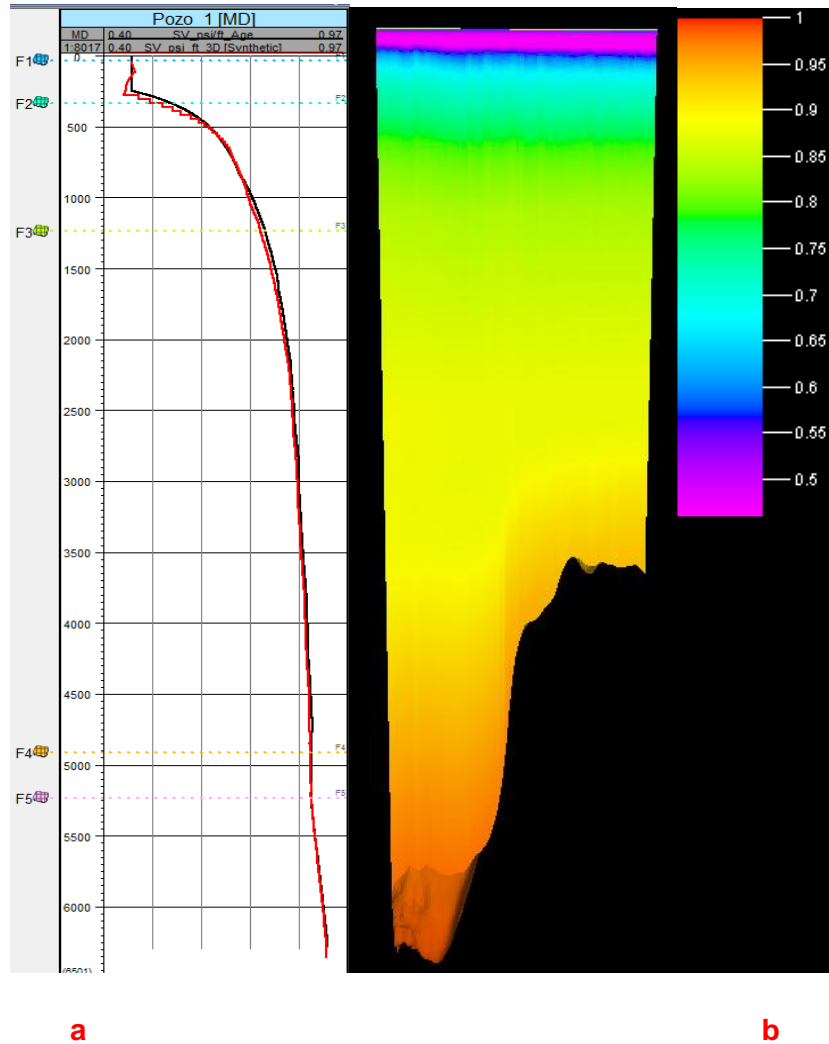
Figura 44. Propiedades mecánicas a partir de registros invertidos comparados con los registros originales



Fuente: Autor

2.3.2 Cálculo de esfuerzo vertical. A partir de cubo de densidad en profundidad, se realizó el cálculo de peso de las capas del subvolumen (Figura 44) a través de la ecuación xx; a su vez se comparó el cálculo del overburden a partir del registro de densidad original con el cálculo a partir de la densidad obtenida del proceso de inversión el cual se muestra en la Figura 45.

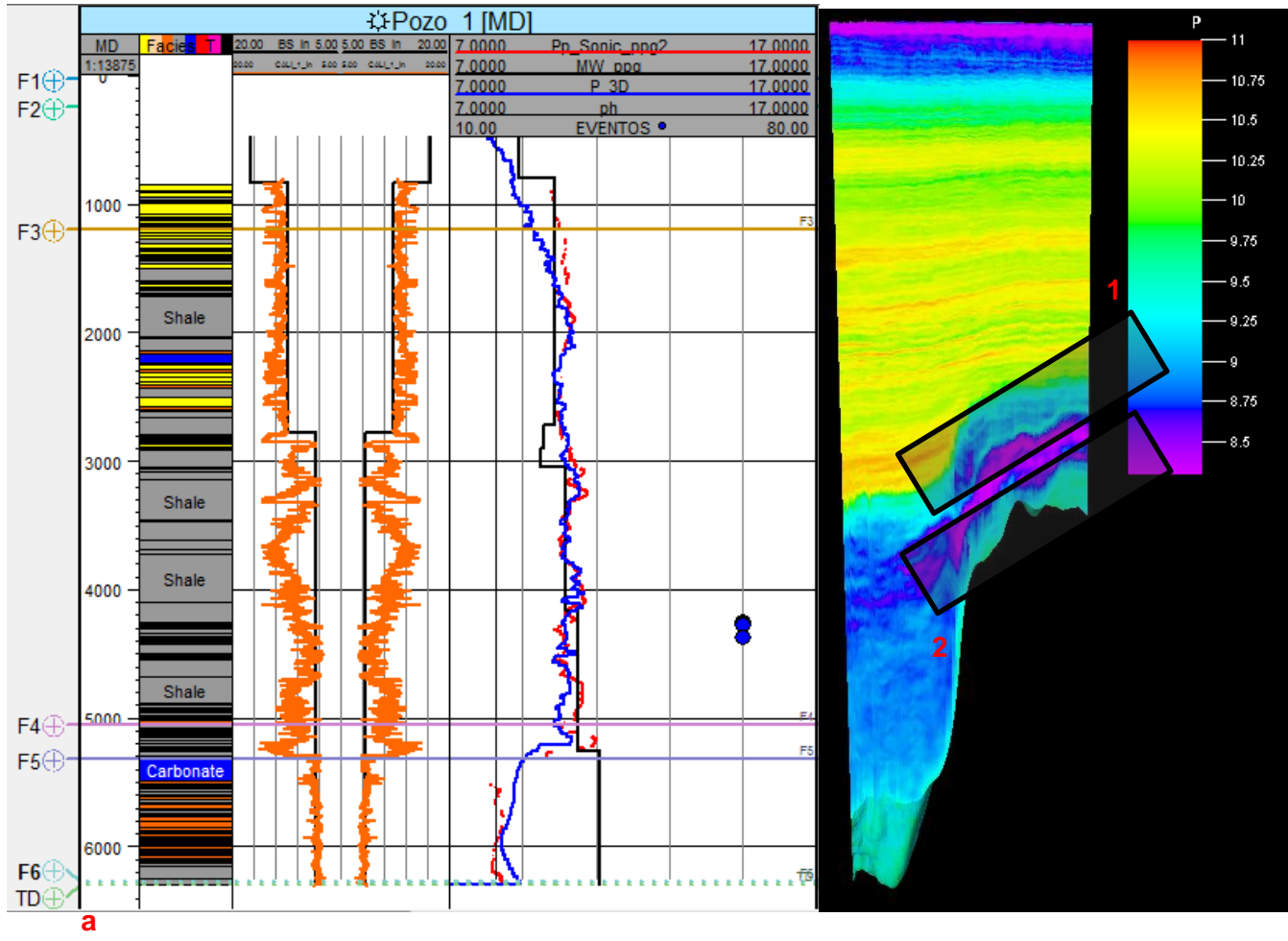
Figura 45. Esfuerzo vertical (a) esfuerzo vertical en el pozo 1, línea roja Ev con registros invertidos, línea negra Ev con registros originales, b) Volumen de esfuerzo vertical)



2.3.3 Calculo de presión de poro. La presión de los fluidos fue calculada a través de la ecuación de Eaton a partir de las velocidades obtenidas de la inversión, se estableció una única tendencia de compactación para el subvolumen, la cual es la misma tendencia utilizada para modelar la presión en el modelo geomecánico 1D.

En la Figura 46 (b) se observan las variaciones de la presión en el subvolumen, con comportamientos diferentes en laterales del mismo paquete de formación, como se observa en el recuadro 1 y 2, estas visualización integrando la variabilidad lateral no se tiene cuando se realizan modelos 1D, además el modelo presión a partir de velocidades invertidas muestra un buen ajuste con la presión modelada a partir de los registros originales en el pozo 1 se muestran en la Figura 46.

Figura 46. Presion de poro 1D y 3D (a) Track 3, linea azul presion de poro a paritr de datos invertidos, linea roja presion de poro a patir de registros originales, linea negraa MW, b) volumen de presion de poro)

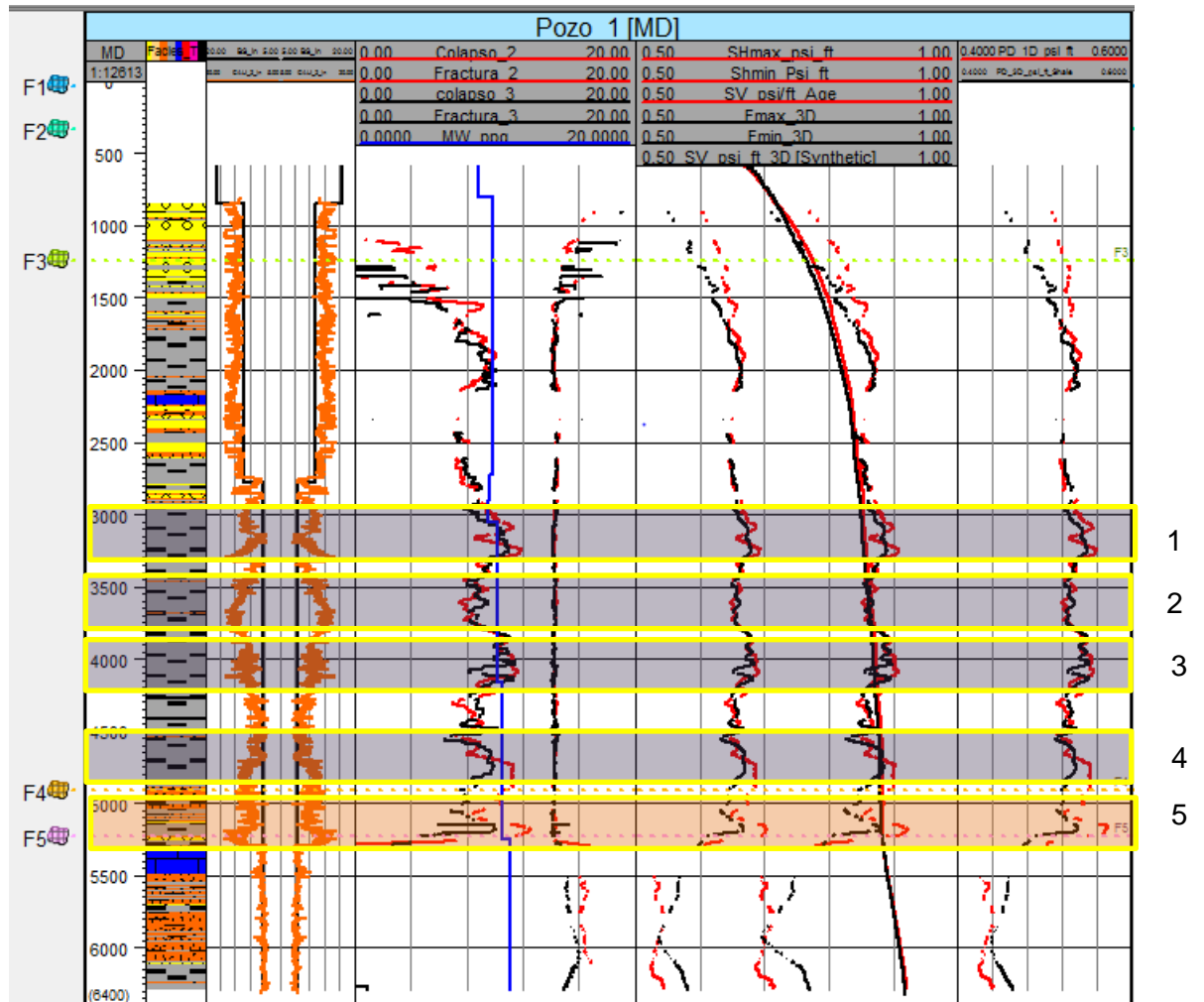


2.3.4 Calculo de esfuerzo y ventana de estabilidad. Con el volumen de la presión de poro y propiedades mecánicas calibradas, se ajustan los esfuerzos para obtener un modelo geomecánico 3D que reproduzca las condiciones en fondo a las cuales está sometida la roca. Como se observa en la Figura 48 el cálculo esfuerzos a partir de datos invertidos comprado con los datos obtenidos a partir de registros pozo da un buen ajuste.

Para conocer la respuesta de la roca durante el proceso de perforación se realiza la evaluación de un modelo de falla utilizando como datos de entrada la información obtenida del proceso de inversión y registro de pozo.

El comportamiento es estable en la sección de 8.5 como se observa en el registro caliper donde no hay derrumbe, esto es representado en la curva calculada de colapso, para la sección de 6 in hay cinco intervalos analizados, el primer intervalo demarcado en el recuadro numerado 1, se observa que el pozo esta derrumbado y que el modelo de colapso tanto de los datos originales como de los datos invertidos representan este comportamiento, en el segundo recuadro se observa que el pozo esta derrumbado pero esto es debido a varios repasos que se hicieron en esta zona lo cual ensancho el pozo en esta sección, para el recuadro tres y cuatro se observa el pozo derrumbado representado en el modelo de colapso tanto de los datos originales como los invertidos, finalmente en el último recuadro en la profundidad de 5100 a 5600 ft se evidencia una ventana cerrada de un 1ppg de banda de operación, con riesgos tanto de colapso como de fractura, pero este comportamiento solo es modelado por los registros originales, el colapso modelado a partir de los datos invertidos no me representa el comportamiento observado en el caliper, esto debido a la desviación que se tiene en esta sección obtenido a lo largo de todos los datos evaluados.

Figura 47. Análisis de ventana de estabilidad



Fuente: Autor

Para los pozos prospectos de esta zona se recomienda mantener una buena limpieza.

3. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

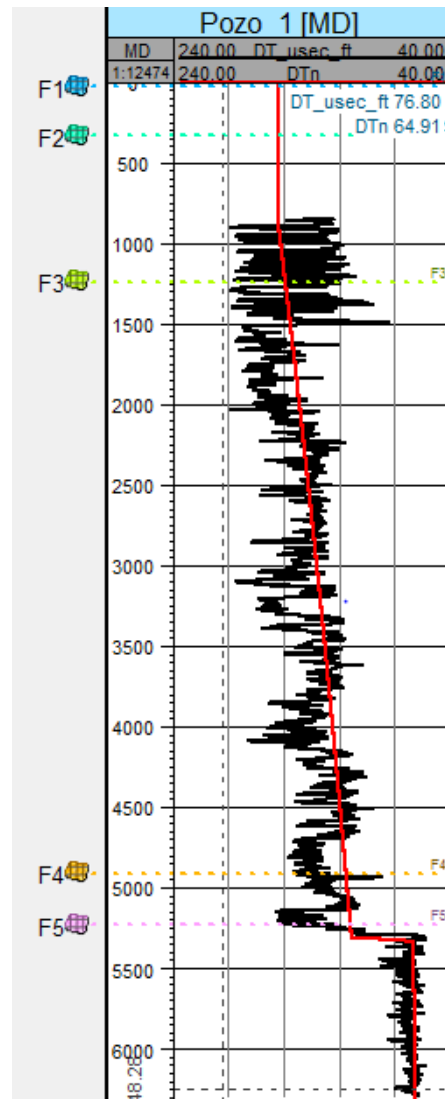
3.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE INVERSIÓN

Con el fin de valorar los resultados obtenidos del proceso de inversión, se evalúa la resolución vertical obtenida y si se representa el comportamiento de compactación de los sedimentos, esto se puede evidenciar en el acople del registro invertido con el registro original.

Para evaluar la representatividad de la historia de compactación se trazan las tendencias en el pozo 1, esto se realiza evaluando el comportamiento del registro sísmico compresional (Figura 48, línea color negra). En esta se observa que el depósito de los sedimentos tiene un cambio a la profundidad de 5600 ft asociado al cambio de era, por lo tanto se establecen dos líneas de tendencia como se observa en la Figura 48 representadas en las líneas de color rojo.

Si los datos obtenidos de la inversión pueden representar este mismo comportamiento, se puede concluir que se obtuvo una buena aproximación de la tendencia de la historia de compactación de la cuenca y que se tienen datos de velocidad aproximados confiables.

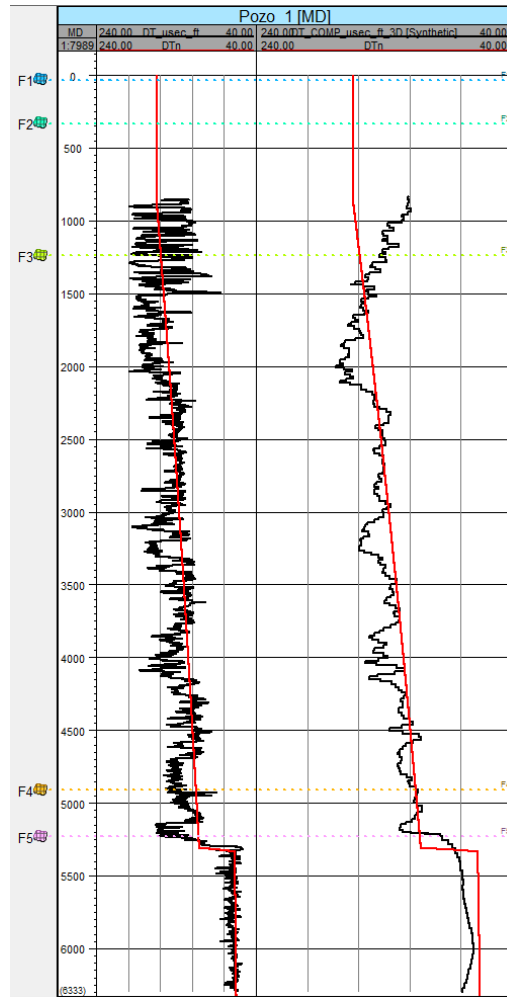
Figura 48. Registro sónico del Pozo 1



Fuente: Autor

Ahora se compara los datos obtenidos a partir de la inversión con la tendencia de compactación establecida por el comportamiento de los datos originales. Figura 49.

Figura 49. Comparación de los datos invertidos con el registro sísmico.

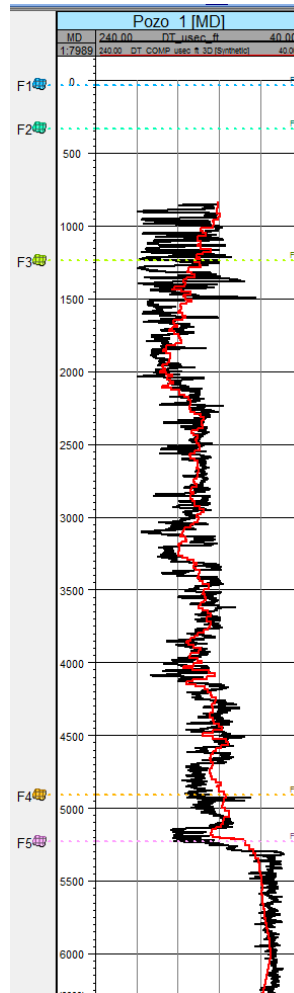


Fuente: Autor

Ahora se compara el registro original con el registro de los datos invertidos, observando claramente que la resolución vertical es bastante diferente, por un lado el registro original tiene una resolución de 0.5 ft mientras que el registro invertido alcanza una resolución vertical de 10 ft. Observando que el registro invertido mantiene las mismas tendencias del original logrando un buen ajuste hasta los 5600 ft, después de esta profundidad hay un cambio alto de impedancia debido al sísmico bajo y los altos valores de densidad obteniendo una desviación del registro original. Además dentro del estado del arte los autores; recomiendan no realizar inversiones cuando hay presencia de más de una era geológica. A pesar de este desfase de magnitud se mantiene la tendencia de compactación y se realizan los análisis siguientes. En la Figura

50. se observa en la línea roja el registro invertido y la línea negra el registro original.

Figura 50. Comparación del sónico compresional de inversión con el sónico original



Fuente: Autor

Cabe resaltar que la metodología de la inversión aplicada alcanza una resolución vertical de 10 ft muy superior al procesamiento sísmico convencional (velocidades de apilamiento o velocidades de migración)

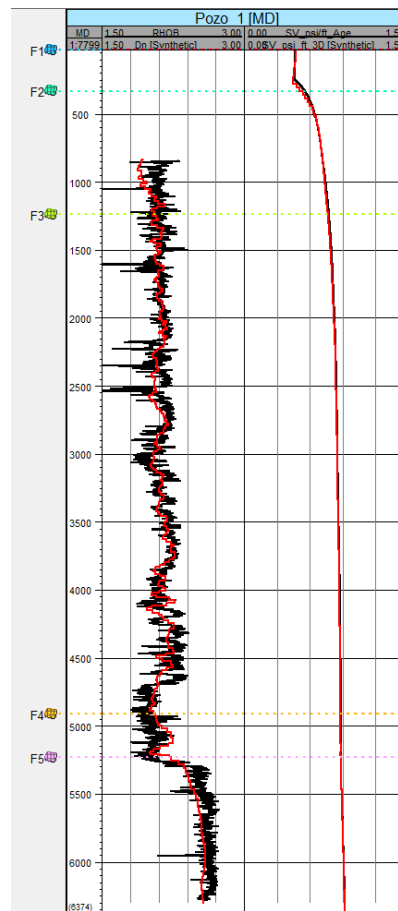
3.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PROPIEDADES MECÁNICAS

En las propiedades tanto elásticas como mecánicas se ve la incidencia del desajuste de la velocidad en el intervalo de 5600 ft hasta TD, obteniendo unas resistencias más bajas que calculadas con el registro original Figura 45, este error está asociado al cambio de era en esta zona, y que el ajuste de los coeficientes de regresión (k , $K_{c,m}$, m_c) de estabilización de la inversión, solo se ajustaron para la zona superior, dejando los datos de esta zona por fuera de la tendencia, como se observa en la Figura 2.16. además para esta zona no se cuenta con pruebas de laboratorio para ajustar las correlaciones empíricas que modela esta parte del volumen.

3.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRESIÓN PORO

Para esta condición de la roca asociada a la presión de fluidos en los poros, se calculó primero el esfuerzo vertical, el cual depende de los datos invertidos de densidad, los cuales dieron un buen ajuste ya que se contaban con ángulos mayores a 45° como lo exige la metodología para obtener valores acertados para esta propiedad. En la Figura 46 en el primer track se observa el ajuste que tiene el registro de densidad invertido (líneas roja) con el comportamiento del registro real del pozo 1 (línea negra), en el segundo track se muestra el cálculo del overburden en función del peso de las capas, el ajuste de este cálculo a partir de los datos invertidos y los datos originales es bastante bueno.

Figura 51. Comparación densidad y esfuerzo vertical, datos invertidos con originales



Fuente: Autor

- Clasificación litológica:** el cálculo de presión de poro solo funciona para el proceso de compactación que se da en la litología con alto contenido de arcilla, por esto se realiza el modelo litológico a partir del método de Vshale, el cual tiene como base los registros de Gamma ray (GR), potencial espontaneo (SP) y resistivos los cuales identifican el cambio litológico en la sección vertical del pozo.

El modelo litológico se realiza a partir del escalamiento de la propiedad del Vshale a todo el volumen, este poblamiento de la propiedad se realiza estadísticamente y se recomienda tener un número considerable de pozos ya que se contaría con un mejor ajuste, para el caso de aplicación solo se cuenta

con un pozo, por lo tanto, hay probabilidad que la estadística este sesgada a los datos del pozo utilizado.

- **Calculo de presión de poro a partir de velocidades sísmicas.**

Para elegir el mejor ajuste de la presión de poro con el comportamiento real de la cuenca, se realiza un ajuste 1D a la presión de poro calculada por la correlación de Eaton como se observó en el modelamiento 1D, donde el ajuste con los eventos es acorde con lo modelado.

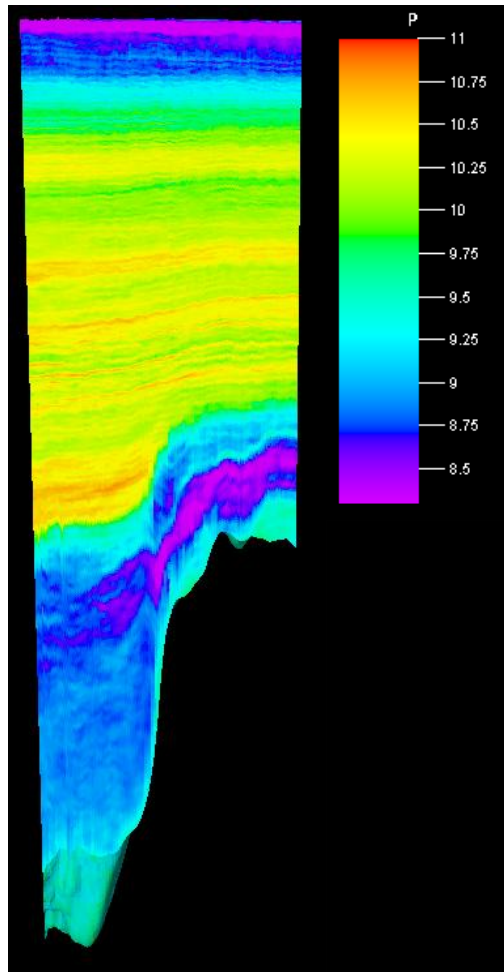
Para el 3D se maneja la misma tendencia establecida en modelo 1D, teniendo en cuenta que la depositación se realizó de igual manera para todo el subvolumen, el ajuste que tiene la presión de poro con los datos invertidos comparada con las datos originales es buena, pero cabe aclarar que existe una caída de presión a 5600 ft (Figura 52) donde también se tiene un valor alto de impedancia, obteniendo resultados de presiones cercanas a la presión hidrostática, lo cual se ajusta al comportamiento del pozo 1 dentro de la perforación a esta profundidad ya que no se presentaron eventos hidráulicos o influjos por parte de la formación.

Por otra parte el modelo de inversión está ajustado a una traza sintética que es el comportamiento del pozo 1, para disminuir la incertidumbre del comportamiento de las velocidades se debería tener más pozos de correlación.

Siguiendo en la búsqueda del comportamiento de bajas presiones en esta cuenca se encontró que un pozo cercano muestra el mismo comportamiento por lo tanto se puede establecer como un comportamiento normal para estas zonas bajas de la cuenca.

Como se muestra en la Figura 46 las zonas de altas presiones están comprendidas entre la formación F3 y F5 donde el peso de lodo recomendado es de 10.5 a 11 ppg para no tener problemas de influjos de fluidos de la formación al pozo.

Figura 52. Volumen de presión de poro

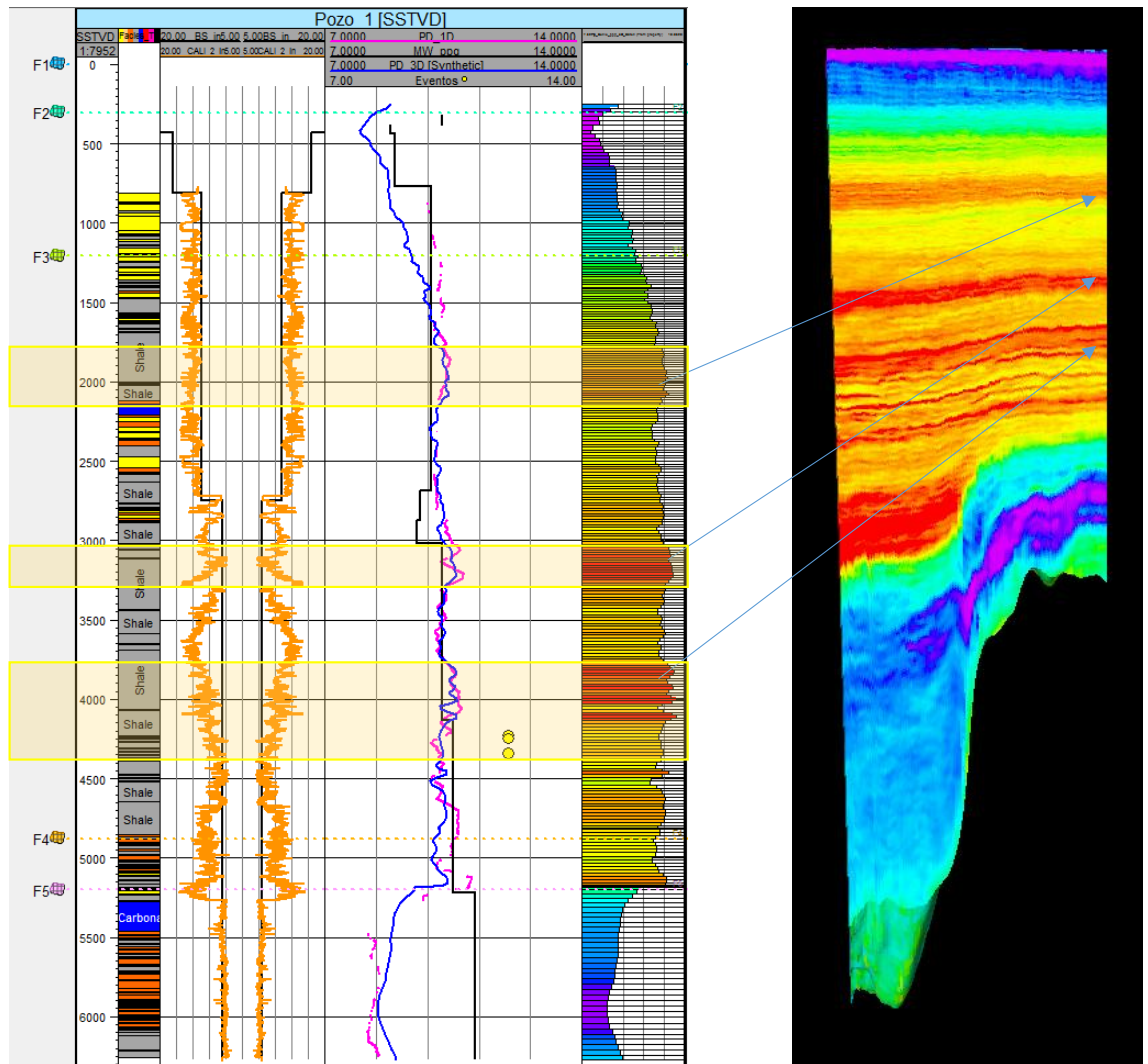


Fuente: autor

La figura 53 corresponde a un zoom de la sección de presión de poro por debajo de la zona identificada con presiones altas. A partir de esta imagen es posible interpretar e identificar intervalos con fluidos atrapados y sobrepresionados. Los colores en la imagen representan rangos de valores de presión distintos, en esta escala de colores los tonos cálidos indican mayores presiones, mientras que los tonos fríos corresponden a las zonas de menor presión, los demás colores corresponden a valores intermedios. Al Interpretar la imagen se puede identificar hacia la parte superior un primer intervalo sobrepresionado identificado con los colores rojos, con un gradiente de presión distinto al gradiente del intervalo que lo suprayace identificado con color amarillo, este intervalo corresponde al marcado por el cuadrado con el número 1. Por debajo de este primer intervalo predomina el color rojo (ver cuadrado

con el número 2), sin embargo, es posible identificar dentro de este paquete algunos intervalos de menor presión de color amarillo. En el último recuadro se observa en la parte superior mayor presión y una menor presión en la parte inferior donde se presentan los eventos, pero al comprar la presión de poro calculada para estos tres intervalos se ajusta ya que evidencia picos de presión de las capas suprayacentes

Figura 53. Análisis de los intervalos altos de presión



Fuente: autor

3.4 ANÁLISIS DE ESFUERZOS Y VENTANA DE ESTABILIDAD

Como todos los parámetros anteriores calculados a partir de los datos de inversión tuvieron un buen ajuste era de esperarse que al correr la venta esta dieran unos resultados muy cercanos o iguales a la ventana de estabilidad para el modelo 1D, como se puede observar en la Figura 48 los registros originales son las líneas rojas y los registro invertidos son las líneas negras.

Esta comparación entre el modelo geomecánico 1D y 3D muestra el buen ajuste garantizando que el subvolumen va tener una aproximación al comportamiento real de la cuenca, y así disminuir la incertidumbre lateral que se tiene cuando se realizan extrapolaciones en los modelos geomecánicos 1D.

4. CONCLUSIONES

- Se observa que la metodología de inversión sísmica preapilada ajusta con los datos originales tomados en pozo, garantizando que el comportamiento del subvolumen se aproxima al comportamiento real de la cuenca. Disminuyendo así la incertidumbre de la variabilidad lateral que se tiene al implementar el proceso de extrapolación de los resultados del modelamiento 1D a los pozos a perforar.
- A través del proceso de inversión se consigue obtener un cubo de velocidades y densidad que representan el modelo de tierras de la zona evaluada, esto se evidencia en el ajuste de los registros invertidos con los registros originales.
- La resolución vertical a partir del proceso de inversión es superior a la que se obtiene mediante el procesamiento sísmico convencional. Para el caso de aplicación se obtuvo una resolución vertical de 10ft.
- Durante la evaluación del ajuste de los datos invertidos a los datos originales, se observa que la inversión genera modelos de velocidad confiables para predecir presiones de poro, lo cual es evidenciado para las formaciones del terciario, para el caso de las formaciones del cretácico no se obtuvo un buen ajuste en magnitud pero se obtuvo la tendencia de los datos, se infiere que los datos están por fuera de la tendencia establecida para estabilizar la inversión (ecuación de Aki Richards) la cual relaciona los logaritmos de la impedancia de la onda de cizalla, la onda compresional y la densidad, por lo tanto se recomienda realizar el proceso de inversión por eras geológicas para no tener esta incertidumbre asociada.

- En el cubo de presión de poro se observa una disminución de presión en el cambio de era, sin embargo ajustado con los eventos hidráulicos asociados al comportamiento de los pozos de la zona estas formaciones no muestran en su historial de eventos influjos durante el proceso de perforación.
- La situación estructural del área de estudio, caracterizada por la continuidad lateral de los estratos y su disposición casi horizontal a lo largo del subvolumen, permitió aplicar para este caso en particular satisfactoriamente la metodología de Eaton para predecir las presiones de poro. El perfil de presión calculada en el pozo 1 son similares y por lo tanto fue posible definir una única línea de compactación normal para toda el área.
- El método de predicción utilizado se basa en el desequilibrio de compactación de las arcillas, caracterizado por una tasa de depositación más rápida que la tasa de expulsión de los fluidos debida a la baja permeabilidad de los sedimentos arcillosos que predominan y caracterizan a la cuenca. Debido a que este método permitió representar apropiadamente la mayoría de las presiones y eventos registrados durante la perforación de los pozos, es posible concluir que principal mecanismo generador de la sobrepresión en el área de estudio se clasifica dentro de la categoría de esfuerzo mecánico relacionado con el desequilibrio de compactación de los sedimentos. Sin embargo, el análisis de la relación entre las velocidades y el esfuerzo efectivo en el pozo offset permite definir la curva de la historia de compactación de los sedimentos mostro indicios de la posible ocurrencia del mecanismo generador de sobrepresión conocido como transferencia dinámica de fluidos en esta parte de la cuenca, en algunos intervalos se observa el aumento de la porosidad aun cuando la roca estaba siendo compactada. Este suceso conlleva a la necesidad de comenzar el estudio e investigación de este mecanismo de manera más profunda y definir una nueva metodología que permita predecir y explicar apropiadamente las sobrepresiones en la cuenca.

- A medida que se perforan más pozos en el área y se tengan mediciones de laboratorio de las propiedades mecánicas se deben actualizar y calibrar los modelos obtenidos
- El modelo de estabilidad refleja el comportamiento del hueco de perforación, tanto con los datos invertidos como con los datos originales, mostrando mayor inestabilidad en la mitad de formación tres hacia el tope de la formación 4, esto puede ser debido a que se perforaron 3600 pies más con una sola sección aumentando el peso de lodo generando inestabilidad, ya que la parte superior de la formación 3 no muestra inestabilidad.
- El comportamiento de sobrepresiones comienza hacia la parte media de la Formación 3.

REFERENCIAS

Bowers SPE Drilling & Completion. June 1995.

CABEZA GUERRA, Johana Cristina. Caracterización de yacimientos utilizando inversión sísmica pre-apilamiento en el campo cariña, Sartenejas, Octubre 2012.

CASTAGNA, J.P., BATZLE, M.L., and Eastwood, R.L., 1985. "Relationship between.

compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks", Geophysics, Vol. 50,p. 571-581.

EATON, B. A., 1975. The equation for Geopressure prediction from well logs, SPE 5544, pag 1 -11.

FATTI, J.L., SMITH, G.C., VAIL, P.J., STRAUSS, P.J., and LEVITT, P.R., 1994, "Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: a 3D Seismic Case History Using the Geostack Technique": Geophysics, Vol. 59, p. 1362-1376.

GARDNER, G. H. F., GARDNER, L. W. and GREGORY, A. R., 1974, "Formation velocity and density -The diagnostic basics for stratigraphic traps", Geophysics, Soc. of Expl. Geophysics, Vol. 39,p. 770-780.

GAYÁ, M A, Procesado de sísmica de reflexión superficial en la cuenca de Insa, Huecsa (España), Sartanejas, Enero 2005.

GÓMEZ A & SANTAMARÍA R, 2004."Análisis de estabilidad de pozo utilizando el software PBORE", Universidad industrial de Santander.

HAMPSON - Rusell Software, Strata Program User Manual, Instituto colombiano del Petróleo, Centro de información técnica, pag. 2 – 85, 2007.

HUBBERT, M.K. & RUBEY, W.W., 1959. "Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting". Geol. Soc. Am. Bull., 70, 115-166.

ILLIDGE, E., 2010. Adaptación de una metodología para realizar la distribución del gradiente de presión de poro a partir de velocidades sísmicas 3D y registros de pozo al piedemonte llanero colombiano, Universidad Industrial de Santander.

Inversión sísmica: Lectura entre líneas, Oilfield Review, Slumberger, verano 2008, Pag 44-66.

MATEUS, D & Coronel, I L, 2004."Evaluacion de los mecanismo de falla que conducen a la Estabilidad de pozo".

MORA, L. A., & Villadiego, D. O., 2005. "Desarrollo de una herramienta para analizar la Inestabilidad de pozo, mediante el uso se las teorías elástica y poroelástica: Aplicación al Piedemonte Colombiano. Tesis de pregrado. Bucaramanga.

SHERIFF, R. Dictionary of applied geophysics. 4ta ed., society of exploration geophysicists. Pag 422.

TERZAGHI, K. & PECK. ,1968. "Soil mechanics in engineering practice". John Wiley and Sons, New York, 566p.

TORRES VILLALOBOS, M E, Determinación de esfuerzos IN-SITU en la cordillera oriental de Colombia, Universidad nacional de Colombia, Bogotá, diciembre 2011.

HERNÁNDEZ NAVEA V. L., Procesamiento de datos de sísmica de reflexión de alta resolución para la obra: plataforma del corredor norte-noroeste del de

alta velocidad ubicado en Ourense, Galicia, España, universidad simón bolívar, sartanejas mayo 2008.

ZOEPPRITZ, K., 1919, " Erdbebenwellen VIII B. Über Reflexion and durchgang seismischer wellen duch unstetigkeitsflächen", Gottinger Nachr. 1, p. 66-84.