

Aplicaciones modernas de la física de rocas para delimitar y acceder exitosamente al yacimiento con la geonavegación óptima del pozo

Rubén Nicolás López
Aurelio España Pinto
Francisco Badillo Hernández
Oscar Valdiviezo Mijangos
Jaime Meléndez Martínez
Alfredo López Lena Estrada
Instituto Mexicano del Petróleo

Artículo recibido en febrero de 2020 y aceptado en abril de 2020

Resumen

En esta contribución se presenta una metodología en la cual, mediante la física de rocas, se integran las propiedades petrofísicas y geomecánicas de un yacimiento con el propósito de identificar sus zonas de mayor interés comercial y así aumentar su productividad de hidrocarburos. Esta metodología integra la construcción de modelos petroelásticos considerando las propiedades micromecánicas de la roca, así como el tipo de fluido presente en el poro. Estos modelos petroelásticos se utilizan posteriormente para generar plantillas multiminerales de física de rocas sobre las cuales se traslapan datos de pozo y de sección con la finalidad de definir formaciones e intervalos productores. Posteriormente se establecen los criterios petrofísicos y geomecánicos para escalar de modelos petroelásticos 1D-2D de pozo a modelos petroelásticos 3D en volúmenes de inversión sísmica. Se considera la geonavegación óptima de los pozos, la cual considera elementos de presión de poro y geomecánicos, para coadyuvar en la definición de trayectorias de pozo para obtener el mayor beneficio del estado de los esfuerzos; para ello se utilizan vistas estereográficas de esfuerzos y ventanas geomecánicas que garantizan la mejor trayectoria y las densidades óptimas del fluido de control. Se presentan resultados en yacimientos no-convencionales de shale gas, yacimientos compactos de aceite, yacimientos de areniscas en aguas someras y yacimientos carbonatados fracturados. En todos los casos se define como acceder exitosamente al yacimiento.

Palabras clave: Física de rocas, delimitación de yacimientos, modelo petroelástico.

Novel rock physics applications for successful reservoir delineation and access including optimal well geonavigation

Abstract

This work describes a novel methodology based on rock physics. The petrophysical and geomechanical properties of oil reservoir rocks are integrated to identify areas of the greatest commercial importance and to develop a strategy for increasing of the hydrocarbon productivity. This methodology is developed from the construction of petroelastic models considering the micromechanical properties of the rock, as well as the type of the pore-filling fluid. These petroelastic models are used to design multiminerall rock physics templates where well and seismic-section data are overlapped in order to outline formations and pay-zone intervals. Next, the petrophysical and geomechanical criteria are established to scale from 1D-2D petroelastic well models to 3D petroelastic models by using seismic inversion volumes. The optimal well geonavigation is also considered, which pore pressure and geomechanical parameters are considered

in. It is useful for well trajectory definition and to obtain the greatest benefit from the earth stress state. For this later, stereographic plots for stress analysis and geomechanical windows are used to ensure that the best well path and optimal fluid control densities are achieved. Results are described for non-conventional shale gas fields, tight oil fields, shallow water sandstone fields and fractured carbonate fields. In all cases, the reservoir access-successful strategy is defined.

Keywords: Rock physics, reservoir delineation, petroelastic model.

Introducción

La física de rocas es una disciplina que caracteriza las propiedades de las rocas, basada en el comportamiento de las ondas sísmicas y su propagación a través de los medios porosos, en función de su composición mineralógica y sus propiedades intrínsecas. A su vez, la micromecánica estudia el comportamiento microscópico de los componentes de materiales compuestos; en este caso se trata de los materiales rocosos.

En este trabajo se describe el “cómo” se aplica de manera novedosa y práctica la física de rocas para delimitar y acceder exitosamente al yacimiento. Lo anterior se basa en plantillas de litotipos, definidos por la contribución elástica de los minerales geológicos y los fluidos en el poro.

Básicamente, las plantillas de física de rocas se construyen con la solución de un modelo micromecánico auto-consistente desarrollado por Sabina y Willis (1988), los cuales fueron creados para modelar materiales compuestos; posteriormente Valdiviezo-Mijangos (2002) aplica estos modelos para describir una roca de un solo mineral, el cual contenía un fluido.

Después de entender la contribución elástica de la parte sólida de los minerales, el análisis elástico se extendió al análisis del efecto del fluido contenido en el poro, (Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos 2016). Este tipo de modelación micromecánica tiene la característica que, además de modelar la heterogeneidad de la roca de acuerdo a su composición mineralógica, también se puede modelar la roca con la presencia de fluidos.

Las plantillas de física de rocas son la base para discriminar la presencia de fluidos en la formación, además de estimar su grado de saturación. Adicionalmente, se obtiene la litología de la columna estratigráfica desde la micromecánica.

Después de haber desarrollado plantillas de física de rocas para yacimientos terrígenos, yacimientos carbonatados y dolomitizados (Proyecto IMP, 2019), se desarrolló la metodología para la colocación de pozos, para identificar, delimitar y conocer la distribución de los intervalos con las mejores condiciones de saturación de hidrocarburos dentro de los yacimientos. En este trabajo se presentan aplicaciones a yacimientos no convencionales, terrígenos, areniscas en aguas someras y carbonatos dolomitizados.

Metodología

Para delimitar y acceder exitosamente al yacimiento, se deben integrar las escalas micro, de pozo y escala de volúmenes de inversión sísmica. La estrategia para integrar y escalar la información obtenida, medida o calculada en estas disciplinas se soportará mediante la física de rocas para el cálculo del flujo de variables, parámetros y propiedades que identifican las facies almacenadoras en cada uno de los pozos de control y en los volúmenes de inversión sísmica.

Los insumos para la metodología provienen de la geología, geofísica, geomecánica y de yacimientos, el tipo de dato por disciplina es como sigue:

Información geológica

Los marcadores geológicos, columnas estratigráficas, láminas delgadas, análisis petrográficos, edades, secciones estructurales, etc.; son datos que permiten realizar un análisis petroelástico y determinar las características litológicas en pozos y datos de inversión sísmica. Esta caracterización litológica se puede complementar con la evaluación petrofísica para obtener la mineralogía y los intervalos con mayor potencial de saturación de hidrocarburos. Adicionalmente, los estudios petrográficos de núcleos, láminas delgadas servirán para conocer la naturaleza de los granos y poros en los intervalos de interés.

Información sísmica

Los estudios geofísicos desde la sísmica proporcionarán la información referente a las Tz, velocidad compresional y de corte de las formaciones intervenidas. La sísmica de pozos será útil para escalar las mediciones de los registros dipolares a volúmenes de inversión sísmica. Así también mediante la sísmica 3D se pueden guiar las propiedades elásticas y mecánicas para cada uno de los marcadores geológicos y modelos crono estratigráficos.

Otro aspecto relevante de la aplicación de las plantillas de física de rocas para interpretar datos de inversión sísmica, es la capacidad para “iluminar” las regiones de mayor saturación de hidrocarburos; esto se realiza mediante la definición de los intervalos de indicadores óptimos para la colocación de pozos.

Información geomecánica

Las propiedades de resistencia como el ángulo de fricción interna, la resistencia a la compresión uniaxial, la resistencia a la tensión, los índices de fragilidad, estado de

esfuerzos regionales y esfuerzos de pozo, presión de poro en Terciario y Mesozoico. Esto reforzará las condiciones de mayor estabilidad para la perforación y terminación de los pozos. Posteriormente, esto conllevará a la navegación geomecánica de los pozos, la cual se describe brevemente al final de este trabajo.

Información de yacimientos

La saturación de hidrocarburos, índices de productividad, petrofísica de la mejor zona productora, permeabilidad, porosidad efectiva, son datos del yacimiento que se pueden extrapolar al análisis de los datos de inversión sísmica con las plantillas de física de rocas. De igual manera, este análisis se puede complementar con la evaluación petrofísica para obtener la mineralogía y los intervalos con mayor potencial de saturación de hidrocarburos comerciales, tipo y geometría de los poros o fracturas.

La **Figura 1** muestra en forma resumida como se relacionan e interactúan las geo-disciplinas y el tipo de dato requerido a distinta escala de análisis. Así como las aplicaciones de este análisis.

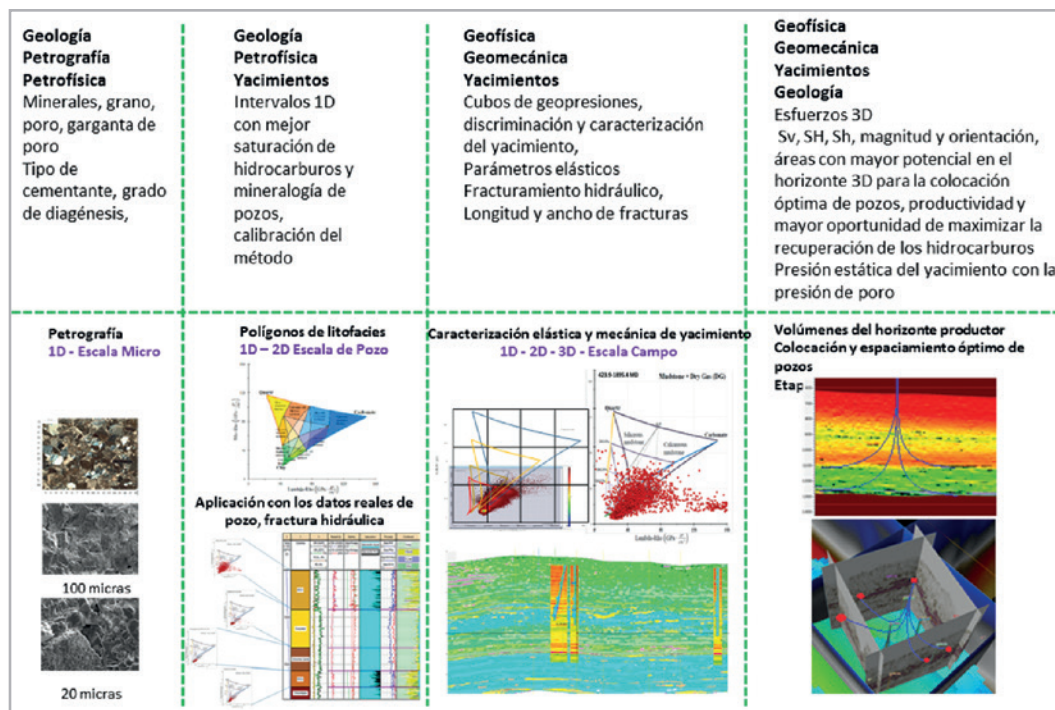


Figura 1. Flujo de trabajo basado en la física de rocas para la integración de información geológica, geofísica, geomecánica y de yacimientos, para delimitar y acceder exitosamente al yacimiento con la geonavegación óptima del pozo.

Plantillas de física de rocas y su aplicación

Las plantillas básicas son gráficas con base en los parámetros elásticos de lambda-rho, $\lambda_0 \rho_o = (\rho_o V_p)^2 - 2(\rho_o V_s)^2$, contra mu-rho, $\mu_0 \rho_o = (\rho_o V_s)^2$, **Figura 2**, y de módulo de Young, $E = \rho_o V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)/(V_p^2 - V_s^2)$, contra la relación de poisson, $\nu = (V_p^2 - 2V_s^2)/(2V_p^2 - 2V_s^2)$, Figura 3, donde es la ρ_o densidad, V_p la velocidad compresional y V_s la velocidad de corte.

Lambda-Rho vs. MuRho

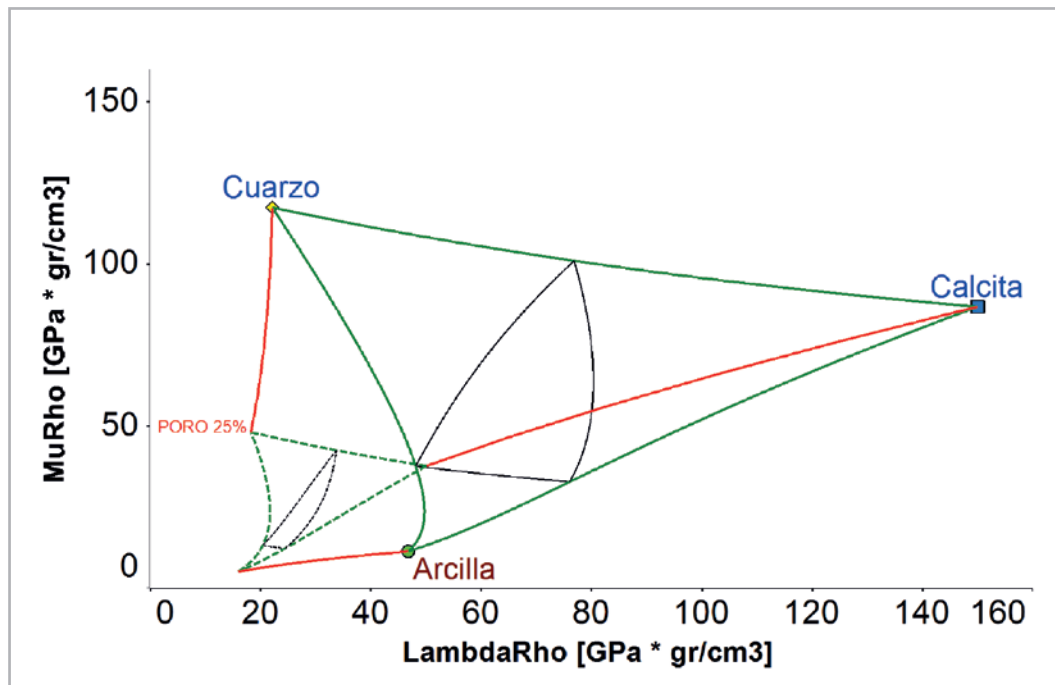


Figura 2. Plantilla de física de rocas basada en LambdaRho vs MuRho para identificar la tendencia de los datos de pozos y datos de la inversión sísmica. Plantilla para analizar las litologías y los intervalos productores.

Módulo de Young vs Relación de Poisson

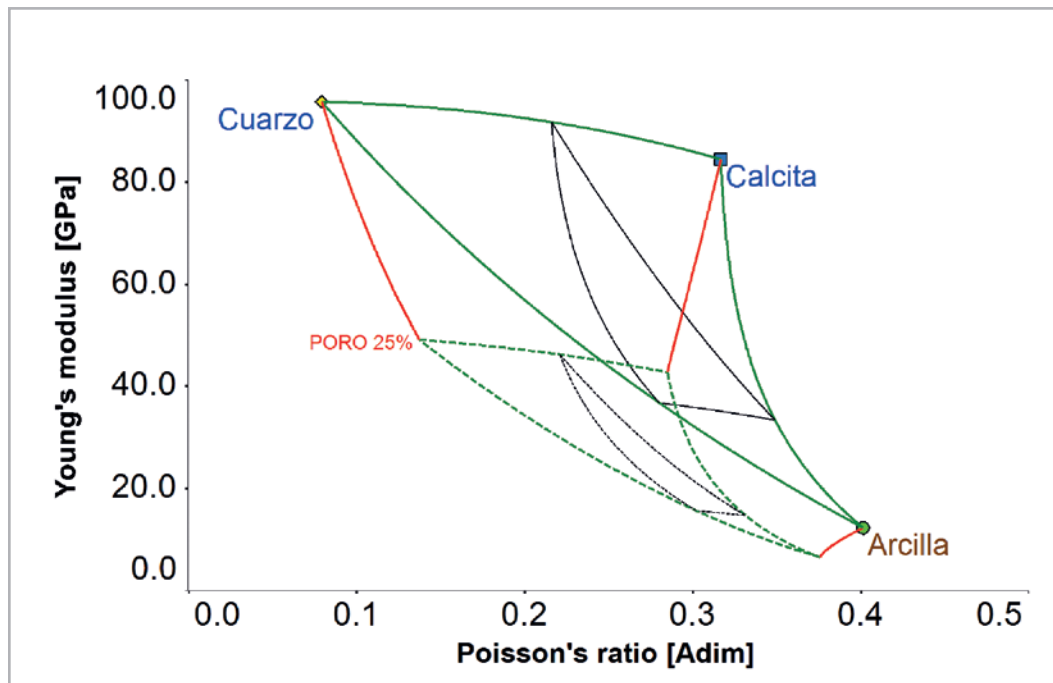


Figura 3. Plantilla de la física de rocas basada en el Módulo de Young y la Relación de Poisson para identificar la tendencia de los datos de los pozos y de la inversión sísmica. Plantilla para analizar litologías e intervalos productores.

La utilización práctica de las plantillas ternarias de física de rocas es como sigue:

- En la escala micro, se identifica la mineralogía presente en las formaciones a estudiar; e.g. calcita, dolomita, cuarzo, feldespatos, arcillas, etc. Se toman como referencia los estudios de laboratorio petrográfico, de difracción de rayos X y/o fluorescencia. Posteriormente, para cada mineral se conocen las fracciones volumétricas, densidad, velocidad compresional y de corte. Con estos datos se resuelve el modelo micromecánico para calcular las propiedades elásticas que representan las muestras analizadas (Nicolás-López y Valdiviezo-Mijangos 2016). Para este estudio se utilizó λ_0 , $\rho_0 = (\rho_0 V_p)^2 - 2(\rho_0 V_s)^2$ vs μ_0 , $\rho_0 = (\rho_0 V_s)^2$ y Modulo de Young $E = \rho_0 V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2) / (V_p^2 - V_s^2)$ vs relación de Poisson $\nu = (V_p^2 - 2V_s^2) / (2V_p^2 - 2V_s^2)$. Para terrígenos, se toman como base la calcita, el cuarzo y la arcilla; para carbonatos, se toma la calcita, dolomita y arcilla, para fluido en el poro, aceite o gas.
- En la escala de pozos se consideran los registros de densidad de formación RHOB, los tiempos de tránsito compresional DTCO y de corte DTSH. Con estos registros o curvas se pueden calcular la suite de parámetros elásticos en todo el pozo. Cabe mencionar que esto no sustituye sino complementa con los estudios petrofísicos clásicos basado en registros resistivos, porosidad, de rayos gamma, etc. Para este estudio en Lambda-Rho vs MuRho y Módulo de Young vs Relación de Poisson.
- En la escala sísmica se toman los volúmenes de inversión sísmica en parámetros elásticos y se aplican los criterios obtenidos en los puntos anteriores. También se utilizan los volúmenes de inversión en Lambda-Rho vs MuRho y Módulo de Young vs Relación de Poisson.

Casos de estudio

Plantillas en LambdaRho vs MuRho

Se presenta el resultado de la aplicación de la metodología de posicionamiento de pozos en yacimientos terrígenos (siliciclásticos), mediante la utilización de la física de rocas en el escalamiento de propiedades petrofísicas, elásticas y geomecánicas. La metodología desarrollada se soporta en flujos de trabajo para el análisis petrofísico, modelo geológico cronoestratigráfico, modelo de litofacies y geocuerpos, y de geopresiones y geomecánica. Los resultados están orientados a determinar la zona óptima de interés a partir de la identificación y delimitación de geocuerpos saturados con hidrocarburos. El estado mecánico propuesto del pozo se define con criterios geomecánicos e índices de fragilidad de las formaciones.

Yacimientos no-conventionales de shale gas

En la **Figura 4** se puede observar un ejemplo de aplicación de la plantilla Lambda-Rho vs Mu-Rho a datos de inversión

sísmica correspondientes a un yacimiento no convencional. En este caso la plantilla de parámetros elásticos permite seleccionar en un diagrama cruzado de los datos de inversión de volúmenes sísmicos, los valores de las propiedades elásticas correspondientes a una litología arcillosa con el mayor contenido de COT (Carbono Orgánico Total), en función del contraste entre las propiedades elásticas de la arcilla sin o con poco contenido de COT y la arcilla con mayor contenido COT.

Asimismo, se pueden observar en sección o volumen sísmico los valores seleccionados en el diagrama cruzado, lo que permite ubicar espacialmente en los datos sísmicos, la posición de los intervalos y zonas con mayor contenido de COT.

Algunas otras propiedades inherentes a los yacimientos no convencionales y que definen el “sweet spot”, tales como las zonas de mayor fragilidad y las zonas de mayor espesor; también pueden identificarse y delimitarse con el uso de plantillas de física de rocas en los datos de pozo y de la inversión sísmica.

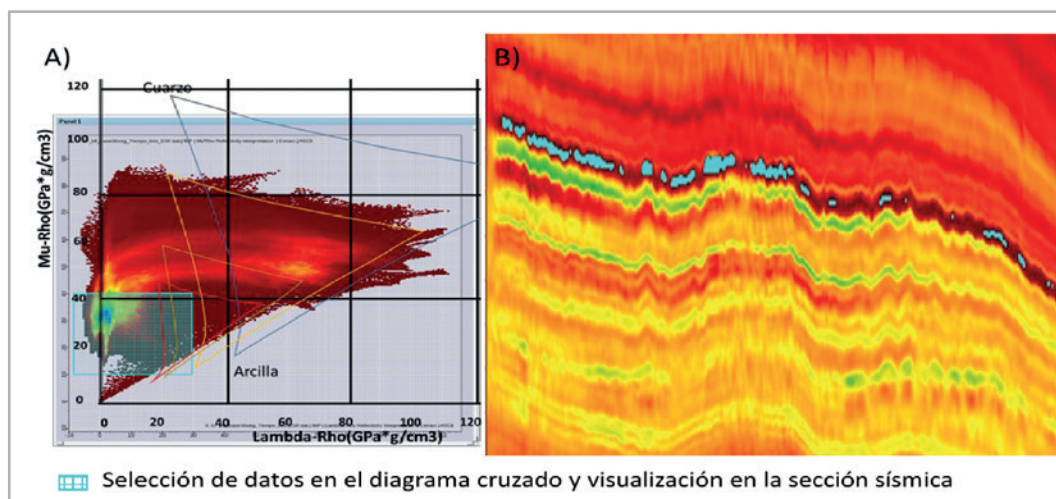


Figura 4. A) Diagrama cruzado de volúmenes sísmicos Lambda-Rho vs Mu-Rho con sobreposición de plantillas ternarias construidas con modelos de física de rocas, donde se selecciona con un polígono rectangular y en función de las propiedades elásticas delimitadas por la plantilla, una litología arcillosa con la mayor presencia de COT. B) Visualización en sección sísmica de los datos seleccionados que permite visualizar, delimitar y acceder exitosamente al yacimiento con la geonavegación óptima del pozo en yacimiento de shale gas.

Yacimientos apretados de aceite

Otro ejemplo de aplicación de la plantilla LambdaRho vs MuRho a datos de inversión sísmica, en la **Figura 5**, se puede observar cómo se identifican y delimitan, tanto en sección como en planta, las zonas arcillosas con respecto a

las zonas arenosas y con presencia de fluidos. Este tipo de análisis permite visualizar en forma volumétrica y espacial la distribución de litologías, facilitando la identificación de litofacies y ambientes de depósito. De igual manera, también permite identificar las arenas cementadas con carbonato de calcio.

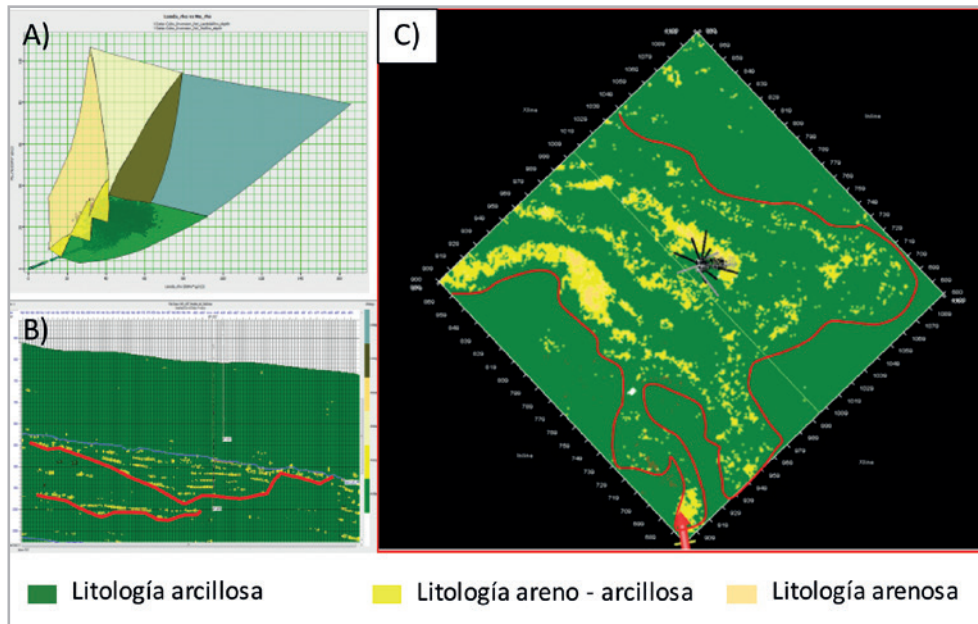


Figura 5. A) Diagrama cruzado de volúmenes sísmicos Lambda-Rho vs Mu-Rho con visualización de polígonos derivados de plantillas ternarias construidas con modelos de física de rocas, donde se selecciona con los polígonos y en función de las propiedades elásticas delimitadas por la plantilla las siguientes litologías: una litología arcillosa (color verde), una litología arenosa mezclada con arcilla (color amarillo) y una litología de arenas más limpias (color anaranjado claro). B) Visualización en sección sísmica de los datos seleccionados que permite visualizar, en 2D la distribución de los cuerpos arenosos. C) Visualización en *time slice* de los datos seleccionados, que permite delimitar y acceder exitosamente al yacimiento con la geonavegación óptima del pozo en yacimiento de aceite de permeabilidad baja, (*Tight Oil*).

Plantillas del Módulo de Young vs Relación de Poisson

Yacimientos de areniscas en aguas someras

Se muestra el resultado de la aplicación de la metodología de posicionamiento geomecánico de pozos en un ambiente marino somero, mediante la utilización de la física de rocas en el escalamiento de propiedades petrofísicas, elásticas y geomecánicas, con datos de pozos del Campo StyBarrow, de Australia, **Figura 6**.

Se efectuó la caracterización litológica y de intervalos de interés en pozos (análisis petroelástico), por medio de la carga de los datos de los pozos en la aplicación para análisis de física de rocas, obteniéndose el análisis petrofísico

convencional y petroelástico preliminar de pozos en los pozos Stybarrow 1 y 3, así como la construcción y análisis de las diferentes plantillas de física de rocas (RPT). La plantilla de física de rocas construida finalmente se sobrepuso al diagrama cruzado de propiedades elásticas de módulo de Young vs relación de Poisson.

Posteriormente, se efectuó la caracterización litológica y de intervalos de interés de datos sísmicos, aplicando la metodología para volúmenes de inversión sísmica: carga de datos en el software de análisis de física de rocas, construcción de plantillas de física de rocas, obtención de los volúmenes de parámetros elásticos, generación de los diagramas cruzados de propiedades (*Cross Plot*) y análisis petroelástico de los datos de inversión con la plantilla de

interpretación de física de rocas de seis litologías. El análisis de datos de inversión sísmica en forma tridimensional (Análisis 3D), permite la identificación y delimitación de geocuerpos de interés en el yacimiento.

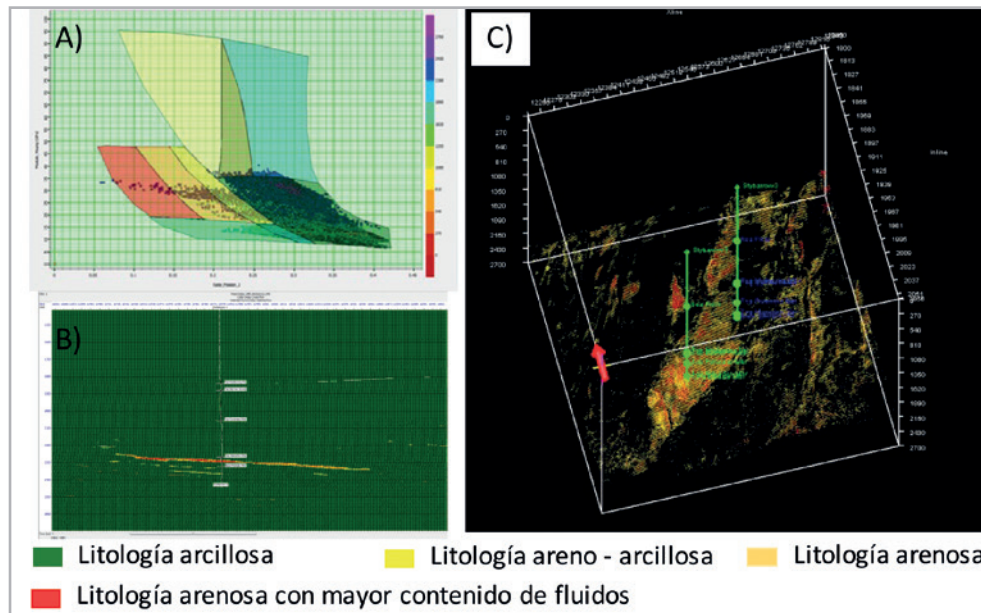


Figura 6. Diagrama cruzado de volúmenes sísmicos Relación de Poisson vs Módulo de Young con visualización de polígonos derivados de plantillas ternarias construidas con modelos de física de rocas, donde se selecciona con los polígonos y en función de las propiedades elásticas delimitadas por la plantilla las siguientes litologías: una litología arcillosa (color verde), una litología arenosa mezclada con arcilla (color amarillo), una litología de arenas más limpias, (color anaranjado claro) y una litología de arenas limpias con mayor contenido de fluidos, (color rojo). B) Visualización en sección sísmica de los datos seleccionados que permite visualizar, en 2D la distribución de los cuerpos arenosos. C) Visualización en 3D de los datos seleccionados, que permite delimitar y acceder exitosamente al yacimiento con la geonavegación óptima del pozo en yacimiento de areniscas en aguas someras.

Plantilla V_p vs Rho

Yacimientos carbonatados dolomitizados y fracturados

Se presenta el resultado de la aplicación de la metodología de posicionamiento geomecánico de pozos en yacimientos carbonatados; **Figura 7**, en este ejemplo de aplicación se desarrollaron análisis petro-elásticos a detalle, aplicados a intervalos de pozos con litologías de carbonatos y dolomías; empleando diferentes combinaciones de diagramas cruzados de parámetros elásticos (se muestra el caso particular de la plantilla V_p vs Rho); y traslapándolos

sobre los diagramas cruzados de los datos de pozos y de inversión sísmica.

En este análisis se puede observar como la plantilla de física de rocas permite identificar y delimitar las zonas carbonatadas de las zonas más dolomitizadas, así como identificar las zonas que presentan fracturamiento y contenido de fluidos.

Para el caso de estudio, se contó con diversas opciones de información, que no incluían los datos de inversión sísmica, por lo cual fue necesario realizar la inversión en tres diferentes conjuntos de datos.

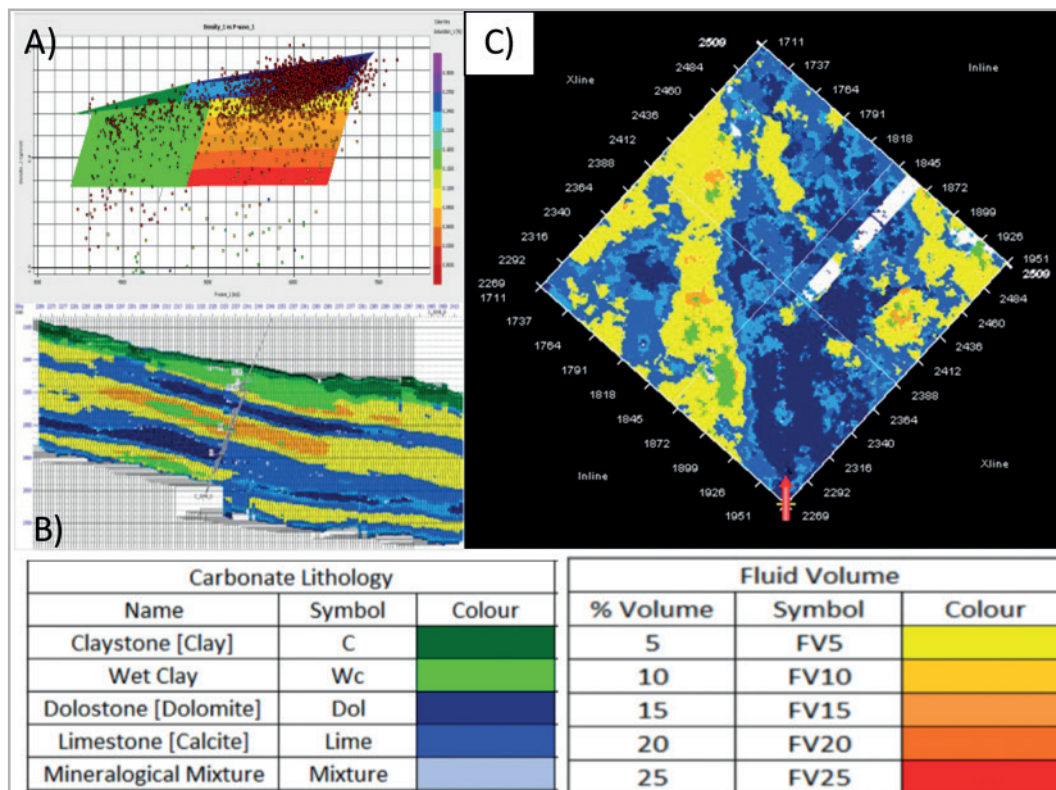


Figura 7. Diagrama cruzado de volúmenes sísmicos V_p vs Rho con visualización de polígonos derivados de plantillas ternarias construidas con modelos de física de rocas, donde se selecciona y diferencia con los polígonos y en función de las propiedades elásticas delimitadas por la plantilla las siguientes litología: litología calcáreo arcillosa (color verde), litología calcáreo arcillosa con contenido de fluidos (color verde claro), litología calcáreas dolomitizadas (color azul fuerte), litología calcárea de calizas (color azul claro) y litologías calcáreas indeterminadas con mayor fracturamiento y presencia de fluidos (colores cálidos del amarillo al rojo en función del porcentaje de fluidos). B) Visualización en sección sísmica de los datos seleccionados que permite visualizar, en 2D la distribución y características litológicas de los cuerpos calcáreos C) Visualización en 3D de los datos seleccionados, que permite delimitar y acceder exitosamente al yacimiento con la geonavegación óptima del pozo en yacimiento de carbonatos dolomitizados.

Aplicación y evaluación de un caso de estudio real

En el Activo de Producción ATG de PEMEX, se presentó la problemática de “perforar un pozo de desarrollo, en la misma pera, que resultó no productor en un horizonte o cuerpo de arena ya definido”. Se esperaba contar con producción dado que, en sus pozos de correlación, dicho cuerpo de

arena (C-40) había registrado buena producción en pozos ya perforados, **Figura 8**. Los pozos productores de correlación fueron el AF 1025 con 323 bpd, AF 1007 con 115 bpd y AF 1043 con 200 bpd. El reto tecnológico era dar respuesta a esta problemática planteada en el pozo COR 8, ¿Por qué había resultado no productor aún dentro de la misma pera y rodeado de pozos productores?

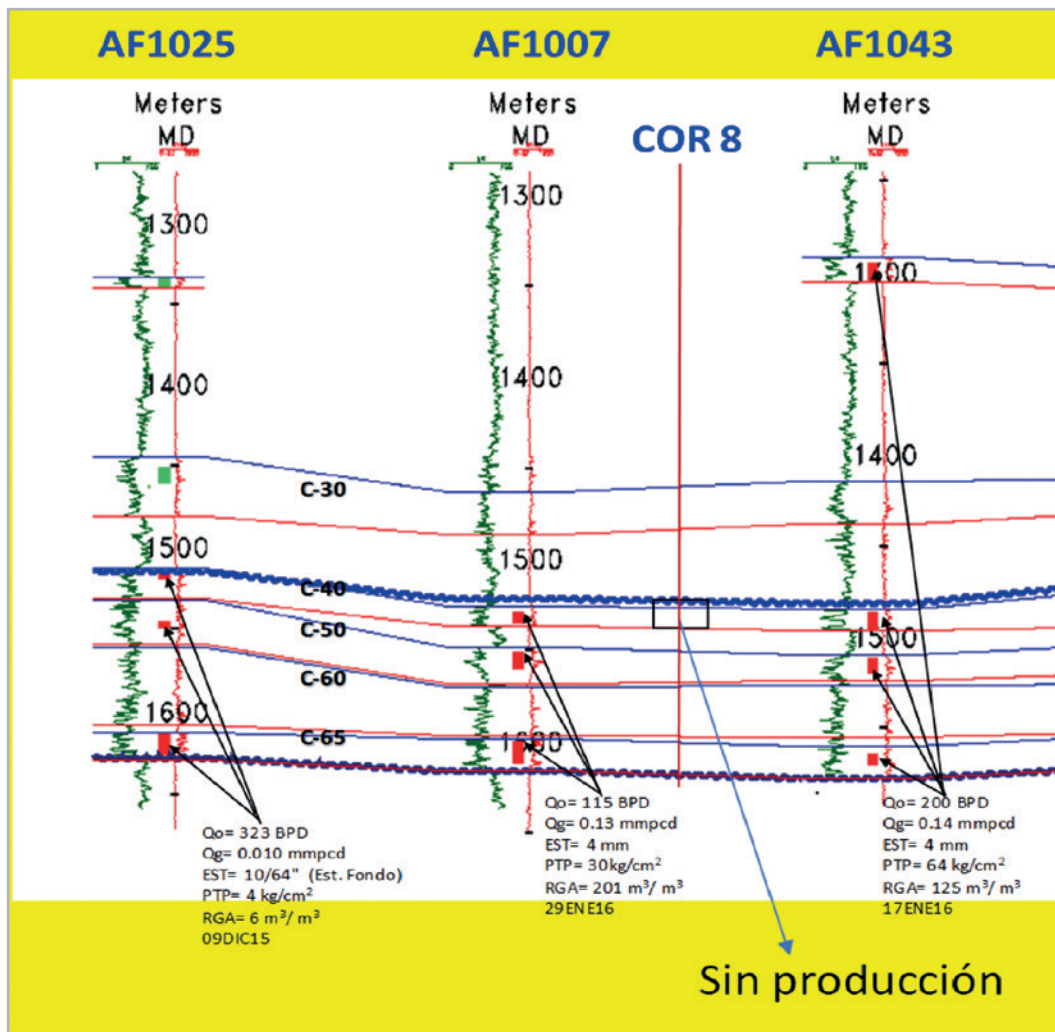


Figura 8. Correlación de pozos de producción, donde se visualiza la posición relativa del pozo COR 8, el cual resultó no productor en el intervalo correspondiente al cuerpo de arena C-40.

Modelado petroelástico 1D-3D

Para esto, el Activo ATG proporcionó el acceso a la información de pozos (registros e informes), así como a los datos de inversión sísmica, **Figura 9**; con los cuales se procedió a aplicar la metodología y la construcción del caso de estudio. La **Figura 10** muestra la construcción del modelo petroelástico por pozo y la **Figura 11** la aplicación del modelo petroelástico para los volúmenes de inversión sísmica.

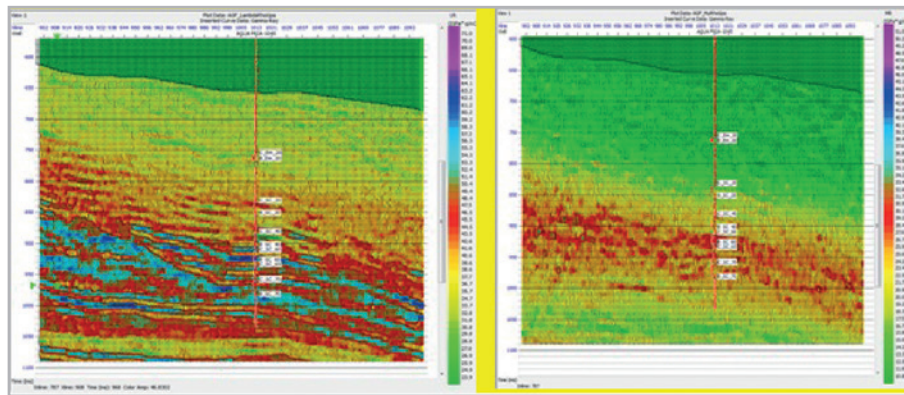


Figura 9. Datos de inversión sísmica de parámetros elásticos del Activo ATG de PEMEX-Exploración y Producción.

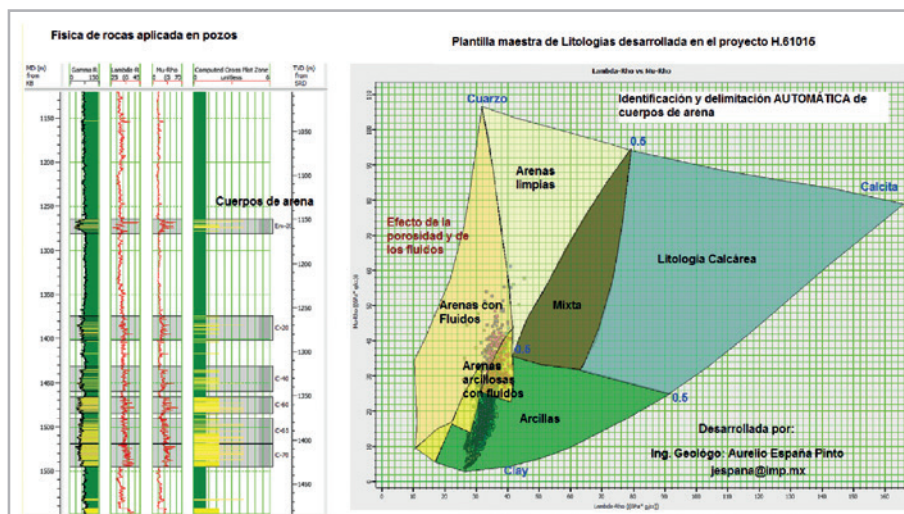


Figura 10. Aplicación de las plantillas de física de rocas para interpretación cuantitativa de las propiedades elásticas en datos de registros de pozos. La interpretación se realizó con un sentido litológico.

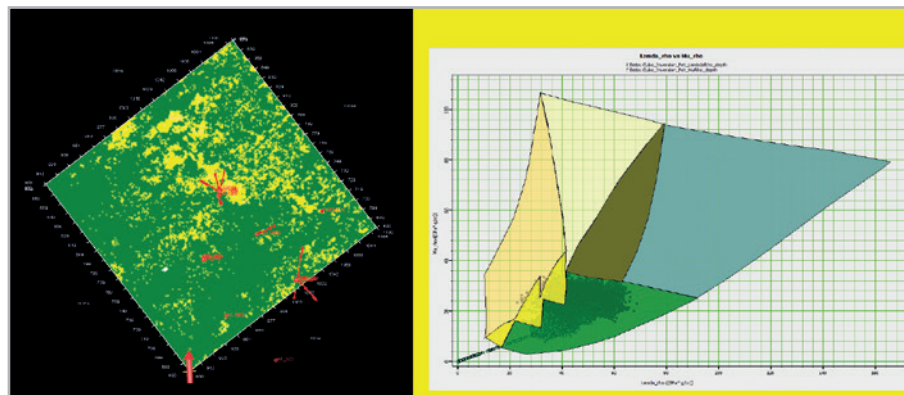


Figura 11. Aplicación de las plantillas de interpretación de propiedades elásticas en datos de inversión sísmica, en un sentido litológico de interpretación.

Con toda la información proporcionada y con tecnología, se elaboró un modelo litológico en función de la respuesta elástica analizada y se identificó la zona con mayor potencial productor.

Pozos productores y no productores

El análisis de la ubicación del pozo COR_8 y la distribución de los cuerpos de arena (color amarillo y naranja) y su relación con los paquetes arcillosos, color verde, **Figura 12**, se concluyó que el pozo atravesó exactamente en la discontinuidad del cuerpo productor y por esta razón resultó no productor. Este hallazgo mostró el nivel resolutivo de la tecnología Intelligent Well Placement®.

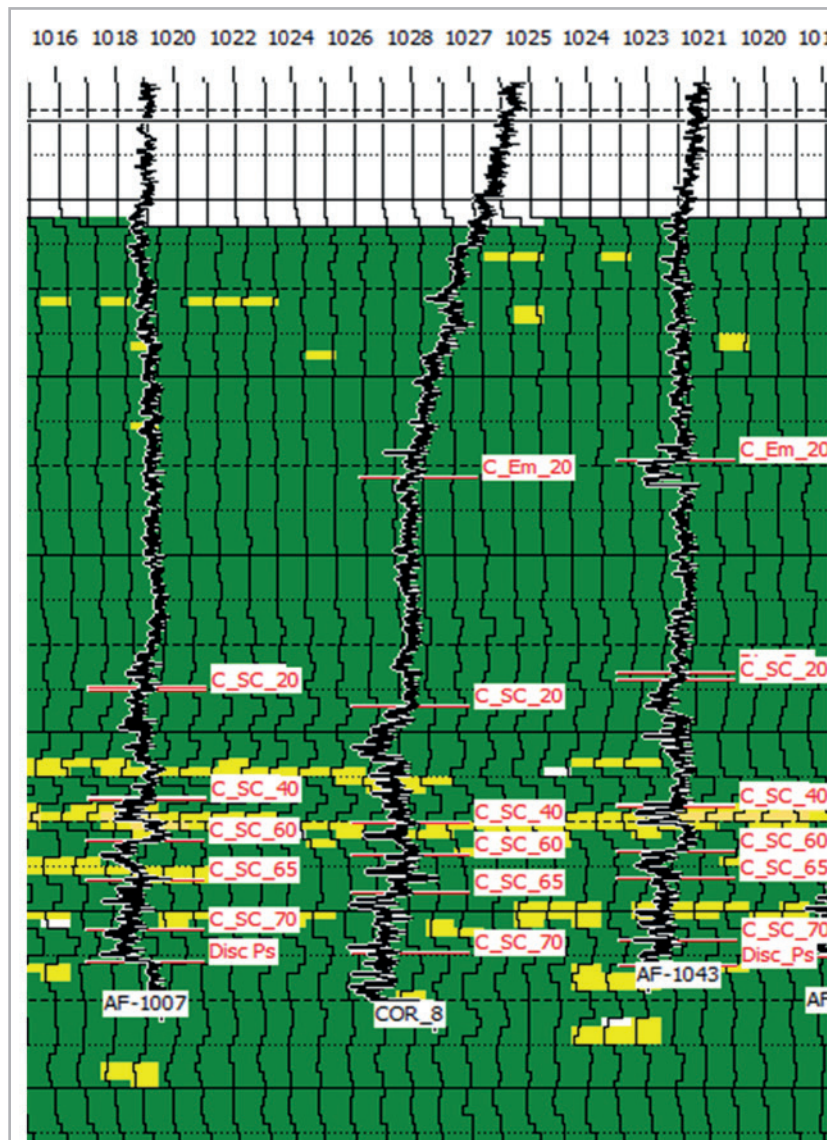


Figura 12. Correlación de pozos en sección obtenida por análisis petroelástico de datos de inversión. En color verde las arcillas y en amarillo los cuerpos de arenas.

Asimismo, el análisis de una sección horizontal (*Depth slice*) muestra como la distribución y geometría en planta de dicho cuerpo en función del desarrollo del ambiente sedimentario de depósito del cuerpo de arena, explica por qué no fue encontrado dicho cuerpo en la trayectoria del pozo COR-8, **Figura 13**.

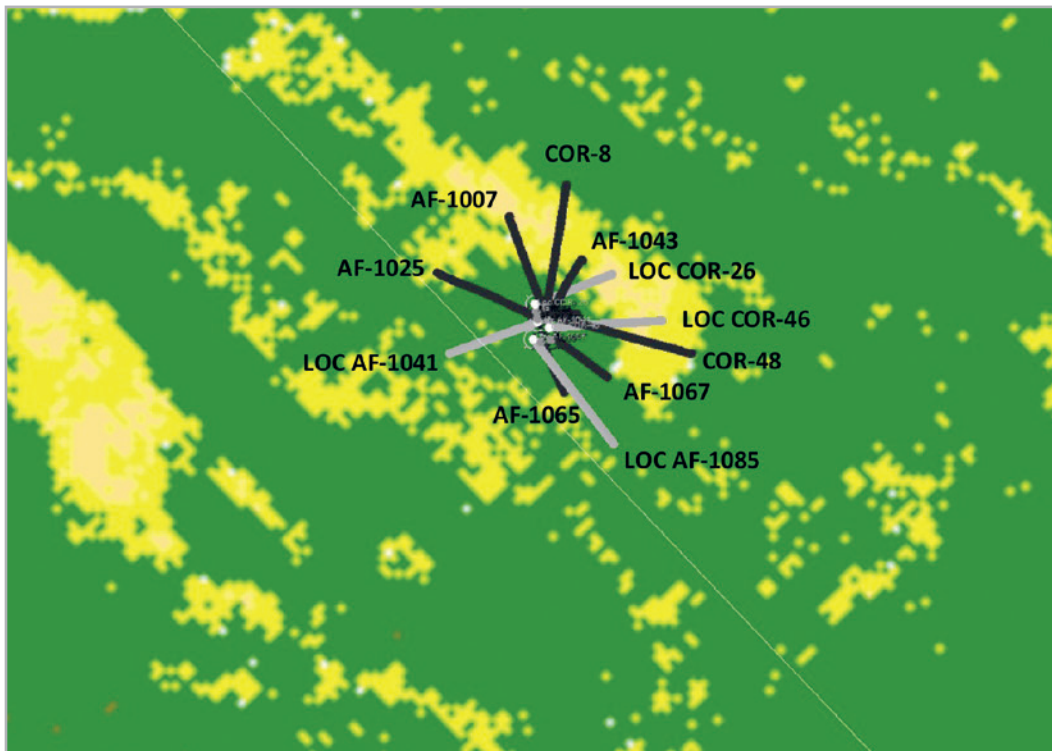


Figura 13. Localización de trayectorias de pozo y localizaciones en la posición del cuerpo de arena C-40 y su relación con las distribuciones litológicas definidas a partir del análisis de propiedades elásticas de datos de inversión sísmica. Donde se puede observar claramente como la trayectoria del pozo COR-8 sale de la distribución del cuerpo de arena (color amarillo y naranja) y se queda en una posición con contenido litológico arcilloso (color verde). El color naranja indica un mayor contenido de fluidos en el cuerpo de arena. En función de este análisis las localizaciones AF-1041 y AF-1085, fueron desechadas y las localizaciones COR-26 y COR-46 fueron confirmadas y ratificadas para su perforación, la cual se realizó con los resultados esperados.

Análisis de localizaciones propuestas

Los resultados obtenidos del post mortem del pozo COR_8, fueron utilizados para la selección de localizaciones en la misma pera, reduciendo la incertidumbre en el desarrollo del campo y favoreciendo el incremento de la producción. En la **Figura 14**, claramente, las localizaciones propuestas COR-26 y COR-46 cortan la zona productora del yacimiento;

sin embargo, las localizaciones AF-1041 y AF-1085 tienen un alto riesgo y alta probabilidad de resultar no productores. Este estudio demuestra la alta variabilidad de los yacimientos de areniscas turbidíticas, en distancias cortas, y como la tecnología Intelligent Well Placement® puede soportar la definición cuantitativa de la zona con mayor potencial productor del yacimiento.

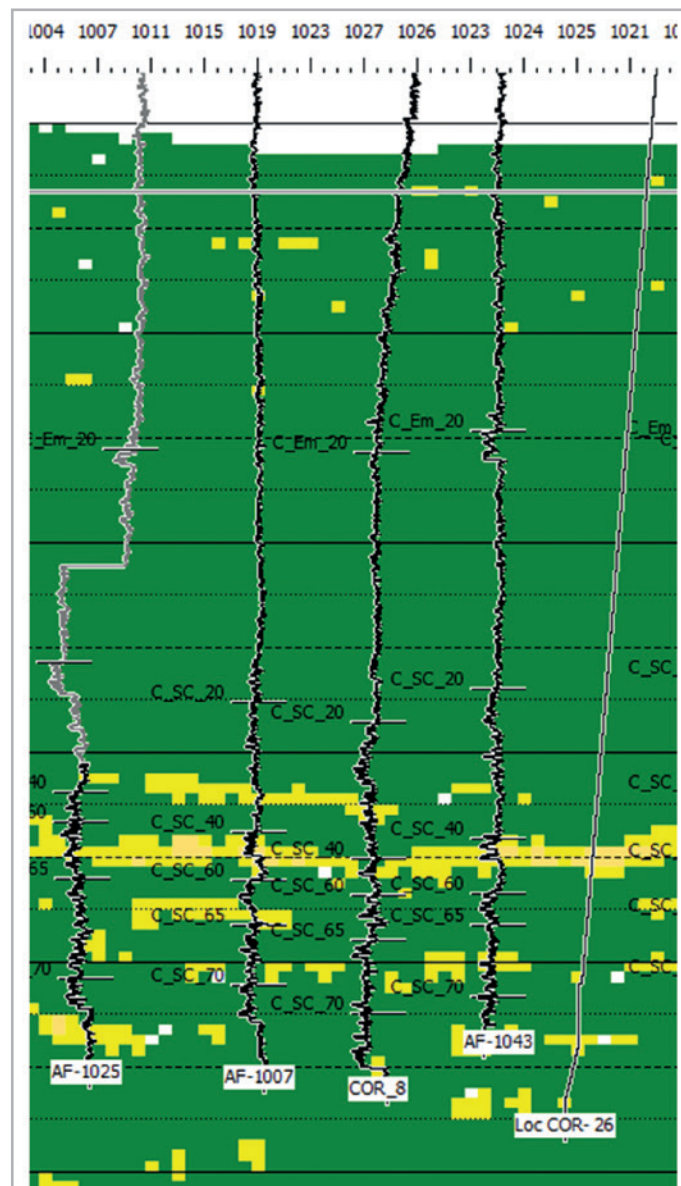


Figura 14. Correlación estratigráfica en una sección con distribución litológica, obtenida a partir del análisis de datos de inversión sísmica, con plantillas de propiedades elásticas. Donde se puede observar la confirmación para la localización COR-26, de encontrar el cuerpo arenoso C_SC_40, el cual es el principal productor en esta ubicación. Así mismo se puede observar como en la trayectoria y posición del pozo COR_8, el citado cuerpo arenoso disminuye su contenido de fluidos, (color naranja).

Navegación geomecánica de pozos

La navegación geomecánica de pozos consiste en determinar la trayectoria del pozo con las mejores condiciones mecánicas, que apoyen la construcción y

terminación del pozo en la zona con mayor potencial productor. En general, se planean diversas trayectorias para el pozo con base al conocimiento del campo; se tiene cuidado con la creación de los perfiles de desviación y de azimut, **Figuras 15 y 16.**

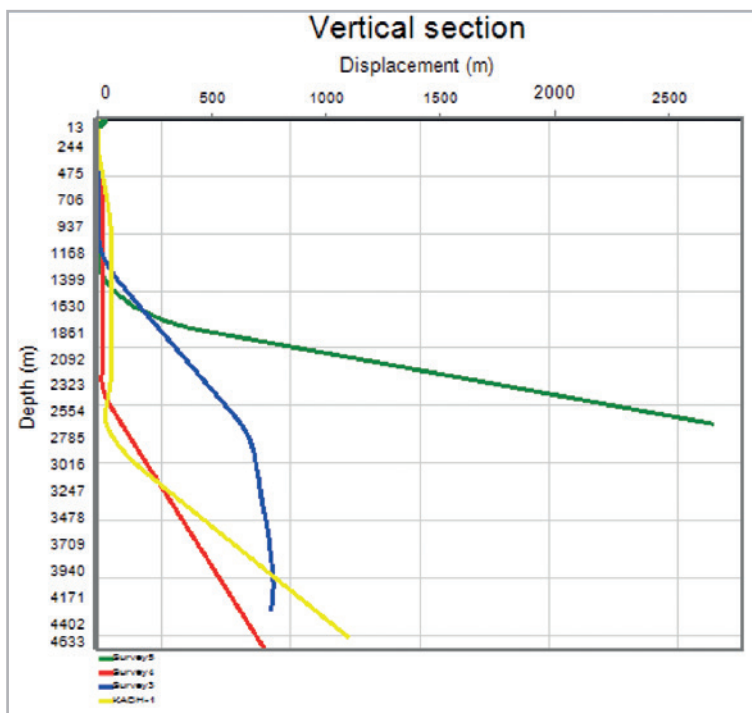


Figura 15. Vista lateral de la evaluación de trayectorias propuestas para acceder a distintos intervalos del yacimiento en capas y compartamentalizado.

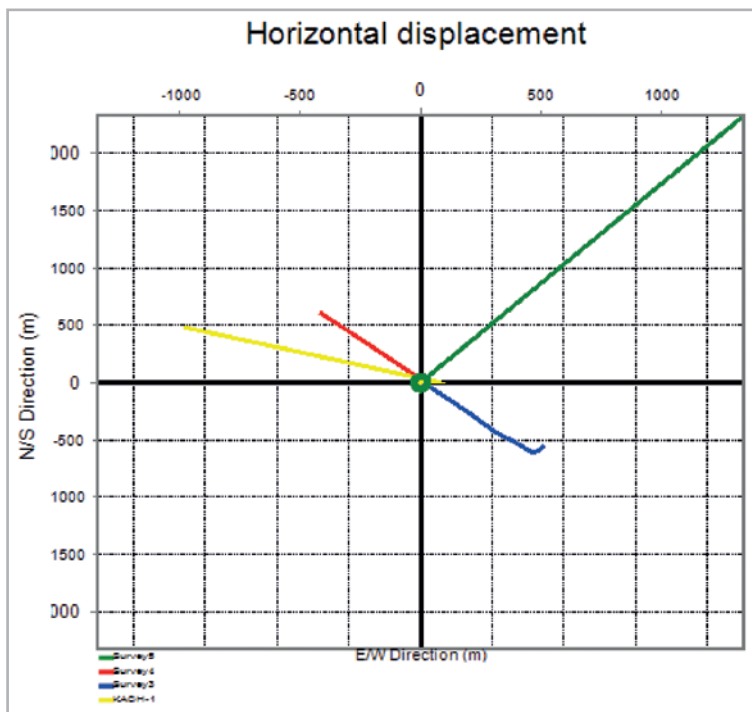


Figura 16. Vista de planta de la evaluación de trayectorias propuestas para acceder a distintos intervalos del yacimiento en capas y compartamentalizado.

Vistas estereográficas

Las vistas estereográficas de esfuerzos permiten evaluar las trayectorias, desviación y azimut que tienen la mejor condición geomecánica, para decidir cuál perfil de pozo será el definitivo, **Figura 17**. Las coordenadas del objetivo y para el posicionamiento de la localización en los casos de estudio, se establecieron mediante la integración de información geológica, sísmica de yacimientos y geomecánica de pozo y regional.

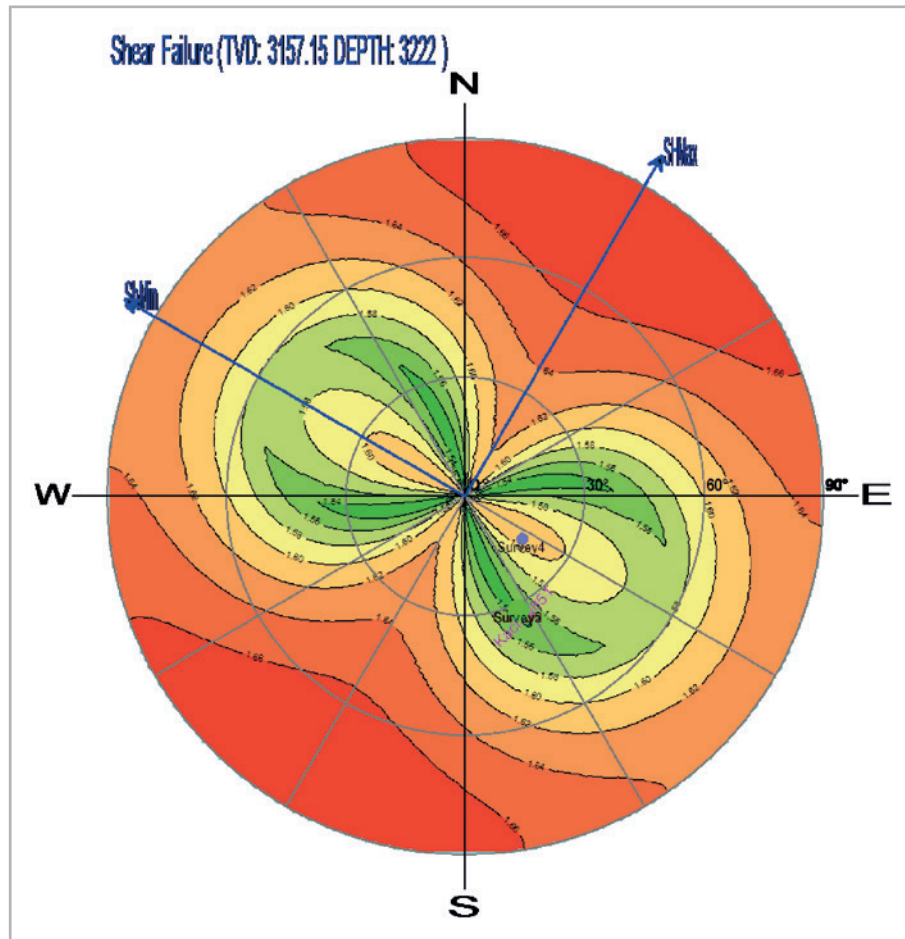


Figura 17. Vista estereográfica para geonavegar el pozo en la mejor trayectoria propuesta para acceder a distintos intervalos del yacimiento, en capas y compartamentalizado.

Conclusiones

Se utilizaron las plantillas de física de rocas para integrar consistentemente en 1D, 2D y 3D las propiedades petrofísicas, petroelásticas y geomecánicas de un yacimiento, con el propósito de identificar sus zonas de mayor interés comercial y así aumentar su productividad de hidrocarburos. Se demostró la capacidad de la metodología

desarrollada para delimitar y acceder exitosamente al yacimiento en los escenarios de yacimientos no-conventionales de shale gas, yacimientos de permeabilidad baja de aceite, yacimientos de areniscas en aguas someras y yacimientos carbonatados fracturados. Adicionalmente, se planteó la navegación geomecánica de pozos para optimizar los proyectos de estudio.

Agradecimientos

Se agradece al Instituto Mexicano del Petróleo por el financiamiento a estas ideas innovadoras y de desarrollo tecnológico para la explotación y desarrollo de campos. Así también, se agradece muy especialmente a quienes coordinaron y apoyaron por el ATG este desarrollo: Ing. Jaime Herminio Torres González, líder de sector, Ing. Araceli Nieto González, Ing. Oscar Piñeyro Arguelles, Ing. María Ángeles Avendaño Gómez, Ing. Maricruz Rocío Mendoza Hernández y Analistas e Intérpretes del ATG.

Referencias

Instituto Mexicano del Petróleo, 2019. Reporte interno del proyecto H.61015 “Colocación óptima de pozos con base en la integración de información sísmica, geológica, geomecánica y de yacimientos”.

Nicolás-López, R., Valdiviezo-Mijangos, O.C. 2016. Rock Physics Templates for Integrated Analysis of Shales Considering Their Mineralogy, Organic Matter and Pore Fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Vol. 137. Págs.33-41.

Valdiviezo-Mijangos, O. (2002). Estimating rock effective properties, PhD Dissertation. Autonomous National University of México, México. Available from: http://oreon.dgbiblio.unam.mx:8991/F/3Y1HPQ9ELR-BQYU6ICAJH1VY5GMBC69KBH43PESHXLVF33FTE83-54592?func=full-set-set&set_number=434617&set_entry=000005&format=999.

Sabina, F. J., and Willis, J. R. (1988). A simple self-consistent analysis of wave propagation in particulate composites. *Wave Motion*, 10(2):127-142.

Semblanza del autor

Rubén Nicolás López

Doctor en Ingeniería petrolera y gas natural en la Opción de Perforación de pozos por la Universidad Nacional Autónoma de México desde el 2006. Actualmente en el IMP, Tecnólogo para la explotación y desarrollo de campos y Catedrático del posgrado en el Departamento de Ingeniería Petrolera en DEPI-UNAM. Con más de 20 años dedicados profesionalmente a temas de investigación aplicada y desarrollo de productos en perforación, terminación y mantenimiento de pozos. Investigador del Sistema Nacional de Investigadores.