



Boletín de la Sociedad Geológica del Perú

journal homepage: www.sgp.org.pe ISSN 0079-1091

Predicción de propiedades de las rocas y distribución de fluidos en los reservorios upper y lower nia mediante el análisis de física de rocas y atributos de inversión sísmica. lote 57

Vidal Huamán Ccollatupa.

Repsol Exploración del Perú S.A. (vidalcarlos.huaman@repsol.com)

RESUMEN

El campo Kinteroni-Sagari está ubicado en la parte sur de la cuenca Ucayali, dentro de la zona de faja plegada del frente de deformación andina. Siendo los principales reservorios: Upper y Lower Nia, las que representan el 95% de las reservas de hidrocarburos en el Lote 57.

El área cuenta con data sísmica 3D de 210 Km² y 06 pozos, las que fueron utilizadas para el estudio de física de rocas e inversión sísmica, útiles para la predicción de propiedades de las rocas reservorio y distribución de fluidos, y a su vez integrando los resultados con los estudios geológicos valieron para la caracterización de los principales reservorios y para el modelado geológico 3D del campo.

El trabajo parte con el análisis de física de rocas de cuatro pozos que están distribuidos en todo el campo, dichos resultados fueron la base para la calibración en el proceso de la inversión sísmica. Para validar la consistencia de la inversión sísmica se utilizó dos pozos como prueba (blind test). Finalmente los resultados fueron integrados con el modelo geo-celular (modelo geológico), obteniéndose respuestas de patrones litológicos, propiedades de roca y distribución de los fluidos en los reservorios Upper y Lower Nia dentro de un modelo 3D.

Los resultados de la inversión sísmica, así como los cubos de predicción de litofacies y porosidades fueron utilizados como guía (trend) en el poblamiento de propiedades (litología y petrofísica) en el modelado geológico 3D del campo Kinteroni-Sagari (modelo estático).

Palabra clave:

Física de rocas, análisis, inversión, predicción, propiedades de roca, fluido, modelo 3D.

ABSTRACT

The Kinteroni-Sagari field is located toward the southwestern part of the Ucayali basin, within the subandean fold and thrust belt zone. Being the main reservoirs: Upper and Lower Nia that contain 95% of the hydrocarbon reserves founded in the Block 57.

The area is covered by 210 km² of 3D seismic data and 06 exploration and development wells, which were used as input in the rock physics studies and seismic inversion processes developed for the prediction of the main petrophysical properties and fluid distribution. Those analyses were integrated with local geological studies (sedimentary analysis) developed in the area; to construct a 3D geological model of the field.

The workflow encompasses rock physics analysis (V_p , V_s , Poisson Ratio, V_p/V_s , etc.) for four wells that are distributed along the field, the results were the base for the seismic inversion process. Validation test of the inversion consistency was done by the usage of two blind test wells.

Finally, all the results were integrated within a 3D geocellular model which shows the main lithological pattern distribution, rock properties and fluids distribution in the main reservoirs of the zone.

The seismic inversion analysis as well as lithofacies and porosities prediction cubes were used as trends in the facies and petrophysical properties

population in the 3D static geological model of the field.

Keywords:

Rock physic, Analysis, seismic inversion, prediction, rock properties, fluid, 3D model.

FÍSICA DE ROCAS

Para la predicción de roca y fluido de los reservorios Upper y Lower Nia del campo Kinteroni-Sagari, fue fundamental el estudio de las propiedades elásticas mediante la física de rocas, para lo cual se utilizó los datos de registros de pozos y datos de corona de los pozos K-1X-ST, K-2DST, K-3D y SAG-4XD. El estudio tomó como criterio y regla lo propuesto por Castagna, J. P. et al, 1985. Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks: Geophysics 50.

Análisis de gráficos cruzados (Crossplots)

Los gráficos cruzados de velocidad P (V_p) vs velocidad S (V_s) e impedancia P (AIP) vs densidad (RHOB), muestran una mejor correlación, lo que permitió la caracterización de las propiedades de las rocas (litología y petrofísica) y distribución de los fluidos (gas y agua).

El análisis de V_p vs V_s para el reservorio Upper Nia y Lower Nia de los 4 pozos en estudio, muestran tendencias que correlacionan con areniscas con gas y sin gas, así como niveles de arcillas, donde la V_p tiende a disminuir en niveles con presencia de gas. Sin embargo, la velocidad S (V_s) en las arenas gasíferas se mantiene casi invariable, por lo que, es un buen discriminador de la litología.

Si analizamos el gráfico AIP vs Rhob, así como la curva de Impedancia S (AIs) del pozo K-2DST (Figura 2), logramos caracterizar hasta tres zonas dentro del reservorio Lower Nia, teniendo una zona intermedia de areniscas con valores de AIP y Rhob ligeramente menores con respecto a los valores encontrados en las facies arcillosas de las capas suprayacente (Middle Nia) e infrayacente (Shinai). Esta ligera disminución de las propiedades elásticas se debe a la predominancia de areniscas de grano fino apretadas de baja porosidad y permeabilidad, con algunos niveles de gas.

La zona superior presenta valores de AIP y Rhob menor respecto a la zona intermedia. Esta mayor disminución se debe a la predominancia de areniscas con gas. Así mismo, la curva de AIs disminuye en el nivel superior e inferior dentro del reservorio, lo cual tiene relación con la litología, porosidad y permeabilidad; y de acuerdo a la interpretación petrofísica y datos de corona, estos niveles presentan buenas propiedades de roca reservorio, donde el nivel superior está saturado de gas y el nivel inferior es encuentra mojado (agua).

Inversión Sísmica

El resultado de los cubos de inversión sísmica permitió interpretar y predecir de manera cualitativa las propiedades de las rocas de los reservorios de Upper y Lower Nia.

Los cubos de impedancia P (AIP), impedancia S (AIs), relación V_p/V_s , coeficiente de Poisson (PR) y densidad (Rhob) fueron asociados a propiedades físicas in situ de la roca y sirvieron para proponer límites en la distribución de facies sedimentarias, predicción de litofacies y porosidades.

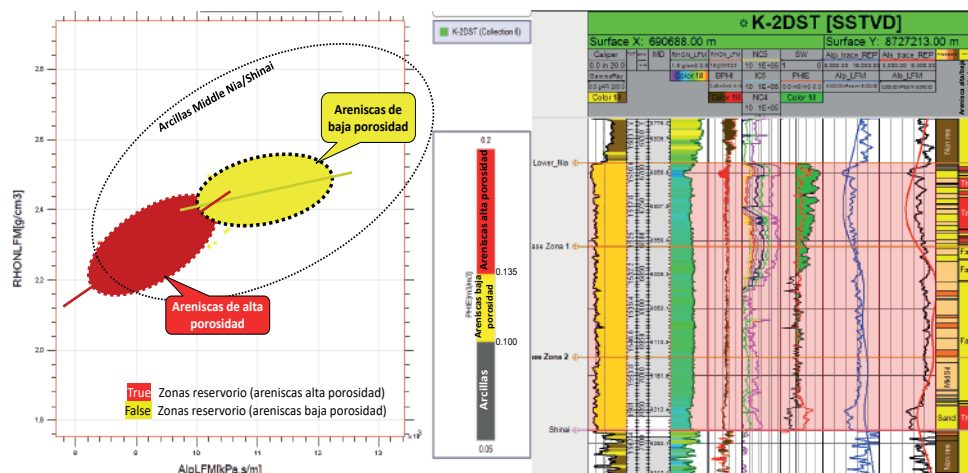


Figura 1. Análisis de crossplot AIP vs RHOB del reservorio Lower Nia.

Los cubos de inversión sísmica del campo Kinteroni-Sagari, constituyeron el soporte para el poblamiento de facies y propiedades petrofísicas en el modelo estático del campo (modelo geológico 3D), así como para definir las zonas con mejores características petrofísicas y según ello se propuso el posicionamiento de los pozos de desarrollo.

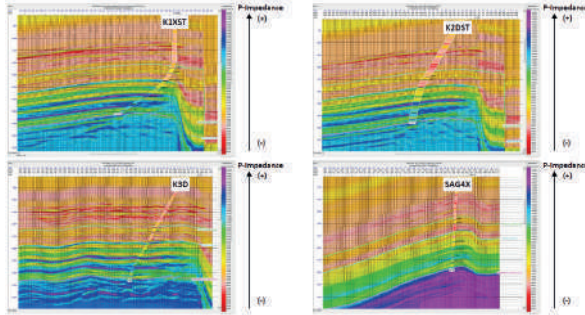


Fig. 2.- Impedancia P sísmico calibrado a los registros de pozos.

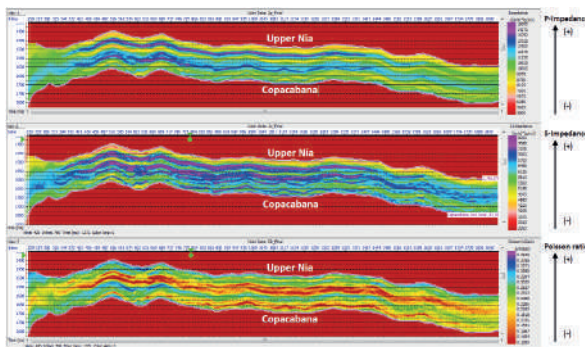


Fig. 3.- Sección de Impedancia P y S, coeficiente de Poisson.

Considerando el análisis y el comportamiento de las propiedades elásticas en los reservorios Upper y Lower Nia, se evidenció que la AIp disminuye en las zonas de areniscas con presencia de gas e incrementa en las zonas no reservorio compuesto por arcillas/limestones (Middle Nia y Shinai), inclusive en niveles de areniscas con contenido de agua; mientras que la AIs diferencia la variación según la litología, permeabilidad y porosidad, siendo útil para la caracterización de la variación lateral y vertical de la litología en los reservorios.

Los mapas de impedancia P (AIP) en los niveles de los reservorios Upper y Lower Nia producen un efecto por la presencia de gas, debido a que la onda P cuya velocidad varía en medios sólidos con contenido de fluidos principalmente gas, lo cual restringe la caracterización de la litología; mientras los mapas de impedancia S (AIs) no muestran este efecto, ya que la onda S se mantiene invariable en

zonas con presencia de gas, variando únicamente por el cambio de la litología u otra propiedad de la roca (tamaño de granos y porosidad).

Se verificó el comportamiento de la AIs (blind test) en el pozo perforado en una etapa posterior al estudio de inversión (SAG-7DST), observándose un buen ajuste con el registro litológico del pozo. Así mismo, los mapas de impedancia S (AIs) generados en los niveles de los reservorios Upper y Lower Nia, muestran tendencias generales marcadas en el área, las que correlacionan con las propiedades de las rocas, y tiene una correlación con los modelos sedimentarios conceptuales regionales.

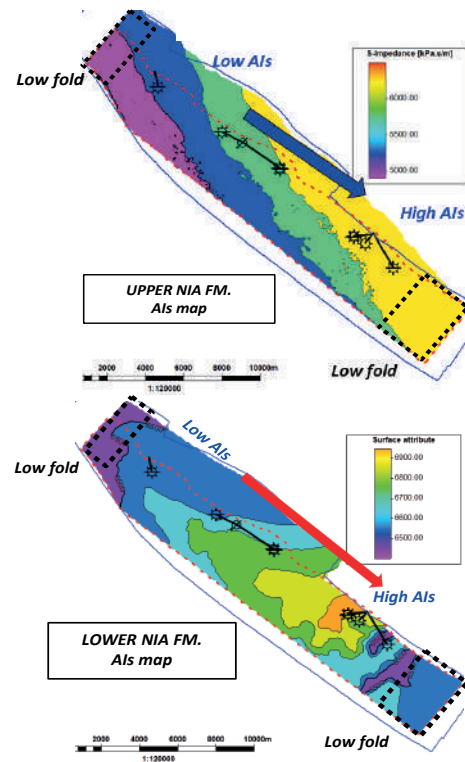


Fig. 4.- Mapas de Impedancia S (AIs) de los reservorios Upper y Lower Nia.

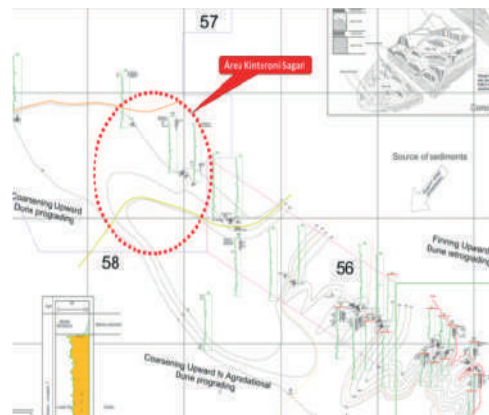


Fig. 5.- Modelo sedimentario conceptual Lw Nia

Predicción de litofacies y porosidad

El estudio toma como base el análisis de física de rocas (gráficos cruzados), identificándose zonas de areniscas y arcillas mediante las relaciones de AIp, AIs, relación de Poisson y la densidad, usando como cut-off el contenido de arcilla (Clay), arenisca (Quartz) y porosidad (Phie). Las litofacies caracterizadas según los crossplots, fueron transformadas en funciones de densidad de probabilidad, denominado en inglés Probability Density

Functions (PDFs); lo que permitió cuantificar la probabilidad de ocurrencia de las litofacies identificadas en estudios previos del campo (sand, mid-sand, fine-sand, shale). Estas PDFs fueron posteriormente aplicadas a los cubos de inversión sísmica de AIp y AIs, para obtener cubos con estimaciones de distribución de litofacies, mediante el método de inversión bayesiana (Duijndam A. J. W., 1998, Bayesian Estimation In Seismic Inversion. Part I: Principles1).

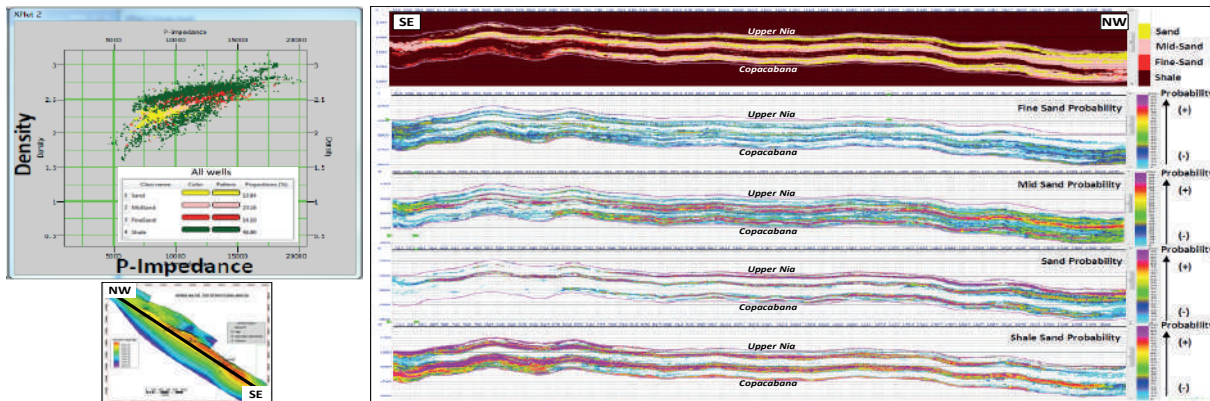


Fig. 6.- Sección con la estimación de facies (sand, mid-sand, fine-sand, shale) y su correspondiente probabilidad de ocurrencia.

El Análisis de Múltiples Atributos, denominado en inglés como Multi Attribute Analysis (MAA), desarrollado por Hampson, D. et al, 2001, Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data: Geophysics, 66, 220-231; fue la metodología usada para predecir y estimar la porosidad en los reservorios del campo.

Las secciones presentadas en el Figura 7, muestran los cubos resultantes de porosidad y litofacies, observándose una buena correspondencia entre las zonas de arenisca con alta y baja porosidad, así como zonas de arcillas de baja porosidad. Los cubos de inversión sísmica (AIp e AIs), así como los cubos de predicción de litofacies y porosidades fueron utilizados como guía (trend) en el poblamiento de propiedades (facies y petrofísica) en el modelo geológico 3D del campo (modelo estático).

El análisis consiste, en buscar la combinación óptima de multiatributos sísmicos (cubos apilados, cubos AVO y cubos de inversión) que permitan generar correlaciones con las porosidades de los pozos (Phie y Phi), aunque los resultados son netamente cualitativos.

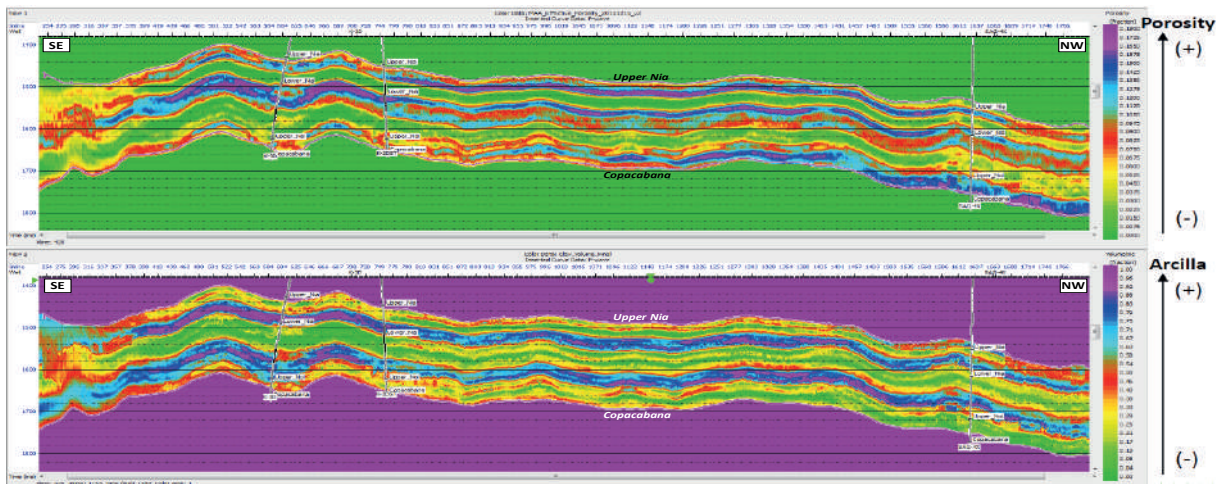


Fig. 7.- Sección con la predicción de porosidad y litofacies (arcillas).

CONCLUSIONES

- La física de rocas mediante gráficos cruzados muestra una buena respuesta en los reservorios Upper y Lower Nia, prediciendo las propiedades de las rocas y la distribución de los fluidos.
- El cubo de inversión (AIp) calibrado con el registro de la Impedancia Acústica (AIp) define de manera clara la distribución vertical y horizontal (área) de los fluidos en los niveles de los reservorios.
- El cubo de inversión (AIs) calibrado con el registro de la Impedancia Acústica (AIs) se utilizó para la predicción de las propiedades de las rocas, debido a que no se ve influenciada por los fluidos que llenan el espacio poral, ya que las ondas S no se propagan en medios líquidos, caracterizando rocas reservorios según su composición litológica, permeabilidad y porosidad.
- Los mapas de atributos de inversión (Impedancia Acústica – IAs) obtenidos en los niveles de los reservorios Upper y Lower Nia, muestran tendencias generales muy importantes, lo cual está relacionado con el cambio lateral de la litología, y que a su vez tiene relación con la tendencia de los modelos sedimentarios conceptuales.
- Los cubos de inversión, cubos de propiedades elásticas, así como los mapas de inversión generados en los niveles de los reservorios Upper y Lower Nia fueron guías (trend) en la distribución de propiedades en el modelado geológico 3D del campo.

REFERENCIAS

- Castagna, J. P. et al; 1985; Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks: *Geophysics* 50.
- Duijndam A. J. W.; 1998; Bayesian Estimation In Seismic Inversion. Part I: Principles 1.
- Hampson, D. et al; 2001; Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data: *Geophysics*, 66, 220-231.
- Repsol Services Company; 2016; 3D Seismic Trace Inversion, Avo & Integrated Modeling for Sagari 3D Survey - Peru-Block 57-Final Report.
- Rojas C. et al; 2014; Modelamiento de las facies sedimentarias de los reservorios Nia, Noi y Ene a partir de mapas paleogeográficos, registros de imágenes y sísmica, Sur de la cuenca del Ucayali, Perú.
- Schlumberger; 2016; Quantitative Interpretation – Sagari and Kinteroni-Final report.
- Thomsen, L. et al; 1986; Weak elastic anisotropy: *Geophysics* 51.