

## Determinación de parámetros geomecánicos y la complejidad geológica a partir de registros geofísicos de pozos, asociada al área Bacuranao – Tarará, Cuba

**Luismel Hernández Pérez**<sup>1</sup>

<sup>1</sup> *Ingeniero geofísico. Centro de Investigación del Petróleo, Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro, La Habana, CP 10 600. ORCID ID: ORCID 0000-0002-8998-1583. Correo E.: luismhdezp@gmail.com.*

### RESUMEN

El área Bacuranao – Tarará es de interés para la industria petrolera en Cuba, donde el sello regional de la Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC) lo constituye la Formación Vega Alta, la que presenta rocas arcillosas que suelen incidir en algunos de los problemas durante el proceso de perforación y generar inestabilidad. La información geomecánica sobre esta, es bastante escasa y la evaluación de los parámetros elásticos y mecánicos para estas rocas, pudiera ser de apoyo en el desarrollo de futuras perforaciones. Por dicha razón esta investigación posee como objetivo determinar la complejidad geológica, desde el punto de vista geomecánico en el área, a través de registros geofísicos de pozo. Para ello se contaba con datos de tres pozos, el Bacuranao 300 (BCL-300), el Santa María Norte 1000 (SMN-1000) y Tarará-200 (TAR-200), así como un conjunto de software que permitieron estimar las propiedades elásticas, mecánicas y las presiones de poro. Basado en esto, se logró detectar las zonas con mayor probabilidad de generar problemas geomecánicos asociados a factores geológicos. En el área, las

rocas que representan mayor complejidad geológica se encuentran alrededor del pozo SMN-1000, correspondiente al manto Tarará Sur, mientras en el BCL-300 están ubicadas en el manto Tarará Norte. En el TAR-200 los riesgos son mucho menores.

**Palabras claves:** Registros geofísicos de pozo, geomecánica, arcillas, complejidad geológica.

### ABSTRACT

The Bacuranao – Tarará area is of interest to the oil industry in Cuba, where the regional seal of the Cuban Northern Oil Belt (FNPC) is the Vega Alta Formation, which presents clayey rocks that often affect some of the problems during the drilling process and generate instability. The geomechanical information on this is quite scarce and the evaluation of the elastic and mechanical parameters for these rocks could be of support in the development of future drilling. For this reason, this research aims to determine the geological complexity, from the geomechanical point of view in the area, through geophysical well logs. For this pur-

---

Hernández-Pérez, L., 2024, Determinación de parámetros geomecánicos y la complejidad geológica a partir de registros geofísicos de pozos, asociada al área Bacuranao-Tarará, Cuba: Geociencias UO. v. 14, núm. 2, diciembre 2024. pp. 75-84.

pose, data from three wells were available, the Bacuranao 300 (BCL-300), the Santa María Norte 1000 (SMN-1000) and Tarará-200 (TAR-200), as well as a set of software programs that allowed estimating the elastic and mechanical properties and pore pressures. Based on this, it was possible to detect the areas with the highest probability of generating geomechanical problems associated with geological factors. In the area, the rocks that represent the greatest geological complexity are found around the SMN-1000 well, corresponding to the Tarará Sur mantle, while in the BCL-300 they are located in the Tarará Norte mantle. In the TAR-200 the risks are much lower.

**Keywords:** Geophysical well logs, geomechanics, clays, geological complexity.

## RESUMO

A área Bacuranao – Tarará é de interesse para a indústria petrolífera em Cuba, donde a venda regional da Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC) constitui a Formación Vega Alta, la que apresenta rocas arcillosas que suelen incidir en algunos de los problemas durante el proceso de perfuração. A informação geomecânica sobre esta, é bastante escassa e a avaliação dos parâmetros elásticos e mecânicos para estas rocas, pudiera ser de apoyo no desarrollo de futuras perfurações. Por essa razão, esta investigação tem como objetivo determinar a complexidade geológica, desde o ponto de vista geomecânico na área, a travessias de registros geofísicos. Para saber se contaba com dados de três pozos, el Bacuranao 300 (BCL-300), el Santa María Norte 1000 (SMN-1000) e Tarará-200 (TAR-200), como um conjunto de software que permite estimar as propiedades elásticas, mecânicas y las presiones de poro. Baseado em isto, se logró detectar as zonas com maior probabilidade de gerar problemas geomecánicos asociados a factores geológicos. Na área das rocas que representa a maior complejidad geológica se encuentra ao redor do pozo SMN-1000, corresponde ao manto Tarará Sur, mientras no BCL-300 está ubicadas no manto Tarará Norte, no TAR-200 los riesgos muito menores.

**Palabras-chave:** Registros geofísicos de pozo, geomecánica, arcillas, complejidad geológica.

## INTRODUCCIÓN

Las primeras aplicaciones de la geomecánica en la industria petrolera aparecen en las décadas de los 50's y 60's, con el fin de determinar propiedades de la estabilidad de pozos, subsidencias y compactación. Sin embargo, sólo llega a tomar un papel protagónico en las décadas de los 70's-80's y hasta la actualidad (Terán, 2016).

Al tener en cuenta las condiciones y propiedades mecánicas de las formaciones, es posible generar un modelo que reproduzca su estado geomecánico, el cual constituye una descripción explícita de los datos que son relevantes para la construcción de pozos. Adicionalmente, el modelo captura información relacionada con la composición de la roca, aspecto importante para establecer el comportamiento del pozo, al permitir la reducción de las incertidumbres que aparecen en las actividades de perforación, así como optimizar los planes de desarrollo del campo petrolero y encontrar soluciones de ingeniería para el diagnóstico de problemas.

Desde el punto de vista geológico, los pozos cortan las siguientes secuencias:

➤ **Olisto melange ofiolítico:** En general, presenta una estructura muy compleja relacionada con las secuencias volcánicas y del margen norteamericano, compuesta por serpentinitas, gabros, diabasas, basaltos, conocida como complejo ofiolítico (Rossello y García-Sánchez, 2017).

Durante la perforación de pozos en la FNPC es común observar entre las ofiolitas, intervalos de sedimentos arcillosos y abundante fracción limo-arenosa de serpentinas, producida por la alteración de rocas del complejo ofiolítico (Morales *et al.*, 2014).

➤ **Fm. Bacunayagua:** De edad Cretácico Superior (Campaniano), compuesta por areniscas, grauvacas y gravelitas arcósicas y conglomerados, de color gris claro hasta negro, con lentes e intercalaciones de arci-

llas carbonosas. El cemento de estas rocas es arcilloso y carbonático.

➤ **Fm Vega Alta:** De edad Paleoceno-Eoceno Inferior. En esta unidad predomina una secuencia poli-componente de matriz arcillosa y arcilloso-arenosa que incluye bloques de diferentes dimensiones hasta olistolitos de calizas, areniscas, brechas, silicitas, serpentinitas y rocas volcánicas y metamórficas.

En los pozos perforados dentro de la formación Vega Alta se han podido distinguir dos partes con características litológicas diferentes (Morales, 2008).

- La superior, que es carbonatada arcillosa donde el componente calcáreo corresponde a olistolitos de diferentes tipos de calizas, rocas silíceas, limolitas y rocas de la asociación ofiolítica con matriz arcillosa.
- La parte inferior, formada por sedimentos estratificados donde predominan las arcillas, las limolitas y arcillas limosa. Estas rocas por lo general, son carbonatadas.

De acuerdo con estudios petrofísicos precedentes, los registros geofísicos de los pozos en el área, en las rocas arcillosas muestran una resistividad de baja a media, con algunos intervalos de arcillas puras y valores gamma de medio a alto, aunque no sobrepasa los 75 GAPI. Existe una separación entre las curvas de neutrón y densidad.

A continuación de la Formación Vega Alta conocida, aparecen tres diferentes mantos en el área de estudio, los cuales se describen en la **Tabla 1**.

Sobre los reservorios de la Franja Petrolera Norte Cubana, se reportan varios espesores arcillosos y tales secuencias caracterizan, en lo fundamental, la

base de la Formación Vega Alta, proporcionándole un carácter de sello regional. En esta formación, son similares los problemas asociados con las arcillas durante la perforación, entre ellos, la presencia de zonas no consolidadas, aprisionamiento por presión diferencial, derrumbes y cambios en la geometría del agujero, lo que coadyuva a la inestabilidad del pozo.

A partir de la reinterpretación de los registros geofísicos disponibles en los pozos presentes en el área, es posible realizar una caracterización geomecánica de las formaciones en los pozos TAR-200, SMN-1000 y BCL300, inclinados y con la categoría de exploración, al tener en cuenta que en los dos últimos existieron, durante su perforación, grandes problemas de estabilidad. Este análisis permite complementar los datos para la perforación de futuros pozos en el área o en zonas con igual corte estratigráfico, así como para calibrar modelos geomecánicos 3D.

En Cuba los trabajos realizados son escasos, desarrollados por Ortiz (2018) y Martínez (2019), ambos enfocados principalmente a estimar parámetros geomecánicos para carbonatos.

## MATERIALES Y MÉTODOS

Las propiedades geomecánicas se estimaron a partir de registros geofísicos de pozos, con el fin de identificar problemas asociados con complejidades geológicas durante la perforación, de modo principal, en la Fm. Vega Alta, la cual reportó diversos problemas en dos de los pozos de estudio.

En la **Tabla 2** se muestran los pozos de estudio y los registros geofísicos empleados para el cálculo de los parámetros geomecánicos.

El flujo de trabajo se muestra en la **Figura 1**. Los datos necesarios para el primer paso estaban dis-

Manto	Edad	Litología
Tará Sur	Paleoceno-	Radiolaritas arcillosas, <i>claystone</i> limoso, escasas margas
Tará Norte	Eoceno	<i>Claystone</i> limoso, margas, escasos pedernales y areniscas
Santa María	Inferior	Predominio de margas o escasos <i>claystones</i>

**Tabla 1.** Mantos dentro de la Formación Vega Alta que aparecen en los pozos BCL- 300 y SMN-1000.

Pozo	Tope [m]	Base [m]	Método geofísico empleado	Registros empleados
BCL-300 Cont. S14	1908	5838	Radioactividad natural Neutrónico Litodensidad Sónico	CGR, SGR NPHI RHOB DTCO, DTSM
SMN-1000	1557	5090	Radioactividad natural Neutrónico Litodensidad Sónico	CGR, SGR NPHI RHOB DTCO
TRA-200	2244	4621	Radioactividad natural Neutrónico Litodensidad Sónico	CGR, SGR NPHI RHOB DTCO

Tabla 2. Registros geofísicos empleados para el estudio según profundidades en MD.

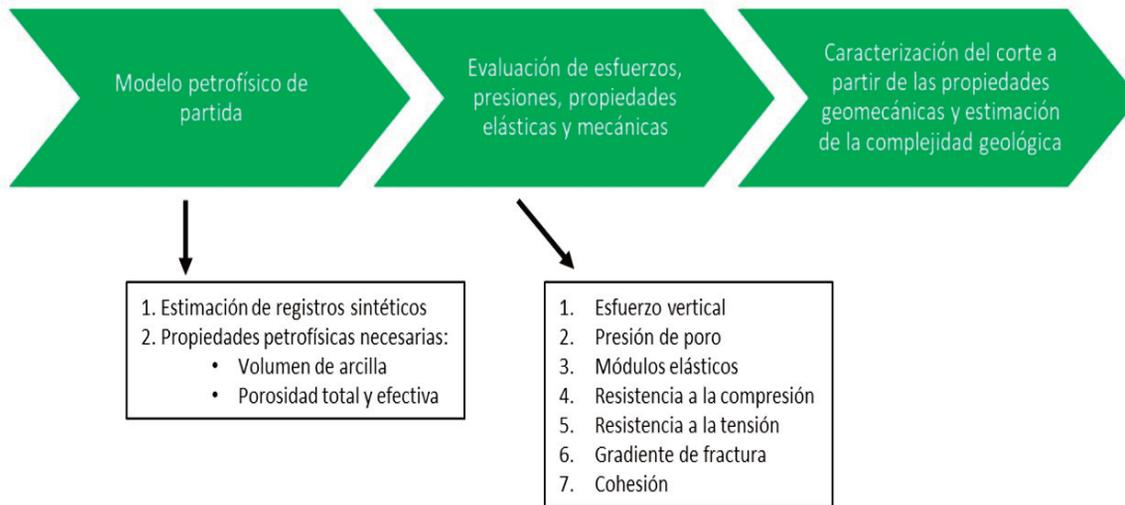


Figura 1. Flujo de trabajo y parámetros estimados

ponibles, los cuales son: los registros sintéticos (DTSM, en SMN-1000 y TAR-200) y los modelos petrofísicos para los tres pozos.

### Parámetros geomecánicos evaluados

#### • Propiedades elásticas

El módulo de Young, de compresibilidad, de cizalla y el coeficiente de Poisson, en su variante dinámica, se determinan a partir de la velocidad de las ondas compresionales, de cizalla y del registro densidad. Para

cálculos posteriores es necesario determinar el módulo de Young estático y el coeficiente de Poisson estático.

Debido a que no existen núcleos con los que se pueda realizar una correlación entre las propiedades elásticas dinámicas y estáticas locales, el módulo de Young estático se determinó a partir de la correlación propuesta por Morales (1993) en función de la porosidad total. Mientras, el coeficiente de Poisson estático se considera igual al dinámico debido a la insuficiencia de datos de laboratorio.

• **Esfuerzo vertical**

Es necesario conocer la densidad desde el inicio del pozo hasta una profundidad dada. Debido a que los pozos con que se cuenta no presentan dicha posibilidad, se emplea el método de extrapolación, en el cual se establece una tendencia a partir de la densidad calculada y luego es extrapolada hacia donde no existe. Además, de forma paralela se emplearon otros dos métodos para lograr un criterio unificado a partir de la modificación de forma iterativa de factores de calibración y valores de apoyo.

• **Presión de poro**

Para determinar la presión de poro fue empleado el método de Eaton (1975) a partir del tiempo de tránsito de las ondas compresionales. En el cual se debe trazar la línea de tendencia normal o tendencia de compactación y para ello tener en cuenta que en condiciones normales (presiones normales), el tiempo de tránsito disminuye con el aumento de la profundidad (Cavero, 2010). Este método de predicción de presión de poro expresa una relación del esfuerzo vertical, presión de poro normal, el registro observado y el valor de este de acuerdo con la tendencia normal. Los dos últimos elevados a un exponente empírico en función del registro sísmico (**Ecuación 1**).

$$Pp = \sigma_v - (\sigma_v - Ph) * a * (\Delta T - \Delta T_{norm})^n \quad (1)$$

Donde:

$Pp$ : Presión de poro [MPa]

$\sigma_v$ : Esfuerzo vertical [MPa]

$Ph$ : Presión hidrostática [MPa]

$\Delta T$ : Tiempo de tránsito de las ondas compresionales [ $\mu s/m$ ]

$\Delta T_{norm}$ : Tiempo de tránsito de las ondas compresionales en régimen de compactación normal [ $\mu s/m$ ]

$a$  y  $n$ : Parámetros de ajuste llamados factor de Eaton [n adimensional]

Los parámetros de ajuste del factor de Eaton,  $a$  y  $n$ , se consideran 1 y 1.3 respectivamente, estimados a partir de una calibración cualitativa en función de las pérdidas de fluidos y la surgencia de gases en el pozo SMN-1000 y BCL-300 Cont. st4.

Este es un método que está diseñado para formaciones arcillosas, por eso en zonas limpias (baja arcillosidad) se emplea una interpolación lineal a partir de los valores de presiones de poro por encima y por debajo de la capa.

La presión hidrostática fue calculada a partir de un gradiente de presión de la columna de agua igual a 0.46 psi/ft, correspondiente a agua salina.

• **Resistencia a la compresión (UCS)**

Para este parámetro se empleó el modelo de Coates y Denoo (1980) que, a pesar de ser diseñado para areniscas arcillosas, calcula el UCS, al tener en cuenta el volumen de arcillas, lo que permite una caracterización más detallada.

De acuerdo con la Sociedad Internacional de Mecánica de Rocas o International Society for Rock Mechanics (ISRM) se propone la clasificación que aparece en la **Tabla 3** (Portillo, 2011).

Clasificación de la roca por su resistencia	UCS [MPa]
Muy alta	Mayor que 200
Alta	(60, 200]
Media	(20, 60]
Baja	[6, 20]
Muy baja	Menor que 6

**Tabla 3.** Clasificación por la resistencia según el ISRM

#### • Resistencia a la tensión

La resistencia a la tensión (TSTR) será calculada a partir de la resistencia a la compresión no confinada (UCS) y un factor K, el cual es adimensional y se emplea 0.1 como valor por defecto, debido a la ausencia de información para estimar este factor.

#### • Gradiente de fractura

El gradiente de fractura se estima a través del método de Eaton, el cual relaciona el esfuerzo vertical, la presión de poro y el coeficiente de Poisson.

#### • Cohesión

La cohesión de las formaciones será estimada a través de la expresión 4, la cual relaciona la resistencia a la compresión y el ángulo de fricción (**Ecuación 2**).

$$COH = UCS \cdot 2[\sqrt{1 + (\tan FANG)^2} + \tan FANG] \quad (2)$$

Donde:

*COH*: Cohesión [MPa]

*UCS*: Resistencia a la compresión no confinada [MPa]

*FANG*: Ángulo de fricción [grados]

El ángulo de fricción es normalmente calculado por pruebas de laboratorio o relaciones empíricas. La correlación aplicada en este caso es la propuesta por Plumb (1994). Esta se aplicará para varias litologías y el valor mínimo que predice el modelo es de 19 grados.

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La caracterización geomecánica se realiza desde el punto de vista cualitativo, debido a la compleja litología del área, la escasez de datos para calibrar, así como la ausencia de algunos registros claves que por ende tuvieron que ser creados de forma sintética.

Para evaluar las zonas de mayor complejidad geológica (CG) se empleó solo un conjunto de variables que reflejan el comportamiento general, y se logra así, evitar la redundancia de parámetros con una misma tendencia, influyentes por tanto en la obtención de un idéntico resultado. Las variables a emplear son normalizadas en un rango de 0 a 1, para evitar la in-

fluencia de las diferentes unidades de medida, lo que permite una clasificación cualitativa y posteriormente, se suman o restan para obtener una clasificación detallada, donde los valores mayores indican un aumento de la complejidad geológica asociada.

#### Las variables empleadas fueron:

- El módulo de Young estático (YME\_STA) para evaluar las zonas con un comportamiento plástico (inferior a 5 GPa) o rígido (superior a 5 GPa). Las zonas más plásticas tienden a ser más débiles y a generar problemas de inestabilidad, derrumbes y empaques de la herramienta.
- El coeficiente de Poisson (PR) que representa qué tan deformables son las rocas a medida que aumenta el valor.
- La resistencia a la compresión (UCS), en este caso se emplea la clasificación propuesta por el ISRM (**Tabla 3**). Los valores de resistencia indican qué tan frágiles podrían ser las rocas, con valores bajos aumenta la probabilidad de generar fracturas en las rocas ante menores esfuerzos.
- DPP, es un parámetro creado para establecer la diferencia existente entre la presión de poro y la presión hidrostática. A medida que el valor del DPP aumenta, mayores serán las presiones anormales en el pozo, lo que indica las zonas con más probabilidad de generar inlfujos y los bajos valores se asociarán a las zonas de pérdidas de circulación en función del peso del lodo. Al emplear la presión de poro como una variable única, podría conducir a errores en la interpretación debido a que, con el aumento de la profundidad, aumenta de modo progresivo la presión a la que está sometido el fluido. Por eso la necesidad de emplear la DPP como la diferencia de dos parámetros geomecánicos que conduce a identificar las zonas con presiones anormales.

Estas variables son representadas a través de una es-

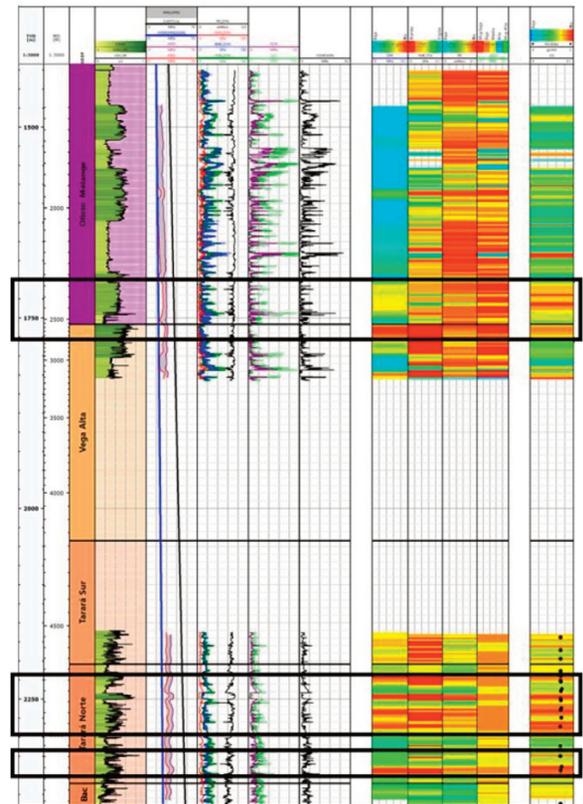
cala de color, que va desde el verde hasta el rojo. Los colores cálidos representan las zonas donde pudo ser más probable que se generasen problemas durante la perforación, mientras los colores fríos corresponden a las zonas o rocas más competentes (baja CG), lo que será graficado para cada pozo a continuación.

◆ Pozo BCL-300 Cont. st4

La Figura 2 presenta los parámetros estimados para el pozo BCL-300 Cont. st4 y las zonas con mayor probabilidad de generar inestabilidad, así como una clasificación de acuerdo con la complejidad geológica.

En la primera sección de pozo, las presiones anómalas son bastante bajas y se percibe un aumento hacia el final del olisto-melange. Las propiedades elásticas y mecánicas en este intervalo son bastante desfavorables, donde predominan las rocas deformables y de baja resistencia, con un aumento de la plasticidad de estas en la parte superior de Vega Alta. Estos factores combinados producen que aumente la CG al perforar entre los 1703 y 1781 m en la TVD, con algunas intercalaciones de rocas más competentes (baja CG).

En la segunda sección del pozo a partir de los 2162 m de TVD las presiones anómalas en los fluidos tienen a aumentar, mientras se logra definir mejor los intervalos que difieren en el comportamiento elástico-mecánico, que son producto de una sucesión de rocas limpias y arcillosas, estas últimas con Módulo de Young, Coeficiente de Poisson y Resistencia a la Compresión más desfavorables, lo que implica que son rocas plásticas deformables y de resistencia baja a media. Se identificaron dos intervalos de mayor complejidad ubicados entre 2220-2295 m y 2317-2347 m (TVD). En esta sección ocurrieron pérdidas de circulación en diferentes puntos, asociadas en su mayoría a facies carbonatadas, donde las presiones de poro eran ligeramente menores, dicho comportamiento podría deberse a la existencia de fracturas en estos intervalos. Además, es posible que durante la perforación el peso del lodo haya generado esfuerzos superiores al gradiente de fractura, lo que trae consigo la aparición de grietas y fisuras en la roca y el movimiento de los fluidos de perforación por estas.

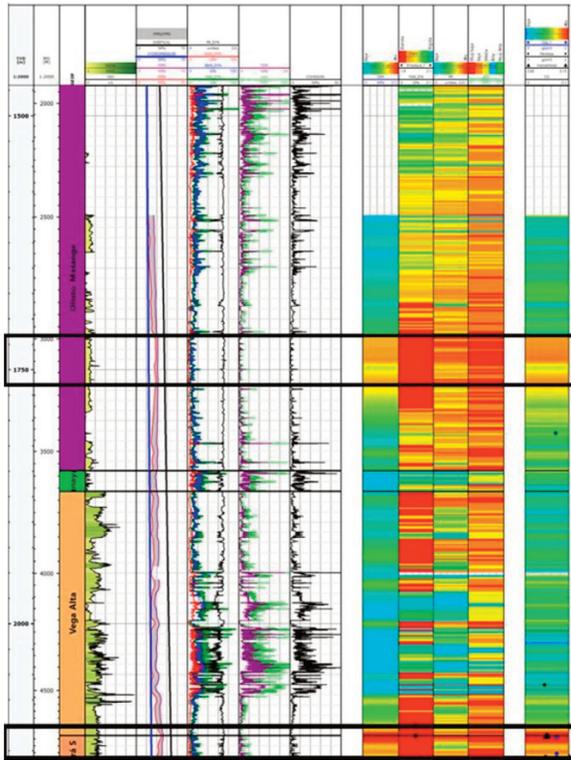


**Figura 2.** Parámetros geomecánicos y CG para el pozo BCL-300 Cont. st4. Los recuadros negros enmarcan las zonas más complejas. Pistas del registro: 1: Profundidad en TVD; 2: Profundidad en MD; 3: Formaciones geológicas; 4: Volumen de arcilla (VSH); 5: Esfuerzo vertical (SVERTICAL), presión de poro (PPRS), presión hidrostática (HYDROPRESSURE) y gradiente de fractura (FPRS); 6: Módulo de Young dinámico (YME), de cizalla (SMG), de compresibilidad (BMK) y coeficiente de Poisson (PR); 7: Resistencia a la compresión (UCS) y a la tensión (TSTR); 8: Cohesión (COHESION); 9-12: Clasificación para el DPP, YME\_STA, S respectivamente; 13: Complejidad geológica (CG) y pérdidas de circulación (●).

◆ Pozo SMN-1000

De acuerdo con la clasificación propuesta, se identifican dos zonas con alta complejidad geológica. La primera se encuentra el olisto-melange, mientras la segunda se ubica entre la Fm. Vega Alta y el manto Tarará Sur.

La Figura 3 muestra los parámetros estimados para el pozo SMN-1000 y las zonas con mayor probabilidad de generar inestabilidad, así como una clasificación de acuerdo con la complejidad geológica. De izquierda a derecha se muestra:



**Figura 3.** Parámetros geomecánicos y CG para el pozo SMN-1000. Los recuadros negros enmarcan las zonas más complejas. Las pistas siguen el mismo orden de la figura anterior excepto: 9-12: Clasificación para el DPP; YME\_STA y empaques de la herramienta (●); PR; UCS respectivamente; 13: Complejidad geológica (CG), gas (●), inestabilidad (▲) y pérdidas de circulación (●).

En el corte se aprecia un predominio de rocas con muy baja a baja resistencia a la compresión, lo que implica que son rocas relativamente frágiles, acompañadas por módulos de Young muy bajos y coeficientes de Poisson elevados, que denota un comportamiento plástico y deformable. Las presiones anormales de los fluidos en las rocas del pozo se mantienen bastante bajas en casi toda la sección, con solo dos zonas con valores relativamente elevados en las que coinciden propiedades elásticas y mecánicas desfavorables, por

ende, son las zonas de mayor complejidad y se enmarcan entre los 1715 y 1763m TVD la menos profunda, mientras la segunda está entre 2099-2127 m TVD.

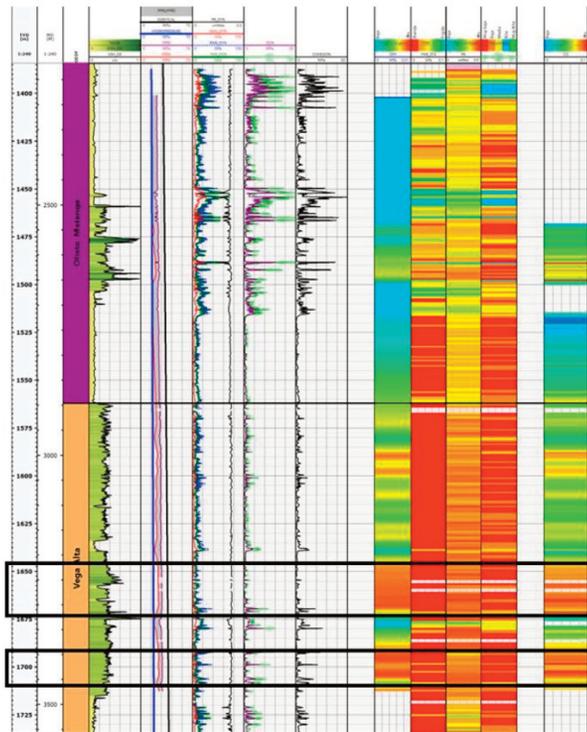
En la zona que se encuentra hacia el final del pozo se reportó inestabilidad durante la perforación, precisamente donde la variable CG muestra altos valores y la cohesión de la roca es muy baja. En este mismo punto se reportó presencia de gas, lo que indica las altas presiones de poro, las que podrían haber superado el peso del lodo. Además, a profundidades cercanas tuvo lugar empaques de la herramienta, los cuales coinciden con zonas deformables y rocas plásticas que provocan dicha situación. Las pérdidas de circulación se produjeron en las zonas de menores presiones anómalas por lo que tal vez la densidad del lodo generó esfuerzos superiores al gradiente de fractura. En el caso de la primera zona, donde no se reportó ningún problema, implica que fueron empleado los parámetros de perforación adecuados

#### ◆ Pozo TAR-200

La Figura 4 muestra los parámetros estimados para el pozo TAR-200 y las zonas con mayor probabilidad de generar inestabilidad, así como una clasificación según la complejidad geológica.

En el pozo, las presiones de poro oscilan entre valores medios y bajos, estos valores no difieren mucho de los de Presión Hidrostática. Sólo hacia finales del corte se observan presiones anómalas. El Coeficiente de Poisson aumenta con el incremento de la profundidad hacia facies más arcillosas, lo que describe el comportamiento de rocas deformables. Excepto al inicio de la sección, los valores de Módulo de Young son relativamente bajos, inferiores a 5 GPa, que se asocian con rocas plásticas. Al evaluar el comportamiento de la resistencia, se observa cómo es ligeramente mayor en los primeros 1514 m (TVD), pero de forma general existen rocas frágiles de muy baja resistencia.

A pesar de que las propiedades elásticas y mecánicas son desfavorable, en conjunto dos zonas se destacan y se ubican entre 1645-1674 m (TVD) y la segunda desde 1692 a 1709 m de TVD. Para este pozo



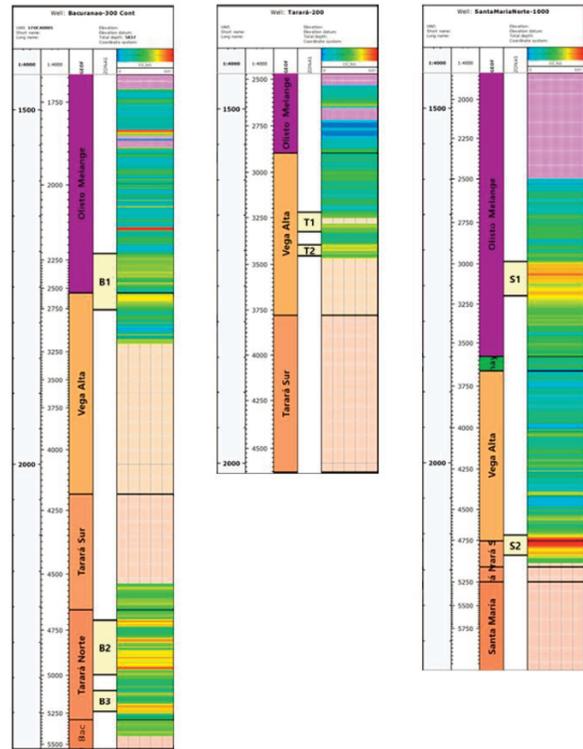
**Figura 4.** Parámetros geomecánicos y CG para el pozo TAR-200. Los recuadros negros enmarcan las zonas más complejas. Las pistas siguen el mismo orden de la figura anterior excepto: 13: Complejidad geológica (CG)

no se contaba con datos de incidencias durante la perforación.

Los datos interpretados hasta el momento, corresponden a los pozos independientes, con escalas ajustadas para resaltar las zonas de máximos y mínimos en cada caso (comparación relativa). Por esta razón, para poder comparar los resultados de los tres pozos en conjunto y eliminar la influencia de las diferentes escalas, se recalculó la variable CG a partir de la suma o resta y la normalización de 0 a 1 de YME, PR, DPP y UCS con los mínimos y máximos absolutos en los tres pozos.

La Figura 5 muestra la variable CG en los tres pozos, donde se mantienen las dos zonas señaladas para el pozo SMN-1000 con alta complejidad, principalmente la inferior, donde ocurrió la inestabilidad durante la perforación. El resto de las zonas se logran diferenciar, pero desde el punto de vista regional son de menor complejidad que las evidenciadas en el pozo

SMN-1000, lo que implica que las rocas aledañas a este pozo puedan ser menos competentes (baja CG)



**Figura 5.** Complejidad geológica en los tres pozos. Los intervalos en la quinta pista corresponden a las zonas delimitadas previamente.

## CONCLUSIONES

En el sector Bacuranao-Tarárá, a partir de datos geomecánicos 1D, se identificaron siete zonas con mayor probabilidad de generar problemas durante la perforación, dos en el SMN-1000, tres en el BCL-300 Cont. st4 y dos en el TAR200, de las cuales una en el SMN-1000 y dos del BCL-300 Cont. st4 pudieron ser validadas al corroborarse durante la revisión de las operaciones en los pozos SMN-1000 y el BCL-300 Cont. st4, que presentaron complicaciones. Las citadas zonas están constituidas en su mayoría por rocas arcillosas, que se caracterizan por ser deformables y menos rígidas que las rocas limpias presentes, con valores de resistencia de muy baja a baja, lo que conduce a la fractura de la roca al superar estos parámetros. Las presiones de poro son anómalas en estos casos. En el área las rocas que representan

mayor complejidad geológica se encuentran alrededor del pozo SMN-1000 entre 2099 a 2127 m TVD correspondiente al manto Tarará Sur, mientras en el BCL-300 están ubicadas en el manto Tarará Norte.

#### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Coates, G.R., Denoo, S.A.**, 1980, Log derived mechanical properties and rock stress. 21st Annual Logging Symposium, 1-12.
- Cavero, C.**, 2010, Análisis de métodos para la predicción de presión de poros aplicado a la estabilidad de pozos de perforación petrolera. En Escuela Profesional de Ingeniería Civil, Perú: Universidad Ricardo Palma, tesis de grado.
- Eaton, B.A.**, 1975, The equation for geopressure prediction from well logs. Society of Petroleum Engineers, 11.
- Martínez, L.E.**, 2019, Caracterización geomecánica de los reservorios carbonatados del Grupo Veloz del yacimiento Boca de Jaruco sobre la base petrofísica. En Departamento de Geociencias, Cuba: Universidad Tecnológica De La Habana “José Antonio Echeverría”, tesis de grado.
- Morales, C.**, 2008, Estudio litológico facial del sello en la Franja Norte de Crudos Pesados. Cuba: Universidad de Pinar del Río “Hnos. Saíz Montes de Oca”, tesis de Máster
- Morales, C., George De Arma, E., López, S., García, D., Creme, A., Ruíz, M.D., Laza, M., Alonso, A.**, 2014, Mineralogía de las rocas sello en la Franja Norte de Crudos Pesados. Revista CENIC Ciencias Químicas, (45), 120-129.
- Morales, R.H.**, 1993, Marcinew R.P. Fracturing of high-permeability formations: mechanical properties correlations”, SPE 26561.
- Ortiz, G.**, 2018, Estudios petrofísicos y geomecánicos de los depósitos carbonatados del Grupo Veloz, CEINPET.
- Plumb, R.A.**, 1994, Influence of composition and texture on failure properties of clastics rock. Eurock Rock Mechanics, Delft Netherlands.
- Portillo, M.C.**, 2011, Análisis geomecánico en pozos del Yacimiento C-Inferior VLC363, susceptibles a migración de finos. En Facultad de Ingeniería, Venezuela: Universidad del Zulia, tesis de Máster.
- Rossello, E.A., García-Sánchez, R.**, 2017, Trampas no convencionales asociadas con ofiolitas de la faja septentrional de hidrocarburos (La Habana-Matanzas, Cuba). Boletín de Geología, (39), 3.
- Terán, J.C.**, 2016, Acoplamiento de un modelo de flujo de fluidos y geomecánica con el análisis de estabilidad mecánica de pozos en yacimientos naturalmente fracturados. Aplicación a un caso colombiano.

