

Caracterización de intervalos potencialmente productores de gas mediante modeladores litofaciales.

Julio Ernesto Gómez Herrera¹, Osvaldo Rodríguez Morán², José Hernández León³, José Arias del Toro⁴, Zulema Domínguez Sardiñas⁵, Yeniley Fajardo Fernández⁶.

¹ *Ingeniero Geólogo-Geofísico. Máster en Geología Petrolera. Investigador Auxiliar, Centro de Investigaciones del Petróleo, Churrucá No 481, Cerro, La Habana, Cuba C.P. 12000. Profesor Auxiliar, Universidad Tecnológica de La Habana. Correo electrónico: juliog@ceinpet.cupet.cu.*

² *Ingeniero Geofísico. Máster en Geología Petrolera. Doctor en Ciencias Técnicas. Profesor Titular e Investigador Titular de la Universidad Tecnológica de La Habana, «José Antonio Echeverría», Cujae, Cuba. Correo electrónico: ormoran2016@gmail.com.*

³ *Especialista en Sedimentología, Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba C.P. 12000. Correo electrónico: pepah@ceinpet.cupet.cu.*

⁴ *Ingeniero Geólogo. Máster en Geología. Oficina Nacional de Recursos Minerales (ONRM). Calzada 852 e/ 4 y 6. Vedado, Municipio Plaza de la Revolución., Cuba. Correo electrónico: jose@onrm.minem.cu.*

⁵ *Ingeniera Química. Doctora en Ciencia Geoquímica Petrolera. Centro de Investigaciones del Petróleo, Cuba C.P. 12000. Correo electrónico: zulds@ceinpet.cupet.cu.*

⁶ *Licenciada en Geografía. Máster en Geología Petrolera. Investigador Agregado. Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba C.P. 12000. Correo electrónico: yeni@ceinpet.cupet.cu.*

RESUMEN

La Formación Vega Alta es una secuencia sinorogénica de edad terciaria de los yacimientos Santa Cruz del Norte y Jibacoa. Esta formación no está ubicada dentro de los tradicionales reservorios cubanos y se encuentra en un escenario geológico complejo, de diferente edad y génesis, con gran incertidumbre de sus propiedades. El objetivo de esta investigación es detectar mediante los atributos sísmicos, posibles litofacias con características de reservorios que puedan contener gas húmedo y establecer una metodología para la exploración en esta formación. Fueron seleccionados 45 intervalos en pozos reportados con manifestaciones de gas. Un análisis de litofacias fue realizado en esos intervalos, con predominio de las litofacias clásticas. Se estudiaron 1921 m de muestras de cuttings, digitalizadas en 4130 intervalos patrones (50x50x10 m), con las cuales se determinaron sus firmas sísmicas mediante atributos. Se aplicó un análisis de minería de datos y un ejercicio de clasificación supervisada, para la conversión de atributos sísmicos a litofacias productoras de gas. Los resultados muestran gran similitud y consistencia en la distribución de las litofacias.

Palabras claves: Litofacias, atributos sísmicos, Franja Norte de Petróleos Cubanos, reservorios, firmas sísmicas, minería de datos.

ABSTRACT

Vega Alta Formation is a sequence synogenic of tertiary age of the locations Santa Cruz del Norte and Jibacoa. This formation is not located inside the Cuban traditional reservoirs and it is in a geologic complex scenario, of different age and genesis, with great uncertainty of its properties. The objective of this investigation is to detect by means of the attributes seismic, possible lithofacies with characteristic of reservoirs that can contain humid gas and to establish a methodology for the exploration in this formation. 45 intervals were selected in wells reported with manifestations of gas. A lithofacies analysis was carried out in those intervals, with prevalence of the clastic lithofacies. 1921 m of cuttings samples were studied, digitized in 4130 patron (50x50x10 m) intervals, with which their seismic signatures were determined by means of attributes. It was applied an analysis of mining of data and an exercise of supervised classification, for the conversion of seismic attributes to

lithofacies producers of gas. The results show great similarity and consistency in the distribution of the lithofacies.

Key words: lithofacies, seismic attributes, Cuba's Northern Oil Belt, reservoirs, seismic signatures, data mining

RESUMO

A Formação Vega Discharge é um sinogênico de sucessão de idade terciária dos locais Santa Cruz del Norte e Jibacoa. Esta formação não fica situada dentro do reservorios tradicional cubano e está em um enredo complexo geológico, de idade diferente e gênese, com grande incerteza de suas propriedades. O objetivo desta investigação é descobrir por meio dos atributos litofácies sísmico, possível com característica de reservorios que pode conter gás úmido e estabelecer uma metodologia para a exploração nesta formação. foram selecionados 45 intervalos em poços informados com manifestações de gás. Uma análise de litofácies foi levada a cabo nesses intervalos, com prevalência do clástico do litofácies. 1921 m de amostras de cortes eram instruídos, digitalizado em 4130 intervalos de protetor (50x50x10 m), com que as assinaturas sísmicas deles/delas eram determinadas por meio de atributos. Era aplicado uma análise de minar de dados e um exercício de classificação supervisionada, para a conversão de atributos sísmicos para produtores de litofácies de gás. Os resultados mostram grande semelhança e consistência na distribuição do litofácies.

Palavras chaves: litofácies, atributos sísmicos, cinturão do petróleo do norte de Cuba, reservatórios, assinaturas sísmicas, mineração de dados.

INTRODUCCIÓN

Hasta este momento en la exploración petrolera en Cuba, la caracterización de los intervalos potencialmente productores de gas, en la Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC), no ha formado parte de la estrategia sistemática de los trabajos de exploración. Cuando se ha efectuado, se ha apoyado en los métodos de ingeniería de yacimientos, criterios geoquímicos y petrofísicos. También ha predominado la evaluación de gas acompañante y no la de gas húmedo propiamente. Muchas de estas manifestaciones de gas se han encontrado en secuencias que no forman parte de los objetivos principales o reservorios, por lo que la información, sobre todo, los métodos de geofísica de pozo, han sido insuficientes.

El objetivo de esta investigación es detectar posibles reservorios, cuyas características litofaciales, puedan contener hidrocarburos gaseosos, para zonas que posean una pobre o ninguna información geológica y que solo cuente con la información sísmica, utilizando sus atributos sísmicos y crear una metodología al respecto. El estudio se realizó en las áreas de los yacimientos Santa Cruz del Norte y Jibacoa, ubicados dentro de la FNPC (**Figura 1**), en la Formación Vega Alta. Esta es una secuencia sinorogénica que corresponden a depósitos de una cuenca antepaís de profundidades batiales de edad Paleoceno-Eoceno Inferior. Está constituida por depósitos caóticos policomponentes con bloques y fragmentos de calizas de diferentes edades, serpentinitas, rocas volcánicas, brechas y matriz de naturaleza arcillosa. En la base se observan depósitos turbidíticos distales.

Una breve caracterización lito-paleontológica de-

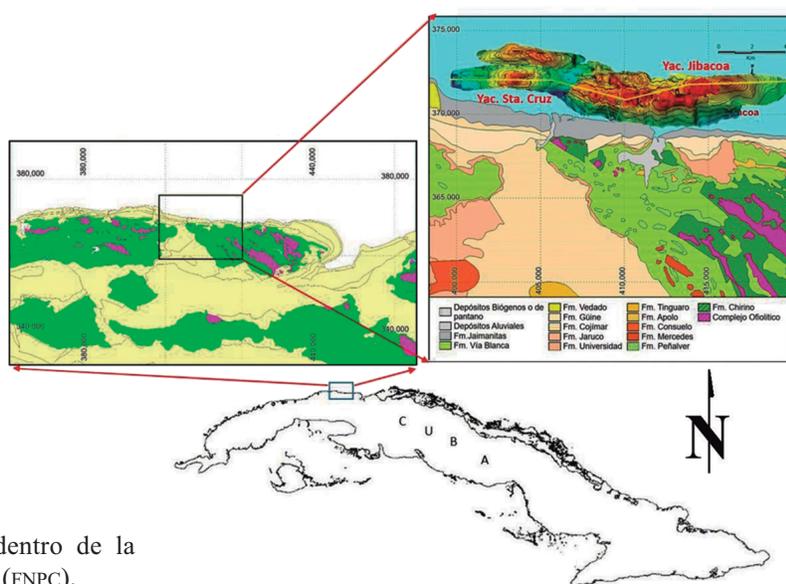


Figura 1. Área de estudio dentro de la Franja Norte Petrolera Cubana (FNPC).

termina, que la conforman cuatro facies principales; facies arcillosa, con clastos conglomerática (olistostromas), conglomerática-arcillosa arenosa, arcillosa-silíceas y arcillosa-carbonatada. Aunque esta formación se considera el sello regional de la FNPC, en muchos intervalos, de forma paradójica se producen significativas manifestaciones de petróleo y gas. Esta ambigüedad en el comportamiento gasopetrolífero de esta formación, hace que existan limitadas posibilidades productivas debido a la abundante matriz arcillosa que la caracteriza (Morales, 2014).

Para el aprendizaje se seleccionaron en los pozos, 45 intervalos con manifestaciones de gas reportadas. Se realizó un análisis microfacial con la información dada por los cuttings de perforación. La información sobre la cantidad de matriz arcillosa (que no se recupera, porque se disuelve en el fluido de perforación o es lavada durante el proceso de preparación de las muestras), se recupera, aplicando la metodología de cálculo del volumen de matriz de estas rocas (porcentaje de arcilla libre), mediante los registros geofísico radioactivos (Hernández J., 2015).

Para la clasificación de los intervalos se utilizaron diferentes criterios:

- Criterio geoquímico; que permitió la localización de ciertas anomalías en algunas áreas de la Formación Vega Alta, que están relacionadas con casquetes de gas húmedo y su espectro de cromatografía gaseosa y registros de hidrocarburo.
- Criterio petrofísico; donde se seleccionaron en los pozos aquellos intervalos con registros geofísicos en los intervalos de interés y cuyas características petrofísicas apuntan a potenciales productores de gas.
- Criterio petrográfico de los cuttings; donde se determinaron los porcentajes por litologías y cuyos espesores fueran mayores de 10m, para que pudieran ser estudiados de forma litológica y obtener valores resolutivos con los atributos sísmicos.
- Criterio sísmico: Intervalo cubierto por la sísmica 3D.

Los yacimientos de gas natural se definen según sus características de presión-temperatura, que se clasifican como acumulaciones de gas seco, húmedo y condensado (Martínez, 2011).

En el análisis litofacial se tuvieron en cuenta grupos litológicos muy diversos, siendo en su gran mayoría clastitas (conglomerados, areniscas, limolitas y claystone de diversos tipos) y en menor cuantía rocas carbonatadas y silíceas.

Las rocas clásticas están relacionadas con formaciones orogénicas, formadas en su mayoría por olistostromas de ambientes turbidíticos de alta energía, que son muy inmaduras en su textura, con abundantes cantidades de matriz arcillosa.

Teniendo los valores de granulometría, obtenido durante el estudio de las muestras y el porcentaje de matriz arcillosa calculado por registros gamma, se aplicaron las clasificaciones para estas rocas (Pettijohn R., 1975; Folk R., 1980), utilizando para ellos gráficos ternarios preparados a tal efecto.

El problema científico radica en que, la mayoría de estos intervalos pertenecen a la Formación Vega Alta, que se encuentran fuera de los tradicionales reservorios, con un escenario geológico complejo, diferente edad y génesis, con gran incertidumbre en la información. Por lo que, si se logra caracterizar de forma litológica los intervalos gasíferos en los pozos (patrones) y se determina su grado de concordancia con el complejo de atributos sísmicos, entonces, se podrá lograr, la realización de la tarea de conversión del atributo sísmico a sísmofacies (mediante la minería de datos) y así realizar una clasificación espacial supervisada, que podrá evaluar posibles zonas con características gasíferas, donde no existe información de pozos y solo cobertura sísmica.

MATERIALES Y MÉTODOS

Aplicación y calibración de los atributos sísmicos.

La esencia de la incertidumbre de la información radica, en que:

- a. Los pozos están dirigidos hacia los reservorios más profundos de carbonatos plegados del Grupo Veloz (por debajo de la Formación Vega Alta).
- b. Dada la complejidad litológica de la Formación Vega Alta, la construcción de pozos en ella resulta muy difícil y por consiguiente, los registros geofísicos son mínimos.
- c. Por realizarse la perforación horizontal (de la costa hacia el mar), los pozos están alineados de este a oeste, haciendo que la información existente sea muy restringida,

como se observa en el yacimiento patrón Santa Cruz del Norte (**Figura 2**).

En la **Figura 3** se presenta la etapa de construcción del modelo estructural perteneciente al Formación Vega Alta de los yacimientos Santa Cruz del Norte y Jibacoa.

Se caracterizaron de modo litofacial 45 intervalos seleccionados como posibles productores de gas, donde la mayoría de éstos pertenecen a la Formación Vega Alta y en menor cantidad a otras formaciones con carácter de olistomélange, calcáreas o silíceas. A los intervalos que no cumplieron cualquiera de los criterios mencionados (criterios de clasificación) no se les aplicó el análisis litofacial.

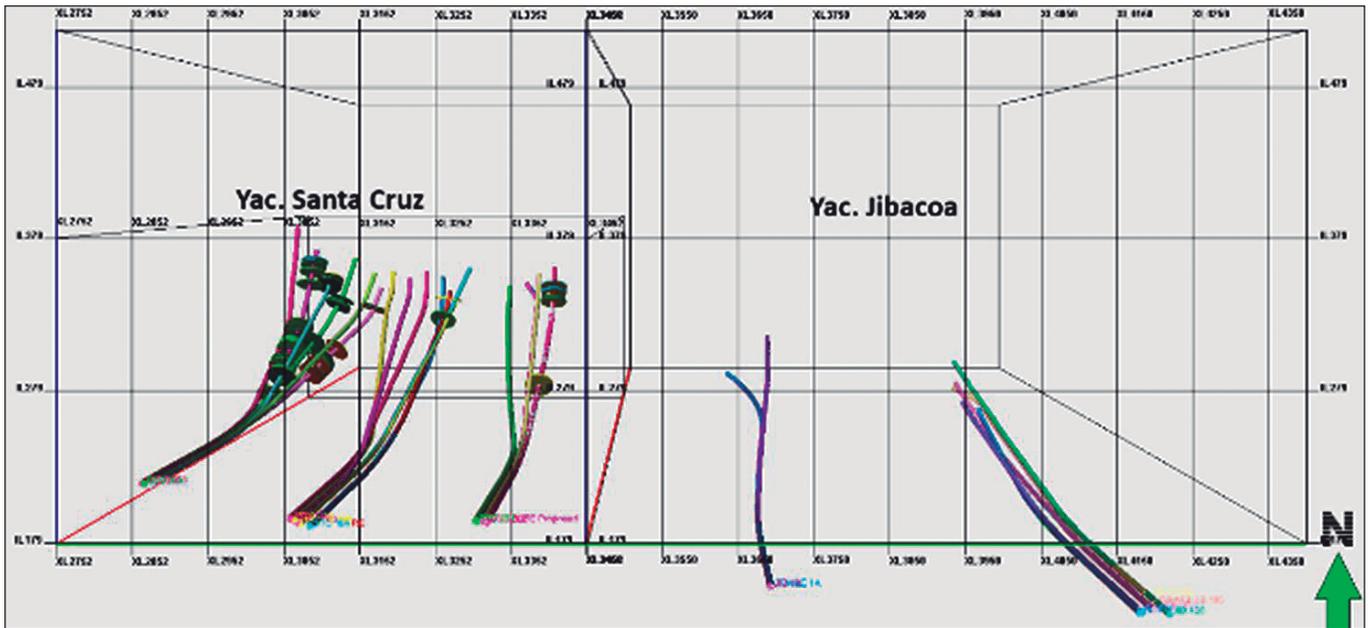


Figura 2. Trayectorias de los pozos de los yacimientos Santa Cruz del Norte y Jibacoa, donde se muestran los intervalos tomados como patrones de gas, dentro del cubo sísmico.

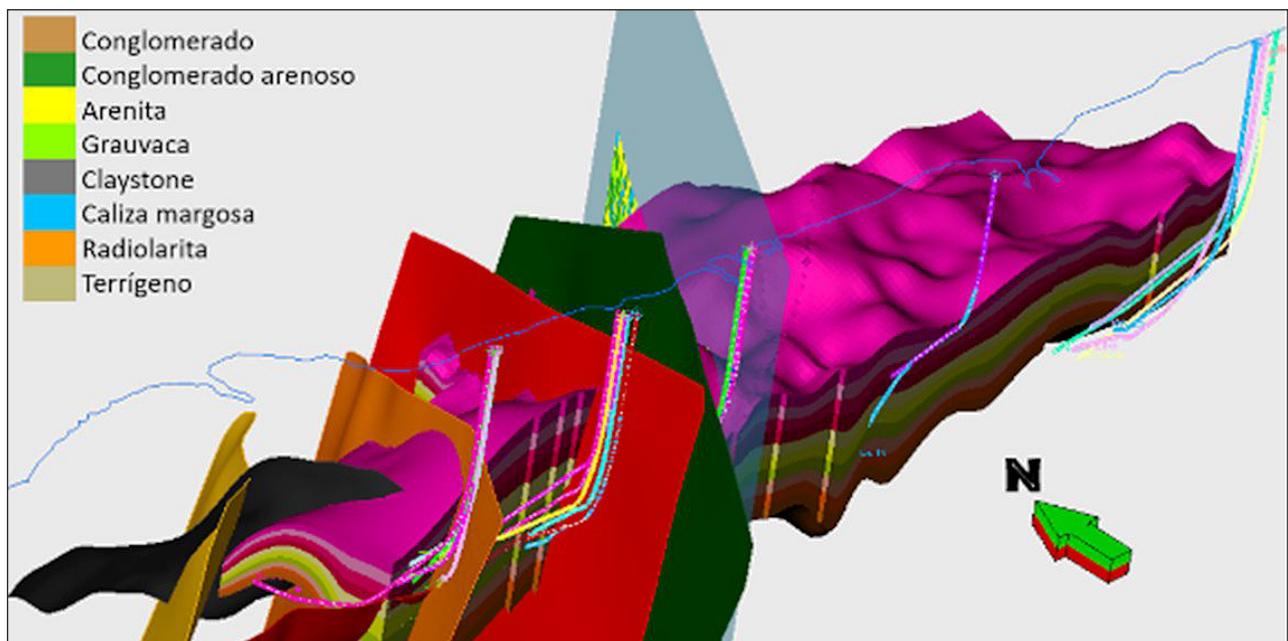


Figura 3. Construcción del modelo o estructural del área Santa Cruz del Norte-Jibacoa, Formación Vega Alta y los pozos perforados.

Para la determinación de las microfacies terrígenas de grano grueso y medio (gravas y arenas) fue creado un modelo ternario, cuyos tres vértices lo conforman las arcillas, grava y limo (Figura 4), el cual permite su clasificación con gran facilidad cuando se han determinado con anterioridad los porcentajes litológicos.

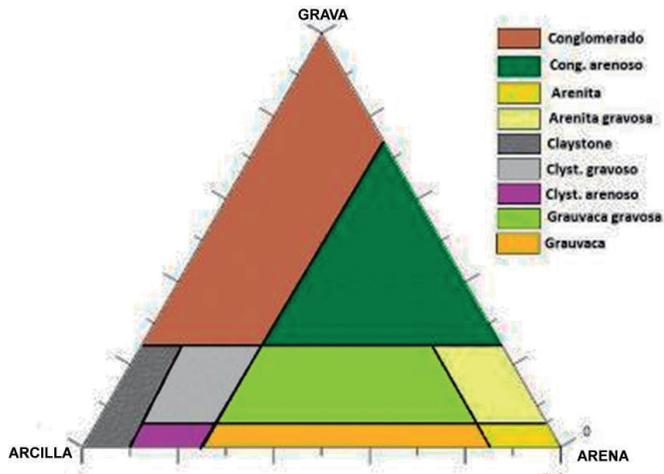


Figura 4. Gráfico ternario para la clasificación de microfacies en las rocas terrígenas.

Para la clasificación de las microfacies carbonatadas-arcillosas y arcillosas-silíceas de grano fino, fue desarrollado un modelo de doble entrada. Los componentes que se toman en cuenta son arcilla y ópalo (componente silíceo, proveniente de los radiolarios). En el caso de las litofacies calcáreas se toma en cuenta el componente cal-

cáreo (calcita) y su mezcla con arcilla, habiéndose creado para la clasificación de las microfacies otro gráfico de doble entrada con estos componentes (Figura 5). De modo preliminar se afirma, que los paquetes litológicos seleccionados se agrupan en las siguientes litofacies (Hernández, 2018):

- Litofacies terrígenas de grano grueso: conglomerados y conglomerados arenosos.
- Litofacies terrígenas de grano medio: arenitas y grauvacas diversas.
- Litofacies terrígenas de grano fino: diversas rocas tales como limolita, claystone y claystone limoso.
- Litofacies arcilloso-silíceas, claystone silíceo y radiolaritas.
- Litofacies calcáreas: calizas y margas diversas.

El yacimiento Santa Cruz del Norte es el más prolífico en la selección de intervalos potencialmente productivos de gas. En éstos predominan las litofacies clásicas de grano grueso y medio y en menor cuantía las de grano fina y las calcáreas.

Desde el punto de vista del análisis sedimentológico, el área de Santa Cruz del Norte resulta muy prometedora. Con un total de 923 m de espesor conjunto de todos los intervalos estudiados en este yacimiento, 237 m se califican como reservorios gasíferos de buena calidad

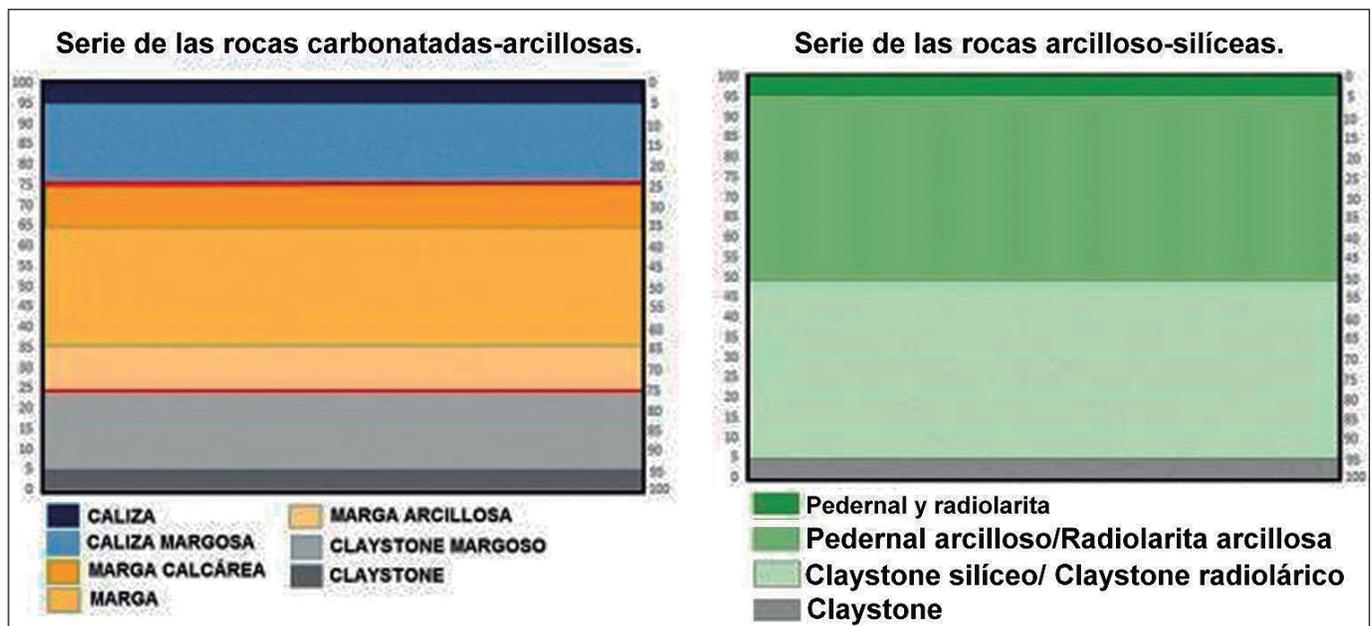


Figura 5. Gráficos de doble entrada para la clasificación de las microfacies calcáreas (izquierda) y las arcilloso-silíceas (derecha).

un total de 227 m (26 %), mientras que de calidad regular un 37 % (341 m de espesor) y de mala calidad con un porcentaje similar, se evalúan los 345 m restantes.

Los intervalos clasificados como regular (con un contenido de arcilla por encima del «límite sedimentológico» de 14 %), trata de rocas con una elevada inmadurez textural, con gran diversidad en su granulometría, unido a ciertos niveles de fracturación, que generan una permeabilidad conveniente para la producción de gas (de modo fundamental grauvacas y conglomerados arenosos).

En función del conocimiento obtenido, la resolución de la sísmica y la gran incertidumbre en el conocimiento geológico, se confeccionó para el trabajo, una variante más general y simple de litofacies. Esta variante permite una mejor adaptación a las complejidades de las litologías y disminuir la incertidumbre de los resultados de la modelación tridimensional (Hernández, 2018).

De esta manera fueron agrupadas las microfacies en litofacies con sus características composicionales definidas (Hernández, 2018):

- a) Modelo Ternario para las rocas clásticas que generaron 5 litofacies. Fueron estudiados 1921 m de muestras de cuttings (**Figura 6**).
- b) Modelo lineal o de doble entrada para las rocas arcillosas calcáreas y arcillosas-silíceas con 2 litofacies (**Figura 7**).

Aplicación y calibración de los atributos sísmicos.

Un atributo sísmico es una operación matemática que se le aplica a la información de la sísmica 3D generada comúnmente en frecuencia y en dominio del tiempo, que en este caso se calibra con la información litofacial de los

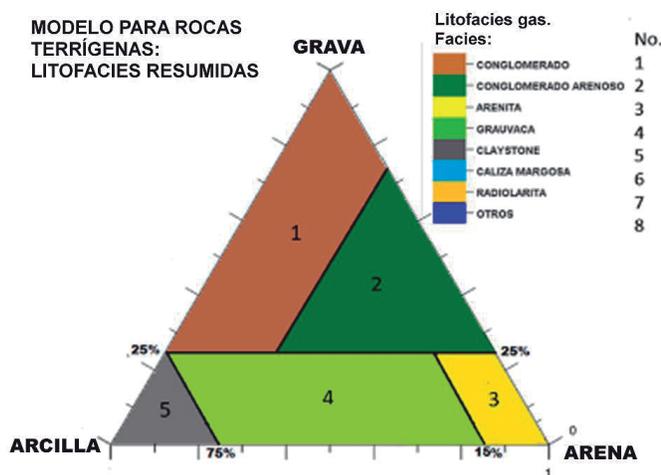


Figura 6. Modelo ternario para la clasificación de litofacies en las rocas terrígenas.

pozos. Esta calibración se realiza con la adquisición del atributo deseado dentro del intervalo del pozo donde se registra la facies descrita.

Posterior a un estudio bibliográfico sobre los atributos y sus características (Schlumberger, 2010), se decidió experimentar con 8 atributos sísmicos que podrían ser útiles para analizar y discriminar facies sísmicas, mediante el sistema de modelación PETREL; (impedancia acústica relativa, atenuación, suavizador (sweetness), coseno, raíz media cuadrática (RMS), isofrecuencia, suavizado de formas (structural smoothing) y entropía (chaos).

Se utilizó la información de registros de pozo (elemental, única y pobre), que se realizan en tiempo real en la perforación (neutrón, gammaCGR y gammaSGR), para estudiar los componentes arcillosos y de forma cualitativa, diferenciar los intervalos con posibles fluidos en la información en los patrones.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se realizó un análisis exploratorio de los datos, para selección y limpieza de datos. Para la gestión de los datos se creó una tabla de Objeto-Propiedad (TOP) (**Tabla 1**).

Se analizaron 2785 puntos en los pozos con sus respectivas asignaciones de litofacies, según el modelo elegido (**Figuras 6 y 7**) y que generaron una cantidad de 4130 datos-objetos patrones.

Después de realizado un análisis exploratorio de los datos, con el objetivo de organizar y preparar los datos, detectar fallas en el diseño en la recogida de los mismos, tratamiento y evaluación de datos ausentes (missing), identificación de casos atípicos (outliers). Se procede a la fase de minería de datos (MD) que constituye el centro del proceso, pues se dedica a la búsqueda de patrones, mediante la utilización de metodologías multivariadas y clasificación supervisada.

Para este análisis del conocimiento, se utilizaron los métodos de clasificación de árbol de decisión predictivo, denominado J48 o C4.5 y Naive Bayes (método descriptivo, predictivo probabilístico) (Hernández, 2004). Se aplicó el software Weka 3.9.3 (Weka, 2018).

El algoritmo de Naive Bayes presentó un buen grado de objetos clasificados de forma correcta en un 87.53 %, y con un error cuadrático medio bajo 17.8 %. Con el algoritmo de J48, se observa un mejor grado de objetos clasificados de forma correcta con un 99.27 % y un error cuadrático medio bajo 3.66 %. Fue evidente que el clasificador J48 es más eficiente que el Naive Bayes

Tabla 1. Detalle de la TOP de los datos, por pozos, los intervalos muestreados, sus valores de atributos sísmicos, clasificación litofacial y código de identificación.

Pozo	Profundidad	Structural	Isofrecuencia	atenuación	Chaos	Impedancia	Coseno	RMS	Sweet	Facies	Código
JIB-100 RE	2800.00	0.88	0.72	-0.01	0.07	3.98	0.62	1.92	3.18	*	5
JIB-100 RE	2800.20	0.88	0.72	-0.01	0.07	3.97	0.62	1.92	3.18	*	5
JIB-103	3733.84	-0.07	0.82	-0.02	0.13	-0.97	-0.43	0.95	1.28	*	5
JIB-103	3733.99	-0.07	0.82	-0.02	0.13	-0.97	-0.42	0.95	1.28	*	5
SC-202	3645.00	0.54	0.59	0.01	0.12	0.46	0.79	1.1	1.36	*	2
SC-202	3650.00	0.49	0.58	0.01	0.11	0.79	0.69	1.08	1.34	*	2
SC-202	3650.00	0.49	0.58	0.01	0.11	0.79	0.69	1.08	1.34	*	2
SC-301	2440.00	-0.16	0	0	0.71	0	1	0	0	**	4
SC-301	3445.00	-0.3	0.64	0	0.32	-0.05	-0.97	0.48	0.67	***	2
SC-301	3450.00	-0.31	0.57	0.01	0.28	0.02	-0.96	0.5	0.72	***	2
SC-301	3450.00	-0.31	0.57	0.01	0.28	0.02	-0.96	0.5	0.72	***	2
SC-302	1644.00	0	0	0	1	0	1	0	0	**	4
SC-302	1644.50	0	0	0	1	0	1	0	0	**	4
SC-303	1281.84	0	0	0	1	0	1	0	0	**	4
SC-303	1281.99	0	0	0	1	0	1	0	0	**	4
SC-304	2275.64	0.22	0.56	-0.03	0.2	-2.43	0.16	1	1.62	***	2
SC-304	2275.79	0.21	0.56	-0.03	0.2	-2.42	0.17	1	1.62	***	2
SC-304	2275.94	0.21	0.56	-0.03	0.2	-2.41	0.17	1	1.62	***	2

* Claystone; **Grauvaca; ***Conglomerado arenoso

Tabla 1. Detalle de la tabla de Objeto-Propiedades, por pozos, intervalos muestreados, valores de atributos sísmicos, clasificación litofacial y código de identificación

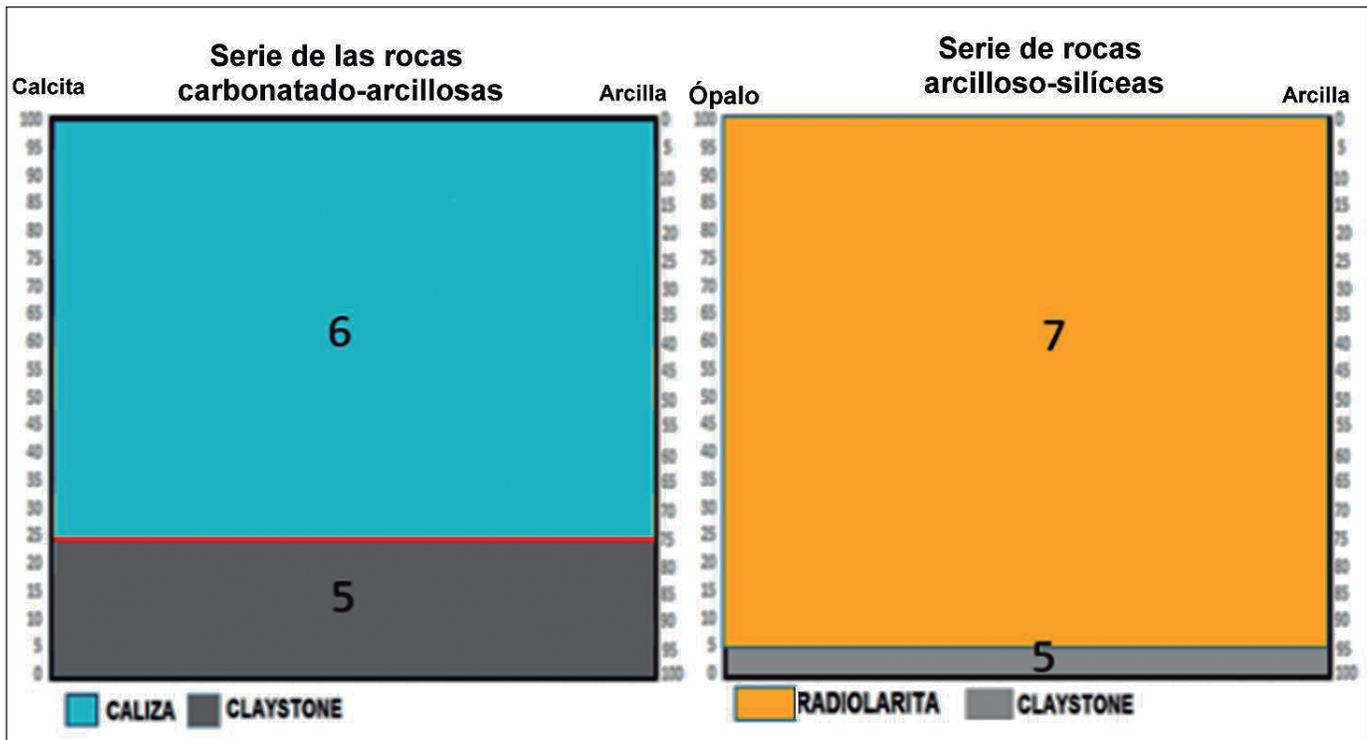


Figura 7. Modelo doble entrada para la clasificación de las litofacies calcáreas (izquierda) y las arcilloso-silíceas (derecha).

para poder identificar las litofacies según su atributo sísmico. Todos los atributos sísmicos fueron aceptados como capaces en su conjunto de diferenciar las facies por su significativo peso informacional.

Se procedió a la clasificación del modelo litofacial del yacimiento Santa Cruz del Norte y Jibacoa, para la Formación Vega Alta con la información única de los atributos sísmicos. Para realizar el pronóstico de toda el área, se creó una matriz (escalado) de una grilla con tamaño de celda de 50x50x50 m (125 000 m³), como promedio general y para un total de 349852 celdas (47877.24 km³) a clasificar que contiene los atributos sísmicos seleccionados. Para el cálculo de las probabilidades de semejanza con los patrones se utilizó el sistema S-GeMS (Stanford Geostatistical Modeling Software). Se basa en la geoestadística, o sea, el estudio estadístico espacial de

fenómenos físicos y estimación de fenómenos naturales (Michel, 2014; Arias del Toro, 2015).

En la **Figura 8** se muestra el modelo litofacial producto de la clasificación por atributos sísmicos estudiados. En la matriz del modelo de celdas de dimensión 50x50x50 m en el espacio desplegado, se aplicó el cálculo de la probabilidad de cada facies, mediante promedios móviles, con los resultados expresados en una nueva matriz de celdas de 250x250x50 m, para disminuir en cierta medida la entropía presente entre las litofacies y homogenizando el modelo (con la asignación de la facies correspondiente, según el valor de probabilidad estimado). En resumen, se le asigna a la celda la facies que posee el mayor valor de probabilidad estimado.

Se aprecia el predominio de las litofacies de grauvaca y en menor medida de las arenitas y conglome-

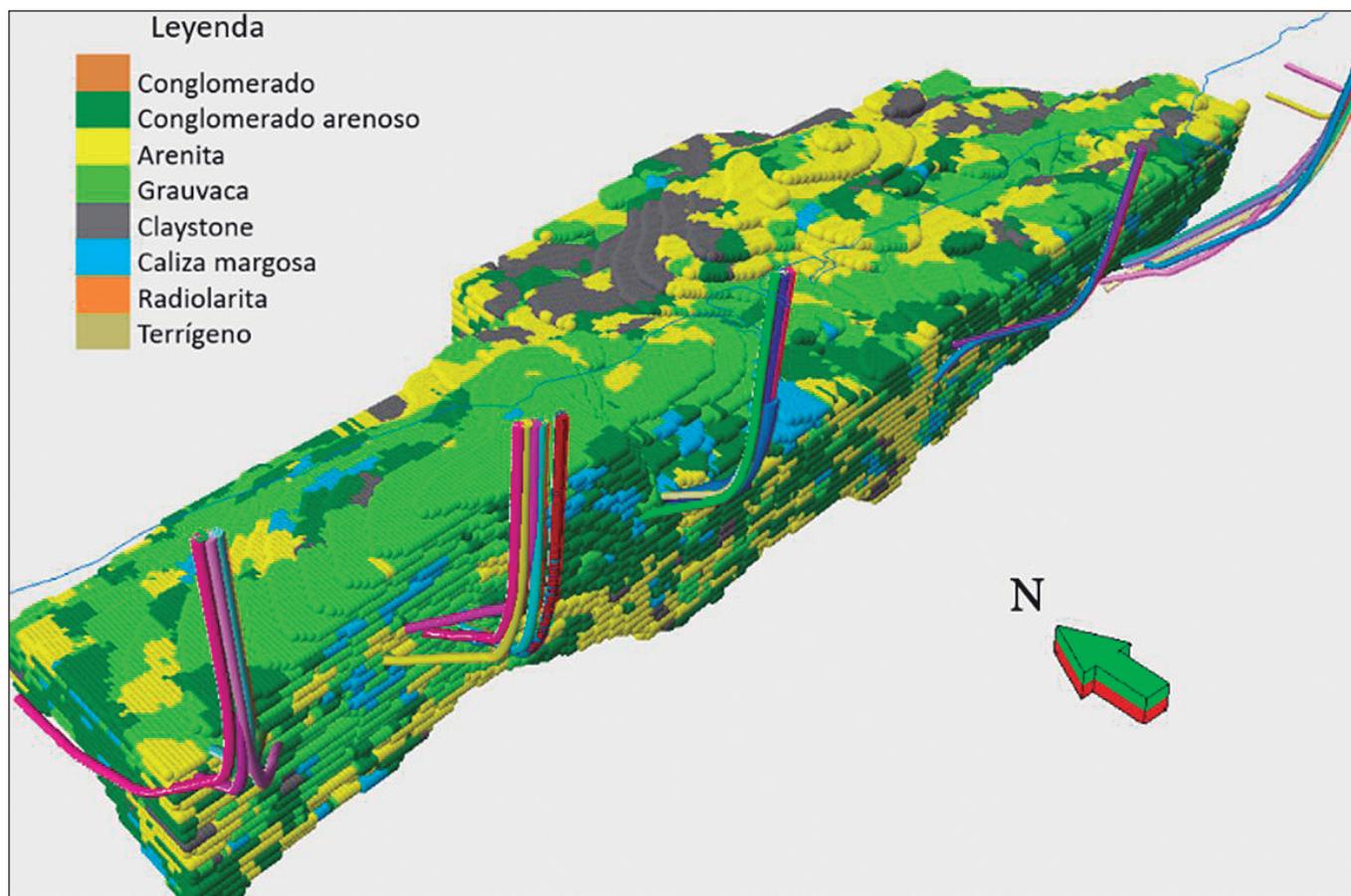


Figura 8. Modelo sismo-litofacial del área Santa Cruz del Norte-Jibacoa dentro de Formación Vega Alta.

rados. Este comportamiento (del modelado) se acerca al concepto estudiado en el modelo de microfacies y a la tendencia de los procesos turbidíticos ocurridos.

A partir de este modelo, se procedió a la reali-

zación de un modelo estático del área, nivel del riesgo en la exploración y el cálculo de recursos pronósticos, por medio de la modelación de Monte Carlo (Gómez, 2013).

CONCLUSIONES

1. Los resultados obtenidos en el proceso de modelación de las litofacias, presentan gran similitud y consistencia en su distribución, con el análisis microfacial de los intervalos seleccionados en los pozos del área Santa Cruz del Norte, derivados del estudio directo con los cuttings.
2. La litofacias de grauvaca y arenita con alto grado de heterogeneidad son las indicadas según el modelo como las más perspectivas, para contener depósitos apreciables de gas.
3. El proceso de transformación de datos en conocimiento, se realizó de modo satisfactorio, donde se utilizaron técnicas geoestadísticas y de minería de datos.
4. El algoritmo de clasificación supervisado de árboles de decisión J48 fue más eficiente ante una variabilidad lógica entre las litofacias y los atributos en el área de estudio que el bayesiano.
5. Se considera útil la utilización de atributos sísmicos en la modelación de facies en zonas potencialmente productoras de gas y que carezcan de suficiente información geológica e incertidumbre.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

Arias del Toro, J. A., 2015, Aplicación del software SGEMS para la modelación geoestadística y la estimación de los recursos minerales. Caso de estudio, depósito arcillas «Moja Hueva», XII Congreso Cubano de Informática y Geociencias.

Folk R., 1980, Petrology of sedimentary rocks, Hemphill Publishing Company, Austin-Texas.

Gómez, J., 2013, Metodología para el análisis del riesgo petrolero y toma de decisiones. Caso de estudio Franja Norte de Crudos Pesados, sector Guanabo-Seboruco, Anuario de la Sociedad Cubana de Geología, No 1, 2013, págs. 23-31, ISSN 2310-0060.

Hernández J., 2015, Bioestratigrafía de los depósitos de los sellos en Cuba occidental. Proyecto 7043, Etapa 3. Archivo Centro de Investigaciones del Petróleo CEINPET.

Hernández J., 2018, Informe de facies. Proyecto 7082, Archivo Centro de Investigaciones del Petróleo CEINPET.

Hernández, O., 2004, Introducción a la Minería de Datos, Pearson Educación, S.A., Madrid, ISBN: 84-205-4091-9, Pág. 680.

Martínez, R., 2011, Cálculo de reservas en yacimientos de gas. Tesis Doctorado, UNAM, México.

Michel, J., 2014, Geostatistical Reservoir modeling, Oxford University Press, ISBN 978-0-19-973144-2.

Morales, C., 2014, Exploración en el sector Morro - Boca de Jaruco en la Franja Norte de Crudos Pesados. Proyecto 7078. Archivo Técnico CEINPET.

Pettijohn F., 1975, Sedimentary rocks, New York, Tercera edición.

Schlumberger, 2010, Interpreté's Guide to Seismic Attributes.

Weka, 2018, Waikato Environment for Knowledge Analysis, Version 3.9.3. Universidad de Waikato. Nueva Zelanda.

