

Tomografía computarizada en las investigaciones de núcleos de pozos de petróleo en Cuba

Norma Rodríguez Martínez¹.

¹ Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C.P. 12000. La Habana, Cuba. E-mail: norma@ceinpet.cupet.cu.

RESUMEN

La tecnología de Tomografía Computarizada (TC) que utiliza rayos X ha constituido un avance en la medicina y también se ha convertido en una herramienta muy útil para los geocientíficos, ya que revela los detalles de la estructura interna de las rocas reservorios de petróleo y gas de los yacimientos. Este trabajo tiene como objetivo valorar si esta técnica evalúa el efecto de tratamientos de estimulación sobre las propiedades de los núcleos. Se investigaron 5 núcleos completos del pozo M1000, con la Planta de Tomógrafo Computarizado PKT-180. La tomografía del testigo de tamaño completo evalúa la porosidad de caverna en las muestras consolidadas. Se identifican todos los elementos que opacan y que se distinguen por su densidad y la composición química. Obtener un valor de porosidad de caverna en núcleos de reservorios carbonatados solo es posible con la interpretación de las imágenes escaneadas de las muestras con el método TC. Los resultados obtenidos durante el escaneo de los núcleos completos indican que de lograr someterlos a algún proceso de estimulación, será posible visualizar y calcular el aumento de la porosidad de caverna.

Palabras clave: tomografía computarizada, porosidad de caverna, reservorios carbonatados, propiedades de los reservorios.

ABSTRACT

Computerized tomography technology that uses X-rays has been an advance in medicine and has become a very useful tool for geoscientists, as it reveals the details of the

internal structure of oil reservoir rocks and gas reservoirs. The objective of this study is to evaluate if this technique evaluates the effect of stimulation treatments on core properties. To obtaining, a cavern porosity value in carbonate reservoirs is only possible for the interpretation of the scanned images of the samples with the TC method. Five complete cores of the M1000 well investigated, with the Computerized Tomography Plant PKT-180. The full-size tomography evaluates the cavern porosity in the consolidated samples. All opaque elements that distinguished by their density and chemical composition are identified. Obtaining a cavern porosity value in carbonate reservoir core is only possible with the interpretation of the scanned images of the samples with the TC method. The results obtained during the scanning of the complete core indicate that to achieve subjecting them to some stimulation process it will be possible to visualize and calculate the increase of the cavern porosity.

Key words: computerized tomography; cavern porosity; carbonate reservoirs, reservoir properties.

RESUMO

A tecnologia de tomografia computadorizada (TC) que usa raios X tem sido um avanço na medicina e também se tornou uma ferramenta muito útil para os Geocientistas, pois revela os pormenores da estrutura interna das rochas do reservatório de petróleo e gás. O objetivo deste estudo é avaliar se, com essa técnica, é possível avaliar o efeito dos tratamentos de estimulação nos núcleos de rochas. Cinco núcleos completos do poço M1000 foram investi-

gados, com a Planta de Tomografia Computadorizada PKT-180. A tomografia em tamanho real avalia a porosidade da cavidade nas amostras consolidadas. Todos os elementos opacos que são distinguidos por sua densidade e composição química são identificados. A obtenção de um valor de porosidade caverna no núcleo do reservatório de carbonato só é possível com a interpretação das imagens digitalizadas das amostras com o método TC. Os resultados obtidos durante a varredura dos núcleos completos indicam que para conseguir submetê-los a algum processo de estimulação, será possível visualizar e calcular o aumento da porosidade da caverna.

Palavras chave: tomografia computadorizada, porosidade da caverna, reservatórios de carbonato, propriedades dos reservatórios.

INTRODUCCIÓN

Los investigadores también han utilizado la generación de imágenes por Tomografía Computarizada (TC) para estudiar los efectos de la heterogeneidad sobre la estimulación de la matriz de carbonatos. Esta técnica tuvo su desarrollo inicial en aplicaciones médicas, de donde se vio la posibilidad de utilizarla en otros sectores de la economía (**Figura 1**). En un experimento, esta técnica resultó esencial para la visualización de los efectos de la distribución de la porosidad sobre los patrones de disolución del ácido (Kayser y otros, 2006).

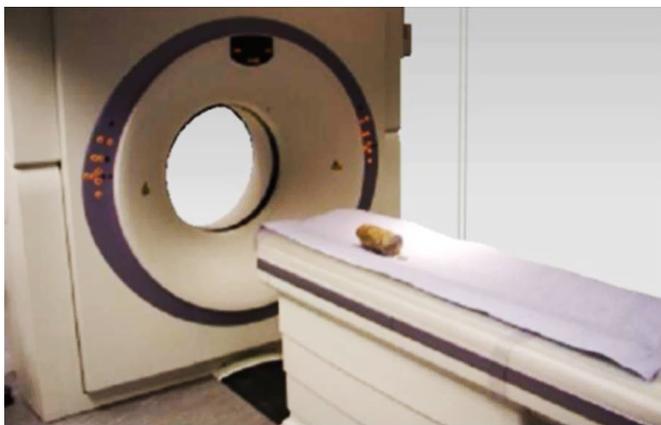


Figura 1. Medición de núcleo de roca en tomógrafo médico (Kayser y otros, 2006).

Los tratamientos de estimulación se llevan a cabo normalmente en pozos en los que las condiciones de porosidad pobres limitan la producción debido a la presencia de formaciones compactas o daño de formación. Una

técnica de estimulación común consiste en la inyección de ácido en las formaciones carbonatadas. El ácido disuelve parte del material de la matriz de la formación y crea canales de flujo que incrementan la permeabilidad de la matriz. Este trabajo tiene como objetivo valorar si con esta técnica se está en condiciones de evaluar el efecto de tratamientos de estimulación en núcleos completos.

La técnica de barrido por Tomografía Computarizada (TC) es esencial en lo que respecta a la determinación de los valores de porosidad, conjugado con la posibilidad de realizar las mediciones en los núcleos directamente sin necesidad de preparar muestras o sea la posibilidad de medir el núcleo completo. Dado que no es destructiva, esta técnica debe facilitar la caracterización del núcleo antes y después de tratamientos experimentales, de manera de poder evaluar el desarrollo y la forma del espacio poroso.

Perspectivas de la utilización de la TC en la industria petrolera.

La tecnología TC sin lugar a dudas resultará esencial para mejorar la interpretación y aplicación de los datos de laboratorio y de registros. Como herramienta de importancia creciente en la ejecución de pruebas no destructivas, su aplicación se puede extender a las pruebas de muestras de formaciones no consolidadas o friables realizadas en el laboratorio. La combinación de imágenes generadas por TC con cálculos numéricos puede conducir a pronósticos más precisos de una amplia variedad de propiedades de rocas que resultan críticas para la exploración, la caracterización de yacimientos y los cálculos de recuperación de hidrocarburos. Otras aplicaciones adicionales incluyen el desarrollo de correlaciones mejoradas entre propiedades y la creación de bibliotecas de imágenes 3D que posibilitaran una descripción más rigurosa y cuantitativa del tipo y textura de las rocas. Estas descripciones cuantitativas se integran con las descripciones sedimentológicas clásicas. La tecnología también realiza un aporte significativo al estudio del comportamiento elástico, las tendencias de porosidad permeabilidad y las propiedades del flujo multifásico, tales como presión capilar, permeabilidad relativa y saturaciones residuales.

Las futuras innovaciones tecnológicas incluirán probablemente un nivel de resolución más alto para superar los problemas que plantea la predicción de la porosidad cuando los microporos caen por debajo de la capacidad de detección de la técnica actual. Con la resolución de sus

muestras en proceso de mejoramiento, la tecnología TC ayuda a los geocientíficos a reconocer mejor su mundo.

MATERIALES Y MÉTODOS

Materiales: La investigación se centró en el estudio de 5 núcleos del pozo M1000 ubicado en la región norte petrolífera cubana (núcleo 1 de 704-705 m, núcleo 3 de 830-831 m, núcleo 4 de 845-852 m, núcleo 5 de 868-875.5 m y núcleo 6 de 893-901 m) representados por rocas carbonatadas.

Métodos: Existen varios métodos para determinar la porosidad a partir de los resultados de la TC. La tomografía computarizada utiliza barridos por rayos X para investigar la estructura interna de un cuerpo basándose en el principio de que la atenuación es una función de la energía de los rayos X, de la densidad y el número atómico de los elementos a través de los cuales pasa el rayo X. Estos parámetros dependen de fenómenos como la Absorción Fotoeléctrica y el Efecto Compton (Montero y otros, 1994). Utilizando las resoluciones adecuadas los petrofísicos pueden distinguir contrastes de porosidad y densidad presentes en muestras de rocas y estudiar el espacio y la conductividad de poros en gran detalle (Miquel y otros, 2012).

Equipamiento: Planta de Tomógrafo Computarizado PKT-180 (por sus siglas en ruso).

Tomografía de testigo a escala real: La tomografía del testigo de tamaño completo evalúa la porosidad cavernosa de rocas para los intervalos con muestras consolidadas. En la **Tabla 1** se muestran los intervalos del testigo tomografiado. Los testigos fueron escaneados en la planta PKT-180 con un escáner que cumple determinadas especificaciones como se muestra en la **Tabla 2**, después los datos obtenidos fueron procesados con el fin de obtener datos referentes a la estructura interna del objeto estudiado y, en particular, de su componente cavernosa.

No	Tope, (m)	Fondo, (m)	Longitud, (m)
1	704	705	1
2	830	831	1
3	846	848	2
4	849	850	1
5	851	852	1
6	869	870	1
7	870	871	1
8	873	875	2
9	897	898	1
10	899	900	1

Tabla 1. Intervalos del testigo tomografiado del yacimiento en estudio.

Característica técnica	valor
Espacio operativo del escáner de tomografía computarizada, (mm)	100 x 100 x 1 000
Poder de resolución dimensional, (μm)	150
Tipo de ampolla de Roentgen	Introvolt-180
Voltaje de pico, (kV)	180
Punto focal, (mm)	1.7 x 2.3
Angulo de salida de rayos	40
Detector	Shad-o-Box 1280 HS
Tamaño de pixel del detector, (μm)	100
Tamaños en pixel	1312 x 1316
Capacidad de dígitos, (bit)	14

Tabla 2. Características técnicas del escáner de tomografía computarizada PKT-180.

La Tomografía Computarizada de muestras de testigo de tamaño completo fue realizada mediante el tomógrafo PKT-180-1 (Figura 2). Los componentes principales son: el soporte de testigo para muestras, y la carretilla que corre a lo largo del soporte, en la que se encuentran la fuente de rayos X y una cámara de rayos X. El escáner de Tomografía Computarizada está diseñado para estudio de rocas, suelos, sedimentos del fondo no consolidados, muestras biológicas, etc. Posibilita obtener una distribución tridimensional de valores de la absorción de rayos X de todo el volumen de la muestra dentro de los límites de la capacidad resolutive. Se identifican todos los elementos que opacan y que se distinguen por su densidad y la composición química. Se efectúa el análisis de morfología y tamaño de poros, cavernas, diaclasas, inclusiones de minerales pesados y componentes principales de rocas del yacimiento. Estudio de particularidades de textura y estructura de sedimentos no consolidados, así como la creación de bases electrónicas de sedimentos. Determinación de regularidades de estructura de la matriz y de elementos principales de muestras biológicas. Visualización de la distribución de componentes opacantes principales en modelos 3D estereológicos. La ventaja principal del método es la no destructibilidad de las muestras estudiadas.



Figura 2. Escáner de tomografía computarizada PKT-180-1 con compuertas abiertas del bloque protector (Instituto de Investigaciones Científicas de Petróleo y Gas de toda Rusia - VNIIneft, 2017).

El escaneo se lleva a cabo mediante dos procedimientos:

1. En espiral, cuando cada proyección de sombra se hace girando el objeto en 0.3° y levantando la carretilla en 0.2 mm;

2. Por capas, cuando se hace el escaneo de un segmento de altura de 9 cm, con 1 024 o 2 048 proyecciones de sombra, y luego la carretilla avanza 9 cm para el escaneo del siguiente segmento.

El escaneo espiral es preferible, porque permite evitar artefactos que surgen cuando se juntan los segmentos del escaneo por capas. También, es importante el factor de sujeción de muestras en el soporte de testigo en el que se usan tubos de cloruro de polivinilo; para orientación en el espacio a las muestras se colocan los identificadores de cobre (Figuras 3 y 4).



Figura 3. Preparación secuencial de muestras para el macro escaneo computarizado. a) Aplicación de amplificadores de las muestras; b) Colocación en caja rígida de cartón e instalación de tapas de extremos para eliminar artefactos marginales; c) Sujeción de muestras (VNIIneft, 2017).



Figura 4. Colocación de muestras en tubo plástico de 125 mm en diámetro (VNIIneft, 2017).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como resultado de los trabajos realizados fueron obtenidos conjuntos de proyecciones de sombras y secciones de densidad radiológica en base de las cuales fueron construidas planchetas que incluían secciones radiológicas

longitudinales, representativas sueltas, secciones radiológicas transversales, modelos estereológicos de porosidad cavernosa, así como las curvas de distribución según la profundidad de la absorción media (densidad radiológica) y de porosidad cavernosa.

En la **Figura 5**, se muestra un ejemplo de los resultados de la TC aplicada a varios intervalos de profundidad de los núcleos investigados, en cada intervalo se muestran las secciones verticales obtenidas del escaneo de las muestras, así como los valores de absorción promedio para cada profundidad, el valor de porosidad de caverna o vugular para cada profundidad y el modelo en 3D de las cavernas detectadas en cada muestra (Instituto de Investigaciones Científicas de Petróleo y Gas de toda Rusia VNIIneft, 2017).

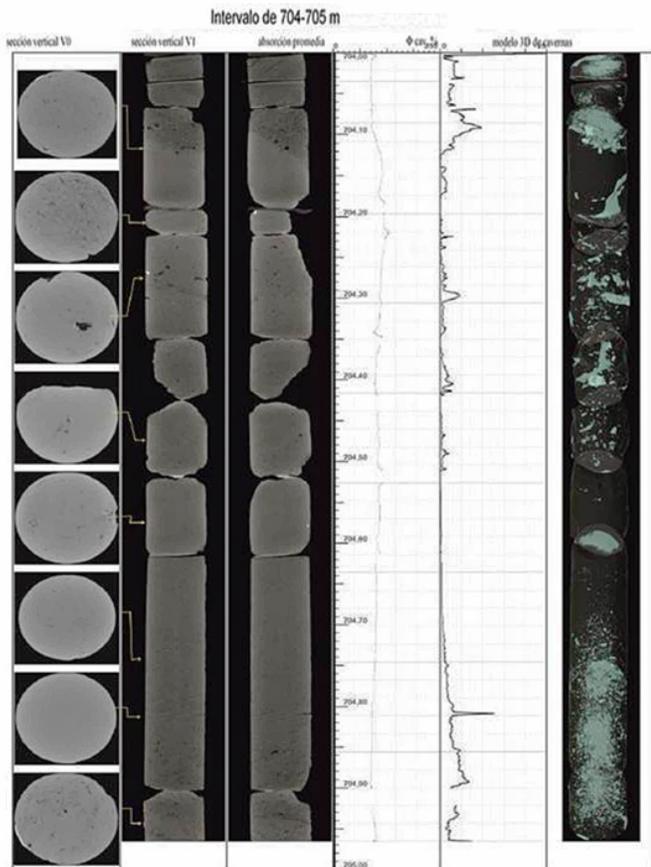


Figura 5. Tomograma del intervalo 704-705m (VNIIneft, 2017).

En la **Tabla 3**, se presenta un resumen de los principales valores obtenidos de la aplicación de esta técnica en las muestras analizadas. De la **Tabla 3** se desprende cuan heterogénea es la distribución de la porosidad de caverna. En los intervalos donde esta no está

presente solo se observan microporos, por lo que las propiedades del intervalo estudiado como reservorio, se las aporta la presencia de porosidad de caverna. En este caso los valores oscilan entre valores pequeños de 1 % hasta valores de 25 %. Predominan los valores bajos de porosidad de caverna (1 a 5 %) en los intervalos 704-705 m, 846-847 m, 847-848 m, 849-850 m, 851-852 m, 870-871 m y 899-900 m (**Figura 6**). Pero también se observa una distribución relativamente uniforme de los valores de porosidad de caverna en todo el rango medido (1 a 25 %) en los intervalos 830-831 m, 869-870 m, 873-874 m, 874-875.14 m y 897-898 m (**Figura 7**).

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
1		704-704.035	4
2		704.04-704.06	3
3		704.07-704.12	10
4		704.14-704.17	2
5		704.22-704.24	1
6		704.26-704.29	1
7		704.29-704.31	5
8	704-705	704.31-704.34	1
9		704.37-704.42	3
10		704.48-704.51	1.5
11		704.68-704.75	1
12		704.75-704.81	3
13		704.81-704.812	12
14		704.812-704.855	3
15		704.855-704.9	5
16		704.92-704.935	4
17		704.935-704.965	2

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
18		830-830.08	25
19		830.08-830.15	6
20		830.15-830.19	5
21		830.19-830.22	2
22		830.22-830.25	3
23		830.25-830.34	6
24		830.34-830.39	5
25		830.39-830.43	4
26		830.43-830.52	10
27		830.55-830.64	1

28	830.66-830.68	7
29	830.68-830.72	2
30	830.72-830.81	14
31	830.81-830.83	2
32	830.83-830.85	7
33	830.85-830.86	3
34	830.86-830.87	5
35	830.87-830.9	11
36	830.9-830.92	8
37	830.92-830.93	8
38	830.94-830.99	1

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
39		846-846.01	9
40		846.015-846.05	2
41		846.06-846.08	6
42		846.08-846.24	2
43		846.27-846.29	3
44		846.5-846.55	8
45		846.575-846.59	1
46		846.59-846.67	3
47		846.67-846.685	7
48		846.72-846.76	2
49		846.76-846.79	6
50		846.79-846.84	1

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
51		847-847.05	2
52		847.05-847.1	3
53		847.1-847.15	1
54		847.15-847.16	13
55		847.16-847.21	1
56		847.21-847.22	12
57		847.22-847.35	1
58		847.35-847.37	14
59		847.37-847.44	1.5
60		847.44-847.56	1
61		847.56-847.57	2
62		847.57-847.6	1
63		847.6-847.615	5
64		847.615-847.79	1.5
65		847.79-847.88	15
66		847.88-847.9	5

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
67		849.02-849.03	2
68		849.04-849.05	2
69		849.09-849.12	2
70		849.14-849.15	3
71		849.3-849.33	1
72		849.33-849.35	10
73		849.35-849.37	2
74		849.43-849.44	1
75		849.465-849.49	7
76		849.58-849.61	14.5
77		849.61-849.66	2
78		849.835-849.93	2
79		849.93-849.95	7
80		849.95-849.98	3
81		849.98-849.99	2
82		849.99-850	3

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
83		851-851.01	3
84		851.02-851.03	1
85		851.05-851.06	6
86		851.14-851.18	3
87		851.19-851.2	5
88		851.22-851.23	5
89		851.24-851.25	2
90		851.25-851.28	4
91		851.28-851.295	10
92		851.3-851.32	2.5
93		851.34-851.36	4
94		851.39-851.395	7
95		851.52-851.54	1
96		851.57-851.58	4
97		851.63-851.65	3
98		851.74-851.78	1
99		851.81-851.83	1
100		851.86-851.96	3

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
101		869-869.01	10
102		869.01-869.03	4

103	869.04-869.05	1
104	869.05-869.08	4
105	869.08-869.13	1
106	869.13-869.15	2.5
107	869.17-869.23	10
108	869.23-869.25	2
109	869.29-869.31	12
110	869.31-869.34	2
111	869.39-869.42	5
112	869.51-869.53	5
113	869.54-869.55	4.5
114	869.55-869.59	2.5
115	869.59-869.6	10
116	869.62-869.64	5
117	869.67-869.7	9
118	869.7-869.83	1
119	869.83-869.88	7
120	869.89-869.895	10
121	869.9-869.93	3
122	869.94-869.95	10

869-870

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
123	870.02-870.06	1	
124	870.06-870.07	3	
125	870.07-870.1	2.5	
126	870.12-870.18	1	
127	870.18-870.2	5	
128	870.2-870.22	17	
129	870.22-870.25	6	
130	870.33-870.34	5	
131	870.34-870.37	2	
132	870.37-870.395	15	
133	870.395-870.42	3	
134	870.42-870.43	25	
135	870.43-870.46	5	
136	870.46-870.47	14	
137	870.47-870.55	3	
138	870.55-870.67	1	
139	870.72-870.75	2	
140	870.79-870.8	1	
141	870.82-870.85	5	
142	870.85-870.88	2.5	

870-871

143	870.88-870.9	4.6
144	870.9-870.94	1.5
145	870.94-870.97	3

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
146		873-873.14	7
147		873.2-873.25	5
148		873.275-873.31	6
149		873.31-873.33	3
150		873.33-873.35	5.2
151		873.35-873.37	2
152		873.37-873.56	4.2
153		873.56-873.64	7
154		873.64-873.67	17
155		873.67-873.69	17
156		873.825-873.83	20
157		873.86-873.91	12

873-874

No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
158		874-874.04	5
159		874.04-874.09	25
160		874.09-874.11	6
161		874.11-874.12	15
162		874.12-874.14	25
163		874.14-874.18	2.5
164		874.18-874.2	12
165		874.2-874.25	3
166		874.25-874.27	1
167		874.27-874.34	5
168		874.34-874.36	4
169		874.36-874.37	12
170		874.59-874.64	2
171		874.64-874.68	7
172		874.7-874.75	1
173		874.75-874.79	3
174		874.79-874.81	13
175		874.81-874.88	2
176		874.88-874.91	3
177		874.91-874.92	25
178		874.92-874.98	4
179		874.98-875.08	2.5

874-875.14

180		875.11-875.14	6	204		897.85-897.89	2
				205		897.89-897.91	7
No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]	No	Intervalo analizado [m]	Intervalo con porosidad de caverna [m]	Porosidad de caverna [%]
181	897-898	897-897.01	17	206	899-900	899-899.02	15
182		897.01-897.02	4.5	207		899.02-899.04	3
183		897.02-897.03	1	208		899.04-899.06	11
184		897.03-897.05	9	209		899.06-899.08	7
185		897.05-897.06	2	210		899.08-899.11	2
186		897.06-897.065	15	211		899.11-899.13	5
187		897.065-897.08	4.6	212		899.14-899.145	22
188		897.08-897.09	16	213		899.145-899.15	7
189		897.09-897.1	3	214		899.15-899.17	2
190		897.1-897.15	10	215		899.17-899.18	6
191		897.18-897.2	25	216		899.28-899.32	4
192		897.2-897.21	14	217		899.32-899.38	2
193		897.21-897.27	25	218		899.38-899.41	15
194		897.42-897.44	25	219		899.41-899.53	1.5
195		897.46-897.51	1	220		899.53-899.6	1
196		897.51-897.52	14	221		899.6-899.68	2.5
197		897.65-897.68	5	222		899.68-899.76	1
198		897.68-897.72	23	223		899.79-899.85	1
199		897.72-897.73	10	224		899.85-899.96	1.8
200		897.73-897.77	25	225		899.96-899.99	4
201	897.81-897.82	12	226	899.99-900	1.5		
202	897.82-897.83	6					
203	897.83-897.85	17					

Tabla 3. Valores de porosidad de caverna, obtenidos de la aplicación de la TC en las muestras analizadas.

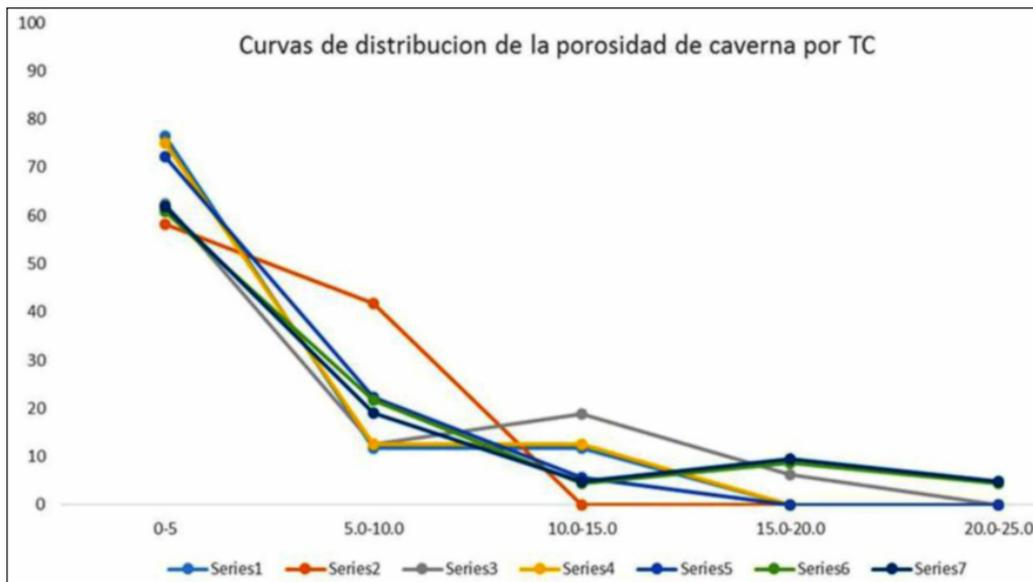


Figura 6. Curvas de distribución de la porosidad de caverna de los intervalos donde predomina la porosidad de caverna de 1 a 5 % (704-705 m-serie 1, 846-847 m-serie 2, 847-848 m-serie 3, 849-850 m-serie 4, 851-852 m-serie 5, 870-871 m – serie 6 y 899-900 m – serie 7).

Figura 7. Curvas de distribución de la porosidad de caverna de los intervalos donde hay presencia de porosidad de caverna de 1 a 25 % (830-831 m - serie 1, 869-870 m - serie 2, 873-874 m - serie 3, 874-875.14 m - serie 4 y 897- 898 m - serie 5).

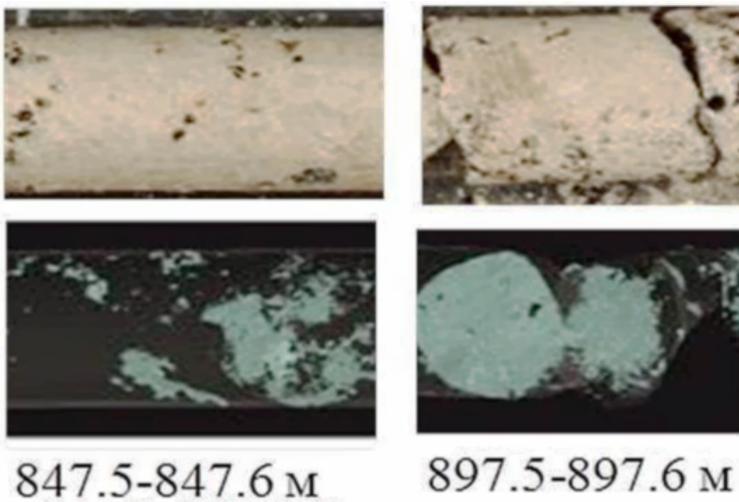
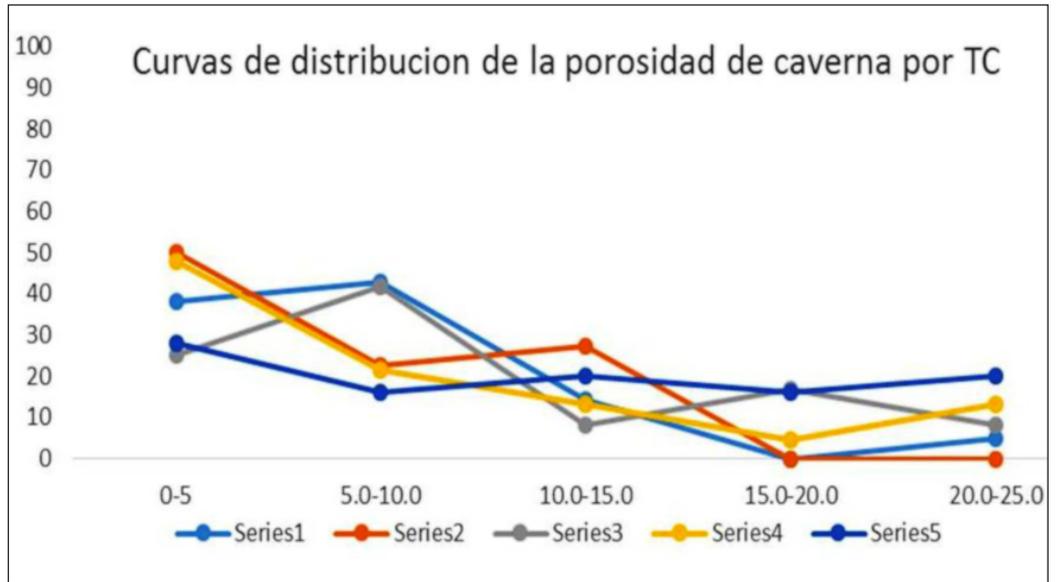


Figura 8. La vista exterior de muestras porosas densas y las imágenes tomográfica de testigo (abajo) (VNIIneft, 2017).

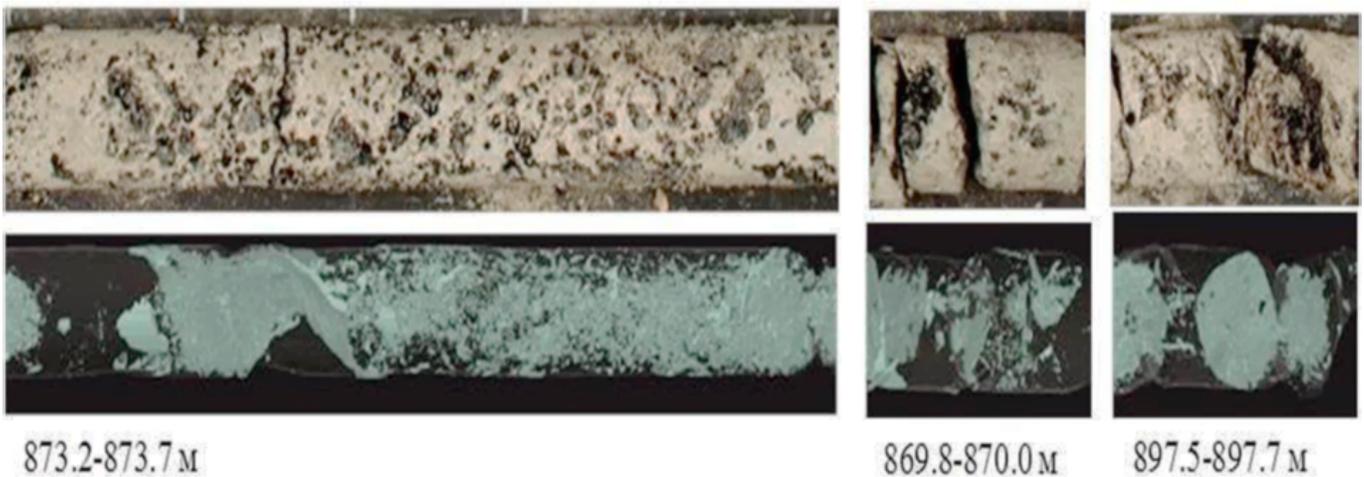


Figura 9. La vista exterior de rocas cavernosas de hasta 10 % de porosidad de caverna con las imágenes tomográfica (abajo) (VNIIneft, 2017).

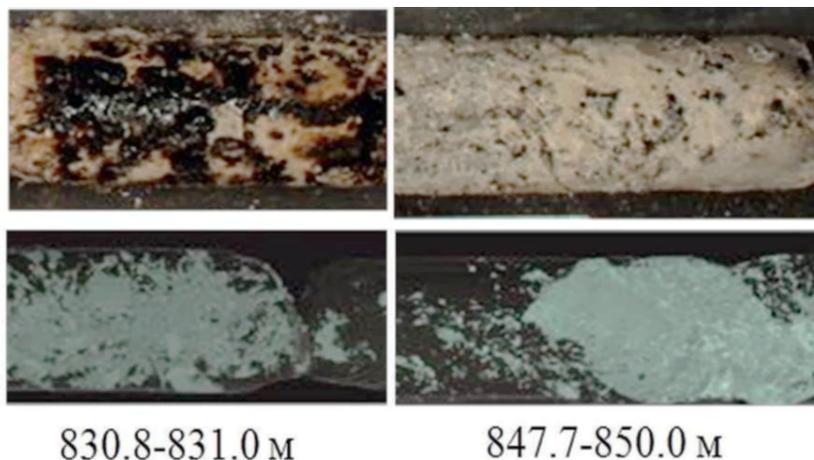


Figura 10. La vista exterior de rocas fuertemente cavernosas de has 17 % de porosidad de caverna con las imágenes tomográfica (abajo) (VNIIneft, 2017).

Los reservorios difieren uno del otro visualmente (**Figuras 8, 9 y 10**). Las rocas cavernosas se diferencian de modo significativo, en sus vistas exteriores de los intervalos con el grado bajo de cavernosidad (**Figura 8**), pero, aun así, no se puede conseguir visualmente una evaluación de la porosidad cavernosa. La posibilidad de obtener un valor de porosidad de caverna solo posibilita la interpretación de las imágenes escaneadas de las muestras con el método TC (**Tabla 3**). Los resultados obtenidos durante el escaneo de los núcleos completos indican que de lograr someterlos a algún proceso de estimulación será posible visualizar y calcular el aumento de la porosidad de caverna. Lamentablemente no se logró realizar esta parte del experimento pues los núcleos fueron procesados y cortados para preparar muestras petrofísicas para la realización de los análisis petrofísicos de rutina.

CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIÓN

Los resultados alcanzados mediante la utilización de la Tomografía Computarizada (TC) permiten caracterizar el reservorio estudiado como un reservorio cavernoso con presencia de microporosidades en los intervalos donde no se detecta presencia de cavernas. La utilización de esta tecnología para evaluar la variación de las propiedades del reservorio sometido a procesos de estimulación es una posibilidad que potencialmente puede dar magníficos resultados, sobre todo por ser un ensayo no destructivo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Instituto de Investigaciones Científicas de Petróleo y Gas de toda Rusia (VNIIneft)**, 2017, Investigación de las características volumétricas y de filtración de las rocas del yacimiento M. Informe de investigación científica, 123 pp.
- Kayser A., Knackstedt M. and Ziauddin M.**, 2006, Una observación más detallada de la geometría de los poros: Oilfield Review, verano de 2006, 4-15.
- Miquel L y Ortiz G.**, 2012, Empleo de técnicas nucleares analíticas en el estudio de las características litológicas y de las propiedades de las rocas sello y reservorio de los yacimientos petroleros cubanos: Cuba, Instituto Superior de Tecnología y Ciencias Aplicadas (InS-TEC), Tesis de diploma, 120pp.
- Montero M.E.; Herrera E.; Rodríguez N. y otros**, (1994) Multielemental Characterization of Volcanic and Vulcanosedimentary Rocks from Pina Petroleum Ore, Central Cuba: *Nuclear Geophysics*, Vol. 8, No. 4, 361-371.

Manuscrito recibido: 26 de febrero de 2019.

Manuscrito corregido: 28 de marzo de 2019.

Manuscrito aceptado: 20 de mayo de 2019.