

Gas no convencional, estado y perspectivas para su exploración en Cuba

Orelvis Delgado López

Correo electrónico:orelvis@ceinpet.cupet.cu

Artículo de Reflexión

Osvaldo López Corzo

Correo electrónico:ocorzo@ceinpet.cupet.cu

Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba

Rafael Tenreyro Pérez

Correo electrónico:rtenreyro@union.cupet.cu

Unión Cuba-Petróleo, La Habana, Cuba

Juan Guillermo López Rivera

Correo electrónico:jguillermo@ceinpet.cupet.cu

Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba

Resumen

Los propósitos de la investigación fueron, definir los tipos de gases no convencionales (GNC) que posiblemente se encuentren en Cuba y elaborar premisas de áreas perspectivas para su exploración. Para ello se desarrolló una revisión bibliográfica en internet, debido a la ausencia de libros de texto y experiencias en Cuba sobre el tema. Para la enunciación de las áreas perspectivas para exploración de GNC en Cuba se utilizaron informes sobre exploración de gas en el territorio nacional y los aspectos teóricos esclarecidos a través de internet. De esta forma fue posible el entendimiento de los conceptos teóricos del GNC. Además, la definición de los tipos de GNC que posiblemente se encuentren en Cuba, así como las áreas más perspectivas para comenzar su exploración. Estos resultados permitieron llegar a la conclusión de que: El término de GNC se debe a las técnicas no convencionales para hacer rentable la explotación de gas natural en reservorios de mala calidad y no porque sea un hidrocarburo con características nuevas. Los principales tipos de GNC que se explotan actualmente a nivel mundial son: *Tight gas*, *shale gas* y *coal bed methane*. Preliminarmente, en Cuba solo existe posibilidad de desarrollo de proyectos de *tight* y *shale gas*

Palabras clave: gas no convencional, gas de esquistos, exploración de hidrocarburos en Cuba

Recibido: 21 de junio del 2012

Aprobado: 28 de agosto del 2012

INTRODUCCIÓN

Los estudios exploratorios dirigidos a la búsqueda de gas no convencional (GNC), han tenido un notable incremento en los últimos años a nivel mundial, debido a que constituyen una fuente de nuevos recursos energéticos y a los altos precios de los combustibles. La tecnología del GNC fue desarrollada a partir de la década de los 90 en los Estados Unidos y desde entonces ha despertado la codicia de las principales compañías petroleras y de los estados con mayor dependencia energética.

El GNC ya es una realidad, pero muchos países carecen de la tecnología y los conocimientos para emprender programas exploratorios a estos fines. Recientemente, del 3 al 5 septiembre de 2012, se desarrolló en Argentina el Segundo Simposio Latinoamericano de GNC, con el fin de promover el debate, la interacción, la transferencia de conocimientos y la consolidación de su red de contactos. En Latinoamérica los pioneros en este tema son Argentina, México, Brasil, Chile, Paraguay, Bolivia y Colombia en ese orden.

En Cuba, en la últimas dos décadas del siglo pasado, se realizaron proyectos de investigación con el objetivo de buscar escenarios prospectivos para la búsqueda de gas natural. [1] En la mayoría de ellos, se estudiaron los pozos profundos localizados al noroeste de Pinar del Río, en los cuales se habían registrado y probado existencia de gas. Las principales conclusiones a las que se arribaron en estos proyectos con respecto al potencial gasífero del noroeste de Pinar del Río fueron las siguientes: Aunque existe gas en pozos ubicados al NW de Pinar del Río, las pruebas de formación y ensayos demuestran la poca extensión de los reservorios y cambios faciales bruscos, hecho que limitaría las reservas de gas esperadas. Como conclusión general, se considera que no deben repetirse trabajos de ensayo y estimulación en ninguna de las zonas de los pozos del NW de Pinar del Río.

Por otra parte, en un único proyecto [1] se evaluó la posibilidad de existencia de gas biogénico en la cuenca del cauto. Las principales conclusiones obtenidas fueron: Los estudios *rock eval*, indican que los sedimentos del intervalo eoceno inferior - mioceno presentes en la cuenca del Cauto no tienen el contenido suficiente de materia orgánica para que pueda existir la generación de gas biogénico.

El GNC no tiene antecedentes ni de exploración ni de explotación en Cuba, por lo que las técnicas exploratorias y la tecnología de producción, hasta el momento, son desconocidas. Con frecuencia los especialistas cubanos que investigan sobre el tema confunden los aspectos teóricos del ya famoso y mal llamado *gas de esquistos*.

Los objetivos del presente trabajo son:

1. Conocer y definir correctamente los aspectos teóricos sobre el gas no convencional.
2. Definir los tipos de gases no convencionales (GNC) que posiblemente se encuentren en Cuba.
3. Elaborar premisas de áreas prospectivas para el inicio de la exploración de GNC en Cuba.

MATERIALES Y MÉTODOS

Esta investigación se desarrolló a partir de una amplia revisión bibliográfica a través de internet, debido a que la exploración y explotación de gas no convencional (GNC) es un tema novedoso a nivel mundial, además, existe carencia de libros de texto y experiencias en Cuba sobre el tema. De esta forma fue posible la definición correcta y el entendimiento de los conceptos teóricos respecto al gas no convencional. Para la enunciación de las áreas prospectivas para la exploración de GNC en Cuba se utilizaron los informes sobre búsqueda de gas en el territorio nacional y los aspectos teóricos esclarecidos a través de la búsqueda en internet.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Como es conocido, el gas natural es un hidrocarburo de bajo peso molecular cuya composición la forman compuestos de C₂ a C₅. Además, contiene componentes indeseables como son: el ácido sulfhídrico (H₂S), dióxido de carbono (CO₂) y agua en fase gaseosa.

Existen diversas clasificaciones para el gas natural, sobre la base del proceso de su formación y a los compuestos que forman parte de su composición.

Gas biogénico: Se forma a poca profundidad y bajas temperaturas por la descomposición de la materia orgánica contenida en los sedimentos debida a la acción de las bacterias anaeróbicas (figura 1).

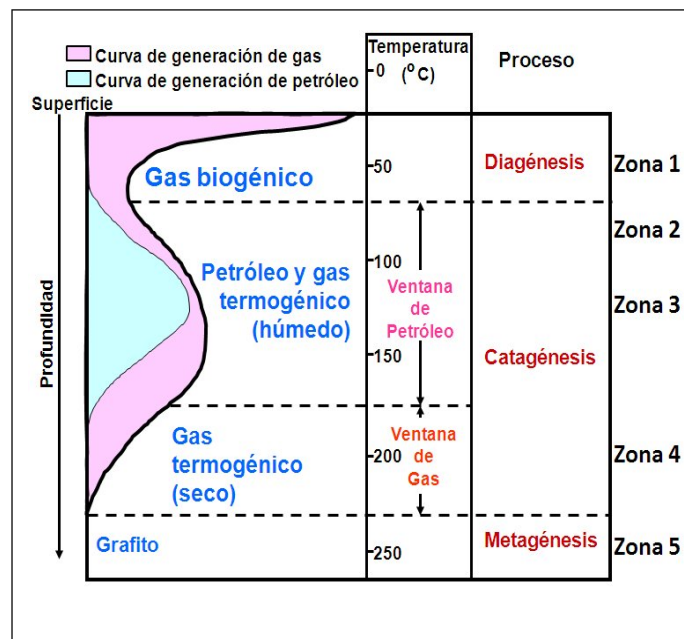


Figura 1. Etapas de generación de petróleo y gas en relación con la profundidad y la temperatura. [2]

Gas termogénico: Se forma a mayores profundidades y por ende temperaturas en una etapa denominada catagénesis donde ocurre el craqueo térmico de la materia orgánica (figura 1).

Gas amargo: Contenido de H₂S mayor de 4 ppm por cada pie cúbico.

Gas dulce: Contenido de H₂S menor de 4 ppm por cada pie cúbico.

Gas seco: Compuesto casi exclusivamente por metano. Contenido de metano (CH₄) mayor de 90 %.

Gas húmedo: Contiene concentraciones significativas de componentes de gas húmedo (etano, propano, butano) y condensado (hidrocarburos C₅+).

Gas asociado: Es aquel que coexiste con el petróleo líquido en un yacimiento. Por diferencia de densidad (más ligero) se encuentra atrapado entre el petróleo y el sello.

Gas no asociado: Es aquel gas acumulado en trampas geológicas, sin la presencia de petróleo líquido.

Recientemente ha surgido una nueva denominación o clasificación del gas natural sobre la base de las características de reservorio en que se encuentra:

Gas convencional: Son aquellas acumulaciones de gas natural que se encuentran en reservorios con altas porosidades y permeabilidades.

Gas no convencional: Se denomina gas no convencional, no porque sea un hidrocarburo con características nuevas (es sencillamente, gas natural); sino porque se encuentra en reservorios de mala calidad y para extraerlo se utilizan técnicas no convencionales.

¿Que es el gas no convencional?

La definición más técnica, hasta el momento, de gas no convencional dada por los geólogos e ingenieros, se refiere a aquel gas que es acumulado de forma continua, en lutitas y capas de carbón en sí mismas, antes de que se formen acumulaciones en trampas estructurales o estratigráficas. [3] En la tabla 1 se presenta una comparación entre los yacimientos convencionales y no convencionales sobre la base de los principales parámetros que los diferencian.

Tipos de gases no convencionales

Actualmente se describen cuatro tipos de gases no convencionales. En orden de importancia son:

1. *Tight gas*
2. *Shale gas*
3. *Coal bed gas*
4. *Hydrates gas*

Tight gas

En Latinoamérica se le llama gas de arenas compactas. Es el gas natural que se encuentra en formaciones muy compactas, con permeabilidades por debajo de 1 mD y porosidades variables, que oscilan entre 3-10 %. Generalmente se encuentran en arenas, aunque también pueden asociarse a carbonatos. [4] Así mismo se define como el gas contenido en reservorios muy compactos y cementados que entorpecen el flujo del gas. [8] Esto significa que aunque se conozca a priori de la existencia de grandes volúmenes de gas en un área, este no fluye fácilmente hacia los pozos perforados de forma económicamente rentable. La calidad del *tight gas* es similar a la del gas convencional, pero no así la calidad del reservorio donde se encuentra.

Shale gas

En Latinoamérica se le llama, indistintamente, gas de esquistos o de lutitas y se define como el gas natural atrapado en los poros de formaciones arcillosas, comúnmente esquistosas, las que a su vez lo han generado (roca madre). [4] Según este concepto, el famoso y mal llamado gas de esquistos no es otra cosa que el gas residual generado y no expulsado por una roca madre. Por lo tanto, el término de gas de esquisto no es otra cosa que una mala traducción al español del termino *shale* que significa lutita; o sea, en todo caso la traducción correcta sería gas de lutitas como se le llama en varios países hispanoparlantes. A criterio de los autores, el nombre correcto para este tipo de gas no convencional sería *source rock gas*, cuya traducción al español sería gas en roca madre. El *shale gas* está compuesto de gas libre (en los poros y fracturas) y gas adsorbido (en la materia orgánica y matriz mineral). Por la importancia económica que ha tomado el *shale gas* en los últimos años, se ha definido como un sistema que contiene la roca madre y el reservorio a la vez; en algunos casos puede incluir el sello. Este sistema puede ser parte de un sistema petrolero con acumulaciones convencionales y no convencionales. [5] Ver figura 2.

Coal bed methane (CBM)

En español, metano en capas de carbón. Según Correa-Gutiérrez [4] es un gas natural, esencialmente metano, generado y atrapado en capas de carbón. La formación de estas acumulaciones [6] ocurre durante las etapas tempranas de la formación del carbón, cuando se genera metano biogénico por la acción de las bacterias a bajas temperatura (50° C), poca profundidad y bajas presiones.

Hydrates gas

Los hidratos son una combinación especial de dos sustancias comunes, agua y gas natural. Si estas se unen bajo condiciones de alta presión y bajas temperaturas, la asociación se formará en estado sólido (hielo). Un vasto

Tabla 1
Comparación entre yacimientos de gas convencional y no convencional

Parámetros	Yacimientos	
	Convencionales	No convencionales
Mecanismo de acumulación de los fluidos	Entrampados, en cualquier disposición geométrica de rocas (trampa) que permita acumulaciones de gas en su superficie	Gas adsorbido en la estructura de la roca y la materia orgánica; gas libre en los poros y fracturas
Calidad del reservorio	De aceptables a buenas (alta porosidad y permeabilidad)	Malas (baja porosidad y permeabilidad)
Desarrollo del yacimiento	Fácil desarrollo, perforación de pozos de desarrollo	Pozos horizontales y multicaños. Trabajos de fracturación y estimulación
Condiciones de flujo	Favorables. Generalmente en los inicios de explotación los hidrocarburos fluyen solo por la presión del yacimiento (pozos surgentes)	Desfavorables. Hay que fracturar la roca y extraer importantes volúmenes de agua para que se libere el gas

volumen de sedimentos en el fondo de los océanos y las regiones árticas son propicias a la formación de hidratos. Se considera que los depósitos marinos en *offshore* de las costas del Caribe y Pacífico serán en el futuro los que tendrían mayor desarrollo e interés económico para ser explorados. [6] Por el momento los expertos la descartan por sus altos costos.

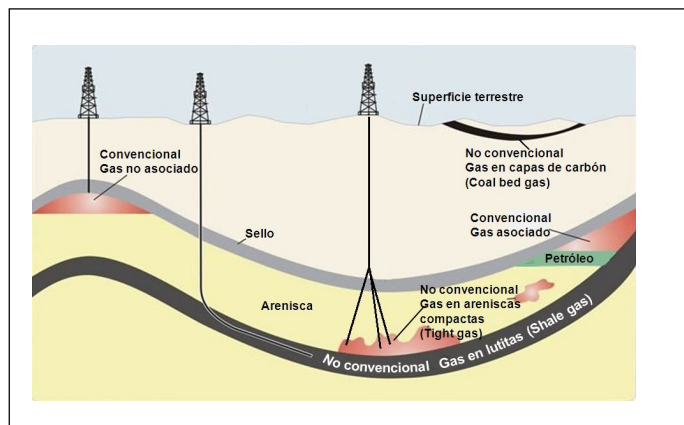


Fig. 2. Distribución esquemática de las acumulaciones de gas natural (convencional y no convencional). Tomado de <http://www.offshore-technology.com/features/feature97304/feature97304-1.html>.

En la figura 2 se muestra un esquema con la distribución de las acumulaciones de gas convencional y no convencional. Nótese que mientras el gas convencional se acumula (unido al petróleo o solo) en trampas de tipos estructurales y estratigráficas, el gas no convencional se acumula de forma aleatoria. Solo los denominados *shale gas* y *coal bed gas* se acumulan en la propia roca madre y su localización, en teoría, es menos compleja.

Métodos de exploración y explotación del gas no convencional

Para la exploración del gas no convencional (GNC) ha sido desarrollado un flujo de trabajo, [7] que incluye el estudio de las rocas, registros de pozos y sísmica. El mismo incluye análisis geológicos, geofísicos, geoquímicos y geomecánicos (figura 3).

Según Slatt, [7] cualquier estudio de gas no convencional (GNC) debe comenzar a partir de las rocas, preferiblemente utilizando núcleos, pero en ausencia de estos se pueden usar *cuttings* y afloramientos. Las técnicas para caracterizar las rocas (figura 3), tienen por objetivo describir la estructura, textura y estilos de estratificación. Además, determinar el potencial de roca madre en el caso del *shale gas*. Imprescindible en la caracterización de las muestras de rocas para la exploración de GNC son los estudios geomecánicos. Mediante la geomecánica se determinan dos propiedades decisivas que afectan la estabilidad del pozo y el fracturamiento hidráulico: el módulo de Young y la relación de Poisson.

El segundo objeto de estudio para la exploración del GNC (figura 3) son los registros de pozo. Lo primero es correlacionar los registros con las características de los núcleos determinadas en el paso anterior, para lo cual es muy importante precisar la correlación de profundidad núcleos-registros de pozo. [7] Dada la efectividad del registro *gamma ray*, [7] esa es la primera herramienta para identificar las litofacies y sus rasgos en los pozos sin núcleos. Para relacionar las propiedades geomecánicas de las rocas con las respuestas de los registros de pozos se utilizan los registros de porosidad (neutrón y densidad), espectroscopia, resonancia magnética, FMI (imagen de la formación del pozo) y sísmico.

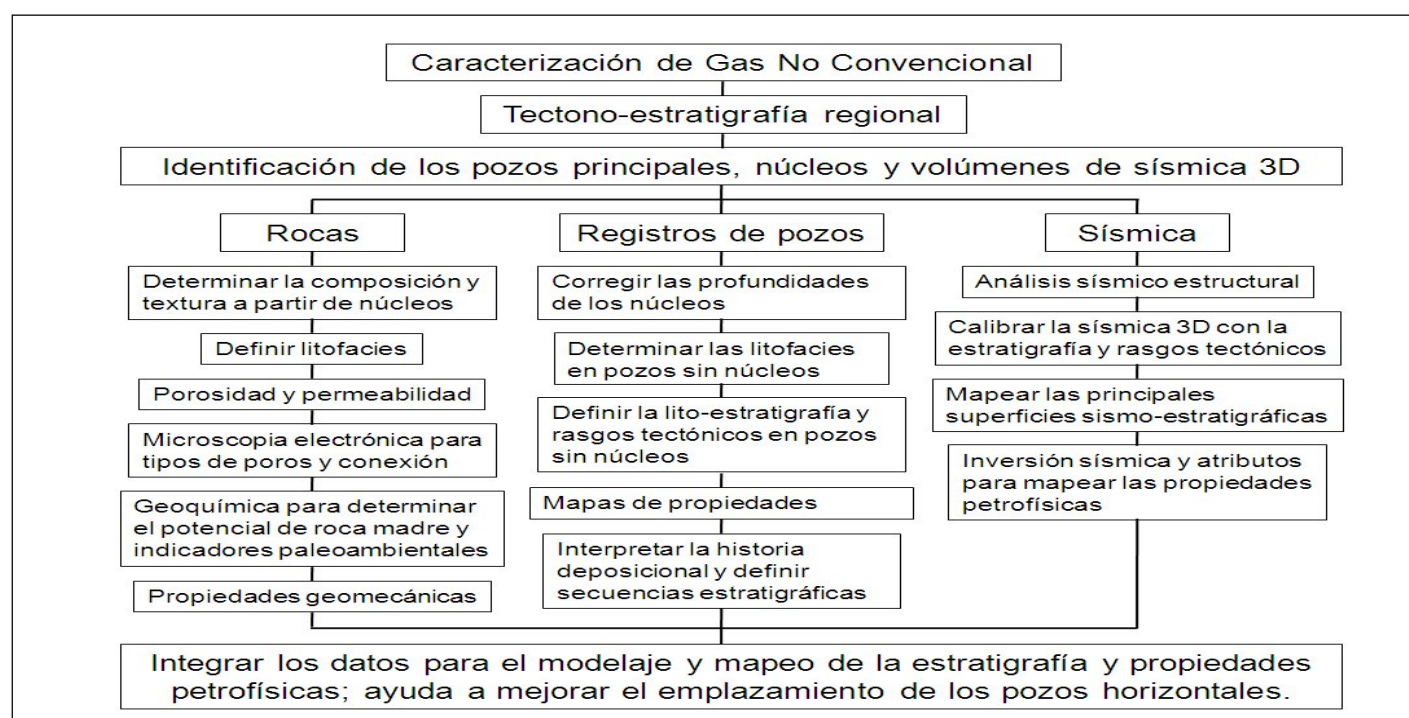


Fig. 3. Flujo de trabajo para el estudio del gas de lutita. [7]

El tercer objeto de estudio para la exploración del GNC, son los estudios sísmicos, preferentemente sísmica 3D. [7] El principal objetivo de la sísmica, al igual que en la exploración petrolera tradicional, es determinar los principales rasgos estratigráficos y estructurales que pueden ser limitantes en la producción de gas. [8] El análisis de atributos sísmicos (principalmente coherencia y curvatura) es muy importante en la exploración de GNC pues proporciona valiosa información sobre discontinuidades, fallas, fracturas, carsismo y sus efectos en las rocas gasíferas. [8] Los resultados de la interpretación de los mapas de atributos sísmicos permiten visualizar la variación de las propiedades composicional, petrofísica y geomecánicas de las litofacies que implican que algunas sean más favorables para la perforación horizontal que otras. Según Baruch [8] lo ideal es confeccionar mapas individuales por litofacies, aspecto bien difícil pues esto va a depender de la resolución de la sísmica. En este sentido se utilizan, para ayudar a la sísmica, la correlación con el registro *gamma-ray* (litofacies) en los pozos sin núcleos.

El último paso de la exploración de gas no convencional (figura 3), es la integración de los datos. El principal objetivo de esta etapa es construir un modelo 3D del área de interés. Una vez construido el modelo estructural se le incorporan las propiedades petrofísicas y geoquímicas de las litofacies con el propósito de seleccionar los intervalos más favorables para la perforación horizontal.

Como es conocido la perforación exploratoria es la última etapa del proceso de exploración petrolera. El aspecto más novedoso de la perforación para el GNC, y común para todos los tipos de GNC que se explotan actualmente, lo es sin dudas la fracturación hidráulica a presión. Esta técnica consiste en inyectar agua a presión con aproximadamente 1 a 2 % de productos químicos para mejorar sus propiedades reológicas y una pequeña cantidad de sólidos (arena mayormente) que queda en los intersticios de las rocas, manteniendo una vez reducida la presión, la apertura entre las rocas, permitiendo así el flujo del gas. [9]

Países pioneros en el tema del gas no convencional

En la figura 4 se muestra el pronóstico realizado por la compañía Wood Mackenzie, [10] del impacto potencial del GNC a nivel mundial para los próximos 20 años. En la misma se aprecia que solo América del Norte y Australia tienen desarrollado el tema en la actualidad y que para los próximos 5 años (hasta 2016) solo se estima progreso en América del Norte, específicamente en Canadá pues Estados Unidos está a la vanguardia del GNC. Según este estimado China sería la próxima región en desarrollar la exploración y explotación de GNC, lo cual solo será posible de 5 a 10 años. Europa y parte de Asia se estima que lo hagan a partir del 2020; mientras que para los países del tercer mundo, según Wood Mackenzie, no existe proyección.

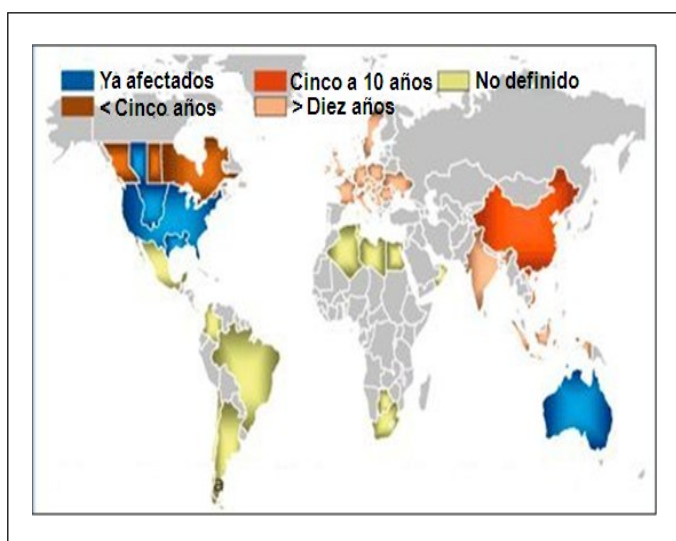


Fig. 4. Impacto potencial del GNC a nivel mundial. [10]

El pronóstico realizado por la compañía Wood Mackenzie, también tiene un cálculo cuantitativo de las posibles reservas de gas no convencional a nivel mundial. Según estas estimaciones, la región de Norteamérica sería la que más gas no convencional tendría con 108,7 Tm³ (tera metros cúbicos = billón de metros cúbicos). Asia, con China a la cabeza, sería la segunda región con casi 100 Tm³. En tercer lugar está la zona de Oceanía con grandes proyectos en Australia y 74,3 Tm³. Oriente Medio y Norte de África le seguirían de cerca con 72,1 Tm³. Tras ellas estaría Latinoamérica (con 65 Tm³). Europa sería la zona con menos proyección, con solo 33 Tm³. Sobre la base de estas cifras, América del Norte tendría el 24 % de las reservas de gas no convencional conocidas hasta la fecha a nivel mundial y Asia un 22 %; unidas representan casi la mitad de las reservas mundiales.

A pesar de que la compañía Wood Mackenzie no tiene un pronóstico definido para América Latina (figura 4), sobre la base de lo planteado en el Primer Simposio Latinoamericano de GNC, desarrollado en Argentina en el año 2011, [11] puede plantearse que hasta hace poco tiempo, este era un tema desconocido para la mayoría de los países. Sin embargo, con los recientes informes acerca del potencial de reservas en Argentina, México, Brasil, Chile, Paraguay, Bolivia y Colombia, [12] así como el éxito de varias perforaciones piloto, la región comenzó a ser blanco de importantes inversiones nacionales y extranjeras.

Premisas de áreas perspectivas para búsqueda de gas no convencional en Cuba

En la figura 5 se muestran las manifestaciones de gas conocidas en Cuba. En principio todas ellas (desde las mayores, hasta las más pequeñas) indican la existencia de rocas madre que alcanzaron condiciones favorables para la generación de gas. Estas rocas madre en las zonas de cocina van a estar saturadas de gas no expulsado (*shale gas*). En el caso del gas de origen biogénico serían rocas madre con

alto contenido de materia orgánica en etapa de diagénesis (figura 1); mientras que el gas de origen termogénico sería rocas madre en etapa de maduración tardía o sobremaduración. Existen evidencias de que el gas expulsado por las rocas madre ha alcanzado reservorios de baja calidad (*tight gas*) como las ofiolitas y volcánicos (figura 5). Sobre la base de lo expuesto anteriormente, y la ausencia de capas de carbón en la columna geológica cubana, puede plantearse que en Cuba solo debe existir gas no convencional del tipo gas en reservorios compactos (*tight gas*) y gas en lutitas (*shale gas*). Igualmente no se tienen, por el momento, datos o información fidedigna sobre la presencia de hidratos de gas en los mares que rodean a Cuba.

Áreas perspectivas para exploración de gas en reservorios compactos (*tight gas*)

En la figura 6 se muestra una sección ideal de Cuba. En su mitad norte se encuentran los sedimentos del margen continental norteamericano plegados y dislocados. La profundidad total de la sección sedimentaria se desconoce con exactitud pero se estima en el orden de 8-10 km. Esto quiere decir que a profundidades de más de 6 km toda la mitad norte del país presenta rocas madre maduras o sobremaduras (asociadas a los sedimentos del margen continental de aguas profundas y el *sinrift*) y reservorios de baja calidad. Estos son los dos elementos fundamentales para la existencia de un escenario de gas en reservorios compactos. Sin embargo, no se tiene referencias de proyectos de gas no convencional a grandes profundidades. Además de la dificultad de las grandes profundidades existe el inconveniente de la baja resolución de la sísmica.

A continuación se expone el conocimiento histórico de casos de gas en reservorios de baja calidad en distintas zonas de la mitad norte del país (figura 5).

Noroeste de Pinar del Río

En esta zona se conoce que varios de los pozos perforados en la década del 80 del siglo pasado descubrieron la existencia de gas (figura 5). Hasta el momento, los datos indican que el gas de Pinar del Río no clasifica dentro de lo que comúnmente se explota con la tecnología actual como gas de reservorios compactos. La industria ha asimilado reservorios con porosidades siempre por encima del 5 % (más frecuentemente 7-10 %) aunque las permeabilidades sean peores que las presentes en las rocas de Pinar del Río (figura 7). Es la porosidad la que al final garantiza que luego de mejorar artificialmente la permeabilidad se pueda producir los hidrocarburos de forma sostenida en el tiempo.

Cuenca Central

Otra área con manifestaciones y producción de gas en reservorios de mala calidad es la denominada Cuenca Central. La misma se localiza en la provincia de Ciego de Ávila (figura 5) y desde mediados del siglo pasado se explota petróleo y gas en rocas volcánicas; reservorios que sobre la base de su mala calidad pudiesen considerarse no convencionales. Es importante señalar que en el yacimiento Pina existe la experiencia de la aplicación de la fracturación hidráulica con arena como método de incremento de la producción, lográndose buenos resultados.

Costa norte de Cuba Central

En esta zona del país, se exploran los denominados *play presal*. Se trata de localizar y perforar los sedimentos del *sinrift* yacientes debajo de los sedimentos de plataforma y los trabajos se realizan en el Bloque L (figura 5). En este tipo de escenarios geológicos la única roca madre posible son los sedimentos del *sinrift*; rocas madre potenciales para la generación de gas pues tienen kerógeno de tipo III [1, 14].

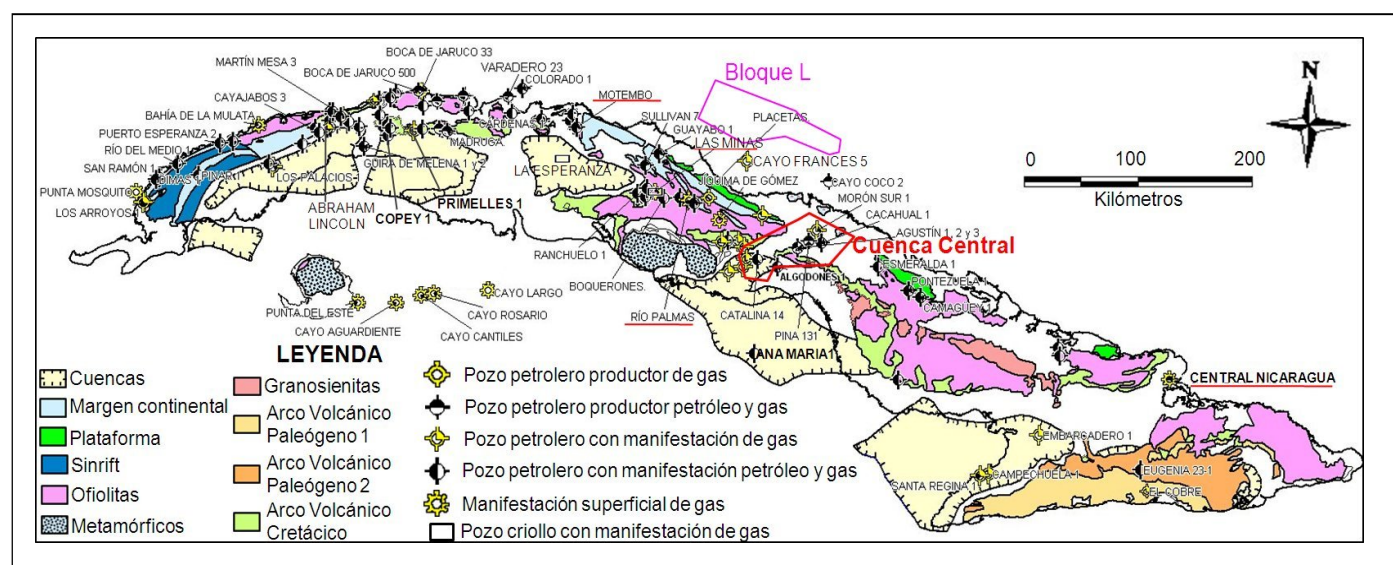


Fig. 5. Manifestaciones de gas en Cuba, sobre una base geológica simple. Nótese que desde oriente hasta occidente existen manifestaciones tanto en pozos como en superficie.

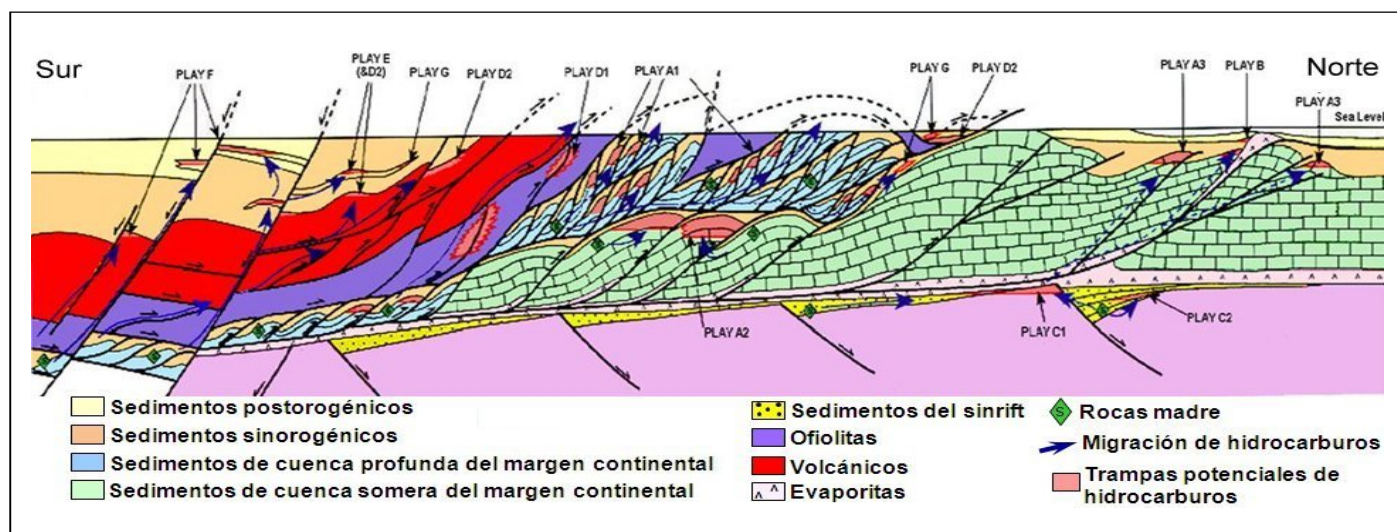


Fig. 6. Sección geológica ideal de Cuba. [13]

		Permeabilidad (md)			
		X.0 Units	0.X Tenths Los Arroyos 1	0.0X Hundredths	0.00X Thousandths
Porosidad (%) - Φ	1-2				
	3-4				
	5-6			• •	•
	7-8		• •	• • • • • • • •	• • • • •
	9-10	•	• •	• • • • • • • •	• • • • •
	11-12			• •	
	13-14		•	• • •	
	≥15				

LA (2625-2672 m): Φ_{prom} -1.33 %, K_{prom} -0.388 mD

Fig. 7. Comparación de porosidades y permeabilidades en campos de *tight gas* (EUA) e intervalo ensayado en el pozo Los Arroyos 1, que arrojó más de 1 millón de m³/día.

Áreas con gas no convencional en ofiolitas

De forma aislada existen otras áreas donde se conoce de la existencia de gas natural en reservorios no convencionales, en este caso ofiolitas (marcados con una línea roja en la figura 5). El mejor ejemplo es la zona de Motembo en el extremo noroeste de la provincia de Villa Clara. Allí se descubrió en 1881 el yacimiento Minas de Motembo que produjo nafta de 56-62° API y gas. En la actualidad se extraen pequeños volúmenes de gas que se emplean por los pobladores para uso doméstico. Otra localidad con gas en ofiolitas es Las Minas, ubicada 3 km al oeste de la ciudad de Santa Clara (provincia de Villa Clara) (figura 5). Allí, varios núcleos familiares y el consultorio del médico de la familia, utilizan el gas como combustible doméstico. También en el río Palmas, ubicado a unos 25 km al este de la ciudad de Santa Clara (figura 5), existe una manifestación gaseosa, en varias pocetas del río. Por último, en el oriente cubano,

6 km al sur del poblado de Banes (provincia de Holguín) (figura 5) se conoce una manifestación de gas en el patio del central azucarero Nicaragua.

Formación Vega Alta

La formación Vega Alta ha sido encontrada en todos los yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados y constituye el sello regional para todos los mantos de la UTE Placetas, por presentar baja porosidad y permeabilidad. Esta formación geológica, con frecuencia, se manifiesta activamente durante la perforación provocando la irrupción de gas en el lodo. En el yacimiento Boca de Jaruco 4 pozos, ubicados indistintamente en la parte oriental (BJ 198), central (BJ 190, 296 y 107) y occidental (BJ 50) del yacimiento, han producido gas en la formación Vega Alta a profundidades que oscilan entre 1 200 y 1 800 m. Los porcentajes de metano inferiores a 99,5 % y los de hidrocarburos pesados (C2+) superiores al 5 % indican que son gases húmedos generados durante la catagénesis de la materia orgánica (figura 1). La formación Vega Alta está siendo investigada en varios pozos del yacimiento Puerto Escondido y existe un programa para definir su verdadero potencial de producción de gas. La principal dificultad para desarrollar un proyecto de gas no convencional es la pobre definición de su morfología en el subsuelo por parte de los datos sísmicos.

Resumen del potencial de gas en reservorios compactos (*tight gas*)

- La información histórica apoya la posible existencia de escenarios de gas en reservorios compactos en la mitad norte de Cuba. Las manifestaciones documentadas se tratan de gas termogénico generado a grandes profundidades que migró con posterioridad a reservorios de baja calidad.

- En el caso de la formación Vega Alta la principal dificultad para desarrollar un proyecto de gas no convencional es la pobre definición de su morfología en el subsuelo por parte de los datos sísmicos.

- En el caso específico de Pinar del Río con rocas térmicamente maduras, compactas, de baja porosidad y permeabilidad. Aquí la migración pudiera provenir de la misma roca. La mayor dificultad reside en la baja calidad de la información sísmica, como ocurre en la mayor parte de los cinturones plegados y cabalgados del mundo.

- Con relación a los reservorios compactos relacionados con la base de las cuencas terciarias de Cuba se trata principalmente de rocas volcánicas y ofiolitas a los cuales ha llegado el gas en forma de migración secundaria o terciaria. La dificultad aquí reside en que no hay ningún método que permita pronosticar la presencia de gas o petróleo en estas secuencias.

- Ninguno de los casos conocidos y descritos con anterioridad cumplen con las premisas conocidas del gas en reservorios compactos (*tight gas*), que ha sido desarrollados en el mundo (figura 7).

Áreas perspectivas para gas en lutitas (*shale gas*)

Ante todo debe recordarse que el *shale gas* no es más que el gas residual generado y no expulsado por una roca madre. Por lo tanto, el punto de partida para elaborar las premisas sobre las áreas perspectivas en Cuba sería localizar cuencas con grandes espesores de sedimentos jóvenes para la posible generación de gas biogénico [6] y áreas con elevado nivel de maduración termal para la generación de gas termogénico.

Áreas perspectivas para *shale gas* de origen biogénico

Es conveniente destacar que en Cuba se conoce de la posibilidad de generación de gas biogénico a partir de los resultados de 3 muestras de gas del pozo Martín Mesa 11 con contenidos de metano (CH₄) superiores a 99,5 %, (99,48; 99,5 y 99,7 % respectivamente) indicando posible origen biogénico. Sin embargo, las áreas más perspectivas para la generación de este tipo de gas en Cuba serían las denominadas cuencas del sur (Los Palacios, Vegas, Mercedes, Ana María y Cauto, figura 6) donde existe un gran espesor de sedimentos jóvenes (terciarios, figura 6).

En muchas de estas cuencas se conocen manifestaciones de gas tanto en pozos como superficiales (figura 5); indicando la existencia de rocas madre que generaron gas y que están saturadas del gas no expulsado. Premisas imprescindibles para la exploración de *shale gas*.

Áreas perspectivas para *shale gas* de origen termogénico

Ante todo debe señalarse que, en la mitad norte de Cuba la tectónica de cabalgamientos provoca que los sedimentos del jurásico superior al cretácico medio actúen como rocas madre y reservorios a la vez (figura 8). Como reservorios se comportan en la zona frontal de los mantos plegados y cabalgados, donde forman trampas estructurales. Como rocas madre actúan en la profundidad donde alcanzan la temperatura adecuada para la generación (tabla 2).

De existir acumulaciones de *shale gas* en la mitad norte de Cuba, estarían dentro de las rocas madre a profundidades donde estas hayan alcanzado la ventana de generación de gas (figura 8). La ventana de generación de gas se encuentra a profundidades que oscilan entre 4 620 y 6 635 m en la Franja Norte de Crudos Pesados (tabla 2). Además de la dificultad de las grandes profundidades a que estarían las posibles acumulaciones de gas de lutita (*shale gas*) de origen termogénico en Cuba, existe el inconveniente de la baja resolución de la sísmica para identificar las zonas de rocas madre en ventana de generación producto de la tectónica de cabalgamientos.

Resumen del potencial de gas de lutitas

- En las provincias del norte, las posibles acumulaciones de gas de lutitas estarían dentro de las rocas madre a profundidades donde estas hayan alcanzado la ventana de generación de gas. Pero además de la dificultad de las grandes profundidades, existe el inconveniente de la baja resolución de la sísmica para identificar las zonas de rocas madre en ventana de gas.

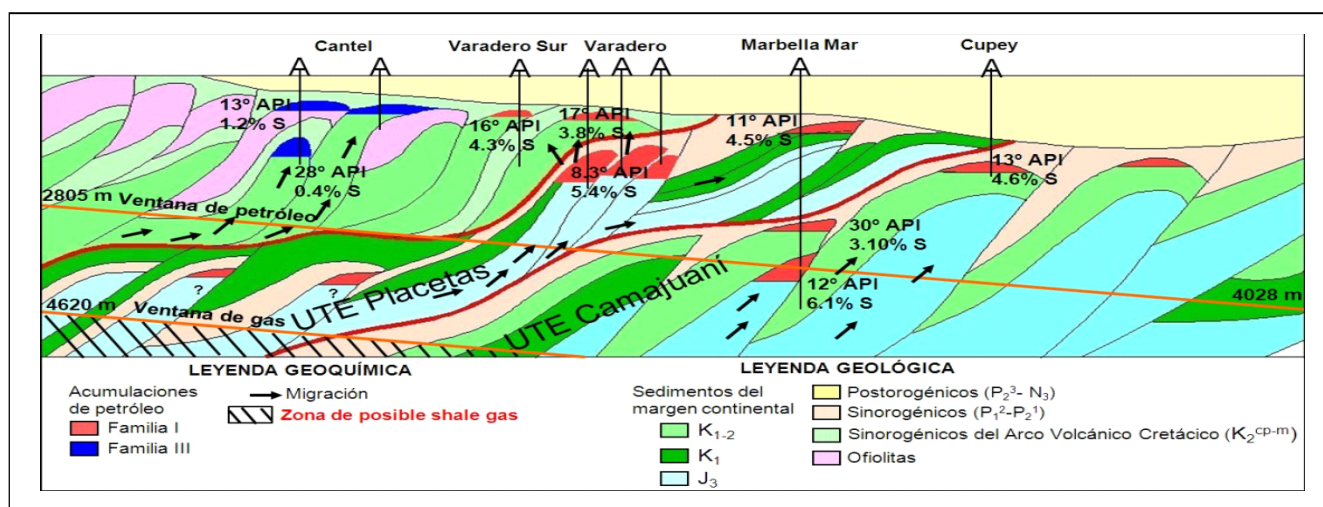


Fig. 8. Esquema geólogo-petrolero del área Cantel-Cupey [13]). Aquí se muestra cómo la tectónica de cabalgamientos provoca que los sedimentos del margen continental (J_3 - K_2) actúen como rocas madre y reservorios a la vez, y posible zona de *shale gas*.

Tabla 2

Profundidades de generación de hidrocarburos en la Franja Norte de Crudos Pesados; calculadas a partir de datos de gradientes geotérmicos reportados por Cermak. [15]

Pozo	Tipo de medición y prof. máxima	Gradiente geotérmico (°C / km)	Prof. ventana de petróleo (110°C) metros	Prof. pico ventana petróleo (135°C) metros	Prof. ventana de gas (165°C) metros
Vía Blanca	HAT, < 500	22,10	3 846	4 977	6 335
B. Jaruco	HAT, < 500	22,20	3 829	4 955	6 306
Yumurí	HAT, < 500	23,10	3 680	4 762	6 061
Camarioca	HAT, < 500	30,30	2 805	3 630	4 620
Varadero	HAT, < 500	26,60	3 195	4 135	5 263
Guásimas	HAT, < 500	24,80	3 427	4 435	5 645
Cupey 1X	HAT, < 500	21,10	4 028	5 213	6 635
HAT- High accuracy temperature from standard logs					

- En las cuencas del sur existe un potencial sin aclarar. Si bien la información sísmica en estas zonas por lo general es de buena calidad, lo cual es la condición sin la que no se puede emprender programas de perforación horizontal dirigida. Aquí la mayor dificultad reside en la pobre definición de secuencias con alto contenido de materia orgánica. Hasta el momento no hay datos que confirmen o nieguen la existencia de niveles de roca madre.

CONCLUSIONES

1. El término de gas no convencional se debe a las técnicas no convencionales para hacer rentable la explotación de gas natural en reservorios de mala calidad, y no porque sea un hidrocarburo con características nuevas.

2. Los principales tipos de gases no convencionales que se explotan actualmente son: *Tight gas* (gas de reservorios compactos), *shale gas* (gas de lutitas, específicamente gas de roca madre); *coal bed methane* (metano en capas de carbón).

3. La principal tecnología que hace posible la explotación del gas no convencional es la fracturación hidráulica a presión con arena (*hydrofracking*); combinado, en la mayoría de los campos productores del mundo, con la perforación de pozos horizontales y multicaños.

4. Estados Unidos es el pionero en la exploración y explotación del GNC pero esta tecnología y sus elementos fundamentales se están extendiendo con gran rapidez por el mundo.

5. Preliminarmente, en Cuba solo existe posibilidad de desarrollo de proyectos de *tight* y *shale gas*.

6. Las áreas perspectivas para la búsqueda de *tight gas* son los reservorios de baja calidad del margen continental (mitad norte de Cuba) así como los volcánicos y ofiolitas.

7. Las áreas potenciales para la producción de *shale gas* son: en la provincia norte rocas madre que hayan alcanzado la ventana de generación de gas (gas termogénico) y niveles con alto contenido de materia orgánica en las cuencas del sur (gas biogénico).

8. En Cuba, la de más fácil determinación y delimitación son los escenarios de *shale gas* por el conocimiento de la geoquímica y las posibilidades de contar con una sísmica de alta calidad en los sedimentos terciarios de las cuencas del sur.

REFERENCIAS

1. LINARES CALA, Evelio; GARCÍA DELGADO, Dora; DELGADO LÓPEZ, Orelvis; et al. *Yacimientos y manifestaciones de hidrocarburos de la República de Cuba. La Habana, Cuba*: PALCOGRAF, 2011, 480 pp. ISBN 978-959-7117-33-9.
2. BORDENAVE, M.L. *Applied Petroleum Geochemistry*. París, Francia: Technip, 1993, 528 pp. ISBN 9782710806295.
3. MOHAGHEGH, D.; NUNSAVATHU, U. *Development of a Series of National Coalbed Methane* [en línea]. SPE 98011. Morgantown, West Virginia, USA, [ref. Septiembre 2005]. Disponible en Web: <http://www.pe.wvu.edu/Publications/Pdfs/98011.pdf> [consultado en octubre 2011].
4. CORREA-GUTIÉRREZ, Tomas Felipe; OSORIO, Nelson; RESTREPO RESTREPO, Dora Patricia. "Unconventional Natural Gas Reservoirs". *Energética*, 2009, Diciembre de 2008- Julio de 2009, núm. 41, pp. 61-72.

5. **JARVIE, D. M.; HILL, R.J.; RUBLE, T.E.; POLLASTRO, R. M.** "Unconventional Shale-Gas Systems: The Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as One Model for Thermogenic Shale-Gas Assessment". *AAPG Bulletin*, 2007, vol. 91, pp. 475 - 499.
6. **SCHOELL, Martin.** "Multiple Origins of Methane in the Earth". *Chemical Geology*. 1988, vol. 71, núm. 1-3, 15 December, pp. 1 - 10.
7. **SLATT, Roger; PHILP, Paul R.; O'BRIEN, Neal et al.** *Pore-to-Regional-Scale, Integrated Characterization Workflow for Unconventional Gas Shales* [en línea]. AAPG book on gas shales, Texas, USA, [ref. Abril 2011]. Disponible en Web: http://shale-consortium.com/docs/Slattetal_chapter02.pdf [consultado en octubre 2011].
8. **BARUCH, Elizabeth; SLATT, Roger; MARFURT, Kurt.** *Seismic Analysis of the Barnett Shale and Ellenburger* [en línea]. AAPG book on gas shales, Texas, USA [ref. Abril 2011]. Disponible en Web: http://shale-consortium.com/docs/Baruch_et_al_chapter13.pdf [consultado en octubre 2011].
9. **BROWN, D.** "Shale Drilling New Rig Technology; Room for More Despite Looming Slowdown". *AAPG Explorer*, 2008, vol. 29, núm. 11, pp. 8 - 10.
10. **RHODRI, Thomas; WOOD MACKENZIE.** *Unconventional Gas Gaining Momentum Worldwide* [en línea]. Petroleum Economist, [ref. Febrero 2010]. Disponible en Web: <http://www.petroleum-economist.com/Article/2746052/Unconventional-gas-gaining-momentum-worldwide.html> [consultado en octubre 2011].
11. **GROUP E IBC DE BRASIL.** *Primer Simposio latinoamericano de Gas No Convencional* [en línea]. Asociación de Profesionales de las Industrias del Petróleo y de la Minería de Argentina [ref. Septiembre 2011]. Disponible en Web: <http://gasnoconvencional.com/programacion.shtml> [consultado en octubre 2011].
12. **VERA DÍAZ, Julio César.** *Perspectivas de los hidrocarburos no convencionales en Colombia* [en línea]. XIII Congreso Nacional y IV Internacional de Servicios Públicos y TIC, Medellín [ref. Junio 2011]. Disponible en Web: <http://gasnoconvencional.com/programacion.shtml> [consultado en octubre 2011].
13. **LÓPEZ-RIVERA, J. G. et al.** "La geología de los sistemas petrolíferos de Cuba". Centro de Investigaciones del Petróleo, 1995. Ciudad de La Habana (Informe Interno) 256 pp.
14. **DELGADO LÓPEZ, Orelvis.** "Geoquímica de los sistemas petroleros presentes en Cuba Occidental", Tesis de maestría, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, La Habana, Cuba, 2003.
15. **CERMÁK, V.; KRESL, M.; NÁPOLES, M.** "First Heat Flow Density Assessment in Cuba". *Tectonophysics*, 1984, vol. 103, pp. 283 - 296.

AUTORES

Orelvis Delgado López

Ingeniero Geólogo, Máster en Geofísica Aplicada, Investigador Agregado, Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba

Osvaldo López Corzo

Ingeniero Geólogo, Máster en Geofísica Aplicada, Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba

Rafael Tenreyro Pérez

Ingeniero Geofísico, Doctor en Ciencias Geológicas Mineralógicas, Unión Cuba-Petróleo, Dirección de Exploración-Producción, La Habana, Cuba

Juan Guillermo López Rivera

Ingeniero en Geología del Petróleo y Gas, Doctor en Ciencias Geológicas, Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba

Unconventional Gas, Status and Perspectives for Its Exploration in Cuba

Abstract

The purposes of this paper, is to define the unconventional gas types that can be found in Cuba and elaborate premises of perspectives areas for its exploration in Cuba. For this reason, a bibliographic revision was done over the internet, because of the absent of textbooks and experiences of this topic in Cuba. For the enunciation of perspectives areas for unconventional gas exploration in Cuba, both gas exploration reports in national territory and theoretical aspects elucidated over the internet were used. Through this method of research it was possible to understand the theoretical aspect of unconventional gas, the definition of the unconventional gas types that can be present in Cuba and the most perspectives areas in order to begin its exploration. From these results it is possible to conclude that: The term unconventional gas is used because of the unconventional technical used for make the production of natural gas profitable from low quality reservoirs, and not because it is a hydrocarbon with different characteristics. The main unconventional gas types, which are being developed nowadays worldwide, are: Tight gas, shale gas y coal bed methane. Preliminarily, in Cuba only exist conditions for tight and shale gas development.

Key words: unconventional gas, shale gas, hydrocarbons exploration in Cuba