

CUANTÍA DE LOS HIDROCARBUROS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO: CONSECUENCIAS Y FUTURO

Jean PASQUALI ZANÍN

Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ciencias, Instituto de Ciencias de la Tierra, Caracas.
Correo-e.: 38jcaj@gmail.com

RESUMEN

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) es una gran concentración de hidrocarburos que alcanza un volumen *in situ* de unos $1,3 \times 10^{12}$ barriles (bbl). Éstos incluyen un 65 por ciento de crudos extra pesados y un 35 por ciento de betún o bitumen natural. Se estima que unos 230×10^9 bbl puedan ser extraídos económicamente.

El término *reserva* incluye conceptos científicos, tecnológicos, legales, económicos y ambientales. Los avances científicos y tecnológicos significan un aumento en la cantidad de material aprovechable económicamente, mientras que las variaciones de los precios de los hidrocarburos y sus derivados, de las leyes, de los reglamentos, de los impuestos, pueden aumentar o disminuir dicha cantidad.

El término *factor de recobro* (FR) depende de las condiciones del yacimiento, el mecanismo de empuje de los hidrocarburos, la viscosidad de los fluidos, la porosidad, la permeabilidad, las tecnologías de extracción, el efecto de las variables que determinan las reservas y el operador. El FR es una estimación que varía con el tiempo y tiene una utilidad predictiva limitada.

Los métodos de extracción utilizados en la FPO han mejorado con el tiempo. Existen amplias oportunidades para adelantos tecnológicos significativos. Se hacen sugerencias específicas para el desarrollo e implementación de métodos que pudieran significar un aumento considerable en la fracción del petróleo extra pesado y del betún que se encuentren cercanos a la superficie.

La consideración del valor económico de la FPO debería incluir, además del petróleo y sus productos derivados, el gas absorbido en los lignitos de la cuenca y, probablemente, depósitos de uranio.

Las reservas de FPO comúnmente aceptadas en la actualidad podrían sostener una producción de 3 millones de barriles diarios por más de 200 años. Esta extraordinaria circunstancia hace recomendable la discusión activa y continua de su desarrollo y el desarrollo de su área con una muy amplia participación.

Palabras claves: Crudos, extracción, producción, tecnología, Venezuela

ABSTRACT

Hydrocarbon Resources of the Orinoco Petroleum Belt: Consequences and Future.

The Orinoco Oil Belt (FPO) is a large deposit of extra-heavy crudes and natural bitumen that reaches an *in situ* volume of 1.3×10^{12} barrels (bbl). This amount includes a 65 per cent extra-heavy oils and 35 per cent bitumen. An estimated volume of 230×10^9 bbl could be economically produced.

The term *reserve* includes scientific, technological, legal, economic, and environmental concepts. Scientific and technological advancements lead to an increase in the quantity of material that may be extracted economically, while variations in hydrocarbon prices and the products derived from them, laws, regulations, and taxes may increase or decrease that quantity.

The term *recovery factor* depends on conditions of the deposit, the crude's driving mechanism, viscosity of fluids, porosity and permeability of the reservoir, production technologies, the effect of the variables that determine reserves, and the operator. The recovery factor is an estimate that varies with time and has a limited predictive usefulness.

FPO's production methods progressed with time. There are ample opportunities for significant technological advancements. Specific suggestions for the development and use of new production techniques that could mean a considerable increase of the fraction of near-surface extra heavy oil and bitumen produced are presented.

The consideration of the economic value of FPO should include, beside crudes and bitumen and the products derived from them, the gas absorbed in lignites of the basin and, probably, uranium deposits.

FPO's reserves commonly accepted could sustain a 3-million bbl per day production rate for more than 200 years. This extraordinary circumstance merits an active and continuous discussion, with ample participation, of its development and the development of other related opportunities in the same area.

Key words: Crudes, extraction, production, technology, Venezuela.

INTRODUCCIÓN

En el mundo de hoy las sociedades funcionan, en buena parte, con la energía acumulada en los hidrocarburos naturales, cuyas reservas, en términos

de petróleos convencionales, están a un nivel que indica o predice, una alta probabilidad de que no alcanzarían para atender a la creciente demanda de energía (BOLÍVAR *et al.* 2006, LINCOLN 2005, LAHERRÈRE 2006; TOD 2009).

Aunque está en marcha toda una tendencia para aumentar el uso de fuentes alternas y el desarrollo de otras, los hidrocarburos naturales mantendrán una fracción importante del consumo de energía por varias décadas (SCHOLLNBERGER 2009), además de seguir sirviendo de materias primas para la industria química.

Desde hace algunos años se ha detectado una tendencia al calentamiento global del planeta, atribuida, al menos en parte, a las emanaciones de CO₂ y CH₄, asociadas al uso humano o emisión natural de hidrocarburos y otros gases. Esta tendencia pudiese causar cambios ecológicos importantes y mayormente negativos para las especies existentes y para la humanidad, lo que ha llevado a discusiones y esfuerzos para substituir el uso de los hidrocarburos fósiles por otras fuentes de energía.

Esta situación de reservas decrecientes de hidrocarburos y del deseo de disminuir su uso como fuentes de energía, le otorga una gran importancia social actual a las grandes acumulaciones como la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) y las areniscas bituminosas de Athabasca, Canadá, aunque su importancia social pudiera ir disminuyendo paulatinamente en un largo periodo de tiempo.

Se incluyen algunos elementos técnicos, para permitirle al lector no especializado en la materia, entender eficientemente lo que está envuelto en esta temática importante y compleja.

El propósito de este trabajo es resaltar las implicaciones del tamaño de las reservas de la FPO para el futuro de Venezuela y aportar ideas para su mejor aprovechamiento.

LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

La FPO ocupa el Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en un área de unos 460 km de longitud y unos 40 km de ancho, mientras que, dentro de esta área, se ha comprobado saturación de hidrocarburos en unos 13.600 km² (MARTÍNEZ 2004: 52). Fue detectada con el pozo La Canoa N° 1 en 1936, el cual encontró un crudo muy pesado, muy viscoso y, en aquel entonces, de poco valor económico. Fue descubierta como tal, con el pozo Suata N° 1 en el 1938, el cual permitió evidenciar tres intervalos de arena neta petrolífera de 12, 15 y 35 m de espesor (MARTÍNEZ 2004: 38).

La primera visión general de la FPO fue publicada por GALAVÍS & VELARDE (1967, 1972), quienes estimaron conservadoramente la presencia de 692 x 10⁹ barriles (bbl)(1 bbl = 159 litros), utilizando un

factor de reducción del 50 %. Esta cantidad de hidrocarburos está representada por crudos extrapesados y por betún o bitumen, un material con una viscosidad mayor a 10.000 centipoise (cP), medida a la temperatura del yacimiento, a presión atmosférica y sin gas disuelto (SCHOLLNBERGER 2009). Las instituciones y las personalidades que contribuyeron significativamente al conocimiento actual de la FPO, sus aspectos históricos y técnicos han sido tratados en detalle en un libro reciente de lectura recomendada (MARTÍNEZ 2004).

Mientras que los límites Norte y Sur de la FPO están bastante bien establecidos por la densidad del crudo menor a 12° API al Norte y por el curso del río Orinoco al Sur, los límites Este y Oeste deberán determinarse utilizando varios criterios, incluyendo pozos exploratorios y la naturaleza de los hidrocarburos al Este.

EL CONCEPTO DE RESERVAS

En el área de los yacimientos minerales el término *reserva* reúne conceptos científicos, técnicos, legales y económicos. Las reservas de un yacimiento minero o petrolero es la cantidad de material natural que, por su masa, tenor o concentración del material útil, posición y distribución en la naturaleza que, con la tecnología existente y utilizable, se puede extraer y beneficiar a un costo que permita obtener beneficios al vender los productos a precio de mercado.

Como la explotación de un yacimiento puede durar de decenas de años a siglos, debe dársele debida consideración al cambio de las diversas variables en el tiempo. Por ejemplo, la masa de material útil puede variar según el avance de las tecnologías utilizadas para su extracción y beneficio, las tecnologías de extracción o beneficio pueden no existir en un momento dado y luego ser desarrolladas, las condiciones ambientales legalmente exigidas pudieran tornarse más estrictas y no permitir la extracción, o los impuestos aumentar o disminuir dependiendo de la nación, el municipio o el estado, o cambiar el valor de mercado de los productos, etcétera.

En el área petrolera existen guías con reglas y procedimientos para estimar las reservas de hidrocarburos de un yacimiento; quizás los más conocidos y utilizados son los emanados de la U.S. Security Exchange Commission (SEC), cuya última versión salió en enero de 2009 y entró en efecto en enero de 2010 (SCHOLLNBERGER 2009). En esta versión se incluyen las reservas de petróleo, de betún o bitumen y de gas, y se definen con precisión los diversos términos técnicos utilizados para describir los procedimientos a seguir en su determinación.

En el caso del petróleo, como producto de una secuencia exploratoria exitosa, se puede estimar la

cantidad de hidrocarburos en el subsuelo que, comúnmente, se denomina petróleo *in situ*. Debido a que el petróleo se encuentra en los poros y oquedades de las rocas, solo se puede producir una fracción del que está presente, mientras que el resto no se puede extraer económicamente. La cantidad de 692×10^9 bbl estimados por GALAVÍS & VELARDE (1967, 1972) en la FPO se refiere a petróleo *in situ* y el factor de reducción del 50 % se refiere a que estos autores no contaban con muchos datos en la época en que hicieron su estimación y decidieron reportar solo la mitad de lo que sus datos les permitían estimar. Es sorprendente que su estimación original fuese casi exactamente lo que el proyecto Orinoco Magna Reserva determinó a fines del 2007, con datos de varios centenares de pozos, que es de 1360×10^9 bbl (PDVSA 2007). Según MARTÍNEZ (2004: 192) estos hidrocarburos están compuestos en un 65 por ciento por crudos pesados y en un 35 por ciento de betún o bitumen natural.

FACTOR DE RECOBRO

El *factor de recobro* (FR) tiene mucha importancia en la industria petrolera; es la relación de la cantidad de petróleo que se puede extraer económicamente de un yacimiento dividida entre la cantidad de petróleo que se ha estimado existe *in situ*, en los poros o cavidades de la roca que lo contiene (LAHERRÈRE 1997).

El FR depende de muchos factores como lo son: las condiciones del yacimiento, el método de empuje del petróleo, la viscosidad de los fluidos, la porosidad, la permeabilidad, la o las tecnologías utilizadas para la extracción, las demás variables consideradas en el concepto de reservas y el operador. Como algunas de estas características no pueden conocerse de antemano con precisión, el FR es una apreciación que puede no ser de gran utilidad predictiva. De hecho, LAHERRÈRE (1997), un especialista en la materia, asevera que,

“La publicación de reservas es un acto político que trata de influir el lado económico” y “La publicación del factor de recobro es un acto promocional del lado técnico”.

Para la FPO, GALAVÍS & VELARDE (1967 y 1972) estimaron el FR de 0,10 o 10%, utilizando métodos térmicos de producción. KISER (1987) estimó un FR del 10 % para el área de Machete, ahora Boyacá. VEGA & ROJAS (1987), para un yacimiento de alta prioridad dentro del área de Zuata, ahora Junín, considerando diversas técnicas y condiciones favorables, sugieren un FR del 12 %. La compañía Petrozuata (KOPPER *et al.* 2001) espera lograr un FR de 10 % para el campo de Zuata en 35 años de explotación. En ese mismo año, UZCÁTEGUI (2001) menciona un factor de recobro para la FPO entre el 7

y el 12 %. PDVSA (1983, II: 212) ha estimado un factor de recobro de 10 % para los yacimientos de la Formación Oficina y un 5 % para las formaciones correspondientes de la sub-cuenca del Guárico; PDVSA (2007) en sus *Planes Estratégicos — Presentación de la Faja Petrolífera del Orinoco*, separa el pasado, con un factor de recobro entre 5 y 10 %, del futuro, con un factor de recobro esperado del 20%.

El FR del betún de las arenas bituminosas de Athabasca, cuando son minadas en superficie y la materia orgánica es separada de las arenas con agua caliente, es del orden del 80 % y puede llegar hasta el 90 % (TCEAS 2009). Cuando la producción se realiza a través de pozos en frío, es decir, sin asistencia de calentamiento, el FR típico está entre 1 y 10 %; mientras que con calentamiento, fracturación, etcétera, el FR puede estar entre 20 y 40 % (CHEN 2006).

MÉTODOS DE EXTRACCIÓN

Uno de los factores más importantes para la utilización económica de los petróleos extrapesados y betunes de FPO es su extracción. Hasta ahora se han utilizado los métodos de extracción tradicionales, desarrollados para crudos tradicionales, para la evaluación y producción en ciertas áreas de la FPO. Esto significa producción en frío, en donde el crudo mantiene la alta viscosidad que tiene a la temperatura del yacimiento, lo que implica una baja tasa de producción. Posteriormente se ha utilizado métodos tradicionales adaptados a crudos pesados y extrapesados, los cuales son conocidos en la industria petrolera mundial por sus siglas, tales como drenaje por gravedad asistido por vapor (*steam assisted gravity drainage*) o SAGD, combustión *in situ* (*toe to heel air injection* o THAI, producción en frío de crudo pesado con arena (*cold heavy oil production with sand* o CHOPS, combustión *in situ* (*in situ combustion* o ISC, extracción con vapor (*vapor-extraction process* o VAPEX) y otros (DUSSEAULT *et al.* 2002, DUSSEAULT 2008, THOMAS 2008).

El método más comúnmente usado en la actualidad, tanto en la FPO como en las areniscas de Athabasca no explotadas a cielo abierto, es el SAGD. Es importante señalar que cada método da mejores resultados según las condiciones del yacimiento. Por ejemplo, el SAGD requiere de intervalos productores de espesor considerable para que haya una separación de varios metros entre la tubería con una porción de ella en posición horizontal que se utiliza para introducir el vapor que calienta el betún o petróleo extrapesado y la tubería que está debajo de ella y que se utiliza para extraer los hidrocarburos hasta la superficie. El SAGD no puede utilizarse muy cerca de la superficie porque el vapor se escaparía hacia

ésta y no se puede usar a profundidades más allá de unos centenares de metros porque, a medida que aumenta la profundidad, el vapor pierde contenido calórico o calidad y con ello su efectividad para movilizar los hidrocarburos (MCGINNIS & CONFROTTE 2007). Su efectividad también depende de la concentración y distribución de las arcillas presentes en los intervalos productivos y de otras características de los yacimientos (GOTAWALA & GATES 2008). Los requerimientos energéticos de este método, como el de la mayoría de los métodos utilizados para la extracción de los betunes y crudos pesados y su transformación en petróleos sintéticos utilizables por las refinerías, son altos. Para la producción de un barril de betún se requiere aproximadamente de 3 bbl (de 2 a 5) equivalentes de vapor (GOTAWALA & GATES 2008), el uso de 7 a 10 bbl de agua (el 30 % es, comúnmente, reciclable), la adición de cantidades importantes de sustancias químicas para la separación de la materia orgánica del agua y de los minerales y de una infraestructura compleja.

La energía utilizada en Canadá, tanto para la extracción como para el mejoramiento, se obtiene del gas natural, de la volatilización del carbón, del coque de petróleo y están en estudio otras fuentes, como la energía nuclear. Esta última ha venido perdiendo aceptación a causa de los accidentes en sus plantas asociados a la liberación de radiactividad al ambiente. Es posible asimismo utilizar energía proveniente del mismo betún o petróleo; en ese caso, se estaría utilizando del 30 al 35 % de la energía contenida en un barril para producir y mejorar un barril de crudo sintético (ANÓNIMO 2009).

A fin de emprender la búsqueda de los mejores métodos de extracción para los hidrocarburos de la FPO es aconsejable conjugar la caracterización detallada de los diversos yacimientos, es decir, profundidad y naturaleza de la roca reservorio, viscosidad de los fluidos, composición de las aguas formacionales asociadas, relación gas/petróleo o gas/betún, espesor y distribución de los intervalos con hidrocarburos, con el conocimiento del comportamiento físico y químico de los materiales que actúan como fluidos durante la extracción. A medida en que aparezcan las diversas posibilidades científicas y tecnológicas han de hacerse las consideraciones económicas y ambientales para su posible desarrollo y aplicación.

En la actualidad existen dos metodologías básicas para la extracción de petróleos extrapesados y betunes. Una es la extracción a través de pozos de un diámetro generalmente menor a 50 cm, que incorpora una disminución artificial de la viscosidad o permeabilidad a través de una o más técnicas, como el aumento de la temperatura, la combinación con

agentes químicos o petróleos livianos, la vibraciones a determinadas frecuencias, la combustión *in situ* y el fracturamiento de las rocas.

En relación a esta metodología y a los efectos de presentar una posible dirección de investigación, se menciona el análisis de la pérdida de energía en las cercanías de un pozo petrolífero común. UREN (1953) analizó las características del flujo en las cercanías del pozo en su área de drenaje. Mientras que la velocidad de los fluidos lejos del pozo es apenas perceptible, ésta aumenta a medida que los fluidos se acercan al pozo, no sólo porque la sección radial se reduce, sino también porque, al disminuir la presión, parte del gas en solución en el petróleo es liberado aumentando grandemente el volumen de los fluidos. UREN (1953) estimó que, en un pozo de 15 cm de diámetro y un área efectiva de drenaje de 183 m de diámetro, si el petróleo producido no contiene gas, la velocidad de su llegada al pozo es 20 veces superior que a los 3 m de distancia del pozo y 1200 veces superior que su velocidad a los 91 m de distancia. Es decir que, buena parte de la energía del yacimiento se “pierde”, o es utilizada, porque el diámetro del pozo es muy pequeño en relación a su área de drenaje. En términos de cambios de presión UREN (1953), señala que en el metro alrededor del pozo es una zona crítica, en donde se “pierde” más del 50 por ciento de la presión del yacimiento. Este hecho hace pensar en la posibilidad de utilizar pozos con un diámetro mucho mayor que el que se usa comúnmente, en combinación con técnicas ya conocidas o con técnicas nuevas, de tal forma que se utilice la energía inicial de los yacimientos de manera mucho más eficiente que la actual.

Una segunda metodología básica consiste en la extracción, con o sin la re-inserción de las arenas que contienen los hidrocarburos, hasta la superficie, donde la materia orgánica es separada de los granos arena y convertida en productos útiles. Esta metodología ha sido utilizada, en pequeña escala en varias localidades, como Pechelbroon, Alsacia, Francia del 1745 al 1946 (UREN 1953, HARDING & ALI 1984, LYMAN *et al.* 1984, HASKIN *et al.* 1991); como el campo Higashiyama de Japón, el campo Weize de Alemania, el campo Yarega de la USSR y en varios proyectos piloto en los Estados Unidos de América (LYMAN *et al.* 1984). Modernamente, esta metodología es utilizada exitosamente a cielo abierto en varios yacimientos superficiales de arenas bituminosas de Athabasca, Canadá. En Estados Unidos un estudio económico y técnico para este tipo de extracción, considerando minería subterránea y la utilización de túneles, determinó un precio de venta límite de \$ 27,27 por barril, para una tasa de retorno del 20 % anual (LYMAN *et al.* 1984).

Una variante de esta segunda metodología ha sido desarrollada para la extracción de materiales profundos donde ya no es económicamente viable quitar el material estéril para luego extraer la mena o material valioso. Esta tecnología llamada SORD es apropiada para la extracción de arenas no consolidadas que contengan minerales pesados no alcanzables a cielo abierto (THE AUSIMM 2004). Consiste en una sonda, manejada a control remoto desde la superficie, con una *cabeza* que, utilizando agua a presión, pone en suspensión los materiales sueltos y con poderosas bombas, los lleva a la superficie. El alcance a profundidad de esta sonda, en la actualidad, es estima hasta los 200 m por debajo del nivel freático y un alcance horizontal de 1000 m. Hasta ahora se ha construido una cabeza y se ha probado en superficie, pero no se ha probado a profundidad. La compañía que ha hecho el desarrollo del sistema y que tiene el apoyo científico de CSIRO de Australia, ha visualizado la posibilidad de la aplicación de este sistema a la extracción de arenas petrolíferas y bituminosas, inicialmente hasta los 200 m. Para este caso, ha estimado un costo inferior a los 3 \$USA para la extracción y la reinsertión de la arena correspondiente a un barril de petróleo o betún. Es interesante anotar que un ingeniero venezolano, en 1974 publicó una idea similar, al proponer, de manera teórica, la extracción de las arenas petrolíferas en suspensión e introdujo el término de *crovenaje* (SANSEVIC 1974).

La tecnología SORD ofrece ventajas iniciales considerables; en primer lugar pudiera llevar a un factor de recobro de hasta un 80 %, tanto para los crudos extrapesados como para los betunes de la FPO; pudiera representar ventajas ambientales de consideración al permitir la reinsertión de las arenas extraídas y mantener la superficie en un estado muy cercano a su estado natural y sin afectar la vegetación local; pudiera permitir la explotación de intervalos petrolíferos de espesor variable al utilizar diversos tamaños de *cabeza*; y pudiera permitir el control de la producción nacional de petróleo a través de múltiples y variables unidades de extracción. En su estado actual de formulación, su limitación más importante es la profundidad que alcanza. Sin embargo, el estudio de lo que se ha publicado sobre la geología de la FPO, ha permitido detectar varias situaciones en las cuales esta tecnología pudiese ser ensayada, lo que a su vez indica que pudiese ser aplicable, por lo menos, en esos sitios.

Como es una tecnología nueva, puede resultar exitosa, o no, en el primer ensayo. Si resultase exitosa, lo que faltaría es adaptarla a las condiciones locales. Si no resultase exitosa, se averiguarían las razones por las que no funciona, lo que pudiera llevar al desarrollo de un método mejor. Lo que no parece

aconsejable, dadas las condiciones favorables que promete, es no ensayarla. La investigación y el progreso avanzan más eficientemente con la acción que con la espera.

LAS OPORTUNIDADES ECONÓMICAS

El factor más relevante para la importancia económica de la FPO es el crudo extrapesado como fuente de energía al ser transformado en crudo sintético y procesado en las refinerías. En cuanto al petróleo extra pesado PDVSA (1983, 2007) establece un volumen de petróleo inicialmente *in situ* de 1360×10^9 bbl y espera oficializar un 17 % de esa cantidad como reservas, o sea 235×10^9 bbl de crudos; no se hace mención del betún *in situ* o del betún como reserva. MARTÍNEZ (2004: 192), cita el monto de 396×10^9 bbl equivalentes de betún *in situ*, que representa el 35 % de los hidrocarburos de FPO. En 2009, SCHENK *et al.* presentan una estimación de los recursos técnicamente recuperables de petróleo de la FPO de 513×10^9 bbl. Esta estimación se fundamenta en datos publicados sobre geología e ingeniería de yacimientos, propiedades petrofísicas, factores de recobro derivados de proyectos pilotos y la estimación del petróleo *in situ*. Una estimación similar es de vieja data (MEYER & DIETZMAN 1981: 21).

Tanto las cantidades de petróleo *in situ*, como las reservas mencionadas, permiten establecer a la FPO como una de las mayores concentraciones de hidrocarburos del planeta y, como tal, adquiere una importancia global. Para Venezuela adquiere una importancia cronológicamente importante; si se supone una producción anual de crudo de la FPO de 3 millones de barriles diarios, esa producción podría sostenerse por 215 años. Las implicaciones de esta aseveración serán exploradas en un próximo artículo.

Al considerar el potencial económico del subsuelo de la FPO hay que tomar en cuenta, además del petróleo y el betún, los productos derivados de su producción, mejoramiento, transformación e industrialización, a los carbones presentes en el subsuelo y, probablemente, al uranio.

El mejoramiento de los crudos y betunes, dependiendo de los procesos utilizados, deja diversos productos (TREVVOY 1981). El más voluminoso es el coque del petróleo, el cual puede ser una fuente de energía; también tiene concentraciones altas de los metales vanadio y níquel que, en los crudos de la FPO es de unos 450 g/T y 85 g/T y cuyo valor como V_2O_5 y como Ni es, aproximadamente, USD 0,70 y 0,20 por barril, respectivamente (VITOLLO *et al.* 2000).

Los carbones de la FPO han sido estudiados por BANKS (1959) como parte de la Cuenca Oriental de Venezuela y por SCHERER & JORDAN (1984) en la FPO propiamente dicha. Estos últimos estimaron los

posibles recursos de la FPO en 86×10^9 toneladas de carbón, equivalentes a 676×10^9 bbl, que pudieran ser considerados como fuente energética y, en especial, como fuente de gas natural absorbido en ellos.

En cuanto al uranio, PASQUALI & SIFONTES (2007) han mencionado a la parte Sur de la FPO como un área promisoría para la localización de yacimientos de uranio del tipo oxidación-reducción (*roll ore*, en inglés) (ADLER 1974, BREGER 1974) y del tipo asociado a discordancias (JEFFERSON & DELANEY 2007, CLOUTIER *et al.* 2009).

Se han mencionado varias oportunidades o posibilidades, entre las más evidentes, para ilustrar la complejidad del análisis de la FPO como un área de interés, para así resaltar la dependencia de su valor integral del desarrollo y utilización de tecnologías que permitan maximizar sus beneficios económicos, ambientales y sociales.

CONCLUSIONES

Las reservas de la FPO permiten la explotación de crudos y betunes a la tasa de 3 millones de bbl diarios por más de 200 años, es decir, por las próximas 8 a 10 generaciones.

El análisis de la importancia económica del subsuelo de la FPO debe incluir, además del petróleo y el betún, los productos de los procesos de su transformación en crudo sintético, el carbón y, probablemente, el uranio.

El desarrollo de FPO, por su larga duración e importancia, merece la discusión activa y continuada con una amplia participación.

AGRADECIMIENTOS

El autor ha recibido ayuda de muchas personas e instituciones para el desarrollo de este trabajo y está agradecido con todas ellas. Desea resaltar al colega Anibal R. Martínez, por su inspirador libro sobre la FPO, mencionado en el texto; al colega Omar Contreras, por entusiasmarle a que pensara en como sacar los crudos de FPO; a la Biblioteca Marcel Roche del IVIC y su excelente personal, por brindarle colaboración y apoyo en la búsqueda y obtención de informaciones de difícil acceso; y al Instituto de Ciencias de la Tierra de la UCV, por ofrecer el ambiente académico adecuado para la tarea.

BIBLIOGRAFÍA

ADLER H. H. 1974. Concepts of uranium formation in reducing environments. En: IAEA, *Proceedings of a Symposium*, Atenas, p. 141-168.

ANÓNIMO. 2009. *Oil sands-Input energy*. http://en.wikipedia.org/wiki/Oil_sands Consulta 19 mayo 2011.

BANKS L. M. 1959. Oil-coal association in central Anzoátegui, Venezuela. *AAPG Bulletin* 43(8): 1998-2003.

BOLÍVAR R, J. MASTANY J. & M. D. GARCÍA. 2006. Petróleo versus energías alternas: Dilema futuro. *Interciencia*, Caracas 31: 704-711.

BREGER I. A. 1974. The role of organic matter in the accumulation of uranium: The organic geochemistry of coal-uranium association. En IAEA, *Formation of uranium ore deposits: Proceedings of a Symposium*. Atenas, p. 99-124.

CHEN Z. 2006. Heavy oils, Part I & Part II. *SIAM News*, 39: 3 p., 4 p.

CLOUTIER J., K. KURST, *et al.* 2009. The Millenium uranium deposit, Athabasca basin, Saskatchewan, Canada: A atypical basement-hosted unconformity-related uranium deposit. *Economic Geology*, 104(6): 815-840.

DUSSEAULT M. B., C. X. LIANG, *et al.* 2002. CHOPS in Jilin province, China. *International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, SPE/Petroleum Society of CIM/CHOA 79032*: 1-7

DUSSEAULT M. B. 2008. *Expert viewpoint-heavy oil production technologies*. Heavy Oil Info, Heavy Oil Forum. www.heavyoilinfo.com/feature-items/expert-viewpoint-heavy-oil-production-technologies/?searchterm=dusseault Consulta 17 mayo 2011

ERIKSEN T. 2009. *World oil production forecast. The Oil Drum*. <http://www.theoil Drum.com/node/5395>. Consulta 18 mayo 2011.

FLINT L. 2004. Bitumen and very heavy crude upgrading technology: A review of long term R&D opportunities. *Natural Resources Canada*, 136 p.

GALAVÍS J. A. & H. M. VELARDE 1967. Geologic study and preliminary evaluation of potential reserves of heavy oil of the Orinoco tar belt, eastern Venezuelan basin. *Proceedings of the 7th World Petroleum Congress*, 1: 229-234.

GALAVÍS J. A. & H. M. VELARDE 1972. Estudio geológico y de evaluación preliminar de reservas potenciales de petróleo pesado en la faja bituminosa del Orinoco - Cuenca oriental de Venezuela, *Mem. IV Congreso Geológico Venezolano*, Caracas, 4: 2527-2537.

GOTAWALA D. R. & I. D. GATES 2008. Steam fingering at the edge of a steam chamber in a heavy oil reservoir. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 86: 1011-1022.

HARDING T. G. & S. M. F. ALI. 1984. Mine assisted heavy oil recovery technology. *Soc. Petroleum Engineers of AIME, SPE 12787*: 555-562.

HASKIN C. A., W. T. BUGNO & R. M. J. MILLER. 1991. Shaft and tunnel access (SATAC) concepts for developing petroleum reserves. *Soc. Petroleum Engineers, SPE 22133*: 567-572.

- JEFFERSON C. W. & G. DELANEY, eds., 2007. Geology and exploration technology of the Proterozoic Athabasca Basin, Saskatchewan and Alberta. *Geological Survey of Canada Bulletin* 588: 1-644.
- KISER G. D. 1987. Exploration results, Machete area, Orinoco oil belt. *Jour. Petroleum Geology*, 10: 149-162.
- KOPPER R., J. KUPECZ, C. CURTIS, T. COLE, D. DORN-LOPEZ & J. COPLEY. 2001. Reservoir characteristics of the Orinoco heavy oil belt: Miocene Oficina Formation, Zuata field, Eastern Venezuela basin. *Soc. Petroleum Engineers, Porlamar, Margarita island*, 12-14 march 2001, SPE 69697, 16 p.
- LAHERRÈRE J. 1997. *Distribution and evolution of "Recovery Factor"*. Paris International Energy Agency, Oil Reserves Conference. (<http://dieoff.org/page183.pdf>)
- LAHERRÈRE J. 2006. Fossil fuels: What future?, *The Dialogue International Policy Institute, China Institute of International Studies, Workshop Global Dialogue on Energy Security*, Beijing, 30 p.
- LINCOLN S. F. 2005. Fossil fuels in the 21st century. *Ambio*, 34: 621-627.
- LYMAN T. J., E. M. PIPER & A.W. RIDDELL 1984. Heavy oil mining technical and economic analysis. *Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE* 12788: 565-573.
- MARTÍNEZ A. R. 1987. The Orinoco oil belt, Venezuela. *Journal of Petroleum Geology*, 10: 125-134.
- MARTÍNEZ A. R. 2004. *La Faja del Orinoco*. Caracas: Editorial Galac S.A, 331 p.
- MCGINNIS J., & E. CONFROTTE 2007. Oil sand: Vision resource for the energy industry. *Hydrocarbon Processing*, 86: 49-56.
- MEYER R. F., & W. D. DIETZMAN 1981. World geography of heavy crude oils. En R.F. MEYER & C. W. BOWMAN, eds., *The future of heavy crude oils and tar sands: New York, McGraw-Hill, UNITAR, First International Conference, Edmonton, Canada, June 4-12 1979*. New York: McGraw-Hill, 2: 16-28.
- PASQUALI J. & SIFONTES R. 2007. Exploración de uranio en Venezuela. *Memorias IX Congreso Geológico Venezolano*, 10 p.
- PDVSA. 1983. *Evaluación exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco*. Caracas, PDVSA, 6 volúmenes, inédito.
- PDVSA. 2007. *Faja del Orinoco – Proyecto Magna Reserva (Certificación de la FPO)*. Inédito. <http://pdvsa.com/>. Consulta 19 mayo 2011.
- SANSEVIC Z. A. 1974. Proceso de crovenaje. *Simposio sobre Crudos Pesados*. Maracaibo, Universidad del Zulia, p. 182-192.
- SCHENK C. J., T. A. COOK *et al.* 2009. An estimate of recoverable heavy oil resources of the Orinoco oil belt. *U.S. Geological Survey Fact Sheet* 3028, 4 p.
- SCHERER W. & N. JORDAN. 1985. Consideraciones sobre origen, distribución y usos de los carbones de la Faja Petrolífera del Orinoco. *Mem. VI Congreso Geológico Venezolano*, p. 3547-3584.
- SCHOLLNBERGER W. E. 2009. New U.S. SEC rules on oil and gas disclosure may increase reserves significantly. *Oil and Gas European Magazine*, 125: OG62-OG66.
- TCEA - THE CANADIAN ENERGY ADVANTAGE 2011. *Production&Processing/Bitumen mining & extraction*. The Canadian Energy Advantage (<http://www.canadianenergyadvantage.com/bitumen-mining-extraction.php>). Consulta 4 agosto 2011.
- THE AUSIMM. 2004. SORDMiner — A new technique for remote underground mining in wet collapsing environment. *The AusIMM Bulletin*, 2004: 57-60.
- TOD - THE OIL DRUM. 2009. *World oil production forecast*. The Oil Drum. <http://www.theoil drum.com/node/5395>. Consulta 18 mayo 2011.
- THOMAS S. 2008. Enhanced oil recovery - An overview, *Oil and Gas Science and Technology*, 63: 9-19.
- TREVOY L. W. 1981. Heavy mineral potential of the Athabasca tar sands. En R.F. MEYER & C. W. BOWMAN, eds., *The future of heavy crude oils and tar sands: New York, McGraw-Hill, UNITAR, First International Conference, Edmonton, Canada, June 4-12 1979.*, 29: 254-263.
- UREN L. C. 1953. *Petroleum production engineering*. New York: McGraw-Hill, 805 p.
- UZCÁTEGUI E. 2001. Reservoir characterization and exploitation scheme in the Orinoco oil belt. *Society of Petroleum Engineers, International Thermal Operations Heavy Oil Symposium, 12-14 March*. Porlamar, Venezuela, SPE 69698: 1-6.
- VALERA R. 1981. The geology of the Orinoco heavy oil belt: An integrated interpretation. En R. F. MEYER & C. W. BOWMAN, eds., *The future of heavy crude oils and tar sands: New York, McGraw-Hill, UNITAR, First International Conference, Edmonton, Canada, June 4-12 1979.* 29: 254-263.
- VEGA A. & I. ROJAS 1987. Exploration and evaluation of the Zuata area, Orinoco oil belt, Venezuela. *Journal of Petroleum Geology*, 10: 163-176.
- VITOLO S., M. SEGGIANI, S. FILIPPI & C. BROCCINI 2000. Recovery of vanadium from heavy oil and Orimulsion ashes. *Hydrometallurgy*, 57: 141-149.

Recibido: junio 2011

Revisado: agosto 2011

Aceptado: octubre 2011