

La energía nucleoelectrónica en la extracción y mejoramiento del aceite pesado

Panorama técnico del uso de las centrales nucleares como fuente de calor en la industria petrolera

por Hernán Carvajal-Osorio

El uso del calor para estimular la producción de petróleo se ha convertido en un método de amplia aceptación para la extracción de aceite pesado. Aunque se utiliza principalmente en los procesos de recuperación secundaria y terciaria, la producción de petróleo estimulada por calor también se ha empleado para la recuperación primaria en yacimientos petrolíferos que no responden a los métodos convencionales. Se ha estudiado a menudo el uso de reactores nucleares como fuente de calor, pero nunca se han aplicado pese a que, al realizarse los estudios, se ha indicado en las conclusiones el atractivo que desde el punto de vista económico tiene la opción nuclear.

El problema ha ido más allá de la economía pura. En primer lugar, las condiciones de temperatura y presión que se requieren para recuperar el aceite pesado suelen ser más elevadas que los valores máximos que alcanza el tipo de reactor nuclear más desarrollado y comercializado en la actualidad, a saber, los reactores refrigerados por agua (tanto agua ligera como agua pesada). Si esta situación no se produce inicialmente en algún yacimiento petrolífero explotable, ocurrirá a medida que en el mismo yacimiento en que la central nuclear se utilice como fuente calorífica, se consideren formaciones de aceite pesado potencialmente más profundas y rutas más largas para la transferencia de calor. En segundo lugar, el mercado petrolero sigue siendo muy inestable y, por tanto, no podrían definirse los tipos de riesgo asociados a proyectos nucleares a largo plazo de gran densidad de capital. Por otra parte, en estos momentos, habida cuenta de la explotación de grandes yacimientos petrolíferos convencionales recientes, tales como los de Alaska y el Mar del Norte, junto con los volúmenes abundantes y continuados que suministran a precios razonables la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y otros países, no se requiere una amplia explotación de las reservas de aceite pesado. En tercer lugar, las cuestiones institucionales asociadas a la energía nucleoelectrónica, es decir, la seguridad, la manipulación de los desechos, el suministro de combustible y la aceptación pública, se mantienen en el caso de la industria de generación de electricidad, lo que da por

resultado un clima desfavorable para el inicio de empresas nucleares en nuevas esferas.

Sin embargo, existe la opinión generalizada de que la mayor parte de estos factores negativos relacionados con el empleo de la energía nucleoelectrónica desaparecerán progresivamente, a medida que se agoten las limitadas reservas de petróleo convencional. Al reconocerse que la recuperación de aceite pesado y los procesos de mejoramiento ulteriores requieren por naturaleza una gran cantidad de energía, la energía nuclear se destaca por sus características como el candidato ideal para desempeñar un papel importante.

Recuperación y mejoramiento del aceite pesado con ayuda del calor

Los principales métodos que se emplean en la recuperación de petróleo con ayuda del calor son: la inyección de fluido caliente, principalmente agua caliente; la inyección de vapor, en condiciones de saturación e impulsión, así como la combustión *in situ*. Otros métodos, tales como la inyección de gas caliente y los generadores de vapor hacia la cavidad de perforación, sólo han tenido una aplicación limitada.

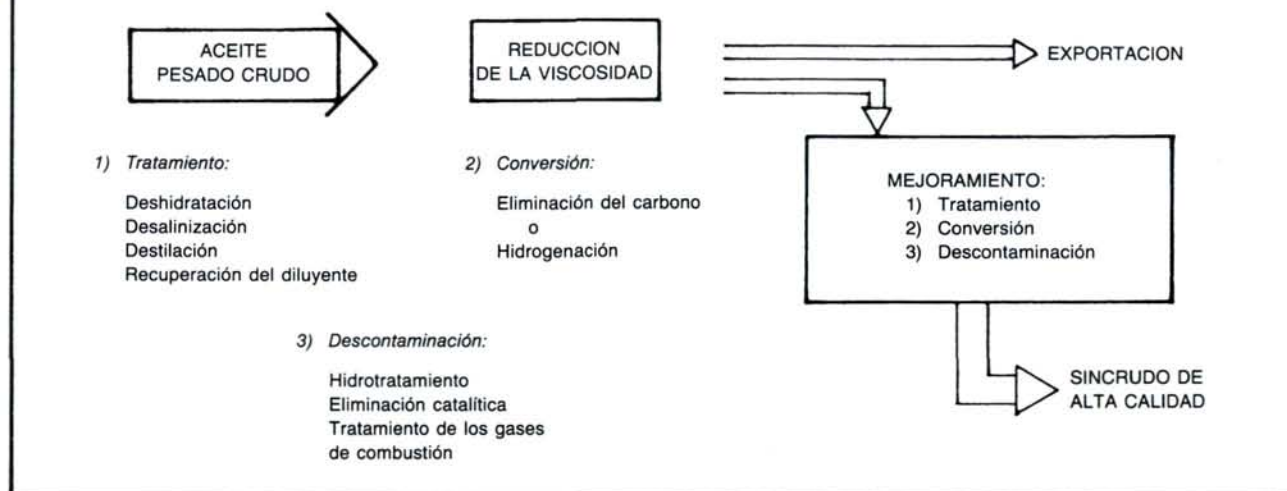
Además de emplear el estímulo térmico en la recuperación secundaria y terciaria de petróleo, se han aplicado en cierta medida otros métodos tales como la inundación con agua, la inyección de gas (principalmente aire y CO₂), y los aditivos químicos y de otra índole (microbianos, calentamiento electromagnético, adición de espuma, etc.), con diferentes resultados según las condiciones particulares del yacimiento. La adición de diluyentes, con estímulo térmico o sin él, se ha extendido en virtud de su capacidad para reducir considerablemente la energía que se requiere para desplazar el petróleo crudo.

Los métodos de estímulo térmico prevalecen en todas las regiones de recuperación de petróleo mejorada (RPM). * Por ejemplo, del total de proyectos de RPM de

* El término RPM suele aplicarse a los casos en que es preciso añadir energía al yacimiento de petróleo para producir cantidades significativas de petróleo adicional. Esto no incluye los yacimientos que nunca han producido petróleo o de los cuales no mana el petróleo por presión natural o que deben calentarse para bombearlos. La RPM incluye, además del estímulo térmico, cualquier otra forma de añadir energía al yacimiento de petróleo.

El Sr. Carvajal-Osorio es ingeniero nuclear del Centro de Física del Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas de Caracas.

Principales etapas del proceso de extracción y mejoramiento del aceite pesado



los Estados Unidos en 1988, el 73% de la producción se obtuvo por métodos térmicos. Venezuela, el segundo gran usuario de la RPM en el hemisferio occidental, emplea estímulo térmico casi exclusivamente, al igual que Indonesia, otro usuario importante de la RPM. La inyección de vapor es el método de estímulo térmico preferido por su simplicidad, costo relativamente bajo y buenos resultados en los proyectos actuales.

Las condiciones de temperatura y presión que debe reunir el vapor para su inyección en las formaciones petrolíferas dependen de las características del yacimiento, tales como la profundidad y permeabilidad, y de las propiedades del petróleo crudo, como su viscosidad y gravedad. En los depósitos que alcanzan una profundidad de 500 a 1000 metros pueden ser comunes las temperaturas de alrededor de 350°C con presiones entre 12 y 17 MPa. En el caso de depósitos más profundos la inyección de vapor es menos eficaz, pero sería posible explotarlos con un buen aislamiento y el aumento de la temperatura y la presión del vapor.

Para extraer aceite muy pesado y betún, y para recuperar petróleo de las arenas alquitranadas y los esquistos bituminosos explotados, los métodos térmicos constituyen la única opción.* Después de su extracción el aceite pesado y el betún deben someterse a un proceso de mejoramiento para eliminar las impurezas y elevar la proporción de hidrógeno sobre la de carbono a fin de obtener productos de superior calidad en la refinación convencional posterior. En el petróleo crudo pesado suelen encontrarse concentraciones relativamente elevadas de azufre y otros metales como el vanadio y el níquel.

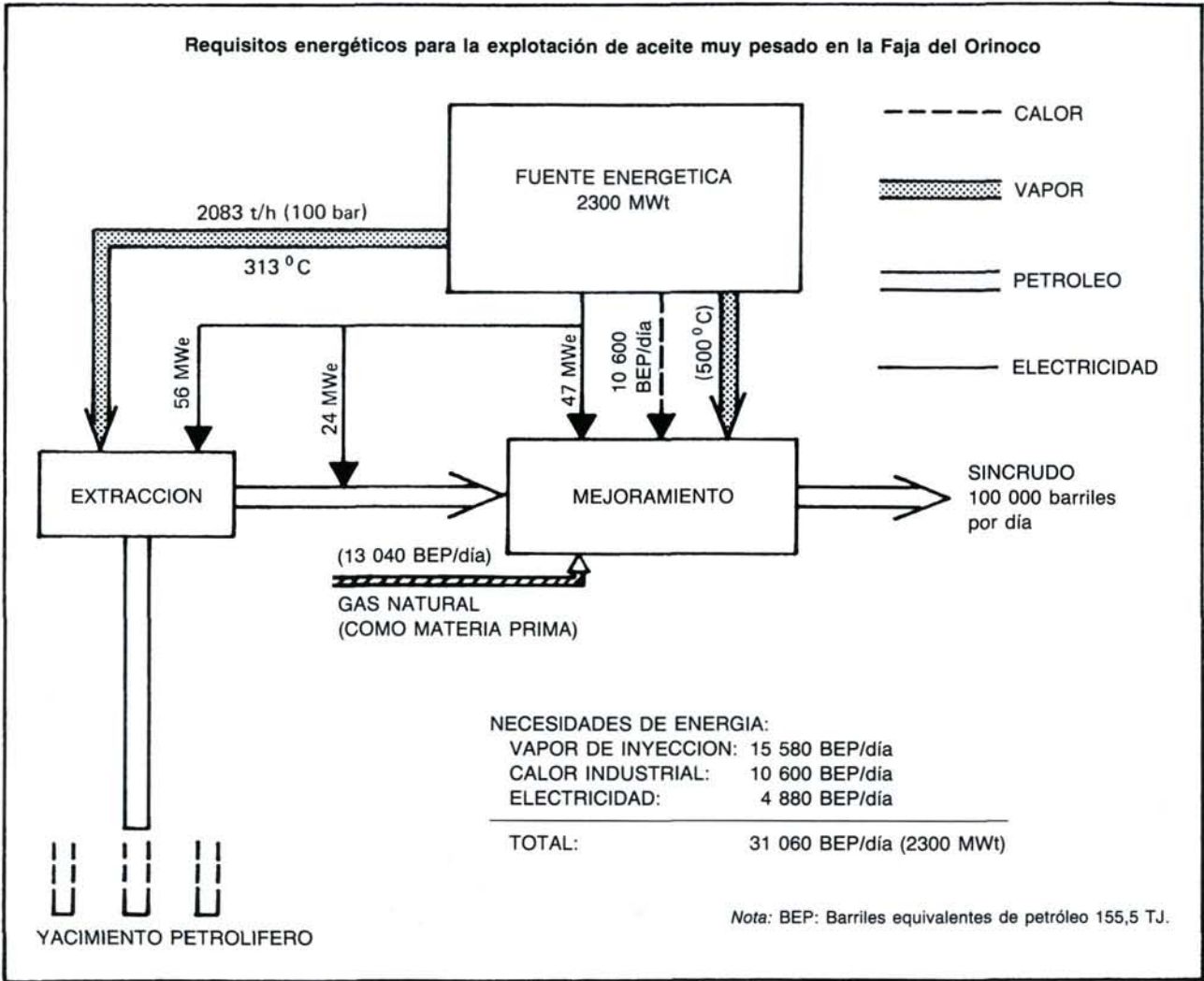
* Al establecer la diferencia entre el aceite pesado y el betún, la Segunda Conferencia del UNITAR (Instituto de las Naciones Unidas para la Formación Profesional y la Investigación), celebrada en 1982, definió que cuando la viscosidad del petróleo a la temperatura del yacimiento es inferior a 10 000 cp, se considera petróleo crudo, y si es superior a 10 000 cp, se denomina betún. Después, midiendo la gravedad a 15,6°C, el petróleo crudo se clasifica como aceite muy pesado cuando la gravedad es inferior a 10 API, como aceite pesado para gravedades entre 10 y 20 API, y como petróleo convencional para gravedades superiores a 20 API.

La explotación del aceite pesado consta de varias etapas de elaboración. (Véase la figura adjunta.) Aunque para elevar la proporción de hidrógeno con respecto al carbono en los aceites pesados podría aplicarse tanto el método de eliminación de carbono como el de hidrogenación, se prefiere la hidrogenación por su tasa de conversión de petróleo más elevada y por su rendimiento mejorado de fracciones de petróleo crudo más ligero. Sin embargo, la hidrogenación lleva aparejado un consumo relativamente grande de hidrógeno cuya producción también requiere gran cantidad de energía.

Respecto de los costos de la explotación del aceite pesado, se han declarado costos de entre 9 y 15 dólares de los Estados Unidos por barril en la extracción de aceite pesado y el tratamiento de arena alquitranada, salvo en Venezuela, donde se declaran costos de extracción del aceite pesado de alrededor de 5 dólares por barril.* El proceso de mejoramiento podría añadir un costo adicional de 10 dólares o más por barril, según el proyecto de que se trate y el grado de tratamiento del petróleo crudo que se requiera.

En los estudios realizados recientemente por el Departamento de Energía de los Estados Unidos se llegó a la conclusión de que si los precios del petróleo aumentan ininterrumpidamente hasta el orden de los 40 a 50 dólares por barril para el año 2000, en los Estados Unidos se alcanzaría un rendimiento de $19,4 \times 10^9$ barriles de aceite pesado adicional, casi el doble de lo que se produjo en 1985. Sin embargo, en el mismo estudio se indicó que si los precios del petróleo se elevaran solo de un nivel de 12 dólares por barril a 21 dólares por barril para el año 2000, la tasa de producción de RPM térmica comenzaría a declinar de su cifra actual de 500 000 barriles diarios. El estudio también concluyó que, si el precio del petróleo pudiera mantener un aumento anual del 5% hasta llegar a 36 dólares por barril en el año 2000, la tasa de producción con ayuda de calor alcanzaría la cifra de 1 millón diario, y el mayor aumento correspondería a la combustión *in situ*.

* Un barril equivale a 0,159 metros cúbicos.



Recursos de aceite pesado y costo de la energía de explotación

Se ha calculado que las reservas mundiales importantes de aceite pesado ascienden a 2×10^{12} barriles. De éstas, Venezuela tiene aproximadamente el 72%, y otros países, principalmente la Unión Soviética, los Estados Unidos y el Iraq, poseen menos del 10% cada uno.

Son muy conocidos los grandes depósitos de arena alquitranada del Canadá (clasificadas mayormente como betún), que ascienden a $2,95 \times 10^{12}$ barriles de petróleo en el lugar, una cantidad mayor que las reservas mundiales totales de aceite pesado y que representa aproximadamente el 82% del total mundial. De este total, se consideran recuperables con el empleo de la tecnología conocida alrededor de 2×10^{11} barriles de aceite pesado crudo y 2×10^{11} barriles de betún.

Se calcula que los depósitos de aceite pesado y betún de la URSS contienen 2×10^{12} barriles, de los cuales se consideran reservas $0,5 \times 10^{12}$. La tasa de producción actual de aceite pesado de la URSS es muy baja, de sólo 25 000 barriles diarios.

Los depósitos de esquistos bituminosos también contienen cantidades considerables de hidrocarburos. En el

esquisto bituminoso el petróleo no se encuentra presente en estado líquido, sino que está contenido dentro del esquisto en forma de kerógeno. Debe añadirse calor a una temperatura de alrededor de 370°C para descomponer el kerógeno en un "aceite de esquisto" relativamente ligero con rendimientos de entre 40 y 400 litros por tonelada. Aún se desconocen las reservas existentes de esquisto bituminoso, pero se estima que son grandes, y se encuentran distribuidas en todo el mundo, las mayores concentraciones están en los Estados Unidos y la URSS, además de otras acumulaciones sustanciales en China y el Brasil. Se ha calculado que, sólo en los Estados Unidos el volumen de aceite de esquisto recuperable asciende a 1×10^{12} de barriles de petróleo.

En la explotación de aceite pesado y otros recursos petroleros de fuentes no convencionales, al igual que en cualquier actividad que requiera gran intensidad de energía, reviste gran importancia la economía del ciclo energético. Cuando no se presta suficiente atención a la cuestión energética, puede producirse un extraordinario derroche de recursos energéticos con fuertes repercusiones ambientales y posibles saldos energéticos netos negativos (tomando en consideración todos los procesos).

El gasto de energía de los proyectos de aceite pesado actuales oscila entre alrededor de una quinta parte del contenido energético del petróleo que se produce, como es el caso de Indonesia, hasta alrededor de una tercera parte en los proyectos que requieren más energía. Estas cantidades abarcan sólo el proceso de extracción. Si se incluye el mejoramiento, en un modelo integrado para la explotación de aceite pesado, posiblemente se consuma del 40% al 50% del petróleo producido. Esta fracción cambia considerablemente de acuerdo con las condiciones del yacimiento petrolífero y las características del petróleo crudo. Requiere especial consideración la producción de hidrógeno, necesario para hidrotreatar el petróleo crudo como parte del proceso de mejoramiento, dado que, en todo el proceso, esta es la etapa que requiere mayor cantidad de energía. Se dispone de diversos métodos para producir hidrógeno, de los cuales los más comunes son la electrólisis del agua y la reformación por vapor-metano. El más económico de los dos es la reformación por vapor-metano, en la que se utilizan el gas natural u otro hidrocarburo como materia prima.

A modo de ejemplo, se calcularon los valores estimados de la energía necesaria para extraer y pre-elaborar aceite muy pesado en la Faja Petrolera del Orinoco, en Venezuela, que requiere un tratamiento bastante extenso. (Véase la figura adjunta.) Incluido el gas natural que se emplea como materia prima para la producción de hidrógeno, el insumo energético total es aproximadamente el 44% del equivalente energético de la producción general.

El consumo de energía en la extracción de aceite pesado por inyección de vapor se mide mediante la proporción de petróleo y vapor (PPV) (en algunas ocasiones se especifica lo contrario), expresada en barriles de petróleo por tonelada de vapor. Es conveniente que las proporciones se eleven para mejorar la economía de energía y reducir los costos. En algunos casos, se inyecta el vapor primero de forma cíclica, solo en una cantidad suficiente para elevar la producción de petróleo, empleando parte de los mismos pozos productores como inyectores. Esta etapa se denomina producción saturada. Cuando la producción del yacimiento comienza a disminuir considerablemente, se aplica la inyección de vapor continua hasta que la explotación del yacimiento deja de ser económica. A esto se le denomina etapa de impulsión. Al pasar de la etapa de saturación a la de impulsión, la inyección de vapor exige saltos a valores elevados, lo que, por consiguiente, reduce sustancialmente la PPV. La cantidad común es de 25 barriles por tonelada en la etapa de saturación y 5 o menos en la etapa de impulsión de vapor. En los Estados Unidos se consideran rentables los valores superiores a 1,6 barriles por tonelada en proyectos de RPM que utilizan la combustión convencional de combustible fósil para producir vapor.

La energía nucleoelectrónica en la recuperación de aceite pesado: Estudios anteriores y situación actual

Al desarrollarse la recuperación de aceite pesado con ayuda de la energía nuclear, habrá que enfrentar nuevos problemas tecnológicos en los procesos de adaptación y optimización. Algunas de las tareas principales que

deben acometerse son la producción de vapor en gran escala y su distribución a temperatura y presión relativamente altas, el tratamiento de grandes cantidades de agua bruta a bajo costo, y los problemas de estabilidad del terreno, junto con la optimización operacional de una central nuclear de fines múltiples. Además, las características de los yacimientos petrolíferos y las propiedades del petróleo varían de un lugar a otro, lo que da por resultado que varíe el volumen de vapor requerido, así como las condiciones del vapor. También representa un nuevo problema la probabilidad de que el tiempo de producción del yacimiento petrolífero sea más corto que la vida del reactor.

Muchos de estos aspectos apuntan en dirección opuesta a la normalización del diseño y la construcción de las centrales nucleares con el propósito de reducir los costos. Con todo, el sistema de suministro de vapor nuclear y otros elementos de la central pueden ser susceptibles de alguna normalización.

Un estudio canadiense bastante detallado acerca del empleo de los reactores Candu abordó la aplicación de la energía nucleoelectrónica en la extracción de aceite pesado de las arenas alquitranadas por medio de inyecciones de vapor. En el momento en que se realizó el estudio (1980), se calculó un ahorro del 25% al 50% en el costo con relación al quemado de carbón para la producción de vapor. También se propuso la utilización de un reactor Candu con refrigerante orgánico para depósitos de arena alquitranada con una profundidad mayor que 650 metros, que requerían presiones más elevadas de vapor. Sin embargo, como se señaló anteriormente y a pesar de las diversas ventajas de los LWR y los HWR, estos reactores aún tienen una capacidad de presión y temperatura limitadas para la recuperación de petróleo de depósitos profundos.

En 1981, la General Electric Company del Reino Unido propuso el uso de reactores Magnox para la recuperación de aceite pesado. El empleo de uranio natural como combustible y el uso de materiales corrientes en la fabricación del reactor constituyeron características muy atractivas para este concepto de reactor, especialmente para los países en desarrollo. No obstante, las principales desventajas fueron el bajo nivel de utilización de recursos de uranio por parte del reactor y su producción relativamente alta de plutonio.

Compañías tales como la General Atomics de los Estados Unidos, la ASEA-Brown-Boveri Company de Europa, y, más recientemente, la Siemens de la República Federal de Alemania, han llevado a cabo extensos estudios sobre el diseño y la aplicación de reactores de alta temperatura refrigerados por gas (HTGR) para la RPM, incluida la recuperación de aceite pesado. En otros países, como la URSS, la República Popular de China y el Japón, también se han llevado a cabo estudios de diseño para los reactores HTGR que han de emplearse en la generación de calor industrial, con un interés específico en la recuperación de aceite pesado por parte de la URSS y China.

Los reactores del tipo HTGR son capaces de producir calor y vapor a temperaturas y presiones aún más elevadas que las que se requieren para recuperar aceite pesado, por ende, son capaces de producir simultáneamente vapor de alta calidad tanto para los procesos industriales como para la generación de electricidad,

Estados Unidos podrían sin duda tener aplicación en la explotación del aceite pesado en el futuro.

En estos momentos, los conceptos de reactores avanzados que se encuentran en desarrollo para la aplicación comercial tienen como objetivo del diseño lograr núcleos de reactores que puedan soportar las circunstancias más adversas con riesgos extremadamente bajos de alcanzar siquiera temperaturas de fusión del combustible (de manera que no se produzca una emisión de productos de fisión notable en caso de accidente).

Desde el punto de vista económico, los estudios han indicado, en el momento de su realización, ventajas económicas en comparación con el quemado de combustible fósil, incluidos el carbón y los residuos de petróleo. Por ejemplo, en un estudio realizado por la General Atomics de los Estados Unidos en 1983, sobre la aplicación de un HTGR de 1170 MWt para extraer petróleo del esquisto por medio del proceso directo de destilación en retortas, se indicó un precio de 41 dólares de los Estados Unidos (dólares de 1983, ajustado en 30 años) por barril de aceite de esquisto mejorado para una central que se pusiera en servicio en el año 2005. Los análisis de costos de otros proyectos no relacionados con el aceite de esquisto podrían indicar costos de explotación más favorables.

No obstante, tal vez sea difícil competir con el quemado de residuos de petróleo mejorados de muy bajo valor comercial. Ahora bien, estos residuos tienen grandes concentraciones de impurezas, tales como azufre y nitrógeno, que ciertamente tendrían una repercusión desfavorable sobre el medio ambiente al ser quemados. Una reglamentación ambiental estricta podría prohibir la combustión de tales residuos u obligar a que se le añadiera un equipo costoso para eliminar las impurezas. La ausencia de este tipo de emisiones en la opción nuclear favorece su aplicación.

Los pronósticos del mercado petrolero generalmente indican que, a principios del próximo siglo, los precios del petróleo se elevarán hasta aproximarse a los niveles de precios mencionados anteriormente. Así pues, en un futuro no tan lejano la explotación del aceite pesado con ayuda de la energía nuclear tendrá posibilidades reales de comercialización.

Perspectivas para las aplicaciones de la energía nucleoelectrónica

Varios estudios sobre el uso de la energía nucleoelectrónica como fuente de calor para la explotación del aceite pesado han demostrado que, en condiciones más favorables del mercado petrolero, la opción nuclear presenta beneficios económicos y ambientales en comparación con los métodos convencionales.

Sin embargo, debido a la gran inversión que se exige y a los elevados riesgos económicos que entraña, la ejecución de un proyecto petrolero con ayuda de la energía nuclear en cualquier país necesita que se establezca un sólido compromiso basado en una política energética nacional realista y en el mejoramiento de las condiciones del mercado petrolero. En muchos países, la abultada deuda externa impide la aplicación de soluciones de gran densidad de capital, como la nuclear, a menos que puedan convenirse términos y condiciones especiales.

El desarrollo de la próxima generación de centrales nucleares, algunas de ellas casi tecnológicamente concluidas ya y capaces de producir temperaturas y presiones suficientemente altas para suministrar calor y vapor tanto para la extracción de aceite pesado como para los procesos de mejoramiento, abre perspectivas totalmente nuevas para la aplicación de la energía nucleoelectrónica en la industria petrolera. Debido a su avanzada etapa de desarrollo y sobresalientes características de seguridad, los HTGR constituyen un prometedor diseño de reactor para esta aplicación.

La opción nuclear podría elevar considerablemente el rendimiento de la producción de importantes recursos petrolíferos, con una reducida repercusión ambiental y elevadas normas de seguridad, y contribuir así al desarrollo de muchas naciones al ampliar el suministro de petróleo a un nivel suficiente para usos imprescindibles. La tendencia actual de continuar elevando las propiedades de seguridad de los diseños de reactores nucleares más recientes tendrá sin dudas una repercusión positiva en el desarrollo de los procesos apoyados por la energía nuclear, incluida la explotación del aceite pesado.

