

**DECIMOCTAVO INFORME
ESTADO DE LA NACIÓN EN DESARROLLO
HUMANO SOSTENIBLE**

Informe Final

**Eventual aprovechamiento de petróleo y energía
geotérmica**

*Investigador:
Allan Astorga*



Nota: Las cifras de las ponencias pueden no coincidir con las consignadas por el Decimoctavo Informe Estado de la Nación en el tema respectivo, debido a revisiones posteriores. En caso de encontrarse diferencia entre ambas fuentes, prevalecen las publicadas en el Informe.

Contenido

Resumen Ejecutivo	3
1. Introducción	3
2. Petróleo.....	3
2.1 Conceptos básicos	3
2.2 Potencial petrolero.....	4
2.3 Técnicas de exploración	7
2.4 Impactos ambientales.....	9
2.5 Discusión.....	9
3. Energía Geotérmica	13
3.1 Conceptos básicos	14
3.2 Potencial geotérmico	14
3.3 Impactos ambientales.....	15
3.4 Requisitos indispensables	16
4. Conclusiones	17
5. Referencias.....	19

Resumen Ejecutivo

Este trabajo presenta y estudia los procesos, implicaciones y discusiones en torno a un eventual aprovechamiento del petróleo y la energía en el país, así como el impacto de estas prácticas sobre el ambiente. En ambos casos, se presenta una breve conceptualización de la situación en el país, además se presentan algunas bases conceptuales importantes que pueden ayudar a entender el debate a nivel nacional. Finalmente, se señalan las principales conclusiones y limitaciones respecto al tema.

Descriptor: Energía, petróleo, energía geotérmica, desarrollo, hidrocarburos, parques nacionales, impacto ambiental.

1. Introducción

Durante los últimos años, se ha abierto en nuestro país, un debate sobre el desarrollo de dos actividades vinculadas a la explotación de recursos energéticos, como son la exploración y eventual explotación de hidrocarburos, así como la extracción de energía geotérmica en los territorios de los parques nacionales del país.

Al respecto, se han establecido al menos dos posiciones contrapuestas. Por un lado, hay grupos ambientales y sociales que se oponen a esa extracción. Su principal argumento corresponde con los potenciales daños ambientales que se generarían ante esa actividad.

Por otro lado, los que defienden la extracción, señalan la importancia de crear alternativas energéticas propias para el país. Se señala que sería una forma de reducir la factura petrolera del país que ya alcanza los \$ 2500 millones anuales. La posibilidad de explotar gas natural y utilizarlo con fuente de energía, incluso podría reducir la contaminación por el uso de hidrocarburos. En el caso de la extracción de la energía geotérmica se buscan alternativas legales para compensar a los parques nacionales.

En medio de este debate, que apenas comienza se hace necesario repasar algunos conceptos básicos sobre ambos temas, analizar sus efectos ambientales y discutir si realmente representan una alternativa de aprovechamiento para el país, y si es así, bajo qué condiciones.

2. Petróleo

2.1 Conceptos básicos

El petróleo, y bajo este término se reúne el crudo y el gas natural, es un conjunto, una mezcla de productos químicamente complejos, compuesto principalmente de hidrocarburos.

Es un constituyente frecuente, algunos dicen que normal, de las rocas sedimentarias, principalmente marinas.

Es, de forma general, un “mineral” que se forma en las cuencas sedimentarias que se pueden presentar en un territorio dado.

Una primera consecuencia de la naturaleza misma del petróleo, es que toda cuenca sedimentaria suficientemente vasta y profunda, presenta potenciales perspectivas de haber originado hidrocarburos, y de conservar aún una cantidad suficiente, para merecer un esfuerzo de exploración.

El volumen de petróleo o gas acumulado, es función de diferentes variables geológicas: capacidad de génesis de sedimentos, volumen de sedimentos-madre, características físicas y volumen de las rocas-almacén, dimensiones y características de las trampas, comportamiento dinámico y actual y pasado de los fluidos en los terrenos, evolución geológica regional.

Hace solamente un siglo, los prospectores petrolíferos, se contentaban con buscar los indicios superficiales, y colocar los sondeos en posición más o menos inmediata de ellos. Poco a poco, las normas de la Geología del Petróleo, se han enriquecido con los conocimientos adquiridos por la observación de los yacimientos descubiertos, y la prospección ha podido orientarse hacia regiones desprovistas de manifestaciones superficiales.

Bajo la presión de la demanda de productos petrolíferos, se han desarrollado métodos y técnicas, cada vez más determinativos. Sin embargo, a pesar de la gran cantidad de conocimientos adquiridos poco a poco, a pesar de los incesantes progresos en las técnicas empleadas, solamente un sondeo de cada 10, por término medio, encuentra una acumulación de valor comercial.

2.2 Potencial petrolero

Una síntesis técnica sobre el potencial petrolero de Costa Rica ha sido publicada por Astorga et. al. (1989, 1991, 1995 y 1996).

Existen una serie de requisitos básicos que determinan y acondicionan el potencial petrolero en un espacio geográfico dado. Un elemento adicional e importante, lo representa el hecho de que la cuenca sedimentaria, cuente con la madurez térmica suficiente para que en su interior se hayan generado hidrocarburos y se hayan acumulado para formar yacimientos,

En este apartado se hace un análisis breve sobre las condiciones de cada uno de estos elementos para Costa Rica.

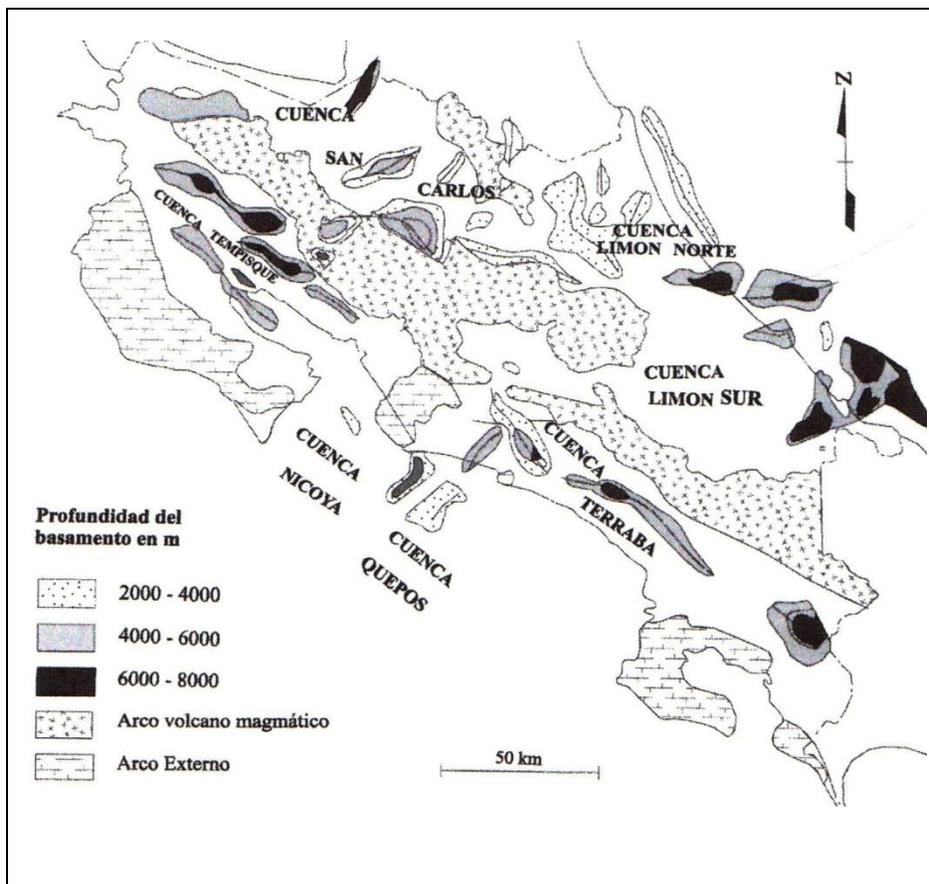
En el mapa 1 se presentan las 6 principales cuencas sedimentarias de Costa Rica que tienen potencial petrolero, representando una síntesis de los estudios petroleros de las distintas campañas de exploración (ver Recuadro 1). Algunas de estas cuencas se extienden tanto en el área terrestre, como en la región marina. Estas cuencas son:

Tempisque, Nicoya-Quepos (ó Tárcoles-Parrita), Terraba, en el sector pacífico; San Carlos, Limón Norte y Limón Sur, en el sector caribeño del país.

En el mapa 1 se indica su disposición tectónica y estructural y la profundidad máxima de los depocentros de esas cuencas, que en general varían entre 4 y 8 kilómetros. Este aspecto permite deducir, que las 6 cuencas sedimentarias de Costa Rica cumplen con uno de los requisitos del potencial petrolero, es decir, que cuentan con cuencas con buenos espesores de relleno sedimentario.

De acuerdo con Astorga et al. (1991, 1996), las rocas sedimentarias que rellenan las cuencas del país, se agrupan en cuatro megasecuencias sedimentarias, nominadas de las más vieja a la más joven como Megasecuencia A (Supergrupo Papagayo), Megasecuencia B (Supergrupo Curime), Megasecuencia C (Supergrupo Boruca) y Megasecuencia D (Supergrupo Cerere).

Mapa 1
Cuencas sedimentarias^a de Costa Rica



a/ Con la localización de los más importantes depocentros sedimentarios, deducidos en función de datos de sísmica de reflexión, pozos exploratorios y otros métodos geofísicos indirectos.

Fuente: Astorga et al., 1996.

Rocas generadoras de petróleo

Con anterioridad a la década de los noventa del siglo XX, la prioridad de las campañas de exploración petrolera en el mundo, se enfocaban sobre todo, a la búsqueda de buenas rocas reservorio y trampas estructurales, del tipo anticlinal. Sin embargo, en los últimos años, con el advenimiento y aceptación de la estratigrafía de secuencias y el descubrimiento de nuevos campos petrolíferos, muchos de ellos, en sitios anteriormente descartados, esta situación ha cambiado. Ahora, podría resultar más importante y significativo la presencia de potenciales rocas fuente en una cuenca, que el hallazgo de potenciales formaciones reservorio de buena calidad.

Los estudios geoquímicos de potenciales rocas generadoras, integrados o procesados por RECOPE (Astorga et al., 1989, 1991, 1995 y 1996) y (Astorga, 1997), han mostrado la presencia de este tipo de rocas en casi todas las megasecuencias del relleno sedimentario de las cuencas petrolíferas del país.

Un caso especial, lo conforman las potenciales rocas generadoras de la Megasecuencia A, que conforma el basamento de todas las cuencas sedimentarias del país y en general de todo el sur de América Central meridional.

Las potencialmente ricas generadoras constituyen lo que se ha llamado lutitas bituminosas por su riqueza en materia orgánica. Precisamente, por esta característica fueron objeto de un estudio que valoró su potencial generador de petróleo (Astorga, 1997). Este estudio demostró que las lutitas bituminosas se presentan en varios niveles estratigráficos dentro de la Formación Loma Chumico, en la parte superior del Complejo de Nicoya, alcanzando espesores acumulativos de varias decenas de metros.

Algunos de los estratos bituminosos tienen hasta un 54% del COT, con promedios de 10 al 12%. La materia orgánica que las compone es marina (kerógeno tipo II) y de acuerdo a cálculos del potencial de generación, cada metro cúbico de estas facies podría generar de 3 a 4 barriles de petróleo (Walters et al., 1993). Esto representaría una producción del 3 a 4 millones de barriles de petróleo por kilómetro cuadrado, en un estrato de un metro de espesor. Como se puede observar, desde el punto de vista de roca generadora, las cuencas sedimentarias de Costa Rica tienen un gran potencial petrolero.

Rocas reservorio y rocas sello

La porosidad primaria, en las formaciones del Cretácico (Magasecuencia A) y el Terciario Inferior (Magasecuencia B), está muy limitada, debido a la presencia relativamente abundante de matriz arcillosa. Estas areniscas que, petrográficamente, se clasifican como “wackas” son originadas por la abundancia de minerales de plagioclasa en sus rocas fuente, típicas de un arco de islas intraoceánico (Astorga et al., 1991).

Por su parte, las rocas detríticas del Terciario Superior (Megasecuencia C) y del Plio-Cuaternario (Magasecuencia D), son más ricas en cuarzo y presentan mejor calidad como potenciales reservorio. Sin embargo, existen otras posibilidades de reservorio en las rocas de las megasecuencias A y B, tales como las islas diagnéticas con porosidad

secundaria (volumen de rocas porosas y permeables dentro de rocas impermeables), dolomitización de niveles enterrados en calizas, porosidad por fracturación de calizas o de rocas ígneas intercaladas dentro de las sucesiones sedimentarias de las cuencas. Existe, por tanto, potencial de rocas reservorio, direccionado más bien al desarrollo de trampas estratigráficas o estructurales, asociadas a fallas o zonas de fractura.

Respecto a las rocas sello, el desarrollo de trampas para la acumulación de hidrocarburos, está favorecida por la presencia de intercalaciones cíclicas de paquetes arenosos y carbonatados con prismas de sedimentos clásticos de grano fino, tales como sedimentos pelágicos, turbiditas de grano fino, lutitas de plataforma y prodeltaicas, o bien lutitas transicionales de origen fluvial. En las cuencas sedimentarias de Costa Rica, este fenómeno es común, por lo que el problema de la ausencia de rocas sello, prácticamente no ocurre en ninguna de las megasecuencias sedimentarias (Astorga et al., 1991).

Desarrollo de potenciales trampas petrolíferas

Los datos disponibles indican la existencia de potenciales trampas, tanto estructurales como estratigráficas, o bien mixtas. Los datos de sísmica de reflexión de RECOPE, muestran estructuras, que podrían constituir potenciales trampas petrolíferas.

Por otro lado, los datos de geología del subsuelo (datos de los pozos) y de superficie, también indican que el petróleo después de su migración primaria, pudo haberse acumulado en formaciones rocosas permeables, dentro de trampas no estrictamente estructurales. Por ejemplo, el caso del petróleo producido por el pozo Cocolés 2 en Limón Sur, estaba acumulado en roca volcánica fracturada, en el contexto de una trampa de tipo mixto (estratigráfica y estructural).

En el pozo estratigráfico somero de Manzanillo I (Astorga, 1997), es evidente como el petróleo generado por las lutitas bituminosas, presente en la sucesión, migró y se acumuló dentro de las fracturas rellenas de calcita que afectan las rocas silíceas y carbonatadas que las sobreyacen. Otros aspectos, que se suman a estos datos, se refiere a la presencia de evidencias de dolomitización en calizas perforadas en pozos, así como restos de evaporitas eocénicas perforadas, además de una potencial karstificación de calizas de Paleoceno y Eoceno. Datos gráficos algo más completos sobre las características y tipos de trampas estratigráficas, presentes en las cuencas sedimentarias de Costa Rica, se presentan en Astorga et al. (1996) y Barboza et al. (1995).

2.3 Técnicas de exploración

En términos muy generales, las técnicas de exploración petrolera cumplen la siguiente sucesión de etapas:

- a) Geología de superficie (integración de datos preexistentes, cartografiado geológico, toma de muestras geoquímicas, micropaleontológicas, petrofísica y petrográficas, datos estructurales, sedimentológicos y estratigrafía secuencial);

- b) toma de datos geofísicos indirectos (magnetometría, gravimetría, técnicas magnetoteléuricas, etc.),
- c) análisis e interpretación de imágenes de sensores remotos (interpretación de fotografías aéreas, de imágenes de satélite, de radar y otros);
- d) estudios de sísmica regional (sísmica de refracción y reflexión);
- e) estudios de sísmica de detalle para áreas de interés (redes de sísmica de reflexión en tres dimensiones, análisis tridimensional, estratigrafía sísmica tridimensional);
- f) perforación exploratoria (pozos verticales e inclinados, análisis de facies, registro de pozos, estratigrafía secuencial, petrología, geoquímica del yacimiento).

Todo este conjunto de tareas prospectivas o de búsqueda técnica y científica de hidrocarburos, puede darse, tanto en áreas terrestres, como en zonas marítimas. Obviamente, la instrumentación y los procedimientos cambian en función de estos factores. Algunas de las labores se dan simultáneamente aunque normalmente el trabajo se inicia con campañas de geología superficial y finalizan con estudios de perforación exploratoria.

A modo de integración, para grandes zonas de exploración, circunscritas dentro de una cuenca sedimentaria, el conjunto de la información obtenida se integra en labores de exploración que implican toda la cuenca sedimentaria, como lo son los estudios de análisis de cuenca, de madurez térmica de la misma y de modelados de generación, migración y acumulación potencial del petróleo. Todo esto, como elemento complementario, pero muy valioso para el entendimiento integral y sistemático de la situación geológica de la cuenca sedimentaria.

Una de las técnicas más importantes, la conforma la sísmica de reflexión, con la cual es posible obtener datos muy precisos sobre la estructura y distribución de los tipos de rocas en el subsuelo.

En el área marina, por condiciones obvias, no es posible realizar los estudios de geología superficial y tampoco los estudios de imágenes de sensores remotos (aunque algunas técnicas actuales las utilizan de forma limitada). En este caso los estudios iniciales se concentran en la realización de técnicas geofísicas, dentro de las que se destaca la sísmica de reflexión. Más tarde, la exploración directa, por pozos, resulta también la etapa más importante y culminante del trabajo petrolero.

Las profundidades máximas a que se puede realizar este tipo de labores de cerca de 3000 metros, aunque más bajo que los 200 metros, el costo se incrementa de gran forma.

Como fase posterior cuando un pozo exploratorio o varios de esto se encuentran un yacimiento petrolífero, se inicia una etapa diferente, denominada explotación. Esta involucra aspectos tales como un análisis del yacimiento y del volumen explotable, el programa de explotación, la caracterización de los hidrocarburos presentes, su extracción, su transporte hacia la refinería y su comercialización.

2.4 Impactos ambientales

Un tema que ha tomado relevancia en los últimos años es el impacto ambiental que pueden producir las labores de exploración y explotación petrolera en una región específica y en un país, como un todo. Un ejemplo de este hecho, lo presenta el requisito que establece la Ley General de Hidrocarburos de Costa Rica (1993), respecto a la necesidad de que las empresas petroleras que deseen una concesión, deben realizar una Evaluación de Impacto Ambiental previa a la firma del contrato, ya sea de exploración o de explotación.

En el apartado anterior, se enlistaron los principales tipos de actividades que se realizan durante las labores de exploración petrolera. Algunas de ellas, por su característica de operación, no representan una alta significación desde el punto de vista de impacto ambiental. En la Tabla 1 se presenta un esquema básico de categorización de esas actividades, en función de su potencial impacto ambiental. Como puede notarse los efectos ambientales negativos puede tener diferente significación en función de la actividad a desarrollar.

No obstante, es claro que sí se pueden desarrollar actividades de alto impacto ambiental, a no ser que se tomen todas las medidas preventivas y correctivas necesarias. Este aspecto que debe ser objeto de profundo análisis en la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y sobretodo en el programa de monitoreo y seguimiento del proyecto.

Las etapas anteriores de la exploración petrolera en Costa Rica, no fueron objeto de una EIA previo a su desarrollo y mucho menos durante o después de su actividad. Sin embargo, algunos estudios realizados, particularmente en el campo del impacto social en área de Baja Talamanca, han indicado que se produjo un impacto ambiental negativo, bastante significativo, en lo que se refiere al patrón de costumbres de la zona, en particular de los grupos de indígenas.

2.5 Discusión

En las cuencas sedimentarias existentes en Costa Rica, se presentan los elementos básicos necesarios, para que se pueda afirmar que si existe potencial petrolero en las mismas. Presencia de rocas generadoras, rocas reservorio o almacén, rocas sello, profundidad y espesor de cuenca, madurez térmica y presencia de trampas estratigráficas, estructurales o mixtas.

La respuesta a la interrogante, de si existen o no yacimientos comerciales, requiere de una importante inversión económica, que haga uso de tecnologías modernas de exploración, las cuales, debido a su costo están muy lejos de las posibilidades económicas de Costa Rica. Por esta razón fue tramitada y aprobada, en 1993, la Ley de Hidrocarburos, que permite la posibilidad de que compañías petroleras extranjeras puedan realizar esta inversión en nuestro territorio. En este contexto, la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio del Ambiente y Energía, abrió a finales de los años noventas una licitación una serie de bloques de exploración en las que se han dividido las cuencas sedimentarias del país (cuadro 1).

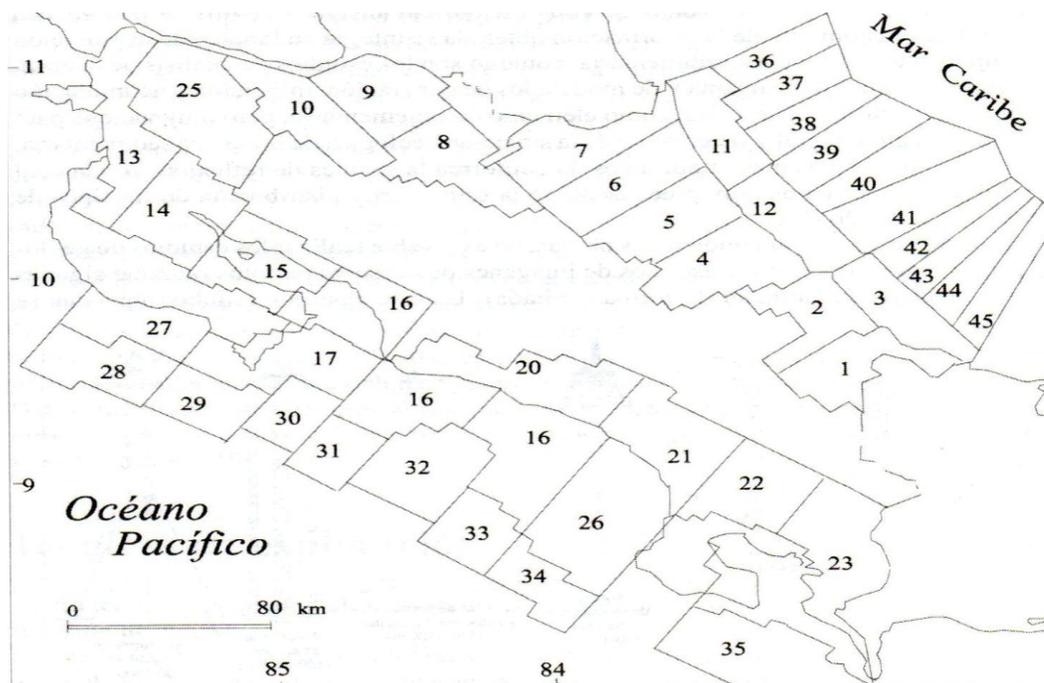
Cuadro 1
Impacto ambiental de las actividades petroleras para un país como Costa Rica

Actividad	Impacto	Observaciones
a) Geología superficial	Baja	Labores en ríos, quebradas y afloramientos rocosos. Deben cumplir normas básica para evitar impactos
b) Sensores remotos	Muy baja	No tiene efecto directo en el ambiente, los datos se obtienen por instrumentos localizados a gran distancia
c) Métodos geofísicos	Baja	Si la aplicación es aérea no hay impacto directo, si son métodos terrestres los efectos son como "a"
d) Sísmica regional	Moderada	Su efecto (trochas, etc...) es temporal, pero significativo. Pueden necesitarse medidas correctivas.
e) Sísmica de reflexión de detalle	Alta	El impacto se concentra en áreas reducidas. Deben aplicarse medidas correctivas. En áreas marinas su impacto es menor, afectando en especial a la pesca.
f) Perforación exploratoria	Alta a muy alta	Puede involucrar áreas marinas o terrestres, el impacto es por la construcción del pozo. Se genera erosión de suelo, ruido y contaminación de aguas, así como daño biótico, el paisaje y socio-económico y cultural. Se necesitan medidas preventivas y/o correctivas.
g) Sondeos de explotación	Alta a muy Alta	Su impacto individual, o sea en mar o en tierra, es mayor que "f". El área afectada es más grande y la actividad puede permanecer por varios años. Requiere medidas preventivas y/o correctivas.
h) Almacenamiento	Muy alta	Alto potencial de contaminación de aguas. Requiere de una EIA individual, medidas correctivas y un programa de vigilancia continua.
i) Transporte	Muy alta	Puede ser por oleoductos o cisternas en tierra, o ductos o barcos en el mar. Requiere de EIA y medidas correctivas y preventivas.

Se ha señalado, de igual forma, que la actividad petrolera, en sus primeras fases de exploración, ya sea en tierra o en el mar, no representa una actividad de alta significación desde el punto de vista de efectos ambientalmente adversos. No obstante, para etapas de mayor intensidad de trabajo exploratorio y más todavía para actividades de explotación, la posibilidad de que ocurran impactos ambientales negativos de considerable significación es más alta, razón por la cual se califica como actividad de alto riesgo ambiental.

Mapa 2

Bloque de exploración petrolera en que fueron divididas las cuencas sedimentarias de Costa Rica^a



a/ con fines de abrir la actividad petrolera a las empresas privadas, según al Ley de Hidrocarburos.

Fuente: Astorga et al., 1996.

Como tal la única manera de que se podrían llevar a cabo, es con el cumplimiento de una detallada y exhaustiva Evaluación de Impacto Ambiental, que establezca, de forma estricta, las condiciones ambientales para el desarrollo del proyecto. Caso contrario, los efectos ambientales negativos podrían resultar más costosos que los mismos beneficios que podría acarrear la explotación de esos hidrocarburos. Como es obvio, en estos componentes de decisión, considerar a los argumentos técnicos que puede dar la sociedad civil, representa un elemento muy importante del proceso.

Por último, es importante subrayar el hecho de que la humanidad ha hecho girar su actividad económica alrededor del petróleo y de los hidrocarburos en general, aspecto que no parece que cambiará al menos durante algunas decenas de años más. A esta realidad se suma la circunstancia de que el precio de los hidrocarburos tenderá a subir, conforme a las reservas mundiales y el hallazgo de nuevos campos sea cada vez menor.

Todo esto implica que un país como Costa Rica, no puede darse el lujo de no promover la investigación de su territorio a fin de aproximarse a la respuesta de si tiene o no

petróleo. Es claro, que un país que invierte más de \$ 2000 millones de dólares al año en la compra de hidrocarburos debe hacer el esfuerzo por valorar si en su espacio geográfico cuenta con yacimientos de petróleo.

Las consideraciones ambientales, si se cumplen las normas y se mantiene el debido control y fiscalización, no son en principio, barreras insalvables para el desarrollo de la actividad en Costa Rica o en cualquier lugar del mundo.

La pregunta es si dicha exploración debe ser realizada por empresas petroleras o extranjeras o si en su defecto se debe volver al sistema original, en que una entidad nacional, como por ejemplo un Servicio Geológico Nacional, entre otras cosas, se pusiera hacer cargo de esta importante tarea.

La discusión en este sentido, está abierta. En lo que parece haber un consenso general es en el hecho de que la Ley de Hidrocarburos del año 1993, ya no cumple las expectativas y que requiere ser modificada o en su defecto sustituida.

Cuadro 2 Historia de la exploración petrolera en Costa Rica

a) Contratos con diversas empresas petroleras (1901-1948)	Fueron discutidos y tramitados al menos 16 contratos, en algunos de los cuales se pusieron en práctica obras de exploración, otros, por diversos motivos, nunca se ejecutaron. Durante esta etapa la compañía "Sinclair Central American Corporation" perforó al menos 5 pozos, en el área de Limón Sur; Uscari 1 (en 1915 con una profundidad de 260 metros), Amery Creek (cerca del anterior en 1919, con 65 metros), Uscari 2 (cercana a las anteriores, 340 metros de profundidad e indicios de gas a 257 metros), Cahuita 1 (aprox. 1921, alcanzó un total de 1922 metros, con indicios de gas a los 260 metros) y Hone Creek 1 (en 1923, con 180 metros). Ninguno de los pozos encontró petróleo.
b) Exploración de la Compañía Petrolera de Costa Rica (1951-1963)	Las labores fueron realizadas por la Compañía Petrolera de Costa Rica, se inician con la aprobación de la Ley No 1382 del 9 de noviembre de 1951 por parte de la Asamblea Legislativa. Esta compañía realizó una extensa campaña de exploración en las provincias de Limón y Guanacaste. En Guanacaste las exploraciones se iniciaron en 1952 y perduraron por varios años. Limitándose a la realización de una campaña de geología superficial. En Limón, los resultados de la campaña de geología superficial, llevada a cabo entre 1952 y 1954, fueron más positivos. A partir de 1954 se inició una campaña paralela de perforaciones profundas. Fueron perforados los siguientes pozos. Patiño 1 (2058 m), Patiño 2 (3087 m), Bri 1 (2428 m), Cocolos 1 (2643 m), Cocolos 2 (2257 m), Cocolos 3 y 4 (1749 m y 2157 m, respectivamente), Victoria 1 (3192 m), Porvenir 1 (2059 m), Limón 1 (3103 m), El Tigre 1 (2811 m), Telire 1 (perforado en 1961), Watsi 1 (2458 m), Sixaola (1548 m) y Chase 1 (3007 m). De todos estos pozos, únicamente los Cocolos 1 y 2 en particular el último, encontraron petróleo, pero no en cantidades comerciales.
c) Exploración de la Elf Petróleos de Costa Rica (1966-1975)	Con la aprobación de la Ley No. 3977 del 20 de octubre de 1967 por parte de la Asamblea Legislativa, en la cual se avala el contrato de exploración petrolera del 17 de noviembre de 1966, se inicia la tercera etapa. El área de trabajo lo constituía toda la parte norte del país, tanto en el Caribe como Pacífico, incluyendo las plataformas continentales. En el sector Caribe, abarcaba desde puerto Limón hasta la frontera con Nicaragua. En el caso de Pacífico la zona se extendía hacia el norte de la península de Nicoya, hasta la frontera. La empresa realizó detallados estudios de geología superficial en toda la región. No obstante, en sus últimos años de trabajo se concentró en la región Caribe, a la cual se le veía mayor potencial. En el año 1975 y como culminación de esta campaña exploratoria la Elf

	Petróleos perforó el primer pozo marino de Costa Rica, en el denominado Alto de Moín, cerca de Limón. Este pozo, perforado en 22 días, alcanzó una profundidad de 2053 m y no encontró vestigios de petróleo.
d) Exploración de RECOPE (1980-1990)	La cuarta etapa de exploración fue iniciada en 1980, cuando el gobierno de Costa Rica encarga a la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE) la exploración de hidrocarburos, con el fin de evaluar y eventualmente desarrollar posibles yacimientos, por sí sola o mediante contratos de servicio con empresas extranjeras. En síntesis, la estrategia seguida por RECOPE consistió en integrar, complementar y procesar la información petrolera del país, con la ayuda de expertos extranjeros, de forma tal que la pudiera disponer para promover internacionalmente el potencial petrolero de Costa Rica. Esta estrategia, se acompañaría con la promulgación de una ley de hidrocarburos competitiva, que permitiera el ingreso de compañías extranjeras al país. Durante los 10 años que perduraron estas labores, RECOPE llegó a contar con una extensa planilla de geólogos nacionales, que realizaron labores de geología de superficie y de geofísica en casi la totalidad del territorio nacional. Así mismo, RECOPE desarrollo al menos 8 programas de cooperación con diferentes entidades internacionales y nacionales para cumplir sus objetivos, de los cuales se destacan el programa con Petróleos Mexicanos PEMEX (1980-1984) y con PETRO-CANADA (1985-1991). Aparte de una numerosa cantidad de información geofísica, de geología de superficie y de sondeos estratigráficos someros (menos de 70 m), fueron perforados 6 pozos exploratorios profundos: San José 1 (4843 m) con PEMEX y con PETRO-CANADA: Matina 1 (1987, con 3369 m), Pataste 1 (1987, con 1976 m), Tonjibe 1 (1987-1988, con 2168 m), Curime 1 (1988, con 2800 m) y el San Clemente 1 (1989, con 4195 m). Ninguno de estos pozos encontró petróleo en cantidades comerciales.
e) Exploración por concesión a empresas (desde 1998 hasta la actualidad)	La última etapa abarca casi toda la década de los años noventa y principios de primera década del siglo XXI. Desde la promulgación de la Ley General de Hidrocarburos y su reglamento en 1993, pasó un largo período de tiempo en la consolidación de la Dirección General de Hidrocarburos y sus labores de promoción petrolera. La compañía norteamericana MKJ-X de Louisiana trabajó, desde 1998, en algunos bloques exploratorios concesionados del Caribe. Esta empresa tenía intenciones de desarrollar un pozo marino en la zona de Moín, pero finalmente no se concretó. La empresa norteamericana Mallon Oil, ha mostrado interés de obtener concesión de exploración petrolera en 6 bloques de la región norte del país. En el año 2011 se promulgó una moratoria a la actividad petrolera que rige hasta el año 2014.

Fuente: Castillo (1993) y datos propios del autor.

3. Energía Geotérmica

Como parte del tema del potencial de recursos naturales contenidos dentro de las áreas protegidas de Costa Rica, desde hace algún tiempo se ha puesto en discusión el tema del potencial de energía geotérmica localizado dentro de las áreas protegidas del país, particularmente dentro de los parques nacionales de la Cordillera Volcánica de Guanacaste.

Se estima que existe un potencial de entre 400 y 800 Mw de energía geotérmica en esta zona, que por su característica, de ser constante, representa un excelente complemento para la producción de energía hidroeléctrica, particularmente durante la época seca, donde el faltante de esta energía se suple con energía que quema hidrocarburos.

Pese a que, en primera instancia, parece lógico y razonable, existen una serie de variables en la ecuación, que deben ser analizados con calma, antes de tomar cualquier decisión de abrir los parques nacionales para la producción de energía geotérmica.

3.1 Conceptos básicos

La energía geotérmica es la que se obtiene del calor del interior de la Tierra. Geotérmico viene del griego geo (Tierra), y thermos (calor); literalmente "calor de la Tierra".

Según la temperatura, existen tres tipos de energía geotérmica: baja, media y alta. Nos concentraremos aquí en la de alta temperatura debido a que ésta sería que se está planteando que se explote en nuestros parques nacionales.

La energía geotérmica de alta temperatura cubre el rango entre 150 y 400 °C. Se produce al salir vapor de agua en la superficie, que genera electricidad con el uso de una turbina.

Las condiciones básicas para que se pueda dar un campo geotérmico es que exista una formación geológica de rocas impermeables que sirvan de barrera; luego, por debajo, una formación geológica de alta permeabilidad que contenga un manto de aguas subterráneas, capaz de producir agua, es decir un acuífero.

Este acuífero debe presentarse entre 300 y 2.500 metros de profundidad y debe estar asociado o cercano a una fuente de calor producida por el magma, y que tenga temperaturas entre de varios cientos de grados Celcius.

Bajo estas condiciones el agua contenida en el acuífero se calienta a temperaturas que la convierten en vapor de agua, de manera que cuando se perfora un pozo que atraviesa la formación impermeable, ese vapor puede salir hacia la superficie, donde puede ser aprovechado para la producción de energía.

3.2 Potencial geotérmico

En Costa Rica, el Instituto Costarricense de Electricidad, ha desarrollado una experiencia de más de 30 años en la producción de energía geotérmica. En el año 2012 con la entrega en operación del Proyecto la Pailas, en las cercanías del Volcán Rincón de La Vieja, se aportan cerca de 35 megavatios (Mw), a los 163,5 Mw que ya proporcionan las cinco unidades de la central del Volcán Miravalles, en producción desde 1994, que contribuyen con casi el 18 % del total de la energía que se produce en el país.

De acuerdo con datos del ICE (ver Mayorga, 2009) el potencial geotérmico del país (para plantas de una etapa de vaporización) es de 865 Mw, de manera que en la actualidad solamente se explota cerca de una cuarta parte del mismo. Según esa

misma fuente, el resto de ese potencial de energía geotérmica se encuentra dentro de parques nacionales (cuadro 3).

La importancia que tiene la producción de energía geotérmica para nuestro país, es que suministra una fuente de energía constante, que no fluctúa, en función de la cantidad de agua disponible para la generación hidroeléctrica. Este tema resulta clave durante la época seca o de menor cantidad de lluvias en el país.

Entre de diciembre a abril, el ICE consume 90 por ciento de la factura nacional de gasóleo, unos 260 millones de dólares, para hacer funcionar sus centrales térmicas. De acuerdo a datos del ICE, ese gasto se reducirá a la mitad con la mayor participación de la geotermia.

En razón de lo anterior, se ha abierto un intenso debate sobre la necesidad de aprobar un proyecto de ley sobre áreas protegidas que permita el aprovechamiento de la energía geotérmica existente en los parques nacionales (ver cuadro 3). El debate ha llevado a que incluso, algunos planteen que esa apertura no debe darse solo para que la explotación la realice el ICE, sino también empresas privadas.

Cuadro 3
Potencial de energía geotérmica (en Mw) en volcanes de Costa Rica

Sistema volcánico	Separación: 1	Separación: 2	Promedio
Miravalles	164	213	189
Rincón de la Vieja	137	177	157
Irazú - Turrialba	101	130	115
Tenorio	97	123	110
Platanar	97	122	109
Poas	90	116	103
Barva	85	109	97
Fortuna	61	77	69
Orosi - Cacao	33	41	37
TOTAL	865	1108	986

Nota. Salvo la generación en Miravalles y Pailas, el restante 80 % (más de 600 Mw) se encuentran dentro de los parques nacionales del país.

Fuente: Datos tomados de Mayorga, 2009.

3.3 Impactos ambientales

En la gran mayoría de los casos la explotación se hace con al menos dos pozos (o un número par de pozos). De esta manera por pozo se obtiene el vapor de agua y por otro, el agua se vuelve a reinyectar en el acuífero.

El vapor que se extrae, se lleva por tuberías hasta una Central, donde se encuentran las turbinas que generan la energía eléctrica. Una vez producida la energía, se trasmite, mediante líneas de transmisión hacia las subestaciones de distribución y consumo.

El sitio donde se localice la Central de generación debe estar cerca al área de extracción del vapor, para dar el máximo aprovechamiento a la energía calórica.

El desarrollo de estas obras requiere de la construcción de caminos de acceso, construcción de edificaciones y la operación de líneas de transmisión.

Impactos ambientales negativos: como toda actividad humana, produce efectos ambientales en todas sus fases: exploración, construcción y operación.

Durante las primeras dos fases, dependiendo de las circunstancias, podría requerirse la construcción de trochas y caminos, eliminar cobertura vegetal, producir ruidos, manejar combustibles, generar residuos, producir aguas residuales, así como impactar el paisaje.

Durante la fase de explotación, en ciertos casos, se puede producir emisión de ácido sulfhídrico, así como contaminación de aguas próximas con sustancias como arsénico, y amoníaco.

También se produce contaminación térmica y deterioro del paisaje, por la Central y en particular, por las líneas de transmisión de energía. En razón de todo esto, requiere de una detallada y cuidadosa Evaluación de Impacto Ambiental.

Efectos positivos: la energía geotérmica, aunque se puede agotar, puede comprender una importante fuente de energía por un tiempo muy largo.

Al reinyectar el agua al acuífero, se garantiza que no se agota el agua del yacimiento. Al desarrollar un circuito cerrado, se puede dar un mayor control a las sales o emisiones de gases disueltos en el agua, lo que evita contaminaciones.

Desde el punto de vista energético es una fuente que evitaría la dependencia energética del exterior. Ya en operación, los residuos que se producen son pocos y son menores que los originados por el petróleo y el carbón. Se producen poco ruido.

Desde el punto de vista económico, la producción de esta energía, no está sujeta a precios internacionales, sino que siempre puede mantenerse a precios nacionales o locales. Finalmente, la emisión de CO₂, un gas de efecto invernadero, es inferior al que se emitiría para obtener la misma energía por combustión de hidrocarburos.

3.4 Requisitos indispensables

Desde el punto de vista técnico, los argumentos planteados por algunos para promover el aprovechamiento de la energía geotérmica de los parques nacionales, podrían parecer razonables, e incluso, para algunos otros podría parecer ilógico que el que no se aprovechen esos recursos, mientras en la época seca, se deben quemar caros hidrocarburos importados para suplir el faltante de energía hidroeléctrica.

Sin embargo, el tema no es tan simple como aprobar una ley para su aprovechamiento. El tema requiere de un análisis y una discusión profunda, que todavía no se ha dado. Esa discusión no puede partir únicamente de la decisión de explotar o no los recursos geotérmicos de los parques nacionales, sino de una estrategia energética nacional, con visión de país, con una visión de sostenibilidad ambiental y social.

Visión que debe tomar en cuenta una serie de elementos clave que sustenten un verdadero y efectivo Plan Nacional de Energía y no una visión sectorial y parcializada.

Esa estrategia energética nacional debe considerar una matriz energética amplia que ordene el plan de desarrollo energético considerando un balance entre la generación hidroeléctrica, eólica, solar y de otras fuentes, en donde la geotérmica proveniente de los parques nacionales, forme parte de un requerimiento verdaderamente indispensable y con un valor estratégico para sustituir el quemado de hidrocarburos durante la época seca.

Como parte de la estrategia se hace indispensable diseñar e implementar acciones encaminadas a disminuir el consumo de energía e impulsar a Costa Rica para lograr la meta de carbono neutralidad, incluyendo la disminución sostenida de la factura petrolera que alcanza ya los 2,500 millones de dólares anuales, y en la que gran parte de la misma se consume en diesel que se quema en el sistema de transporte.

La estrategia energética diseñarse desde un punto de vista ambiental y social, sin necesidad de cambiar el exitoso modelo energético impulsado por el ICE desde hace más de 50 años, pudiendo permitirse la participación privada, siempre que se ajuste a reglas bien definidas, según criterios de evaluación ambiental estratégica.

El plazo para esta discusión abierta y transparente, no es urgente. El crecimiento proyectado del país de 4 % anual para los próximos años y condición de generación actual de energía y proyecta para los próximos años, con nuevos proyectos en construcción, permiten establecer un plan de trabajo para disponer de una estrategia nacional, bien discutida para el 2015.

Como parte de esta estrategia, se podría discutir el tema de aprovechamiento energético de los parques nacionales, siempre que se concluya, con un debido criterio técnico, que es indispensable y siempre que se diera bajo algunas premisas fundamentales, como son:

- a. que la exploración y explotación la realizada únicamente el ICE,
- b. que estuviera sujeto a una estricta y detallada evaluación de impacto ambiental (EIA) realizada por una entidad externa al ICE,
- c. que la revisión de la EIA la realizara un ente completamente independiente y sin intervención política y
- d. y que parte de los beneficios que produzca la generación de energía en los parques nacionales financie el pago de los mismos, su sostenibilidad y desarrollo futuro.

Solo bajo las condiciones señaladas, como base, sería posible empezar a analizar la posibilidad de abrir a discusión el aprovechamiento geotérmico de los parques nacionales.

4. Conclusiones

Es claro que un país como Costa Rica, que factura cerca de \$ 2500 millones anuales en petróleo que utiliza fundamentalmente para el transporte y la producción de energía,

requiere alternativas energéticas propias, que permitan reducir, no solo esa creciente factura y dependencia del petróleo, sino también la contaminación que del mismo se produce.

A pesar de su relativa pequeña extensión, el país cuenta con un significativo potencial petrolero y geotérmico que, junto con otras fuentes de energía, como la hidroeléctrica, la solar, la eólica, la de las mareas e incluso los biocombustibles, podrían representar una alternativa energética viable para su desarrollo.

El problema, referente al dicho aprovechamiento para centrarse fundamentalmente en el cómo realizarlo. Las alternativas sugeridas por algunos, de abrirlo al mercado, y que sean empresas privadas, las que realicen la inversión y el aprovechamiento, no gusta a una gran mayoría de la población.

En medio de un coyuntura en la que una gran parte de la población ha perdido confianza en las autoridades y las instituciones gubernamentales, y donde cada día se reciben nuevas noticias sobre corrupción y desaciertos por falta de planificación, la estrategia de discusión y de búsqueda de soluciones a este importante tema, no puede surgir de la imposición de leyes aprobadas por una simple mayoría en la Asamblea Legislativa. El ya histórico caso del “Combo del ICE” hace una década, todavía está fresco para muchos y representa una lección que no debería repetirse.

La alternativa de solución, debería pasar por una discusión abierta y transparente de la situación, dentro de las reglas que establece la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), desarrollada y utilizada para este fin desde hace más de 30 años, en muchos países del mundo.

Costa Rica, gracias a la inversión en educación y salud que he ha dado desde hace ya más de 60 años, cuenta con una población educada y preparada, capaz de asumir el reto de discutir, por medio de una EAE, el Plan Nacional de Desarrollo Energético, a fin de fijar acuerdos y lineamientos que definan las acciones que deben tomarse respecto a este tema. Esto dentro de una visión fundamental, como es la creación de beneficios colectivos, por encima de los intereses particulares.

5. Referencias

- ASTORGA, A., 1997: El puente-istmo de América Central y la evolución de la Placa Caribe (con énfasis en el Mesozoico).- *Profil*12: 1-201.
- ASTORGA, A., FERNÁNDEZ, A., BARBOZA, G., CAMPOS, L., OBANDO, J., AGUILAR, A., & OBANDO, L., 1991: Cuencas sedimentarias de Costa Rica: evolución geodinámica y potencial de hidrocarburos.- *Rev. Geol. América Central* 13: 25 - 59.
- ASTORGA, A., FERNÁNDEZ, A., BARBOZA, G., CAMPOS, L., OBANDO, J., AGUILAR, A., & OBANDO, L., 1995: Sedimentary basins of Costa Rica: Late Mesozoic - Cenozoic evolution and hydrocarbon potential, - En: MILLER, R., ESCALANTE, G., REINEMUND, J.A. & BERGIN, M.J. (eds.): *Energy and Mineral Potential of the Central American – Caribbean Region*, - *Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources* 16: 85 - 94.
- ASTORGA, A., BARRIENTOS, J., BOTTAZZI, G., FERNÁNDEZ, A. & BARBOZA, G., 1996: Nuevas oportunidades de exploración petrolera en Costa Rica. –*Oil & Gas J. Rev. Latinoamericana* 2(3): 31-41.
- BARBOZA, G., BARRIENTOS, J. & ASTORGA, A., 1995: Tectonic evolution and sequence stratigraphy of the Central Pacific margin of Costa Rica. – *Rev. Geol. América Central* 18: 43-63.
- CASTILLO, R.M., 1993 [2ªed.]: *Geología de Costa Rica: una Sinopsis*. -309 págs. Ed. UCR, San José.
- MAYORGA, G. (2009): *Desarrollo de la energía geotérmica: caso de Costa Rica*. Presentación Instituto Costarricense de Electricidad. http://www.olade.org/electricidad/Documents/ponencias/Dia%2027%20de%20mayo/Sesion%206/Geotermia_%20Caso%20de%20Costa%20Rica.pdf
- MELLENDEZ, B. & FUSTER, J.M., 1978 [4ªed.]: *Geología*. – 911 págs. Paraninfo, Madrid.
- TESSON, M., POSAMENTIER, H.W. & GENSOUS, B., 2000: Stratigraphic organization of Late Pleistocene deposits of the western part of the Golfe du Lion shelf (Languedoc Shelf), Western Mediterranean Sea, using high-resolution seismic and core data. – *AAPG Bulletin* 84(1): 119-150.
- WALTERS, C.C., PIERCE, S.E., GORMLY, J.R. & ROONEY, M.A., 1993: Loma Chumico Shale: a super rich source rock with unusual geochemical characteristics. [Abstracts with Programs], - *Amer. Ass. Petrol. Geol.* 77(2): 302.