

El petróleo en el Caribe de Costa Rica: historia, actividades exploratorias e intrigas políticas

Petroleum in the Caribbean of Costa Rica: history, exploratory activities and political intrigues

Aristides Alfaro* y Percy Denyer

Universidad de Costa Rica (UCR), Centro de Investigación en Ciencias Geológicas (CICG),
San José, Costa Rica

*Autor para contacto: arisalfaro@gmail.com

(Recibido: 18/10/2020; aceptado: 09/02/2021)

ABSTRACT: Oil has been known since Ancient history, but with the Industrial Revolution, during the 19th century, its use was diversified around the world. The first mentions of oil in the Caribbean of Costa Rica are from the 1870s. Due to the increase in the international demand for the resource during a time of national and international political instability, at the beginning of the 20th century the first oil contracts were signed in Costa Rica. Both American and British companies were vying to keep Costa Rican hydrocarbon resources for themselves, but they lost their exploratory interest at the beginning of the 1920s, when the first petroleum wells were already finished and they were convinced of the lack of commercial-character deposits in Costa Rica. After three decades without further interest for the activity, there was a renewed attempt to achieve energy independence through oil in 1951. A new contract was signed with the Costa Rican Oil Company, subsidiary of the Union Oil Company of California, which started a campaign of superficial and deep exploration that would continue uninterrupted until 1963. In that period, the most productive wells were drilled (Cocoles 1 and 2), though no oil in commercial amounts was found. In 1967, the contract with ELF Company (Essences et Lubrifiants de France) continued a similar strategy of exploration, though in a larger area, and thus the first and only marine oil platform in Costa Rica was built, near the coast of Moín. Nevertheless, political instability in the Middle East during the 1970s led to a sudden increase in oil prices, which culminated in an economic crisis and the end of a stage of oil explorations. As a result of this crisis, in 1980 the United Nations recommended that developing countries seek self-sufficiency. This led RECOPE (Costa Rican Oil Refinery) to sign agreements with two companies, Pemex (Mexican Petroleum) and Petro-Canada, with which the last exploratory deep wells were drilled in the country. In the 1990s, once the Cold War had finished, environmental issues were a priority in international discussions. At the same time, Costa Rica signed agreements with the World Bank, seeking economic reform, which led to the approval of the Hydrocarbons Law in a time when the country was already trying to detach from the dependence of oil as the main source of energy. Both situations led to a conflict between Harken Company and the State of Costa Rica during the 2000s, in which the latter was the winner. The moratorium on any oil-exploratory activity, imposed by the government since 2011, confirms the interest of Costa Rica in becoming a carbon neutral country and avoids the inherent risks of oil exploration and extraction. However, each year national and world consumption of oil keeps growing and Costa Rica depends completely on the international market.

Keywords: Limón Sur Basin; Hydrocarbons; Oil Exploration; RECOPE; Costa Rican Oil Company; Geology.



RESUMEN: El petróleo era conocido desde la Edad Antigua, pero fue con la Revolución Industrial, en el siglo XIX, que se diversificó su uso alrededor del mundo. Las primeras menciones de petróleo en el Caribe de Costa Rica provienen de la década de 1870. Ante una creciente demanda internacional del recurso y en un clima de inestabilidad política nacional e internacional, ya entrado el siglo XX se firmaron los primeros contratos petroleros en el país. Las compañías estadounidenses y británicas que entraron en conflicto legal por dejarse el recurso petrolero costarricense perdieron su interés exploratorio a principios de la década de 1920, una vez finalizados los primeros pozos petroleros y con el convencimiento de que Costa Rica no tenía yacimientos de interés comercial. Después de tres décadas sin mayor desarrollo de la actividad, en 1951 hubo un renovado intento por lograr la independencia energética a través del petróleo. Se firmó un contrato con la Compañía Petrolera de Costa Rica, subsidiaria de la *Union Oil Company* de California, la cual inició una campaña de exploración superficial y profunda que se extendería de manera ininterrumpida hasta la década siguiente. En este periodo se perforaron los pozos de mayor productividad (Cocoles No. 1 y No. 2), aunque sin hallar cantidades de petróleo de carácter comercial. En 1967, el contrato con la Compañía ELF (*Essences et Lubrifiants* de France) continuó con una línea de exploración similar, aunque con una cobertura más amplia en el territorio; la ELF construyó la primera y única plataforma petrolera marina, frente a las costas de Moín. Sin embargo, la inestabilidad política en Medio Oriente, en la década de 1970, llevó a un súbito aumento en los precios del petróleo, que culminó con una crisis económica y el fin de una etapa de exploraciones petroleras. Como consecuencia de esta crisis, en 1980 las Naciones Unidas recomendaron a los países en vías de desarrollo que buscaran el autoabastecimiento. Esto condujo a Recope (Refinadora Costarricense de Petróleo) a firmar convenios con las compañías Pemex (Petróleos Mexicanos) y Petro-Canada, con las que se construyeron los últimos pozos exploratorios profundos en el país. En la década de 1990, una vez terminada la Guerra Fría, la problemática ambiental ocupó un lugar prioritario en las discusiones internacionales. A la vez, Costa Rica firmaba convenios con el Banco Mundial buscando una reforma económica, lo cual llevó a la aprobación de la Ley de Hidrocarburos en una época que ya buscaba desligarse de la dependencia del petróleo como principal fuente de energía. Ambas situaciones desembocaron en un conflicto entre la petrolera Harken y el Estado Costarricense en la primera década del siglo XXI, en que el segundo salió ganador. Una moratoria a la actividad petrolera impuesta por el gobierno desde 2011 confirma el interés de Costa Rica de convertirse en un país carbono-neutral y evitar exponerse a los riesgos inherentes a la exploración y explotación petrolera, a pesar de que cada año el consumo interno y mundial de petróleo va en aumento y Costa Rica depende enteramente del mercado externo.

Palabras clave: Cuenca Limón Sur; hidrocarburos; exploración petrolera; Recope; Compañía Petrolera de Costa Rica; geología.

INTRODUCCIÓN

La explotación y aprovechamiento de recursos energéticos es un tema crucial y que da lugar a continuos debates de diversa índole alrededor del planeta. La industria petrolera, como parte de esta necesidad, ha sido protagonista en el desarrollo económico de muchos países desde finales del siglo XIX hasta la actualidad (Craig, Gerali, MacAulay y Sorkhabi, 2018). El petróleo y sus derivados han logrado un alcance geográfico y social mayor al de cualquier otra fuente de energía, y el mundo, lejos de reducir sustancialmente su uso, lo ha incrementado con el paso del tiempo (BP Statistical Review of World Energy, 2020). La civilización actual depende de la explotación de hidrocarburos para gran parte de sus actividades (BBC, 2015, 4 de abril), sobre todo en países que no han tenido acceso a otras posibilidades energéticas. Las consideraciones ambientales de las últimas décadas, sin embargo, han despertado un interés creciente en las energías renovables, limitando el desarrollo de la industria petrolera en varias partes del mundo.

Costa Rica no ha sido un país petrolero en cuanto a producción, pero sí ha dedicado parte de sus recursos y fuerza laboral a la exploración de hidrocarburos. El “oro negro” ha sido un tema latente en las conversaciones gubernamentales desde principios del siglo XX, poco después de que se dieron los primeros hallazgos de petróleo en el Caribe costarricense (Gabb, 1895). Sin embargo, el asunto petrolero ha sido de significación inconstante e influenciado por las políticas internacionales. La exploración ha tenido importancia geológica, y ha permitido la definición estratigráfica de diferentes cuencas sedimentarias en el país mediante exploración superficial, geología de pozos e interpretaciones a partir de sísmica de reflexión (Fig. 1), sobre todo en la provincia de Limón (Fig. 1). Sin embargo, los resultados no han tenido relevancia económica. Lo anterior, así como las disposiciones del gobierno de Costa Rica en materia ambiental, han llevado a marginar la posibilidad de una industria petrolera dentro de las prioridades del país. Prueba de ello es la moratoria actual a la exploración petrolera impuesta por el gobierno de Costa Rica (Lara, 2019, 25 de febrero).

Para entender el panorama actual de la exploración de hidrocarburos en Costa Rica, así como las decisiones que en diversas coyunturas se han tomado respecto a esta actividad, es necesario realizar un repaso histórico del tema, desde el primer

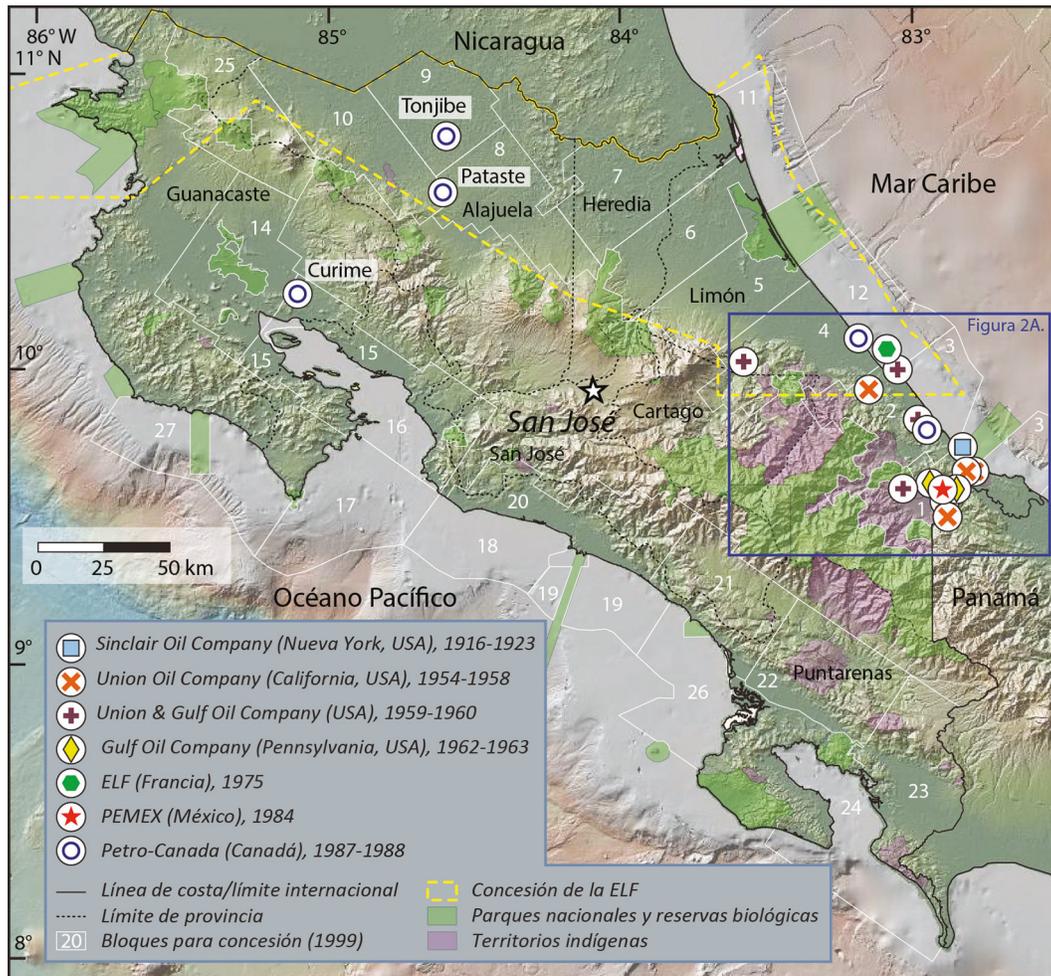


Fig. 1: Ubicación de los pozos profundos (>1000 m) de exploración petrolera de en Costa Rica. Se muestran también la división en provincias y los bloques para concesión de exploración de hidrocarburos correspondientes a la licitación petrolera No. 2 (Minae, 1999). Los parques nacionales y reservas biológicas son tomadas de Minae (2008). Los territorios indígenas son tomados del mapa de OdD (2008).

hallazgo de petróleo de que se tiene información en la literatura hasta la directriz gubernamental más reciente en materia de hidrocarburos. Es indispensable considerar las condiciones geológicas de los sitios de exploración, y también las situaciones internacionales que han impulsado, entorpecido o desmotivado el desarrollo de una industria petrolera en Costa Rica. Dentro de un contexto internacional y nacional, y enfatizando en los aspectos geológicos, este trabajo pretende dar un recuento histórico de las exploraciones petroleras en Costa Rica, principalmente enfocadas en la región Caribe, sin olvidar el trasfondo político y económico que ha moldeado las diferentes facetas de la historia del país. De este modo, la historia y la geología se abordan en el texto de manera paralela, con el fin de brindar una visión más completa sobre las decisiones que, en diferentes momentos, acompañaron el desarrollo de la exploración petrolera en Costa Rica.

MATERIALES Y MÉTODOS

El presente trabajo tiene una estructura definida por la historia de Costa Rica de 1870 a la actualidad, por lo que se ha hecho un ordenamiento de documentos en orden cronológico por fecha de publicación. Aunque una división de la historia por

etapas ya ha sido propuesta por otros autores (p. ej., Astorga, 2012), las observaciones de la presente investigación llevaron a una diferenciación en cinco etapas de la historia de la exploración petrolera en Costa Rica: una primera etapa de inicios del siglo XX (1913-1922), una segunda etapa de mediados del siglo (1951-1963), una tercera etapa (1967-1975), que se diferencia de la segunda por un cambio en la compañía petrolera operante en el país y las áreas de exploración, una cuarta etapa de 1980 a 1988, y una quinta que comprende el período de 1994 al presente.

Se consultó una parte de la vasta bibliografía existente sobre las concesiones petroleras en Costa Rica, sobre todo en materia política y legal, incluyendo libros, informes técnicos, leyes, códigos y tratados, así como reportajes periodísticos. Fue fundamental la donación del geólogo Gregorio Escalante (1932-2006), que incluyó informes inéditos de la Compañía Petrolera de Costa Rica y la Compañía ELF Petróleos de Costa Rica, además de varios recortes de periódico de la década de 1980, relacionados con la crisis energética en el país y las decisiones gubernamentales respecto a la industria petrolera. Este material actualmente se encuentra custodiado en la biblioteca de la Escuela Centroamericana de Geología.

La información geológica se ha evaluado utilizando Sistemas de Información Geográfica, para verificar y comparar la ubicación de rasgos geográficos, pozos y contactos geológicos, utilizando como base los mapas del Instituto Geográfico Nacional a escala 1: 50000.

El mapa geológico de Limón (Fig. 2A y B) corresponde con la versión de la Compañía Petrolera de Costa Rica (1960c) e ilustra el concepto geológico de la época en que la mayoría de los pozos en la región fueron construidos.

La base estratigráfica utilizada en este trabajo consta de 10 unidades geológicas, tal como fue presentada por Sprechmann (1984; Fig. 2C). Estas son, de la más antigua a la más joven: Changuinola, Río Lari, Tuis, Las Ánimas, Senosri, Uscari, Río Banano, Limón y Suretka. Cabe destacar que en los informes de la Compañía Petrolera se habla de un equivalente lateral de Senosri, que corresponde con la Formación Dacli (Fig. 2C); sin embargo, en trabajos como Sprechmann (1984), Dacli solo se menciona como cronozona con base en las publicaciones de Weyl (1980). Escalante y Astorga (1994) no mencionan a la Formación Dacli, sino solo a las formaciones Senosri y Barbilla. Bottazzi (2016) y Bottazzi, Fernández y Barboza (1994) ubican en sus columnas las calizas de Barbilla (Fig. 2C). Por lo tanto, se considera que Barbilla (Oligoceno Superior – Mioceno Superior) corresponde con lo que había sido denominado “Dacli” por la Compañía Petrolera. Esta unidad podría corresponder también con la Formación Punta Pelada (definida por Baumgartner et al., 1984, y Calvo, 1987). La Formación Río Banano proviene de la definición de Taylor (1975) y es un equivalente de la Formación Gatún; este último término es el usado por la Compañía Petrolera, cuya nomenclatura se mantiene en las descripciones para conservar el concepto estratigráfico original. La Compañía Petrolera también se refiere a calizas del Eoceno de la Formación Tuis, que actualmente se consideran una unidad aparte, la Formación Las Ánimas (Sprechmann, 1984; Bottazzi, 2016); en los perfiles de los pozos del presente trabajo se incluyen como calizas de la Formación Tuis, tal y como fueron definidas originalmente (Fig. 2C). La Formación Limón es superficialmente restringida (Fig. 2A) y aparece en algunas versiones de la columna estratigráfica (Fig. 2C); su definición está detallada en Bottazzi et al. (1994).

Las coordenadas de ubicación de los pozos son de Pizarro (1993). Estas son diferentes de las coordenadas originales reportadas en los informes de la Compañía Petrolera, las cuales vienen acompañadas de otras señas. Sin embargo, usando los datos de los informes, varios pozos tendrían localizaciones improbables según las descripciones de la época. Por ejemplo, los pozos Cocolos No. 2, No. 3 y Sixaola aparecerían en la margen oriental del río Sixaola, entre 150 y 350 m dentro del territorio panameño, cuando hay consenso en los informes de que todos esos pozos se encuentran del lado costarricense. Por tal motivo, se prefiere el trabajo de Pizarro (1993) como referencia geográfica. Debe recordarse, además, que la base cartográfica del Instituto Geográfico Nacional (IGN) estuvo disponible hasta el final de la década de 1960, por lo que la mayoría de los pozos fueron ubicados por la Compañía Petrolera antes de que existieran los mapas topográficos del IGN. Esto da lugar a notables imprecisiones.

Las conclusiones a partir de micropaleontología y la división interna de los pisos del Cenozoico se conservan en el presente trabajo tales y como aparecen en los informes de la Compañía Petrolera, a pesar de que las distribuciones en el tiempo de los foraminíferos se han redefinido desde la década de 1950 (ver, por ejemplo, Ardizzone, 1970). Además, el “Oligoceno medio” no aparece en la Tabla Cronoestratigráfica Internacional de la Comisión Internacional de Estratigrafía (2020). Sin embargo, una redistribución de las unidades cronoestratigráficas, considerando los avances en la estratigrafía y paleontología que se han dado desde la época de las perforaciones, está fuera del alcance de esta investigación. La información de los informes de la Compañía Petrolera se ha utilizado de modo similar al de Pizarro (1993), trabajo pionero en esta materia, aunque procurando mostrar las interpretaciones de edad originales, que a la luz de las ideas más recientes podrían estar sujetas a cambios. Esto, sin embargo, constituye una actualización de la bibliografía disponible sobre la geología de los pozos.

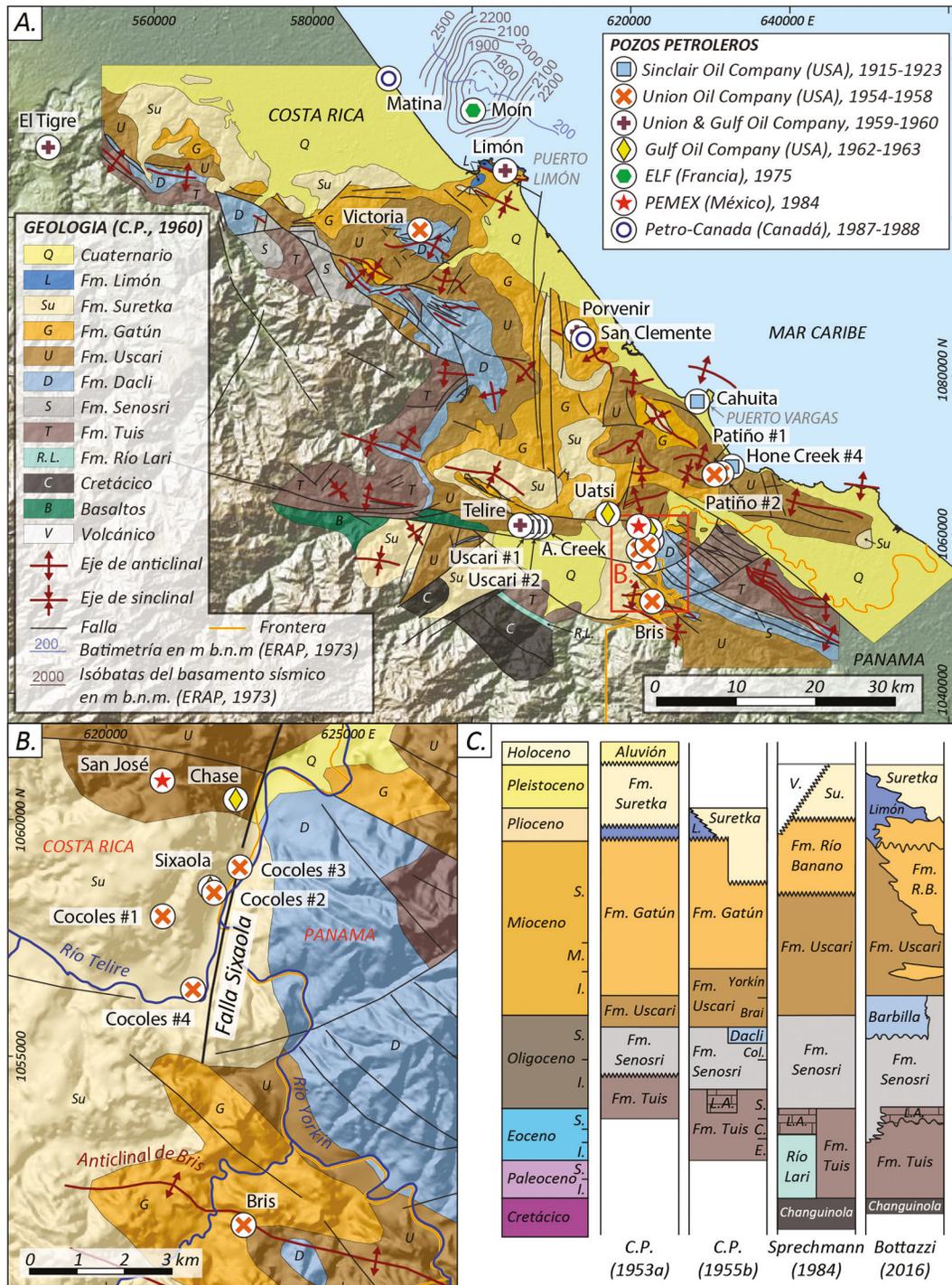


Fig. 2: A. Mapa geológico de Limón según Compañía Petrolera de Costa Rica (1960c) con los pozos de exploración petrolera y principales estructuras (fallas y pliegues). También se muestran las isóbatas correspondientes al basamento sísmico del Alto de Moín según ERAP (1973). B. Detalle de la geología y los pozos en las cercanías del sistema de fallas Sixaola, la zona de más alta densidad de pozos profundos para petróleo en el país. C. Diferentes versiones de la columna estratigráfica de la cuenca de Limón Sur. C. P.: Compañía Petrolera de Costa Rica.

Para estimar la densidad de pozos por época se construyeron áreas rectangulares utilizando el programa ArcGIS 10.5 de Esri. Los rectángulos, de lados N-S y E-W, son los más pequeños posibles donde caben todos los pozos de una época determinada. Así, por ejemplo, para el caso de la Compañía Sinclair, el norte extremo lo marca el pozo Cahuita, el sur extremo el pozo Uscari No. 1, el oeste extremo el Uscari No. 1 también y el este extremo el pozo Hone Creek No. 4. La distancia N-S del área cubierta, entre Uscari No. 1 y Cahuita es 15,51 km; la distancia W-E entre los pozos Uscari No. 1 y Hone Creek No. 4 es 26,10 km. Con estos lados se forma un rectángulo de área 404,81 km². Para obtener la densidad de los pozos se divide el número de perforaciones (5, en este caso) entre el área, lo que da 0,0124, equivalente a 12,4 pozos cada 1000 km².

Para estimar la cantidad de barriles producidos en los exámenes de producción de los pozos Cocolos No. 1 y Cocolos No. 2, se utilizaron los datos de los informes de la Compañía Petrolera de Costa Rica (1956b, 1957). En caso de que se reportaran los barriles recuperados y el porcentaje de agua, se extrajo el agua del total de barriles, asumiendo que el resto del total corresponde con aceite. Por ejemplo, el 9 de abril de 1956 se produjeron 5 barriles con un 60% de agua; esto significa que los barriles de petróleo fueron únicamente 2. En los informes se observaron algunas inconsistencias entre los barriles producidos y las tasas de producción; en tales casos, se prefirió estimar con base en los barriles producidos. Dependiendo de los datos disponibles, la cantidad de barriles extraídos se calculó a partir del periodo de extracción en horas y la tasa de producción.

En términos generales, la metodología y estructura de este trabajo fueron planificadas para dar una visión sintética dentro de un paradigma geológico, y en un contexto histórico determinado por las decisiones políticas y eventos de relevancia económica, tanto a nivel nacional como internacional.

ASPECTOS GENERALES DEL RECURSO PETROLERO Y ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LAS PRIMERAS EXPLORACIONES PETROLERAS EN COSTA RICA

El petróleo (del latín *petroleum*, y este del latín *petra* ‘piedra’ y *oleum* ‘aceite’) es un líquido oleaginoso oscuro, menos denso que el agua, que puede encontrarse almacenado en rocas sedimentarias de alta porosidad, asociado con la deposición de materia orgánica (Meléndez y Fuster, 1978). Como parte de los procesos sedimentarios, la materia orgánica proveniente de restos vegetales y animales, tanto en el mar como en la tierra, se acumula junto con el sedimento en una cuenca. Con el paso del tiempo, la materia orgánica, principalmente proteínas y grasas, en un ambiente relativamente libre de oxígeno, se somete a un proceso de degradación por parte de bacterias que causan la descomposición (Meléndez y Fuster, 1978; Astorga, 2001). Los cambios fisicoquímicos más notables producto de este proceso son la caída en las proporciones de nitrógeno y oxígeno y el aumento en carbono e hidrógeno, lo que permite la generación de compuestos con una estructura predominante de C y H, llamados hidrocarburos (Meléndez y Fuster, 1978). Los crudos (petróleo no refinado) son, básicamente, una mezcla de hidrocarburos muy variados, principalmente líquidos, aunque también gaseosos, como el metano, y sólidos como los asfaltos (Guillamot, 1971; Meléndez y Fuster, 1978), formados en zonas con un gradiente geotérmico adecuado, a temperaturas promedio de 100 a 125°C; someter las rocas a estas condiciones de temperatura y a las presiones presentes a unos 3000 m de profundidad, donde estas temperaturas son esperables, puede tardar de uno a varios millones de años (Astorga, 2001). En ambientes donde las temperaturas superan los 200°C, algunos hidrocarburos se vuelven inestables y se destruyen (Meléndez y Fuster, 1978); por este motivo, los hidrocarburos con potencial energético generalmente se acumulan en zonas alejadas de sistemas volcánicos recientes.

Después de su formación en una roca madre o generadora, los hidrocarburos se mueven a través de niveles permeables hasta hallar algún obstáculo (roca o capa sello) que impida que continúe su flujo y favorezca su acumulación en una roca reservorio o almacén, y en una geoforma relativamente cerrada denominada trampa petrolífera (Guillamot, 1971; Astorga, 2001). Las rocas candidatas a ser generadoras, reservorios y sellos pueden estudiarse y evaluarse en campañas de exploración geológica, que determinarán si una región tiene potencial para la explotación de petróleo; esto requiere de conocer la edad de las rocas sedimentarias (por lo general mediante estudios paleontológicos y correlaciones estratigráficas), su distribución espacial y sus características químicas, como el contenido de carbono (p. ej., Ardizzone, 1970). Las trampas petrolíferas (estructurales, estratigráficas o mixtas) pueden estudiarse desde superficie mediante técnicas geofísicas (por ejemplo, sísmica, gravimetría, magnetometría), de manera que pueda tenerse una idea de cuánto se debe perforar para llegar hasta ellas, su

disposición en el espacio, la densidad de los materiales que la componen y su intensidad magnética. La profundidad de perforación por lo general varía entre 750 y 2800 m (Meléndez y Fuster, 1978). Si la relación entre el costo de la perforación y el beneficio del petróleo extraído es rentable (ya sea porque hay mucho petróleo acumulado o porque su explotación no requiere de grandes esfuerzos económicos) se considera que se ha hallado un yacimiento petrolífero.

El petróleo y sustancias similares eran conocidos ya desde tiempos antiguos. Durante el Imperio Acadio (anterior a 2100 a. C.) se denominaba al petróleo con el término “*naptu*”, del que se derivó la palabra “nafta” (Forbes, 1938). Esta última, con la aparición del proceso de destilación, se usó para la denominación de la “fracción ligera del petróleo natural” (Real Academia Española). El código de Hammurabi (cerca de 1875 a.C.) se refiere al uso de “masilla bituminosa” como revestimiento y otros materiales (Forbes, 1938). En el libro del Génesis (11, 3) se menciona que para la construcción de la Torre de Babel “se sirvieron de betún en lugar de argamasa”, lo cual coincide con la evidencia arqueológica del amplio uso de asfalto en la antigua Mesopotamia para fines constructivos de acuerdo con los estudios de Abraham en 1960 (Nissenbaum, 1978); de hecho, la guerra más antigua conocida por el control de hidrocarburos ocurrió en el año 312 a. C. en el área del Mar Muerto, entre los sirios selyúcidas y los árabes nabateos (Nissenbaum, 1978). También se sabe de los antiguos usos del betún para fines medicinales, puesto que se recomendaba, mezclado con azufre, para fumigación y tratamiento de llagas en las manos o pies, con aceite para aliviar la inflamación de ojos y con cerveza para la cura de ciertas enfermedades (Forbes, 1938).

Con el advenimiento de la Revolución Industrial, se hallaron nuevas aplicaciones del petróleo. En Europa (Craig et al., 2018), el químico polaco Ignacy Lukasiewicz descubrió, en 1853, cómo obtener queroseno a partir de petróleo crudo a través de destilación, y pronto se utilizaron las primeras lámparas de queroseno, altamente eficientes en comparación con las anteriores, de aceite; así fue como, en 1856, Lukasiewicz decidió construir la primera refinería de petróleo crudo en el mundo, localizada en Ulasnowize, Polonia. Los primeros pozos petroleros comerciales fueron perforados en Azerbaiyán (1846), Polonia (1853) y Rumania (1857; Craig et al., 2018). Al otro lado del Atlántico, entre 1846 y 1853, Abraham Gesner de Halifax, Canadá, desarrolló una técnica para producir una lámpara de aceite a partir de carbón, y en 1855 el químico estadounidense Benjamin Silliman Jr. aplicó el mismo proceso, llamado destilación fraccionada, a una roca bituminosa de Pensilvania (Bott, 2004). La industria petrolera en Estados Unidos emergió después del descubrimiento del pozo de Drake en Titusville, Pensilvania, en 1859, estado que produjo hasta un 95% de todo el petróleo crudo en Norteamérica hasta 1885 (Dahdah, Sorkhabi y Collister, 2015).

Con la entrada de J. D. Rockefeller al negocio del petróleo, en 1863, se inauguró una nueva era de procesos industriales que incluían refinería, transporte, producción y mercado de petróleo, lo cual culminó con el desarrollo de la *Standard Oil Trust*, en 1882 (Pratt, 2012). Al mismo tiempo, durante la década de 1860, en el estado de California se dio el auge de la producción de queroseno, especialmente en el Valle de San Joaquín, para su uso en lámparas, lubricantes de ruedas de vagón y cera para velas; también se obtenía gasolina como derivado del proceso, aunque en ese momento no tenía ninguna aplicación (Takahashi y Gautier, 2007). Pensilvania, por su parte, era un fuerte competidor en la venta de productos derivados del petróleo a un menor precio, lo que llevó a una sobreproducción en California y al declive momentáneo de la venta de queroseno (Takahashi y Gautier, 2007).

Sobre este trasfondo, un constructor de ferrocarriles estadounidense, Henry Meiggs, famoso por haber construido líneas férreas en Chile y Perú, llegó a Costa Rica para celebrar un contrato ferrocarrilero con el recién investido presidente de la república, Tomás Guardia, en 1871 (Stewart, 1967). La construcción de un ferrocarril al Caribe se consideraba “la obra magna del Estado” (Molina, 2008), ya que el Pacífico estaba aislado de los focos económicos mundiales (Nueva York, Londres) y el traslado de productos para exportación del Valle Central al Caribe (o al Pacífico) requería de grandes esfuerzos y largos días de marcha. Henry Meiggs traspasó su contrato a su sobrino, Henry Keith, y éste, tras un breve periodo a cargo, lo cedió a su hermano Minor Cooper Keith. Minor Keith había llegado a Costa Rica en 1871 y se había establecido en Puerto Limón, lugar que Henry había recomendado como punto de partida del ferrocarril por su ubicación favorable como puerto (Stewart, 1967). Keith tenía otras ambiciones con respecto al Caribe de Costa Rica, y desde un primer momento se interesó incluso por saber si había recursos minerales de relevancia en el Valle de la Estrella y la cordillera de Talamanca, donde la leyenda ubicaba grandes riquezas aún no explotadas (Gabb, 1895; Denyer, 2001; Denyer y Lücke, 2007). Para satisfacer esta demanda, el gobierno de Guardia contrató al geólogo de Filadelfia William M. Gabb. Habiendo visto ya el auge petrolero de la década de 1860 en su país, Gabb (1895) fue quien reportó por primera vez la existencia de petróleo en el Caribe de Costa Rica, mientras exploraba el territorio en la década de 1870:

Al salir de la región del Taberi, cerca de Urúchiko, el sendero cruza una pequeña serranía: fué [sic] después de pasar ésta, en el secundo [sic] arroyo aguas arriba de la boca del Taberi, que descubrí una fuente de petróleo. El aceite mineral corre por encima del agua del río, cubriéndola con la iridiscencia característica y desprendiendo su especial olor. La fuente se revela a una distancia de varias yardas por sus emanaciones y tanto su apariencia como su situación acuerdan [sic] de un modo singular á [sic] las famosas fuentes de petróleo abundantemente esparcidas por toda California del Sur (Gabb, 1895, p. 62).

Hay petróleo en un solo punto, sobre una de las ramas del Alto Telire; pero después de los desastrosos experimentos de las minas de petróleo de California, donde las condiciones de explotación superaban mil veces a las de Talamanca, sería prematuro atribuir á [sic] aquellas algún valor económico (Gabb, 1895, p. 69).

Este descubrimiento no tendría mayor importancia durante el final del siglo XIX, con el modelo económico agroexportador en su plenitud: entre 1850 y 1890, el café representaba cerca del 90% del valor de la exportación total de Costa Rica, y no había mucho interés en la diversificación económica a través de la industria (Molina, 2008), incluyendo la petrolera. El hallazgo de Gabb, sin embargo, sería decisivo en las primeras décadas del siglo XX.

PRIMERA ETAPA DE EXPLORACIÓN: 1913-1922

Competencia entre compañías de las dos mayores potencias mundiales por el petróleo en Costa Rica

En las últimas décadas del siglo XIX hubo notables inventos que incrementaron la demanda de petróleo. Los más significativos fueron el motor de combustión interna de Étienne Lenoir en 1860; el motor de cuatro tiempos de Nicholas Otto en 1876; el motor de “alta velocidad” de Gottlieb Daimler y Wilhelm Maybach en 1885; y el carburador moderno para mezcla de aire y gasolina en 1893, también de Maybach (p. ej., Heitman, 2009).

El incremento casi exponencial en el número de automóviles urgió de un mayor suministro de petróleo. En Francia, por ejemplo, la cantidad de automóviles en uso pasó de 1672 autos en 1899 a 46 000 autos en 1909; la fabricación y distribución de vehículos en los Estados Unidos pasó de 600 autos en 1899 a 200 000 autos en 1910 (ver Heitman, 2009). La producción mundial de petróleo había aumentado un 208% en la década de 1900 con respecto a la década anterior, según “The Oil Weekly” en el Atlas Mundial de 1946 (Picado, 1951). Había potencias, sin embargo, que no podían producir todo el petróleo que consumían; el Reino Unido, por ejemplo, importaba la mayor parte de su petróleo de Estados Unidos e Irán a principios de siglo (Craig et al., 2018); de hecho, en ese país, las importaciones de petróleo posteriores a 1913 se incrementaron en un 250% debido al alto consumo requerido durante la Primera Guerra Mundial, según Giffard en 1923 (Craig et al., 2018). Así, en 1918, el Reino Unido importaba hasta 100 000 barriles de petróleo por día, y había gran temor de que esto no fuera suficiente para cubrir la demanda (Hallett, Durant, y Farrow, 1985). En Estados Unidos, por otra parte, se consideraba que las reservas del país pronto serían insuficientes para satisfacer el consumo (Picado, 1951).

En Costa Rica se había fundado la *Costa Rica Petroleum Coal Company*, con el objetivo de explotar petróleo (Picado, 1951; Castillo, 1975). Con este fin, el Congreso había aprobado el primer contrato petrolero el 5 de septiembre de 1901, llamado contrato Pacheco-Costa Rica (Castillo, 1975). No obstante, no se sabe el detalle de las actividades desarrolladas por esta compañía (ver Gutiérrez, 1991).

La firma de ese contrato es una muestra de que las actividades económicas del país estaban cambiando. El café ya no era el producto dominante de exportación; en 1910, las exportaciones de banano igualaron a las de café, pero la economía del país era muy vulnerable a la variación de los precios de estos dos productos en el mercado internacional (Molina, 2008). Se hizo palpable una necesidad de diversificación económica, que incluyó productos como el cacao, cuyo auge llegó en 1913 cuando lo cultivó la *United Fruit Company*, la caña de azúcar, e incluso la minería, que decaería hacia finales de los años 1920 (Molina, 2008). No es de extrañar que el petróleo fuera considerado en las discusiones de los altos círculos políticos y empresariales del país, sobre todo tomando en cuenta que en las actividades anteriormente citadas predominaba el capital extranjero (Molina, 2008).

A pesar de que desde 1910 las interacciones comerciales de Costa Rica con el Reino Unido habían caído en descenso (Botey, 2005), la necesidad de hallar petróleo por parte de los británicos y el clima de diversificación económica en Costa Rica, que ya se ha descrito, hicieron que en 1913 se firmara el contrato Jiménez-Pearson (Castillo, 1975), durante la administración del presidente Ricardo Jiménez Oreamuno. *Pearson and Son Ltd.* tenía su sede en Londres, y controlaba mucho de la producción petrolera en México (Gardner, 2015); Lord Murray, un asociado de Pearson and Son Ltd., había visitado Colombia, Panamá y Costa Rica para asegurarse de que las concesiones cubrieran los recursos petroleros a ambos lados del Canal de Panamá para la firma británica; de los tres países visitados, solo en Costa Rica logró la firma de un contrato petrolero (Valentine, 1919). Sin embargo, esto no fue visto con buenos ojos por parte del gobierno de Estados Unidos. La propuesta de exploración británica fue rechazada por el Congreso de Costa Rica en la tercera lectura (Picado, 1951; Valentine, 1919), cuando el diputado Enrique Pinto señaló que los territorios de interés por parte de la compañía aún no habían sido objeto de un tratado de límites entre Costa Rica y Panamá (Picado, 1951; Castillo, 1975). Es posible que, en el fondo, hubiera razones geoestratégicas para tomar esta decisión: el mayor socio comercial de Costa Rica en aquella época ya no era el Reino Unido, sino Estados Unidos. De hecho, en 1920 Estados Unidos concentraba el 71 por ciento del total exportado por Costa Rica (Román, 1978; Botey, 2005).

Aquí sucedieron dos situaciones destacables, quizás como consecuencia de este primer intento de los británicos de explotar el petróleo de Costa Rica. La primera es que se promulgó la ley N°5 del 26 de noviembre de 1913, según la cual el subsuelo se nacionalizaba, por lo que carbón y petróleo serían considerados de dominio absoluto del Estado (Picado, 1951; Castillo, 1975); sin embargo, según la Constitución ninguna ley podía ser retroactiva, por lo que esta nacionalización excluía las áreas previamente adquiridas por particulares (Valentine, 1919). La segunda es que, debido al fracaso en el Congreso, la compañía Pearson and Son intentó comprar algunos derechos sobre el petróleo que ya estaban en posesión de un grupo local costarricense, formado por el minero Diego Povedano, llamado Compañía Nacional de Petróleo (carta transcrita en Valentine, 1919), pero hubo alguien que pagó más y se dejó estos derechos: el Dr. Leo J. Greulich de Nueva York (Gardner, 2015). Desde entonces, el nombre “Greulich” estuvo definitivamente ligado a las primeras perforaciones petroleras en Costa Rica.

El contrato petrolero con Greulich se firmó el 23 de septiembre de 1915, entre el Dr. Leo J. Greulich, el secretario de Fomento Enrique Pinto (Picado, 1951; Gutiérrez, 1991) y el mismo presidente Alfredo González Flores (Valentine, 1919): “El presidente González le presentó a Mr. Greulich la pluma con que el documento fue firmado. Apretones de manos. Agasajos. Cumplidos. Y Mr. Greulich regresó a los Estados Unidos para arreglar sus asuntos financieros y preparar su personal de geología, equipo de perforación, etc.” (traducido al español por los autores a partir de Valentine, 1919, p. 28, párrafo 1).

De inmediato, el Dr. Greulich se granjeó varios enemigos por el monopolio que su inversión en Costa Rica representaba, incluso dentro de Estados Unidos. El Dr. Greulich, por otra parte, era controversial: había dudas sobre su ciudadanía estadounidense, y uno de sus asociados, de nombre Lincoln Valentine, era considerado “inconveniente” por parte del Departamento de Estado debido a su apoyo a la actividad revolucionaria en Honduras y sus críticas a las actividades del gobierno de Estados Unidos sobre la política nicaragüense (Gardner, 2015). Así, por ejemplo, A. B. Butler, de Washington D. C., representado por Robert Crespi (hermanastro de Minor Keith) informó al Departamento de Estado que él también estaba interesado en el petróleo de Costa Rica “y protestó contra la naturaleza monopolizadora de la concesión Greulich” (ver Gardner, 2015, p. 431). Sin embargo, Butler y Crespi en realidad trabajaban para la compañía británica Pearson and Son Ltd. (Gardner, 2015). Como se ve, predominaban los intereses individuales (y no solo gubernamentales) por parte de diversos postores para hacerse con las posibles reservas petrolíferas en el Caribe costarricense, y algunos estadounidenses en realidad trabajaban con capital británico, lo que dificultaba la toma de decisiones por parte del gobierno.

Dentro de Costa Rica había voces a favor y en contra de la concesión Greulich. Un grupo de costarricenses de clase alta habían firmado una carta el 9 de octubre de 1915 que decía: “El presente caso del contrato petrolero no es un asunto de imponer nuevos impuestos a los ciudadanos, sino lo contrario, crear un ingreso fiscal adicional, una nueva fuente de riqueza para la República” (Valentine, 1919, p. 29). Sin embargo, el periódico *El Imparcial*, por su parte, apuntaba:

La concesión otorgada a la Compañía Nacional Petrolera caducará en Abril [sic] próximo, y será el Congreso de Mayo el que conozca del referido contrato [Greulich], (...) necesita para su aprobación definitiva la sanción del Congreso, que posiblemente no se le otorgará, pues ese contrato, en la apariencia ventajoso para el país, en el fondo resulta inconveniente (...). Es necesario abrir los ojos y no dejarnos sugestionar por las halagüeñas

cláusulas de ese contrato. Si el petróleo existe en realidad, como lo hace suponer la intervención de sindicatos extranjeros, el país sería el llamado a explotar por su propia cuenta esa riqueza y no entregar el oro fluido de sus entrañas a cambio de pequeñas ventajas, como los indígenas entregaban sus tesoros a trueque de las baratijas de los conquistadores. (...) Costa Rica puede reservarse para sí, y explotar los yacimientos petrolíferos en su provecho propio (...). Encontrándose situados esos yacimientos cerca de la zona del Canal, Costa Rica podrá surtir de ese combustible a los navíos mercantes y de guerra, y la Talamanca adquirirá rápidamente la importancia que tiene en la actualidad la región de Tampico, México (El Imparcial, 1915, 27 de diciembre, p. 5). El texto entre paréntesis cuadrados es adición de los autores.

Esta es una opinión editorial, decididamente opuesta al proyecto, que al parecer obedecía a que el presidente González Flores había empezado a cambiar su discurso con respecto al petróleo. El presidente argumentaba, en primera instancia, que la actividad petrolera implicaba la concentración de mucho poder, y además “se refirió al derecho [de la Compañía] para cruzar y usar todos los ríos, construir grandes líneas de telégrafos por todas partes, el asunto de los servicios públicos, etc.” (Valentine, 1919, p. 33). Esto está en consonancia con su mensaje del 1 de mayo de 1916 a la Asamblea Legislativa:

El incentivo para atraer capital extranjero para el desarrollo del país, para la creación de grandes empresas, es considerado por muchos como el gran remedio para curar las malas situaciones económicas que estamos sufriendo. Mi opinión es enteramente opuesta a lo anterior. Los extranjeros que traen inteligencia y energía, que se establecen entre nosotros, ya sea que traigan capital de ellos o de otros, son bienvenidos. Los extranjeros que, de esta forma, han llegado a nuestras costas y se identifican con los nativos, han sido un factor importante en el gran desarrollo; pero decir que nuestra tierra, que la riqueza oculta en nuestro subsuelo, debe ser entregada, debe caer en las manos de las compañías poderosas que las explotan a través de empleados y obreros principalmente extranjeros; que se sienten como extranjeros en un país extranjero; que no siembran ninguna semilla aquí y en algunos casos ni siquiera intentan aprender a hablar nuestro idioma; que en sus oficinas al hacer tratos con el pueblo de Costa Rica usan un idioma extranjero y envían sus productos fuera del país para pagar dividendos y que de esta forma toman de nuestro suelo un producto enteramente perdido para el país – que esto es una bendición para Costa Rica es algo que niego absolutamente (Extracto del discurso presidencial de Alfredo González Flores, 1 de mayo de 1916, traducido a partir de Valentine, 1919, p. 47).

Parece ser que el embajador británico en Costa Rica fue quien persuadió al presidente Alfredo González Flores de retirar su apoyo al proyecto del estadounidense Greulich (Gardner, 2015).

Primeros pozos petroleros de Costa Rica

Sobre este trasfondo conflictivo, en 1916 se creó, en los Estados Unidos, la *Costa Rica Oil Corporation*, financiada por la *Sinclair Central American Corporation* (USGS, 1919). No es claro si esta entidad se creó antes o después de la oficialización del contrato petrolero (ver discusión en Gutiérrez, 1991). A pesar de la fuerte oposición por parte del presidente González Flores, la Asamblea Legislativa aprobó el contrato Pinto-Greulich el 12 de agosto de 1916 (El Imparcial, 1916, 12 de agosto; Valentine, 1919; Castillo, 1975) con veintiséis votos a favor y quince en contra (Valentine, 1919). De inmediato, la aprobación de este contrato intensificó las diferencias entre el Congreso y el poder Ejecutivo. El presidente González Flores se opuso públicamente a la concesión que él mismo había firmado e interfirió con los derechos sobre petróleo que Greulich sostenía; el Departamento de Estado de los Estados Unidos, por su parte, se abstuvo de inmiscuirse en este asunto (Gardner, 2015).

El presidente González Flores llamó al Congreso a una sesión especial el 28 de octubre de 1916 con el fin de imponer un “veto a la ley que aprobaba el contrato Greulich”, considerando que él había cometido un error al firmarlo, por no haber “provocado antes una licitación” y tenía la esperanza de que el congreso “le ayudara a rectificarlo” (Picado, 1951, p. 40); sin embargo, había admitido respecto a este movimiento: “Si contra lo que espero, el Congreso determina rechazar esta iniciativa y ratificar constitucionalmente el decreto número 51, yo en respetuoso acatamiento de sus resoluciones, lo mandaré ejecutar,

pero de sus consecuencias, no será mi nombre responsable, ni ante el país ni ante la historia” (Alfredo González en Valentine, 1919, p. 84; Picado, 1951, p. 40).

El 12 de noviembre de 1916, el Congreso rechazó el veto presidencial, el cual fue apoyado por solo cuatro de los cuarenta y tres diputados; con eso terminaba la oposición del presidente González Flores, quien al parecer aceptó el resultado “con cordiales deseos” (Valentine, 1919). Gardner (2015), afirma que, en realidad, la legalidad de la concesión había quedado en duda, por lo que la *Sinclair* compró la concesión a Lincoln Valentine (socio del Dr. Greulich) y sus asociados en diciembre de 1916 (o el 29 de enero de 1917, dos días después del golpe de Estado, según Picado, 1951 y Gutiérrez, 1991), al parecer mediante sobornos (Gardner, 2015).

Según USGS (1919) el contrato permitía a Greulich, realizar exploración petrolera en las provincias de Limón, Guanacaste y Puntarenas (Fig. 1); de hecho, durante el año 1916 se hicieron algunas exploraciones geológicas someras en las provincias cubiertas por la concesión. Sin embargo, se decidió perforar los primeros pozos “cerca de Uscari, Limón, próximo a río Amei, en una localidad donde las infiltraciones de petróleo eran numerosas” (USGS, 1919).

El pozo Uscari No. 1 (Fig. 2A), realizado en Baja Talamanca, fue perforado en 1915 según Castillo (1975), a finales de 1916 según USGS (1919), en 1920 según Compañía Petrolera de Costa Rica (1952b) y en 1923 según Castillo (1997) y Astorga, Barrientos, Bottazzi, Fernández y Barboza (1996). La fecha de 1916 es la más probable, ya que en tal caso el pozo se habría construido después de aprobado el contrato Pinto-Greulich y antes de la publicación de *Mineral Resources of the United States* (USGS, 1919), asumiendo que dicho trabajo se refiere a los pozos Uscari No. 1 y No. 2. La perforación no halló evidencias de gas ni petróleo tras haber alcanzado una profundidad de 320 m (“1051 ft”, Compañía Petrolera de Costa Rica, 1952b), profundidad que se reporta en la Fig. 3A, 315 m (Castillo, 1997) o 260 m (Castillo, 1975). La ubicación del pozo Uscari No. 1 se infiere a partir del mapa de la Compañía Petrolera de Costa Rica (1960c).

El pozo Uscari No. 2 (Fig. 2A) fue perforado cerca de Uscari No. 1 (USGS, 1919; Compañía Petrolera, 1960c; Castillo, 1975). Al igual que en el pozo anterior, la fecha de perforación es inconsistente entre diferentes autores; en este trabajo consideramos 1916 (USGS, 1919) como la más probable. Alcanzó una profundidad de 402 m (“1318 ft”, Picado, 1951 y Compañía Petrolera de Costa Rica, 1952b; Fig. 3), 320 m (Castillo, 1975) o 395 m (Astorga et al., 1996) y perforó únicamente lutitas (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1952b). Según Picado (1951) a una profundidad de 209 m (“688 ft”) el pozo “dio petróleo a razón de 2 barriles diarios sin bombear”; según Castillo (1975), los resultados fueron negativos como en la primera perforación, excepto por la presencia de gas que fue registrada a 257 m de profundidad.

El apremio con que se llevaron a cabo las primeras dos perforaciones, apenas unos meses después de iniciadas las exploraciones geológicas (USGS, 1919), lleva a pensar que había presiones externas para hallar petróleo lo más pronto posible, como podía serlo el abastecimiento de combustible para el funcionamiento del tren en Limón. En medio de la situación política confusa y ante los resultados negativos de los pozos Uscari No. 1 y 2, la *Northern Railroad Company*, que administraba el ferrocarril de Limón a San José, a finales de 1916 decidió comprar a México el petróleo para la operación de todas sus locomotoras (USGS, 1919), lo que disminuyó la urgencia de hallar petróleo en el Caribe para fines de ese año.

Golpe de Estado y pozo Amery Creek

El golpe de Estado por parte de Federico Tinoco a Alfredo González Flores sucedió el 27 de enero de 1917. González Flores afirmó que el golpe había sido impulsado por el grupo petrolero estadounidense, que pretendía asegurar sus concesiones, y que Valentine, con el fin de eludir obstáculos legales y lograr que el Congreso aprobara las concesiones, había “sobornado y corrompido” a varios funcionarios oficiales de Costa Rica (Valentine, 1919, p. 88).

Una vez instaurada la dictadura, Tinoco suprimió periódicos como *El Imparcial* y *La Nueva Era* (Valentine, 1919) y reconoció la concesión de Greulich como válida (Gardner, 2015), pues la familia en el poder estaba interesada en la concesión. Tinoco tenía buena relación con los aliados, e incluso había ofrecido a Estados Unidos el uso de los puertos costarricenses para propósitos militares después de que Estados Unidos le declarara la guerra a Alemania. Sin embargo, el presidente estadounidense Woodrow Wilson advirtió que no podía reconocer un gobierno que se hubiere impuesto por la fuerza (Gardner, 2015). En estas circunstancias, Tinoco jugó diferentes cartas a favor y en contra de los Estados Unidos, incluso en lo relativo al petróleo.

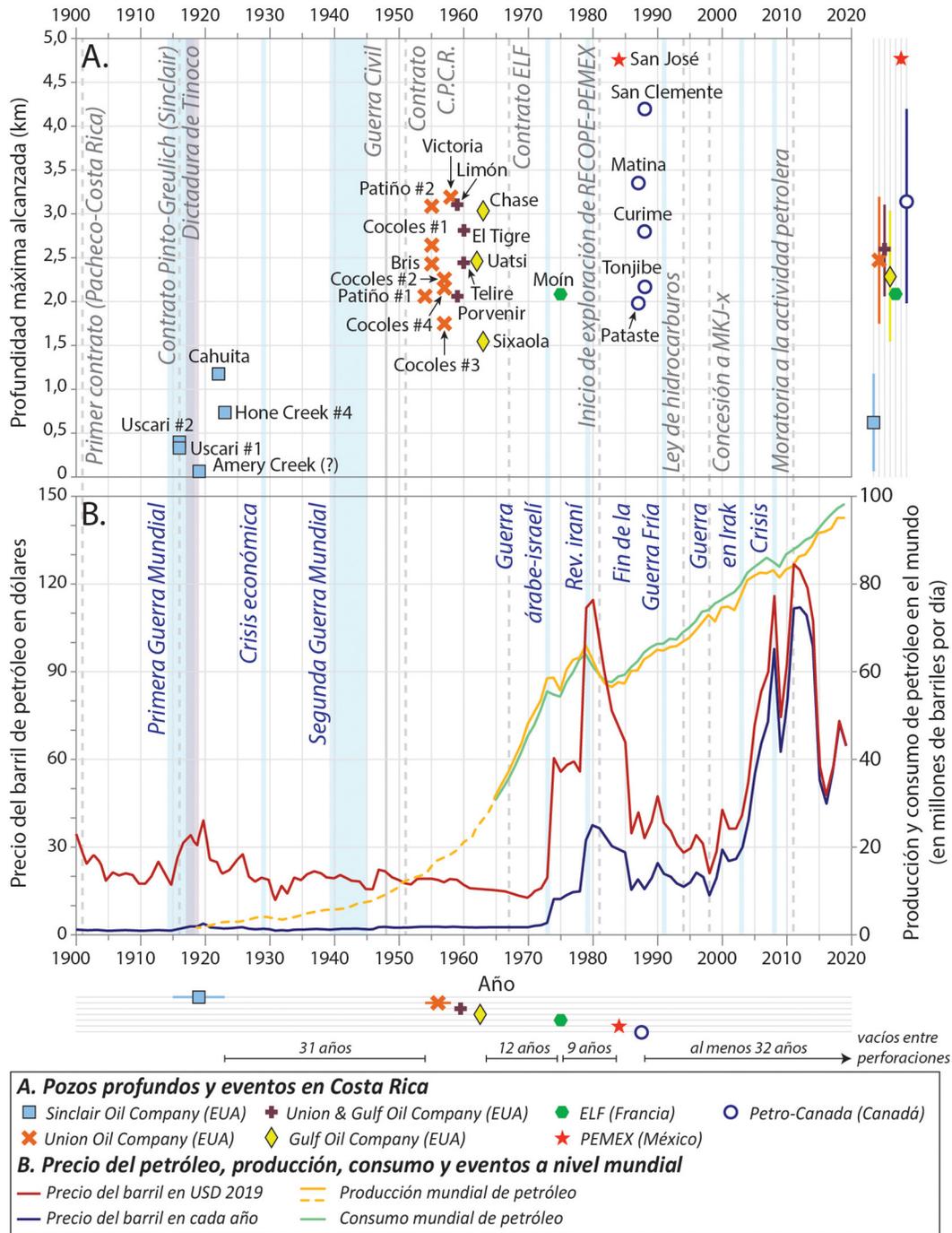


Fig. 3: A. Profundidad alcanzada por los pozos de exploración petrolera a través del tiempo. También se muestran eventos relevantes en la historia petrolera de Costa Rica. B. Variación del precio del barril de petróleo en USD 2019, precio del barril en cada año y producción y consumo mundiales de petróleo a través del tiempo, según datos de BP (2020). En producción mundial de petróleo se incluyen petróleo crudo, petróleo de esquisto, arenas petrolíferas, condensados y líquidos de gas natural (se excluyen biocombustibles, derivados sintéticos de carbón y gas natural y esquistos bituminosos extraídos en forma sólida). En consumo mundial de petróleo se incluyen, además, derivados del carbón y el gas natural; se excluyen biogasolina y biodiésel. La producción mundial de petróleo antes de 1965 fue tomada de Nashawi et al. (2010). Se observan otros eventos a nivel mundial de importancia para entender la historia de la exploración en Costa Rica.

Cuadro 1

Resumen de las perforaciones profundas para exploración petrolera en Costa Rica.

Pozo	Compañía	Longitud CRTM05	Latitud CRTM05	Profundidad (m)	Año de suspensión	Hoja IGNCR	Petróleo
Uscari #1*	Sinclair	607000	1061200	320	1916	Telire	No
Uscari #2*	Sinclair	607300	1061200	402	1916	Telire	Sí
Amery Creek**	Sinclair	607600	1061200	65	1919	Telire	No
Cahuita	Sinclair	628625	1076713	1177	1922	Cahuita	Sí
Hone Creek #4*	Sinclair	633100	1068350	735	1923	Amubri	No
Patíño #1	Union Oil	630790	1067506	2058	1955	Amubri	No
Patíño #2	Union Oil	631610	1067547	3088	1955	Amubri	No
Bris	Union Oil	622907	1051446	2428	1955	Amubri	No
Cocoles #1	Union Oil	621200	1057945	2644	1956	Amubri	Sí
Cocoles #2	Union Oil	622249	1058446	2258	1957	Amubri	Sí
Cocoles #3	Union Oil	622829	1058977	1750	1957	Amubri	No
Cocoles #4	Union Oil	621842	1056396	2154	1957	Amubri	Sí
Victoria	Union Oil	593541	1098367	3192	1958	Río Banano	No
Porvenir	Union & Gulf	613486	1085432	2059	1959	Cahuita	No
Limón	Union & Gulf	604300	1105784	3104	1959	Moín	No
El Tigre	Union & Gulf	546615	1108820	2812	1960	Bonilla	Sí
Telire	Union & Gulf	606266	1061008	2445	1960	Telire	No
Uatsi	Gulf Oil	617335	1062391	2460	1962	Amubri	No
Sixaola	Gulf Oil	622199	1058516	1548	1963	Amubri	Sí
Chase	Gulf Oil	622747	1060417	3025	1963	Amubri	Sí
Moín	ELF	600249	1113459	2086	1975	Moín	No
San José	Pemex	621197	1060815	4760	1984	Amubri	Sí
Matina	Petro-Canada	589654	1117501	3350	1987	Moín	No
Pataste	Petro-Canada	433740	1172426	1980	1987	Monterrey	No
Tonjibe	Petro-Canada	435093	1193394	2168	1988	Medio Queso	No
Curime	Petro-Canada	379288	1134271	2800	1988	Abangares	No
San Clemente	Petro-Canada	614135	1084692	4195	1988	Cahuita	No

Para los pozos posteriores a 1923 solo se incluyen los de profundidad mayor a 1000 m.

*Ubicación según Compañía Petrolera de Costa Rica (1960c). Profundidad según Compañía Petrolera de Costa Rica (1952b).

** Ubicación y profundidad según Castillo (1975).

El gobierno estadounidense tenía interés en que los eventuales campos petroleros cerca del Canal de Panamá fueran de su propiedad (Valentine, 1919; Gardner, 2015). Bajo esa condición, Tinoco otorgó una concesión a John M. Amory and Son de Nueva York para que exploraran las zonas no cubiertas por la *Sinclair Oil Company*. Sin embargo, la compañía Amory no utilizaba capital estadounidense, sino británico, algo que Tinoco no ignoraba (Gardner, 2015). Aun así, el contrato de Amory obtuvo el visto bueno por parte del Congreso. John Amory y Alejandro Aguilar (ministro de Fomento) firmaron el contrato el 6 de marzo de 1918, y se aprobó en el Congreso el 25 de junio de 1918 (Castillo, 1975). El contrato fue gestionado por el abogado de la compañía Cleto González Víquez (Gutiérrez, 1991). La concesión fue luego traspasada a la *Central Costa Rica Petroleum Company Limited*, de Canadá, controlada por la *British Controlled Oil Fields Limited* (Castillo, 1975).

No es claro si fue con este contrato o con el de Greulich que se perforó el pozo Amery Creek (Castillo, 1975; o Amei Creek, según Astorga et al., 1996); esto se desprende de una carta del embajador estadounidense en Costa Rica al secretario de Estado de los Estados Unidos de 1922, en la que no se refiere a este pozo (Davis, 1922). En el presente trabajo se considera que fue construido por la Sinclair, siguiendo a Castillo (1975). La perforación se localizaba al este de Uscari No. 1 (Castillo, 1975; Fig. 2A), aunque no aparece en Compañía Petrolera de Costa Rica (1952b), ni en el mapa de la Compañía Petrolera de Costa Rica (1960c). Fue perforado en 1919 sin hallar indicios de gas ni petróleo. Al parecer tuvo dificultades de carácter técnico que impidieron continuar la perforación, la cual alcanzó 65 m de profundidad (Castillo, 1975).

Restauración del gobierno constitucional, pozo Cahuita y fin de la primera etapa de perforaciones

Federico Tinoco abandonó Costa Rica el 12 de agosto de 1919 y su renuncia fue aceptada por el Congreso el 20 de agosto. Una vez restablecido el gobierno constitucional, el contrato petrolero Amory (británico) fue anulado por haber sido aprobado durante el mandato de Federico Tinoco, lo cual obedecía a los intereses estadounidenses (Gardner, 2015). Las tensiones diplomáticas entre Costa Rica y el Reino Unido aumentaron, a falta de mayores explicaciones para la anulación del contrato, según los británicos. Esto se evidencia en notas periodísticas de la época como la del Diario del Comercio (1920, 27 de noviembre), que se refiere específicamente al asunto del contrato Amory. Ya el 3 de septiembre de ese mismo año, en el mismo diario, Rómulo Tovar expresaba su opinión respecto a las exploraciones petroleras:

La otra gran preocupación del país es el petróleo. Ya alguien ha dicho que la peor desgracia para estos pueblos nuestros es la de poseer ciertas riquezas, como es la del petróleo que, por razones especiales y del momento, constituyen motivos de remover codicias en el ánimo de las naciones fuertes. (...) La riqueza no ha servido sino para escándalo y escarnio, y lo que es peor aún, para servidumbre más o menos disimulada, porque no conociendo su virtud, ni su poder (...) hemos ido abandonándola poco a poco a los activos, a los fuertes, a los codiciosos de fuera. (...) El petróleo, como otras riquezas nuestras, no tienen para estos países sino un valor relativo, el de producirles – cuando más – una riqueza momentánea, unos cuantos millones de dollars [sic] que alivian el presente sin mayor influencia en nuestro porvenir. (...) La posición más falsa del país, en todo esto, fué [sic] siempre la de considerar que vendía bien sus concesiones de tierras o de minas y la de seguir creyendo que tanto o cuantos millones son remuneración bastante para dar la fortuna de su tierra (Tovar, 1920, 3 de septiembre, p. 2).

Por si esto fuera poco, en agosto de 1920 intervino la *United Fruit Company* de Minor Keith, que trabajaba en asociación con la corporación petrolera omnimoda por excelencia: la *Standard Oil Company* de California (Gardner, 2015). La *United Fruit Company* advirtió que poseía territorios que habían sido otorgados a la *Sinclair* en la concesión. El gobierno, sin embargo, apaciguó los ánimos argumentando que los recursos del subsuelo siempre habían sido parte del Estado (Gardner, 2015), aunque esto en realidad no estuvo claro desde el punto de vista legal y constitucional hasta el 7 de julio de 1937 (ver discusión en Picado, 1951, p. 22 a 38; Castillo, 1975), 17 años después.

A pesar de las fuertes críticas e intentos de derribo de su campaña de exploración, la *Sinclair* se preparó para perforar su pozo más profundo, Cahuita No. 1 (Fig. 2A y 3A). Fue ubicado en las cercanías del pueblo homónimo y su perforación se inició en 1921 (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1952b). En abril de ese año, sin embargo, la plataforma se incendió debido a un escape de gas, y las instalaciones fueron destruidas. El gas estaba almacenado en un arrecife de coral ubicado a 247 m de profundidad (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1952b). Posteriormente, las instalaciones fueron reconstruidas y vueltas a poner en funcionamiento (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1952b; Castillo, 1975); la profundidad que alcanzó la perforación difiere según la fuente: 1177 m (“3862 ft”, Compañía Petrolera de Costa Rica, 1952b; 1960c), 1922 m (Castillo, 1975), 1777 m (Pizarro, 1993) o 1158 m (Astorga et al., 1996). Investigaciones posteriores demostraron la no ocurrencia de petróleo de carácter comercial (Castillo, 1975). Finalmente, el pozo Cahuita No. 1 fue suspendido en 1922 (Pizarro, 1993).

Después del accidente ocurrido en el pozo y ante los pobres resultados en cuanto al hallazgo de hidrocarburos, el panorama de la exploración petrolera en Costa Rica se volvió muy desfavorable. Las tensiones entre la Costa Rica Oil Corporation y el gobierno también fueron en ascenso. Así se evidencia en una nota del Diario del Comercio del 4 de enero de 1922:

Como nuestros lectores saben, el Gobierno dirigió a la Costa Rica Oil Corporation una especie de ultimatum [sic] para someter a arbitramiento los derechos del Gobierno y de la Compañía, con respecto al contrato existente entre ambas partes para la explotación de petróleo en las zonas del Este. La Compañía no ha aceptado la propuesta del Gobierno y alega se acogerá al famoso contrato Pinto-Greulich (Diario del Comercio, 1922, 4 de enero, p. 8).

En una carta del 12 de julio de 1922, el embajador de los Estados Unidos en Costa Rica, Roy T. Davis, pretendía explicar el mal momento de la exploración en el Caribe al Secretario de Estado de los Estados Unidos:

Uno de los puntos principales sobre el ataque a la Costa Rica Oil Corporation por aquellos que se oponen activamente, es que solo tres pozos [Uscari No.1, Uscari No. 2 y Cahuita No. 1; el pozo Amery Creek no se incluye] han sido perforados en las 400000 hectáreas (cerca de 1,000,000 acres) [4000 km²] cubiertas por la concesión – dos habiendo sido abandonadas a una profundidad de menos de 2000 pies [609,6 m], y la tercera ahora siendo excavada a una profundidad de cerca de 4000 pies [1219,2 m]. Es la opinión de varios observadores sin prejuicios que la Corporación ganaría en confianza pública y se situaría a sí misma más allá de ataques injustificados, si se la viera mostrar una actividad adicional en las operaciones de perforación [es decir, más y más profundas perforaciones], [lo cual ocurriría] en el caso de que la amenaza de cancelación del contrato fuera removida (Davis, 1922. Traducido al español por los autores. El texto entre paréntesis cuadrados es adición de los autores).

Finalmente, en 1923, la *Sinclair* perforó el pozo Hone Creek No. 4 (Fig. 2A y 3A), ubicado cerca de Puerto Viejo en el mapa de la Compañía Petrolera de Costa Rica (1960c), aparentemente en el flanco noreste del anticlinal de Patiño. Alcanzó una profundidad de 180 m (Castillo, 1975) o 735 m (“2410 ft”, Compañía Petrolera de Costa Rica, 1952b; 1960c) sin hallar evidencias de gas ni petróleo (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1952b; Castillo, 1975). Después de su finalización, no hubo mayores esfuerzos por parte de la *Sinclair* de perforar más pozos en la provincia de Limón, considerando que el potencial petrolero de Costa Rica no era de valor comercial y tanto el Reino Unido como Estados Unidos habían perdido interés en desarrollar una mayor exploración (Gardner, 2015). Los trabajos de la compañía se habían centrado en un área relativamente restringida (Fig. 4), al parecer guiándose por las manifestaciones superficiales de petróleo. Es muy probable que se hicieran importantes consideraciones estructurales, pues ya desde la década de 1880, en Estados Unidos, se había observado que los indicios de petróleo en superficie tendían a acumularse en anticlinales; no obstante, el término más amplio de “trampa” fue introducido por McCullough hasta en 1943 (Guillemot, 1971).

En resumen, la primera etapa de exploración petrolera estuvo marcada por problemas técnicos, planificación muy somera con respecto a los sitios de perforación, preocupaciones constantes sobre la validez de los contratos, intrigas y conspiraciones políticas, y un clima de conflicto nacional e internacional marcado por la dictadura militar de Federico Tinoco (1917-1919) y la Primera Guerra Mundial (1914-1918). Las decisiones políticas fueron fuertemente influenciadas por potencias internacionales que urgían de encontrar depósitos petroleros. Desde otro punto de vista, el gobierno de Costa Rica fue el que dificultó la exploración petrolera al comportarse con “idealismo, altamente admirable, pero falto de aplicación en esta era de progreso frío y competitivo” (Valentine, 1919, p. 4).

En total, se sabe de unos 16 contratos petroleros propuestos entre 1901 y 1949 (ver Picado, 1951; Castillo, 1975; Gutiérrez, 1991; Castillo, 1993), pero ninguno implicó un mayor avance en la exploración petrolera que el Pinto-Greulich. Finalmente, el Congreso, temeroso de perder capital, si este era obtenible, decidió dejar en manos costarricenses los posibles recursos y así no concederlos a las potencias mundiales. De hecho, la firma del contrato con la Compañía Minera Industrial de Costa Rica “(...) de acuerdo con la ley N°28 del 6 de julio de 1921, donde se le concede, en recompensa por sus esfuerzos personales en el campo de la minería, a la Compañía Minera Industrial de Costa Rica, el derecho de explotar petróleo y sustancias hidrocarbúricas” (Castillo, 1975, p. 49), fue un intento de nacionalizar la actividad, con el fin de que las compañías extranjeras no salieran ganadoras. Sin embargo, con el acuerdo Ejecutivo N°10 del 8 de febrero de 1934, se declaró la caducidad de la concesión (Castillo, 1975), y no se sabe de ninguna perforación que se llevara a cabo bajo este contrato.

SEGUNDA ETAPA DE EXPLORACIÓN: 1951-1963

En el periodo entre guerras, Estados Unidos fue el principal destino de las exportaciones costarricenses (Botey, 2005), lo que consolidó al país norteamericano como su principal socio comercial. El desarrollo industrial no fue una prioridad para los gobiernos de Costa Rica entre 1924 y 1949, con excepción de los periodos de Calderón Guardia (1940-1944) y la Junta de Gobierno cuyo presidente era José Figueres Ferrer (1948-1949; Botey, 2005). Durante la Segunda Guerra Mundial, por su parte, Estados Unidos centró su búsqueda de petróleo en Venezuela y Medio Oriente, donde había adquirido grandes concesiones en 1933-1934 (Picado, 1951). Costa Rica no se encontraba dentro de las prioridades de exploración petrolera.

Tras el final de la Guerra Civil de 1948, hubo un renovado interés en la industria petrolera. La Segunda Guerra Mundial no había afectado significativamente el precio del petróleo (BP Statistical Review of World Energy, 2020; Fig. 3B) y la producción mundial experimentaba un incremento acelerado (Nashawi, Malallah, y Al-Bisharah, 2010). Además, en el periodo de postguerra se había dado una escasez de petróleo en Estados Unidos, especialmente durante el invierno de 1947-1948, que había sido inusualmente frío (Picado, 1951). El clima económico, político y social era propicio para la aprobación de un nuevo contrato petrolero, recomendado por la Junta Fundadora de la Segunda República desde 1948 (Figueres, 1956). Ello se evidencia en una nota de El correo del Atlántico, donde se lee:

Asamblea Constituyente.

La provincia de Limón tiene tierras feraces en abundancia, tiene población laboriosa y hecha a los climas duros. Para que su prosperidad no sea efímera, como lo fue por la explotación bananera, necesita carreteras, que en ninguna parte del país son tan fáciles como aquí. Falta gasolina barata, rentas suficientes para la comunicación automotriz. Eso nos lo dará la explotación de las fuentes de petróleo. Por eso nos permitimos expresarles nuestros deseos vehementes de que ustedes den su voto al contrato pendiente de discusión en esa asamblea, a fin de que una empresa seria sin interés en hacer reservas para el futuro, explote el petróleo en nuestra provincia (El correo del Atlántico, 1949, 11 de junio, p. 1).

Otra nota del mismo periódico decía:

¿Habría petróleo en el Atlántico? Esta es la pregunta que todos nos hacemos. Y para contestarla definitivamente, sin ‘talvezes’ ni ‘quién sabe’, no hay otro medio que hacer exploraciones. (...) Así saldremos de la duda de una vez por todas. (...) Estas investigaciones no le costarán un céntimo al erario nacional, y si su resultado es favorable, significará riqueza inmensa para el país. (...) No debe nadie oponerse a la patriótica iniciativa aduciendo razones de falso e hipócrita nacionalismo (El Correo del Atlántico, 1949, 11 de junio, p. 2).

No faltaron las voces que hacían ver el petróleo como la esperanza para Limón, como la de El correo del Atlántico del 28 de mayo:

Costa Rica necesita un hálito de esperanza al menos. La Asamblea Constituyente debe dar a Limón esa esperanza.

Cuando se habla de negocios petroleros, es corriente sentir alguna repulsión. Las experiencias en otros países y aún la nuestra hace treinta y cinco años, han dejado un sedimento [sic] de prevención adversa. No lo negaremos. (...) A esa circunstancia precisamente, debemos los costarricenses el que no se determinara concretamente si hay o no petróleo en nuestro suelo. (...) De nuevo se presenta la oportunidad de aclarar definitivamente si hay o no petróleo y de explotarlo, si lo hubiera. (...) No nos niegue la Asamblea constituyente esa esperanza. Limón puede resurgir. Para bien de la Patria, debe resurgir (Anónimo, 1949, 28 de mayo, p. 1 y 4).

Finalmente, el contrato con la Compañía Petrolera de Costa Rica, subsidiaria de la *Union Oil Company* de California, se celebró el 25 de abril de 1951 entre Claudio A. Volio, ministro de Agricultura e Industrias, y Max Esquivel, gerente de la Compañía Petrolera de Costa Rica (Castillo, 1975). Fue aprobado por la Asamblea Legislativa mediante la ley N°1382 del 9 de noviembre de 1951. Castillo (1975) especifica detalles del contrato, que restringía la exploración a las provincias de Limón y Guanacaste. Un aspecto fundamental fue la cláusula según la cual el Gobierno de Costa Rica tenía derecho a inspeccionar

los trabajos de exploración y explotación; esto se sistematizó mediante la realización de informes semestrales al Departamento de Geología del Ministerio de Agricultura e Industrias, gracias a los cuales tenemos una perspectiva amplia sobre el avance de las obras de perforación y exploración.

Modelo del yacimiento petrolífero en Limón Sur

Tras la firma del contrato, al menos hasta 1952 hubo grandes dificultades para efectuar el trabajo de campo, y el progreso fue únicamente en cuanto a las fotografías aéreas y magnetometría (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1952a). Sin embargo, ya en ese año se tenía idea del yacimiento que se buscaba en la región de Sixaola. La existencia de infiltraciones (“lloraderos”) había sido reportada con frecuencia. Incluso Link (1952), en *Significance of Oil and Gas Seeps in World Oil Exploration*, se refería a un tipo de yacimiento petrolífero donde el fracturamiento y destrucción de capas ricas en materia orgánica liberaban petróleo en pequeñas cantidades, con algunas evidencias en superficie; para ejemplificar este tipo de yacimiento se utilizaba el valle de Sixaola de Costa Rica, donde las lutitas negras (presumiblemente de la Formación Uscari) eran aplastadas por plegamiento o fallamiento, liberando petróleo autóctono que se acumulaba en las fracturas.

El modelo del yacimiento, en términos generales, se interpreta a partir de las notas de Paris (1963) y otros informes de la Compañía Petrolera: la Formación Tuis (Fig. 2C), hacia la base de la secuencia del Cenozoico, fue descartada como reservorio de petróleo debido al alto porcentaje de rocas ígneas o secciones “endurecidas” y su posición estratigráfica, por lo cual se sugirió para esta formación el término “basamento económico”; la mayor parte del petróleo se habría originado en las calizas y margas hacia la parte superior de las formaciones Senosri y Dacli (Fig. 2C); el petróleo se habría almacenado en trampas de dichas formaciones o habría migrado hacia las lutitas de Uscari, a través de zonas fracturadas. La secuencia de lutitas orgánicas de Uscari también se consideraba una capa generadora de interés, y con alto potencial de almacenamiento en las fracturas. Los niveles gruesos de areniscas porosas de la Formación Gatún la hacían candidata a ser capa reservorio, pero no capa generadora. Por su parte, las espesas capas de basalto hacia la base de la Formación Suretka, que sobreyace a la secuencia sedimentaria, se consideraban una buena capa sello (Paris, 1963).

Con estas condiciones, el objetivo era llegar a las formaciones Senosri y Dacli, cuyas calizas y areniscas podrían constituir trampas de interés; un segundo objetivo, tan importante como el anterior dependiendo del caso, era encontrar una trampa cerrada estructuralmente más alta que la Formación Uscari (generadora), donde las capas de la Formación Gatún pudieran ser sepultadas y cubiertas por horizontes impermeables (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1952b). Además, los arrecifes coralinos de la Formación Limón (Fig. 2C), estratigráficamente por debajo de la Formación Suretka y por encima de la Formación Gatún (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1953a), podían ser reservorios de relevancia.

Por debajo de la Formación Tuis se observó una secuencia sedimentaria a lo largo de los ríos Lari y Coén (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1963a; Fig. 2A y C), con una asociación de foraminíferos probablemente del Cretácico Superior que incluían *Globotruncana* sp., *Globotruncana (Rugotruncana) calcarate?*, *Pseudogumbelina* sp., *Cumbelina* sp. y *Globigerina* sp. (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1961a; Browne, 1961). Sin embargo, estas rocas nunca fueron alcanzadas en las perforaciones y su edad cretácica fue cuestionada por Fisher y Pessagno (1965), quienes asignaron las rocas del río Lari al Paleoceno-Eoceno; empero, sostuvieron que la Formación Changuinola en Panamá era del Cretácico Superior (Campaniano-Maastrichtiano), por lo que eventualmente podía aparecer en los pozos.

Entre 1951 y 1963 se llevó a cabo la campaña de exploración petrolera de mayor amplitud en la historia del Caribe costarricense, que conllevó mapeo geológico y la construcción de 15 pozos profundos en la provincia de Limón.

POZOS PERFORADOS POR UNION OIL COMPANY (USA): 1954-1958

La *Union Oil Company* de California, a través de su subsidiaria, la Compañía Petrolera de Costa Rica, concentró sus esfuerzos en los anticlinales de Patiño y Bris, el llamado “bloque Cocolos” y el anticlinal de Victoria hacia el norte (Fig. 2A, B). La distribución de los pozos en este periodo abarcaba un área mayor que la de la *Sinclair* entre 1916 y 1923, puesto que la campaña de exploración superficial había sido más extensa (Cuadro 2), y en consecuencia la densidad de los pozos fue menor (4,5 pozos cada 1000 km² según nuestras estimaciones).

Pozos en los anticlinales Patiño y Bris

El pozo Patiño No. 1 (Figs. 2A y 4A) se empezó a perforar el 21 de octubre de 1954 (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1955a); fue el primer pozo para exploración petrolera perforado en Limón en más de 30 años (Fig. 3A), después de los pozos Cahuita y Hone Creek. Estos dos pozos y el Patiño No. 1 se encontraban relativamente cerca entre sí (Fig. 2A), lo cual probablemente se debe a que era una zona con facilidades para exploración y transporte de equipo desde la costa. El objetivo de dicha perforación era confirmar la presencia de calizas en la Formación Uscari y calizas y horizontes de areniscas en la Formación Senosri, que se habían observado en el trabajo de campo (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1952b), además de explorar las posibilidades petrolíferas (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1955a). El pozo se perforó completamente a lo largo de la Formación Uscari (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1955a; Pizarro, 1993; Fig. 4A), en un anticlinal asimétrico, aparentemente volcado; llegó a una profundidad de 2058 m y fue abandonado el 29 de enero de 1955, tras 100 días de perforación, sin haber hallado aceite o gas (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1955a).

El pozo Patiño No. 2 fue comenzado el 22 de febrero de 1955 (Fig. 2A). Al igual que en la primera perforación, el objetivo era penetrar la Formación Senosri, pero la sección fue muy uniforme y solo atravesó la Formación Gatún y los miembros Yorkin (sobre todo lutitas, hasta los 960 m) y Brai (lutitas y estratos delgados de calizas) de la Formación Uscari (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1955a; Pizarro, 1993), sin hallar horizontes de areniscas y calizas bien desarrollados que pudieran constituir reservorios (Fig. 4B). Se terminó el 19 de abril de 1955 a una profundidad de 3088 m, tras 56 días de construcción. Debido a complicaciones estructurales y al gran espesor de los sedimentos de la Formación Uscari (aparentemente más espesa hacia la costa), no se logró alcanzar la Formación Senosri (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1955a).

Después de las perforaciones Patiño No. 1 y Patiño No. 2, se consideró que las condiciones estructurales hacia el sector costero eran más complicadas que en las áreas de Talamanca y la parte central de Limón (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1955a), por lo que se decidió investigar hacia las cercanías del valle de Talamanca, donde anteriormente se había reportado petróleo (p. ej., Gabb, 1895; USGS, 1919; Link, 1952).

La perforación Bris No. 1 se realizó en el anticlinal de Bris, un pliegue asimétrico con el flanco noreste parcialmente invertido (Fig. 2B). De modo similar a las perforaciones Patiño No. 1 y No. 2, el pozo se perforó con la intención de alcanzar las areniscas y calizas de la Formación Senosri subyacente y explorar las posibilidades petrolíferas (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1956a). En este caso sí se penetraron las formaciones Dacli y Senosri hasta dos veces (Fig. 4C), de acuerdo con el análisis micropaleontológico de núcleos del pozo (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1956a; Pizarro, 1993). La repetición de la secuencia empieza con un cambio litológico notable a los 1036 m, que indica una posible falla en la Formación Dacli del Oligoceno Superior. Tanto en Compañía Petrolera de Costa Rica (1955b) como en Pizarro (1993), la zona de falla se encuentra a unos 1036 m de profundidad, pero los espesores de las capas y la presencia de Dacli o Uscari sobre la parte más profunda de Senosri son diferencias entre ambas versiones. En el pozo Bris, los resultados en cuanto a la presencia de petróleo fueron negativos (Castillo, 1975; Barboza, Fernández, Barrientos y Bottazzi, 1997).

Perforaciones en el bloque Cocolos

Tras la finalización del pozo Bris se exploraron posibilidades petrolíferas en las cercanías de la falla Sixaola (Fig. 2B). El sistema de fallas Sixaola corre en dirección NNE-SSW sobre el río homónimo, a lo largo del tramo entre Bribri y Bratsi, y cierra el anticlinal de Uatsi al este; su ubicación está basada en interpretación fotogeológica (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1957a y 1962a). El lote concesionado al oeste del río Sixaola se conoce como el “bloque Cocolos”, y fue el principal objetivo de perforación en la región.

Como se observa en la figura 2A, B, con base en Compañía Petrolera de Costa Rica (1960c), al este de la falla, en el lado panameño, aflora la sección más antigua de la secuencia, conformada por las formaciones Tuis, Senosri y Dacli. Las dos últimas, debido a la presencia de “calizas orgánicas” (Paris, 1963) tienen por sí mismas potencial como rocas generadoras; además se encuentran fuertemente fracturadas, lo que se evidencia por la alta densidad de fallas cartografiadas en esa época (Fig. 2A). Esto implica que, si el petróleo se hubiera originado en el bloque al este de la falla Sixaola, este probablemente no habría podido acumularse bajo una capa sello debido a la falta de esta, aunque sí en las fracturas, como en ciertas localidades (por ejemplo, Quebrada Siete Días en Panamá; Browne, 1965; Ardizzone, 1970). No obstante, al oeste de la falla Sixaola

Cuadro 2

Densidad de pozos construidos por compañía petrolera.

Compañía Petrolera	Año de inicio	Pozos	Norte extremo	Sur extremo	Oeste extremo	Este extremo	Largo N-S (km)	Largo E-W (km)	Área (km ²)	Densidad de pozos por km ²
<i>Sinclair Oil Company</i>	1915	5	1076713	1061200	607000	633100	15,51	26,10	404,81	0,0124
<i>Union Oil Company</i>	1954	8	1098367	1051446	593541	631610	46,92	38,07	1786,24	0,0045
<i>Union & Gulf Oil Company</i>	1959	4	1108820	1061008	546615	613486	47,81	66,87	3197,24	0,0013
<i>Gulf Oil Company</i>	1962	3	1062391	1058516	617335	622747	3,88	5,41	20,97	0,1431
Petro-Canada	1987	5	1193394	1084692	379288	614135	108,70	234,85	25528,34	0,0002
ELF	1975	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Pemex	1984	1	-	-	-	-	-	-	-	-

(es decir, en el bloque Cocolos) la situación es distinta: la Formación Suretka aparece cubriendo la secuencia, de manera que su sección inferior, donde predominan rocas ígneas (Dengo, 1962; Paris, 1963), podría constituir un sello, mientras que la Formación Gatún, las lutitas fracturadas de la Formación Uscari y las areniscas y calizas de las formaciones Dacli y Senosri completan, al menos en teoría, un cuadro estratigráfico con alto potencial de generación y almacenamiento de petróleo. Dadas estas circunstancias, se decidió perforar el bloque occidental (Cocolos) de la falla Sixaola. De ahí provienen los hallazgos de petróleo más significativos hechos hasta la fecha en Costa Rica.

El pozo Cocolos No. 1 fue iniciado el 28 de diciembre de 1955 con el objetivo de confirmar la presencia de areniscas y calizas de las formaciones Dacli y Senosri (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1956a; Fig. 2B). Según el reporte paleontológico final, las rocas de mayor antigüedad datadas mediante microfósiles corresponden al Oligoceno (*Rotalia mecatepecensis* y *Globigerina dissimilis*, Compañía Petrolera de Costa Rica, 1956b), y para la parte más profunda no se menciona fauna del Eoceno, sino una edad indeterminada (Fig. 4D). Según Pizarro (1993), la secuencia es completa (formaciones Suretka-Gatún-Uscari-Dacli-Senosri-Tuis) hasta la profundidad final de 2644 m. La Formación Tuis en este pozo también se menciona en el informe de la ELF (Ardizzone, 1970, p. 31), pero no aparece en el pozo Cocolos No. 1 en el perfil de ERAP (1966 b; Fig. 7), donde se muestra una inversión de los buzamientos en las formaciones Senosri y Dacli. Además, en el informe de la Compañía Petrolera de Costa Rica (1956b) se detalla que la sección más profunda del pozo presenta “areniscas, limolitas y calizas en cantidades variables”, lo que se ha observado con mayor frecuencia en Dacli y Senosri que en Tuis (p. ej., Paris, 1963). Por este motivo se prefiere la interpretación de que la Formación Dacli se repite.

El 27 de marzo de 1956 (“mayo”, según el informe, aunque podría tratarse de una inconsistencia por el orden en que aparecen las fechas) se observó un “pequeño brote de aceite con escape de gas” a una profundidad de 1996 m (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1956b; Fig. 4D). Después de hallarse trazas de aceite y gas, y material con olor a gasolina, la producción de petróleo en las capas superiores (1627-1705 m), correspondientes a la Formación Senosri (Pizarro, 1993), aumentó el 9 de abril de 1956, día en que el examen dio como resultado 5 barriles de petróleo con 60% de agua, es decir, un máximo de 2 barriles de petróleo (Cuadro 3). En los días subsiguientes se obtuvieron resultados similares, que aparecen en el lado izquierdo de la figura 5. Cocolos No. 1 alcanzó su producción máxima el 10 de abril, cuando se recuperó un máximo de 5 barriles de petróleo, si se efectúa el recálculo para remover el agua (Fig. 5).

La clasificación por gravedad API (*American Petroleum Institute*), cuyo valor es más bajo entre mayor sea la densidad del aceite (ver, por ejemplo, Temizel et al., 2018), es utilizada para diferenciar petróleo ligero (> 20° API), pesado (entre 20° y 10° API) y extrapesado o betún (< 10° API), siendo el petróleo pesado más difícil de recuperar y producir, y por tanto de menor calidad (p. ej., Meyer, Attanasi y Freeman, 2007; Santos, Loh, Bannwart y Trevisan, 2014). El aceite recuperado en el pozo Cocolos No. 1 tenía entre 43,8° y 45,5° API (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1956b; Sheehan, Penfield y Morales, 1990), es decir, se trataba de un petróleo crudo ligero, de excelente calidad y que no requeriría de un proceso de producción tan costoso como el del crudo pesado.

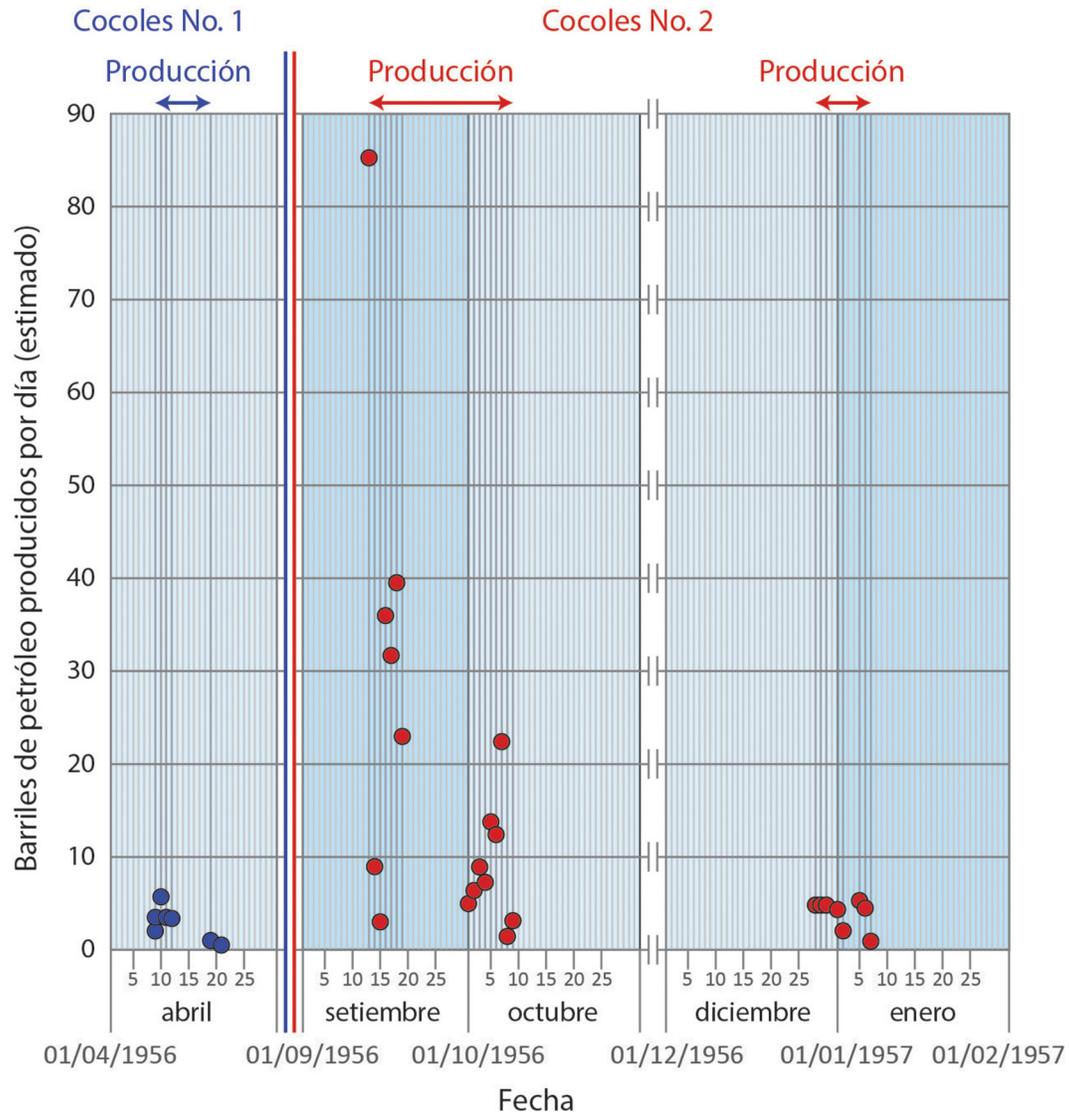


Fig. 5: Estimación de los barriles de petróleo extraídos en los exámenes de producción de los pozos Cocolos No. 1 y No. 2 según Compañía Petrolera de Costa Rica (1956b; 1957a).

Entre el 12 y 22 de abril se midieron cerca de 10000 ppm de NaCl en el fluido acuoso recuperado (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1956b; Castillo, 1975; Cuadro 3); esta invasión de agua salada llevó a una disminución notable en la cantidad de barriles extraídos. De acuerdo con los exámenes de producción y recalculando para remover el agua, se estima que se extrajeron, como máximo, 19,6 barriles de petróleo de Cocolos No. 1. El pozo finalmente fue suspendido el 25 de junio de 1956 (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1956b), ante la imposibilidad de aumentar la producción por la presencia cada vez mayor de agua salada.

La presencia de agua en el pozo Cocolos No. 1 no debe verse como una situación aislada. Ocurre prácticamente en todos los yacimientos petrolíferos y en toda la altura del almacén, y es, en la mayoría de los casos, salada (Guillemot, 1971); la superficie de contacto entre agua y nivel de hidrocarburos tiende a ser transicional y de espesor variable, por lo que frecuentemente pueden darse invasiones de agua salada que lleven a la contaminación de los lodos recuperados (Guillemot, 1971), como sucedió en el pozo Cocolos No. 1.

Cuadro 3

Exámenes de producción del pozo Cocolos 1, según datos de Compañía Petrolera de Costa Rica (1956b).

Fecha	Profundidad (m)	Hora	Barriles producidos (estimado)	Tasa de producción (24 horas)	Agua (%)	Observación	Barriles de petróleo producidos*
9-4-1956	1654-1661	9:30 AM	5	3	60	Intervalo perforado antes de acidificación	2
9-4-1956	1654-1661	11:30 PM	5		30	Intervalo perforado antes de acidificación	3,5
10-4-1956	1654-1661 y 1698-1704	9 horas de producción	7.5	20	24	API: 44,8°. Intervalo perforado después de acidificación	5,7
11-4-1956	1654-1661 y 1698-1704	8 horas de producción	5	15	30	API: 43,8°. Intervalo perforado después de 2da acidificación	3,5
12-4-1956	1627-1637 y 1654-1661 y 1698-1705	10 horas de producción	6.25	15	46	API: 45°. 10130 ppm NaCl	3,375
19-4-1956	1627-1637	10 horas de producción	6.7	16	85	Agua salada (9900 ppm NaCl)	1
21-4-1956	1627-1661	9,5 horas de producción	1	6	48	API: 45,5°. 9500 ppm NaCl	0,52
22-4-1956	1627-1661	6 horas de producción	?	-	59	9700 ppm NaCl	-
Total**							19,595

*Barriles de petróleo producidos = Barriles producidos – (Barriles producidos*Porcentaje de agua/100)

**Compañía Petrolera de Costa Rica (1956b) incluye recuperación los días 23 y 24 de abril, pero solo se especifican la tasa de producción por día alcanzada y el porcentaje de agua. No se conoce el tiempo de recuperación.

Quince días más tarde, el 10 de julio de 1956, inició la construcción del pozo Cocolos No. 2 (Figs. 2B y 4E), al parecer con una perspectiva más optimista puesto que el propósito era “confirmar los horizontes de petróleo confirmados en Cocolos No. 1” (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1956b). A diferencia de lo observado en Cocolos No. 1, a unos 1322 m de profundidad se presentó una inversión “muy marcada” en los buzamientos, y la parte baja de la secuencia (Formación Dacli) representaba una repetición (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1956b; Pizarro, 1993). Esta situación estructural hizo imposible correlacionar la geología de Cocolos No. 2 con Cocolos No. 1 en un principio, a pesar de la cercanía geográfica entre ellos (estaban a aproximadamente 1100 m el uno del otro según coordenadas reportadas en Pizarro, 1993). Algunos horizontes de correlación fueron sugeridos en el informe de la Compañía Petrolera de Costa Rica (1957a) y son los mismos que aquí se presentan (Fig. 4). Cocolos No. 2 penetró sucesivamente rocas de las formaciones Suretka, Gatún, “miembro Dacli” de Uscari (aquí considerado como Formación Uscari), “calizas del miembro Dacli” (aquí interpretadas como la Formación Dacli), Senosri, un dique de andesita, Senosri y Dacli nuevamente (Fig. 5E). De esta repetición se dedujo la existencia de una falla a 1737 m de profundidad.

El 13 de septiembre de 1956, cerca de la 1:30 pm y a una profundidad de 1508 m, correspondiente con andesitas fracturadas entre las formaciones Senosri y Dacli (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1956b; Ardizzone, 1970), del pozo Cocolos No. 2 empezó a salir un fluido lodoso con una alta proporción de aceite (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1956b; Fig. 5E). En algún momento entre 1:30 y 5:00 pm, la tasa de producción llegó a ser tan alta como 1330 barriles por día (Cuadro 4). Durante las primeras tres horas y media se recuperaron hasta 66,9 barriles (Fig. 4), con un porcentaje de agua que oscilaba entre 4,4% y 15,5%. En total, con base en Compañía Petrolera de Costa Rica (1956b) y recalculando para descartar el agua extraída, el 13 de septiembre se logró recuperar un máximo de 85,26 barriles de petróleo (Fig. 5). Desde entonces, en los informes empezó a llamarse “horizonte petrolífero” a esas capas de la Formación Senosri muy próximas al contacto con la

Formación Dacli, donde se pensaba que se concentraba el petróleo. El 14 de septiembre, sin embargo, solo se pudieron extraer 8,95 barriles y el porcentaje de agua subió hasta un 60% (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1956b; Fig. 5).

El 15 de septiembre, a las 10:00 am, “brotó aceite puro durante 15 minutos” (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1956b), y se recuperaron 3 barriles mediante bombeo (Cuadro 4). No obstante, a partir de ese momento, la presencia de agua fue cada vez más notable, al igual que en Cocolos No. 1, variando entre 44% y 82% del fluido extraído. Esta situación se observó durante el resto de los periodos de prueba, hasta el 19 de septiembre, entre el 1 y 9 de octubre y entre el 28 de diciembre y 7 de enero de 1957, el último día de recuperación (0,92 barriles, Compañía Petrolera de Costa Rica, 1957a; Fig. 5). Durante estos lapsos la cantidad de petróleo recuperada fue decayendo progresivamente. Un segundo horizonte petrolífero se había observado a los 1428 m (Formación Dacli), pero su producción fue limitada. Además, el agua mostró hasta 10200 ppm de NaCl; la invasión de agua salada trajo como consecuencia el final de la producción. La tubería se atascó a los 2258 m, que corresponde con la mayor profundidad alcanzada (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1957a). En total, del pozo Cocolos No. 2 se recuperaron 339,65 barriles de petróleo (con base en Compañía Petrolera de Costa Rica, 1956b).

Se procedió a iniciar la perforación de Cocolos No. 3, el 3 de febrero de 1957 (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1957a). Se construyó al ENE de Cocolos No. 2, en una posición tal que el límite entre Senosri y Dacli sería más somero (Fig. 2B), de manera que penetraría el horizonte petrolífero con menores probabilidades de hallar agua salada (la cual, por ser más densa que el aceite, se concentraría a mayor profundidad). En contraste con lo observado en Cocolos No. 2, no se observó el dique andesítico excepto por unos guijarros de andesita tal vez correlacionables, y la secuencia de limolitas subyacente era unos 300 metros más somera. A la base de estas limolitas tampoco se halló ningún horizonte petrolífero. De acuerdo con Pizarro (1993) el pozo atravesó las formaciones Suretka, Gatún y Senosri, aunque la presencia de horizontes de correlación con Cocolos No. 2 sugiere que también se penetró Dacli, como se observa en la figura 4F. La última formación reportada está en consonancia con las edades oligocenas que aparecen en Compañía Petrolera de Costa Rica (1957a). La perforación fue abandonada el 1 de abril de 1957 a los 1750 m de profundidad, sin haber hallado petróleo.

El pozo Cocolos No. 4 (Fig. 2B) se comenzó a perforar el 12 de abril de 1957 con un razonamiento diferente al de Cocolos No. 3: como en la idea modélica publicada en Link (1952), se consideraba que un aumento en el agrietamiento en los horizontes petrolíferos (de lutitas) daría como resultado un recipiente adecuado en el que se podrían acumular importantes manifestaciones de petróleo como las halladas en Cocolos No. 2 (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1957a). El último horizonte petrolífero se encontró a unos 1923 m (Fig. 4G), pero no se realizaron exámenes de producción, puesto que la cantidad de petróleo hallada fue muy escasa (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1957b). Según Pizarro (1993), el pozo atravesó todas las capas de la secuencia de Limón Sur al igual que Cocolos No. 1; sin embargo, la presencia de rocas oligocenas a una profundidad de 229 m, por debajo de la Formación Suretka, hace improbable que se haya penetrado la Formación Gatún (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1957b). En este trabajo se interpreta que la mayor parte de la sección correspondía con la Formación Dacli, con base en las dataciones micropaleontológicas y los horizontes de correlación. El pozo alcanzó una profundidad de 2154 m. La construcción finalizó en julio sin resultados positivos.

Exploraciones en el anticlinal de la Victoria

El anticlinal de la Victoria se encuentra en la hoja topográfica Río Banano del IGN. La geología de superficie indicaba la presencia de un domo estructural con limolitas del Oligoceno expuestas hacia la parte central (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1957a). La perforación del pozo Victoria se inició el 11 de octubre de 1957 (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1957a). Su ubicación aparece cartografiada en la hoja topográfica Río Banano, aunque también muestra un desplazamiento con respecto a las coordenadas reportadas en Pizarro (1993) y en Compañía Petrolera de Costa Rica (1957a). Como se puede ver en la Fig. 2A, la construcción no se dio en el eje del anticlinal, sino en sus cercanías. Esto probablemente respondía a la idea de que la parte más somera del anticlinal tendría una mayor concentración de gas, debido a la diferenciación por densidad que distribuye en orden de profundidad al gas, el petróleo y el agua (si los primeros dos están presentes), como se menciona en Meléndez y Fuster (1978). La eventual salida de gas a presión puede ser de gran peligro para las instalaciones, como sucedió con el pozo Cahuita No. 1 de la *Sinclair*. Además, si el pozo se construye en una parte más baja de la estructura, donde estaría el petróleo acumulado, el gas ayudaría a ejercer presión para que el aceite salga a la superficie, en algunos casos sin necesidad de bombeo, por lo que sería una importante fuente de energía para la eventual extracción (Meléndez y Fuster, 1978).

Cuadro 4

Exámenes de producción del pozo Cocolos 2, según datos de Compañía Petrolera de Costa Rica (1956b; 1957a).

Fecha	Prof. (m)	Hora	Barriles producidos	Tasa de producción (24 horas)	Agua (%)	Observaciones	Barriles de petróleo producidos*
13-9-1956	1508	1:30 PM	15,4	740	4,4		14,72
13-9-1956	1508		27,8	1330	6,7		25,94
13-9-1956	1508		11,7	560	8,3	API: 46°	10,73
13-9-1956	1508		12	580	15,5		10,14
13-9-1956	1508	5:00 PM	14,7	703	13,4		12,73
13-9-1956	1508	9:02 PM	1,1	50	67		0,36
13-9-1956	1508		2,7	130	30		1,89
13-9-1956	1508		2,1	100	13,9		1,81
13-9-1956	1508	12:00 PM	7,9	130	12,1		6,94
14-9-1956	1508	12:00 AM	2,1	100	25		1,58
14-9-1956	1508		1,5	70	60		0,60
14-9-1956	1508		1,3	60	9,5		1,18
14-9-1956	1508	2:00 AM	0,7	35	14,2		0,60
14-9-1956	1508	9:15 PM	5	120			5,00
15-9-1956	1508	10:00 AM				Brotó aceite puro durante 15 minutos; bombeando salieron 3 barriles a los 1500' (457,2 m).	3,00
16-9-1956	1508	5:00 AM - 5:30 PM	120		70	10200 ppm NaCl	36,00
17-9-1956	1508	9:05 AM	96		67	96 barriles en 12 horas	31,68
18-9-1956	1508	-	104		62		39,52
19-9-1956	1508	-	41		44	41 barriles en 5 horas y media	22,96
1-10-1956	1489-1508	7:00 AM - 12:00 PM	27	147	81,6		4,97
2-10-1956	1489-1508	12:00 AM - 12:00 PM	29	131	78		6,38
3-10-1956	1489-1508	12:00 AM - 12:00 PM	33	121	73		8,91
4-10-1956	1489-1508	12:00 AM - 12:00 PM	28	107	74	API: 47°	7,28
5-10-1956	1489-1508	12:00 AM - 12:00 PM	51	191	73	API: 46°	13,77
6-10-1956	1489-1508	12:00 AM - 12:00 PM	46	168	73		12,42
7-10-1956	1489-1508		112		80	16 horas, barriles producidos bombeando	22,40
8-10-1956	1489-1508		8	45	82	15 horas y media, barriles producidos bombeando y brotando	1,44
9-10-1956	1489-1508		13	54	76	9 horas y media, barriles producidos bombeando y brotando	3,12
28-12-1956	1489-1508	1.36	19,33	238	75		4,83
29-12-1956	1489-1508	1.36	19,33	238	75		4,83
30-12-1956	1489-1508	1.36	19,33	238	75	API: 45°	4,83
1-1-1957	1489-1508	18 horas	16	21.6	73	API: 46°	4,32
2-1-1957	1489-1508	6 horas	3,9	15.6	48		2,03

Cuadro 4 (continuación)

Exámenes de producción del pozo Cocolos 2, según datos de Compañía Petrolera de Costa Rica (1956b; 1957a).

Fecha	Prof. (m)	Hora	Barriles producidos	Tasa de producción (24 horas)	Agua (%)	Observaciones	Barriles de petróleo producidos*
5-1-1957	1428-1442 y 1489-1508	10:00 AM - 5:30 PM	19	48	72	API: 46,5°	5,32
6-1-1957		1:00 AM - 11:00 PM	15	16.3	70		4,50
7-1-1957		12:00 AM - 6:00 PM	2,88	15.42	68		0,92
Total							339,65

*Barriles de petróleo producidos = Barriles producidos – (Barriles producidos*Porcentaje de agua/100)

Según Pizarro (1993), el pozo Victoria penetró las formaciones Dacli, Senosri y Tuis dos veces debido a una repetición de la secuencia; sin embargo, en el informe de la Compañía Petrolera de Costa Rica (1958a) predominan los intervalos sin datos paleontológicos, y solo se determinaron rocas del Oligoceno-Mioceno (entre 0 y 637 m de profundidad) y del Eoceno (entre 1234 y 1538 m de profundidad); el material entre 1457 y 2042 m se describe como “clásticos medianos de grano fino” con limolitas y rocas volcánicas alteradas, y de 2042 a 3192 m se encontraron “clásticos gruesos inferiores derivados de volcánicos” (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1958a). Según Browne (1961), a los 3171 m se encontró un barro pelágico (limolitas café de ceniza, calcáreas, rojizas) con marcadores del Paleoceno. Por este motivo, en este trabajo se interpreta que la parte baja de la sección corresponde con la Formación Tuis (Fig. 4H), sin presentar repeticiones. El pozo fue abandonado el 8 de abril de 1958, a 3192 m de profundidad y sin haber hallado aceite ni gas (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1958a; Castillo, 1975). Debido a que la sección penetrada fue impermeable y de resultados negativos en la búsqueda de hidrocarburos, no hubo más planes de hacer perforaciones en el domo Victoria (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1958a).

POZOS PERFORADOS POR UNION & GULF OIL COMPANY (USA): 1959-1960

Entre 1959 y 1960, un convenio entre la *Union Oil* y la *Caribbean Gulf Oil Company* perforó varios pozos en la provincia de Limón (Pizarro, 1993), siguiendo un método de trabajo similar al de la *Union Oil* a lo largo de la década de 1950. Según Pizarro (1993), de los 7 pozos construidos, 6 fueron parte del convenio y el último fue perforado solamente por la *Gulf Oil Company*. Astorga et al. (1996) y Barboza et al. (1997), por su parte, indican que *Union & Gulf* perforaron 4 pozos, y los 3 últimos fueron exclusivamente construidos por la Gulf. En este trabajo se considera el segundo escenario más probable, ya que los últimos tres pozos se concentraron en un área cercana al bloque Cocolos (a diferencia de los otros cuatro) y se construyeron después de un año sin perforaciones. Además, la *Caribbean Gulf Oil Company*, a finales 1961, ya estaba haciendo esfuerzos independientes para construir el pozo Soledad No. 1 en Panamá, como lo detalla el informe de la Compañía Petrolera de Costa Rica (1961b). Por este motivo, en la figura 7 se dividen los pozos por compañía según Astorga et al. (1996) y Barboza et al. (1997).

En este periodo, sin embargo, el espaciado entre perforaciones fue mayor que en los precedentes. Los pozos más cercanos entre sí construidos por *Union Oil Company* fueron Cocolos No. 2 (1957) y Cocolos No. 3 (1957), separados por unos 0,78 km. En cambio, los pozos más próximos entre sí perforados por *Union & Gulf* fueron Porvenir (1959) y Telire (1960), separados por 23,78 km. De hecho, la densidad de pozos en *Union Oil Company* fue 4,5 pozos cada 1000 km² (8 pozos), y la de *Union & Gulf* fue 1,3 pozos cada 1000 km² (4 pozos). Lo anterior indica que los objetivos de esta época estaban menos localizados, probablemente como consecuencia de los resultados poco prometedores de los pozos construidos en la década de 1950. Los pozos perforados, en orden cronológico, fueron Porvenir, Limón, El Tigre y Telire.

El pozo Porvenir (cuyo campo de operaciones aparece cartografiado en hoja topográfica Cahuita del IGN) se construyó a pesar de que las evidencias geológicas y paleontológicas sugerían que la perforación no debía continuar, y finalmente fue abandonado sin hallar horizontes petrolíferos de interés (Figs. 2A y 6A). En un informe de la Compañía Petrolera de Costa

Rica (1959a) se describe que el anticlinal de Porvenir es una estructura en cuya cresta aflora la Formación Dacli, es decir, rocas del Oligoceno. De acuerdo con los cálculos de la época y según lo observado en la geología de superficie, se recomendó perforar hasta los 15 000 pies (unos 4600 m) para hacer “pruebas correspondientes en las calizas Cretácicas [sic] que podrían encontrarse a esa profundidad” (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1959a, p. 2). Los sedimentos sobreyacentes a las calizas cretácicas en esa zona, que serían los de Tuis y Senosri, no se consideraba que pudieran producir petróleo en cantidades económicamente explotables (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1959a), “debido a la falta de capas con la porosidad y permeabilidad necesarias para la acumulación de hidrocarburos” (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1959b, p. 2), pero se pensaba que serían un sello excelente para que el petróleo se almacenara en las calizas cretácicas.

Sin embargo, tras el inicio de la perforación, que comenzó el 15 de mayo de 1959, los datos paleontológicos revelaron que la formación que afloraba en la cresta del anticlinal no era Dacli sino Gatún (Mioceno Superior; Fig. 6A), por debajo de la cual se encontró la Formación Uscari (Oligoceno Superior – Mioceno Inferior). Esto implicaba que habían “entre 6500 y 8000 pies (~2000-2400 metros) más de sedimentos que los que se habían calculado” (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1959b, p. 2). El Cretácico, por lo tanto, se hallaría a una profundidad de 21000 pies (6400 m) como mínimo, lo cual era “económica y mecánicamente prohibitivo” (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1959b, p. 2). A pesar de estas señales tan adversas, el equipo de trabajo decidió perforar hasta los 12000 pies (~3700 m), con el fin de evaluar los sedimentos de la Formación Senosri, incluso teniendo en cuenta que en esa ubicación esos sedimentos tendrían una permeabilidad inadecuada según el modelo de trabajo.

Las rocas más antiguas confirmadas fueron del Oligoceno Medio, a 2039 m de profundidad (Fig. 6A). Esto indica que no se alcanzó la Formación Senosri (según los criterios de esa época), y probablemente no se pasó más allá de Uscari. A 2042 m se encontraron areniscas finas cuarzosas, que se consideraron de algún interés por su porosidad y permeabilidad (y como se verá, se utilizaron para justificar la perforación del siguiente pozo, Limón). Pizarro (1993) sitúa la Formación Dacli en esa parte de la sección; Browne (1965), por su parte, considera que las areniscas cuarzosas son parte del miembro Brai de la Formación Uscari, con base en correlaciones estratigráficas. El pozo alcanzó los 2051 m (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1959b), donde se detectaron metano y agua salada (9000 ppm). Tras varios percances causados por la infiltración del agua, que incluyeron “desequilibrio en el lodo de perforación”, “derrumbe de las paredes del pozo” y “atrapamiento de las herramientas de perforar”, el pozo fue cementado el 7 de julio de 1959. No se observó petróleo y las cantidades de gas encontradas no fueron comerciales (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1959b; Castillo, 1975; Astorga et al., 1996; Barboza et al., 1997).

El pozo Limón se perforó en el anticlinal del mismo nombre el 14 de octubre de 1959 (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1959b; Figs. 2A y 6B), en sedimentos del Mioceno Medio, considerados parte de la Formación Uscari. El objetivo era investigar las posibilidades de petróleo en cantidades comerciales en las areniscas cuarzosas halladas en el pozo Porvenir, en las calizas de las formaciones Dacli y Senosri y en la parte superior de la Formación Tuis, donde habría calizas del Eoceno (unidad hoy llamada Formación Las Ánimas, p. ej., Bottazzi, 2016). La idea fundamental era que, por iniciar la perforación en Uscari y no en Gatún, se alcanzarían las formaciones Dacli y Senosri más pronto. Según Compañía Petrolera de Costa Rica (1960a), el pozo penetró las formaciones Uscari (0-2030 m), Senosri (2030-2248 m) y Tuis (2248-3103 m). El informe detalla claramente que los sedimentos de la Formación Dacli no se presentan, e incluso se brindan posibles explicaciones para ello: se intercalan entre los de Uscari, fueron erosionados, no se depositaron o se intercalan entre los de Senosri. Por tanto, entre el pozo Victoria y Limón, la Formación Dacli desaparecería, y en el pozo Limón, Uscari “descansa directamente sobre la Formación Senosri, que consta de tobas volcánicas, areniscas y siltitas tobáceas con intercalaciones de capas finas de arcillas y calizas” (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1960a). El contacto entre Senosri y Tuis se obtuvo a partir del perfilaje eléctrico. En la sección perforada de Tuis se observaron areniscas tobáceas, tobas, siltitas, coladas basálticas, aglomerados y conglomerados (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1960a). Según el informe, los foraminíferos más antiguos hallados, del intervalo entre 2380 y 2405 m, son del Eoceno Superior (*Discocyclina* sp., *Discocyclina minima*, y *Asterocyclina* aff. *georgiana*). Debido a los resultados obtenidos en el pozo, sin rastros de gas o petróleo en ninguna de las formaciones (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1960a), no había justificación para continuar con la perforación. El pozo fue cementado el 20 de diciembre de 1959 a los 3104 m de profundidad. Los horizontes de correlación entre los pozos Limón y Porvenir, que se muestran en la figura 6A, B, fueron tomados de Keller y Browne (1960).

El anticlinal El Tigre fue estudiado a finales de la década de 1950; se describió como un pliegue de unos cuatro kilómetros de largo por dos de ancho, cuya cresta está constituida por sedimentos del Oligoceno, correlacionables con la parte superior o media de la Formación Dacli (perfil B-B', Fig. 7). Se recomendó la perforación de un pozo de entre ~1500-1800 m, considerando que el anticlinal podría encerrar calizas de la parte inferior de Dacli o de Senosri, o calizas de Turrialba (Las Ánimas) del Eoceno, condiciones favorables para la existencia de un horizonte petrolífero (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1959b).

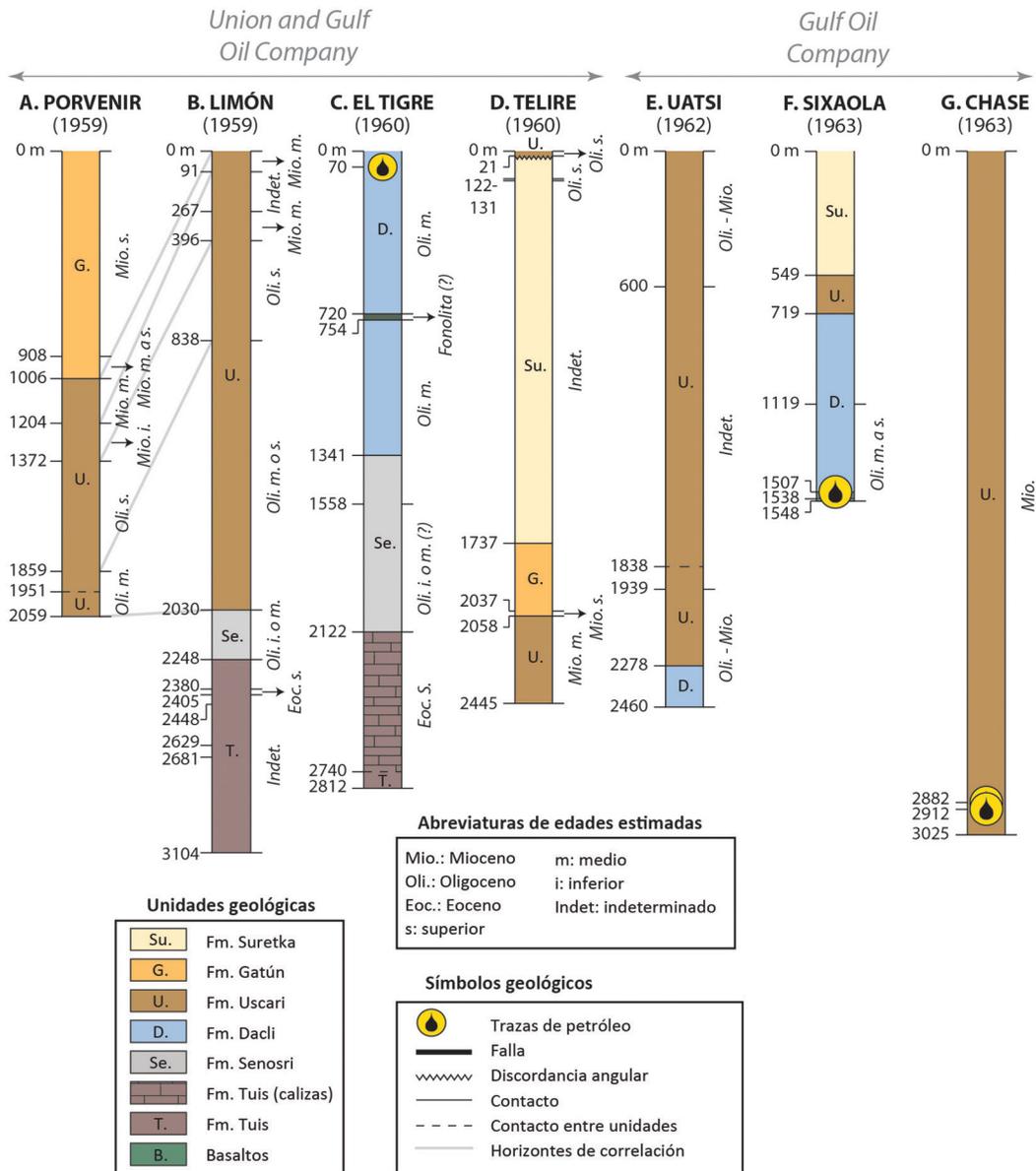


Fig. 6: Pozos petroleros de más de 1000 m de profundidad construidos por la Union & Gulf Oil Company (1959-1960) y la Gulf Oil Company (1962-1963).

El pozo El Tigre aparece cartografiado en la hoja topográfica Bonilla del IGN y en la figura 2A (arriba a la izquierda). La perforación inició el 12 de marzo de 1960 (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1960a). A unos 70 m de profundidad, en la Formación Dacli, se encontró una caliza de unos 27 m de espesor, con “pequeños rastros de petróleo muerto que daba una fluorescencia muy débil” (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1960a). Esto probablemente se refiere a las fluorescencias propias de los crudos observados en luz ultravioleta, lo que permite descubrir trazas de hidrocarburos en los lodos de perforación (Guillamot, 1971). A pesar de no haber hallado importantes manifestaciones de petróleo a una profundidad de 1800 m, se decidió continuar por la presencia de calizas que podrían contener petróleo en cantidades comerciales (Fig. 6C). El pozo atravesó las formaciones Dacli (0 a 1341 m), Senosri (1341-2122 m) y Tuis (2122-2812 m). Además, según el informe, es notable la presencia, a unos 720 m de profundidad, de “un filón de una roca ígnea de color gris claro que podría ser una fonolita”, de

unos 34 m de espesor, lo cual hoy se interpreta como una capa de roca ígnea alcalina, como se ha observado en las cercanías en el Caribe de Costa Rica (p. ej., Starck, 1991). Por su parte, las rocas de Senosri y Tuis se presentaron muy compactas y con baja permeabilidad. Los primeros 618 m de la Formación Tuis corresponden con “calizas orgánicas”, que hoy se interpretan como parte de la Formación Las Ánimas. Debajo de las calizas “continúa una serie de siltitas marrones a marrones claras, algo calcáreas con fragmentos de feldespatos caolinizados, y pequeños restos de material carbonizado. Intercalados con las siltitas se encuentran mantos de tobas de origen volcánico, algo arenosas, con granos angulares de cuarzo, sanidina y fragmentos de otras rocas volcánicas” (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1960b, p. 2), que por su influencia volcánica son correlacionables con la Formación Tuis. Se descartó que estos sedimentos pudieran contener petróleo, por lo que el pozo fue tapado y cementado el 21 de mayo de 1960 (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1960b).

En agosto de 1959 se hicieron exploraciones geológicas en las cercanías del río Telire (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1959b). Estas reflejaron la existencia de un anticlinal de flancos con alto ángulo de buzamiento. El flanco sur estaría cortado por la falla Telire. Los sedimentos aflorantes en el anticlinal eran “arcillas marrones de la Formación Uscari”, y se pensó que el anticlinal podía tener alguna relación con la falla. Para este pliegue, denominado entonces “Anticlinal de Telire”, se recomendó una perforación a 10000 pies (unos 3050 m), porque se creía posible que las calizas del Oligoceno (Dacli y Senosri) pudieran producir petróleo en cantidades comerciales; se consideraba, además, que “en estos sedimentos [de Uscari], y en la misma zona fue donde la Compañía Sinclair en 1919 y 1920 perforó y encontró rastros de petróleo por debajo de los 600 pies (182 m)” (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1959b, p. 11).

Sin embargo, desde un principio hubo dudas sobre la continuación del pliegue a profundidad, debido a los buzamientos altos dentro de las arcillas de Uscari; podía tratarse de una estructura asociada a una falla somera, podía ser “superficial y debido a un derrumbe que bajó desde el norte” o “indicaba la presencia de una cuña fallada y elevada hacia la superficie” (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1960b). En todo caso, se consideraba que esta conformación en bloques sería excelente para el entrapamiento de petróleo. Tras superar varios obstáculos (construcción de 22 km de camino desde los pozos Cocolos hacia el oeste y de 3,6 km de carretera de Puerto Vargas al camino Puerto Viejo-Cahuita, levantamiento de un muelle en Puerto Vargas para desembarcar el equipo de perforación y acondicionamiento del camino Puerto Viejo-Cocolos con lastre, nuevos puentes y alcantarillas), se inició la perforación del pozo Telire el 12 de agosto de 1960 (Fig. 2A). Los sedimentos de la Formación Uscari, sin embargo, se interrumpieron a unos 21 m de profundidad (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1960b; Pizarro, 1993), y por debajo de estos se hallaron conglomerados que entonces se correlacionaron con la Formación Suretka entre 21 y 1737 m (Fig. 6D); el perfilaje eléctrico indicó que estas capas buzaban S50°E/15°. Posteriormente se perforaron las formaciones Gatún (1737-2058 m) y Uscari (2058-2445 m), aunque nunca se penetró más allá del Mioceno Medio según los resultados paleontológicos (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1960b).

El pozo Telire tuvo numerosas complicaciones; a los 2412 m se trabaron las herramientas y fue necesario efectuar una reperforación desde los 5400 pies (1646 m), puesto que, al extraer el tubo de perforación, rocas de la Formación Suretka cayeron sobre el conducto y bloquearon el paso a esa profundidad; incluso se trajo desde Estados Unidos un equipo especial para solucionar este problema, pero no pudo ser usado porque la perforación continuó luego de “manera normal” (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1961a). Los continuos derrumbes de la Formación Suretka y las arcillas de Uscari dificultaron el avance, ocasionando entrapamientos continuos de las herramientas de perforación y aumentando los costos. Además, la parte penetrada de la Formación Uscari era la más somera: según las estimaciones de la compañía, para llegar a los niveles de interés había que perforar al menos hasta los ~4270 m. El pozo Telire fue cementado el 18 de diciembre de 1960, con una profundidad alcanzada de 2445 m, habiendo superado su costo todas las estimaciones previas (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1961a).

A pesar de los pobres resultados obtenidos en el pozo Telire, es notable, desde un punto de vista geológico, el hallazgo de la Formación Suretka hasta los 1737 m de profundidad (5440 pies o 1658 m de espesor según Compañía Petrolera de Costa Rica, 1960b), una posibilidad no anticipada en la época de la perforación, ya que hasta ese entonces únicamente los pozos Cocolos No. 1, 2, 3 y 4 habían penetrado dicha formación (Browne, 1961). Considerando que el pozo se comenzó entre los 140 y 160 m de elevación (con base en una georreferenciación con respecto a la hoja topográfica Telire del IGN), los depósitos continentales de Suretka habrían aparecido unos ~1600 m por debajo del nivel del mar actual. Esto se interpreta como un resultado de subsidencia a nivel local, concretamente del Valle de Talamanca, desde la edad de deposición de Suretka (Plioceno).

Según el informe de la Compañía Petrolera de Costa Rica (1959a), en el área de Parismina, hacia el centro-norte de la provincia de Limón (fuera del área de la figura 2A), se hizo una perforación de reconocimiento mediante la extracción de núcleos (corehole), la cual aparece en algunos perfiles geológicos posteriores (por ejemplo, ERAP, 1966a; Fig. 7). Sin embargo, la ubicación geográfica de esta perforación es imprecisa. El pozo Parismina, denominado también CH #1, alcanzó una profundidad de 344,20 m (1135 pies) y se sabe que fue finalizado antes del 14 de abril de 1959 por la Compañía United Geophysics (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1959a; Browne, 1961). A unos 70 m de profundidad se encontraron areniscas y arcillas del Mioceno Medio, correlacionables con la Formación Gatún, las cuales se observaron hasta la profundidad total del pozo (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1959a). El mismo informe, sin embargo, detalla que no se obtuvo ningún resultado paleontológico de los sedimentos. Según Browne (1961), el pozo penetró un flujo volcánico (o material asociado) en el intervalo entre 229-271 m. El agua somera presente en el sedimento (entre 311 y 315 m) sugiere un ambiente de laguna o estuarino durante la deposición (Browne, 1961).

POZOS PERFORADOS POR *GULF OIL COMPANY* (USA): 1962-1963

Según Barboza et al. (1997), los pozos Uatsi, Sixaola y Chase fueron construidos por la *Gulf Oil Company*. Debido a los resultados negativos en los pozos Porvenir, Limón, El Tigre y Telire, los esfuerzos de la Gulf se concentraron en los alrededores de la zona de Cocolos, única donde se habían hallado los horizontes petrolíferos. Esto se refleja en la proximidad entre pozos, con una distancia mínima de 1,98 km entre los pozos Chase y Sixaola, y un aumento en la densidad de los pozos, 143,1 por cada 1000 km² (Cuadro 2).

La construcción del pozo Uatsi se comenzó el 15 de marzo de 1962 (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1962a), en el eje de un anticlinal con flancos altos, en cuyo centro aflora la Formación Uscari (Fig. 2A). El anticlinal está además cortado por dos o más fallas que se interpretaron como normales. En el trabajo de campo se encontraron afloramientos de lutitas y limolitas entre las formaciones Uscari y Gatún que tenían petróleo, a lo largo de las cabeceras del río Uatsi y a lo largo del ramal Norte y Easy Creek. Los sedimentos con petróleo estaban invariablemente fracturados, lo que llevó a pensar que el petróleo surgía de capas profundas a lo largo de fracturas causadas por las fallas, como en Link (1952). A nivel local, la geología y estructura no estaban bien definidas debido a la falta de buenos afloramientos y espesa vegetación (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1962a). El objetivo de la perforación era alcanzar las formaciones Dacli y Senosri. Las litologías penetradas (Fig. 6E) fueron lutitas de Uscari (0-1838 m), areniscas de Uscari o Dacli (1838 - 2277 m) y rocas ígneas, areniscas, limolitas y lutitas de la Formación Dacli (2277 - 2459 m; Compañía Petrolera de Costa Rica, 1962a; 1962b). Hubo algunas manifestaciones de gas en la sección de Uscari; los núcleos no mostraron ningún indicio de hidrocarburos.

La perforación del pozo Sixaola se inició el 21 de julio de 1963, a pocos metros de los pozos Cocolos, construidos unos cinco años atrás (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1963b; Fig. 2B). El pozo penetró la Formación Suretka (0 - 549 m), Formación Uscari (549 - 719 m, según Pizarro, 1993) y sedimentos calcáreos y volcánicos correlacionables con la Formación Dacli (719 - 1548 m; Compañía Petrolera de Costa Rica, 1963b; Fig. 6F). También se halló una andesita entre los 1505 y 1510 m. De las 15 pruebas de producción realizadas, las 2 y 3 permitieron la recuperación de barro con petróleo y gas. En general, las otras pruebas presentaron barro con gas, aunque sin presión. Los testigos recuperados mostraron trazas de fluorescencias entre los 1497 y 1525 m. Los fósiles encontrados entre los 1119 - 1375 m y 1401 - 1544 m fueron del "Oligoceno Superior a Medio", edad correspondiente con Dacli Inferior según el informe citado. El pozo fue abandonado el 4 de septiembre de 1963, habiéndose observado únicamente trazas de petróleo (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1963b).

El último pozo de este periodo, llamado Chase, se inició el 11 de septiembre de 1963 y fue el penúltimo perforado en las cercanías de la falla Sixaola (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1963b; Fig. 2B). La perforación atravesó lutitas, areniscas y calizas en menor proporción, correlacionables con la Formación Uscari (Pizarro, 1993; Fig. 6G). Las pruebas de producción revelaron pequeñas cantidades de petróleo y fluorescencias entre 2907 y 2912 m y entre 2882 y 2883 m (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1963b). El pozo alcanzó una profundidad de 3025 m (Pizarro, 1993) y fue finalizado el 16 de noviembre de 1963, al cabo de 65 días de perforación (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1963b).

Programa de exploraciones estructurales y otros sitios de exploración

El Informe Semestral XXIII de la Compañía Petrolera de Costa Rica (1963a) detalla que se hicieron al menos 30 perforaciones estructurales como parte de un programa iniciado en enero de 1963. La mayoría de las perforaciones fueron realizadas cerca del río Uatsi y sus tributarios (donde afloran lutitas de Uscari y limolitas y areniscas del Mioceno de la Formación Gatún), con el fin de evaluar mejor las muestras de petróleo y obtener información estructural adicional.

La profundidad de las perforaciones estuvo limitada a unos 365 m (1200 pies; Compañía Petrolera de Costa Rica, 1963a). De las 30 perforaciones, hubo 12 que recuperaron alguna muestra de petróleo, y 6 de ellas recolectaron varias (pozos denominados “1”, “2”, “7A”, “8A”, “16” y “16A”). Las muestras de petróleo se hallaron dentro de las areniscas de la Formación Uscari o cerca del contacto Uscari-Gatún. Sin embargo, posiblemente debido a la ausencia de capas impermeables que pudieran servir como sello, no había suficiente presión para que estas pequeñas cantidades de petróleo surgieran a la superficie. Tras varios exámenes se determinó que no había petróleo en cantidades comerciales a esa profundidad. Detalles adicionales sobre la micropaleontología y litologías encontradas están en el informe de la Compañía Petrolera de Costa Rica (1963a).

Hubo algunos intentos por definir sitios de perforación cerca de los pozos El Tigre y Victoria, en la parte norte de Limón Sur. Sin embargo, hubo dificultades para entender la secuencia estratigráfica debido a que esta se encontraba incompleta en los ríos Reventazón y Chirripó y tendían a confundirse las formaciones Uscari y Senosri (Paris, 1963); esta secuencia se entendió mejor a finales de la década, después de los trabajos de la EFL (Ardizzone, 1970). J. W. Gwinn (en Paris, 1963) reportó residuos de asfalto en las oquedades de caliza expuesta en el río Chirripó, pero revisiones posteriores no pudieron confirmar este reporte (Paris, 1963).

Con el pozo Chase, en 1963, finalizó la etapa de más intensa exploración geológica superficial y a profundidad en la parte sur de la provincia de Limón. El modelo estratigráfico actual está casi enteramente fundamentado en el modelo de la Compañía Petrolera de Costa Rica, con la secuencia Tuis – Senosri – Uscari – Gatún (ahora Río Banano) – Suretka (comparar la tabla de formaciones en Compañía Petrolera de Costa Rica, 1953a, con la sección de estratigrafía en Bottazzi, 2016, en la figura 2C). Los hallazgos de petróleo más significativos en territorio costarricense siguen siendo los de Cocolos No. 1 y Cocolos No. 2 en 1956. Además, en la estadística mundial para esa época, uno de cada diez pozos detectaba hidrocarburos (ICE, 1978); de los 15 pozos construidos en Limón entre 1954 y 1963, al menos 6 mostraron trazas o cantidades mayores de petróleo. Estos resultados se han interpretado de diferentes maneras dependiendo de la época y las necesidades del país. Las exploraciones geológicas continuarían en los siguientes 25 años con algunas interrupciones, tema de las siguientes secciones.

TERCERA ETAPA DE EXPLORACIÓN: 1967-1975

Los derechos de exploración de la Compañía Petrolera de Costa Rica Limitada fueron traspasados a los socios fundadores de la Compañía para la Exploración y Explotación de Petróleo en Costa Rica S.A. mediante el Decreto Ejecutivo No. 2 del 27 de julio de 1964, y fue publicado en la Gaceta el 14 de agosto del mismo año (Castillo, 1975). En 1966, la Compañía pasó a llamarse ELF Petróleos de Costa Rica S.A. La ELF (*Essences et Lubrifiants de France*, traducido como Gasolina y Lubricantes de Francia) era una compañía francesa que operaba en campos petroleros de Francia y otros países (Naughton, 1999). El contrato fue celebrado el 17 de noviembre de 1966 entre el Gobierno de Costa Rica (con José Joaquín Trejos como presidente), ELF Petróleos Costa Rica y la *Enterprise des Recherches et D'Activitiés Pétrolières* (ERAP, traducido como Empresa de Investigaciones y Actividades Petroleras). Fue aprobado por la Asamblea Legislativa el 20 de octubre de 1967 (Castillo, 1975). La ELF contó además con la colaboración de la Corporación Costarricense de Desarrollo (Codesa) para sus labores de exploración (Campos, 1983, 20 de abril).

En la figura 1 se observa el área de la concesión de la ELF, la cual se encontraba delimitada al oeste y al este por la plataforma continental, al norte por la frontera con Nicaragua y al sur por los puntos que se detallan a continuación: A, 83°00' W, 9°55' N; B, 83°40' W, 9°55' N; C, 83°40' W, 10°05' N; D, 84°10' W, 10°15' N; E, 85°15' W, 10°55' N; y F, 85°40' W, 10°35' N (Castillo, 1975).

Durante la administración Trejos Fernández (1966-1970) otras tres compañías mostraron interés en realizar perforaciones profundas, sobre todo en la plataforma continental del Pacífico: *Oceanic Exploration*, *Continental Oil Company* y un consorcio petrolero de Texas; sin embargo, el trámite de estos proyectos se suspendió porque se consideraba prioritaria la preparación de una ley petrolera (Castillo, 1975), la cual sería aprobada 24 años más tarde (Ley de Hidrocarburos de 1994).

Observaciones estratigráficas de la ELF y modelo del yacimiento petrolífero

Después de aprobado el contrato, la ELF recopiló información sobre los perfiles sísmicos en la porción continental (realizados por la *Gulf Oil Company*) y la geología de los pozos precedentes (Ardizzone, 1970). Las primeras interpretaciones de estos datos se evidencian en los perfiles de la figura 7, realizados por ERAP (1966a; 1966b). El perfil B-B' muestra el contraste entre los dos dominios tectónicos (Limón Norte y Limón Sur), con una marcada profundización de la cuenca hacia el NE. Las capas ricas en materia orgánica eran más someras hacia el SW, aunque ahí presentaban un menor espesor. En esta interpretación, el pozo el Tigre penetró la sección más espesa de la secuencia carbonatada. Debe recordarse que, según Compañía Petrolera de Costa Rica (1960b), el pozo alcanzó tobas, pero no el basamento, a diferencia de lo que se muestra en el perfil B-B'. El pozo Parismina, por su parte, habría atravesado la Formación Gatún (Compañía Petrolera de Costa Rica, 1959a), aunque aquí se presenta solo dentro de Suretka, con base en magnetometría.

En el perfil A-A' (Fig. 7) se observan las complicaciones estructurales propias de Limón Sur, con una profundización notable de la secuencia carbonatada hacia el río La Estrella y Cahuita, y una posición más somera hacia el área de Cocolos. Cabe destacar que la ELF no tenía los pozos Cocolos dentro del área del permiso (Fig. 1); es posible que la intención de este perfil fuera mostrar que los niveles carbonatados de Cocolos, con potencial petrolífero, podían seguirse hacia el norte, donde la ELF tenía acceso. Algunas inconsistencias a nivel local, como la aparición de Suretka en los pozos Porvenir y Chase, son probablemente resultado de la extrapolación.

En 1967 se realizó sísmica de reflexión en la plataforma marina del Caribe, que incluyó 164 km de perfiles y dos sondeos de refracción; esto puso en evidencia una cuenca sedimentaria de al menos 6000 m de espesor (ERAP, 1973). Un año más tarde se llevó a cabo sísmica de reflexión (22 km) y refracción (40 km) en tierra a lo largo del área de estudio (ERAP, 1973). Hacia 1969, la ELF ya había explorado geológicamente la costa de Guanacaste, la Zona Norte (cerca del río San Juan) y la región de Turrialba-Siquirres (entre las provincias de Cartago y Limón, Ardizzone, 1970; ERAP, 1973). El estudio inicial incluyó observaciones y cambios estratigráficos: al oeste del área de estudio (Guanacaste y noroeste de la provincia de Alajuela) se concluyó que no habían reservorios de interés ni importante acumulación de materia orgánica; en el centro (norte de las provincias de Alajuela y Heredia) se identificaron series sedimentarias espesas (~1600 m) denominadas Formación Machuca, la cual se dató en el río Bartola (Nicaragua) como del Eoceno Inferior y se interpretó, subsecuentemente, que las rocas sedimentarias del río Infiernito (Costa Rica) pertenecerían a la parte superior de Machuca, probablemente del Oligoceno (Ardizzone, 1970). No obstante, no eran un buen reservorio y su contenido de materia orgánica era bajo (ERAP, 1973). Solo la zona de Venado (provincia de Alajuela) se consideró favorable para la exploración petrolera por la existencia de calizas orgánicas (Ardizzone, 1970; ERAP, 1973); en el este, por su parte, la cobertura cuaternaria del Caribe representaba un problema para la definición de estructuras sedimentarias profundas (ERAP, 1973; Castillo, 1975). Sin embargo, la presencia de calizas del Eoceno Superior-Oligoceno y las series ricas en materia orgánica del Mioceno, motivaron a la ELF a concentrar sus esfuerzos, al igual que las compañías petroleras precedentes, en la provincia de Limón (Ardizzone, 1970; ERAP, 1973). Cabe destacar que de esta época data un cambio en la distribución temporal de los foraminíferos, por el cual se extendió la Formación Dacli hasta el Mioceno Inferior (como se observa actualmente bajo el nombre de Formación Barbilla, Fig. 3C), de acuerdo con Ardizzone (1970). Estas fueron parte de las contribuciones de la ELF a la estratigrafía de Costa Rica.

En cuanto al modelo del depósito petrolífero (detallado en Ardizzone, 1970), las conclusiones fueron similares a las de Paris (1963), aunque sustentadas con un detalle mayor: la Formación Tuis no representaba ningún reservorio, con unas intercalaciones de calizas en una serie predominantemente volcánica, con escaso potencial como roca generadora (carbono orgánico total inferior a 0,2%). Únicamente las calizas de Las Ánimas (situadas hacia la parte superior de la Formación Tuis) y sus equivalentes laterales serían de relevancia; sin embargo, en la región de Parismina, donde había un levantamiento de interés evidenciado por los perfiles sísmicos de la *Gulf Oil Company*, ese objetivo estaría a unos 5000 m de profundidad, lo que lo volvía muy difícil de alcanzar. En el muestreo de la ELF, la Formación Senosri dio como resultado entre 0,50 y 0,60% de carbono orgánico total (COT), por lo que se concluyó que era candidata a ser roca generadora; sin embargo, las características de la roca no la hacían un buen reservorio, como ya lo había concluido la Compañía Petrolera de Costa Rica (1959b). La Formación Dacli era de importancia porque había mostrado numerosos indicios de petróleo en superficie (Sixaola, la Estrella, Telire) y en las perforaciones (Cocolos 1, Cocolos 2, pozo Yorkin en Panamá). La ELF sugirió que la Formación Dacli formaba una franja arrecifal consistente hacia el noroeste (similar a la mostrada en la figura 2A), cuyas calizas serían buenos reservorios y podrían seguirse a profundidad en la región de Parismina, hacia el noreste. Las secciones arcillosas de Dacli, por

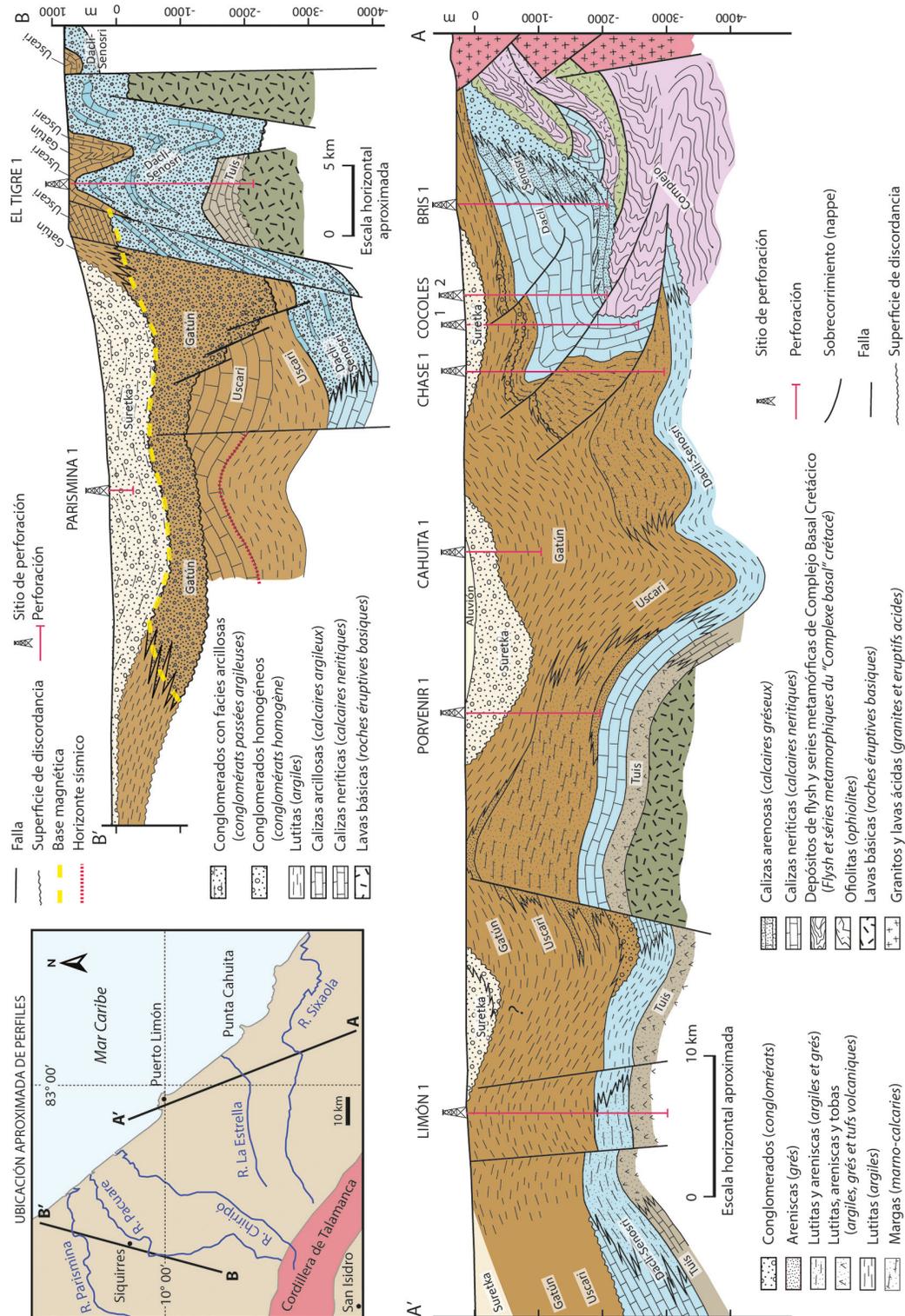


Fig. 7: Perfiles geológicos de la cuenca Limón Sur (ERAP, 1966a; 1966b), basados en los sondeos y resultados de sísmica de reflexión de compañías petroleras previas.

su parte, las hacían candidatas a ser rocas generadoras, con COT de 0,80% (quebrada Grande) a 1,00% (quebrada Terciopelo). La Formación Uscari se consideró buena roca madre (COT entre 1 y 2%) y cobertura, además de ser interesante como reservorio por las areniscas porosas halladas en el pozo Porvenir y en el río Barbilla. Considerando lo anterior, las areniscas hacia la base de Uscari y las calizas de Dacli formarían un conjunto de al menos 400 m de espesor, con calizas compactas de Senosri por debajo y lutitas de Uscari en el techo, ambas con características de roca madre. Esta secuencia, de alto potencial petrolífero, sería el objetivo primario. Por su parte, Gatún y sus equivalentes laterales tenían algunos indicios de petróleo (“geodas llenas de petróleo en las calizas de Patarrá al sureste de San José”, lodolitas grises con COT = 1,80% en quebrada Cañabral, Ardizzone, 1970, p. 34). Suretka solo cumplía un rol como capa sello (Ardizzone, 1970).

Descubrimiento del Alto de Moín

Las actividades de prospección geofísica se concentraron en la plataforma caribeña hacia 1971 (ERAP, 1973). Se realizaron perfiles de 786 km de sísmica de reflexión, con gravímetro y magnetómetro embarcados, entre Puerto Limón y la desembocadura del río San Juan, en Nicaragua. Esto permitió identificar un adelgazamiento de la cuenca hacia el noroeste y una zona de profundidad máxima hacia el centro, de unos 6500 m (ERAP, 1973).

Sin embargo, el hallazgo más notable fue una estructura directamente al norte de Puerto Limón, un levantamiento más o menos circular identificable a lo largo de unos 13 km (ver isóbatas en la figura 2A). En el sector más somero de la estructura, el fondo oceánico se encontraba a unos 150 m de profundidad (ERAP, 1973). En las secciones sísmicas se observó que el techo de las secciones inferiores subía hasta los 1750 m bajo el nivel del mar, y los bordes de la estructura presentaban una secuencia sedimentaria de más de 5000 m de espesor, probablemente depositada desde el Cretácico Superior (ERAP, 1973). Estudios sísmicos de 1973 contribuyeron a una mejor definición del alto estructural; se consideró que el marcador sísmico “G”, que era el techo de la sección inferior, indicaba la parte superior de la Formación Tuis (sección volcánica sedimentaria del Eoceno) o la parte alta del basamento (Complejo de Nicoya del Jurásico-Cretácico o un volcán masivo). Posteriormente se confirmó que correspondía con una discordancia que truncaba las rocas carbonatadas de la Formación Senosri (André, 1975); por tanto, las isóbatas de la figura 2A probablemente corresponden con esta discontinuidad. Interpretaciones más recientes de la sísmica de reflexión incluyen la presencia de capas del Cretácico Superior por debajo de la Formación Tuis (Brandes, Astorga, Littke y Winsemann, 2008). El levantamiento, por otra parte, tenía importancia tectónica a nivel regional: dividía un dominio sur más activo (con fallas inversas y pliegues) de un dominio norte, de menor actividad (ERAP, 1973; Sheehan et al., 1990).

Se pensó que este basamento somero y su circunferencia podrían haber favorecido la formación de plataformas carbonatadas de tipo arrecifal (ERAP, 1973), con alto potencial petrolífero. La estructura, conocida actualmente como Alto de Moín (André, 1975; Brandes et al., 2008), se convirtió rápidamente en el principal objetivo de la exploración de la ELF. En caso de que el depósito hallado lograra producir 400 toneladas de petróleo por día (equivalente a 2932 barriles, usando un factor de conversión de 7,33), la extracción habría sido rentable si el yacimiento contenía 15 millones de toneladas de aceite recuperables en tierra o 35 millones de toneladas en el mar (ERAP, 1973).

Recientemente, Brandes et al. (2008) interpretaron el Alto de Moín como un anticlinal que evolucionó entre el Eoceno Medio y el Mioceno Inferior, con base en el acuñamiento de algunos paquetes reflectores hacia el Alto y en la existencia de una discordancia ubicada únicamente en los flancos del anticlinal, presumiblemente de naturaleza sintectónica.

Inestabilidad política internacional, aumento del precio del petróleo y pozo Moín 1

A pesar de que el hallazgo del Alto de Moín supuso para la ELF una nueva posibilidad de encontrar petróleo en cantidades comerciales, nuevas situaciones a nivel mundial condicionaron la exploración petrolera en el Caribe. La década de 1970 había iniciado en Costa Rica con el esplendor social y cultural que caracterizó los años precedentes (Molina y Palmer, 2009). Sin embargo, la crisis internacional desencadenada hacia 1973 por la guerra de Yom Kipur o conflicto árabe israelí, afectó severamente las actividades petrolíferas alrededor del mundo. Como se observa en la figura 3B, el precio del petróleo aumentó rápidamente, lo que causó un descenso súbito en su consumo y producción (BP Statistical Review of World Energy, 2020). El consumo de petróleo en Francia, sede de la ELF, cayó por los altos precios, y Elf-Aquitaine sufrió de sobrecapacidad en sus

refinerías en el continente europeo y altos costos de exploración fuera de Francia (Naughton, 1999). Además, Francia había empezado a priorizar la energía nuclear para generación de electricidad en el país, lo cual implicaba que la industria petrolera ya no ostentaba el lugar privilegiado que tenía antes (Naughton, 1999). En este contexto, la ELF decidió construir un único pozo en el área predefinida de exploración. El pozo Moín fue iniciado el 13 de junio de 1975, en la plataforma continental del Caribe costarricense, a unos 5 km de la costa y hacia la proyección de la parte alta del Alto de Moín (Fig. 2A). Se utilizó una plataforma de tipo Rowan Houston Jack-up. La perforación se situó a 47,55 m bajo el nivel del mar (André, 1975), una profundidad aún más somera que la proyectada por ERAP (1973); de acuerdo con los estudios sísmicos, las capas más someras del anticlinal se encontrarían a 198 m bajo el nivel del mar (André, 1975).

El objetivo principal del pozo era evaluar las calizas de la Formación Dacli, considerando que las muestras de petróleo de Cocolos No. 2 provenían de un flujo de andesita intercalado entre las calizas de Dacli (André, 1975). El segundo objetivo era probar las areniscas hacia la base de la Formación Uscari y evaluar la parte superior de la Formación Senosri. De acuerdo con Pizarro (1993), la perforación solamente logró penetrar las formaciones Gatún (0-1692 m) y Uscari (1692-2086 m), aunque las asignaciones a estas unidades son dudosas. El informe de la ELF (André, 1975), detalla que se encontraron secciones del Cuaternario (74-277 m) y las formaciones Uscari (277-1608 m), Dacli (1608-1708 m), Senosri (1708-1869 m) y Tuis (1869-2086 m) como se muestra en la figura 8A. No se observaron gas ni fluorescencias, lo que llevó a pensar que los hidrocarburos no se habían acumulado en la estructura. André (1975, p. 7) concluye: “el pozo Moín I es un pozo seco. Es una decepción”. La perforación alcanzó su profundidad máxima el 27 de junio de 1975 al cabo de 14 días de operación, después de haber perforado un segundo flujo basáltico intercalado entre las capas de la Formación Tuis (André, 1975).

Exploración de combustibles fósiles por parte del Instituto Costarricense de Electricidad

Después de la construcción del pozo Moín, la petrolera ELF no continuó sus trabajos geológicos en el país y pasaron cinco años sin que se realizara exploración petrolera por parte de una compañía extranjera (Recope, 1984). Durante este periodo, sin embargo, hubo interés por parte del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en complementar la energía hidroeléctrica con energía térmica, con preocupación por “el incremento en costos y las posibles dificultades futuras de obtener combustibles derivados del petróleo” (ICE, 1978, p. 8). Es destacable la justificación del Informe de Progreso No. 1 para emprender la exploración:

No es necesario hacer notar el sacrificio que para la economía nacional representa la importación de combustibles fósiles, a precios cada vez más altos. Si a esta premisa le añadiéramos la posible dificultad futura de obtener combustibles derivados del petróleo, se hace muy evidente, entonces, la necesidad de investigación y desarrollo de nuestros recursos nacionales en combustibles fósiles, con el fin de asegurar una producción energética capaz de lograr una industrialización que permita el bienestar socioeconómico costarricense (ICE, 1978, p. 8).

El aumento del precio del petróleo justificaba la búsqueda de hidrocarburos en Costa Rica (Fig. 3B). El ICE concluyó rápidamente que habían suficientes datos para emprender una exploración de mayor envergadura en Limón Sur. Se consideraba, además, que el campo Cocolos, que no era rentable en la década de 1950, podía llegar a tener una relación costo-beneficio aceptable para finales de los años 1970, dado el elevado precio del barril de petróleo (ICE, 1978). En vista de lo anterior, se realizó un programa de investigaciones gravimétricas y eléctrica resistiva en los valles de Talamanca y Estrella, lo que incluyó, al menos hasta mediados de 1978, 56 sondeos eléctricos verticales con profundidades entre 500 y 3500 m, con lo cual produjo un mapa gravimétrico de anomalías de Bouguer de 750 estaciones, con precisión de 0,1 mgals (ICE, 1978).

No es claro si el ICE continuó con la exploración de combustibles fósiles después de 1978. El aumento de la deuda pública externa (de 164 a 1061 millones de dólares entre 1970 y 1978, ver Molina y Palmer, 2009) y el estancamiento económico de esos años anunciaban la proximidad de la crisis. Sin embargo, bajo esas condiciones, los países subdesarrollados buscaron la manera de suministrarse sus propios recursos (como el petróleo), ante la dificultad de importarlos, lo que llevó a una nueva etapa en la historia de exploración de hidrocarburos en Costa Rica.

CUARTA ETAPA DE EXPLORACIÓN: 1980-1988

Crisis económica, Recope y asesorías de Pemex y Petro-Canada

Una segunda alza en el precio del petróleo (BP Statistical Review of World Energy, 2020; Fig. 3B), además de una caída en las cotizaciones de café y aumento en las tasas de interés hundieron a la economía costarricense en 1980 (Molina y Palmer, 2009). A nivel mundial, tanto la producción como el consumo de petróleo tuvieron una disminución histórica que se prolongaría hasta 1983 (BP Statistical Review of World Energy, 2020). Ante el máximo alcanzado en el precio del petróleo, especialistas de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) y la Misión Técnica Petrolera Venezolana en 1979, y del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la *International Energy Development Corporation* en 1980, recomendaron a la Refinadora Costarricense de Petróleo (Recope) la reapertura de la exploración petrolera en Costa Rica (Recope, 1984). Los trabajos exploratorios iniciaron en 1981, con la planificación y asesoría a cargo de Petróleos Mexicanos (Pemex), y se llevaron a cabo levantamientos geológicos y geofísicos en distintos sectores del territorio costarricense (Recope, 1984). En julio de 1983, la Asamblea Legislativa aprobó el préstamo con el Banco Mundial de US\$ 2,8 millones para financiamiento de actividades de aeromagnetometría, sísmica marina, geoquímica, evaluación de yacimientos y estudios micropaleontológicos posteriores (Recope, 1984). El objetivo, al igual que en 1949, era “lograr la independencia energética que tanto necesita el país” (Zaragoza, 1987).

De modo similar, hubo asesoría por parte de la *Petro-Canada International Assistance Corporation* (PCIAC), subsidiaria de Petro-Canada, cuyo fin era “ayudar a los países subdesarrollados importadores de petróleo, a explorar sus reservas de hidrocarburos, tratando de reducir así, la dependencia petrolera de los mismos” (Aguilar y Fernández, 1989), lo que obedecía a las necesidades de la época. Aguilar y Fernández (1989) mencionan que el Gobierno de Canadá envió sus primeras misiones a Costa Rica entre 1983 y 1984; el Convenio de Cooperación Técnica entre PCIAC y Recope fue firmado en San José el 27 de febrero de 1986. El 25 de febrero de 1987, PCIAC incrementó el monto a un total de \$16,945,000.00 CND con el objetivo de perforar hasta cinco pozos estratigráficos en un periodo de ocho a nueve meses (ver detalles sobre el incremento del presupuesto en Aguilar y Fernández, 1989). Se realizaron hasta 1500 km de líneas de sísmica de reflexión entre las cuencas de Limón Norte-San Carlos (1041 km), Tempisque (175 km), Térraba (84 km) y Limón Sur (200 km). En total, Recope desarrolló 8 programas de cooperación con Pemex (1980-1984), Petro-Canada (1985-1991; Astorga, 2012), la Universidad de Costa Rica y otras entidades internacionales (ver detalle de estos programas en Castillo, 1993). Parte de los datos recolectados en esta época y en la década anterior aparece publicada en Brandes et al. (2008), quienes utilizaron resultados de perfiles sísmicos realizados frente a las costas de Limón, de las campañas emprendidas por Recope en las décadas de 1970 y 1980; la base de datos está en poder del Ministerio de Ambiente y Energía (Brandes et al., 2008).

Últimos pozos petroleros: San José, Matina, Pataste, Tonjibe, Curime y San Clemente

El pozo San José fue construido por Pemex en 1984 (Fig. 2A, 3A) y atravesó las formaciones Suretka (0-490 m), Gatún (490-1673 m), Uscari (1673-2200 m), Dacli (2200-4300 m), y Uscari nuevamente (4300-4760 m; Pizarro, 1993; Fig. 8B). En 2020 sigue siendo el pozo más profundo que se ha perforado en Costa Rica (Pizarro, 1993), superando a los demás pozos petroleros y los 3022 m del PGM 15 (año 1986), el pozo vertical más profundo construido hasta la fecha en el Proyecto Geotérmico Dr. Alfredo Mainieri (conocido como Miravalles, Gálvez, com. esc., 2020). Es interesante la marcada diferencia entre los pozos San José (Pemex, 1984) y Chase (Gulf, 1963), en el cual la sección completa corresponde con la Formación Uscari, a pesar de que la distancia horizontal entre ambos pozos es de menos de 2 km (Fig. 2B). La sección del pozo San José guarda más semejanzas con las de los pozos Cocolos, construidos entre 2 y 4 km más al sur. Según Barboza et al. (1997), el pozo San José fue el último en mostrar indicios de petróleo, aunque no especifican a qué profundidad se observó (Fig. 8B).

El pozo Matina fue el primer pozo construido en la parte continental de la cuenca Limón Norte (Fig. 2A), probablemente siguiendo las recomendaciones de la ELF (Ardizzone, 1970) en cuanto a la posible presencia de la serie de alto potencial petrolero: calizas de Senosri (generadora y sello) – calizas de Dacli (almacén) – Uscari arenoso (almacén) – Uscari lutítico (generadora y sello). Petro-Canada ubicó la perforación unos 10 km al ENE del pozo Moín 1 de la ELF. Fue iniciado el 24 de junio de 1987 y finalizado el 11 de octubre del mismo año (Castillo, 1993). De acuerdo con Pizarro (1993), el pozo atravesó

las formaciones Gatún (0-1540 m), Uscari (1540-2828 m), Senosri (2828-2978 m), un nivel poco claro (2978-3100 m) y Formación Tuis (3100-3350 m), lo cual coincide con lo mostrado en Brandes et al. (2008). El pozo Matina confirmaba lo que había observado la Compañía Petrolera de Costa Rica (1960a): la Formación Dacli tendía a desaparecer hacia la parte oriental; por esta razón, se había observado en el pozo Victoria, pero no en el pozo Limón. Esto echaba abajo la predicción de la ELF de que Dacli podía seguirse hacia la región de Parismina (Ardizzone, 1970, p. 33), profundizándose cada vez más. El trabajo de Brandes et al. (2008), sin embargo, muestra que los sedimentos carbonatados parecen acuñarse hacia el Alto de Moín y podrían estar presentes más al norte. Empero, el pozo Matina fue el último construido en Limón Norte, habiendo revelado un panorama estratigráfico desalentador en cuando a litologías que pudieran almacenar hidrocarburos.

Petro-Canada construyó otros tres pozos estratigráficos en las cuencas de San Carlos y Tempisque, donde se habían realizado líneas de sísmica de reflexión. El pozo Pataste se comenzó el 1 de noviembre de 1987 (Castillo, 1993; Fig. 1). Atravesó las formaciones Cote (0-157 m), Buenavista (157-300 m), Venado (300-1028 m), y Grupo Aguacate (1028-1980 m; Pizarro, 1993) sin haber hallado indicios de hidrocarburos (Astorga et al., 1996; Fig. 8D). Fue finalizado el 30 de noviembre de 1987 (Castillo, 1993). Más al norte se construyó el pozo Tonjibe, iniciado el 18 de diciembre de 1987 y finalizado el 12 de enero de 1988 (Castillo, 1993; Fig. 1). Este atravesó las formaciones Venado (128-1135 m), Grupo Aguacate (1135-1714 m), Loma Chumico (1714-1965 m) y el Complejo Ultramáfico de Santa Elena (1965-2168 m; Pizarro, 1993; Fig. 8E). En ambos pozos es destacable la ausencia de la Formación Machuca descrita por la ELF (Ardizzone, 1970). El pozo Tonjibe incluso alcanzó rocas cretácicas sin que se observara ninguna serie sedimentaria espesa del Paleoceno-Eoceno. La presencia de serpentinitas de Santa Elena resultó de interés académico por sus implicaciones tectónicas: la existencia de corteza oceánica mesozoica en el norte de Costa Rica (Astorga, 1992).

Las rocas de la Formación Loma Chumico, por su parte, se convirtieron posteriormente en la opción esperanzadora de que hubiera petróleo en cantidades comerciales en Costa Rica: el promedio del carbono orgánico total (COT) en las capas ricas en materia orgánica es 15,5%, con valores de hasta 33%, según los análisis efectuados por Erlich, Astorga, Sofer, Pratt y Palmer (1996) en los pozos Morote 1 y Manzanillo 1, en Guanacaste, y de hasta 54% para el segundo evento anóxico oceánico del Cretácico (OAE2) según Barrientos, Bottazzi, Fernández y Barboza (1997). A modo de comparación, las rocas generadoras de la Formación la Luna, en la cuenca de Maracaibo, Venezuela, una de las más importantes a nivel mundial, muestran valores máximos de COT de 9,6% (Talukdar, Gallango y Chin-A-Lien, 1986). Además, debido al hallazgo de la Formación Loma Chumico en el pozo Tonjibe, existe la posibilidad de que esté presente en diferentes cuencas del país (Barrientos et al., 1997), lo que aumenta las posibilidades de que en alguno o varios lugares se hayan acumulado los hidrocarburos en esa formación o sus equivalentes laterales. Desde esta perspectiva, calizas cretácicas como las que podrían acumularse sobre el Alto de Moín (como se muestra en Brandes et al., 2008), serían candidatas a ser yacimientos petrolíferos, sobre todo en una cuenca con un gradiente geotérmico adecuado (3,5°C/100 m en Limón Norte y entre 2,0 y 6,6°C/100 m en Limón Sur según recopilación de Astorga et al., 1991). Empero, respecto a las rocas cretácicas-paleógenas de Costa Rica en general, Astorga et al. (1991) mencionan su baja permeabilidad como un factor atenuante para que estas sean un buen reservorio.

El pozo Curime (Fig. 1) probablemente tenía como objetivo alcanzar las rocas del Cretácico de la cuenca de Tempisque, y revisar las posibilidades petrolíferas. Se inició el 20 de enero de 1988 y se finalizó 25 de marzo del mismo año (Castillo, 1993). Atravesó las formaciones Descartes (0-1757 m) y Curú (1757-2800 m; Pizarro, 1993; Fig. 8F). Fue el único pozo profundo (de más de 1000 m) construido en la región oeste del país y no reveló indicios de petróleo (Astorga et al., 1996; Barboza et al., 1997).

Finalmente, el pozo San Clemente (1988) fue el último pozo profundo construido. No es clara la razón de por qué Petro-Canada perforó el pozo a solo 1 km del pozo Porvenir (Fig. 2A), que había tenido importantes problemas de planificación y había resultado negativo en cuanto a la presencia de petróleo. Según Pizarro (1993), el pozo San Clemente atravesó las formaciones Gatún (0-535 m), Suretka (535-860 m), Gatún nuevamente (860-3114 m) y Uscari (3114-4195 m, Fig. 8G). Esto representaba un cambio importante en el espesor de la Formación Gatún con respecto al pozo Porvenir; no obstante, al igual que en este último, no se pudo perforar más allá de la Formación Uscari y no hubo indicios de petróleo (Astorga et al., 1996; Barboza et al., 1997).

El pozo San Clemente puso fin a la exploración petrolera en la década de 1980. La asesoría por parte de Petro-Canada finalizó en 1991 (Astorga, 2012). Hubo interés por parte de algunas otras compañías, como la Shell (La Nación, 1988, 7 de septiembre), en el marco de una creciente preocupación respecto a las necesidades del país y la posibilidad de que el precio del petróleo volviera a subir en los años siguientes (La República, 1988, 7 de agosto). No obstante, no se tiene detalle de las operaciones realizadas por la Shell en territorio costarricense.

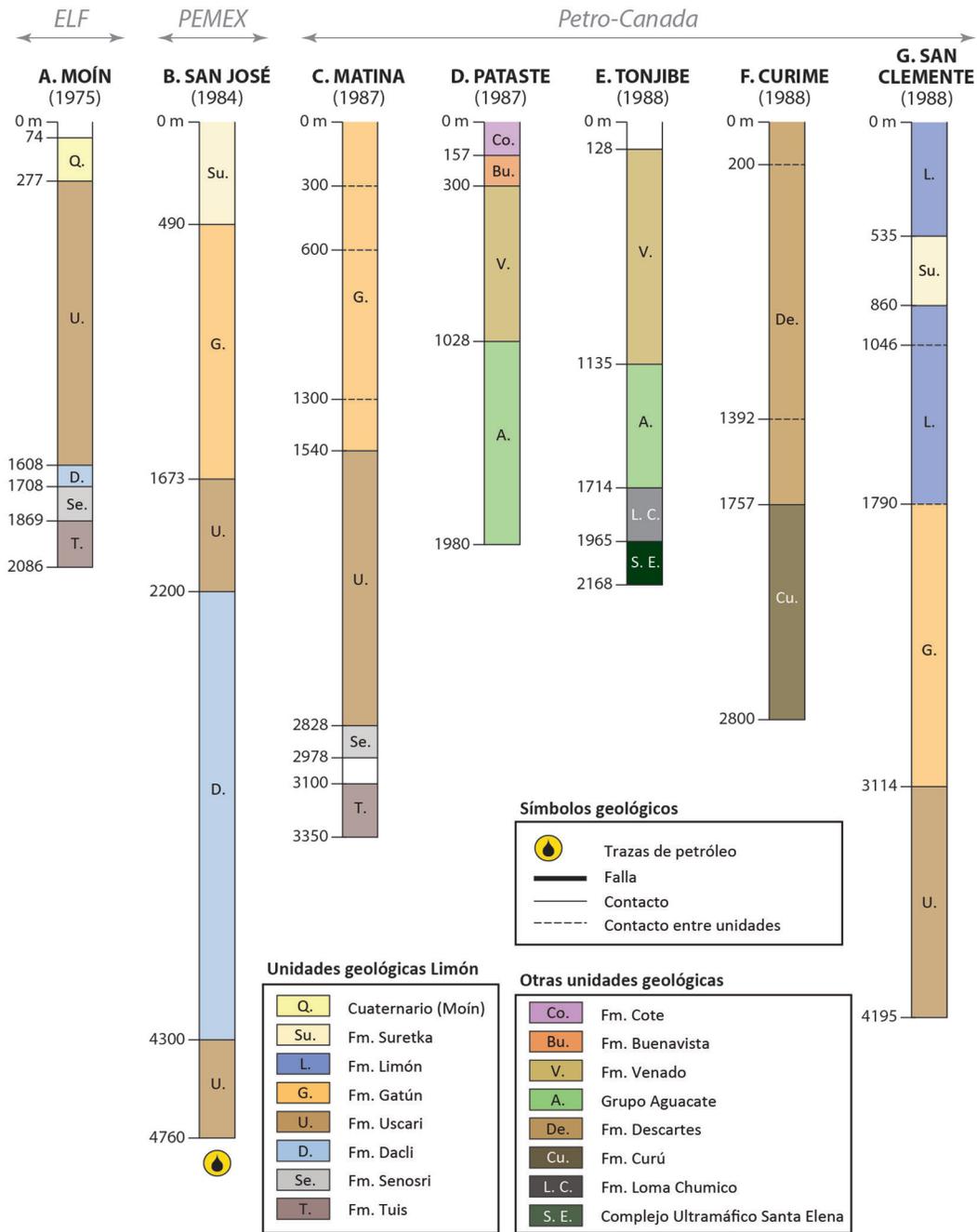


Fig. 8: Pozos petroleros de más de 1000 m de profundidad construidos por la ELF (1975), Pemex (1984) y Petro-Canada (1987-1988).

En 1989, durante la administración Arias Sánchez, se abrió una primera ronda de licitación para exploración y explotación de hidrocarburos (ver detalle en Dobrinescu y Ballestero, 2000); de las siete compañías participantes, cinco estaban interesadas en los bloques 1 (Sixaola) y 3 (marino entre Limón y Cahuita). Sin embargo, el proceso licitatorio era parte de un decreto ejecutivo, y no había un marco legal que ofreciera seguridad y confianza a los contratistas; ese decreto fue derogado en 1991 (Dobrinescu y Ballestero, 2000).

SITUACIÓN ACTUAL: 1994-PRESENTE

Promulgación de la Ley de Hidrocarburos y reforma al artículo 50 de la Constitución

El panorama mundial respecto a diversas actividades humanas, incluyendo la exploración petrolera, había empezado a cambiar en la década de 1980 debido a las consideraciones energéticas y ambientales. Si bien a principios del decenio había un excedente de petróleo en el mundo debido a la recesión económica (Zamora, 1981, 26 de abril), hacia finales de la década se pensaba que el petróleo se agotaría al cabo de unos años, por lo que Costa Rica debía tomar una decisión con urgencia respecto a su abastecimiento de energía. Así se leía en la Prensa Libre:

Al nivel de consumo de 1985, las reservas de petróleo en el mundo alcanzarán sólo para los próximos 35 años, y la mayor parte está en los países árabes, que son los que menos consumen. (...) con base en los estudios publicados por la revista especializada "Petroleum Economist", para el año 2000 (...) el consumo de petróleo en el mundo bajará un 9% (...) Esta es una razón más por la cual en Costa Rica debemos investigar y desarrollar nuevas fuentes propias de energía (Zaragoza, 1988, 25 de febrero, párrafos 1, 3 y 10).

En esta línea de pensamiento, ya el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) había hecho tres préstamos a Costa Rica (y Japón al menos uno) para que desarrollara una planta geotérmica en Miravalles, lugar donde las actividades habían iniciado durante la década de 1970 y cuyo potencial para este fin se había observado desde 1963 (La República, 1985, 1 de noviembre; La República, 1986, 19 de marzo; La Nación, 1986, 22 de marzo). También en esa época, un convenio firmado entre el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y la Convención de Energía de California (CEC) se destinó a la construcción de plantas eólicas en Guanacaste (Alvarado, 16 de agosto). Por su parte, el carbón tenía su lugar en las discusiones como una eventual fuente de energía para resolver la crisis en un futuro próximo (p. ej., La Nación, 1982, 9 de diciembre; Rodríguez, 1985, 11 de diciembre). Todo esto evidenciaba un cambio en la perspectiva del Gobierno de Costa Rica con respecto a su programa de suministro energético. En esta época, además, Costa Rica estaba aún a la espera de la aprobación de una ley de hidrocarburos; el proyecto de esta había sido presentado a la Asamblea Legislativa a principios de 1983 (Dobrinescu y Ballesteros, 2000) y constantemente se instaba a la Asamblea a efectuar su aprobación (p. ej., La República, 1984, 4 de julio; Cámara de Industrias de Costa Rica, 1988, 25 de septiembre; Marín, 1990, 9 de febrero).

A nivel mundial, el cambio en las perspectivas ambientales se evidenció en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y Desarrollo (CNUCED), también llamada Cumbre de la Tierra, celebrada en Río de Janeiro en 1992. Fue la primera reunión internacional de gran magnitud efectuada tras el final de la Guerra Fría (p. ej., Cordero, 2011). En general, los principios de la Declaración de Río (ONU, 1992) han marcado la pauta en materia ambiental desde la fecha de su publicación, por ejemplo, "Los Estados deberán promulgar leyes eficaces sobre el medio ambiente" (Principio 11) o "Con el fin de proteger el medio ambiente, los Estados deberán aplicar ampliamente el criterio de precaución conforme a sus capacidades" (Principio 15).

En este contexto de concientización sobre la problemática ambiental, sin embargo, Costa Rica aún se recuperaba de la crisis económica de 1980, y había acuerdo en el país de que era necesario un cambio en el modelo de desarrollo económico. Así fue como se aprobaron los Programas de Ajuste Estructural (PAE), cuyo objetivo era "lograr una mayor integración del país con la economía internacional y aumentar su participación en la misma" (ver Arias y Muñoz, 2007). El Convenio de Préstamo del Tercer Programa de Ajuste Estructural (PAE III) entre la República de Costa Rica y el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF), del 19 de abril de 1993, incluía un financiamiento por parte del banco de cien mil millones de dólares estadounidenses. Sin embargo, había una serie de condiciones de desembolso. En el Capítulo IV, la Cláusula 4.03, llamada Condiciones previas a la iniciación de los desembolsos del segundo tramo del Financiamiento, decía:

"el Banco sólo iniciará los desembolsos del segundo tramo del financiamiento cuando el Prestatario haya demostrado a satisfacción del primero que ha:" [y el inciso c especifica] "realizado un estudio de su sector petrolero conforme a términos de referencia aceptables al Banco y presentado al Banco un plan de acción, con base en los resultados y las recomendaciones de dicho estudio y los comentarios del Banco al respecto, para la reforma de su sector petrolero" (Asamblea Legislativa, 1994a).

Además, en el Capítulo V, cláusula 5.02, dice: “las acciones tomadas por el Prestatario en cumplimiento de su estrategia de desarrollo, que permitieron otorgar el Financiamiento, son (...) en especial (...) [inciso b.] formar un grupo y acordar los términos de referencia para estudiar el sector petrolero, incluyendo el panel de Recope y el marco regulatorio” (Asamblea Legislativa, 1994a).

Finalmente, después de la aprobación de los convenios del préstamo del PAE III, se promulgó la Ley de Hidrocarburos (Ley 7399 del 3 de mayo, Asamblea Legislativa, 1994b, cinco días antes de que terminara el periodo presidencial Calderón Fournier y en vigencia desde el 18 de mayo del mismo año), con el propósito de “desarrollar, promover, regular y controlar la exploración y explotación de los depósitos de petróleo y de cualesquiera otras sustancias hidrocarbonadas” (Asamblea Legislativa, 1994b, artículo 2). La Ley dice que “el Poder Ejecutivo, por medio del Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas, promoverá y fomentará la exploración y la explotación de hidrocarburos” (Asamblea Legislativa, 1994b, artículo 4), y que la Dirección General de Hidrocarburos contará con un Consejo Técnico (Asamblea Legislativa, 1994b, artículo 6) entre cuyos deberes estará “recomendar las áreas del territorio nacional que pueden ser contratadas” (Asamblea Legislativa, 1994b, artículo 9c). Esto se sistematizó mediante la definición de bloques marítimos y terrestres para concesión. También menciona que “la exploración y explotación de los hidrocarburos podrán llevarse a cabo en áreas silvestres protegidas, con excepción de los parques nacionales, las reservas biológicas y otras áreas del territorio nacional que gocen de protección absoluta” (Asamblea Legislativa, 1994b, artículo 26). Con lo anterior se imponían restricciones geográficas a la exploración petrolera, con el fin de evitar conflictos de índole ambiental. La figura 1 muestra la división en bloques para concesión correspondiente a la segunda versión, según el mapa de Minae (1999).

Sin embargo, un mes después de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos, el 3 de junio de 1994, se reformó el artículo 50 de la Constitución Política. En su segundo y tercer párrafo dice: “Toda persona tiene derecho a un ambiente sano y ecológicamente equilibrado. Por ello, está legitimada para denunciar los actos que infrinjan ese derecho y para reclamar la reparación del daño causado. El Estado garantizará, defenderá y preservará ese derecho (así reformado por el artículo No. 1º de la Ley No. 7412 de 3 de junio, Asamblea Legislativa, 1994c)”. Con esto se aclara que la prioridad es la protección ambiental y que esta va más allá de las áreas silvestres protegidas contempladas en la Ley de Hidrocarburos. Además, en el ordenamiento jurídico, la Constitución se encuentra por encima de los tratados internacionales y leyes (ver artículo 6 de la Ley General de Administración Pública No. 6227, del 2 de mayo, Asamblea Legislativa, 1978). La reforma al artículo 50 de la Constitución tuvo profundas consecuencias en el desarrollo de la exploración petrolera durante las décadas siguientes.

Un año después de la reforma al artículo 50 se promulgó la Ley Orgánica del Ambiente (Ley 7554 del 4 de octubre de 1995), cuyo objetivo es desarrollar lo dispuesto por el artículo 50 de la Constitución, es decir “dotar, a los costarricenses y al Estado, de los instrumentos necesarios para conseguir un ambiente sano y ecológicamente equilibrado” (Asamblea Legislativa, 1995, artículo 1). Son notables el artículo 83, mediante el cual “se crea la Secretaría Técnica Nacional Ambiental [Setena], como órgano de desconcentración máxima del Ministerio del Ambiente y Energía, cuyo propósito fundamental será entre otros armonizar el impacto ambiental con los procesos productivos” y el artículo 17: “Las actividades humanas que alteren o destruyan elementos del ambiente o generen residuos, materiales tóxicos o peligrosos, requerirán una evaluación de impacto ambiental por parte de la Secretaría Técnica Nacional Ambiental creada en esta ley. Su aprobación previa, de parte de este organismo, será requisito indispensable para iniciar las actividades, obras o proyectos” (Asamblea Legislativa, 1995). Los efectos de estas disposiciones fueron evidenciados en el primer proyecto petrolero aprobado tras la fecha de publicación de la ley.

Contrato petrolero con *MKJ Xplorations Inc.* y *Harken Energy*

La cronología de los eventos relacionados al contrato petrolero con *MKJ Xplorations Inc.* y *Harken Energy* se resume a continuación, con base en el Expediente Administrativo N°619-98-Setena (anexo en Cordero, 2011), La Nación (2004, 10 de enero) y Contreras (2003).

El 14 de febrero de 1997, durante la administración Figueres Olsen y considerando lo estipulado en la Ley de Hidrocarburos, se publicó el primer cartel de licitación para promocionar la búsqueda de petróleo ante inversionistas extranjeros. En esa ronda de licitación se incluían, entre otros, los bloques 2, 4 (terrestres), 3 y 12 (marinos), que se observan en la figura 1. El 20 de julio de 1998, el poder Ejecutivo resolvió adjudicar estos bloques a la empresa *MKJ Xplorations Inc.*, de Nueva Orleans. El

24 de marzo de 1999, la Setena aprobó el Estudio de Impacto Ambiental (EsIA) para la primera fase exploratoria, el Estudio Geofísico de Reflexión Sísmica Marina. Ese mismo año, el 12 de agosto, el presidente Miguel Ángel Rodríguez y la ministra del Ambiente Dra. Elizabeth Odio, con base en las recomendaciones del Consejo Técnico de la Dirección de Hidrocarburos, firmaron un contrato de concesión con *MKJ Xplorations Inc.* por un plazo de 26 años.

Durante el mes de noviembre de 1999, la empresa *MKJ Xplorations Inc.* emprendió el estudio de reflexión sísmica en un área de 107 km² en los bloques marinos 12 y 3, ubicados frente a la ciudad de Limón, entre el sector de Moín y los límites del Parque Nacional Cahuita (Fig. 1). Esto habría implicado “cerca de 20 000 detonaciones sísmicas en el fondo marino” (ver AFP, 1999, 22 de diciembre; Contreras, 2003, p. 25), lo que causó fuertes críticas por parte de grupos ambientalistas, argumentando que “esta tecnología provoca el sonido más fuerte conocido hasta el momento en el océano y por ende causa un daño excepcional a los mamíferos marinos, como las ballenas, los delfines y los manatíes de la zona del Caribe” (ver AFP, 1999, 22 de diciembre). El inicio de la exploración vio el nacimiento de movimientos de resistencia ambientalista, como la Acción de Lucha Anti-Petrolera (Adela), bautizado así por la bribri y propietaria de Campo Diablo Adela Pita, fallecida en 1998 (Contreras, 2003); Adela contó con ayuda financiera por parte de varios entes de carácter internacional, incluyendo Oilwatch Costa Rica, la Red Mundial de Abogados Ambientalistas (ELAW-CR) y el *Caribbean Conservation Corps* (CCC, Contreras, 2003).

El 12 de mayo de 2000, *MKJ Xplorations Inc.* traspasó el 80% de sus acciones a la empresa *Harken Costa Rica Holdings LLC*, de *Harken Energy Corporation*. El 6 de julio, Harken presentó a la Setena un Estudio de Impacto Ambiental correspondiente a la segunda fase exploratoria, la perforación de un pozo profundo de nombre “Moín No.2”. Ya desde el 1 de agosto la *Caribbean Conservation Corporation* (CCC) había presentado sus inquietudes sobre este Estudio de Impacto Ambiental; el 8 de septiembre, la Sala Constitucional emitió un fallo según el cual Harken no podía buscar hidrocarburos en zonas indígenas, las cuales eran parte de los bloques 2 y 4 (Cordero, 2011; Fig. 1). La renuncia por parte de la empresa Harken a estos bloques apareció publicada en *La Nación* (2001, 12 de marzo). El 3 de octubre de 2000, Setena ordenó suspender la tramitación del Estudio de Impacto Ambiental mientras no se conociera el voto de la Sala Cuarta al respecto.

Durante el primer semestre de 2001 las tensiones entre quienes apoyaban a la petrolera Harken y quienes se oponían a ella fueron creciendo. El 18 de enero la Setena solicitó a Harken información adicional para corregir las deficiencias del Estudio de Impacto Ambiental presentado el año anterior. Este fue entregado el 2 de marzo, aunque no estuvo exento de críticas subsecuentes por parte del Fondo Internacional para el Bienestar Animal (IFAW) y la Unión Mundial para la Naturaleza (UICN).

Ante la imposibilidad de llegar a un acuerdo entre ambos contendientes, el 28 de agosto de 2001 la Setena convocó a una audiencia pública para conocer el Estudio de Impacto Ambiental. El 19 de septiembre se llevó a cabo esta audiencia en el parqueo del centro de capacitación de Recope en Moín, entre representantes de Harken, grupos ambientalistas y pobladores de la zona. *La Nación* recordaba:

La audiencia pública para discutir la eventual construcción de una plataforma exploradora de petróleo en Limón se convirtió ayer en un campo de batalla (...) Fueron al menos 10 horas de gritos, insultos, ofensas y poco aporte técnico sobre los beneficios y desventajas de un desarrollo petrolero en el Caribe. A los pocos minutos de iniciada la audiencia, promovida por la Secretaría Técnica Ambiental (Setena), ambientalistas y defensores de las petroleras se enfrascaron en una guerra verbal (...) el defensor de los habitantes, José Manuel Ehandi, consideró que la Secretaría no cuenta con los recursos técnicos y financieros para vigilar un proyecto de estas dimensiones (...) Un mes después, el Concejo de Limón realizaría un plebiscito para que sus habitantes voten sobre el desarrollo petrolero en la zona (*La Nación*, 2001, 20 de septiembre).

Este plebiscito, sin embargo, no llegó a realizarse (no aparece en el recuento de plebiscitos celebrados en Costa Rica entre 1999 y 2002, según el informe Estado de la Nación, 2002, p. 288). El 6 de febrero de 2002 la Sala Constitucional anuló los párrafos segundo y tercero del artículo 41 de la Ley de Hidrocarburos, considerando que tenían “vicio de inconstitucionalidad”; estos párrafos se referían a los responsables del Estudio de Impacto Ambiental (Contreras, 2003). El 1 de marzo, Setena rechazó el Estudio de Impacto Ambiental de la empresa Harken, considerando que no garantizaba una exploración que no dañara el medio ambiente; hubo una apelación por parte de *MKJ Xplorations* y *Harken Energy Corporation*. El 6 de mayo,

dos días antes de terminado el periodo presidencial Rodríguez Echeverría, la ministra del Ambiente Elizabeth Odio rechazó el recurso de apelación. En consonancia con lo anterior, durante el discurso del traspaso de poderes, el recién investido presidente Abel Pacheco dijo:

Vamos a competir sin destruir la naturaleza, porque por encima de las coyunturas del momento, nuestra rica biodiversidad será la gran riqueza de siempre y la vamos a preservar. Antes que convertirnos en un enclave petrolero, antes que convertirnos en tierra de minería a cielo abierto, me propongo impulsar un esfuerzo sostenido para convertir a Costa Rica en una potencia ecológica. El verdadero petróleo y el verdadero oro del futuro lo serán el agua y el oxígeno, lo serán nuestros mantos acuíferos, lo serán nuestros bosques y nuestros ríos. (Extracto del discurso presidencial de Abel Pacheco, 8 de mayo de 2002).

En marzo de 2003 *Harken Energy* anunció que reclamaría 57 000 millones de dólares mediante un arbitraje, y presentó el caso ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias por Inversiones (ICSID), en Washington (La Nación, 2004, 10 de enero). Esta cifra fue considerada “exorbitante” por parte de algunas publicaciones estadounidenses y “risible” por parte del ministro del Ambiente en ese entonces, Carlos Manuel Rodríguez (La Nación, 2003, 28 de septiembre). Posteriormente, Harken desistió de esta opción ante la posibilidad de llegar a un acuerdo con Costa Rica (La Nación, 2004, 17 de noviembre).

En 2005, mediante la resolución 019-2005-P-Minae, se declaró la resolución y caducidad del contrato entre el Estado de Costa Rica y la empresa Harken (Murillo, 2006, 3 de julio; Expediente No. 05-0000323-0163-CA, 2014). El 13 de diciembre de 2005, la petrolera llevó el caso al Centro de Conciliación y Arbitraje (CCA) de la Cámara de Comercio, acusando “la negligencia o actuación retardada de la Administración en ejecutar el contrato”. El Estado de Costa Rica apeló el caso, señalando que dicho tribunal era incompetente para resolver el conflicto; la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia le dio la razón al Estado, considerando que el Tribunal Arbitral era “incompetente para conocer de cualquier controversia surgida entre las partes”. Este proceso y su resultado (Sentencia 00744 del 5 de octubre de 2006) aparecen detallados en el Expediente No. 06-000113-0004-AR (2006) de la Sala Primera de la Corte.

Ya en abril de 2005, Harken había interpuesto una demanda ante el Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda. Los detalles de la Sentencia 1754-2014, se pueden leer en el Expediente No. 05-0000323-0163-CA (Juzgado Contencioso y Civil de Hacienda, 2014); Harken apuntó que el Estado de Costa Rica “mostró lentitud y desidia en la ejecución del contrato obligando a Harken a permanecer detenida en el país mientras el propio Estado superaba sus yerros y conflictos políticos” (inciso 6), “incumplió sus deberes de ejecución de buena fe” (inciso 7), “debe indemnizar a Harken por todo el tiempo que innecesariamente la mantuvo activa en el país y a la espera de decisiones respecto a la viabilidad ambiental y otros aspectos” (inciso 8), “actuó con negligencia durante todo el tiempo en que no dotó a la Setena de los recursos necesarios para evaluar los Estudios de Impacto Ambiental” (Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda, 2014, inciso 9) y que indemnizara a Harken con 13 millones de dólares estadounidenses (inciso 11), entre otras solicitudes que incluían la restitución de Harken en los derechos derivados del contrato (inciso 3), de manera que pudiera continuar con sus operaciones interrumpidas desde julio de 2000 (Juzgado Contencioso y Civil de Hacienda, 2014). Las 13 solicitudes fueron desestimadas, rechazadas o declaradas sin lugar por el Tribunal. Con este fallo, en que “se rechaza en todos sus extremos la demanda interpuesta por Harken Costa Rica Holdings LLC” (Juzgado Contencioso y Civil de Hacienda, 2014), el 10 de septiembre de 2014, se puso punto final al capítulo de la petrolera Harken en Costa Rica, sin que el Estado tuviera que indemnizar a la compañía.

Licitación a *Mallon Oil Company*

La compañía petrolera *Mallon Oil Company* obtuvo una licitación en el año 2000 para explorar gas natural y petróleo en seis bloques (5, 6, 7, 8, 9, 10) de Costa Rica, en la Zona Norte del país (Dobrinescu y Ballesteros, 2000; Cambronero y Oviedo, 2016, 14 de diciembre; Fig. 1). Sin embargo, el proyecto no llegó a firmarse y a finales de 2011 fue descartado por la administración Chinchilla Miranda (Cambronero, 2011, 22 de diciembre).

Moratoria a la exploración petrolera

Después de que Setena rechazó el Estudio de Impacto Ambiental de la Harken, en 2002, el presidente Abel Pacheco decretó una moratoria a toda exploración y explotación petrolera, por lo que fue presentado para Premio Nobel de la Paz, según la organización internacional ambientalista *Oilwatch* (EFE, 2006, 5 de junio).

El 1 de agosto de 2011, durante la administración Chinchilla Miranda, se declaró la Moratoria Nacional para la Exploración Petrolera (Poder Ejecutivo, 2011). El texto se redactó considerando que: “(...) el Estado costarricense (...) debe asegurar el derecho constitucional a un ambiente sano y ecológicamente equilibrado” (inciso 2), “el Poder Ejecutivo ha determinado que las condiciones económicas y socio-ambientales prevalecientes durante la década de los años noventa, cuando fue promulgada la Ley de Hidrocarburos, se han visto modificadas y en consecuencia la dirección que ha tomado Costa Rica ha sido la de alejarse de la industria extractiva” (inciso 4), “que la lucha planetaria contra el cambio climático se dirige hacia economías bajas en emisiones de carbono” (inciso 5), “que para lograr estos objetivos la matriz energética debe orientarse hacia energías renovables, minimizando el uso de los derivados del petróleo” (inciso 6), y “que mientras esta actualización y ajustes se lleven a cabo, es conveniente proceder a decretar una moratoria preventiva a dicha actividad.” (inciso 8; Poder Ejecutivo, 2011). Estas ideas muestran influencias de la Constitución Política (artículo 50), la Declaración de Río (ONU, 1992) y el Protocolo de Kioto (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, 1997). La moratoria fue declarada para un periodo de 3 años.

En 2014, el presidente Luis Guillermo Solís extendió la moratoria hasta 2021, considerando que “la exploración petrolera implica graves riesgos ambientales y es necesario un análisis detallado del costo beneficio de actividades extractivas”, según el ministro del Ambiente, Edgar Gutiérrez (Sequeira, 2014, 25 de julio).

En 2018 se llevó a cabo una recolección de firmas autorizada por el Tribunal Supremo de Elecciones (TSE), para someter a referéndum un proyecto de ley sobre la exploración y explotación petrolera. Según este, Recope podría llevar a cabo búsqueda y exploración de hidrocarburos, no solo en Costa Rica sino también en otros países (Chinchilla, 2018, 21 de noviembre). La idea de este referéndum ha enfrentado críticas, intentos de revocar la autorización del TSE y la interposición de un recurso de amparo a principios de 2020 (Garza, 2019, 7 de junio; 2020, 14 de abril). Para marzo de 2020, la iniciativa no había logrado recolectar ni el 10% de las firmas necesarias; su promotor, Carlos Roldán, señaló: “Estamos a punto de darnos por vencidos, los costarricenses no se han comprometido con el proyecto, con una de las pocas iniciativas que buscan reactivar la economía del país por la ignorancia y los prejuicios que hay alrededor de la explotación petrolera” (Navas, 2020, 15 de marzo).

Casi al mismo tiempo, se empezaba a estudiar en la Asamblea Legislativa el proyecto de ley denominado “Ley de Combustibles”, que consiste en una “Ley para avanzar en la eliminación del uso de combustibles fósiles en Costa Rica y declarar el territorio nacional libre de exploración y explotación de petróleo y gas” (Expediente Legislativo No. 20.641, 2019). La discusión sobre este proyecto de ley se ha retrasado en la Asamblea (Madriz, 2020, 23 de junio).

El 25 de febrero de 2019, la administración Alvarado Quesada extendió la moratoria hasta el 31 de diciembre de 2050, con el argumento de que la prioridad es la descarbonización de la economía (Lara Salas, 2019, 25 de febrero). Lo anterior responde al Acuerdo de París (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, 2016), un acuerdo internacional al que Costa Rica se adhirió en 2016 y cuyo objetivo es “reforzar la amenaza mundial al cambio climático” (Artículo 2). El ministro Carlos Manuel Rodríguez declaró: “(...) los combustibles fósiles no son parte del futuro y las sociedades, el mundo va en otra dirección y Costa Rica va en esa misma dirección. Si hacemos exploración petrolera, le meteríamos el freno más grande al proceso de electrificar el sector de transportes del país” (Declaraciones de Rodríguez según Lara Salas, 2019, 25 de febrero).

Como lo muestra la figura 3B, sin embargo, de acuerdo con BP Statistical Review of World Energy (2020) el mundo cada vez consume y produce más petróleo. Una tendencia similar se observa para el caso de Costa Rica (Fig. 9); 2019 es el año en el que Costa Rica importó la mayor cantidad de barriles de petróleo en toda su historia según Recope (2020). Importó 22 178 649 barriles. Además, el 83% del petróleo que Costa Rica importó provino de los Estados Unidos. En 2018, la compra de 20 784 386 barriles de petróleo por parte de Costa Rica tuvo un saldo de \$1 618 399 707 (Recope, 2020), equivalente al 2,67% del producto interno bruto de ese año según datos del Grupo Banco Mundial (2021).

REFLEXIONES FINALES

-La primera experiencia de Costa Rica con compañías petroleras extranjeras fue en la década de 1910, marcada por la competencia entre Estados Unidos y el Reino Unido por el control del recurso petrolero cerca del Canal de Panamá. Después de finalizada la Primera Guerra Mundial, y tras un breve periodo de exploración en Limón Sur, ambos países consideraron que Costa Rica no tenía petróleo en cantidades comerciales para los estándares de esa época (1923).

-Los pozos Cocolos No. 1 y No. 2 demostraron que existe petróleo en cantidades no comerciales en el Caribe de Costa Rica. Hasta la fecha no se ha verificado la existencia de reservorios de carácter comercial, según el precio del petróleo en la época de cada perforación.

-El actual (32 años), es el periodo más largo en la historia de la exploración petrolera sin que se desarrolle la construcción de un pozo profundo. El último construido fue el pozo San Clemente (Petro-Canada) en 1988. El segundo vacío más largo fue entre 1923 (Hone Creek, *Sinclair*) y 1954 (Patiño #1, *Union Oil*), de 31 años.

-La década de 1990 fue la primera desde 1950 en que no se construyó ningún pozo profundo para exploración petrolera. Coincide con la época de la reforma al artículo 50 de la Constitución Política (junio de 1994), y es posterior a la Cumbre de la Tierra en Río (1992).

-La Ley de Hidrocarburos (mayo de 1994) fue aprobada después de la firma del Programa de Ajuste Estructural III (1993), entre cuyas cláusulas estaba que Costa Rica hiciera una revisión de su sector petrolero. Ya para ese entonces Costa Rica había realizado importantes inversiones en fuentes renovables de energía.

-Todos los pozos profundos de petróleo en Costa Rica han sido perforados por compañías extranjeras. Solo 3 de los 27 pozos contemplados en este trabajo fueron construidos fuera de la provincia de Limón.

-Desde 1973, importantes variaciones en el precio del petróleo han afectado las economías de los países subdesarrollados que no producen petróleo para autoconsumo.

-La mayoría de los pozos para exploración petrolera en Costa Rica han sido perforados menos de 10 años después del estallido de una crisis política o económica nacional o internacional. Esto se ha observado tres veces: después del comienzo de la Primera Guerra Mundial (1914) y el golpe de Estado al presidente González Flores (1917), la *Sinclair* construyó 5 pozos (1916-1923), pero ningún pozo se construyó entre 1925 y 1950; en la década siguiente a la guerra civil de 1948, la *Union Oil Company* construyó 8 pozos (1954-1958), pero entre 1965 y 1980 solo se construyó un pozo (Moín); finalmente, tras el recrudecimiento de la crisis económica de 1980, Pemex y Petro-Canada construyeron en total 6 pozos profundos (1984-1988), los últimos que fueron perforados. Por lo tanto, 19 de los 27 pozos discutidos en este trabajo fueron construidos en los 10 años siguientes a una etapa de crisis.

-Solo las rocas de las formaciones Dacli y Senosri han permitido extraer petróleo en cantidades suficientes como para efectuar exámenes de producción.

-Los pozos de nombre Cocolos se encuentran dentro de territorios indígenas, al igual que los pozos San José, Sixaola, Chase y Uscari No. 2 (Fig. 1). El pozo Cahuita, por su parte, está en un parque nacional. Por lo tanto, de acuerdo con los resultados de esta investigación, el pozo El Tigre es el único en que se han reportado trazas de petróleo que se encuentra actualmente fuera de parques nacionales o territorios indígenas.

-El basamento no ha sido alcanzado por ninguna perforación en la provincia de Limón. El potencial petrolífero de las rocas cretácicas en Limón o en la plataforma continental nunca ha sido evaluado, puesto que no han sido reportadas en las perforaciones. El Alto de Moín es una estructura donde estas rocas podrían alcanzarse a menor profundidad que en la sección terrestre de la provincia.

-La completa dependencia de Costa Rica del mercado externo y un incremento en el consumo de petróleo a través del tiempo representan un desafío económico para el país, aunque de momento no se conoce ningún reservorio de petróleo a nivel nacional que pudiera solventar las necesidades energéticas en un futuro próximo.

ELABORACIÓN DE ESTE TRABAJO Y AGRADECIMIENTOS

La digitalización de los perfiles de los pozos profundos de Costa Rica se realizó de manera preliminar en 2014, como parte de un estudio bibliográfico de la estratigrafía de Limón Sur, y constituyó el punto de partida del presente trabajo; sin

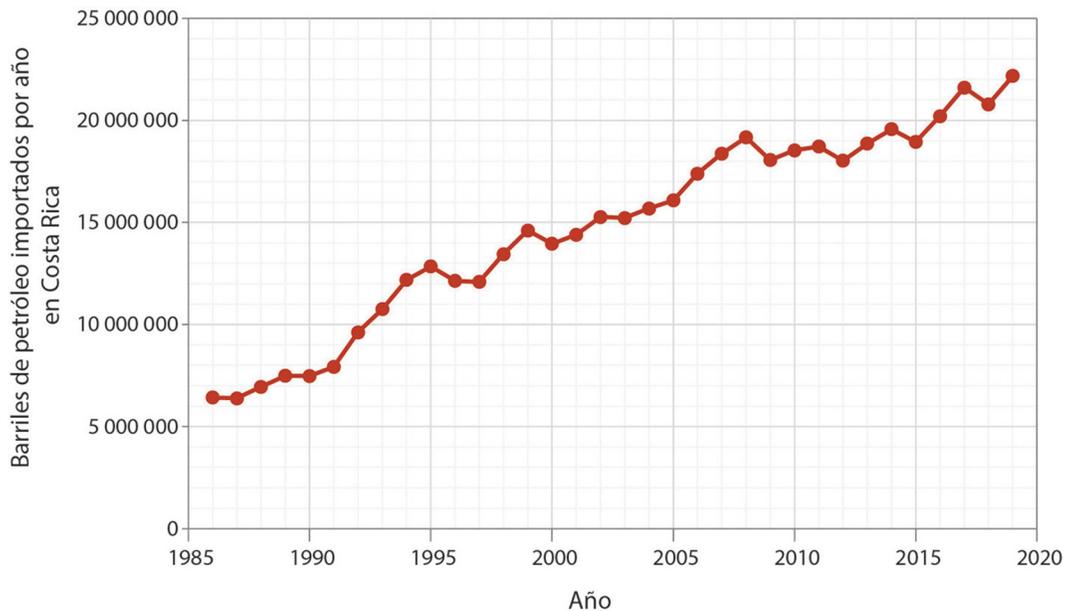


Fig. 9: Variación de las importaciones de petróleo a Costa Rica desde 1986 según Recope (2020).

embargo, su preparación se consideró por primera vez tras revisar el material donado por el geólogo Gregorio Escalante (1932-2006) al Colegio de Geólogos de Costa Rica en 2015. Este material está en la biblioteca de la Escuela Centroamericana de Geología, donde actualmente se encuentra al alcance del lector interesado. Incluye valiosos informes de la Compañía Petrolera de Costa Rica (décadas de 1950 y 1960) y de la ELF, gracias a los cuales es posible conocer, de primera mano, los problemas, desafíos, logros y alcance de las actividades exploratorias en esa época. Agradecemos a la familia de Gregorio, que nos atendió cordialmente vía telefónica en el año 2014, a Jorge Chaves, presidente en ese momento del Colegio de Geólogos de Costa Rica, a Clara Fernández (quien nos facilitó el acceso al mapa de la Compañía Petrolera de 1960) y a Ana Rivera, de la biblioteca de la Escuela Centroamericana de Geología. Alberto Aguilar digitalizó los informes y recortes de periódico de los años 80, coleccionados por Gregorio, lo que facilitó notablemente el acceso a esas noticias. Para las de las décadas de 1910, 1920 y 1940 se consultó el portal del Sistema de Bibliotecas, Documentación e Información (Sibdi).

La consulta de varias fuentes de información, por un lado, fue dificultada por la emergencia y medidas institucionales ante la pandemia por Covid-19; cabe destacar, sin embargo, que varios trabajos consultados se dispusieron en línea debido a esta emergencia (por ejemplo, Gardner, 2015).

Agradecemos a Giovanni Bottazzi y a un revisor anónimo por sus observaciones, recomendaciones y valiosos comentarios sobre este trabajo. También a María Gálvez y Aristides Alfaro B., por las correcciones sugeridas tras leer el manuscrito.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AFP (1999, 22 de diciembre). Organizaciones de turismo y ecología solicitan declarar a Costa Rica zona libre de explotación petrolera. *La Nación*. Recuperado de: http://www.nacion.com/ln_e/1999/diciembre/22/ultima3.html

Aguilar, A. y Fernández, J. A. (1989). Convenio de asistencia técnica Recope-PCIAC. *Revista Geológica de América Central*, 10, 95-99. doi: 10.15517/rgac.v0i10.13003

Alvarado, A. (1988, 16 de agosto). Producirán energía eléctrica con viento. *La Nación*, p. 6A.

André, P. (1975). *Main results of Moin I*. San José: ELF Petróleos de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Anónimo (1949, 28 de mayo). Limón y el contrato petrolero. *El Correo del Atlántico: semanario de intereses locales*, p. 1 y 4. Recuperado de: <https://www.sinabi.go.cr/ver/biblioteca%20digital/periodicos/el%20correo%20del%20atlantico%20semanario%20de%20intereses%20locales/el%20correo%20del%20atlantico%201949/ezc-28%20de%20mayo.pdf#.X6VXT2hKjIU>

Ardizzone, R. (1970). *Compte rendu et resultats de la mission de terrain 1969*. San José: elf.r.e Direction Exploration Division 1 - Costa Rica. Manuscrito inédito.

Arias, R. y Muñoz, J. J. (2007). La reforma económica y su impacto social en Costa Rica durante el periodo de ajuste estructural: apuntes críticos para el análisis. *Economía y Sociedad*, 31-32, 5-34.

Asamblea Legislativa (1978). *Ley General de Administración Pública No. 6227*. Recuperado de: http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=13231&nValor3=90116&strTipM=TC

Asamblea Legislativa (1994a). *Convenio de Préstamo del Tercer Programa de Ajuste Estructural PAE III (Ley No. 7454)*. Recuperado de: http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?nValor1=1&nValor2=23599

Asamblea Legislativa (1994a). *Ley de Hidrocarburos No. 7399*. Recuperado de: http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=21014&nValor3=22336&strTipM=

Asamblea Legislativa (1994c). *Reforma al artículo 50 de la Constitución Política (Ley No. 7412)*. Recuperado de: http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=25669&nValor3=27157&strTipM=TC

Asamblea Legislativa (1995). *Ley Orgánica del Ambiente No. 7554*. Recuperado de: https://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=27738&nValor3=93505&strTipM=

Asamblea Nacional Constituyente (1949). Constitución Política de Costa Rica. Recuperado de: https://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?nValor1=1&nValor2=871

Astorga, A. (1992). Descubrimiento de corteza oceánica mesozoica en el norte de Costa Rica y el sur de Nicaragua. *Revista Geológica de América Central*, 14, 109-112. doi: 10.15517/rgac.v0i14.13223

Astorga, A. (2001). Geología petrolera. En: Denyer, P. y Kussmaul, S. (eds). *Geología de Costa Rica* (pp. 305-319). Cartago, Costa Rica: Editorial Tecnológica de Costa Rica.

Astorga, A. (2012). Eventual aprovechamiento de petróleo y energía geotérmica. En Programa Estado de la Nación (Ed.), *Decimotercer Informe Estado de la Nación en desarrollo humano sostenible*. Recuperado de: <http://repositorio.conare.ac.cr/handle/20.500.12337/437>

Astorga, A., Fernández, J. A., Barboza, G., Campos, L., Obando, J., Aguilar, A. y Obando, L. G. (1991). Cuencas sedimentarias de Costa Rica: evolución geodinámica y potencial de hidrocarburos. *Revista Geológica de América Central*, 13: 25-59. doi: 10.15517/rgac.v0i13.13074

Astorga, A., Barrientos, J., Bottazzi, G., Fernández, A. y Barboza, G. (1996). Nuevas oportunidades de exploración petrolera en Costa Rica. *Oil & Gas Journal Revista Latinoamericana*, 2(3), 31-42.

Barboza, G., Fernández, J. A., Barrientos, J., y Bottazzi, G. (1997). Costa Rica: petroleum geology of the Caribbean margin. *The Leading Edge*, 16(12), 1787-1794.

Barrientos, J., Bottazzi, G., Fernández, A. y Barboza, G. (1997). Costa Rican data synthesis indicates oil, gas potential. *Oil & Gas Journal*, 95(19), 76-81.

Baumgartner, P. O., Mora, C., Butterlin, J., Sigal, J., Glacon, E., Azema, J. ... Burgois, J. (1984). Sedimentación y paleogeografía del Cretácico y Cenozoico del litoral Pacífico de Costa Rica. *Revista Geológica de América Central*, 1, 57-136. doi: 10.15517/rgac.v0i01.10469

BBC (2015, 4 de abril). *¿Cómo llegó el petróleo a dominar el mundo?* *BBC News*. Recuperado de https://www.bbc.com/mundo/noticias/2015/04/150331_iwonder_historia_petroleo_finde_dv

Botey, A. M. (2005). *Costa Rica entre guerras: 1914-1940* (1a ed.). San José: Editorial de la Universidad de Costa Rica.

Bott, R. D. (2004). *Evolution of Canada's oil and gas industry*. Calgary, Alberta, Canadá: Canadian Center for Energy Information.

Bottazzi, G. (2016). *Tratado de sedimentología de la cuenca Limón Sur-Costa Rica – Evolución tectono-sedimentaria, secuencias y reconstrucción paleogeográfica* (Tesis de licenciatura inédita). Universidad de Costa Rica, San José, Costa Rica.

Bottazzi, G., Fernández, J. A. y Barboza, G. (1994). Sedimentología e historia tectono-sedimentaria de la cuenca Limón Sur. *Perfil*, 7, 351-391.

Brandes, C., Astorga, A., Littke, R. y Winsemann, J. (2008). Basin modelling of the Limón Back-arc Basin (Costa Rica): burial history and temperature evolution of an island-arc related basin-system. *Basin Research*, 20(1), 119-142. doi: 10.1111/j.1365-2117.2007.00345.x

Browne, H. L. (1961). *Paleontological and stratigraphic report of Limon Province, Costa Rica and northeastern Panama*. ELF Petróleos de Costa Rica S.A., GSCR 8. Manuscrito inédito.

Browne, H. L. (1965). Notes on correlations and paleogeography in Limon Province, Costa Rica. ELF Petróleos de Costa Rica S.A., GSCR 28. Manuscrito inédito

BP (2020). *Statistical Review of World Energy, 2020* (69 ed.). Recuperado de <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>

Calvo, C. (1987). *Las calizas neríticas de la vertiente pacífica del norte de Costa Rica y sur de Nicaragua: Épocas y sistemas asociados con la apertura y evolución del margen convergente de la América Central meridional* (Tesis de licenciatura inédita). Universidad de Costa Rica, San José, Costa Rica.

Cámara de Industrias de Costa Rica (1988, 25 de septiembre). *Urgen soluciones a problema energético*. La Nación, p. 9A.

Cambronero, N. (2011, 22 de diciembre). *Chinchilla no firmará contrato con petrolera*. Recuperado de https://www.larepublica.net/noticia/chinchilla_no_firmara_contrato_con_petrolera

Cambronero, N. y Oviedo, E. (2016, 14 de diciembre). Resucita decreto que permitiría pactar exploración petrolera en Costa Rica. *La Nación*. Recuperado de: <https://www.nacion.com/el-pais/politica/resucita-decreto-que-permitiria-pactar-exploracion-petrolera-en-costa-rica/RDCHKDFYE5CMNFX6XKJFLIR2LA/story/>

Campos, A. (1983, 20 de abril). Millones de toneladas de oro y plata en Costa Rica. *La Prensa Libre*, p. 4.

Castillo, R. (1975). Sinopsis histórica sobre las exploraciones petroleras en Costa Rica. *Revista de la Universidad de Costa Rica*, 41, 47-62.

Castillo, R. (1993). *Geología de Costa Rica: una sinopsis*. Editorial Universidad de Costa Rica, San José, Costa Rica.

Chinchilla, S. (2018, 21 de noviembre). ¿Exploración petrolera en Costa Rica? TSE aprueba recoger firmas para un referendo. *La Nación*. Recuperado de <https://www.nacion.com/el-pais/politica/exploracion-petrolera-en-costa-rica-tse-aprueba/S6FMYADRLZF47C4FVC6FP4UB6U/story/>

Comisión Internacional de Estratigrafía (2018). *Tabla cronoestratigráfica internacional v2018/08*. Recuperado de <https://stratigraphy.org/ICSchart/ChronostratChart2018-08Spanish.pdf>

Compañía Petrolera de Costa Rica (1952a). *Informe Semestral I*. San José, Costa Rica. Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica (1952b). *Informe semestral II*. San José, Costa Rica. Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica (1953a). *Informe Semestral III*. San José, Costa Rica. Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica (1955a). *Informe de Exploración VII*. – Primer semestre de 1955. San José, Costa Rica. Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica. (1955b). *Informe Semestral VIII*. San José, Costa Rica. Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica. (1956a). *Informe Semestral IX*. San José, Costa Rica: Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica. (1956b). *Informe Semestral X*. San José, Costa Rica: Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica. (1957a). *Informe Semestral XI*. San José, Costa Rica: Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica. (1958a). *Informe Semestral XIII*. San José, Costa Rica: Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica. (1959a). *Informe Semestral XIV*. San José, Costa Rica: Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica. (1959b). *Informe Semestral XVI*. San José, Costa Rica: Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica. (1960a). *Informe Semestral XVII*. San José, Costa Rica: Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica. (1960b). *Informe Semestral XVIII*. San José, Costa Rica: Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica (1960c). *Compilación geológica de la provincia de Limón (Escala 1:100000)*. San José, Costa Rica: Departamento de Geología, Dirección General de Exploración Minera, Recope. Mapa no publicado.

Compañía Petrolera de Costa Rica (1961a). *Informe Semestral XIX*. San José, Costa Rica: Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica (1961b). *Informe Semestral XX*. San José, Costa Rica: Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica (1962a). *Informe Semestral XXI*. San José, Costa Rica: Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica (1962b). *Informe Semestral XXII*. San José, Costa Rica: Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica (1963a). *Informe Semestral XXIII*. San José, Costa Rica: Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Compañía Petrolera de Costa Rica (1963b). *Informe Semestral XXIV*. San José, Costa Rica: Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Contreras, L. C. (2003). *Análisis de la exploración petrolera en el Caribe de Costa Rica a la luz del ordenamiento jurídico costarricense. El caso Harken* (Tesis de licenciatura inédita). Universidad de Costa Rica, San José, Costa Rica.

Cordero, P. (2011). *Análisis jurídico del caso Harken Costa Rica Holdings: bases para una posible defensa del Estado de Costa Rica ante una demanda internacional* (Tesis de licenciatura inédita). Universidad de Costa Rica, San José, Costa Rica.

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (1998). *Protocolo de Kioto*. Recuperado de <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (2016). *Acuerdo de París*. Recuperado de https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_spanish_.pdf

Craig, J., Gerali, F., MacAulay, F. y Sorkhabi, R. (2018). The history of European oil and gas industry (1600s-2000s). *Geological Society, Special Publications*, 465, 1-24. doi: <https://doi.org/10.1144/SP465.23>

Davis, R. T. (1922). The Minister in Costa Rica (Davis) to the Secretary of State. En J. V. Fuller (ed.), *Papers Relating to the Foreign Relations of the United States, 1922, Volume I*. Recuperado de <https://history.state.gov/historicaldocuments/frus1922v01/d827>

- Dahdah, N., Sorkhabi, R. y Collister, J. (2015). Historical Oil Samples from Pennsylvania: Geochemical Correlation. *Oil-Industry History*, 16(1), 83-110.
- Dengo, G. (1962). Tectonic-Igneous Sequence in Costa Rica. En: A. E. J. Engel, H. L. James y B. F. Leonard (eds). *Petrologic Studies: A Volume to Honor A. F. Buddington* (pp. 133-161). Boulder, Colorado: Geological Society of America.
- Denyer, P. (2001). Las leyendas de las minas del Tisingal y la Estrella en Costa Rica. *Revista Geológica de América Central*, 25, 49-62. doi: 10.15517/rgac.v0i25.8538
- Denyer, P. y Lücke, O. (2007). Comentario sobre William M. Gabb: legado y contribuciones inéditas y olvidadas. *Revista Geológica de América Central*, 37, 91-102. doi: 10.15517/rgac.v0i37.4209
- Diario del Comercio (1920, 27 de agosto). Las Notas Inglesas en los asuntos del Royal Bank of Canada y Contrato Petrolero Amory. *Diario del Comercio: información e intereses generales y órgano de la Cámara de Comercio de Costa Rica*, p. 4. Recuperado de: https://www.sinabi.go.cr/ver/biblioteca%20digital/periodicos/diario%20del%20comercio/diario%20del%20comercio%201920/hu-Diario%20del%20Comercio_27%20Agos%201920.pdf#.X6QGslhKjIU
- Diario del Comercio (1922, 4 de enero). El asunto petrolero. *Diario del Comercio: información e intereses generales y órgano de la Cámara de Comercio de Costa Rica*, p. 8. Recuperado de: <https://www.sinabi.go.cr/ver/biblioteca%20digital/periodicos/diario%20del%20comercio/diario%20del%20comercio%201922/ad-4%20de%20enero.pdf#.X6VYdGhKjIU>
- Dobrinescu, M. y Ballester, L. (2000). *Estrategia del subsector de los hidrocarburos en Costa Rica* (Tesis de maestría inédita). Universidad Estatal a Distancia, San José, Costa Rica.
- EFE (2006, 5 de junio). Presentan a Pacheco para Premio Nobel Paz por moratoria petrolera. *La Nación*. Recuperado de: http://www.nacion.com/ln_ee/2006/junio/05/ultima-cr4.html
- El correo del Atlántico (1949, 11 de junio). Importantes vecinos de Limón piden a la comisión dictaminadora de la constituyente aprobar el contrato petrolero. *El correo del Atlántico: semanario de intereses locales*, p. 1. Recuperado de: <https://www.sinabi.go.cr/ver/biblioteca%20digital/periodicos/el%20correo%20del%20atlantico%20semanario%20de%20intereses%20locales/el%20correo%20del%20atlantico%201949/fk-11%20de%20junio.pdf#.X6VVkmhKjIU>
- El correo del Atlántico (1949, 11 de junio). El oro negro. *El correo del Atlántico: semanario de intereses locales*, p. 2. Recuperado de: <https://www.sinabi.go.cr/ver/biblioteca%20digital/periodicos/el%20correo%20del%20atlantico%20semanario%20de%20intereses%20locales/el%20correo%20del%20atlantico%201949/fk-11%20de%20junio.pdf#.X6VVkmhKjIU>
- El Imparcial (1915, 27 de diciembre). La cuestión petrolera. *El Imparcial: diario de la mañana*, p. 5. Recuperado de: https://www.sinabi.go.cr/ver/biblioteca%20digital/periodicos/el%20imparcial%20diario%20de%20la%20manana/el%20imparcial%20diario%20de%20la%20manana%201915/EL%20IMPARCIAL_27%20DIC%201915.pdf#.X6Mss4hKjIU
- El Imparcial (1916, 12 de agosto). Quedó ayer definitivamente aprobado el contrato Pinto-Greulich para la explotación de petróleo en Costa Rica. *El Imparcial: diario de la mañana*, p. 2. Recuperado de: https://www.sinabi.go.cr/ver/biblioteca%20digital/periodicos/el%20imparcial%20diario%20de%20la%20manana/el%20imparcial%20diario%20de%20la%20manana%201916/EL%20IMPARCIAL_12%20AGO%201916.pdf#.X6MqilhKjIU
- Enterprise de Recherche et d'Activite Petroliere (ERAP). (1966a). *Coupe a travers le Limon Nord et Sud*. San José, Costa Rica. Perfil geológico inédito.

Enterprise de Recherche et d'Activite Petroliere (ERAP). (1966b). *Coupe a travers le Limon Nord*. San José, Costa Rica. Perfil geológico inédito.

Enterprise de Recherche et d'Activite Petroliere (ERAP). (1973?). *Permis du Costa Rica*. París: ELF Petróleos de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Erlich, R. N., Astorga, A., Sofer, Z., Pratt, L. M. y Palmer, S. E. (1996). Palaeoceanography of organic-rich rocks of the Loma Chumico Formation of Costa Rica, Late Cretaceous, eastern Pacific. *Sedimentology*, 43, 691-718.

Estado de la Nación (2002). *Octavo Informe del Estado de la Nación en Desarrollo Humano Sostenible*. Recuperado de: <http://repositorio.conare.ac.cr/handle/20.500.12337/922>

Expediente No. 06-000113-0004-AR (2006). *Sentencia No. 00744 de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia*. Recuperado de: https://elaw.org/system/files/744-2006_0.pdf

Expediente No. 05-0000323-0163-CA (2014). *Sentencia No. 1754-2014 10 del Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda*. Recuperado de: https://elaw.org/system/files/0534-0163-883773027-5801-f_1_0.pdf

Expediente Legislativo No. 20.641 (2019). *Ley de combustibles (Ley para avanzar en la eliminación del uso de combustibles fósiles en Costa Rica y declarar el territorio nacional libre de exploración y explotación de petróleo y gas)*. Recuperado de: <http://www.aselex.cr/boletines/Proyecto-20641.pdf>

Fernández, A. (1987). *Geología de la hoja topográfica Tucurrique (1:50.000, I.G.N.C.R, 3445I)* (Tesis de licenciatura inédita). Universidad de Costa Rica, San José, Costa Rica.

Figueres-Ferrer, J. M. (1956). *Cartas a un ciudadano*. Recuperado de https://elespiritudel48.org/docu/Cartas_a_un_Ciudadano.pdf

Fischer, S. y Pessagno, E. A. (1965). Upper Cretaceous strata of northwestern Panama. *Bulletin American Association of Petroleum Geologists*, 49(4), 433-444.

Forbes, R. J. (1938). Petroleum and bitumen in antiquity. *Ambix*, 2(2), 68-92. doi: 10.1179/amb.1938.2.2.68

Gabb, W. M. (1895). *Informe sobre la exploración de Talamanca verificada durante los años 1873-1874 (Introducción de Henry Pittier)*. San José: Tipografía Nacional.

Gardner, D. (2015). *Intervention and Dollar Diplomacy in the Caribbean, 1900-1921*. Princeton University Press, Project MUSE. Recuperado de <http://muse.jhu.edu/book/43373>.

Garza, J. (2019, 7 de junio). ¿De qué trata el proyecto petrolero que podría ir a referendo?. *La República*. Recuperado de: <https://www.larepublica.net/noticia/grupo-de-jovenes-interpone-recurso-de-amparo-contra-posible-explotacion-petrolera-en-costa-rica>

Garza, J. (2020, 14 de abril). Grupo de jóvenes interponen recurso de amparo contra posible explotación petrolera en Costa Rica. *La República*. Recuperado de: <https://www.larepublica.net/noticia/grupo-de-jovenes-interpone-recurso-de-amparo-contra-posible-explotacion-petrolera-en-costa-rica>

Grupo Banco Mundial. (2021). *Datos de libre acceso del Banco Mundial*. Recuperado de <https://datos.bancomundial.org/pais/costa-rica>

Guillemot, J. (1971). *Geología del petróleo*. Madrid: Paraninfo.

Gutiérrez-Espeleta, N. (1991). Los primeros contratos petroleros. *Revista de Ciencias Jurídicas*, 68, 141-154. Recuperado de <https://revistas.ucr.ac.cr/index.php/juridicas/article/view/14805/14096>

Hallett, D., Durant, G. P. y Farrow, G. E. (1985). Oil exploration and production in Scotland. *Scottish Journal of Geology*, 21(4), 547-570.

Heitman, J. A. (2009). *The Automobile and American Life*. History Faculty Publications, University of Dayton. Paper 97. Recuperado de <https://core.ac.uk/download/pdf/232827799.pdf>

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (1978). *Proyecto exploración de combustibles fósiles – Plan estudios de los valles Talamanca y Estrella – Informe de Progreso No. 1. – Estado de Avance de las Investigaciones del 30 de setiembre de 1978*. San José: Instituto Costarricense de Electricidad, Dirección de Ingeniería de Energía. Manuscrito inédito.

Juzgado Contencioso Administrativo y Civil de Hacienda (2014). *Expediente No. 05-000323-0163-CA, Sentencia No. 1754-2014*. Recuperado de: https://elaw.org/system/files/0534-0163-883773027-5801-f_1_0.pdf

Keller, A. S. y Browne, H. L. (1960). *GRCR N° 50 – Well Report – Limon Test Well N° 1, Limon Province, Costa Rica*. San José, Costa Rica: Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

La Nación (1982, 9 de diciembre). Emprenden búsqueda de carbón en todo el país. *La Nación*, párrafo 1.

La Nación (1986, 22 de marzo). Miravalles – El pasado y el futuro. *La Nación*, párrafo 2.

La Nación (1988, 7 de septiembre). Shell podría explorar hidrocarburos en el país. *La Nación*, párrafo 1.

La Nación (2001, 12 de marzo). Harken renuncia a tierras. *La Nación*. Recuperado de: <https://www.nacion.com/el-pais/harken-renuncia-a-tierras/XHR2JKVISNEK5OTIUGRFFMHVAU/story/>

La Nación (2001, 20 de septiembre). Petróleo aún más espeso. *La Nación*. Recuperado de: <https://www.nacion.com/el-pais/petroleo-aun-mas-espeso/PXENA72CXZCRJERXULED2QXAZE/story/>

La Nación (2003, 28 de septiembre). Gobierno ve risible cifra de Harken. *La Nación*. Recuperado de: <https://www.nacion.com/el-pais/gobierno-ve-risible-cifra-de-harken/KEK2WVJBKFDI3NTJP6ODMPRCCU/story/>

La Nación (2004, 10 de enero). Odisea en busca de petróleo. *La Nación*. Recuperado de: <https://www.nacion.com/el-pais/tras-oro-negro/DH5T6JZDYRB2TFPAJAQENUL4OM/story/>

La Nación (2004, 17 de noviembre). País descarta ir a arbitraje con Harken. *La Nación*. Recuperado de: <https://www.nacion.com/el-pais/pais-descarta-ir-a-arbitraje-con-harken/RBNPOUFUXRBWJFDGDRJKEH6SZY/story/>

La República (1984, 4 de julio). Comisión pasó Ley de Hidrocarburos. *La República*, p. 3.

La República (1985, 1 de noviembre). Japón dio crédito por \$64 millones para geotermia. *La República*, p. 2.

La República (1986, 19 de marzo). BID concedió \$74 millones a Costa Rica. *La República*, párrafo 1.

La República (1988, 7 de agosto). Menor dependencia del petróleo. *La República*, párrafo 1.

Lara Salas, J. F. (2019, 25 de febrero). Gobierno extiende al 2050 moratoria a explotación petrolera en Costa Rica. *La Nación*. Recuperado de: <https://www.nacion.com/el-pais/politica/gobierno-extiende-al-2050-moratoria-a-explotacion/DQJS3Z7LIBD2XF5FRBMUEXEJY/story/>

Link, W. K. (1952). Significance of Oil and Gas Seeps in World Oil Exploration. *AAPG Bulletin*, 36(8), 1505–1540. doi: 10.1306/5CEADB3F-16BB-11D7-8645000102C1865D

Madriz, A. (2020, 23 de junio). Paola Vega: “No podemos demorar más la Ley de Combustibles”. *El Periódico CR*. Recuperado de: <https://elperiodicocr.com/paola-vega-no-podemos-demorar-mas-la-ley-de-combustibles/>

Marín, R. (1990, 9 de enero). País podría sufrir crisis energética. *La Nación*, p. 34A.

Meyer, R. F., Attanasi, E. D. y Freeman, P. A. (2007). *Heavy oil and natural bitumen resources in geological basins of the world*. U.S. Geological Survey, Open File Report 2007-1084. Recuperado de <http://pubs.usgs.gov/of/2007/1084/>

Meléndez, B. y Fuster, J. M. (1978). *Geología*. Madrid: Paraninfo.

Ministerio de Ambiente y Energía (Minae). (1999). *Mapa de localización de bloques de exploración de hidrocarburos – Licitación petrolera No. 2, 1999*. San José: Ministerio de Ambiente y Energía, Dirección General de Hidrocarburos. Manuscrito inédito.

Ministerio de Ambiente y Energía (Minae). (2018). *Mapa de áreas silvestres protegidas de Costa Rica, año 2018* [Escala 1:1850000]. Ministerio de Ambiente y Energía, Sistema Nacional de Áreas de Conservación, Departamento de información y regularización territorial. Recuperado de https://chmcostarica.go.cr/sites/default/files/2018-11/Mapa%20ASP_agosto2018_1.jpg

Molina, I. (2005). *Del legado colonial al modelo agroexportador. Costa Rica 1821-1914*. San José: Editorial de la Universidad de Costa Rica.

Molina, I. y Palmer, S. (2009). *Historia de Costa Rica: breve, actualizada y con ilustraciones*. San José: Editorial de la Universidad de Costa Rica.

Murillo, A. (2006, 3 de julio). Harken exige al Estado \$13 millones en arbitraje. *La Nación*. Recuperado de: http://www.nacion.com/ln_ee/2006/julio/03/pais7.html

Navas, V. (2020, 15 de marzo). Solicitud de referéndum sobre explotación petrolera a punto de fracasar. *Amelia Rueda*. Recuperado de: <https://www.ameliarueda.com/nota/solicitud-de-referendum-sobre-explotacion-petrolera-a-punto-de-fracasar>

Nashawi, I. S., Malallah, A. y Al-Bisharah, M. (2010). Forecasting world crude oil production using multicyclic Hubbert model. *Energy Fuels*, 24, 1788-1800.

Naughton, H. M. (1999). *The ambiguous partnership: Elf Aquitaine and the French government 1976-1986* (Tesis doctoral inédita). Recuperado de: <http://etheses.lse.ac.uk/1586/>

Nissenbaum, A. (1978). Dead Sea asphalts – historical aspects. *AAPG Bulletin*, 62, 837-44. doi: 10.1306/C1EA4E5F-16C9-11D7-8645000102C1865D

Observatorio del Desarrollo (OdD). (2008). *Atlas digital de los pueblos indígenas - Territorios indígenas de Costa Rica*. Universidad de Costa Rica. Recuperado de <http://pueblosindigenas.odd.ucr.ac.cr/index.php/mapoteca/territorios-indigenas>

ONU (1992). *Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo*. Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (CNUMAD). Recuperado de: <https://www.un.org/spanish/esa/sustdev/agenda21/riodeclaration.htm>

Pacheco, A. (2002). *52. Garantías Ambientales - Traspaso de poderes Abel Pacheco (2002)*. Recuperado de: <https://www.youtube.com/watch?v=iU14sNymdZA>

Paris, P. H. (1963). *Informe GACR-23 de la Compañía Petrolera de Costa Rica al Gobierno de la República*. San José: Compañía Petrolera de Costa Rica. Manuscrito inédito.

Picado, J. E. (1951). *Antecedentes Constitucionales, Legales y Contractuales para la exploración y explotación del petróleo en Costa Rica*. San José: Imprenta Falco. Recuperado de <https://repositorios.cihac.fcs.ucr.ac.cr/cmelenendez/bitstream/123456789/367/1/Antecedentesconstitucionales.pdf>

Pizarro, P. (1993). Los pozos profundos perforados en Costa Rica: aspectos litológicos y bioestratigráficos. *Revista Geológica de América Central*, 15: 81-85. doi: 10.15517/rgac.v0i15.13240

Poder Ejecutivo (2011). *Decreto Ejecutivo N° 36693 - Moratoria Nacional para la exploración petrolera No. 36693-MinaeT*. Recuperado de: https://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=70858&nValor3=106736&strTipM=TC

Pratt, J. A., 2012: Exxon and the Control of Oil. *The Journal of American History*, 99(1), 145-154.

Refinadora Costarricense de Petróleo (Recope). (1984). Exploración petrolera en Costa Rica. *Revista Geológica de América Central*, 1, 135-141. doi: 10.15517/rgac.v0i01.10470

Refinadora Costarricense de Petróleo (Recope). (2020). *Datos estadísticos anuales de importación*. Recuperado de: <https://www.recope.go.cr/productos/estadisticas-de-importacion-y-exportacion/>

Rodríguez, O. (1985, 11 de diciembre). El carbón podrá suplir 55% de energía hasta el 2.000. *La República*, p. 18.

Román, A. C. (1978). *El comercio exterior de Costa Rica 1883-1930* (Tesis de licenciatura inédita). Universidad de Costa Rica, San José, Costa Rica.

Santos, R. G., Loh, W., Bannwart, A. C. y Trevisan, O. V. (2014). An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, 31(3), 571-590. doi: 10.1590/0104-6632.20140313s00001853.

Sequeira, A. (2014, 25 de julio). Luis Guillermo Solís extiende moratoria a explotación petrolera hasta el 2021. *La Nación*. Recuperado de <https://www.nacion.com/el-pais/politica/luis-guillermo-solis-extiende-moratoria-a-explotacion-petrolera-hasta-el-2021/WJ6DUCWVXVHD7J4WLKKORJRBTE/story/>

Sheehan, C. A., Pentfield, G. T. y Morales, E. (1990). Costa Rica geologic basins lure wildcatters. *Oil & Gas Journal*. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/294299371_Costa_Rica_geologic_basins_lure_wildcatters

Sprechmann, P. (1984). *Manual de Geología de Costa Rica*. San José: Editorial de la Universidad de Costa Rica.

Starck, C. (1991). *Inverse modeling of alkaline lavas from Guayacán, Costa Rica* (Tesis de maestría inédita). Rutgers University, Nueva Jersey, USA.

Stewart, W. (1967). *Keith y Costa Rica*. San José: Editorial Costa Rica.

Taylor, G. D. (1975). *The geology of the Limon area of Costa Rica* (Tesis de doctorado inédita). Recuperado de https://digitalcommons.lsu.edu/gradschool_disstheses/2812/

Talukdar, S., Gallango, O. y Chin-A-Lien, M. (1986). Generation and migration of hydrocarbons in the Maracaibo basin, Venezuela: an integrated basin study. *Organic Chemistry*, 10(1-3), 261-279. Recuperado de [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90028-8](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90028-8).

Takahashi, K. I. y Gautier, D. L. (2007). A Brief History of Oil and Gas Exploration in the Southern San Joaquin Valley of California. En A. Hosford-Scheirer (ed.), *Petroleum Systems and Geologic Assessment of Oil and Gas in the San Joaquin Basin Province, California (USGS Professional Paper 1713)* (pp. 1-24). Recuperado de https://pubs.usgs.gov/pp/pp1713/03/pp1713_ch03.pdf

Temizel, C., Canbaz, C. H., Tran, M., Abdelfatah, E., Jia, B., Putra, D., Irani, M., ... Alkouh, A. (diciembre, 2018). A comprehensive review heavy oil reservoirs, latest techniques, discoveries, technologies and applications in the oil and gas industry. Presentado en *SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition*, Kuwait City, Kuwait. doi: 10.2118/193646-MS

Tovar, R. (1920, 3 de septiembre). El petróleo. *Diario El Comercio: información e intereses generales y órgano de la Cámara de Comercio de Costa Rica*, p. 2. Recuperado de: https://www.sinabi.go.cr/ver/biblioteca%20digital/periodicos/diario%20del%20comercio/diario%20del%20comercio%201920/ic-Diario%20del%20Comercio_3%20Sept%201920.pdf#.X6QJOIhKjIU

United States Geological Service (USGS). (1919). *Materials and resources of the United States-1916-Part II- Nonmetals*. Washington: Government Printing Office.

Valentine, L. (1919). *Which? The case of Costa Rica*. Recuperado de <https://archive.org/details/caseofcostarica00vale-rich/page/n7/mode/2up>

Weyl, R. (1980). *Geology of Central America*. Berlin: Borntraeger.

Zamora, P. (1981, 26 de abril). Confirman gran abundancia de petróleo en el mundo. *La Nación*, p. 25A.

Zaragoza, M. (1987). Pemex y Petrocanada forman parte de un todo (boletín de prensa 014). *Revista Geológica de América Central*, 7: 183-185. doi: 10.15517/rgac.v0i07.12897

Zaragoza, M. (1988, 25 de febrero). Queda petróleo solo para 35 años. *Prensa Libre*, párrafos 1, 3 y 10.