
DISTRIBUCION PROBABLE DEL PETROLEO EN EL SUBSUELO.

Hasta la profundidad alcanzada por los diversos pozos que he mencionado en los Capítulos anteriores, puede decirse que: los receptáculos petrolíferos subterráneos de la costa del Golfo de México, no parecen ser primitivos sino secundarios; es decir, que el petróleo no se formó en las capas ya cortadas, sino que se acumuló en ellas después de haber caminado errante y por grietas, desde los receptáculos primitivos hasta encontrar estratos ó lugares apropiados para su acumulación.¹ En apoyo de esta idea se encuentran los hechos que paso á mencionar.

Cuando el petróleo se forma en una capa arcillosa, la arcilla intercepta toda comunicación entre el petróleo líquido, que aprisiona, y las aguas aireadas ó sulfurosas; y por lo mismo, evita de una manera más ó menos completa las reacciones químicas relativas que mencioné en el Capítulo anterior, y el petróleo queda fluido.² En cambio, al salir el petróleo de su receptáculo primitivo, para caminar errante por grietas hasta encontrar un lugar favorable á su acumulación, se encuentra en íntimo contacto con las aguas sulfurosas que á veces lo acompañan en su circulación ascendente,³ ó con el aire contenido en esas grietas; y al sulfurarse ú oxidarse por estos motivos, pierde mayor ó menor cantidad de hidrocarburos ligeros, y se transforma en un chapopote duro ó viscoso. Por esta razón dice Jaccard que: la formación de un depósito secundario de petróleo, casi siempre está acompañada de una transformación de la substancia que emigra.⁴ En todas las perforaciones que se han hecho en las regiones petrolíferas antes descritas, se ha encontrado solamente chapopote fluido ó viscoso, y á veces duro como en Tantoyuca, en Papantla y en el Istmo de Tehuantepec. Este hecho indica, en vista de los motivos antes expuestos, que los receptáculos petrolíferos subterráneos que se han cortado hasta ahora en las re-

1 W. L. Watts. Loc. cit. pág. 59.

2 H. Coquand. Sur les gisements asphaltiques des environs de Ragusa dans la province du Val di Noto (Sicile). Bull. Soc. Géol. de France. 2^a Serie. Tomo XXV. 1867-68. pág. 429.

3 A. S. Cooper. Loc. cit. pág. 72.

4 A. Jaccard. Loc. cit. pág. 247.

feridas regiones, son de origen secundario; pues esos receptáculos contienen chapopote, y esta substancia no se encuentra en las rocas en las cuales se opera la descomposición lenta de los restos orgánicos, vegetales ó animales,¹ que originan la formación del petróleo.

La cantidad de azufre contenida en los chapopotes de las regiones ya descritas, es muy superior á la que podría considerarse como existente en la substancia azoada animal que originó la formación del petróleo; y por lo tanto, ese exceso de azufre proviene de la causa extraña á la formación del petróleo, que indiqué en el Capítulo anterior. Ahora bien, si los receptáculos petrolíferos ya cortados fueran primitivos, esa causa extraña no habría obrado con igual intensidad en todo el petróleo contenido en ellos, y el azufre no se encontraría en la misma proporción en todo el petróleo que proviniera de un mismo receptáculo subterráneo; porque al solidificarse el chapopote en toda la superficie del receptáculo primitivo se forma una cubierta que impide² la evaporación, la oxidación y la sulfuración del petróleo contenido en el interior del referido receptáculo. Pero esto no sucede en las regiones petrolíferas antes descritas, pues es constante la cantidad de azufre contenida en el chapopote que proviene de un mismo receptáculo. Por lo tanto, parece fundado decir que:³ el petróleo fué sulfurado antes de penetrar en los receptáculos ya cortados por las perforaciones; y que estos últimos son de origen secundario.

Por último, en vista de los datos proporcionados por las perforaciones, no puede decirse que una capa determinada sea la petrolífera; y si no puede definirse la posición de esta capa, no pueden considerarse como primitivos los receptáculos petrolíferos cortados por las referidas perforaciones.⁴

* * *

Como los receptáculos petrolíferos subterráneos ya cortados por las perforaciones hechas en México, pueden considerarse como secundarios, el chapopote se encontrará en el subsuelo: ó en las grietas por donde se verifica ó se ha verificado la circulación ascendente del chapopote; ó en las capas permeables que haya encontrado en esta circulación.⁵ Me ocuparé primero en estudiar las capas permeables que existen en las regiones petrolíferas ya descritas, con objeto de ver si se encuentran en condiciones favorables para permitir una gran acumulación de chapopote; y después me ocuparé

1 S. Meunier. Etude stratigraphique et chimique sur les gisements asphaltiques du Jura. Mémoires. Soc. Belg. Géol. Paléontol. et d'Hydrol. Tomo XII. 1898. pág. 85.

2 A. S. Cooper. Loc. cit. pág. 49.

3 A. S. Cooper. Loc. cit. pág. 10.

4 W. L. Watts. Loc. cit. pág. 59.

5 E. Fuchs et L. De Launay. Loc. cit. pág. 146.

en estudiar las grietas por las cuales haya circulado el referido hidrocarburo.

Las condiciones esenciales para la acumulación del petróleo en depósitos secundarios son: un abastecimiento suficiente que provenga de los depósitos primitivos; una roca porosa en la cual pueda almacenarse, y que le sirva de receptáculo; y una capa impermeable que cubra á la porosa, é impida el escape de los hidrocarburos acumulados.¹ El plegamiento de las capas formando anticlinales, siempre que no sea exagerada la inclinación de estas capas, favorece la formación de receptáculos petrolíferos secundarios de valor comercial.²

La bondad de los receptáculos petrolíferos secundarios depende principalmente: de la abundancia en el abastecimiento de chapopote; de la facilidad con la cual pueda circular este último por las grietas de las capas impermeables en pequeño hasta llegar á las rocas permeables; y de la porosidad y extensión de estas últimas.³

En las regiones petrolíferas que he descrito anteriormente existe como zona impermeable superficial, la que está formada por arcillas y margas muchas veces no apizarradas, zona que es bastante gruesa como lo han demostrado las perforaciones hechas: en el Ebano, en Tanute, en Cerro Viejo, en Cubas, en Sabaneta, en Jáltipan, en Chapo y en San Cristóbal. En esta zona por naturaleza impermeable, el chapopote ha podido circular solamente por las grietas poco importantes que cortan á las margas y á veces también á las arcillas, grietas angostas é irregulares que en algunas partes llegan hasta la superficie del terreno, y permiten el derrame del chapopote por los pequeños manantiales mencionados ya con el nombre de chapopoterías.

Las margas y arcillas se encuentran saturadas de agua en algunas partes de las regiones petrolíferas ya descritas, y sobre todo en la del Istmo de Tehuantepec; y por lo tanto, la circulación del chapopote por las grietas de estas rocas saturadas de agua es muy lenta. Además, como la mayor parte del chapopote de las regiones antes mencionadas es más ó menos viscoso, su circulación por las grietas y poros de las rocas es bastante lenta ó imposible, sobre todo si las rocas están húmedas.⁴

Algunas de las perforaciones hechas en Sabaneta, en Jáltipan y en Chapo, han encontrado chapopote duro; y éste, al obstruir las grietas que cortan á las rocas mencionadas, impide la circulación ascendente del chapopote viscoso ó fluido. Esta circulación no puede ser activada por la del agua,⁵ porque la de esta última es muy pequeña ó totalmente nula en la

1 C. W. Hayes and William Kennedy. Loc. cit. pág. 140.—W. J. Mc Gee. Loc. cit. pág. 604.

2 I. C. White. Petroleum and natural gas. West Virginia Geol. Surv. Tomo I. 1899. pág. 372.

3 S. Meunier. Loc. cit. pág. 87.

4 A. S. Cooper. Loc. cit. pág. 42.

5 Louis Lartet. Sur les gîtes bitumineux de la Judée et de la Coelé-Syrie, et sur le mode d'arrivée de l'asphalte au milieu des eaux de la mer Morte. Bull. Soc. Géol. de France. 2^a Serie. Tomo XXIV. 1866-67. pág. 30.—Robert T. Hill. Loc. cit. págs. 397 y 398.

mayor parte de las regiones petrolíferas antes mencionadas, según lo han demostrado las perforaciones hechas en el Istmo de Tehuantepec y en el Ebano.

En vista de lo anterior puede decirse que: en las regiones petrolíferas que he estudiado existen capas de naturaleza impermeable, por no ser porosas, y cuya «permeabilidad en grande,»¹ debida á las grietas que las cortan, es para el chapopote muy pequeña ó casi nula en muchos lugares. Estas rocas se hallan en las regiones estudiadas desde la superficie del terreno hasta la profundidad alcanzada por las perforaciones; pero intercaladas en ellas se encuentran lentes y estratos permeables, formados por arena suelta y areniscas, estratos que debo estudiar con algún detalle, pues de su porosidad y extensión depende la riqueza de los receptáculos petrolíferos subterráneos que se encuentren en esas regiones.

La porosidad de una arenisca depende de la forma de los granos, de la uniformidad en el tamaño de estos últimos, y de la cantidad de material que les sirve de cemento.² Ahora bien, en Sabaneta, en el Ebano, en Chapo y en Jáltipan, han cortado las perforaciones capas de areniscas calcáreas y de areniscas silizosas, rocas que afloran principalmente en las cercanías de Sayula en el Istmo de Tehuantepec. La presencia de este cemento calizo ó silizoso, debido á la circulación de aguas que depositaron estos compuestos al pasar por capas de arena, disminuye ó nulifica la porosidad de estas capas.³ Además, las areniscas de las regiones mencionadas son de grano fino, y esto ocasiona una circulación lenta y difícil para los líquidos,⁴ razón por la cual la porosidad de estas capas sólo es de ocho á diez por ciento.⁵ Según lo anterior puede decirse que: la porosidad de las areniscas en las regiones petrolíferas mencionadas antes es en lo general pequeña, y varía en una misma capa con la cantidad de cemento calizo ó silizoso, y con la mayor ó menor finura del grano, lo cual hace que tengan una forma irregular los tramos más permeables de las referidas areniscas.

Por los datos que han proporcionado la mayor parte de las perforaciones hechas en el Ebano, en Sabaneta, y en el Istmo de Tehuantepec, puede decirse que: son poco gruesas relativamente las capas de arena suelta y de areniscas; y que en estas capas se ha acumulado el chapopote formando lentes aplastadas de dimensiones variables. En efecto, perforaciones muy cercanas, tanto en el Ebano, como en Cubas y en Jáltipan, no han cortado las mismas capas de arena, ó las han cortado con espesores diferentes, lo cual indica la forma en lentes de estas capas,⁶ forma que está comproba-

1 Daubrée. Les eaux souterraines à l'époque actuelle. 1887. Tomo I. pág. 17.

2 C. W. Halles and William Kennedy. Loc. cit. pág. 141.

3 W. F. Griswold. The Berea grit oils and in the Cadiz Quadrangle Ohio. Bull. U. S. Geol. Surv. Serie A. Economic Geology. 1902. N. 198. pág. 14.

4 W. F. Griswold. Loc. cit. pág. 14.

5 C. W. Hayes and William Kennedy. Loc. cit. pág. 141.

6 Edward Orton. Loc. cit. pág. 511.

da también por los siguientes hechos. En los primeros pozos abiertos en el Ebano, así como en el «Pozo 2» de Jáltipan, se hizo uso de bombas para extraer el chapopote; y, sin embargo de esto, no aumentó de una manera notable la producción del referido hidrocarburo, lo cual según M. L. Fuller, indica la forma en lentes de los receptáculos petrolíferos subterráneos.¹ Además, en San Cristóbal del Istmo de Tehuantepec, en Cubas de Papantla, y en otros lugares, se observa lo siguiente: Un pozo abierto cerca de una chapopotera encuentra chapopote fluido brotante á determinada profundidad; y teniendo en cuenta la inclinación de las capas en las cercanías del pozo referido, se ha podido calcular la profundidad á la cual será cortada la misma capa, que en ese pozo contiene el chapopote, por otro pozo distante del primero cierto número de metros medidos en una línea normal al rumbo de las capas y en la dirección del echado de estas últimas. Conocida ya teóricamente la profundidad á la cual debe ser cortada la capa petrolífera se han abierto los nuevos pozos; y estos muchas veces no han encontrado al chapopote ni á una profundidad muchísimo mayor de la calculada. Esto prueba que no hay capas petrolíferas en esas regiones, sino que el chapopote se halla concentrado en receptáculos subterráneos de forma lenticular; y por lo tanto, sólo las perforaciones que corten á una de estas lentes, ó á una grieta directamente comunicada con ellas, producirán chapopote.

La mayor parte de las lentes cortadas por las perforaciones hechas hasta ahora puede decirse que son pequeñas relativamente; porque pozos muy cercanos entre sí no cortan á una misma lente, y muchas perforaciones han producido cantidades muy pequeñas de chapopote, y durante poco tiempo. En las cercanías del cerro de la Pez, en el Ebano; en las inmediaciones de Cubas, en Papantla; y en San Cristóbal en el Istmo de Tehuantepec, son los lugares en donde se han encontrado lentes de mayores dimensiones relativas, sobre todo en Cubas y en el Ebano. Más tarde, cuando se explore la región petrolífera de Tuxpan, es probable que se corten lentes de importancia industrial semejante á la que han tenido las de Cubas y el Ebano.

Como se comprende por la descripción que he hecho de las regiones petrolíferas de los Estados de San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz, las manifestaciones superficiales del petróleo del subsuelo se encuentran diseminadas en una gran extensión de terreno; y por lo tanto, puede decirse también que: las lentes petrolíferas subterráneas de esas regiones se encuentran muy diseminadas.

De todo lo anterior se deduce que: en las regiones petrolíferas ya mencionadas se encuentran satisfechas las condiciones indispensables para la acumulación del chapopote en depósitos secundarios, pues existe la indis-

1 Myron L. Fuller. The Gaines Oil field of Northern Pennsylvania. Ann. Rep. U. S. Geol. Surv. 1900-01. Parte III. pág. 604.

pensable¹ zona impermeable que cubre á las capas permeables; pero debe tenerse en cuenta para los fines comerciales, que estas últimas capas son por lo general poco porosas en esas regiones, que los receptáculos petrolíferos subterráneos tienen la forma de lentes de dimensiones relativamente pequeñas en la mayoría de los casos, y que estas lentes están diseminadas en una gran extensión de terreno.

Como dije antes, la estructura anticlinal favorece la formación de receptáculos petrolíferos de valor comercial.² Esta teoría fué sostenida primero, en 1861, por T. Sterry-Hunt,³ y más tarde por I. C. White;⁴ ha sido comprobada en multitud de localidades,⁵ es ahora generalmente aceptada,⁶ y puede decirse con G. H. Eldridge que: las zonas productivas se han encontrado en conexión con anticlinales, ya sea en la proximidad de sus ejes, ó bien á lo largo de sus flancos, ó en las cercanías de la base de los referidos anticlinales.⁷

Cuando el petróleo se encuentra junto con el agua, en una capa porosa, tiende á subir hacia la superficie del terreno, separándose del agua por ser el petróleo de menor densidad. Este movimiento ascendente continúa hasta encontrar una capa impermeable: si esta capa es horizontal, el petróleo no se acumula en gran cantidad;⁸ pero si es inclinada, el movimiento ascensional continúa bajo esa capa hasta llegar á la cresta del pliegue en la cual se verifica la acumulación, y se forman receptáculos en las cercanías del eje del anticlinal. El gas, el petróleo y el agua, se separan por orden de densidades, y se encontrarán los dos primeros en los anticlinales, y la segunda en las cercanías de los sinclinales.

Para que la acumulación del petróleo se verifique según la teoría del anticlinal, de la manera antes indicada, es preciso que la capa permeable sea regular en grueso y carácter, uniformemente porosa y homogénea, hasta llegar á la cresta del anticlinal;⁹ pues sólo así podrá subir el petróleo hasta la referida cresta y formar allí receptáculos largos y angostos. Pero si la roca permeable afecta la forma de lentes aisladas y diseminadas en los flancos de un anticlinal, el movimiento ascendente del petróleo, y la sepa-

1 Edward Orton. Loc. cit. pág. 512.—C. W. Hayes and William Kennedy. Loc. cit., pág. 141.

2 A. S. Cooper. Loc. cit., pág. 19.

3 T. Sterry-Hunt. Sur les pétroles de l'Amérique du Nord. Véase también Louis Lartet. Loc. cit., pág. 572.

4 I. C. White. Loc. cit. 372.

5 Véase S. Meunier. Mém. Soc. Belg. Géol. Paléont. d'Hydrol. Tomo XII. 1898. pág. 94.—W. L. Watts. Loc. cit., págs. 5, 19, 27 y 59.—E. Fuchs et L. De Launay. Loc. cit., pág. 123.—Edward Orton. Loc. cit., pág. 515.—George H. Eldridge. The Asphalt and bituminous rock deposits of the United States. 22th. Ann. Rep. U. S. Geol. Surv. 1900-01. Parte I. pág. 219.—C. W. Hayes and William Kennedy. Loc. cit., pág. 144.

6 W. F. Griswold. Loc. cit., pág. 11.

7 G. H. Eldridge. The Petroleum fields of California. U. S. Geol. Surv. Serie A. Economic Geology. 1902. Boletín 213., pág. 321.

8 C. W. Hayes and William Kennedy. Loc. cit., pág. 142.

9 C. W. Hayes and William Kennedy. Loc. cit., pág. 143.

ración por densidades del gas, petróleo y agua, se verificará sólo dentro de la lente.¹

En el Istmo de Tehuantepec la estructura anticlinal no ha favorecido probablemente la formación de grandes receptáculos de petróleo, tanto por no ser uniformes y homogéneas las capas porosas, sino en forma de lentes, como por el motivo que paso á mencionar.

El anticlinal San Cristóbal se levanta con muy poca pendiente al Sur de Coatzacoalcos y al Norte de Santa Lucrecia, y solamente en las cercanías del eje las capas tienen una inclinación de 30 á 50°. La poca pendiente de las capas en los flancos de este anticlinal no es suficiente² para que el chapopote pueda vencer los obstáculos debidos á la irregularidad de carácter de las capas permeables, á su desigual espesor y porosidad, y pueda elevarse hasta la cresta del anticlinal. Por lo tanto, esa poca pendiente no favorece la acumulación de grandes cantidades de petróleo, conclusión ésta enteramente de acuerdo con la opinión de W. F. Griswold, quien dice: en los lugares donde los estratos tienen una pendiente uniforme en una gran extensión de terreno, es probable que no haya acumulaciones de petróleo de valor comercial.³

Como se ve, la porosidad de las capas es una condición esencial para la acumulación del petróleo, como lo es para la de la agua;⁴ pero también las condiciones de estructura general del terreno intervienen notablemente en esta acumulación.⁵

En todas las regiones petrolíferas ya descritas en los Capítulos anteriores, la estructura general del terreno es monoclinal; es decir, las capas, aunque ligeramente onduladas formando pliegues sumamente abiertos y de muy pequeña altura, tienen una pendiente casi uniforme y siempre hacia el Este. La inclinación de estas capas es muy pequeña en todas las regiones petrolíferas mencionadas, como se ve por los datos que he indicado en sus correspondientes lugares; y esta corta y casi uniforme pendiente de las capas, es probable que no haya facilitado el movimiento ascensional del chapopote por los planos de estratificación de las referidas capas. Según esto, no solamente en Tehuantepec, sino que en todas las regiones petrolíferas de Tamaulipas, San Luis Potosí y Veracruz, el chapopote se encuentra en el subsuelo acumulado en lentes relativamente pequeñas y muy diseminadas en una gran extensión de terreno.

Las condiciones de los estratos, y la estructura general del terreno en las regiones petrolíferas descritas en este estudio, son muy distintas á las

1 A. M. Chance. The anticlinal theory of natural gas. Trans. Am. Inst. Min. Eng. Tomo XV. 1887. Pág. 9. Véase también W. F. Griswold. Loc. cit., pág. 14.

2 C. W. Hayes and William Kennedy. Loc. cit., pág. 143.

3 W. F. Griswold. Loc. cit., pág. 16.

4 Edward Orton. Loc. cit., pág. 604.

5 W. L. Watts. Loc. cit., pág. 19.—Arthur John Phinney. The natural gas field of Indiana 11th Ann. Rept. U. S. Geol. Surv. 1889-90. Parte I, pág. 654.

que se encuentran en Beaumont (Texas); aunque en este lugar existen manifestaciones sulfurosas superficiales semejantes á las que se encuentran en el Istmo de Tehuantepec, y en la región de Tuxpan.

En Spindle Top (Beaumont) la roca permeable petrolífera es una dolomita sumamente porosa¹ y muy permeable, tanto por el carácter cristalino de la roca,² como por existir en ella pequeñas cavidades formadas por la acción disolvente de las aguas.³ Esta gran permeabilidad permite la circulación fácil del petróleo, su acumulación en grandes cantidades, y también su fácil salida al exterior cuando una perforación corta á la capa de dolomita.⁴

La zona impermeable en esta región es bastante gruesa, y está constituida por una serie de capas de arcilla y calizas intercaladas, hasta llegar á la capa de caliza más profunda llamada «cap-rock.»⁵ La estructura del terreno petrolífero en Spindle Top es anticlinal⁶ con flancos bastante inclinados y el copete casi plano, anticlinal que coincide con una eminencia en la superficie del terreno, llamada Spindletop-Hill, aunque es mayor la inclinación de los flancos del anticlinal que la pendiente de los flancos de este cerro.⁷ Las aguas termales se han encontrado en esta región abajo del aceite, y éste sale caliente del Pozo Lucas.⁸ El receptáculo petrolífero se encuentra á una profundidad de 320 metros,⁹ y ocupa una superficie de 823 por 915 metros.¹⁰

Comparando los datos anteriores con los relativos á las regiones petrolíferas descritas en este estudio, se obtienen las siguientes conclusiones. La capa petrolífera de Beaumont es excesivamente permeable, y en las regiones petrolíferas de que me he ocupado no existen capas permeables continuas, sino lentes de areniscas poco permeables y diseminadas en una gran extensión de terreno. La porosidad de la dolomita de Beaumont es de más de 25 por ciento¹¹ y la de las areniscas de las regiones estudiadas es sólo de 8 á 10 por ciento. La circulación del petróleo en la dolomita de Beaumont es muy fácil, y es difícil en las areniscas calcáreas y silizosas de las regiones de que me ocupo. La dolomita de Beaumont cede fácil y rápidamente el petróleo que contiene, y las areniscas mencionadas lo ceden con difícil-

1 C. W. Hayes and William Kennedy. Loc. cit., pág. 70.

2 Edward Orton. Loc. cit., pág. 584.

3 Charles A. Ashburner. Petroleum and natural gas in the New York State. Trans. Am. Inst. Min. Eng. Tomo XVII. 1888. Pág. 914.—C. W. Hayes and William Kennedy. Loc. cit., pág. 70.

4 C. W. Hayes and William Kennedy. Loc. cit., págs. 71 y 141.

5 C. W. Hayes and William Kennedy. Loc. cit., pág. 142.

6 Robert T. Hill. The Beaumont Oil Field, with notes on other oil fields of the Texas region. Trans. Am. Inst. Min. Eng. 1903. Tomo XXXIII, pág. 392.

7 C. W. Hayes and William Kennedy. Loc. cit., pág. 72.

8 Robert T. Hill. Loc. cit., págs. 392 y 395.

9 G. I. Adams. Loc. cit., pág. 48.

10 C. W. Hayes and William Kennedy. Loc. cit., pág. 69.

11 C. W. Hayes and William Kennedy. Loc. cit., pág. 141.

tad y lentitud cuando son cortadas por una perforación.¹ La estructura de la roca permeable en Beaumont es muy favorable á la acumulación del petróleo en grandes receptáculos subterráneos, pues los flancos del anticlinal tienen bastante pendiente, y esto facilita el movimiento ascensional del petróleo contenido en esa parte de las capas y su llegada hasta la cresta del anticlinal, la cual por ser casi plana, permite la formación de receptáculos petrolíferos subterráneos bastante extensos en el sentido horizontal. En cambio, en las regiones que he estudiado, la estructura del terreno no es favorable; porque la inclinación de las capas es muy pequeña, y esto no facilita el movimiento ascensional del chapopote por los planos de estratificación de las referidas capas, sino que ese hidrocarburo permanece muy diseminado en una gran extensión de terreno. En el Istmo de Tehuantepec el anticlinal tiene una forma enteramente contraria á la del anticlinal de Beaumont; pues en el de Tehuantepec los flancos tienen muy poca pendiente, y en la cresta las capas están bastante inclinadas; y en Beaumont los flancos están muy levantados y en la cresta las capas están casi horizontales. Por lo tanto, los receptáculos petrolíferos subterráneos de Tehuantepec se encontrarán diseminados en la gran extensión de terreno ocupada por los flancos del anticlinal San Cristóbal; pero en la cresta de este anticlinal no se encontrarán grandes acumulaciones de chapopote, porque en esta cresta la mucha inclinación de las capas facilita la emigración de los hidrocarburos hasta la superficie del terreno y su salida al exterior, sobre todo en el caso de que me ocupo, en que el anticlinal está descopetado por erosión. Según esto, es fundado decir que: desde el punto de vista comercial, no son comparables los receptáculos petrolíferos subterráneos del Istmo de Tehuantepec y los de Beaumont en Texas.

Indicadas ya las condiciones en que se encuentran las capas permeables en las regiones petrolíferas descritas en este estudio, condiciones que, en vista de las razones expuestas, pueden considerarse como poco favorables para permitir grandes acumulaciones de chapopote en el subsuelo, paso á ocuparme de las grietas por las cuales circula el chapopote en el subsuelo de las regiones petrolíferas de Tamaulipas, San Luis Potosí y Veracruz.

La circulación subterránea del petróleo ha sido poco estudiada, pero se sabe sin embargo que difiere de la del agua.² Además, dice A. S. Cooper que: cuando una roca está saturada de agua es casi imposible que el petróleo desaloje á esa agua y penetre en la roca, y menos aún si ésta es de grano fino.³ En cambio, el petróleo, por la presión hidrostática, la de la roca y la de los gases, tiende á emigrar para acumularse en cualquier espacio vacío,⁴ y sólo el chapopote endurecido conserva su posición.⁵

1 C. W. Hayes and William Kennedy. Loc. cit., pág. 141.

2 Robert T. Hill. Loc. cit. pág. 365.

3 A. S. Cooper. Loc. cit. pág. 46.

4 A. S. Cooper. Loc. cit. págs. 42 y 47.

5 A. S. Cooper. Loc. cit. pág. 47.

Según la teoría indicada primero por L. Lartet¹ en 1866 y propuesta recientemente por R. T. Hill² en 1903, las aguas termales en su circulación ascendente por grietas ó fracturas sirven de vehículo al petróleo que encuentran diseminado en su trayecto, al cual elevan hasta la superficie del terreno, ó por lo menos, hasta las capas porosas apropiadas para su acumulación.

La circulación subterránea de aguas termales en las regiones petrolíferas que he descrito es insignificante ó nula, en la mayor parte de ellas, según lo han demostrado las perforaciones; y por lo tanto, no puede considerarse á estas aguas como vehículo del petróleo, en su circulación ascendente por las grietas de las rocas en todas esas regiones.

Además, el Terciario de la costa del Golfo de México, ha estado sometido á esfuerzos horizontales pequeños; y por lo tanto, el plegamiento y agrietamiento de las capas es también poco importante. Según esto puede decirse, que en las regiones mencionadas el chapopote generalmente emigra por grietas más bien capilares que supercapilares. Esto dificulta la circulación subterránea del chapopote, más aún cuando es viscosa esta substancia, razón por la cual no puede decirse que es muy abundante en las regiones descritas el abastecimiento de los receptáculos petrolíferos de origen secundario, abastecimiento que se verifica al emigrar el chapopote por grietas generalmente angostas, hasta encontrar zonas porosas apropiadas para su acumulación.

El chapopote al emigrar por grietas hacia la superficie del terreno, impulsado principalmente por la presión de la roca y por la de los gases que siempre lo acompañan, tiende á llenar todos los espacios vacíos que encuentre en su trayecto. De esta manera puede pasar el chapopote de las grietas á los tramos porosos de las rocas cortados por las referidas grietas; y en este caso, al llenar los espacios vacíos de las rocas porosas, constituye allí un receptáculo de origen secundario. Puede también pasar el chapopote de las grietas para alguno de los planos de estratificación de las rocas cortadas, y entonces continúa su trayecto lateral-ascendente por los espacios vacíos irregulares que existen entre las caras de separación de los referidos estratos. Después de seguir este camino, más bien lateral que ascendente, puede encontrar otras grietas, y entonces continuará su ascenso por ellas, para llegar á otros tramos porosos de las rocas cortadas, á otros planos de estratificación, ó hasta la superficie del terreno.

En varias de las regiones petrolíferas descritas en este estudio existen, como he dicho, rocas ígneas en parte intrusivas. Estas partes intrusivas al cortar á las rocas sedimentarias establecen una comunicación entre las capas inferiores y las superiores, por la solución de continuidad que existe

1 Louis Lartet Loc. cit. pág. 30.

2 Robert T. Hill. Loc. cit. págs. 397 y 398.—C. W. Hayes and William Kennedy. Loc. cit. pág. 143.

en el contacto de los estratos sedimentarios con las rocas ígneas mencionadas. Al llegar á estas últimas, el chapopote que circule en las grietas interceptadas por las intrusiones, tendrá que continuar su ascenso por la zona de contacto entre las rocas ígneas y sedimentarias. Igual trayecto seguirá el chapopote que emigra por los espacios vacíos de los planos de estratificación cortados por la parte intrusiva de las rocas ígneas. Según esto, esas partes intrusivas de las rocas mencionadas, son una especie de barreras impermeables subterráneas que impiden pase el chapopote de uno á otro lado de las rocas cortadas, y lo obligan á seguir su camino por las zonas de contacto entre las rocas ígneas y sedimentarias. En los lugares en que las partes intrusivas de las rocas ígneas son más bien verticales que horizontales, el chapopote asciende por las zonas de contacto ya mencionadas; y en los lugares en que esas partes intrusivas son más bien horizontales que verticales, el chapopote se acumula debajo de esa barrera impermeable, constituyendo allí un receptáculo de origen secundario, ó circula horizontalmente debajo de la roca intrusiva hasta que encuentra una grieta ó espacio vacío que le permita continuar por allí su circulación ascendente.

Las partes intrusivas de las rocas ígneas al cortar á las sedimentarias permiten que el chapopote contenido en receptáculos secundarios, diseminados á distintas profundidades, emigre por la zona de contacto entre las rocas mencionadas, y se acumule arriba formando nuevos receptáculos. Estos últimos se encuentran en las zonas porosas de las rocas superiores cortadas por las partes intrusivas de las rocas ígneas, ó debajo de los tramos casi horizontales de estas intrusiones, ó bien en los lugares más agrietados de las referidas zonas de contacto.

Siguiendo el chapopote los trayectos ya indicados, en su emigración hacia la superficie del terreno, se acumula constituyendo receptáculos petrolíferos subterráneos de origen secundario, y de formas diversas, según es el lugar en que se verifica la acumulación.

Cuando el chapopote se acumula en los tramos porosos de las rocas sedimentarias, tramos que pueden estar situados en las cercanías de las grietas que los cortan, ó en las zonas de contacto de las rocas intrusivas y de las sedimentarias, ó debajo de los tramos casi horizontales de las rocas intrusivas, la forma de los receptáculos subterráneos es en lentes más ó menos irregulares, de extensión muy variable, y de grueso también muy diverso. Las dimensiones de estas lentes son las que tienen los tramos porosos de las rocas sedimentarias, arenas ó areniscas, tramos porosos aislados por lo general y muy irregulares. Esto explica por qué son tan irregulares las lentes petrolíferas, y por qué se hallan éstas muy diseminadas tanto en el sentido horizontal como á la profundidad.

La misma forma en lentes tienen los receptáculos secundarios debidos á la acumulación del chapopote en los espacios vacíos irregulares, comprendidos entre las caras de separación de los estratos. Estas intercalaciones entre los estratos son, por lo tanto, de dimensiones muy irregulares también.

Por último, tienen la forma de vetillas ó de venas, los receptáculos secundarios debidos á la acumulación del chapopote en las grietas ó en los espacios vacíos comprendidos en las grietas que cortan á las rocas, ó que se hallan en la zona de contacto entre las rocas sedimentarias y las partes intrusivas de las ígneas ya mencionadas.

Estas diferentes formas de receptáculos petrolíferos de origen secundario, explican los diferentes resultados alcanzados hasta ahora con las perforaciones, y explican las diferencias que se observarán en los nuevos pozos que se abran en las regiones petrolíferas que he descrito en los Capítulos anteriores. En efecto, unas perforaciones pueden cortar lentes de regulares dimensiones, en las que se haya acumulado durante mucho tiempo chapopote fluido, en los poros de una roca muy permeable, ó en algún espacio supercapilar comprendido entre las caras de separación de los estratos; entonces, el chapopote brotará al ser cortada la lente por la perforación, y continuará brotando en gran cantidad mientras exista en la lente cortada un exceso de gases y de chapopote acumulado. Después, la cantidad de chapopote que salga por el pozo en la unidad de tiempo, dependerá: de la cantidad que en igual tiempo llegue á la lente cortada por las grietas que la alimenten; de la permeabilidad de la roca; de la facilidad con que la roca pueda ceder el petróleo que contenga; y de la presión originada por la acumulación de gases en la misma lente. Al disminuir la presión de estos gases, disminuye también la cantidad de chapopote que brota por el pozo, y aun llega á suspenderse temporalmente la salida del chapopote entre tanto aumenta la presión de los gases, que juntos con esta substancia emigran de la profundidad para alimentar receptáculos de origen secundario. En este último caso, el pozo tiene un régimen geysariano, como lo tuvieron los pozos núm. 17, del Ebano, y núm. 2, de Jáltipan.

Cuando la perforación no corta á una lente petrolífera sino á una grieta, el éxito de la perforación depende de la importancia de la grieta cortada. Si ésta se encuentra á poca distancia de alguna lente petrolífera importante, con la cual esté comunicada, ó si por ella se verifica una circulación activa de chapopote fluido, como sucede á veces en la zona de contacto entre las rocas sedimentarias y las ígneas en sus partes intrusivas, la producción del pozo será regular; porque entonces, encontrando el chapopote menor resistencia en su movimiento ascendente por la perforación, que siguiendo su trayecto natural por las grietas de las rocas, brota por el pozo en cantidad tanto mayor, cuanto más activa es la circulación del chapopote por la grieta cortada. En cambio, cuando la perforación corta á una grieta capilar, por la cual se verifica con dificultad y lentitud la circulación del chapopote, este último saldrá por el pozo en muy pequeña cantidad, aun haciendo uso de bombas para extraerlo. Tampoco producirá chapopote la perforación que sólo corte grietas llenas de grahamita, ó tramos de grietas ocupadas por este chapopote duro.

Otros pozos, aunque muy cercanos de aquellos que han alcanzado éxito

comercial, pueden pasar dentro de la red de grietas por donde circula el chapopote sin cortar á ninguna de ellas, y sin cortar tampoco á las lentes petrolíferas, que pueden estar muy cercanas. En este caso la perforación no producirá chapopote, y muchas veces ni aun haciendo uso de la dinamita; pues la explosión de ésta en el fondo del pozo no siempre establece la comunicación entre éste y las grietas y lentes petrolíferas cercanas.

Ejemplos de todos los casos anteriores se encuentran en las regiones que he descrito, y no obstante que la exploración de ellas se encuentra sólo en sus principios.

Al verificarse la emigración del petróleo de la profundidad hacia la superficie del terreno, por las grietas antes mencionadas, hasta acumularse constituyendo receptáculos petrolíferos secundarios en forma de lentes ó de vetillas, se oxida ó se sulfura al ponerse en contacto con el aire, ó con las aguas meteóricas oxidantes, ó con aguas sulfurosas. Entonces el petróleo se resinifica, y se vuelve viscoso y á veces duro. Si la resinificación tiene lugar en la superficie del terreno, por la evaporación, oxidación, ó sulfuración rápida del chapopote fluido, se forma entonces el chapopote duro que se encuentra alrededor de varias chapopoterías; pero cuando la resinificación se verifica en la profundidad, por una oxidación ó sulfuración lenta del chapopote, se forma entonces la grahamita, ó la albertita, ú otros hidrocarburos del mismo tipo.¹ Según esto, la grahamita puede encontrarse en cualquiera parte del trayecto que sigue el chapopote en su circulación subterránea, y en cualquiera de los lugares en donde esta substancia se acumula formando depósitos de origen secundario. Por lo tanto, la grahamita puede encontrarse: en vetillas, rellenando las grietas más ó menos irregulares por donde asciende el chapopote, circulación que se interrumpe al endurecerse esta substancia en las grietas mencionadas; en lentes intercaladas entre las caras de separación de las rocas sedimentarias, cuando se ha resinificado el chapopote que rellenaba á los espacios vacíos comprendidos en los planos de estratificación; ó bien en lentes comprendidas en las mismas capas sedimentarias, cuando se resinifica por completo el chapopote que ocupa los tramos porosos de estas rocas, tramos que entonces quedan llenos de grahamita. Como se ve, este hidrocarburo puede encontrarse en depósitos de formas iguales á las que tienen los receptáculos petrolíferos subterráneos de origen secundario; pero por lo general son menos profundos relativamente los depósitos de grahamita, porque en las cercanías de la superficie del terreno es en donde se verifica más fácilmente la resinificación del chapopote.

La resinificación del petróleo no se verifica de una manera uniforme en todos los receptáculos petrolíferos de origen secundario, ni en todas partes de un mismo receptáculo, cualquiera que sea la forma de este último. En efecto, las causas que originan la resinificación del petróleo no obran con

1 J. P. Kimball. Am. Journ. Science. 3ª Serie. Tomo XII. 1876. Pág. 285.

igual intensidad á todas las profundidades, sino que como dije antes son mucho más activas en las cercanías de la superficie del terreno. En estas cercanías la evaporación de los productos ligeros se verifica con mucha mayor facilidad que en lugares profundos; la oxidación es mucho más activa, por encontrarse mayor cantidad de oxígeno en las cercanías de la superficie del terreno que en la profundidad; y la sulfuración es también más enérgica, porque como dije en el Capítulo anterior, en las cercanías de la superficie del terreno, ó sea en la zona de oxidación, el hidrógeno sulfurado se oxida con precipitación de azufre, lo cual activa la sulfuración y resinificación del petróleo. Por otra parte, cuando se resinifica y endurece el petróleo, la parte dura constituye una cubierta sólida que impide el contacto del chapopote fluido ó petróleo contenido en el interior de la cubierta, con el oxígeno ó el azufre; y por lo tanto, esa cubierta impide más ó menos la resinificación del chapopote situado en el interior de un receptáculo petrolífero de origen secundario.

En vista de lo anterior puede decirse: que no todas las lentes petrolíferas secundarias, situadas al mismo nivel, contienen chapopotes igualmente resinificados; y que por lo general, el chapopote es más fluido y menos denso en las lentes petrolíferas profundas que en las superficiales.

La calidad del chapopote que se encuentra acumulado en grietas es más variable, porque las grietas, aun las que están muy cercanas, comunican á veces con lentes que contienen chapopotes de calidades diferentes; y puede suceder que un pozo corte primero á una grieta comunicada con lente petrolífera muy profunda y con chapopote muy fluido, y á mayor profundidad el mismo pozo corte otra grieta comunicada con lente petrolífera menos profunda que la anterior, y con chapopote menos fluido y más denso. Según esto puede decirse que: por lo general al aumentar la profundidad de un pozo se puede obtener chapopote más fluido, y menos denso que el encontrado en las zonas superiores; pero muchas veces el resultado es contrario, principalmente cuando el pozo va cortando grietas por las cuales se verifica la circulación subterránea de los referidos chapopotes, pues entonces son muchos los cambios en la calidad de esta substancia, por la razón antes indicada.

Antes de concluir este Capítulo voy á indicar algunas ideas relativas á los receptáculos petrolíferos subterráneos de origen primario, en las regiones descritas en este estudio.

En las regiones descritas en los Capítulos anteriores se encuentran manifestaciones superficiales del petróleo del subsuelo en rocas cretácicas, terciarias y cuaternarias; pero en las dos últimas sólo existen chapopotes, es decir, substancias que resultan de la evaporación, oxidación ó sulfuración del petróleo, y únicamente en las rocas cretácicas, como sucede en Pubiche del Estado de San Luis Potosí, se halla el petróleo inalterado impregnando á las calizas. Parece según esto, que en las rocas de la parte superior del Cretácico y tal vez en las del Eógeno también, se verificó principalmente

la descomposición lenta de la materia orgánica animal que originó la formación del petróleo en las regiones descritas. Es probable según esto, que los receptáculos petrolíferos primarios se encuentren en las rocas neocretácicas y en las eogénicas. Estas rocas que afloran ó se encuentran á poca profundidad en Aquismón y San José de las Rusias, están muy profundas en otras regiones, como sucede en los alrededores del cerro de La Pez en el Ebano, en Tuxpan, y en la parte Norte del Istmo de Tehuantepec; pues en todos estos lugares las perforaciones muy profundas sólo han cortado al Plioceno y á la parte superior del Mioceno.

Por los motivos que indiqué en la primera parte de este Capítulo es fundado decir que: en el Neógeno de las regiones estudiadas, la mayor parte de los receptáculos petrolíferos subterráneos son de origen secundario; y como en el Eocretácico y Jurásico no sé que existan en México manifestaciones petrolíferas, me parece por ahora que es en la parte superior del Cretácico y en la inferior del Terciario, en donde se hallan principalmente los receptáculos petrolíferos subterráneos de origen primario. En las rocas eogénicas de San José de las Rusias se encuentran muchos fósiles marinos, lo cual parece ser otra prueba más, de que fué una fauna marina la que proporcionó la materia orgánica que al descomponerse con lentitud se transformó parcialmente en petróleo, hidrocarburo que impregnó á las rocas en las cuales se verificó esa descomposición lenta. Impregnando el petróleo á las calizas, pizarras y areniscas, y rellenando principalmente los poros ó espacios vacíos de estas últimas, y las oquedades de las calizas, quedaron constituídos los receptáculos petrolíferos primarios, con mayor ó menor extensión. Diseminado así el petróleo en las rocas que acabo de mencionar, necesitaba después acumularse en algunos lugares, para que los receptáculos formados en éstos fueran de mayor valor comercial. Para que esta acumulación se pudiera realizar era preciso que las capas sedimentarias se plegaran ó se fracturaran; pues entonces el petróleo, impulsado principalmente por la presión de la roca y la de los gases que siempre lo acompañan, podría emigrar por los planos de estratificación y acumularse en las crestas de los anticlinales formados por el plegamiento de las capas, ó ascendiendo por fracturas podría acumularse en las partes más porosas de las rocas cortadas por las referidas fracturas, formando en éstas ó en las crestas de los anticlinales receptáculos más ó menos importantes, y de mayor ó menor valor comercial.

La estructura monoclinal del terreno en algunas de las regiones antes descritas, y en otras la forma inconveniente de los anticlinales, su muy poca inclinación en los flancos y su mucha pendiente en las cercanías de las crestas, no fueron favorables, como dije antes, para la emigración fácil del petróleo por los planos de estratificación de las capas en que se formó, ni para que circulara entre las caras de separación de las capas superpuestas á las anteriores, y á las cuales llegó el petróleo ascendiendo por grietas, que las ponían en comunicación con los estratos petrolíferos situados debajo de ellas.

El esfuerzo horizontal al cual estuvieron sometidas las capas terciarias de las localidades que he descrito, fué relativamente pequeño; y por lo tanto, como dije antes, fué también poco notable el plegamiento y el agrietamiento del terreno.

La estructura general y el agrietamiento del terreno no fueron favorables para la fácil emigración del chapopote y su acumulación en grandes receptáculos petrolíferos secundarios; pero en cambio, el haber sido cortadas y á veces inyectadas las rocas sedimentarias por las partes intrusivas de los basaltos que he mencionado, compensó en parte la desfavorable estructura monoclinial del terreno, y facilitó la emigración del chapopote. Este último se acumuló en la zona de contacto entre las rocas sedimentarias y la parte intrusiva de los basaltos, y formó receptáculos petrolíferos cercanos y directamente comunicados con las referidas zonas de contacto.

Fijar desde la superficie del terreno la posición que ocupan en el subsuelo las lentes petrolíferas es hasta ahora imposible, como lo dije antes, y como lo repetiré después. En cambio, en la superficie del terreno se observan con facilidad las zonas de contacto antes mencionadas; y como estas zonas son trayectos fáciles para la emigración del chapopote de la profundidad hacia la superficie del terreno; y como muchas veces se encuentran cercanas á esas zonas de contacto lentes petrolíferas secundarias de importancia industrial, he considerado muy interesantes esas zonas para la exploración de las regiones petrolíferas descritas en este estudio. Cuando en el afloramiento de las zonas de contacto mencionadas se encuentran chapopoteras, las cuales indican que por esas zonas se verifica una circulación subterránea de chapopote, creo que en esas zonas y cerca de las chapopoteras, deben abrirse las primeras perforaciones exploradoras; porque éstas en poco tiempo relativamente pueden proporcionar datos muy interesantes para poder opinar, con fundamento, acerca del valor comercial de la región petrolífera que se estudia y explora.

RESUMEN

Como conclusiones generales de esta parte de mi estudio puedo indicar las siguientes.

El chapopote de la costa del Golfo de México en las regiones aquí descritas, parece ser un producto de descomposición lenta de la materia animal, proporcionada por una fauna marina neocretácica y eogénica principalmente.

Los receptáculos petrolíferos subterráneos cortados hasta ahora por las perforaciones no parecen ser primarios sino secundarios, es decir, que el chapopote no se formó en las capas cortadas, sino que se acumuló en ellas el petróleo ya resinificado que caminó por grietas desde los receptáculos primarios, hasta encontrar lugares apropiados para su acumulación. Estos lugares fueron principalmente: los tramos porosos de las rocas, los espacios

vacíos existentes entre las caras de separación de los estratos, y también las grietas por las cuales emigró el petróleo y se resinificó.

Por los datos obtenidos con las perforaciones puede decirse: que en las regiones estudiadas los receptáculos petrolíferos secundarios tienen la forma de vetillas, de venas y de lentes aplastadas, relativamente de pequeñas dimensiones por lo general; y que estas lentas están diseminadas en una gran extensión de terreno, y se hallan también muy diseminadas á la profundidad.

La estructura monoclinial del terreno en algunas de las regiones estudiadas, y en otras la forma inconveniente de los anticlinales, su muy poca inclinación en los flancos y su mucha pendiente en las cercanías de las crestas, no fueron favorables para la emigración fácil del chapopote por las caras de separación de los estratos, ni para su acumulación en grandes receptáculos petrolíferos de origen secundario.

Las zonas de contacto entre las rocas sedimentarias y las partes intrusivas de los basaltos de las regiones descritas, compensaron en parte la desfavorable estructura monoclinial, facilitaron la emigración del chapopote de la profundidad hacia la superficie del terreno, y permitieron la acumulación del chapopote en receptáculos directamente comunicados con las referidas zonas de contacto.

Cuando existen chapopoteras en el afloramiento de las zonas de contacto antes mencionadas, creo que cerca de ellas deben abrirse las primeras perforaciones exploradoras, las cuales cuentan con probabilidades de éxito comercial, y son ellas las que en poco tiempo relativamente pueden proporcionar datos muy interesantes para poder opinar con fundamento, acerca del valor comercial de la región petrolífera que se estudia y explora.

IMPORTANCIA RELATIVA

Y

EXPLORACION DE LAS REGIONES PETROLIFERAS ANTES DESCRITAS

Las perforaciones ejecutadas hasta ahora en las regiones petrolíferas de los Estados de Tamaulipas, San Luis Potosí y Veracruz, regiones que he descrito en los Capítulos anteriores, han proporcionado como principales los siguientes datos.

Los que he llamado receptáculos petrolíferos subterráneos de las regiones mencionadas, tienen la forma de venas, vetillas ó lentes que son por lo general de pequeñas dimensiones. Las lentes anteriores están diseminadas en una extensión muy grande de terreno.

Los hidrocarburos líquidos contenidos en esas lentes están más ó menos oxidados ó sulfurados, son bastante densos, de color negro, de base asfáltica, pobres en aceites iluminantes, y constituyen la substancia llamada "chapopote."

El chapopote tiene en el subsuelo de las regiones mencionadas diferentes consistencias, según es el grado de su oxidación ó sulfuración. Se encuentra fluido en las lentes que han sido cortadas por los pozos cercanos del cerro de La Pez en el Ebano, por los de Cerro Viejo y hacienda Chapopote en Tuxpan, por los de Cubas en Papantla, y por los de Jáltipan y San Cristóbal en el Istmo de Tehuantepec. El Chapopote es viscoso en los primeros cuatro pozos que se abrieron en el Ebano, en los tajos de San José de las Rusias, en Tamaulipas, y en la mayor parte de las chapopoterías mencionadas en los Capítulos anteriores. El chapopote duro se encuentra llenando grietas, y también pequeñas cavidades lenticulares, en el Cantón de Tantoyuca, principalmente en los ríos Tempoal y Capadero, y en los arroyos Los Venados, San Juan y Tancanzahuela. Se halla también el chapopote duro llenando grietas más ó menos angostas en los ríos el Espinal y el Quilate, que están situados: el primero en el Cantón de Papantla, y el segundo en el lindero de los Cantones de Misantla y Jalacingo, todos del Estado de Veracruz. Por último, se ha encontrado el chapopote duro en algunos de los pozos de Sabaneta en Papantla, y en algunas de las perforaciones hechas en Jáltipan del Istmo de Tehuantepec.

Las perforaciones que hasta ahora han dado mejores resultados comerciales, y que han producido mayor cantidad de chapopote; son las que se han abierto cerca de las chapopoterías situadas en las zonas de contacto, entre las rocas sedimentarias neogénicas y los arrecifes calizos preterciarios del Istmo de Tehuantepec; ó en el contacto entre las mismas rocas sedimentarias neogénicas y la parte intrusiva de los basaltos pleistocénicos.

Las perforaciones que se han abierto en las zonas de contacto antes mencionadas no han dado resultados comerciales, cuando en esas zonas no han existido chapopoterías. De este caso son un ejemplo los pozos de Sabaneta en Papantla.

Teniendo en cuenta los hechos que acabo de mencionar; y también las razones expuestas en el Capítulo anterior, de acuerdo con las cuales puede asegurarse, que la estructura del terreno en las regiones antes descritas no es la más favorable para permitir grandes acumulaciones de petróleo en el subsuelo, sino que los hidrocarburos en vez de reunirse quedan diseminados en lentes generalmente pequeñas, y distribuídas en una gran extensión superficial; y teniendo en cuenta por último, los datos ya indicados relativos á la topografía del terreno, y á las vías de comunicación más ó menos fáciles que existen en cada una de las regiones petrolíferas estudiadas, se llega á las siguientes conclusiones.

Los hidrocarburos líquidos que más comunmente se obtendrán al abrir perforaciones en las zonas petrolíferas de los Estados de Tamaulipas, San Luis Potosí y Veracruz, serán bastante densos, escasos en aceites iluminantes, de color negro y de base asfáltica.

Los pozos relativamente más productivos serán, por lo general, los que se hallen en las cercanías de las chapopoterías situadas en las zonas de contacto entre las rocas sedimentarias y las ígneas en sus partes intrusivas.

La producción de los pozos, aun de los que se encuentren muy cercanos entre sí, será diferente; y también será variable el tiempo que dure su producción.

Desde el punto de vista comercial puede decirse que son comparables las siguientes regiones: Tuxpan, desde San Gerónimo y Tepezintla, por Cerro Azul, Tierras Amarillas y Cerro Viejo, hasta la hacienda Chapopote al Poniente de Tuxpan; Cubas, en el Cantón de Papantla; la parte Sur-Este de la región de Tantoyuca, cercana de los basaltos; el Ebano y San José de las Rusias, siendo la primera región la más importante probablemente. Son de menor importancia industrial que las anteriores, las siguientes zonas: Aquismón, Tantoyuca, en la parte Norte, Motzorongo, Sabaneta, Comalteco, Espinal, y los Cantones de Jalacingo y Misantla. En el Istmo de Tehuantepec la zona más interesante, y tal vez la única de importancia industrial como petrolífera, es la de San Cristóbal.

Las chapopoterías por su importancia industrial pueden mencionarse en orden decreciente como sigue: 1º Cerro Azul y Juan Felipe; 2º Cerro Viejo, Cubas, Solís, Cerro Chapopotal; 3º Tierras Amarillas, Cerro de La Pez,

El Ebano, Chijol; y 4º todas las otras chapopoterías mencionadas en este estudio.

Por la facilidad de explotación, en lo relativo á vías de comunicación actuales, en orden decreciente pueden mencionarse las regiones petrolíferas como sigue: Ebano, Istmo de Tehuantepec, Tuxpan, Aquismón, Tantoyuca, Papantla y San José de las Rusias.

La exploración de las regiones petrolíferas se encuentra en sus principios solamente. Se han explorado más, aunque no por completo, las siguientes regiones: Ebano, Istmo de Tehuantepec, Cubas, Sabaneta, Tulapilla y Comalteco. Las regiones de Tuxpan, San José de las Rusias y Aquismón están casi inexploradas, lo mismo que las otras regiones que he mencionado en este estudio.

La producción de chapopote fluido es relativamente pequeña en la actualidad, como se comprende por los datos que han sido indicados al describir las localidades comercialmente productoras hasta hoy en México, y que son: Cubas, en Papantla; El Ebano, en San Luis Potosí; y San Cristóbal, en el Istmo de Tehuantepec. La producción media actual puede calcularse en cuarenta y cinco mil barriles mensuales aproximadamente.

El chapopote duro (la grahamita, la albertita, etc.) puede decirse que en México no se ha encontrado en cantidad comercial; pues se halla solamente como relleno de lentes aisladas, de dimensiones pequeñas, ó en grietas muy irregulares, generalmente angostas, situadas en los meandros de los ríos ó arroyos. Por su importancia relativa, aunque no comercial, pueden citarse en orden decreciente las localidades en que hay chapopote duro como sigue: El Cristo, Los Venados, Tancanzahuela, en el Cantón de Tantoyuca; El Ojite y El Espinal, en Papantla; y el río Quilate que se halla en el lindero entre los Cantones de Misantla y Jalacingo, lugares todos del Estado de Veracruz.

* * *

Para trazar las perforaciones exploradoras en las regiones petrolíferas descritas en este estudio, no son útiles las reglas conocidas, por las siguientes razones.

No puede aplicarse la teoría del anticlinal, porque esta estructura, como dije antes, no ha favorecido en México la acumulación del petróleo en gran cantidad, debido á que los flancos de los anticlinales tienen muy poca inclinación, y esto impide que el chapopote pueda vencer las resistencias que se oponen á su movimiento ascensional hasta la cresta de los anticlinales. Por consiguiente, en vez de acumularse los hidrocarburos en las crestas, quedan muy diseminados en los flancos de los referidos anticlinales. Además, como la forma probable de los receptáculos petrolíferos subterráneos en las regiones descritas, es la de pequeñas lentes muy diseminadas, nadie

sabe hasta ahora cómo se pueda fijar desde la superficie del terreno la posición de esas lentes subterráneas.¹

Antes se aceptaba como ubicación favorable para las perforaciones exploradoras, los lugares donde se encuentran manantiales de petróleo; pero la práctica ha demostrado que es inadecuada esta ubicación, porque los referidos manantiales, que en México son conocidos con el nombre de «chapopoterías», no tienen una conexión inmediata con los grandes receptáculos petrolíferos subterráneos.²

En vista de lo anterior puede decirse que: sólo una plausible casualidad podrá motivar el éxito comercial de alguna ó algunas perforaciones en las zonas petrolíferas ya descritas; regiones en las que existe sin duda chapopote en el subsuelo, pero está tan diseminada esta substancia, que no pueden darse reglas precisas para trazar perforaciones que con seguridad alcancen éxito comercial. En vista de esto sólo puedo decir que: para comenzar la exploración de las regiones petrolíferas descritas, será conveniente abrir perforaciones en las cercanías de las chapopoterías, principalmente de las que se encuentren en las zonas de contacto entre las rocas sedimentarias y las ígneas en sus partes intrusivas. Estas perforaciones podrán no cortar directamente á un receptáculo petrolífero subterráneo; pero sí es muy probable que corten á alguna de las grietas ó conductos por los cuales se verifica la emigración del chapopote de la profundidad hasta la superficie del terreno. Por las razones que he indicado en varias partes de este estudio, puede decirse que las zonas de contacto que acabo de mencionar son las zonas más probables de emigración del chapopote; y por lo tanto, las perforaciones en estas zonas tienen probabilidades de alcanzar algún éxito comercial, cuando en las referidas zonas de contacto existan chapopoterías. Estas últimas podrán no estar en conexión directa con los grandes receptáculos petrolíferos que existen en el subsuelo de las regiones mencionadas; pero las perforaciones que se abran cerca de estas chapopoterías, tienen bastantes probabilidades de cortar á las grietas ó conductos que comunican con esos grandes receptáculos, y por los cuales se verifica la emigración del chapopote.

Las perforaciones exploradoras trazadas como acabo de indicar producirán chapopote, es decir, hidrocarburos más ó menos oxidados y sulfurados; porque esas perforaciones cortarán conductos de emigración ó receptáculos secundarios, y en todos éstos sólo se encuentran petróleos que han perdido la mayor parte de los aceites ligeros, y que se han resinificado transformándose en chapopote. Sin embargo, como las perforaciones trazadas en las cercanías de las chapopoterías que se hallan en las zonas de contacto entre las rocas sedimentarias y las ígneas en sus partes intrusivas, son las que con mayores probabilidades alcanzarán éxito industrial, creo que esas

1 Robert T. Hill. Loc. cit., pág. 366.

2 S. H. Stowell. Petroleum. Mineral Resources of the United States. 1883. Pág. 214.

son las perforaciones que deben hacerse primero, para tener una idea del valor comercial de cada una de las regiones petrolíferas. Después de haber alcanzado éxito con las perforaciones anteriores, podrán hacerse otras, ubicadas á mayor distancia de las zonas de contacto mencionadas, y las cuales tendrán por objeto ver si con ellas se obtienen chapopotes de mejor calidad. En todo caso, las perforaciones que se hagan deberán ser profundas; y creo muy acertado decir, con Hayes y Kennedy,¹ que: en las regiones descritas en este estudio será mucho mejor hacer un pozo de mil ó mil doscientos metros de profundidad, que varias perforaciones de quinientos ó seiscientos metros solamente. Me fundo para decir lo anterior en lo siguiente. Las manifestaciones petrolíferas superficiales en las regiones descritas se encuentran desde el Cretácico en Pubiche, arriba de Tanchanaco, en el Estado de San Luis Potosí, y en el Eógeno de San José de las Rusias, en Tamaulipas, hasta el Mioceno superior y Plioceno de Papantla y el Istmo de Tehuantepec, en el Estado de Veracruz. Por otra parte, el Terciario en la costa del Golfo de México es bastante grueso, como lo han demostrado las perforaciones profundas del Ebano y del Istmo de Tehuantepec. Por lo tanto, si el Terciario es muy grueso en las regiones petrolíferas descritas; y si en todo el Terciario y también en la parte superior del Cretácico, se han encontrado hidrocarburos líquidos en las regiones mencionadas, creo fundado decir que: á medida que una perforación sea más profunda en esas zonas, tendrá mayores probabilidades de cortar varios conductos de emigración de los hidrocarburos del subsuelo, y aun de cortar á alguna de las lentes petrolíferas que se hallan muy diseminadas en el sentido horizontal, y también á la profundidad en esas regiones. Además, los pozos muy profundos podrán cortar algunos conductos que se hallan relativamente cerca de los receptáculos petrolíferos primarios, y en los cuales la oxidación y sulfuración de los hidrocarburos será menor que en los lugares más cercanos de la superficie del terreno; y por lo mismo, esos pozos profundos, convenientemente trazados, tienen probabilidades de permitir la fácil salida al exterior de hidrocarburos líquidos, de mucha mejor clase que los chapopotes que se hallan á poca profundidad, y también en la superficie del terreno.

RESUMEN

Como resumen de esta parte de mi estudio puedo decir lo siguiente.

La estructura general del terreno en las regiones petrolíferas descritas en este estudio, no es favorable para permitir grandes acumulaciones de petróleo en el subsuelo; y por lo tanto, los receptáculos petrolíferos subterráneos en esas regiones son probablemente lenticulares, generalmente pequeños, y estas lentes están muy diseminadas tanto en el sentido horizontal como á la profundidad.


1 Loc. cit., pág. 86.

La mayor parte de los hidrocarburos líquidos que se hallen en el subsuelo de las referidas regiones, estarán más ó menos oxidados y sulfurados, serán de base asfáltica, y contendrán pequeña cantidad de aceites iluminantes.

Es muy probable que se obtenga bastante cantidad de chapopotes fluidos y viscosos al hacer perforaciones en varios lugares de las regiones descritas; y aun es posible que se encuentren hidrocarburos líquidos menos densos, al perforar pozos bastante profundos en algunas de las localidades ya indicadas.

La exploración de las regiones petrolíferas de México apenas está comenzando, y esta exploración es la única que puede proporcionar datos suficientemente exactos para emitir, más adelante, opiniones mejor fundadas acerca del valor comercial de las referidas regiones petrolíferas.

Teniendo en cuenta todo lo anterior creo que: deben ser exploradas las regiones descritas en este estudio; pero esas exploraciones deberán hacerse con criterio científico, con método, y con mucha precaución, para evitar los fracasos y la pérdida completa de los cuantiosos capitales que es necesario invertir en esta clase de exploraciones.



ANALISIS DE LOS CHAPOPOTES

Los resultados de los análisis de las muestras de chapopotes colectadas en las regiones descritas en los capítulos anteriores, me fueron proporcionados por el Jefe del Laboratorio de Química del Instituto Geológico de México; y puedo decir, que en lo general esos análisis fueron ejecutados por el método indicado en el Boletín número 31 del California State Mining Bureau, por H. N. Cooper.

Los resultados son los siguientes:

ANALISIS QUIMICOS DE CHAPOPOTES MEXICANOS

DESTILACION FRACCIONADA

Número del análisis.	Región de	LOCALIDAD	Consistencia.	Peso específico.	Azufre por ciento.	CANTIDADES POR CIENTO A LAS TEMPERATURAS DE						PESO ESPECIFICO DE LAS FRACCIONES ANTERIORES A 150°.						Número del análisis.
						20 a 150°	150 a 200°	200 a 250°	250 a 300°	300° a Asfalto.	Asfalto.	20 a 150°	150 a 200°	200 a 250°	250 a 300°	300° a Asfalto.	Asfalto.	
839	Ebano.....	Pozo 17.....	Fluido.....	0.996	2.59	12.37	1.75	4.08	8.45	26.28	44.07	0.863	0.905	0.920	0.932	1.130	817
840	Idem.....	Chapoptera Tampalache.....	Viscoso.....	1.035	2.10	7.49	9.84	4.29	6.92	19.36	47.51	0.819	0.829	0.845	0.877	0.938	1.112	840
819	Tuxpan.....	Chapoptera Cerro Azul.....	Fluido.....	0.987	2.21	10.37	6.34	14.00	12.85	18.11	36.28	0.860	0.904	0.912	0.936	0.942	1.132	819
817	Idem.....	Chapoptera Cerro Viejo.....	Fluido.....	0.978	1.12	10.62	9.36	28.51	14.75	0.00	34.46	0.868	0.905	0.920	0.932	1.130	817
818	Papantla.....	Chapoptera Cubas.....	Fluido.....	0.983	2.12	13.54	9.60	15.36	30.29	0.00	27.79	0.866	0.907	0.919	0.938	1.128	818
790	Tehuantepec.	Jáltipan, Pozo 2.....	Fluido.....	0.983	1.87	9.87	10.41	3.92	25.20	23.44	26.14	0.862	0.908	0.916	0.924	0.934	1.128	790
452	Idem.....	Chapoptera San Cristóbal.....	Fluido.....	0.966	2.34	17.88	10.66	0.00	17.73	23.71	28.64	0.834	0.906	0.913	0.936	1.124	452

Nota.— La fracción destilada entre 20 y 150° está constituida por agua y pequeña cantidad de aceites ligeros.

Análisis industriales de los chapopotes duros y semiduros, por medio de disolventes								
Número del análisis.	REGION	CHAPOPOTERA DE	Humedad por ciento.	Parte soluble en		Parte insoluble en acetona y Cloroformo		Azúfre en la parte soluble por ciento.
				Acetona. — Petróleo por ciento.	Cloroformo. — Asfaleno por ciento.	Materia no bituminosa por ciento.	Cenizas por ciento.	
762	San José de las Rusias.	San Rafael.....	1.12	13.91	30.70	10.99	43.28	1.83
538	Idem ídem.....	Espinazo.....	0.46	38.61	60.00	0.00	0.93	1.64
623	Idem ídem.....	Salero.....	0.69	48.22	31.80	7.14	12.15	1.31
634	Idem ídem.....	Gorrión.....	1.70	36.91	29.71	8.58	23.10
839 bis.	Ebano.....	Pozo núm. 7. Chapopote fluido.....	0.00	73.54	26.46	0.00	0.00	2.59
840 bis.	Idem.....	Tampalache.....	5.86	41.02	37.26	0.10	15.76	2.10
446	Túxpan.....	Cerro Azul.....	0.00	21.20	77.67	0.00	1.13	5.31
788	Idem.....	Tierras Amarillas.....	0.26	26.18	72.24	0.48	0.84	5.31
664	Idem.....	Cerro Viejo.....	2.41	21.26	41.80	1.26	33.27	3.11
789	Idem.....	Chapopotito de los Martínez.....	1.37	27.69	41.03	6.20	23.71	4.33
442	Idem.....	Idem ídem.....	0.91	34.79	42.29	5.41	16.60	4.47
537	Tehuantepec.....	Chapo.....	1.02	32.84	63.17	0.28	2.69	4.80
690	Misantla.....	Río Quilate. Grahamita.....	0.33	16.97	66.24	3.78	12.68
714	Idem.....	Idem ídem.....	0.17	18.88	74.75	0.36	5.84	2.45

Se ve por los datos anteriores que: en los chapopotes analizados es muy pequeña la cantidad de destilados de ebullición baja, los cuales suelen caracterizar al petróleo de Pensylvania; y en cambio contienen una proporción mayor de aceites de ebullición alta. Estos últimos productos son indispensables en la manufactura de aceites lubricantes; y por lo tanto, los chapopotes fluidos mexicanos pueden servir más bien para la fabricación de lubricantes y no para la de aceites iluminantes.


La densidad de los petróleos crudos de Pensylvania y de Ohio llega algunas veces á ser 0.898 y 0.936, y los petróleos rusos son por lo general mucho más densos. Además, los petróleos rusos naturales cuando se destilan dan pocos productos ligeros y muchos pesados, mientras que con los petróleos americanos sucede todo lo contrario. Por último, los petróleos crudos americanos contienen mucha parafina, y los rusos contienen muy poca. Por los datos anteriores puede decirse que los chapopotes fluidos mexicanos tienen más semejanza con los petróleos rusos que con los americanos; pues son bastante densos, producen al destilarlos pequeña cantidad de aceites ligeros, y no son de base de parafina sino de base asfáltica.

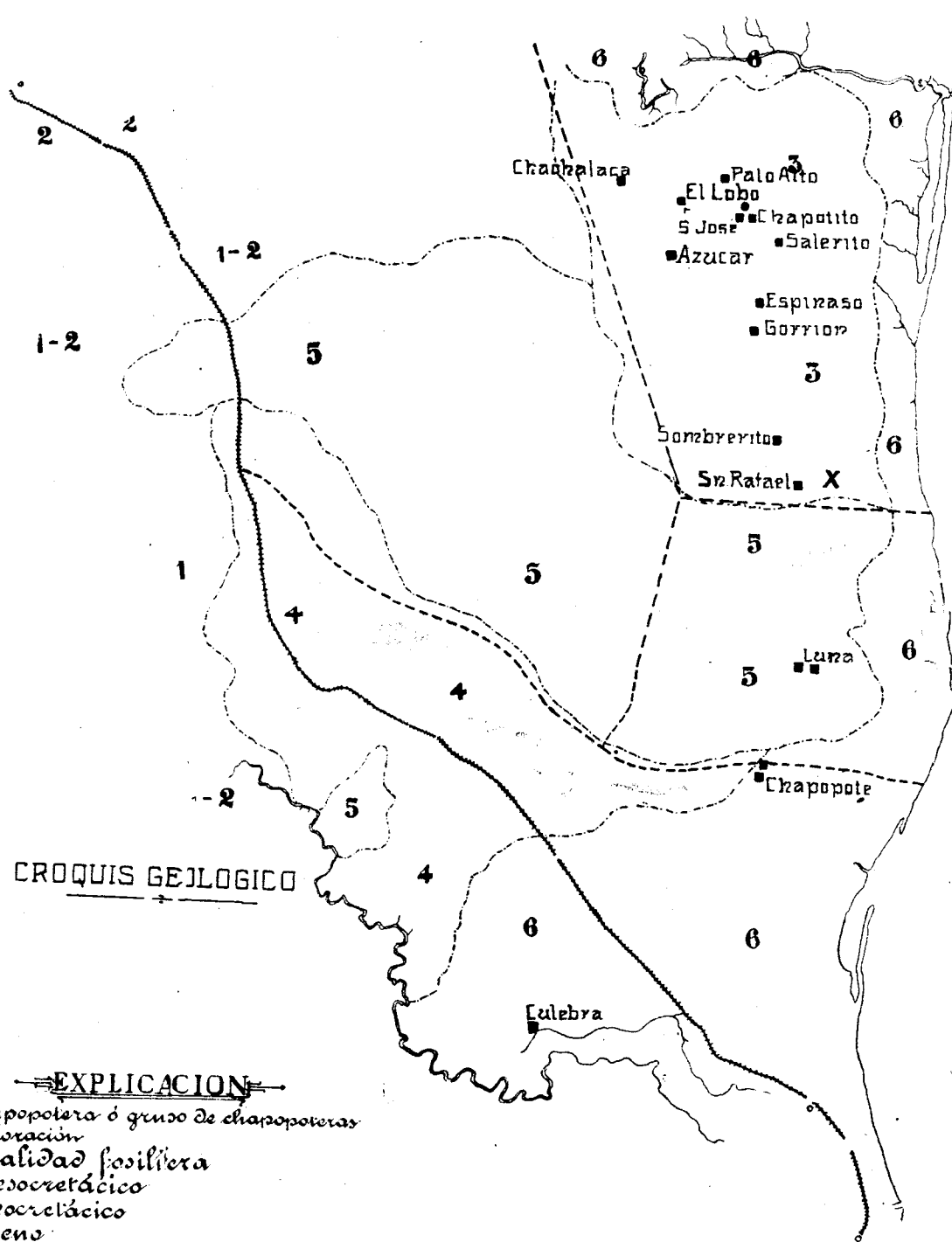
Comparados los chapopotes mexicanos más fluidos con los petróleos crudos del Estado de California, E. U. A., puede decirse que: tienen alguna semejanza con los petróleos más densos de Santa Bárbara, Los Angeles y Kern, en lo que se refiere á la cantidad de asfalto contenido en ellos, y á la cantidad de sus diferentes destilados; pero son más densos los destilados obtenidos con los chapopotes fluidos mexicanos, que con los más densos petróleos crudos californianos.

Los chapopotes fluidos mexicanos pueden emplearse como combustible líquido, lo cual se hace ya en México en varios de los ferrocarriles. Además, el chapopote viscoso y semiduro se puede emplear en la pavimentación.

En varias chapopoterías de la parte norte del Cantón de Tuxpan existe regular cantidad de chapopote viscoso y semiduro, el cual podrá emplearse para pavimentos cuando mejoren las vías de comunicación, y se puedan obtener fletes baratos para transportar el referido chapopote á los centros poblados de la República.

Instituto Geológico. México, 1908.

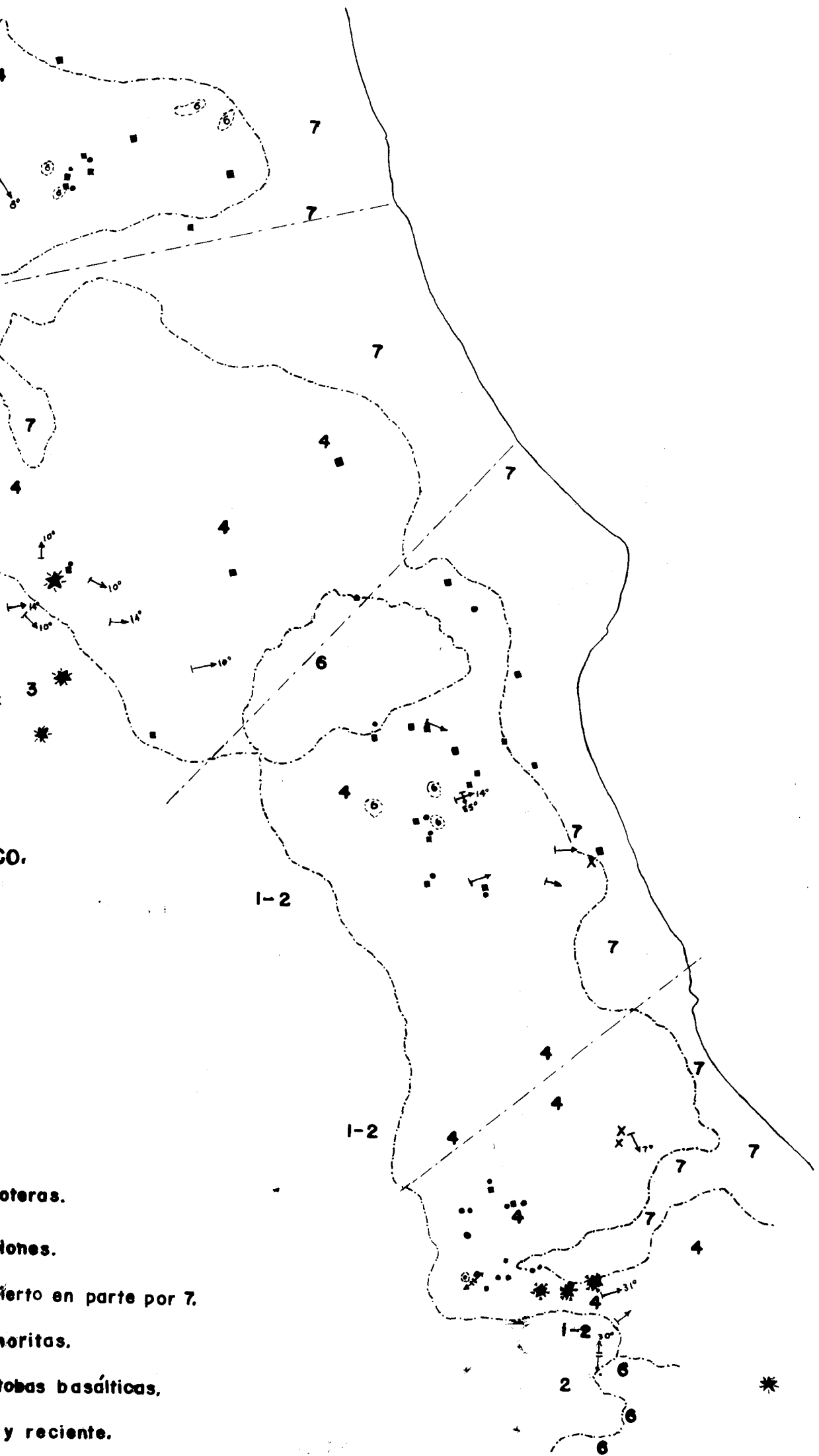




CROQUIS GEOLÓGICO

EXPLICACION

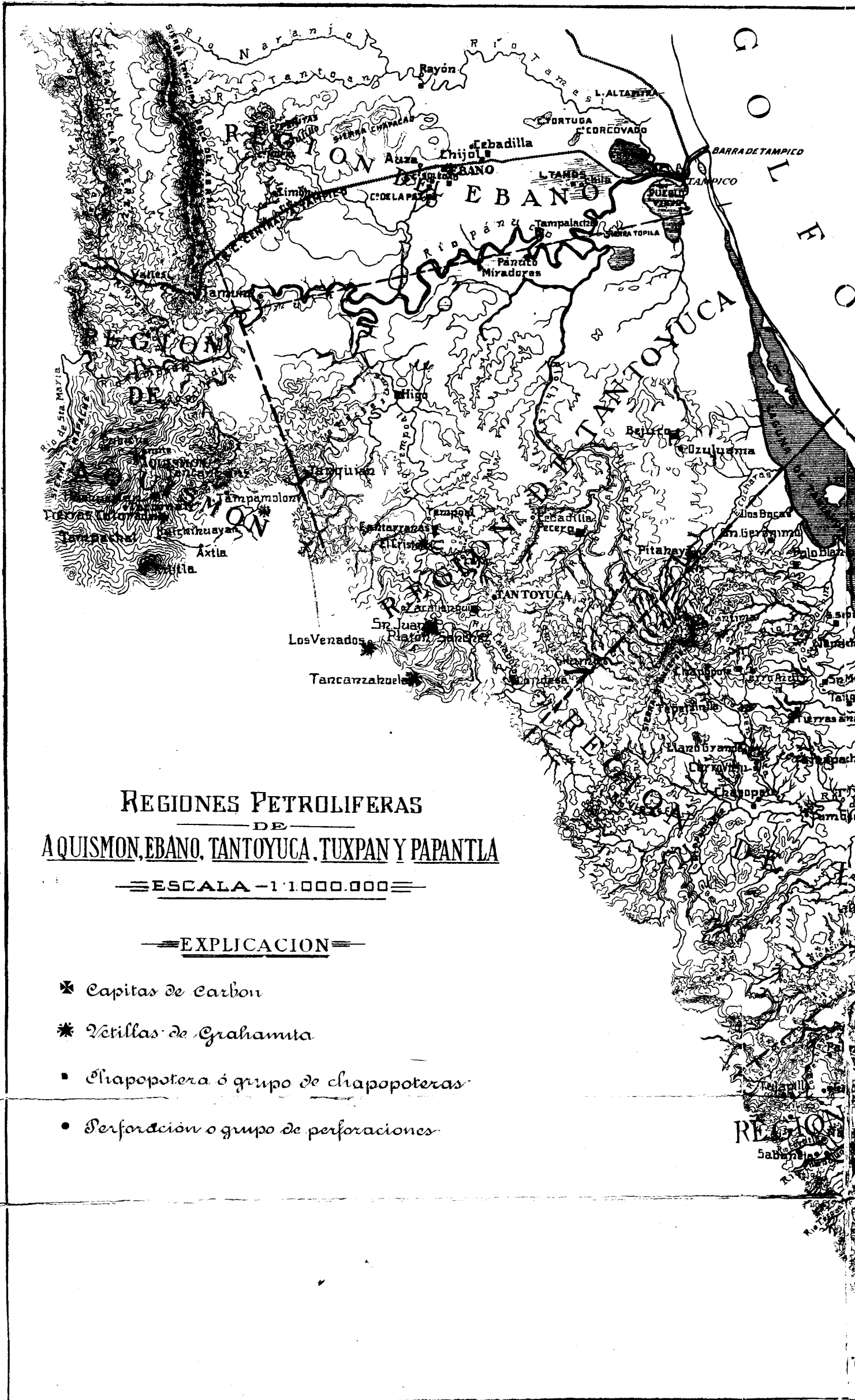
- Chapopote o grupo de chapopotes
- Perforación
- X Localidad fosilífera
- 1 Mesocretácico
- 2 Neocretácico
- 3 Eógeno
- 4 Neógeno
- 5 Basaltos
- 6 Cuaternario y reciente



CO.

- oteras.
- iones.
- uerto en parte por 7.
- oritas.
- obas basálticas,
- y reciente.





REGIONES PETROLIFERAS
 DE
AQUISMON, EBANO, TANTOYUCA, TUXPAN Y PAPANTLA

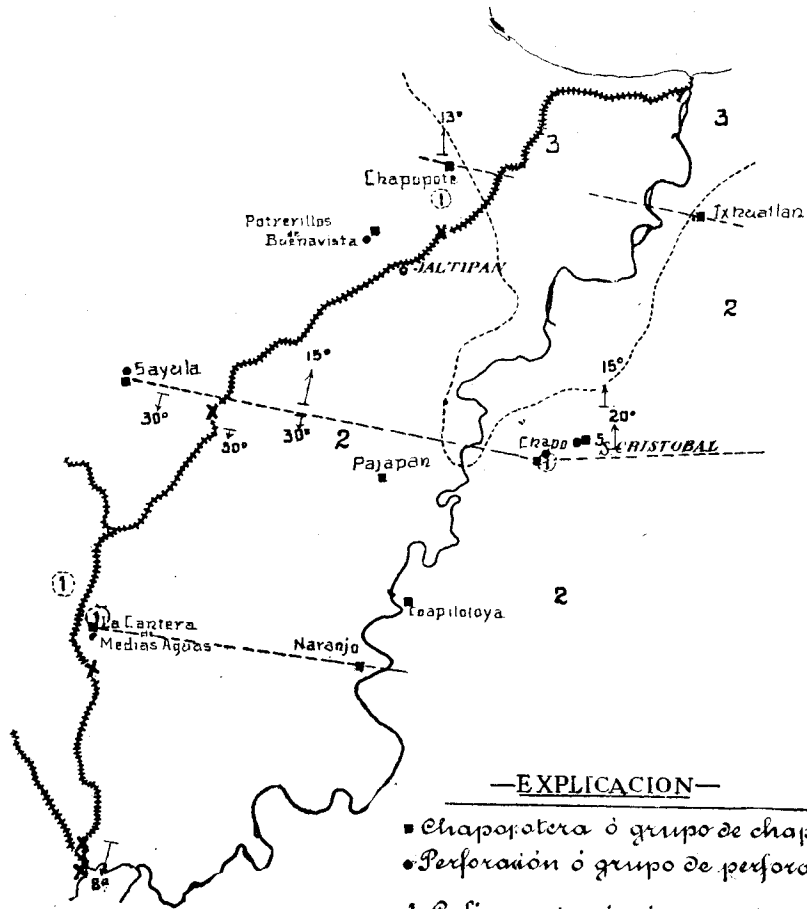
— ESCALA — 1 1.000.000 —

— EXPLICACION —

- ✱ Capitas de Carbon
- * Vétillas de Grahamita
- Chiapopotera ó grupo de chapopoteras
- Perforación ó grupo de perforaciones

REGIO
 Sabana

CROQUIS GEOLOGICO



—EXPLICACION—

- Chapopote o grupo de chapopoteles
- Perforación o grupo de perforaciones
- 1 Caliza terciaria.
- 2 Neógeno cubierto en parte por el 3.
- 3 Cuaternario y Reciente
- x Localidad fosilífera

