

Geología de Petróleo de la formación Springhill en el Distrito Springhill, Magallanes⁽²⁾

1.—INTRODUCCION

1.1) *Planteamientos generales.*

El petróleo y gas naturales, por la gran importancia que han llegado a tener dentro de la economía de los países modernos y en el comercio internacional, lógicamente han atraído en Chile la atención de la iniciativa privada primero y luego la del Estado. Claro está que para que sea posible el desarrollo de estos recursos naturales es necesario establecer previamente su existencia en el país, verificar que las condiciones geológicas sean favorables y que su desarrollo sea económicamente conveniente.

Este trabajo es parte de un informe general que estudia precisamente las perspectivas económicas de desarrollo de ese recurso natural: petróleo, en una zona específica de Chile: Magallanes. La cuestión inicial que se plantea es juzgar cuál es la cantidad de petróleo que hay en el subsuelo en forma de acumulaciones comerciales, lo cual se emprende partiendo del conocimiento geológico existente. Ya que el móvil esencial de todo desarrollo de un recurso natural, dentro de una economía sana, debe ser obtener una utilidad, habrá que analizar los aspectos financieros, económicos y de costos de la industria extractiva, es decir, incluyendo exploración, explotación y procesos primarios de transformación del petróleo crudo y del gas. Al igual que la mayoría de las otras materias primas, el petróleo y el gas pueden ser sometidos a procesos industriales más o menos complicados. Puede considerarse que el proceso primario de explotación sólo llega hasta aquellos procesos industriales que son necesarios para obtener una mayor recuperación de la materia prima o para conservar recursos naturales, tales como separación de los gases del petróleo, extracción del condensado, reinyección del gas seco en yacimientos, etc.

Para poder apreciar perspectivas petrolíferas es necesario entrar a considerar cómo ocurre el petróleo en la tierra y cuáles son las condiciones geológicas que

(1) Asesor Empresa Nacional del Petróleo.

(2) Publicado con permiso de la Empresa Nacional del Petróleo, Chile.

determinan la existencia de acumulaciones comerciales. Al igual que para la mayoría de los productos naturales, se puede decir, simbólicamente, que el petróleo sólo habita ambientes que le son propicios.

El petróleo es un producto natural que se encuentra en la tierra como acompañante normal de ciertas rocas durante el transcurso de ciertos fenómenos geológicos. No es un componente original de las rocas, sino una sustancia compleja que se puede formar por transformaciones de la materia orgánica que es enterrada junto con los sedimentos; por ser químicamente semi-estable, sólo puede soportar hasta determinados ambientes físicos y químicos, por ejemplo las altas temperaturas y presiones pueden destruirlo. Se le encuentra dentro de los sedimentos marinos que han rellenado ciertas depresiones o cuencas muy grandes de la corteza terrestre. Estas cuencas se forman en las ocasiones —muy numerosas en la historia de la tierra— en que una depresión gradualmente creciente de la corteza terrestre es inundada por el mar y rellenada por los detritus de la erosión de las tierras altas que flanquean la cuenca. Generalmente son de forma alargada, alcanzando hasta varios miles de kilómetros de longitud y varios cientos de kilómetros de ancho. El mar transporta, distribuye y clasifica los detritus, que pasan entonces a constituir sedimentos marinos. Además el mar, por ser un ambiente muy especial, determina la naturaleza de la materia orgánica que va a acompañar a los sedimentos. El espesor de los sedimentos que se acumulan varía desde cero en los bordes de la cuenca hasta un máximo que puede llegar a ser de varios miles de metros en la zona de mayor hundimiento.

En realidad el petróleo es un producto natural que se forma normalmente en sedimentos marinos, y no es de ninguna manera una manifestación rara en la naturaleza. Pero para formar acumulaciones comerciales necesita de formaciones porosas o fracturadas donde reconcentrarse, ya que originalmente se encuentra muy difusamente disperso en grandes masas de arcillas, de modo que la exploración petrolera debe descubrir rocas porosas o agrietadas favorables para la acumulación de los hidrocarburos. Sin embargo, esto no basta, ya que una vez que los hidrocarburos entran en estas formaciones porosas se reconcentran una vez más en sus puntos altos, al flotar sobre el agua salobre que normalmente llena los poros y grietas de los sedimentos marinos. Es necesario, por lo tanto, ubicar zonas favorables o trampas para concentración de los hidrocarburos dentro de las capas porosas o agrietadas, mediante ciertos trabajos de exploración,

El hecho de que actualmente sólo se pueda prever la existencia de acumulaciones comerciales, en lugares definidos de la tierra, con cierta certidumbre estadística únicamente, constituye la característica más distintiva de la industria petrolífera, sin cuya apreciación no es posible comprender la naturaleza de esta industria.

De la multiplicidad de factores que intervienen en la generación, migración y acumulación del petróleo resulta una extrema irregularidad, en su mayor parte imprevisible, de las ocurrencias de petróleo, principalmente en cuanto a ubicación, tamaño y profundidad de las acumulaciones, calidad del petróleo y proporción de gas. Por lo cual, la industria es un negocio estadístico, a tal punto que el precio del crudo varía con el costo medio de descubrimiento. Sucede que este costo de descubrimiento es una fracción apreciable del costo del crudo, de modo que no es posible, dados además los factores competitivos que determinan los precios de venta del crudo, formar una gran reserva conocida antes de iniciar la explo-

tación. Dentro de la industria, la etapa de descubrimiento o exploración es efectivamente una de las etapas industriales.

Al mirar las cosas en forma realista, sólo es justificable el desarrollo de un recurso natural cualquiera cuando el resultado comercial resulte favorable, es decir, cuando haya utilidad. Si, por la naturaleza de la entidad que realice la explotación, los precios de venta se fijan de modo de no dejar utilidades, tal como sucede con entidades estatales, la cuestión de conveniencia económica es algo más compleja.

La consideración más importante es el efecto que tiene el desarrollo del recurso natural sobre la economía general del país, el cual para ser beneficioso debe satisfacer varias condiciones. Desde el punto de vista del comercio exterior, debe resultar un saldo favorable, es decir, el monto de sus exportaciones más el de las importaciones que reemplace, debe ser mayor que el monto de sus compromisos exteriores, servicio de capitales y préstamos, importaciones para uso propio y servicios técnicos. Si este saldo es desfavorable es mejor importar que producir en el propio país; lo cual correspondería a condiciones naturales más favorables, o a una mayor eficiencia técnica y financiera de la industria exterior o a mejor situación para adquirir sus propios abastecimientos. En el caso específico de la producción petrolífera en un país poco desarrollado esto se derivaría del menor tamaño que puede alcanzar la industria, mayores contingencias en la exploración por lo reducido de las operaciones, mayores intereses de capital y préstamos, mayores dificultades para conseguir nuevos capitales, mayores precios de los propios abastecimientos por lejanía a centros productores e inadecuadas conexiones comerciales. Desde el punto de vista de la economía interna, el requisito por satisfacer es que, al considerar la operación comercial, quede una utilidad, o, si se ha sacrificado la utilidad en consideración a una política económica, que se pruebe que resulta un beneficio para la renta nacional.

En suma, la industria petrolera es una aventura económica que envuelve un riesgo calculado. Se inicia en torno al desarrollo de un recurso natural que es abundante en el subsuelo de ciertas zonas, pero de extrema irregularidad e incertidumbre en sus ocurrencias individuales. El gran valor económico del petróleo condiciona la demanda de tal modo que permite soportar los riesgos y costos de la industria, al ajustarse los precios de venta del crudo a los costos medios de descubrimiento. Requiere una fuerte capitalización, que está más expuesta a las contingencias de la exploración cuanto menor es el tamaño de las operaciones. Las relaciones de demanda y de competencia son tales que pueden prosperar las unidades eficientes, mantenerse las de eficiencia media y deben desaparecer las de eficiencia menor que el promedio. Debe entenderse en este caso por eficiencia el conjunto de factores naturales, técnicos, económicos y financieros propios de cada unidad.

Hay algo que decir en cuanto a algunos puntos de vista generales que he adoptado. Para mayor claridad y objetividad en el análisis de los distintos temas he procurado mantener el siguiente orden de ideas en la presentación: primero, hechos y antecedentes, luego, explicaciones o interpretaciones, deducciones o predicciones, y finalmente, pautas de acción futura. Los problemas esenciales se reducen, en estos términos, a: geología de la cuenca, geología de petróleo y gas, definición dentro de la cuenca de provincias petrolíferas, perspectivas petrolíferas comerciales, plan de exploración, recomendaciones y conclusiones.

Por motivos que resultan obvios, cuando se comprende la dificultad que hay para apreciar perspectivas petroleras, antecedentes reunidos en el futuro indicarán que son erradas muchas de las opiniones y previsiones que se formulan en este trabajo. Mi posición ha sido decir el máximo posible de cada problema, ya sea cuando hay casi certeza, probabilidad o solamente una sugerencia, y por último, cuando lo más que se puede expresar es una mera impresión. La industria, para seguir existiendo, necesita avanzar y sólo lo puede hacer por el aspecto positivo de las apreciaciones. Las conclusiones negativas bloquean su acción o, a lo sumo, la mantienen estacionaria. La suerte de la industria petrolera, en su fase extractiva, depende vitalmente de cómo se vaya aplicando el esfuerzo de descubrimiento. Se está enfrentando constantemente a múltiples alternativas de acción futura; y debe escoger aquellas líneas de acción que sean de máxima probabilidad hacia el éxito. Importa tanto apreciar justamente los méritos relativos de diferentes alternativas como establecer cuáles son las alternativas en su totalidad. Prever significa adelantarse de lo conocido hacia lo desconocido. Y en este aspecto la mente se ha ido quedando constantemente corta, la industria ha ido comprobando que siempre había más petróleo de lo que indicaban sus apreciaciones. Porque lo desconocido llega más allá de los límites de la mente:

«There are more things in heaven and earth, Horatio,
than are dreamt of in your philosophy.»

Al redactar este trabajo no sólo se ha tenido en mente su objetivo directo y comercial, sino que se ha pensado que hay una verdadera necesidad de explicar la naturaleza y problemas peculiares de la industria petrolera. Sin una completa apreciación de su estructura económica, esta industria corre el peligro de llegar a gravitar sobre la economía del país, carente de dinamismo y visión, entrabada por rodajes burocráticos, asfixiada por insuficiente capitalización.

El trabajo completo se ha dividido en tres partes fundamentales. La primera contiene la introducción y la geología de petróleo y gas de la provincia. En la segunda se aborda el problema de cómo hay que actuar para desarrollar los recursos petrolíferos con la mayor posibilidad de éxito, es decir, la estrategia de la exploración. En la tercera, están los aspectos económicos y financieros, junto con conclusiones y recomendaciones.

En esta oportunidad se publican solamente, además de la Introducción, las partes relacionadas con la *geología de petróleo y gas de la formación Springhill* en el *distrito Springhill*, el único distrito productor descubierto hasta la fecha en la cuenca de Magallanes.

A pesar de haberme esforzado por usar expresiones o términos fácilmente comprensibles, ha sido inevitable el uso de cierta cantidad de terminología técnica —geológica, geofísica, etc.— para poder mantener precisión y brevedad de expresión. Además, he evitado en absoluto el empleo de expresiones técnicas en idioma extranjero, recurriendo a sus traducciones o equivalencias, ya sea en uso o que podrían emplearse. Cuando no se haga alguna advertencia especial, la palabra petróleo se emplea para designar conjuntamente los hidrocarburos naturales líquidos y gaseosos, es decir, petróleo crudo, gasolina, condensado y gas naturales.

Tengo una deuda de gratitud con los numerosos estudiosos —científicos, técnicos, etc.—, que han proporcionado gran parte del material básico con que se ha elaborado este informe, y en especial debo mencionar a L. G. Weeks y otros geólogos de Standard Oil Co., J. Felsch, A. Hemmer, J. Decat, G. Ruby, J. Hollister, L. K. Morris, C. R. Thomas y J. Barwick, en orden cronológico, cuyos trabajos contienen las apreciaciones geológicas más penetrantes sobre las perspectivas petrolíferas de la provincia.

Al escribir este informe en primera persona, el autor ha seguido una costumbre que es usual en países anglosajones y ha deseado también destacar así el hecho que sólo a él se puede hacer responsable por las opiniones e interpretaciones aquí vertidas.

1.2) *Legislación sobre petróleo.*

La legislación chilena sobre petróleo ha sido modificada gradualmente, alejándose del principio de dominio privado de los recursos petrolíferos, hasta llegar al del dominio del Estado, con prohibición de entregar concesiones.

De acuerdo con los Códigos de Minería de 1874 y 1888, el dueño del suelo era propietario de todos los recursos minerales, incluso del petróleo, y, por lo tanto, ejerciendo ese derecho de propiedad podía enajenar, arrendar u otorgar concesiones sobre sus posibles recursos petrolíferos. La Ley 4109, del 28 de diciembre de 1926, termina con el dominio privado, reservando para el Estado los yacimientos de petróleo, y anula las concesiones anteriores que no se explotaran en el plazo de un año. Para aclarar lo que se entenderá por puesta en explotación, se dictó un Reglamento de la Ley 4109, Decreto de Hacienda 2762, del 20 de diciembre de 1927, que exigía un mínimo de dos toneladas diarias de petróleo por cada 100 Há. Manteniendo el dominio del Estado, la Ley 4217, del 26 de noviembre de 1927, faculta al Presidente de la República para otorgar concesiones de exploración de 250.000-500.000 Há. por plazos no superiores a cinco años, y de 150.000 Há. para explotación por plazos no superiores a 50 años, quedando el excedente como reserva del Estado. De acuerdo con esta ley solicitaron concesiones de exploración en Magallanes, figura 1.1, las compañías Standard Oil Company, Royal Dutch y Pan American Company. Ninguna de estas concesiones alcanzó a perfeccionarse, pues el Congreso, por Ley 4281, del 15 de febrero de 1928, dejó sin efecto la autorización dada al Presidente por la Ley 4217 y, en cambio, lo autorizó para invertir hasta diez millones de pesos en investigaciones, exploraciones y sondajes y demás trabajos técnicos para comprobar la existencia de petróleo en el país. Más adelante, se vuelve a confirmar el dominio del Estado sobre los recursos petrolíferos en el Código de Minería promulgado en 1930, que estipula que «el Estado se reserva los depósitos de guano y de petróleo en cualquier estado líquido o gaseoso, ubicados ambos en terrenos de cualquier dominio», y el Código de Minería promulgado el 30 de agosto de 1932, Decreto Ley 488, contiene igual disposición (Art. 4.º).

Posteriormente hubo varias iniciativas para modificar la legislación sobre petróleo. En junio de 1933, la Comisión Administrativa del petróleo presenta al Ministro de Fomento un proyecto de ley del petróleo que modificaría la legislación anterior. Sus disposiciones fundamentales serían: 1) El Presidente de la República puede otorgar concesiones de exploración y explotación; 2) Sólo

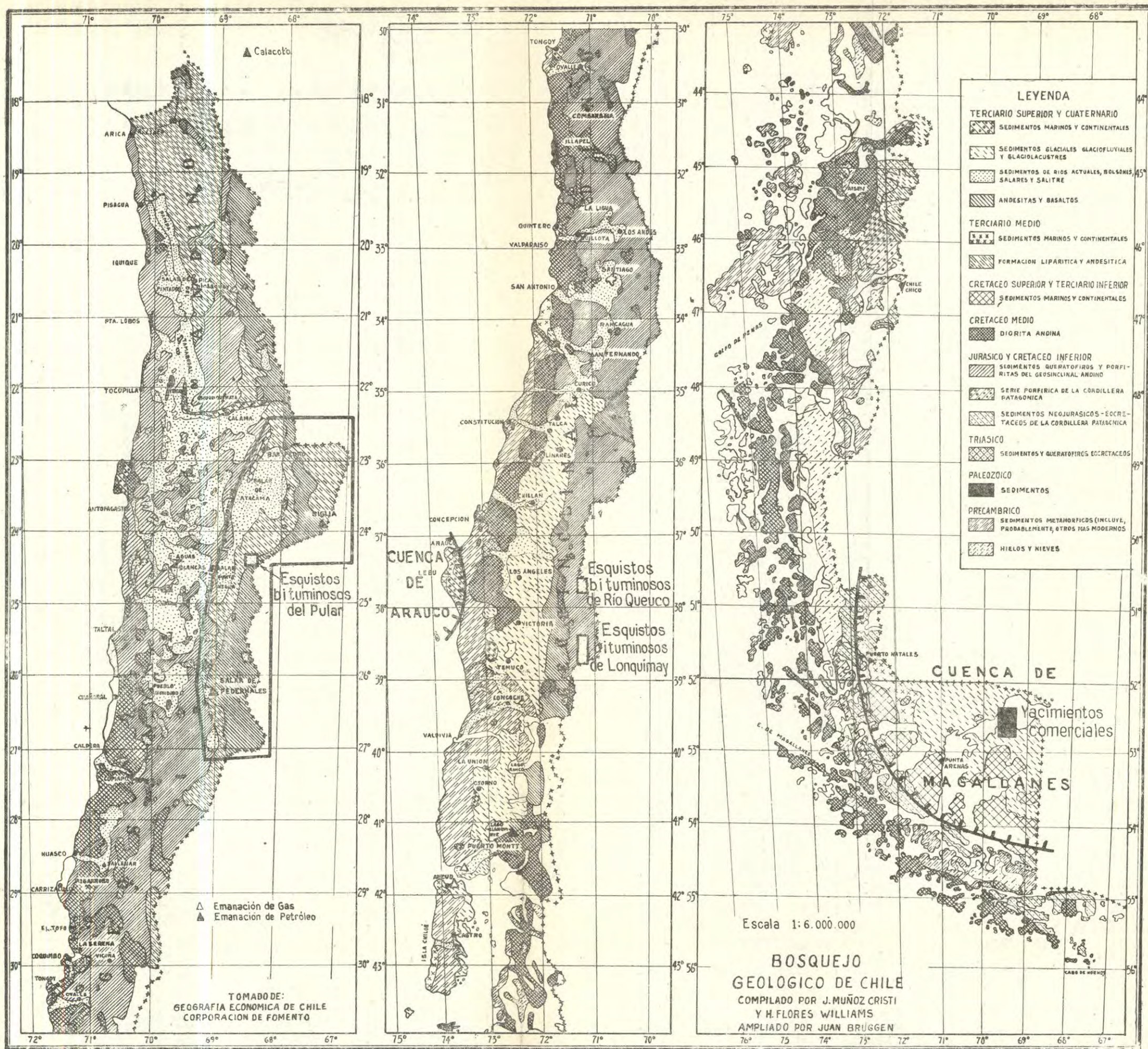


Fig.1,2.- Manifestaciones Petrolíferas en Chile

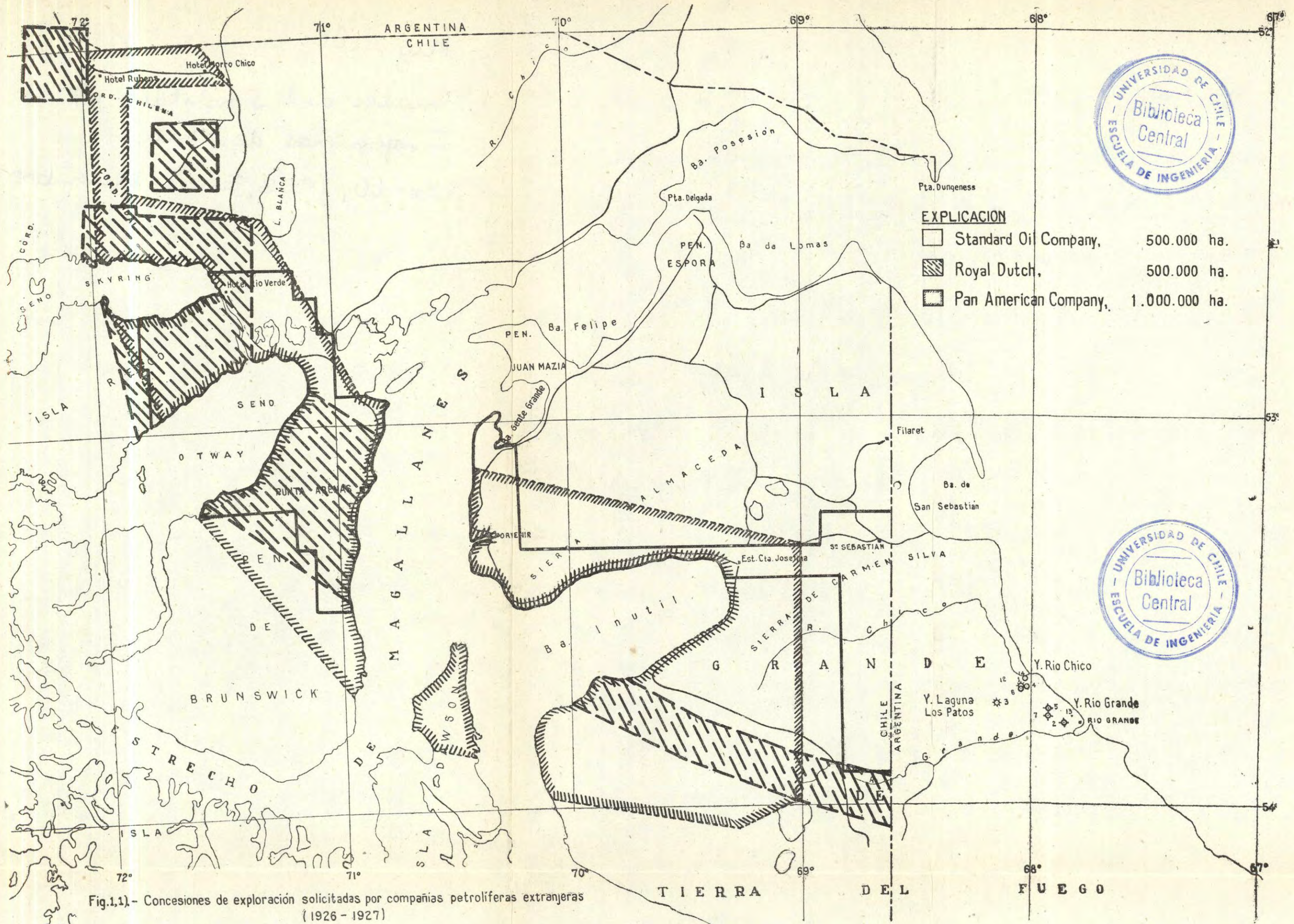


Fig.1,1)- Concesiones de exploración solicitadas por compañías petrolíferas extranjeras (1926 - 1927)

se pueden otorgar concesiones para exploración, explotación y transporte de petróleo a personas jurídicas o naturales chilenas, y 3) El Poder Ejecutivo se reserva el derecho para exploración y explotación por el Estado de la zona del territorio de Magallanes comprendida entre las latitudes 51° y 56° Sur. Se reconoce aquí la importancia de Magallanes, que es la zona de Chile con mejores perspectivas petrolíferas. También el Instituto de Ingenieros de Minas, mayo de 1942, recomienda al Ejecutivo el otorgamiento de concesiones de exploración y explotación a particulares, pero estableciendo un régimen de excepción para Magallanes, que consistiría en que los concesionarios entreguen en propiedad al Fisco el petróleo extraído, quien pagaría a éstos una regalía que comprendería: costo de explotación, interés del capital y utilidad.

Actualmente, según el Código de Minería vigente, el Estado se reserva el dominio de los depósitos de petróleo, líquido o gaseoso, y las concesiones regidas por la Ley 4217 están suspendidas por la Ley 4281. Para ejercer las funciones y derechos que corresponden al Estado respecto exploración y explotación de los yacimientos petrolíferos y demás fases de la industria, se creó la Empresa Nacional del Petróleo mediante la Ley 9618, del 19 de junio de 1950; al mismo tiempo esa ley reafirma que el Estado tiene la propiedad absoluta, inalienable e imprescriptible, de los yacimientos de petróleo en cualquier terreno que se encuentren.

1.3) Posibles provincias petrolíferas de Chile

Siendo el petróleo y gas naturales productos que se forman en el transcurso de determinados procesos geológicos, su existencia en acumulaciones comerciales sólo puede ocurrir en zonas con una adecuada historia geológica. Juzgando en general, las condiciones geológicas de Chile no son favorables para la existencia de yacimientos petrolíferos comerciales, a causa de la intensa actividad magmática, en especial volcánica, desarrollada durante el transcurso de su historia geológica. Esto ha dado por resultado un predominio relativo de las rocas ígneas, intrusivas y efusivas, sobre las sedimentarias, ha producido el metamorfismo de sedimentos marinos, que son los más favorables desde el punto de vista petrolífero, y ha escondido estos sedimentos bajo gruesas capas de lavas y sedimentos volcánicos, dificultando o imposibilitando totalmente una explotación petrolera. En extensas zonas del Norte Grande el subsuelo inmediato consiste en queratófros, de efusiones volcánicas ocurridas durante el Triásico, Inferior a Medio, y en otras, en la formación liparítica, compuesta de lavas y sedimentos volcánicos del Mioceno. En el centro del país y en Patagonia, el batolito andino formado por intrusiones de gabros a granitos del Cretáceo Medio, ocupa la parte occidental del territorio.

En nuestro país, los sedimentos de mayor importancia por su volumen y espesor fueron depositados durante el Triásico Superior en el geosinclinal andino —que se extendió de Concepción al norte— en la cuenca terciaria de Arauco y en la cuenca de Magallanes.

De tiempo en tiempo se han ido descubriendo en diferentes puntos del país manifestaciones de petróleo y gas, superficiales y en pozos, y también esquistos bituminosos. En el plano geológico de Chile, figura 1.2, he indicado las zonas con algún interés petrolero, describiendo a continuación las de mayor interés.

1.31) *Geosinclinal andino* (3)

El geosinclinal andino comenzó a formarse en el Triásico Inferior y termina en el Jurásico; contiene queratófros, pórfidos cuarcíferos, sedimentos continentales e intercalaciones de sedimentos marinos del Triásico Inferior a Medio, y lavas, tobas y brechas porfiríticas con escasas intercalaciones de sedimentos marinos del Triásico Superior al Jurásico, conjunto de rocas que se ha llamado formación porfirítica. De modo que los sedimentos que existen son en su mayor parte continentales, poco favorables para la existencia de acumulaciones comerciales de petróleo. Sin embargo, los sedimentos marinos que se conocen no han sido suficientemente estudiados y es posible que en ciertos sectores reúnan las condiciones adecuadas.

Dentro del geosinclinal andino, el área de mayor interés petrolífero se encuentra en la Puna de Atacama. También se han encontrado manifestaciones en el valle de Copacoya, cerca del límite chileno-boliviano, en el río Lluta, Arica, en la región de Chintaguay, Tarapacá, y en el Salar de Pedernales.

1.311) *Puna de Atacama, provincia de Antofagasta* (4) (5)

En la provincia de Antofagasta, y en aquella parte que corresponde a la Puna de Atacama, hay interesantes manifestaciones de petróleo y gas y de esquistos bituminosos. Esta zona se extiende, al este de la cordillera Domeyko, hasta la frontera con Argentina. Las rocas más antiguas que se observan corresponden a la formación porfirítica del Jurásico hasta el Cretáceo Inferior, formada por lavas, tobas, conglomerados, brechas y areniscas de material porfirítico.

La formación porfirítica sufrió un importante plegamiento en el Cretáceo Medio, penetrando simultáneamente grandes masas de granodiorita. Esta formación, fuertemente dislocada, está cubierta por sedimentos del Terciario Inferior y por extensas lavas liparíticas del Mioceno, que yacen prácticamente horizontales, siendo su contacto una discordancia angular de importante relieve.

En la parte alta de la formación porfirítica hay frecuentes intercalaciones de areniscas rojas, que junto con areniscas rojas del Terciario Inferior son equivalentes a las areniscas rojas de Bolivia y del noroeste argentino.

En el oriente de Bolivia, entre Villa Montes y Santa Cruz de la Sierra, se conocen yacimientos petrolíferos en areniscas rojas y grises del Cretáceo Inferior. Estas areniscas son muy parecidas a las margas arenosas, grises y coloradas de Siglia y de la quebrada de Tambores en la provincia de Antofagasta. En Calacoto, Bolivia, entre las estaciones General Pérez y General Campero del ferrocarril Arica a La Paz, se han encontrado numerosas manifestaciones superficiales de petróleo, gases y rastros de petróleo en pozos poco profundos, provenientes de

(3) Debido al sentido restringido que ahora se le asigna al término «geosinclinal», la expresión más adecuada sería en este caso «cuenca andina». Sin embargo, el primer término es el que se ha usado en la literatura.

(4) Brüggén, J.: *Fundamentos de la Geología de Chile*. Santiago, 1950.—

(5) Felsch, J.: *Informe preliminar sobre los reconocimientos geológicos de los yacimientos petroleros en la cordillera de la provincia de Antofagasta*. Bol. de Min. y Pet., 1933, tomo 3, N.º 29, pp. 411/422.

areniscas coloradas del Cretáceo Inferior (6). En las areniscas grises y coloradas del Cretáceo Inferior se concen también en Argentina, entre Orán y Jujuy, yacimientos petrolíferos.

Las areniscas rojas del Terciario Inferior en la provincia de Antofagasta equivaldrían a las areniscas rojas de Corocoro, Bolivia. El Sistema Corocoro (6) consiste en sedimentos continentales: areniscas, arcillas, margas y conglomerados en que prevalece el color rojo y forman la parte inferior de los depósitos del antiplano. Estos sedimentos, en dirección al sur, pasan debajo de las masas volcánicas por los Andes occidentales; Ahlfeld (7) los considera de edad terciaria.

La parte alta de la formación porfirítica y los sedimentos terciarios, que son de interés desde el punto de vista petrolero, están formados de abajo a arriba por:

Cretáceo Superior o Inferior:

- a) Formación porfirítica de Purilactis: areniscas y brechas, intercalaciones de areniscas rojas, varios cientos de metros;
- b) Esquistos bituminosos del Pular, más o menos 500 m.;
- c) Conglomerados de Purilactis: conglomerados y areniscas coloradas, más de 1.000 m.

Discordancia angular;

Terciario:

- d) Conglomerados de Tambores, más o menos 500 m., y
- e) Formación de San Pedro: arcillas y areniscas teñidas débilmente de color rosado, miles de metros.

Los esquistos bituminosos se han descubierto hasta ahora sólo en la quebrada Pajonales, al este de la cordillera Domeyko y al suroeste del volcán Pular. En esta zona los esquistos parecen ser un depósito lenticular. Hay varios mantos bituminosos (8) con leyes muy variables; hay de hasta 100 o más lt/ton., pero en mantos de 40-45 cm. Probablemente las condiciones de estos mantos los colocan en el límite crítico económico de explotabilidad.

En la pequeña aguada de Siglia, dentro de la planicie interandina de Lari, hay una ventana geológica —de 2 a 4 kms. de ancho por 13 kms. de largo— en las lavas liparíticas, apareciendo sedimentos fuertemente dislocados de edad infracretácica que probablemente se relacionan con las areniscas rojas de la formación porfirítica de Purilactis. En la parte sur de Siglia hay en la formación sedimentaria 2 anticlinales y 2 más en la quebrada de Lari. En el ala occidental de uno de los anticlinales de Siglia (9), en el contacto entre una intrusión de diorita y margas arenosas, hay una mancha de petróleo de color oscuro —de 100 m. de extensión por 60 m. de ancho—. El petróleo surgido impregna las areniscas suel-

(6) Fenner, R., y Wenzel, O.: *Conclusiones preliminares sobre el yacimiento petrolífero de Calacoto, Bolivia*. Bol. Min. y Pet., 1936, pp. 720/725.

(7) Ahlfeld, F.: *Geología de Bolivia*. La Plata, 1946.

(8) Fenner, R., y Vogel, E.: *Informe sobre los esquistos bituminosos de El Pular y Lonquimay*. Bol. de Min. y Pet., tomo V, N.º 53, diciembre 1935, pp. 572/642.

(9) Felsch, J.: *Ob. cit.*

tas de la superficie. Al apretar las arenas sale a veces una gota de petróleo de color pardo oscuro que desprende un olor fuertemente aromático y típico de petróleo. Al lado éste se encuentra, en las arenas sueltas de la superficie, otra mancha de petróleo.

Con los antecedentes actuales es difícil valorizar adecuadamente las posibilidades petroleras de la Puna de Atacama en la provincia de Antofagasta. Los antecedentes positivos que hay que considerar son la existencia de sedimentos de extensa distribución y espesor en los cuales se conocen manifestaciones de gas y de petróleo y el tamaño del área de interés, del orden de 30.000 kms.², ya que después de la cuenca de Magallanes, es una de las más extensas que existen en Chile —aún cuando sea pequeña en comparación con lo que es frecuente en otras partes del mundo—. En el lado negativo están el metamorfismo producido por las intrusiones ígneas —que pueden haber destruído la materia orgánica— y las dificultades que encontrará la exploración a causa de la cubierta de lavas liparíticas.

1.312) *Salar de Pedernales* (10)

Dentro del geosinclinal andino, en el Salar de Atacama, al oriente de Pueblo Hundido, hay una manifestación de petróleo que consiste en una capa muy densa que se forma en el agua de pozos excavados en el salar. Este petróleo provendría de sedimentos marinos, calizas y margas, del Lias y Dogger. La tectónica consistiría en sectores monoclinales alternados con otros muy plegados. Wenzel, que ha estudiado esta zona, concluye: «La composición petrográfica del perfil, la tectónica intensa y la repetición de numerosas rocas eruptivas hacen que esta región tenga muy pocas expectativas.»

1.32) *Cuenca terciaria de Arauco* (11)

En la provincia de Arauco hay una cuenca terciaria que se extiende en dirección norte-sur a lo largo del flanco occidental de la cordillera de Nahuelbuta. Su borde occidental estaría fuera del límite de la costa actual, aunque no muy lejos, ya que el solevantamiento que existe a lo largo de esa costa puede indicar la proximidad de ese borde. Dentro de los límites de la costa hay sólo una fracción de la cuenca; la mayor parte del extremo norte está bajo el mar.

Sedimentos del Eoceno, Mioceno y Plioceno, de tipo marino a continental, constituyen el relleno de la cuenca, descansando sobre un basamento de micacitas antiguas y sedimentos cretácicos. Hay varios mantos de carbón en los sedimentos eocénicos, muchos de ellos en explotación en las numerosas minas de la zona. El espesor máximo de sedimentos en esta cuenca terciaria probablemente sobrepasa los 1.000 metros.

(10) Wenzel, O.: *Informe sobre las manifestaciones petrolíferas en la región de Pedernales* Bol. de Minas y Petróleo N.º 86 y 87, 1938.

(11) Brügger, J.: *Fundamentos de la Geología en Chile*. 1950.—Fenner, R. y Wenzel, O.: *El Terciario carbonífero de Arauco*. An. I.º Congreso Pan. de Ing. de Minas y Geol., tomo III, páginas 1000/1029.—Muñoz Cristi, J.: *Estado actual del conocimiento sobre la geología de la provincia de Arauco*. An. Fac. Ciencias Fís. y Mat., vol. 3, N.º 3, 1946, pp. 30/63.—Wenzel, O.: *El Terciario carbonífero de Arauco*. Tesis inédita Univ. de Chile, 1939.

La tectónica dominante consiste en sistemas de fallas normales y discordantes que están perturbando la actitud esencialmente monoclinial de los estratos, no existiendo plegamiento. La disposición anticlinal desde Punta Lavapié a Lebu ha resultado de rotación y desplazamiento de bloques de falla, y no de plegamiento.

Se han encontrado en esta cuenca algunas manifestaciones de hidrocarburos gaseosos, pero no de petróleo líquido. Testigos, obtenidos en algunos pozos, presentan manchas de petróleo. La mayoría de los pozos que se han perforado hasta ahora se encuentran en el flanco oriental de la cuenca, como parte de exploraciones carboneras. Los sedimentos de carácter parálico, que contienen los mantos de carbón, adquieren hacia el oeste un carácter francamente marino; transformándose cada intervalo estratigráfico litoral en una arena marina.

Por comparación con otras cuencas de sedimentación, la zona de mayor interés petrolero se encontraría donde la sección sedimentaria toma un carácter marino, dependiendo la existencia de acumulaciones petrolíferas comerciales de: condiciones genéticas, existencia de rocas de acumulación y de procesos de deformación estructural. En el estado actual del conocimiento geológico no es conveniente de ningún modo subordinar una exploración petrolera a la determinación del primer factor, ya que aún en ciertas cuencas petrolíferas bien desarrolladas la cuestión de origen es meramente especulativa. La presencia de horizontes porosos tendría que ser investigada con sondajes. Ya que la única deformación de importancia ha sido la formación de fallas, hay que considerar si las trampas estructurales así formadas son favorables o no. Antecedentes existentes parecen indicar que las fallas ocurrieron muy al final en la evolución de la cuenca, cuando los estratos sedimentarios subían en disposición monoclinial hacia los bordes de ella. Esta relación no es favorable para la retención en la tierra del petróleo que pudiera haberse formado, pues pudo escapar hacia los bordes de la cuenca antes que pudieran actuar las trampas de falla.

No es posible negar que la cuenca terciaria de Arauco tiene cierto interés petrolero; sin embargo, hay que tener en cuenta que aún no se ha encontrado ninguna manifestación de petróleo líquido, que no se sabe si hay rocas porosas favorables en los sectores marinos de la cuenca y que, en principio, el sincronismo de formación de trampas con migración primaria del petróleo es desfavorable. Considerando estos factores y el reducido tamaño de la cuenca, 1.500-2.000 kms.², estimo que sólo se justifica un reducido esfuerzo de exploración petrolífera y que podría consistir en estudios geológicos de superficie y unos pocos sondajes profundos.

1.33) Terciario basal de Lonquimay (12)

En el curso superior del río Bío-Bío hay una extensa zona (latitudes 38° 25' a 38° 42' sur, y longitudes 71° 15'-71° 10' oeste) con sedimentos terciarios laguna-

(12) Felsch, J.: *Las pizarras bituminosas de Lonquimay*. Bol. Soc. Nac. de Min., 1915, páginas 498/509.—Fenner, R.: *Informe sobre esquistos bituminosos de Lonquimay*. Bol. de Minas y Petróleo, tomo III, N.º 24, pp. 227/240. *Los esquistos bituminosos de Lonquimay*. Bol. de Minas y Pet., tomo III, N.º 28, pp. —Fenner, R., y Vogel, E.: Ob. cit.—Rodríguez M., y Muñoz Cristi: *Estudio geológico-económico de los esquistos bituminosos de Lonquimay*. Bol. Soc. Nac. de Min., 1931.

res que contienen una formación bituminosa de unos 240 metros de espesor, del Eoceno Inferior. En la zona afloran también pizarras, areniscas, calizas y grauvacas del Jurásico e intrusiones de granodiorita post-jurásica. La sección terciaria presenta un fuerte plegamiento y yace discordantemente sobre las rocas más antiguas. La formación bituminosa contiene varios mantos con leyes de aceite crudo muy variables. El manto Porvenir, con 80 lt/ton., y de 0,45 cm. de espesor, es el único explotable, tal vez en el límite económico de explotabilidad. No se conocen manifestaciones de petróleo o gas, y dado el carácter lacustre de los sedimentos y su escaso espesor, no ofrecen ninguna perspectiva petrolera fuera de la posibilidad de industrialización de los esquistos bituminosos.

1.34) *Terciario basal de Queuco (13)*

Dentro de la cordillera de los Andes, unos 80 kms. al este de la estación del ferrocarril de Santa Bárbara y en el curso superior del río Queuco, hay sedimentos y lavas del Eoceno y tal vez Oligoceno que descansan discordantemente sobre la formación porfirítica y la granodiorita. El espesor total de estos sedimentos es de unos 700 metros y comprende una zona intermedia con esquistos bituminosos; fueron depositados probablemente en la misma cuenca que las capas contemporáneas de Lonquimay. El supuesto Oligoceno consiste en conglomerados, brechas y areniscas y cuerpos intrusivos de basalto y andesita.

El grado de metamorfismo es variable: en ciertas partes las capas de esquisto están totalmente quemadas y han perdido su contenido de bitumen; en otras hay sólo un cocimiento de pocos centímetros. En un tiempo existió una planta experimental para la destilación de los esquistos, de la firma Blanchard y Castillo Ltda. Hay mantos de hasta 3,20 metros y leyes de hasta 60 lt/ton., pero las leyes más altas corresponden a los mantos más delgados, inferiores a 1 metro. Ninguno de los mantos que se han muestreado tendría una ley suficientemente alta para ser económicamente explotable. No se conocen demostraciones de petróleo o gas en esta zona; pero es posible que las intrusiones ígneas hayan producido destilación de los esquistos que, en algunos lugares, se manifiesten como emanaciones de gas o petróleo; sin embargo, es muy improbable que den lugar a acumulaciones comerciales, dado el carácter de estos sedimentos y su escaso espesor.

1.35) *Provincias de Llanquihue y Chiloé*

Se han encontrado gases combustibles en los alrededores de Carelmapu y en la parte noroeste de la isla de Chiloé. Varias perforaciones, ejecutadas en base a estas manifestaciones superficiales, han dado resultados negativos. Se considera que estas manifestaciones superficiales no tienen relación con acumulaciones comerciales. De más interés son las gotitas de petróleo que salen del contacto entre la diorita andina y las lavas del volcán Osorno, en el río Petrohué. El petróleo provendría de capas terciarias cubiertas por las lavas cuaternarias. Dado el peque-

(13) Hemmer, A.: *Informe geológico sobre el Terciario con esquistos bituminosos en la región del curso superior del río Queuco, Provincia de Bío-Bío, Depto. de la Laja*. Bol. de Minas y Pet., tomo V, N.º 48, julio de 1935, pp. 311/328. *Valorización de los esquistos bituminosos de la región del curso superior del río Queuco*. Bol. de Minas y Pet., tomo V, N.º 49, agosto 1935, pp. 368/376.

ño espesor sedimentario y su limitada extensión, las provincias de Llanquihue y Chiloé no tienen mucho interés petrolero.

1.36) *Cuenca de Magallanes*

La cuenca de Magallanes, por su extensión, predominio de sedimentación marina, tipo de tectónica, existencia tanto de yacimientos comerciales en ciertas partes de ella como de numerosas manifestaciones superficiales de gas y unas pocas de petróleo, aunque de pequeña magnitud, constituye en el presente la zona de Chile con mejores perspectivas petroleras. Siendo esta cuenca precisamente el tema de estudio del presente informe, sólo bosquejaré a continuación su historia geológica, para así compararla con las otras zonas con posibilidades petroleras en Chile.

Tal vez desde el Paleozoico hasta el Jurásico Medio, la parte austral de la Patagonia formaba un área positiva más o menos estable, donde se habían depositado escasos sedimentos. Pero, a partir del neo-Jurásico, aparece en esta zona una cuenca que, con la movilidad de la corteza terrestre que es característica de este tipo de fenómenos, ha permitido la formación, depositación y acumulación hasta el presente de un grueso paquete sedimentario. A fines del Jurásico abarcaba la Patagonia desde más o menos el Lago Nahuel-Huapi en el norte, el flanco occidental de la cordillera en el oeste y hasta el borde continental atlántico hacia el este. Hacia el sur, se curva hacia el este al igual que la cordillera, internándose luego en el Atlántico. Una importante zona positiva debió existir al occidente de la cordillera actual.

Durante su primera fase de desarrollo, desde el neo-Jurásico hasta el neo-Cretáceo, la cuenca en su gradual hundimiento se va rellenando con los pórfidos, queratófiros cuarcíferos y tobas, productos de un intenso episodio de actividad volcánica, que constituyen la formación porfírica de los geólogos argentinos o serie tobífera nuestra. La sedimentación marina se inicia a fines del Jurásico, formándose el complejo sedimentario titoniano-neocomiano de arcillas y areniscas. En la banda occidental de esta cuenca comienza a desarrollarse a fines del Jurásico el área de mayor movilidad o geosinclinal, donde se depositaran los mayores espesores de sedimentos. Al este y norte de la fosa geosinclinal, la cuenca se comporta como una plataforma semi-estable, que actúa como elemento de transición y charnela entre el geosinclinal y el escudo continental patagónico. Durante el meso-Cretáceo ocurre la primera fase orogénica importante, que consistió en deformación y plegamiento a lo largo de la cordillera actual, que van disminuyendo gradualmente en intensidad al alejarse de esta cordillera. Simultáneamente con la fase orogénica se realiza la intrusión de la diorita andina, que constituye actualmente el batolito central. Tanto el plegamiento como la intrusión de diorita acrecen el área positiva del oeste, desplazando hacia el este el borde occidental de la cuenca. Viene después una nueva fase de sedimentación marina, representada por el complejo senoniano-eoceno de conglomerados, areniscas y arcillas marinas, seguida por plegamiento durante el Oligoceno, de características análogas al meso-cretáceo. Durante el Mioceno se inicia la regresión del mar, depositándose areniscas marinas que pasan a continentales, con mantos de carbón, en su parte superior. A continuación, durante el Plioceno, se depositan basaltos y sedimentos continentales —conglomerados, areniscas tobíferas y tobas— de un nuevo epi-

sodio volcánico. Finalmente, vino la glaciación del Cuaternario, que modeló la superficie del terreno y dejó extensos depósitos glaciales, y efusiones de lavas basálticas en el Reciente que cubren ciertas extensiones en el flanco noreste de la cuenca.

Una característica favorable de esta cuenca es la formación, durante su evolución, de múltiples trampas de acumulación producidas por procesos de plegamiento, compactación diferencial, fallas y condiciones estratigráficas. El plegamiento, derivado principalmente de esfuerzos horizontales, predomina en la banda occidental de la cuenca, donde los estratos sedimentarios forman anticlinales y sinclinales alargados, paralelos a la cordillera central. También, subsidiariamente, los esfuerzos mecánicos aplicados a estos estratos se han disipado parcialmente mediante fallas inversas, tal como si el empuje hubiera sido aplicado desde el límite occidental de la cuenca. Hacia el este la intensidad de este plegamiento disminuye, predominando deformación por compactación diferencial, rotaciones de blocks del basamento y suaves arqueamientos epirogenéticos. La inestabilidad de la banda occidental de la cuenca, y también las más suaves oscilaciones de la plataforma oriental han producido rápidos cambios de espesor y de facies, acuñaamiento, y otras relaciones estratigráficas favorables para la formación de trampas estratigráficas. El sincronismo de estos procesos con la depositación ha sido tal, que se han formado trampas favorables para la retención de petróleo desde el comienzo de la depositación, y aún en ciertos casos la deformación local ha sido progresiva, lo cual también es particularmente favorable.

Como resultado de la movilidad demostrada por la cuenca, que ha recurrido en intensidad varias veces durante su historia, se han producido varias discordancias, algunas de carácter regional. Hay, por lo menos, tres importantes: 1) Al término del Jurásico; 2) Cretáceo Medio e Inferior-Cretáceo Superior, y 3) Al término del Cretáceo. La existencia de estas discordancias es una característica favorable, como lo demuestra la observación en cuencas petrolíferas del mundo entero. Es tal su importancia, que al apreciar las áreas favorables de una cuenca se considera que una discordancia regional agrega al área total un área igual a su propia extensión.

En el flanco occidental de la cuenca, donde los estratos visiblemente plegados afloran a la superficie, hay numerosas emanaciones superficiales de gas e indicios de petróleo que provienen de areniscas y arcillas del Cretáceo Superior y del Terciario; los indicios de petróleo se han observado en afloramientos de la arcilla Agua Fresca (Eoceno) y de la arenisca Loreto (Mioceno). En pozos se han obtenido igualmente manifestaciones: de gas con indicios de petróleo, de la arenisca conglomerádica Rosa (Senoniano); de gas, de la arcilla Fuentes (Maestrichtiano); de gas con indicios de petróleo, de la formación Chorrillo Chico (Daniano); de gas, de la arcilla Agua Fresca (Eoceno); erupciones de gas y cantidades sensibles de petróleo de la arenisca Loreto (Mioceno); y de gas, de Palomares (Plioceno). Todas estas manifestaciones se encuentran en la parte occidental de la cuenca que constituye la pre-cordillera, con excepción de unas pocas observadas en el Terciario de pozos perforados en la parte oriental de la cuenca.

Las únicas acumulaciones comerciales que se han descubierto hasta la fecha se encuentran en la plataforma oriental de la cuenca, justamente en la discordancia regional que separa la Serie Tobífera de las arcillas del Cretáceo Inferior. Esta parte de la cuenca se ha designado como distrito Springhill, por ser la for-

mación Springhill la capa productora. El distrito abarca en territorio chileno toda la parte noreste de la provincia, en esa especie de gran ángulo recto que forma la frontera internacional al sur del paralelo 52° Sur. No es posible indicar todavía cuál será el límite occidental de este distrito petrolífero, pero indudablemente quedará condicionado por el profundizamiento de la capa productora que la coloca fuera del límite económico de perforación. Las perspectivas petroleras del distrito Springhill no están limitadas a la formación Springhill solamente, sino que es posible que eventualmente se desarrolle producción de otros estratos terciarios y aún cretácicos.

Tomando la cuenca en conjunto, la zona con posibilidades petrolíferas queda limitada hacia el oeste y sur por la gran intensidad que adquieren las perturbaciones tectónicas y por la cercanía al batolito andino. Hacia el norte y el este se extiende más allá de la frontera con la República Argentina. Se puede estimar que un área total de más o menos 55.000 kms.² tiene posibilidades petroleras en la provincia de Magallanes, de la cual un 24% se encuentra bajo agua. El espesor máximo de sedimentos actualmente dentro de la cuenca es probablemente mayor de 10.000 metros.