



La Energía Fósil en el Perú

ING. MARCO FERNÁNDEZ BACA.

- UNA VISIÓN DEL PETRÓLEO EN EL MUNDO
- EL CASO DE LA BREA Y PARIÑAS
- DESPERTAR DEL PETRÓLEO EN LA REPÚBLICA
- LA EMPRESA PETROLERA FISCAL
- RESPONSABILIDAD DE UNA EMPRESA PÚBLICA ESTATAL
- LA BUSQUEDA DEL PETRÓLEO
- PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS
- LA PRODUCCIÓN PETRÓLEO
- REFINACIÓN
- EL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN DEL PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS
- EL OLEODUCTO NOR PERUANO
 - LA CONSTRUCCIÓN
 - DESCRIPCIÓN DE LA RUTA
 - ILUSTRACIONES DEL OLEODUCTO Y EL TERMINAL BAYÓNAR

UNA VISION DEL PETROLEO EN EL MUNDO

Enterrados bajo kilómetros de sedimentos, durante centenares de millones de años, están los fósiles del mundo vegetal y animal primitivo que comenzó a desarrollarse en los océanos de la Tierra. Sólomente las cinco milésimava parte (0,02%) de la energía procedente del sol que incide sobre el planeta fue aprovechada, mejor dicho fijada, por la fotosíntesis en las sustancias orgánicas que formaban las primeras algas y después en la vegetación e indirectamente en la fauna que quedaron enterradas bajo presiones y temperaturas considerables. Al fosilizarse, perdieron su contenido de oxígeno, se transformaron en petróleo y gas natural (constituidos por hidrocarburos, es decir compuestos únicamente de los elementos carbono e hidrógeno) o en carbón mineral (de origen orgánico, constituido por carbono e impurezas). El carbón mineral ha sido el combustible de la Revolución Industrial; el petróleo y el gas revolucionaron los transportes y la generación térmica de la electricidad.

Cinco mil años hace que los sumerios extraían el *pez mineral*.

entre el Eufrates y el Tigris, donde quince siglos después los babilonios lo usaban para consolidar los muros de sus jardines colgantes. Los chinos ya sabían perforar pozos de más de mil metros, aún antes de comenzar la era cristiana, y se dice que usaban tubos de bambú para conducir el gas natural hasta lámparas de alumbrado. Marco Polo vio el transporte del petróleo en odres cargados en camellos hacia Bagdad. Los semitas lo llamaron *naft*, los latinos *bitumen* cuando se endurecía; los incas *copé*; y desde hace unos 500 años se le denomina aceite de piedra, *petroleum*, petróleo.

Se le han dado los usos más variados; primitivamente en medicina y en brujería. Después los *«fuegos griegos»* que antecedieron a la pólvora, eran artificios terribles, una especie de lanza-llamas modernos, fabricados con fórmulas que usaban destilados del petróleo y cal viva, para quemar naves y aniquilar ejércitos, en las guerras de hace mil años. Después de la pólvora, el petróleo, volvió a usarse como remedio mágico para *«curar»* las enfermedades incurables de los años que siguieron al Renacimiento.

El primer producto destilado del petróleo que se usó como combustible para la iluminación fue el kerosene, que sustituyó progresivamente al aceite de ballena.

El kerosene y luego la nafta enfrentaron, durante los últimos treinta años del siglo XIX, a las organizacio-

nes más poderosas de aquella época: la Standard Oil de los Rockefeller de los Estados Unidos, y las empresas y bancos de los Nobel y los Rotschild de Europa; los cambios de Pensylvania competieron con los de Bakú (en el Mar Caspio, en las laderas orientales del Cáucaso) por el mercado europeo; especialmente cuando los ferrocarriles cruzaron el gran obstáculo del Cáucaso y las floretas comenzaron a transportar petróleo a granel.

La tecnología para refinar y para transportar de los orientales superó en los primeros años a la de los americanos cuando los Nobel en Bakú se adelantaron veinte años con los procesos de destilación continua. Bakú, capital de las feraces laderas y valles de Azerbaiyan sobre el Mar Caspio, llegó a ser cuna de grandes fortunas, que sólo años después quedaron superadas por los petróleos de Pensylvania, de Texas y de Luisiana. Los descubrimientos del petróleo fueron extraordinarios con pozos tan productivos que sólo se pueden comparar con los de los recientes descubrimientos mejicanos; hubo uno que producía 30 mil barriles diarios, y otro que en un mes produjo tres millones de barriles. Los Nobel introdujeron reformas laborales extraordinarias para esa época: prohibición de emplear niños menores de doce años; reducción de la jornada a 10 horas y media; recursos para la educación escolar, etc. Eso era en la Rusia de los Zares, en los años 80 del siglo pasado. La historia del petróleo, de las empresas, de los consorcios y de las

grandes fortunas, de las siete hermanas petroleras y las multinacionales, han sido el tema de muchos libros; entre ellos *La Crisis Mundial del Petróleo*, de Harvey O'Connor (1962) es instructivo, muy interesante, y en uno de sus capítulos se refiere al caso del Perú.

EL CASO DE LA BREA Y PARIÑAS

Aunque el uso y el provecho del petróleo como fuente de energía en el Perú ocurre al terminar el siglo XIX, es bueno conocer los antecedentes del conflicto petrolero que durante unos sesenta años conmovió la opinión pública, ocasionó debates apasionados en el Parlamento, enalteció la imagen de patriotas gallardos, dio lugar a presiones diplomáticas de potencias extranjeras, hoy día inadmisibles, y agitó violentamente la política del país. Sus antecedentes son fáciles de entender y se han prestado para hacer análisis históricos, jurídicos, legales o políticos que aparecen en una extensa bibliografía nacional y extranjera, en que se defienden y se atacan posiciones relativas a la soberanía nacional, y a los intereses de personas y de empresas, generalmente con mística y con patriotismo, pero a veces con egoísmo y con pasión política.

El Perú comenzó su vida como república soberana, cuando el 28 de julio de 1821 proclamó su independencia; sus primeras leyes, entre ellas las mineras, se inspiraron en el anti-

guo ordenamiento jurídico de España. El Derecho Patriótico del 22 de junio de 1824 dio fuerza de ley a las Ordenanzas Españolas, apoyadas en doctrinas de derecho que se remontan a las Partidas del Rey Alfonso el Sabio (1256); el principio de la propiedad estatal de los yacimientos del subsuelo se consolidó con la ley del 28 de abril de 1873, luego con la ley del petróleo del 12 de enero de 1887 y el Código de Minería de 1901.

Sin embargo, el 26 de septiembre de 1826 se adjudicó ilegalmente la *mina de Brea* situada en el Cerro Prieto en Piura, a José Antonio de la Quintana, en compensación por una deuda de 4964 pesos con que había contribuido a la Guerra de la Independencia. Este vendió en 1827 sus derechos en la mina de Brea a José de la Lama quien falleció en 1850; la viuda Luisa Godos de la Lama y su hija Josefa heredaron los derechos de la mencionada mina de Brea y además la hacienda Máncora. Ambas herederas se repartieron las propiedades formando dos haciendas que llamaron Pariñas y Mina La Brea. Al fallecer la madre en 1857, Josefa de la Lama consolidó las dos propiedades en una sola que denominó hacienda La Brea y Pariñas, la cual pasó como legado a don Juan Helguero e hijos. Genaro Helguero, uno de los hijos, compró todos los derechos a su padre y hermanos por la suma de 46285,72 soles llegando así a ser propietario único.

Genaro Helguero, años más tar-

de, solicitó al gobierno el reconocimiento de la propiedad del suelo y del subsuelo de la Hacienda La Brea y Pariñas, de modo que las leyes vigentes sobre minería no rigiesen en los dominios de Helguero. El fiscal de la nación Dr. Manuel María Gálvez dictaminó el 27 de octubre de 1887 que *«el gobierno no puede ni debe reconocer derechos sobre minas distintos de los que están declarados por ley»*. El 22 de diciembre de 1887, sobre la base de esta jurisprudencia se expidieron dos Resoluciones Supremas que autorizaban la inscripción de la mina a nombre de Genaro Helguero estableciendo que éste puede explotarla únicamente con sujeción a la ley de 12 de enero de 1887 y con observancia al Artículo 10 del Título VIII de las Ordenanzas.

Nueve días después de que se expidió la Resolución Suprema del 26 de enero de 1888 (que por una falla del Juez de Paita se dividía la extensa mina erróneamente en sólo 10 pertenencias), Genaro Helguero cedió sus derechos sobre la mina La Brea y Pariñas a Herbert Tweddle por la suma de 18 mil libras. Dos años más tarde, el 24 de enero de 1890, Tweddle, asociado con su compatriota británico William Keswick, arrendó por 99 años la mencionada hacienda a la London Pacific Petroleum Company (LPPC). Acordaron una merced conductiva del 25% de la producción, especificando que la LPPC tendría que pagar todas las contribuciones e impuestos fiscales y vigentes entonces y los que posteriormente impu-

sieran *«el Congreso o el Gobierno del Perú o cualquier autoridad departamental o local sobre las minas que la compañía explota o tiene en la hacienda y sobre el petróleo y aceite mineral que se refine y se explote»*.

La LPPC, desde la fecha del contrato de arrendamiento (24 de enero de 1890) se dedicó a extraer el petróleo, considerando como si explotase únicamente 10 pertenencias de 4 hectáreas cada una para los efectos del pago de contribuciones, que la ley fijaba en 30 soles por pertenencia. El 3 de diciembre de 1911, el ingeniero peruano Ricardo A. Deustua denunció por escrito ante la Presidencia de la República, que la LPPC estaba explotando una superficie mil veces mayor que lo que declaraba al fisco. Una remensura oficial verificó que la LPPC explotaba 41614 pertenencias, o sea más de 166 mil hectáreas, en lugar de las 40 que declaraba fraudulentamente.

En defensa de los derechos soberanos del país y después de un proceso administrativo que se prolongó desde 1911 hasta 1915, el apoderado de Keswick solicitó y reiteró reconsideración de las sucesivas resoluciones en su contra, sobre la base de que compró los derechos de buena fe, dado que la Resolución Suprema del 28 de enero de 1888 había aprobado la medición de 10 pertenencias. El Dr. José Antonio de Lavalle afirmó en su visita fiscal: *«conforme a la Ordenanza, ninguna pertenencia podía tener más de 40.000 varas, no se compren-*

de por lo tanto, como el juez de Paita pudo formar pertenencias que tienen millones de metros y, menos aún, cómo pudo el gobierno de entonces aprobar tan absurdo e ilegal procedimiento... y que «...un error administrativo puede subsanarse también administrativamente».

El gobierno del Perú dispuso que la LPPC pagase la obligación tributaria de 1248420 soles anuales en lugar de los 300 soles que había estado abonando durante 25 años. Mientras tanto, un año antes de haberse resuelto el proceso administrativo, apareció como operadora de los campos de la LPPC una nueva empresa, la International Petroleum Company (IPC), la cual nunca recibió autorización del gobierno peruano para extraer petróleo de La Brea y Pariñas. Los propietarios ingleses de la hacienda y sus arrendatarios recurrieron a la diplomacia de las dos grandes potencias extranjeras de esa época. Y así es como el embajador inglés, en representación del Gobierno de Su Majestad Británica, envió una nota sorpresiva a la Cancillería Peruana «refiriéndose a un Decreto dado por el Ministerio de Hacienda y fechado el 15 de marzo (de 1915) exigiendo el pago de 125 mil libras por año como impuesto de «minería sobre la propiedad llamada La Brea...», agregando «se puede esperar, por tanto, que en vista de las razones expuestas y de los grandes e importantes intereses de que se trata, el Gobierno Peruano verá la manera de anular el Decreto de 10 de marzo». El Ministro de Esta-

dos Unidos acreditado en Lima, indudablemente defendiendo a la IPC, apoyó la tesis inglesa. El gobierno peruano respondió reiterando su posición soberana, y a pesar de la defensa gallarda de algunos senadores y diputados, se impuso la presión foránea. Era otra época. La intervención era inadmisibles pero hace 60 años el Congreso, aunque rechazó «una transacción», expidió la Ley 3016 que sometía de «controversia a un Tribunal Arbitral», arrancándola de la jurisdicción nacional. Sorpresivamente ocurrió un hecho todavía más grave: el 2 de marzo de 1922 firmaron en Lima un «acuerdo» (que era una transacción) el embajador de Gran Bretaña y dos representantes no autorizados especialmente por el gobierno del Perú, violándose de este modo, nuevamente por otra presión diplomática, la misma Ley 3016 que había sometido el conflicto a un tribunal arbitral. Aquel «acuerdo» aceptaba entre otros, y contra toda la jurisprudencia peruana, que la propiedad de La Brea y Pariñas abarcaba el suelo y subsuelo o zona mineralizada; liberaba a la operadora IPC por cincuenta años a pagar todos los impuestos del canon de superficie, canon de producción, regalías y cualesquiera otras contribuciones e impuestos; liberaba por 20 años el impuesto a la exportación de los derivados del petróleo; aceptaba que el Perú renunciase a sus derechos legítimos de soberanía, al dejar «sin efecto las Resoluciones Supremas del 31 de marzo de 1911 y del 15 de marzo y 22 de mayo de 1915» y «cualquier otra

expedida con posterioridad a la fecha primeramente citada. Y pocos días después ocurrió lo inconcebible:

Un tribunal de arbitraje que debería estar constituido, según lo acordado por las partes, por el Presidente de la Corte Federal de la Confederación Suiza, el Arbitro del Gobierno Peruano y el Arbitro del Gobierno Británico, se reunió en París, no en Suiza y el 24 de abril de 1924, sin emitir pronunciamiento ni cumplir con la formulación de un juicio, simplemente utilizó el mencionado *«acuerdo»* como *«si fuera sentencia»* en los siguientes términos, según aparece en las copias que han mostrado los interesados: *«Este tribunal en conformidad y en ejecución de dichos poderes y autoridad, lauda, juzga y decide que los términos, estipulaciones y condiciones contenidas en dicho acuerdo de arreglo son y han de ser obligatorias para las dos dichas altas partes contratantes, como solución y conclusión completa, perfecta y definitiva de la controversia a que el acuerdo de arbitraje se refiere, y este tribunal incorpora por la presente dichos acuerdos en este laudo y hace pública por la presente su laudo en conformidad.»*

En las copias mencionadas aparece la firma del doctor Fritz Ostertag como presidente y de Robert Laeird Borden y José Valera Orbegoso como representantes de las partes. Parece ser que el doctor Fritz Ostertag había cesado en el cargo de Presidente de la Confederación Suiza desde 1922

siendo reemplazado por el doctor Schmid. Se ha buscado, sin éxito, el expediente original de tal documento en la Cancillería del Perú, en la de Gran Bretaña, Estados Unidos y Canadá; y tampoco aparece en los archivos de París, Ginebra o Washington D.C., ni los representantes de la IPC los han presentado nunca. Pudiera no existir.

El denominado *«laudo»* de La Brea y Pariñas no fue en realidad sentencia. Tampoco tratado, porque no fue ratificado. En las copias dice además: *«...los herederos del finado señor Keswick y The London and Pacific Petroleum Company que son los dueños y arrendatarios de La Brea y Pariñas y sus concesionarios correspondientes abonarán durante el período fijo e inalterable de 50 años, a contar del 1º de enero de 1922, por razón de canon de superficie, regalías de producción y cualquier contribución o impuesto, 3 libras peruanas al año por cada pertenencia de 40 mil metros cuadrados, que al tiempo de ratificarse el pago se ballaren en trabajo de extracción y un décimo de libra al año por cada pertenencia de la misma dimensión que no se balle en trabajo al tiempo de pago.»* Es decir 30 soles al año por la explotación de 40 mil metros cuadrados.

La IPC era una corporación canadiense con domicilio legal en Toronto, Canadá (185 Bay Street), funcionaba en el Perú como subsidiaria de la Standard Oil Company de New Jersey (hoy día Exxon). En 1924 compró de

los herederos de William Keswick; previo arreglo con la arrendataria LPPC, la propiedad de La Brea y Pariñas por 65.000 libras. En 1954, IPC hizo un contrato con la Compañía Peruana Lobitos para explotar todas las concesiones *-Lima-*, adquiriendo en compensación el 50% de sus derechos; en consecuencia La Lobitos recibía el 50% de los productos y los comercializaba independiente. Así es como desde 1944, la IPC controló la mayor parte del área productora de Talara. Detentó 166 mil hectáreas de La Brea y Pariñas de cuyo subsuelo extrajo petróleo y otros productos. Pagó impuestos a las utilidades industriales solamente durante los últimos 17 años. Se le reconocieron costos de producción que incluían sus propios impuestos. Antes de 1951 no llevó en el Perú la contabilidad que la ley obliga a las empresas que realizan operaciones en el país. Nunca solicitó ni le fue acordada concesión alguna.

En 1932 el Congreso Constituyente aprobó, por abrumadora mayoría la Ley 7.511 que autorizaba al Poder Ejecutivo *-a obtener la declaración de la nulidad del llamado Laudo de París-* pero, para sus efectos, esta ley fue olvidada. Veintitrés años más tarde, en julio de 1959 se trató en el Parlamento de la reivindicación de La Brea y Pariñas y de la nulidad del laudo, pero solamente con el apoyo de unos 10 parlamentarios entre 200 y no pudo prosperar.

En la década del 60, el Congreso

del Perú dio dos leyes importantes que disponían la reivindicación de los yacimientos de La Brea y Pariñas; la Ley N° 14.696 promulgada el 4 de noviembre de 1963, que declaró la nulidad del *-laudo-* y que reconoció y ratificó el derecho inalienable de propiedad del Estado sobre los yacimientos; y la Ley N° 16.674 del 26 de julio de 1967, que en su primer artículo establece que *-los yacimientos de La Brea y Pariñas, cuyo dominio para el Estado reinvidicó la Ley N° 14.696, que declaró nulos ipso jure los denominados Acuerdo, Convenio y Laudo sobre dichos yacimientos, de conformidad con el Artículo 37 de la Constitución Política del Perú, pertenecen al Estado y son de su propiedad-*.

Los campos de La Brea y Pariñas alcanzaron su máxima producción en 1936 (44,2 mil barriles diarios, MB/D); desde entonces su rendimiento fue disminuyendo progresivamente hasta 1961 (22 MB/D); IPC forzó su explotación logrando aumentar la producción algunos años (1963, 26 MB/D), deviniendo después una franca declinación por depletamiento de la presión; al comenzar 1968 solamente aportaba unos 14 MB/D.

Entre el 9 y el 14 de agosto de 1968 se aprobó y celebró un contrato entre el Estado y la IPC, se firmó el Acta de Talara, y el gobierno dio varias disposiciones relacionadas con la administración del petróleo. Según aparece en los correspondientes documentos, la IPC entregaba formalmente al Gobierno del Perú los yacimientos de

La Brea y Pariñas, incluyendo sus pozos y otras instalaciones para extraer petróleo; este petróleo debería ser vendido por EPF a IPC a razón de 1,085 dólares por barril (el dólar estaba a 38,70 soles); IPC retenía la Refinería de Talara y sus instalaciones, talleres y el sistema de abastecimiento de agua dulce; conforme a las RR.SS. 0020, 0021, 0022-68-FO/PE el Estado otorgaba a IPC por el plazo de 40 años la *Concesión Directa de Refinación y Manufactura* para la operación de la mencionada refinería; para aumentar la capacidad de refinación de 50 mil a 80 mil barriles; para producir gasolina de mayor octanaje en lugar de la que importaba libre de impuesto (precisamente cuando EPF trataba de colocar en el mercado gasolina de 95 octanos producida por la Refinería de la Pampilla, obra meritoria que acababa de construir el Estado); para continuar con la comercialización a nivel nacional; (en 1968 IPC ya controlaba el 80% del mercado de productos del petróleo); también otorgaba a IPC por el plazo de 40 años, las concesiones directas para incrementar su capacidad de almacenamiento en toda la República para la venta de lubricantes y combustibles; para manufacturar aceites y lubricantes; las tres concesiones citadas quedaban sujetas, sin reserva ni limitación alguna a la Ley del Petróleo 11.782 de año 1952; el Artículo 81 de esta Ley permitía las concesiones de manufactura, refinación, transporte y comercialización por 40 años, prorrogables a otros 40 años adicionales a simple solicitud del

concesionario; en cambio, según el Artículo 42, las concesiones de explotación sólo podrían prorrogarse a juicio del Poder Ejecutivo. En aquella oportunidad no se afectó la explotación que realizaba IPC de las Concesiones Lima, entonces la más productora, con 29 mil barriles diarios. Por D.S. 088-68FO, IPC fue autorizada para continuar operando los campos de La Brea y Pariñas hasta fin de año.

Cuando se publicaron sucesivamente los alcances de los mencionados acuerdos en agosto y septiembre de 1968, hubo intensos debates en los medios de comunicación y en instituciones representativas, con un censo nacional adverso. El 3 de octubre de 1968 se produjo el movimiento revolucionario que depuso al Gobierno Constitucional. por Decreto ley 17.065 del 4 de octubre se declararon nulos el Contrato y el Acta de Talara. El 9 de octubre de 1968, por Decreto Ley 17.066,

- a. se declaró de necesidad, utilidad y seguridad pública la expropiación del Complejo Industrial de Talara (refinería, anexos, tanques, abastecimientos de agua potable, oleoductos y gaseoductos locales, instalaciones portuarias, campamentos y la superficie de La Brea y Pariñas); se autorizó al Ministerio de Fomento y Obras Públicas a iniciar y culminar el proceso de expropiación;
- b. se tomó posesión por la Fuerza Armada de los yacimientos de La

Brea y Pariñas de propiedad del Estado y del Complejo Industrial de Talara;

- c. se encargó a la Empresa Petrolera Fiscal la administración y operación del complejo;
- d. se garantizó los derechos del personal respectivo.

El 6 de febrero de 1969, culminando la acción reivindicatoria iniciada el 9 de octubre, y de acuerdo al procedimiento administrativo del cobro de los adeudos de IPC por productos indebidamente extraídos, el gobierno a título de expropiación tomó posesión del sistema de comercialización de productos del petróleo que continuaba operando IPC, así como el 50% de las *«Concesiones Lima»* que explotaba en sociedad y para la compañía inglesa *Burmah Oil*. El Poder Judicial declaró inadmisibles el recurso de HABEAS CORPUS que presentó IPC para defender su posición. Por Decreto Supremo 014-EM/DGH, del 22 de agosto de 1969, el Ministerio de Energía y Minas quedó encargado de la prosecución y culminación de los procedimientos de expropiación de todos los bienes de propiedad de la IPC, situados en el territorio nacional.

DESPERTAR PETROLERO EN LA REPUBLICA

El primer pozo tubular del mundo, perforado entre julio y agosto en 1859 por Edward L. Drake en

Titusville, Pensylvania, sólo tuvo 21 metros y producía 20 barriles de petróleo al día. Comenzaba un nuevo capítulo en la historia de la energía, pues los derivados de la destilación fraccionaria del petróleo resultaron ser excelentes combustibles, fáciles de manipular y económicos para las aplicaciones industriales y domésticas más diversas. El petróleo había llegado a ser uno de los productos más importantes del mercado y muy pronto las fortunas logradas con los pozos petroleros superaron a las de los mineros del oro o de los diamantes.

Los numerosos afloramientos de brea y de petróleo en los departamentos del norte del Perú, la importación de kerosene a partir de 1860, y las noticias de la fiebre petrolera en Estados Unidos, despertaron el interés de inversionistas para buscar el oro negro en territorio peruano.

En 1862, en la Quebrada de Tusillal, cerca a Zorritos se logró extraer unos 100 barriles de petróleo pesado excavando zanjas de 10 metros de profundidad; producto que se ensayó en una fábrica de Lima que producía gas a partir de carbón de piedra. Esta fábrica se interesó en el petróleo y envió al ingeniero E. A. Prentice a Zorritos el año siguiente, con equipo y técnicos para buscar una perforación tubular; se hizo la operación en la misma quebrada de Tusillal y en noviembre de 1864 se encontró petróleo a 24 metros de profundidad; fue el primer pozo

tubular de Sudamérica, pero la empresa no prosperó por falta de recursos.

En 1865 se constituyó la firma *Peruvian Petroleum Company* para explotar el petróleo en la zona de Zorritos donde arrendó la propiedad de Diego de Lama; la nueva compañía trajo equipo moderno y hasta una nave pequeña (que naufragó poco después) para abastecer agua dulce; se perforaron con éxito 3 pozos, lográndose una producción diaria de 480 barriles, pero la empresa no tuvo mayor éxito y paralizó la explotación en 1869.

En 1875 se formó la empresa petrolera *Korokoro* para buscar y explotar petróleo en el Departamento de Puno; llegó a perforar casi 200 metros y producir 50 barriles de petróleo, pero fracasaron los intentos posteriores de perforación tubular y así terminó la empresa. En 1876 otra firma reinició la búsqueda de petróleo en Pirín, en el mismo Altiplano del Titicaca; en lugar de hacer pozos tubulares abrió como si se tratase de una operación minera, piques y galerías, pero con poco resultado.

La Guerra del Pacífico interrumpió estos primeros esfuerzos petroleros. Al final de la guerra se constituyeron la Compañía Peruana de Refinar Petróleo y la Compañía Petrolera Thome, en el área de Zorritos; a orillas del río Tumbes se construyó una pequeña refinería, que fue una de las primeras de América del Sur; posteriormente

fue trasladada a Zorritos, y a la muerte de su promotor Henry Smith, por ejecución judicial de una deuda, pasó a ser propiedad de la firma comercial Basso Hnos. y F. Piaggio del Callao que pagó por ella 25.200 soles.

Durante la última década del siglo pasado, hubo 12 compañías petroleras en el norte, siendo las más importantes el Establecimiento Industrial de Petróleo de Zorritos, de F. Piaggio, y la London Pacific Petroleum Company (LPPC). Al comenzar el siglo XX, se formó la *Compagnie de Petrole d'Amerique du Sud* que perforó 26 pozos, con 50% de éxito.

La zona de Lobitos fue explorada en 1901 por la firma *Peruvian Petroleum Syndicate* formada por Alejandro Milne; perforó 26 pozos productivos en la concesión de 5.000 hectáreas que obtuvo entre Cabo Blanco y Punta Capullana, que hasta ahora se llama Concesiones Lima.

En Londres se constituyó la *Lobitos Oil Field Limited*, que compró la propiedad de Alejandro Milne, cuya organización Milne y Cía. S.A. quedó como apoderada de la *Lobitos Oil Field*.

Al comenzar la segunda década de este siglo sólo estaba operando la mitad de las 25 líneas petroleras que se habían formado en el Perú. Los pozos de Pirín que tomó a su cargo la *Titicaca Oil Company*, estaban dejando de ser económicamente productivos.

Hasta esta época las concesiones de petróleo están otorgadas y regidas por el Código de Minería de 1900, pero en 1911 el gobierno dejó en suspenso el otorgar concesiones para explotar petróleo, en la época en que se produjo la remensura de La Brea y Pariñas. Algunas firmas se sintieron defraudadas de no poder ampliar sus concesiones cuando con motivo de la Primera Guerra Mundial, aumentó la demanda enormemente. Es en ese período que se forman y desaparecen varias compañías petroleras en el Perú, tales como la *The Bocapan Oil Fields* y la *Inca Oil*.

Al tratar de La Brea y Pariñas, ya se ha visto que fue en este período (1914) que apareció la IPC como operadora de la *London Pacific Petroleum Company*. En enero de 1922, año del laudo, se dio la primera ley del petróleo, la Ley 4.452, que autorizó concesiones más extensas que las previstas en la Ley de Minería.

La Lobitos Oil Field Limited formó la *Sociedad Anónima Compañía Petrolera Lobitos* en 1926 y elevó su capital a un millón de libras quedando como la propietaria de todas sus acciones. Pero en 1957 cedió el 50% de sus intereses a la IPC por la operación del otro 50%, cuya producción administró independientemente. Este contrato de compra y venta por escritura pública, aunque aprobado por el Consejo Superior de Petróleo, no procedía legalmente, pues la Compañía Petrolera Lobitos no podía vender el petróleo yacente en el subsuelo,

que es propiedad del Estado y además la situación de IPC ya estaba en conflicto.

En los años 50 hubo grandes expectativas respecto a las posibilidades de Sechura y muchas compañías hicieron inversiones para explorar y perforar esa región pero sin resultados satisfactorios.

La idea que el petróleo se hubiese formado en una banda geológica paralela a los Andes, en la selva que se extiende desde Venezuela hasta Colombia, Ecuador, Perú y se prolonga a Bolivia y las llanuras argentinas y la presencia de petróleo en el Titicaca y en los afloramientos petroleros en Madre de Dios, fue desde comienzos de este siglo un estímulo para explorar en la selva peruana. En 1920 se formó una Compañía petrolera del Marañón que no tuvo éxito; la *Standard Oil de Nueva Jersey* hizo denuncios en 1922 que no llegó a explorar, abandonando su concesión.

La primera empresa afortunada en la selva, pero en una escala modesta, fue la Compañía de Petróleo Ganzo Azul Ltda. en Aguas Calientes; después de un reconocimiento aéreo en 1929, en que se apareció un domo o formación geológica elevada, como probable yacimiento, un geólogo reconoció la zona y alentó a un grupo de capitalistas que formaron esta compañía; que aunque tuvo que abandonar su primera perforación improductiva de mil metros, perseveró y encontró petróleo en la mayor parte

de sus pozos posteriores. Además, esta compañía instaló una pequeña refinería que tuvo una producción aproximada de 3 mil barriles diarios.

En 1945 se constituyó, con capitalistas alemanes y peruanos, la Compañía Peruana de Petróleo *El Asiento* que obtuvo una concesión en el Ucayali medio; con meritoria perseverancia esta compañía llegó a producir petróleo en 1958 en la zona de Maquía, en Contamana.

El abastecimiento de los productos de la refinación del petróleo en el país procedían casi totalmente de Talara, hasta que se construyó la Refinería de La Pampilla. La primera refinería económicamente importante fue de la LPPC, cuyos 3,4 mil barriles diarios (MB/D) al terminar la Primera Guerra Mundial, cubrían la demanda nacional; posteriormente tuvo ampliaciones sucesivas a 9 MB/D y con destilación fraccionada a 15 MB/D. Cuando en 1924 la IPC compró las instalaciones de LPPC, implementó el antiguo sistema de craqueo térmico, aumentando así la producción de gasolina. En 1954 comenzó a funcionar una nueva refinería de la IPC, de 45 MB/D, que en esa época llegó a ser la refinería más importante de América Latina.

La Ley 4.425 del año 22 fue sustituida en 1952 por una ley destinada a alentar inversiones y promover más actividad petrolera: fue la Ley 11.780 del 12 de marzo de 1952. A pesar de que se otorgaran varias concesiones

y se invirtieron capitales importantes en la búsqueda de nuevos campos, no se lograron resultados satisfactorios ni en la costa (se confirmó que Sullana no era petrolífera y en Nazca e Ica los resultados fueron negativos), ni en la selva (la Gulf Oil Co. en el Marañón hicieron costosas exploraciones sin resultado favorable); el Estado se benefició solamente con 38 millones de soles por denuncias.

Bajo el régimen de esta Ley (11.780) tuvo un éxito relativo la Compañía Petrolera Peruana, en su concesión *Mirador*, que en 1960 fue adquirida por la Belco Petroleum Corporation of Perú.

Es en 1953, cuando el Estado alentó la explotación en el Zócalo Continental, que la Compañía Petrolera del Pacífico recibió 10 concesiones, donde hizo perforaciones dirigidas desde la costa (en Lousiana, Estados Unidos, se hizo la primera perforación dirigida desde tierra firme desde el subsuelo marino, en 1946; Perú fue el segundo país donde se empleó esta tecnología) pero la producción obtenida no fue reproductiva.

Durante 1961 se descubrió el campo de gas de Aguaytía en la selva central, con la participación de varias compañías, pero no se ha llegado a explotarlo.

En el año 1962 se instaló la Refinería de Conchán de 6 MB/D de capacidad, en la playa próxima a la fábrica de Cemento de Atocongo, que tenía

instalaciones marinas para su abastecimiento de combustible directamente desde petroleros. Financiada y operada por la Sociedad formada con la Chevron (Standard Oil de California) estuvo diseñada para refinar 2,2 MB/D de petróleo crudo llamado Boscán, producido en Venezuela y el resto de su capacidad para tratar otros crudos. La compañía refinadora se llamó *Refinería Conchán - California S.A.* y la comercializadora de sus productos, *Compañía Petrolera Conchán S.A.*

Empresas extranjeras solicitaron muchas otras concesiones, pero en la década del 60, antes de 1968, solamente se concedieron 400000 hectáreas a la *Occidental Oil Company* y 398.000 a la *Texas Petroleum Company*, ambas concesiones vecinas en el zócalo, en la región próxima a Salaverry; fueron exploradas posteriormente por ambas compañías, sin éxito. Fueron las últimas concesiones que se hicieron en el Perú, al amparo de la Ley 11.780. En efecto, el Decreto Ley 17.440 del 18 de febrero de 1969 suprimió el sistema de concesiones petroleras, y en consecuencia se rechazaron 6 solicitudes de concesiones en el zócalo, 1 en la sierra y 2 en la selva.

Cuando el Estado asumió la responsabilidad total de la industria petrolera, las empresas privadas que aún poseían concesiones hasta la década del 60, tuvieron la alternativa de acogerse a ser contratistas de la empresa pública *Petróleos del Perú* (caso Belco), o ceder sus derechos

(como ocurrió progresivamente con las demás empresas).

LA EMPRESA PETROLERA FISCAL

Durante los primeros años de este siglo, la actividad petrolera del Perú estuvo totalmente en manos de empresas privadas. Así pues el 24 de febrero de 1930, se dieron dos leyes: la 6838 autorizaba el establecimiento de un estanco para vender el petróleo y sus derivados. Ninguna de estas leyes pudo cumplirse, presumiblemente por no convenir a los intereses de IPC.

Se menciona el 11 de septiembre de 1934, como la fecha de creación de la Empresa Petrolera Fiscal EPF, cuando por Resolución Suprema 11 del gobierno del Presidente Benavides se creó el Departamento de Petróleo del Cuerpo de Ingenieros de Minas, con un presupuesto de 40 mil soles. Por Ley 8832 del 9 de febrero de 1939 se expropiaron las propiedades petrolíferas e instalaciones que poseía la firma Piaggio en Callac y en Zorritos por 3 millones de soles y se retomaron las concesiones Zorritos de Tumbes. Por Ley 9037 de noviembre del mismo año se autorizó la organización de una *entidad fiscalizada comercial* en el mismo Departamento de Petróleo del Cuerpo de Ingenieros de Minas para que se encargara de la exploración de las áreas que el gobierno había reservado en la costa norte y en el Altiplano, y para que operara la refinería de 1200 barriles

diarios que se instaló en Villar, cerca a Zorritos (esta refinería produjo kerosene, diesel residual y gasolina). siete años después se creó la empresa *Establecimientos Petroleros Fiscales*, dependiente de la dirección de Minas y Petróleo del Ministerio de Fomento, a base del mencionado Departamento de Petróleo del Cuerpo de Ingenieros de Minas. Recién en 1948, por Decreto Supremo 11, se constituyó la empresa pública con el nombre de Empresa Petrolera Fiscal EPF, con personería jurídica y con un capital nominal de 200 millones de soles (que cubriría con sus utilidades); asumiría la administración y las operaciones de *Establecimientos*, incluyendo la Refinería *Villar*; se le dieron como rentas las regalías que pagaban las concesiones, las utilidades de sus operaciones, la partida que se le señale en el Presupuesto Fiscal y los recursos que se le fijarían mediante leyes especiales.

La EPF tuvo que afrontar muchas dificultades en su desarrollo, debido a las ventajas que detentaba IPC y no precisamente por deficiencia en su administración. En 1952, la Ley 1178 abrió la posibilidad de hacer participar a la empresa privada reservando solamente el 40% para el Estado (Art. 147, par 3º), dispositivo que felizmente no se materializó y fue derogado por un Decreto Ley (14.473) en 1963. Se redujo su capital, que había alcanzado 750 millones de soles, a sólo 500 millones, que posteriormente la EPF logró que se reconsiderase e incrementase a mil millones (1962)

por los resultados de su desarrollo y después a 1.500 millones (1963), cuando se le asignó adicionalmente concesiones en los 50 kilómetros de la frontera.

La Refinería *Villar* con que EPF comenzó la producción de derivados llegó a cerca de medio millón de barriles (1943); compitió en desventaja con la de IPC y en 1954 se la desmanteló aduciendo la demanda creciente en la selva, donde quedó paralizada durante 2 años. Reconstruida cerca de Iquitos con el nombre de *Refinería Luis F. Díaz*, comenzó refinando 15 mil barriles en 1956, y llegó, al terminar los años 60, a unos 200 mil barriles anuales.

EPF quedó sin capacidad propia de refinación en la costa, donde llegó a disponer de más de un millón y medio de barriles de petróleo anuales entre su propia producción y las regalías; una parte era entregada a IPC para que la refinase y vendiese sus productos.

La inquietud de poseer una refinería propia se impone desde el año 1963, pero una primera licitación para instalarla en La Pampilla no pudo culminar por la falta de apoyo o de quorum de su propio directorio. Mientras tanto, empresas públicas latinoamericanas de petróleo estaban en pleno e intenso desarrollo, asumiendo las responsabilidades de la industria petrolera, contando con el apoyo de todas las fuerzas vivas de su país. Petróleos Mexicanos (PEMEX) se ha-

bían adelantado en la década del 30, dando el ejemplo; Petróleos Brasileños (PETROBRAS), Yacimientos Petrolíferos Fiscales Argentinos (YPFA), la Administración Nacional de Petróleo (ENAP) de Chile, la Empresa Colombiana de Petróleo (ECOPETROL), fueron apareciendo sucesivamente y, a pesar de la opocisión y augurios negativos de la empresa privada extranjera, surgieron hasta representar columnas de la economía estatal, evitando el drenaje exagerado de divisas que demandan los combustibles; y aún en los casos extremos de Uruguay y de Brasil con ninguna o insuficiente producción nacional, su presencia y su administración nacionalista y vigorosa dieron impulso al desarrollo nacional.

Hubo esforzados empresarios que trataron de dar a EPF la posibilidad que le correspondía, puesto que tenía importantes recursos petroleros y el potencial humano para desarrollarlos. En su Memoria Anual de 1965 el presidente de EPF, (esa vez el doctor Jaime Rey de Castro), ponía en relieve un concepto que hoy en día es fundamental en la administración pública de la energía: *una mayor independencia de la administración pública con el objetivo de dinamizarla, pues el procedimiento administrativo común resulta incompatible con la industria petrolera que requiere una mayor flexibilidad.* Finalmente EPF hizo posible la Refinería de La Pampilla a un costo de 19 millones de dólares, para tratar 20 MB/D (mil barriles diarios); perforó

petróleo nacional (más de 7MB/D) y recibió adicionalmente 1 millón de barriles de la regalía de Lobitos; exportó 639 mil barriles de petróleo a Argentina, al Japón y a Inglaterra; obtuvo 22 millones de soles de utilidades y pagó 4 millones de impuesto a la renta. EPF era una empresa promisoriosa y aunque su personal técnico era competente, tuvo que desarrollarse dentro de fuertes limitaciones burocráticas y frente a la poderosa competencia e influencia de la IPC.

Al comenzar 1968 la Empresa petrolera Fiscal estaba afrontando el problema de comercializar la producción de la Refinería La Pampilla; sus campos petrolíferos de Los Organos estaban en plena producción; a pesar de la Leyes 11.780 y 14.696 que declararon nulo el Laudo, La Brea y Pariñas estaba en manos de la IPC. En sus campos de Los Organos, al norte de Talara, producía unos de 5 MB/D, algo más del 10% de la producción nacional. Entre La Pampilla y la Refinería L. F. Díaz podía refinar 18 MB/D, un 23% del total en el Perú.

La Empresa Petrolera Fiscal (EPC) por Decreto ley 17.066 de 9 de octubre de 1968 se encargó de la administración, independiente de la propia, del Complejo Industrial de Talara, expropiado en esa fecha, y el 6 de febrero de 1969 se hizo cargo de la comercialización del petróleo y sus derivados a nivel nacional.



RESPONSABILIDAD DE UNA EMPRESA PÚBLICA ESTATAL

El 24 de julio de 1969 por Decreto Ley 17.753, se sustituyó la denominación de la Empresa Petrolera Fiscal por la de Petróleos del Perú (PETROPERU); se le adjudicaron en propiedad los bienes integrales del denominado Complejo Industrial de Talara y anexos y se le fijó un capital autorizado de 5 mil millones de soles. La empresa asumió todas las nuevas responsabilidades con eficiencia y sin interrumpir las operaciones petroleras y el abastecimiento normal de los productos a las grandes fuerzas productoras del país; la minería, la pesquería, la agricultura, los transportes, etc., y el público en general pudieron disponer satisfactoriamente de los combustibles y lubricantes. Los puestos directivos quedaron a cargo de profesionales peruanos, que demostraron capacidad técnica y abnegada dedicación para dirigir y operar todas las fases de la industria. PETROPERU se reorganizó como una empresa integrada muy definida para explotar petróleo, producirlo, refinarlo, transportarlo, distribuirlo y comercializarlo.

Como se verá después en mayor detalle, el volumen y la complejidad de sus operaciones es muy grande y de tecnología avanzada. A mérito del Decreto ley 17.995 de 18 de noviembre de 1969, estuvo desde un comienzo dentro de un régimen de empresa privada, lo cual le permitió actuar con flexibilidad y eficiencia

que debe caracterizar a una empresa moderna y por lo mismo obligada a contribuir al Erario Nacional en la misma forma que cualquier otra empresa privada: no tuvo ningún trato preferencial respecto a todos los impuestos, liberaciones aduaneras y permisos de importación, e inclusive no gozó durante sus primeros seis años de los beneficios de la Ley de Promoción de Petróleo 11.780. Comenzó pagando los impuestos y derechos de aduana de los que estuvieron liberados tanto IPC, como Conchán y otras empresas petroleras con las que competía y renunció a la percepción de las regalías que le estaban asignadas a la empresa para complementar su capital, regalías de petróleo que pasaron a incrementar los recursos del Tesoro Público.

En el primer año de sus operaciones (1969), entre impuestos a la renta (341'), de timbres (179'), de importación (76') y otros (17') aportó 613 millones de soles al Estado, además de impuestos al consumo (950') y compra de crudo de soles, el doble de lo que habían contribuido en el curso de un año EPF e IPC combinados. Y nunca ha dejado de pagar, hasta ahora, impuestos a la renta, por utilidades.

Desde su creación ha puesto en relieve que una empresa pública puede constituir una escuela excelente para el estudio de los problemas sociales y económicos, permitió evaluar precios y ganancias de entidades privadas que se dedican a la

misma actividad (en esa época PETROPERU tenía varios competidores), aportando elementos de juicio importantes para fines de política económica, dentro de un clima de leal y libre competencia. Materializó el hecho real de que si bien una empresa pública no puede ni debe funcionar teniendo como objetivo principal la *«maximización de la ganancia»*, pero debe operar con eficiencia, superar los controles de calidad y perseguir una ganancia razonable que le permitirá su autosuficiencia financiera y aporte equitativo a la Caja Fiscal; los precios de sus productos deben ser justos y con un sentido de interés social.

Estos conceptos fueron expuestos por PETROPERU en la reunión de CADE 1969 (IPAE) en relación con el tema *«Empresas Públicas»*, expresando que para el logro de los objetivos antes mencionados se requiere de una administración profesional y la aplicación de técnicas gerenciales modernas, entre las cuales, la determinación de centros de ganancia, responsabilidad e implementación de sistemas de incentivos, son de importancia primordial.

Una política poco realista de precios a los consumidores comenzó a inhibir el éxito financiero de la empresa, en el año 1974, cuando los costos del petróleo importado subieron aceleradamente, hasta producir por decisión política, no empresarial, subvenciones cuantiosas que en 1976 afectaron a la economía nacional y la

liquidez de la empresa, pero en cuya contabilidad aparecen como cargos del Tesoro; PETROPERU continuó pagando año a año, elevados impuestos a la renta, conforme aparecen en sus balances anuales.

Cada una de las operaciones petroleras a cargo de la empresa estatal tiene gran significado en el desarrollo nacional.

LA BUSQUEDA DEL PETROLEO

La búsqueda de reservas debe ser la preocupación permanente de una empresa petrolera, lo cual es de extrema importancia en un país como el Perú, que aunque en estos momentos está gozando de autonomía petrolera, debe asegurar su propio autoabastecimiento para los años venideros, en los que se vislumbra una escasez y encarecimiento crecientes.

El petróleo y el gas natural suelen estar aunados, y la búsqueda de uno conlleva a la expectativa de encontrar ambos. Una de las primeras preocupaciones de PETROPERU, fue intensificar la perforación de pozos de exploración en sus campos del noroeste, donde en 1969, de 116 pozos perforados, 14 fueron de exploración, con un 20% de éxito; sin contar otros 8 pozos de exploración de una de las áreas en contrato (Belco).

Sin embargo, durante ese primer año puso especial atención al reto que se planteaba el país y consi-

guiente a la empresa, con el aumento creciente de las importaciones de petróleo. Los campos de La Brea y Pariñas, Lobitos y Los Organos estaban en franca declinación; lo más que se podía hacer era ampliar la exploración a áreas contiguas, sobre todo en el Zócalo Continental. la demanda nacional crecía a razón de 10 mil barriles diarios cada año que pasaba. Claro que ese aumento era la medida del grado de desarrollo que experimentaba el país; los petroleros reconocían que uno de los índices más evidentes para medir el progreso de una nación era el que proporcionaba el consumo de barriles de petróleo per cápita. Por esos motivos, PETROPERU inició su exploración en la región norte de la amazonía, con sus propios recursos. la disposición geológica de la zona, y los descubrimientos, entonces recientemente ocurridos en áreas geológicas próximas a Ecuador (Lago Agrio) y Colombia (Oritos) alentaron las expectativas.

Explorar en la selva amazónica no fue fácil, demandó un esfuerzo humano enorme, muchos recursos y la aplicación de la más moderna de las tecnologías exploratorias, o sea la sismología; con tal fin PETROPERU contrató dos firmas de prestigio internacional, una alemana (PRAKLA SEISMOS) y otra estadounidense (Geophysical Service Inc.), para comenzar la prospección del área del río Tigre. Simultáneamente continuó explorando durante su segundo año de operaciones en el noroeste pero los resultados no fueron satisfacto-

rios debido a que los campos ya están en período de declinación, lo que implicaba tener que explorar zonas en estructuras profundas, con gran esfuerzo técnico y económico aún en el caso de descubrir nuevos yacimientos. Hace sólo diez años, el petróleo costaba mucho menos de un décimo del precio actual, lo cual no permitía introducir las técnicas modernas, pero muy costosas, de recuperación secundaria; es interesante recordar que el Perú fue uno de los primeros países donde se inició experimentalmente esta nueva tecnología.

Durante 1970 se realizaron exploraciones geológicas en el suroriente desde Atalaya, en los ríos Urubamba, Sepa y Tambo; así como en el Altiplano, en las zonas de frontera con Bolivia. Luego se intensificó la exploración geofísica en el noroeste y en el Zócalo Continental con cerca de 1.000 Km. de líneas sísmicas.

El 16 de noviembre de 1971, se alcanzó un punto culminante en el intenso esfuerzo de exploración realizado por la empresa estatal en la selva amazónica, cuando a las 7,25 de la mañana comenzó a fluir petróleo del pozo Corrientes X-11 (Trompeteros), el primero que perforó Petróleos del Perú en la zona de 6 millones de hectáreas que operaba en la selva amazónica. los estudios geológicos y geofísicos realizados hasta esos momentos para determinar las cuencas petrolíferas de la región y el mecanismo de migración de los fluidos fós-

les, confirmaron concretamente la presunción de que la selva peruana posee más de 50 millones de hectáreas de terrenos de filtración petrolífera. Más antes, empresas poderosas del mundo habían realizado exploraciones costosas sin éxito, como ocurrió en las concesiones que obtuvieron años atrás de 1960, Unión Petroleum en el valle del río Santiago, o la Gulf Oil Co. en el Marañón; y aún la misma IPC, que en agosto de 1968 pidió a la EPF en representación de Petrolera Viru Inc., una concesión de 1 millón de hectáreas en la subzona complementaria de la región del Mantaro que (EPF) tenía adjudicada por D.L. 14.473.

La exploración de lo que los geólogos consideraban como una de las pocas grandes zonas petrolíferas que aún quedaban inexploradas en el mundo, tenía que demandar recursos económicos y tecnológicos muy superiores a aquellos con que podía contar el Perú. Esa realidad, conjuntamente con la urgente necesidad de encontrar y producir los volúmenes de petróleo que el país requería, justificaron los contratos de operaciones que Petróleos del Perú suscribió con varias compañías de prestigio internacional.

En estos contratos, que fueron denominados *Modelo Perú* en el mundo petrolero, en una época (1970) en que mayormente se *concedían* derechos de propiedad sobre suelos y sobre el petróleo descubierto, se establecieron nuevas condiciones que

en pocos años se hicieron extensivas a otros países y muy especialmente a los grandes productores del Tercer Mundo. Se afirmó que el nuevo modelo de contrato, que el Estado Peruano es el dueño absoluto de todo el petróleo que se produzca y de todas las reservas, probables y probadas que se encuentren en el área materia del contrato; que todas las inversiones, costos y riegos de las operaciones serán de la exclusiva cuenta del contratista, a quien Petróleos del Perú pagaría en el campo, con un porcentaje no mayor del 50% del petróleo producido; de ese porcentaje sólo podían exportar el saldo después de cubrir el requerimiento del consumo interno que sería vendido a PETROPERU; se condicionaba un programa para exploración, suelta de parcelas y retención de un 50% del área para explotar; PETROPERU pagaría los impuestos correspondientes al contratista y los derechos de importación de los equipos necesarios para las operaciones; antes de firmarse, los proyectos de cada contrato fueron previamente puestos en conocimiento de autoridades de diferentes sectores de la nación y fueron publicados en forma completa inmediatamente después de ser firmados en el diario oficial y en los medios de comunicaciones. Desde aquella época, han ocurrido variaciones considerables en el precio del petróleo en el mercado internacional, en los costos de las operaciones, en la legislación tributaria y naturalmente se han puesto en evidencia particularmente las desventajas de 17 contratos que fueron

firmados en esos primeros años y que motivaron un gigantesco esfuerzo exploratorio en la amazonía. Allí ha quedado un solo contratista extranjero, mientras dieciséis grupos restantes se han retirado después de hacer inversiones de algunos centenares de millones de dólares durante 4 ó 5 años de exploración. Han dejado información geológica valiosa para la exploración futura; 80 estructuras descubiertas que esperan una exploración complementaria de detalle; un levantamiento a radar que muestra a escala del cienmilésimo el sistema capilar de riachuelos, estirones y ríos que se deslizan por debajo de los bosques de toda la rugosa *planicie* amazónica; desde la Cordillera Oriental hasta las fronteras. Sobre todo, la inquietud de que allí hay una riqueza no renovable, pero inmensa, que los peruanos deben descubrir, evaluar y usar con prudencia para promover el desarrollo del país.

Entre diversas publicaciones importantes alrededor de aquella etapa reciente de la exploración por petróleo, el *Centro de Estudios para el Desarrollo y la Participación* ha dado a luz recientemente la obra *Transnacionales y Petróleo en el Perú*, donde su autor Alberto Ponti al hacer un *Análisis de la Políticas Petroleras 1968-1980*, se detiene en un cuidadoso y meritorio estudio comparado del modelo del contrato que suscribieron 20 contratistas representando a unas 50 compañías petroleras; muestra objetivamente aciertos y desaciertos que se ponen en relieve con

el transcurrir de los años. Que sean enseñanzas para que futuras generaciones se empeñen en lograr lo mejor que merece nuestro Perú.

PERFORACION DE POZOS PETROLEROS

Penetrar centenares o miles de metros, como se hace hoy día, a través de los estados superficiales de la corteza terrestre, en una dirección dada, vertical u oblicua, mediante un pozo tubular petrolero, es una proeza tecnológica comparable a otros logros importantes de la ingeniería contemporánea. Se comenzó perforando unos 20 metros en los Estados Unidos, hace más de un siglo, y pocos años después el primer pozo tubular peruano encontraba petróleo a 30 metros, en Tumbes.

Desde entonces en el Perú se han perforado alrededor de 10 mil pozos, la mayoría en la costa noroeste (La Brea y Pariñas, Lobitos, Los Organos), en el zócalo y en la selva. Se han abandonado más de la mitad, y un gran número sirven a operaciones auxiliares y no precisamente extrayendo petróleo. La actividad en el mundo es impresionante en cantidad y en profundidades alcanzadas. En 1981 se han perforado mil pozos que tienen 5 mil o más metros de profundidad, y uno de ellos, en la Península de Kola, en la Unión Soviética, continúa penetrando hasta el centro de la Tierra y ya sobrepasó los 11 mil metros seguido de cerca por otro en Washita County, Oklahoma, que está

en los 10 mil metros. Pero el radio de la Tierra todavía es más de 600 veces mayor.

Los pozos pueden ser de exploración o de desarrollo; los primeros se hacen después que los estudios realizados por métodos diversos (geología, gravimetría, geomagnetismo, sísmica) han permitido establecer la ubicación probable de un yacimiento y han señalado un punto conveniente para la perforación, la probabilidad de tener éxito, aún contando con las técnicas más modernas es alrededor del 10%, conforme resulta de las estadísticas de perforación exploratoria en el mundo petrolero. Los segundos, los pozos de desarrollo, se hacen en estructuras conocidas; en el noroeste del Perú, la probabilidad de éxito de estas perforaciones va disminuyendo a medida que los campos envejecen; en Talara, hace 100 años, la probabilidad de éxito para delimitar un depósito ya descubierto era de un 80% y del 100% dentro del mismo campo; hoy día esos porcentajes han disminuido sustancialmente.

Para perforar en tierra se utilizan equipos muy costosos y pesados: una torre metálica de suficiente altura como para poder maniobrar un rosario o sarta de tubos (tubos unidos por las roscas de sus extremos) en cuyo extremo inferior está fijada una broca diamantina especial, dentada, de acero muy duro (existen variedades de modelos, que se hacen girar a unas 200 a 300 revoluciones por minuto mientras avanza lentamente en la

perforación del suelo. Se abre paso triturando o pulverizando los estratos, por el efecto combinado de su rotación y del peso de la tubería de perforación, produciendo presiones de hasta varias toneladas, según lo requiera la dureza del medio que atravieza: arcillas muy blandas, esquistos, o rocas muy duras. el tubo de perforación no podría avanzar más allá de unas decenas de metros, si no fuese por el fluido que circula impulsado por bombas poderosas penetrando por el interior del tubo hasta su extremo inferior donde está la broca y retornando por el intervalo entre la pared externa del tubo y la pared del pozo. Este fluido tiene propiedades coincidentemente y extraordinariamente importantes: es lubricante, casi tan denso como la roca y de consistencia de un gel (gelatinoso); se le denomina lodo (y lo es en apariencia); se trata de una mezcla acuosa de baritina, bentonita, soda y de otras sustancias que le dan mayor o menor fluidez. Es lubricante por excelencia, y así es posible lograr que un tubo de miles de metros pueda estar girando dentro de la perforación a 200 revoluciones por minuto, impulsado desde luego por poderosos motores. Mientras está en movimiento, es fluido y arrastra los materiales desmenuzados por la broca hasta el exterior del pozo, donde se separan del lodo, el que purificado vuelve a inyectarse en un ciclo continuo, durante el cual mantiene la broca fría; por su elevada densidad, impide que el petróleo a gran presión, en caso de encontrarse, salga

libremente al exterior fuera de control; además el lodo tapona los intersticios de las paredes naturales del pozo; cuando se detiene el movimiento el lodo adquiere la consistencia de una gelatina casi sólida y mantiene en suspensión, pero *«congeladas»* donde se encuentran, las partículas sólidas de roca y otros residuos, que de otra manera se acumularían en el fondo del pozo, atrapando el tubo y la broca. Esta variedad de cualidades del lodo de perforación ha contribuido a que la tecnología petrolera haya podido alcanzar un grado de perfección notable. La perforación se comienza usualmente con un diámetro de unos 25 centímetros, hasta unos 80 metros de profundidad; en este primer tramo se fija con cemento a presión un tubo de acero de 24,5 cm. de diámetro, que queda así anclado fuertemente en el terreno, y que constituye la *«columna conductora»*.

Con una broca de menos diámetro (unos 20 cm.), que se introduce a través de la columna conductora, se continúa el avance de la sarta de tubos hasta la profundidad prevista; se suelen sacar muestras de material encontrado durante la perforación a diferentes profundidades, cuyo estudio brinda información geológica importante para el éxito de la operación. Continuamente se van obteniendo datos acerca de la naturaleza de los estratos que se atraviesan, mediante observaciones muy precisas de la resistencia eléctrica del suelo y por métodos de investigación

científica que toman a su cargo compañías especializadas, por contrato para cada perforación. Si se ubica el petróleo se sustituyen los tubos de perforación por otros denominados forros que se suelen cementar en las paredes del pozo, quedando así un ducto seguro para la extracción del producto. Hay muchas operaciones intermedias que dependen de cada caso; entre ellas, el *«baleo»*, que consiste en perforar las paredes del tubo a nivel donde se encuentra petróleo, mediante cargas explosivas dispuestas radialmente, para abrir canales por donde puede fluir el combustible líquido (o el gas) hacia la tubería de producción. El flujo, que suele producirse con presiones muy altas, se controla con un equipo pesado que se fija anticipadamente en el extremo superior del tubo; por la cantidad de llaves y compuertas que tiene, se le llama *«árbol de Navidad»* y tiene un rol muy importante para controlar la velocidad de salida de los productos y por consiguiente la seguridad y la vida del pozo.

En el caso de las perforaciones en el zócalo, se puede iniciar desde la costa, mediante pozos inclinados, como los que hicieron en un comienzo los primeros concesionarios, por ejemplo Belco frente a Talara; su costo es mucho mayor debido a su mayor longitud y técnicas especiales más refinadas. También se usan barcasas o buques especiales como los que empleó Belco y hace pocos años Tenneco explorando cerca a la frontera con Ecuador, donde hizo varias

perforaciones; una de las cuales fracasó trágicamente, por la apertura imprevista (blow-out) de un bolsón de gas natural que envolvió la nave incendiándola, con el saldo de varios muertos y heridos. Actualmente la exploración y el desarrollo en el zócalo se hace mediante perforaciones desde plataformas que año a año se ubican en aguas más profundas; se trata de estructuras metálicas que a manera de castillos, se apoyan en el fondo del mar; construidas por compañías y trabajadores peruanos, las plataformas sirven para perforar numerosos planos de exploración y de desarrollo desde cada una de ellas. Actualmente representa una parte importante de la actividad petrolífera del noroeste peruano y están a cargo de la Belco Petroleum Co., como contratista de Petróleos del Perú.

En aquel intervalo se perforaron alrededor de 900 pozos, de los cuales 200 fueron de exploración. Sus costos son variables; desde los más económicos, de alrededor de cien mil dólares en la costa; los del zócalo con el doble o el triple; los primeros pozos de exploración en la selva costaron

más de un millón de dólares cada uno, y ha habido algunos que han costado muchísimo más. La longitud total perforada por PETROPERU en sus 7 primeros años en mayor de mil kilómetros (1074.980 m.), lo que da una idea del enorme costo y esfuerzo humano que representa arrancar el petróleo desde sus yacimientos.

En particular, puede notarse que el número de pozos de exploración fue aumentando hasta que en 1975 se

hicieron un total de 53 perforaciones de exploración, de las cuales 6 fueron en Talara, 7 en su zócalo y 40 en la selva. La exploración fue disminuyendo progresivamente, hasta llegar en 1980 a solamente 2 pozos de exploración. Como ya se ha expresado repetidas veces, un índice de la tónica petrolera de una empresa y mucho más de un país es la atención que presta a mantener reservas probadas para asegurar el abastecimiento futuro, lo cual requiere un continuo esfuerzo de exploración cuyos resultados se lo-

RESUMEN NUMÉRICO DE POZOS PERFORADOS POR PETROPERU

Pozos del País	Exploración		Desarrollo		Meta perforada
	Total	Producción	Total	Producción	
1969 Noroeste	14	4	182	87	166012
1970 Noroeste	21	10	72	62	140242
1971 Noroeste	13	5	33	62	726908
Selva	2	+1	---	---	6357
TOTAL	50	20	288	213	1332860
1972 Noroeste	12	4	61	45	115715
Selva	9	5	---	---	26125
TOTAL	21	10	61	45	141840
1973 Noroeste	9	2	60	47	111017
Selva	10	2	---	---	29220
TOTAL	19	5	60	47	140237
1974 Noroeste	11	5	74	62	135180
Selva	7	1	3	3	79518
TOTAL	18	6	77	65	144698
1975 Noroeste	6	1	85	80	138318
Selva	11	5	4	4	49464
TOTAL	17	6	89	84	187782
CONTRATISTAS					
1974 Zócalo	4	2	28	27	
Selva	18	2	1	1	
TOTAL	22	4	29	28	
1975 Zócalo	7	2	30	21	
Selva	20	3	5	2	
TOTAL	27	5	35	23	

* Fuente: 14 de octubre de 1975

gran materializar después de 5 o 10 años por lo menos. Libia, por ejemplo, tomó más de veinte años y el espectacular éxito petrolero de México es el resultado de decenas de años de exploración después de la nacionalización de los años 30.

LA PRODUCCION DE PETROLEO

En la industria petrolera son etapas muy definidas la exploración, donde los geólogos y geofísicos buscan y determinan la ubicación de los yacimientos probables; la perforación, donde ingenieros de petróleo especialistas y otros expertos perforan a través de los estratos para constatar si existe o no petróleo, o para poder extraerlo de los yacimientos descubiertos. La producción es la etapa de extraer el petróleo a través de las tuberías de los pozos de desarrollo, hasta la superficie. De inmediato se separa el gas que contiene, al cual se le extrae a su vez la gasolina vaporizada natural con la que está mezclado. En los campos petroleros de Talara, o sea en La Brea y Pariñas y sobre todo en Lobitos y en Los Organos, hay unos 2.500 pozos en producción; algunos, los menos, que son recientes y cuya presión natural empuja el petróleo a las tuberías de recolección; otros muchos requieren el bombeo mecánico y son lo que se puede observar con sus equipos de bombeo que a manera de extraños monstruos prehistóricos se inclinan y se levantan continuamente para mover un balancín conectado al émbolo

que impulsa el petróleo, que de otra manera se quedaría metros abajo de la superficie por falta de suficiente presión natural.

En otros pozos se inyecta gas a niveles profundos, a veces hasta el mismo yacimiento, donde al mezclarse con el petróleo líquido forma una mezcla liviana que sale a la superficie con mayor fluidez.

El petróleo que se extrae por los procedimientos mencionados se dice que es de producción primaria; la mayor parte de la producción peruana se obtiene de pozos donde el petróleo surge por su presión natural. En los antiguos campos del noroeste más de la mitad de la producción primaria viene de la sexta parte de los dos mil pozos en producción; la otra mitad proviene de pozos con bombeo mecánico o con el arrastre de gas inyectado; una innovación muy eficiente que hoy día se paga con el mejor precio del petróleo, es el bombeo eléctrico.

Pero no todo el petróleo de un yacimiento puede llegar a la superficie por producción primaria; cuando la presión natural se ha depletado, una parte importante del petróleo se puede quedar en un nivel profundo; la recuperación secundaria consiste en aplicar métodos que incrementan la presión interna del yacimiento lo suficiente como para que el petróleo pueda ascender por los tubos como en el caso de la producción primaria. Hace más de veinte años en los

campos petroleros de Talara es ensayó intensamente esta activación de los campos, mediante la inyección de agua a altas presiones. La fracturación natural de las estructuras dificultaba el alcanzar el empuje satisfactorio y esta recuperación no fue económicamente conveniente, dados los precios del producto en el mercado.

Hoy día, en cambio, un reciente contrato de Petróleos del Perú es para la producción secundaria de aquellos mismos yacimientos; se están logrando inicialmente resultados satisfactorios para PETROPERU y su contratista (Occidental Bidas).

En otras áreas de Talara, se está reinyectando gas natural que no se utiliza a los yacimientos donde la presión está disminuyendo, habiéndose logrado una declinación menos acentuada de la producción.

La inyección de agua puede tener serios inconvenientes, sobre todo si ocasiona la contaminación del petróleo, que ocasionaría una obstrucción de los pozos y el deterioro de la producción.

Muchos otros procedimientos denominados de «estimulación» se han inventado y ensayado para evitar la caída de la presión, o para incrementarla, cuando hay evidencia de reservas económicamente importante. Por ejemplo, cuando el estrato petrolero no es suficientemente permeable, se introduce por bombeo a alta presión una arena cuarcífera

muy limpia que permeabiliza las estructuras arcillosas, aumenta su porosidad y facilita el desplazamiento de los fluidos fósiles hacia el pozo; con el mismo fin se atacan las formaciones calcáreas con ácido clorhídrico o se introducen detergentes o ablandadores para estimular el esponjamiento y consiguiente permeabilidad del yacimiento; también se ha tratado de modificar la viscosidad del petróleo para que fluya con mayor facilidad inyectándole gas. Y se han ensayado métodos más drásticos, como el introducir aire a los yacimientos y provocar incendios y explosiones subterráneas. Se ha propuesto inclusive el empleo de detonaciones nucleares.

En Talara se está extrayendo por producción primaria una tercera parte de las reservas, y con algunos de los tratamientos de «estimulación» mencionados antes se ha duplicado este rendimiento durante los años recientes. Con los precios actuales y con la escasez creciente de petróleo, la producción secundaria tendrá un papel preponderante en el futuro inmediato de la industria petrolera.

La producción de los antiguos campos de La Brea y Pariñas, de Lobitos y de Los Organos ha estado disminuyendo sensiblemente a un ritmo promedio de 1.000 a 2.000 barriles diarios de menos, cada año, a pesar de un gran esfuerzo para incrementar la producción mediante la puesta en servicio de mayor número de pozos al año, y de los mayores

esfuerzos para mantenerlos y operarlos. En cambio, hay una perspectiva favorable en la producción en el Zócalo Continental y en la recuperación secundaria.

La producción en la selva norte que comenzó con los descubrimientos de Petróleos del Perú en la región del Tigre, y luego en las áreas del Contrato Occidental-Petroperú, ha estado aumentando año a año, y hoy día representa un balance favorable a la economía nacional. En 1980 la producción total de petróleo fue de 71,3 millones de barriles (o sea un promedio de 195 mil barriles diariamente), conforme al siguiente detalle:

<i>Zócalo Continental</i>	10,2'
<i>Costa Norte</i>	14,5'
<i>Selva Central</i>	0,4'
<i>Selva Norte</i>	46,2'

REFINACION

El petróleo es una mezcla de diversos hidrocarburos usualmente líquidos a la temperatura ambiente, y de variadas impurezas (agua, cloruros, sulfuros, arcillas, ácidos y otros). Los hidrocarburos son compuestos de carbono y de hidrógeno; el más simple es un gas, el metano, cuya molécula contiene 1 átomo de carbono y 4 de hidrógeno; el etano y el propano tienen 2 y 3 átomos de carbono respectivamente; el butano, con 4

átomos es un líquido muy volátil. También son líquidos los hidrocarburos con 5 ó 6 átomos de carbono en sus moléculas. La proporción de hidrógeno es muy variada. Los hidrocarburos con más carbonos, ya son sólidos, como la parafina. Conviene desdoblar el petróleo en sus componentes de acuerdo con sus propiedades, y ello se consigue mediante la refinación, que en principio no es sino una destilación fraccionada. Al comenzar la industria petrolera durante el siglo pasado, el producto más valioso y buscado es el kerosene; en aquel entonces los componentes más ligeros (la bencina, la gasolina) se desechaban por ser fácilmente inflamables y explosivos. Hoy día todas las fracciones del petróleo son útiles y tienen demanda en el mercado; sin embargo, los productos más volátiles se cotizan mejor que los pesados. La gasolina (llamada nafta en otros países) constituye el combustible más importante en los transportes por carretera; se gasifica con facilidad en el carburador, forma una mezcla explosiva con el aire, que se puede inflamar fácilmente mediante una chispa eléctrica, produciendo gases limpios (agua y anhídrido carbónico teóricamente, si la combustión pudiese ser absolutamente completa). El kerosene es menos liviano que la gasolina; se usa mucho antes de la electricidad para la iluminación; hoy día aún se utiliza como combustible doméstico económico (subsidiado); adecuadamente purificado el kerosene es el combustible de los motores de reacción de los aviones modernos.

Otro producto importante es el diesel, que rinde más energía, y es el combustible apropiado para el cual se ha adaptado el motor de combustión interna llamado motor diesel. El "residual" ha llegado a ser un combustible de mucha demanda y en épocas recientes dejó de ser el tradicional residual barato llegando a alcanzar cotizaciones muy altas. Los lubricantes se obtienen de los cortes más densos del petróleo mediante el agregado de aditivos y detergentes. Los productos más pesados, sólidos como las parafinas y los asfaltos, tienen gran empleo en las industrias y en la construcción de los recubrimientos de las carreteras y aeropuertos modernos.

Existen muchas clases de petróleo, cada una con diferente composición; consecuentemente, los procesos de refinación son diferentes, y aún para el mismo tipo de petróleo tienen que estar de acuerdo a los productos que se desea obtener. Por ese motivo, las instalaciones industriales destinadas a dichos procesos, denominadas refineras, se diseñan individualmente, conforme a la clase de petróleo disponible y a la producción requerida. Las refineras más modernas no son solamente torres de destilación fraccionaria, que separan físicamente componentes del petróleo de acuerdo a su temperatura de evaporación o de condensación, sino que están preparadas para desdoblar químicamente las moléculas pesadas para producir derivados más livianos que se apartan por destilación. Ese desdoblamiento se llama cracking y

consiste en un tratamiento de los productos pesados mediante la aplicación de temperaturas en condiciones especiales (cracking térmico) o en la utilización de productos químicos catalizantes que aceleran y regulan el proceso (cracking catalítico).

Las gasolinas más ligeras (las de aviación, a las de alto octanaje natural) se obtienen generalmente mediante el cracking catalítico.

Los procesos de refinación han alcanzado gran complejidad; en la petroquímica se usan refineras especiales para transformar componentes del petróleo, en etapas sucesivas, en las más variadas y valiosas clases de productos de la industria química moderna.

El país cuenta actualmente con 5 refineras que en 1980 procesaron 53,5 millones de barriles de petróleo, casi exactamente el doble de lo refinado en 1970 (27,2), lo que da una idea del crecimiento de la demanda de productos refinados.

La Refinería de Talara tuvo en 1980 un rendimiento promedio de 63 mil barriles diarios; la de La Pampilla, de 80 mil barriles diarios (en 1969 era de 20 mil, que se amplió sucesivamente a 30 mil en 1973, y a 100 mil en 1975); la Refinería Luis F. Díaz (Iquitos) refinó 1.100 barriles diarios y la de Pucallpa 1.800. Una pequeña refinería para atender exclusivamente las operaciones de exploración y producción en Marsella (selva norte)

procesó un promedio de 150 barriles diarios. En 1970, las gasolinas motor representaban el 31% de la refinación y el 24% eran petróleos industriales. Esos porcentajes han variado progresivamente, de acuerdo con las características del mercado contemporáneo, y hoy día aquellas cifras se han intercambiado: el 31% de los productos de la refinación peruana son petróleos industriales y el 24% son las gasolinas. En cambio, el porcentaje de demanda de los diesels, respecto al total de productos de la refinación se ha mantenido constante (23%).

Se nota que en intervalo de diez años, la producción de gas licuado (gas de refinación) se ha cuadruplicado; los petróleos industriales se han incrementado tres veces más que las gasolinas motor; el turbo y el diesel se han duplicado.

Producción en barriles diarios de las cinco refinarias

	1980	1970	Incremento
Gas licuado	3140	750	319%
Petróleos industriales	45100	17620	156%
Turbo combustibles	8220	3970	107%
Diesel	33720	17030	98%
Kerosenes	18520	9810	89%
Gasolinas motor	35600	23070	54%
Otros (bases lubricantes y asfaltos)	2260	2500	-10%
<i>Total más pérdidas</i>	<i>146200</i>	<i>74400</i>	<i>97%</i>

En cambio, la producción de bases lubricantes y asfaltos ha disminuido en un 10%. Este último concepto se debe solamente a la producción de las refinarias, pues la Planta de

Lubricantes del Callao en 1970 produjo 176 mil barriles (al año), a partir de bases, de lubricantes y de aditivos nacionales y extranjeros (la proporción relativa de lo importado no ha variado sensiblemente). Por otra parte, la antigua Refinería de Conchán, que ahora se proyecta reactivar, producía una proporción importante de asfaltos del petróleo importado Boscan.

EL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCION DEL PETROLEO Y SUS DERIVADOS

Desde los lugares de su producción, el petróleo y sus productos tienen que ser transportados a los lugares donde se consumen, pasando previamente por las plantas donde se transforman en productos terminados, como son las refinarias y otras plantas industriales (lubricantes, fertilizantes, solventes, negro de humo, etc.)

Esta es una etapa compleja y costosa de la actividad petrolera; necesita planeamiento cuidadoso para lograr un flujo eficiente, armónico y oportuno entre numerosos nudos extremos de producción (campos petroleros del país, tales como los de Talara, zócalo norte, campos en la selva norte de PETROPERU, del contrato

Petroperú Occidental, Maquía, Ganoso Azul), nudos intermedios (refinerías, plantas diversas, incluyendo las plantas de distribución), y centros de consumo (estaciones de servicio, fábricas, centros industriales, aeropuertos, puertos marítimos, lacustres y fluviales).

Antes de la producción de la selva norte, la situación ya era compleja: la producción del noroeste era conducida por tuberías locales a la Refinería de Talara, conjuntamente con el petróleo que se debía importar por el puerto de Talara para cubrir el déficit. La importación de petróleo crudo procedía principalmente de Venezuela, de Colombia, del Ecuador y de Bolivia (vía Arica). La Refinería de La Pampilla también utilizaba el transporte marítimo para abastecerse de petróleo mayormente importado que se desembarcaba por un terminal en el mar y una tubería submarina. La Refinería Luis F. Díaz se abastecía del petróleo de la selva. Para la distribución y venta de los productos de las refinerías en forma continua y eficiente, todo el territorio nacional estaba dividido en cinco regiones (Norte, Centro, Sur, Lima Metropolitana y Oriente). En 1970 había ocho plantas, ubicadas en las localidades portuarias (Talara, Pimentel, Salaverry, Chimbote, Callao, Pisco, Mollendo e Ilo y una especial de La Pampilla); otras 4 plantas abastecidas por camiones cisterna (Piura, Ica, Cerro de Pasco, Chicha), 2 por ferrocarril (Julica y Cusco) y finalmente plantas por medio de barcazas (Iquitos, Re-

quena, Yurimaguas). Además, había 8 estaciones de abastecimiento en aeropuertos (Talara, Piura, Chiclayo, Trujillo, Lima-Callao, Collique, Pisco y Arequipa). Completaba el servicio de venta al por mayor una red de 138 distribuciones autorizadas y la venta al detalle se hacía por 279 estaciones de servicio y 204 grifos contratados e identificados para expedir los productos directamente al público bajo el emblema de PETROPERU. Para entonces ya se había ampliado el programa de mantenimiento de reservas de productos con tanques ubicados estratégicamente con un inventario de cien mil barriles; igualmente se amplió el almacenamiento de productos químicos. En los momentos de emergencia nacional, siempre fue posible movilizar los productos para estar entre los primeros con las fuerzas de auxilio, como ocurrió en el sismo del 31 de mayo de 1971.

En 1970, Petróleos del Perú exportaba anualmente 775 mil barriles de petróleo crudo LCT, y unos 20 mil barriles de propano, ácido nafténico y lubricantes, además de 186 mil barriles de bunkers internacionales, entre diesels y petróleos industriales.

La importación más importante era de petróleo crudo y petróleo industrial (17,3 mil barriles diarios), y volúmenes menores de gasolina de aviación y lubricantes.

El mayor volumen de transporte se realizaba por vía marítima. En 1971, por ejemplo, la flota que opera-

ba PETROPERU transportó 32 millones de barriles de petróleo crudo y derivados. Además de 3 buques tanques de la flota de la empresa (Huascarán, de 19 mil toneladas, Transoceánica 16,5 m.t. y 9 de Octubre 20 m.t.) utilizaba buques de la Oficina Naviera Comercial, pertenecientes a la Armada Nacional y buques de la Naviera del Pacífico; PETROPERU amplió su flota con tres remolcadores, lanchas y 9 barcasas que sirvieron para exportación de petróleo de la selva, mientras se construía el Oleoducto Norperuano.

Ha habido progreso en la distribución de productos durante la última década, quizás comparable o superior en magnitud a lo ocurrido durante toda la historia previa del petróleo peruano.

Al comenzar esta década, las etapas de transporte y distribución de la industria estaban representados por los siguientes valores, correspondientes a 1980: 78 millones de barriles de petróleo y productos transportados por vía marítima (ahora a cargo de Naviera Petrolera Transoceánica S.A., subsidiaria de PETROPERU) y fluvial; 45,6 millones de barriles transportados por el Oleoducto Norperuano; 2 millones de barriles de capacidad de almacenamiento del terminal de Bayóbar; 55,1 millones de barriles de productos distribuidos desde las plantas de venta, en camiones tanque (74%), en productos envasados transportados en camiones (3%), por ferrocarril (6%), por ductos y otros (17%).

El consumo interno en el primer año de la década del 80 procede casi totalmente de las refinерías peruanas, conforme se puede observar en el siguiente cuadro de las ventas ocurridas en el país. Comparándolas con la producción de las refinерías que se mostró anteriormente, las diferencias representan no sólo el conjunto de importaciones, sino también el de exportaciones y las variaciones en los inventarios.

CONSUMO INTERNO DE DERIVADOS DEL PETRÓLEO (1980)

	<i>Barriles diarios</i>
Gas licuado	3650
Gasolina motor	28500
Gasolina de aviación	120
Turbo combustible	8150
Keroseno	17300
Diesel	30050
Industriales	37080
Lubrificantes bases	590
Asfaltos	400
<i>Total incluyendo otros</i>	<i>126300</i>

En relación con sus ventas de productos petroquímicos, PETROPERU vendió en 1980, 113.200 toneladas de úrea, superando la producción de diseño de la planta de Talara, 5.500 toneladas de negro de humo, 5.000 toneladas de alcohol isopropílico y 480 toneladas de acetona.

El retorno de liquidez de las ventas de varios productos no llega a cubrir los gastos de su producción y distribución, debido al sistema de

precios de venta controlados por el gobierno; así sucede con lo que retorna a la empresa por la comercialización de la úrea, la gasolina de aviación (importada), y los turbo combustibles, el producto de cuya venta no cubre los costos de importación o de operación. Según la Memoria de 1980 de Petróleos del Perú, los precios promedios por venta de los combustibles controlados al mercado interno, se desagregaban en la siguiente forma, en cumplimiento de las RR.SS. vigentes al 31 de diciembre de aquel año:

Precio Promedio por Galón	
	S/. 129,83
Retorno para la empresa	72,26
Para el tesoro	53,98
Margen del grifero	3,59

Con la parte que le corresponde, la empresa tiene que cubrir no solamente los gastos de operación, sino los servicios de financiaciones que se hicieron en años anteriores para subvenciones exageradas, que aunque recientemente se han transferido a cargo del fisco, han dejado ingentes cargas por servicios bancarios. Sin embargo, como se mencionó en otra sección, Petróleos del Perú paga año a año elevados impuestos a la renta. Su contribución fiscal en 1980 fue de 207 millones de soles, entre impuestos y tributación al consumidor: 81 mil millones de soles por impuestos por las operaciones propias y 125 mil millones por impuesto al consumo y a bienes y a servicios, y derechos de

importación y exportación.

Merece repetir entre estos párrafos, lo expuesto en el capítulo de Administración de los Recursos de la Energía, cuando nos referíamos al manejo de una empresa pública y especialmente al de una organización estatal responsable del abastecimiento de la fuente de riqueza más crítica de una nación, o sea, la energía. Si bien es cierto que el mayor dividendo de una empresa pública es el bienestar social, no hay que olvidar que para cumplir objetivo tan importante, debe tener una sólida estructura económica y financiera, que le permita ampliar y modernizar constantemente su equipamiento y perfeccionar constantemente su equipamiento y perfeccionar incesantemente su capital humano.

EL OLEODUCTO NORPERUANO

La construcción

Después del éxito del primer pozo petrolero perforado por PETROPERU, que resultó ser productivo el 16 de noviembre de 1971 y en base a hallazgos sucesivos de esta empresa y de la Occidental Petroleum, se estableció la presencia de reservas importantes de petróleo en la región Noreste de la selva. Numerosas compañías firmaron contratos de exploración y producción, y las perspectivas de mayores descubrimientos, así como la ubicación geográfica de los yacimientos, crearon encontrar una salida de los

productos hacia el mercado nacional e internacional.

La solución lógica fue la construcción de un oleoducto hacia la costa; en aquella época, sin embargo, se llegó a opinar que el petróleo debía salir por el Brasil, propuesta que se descartó; pues, tanto el transporte en barcasas o por un oleoducto muchas veces más largo y más difícil de construir, había sido antieconómico; además la producción no beneficiaría al país y serviría únicamente a un mercado cautivo.

En 1972 se contrató a la firma Bechtel Inc. de San Francisco para realizar los estudios de prefactibilidad y luego de factibilidad, para construir un oleoducto a través de la selva, que cruzase los Andes hacia un terminal de la costa del Pacífico. Se estableció que el oleoducto comenzara en San José de Saramuro, 100 Km. al oeste de la desembocadura del río Tigre en el Marañón, donde estaría la Estación 1; con un diámetro de 24 pulgadas (610 mm.) se extendería 306 km. hacia el oeste, hasta la Estación 5, ubicada cerca al pie de la cordillera oriental de los Andes. Desde allí el diámetro sería de 36 pulgadas (914 mm.) hasta el Terminal Bayóvar, con un recorrido total de 855 km. El mayor diámetro serviría para transportar el volumen adicional de crudo proveniente de los campos de contrato con Occidental Petroleum, y los que se pudiesen descubrir en las áreas de los ríos Santiago y Morona. En la Estación 5 se proveería 4 tanques de 140 mil

barriles y otros diez semejantes en Bayóvar, en donde debería hacerse un terminal con un muelle de 113 metros, y con capacidad para cargar en pocas horas buques tanques de hasta 250 mil toneladas.

El gobierno, por D. S. del 30 de octubre de 1973 declaró la construcción del Oleoducto Norperuano de la más alta prioridad, por necesidad y utilidad pública. PETROPERU contrató el diseño definitivo en mayo de 1973 con la firma Bechtel, la cual entregó los documentos terminados en junio de 1974 (manual de diseño, alineamientos de la ruta, documentos para la licitación de la construcción del oleoducto, del terminal, de las estaciones recolectoras, de las instalaciones marítimas, del sistema de telemedición y control, y el manual de puesta en marcha y operaciones).

En julio de 1974, PETROPERU firmó el contrato de supervisión, inspección y asesoría de gerencia, con la misma firma Bechtel. La construcción de los tramos I y II se contrató con el Consorcio Williams/Sedco/Horn de los Estados Unidos, el 16 de septiembre, para terminar su obra en 20 meses (hasta 31 de mayo de 1976). El 4 de octubre de 1974 se firmó el contrato para la construcción de los tramos III y IV con TECHINT, firma radicada en Argentina, país cuyo gobierno aportó un acuerdo de financiamiento del sistema de Telemedición y Control fueron contratados con PAGE Communications Engineers, en septiembre de 1974. El contrato de

construcción del Terminal de Bayóvar fue otorgado a la firma peruana COSAPI, así como la Estación de Alivio de Olmos, en enero de 1975; y en el mismo mes, el Contrato del Muelle de Carga en Bayóvar a la firma inglesa Wimpey & Co. Las estaciones de bombeo 1 y 5 se contrataron con el Consorcio W/S/H, y las estaciones 8 y 9 con COSAPI, en marzo de 1975.

En la selección de los contratistas se consideró su experiencia y capacidad tecnológica y logística. no hubo muchos concursantes, pues por coincidencia, había en aquellos momentos la demanda de otros grandes proyectos mundiales como los de Mar del Norte, del proyecto del Oleoducto de Alaska, y varios en el medio oriente.

PETROPERU determinó los proveedores de equipos y materiales, previa evaluación y recomendación de Bechtel, y los análisis propios en los departamentos de la empresa. Se tomaron en cuenta precios, plazos de entrega, capacidad y responsabilidad de proveedores.

La tubería para el oleoducto fue adquirida oportunamente, en enero de 1974, de las firmas Mitsui, Marubeni y Alambresa y fue recibida dentro del plazo acordado. Se contrató el revestimiento epóxico por fusión sobre la tubería de 24 pulgadas, con la firma Surfcoate de Houston, Texas, en cuyas instalaciones se hizo todo el tratamiento. Kendall suministró la cinta adhesiva para proteger el revesti-

miento. Owens Corning y otros abastecieron el revestimiento de esmalte y pintura asfáltica. Alambresa instaló en Chimbote una fábrica de acero de espiral, con las especificaciones exigidas por Petróleos del Perú, e inició la fabricación con planchas de acero de Mannesman (Francia) y de Siderperú. Ruston Gas Turbinas Ltd. (Inglaterra) suministró 16 turbo-bombas, 16 turbo-generadores y equipo complementario, y fue contratada para el mantenimiento respectivo. Los tanques de almacenamiento fueron adquiridos de la Unión Soviética, que ganó la respectiva licitación. Muchos otros equipos y materiales que sería largo enumerar fueron comprados en los Estados Unidos, en Francia, en Inglaterra y en el Japón.

El avance de la construcción tuvo que vencer grandes inconvenientes para cumplir con el programa, tanto por las dificultades de transporte por los ríos de la selva, como por el mismo abastecimiento a través de tierras casi vírgenes. El tramo I se trabajó dentro del programa del primer año, pero tuvo que superar obstáculos difíciles como el cruce del río Bajo Marañón, por las variaciones grandes y frecuentes del caudal de sus aguas.

El 31 de diciembre de 1976 llegó el petróleo de Trompeteros a la Estación 1, desde donde se inició el bombeo hacia la Estación 5, por un oleoducto que se extendía más de 300 kilómetros a través de grandes pantanos y ríos de selva inhóspita; esta operación inicial se hizo intermi-

tentemente, para probar los equipos. El 24 de mayo de 1977 llegó finalmente el crudo a los tanques del terminal de Bayóvar, a las 10,45 pm. Y el 8 de junio el buque-tanque Trompeteros de PETROPERU fue el primero en tomar la carga de petróleo en el muelle recién construido de Bayóvar, coronando así el esfuerzo para realizar una de las grandes obras de ingeniería de América Latina. Las demoras circunstanciales que se presentaron en la ejecución de los trabajos se debieron sobre todo a las dificultades logísticas por el alejamiento de las zonas de trabajo, lo bravío e inhóspito de la selva amazónica y de los ramales de la cordillera con sus empinadas laderas y valles profundos y el clima tropical, sobre todo con sus intensas lluvias. La obra culminó en condiciones y en los plazos (3 meses de atraso) relativamente muchas veces más satisfactorios que otra gran obra similar y contemporánea, el Oleoducto de Alaska, donde el escalamiento de los precios, las fallas de cumplimiento de especificaciones y de plazos han dejado mucho que desear.

Descripción de la ruta

La siguiente descripción abreviada de los 855 km. de ruta del oleoducto y de sus instalaciones puede ser interesante observando un mapa sobre todo para quien ha viajado y conoce los contrastes de la amazonía, la Cordillera de los Andes y la costa,

que tuvo que atravesar esta tubería de acero.

Se inicia en lo que fue el pequeño caserío de San José de Saramuro, a unos 110 kilómetros al sur de los primeros yacimientos descubiertos por Petróleos del Perú y se desarrolla a lo largo del margen septentrional del río Marañón, por enormes canales dragados en las zonas pantanosas, y atraviesa una sucesión de ríos selváticos que desembocan en el Marañón, inclusive el Pastaza y el Morona, hasta llegar a un punto intermedio entre Puerto América y Borja cerca a Delfos o Ayar Manco, a 285,6 kilómetros del punto de partida; allí cruza el río Marañón, donde sus aguas caudalosas continúan descendiendo desde el Pongo de Manseriche con mayor pendiente que en el llano amazónico. Continúa ascendiendo hacia el oeste, para cruzar el ramal oriental de la Cordillera de los Andes (cerros Campanqui, también conocidos como Cordillera Azul) a 42 kilómetros del río Marañón, desde donde descienden hasta el valle medio del río Nieva, que cruza en el kilómetro 377,1. Desde allí se dirige francamente hacia el sur hasta la carretera Mesones Muro en construcción, cuyo trazo sigue, cruzando luego el río Chiriaco cerca a Nazareth de donde asciende al abra de Huanhuajón y atravesando una zona sumamente accidentada llega hasta Aramango; continúa por un cañón de empinadas laderas de 500 metros de altura y 34 km. de largo llamado Pongo Nuevo, donde la carretera corre al borde del río, por

estrechos y elevados cortes. El oleoducto llega al imponente Pongo de Rentema, donde se abre al valle en el lugar de la confluencia con el Marañón de los ríos Chinchipe por el norte, y el Utcubamba por el sur, y continúa hacia el suroeste para cruzar el Alto Marañón en Bagua, 8 kilómetros al oeste del campo de aterrizaje El Valor. Se aparta del río Marañón, cuyo curso viene del sur, y sigue paralelamente al río Chamaya hasta cerca al pintoresco pueblo de Pucará, al sur de Jaén, de donde continúa por las márgenes del río Huancabamba, con pendientes cada vez más pronunciadas, y en dirección hacia el oeste, hasta entrar en la estrecha quebrada del río Hualapampa. Desde allí comienza una empinada subida hacia el abra más baja de toda la cordillera occidental de los Andes, de solamente 2.145 m. de altura sobre el nivel del mar; debido a la torturosa topografía de este lugar, el oleoducto no sigue la ruta de la carretera (cañón de Tierras Negras) sino toma un alineamiento más directo por la ladera de Cerro Cuevas, donde cruza la carretera y llega a la divisoria a unos 120 metros más arriba que el paso. Desde allí desciende por la ladera occidental, también con mucho declive, sensiblemente paralelo a la ruta de la carretera, pero con un trazo más directo hasta la pequeña localidad de Limón, donde casi comienza el llano de la costa. El trazo y la construcción hacia Bayóvar son definitivamente más sencillos; el oleoducto cruza la Carretera Panamericana unos 20 kilómetros de su comienzo. Desde allí, a

través de tierras desérticas continúa, siempre enterrado, hacia el oeste, hasta llegar a los tanques de almacenamiento de Bayóvar.

Instalaciones del Oleoducto y el Terminal de Bayóvar

En la Estación de Bombeo 1, en San Juan de Saramuro, se ha construido un sistema de recolección inicial, y una playa con tres tanques de almacenamiento de 20 mil m³ de capacidad cada uno (1 m³ es igual a 6,29 barriles); tiene dos bombas principales impulsadas por turbinas de 2.500 hp. y dos generadores de 1.100 kilovatios impulsados por turbinas de gas; dos bombas de refuerzo y dos medidores de control.

La Estación de Recolección Intermedia y de Bombeo 5, que recibe el petróleo de la Estación 1, está ubicada al este de Ayar Manco, al pie de la cordillera de los Campanqui; recolecta adicionalmente el petróleo que viene por el ramal norte (de Corrientes). Tiene 3 tanques de 22.380 m³ y uno de 20 mil m³. Además 3 bombas impulsadas por 3 turbinas a gas de 3.000 hp., 3 generadores de 1.100 kilovatios, 3 bombas de refuerzo y 2 medidores de control.

Las estaciones de bombeo 6, 7, 8 y 9 ubicadas cerca a Nazareth, Corral Quemado, Pucará y la confluencia del Hualapampa con el Huancabamba respectivamente, tienen cada una 2 turbinas a gas de 3.000 hp. para el

IMPUESTOS ENTREGADOS POR PETROLEOS DEL PERU AL FISCO

En millones de soles	1981	1980
Impuestos a la renta	-----	370'9
Derechos de importación	24337'7	10780'7
Impuesto al patrimonio empresarial	3050'3	2326'1
Impuesto a las remuneraciones	670'1	363'9
Impuesto por ventas al exterior	33806'5	34283'3
Canon de producción de petróleo crudo - D.L. 21678	13741'7	9109'2
Regalía petrolera - D.L. 22775	35917'3	23866'5
Plan vial - Decreto Legislativo N°15	1281'8	-----
Derechos de importación y exportación de contratistas de operaciones petroleras	39042'1	27226'6
Otros impuestos	245'5	147'6
T O T A L	152089'0	108474'8
OTROS IMPUESTOS RECAUDADOS POR PETROPERU S.A. Y ENTREGADOS AL FISCO		
Impuesto al consumo pagado por los consumidores	109572'8	61516'1
Impuesto sobre bienes y servicios pagado por los consumidores y por construcción	62463'6	35946'1
Impuesto a las ventas de gasolina - Decreto Legislativo N°155	2181'8	-----
Impuesto al rodeo - Decreto Legislativo N° 8	6577'8	-----
Impuesto a la renta y a las remuneraciones retenido al personal de la Empresa	1504'1	517'6
Impuesto a la renta sobre servicios pagados a entidades no domiciliadas en el país	787'1	199'1
T O T A L	183087'2	98178'9
TOTAL GENERAL	335176'2	206653'7

bombeo y 2 generadores de 1.100 kilovatios impulsados por otras dos turbinas a gas.

La Estación de Alivio al pie de la cordillera, cerca de Olmos, tiene instalaciones para reducir la presión (2.300 metros de caída vertical teóricamente serían suficientes para una central oleoeléctrica).

El Terminal de Bayóvar donde termina el oleoducto, tuvo al comenzar sus operaciones 5 tanques de 22.380 metros cúbicos cada uno para recibir petróleo, con una ampliación proyectada de 5 tanques adicionales. El crudo desciende por su propio peso por una tubería de 42 pulgadas (1.067 m.) hasta los sistemas de medición y de control en la playa y sigue

bajando a las instalaciones del muelle de carga. Esta es una moderna instalación marítima portuaria de 113 metros a lo largo de una cabeza de playa ganada al mar y montada sobre pilotes. Está preparada para acoderar buques-tanques hasta de 250 mil toneladas y descargar su balasto y cargar petróleo mediante 4 bocas de 16 pulgadas (0,406 m.) operadas cada una por medio de brazos hidráulicos, en pocas horas. El sistema de recepción del balasto (el agua de balasto de los buques no se descarga directamente al mar) tiene una poza para separar el agua del petróleo, tanques de recuperación y equipos de bombeo y recuperación de petróleo.

El sistema de telecomunicaciones y telecontrol permite la comunicación telefónica, por teletipo y por procesadores electrónicos, entre el Terminal y todas las estaciones; además permite las comunicaciones tierra-aire-tierra a lo largo de toda la ruta del oleoducto; comunicación entre el Terminal Marítimo y los remolcadores y buques; y la supervisión de todos los centros de control del sistema. Hay un monitoreo continuo, mediante paneles ampliamente visibles, de toda la información registrada por control remoto, incluyendo el flujo, las presiones y el estado del equipo.