



Quito D.M., 15 de mayo del 2020

Oficio No.: 009-P-CIGMIPA- 2020

Señor Licenciado

Lenín Boltaire Moreno Garcés

PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA DEL ECUADOR

**ASUNTO: PETRÓLEO, MINERÍA Y ENERGÍA CLAVES PARA LA
MITIGACIÓN DE LA CRISIS ECONÓMICA, SOCIAL Y SANITARIA**

En su despacho.-

De nuestra consideración:

A nombre del Colegio de Ingenieros en Geología, Minas, Petróleos, Ambiental y Especialidades afines de la Región Norte (CIGMIPA), reciba un cordial saludo a la vez que deseamos contribuir a su gestión en bien de los intereses de nuestra Patria y de todos sus ciudadanos.

La sociedad ecuatoriana, en particular su enorme población económicamente ubicada bajo la línea de la pobreza y los grupos vulnerables, y los colegiados de nuestra organización, tememos que se agudice más la situación de pobreza, y si no se toman inmediatamente las medidas que permitan eliminar la gestión corrupta de los malos funcionarios del gobierno anterior y del actual, cuyo resultado no solamente involucra la apropiación de miles de millones extraídos de la economía nacional, sino la instauración de una actitud social proclive al enriquecimiento fácil e ilícito cuya fuente son los dineros públicos y los privados como los del IESS.

Como organización ponemos a su disposición nuestra propuesta y que podría resultar de su interés Señor Presidente y contribuir de manera efectiva a tomar las mejores decisiones en los temas de:

- 1. LOS CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS (PETRÓLEO CRUDO) DEBEN RENEGOCIARSE Y LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN DEBEN MANTENERSE O REDUCIRSE.**
- 2. EL CASTIGO AL PETRÓLEO ECUATORIANO, LA ENTREGA DE PETRÓLEO A CHINA Y LA IMPORTACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES.**
- 3. LOS DERRAMES DE PETRÓLEO Y DE COMBUSTIBLES TAMBIÉN SE CONSTITUYEN EN PÉRDIDAS ECONÓMICAS, SOCIALES Y AMBIENTALES.**
- 4. LA HIDROELÉCTRICA COCA CODO-SINCLAIR OPERA CON RIESGO.**



- 5. LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DEBE IMPULSARSE SIN RESTRICCIONES.**
- 6. EL ECUADOR NO EXPORTA MINERALES, LO HACEN LAS CONTRATISTAS**

Ante la profunda crisis económica y social que afecta a la mayoría de ecuatorianos, tanto el gobierno como el sector privado, en la reducción del tamaño del Estado -que significa menos empleo y servicios- han visto la principal alternativa de solución, tal que a instituciones claves como las empresas públicas Petroecuador y Petroamazonas, el Ministerio de Salud, a la Fiscalía General del Estado (FGE) y las agencias de control de los estratégicos sectores (Hidrocarburífero y Minero) se les ha reducido sus asignaciones presupuestarias anuales y se ha recortado su personal.

El rectificar forma parte de la gestión democrática. Por ello será o no el momento que asuma como propia la propuesta de Alicia Bárcena Secretaria Ejecutiva de la Comisión Económica para América Latina (CEPAL), que plantea "(...) paralizar el cobro de la deuda a todos los países, especialmente los de renta media, porque la mayoría no tiene hoy capacidad para enfrentarla. Con esos recursos se puede construir un futuro civilizatorio pos pandemia, para que los países aseguren a la gente un ingreso básico universal que, si fuera equivalente a una línea de la pobreza extrema, no costaría más del 2% del PIB. Y si se apunta un poco más alto y se piensa en un ingreso equivalente a una línea de pobreza, el costo alcanzaría a 4,7% del PIB."

De nuestra cuenta tenemos el convencimiento de que el país tiene otras alternativas económicas que obliga a que nos preguntemos el por qué no han sido incluidas en la Ley Orgánica de Apoyo Comunitario, enviada a la asamblea.

Es evidente que parte de su equipo gubernamental representado por los ministerios de Energía y Recursos Naturales No Renovables y el de Finanzas, en sus respectivos portafolios no han considerado un grupo de opciones que las creemos válidas y oportunas para mejorar los escuálidos ingresos que el Estado viene recibiendo debido a la impresionante reducción de la Renta Petrolera Estatal, proveniente tanto del petróleo como de los combustibles, y por el insuficiente aporte que suponen los nuevos ingresos mineros. Nuevos capitales que en el futuro inmediato, que por ejemplo, estarían nutriendo las necesidades económicas que la Educación Superior del país requiere para que la ciencia y la tecnología sean los bastiones sobre los que se asiente la construcción de la nueva normalidad post pandemia.



**COLEGIO DE INGENIEROS EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS, AMBIENTAL
Y ESPECIALIDADES AFINES DE LA REGIÓN NORTE**

Por cierto, en lugar de que su capacidad de gestión se debilite en anti constitucionalmente intentar la entrega de la importación de los estratégicos combustibles al sector privado y construir una nueva refinería de crudos pesados, le proponemos que haga una encuesta mediante la que se nos pregunte a los ecuatorianos –en especial a los menores de 40 años- acerca de la preferencia que tuviéramos en relación con mantener casi sin cambio la vigente matriz energética basada en combustibles fósiles o activamente irlos reemplazando por las energías renovables, en particular la solar fotovoltaica, cuyo invisibilizado potencial anual equivale a 283 millones de barriles de petróleo.

Respecto a la contratación minera, una vez que con dos grandes proyectos arrancó la explotación masiva de los minerales cobre y plata, es evidente que el único ingreso que le queda al Estado lo constituyen las regalías y los impuestos, esto quiere decir que los ecuatorianos no exportamos el material mineralizado, quiénes sí lo hacen son las empresas contratistas. A diferencia del petróleo, el Estado no es un exportador de minerales.

Como organización profesional estamos dispuestos a dar nuestro aporte técnico y experiencia profesional que permita tomar las mejores decisiones en los temas planteados.

Señor Presidente, una ampliación sobre los temas anotados los encontrará en el Anexo 1., nos despedimos, no sin antes recalcar que estamos dispuestos a aclarar lo planteando, por el bien del país y de su gestión.

Atentamente,

Ing. Ramiro Maruri Cevallos, MSc.
C.I. 1709026262
PRESIDENTE del CIGMIPA
Telf.: 593 999213680
Correo: ramiromaruri@hotmail.com

Ing. Fernando Reyes Cisneros, Mgs.
C.I. 1703315968
VICEPRESIDENTE del CIGMIPA
Telf: 593 982565222
Correo: rrramirofer9@gmail.com



CON COPIA A:

Doctor René Ortiz Durán
Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables

Economista Richard Martínez Alvarado
Ministro de Economía y Finanzas

Doctora Diana Salazar Méndez
Fiscal General del Estado

Doctor Pablo Celi de la Torre
Contralor General del Estado

Ingeniero César Litardo
Presidente Asamblea Nacional



ANEXO 1

PETRÓLEO, MINERÍA Y ENERGÍA CLAVES PARA LA MITIGACIÓN DE LA CRISIS ECONÓMICA, SOCIAL Y SANITARIA

1. LOS CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS (PETRÓLEO CRUDO) DEBEN RENEGOCIARSE Y LOS COSTOS DE PRODUCCIÓN DEBEN MANTENERSE O REDUCIRSE

Desde la Exposición de Motivos de la Presidencia de la República del 24 de junio del 2010 hasta los cambios que se efectuaron en la Ley de Hidrocarburos para introducir la figura contractual de Prestación de Servicios, palabras más palabras menos una de las justificaciones principales fue “(...) *necesario reformar la Ley de Hidrocarburos, introduciendo disposiciones que permitan impulsar la actividad hidrocarburífera, incrementando los niveles de producción de los campos petroleros, dentro de un esquema contractual de prestación de servicios, que devuelva la titularidad de la totalidad de la producción nacional a favor del Estado, estableciendo únicamente el reconocimiento de una tarifa por barril producido a favor de las Contratistas, que no fluctúe en función del precio del petróleo, del cual se han beneficiado desproporcionadamente las compañías operadoras.*” El acentuado es del CIGMIPA.

El establecimiento de una invariable tarifa independiente de la dinámica del precio de venta del petróleo, además de constituirse en una aberración técnica se ha tornado altamente perjudicial para los intereses del Estado y de la gran mayoría de ecuatorianos puesto que desde el año 2015 viene reduciéndose y en lo que transcurre del pasado mes de abril llegó a ubicarse en menos de U\$D 10 por barril.

¡El precio de venta del barril de petróleo, no es, nunca ha sido una constante!
¡Es una variable! Tal como en su ejercicio gubernamental lo viene comprobando Sr. Presidente.

De acuerdo a la figura titulada TARIFAS DE CONTRATOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS del documento *Indicadores de Gestión de Petroamazonas EP y del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables* del 2019, se desprende que las tarifas que se pagan por barril producido varían desde U\$D 59,92 por barril (empresa Pacificpetrol) a U\$D 18,70 por barril (empresa ENAP MDC INC), cuyo promedio ponderado es de U\$D 33,38 por barril. En contraparte el costo de producción para Petroamazonas EP es de un razonable U\$D 17,24 por barril. ¡No deja de llamar la atención que para un mismo



enfoque tecnológico y similar ingeniería las tarifas tengan tales enormes diferencias! El costo de producción promedio del conjunto es de U\$D 20,60.

Situación que difiere mucho con lo que ocurre para el costo de operativo por barril. En la empresa pública está en U\$D 7,89 (29/04/2020) y el promedio para un grupo de ocho prestadoras de servicios entre 2011 y 2014 habría alcanzado los U\$D 8,52. Calculada en base a data de <http://www.hidrocarburos.gob.ec/ContratosPrestaciónServicios/2015/05>.

Según el diario el Universo del 30 de marzo del 2020, el precio teórico del crudo ecuatoriano se situó en \$15,89 el barril. Esto implica que la resta entre el precio de venta menos el de las tarifas sea NEGATIVA, es decir que por barril, para el Estado se habría presentado una diferencia que va desde U\$D -44,04 (empresa Pacificpetrol) hasta U\$D -2,81 (empresa ENAP MDC INC).

Conforme el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos de los ingresos brutos por la venta del barril de petróleo, por Margen de Soberanía el Estado se reserva el 25%. Del 75% restante se paga la tarifa con la particularidad de que si no alcanza para cubrirla, bajo el concepto de Acumulación, cada empresa va atesorando el saldo que le debe el Estado por la no cancelación de la tarifa o su pago incompleto. De esta manera a las empresas se ha llegado a deberles la cantidad acumulada de U\$D 869 millones a los que se refiere el diario El Universo.

Es común escuchar o leer que cuando los contratistas petroleros sospechan que sus intereses están siendo cuestionados recurran al criterio del equilibrio económico para parar cualquier intento de cambio. Sin excepción cada uno de los Contratos de Prestación de Servicios tuvo que previamente pasar por varias negociaciones entre cada empresa con el Comité de Licitaciones Hidrocarburíferas (COLH) y la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (SHE).

Como no podía haber sido de otra manera, asumimos que los estamentos estatales se esforzaron por conseguir las mejores condiciones económicas para el Estado, que únicamente estarían ocurriendo en los contratos que tienen tarifas bajas. ¿Qué hacer entonces? ¿Es razonable y urgente que el gobierno proponga la renegociación?

Recomendable luce hacerlo, ya que para cada contrato debió haberse establecido un modelo técnico-económico en el que se precisaron las diferentes variables como son las reservas remanentes, el perfil anual de producción esperado; las inversiones, costos y amortizaciones; los ingresos brutos del Estado y de cada contratista, el pago del impuesto a la renta (23-25%), la participación de los trabajadores (15%); la tarifa a pagarse, la tasa interna de retorno y el valor actual neto. Todo ello conduce a que se establezca



la renta total, la que se divide entre el Estado y la contratista, y a su vez viene a ser la expresión real de equilibrio económico del conjunto y de cada una de las partes.

¿Qué ocurre cuando los ingresos brutos previstos para el Estado son menores a los definidos en el modelo económico? Pues se rompe el equilibrio económico. Mientras la contratista mantiene fijos sus ingresos programados (incluidos las cuentas por cobrar), el Estado vacilante mira como sus ingresos se van reduciendo a medida de que también lo ha venido haciendo la sostenida caída de los precios de venta del barril del petróleo.

Por la venta de 110.000 barriles diarios que en promedio, hasta la rotura de los oleoductos el 7 de abril reciente, se venían produciendo vía contratos de prestación de servicios, al venderlos a U\$D 15,89 el barril, el Estado tendría ingresos brutos de U\$D 1'747.900. Al restar el 25% por Margen de Soberanía, en calidad de capital disponible queda U\$D 1'310.925 para atender el pago de U\$D 3'671.800 (tarifa promedio de U\$D 33,38 por barril), motivo por el que cada día que transcurre el Estado estaría debiendo U\$D 2'360.875, el que bajo el concepto de Acumulación irá creciendo.

Motivos por los que en los contratos que sean pertinentes, se torna imprescindible restaurar el equilibrio económico. Para ello puede recurrirse a la información técnica y económica de cada contrato que reposa en la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH). Una alternativa a estudiarse es que en los casos que amerite -contratos que aún tengan varios años de vigencia- se negocie la deuda acumulada como un componente importante para la restauración del mencionado equilibrio. También merece que a la brevedad posible a las tarifas se les indexe a la variación del crudo marcador West Texas Intermediate (WTI), tal como ocurre con varios de los contratos de servicios específicos integrados para los campos de Petroamazonas EP.

Cuando se firmaron los contratos de servicios específicos, se definieron los montos de las inversiones a efectuarse anualmente y su suma total. Dada la crisis resultante de la abrupta reducción de la demanda y su impacto en el precio de venta del petróleo, las empresas han planteado reprogramar sus actividades aduciendo que atraviesan una difícil situación de liquidez, la que sería producto de la falta del pago oportuno de las tarifas e impedido que cuenten con el flujo de fondos esperado y así posponer algunas de sus actividades programadas en lo que resta del año, las que podrían formar parte de las que se programen para el próximo.

De acuerdo a la presentación denominada "*Ronda y Oportunidades Inversión en E & P*" de la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador exhibida en la Conferencia Regional ARPEL del 2011, para un grupo de 10 empresas se



estimaron una inversión de U\$D 1.385 millones de dólares durante la vigencia de los contratos. ¿Acaso las inversiones tienen una alta dependencia de la cantidad y oportunidad del cobro de las tarifas?

En estos aciagos días para la industria del petróleo en el país y el mundo, algunas empresas dedicadas a la extracción del petróleo de esquistos (oil shale) en los Estados Unidos han sufrido enormes pérdidas tal que sus bancos prestamistas corren el riesgo de no cobrar sus capitales e intereses y ciertas empresas se han declarado en bancarrota. Otras están acudiendo a la cláusula denominada “desperdicio económico” con el propósito que el cierre de los pozos no implique la culminación de sus contratos de arrendamiento.

Particular atención cabe prestarle al caso del Bloque 2 en la Península de Santa Elena, cuya producción promedio de 1.000 barriles diarios en el 2019, vía pago de su tarifa le vendría costando al país alrededor de U\$D 59.920 diarios (U\$D 59,92 por barril) que equivaldría a U\$D 21'870.800 anuales, la que sería recuperable si el precio de venta del barril llegara a permanecer sobre los U\$D 60. No obstante su margen de ingresos para el Estado luce poco atractivo para que se insista en mantener un negocio en el que viene perdiendo y con baja probabilidad de que cambie.

¿En éste y en otros casos, no sería más conveniente para el Estado que temporalmente se cierren aquellas operaciones en las que las tarifas recurrentemente son mayores al precio de venta del crudo que producen?

Un ejercicio económico y productivo para el año 2015 conducido para un grupo de empresas de servicios, muestra que para un precio de venta promedio U\$D 41,98 por barril, una producción total de 39'786.525 barriles; el ingreso bruto total del Estado habría alcanzado los U\$D 1.670'371.923; mientras que el ingreso bruto total de las empresas se calculó en U\$D 1.315'120.543. Al restarse el margen de soberanía de U\$D 417'592.981, el saldo disponible para el pago de las tarifas habría sido de U\$D 1.252'778.942, que a su vez habría arrojado un déficit para el Estado de U\$D 62'341.601. Ejercicio que nos ha llevado a concluir que el pago de las tarifas como mínimo requiere de un precio de venta sobre los U\$D 43 el barril, siempre y cuando la producción anual de las compañías supere los 40 millones de barriles.

Respecto a la contratación de servicios específicos integrados para la empresa pública, una alternativa es que se retorne a la práctica que se tuvo hasta la primera década de este siglo, es decir pagando por los servicios que las empresas prestan para los diversos servicios que permanentemente se requiere para las operaciones. De hacerlo así razonables ahorros se tendrán. Además, no se puede dejar de lado que las compras que efectúa



Petroamazonas EP se revisen en torno a que sus costos igualmente se reduzcan.

El relativo éxito productivo en la extracción de petróleo que está significando la inyección de agua en varios de los campos operados por Petroamazonas EP y las empresas de servicios, debe replicarse según merezca en las operaciones petroleras. Sus bajos costos son el motivo más que suficiente para que así se lo haga, pues permitiría que el Estado tenga ingresos adicionales.

Tampoco se debe mantener oculta la necesidad de que se haga control de agua en los campos de crudos pesados como el ITT, en los que de cada 100 barriles extraídos, en promedio 10 son de petróleo. Decisión que obviamente impactaría en la reducción de los presuntamente altos costos que implica el uso de químicos para separar la escasa corriente de petróleo de la gran corriente de agua.

La reapertura de cientos de pozos cerrados debe ser inmediata. Varios son los taladros de reacondicionamiento que se encuentran sin uso de las zonas petroleras de la Amazonía, cuya contratación podría efectuarse bajo el pago de sus servicios.

En el caso de que la empresa pública no cuente con el presupuesto suficiente para cancelar los servicios, las tres alternativas productivas se las podría contratar mediante la participación de un razonable porcentaje del petróleo producido durante un lapso de tiempo que les permita que además de recuperar la inversión les garantice la ganancia acordada.

2. EL CASTIGO AL PETRÓLEO ECUATORIANO, LA ENTREGA DE PETRÓLEO A CHINA Y LA IMPORTACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES

El Ecuador vende su petróleo bajo la modalidad FOB (Freight On Board o Puerto de Embarque), en el que el comprador es el responsable del transporte así como el pago de los seguros y el flete. La opción denominada C&F (Costo & Flete o Costo y Flete) en la que el vendedor paga por el transporte, en su momento también fue aplicada. La alternativa conocida como CIF (Cost, Insurance & Freight o Costo, Seguro y Flete), que al precio le incluye el flete marítimo y el seguro, no se emplea en el país.

Para obtener el diferencial o “castigo” que para su venta en el mercado internacional se aplican a los petróleos Oriente y Napo, Petroecuador EP lo hace estableciendo la diferencia de calidad API (American Petroleum Institute) y el porcentaje de azufre (% S) entre los hidrocarburos anotados con el crudo marcador liviano denominado West Texas Intermediate (WTI).



La calidad API o °API del WTI es de 39,6 con un porcentaje en peso de azufre del 0,24%. El crudo Oriente es un crudo mediano de 23 °API en promedio y un contenido de azufre de 1,45%, mientras que el crudo Napo es un crudo pesado de 17 °API y un contenido de azufre de 2,10%.

La diferencia en °API entre el WTI con el crudo Oriente es de 16,6 y 1,21 en % S.

La diferencia en °API entre el WTI con el crudo Napo es de 22,6 y 1,86 en % S.

En Ecuador el porcentaje de agua y sedimentos en volumen (% BSW), también se incluye como parte del “castigo”.

En función de las fluctuantes condiciones del mercado, las empresas interesadas en adquirir el petróleo ecuatoriano, como parte de sus propuestas a Petroecuador EP, incluyen el diferencial o “castigo” y también un premio por barril. Millones de barriles se han vendido y venden bajo esta modalidad.

Una opción a estudiarse consiste en que previo a los concursos de venta, sea EP Petroecuador la empresa que defina un diferencial base, tal que entre los compradores haya una puja que permita que el castigo se reduzca. ¿Es válida? ¿El gobierno y los expertos en vender el crudo ecuatoriano qué opinan? Experiencia no nos falta, pues desde 1972 el Ecuador ha comercializado más de 4.300 millones de barriles.

De esta manera se eliminaría la figura del premio, entendida como una atenuación del diferencial, que da lugar a que se tenga el valor final del “castigo” resultante de la resta entre el diferencial y el premio. Imprecisa elección que se obviaría si EP Petroecuador estableciera el castigo base.

Dada la crisis económica a acentuarse en los meses que vienen, bajo el criterio de que todo dólar adicional que ingrese a la economía nacional es muy importante ¿será oportuno que se estudie un cambio en la modalidad de venta? En el 2019, un dólar de ganancia por reducción del castigo habría significado ingresos adicionales de US\$ 8'775.222.

Castigo que de acuerdo a Latin American Assessments (\$/barrel) (PGA page 280) del S&P Global Platts, al precio de venta en dólares por barril del crudo Oriente se fija en US\$ 13,99 resultado de la resta entre el WTI de US\$ 21,94 menos un diferencial US\$ 7,94. Por su parte, el precio de venta en dólares para barril del crudo Napo es de US\$ 10,39 producto de la diferencia entre el WTI de US\$ 20,24 y un castigo de US\$ 9,85. Dando muestras de transparencia ¿El gobierno puede informar a la ciudadanía la forma cómo llegó a aceptar esos



castigos? ¿En ello cuál es el presuntamente oculto papel de los oferentes (traders en idioma inglés)?

La histórica caída del precio de venta del crudo marcador WTI a US\$ -37,63 el barril el 20 de abril reciente, desnudó lo frágil que es para la economía del país el exclusivamente depender de un petróleo que dejó ver sus limitaciones frente a los vaivenes del mercado. En cuanto la pandemia mundial del Covid 19 (Corona virus) tomó cuerpo e iba estancando la demanda mundial de petróleo y sus derivados, los productores de petróleo de los Estados Unidos mantuvieron su extracción hasta que la capacidad de almacenamiento ya no dio para más.

Escenario que a los poseedores de contratos de venta a futuro les generó pánico, ya que al haber estado próximo el plazo de su vencimiento, obligó a que los negocien a bajos precios que provocó el hundimiento del precio de venta del WTI, cuyas consecuencias para el país es que su promedio para un año posiblemente no supere los US\$ 28 por barril (*oil-price.net proyección anual del 09/05/2020*) y por consiguiente el petróleo ecuatoriano no sobrepase los US\$ 20 por barril, ya que se le aplica un persistente y discutido castigo presuntamente mayor a los US\$ 8 por barril.

Como parte de las preventas petroleras, para este año 2020, la cantidad de 111 millones de barriles se obligó el Ecuador entregar a las empresas Unipet, Petrochina y Petrotailandia, volumen que forma parte de los 333,4 millones de barriles remanentes de los 1.204,4 millones de barriles que entre los años 2009 y 2024 vienen cediéndose. En cuanto al pago de los préstamos, hasta fines del 2019 estaban pendientes por pagarse US\$ 896 millones que sumados a los intereses se aproximan a los US\$ 3.000 millones. Bajo el antecedente de que el Ecuador ya ha pagado US\$ 14.200 millones por el capital prestado, intereses y otros rubros adicionales y cedido 871 millones de barriles ¿Será el momento de que el gobierno por lo menos proponga el alargue de los plazos de entrega del petróleo así como el diferimiento de la cancelación del capital aún adeudado y sus intereses?

La reducción de la demanda mundial del petróleo y el probablemente lento restablecimiento de la economía mundial abren la oportunidad. De esta manera el Ecuador podrá contar con ingresos adicionales que sirvan para que se atenúe la ya definitiva merma de ingresos petroleros puesto que el precio de venta es improbable que alcance y se mantenga en los US\$ 51,3 por barril establecidos en el Presupuesto del Estado para este año.

La importación de los combustibles -no tan mediatizada como la venta del petróleo-, para el país implica un millonario egreso anual de divisas que superan los US\$ 4.000 millones anuales. Su compra normalmente se la hace



al por mayor (resale price en idioma inglés) a empresas internacionales intermediarias bajo la modalidad C&F.

En el INFORME ESTADÍSTICO ENERO-DICIEMBRE 2019 DE EP PETROECUADOR, en los cuadros de importación de GLP, diésel y naftas y otros derivados, el precio por barril se expresa en US\$, su valor se especifica en DAT US\$ (asumimos que corresponde a C&F) y en el literal b) de la porción inferior de cada uno de los cuadros textualmente se indica que *“No incluye el valor del IVA, gastos operacionales, pagos de tributos por nacionalización del producto en Aduana, valor pago CORPEI y costo de seguro”*. Hasta el 2016 también se incluía la frase (*...seguro que son aproximadamente el 14,5% del valor C&F*).

La Table 2. Energy Prices U.S. Energy Information Administration (USEIA) Short-Term Energy Outlook - "Dates! D1 del 2019 (*Tabla 2. Precios de la Energía de la Administración de la Información de la Energía de los Estados Unidos*) en versión Excel, permite que se calcule el promedio de los precios al por mayor tanto de la gasolina como el diésel. Así en los Estados Unidos, en barriles, el precio para la gasolina regular fue de US\$ 77,88 mientras que para el Ecuador el valor de importación de la nafta de alto octanaje Ron 93 se estableció en US\$ 83,77, es decir US\$ 5,89 más. Para el diésel, en dicho país su precio se calculó en US\$ 82,24 por barril y en comparación el valor de la importación del diésel premium es de US\$ 84,73 por barril, que supone US\$ 2,49 adicionales.

Al añadirse el 14,5% del valor DAT o C&F, en barriles la nafta ron 93 subiría a US\$ 95,50 (mayor en US\$ 17,62) y el diésel premium alcanzaría los US\$ 96,59 (mayor en US\$ 14,35).

La USEIA al 04 de mayo del presente, en precios al por menor, al galón de gasolina regular lo ubicó en U\$D 1,883 (U\$D 79,09 el barril) que es apenas mayor que el U\$D 1,85 (U\$D 77,7 el barril) de las gasolinas extra y super. En contravía el valor del diésel en U\$D fue de 2,399 el galón (U\$D 100,76 el barril) que es más alto que su correspondiente de diésel para el sector automotriz cuyo precio es U\$D 1,037 el galón (U\$D 43,554).

Contexto que sugiere se tome la decisión de formular contratos a largo plazo para así adquirirlos al por mayor en las refinerías en las que compran las intermediarias. De esta manera el Estado solamente correría con el flete. Un dólar de ahorro en diésel premium, en el 2019, habría significado US\$ 15'954.051 y en la nafta ron 93 habría sido de US\$ 16'060.304. La suma total sería de US\$ 32'015.355.



En relación con la importación de GLP la paulatina reducción de su uso es la mejor alternativa. Ello implica que con decisión se retome el programa de las cocinas de inducción, ya que no se presenta problema técnico alguno relacionado con las cocinas, no obstante la conexión eléctrica entre las líneas de electricidad con las casas y edificios debería optimizarse.

3. LOS DERRAMES DE PETRÓLEO Y DE COMBUSTIBLES TAMBIÉN SE CONSTITUYEN EN PÉRDIDAS ECONÓMICAS, SOCIALES Y AMBIENTALES

El reciente derrame de petróleo en los oleoductos SOTE y OCP y de combustibles en el Poliducto Shushufindi-Quito, ocurrido durante el noche del 7 de abril, además de la merma económica que suponen el volumen perdido, los costos de la reparación y el obligado diferimiento de la producción de petróleo, también se está expresando en la disminución de los bienes y servicios ambientales que los ríos Coca y Napo prestan para el mantenimiento de la calidad de vida de las poblaciones ribereñas, que se estima bordea los 100 mil habitantes.

La amplia y adversa experiencia que en el país tenemos en la respuesta a derrames de crudo en los ríos amazónicos, nos permite concluir que mientras más ancho y caudaloso es el cuerpo hídrico, más difícil es la contención del petróleo y por consiguiente el volumen de recuperación es bajo.

Según nuestros cálculos de ingeniería, la pérdida inicial expresada como caudal instantáneo (barriles por segundo), en el primer segundo llegó a 320 en el SOTE, 260 en el OCP y 11 en el Poliducto. Esto ocurre en razón de que los ductos se mantienen empaquetados (lentos) y con altas presiones de bombeo que superan las 1.500 libras por pulgada cuadrada (psi en inglés). Bajo estas condiciones la acción de parar el bombeo y cerrar las válvulas es insuficiente para evitar que el flujo continúe, el que se mantendrá mientras exista fluido y la presión del tubo no se iguale a la presión atmosférica.

En la zona de la rotura de los ductos, cada kilómetro del SOTE, el OCP y el Poliducto en barriles transportan 2.150, 1.800 y 130, respectivamente. La fundación Pachamama ha calculado en 50.000 los barriles derramados. El ministro de Energía, René Ortiz, en su comparecencia ante la Asamblea Nacional el 20 de abril reciente, afirmó que llegaron a verterse 15.000 barriles.

Explicaciones que permiten advertir que una oportuna contención del derrame no fue posible lograrlo y por consiguiente el comportamiento de la mancha quedó librado a las condiciones hidrodinámicas que tuvieron y tienen los cauces hídricos desde el momento de ocurrencia del evento contingente.



El río Coca en el punto del derrame, no solamente recibe los aportes de sus afluentes, recepta también las descargas del agua desarenada proveniente de la hidroeléctrica Coca Codo-Sinclair, contribuciones que además de aumentar el caudal, la velocidad de la corriente y aumentar su anchura, ésta se amplía a medida que avanza rumbo a su desembocadura en el río Napo, que es mucho más caudaloso y ancho que su tributario. Situación que torna altamente dificultoso no solamente la instalación de barreras, sino la contención del petróleo derramado, cuya mancha a medida que fue avanzando, fue dejando su rastro en las riberas, en las islas de acumulación de sedimentos, en las zonas inundables y en las tomas de agua de las poblaciones ribereñas. Lo mismo aplica para el río Napo, el que a la altura de Nuevo Rocafuerte alcanza los dos kilómetros de amplitud.

Bajo las mencionadas condiciones hidrodinámicas ¿qué ocurre con la mancha de petróleo? Su tensión superficial al permitirle que cubra amplias superficies sobre el agua, habrá bañado islotes y riberas con los que tomó contacto e ingresado en un proceso de intemperización (oxidación e insolación), que a medida que transcurre el tiempo, volatiliza las fracciones livianas, oxida la capa superficial de la mancha y genera su degradación fotoquímica. También se presenta la emulsificación o dispersión del crudo en la corriente de agua o en los humedales, la sedimentación de las fracciones pesadas del crudo por su adhesión a los sólidos suspendidos en el agua y la lenta biodegradación natural del crudo por la acción natural de bacterias sobre los alcanos y las parafinas (lo cual solamente puede ocurrir en los humedales). Todo esto puede significar, que a medida que el tiempo transcurra la masa del derrame se reduzca entre un 40 y 50 % de su masa original. ¿Llegará alguna vez el día en el que a la ciudadanía se nos dé a conocer tanto el volumen real derramado como el recuperado?

¿Es posible calcular la pérdida monetaria, agravada por la pandemia Covid-19, que están sufriendo 150 comunidades indígenas de las provincias de Sucumbíos, Napo y Orellana que dependen de los servicios ambientales como la dotación del agua, los suelos aluviales, las plantas medicinales, la pesca artesanal y el turismo comunitario?

Desde la década de los 80s del siglo anterior las Naciones Unidas, la Comisión Europea, el Fondo Monetario Internacional, la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico y el Banco Mundial actualizan y publican el denominado Sistema de Contabilidad Ambiental y Económica (SCAE), que es una muy consultada norma estadística internacional para la contabilidad económica y ambiental.



El SCAE contiene un *“marco conceptual con propósitos múltiples destinados a comprender los efectos recíprocos entre la economía y el medio ambiente, y describir las existencias de activos ambientales y sus variaciones. Los activos se consideran elementos de valor para la sociedad. Una de las motivaciones que llevan a considerar los activos ambientales es la preocupación por que las pautas actuales de actividad económica estén agotando y degradando los activos ambientales con una rapidez mayor que la que admite su regeneración. De ello resulta también una preocupación acerca de su disponibilidad a largo plazo”*.

Sr. Presidente, ¿no será éste el momento oportuno para que instruya al Ministerio del Ambiente que bajo la metodología SCAE o una similar, por primera vez en la historia reciente del Ecuador, proceda a estimar la pérdida económica provocada por el derrame de petróleo y gasolina en los activos ambientales y comunidades presentes en su área de influencia?

Sistema que también urge que se aplique al desarrollo de la explotación minera a gran escala.

4. LA HIDROELÉCTRICA COCA CODO-SINCLAIR OPERA CON RIESGO

El 2 de febrero de este año, súbitamente la cascada San Rafael en el río Coca, ubicada entre las provincias de Napo y Sucumbíos, desapareció del sitio en el que su notoria presencia llamaba la atención de viajeros y turistas.

Luego de que han transcurrido un poco más de cuatro semanas de ocurrida la rotura de los oleoductos y el poliducto mencionados en el punto 3, en el mundo geológico nacional casi nadie discute que la ocurrencia del evento obedeció a que el fenómeno de erosión regresiva del río Coca formó un enorme y profundo socavón que llegó a minar el derecho de vía en el que se asentaban los ductos con las consecuencias públicamente conocidas. Dado que la alta dinámica del proceso erosivo se mantiene, varios son los geólogos que advierten sobre la amenaza que ello significa sobre la integridad de la hidroeléctrica Coca Codo-Sinclair, la que en el 2018 cubrió el 30% de la demanda de electricidad que tuvo el país y generó el 42% de su hidroelectricidad. En esta mega obra, en la que se invirtió U\$D 2.245 millones de dólares en proceso de amortizarse, sus ocho generadores suman una potencia instalada de 1.500 MW y aportan una energía media de 8.734 GWh/año que equivalen a 5'411.586 barriles de petróleo.

La Escuela Politécnica Nacional (EPN) en un estudio denominado *“Investigación muestra erosión en cauce del río Coca en el sector de San Rafael”* al describir la problemática afirma *“Los primeros días de febrero de 2020 se registró la desaparición de la Cascada de San Rafael, posteriormente,*

Av. Orellana E4-65 y 9 de Octubre
Telf: (593-2) 2541-740

www.cigmipa.net
QUITO-ECUADOR



el día 07 de abril de 2020 se suspendieron las operaciones del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE) y Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), debido a un movimiento de tierra en el Sector de San Rafael que afectó su operación. La ocurrencia de estos dos eventos está ligado a un fenómeno de erosión regresiva que afecta el cauce del Río Coca, en una zona donde se tienen depósitos de avalancha antiguos del volcán Reventador y por tanto fácilmente erosionables.” Y concluye “A partir de lo que se conoce de la CHRC y lo observado en estos últimos 2 meses lo más probable es que el fenómeno de erosión regresiva continúe a un ritmo acelerado, que podría ser detenido únicamente si en el lecho del río se encontrará un tipo diferente de roca resistente a la erosión (por ejemplo: lava). (...) Según el modelo de tasas de erosión propuesto por el proyecto PIMI 14-09, este fenómeno de erosión regresiva estaría asociado a la construcción y operación de la CHCCS, que estaría produciendo el conocido fenómeno de “Aguas Blancas” en el Río Coca. (...) Este fenómeno de erosión regresiva continuará afectando las márgenes del Río Coca, y por tanto toda obra de infraestructura o asentamiento humano cercano podrían ser perturbados en los próximos meses.” CHRC (Cuenca Hidrográfica del Río Coca).

En la versión digital de los 4pelagatos del 20 de abril pasado denominada Coca Codo Sinclair: ¿pagará la China por el inminente desastre? en su primer párrafo textualmente se escribe “Unos dicen que tomará dos o tres años. Otros que apenas uno. Lo cierto es que todos coinciden en que más temprano que tarde, la feroz erosión del río Quijos, desencadenada el 2 de febrero cuando colapsó la cascada de San Rafael, terminará destruyendo la represa de captación de agua del proyecto Coca Codo Sinclair y la estación de bombeo El Salado del oleoducto transecuatoriano”. Luego más adelante afirma que (...) “En todo caso, los partidarios de la tesis del fenómeno natural o de la construcción de la hidroeléctrica coinciden en que, a estas alturas, las causas del fenómeno ya no importan tanto como saber qué se puede hacer para remediar o mitigar el desastre. Un desastre que parece ser inevitable, a no ser que en los diez y pico de kilómetros que faltan para que llegue la espiral erosiva, cambie la estructura geológica del terreno y la destrucción se detenga. Pero si en algo coinciden todos, también, es que eso es muy improbable.”

Siendo así, amerita que los estudios geodinámicos que se están conduciendo con claridad se orienten a establecer si Coca Codo Sinclair va a continuar entregando su aporte energético al país o por lo contrario se estudien otras alternativas energéticas renovables que compensen el aún probable cierre de la hidroeléctrica.



5. LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DEBE IMPULSARSE

El que los países y empresas productoras de petróleo busquen mantener casi sin cambio la matriz energética mundial hasta por lo menos el año 2050, presume que la participación de los combustibles fósiles en la matriz energética mundial, se mantenga con un porcentaje superior al 80%. Intento que no necesariamente obliga a que los países y en particular el Ecuador deba someterse a mantener casi sin cambio a su respectiva y vigente matriz energética, más aún cuando el país va a ir dejando de ser productor y exportador de petróleo, en razón de que sus reservas recuperables remanentes van declinando, cuyo principal indicador es que a lo largo de los dos últimos años la producción promedio por pozo fue de un preocupante 225 barriles por día.

A pesar de ello, el gobierno se ha empeñado en construir una nueva refinería de alta conversión para crudos pesados, sin que se cuente con la suficiente cantidad de ese tipo de petróleo que por 30 años asegure una carga que varíe entre 2.190 y 3.285 MMBLS. No obstante dado el creciente consumo interno de los carburantes fósiles, estimado en el 4% anual, luce poco probable que inversionistas que se precien dejen de lado la oportunidad de en 20 años obtener ingresos que superarían los 200.000 MMU\$D, ya que sus combustibles, sin los molestos subsidios, en Ecuador se venderían a precios internacionales.

De acuerdo a la consultora Wood Mackenzie denominado *“The World After Covid-19: Scenarios for the Future of Energy”*, el impacto final de la pandemia Covid-19 es aún incierto y fuertemente depende del desarrollo de la vacuna que inmunice a la población. Tres escenarios se han desarrollado respecto al futuro de la energía y los recursos naturales en el largo plazo, los que muestran un riesgo potencial para que se mantenga la demanda del petróleo que se tuvo durante la pre pandemia. Se indica que el escenario de la recuperación final de la demanda del petróleo no es imposible, pero es particularmente vulnerable, pues el bajo crecimiento económico previsto, las restricciones para viajar, las barreras comerciales y las políticas gubernamentales para acelerar la transición hacia los vehículos eléctricos o su combinación, actuarán para que la demanda de petróleo en el largo plazo sea menor al compararla con los niveles pre pandemia previstos, es decir su crecimiento crecerá pero levemente.

No se trata de tornar más eficiente y menos contaminantes al uso de los combustibles fósiles. Se trata de disminuir y hasta eliminar en su origen las emisiones causantes del Cambio Climático, cuyas costosas y desastrosas expresiones a lo largo y ancho del mundo han devenido en que planetariamente se esté reconociendo que vivimos una real Crisis Climática.



Si con sabiduría el gobierno cambiara de dirección y lo replicara el siguiente, se les presentaría la oportunidad única de efectivamente enrumbar al Ecuador hacia el cambio paulatino y definitivo de la imperante matriz energética, en la que la participación de los hidrocarburos está sobre el 80%. Ineludible condición es que se aproveche el aún oculto e invisibilizado potencial de energía solar que tiene el territorio ecuatoriano. La Universidad Particular de Loja lo calculó en 283 MMBLS de petróleo, es decir 1,4 veces la producción ocurrida en el 2019.

O los ecuatorianos nos comprometemos en desarrollar e implementar una concertada y sostenible Transición Energética, o ella nos llegará la queramos o no. Tanto las exigencias de la ciudadanía mestiza e indígena, de las no pocas organizaciones que luchan contra la Crisis Climática como el mercado energético renovable, de una u otra manera presionarán a los gobernantes para que la sociedad ecuatoriana se enrumbe hacia la noble e ineludible tarea de la mitigación del Cambio Climático. El nuevo destino energético renovable ya está en curso. Traza la ruta por la que se debe transitar para que se cumpla la meta de que en el año 2050 o preferible antes, el Ecuador demuestre al mundo que ha descarbonizado su economía.

6. EL ECUADOR NO EXPORTA MINERALES, LO HACEN LAS CONTRATISTAS

Inocultable optimismo respecto a los ingresos mineros mostró el régimen luego del inicio de la exportación de material mineralizado por parte de la empresa ECSA en diciembre del 2019. De esta manera a la mina a gran escala Mirador le asignó ingresos de \$ 36.000 millones de dólares para los 30 años del proyecto, cuyo promedio anual sería de \$ 1.200 millones de dólares. En julio del mismo año, sostuvo que por concepto de impuestos, patentes, utilidades y regalías el Estado percibiría beneficios por \$ 7.635 millones y que las exportaciones alcanzarían los \$ 30.305 millones. Siendo así, el Estado recibiría el 25% del valor de las exportaciones.

Ante estas cifras, expresamos nuestra preocupación, pues no se estaría dando cumplimiento al inciso segundo del artículo 408 de la Constitución del 2008, que en su parte medular dice:

“El Estado participará en los beneficios del aprovechamiento de estos recursos, en un monto que no será inferior a los de la empresa que los explota.”

Dicha duda radica en que en los contratos no se establece el escenario o los escenarios de gestión productiva y económica para cada uno de los minerales involucrados y el total.



Qué de particular tiene la contratación de la extracción de reservas probables de minerales, que no admite que de acuerdo al marco legal vigente y a las buenas prácticas internacionales, se establezca con transparencia los beneficios económicos de cada una de las partes y del conjunto, cuyas principales falencias son:

- El Estado no exporta el material mineralizado, lo hacen las empresas.
- *Los contratos firmados únicamente se refieren a metales como cobre (Cu) y oro (Au) en Mirador y Au y Ag (plata) en Fruta del Norte (FDN), no contempla ninguna regulación para los minerales accesorios, los cuales se exportan junto a los concentrados sin ninguna tributación.*
- *Los contratos de Mirador y Fruta del Norte suscritos son muy discrecionales en aspectos tributarios.*
- *La principal observación al aspecto económico radica en que no se establecen escenarios de la gestión productiva y económica de cada uno de los minerales involucrados, ni del total. Situación que impide que se tenga uno o más escenarios de la renta minera total en la que claramente se pueda diferenciar la Renta minera del ESTADO y la Renta Minera del COMPAÑÍA, tal como se acostumbra hacer con los commodities de materias primas (en cualquier parte del mundo) en base a un MODELO ECONÓMICO que deberían haberse aplicado en Mirador y FDN.*

Sr. Presidente, en relación con el tema de LLURIMAGUA, descubierto en los años 80s por técnicos ecuatorianos de la entonces Dirección General de Geología y Minas (DGGM), dada su condición de haberse constituido en un yacimiento de Cobre de primer orden a nivel mundial, cabe que con responsabilidad y sensatez instruya al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables para que se analice el contenido de los acuerdos y compromisos suscritos entre la empresa pública ENAMI EP y la estatal CODELCO de Chile, más aún cuando el 29 de marzo del 2019 entre las dos empresas suscribieron un acuerdo complementario (adenda) en el que se establece que en un determinado plazo se constituirán en una sociedad anónima donde la participación de las empresas sería del 51% para la empresa pública minera y 49 % para CODELCO.

Al respecto la Procuraduría General del Estado en su pronunciamiento del 13 de abril del 2020 establece que “(...) cualquier pacto que ENAMI EP celebre deberá garantizar que su participación en otra sociedad, que opere en un sector estratégico, **sea siempre mayoritaria** y que por tanto no permita ni implique una delegación de la gestión efectuada por el Estado a esa empresa, por carecer aquella de competencia al efecto.”



**COLEGIO DE INGENIEROS EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS, AMBIENTAL
Y ESPECIALIDADES AFINES DE LA REGIÓN NORTE**

En tal virtud nos permitimos solicitar que en el afán de resguardar las buenas relaciones entre Ecuador y Chile, se proceda no solamente a rever todo lo actuado entre las empresas anotadas y que también que pasen a manos del Estado los resultados de las actividades complementarias de exploración que durante estos últimos años ha ejecutado la empresa CODELCO, cuyas inversiones se las deberá restituir una vez que haya sido auditada por los organismos pertinentes.

A la vez nos permitimos recomendar que en aras del más alto interés nacional, se dé paso a una nueva y transparente licitación internacional en la que bajo la figura de la conformación de una compañía mixta, la empresa pública ENAMI EP sea la que tenga la mayoría accionaria, y su gestión económica como mínimo se ajuste a lo establecido en el inciso segundo del artículo 408 de la Constitución del 2008.

Atentamente,

Ing. Ramiro Maruri Cevallos MSc.
PRESIDENTE CIGMIPA
Telf.: 593 999213680
Correo: ramiromaruri@hotmail.com

Ing. Fernando Reyes Cisneros Mgs.
VICEPRESIDENTE CIGMIPA
Telf.: 593 982565222
Correo: rrramirofer9@gmail.com