



Instituto de Economía
Universidad San Francisco de Quito

KOYUNTURA

Nº 86 - Año 10 / Mayo 2019

PRESENTE Y FUTURO DEL PETRÓLEO EN ECUADOR

Pablo Lucio Paredes
Universidad San Francisco de Quito

LUIS ESPINOSA

SANTIAGO JOSÉ GANGOTENA

DIEGO GRIJALVA

PABLO LUCIO PAREDES

SEBASTIÁN OLEAS

MÓNICA ROJAS

PEDRO ROMERO

PABLO VEGA

CARLOS URIBE

EDITORIAL DEL MES

MINERÍA Y PETRÓLEO

En este número tocamos el tema del petróleo, porque junto con la minería, son las dos grandes áreas en que tenemos un importante potencial de crecimiento. Ojo, no es como algunos señalan que esos recursos naturales nos “sacarán de la pobreza” pero son fuentes importantes de ingresos. Tampoco es que sean nuestra perdición ... aunque sí lo pueden ser (como sucedió en los últimos 10 años) cuando se malgasta el dinero, se acostumbra a la población a vivir de ingresos fáciles “caídos del cielo”, se debilita la democracia (porque alguien manda y distribuye recursos y favores) etc... pero hay la posibilidad de convertirlos en fortalezas, por ejemplo destinando al menos una parte de esos fondos a fortalecer el sistema de jubilación o simplemente invirtiendo bien. Y obviamente son sectores que inevitablemente llevan a una discusión ambiental, al menos por su impacto físico directo y por las emisiones de Co2, contaminación del agua etc..

Pero paralelamente hay que hacer al menos tres cosas más importantes para mover la economía. Uno, la apertura externa, sobre todo por la entrada a la Alianza del Pacífico. Dos, un mercado laboral más adaptado. Tres, pensar obsesivamente en productividad.

Pablo Lucio Paredes

Director del Instituto de Economía USFQ

Koyuntura es una publicación mensual del Instituto de Economía de la Universidad San Francisco de Quito. El Autor o autores de artículos son responsables de los contenidos.

Diseño y diagramación:
Departamento de Diseño
USFQ.

PRESENTE Y FUTURO DEL PETRÓLEO EN ECUADOR

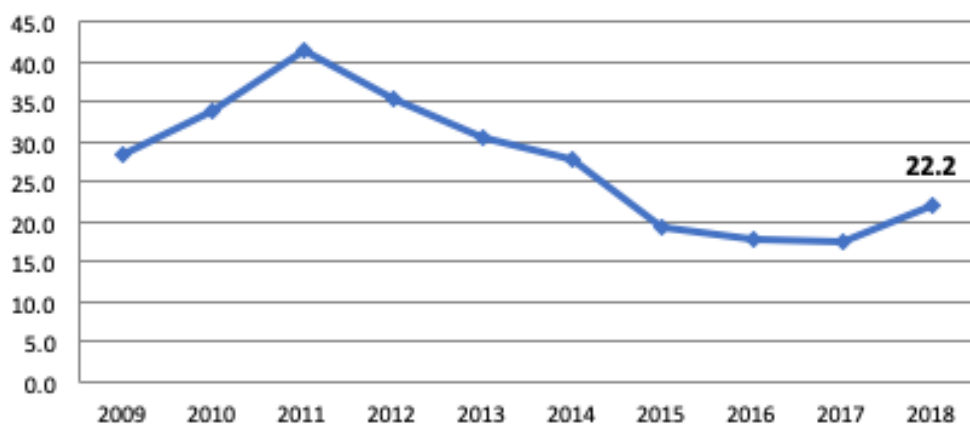
Pablo Lucio Paredes – Director
el Instituto de Economía USFQ
pabloluc@uio.satnet.net

Introducción: el petróleo es clave

Con sus altibajos, el petróleo sigue siendo clave en la economía ecuatoriana. Vemos en los gráficos #1 y #2, su peso en las finanzas públicas y en las exportaciones, respectivamente.

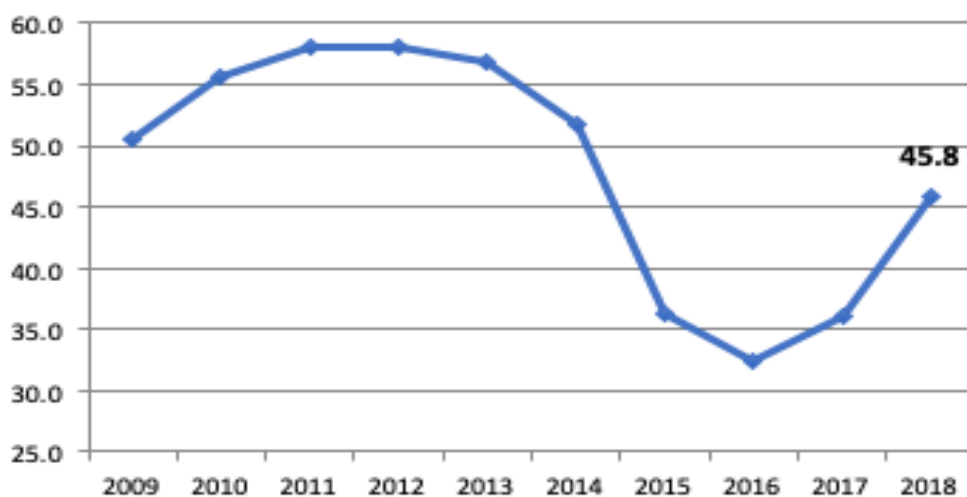
Dentro de los ingresos del Sector Público No Financiero (SPNF, que incluye todas las entidades estatales sean estas Gobierno Central, Municipios, Empresas Estatales No Financieras o IESS), llegó a pesar el 40% hacia 2010, pero ahora se ha estabilizado entre el 20% y 25%, individualmente más importante que cualquier otra categoría (el siguiente más importante es el IVA que aporta con el 15%).

Gráfico #1 PETRÓLEO EN EL TOTAL DE INGRESOS DEL GOBIERNO (%)



Fuente: Banco Central del Ecuador

Gráfico #2 PETRÓLEO EN EL TOTAL DE EXPORTACIONES (%)



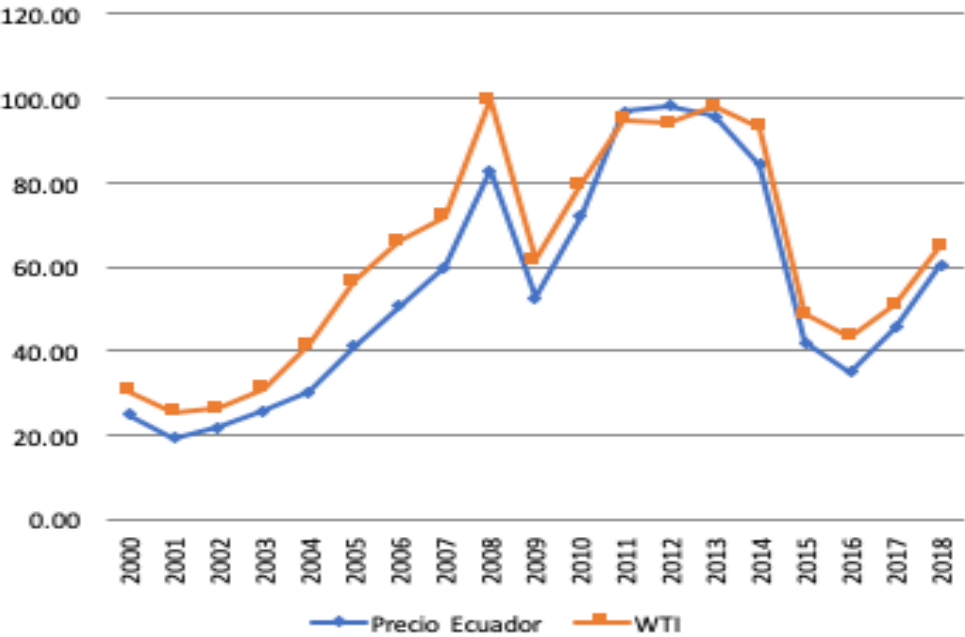
Fuente: Banco Central del Ecuador

Y en las exportaciones, tuvo un techo del 60% hacia 2012, y hoy aún representa el 40% del total. Nuevamente (con cerca de 9.000 millones de dólares en el 2018), sigue siendo de lejos el principal rubro de ingresos externos ya que los siguientes, banano y camarón emparejados, alcanzan algo más de 3.000 millones cada uno.

Obviamente, muchos de los cambios en el petróleo se deben al precio (ver gráfico 3). Este tiene ciclos muy marcados que obedecen a cambios en la oferta y la demanda, que no solo tienen que ver con el producto en sí mismo, sino con otras condiciones de entorno: el petróleo es un activo especulativo en los mercados financieros, el valor del dólar que es la moneda de intercambio, efectos estratégicos y políticos en el mundo etc... Hay ciclos largos como el ciclo al alza que duró hasta 2014 (con picos cercanos a los 150 dólares por barril), y ciclos más cortos como el que acabamos de vivir (hacia Noviembre el precio había caído a 40 dólares viniendo de más de 70, y actualmente ha vuelto cerca de 70 ... pero no sería sorprendente que volviera a caer!).

Para el país también es importante el diferencial entre el precio ecuatoriano y el mundial (nuestra referencia es el WTI), que obedece también a factores muy variados: transporte, mayor o menor demanda por nuestro tipo de crudo (por ejemplo los problemas actuales de producción en Venezuela cambian mucho *nuestro* mercado), ventas spot o a largo plazo, capacidad negociadora, muy posiblemente corrupción en los contratos etc... como hay muchos factores en juego ese diferencial es de apenas unos pocos dólares en ciertos momentos (como ahora) pero ha estado alrededor de los 10 dólares en otras circunstancias.

Gráfico #3 PPRECIO DEL PETRÓLEO (\$ POR BARRIL)

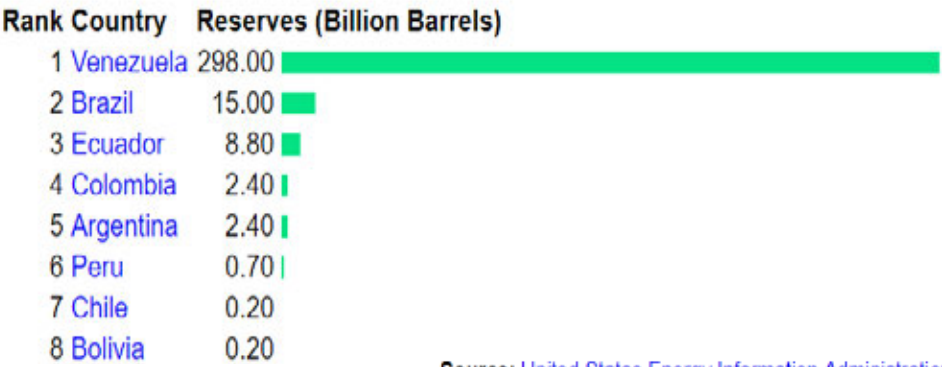


Fuente: Banco Central del Ecuador

Antecedentes de exploración y producción

Con la tercera reserva más grande de petróleo en Sudamérica (gráfico 4), Ecuador es apenas el cuarto detrás de Colombia. Esto es bastante contradictorio ya que somos conocidos, por los exploradores de gas y petróleo, como el país de menor riesgo geológico en América Latina, un factor de enorme importancia en la evaluación de factibilidad de inversiones de las empresas (en ciertas circunstancias, incluso más que el de entorno). Además podemos agregar la dolarización, infraestructura con cortas distancias logísticas, la localización estratégica en el Pacífico, energía hidroeléctrica barata y una fuerza laboral capacitada. Son ventajas que debemos aprovechar... y no lo hacemos!

Gráfico #4



Con la tercera reserva más grande de petróleo en Sudamérica, Ecuador es conocido, por los exploradores de gas y petróleo, como el país de menor riesgo geológico en América Latina

Por eso es importante aclarar el concepto de reservas, cuya definición se basa en el Sistema de Administración de Recursos Petroleros (PRMS por sus siglas en inglés), que es un estándar desarrollado por la industria y las autoridades.

El PRMS define reservas como “... aquellas cantidades de petróleo que se anticipa serán comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en condiciones definidas”. Adicionalmente, establece que los Recursos Contingentes son “... aquellas cantidades de petróleo estimadas en una fecha establecida, como potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, pero que no se consideran actualmente recuperables comercialmente, debido a una o más contingencias... los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para los cuales no hay mercados actualmente viables, o donde la recuperación comercial depende de tecnologías en desarrollo” (el gráfico 5 ilustra esto).

La historia de producción petrolera del Ecuador empieza en 1911 con el pozo ANC-01 cerca de la ciudad de Anconcito (en la Costa). En estos 108 años de historia petrolera, el Ecuador ha producido más de 6 054 millones de barriles. Esto corresponde a que el Factor de Recuperación a la fecha es del orden de 15.5%, es decir, el 84.5% del hidrocarburo identificado en campos, se ha quedado almacenado bajo tierra.

El Gráfico 6 presenta un esquema de plan de desarrollo de un campo típico. Está claro que Ecuador se sitúa en la parte baja, es decir no hemos utilizado aún todas las opciones tecnológicas disponibles. Para propósitos comparativos, países como Noruega, están trabajando con un Factor de Recuperación del orden del 50% o mayor; o en América Latina, Colombia que está alrededor del 20%.

Source: United States Energy Information Administration

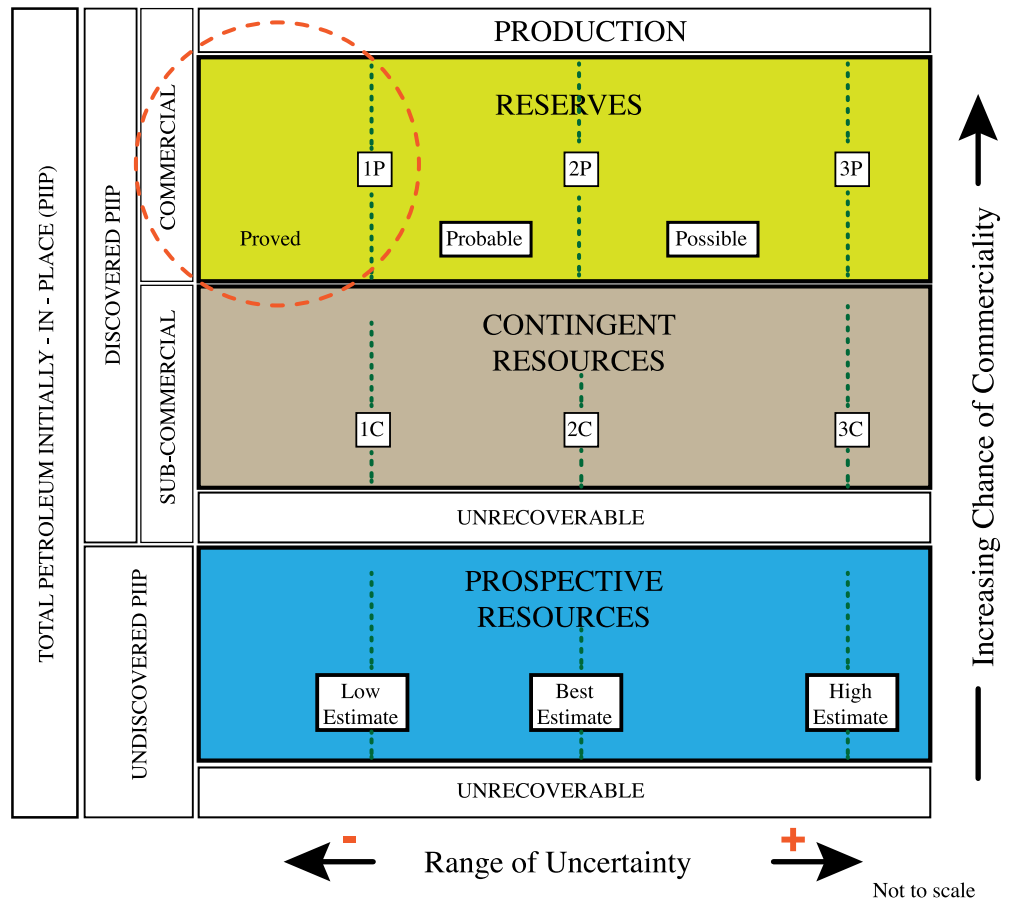
Gráfico #5 CLASIFICACIÓN DE TIPOS DE RESERVAS

Si recuperamos 20% más del volumen restante, eso representaría alrededor de 6 600 millones de barriles o más de lo que se ha producido en el país en los últimos 107 años. Esto implica que hay muchas oportunidades para una mayor producción de hidrocarburos en Ecuador, a través de la expansión del plan de desarrollo de campos bajo lo que se conoce como proyectos de Recuperación Mejorada de Petróleo (IOR en inglés), es decir moviéndose hacia la derecha en la tecnología.

Obviamente, la implementación de este tipo de proyectos (Recuperación Mejorada de Petróleo) incrementa el costo por barril de producción ya que requieren mayores inversiones en mejoras de instalaciones, pozos nuevos, conversión de pozos y estudios avanzados, entre otros.

Todo esto es muy importante de considerar, porque como vemos en el gráfico 7, la tendencia mundial es mejorar la producción de los campos existentes y no necesariamente explorar y explotar nuevos campos.

Y eso es necesario para alcanzar nuevos objetivos. En 2018, Ecuador produjo alrededor de 186 millones de barriles (~509 mil diarios), es decir, de 5 a 10% menos de lo planificado por el gobierno. Con altos y bajos, desde el 2011, el Ecuador ha producido la misma cantidad, como se puede observar en el Gráfico 8. Y mirando hacia el pasado el panorama es desalentador, porque estamos produciendo, básicamente, igual o menos que hacia 2003/2004 cuando se construyó el nuevo oleoducto (OCP), justamente porque había una perspectiva positiva de incrementar la producción al menos en un 20% a 30%. El objetivo para 2019 es llegar a los 565 mil barriles diarios (en el primer trimestre hemos alcanzado 533 mil) y hacia 2021: 700 mil barriles diarios.

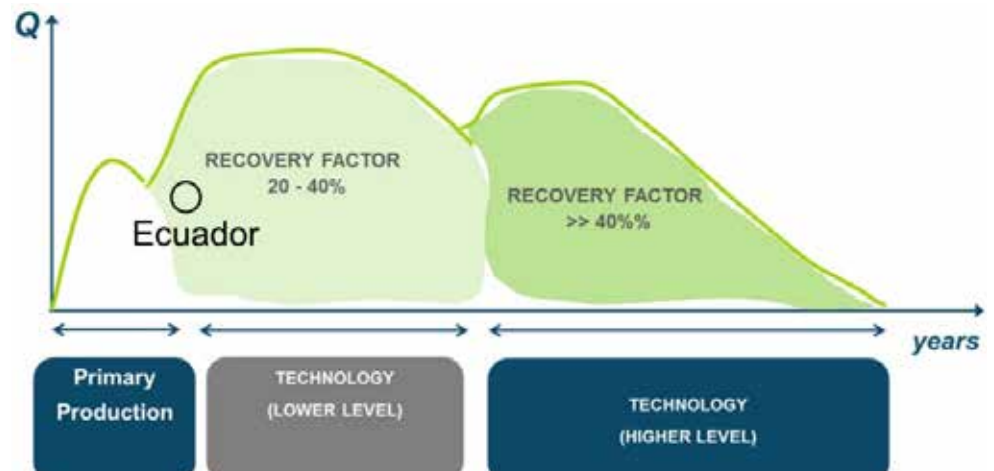


Source: PRMS, version 2018

Gráfico #6 PLAN DE DESARROLLO DE CAMPO TÍPICO (EJE Y - FLUJO DE PRODUCCIÓN)

El marco legal y conceptual

Es importante partir mencionando los artículos 1 y 317 de la Constitución de la República del Ecuador, donde se especifica que los recursos naturales no renovables del territorio del estado pertenecen a su patrimonio inalienable, irrenunciable e imprescriptible.



Si recuperamos 20% más del volumen restante, eso representaría más de lo que se ha producido en el país en los últimos 107 años ... hay muchas oportunidades para una mayor producción de hidrocarburos, a través de la expansión del plan de desarrollo de campos bajo lo que se conoce como proyectos de Recuperación Mejorada de Petróleo (IOR en inglés) ... la tendencia mundial es mejorar la producción de los campos existentes y no necesariamente explorar y explotar nuevos campos.

Gráfico #7-

Campos Nuevos: Como Fuente Primaria de **Petróleo & Gas**

Hasta 1960	50% a 60%
Hasta 1990	20% a 25%
Hoy en día	10% a 15%
Futuro cercano	< 10%

La mayor parte del petróleo y el gas no provendrá de Campos Nuevos



Campos Maduros
Crudo Viscoso ~vírgenes
Yacimientos no-Convencionales

Ecuador y la Industria Petrolera en el Contexto Global
José Luis Bashbush Bauza

Además, que el artículo 2 de la ley de hidrocarburos establece que:

“El Estado explorará y explotará los yacimientos señalados en el artículo anterior en forma directa a través de las Empresas Públicas de Hidrocarburos. De manera excepcional podrá delegar el ejercicio de estas actividades a empresas nacionales o extranjeras, de probada experiencia y capacidad técnica y económica, para lo cual la Secretaría de Hidrocarburos podrá celebrar contratos de asociación, de participación, de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos o mediante otras formas contractuales de delegación vigentes en la legislación ecuatoriana. También se podrá constituir

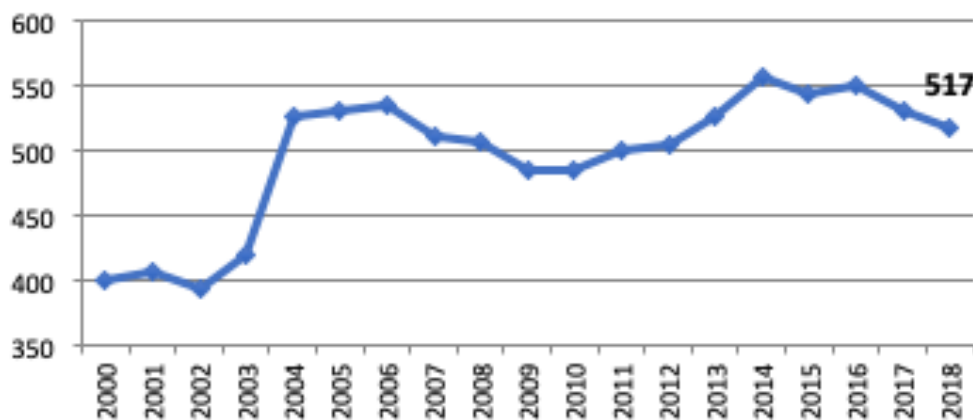
compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en el País”.

Modificaciones con el decreto 499

Mediante decreto ejecutivo 499 el presidente Lenin Moreno reformó el reglamento de aplicación de la Ley de Hidrocarburos para dar paso a la suscripción de contratos de participación. Parte de la reforma menciona la definición de este tipo de contratos, de acuerdo al artículo 12A de la Ley de Hidrocarburos “Son contratos de participación para la exploración y explotación de hidrocarburos, aquellos celebrados por el Estado por intermedio de la Secretaría de Hidrocarburos, mediante los cuales delega a la contratista con sujeción a lo dispuesto en el numeral uno del artículo 46 de la Constitución, la facultad de explorar y explotar hidrocarburos en el área del contrato, realizando por su cuenta y riesgo todas las inversiones, costos y gastos requeridos para la exploración, desarrollo y producción.

La contratista, una vez iniciada la producción tendrá derecho a una participación en la producción del área del contrato, la cual se calculará a base de los porcentajes ofertados y convenidos en el mismo, en función del volumen de hidrocarburos producidos. Esta participación, valorada al precio de venta de los hidrocarburos del área del contrato, que en ningún caso será menor al precio de referencia, constituirá el ingreso bruto de la contratista del

Gráfico #8 PRODUCCIÓN PETROLERA ECUADOR (MILES DE BARRILES/DÍA)



Fuente: Banco Central del Ecuador

cual efectuará las deducciones y pagará el impuesto a la renta, en conformidad con las reglas previstas en la Ley de Régimen Tributario Interno”.

Así mismo, el estado por intermedio de la Secretaría de Hidrocarburos recibirá su participación y, además “los contratos de participación generan réditos a través del Impuesto a los Ingresos Extraordinarios que le permiten al Estado beneficiarse del 70% del ingreso excedente [...] a medida que aumenta el precio del crudo en el mercado desde \$40 a \$120 por barril el Estado tiene mayores réditos”.

Cabe recordar, para poner en perspectiva, que los contratos de participación fueron reemplazados en el año 2011 durante el gobierno de Rafael Correa por contratos de prestación de servicios, en los cuales el país, a través de la Secretaría de Hidrocarburos, establecía una tarifa por la exploración y explotación de hidrocarburos. En ese período se firmaron varios contratos bajo esta modalidad que, de acuerdo a analistas petroleros, no tomaron las previsiones necesarias en caso de que el petróleo bajara, conduciendo a que los contratos no fueran rentables para el estado y generó grandes deudas con las empresas privadas.

Es más lógico que las empresas privadas tengan contratos de participación y no de servicios, por tres razones al menos:

Uno, el Estado de esta manera invierte sus recursos en áreas donde su participación es más importante y más difícil de delegar como seguridad, salud o educación.

Dos, el Estado no necesita asumir riesgos en actividades donde los privados lo pueden hacer mejor. La contratista asume por su cuenta y riesgo todas las inversiones (CAPEX), costos y gastos operativos (OPEX) requeridos para la exploración, desarrollo y producción del área del contrato. Obviamente la parte del Estado es menor en los contratos de participación, pero es un porcentaje aplicado en un entorno de mejores resultados y mayor eficiencia (si se hacen las cosas bien, el porcentaje es menor, pero el monto total recibido en dólares debe ser mayor).

Tres, estos contratos de riesgo permiten que exista exploración (búsqueda de nuevas reservas) y no solo producción (uso de las reservas existentes) para alcanzar un objetivo importante: encontrar un barril adicional por cada uno que se extrae.

Por eso, retomando el decreto 499 y revisando las consideraciones expuestas, el Estado ecuatoriano reconoce que “la inversión en exploración en los últimos años ha sido casi nula. Por lo que es necesario incorporar un contrato equitativo y competitivo vigente en la Ley, que facilite el incremento de reservas petroleras a través de la reactivación de la inversión privada en exploración de nuevas áreas” y que “es necesario incrementar reservas, para lo cual es prioritario fomentar la inversión en proyectos hidrocarburíferos en áreas nuevas, para lo cual se ha evidenciado la necesidad de aplicar un modelo de contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos vigente en la Ley de Hidrocarburos” lo cual es una clara muestra de un cambio de visión en las políticas públicas frente a la inversión extranjera.

Al brindar un marco legal más equitativo y competitivo para las empresas, se atrae a la inversión nacional y extranjera y se fomenta la producción de crudo teniendo un impacto directo sobre las finanzas públicas.

La figura de contrato de participación es más atractiva, entre otras cosas pues el gobierno da la opción de pagar la participación con petróleo, y eso permite tener un pago seguro y no depender de la disponibilidad de caja del Ministerio de Finanzas o de Petroecuador. Es así como, durante la ronda Intracampos bajo este esquema contractual, varias empresas nacionales y extranjeras estuvieron interesadas y participaron. Fueron adjudicados:

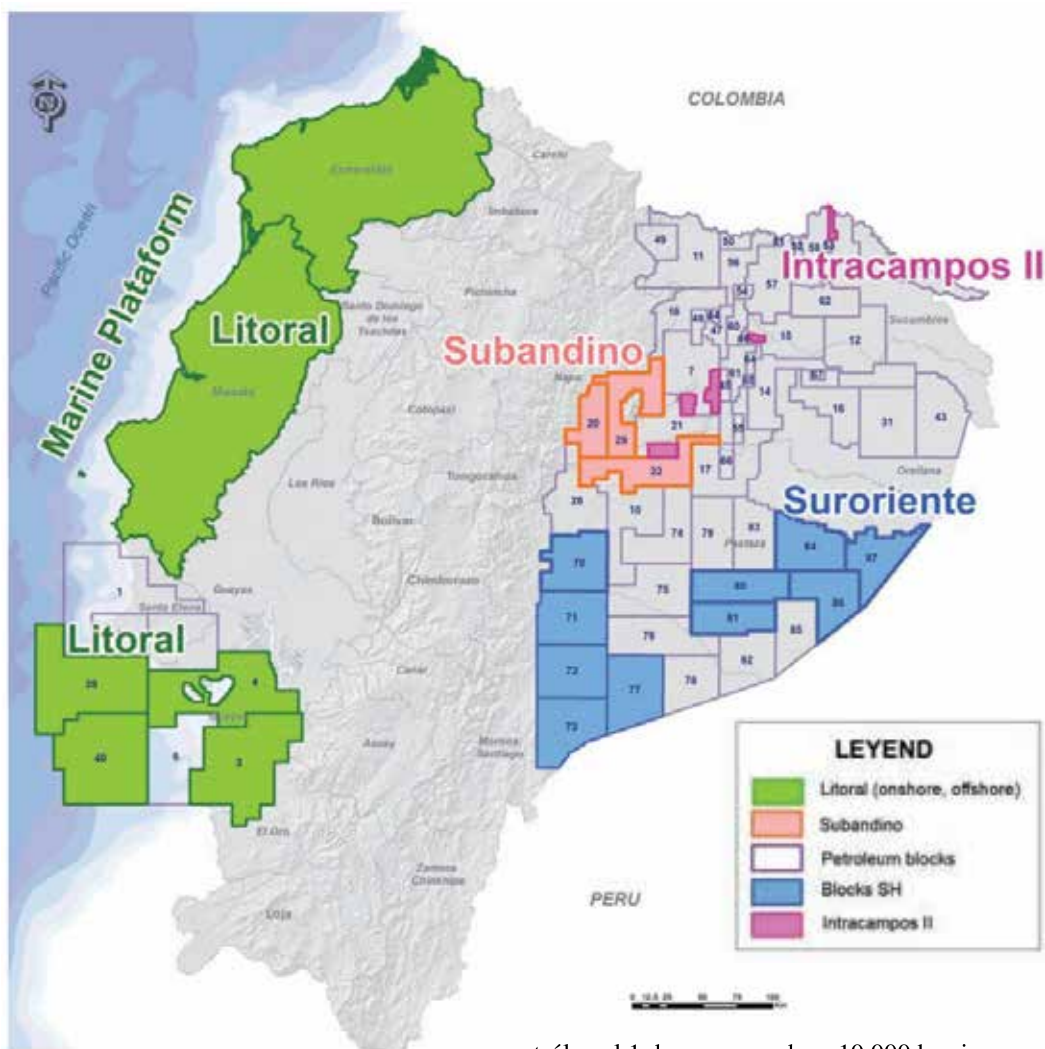
- Petróleos Sudamericanos de Ecuador, con los campos Arazá Este y Sahino.
- Frontera Energy Colombia- Geopark Perú, con los campos Perico y Espejo.
- GranTerra Energy Colombia, con los campos Chanangué, Charapa e Iguaña.

Esta Ronda, captará una inversión aproximada de 1.170 millones de dólares y permitirá un pico de producción, en esos campos, estimada de 18.000 barriles de crudo por día, en 2024. Obviamente se necesita mucho más.

Es imperativo mencionar la necesidad de inversión en la industria del petróleo y gas, la cual comparada con otras industrias tiene un mayor requerimiento de capital. En los yacimientos de petróleo y gas existe un fenómeno llamado “Declinación natural” que es, en palabras sencillas, el porcentaje de producción que se pierde en el tiempo debido a la pérdida de energía en el yacimiento. Para entender mejor, si un yacimiento de

Es más lógico que las empresas privadas tengan contratos de participación y no de servicios, por tres razones al menos. Uno, el Estado de esta manera invierte sus recursos en áreas donde su participación es más importante. Dos, el Estado no necesita asumir riesgos en actividades donde los privados lo pueden hacer mejor. Tres, estos contratos de riesgo permiten que exista exploración (búsqueda de nuevas reservas) y no solo producción (uso de las reservas existentes) para alcanzar un objetivo importante: encontrar un barril adicional por cada uno que se extrae.

Gráfico #9-



Fuente: Revista Intracampes, Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables

petróleo el 1 de enero produce 10,000 barriles de petróleo por día con un porcentaje de declinación anual del 30% y no tiene ninguna actividad que ayude a mantener esta producción (inversión cero), el 31 de diciembre terminaría produciendo 7,000 barriles de crudo por día. En términos económicos es una pérdida significativa.

En términos de producción, las inversiones que se realizan en la industria petrolera (perforación, reacondicionamiento, proyectos de recobro mejorado, etc.) no solo sirven para incrementar la producción de un campo, sino también deben contrarrestar esta declinación natural. Uno de los más grandes retos en el manejo de un activo petrolero, es vencer al porcentaje de declinación y una vez conseguido, tratar de incrementar la producción.

Por supuesto la exploración conlleva grandes niveles de inversión. Es ahí donde tener seguridad jurídica y un adecuado marco legal hace atractivo al país frente a fuertes inversiones necesarias para descubrir nue-

vos campos y desarrollar reservas. El ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables tiene planeadas 4 nuevas rondas petroleras. Por ejemplo, planea ofertar 14 campos en el límite sureste del país (zona limítrofe con Perú, ver gráfico 9) en donde, si se mantiene el esquema contractual actual y se mejora la repartición de los ingresos extraordinarios podría atraer a las empresas "majors" del petróleo del mundo.

Estas inversiones se enfocarían en exploración para un posterior desarrollo de las reservas que se descubran, cambiando así el horizonte petrolero nacional.

Venimos de 10 años de un gobierno donde prevaleció un "socialismo" al que no le interesaba atraer al país a empresas internacionales serias, con estrictos controles internos y externos de prácticas corporativas y anti-corrupción. La inversión internacional en la industria de los hidrocarburos es buena para el país, crea miles de fuentes de empleo directo de calidad, con salarios que están por encima de la media salarial ecuatoriana, así

Gráfico #10- INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL ESTRICTAMENTE ES... UNA INDUSTRIA DE AGUA

Uso de Agua: 6 :1

Campos Maduros: hasta 50 : 1

Agua: Problema #1 Campos Maduros



Ecuador y la Industria Petrolera en el Contexto Global
José Luis Bashbush Bauza

como también, miles de fuentes de empleo indirectos. Esta inversión (tratándose de empresas serias) ayuda también al desarrollo de las comunidades donde operan, brindando trabajo al personal local y teniendo programas de desarrollo comunitario.

Es evidente mencionar el estigma ambiental que ha tenido la industria hidrocarburífera en el pasado. Pero de esa realidad (igual que en otras actividades personales o empresariales) ha habido una evolución importante para minimizar su huella ambiental y prevenir y mitigar incidentes ambientales a través de programas de protección ambiental, educación ambiental a las comunidades donde operan, reforestación, iniciativas de Carbono Neutro, captura de carbono, reinyección de ripsos de perforación. O la certificación “Punto Verde” que es un aval emitido por el Ministerio del Ambiente con el objetivo de incentivar al sector público y privado a emplear nuevas y mejores prácticas productivas y de servicios, enfocadas en la protección y conservación del ambiente.



En todo caso, siempre hay muchos aspectos que mejorar y allí es donde como país deberíamos enfocarnos. En cuanto a modelos contractuales se debería explorar varias opciones para mejorar nuestra calificación internacional, quizás explorar el bajar los réditos del estado en el Impuesto a los Ingresos Extraordinarios (ver gráfico 11). O cambiar a contratos de concesión de bloques, estableciendo una mejor participación del estado en caso de una nueva alza de los precios del crudo.

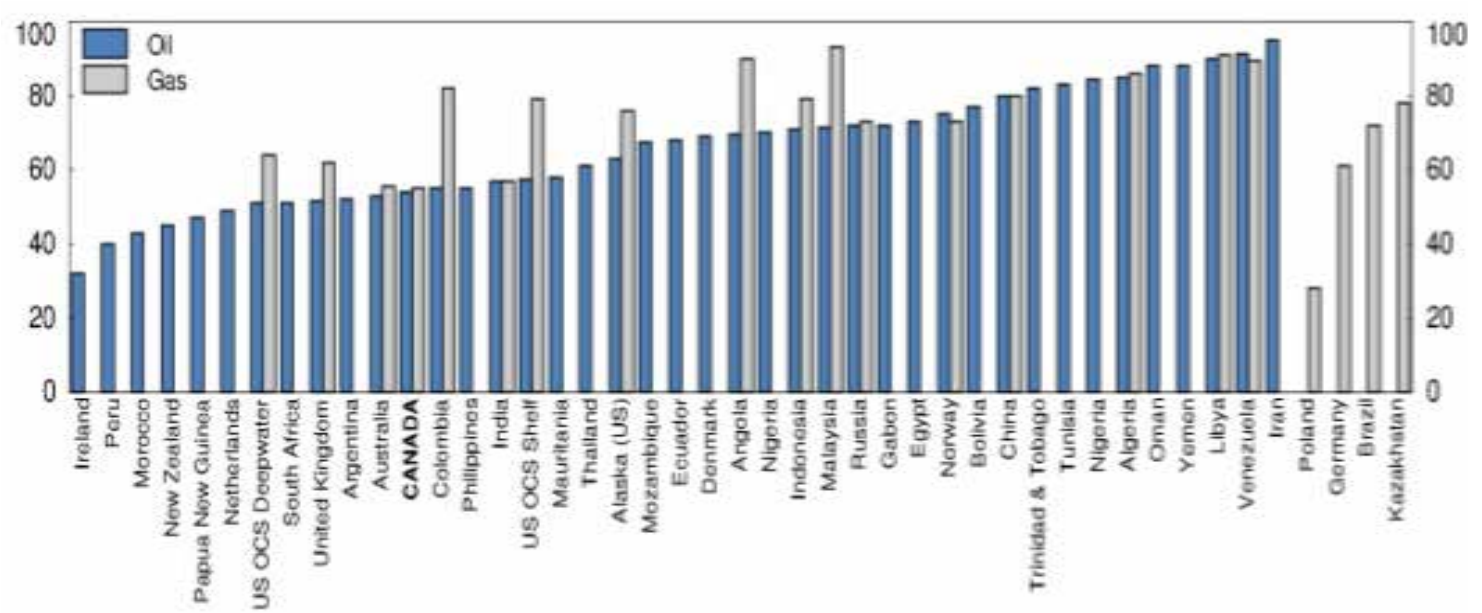
..... y algo muy importante: permitir que las empresas extranjeras puedan considerar (dentro de sus balances contables), las reservas que están manejado en el país. Este incremento de activos es el que les permite generar mayores valoraciones en los mercados y sobre esa base salir a buscar nuevo financiamiento y potenciar esos proyectos. El contrato de participación oficializado por el decreto 499 es un ejemplo de como un cambio contractual puede traer más inversión de calidad al país.



Es evidente mencionar el estigma ambiental que ha tenido la industria hidrocarburífera en el pasado. Pero de esa realidad (igual que en otras actividades personales o empresariales) ha habido una evolución importante para minimizar su huella ambiental

...obviamente la industria petrolera está en el centro de la discusión ambiental. Ciertamente por su impacto directo (en los campos de explotación) e indirecta (por las emisiones de CO2), pero también porque hay que estar conscientes que es una industria consumidora... de agua!

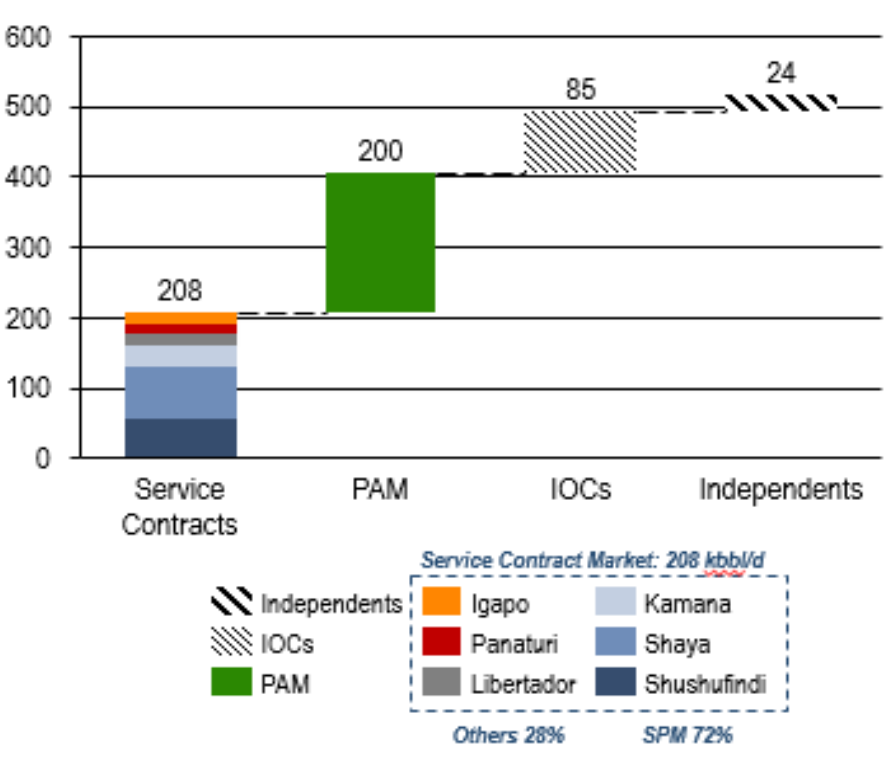
Gráfico #11- LO QUE LOS GOBIERNOS RECIBEN POR PETRÓLEO Y GAS



FUENTE: 2014 OECD economic survey of Canada

Gráfico # 12- DESGLOSE DE PRODUCCIÓN EN 2019

Ecuador's Oil Production Breakdown in 2019, Kbb/d



Aspectos económicos de la producción de petróleo en Ecuador

“Los barriles solo vendrán con un mayor compromiso presupuestario”

Los ingresos de la industria de gas y petróleo son, por mucho, los más importantes para el país, como se señaló al inicio.

Actualmente, alrededor del 78% de la producción (algo más de 450.000 barriles diarios) es administrada por Petroamazonas (PAM), una parte lo maneja directamente, otra vía contratos con empresas privadas, siendo que aproximadamente la mitad entra en esta segunda categoría (gráfico 12).

Se espera que durante este año, Ecuador llegue a producir 206 millones de barriles o ~564 mil barriles diarios, siendo PAM el encargado del 82% de este volumen. Este objetivo toma en consideración el declive natural de la producción.

NOTA: IOC corresponde a International Oil Clients (i.e. Repsol, Agip, etc.)

Gráfico #13

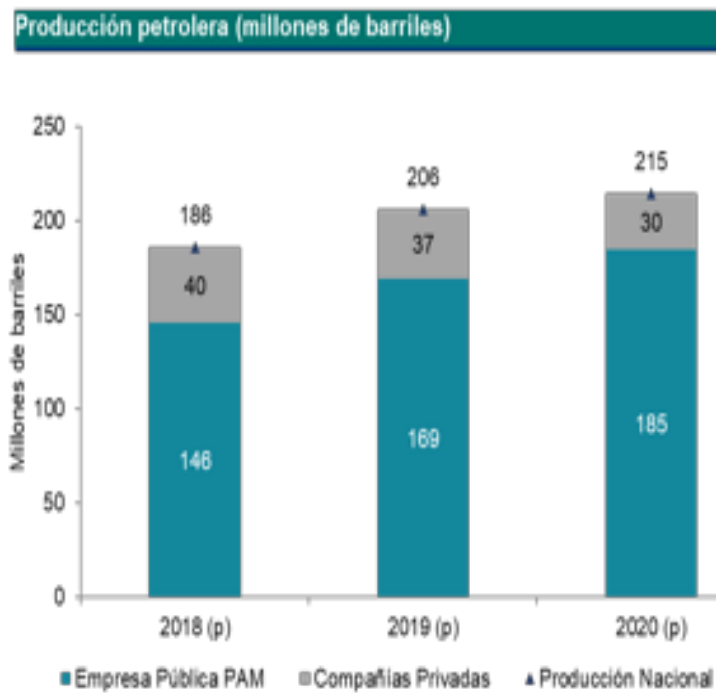


Gráfico #14

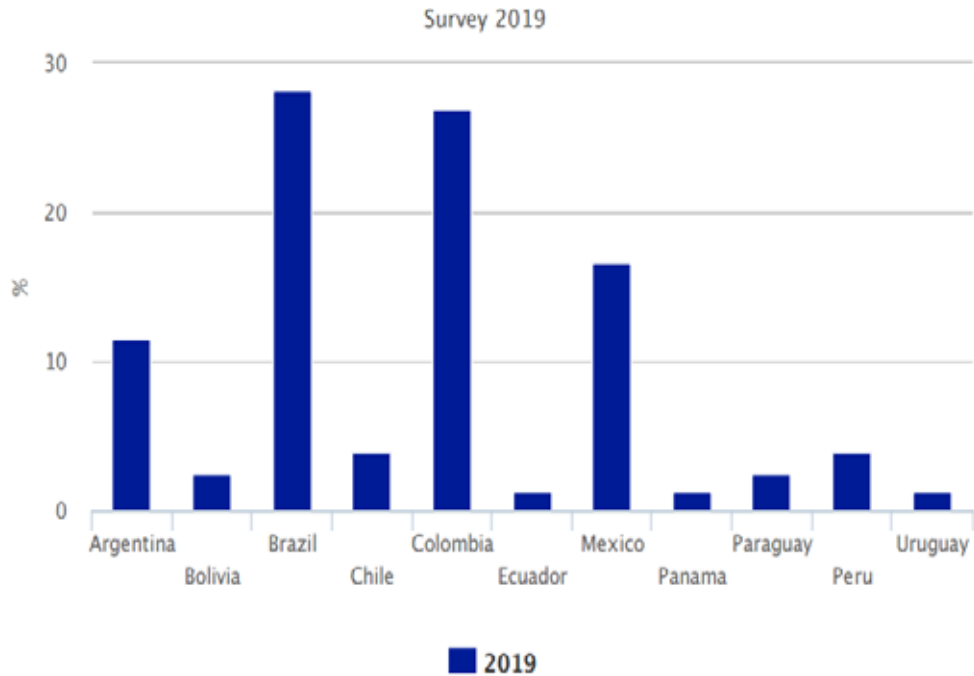


Por lo tanto, para alcanzar los niveles de producción y exportación (gráfico 13 y 14) proyectados, se espera que PAM invierta más en 2019 de lo que invirtió en 2018. En principio, teniendo en cuenta el impacto negativo de la proyección del precio del crudo prevista en el Presupuesto del Estado (de \$50 por barril comparado a un promedio de \$60 en 2018 ... aunque un precio en realidad superior actualmente), el aumento en la producción esperada no sería suficiente para compensar el menor precio del crudo, lo que causaría una caída en los ingresos por exportaciones en 2019. En resumen, el escenario actual considera una inversión más alta del gobierno con respecto al año anterior, para quizás lograr un ingreso menor (al menos en relación al Presupuesto inicial del año).

El presupuesto de exploración y producción es definido anualmente por el gobierno, y por lo tanto, PAM no puede comprometerse a mediano y largo plazo y podría tener problemas con la disponibilidad presupuestaria para cumplir obligaciones contractuales previamente adquiridas. Esto evidentemente conlleva riesgos comerciales para los socios y los proveedores de servicios, que se traducen en mayores costos para el Estado, y potencialmente menos inversión

Eso confirma nuevamente por qué el Estado *no* debe ser el financista y tomador de riesgos principal en el sector petrolero.

Gráfico #15- REGULACIONES DE G&P EN LATINOAMÉRICA



Source: BNamericas.com survey

Un cambio en el marco regulatorio actual en Ecuador es oportuno y podría ser la mejor alternativa para solucionar los desafíos financieros del país, así como establecer el escenario para fortalecer la posición del país con respecto a sus pares en América del Sur ... incluyendo en ese cambio la posibilidad que las empresas puedan contabilizar las reservas en sus libros contables.

...Y detrás de esto un tema muy importante: la competencia regional.

“Los países latinoamericanos están compitiendo entre ellos mismo por capital privado”.

En una encuesta reciente elaborada por BNamericas, Ecuador fue rankeado como el país con las *peores* regulaciones de la industria de gas y petróleo en Sudamérica (gráfico 15).

Considerando que los proyectos de exploración y producción son de largos ciclos, Ecuador necesita resolver esta situación en el corto plazo para poder sostener la producción en el mediano plazo.

Camino a seguir

Está claro que es necesaria una reforma al marco regulatorio actual.

En el corto plazo, podría generar al país los fondos requeridos para sostener el déficit en la balanza comercial y mejorar las cuentas fiscales, con el compromiso presupuestario de incrementar la producción. Adicionalmente, en la industria de exploración y producción, hay una correlación directa entre la inversión y la creación de empleos, aumentando de manera indirecta los ingresos por impuestos para las comunidades, Impuesto a la Renta y el IVA.

Esta reforma debe tomar en cuenta los siguientes elementos:

- 1) El tamaño de las reservas y los bajos niveles del factor de recuperación, vuelven al Ecuador un lugar atractivo para la explotación de hidrocarburos en América Latina, especialmente para operadores con experticia en mejorar la recuperación del crudo.
- 2) La entrada de capital privado puede ayudar al gobierno a balancear sus finanzas, a través de:
 - a. Pagos por adelantado.
 - b. Evitar el gasto público transfiriendo la inversión de PAM a capitales privados.
 - c. Incrementar el nivel de empleo y la respectiva inyección de capital en la economía.
 - d. Incremento en los niveles de producción.
 - e. Incremento de las recaudaciones tributarias del gobierno sobre una producción más alta.
- 3) Un cambio en el marco regulatorio actual en Ecuador, incluyendo en ese cambio la posibilidad que las empresas puedan contabilizar las reservas en sus libros contables, es oportuno y podría ser la mejor alternativa para solucionar los desafíos financieros del país, así como establecer el escenario para fortalecer la posición del país con respecto a sus pares en América del Sur.

Para esto se puede pensar en un esquema del corto hacia el largo plazo.

Ideas para un Nuevo Marco Regulatorio

Corto Plazo	Campos en producción; nuevos proyectos ya aprobados Ingresos de producción, ahora!
Mediano Plazo	Reservas probadas, bajo el límite económico de producción Ingresos por producción en los próximos 2 a 4 años.
Largo Plazo	Áreas en exploración y evaluación. Ingresos por producción en los próximos 5 a 8 años.

Objetivo	Iniciativa	Impacto
Atraer Operadores Privados con Sólida Fortaleza Financiera para poder hacer pagos anticipados	- Permitir acceso a reservas - Régimen tributario razonable - Mejorar mensajes políticos	- Sobre proyectos de corto y mediano plazo - Mayor tolerancia a riesgos empresariales (económicos & técnicos)
Aumentar el Factor de Recuperación trayendo Tecnología y Procesos	- Invitación directa a operadores exitosos - Reducir la parte del gobierno para tener proyectos más viables - Definir objetivos de país - Involucrar a la Academia	- Sobre proyectos de corto y mediano plazo - Mayor vida útil de los proyectos e infraestructura (mejor entorno ambiental) - Incremento de los ingresos estatales
Rápida Implementación de Reformas	- Disminuir los procesos ligados a la inversión privada - Aclarar el proceso de licencias ambientales	- Sobre proyectos de corto, mediano y largo plazo - Evita Reforma Fiscal - Impacto Social y creación de empleos de valor
Metas agresivas en cuanto a Producción y Reservas	- Compromiso nacional - Revisar contratos actuales (tarifas) - Proceso más continuo de oferta de campos	- Sobre proyectos de corto y mediano plazo - Incremento de la producción y mayor vida útil de los proyectos
Reemplazo de Reservas a través de Actividades Exploratorias	Incentivos en la exploración, a cambio de una mayor participación estatal en las fases posteriores (caso de Noruega)	Sobre proyectos de largo plazo

El futuro: la transición a fuentes de energía bajas en carbono.

El mercado de los hidrocarburos actual muestra una fuerte tendencia a la inversión en exploración y producción de gas. Varias empresas internacionales del sector están realizando fuertes inversiones para desarrollar proyectos de gas natural a nivel mundial, algunas de ellas llegando a vender los activos de petróleo crudo para redireccionar esas inversiones al gas natural. Lo que nos lleva a preguntarnos, ¿estamos a puertas de un cam-

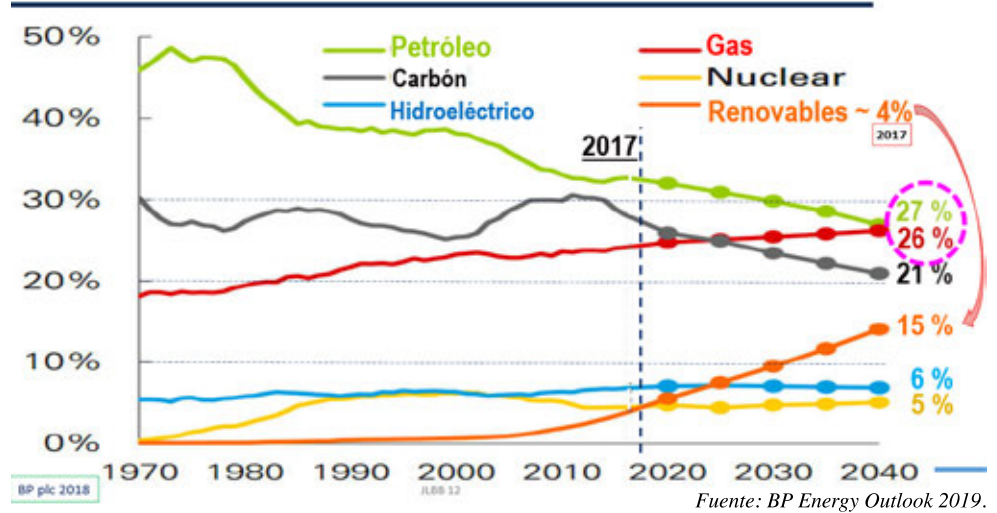
bio en el modelo energético de petróleo a gas natural?

En el futuro, de acuerdo a proyecciones internacionales (gráfico 16), la transición a sistemas de energía bajos en carbono (energías renovables y gas natural) crece en importancia frente al carbón y al petróleo. Tanto es así que las predicciones sobre estas 2 fuentes de energía, proyectan que representarán el 85% del *crecimiento* energético mundial.

De acuerdo con el “BP Energy Outlook 2019”, el gas natural crecerá con fuerza, apoyado por una amplia demanda, abundan-

Gráfico# 16

Diversidad Energética en el Consumo Total de Energía Primaria



tes suministros de bajo costo y la creciente disponibilidad de gas a nivel mundial, ayudado por el creciente suministro de gas natural licuado (GNL). El crecimiento de la demanda de gas es generalizado, aumentando en casi todos los países y regiones. El aumento es impulsado, en proporciones casi iguales, por el uso en la generación eléctrica y la industria. El transporte registra el crecimiento más rápido, aunque con pequeños volúmenes.

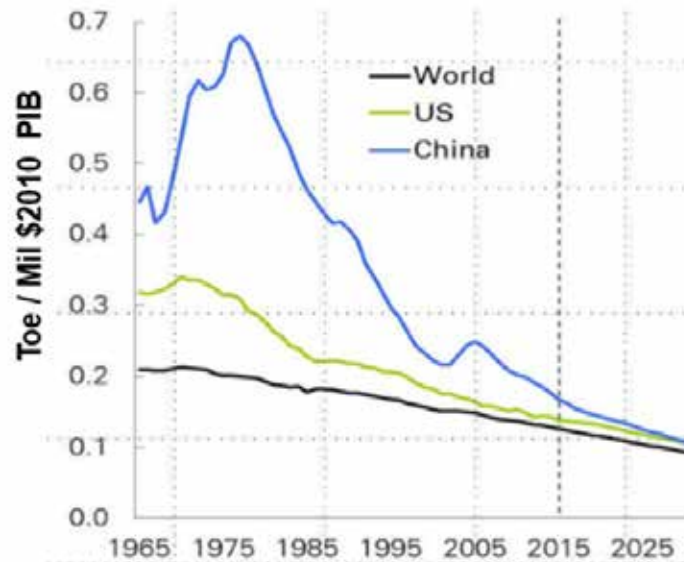
Sin embargo, al mismo tiempo hay que estar conscientes que habrá un aumento del 25%

en la demanda mundial de energía frente a un incremento del 100% en el PIB mundial, es decir la eficiencia energética (mejor uso de la energía) seguirá aumentando como muestra el gráfico 17. Y aunque la parte del petróleo caiga del 33% al 27%, dado el aumento del consumo total, la producción de petróleo seguirá siendo al menos la misma que actualmente.

...¡El petróleo seguirá siendo importante, y hay que impulsarlo inteligentemente en Ecuador!

Gráfico 17-

Intensidad Energética y Efecto de Tecnología y Conservación



Ecuador y la Industria Petrolera en el Contexto Global
José Luis Bashbush Bauza

CAJÓN DE SASTRE

CIFRAS CLAVES SOBRE EMPLEO A MARZO 2019

El empleo es frágil en el país. Como el crecimiento promedio de la economía en los últimos 40 años ha sido del 3,8% anual frente a un crecimiento de la población laboral en un 3%, es evidente queda muy poco espacio para la creación de suficientes empleos de calidad, porque al mismo tiempo la productividad laboral aumenta entre el 1% y el 2% anual (lo cual es esencialmente lo que permite mejorar la calidad de vida de la gente). El objetivo debe ser crecer entre el 5% y 6% anual para generar un mejor mercado laboral ... ¡y es el gran desafío que tenemos! Debería ser el centro de discusión en el Acuerdo Nacional planteado por el Gobierno.

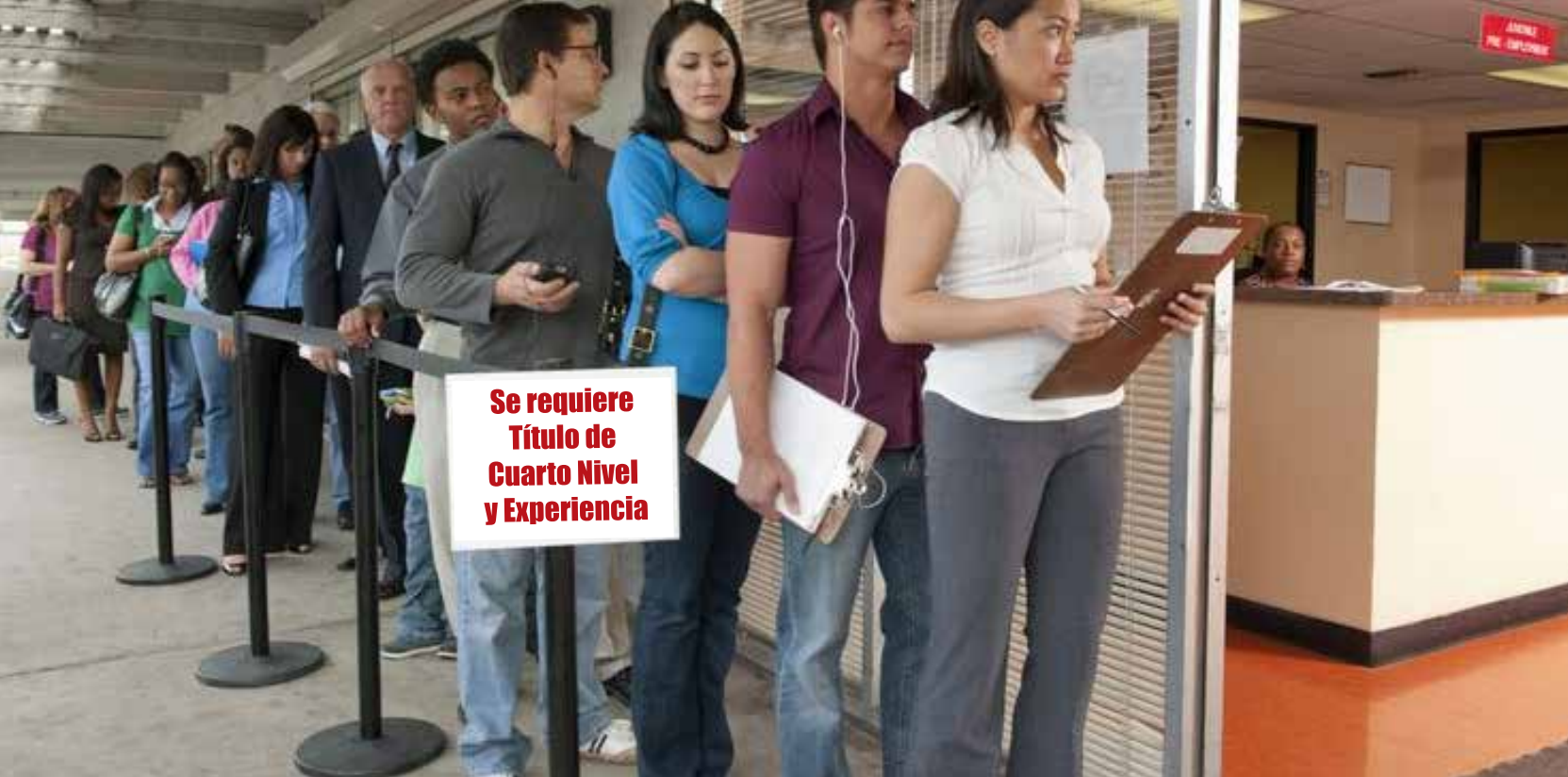
REPARTICIÓN DE LA POBLACIÓN ECUATORIANA

	mar-14	mar-15	mar-16	mar-17	mar-18	mar-19
Población en Edad de Trabajar	11.238.681	11.201.636	11.467.518	11.726.450	11.984.847	12.272.857
Población Económicamente Activa	7.048.410	7.374.083	7.861.661	8.084.382	8.164.425	8.162.787
Población con Empleo	6.706.314	7.091.116	7.412.671	7.728.968	7.802.374	7.786.532
Empleo Adecuado/Pleno	3.206.080	3.223.996	3.142.554	3.112.953	3.356.562	3.094.795
Subempleo	890.360	985.698	1.348.231	1.726.030	1.498.139	1.524.118
Empleo no remunerado	497.262	710.083	796.919	879.801	831.628	895.242
Otro empleo no pleno	2.094.854	2.142.958	2.100.225	1.994.537	2.096.972	2.222.111
Empleo no clasificado	17.758	28.382	24.742	15.648	19.073	50.267
Desempleo	342.096	282.967	448.990	355.414	362.051	376.255
Población Económicamente Inactiva	4.190.271	3.827.552	3.605.856	3.642.068	3.820.422	4.110.070

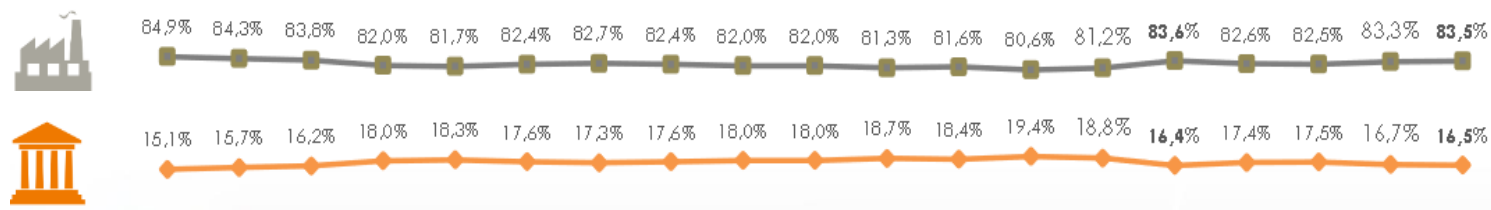


EMPLEO ADECUADO EN 5 CIUDADES

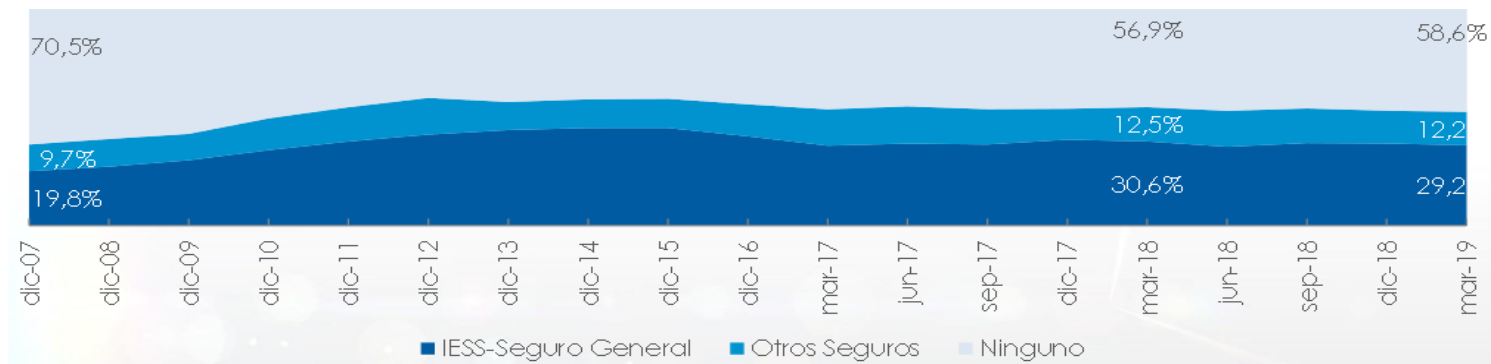
Periodo	Quito	Guayaquil	Cuenca	Machala	Ambato
dic-10	65,0%	55,5%	66,6%	50,4%	54,2%
dic-11	63,6%	57,0%	65,7%	56,8%	61,9%
dic-12	62,1%	60,5%	67,7%	58,2%	57,4%
dic-13	70,6%	57,2%	68,5%	58,9%	56,4%
dic-14	70,5%	60,1%	65,2%	55,9%	61,0%
dic-15	66,5%	56,9%	64,6%	57,1%	58,5%
dic-16	57,6%	49,6%	56,6%	49,2%	46,9%
mar-17	57,7%	49,1%	61,9%	48,1%	46,6%
jun-17	63,1%	49,5%	60,1%	49,3%	52,7%
sep-17	66,4%	47,9%	61,4%	43,6%	54,3%
dic-17	61,6%	50,0%	57,3%	51,2%	54,0%
mar-18	60,2%	51,3%	61,4%	53,2%	51,8%
jun-18	59,1%	49,6%	66,5%	51,1%	54,8%
sep-18	58,9%	50,2%	61,1%	52,1%	52,5%
dic-18	57,9%	52,6%	61,3%	55,4%	52,6%
mar-19	59,7%	49,0%	64,0%	56,9%	50,0%



EMPLEO PÚBLICO Y PRIVADO EN RELACIÓN A ASALARIADOS TOTALES



AFILIACIÓN A ALGÚN SEGURO



INGRESOS LABORALES

