

DISEÑO Y DESEMPEÑO DE REGÍMENES FISCALES EN PETRÓLEO, GAS Y MINERÍA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE



REVISIÓN SOBRE PRÁCTICAS ACTUALES,
LECCIONES APRENDIDAS Y MEJORES PRÁCTICAS



**Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo**

Davis, Graham A.

Diseño y desempeño de regímenes fiscales en petróleo, gas y minería en América Latina y el Caribe: revisión sobre prácticas actuales, lecciones aprendidas y mejores prácticas / Graham A. Davis, James L. Smith.

p. cm. — (Monografía del BID ; 831)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Mineral industries-Taxation-Latin America. 2. Mineral industries-Taxation-Caribbean Area. 3. Mineral oils-Taxation-Latin America. 4. Mineral oils-Taxation-Caribbean Area. 5. Fiscal policy-Latin America. 6. Fiscal policy-Caribbean Area. 7. Land use-Effect of taxation on-Latin America. 8. Land use-Effect of taxation on-Caribbean Area. I. Smith, James L. II. Banco Interamericano de Desarrollo. Sector de Infraestructura y Energía. III. Título. IV. Serie.

IDB-MG-831

Códigos JEL: H21, L71, L72, Q3, Q38, Q32

Palabras clave: petróleo, gas, minería, impuestos, regalías, marco fiscal, política fiscal

Copyright © 2020 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



DISEÑO Y DESEMPEÑO DE REGÍMENES FISCALES EN PETRÓLEO, GAS Y MINERÍA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

**REVISIÓN SOBRE PRÁCTICAS ACTUALES,
LECCIONES APRENDIDAS Y MEJORES PRÁCTICAS**

Dr. Graham A. Davis,
Profesor Emérito
División de Economía y Negocios
Colorado School of Mines
Golden, Colorado

Dr. James L. Smith,
Profesor Emérito
Departamento de Finanzas
Southern Methodist University
Dallas, Texas

Con apoyo de modelación de CRU Group y Eugenio Domínguez

Este reporte está dedicado a Ramón Espinasa (1952-2019)

Queremos agradecer a Estefanía Marchán, Osmel Manzano, Gerardo Reyes-Tagle, Andrew Powell y Gustavo García por los fructíferos debates y valiosos comentarios durante la producción de este proyecto.

CONTENIDOS

pág 9	Glosario
pág 12	Resumen Ejecutivo
pág 15	1. Introducción
pág 18	2. Metodología de análisis
pág 23	3. Regímenes fiscales para el sector de petróleo, gas y minería en ALC
pág 23 3.1. Regímenes fiscales en petróleo y gas
pág 25 3.2. Regímenes fiscales en minería
pág 28	4. Efectos de regímenes fiscales existentes en ALC
pág 29 4.1. Efectos físicos de regímenes fiscales existentes en ALC
pág 30 4.1.1. Exploración (solo petróleo)
pág 31 4.1.2. Inversiones en la etapa de desarrollo
pág 33 4.1.3. Tasa máxima de producción
pág 35 4.1.4. Recuperación asistida (solo petróleo)
pág 36 4.1.5. Factor de recuperación de recursos
pág 38 4.1.6. Vida y abandono del proyecto
pág 40 4.2. Efecto de los impuestos sobre aspectos económicos de los proyectos y beneficios del Gobierno
pág 40 4.2.1. Government Take
pág 44 4.2.2. Pérdida irrecuperable de eficiencia
pág 47 4.2.3. Rendimiento fiscal
pág 50 4.2.4. Ineficacia fiscal
pág 53	5. Otras perspectivas, lecciones aprendidas y buenas prácticas propuestas
pág 53 5.1. Otras perspectivas
pág 53 5.1.1. Las regalías son frecuentes y generan distorsiones importantes
pág 56 5.1.2. Los regímenes fiscales de ALC no son neutros
pág 59 5.1.3. El impacto de un sistema fiscal es sensible a la rentabilidad de cada proyecto
pág 60 5.2. Lecciones aprendidas
pág 60 5.2.1. El rendimiento de regímenes fiscales varía según el proyecto
pág 63 5.2.2. Las tasas impositivas efectivas más altas generan mayores distorsiones
pág 64 5.2.3. Altas PIE asociadas a los GT principalmente por impuestos especiales además del IRC.
pág 64 5.2.4. En todos los niveles de GT, los impuestos al petróleo en ALC generan más distorsiones que los impuestos a la minería.

pág 64	5.2.5.	El GT es un indicador deficiente del RF
pág 65	5.2.6.	Impuestos muy altos pueden realmente reducir los ingresos por impuestos
pág 68	5.3.	Buenas prácticas propuestas en términos de impuestos sobre petróleo, gas y minería
pág 69	5.3.1.	Gravar impuestos sobre el petróleo de la misma forma y al mismo tiempo que sobre la minería
pág 69	5.3.2.	Los impuestos sobre la renta son los que menos distorsiones generan
pág 70	5.3.3.	Los sistemas con una sobretasa sobre los recursos y gastos rápidos son una segunda mejor alternativa a los impuestos sobre la renta
pág 72	5.3.4.	Las regalías gravadas sobre el volumen de producción o los ingresos brutos, los impuestos sobre activos y dividendos y las tasas sobre la participación en las ganancias en petróleo deberían ser lo más bajos posible

pág 74 6. Conclusiones

pág 77 Anexo I. Metodología técnica

pág 77	Limitaciones metodológicas
pág 77	Hipótesis simplificadoras
pág 78	Restricciones sobre el alcance del estudio
pág 80	Metodología
pág 80	Petróleo
pág 84	Minería

pág 90 Anexo II. Aspectos destacados de cada país

pág 90	Argentina
pág 91	Bolivia (solo petróleo)
pág 92	Brasil
pág 94	Chile (solo minería)
pág 94	Colombia
pág 95	República Dominicana (solo minería)
pág 96	Ecuador
pág 97	Guyana (solo petróleo)
pág 98	México
pág 99	Panamá (solo minería)
pág 100	Perú
pág 101	Trinidad y Tobago (solo petróleo)
pág 102	Venezuela (solo petróleo)

pág 103 Referencias

Lista de tablas

pág 23	Tabla 3.1: Resumen de alto nivel de los regímenes fiscales en materia de petróleo en ALC al 2018
pág 25	Tabla 3.2: Casos de petróleo analizados en este informe
pág 26	Tabla 3.3: Resumen de alto nivel de los regímenes fiscales de minería en ALC al 2018
pág 27	Tabla 3.4: Proyectos de minería analizados en este informe
pág 28	Tabla 4.1: Rendimiento de regímenes fiscales existentes de ALC, 4 todo medido en relación con la referencia libre de impuestos
pág 54	Tabla 5.1: Fuentes específicas de distorsión y pérdida irre recuperable de eficiencia en regímenes fiscales en materia de petróleo
pág 56	Tabla 5.2: Resultados físicos y fiscales promedio correspondientes a los cinco países mineros que incluyen regalías en sus sistemas fiscales
pág 57	Tabla 5.3: Regresividad de los regímenes fiscales en materia de minería al momento de la inversión
pág 58	Tabla 5.4: Regresividad postinversión de los regímenes fiscales en materia de minería
pág 58	Tabla 5.5: Regresividad postinversión de los regímenes fiscales en materia de petróleo

Lista de figuras

pág 20	Figura 2.1: Ilustración de distorsiones inducidas por impuestos
pág 31	Figura 4.1: Intensidad de la exploración (petróleo)
pág 32	Figura 4.2: Inversiones de capital de medio ciclo (petróleo)
pág 33	Figura 4.3: Inversiones de capital de medio ciclo (minería)
pág 34	Figura 4.4: Tasa de producción máxima (petróleo)
pág 35	Figura 4.5: Tasa de producción máxima (minería)
pág 36	Figura 4.6: Recuperación asistida del petróleo
pág 37	Figura 4.7: Factor de recuperación de recursos (petróleo)
pág 38	Figura 4.8: Factor de recuperación de recursos (minería)
pág 39	Figura 4.9: Tiempo de vida de los proyectos (petróleo)
pág 40	Figura 4.10: Tiempo de vida de los proyectos (minería)
pág 41	Figura 4.11: Government Take de ciclo completo (petróleo)
pág 43	Figura 4.12: Government Take de medio ciclo (petróleo)
pág 43	Figura 4.13: Government Take de medio ciclo (minería)
pág 44	Figura 4.14: Pérdida irre recuperable de eficiencia de ciclo completo (petróleo)
pág 45	Figura 4.15: Pérdida irre recuperable de eficiencia de medio ciclo (petróleo)
pág 46	Figura 4.16: Pérdida irre recuperable de eficiencia de medio ciclo (minería)
pág 48	Figura 4.17: Rendimiento fiscal de ciclo completo (petróleo)
pág 49	Figura 4.18: Rendimiento fiscal vs. Government Take de medio ciclo (petróleo)
pág 49	Figura 4.19: Rendimiento fiscal vs. Government Take de medio ciclo (minería)
pág 51	Figura 4.20: Ineficacia fiscal de ciclo completo (petróleo)
pág 52	Figura 4.21: Ineficacia fiscal de medio ciclo (petróleo)
pág 52	Figura 4.22: Ineficacia fiscal de medio ciclo (minería)

Lista de figuras

pág 59	Figura 5.1: Pérdida irrecuperable de eficiencia y Government Take del régimen fiscal panameño que se aplica al proyecto de minería de cobre bajo diversos IVP libres de impuestos
pág 60	Figura 5.2: Government Take de medio ciclo para proyectos de minería como función de su índice de valor presente libre de impuestos
pág 60	Figura 5.3: Ineficacia fiscal de medio ciclo para proyectos de minería como función de su índice de valor presente libre de impuestos
pág 62	Figura 5.4: Impacto del régimen fiscal brasileño sobre dos proyectos de explotación de mineral de hierro de Brasil, en comparación con el promedio de la muestra en minería
pág 63	Figura 5.5: Pérdida irrecuperable de eficiencia (PIE) vs. Government Take: flujos de efectivo de MC, petróleo
pág 63	Figura 5.6: Pérdida irrecuperable de eficiencia (PIE) vs. Government Take: flujos de efectivo de MC, minería
pág 66	Figura 5.7: Rendimiento fiscal vs. Government Take: flujos de efectivo de CC, petróleo
pág 66	Figura 5.8: Rendimiento fiscal vs. Government Take: flujos de efectivo de MC, petróleo
pág 66	Figura 5.9: Rendimiento fiscal vs. Government Take: flujos de efectivo de MC, minería
pág 67	Figura 5.10: Rendimiento fiscal vs. IVP libre de impuestos para el proyecto Cobre Panamá
pág 67	Figura 5.11: Ineficacia fiscal vs. Government Take: flujos de efectivo de CC, petróleo
pág 68	Figura 5.12: Ineficacia fiscal vs. Government Take: flujos de efectivo de MC, petróleo
pág 68	Figura 5.13: Ineficacia fiscal vs. Government Take: flujos de efectivo de MC, minería

GLOSARIO

Ciclo completo (CC):

Análisis financiero que incorpora todos los flujos de efectivo comenzando desde la fase de exploración y continuando hasta el abandono del proyecto.

Contrato de producción compartida (CPC):

Alternativa al sistema concesional de arrendamiento de recursos en el cual el Operador firma un contrato legal con el Gobierno, donde se establecen los términos financieros y las condiciones operativas específicas bajo los que se puede llevar a cabo la exploración y el desarrollo.

Escala móvil:

Programa por el cual una tasa impositiva u otro gravamen aumenta a medida que se van logrando determinados hitos de producción o rentabilidad durante la vida de un proyecto.

Factor de recuperación (FR):

La parte de los recursos originales in situ que realmente se produce durante la vida útil de un determinado yacimiento de gas o de petróleo o proyecto minero.

Factor R:

Coeficiente que se utiliza para subir o bajar la tasa impositiva vigente u otros gravámenes, que se calcula en cualquier momento dividiendo los ingresos acumulados por los costos acumulados del Operador.

Government Take (GT):

La parte que captura el Gobierno de la renta económica real generada por una inversión durante la vida de un proyecto, calculada en términos de valor actual de los flujos de efectivo netos del Gobierno. El GT se puede calcular en función de los flujos de efectivo de ciclo completo o de medio ciclo.

Impuesto eficiente:

Régimen impositivo que recauda la renta del proyecto de recursos sin distorsionar las decisiones de inversión y producción del Operador y, por lo tanto, no disminuye la renta económica que, según las proyecciones, va a generar el proyecto.

Índice de valor presente (IVP)

El valor actual de flujos de efectivo posteriores al desarrollo dividido por el valor actual de los flujos de efectivo del desarrollo. Un índice de 1 indica un proyecto con VAN cero, mientras que uno mayor indica un proyecto con VAN positivo. Cuanto más arriba de 1, más rentable es el proyecto.

Ineficacia fiscal (IF):

La relación entre las PIE totales generadas por un régimen fiscal determinado y el valor actual total de los flujos de efectivo netos del Gobierno generados por ese régimen.

Intensidad de la exploración:

Tal como se usa en este informe, la cantidad máxima de pozos secos que toleraría el Operador antes de abandonar la exploración en una zona determinada.

Máxima producción:

Tasa máxima de extracción de un proyecto dado, que en nuestro análisis se parte de la hipótesis que ocurre en todos los años de producción de un proyecto minero, menos en el último, y en el tercer año de producción de un proyecto de petróleo y de gas.

Medio ciclo (MC):

Análisis financiero que incorpora flujos de efectivo comenzando por el desarrollo inicial de un recurso minero o yacimiento de petróleo o gas conocido y continuando hasta el abandono del proyecto. Los costos de exploración se excluyen, pero no la RAP en cuanto a producción de petróleo y gas.

Pérdida irrecuperable de eficiencia (PIE):

La diferencia entre la renta económica potencial que se generaría de no ser por las distorsiones causadas por el régimen fiscal y la renta económica real generada cuando la inversión está sujeta a ese régimen.

Pozo seco:

Pozo exploratorio que no establece ningún depósito comercial de petróleo o gas.

Recuperación asistida del petróleo (RAP):

Inversiones y operaciones destinadas a estimular y revivir un yacimiento de gas o de petróleo envejecido para aumentar la tasa de producción y generar más ganancias.

Recursos in situ:

El volumen físico total de petróleo y/o gas originalmente contenido en un depósito dado, independientemente de su capacidad de recuperación, calculado a temperatura y presión estándar.

Regalía:

Gravamen calculado como porcentaje del valor de los recursos producidos, con o sin deducción de los costos incurridos.

Rendimiento fiscal (RF):

Porción de la renta económica potencial que generaría una inversión sin distorsiones y libre de impuestos, que el Gobierno en realidad captura gracias al régimen fiscal implementado.

Renta económica:

La diferencia entre el valor actual neto de los ingresos generados por una inversión y el valor actual neto de todos los costos económicos requeridos para realizarla, lo que incluye un rendimiento de las inversiones de capital ajustado al riesgo, pero no impuestos ni pagos por transferencias.

Reservas:

El volumen de energía o mineral que se puede producir económicamente a partir de un depósito dado en función de las proyecciones de precio actuales y la tecnología disponible.

Sistema concesional:

Marco legal bajo el cual el Operador obtiene, por arrendamiento, el derecho a llevar a cabo tareas de exploración y desarrollo dentro de un área determinada a cambio del pago de una regalía, impuestos sobre la renta y, quizás, el pago global de un bono en efectivo y otros gravámenes.

Tasa impositiva marginal efectiva:

El índice de rendimiento del capital (TIR en un modelo de flujos de efectivo descontados) bruto y neto de impuestos, calculado como $(TIRB - TIRN)/(TIRB)$. Es una medida del impacto de los impuestos sobre el rendimiento del capital y, por ende, el incentivo para invertir.

Tasa impositiva media efectiva:

Tasa impositiva promedio para un proyecto, calculada como el valor actual de los flujos de efectivo netos del Gobierno como parte del valor total del proyecto antes de impuestos.

Tasa interna de retorno (TIR):

Tasa de descuento a la que el valor actual neto del flujo de efectivo neto del Operador será igual a cero, aproximándose de manera estimativa a la tasa compuesta de beneficio anual sobre la inversión del Operador.

Valor actual neto (VAN):

El valor de los flujos de efectivo del proyecto (ingresos y gastos) que se descuenta de acuerdo con su riesgo y con el valor tiempo del dinero, y se utiliza para expresar el valor actual de rendimientos futuros. El VAN se puede calcular en función del proyecto en su totalidad, o sobre la base de los flujos de efectivo netos del Operador o del Gobierno tratados por separado.

RESUMEN EJECUTIVO

Desde hace tiempo, los mecanismos fiscales por medio de los cuales los gobiernos pueden apropiarse de rentas originadas en operaciones mineras y petroleras han generado interés. Los mecanismos típicos incluyen regalías, impuestos sobre la renta e intereses devengados. Para muchos países de América Latina y el Caribe (ALC), estos ingresos pueden constituir importantes fuentes de fondos para programas y desarrollos sociales. Sin embargo, la política económica en materia de recursos naturales plantea una serie de problemas.

En primer lugar, los acuerdos fiscales deben garantizar que los gobiernos aprovechen los beneficios financieros asociados con la explotación de los recursos naturales sin impactar negativamente sobre la exploración y la inversión del sector privado, sin la cual estos recursos no producirían valor alguno. Por lo tanto, es de interés el diseño óptimo de los sistemas impositivos.

El presente informe analiza los resultados de las políticas impositivas en materia de minería y petróleo en 13 países de América Latina y el Caribe, a lo largo de 26 proyectos de petróleo y 15 de minería representativos de la región. Se enfoca en la capacidad que tiene el sistema impositivo de cada país para fomentar el desarrollo de estos proyectos de modo que se explote el recurso de manera eficaz y se permita, al mismo tiempo, el flujo apropiado de rentas del proyecto al Gobierno.

Cada uno de los países incluidos en el estudio ha desarrollado su propio y sumamente exclusivo régimen fiscal en materia de petróleo y minería (no hay dos iguales, ni siquiera a lo largo de los dos sectores). Si bien algunos son bastante sencillos, otros son complejos. Para el petróleo y el gas, se suelen usar tanto los contratos de producción compartida como los sistemas concesionales tradicionales. De hecho, en determinados países se emplean ambos tipos de regímenes fiscales. En minería, no hay ofertas de producción compartida ni de bonificaciones, pero, en cambio, existen hasta seis tipos de impuestos diferentes por medio de los cuales las rentas se transfieren al Gobierno.

La capacidad que tiene cada régimen fiscal para capturar de manera efectiva rentas económicas para la nación sin desalentar desmesuradamente la exploración y el desarrollo del recurso es sumamente importante. También lo es la solidez del régimen elegido para rendir en diversas circunstancias económicas, lo cual incluye precios altos versus precios bajos y costos altos versus costos bajos, así como bajo diversas especificaciones de proyecto tales como explotación de petróleo en aguas profundas versus en aguas poco profundas y diferentes metales y tipos de minas.

Se ha analizado el rendimiento de cada régimen con respecto a estos factores a través de la optimización de un modelo de ingeniería económica de cada proyecto antes y después de impuestos, empleando la metodología que plantea Smith (2014). Todos los regímenes generan distorsiones para el Operador, con sus correspondientes pérdidas irrecuperables de eficiencia. En general, los regímenes fiscales en materia de petróleo tienden a generar mayores distorsiones que los de minería.

De hecho, por cada dólar promedio recaudado por el Gobierno a través de impuestos sobre el petróleo, se pierden 45 centavos de la renta del proyecto. Los peores sistemas de petróleo que se modelan pierden más de USD 1 de renta por cada USD 1 recaudado en concepto de impuestos, y la carga impositiva extingue por completo la inversión del sector privado en 3 de los 26 proyectos. Esto mayormente se debe a que los regímenes en materia de petróleo dependen considerablemente de instrumentos fiscales menos eficientes, como las regalías.

El Government Take sobre el total de las rentas del proyecto alcanza un promedio que supera el 50% en todos los proyectos de minería y petróleo que analizamos, y los GT más altos por lo general son los que provocan las distorsiones de mayor magnitud y, como resultado, son los menos efectivos. Esto indica que el cálculo convencional de Government Take es un indicador deficiente del rendimiento fiscal, ya que pasa por alto las distorsiones que se generan a raíz del régimen fiscal y no calcula las rentas potenciales que se podrían haber capturado, pero se perdieron como consecuencia de un diseño fiscal deficiente.

En lugar de ello, se presenta el cálculo de rendimiento fiscal, que corresponde al porcentaje de la renta del proyecto libre de impuestos que realmente captura el sistema fiscal. Un alto rendimiento fiscal revela mayores ingresos públicos absolutos respecto de un proyecto dado. El rendimiento fiscal promedio para los proyectos en etapa de desarrollo es del 56% para el petróleo y del 58% para la minería. El rendimiento fiscal promedio para los proyectos de petróleo, incluyendo las etapas de exploración y de desarrollo, es del 53%. El rendimiento fiscal constituye un cálculo más útil del rendimiento de un sistema fiscal, ya que revela todo lo que fluye al Gobierno del valor inherente de un proyecto.

Otro resultado sorprendente de nuestro análisis es que el impacto de un régimen fiscal depende en gran parte de las especificaciones del proyecto sobre el que se aplican los impuestos. Es decir, los efectos distorsionadores dentro de un sistema fiscal no son uniformes en todos los proyectos a los que se les aplica el sistema, y se podrían obtener referencias incorrectas si el sistema fiscal se pasa por un solo proyecto “representativo”. Los efectos distorsionadores tampoco son independientes de los factores económicos del proyecto, y las distorsiones aumentan cuando las condiciones económicas y físicas cambian para crear menores márgenes de ganancias antes de impuestos y tasas impositivas efectivas más altas.

Existe muchísima bibliografía acerca de impuestos efectivos sobre recursos y, por lo general, está a favor de impuestos neutros, como impuestos sobre flujos de efectivo o sobre la renta de recursos. Ninguno de los países de ALC que se analiza ha intentado diseñar un sistema de impuestos neutro. Las menores ineficacias se encontraron en Chile (para la minería) y en Guyana (para el petróleo), en gran parte debido a sus tasas impositivas relativamente bajas y el énfasis puesto en impuestos sobre la renta en lugar de hacer hincapié en regalías sobre las ventas o la producción. La manera más sencilla de reducir las distorsiones existentes en otros países de ALC es bajar la tasa de los impuestos sobre recursos, como se hizo en Argentina de 2017 a 2018. Esa modificación redujo la pérdida irrecuperable de eficiencia un 50% en los dos proyectos argentinos de minería que se modela. Se podrían modificar los regímenes fiscales en materia de petróleo dentro de cada país de modo que se parezcan más a los regímenes fiscales en materia de minería, que tienden a contener instrumentos fiscales que generan menores distorsiones y aplican tasas impositivas más bajas. Como alternativa, existe un camino más sofisticado, que consiste en reemplazar los sistemas fiscales existentes por impuestos sobre la renta.

Como paso intermedio tanto para los regímenes en materia de petróleo como de minería, también se podría hacer hincapié en impuestos sobre la renta corporativa para gravar los proyectos de recursos, por ejemplo, con sobretasas especiales que superen las tasas impositivas globales sobre la renta corporativa, de modo que se alcance el nivel de ingresos públicos deseado. Las simulaciones muestran que, cuando los impuestos sobre la renta corporativa permiten pérdidas acumuladas ilimitadas y depreciación acelerada en combinación con gastos en activos inmateriales, estos instrumentos funcionan bastante bien. El costo puede ser la ausencia de ingresos públicos durante los primeros años de un proyecto. Aun así, cuando sometimos esto a prueba en nuestros modelos de los proyectos de minería (que tienden a depender más que los proyectos de petróleo de los impuestos sobre la renta para los ingresos públicos), 13 de los 15 proyectos presentaron flujo de impuesto sobre la renta para el Gobierno el primer año de producción.

1. INTRODUCCIÓN

Desde hace tiempo, los mecanismos fiscales por medio de los cuales los gobiernos pueden apropiarse de rentas originadas en operaciones mineras y petroleras han generado interés. Los mecanismos típicos incluyen regalías, impuestos sobre la renta e intereses devengados. Para muchos países de América Latina y el Caribe (ALC), estos ingresos pueden constituir importantes fuentes de fondos para programas y desarrollos sociales. Sin embargo, la política económica en materia de recursos naturales plantea una serie de problemas. En primer lugar, los acuerdos fiscales deben garantizar que los gobiernos aprovechen los beneficios financieros asociados con la explotación de los recursos naturales sin impactar negativamente sobre la exploración y la inversión del sector privado, sin la cual estos recursos no producirían valor alguno.

Por lo tanto, es de particular interés el diseño óptimo de los sistemas impositivos. El concepto de “óptimo” incluye consideraciones acerca del efecto de los impuestos sobre las decisiones operativas. ¿Los impuestos esterilizan las reservas? ¿Afectan la velocidad de extracción? ¿Qué tan eficiente es un conjunto de términos fiscales dentro de un país a la hora de capturar las mayores rentas económicas, sin distorsionar las inversiones y las operaciones de tal forma que reduzcan el valor potencial de los recursos? Y, dado que con los ingresos fiscales muchas veces se financian importantes programas y desarrollos sociales, ¿cuándo comienza el Gobierno a recibir pagos del proyecto?

En las últimas décadas, la idea de impuestos en materia de recursos naturales en muchos países mineros y productores de hidrocarburos líderes ha evolucionado hacia el desarrollo de herramientas fiscales que no generan distorsiones.¹ Las distorsiones se pueden medir como pérdida irrecuperable de eficiencia (PIE), que es la diferencia entre la renta económica potencial que podría generar un proyecto y la renta real que se genera una vez que se aplican los impuestos y un Operador modifica su comportamiento para evitar gravámenes y maximizar su retorno privado.

1. Véase Smith (2013) para una revisión integral de esta bibliografía.

A fines de los años 70 y principios de los 80, se llevaron a cabo varios estudios acerca de la política fiscal minera en los que se evaluaba un sistema fiscal probando cómo un Operador de una mina real o hipotética podría volver a optimizar las operaciones ante los impuestos.² Estos estudios indicaron que los instrumentos fiscales tradicionales, por ejemplo las regalías, podían generar distorsiones importantes. Del mismo modo, estudios realizados en los años 80 acerca de los impuestos noruegos en materia de petróleo y gas indicaron que un yacimiento simulado sufriría PIE muy altas debido a las políticas fiscales noruegas vigentes en ese momento (Nystad 1985, Kemp y Rose 1985).³ Como resultado, se han implementado reformas tributarias en Canadá, Noruega⁴ y otros países, que reducen la ineficacia de los instrumentos fiscales tradicionales, junto con un empuje continuo para que estos instrumentos se reemplacen por un impuesto puro sobre la renta o sobre la renta de recursos. Los impuestos sobre la renta no se gravan sobre medidas contables de ganancias o ingresos netos, sino sobre una medida de excedente económico generado por un proyecto por encima de una tasa de retorno competitiva.⁵

Los sistemas fiscales aplicados a la minería y a la industria del petróleo y el gas en ALC quedaron muy al margen de estos análisis integrales y comparativos.⁶ Por lo tanto, se requiere un análisis práctico de los regímenes fiscales de ALC para evaluar su eficacia fiscal e identificar buenas prácticas. El presente informe analiza los resultados de las políticas impositivas en materia de minería y petróleo en 13 países productores de minerales y energía de América Latina y el Caribe. Se enfoca en la capacidad que tiene el sistema impositivo (es decir, el régimen fiscal) de cada país para fomentar el desarrollo de los recursos mineros y petrolíferos de manera que se explote el recurso de manera eficaz y se permita, al mismo tiempo, el flujo apropiado de rentas del proyecto al Gobierno. Según el país y el régimen fiscal implementado, estos flujos pueden adoptar la forma de impuesto sobre la renta o ingresos por gravámenes especiales, regalías sobre la producción, participación en la producción y las ganancias, ofertas con bonificaciones en efectivo, derechos de concesión de licencias y uso de la tierra y aportes obligatorios a diversos fondos orientados a lo social. Este estudio no modela acuerdos fiscales especiales tales como acuerdos de inversión entre un Operador específico y el Gobierno.

Cada uno de los países incluidos en el estudio ha desarrollado su propio y sumamente exclusivo régimen fiscal en materia de petróleo y minería (no hay dos iguales, ni siquiera a lo largo de estos dos sectores). Si bien algunos son bastante sencillos, otros son complejos. Para el petróleo y el gas, se suelen usar tanto los contratos de producción compartida (CPC) como los sistemas concesionales tradicionales. De hecho, en determinados países se emplean ambos tipos de regímenes fiscales. En minería, no hay ofertas de producción compartida ni de bonificaciones⁷, pero, en cambio, existen hasta seis tipos de impuestos diferentes por medio de los

2. Como ejemplo, podemos mencionar a Helliwell (1978), Bradley et al. (1981) y Slade (1984).

3. Véase también Lund (1992) y Blake (2013) para obtener análisis fiscales que incluyen endogeneidad respecto al diseño de yacimientos petrolíferos.

4. Noruega llevó a cabo otras revisiones en 1992, 2002 y 2005 que apuntaban a reducir aún más las distorsiones (Lund 2014a). En la actualidad, el Gobierno cuenta con una política que consiste en obtener el 78% o más de las rentas del proyecto sin ocasionarle distorsiones, aunque el hecho de si se ha logrado o no es objeto de debate (Lund 2018a).

5. Véase Land (2010), y Chen y Perry (2015) para obtener ejemplos. Si bien no hay ninguna duda de que los impuestos puros sobre la renta no generan distorsiones, Smith (1999) indica que los impuestos sobre la renta de recursos sí pueden provocar distorsiones para los Operadores.

6. Chen y Perry (2015) analizan los impuestos aplicados a la minería en Colombia y realizan sugerencias teóricas para mejorarlos. Blake y Roberts (2006) evalúan los CPC trinitarios posteriores a 1995, pero solo a través de un modelo de yacimiento petrolífero genérico que no representa la geología presente en el país. Llegan a la conclusión de que el sistema de Trinidad y Tobago es el que genera mayor distorsión de los cinco que analizaron. Mintz y Chen (2012) calculan la tasa impositiva marginal efectiva correspondiente a varios países, incluso Brasil, y descubren que Brasil presenta la tasa impositiva marginal efectiva más alta de la muestra. Manzano et al. (2017) analizan los sistemas impositivos de Chile, Perú y Venezuela.

7. Los pagos de sumas globales en efectivo con vencimiento a la fecha en la que el Operador adquiere los derechos para explotar un recurso se denominan bonificaciones en efectivo. En algunos sistemas, el volumen de la bonificación se determina mediante subasta, en cuyo caso los pagos se denominan ofertas de bonificación.

cuales las rentas se transfieren al Gobierno o a los programas sociales aprobados. Al contrastar estos regímenes y los resultados que generan, se intenta identificar problemas (disposiciones impositivas que distorsionan considerablemente las inversiones o las decisiones sobre producción, o las obstaculizan) y buenas prácticas que maximizan el valor de los recursos de un país y, a la vez, permiten que el Gobierno capture una porción justa de los beneficios.

La capacidad que tiene cada régimen fiscal para capturar de manera efectiva rentas económicas para la nación sin desalentar desmesuradamente la exploración y el desarrollo del recurso es sumamente importante. También lo es la solidez del régimen elegido para rendir en diversas circunstancias económicas, lo cual incluye precios altos versus precios bajos y costos altos versus costos bajos, así como bajo diversas especificaciones de proyecto tales como explotación de petróleo en aguas profundas versus en aguas poco profundas, diferentes metales y tipos de minas.

Se ha analizado el rendimiento de cada régimen con respecto a estos factores y se descubrió que todos generan distorsiones para los Operadores. Algunos tienen un efecto mucho más marcado (generan mayor distorsión) que otros, porque utilizan instrumentos fiscales menos efectivos tales como las regalías. Aunque los sectores del petróleo y la minería son muy diferentes, surgen algunos aprendizajes similares. Un resultado sorprendente es que el impacto de un régimen fiscal depende en gran parte de las especificaciones del proyecto sobre el que se aplican los impuestos. Es decir, los efectos de distorsión dentro de un sistema fiscal no son uniformes a lo largo de todos los proyectos. También se observó que el petróleo tiende a pagar impuestos más elevados que la minería, tanto en términos de tasas como de cantidad de instrumentos fiscales aplicables al proyecto. Como resultado, los proyectos de petróleo por lo general responden con mayores distorsiones que los proyectos de minería a los sistemas fiscales. Por último, el Government Take (GT) alcanza un promedio que supera el 50% para los proyectos que se analizan, y los GT más altos por lo general son los que provocan las distorsiones de mayor magnitud y, como resultado, son los menos efectivos. La manera más sencilla de reducir las distorsiones es reducir el GT. Un enfoque más sofisticado consistiría en poner mayor énfasis en los instrumentos tradicionales que generan menos distorsiones como, por ejemplo, sobretasas al impuesto sobre la renta, o reemplazar instrumentos fiscales tradicionales existentes por otros que generen menos distorsiones, como los impuestos sobre la renta. Esto podría potencialmente crear un resultado positivo para todos, donde la renta extra del proyecto generada por las menores distorsiones brinda una renta mayor tanto para el Operador como para el Gobierno.

El resto del presente informe se estructura de la siguiente manera: La sección 2 brinda un resumen de nuestra metodología de análisis, y la sección 3 presenta los principales componentes de los regímenes fiscales existentes aplicados a proyectos de petróleo, gas y minería en los países de América Latina y el Caribe analizados. La sección 4 presenta los efectos físicos y económicos de los regímenes fiscales existentes sobre proyectos de petróleo, gas y minería representativos a lo largo de toda la región. La sección 5 presenta algunas otras perspectivas, sintetiza las lecciones aprendidas a partir de nuestro análisis y propone algunas ideas sobre buenas prácticas para el diseño de regímenes fiscales sobre la base de estos aprendizajes. La sección 6 presenta algunas consideraciones de cierre. En los anexos de este informe, se incluye información técnica sobre nuestra metodología, las fuentes utilizadas y aspectos destacados de cada país.

2. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

El diseño de sistemas de impuestos en materia de minerales y energía no es asunto sencillo. En la extracción de minerales y energías, existe optimización intertemporal de la extracción de un recurso finito por parte de un Operador, conocida ampliamente como el problema de Hotelling. Cuando se espera que los márgenes operativos no mejoren significativamente con el tiempo, como por lo general ocurre, la solución a ese problema hace que el Operador deba extraer el recurso lo más rápido posible, aunque limitado por las restricciones de capacidad impuestas por la inversión previa en el diseño de presiones (en el caso del petróleo) y diseño de minas (en el caso de minería) y en bienes de uso.⁸ Un régimen fiscal puede afectar la intensidad de la exploración; la escala de desarrollo y la velocidad de extracción de recursos conocidos; el programa y el alcance de la inversión a mitad del proyecto, como en expansiones de minas y recuperación asistida del petróleo; y la fecha de abandono definitivo y desmantelamiento de todas las operaciones.

Utilizamos el término “distorsión” para describir cualquier desvío del patrón de inversiones y operaciones que tendría que realizar el Operador como consecuencia de la carga impositiva, que comprende nuestra referencia “libre de impuestos”. Si bien en teoría es posible gravar rentas de recursos de manera que no se generen distorsiones (Smith, 2013), en la práctica, estas distorsiones son inevitables debido a las dificultades prácticas que conlleva calcular el volumen de rentas de recursos generado por un proyecto en particular. La dependencia que se crea sobre las medidas contables disponibles que no guardan mucha relación con el volumen de las rentas de recursos (por ej., cantidad de producción, ingresos por ventas, utilidades netas) explica muchos de los instrumentos fiscales contundentes en uso.

En el proyecto, las distorsiones generan desperdicio o pérdida de la renta, ya que desvían las operaciones de su plan óptimo y eficaz. El nombre formal de este desperdicio es “pérdida irrecuperable de eficiencia”. Las distorsiones surgen debido al intento del Operador de volver a optimizar el rendimiento después de impuestos cuando se le aplican varios gravámenes. Por ejemplo, un régimen fiscal que impone una regalía simple del 20% sobre las ventas es probable que reduzca la escala de inversión, que se determina en el margen donde el valor después de impuestos de la unidad incremental de reservas se equipara con su costo. La regalía reduce el valor después de impuestos de la unidad incremental de reservas, pero no su costo de extracción, lo que, por lo tanto, limita la inversión en relación con la referencia libre de impuestos. Del mismo modo, un régimen fiscal que aplica tasas impositivas que van subiendo (escala móvil) a medida que aumenta la tasa de producción de un determinado recurso, puede crear incentivos para evitar estas mayores tasas limitando la tasa de extracción y prolongando, al mismo tiempo, la vida de la operación.

Cada distorsión causada por el régimen fiscal impacta sobre el volumen, el programa y el valor actual neto de las ganancias que el Gobierno obtiene de las inversiones privadas realizadas para desarrollar su recurso. Por lo tanto, evaluar el efecto y la eficacia general de un régimen fiscal en particular requiere un marco del modelo que capture la reacción en el comportamiento del Operador privado a las disposiciones impositivas específicas incluidas en el régimen. Esa reacción será específica de cada proyecto ya que cada proyecto tiene sus propias elecciones operativas y de inversión que pueden verse influenciadas por un régimen fiscal que genera distorsiones.

El presente estudio se llevó a cabo utilizando un modelo de optimización económica de última generación revisado por colegas, que considera el incentivo de un Operador petro-

8. Cairns y Davis (1998), Litztenberger y Rabinowitz (1995).

lífero o minero para personalizar sus decisiones de inversión y producción de manera que maximice el valor del proyecto después de impuestos.⁹ En lo que respecta a hidrocarburos, incluye adaptar la intensidad de la exploración, determinar el alcance de la recuperación del recurso principal, la tasa de extracción, el programa y alcance de las operaciones de recuperación asistida y el punto de abandono. En lo que respecta a minería, incluye capacidad de producción y ley del mineral que, a su vez, afecta la selección de la ley promedio, cantidad de reservas, relación de desbroce y vida útil de la mina. En los proyectos de minería, no hemos modelado la opción de invertir en producción expandida de minas de mediana edad ya que la opción de expansión en minería no es paralela a la opción de RAP en petróleo. La RAP prolonga la vida útil de un depósito conocido, mientras que las opciones de expansión en minería por lo general se implementan solo cuando se materializa un aumento inesperado en las reservas. En este ejercicio de construcción de modelos, no consideramos la incertidumbre de las reservas. Tanto para los hidrocarburos como para la minería, las decisiones operativas afectan los costos de las inversiones y los costos operativos.

Existen muchas maneras de diseñar y ajustar proyectos ante los impuestos, por lo que las disposiciones impositivas juegan un papel importante en cuanto a la decisión final del Operador. La estructura de nuestro modelo permite revelar la tendencia que tiene un régimen fiscal en particular para influenciar o distorsionar las decisiones más importantes del Operador. En primer lugar, construimos un modelo de flujo de efectivo del proyecto en Microsoft Excel. Dentro del modelo, hay cuadrículas que representan los compromisos en cuanto a decisiones operativas y de inversión con los que se enfrenta el Operador. El modelo busca espacio en la cuadrícula para encontrar las decisiones que maximicen el VAN atribuible al Operador. En función de estas decisiones, el modelo posteriormente calcula el VAN total del proyecto, el VAN del Operador, el GT, los factores de recuperación de recursos totales, la PIE y otras métricas del proyecto. En el anexo I se incluye información metodológica completa.

A partir de la contabilización de los flujos de efectivo con y sin impuestos, calculamos la ineficacia fiscal (IF) del régimen impositivo aplicada a cada proyecto, como la relación de las PIE totales creadas por el régimen y el valor actual total de los flujos de efectivo netos del Gobierno generados. Además, calculamos el rendimiento fiscal (RF) logrado por el régimen, que es la porción de rentas económicas potencialmente disponibles en un entorno libre de impuestos y que captura en la realidad el Gobierno con los impuestos. Estas métricas que se utilizan para evaluar un régimen fiscal, son superiores al GT, ya que indican la ineficacia del régimen, mientras que el GT simplemente denota la porción del resultado ineficiente distribuido al Gobierno.

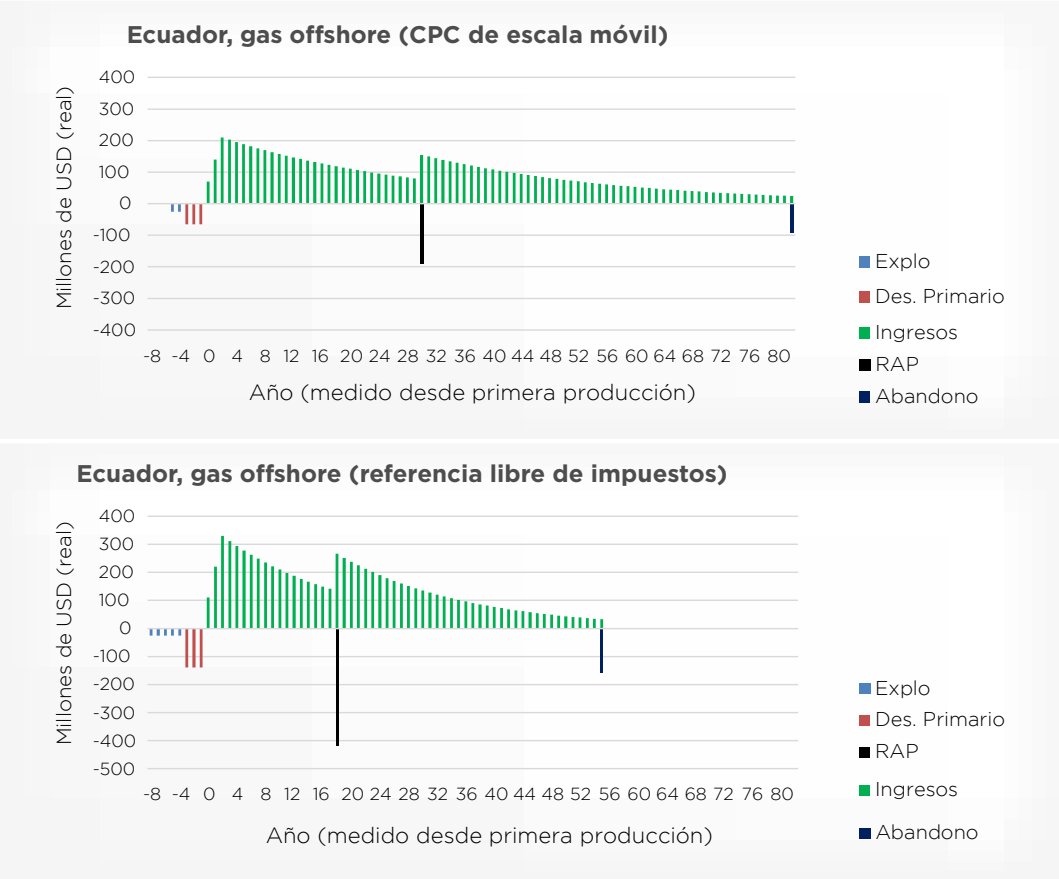
La figura 2.1 indica los tipos de distorsiones inducidas por impuestos e identificadas por nuestro proyecto de construcción de modelos, y su potencial alcance. La figura 2.1 diagrama los resultados del análisis que realizamos del régimen ecuatoriano de CPC para gas offshore en la etapa de exploración. El tiempo se mide con relación a la fecha de la primera producción a lo largo del eje horizontal, mientras que las magnitudes de flujos de efectivo positivas y negativas se reflejan en las alturas de las barras. El panel superior muestra el caso libre de impuestos, en el que el Operador perfora hasta cinco pozos exploratorios secos antes de abandonar la campaña, y desarrolla el descubrimiento realizado (si hubiera hecho alguno) con suficiente inversión como para lograr una tasa de extracción del 5,5% (anual). Se realiza una inversión importante en recuperación asistida en el año número 19 de producción, y el yacimiento finalmente se abandona 37 años más tarde, después de haber recuperado alrededor del 46% del gas original in situ. La renta económica total del proyecto bajo estas condiciones ascendería a USD 613 millones, y correspondería íntegramente al Operador.

9. El modelo se describe y se documenta plenamente en Smith (2014). El modelo se adoptó para aplicarse en minería. Véase anexo I para obtener información metodológica completa. Berg et al. (2018) aplica este mismo enfoque para evaluar el diseño de regímenes fiscales para la producción de petróleo en Noruega.

Por otra parte, el panel inferior de la figura 2.1 muestra los ajustes que realizaría un Operador que maximiza las ganancias al plan libre de impuestos para reducir la carga de los impuestos ecuatorianos vigentes. La intensidad de la exploración se reduce, ya que la cantidad máxima de pozos secos baja de cinco a dos. La escala de desarrollo también se reduce, lo que genera menor velocidad de extracción, menos ingresos y mayores descuentos de los flujos de efectivo del Operador y de impuestos de producción recibidos por el Gobierno. La recuperación asistida se retrasa 15 años, y la vida útil del yacimiento se prolonga unos 30. A pesar de la mayor vida útil, el Operador extrae solo el 43% del petróleo original in situ comparado con el 46% del caso libre de impuestos. De esta forma, dada la estrategia de inversión óptima del Operador bajo el régimen ecuatoriano de CPC, la renta económica total del proyecto se reduce de USD 613 millones a USD 545 millones, de los cuales el Operador retiene USD 143 millones y el Gobierno captura USD 402 millones. La diferencia entre estos dos casos, que son USD 68 millones, corresponde a la PIE derivada de los impuestos. Dicho de otra manera, por cada dólar de renta capturada por el Gobierno, se pierden 17 centavos de renta económica inherentes al depósito. Esos 17 centavos no se computan para impuestos por parte del Gobierno, ni llegan al Operador. Quedan en la tierra o se consumen a través de ineficacias (costos más altos y flujos de efectivo más retrasados) durante la producción.

Mientras que la medida convencional de GT correspondiente a este régimen equivale al 74%, su RF es solo del 66%. La disminución del rendimiento se debe a que el Gobierno no puede cobrar impuestos sobre la porción de ganancias potenciales que se desvanece por la PIE generada por el impuesto. Por lo tanto, esos USD 68 millones de la PIE representan el índice de FI del régimen de 0,17, o 17 centavos de PIE por dólar recaudado en concepto de impuestos.

Figura 2.1: Ilustración de distorsiones inducidas por impuestos



Fuente: Cálculo de los autores.

La figura 2.1 comprende todas las inversiones realizadas durante la vida del proyecto, comenzando por la fase de exploración. A esta vista integral de decisiones de inversión la denominamos Enfoque de Ciclo Completo (CC). Una vez que se realiza un descubrimiento y esos costos de exploración son irre recuperables, las decisiones del Operador respecto a si desarrollar o no el recurso y cómo hacerlo solo se basan en el costo adicional de avanzar, lo que constituye lo que denominamos el Enfoque de Medio Ciclo. En el resto de este informe, analizamos el impacto de los impuestos sobre las decisiones de inversión tanto de ciclo completo como de medio ciclo (MC). El primero se aplica solo a los regímenes fiscales del sector petrolero, mientras que el segundo se aplica a los del sector minero y petrolero. No se aplicó el análisis de ciclo completo a los proyectos mineros por falta de datos sobre el potencial de la exploración inicial para los diversos proyectos estudiados.

Existe una variación considerable entre países, y dentro de ellos, respecto a la geología y el régimen fiscal específico aplicado a proyectos de petróleo, gas y minería. Nuestro análisis maneja esta variación mediante la incorporación de uno o más casos representativos para cada uno de los 13 países estudiados. Dada la diversidad en términos de tecnologías de extracción, disponibilidad de datos y esfuerzos de investigación previa, los análisis de petróleo y minería no son simétricos. Para el petróleo, por ejemplo, existen diferencias entre países, y dentro de ellos, con respecto al potencial de recursos geológicos (como se refleja en el riesgo de exploración y el rango previsto de magnitud de los yacimientos) y a las inversiones de capital y los costos operativos (debido principalmente a diferencias en los entornos operativos: planicie costera vs. selva vs. aguas profundas, etc.). Además, es posible que se aplique un sistema impositivo distinto, o simplemente diferentes tasas, a distintos proyectos dentro del mismo país. De este modo, para el petróleo y el gas, los casos incluyen el tipo de proyecto (por ej., gas en aguas profundas), un recurso hipotético específico para ese proyecto y país, un entorno hipotético en cuanto a precios de commodities, análisis de ciclo completo y de medio ciclo, y el régimen fiscal específico que se aplica a ese caso en particular dadas las reglas adoptadas en 2018 por el país en estudio. Durante nuestra investigación, analizamos muchos casos independientes para cada país.

Los casos de petróleo y gas comprenden diversos factores geológicos y operativos que potencialmente influyen sobre el efecto de los impuestos. Estos factores incluyen ubicaciones en tierra versus offshore, aguas profundas versus aguas poco profundas, reservorios ricos en petróleo versus de gas seco y emplazamientos ambientalmente vulnerables.

Al igual que con los hidrocarburos, hay una amplia variedad de proyectos de minería comprendidos en ALC. Por ese motivo, en el estudio se seleccionaron uno o más casos de minería representativos para cada uno de los países estudiados. A diferencia de la creación de modelos de proyectos hipotéticos de petróleo y gas, cada caso de minería implicó la creación del modelo de un proyecto de extracción de metales real del sector privado, implementado o en proceso de implementación en ese país, partiendo de la hipótesis de que su desarrollo comenzó en 2018, e imponiéndole al proyecto las normas fiscales vigentes en 2018 para ese tipo de metal en el país en estudio.¹⁰ Los proyectos varían desde proyectos en etapa de exploración avanzada hasta otros activos maduros. Como se mencionó anteriormente, dada la falta de datos de exploración para estos proyectos, solo se pudieron modelar decisiones de medio ciclo. Para cada caso, se investigaron las sensibilidades en cuanto a entorno de precios (-50% a +50%), tasa del IRC (-30 a + 30 puntos porcentuales) y tasa de regalía (ninguna a +30 puntos porcentuales, cuando correspondía).

10. Dada la compleja combinación de commodities, geología, economía y régimen fiscal de cada proyecto, la creación de modelos de casos la realizó CRU. Véase anexo I para obtener más información.

La comparación de los resultados de hidrocarburos y los de minería es informativa de cómo distintos regímenes fiscales dentro del mismo país generan resultados fiscales diferentes. Y, al comparar ambos sistemas fiscales, podemos saber cómo se podría estructurar el sistema fiscal de un sector dadas las posibilidades políticas evidentes en el sistema fiscal del otro.

Como en todo ejercicio de construcción de modelos, nuestro enfoque tiene limitaciones. En el anexo I hemos incluido un amplio debate acerca de estas limitaciones, se indican las principales hipótesis simplificadoras y se identifican las restricciones sobre el alcance de la investigación.

Tal como lo revela este debate, el diseño y análisis de los sistemas impositivos es bastante complejo. Lamentablemente, esta complejidad no permitió realizar un análisis tributario integral, en el cual los investigadores consideraran un solo componente individual aislado, o que produjera modelos extremadamente simplificados que permitieran análisis manejables. Si bien nuestro enfoque apunta a incluir un grado considerable de complejidad respecto a las decisiones de los Operadores, se abstrae de lo que consideramos son los casos especiales indicados en el anexo I. Como resultado, solo se deberían realizar deducciones generales a partir de nuestro análisis, y los resultados numéricos concretos son, en el mejor de los casos, ilustrativos. No obstante, dado el nivel de detalle de las decisiones de producción que hemos decidido incluir y el rigor del ejercicio de creación de modelos, consideramos que estas deducciones son válidas.

3. REGÍMENES FISCALES PARA PETRÓLEO, GAS Y MINERÍA EN ALC

En esta sección, se describen los regímenes fiscales correspondientes a cada uno de los países estudiados. Se comienza por los regímenes fiscales en materia de petróleo y, luego, se describen los que corresponden a minería. Cabe destacar la considerable diferencia en cuanto a los impuestos que les impone el Gobierno a los operadores de petróleo y a los de minas, a pesar de que ambos están extrayendo un recurso finito sobre el que las naciones tienen soberanía.

3.1. Regímenes fiscales en materia de petróleo

En la tabla 3.1 se enumeran las características básicas de los regímenes fiscales en materia de petróleo de los 11 países productores de petróleo en estudio. Los impuestos incluidos en la tabla se dividen en tres secciones, desde los instrumentos que, a partir de la teoría impositiva, se sabe que son los que generan menos distorsiones (izquierda) hasta los que se sabe que generan más (derecha).

Tabla 3.1: Resumen de alto nivel de los regímenes fiscales en materia de petróleo en ALC al 2018

	EL ICR DISTORSIONA LA INVERSIÓN								OTROS IMPUESTOS DISTORSIONANTES DE LA INVERSIÓN				OTROS IMPUESTOS DISTORSIONANTES DE LA PRODUCCIÓN E INVERSIÓN		
	IRC	Part. de trabaj. em gan.	Deprec.	Bonif.	Pérdida Acumulada.	Límite s/Pérd. acumulada.	Intan-gibles	Infiam.	Imp. reg.	Der. de expl.	Der. de cap.	Part. Gob.	IEP	Reg.	CPC
Argentina	30%	-	Udp	-	5 Años	-	Amortiz.	-	SI	SI	-	-	-	12%	-
Bolivia	25%	SI	5 Años LR	-	Infinita	-	Amortiz.	-	-	SI	-	-	-	50%	SI
Brasil	34%	-	Udp	SI	Infinita	30%	Amortiz.	-	-	SI	-	30%	IGE	15%	SI
Colombia	33%	-	5 Años LR	-	12 Años	-	Amortiz.	-	-	SI	-	10%-20%	IGE	8%-12%	-
Ecuador	25%	SI	10 Años LR	-	5 Años	25%	Gasto	-	-	-	-	-	IGE	-	SI
Guyana	45%	-	Gasto	-	Infinita	-	Gasto	-	-	SI	SI	-	-	2%	SI
México	30%	SI	4 Años LR	-	10/15 Años*	-	Gasto	-	-	SI	-	-	IGE	7,5%	SI
Perú	31%	SI	5 Años LR	-	Infinita	50%	Gasto	-	-	-	SI	-	-	15%-35%	-
Trinidad y Tobago	35%	SI	50:30:20	-	Infinita	-	Gasto	-	-	SI	-	-	IGE	12,5%	SI
Venezuela	50%	-	10 Años LR	SI	3 Años	25%	Gasto	SI	-	-	-	60%	-	33%	-

* 15 años para proyectos en aguas profundas

Fuentes: Cálculos de los autores a partir de informes de Wood Mackenzie, EY, Deloitte, BNAmericas y diversos informes de prensa especializados.

Todos los países estudiados aplican un impuesto básico sobre la renta corporativa (IRC) sobre las ganancias obtenidas de operaciones de exploración y producción de petróleo. Algunos también aplican la participación de los trabajadores en las ganancias, que es como una sobretasa del IRC. La depreciación de las inversiones de capital en activos materiales por lo general varía entre cinco y diez años, en línea recta (LR), mientras que unos pocos países realizan la depreciación a partir de las unidades de producción (UDP). Las inversiones de capital en activos inmateriales (por ej., costos de perforación) por lo general se registran como gastos, pero existen excepciones en el tratamiento tanto de activos materiales como inmateriales. Solo unos pocos regímenes permiten el “inflamamiento” de las inversiones de capital, lo que equivale a deducciones que superan los gastos originales. Además, por lo general hay pagos de renta periódicos en proporción a la zona bajo contrato y diversas tasas sociales, de capacitación y de tecnología. Ya que son similares a la imposición de costos fijos, tienden a distorsionar las decisiones sobre inversiones, pero no las decisiones de producción posteriores. Los otros impuestos que aparecen en la última sección de la tabla afectan tanto a las inversiones como a la producción y, por eso, se considera que generan distorsiones importantes.

Los regímenes fiscales de cuatro países emplean el sistema concesional, en el que al Operador se le otorga una licencia para llevar a cabo actividades de exploración y desarrollo dentro de un territorio determinado. El Operador toma la producción obtenida y la comercializa para generar ingresos, parte de los cuales están sujetos a impuestos del Gobierno. Sin embargo, seis de los países ofrecen CPC, en los que el Gobierno tiene derecho a recibir una porción fija o variable de la producción que queda después de haber recuperado, en todo o en parte, los costos del Operador. Muchos de los países también emplean impuestos especiales específicos para el petróleo (IEP) que se aplican cuando los precios (o la producción, o las ganancias) alcanzan niveles elevados. Se conocen como impuestos por precios/producciones/ganancias extraordinarias (IGE).

Además de existir una variación considerable en cuanto a regímenes fiscales entre países, también existe gran variación dentro de cada país. Es posible que se aplique un régimen fiscal para los recursos offshore de un país y otro para los recursos en tierra. Es posible que se aplique un sistema distinto (o simplemente distintas tasas) a los yacimientos de gas natural y a los de petróleo. Es posible que los recursos en aguas profundas se ofrezcan bajo un régimen totalmente diferente del que se aplica a los recursos en aguas poco profundas. Además, como se comentó en la sección anterior, existe una variación considerable respecto a las condiciones geológicas de cada proyecto de petróleo y de gas. En la tabla 3.2 se enumeran los 26 casos representativos diferentes que se analizan en este informe a través de diez países de nuestra muestra.

Tabla 3.2: Casos de petróleo analizados en este informe

	Pais/caso	Tipo de régimen
1	Argentina c/índice de precios a la exporta	Concesional
2	Argentina s/índice de precios a la exporta	Concesional
3	Bolivia, frontera	CPC
4	Bolivia, zonas maduras	CPC
5	Brasil, postsal en aguas profundas	Concesional
6	Brasil, presal (part.en las ganancias del Operador = 25%)	CPC
7	Brasil, presal (part.en las ganancias del Operador = 50%)	CPC
8	Colombia, petróleo offshore	Concesional
9	Colombia, petróleo offshore c/zona de libre comercio	Concesional
10	Colombia, gas en tierra	Concesional
11	Ecuador, gas offshore	CPC
12	Ecuador, petróleo en tierra	CPC
13	Ecuador, petróleo en tierra, c/GE	CPC
14	Guyana, aguas profundas	CPC
15	Guyana, aguas poco profundas	CPC
16	México, petróleo en aguas profundas	Concesional
17	México, petróleo en aguas profundas (Operador 50%)	CPC
18	México, petróleo en aguas profundas (Operador 75%)	CPC
19	Perú, petróleo offshore (High Upside Geology)	CPC
20	Perú, petróleo offshore (Low Upside Geology)	CPC
21	Perú, gas en tierra	CPC
22	Trinidad y Tobago, gas offshore, aguas profundas	CPC
23	Trinidad y Tobago, gas en plataforma offshore	CPC
24	Trinidad y Tobago, gas offshore, plataforma continental	Concesional
25	Venezuela, petróleo pesado, c/impuesto mínimo alternativo	Concesional
26	Venezuela, petróleo pesado, s/impuesto mínimo alternativo	Concesional

Fuente: Estimaciones de los autores.

3.2. Regímenes fiscales de minería

Paralelamente a la tabla 3.1, la tabla 3.3 indica las características básicas de los regímenes fiscales en materia de minería en los nueve países estudiados.¹¹ Los impuestos incluidos en la tabla se dividen también en tres secciones, desde los instrumentos que generan menos distorsiones (izquierda) hasta los que generan más (derecha). En el caso de Argentina, hemos agregado el régimen vigente en 2017 para analizar el efecto de las reformas fiscales de 2018. La diferencia entre los regímenes fiscales de 2017 y 2018 en Argentina es que se bajó la tasa del IRC y el impuesto sobre los dividendos en 2018. A excepción de Chile, los regímenes fiscales vigentes en los otros países estudiados son muy complejos en cuanto a los cálculos de impuestos y exenciones tributarias.

Todos los países aplican un impuesto básico sobre la renta corporativa que se impone sobre las ganancias obtenidas de las operaciones, aunque sus características varían considerablemente de un país a otro. Algunos países ofrecen depreciación acelerada, mientras que, otros, no. También varían significativamente en cuanto a su compensación de pérdidas acumuladas. Ya que

11. No se incluye el tratamiento fiscal de activos inmateriales ya que el caso de la minería no considera gastos de exploración, que constituyen el principal elemento sujeto a gastos o detalle.

la inversión no es íntegramente deducible y no hay exenciones infladas, todos los regímenes del IRC reducen la inversión. Chile y Perú aplican sobretasas variables al impuesto sobre la renta a las operaciones mineras. Muchos países también aplican un impuesto a la participación de los trabajadores en las ganancias (IPTG), que es otro impuesto sobre la renta.¹² En algunos casos, el IPTG se puede deducir al calcular el IRC, y, en otros, no.

Muchos países posteriormente agregan regalías sobre los ingresos operativos netos, impuestos sobre los dividendos obtenidos del proyecto y sobre el valor del activo. Dado que se pueden deducir de los costos operativos, van a generar distorsiones sobre la inversión, pero no sobre la producción.¹³ A nivel mundial, los impuestos aplicados a la minería por lo general no incluyen reparto de la producción ni participación del Gobierno (FMI 2012), y es lo que ocurre aquí. Algunos países posteriormente agregan regalías sobre los ingresos o la producción. En Ecuador, se aplica un IGE del 70% cuando los precios de los metales superan el precio de referencia. Como estos instrumentos no son deducibles de los costos operativos, generarán distorsiones en las decisiones tanto de producción como de inversión. Si bien algunos países ofrecen regímenes con estabilidad fiscal, a veces tiene su costo; en Perú, se aumentó la tasa del impuesto a la renta corporativa 2 % para aquellas compañías que desean beneficiarse de la seguridad fiscal. Tanto en los estudios de petróleo como en los de minería se tomó esta tasa del IRC incrementada para Perú.

Como ocurre con el petróleo, puede haber una variación considerable dentro de cada país. Es posible que se apliquen distintas sobretasas y tasas de regalías a diferentes metales, y las regalías pueden variar de un estado a otro, como en el caso de Brasil. En la tabla 3.4 se enumeran los 15 proyectos representativos distintos que se analizaron en este informe. Todos los proyectos de minería, a excepción de Fruta del Norte, son operaciones a cielo abierto. El cobre, el oro, el mineral de hierro y el níquel, los metales que se producen en estos proyectos, son los que predominantemente se explotan en estos países. Muchos de los proyectos son de considerable envergadura; la renta promedio del proyecto computable para impuestos es de USD 5000 millones, dándose un máximo de USD 22.000 millones en el proyecto de níquel Cerro Matoso de Colombia.

Tabla 3.3: Resumen de alto nivel de los regímenes fiscales de minería en ALC al 2018

	IMPUESTO SOBRE LA RENTA CORPORATIVA QUE DISTORSIONA LA INVERSIÓN						OTROS IMPUESTOS QUE DISTORSIONAN LA INVERSIÓN			OTROS IMPUESTOS QUE DISTORSIONAN PRODUCCIÓN E INVERSIÓN			Regímen c/estab. fiscal
	IRC	Part. de trabaj. em gan.	sobretasa especial minería	Deprec.	Pérdida Acumulada.	Límite s/Pérd. acumulada.	Regalía Ingresos netos	Imp. Divid.	Imp. al activo	Regalía bruta	Regalía prod.	IGE	
Argentina	30%	-	-	4 Años LR	5 Años	-	3%	7%	-	1,5%	-	-	30 Años
Argentina (2017)	35%	-	-	4 Años LR	5 Años	-	3%	10%-45%	-	1,5%	-	-	30 Años
Brasil	25%	9%	-	6 Años LR	Infinita	30%	1%-3%*	-	-	-	Varia	-	-
Chile	35%	-	0%-14%	3 Años LR	Infinita	-	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	33%	-	-	8 Años LR	12 Años	-	4%-12%	5%	-	-	-	-	20 Años
Rep. Dominicana	27%	10%	-	7 Años LR	Infinita	-	-	-	1%	5%	-	-	25 Años
Ecuador	25%	15%	-	11 Años LR	5 Años	25%	-	5%	0,15%	3%-8%	-	70%	SI
México	30%	10%	-	77:16:7	10 Años	-	7,5%-8%	10%	1,25%	-	-	-	-
Panamá	25%	-	-	10 Años LR	5 Años	-	-	5%	2%	4%-8%	-	-	10 Años
Perú	31,5%	8%	3%-12%	6 Años LR	Infinita	50%	-	5%	0,4%	-	-	-	15 Años

Fuente: Cálculos de los autores realizados a partir de resúmenes sobre impuestos de CRU, PWC, EY y Deloitte.

12. En el caso del análisis de la minería, hemos incluido un impuesto a la participación de los trabajadores en las ganancias del 10% en República Dominicana. Las empresas pueden establecer un tope para el impuesto de los trabajadores, como porcentaje de los sueldos anuales.

13. Boadway y Keen (2015) proporcionan un modelo analítico sencillo acerca de cómo afectarán el IRC y las regalías a las decisiones de inversión y producción en la extracción de recursos.

Tabla 3.4: Proyectos de minería analizados en este informe

	País	Proyecto	Commodity
1	Argentina	Taca Taca	Cobre
2	Argentina	Veladero	Oro
3	Brasil	Corumba	Mineral de hierro
4	Brasil	Minas Río	Mineral de hierro
5	Chile	Sierra Gorda	Cobre
6	Chile	Zaldivar	Cobre
7	Colombia	Cerro Matoso	Niquel
8	Colombia	Gramalote	Oro
9	República Dominicana	Pueblo Viejo	Oro
10	Ecuador	Fruta del Norte	Oro (u/g)
11	México	Noche Buena	Oro
12	México	Piedras verdes	Cobre
13	Panamá	Cobre Panamá	Cobre
14	Perú	Constancia	Cobre
15	Perú	Lagunas Norte	Oro

Fuente: Elaboraciones de los autores.

4. EFECTOS DE LOS REGÍMENES FISCALES EXISTENTES EN ALC

En esta sección, se resumen los efectos de los regímenes fiscales existentes sobre diversos criterios de rendimiento a nivel proyecto. Los criterios relevantes comprenden resultados físicos y financieros, y reflejan efectos observados en la etapa de exploración de la inversión (para petróleo y gas)¹⁴ y durante las etapas de operaciones de desarrollo y producción (tanto para minería como para petróleo y gas). En la tabla 4.1 se muestran estadísticas generales. El primer panel corresponde a los modelos de minería, mientras que los últimos tres corresponden a los modelos de petróleo y gas. Para facilitar las comparaciones, en la tabla se resaltaron los promedios de la muestra correspondientes a petróleo, gas y minería. En primer lugar, se examinará el efecto de los regímenes fiscales sobre el diseño físico del proyecto. Luego, se analizarán los resultados fiscales en sí. Para sintetizar, sin embargo, el GT de medio ciclo promedio para el petróleo (72%) es significativamente más alto que para la minería (60%). Esto significa que los proyectos de petróleo pagan impuestos más elevados que los de minería; el mayor nivel de impuestos genera más distorsiones y una mayor PIE (18% vs. 4%). El resultado neto es un RF de medio ciclo del 56% para el petróleo y del 58% para la minería. El mayor nivel de impuestos en petróleo no ha producido mayor captura de rentas del proyecto por su ineficacia.

Tabla 4.1: Rendimiento de los regímenes fiscales existentes de ALC, todo medido en relación con la referencia libre de impuestos

	(1) Cant. máx. de pozos secos	(2) inv. de capital de med. ciclo	(3) Tasa máx. de produc.	(4) Inicio de la RAP2	(5) Factor de recup. de Recursos	(6) vida total del proyecto	(7) Government Take de CC	(8) Government Take de MC	(9) Pie de CC	(10) Pie de MC	(11) RF de CC	(12) RF de MC	(13) IF de CC2	(14) IF de MC
Máximo:	n/d	98%	97%	n/d	100%	156%	n/d	82%	n/d	20%	n/d	74%	n/d	30%
Mínimo:	n/d	59%	59%	n/d	67%	103%	n/d	46%	n/d	0%	n/d	46%	n/d	0%
Todos los países /casos fiscales (petróleo)														
Promedio:	58%	38%	63%	238%	80%	143%	71%	72%	33%	18%	53%	56%	45%	38%
Máximo:	100%	73%	88%	663%	100%	250%	99%	93%	100%	52%	75%	71%	161%	158%
Mínimo:	0%	3%	21%	114%	48%	85%	0%	51%	6%	3%	0%	38%	10%	5%
Solo Sistemas concesionales (petróleo)														
Promedio:	63%	36%	66%	203%	75%	129%	79%	69%	26%	17%	58%	53%	50%	41%
Máximo:	75%	54%	88%	350%	94%	177%	95%	93%	61%	33%	68%	62%	161%	158%
Mínimo:	33%	3%	21%	145%	48%	85%	68%	54%	11%	8%	38%	38%	19%	14%
Solo regímenes de CPC (petróleo)														
Promedio:	55%	39%	61%	255%	82%	152%	66%	74%	38%	19%	49%	58%	42%	36%
Máximo:	100%	73%	86%	663%	100%	250%	99%	92%	100%	52%	75%	74%	109%	123%
Mínimo:	0%	7%	29%	114%	62%	105%	0%	51%	6%	3%	0%	42%	10%	5%
Nota 1: Excluyendo cuatro regímenes fiscales bajo los cuales la RAP nunca se inicia.														
Nota 2: Excluyendo tres regímenes fiscales ineficientes que extinguen los incentivos de exploración por completo, lo que significa que el denominador sería cero.														

Fuente: Cálculos de los autores.

14. También se proporciona una descripción general de los resultados en CRU (octubre de 2018), aunque los resultados correspondientes a Constanza, Fruta del Norte, Lagunas Norte, Piedras Verdes, Zaldivar, Corumba, Taca Taca y Veladero se han actualizado.

4.1. Efectos físicos de los regímenes fiscales existentes en ALC

Se comienza por el análisis de los efectos de los regímenes fiscales sobre el diseño del proyecto. Es útil señalar que las diferencias de los efectos físicos de los regímenes fiscales se deben a cuatro factores principales: los componentes del régimen fiscal; las tasas impositivas que se aplican a través de esos componentes; la intensidad efectiva de los impuestos en un proyecto, dada esa rentabilidad del proyecto y la ausencia de neutralidad de estos regímenes fiscales; y la flexibilidad de un Operador sobre el diseño del proyecto y la operación en respuesta a los impuestos.

Como se indicó anteriormente, los regímenes fiscales varían mucho de un país a otro. Incluso dentro de un país, el régimen fiscal puede variar según el estado (o la región) en el que se encuentre el proyecto y el producto (tipo de metal o hidrocarburo) que se explote. Dentro de nuestra muestra, se puede observar el impacto de una diferencia pura en el régimen fiscal comparando los proyectos de minería de Argentina correspondientes a 2017 con los de 2018, donde la diferencia se da por la disminución de la tasa del IRC y de los impuestos sobre dividendos. Los proyectos presentan un mayor nivel de inversión bajo el régimen con tasas impositivas reducidas. En lo que respecta al petróleo, se puede observar una comparación similar en el caso de Ecuador, donde el país ha utilizado dos regímenes en tierra, uno en el que se aplica un impuesto por ganancias extraordinarias y otro en el que no. La inversión disminuye drásticamente cuando el régimen fiscal incluye un impuesto por ganancias extraordinarias.

Como demostraremos en las secciones siguientes, ninguno de los regímenes fiscales de ALC que estudiamos es neutro. Por el contrario, son progresivos o regresivos, es decir que sus tasas impositivas efectivas sobre un proyecto varían con el margen de ganancia. Por lo tanto, la intensidad efectiva de los impuestos sobre un proyecto dado afecta el nivel de distorsiones. En un régimen regresivo, un proyecto con bajo margen (costo alto) dentro de un país estará expuesto a una tasa impositiva efectiva más alta y mostrará mayores distorsiones de diseño que el mismo proyecto con un margen más alto (costos más bajos).

Además, diferentes proyectos tienen especificaciones técnicas diferentes que pueden permitirle al operador mucha flexibilidad en cuanto a diseño, o no. Por definición, cuanto más varía el diseño en respuesta a un régimen fiscal determinado, más flexibilidad tiene el Operador del proyecto. En los estudios de casos de minería, se modelan las oportunidades técnicas específicas de cada proyecto. Algunos proyectos tienen mayor flexibilidad en materia de diseño que otros. Los dos proyectos de explotación de mineral de hierro de Brasil son un buen ejemplo, y el proyecto de Minas Río es aún más flexible que el de Corumba y, por lo tanto, baja su inversión en respuesta a los impuestos. En petróleo, como se usan casos hipotéticos en lugar de proyectos reales, todos los casos similares dentro de un país (por ej., petróleo y gas en tierra) tienen los mismos márgenes de proyecto. Toda diferencia en inversión entre dos de estos casos dentro del mismo país se debe por completo a la diferencia en el régimen fiscal de los dos casos (por ej., el ejemplo ecuatoriano mencionado anteriormente). Pero cuando se comparan casos de distintos países, entran en juego las diferencias en cuanto a diseño fiscal, margen operativo y flexibilidad de proyecto, como sucede en los casos de minería.

Resulta interesante hacer una comparación de dos proyectos de minería de México para separar estos efectos, ya que en gran parte rematan el resto de los resultados de proyecto presentados en esta sección. El régimen fiscal de México prácticamente no tiene ningún efecto sobre las reservas de oro de Noche Buena, pero sí sobre las reservas de cobre de Piedras Verdes (véase la figura 4.8).¹⁵ El régimen fiscal es básicamente el mismo para ambos proyectos, lo que descarta que sea la causa de la diferencia. Por otra parte, Noche Buena es el proyecto de mayor margen y, dado el régimen fiscal regresivo de México (véase la sección 5.1.2), su tasa impositiva será mayor que la de Piedras Verdes (véase la figura 4.13). En este caso, se puede deducir que Noche Buena tiene un diseño específico y una flexibilidad operativa limitada en comparación con Piedras Verdes. Como resultado, aunque tiene una tasa impositiva más alta, presenta menos distorsiones y sufre menos MC.

15. En México existe un impuesto especial para la minería que varía según el metal producido. Al cobre se le aplica una tasa del 7,5%, mientras que la del oro es del 8%. La diferencia es demasiado pequeña como para ser relevante en esta comparación.

Este ejemplo recalca que el margen de resultados en cuanto a los efectos físicos de los regímenes fiscales en ALC se puede deber tanto a las idiosincrasias del proyecto (en el caso de la minería) como a las diferencias en los regímenes fiscales estudiados (en el caso del petróleo). Dicho eso, un denominador común en el resto de esta sección es que, ya sea debido a un diseño fiscal que genera más distorsiones, menores márgenes operativos o mayor flexibilidad operativa, los regímenes fiscales aplicables impactan más sobre las decisiones de diseño en materia de petróleo que en materia de minería.

4.1.1. Exploración (solo petróleo)

Dada la naturaleza hipotética de los proyectos de petróleo seleccionados, se pudo llevar a cabo un análisis para ellos acerca de los efectos de los impuestos sobre la etapa de exploración de la inversión. La intensidad de la exploración se puede calcular por la cantidad de pozos secos que toleraría un Operador antes de abandonar la campaña de exploración dentro de un bloque o concesión dados. Nos referimos a esto como la “cantidad máxima de pozos secos”, y mide hasta qué punto cada uno de los regímenes existentes reduce la cantidad máxima de pozos secos en relación con la referencia libre de impuestos. Este tipo de análisis se basa en el principio de que le seguirá otro pozo de exploración a un pozo seco siempre que el valor esperado de ese próximo pozo (lo que incluye tanto la menor posibilidad de éxito posterior y el valor esperado después de impuestos de un pozo exitoso) continúe siendo positivo.¹⁶ Cuanto más leonino sea el impuesto, menor será la probabilidad de que se perforen más pozos.

En promedio, los regímenes fiscales existentes en ALC reducen la intensidad de la exploración de gas y petróleo un 42% en relación con la referencia libre de impuestos (véase la tabla 4.1). No obstante, existe una variación considerable entre los diversos regímenes estudiados, como se ilustra en la figura 4.1, donde los países y los regímenes se clasifican según la medida en la que los impuestos distorsionan la intensidad de la exploración. En el mejor de los casos, la exploración en pozos marginales de las zonas maduras de Bolivia y los yacimientos de aguas profundas de Guyana no se ve amedrentada por los impuestos dada la alta probabilidad de éxito. Pero en el peor de los casos, los regímenes fiscales de varios países extinguen por completo el incentivo de perforar incluso el primer pozo de exploración (es decir, el régimen boliviano para las zonas de frontera, el régimen mexicano para la explotación de petróleo en aguas profundas [Operador 50%] y el régimen de Trinidad y Tobago para la explotación de gas en plataformas offshore). En promedio, los regímenes de CPC tienden a reducir la intensidad de exploración en mayor medida (reducción del 45% en relación con la referencia libre de impuestos) que los regímenes concesionales (reducción del 37%).

La exploración reducida presenta el impacto probabilístico de reducir la recuperación de petróleo y gas esperada de un yacimiento. Esto genera ineficacias y PIE ya que queda gas y petróleo rentable sin desarrollar cuando, en promedio, se desarrollaría si se hubieran empleado los esfuerzos de exploración adecuados. Este recurso perdido es el motivo por el cual las PIE correspondientes al análisis del ciclo completo en promedio duplican a las del análisis de medio ciclo (véase la tabla 4.1). Si bien no pudimos estimar los efectos de ciclo completo en la minería, no hay motivo para creer que la PIE para minería no sería también considerablemente mayor si incluyéramos los efectos de la exploración.

16. Según la ley de Bayes, se estima que la probabilidad de éxito disminuye después de cada pozo seco. El mecanismo probabilístico se explica en Smith (2005).

Figura 4.1: Intensidad de la exploración (petróleo)



Fuente: Cálculos de los autores

Para enfatizar los efectos divergentes que puede tener el mismo sistema fiscal sobre distintos proyectos –un hallazgo clave de este informe– el régimen fiscal boliviano tiene efectos radicalmente diferentes sobre los dos tipos de recursos geológicos. El sistema fiscal extinguió por completo la exploración en el proyecto de zonas de frontera, pero no afectó la del proyecto de zonas maduras por el bajo costo que supuso perforar otros pozos allí. No se requieren grandes ganancias después de impuestos del desarrollo posterior para justificar la exploración en las zonas maduras de Bolivia, pero sí para justificar el alto costo de exploración en las zonas de frontera.

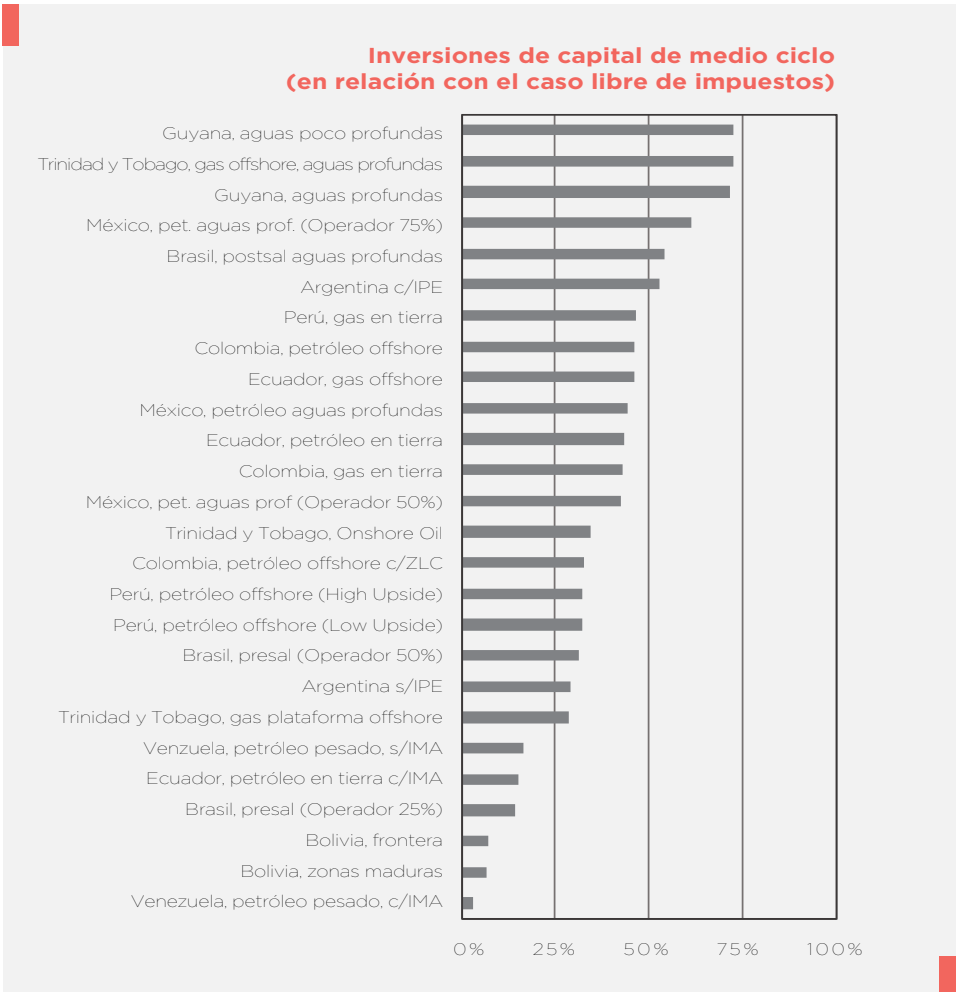
4.1.2. Inversiones en la etapa de desarrollo

Los gobiernos tienden a invertir considerables recursos para atraer inversiones a los sectores de minería, petróleo y gas por los diversos beneficios económicos y sociales que ofrecen. A menor inversión, se generan menos empleos en el sector de la construcción, menos puestos de trabajo auxiliares y de soporte, y menores existencias de capital físico nacional. La columna 2 de la tabla 4.1 muestra el efecto de los regímenes fiscales de ALC sobre la inversión en el desarrollo del proyecto, supeditada al éxito de los esfuerzos de exploración previos. Todos los regímenes fiscales de ALC suprimen el nivel de inversiones en relación con las referencias libres de impuestos.

En promedio, la carga tributaria de los regímenes fiscales en materia de petróleo de ALC reduce las inversiones de medio ciclo al 38% de la referencia libre de impuestos. Sin embargo, la magnitud de esta distorsión varía considerablemente en los diversos países y regímenes, como se ilustra en la figura 4.2. En el mejor de los casos, los regímenes para la explotación de

gas en aguas poco profundas de Guyana y en aguas profundas de Trinidad y Tobago reducen las inversiones solo un 27%. Pero en el peor de los casos, los regímenes venezolanos para la explotación de petróleo pesado (con o sin el impuesto mínimo alternativo), los bolivianos de zonas maduras y de frontera, el de capa presal de Brasil (Operador 25%) y el ecuatoriano para la explotación de petróleo en tierra con impuesto por ganancias extraordinarias reducen todas las inversiones más del 75% en comparación con la referencia libre de impuestos.

Figura 4.2: Inversiones de capital de medio ciclo (petróleo)



Fuente: Cálculos de los autores

Respecto a los regímenes fiscales en materia de minería, la inversión en el desarrollo del proyecto es, en promedio, un 20% menor que en el caso libre de impuestos, siendo la reducción en el peor de los casos del 41% y del 2% en el mejor (tabla 4.1 y figura 4.3). Dadas las economías de escala en minería, el descenso de la inversión hace que aumenten los costos operativos. Esto sirve para atenuar los incentivos de un Operador para reducir la inversión ante los impuestos y puede explicar, en parte, la reducción de las distorsiones observada en minería en comparación con el análisis de MC del petróleo.

Figura 4.3: Inversiones de capital de medio ciclo (minería)



Fuente: Cálculos de los autores

4.1.3. Tasa máxima de producción

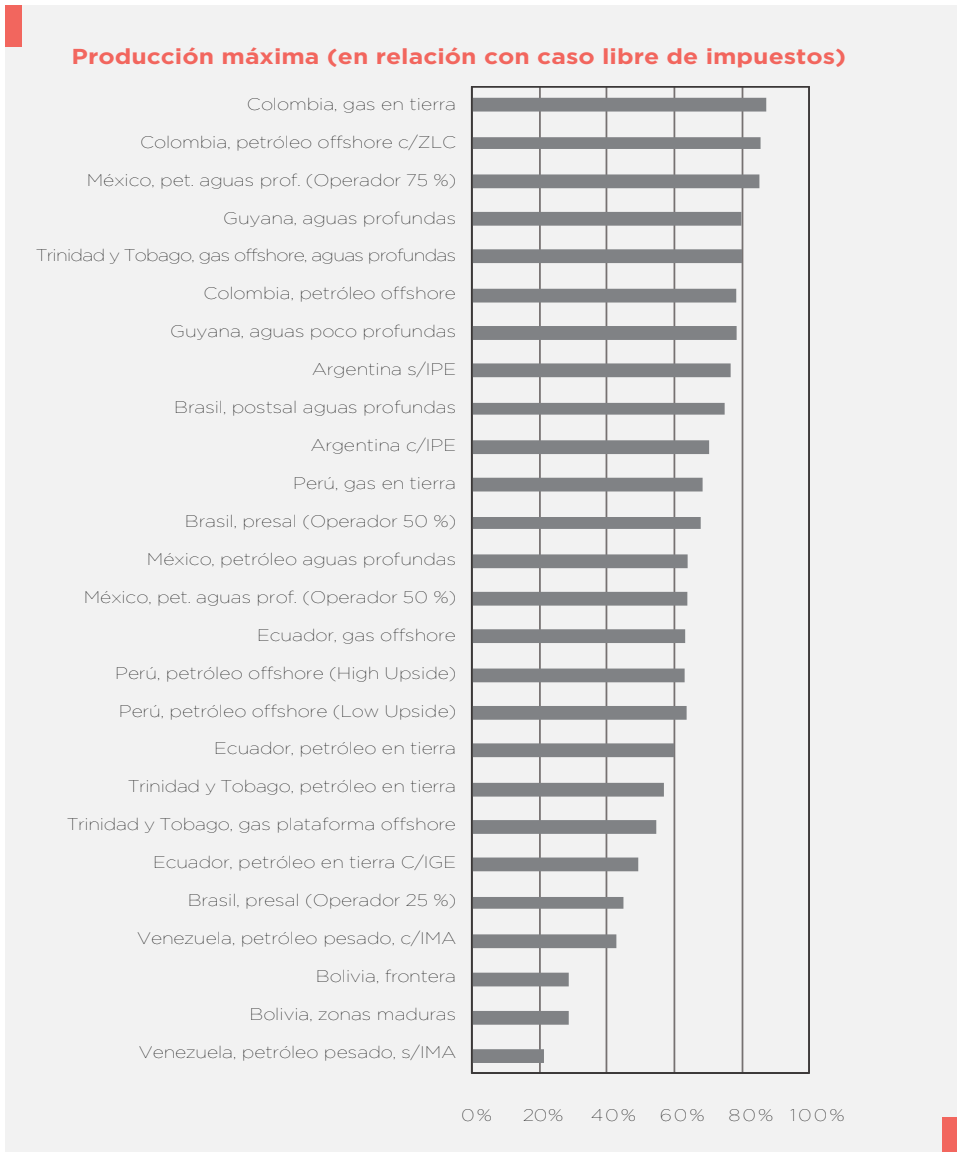
La tabla 4.1 muestra, además, el efecto de los regímenes fiscales sobre la tasa máxima de producción de los proyectos, en relación con el caso libre de impuestos. La tasa máxima de producción mide la tasa de extracción de un proyecto y es, además, un indicador de la escala de su capacidad de producción inicial instalada. Una tasa máxima baja surge de una inversión inicial más baja en el desarrollo del proyecto. Todos los regímenes fiscales en materia de petróleo y minería de ALC fomentan una producción más lenta en relación con el caso libre de impuestos debido a la disminución de la inversión mencionada anteriormente. En los modelos de petróleo y de gas, el declive natural también provocará la disminución de la producción durante la vida útil del yacimiento. En los modelos de minería, la tasa máxima se mantiene hasta que el recurso se abandona, en cuyo punto la producción cae a cero.

Una reducción en la tasa de producción marca una desaceleración de los flujos de efectivo que reciben tanto el Operador como el Gobierno a partir de un proyecto. Además, una tasa de producción más baja por lo general prolonga la vida de un proyecto. Es importante observar que, tanto para el petróleo como para la minería, el hecho de que la vida del proyecto se prolongue no significa necesariamente que se extraerán más recursos (debatiremos esto en mayor profundidad en las secciones siguientes).

En promedio, la carga tributaria de los regímenes fiscales en materia de petróleo de ALC reduce la tasa máxima de producción un 37% en relación con la referencia libre de impuestos. Pero, otra vez, existe una variación considerable entre países y casos, como se ilustra en la figura 4.4. En los mejores casos –incluso en los regímenes colombianos, el régimen mexicano para la explotación de petróleo en aguas profundas, los regímenes de Guyana y el régimen de Trinidad y Tobago para la explotación de gas en aguas profundas– la tasa máxima se re-

duce apenas un 20% o menos. Sin embargo, en el peor de los casos, el régimen de Venezuela reduce la tasa máxima un 79%. En promedio, los sistemas concesionales y los regímenes de CPC tienen ambos un efecto similar, ya que reducen la tasa máxima de producción un 34% y un 39%, respectivamente.

Figura 4.4: Tasa de producción máxima (petróleo)



Fuente: Cálculos de los autores

En cuanto a minería, la tasa de producción se reduce, en promedio, un 21% si la comparamos con el caso libre de impuestos, con un rango que va desde el 3%, representado por el proyecto aurífero Noche Buena, relativamente inflexible, en México, al 41%, representado por el proyecto de extracción de mineral de hierro Minas Río de Brasil, como se muestra en la figura 4.5.

Figura 4.5: Tasa de producción máxima (minería)



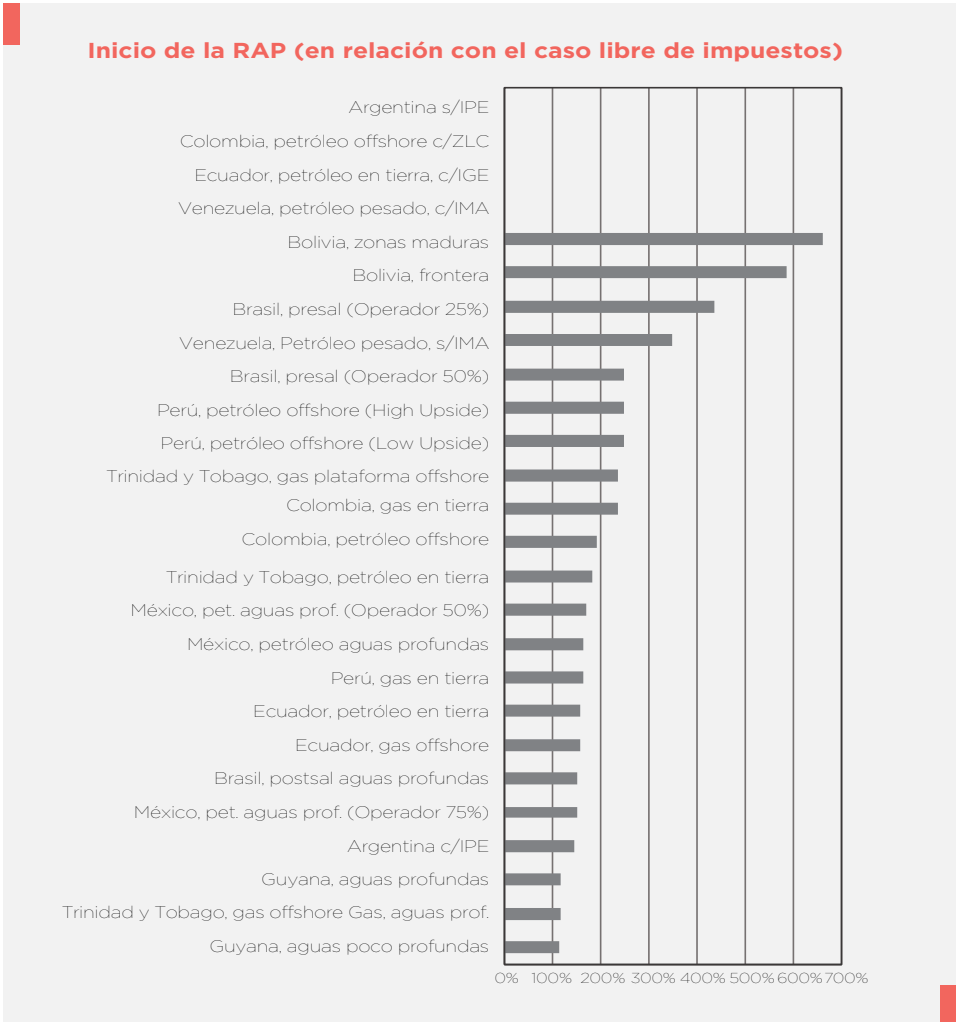
Fuente: Cálculos de los autores

4.1.4. Recuperación asistida (solo petróleo)

Los modelos para petróleo permiten la opción de gasto de inversiones en recuperación asistida del petróleo (RAP). Los regímenes fiscales en materia de petróleo de ALC tienden a generar retraso en la aplicación de la recuperación asistida del petróleo, como se muestra en la columna 4 de la tabla 4.1. En promedio, el plazo de producción primaria, que precede a la RAP, es más del doble comparado con el caso libre de impuestos. En unos pocos casos, que incluyen el régimen argentino sin indexación de precios de exportación, el colombiano para la explotación de petróleo offshore con zona de libre comercio, el ecuatoriano para la explotación de petróleo offshore con impuesto por ganancias extraordinarias y el venezolano para la explotación de petróleo pesado con impuesto mínimo alternativo, la carga tributaria que imponen los regímenes fiscales existentes en ALC elimina por completo las inversiones en RAP. Si bien esos casos no se incluyen en las estadísticas generales que se muestran en la tabla 4.1, sí se reflejan en la figura 4.6.

El retraso en la realización de la RAP es considerablemente mayor en los regímenes de CPC que en el caso de los sistemas concesionales. La aparente vulnerabilidad de la RAP a los regímenes de CPC tiene mucho que ver con las limitaciones que se imponen sobre la capacidad del Operador de recuperar rápidamente las inversiones de capital. La mayoría de los regímenes de CPC en ALC se caracterizan por tener una parte baja del ingreso del proyecto como costo en petróleo. Esto significa que la porción de ingreso por ventas de la cual el Operador puede recuperar las inversiones de capital y los costos operativos bajo un régimen de CPC es relativamente baja. Cuando la magnitud de ingresos es también baja, como suele ocurrir en las circunstancias de la última etapa de la vida útil en las que se consideraría una RAP, el peso de acumular inversiones de capital no reembolsadas puede ser suficiente para perder la RAP por completo. En la figura 4.6 se puede observar el rango de variación en la distorsión en cuanto a la RAP de un país y de un régimen a otro.

Figura 4.6: Recuperación asistida del petróleo



Fuente: Cálculos de los autores.

4.1.5. Factor de recuperación de recursos

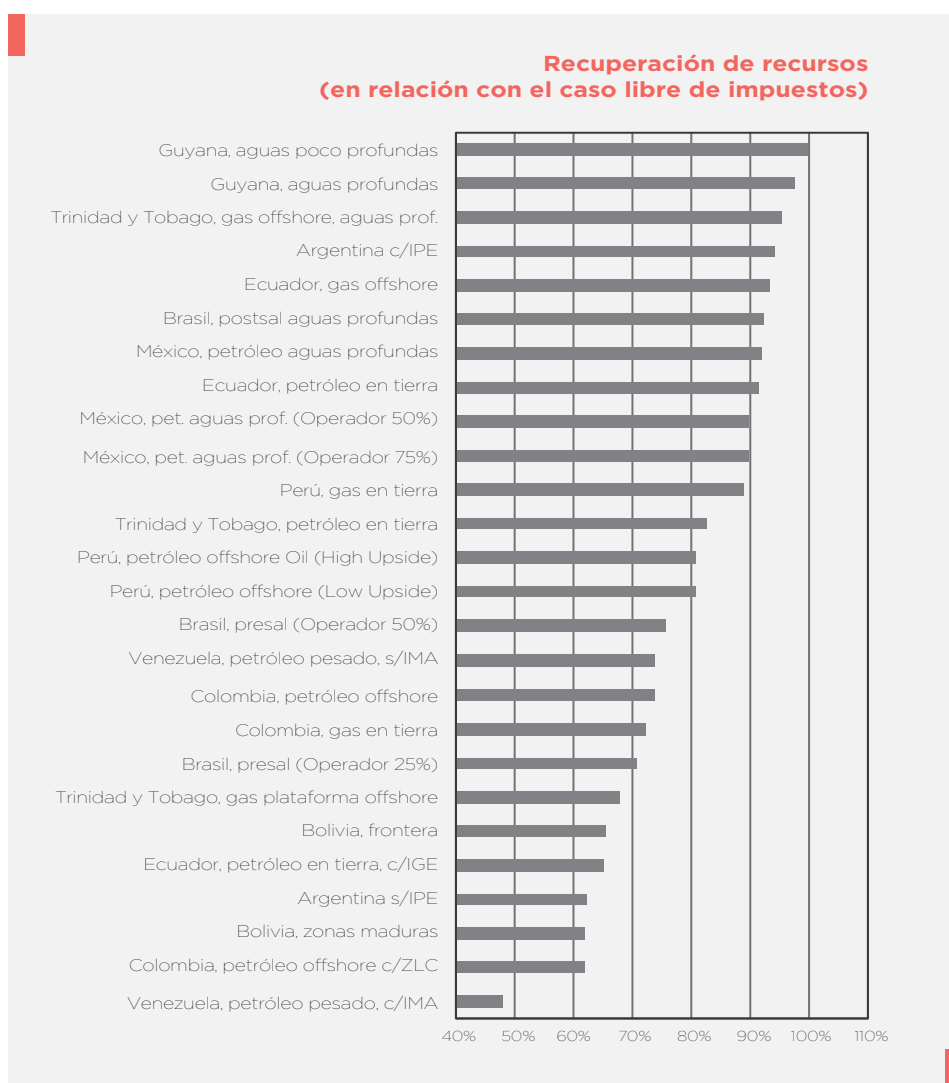
Los regímenes fiscales también dan lugar a “selección de calidad” en los proyectos de minería (producir minerales de menor calidad se vuelve poco rentable) y a un “límite económico” más alto (la tasa de producción a la que las operaciones se abandonan) en proyectos de explotación de petróleo y gas. La RAP también se ve restringida en algunos de los regímenes fiscales en materia de petróleo (véase la sección anterior). El resultado prácticamente universal es que se extraen menos reservas. En promedio, los regímenes fiscales existentes en ALC reducen el volumen de reservas conocidas un 20% para los proyectos de petróleo y gas, y un 7% para los de minería (véase la columna 5 de la tabla 4.1) aunque, de nuevo, en este sentido existe una variación considerable de un país a otro y entre casos dentro de un mismo país. Una vez más, las distorsiones en el sector de petróleo son mayores que en minería.

En el peor de los casos, el peso de los impuestos reduce potencialmente en más de un tercio el volumen de reservas de petróleo para el régimen argentino sin indexación de precios de exportación, el boliviano de zonas maduras y el colombiano para la explotación de petróleo offshore con disposiciones de zona de libre comercio, y para el régimen venezolano para la explotación de petróleo pesado con aplicación del impuesto mínimo alternativo a menos de la mitad. En promedio, los sistemas concesionales y los regímenes de CPC tienen un impacto

similar sobre el volumen de reservas de petróleo recuperables (una reducción del 25% y del 18%, respectivamente). La pérdida de reservas deja claro que, mientras que la tasa máxima de producción reducida que se observa en nuestros resultados muchas veces prolonga la vida de un proyecto, no agrega suficiente volumen de producción en la última etapa de la vida del proyecto para compensar la tasa de extracción inicial más lenta.

En minería, a diferencia de lo que ocurre en la industria del petróleo, la reducción de la inversión y la desaceleración de la producción resultante provocada por los regímenes fiscales tienden a aumentar los costos de producción, ya que los proyectos de minería están sujetos a economías de escala. Los menores costos de producción aumentan los costos operativos unitarios en los proyectos de nuestra muestra un 6%, en promedio, en comparación con el caso libre de impuestos. Esto incentiva la “selección de calidad” en los proyectos de minería, que consiste en explotar solo los depósitos minerales con los materiales de mayor calidad.

Figura 4.7: Factor de recuperación de recursos (petróleo)



Fuente: Cálculos de los autores

El material de menor calidad queda sin extraer dado que los mayores costos operativos, combinados con los impuestos, hace que extraerlos no sea rentable. Esto genera la extracción de menos reservas totales a lo largo de la vida del proyecto. En promedio, los regímenes fiscales existentes en ALC reducen el volumen de reservas recuperadas un 7% para los proyectos de minería (véase la columna 4 de la tabla 4.1). La figura 4.8 muestra el factor de reducción de recuperación de recursos correspondiente a cada proyecto de minería de la muestra.

Figura 4.8: Factor de recuperación de recursos (minería)



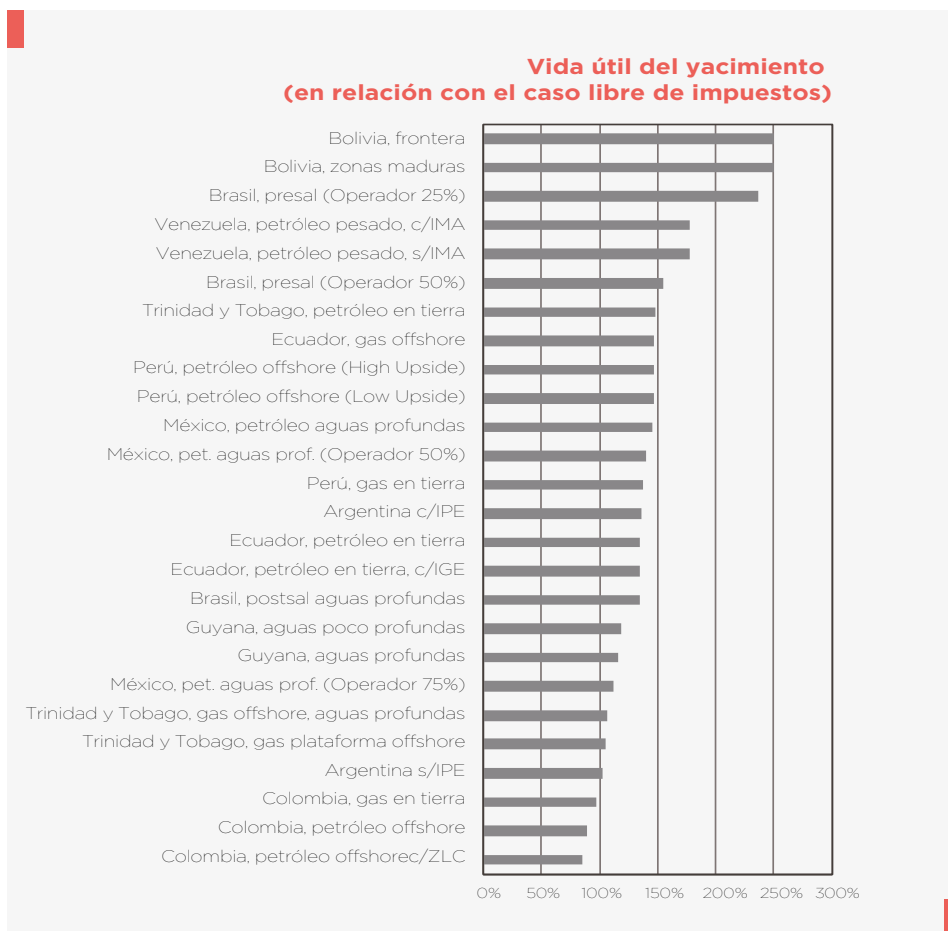
Fuente: Cálculos de los autores

4.1.6. Vida y abandono del proyecto

Dado que los regímenes fiscales existentes en ALC tienden a reducir la tasa de extracción de los proyectos típicos, también reducen la tasa de agotamiento de recursos. Si bien en la mayoría de los casos estudiados hay menos recursos con los que comenzar en comparación con el caso libre de impuestos, esto da lugar a la prolongación de la vida del proyecto en todos los proyectos de minería y en la mayoría de los de petróleo estudiados. La vida de los proyectos aumenta un 43%, en promedio, para los proyectos de petróleo, y un 19%, en promedio, para los de minería en relación con el caso libre de impuestos, como se muestra en la columna 6 de la tabla 4.1. Las variaciones de magnitud de las distorsiones inducidas por impuestos en cuanto a la vida de los proyectos de petróleo y de minería en los distintos países y regímenes se muestran en las figuras 4.9 y 4.10, respectivamente.

En lo que respecta al petróleo y al gas, los regímenes de CPC tienden a prolongar la vida útil de los yacimientos un poco más que los sistemas concesionales. Esta es una consecuencia de la tendencia a una menor inversión inicial y a la extracción más lenta bajo los regímenes de CPC existentes, como se analizó anteriormente. En casos extremos, como en los regímenes bolivianos de zonas maduras y de frontera y el régimen de capa presal de Brasil (Operador 25%), la vida del proyecto se prolonga más del doble. No obstante, insistimos en que los proyectos de vida más prolongada no son beneficiosos en sí. Si bien el agotamiento más lento puede mantener el activo vivo durante más tiempo, también reduce el valor actual de las ganancias operativas y del GT. Esto sería así incluso si el proyecto permaneciera en producción el tiempo suficiente como para producir el mismo volumen acumulado de recursos durante todo el curso de su vida en comparación con el caso libre de impuestos.

Figura 4.9: Tiempo de vida de los proyectos (petróleo)

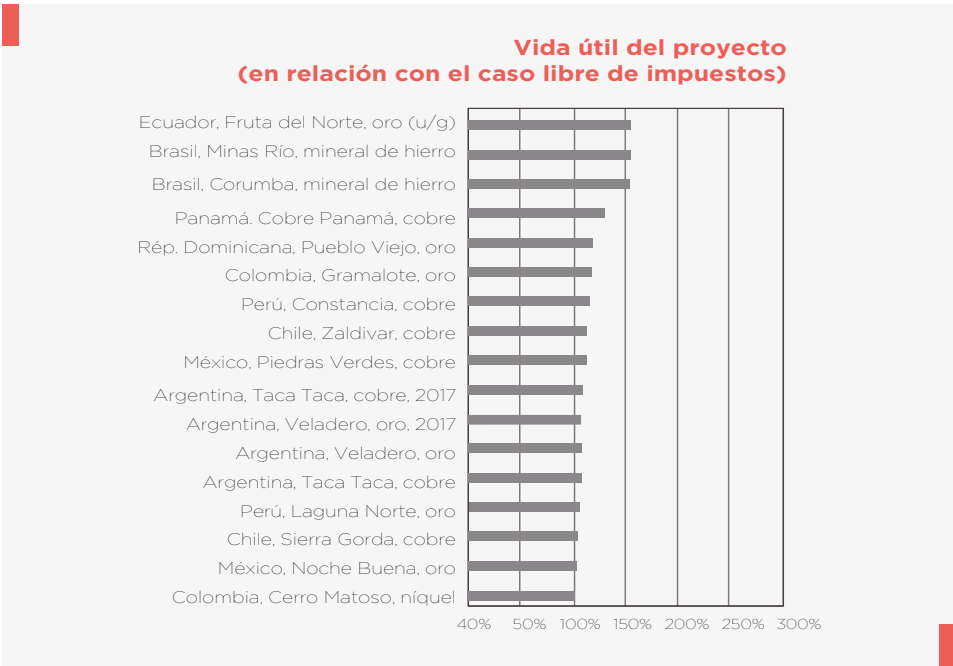


Fuente: Cálculos de los autores

El acortamiento de la vida del proyecto puede ser perjudicial. En el caso de Colombia, por ejemplo, los regímenes fiscales existentes (gas en tierra y petróleo offshore, con y sin zona de libre comercio) aumentan tanto el umbral de rentabilidad de producción (el punto en el que el yacimiento alcanza el límite económico y se procede a su abandono) que, junto con la merma en los esfuerzos de RAP, las reservas de petróleo recuperables se reducen tanto que el abandono se produce un 15% antes que en el caso libre de impuestos. Esto deja una porción incluso mayor de recursos originales in situ perdidos para siempre en la tierra y representa un redoble en términos de ineficacia, ya que se producen menos recursos por año durante la acotada vida útil del yacimiento.

En minería, no se acorta la vida de ninguno de los proyectos de este modo porque las reservas son exógenas a las tasas de producción; la desaceleración de la tasa de producción no puede aumentar las reservas como ocurre con el petróleo. Como resultado de esta exogeneidad, mientras que los recursos disminuyen como resultado de los impuestos, la reducción coincidente de la tasa de producción debido a la menor inversión necesariamente hace que la vida útil de la mina se prolongue en cada caso. El proyecto aurífero Fruta del Norte de Ecuador es el más afectado, mientras que el colombiano de níquel Cerro Matoso es el menos afectado.

Figura 4.10: Tiempo de vida de los proyectos (minería)



Fuente: Cálculos de los autores

El hecho de que la magnitud de las distorsiones a los proyectos que se informan en esta sección varía según la medida física utilizada refuerza la idea de que cada proyecto responde al régimen fiscal de manera diferente, a lo largo de las distintas facetas del proyecto. Uno no puede esperar realizar una predicción confiable acerca de cómo va a responder un atributo específico del proyecto a los impuestos sin crear primero un modelo de este (que incluya compromisos de ingeniería en cuanto a diseño del proyecto y costos) e imponerle luego un régimen fiscal en particular, como hemos hecho.

4.2. Efecto de los impuestos sobre aspectos económicos de los proyectos y beneficios del Gobierno

Las columnas restantes de la tabla 4.1 indican el impacto financiero que los regímenes fiscales existentes en ALC tienen sobre “el tamaño de la torta” a compartir entre el Operador y el Gobierno, y sobre la porción de la torta capturada por el Gobierno. La “torta” está formada por las rentas económicas generadas mediante exploración, desarrollo y producción. Estas rentas reflejan las ganancias económicas por encima de los costos incurridos para la explotación del recurso, que normalmente se enumeran mediante un VAN positivo del proyecto. Si bien las distorsiones inducidas por impuestos reducirán el tamaño de la torta, el impacto sobre el Gobierno también depende de si disposiciones impositivas que generan distorsiones dirigen una parte considerablemente mayor de las rentas reducidas al Gobierno.

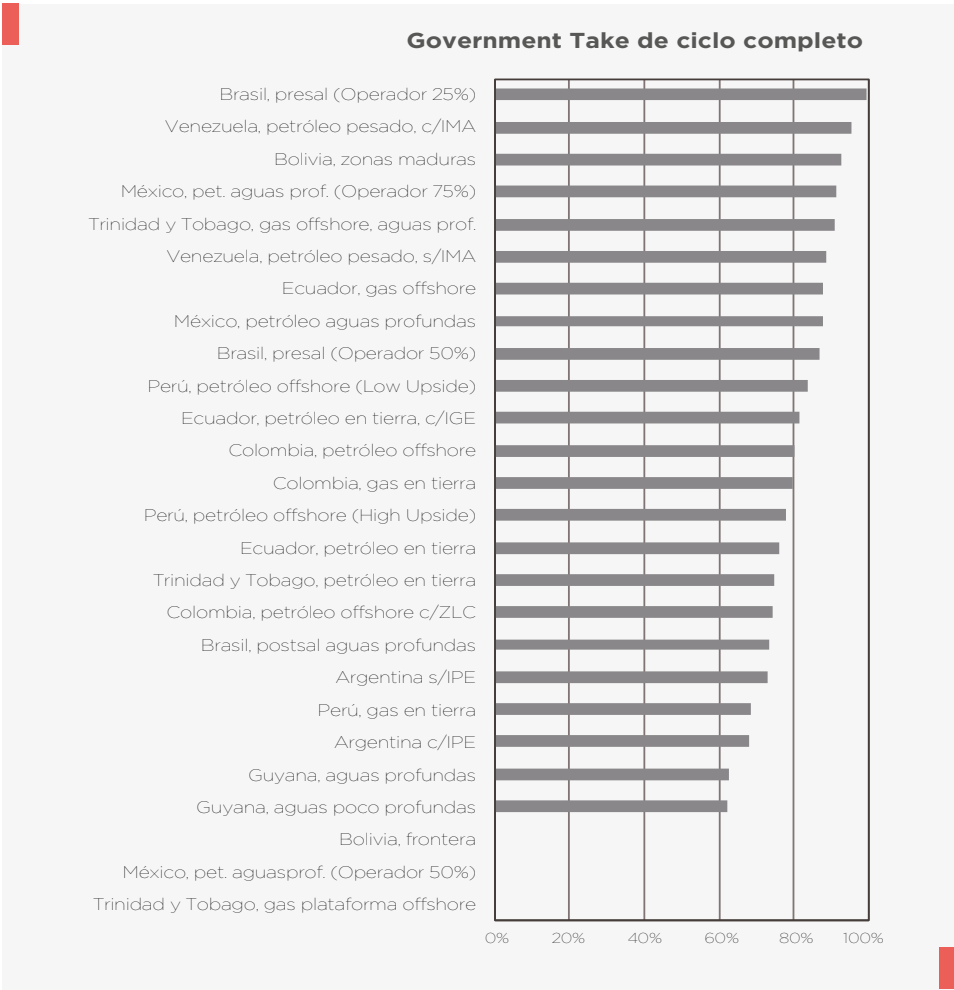
4.2.1. Government Take

El Government Take, que se muestra en las columnas 7 y 8 de la tabla 4.1, es la medida convencional de rendimiento fiscal sobre la que se han centrado varios estudios (y gobiernos). Se calcula como la parte del VAN del proyecto después de impuestos (rentas totales) que quedará a disposición del Gobierno y de los trabajadores (VAN del Gobierno) a través de los impuestos. Considerando los 26 casos de petróleo y de gas analizados aquí, en promedio, los regímenes fiscales en materia de petróleo existentes en ALC generan un GT del 71%, o de unos USD 456 millones por proyecto, según el análisis de ciclo completo del proyecto que cuenta todos los

flujos de efectivo comenzando desde la etapa de exploración. Esto significa que, en promedio, el Operador retiene un 29% de las rentas producidas en el sector de exploración¹⁷ y extracción de petróleo, o USD 196 millones por proyecto. Sin embargo, los regímenes de muchos países se desvían bastante del promedio, como se muestra en la figura 4.11.

Este resultado resalta el efecto decisivo que producen las cargas fiscales sobre la etapa de explotación de la empresa de producción. Sin esas inversiones iniciales, es imposible desarrollar una cantidad importante de recursos nuevos, y los beneficios potenciales del desarrollo de recursos no se materializan. La aplicación de impuestos demasiado duros sobre las ganancias que se esperan obtener en la etapa de producción reducen directamente el retorno a la exploración-potencialmente hasta un punto que frena a toda la empresa-, como se observa en algunos pocos de los regímenes existentes en ALC. Esto plantea un problema particular para los regímenes de CPC, donde los incentivos para exploración son menores que para los sistemas concesionales (véase la primera columna de la tabla 4.1 y la sección 3.1). Por consiguiente, el GT de ciclo completo promedia solo el 66% del que corresponde a la referencia libre de impuestos para los regímenes de CPC, en contraste con un promedio del 79% en los sistemas concesionales.

Figura 4.11: Government Take de ciclo completo (petróleo)



Fuente: Cálculos de los autores

En el extremo alto, el GT de ciclo completo alcanza el 99% de las rentas en el régimen de capa presal de Brasil (Operador 25%), mientras que en el extremo bajo, el GT de ciclo completo está estancado en 0% para el régimen boliviano de zonas de frontera, el mexicano para la explotación

17. Estas cifras se basan en el promedio no ponderado del Government Take calculado en los 26 casos.

de petróleo en aguas profundas (Operador 50%) y el de Trinidad y Tobago para la explotación de gas en plataformas offshore, ya que los impuestos aplicables en esos casos extinguen por completo los incentivos de exploración del Operador, en primer lugar. Como no se generan rentas económicas, no hay nada para repartir.

Una vez realizado un descubrimiento, los costos de exploración son irre recuperables y no deberían afectar demasiado a las decisiones de desarrollo posteriores.¹⁸ Para aislar e identificar los efectos fiscales que afectan el desarrollo y la producción de recursos conocidos, se consideran los aspectos económicos de medio ciclo y se analiza cómo se comparan las decisiones de inversión que tomaría un Operador para desarrollar un recurso conocido bajo el régimen fiscal vigente con la referencia libre de impuestos. La columna 8 de la tabla 4.1 muestra el GT de medio ciclo.

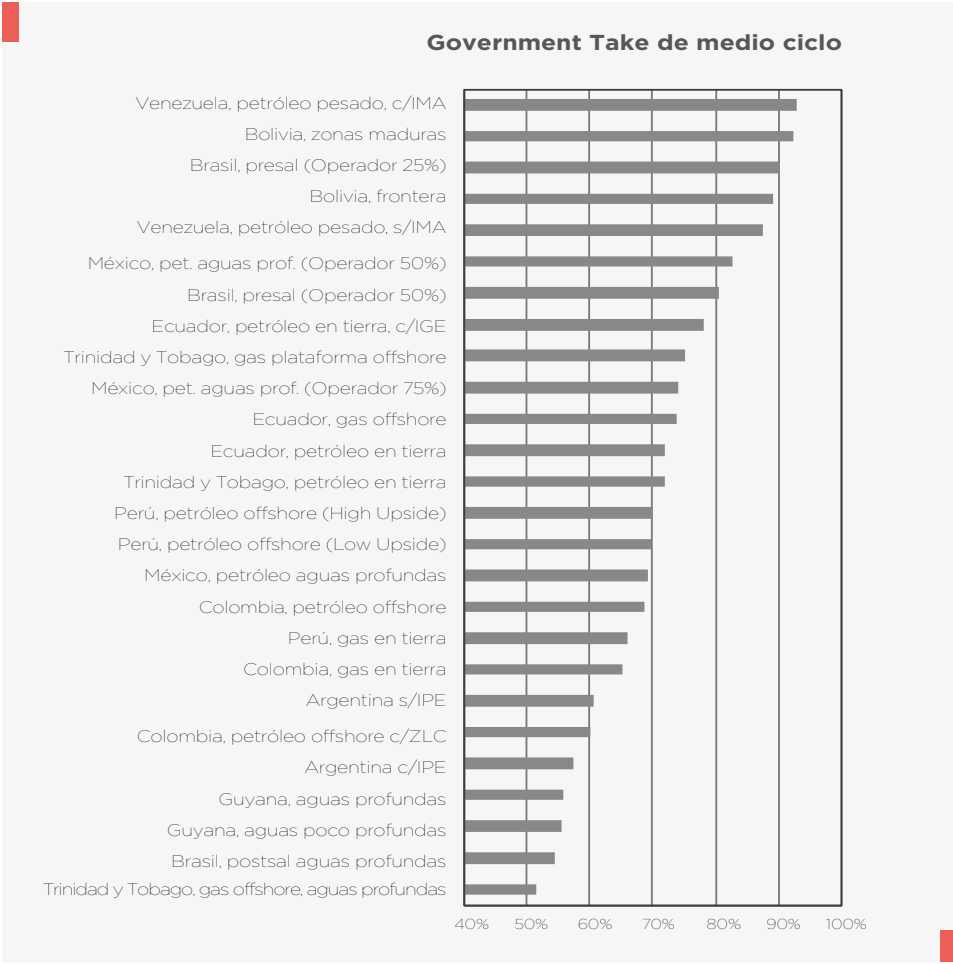
Para los regímenes en materia de petróleo y gas, el GT de medio ciclo promedia el 72% de las rentas disponibles, o los USD 936 millones por proyecto, que es ligeramente superior al GT de ciclo completo promedio del 71%. En el extremo más bajo, el GT de medio ciclo es del 51% en el régimen para la explotación de gas en aguas profundas offshore de Trinidad y Tobago. En varios casos, incluso en el régimen venezolano para la explotación de petróleo pesado (con aplicación del impuesto mínimo alternativo) y el boliviano de zonas maduras, el Gobierno logra capturar más del 90% de las rentas económicas de medio ciclo, como se muestra en la figura 4.12. No obstante, es importante reiterar que esto está supeditado a que un operador ya haya realizado la inversión inicial en exploración, lo que parece difícil en el caso de los regímenes de Bolivia y Venezuela dada la falta de incentivos observada en los resultados de ciclo completo.

Es obvio que el hecho de calcular e informar solo el GT de medio ciclo puede ocultar deficiencias importantes relacionadas con los incentivos para la exploración. En general, el GT de ciclo completo podría tender a superar al GT de medio ciclo ya que gran parte de los costos de exploración recaen sobre el Operador, no sobre el Gobierno. Sin embargo, existe la posibilidad de que, a modo de compensación, los impuestos puedan extinguir por completo la exploración, en cuyo caso el GT de ciclo completo cae a cero, aunque el GT hipotético de medio ciclo, partiendo de la hipótesis de que ya se haya realizado un descubrimiento a través de la exploración, aún podría ser positivo. Lamentablemente, al evaluar regímenes fiscales por lo general se informa el GT de medio ciclo. Debido a la ausencia de datos, también es la única medición de GT que hemos podido calcular para los regímenes fiscales en materia de minería.

El GT de medio ciclo promedio del 60%, o de USD 2756 millones, es proporcionalmente menor para la minería que para los respectivos regímenes en materia de petróleo y gas. En el extremo bajo, el proyecto chileno de cobre Sierra Gorda tiene un GT de Medio-Ciclo del 46%, mientras que, en el extremo alto, el proyecto brasileño de mineral de hierro Minas Río tiene un GT de Medio-Ciclo del 82%, como se muestra en la figura 4.13. El GT más alto observado en los regímenes en materia de petróleo y gas es el resultado de mayor cantidad de instrumentos fiscales aplicables al petróleo en ALC, por lo general a tasas impositivas más altas.

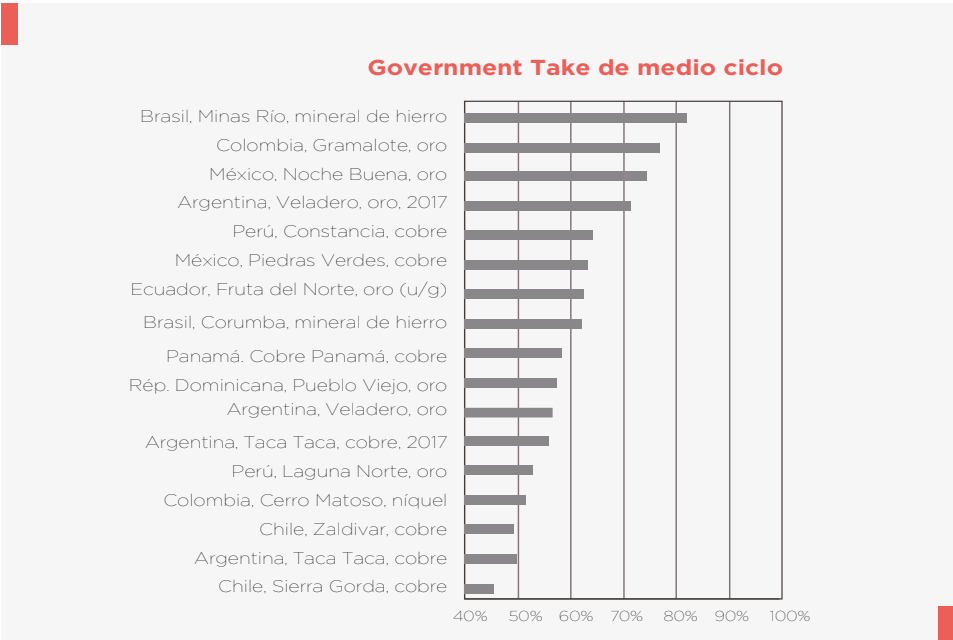
18. Los costos incurridos en la etapa de exploración impactan sobre las decisiones de la etapa de desarrollo solo en la medida en que los costos de exploración no recuperados se puedan utilizar para compensar los ingresos impositivos obtenidos en la producción. Si bien excluimos de nuestro análisis posterior de los aspectos económicos de medio ciclo el costo irre recuperable de las inversiones de exploración inicial, para el petróleo incluimos el impacto de cualquier ventaja impositiva que cada régimen fiscal permita para recuperar esos costos en la etapa de producción. El análisis de los proyectos de minería no incluye estas ventajas impositivas.

Figura 4.12: Government Take de medio ciclo (petróleo)



Fuente: Cálculos de los autores

Figura 4.13: Government Take de medio ciclo (minería)



Fuente: Cálculos de los autores

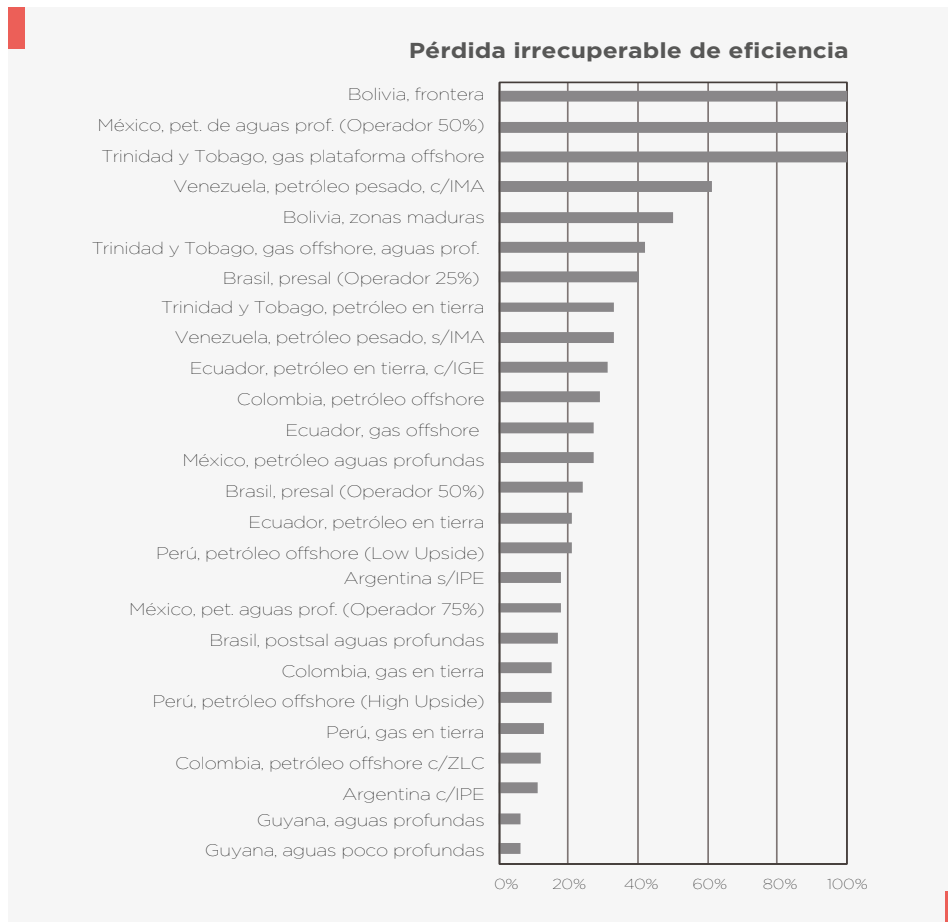
4.2.2. Pérdida irrecuperable de eficiencia

Las distorsiones físicas de los proyectos que se delinearon anteriormente crean PIE que, en distintos grados, reducen el tamaño de la renta o de la torta disponible para compartir entre el Operador y el Gobierno. Las PIE representan las ineficacias sociales de los impuestos. En particular, la menor recuperación de reservas y la desaceleración de los flujos de efectivo provenientes de las reservas recuperadas son los principales generadores de las PIE observadas en nuestro análisis. En algunos casos, las PIE generadas por los regímenes fiscales existentes en ALC son importantes en relación con el valor potencial de los recursos subyacentes, lo que limita los beneficios que las naciones de ALC pueden obtener de los recursos internos disponibles.

La PIE de ciclo completo para los proyectos de petróleo y gas puede ser particularmente alta, como se observa en la columna 9 de la tabla 4.1 y en la figura 4.14 que aparece a continuación. En promedio, un tercio (33%) del valor potencial de los recursos disponibles de petróleo se pierde debido a distorsiones inducidas por impuestos a los niveles de exploración, desarrollo y producción. Claro que existen muchos más que los 26 proyectos que analizamos dentro de la región de ALC que corren el riesgo de sufrir PIE de esta magnitud.

Como ya dijimos, la variación entre países y casos es grande. En los mejores regímenes, incluso en ambos regímenes de Guyana, las PIE de Ciclo-Completo son menores al 10% del valor potencial de los recursos. Pero, en el extremo alto, el régimen boliviano para zonas de frontera, el régimen mexicano de CPC para la explotación de petróleo en aguas profundas (Operador 50%) y el régimen para la explotación de gas en plataformas offshore de Trinidad y Tobago, todos producen PIE del 100%, ya que el valor íntegro de los recursos se sacrifica potencialmente debido a la disuasión de la exploración.

Figura 4.14: Pérdida irrecuperable de eficiencia de ciclo completo (petróleo)

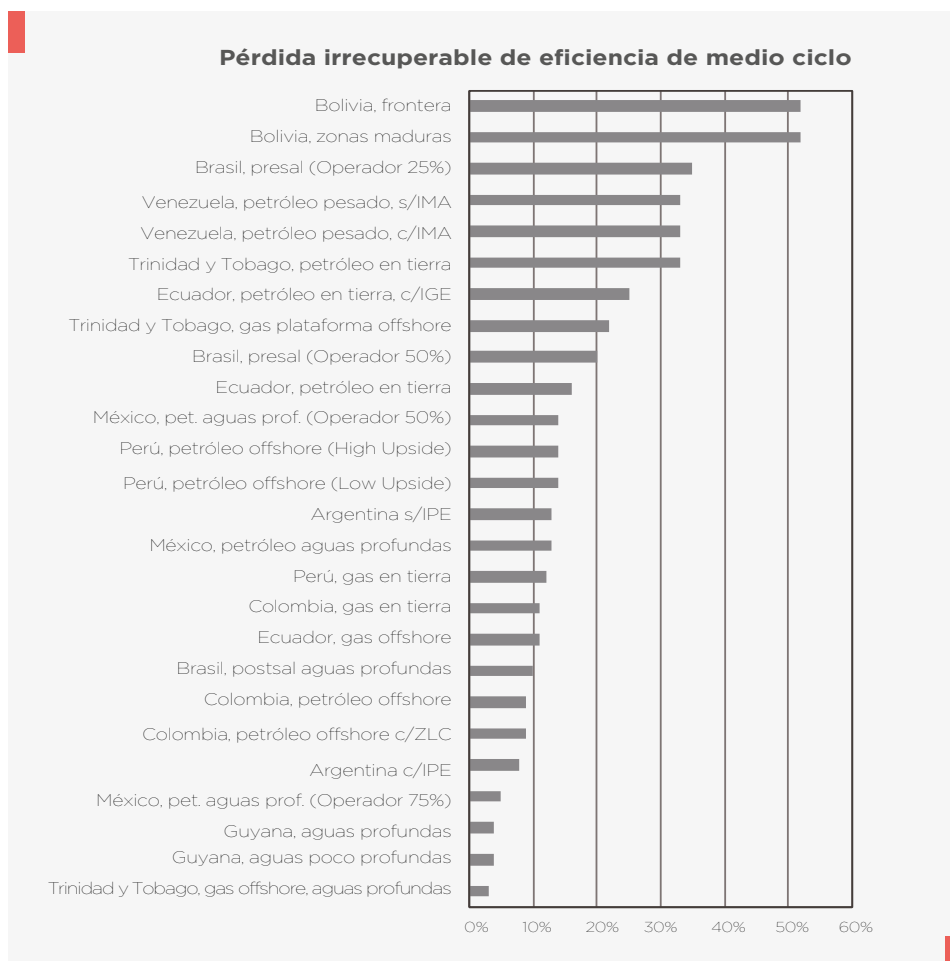


Fuente: Cálculos de los autores

Los sistemas concesionales tienden a ser un poco más eficaces que los regímenes de CPC, sacrificando un promedio de solo el 26% del valor de los recursos disponibles de Ciclo-Completo versus el 38%. Como ya hemos mencionado, la principal diferencia entre los dos sistemas es que la disuasión a la exploración tiende a disminuir bajo los regímenes concesionales. No obstante, como indica la figura 4.14, un sistema concesional mal diseñado, como en el caso del régimen venezolano para la explotación de petróleo pesado (con aplicación del impuesto mínimo alternativo), puede aun así sacrificar más del 60% del valor de los recursos. En el caso de Venezuela, esto se debe a que el régimen concesional incluye todos los componentes normales de un impuesto sobre la renta corporativa, pero también un impuesto mínimo alternativo especial que no guarda relación con la rentabilidad del proyecto.

Si bien las PIE de medio ciclo, que se han estimado tanto para los proyectos de petróleo como para los de minería, son proporcionalmente menores que las PIE de ciclo completo, siguen siendo considerables (véanse las figuras 4.15 y 4.16). Las pérdidas son menores porque el cálculo de medio ciclo excluye las pérdidas por supresión de la exploración. En promedio, las PIE de medio ciclo para los regímenes en materia de petróleo y de gas ascienden al 18% del valor potencial de un yacimiento conocido (véase la columna 10 de la tabla 4.1), aunque existe una variación importante entre los regímenes analizados. El régimen para la explotación de gas offshore en aguas profundas es el que mejor rendimiento tuvo, generando PIE de solo el 3%; mientras que los regímenes bolivianos de zonas de frontera y maduras presentaron el peor rendimiento, generando PIE del 52%. Otra vez, las PIE totales en juego en la región son muchas veces más grandes ya que hay muchos más proyectos de petróleo y de gas sujetos a impuestos en ALC de los que se muestran aquí.

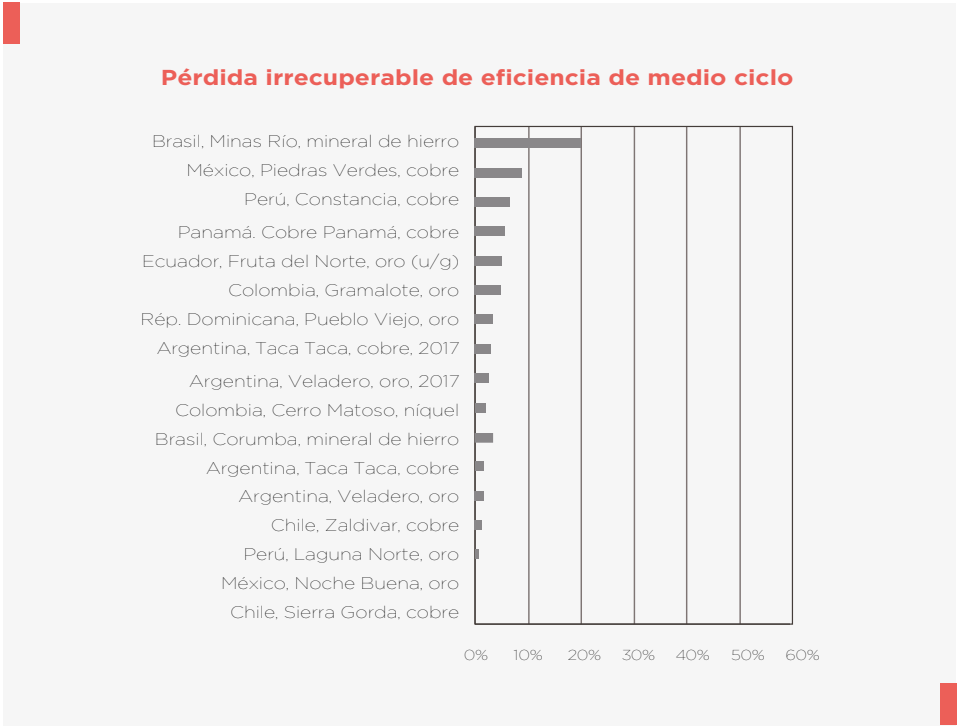
Figura 4.15: Pérdida irrecuperable de eficiencia de medio ciclo (petróleo)



Fuente: Cálculos de los autores

Gran parte de estas PIE surgen de un desarrollo menos intensivo de los recursos, que a su vez surge de la decisión del Operador de alterar el diseño del proyecto en respuesta a los impuestos. La inversión inicial disminuye, la producción máxima se reduce y la extracción del recurso es más lenta en relación con el caso libre de impuestos. Las inversiones en recuperación asistida del petróleo también se retrasan, se reducen o se pierden por completo. Como ya hemos observado, se producen menos reservas durante la vida útil del activo. Los sistemas concesionales y los regímenes de CPC no son muy diferentes cuando se evalúan sobre la base de medio ciclo, produciendo PIE del 17% y del 19%, respectivamente. Esta paridad, a diferencia del resultado de ciclo completo, se debe a la exclusión de las importantes distorsiones a la exploración que tienden a crear los regímenes de CPC.

Figura 4.16: Pérdida irrecuperable de eficiencia de medio ciclo (minería)



Fuente: Cálculos de los autores

Con un valor del 4%, las PIE de medio ciclo promedio son proporcionalmente menores para la minería que para el petróleo. Esto se produce, en parte, por la menor cantidad de impuestos, que a su vez son más bajos, que se imponen sobre la minería (y el menor efecto distorsionador consecuente), pero también podría ser que la tecnología utilizada en nuestra muestra de proyectos de minería ofrezca menor oportunidad para que los Operadores realicen cambios al diseño de los proyectos frente a los impuestos. La ausencia de una opción de expansión similar a la RAP es un ejemplo de lo que podría ser una menor flexibilidad. Además, como se indicó anteriormente, la reducción de la inversión y de la consecuente escala de producción de los proyectos de minería (columnas 2 y 3 de la tabla 4.1) aumenta los costos operativos unitarios de los proyectos de minería un 6%, en promedio, lo que contribuye a la PIE calculada para estos proyectos.

Si bien la PIE de la minería representa solo el 4% de la renta económica total disponible a partir de estos proyectos, parte de esta renta perdida podría compartirse entre el Gobierno, la sociedad y el Operador bajo sistemas fiscales más efectivos. Desde ya, las PIE totales en juego en la región también ascienden muchas veces a los USD 2600 millones medidos aquí, ya que en la actualidad hay, solo en América Latina, más de 100 operaciones sustantivas de minería en producción y sujetas a impuestos.

En general, como se observa en la figura 4.16, todos menos cinco (Minas Río, Piedras Verdes, Constančia, Cobre Panamá, Fruta del Norte) de los regímenes estudiados produjeron PIE de Medio-Ciclo del 5% o menos. El proyecto chileno de cobre Sierra Gorda, el mexicano aurífero Noche Buena y el peruano aurífero Lagunas Norte producen PIE prácticamente nulas. Con una PIE que ronda el 20%, el proyecto brasileño de explotación de mineral de hierro Minas Río es atípico. El proyecto brasileño para la explotación de mineral de hierro Corumba enfrenta los mismos términos fiscales que Minas Río, salvo que la regalía que se le aplica sobre la producción es menor; aun así, solo produce una PIE del 3%. Incluso si se elimina esa regalía del estado para ambos proyectos, el régimen fiscal afecta mucho más a Minas Río que a Corumba. El motivo de la diferencia entre la respuesta de estos dos proyectos brasileños de minería al mismo régimen fiscal debe ser el diseño relativamente flexible. En la sección 5.2.1 se analiza este tema en mayor profundidad.

4.2.3. Rendimiento fiscal

Como hemos observado, un porcentaje muy alto de GT de un proyecto de petróleo o minería no es necesariamente beneficioso para un Gobierno o una sociedad si se tiene que capturar a través de un sistema de impuestos que reduce dramáticamente el tamaño de la torta y los beneficios adicionales que brinda una industria próspera. Aun así, hay varios regímenes fiscales existentes en ALC -especialmente en el sector petrolero- que pueden generar este problema. En esta sección, adelantamos el cálculo del RF, que brinda un panorama más completo del rendimiento de un régimen dado en diversos proyectos, y puede ayudar a los legisladores a evitar la ilusión de un sistema impositivo que se lleva una gran tajada de una torta pequeña.

El RF se define como el VAN de los ingresos totales del Gobierno capturados bajo un determinado régimen, dividido por el VAN de las rentas totales del proyecto bajo la referencia libre de impuestos. El denominador mide las rentas totales que habría disponibles de no ser por las distorsiones causadas por el régimen fiscal. El índice, por lo tanto, mide el porcentaje de rentas potenciales que realmente capta el régimen en cuestión. Dado que algunas distorsiones y PIE son probablemente inevitables en presencia de los impuestos, no esperaríamos que el RF alcance el 100%. Sin embargo, acercarse a ese valor de referencia significa que el régimen fiscal es especialmente efectivo en lo que respecta a evitar distorsiones a la vez que captura la mayor cantidad de rentas.

El RF de ciclo completo (columna 11 de la tabla 4.1) incluye el cálculo del costo de exploración. El RF de medio ciclo (columna 12 de la tabla 4.1) excluye esos costos.¹⁹ Siempre que haya PIE, el RF de un régimen en particular será menor que el GT informado. Y, cuanto mayor sean las PIE, mayor será esa diferencia. En promedio, el RF de los regímenes existentes en ALC es mucho más bajo que el GT informado.

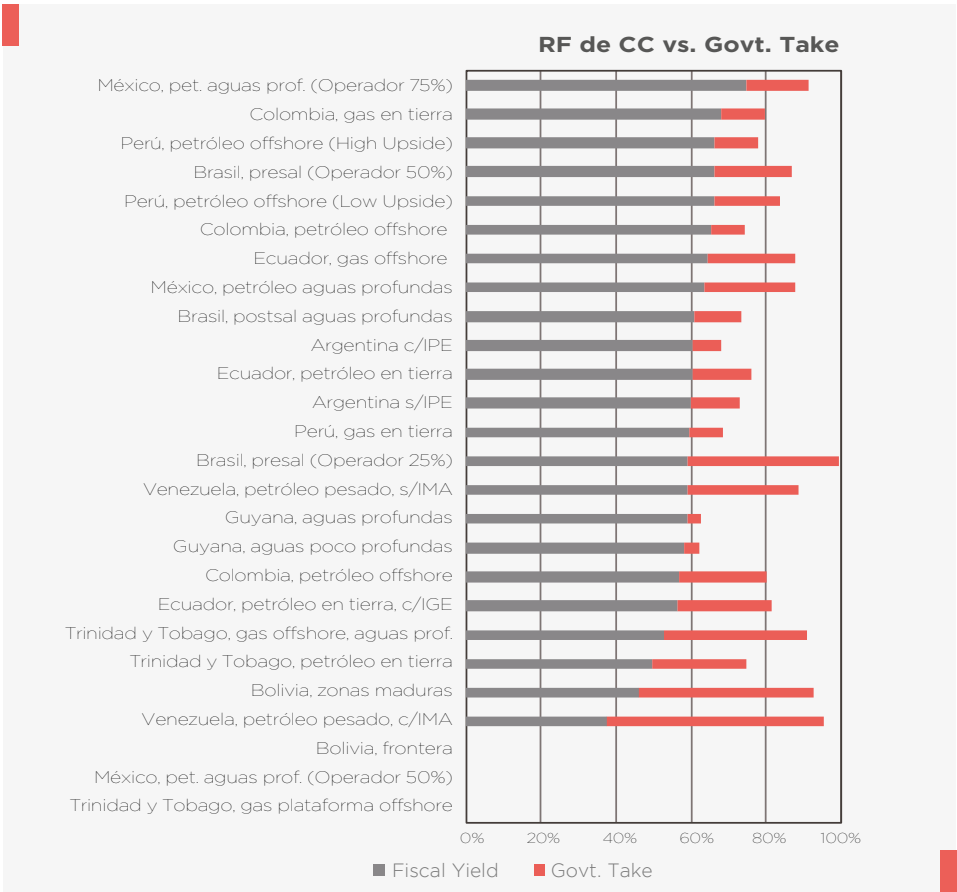
En lo que respecta al petróleo, esto se aplica tanto al cálculo de ciclo completo (53% versus 71%) como al de medio ciclo (56% versus 72%), como se puede observar en la tabla 4.1. Las figuras 4.17 y 4.18 que aparecen a continuación muestran este desglose para cada uno de los casos analizados. La importancia de considerar el RF estimado de un régimen además del GT estimado se puede ilustrar con el caso de Venezuela. El GT de ciclo completo correspondiente al régimen venezolano para la explotación de petróleo pesado (con la aplicación del impuesto mínimo alternativo) alcanza el 95% de las ganancias reales, pero eso asciende solo al 38% (RF) de las rentas potenciales que se obtendrían si no se disuadiera al Operador de invertir con el impuesto mínimo alternativo, que no guarda relación con la rentabilidad. El GT de medio ciclo correspondiente al mismo régimen alcanza el 93% en comparación con un RF del 38%. Para el Gobierno, esto da lugar a que reciba una tajada más grande de una torta mucho más pequeña.

19. Como se ha mencionado anteriormente, en el caso del petróleo no incorpora su impacto como futura ventaja impositiva.

En lo que respecta a la minería, los cálculos de RF y GT de medio ciclo no son muy diferentes en promedio (58% versus 60%) dado el menor nivel de distorsión generado por los regímenes fiscales existentes en ALC. De hecho, el GT promedio para la minería es menor que el del petróleo (60% versus 72%), como resultado de impuestos menos onerosos, pero su RF promedio es mayor que el del petróleo (58% versus 56%) como resultado de este tipo impositivo menor y del uso de instrumentos menos distorsionadores (véase la tabla 4.1). No obstante, en los casos en los que las distorsiones son importantes prevalece una dinámica similar: un porcentaje muy grande de GT se puede traducir en realidad a un cálculo de RF mucho más bajo. En el caso del proyecto brasileño para la explotación de mineral de hierro Minas Río, por ejemplo, un GT de Medio-Ciclo del 82% se reduce a un RF del 66% debido a la gran cantidad de distorsiones generadas por el régimen fiscal. El resultado es una tajada más grande de una torta más pequeña.

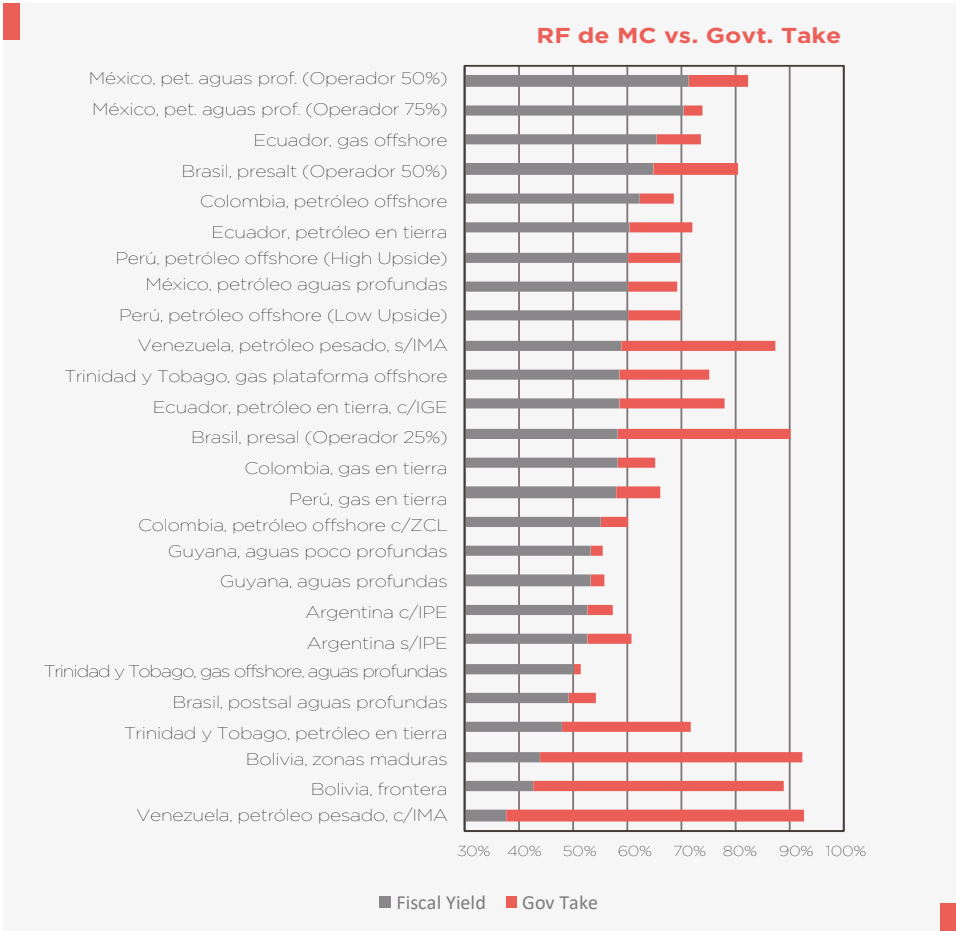
Parece entonces razonable que los legisladores estimen tanto el GT como el RF a fin de garantizar que un determinado régimen no renuncie a ganancias potenciales por las altas distorsiones. Enfocarse en el RF no significa que se debería favorecer la baja presión tributaria para eliminar distorsiones. Por el contrario, debería servir como herramienta para analizar el impacto de un régimen fiscal en particular sobre el tamaño de la torta y el tamaño relativo de la tajada de esa torta que se lleva el Gobierno. Por ejemplo, supongamos que un Gobierno consideró reformas que reducirían la carga fiscal de un proyecto y eliminarían prácticamente todas las distorsiones. Supongamos que ese régimen genera un GT de solo el 50%. De esto se deduce que el valor calculado del RF también sería de alrededor del 50%. Por lo tanto, nuestro cálculo del RF, al parecer, es una manera directa de medir el impacto real de un régimen fiscal.

Figura 4.17: Rendimiento fiscal de ciclo completo (petróleo)



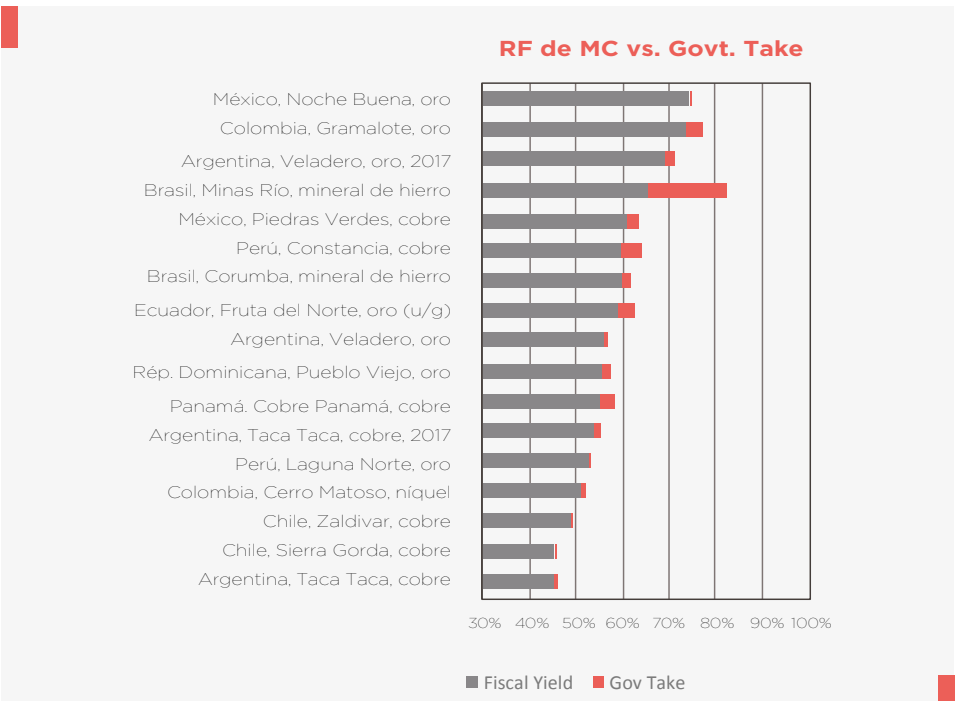
Fuente: Cálculos de los autores

Figura 4.18: Rendimiento fiscal vs. Government Take de medio ciclo (petróleo)



Fuente: Cálculos de los autores

Figura 4.19: Rendimiento fiscal vs. Government Take de medio ciclo (minería)



Fuente: Cálculos de los autores

4.2.4. Ineficacia fiscal

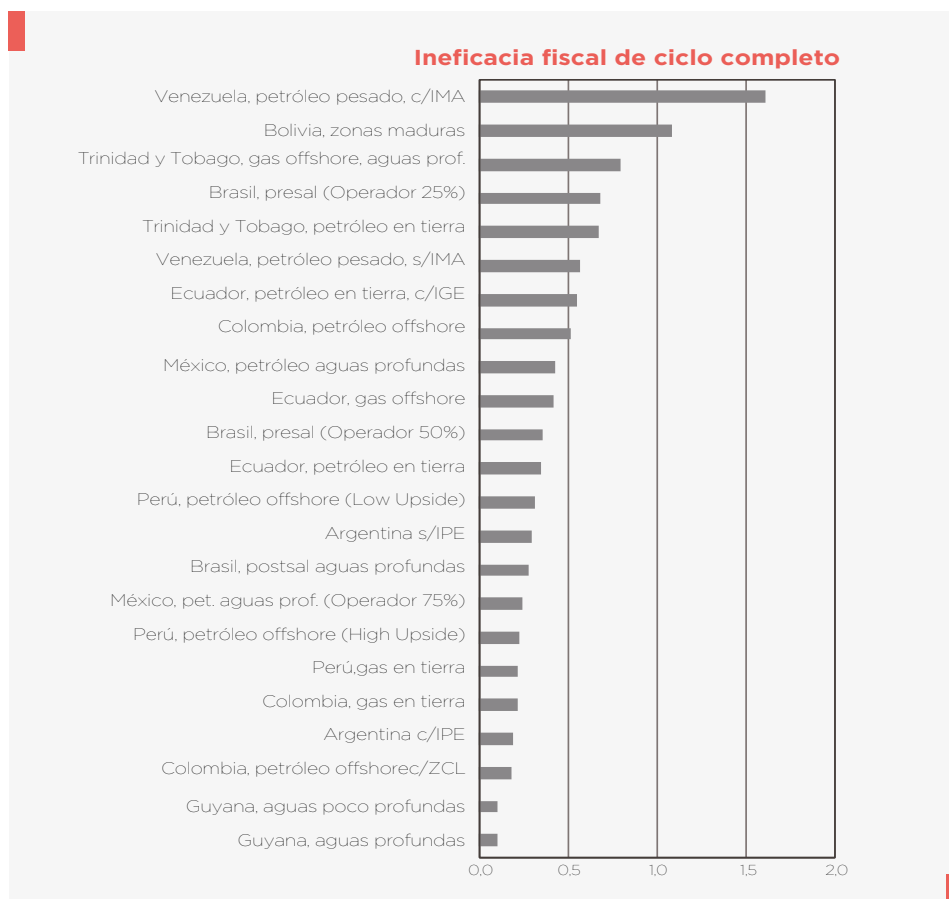
Hemos observado que las PIE representan el costo social de los impuestos. Son rentas que el Gobierno podría capturar, en teoría, bajo un régimen fiscal que genera menos distorsiones. La magnitud de esas pérdidas en relación con el VAN de los ingresos del Gobierno producida por un determinado régimen brinda un cálculo sencillo que permite comparar el rendimiento de distintos regímenes. Se define nuestro índice de rendimiento fiscal definitivo, IF, como la magnitud de las PIE dividida por el VAN de los flujos de efectivo netos del Gobierno. Un índice del 25%, por ejemplo, indica que, por cada dólar capturado por el Gobierno, el tamaño de la torta (VAN total del proyecto) se reduce 25 centavos debido a las distorsiones inducidas por impuestos. La IF de los regímenes existentes en ALC se indica en las columnas 13 y 14 de la tabla 4.1, utilizando los flujos de efectivo de ciclo completo y de medio ciclo, respectivamente.

En el caso del petróleo y del gas, el tamaño de la torta de ciclo completo se reduce 45 centavos, en promedio, por cada dólar que los gobiernos de ALC recaudan a través de los impuestos al petróleo. No obstante, como ocurre con los otros indicadores que hemos presentado, el grado de ineficacia varía considerablemente de un régimen y otro, como se muestra en la figura 4.20. En el mejor de los casos, los regímenes para la explotación de petróleo en aguas profundas de Guyana reducen el tamaño de la torta solo 10 centavos. En el peor de los casos, el régimen venezolano para la explotación de petróleo pesado (con la aplicación del impuesto mínimo alternativo) reduce el tamaño de la torta USD 1,61 por cada dólar recaudado. Además del régimen venezolano, el régimen boliviano para la explotación de petróleo en zonas maduras cae dentro de esta categoría.²⁰ Desde el punto de vista del ciclo completo, los sistemas concesionales, al parecer, son un poco más efectivos que los regímenes de CPC. Sin embargo, esto se debe principalmente al hecho de que los tres regímenes de CPC de peor rendimiento (los que extinguen la exploración por completo) se excluyeron de las estadísticas informadas en la tabla 4.1.

La IF de medio ciclo para los regímenes en materia de petróleo y gas existentes en ALC es mucho menor, al parecer, que la de ciclo completo dado que el costo de muchas distorsiones se considera como irrecuperable. En promedio, el tamaño de la torta del petróleo se reduce unos 38 centavos por cada dólar de flujos de efectivo de medio ciclo recaudado a través de impuestos (figura 4.21). Aun así, incluso si se consideran solo las inversiones de medio ciclo, las mayores PIE generadas por los regímenes venezolanos para la explotación de petróleo pesado (con la aplicación del impuesto mínimo alternativo) y bolivianos para zonas maduras y de frontera durante la fase de desarrollo de recursos superan el monto de ingresos por impuestos que capturan realmente esos Gobiernos. Aquí el cálculo de la IF de Medio-Ciclo supera el 100%, lo que significa que el costo social del dinero recaudado es mayor que el monto recaudado en sí. Por otra parte, los regímenes para la explotación en aguas profundas y poco profundas de Guyana rinden bien, ya que solo reducen la torta 10 centavos por cada dólar recaudado. Los regímenes mexicanos para la explotación de petróleo en aguas profundas (Operador 75%) y de gas offshore en aguas profundas de Trinidad y Tobago al parecer son los más eficaces cuando no se tienen en cuenta las pérdidas de exploración.

20. En la figura 4.20 no se incluyen los tres regímenes (el régimen boliviano para la zona de frontera, el mexicano de CPC para la explotación de petróleo en aguas profundas [Operador 50 %] ni el de Trinidad y Tobago para la explotación de gas en plataformas offshore) en los que la carga impositiva extingue a la exploración por completo. Esta es la forma de ineficacia más extrema, ya que se incurre en la pérdida irrecuperable de eficiencia como consecuencia de la falta de ingresos del Gobierno. Estos regímenes simplemente colocan los recursos fuera de los límites.

Figura 4.20: Ineficacia fiscal de ciclo completo (petróleo)

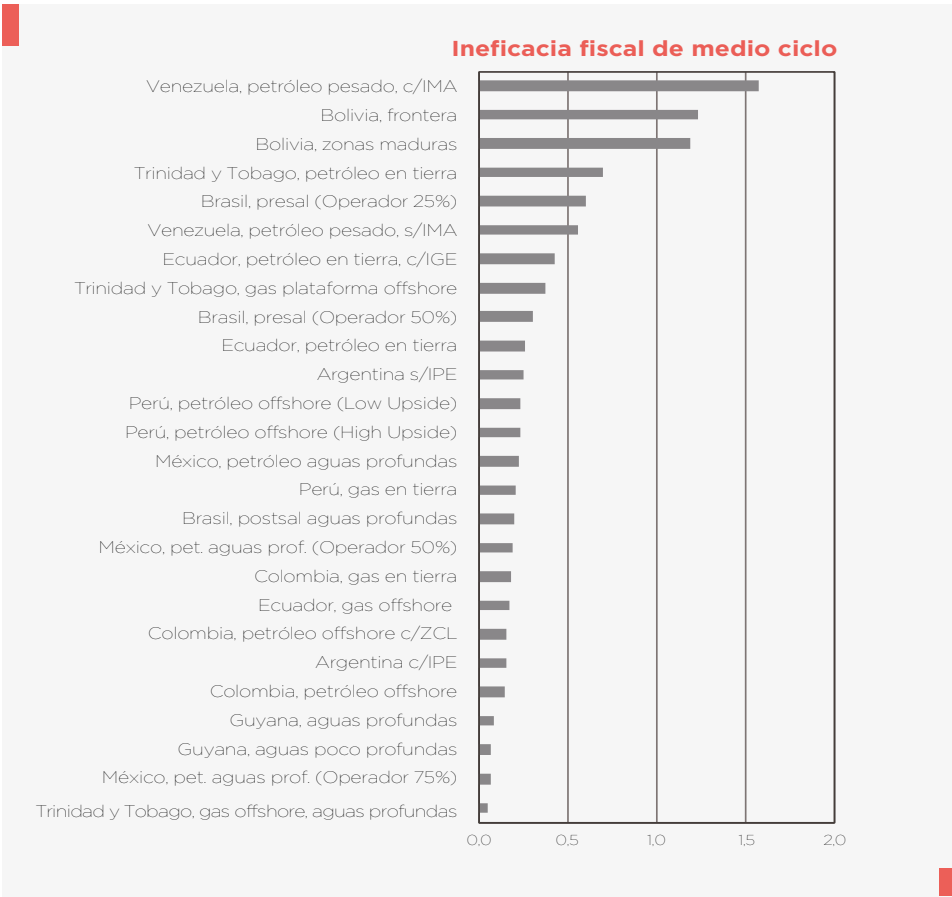


Fuente: Cálculos de los autores

El cálculo de la IF de medio ciclo promedio correspondiente a los regímenes en materia de minería de ALC es mucho más bajo que el que se observa para el petróleo, promediando los 7 centavos por dólar recaudado, con un rango de 0 a 30 centavos, como se muestra en la figura 4.22. El proyecto chileno de cobre Sierra Gorda, el mexicano aurífero Noche Buena y el peruano aurífero Lagunas Norte produjeron PIE cercanas a cero y, por lo tanto, no reducen el tamaño de la torta por cada dólar recaudado en concepto de impuestos. Por otra parte, el proyecto brasileño para la explotación de mineral de hierro Minas Río tuvo una PIE mucho más alta y, por lo tanto, reduce el tamaño de la torta 30 centavos por cada dólar recaudado.

Una vez más, el aumento general de la eficacia en comparación con los regímenes en materia de petróleo proviene de dos fuentes: la menor cantidad de impuestos, que, a su vez son más bajos, se aplican al sector y la menor cantidad de opciones que tienen los Operadores mineros para modificar el diseño de los proyectos ante los impuestos. Como ocurre con el cálculo del RF, favorecería a los legisladores estimar la métrica de la IF para medir los costos versus los beneficios de recaudar dinero a través de un régimen fiscal en particular aplicado a un proyecto específico.

Figura 4.21: Ineficacia fiscal de medio ciclo (petróleo)



Fuente: Cálculos de los autores

Figura 4.22: Ineficacia fiscal de medio ciclo (minería)



Fuente: Cálculos de los autores

5. OTRAS PERSPECTIVAS, LECCIONES APRENDIDAS Y BUENAS PRÁCTICAS PROPUESTAS

El análisis incluido en las secciones anteriores abarcó la creación de modelos a partir de elecciones operativas y de inversión sobre diversos diseños hipotéticos (en el caso del petróleo) y reales (en el caso de la minería) de proyectos y la investigación del efecto de los regímenes fiscales específicos implementados en cada país sobre esas decisiones de diseño. Posteriormente, se comparó las probables respuestas de los proyectos utilizando varios cálculos físicos, como inversiones realizadas, y económicos, como las PIE. El grado de distorsión inducido por impuestos en cada proyecto es el resultado de una combinación indeterminada de la tendencia que tienen determinados instrumentos fiscales dentro de un régimen a distorsionar las decisiones de diseño, la tasa fiscal de cada instrumento y otras características de diseño fiscal, como las reglas de depreciación, los márgenes operativos del proyecto que afectan la intensidad de los impuestos en caso de no existir neutralidad, y el grado de flexibilidad que tiene el Operador para alterar el diseño del proyecto. En esta sección, se sugieren algunas otras perspectivas y se sintetizan las lecciones aprendidas a partir de nuestro análisis.

5.1. Otras perspectivas

5.1.1. Las regalías son frecuentes y generan distorsiones importantes

Dado que cada uno de los regímenes fiscales existentes en ALC está formado por diversas disposiciones e instrumentos fiscales, no se deduce del análisis informado hasta ahora cuáles son las disposiciones más responsables de generar las distorsiones y PIE que se ha informado para cada país. A fin de conocer mejor el manejo de los casos de petróleo, aquí se analiza el impacto de siete regímenes fiscales hipotéticos “puros” en materia de petróleo, cada uno de los cuales incorpora un solo instrumento fiscal, por ej., impuesto sobre la renta, o regalía o CPC. Esto permite identificar mejor el tipo y la magnitud de las distorsiones características de cada instrumento fiscal. Los siete regímenes genéricos son los siguientes:

1. REG: régimen de regalías que consiste en una regalía fija percibida como porcentaje simple de los ingresos brutos.
2. IRC: régimen del impuesto sobre la renta corporativa que consiste en un impuesto convencional sobre la renta neta, después de realizar una depreciación lineal en diez años de las inversiones de capital.
3. CPC: régimen de contratos de producción compartida que consiste en una participación fija del Gobierno en las ganancias en petróleo, y donde el costo en petróleo está limitado al 60% de la producción total.
4. CPC+i: producción compartida como en el punto 3, con intereses devengados sobre los costos no recuperados del Operador, donde la tasa de interés corresponde a la tasa nominal de descuento.
5. RF del CPC: factor R sobre la base de la producción compartida, donde la participación del Gobierno en las ganancias en petróleo aumenta a medida que el Operador va recuperando los costos acumulados incurridos en el proyecto, y donde el costo en petróleo está limitado al 60% de la producción total.

6. FR del CPC+i: factor R sobre la base de la producción compartida como en el punto 5, con intereses devengados sobre los costos no recuperados del Operador, donde la tasa de interés corresponde a la tasa nominal de descuento.

7. TIR del CPC: producción compartida sobre la base de la tasa interna de retorno (TIR), donde la participación del Gobierno en las ganancias en petróleo aumenta a medida que el Operador logra tasas internas de retorno cada vez más altas sobre los flujos de efectivo acumulados del proyecto, y donde el costo en petróleo está limitado al 60% de la producción total.

Cada uno de estos regímenes genéricos se aplica a un proyecto de exploración y producción hipotético de referencia similar a los proyectos utilizados anteriormente en este informe para evaluar los regímenes fiscales en materia de petróleo reales de ALC. A fin de garantizar la posibilidad de comparar los regímenes, las tasas impositivas de cada régimen se calibraron para producir el mismo “esfuerzo fiscal”. En otras palabras, sujeto a un precio de USD 60 por barril de petróleo, el VAN de los ingresos del Gobierno capturados bajo cada uno de estos siete regímenes es el mismo, dando lugar a un rendimiento fiscal del 55%, que corresponde al promedio de los rendimientos fiscales de Ciclo-Completo y de Medio-Ciclo de los regímenes existentes en materia de petróleo (véase la tabla 3.1).²¹ Por lo tanto, no se puede decir que las distorsiones de mayor magnitud causadas por un régimen en comparación con otro se deban a impuestos más pesados o agresivos.

Los resultados de este análisis comparativo de los efectos que emanan de cada una de las disposiciones fiscales se incluyen en la tabla 5.1 que se incluye a continuación. La tabla indica las distorsiones inducidas por impuestos en la tasa inicial de producción, el plazo antes del inicio de la RAP, el porcentaje de recurso in situ que finalmente se recupera y la vida general del proyecto. La tabla también indica el GT como porcentaje de las ganancias generales producidas por el proyecto, la PIE como porcentaje del valor potencial del recurso y, lo más importante de todo, el RF y la IF de cada régimen genérico. La tabla indica los resultados sobre la base del análisis de los flujos de efectivo de ciclo completo y de medio ciclo.

Tabla 5.1: Fuentes específicas de distorsión y pérdida irrecuperable de eficiencia en regímenes fiscales en materia de petróleo

	Reg	IRC	CPC	CPC+i	FR CPC	FR CPC+i	TIR CPC
(Impacto del régimen fiscal en relación c/referencia libre de impuestos)							
Producción inicial	57%	79%	79%	79%	86%	86%	107%
Inicio de la RAP	279%	129%	129%	136%	121%	229%	250%
Recup. de recursos	78%	98%	94%	92%	94%	78%	73%
Vida útil del proyecto	156%	129%	115%	113%	104%	117%	96%
(Rendimiento fiscal de medio ciclo)							
Govt. Take de MC	69%	58%	58%	58%	56%	59%	58%
RF de MC	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%
Ineficacia fiscal de MC	38%	9%	9%	10%	5%	14%	10%
PIE de MC	21%	5%	5%	6%	3%	8%	6%
(rendimiento fiscal de ciclo completo)							
Govt. Take de CC	74%	59%	61%	61%	59%	63%	62%
RF de CC	57%	56%	57%	57%	57%	58%	58%
Ineficacia fiscal de CC	40%	10%	10%	12%	7%	14%	11%
PIE de CC	23%	6%	6%	7%	4%	8%	7%
Exploración	63%	75%	75%	75%	75%	75%	75%

21. Los regímenes fiscales comparados por Deacon (1993), Bradley (1998) y Cairns y Smith (2019) se calibraron de manera similar para lograr el mismo esfuerzo fiscal.

La regalía es claramente el elemento más distorsionador que se puede imponer sobre proyectos de exploración y producción de petróleo en ALC. La regalía genera PIE varias veces superiores a las que generan otros instrumentos fiscales. La IF de la regalía es más del doble que la de cualquier otro instrumento fiscal. Comparados con la regalía, todos los demás instrumentos fiscales son más o menos similares pero con algunas diferencias importantes. El régimen de CPC simple que parte de una división progresiva de las ganancias en petróleo por el factor R es, en general, la menos ineficiente entre estos regímenes genéricos. Ese régimen es el que más se aproxima a reproducir los resultados físicos de la referencia libre de impuestos y conlleva un valor de IF muy bajo en relación con los otros regímenes. Un poco menos eficaz es el régimen del impuesto a la renta corporativa y los regímenes de CPC que parten de una porción de las ganancias en petróleo fija o progresiva en función del ITR. Obsérvese que el RF de todos estos regímenes es prácticamente idéntico al construido para lograr el mismo “esfuerzo fiscal”, lo que significa que todos recaudan más o menos la misma cantidad de ingresos, pero a un costo mayor o menor para la sociedad. La regalía impone, por lejos, el mayor costo sobre la sociedad.

Otro resultado sistemático observado en la tabla es que la versión del factor R de la producción compartida tiende a reducir las PIE en relación con los regímenes de CPC que parten de participaciones fijas en las ganancias o participaciones vinculadas a la TIR de un Operador. El factor R es una forma de impuestos progresivos en la que los impuestos aumentan a medida que aumenta la rentabilidad de un proyecto, por lo que no es sorprendente que su rendimiento sea mejor que el de un régimen de CPC fijo en el que se ignora la rentabilidad. Lo notable acerca de los resultados es la comparación con el CSC en función de la TIR, que también es progresivo y depende directamente de la tasa de ganancias de un Operador. En este sentido, se observa que, a diferencia del resultado obtenido en todos los demás regímenes, el nivel de inversión inicial y la tasa inicial de producción bajo el régimen de CPC en función de la TIR son, incluso, superiores a los de la referencia libre de impuestos. Al parecer, un Operador se ve inducido a impulsar la inversión más allá del nivel óptimo, ya que esto reduce la TIR y las tasas impositivas consecuentes durante las primeras etapas de una operación, cuando la producción y los ingresos son altos. Este tipo de distorsión es exclusiva del sistema de producción compartida en función de la TIR.

También es importante observar que los regímenes genéricos que se supone que devengan intereses sobre los costos no recuperador del Operador (CPC+i y FR de CPC+i) generan PIE incluso más altas que los mismos regímenes sin esta previsión. A primera vista, este resultado es una paradoja ya que, al permitir que el Operador recupere el interés sobre el capital invertido, la base imponible se acerca más a la renta económica ideal. No obstante, estos regímenes se calibran para generar el mismo esfuerzo fiscal. En este ejemplo, esto significa que un Gobierno que otorga interés sobre pérdidas acumuladas también debe aumentar las tasas impositivas subyacentes para compensar los ingresos por impuestos que de otro modo se perderían. Nuestros resultados indican que esta “cura” particular de distorsiones inducidas por impuestos puede ser peor que la enfermedad. Las distorsiones inducidas por una tasa impositiva básica incluso mayor compensan el beneficio que se puede generar al otorgar interés sobre deducciones que deben trasladarse a ejercicios posteriores. Existen muchas formas de “inflamamiento” de las inversiones en el mundo real similares a otorgar interés sobre pérdidas acumuladas, y nuestro resultado las pone a todas en parte en duda si hacen que el Gobierno intente recuperar mediante el aumento de las tasas lo que otorga en forma de inflamamiento (o interés sobre las acumulaciones).

No se realizó un análisis tan minucioso para el sector de la minería. Sin embargo, análisis posteriores muestran que las regalías son los componentes que generan mayores distorsiones en los proyectos de minería analizados. Aquí, se toma cada uno de los proyectos dentro de los países que imponen regalías sobre la producción minera (véase la tabla 3.3), se las elimina y deja otros instrumentos fiscales implementados. Luego, se promedian los resultados e informan las respectivas distorsiones en cuanto a inversión inicial, producción, recuperación de recursos y vida del proyecto en relación con la referencia libre de impuestos. Además, se indica el promedio de GT, RF, IF y PIE de medio ciclo correspondiente. En la tabla 5.2 se ta-

bulan los resultados. En los regímenes fiscales que utilizan regalías, estas son un componente importante del GT, ya que lo incrementan del 51% al 62%, y aumentan el RF del 50% al 58%. Pero, al generar distorsiones tan grandes en los cálculos físicos del proyecto, aumentan la IF y la PIE de los regímenes a más del doble. En otras palabras, como con el petróleo, son medios altamente ineficientes para aumentar los ingresos públicos. Si bien los regímenes en materia de petróleo y de minería proporcionan los mismos RF para el Gobierno (véase la tabla 4.1), las mayores tasas de las regalías aplicables al petróleo en comparación con las que se aplican a la minería, y su mayor frecuencia (véanse las tablas 3.1 y 3.3 anteriores) son, sin duda, parte del motivo de que la IF general de los regímenes en materia de petróleo sea mucho más alta (véase la tabla 4.1).

Tabla 5.2: Resultados físicos y fiscales promedio correspondientes a los cinco países mineros que incluyen regalías en sus sistemas fiscales

	Regalía	Sin regalía
Inversión inicial	77%	85%
Producción inicial	76%	84%
Recup. de recursos	96%	98%
Vida útil del proyecto	129%	117%
Govt Take de MC	62%	51%
RF de MC	58%	50%
IF de MC	9%	4%
PIE de MC	5%	2%

Fuente: Cálculos de los autores

5.1.2. Los regímenes fiscales de ALC no son neutros

Cada uno de los proyectos que se modela solo se llevará a cabo si los precios son lo suficientemente altos como para producir un VAN no negativo. A un precio bajo, el VAN del proyecto está ligeramente por sobre cero, y el proyecto genera una renta mínima para el propietario, si se lleva a cabo. Todos los regímenes fiscales que se han estudiado impedirían que ese proyecto marginal siga adelante al momento de la inversión, ya que todos reducen los beneficios de invertir al margen. A este precio bajo, el GT sube al 100%, haciendo que los regímenes sean regresivos al margen.

Algunos de los regímenes fiscales continúan siendo regresivos a precios más altos, mientras que otros se vuelven progresivos debido a los componentes de impuestos cuyas tasas escalan con el precio. El hecho de que el régimen fiscal sea progresivo o regresivo a estos precios más altos puede depender del proyecto. La tabla 5.3 muestra este tipo de análisis para los casos de minería estudiados, en los que los precios de los metales se aumentaron un 20%. Se compara el Government Take a ese precio más alto con el GT al precio del caso base. Chile muestra el único régimen impositivo neutro dentro de este rango de precios, debido a su sobretasa progresiva sobre la renta a escala móvil. Este componente impositivo progresivo sobre la renta sirve para hacer que los impuestos del proyecto de cobre Sierra Gorda sean neutros, mientras que en el proyecto de cobre Zaldívar son regresivos. La diferencia se debe a la relativa incapacidad del proyecto Sierra Gorda de flexibilizar su diseño para evitar impuestos progresivos a mayores precios.²²

La regresividad de los impuestos a nivel marginal tiene varios efectos. Uno, como ya se mencionó anteriormente, es que los proyectos marginales no se llevan a cabo debido a los

22. Esto resulta evidente en las figuras de las secciones 4.1 y 4.2, donde el proyecto Sierra Gorda presenta relativamente menos distorsiones físicas y económicas en respuesta a los impuestos.

impuestos. Otro es que los ingresos públicos no aumentan de forma proporcional a las ganancias del proyecto, lo que puede resultar políticamente complicado. Por otra parte, la regresividad tiende a hacer que los ingresos públicos provenientes de impuestos sobre el ciclo de precios sean más fluidos. Además, da lugar a un sistema fiscal menos leonino y, por lo tanto, menos distorsionador, para proyectos de alto margen y renta elevada. Desde el punto de vista de la eficacia, es preferible esto antes que un sistema progresivo. Cuando los impuestos se vuelven progresivos a márgenes más altos, los ingresos públicos comienzan a aumentar de forma más que proporcional a las ganancias del proyecto, un resultado políticamente deseable que ayuda a contener la presión de nacionalizar los proyectos de recursos naturales. Pero esto conlleva el costo de mayores pérdidas irrecuperables de eficiencia, ya que los proyectos de margen alto tienen GT más elevados y sufren mayores distorsiones que los proyectos de bajo margen.

Tabla 5.3: Regresividad de los regímenes fiscales en materia de minería al momento de la inversión

País	Tipo
Argentina, Taca Taca, cobre	Regresivo
Argentina, Veladero, oro	Regresivo
Brasil, Corumba, mineral de hierro	Regresivo
Brasil, Minas Río, mineral de hierro	Regresivo
Chile, Sierra Gorda, cobre	Neutro
Chile, Zaldívar, cobre	Regresivo
Colombia, Cerro Matoso, níquel	Regresivo
Colombia, Gramalote, oro	Regresivo
República Dominicana, Pueblo Viejo, oro	Regresivo
Ecuador, Fruta del Norte, oro (u/g)	Regresivo
México, Noche Buena, oro	Regresivo
México, Piedras Verdes, cobre	Regresivo
Panamá, Cobre Panamá, cobre	Regresivo
Perú, Constancia, cobre	Regresivo
Perú, Lagunas Norte, oro	Regresivo

Fuente: Cálculos de los autores

Otra forma de investigar la neutralidad impositiva consiste en analizar si el GT sube al aumentar los precios un 20% después de haberse diseñado y armado el proyecto en función de la proyección de que se mantendrían los precios del caso base. Se realiza este análisis tanto para los proyectos de minería como para los de petróleo de nuestra muestra. Como se observa en las tablas 5.4 y 5.5, los regímenes fiscales en materia de petróleo tienden a imponer más componentes fiscales de escala progresiva que los de minería y, por eso, es más frecuente que sean progresivos. En todos los casos de minería estudiados menos en uno, el régimen fiscal es regresivo. El régimen chileno que se aplica a Sierra Gorda es neutro por su impuesto progresivo especial para la minería. No es neutro cuando se aplica al proyecto Zaldívar. En el sector petrolero, los resultados también son específicos de cada proyecto. Por ejemplo, los proyectos brasileños presal con participación del operador del 50% son progresivos, mientras que son regresivos en los casos en los que la participación del operador es del 25%.

Que la naturaleza regresiva o progresiva dependa de las especificaciones del proyecto es un resultado interesante, ya que los regímenes por lo general se describen como progresivos o regresivos en función de si están diseñados con tasas impositivas de escala regresiva o progresiva. Nuestro análisis muestra que se deben considerar todos los componentes de los impuestos y sus interacciones dentro de un proyecto antes de declararlo regresivo o progresivo.

Tabla 5.4: Regresividad postinversión de los regímenes fiscales en materia de miner

País	Tipo
Argentina, Taca Taca, cobre	Regresivo
Argentina, Veladero, oro	Regresivo
Brasil, Corumba, mineral de hierro	Regresivo
Brasil, Minas Río, mineral de hierro	Regresivo
Chile, Sierra Gorda, cobre	Regresivo
Chile, Zaldívar, cobre	Regresivo
Colombia, Cerro Matoso, níquel	Regresivo
Colombia, Gramalote, oro	Regresivo
República Dominicana, Pueblo Viejo, oro	Regresivo
Ecuador, Fruta del Norte, oro (u/g)	Regresivo
México, Noche Buena, oro	Regresivo
México, Piedras Verdes, cobre	Regresivo
Panamá, Cobre Panamá, cobre	Regresivo
Perú, Constancia, cobre	Regresivo
Perú, Lagunas Norte, oro	Regresivo

Fuente: Cálculos de los autores

Tabla 5.5: Regresividad postinversión de los regímenes fiscales en materia de petróleo

País/régimen	Tipo
Argentina c/IPE	Regresivo
Argentina s/IPE	Progresivo
Bolivia, frontera	Regresivo
Bolivia, zonas maduras	Regresivo
Brasil, postsal aguas profundas	Progresivo
Brasil, presal (Operador 25%)	Regresivo
Brasil, presal (Operador 50%)	Progresivo
Colombia, petróleo offshore	Regresivo
Colombia, petróleo offshore c/zona de libre comercio	Regresivo
Colombia, gas en tierra	Regresivo
Ecuador, gas offshore	Regresivo
Ecuador, petróleo en tierra	Regresivo
Ecuador, petróleo en tierra, c/IGE	Progresivo
Guyana, aguas profundas	Progresivo
Guyana, aguas poco profundas	Regresivo
México, petróleo aguas profundas	Regresivo
México, petróleo aguas profundas (Operador 50%)	Progresivo
Méxicopetróleo aguas profundas (Operador 75%)	Progresivo
Perú, petróleo offshore (High Upside)	Regresivo
Perú, petróleo offshore (Low Upside)	Regresivo
Perú, gas en tierra	Regresivo
Trinidad y Tobago, gas offshore, aguas profundas	Regresivo
Trinidad y Tobago, gas plataforma offshore	Regresivo
Trinidad y Tobago, petróleo en tierra	Progresivo
Venezuela, petróleo pesado, c/IMA	Regresivo
Venezuela, petróleo pesado, s/IMA	Regresivo

Fuente: Cálculos de los autores

5.1.3. El impacto de un sistema fiscal es sensible a la rentabilidad de cada proyecto

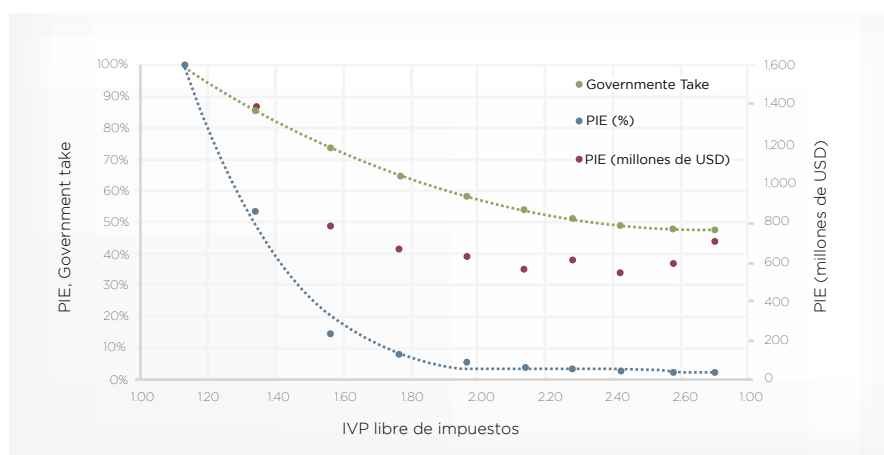
Cuando los regímenes impositivos son regresivos, los proyectos menos rentables tienden a estar expuestos a GT más altos, y los GT más elevados conducen a mayores distorsiones de diseño y, por consiguiente, a una PIE mayor. En los regímenes impositivos progresivos, los proyectos menos rentables tendrán un GT más bajo y menor PIE. Entonces, un determinante importante de la respuesta de un proyecto a los impuestos es su rentabilidad.

El margen del proyecto es uno de los cuatro factores que mencionamos anteriormente para determinar el grado de distorsión del proyecto ante los impuestos. Todos los regímenes fiscales que analizamos son regresivos al margen, y algunos de los regímenes en materia de petróleo se vuelven progresivos a precios más altos. Esto significa que, a medida que el índice de valor presente (IVP) se va acercando a 1 (que indica un proyecto con un VAN de cero), el GT aumenta considerablemente, al igual que la PIE y la IF.

La figura 5.1 brinda un ejemplo controlado para el proyecto minero Cobre Panamá, por medio del cual se flexibiliza el precio del cobre del caso base para crear una situación libre de impuestos diferente (IVP). Dada la naturaleza regresiva del régimen impositivo panameño, a medida que baja el IVP del proyecto sube el GT del régimen fiscal. La PIE aumenta en la misma medida.²³ Las PIE aumentan porque el mayor GT sirve para hacer que los Operadores distorsionen cada vez más el diseño físico del proyecto. Cuando los precios caen lo suficiente, la PIE sube al 100% ya que los proyectos que de otro modo son rentables ya no se llevan a cabo por el régimen impositivo.²⁴

Para los proyectos de minería en su conjunto, las figuras 5.2 y 5.3 muestran que el GT y la IF tienden a subir cuanto más marginal es el proyecto, siendo Minas Río el dato más alejado en la figura 5.3. En la figura 5.3, la IF sube al máximo cuando el IVP llega a 1, ya que los proyectos marginales se extinguen por completo a causa de estos sistemas fiscales regresivos. Mientras que todos los regímenes en materia de petróleo son regresivos al margen, algunos se vuelven progresivos a medida que aumentan los precios (véase la tabla 5.5). Una vez más, el GT efectivo y la correspondiente PIE que genera un régimen fiscal dependerán de la rentabilidad del proyecto, y los proyectos más rentables tendrán un porcentaje de PIE más alto en los regímenes progresivos.

Figura 5.1: Pérdida irrecuperable de eficiencia y Government Take del régimen fiscal panameño que se aplica al proyecto de minería de cobre bajo diversos IVP libres de impuestos

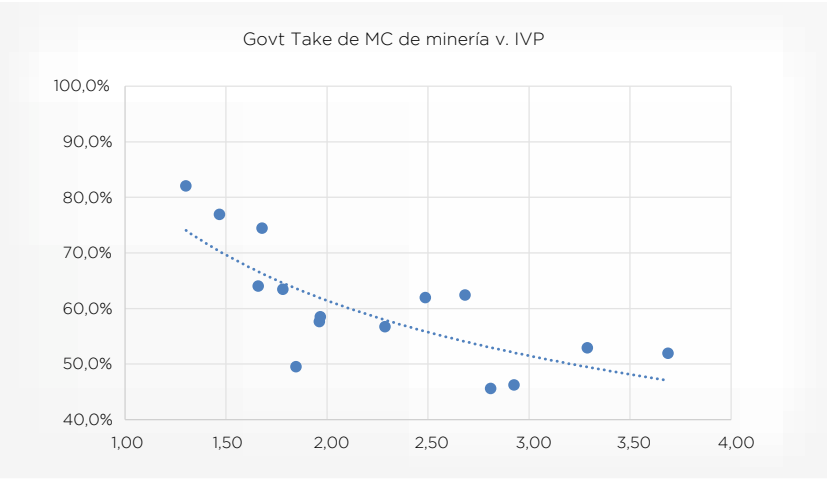


Fuente: Cálculos de los autores

23. Smith (2014) también observó este efecto respecto de los proyectos de petróleo.

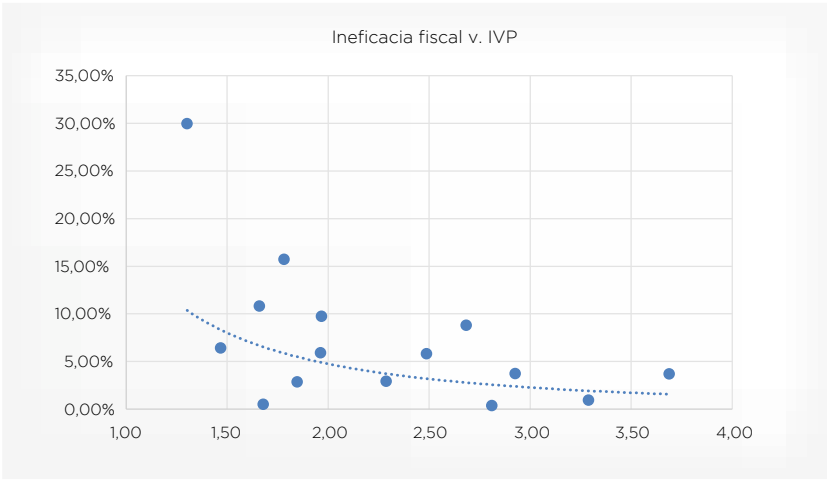
24. El Government Take sube al 100% en el límite: en el punto donde la pérdida irrecuperable de eficiencia alcanza el 100%, el Government Take es precisamente USD 0/USD 0, o 100%.

Figura 5.2: Government Take de medio ciclo para proyectos de minería como función de su índice de valor presente libre de impuestos



Fuente: Cálculos de los autores

Figura 5.3: Ineficacia fiscal de medio ciclo para proyectos de minería como función de su índice de valor presente libre de impuestos



Fuente: Cálculos de los autores

5.2 Lecciones aprendidas

5.2.1. El rendimiento de los regímenes fiscales varía según el proyecto

Uno de los hallazgos fundamentales que surge de este estudio es que la respuesta potencial de un Operador a disposiciones específicas en un determinado régimen fiscal es importante y se debe considerar al evaluar el rendimiento que tendrá el régimen en la práctica. Los operadores ajustarán la escala y los plazos de sus inversiones en respuesta a los impuestos, en los casos en los que sea posible. Nuestra elaboración de modelos ha identificado varios márgenes de inversión que responden ante los impuestos, lo que incluye la intensidad de exploración, la escala de las inversiones iniciales para desarrollar un proyecto, junto con la tasa de extracción y agotamiento. En lo que respecta al petróleo y al gas, los plazos y el alcance de la recuperación asistida también demuestran ser altamente sensibles a las tasas impositivas y a las disposicio-

nes asociadas para la recuperación de costos. Por último, en el caso de proyectos de petróleo, se comprobó que la decisión de abandonar un proyecto se basa no solo en el nivel decreciente de producción, sino, también, en la proporción de esa producción gravada por el Gobierno.

Aquí se brinda un ejemplo ilustrativo: se podría suponer que una tasa de regalía alta provocaría el abandono anticipado de un yacimiento y reduciría la producción total. Esa conclusión es indudablemente correcta si la inversión en todos los otros márgenes se mantiene constante. Pero una regalía elevada también puede reducir el alcance del programa de desarrollo inicial del Operador, lo que, a su vez, puede provocar la caída de la producción a un paso más lento, prolongando así la vida útil del yacimiento. Al mismo tiempo, una regalía elevada puede desalentar la aplicación de la recuperación asistida a medida que el yacimiento envejece, y es posible que un inversor que anticipa esto decida aumentar la capacidad de inversión inicial como alternativa más rentable a la recuperación asistida del petróleo (RAP). El impacto total de la regalía sobre la recuperación del recurso, el retorno del Operador y los ingresos públicos depende de la resolución de estos problemas de inversión interrelacionados y puede realmente dar lugar a la prolongación de la vida útil del yacimiento y a un mayor factor de recuperación.²⁵ El resultado depende de las alternativas de diseño específicas disponibles en el proyecto.

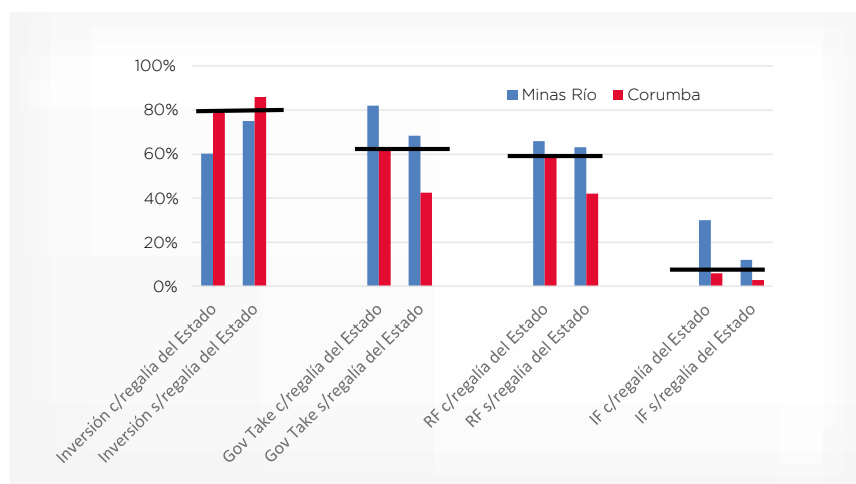
Hasta ahora, la forma de análisis de regímenes fiscales que más prevalece ha sido especificar un caso de exploración y desarrollo fijo en términos de plazos y nivel de inversión y producción y, luego, someter los flujos de efectivo resultantes a determinadas obligaciones fiscales basadas en la contabilidad.²⁶ Sin embargo, este tipo de análisis nos lleva a preguntarnos cómo puede afectar el régimen fiscal seleccionado el nivel y los plazos de inversión y producción. Las distorsiones en exploración y desarrollo inducidas por impuestos solo se pueden identificar aplicando modelos de optimización que identifiquen los casos específicos de inversión que evitan mejor la carga de los impuestos aplicados por un régimen determinado. Nuestro modelo de exploración y producción se desarrolló para este fin en particular. Si bien es una simplificación de la compleja toma de decisiones con la que se enfrentan los Operadores al planificar inversiones en el mundo real, captura muchos de los compromisos que vinculan a las grandes inversiones con los diversos márgenes de explotación.

Finalmente, y dado este hallazgo, la eficacia de un régimen fiscal solo se puede medir investigando su rendimiento sobre diversos proyectos de modo que se puedan observar varios resultados posibles. Nuestro análisis del régimen fiscal brasileño para la minería lo ilustra. La figura 5.4 muestra el GT, las PIE, el RF y la IF del régimen fiscal brasileño que se aplica a Minas Río y a Corumba, los dos proyectos de minería para la explotación de mineral de hierro a cielo abierto estudiados, en comparación con el promedio de la muestra. Los proyectos soportan términos fiscales idénticos salvo por una regalía sobre la producción que varía según el estado. El GT correspondiente a Minas Río, que es del 82%, es el más alto de nuestra muestra para la minería; mientras que el correspondiente a Corumba, del 62%, está por debajo del promedio de la muestra. Esto refleja la naturaleza más marginal de Minas Río, con impuestos regresivos. Los RF correspondientes a los dos proyectos son prácticamente iguales, pero la IF de Minas Río está muy por encima del promedio, mientras que la de Corumba está muy por debajo.

25. La tensión entre cambios en las decisiones de inversión y producción en respuesta a un cambio en el entorno comercial en el que se desarrolla un proyecto de minería o de petróleo fue observada por Gordon en 1966. Bohn y Deacon (2000) realizan un análisis más reciente de estas tensiones.

26. Aplicar varios regímenes fiscales a algunos proyectos de recursos “representativos” es una técnica antigua que se utiliza para evaluar la competitividad comparativa de varios regímenes impositivos. Véase, por ejemplo, Otto et al. (2006), Asociación de Minería de Canadá (2008), Nakhle (2008), Tordo (2007), Daniel et al. (2010B) y FMI (2012). Como se dijo anteriormente, otra limitación de las técnicas de creación de modelos aplicadas en estos estudios es la hipótesis de que el Operador no reoptimiza el proyecto en función del régimen fiscal al que está expuesto. Son ejercicios contables de flujos fiscales más que ejercicios de evaluación fiscal.

Figura 5.4: Impacto del régimen fiscal brasileño sobre dos proyectos de explotación de mineral de hierro de Brasil, en comparación con el promedio de la muestra en minería



Fuente: Cálculos de los autores

En la sección 5.1.1 indicamos que las regalías eran particularmente distorsionadoras para la mayoría de los proyectos. Si nos interesara conocer el impacto provocado por la eliminación de las regalías en Brasil, aun necesitaríamos modelar el impacto sobre varios proyectos. Aquí, eliminamos la regalía aplicada a cada uno de estos dos proyectos de minería y volvemos a realizar el análisis. La regalía generó la mayor parte de los ingresos públicos en Corumba. Dada la inflexibilidad de este proyecto, el nivel de inversión y la cantidad de recurso de Corumba apenas aumenta al eliminar la regalía, mientras que la inversión y las reservas de Minas Río aumentan considerablemente. El GT necesariamente disminuye en ambos proyectos debido a la disminución de los impuestos, pero el aumento de la inversión en Minas Río hace que su IF caiga. Como resultado, su RF permanece prácticamente igual, mientras que el de Corumba disminuye. La reducción de la regalía en Minas Río tiene resultados positivos para el Gobierno (mismo RF con menor IF), mientras que en Corumba tiene un resultado negativo (menor RF y una mínima disminución de la IF ya que la regalía no distorsionó particularmente las decisiones del proyecto).

Si se tuviera que evaluar el sistema brasileño utilizando únicamente el proyecto más chico de Corumba, parecería ser un sistema fiscal con un GT promedio, que induce pocas distorsiones e ineficacias a pesar de que depende considerablemente del ingreso por regalías. Podría servir como modelo para otros países. Por el contrario, si se analizara únicamente el proyecto Minas Río, que es el más grande, el sistema brasileño parecería revelarse como el que genera más distorsiones en la muestra (un modelo fiscal a evitar). En nuestra opinión, la manera adecuada de evaluar un sistema fiscal es medir su peor impacto posible sobre los proyectos, como en el caso de Minas Río. Esto se debe a que un gobierno no puede controlar los tipos de proyectos que se desarrollan, y hay razones para pensar que es probable que se lleven a cabo proyectos tan flexibles como Minas Río y tan inflexibles como Corumba.

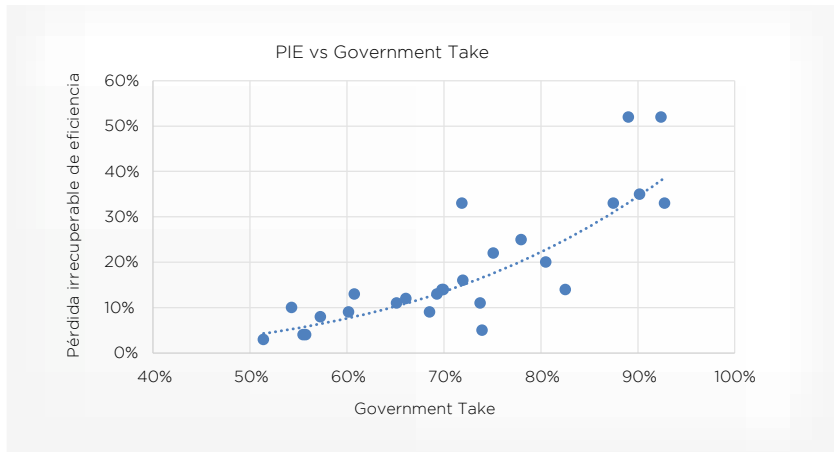
Se puede hacer este mismo tipo de comparación para algunos de los casos de petróleo. El régimen fiscal boliviano en materia de petróleo apenas impacta en las decisiones de un Operador sobre exploración en zonas maduras, pero extingue la exploración en las zonas de frontera (véase la figura 4.1 anterior). Seleccionar cualquiera de ellos como caso para analizar el régimen fiscal boliviano no proporciona una indicación confiable de cómo se comportarían los proyectos. Perú es un caso medio, donde el esfuerzo de exploración en el proyecto de alta perspectiva se ve de algún modo menos distorsionado que el caso de baja perspectiva.

5.2.2. Las tasas impositivas efectivas más altas generan mayores distorsiones

En nuestra muestra, se descubre que la tasa impositiva media efectiva más elevada (es decir, el GT) es predictiva de mayores distorsiones e ineficacias en los proyectos estudiados. Esto se puede ver claramente al realizar el gráfico comparativo de la PIE generada por cada uno de los regímenes fiscales existentes en ALC y el GT correspondiente, como en las figuras 5.5 y 5.6. Existe una asociación positiva clara entre la PIE y el GT en todos los regímenes. Se ha demostrado que la tendencia es no lineal ya que la PIE sube al 100% cuando el GT se acerca al 100%.

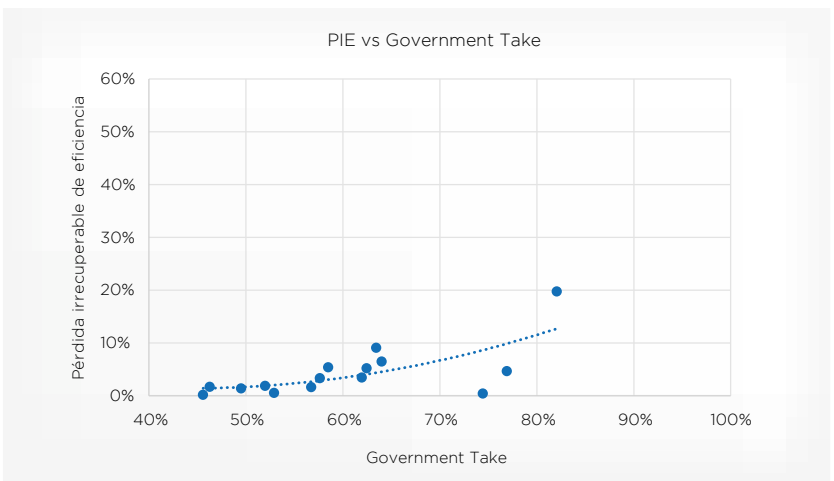
El mayor GT en algunos proyectos se produce por dos fuerzas. La primera es un régimen impositivo más agresivo, y la segunda es la no neutralidad de ese régimen impositivo. En todos nuestros regímenes, el GT aumenta para los proyectos marginales. En los regímenes progresivos en materia de petróleo, el GT también puede subir para los proyectos altamente rentables.

Figura 5.5: Pérdida irrecuperable de eficiencia (PIE) vs. Government Take: flujos de efectivo de MC, petróleo



Fuente: Cálculos de los autores

Figura 5.6: Pérdida irrecuperable de eficiencia (PIE) vs. Government Take: flujos de efectivo de MC, minería



Fuente: Cálculos de los autores

5.2.3. Altas PIE asociadas a los GT principalmente por impuestos especiales además del IRC

Las altas PIE en algunos de los proyectos de petróleo y gas y de minería estudiados se deben a las regalías y los impuestos especiales que se gravan adicionalmente al impuesto general, y relativamente eficaz, sobre la renta corporativa (IRC). Como se muestra en la sección 5.1.1, al usar las formas genéricas de los sistemas de impuestos para el sector petrolero, el propio IRC podría producir un GT de aproximadamente 60% y, a la vez, crear PIE que llegan casi al 5%. Esta misma eficacia relativa del IRC se mantiene para la minería: cuando se elimina todo menos el IRC en el proyecto de minería más ineficaz, pero se aumentan las sobretasas del impuesto sobre la renta de 10% a 26% para mantener el GT en 82%, la PIE se redujo un 25%.²⁷ En particular, la disminución de la PIE genera un valor de proyecto mayor tanto para el Operador como para el Gobierno, un resultado beneficioso para ambas partes, lo cual es un indicador de una reforma eficiente del sistema fiscal.

5.2.4. En todos los niveles de GT, los impuestos al petróleo en ALC generan más distorsiones que los impuestos a la minería

De nuestro análisis, surge claramente que las dimensiones físicas y económicas de los proyectos de petróleo reciben un impacto de impuestos mayor que los proyectos de minería en ALC. Las figuras 5.5 y 5.6 en el punto 5.2.2 comparan las PIE y el GT en ambos sectores. Para los regímenes de petróleo y gas, el GT de medio ciclo promedia el 73% de las ganancias disponibles, con una PIE correspondiente que promedia el 18%.²⁸ En la línea del 60%, el GT de medio ciclo promedio es menor para la minería, de igual modo que la PIE promedio, en la línea del 4%. La mayor PIE en el sector petrolero se debe, en parte, al mayor GT.

Pero los impuestos al petróleo también generan más distorsiones por sí solos. De acuerdo con las líneas de tendencias trazadas en las figuras 5.5 y 5.6, con un GT del 70%, la PIE típica para el petróleo es de alrededor del 13%, mientras que, para la minería, es de solo el 7%. La línea de tendencia para la minería, de hecho, está siempre por debajo de la línea de tendencia para el petróleo.

Dados nuestros resultados anteriores, no debería sorprender que el motivo de ello sea la combinación de un factor conocido con un factor posible: (1) Los proyectos de petróleo y gas en América Latina y el Caribe están sujetos a tipos de impuestos que causan mayores distorsiones que los correspondientes a los proyectos de minería, y (2) los Operadores pueden tener un mayor grado de flexibilidad de diseño en el desarrollo y la explotación de yacimientos petrolíferos que el que tienen los Operadores mineros, aunque, incluso si tuvieran menor flexibilidad, el impacto de (1) podría igualmente generar mayores distorsiones en el proyecto y una mayor PIE. Prueba de (1) es el hecho de que el IRC y la participación de los trabajadores en las utilidades representa solo el 20% del GT para los proyectos de petróleo y gas modelados, mientras que, para los proyectos de minería modelados, representa el 66% del GT, y esa diferencia se refleja en la tendencia que tienen los regímenes petroleros de depender mucho más de las regalías y los impuestos especiales. Esta mayor dependencia de instrumentos fiscales relativamente ineficaces trae aparejadas mayores ineficacias en los proyectos petroleros, lo cual hemos observado repetidamente hasta este punto.

5.2.5. El GT es un indicador deficiente del RF

Nuestros resultados indican que la medida convencional del GT, a pesar de que algunos legisladores y bibliografía lo ven como un elemento crítico, es un indicador deficiente del rendimiento fiscal, porque pasa por alto casi todas las distorsiones y las PIE que se generan a

27. Minas-Rio tiene una PIE de USD 742 millones de acuerdo con el fiscal actual, y una PIE de USD 568 millones en virtud de la tasa de IRC elevada.

28. El Government Take de ciclo completo es del 70%, mientras que las PIE son del 35%.

raíz del régimen fiscal en vigor. Aunque el GT cumple en reflejar la porción de las rentas económicas reales que captura el Gobierno, no mide las posibles rentas que se podrían capturar, pero se pierden como consecuencia de un diseño fiscal deficiente.

Hemos visto la importancia de distinguir entre el tamaño de la torta y el tamaño de la porción. El GT se centra únicamente en el tamaño de la porción. En el caso de los regímenes fiscales existentes para los hidrocarburos y la minería, el GT varía entre el 46% y el 93% de las rentas reales generadas durante la fase de explotación de recursos, e incluso más si se tienen en cuenta los gastos de exploración. Sin embargo, aun el 93% de una torta pequeña es una porción pequeña. En la figura 5.1, el GT en el límite llegó al 100%, dado que el proyecto se canceló debido al bajo nivel de precios. Empero, 100% de nada es nada.

Como ya se vio, se proponen dos medidas alternativas para abordar esta limitación: el rendimiento fiscal (RF) y la ineficacia fiscal (IF). Ambas medidas reflejan el tamaño de la porción de un Gobierno, así como el tamaño de las PIE que reducen el tamaño total de la torta. El RF mide la porción de las rentas posibles que son realmente capturadas por un régimen fiscal determinado. Cuanto más grande sean las PIE, mayor será la diferencia entre el RF y el GT. En nuestra muestra, el RF de ciclo completo promedio en un proyecto de petróleo y gas es del 52%, en comparación con un GT promedio mucho mayor, del 70%. De forma similar, el RF de medio ciclo promedio en un proyecto de petróleo y gas es del 58%, versus un GT promedio del 73%. En el caso de la minería, la diferencia es menor, y refleja PIE promedio inferiores para el sector. En nuestra muestra, el RF de medio ciclo promedio en un proyecto de minería es del 58%, en comparación con un GT del 60%.

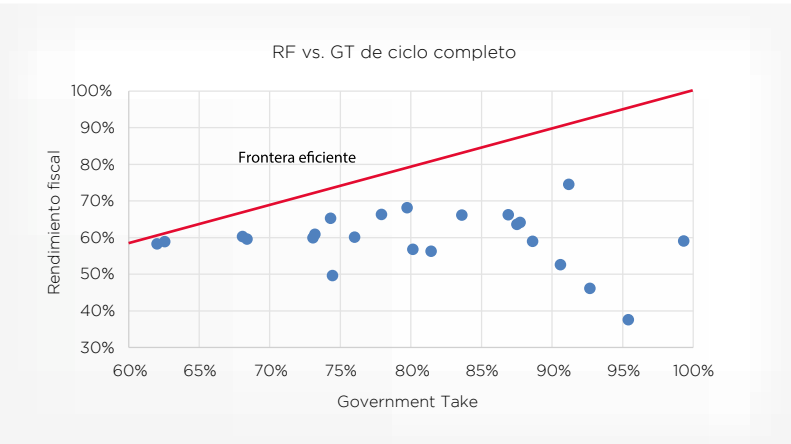
Por otro lado, la IF mide cuánto reduce el régimen fiscal el tamaño de la torta. Esta se calcula dividiendo las PIE por el VAN de los flujos de efectivo netos del Gobierno. En los proyectos de petróleo y gas de nuestra muestra, el tamaño de la torta de ciclo completo se reduce, en promedio, 67 centavos por cada dólar que los Gobiernos de ALC aumentan en impuestos, mientras que la torta de medio ciclo se reduce, en promedio, 35 centavos. En el caso de la minería, el tamaño de la torta de medio ciclo se reduce, en promedio, 7 centavos por cada dólar que se aumenta.

5.2.6. Impuestos muy altos pueden realmente reducir los ingresos por impuestos

Nuestros resultados también muestran que la “curva de Laffer”, la cual predice que la recaudación del impuesto sobre la renta puede caer si la tasa impositiva es demasiado alta, se aplica a los impuestos al petróleo y a la minería gravados dentro de ALC. Una tasa impositiva efectiva, o GT, demasiado alta desalienta la inversión y reduce la base imponible (o el tamaño de la torta), y, por lo tanto, disminuye los ingresos por impuestos. Algunos gobiernos que aspiran a lograr un GT alto tienden a encontrarse en una situación peor, en términos de ingresos por impuestos, que aquellos que imponen tasas inferiores.

El RF brinda una señal directa de esta relación. El RF mide el porcentaje de rentas posibles (o la posible torta) que realmente captura el régimen en cuestión. Un RF inferior indica menos ingresos absolutos para el Gobierno. La figura 5.7 traza el RF de ciclo completo para cada uno de los regímenes petroleros estudiados versus su correspondiente GT. La frontera eficiente, que es la línea a 45 grados que se muestra en el gráfico, refleja un sistema fiscal que no genera distorsiones, como un impuesto puro sobre la renta, aplicado con diferentes grados de GT. Dado que dicho régimen está libre de distorsiones, el GT y el RF son iguales. El máximo es 100% a un nivel de GT del 100%. Es en comparación con este sistema fiscal perfectamente eficaz que evaluamos los sistemas fiscales reales que se emplean en ALC. La figura muestra que todos los regímenes fiscales crean ineficacias, y que dicha ineficacia (la distancia entre la frontera y los puntos de datos reales) crece a medida que aumenta el GT. Con algunas excepciones, cuando el GT se eleva por encima del 85%, el RF cae de forma precipitada. Esto refleja una caída en los ingresos públicos absolutos cuando aumenta el GT. Los RF más altos, por lo general, se logran con un GT inferior al 85%.

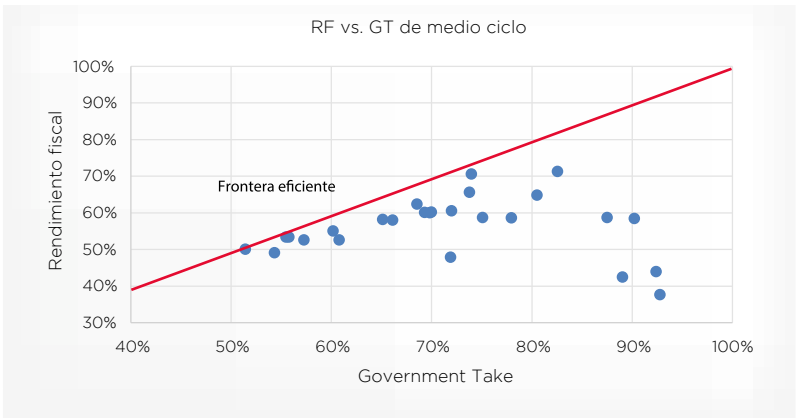
Figura 5.7: Rendimiento fiscal vs. Government Take: flujos de efectivo de CC, petróleo



Fuente: Cálculos de los autores

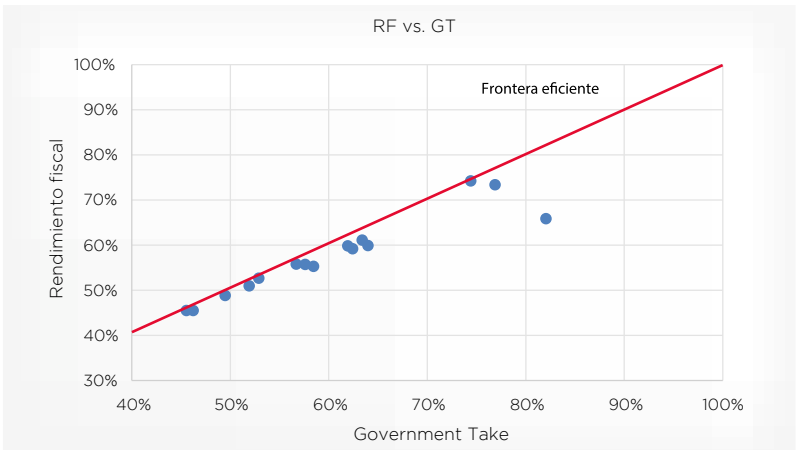
Las figuras 5.8 y 5.9 proporcionan un análisis de medio ciclo para los regímenes petroleros y mineros, respectivamente, en comparación con la frontera eficiente. Una vez más, esto muestra una caída en el RF a medida que aumenta el GT. De acuerdo con nuestra observación de que los regímenes fiscales petroleros causan más distorsiones que los mineros, los RF para la minería están más cerca de la frontera eficiente.

Figura 5.8: Rendimiento fiscal vs. Government Take: flujos de efectivo de MC, petróleo



Fuente: Cálculos de los autores

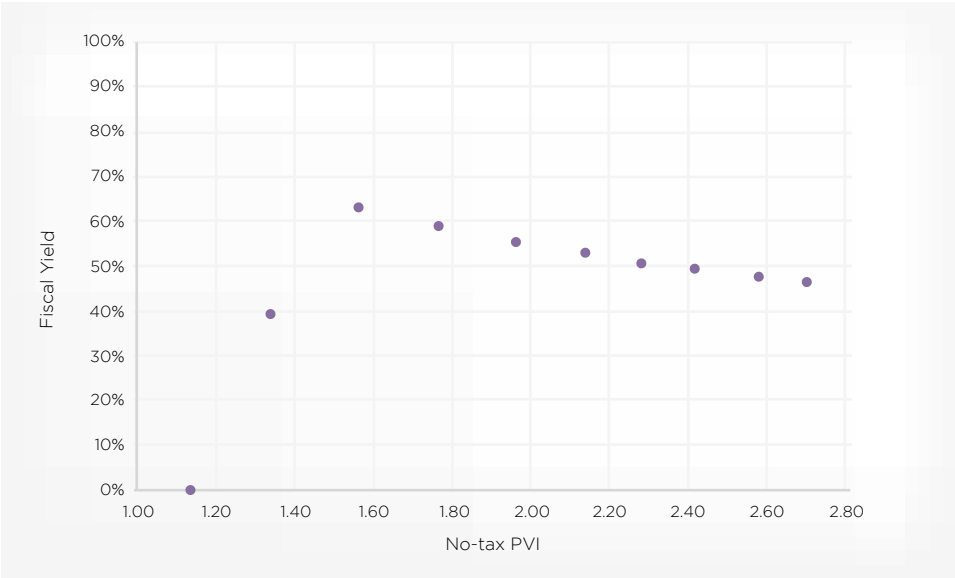
Figura 5.9: Rendimiento fiscal vs. Government Take: flujos de efectivo de MC, minería



Fuente: Cálculos de los autores

Mientras que la mayoría de los proyectos de minería se encuentran razonablemente cerca de la frontera eficiente, una caída en los precios aumentaría sustancialmente el GT y disminuiría el RF para estos proyectos, debido a la regresividad de los regímenes fiscales para el sector minero. La figura 5.10 amplía el análisis del proyecto Cobre Panamá que se describe de esta forma en la figura 5.1 anterior y muestra que el RF disminuye cuando caen los precios del cobre (hay que recordar que el GT aumenta al 100% cuando los precios bajan). Cuando el IVP cae por debajo de 1,2, el Operador abandona el proyecto ante los impuestos (de lo contrario, continuaría por cualquier IVP > 1,00) y el RF es igual a cero, dado que se extingue la base imponible.

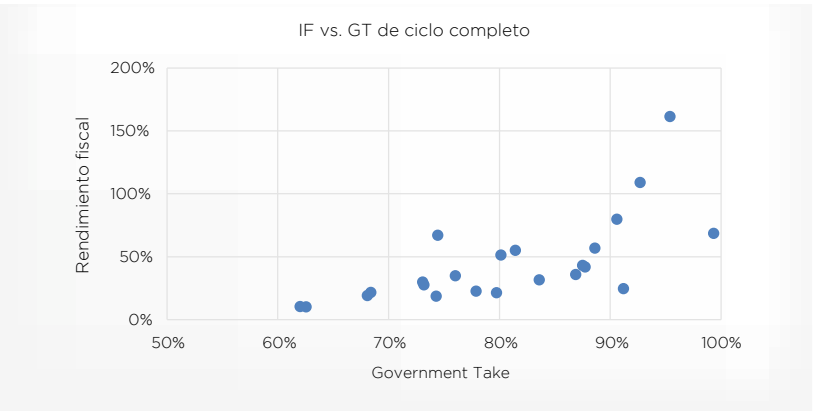
Figura 5.10: Rendimiento fiscal vs. IVP libre de impuestos para el proyecto Cobre Panamá



Fuente: Cálculos de los autores

En estas figuras, la razón de la tendencia hacia una caída en el RF con un aumento en el GT yace en el aumento de la IF. Esta relación se ilustra en la figura 5.11, de acuerdo con análisis de ciclo completo de los regímenes petroleros existentes en ALC. La figura compara el GT con nuestra medida de IF. Queda claro que los regímenes que emplean tasas impositivas muy altas aumentan considerablemente la ineficacia. La figura excluye tres regímenes que generan distorsiones muy significativas y que dejan de lado la exploración, incluidos el régimen boliviano para las zonas de frontera, el régimen mexicano para la explotación de petróleo en aguas profundas (Operador 50%) y el régimen de Trinidad y Tobago para la exploración de gas en plataformas offshore. Estos regímenes tienen un GT de ciclo completo igual a cero.

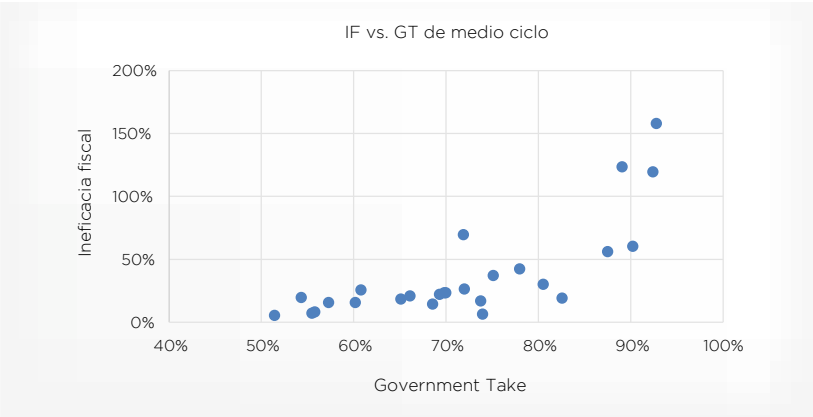
Figura 5.11: Ineficacia fiscal vs. Government Take: flujos de efectivo de CC, petróleo



Fuente: Cálculos de los autores

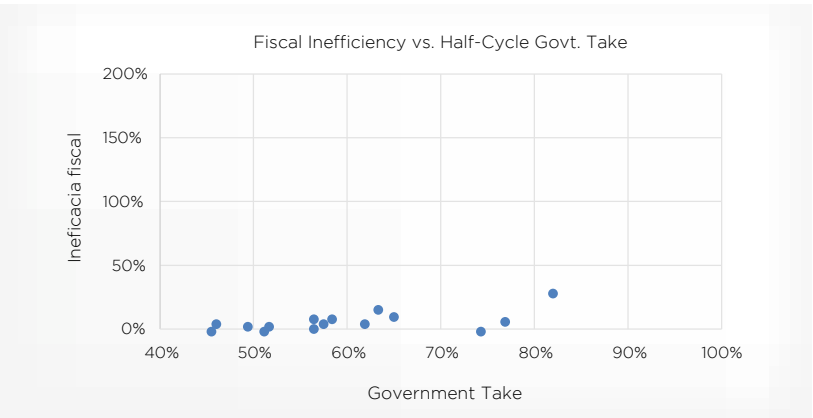
Cuando los regímenes petroleros se analizan en función de los flujos de efectivo de medio ciclo, como se muestra en la figura 5.12, se aplican las mismas conclusiones. Cuanto más bajo es el GT, más eficaz es el sistema fiscal. Como se muestra en la figura 5.13, las ineficacias fiscales en el sector minero son una fracción de las que crean los regímenes petroleros, aunque se aplica la misma tendencia.

Figura 5.12: Ineficacia fiscal vs. Government Take: flujos de efectivo de MC, petróleo



Fuente: Cálculos de los autores

Figura 5.13: Ineficacia fiscal vs. Government Take: flujos de efectivo de MC, minería



Fuente: Cálculos de los autores

5.3. Buenas prácticas propuestas en términos de impuestos sobre petróleo, gas y minería

Los regímenes fiscales existentes que se aplican a la minería y al petróleo contienen instrumentos fiscales que, en la teoría, han demostrado que generan distorsiones. Nuestro análisis muestra que, en la práctica, realmente producen distorsiones y, en algunos casos, son tan distorsionadores que los gobiernos pierden flujos de efectivo debido a las ineficacias que provocan en los proyectos. En las últimas décadas, la bibliografía sobre impuestos ha identificado una buena práctica en términos de impuestos sobre recursos, mucho de lo cual surge del trabajo influyente de Brown (1948) y Garnaut y Clunies Ross (1975), y es el resultado de estudios realizados, entre otros, por Fane (1987), Bond y Devereux (1995), Smith (1999), Lund (2009), Boadway y Keen (2010), Smith (2013), Boadway y Keen (2015), y muchos de los documentos incluidos en el volumen editado por Daniel, Keen, y McPherson (2010). No hay razón para que dicha práctica no se pueda recomendar para ALC. En esta sección, relacionamos muchos de los consejos de esa bibliografía teórica sobre impuestos y los consideramos aplicables a ALC, dadas las distorsiones que hemos estimado.

5.3.1. Gravar impuestos sobre el petróleo de la misma forma y al mismo tiempo que sobre la minería

Como hemos mostrado, el Government Take para el proyecto de petróleo promedio es del 73%, mientras que, en el caso de la minería, el promedio es del 60% (tabla 4.1). No hay motivo económico por el cual un país o una región quieran gravar impuestos sobre el petróleo de forma diferente y con tasas mayores que en el caso de la minería. El objetivo, en ambos casos, debería ser gravar impuestos sobre la renta a la tasa deseada sin generar distorsiones. Esa tasa podría tener cualquier valor entre 1% y 100%, según lo que el Gobierno considere justo.

Un resultado directo de la tasa impositiva superior, en el caso del petróleo, dado el uso de instrumentos fiscales distorsionadores, es mayores distorsiones físicas de los proyectos de petróleo y una mayor IF. Como mínimo, según nuestro análisis, apuntar a un GT del 70% o menos, tal cual lo hicieron los regímenes de Perú, Argentina, Colombia y Guyana, reduciría enormemente la IF en los demás países y, a la vez, no haría caer drásticamente los ingresos de los gobiernos en la medida que estos países retroceden en la curva de Laffer. La eficacia relativamente mayor de los regímenes mineros también recomienda que vale la pena considerar la aplicación en el sector del petróleo de los instrumentos fiscales usados allí (y, específicamente, la mayor dependencia de los impuestos y las sobretasas sobre la renta y la menor dependencia de la participación en la producción).

5.3.2. Los impuestos sobre la renta son los que menos distorsiones generan

Nuestro análisis ha mostrado que las regalías y los impuestos sobre la renta con exenciones incompletas por depreciación que se usan en ALC generan distorsiones. La teoría sugiere que, para cualquier GT deseado, los impuestos puros sobre la renta y otros sistemas fiscales orientados a la renta son neutros, ya que no distorsionan la inversión ni las decisiones operativas (Smith, 2013). La renta se define como el excedente que queda después de que un Operador haya recuperado todos los costos fijos y variables, lo que incluye un rendimiento de las inversiones de capital ajustado al riesgo desde que se inicia la exploración hasta que se desarrolla el proyecto, y después de las rentas correspondientes al talento empresarial (Cairns 1985, Land 2010, Chen y Perry 2015).²⁹ Los ingresos después de impuestos proporcionan una medida imperfecta del rendimiento de las inversiones de capital y no compensan totalmente al Operador por las inversiones realizadas. Aplicar impuestos sobre esos ingresos conduce a la generación de distorsiones, como ya hemos visto. La producción y los ingresos no incluyen desgravaciones para el capital invertido, y gravar impuestos sobre estos elementos a través de regalías disuade enormemente la inversión de capital por parte del Operador. Los sistemas de impuestos sobre la renta especialmente diseñados para los ingresos pueden producir resultados relativamente neutros. Noruega, por ejemplo, tiene un objetivo explícito de impuestos neutros sobre proyectos de petróleo, y parece lograrlo de forma aproximada mediante una exención por depreciación que supera la que generalmente se incluye en un IRC (Lund, 2018a). Esa exención tributaria tradicional genera que el impuesto sobre la renta recaiga puramente sobre los ingresos.

Un régimen fiscal basado estrictamente en gravar impuestos sobre los flujos de efectivo netos en lugar de hacerlo sobre los ingresos contables (por ej., el denominado “impuesto de Brown”, llamado así por el economista que lo propuso por primera vez) es, en principio, neutro y libre de distorsiones, un medio por el cual se puede implementar de forma implícita un impuesto puro sobre la renta. Sin embargo, dicho impuesto convierte efectivamente al

29. La renta está destinada a significar un excedente o una ganancia en exceso. Una tasa justa de ganancia incluye en ella el concepto de un rendimiento adecuado a la inversión de capital. En un análisis del valor actual neto, esto se incorpora al estudio a través de una tasa de descuento ajustada al riesgo. El talento empresarial no suele ser un costo que se incluye en el cálculo de la renta, aunque ese costo existe y debe tenerse en cuenta.

Gobierno en un socio de capital de la empresa encargada de la exploración y producción, lo que incluye obligaciones para participar de las inversiones iniciales, así como de los subsiguientes ingresos de producción, y participar tanto de las pérdidas como de las ganancias. Es entendible que dichos acuerdos puedan no ser atractivos para ningún gobierno.

Después de observar las distorsiones del régimen fiscal minero en Colombia, Chen y Perry (2015) proporcionaron un camino posible para agregar impuestos basados en la renta de recursos a la base imponible del IRC en dicho país. Repetiríamos el mérito de los países de ALC en nuestro estudio que investiga la revisión de sus regímenes fiscales para la aplicación de impuestos sobre la renta de recursos, aunque, en la sección siguiente, sugerimos algunas mejores opciones alternativas relativamente simples.

5.3.3. Los sistemas con una sobretasa sobre los recursos y gastos rápidos son una segunda mejor alternativa a los impuestos sobre la renta

Ninguno de los países analizados en el estudio busca aplicar un impuesto sobre la renta que no genere distorsiones.³⁰ De esta forma, los sistemas fiscales que utilizan producen distorsiones. Las distorsiones pueden ser inevitables como consecuencia del conjunto de sistemas fiscales que parecen viables y políticamente aceptables para los países en vías de desarrollo, pero eso solo resalta la importancia de identificar las distorsiones que probablemente serán inducidas por un régimen fiscal específico, cuantificar su costo y buscar, de ser necesario, regímenes fiscales más eficientes.

La idiosincrasia de las respuestas de los proyectos a los impuestos dificulta dicho ejercicio. Helliwell (1978), pionero en la creación de respuestas a los sistemas fiscales a nivel proyecto, sugiere que la forma que rodea la idiosincrasia de las respuestas de los Operadores a los impuestos es una clasificación completa de los depósitos de recursos actuales y potenciales de una nación, y el desarrollo de un sistema fiscal que se adapte mejor a los objetivos de las naciones. En nuestra opinión, esto es inviable. Así como también lo es la idea de diseñar sistemas fiscales individuales que se adapten a las especificaciones de cada proyecto o tipo de proyecto, como sugieren Boadway y Keen (2010, págs. 24 y 25). Dejando de lado las cuestiones logísticas, dada la falta de neutralidad de la mayoría de los sistemas fiscales, lo que podría resultar óptimo en un nivel de precios no lo sería en otro.

Aunque las respuestas a los impuestos modeladas son en su mayoría idiosincrásicas y complejas, nuestro análisis revela que los sistemas de impuestos sobre la renta corporativa existentes son, por sí solos, relativamente eficaces en todos los tipos de proyectos. Esto se debe a que permiten que el Operador deduzca la inversión realizada. La teoría nos dice que el IRC con costo de inversión rápido es una segunda mejor alternativa que resulta ideal para un impuesto sobre la renta que no genera distorsiones. Como se observa en las tablas 3.1 y 3.3, algunos sistemas fiscales de ALC permiten una depreciación relativamente rápida de la inversión e, incluso, en el caso de Guyana, de los gastos inmediatos relacionados con la inversión. En los regímenes de CPC de petróleo y gas, los altos límites en la proporción de la producción que se considera “costo en petróleo” ofrecen una mejor medida para el gravamen de impuestos sobre la renta económica. Por ejemplo, establecer un límite del 75% para el costo en petróleo en un régimen de CPC (como el caso de Guyana) en lugar de un límite del 50% (como ocurre en Brasil) ofrece una mejor aproximación de la renta económica. Además, ninguno de los regímenes

30. Esto no es inusual. De acuerdo con el FMI (2012), únicamente Noruega e Italia gravaron impuestos sobre la renta de recursos por encima del IRC. El Contrato de arrendamiento especial entre la República Dominicana y el proyecto de minería Pueblo Viejo incluye un interés por ganancias netas del 28,75%, que es una forma de impuesto sobre la renta. Pero eso no parece ser un instrumento fiscal legal en la República Dominicana. Cinco países mineros y cinco países petroleros encuestados por el FMI permiten un inflamiento sobre las pérdidas acumuladas, lo que busca neutralizar la ineficacia del propio IRC.

existentes en ALC permite que un Operador deduzca intereses sobre los costos acumulados para recuperarlos más adelante. Esto tiende a inflar artificialmente la “ganancia económica” y la base imponible, causando una menor inversión, dado que disminuye sus recompensas.

El gasto rápido de inversión, a pesar de aumentar la eficacia, reduciría el GT. Una sobretasa especial sobre la renta que aumenta la tasa general del IRC puede permitir que el GT vuelva a los niveles deseados. El análisis que se explica en la sección 5.1.1 mostró la eficacia relativa de una tasa de IRC superior para un proyecto de petróleo hipotético, aun con una recuperación de la depreciación relativamente lenta, a diez años. También es importante que la base imponible se indexe por inflación, dado que esta tiende a aumentar los ingresos registrados con el transcurso del tiempo sin modificar la renta económica real. Algunos de los regímenes fiscales existentes en materia de petróleo hacen esto a través de un “inflamamiento”, lo que permite que el Operador deduzca de la base imponible un monto sobre los gastos de capital reales, pero esto no ocurre con ningún régimen minero.

Dadas estas consideraciones, el régimen fiscal de Guyana es un ejemplo de un sistema impositivo eficiente en materia de petróleo. Los productores de petróleo están eficazmente exentos del impuesto sobre la renta y de las participaciones en la producción, porque, de acuerdo con la ley, el Gobierno paga esos gravámenes en nombre del Operador, obteniendo el dinero de su participación en el costo en petróleo que se cobra de acuerdo con el CPC. Eso significa que el Operador realmente está sujeto solo a la participación en la producción, y el CPC guyanés está entre los contratos más simples y claros que se pueden encontrar en América Latina. El límite del costo en petróleo es alto (75%), lo cual permite que un Operador recupere rápidamente los costos hundidos. Asimismo, la participación del Gobierno en el costo en petróleo es relativamente baja (50%) y fija durante toda la vida útil del yacimiento. Estas características se combinan para generar cargas impositivas en las inversiones en la etapa de exploración y producción, que son pequeñas en comparación con muchos otros países de ALC y, como mencionamos anteriormente, aplican un impuesto sobre la renta económica. Como resultado de esto y del GT bajo, Guyana tiene la menor IF entre los casos de petróleo estudiados, tanto para yacimientos en aguas profundas como poco profundas.

El GT bajo del sistema guyanés también produce un RF promedio bajo en comparación con los demás regímenes de ALC. En sus informes, el FMI ha identificado el GT relativamente bajo en Guyana como problemático, y urge al país a implementar un régimen fiscal más agresivo haciendo que dicho régimen sea más progresivo, eliminando el interés como gasto deducible de impuestos y ajustando la delimitación para impedir el desplazamiento de las ganancias.³¹ Una alternativa sería reducir o eliminar la exención del impuesto sobre la renta dado que, en Guyana, este impuesto genera distorsiones relativas en comparación con otros impuestos sobre la renta, como consecuencia de la exención por gastos de inversión inmediatos y pérdidas acumuladas ilimitadas que se ofrece en dicho país.³²

En el caso de la minería, el régimen fiscal chileno es ejemplar. Depende exclusivamente de un IRC reemplazado por una sobretasa adicional sobre las ganancias progresivas aplicada a los proyectos de minería que producen más de 12.000 toneladas de metal cobre equivalente al año. El IRC, a una tasa relativamente alta del 35% para los proyectos de propiedad extranjera, permite una depreciación acelerada y no impone límites a las pérdidas acumuladas. La sobretasa ofrece beneficios similares, salvo en el caso de la exención por depreciación acelerada. De esta forma, se parecen a un impuesto sobre las rentas económicas, y las

31. “Exxon Sparks IMF Concern with Weighty Returns in Tiny Guyana” (Exxon genera preocupación en el FMI con relación a los grandes rendimientos en la pequeña Guyana), Bloomberg, 9 de abril de 2018, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-04-09/exxon-sparks-imf-concern-with-weighty-returns-in-tiny-guyana>

32. Si Guyana otorgara subsidios tributarios en proporción a las pérdidas, el impuesto sobre la renta no generaría distorsión alguna. De igual modo, si las pérdidas acumuladas en otros países incluyeran una tasa de interés libre de riesgos, con garantía de beneficios por pérdidas no recuperadas al final del proyecto, el impuesto sobre la renta no generaría distorsiones.

PIE del régimen actual en los proyectos de cobre Sierra Gorda y Zaldívar se encuentran entre las más bajas que se han estudiado. De hecho, las PIE en Sierra Gorda son casi cero, lo cual hace que pasar a un impuesto sobre la renta de recursos en ese proyecto carezca de garantías.

El régimen chileno podría mejorarse si se permite un inflamiento en las pérdidas acumuladas y una depreciación acelerada al calcular la base imponible de la sobretasa. Cualquier reducción en el GT podría ser el resultado de un aumento en la sobretasa sobre la renta. Además, dado que el impuesto se parece a un impuesto sobre la renta, no hay razón para excluir de la sobretasa a proyectos mineros de menor envergadura. Extender la sobretasa a proyectos más pequeños que, en la actualidad, se encuentran exentos, ampliaría la base imponible y permitiría una reducción en la tasa impositiva general y una consecuente disminución en la IF.

5.3.4. Las regalías gravadas sobre el volumen de producción o los ingresos brutos, los impuestos sobre activos y dividendos y las tasas sobre la participación en las ganancias en petróleo deberían ser lo más bajos posible

En teoría, es la práctica recomendada para evitar regalías gravadas sobre el volumen o los ingresos brutos, porque los ingresos brutos son una medida deficiente de la renta. Como resultado, las regalías generan distorsiones muy significativas (véase la sección 5.1.1). De acuerdo con nuestro análisis, los regímenes fiscales que generan menos distorsiones en ambos sectores tienden a seguir esta práctica. En materia de petróleo y gas, los regímenes de CPC evitan totalmente las regalías, al menos en teoría. Así, la participación del Gobierno en las ganancias en petróleo, que denota la porción del ingreso por ventas que dividirán entre sí un Operador y el Gobierno de acuerdo con la tasa de participación en las ganancias prevaleciente en un régimen de CPC, equivale a una regalía y crea distorsiones similares. Por otro lado, los regímenes de CPC que posponen una gran participación del Gobierno en las ganancias en petróleo después de que un Operador haya recuperado los costos hundidos tienden a reducir la medida en la cual se sobreestiman las rentas económicas con fines impositivos.³³ El régimen mexicano de CPC de petróleo en aguas profundas es un ejemplo de ello, mientras que el régimen de CPC en la capa presal en Brasil, así como el régimen de CPC guyanés, no lo son.

La mayoría de los sistemas concesionales en ALC dependen mucho de las regalías totales, muchas de las cuales se gravan a tasas fijas durante toda la vida útil del yacimiento. Unos pocos regímenes, como el colombiano, en el que la tasa de regalía varía entre un 8% y un 25%, o el peruano, en el que la tasa de regalía varía entre el 15% y el 35%, incluyen tasas de regalías variables que aumentan con la tasa de producción, el factor R, el precio del petróleo y otros criterios.³⁴ Estos sistemas también tienen el potencial de reducir la sobreestimación de las rentas económicas (en relación con los sistemas de regalías de tasa fija) porque las tasas de regalías progresivas están, al menos, indirectamente relacionadas con la renta económica a través de su vinculación con medidas financieras y/o de productividad. Las distorsiones son mucho peores en algunos países (como en el sistema concesional de explotación de petróleo en aguas profundas en México o los regímenes de CPC en capa presal en Brasil), que convierten las tasas de regalías y de participación en las ganancias en el criterio por el cual compiten los rivales entre sí en las licitaciones para ganar las licencias de explotación petrolífera.

33. Hacen esto a través de tasas que se vinculan con los factores R, la TIR o medidas similares.

34. El factor R varía con el transcurso del tiempo, de acuerdo con la relación entre los ingresos acumulados y los gastos acumulados del Operador.

En materia de minería, Argentina, Brasil, República Dominicana, Ecuador y Panamá hacen uso de las regalías como un instrumento fiscal (véase la tabla 3.3). Ecuador y Panamá tienen las tasas más altas. La regalía de Brasil se aplica a la producción, que genera más distorsiones que la regalía aplicada a las ventas, porque la producción se relaciona con la renta solo de forma remota.³⁵

Las regalías se aplican, en parte, por el deseo del Gobierno de obtener ingresos por proyecto desde el inicio de la producción, mientras que es posible que los impuestos sobre la renta no fluyan por varios años, debido a las ventajas fiscales que se ofrecen para recuperar la inversión inicial (depreciación). En los regímenes petroleros, aquellos que carecen de regalías se basan en alguna forma de CPC, en el cual los ingresos del Gobierno comienzan con la primera producción y se reciben en la forma de una participación del Gobierno en las ganancias en petróleo. Sin embargo, en los casos de estudio de minería, los sistemas de impuestos corporativos generaron un flujo de efectivo para el Gobierno desde el primer año del proyecto. Esto se observó en 13 de 15 casos.³⁶ Además, si un país tiene una cartera de proyectos operativos al mismo tiempo, como es el caso en todos los países estudiados, no resulta vital que un solo proyecto genere flujos de efectivo de impuestos desde su primer año de producción. Por lo tanto, nuestra opinión es que el camino hacia un sistema de impuestos más eficaz se encuentra lejos de las regalías y más cerca de un impuesto sobre la renta puro y teóricamente ideal o, como segunda mejor alternativa, impuestos sobre la renta corporativa.

Si, de todos modos, se emplea un sistema de impuestos que combina regalías y ganancias, nuestro consejo es tener regalías que se apliquen al valor en lugar de la producción, dado que esto genera menos distorsiones, y limitar el componente de regalía y el consecuente GT general atribuible a dichas regalías al nivel mínimo practicable, dando preferencia a una alta base imponible de nivel nacional a una tasa baja en lugar de una base imponible baja basada en los recursos a una tasa alta (Poterba, 2010). Esto servirá para reducir las distorsiones en la inversión y la producción y aumentar los beneficios sociales y económicos que crea dicha inversión.³⁷ Esto es directamente contrario a las concepciones populares sobre la minería y el petróleo y gas como una clase especial de activos que garantiza, y de hecho frecuentemente puede admitir, un sistema de regalías relativamente agresivo. Hemos mostrado que un sistema de tales características puede ser sumamente ineficaz y desperdiciar los recursos naturales escasos del país.

35. La renta es igual a los ingresos menos los costos, menos el rendimiento de la inversión, en términos de valor presente. La regalía sobre los ingresos incluye, como mínimo, una parte de esta fórmula. La regalía sobre la producción excluye el efecto del precio sobre los ingresos y, por lo tanto, está aún más lejos de un impuesto sobre la renta.

36. Los dos casos en los que esto no se mantiene son Zaldívar y Minas-Rio. Este resultado, por supuesto, depende del entorno económico: si los precios caen, los impuestos sobre la renta posiblemente no se acumulen por muchos años debido a que el ingreso operativo es menor que las ventajas impositivas.

37. Poterba (2010) analiza los mecanismos por medio de los cuales se puede lograr la ampliación de la base imponible.

6. CONCLUSIONES

Este informe ha revisado los impuestos gravados sobre los sectores de petróleo, gas y minería por parte de los gobiernos de los principales países productores de América Latina y el Caribe. Se ha descubierto que los regímenes fiscales implementados son complejos y muy divergentes en términos de forma y estructura. También se observa que la mayoría de los regímenes existentes tienden, involuntariamente, a desalentar la inversión, limitar la producción y generar pérdidas irrecuperables de eficiencia que impiden que los gobiernos puedan aprovechar todo el valor y los beneficios de su posesión de recursos.

Estas conclusiones se basan en un análisis de las pérdidas irrecuperables de eficiencia generadas usando un modelo de exploración y desarrollo de recursos que reconoce e incorpora las posibles reacciones de los inversionistas a las diferentes disposiciones en materia de impuestos, en un intento de maximizar el valor de los operadores privados minimizando la carga impositiva. Este enfoque conductual centrado en la reacción del inversionista a los impuestos está diseñado para identificar las posibles distorsiones generadas en el plan de explotación, distorsiones que, en alguna medida, pueden alterar los beneficios (ingresos, puestos de trabajo, producción) que el Gobierno esperaría capturar a través del régimen fiscal. Nuestro modelo se centra particularmente en las distorsiones producidas en el alcance de la exploración de nuevos recursos, el alcance de la inversión en el desarrollo de nuevos recursos descubiertos, la tasa inicial de producción y los esfuerzos ulteriores por incrementar la producción usando métodos asistidos de recuperación de recursos, el factor general de recuperación de recursos y la duración esperada del proyecto. Cada tipo de distorsión contribuye a la pérdida irrecuperable de eficiencia en general, que se atribuye al sistema de impuestos.

Algunos de los regímenes fiscales existentes se acercan más al ideal teórico de un sistema impositivo “neutro” que no crea incentivos para alterar los que, de otro modo, serían los planes de inversión más eficientes. En los peores casos, donde se acumulan y combinan contra el inversionista diversos instrumentos fiscales que generan distorsiones, descubrimos que las posibles pérdidas irrecuperables de eficiencia efectivamente destruyen más de la mitad del valor potencial total del recurso. En otras palabras, un

régimen fiscal mal estructurado puede reducir efectivamente a la mitad la riqueza de recursos del país. Los regímenes fiscales que investigamos en el sector minero, aplicados a nuestra selección de proyectos de minería, tienden a acercarse a un impuesto óptimo, mientras que los regímenes en el sector petrolero tienden a generar distorsiones muy significativas. En este informe, hemos identificado reformas tributarias viables que pueden restablecer una fracción importante de las posibles pérdidas en las que se incurriría de cualquier otro modo.

Es importante entender que el desempeño de un régimen fiscal no debería evaluarse mediante la medida convencional del Government Take. Si bien esa medida representa la fracción de ganancias obtenidas de un proyecto dado que es capturada por el Gobierno, no registra las inversiones que no se realizan y los posibles ingresos del Gobierno que nunca se generan como consecuencia de las distorsiones inducidas por impuestos. Nuestra medida de la ineficacia fiscal cuantifica este aspecto negativo del régimen impositivo comparando el monto de la pérdida irrecuperable de eficiencia generada por un régimen dado, con el monto de ingresos que capturará realmente dicho régimen.

Esa información se complementa con nuestra medida del rendimiento fiscal, que resume el rendimiento financiero y la efectividad del régimen fiscal midiendo la fracción de posibles ganancias (que se generarían de no ser por las distorsiones que producen los impuestos) que el régimen es capaz de capturar. Salvo que el régimen fiscal sea completamente neutro (sin generar distorsiones), el rendimiento fiscal siempre será inferior al Government Take. En muchos de los países de ALC, el rendimiento fiscal de los regímenes existentes es significativamente menor al nivel informado de Government Take. Se hace hincapié en que la porción de la torta correspondiente al Gobierno nunca puede dar como resultado un gran flujo de ingresos si la propia torta es pequeña. En la medida en que el régimen fiscal crea una torta pequeña, las reformas que concuerdan con la bibliografía reciente sobre regímenes fiscales eficaces pueden estar en orden. Si esto no fuera posible, pasar a una mayor ponderación del impuesto sobre la renta corporativa y una menor ponderación de las participaciones en la producción funcionaría bien en muchas economías de ALC.

ANEXO I.

METODOLOGÍA TÉCNICA

LIMITACIONES METODOLÓGICAS

Hipótesis simplificadoras

i. En cada modelo, se asume que el proyecto se administra de forma independiente, lo que significa que las pérdidas por impuestos no se pueden cancelar contra los ingresos de otros proyectos. En lugar de ello, las pérdidas por impuestos se acumulan y cualquier pérdida o depreciación de capital sin utilizar al final del proyecto se pasa a pérdida. Esto ocasionará que los impuestos que generan distorsiones, como el impuesto sobre la renta corporativa, produzcan una mayor distorsión que en los casos en los que las pérdidas por impuestos en un proyecto se podrían usar para compensar los ingresos impositivos en otro.

ii. El caso libre de impuestos es una hipótesis teórica, en la que los Operadores tienen la total libertad de desarrollar el diseño que elijan. En todos los casos, el diseño libre de impuestos requiere una mayor inversión que el diseño con impuestos. No obstante, muchos Operadores enfrentarán las limitaciones al presupuesto de capital que evitan o restringen sus decisiones a este respecto. Ignoramos estas limitaciones. En la medida en que los Operadores no desarrollen un diseño óptimo, en ausencia de impuestos a raíz de las limitaciones al capital, nuestro análisis sobreestima las distorsiones y las consecuentes PIE causadas por los sistemas fiscales.

iii. Los impuestos son una forma de riesgo que comparten el Gobierno y el Operador. La mayoría de los sistemas fiscales reducen el riesgo de que se acumulen flujos de efectivo para el Operador. Es bien sabido que las empresas ajustan sus tasas de descuento efectivas para los proyectos (en este caso las reducen) en función del sistema fiscal que se aplique al proyecto (Samis et al. 2007, Lund 2014b, Davis y Lund 2018). Se ha usado la misma tasa de descuento para evaluar todos los supuestos, incluso el caso libre de impuestos, por lo que no incluimos esta variante en nuestro análisis. Tampoco se emplean diferentes tasas de descuento después de impuestos para proyectos que tienen distinta rentabilidad, aunque, en la mayoría de los modelos de valoración, los proyectos más marginales garantizan mayores tasas de descuento debido a las mayores ventajas operativas (Samis et al. 2007). Esto introduce errores en nuestro cálculo de las PIE para cada caso de impuestos de proyecto.

iv. De esta forma, los impuestos de un proyecto exponen al Gobierno al riesgo de ese proyecto. Los distintos sistemas fiscales crean diferentes exposiciones a riesgos. Las participaciones en la producción son el método menos arriesgado, mientras que los impuestos extraordinarios son los más riesgosos (Samis et al. 2007). Nuestro análisis no toma en cuenta la tolerancia a riesgos del Gobierno y usa la misma tasa de descuento para los flujos de efectivo del Gobierno que para los del Operador. Nuevamente, esto introduce un error en el análisis, dado que los flujos del Gobierno y del Operador deberían contar con tasas de descuento especiales, adecuadas a los riesgos de cada uno de dichos flujos.

v. Muchos sistemas fiscales permiten deducciones de pagos de intereses sobre deudas. Esto incentiva a las empresas a tomar deuda. Dicha deuda reducirá el GT y los efectos distorsionadores del régimen fiscal. Nuestro análisis supone una financiación de capital del 100%, de modo que no toma en cuenta las interacciones entre el régimen fiscal, la financiación del proyecto y sus distorsiones.

vi. Planteemos un caso de competencia perfecta. Hay pruebas de que los productores de níquel, cobre, mineral de hierro, plomo, estaño y zinc se comportan de forma oligopólica, lo que puede implicar que extraen recursos a una tasa inferior a la socialmente óptima (Ellis y Halvorsen 2002, Zhang y Lin Lawell 2017). No se considera de qué modo los impuestos pueden incentivar a una empresa que compite de manera imperfecta a comportarse de una forma menos competitiva reduciendo aún más la velocidad de extracción, y cómo los gobiernos pueden querer usar los precios mundiales para su conveniencia a través de una política impositiva (Boadway y Keen, 2010). Estos matices agregarían otro nivel al análisis de cómo los regímenes fiscales afectan el bienestar del Gobierno y del Operador.

vii. Nuestro análisis supone que las empresas son racionales, entidades que maximizan las ganancias, y simula cómo dichas entidades responderían a los impuestos sobre sus proyectos en la etapa de inversión y diseño. No mide y no se calibra en función de las respuestas reales del Operador a los cambios en el gravamen de impuestos. El trabajo empírico que analiza las respuestas reales del Operador minero ante los cambios en los sistemas fiscales muestra que se comportan de forma coherente con nuestra suposición de racionalidad, aunque es imposible saber si sus respuestas serían precisamente aquellas que modelamos aquí (Harchaoui y Lasserre, 1995). Si bien la suposición de racionalidad del Operador parece razonable, no todos los Operadores actuarán necesariamente de esta manera. En los casos en que la elección de Operadores privados sea ineficaz, una regalía que genere distorsiones puede resultar ser una política de impuestos óptima.³⁸ Nuevamente, no tomamos en cuenta estos efectos.

Restricciones sobre el alcance del estudio

i. El régimen fiscal de cada país es sumamente complejo, con interacciones detalladas entre cada componente fiscal en la forma de deducciones y compensaciones. También hay acuerdos y beneficios de inversión que se negocian entre el Gobierno y un Operador a la medida de la naturaleza especial de ese proyecto. Nuestra hipótesis de régimen fiscal de cada proyecto incluye únicamente los componentes de impuestos y las interacciones de mayor impacto, como se describen, por lo general, en la bibliografía disponible para el público. Los regímenes fiscales también varían continuamente; los que planteamos aquí estaban vigentes el 1o de enero de 2018.

ii. No se evalúan las políticas de impuestos en función de las asimetrías de información entre el Gobierno y el Operador, que favorecerían la producción y los impuestos basados en ingresos por sobre los impuestos basados en la renta o las ganancias (Boadway y Keen, 2015).

iii. No se incluye la posibilidad de que existan otras influencias que generen distorsiones, como el riesgo de expropiación, que causarían que el Operador extraiga el material a menor o mayor velocidad que lo planteado aquí (Bohn y Deacon, 2000). En esta situación, existe la posibilidad de que las distorsiones de los sistemas fiscales que se investigan se compensen con estas otras distorsiones, de modo que, después de todo, el modelo después de impuestos es casi óptimo. En otras palabras, las distorsiones que crean los sistemas impositivos pueden provocar involuntariamente que las inversiones y las operaciones sean las correspondientes a un caso libre de impuestos.

iv. La extracción de recursos también puede tener factores externos negativos, como la contaminación, y los impuestos que reducen la velocidad de extracción y la cantidad de recursos producidos pueden, en parte, corregir estos factores externos.³⁹ No se toman en cuenta

38. Véase Boadway y Keen (2015) para obtener un resumen del uso de regalías para compensar las decisiones de extracción privada deficientes.

39. Aunque, como señala Lund (2018b), hay formas más eficaces para que los gobiernos corrijan esto que a través de los típicos instrumentos fiscales diseñados para proveer de ingresos al Estado. Reducir la tasa de explotación petrolífera es un ejemplo.

estos costos. En este sentido, la PIE medida aquí tiende a ser alta. O bien, puede ocurrir que la extracción de recursos tenga factores externos positivos en la forma de efectos secundarios tecnológicos (Bjørnland y Thorsrud, 2015), y que la PIE como resultado de los sistemas fiscales que ralentizan la producción e, incluso, detienen totalmente los proyectos, sea mayor que lo que aquí se estima.

v. No se analizan los ingresos públicos entre los distintos organismos sociales y gubernamentales dentro de un régimen fiscal. Tampoco se incluyen consideraciones sobre las distorsiones generadas por los impuestos, más allá de las PIE. Lilford (2017) sugiere que dichas consideraciones adicionales incluyen pérdida de salarios y los impuestos sobre la renta aplicados a esos salarios, pagos de mayores montos en prestaciones sociales, repercusiones en los proveedores de servicios, impactos en la comunidad y en el mercado de capitales.

vi. Los impuestos no son solo una forma para que los gobiernos generen ingresos, sino, también, una forma de política pública. Sabemos que los países pueden querer aumentar el GT para elevar los ingresos, y que cualquier reducción en el GT con relación a la propiedad de recursos puede requerir un incremento en los impuestos de las demás actividades productivas que generan aún más distorsiones. Los impuestos también son una herramienta que utiliza el Gobierno para administrar los recursos naturales. El hecho de que los impuestos frenen proyectos poco rentables o mantengan los recursos bajo tierra podría ser exactamente lo deseado. Nos abstenemos de hacer comentarios sobre los regímenes fiscales como políticas públicas, y se limita nuestro análisis a un enfoque puramente positivo que se centra en la eficacia.

vii. No se han considerado las incertidumbres técnicas ni comerciales, ni las respuestas de un Operador a tales incertidumbres. Los sistemas fiscales tienen diferentes influencias en la optimización de proyectos una vez que se modelan estas formas de incertidumbre. Esto es particularmente verdadero en casos de impuestos sobre ganancias extraordinarias bajo ciertas trayectorias de precios (como es el caso de Ecuador) y donde las tasas impositivas varían según el margen operativo (Chile y Perú) (Samis et al., 2007). La falta de neutralidad general de los sistemas fiscales que se analizan significará que, cuando existen incertidumbres, los efectos de distorsión serán menores (en el caso de impuestos progresivos) o mayores (en el caso de impuestos regresivos) que los que medimos.

viii. No se ha evaluado la estabilidad de los diversos regímenes fiscales ni el hecho de que algunos de ellos permiten celebrar contratos de estabilidad fiscal. La inestabilidad fiscal es un elemento disuasivo de las inversiones en recursos naturales y puede aumentar la PIE más allá de lo que medimos, debido a las empresas que esperan mayores impuestos que los establecidos por ley y mayores descuentos de deducciones fiscales riesgosas (Davis and Lund, 2018). En la industria de la minería, la estabilidad fiscal es uno de los diez criterios principales para la toma de decisiones de las empresas en relación con invertir en una región (Mitchell, 2009).

ix. No hemos evaluado las distorsiones relativas de los impuestos a la minería, al petróleo y al gas debido a sus diferencias respecto del nivel de impuestos de otros sectores. Cuando las tasas impositivas efectivas marginales (TIEM) difieren entre los sectores y entre los productos dentro de un sector, la eficacia nacional e internacional en la asignación de capital disminuye.⁴⁰

x. El desplazamiento de las ganancias, a través del cual las empresas multinacionales llevan las ganancias de jurisdicciones que cobran más impuestos a aquellas que cobran menos impuestos, han demostrado ser significativo para las empresas de petróleo y gas, dada su gran carga tributaria (Beer y Loeprick, 2017). No se ha modelado estas influencias, y sobre esta base, nuestros cálculos de GT para cada proyecto pueden ser exagerados.

40. En esto se hizo hincapié en el análisis de los impuestos de las minas colombianas realizado por Chen y Perry, 2015 (véase nota al pie N° 6).

METODOLOGÍA

Petróleo

Nuestros análisis de los regímenes fiscales de petróleo y gas son una adaptación del modelo de exploración, desarrollo y producción de petróleo de Smith (2014). El modelo integra las decisiones de exploración y desarrollo para producir un análisis de “ciclo completo” de las inversiones y los rendimientos. Se empieza por centrarnos en un reservorio en el cual el volumen de petróleo original in situ es fijo y se denomina POIS. Cuando hay presencia tanto de gas como de petróleo, se expresan los volúmenes de recursos en términos de barriles equivalentes de petróleo y convirtiendo el gas a la tasa de 6 mcf por barril (Boe).

Fase primaria de producción

La recuperación de reservas durante la fase inicial (primaria) de producción se rige por la inversión inicial de capital (número de pozos) y las propiedades geológicas del reservorio:

$$R_0 = s \times POIS, \quad (1)$$

donde R_0 representa el volumen de recuperación primaria y s representa el factor de recuperación primaria. De acuerdo con Total Exploration and Production (2009), el factor de recuperación primaria suele rondar el 33%, y se adopta ese valor.

Durante la fase primaria de producción, esta baja exponencialmente desde el nivel inicial a una tasa fija, a , a lo largo del tiempo:

$$Q_t = Q_0 \times e^{-at} \quad \text{para } t \geq 0, \quad (2)$$

... donde Q_t representa el flujo instantáneo de producción en el tiempo t . El volumen de reservas primarias, por definición, es el entero de (2):

$$R_0 = s \times POIS = \int_0^\infty Q_t dt = \frac{Q_0}{a}. \quad (3)$$

Sigue que $Q_t = a \times R_t$, lo que significa que la tasa de disminución y la tasa de extracción son iguales. Del mismo modo, el volumen de reservas primarias que queda en el reservorio en el tiempo t está dado por:

$$R_t = \frac{Q_t}{a} = R_0 \times e^{-at}. \quad (4)$$

La inversión requerida para lograr este perfil de producción depende de la tasa de extracción (a), que es elegida por el inversionista, y el tamaño del yacimiento (POIS) y las condiciones locales que se reflejan en un factor de calibración regional (A) y se fijan de forma externa:

$$I(a) = A \times s \times POIS \times a^{1.68}, \quad (5)$$

... donde la elasticidad con respecto a la tasa de extracción es superior a uno, lo que indica la disminución de los rendimientos. Los requerimientos de inversión se pueden expresar alternativamente en términos del “coeficiente de capital”, que mide el monto de la inversión en desarrollo primario requerida por barril de producción diario inicial:

$$CC(a, A) \equiv \frac{I(a)}{Q_0/365} = 365 \times A \times a^{0.68}. \quad (6)$$

Se supone que la inversión de capital se reparte de forma equitativa a lo largo de tres años. Hay dos tipos de costos operativos. Supone que el inversionista incurre en un costo variable (VC) por barril cuando se realiza la producción, más un costo operativo fijo (COF) anual adicional, proporcional a la inversión de capital instalada.

Fase asistida de producción

En un momento, T , el inversionista, a su criterio, puede hacer una inversión adicional en técnicas de recuperación asistida, que, supuestamente, aumentan el volumen de las reservas remanentes por el factor λ :

$$Q_t^e = \lambda \times Q_t \quad \text{para } t \geq T. \quad (7)$$

La medida en que las reservas aumentan a través de la RAP depende del plazo de esta y del estado de vaciamiento previo del reservorio, así como de λ . El nivel de vaciamiento del reservorio se mide por la relación de las reservas primarias restantes en relación con el volumen inicial:

$$d_t = 1 - \frac{R_t}{R_0} = 1 - e^{-at}. \quad (8)$$

Se parte de la hipótesis de que la inversión adicional requerida para una recuperación asistida de petróleo depende del volumen de reservas restantes a las que se aplica la RAP ($\lambda \times R_T$) y el estado de vaciamiento al momento en que se realiza la inversión en RAP:

$$J(\lambda, T, a) = \frac{Aa^{1.68}\lambda R_T}{d_T}. \quad (9)$$

Esta es la misma forma funcional que se aplica a la inversión en la fase primaria de recuperación, pero inversamente proporcional al estado de vaciamiento.

Desarrollo óptimo

Al momento del desarrollo inicial, y en base a la elección de la tasa de extracción elegida (a) por el inversionista, el inicio de la RAP (T) y el momento en el cual se desmantela el yacimiento (\bar{T}), el valor presente del yacimiento petrolífero neto de impuestos está dado por:

$$\begin{aligned} \pi^e(a, T, \bar{T}) = & \int_0^T (P_t - VC) \times Q_t \times e^{-rt} dt + \int_T^{\bar{T}} (P_t - VC) \times Q_t^e \times e^{-rt} dt - \int_0^{\bar{T}} [I_t(a) + \\ & COF_t(a)] e^{-rt} dt - \int_0^{\bar{T}} \tau_t(a, T, \bar{T}) \times e^{-rt} dt - \frac{e^{-(a+r)\bar{T}}}{1-e^{-a\bar{T}}} \times \lambda \times I(a) - D \times e^{-r\bar{T}}, \end{aligned} \quad (10)$$

donde $\tau_t(a, T, \bar{T})$ refleja el pago neto de impuestos en virtud de un régimen fiscal dado, D representa los costos de desmantelamiento incurridos al final de la vida útil del yacimiento, \bar{T} representa el momento en el cual se desmantela el yacimiento, y $I_t(a)$ representa la porción total del gasto primario de capital $I(a)$, incurrido en el momento t . El desarrollo óptimo del yacimiento se identifica maximizando la Ecuación 10 con respecto a los tres parámetros elegidos (a, T, \bar{T}) mediante el método de búsqueda de cuadrículas.

Fase de exploración

Se parte de la hipótesis de que el inversionista tiene el derecho de perforar una secuencia de pozos exploratorios con el objetivo de llegar a un pozo de exploración determinado. Asimismo, se parte de la hipótesis de que cada pozo tiene un costo X , del cual un porcentaje fijo (δ) representa los costos intangibles. Dejamos que RF sea un indicador 0/1 que determina si, de acuerdo con el régimen fiscal dado, los costos intangibles se pueden deducir del impuesto sobre la renta corporativa. El flujo de efectivo después de impuestos para el período en el cual se perfora un pozo exploratorio está dado por: $-X \times [1 - \delta \times IRC \times (1 - RF)]$, donde IRC representa la tasa marginal del impuesto sobre la renta corporativa.

Los costos de exploración tangibles se acumulan para compensarse con ingresos futuros. De esta forma, los costos de exploración totales (tangibles e intangibles) acumulados después de haber perforado una serie de pozos n están dados por:

$$CF(n) = n \times X \times [1 - \delta \times (1 - RF)]. \quad (11)$$

El éxito de cada pozo exploratorio se predice mediante un proceso físico de descubrimiento, en el cual se asume que hay cuatro resultados posibles en términos del tamaño del depósito:

<i>Yacimiento pequeño:</i>	$POIS = POIS_1$
<i>Yacimiento mediano:</i>	$POIS = POIS_2$
<i>Yacimiento grande:</i>	$POIS = POIS_3$
<i>Pozo seco:</i>	$POIS = 0$

Se supone que la perforación del pozo de exploración continuará hasta lograr un descubrimiento o que el inversionista se rinda, de ambas opciones, la que ocurra primero. La probabilidad del resultado i con respecto al pozo j se denomina p_j^i , y se determina de acuerdo con el modelo de descubrimiento de Smith (2005), que implica aumentar el riesgo de pozo seco después de cada fracaso sucesivo. Supongamos que α representa la probabilidad condicional de que un pozo exploratorio dado encontrará un yacimiento comercial, ya que el pozo de exploración está cargado de hidrocarburos, y supongamos que β representa la probabilidad incondicional de que el pozo de exploración se ha cargado con hidrocarburos. Luego, el riesgo de pozo seco debe aumentar con cada fracaso adicional, de acuerdo con:

$$p_n^4 = \frac{\alpha(1-\alpha)^{n-1}\beta}{(1-\alpha)^{n-1}\beta + (1-\beta)} \quad \text{para } n = 1, 2, \dots \quad (12)$$

Supongamos que las probabilidades relativas de los tres tipos de yacimientos comerciales están dadas por q_1, q_2, q_3 , entonces, se establece el conjunto completo de probabilidades de descubrimiento en cada etapa de exploración:

$$p_n^i = (1 - p_n^4) \times q_i, \quad \text{para } i = 1, 2, 3. \quad (13)$$

El valor actual neto esperado de cada pozo exploratorio individual en la secuencia está dado por:

$$V^n = \sum_{j=1}^3 \frac{p_n^j \times \Pi^e(a^*, T^*, \bar{T}^* | POIS_j)}{e^{-r\Delta t}} - X \times [1 - \delta \times IRC \times (1 - RF)], \quad (14)$$

donde el valor presente se computa en relación con la fecha de perforación, $\Pi^e(a^*, T^*, \bar{T}^* | POIS_j)$ representa el valor presente optimizado del yacimiento, determinado según la fase de desarrollo, r representa la tasa de descuento anual del inversionista, y Δt representa el tiempo transcurrido entre la exploración y el desarrollo del yacimiento.

Integración de la exploración y del desarrollo

El valor actual neto después de impuestos de ciclo completo de toda la secuencia exploratoria está dado por el valor de cada uno de los pozos N que constituyen la “campana” de exploración (V^n for $n=1, 2, \dots, N$) multiplicado por la probabilidad de que se perfore cada uno de esos pozos, lo que se denomina ϕ^n . Cada uno de los pozos N se perfora si y solo si todos los pozos anteriores en la secuencia estaban secos. Así:

$$\phi^n = \prod_{j=0}^{n-1} p_j^4, \quad (15)$$

donde, por conveniencia, definimos $p_j^4 = 1$. El valor actual neto después de impuestos de ciclo completo esperado de una campaña de exploración que se abandonaría después de N pozos secos está dado por:

$$NPV^{FC}(N) = \sum_{j=1}^N \frac{V^j \phi^j}{(1+r)^{j+\Delta w}}, \quad (16)$$

donde Δw representa el tiempo transcurrido entre cada pozo de exploración. De esta forma, el valor del derecho del inversionista de explotar el pozo de exploración en cuestión está dado por:

$$\max_N NPV^{FC}(N). \quad (17)$$

Calibración con los casos de ALC individuales

El método de análisis descrito anteriormente se aplica a cada uno de los casos específicos de cada país después de calibrar los parámetros económicos y geológicos, en base a valores que se consideran representativos de los países en cuestión. Todos los casos se basan en una tasa de descuento (r) del 10% real, un índice de inflación del 2%, un costo operativo fijo (COF) anual equivalente al 2% de la inversión de capital histórica acumulada y un factor de recuperación asistida (*si se inicia la RAP*) de $\lambda = 2,0$. Hay otros parámetros que varían en función de los casos, de acuerdo con la siguiente tabla.

Tabla 1: Especificación de los parámetros geológicos y económicos de los respectivos casos en ALC

Pais/Caso	Tipo de régimen	X	CC	VC	OIP_1	OIP_2	OIP_3	GAS	a	β
		\$mm/well	\$m/daily boe	\$/boe	mm boe	mm boe	mm boe	% of Total	%	%
1 Argentina c/ índice de precios de exportación	Concesi	100	20	25	300	900	3,000	0%	70%	50%
2 Argentina s/ índice de precios de exportación	Concesi	100	20	25	300	900	3,000	0%	70%	50%
3 Bolivia, frontera	CPC	1	10	12	100	300	900	90%	70%	70%
4 Bolivia, áreas maduras	CPC	50	10	12	100	300	900	90%	70%	99%
5 Brasil, aguas profundas postsal	Concesi	75	25	16	300	900	3,000	11%	70%	50%
6 Brasil, presal (Part. del Operador en las gcias = 25%)	CPC	75	20	8	300	900	3,000	15%	60%	75%
7 Brasil, presal (Part. del Operador en las gcias = 50%)	CPC	75	20	8	300	900	3,000	15%	60%	75%
8 Colombia, petróleo offshore	Concesi	100	25	25	300	900	3,000	100%	70%	50%
9 Colombia, pet. offshore c/ zona de libre comercio	Concesi	100	25	25	300	900	3,000	0%	70%	50%
10 Colombia, gas en tierra	Concesi	20	12	15	100	300	900	0%	70%	50%
11 Ecuador, gas offshore	CPC	25	25	25	300	900	3,000	0%	50%	70%
12 Ecuador, petróleo en tierra	CPC	25	25	25	300	900	3,000	0%	50%	70%
13 Ecuador, petróleo en tierra c/ IGE	CPC	25	25	25	300	500	900	0%	50%	70%
14 Guyana, aguas profundas	CPC	25	25	25	300	500	900	0%	50%	70%
15 Guyana, aguas poco profundas	CPC	25	25	12	300	500	900	100%	50%	70%
16 México, petróleo en aguas profundas	Concesi	25	38	25	300	900	3,000	0%	70%	90%
17 México, petróleo en aguas profundas(Operador 50%)	CPC	25	38	25	300	900	3,000	0%	70%	90%
18 México, petróleo en aguas profundas(Operador 75%)	CPC	100	38	25	300	900	3,000	0%	80%	90%
19 Perú, petróleo offshore (High Upside Geology)	CPC	30	25	25	300	500	900	0%	50%	70%
20 Perú, petróleo offshore(Low Upside Geology)	CPC	100	25	25	300	900	3,000	0%	50%	60%
21 Perú, gas en tierra	CPC	100	25	25	300	900	3,000	0%	50%	60%
22 Trinidad y Tobago, gas offshore, aguas profundas	CPC	100	25	25	300	900	3,000	0%	50%	60%
23 Trinidad y Tobago, gas offshore, plataforma	CPC	25	25	25	300	900	3,000	20%	50%	70%
24 Trinidad y Tobago, petróleo en tierra	Concesi	25	25	25	300	500	900	20%	50%	70%
25 Venezuela, petróleo pesado, con IMA	Concesi	25	12	15	300	900	3,000	70%	70%	90%
26 Venezuela, petróleo pesado, sin IMA	Concesi	100	25	10	300	900	3,000	100%	50%	70%

Fuentes de datos de petróleo y gas

- Agencia EFE
- BBVA
- Brazil ANP
- Compelo Energy
- Centro de desarrollo sostenible de Columbia
- Drilling Contractor Magazine
- Ernst & Young
- Ministerio de Recursos Naturales de Guyana
- JWNEnergy.com
- Estudio de abogados Mayer Brown Taill Chequer
- Offshore Energy Today
- Oil and Gas Journal
- Oil Price.com
- Petroleum Intelligence Weekly
- Reuters
- Shell Oil
- Total S.A.
- Wood-MacKenzie
- Administración Estadounidense de Información sobre la Energía
- Americas Quarterly
- BNamericas
- Canales Auty
- CMS LawNow.com
- Deloitte
- Eco (Atlantic) Oil & Gas Ltd.
- ExxonMobil
- Juan Pablo Sarmiento Michel
- Latin American Herald Tribune
- Newsbase.com
- Offshore Magazine
- Oil Now
- PeruReports.com
- Price Waterhouse Coopers
- Rigzone
- Simmons & Company, International
- Ministerio de Energía e Industrias Energéticas de Trinidad y Tobago
- Wall Street Journal
- World Oil Magazine

Minería

Nuestro análisis de los regímenes mineros es una adaptación del modelo de exploración, desarrollo y producción de petróleo de Smith (2014), que ajustamos a los aspectos físicos y económicos relativos al diseño y a la producción de minas (Davis y Domínguez 2017).⁴¹ Los 15 proyectos de minería y los 9 países fueron elegidos por CRU e IDB (CRU, octubre de 2017) por ser representativos de los tipos de minas y metales producidos en cada país. Algunos de los proyectos se encuentran actualmente en etapa de producción y otros en etapa de diseño. Cada proyecto se modeló con su inversión inicial en 2018, de acuerdo con el diseño de la ingeniería inicial del proyecto.

En cada uno de los 15 casos modelados, el depósito mineral ya se ha definido mediante la exploración, y solo deben llevarse a cabo el diseño y el desarrollo. Esto es lo que se llama análisis de medio ciclo. El modelo de flujo de efectivo descontado en Excel parte de la hipótesis de que el propietario de una mina que maximiza las ganancias toma decisiones de inversión y producción durante toda la vida útil del activo frente al régimen fiscal que se aplica al proyecto en 2018. Los modelos de flujo de efectivo tienen detalles razonables, con más de 100 partidas de flujo de efectivo en cada uno, que incluyen la contabilización de cada metal producido y vendido, costos operativos de minería, costos operativos de planta, costos de venta, cálculos completos de impuestos, incluso depreciación y pérdidas acumuladas, costos de cierre y costos de capital de la mina y de la planta. En estos modelos, el propietario elige opciones de acuerdo con una tasa de producción constante y una ley de corte constante. La ley de corte determina la cantidad de reservas y la ley de mineral de alimentación (véase la tabla 2). A su vez, la ley de mineral de alimentación determina la relación de desbroce en el caso de minas a cielo abierto (véase la tabla 3). Las llamadas “curvas tonelaje-ley” y “curvas de relación de desbroce” que se proveen en esas tablas fueron determinadas por CRU, ya sea a partir de informes técnicos de proyectos o de la observación de operaciones reales, y están personalizadas para cada proyecto en particular. La vida de la mina es simplemente igual a las reservas divididas por la tasa de producción.

41. CRU conserva la información general sobre la metodología y parametrización de los modelos (febrero, 2018). Se entregaron modelos en hojas de cálculo a los autores, en comunicación privada de CRU.

Tabla 2: Curvas tonelaje-ley

Proyecto	Curva promedio de ley/ley de corte	Curva de tonelaje de reserva/ley de corte
Cerro Matoso	$\text{Grade}(\% \text{Ni}) = 1.67 \exp[21.5 \text{COG}(\% \text{Ni})]/100$	$\text{Reserve}(\text{Mt}) = 368 * 0.5 * \left(1 - \text{erf} \left[\frac{\ln(100 \text{COG}(\% \text{Ni})) - 0.37}{\sqrt{2} * 0.59} \right] \right)$
Corumba	$\text{Grade}(\% \text{Fe}) = 42.06 \exp[0.64 \text{COG}(\% \text{Fe})]/100$	$\text{Reserve}(\text{Mt}) = 42.14 * 0.5 * \left(1 - \text{erf} \left[\frac{\ln(100 \text{COG}(\% \text{Ni})) - 3.96}{\sqrt{2} * 0.12} \right] \right)$
Minas-Rio	$\text{Grade}(\% \text{Fe}) = 28.1 \exp[0.99 \text{COG}(\% \text{Fe})]/100$	$\text{Reserve}(\text{Mt}) = 3688 * 0.5 * \left(1 - \text{erf} \left[\frac{\ln(100 \text{COG}(\% \text{Ni})) - 3.46}{\sqrt{2} * 0.14} \right] \right)$
Fruta del Norte	$\text{Grade}(\text{g/t Au}) = 0.52 \text{COG}(\text{g/t Au}) + 4.50$	$\text{Reserve}(\text{Mt}) = 26.6 * 0.5 * \left(1 - \text{erf} \left[\frac{\ln \text{COG}(\text{g/t Au}) - 2.04}{\sqrt{2} * 0.13} \right] \right)$
Gramalote	$\text{Grade}(\text{g/t Au}) = 1.12 \text{COG}(\text{g/t Au}) + 0.30$	$\text{Reserve}(\text{Mt}) = 719.5 * 0.5 * \left(1 - \text{erf} \left[\frac{\ln \text{COG}(\text{g/t Au}) + 1.70}{\sqrt{2} * 0.94} \right] \right)$
Lagunas Norte	$\text{Grade}(\text{g/t Au}) = \text{Min} \left[\text{Max} \left(\frac{1.3 + 0.24 \text{COG}(\text{g/t Au})^2}{-3.39 + 2.52 \text{COG}(\text{g/t Au})} \right) + 0.1, 6 \right]$	$\text{Reserve}(\text{Mt}) = 316.9 * 0.5 * \left(1 - \text{erf} \left[\frac{\ln \text{COG}(\text{g/t Au}) - 0.29}{\sqrt{2} * 0.45} \right] \right)$
Noche Buena	$\text{Grade}(\text{g/t Au}) = 0.57 \text{COG}(\text{g/t Au}) + 0.63$	$\text{Reserve}(\text{Mt}) = 114.5 * 0.5 * \left(1 - \text{erf} \left[\frac{\ln \text{COG}(\text{g/t Au}) + 0.59}{\sqrt{2} * 0.42} \right] \right)$
Pueblo Viejo	$\text{Grade}(\text{g/t Au Eq}) = 2.32 \exp[0.22 \text{COG}(\text{g/t Au Eq})]$	$\text{Reserve}(\text{Mt}) = 308.1 * 0.5 * \left(1 - \text{erf} \left[\frac{\ln \text{COG}(\text{g/t Au eq}) - 0.64}{\sqrt{2} * 0.56} \right] \right)$
Veladero	$\text{Grade}(\text{g/t Au}) = 0.66 \exp[0.61 \text{COG}(\text{g/t Au})]$	$\text{Reserve}(\text{Mt}) = 563.4 * 0.5 * \left(1 - \text{erf} \left[\frac{\ln \text{COG}(\text{g/t Au}) + 0.22}{\sqrt{2} * 0.45} \right] \right)$
Sierra Gorda	$\text{Grade}(\% \text{Cu}) = (0.18 + 1.07(100 \text{COG}(\% \text{Cu})) - 0.79(100 \text{COG}(\% \text{Cu}))^2 + 1.07(100 \text{COG}(\% \text{Cu}))^3)/100$	$\text{Reserve}(\text{Mt}) = 3000 * 0.5 * \left(1 - \text{erf} \left[\frac{\ln(100 \text{COG}(\% \text{Cu})) + 1.22}{\sqrt{2} * 0.70} \right] \right)$
Taca Taca	$\text{Grade}(\% \text{Cu}) = 0.28 \exp[151 \text{COG}(\% \text{Cu})]/100$	$\text{Reserve}(\text{Mt}) = 2336.9 * 0.5 * \left(1 - \text{erf} \left[\frac{\ln(100 \text{COG}(\% \text{Cu})) + 0.86}{\sqrt{2} * 0.49} \right] \right)$
Zaldívar	$\text{Grade}(\% \text{Cu Eq}) = (38 \text{COG}(\% \text{Cu Eq}) + 0.77)/100$	$\text{Reserve}(\text{Mt}) = 1316.9 * 0.5 * \left(1 - \text{erf} \left[\frac{\ln(100 \text{COG}(\% \text{Cu eq})) + 0.26}{\sqrt{2} * 0.28} \right] \right)$
Piedras Verdes	$\text{Grade}(\% \text{Cu}) = (123 \text{COG}(\% \text{Cu}) + 0.12)/100$	$\text{Reserve}(\text{Mt}) = 1137 * 0.5 * \left(1 - \text{erf} \left[\frac{\ln(100 \text{COG}(\% \text{Cu})) + 1.96}{\sqrt{2} * 0.78} \right] \right)$
Constancia	$\text{Grade}(\% \text{Cu}) = (73 \text{COG}(\% \text{Cu}) + 0.18)/100$	$\text{Reserve}(\text{Mt}) = 1296.3 * 0.5 * \left(1 - \text{erf} \left[\frac{\ln(100 \text{COG}(\% \text{Cu})) + 1.53}{\sqrt{2} * 0.49} \right] \right)$
Cobre Panamá	$\text{Grade}(\% \text{Cu}) = (76 \text{COG}(\% \text{Cu}) + 0.27)/100$	$\text{Reserve}(\text{Mt}) = 3520 * 0.5 * \left(1 - \text{erf} \left[\frac{\ln(100 \text{COG}(\% \text{Cu})) + 1.21}{\sqrt{2} * 0.56} \right] \right)$

Tabla 3: Curvas de relación de desbroce

Proyecto	Curva de relación de desbroce
Cerro Matoso	Stripping Ratio= $161\text{Grade}(\%Ni)-2.09$
Corumba	Stripping Ratio= $1.1 \times 10^{-12} \exp[47.6\text{Grade}(\%Fe)]$
Minas-Rio	Stripping Ratio= $1.5 \times 10^{-6} \exp[35.4\text{Grade}(\%Fe)]$
Fruta del Norte	Stripping Ratio= 0.00 (mina subterránea)
Gramalote	Stripping Ratio= $0.91 \exp[2.03\text{Grade}(g/t Au)]$, grado $\leq 0.50 g/t Au$ Stripping Ratio= $0.37 \exp[3.84\text{Grade}(g/t Au)]$, grado $> 0.50 g/t Au$
Lagunas Norte	Stripping Ratio= $4.99-6.48\text{Grade}(g/t Au)+2.33\text{Grade}(g/t Au)^2$
Noche Buena	Stripping Ratio= $0.43 \exp[2.61\text{Grade}(g/t Au)]$
Pueblo Viejo	Stripping Ratio= $0.15\text{Grade}(g/t Au Eq)+0.46$
Veladero	Stripping Ratio= $1.32 \exp[0.95\text{Grade}(g/t Au)]$
Sierra Gorda	Stripping Ratio= $0.17 \exp[745\text{Grade}(\%Cu)]$
Taca Taca	Stripping Ratio= $107\text{Grade}(\%Cu)+1.28$
Zaldívar	Stripping Ratio= $95\text{Grade}(\%Cu Eq)+0.30$
Piedras Verdes	Stripping Ratio= $-344\text{Grade}(\%Cu)+3.82$
Constancia	Stripping Ratio= $404\text{Grade}(\%Cu)-0.09$
Cobre Panamá	Stripping Ratio= $1128\text{Grade}(\%Cu)-3.28$

Fuente: Modelos en hojas de cálculo de CRU

La física de la minería indica que la selección de una ley de corte inferior da como resultado mayores reservas y una vida útil más prolongada de la mina, pero a una ley promedio inferior. El material de ley inferior produce menos metal por tonelada procesada, de modo que el procesamiento en el molino es menos económico. No obstante, el material de ley inferior implica menos costos de capital de minería, y reduce los costos de minería por tonelada de mineral de alimentación, por medio de una relación de desbroce menor. La tarea es seleccionar la ley de corte óptima, que requiere la aplicación de parámetros económicos.

Cuanto mayor sea la tasa de producción seleccionada para una ley de corte dada, menores serán los costos unitarios (en el caso de economías de escala), y menor será el descuento de flujos de efectivo para una vida útil menor de la mina. No obstante, una mayor tasa de producción requiere costos iniciales de capital de minería y molienda, que no se recuperan al finalizar la vida útil de la mina y, por lo tanto, se consideran costos hundidos irreversibles. La tarea es seleccionar la tasa de producción óptima, que, nuevamente, requiere la aplicación de parámetros económicos.

Los parámetros económicos en los modelos incluyen precios nominales, costos reales, inflación de costos dependiente del tipo de costos y una tasa nominal de descuento. La tasa nominal de descuento representa la práctica de la industria para cada metal en particular, según lo determinado por CRU.⁴² Se toman en cuenta los precios prevalecientes en el diseño del proyecto de la mina en 2018, según lo determinado por CRU. Los costos están relacionados con el diseño de ingeniería y las tasas operativas adoptadas por el Operador, según lo determinado por CRU, por medio de sus modelos de costos "incrementales". Los costos operativos incluyen salarios, bienes consumibles, combustibles, electricidad y materias primas. Los costos operativos unitarios de planta son una función de la tasa de producción en molienda, ley del mineral y, en el caso de mineral de hierro, tasas de recuperación masiva. Los costos unitarios de la mina

42. 8,9% en el caso de níquel, cobre y mineral de hierro, y 8,1% en el caso de oro.

son una función de las toneladas explotadas por año. Las funciones de costos operativos de mina y de planta permiten que haya economías de escala variables.

Los costos de capital incluyen instalaciones, infraestructura y desarrollo de la mina, y equipos. La inflación se aplica al capital de la mina, al capital de la planta, a los envíos y a los costos operativos, a las tasas que CRU considere adecuadas. Los costos de capital de planta son una función de la tasa de producción en molienda y la ley del mineral, y, en el caso de mineral de hierro, la tasa de recuperación masiva. Los costos de capital de mina son una función de las toneladas explotadas por año. Las funciones de costos de capital de mina y de planta permiten que las economías de escala sean variables. Cada una de las 20 formas de funciones usadas en los modelos se formulan y parametrizan de acuerdo con los estudios de ingeniería considerados por CRU. Cada modelo de mina, por lo tanto, utiliza una función de costos operativos de planta, una función de costos operativos de mina, una función de costos de capital de planta y una función de costos de capital de mina, según resulte adecuado para ese proyecto específico y de acuerdo con lo que calibre CRU. Las tablas 4 y 5 proporcionan los detalles de las funciones de costos operativos y de capital usados en el modelado de cada proyecto. En esas tablas, SR significa relación de desbroce, QO es la tonelada molida anual (Mt/yr.), y $M_o = Q_o (1+SR)$ es la tonelada explotada anual (Mt/yr.).

Tabla 4: Fórmulas de costos operativos

Proyecto	Costo operativo de planta (2016 \$/t mineral)	Costo operativo de mina (2016 \$/t mineral)
Cerro Matoso	$Cost(\$ / t)=107.8 \exp [11.13 \text { Grade }(\% \text { Ni })-0.13 Q_o]$	$Cost(\$ / t)=(1+SR)(4.78 M_o^{-0.67}+0.94), M_o < 64.5$ $Cost(\$ / t)=(1+SR)(0.0037 M_o+0.99), M_o \geq 64.5$
Corumba	$Cost(\$ / t)=0.2(-40.26-17.85 \text { Grade }(\% \text { Fe })/0.64 * 0+60.17 Q_o-0.083.74 \ln (Q_o \text { Grade }(\% \text { Fe })/0.64 * 0.66))$	$Cost(\$ / t)=2(1+SR)(4.78 M_o^{-0.67}+1.25), M_o < 64.5$ $Cost(\$ / t)=2(1+SR)(0.0037 M_o+1.30), M_o \geq 64.5$
Minas-Rio	$Cost(\$ / t)=40.26-17.85 \text { Grade }(\% \text { Fe })/0.695 * 0.842+60.17 Q_o^{-0.08}+3.74 \ln (Q_o \text { Grade }(\% \text { Fe })/0.695 * 0.842)$	$Cost(\$ / t)=(1+SR)(4.78 M_o^{-0.67}+1.25), M_o < 64.5$ $Cost(\$ / t)=(1+SR)(0.0037 M_o+1.30), M_o \geq 64.5$
Fruta del Norte	$Cost(\$ / t)=1.77(47.82 Q_o^{-0.81}+10.22)$	$Cost(\$ / t)=1.09(77.03 Q_o^{-0.56})$
Gramalote	$Cost(\$ / t)=1.21(47.82 Q_o^{-0.81})$	$Cost(\$ / t)=1.1(1+SR)(4.78 M_o^{-0.67}+0.94), M_o < 64.5$ $Cost(\$ / t)=1.1(1+SR)(0.0037 M_o+0.99), M_o \geq 64.5$
Lagunas Norte	$Cost(\$ / t)=4(47.82 Q_o^{-0.81})$	$Cost(\$ / t)=4(1+SR)(4.78 M_o^{-0.67}+0.94), M_o < 64.5$ $Cost(\$ / t)=4(1+SR)(0.0037 M_o+0.99), M_o \geq 64.5$
Noche Buena	$Cost(\$ / t)=0.9(47.82 Q_o^{-0.81})$	$Cost(\$ / t)=0.9(1+SR)(4.78 M_o^{-0.67}+0.94), M_o < 64.5$ $Cost(\$ / t)=0.9(1+SR)(0.0037 M_o+0.99), M_o \geq 64.5$
Pueblo Viejo	$Cost(\$ / t)=1.04*(47.82(Q_o-0.81)+10.22)$	$Cost(\$ / t)=0.5(1+SR)(4.78 M_o^{-0.67}+0.94), M_o < 64.5$ $Cost(\$ / t)=0.5(1+SR)(0.0037 M_o+0.99), M_o \geq 64.5$
Veladero	$Cost(\$ / t)=0.98(47.82 Q_o^{-0.81})$	$Cost(\$ / t)=2.57(1+SR)(4.78 M_o^{-0.67}+0.94), M_o < 4.5$ $Cost(\$ / t)=2.57(1+SR)(0.0037 M_o+0.99), M_o \geq 64.5$
Sierra Gorda	$Cost(\$ / t)=53.66 Q_o^{-0.14} \text { Grade }(\% \text { Cu })^{0.33}$	$Cost(\$ / t)=(1+SR)(4.78 M_o^{-0.67}+0.94), M_o < 64.5$ $Cost(\$ / t)=(1+SR)(0.0037 M_o+0.99), M_o \geq 64.5$
Taca Taca	$Cost(\$ / t)=1.66(53.66 Q_o^{-0.14} \text { Grade }(\% \text { Cu })^{0.33})$	$Cost(\$ / t)=1.49(1+SR)(4.78 M_o^{-0.67}+0.94), M_o < 64.5$ $Cost(\$ / t)=1.49(1+SR)(0.0037 M_o+0.99), M_o \geq 64.5$
Zaldívar	$Cost(\$ / t)=2(1973 Q_o^{-0.14} \text { Grade }(\% \text { Cu })^{1.01})$	$Cost(\$ / t)=(1+SR)(4.78 M_o^{-0.67}+0.94), M_o < 64.5$ $Cost(\$ / t)=(1+SR)(0.0037 M_o+0.99), M_o \geq 64.5$
Piedras Verdes	$Cost(\$ / t)=1973 Q_o^{-0.14} \text { Grade }(\% \text { Cu })^{1.01}$	$Cost(\$ / t)=(1+SR)(4.78 M_o^{-0.67}+0.94), M_o < 64.5$ $Cost(\$ / t)=(1+SR)(0.0037 M_o+0.99), M_o \geq 64.5$
Constancia	$Cost(\$ / t)=0.89(53.66 Q_o^{-0.14} \text { Grade }(\% \text { Cu })^{0.33})$	$Cost(\$ / t)=0.59(1+SR)(4.78 M_o^{-0.67}+0.94), M_o < 64.5$ $Cost(\$ / t)=0.59(1+SR)(0.0037 M_o+0.99), M_o \geq 64.5$
Cobre Panamá	$Cost(\$ / t)=0.89(53.66 Q_o^{-0.14} \text { Grade }(\% \text { Cu })^{0.33})$	$Cost(\$ / t)=0.77(1+SR)(4.78 M_o^{-0.67}+0.94), M_o < 64.5$ $Cost(\$ / t)=0.77(1+SR)(0.0037 M_o+0.99), M_o \geq 64.5$

Fuente: Modelos en hojas de cálculo de CRU

Tabla 5: Fórmulas de costos de capital

Proyecto	Costo de capital de planta (millones de USD en 2016)	Costo de capital de mina (millones de USD en 2016)
Cerro Matoso	$\text{Cost}(\text{M}\$)=263.6\exp[0.328Q_0]$	$\text{Cost}(\text{M}\$)=M_0(5.89M_0^{-0.79}+4.11)$
Corumba	$\text{Cost}(\text{M}\$)=52.7+13.2Q_0^{108.8}\ln(\text{Grade}(\%\text{Fe})/0.64*0.66)$	$\text{Cost}(\text{M}\$)=M_0(5.89M_0^{-0.79}+2.84)-0.50M_0$
Minas-Rio	$\text{Cost}(\text{M}\$)=52.7+108.9Q_0^{108.8}\ln(Q_0\text{Grade}(\%\text{Fe})/0.695*0.842)$	$\text{Cost}(\text{M}\$)=M_0(5.89M_0^{-0.79}+2.84)8.4M_0$
Fruta del Norte	$\text{Cost}(\text{M}\$)=Q_0(218.38Q_0^{-0.86}+110.24)71.1Q_0$	$\text{Cost}(\text{M}\$)=72.60\exp[-0.09Q_0]+3.99Q_0$
Gramalote	$\text{Cost}(\text{M}\$)=Q_0(218.38Q_0^{-0.86})+27.03Q_0$	$\text{Cost}(\text{M}\$)=M_0(5.89M_0^{-0.79}+4.11)+0.7M_0$
Lagunas Norte	$\text{Cost}(\text{M}\$)=Q_0(218.38Q_0^{-0.86})+12.0Q_0$	$\text{Cost}(\text{M}\$)=M_0(5.89M_0^{-0.79}+4.11)+12.0M_0$
Noche Buena	$\text{Cost}(\text{M}\$)=Q_0(218.38Q_0^{-0.86})$	$\text{Cost}(\text{M}\$)=M_0(5.89M_0^{-0.79}+4.11)$
Pueblo Viejo	$\text{Cost}(\text{M}\$)=Q_0(218.38Q_0^{-0.86}+110.24)+323.9Q_0$	$\text{Cost}(\text{M}\$)=M_0(5.89M_0^{-0.79}+4.11)+31.8M_0$
Veladero	$\text{Cost}(\text{M}\$)=Q_0(218.38Q_0^{-0.86})1.7Q_0$	$\text{Cost}(\text{M}\$)=M_0(5.89M_0^{-0.79}+4.11)+2.6M_0$
Sierra Gorda	$\text{Cost}(\text{M}\$)=Q_0(20.12+23.08Q_0^{-0.89}-103.58\text{Grade}(\%\text{Cu}))+4.95Q_0$	$\text{Cost}(\text{M}\$)=M_0^{-0.79}+(5.89M_0^{-0.79}+4.11)+0.8M_0$
Taca Taca	$\text{Cost}(\text{M}\$)=Q_0(20.12+23.08Q_0^{-0.89}-103.58\text{Grade}(\%\text{Cu}))+12.5Q_0$	$\text{Cost}(\text{M}\$)=M_0(5.89M_0^{-0.79}+4.11)+2.6M_0$
Zaldívar	$\text{Cost}(\text{M}\$)=Q_0(20.12+23.08Q_0^{-0.89}-103.58\text{Grade}(\%\text{Cu}))+40Q_0$	$\text{Cost}(\text{M}\$)=M_0(5.89M_0^{-0.79}+4.11)$
Piedras Verdes	$\text{Cost}(\text{M}\$)=Q_0(20.12+23.08Q_0^{-0.89}-103.58\text{Grade}(\%\text{Cu}))$	$\text{Cost}(\text{M}\$)=M_0(5.89M_0^{-0.79}+4.11)$
Constancia	$\text{Cost}(\text{M}\$)=Q_0(20.12+23.08Q_0^{-0.89}-103.58\text{Grade}(\%\text{Cu}))+30.96Q_0$	$\text{Cost}(\text{M}\$)=M_0(5.89M_0^{-0.79}+4.11)+6.4M_0$
Cobre Panamá	$\text{Cost}(\text{M}\$)=Q_0(20.12+23.08Q_0^{-0.89}-103.58\text{Grade}(\%\text{Cu}))+34.94Q_0$	$\text{Cost}(\text{M}\$)=M_0(5.89M_0^{-0.79}+4.11)+7.3M_0$

Fuente: Modelos en hojas de cálculo de CRU

En el caso libre de impuestos, la maximización del valor del proyecto es, en teoría:

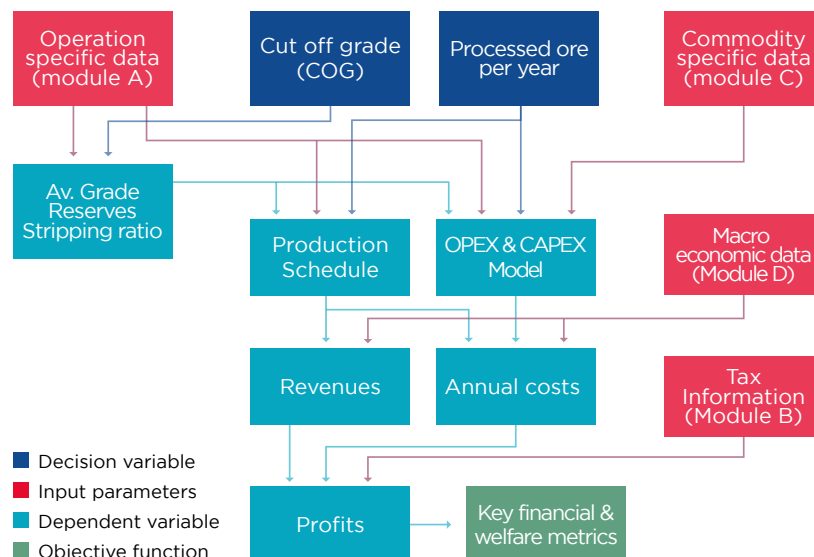
$$\max_{Q_0, COG} NPV = -\sum_{t=1}^3 \left[\frac{I_t(Q_0, COG)}{(1+r)^t} \right] + \sum_{t=4}^T \left[\frac{P Q_m(Q_0, COG) - c_t(Q_0, COG) Q_0}{(1+r)^t} \right] - \frac{\gamma \sum_{t=1}^3 [I_t(Q_0, COG)]}{(1+r)^{T+1}}$$

donde I es la inversión en la mina y en bienes de uso que tiene lugar en los primeros tres años del proyecto, P es el precio del mineral y Q_m es la cantidad de metal producida en cada año de operaciones, c es la minería unitaria y el costo de molienda en cada año de operaciones, y Q_0 es la producción de molienda anual. La vida útil de la mina es T , determinada por la tasa de producción y las reservas totales. Los costos de recuperación se indican mediante el último término de la ecuación y se calculan como porcentaje γ , del costo acumulado inicial de inversión en la mina y en molienda, aumentados con el correr del tiempo a un índice de inflación de costos π . La recuperación demora un año, a partir del final de la vida útil de la mina.

Los modelos de Excel realizan una búsqueda de cuadrícula en las posibles combinaciones de incrementos discretos en la tasa inicial de producción de molienda, Q_0 , y la ley de corte de la mina, COG , de tal modo que se maximiza el valor actual neto. La tasa de producción y la ley de corte afectan la inversión a través de la relación de desbroce de la mina y el tamaño de la planta, afectan el metal producido a través de la tasa de producción y la ley de metal de alimentación, afectan los costos a través de la relación de desbroce y afectan los costos de recuperación por medio de los costos de capital de mina y de molienda.

La figura 1 proporciona un diagrama de los modelos de Excel (CRU, febrero de 2018).

Figura 1: Diagrama de modelo



Cuando se aplican los impuestos, estos influyen en los flujos de efectivo a través de un impuesto neto que se grava por cada año del proyecto. Por lo tanto, se estima que el operador elige la tasa de producción de molienda Q_o y la ley de corte COG para maximizar el valor actual neto después de impuestos. Estas elecciones, cuando son diferentes a las opciones libres de impuestos, representan distorsiones inducidas por impuestos que crean PIE para el proyecto. Realizamos el seguimiento y tomamos los valores presentes de varios flujos de impuestos para poder calcular el GT, el RF y la IF.

Fuente de datos

- CRU
- *Resúmenes de impuestos en línea de Deloitte*
- *Resúmenes de impuestos en línea de Ernst & Young*
- *Resúmenes de impuestos en línea de Price Waterhouse Coopers*

ANEXO II.

ASPECTOS DESTACADOS DE CADA PAÍS

En esta sección, informamos los impactos de los regímenes fiscales vigentes en 2018, dentro de la región de ALC. Los resultados y las conclusiones presentadas aquí se obtienen del conjunto exhaustivo de estudios de cada país, que se completaron durante nuestra investigación. La mayoría de estos países llevan a cabo actividades tanto de minería como de petróleo, pero estas están sujetas a diferentes tasas e instrumentos impositivos. Por lo tanto, los resultados y las conclusiones varían por sector y por país. A su vez, según sea necesario, tomamos cada país individual y distinguimos los sectores.



ARGENTINA

- Recientemente, Argentina redujo su tasa del impuesto sobre la renta corporativa del 35% al 30%, y planea reducirla aún más, al 25%, en 2020. Para este ejercicio, usamos una tasa de IRC del 30%. También redujo la retención de impuestos sobre dividendos del 45% al 7%. Nuestros ejemplos de minería aplican la retención de impuestos del 7%.
- En Argentina, el régimen fiscal del sector petrolero crea incentivos para un Operador con el objeto de reducir significativamente la tasa de producción de los yacimientos petrolíferos convencionales, y para demorar la aplicación de técnicas de recuperación asistida. La pérdida potencial de volúmenes de reserva es sustancial.
- Asimismo, de algún modo el régimen fiscal del sector petrolero impide la exploración; la cantidad máxima de pozos perforados antes de abandonar la búsqueda se reduce un tercio.
- Estos efectos reducen potencialmente cerca del 18% el valor de las reservas petrolíferas convencionales de Argentina, suponiendo que los aranceles de exportación de petróleo se gravan a tasas que no se indexan por inflación. Indexar el arancel de exportación de petróleo estimula el tipo de inversión que restablecería una gran parte de ese valor perdido, principalmente impulsando las inversiones en la recuperación asistida de petróleo.
- La industria de petróleo de esquisto y gas de lutita tiene costos altos (en relación con los Estados Unidos) e impuestos altos. El régimen fiscal no logra hacer una previsión adecuada del alto nivel de costos actual y, potencialmente, esto se traduce en muchos posibles pozos de exploración de esquisto/lutita que resultan poco rentables.
- El sector minero argentino no tiene tantos impuestos como el petrolero, lo que resulta en un GT promedio bajo. Desde el punto de vista de la eficacia, funciona bien en nuestro análisis de Taca Taca y Veladero, dada la nueva tasa inferior del IRC y la reducción de los impuestos sobre dividendos, aunque es posiblemente más ineficaz para proyectos menos rentables, como consecuencia de la regresividad del sistema fiscal. El sistema de IRC en sí mismo es relativamente eficaz como consecuencia de su depreciación acelerada, aunque limita la acumulación de pérdidas a cinco años. Esto penalizará menos a los proyectos rentables que a los que se analizan. Los dos complementos del IRC que generan distorsiones son los impuestos sobre los dividendos y las regalías. En los dos proyectos que se examinan, analizamos los impuestos sobre los dividendos y las regalías comparten una PIE incremental casi igual, más allá de las mínimas ineficacias producidas por el IRC en el caso base.
- La regalía principal sobre las ganancias, que es del 3%, permite deducir los costos operativos y se establece en una tasa relativamente baja. Creará ineficacias de inversión. Una segunda regalía menor, del 1,5%, parte de los ingresos y, por lo tanto, crea ineficacias tanto de producción como de inversión.

- Nuestro análisis muestra que una tasa de regalía combinada y proporcionalmente mayor aumentaría mucho la PIE del proyecto, reflejando la posible producción y las posibles distorsiones de inversión de esas formas de regalía. Argentina ha hecho bien en limitar estos instrumentos distorsionadores a una tasa baja.

- El régimen fiscal minero argentino es regresivo, por lo cual proporciona algo de estabilidad en los ingresos por impuestos del Gobierno durante las variaciones de precios de los commodities. Mientras que la alta rentabilidad de los dos proyectos que se analizan produce un GT modesto y en una PIE mínima, la regresividad significa que el bajo porcentaje de PIE examinado aumentaría para los proyectos menos rentables que Taca Taca (IVP libre de impuestos = 2,95) y Veladero (IVP libre de impuestos = 2,29), dado que uno de los resultados generales de nuestro análisis es que, cuanto mayor sea el GT, mayor será el porcentaje de PIE del proyecto. Según nuestra estimación, aun con las tasas de regalía relativamente bajas del caso base, la PIE en Taca Taca aumenta del 2% al 5% en la medida que los precios del cobre a largo plazo caen 50% y el GT de Taca Taca asciende al 62%.

- La regresividad afecta en mayor grado a Veladero, y este es el mejor proyecto para juzgar el régimen fiscal argentino. La viabilidad de Veladero es más sensible al precio del metal que Taca Taca, como resultado de su menor rentabilidad. En un caso libre de impuestos, no resulta viable con un precio del oro a largo plazo que es un 30% inferior al del caso base. En un caso sujeto a impuestos, el Operador no desarrollará el proyecto si los precios caen un 20% en relación con el caso base, lo que reflejará una PIE del 100% de los USD 89 millones de renta disponible en el proyecto libre de impuestos, a ese precio. Esto revela la posibilidad de que los elementos que generan distorsiones en el régimen fiscal argentino produzcan más daño que lo que se muestra en los resultados de nuestro caso base para Taca Taca, dado que, si bajan los precios a largo plazo, se puede frenar totalmente el desarrollo de proyectos.

- También se analiza el régimen fiscal minero que estaba en vigor en 2017. Como se muestra en el análisis regional, en la sección 4.2, el nuevo sistema es más eficaz y tiene un GT inferior al del sistema anterior. La eficacia, en parte, proviene de la tasa impositiva de dividendos significativamente reducida, que llegó hasta el 45% para los dividendos durante los primeros años de proyecto, en los que el ingreso imponible se beneficiaba de la depreciación.

- En septiembre de 2018, Argentina impuso un arancel temporario a las exportaciones, que, en efecto, es una regalía bruta del 7,5% aplicada a las empresas mineras.⁴³ No hemos evaluado el efecto de esta regalía, ni el efecto de la constante inestabilidad fiscal, sobre el diseño del proyecto y las decisiones de inversión.



BOLIVIA (solo petróleo)

- En relación con el caso libre de impuestos, el régimen fiscal boliviano existente para el sector minero produce grandes distorsiones en las decisiones de inversión privadas y las decisiones de desarrollo de yacimientos.

- El resultado de las distorsiones muy probablemente será que el régimen fiscal boliviano tomará la forma de una tasa de extracción mucho menor durante la fase primaria de producción, un inicio demorado de la recuperación asistida de petróleo y, en el caso de las zonas de frontera, una reducción muy sustancial (posiblemente total) en las posibles actividades exploratorias en todos los pozos de exploración, a excepción de los más prometidos.

- A raíz de estas distorsiones, bajo el régimen fiscal existente, las PIE varían entre el 50% y el 100% del posible valor económico de los recursos subyacentes, el cual es extremadamente alto en relación con los regímenes fiscales de la mayoría de los demás países.

43. "Yamana Gold manifiesta que el nuevo impuesto argentino sobre las exportaciones podría dañar el flujo de efectivo", Reuters, 12 de septiembre de 2018.

- Debido a la estructura agresiva y de mano dura del régimen fiscal boliviano, que se basa fuertemente en los ingresos brutos más que en las ganancias, el Gobierno captura el 90% o más de cualquier ganancia generada por los yacimientos que ingresan en la etapa de desarrollo. Sin embargo, es esa posibilidad de obtener un GT alto la que también tiene el potencial de extinguir las inversiones arriesgadas en exploración.

- Tanto las tasas de impuestos promedio como las tasas marginales aplicadas a las ganancias generadas durante la fase de desarrollo (después del hundimiento de los costos de exploración) son altas según los estándares internacionales, rondando el 90%. Debería tenerse en cuenta que las tasas impositivas marginales altas generan algunos de los incentivos más débiles para el control de costos dentro de América Latina, dado que el Operador se ve motivado por el hecho de que la mayoría de los ahorros de costos redundan en beneficio del Gobierno en lugar de hacerlo en el de los accionistas (mediante impuestos sobre las ganancias adicionales). También imponen al Gobierno un mayor porcentaje del riesgo de precios inherentes asociado al petróleo crudo, en comparación con la mayoría de los demás países de América Latina, porque la mayor parte de las ganancias y las pérdidas incrementales que se producen con la fluctuación de los precios del petróleo se acumularán para el Gobierno.



BRASIL

- Los dos regímenes fiscales petroleros existentes en Brasil, el de concesión y el de CPC, funcionan de forma distinta, debido a las diferencias que comienzan en la ronda de licitaciones, donde los rivales que compiten para ganar los bloques establecen los términos en virtud de los cuales se generan los ingresos del Gobierno. En el régimen de concesión, la competencia que conduce a ofertas de bonificación elevadas es inocua. En el régimen de CPC, la competencia que lleva a participaciones elevadas del Gobierno en las ganancias es dañina.

- Ambos regímenes imponen cargas tributarias y desincentivos que distorsionan las inversiones relativas al caso libre de impuestos, y estas distorsiones generan PIE sustanciales. En el régimen de concesión, las distorsiones sacrifican casi un sexto del valor potencial de los recursos. En el régimen de CPC, las pérdidas son muy superiores, 24% en el caso de una participación del Gobierno en las ganancias del 50% y hasta 40% en el caso de una participación en las ganancias del 75%.

- Una mayor participación del Gobierno en las ganancias no garantiza que este obtenga mayores ganancias. De hecho, el Gobierno brasileño capturaría mayores ganancias con una participación del 50% que con una del 75%. Las altas participaciones en las ganancias tienden a ser contraproducentes, porque generan distorsiones que reducen el tamaño de la torta.

- Las principales distorsiones adoptan la forma de exploración menos exhaustiva en relación con el caso libre de impuestos, menor velocidad de extracción del recurso, aplicación demorada y menos efectiva de la RAP y factores inferiores de recuperación definitiva. Todas estas distorsiones son más graves en el régimen de CPC que en el de concesión, y también son más severas en el régimen de CPC cuando se realizan licitaciones agresivas que llevan la tasa ganadora de participación en las ganancias del 50% hasta el 75%.

- En el régimen de concesión, con ofertas de bonificaciones típicas de las licitaciones recientes, el GT ronda el 75% de las ganancias totales de ciclo completo, en línea con las referencias internacionales. En el régimen de CPC, con ofertas de bonificaciones típicas de las licitaciones recientes, el GT es muy superior, acercándose al 90% o más, lo cual es alto de acuerdo con los estándares internacionales.

- Ambos regímenes fiscales petroleros de Brasil (el de concesión y el de CPC) son relativamente neutros en términos de efectos. Toman casi la misma participación en las ganancias, independientemente del tamaño del yacimiento, de la rentabilidad o de la tasa de producción.

- El régimen fiscal minero de Brasil es sumamente complejo, y los impuestos se solapan a nivel estatal y federal. También tiene el potencial de ser altamente ineficaz, como se muestra en el caso de Minas-Rio.

- Dentro del IRC, que tiene una tasa impositiva base del 15% y una sobretasa del 10%, las pérdidas acumuladas de impuestos se limitan al 30% del ingreso imponible, lo que causa que el IRC de Brasil genere distorsiones relativas en las inversiones. La participación de los trabajadores en las ganancias, que se evalúa sobre la misma base que el IRC, provoca que la tasa de IRC sea del 34%.

- Tanto las regalías sobre los ingresos netos como las participaciones en la producción generan distorsiones. Las tasas de participación en la producción varían según el estado. Las participaciones en la producción en Minas Gerais son altas y generan severas distorsiones en su gran mina de mineral de hierro Minas-Rio, que tiene la IF más alta en la muestra de minería. Las distorsiones en Corumba son menores, debido, en parte, a la menor participación en la producción en Mato Grosso, donde se encuentra ubicada Corumba.

- Las regalías que varían según el estado también causarán distorsiones relativas a la ubicación. Las minas se ubicarán preferentemente en estados donde no haya participaciones en la producción o estas sean menores. No evaluamos esta distorsión.

- Debido al volumen de participación en la producción y al límite de las pérdidas acumuladas, el régimen es sumamente regresivo para las dos minas que modelamos. La regresividad genera graves distorsiones en las minas marginales. Minas-Rio es un buen ejemplo. La baja rentabilidad de Minas-Rio (IVP libre de impuestos = 1,30) da lugar a la naturaleza regresiva de la participación en la producción para imponer un GT alto en el caso base y, además, generar severas distorsiones en el proyecto. Según nuestra estimación, el proyecto no podría sobrevivir a una disminución del 10% en el precio del mineral de hierro debido al GT alto, ocasionando una PIE de USD 1100 millones en la renta del proyecto libre de impuestos a ese precio menor. Cualquier reducción en el GT, ya sea a través de tasas impositivas menores o mediante una economía de proyecto mejorada, reduciría drásticamente la PIE en este proyecto. Por ejemplo, simplemente al eliminar la participación del Estado en la producción, la PIE del proyecto se reduce USD 458 millones (de una PIE del 20% a una PIE del 8%) en el caso base. Incluso así, la PIE del 8% es la segunda más alta en la muestra de minería.

- Por otro lado, Corumba, una mina de mineral de hierro brasilera y más rentable, genera menos distorsiones debido a esa mayor rentabilidad (IVP libre de impuestos = 2,49). El GT también es menor, en parte, a raíz de la menor participación del Estado en la producción. Sin embargo, nuestro análisis muestra que la estructura geológica y de costos de Corumba no permite la existencia de flexibilidades de diseño sustanciales que puedan crear PIE ante un gravamen de impuestos agresivo. Como resultado, el sistema fiscal, cuando se aplica a Corumba, muestra un buen nivel de eficacia. El sistema fiscal hace que el proyecto se vuelva poco rentable con un precio del mineral de hierro un 30% por debajo del precio del caso base, lo que produce una PIE del 100%, de USD 150 millones en el valor del proyecto a ese precio. Sin embargo, para precios más altos, la PIE sigue siendo baja, del 3%.

- La efectividad del régimen fiscal brasilero debería evaluarse en función de su potencial de distorsión, como se refleja en nuestro modelo de Minas-Rio. Así, el régimen es el más ineficaz de los regímenes mineros de los nueve países estudiados.



CHILE (solo minería)

- El régimen fiscal minero de Chile es el más eficaz de los que se han estudiado. No impone regalías y depende únicamente de los impuestos sobre la renta corporativa y las sobretasas sobre la renta. De los nueve países revisados, es el único sistema fiscal que presenta esta característica.

- Dentro del IRC, no hay límites en cuanto a pérdidas acumuladas, y se permite la depreciación acelerada. Esto hace que el sistema de impuestos sobre la renta corporativa se encuentre entre los más eficaces de los que se han estudiado. Dadas las tasas de impuestos progresivas para el impuesto especial sobre la minería, el sistema fiscal es casi neutro con respecto a los precios de los commodities y la rentabilidad del proyecto.⁴⁴

- El impuesto especial sobre la minería provee un aumento relativamente menor, de alrededor de 15 puntos porcentuales, en el GT para los dos proyectos chilenos que se modelan. Como resultado, ambos proyectos tienen los GT totales más bajos entre los estudiados.

- Dado que la sobretasa especial sobre la minería no permite deducciones por depreciación acelerada, genera más distorsiones que el IRC. Aumentar 30 puntos porcentuales la sobretasa provoca que, en Zaldívar, la PIE aumente de 1,4% a 14,3%. Aumentar el mismo monto en el IRC solo produce que la PIE aumente un 7,2%.

- De los dos proyectos chilenos estudiados, Zaldívar es marginal, y no es capaz de soportar una caída de precio del 30% en ausencia de impuestos. Los efectos de distorsión del sistema del impuesto sobre la renta hacen que el proyecto no se desarrolle con una disminución de precios del 20%, generando una PIE de USD 97 millones a ese precio. Esto indica que, en el sistema chileno, hay espacio para mejorar. Una recomendación sería permitir que la sobretasa especial sobre la minería se calcule en función de la depreciación acelerada.

- Independiente de ello, el hecho de que este proyecto marginal tenga una PIE de solo 1,4% en el caso base es indicativo de la superioridad de este régimen fiscal, en comparación con los demás que estudiamos.



COLOMBIA

- El régimen fiscal petrolero de Colombia crea incentivos para el Operador con el objetivo de reducir significativamente la tasa de producción de petróleo y gas, demorar la aplicación de técnicas de recuperación asistida y reducir el volumen de hidrocarburos recuperados durante la vida útil del yacimiento.

- Asimismo, el régimen fiscal sirve para impedir la exploración; la cantidad máxima de pozos perforados antes de abandonar la búsqueda se reduce a la mitad.

- Estos impactos reducen cerca de un 15% el valor general de los recursos de hidrocarburos disponibles en la etapa de exploración y producción en el caso de gas en tierra, y un 30% en el caso de petróleo offshore, aunque este último se reduce al 11% si se emplean las disposiciones especiales para zonas de libre comercio.

- A pesar de la cantidad relativamente alta de diferentes impuestos y gravámenes en el desarrollo de las etapas de exploración y producción, el GT de Colombia no supera el de algunos otros países que aplican formas de impuestos mucho más simples.

- El régimen fiscal petrolero de Colombia es regresivo. El Gobierno captura una menor participación en las ganancias en los yacimientos más valiosos y una mayor participación en las ganancias en los yacimientos menos valiosos.

44. En caso de que el impuesto base no sea neutro, es imposible crear una neutralidad total mediante el agregado de un impuesto progresivo. Esto resulta evidente por el hecho de que el Government Take llega al 100% justo antes del punto en el cual el precio es tan bajo que el proyecto se hace inviable desde la perspectiva del Operador.

- El régimen fiscal simple que rige para la minería en Colombia incluye un impuesto sobre la renta corporativa, un impuesto sobre los dividendos y una regalía sobre los ingresos no operativos cuya tasa varía en función de los commodities. La tasa de regalía es relativamente baja para el oro (4%), lo que limita las distorsiones generadas por ella. Es alta para el níquel (12%), pero la extrema rentabilidad de Cerro Matoso (IVP antes de impuestos = 3,69) limita la PIE que surge de este debido a la naturaleza regresiva de los impuestos, lo que produce un GT de caso base bajo para este proyecto. Los proyectos no rentables se verían gravemente afectados por este nivel de impuestos (véase Gramalote a continuación).

- Al igual que Chile, Colombia no tiene impuestos que distorsionen la producción ni la inversión. Sus pérdidas acumuladas por IRC son generosas, lo cual hace que el IRC sea relativamente eficaz.

- El régimen es regresivo como resultado de la estructura de las regalías y los impuestos sobre los dividendos, de modo que los proyectos menos rentables verán un mayor GT y una mayor PIE. Gramalote, que es un proyecto marginal de oro, brinda un ejemplo de esto. Su GT, del 78%, es muy superior al del proyecto más rentable de Cerro Matoso (52%). La PIE para el proyecto de Gramalote aumenta del 4,7% al 100% cuando el precio del oro disminuye un 10%, dado que a ese precio el sistema fiscal impide que avance el proyecto. Se pierden USD 321 millones de renta antes de impuestos. A los precios del caso base, un aumento de 5 puntos porcentuales en la regalía sobre las ganancias aumentaría la PIE de 4,7% a 9%, reflejando la ineficacia de este instrumento fiscal. Si se la aumenta 10 puntos porcentuales, al 14% (similar a la regalía sobre el níquel en Cerro Matoso) esto causaría que el proyecto no se desarrolle, con una pérdida de renta, antes de impuestos de USD 767 millones.

- Por lo tanto, el régimen colombiano tiene el potencial de generar distorsiones significativas en proyectos con márgenes bajos, aunque el régimen parezca relativamente eficaz para proyectos de márgenes mayores, como resultado del GT bajo que surge de la gran regresividad del régimen fiscal.⁴⁵



REPÚBLICA DOMINICANA (solo minería)

- El régimen fiscal para el sector minero en República Dominicana incluye un régimen de IRC ejemplar, debido a que permite que las pérdidas se acumulen indefinidamente, sin límite. A esto, el país agrega un impuesto sobre la participación de los trabajadores en las ganancias, un impuesto sobre los bienes y una regalía sobre los ingresos brutos. Los complementos del IRC se combinan para crear un régimen fiscal sumamente regresivo, con un potencial de alta ineficacia impositiva.

- Pueblo Viejo es un proyecto rentable de oro cuya PIE de caso base es del 3,3%, con una IF por debajo del promedio, del 6%. A primera vista, esto puede verse como indicador de un sistema fiscal eficaz. Sin embargo, a medida que se achican los márgenes del proyecto (como se implementa en nuestro modelo por medio de una caída en el precio del metal), la PIE aumenta sustancialmente debido al aumento del GT asociado a la regresividad de los impuestos dominicanos. Con una caída del 40% en el precio del oro, la PIE asciende a 26%, y, en el caso de que el precio baje un 50%, un proyecto que de otro modo sería viable (VAN = USD 141 millones) se termina como resultado del alto GT del régimen fiscal.

- La regalía que se impone sobre los ingresos brutos en República Dominicana es sumamente ineficaz, y crea 18 centavos de PIE por cada dólar que aumenta en Pueblo Viejo, el triple de la IF del paquete de impuestos completo. Al país le vendría bien eliminar la regalía bruta y mantener sus ingresos fiscales a través de una sobretasa sobre el IRC, como ocurre en Chile.

45. Chen y Perry (2015) han notado previamente la alta regresividad del régimen fiscal colombiano para el sector minero.



ECUADOR

- Las tasas de participación en la producción de Ecuador se incrementan a medida que aumenta la tasa de producción del yacimiento. Esto crea un fuerte incentivo para que el Operador limite la inversión e impida niveles de CPC superiores y más onerosos. El resultado: se produce menos petróleo y este se extrae más lentamente, lo que crea una PIE sustancial para la sociedad.
- La aplicación de un impuesto especial sobre los ingresos incrementales del petróleo creados a precios altos tiende a ser contraproducente. El volumen y la tasa de producción se desaceleran como consecuencia de esta disposición, lo que genera que el VAN del Gobierno disminuya en relación con el caso que carece de un impuesto especial.
- Aunque de forma menos severa, las condiciones fiscales heredadas del régimen de CPC que data de 1994 producen resultados que, en muchos aspectos, son más favorables que los del régimen actual. En el caso de la cuenca petrolífera Sur Oriente, el antiguo régimen generaría más exploración, reduciría sustancialmente las PIE y produciría un VAN mayor para el Gobierno que el régimen de CPC actualizado con tope de precios y un impuesto especial.
- El viejo régimen de CPC de 1994 también funciona bien con relación al gas offshore. Potencialmente, generaría el doble de exploración que el régimen actualizado y, por lo tanto, produciría casi el mismo VAN para el Gobierno.
- Los intentos de hacer que el régimen de CPC de Ecuador sea más progresivo mediante la institución de un programa de participación en la producción de graduación más fina y sustancial podrían resultar contraproducentes. Esto ocurre porque el intento por parte del Operador de aumentar la producción mediante inversiones y desarrollo más intensivos dispara mayores impuestos. Acordar una extracción más lenta es en pos del Operador, aunque eso reduzca el ingreso total, porque también reduce la tasa impositiva efectiva y genera un VAN general mayor para el Operador.
- En las variantes de CPC estudiadas aquí, el GT varía entre un 60% y un 88 %. El extremo superior de este rango cumple claramente con el objetivo del Gobierno de capturar el 75% de la renta generada a través de la inversión privada. Pero esta medida para el bienestar del Gobierno presenta defectos por ignorar el impacto de las distorsiones, que tienden a reducir el tamaño total de la torta a compartir.
- De las cuatro minas pequeñas en nuestra muestra, que tienden a tener niveles menores de ineficacia a partir de determinado nivel de impuestos, el proyecto ecuatoriano Fruta del Norte tiene, por lejos, la máxima IF.
- El régimen fiscal minero de Ecuador incluye un impuesto sobre la renta corporativa que genera distorsiones relativas, un impuesto alto sobre las ganancias de los trabajadores, un impuesto sobre los bienes, regalías sobre los ingresos brutos que varían según el producto básico y un impuesto sobre las ganancias extraordinarias. El IRC es relativamente ineficaz porque no permite la depreciación acelerada, la acumulación de pérdidas por impuestos se limita al 25% del ingreso imponible y las pérdidas acumuladas se limitan a cinco años. Todo esto se combina para causar que el IRC de Ecuador sea el que genera más distorsiones en las inversiones de cualquiera de los países modelados.
- Fruta del Norte parece tener un diseño de proyecto relativamente inflexible. Esto produce una distorsión menor para este régimen fiscal que la que probablemente se produciría en otros proyectos. Aun así, la PIE aumenta al 7,5% cuando el precio del oro cae un 30%, y si la caída del precio es del 40%, el VAN libre de impuestos de USD 440 millones del proyecto se pierde como consecuencia de un VAN negativo para el Operador.
- Estas distorsiones serían mayores para un proyecto de diseño flexible, de modo que el régimen fiscal ecuatoriano podría ser más ineficaz para otros proyectos.

- Ecuador es la única de las economías mineras estudiadas que grava un impuesto sobre las ganancias extraordinarias. Está diseñado como impuesto sobre los ingresos extraordinarios, y se basa más en estos que en las ganancias. Exclusivamente bajo este régimen, el impuesto hace que el GT aumente cuando el precio del oro sube lo suficiente. Según consta, Kinross Gold Corp., el propietario anterior de Fruta del Norte, detuvo el desarrollo del proyecto en 2013 y realizó una disminución del valor contable de USD 700 millones, como resultado de la incapacidad de negociar la reducción del impuesto sobre las ganancias extraordinarias.⁴⁶

- El impuesto sobre las ganancias extraordinarias no afecta al caso base de Fruta del Norte porque no modelamos un panorama de incertidumbre de precios en el tiempo que dura el proyecto. Sí genera distorsiones menores cuando los precios del caso base son mayores. El efecto no es sustancial a raíz de los mayores márgenes de ganancias a esos precios. En el caso de Fruta del Norte, a un precio del oro un 50% más alto, la IF del impuesto sobre las ganancias extraordinarias es de solo el 1%. De forma equivalente, el GT del 75% a un precio del oro un 50% más alto tiene una IF general de solo el 3,3%.



GUYANA (solo petróleo)

- En relación con el caso de referencia libre de impuestos, el régimen fiscal guyanés existente para el sector petrolero produce distorsiones relativamente menores en las decisiones de inversión privadas y las decisiones de desarrollo de yacimientos.

- Muy probablemente, el resultado de las distorsiones será que el régimen fiscal guyanés tomará la forma de una tasa de extracción algo menor durante la fase primaria de producción, un inicio demorado de la recuperación asistida de petróleo (solo de dos a cuatro años) y, en el caso de los yacimientos en aguas poco profundas, una reducción sustancial (un tercio) en las posibles actividades de exploración.

- A pesar de estas distorsiones, bajo el régimen fiscal existente las PIE en ningún caso superan el 6% del posible valor económico de los recursos subyacentes, el cual es bajo en relación con los regímenes fiscales de la mayoría de los demás países.

- A pesar del impacto relativamente menor del régimen fiscal guyanés en el Operador, el Gobierno aún puede capturar casi dos tercios de las ganancias totales de ciclo completo generadas en el sector de exploración y producción.

- Tanto las tasas de impuestos promedio como las tasas marginales aplicadas sobre las ganancias generadas durante la fase de desarrollo (después del hundimiento de los costos de exploración) son bajas según los estándares internacionales, variando entre el 52% y el 57%. Por lo tanto, de acuerdo con los estándares internacionales, el GT también es bajo. No obstante, debería tenerse en cuenta que las tasas impositivas marginales bajas generan algunos de los incentivos más fuertes para el control de costos dentro de América Latina, dado que el Operador se ve motivado por el hecho de que casi la mitad de los ahorros de costos redundan en beneficio de los accionistas en lugar de hacerlo a favor del Gobierno (a través del gravamen de impuestos sobre las ganancias adicionales). También imponen al Gobierno un nivel menor del riesgo de precios inherentes asociado al petróleo crudo, en comparación con la mayoría de los demás países de América Latina.

46. Reuters Market News, "Canada's Kinross Cancels Ecuador Gold Project" ("La canadiense Kinross cancela el proyecto de oro en Ecuador"), 10 de junio de 2013.



MÉXICO

- Las dos versiones del régimen fiscal petrolero que existe en México (de concesión y de CPC) dependen mucho de la competencia entre los ofertantes para establecer las tasas de regalía y las participaciones en las ganancias. Sin embargo, si las regalías y las participaciones en las ganancias son altas, desincentivan la inversión y, en última instancia, quitan valor a los recursos. La tasa de regalía más alta no es la mejor, lo cual plantea la pregunta sobre si a las empresas se les debería exigir que compitan en estas condiciones. Lo mismo ocurre con la participación en las ganancias.

- Muy probablemente, el resultado de las distorsiones será que el régimen fiscal mexicano tomará la forma de una tasa de extracción mucho menor durante la fase primaria de producción, un inicio moderadamente demorado de la recuperación asistida de petróleo y, en el caso del sistema de CPC, una reducción potencialmente muy sustancial (posiblemente total) en las posibles actividades de exploración.

- Según cuáles sean las tasas de regalía y las participaciones en las ganancias resultantes del proceso de licitación competitiva, las PIE pueden variar entre el 10% y el 100% del posible valor económico de los recursos subyacentes. Por lo tanto, México debe confiar en el autocontrol de los ofertantes a los que intenta atraer.

- México captura casi tantas ganancias de un contrato de CPC -el cual transfiere al Gobierno un bajo porcentaje de ganancias en petróleo- que de un contrato similar, el cual transfiere al Gobierno un porcentaje mayor. Esta paradoja se explica por el hecho de que el Operador recibe un fuerte incentivo para aumentar la inversión y acelerar los ingresos en virtud del contrato anterior (menos riguroso). Así, el Gobierno participa de las ganancias de forma anticipada, aumentando su valor presente.

- En el sistema de CPC, tanto las tasas de impuestos promedio como las tasas marginales aplicadas sobre las ganancias generadas durante la fase de desarrollo (después del hundimiento de los costos de exploración) son altas según los estándares internacionales, rondando el 90%. Debería tenerse en cuenta que las tasas impositivas marginales altas generan algunos de los incentivos más débiles para el control de costos dentro de América Latina, dado que el Operador se ve motivado por el hecho de que la mayoría de los ahorros de costos redundan en beneficio del Gobierno en lugar de hacerlo en el de los accionistas (mediante impuestos sobre las ganancias adicionales). También imponen al Gobierno un mayor porcentaje del riesgo de precios inherentes asociado al petróleo crudo, en comparación con la mayoría de los demás países de América Latina, porque la mayor parte de las ganancias y las pérdidas incrementales que se producen con la fluctuación de los precios del petróleo se acumularán para el Gobierno.

- Las tasas impositivas marginales, en el sistema concesional de licencia, son inferiores (entre un 60% y un 70%) y se encuentran en línea con las normas internacionales.

- El régimen fiscal minero de México incluye un IRC, participación de los trabajadores en las ganancias, una regalía variable sobre las ganancias, un impuesto sobre los dividendos y un impuesto sobre los bienes. El régimen de IRC permite la depreciación acelerada y limita la acumulación de pérdidas a 10 años. La cartera de impuestos hace que el sistema sea regresivo.

- México es otro caso en el cual se debe observar el potencial que tiene el sistema fiscal de distorsionar la producción y la inversión. En nuestro ejemplo, la mina de oro mexicana Noche Buena es una de las menos distorsionadas y, si se modelara solo esta mina, uno podría ver que el sistema fiscal de México representa la práctica recomendada. No obstante, el mismo sistema genera distorsiones muy significativas en la mina de oro Piedras Verdas, reduciendo un 41% la inversión y la producción y un 33% las reservas.

- Nuestro análisis muestra que Noche Buena es una mina con muy poca flexibilidad de diseño. Como resultado de los bajos márgenes del proyecto, el GT en este sistema fiscal regresivo es relativamente alto, del 74%. Pero como el diseño del proyecto es inflexible, la PIE y la IF permanecen en un nivel bajo, sin importar qué situación de precios o regalías apliquemos al proyecto. El único caso en el cual la PIE sube es cuando el precio del oro baja 20 puntos porcentuales, donde el sistema fiscal hace que el proyecto no sea rentable para el Operador privado. Esto se debe a que el sistema fiscal no permite recapturar totalmente la inversión inicial, como lo haría el impuesto sobre la renta. En ese punto, la PIE alcanza el 100% de los USD 86 millones de renta de proyecto a los que se renunció.

- Por otro lado, Piedras Verdes tiene una flexibilidad de diseño considerable frente a los impuestos. La IF del caso base, que es del 16%, duplica el promedio de la muestra. Cuando el margen de ganancia del proyecto disminuye a través de una caída de 20 puntos porcentuales en el precio, la PIE aumenta del nivel de 9% del caso base al 18%, y el GT sube de 66% a 78%. En este punto, la IF es del 25%. Si el precio cae 10 puntos porcentuales más, el sistema fiscal provoca que el Operador privado renuncie a lo que, de otro modo, sería un proyecto viable. Nuevamente, en ese punto, la PIE alcanza el 100% y se pierde una renta de proyecto de USD 10 millones.

- Este es otro indicador de que, para evaluar un régimen fiscal, uno debe observar su potencial de ineficacia a través de diferentes proyectos. Como resultado de la cantidad relativamente grande de impuestos que no permiten deducciones de inversión por medio de la depreciación, el régimen mexicano se inclina fuertemente hacia impuestos que generan distorsiones y que no afectan mucho al proyecto pequeño e inflexible de Noche Buena, pero pueden ocasionar grandes ineficacias en proyectos flexibles como Piedras Verdes.



PANAMÁ (solo minería)

- El impuesto sobre la renta corporativa que se aplica en Panamá no permite la depreciación acelerada y limita la acumulación de pérdidas a cinco años. También se aplica un impuesto sobre los dividendos y sobre los bienes. Además, Panamá aplica una regalía sobre los ingresos brutos. Esto da como resultado un régimen fiscal sumamente regresivo y, como ocurre con cualquier régimen de este tipo, tiene el potencial de generar grandes ineficacias en proyectos de poco margen.

- Este potencial de ineficacia se puede ver al utilizar nuestro modelo de Cobre Panamá. Cobre Panamá es un proyecto relativamente rentable, tiene una PIE de caso base del 5,4% y una IF ligeramente por encima del promedio, del 10%. Esa PIE aumenta rápidamente cuando los precios del cobre caen y el GT aumenta (véase la figura 7.1). Si el precio baja un 30%, la PIE aumenta al 54%. Con una caída del precio del cobre del 40%, el proyecto se detiene, a pesar de que, en ausencia de impuestos, podría soportar una caída de precios del 50%.

- La regalía bruta es altamente ineficaz como mecanismo de impuestos, ya que crea una PIE de 21 centavos por cada dólar recaudado en concepto de regalía del proyecto Cobre Panamá. Si simplemente se eliminara ese impuesto, la PIE en Cobre Panamá se reduciría a la mitad.

- En nuestro análisis, partimos de la hipótesis de que las empresas petroleras y mineras se valen de acuerdos de estabilidad y, en virtud de las condiciones de dichos acuerdos, el IRC aumenta 2 puntos porcentuales para llegar al 31,5%. De acuerdo con la ley peruana, las inversiones realizadas sin recurrir al acuerdo de estabilidad calificarían para una tasa de IRC de 2 puntos porcentuales menos, pero enfrentarían mayor incertidumbre con relación a los cambios en la tasa en el futuro.

- El régimen fiscal peruano para el sector minero se basa en las regalías, y es un instrumento contundente que crea distorsiones significativas en las etapas de inversión correspondientes a la exploración y al desarrollo. Dado que las regalías se gravan sobre los ingresos brutos en lugar de las ganancias o las rentas económicas, dichas distorsiones no son inesperadas, pero son significativas. Las mayores distorsiones impactan en las posibles inversiones en el sector petrolero aún sin desarrollar.

- Aunque el factor R aumenta la tasa de regalía a medida que se acumulan los ingresos, esto no produce impuestos progresivos. El Gobierno captura casi la misma participación en las rentas en yacimientos de gas más grandes y lucrativos que en yacimientos de gas más pequeños y marginales. Al igual que en el caso de los yacimientos petrolíferos, el sistema es en realidad regresivo. Este resultado se debe a dos aspectos del sistema de regalías de factor R. Primero, las regalías no se gravan sobre las ganancias o las rentas y las regalías en sí mismas representan una forma de impuestos regresiva. Segundo, el criterio para aumentar la tasa de regalía (factor R) es una medida deficiente de la rentabilidad de un yacimiento. Incluso los yacimientos no rentables pueden, eventualmente, producir factores R altos si los ingresos continúan acumulándose, lo que hace que el Gobierno obtenga una mayor participación en un flujo de ingresos sin rentabilidad.

- Una simple modificación al régimen fiscal peruano, basar la tasa de regalía de escala variable en la TIR (que mide mejor la rentabilidad) en lugar de hacerlo en el factor R, produciría mejores resultados tanto para el Gobierno como para el Operador. Se reducirían las distorsiones económicas, el petróleo y el gas se extraerían de yacimientos desarrollados más rápidamente, y aumentarían las ganancias del Gobierno y del Operador.

- El régimen de regalías basado en la TIR no resuelve todos los problemas del régimen existente, y esto se debe al hecho de que los impuestos aún se aplicarían como un porcentaje de los ingresos brutos en lugar de las ganancias o las rentas económicas. Aunque el régimen basado en la TIR reduce las PIE al aumentar el nivel de inversión en la etapa de desarrollo y, por lo tanto, aumenta la tasa de extracción, aún impone desincentivos a las inversiones de exploración.

- Ambas formas del régimen de regalías de escala variable producen fuertes desincentivos para las inversiones en la recuperación asistida de recursos, la cual, en el caso de los yacimientos petrolíferos, podría demorar entre 20 y 30 años o eliminarse por completo. Esta distorsión es menor en el caso de los yacimientos de gas, pero continúa siendo significativa.

- En cualquiera de las formas del régimen de regalías, el GT se encuentra dentro de la norma internacional (entre 75% y 80%), pero esta medida para el bienestar del Gobierno presenta defectos por ignorar el impacto de las distorsiones, que tienden a reducir el tamaño total de la torta a compartir.

- El régimen fiscal peruano para el sector minero es complejo y se compone de un impuesto sobre la renta corporativa con un límite del 50% sobre las pérdidas acumuladas, un impuesto sobre las ganancias de los trabajadores, una sobretasa del IRC, un impuesto sobre los dividendos y un impuesto sobre los bienes. La sobretasa del IRC es progresiva. Aun así, el régimen fiscal en general es altamente regresivo, lo que ocasiona que los proyectos de menor margen tengan PIE superiores.

- La regresividad se debe a la fuerte carga tributaria ocasionada por los impuestos sobre los dividendos y los bienes, que se suman al IRC relativamente bajo y no permiten recuperar la inversión. A raíz de esta regresividad, es probable que el régimen restrinja o genere serias distorsiones en los proyectos con poco margen.

- La disminución de la inversión del caso base en el proyecto de cobre Constancia (26%) y la pérdida de reservas (19%) reflejan estas distorsiones impositivas como consecuencia de la rentabilidad relativamente baja (IVP antes de impuestos = 1,66) y del GT alto (64%). Aunque su PIE de caso base está justo por encima del promedio (es del 5,4%), esa PIE aumenta al 24% si el precio del cobre baja un 20%. Por debajo de eso, el sistema fiscal hace que el Operador renuncie al proyecto.

- Lagunas Norte es un gran proyecto de oro con alta rentabilidad (IVP antes de impuestos = 3,29, con una renta libre de impuestos de USD 5200 millones) y, correspondientemente, un GT menor (53%) como consecuencia de la regresividad del régimen fiscal peruano. Dada su PIE de caso base extremadamente baja (0,5%), que no cambia sustancialmente cuando varían los precios y las tasas de regalías, parece ser relativamente inflexible en términos de diseño de proyecto. Aun así, si el precio baja 40 puntos porcentuales, el sistema fiscal hace que el proyecto sea poco rentable para el Operador, con una PIE del 100% por la que se pierden USD 679 millones de renta del proyecto.

- Una vez más, evaluamos el régimen fiscal peruano de acuerdo con su potencial de generar altas ineficacias impositivas en proyectos tales como Constancia.



TRINIDAD Y TOBAGO

(solo petróleo)

- El régimen de concesión de Trinidad y Tobago actúa para impedir la exploración que de algún modo se relaciona con la referencia libre de impuestos. La cantidad de pozos viables para la exploración se reduce un tercio.

- El régimen de concesión genera un impedimento mucho más fuerte en la producción puntual y en la implementación de la RAP. Las tasas de producción se reducen casi a la mitad en relación con el caso libre de impuestos y se produce una demora sustancial de la RAP. De esta forma, se reduce el volumen de reservas, y el valor de esas reservas disminuye aún más debido a la demora en las ventas.

- Se puede esperar que el Gobierno capture casi entre un 70% y un 75% de las ganancias disponibles de los yacimientos petrolíferos en tierra, desarrollados bajo el régimen de concesión.

- El régimen de CPC de Trinidad y Tobago, que se aplica a los recursos de gas offshore en aguas poco profundas, puede ser demasiado agresivo. Si bien el régimen captura entre el 75% y el 85% de las ganancias generadas en la etapa de desarrollo, no deja cantidad suficiente para compensar los gastos incurridos por el Operador en la etapa de exploración, incluido el riesgo y los gastos de pozos secos. Esto genera un impedimento muy fuerte para la exploración offshore.

- El régimen de CPC aplicado a los recursos en aguas poco profundas también genera un impedimento muy fuerte para la intensidad de desarrollo de los recursos, la tasa de producción y la aplicación de la RAP. El resultado final es una reducción sustancial en la recuperación total de recursos in situ, en relación con el caso libre de impuestos.

- Los incentivos especiales que se ofrecen para los proyectos en aguas profundas son fundamentales. Las PIE incurridas en el desarrollo del yacimiento se eliminan casi totalmente gracias a estas disposiciones, aunque se mantiene el fuerte impedimento para la exploración si el programa de participación de escala variable en las ganancias no se indexa por inflación.

- Sin embargo, los incentivos especiales para proyectos en aguas profundas son costosos en términos de un GT reducido, que, en algunos casos, puede caer por debajo del 50%. Esto guarda poca relación con la mayoría de sus pares latinoamericanos.



VENEZUELA (solo petróleo)

- En Venezuela, el régimen fiscal crea incentivos para el Operador con el objeto de reducir significativamente la tasa de producción de los yacimientos de petróleo pesado, o para demorar la aplicación de técnicas de recuperación asistida. La pérdida potencial de volúmenes de reserva es sustancial.
- Asimismo, de algún modo el régimen fiscal impide la exploración; la cantidad máxima de pozos perforados sin éxito antes de abandonar la búsqueda se reduce un tercio.
- Estos impactos reducen potencialmente cerca de un 61% el valor de las reservas de petróleo pesado remanentes en Venezuela. Una gran parte de este impacto se origina en el impuesto mínimo alternativo (IMA) del país, que reserva al menos el 50% de los ingresos brutos de petróleo para el Gobierno. La eliminación del IMA no solo mitigaría las distorsiones a la inversión y restablecería aproximadamente la mitad de las reservas perdidas, sino que también aumentaría el monto absoluto de las ganancias capturadas por el Gobierno.
- A pesar de los impedimentos sustanciales que el régimen fiscal venezolano impone a las inversiones internacionales, hay impedimentos mucho mayores generados por la inestabilidad social, económica y política actual dentro del país. Se necesitará más que una reforma del régimen fiscal petrolero para restablecer la confianza de los inversionistas extranjeros.

REFERENCIAS

- Sebastian Beer y Jan Loeprick. "Taxing Income in the Oil and Gas Sector - Challenges of International and Domestic Profit Shifting" (Impuestos sobre los ingresos en el sector de petróleo y gas: desafíos del desplazamiento de ganancias a nivel local e internacional). *Energy Economics*, 61 (2017), 186 a 198.
- Magnus Berg, Øyvind Bøhren y Erik Vassnes. "Modeling the Response to Exogenous Shocks: The Capital Uplift in Petroleum Taxation" (Modelado de la respuesta a los choques exógenos: el inflamiento de capital en los impuestos al petróleo). *Energy Economics*, 69 (2018), 442 a 455.
- Hilde C. Bjørnland y Leif A. Thorsrud. "Boom or Gloom? Examining the Dutch Disease in Two-Speed Economies" (¿Auge o desolación? Análisis del síndrome holandés en economías de dos velocidades). *The Economic Journal*, 126 (2016), 2219 a 2256.
- Andon J. Blake y Mark C. Roberts. "Comparing Petroleum Fiscal Regimes under Oil Price Uncertainty" (Comparación de los regímenes fiscales petroleros en condiciones de incertidumbre en el precio del petróleo). *Resources Policy*, 31 (2006), 95 a 105.
- Andon J. Blake, "Investigating Tax Distortions: An Applied Model of Petroleum Exploration and Extraction Decisions" (Investigación de las distorsiones de impuestos: un modelo aplicado de las decisiones de exploración y extracción de petróleo). *Natural Resource Modeling*, 26:1 (2013), 66 a 90.
- R. Boadway y N. Bruce. "A General Proposition on the Design of a Neutral Business Tax" (Una propuesta general sobre el diseño de un impuesto empresarial neutro). *Journal of Public Economics*, 24 (1984), 231 a 239.
- R. Boadway y M. Keen. "Theoretical Perspectives on Resource Tax Design" (Perspectivas teóricas sobre el diseño de impuestos sobre recursos). En *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice*, P. Daniel, M. Keen y C. McPherson (editores), Nueva York: Routledge (2010), 13 a 74.

- R. Boadway y M. Keen. "Rent Taxes and Royalties in Designing Fiscal Regimes for Nonrenewable Resources" (Impuestos sobre la renta y regalías en el diseño de regímenes fiscales para recursos no renovables). En *Handbook on the Economics of Natural Resources*, R. Halvorsen y D.F. Layton (editores), Cheltenham, Reino Unido: Edward Elgar (2015), 97 a 139.
- Henning Bohn y Robert T. Deacon. "Ownership Risk, Investment, and the Use of Natural Resources" (Riesgo de propiedad, inversión y uso de los recursos naturales). *American Economic Review*, 90:3 (2000), 526 a 549.
- Stephen R. Bond y Michael P. Devereux. "On the Design of a Neutral Business Tax under Uncertainty" (Sobre el diseño de un impuesto empresarial neutro en situaciones de incertidumbre). *Journal of Public Economics*, 58:1 (1995), 57 a 71.
- Paul G. Bradley, "On the Use of MAP for Comparing Alternative Royalty Systems for Petroleum Development Projects" (Sobre el uso del método MAP [valoración de activos financieros] para comparar sistemas de regalías alternativos para proyectos de desarrollo petrolífero). *The Energy Journal*, 19:1 (1998), 47 a 81.
- Paul G. Bradley, John F. Helliwell y John R. Livernois. "Efficient Taxation of Resource Income: The Case of Copper Mining in British Columbia" (Gravamen eficaz de impuestos sobre los ingresos de recursos: el caso de la minería de cobre en la Columbia británica). *Resources Policy*, septiembre (1981), 161 a 170.
- E. Cary Brown, "Business-Income Taxation and Investment Incentives" (Impuestos sobre ingresos empresariales e incentivos de inversión). En *Income, Employment and Public Policy: Essays in Honour of Alvin Hansen*, Nueva York, Norton (1948), 300 a 316.
- Robert D. Cairns, "Reform of Exhaustible Resource Taxation" (Reforma de impuestos sobre recursos agotables). *Canadian Public Policy*, febrero (1985), 649 a 658.
- Robert D. Cairns y Graham A. Davis. "On Using Current Information to Value Hard-Rock Mineral Properties" (Sobre el uso de información actual para valorar las propiedades de los minerales de roca dura). *Review of Economics and Statistics*, 80:4 (1998), 658 a 663.
- Robert D. Cairns y James L. Smith. "The Green Paradox, A Hotelling Cul de Sac" (La paradoja verde: un callejón sin salida de Hotelling). *Economics of Energy and Environmental Policy*, 8:2 (2019), 161-180.
- Duanjie Chen y Jack Mintz. "Repairing Canada's Mining-Tax System to be Less Distorting and Complex" (Reparación del sistema fiscal minero canadiense para que sea menos distorsionador y complejo). *University of Calgary SPP Research Papers*, 6:18 (2013).
- Duanjie Chen y Guillermo Perry. "Mining Taxation in Colombia" (Impuestos a la minería en Colombia). *University of Calgary SPP Research Papers*, 8:7 (2015).

- CRU. "Mining Tax Regimes in Latin America-Phase II: Cases Selection and Preliminary Technical Data Analysis" (Regímenes fiscales mineros en América Latina, fase II: selección de casos y análisis preliminar de datos técnicos). 26 de octubre de 2017.
- CRU. "Mining Tax Regimes in Latin America-Phase II: Cases Selection and Methodological Handbook" (Regímenes fiscales mineros en América Latina, fase II: selección de casos y manual metodológico). 19 de febrero de 2018.
- CRU. "Mining Tax Regimes in Latin America-Phase II: Modeling Results" (Resultados del modelado). 13 de octubre de 2018.
- Philip Daniel, Michael Keen y Charles McPherson (editores). En *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems, and Practice*. Nueva York: Routledge (2010a).
- Philip Daniel, Brenton Goldsworthy, Wojciech Maliszewski, Diego Mesa Puyo y Alistair Watson. "Evaluating Fiscal Regimes for Resource Projects: An Example from Oil Development" (Evaluación de los regímenes fiscales para proyectos de recursos: un ejemplo de desarrollo petrolífero). En *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems, and Practice*, P. Daniel, M. Keen y C. McPherson (editores), Nueva York, NY: Routledge (2010b), 187 a 240.
- Graham A. Davis y Eugenio L. Domínguez. "A Discounted Cash Flow Model of Tax Avoidance and Distortions in Mining Projects" (Un modelo de flujo de efectivo descontado que evita impuestos y distorsiones en proyectos de minería). 16 de mayo de 2017.
- Graham A. Davis y Diderik Lund. "Taxation and Investment Decisions in Petroleum" (Impuestos y decisiones de inversión en el sector petrolero). *The Energy Journal*, 39:6 (2018), 189 a 208.
- Robert T. Deacon, "Taxation, Depletion, and Welfare: A Simulation Study of the U.S. Petroleum Resource" (Impuestos, vaciamiento y bienestar: un estudio simulado del recurso petrolífero en los Estados Unidos). *Journal of Environmental Economics and Management*, 24 (1993), 159 a 187.
- Gregory M. Ellis y Robert Halvorsen. "Estimation of Market Power in a Nonrenewable Resource Industry" (Estimación del poder del mercado en una industria de recursos no renovables). *Journal of Political Economy*, 110:4 (2002), 883 a 899.
- G. Fane, "Neutral Taxation under Uncertainty" (Impuestos neutros en condiciones inciertas). *Journal of Public Economics*, 33 (1987), 95 a 105.
- Ross Garnaut y Anthony Clunies Ross. "Uncertainty, Risk Aversion, and the Taxing of Natural Resource Projects" (Incertidumbre, aversión al riesgo e impuestos sobre proyectos de recursos naturales). *The Economic Journal*, 85:338 (1975), 272 a 287.

- Richard L. Gordon, "Conservation and the Theory of Exhaustible Resources" (Conservación y la teoría de los recursos agotables). *Canadian Journal of Economics and Political Science*, 32:3 (1966), 319 a 326.
- Tarek M. Harchaoui y Pierre Lasserre. "Testing the Impact of Taxation on Capacity Choice: A 'Putty Clay' Approach" (Prueba del impacto de los impuestos en la elección de la capacidad: un enfoque de "arcilla"). *Journal of Public Economics*, 56 (1995), 377 a 411.
- John F. Helliwell, "Effects of Taxes and Royalties on Copper Mining Investment in British Columbia" (Efectos de los impuestos y las regalías sobre las inversiones en minería de cobre en la Columbia británica). *Resources Policy*, marzo (1978), 35 a 44.
- Fondo Monetario Internacional. "Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation" (Regímenes fiscales para las industrias extractivas: diseño e implementación). Departamento de Asuntos Fiscales (2012).
- Alexander G. Kemp y David Rose. "The Effects of Petroleum Taxation in the United Kingdom, Norway, Denmark, and the Netherlands: A Comparative Study" (Efectos de los impuestos al petróleo en el Reino Unido, Noruega, Dinamarca y los Países Bajos: un estudio comparativo). *The Energy Journal*, 6 (Special Tax Issue) (1985), 109 a 123.
- Bryan C. Land, "Resource Rent Taxes: A Re-Appraisal" (Impuestos sobre la renta de recursos: una reevaluación). En *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems, and Practice*, P. Daniel, M. Keen y C. McPherson (editores), Nueva York, NY: Routledge (2010), 241 a 262.
- Eric Lilford, "Quantitative Impacts of Royalties on Mineral Projects" (Impactos cuantitativos de las regalías sobre los proyectos de minería). *Resources Policy*, 53 (2017), 369 a 377.
- Robert H. Litzenberger y Nir Rabinowitz. "Backwardation in Oil Futures Markets: Theory and Empirical Evidence" (El backwardation en el mercado de futuros de petróleo: teoría y pruebas empíricas). *Journal of Finance*, 50:5 (1995), 1517a 1545.
- Diderik Lund. "Petroleum Taxation under Uncertainty: Contingent Claims Analysis with Application to Norway" (Impuestos al petróleo en condiciones inciertas: análisis de reclamaciones contingentes con aplicación en Noruega). *Energy Economics*, enero (1992), 23 a 31.
- Diderik Lund. "State Participation and Taxation in Norwegian Petroleum: Lessons for Others?" (Participación estatal e impuestos al petróleo en Noruega: ¿lecciones para otros?). *Energy Strategy Reviews*, 3 (2014a), 49 a 54.

Diderik Lund. "How Taxes on Firms Reduce the Risk of After-tax Cash Flows" (Cómo los impuestos empresariales reducen el riesgo de los flujos de efectivo después de impuestos). FinanzArchiv, 70 (2014b), 567a 598.

Diderik Lund. "Increasing Resource Rent Taxation When the Corporate Income Tax is Reduced?" (¿Aumentan los impuestos sobre la renta de recursos cuando el impuesto sobre la renta corporativa disminuye?). Memorando N° 3/2018, Departamento de Economía, Universidad de Oslo (2018a).

Diderik Lund. "Current Issues in Taxation of Nonrenewable Natural Resources" (Problemas actuales de los impuestos sobre los recursos naturales no renovables). Manuscrito no publicado, Universidad de Oslo (2018b).

Osmel E. Manzano, Fernando Navajas y Andrew Powell, editores. The Economics of Natural Resources in Latin America. Routledge (2017).

Asociación de Minería de Canadá. Comparative Review of the Rate of Royalty in the Canada Mining Regulation, as Relates to National and International Competitiveness (Revisión comparativa de la tasa de regalía en la normativa minera canadiense y su relación con la competencia nacional e internacional) (2008).

Jack Mintz y Duanjie Chen. "Capturing Economic Rents from Resources through Royalties and Taxes" (Captura de rentas económicas de recursos a través de regalías e impuestos). University of Calgary SPP Research Papers, 5:30 (2012).

Paul Mitchell. "Taxation and Investment Issues in Mining" (Impuestos y problemas de inversión en el sector minero). En Advancing the EITI in the Mining Sector: A Consultation with Stakeholders, C. Eads, P. Mitchell y F. Paris (editores), Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (2009), 27 a 31.

Carole Nakhle. Petroleum Taxation: Sharing the Oil Wealth: A Study of Petroleum Taxation Yesterday, Today, and Tomorrow. Londres y Nueva York, Routledge (2008).

Arild N. Nystad, "Petroleum Taxes and Optimal Resource Recovery" (Impuestos al petróleo y recuperación óptima de recursos). Energy Policy, agosto (1985), 381 a 401.

James Otto, Craig Andrews, Fred Cawood, Michael Doggett, Pietro Guj, Frank Stermole, John Stermole y John Tilton. Mining Royalties: A Global Study of Their Impact on Investors, Government, and Civil Society. Banco Mundial, Washington DC (2006).

James Poterba. "The Challenge of Tax Reform and Expanding the Tax Base" (El desafío de la reforma tributaria y el aumento de la base imponible). Economic and Social Review, 41:2 (2010), 133 a 148.

- Michael R. Samis, Graham A. Davis y David G. Laughton. "Using Stochastic Discounted Cash Flow and Real Option Monte Carlo Simulation to Analyse the Impacts of Contingent Taxes on Mining Projects" (Uso del modelo estocástico de flujos de efectivo descontados y la simulación de Monte Carlo de opciones reales para analizar los impactos de impuestos contingentes en proyectos de minería). Procedimientos, Conferencia de evaluación de proyectos AusIMM, Melbourne, Australia, (2007), 127 a 137.
- Margaret E. Slade, "Tax Policy and the Supply of Exhaustible Resources: Theory and Practice" (Política impositiva y suministro de recursos agotables: teoría y práctica). *Land Economics*, 60:2 (1984), 133 a 147.
- Ben Smith. "The Impossibility of a Neutral Resource Rent Tax" (Imposibilidad de un impuesto neutro sobre la renta de recursos). Documentos de Trabajo en Economía y Econometría N° 380 (1999), Universidad Nacional Australiana.
- James L. Smith, "Petroleum Prospect Valuation and the Option to Drill Again" (Valoración de pozos petrolíferos de exploración y la opción de volver a perforar). *The Energy Journal*, 26:4 (2005), 53 a 68.
- James L. Smith, "Issues in Extractive Resource Taxation: A Review of Research Methods and Models" (Problemas en los impuestos sobre recursos extractivos: una revisión de los métodos y modelos de investigación). *Resources Policy*, 38 (2013), 320 a 331.
- James L. Smith, "A Parsimonious Model of Tax Avoidance and Distortions in Petroleum Exploration and Development" (Un modelo parsimonioso de evasión impositiva y distorsiones en la exploración y el desarrollo petrolíferos). *Energy Economics*, 43 (2014), 140 a 157.
- Silvana Tordo. *Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues*. Washington: Banco Mundial (2007).
- Total Exploration and Production, 2009. "EOR: Maximizing Recovery Factors" (RAP: maximización de los factores de recuperación). The Know How Series. Total S.A., París. https://www.bonmobile.total.com/uploads/gestion_media/TOTAL_EORbis-GB2.pdf.
- Wei Zhang y C.-Y. Cynthia Lin Lawell. "Market Power in Nonrenewable Resource Markets: An Empirical Dynamic Model" (Estimación del poder del mercado en los mercados de recursos no renovables: un modelo dinámico empírico). *Land Economics*, 93:1 (2017), 74 a 86.

