

Propuesta de actualización a la Regla de Hotelling a partir de una clasificación de estados nacionales y un acercamiento a la tasa optima de producción respecto a recursos no renovables de hidrocarburos

N.Correa, Universidad Industrial de Santander; E.Orozco, Energy Economics Professional; F.Romero, Universidad Industrial de Santander

Categoría: Marque con una "X"

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.

Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen

El siguiente artículo pretende a partir de un análisis basado en un modelo simplificado del mundo dividido en estados nacionales con características en cuanto a recursos de hidrocarburos, una serie de suposiciones racionales y un análisis matemático de tendencias, realizar una actualización a la Regla de Hotelling considerando que no solo se debe tener en cuenta para la extracción el precio del recurso, sino que se deben maximizar las ganancias del sector en los países con recursos.

Se demuestra bajo dichas suposiciones racionales que es patente que para todo estado moderno con recursos de hidrocarburos se deben maximizar agregadamente las ganancias de su sector, se recomiendan medidas de política pública adicionales.

Introducción

Dada la importancia del sector O&G para tantos países, la administración de dichos recursos es una medida de cómo se está moviendo la expectativa de las sociedades para enfrentarse tanto a los retos de sostenibilidad financiera, energética, caminos de transición y las oportunidades de desarrollo.

Una pregunta muy común es respecto a la tasa optima de producción de los recursos no renovables de hidrocarburos, el acercamiento histórico más general es la Regla de Hotelling¹ que dio una relación entre dichas tasas optimas, el precio, las tasas de interés y ha sido una clara guía y herramienta en el desarrollo integral de políticas de recursos y su gobernanza.

Promoción de recursos a reservas

La migración lógica de los recursos no recuperables es hacia los recursos contingentes y su asignación técnica se basa en considerar que los Recursos Contingentes como cantidades estimadas de petróleo, deben cumplir con ciertas condiciones, como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Condiciones Recursos Contingentes SPE-PRMS 2018, autores

Condiciones Recursos Contingentes SPE-PRMS 2018		
Condiciones	Definición	Implicaciones
Volúmenes	Implica que debe ser	Uno o más pozos exploratorios que se han

¹ Roberto P. Ferreira da Cunha, Antoine Missemer. *The Hotelling Rule in Non-Renewable Resource Economics: A Reassessment*. *Canadian Journal of Economics*, 2020, 53 (2), pp.800-820.

potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas ² .	una acumulación que ha sido descubierto, es decir debe cumplir con la Determinación del Estado de Descubrimiento ³ .	establecido a través de pruebas ⁴ , muestrear y/o registrar la presencia de una cantidad significativa de hidrocarburos potencialmente recuperables, no solo levantando un potencial de yacimientos no convencionales de las formaciones objeto de estudio, esto también reglamentariamente implica la existencia y aprobación de un aviso de descubrimiento específico para este tipo de recursos que implica la madurez completa de los recursos calculados a recursos contingentes, además, teniendo en cuenta la heterogeneidad natural de ciertas formaciones, debe existir un espaciamiento general del área de descubrimiento, dejando fuera de análisis toda el área no estudiada aún.
Para la aplicación de proyectos de desarrollo.	Un proyecto de desarrollo ⁵	Un proyecto de desarrollo ⁶ implica una actividad definida o un conjunto de actividades que proporciona el vínculo entre la subclase de recursos de acumulación de petróleo y el proceso de toma de decisiones, incluida la asignación presupuestaria. En este caso, se esperaría la existencia de un Proyecto Contingente, situación que debe quedar totalmente clara para el certificador, evaluador o auditor de recursos y reservas.
Que actualmente no se consideran comerciales, debido a una o varias contingencias.	Lo no comercial	Lo no comercial ⁷ La naturaleza de los recursos se considera inicialmente determinada ya que no hay una intención firme de proceder con el desarrollo antes de un proyecto piloto.
A una fecha determinada.	Fecha efectiva	Todos los informes de recursos y reservas y análisis deben ser a una fecha de vigencia equivalente en muchos casos a unas condiciones regulatorias o a un período específico determinado por condiciones específicas de mercado comparables.

Es decir para que un estado nacional tenga reservas⁸ de hidrocarburos debe surtir un proceso desde recursos no recuperables/prospectivos a recursos contingentes y bajo condiciones comerciales a reservas, esto se puede resumir en la definición SPE-PRMS 2018: “Reservas son aquellas cantidades de petróleo anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante, bajo condiciones definidas. Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de una fecha dada) basadas en el(los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s)”, la condición primordial de las reservas pasa por la comercialidad, para un estado nacional dado esto parte de la existencia de recursos de petróleo que no son más que las cantidades de hidrocarburos que se encuentran naturalmente sobre o dentro de la corteza terrestre (en adelante PIIP) que tiene proyectos comerciales bajo derechos de propiedad específicos.

SPE-PRMS aclara que para “El proceso de evaluación de recursos consiste en identificar un proyecto o proyectos de recuperación asociados con una o más acumulaciones de petróleo, estimando las cantidades de Petróleo Total Inicialmente En Sitio, estimando la porción de esas cantidades en sitio que pueden ser recuperadas por cada proyecto y clasificando el(los) proyecto(s) con base en el estado de madurez o con el chance de comercialidad”. Esto se puede extrapolar a una región o país dado.

Clasificación simplificada de los estados nacionales, respecto a recursos no renovables de hidrocarburos

Vamos a hacer un análisis simplificado del mundo dividido en estados nacionales con las siguientes características en cuanto a recursos

² “SPE-PRMS 2018 2.1.1.1 Determination of Discovery Status”

³ “Ídem”

⁴ “SPE-PRMS 2018 4.1.1 Analogies: In the absence of a flow test or sampling, the discovery determination requires confidence in the presence of hydrocarbons and evidence that they can be produced, which can be supported by suitable analog producers”.

⁵ “SPE-PRMS 2018 1.2.Project”

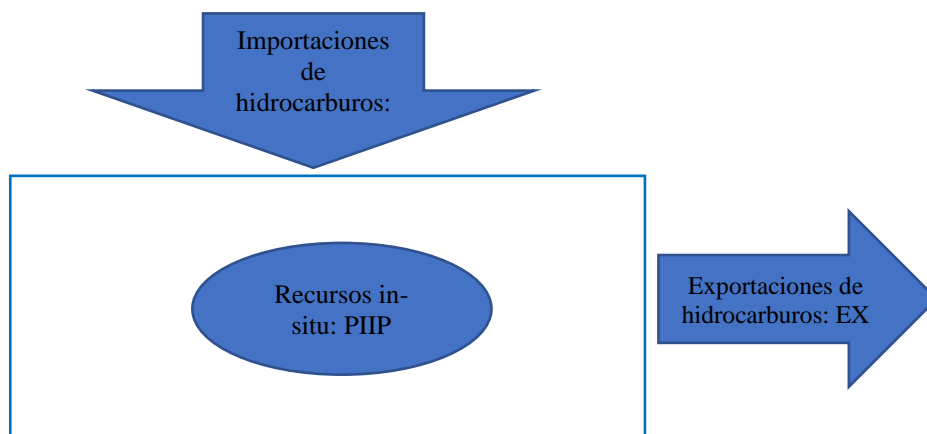
⁶ “Ídem”

⁷ “SPE-PRMS 2018 2.1.2 Determination of Commerciality”.

⁸ “SPE-PRMS 2018: Reservas (Reserves) 1.1 Tabla 1”

-Los territorios poseen o no naturalmente hidrocarburos potencialmente recuperables, es decir los Recursos in-situ $PIIP=0$ o $PIIP>0$

Figura 1. Modelo simplificado de estado nacional sus recursos y flujos respecto a recursos no renovables de hidrocarburos



-La existencia o no de flujos de comercio de importación/exportación de hidrocarburos, es decir IM o $EX \Rightarrow 0$, además $EX-IM$ asigna la Nominación General, como se expone en la Tabla 2:

Tabla 2. Nominación general de los estados nacionales bajo modelo simplificado

Nominación General	Poseen hidrocarburos	Ejemplo
Importador neto con recursos	$EX-IM < 0$ y $PIIP > 0$	USA, México, Reino Unido, China, India.
Exportador neto con recursos	$EX-IM > 0$ y $PIIP > 0$	Canadá, Colombia, Arabia Saudita, Indonesia, Omán.
Exportador unidireccional con recursos	$EX > 0$ y $PIIP > 0$ y $IM = 0$	Federación Rusa y algunos países de medio oriente en algunas épocas específicas
Importador unidireccional con recursos	$IM > 0$ y $PIIP > 0$ y $EX = 0$	Francia, España, Bulgaria.
Importador neto sin recursos	$IM > 0$ y $PIIP = 0$	Taiwán, Corea del Sur, Japón, Alemania.

Claramente es poco probable que exista un país que sea exportador neto sin tener hidrocarburos in-situ a no ser que su margen de refinación respecto a las importaciones supere su consumo interno y le permita exportar excedentes, al día de hoy ningún país ha tenido ese caso, el país más cercano a esa condición ha sido Corea del Sur, por su condición de exportador de productos de la industria petroquímica y/o gasolina en algunos casos, pero aun así es un Importador neto sin recursos.

Características destacables

Considerando que para todos estos países siempre va a ser deseable dada la importancia de los hidrocarburos, participar en la cadena de valor mediante investigación en ciencia y tecnología o empresas operadoras y de servicios transnacionales, podemos ampliar características destacables:

- Importador neto sin recursos: dependiendo del nivel de peso económico y político en el mundo estos estados no necesitan determinar el volumen óptimo de producción, más allá de asegurar suministros y capacidad de inventarios mediante comercio internacional.
- Importador neto con recursos: estos estados si necesitan una política de administración de recursos naturales que les permita determinar el volumen óptimo de producción y la estructura de su sector que les maximice el bienestar social.
- Exportador neto con recursos: estos estados si necesitan una política de administración de recursos naturales que les permita determinar el volumen óptimo de producción y la estructura de su sector que les maximice el bienestar social.
- Exportador unidireccional con recursos: estos estados si necesitan una política de administración de recursos naturales que les permita determinar el volumen óptimo de producción y la estructura de su sector que les maximice el bienestar social.
- Importador unidireccional con recursos: dependiendo del nivel de peso económico y político en el mundo estos estados han decidido que el volumen óptimo de producción es cero, deberán enfocarse en asegurar suministros y capacidad de inventarios

mediante comercio internacional.

Nótese que no hemos tomado en consideración si los recursos de hidrocarburos son de propiedad estatal o derechos privados, esto ya que sabemos que “la economía crece, aprende e innova dependiendo de la cantidad de proyectos de inversión que sean viables” Arrow et al (2003), la propiedad de los recursos en el subsuelo es indistinta en el suelo ya que los flujos económicos se transmiten es por el régimen de impuestos que hace o no viables proyectos, valga decir que la complejidad de dichos regímenes si tienen efecto en las tasas máximas de eficiencia de recobro esperadas de los activos, que podría disminuir los flujos transferidos directamente al estado vía los impuestos y el government take, pero ese análisis escapa del ámbito de este artículo, los autores recomienda para un acercamiento a Latinoamérica remitirse a BID (2020) “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”.

Hotelling (1931) destacaba que: “puede parecer que la explotación de un recurso natural agotable nunca puede ser demasiado lenta para el bien público. Por cada tasa de producción propuesta, habrá sin duda alguna que señale el agotamiento final que esa tasa implicará, y que inste a una mayor demora. Pero si se acuerda que la oferta total no debe reservarse para nuestros descendientes remotos y que existe una tasa óptima de producción actual, entonces la tendencia del monopolio y del monopolio parcial es mantener la producción por debajo de la tasa óptima y exigir precios excesivos de los consumidores.”. Destacando los problemas de las tendencias a monopolios u oligopolios en las tasas óptimas de producción.

Hotelling afirmaba que el costo marginal de extraer el recurso es independiente de la tasa de extracción e invariable en el tiempo, esto arroja inmediatamente una predicción sobre el comportamiento del precio de mercado en el tiempo, bien afirmaba Gaudet (2007)⁹: “Si esta fuera una representación correcta de la realidad, deberíamos observar que el precio de los recursos no renovables crece continuamente a una tasa que tiende a la tasa de interés a medida que la participación del costo en el precio se vuelve cada vez más pequeña con el tiempo y la de la renta de escasez aumenta y más alto. Esto no es lo que hemos estado observando durante el último siglo y más.”. Hotelling fallo en la predicción para la tendencia de precios.

En este estudio como su título lo dice trataremos de modificar dicha ecuación añadiéndole unas suposiciones racionales, los recursos naturales no renovables no son exentos de reglas de negocios comunes, esto es, su explotación debe ser siempre de manera que se maximice el valor presente, es decir maximizar su flujo de ingresos a lo largo del tiempo del activo, la regla de Hotelling establece que: “la forma de explotación social y económicamente más rentable para la extracción de un recurso no renovable, es una por el cual el precio del recurso esté determinado por el ingreso neto marginal de la venta de los recursos no renovables, aumentando conforme a la tasa de interés”, ahondaremos en una actualización a esto considerando que no solo se debe tener en cuenta para la extracción el precio del recurso sino que se debe maximizar las ganancias del sector en los países que son Importador neto con recursos, Exportador neto con recursos y Exportador unidireccional con recursos, esto a continuación.

Suposiciones para el análisis

Solo la existencia de un PIIP en un estado nacional permitiría su evaluación de recursos y posible estimación de cantidades en acumulaciones conocidas y en aquellas aún por descubrir. Al ser los hidrocarburos recursos no renovables, (por ejemplo un yacimiento de petróleo en el subsuelo), están sujetos inexorablemente a las características que planteo Hotelling (1931):

- i- tienen un tamaño fijo que no se puede aumentar con el tiempo,
- ii- los activos in-situ son improductivos.

Siendo claramente los recursos en el subsuelo improductivos, como afirma SPE-PRMS 2018¹⁰ las evaluaciones de recursos se deben enfocar en aquellas cantidades que potencialmente pueden ser recuperadas y comercializadas mediante proyectos comerciales, la maximización de estas cantidades maximizaría el valor de dichos recursos sin-situ, (habría que maximizarles el bienestar social que generan) es decir los estados nacionales puede que necesiten una política de administración de recursos de hidrocarburos que les permita determinar el volumen óptimo de producción en el tiempo y la estructura de su sector que les maximice el bienestar social.

El creer que el sector hidrocarburos es como cualquier negocio no hace mérito de la realidad los hidrocarburos como recursos finitos, de allí debe partir cualquier análisis o política pública sobre su administración, la producción de recursos finitos y el bienestar a partir de recursos naturales no renovables exige su producción óptima, no es probable que se pueda maximizar en escenarios de monopolios y concentración intersectorial¹¹, en general los estados nacionales que mantienen y amplían la concentración de sus sectores upstream para campos y producción en pocos Operadores evitan que la producción reaccione al precio a mayor velocidad; esto es el efecto de la concentración de mercado se determina en 3 características e implicaciones en los planes de desarrollo:

⁹ Natural Resource Economics under the Rule of Hotelling, G´erard Gaudet D´epartement de sciences ´economiques and CIREQ Universit´e de Montr´eal June 2007.

¹⁰ “SPE-PRMS 2018 Preamble”

¹¹ "El modo como se desarrolla la competencia a partir del monopolio es un hecho íntimamente relacionado con el progreso de la cultura económica". -Principios de Economía (1871), Carl Menger.”

-Coloca a competir varios campos por inversiones en los mismos portafolios empresariales, lo que atrasa sus decisiones de desarrollo al tener claros límites de inversiones, esto sesga continuamente las inversiones de los de menos potencial que probablemente en manos de otros operadores, tendrían prioridad.

-Le resta prioridad de inversiones a activos con menores potenciales, esto tiene efectos en las cadenas de suministro de bienes y servicios locales y el desarrollo de recursos en activos descubiertos y no descubiertos que, por su tamaño, pueden no tener prioridad en los portafolios corporativos, con mayores efectos principalmente en operadores integrados.

-En la práctica el aumento de la concentración tiene efectos en la Eficiencia de Recuperación de los campos (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), se podría pensar que hay una economía a escala y reducción de gastos de producción al aumentar esta de manera regional, sin embargo la naturaleza finita de los recursos y sus circunstancias de explotación implican que la economía de escala aplica para campos cercanos u homólogos y para empresas con madurez operativa que permite producir a costes menores, y obtener mejores retornos económicos de campos prioritarios, esto teniendo a colocar mayores recursos en estos activos y determina inactividad en otros sin prioridad, lo que reduce vía participación en los flujos del sector el bienestar que puede ser transmitido a las sociedades de los recursos naturales de hidrocarburos (menores Eficiencia de Recuperación de los campos).

-En general contraintuitivamente se esperaría que las reservas probadas y producción dependan más del precio del crudo, sin embargo, como Orozco et al (2020) mostro: “el análisis estricto implica que el precio es una condición inherente al mercado global, la competitividad del sector en un país dado depende en el mediano y largo plazo más en su estructura que en la variabilidad de precios”.

En general el efecto de la concentración se ve en las reservas probadas agregadas de un estado nacional al relacionarse estas más significativamente con la concentración del mercado medida que contra el precio del petróleo a valores actualizados con inflación, esto hace que las reservas probadas no suban ostensiblemente a pesar de aumento de precios en medianos plazos, se estancan dichos volúmenes comerciales o bajan, esto aunado de que en estados nacionales donde el nivel de producción se mantenga, aumenta la probabilidad de que esto tenga impacto en las reservas probadas desarrolladas produciendo, ya no por efecto precio sino por gestión de planes de desarrollo, restablecimiento y mantenimiento de producción.

Algunos países manejan sus recursos de hidrocarburos como si esto fuera un negocio cualquiera, endeudándose inclusive a periodos superiores al año 2050, es claro que si los recursos son finitos, y en un escenario de explotación la mayoría de los países tarde que temprano se volverán Importadores unidireccionales sin recursos, por lo que es necesario apalancar fondos de ahorro sobre los flujos económicos de los recursos no renovables, como destacaba Samuelson, W y Marks, S (2003)¹² los precios de los activos tienden a moverse inversamente con las tasas de interés porque su valor presente disminuye conforme aumenta la tasa de interés y dado que “los precios de activos de más largo plazo tienden a cambiar más de lo que lo hacen los precios de activos de más corto plazo”, es preferible transferir parte de los flujos de recursos no renovables a otros activos de largo plazo que declinarán a medida que las tasas de interés aumentan, es decir de mejores valores y características frente a la inflación, ejemplo que han tomado lugares como Alaska, Emiratos Árabes Unidos y Noruega.

El volumen óptimo de producción y la estructura de sector que maximiza el bienestar social. Para maximizar ganancias del sector los países que son Importador neto con recursos, Exportador neto con recursos y Exportador unidireccional con recursos deben maximizar agregadamente las ganancias de su sector, esto consecuente con los niveles de participación de los gobiernos en las ganancias del sector hidrocarburos, dicha trasferencia de excedentes financieros al estado y de allí a la sociedad permitiría tener excedentes para importar (caso Importador neto con recursos), y en otros para maximizar los ingresos, PIB (casos Exportador neto con recursos y Exportador unidireccional).

Para que la diferencia entre los costes totales y los ingresos totales sea máxima en un país dado, deberemos derivar dicha ecuación, abordaremos así:

- Costos: Dado que la Hubbert (1967)¹³ mostró que la extracción de un campo cualquiera sigue una curva con un máximo (cenit de producción) en su centro y que la curva de producción de un campo seguía una simple función gaussiana, la curva de producción de países enteros y, por extensión, la curva mundial seguirían patrones similares. Obviamente esto en caso de no tener cambios en los PIIP

¹² Economía con aplicaciones a Latinoamérica, Samuelson, Paul A. Nordhaus, William D. ISBN: 86071503336 Edición número: 19ª ed

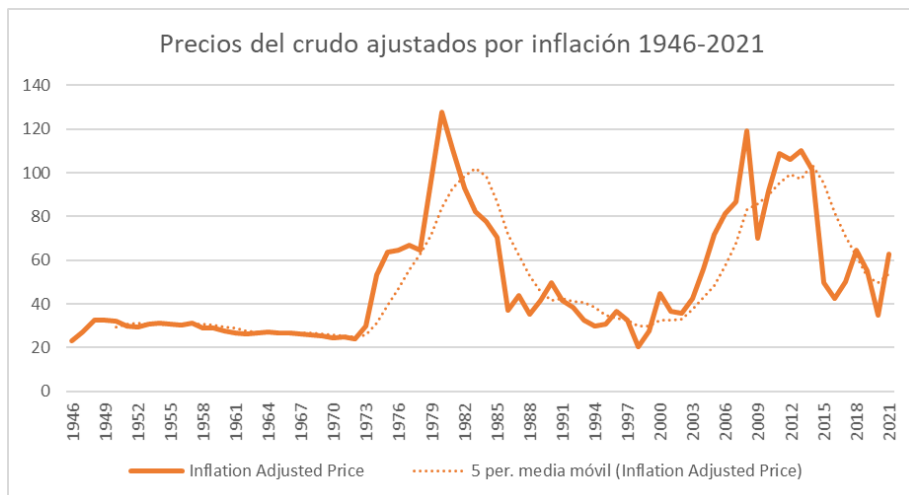
¹³ Hubbert, M.. (1967). Degree of advancement of petroleum exploration in the United States. AAPG Bulletin. 51. 2207-2227. 10.1306/5D25C269-16C1-11D7-8645000102C1865D.

nacionales, cosa que puede variar por la aplicación de nuevas tecnologías a recursos no recuperables inicialmente, caso más particular el desarrollo de recursos no convencionales en Norteamérica o Australia en la última década. Históricamente, para el descubrimiento de recursos convencionales eran necesarios pozos verticales para determinar formaciones de roca madre en amplias columnas estratigráficas, los recursos tipo Tight no convencionales en cuencas con algún grado de desarrollo convencional no son prospectivos per se, son recursos no recuperables debido a falta de existencia o aplicación de tecnologías, los recursos hidrocarbúricos de las formaciones en esta condición se determinaron inicialmente históricamente como parte del sistema petrolero convencional, lo que se valida más modernamente es si una nueva técnica basada en tecnologías (fracturación hidráulica multietapa y horizontal perforación) puede permitir desarrollar recursos no recuperables, la forma más extendida y exitosa que se conoce es la aplicación multietapa de pozos horizontales fracturados – MFHW.), esta aplicación ha permitido aumentar los PIIP en ciertas zonas del mundo.

- Costos=función (tiempo, volumen): para un país dado su curva de costos medio debe ser una inversa vertical de la curva de Hubbert, es decir una inversa de función gaussiana simple, una distribución de Wald¹⁴, como sabemos esta función no es simple de modelar.

- Ingresos: Para la ecuación de ingresos de cualquier agregado de empresas en un país, necesitaríamos determinar la multiplicación del precio en un tiempo por el volumen en dicho tiempo, los autores procedimos a modelar los precios históricos del petróleo ajustados contra la inflación, de los Precios Promedio Anual del Petróleo Crudo desde 1946 hasta la actualidad, ajustados por inflación a los precios de enero de 2022 utilizando el índice de precios al consumidor (CPI-U) presentado por la Oficina de Estadísticas Laborales de USA, la necesidad de actualizar el valor del dólar a inflación por USA es que la Reserva Federal de los Estados Unidos de América-FED condiciona sus tasas de intereses bajo la inflación de USA, es decir el precio del USD tiene relación directa con la política monetaria que aplica la FED y dado el mercado global del petróleo condicionado a valoración en dólares americanos es necesario para valores presentes de esta moneda, tomar en consideración la inflación de USA, por lo tanto procedimos a modelar gráficamente el precio con el tiempo, ver Figura 2.

Figura 2. Precios Promedio Anual del Petróleo Crudo desde 1946 hasta la actualidad, ajustados por inflación, con línea de tendencia media móvil 5, elaboración autores con datos de InflationData 2022¹⁵.



Suavizamos la línea de tendencia con una media móvil¹⁶ de 5, para suavizar las fluctuaciones de los datos y mostrar un patrón con mayor claridad, como vemos desde 1973 la tendencia es a una curva sinusoidal trasladada iniciando en 1973 (primer embargo) y con dos periodos claros con máximos en 1982 (Primera guerra del Golfo) y 2014 (primera crisis en la era shale), podemos suponer en general la función de ingresos como en la ecuación 1:

$$EC. 1. \text{ Ingresos} = \text{Precio en función (tiempo)} * \text{Volumen función (tiempo)}$$

¹⁴ Chhikara, Raj S. ; Folks, J. Leroy (1989), The Inverse Gaussian Distribution: Theory, Methodology and Applications , Nueva York, NY, EE. UU Marcel Dekker, Inc, ISBN 0-8247-7997-5

¹⁵ <https://inflationdata.com/articles/inflation-adjusted-prices/historical-crude-oil-prices-table/>

¹⁶ Una línea de tendencia de media móvil usa un número específico de puntos de datos (establecidos por la opción Período), los promedia y usa el valor promedio como un punto en la línea de tendencia.

para un país dado su curva de ingresos para precio podría modelarse por una sinusoidal trasladada iniciando en 1973, y su volumen de producción con el tiempo por una curva de Hubbert, es decir una función gaussiana simple.

Para maximizar la ganancia de un estado nacional agregado tendríamos que derivar e igualar a cero la ecuación 2,

$$EC. 2. \text{Ingresos- Costos} = \text{Precio en función (tiempo) (sinusoidal trasladada)} * \text{Volumen función (tiempo) (función gaussiana simple)} - \text{función (tiempo, volumen) (distribución de Wald)}$$

Modelar esta ecuación o su derivada es tan complicado que escapa del alcance de este estudio ante el tamaño de datos necesarios, condiciones y particularidades de los tipos de funciones implicadas que deben ser agregadas, sin embargo, podemos hacer unos análisis generales:

Análisis generales

-Al ser la función de los ingresos al volumen vs el tiempo una función positiva con un máximo en un cenit intermedio, al multiplicar esta por el precio modelado sinusoidal, la curva resultante se manifestaría con una tendencia sinusoidal creciente hasta el cenit y decreciente del cenit al tiempo final de la curva tipo Hubbert.

-Al ser la función costos una distribución de Wald, tendera a ser una distribución unimodal con desviación a la izquierda, previo a alcanzar el tiempo de cenit, esto tiene como implicación que para producir volúmenes a menores costos con mayores rentabilidades se debe tratar de alcanzar el cenit más rápido en el tiempo independiente del precio.

-Dado el modelado con tendencia media móvil 5 con punto de inicio sinusoidal trasladada desde 1973, pareciera parcialmente muy probable que los precios ajustados con inflación de los hidrocarburos continúen creciendo los próximos años, en este escenario los estados modernos con empresas estatales y concentración sectorial estarían en desventaja para reaccionar al precio creciente, aumentar su producción y de paso el bienestar a partir de los recursos de hidrocarburos.

La relación reservas estructuras sectoriales energéticas Caso USA

Partamos de la tesis que las reservas probadas de un área dada dependen más de la estructura de mercado que del precio del petróleo ajustado con inflación, para esto tomemos el caso de USA y Texas, la región del mundo donde más rápidamente reaccionan los productores a la volatilidad del precio, para ello analicemos los datos disponibles en el periodo 2008 -2016 expuestos en la Tabla 3, y su comportamiento como se muestra en la Figura 3.

Tabla 3. Tendencia del precio del petróleo periodo 2008-2016, Texas-USA

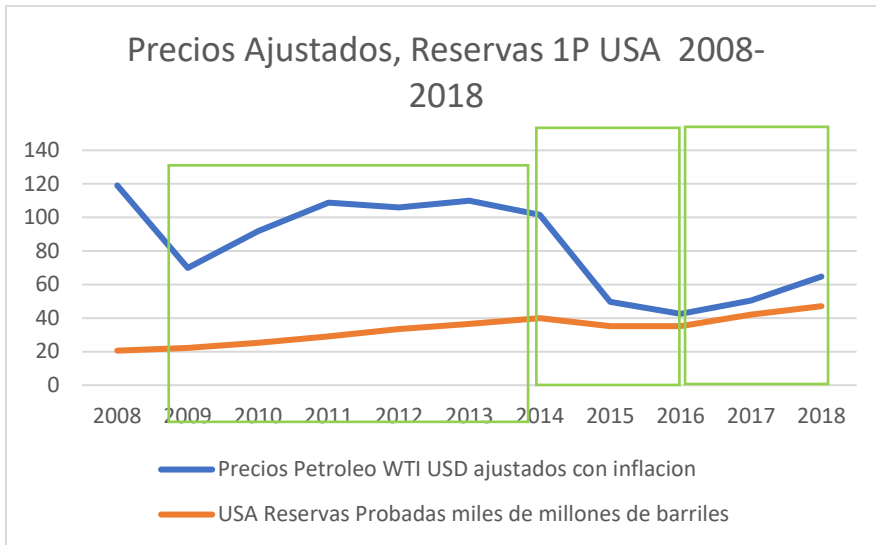
Año	Precios Petróleo WTI USD ajustados con inflación	USA Reservas Probadas miles de millones de barriles	Texas Reservas Probadas miles de millones de barriles	% 1P USA/ 1P Texas	% de mercado de las primeras 32 Operadoras en Texas (32OP)	CR5
2008	119,07	20,6	4,6	22,1%	61,3%	32,4%
2009	69,96	22,3	5,0	22,4%	60,8%	31,6%
2010	91,81	25,2	5,7	22,5%	61,7%	30,6%
2011	108,8	29	7,0	24,2%	61,9%	29,3%
2012	105,9	33,4	9,6	28,8%	62,1%	27,7%
2013	110,02	36,5	10,5	28,7%	64,5%	27,3%
2014	101,61	39,9	12,3	30,8%	66,9%	28,3%
2015	49,64	35,2	11,8	33,4%	68,4%	27,7%
2016	42,52	35,2	12,9	36,5%	69,7%	27,6%
2017	50,42	42	15,9	37,9%	71,3%	27,7%
2018	64,67	47,1	18,0	38,3%	72,6%	27,6%

Fuente: IEA y TRR (2022).¹⁷

¹⁷ <https://www.rrc.texas.gov/oil-and-gas/research-and-statistics/operator-information/top-32-texas-oil-gas-producers/>
https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RCRR01STX_1&f=A

Podemos dividir en 3 periodos, primero previo al boom de shale (hasta 2008), aumento de cuota de mercado para shale (2008 a 2014), el periodo de transición por la crisis 2014-2016 y el periodo de apertura a exportaciones de USA (2017 en adelante), con excepción del último periodo no hay una tendencia clara o correlación entre las reservas 1P de USA y el precio del petróleo ajustado.

Figura 3. Tendencia del precio del petróleo periodo 2008-2016, Texas-USA



Sin embargo, podemos comprobar que las reservas 1P de USA se correlacionan directamente con las reservas 1P de Texas mediante una regresión simple, ver Figura 4.

Figura 4. Modelo de Regresión múltiple Reservas 1P Texas (miles de millones de barriles), cuota de mercado Texas/USA (%) y Precio petróleo actualizado (USD) 2008-2016.

Model: $1P = -3.7498 + 1.2152 \cdot \text{Share Texas} + 0.0146 \cdot P$

Predictor	Coefficient	Estimate	Standard Error	t-statistic	p-value
Constant	β_0	-3.7498	2.1258	-1.764	0.0938
Share Texas	β_1	1.2152	0.0646	18.8079	0
P	β_2	0.0146	0.0269	0.5412	0.5947

Summary of Overall Fit

R-Squared:	$r^2 = 0.9522$
Adjusted R-Squared:	$r^2_{adj} = 0.9471$
Residual Standard Error:	3.7868 on 19 degrees of freedom.
Overall F-statistic:	189.0723 on 2 and 19 degrees of freedom.
Overall p-value:	0

Analysis of Variance Table

Source	df	SS	MS	F-statistic	p-value
Regression	2	5422.4993	2711.2497	189.0723	0
Residual Error	19	272.4552	14.3397		
Total	21	5694.9545	271.1883		

Como vemos en la figura 4 las reservas 1P agregadas de USA tienen mayor relación con las reservas agregadas de Texas (R^2 0,952) que con el precio del petróleo WTI a precios ajustados, esto nos permite suponer que las condiciones que beneficien el aumento de las reservas probadas de Texas mejoran las métricas agregada 1P de USA.

Indaguemos la relación para el estado de Texas. Como vemos en la Figura 5, las reservas probadas de Texas aparentemente se comportan inversamente al CR5; un acercamiento permite determinar que la estructura de este mercado es no oligopólica, esto se reafirma al determinar que Texas en el periodo entre 2008-2019¹⁸ tuvo 492 operadores en activo para 771 campos, con un máximo de cuota de mercado individual entre 15% y 8,25%. Para que la producción agregada de todas las empresas en el upstream maximice de acuerdo al precio en Texas, debe existir una elasticidad precio de la oferta que permita que la producción reaccione rápidamente a la fluctuación del precio, (puedan vender los hidrocarburos a mejor margen y reduzca rápido su coste de producción medio), podemos ver en la Figura 6, que las reservas 1P de Texas no tienen correlación con el precio:

Figura 5. Reservas probadas de TEXAS (miles de millones de barriles) vs CR5

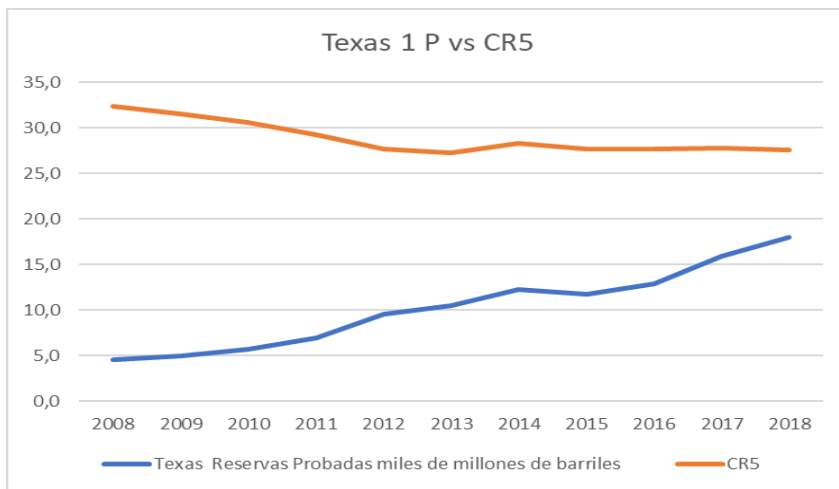


Figura 6. Modelo de Regresión múltiple Reservas 1P Texas (miles de millones de barriles) y Precio petróleo actualizado (USD) 2008-2016,

Regression Line: $1P = 0.008 \cdot PRICE + 6.79$

Correlation: $r = 0.064$

R-squared: $r^2 = 0.004$

Suponiendo que la pendiente verdadera es $\beta=0$, la probabilidad de ver un estadístico de prueba tan lejos como $t=0.287$ es 0.777, es decir, suponiendo que no existe una relación lineal entre precio ajustado y las reservas Texas 1P, el 77,7% de todas las muestras recolectadas de manera similar tendrían un estadístico de prueba tan alejado de 0 como $t=0,287$, como vemos las reservas agregadas no se relacionan con el precio ajustado, más bien podemos suponer que las reservas 1P dependen más de la estructura de su mercado (no oligopolio), pero los HHI (Índice de Herfindahl e Hirschman) otras medidas de concentración no son posible calcularlos con la información pública disponible, sin embargo es pertinente notar que de la revisión en literatura Texas se manifiesta como el lugar en la tierra más cercano a un entorno de mercado competitivo O&G upstream con cientos de operadores y al tener las reservas 1P agregadas

¹⁸ <http://webapps.rrc.texas.gov/PDQ/changePageViewAction.do?pager.offset=9820>

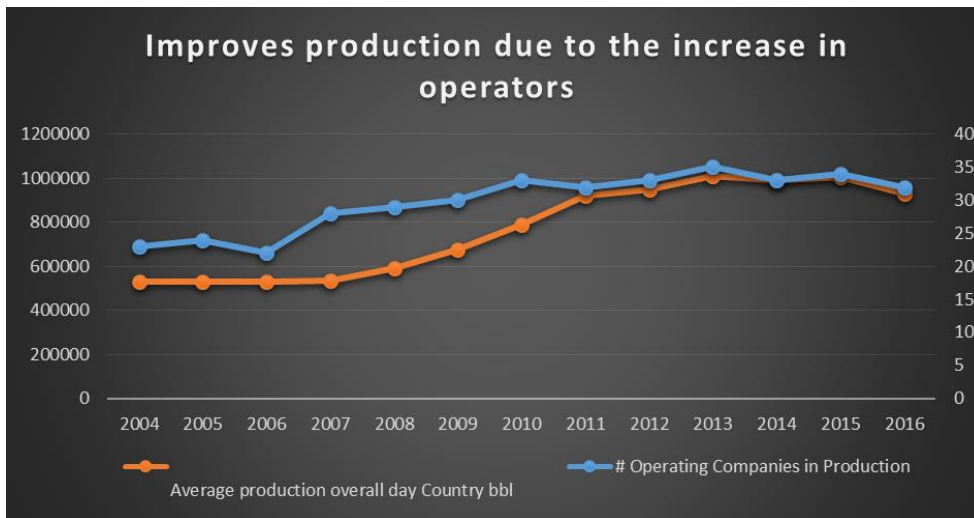
de USA mayor relación con las reservas agregadas de Texas y estas inversas al CR5 podemos concluir que entre menos concentrado el mercado de hidrocarburos en Texas mayores son las reservas agregadas de este estado y USA, lo que reafirma la tesis de que las reservas probadas de un área dada dependen más de la estructura de mercado que del precio del petróleo ajustado con inflación.

Del anterior análisis se determina adicional que dados los derechos minerales privados en USA el efecto de la no existencia de empresas petroleras estatales en Texas /USA les permite no alejar la producción de la elasticidad oferta requerida para reaccionar al precio, esto consistente con las desventajas históricas de las empresas estatales petroleras que al permitirles aumentar la concentración de mercado esto llevaría a una ineficiencia en tasas de producción, bajos factores de recuperación, ingentes recursos contingentes por falta de procesos comerciales¹⁹, traslado de ineficiencias de dichas empresas a sus sociedades, provocaría potencialmente una diferencia sustancial entre los costos de producción y los precios de venta.

La relación reservas estructuras sectoriales energéticas Caso Colombia

Orozco et al (2020) demostraron el beneficio en el cambio de estructura en la exposición del país a los operadores privados donde se evidencia la mejora de la producción del período, como podemos ver en la Figura 7:

Figura 7. Producción por día debido al incremento de Operadores por año 2004-2016 en Colombia.



Encontraron el efecto de la concentración de mercado sobre las reservas probadas de petróleo del país, obteniendo que las reservas probadas agregadas del país se relacionan más significativamente con la concentración de mercado medida que contra el precio del petróleo a valores actualizados con inflación (durante el periodo estudiado 2004-2016), adicional mostraron que la relación es tal que al calcular las 1P para un valor recomendado de HHI tanto a precios altos como moderados de Brent C (100-43 USD bbl) se obtendrían mayores valores de 1P cercanos y superiores a cualquiera del periodo estudiado, como se puede observar en la Tabla 4:

Tabla 4. Reservas 1P estimadas a HHI con niveles de precio Brent alto-moderado para Colombia.

Brent C Price/ usd	HHI	1P estimated Millions of bbl
100,0	0,18	3249,9
43,0	0,18	3200,9

Dado que ya lo anterior para Colombia fue demostrado, vamos a revalidar dicho análisis, esto mediante el análisis de fuentes públicas consolidando los datos de reservas de petróleo y recursos originales para contratos E&P vs No E&P, compararemos las relaciones entre las reservas probadas de acuerdo a esta dicotomía de contratos agregados para determinar cuál es más eficiente en su recobro potencial comercial de los recursos originales descubiertos, resumimos a continuación en Tabla 5,6,7:

¹⁹ Esta condición estructural sectorial tiene efectos más amplios que han llevado incluso en algunos lugares a reinicios de regímenes políticos con características remanentes de la era de economía soviética.

Tabla 5. Reservas 1P Petróleo en contratos E&P/E&E (Millones de barriles), POES en contratos E&P/E&E (Millones de barriles) vs datos en otros contratos

Año	Reservas 1P Petróleo E&P/E&E Millones de barriles	POES E&P/E&E Millones de barriles
2019	535	11.525
	Reservas 1P Petróleo No E&P/E&E Millones de barriles	POES No E&P/E&E Millones de barriles
	1.506	53.921

Tabla 6. Reservas 1P Petróleo (Millones de barriles) y POES Total en Colombia a 31 de diciembre de 2019.

Reservas 1P Petróleo País Millones de barriles	POES Millones de barriles	Total de
2.041	65.446	

Tabla 7. POES E&P/E&E No E&P y relación % 1P a PIIP Colombia a 31 de diciembre de 2019

POES E&P/E&E Millones de barriles	% 1P a PIIP
11.525	4,64%
POES No E&P/E&E Millones de barriles	
53.921	2,79%

Como vemos la diferencia de 1,85% entre el % 1P a PIIP E&P/E&E No E&P muestra que el primero es más eficiente en su recobro potencial comercial de los recursos originales descubiertos, parece un porcentaje bajo pero equivale a una eficiencia superior comparativa respecto a recurso originales de 66,3%, si hacemos el escenario ideal de usar el valor 4,64% sobre el total nos determina 997 millones de barriles de potenciales reservas probadas adicionales al país, esto en un mundo ideal de mayor competitividad del sector colombiano agregaría un total 1P de 3.038 millones de barriles de potenciales reservas probadas un 48,85% adicional que el actual y en línea con una diferencia de 5,33% respecto al escenario 2020 de Orozco et al (2020).

Conclusiones

- Se podría pensar que países en condición de Importador neto con recursos deberían limitar las exportaciones de hidrocarburos domésticos para darle mayor temporalidad a sus recursos propios, sin embargo dado que los estados modernos poseen regímenes de tributación que implican participaciones en las utilidades del sector hidrocarburos superiores a 50%, en cualquier escenario es mejor liquidar a mercado cada volumen obtenido para transformarlo en otros activos que si pueden manifestar ahorros futuros y/o permitan tasas de conversión y crecimientos más resistentes a la inflación.

-Los gobiernos de los estado nacionales como administradores del recurso y partícipes de la utilidad neta de las empresas del sector deben partir de diagnósticos acertados de concentración del mercado de hidrocarburos y continuar con la discusión sobre la pertinencia de mantener modelos Empresas nacionales -NOC ya que la alta concentración de producción del sector, monopolios intersectoriales, concentración vertical-integración sectorial, control de precios, no permitirían la dinámica de reacción local con el precio del barril, alejando sus sectores de los modelos de naciones de mercado más avanzadas como USA, Canadá, Australia, Reino Unido, etc., y los acerca a modelos de sectores más decadentes como México o Venezuela en estructuras. Esta falla estructural del sector global aumenta la volatilidad geopolítica de los precios de los hidrocarburos y podría provocar un menor bienestar de la explotación de dichos recursos en estas sociedades.

-Aunque actualmente los hidrocarburos son crecientemente producidos mayoritariamente por empresas ineficientes, poco competitivas y alejadas de incentivos comerciales como las empresas estatales, esta desventaja anterior y actual puede ser una ventaja en el futuro, ya que la desconcentración del sector (aumento de la elasticidad precio de la oferta) en los países que acometan dichas modificaciones estructurales les permitiría lograr mejores niveles de competitividad que ayuden a prolongar la obtención de bienestar a partir de los hidrocarburos, lo que puede apalancar en dichos estados inversiones en otras fuentes de energía, un caso a estudiar más

adelante son los efectos de las modificaciones actuales en Brasil²⁰.

-Los estados modernos con recursos de hidrocarburos necesitan una política de administración de recursos naturales que les permita determinar el volumen óptimo de su producción, en este estudio se ha obtenido de manera teórica un acercamiento a dicho volumen óptimo de producción, (no implica obtener un volumen), y se reafirmó que los volúmenes son consecuencia de las estructuras sectoriales e incentivos.

-Se ha demostrado bajo suposiciones racionales, que para todo estado moderno con recursos naturales éstos deben maximizar adicionalmente las ganancias de su sector, y esto es solo posible bajo estructuras y escenarios alejados de monopolios, oligopolios y concentración intersectorial. La recomendación final es que se acometan medidas de política pública en los países que manejan los recursos de hidrocarburos como si fueran un negocio genérico con empresas petroleras estatales concentradas verticales, dado que más que endeudar las sociedades a través de dichas empresas (algunos endeudándose incluso en fechas posteriores al año 2050), la consideración como recursos naturales finitos implica que se deben realizar ahorros sobre los ingresos maximizado el bienestar posible a largo plazo de dichos recursos no renovables (es decir seguir los ejemplos de Alaska, Emiratos Árabes Unidos y Noruega).

-Del análisis de USA y Colombia concluimos que contra intuitivamente a lo que se dice en el sector, las reservas probadas agregadas en un país dado dependen más de la estructura del sector que del precio del petróleo a valores actualizados con inflación. Esto es muy lógico, ya que un análisis estricto implica que el precio es una condición inherente al mercado global, la competitividad del sector depende en el mediano y largo plazo más en su estructura que en la variabilidad de precios, la reestructuración a mayor competencia en los sectores de países con empresas estatales nacionales puede mejorar la seguridad energética y competitividad, en el sector colombiano agregaría un 48,85% adicional al total 1P (997 millones de barriles adicionales) llevando el actual hasta unos 3.038 millones de barriles de potenciales reservas, estos recursos no son nada despreciables para el desarrollo dado un *government take* entre 62-76% en Colombia y tendrían un gran valor fiscal.

Bibliografía

- [1] Roberto P. Ferreira da Cunha, Antoine Missemmer. The Hotelling Rule in Non-Renewable Resource Economics: A Reassessment. Canadian Journal of Economics, 2020, 53 (2), pp.800-820.
- [2] SPE-PRMS 2018 2.1.1.1 Determination of Discovery Status
- [3] Ídem
- [4] SPE-PRMS 2018 4.1.1 Analogies: In the absence of a flow test or sampling, the discovery determination requires confidence in the presence of hydrocarbons and evidence that they can be produced, which can be supported by suitable analog producers.
- [5] SPE-PRMS 2018 1.2.Project
- [6] Ídem
- [7] SPE-PRMS 2018 2.1.2 Determination of Commerciality.
- [8] SPE-PRMS 2018: Reservas (Reserves) 1.1 Tabla 1
- [9] Natural Resource Economics under the Rule of Hotelling, Gérard Gaudet D'épartement de sciences économiques and CIREQ Université de Montréal June 2007.
- [10] SPE-PRMS 2018 Preamble
- [11] "El modo como se desarrolla la competencia a partir del monopolio es un hecho íntimamente relacionado con el progreso de la cultura económica". -Principios de Economía (1871), Carl Menger.
- [12] Economía con aplicaciones a Latinoamérica, Samuelson, Paul A. Nordhaus, William D. ISBN: 86071503336 Edición número: 19ª ed
- [13] Hubbert, M.. (1967). Degree of advancement of petroleum exploration in the United States. AAPG Bulletin. 51. 2207-2227. 10.1306/5D25C269-16C1-11D7-8645000102C1865D.
- [14] <http://climatemodels.uchicago.edu/hubbert/hubbert.doc.html>
- [15] Chhikara, Raj S. ; Folks, J. Leroy (1989), The Inverse Gaussian Distribution: Theory, Methodology and Applications , Nueva York, NY, EE. UU. : Marcel Dekker, Inc, ISBN 0-8247-7997-5
- [16] <https://inflationdata.com/articles/inflation-adjusted-prices/historical-crude-oil-prices-table/>
- [17] Una línea de tendencia de media móvil usa un número específico de puntos de datos (establecidos por la opción Período), los promedia y usa el valor promedio como un punto en la línea de tendencia.
- [18] Esta condición estructural sectorial tiene efectos más amplios que han llevado incluso en algunos lugares a reinicios de regímenes políticos con características remanentes de la era de economía soviética.
- [19] <https://www.americaeconomia.com/amp/la-produccion-de-petroleo-en-brasil-crecera-mas-rapido-que-la-de-ee-uu-hasta-2040-2653858495>
- [20] 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)
- [20] COMISIÓN QUINTA: Debate de control político. Citación al señor Ministro de Minas y Energía, 27 de abril de 2022 (https://www.youtube.com/watch?v=sI4c_3yacRg).

[21] ANH (<https://www.anh.gov.co/en/operaciones-y-regalias/modulo-de-gestion-de-reservas/>).

[22] Radicado 20215110038621 Id: 585820 Fecha: 2021-03-12 ANH respuesta a solicitud del Derecho de petición ANH ID 574375 radicado fecha 27 de enero 2021.

[23] Orozco Cera, Eusebio Jose, Legarda Zuñiga, Maria Angelica, and Juan Diego Medina Rueda. "Diagnosis of the Concentration of the Colombian Upstream Market Sector and Proposals for Increased Competitiveness." Paper presented at the International Petroleum Technology Conference, Virtual, March 2021. doi: <https://doi.org/10.2523/IPTC-21227-MS>.