

La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia

Autor:

Jonathan Malagón

Se ha desempeñado como Vicepresidente de Asobancaria, Director de Análisis Macroeconómico y Sectorial de Fedesarrollo, Gerente General del Programa COMPARTEL del MinTIC, Gerente de Control de Gestión, Asistente del Presidente y Jefe de Estudios Económicos en TELEFÓNICA COLOMBIA, Investigador de ANIF y consultor del PNUD, la CAF, el Banco Mundial, la Fundación Carolina de España, AESA (Bruselas), entre otras entidades. Por más de una década ha sido profesor en las universidades Nacional, Javeriana, Externado, de los Andes y CESA. Ha sido columnista de opinión en los diarios La República y Portafolio.



Cuadernos **PNUD**



Al servicio
de las personas
y las naciones

La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia

La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia

Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo PNUD

Arnaud Peral

Director de País

Inka Mattila

Directora de País Adjunta

Lina Arbeláez Arbeláez

Coordinadora Área de Reducción de la Pobreza y la Iniquidad

Jonathan Malagón

Director

Carlos Ruiz y Germán Montoya

Co-autores

Rock N Roll Agencia

Diseño y diagramación

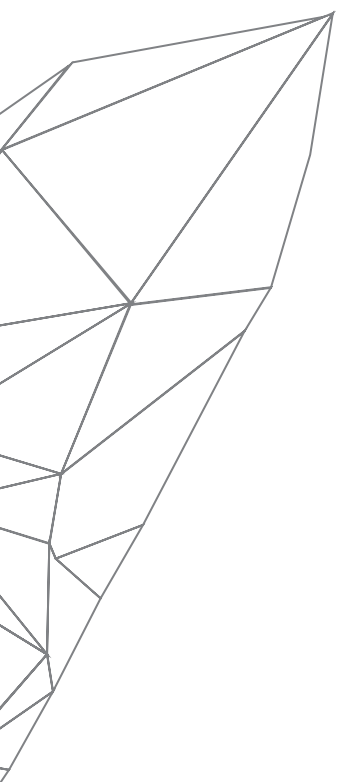
ISBN:

Fecha de publicación: Junio 2016

*Las opiniones y planteamientos expresados por los investigadores del Laboratorio de Innovación Social de **Cuadernos PNUD** “La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia”, son responsabilidad exclusiva de sus autores y no comprometen a ninguna de las instituciones editoras.*

Introducción	7
Dotaciones iniciales	12
Introducción	12
Caracterización de las cuencas sedimentarias	13
Caracterización de los yacimientos	21
Caracterización del crudo	24
Estimación del costo de extracción departamental	27
Infraestructura de transporte	31
Introducción	31
Infraestructura de transporte en Colombia	32
Estimación de los costos de transporte departamental	34
Resultados por departamento	38
Eficiencia de las firmas	43
Introducción	43
Concepciones de eficiencia	43
Revisión de literatura	44
Estimación de la eficiencia administrativa departamental	46
Marco institucional	49
Introducción	49
Normatividad tributaria	50
Licencias ambientales y consultas previas	57
Indicador consolidado	64
Referencias Bibliográficas	70

Resumen



El objetivo del presente estudio es realizar un diagnóstico de la competitividad del sector de hidrocarburos en los departamentos del país, teniendo en cuenta no solo indicadores convencionales, como el costo de extracción por barril o el costo de transporte, sino elementos adicionales como el marco normativo en las distintas regiones o el gasto administrativo a nivel de firma productora. A partir de estos elementos, se construye un indicador sintético de competitividad departamental. La principal ventaja de este indicador es que tiene interpretación cardinal, es comparable a nivel internacional y evita la utilización de ponderadores arbitrarios.

I. Introducción

En las últimas dos décadas, el sector minero-energético adquirió una importancia creciente para el país, consolidándose como uno de los sectores estratégicos de la economía nacional. De esta manera, mientras que en 1995 este sector representaba el 3,5% del PIB, en la actualidad dicha participación es cercana al 8%. Del mismo modo, llegó a generar más del 40% de los ingresos de la balanza de pagos, el 70% de las exportaciones totales y cerca del 35% de la Inversión Extranjera Directa (IED) del país (Cano, 2013). Adicionalmente, este sector es la principal fuente de divisas y aporta un porcentaje importante de los ingresos del gobierno, vía dividendos de Ecopetrol, impuestos y regalías.

El sector de hidrocarburos, que representa más del 70% del sector minero energético, había tenido un crecimiento considerable en las últimas décadas, en parte, por el buen comportamiento de los precios internacionales de los bienes básicos. Sin embargo, a partir de mediados de 2014, la caída en el precio del petróleo moderó drásticamente el ritmo de expansión de esta actividad.



Es importante resaltar que pese a que la producción y el nivel de reservas de hidrocarburos aumentaron considerablemente en las décadas anteriores, los cocientes entre las reservas y la producción (una medida de autoabastecimiento) tanto de petróleo como de gas natural han mostrado una marcada tendencia decreciente desde comienzos de los años noventa. Mientras que en 1992 el país contaba con independencia energética de petróleo para los próximos 20 años, en 2014 esta razón se redujo a 6,4 años. En el caso del gas natural, dicho cociente registró una caída incluso más pronunciada que la del petróleo, pues mientras que en 1992 la autosuficiencia de gas natural era de 32 años, en 2014 era apenas de 15 años. Las cifras presentadas anteriormente sugieren que – de mantenerse esta tendencia – en un futuro cercano, las reservas existentes de hidrocarburos podrían no ser suficientes para abastecer la demanda interna.

Como se mencionó anteriormente, gran parte del crecimiento que exhibió el sector de hidrocarburos en los últimos años estuvo asociado a los altos precios internacionales del petróleo en los mercados internacionales, los cuales no sólo hacían viable esta actividad sino que generaban importantes ganancias para las empresas. Sin embargo, la actual coyuntura de bajos precios genera grandes inquietudes en cuanto a la sostenibilidad del sector. La fuerte corrección a la baja que experimentaron los precios desde finales de 2014 obedece a un ajuste estructural del mercado global de crudo y no a factores coyunturales como en episodios anteriores, por lo que pese a que se espera una recuperación gradual del precio en los próximos años, ni en los pronósticos más optimistas se alcanzarían los valores registrados antes de la caída, lo cual afecta notablemente la rentabilidad de productores y exportadores, limita las operaciones de las empresas y obliga a que las firmas menos competitivas deban salir del mercado.

Si bien la caída en los precios del petróleo tiene grandes implicaciones para el país, la intensidad del choque varía al interior de las regiones, dependiendo de la participación del sector petrolero en la actividad económica departamental y de qué tan competitivo sea el departamento, pues una región altamente competitiva puede adaptarse de una mejor manera al cambio en las condiciones económicas frente a una región poco competitiva. Por ejemplo, el impacto de la caída de los precios es más fuerte en el Meta que en Antioquia, pues en el Meta se produce cerca de la mitad del petróleo del país y el sector minero representa el 67% del PIB departamental, mientras que en Antioquia únicamente se produce el 2,6% de la producción local y el PIB minero representa solo el 4,1% del PIB total del departamento.

A pesar de la amplia información que existe sobre el impacto de los bajos precios sobre el sector de hidrocarburos a nivel nacional, hay importantes diferencias regionales que no han sido suficientemente documentadas. De igual forma, si bien se han realizado varios estudios sobre la competitividad del sector en el país, no existen investigaciones que indaguen a profundidad acerca de las diferencias departamentales. Analizar la competitividad al interior de los departamentos resulta fundamental, pues permite identificar los principales cuellos de botella¹ en cada región y las oportunidades de mejora, insumos valiosos para la elaboración de políticas públicas.

Según el Foro Económico Mundial (2015), la competitividad es un conjunto de instituciones, políticas y factores que inciden de manera directa o indirecta en el nivel de productividad de un país, el cual determina, a su vez, el bienestar de la población, toda vez que una economía más productiva experimenta mayores niveles de crecimiento económico. Teniendo en cuenta que la competitividad es un concepto multidimensional que abarca varios aspectos tanto institucionales como a nivel de firma, en este trabajo se construye un indicador agregado que permite sintetizar dichos aspectos.

Por lo anterior, el objetivo del presente estudio es realizar un diagnóstico de la competitividad del sector de hidrocarburos en los diferentes departamentos del país, teniendo en cuenta no solo indicadores convencionales, como el costo de extracción por barril o el costo de transporte, sino elementos adicionales como el marco normativo en las distintas regiones o el gasto administrativo a nivel de firma productora. A partir de estos elementos, se construye un indicador agregado de competitividad a nivel departamental. Las principales ventajas de este indicador es que tiene una interpretación cardinal, es comparable a nivel internacional, evita la utilización de ponderadores arbitrarios y permite sintetizar la multidimensionalidad del concepto de competitividad en un único indicador.

En primer lugar, se identificaron cuatro factores de competitividad: las dotaciones iniciales del departamento, la infraestructura de transporte, la eficiencia de las firmas productoras y el marco institucional regional. Posteriormente, a cada factor se le asoció un costo, con el fin de poder definir la variable a medir.

¹ Los principales cuellos de botella que se han identificado hasta el momento en el sector de hidrocarburos son: las demoras en las licencias ambientales (que desincentivan la inversión por los sobre costos que genera), la inseguridad en las regiones productoras, los atentados a la infraestructura y los problemas con las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los proyectos (Villar et al, 2014).

Factores de Competitividad	Costos asociados	Variable (USD por barril)	Depende de:
Dotaciones iniciales	Extracción	Costo de extracción	Porosidad, permeabilidad y presión hidroestática de los yacimientos y densidad del crudo.
Infraestructura de transporte	Transporte	Costo de transporte	Modo de transporte del crudo (oleoducto o tractomula) y cercanía a las refinерías y puertos de embarque.
Eficiencias de las firmas	Administrativo	Gastos administrativos	Los gastos no relacionados con la operación de las empresas.
Marco Institucional	Tributario, parafiscal y legal	-	Tarifas impositivas, demoras en la obtención de licencias ambientales y consultas previas.

Esquema 1.Factores de competitividad

Fuente: Elaboración propia.

Así, el presente documento se divide en cinco secciones. En la primera, se evalúa la incidencia de las dotaciones iniciales o los recursos naturales del departamento sobre el costo de producción. Lo anterior es relevante en la medida en que las características geológicas de los yacimientos y el tipo de crudo que se produce en cada región determinan en gran medida la facilidad de extracción, y por consiguiente, el costo asociado a dicha actividad. Como se verá más adelante, si la porosidad de la roca es baja o el crudo es más pesado suele ser generalmente más costoso de extraer. Teniendo en cuenta el contexto actual de bajos precios del petróleo, el costo derivado de la extracción de crudo es vital para las firmas, pues un menor costo le permite generar mayores ganancias y sostener el negocio en el tiempo.

En la segunda sección, se calcula el costo de transporte por departamento, pues dicho costo puede afectar en gran medida la competitividad de las regiones. En efecto, si un campo tiene altos niveles de productividad en la extracción del crudo, pero transportar el producto es altamente costoso, la rentabilidad de la firma se reduce. Para la construcción del indicador de infraestructura de transporte se tuvo en cuenta que en Colombia el transporte de crudo se realiza, en su mayoría, por oleoducto, mientras que otra parte y de manera complementaria se realiza por carretera.

En las siguientes dos secciones se analiza la incidencia de aspectos institucionales como la normatividad tributaria, el licenciamiento ambiental y los gastos administrativos sobre la competitividad de las regiones. En particular, en la tercera sección se analiza la incidencia de la eficiencia de las firmas en la competitividad, medida a través de los gastos administrativos. La burocracia de las empresas, necesaria para su relación con los diferentes agentes del mercado (gubernamentales o privados), puede afectar su desempeño y constituir una fuente de ineficiencia.

Por su parte, en la cuarta sección se estudia el efecto de las tarifas impositivas diferenciales por municipio sobre la competitividad de las empresas, además de las consecuencias que tiene sobre las mismas el retraso en el otorgamiento de licencias ambientales y en la realización de consultas previas. Por último, en la quinta sección se presentan los resultados consolidados y se clasifican a los departamentos de acuerdo con su competitividad. El indicador sintético del costo agregado se calcula a partir de tres componentes: el costo de extracción, el costo de transporte y el costo de eficiencia administrativa, los cuales a su vez dependen de otros factores, como se verá en las siguientes secciones.



Dotaciones Iniciales

Introducción

En esta sección se estima el costo de extracción departamental de un barril de petróleo a partir de una metodología basada en los estados contables de las empresas. Adicionalmente, como un ejercicio de robustez, se contrastaron los resultados obtenidos con un indicador que midiera la facilidad de extracción en cada departamento, con el fin de corroborar si efectivamente la densidad del crudo tenía alguna incidencia sobre los costos de producción.

Antes de presentar la metodología de estimación, en las siguientes tres subsecciones se hace una breve caracterización de los tipos de crudos que se producen en cada región y de las características de los yacimientos, con el fin de tener una primera aproximación del impacto de las dotaciones iniciales sobre la competitividad de los departamentos.

Caracterización de las cuencas sedimentarias

Una cuenca sedimentaria es una región subsidente, esto es, un espacio o zona que presenta un hundimiento progresivo en la corteza terrestre que suele ser rellenado por sedimentos. Precisamente, es la acumulación de sedimentos la que permite que los hidrocarburos se asienten en la cuenca. De acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (2007), existen 23 cuencas sedimentarias² en el país; sin embargo, únicamente siete de estas son productoras de petróleo y dos productoras de gas natural (Gráfico 1). Las nueve cuencas productoras de hidrocarburos en el país son:

- Cuenca de los Llanos Orientales
- Caguán - Putumayo
- Catatumbo
- Cordillera Oriental
- Valle Inferior del Magdalena (VIM)
- Valle Medio del Magdalena (VMM)
- Valle Superior del Magdalena (VSM)
- Guajira
- Guajira Offshore

La principal cuenca productora del país es la de los Llanos Orientales, en donde se produce el 68,9% del crudo total del país. A esta le siguen la cuenca del Valle Medio del Magdalena (15,2%) y la cuenca del Valle Superior del Magdalena (5,8%). A continuación, se realiza una breve descripción de cada cuenca, con el fin de determinar en qué regiones podría ser más rentable producir (eliminando el efecto escala), tomando únicamente como referencia las características geológicas de las cuencas. Es importante resaltar que dicha información no permite realizar clasificaciones por departamento, pues una cuenca puede estar ubicada en varios departamentos (como de hecho lo están en la mayoría de los casos).

²Corresponden a las cuencas de Amagá, Caguán-Putumayo, Catatumbo, Cauca-Patía, Cesar-Ranchería, Chocó, Chocó Offshore, Colombia, Pacífico Offshore, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Guajira, Guajira Offshore, los Cayos, Valle Inferior del Magdalena (VIM), Valle Medio del Magdalena (VMM), Sinú-San Jacinto, Tumaco, Tumaco Offshore, Valle Superior del Magdalena (VSM), Urabá y Vaupés- Amazonas.

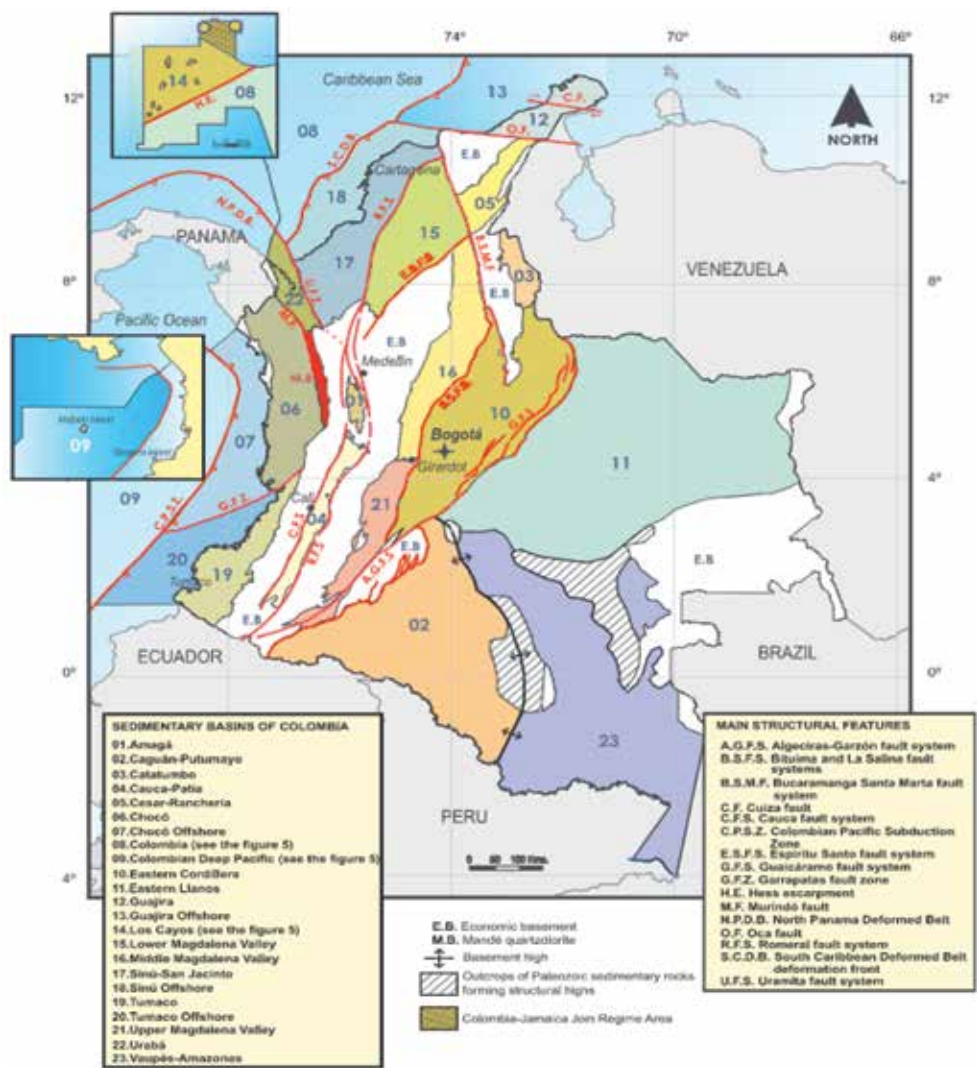


Gráfico 1. Cuencas sedimentarias en Colombia
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (2007).

Cuenca	Área (km2)	Departamentos	Tipo de producción
Llanos Orientales	225.603	Arauca, Casanare, Meta, Vichada ³ y Cesar	Petróleo y Gas Natural
Caguán - Putumayo	110.304	Putumayo, Cauca y Nariño	Petróleo
Cordillera Oriental	71.766	Boyacá y Casanare	Petróleo
Guajira y Guajira OffShore	66.639	Guajira	Gas Natural
Valle Inferior del Magdalena (VIM)	38.017	Bolívar, Sucre, Córdoba y Magdalena	Petróleo
Valle Medio del Magdalena (VMM)	32.949	Antioquia, Cesar, Santander, Boyacá y Cundinamarca	Petróleo
Valle Superior del Magdalena (VIM)	21.513	Tolima, Huila y Cundinamarca	Petróleo
Catatumbo	7.715	Norte de Santander	Petróleo

Cuadro 1. Caracterización de las cuencas sedimentarias productoras
Fuente: Elaboración propia con base en información de la ANH y Acipet.

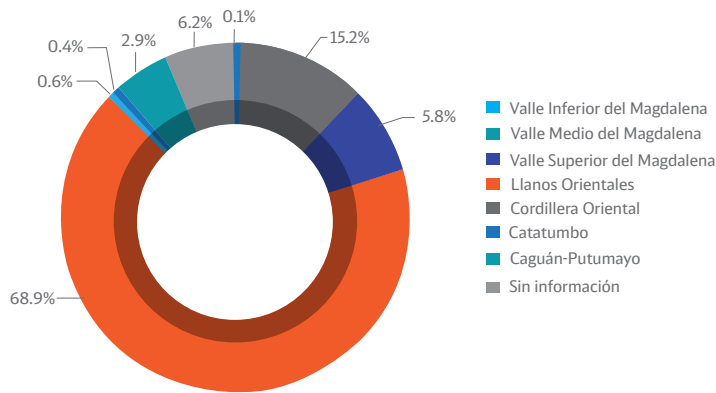


Gráfico 2. Distribución de la producción de petróleo por cuenca (2015)
Fuente: Elaboración propia con base en información de la ANH y Acipet.

³ A pesar de que la producción de Vichada es prácticamente nula, este departamento se incorporó por cuenta de sus características especiales en el caso del transporte.

Cuenca de los Llanos Orientales

La Cuenca de los Llanos Orientales es la cuenca sedimentaria más grande del país. Cuenta con una extensión de 225.603 km², en la que se ubican cerca de 337 campos petroleros que concentran el 68,9% de la producción total del país. Está ubicada entre los departamentos de Casanare, Cesar, Meta, Arauca y Vichada. En particular, el 71,5% del petróleo que se produce en dicha cuenca se extrae en el Meta, mientras que el 19,1% en Casanare y el 7,8% en Arauca. En cuanto a la composición del crudo producido, el 68,6% corresponde a crudos pesados, el 12,8% a crudos medianos y el 5,6% a crudos livianos.

Si bien la porosidad de las rocas de esta cuenca es media, lo que indica que tiene una capacidad de almacenamiento de fluidos relativamente buena, sus indicadores de saturación de agua son muy elevados (entre 37,3% y 76,9%), lo que significa que acumula una gran cantidad de este líquido, reduciendo la posibilidad de acumulación de hidrocarburos (Vargas, 2009). Los principales campos petroleros que se ubican en esta zona son: Rubiales, Castilla y Quifa, precisamente los tres campos más grandes del país. El cuadro 2 resume la producción en 2015 de los principales campos, así como su aporte al total nacional y la gravedad API del crudo producido.

Cuenca	Producción promedio 2015 (Barriles diarios)	Participación en la producción total (2015)	Gravedad API
Rubiales	163.662	16,3%	12,9
Castilla	74.171	7,4%	12,1
Quifa	56.202	5,6%	13,9
Castilla Norte	24.724	2,5%	12,1
Chichimene	49.290	4,9%	18,4
Caño Limón	23.108	2,3%	28,6

Cuadro 2. Principales campos de la cuenca de los Llanos Orientales

Fuente: Elaboración propia con base en información de Acipet.

Por otra parte, la cuenca de los Llanos Orientales es la mayor productora de gas natural del país, con una participación cercana al 69,7% de la producción nacional. Los principales campos productores de gas natural que se ubican en esta cuenca son: Cupiagua, Pauto Sur, Cusiana, Cusiana Norte y Cupiagua.

Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM)

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es la segunda cuenca sedimentaria más importante del país. Se encuentra ubicada entre los departamentos de Santander, Cundinamarca, Boyacá, Antioquia, Bolívar, Cesar, Norte de Santander y Casanare (Gráfico 3) y cuenta con una extensión de 32.949 km². En esta cuenca se produce el 15,2% del crudo total, del cual el 64,5% corresponde a crudos pesados y el 25,5% a crudos medianos.

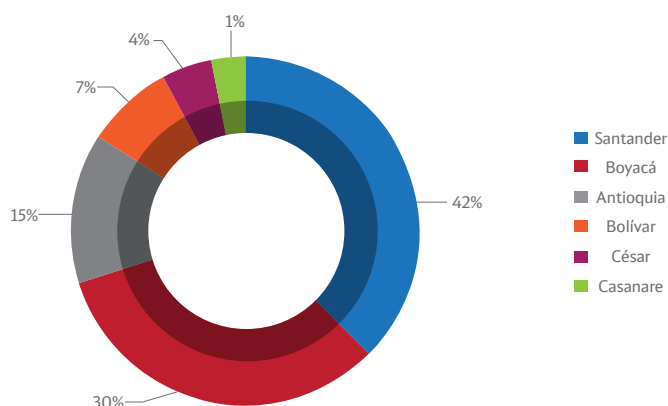


Gráfico 3. Porcentaje de la producción total de la cuenca de VMM por departamento

Fuente: Elaboración propia con base en información de Acipet.

En cuanto a las características geológicas de la cuenca, según Vargas (2009) presenta una porosidad media buena, que oscila entre 12% y 25%. Los principales campos petroleros que se ubican en esta cuenca son: la Cira-Infantas, el más antiguo del país, y Yariguí-Cantagallo. El campo la Cira-Infantas produjo 36.418 barriles diarios en promedio para 2015, lo que representa un 3,6% de la producción total. Adicionalmente, este campo tiene una gravedad API de 24,5, lo que indica

que produce principalmente crudos medianos. Por su parte, el campo Yariguí-Cantagallo produjo 8.600 barriles diarios en promedio para 2015, el 0,86% de la producción total, y su índice de gravedad API es de 17,2, es decir, produce principalmente crudos pesados.

Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM)

La Cuenca del Valle Superior del Magdalena es la tercera cuenca sedimentaria más importante del país. Cuenta con una extensión de 21.513 km², distribuida en seis departamentos: Huila, Tolima, Meta, Cundinamarca, Casanare y Putumayo, entre los que se concentra el 5,8% del total de la producción nacional (con 68 campos petroleros). El 51,5% de la producción de la cuenca la realiza el departamento del Huila, seguido por Tolima, con un 23,7%, y Putumayo, cuya participación dentro de la producción total es del 23,5%. En cuanto al tipo de crudo extraído, el 57,8% corresponde a crudos medianos, el 29,5% a crudos pesados y el 10,8% a crudos livianos.

El principal campo de esta cuenca es Guando, que para 2015 produjo 9.436 barriles diarios en promedio, lo que representa un 0,81% de la producción total nacional. Su indicador de gravedad API de 28,2, por lo que se considera un campo productor de crudos medianos.

Cuenca del Caguán - Putumayo

Esta cuenca está ubicada principalmente en el departamento del Putumayo, en donde se produce el 95,1% del crudo que se extrae de la cuenca, mientras que el 3,9% se produce en Cauca y el 1 % en Nariño. Tiene una extensión de 110.304 km² y en ella se produce el 2,9% del crudo total del país (en 37 campos). En cuanto a la composición del crudo producido, el 67,2% corresponde a crudos medianos, el 21,7% a crudos pesados y el 5,2% a crudos livianos.

Su porosidad oscila entre 10% y 16%, lo que puede considerarse una porosidad media. A su vez, la permeabilidad de esta cuenca oscila entre 16% y 35%, que también es una saturación estándar. Su principal pozo es Costayaco que para 2015 produjo 13.679 barriles diarios, con lo que aportó el 1,4% del total nacional. Este campo presenta una gravedad API de 27,70, es decir, produce predominantemente crudos medianos.

Cuenca de la Cordillera Oriental

La cuenca de la Cordillera Oriental tiene una extensión de 71.766 km² y está ubicada entre los departamentos de Casanare, que produce el 80,8% del crudo extraído y Boyacá (19,0%). Es una cuenca en la que se producen principalmente crudos condensados y medianos. Sin embargo, las rocas presentan una porosidad que oscila entre 5% y 10%, que indican que la calidad de las mismas no es muy buena. Adicionalmente, el indicador de saturación de agua es cercano al 95%, condiciones que no favorecen la acumulación de hidrocarburos. Con tan solo cuatro campos petroleros, la cuenca produce el 0,6% de la producción total del país.

Cuenca del Catatumbo

Es otra de las cuencas sedimentarias que concentra una baja producción (0,4% del total de crudo producido en el país en siete campos). Está ubicada principalmente en el departamento de Norte de Santander y es la cuenca productora con la menor extensión (7.715 km²). El 85,7% del crudo que se extrae en esta zona corresponde a crudos medianos, mientras que el 14,3% a crudos livianos. La porosidad de las rocas está entre 0,5% y 14%, lo que significa una porosidad baja-media, situación que impide que se acumulen demasiados hidrocarburos. La cuenca del Catatumbo fue una de las cuencas pioneras en la explotación de petróleo en el país.

Cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM)

La cuenca del Valle Inferior del Magdalena tiene una extensión de 38.017 km², en la que están ubicados 12 campos petroleros que producen el 0,1% de la producción total del país. Se encuentra localizada entre los departamentos de Bolívar, en donde se produce el 82,3% del crudo extraído de la cuenca, Magdalena (17,4%), Córdoba (0,2%) y Sucre (0,1%). Esta cuenca presenta una porosidad media de 15% y produce principalmente crudos condensados (75,6%).

Cuenca de la Guajira

Si bien la cuenca de la Guajira no es productora de petróleo, es la segunda mayor productora de gas natural del país, con una producción promedio de 476,3 millones de pies cúbicos día calendario (MPCDC) para 2015, lo que representa el 18,5% del total producido. Tiene una extensión de 66.639 km², en donde se ubican los cuatro campos productores de gas más importantes del país: Chuchupa, Ballena, Riohacha y Carretalito. Hace algunos años, esta cuenca se caracterizaba por ser la mayor productora de gas natural, sin embargo, el incremento de la producción de la Cuenca de los Llanos Orientales la desplazó al segundo lugar.

Si bien la caracterización de las cuencas sedimentarias no permite realizar clasificaciones a nivel departamental, pues una misma cuenca puede estar ubicada en varios departamentos, si permite tener una primera aproximación de las regiones en las que podría ser más fácil producir un barril de petróleo. Para realizar este análisis, se elimina el efecto escala y se consideran únicamente las características geológicas de las zonas de interés.

Por ejemplo, la cuenca del Caguán – Putumayo tiene características propicias: su porosidad es media y su tipo de crudo predominante es mediano, lo que facilita su extracción. Por el contrario, en la cuenca del Catatumbo la porosidad es media – baja, lo que hace que su capacidad de almacenamiento de fluidos sea baja. En el caso de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, se evidencian grandes potencialidades y condiciones favorables como una porosidad media y una producción predominante de crudo condensado.

Si se contrastan estos resultados con la producción real en cada región se evidencian grandes discrepancias, lo que sugiere que los efectos escala y la tecnología que se utilice para la extracción son factores imprescindibles para analizar las condiciones de una cuenca. Por ejemplo, en la cuenca de los Llanos Orientales predomina la extracción de crudos pesados, la porosidad es media y sus indicadores de saturación de agua son muy elevados, sin embargo, eso no le impide ser la mayor cuenca productora del país, lo cual podría obedecer a la cantidad de campos petroleros o a la tecnología utilizada. En contraste, la cuenca del Valle Inferior del Magdalena pese a tener condiciones geológicas favorables, únicamente produce el 0,1% del total de producción.

Caracterización de los yacimientos

Como se mencionó en la introducción, uno de los factores que más incide en la determinación de los costos de producción a nivel regional es el tipo de yacimiento, pues dependiendo de las características geológicas que tenga, los costos pueden variar de manera significativa entre las distintas zonas productoras del país. Entre las características más importantes relacionadas con los yacimientos se encuentran la porosidad, la permeabilidad y la presión hidrostática, las cuales determinan en gran medida la facilidad de extracción, y por consiguiente, el costo asociado a dicho proceso.

La porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos o gases que posee una roca y se define como el cociente entre el volumen de los espacios que tiene la roca para almacenar fluidos y el volumen total de la misma (Gráfico 4). A partir de esta medida, es posible determinar la calidad de la roca, de manera que si la porosidad es superior a 20, la roca es de buena calidad, pues tiene la capacidad de retener una mayor cantidad de fluidos, mientras que si la porosidad es inferior a 5, la calidad de la roca es muy pobre (Cuadro 3).

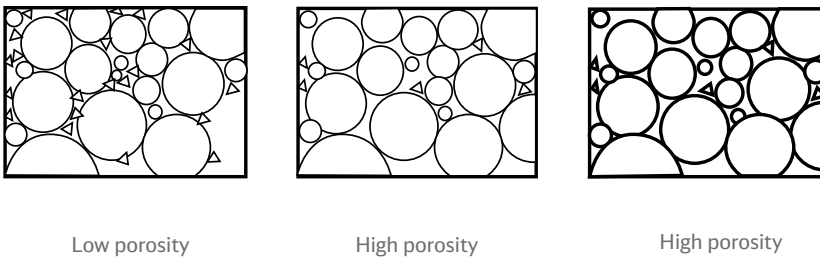


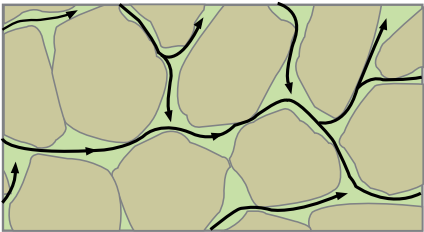
Gráfico 4. Tipos de porosidad
Fuente: University of Maryland.

Calidad de la roca	Índice de Porosidad (%)
Muy buena	Mayor a 20
Buena	15 – 20
Regular	10 – 15
Pobre	5 – 10
Muy pobre	Menor a 5

Cuadro 3. Calidad de la roca a partir de su porosida
Fuente: Schulemberger (2014).

Existen tres tipos de porosidad: la absoluta, la efectiva y la residual. En términos generales, la porosidad absoluta es el porcentaje de espacio poroso, independientemente de que el interior de la roca esté interconectado o no, mientras que la porosidad efectiva solo tiene en cuenta el espacio poroso intercomunicado. Por su parte, la porosidad residual está constituida por los poros no interconectados.

Una característica de la roca que está estrechamente relacionada con la porosidad es la permeabilidad, un indicador que se refiere a la capacidad que tiene una roca para permitir la circulación de fluidos a través de sus poros interconectados (Gráfico 5). En este caso, entre mayor permeabilidad tenga la roca, la dificultad de extracción de petróleo será menor.



*En verde se muestran los poros interconectados, mientras con las flechas negras se ilustra la capacidad de la roca para permitir la circulación de fluidos a través de los poros.

Gráfico 5. Permeabilidad de una roca*
Fuente: Schulemberger (2013).

Existen diferentes tipos de permeabilidad: la permeabilidad absoluta, efectiva, relativa, así como la permeabilidad horizontal y vertical. La permeabilidad absoluta se refiere a la capacidad de circulación entre los poros de una roca cuando está presente únicamente un fluido. En presencia de dos o más fluidos, cada uno reduce la capacidad de fluir del otro. Así, la permeabilidad efectiva es la permeabilidad de cada fluido en presencia de los otros. Por último, la permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta. En particular, en un yacimiento productor, el interés se centra en la permeabilidad efectiva, inicialmente de petróleo o de gas natural en presencia de agua irreducible (Schulemberger, 2002).

Las dos características anteriores no son suficientes para determinar la facilidad de extracción de una roca, pues aunque exista una alta permeabilidad y porosidad, estas medidas solo garantizan la posibilidad de retención y circulación de los fluidos dentro de la formación, por lo que es necesario saber la saturación de agua de la roca, medida como el porcentaje de volumen de agua en relación con el volumen total de la formación rocosa. La contraparte de esta medida o el porcentaje restante refleja la cantidad de petróleo o gas que posee la formación.

Por último, otro factor importante es la presión hidrostática del yacimiento, pues “es ésta la que induce el movimiento del petróleo desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de éstos a la superficie” (Rivera, 2004, p. 132). En efecto, de la magnitud del indicador de presión hidrostática depende si el petróleo fluye naturalmente y con la fuerza requerida hasta la superficie o si, por el contrario, la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue hasta cierto punto en el pozo. Cuando esto sucede, se debe recurrir a la extracción de petróleo por medios mecánicos, lo cual incide de manera directa sobre los costos de extracción. En suma, entre más alta sea la presión hidrostática, es decir, la presión ejercida por una columna de agua desde la profundidad, más fácil será la extracción.

Es importante resaltar que las características asociadas con los yacimientos no son un factor diferenciador a nivel departamental, sino que permiten establecer diferencias a nivel de cuenca petrolífera, la cual puede estar ubicada en varios departamentos. Sin embargo, es de vital importancia tener estos factores en cuenta, pues las características geológicas determinan en gran medida, la dificultad de extracción de los hidrocarburos, y por consiguiente, el costo asociado a dichos procesos de extracción.

Caracterización del crudo

Además de las características de los yacimientos, un factor que incide de manera directa sobre los costos de extracción de un barril de petróleo es la densidad o viscosidad del crudo, pues una menor viscosidad permite una mayor fluidez del petróleo, y por consiguiente, un menor esfuerzo de extracción. Por su parte, una mayor densidad está asociada a mayores costos de extracción, transporte y refinación del petróleo.

La densidad es el parámetro estándar comúnmente utilizado para categorizar el tipo de petróleo y suele ser medida en términos de grados API (American Petroleum Institute). Esta medida precisa qué tan liviano o pesado es el crudo, comparando su densidad con respecto a la del agua (a temperaturas iguales). Los índices superiores a 10 sugieren que el crudo es más liviano que el agua, y por tanto, flotaría en esta.

Entre más denso es el petróleo, menor grado API presentará. De esta manera, el crudo condensado – caracterizado por ser el más liviano – tiene un indicador API de 42, mientras que los crudos extra pesados tienen un índice inferior a 10, tal como se presenta en el Cuadro 4.

Tipo de crudo	Escala API
Condensado	Mayor a 42
Liviano	30 – 41,9
Mediano	22 - 29,9
Pesado	10 - 21,9
Extra pesado	Menor a 10

Fuente: Elaboración propia con base en ACIPET.

Cuadro 4. Clasificación de los tipos de crudo de acuerdo con su clasificación API

Fuente: Elaboración propia con base en ACIPET.

Teniendo en cuenta que los grados API son la medida usualmente utilizada para calcular la densidad del petróleo, esta medida puede desempeñar un papel relevante en la explicación del diferencial de los costos de producción regionales, pues generalmente – si se elimina el efecto escala – entre más pesado sea el crudo, más difícil es su extracción, lo cual afecta de manera directa la competitividad vía costos de extracción.

Al igual que con las características de los yacimientos, la densidad del crudo no es un factor diferenciador por departamento, ya que en un mismo departamento se producen distintos tipos de crudo. En efecto, es posible que existan grandes diferencias entre dos pozos ubicados en una misma región, como es el caso de Norte de Santander, en donde en el campo Cerro Gordo el crudo extraído presenta un grado de API de 60,2, es decir, es un crudo condensado, mientras que en el mismo departamento existen campos que producen crudos pesados y medianos, con indicadores API por debajo de 30.

En Colombia, el porcentaje de crudos pesados dentro del total producido ha mostrado un incremento importante en los últimos años. De hecho, mientras que en el año 2000 únicamente el 10% del petróleo producido en el país correspondía a crudo pesado, en la actualidad dicho porcentaje supera el 50% (Gráfico 6).

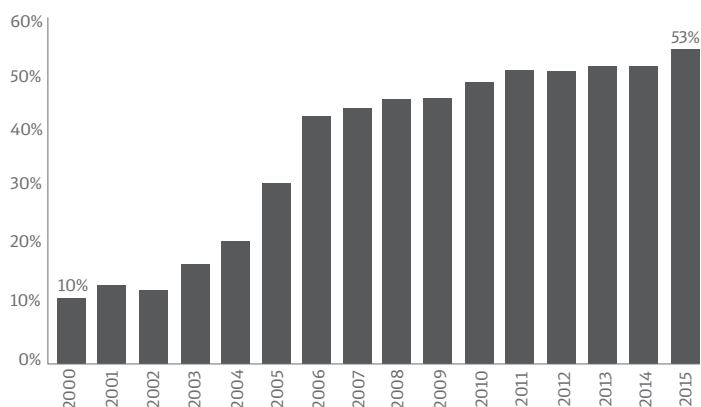


Gráfico 6. Porcentaje de crudos pesados en la producción del país

Fuente: Ecopetrol con base en información reportada por Campetrol.

Para poder hacer una adecuada caracterización departamental, se calculó un promedio del tipo de crudo que se produce en cada departamento, ponderado por los niveles de producción (Gráfico 7). Como se puede observar en el Cuadro 5, para departamentos como el Huila, donde la mayoría de pozos producen crudo pesado (en cantidad), el API ponderado por producción indica que la mayor proporción de petróleo que allí se produce es de tipo mediano.



Gráfico 7. Clasificación departamental por tipo de crudo predominante

Fuente: Elaboración propia con base en información de Acipet.

Departamento	Tipo de crudo predominante	Departamento	Tipo de crudo predominante
Antioquia	Pesado	Huila	Mediano
Arauca	Mediano	Magdalena	Sin información
Atlántico	Sin información	Meta	Pesado
Bolívar	Pesado	Nariño	Mediano
Boyacá	Pesado	Norte de Santander	Liviano
Casanare	Pesado	Putumayo	Mediano
Cauca	Mediano	Santander	Pesado
Cesar	Pesado	Sucre	Sin información
Córdoba	Sin información	Tolima	Pesado
Cundinamarca	Pesado	Vichada	Pesado

Cuadro 5. Producción departamental clasificada por tipo de crudo predominante

Fuente: Elaboración propia con base en información de Acipet.

Estimación del costo de extracción departamental

Si bien sería deseable poder calcular los costos de extracción departamentales incorporando las características geológicas de las regiones productoras, la limitada información disponible y la falta de comparabilidad entre fuentes de información hizo que no fuera posible construir un indicador confiable. Por tal razón, y con el fin de poder construir cifras comparables a nivel regional que permitan tener una primera aproximación de cuánto le cuesta a cada departamento extraer un barril de petróleo, se implementó una metodología basada en los estados contables de las empresas del sector.

En primer lugar, con base en la información reportada en el SIREM (Sistema de Información y Reporte Empresarial), por la Superintendencia de Sociedades, se analizaron los estados de resultados de 2014 (último año disponible) de cada una de las empresas del sector petrolero, con el fin de determinar sus niveles de ingresos, gastos y costos. En este caso, se filtraron las empresas cuya clasificación CIIU correspondía a la actividad “Extracción de petróleo”, perteneciente al sector de “Extracción de petróleo crudo y gas natural”.

Con base en las cifras del estado de resultados, se tomó el rubro de costo de ventas como proxy del costo total de extracción, pues de acuerdo con la definición de la Superintendencia de Sociedades estos costos “detallan las erogaciones y cargos en que se ha incurrido para producir bienes o el total del costo al prestar un servicio, de los cuales un ente económico ha derivado sus ingresos”. Dado que las empresas operadoras derivan sus ingresos principalmente de la extracción, el costo que deben contabilizar en dicho rubro corresponde a lo que les cuesta extraer el petróleo.

Teniendo en cuenta que una empresa puede operar en varios departamentos, para calcular los costos de venta por departamento fue necesario distribuir el costo total de cada firma entre las regiones en las que esta opera. Para ello, con base en la información de producción de petróleo por departamento, reportada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), se le asignó a cada departamento lo correspondiente al costo por la participación de la empresa en la producción. De esta manera, si una empresa tiene un costo de 100 millones y el 30% de la producción la realiza en el Meta y el 70% restante en Casanare, 30 millones son asignados como costo en el Meta y 70 millones en Casanare. Lo anterior se realizó para las principales firmas, entre las cuales se concentra el 95% de la producción nacional.

Posteriormente, se dividieron los costos de venta totales por departamento sobre la producción departamental, con el fin de determinar el costo por barril de petróleo o costo unitario. Debido a que algunas empresas no reportaron costos o tenían estructuras de costos atípicas (dos desviaciones estándar por arriba o por abajo), se eliminaron de la medición. Por último, con el fin de poder tener una cifra que permitiera establecer comparaciones entre regiones, se calculó el costo por barril en dólares, usando la tasa de cambio promedio de 2015 para hacer las conversiones.

Cabe resaltar que el cálculo de los costos de venta de Ecopetrol fue distinto al del resto de empresas del sector, pues Ecopetrol no está obligado a reportar sus estados financieros a la Superintendencia de Sociedades. Pese a no disponer de información contable, en un informe de la empresa se reportó el costo de producir un barril de petróleo, el cual se multiplicó por la cantidad de barriles que produce Ecopetrol y se obtuvo un cálculo aproximado de sus costos de extracción. Al igual que con el resto de empresas, los costos se distribuyeron a nivel departamental dependiendo de la participación de la firma en la producción regional.

Las estimaciones realizadas muestran que el costo de extracción promedio en el país es de USD 19,4, con una alta variabilidad y heterogeneidad al interior de los departamentos. Arauca y Cauca son las regiones con los menores costos (inferiores a USD 10), mientras que Vichada y Casanare son los departamentos que destinan una mayor cantidad de dólares en la extracción de un barril. Por otra parte, el grueso de departamentos tiene unos costos de extracción que oscilan entre USD 10 y USD 25 por barril (Gráfico 8). Lo anterior es relevante pues bajo las condiciones actuales, con precios del petróleo inferiores a los 40 dólares, para muchas regiones no está siendo rentable producir, pues en la sola extracción destinan cerca de 25 dólares (sin contar el transporte ni el resto de costos asociados al proceso de producción).



Gráfico 8. Clasificación departamental por costo de extracción (USD)

Fuente: Elaboración propia.

Como medida de robustez, se contrastó el resultado de los costos que se obtuvo anteriormente con un indicador de la facilidad de extracción del crudo. En este caso, se utilizaron los grados API. Los resultados muestran que en los departamentos en los que se produce una mayor proporción de crudos pesados (con indicadores API bajos), el costo de extracción es comparativamente más alto frente a aquellas regiones en las que se producen crudos ligeros. Si bien la densidad no es el único criterio de facilidad de extracción, muestra que la metodología de estimación es consistente (Gráfico 9).

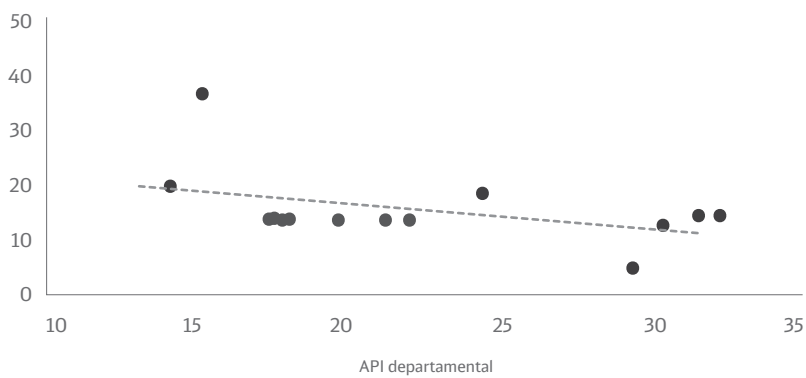


Gráfico 9. Relación entre los costos de extracción y el indicador de densidad API
Fuente: Elaboración propia con base en la información de Acipet⁴.

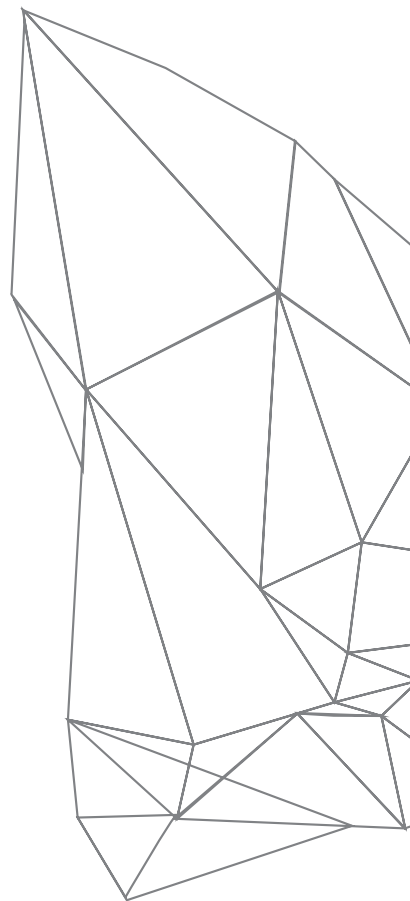
⁴El coeficiente de correlación es mayor al 50%.

Infraestructura de Transporte

Introducción

La actividad económica del sector de hidrocarburos puede dividirse en dos fases. La primera consiste en la exploración y extracción del crudo de los yacimientos, mientras que la segunda hace referencia al transporte, refinación, comercialización y distribución del petróleo y sus derivados. Este capítulo, se enfoca en la segunda fase y busca determinar el impacto de la infraestructura de transporte sobre el costo agregado de un barril de petróleo.

Para ello, se calcula el costo total de transporte de un barril de petróleo desde el yacimiento hasta el lugar de destino. La metodología de estimación se realiza con base en los kilómetros que recorre un barril de crudo (tanto por carretera como por oleoducto) en las distintas regiones del país. De igual forma, se estima el costo de transporte por kilómetro recorrido.



Infraestructura de transporte en Colombia

En Colombia, el transporte de crudo se realiza por medio de oleoductos o a través de carrotanques por carretera. Bajo estas dos modalidades, el crudo se transporta desde los centros de producción (yacimientos) hasta el lugar final de utilización del barril de petrolero (refinería o exportación). El sistema de oleoductos es el principal medio de transporte del crudo en el país, debido a sus bajos costos. En contraste, el transporte del petróleo por carretera juega un papel complementario en la mayoría de los casos y consiste en transportar el crudo desde el yacimiento hasta las estaciones de bombeo de la red de oleoductos.

Es importante mencionar que el sistema de oleoductos es fundamental en el comportamiento del sector petrolero a nivel nacional. Un sistema de transporte eficiente incentiva tanto a los mercados relacionados con exploración y extracción de crudo (una fase previa al transporte) como a los mercados de exportación y refinación de petróleo (una fase posterior al transporte) (SIC, 2013). De allí la necesidad de contar con una infraestructura adecuada que permita abaratar los costos, lo cual tiene un impacto directo en los niveles de competitividad. El Gráfico 10 muestra la información sobre la red de oleoductos, los campos petroleros de Ecopetrol, las refinerías y los puertos de salida.

El sistema de oleoductos en Colombia fue construido conforme a los usos del petróleo: refinería o exportación, específicamente teniendo en cuenta los principales destinos del petróleo. La década de 1980 fue el periodo en el que más se impulsó el desarrollo del sistema de oleoductos, debido a los importantes hallazgos de nuevos yacimientos. Durante este decenio se puso en marcha la construcción de varios oleoductos, como el oleoducto Central de los Llanos (que va desde Apiay hasta Araguaney); Caño Limón – Coveñas; y Ocesa (desde Casanare hasta Coveñas).

En la década de 1990, se realizó la construcción de 481 km del Oleoducto de Colombia permitiendo incrementar en un poco más de 200 miles de barriles por día la capacidad de bombeo de crudo hasta el puerto de exportación de Coveñas desde la estación de bombeo de Vasconia. (UPME, 2013).

El único ejemplo de un oleoducto que no parte de un yacimiento petrolero es el Oleoducto Central OCENSA, el cual es mayoritariamente propiedad de Ecopetrol. La construcción de este oleoducto surgió de la necesidad de integrar al sistema de transporte los oleoductos secundarios (SIC, 2013).



Gráfico 10. Red de infraestructura de oleoductos en Colombia

Fuente: Tomado de la SIC (2013) con base en Ecopetrol.

La construcción de estos oleoductos ha permitido, en parte, que el volumen de petróleo transportado en el país haya crecido de manera considerable desde 2005 (Gráfico 11). Sin embargo, es importante resaltar que gran parte del crecimiento del transporte está asociado a una mayor producción de crudo.

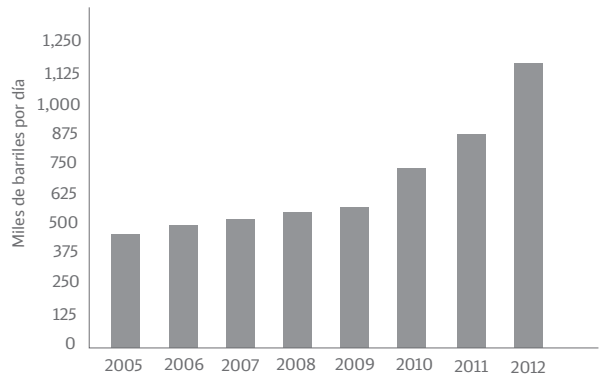


Gráfico 11. Evolución del transporte de Petróleo

Fuente: Tomado de UPME (2013).

De los oleoductos de la red nacional, Ecopetrol es el mayor propietario y transporta cerca del 80% de crudo del país. La red se encuentra clasificada en dos tipos de oleoductos: primarios y secundarios. Los primarios son los encargados de llevar el petróleo hacia los destinos finales, mientras que los secundarios inician su trayecto en los centros de explotación y abastecen a los oleoductos primarios.

Estimación de los costos de transporte departamental

En esta sección se detalla la información y la metodología utilizada para la construcción del indicador de infraestructura de transporte. La información acerca de la producción por pozo se tomó de la base de datos de la Agencia

Nacional de Hidrocarburos (ANH), la cual discrimina el municipio en que se encuentra el yacimiento, el departamento, la empresa, el contrato y la cantidad de barriles producidos por día (bpd). La producción de petróleo por día hábil se transformó a producción por mes, para luego sumar todos los meses y tener la producción anual (bpa). Lo anterior se realizó para poder hacer los cálculos del costo de transporte de un barril de crudo para 2015.

Con el fin de tener una mejor aproximación de cuánto le cuesta a cada departamento transportar un barril de petróleo, se construyeron dos indicadores: el costo total y el costo por kilómetro recorrido. La metodología de estimación para los dos indicadores será expuesta tomando como ejemplo al departamento del Meta. En primer lugar, se detalla la producción de los campos de explotación en cada municipio y su participación dentro de la producción total, como se muestra en el Cuadro 6.

Departamento	Municipio	Operadora	Campo	Producción total (bpd)	Producción total (bpd)	Participación
Meta	Castilla Nueva	Ecopetrol Llanos	Castilla	74.162	27.069.120	14%
	Acacias	Ecopetrol Llanos	Chichimene	49.341	18.009.547	10%
	Puerto Gaitán	Meta Petroleum	Quifa	56.197	20.511.773	11%
	Puerto Gaitán	Meta Petroleum	Rubiales	124.683	45.509.201	24%
		Resto		208.304	76.030.907	41%
		Total		512.686	187.130.548	100%

Cuadro 6. Campos de explotación en el departamento del Meta

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Por otro lado, se recolectó la información del costo de transporte de un barril de crudo por carretera (carrotanque) y por oleoducto. Esta distinción es importante porque muchos de los pozos no tienen acceso directo a una estación de bombeo de un oleoducto, por lo que no es posible transportarlos inmediatamente por este medio. Para esto, es necesario primero transportarlo por carretera hasta la

estación de bombeo, lo cual encarece el costo del transporte. En adición, existen empresas a las que les resulta más barato el traslado del crudo por carretera, debido a que llevarlo por oleoducto aumenta la distancia hasta el lugar de destino.

En primer lugar, la información de los costos del flete de transporte de crudo por carretera fue adquirida mediante encuestas realizadas a las principales empresas transportadoras del país, información que se detalla en el Anexo 1. Con esta información, se calcula el costo promedio de transporte por carretera que se utilizará en las estimaciones posteriores, el cual es de 0,013 dólares por kilómetro recorrido, lo que equivale a 35,8 pesos. Adicionalmente, para calcular la distancia por carretera de los campos hasta el lugar de destino, se utilizaron las distancias proporcionadas por Google Maps. Con esta herramienta, se calculó el trayecto real por carretera y no por línea recta, con lo cual se da más precisión al cálculo.

Por su parte, para la estimación del costo de transporte por oleoducto, se obtuvo la información a partir de los precios publicados por las empresas del sector. Es importante mencionar que no fue posible obtener los costos de todos los oleoductos, por lo que se estimó el costo total únicamente con base en los oleoductos que sí tenían información, como se muestra en el Anexo 2.

Antes de estimar el costo de transporte por campo de explotación, es necesario considerar el lugar de destino. Para esto, se debe tener en cuenta que no todo el petróleo producido en el país es exportado, pues una parte importante es enviado a las refinerías para su transformación en derivados del petróleo. En el país existen dos refinerías principales, la refinería de Cartagena (Reficar) y la refinería de Barrancabermeja. Antes de la construcción del complejo industrial de Reficar, su capacidad se encontraba en 80 kbpd, mientras que una vez terminada la remodelación su capacidad asciende a 165 kbpd. Sin embargo, para la estimación no se tuvo en cuenta Reficar debido a que durante la mayor parte del 2015 estuvo cerrada por remodelación y solo hasta finales del año empezó a operar pero de manera gradual. De esta manera, solo se tuvo en cuenta la refinería de Barrancabermeja, la cual tiene una capacidad instalada de 91.250.000 barriles de producción al año pero que históricamente solo utiliza el 90% de su capacidad (UPME, 2013). Adicionalmente, para la estimación se tuvo en cuenta la composición entre los diferentes tipos de crudo de la canasta de petróleo que se refina en este lugar.

Refinerías en Colombia	Capacidad (kbpd)	Capacidad (barriles/año)
Cartagena (Bolívar)	165	60.225.000
Barrancabermeja (Santander)	250	91.250.000

Cuadro 7. Capacidad de refinación en Colombia

Fuente:Ecopetrol.

Por otro lado, según las estadísticas de la DIAN, el petróleo se exporta en un 95,2% por el puerto de Coveñas, mientras que el porcentaje restante corresponde al puerto de Tumaco, con un 1,8%, y el puerto de Barranquilla con un 3%. Hacia el puerto de Tumaco sólo se encuentra el oleoducto Puerto Colón-Orito-Tumaco, que además de transportar el crudo explotado en Nariño y Putumayo, transporta el proveniente de Ecuador.

Teniendo en cuenta la producción que se destina a la refinación y los puertos de embarque, se estima el lugar de destino del crudo. En primer lugar, la producción de los campos que tienen las características de la canasta utilizada por la Refinería de Barrancabermeja tendrá como lugar de destino dicha refinería. Es importante mencionar que como se cuenta con la información relacionada con las características del crudo, la producción de los pozos más cercanos a la refinería será la primera en ser enviada a refinación. Una vez se cope la capacidad de refinación, establecida en 90% de su capacidad total, el petróleo será enviado al puerto de Coveñas, con la excepción de los campos en Nariño y Putumayo, que tendrán como lugar de destino el puerto de Tumaco.

Una vez estimados los costos de transporte por oleoducto y por carretera, se procede a estimar el costo de transporte para cada uno de los campos de explotación en cada departamento. Se presenta el caso particular de campo Chichimene a manera de ejemplo en el Cuadro 8. En este caso, el crudo tiene como lugar de destino el puerto de Coveñas.

Trayecto	Costo en USD por barril	Kilómetros de trayecto	Costo en USD del barril por Km
Carrotanque a la estación de bombeo más cercana	0,20	15,3	0,013
Oleoducto Cenit: Chichimene - Apiay	0,38	23,0	0,016
Oleoducto Cenit: Apiay - Monterrey	1,88	114,9	0,016
Segmento 2 Ocesa	3,49	286,0	0,012
Promedio ponderado Ocesa y ODC	2,63	478,0	0,006
Total	8,58	917,17	0,009

Cuadro 8. Costo de transporte en Chichimene
Fuente:Elaboración propia con base en ANH, Ecopetrol.

En primer lugar, se calcula la distancia en kilómetros por medio de Google Maps entre el campo y la estación de bombeo más cercana, a lo cual se le asocia la estimación del costo de transporte del carrotanque por barril. Una vez en el sistema de transporte por oleoducto, se suman los costos en cada uno de los segmentos del oleoducto y los kilómetros de cada trayecto, con lo que se obtuvo el costo total de transporte por barril de petróleo hasta el puerto de Coveñas, el cual asciende a 8,58 dólares.

Resultados por departamento

Los resultados de los costos de transporte de barril de petróleo por kilómetro y el costo de transporte de un barril de petróleo del centro de producción a su lugar de destino se muestran a continuación.

En primer lugar, se calcula el costo total en dólares de transportar un barril de petróleo hasta su lugar de destino. En el Gráfico 12 se puede encontrar este indicador para cada uno de los departamentos, siendo Vichada el departamento al que más le cuesta el envío de un barril de petróleo hasta su lugar de destino, con un costo de 12,1 dólares por barril, mientras que Santander es el departamento con el menor costo, con 0,34 dólares por barril.

Para Vichada, el costo por barril de crudo es considerablemente alto debido a la gran distancia en que se encuentra su único campo de explotación, el Garzas Doradas, del lugar de destino de exportación, que sería el puerto de embarque en Coveñas. Desde este yacimiento hasta el puerto de Coveñas, el crudo debe recorrer un trayecto de 1.160 km, de los cuales 162 se realizan por carretera. No sobra señalar que la producción en este departamento es insignificante a la hora de calcular el promedio nacional, por lo que su alto costo no tendrá una relevancia importante en el costo total. En cuanto a Santander, que es el tercer departamento productor, el menor costo de transporte por barril también corresponde a la cercanía en la que se encuentran los campos de producción de su lugar de destino, es decir, la refinería de Barrancabermeja.



Gráfico 12. Costo de transporte en dólares por barril de petróleo

Fuente:Elaboración propia.

Por último, los dos primeros departamentos productores de crudo, Meta y Casanare, tienen costos de transporte relativamente altos, 9,22 y 7,46 dólares, respectivamente. La razón de estos costos radica en que la producción de crudo en estos departamentos tiene que realizar varios desplazamientos para llegar a su lugar de destino. En particular, para llegar a las estaciones de bombeo el crudo se debe trasladar por carretera, para luego transitar por varios segmentos de diferentes oleoductos de distintas empresas hasta llegar a su destino final.

De manera más detallada, en el departamento del Meta existen 89 campos petroleros, sin embargo, solo en cinco de estos se produce el 67% del crudo del departamento. Cada barril de petróleo tiene que viajar cerca de 955 kilómetros y pasar por tres segmentos de oleoductos hasta llegar el puerto de exportación de Coveñas.

Ahora bien, para calcular el costo agregado del transporte de un barril de petróleo, como se menciona en la metodología, se tienen en cuenta los niveles de producción de cada campo, su distancia al lugar de destino y el costo total del trayecto. De esta manera, el costo total de transporte de un barril de petróleo en Colombia, tomando un promedio ponderado por producción, es de 6,8 dólares.

Como este indicador muestra el costo total del barril, el ordenamiento se encuentra influenciado por la distancia del departamento al lugar de destino al que se dirige el crudo. Por esta razón, de manera adicional se calcula el costo del barril por kilómetro transportado (medido en dólares de 2015), el cual muestra el costo de transportar un barril de crudo por cada kilómetro recorrido (Gráfico 13). No obstante, debido a que el costo en dólares resulta demasiado bajo por kilómetro recorrido, se escala en centavos de dólar.

Este indicador permite tener una visión más amplia de los costos de transporte. A pesar de que el costo total de transporte de un barril de petróleo es el más alto para el Vichada, su costo por kilómetro es menor que otros departamentos, lo que implica que a pesar de la mayor distancia el menor costo por barril que ofrecen los oleoductos le permite ganar competitividad.

De esta manera, el departamento que más costoso le resulta transportar un barril de petróleo por kilómetro es Cundinamarca, con 1,31 centavos de dólar por kilómetro; mientras que al que menos le cuesta nuevamente es al departamento de Santander, con 0,4 centavos de dólar por kilómetro.

Para el departamento de Cundinamarca, el alto costo del transporte por kilómetro se debe al hecho de que la producción debe ser trasladada por carretera desde el yacimiento hasta la bocatoma de los oleoductos, un trayecto considerable teniendo en cuenta la geografía de la zona. Desde allí, el crudo realiza varios trayectos por diversos tramos de diferentes oleoductos, encareciendo su envío hasta la refinería de Barrancabermeja. Por ejemplo, el crudo enviado desde el campo Puli, ubicado en el municipio con el mismo nombre, debe recorrer cerca de 69 km hasta la estación de bombeo más cercana, ubicada en Guaduas. A partir de ahí, el crudo recorre 68 km hasta el oleoducto Guadas-La Dorada, luego 70 km de La Dorada-Vasconia y, por último, 135 km de Vasconia-Barrancabermeja, para un total de 336 km.



Gráfico 13. Costo en centavos de dólar del transporte de un barril de crudo por kilómetro recorrido
Fuente:Elaboración propia.

Para el caso de Santander, el menor precio del crudo por kilómetro recorrido se debe a que los yacimientos de explotación en este departamento se encuentran relativamente cerca de la refinería de Barrancabermeja. Bajo esta perspectiva, si bien el costo del transporte es en su mayoría por tierra, la distancia es sustancialmente menor. Este es el caso del campo La Cira, que es operado por Ecopetrol, produce el 37% del crudo del departamento y se encuentra en el mismo municipio de la refinería.

Es importante mencionar que el indicador promedio para el país es de 0,87 centavos de dólar por kilómetro recorrido. Este resultado es similar al estimado para el departamento del Meta, el cual asciende a 0,8 centavos de dólar por kilómetro, pues este departamento es uno de los principales productores en el país y por lo tanto el que más incide en el promedio nacional.

Realizar un diagnóstico de los costos de transporte a nivel departamental resulta relevante en la medida en que permite diseñar políticas específicas por región para solucionar los cuellos de botella particulares de cada zona. Además, dicho diagnóstico también permite hallar oportunidades de mejora, otro elemento fundamental de la política pública.

Eficiencia de las firmas

Introducción

La competitividad del sector de hidrocarburos no solo está asociada a factores ligados de manera directa con la actividad petrolera, como la extracción y el transporte de crudo, sino también a la eficiencia de las firmas que operan en dicho sector. En este capítulo se aborda el impacto de la eficiencia de la firmas sobre el costo agregado de un barril de petróleo, aproximando la eficiencia por medio de los gastos administrativos de las empresas.

Concepciones de eficiencia

La literatura ha concebido la eficiencia de las firmas desde diferentes puntos de vista. Por un lado, cuando una empresa se encuentra operando a su capacidad óptima se considera que cuenta con niveles altos de eficiencia de escala. De igual forma, cuando la empresa produce una cantidad óptima de producto dado el precio de los insumos se supone que la firma ostenta niveles altos de eficiencia técnica.

Por otro lado, también se considera que una firma es eficiente cuando puede controlar sus costos, es decir, la cantidad de insumos que utiliza, con el fin de producir la



misma cantidad de producto. Este tipo de eficiencia puede descomponerse en dos: ineficiencia de asignación e ineficiencia técnica. La ineficiencia de asignación hace referencia a que la firma se encuentra generando costos innecesarios al utilizar una combinación ineficiente de insumos dados sus precios relativos. Por su parte, la ineficiencia técnica hace alusión a que las empresas se encuentran produciendo cierta cantidad de producto con una cantidad ineficiente de todos los insumos (Badel, 2002).

Por último, se encuentra la concepción contable de eficiencia administrativa. Bajo esta noción, las empresas son más eficientes en la medida en que logren utilizar la menor cantidad de insumos administrativos para el manejo de todos sus activos (Castro & Steiner, 2002). Lo anterior debido a que la empresa no solo es eficiente si optimiza el proceso directo de producción, sino si logra que sus procesos administrativos sean eficientes, entre estos procesos se encuentran la planificación, organización, dirección, supervisión y control de todos los eslabones de la cadena productiva.

Debido a que la concepción de eficiencia en términos de insumos directos para la producción de la firma se encuentra relacionada con el costo de extracción abordado en el primer capítulo de este estudio, en este capítulo se entenderá como eficiencia la concepción de eficiencia administrativa.

Revisión de literatura

Varios autores han calculado indicadores de la eficiencia de las firmas, los cuales difieren de acuerdo al sector y al tipo de análisis deseado. A continuación, se realiza un breve análisis de la noción de eficiencia administrativa y se mencionan algunas metodologías usadas para calcular la eficiencia administrativa de las firmas. Es importante resaltar que no existen estudios de este tipo para el sector hidrocarburos, por lo que las metodologías estudiadas son realizadas para otros sectores.

En cuanto a la concepción de eficiencia administrativa, Payne y Pheysey (1971) midieron este tipo de eficiencia examinando si el trabajo está bien organizado y progresa de forma sistemática. Por otro lado, Spenkelink (2012) entiende la eficiencia administrativa como la recolección, el procesamiento y la comunicación

de información. Este autor señala la estandarización, la especialización y la centralización como los principales componentes de la estructura organizacional, los cuales son determinantes de la eficiencia administrativa, y concluye que una firma eficiente tiene procesos estandarizados y especializados, a la vez que funciona de forma descentralizada.

Por otro lado, relacionado con las metodologías utilizadas para calcular la eficiencia administrativa, Jacobs, Marudas, & Montgomery (2004) realizan un estudio acerca de la eficiencia de las grandes organizaciones sin ánimo de lucro, para lo cual definen la ineficiencia como gastos totales sobre gastos del programa. Este ratio oscila entre cero y uno, donde niveles más cercanos a uno indican que la firma es más eficiente, pues sus gastos son dedicados específicamente al funcionamiento de la actividad económica y no a procesos no relacionados con el objetivo central de la empresa.

Payne y Pheysey (1971) crearon el “Índice de Clima de Negocios de la Organización” como proxy de la eficiencia administrativa. Este índice mide la relación entre la percepción del entorno de la organización y su estructura organizativa.

En otro estudio se examinaron cuatro componentes de los costos administrativos en hospitales de Estados Unidos y Canadá: sobrecarga de seguros, la administración del hospital, hogar de ancianos y gastos en facturación de los médicos (Woolhandler & Himmelstein, 1991). El índice utilizado por los autores corresponde al porcentaje total de gastos en salud dedicado a subsanar los costos administrativos de los hospitales. En este sentido, a mayor porcentaje menor eficiencia, pues estos recursos se estarían destinando a actividades administrativas y no a recursos utilizados en el funcionamiento propio del hospital.

Por último, Castro y Steiner (2002) miden la eficiencia administrativa del sistema bancario como el gasto que debe realizar una entidad bancaria para gestionar el total de sus activos. En este caso, la eficiencia administrativa se calcula como el cociente entre los gastos administrativos y los activos totales, en donde niveles más bajos indican que la empresa es más eficiente.

Estimación de la eficiencia administrativa departamental

La eficiencia administrativa es un concepto que toma distintas interpretaciones de acuerdo con el propósito final del estudio, como se evidenció en la sección anterior. Para estimar el grado de eficiencia de las firmas del sector hidrocarburos, se utilizó una metodología basada en la estructura contable de las empresas. Para ello, se utilizaron los rubros de gastos operaciones de administración y gastos operacionales de venta⁵, tomados de los estados de resultados de cada empresa, información publicada por la Superintendencia de Sociedades. Estas dos cuentas se denominarán de aquí en adelante “gastos administrativos”.

Se utilizaron los gastos administrativos debido a que estos dan cuenta de los recursos utilizados por las empresas en actividades que no están directamente relacionadas con la razón social de las mismas, y por ende, resultan de actividades relacionadas indirectamente con la operación, como los gastos en administración, papelería, ventas, etc. Es importante resaltar que estos gastos no pueden ser suprimidos y son necesarios en el proceso de producción, sin embargo, se pueden modificar y optimizar con el fin de incrementar la eficiencia de la firma. En este sentido, el gasto excesivo en papelería, asistencia administrativa o en ventas puede interferir en las ganancias de la empresa y evidenciar ineficiencias en el manejo de los recursos, por lo que una opción para mejorar los indicadores de rentabilidad consiste en optimizar los gastos en estos rubros.

Para tener una medida comparable y que se pueda incluir en el indicador sintético de competitividad, se dividieron los gastos administrativos por el total de producción de crudo para obtener el gasto administrativo total asociado a la producción de un barril de petróleo.

Con el fin de determinar cuáles son los gastos administrativos por departamento, fue necesario distribuir el gasto de cada empresa entre las regiones en las que opera la firma, pues una misma empresa puede operar en varias regiones del

⁵Los rubros de gastos corresponden a las cuentas 51 para el caso de los operacionales de administración y 52 para los operacionales de venta, con base en las normas contables COLGAAP.

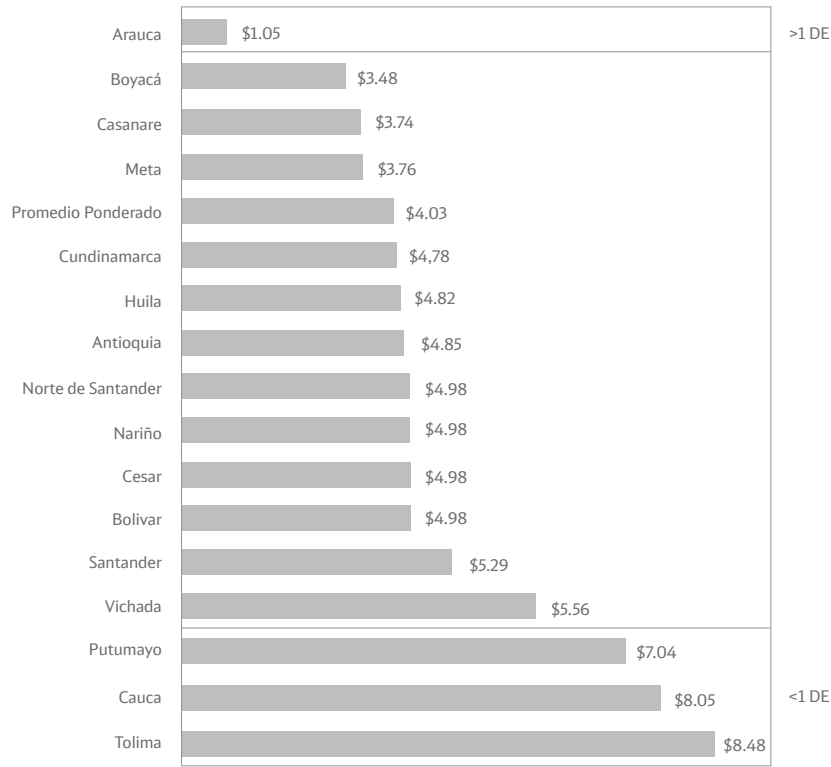
país. De esta manera, el gasto administrativo por barril de crudo para cada una de las firmas se agregó para cada departamento a través de su participación en la producción. Es decir, si los gastos administrativos de una firma son de 100 millones de dólares y tiene una participación del 30% en Casanare y 70% en Meta, se le imputarían 30 millones al primer departamento y los 70 restantes al segundo.

Ahora bien, para saber el total de gastos administrativos asociados al departamento de Casanare, se toma la suma de todos los costos imputados al departamento de cada una de las firmas que operan allí. Posteriormente, este resultado se divide entre el total de producción de Casanare y así se obtiene el costo por barril de petróleo por cuenta de los gastos administrativos. Con el fin de poder obtener un indicador comparable, se calcularon los costos en dólares, utilizando el tipo de cambio promedio de 2015.

Es importante mencionar que no se incluyeron en el análisis todos los departamentos productores de petróleo, debido a que en algunos casos el indicador de eficiencia arrojaba resultados por fuera de la lógica económica. Es el caso del departamento del Atlántico, donde solo opera una empresa, el indicador sugería que el gasto administrativo por barril de petróleo sobrepasaba en 50 desviaciones estándar el promedio de la muestra. Por esta razón, se excluyen aquellos departamentos con resultados atípicos como este.

Los resultados muestran que el gasto administrativo promedio a nivel nacional por barril de petróleo y ponderado por la producción es de 4,03 dólares. En adición, el departamento que cuenta con el menor gasto administrativo por barril de petróleo es Arauca, con 1,05 dólares, a más de una desviación estándar por debajo del promedio nacional ponderado. Es decir, se puede inferir que el departamento con niveles más altos en eficiencia administrativa es Arauca.

En contraste, Putumayo, Cauca y Tolima son los departamentos con mayor gasto administrativo por barril del petróleo, con 7,04, 8,05, 8,48 dólares, respectivamente. De esta manera, estas tres regiones ostentan los niveles más bajos de eficiencia administrativa, con una desviación estándar por encima del promedio nacional ponderado (Gráfico 14).



*DE corresponde a desviaciones estándar.

Gráfico 14. Gastos administrativos por barril de petróleo a nivel departamental

Fuente: Superintendencia de Sociedades, Acipet y elaboración propia.

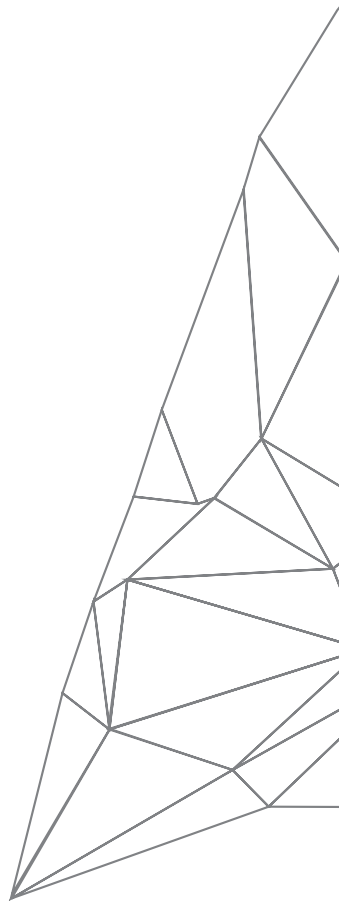
Es importante mencionar que los gastos administrativos de las firmas dependen del entorno del departamento en el que operen. Las condiciones sociales, económicas y geográficas, como los niveles de pobreza e informalidad, la carencia de capital humano en la zona o la distancia a los centros urbanos, así como los niveles de corrupción son factores que inciden en el grado de eficiencia de la firmas. No obstante, la multitud de variables que afectan la eficiencia junto con la limitada información dificultan tener una estimación precisa del impacto de cada uno de los factores sobre el nivel agregado de eficiencia.

Marco Institucional

Introducción

Como se mencionó en la introducción, el concepto de competitividad abarca aspectos no solo económicos sino institucionales y normativos. Por tal razón, dentro de nuestra medida de competitividad departamental se incluyeron aspectos relacionados con el marco tributario regional y con trámites administrativos, como el otorgamiento de licencias ambientales y la realización de consultas previas. Si bien el retraso en el otorgamiento de licencias ambientales y en la realización de consultas previas son un problema transversal que afecta a todos los departamentos, el impacto de dichas demoras tendrá una incidencia más grande en los departamentos con mayor número de solicitudes. Estos elementos son importantes a la hora de medir la competitividad, pues hasta que no se tengan dichos permisos no es posible iniciar procesos de exploración, lo que implica una pérdida no solo de tiempo sino de recursos.

A diferencia del resto de componentes, no fue posible asignarle a este factor un costo directo sobre el barril de petróleo, pues no hay información disponible sobre la base gravable de las empresas, el avalúo de los predios mineros o los tiempos de respuesta para el otorgamiento de licencias ambientales (discriminados por proyecto), variables fundamentales para la realización de las estimaciones. Sin embargo, dado que el marco institucional es un factor



relevante que explica las diferencias entre departamentos, se incluyó un análisis tanto de las tarifas tributarias por municipio como del otorgamiento de licencias por departamento.

Normatividad tributaria

Impuestos Municipales

Uno de los factores que incide sobre la determinación del costo de producción en cada región es la normatividad tributaria vigente en cada uno de los municipios productores, pues a diferencia de los impuestos nacionales - que tienen un impacto transversal en todas las empresas del sector, independientemente de la región en la que se encuentren - existen impuestos que se recaudan a nivel municipal y cuya normatividad depende única y exclusivamente de los entes regionales, lo que puede generar diferencias en los montos a pagar, dependiendo de la región en la que se ubiquen las firmas.

Si bien los estatutos tributarios de cada municipio deben seguir unos lineamientos generales, la fijación de tarifas, sobretasas, descuentos, exenciones y estímulos varía entre regiones, lo cual tiene una incidencia directa sobre la estructura de costos de las empresas. Por ejemplo, si una firma explota un pozo ubicado en el municipio de Acacías (Meta) debe pagar una tarifa de impuesto predial notablemente superior a la que pagaría en Castilla la Nueva, un municipio que se encuentra a solo unos kilómetros de distancia en el mismo departamento.

Según cifras del Departamento Nacional de Planeación (DNP), las dos fuentes más importantes del recaudo tributario municipal son: el impuesto de Industria y Comercio (ICA), que en 2014 llegó a representar el 38,7% del recaudo, y el impuesto predial, cuya participación para 2014 fue de 32,7%. Es importante resaltar que la tarifa que una empresa debe pagar por concepto de estos dos impuestos no solo varía de acuerdo al municipio sino según la actividad económica, de manera que a una empresa del sector industrial le corresponde pagar tarifas completamente diferentes a las que pagaría una empresa del sector agropecuario o de hidrocarburos. Por tal razón, en este trabajo se hace una distinción no solo regional sino por sector productivo, con el fin de conocer de manera precisa las tarifas que deben pagar las empresas del sector de hidrocarburos en las distintas regiones productoras.

Teniendo en cuenta que las diferencias en los estatutos municipales pueden desempeñar un papel relevante en la explicación del diferencial en los costos regionales, en la siguiente sección se realiza una descripción general de las tarifas que deben pagar las empresas del sector de hidrocarburos vía ICA e impuesto predial, dependiendo del municipio en el que se encuentren.

Impuesto Predial

El impuesto predial es una renta municipal de carácter directo que grava los bienes inmuebles que se encuentran ubicados dentro de la jurisdicción del municipio y se genera por la sola existencia del predio, independientemente de quién sea su propietario. Es un impuesto que se paga anualmente y se causa el primero de enero del respectivo periodo gravable, con base en el avalúo catastral de los distintos predios. Dado que el municipio es el sujeto activo de este impuesto, sobre él recae la potestad de administración, control, fiscalización, liquidación, recaudo, cobro y devolución del tributo, de manera que la fijación de las tarifas municipales depende única y exclusivamente del Concejo Municipal. Por su parte, el sujeto pasivo de este impuesto es la persona natural o jurídica propietaria, poseedora o usufructuaria del predio.

Al interior del municipio, los predios son clasificados de acuerdo con el perímetro en el que se encuentren ubicados y según el tipo de suelo del mismo (urbano, rural o de expansión urbana). Adicionalmente, cada municipio tiene la potestad de clasificar los terrenos según las construcciones que haya en ellos o de acuerdo con su destinación económica, es decir, si en el predio se van a llevar a cabo actividades industriales, comerciales, agropecuarias o mineras.

Para fines del presente documento, se realizó un arduo trabajo de consolidación de tarifas, revisando uno a uno el estatuto tributario vigente en cada uno de los 34 principales municipios productores⁶, con sus respectivas modificaciones y actualizaciones, con el fin de determinar específicamente qué tarifas se cobraban en cada zona y poder clasificar a los departamentos de acuerdo con este criterio. Para el caso del impuesto predial, se tomaron como referencia - en primer lugar - las tarifas específicas para el sector de hidrocarburos, en los casos en los cuales el municipio discriminaba los predios por destinación económica.

⁶Entre los municipios que se analizaron se produce el 95% del petróleo del país. Como se muestra en el cuadro 9.

De esta manera, en 23 de los 34 municipios analizados se fija una tarifa predial especial para el sector de hidrocarburos, la cual varía entre 25 por mil en el caso del municipio de Aipe y 7 por mil en el caso del municipio de Palermo. Curiosamente, ambos municipios se encuentran ubicados en el departamento del Huila, lo que demuestra que no solo se presentan diferencias importantes entre departamentos sino al interior de los mismos.

En caso de que los municipios no especificaran tarifas diferenciales por actividad económica, se tomaron las tarifas que se le aplicaban de manera general a los predios rurales⁷, pues los campos de exploración, explotación y extracción de hidrocarburos se ubican en zonas rurales. De esta manera, en los 11 municipios restantes se aplicó este criterio para poder determinar la tarifa que debían pagar las empresas de hidrocarburos. Para el caso de estos municipios se encontró una menor dispersión en las tarifas cobradas, las cuales varían de cuatro por mil en el municipio de Villagarzón (Putumayo) a 15 por mil en el municipio de Villanueva (Casanare).

Es importante resaltar que, si bien en el municipio de Villagarzón se aplica una tarifa única a todos los predios rurales, independientemente del valor del avalúo o del número de hectáreas del terreno, en el resto de municipios las tarifas se cobran de acuerdo con estos dos criterios, razón por la cual para poder determinar cuál tarifa era la más indicada fue necesario incluir estas consideraciones dentro de los análisis. Para ello fue necesario indagar en algunos casos la cantidad de hectáreas que tenían ciertos campos petroleros, para poder así determinar la tarifa que mejor se ajustara.

Una de las particularidades que se encontró en la revisión de los estatutos municipales es que, por lo general, los municipios que hacen explícita una tarifa diferencial para el sector de hidrocarburos cobran una tasa más alta con respecto a aquellos municipios que no aplican una tarifa especial para este sector, lo cual se podría explicar por el hecho de que al ser un predio donde el propietario o poseedor se aprovecha de manera directa de los recursos minerales de la región, los municipios deciden cobrar una tarifa más alta por dicho aprovechamiento.

⁷Corresponde a suelos no aptos para el uso urbano, por razones de oportunidad, o por su destinación económica: usos agrícolas, ganaderos, forestales, explotación de recursos naturales, entre otros.

Además de la tarifa que se cobra por concepto de impuesto predial, en la mayoría de municipios analizados un porcentaje de este impuesto se destina a la protección del medio ambiente o al financiamiento de las Corporaciones Autónomas Regionales. Lo anterior es relevante pues en 16 de los 34 municipios analizados, se aplica una sobretasa de 1,5 por mil para dicho fin, lo que aumenta la tarifa efectiva que deben pagar las empresas. Por ejemplo, en los cuatro municipios productores de Santander se cobra dicha sobretasa, mientras que en los municipios productores del Huila no, lo que hace que la tarifa efectiva sea mayor en el primer departamento con respecto al segundo.

Otro ejemplo, si la empresa se ubica en Puerto Wilches (Santander) debe pagar una tarifa efectiva de 17,5 por mil (16 correspondiente a la tarifa por ser un predio destinado a la explotación de hidrocarburos y 1,5 correspondiente a la sobretasa), mientras que si la misma firma se ubica en Mocoa (Putumayo) debe pagar una tarifa efectiva de 16 por mil, pues en dicho municipio el porcentaje para la financiación de la Corporación Autónoma Regional recae sobre el sujeto activo y no sobre la firma. En ambos casos la tarifa por concepto de impuesto predial es aparentemente la misma (16 por mil), pero la tarifa efectiva que debe pagar la empresa es diferente.

Con el fin de poder establecer una clasificación a nivel departamental, se promediaron las tarifas municipales (incluyendo las sobretasas). El departamento en el que se debe pagar la mayor tarifa efectiva es Antioquia, seguido por Arauca y Casanare, mientras que los departamentos en los que se pagan las menores tarifas efectivas son Norte de Santander y Cesar. Si se analizan los resultados sin incorporar las sobretasas, los resultados no varían de manera sustancial: los departamentos con mayores tasas impositivas por concepto de impuesto predial son Antioquia, Arauca y Boyacá, mientras que los departamentos con menores tarifas siguen siendo Norte de Santander y Cesar. Cabe destacar que en ninguno de estos dos departamentos se aplican tarifas diferenciales para los predios cuya destinación económica sea la exploración, explotación o extracción de hidrocarburos.

Impuesto de Industria y Comercio (ICA)

El Impuesto de Industria y Comercio (ICA) es una renta municipal de carácter directo que grava toda actividad industrial, comercial, de servicios o financiera dentro de la jurisdicción del municipio y se paga anualmente desde la fecha en

la que la empresa inicia actividades. Cada municipio tiene la potestad de definir lo que considera que se debe incluir dentro de cada actividad y fijar las tarifas de acuerdo con el criterio que consideren pertinente. De esta manera, mientras algunos municipios se basan en la clasificación CIIU (Clasificación de Actividades Económicas) para la fijación de sus tarifas, otros municipios imponen una tarifa única para la actividad industrial, sin importar el subsector. El sujeto activo de este impuesto es el municipio, de manera que este es quien tiene la potestad de administración, determinación, control, fiscalización, liquidación, cobro, devolución o recaudo del tributo, mientras que el sujeto pasivo son las personas naturales o jurídicas que realicen alguna actividad industrial, comercial, de servicios o financiera dentro del municipio.

Al igual que en el caso del impuesto predial, se revisó el estatuto tributario vigente en cada uno de los 34 principales municipios productores, con sus respectivas modificaciones, para poder determinar la tarifa que se le cobra a las empresas de hidrocarburos por la realización de sus actividades. Para el caso del ICA, el establecimiento de las tarifas que debe pagar cada firma es más complejo, pues una empresa de hidrocarburos puede realizar tanto actividades de extracción, en cuyo caso se le aplica la tarifa para actividades industriales, como actividades de transporte, en cuyo caso se le aplica la tarifa para actividades de servicios.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta un factor adicional: en la mayoría de municipios productores las actividades de extracción de hidrocarburos tienen un tratamiento preferencial, de manera que si las regalías que se giran al municipio son iguales o superiores a lo que le corresponde pagar a las empresas por concepto de ICA, estas quedan exentas del pago de dicho impuesto. Sobresale el caso del municipio de Villanueva, en el que las actividades de extracción de petróleo crudo y gas natural están completamente exentas, sin ningún condicionamiento al pago de regalías o participaciones. Cabe resaltar que únicamente siete de los 34 municipios analizados el sector de hidrocarburos no tienen dicho tratamiento preferencial, lo que podría tener una incidencia sobre los cálculos de las tarifas efectivas.

Municipios	Producción 2015	Impuesto predial		Impuesto de industria y comercio		
		Tarifa (por mil)	Sobretasa ambiental	Tarifa industria (por mil)	Tarifa servicios (por mil)	Beneficios tributarios *
Meta	50,7%	11,0		7,9	7,3	
Puerto Gaitán	26,3%	10,0		10,0	-	NO
Acacías	11,0%	11,5		7,0	-	SI
Castilla La Nueva	7,6%	5,5		10,0	-	SI
Guamal	2,0%	11,0		7,0	10,0	SI
Cabuyaro	1,7%	13,0	1,5	7,0	6,0	SI
Villavicencio	1,6%	11,2		7,0	6,0	SI
Puerto López	0,5%	15,0	1,5	7,0	-	SI
Casanare	17,2%	15,6		7,4	10,0	
Yopal	4,2%	16,0	1,5	7,0	10,0	SI
Tauramena	3,9%	16,0		7,0	10,0	SI
Aguazul	2,4%	10,0		-	10,0	NO
Orocué	2,3%	16,0	1,5	7,0	10,0	SI
San Luis de Palenque	1,8%	20,0	1,5	7,0	10,0	SI
Paz de Ariporo	1,2%	16,0		10,0	10,0	NO
Maní	1,1%	16,0		7,0	10,0	SI
Villa Nueva	0,3%	15,0		7,0	10,0	SI
Santander	6,2%	11,9		7,0	10,0	
Barrancabermeja	4,4%	9,5	1,5	7,0	10,0	SI
Sabana de Torres	0,8%	8,0	1,5	7,0	10,0	SI
Puerto Wilches	0,7%	16,0	1,5	7,0	10,0	SI
San Vicente de Chucurí	0,3%	14,0		7,0	-	SI
Arauca	5,3%	16,0		8,5	10,0	
Arauca	3,8%	16,0		10,0	10,0	SI
Arauquita	1,5%	16,0	1,5	7,0	10,0	SI
Boyacá	4,6%	16,0		7,0	10,0	SI
Puerto Boyacá	4,6%	16,0		7,0	10,0	SI

Municipios	Producción 2015	Impuesto predial		Impuesto de industria y comercio		
		Tarifa (por mil)	Sobretasa ambiental	Tarifa industria (por mil)	Tarifa servicios (por mil)	Beneficios tributarios *
Putumayo	3,9%	12,8		6,8	9,0	
Villagarzón	1,4%	4,0		7,0	10,0	SI
Puerto Asís	1,4%	15,0	1,5	7,0	7,0	SI
Mocoa	0,7%	16,0		6,0	10,0	SI
Orito	0,5%	16,0	1,5	7,0	-	SI
huila	2,4%	14,7		6,3	10,0	
Neiva	1,1%	12,0		7,0	10,0	SI
Aipe	0,9%	25,0		5,0	10,0	NO
Palermo	0,3%	7,0		7,0	-	NO
Antioquia	2,2%	16,0		7,0	10,0	
Yondo	2,2%	16,0	1,5	7,0	10,0	SI
Tolima	1,6%	11,0		7,0	10,0	
Melgar	1,2%	7,0	1,5	7,0	10,0	SI
Purificación	0,4%	15,0		7,0	-	SI
Cesar	0,8%	9,0		8,0	10,0	
San Martín	0,8%	9,0	1,5	8,0	10,0	SI
Norte de santander	0,3%	6,0		7,0	10,0	
Tibú	0,3%	6,0	1,5	7,0	10,0	SI

* La explotación de canteras y minas diferentes de sal, esmeraldas y metales preciosos, cuando las regalías o participaciones para el municipio sean iguales o superiores a lo que corresponderá pagar por concepto del impuesto de Industria y Comercio.

Cuadro 9. Tarifas del impuesto predial e Impuesto de Industria y Comercio (ICA) por municipio productor

Fuente: Estatutos tributarios de cada municipio y actualizaciones recientes.

Al igual que en el caso del impuesto predial se encontraron no solo diferencias entre municipios sino al interior de los mismos, sin embargo, la variabilidad de las tarifas cobradas es inferior con respecto al impuesto predial, con tasas para actividades industriales que van de cinco a 10 por mil, y tasas para actividades de servicios que varían entre seis y 10 por mil.

Si bien el marco tributario diferencial entre municipios es un factor relevante que incide sobre la competitividad de las regiones, no fue posible asignarle un costo directo sobre el barril de petróleo, pues no existe información disponible sobre la base gravable de las empresas (sobre la cual se puedan aplicar las tarifas) ni sobre el avalúo de los predios mineros. El Cuadro 9 resume las tarifas por departamento y municipio productor.

Licencias ambientales y consultas previas

Otro de los factores que afecta la competitividad de las empresas del sector de hidrocarburos son los retrasos en el otorgamiento de licencias ambientales y consultas previas, pues hasta que las empresas no cuenten con estos trámites no pueden iniciar los proyectos, lo cual implica un aumento de costos por la maquinaria detenida, además de aumentar la duración de los proyectos. Si bien la demora en estos trámites administrativos tiene un impacto transversal sobre todas las empresas del sector y no constituye un elemento diferenciador a nivel regional, es un factor clave a la hora de determinar la competitividad.

En términos generales, una licencia ambiental es la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para poder llevar a cabo la ejecución de proyectos, obras o actividades que puedan causar un deterioro a los recursos renovables, al medio ambiente o a los paisajes. Desde 2011, la autoridad encargada de otorgar dichas licencias es la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), una entidad adscrita al Ministerio del Medio Ambiente.

Por su parte, las consultas previas tienen como base el derecho que poseen los grupos étnicos, bien sea comunidades indígenas, afrocolombianas, raizales, palenqueros o gitanos, de poder decidir ante medidas legislativas y administrativas que puedan afectar a sus comunidades o impactos que puedan generar actividades extractivas. De igual forma, cuando se realicen proyectos de cualquier tipo en sus territorios, se debe consultar primero a las comunidades

que puedan ver afectada su integridad cultural, social o económica. Este procedimiento se tramita por medio del Ministerio del Interior.

Si bien el otorgamiento de licencias ambientales y la realización de consultas previas son procedimientos de vital importancia para garantizar la sostenibilidad ambiental de los proyectos y reducir el impacto que estos puedan tener sobre las comunidades, la demora en estos trámites se ha convertido en un cuello de botella para la ejecución exitosa de diferentes proyectos de gran trascendencia para el país (Cuadro 10).

Tipo de infraestructura	Total proyectos identificados	Problema	
		Ambiental	Consulta previa
Energía	9	67%	33%
Minero - energética	15	93%	7%
Vías	29	79%	41%
Total	53	80%	27%

Cuadro 10. Proyectos estratégicos y de interés nacional con dificultades en trámites (2013)
DNP – Conpes No. 3762 de 2013. En: ANIF (2013).

En el caso de las licencias ambientales, los problemas se presentan en la demora en los tiempos de respuesta y en la ausencia de un formato estándar previo, público, claro y suficiente que permita simplificar los trámites, tal como lo señala la Comisión de Infraestructura (CI, 2012). En particular, las cifras muestran que los tiempos de otorgamiento de las licencias ambientales aumentaron desde que la responsabilidad de este trámite la asumió la ANLA, llegando a un máximo de 15,8 meses en 2013 (Gráfico 15), mientras que en países con un nivel similar de ingreso estos tiempos no sobrepasan los siete meses. En particular, en Chile y Brasil la expedición de licencias dura cerca de seis meses y en Ecuador cerca de cuatro meses.

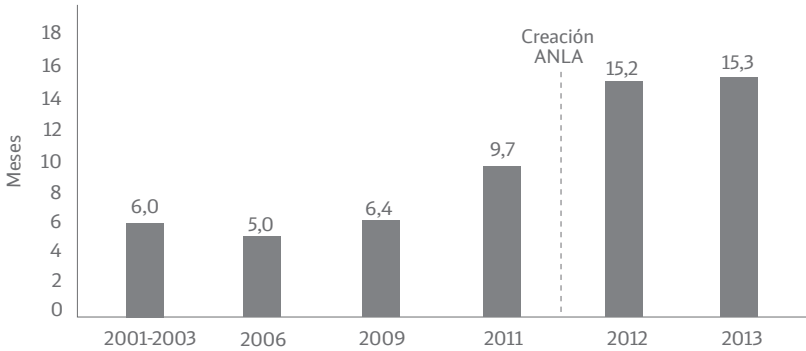


Gráfico 15. Tiempo de espera para el otorgamiento de una licencia ambiental

Fuente: ANIF (2014).

Estos tiempos excesivos para el otorgamiento de las licencias tienen un efecto particularmente importante en el sector de hidrocarburos, pues detienen los procesos de exploración en campos petroleros. Según la información reportada por la ANLA, entre 2005 y 2015 el sector de hidrocarburos tramitó 460 licencias ambientales, lo que equivale al 34,4% del total de licencias solicitadas. Este sector es la segunda actividad que más tramita este tipo de licenciamientos, únicamente por debajo del sector de plaguicidas (Gráfico 16).

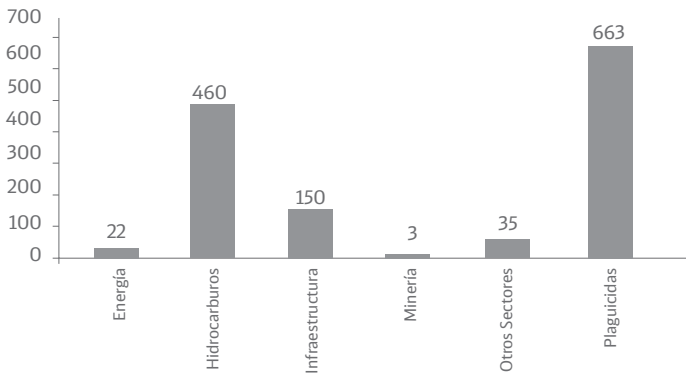


Gráfico 16. Cantidad de solicitudes de licenciamiento ambiental por sector (2005 – 2015)

Fuente: Elaboración propia con base en información solicitada a la ANLA.

En el caso de las consultas previas, el problema también está asociado con las demoras en la realización de los procesos. Si bien de acuerdo con la información reportada por el Ministerio del Interior (2014) dicho tiempo se ha reducido, al pasar de 24 meses en 2010 a 7 meses en 2014, el Instituto de Ciencia Política (2014) señala que estos tiempos podrían ser más elevados que los reportados por el Ministerio, alcanzando incluso los 64 meses.

Según el Instituto de Ciencia Política, este considera que la ausencia de una cartografía sistemática sobre las comunidades étnicas genera dificultades a la hora de identificar los impactos de un proyecto en las comunidades y aumenta las demoras (ICP, 2014).

Según el Ministerio del Interior (2014), para 38 proyectos que requirieron de consultas previas en el año 2014, se realizaron 690 procesos, de los cuales 160 fueron para proyectos del sector minero y 305 para el sector de hidrocarburos, lo que demuestra que el retraso en la realización de dichas consultas tiene un impacto considerable sobre esta actividad.

Con el fin de tener información desagregada por departamento, se solicitó a la ANLA, mediante un derecho de petición, información acerca de la cantidad de licencias ambientales que solicitó cada uno de los departamentos por actividad económica. Los resultados muestran que el departamento que solicitó un mayor número de licencias entre 2005 y 2015 fue Bogotá D. C., con una participación de 22,9%, sin embargo, la mayoría de estas solicitudes fueron para el uso de plaguicidas; así, de las 306 licencias que solicitó la capital del país, 304 fueron para plaguicidas, mientras que el sector de hidrocarburos no tramitó ninguna licencia. A Bogotá, le siguen los departamentos de Casanare, Meta y Cundinamarca.

En particular, los departamentos que más solicitaron licencias ambientales para proyectos relacionados con el sector de hidrocarburos fueron Casanare y Meta, los dos principales departamentos productores de petróleo del país. En el caso del departamento del Casanare, de las 145 licencias solicitadas 143 fueron para proyectos del sector de hidrocarburos, mientras que en el caso del departamento del Meta, se hicieron 96 solicitudes del sector de hidrocarburos de un total de 102 solicitudes. La demora en el otorgamiento de las licencias es un factor que pudo haber afectado la competitividad de dichas zonas, debido a la cantidad de proyectos que se desarrollan allí. Por su parte, departamentos con menor

producción petrolera como Tolima, Santander o Putumayo tramitaron más de 20 licencias en el periodo analizado, una cantidad no despreciable para sus niveles de producción (Gráfico 17). Sobresale el caso del Caquetá, departamento en el que se tramitaron 12 licencias para el sector de un total de 13 licencias, pese a tener una participación relativamente baja en la producción total.

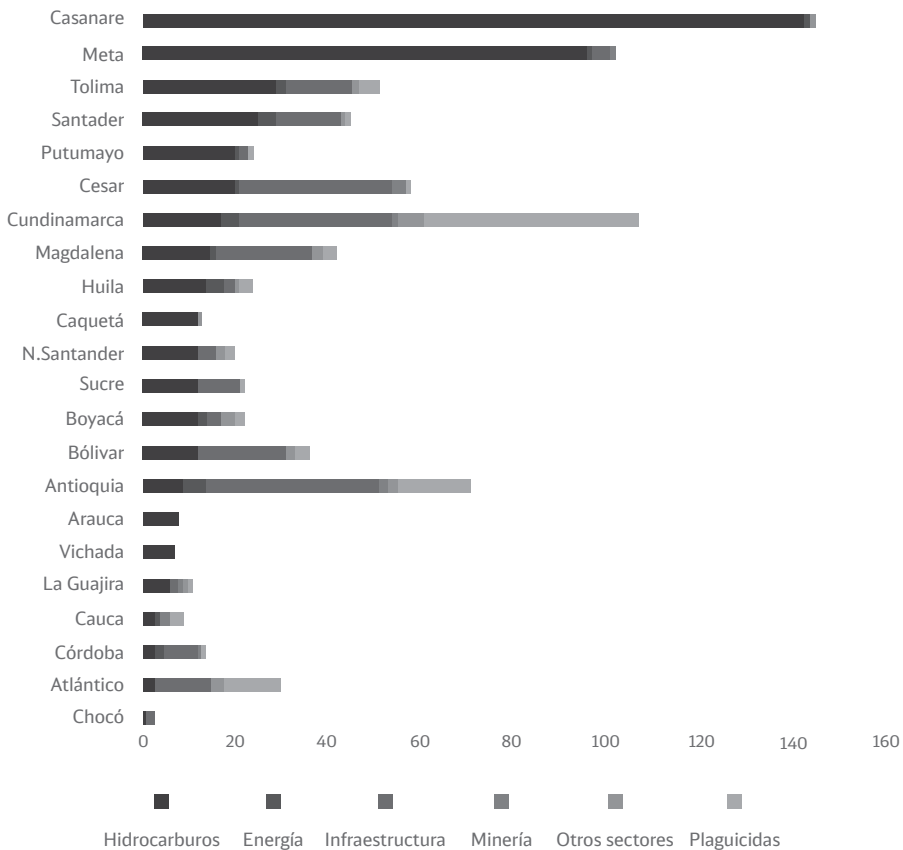


Gráfico 17. Cantidad de licencias ambientales tramitadas por departamento (2005 – 2015)

Fuente:Elaboración propia con base en información de la ANLA.

Como se mencionó anteriormente, en departamentos como el Meta y Casanare casi el 100% de las solicitudes que se realizaron fueron hechas por el sector de hidrocarburos, mientras que en Tolima y Santander este porcentaje está levemente por encima del 50% (Gráfico 18). En términos agregados, un poco más de la tercera parte de las licencias ambientales que se tramitan en el país se realizan para el sector de hidrocarburos, con una participación del 33%, únicamente por debajo del sector de plaguicidas, con un 43%.

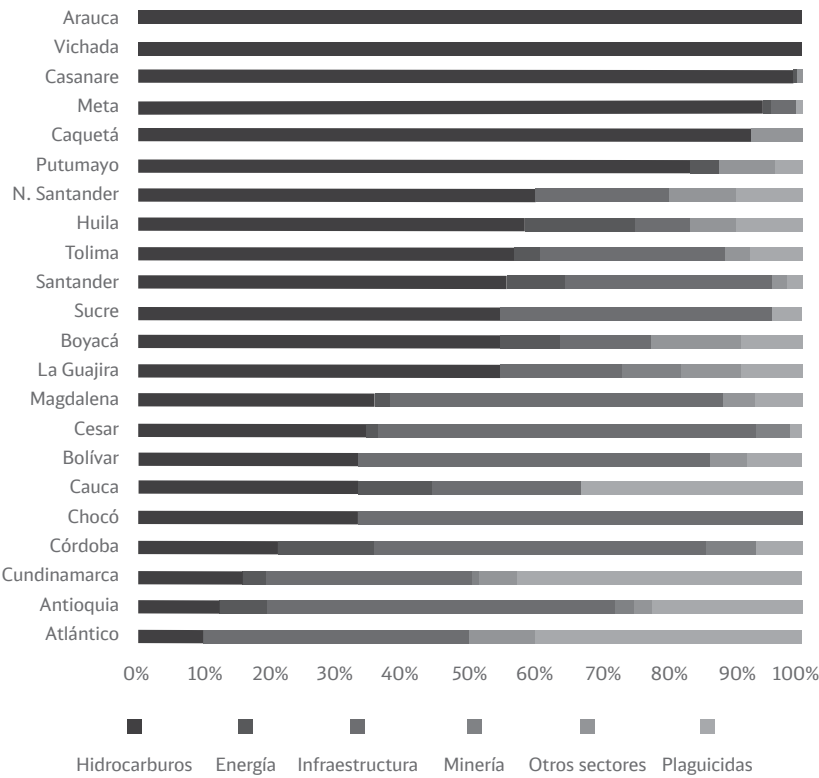


Gráfico 18. Participación de cada sector en la solicitud de licencias ambientales (2005 - 2015)
Fuente:Elaboración propia con base en información de la ANLA.

Al comparar la cantidad de solicitudes de licencias ambientales con el número de campos de producción de cada departamento en 2015, tanto de petróleo como de gas natural, se hace evidente que el retraso y el exceso de trámites puede estar afectando a unos departamentos más que a otros. En particular, todos los indicadores mayores que uno en el Cuadro 11 indican que el departamento solicitó una mayor cantidad de licencias ambientales que la cantidad de campos que tiene la región. Sobresale el caso del departamento de Caquetá, en el que se realizaron 12 solicitudes de licenciamiento pese a tener solo un campo productor. En contraste, en los departamentos de Meta y Casanare el indicador es menor a uno, de manera que la cantidad de campos de producción es mayor que el número de licencias solicitadas a la ANLA.

Campo	Número de licencias sector hidrocarburos	Cantidad de campos productores (2015)	Relación licencias / campos
Caquetá	12	1	12,2
Vichada	7	2	3,5
Cundinamarca	17	9	1,8
Guajira	6	4	1,5
Bolívar	12	8	1,5
Magdalena	15	12	1,3
Sucre	12	15	0,8
Norte de Santander	12	18	0,7
Meta	96	149	0,6
Cauca	3	5	0,6
Tolima	29	49	0,6
Antioquia	9	16	0,6
Córdoba	3	6	0,5
Cesar	20	44	0,5
Boyacá	12	29	0,4
Casanare	143	360	0,4
Putumayo	20	65	0,3
Santander	25	95	0,3
Huila	14	58	0,2
Arauca	8	43	0,2
Chocó	1	0	-

Cuadro 11. Número de licencias ambientales del sector de hidrocarburos vs cantidad de campos productores

Fuente:Elaboración propia con base en información de la ANLA.

Si bien el retraso en el otorgamiento de licencias ambientales es un problema transversal que afecta a todos los departamentos, el impacto de dichas demoras tendrá una incidencia mayor en los departamentos con mayor número de solicitudes. Este elemento es importante a la hora de medir competitividad, pues hasta que no se tengan estos permisos no es posible iniciar procesos de exploración, lo que implica una pérdida no solo de tiempo sino de recursos.

Indicador consolidado

El costo agregado de un barril de petróleo se puede sintetizar en un indicador consolidado una vez se ha calculado el costo de las dimensiones propuestas. De esta manera, en el Cuadro 12 se presenta el costo agregado para cada uno de los departamentos y el indicador sintético a nivel nacional.

Departamento	Costo de extracción	Costo de transporte	Gastos administrativos	Gastos administrativos
Arauca	3,3	4,7	1,0	9,0
Santander	11,4	0,3	5,3	17,0
Bolívar	11,2	0,8	5,0	17,0
Norte de Santander	11,2	1,7	5,0	17,9
Boyacá	13,7	1,1	3,5	18,3
Cesar	11,2	2,1	5,0	18,3
Nariño	11,2	1,4	5,0	17,6
Antioquia	11,4	3,0	4,8	19,2
Cundinamarca	11,2	3,6	4,8	19,6
Huila	11,2	5,8	4,8	21,8
Tolima	11,6	3,0	8,5	23,1
Putumayo	16,4	2,7	7,0	26,1
Cauca	9,3	9,7	8,0	27,0
Meta	18,8	9,2	3,8	31,8
Casanare	36,9	7,5	3,7	48,1
Vichada	51,8	12,1	5,6	69,5
Indicador Sintético	19,4	19,4	4,0	30,2

Cuadro 12. Costo agregado por departamento y a nivel nacional
Fuente: Elaboración propia.

Para los departamentos, el costo agregado se calcula como la suma de los costos de extracción y transporte y los gastos administrativos, mientras que a nivel nacional, el costo agregado se calcula como la suma de los costos ponderados por niveles de producción de extracción, transporte y gastos administrativos.

El departamento con el menor costo agregado es Arauca, con 9 dólares por barril producido. Arauca ostenta los menores costos de extracción (3,3 dólares) y de gastos administrativos (1 dólar), mientras que el costo de transporte (4,7 dólares) se encuentra en la cota superior de la muestra. En contraste, Vichada cuenta con los costos agregados más altos dentro de los departamentos productores, con 69,5 dólares por barril producido. Los costos de extracción y de transporte en este departamento son sustancialmente altos con 51,8 y 12,1 dólares, respectivamente. Si bien los gastos administrativos no son los más altos, también presenta niveles considerablemente superiores, incluso por encima del promedio ponderado.

Los resultados a nivel nacional están guiados por los resultados de los departamentos con mayor participación dentro de la producción nacional, siendo Meta (51%) y Casanare (17,9%) los que concentran la mayor parte.

Por un lado, los resultados para Casanare muestran que existen altos costos en extracción. De hecho, en cuanto al costo de extracción, este departamento es el segundo más costoso dentro de la muestra. Para el caso del Meta, los costos de extracción son considerablemente altos y se ubican en el tercer lugar. Estos dos departamentos, sin embargo, tienen gastos administrativos por debajo del promedio nacional.

De esta manera, el costo agregado para el país, calculado en el indicador sintético, resulta en 30,2 dólares por barril de petróleo producido. El costo de extracción a nivel nacional se encuentra en 19,4 dólares, contribuyendo con cerca del 64% del costo agregado. El costo de transporte, por su parte, concentra un poco más de una quinta parte del costo agregado al ubicarse en 6,8 dólares por barril transportado. Por último, los gastos administrativos ascienden a 4 dólares por barril de crudo y aportan el 13% del costo agregado.

Los resultados del indicador sintético de competitividad muestran que al país le cuesta en promedio 30,2 dólares producir, transportar y exportar/refinar un barril

de petróleo (incluyendo los costos asociados a los gastos administrativos). Como se mencionó en la introducción, este costo agregado tiene una interpretación cardinal, permite realizar comparaciones a nivel internacional y evita la utilización de ponderadores arbitrarios. En efecto, el costo agregado calculado para Colombia puede compararse con el costo de producción de un barril de crudo de otros países productores, con el fin de hallar las fortalezas y deficiencias del país en materia de costos.

En el Gráfico 19 se detallan los diferentes costos de producción de un barril de petróleo en varios países productores. De esta información se desprenden varias conclusiones. En primer lugar, la forma de desagregación de los costos concuerda con la metodología utilizada en este documento, lo cual valida en cierta medida los resultados e indica que se identificaron de manera adecuada los factores de competitividad.

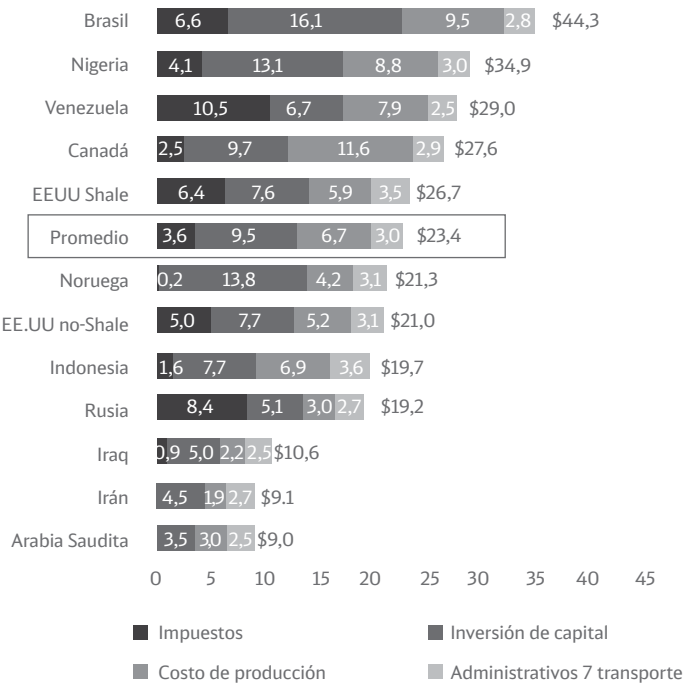


Gráfico 19. Costo agregado a nivel internacional

Fuente: Rystad Energy UCube⁸.

⁸En esta fuente no hay información disponible para Colombia, sin embargo, más adelante mostramos una forma para aproximar estos resultados con los nuestros y hacerlos comparables.

Por otro lado, esta información desagrega el costo de un barril de crudo, lo que permite realizar un diagnóstico de la situación internacional. En la gráfica se aprecia que dentro de la muestra de países con información sobre el costo de producción, el Reino Unido es el país que más costoso le resulta la producción de un barril de crudo, con 44,3 dólares. Esto se debe a que la extracción en las tormentosas aguas del Mar del Norte requiere de inversiones considerables y costos de producción altos, pues son principalmente yacimientos off-shore. En contraste, en Arabia Saudita los costos agregados son los más bajos dentro de la muestra, con 9 dólares por la producción de un barril de petróleo. En este caso, las inversiones y los costos de producción son sustancialmente bajos en comparación con el Reino Unido y se debe principalmente a que los yacimientos en el desierto de Arabia se encuentran cercanos a la superficie y son relativamente grandes (dotaciones iniciales).

Es importante tomar como referencia el costo agregado para el caso de Venezuela, teniendo en cuenta su cercanía geográfica con Colombia. En dicho país, el costo agregado de un barril de petróleo se encuentra en 27,6 dólares; sin embargo, las inversiones necesarias para la extracción de un barril de petróleo son menores a las del promedio de la muestra (6,7 dólares vs. 9,4 dólares). Lo mismo ocurre con los costos administrativos y de transporte, mientras que los costos de producción se encuentran ligeramente por encima del promedio. En consecuencia, el alto costo agregado en este país se debe al pago de impuestos, pues mientras el promedio de países productores es de 3,5 dólares, en Venezuela el pago asciende a 10,5 dólares.

En promedio, el costo agregado para los países incluidos en la muestra es de 22,7 dólares, siendo la inversión de capital el rubro que más aporta, con 9,5 dólares, mientras que los costos administrativos/transporte son lo que menos contribuyen, con 3,0 dólares.

En tercer lugar, la información de costos a nivel internacional también se puede comparar con los resultados para Colombia. Como se mencionó anteriormente, el costo agregado para el país asciende a 30,2 dólares, en el que los costos de dotaciones iniciales (que podría compararse con la suma de los costos de inversión y de producción del Gráfico 19) son los que más aportan a indicador sintético con 19,4 dólares, seguido por los costos de transporte con 6,8 dólares y, por último, los gastos administrativos con 4 dólares.

En este sentido, el país presenta costos significativamente mayores en relación con las dotaciones iniciales en comparación con los costos de inversión y producción a nivel internacional. No obstante, es válido recordar que estos costos no son gestionables por las firmas pues dependen en gran medida de las condiciones geográficas y las características del crudo.

Siguiendo con el paralelo, el país ostenta altos niveles de costos de transporte en comparación con los niveles internacionales. En promedio, los países de la muestra presentan costos de administración/transporte de 3,0 dólares por barril, mientras que en el país dicho valor asciende a 6,8 dólares. Es necesario aclarar que los costos de transporte a nivel internacional no incluyen lo que en este estudio se concibe como gastos administrativos.

De esta manera, las recomendaciones de política que se desprenden de este estudio van direccionadas hacia tres de los cuatro componentes del indicador. En primer lugar, resulta imperativa la reducción de los costos de transporte del crudo, pues el costo de traslado de un barril de petróleo en el país es hasta 2,7 veces mayor que en Arabia Saudita y 1,9 veces el costo de transporte de crudo no convencional en Estados Unidos.

En particular, es necesario que se tomen dos tipos de acciones encaminadas a reducir los costos asociados al transporte. Por un lado, con respecto al transporte por oleoducto, se deben generar los incentivos para la construcción de más oleoductos que suplan la oferta actual. Esto debido a que Ecopetrol tiene la mayor participación de la red de oleoductos en la actualidad y, como consecuencia, se genera incentivos a beneficiar el transporte de crudo de la estatal petrolera sobre las firma privadas cuando se cope la disponibilidad de cupos. Los proyectos de navegabilidad del Río Magdalena deberían aprovecharse para mejorar la competitividad del sector en este aspecto mediante la construcción de un puerto fluvial que permita exportar el crudo directamente desde el interior del país.

De otro lado, es imprescindible mejorar las condiciones de transporte terrestre del crudo, pues hay casos en que no es económicamente viable la construcción de oleoductos, ya sea debido a la distancia entre los pozos o sus bajos niveles de producción. Por lo tanto, si bien esta modalidad podrá ser complementaria al transporte por oleoducto, la reducción de sus costos traerá enormes beneficios en materia de competitividad. Para ello, es necesario mejorar no solo las vías por las que transitan los carrotanques, sino las condiciones de dichos vehículos.

En segunda instancia, si bien no se tiene una comparación internacional de los gastos administrativos por barril de petróleo, este es un rubro que puede ser gestionado en buena parte por las firmas, con el fin de aumentar la competitividad del sector. En este sentido, se debe empezar una política de mejor gestión de insumos y automatización de procesos con el fin de reducir los gastos relacionados indirectamente con la producción y algunas otras medidas como la disminución de las elevadas comisiones por venta, la duplicidad de personal para el cumplimiento de tareas similares, reducción de la asistencia administrativa, entre otros.

Las altas sumas que antaño se gastaban las firmas del sector en temas administrativos eran sostenibles con precios internacionales del crudo por encima de 100 dólares, sin embargo, el contexto actual obliga que las empresas mejoren sus indicadores de eficiencia para mantenerse a flote. Un hecho relevante salta a la vista con el departamento de Arauca, en donde los gastos administrativos no solo son los más bajos sino que son sustancialmente menores en comparación con los demás departamentos. Vale la pena resaltar que esto debe, principalmente, a que en Arauca solo opera Pacific, una firma privada que, con base en los resultados de este estudio, gestiona mejor sus recursos que las demás compañías, entre ellas Ecopetrol.

Finalmente, de acuerdo con las proyecciones de la EIA (Energy Information Administration), se espera que durante los próximos años los precios del petróleo se incrementen respecto al nivel actual entre unos 20 a 25 dólares en 2021 (tomando como referencia precios de 50 dólares, es decir, irían hacia niveles de 70 a 75 dólares), que si bien significa una importante mejora, estarían muy lejos de los 100 dólares observados durante los años anteriores a la caída. En este sentido, las administraciones territoriales de los departamentos petroleros deben no solo mejorar la competitividad para que las firmas sigan siendo rentables a precios más bajos, sino que también deben plantearse estrategias de transformación productiva que permitan reducir la dependencia del crudo. De tal forma, variables tan importantes como los ingresos tributarios, la inversión pública y el gasto social que son fundamentales en el proceso de desarrollo de los departamentos no estarían a la deriva de los precios del petróleo.

Referencias Bibliográficas

Introducción



- Aiginger, K. (2006). Competitiveness: from a danger obsession to a welfare creating ability with positive externalities. *Journal of Industrial Competitiveness and Trade*, Vol. 6, 161-177.
- Aiginger, K., Barenthaler-Sieber, S. & Vogel, J. (2013). Competitiveness under new perspectives. *OECD y WWWforEurope*.
- Amorós, J., Fernández, C. & Tapia, J. (2011). Quantifying the relationship between entrepreneurship and competitiveness development stages in Latin America. *International Entrepreneur Management Journal*.
- Anderton, R. & Dunnett, A. (1987). Modelling the behavior of export volumes of manufactures: an evaluation of the performance of different measures of international competitiveness. *National Institute Economic Review*, (121), 46-52.
- ANIF (2006). Fusiones y adquisiciones en el sector financiero colombiano: su impacto sobre la eficiencia (1990-2005). *Asociación Nacional de Instituciones Financieras*.

- ANIF (2013). Triada de problemas en proyectos de infraestructura. Comentario Económico del Día 9 de Octubre de 2013. Recuperado de <http://anif.co/sites/default/files/uploads/Oct9-13.pdf>
- ANIF (2014). Auge Minero - Energético en Colombia: ¿Hasta Cuándo? Elaborado por ANIF para la Asociación Colombiana del Petróleo. Agosto de 2014.
- ANH (2007). Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal.
- ANH. (2014). Cadena Productiva de los Hidrocarburos. Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- ANH (s.f). Información general de las cuencas sedimentarias de Colombia. Recuperado de <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuencas%20Sedimentarias%20de%20Colombia%20%28PDF%29.pdf>
- Anna, M. (2014). Innovation, human capital and trade competitiveness: how are they connected and why do they matter? Innovation, Technology, and Knowledge Management. Suiza: Springer.
- Asociación Colombiana del Petróleo (2015). Informe Estadístico Petrolero (IEP) y de Taladros. Bogotá D.C. Obtenido en: <https://www.acp.com.co/index.php/es/informe-estadistico-petrolero-iep>
- Badel, A. (2002). Sistema bancario colombiano: ¿somos eficientes a nivel internacional? Archivos de Economía N.190. Departamento Nacional de Planeación (DNP).
- Cano, C. (2013). La enfermedad holandesa en Colombia: síntomas, causas y tratamiento. Banco de la República. Discursos y presentaciones. Mayo 2013.
- Cárdenas, M. y Reina, M. (2008). La Minería en Colombia: Impacto socioeconómico y fiscal. Proyecto de la Cámara Asomineros de la ANDI.

- Castro, C., y Steiner, R. (2002). Eficiencia, competencia y márgenes de intermediación. El sector financiero de cara al siglo XXI. ANIF.
- Castro, F.; Zuleta, L.; Alandette, J.; Fonseca, S. y Martínez, S. (2012). Dinámica regional del sector de bienes y servicios petroleros en Colombia. Cuadernos de Fedesarrollo No. 41. Octubre de 2012.
- Coleman, T (2012). Tendencias e Impactos de la Inversión Extranjera en Colombia. Facultad de posgrados. Especialización en Negocios y Finanzas Internacionales. Universidad EAN. Bogotá –Colombia.
- Comisión de Infraestructura (2012). Informe Comisión de Infraestructura 2012. Bogotá, Colombia. Recuperado: <http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/Comisi%C3%B3n-de-Infraestructura-Informe-Octubre-2012.pdf>
- Energy Information Administration (2014). Colombia's report. Obtenido en: <http://www.eia.gov/>
- Foro Nacional Ambiental (2011). Las licencias ambientales y su proceso de reglamentación en Colombia. Bogotá, Colombia.
- Gaviria, A.; Zapata, J. y González, A. (2002). Petróleo y Región: el caso de Casanare. Cuaderno de Fedesarrollo Número 8.
- Información derecho de petición ANLA, Radicado 2016014326-1-000 fechado el 21 de marzo de 2016.
- Instituto de Ciencias Políticas (2014). Gestión en infraestructura: Efectos de la consulta previa. Bogotá, Colombia: Ediciones Antropos Ltda.
- Jacobs, F., Marudas, N., & Montgomery, A. (2004). The effects of nonprofit organization-specific factors on governmental support to nonprofit organizations . Journal of Management and Marketing Research .
- Krugman, P. (1995). Development, Geography and Economic Theory, Cambridge, Massachusetts, MIT Press.

- López, E. et al. (2012). La economía petrolera en Colombia. Borradores de Economía No. 692. Banco de la República. Bogotá D.C Febrero de 2012.
- Payne, R., & Pheysey, D. (1971). G. G. Stern's Organizational Climate Index: A reconceptualization and Application to Business Organizations. Organizational Behavior and Performance.
- Perry, G. y Olivera, M. (2009). El impacto del petróleo y la minería en el desarrollo regional y local en Colombia. Working Papers No 2009/06: CAF.
- PWC (2014). Colombia Oil & Gas Industry 2014: An Overview.
- Ramírez, J., Osorio, H. & Parra-Peña, R. (2007). Escalafón de la competitividad de los departamentos en Colombia. CEPAL Naciones Unidas. Santiago de Chile. Recuperado desde <http://hdl.handle.net/11362/4815>
- Ramírez, J. & Parra-Peña, R. (2010). Escalafón de la competitividad de los departamentos en Colombia 2009. CEPAL Naciones Unidas. Santiago de Chile. Recuperado desde <http://hdl.handle.net/11362/4819>
- Ramírez, J., Parra-Peña, R., González, L. & Corredor, A. (2014). Escalafón de la competitividad de los departamentos de Colombia, 2012. CEPAL Naciones Unidas. Santiago de Chile. Recuperado desde <http://hdl.handle.net/11362/36662>
- Rivera, J. (2004). Prácticas de ingeniería de yacimientos petrolíferos. Recuperado de: <http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/reservorios/Practicas%20de%20Ingenieria%20de%20Yacimientos%20Petroliiferos%20-%20Jose%20S.Rivera.pdf>
- Rozas, P. & Sánchez, R. (2004). Desarrollo de infraestructura y crecimiento económico: una revisión conceptual. División de recursos naturales e infraestructura de la CEPAL.
- Schulemberger (Invierno, 2001). Caracterización de la permeabilidad con probadores de formación. Oilfield Review. (13), Pp. 2 – Pp. 23.

- Schulemberger (Otoño, 2012). Cómo se mide la porosidad. Oilfield Review. (24), Pp. 65 - Pp. 66.
- Schulemberger (Otoño, 2014). El flujo de fluidos a través de los poros. Oilfield Review. (26), Pp. 68 - Pp. 70.
- Spenkelink, H. (2012). Administrative efficiency in theory and practice at PT. Sarandi. Bachelor Assignment Industrial Engineering & Management. University of twente.
- Superintendencia de Industria y Comercio, SIC. (2013). Promoción de la competencia en el acceso a oleoductos en Colombia (2010-2012). Estudios de mercado. Delegatura de protección de competencia.
- Unidad de planeación minero energética, UPME. (2013). Cadena del Petróleo 2013.
- Vargas, C. (2009). Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. Volumen 33. No 126.
- Villar, L. et al. (2014). Evaluación de la contribución económica del sector de hidrocarburos colombiano frente a diversos escenarios de producción. Informe de Investigación para la UPME. Fedesarrollo. Bogotá D.C. Diciembre de 2014.
- Woolhandler, S., & Himmelstein, D. (1991). The deteriorating Administrative Efficiency of the U.S. health care system. The New England Journal of Medicine.

Anexos

Anexo 1. Costos de flete por trayecto

Origen	Destino	Flete (COP/Gln)	Flete (COP/Barril)	KM	Flete COP (barril/Km)
Cabiona (Puerto Gaitán, Meta)	Buenaventura	980	41.160	794	51,8
Cabiona (Puerto Gaitán, Meta)	Cartagena	1.180	49.560	1.374	36,1
Moriche (Puerto Serviez, Boyacá)	Buenaventura	499	20.958	579	36,2
Rubiales (Puerto Gaitán, Meta)	Buenaventura	875	36.750	794	46,3
Barrancabermeja	Buenaventura	580	24.360	727	33,5
Dorotea (Paz de Ariporo, Casanare)	Barranquilla	990	41.580	1.134	36,7
Leona (Paz de Ariporo, Casanare)	Barranquilla	990	41.580	1.134	36,7
Max (Villanueva Casanare)	Barranquilla	950	39.900	1.077	37,0
Tua (Agua Verde, Casanare)	Barranquilla	890	37.380	1.187	31,5
Rubiales (Puerto Gaitán, Meta)	Barranquilla	1.100	46.200	1.305	35,4
Cabiona (Puerto Gaitán, Meta)	Yumbo	850	35.700	728	49,0
Andaluz (Paz de Ariporo, Casanare)	Barranquilla	950	39.900	1.134	35,2
Llanos 58 (Puerto López, Meta)	Barranquilla	1.000	42.000	1.197	35,1
Barranquilla	Chichimene	490	20.580	1.143	18,0

Flete promedio COP (Barril/km)	35,8
TRM promedio 2015	2.743,4
Flete promedio USD (Barril/km)	0,013

Fuente: Elaboración propia con base en la información recolectada por las principales empresas de transporte.

Anexo 2. Precio de transporte por barril por oleoducto

Ocensa				
Segmentos	Km	Precio por barril	Capacidad	Precio barril por kilómetro
Segmento 0 : Cupiagua (Aguazul) - Cuasiana (Tauramena)	39	0,520		0,013
Segmento 1: Cusiana (Tauramena) - El porvenir (Monterrey)	33	0,546		0,017
Segmento 2: El porvenir (Monterrey) - Vasconia (Puerto Boyaca)	286	3,486		0,012
Segmento 3: Vasconia (Puerto Boyaca) - Coveñas	478	3,006	588.000	0,006
TOTAL	836	7,558		

Oleoducto de Colombia (ODC)				
	Km	Precio por barril	Capacidad	
Vasconia (Puerto boyacá) - Coveñas	478	1,754	248000	0,004

Estimación Ocensa-ODC	
	Km
Precio promedio por capacidad	2.634

Oleoducto de Colombia (ODC)			
Promedio ponderado Vasconia - Coveñas	Km	Precio	Precio barril por kilómetro
	478	2.634	0,006

CENIT (META)			
	Km	Precio (aproximado por ODL)	Precio barril por kilómetro
Chichimene - Apiay	23	0,377	0,377
Castilla - Apiay	31	0,501	0,501
Apiay - Monterrey	115	1,879	1,879

Oleoducto los Llanos Orientales (ODL)			
	Km	Precio	Precio barril por kilómetro
Rubiales - Monterrey	234	234	0,016

OLEOCAR			
	Km	Precio (aproximado por promedio ponderado Ocensa y ODC)	Precio barril por kilómetro
Coveñas-Turbaco (Cerca a Cartagena)	128	0,705	0,006

CENIT (ORIENTE)			
	Km	Precio (aproximado por promedio ponderado Ocensa y ODC)	Precio barril por kilómetro
Caño limón - Coveñas	780	4.299	0,006
Banadía-Coveñas	704	3.880	0,006

BICENTENARIO			
	Km	Precio	Precio barril por kilómetro
araguaney-banadía	128	6.407	0,050

CENIT (CASANARE)			
	Km	Precio (aproximado por promedio ponderado Ocesa y ODC)	Precio barril por kilómetro
Santiago - El porvenir	79	0,435	0,006
Caño Garza – Cusiana	136	0,750	0,006
Araguaney (trinidad) - Cusiana	128,7	0,709	0,006
Sardinas(Orocué) - Araguañey	77,3	0,426	0,006

EQUION-ENERGÍA			
	Km	Precio	Precio barril por kilómetro
Floreña (el morro) - Araguañey	26,3	0,814	0,031

AYACUCHO - COVEÑAS (BOLIVAR)			
	Km	Precio (aproximado por promedio ponderado Ocesa y ODC)	Precio barril por kilómetro
Ayacucho - Coveñas	246	1.356	0,006

PACIFIC RUBIALES			
	Km	Precio	Precio barril por kilómetro
Guaduas - La Dorada	63,7	2.143	0,034

HOCOL			
	Km	Precio	Precio barril por kilómetro
Guaduas - Vasconia	63,7	2.143	0,03
Tenay - Vasconia	398	2.687	0,007

PUERTO SALGAR - VASCONIA

	Km	Precio (aproximado por HOCOL Guaduas-vasconia)	Precio barril por kilómetro
Puerto Salgar – Vasconia	67,51	2.271	0,03

VASCONIA - BARRANCABERMEJA

	Km	Precio (aproximado por promedio ponderado Ocesa y ODC)	Precio barril por kilómetro
Vasconia - Barrancabermeja	134,6	0.742	0,006

ARAUCA - BARRANCABERMEJA

	Km	Precio (aproximado por promedio ponderado Ocesa y ODC)	Precio barril por kilómetro
Caño Limón - Ayacucho	534	2.943	0,006
Banadia -Ayacucho	458	2.524	0,006
Ayacucho - Barrancabermeja	175	0.964	0,006

TRASANDINO

	Km	Precio (aproximado por Ocesa y Colombia)	Precio barril por kilómetro
Orito - Tumaco	305,6	1.684	0,006
Orito - Guamuez	61,59	0.339	0,006
Guamuez - tumaco	244,01	1.345	0,006

OAM (Alto Magdalena)

	Km	Precio (aproximado por Ocesa y Colombia)	Precio barril por kilómetro
Tenay - Vasconia	391,4	2.157	0,006

Co-autores:

Germán Montoya

Economista de la Universidad Nacional, con maestría en Economía de la Universidad de los Andes, maestría en Ingeniería Financiera de la Universidad de Alcalá (Madrid) y maestría en Finanzas Corporativas de la Universidad de Barcelona. Ha sido profesor de economía en la Universidad de los Andes, consultor económico en el sector público (DNP), coordinador del área de macroeconomía en uno de los centros de análisis económicos más prestigiosos del país (ANIF), Economista Jefe del Grupo Telefónica en Colombia y actualmente ocupa el cargo de Director Económico de la Asociación Bancaria de Colombia, Asobancaria. Ha sido columnista de opinión del diario Portafolio y de diversos medios y revistas especializadas.

Carlos Ruiz

Economista con honores de la Universidad Nacional, con maestría en Economía de la misma institución y maestría en Finanzas Corporativas de la Universidad de Barcelona. Ha sido profesor de la Universidad Nacional y Externado de Colombia. Además, se ha desempeñado como Economista Experto en Asobancaria, analista económico en Fedesarrollo, asesor de planeación en Compartel y asistente de investigaciones económicas en Telefónica Colombia. Asimismo, ha sido consultor de varias organizaciones entre las que se encuentran la Federación Nacional de Cafeteros, Asomóvil, entre otros.

El Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) en Colombia, desde el área de Reducción de la Pobreza y la Inequidad, publica la serie Cuadernos PNUD con investigaciones y estudios realizados por especialistas en temas sociales y económicos pertenecientes al Laboratorio de Innovación Social del área.

Uno de los objetivos de las investigaciones y estudios publicados es que sean fuente de información para tomadores de decisiones de entidades del Gobierno, autoridades regionales y locales, Organizaciones No Gubernamentales, organismos internacionales, entre otros. De igual forma, se abran espacios de análisis y discusión y un posible intercambio de experiencias, conocimientos y aprendizajes relevantes que contribuyan al desarrollo humano en el país.



*Al servicio
de las personas
y las naciones*

Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

Avenida calle 82 #10-62, piso 3
(+57) 1 4889000
www.co.undp.org
Bogotá D.C., Colombia

 **MININTERIOR**

 **MINMINAS**

 **ecopetrol**

 **ANH**
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

ESTRATEGIA TERRITORIAL
PARA LA GESTIÓN EQUITATIVA Y SOSTENIBLE
DEL SECTOR HIDROCARBUROS