AAS8621

Universidad Católica Andrés Bello

Facultad de Ciencias Económicas y Sociales

Escuela de Economía

Trabajo de Grado

Estimación de la probabilidad de cumplir con las metas de producción establecidas dado un índice de creación de valor para compañías petroleras nacionales

Tutor:

Hernández, Igor

Autores:

Kabbabe Yañez, María Corina

Paredes Lovera, Adriana Leonor

Caracas, octubre de 2014

RESUMEN

Históricamente las Compañías Petroleras Nacionales (CPN), han tenido desempeños operacionales cuestionables. Diversos académicos han coincidiendo en que las Compañías Petroleras Internacionales (CPI) tienen un mejor desempeño que las estatales, ya que estas últimas son influenciadas por los objetivos del gobierno. Una forma de medir el desempeño de las CPN es a través de un Índice de Creación de Valor (ICV) que tome en cuenta el desempeño operacional, financiero y de misión nacional. El siguiente trabajo busca utilizar el ICV como medida de eficiencia para alcanzar las metas de producción de un grupo de once CPN en un período de diez años (2004-2013). La estimación se realizó a través de un modelo de Panel Data en el que se estudia en qué medida el ICV es capaz de determinar el cumplimiento de las metas de producción. Los resultados muestran que: i. El ICV es un resumen de variables operativas, financieras y de misión nacional, que permite comparar CPN. ii. Para ocho de once CPN se cumple la hipótesis, es decir, las empresas con índices más altos tenderán a cumplir sus metas y las de ICV bajos no. iii. El ICV y los precios del petróleo son variables significativas para explicar las variaciones en el cumplimiento de las metas de producción. iv. El efecto aleatorio impide crear un orden que establezca cuál CPN tiene mayor posibilidad de cumplir sus metas.

AGRADECIMIENTOS

A todos nuestros profesores de Economía y a los académicos a los que fuimos referidas por su disposición a escuchar y atender nuestras ideas e inquietudes y por compartir su sabiduría de manera desinteresada, sin ellos este trabajo no hubiese sido posible.

Y en especial a nuestro tutor, Igor Hernández, por su apoyo, paciencia y comprensión durante nuestra investigación.

A nuestra escuela de Economía, por su trabajo, su amabilidad y por la calidad de la educación a la que nos dieron acceso.

A nuestra casa de estudios, por enseñarnos a regirnos bajo estándares de excelencia y por ofrecernos en nuestros cinco años de estudios un campus en el que la solidaridad, compañerismo, honestidad y bondad se respiran.

A nuestros amigos y futuros colegas, con los que compartimos salones y reuniones, y que con paciencia infinita resolvieron muchas de nuestras dudas.

Por último a nuestras queridas familias, pilares fundamentales de nuestro desarrollo personal y profesional, que nos ayudaron, apoyaron y aguantaron durante nuestros estudios.

Índice

I. Introducción..... 6

Planteamiento del Problema..... 8

Hipótesis..... 10

Objetivos..... 11

II. Marco Teórico 12

Historia de las Compañías Petroleras Nacionales..... 12

Antecedentes del Índice de Creación de Valor..... 19

III. Marco Metodológico..... 24

Selección de las Compañías Petroleras Nacionales..... 24

Descripción de la muestra..... 26

Índice de Creación de Valor (ICV)..... 35

Recolección de Datos..... 41

Modelo Econométrico..... 44

IV. Análisis de Resultados..... 47

Resultados del ICV..... 47

Resultados del Modelo Econométrico..... 59

Resultados del Modelo Econométrico..... 59

V. Conclusiones y recomendaciones..... 63

VI. Bibliografía..... 66

VII. Anexos..... 76

Anexo 1 – Cálculo de las variables del ICV..... 77

Anexo 2 – Cálculo de las brechas de las metas de producción..... 88

Anexo 3 – Resultados Econométricos..... 94

I. Introducción

Las Compañías Petroleras Nacionales del mundo tienen bajo su control el 80% de las reservas probadas según Victor (2007), por lo que se puede decir que la mayor parte de la producción futura se encuentra en sus manos. Esto ha creado un foco de atención sobre la eficiencia de las mismas para analizar si son capaces de suplir el incremento de la demanda mundial de energía.

Diversos autores (Wolf, 2009; Victor, 2007) argumentan que una variable relevante para la eficiencia de las compañías el origen de la propiedad de la compañía; y los resultados muestran que las compañías petroleras privadas tienen un mejor desempeño y son más eficientes que las compañías petroleras públicas.

Otros autores argumentan que el control del Estado sobre los recursos es indispensable tanto para el desarrollo económico como para la soberanía (Mommer, 2002). Pero un punto en el que coinciden la mayoría, sino todos los autores, es que el petróleo es un bien necesario para el desarrollo de una economía como fuente de energía, por lo que estudiar la eficiencia del proceso de producción del mismo genera una visión sobre cómo debe estructurarse la industria petrolera para obtener un mayor beneficio del recurso.

Las Compañías Petroleras que son propiedad del Estado o Compañías Petroleras Nacionales, tienen una gran relevancia como agente generador de valor dentro de la economía del país al que pertenecen, ya que tiene

participación en distintos puntos de las cadenas de valor dentro del país. Estas tienden a tener una gran contribución al Producto Interno Bruto y a las Exportaciones; en Venezuela las exportaciones petroleras representaron un 97% de las exportaciones totales en el 2013 y en Colombia un 55,2% en 2013 (BCV, 2014; Banco de la República, 2014).

En el siguiente trabajo se estudiará cuáles son los motores que generan valor dentro de las Compañías Petroleras Nacionales y cómo estos pueden afectar que se cumplan su meta de producción.

En la primera sección se realizará una explicación de que son las Compañías Petroleras Nacionales, cuáles son sus objetivos y las razones por las que se crean, se compararán con las Compañías Petroleras Internacionales en términos de producción y eficiencia y también se explicará que es un Índice de Creación de Valor y cómo está compuesto. En la segunda sección se verá qué compañías se utilizarán en este estudio, como se realizará el cálculo del Índice de Creación de Valor y el modelo econométrico que se aplicará. Luego se mostrarán los resultados obtenidos para las compañías y los respectivos análisis de resultados. Por último se muestran las conclusiones y las recomendaciones para próximos estudios.

Planteamiento del Problema

La creación de las Compañías Petroleras Nacionales (CPN) tiene una serie de implicaciones sobre la maximización de la renta petrolera percibida por el Estado, aun así no es posible hacer generalizaciones, ya que existen estructuras y marcos institucionales muy distintos entre las CPN y sus países, que conllevan a diferentes resultados en el desempeño de las mismas.

De esta forma surgen varias preguntas: ¿es mejor que la industria la operen las Compañías Petroleras Nacionales con exclusividad o es preferible que las Compañías Petroleras Internacionales (CPI) operen con independencia?, ¿traerán mejores resultados una mayor fuerza laboral o un menor número de empleados?, ¿es mejor para las CPN que se especialicen aguas arriba o aguas abajo? Las respuestas a estas preguntas trazarán caminos con resultados alternos.

Aun así para entender el efecto del desempeño sobre la producción es necesario recordar que los objetivos de las CPN son múltiples, ciertamente entre ellos está la maximización de los beneficios, pero sus objetivos al estar alineados con los del Estado toman en cuenta otros factores como la distribución de la riqueza y ofrecer un soporte económico para el desarrollo del país.

El problema, o la contradicción entre los objetivos, puede ocurrir cuando los caminos para alcanzar cada uno se cruzan y empiezan a sobreponerse

unos con otros. Por ello es importante que las CPN a la hora de plantearse su misión, visión y objetivos mantengan una imagen holística que integre sus objetivos directos e indirectos.

Es de vital importancia analizar la situación y los incentivos que mueven a las CPN, ya que estas son las que poseen las mayores reservas de hidrocarburos a nivel mundial, pero primero se debe entender su funcionamiento y las razones que subyacen a su toma de decisiones para luego comprender el contexto en el que establecen sus metas de producción y el hecho de que las alcancen o no para el tiempo estipulado.

Se espera que en este estudio demos luces de los incentivos que subyacen en la toma de decisiones de las CPN, los objetivos que estas buscan lograr y entender como la búsqueda de sus múltiples metas puede influir en el cumplimiento de los planes de producción.

Hipótesis

El Índice de Creación de Valor posee un impacto positivo y significativo sobre la probabilidad de cumplir con metas de producción de las Compañías Petroleras Nacionales.

Objetivos

General

Analizar el impacto del Índice de Creación de Valor sobre la probabilidad del cumplimiento de las metas de producción de las Compañías Petroleras Nacionales.

Específicos

- Explicar las variables que serán parte del Índice de Creación de Valor.
- Definir el modelo econométrico que será utilizado para estudiar la incidencia del Índice de Creación de Valor en el cumplimiento de las metas de producción de las Compañías Petroleras Nacionales.
- Calcular y analizar las variaciones en el Índice de Creación de Valor de acuerdo a las distintas ponderaciones otorgadas.
- Calcular el modelo econométrico y realizar los análisis correspondientes al mismo.
- Explicar la incidencia del Índice de Creación de Valor en el cumplimiento de producción de las empresas seleccionadas.

II. Marco Teórico

Historia de las Compañías Petroleras Nacionales

Las Compañías Petroleras Nacionales (CPN), son aquellas en las que el Gobierno del país donde se establecen tiene posición mayoritaria en el control de las acciones y del capital. Entre las primeras CNP que se establecieron fueron Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) en Argentina en 1922 y Petróleos Mexicanos (Pemex) en México en 1938. La importancia de las CPN hoy en día reside en que ellas son las que poseen la mayor cantidad de reservas probadas de crudo. Una cifra que respalda esta aseveración es que la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), cuyos miembros todos tienen CPN, poseían para el 2013 el 81% de las reservas mundiales, y desde entonces no se han hecho descubrimientos importantes que puedan revertir esta tendencia (OPEP, 2014).

Para los países más desarrollados a comienzos de 1900 era clave establecer compañías nacionales, ya que estas le brindaban al Estado seguridad de suministro de combustibles en períodos trascendentales como la Primera y la Segunda Guerra Mundial, donde se consideraba al petróleo un producto de suma importancia como para dejarlo en manos del mercado. Sin

embargo, hoy en día, los objetivos de las petroleras nacionales se han expandido más allá de un suministro seguro de combustible. A diferencia de las empresas privadas que buscan maximizar el beneficio de la compañía, las empresas nacionales al ser propiedad mayoritariamente del Gobierno buscan alinear sus objetivos con aquellos del país, teniendo ambas como objetivo traer desarrollo económico para el país.

Stevens (2008a) explica que el nacionalismo de los recursos tiene dos componentes. El primero es que las Compañías Petroleras Internacionales (CPI), o Compañías Petroleras Privadas, comienzan a tener un mayor poderío dentro del país y los gobiernos buscan limitar las operaciones de las mismas. El segundo componente es que el Gobierno busca obtener un mayor control sobre el desarrollo de los recursos naturales del país, ya que los mismo se puede considerar de necesidad nacional. Este último componente se puede asociar a otro con un carácter más ideológico, en el cual se percibe que el rol del Estado en la economía es de suma relevancia.

Las razones por las cuáles las CPN se han establecido son diversas y son una mezcla de factores políticos y económicos (Stevens, 2003):

- Búsqueda de la soberanía y nacionalismo económico. En gran parte los países con CPN hoy día, tuvieron malas experiencias con las CPI,
- La necesidad de alimentar el orgullo nacional, la creación de varias CPN se volvieron símbolo de independencia en el mundo post-colonial;
- Para eliminar la asimetría de información entre los gobiernos y las CPI a la hora de capturar la renta petrolera. Las CPI en vez de representar los intereses de cada país optaran por perseguir sus objetivos propios, que en el caso de las empresas privadas siempre será la maximización de las

ganancias. Según Monaldi (2008) establece, esta asimetría de información entre los gobiernos y las CPI hace que la existencia de las CPN sea de gran utilidad para maximizar la obtención de rentas por parte del Estado y que éstas sean utilizadas para el beneficio colectivo. Por esta razón varios de los gobiernos de los países petroleros, para beneficiar al país frente a las empresas extranjeras, crearon las CPN.

El desarrollo de las CPN suele ser tanto aguas arriba como aguas abajo. Aguas arriba a través de la exploración y producción de crudo, y aguas abajo a través de la refinación, distribución de productos derivados como gasolina y gas, y mercadeo. Las actividades aguas arriba son generadas por los incentivos del gobierno de obtener grandes rentas económicas por los altos márgenes de ganancia de la industria, mientras que las actividades aguas abajo le permiten al gobierno un mayor control sobre el establecimiento del precio del consumidor de los productos derivados, un área de alta sensibilidad política y social (McPherson, 2003).

Las empresas que gozan de una mayor autonomía buscan orientar sus comportamientos hacia una estrategia de mercado, mientras que empresas que están más controladas por el Gobierno tienen menor autonomía y suelen tener mayores presiones para proveer un flujo de fondos al mismo. Sin embargo existe la posibilidad de que la CPN posea autonomía total y al carecer de contrapesos institucionales se cree lo que es llamado un "Estado dentro de un Estado", donde la industria tiene amplio poder de decisión dentro del Gobierno.

Por esta diferencia en las razones por las que son establecidas las CPN, los incentivos y objetivos son distintos a los de una CPI, entre ellos se encuentran:

- Maximización de la producción. Ya sea por la necesidad de inversión constante en la industria o por objetivos no comerciales (algunos establecidos por el Gobierno o por los objetivos de la empresa) (Tordo, Tracy y Arfaa, 2011),
- La distribución de la riqueza. Este suele venir expresado en forma de subsidios a la gasolina, educación gratuita, representar una fuente de empleo (es por ello que las CPN suelen un mayor número de empleados por barril que las CPI), entre otros objetivos no comerciales (Pirog, 2007),
- Ser un motor para el crecimiento económico del país, bien sea por la entrada de inversionistas al país o por otorgar precios preferenciales en el combustible para desarrollar otras industrias de interés para la nación (Pirog,2007),
- Geopolítica. El petróleo es un producto estratégico que puede ser usado para promover los intereses del Estado en el exterior (Pirog,2007),
- Integración Vertical, a través de la producción y venta de productos derivados del petróleo las compañías pueden capturar mayores ganancias, otro beneficio de la producción de derivados es la diversificación, que les permite reducir los riesgos que la volatilidad del precio del petróleo les genera (Pirog, 2007).

Estos objetivos muestran que la visión de una CPN es muy diferente a la de una empresa privada, ya que estos están íntimamente ligados con los objetivos del país mientras que los objetivos de la empresa privada están ligados a los beneficios de los accionistas.

Dados estos objetivos, que en general son comunes para las CPN, se puede también enumerar una serie de características que suelen ser habituales en ellas:

- En promedio tienen menor eficiencia que las Empresas Petroleras Internacionales (CPI). Esto se evidencia, ya que para un mismo número de barriles de petróleo extraídos las CPN habitualmente necesitan un mayor número de empleados. Esta característica está relacionada con el objetivo de ser una fuente de trabajo en el país. De esta forma se puede ver que para el 2004 la petrolera nacional de India (ONGC) requería de 94 empleados mientras que Shell requería de 20 empleados para producir un mismo número de ganancias (Eller, Hartley y Medlock, 2007)
- La inversión suele ser inferior a la necesaria para cumplir o mantener las metas de producción. Esto se debe a que la visión de largo plazo de las CPN no está alineada con la de los gobiernos (Pirog, 2007).
- Son las que poseen las mayores reservas petroleras, sin embargo, son las que tienen la menor tasa de recobro, ya que los objetivos al no ser únicamente comerciales no se destinan suficiente dinero a la innovación tecnológica necesaria. Los países con mayores reservas suelen ser países en vías de desarrollo, lo cual, implica inestabilidad y la existencia de riesgo político, factores que se toman en cuenta en las inversiones (Monaldi, 2008).

Los altos costos hundidos son característicos de esta industria. En la mayoría de los casos ha sido necesaria inversión extranjera para poder iniciar los proyectos petroleros de las CPN, esto se debe a que en su mayoría los países con grandes reservas son los países en vías de desarrollo, con recursos insuficientes para acometer dichas inversiones. Es por ello que para iniciar la extracción los gobiernos han tenido que establecer contratos con las Compañías Petroleras Internacionales (CPI) para que éstas provean los recursos. El problema surge porque los incentivos *ex-ante* no coinciden con los incentivos *ex-post*. *Ex-ante* las autoridades políticas usualmente representadas

por las CPN desean concretar los acuerdos para traer a los inversionistas ofreciendo un marco institucional atractivo para ellos, aunque *ex-post* puedan surgir comportamientos oportunistas (Monaldi, 2008).

Chang, Hevia y Loayza (2009) nombran algunos hechos estilizados que caracterizan este ciclo de nacionalización-privatización, uno de ellos es que la estructura de los contratos para la explotación de recursos beneficia mayoritariamente a las empresas privadas cuando surgen aumentos inesperados en los precios. Otro hecho estilizado que mencionan es que las nacionalizaciones suelen ocurrir en países donde prevalece una gran desigualdad, y la percepción de las ganancias de la industria parecieran agruparse en una minoría privilegiada. Esto muestra que además de factores económicos, existen factores políticos e ideológicos.

Muchos autores han establecido que las Compañías Propiedad del Estado (CPE) en general tienen un menor desempeño comercial que las Compañías de Propiedad Privada (CPP), al trasladar estos argumentos a la industria petrolera, dichas observaciones se mantienen. Según Wolf (2009) algunas de las preocupaciones que surgen en la investigación de los efectos de la propiedad (estatal o privada) son atenuadas al tratarse la industria petrolera, ya que los motivos que subyacen a la nacionalización son primordialmente de carácter político y no ocasionados por pérdidas económicas o imperfecciones del mercado.

Eller, Hartley y Medlock (2007) probaron de manera empírica que las ineficiencias técnicas de las CPN, que miden la combinación necesaria de inputs para generar ganancias, son generadas por el control del gobierno sobre la distribución de las rentas; mientras mayor parte de las reservas de crudo estén bajo el control del Estado el desarrollo de la producción se verá

impulsado en su mayoría por fines políticos. Las ineficiencias generadas podrán conllevar, entre otros, a una menor producción.

El problema que muchas veces ocurre es que los gobiernos, al no poseer un ente regulador que limite su poder sobre la CPN, utilizan los fondos de las petroleras para financiar programas y estas pierden de vista su objetivo de inversión y producción de largo plazo. En este caso los objetivos del políticos gobierno prevalecen sobre los objetivos de las compañías.

Wolf (2009) estudia las 50 petroleras más grandes del período 1987 a 2006, obteniendo resultados que muestran que las CPN que no forman parte de la OPEP tienden a tener una producción menor en un 24% que las CPI, y que si las CPN forman parte de la OPEP se espera una producción 51% inferior. Este estudio muestra además que las CPN, tanto OPEP como no OPEP, tienen una menor eficiencia que las CPI al producir un 26% menos dada una misma cantidad de insumos.

Víctor (2007) observó que a pesar de que son las CPN las que poseen las mayores reservas de crudo, son las CPI las que obtienen las mayores ganancias. Sus mediciones muestran que las CPI son cerca de 33% más eficientes que las CPN para convertir reservas de crudo en producción, esto lo explica mencionando los diferentes sectores económicos que mueven a las CPN. Al analizar el desempeño midiendo el ingreso por empleado se demuestra que el gran tamaño de las CPN demuestra ser una desventaja para estas compañías. Concluye diciendo que mientras mayor sea el control estatal sobre las CPN tenderán a desarrollar menos sus reservas y generarán ingresos con una menor eficiencia.

Antecedentes del Índice de Creación de Valor

El proceso de Creación de Valor del sector petrolero ocurre a través de los enlaces dentro de la cadena de valor de la industria, que comienza en el proceso de exploración y termina en el mercadeo de los productos derivados del petróleo y del petróleo crudo.

Las CPN pueden crear valor tanto de manera directa como indirecta. De manera directa a través del control que poseen sobre costos y eficiencia o de su visión de Misión Nacional, e indirecta a través las regulaciones que puede establecer en la economía y en el sector (Stevens, 2008). Este proceso de creación de valor, cuya función es que el número agregado de *outputs* sea mayor al de *inputs*, va a estar influenciado por los objetivos de los accionistas, o en el caso de las CPN los objetivos del Gobierno.

Wolf (2009) argumenta que el valor al que es posible referir en las CPN es el valor social creado a nivel de país y no al valor privado que una compañía genera a un accionista. Él define a la Creación de Valor como "algún tipo de proceso en el que el valor de las producciones totales excede el valor de los insumos agregados sobre una base sostenible, es decir, a largo plazo" (Wolf, 2009, p.7). Si el valor generado por la actividad petrolera no supera los costos, el valor generado será negativo.

El Índice de Creación de Valor (ICV) mide entonces aspectos claves en el proceso de Creación de Valor de una compañía petrolera, como lo son su

desempeño operacional, su desempeño financiero y su desempeño en función a la Misión Nacional.

- Desempeño Operacional: muestra la productividad de la empresa tanto aguas arriba como aguas abajo. Una medida de la efectividad aguas arriba es el Ratio de Reemplazo de Reservas el cuál muestra la habilidad de la compañía de producir en el futuro, y el Ratio de Vida de Reservas, que muestra por cuantos años más se puede producir a la tasa actual. Stevens (2008b) argumenta que este tipo de medidas presentan problemas de interpretación debido al Factor de Recobro[1] que tomen las empresas para calcular sus reservas, ya que un mayor Factor de Recobro puede significar mayores reservas y más planes de explotación a largo plazo que no sean viables. Sin embargo existen reglas y normas internacionales para calcularlo e inferir al respecto. Wolf (2009) y Gülen, Wainberg y Foss (2011), utilizan el Ratio de Reemplazo de Reservas como indicador de efectividad. Otra medida, pero de desempeño aguas abajo, es la Capacidad Utilizada de las Refinerías, ya que un aumento en la capacidad muestra la habilidad de la CPN de suplir el incremento de la demanda nacional (Tordo, Tracy y Arfaa, 2011). Por último Wolf (2008) hace referencia a los indicadores de eficiencia laboral y eficiencia de capital, los cuales son la producción por empleado y la producción por activos respectivamente.
- Desempeño financiero: las medidas que toman para analizar este desempeño son encontradas en los Estados Financieros de las CNP, los cuales son auditados, pero no existe un criterio obvio para inferir sobre

[1] Representa el porcentaje de hidrocarburos que se pueden extraer de una locación a través de las técnicas y equipos de la industria.

ellos (Stevens, 2008). Las Ganancias son la medida más utilizada, sin embargo Wolf (2009) advierte que deben ser tomadas las Ganancias antes de Impuestos para que sea más apropiado para el estudio, ya que los impuestos no son una pérdida de valor desde el punto de vista del Gobierno. Asimismo Tordo, Tracy y Arfaa (2011) advierte que se debe tomar en consideración que la contabilidad de las CNP puede ser manipulada, existen diferencias en los estándares contables entre países, la calidad en las cuentas y la auditoría puede variar significativamente entre CPN, y hay distintas maneras de denominar las salidas de efectivo. Las medidas más comunes son el Gasto de Capital (CAPEX), Flujo de Caja de Operaciones, Total de Activos, Ingresos y Ganancias Antes de Impuestos, Royalties y Gastos no Comerciales.

- Desempeño en función de la Misión Nacional: posiblemente el aspecto más controversial en la medición del ICV. Gülen, Wainberg y Foss (2011) no lo incluyen ya que para ellos estas contribuciones al Estado en forma de impuestos, royalties, subsidios a los precios y contribuciones al desarrollo social y económico capturan la esencia del Desempeño de función de Misión Nacional, y además consideran que es difícil encontrar datos de calidad para medir este aspecto. Wolf (2009) utiliza el porcentaje de contenido local, el uso doméstico de la producción, el porcentaje de trabajadores domésticos en el total de trabajadores, y el gas quemado como porcentaje de todo el gas producido. Las tres primeras tienen que ver más que todo con el aporte social de la CPN a la Nación, y la cuarta con el aporte ambiental y el manejo del uso de los recursos para un desarrollo sustentable. Tordo, Tracy y Arfaa (2011) utilizan los mismos indicadores que Wolf (2009) y agregan otros como el porcentaje de la fuerza laboral que se encuentra en la CPN, crecimiento del empleo, el porcentaje de gasto no comercial en los gastos totales,

porcentaje de ingresos no comerciales en el total de ingresos, y el porcentaje de subsidios a los precios en el beneficio de la CPN. Todos estos indicadores son muestras de la contribución tanto social como laboral que las CPN generan en la sociedad.

Si bien la literatura muestra que las CPI son más eficientes en la producción y generación de beneficios, al realizar comparaciones entre CPN se debe tomar en cuenta el impacto que tienen dentro de su país ya que en principio todas poseen la característica de ser empresas estratégicas para el desarrollo, y si esto no es tomado en cuenta el desempeño de la CPN puede resultar subestimado (Wainberg, Volkov y Foss, 2007).

El Índice de Creación de Valor desarrollado por Wolf (2009) es un índice de comparación para las CPN ya que permite medir el desempeño de las mismas tomando en cuenta los objetivos del gobierno a través de las variables de Desempeño Nacional, así como también los objetivos principales de la CPN a través del Desempeño Operacional y Financiero. Por ello este ICV muestra la eficiencia de la CPN de generar valor tanto para su país como para sí misma.

Tordo, Tracy y Arfaa (2011) estiman un modelo para determinar cuáles son las variables que afectan el ICV, y con ello la creación de valor de las CPN. Las variables que resultaron significativas a un nivel de 5% fueron la geología y la estructura corporativa del gobierno de la CPN, esta última variable engloba aspectos como el porcentaje de control del gobierno sobre la CPN, el porcentaje de miembros de la junta directiva que son independientes, la transparencia en las cuentas y la transparencias en las reservas.

Se puede observar entonces que para tener una mayor creación de valor es necesario, además de una situación geológica inicial favorecedora, un mayor desempeño en la estructura corporativa del gobierno a través de una mayor

transparencia y rendición de cuentas; a través de estos mecanismos los entes reguladores poseen un mayor control sobre la CPN, y ésta tiene una mayor presión a cumplir con sus planes de inversión de largo plazo y no desviar sus fondos a actividades no correspondientes a la industria o que no fueron planificadas con antelación.

Wainberg, Volkov y Foss (2007) argumentan que para evaluar el desempeño de las CPN es necesario tomar en cuenta sus objetivos, uno de ellos es el desarrollo eficiente del sector de hidrocarburos país, y para ello debe ser tomado en cuenta los objetivos asignados específicamente por el gobierno o las metas operacionales y financieras que la compañía se proponga.

Stevens (2008b) argumenta que una medida de control de desempeño es el cumplimiento de las metas de producción en el año, y bajo el costo, estimado, ya que estos muestran la eficiencia en el cumplimiento de proyectos. Estas metas las CPN realizan en pleno conocimientos de sus capacidades y limitaciones operacionales, por lo que el no cumplirlas es un señal de ineficiencia en el uso de los recursos, baja productividad o mala planificación. Sin embargo algunas CPN pueden subestimar sus metas de producción de manera tal que siempre puedan garantizar su cumplimiento.

Entonces se puede asumir que como el cumplimiento de las metas de producción es una señal de eficiencia aguas arriba y de desempeño operacional, las CPN que tengan un mayor ICV tenderán a cumplir consecutivamente sus metas de producción. Esto se debe a que el desempeño operacional de las CPN afecta directamente el ICV, por lo que las CPN con mayor desempeño en este componente generarán un mayor índice. Gülen, Wainberg y Foss (2011) encontraron una correlación positiva entre el ICV y el crecimiento de la producción, por lo que un mayor ICV debería traducirse en una menor brecha entre la producción real y la meta de producción establecida.

III. Marco Metodológico

Selección de las Compañías Petroleras Nacionales

El control del gobierno sobre las CPN tiene un impacto fundamental en su desempeño tanto operacional como financiero (Wolf, 2009; Victor, 2007; Eller, Hartley y Medlock, 2007). La muestra de CPN utilizadas en este estudio está constituida por empresas cuyas acciones en poder del Estado varían desde un 30,1% hasta un 100%. Se espera que estas CPN tengan desempeños distintos, y con ello ICV distintos, ya que aquellas CPN donde el Estado es el único accionista tendrán incentivos distintos a aquellas donde existan otros accionistas que puedan tener voz y voto en la toma de decisiones.

Las CPN con sus respectivos países son las siguientes:

1. China National Offshore Oil Company (CNOOC), China
2. Ecopetrol S.A. (Ecopetrol), Colombia
3. Ente Nazionale Idrocarburi S.p.A. (ENI), Itália

4. JSC KazMunaiGas Exploration Production (KMG E&P), Kazakhstan
5. Oil and Gas Development Corporation Ltd. (OGDCL), Pakistán
6. Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), Venezuela
7. Petróleos Mexicanos (Pemex), México
8. Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), Brasil
9. PTT Public Company Limited (PTT), Tailandia
10. Oil Company Rosneft (Rosneft), Rusia
11. StatoilHydro ASA (Statoil), Noruega

Estas compañías son algunas de las utilizadas en el estudio de Tordo, Tracy y Arfaa (2011). Los años utilizados en dicho estudio van desde el 2004 hasta el 2008, añadiendo en este trabajo los años posteriores, del 2009 hasta el 2013. La muestra fue reducida en comparación a la tomada por los autores debido a la disponibilidad de reportes emitidos por las compañías, ya que algunas dejaron de publicar sus reportes anuales y otras no poseían la información necesaria para el presente estudio. La muestra serán las once compañías mencionadas anteriormente para un período de diez años.

En el siguiente apartado se explica la situación actual de las compañías respecto al control del gobierno y cuales países son exportadores o importadores netos. Estas características incidirán en el valor del ICV.

Descripción de la muestra

Por el bien de esta distinción y de la expectativa sobre su incidencia en el cumplimento de las metas de producción, las CPN también serán divididas entre aquellas que pertenezcan en menor o mayor medida al gobierno. Dicho esto se presentan las compañías en orden creciente.

ENI es la CPN con menor poder en manos del Estado, ya que este posee únicamente el 30,1% de las acciones, lo cual no le garantiza una mayoría en los votos de la junta directiva, mientras que el 69,59% de las acciones restantes las poseen conglomerados internacionales. Sin embargo estos últimos no poseen más del 2,10% de las acciones independientemente, siendo el Banco del Pueblo de China el único con este porcentaje de acciones. Estas acciones cotizan en la Bolsa Italiana y en la Bolsa de Nueva York (NYSE).

ENI inició un proceso de reestructuración y privatización entre 1995 y 1998, que inició con la colocación en Tesorería de un 63% del capital social de ENI, luego un 5% adicional del capital social fue vendido a inversores institucionales. Aun así el estado se ha mantenido con la participación más alta, 30%, siendo este capaz de emitir vetos que impliquen adquisición del 3% o más del capital social de ENI (Wood Mackenzie, 2014a).

Debido a los problemas de burocracia que la industria petrolera Italiana presenta, numerosos proyectos han sido atrasados, usualmente estos retrasos son causa de preocupaciones regionales ambientales. Por este motivo el gobierno Italiano promulgó el decreto de ley Nro. 239, con el propósito de

incrementar la Exploración y Producción (E&P) en el país, a través de mejoras en la transparencia del proceso legal. A pesar de esto, Italia sigue atrayendo a la inversión privada, principalmente a las CPI que son las que poseen la capacidad de soportar los retrasos.

Siguiendo a ENI se encuentra Petrobras donde el gobierno federal posee el 50,3% de las acciones comunes (Petrobras, 2013), dándole la mayoría de los votos en la junta directiva, sin embargo al gobierno solo le pertenece el 28,7% del capital social de Petrobras.

En 1995 se le eliminó a Petrobras el monopolio sobre la industria con el objetivo de atraer inversión extranjera. El programa de privatización parcial comenzó con la eliminación del monopolio y se realizó de tal manera que el gobierno Brasileño pudiese mantener el control de la compañía, de esta forma el gobierno se quedó con el 55.6% de las acciones de votos. Las demás acciones cotizan en las Bolsas de Sao Paulo, Nueva York, Madrid y Buenos Aires.

Actualmente Petrobras posee la mayor parte de las reservas y de la producción en el país, lo cual, es un reflejo de su legado al haber sido la empresa que por más de 40 años mantuvo un monopolio sobre la industria de hidrocarburos. Estas reservas se encuentran en su mayoría (66% de las reservas de petróleo y 66,5% de las reservas de gas) en pozos de aguas profundas que llegan hasta 3 kilómetros de profundidad. Esto ha llevado a que actualmente Petrobras sea la compañía petrolera líder a nivel mundial en E&P en aguas profundas.

Seguidamente se encuentra PTT. El gobierno de Tailandia a través del Ministerio de Finanzas posee el 51,49% de las acciones, sin embargo indirectamente a través del fondo Vayupack también controlan un 15,4%,

mientras que el resto de las acciones se encuentran en mano de inversionistas institucionales, y cotizan en la bolsa de Tailandia.

Los volúmenes de producción y ventas de PTT han tenido un comportamiento creciente, en parte causado porque la demanda de petrolíferos en el país también ha aumentado durante el período estudiado. Sin embargo PTT, y las demás compañías que operan en el país, no logran cubrir la demanda interna de hidrocarburos.

De estas tres compañías, la única cuyo país es exportador neto es Petrobras, que además es uno de los países con mayor producción y consumo de petróleo del mundo. ENI y PTT no poseen un número de reservas significativo que permitan lograr una producción que cubra su consumo.

Siguiendo el orden tenemos a KMG EP. Esta compañía es subsidiaria de la Compañía Nacional KazMunayGas (NC KMG) fundada en 2004, y se encarga de manejar las operaciones aguas arriba. NC KMG controla el 57,9% según información reportada por KMG EP para el 2012.

La mayoría de sus operaciones se encuentran al norte del Mar Caspio en la zona Pre-Caspio. La CPN maneja operaciones tanto independientemente como en conjunto con CPI, e igualmente la legislación de Kazajistán permite que CPI participen independientemente en el país.

Es la tercera compañía en producción de hidrocarburos en el país. Posee relativa independencia del gobierno en cuanto a la toma de decisiones y objetivos, y actualmente cotiza en las bolsas de valores de Londres y de Almá-Atá, lo cual le facilita el acceso a financiamiento (Wood Mackenzie, 2011).

Seguidamente tenemos a CNOOC, donde actualmente el estado posee 66% del control sobre las acciones y el resto está en las Bolsas de Nueva York, China y Hong Kong.

La compañía posee relativa independencia en sus decisiones de inversión, sin embargo estas deben ser revisadas y aprobadas por el gobierno lo cual puede retrasar el proceso de desarrollo de nuevos campos e inversiones.

Es la tercera compañía de producción de petróleo y gas más grande de China, detrás de los conglomerados Sinopec y CNPC. Se especializa en exploración y producción de petróleo y gas costa afuera, siendo esta una de las más importantes hoy en día en China.

Hoy en día CNOOC posee ventajas comparativas en la exploración y producción costa afuera en cuanto a las otras CPN de China, pero no posee el capital tecnológico necesario para realizar extracción en aguas ultra profundas o para realizar la explotación de petróleo y gas no convencional como es el *shale oil* (Wood Mackenzie, 2014d)

Siguiendo se encuentra Statoil donde el Estado Noruego es el accionista mayoritario con un 67% (Statoil, 2013). Colocando a esta compañía en el grupo de las CPN cuyo control estatal les permite tener 2/3 de los votos en la toma de cualquier decisión, limitando las oportunidades de inversión privada.

Noruega es el país con la mayor producción de petróleo y con las mayores reservas comerciales probadas en Europa. En este país la industria petrolera está controlada por Statoil y por el *"State's Direct Financial Interest"* (SDFI).

El SDFI es un portafolio que fue creado en 1985 luego de que surgieron críticas respecto a la magnitud del flujo de caja de la compañía respecto al PIB del país. Al crearse, Statoil le dio la mitad de su control sobre la industria con el propósito de que el estado Noruego pudiese participar como inversor directo en la industria petrolera dentro del país. Luego de que Statoil fuese parcialmente privatizada en el 2001, se creó a la empresa estatal Petoro que es la que

actualmente administra el SDFI. Actualmente la compañía cotiza en las Bolsas de Oslo y Nueva York.

La siguiente es Rosneft, la principal compañía de la industria petrolera de Rusia, es controlada por el gobierno al poseer este el 69,5% de sus acciones y el resto lo tiene la Depositaria Central de Liquidaciones (National Settlement Depository) que es subsidiaria de la bolsa de Moscú. Esto muestra que el control del gobierno es mayor al expresado por la CPN, ya que éste no muestra el control indirecto.

En 2013 Rosneft adquirió el 100% de las acciones de TNK-BP, *joint venture* entre BP y un grupo de inversionistas, convirtiéndola en la segunda compañía productora de crudo en el mundo, después de Saudi Aramco. La producción de Rosneft se catapultó en el 2013 hasta los 4,9 millones de barriles al día debido a la adición del volumen de producción de TNK-BP. Según cifras publicadas por Rosneft, este *joint venture* de BP representa el 19,75% del capital registrado de compañía.

Luego esta OGDCL, la principal empresa de explotación de hidrocarburos en Pakistán creada en 1997. Posee la mayor cantidad de reservas y la mayor producción de petróleo del país.

La mayoría de las acciones (74,97%) las posee el gobierno pakistaní, 10,05% las poseen los empleados de las CPN, y el 14,96% está en manos de privados (OGDCL, 2014). En el país los términos fiscales son atractivos para las CPI, sin embargo la seguridad interna significa un riesgo grande que no muchas están dispuestas a tomar, por lo que muchas CPI no operan aquí.

La producción ha tenido un comportamiento estable, no se han mostrado aumentos o disminuciones significativas por más de un período consecutivo,

mientras que el consumo de productos petrolíferos del país ha aumentado significativamente.

Siguiendo se encuentra Ecopetrol, cuyas acciones se encuentran un 88,3% en manos del Estado y el 11,7% restante en manos de inversionistas particulares. La compañía calcula que tiene aproximadamente 400 mil accionistas minoritarios. Sus acciones cotizan en las Bolsas de Colombia, Nueva York y Toronto.

En los años 2003 y 2004 se buscó reestructurar la empresa para permitir su internacionalización y mejorar su competitividad. Esta reestructuración implicó la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, nuevo ente al cual Ecopetrol le rinde cuentas, permitiendo más autonomía a la empresa frente al Estado Colombiano.

Colombia no posee reservas significativas de hidrocarburos, al momento de realizar esta investigación posee 2.377 millardos de barriles según datos de la Administración de Información de Energía (EIA en sus siglas en inglés), esto se traduce en un ratio de Reservas/Producción de 7.2 años. La necesidad de realizar inversiones en exploración y producción se hace obvia, y siendo Ecopetrol la principal empresa productora de hidrocarburos del país debe mostrarse receptiva en cuanto a inversiones extranjeras y a expandir su portafolio de inversiones hacia el exterior.

Los términos fiscales en el país son atractivos para las CPI que quieran invertir en el país, sin embargo los problemas políticos dentro del país causan retrasos en algunos proyectos. (Wood Mackenzie, 2014c)

Ecopetrol se encuentra presente en toda la cadena de producción de hidrocarburos, desde su explotación hasta venta de productos procesados,

tanto en Colombia como en el exterior. La refinación de crudo en el país es manejada por Ecopetrol.

Seguidamente tenemos a Pemex y PDVSA, ambas empresas completamente estatales ya que el gobierno posee el 100% de las acciones.

En el caso de Pemex fue creada a través de la nacionalización de los activos de las CPI en México en 1938, y desde entonces maneja la industria de hidrocarburos del país, el ente estatal al que PEMEX le reporta es la Secretaría de Energía.

Según los reportes anuales de Pemex, su producción total se encuentra decreciendo desde el año 2005, debido al declive en la producción en sus principales campos. Recientemente se aprobó una reforma constitucional que permite a las CPI participar, en conjunto de Pemex, en la explotación de crudo, que anteriormente era un derecho que únicamente Pemex poseía. Esto permite que se exploren más campos tanto en las aguas profundas del Golfo de México como en las potenciales zonas con reservas de *shale oil* y *shale gas*.

En el año 2008 el gobierno realizó reformas que le otorgaron una mayor autonomía financiera a la compañía, una de ellas le permitió a Pemex adquirir fondos directamente en los mercados internacionales. Sin embargo la compañía debe regirse bajo los estatutos del Gobierno, el cual determina tanto el Director de la misma como su presupuesto, los cuales deben ser aprobados por el Congreso.

Por último PDVSA, la principal empresa del gobierno venezolano para la explotación de hidrocarburos. A lo largo de los años desde su fundación en 1975 ha pasado por varios procesos de apertura petrolera y de aislamiento de inversiones internacionales, sin embargo el estado Venezolano siempre ha mantenido la propiedad del 100% de las acciones de la empresa.

Actualmente el marco legal de la industria de hidrocarburos del país no permite la participación independiente de CPI a menos de que estas realicen operaciones conjuntas con PDVSA bajo la figura de una "empresa mixta", donde PDVSA posea no menos que el 60% de las acciones. Lo cual, entre otras cosas, disminuye el atractivo del país para inversionistas extranjeros, y coloca a la CPN en una posición donde debe cumplir compromisos financieros que resultarían más beneficiosos si no tuviese la mayoría de las acciones.

A pesar de contar con las reservas de crudo más grandes del mundo para el momento en el que se escribe este estudio, la producción ha tenido un comportamiento decreciente. Las metas de producción han sido claramente ambiciosas para la situación actual de la empresa.

El flujo de caja de la empresa ha sido utilizado como recurso para cubrir programas sociales en el país, lo cual ha causado un retraso significativo en sus inversiones dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco, donde se encuentran la mayoría de las reservas de crudo pesado y extra pesado, retrasando así los aumento de producción esperados.

Actualmente hay once empresas mixtas con capital extranjero y una empresa completamente de PDVSA constituidas en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), donde se tienen cuatro bloques de exploración. La compañía no posee el capital financiero ni tecnológico para llevar a cabo la explotación de las reservas de la FPO, las cuales son de crudo de hasta 8 grados API, por lo que los proyectos en esta área dependen fundamentalmente de los aportes de las compañías socias de PDVSA.

Venezuela es el único país en este estudio que forma parte de la OPEP, lo cual restringe el incremento de la producción dado que debe cumplir unas cuotas establecidas por la institución.

Un punto interesante es que estas últimas tres compañías son las más grandes en sus respectivos países en cuanto a la generación de ganancias para el país, esto implica que los aportes a sus respectivos gobiernos por la vía de impuestos y regalías sea significativamente mayor en esta industria que en cualquier otra.

Índice de Creación de Valor

La metodología de Wolf (2009) será utilizada para establecer la estructura del Índice de Creación de Valor. Se estima el ICV como una sumatoria de desempeño operacional, financiero y de misión nacional de cada CPN, donde todas las variables se encuentran normalizadas. El ICV se presenta de la siguiente manera:

$$I = \sum_{i=1}^{m} w_i N_i \quad (1)$$

Donde I es el ICV, w_i es el peso otorgado a la variable normalizada $(\sum_{i=1}^{m} w_i = 1, 0 \leq w_i \leq 1)$, y N_i es la variable normalizada (Wolf, 2009).

Para determinar el peso w_i de las variables se realizarán en total nueve Análisis de Sensibilidad y será escogida aquella valoración que genere el ICV con menor desviación, o en otras palabras el ICV que permita una menor sobreestimación o subestimación.

La siguiente tabla resume las valoraciones otorgadas por cada análisis de sensibilidad a cada subíndice de desempeño:

Tabla 1 – Valoraciones dadas por cada Análisis de Sensibilidad a los subíndices de Desempeño

Análisis de Sensibilidad	Desempeño Operacional	Desempeño Financiero	Desempeño en Misión Nacional
1	Se promedian las variables disponibles para la CPN		
2	33,3%	33,3%	33,3%
3	60%	30%	10%
4	30%	60%	10%
5	10%	30%	60%
6	60%	10%	30%
7	10%	60%	30%
8	30%	10%	60%
9	46,18%	31,95%	21,88%

En el primer análisis de sensibilidad se le otorgará el mismo peso al promedio de cada uno de los subíndices de desempeño, las variables que no se posean no serán incluidas en el promedio.

Para todos los análisis siguientes se le otorgará un valor cero a las variables de las CPN cuya información no se posea.

A partir del segundo análisis hasta el octavo las valoraciones de los subíndices varían entre 60%, 30% y 10%, creando todas las combinaciones posibles. Estas valoraciones asignadas, debido a la magnitud en la que varían, permitirán ver en cuales subíndices de desempeño se destaca cada CPN y con ello analizar las razones que conllevan a los distintos resultados.

En el caso del último análisis de sensibilidad a cada subíndice de desempeño se le otorgará una valoración que será determinadas tomando en

cuenta el total de variables disponibles para cada subíndice de desempeño y el porcentaje que estas representan en el total de variables disponibles, por lo que el peso otorgado a cada subíndice será el porcentaje de variables disponibles del subíndice entre el total de variables disponible.

Las variables serán normalizadas y estandarizadas para poder agregar los indicadores individuales ya que no todos se encuentran en las mismas unidades de medida y rangos, para ello se usará la distancia entre el mejor y el peor desempeño de cada año (Wolf, C. 2009) representado de la siguiente manera:

$$N_i = \frac{X_i - X_i^{min}}{X_i^{max} - X_i^{min}} \quad (2)$$

Donde N_i es la variable normalizada, X_i es el valor original de la variable, X_i^{min} es el valor mínimo de la variable en la distribución anual y X_i^{max} es el valor máximo de la variable en la distribución anual.

Las variables que serán normalizadas son las siguientes y están divididas en las siguientes categorías:

A. Variables de Desempeño Operacional:

- Crecimiento de la producción: es indicador de la efectividad aguas arriba de las compañías.
- Ratio de Reemplazo de Reservas: también es indicador de la efectividad aguas arriba.
- Utilización de la Refinería: indicador de efectividad aguas abajo. Muestra la capacidad utilizada de toda la capacidad instalada.

- Producción / Total de activos: la unidad de medida es barriles equivalentes de petróleo (bep), muestra la eficiencia de la utilización del capital.
- Producción / Empleados: la unidad de medida es barriles equivalentes de petróleo (bep), muestra la eficiencia de la utilización de la mano de obra.

B. Variables de Desempeño Financiero:

- EBRTN / Ingreso de Ventas: es la proporción de ganancias antes de regalías, impuestos y gastos no comerciales (EBRTN en sus siglas en inglés) en los ingresos por ventas. Es una muestra de la rentabilidad de la CPN, ya que una mayor proporción significa menores gastos y costos de producción y administrativos.
- EBRTN / Total de Activos: muestra los retornos de las ganancias antes de regalías, impuestos y gastos no comerciales sobre el total de activos.
- Flujo de caja operacional / CAPEX: es una muestra de solvencia, ya que representa el porcentaje del gasto de capital, o inversión (CAPEX) que puede ser cubierto por los ingresos operacionales. Una inversión neta positiva es lo que llevará a la creación de valor en el largo plazo.

C. Variables de Desempeño de Misión Nacional:

- Uso Doméstico de Producción: muestra la contribución de la CPN a la autosuficiencia energética del país. Para calcular esta variable se utilizará el volumen de ventas de la CPN de productos petroleros en el país entre el consumo total de productos petroleros del país.

- Porcentaje de Trabajo Doméstico: otra forma de capturar los aportes a la economía nacional, a través de los residentes empleados en la CPN.
- Gastos no comerciales / Gastos Totales: se incluyen aquí los gastos relacionados a responsabilidad social y otros gastos que no sean referentes a la actividad principal de la CPN, pero que generan beneficios a los ciudadanos.

Los impuestos, regalías y gastos no comerciales no representan una pérdida debido a que es la manera de que la CPN contribuye al desarrollo del país, por lo que no es tomada ninguna variable que incluya impuestos para el cálculo del ICV (Tordo, Tracy y Arfaa, 2011).

La variable Gastos no comerciales / Gastos Totales no se encuentran en el estudio de Wolf (2009) pero sí en el de Tordo, Tracy y Arfaa (2011). En este último estudio, los investigadores asumieron que las inversiones de contenido local de las CPN son eficientes y efectivas, por lo que son creadoras de valor en la sociedad. Igualmente se asumirá en este estudio que las inversiones fueron efectivas y eficientes.

La variable Porcentaje de Contenido Nacional, que se encuentra en los dos estudios anteriormente mencionados, no fue incluida en este estudio debido a que la información no se encontraba disponible para la mayoría de las CPN, y al no incluir la variable en las estimaciones del ICV reflejaría un valor subestimado que afectaría el estudio.

Otra variable que se eliminó fue la proporción Subsidios a los Precios sobre Ingresos de Ventas, incluida en el trabajo de Tordo, Tracy y Arfaa (2011), ya que le podía generar multicolinealidad debido a la inclusión los precios internacionales del petróleo en el modelo econométrico.

Otra variable que se eliminó fue la proporción Subsidios a los Precios sobre Ingresos de Ventas, incluida en el trabajo de Tordo, Tracy y Arfaa (2011), ya que le podía generar multicolinealidad debido a la inclusión los precios internacionales del petróleo en el modelo econométrico.

A continuación se encuentra un gráfico que resume las variables de desempeño utilizadas en este estudio:

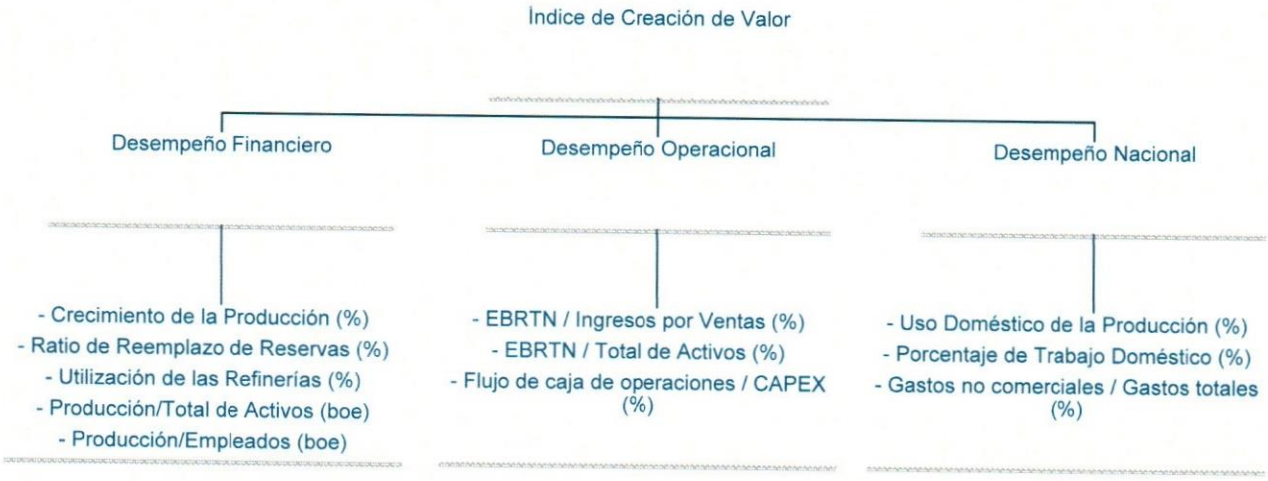

Figura 1 Fuente: adaptación propia de Wolf (2009) y Tordo, Tracy y Arfaa (2011).

Recolección de datos

- Datos del ICV

Las variables utilizadas dentro de la estimación del ICV fueron obtenidas en su mayoría de los Estados Financieros de las respectivas compañías, así como de Informes de Gestión Anual y presentaciones realizadas a la prensa y accionistas de los años estudiados. Los cálculos de estas variables se encuentran en el Anexo 1.

En el caso de PDVSA, las variables de EBTRN e Ingreso por Ventas fueron modificadas de tal manera que el valor utilizado para el ICV fue el 70% del Ingreso por Ventas (el Ingreso por Ventas es también utilizado para calcular EBTRN, por lo que este también resultó disminuido). Esta modificación se realizó debido a que así no se toma en cuenta el dinero que no ha ingresado pero ha sido contabilizado, por convenios internacionales como PetroCaribe y los Fondos Chinos, y que así no se sobreestime el nivel de Ingresos por Ventas de PDVSA.

El consumo total de productos petroleros de los países utilizados fue obtenido de la base de datos de la Administración de Información de Energía (Energy Information Administration o EIA), y esta variable fue utilizada para calcular el porcentaje de uso domestico de la producción al estimar la relación de ventas domesticas de la CPN sobre el consumo total de productos petroleros del país.

- Datos del modelo econométrico

Es necesario acotar que en principio, cuando se desarrolló el proyecto de Trabajo de Grado, se tenía planteado realizar un modelo del tipo Probit, el cual luego de una investigación más profunda se observó que la falta de disponibilidad de información imposibilitaba su utilización. Por ello se decidió utilizar un modelo de Panel Data que será explicado en la próxima sección.

Debido a la modificación del modelo econométrico a utilizar, la variable independiente no podía ser establecida como una probabilidad. Con el propósito de seguir con el hilo de la investigación, se opto por utilizar una variable que reflejara si las CPN cumplen con sus metas de producción y en qué medida.

La brecha de metas de producción (GAP) toma en cuenta la producción realizada por la CPN y la meta de producción establecida para el año a estudiar. Para calcularlo primero se realizará una relación entre la producción realizada y la meta establecida, y luego este porcentaje será restado al 100% para obtener cual fue la brecha entre la producción real y la meta. Si esta brecha es positiva significa que el país no cumplió con su meta, mientras que si es negativa significa que el país excedió su meta. El cálculo de esta variable se encuentra en el Anexo 2.

En el cálculo de la variable GAP para la empresa PTT del año 2004 al 2008 no se establecen metas de producción sino metas de ventas, a partir del año 2008 estas metas empiezan a establecerse en cantidad de barriles.

Las metas de producción de las CPN fueron obtenidas de distintas maneras para las compañías, algunas fueron obtenidas de los Informes Anuales o presentaciones ante la prensa, ambas fuentes obtenidas a través de la página

web de la CPN. Sin embargo algunas compañías fueron inconsistentes con la frecuencia en la que colocaban sus metas de producción, por lo se utilizaron dos métodos para estimar estas metas faltantes.

El primer método fue utilizar reportajes de periódicos locales e internacionales donde se hiciera referencia a una rueda de prensa de la CPN exponiendo su meta de producción para el año. El segundo método fue asumir que dada una meta de largo plazo, especificada por la CPN, los aumentos de producción en los años anteriores al año objetivo debían ser iguales y por lo tanto ser la diferencia entre la producción actual y la producción objetivo entre el número de años hasta el año objetivo.

Los precios del petróleo fueron obtenidos de los Estados Financieros en el caso de aquellas compañías que especifican el valor de su canasta: PDVSA, KMG EP, Pemex y Ecopetrol fueron estos casos. Mientras que otras especifican que precio internacional utilizan como referencia, como es el caso de ENI, Petrobras, PTT y STATOIL que utilizan el Brent, Rosneft utiliza el Urals y CNOOC el WTI.

Para la variable del Índice Global de Competitividad se utilizó la base de datos del World Economic Forum que calcula este índice desde el 2004 hasta el 2013. Los valores son de 0 a 6, siendo 6 el máximo valor. Toman en cuenta 12 pilares de competitividad: instituciones, innovación, sofisticación de los negocios, tamaño del mercado, adaptación a las tecnologías, desarrollo del mercado financiero, eficiencia del mercado laboral, eficiencia en el mercado de bienes, educación superior y entrenamiento, salud y educación primera, ambiente macroeconómico e infraestructura. Con estos pilares se toman en cuenta características tanto macroeconómicas como microeconómicas que ayudan a entender el nivel de competitividad de un país.

Modelo econométrico

Se utilizará un modelo de series de tiempo de tipo Panel Data para analizar la relación entre el ICV y otras variables y la brecha entre la producción y las metas establecidas. Este modelo permite estudiar las variables a lo largo del tiempo, y el uso de series longitudinales permite agrupar los datos de tal manera de que se puedan realizar estimaciones aunque el número de observaciones sea reducido para cada sección cruzada (Greene, 2003; Wooldridge, 2002).

El modelo estará constituido por las siguientes variables:

- Brecha de metas de producción (GAP): esta variable se obtendrá calculando el porcentaje que fue cumplido de la meta de producción establecida para cada año. Mientras mayor sea la brecha, menor será el ICV y viceversa.
- Índice de Creación de Valor (ICV): Se espera que tenga signo negativo y que su coeficiente sea significativo. Un mayor ICV aumenta la posibilidad de que se cumplan las metas de producción ya que se está creando mayor valor a partir del desempeño de la compañía. Por lo que un ICV alto significa una menor brecha de las metas de producción.
- Precios del Petróleo (Ppet): Se espera un signo negativo y un coeficiente significativo. Esto se debe a que, mientras mayores sean los precios, se vuelven más rentables las inversiones, por lo que el número de proyectos

de exploración y producción aumenta, aumentando así la producción del país y generando una menor brecha de las metas de producción.

- Índice Global de Competitividad (GCI): Se espera que sea significativa y con un signo negativo. Mientras mayor sea la productividad o competitividad del país, mayores serán los retornos a las inversiones, lo cual atrae una mayor inversión extranjera en la industria petrolera, generando un menor GAP por aumentos en la producción.
- Término individual o heterogeneidad ($z'_i\alpha$): esta variable contiene la constante del modelo además de las características no observables de las secciones cruzadas.

$$GAP_{it} = z'_i\alpha + \beta_1 *(ICV_{it}) + \beta_2 *(Ppet_{it}) + \beta_3 *(GCI_{it}) + \varepsilon_{it}$$

Cada subíndice *i* representa una compañía, indicando que $i=1,2,3,...,11$. Y cada subíndice *t* representa el período de tiempo, indicando que: $t=2004,2005,...2013$.

Debido a la falta de literatura que provea una relación directa entre las variables dependientes y la variable independiente, por el carácter exploratorio de esta investigación, basamos nuestro análisis de la significancia y los signos esperados de las variables en la teoría económica detrás de cada una de estas por separado.

Se realizará una serie de pruebas que permitan ver si la muestra tiene problemas de heterocedasticidad, autocorrelación y multicolinealidad, los cuales perjudican la calidad de los estimadores. La prueba de heterocedasticidad será a través de un Test de Wald modificado, para la prueba de autocorrelación será

utilizado el Test de Wooldridge, y para la prueba de multicolinealidad será calculado el Factor de Inflación de las Varianzas (Variance Inflation Factor).

Para determinar si se utilizará el modelo de Efectos Fijos (Fixed Effects) o Efectos Aleatorios (Random Effects) se realizarán el Test de Multiplicadores de Lagrange de Breusch-Pagan y el Test de Hausman. El primero determina sí el modelo a utilizar debe ser de Efectos Aleatorios o una regresión simple de Mínimos Cuadrados Ordinarios. La segunda prueba permite decidir entre el modelo de Efectos Fijos y el de Efectos Aleatorios.

IV. Análisis de Resultados

Resultados del ICV

- Análisis de Sensibilidad 1

El primer análisis de sensibilidad no toma en cuenta las variables cuya información no se tenía disponible, por lo que se tiende a sobrestimar el valor de ciertos desempeños sobre el total. A continuación se muestran los resultados del promedio de 10 años en orden decreciente de las CPN:

Tabla 2- Resultados ICV para el Análisis de Sensibilidad 1

	CNOOC	OGDCL	Ecopetrol	PEMEX	PTT	STATOIL	Petrobras	KMG EP	Rosneft	PDVSA	ENI
Promedio	0.711	0.565	0.501	0.482	0.469	0.438	0.427	0.421	0.413	0.361	0.264

CNOOC fue la CPN con mayor ICV. Al analizar los resultados de cada subíndice de desempeño se puede ver que como no se poseía información para

las variables de Desempeño de Misión Nacional sino únicamente para una de las tres variables, el subíndice resultó sobreestimado causando la sobreestimación del ICV total. La variable que se tuvo disponible del Desempeño de Misión Nacional fue el porcentaje de trabajadores locales dentro de la CPN, el cual en CNOOC es prácticamente el 100%. Y dado que los promedios de Desempeño Operacional y Desempeño Financiero no fueron significativamente mayores que los de las demás CPN, podemos decir que es una muestra de que el índice está sobreestimado.

La CPN con el menor ICV fue ENI, esto es debido a que esta CPN tiene uno de los Desempeños Financieros más bajos al compararse con las demás compañías, luego de PDVSA y Petrobras; sin embargo es el Desempeño de Misión Nacional lo que hace que la empresa obtenga el menor ICV, ya que la única variable que se posee es el porcentaje de empleado locales, siendo este porcentaje el más bajo entre todas las CPN que están siendo estudiadas debido al alto nivel de globalización de ENI.

Cabe acotar que de las CPN que se están estudiando, las que tienen información más completa para el Desempeño de Misión Nacional son Ecopetrol, PDVSA, Petrobras y Rosneft.

En conclusión, esta valoración no permite reflejar adecuadamente el ICV para cada CPN debido a la falta de información que se posee y que por ende no pudo ser tomada en cuenta.

- Análisis de Sensibilidad 2

Desde este análisis en adelante las variables cuyo valor no se posea se les otorgará un valor cero (0), esto llevará a subestimar los ICV para las CPN con menor disponibilidad de información.

Tabla 3 - Resultados ICV para el Análisis de Sensibilidad 2

	CNOOC	Ecopetrol	PEMEX	OGDCL	Petrobras	PDVSA	KMG EP	Rosneft	STATOIL	PTT	ENI
Promedio	0.500	0.494	0.432	0.426	0.401	0.377	0.375	0.373	0.341	0.294	0.183

Nuevamente la CPN con mejor desempeño fue CNOOC. Esto se explica porque es la CPN con mejor desempeño Operacional, y aunque sólo posea una de las tres variables de Desempeño en Misión Nacional al ser esta variable tan alta (100% empleados locales) sopesa la falta de información de las dos restantes, al mismo tiempo una falla de toda la muestra es la falta de información en las variables de Misión Nacional.

ENI también fue nuevamente la CPN con el menor ICV en este análisis, esto se debe al bajo Desempeño Financiero de la petrolera y a la falta de información en las variables de desempeño de Misión Nacional. Al igual que CNOOC la única disponible es el porcentaje de empleados locales, que como se dijo antes, es el más bajo entre todas las CPN, de hecho el porcentaje de trabajadores locales de ENI fue el valor mínimo entre las CPN para ocho de los diez años de la muestra.

- Análisis de Sensibilidad 3

Tabla 4 - Resultados ICV para el Análisis de Sensibilidad 3

	CNOOC	Ecopetrol	STATOIL	Rosneft	PEMEX	PTT	Petrobras	OGDCL	KMG EP	ENI	PDVSA
Promedio	0.560	0.466	0.446	0.424	0.386	0.370	0.365	0.334	0.322	0.269	0.263

En este análisis la CPN con mayor ICV fue CNOOC, la cual, tuvo el mejor Desempeño Operacional, seguida por Rosneft, Statoil y Ecopetrol que se puede ver que junto con CNOOC encabezan los ICV más altos con esta valoración. Sin embargo, el orden de los ICV no sigue el de los mejores desempeños operacionales debido a que Ecopetrol le agrega más valor al ICV por sus relativamente buenos desempeños financieros y de misión nacional; Statoil, aunque tiene un mejor desempeño financiero que Ecopetrol, tiene un bajo desempeño en las variables de desempeño nacional, debido a que las dos variables que posee son relativamente más bajas que las de las demás CPN; por último el desempeño financiero de Rosneft se encuentra por detrás del de Statoil y Ecopetrol y por ello se encuentra posicionada de 4ta.

PDVSA fue la que obtuvo el menor ICV, esto se explica por qué esta es una de las CPN que posee Desempeño Operacional más bajo, luego de OGDCL y de KMG EP; esto es causado por las variables de Ratio de Reemplazo de Reservas y de Porcentaje de Utilización de Refinerías, ya que PDVSA tiene unos desempeños muy bajos al compararse con las demás CPN. Agregado a esto en la siguiente área más valorada, Desempeño Financiero con un 30%, PDVSA tuvo el desempeño más bajo de la muestra.

- Análisis de Sensibilidad 4

Tabla 5 - Resultados ICV para el Análisis de Sensibilidad 4

	OGDCL	CNOOC	PEMEX	KMG EP	STATOIL	Ecopetrol	PTT	Rosneft	Petrobras	ENI	PDVSA
Promedio	0.598	0.575	0.480	0.420	0.411	0.408	0.381	0.326	0.271	0.223	0.202

Este Análisis de Sensibilidad prácticamente ordena a las CPN de acuerdo al desempeño Financiero que estas han tenido. Solo algunas compañías varían de orden y es debido a las diferencias en los desempeños operacionales y en misión nacional.

OGDCL posee el mejor Desempeño Financiero entre las CPN que se están analizando, por ende en este análisis de sensibilidad, donde el mayor peso lo tiene la parte financiera, OGDCL tuvo el mayor ICV.

A pesar de que OGDCL tiene significativamente el Desempeño Operacional más bajo, debido a sus bajos ratios en la producción por activos y la producción por empleado, y a la falta de información de los Ratios de Reemplazo de Reservas y de los Porcentajes de Utilización de Refinerías, tiene un Desempeño Financiero que se destaca entre las demás CPN. Al comparar el ICV de OGDCL con el de CNOOC se observa que el promedio del Desempeño Financiero para OGDCL durante los diez años de la muestra se ubica en 0,922 siguiéndole muy por detrás CNOOC con 0,620.

Nuevamente PDVSA tuvo el menor ICV, como se mencionó antes esto se explica porque posee el Desempeño Financiero más bajo entre todas las CPN y el tercer Desempeño Operacional más bajo.

- Análisis de Sensibilidad 5

Tablas 6 - Resultados ICV para Análisis de Sensibilidad 5

	Ecopetrol	PDVSA	OGDCL	Petrobras	PEMEX	CNOOC	KMG EP	Rosneft	STATOIL	PTT	ENI
Promedio	0.551	0.529	0.477	0.473	0.472	0.439	0.420	0.345	0.236	0.210	0.099

En este análisis, al darle mayor peso a las variables de Desempeño en Misión Nacional, se toma más en consideración el valor que esta CPN le está generando al país que el valor que esta se genera a sí misma. Por ello las empresas con mayor ICV en este análisis son aquellas cuyo Desempeño en Misión Nacional es mayor, por razones como la existencia de gastos no comerciales como transferencias al desarrollo nacional, el aporte de la CPN a la demanda de hidrocarburos del país o el empleo a trabajadores locales.

El mayor ICV lo obtuvo Ecopetrol a pesar de que se puede ver que PDVSA es la que tuvo el mejor Desempeño en Misión Nacional, esto es porque Ecopetrol tuvo mejor desempeño que PDVSA tanto en el área financiera como la operacional.

Por su parte ENI tuvo el menor ICV. Como se mencionó antes, ENI de las variables de Desempeño en Misión Nacional sólo posee una de las tres, el porcentaje de trabajadores locales, siendo ENI la CPN con el desempeño en Misión Nacional más bajo.

- Análisis de Sensibilidad 6

Tabla 7 - Resultados ICV para el Análisis de Sensibilidad 6

	Ecopetrol	CNOOC	Petrobras	Rosneft	PDVSA	STATOIL	PEMEX	PTT	KMG EP	ENI	OGDCL
Promedio	0.539	0.502	0.471	0.458	0.410	0.385	0.358	0.299	0.296	0.232	0.215

En este análisis podemos ver que al tomar el Desempeño Operacional como el componente con mayor peso dentro del ICV, Ecopetrol resulta la CPN con mayor ICV. Si comparamos este análisis con el número 3 donde CNOOC posee el mayor ICV, vemos que en este último caso CNOOC sale mejor posicionada debido a que en este caso las variables de Desempeño en Misión Nacional tienen un menor peso que las financieras.

La compañía con menor ICV en este análisis fue OGDCL, que tiene el menor Desempeño Operacional de todas las CPN. Como mencionamos antes los dos motivos que llevan a esto son la falta de información sobre el ratio de reemplazo de reservas y la utilización de las refinerías y el hecho de que la producción por activos y la producción por empleado son la más baja entre todas las compañías. De este análisis entendemos que, de las empresas que se están estudiando, OGDCL es la que tiene el peor desempeño aguas arriba.

- Análisis de Sensibilidad 7

Tabla 8 - Resultados ICV para el Análisis de Sensibilidad 7

	OGDCL	CNOOC	PEMEX	KMG EP	Ecopetrol	STATOIL	PTT	Petrobras	PDVSA	Rosneft	ENI
Promedio	0.656	0.527	0.515	0.459	0.441	0.328	0.317	0.314	0.309	0.294	0.156

Una vez más el Desempeño Financiero al tener la valoración más alta ordena a las ICV de acuerdo a sus desempeños en esta área. Es por ello que una vez más OGDCL tiene mayor el ICV; como se dijo anteriormente, esta CPN tiene el mejor desempeño en el área financiera destacándose por mucho.

ENI tuvo el menor ICV, esto se debe a que tiene el tercer Desempeño Financiero más bajo entre las CPN, explicado principalmente por el bajo coeficiente que genera EBRTN entre los Ingresos por Ventas, el cual es significativamente menor que el de las demás compañías.

Aunque en el Desempeño Financieros todas las CPN poseen las variables, cuando se le otorga el mayor peso a esta área, en el cálculo del ICV seguirán siendo subestimadas aquellas CPN que no posean la mayoría de las variables del Desempeño de Misión Nacional por ser el área a la que se le otorga el segundo mayor peso.

- Análisis de Sensibilidad 8

Tabla 9 - Resultados ICV para el Análisis de Sensibilidad 8

	Ecopetrol	PDVSA	Petrobras	CNOOC	Rosneft	PEMEX	KMG EP	OGDCL	STATOIL	PTT	ENI
Promedio	0.590	0.569	0.536	0.429	0.411	0.409	0.354	0.301	0.259	0.203	0.130

Ecopetrol tuvo el mayor ICV de acuerdo a esta valoración, esto se debe a que posee el segundo mayor Desempeño en Misión Nacional entre las CPN. En este análisis a pesar de que disminuya la valoración del Desempeño Financiero y esto beneficie a PDVSA en su ICV, este cambio igualmente beneficia a Ecopetrol, ya que es la CPN con el 4rto mejor Desempeño Operacional.

La CPN con el menor ICV fue ENI, ya que esta valoración le da un mayor peso a las variables de Desempeño Operacional y de Misión Nacional. Como se ha mencionado anteriormente ENI tiene el más bajo Desempeño en Misión Nacional y en la parte Operacional es la 7ma empresa colocándose por debajo de la mitad del grupo.

- Análisis de Sensibilidad 9

Esta valoración fue determinada tomando el porcentaje de variables disponibles del subíndice de desempeño entre el total de variables disponibles. Las variables de Desempeño Operacional contribuyen en un 46,18% al cálculo ICV, las variables de Desempeño Financiero contribuyen en un 31,95% y las

variables de Desempeño Misión Nacional el 21,88% restante. El cálculo se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla 10 - Asignación de valoraciones para el Análisis de Sensibilidad 9

	Total D. Operacional	Total D. Financiero	Total D. Misión
Total de variables	550	330	330
Total de variables obtenidas	477	330	226
Numero variables obtenidas por Sub grupo	87%	100%	68%
Porcentaje sobre el total de variables	**46.18%**	**31.95%**	**21.88%**

Como se puede ver, este cálculo permite otorgarle un mayor peso a los subíndices de desempeño que se encuentran más completos y uno menor a aquellos que se encuentren menos completos, permitiendo que el ICV no se subestime o sobreestime de manera significativa. Igualmente permite otorgar un peso más objetivo y fundamentado.

Tabla 11 - Resultados ICV para el Análisis de Sensibilidad 9

	CNOOC	Ecopetrol	PEMEX	Rosneft	STATOIL	OGDCL	Petrobras	KMG EP	PTT	PDVSA	ENI
Promedio	0.532	0.483	0.413	0.399	0.394	0.385	0.385	0.352	0.333	0.322	0.226

En este último análisis se observa que el resultado no varía significativamente de los anteriores, ya que al darle un mayor peso al Desempeño Operacional vemos que CNOOC logra de nuevo el mayor ICV promedio en 10 años.

ENI fue la CPN con el menor ICV, siendo este el sexto análisis en el que ENI se posiciona como la CPN con el menor ICV. Esto se debe a una suma de factores que se han explicado en los análisis previos, la falta de variables de Desempeño en Misión Nacional, el bajo Desempeño Financiero y un Desempeño Operacional de los menos destacados.

Este último análisis tiene varias características que vale la pena resaltar. La primera es que la diferencia entre las compañías con mayor y menor ICV es menor que en los demás análisis realizados, probablemente porque los pesos otorgados permiten que no se sobreestimen o subestimen significativamente los ICV como ocurrió en algunos análisis.

La segunda es que el Desempeño Operacional posee la mayor valoración dentro del índice, esto positivo porque este subíndice posee las variables de la empresa que engloban la función principal de la misma: producir hidrocarburos.

Y por último, la tercera característica, es que las valoraciones no son tan extremas sino más bien permiten incluir todos los subíndices de tal manera que

todos son tomados en cuenta proporcionalmente a la cantidad de información disponible en cada uno.

Este último análisis será el utilizado dentro del modelo econométrico debido a que es el que muestra una menor desviación entre el mayor y el menor ICV. Y como se mencionó anteriormente, consideramos que es apropiado porque toma en cuenta el número de variables que se posee y se le da un mayor valor a los subíndices más completos por lo que los ICV no resultan tan sobreestimados o subestimados como en los otros análisis de sensibilidad.

Tabla 12 – Resumen de las posiciones que obtuvo cada CPN de acuerdo al ICV obtenido en los diferentes análisis de sensibilidad

	A. S. 1	A. S. 2	A. S. 3	A. S. 4	A. S. 5	A. S. 6	A. S. 7	A. S. 8	A. S. 9
CNOOC	1	1	1	2	6	2	2	4	1
Ecopetrol	3	2	2	6	1	1	5	1	2
ENI	11	11	10	10	11	10	11	11	11
KMG EP	8	7	9	4	7	9	4	7	8
OGDCL	2	4	8	1	3	11	1	8	6
PDVSA	10	6	11	11	2	5	9	2	10
PEMEX	4	3	5	3	5	7	3	6	3
Petrobras	7	5	7	9	4	3	8	3	7
PTT	5	10	6	7	10	8	7	10	9
Rosneft	9	8	4	8	8	4	10	5	4
STATOIL	6	9	3	5	9	6	6	9	5

Aquí se puede observar de manera resumida como las valoraciones afectan a las compañías. Algunas compañías no varían en sus lugares significativamente a lo largo de los análisis, mientras que para otras los resultados si varían.

Resultados Modelo Econométrico

La prueba de Wald modificada mostró la existencia de heterocedasticidad, por lo que se corrigió el modelo, generando unos valores t-estadísticos robustos. Igualmente la prueba de Wooldridge no mostró la existencia de autocorrelación. Por último el Factor de Inflación de las Varianzas tuvo una media de 1,10, por lo que no existe multicolinealidad en la muestra. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 13 – Resultados Test de Wald, Test de Wooldridge, Factor de Inflación de las Varianzas

Test	Valor
Wald	0,000
Wooldridge	0,7166
VIF	1,10

Al realizar las pruebas correspondientes para escoger entre Efectos Fijos y Efectos Aleatorios, ambas mostraron que el modelo adecuado para nuestro grupo de datos es el modelo de Efectos Aleatorios, por lo que se prosiguió a estimar el modelo final. El resultado fue el siguiente:

Tabla 14 – Resultados de estimación del modelo a través de Mínimos Cuadrados Generalizados

	GAP
ICV	-50,256 (3,12)**
Ppet	0,147 (2,25)*
GCI	6,485 (0,32)
_cons	-17,018 (0,20)
N	110
***p<0,05; **p<0,01**	
R^2 (within)= 0,0737	
R^2 (between)= 0,0018	
R^2 (overall)= 0,0191	

La especificación del modelo dio correcta con un intervalo de confianza del 5%. El valor R^2 es mayor para la explicación de cambios en cada sección cruzada (*within-estimates*) que entre secciones cruzadas (*between-estimates*), pero ambos valores en general son bajos, el primero es 0,0737 y el segundo 0,0018. Esto nos dice que el modelo explica un 7,37% de los cambios del GAP en cada CPN y un 0,18% de los cambios del GAP entre secciones cruzadas.

Se obtiene que tanto ICV como Ppet son significativos al 5%, mientras que GCI no resulta significativa. El ICV posee el signo esperado, sin embargo la interpretación del coeficiente es más complicada que la interpretación bajo

Efectos Fijos, ya que estos coeficientes incluyen los efectos aleatorios. Sin embargo se puede decir que en promedio una variación de una unidad en el ICV, entre secciones cruzadas y a lo largo del tiempo, genera una disminución del GAP de las metas de producción de 47,84.

La variable Ppet obtuvo un signo contrario al esperado, y contrario a la teoría económica detrás de la relación entre precio y producción, ya que se espera que un incremento de los precios genere incentivos para que las CPN aumenten su producción y con ello disminuyan la brecha entre la producción real y la planificada. La explicación de esta relación contra intuitiva puede ser la baja cantidad de observaciones para este estudio, que exista un problema de multicolinealidad o que la relación sea espuria. Sin embargo es necesaria una mayor investigación para generar una conclusión al respecto.

El modelo estimado queda representado de la siguiente manera:

$$GAP_{it} = -17{,}018 - 50{,}256 * (ICV_{it}) + 0{,}147 * (Ppet_{it}) + (\varepsilon_{it} + u_i)$$

La variable u_i representa los efectos aleatorios característicos de cada grupo, y el termino $(\varepsilon_{it} + u_i)$ representa el componente compuesto de los errores.

Los efectos aleatorios en este modelo pueden ser justificados por el hecho de que la industria petrolera se encuentra constantemente expuesta a factores externos por su nivel de globalización. Estos factores afectan las variables, y ellas afectan el cumplimiento de las metas de producción.

Si bien se puede observar que se cumple la hipótesis de que un mayor ICV implica un menor GAP de metas, es necesario señalar dos casos llamativos.

En primer lugar se encuentra el caso de ENI, cuyo cumplimiento promedio de metas fue 2,6% y su ICV promedio fue 0,226, el menor en toda la muestra.

Esto muestra que existen otras variables que afectan significativamente el cumplimiento de metas de producción de esta compañía que no están siendo reflejadas por las variables del modelo. En este caso en particular consideramos que los efectos aleatorios pueden ser significativos para determinar el cumplimiento de metas de producción.

Luego se encuentra el caso de PDVSA. A lo largo del estudio esta compañía tuvo un ICV bajo, sin embargo la magnitud de su brecha de cumplimiento de metas (40% en promedio) da indicios de que, además del ICV, existen otros factores que impiden a PDVSA cumplir sus metas. Entre estos factores, que no son reflejados por el ICV, consideramos que se pueden encontrar la pertenencia de PDVSA a la OPEP donde tiene que cumplir con cuotas de producción, y que los incentivos de la compañía se encuentran íntimamente alineados con los del gobierno incidiendo negativamente en las decisiones de inversión de la compañía y sus prioridades. Igualmente los factores aleatorios explicados por el modelo indicen en el cumplimiento de las metas de producción.

V. Conclusiones y Recomendaciones

El ICV es un buen indicador para evaluar el desempeño entre las Compañías Petroleras Nacionales ya que en su medición toma además de los Desempeños Productivo y Financiero, el nivel de compromiso de la empresa con el desarrollo del país.

Al realizar los análisis de sensibilidad del ICV se pudo observar que varias compañías resultaron perjudicadas por la disponibilidad de datos, especialmente en las variables de Desempeño en Misión Nacional. Esto pudo haber ocurrido por dos razones. La primera es que la información no se encontraba disponible, en este caso el ICV resultó subestimado. La segunda es que dentro de los objetivos de la CPN no está desviarse de sus operaciones para contribuir directamente al desarrollo del país, a través de las variables utilizadas para medir el Desempeño Nacional, y por ende las contribuciones las hacen indirectamente vía el pago de impuestos; como en este trabajo no se toma en cuenta ninguna variable que refleje el pago de impuestos, no se pueden incluir estos aportes al cálculo del índice de la compañía, generando que su ICV se subestime.

Con relación al modelo estimado, a través de Efectos Aleatorios de series de Panel Data, cumple con todos los supuestos para obtener estimadores tanto eficientes como consistentes. Lo que significa que al aumentar la muestra los estimadores se acercarán al valor real del parámetro según la Ley de los Grandes Números.

Igualmente, el ICV y los Precios del Petróleo resultaron significativos, lo cual indica que son relevantes para explicar las variaciones del GAP de metas de producción en el período de tiempo estudiado. Sin embargo es necesario tomar en cuenta la existencia de efectos aleatorios, que son exógenos y no se encuentran correlacionados con ICV y Ppet, que también explican las variaciones de la variable GAP.

La existencia de efectos aleatorios para cada variable dificulta la creación de un orden que permita determinar qué compañías tienen mayores posibilidades de lograr sus metas de producción.

Como los resultados del ICV y GAP de metas no se pueden ordenar de una manera consistente, no se puede decir con firmeza que un mayor ICV permite determinar, en la muestra utilizada, que alguna compañía tenga una mayor probabilidad que otra de cumplir con sus metas de producción sin tomar en cuenta otras variables.

La primera recomendación es ampliar la muestra, ya que el pequeño tamaño de esta no nos permite asegurar que los resultados del ICV y del modelo econométrico sean verídicos y consistentes.

Enfocándonos en el ICV, sería recomendable incluir variables en el subíndice de Desempeño Financiero que permita tomar en cuenta el nivel de endeudamiento y la capacidad de cobro de las CPN. Esto incluiría dentro del ICV una muestra del control y la eficiencia de las finanzas de la compañía.

En este trabajo, al igual que en el de Tordo, Tracy y Arfaa (2011), los impuestos no fueron considerados una pérdida para la compañía, sin embargo se recomienda también incluir variables que tomen en cuenta los resultados de las compañías después de impuestos. Esto mostraría una situación financiera más real del valor que la compañía está creando para sí misma

financieramente, y la facilidad para realizar futuras inversiones a través de su propio flujo de caja.

Al analizar los resultados se pudo ver que el ICV no penaliza los excesos ni toma en cuenta la eficiencia de los gastos realizados por las CPN. En este trabajo se asumió que los gastos no comerciales fueron eficientes para generar valor a nivel nacional, sin embargo es posible que las variables tomadas en cuenta de la compañía no reflejen adecuadamente el valor que generan a la sociedad.

Asimismo, consideramos que debe tomarse en cuenta que las compañías estudiadas poseen distintos tamaños y niveles de globalización y que varias no se encuentran en toda la cadena productiva de la industria, por lo que al realizar la comparación entre las compañías por medio del ICV las más pequeñas salen perjudicadas porque no tienen los niveles de ingresos o de producción que poseen las compañías grandes.

Los datos utilizados para este estudio son, en su gran mayoría, publicados por las mismas CPN. Esto hace que surjan dudas respecto a algunas de las variables reportadas ya que distintas fuentes muestran otros datos. Un ejemplo de esto es la producción de PDVSA; según datos de British Petroleum en el 2013 la empresa produjo 2.623 millones de barriles al día, mientras lo reportado por PDVSA fue 2.899 millones de barriles al día. Estas inconsistencias en los datos perjudican la estimación del ICV.

Para el modelo econométrico consideramos que sería oportuno dividir la muestra entre países importadores y exportadores, y realizar modelos distintos para cada grupo. Igualmente consideramos que sería beneficioso utilizar otras variables independientes que puedan explicar más el modelo, sin embargo es necesario tomar en cuenta la perdida de grados de libertad y otros problemas de estimación que esto pueda representar.

VI. Bibliografía

Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (Washington, DC.). *Serie de consumo de productos petroleros desde el 2004 al 2013 para los países estudiados.* Recuperado (05 de julio de 2014) en (http://www.eia.gov/countries/data.cfm)

Banco Central de Venezuela (2014). *Serie de Importaciones y Exportaciones de Bienes y Servicios según sector (Precios corrientes).* Recuperado de (http://www.bcv.org.ve/c2/indicadores.asp)

Banco de la República (2014). *Serie de Principales exportaciones (Precios corrientes).* Recuperado de (http://www.banrep.gov.co/es/balanza-comercial)

Chang, R., Hevia, C., Loayza, N. (2009) *Privatization and Nationalization Cycles.* Washington: World Bank. Recuperado (mayo de 2014) de (http://econweb.rutgers.edu/rchang/PNJul_20_09.pdf)

CNOOC Ltd. (Beijing) *Results Announcements – Analyst meeting presentation* (2004 - 2013). Recuperado (junio de 2014) de (http://www.cnoocltd.com/encnoocltd/tzzgx/yjhtjcl/yeji/index.shtml)

De Oliveira, A. (2011). *Brazil´s Petrobras: strategy and performance.* En Victor, D. G., Hults, D. R., Thurber, M. C. (2011) Oil and Governance: State-Owned Enterprises and the World Energy Supply (pp. 515-556). Cambridge: Cambridge University Press.

Ecopetrol (Bogotá). Informe Anual (2004-2013). Recuperado (junio de 2014) de (http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=283&conID=41869)

Ecopetrol (Bogotá). Forma 20-F entregada a la Securities and Exchange Commision (2007-2013). Recuperado (junio de 2014) de (http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=541&conID=43713&pagID=135113)

Ecopetrol (2014). *Composición Accionaria.* Recuperado (el 16 de Agosto del 2014) de (http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=542&conID=39684)

Eller, S., Hartley, P., Medlock, K. (2007) *Empirical Evidence of the Operational Efficiency of National Oil Companies.* Houston: James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University.

El Economista (30 de diciembre de 2013). *Subsidio de la gasolina fue del doble de lo presupuestado en 2013.* Recuperado (03 de enero de 2014) en (http://eleconomista.com.mx/finanzas-publicas/2013/12/30/subsidio-gasolinas-fue-doble-lo-presupuestado-2013)

Ente Nazionali di Idrocarburi – ENI (2014). *Estructura de Accionistas.* Recuperado el 15 de Agosto del 2014) de (http://www.eni.com/en_IT/investor-relation/eni-stock-markets/shareholders/shareholder-structure/shere holder-structure.shtml)

Greene, W. H. (2003) *Econometric Analysis* (5th Ed.). Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall

Gülen, G., Wainberg, M., Foss, M. (2011) *Value Creation in NOCs.* Austin: Center for Energy Economics, Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin

Hults, D. (2011). *Hybrid governance: state management of national oil companies.* En Victor, D. G., Hults, D. R., Thurber, M. C. (2011) Oil and Governance: State-Owned Enterprises and the World Energy Supply (pp. 62-120). Cambridge: Cambridge University Press.

Hults, D. (2011). *Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA): from independence to subservience.* En Victor, D. G., Hults, D. R., Thurber, M. C. (2011) Oil and

Governance: State-Owned Enterprises and the World Energy Supply (pp.418-477). Cambridge: Cambridge University Press.

KazMunayGas Exploration Production -KMG EP (Astana). *Annual Report* (2006-2013). Recuperado (junio de 2014) de (http://www.kmgep.kz/eng/investor_relations/annual_reports/)

KazMunayGas Exploration Production -KMG EP (2012). *Estructura de los accionistas.* Recuperado (el 16 de Agosto del 2014) de (http://www.kmgep.kz/eng/investor_relations/shareholder_structure/)

McPherson, C. (2003). *National Oil Companies: Evolution, Issues, Outlook.* En Davis, J., Ossowski, R., Fedelin, A. (2003) Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil-producing Countries (págs. 184-204). Washington: International Monetary Fund

Mommer, B. (2002). *Global Oil and the Nation State.* Oxford: Oxford University Press.

Monaldi, F. (2008). *Análisis Institucional de la Gobernabilidad y Contratación en el sector petrolero: casos de la región andina.* Caracas: CAF

Oil and Gas Development Corporation Ltd. -OGDCL (Nueva Delhi). *Annual Reports* (2004-2013). Recuperado (el 09 de junio de 2014) de (http://www.ogdcl.com/inverstor/Reports/investor-Reports.asp)

Oil and Gas Development Corporation Ltd. -OGDCL (2014). *Equidad y Capital Flotante.* Recuperado (el 15 de Agosto del 2014) de (http://ogdcl.pk/inverstor/share-inforamtion/equity_free_float.htm)

PDVSA (Caracas). *Informe de Gestión Anual* (2004 a 2013). Recuperado (junio de 2014) en (www.pdvsa.com)

Pemex (Ciudad de México). *Anuario Estadístico 2013.* Recuperado (junio de 2014) en (www.ri.pemex.com)

Petróleo Brasileiro S.A. –Petrobras (Rio de Janeiro). *Annual Report* (2005-2013). Recuperado (junio de 2014) de (http://www.petrobras.com/en/home.htm)

Petróleo Brasileiro S.A. -Petrobras (Brasil). *Resultados Financieros.* Recuperado (03 de enero de 2014) en (http://www.investidorpetrobras.com.br/en/financial-results/)

Petróleo Brasileiro S.A. -Petrobras (10 de enero de 2013). *Material Fact - Petrobras' proven reserves in 2012.* Recuperado (el 03 de enero de 2014) de

(http://www.investidorpetrobras.com.br/en/notices-and-facts/material-fact-petrobras-proven-reserves-in-2012.htm)

Petróleo Brasileiro S.A. -Petrobras (2014). *Propietarios del Capital.* Recuperado (el 15 de Agosto 2014) http://www.investidorpetrobras.com.br/en/governance/capital-ownership/

Pirog, R. (2007). *The Role of National Oil Companies in the International Oil Market.* Congressional Research Service

PTT Public Company Limited (Bangkok). *Annual Report* (2004 – 2013). Recuperado (Junio de 2014) de (http://www.pttplc.com/en/)

PTT Public Company Limited (2009). *Estructura de los Accionistas.* Recuperado (el 16 de Agosto del 2014) (http://www3.pttplc.com/en/investor-relations-shareholder-capital-data-shareholder-structure.aspx)

Rosneft (Moscú). *Annual Report* (2005 – 2013). Recuperado (Junio 2014) de (http://www.rosneft.com/)

Rosneft (2014). *Estructura de los Accionistas.* Recuperado (el 15 de Agosto del 2014) (http://www.rosneft.com/Investors/structure/share_capital/)

StatoilHydro ASA – Statoil (Stavanger, Jaeren). *Annual Reports* (2004 – 2013). Recuperado (Junio de 2014) de (www.statoil.com/)

StatoilHydro ASA - Statoil (2011). *Accionistas Mayoritarios.* Recuperado (el 15 de Agosto del 2014). (http://www.statoil.com/annualreport2010/en/shareholderinformation/pages/majorshareholders.aspx)

Stevens, P. (2003). *National Oil Companies: Good or Bad?.* Washington: World Bank

Stevens, P. (2008a). *National Oil Companies and International Oil Companies in the Middle East: Under the shadow of government and the resource nationalism cycle.* Journal of World Energy Law & Business. Vol 1. No. 1.

Stevens, P. (2008b). *A Methodology for Assessing the Performance of National Oil Companies.* Washington: World Bank

Stojanovsi, O. (2011). *Handcuffed: an assessment of Pemex´s performance and strategy.* En Victor, D. G., Hults, D. R., Thurber, M. C. (2011) Oil and Governance: State-Owned Enterprises and the World Energy Supply (pp. 280-333). Cambridge: Cambridge University Press.

The Global Competitiveness Report (del 2004-2005 al 2013-2014). *Índice de Competitividad Global para los años 2004 hasta 2013.* Recuperado (el 05 de julio de 2014) de (http://www.weforum.org/reports)

Thomas, A. (2004). *The linear model. Advanced Econometrics: Panel data econometrics and GMM estimations.* Recuperado (el 03 de julio de 2014) de (http://www2.toulouse.inra.fr/lerna/chercheurs/thomas/panel%20DEEQA.pdf)

Tordo, S., Tracy, B. S., Arfaa, N. (2011) *National Oil Companies and Value Creation.* Washington: The World Bank

Victor, N. M. (2007). *On Measuring the Performance of National Oil Companies (NOCs).* Stanford: Stanford University.

Wainberg, M., Volkov, D., Foss, M. (2007) *Commercial frameworks for National Oil Companies.* Center for Energy Economics. Austin: The University of Texas at Austin. Recuperado (Julio de 2014) de (http://www.usaee.org/usaee2007/submissions/OnlineProceedings/CEE_National_Oil_Company_USAEE_PDF%203.pdf)

Wolf, C. O. H. (2009). *Does Ownership Matter? The performance and efficiency of state oil Vs. Private Oil (1987 - 2006).* Cambridge: University of Cambridge, Judge Business School.

Wolf, C. O. H. (2009).*The Performance and Value Creation of National Oil Companies: an analytical framework.* Washington: World Bank

Wooldridge, J. M. (2002). *Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data.* Capítulo 10. Cambridge, MA: The MIT Press.

Wood Mackenzie (2011). *Kazakhstan Upstream Summary.* Midlothian, Reino Unido.

Wood Mackenzie (2013a). *Rosneft Corporate Report.* Midlothian, Reino Unido.

Wood Mackenzie, 2013b). *Thailand Upstream Summary.* Midlothian, Reino Unido.

Wood Mackenzie, (2014a). *Italy Upstream Summary.* Midlothian, Reino Unido.

Wood Mackenzie, (2014b). *Norway Upstream Summary.* Midlothian, Reino Unido.

Wood Mackenzie, (2014c). *Colombia Upstream Summary*. Midlothian, Reino Unido.

Wood Mackenzie, (2014d). *CNOOC Corporate Report.* Midlothian, Reino Unido.

ANEXOS

ANEXO 1 – Cálculo de las variables del ICV para cada CPN

China National Offshore Oil Corporation – CNOOC Ltd

	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Desempeño Operacional										
1) Crecimiento de la Producción (%)	20.20%	3.20%	7.00%	44.40%	17.20%	14.00%	2.60%	7.80%	13.70%	13.50%
2) Ratio de Reemplazo de Reservas (%)	327%	327%	327%	327%	327%	327%	327%	327%	327%	327%
3) Utilización de las refinerías (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Producción / Total Activos (boe)	4010.32	4677.32	5434.59	6814.94	6415.45	6552.83	6972.74	7855.29	10885.91	12252.03
5) Producción / Número de empleados (boe)	23454.68	34025.64	61707.27	70709.68	56655.88	55385.04	52268.86	57630.59	57418.40	55190.17
Desempeño Financiero										
6) EBRTN / Ingresos por ventas (%)	42.05%	53.35%	55.98%	54.11%	48.54%	62.72%	59.13%	56.60%	56.03%	58.04%
7) EBRTN / Total Activos	19.34%	28.96%	35.10%	30.59%	21.08%	38.23%	29.84%	30.66%	33.91%	34.03%
8) Flujo de caja de operaciones / CAPEX	139.05%	170.39%	315.48%	281.95%	126.03%	149.35%	153.75%	185.25%	193.63%	173.85%
Desempeño en Misión Nacional										
9) Uso domestico de la producción (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10) Trabajo domestico (%)	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	98.9%	98.8%	98.3%	99.7%	98.4%
11) Gastos No Comerciales / Gastos Totales (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Ecopetrol S.A.

	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Desempeño Operacional										
1) Crecimiento de la Producción (%)	4.5%	4.1%	17.6%	18.3%	16.4%	12.1%	3.6%	2.4%	2.5%	0.0%
2) Ratio de Reemplazo de Reservas (%)	139.0%	109.0%	164.0%	193.0%	359.0%	110.0%	33.0%	199.0%	93.0%	66.4%
3) Utilización de las refinerías (%)	85.0%	75.7%	80.6%	80.8%	83.6%	85.4%	82.6%	83.9%	84.1%	82.1%
4) Producción / Total Activos (boe)	4,186	4,346	5,293	6,204	7,375	7,522	6,291	7,864	9,751	12,580
5) Producción / Nro empleados (boe)	32,692	34,031	36,185	33,334	28,382	25,054	24,840	24,224	22,885	22,226
Desempeño Financiero										
6) EBRTN / Ingresos por ventas (%)	31.1%	32.4%	36.0%	27.4%	23.8%	47.2%	31.6%	26.6%	27.6%	22.3%
7) EBRTN / Total Activos (%)	16.5%	19.6%	25.6%	16.7%	13.1%	32.9%	14.7%	11.6%	13.1%	10.4%
8) Flujo de caja de operaciones / CAPEX	123.2%	138.7%	163.3%	139.1%	87.0%	155.6%	32.4%	341.1%	144.6%	152.7%
Desempeño en Misión Nacional										
10) Uso domestico de la producción (%)	88.6%	75.8%	78.1%	93.1%	86.1%	90.3%	81.1%	78.0%	77.5%	73.9%
11) Trabajo domestico (%)	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
12) Gastos No Comerciales / Gastos Totales (%)	70.3%	66.9%	53.4%	54.7%	60.2%	59.2%	54.6%	29.4%	31.3%	33.5%

Ente Nazionali di Idrocarburi – ENI S.p.A.

	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Desempeño Operacional										
1) Crecimiento de la Producción (%)	-4.8%	7.6%	-12.9%	2.6%	-1.6%	3.5%	-1.9%	1.9%	7.0%	4.0%
2) Ratio de Reemplazo de Reservas (%)	105.0%	147.0%	142.0%	125.0%	96.0%	130.7%	15.7%	64.5%	16.9%	105.0%
3) Utilización de las refinerías (%)	66.0%	73.0%	79.0%	91.0%	0.0%	95.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
4) Producción / Total Activos (boe)	3,242	3,461	2,900	3,790	3,939	3,825	4,957	5,900	6,104	6,557
5) Producción / Número de empleados (boe)	7,181	7,976	7,334	8,287	8,234	8,315	8,353	8,781	8,774	8,426
Desempeño Financiero										
6) EBRTN / Ingresos por ventas (%)	12.2%	13.1%	16.9%	16.8%	14.5%	17.8%	23.0%	23.7%	23.6%	22.7%
7) EBRTN / Total Activos (%)	10.1%	11.9%	12.9%	12.5%	10.3%	16.5%	19.7%	23.1%	20.7%	18.1%
8) Flujo de caja de operaciones / CAPEX	86.0%	91.4%	102.4%	101.9%	81.3%	149.7%	146.5%	214.4%	197.6%	166.7%
Desempeño en Misión Nacional										
9) Uso domestico de la producción (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10) Trabajo domestico (%)	32.5%	34.4%	42.2%	42.5%	48.8%	50.1%	52.0%	54.0%	55.6%	57.9%
11) Gastos No Comerciales / Gastos Totales (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

KazMunayGas Exploration Production -KMG EP

	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Desempeño Operacional										
1) Crecimiento de la Producción (%)	3.64%	-1.56%	-10.00%	-2.19%	-5.36%	-0.63%	0.32%	2.15%	4.49%	13.36%
2) Ratio de Reemplazo de Reservas (%)	-	-	-	73%	25%	113%	12%	-	-	-
3) Utilización de las refinerías (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Producción / Total Activos (boe)	6,850	5,467	5,524	6,620	7,634	8,181	9,936	12,239	20,648	22,304
5) Producción / Número de empleados (boe)	2,685	-	-	-	2,656	2,044	2,057	3,303	3,058	2,585
Desempeño Financiero										
6) EBRTN / Ingresos por ventas (%)	24.53%	31.83%	37.80%	47.92%	58.80%	67.50%	63.17%	52.70%	41.26%	30.11%
7) EBRTN / Total Activos	12.56%	16.22%	17.69%	20.43%	22.09%	40.06%	36.11%	29.56%	32.76%	18.75%
8) Flujo de caja de operaciones / CAPEX	68.4%	127.4%	141.2%	131.1%	344.3%	391.1%	431.4%	248.0%	117.8%	119.7%
Desempeño en Misión Nacional										
9) Uso domestico de la producción (%)	15.00%	12.98%	17.11%	15.86%	19.83%	17.07%	19.27%	22.37%	24.34%	19.41%
10) Trabajo domestico (%)	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%
10) Gastos No Comerciales / Gastos Totales (%)	1.02%	3.38%	3.05%	1.74%	0.71%	0.71%	1.75%	4.04%	0.88%	0.31%

Oil and Gas Development Corporation Ltd. –OGDCL

	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Desempeño Operacional										
1) Crecimiento de la Producción (%)	6.3%	0.7%	-1.6%	-7.2%	-5.8%	4.9%	4.6%	2.8%	30.1%	5.4%
2) Ratio de Reemplazo de Reservas (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) Utilización de las refinerías (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) Producción / Total Activos (boe)	3.79	4.11	4.73	5.70	7.15	6.89	6.72	6.71	6.78	5.94
5) Producción / Nro empleados (boe)	1422.16	1323.38	1286.08	1340.93	1408.33	1450.31	1336.44	1315.96	1203.18	912.28
Desempeño Financiero										
6) EBRTN / Ingresos por ventas (%)	65.3%	67.3%	58.5%	62.1%	61.9%	62.2%	60.4%	67.6%	65.3%	59.8%
7) EBRTN / Total Activos	39%	44%	37%	44%	49%	54%	46%	52%	43%	32%
8) Flujo de caja de operaciones / CAPEX	616%	231%	375%	254%	211%	281%	226%	428%	480%	552%
Desempeño en Misión Nacional										
9) Uso domestico de la producción (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10) Trabajo domestico (%)	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%
11) Gastos No Comerciales / Gastos Totales (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Petróleos de Venezuela S.A. – PDVSA

	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Desempeño Operacional										
1) Crecimiento de la Producción (%)	-4.32%	1.30%	-0.63%	-0.07%	-7.61%	3.49%	-3.08%	-0.73%	4.00%	12.00%
2) Ratio de Reemplazo de Reservas (%)	0.21%	0.06%	0.36%	40.41%	22.54%	73.40%	13.80%	9.14%	-0.71%	4.46%
3) Utilización de las refinerías (%)	73.06%	71.50%	76.05%	74.37%	73.75%	92.63%	77.05%	78.43%	77.76%	77.69%
4) Producción / Total Activos (boe)	4,516	4,994	5,911	7,140	7,248	8,902	10,532	14,529	16,750	18,324
5) Producción / Número de empleados (boe)	7,762	8,593	9,046	9,510	10,553	11,962	14,672	17,179	19,750	17,584
Desempeño Financiero										
6) EBRTN / Ingresos por ventas (%)	16.66%	10.59%	17.72%	0.02%	10.08%	15.83%	25.27%	13.46%	11.34%	4.16%
7) EBRTN / Total Activos	6.78%	4.22%	8.49%	0.01%	3.76%	10.62%	15.81%	11.62%	9.68%	3.05%
8) Flujo de caja de operaciones / CAPEX	90.50%	86.06%	69.20%	98.33%	51.49%	90.73%	34.42%	231.35%	142.08%	154.19%
Desempeño en Misión Nacional										
9) Uso domestico de la producción (%)	78.06%	76.29%	76.56%	82.43%	76.78%	61.69%	73.56%	77.01%	78.27%	75.52%
10) Trabajo domestico (%)	84.32%	83.87%	82.68%	82.29%	84.47%	75.00%	73.45%	69.65%	73.41%	51.64%
11) Gastos No Comerciales / Gastos Totales (%)	13.34%	17.57%	33.36%	8.74%	5.24%	13.08%	19.50%	17.55%	10.39%	2.86%

Petróleos Mexicanos – PEMEX

	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Desempeño Operacional										
1) Crecimiento de la Producción (%)	-1.28%	0.09%	-0.95%	-0.94%	-7.06%	-8.99%	-5.52%	-2.33%	-1.73%	-1.41%
2) Ratio de Reemplazo de Reservas (%)	104.30%	101.10%	85.80%	77.10%	71.80%	50.30%	41.00%	26.40%	21.00%	22.04%
3) Utilización de las refinerías (%)	73.10%	71.60%	-	-	-	81.88%	82.47%	83.38%	83.38%	84.61%
4) Producción / Total Activos (boe)	5,898	5,999	8,486	8,346	8,982	11,277	9,164	10,686	12,155	13,696
5) Producción / Número de empleados (boe)	6,008	6,188	6,188	6,383	6,542	7,124	7,954	8,411	8,742	8,990
Desempeño Financiero										
6) EBRTN / Ingresos por ventas (%)	43.21%	54.97%	49.26%	47.39%	41.47%	49.64%	58.00%	58.57%	54.50%	59.37%
7) EBRTN / Total Activos	33.94%	44.72%	38.75%	43.55%	33.93%	53.33%	49.20%	52.14%	48.55%	48.47%
8) Flujo de caja de operaciones / CAPEX	56.27%	69.48%	68.12%	56.74%	84.39%	59.46%	106.22%	72.47%	42.07%	7.42%
Desempeño en Misión Nacional										
9) Uso domestico de la producción (%)	63.32%	72.55%	71.03%	70.83%	71.94%	71.01%	69.72%	68.60%	68.84%	83.08%
10) Trabajo domestico (%)	-	-	-	-	93.63%	93.35%	92.01%	92.10%	91.00%	92.00%
11) Gastos No Comerciales / Gastos Totales (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Petróleo Brasileiro S.A. –Petrobras

	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Desempeño Operacional										
1) Crecimiento de la Producción (%)	-2.90%	-0.20%	2.38%	2.81%	4.34%	-2.53%	0.13%	3.65%	9.71%	18.77%
2) Ratio de Reemplazo de Reservas (%)	130.00%	100.00%	115.00%	165.0%	210.0%	36.00%	132.0%	47.40%	249.00%	103.70%
3) Utilización de las refinerías (%)	97.00%	94.00%	0.90	0.90	0.92	91.00%	90.00%	88.00%	85.15%	86.00%
4) Producción / Total Activos (boe)	2,710	2,740	2,841	2,830	4,282	6,511	6,473	8,498	10,288	11,690
5) Producción / Número de empleados (boe)	10,115	10,546	10,973	10,908	11,102	11,024	12,181	13,468	15,009	14,171
Desempeño Financiero										
6) EBRTN / Ingresos por ventas (%)	9.48%	10.06%	18.70%	22.19%	19.78%	18.42%	17.17%	20.41%	19.70%	17.20%
7) EBRTN / Total Activos (%)	4.17%	4.43%	8.62%	8.62%	11.49%	21.47%	14.88%	19.42%	18.56%	14.16%
8) Flujo de caja de operaciones / CAPEX	58.28%	68.35%	81.44%	63.21%	70.93%	94.46%	108.0%	143.9%	145.83%	105.66%
Desempeño en Misión Nacional										
9) Uso domestico de la producción (%)	76.95%	76.24%	73.82%	74.76%	71.33%	78.79%	73.25%	74.19%	78.61%	80.41%
10) Trabajo domestico (%)	91.27%	91.02%	90.83%	90.19%	89.64%	90.87%	90.16%	88.99%	88.51%	88.59%
11) Gastos No Comerciales / Gastos Totales (%)	1.17%	1.76%	1.64%	1.84%	1.65%	2.43%	2.45%	2.75%	3.00%	4.07%

PTT Public Company Limited

	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Desempeño Operacional										
1) Crecimiento de la Producción (%)	3.34%	4.19%	-0.87%	15.60%	7.52%	18.66%	7.73%	5.43%	19.48%	28.33%
2) Ratio de Reemplazo de Reservas (%)	-	-	-	-	-	98.00%	-	-	-	-
3) Utilización de las refinerías (%)	-	-	-	-	-	86.00%	92.00%	91.00%	90.20%	91.00%
4) Producción / Total Activos (boe)	5,490	5,918	7,489	10,377	10,648	13,145	10,702	16,773	18,626	19,958
5) Producción / Número de empleados (boe)	24,552	-	-	-	-	11,175	9,474	13,915	13,861	11,533
Desempeño Financiero										
6) EBRTN / Ingresos por ventas (%)	69.39%	45.54%	46.02%	46.41%	35.14%	53.57%	54.03%	55.37%	59.97%	59.01%
7) EBRTN / Total Activos (%)	23.95%	16.53%	17.82%	20.01%	14.06%	31.48%	27.51%	32.18%	29.12%	25.52%
8) Flujo de caja de operaciones / CAPEX	92.41%	58.37%	55.46%	154.06%	52.79%	127.96%	45.56%	44.90%	48.29%	47.03%
Desempeño en Misión Nacional										
9) Uso domestico de la producción (%)	32.72%	31.55%	29.96%	30.50%	27.39%	34.01%	22.20%	20.38%	19.77%	16.82%
10) Trabajo domestico (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11) Gastos No Comerciales / Gastos Totales (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Rosneft

	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Desempeño Operacional										
1) Crecimiento de la Producción (%)	81.35%	4.49%	2.58%	5.66%	2.84%	1.71%	25.67%	22.64%	252.4%	15.11%
2) Ratio de Reemplazo de Reservas (%)	179.00%	177.00%	161.00%	106.00%	163.00%	172.00%	111.0%	272.6%	-	-
3) Utilización de las refinerías (%)		92.50%		99.00%	90.00%	89.18%	70.87%	97.70%	92.13%	52.88%
4) Producción / Total Activos (boe)	7,766	7,543	8,907	9,807	10,463	10,925	11,130	14,158	17,997	5,893
5) Producción / Número de empleados (boe)	7,844	5,938	5,870	5,759	5,481	5,230	7,862	8,928	7,829	2,007
Desempeño Financiero										
6) EBRTN / Ingresos por ventas (%)	13.46%	15.33%	14.35%	21.12%	18.19%	19.02%	36.14%	12.58%	26.04%	22.82%
7) EBRTN / Total Activos (%)	8.38%	11.81%	12.46%	14.19%	10.24%	16.92%	23.78%	8.90%	20.70%	4.62%
8) Flujo de caja de operaciones / CAPEX	232.04%	116.98%	126.03%	169.88%	142.29%	164.83%	252.36%	74.90%	151.29%	82.06%
Desempeño en Misión Nacional										
9) Uso domestico de la producción (%)	19.45%	13.60%	13.95%	13.91%	12.11%	13.26%	13.52%	6.88%	6.12%	4.43%
10) Trabajo domestico (%)	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%	99.00%
11) Gastos No Comerciales / Gastos Totales (%)	0.72%	0.84%	0.83%	1.13%	1.33%	1.23%	1.45%	1.01%	0.50%	3.08%

StatoilHydro ASA – Statoil

	2013	2012	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004
Desempeño Operacional										
1) Crecimiento de la Producción (%)	-3.19%	8.32%	-2.01%	-3.77%	1.92%	4.68%	3.43%	52.10%	5.70%	2.41%
2) Ratio de Reemplazo de Reservas (%)	110%	100%	90%	64%	64%	60%	81%	76%	102%	101%
3) Utilización de las refinerías (%)	92.70%	93.00%	94.40%	88.70%	88.40%	89.61%	92.88%	94.96%	94.96%	94.07%
4) Producción / Total Activos (boe)	4,698	5,425	4,925	6,474	7,999	6,887	8,074	8,982	9,537	10,935
5) Producción / Número de empleados (boe)	30,244	31,764	21,291	22,710	24,918	23,821	22,754	25,542	16,639	16,892
Desempeño Financiero										
6) EBRTN / Ingresos por ventas (%)	21.71%	28.63%	31.91%	25.82%	24.69%	27.51%	28.08%	32.83%	23.27%	23.13%
7) EBRTN / Total Activos (%)	15.63%	26.35%	27.82%	21.27%	20.40%	31.16%	30.39%	37.31%	31.67%	28.54%
8) Flujo de caja de operaciones / CAPEX	88.86%	118.4%	130.3%	179.9%	185.4%	293.7%	301.93%	350.00%	121.89%	90.57%
Desempeño en Misión Nacional										
9) Uso domestico de la producción (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10) Trabajo domestico (%)	86.86%	87.66%	63.13%	62.08%	62.98%	61.03%	61.36%	55.05%	47.63%	53.18%
11) Gastos No Comerciales / Gastos Totales (%)	0.07%	0.10%	0.05%	0.05%	0.06%	0.05%	0.06%	0.02%	0.02%	0.02%

ANEXO 2 – Cálculo de la brecha de las metas de producción

A continuación la producción real comparada con la producción establecida como meta para cada CPN.

China National Offshore Oil Corporation – CNOOC Ltd

Año	Real	Estimada	Cumplido	GAP
2004	139300000	155750000	89%	11%
2005	154800000	165000000	94%	6%
2006	168800000	169000000	100%	0%
2007	171860000	166000000	104%	-4%
2008	198500000	197000000	101%	-1%
2009	227700000	228000000	100%	0%
2010	328800000	282500000	116%	-16%
2011	331800000	360000000	92%	8%
2012	342400000	335000000	102%	-2%
2013	411700000	343000000	120%	-20%

Ecopetrol S.A.

Año	Real	Estimada	Cumplido	GAP
2004	133955000	183600000	73%	27%
2005	137240000	144000000	95%	5%
2006	140525000	141357200	99%	1%
2007	145635000	157388000	99%	1%
2008	163274355	163111200	100%	0%
2009	190019000	182867278	104%	-4%
2010	224803500	221400000	106%	-6%
2011	264260000	270000000	105%	-5%
2012	275210000	297720000	93%	7%
2013	287693000	318600000	93%	7%

Ente Nazionali di Idrocarburi – ENI S.p.A.

Año	Real	Estimada	Cumplido	GAP
2004	592760000	590436000	100%	0%
2005	634005000	613872000	103%	-3%
2006	646050000	650332800	99%	1%
2007	633640000	656316000	97%	3%
2008	655905000	653083200	100%	0%
2009	645685000	669562200	96%	4%
2010	662475000	652761000	101%	-1%
2011	577065000	673002000	86%	14%
2012	620865000	634623480	98%	2%
2013	590935000	636854400	93%	7%

KazMunayGas Exploration Production -KMG EP

Año	Real	Estimada	Cumplido	GAP
2004	65326000			0%
2005	68262000			0%
2006	69730000			0%
2007	69950200	69730000	100%	-0.316%
2008	69509800	69730000	100%	0.316%
2009	65782181	67087600	98%	2%
2010	64340678.4	67528000	95%	5%
2011	57906610.56	66794000	87%	13%
2012	57002440	63124000	90%	10%
2013	59079660	59454000	99%	1%

Oil and Gas Development Corporation Ltd. –OGDCL

Año	Real	Estimada	Cumplido	GAP
2004	10830600	11112195.6	97%	3%
2005	14086800	12346884	114%	-14%
2006	14475535	15119547.8	100%	0%
2007	15148595	16988256	94%	6%
2008	15896844	17645496.8	85%	15%
2009	14971935	16094830.1	86%	14%
2010	13897375	14939678.1	92%	8%
2011	13677420	14964228.3	92%	8%
2012	13767090	14799621.8	99%	1%
2013	14636865	16060000	91%	9%

Petróleos de Venezuela S.A. – PDVSA

Año	Real	Estimada	Cumplido	GAP
2004	1133280000	1620000000	70%	30%
2005	1178640000	1980000000	60%	40%
2006	1170000000	1260000000	63%	37%
2007	1134000000	1368000000	63%	37%
2008	1173600000	1440000000	63%	37%
2009	1084320000	1584000000	63%	37%
2010	1083600000	1728000000	63%	37%
2011	1076760000	1944000000	55%	45%
2012	1090800000	2088000000	52%	48%
2013	1043640000	2160000000	48%	52%

Petróleos Mexicanos – PEMEX

Año	Real	Estimada	Cumplido	GAP
2004	1238140780	1252296000	99%	1%
2005	1216672259	1224000000	99%	1%
2006	1188286218	1230840000	97%	3%
2007	1122634085	1242720000	90%	10%
2008	1021716807	1080000000	95%	5%
2009	949540641.3	990000000	96%	4%
2010	940612088.7	954000000	99%	1%
2011	931704616.7	936000000	100%	0%
2012	932535702.4	937023120	100%	0%
2013	920576393.4	914760000	101%	-1%

Petróleo Brasileiro S.A. –Petrobras

Año	Real	Objetivo	Cumplido	GAP
2004	737430670	628200000	117%	-17%
2005	809059000	684000000	118%	-18%
2006	838587500	780840000	107%	-7%
2007	839682500	671600000	125%	-25%
2008	818403000	677075000	121%	-21%
2009	853954000	748250000	114%	-14%
2010	877971000	821250000	107%	-7%
2011	898885500	886950000	101%	-1%
2012	897060500	941700000	95%	5%
2013	871036000	978200000	89%	11%

PTT Public Company Limited

Año	Ventas Reales	Ventas estimadas	Cumplido	GAP
2004	134070	129119	104%	-4%
2005	153531	144000	107%	-7%
2006	169348	179000	95%	5%
2007	179767	187713	96%	4%
2008	219314	223334	98%	2%
Año	**Produccion Real**	**Produccion Objetivo**	**Cumplido**	**GAP**
2009	263000	305000	86%	14%
2010	304023	360000	84%	16%
2011	305552	415000	74%	26%
2012	313972	470000	67%	33%
2013	329000	525000	63%	37%

Rosneft

Año	Real	Estimada	Cumplido	GAP
2004	153300000	142310000	108%	-8%
2005	540200000	164031000	329%	-229%
2006	662475000	630081250	105%	-5%
2007	832565000	719962500	116%	-16%
2008	846800000	809843750	97%	3%
2009	870890000	899725000	96%	4%
2010	920165000	1022000000	97%	3%
2011	943890000	967250000	98%	2%
2012	986230000	1014700000	97%	3%
2013	1788500000	1065800000	168%	-68%

StatoilHydro ASA – Statoil

Año	Real	Estimada	Cumplido	GAP
2004	403690000	425225000	95%	5%
2005	426685000	459900000	93%	7%
2006	648970000	496400000	131%	-31%
2007	671235000	536550000	125%	-25%
2008	702625000	638750000	110%	-10%
2009	716130000	702625000	102%	-2%
2010	689120000	711750000	97%	3%
2011	675250000	711750000	95%	5%
2012	731460000	731095000	100%	0%
2013	708100000	750075000	94%	6%

ANEXO 3 – Resultados Econométricos

Test Modificado de Wald

```
Modified Wald test for groupwise heteroskedasticity
in fixed effect regression model

H0: sigma(i)^2 = sigma^2 for all i

chi2 (11)  =    3855.09
Prob>chi2 =      0.0000
```

Test de Wooldridge

```
Linear regression                                      Number of obs =      99
                                                       F(  2,    10) =    4.07
                                                       Prob > F      =  0.0510
                                                       R-squared     =  0.0416
                                                       Root MSE      =  33.196

                                   (Std. Err. adjusted for 11 clusters in cpn1)
```

D.gap	Coef.	Robust Std. Err.	t	P>|t|	[95% Conf.	Interval]
icv						
D1.	-86.3422	46.90206	-1.84	0.095	-190.8465	18.1621
ppet						
D1.	.0740393	.0386374	1.92	0.084	-.0120501	.1601287

```
Wooldridge test for autocorrelation in panel data
H0: no first-order autocorrelation
    F(  1,      10) =      0.139
          Prob > F =      0.7166
```

Factor de Inflación de la Varianza (VIF)

Collinearity Diagnostics

Variable	VIF	SQRT VIF	Tolerance	R-Squared
gap	1.07	1.04	0.9331	0.0669
icv	1.05	1.03	0.9486	0.0514
ppet	1.14	1.07	0.8785	0.1215
GCI	1.15	1.07	0.8671	0.1329
Mean VIF	1.10			

Test de Multiplicadores de Lagrange

Breusch and Pagan Lagrangian multiplier test for random effects

gap[cpn1,t] = Xb + u[cpn1] + e[cpn1,t]

Estimated results:

	Var	sd = sqrt(Var)
gap	776.945	27.87373
e	520.1219	22.80618
u	267.4803	16.35483

Test: Var(u) = 0

chibar2(01) = 26.27

Prob > chibar2 = 0.0000

Test de Hausman

	Coefficients (b) fixed	(B) random	(b-B) Difference	sqrt(diag(V_b-V_B)) S.E.
icv	-56.51845	-50.25555	-6.262898	13.45547
ppet	.0595836	.1470025	-.0874189	.0299751
GCI	36.16012	6.485399	29.67472	11.23444

b = consistent under Ho and Ha; obtained from xtreg
B = inconsistent under Ha, efficient under Ho; obtained from xtreg

Test: Ho: difference in coefficients not systematic

```
chi2(3) = (b-B)'[(V_b-V_B)^(-1)](b-B)
        =       6.94
Prob>chi2 =     0.0739
(V_b-V_B is not positive definite)
```

Modelo de Efectos Aleatorios a través de Mínimos Cuadrados Generalizados

```
Random-effects GLS regression                   Number of obs      =       110
Group variable: cpn1                            Number of groups   =        11

R-sq:  within  = 0.0737                         Obs per group: min =        10
       between = 0.0018                                        avg =      10.0
       overall = 0.0191                                        max =        10

                                                Wald chi2(3)       =     10.76
corr(u_i, X)   = 0 (assumed)                    Prob > chi2        =    0.0131

                                (Std. Err. adjusted for 11 clusters in cpn1)
```

gap	Coef.	Robust Std. Err.	z	P>|z|	[95% Conf.	Interval]
icv	-50.25555	16.11494	-3.12	0.002	-81.84025	-18.67085
ppet	.1470025	.0652263	2.25	0.024	.0191612	.2748437
GCI	6.485399	20.24329	0.32	0.749	-33.19073	46.16153
_cons	-17.01818	86.04728	-0.20	0.843	-185.6678	151.6314
sigma_u	16.354826					
sigma_e	22.806181					
rho	.33961348	(fraction of variance due to u_i)				