

# UNIVERSIDAD “MAYOR DE SAN ANDRÉS”

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y FINANCIERAS

CARRERA DE ECONOMÍA



TESIS DE GRADO

**“LA RENTA PETROLERA Y EL CRECIMIENTO ECONÓMICO  
DE LAS REGIONES PRODUCTORAS DE BOLIVIA”**

PERIODO: 2006 al 2019

MENCIÓN ANÁLISIS ECONÓMICO

**POSTULANTE** : JUAN ANTONIO VELASQUEZ REVILLA

**TUTOR** : M.Sc. JESÚS ENRIQUE LIMPIAS CALANCHA

**RELATOR** : Lic. HUMBERTO PALENQUE REYES

La Paz – Bolivia  
2023

## **DEDICATORIA**

*Con mucho cariño a toda mi familia y en especial a mis queridos padres cuyas enseñanzas y ejemplos de vida marcaron mi camino y me transmitieron valores de integridad y perseverancia; apoyándome y permaneciendo a mi lado en todo momento.*

## **AGRADECIMIENTOS**

*En primer lugar, agradecer a Dios y a nuestro señor Jesucristo que me da la fe y la fortaleza necesarias para seguir adelante, iluminando y bendiciendo cada día de mi vida; a cada una de las personas que son parte de mi familia, a mis queridos padres Paulo y Elsa por el apoyo y respaldo en todo momento de mi formación académica; a mis hermanos Viviana y Gael por la solidaridad y confianza transmitida, a mis hijos Vania y Leandro por haberme brindado mucho del tiempo de ellos para que pudiera formarme en la universidad; mi cuñado Francisco y sobrinos Pablo y Nicolás que me alentaron. Mi docente tutor y mentor M.Sc. Jesús Enrique Limpías Calancha por su gran apoyo, confianza y comprensión hacia mi persona; así como sus valiosas sugerencias y recomendaciones en el desarrollo del trabajo de investigación desde su inicio; sin las cuales no habría logrado llegar a su etapa final.*

*Finalmente, al Lic. Humberto Palenque Reyes mi docente relator, por su aporte y valiosas sugerencias en el desarrollo y conclusión de mi trabajo de investigación; así como su gran apoyo y confianza hacia mi persona.*

**Juan Antonio Velasquez Revilla**

## RESUMEN

En el presente trabajo de investigación se indagó si la renta petrolera conformada por regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) proveniente de la producción y exportación de los hidrocarburos se encuentra adecuadamente utilizada y contribuyó al crecimiento económico de las regiones productoras en el periodo 2006 al 2019; siendo los casos analizados los departamentos de Tarija, Chuquisaca y Santa Cruz; así como determinar el grado de dependencia del Producto Interno Bruto de las regiones productoras de la producción de los hidrocarburos y si la renta petrolera y la inversión en capital fijo contribuyeron al crecimiento económico de las regiones a través de la estimación de un modelo econométrico.

La teoría que respalda al presente estudio pertenece al área de economía y se encuentra relacionada con el modelo de crecimiento de Robert Solow aplicado a la renta petrolera. Por otro lado, se hizo una descripción teórica de los diferentes componentes de la cadena productiva del sector de hidrocarburos y su régimen impositivo.

En el desarrollo de la investigación se contrastó la hipótesis con información estadística sobre la producción de los hidrocarburos y los recursos percibidos por las regiones productoras por concepto de regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) e información sobre la utilización de los recursos para determinar si los mismos contribuyeron al crecimiento económico de dichas regiones y se determinó que el sistema de distribución y uso de la renta petrolera responde más a una lógica redistributiva que a una visión de desarrollo a largo plazo que fomente el crecimiento económico de las regiones, por lo que se recomienda nuevos criterios de distribución de la renta petrolera y la implementación de mecanismos de control sobre la utilización de la misma, aspecto que significa un ajuste en las políticas del nivel central y los niveles subnacionales.

Asimismo, se elaboró un modelo econométrico en base a la teoría de crecimiento de Robert Solow aplicada a la renta petrolera por región productora y se concluyó sobre la existencia de una relación directa entre la inversión, la renta petrolera y el Producto Interno Bruto (PIB) regional; lo cual significa que la renta petrolera y la inversión en capital fijo contribuyeron al crecimiento de la economía de las regiones productoras en el periodo analizado.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

		<b>PÁGINA</b>
<b>1.</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	1
1.1	Generalidades	1
1.2	Identificación del tema de investigación	3
1.3	Características de la industria del gas y petróleo	14
1.4	Estructura del sector de hidrocarburos	15
<b>2.</b>	<b>MARCO METODOLÓGICO REFERENCIAL</b>	19
2.1	Delimitación del tema	19
2.1.1	Alcance temporal	19
2.1.2	Alcance espacial	19
2.1.3	Alcance sectorial	20
2.2	Planteamiento del objeto de la investigación	20
2.3	Pregunta de investigación	20
2.4	Planteamiento del problema	21
2.5	Delimitación de categorías y variables económicas del tema de investigación	21
2.6	Objetivos General y Específicos	22 y 23
2.7	Hipótesis	23
2.7.1	Fundamentación de la hipótesis	23
2.7.2	Formulación de la hipótesis	24
2.7.3	Operacionalización de variables	24
2.8	Justificaciones	25
2.8.1	Justificación temática	25
2.8.2	Justificación teórica	25
2.8.3	Justificación geográfica	26
2.8.4	Justificación temporal	26
2.9	Alcances	26
2.9.1	Alcance teórico	26
2.9.2	Alcance temático	27
<b>3.</b>	<b>MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL</b>	28
3.1	Esquema del marco teórico	28
3.2	Teoría de la Renta Petrolera	28
3.2.1	Conceptualización de la renta petrolera	28
3.2.2	La distribución de la renta petrolera	31
3.3	Teoría del crecimiento económico	32
3.3.1	El crecimiento económico	32
3.3.2	Modelo de crecimiento de Robert Solow	33

		<b>PÁGINA</b>
3.3.3	Modelo de crecimiento de Robert Solow aplicado a la renta petrolera	38
<b>4.</b>	<b>MARCO POLÍTICO, NORMATIVO E INSTITUCIONAL</b>	41
4.1	Esquema del marco político, normativo e institucional	41
4.2	Políticas de los hidrocarburos y su relación con el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES)	42
4.3	Normatividad legal aplicada al sector de hidrocarburos en Bolivia	47
4.3.1	La Constitución Política del Estado y el sector de hidrocarburos en Bolivia	47
4.3.2	Análisis de la Ley de Hidrocarburos y sus decretos reglamentarios	49
4.3.3	Coparticipación y distribución del IDH y las regalías de los hidrocarburos	61
4.4	Instituciones relacionadas con el sector de hidrocarburos	68
<b>5.</b>	<b>MARCO PRÁCTICO</b>	71
5.1	Introducción	71
5.2	Indagar sobre la producción de los hidrocarburos y las recaudaciones por concepto de regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) en la economía de las regiones productoras (OE.1)	72
5.2.1	La producción de los hidrocarburos y la renta petrolera en el Departamento de Tarija	73
5.2.2	La producción de los hidrocarburos y la renta petrolera en el Departamento de Chuquisaca	85
5.2.3	La producción de los hidrocarburos y la renta petrolera en el Departamento de Santa Cruz	99
5.3	Determinar el grado de dependencia del Producto Interno Bruto de las regiones productoras de la producción de los hidrocarburos (OE.2)	106
5.3.1	Participación del sector de hidrocarburos en el Producto Interno Bruto de Tarija	106
5.3.2	Participación del sector de hidrocarburos en el Producto Interno Bruto de Chuquisaca	108
5.3.3	Participación del sector de hidrocarburos en el Producto Interno Bruto de Santa Cruz	109
5.4	Establecer el destino de los ingresos provenientes de la recaudación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) (OE.3)	112
5.5	Determinar si la renta petrolera conformada por regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) y la inversión en capital fijo contribuyeron al crecimiento económico de las regiones productoras a través de la estimación de un modelo econométrico (OE.4)	118
5.5.1	Formulación del modelo	118
5.5.2	Estimación del modelo	122

		<b>PÁGINA</b>
5.5.3	Pruebas econométricas	132
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	148
6.1	Conclusiones	148
6.1.1	Consideraciones generales	148
6.1.2	Conclusiones específicas sobre los objetivos de la investigación	150
6.1.2.1	La producción de los hidrocarburos y las recaudaciones por concepto de regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) en la economía de las regiones productoras (OE.1)	150
6.1.2.2	Grado de dependencia del Producto Interno Bruto de las regiones productoras de la producción de los hidrocarburos (OE.2)	151
6.1.2.3	Destino de los ingresos provenientes de la recaudación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) (OE.3)	152
6.1.2.4	La renta petrolera y su contribución al crecimiento económico de las regiones productoras (OE.4)	154
6.2	Recomendaciones	155
6.3	Aporte de la investigación a la mención análisis económico	158
<b>7.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	159
<b>8.</b>	<b>CITAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	163
<b>9.</b>	<b>GLOSARIO DE TERMINOS UTILIZADOS EN LA INVESTIGACIÓN</b>	164



## ÍNDICE DE GRÁFICOS

		<b>PÁGINA</b>
Gráfico No. 1	Aportes del sector de hidrocarburos al PIB Nacional	4
Gráfico No. 2	Exportación de hidrocarburos	5
Gráfico No. 3	Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos	7
Gráfico No. 4	Ingresos provenientes del sector de los hidrocarburos	9
Gráfico No. 5	Estructura del Sector de Hidrocarburos en Bolivia – Gas Natural y Petróleo	18
Gráfico No. 6	Distribución del IDH a nivel nacional	60
Gráfico No. 7	Distribución del IDH por beneficiarios y transferencias de rentas	65
Gráfico No. 8	Recaudación de regalías de hidrocarburos	73
Gráfico No. 9	Tarija: Ingresos por Exportaciones	74
Gráfico No. 10	Ingresos por Regalías y Participaciones por Departamentos	75
Gráfico No. 11	Producción de Gas Natural por Departamentos	76
Gráfico No. 12	Producción de petróleo condensado por Departamentos	76
Gráfico No. 13	Transferencias por Regalía Departamental	77
Gráfico No. 14	Tarija: Transferencias por Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH)	79
Gráfico No. 15	Tarija: Presupuesto de ingresos del Gobierno Departamental de Tarija	80
Gráfico No. 16	Tarija: Composición Total del Presupuesto Departamental	83
Gráfico No. 17	Porcentajes de producción promedio de Gas Natural por Departamento	86
Gráfico No. 18	Producción de Gas Natural del Departamento de Chuquisaca	87
Gráfico No. 19	Producción de Gas Natural del Departamento de Chuquisaca (Aporte de campos a la producción departamental)	88
Gráfico No. 20	Producción de Petróleo del Departamento de Chuquisaca	89
Gráfico No. 21	Producción de Petróleo del Departamento de Chuquisaca (Aporte de campos a la producción departamental)	90
Gráfico No. 22	Producción de Gas Licuado de Petróleo del Departamento de Chuquisaca	91
Gráfico No. 23	Regalías del Departamento de Chuquisaca por la producción de Petróleo	92
Gráfico No. 24	Regalías del Departamento de Chuquisaca por la producción de Gas Natural	93
Gráfico No. 25	Regalías del Departamento de Chuquisaca por la producción de Gas Licuado de Petróleo	94
Gráfico No. 26	Regalías consolidadas para el Departamento de Chuquisaca por la producción de hidrocarburos	95

		<b>PÁGINA</b>
Gráfico No. 27	Regalías Departamentales	96
Gráfico No. 28	Presupuesto Gobierno Departamental de Chuquisaca	97
Gráfico No. 29	Producción de Gas Natural en Santa Cruz	99
Gráfico No. 30	Producción de Petróleo Condensado en Santa Cruz	101
Gráfico No. 31	Regalías percibidas en el Departamento de Santa Cruz	102
Gráfico No. 32	Transferencias del IDH a la Gobernación de Santa Cruz	103
Gráfico No. 33	Transferencias del IDH a los Gobiernos Municipales	104
Gráfico No. 34	Composición del Producto Interno Bruto de Tarija	107
Gráfico No. 35	Composición del Producto Interno Bruto de Chuquisaca	109
Gráfico No. 36	Composición promedio del Producto Interno Bruto Nacional por departamento	110
Gráfico No. 37	Composición del Producto Interno Bruto de Santa Cruz	111
Gráfico No. 38	Recaudación del IDH por beneficiarios	112
Gráfico No. 39	Transferencias del IDH por beneficiarios	113
Gráfico No. 40	Promedios de utilización del IDH por Beneficiarios	114
Gráfico No. 41	Participación de YPFB en las Ganancias de los Contratos de Operación	116
Gráfico No. 42	Participación del sector de hidrocarburos en la recaudación del IUE a nivel nacional	118
Gráfico No. 43	Metodología econométrica	120
Gráfico No. 44	Debilidades identificadas en el sistema de distribución de la renta petrolera	149

## ÍNDICE DE CUADROS

		<b>PÁGINA</b>
Cuadro No. 1	Bolivia: Participación en el Producto Interno Bruto del Sector de Hidrocarburos (Petróleo crudo y Gas natural)	10
Cuadro No. 2	Bolivia: Precio promedio del Petróleo (En dólares norteamericanos/barril)	12
Cuadro No. 3	Bolivia: Precios del Gas Natural (En dólares norteamericanos/miles de pies cúbicos)	12
Cuadro No. 4	Bolivia: Ingresos del Tesoro General del Estado (En millones de bolivianos)	13
Cuadro No. 5	Políticas del sector de hidrocarburos establecidas en el Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos 2016 - 2020	45 y 46
Cuadro No. 6	Bolivia: Distribución porcentual de la Renta Petrolera	51
Cuadro No. 7	Contratos de Riesgo Compartido	53
Cuadro No. 8	Composición de las Regalías y Participaciones	56
Cuadro No. 9	Modificación de la Distribución Departamental de la Recaudación del IDH	61
Cuadro No. 10	Distribución del IDH Departamental – Presupuesto 2017 (En porcentajes de participación y en millones de bolivianos)	66
Cuadro No. 11	Distribución del IDH por beneficiario, Gestiones 2006 al 2019	67
Cuadro No. 12	Distribución de la Renta por Hidrocarburos (IDH y regalías), Gestiones 2006 al 2019	68
Cuadro No. 13	Tarija: Composición del Presupuesto Departamental, Gestiones 2010 al 2019	81
Cuadro No. 14	Tarija: Variación del Presupuesto Departamental	82
Cuadro No. 15	Tarija: Composición del Presupuesto Departamental, Gestiones 2010 al 2019 (En millones de bolivianos – En porcentajes)	84
Cuadro No. 16	Composición del Presupuesto de Gastos de la Gobernación de Chuquisaca, Gestiones 2018 y 2019 (En millones de bolivianos – En porcentajes)	98
Cuadro No. 17	Composición del Presupuesto de Gastos de la Gobernación de Santa Cruz, Gestiones 2018 y 2019 (En millones de bolivianos – En porcentajes)	105
Cuadro No. 18	Recaudación tributaria - Sector Hidrocarburos	117
Cuadro No. 19	VARIABLES para el modelo econométrico por región	122

## ÍNDICE DE TABLAS

		<b>PÁGINA</b>
Tabla 1:	TEST DE DICKEY – FULLER AUMENTADO - TARIJA	123
Tabla 2:	ESTIMACIÓN DEL MODELO EN PRIMERAS DIFERENCIAS – TARIJA	124
Tabla 3:	TEST DE DICKEY – FULLER AUMENTADO – CHUQUISACA	126
Tabla 4:	ESTIMACIÓN DEL MODELO EN PRIMERAS DIFERENCIAS – CHUQUISACA	127
Tabla 5:	TEST DE DICKEY – FULLER AUMENTADO – SANTA CRUZ	129
Tabla 6:	ESTIMACIÓN DEL MODELO EN PRIMERAS DIFERENCIAS – SANTA CRUZ	130
Tabla 7:	PRUEBA RESET – RAMSEY - TARIJA	133
Tabla 8:	PRUEBA RESET – RAMSEY – CHUQUISACA	133
Tabla 9:	PRUEBA RESET – RAMSEY – SANTA CRUZ	134
Tabla 10:	PRUEBA DE NORMALIDAD – TARIJA	136
Tabla 11:	PRUEBA DE NORMALIDAD – CHUQUISACA	137
Tabla 12:	PRUEBA DE NORMALIDAD – SANTA CRUZ	138
Tabla 13:	PRUEBA DE FACTOR DE INFLACIÓN DE VARIANZA (VIF) – TARIJA	139
Tabla 14:	PRUEBA DE FACTOR DE INFLACIÓN DE VARIANZA (VIF) – CHUQUISACA	140
Tabla 15:	PRUEBA DE FACTOR DE INFLACIÓN DE VARIANZA (VIF) – SANTA CRUZ	141

		<b>PÁGINA</b>
Tabla 16:	PRUEBA DE BREUSCH – GODFREY – TARIJA	142
Tabla 17:	PRUEBA DE BREUSCH – GODFREY – CHUQUISACA	143
Tabla 18:	PRUEBA DE BREUSCH – GODFREY – SANTA CRUZ	144
Tabla 19:	PRUEBA DE BREUSCH – PAGAN – GODFREY – TARIJA	145
Tabla 20:	PRUEBA DE BREUSCH – PAGAN – GODFREY – CHUQUISACA	145
Tabla 21:	PRUEBA ARCH – CHUQUISACA	146
Tabla 22:	PRUEBA DE BREUSCH – PAGAN – GODFREY – SANTA CRUZ	147

## ÍNDICE DE ANEXOS

		<b>PÁGINA</b>
ANEXO 1:	Bolivia red de oleoductos	165
ANEXO 2:	Bolivia red de gasoductos	166
ANEXO 3:	Bolivia red de poliductos	167
ANEXO 4:	Composición de la Renta Petrolera – Departamento de Tarija	168
ANEXO 4:	Composición de la Renta Petrolera – Departamento de Chuquisaca	169
ANEXO 4:	Composición de la Renta Petrolera – Departamento de Santa Cruz	170
ANEXO 5:	Datos utilizados en el modelo econométrico – Departamento de Tarija	171
ANEXO 5:	Datos utilizados en el modelo econométrico – Departamento de Chuquisaca	172
ANEXO 5:	Datos utilizados en el modelo econométrico – Departamento de Santa Cruz	173
ANEXO 6:	Datos per cápita para modelo econométrico – Departamento de Tarija	174
ANEXO 6:	Datos per cápita para modelo econométrico – Departamento de Chuquisaca	175
ANEXO 6:	Datos per cápita para modelo econométrico – Departamento de Santa Cruz	176
ANEXO 7:	Datos en Logaritmos Naturales para el modelo econométrico – Departamento de Tarija	177
ANEXO 7:	Datos en Logaritmos Naturales para el modelo econométrico – Departamento de Chuquisaca	178

		<b>PÁGINA</b>
ANEXO 7:	Datos en Logaritmos Naturales para el modelo econométrico – Departamento de Santa Cruz	179
ANEXO 8:	PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(Y) - TARIJA	180
ANEXO 8:	PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(Y) – CHUQUISACA	181
ANEXO 8:	PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(Y) – SANTA CRUZ	182
ANEXO 9:	PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(FBK) – TARIJA	183
ANEXO 9:	PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(FBK) – CHUQUISACA	184
ANEXO 9:	PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(FBK) – SANTA CRUZ	185
ANEXO 10:	PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(RP) – TARIJA	186
ANEXO 10:	PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(RP) – CHUQUISACA	187
ANEXO 10:	PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(RP) – SANTA CRUZ	188
ANEXO 11:	PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS DE LN(Y) – TARIJA	189
ANEXO 11:	PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS DE LN(Y) – CHUQUISACA	190
ANEXO 11:	PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS DE LN(Y) – SANTA CRUZ	191
ANEXO 12:	PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS DE LN(FBK) - TARIJA	192
ANEXO 12:	PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS DE LN(FBK) – CHUQUISACA	193

		<b>PÁGINA</b>
ANEXO 12:	PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS DE LN(FBK) – SANTA CRUZ	194
ANEXO 13:	PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS DE LN(RP) – TARIJA	195
ANEXO 13:	PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS DE LN(RP) – CHUQUISACA	196
ANEXO 13:	PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS DE LN(RP) – SANTA CRUZ	197



# **LA RENTA PETROLERA Y EL CRECIMIENTO ECONÓMICO DE LAS REGIONES PRODUCTORAS DE BOLIVIA**

**(Periodo: 2006 al 2019)**

## **CAPÍTULO I**

### **1. INTRODUCCIÓN**

#### **1.1 Generalidades**

La producción y exportación de gas natural es actualmente una de las principales fuentes de recursos de la economía boliviana. El comportamiento de las exportaciones tradicionales provenientes de los sectores de hidrocarburos y minería ha sufrido modificaciones en los últimos años.

En décadas pasadas, la exportación de los minerales superaba a la de los hidrocarburos y la economía boliviana era dependiente de la minería; sin embargo, este comportamiento ha ido cambiando paulatinamente debido a la baja de los precios internacionales de los minerales que ocasionó un re direccionamiento de la economía boliviana a la producción y exportación de los hidrocarburos. Entre los años 2001 y 2002, la exportación de gas natural aumentó considerablemente y desde entonces, dichas exportaciones han ido superando a las exportaciones de los minerales.

La exportación de los hidrocarburos en Bolivia tuvo cambios significativos, ya que en sus inicios se exportaba únicamente petróleo crudo sin valor agregado, debido a que en Bolivia no se contaba con la capacidad tecnológica para transformarlo en sus derivados; pero con el paso del tiempo en Bolivia se empezó a producir gas natural y otros derivados y se empezó a exportar dicho combustible con buenos resultados para el desarrollo económico.

El destino de la exportación del gas natural es a los mercados del Brasil y la Argentina, estos países son los que mayor importación de dicho combustible reciben en la región, debido a sus economías industrializadas; los volúmenes de exportación comenzaron el año 1992 con la suscripción de un contrato de exportación con la Argentina; el mismo que en el año 2003 ha sido renovado y se encuentra en vigencia hasta la fecha.

El contrato de exportación de gas natural con el Brasil se suscribió en 1999 por un tiempo de 20 años; a partir del cual se exporta un volumen entre 24 a 30,08 millones de metros cúbicos de gas natural por día a dicho mercado. El mismo que ha sido renovado a través de la suscripción de una adenda al contrato de exportación por el tiempo de cuatro años adicionales con un volumen de exportación que fluctúa entre 14 a 20 millones de metros cúbicos de gas natural por día.

En los últimos dieciséis años a partir del año 2006, en la economía boliviana ha existido un cambio importante a través de la emisión del Decreto Supremo No. 28701 de 1 de mayo de 2006 que decretó la nacionalización de los recursos hidrocarburíferos del país y la suscripción de nuevos contratos de operación con las empresas petroleras transnacionales; así como el pago del 18% por concepto de Regalías y Participaciones al TGN y el 32% del Impuesto Directo a los Hidrocarburos establecidos en la nueva Ley de Hidrocarburos No. 3058 de 17 de mayo de 2005.

A partir de esa normatividad legal, el estado boliviano incrementó significativamente sus recursos provenientes de la renta petrolera.

La presente investigación se enfoca en la realización de un análisis de la producción de los hidrocarburos y su contribución al crecimiento económico de las principales regiones productoras de Bolivia.

La teoría que respalda a la investigación pertenece al área de economía referente a la teoría del crecimiento económico de Robert Solow; así como la teoría de la renta petrolera.

Por otro lado, se hace una descripción teórica de los diferentes componentes de la cadena productiva del sector de hidrocarburos y su régimen impositivo.

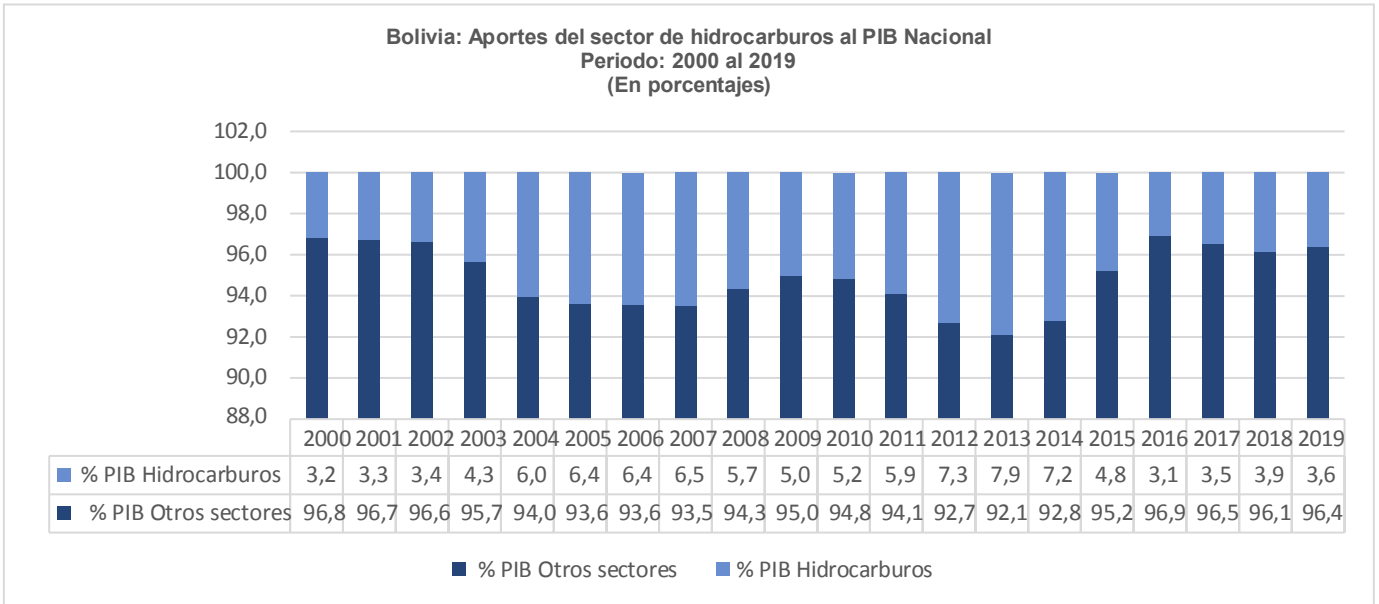
## **1.2 Identificación del tema de investigación**

Bolivia tiene una baja participación en la producción mundial de los hidrocarburos; a pesar de ello, el sector de los hidrocarburos tiene una importancia en la economía boliviana.

De acuerdo a información del Instituto Nacional de Estadística, en el periodo 2000 al 2019, la actividad de los hidrocarburos aportó en promedio un 5% al Producto Interno Bruto nacional, siendo el mayor aporte el año 2013 con un 8% y el menor el año 2016 con un 3,1%.

En la siguiente gráfica se puede observar los porcentajes de aporte del sector de los hidrocarburos a la economía nacional.

**Gráfico No. 1 – Aportes del sector de hidrocarburos al PIB Nacional**

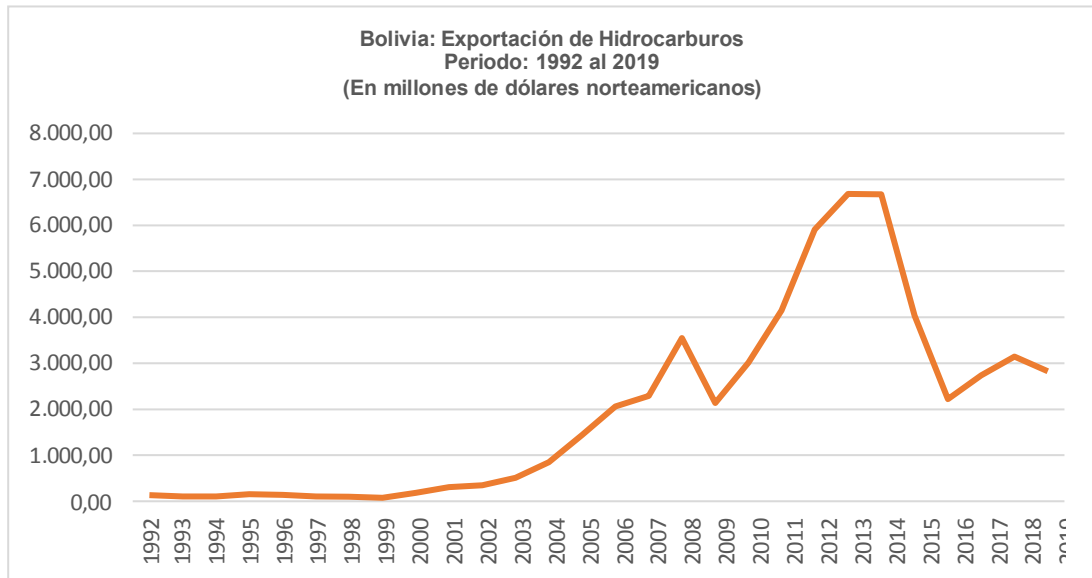


**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE)

El sector de los hidrocarburos es uno de los sectores que más contribuye a la economía boliviana en cuanto a las exportaciones, inversiones y sobre todo en las recaudaciones fiscales. Además, es declarado en la Constitución Política del Estado como un recurso natural estratégico y de interés público para el desarrollo del país; en este sentido, los recursos que esta actividad genera tienen que ser enfocados a lograr el desarrollo de una economía diversificada, productiva y sostenible, todo esto con el objetivo de generar riqueza, reducir la pobreza, mejorar la calidad de vida y consolidar una integración nacional.

En el siguiente gráfico se puede observar que a partir de la Gestión 2000, las exportaciones de los hidrocarburos han ido creciendo paulatinamente por la suscripción de contratos de exportación de Gas Natural al Brasil y a la Argentina.

**Gráfico No. 2 – Exportación de hidrocarburos**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE); Gestión 2019 con datos preliminares

En el periodo 1996 al 2005, el sector de los hidrocarburos en la economía boliviana se encontraba regulado por la Ley de Hidrocarburos No. 1689 que estableció los Contratos de Riesgo Compartido con las empresas petroleras con una vigencia de 40 años. Bajo este marco, las compañías petroleras generaban las inversiones necesarias para realizar las actividades de exploración y explotación, siendo que YPFB que carecía de capital para inversión, únicamente aportaba con las áreas sujetas a contrato.

En relación al régimen tributario, se hizo una diferenciación entre los hidrocarburos nuevos y existentes. Los hidrocarburos nuevos eran aquellos cuya producción iba a iniciarse a partir de la promulgación de la mencionada ley y se encontraban sujetos al pago del 11% de Regalía Departamental, 1% de Regalía Nacional Compensatoria y 6% como participación de YPFB; totalizando el pago del 18% sobre el valor de la producción. Los hidrocarburos existentes eran aquellos que a la fecha de vigencia de la ley ya se encontraban en producción y se encontraban sujetos además de la regalía

del 18%, a una Participación Nacional de 19% y una Regalía Nacional Complementaria de 13%; totalizando un pago de 50% sobre el valor de la producción.

Sin embargo, a pesar del incremento de la carga impositiva a favor del Estado boliviano, la promulgación de la Ley de Hidrocarburos No. 1689 excluyó implícitamente a YPFB de las fases de exploración, explotación y comercialización, al establecer la modalidad de contratos de riesgo compartido y facilitar la concesión administrativa de las fases de comercialización y distribución de derivados al sector privado.

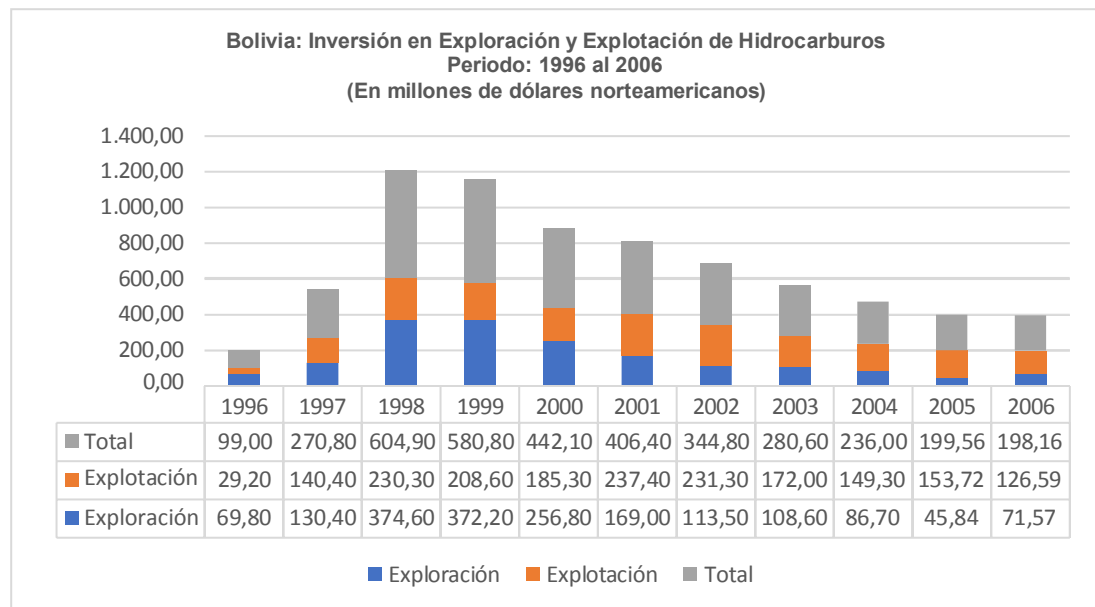
En el sector privado se observaron significativas inversiones a partir de la vigencia de la Ley No. 1689, la misma que incluía importantes incentivos destinados a acelerar el incremento de la producción de gas natural, a fin de dar cumplimiento al contrato de exportación suscrito con la República de Brasil.

Posteriormente a la emisión de la Ley No. 1689, se realizó en Bolivia el proceso de capitalización del Sector de los Hidrocarburos, con el objeto de generar inversiones y transferencias de tecnología, sustituyendo la propiedad estatal por la participación privada y considerando una distribución del 50% de las acciones estatales a los ciudadanos bolivianos mayores de edad a través de las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP's).

Como resultado del proceso de capitalización, YPFB se quedó como una empresa residual dedicada únicamente a la supervisión y suscripción de los contratos de riesgo compartido, agregación de volúmenes de gas natural para la exportación, fiscalización de las actividades de exploración y explotación y certificación de la producción fiscalizada sujeta al pago de regalías y participaciones.

Durante el periodo de la capitalización (1996 – 2005) se incrementaron las inversiones en el sector de los hidrocarburos en exploración, perforación y desarrollo de pozos de parte de las empresas privadas extranjeras adjudicadas. Asimismo, las actividades de transporte de la producción generada fueron intensivas en capital.

**Gráfico No. 3 – Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de YPFB y el Ministerio de Hidrocarburos y Energías

En el gráfico anterior se puede apreciar el incremento significativo de las inversiones en el sector de los hidrocarburos a partir de la capitalización de las principales unidades de negocio de YPFB, siendo el periodo 1998 al 2002 el de mayor inversión con un promedio de 476 millones de dólares norteamericanos que representa un incremento de 381% con respecto al año 1996.

En el periodo de la capitalización también se desarrollaron entre otros campos, los megacampos de San Alberto, Sábalo y Margarita ubicados en el Departamento de Tarija. Los dos primeros fueron operados por la empresa Petrobras Bolivia S.A. y el último por la empresa Repsol YPF. Como producto de este desarrollo, las reservas de gas natural y petróleo del país se incrementaron significativamente.

No obstante de que durante el proceso de capitalización se generaron grandes incrementos en la producción de los hidrocarburos con el propósito de cumplir los contratos de exportación del gas natural; a partir de la Gestión 2002 empezó a generarse entre los diversos sectores sociales malestares por algunas condiciones comerciales, políticas y económicas que estaban siendo o iban a ser aplicadas en el sector de los hidrocarburos. Uno de los principales reclamos era el bajo nivel de ingresos por renta que percibía el Estado por concepto de regalías y participaciones, ya que la mayoría de los campos productores eran clasificados como nuevos y pagaban una renta de 18% distribuida entre los departamentos productores, siendo que las empresas petroleras se quedaban con el 82% restante.

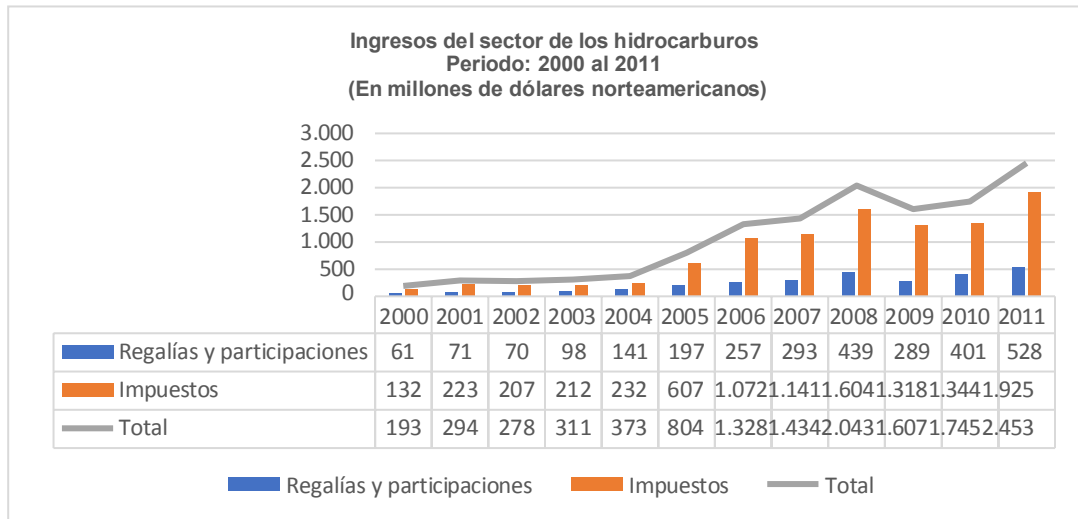
Con la promulgación de la actual Ley de Hidrocarburos No. 3058 de 17 de mayo de 2005 que abrogó a la Ley No. 1689, se estableció el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) de 32% sobre el valor de la producción fiscalizada en los campos petroleros, incrementándose de esta forma los ingresos del Estado a 50% conformado por lo siguiente:

- Regalía departamental de 11%
- Regalía nacional compensatoria de 1%
- Participación al TGN de 6%
- Impuesto Directo a los Hidrocarburos de 32%

En el siguiente gráfico se puede observar las recaudaciones por concepto de regalías, participaciones e impuestos que percibió el Estado boliviano en el periodo 2000 al 2011 que incluyen a partir de la Gestión 2006 los ingresos por concepto del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH).



**Gráfico No. 4 – Ingresos provenientes del sector de los hidrocarburos**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Dossier de Estadística; Volumen 30 de la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE)

En el mencionado gráfico se puede apreciar el significativo incremento a partir del año 2006 de los ingresos percibidos por el Estado boliviano como resultado de la creación del IDH, habiendo llegado a percibirse en el periodo 2006 al 2011 un aproximado de 10.610 millones de dólares norteamericanos en contraposición a solo 2.253 millones de dólares en el periodo 2000 al 2005 cuando regía la anterior Ley de Hidrocarburos.

Bolivia continúa siendo un país dependiente de la explotación de los recursos naturales no renovables. Si bien los sectores minero y petrolero no tienen un peso determinante en términos del Producto Interno Bruto (PIB), son importantes en cuanto a la generación de ingresos fiscales; en especial el sector de hidrocarburos que es el que mayor aporte realiza.

Esta contribución fiscal es distribuida ampliamente a varios beneficiarios entre ellos las gobernaciones, municipios y universidades y ha contribuido a dinamizar sectores

económicos como el de la construcción; asimismo, para solventar inversiones y gasto corriente de las entidades territoriales autónomas.

Con relación al comportamiento del Producto Interno Bruto (PIB) en Bolivia durante los últimos 18 años, se observa un importante incremento entre los años 2004 – 2014, coincidiendo con un ciclo de incremento en los precios internacionales de las materias primas. Sin embargo, en el periodo 2014 – 2016 coincidente con la caída del precio internacional del petróleo, hubo una menor dinámica económica a nivel agregado.

Con relación al PIB sectorial de hidrocarburos, como se puede apreciar en el **Cuadro No. 1**; éste sigue el comportamiento de los precios de exportación del gas natural que, al depender directamente del precio internacional del petróleo, inició su caída el año 2014, situación que viene además acompañada de la declinación en la producción del campo San Alberto, uno de los principales campos gasíferos del país, solo un campo nuevo (Incahuasi) ha ingresado en producción desde el año 2016, con un incremental que ha servido para cubrir el descenso de San Alberto y de otros campos.

**Cuadro No. 1 – Bolivia: Participación en el Producto Interno Bruto del Sector de Hidrocarburos (Petróleo crudo y Gas natural)**

Años	% Participación en el PIB	Variación Porcentual %
2006	6,41	
2007	6,48	1,09
2008	5,68	(12,34)
2009	5,02	(11,62)
2010	5,16	2,79
2011	5,88	13,95
2012	7,31	24,32
2013	7,87	7,66
<b>2014</b>	<b>7,22</b>	<b>(8,26)</b>
<b>2015</b>	<b>4,76</b>	<b>(34,07)</b>
<b>2016</b>	<b>3,10</b>	<b>(34,87)</b>
2017 (p)	3,45	11,29
2018 (p)	3,88	12,46
2019 (p)	3,64	(6,19)

(p) Datos preliminares

Fuente: Elaboración propia en base a datos del INE

La mayor participación del sector de hidrocarburos en los ingresos por exportaciones de Bolivia es explicada principalmente por el gas natural que se vende al Brasil (principal mercado de la producción nacional de gas natural), cuyo volumen fue incrementado mediante una adenda suscrita el año 2004 que elevó de 24 millones de metros cúbicos por día (MMmcd) a 30,1 MMmcd.

Asimismo, se encuentran las exportaciones de gas natural a la República de la Argentina que, si bien el año 2007 se basaba en un contrato suscrito bajo la figura de interrumpible, desde el año 2010 mediante la suscripción de una adenda fue cambiado a uno en firme con cantidades incrementales de forma anual y según la estación del año.

Como se puede observar en el *Cuadro No. 2* y el *Cuadro No. 3*, el incremento en el precio del barril de petróleo entre los años 2004 al 2014 al cual se ajusta el precio de exportación del gas natural a los mercados del Brasil y la Argentina, ha ido incrementándose significativamente; por lo que el principal impulsor de los ingresos por la exportación de los hidrocarburos ha sido el efecto precio que sumado al incremento en la producción, ha permitido al país recibir cifras récord por concepto de exportación.

**Cuadro No. 2 – Bolivia: Precio promedio del Petróleo**  
(En dólares norteamericanos/barril)

Años	Precio en WTI	Incremento porcentual % Año base = 2004
2004	41,48	100,00
2005	56,64	136,55
2006	66,05	159,23
2007	72,23	174,13
2008	99,78	240,55
2009	61,63	148,58
2010	79,43	191,48
2011	95,05	229,15
2012	94,14	226,95
2013	97,93	236,09
2014	92,97	224,13
2015	44,05	106,20
2016	43,21	104,17
2017	50,90	122,71
2018	64,94	156,56
2019	56,98	137,37

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del INE

**WTI = West Texas Intermediate**

**Cuadro No. 3 – Bolivia: Precios del Gas Natural**  
(En dólares norteamericanos/miles de pies cúbicos)

Años	Argentina	Brasil
2004	0	2,15
2005	2,66	2,75
2006	4,20	3,77
2007	5,63	4,27
2008	9,31	6,85
2009	6,41	5,19
2010	7,92	6,29
2011	10,14	8,02
2012	11,54	9,51
2013	11,32	9,42
2014	10,96	8,81
2015	6,74	5,92
2016	3,76	3,25

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del INE

Como resultado de esta situación, el aporte de la industria de hidrocarburos a los ingresos fiscales también se incrementó, permitiendo al Estado captar mayores recursos impulsado por un efecto precio.

En el *Cuadro No. 4*, se puede observar el aporte del sector de hidrocarburos a los ingresos del Tesoro General del Estado en los periodos 2005 al 2019; en el cuadro se

puede observar el incremento de los ingresos provenientes del sector de hidrocarburos en las Gestiones 2006 al 2015, siendo las mayores contribuciones del sector de hidrocarburos a los ingresos totales en las Gestiones 2012 y 2013.

**Cuadro No. 4 – Bolivia: Ingresos del Tesoro General del Estado**  
(En millones de bolivianos)

Cuenta	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 (p)	2019 (p)
<b>Ingresos Totales</b>	<b>11.916</b>	<b>13.758</b>	<b>16.145</b>	<b>18.927</b>	<b>19.127</b>	<b>20.400</b>	<b>25.853</b>	<b>29.658</b>	<b>35.385</b>	<b>41.241</b>	<b>42.592</b>	<b>39.328</b>	<b>38.996</b>	<b>40.211</b>	<b>38.865</b>
<b>Ingresos Corrientes</b>	<b>11.799</b>	<b>13.627</b>	<b>16.117</b>	<b>18.899</b>	<b>19.102</b>	<b>20.394</b>	<b>25.853</b>	<b>29.658</b>	<b>35.384</b>	<b>40.971</b>	<b>42.318</b>	<b>38.911</b>	<b>38.621</b>	<b>40.026</b>	<b>38.683</b>
Ingresos tributarios	9.946	11.867	14.150	16.810	14.836	17.308	22.897	25.679	30.444	34.289	36.534	33.459	34.115	35.551	33.893
Renta interna	9.374	11.220	13.353	15.840	13.989	16.198	21.364	23.989	28.471	32.160	34.293	31.418	31.892	33.403	31.721
Renta aduanera	572	647	796	970	847	1.111	1.533	1.690	1.973	2.129	2.240	2.041	2.222	2.148	2.171
<b>Hidrocarburos</b>	<b>1.085</b>	<b>1.078</b>	<b>1.128</b>	<b>1.234</b>	<b>1.269</b>	<b>1.340</b>	<b>1.630</b>	<b>2.468</b>	<b>2.960</b>	<b>3.113</b>	<b>2.169</b>	<b>1.225</b>	<b>1.264</b>	<b>1.513</b>	<b>1.290</b>
Otros ingresos corrientes	768	681	839	855	2.997	1.745	1.327	1.510	1.980	3.569	3.616	4.227	3.241	2.962	3.501
<b>Ingresos de capital</b>	<b>117</b>	<b>131</b>	<b>28</b>	<b>27</b>	<b>25</b>	<b>6</b>				<b>270</b>	<b>274</b>	<b>417</b>	<b>375</b>	<b>185</b>	<b>182</b>
<b>Porcentaje (%) de participación de los ingresos del sector de hidrocarburos con relación a los ingresos totales del TGE</b>	<b>9,10</b>	<b>7,83</b>	<b>6,99</b>	<b>6,52</b>	<b>6,63</b>	<b>6,57</b>	<b>6,30</b>	<b>8,32</b>	<b>8,36</b>	<b>7,55</b>	<b>5,09</b>	<b>3,11</b>	<b>3,24</b>	<b>3,76</b>	<b>3,32</b>

**(p) Datos preliminares**

**Fuente:** Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, Viceministerio del Tesoro y Crédito Público

**Elaboración:** Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, Unidad de Análisis y Estudios Fiscales

Asimismo, en los últimos 17 años han existido modificaciones al sistema fiscal que, en el caso del sector de hidrocarburos, con la creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), permitió al Estado captar una renta mucho mayor a la que recibía antes de la creación de este impuesto.

*“Durante la época de altas cotizaciones del precio internacional del petróleo (2012-2014), el sector de hidrocarburos llegó a representar más del 7% del PIB y alrededor del 50% de los ingresos por exportaciones. Asimismo, el sector tuvo un aporte máximo de 43% en los ingresos fiscales del Gobierno General (Nacional y Subnacional) el año 2008; sin embargo, a raíz de la caída en el precio internacional del petróleo que incidió en el precio de exportación del gas natural boliviano, los ingresos por regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) se han contraído*

*significativamente pasando de 5.600 millones de dólares el año 2014 a 1.900 millones de dólares el año 2017, lo que representó una disminución del 67%”.*<sup>1</sup>

### **1.3 Características de la industria del gas y petróleo**

Robert J. Koester del Instituto para el desarrollo de Energía de la ciudad de Oklahoma de Estados Unidos define la industria del gas y petróleo de la siguiente forma: *“La industria del gas y petróleo es una de las más dominantes en la economía mundial. Está claro que cualquier cambio significativo en la industria del gas y petróleo, tendrá un efecto en la economía de un país.*

*La segunda característica de la industria del gas y petróleo es el gran riesgo que asumen las empresas productoras. Un pozo de exploración simple perforado en un medio ambiente hostil, insume una alta inversión de recursos; sin embargo, existe una alta probabilidad de que ese pozo exploratorio pueda ser un pozo seco.*

*Una significativa cantidad de recursos financieros pueden ser cargados a gastos de exploración en una región específica, y esa región al final puede no tener suficientes reservas productivas.*

*Una tercera característica es la complejidad técnica, la industria del gas y petróleo requiere de una ingeniería especializada para la producción. Las compañías productoras de gas y petróleo no solo deben encarar problemas técnicos substanciales en el descubrimiento del producto, sino también deben sobrellevar problemas técnicos en la producción y venta sobre una base competitiva.*

---

<sup>1</sup> Fuente: Hacia la construcción de una política de Transparencia y Acceso a la información en el sector de hidrocarburos; Fundación Jubileo – Serie Debate Público N° 71; página 3.

*La característica final de la industria del gas y petróleo es la del nivel de regulación. La industria se encuentra regulada en toda la cadena productiva y en relación a los precios de venta de los productos; para el caso del gas natural, el precio de venta se encuentra regulado en función a las variaciones en los precios internacionales del barril de petróleo crudo. Asimismo, la producción, transporte y refinación del petróleo crudo se encuentra también altamente regulado.*

*En resumen, la industria del gas y petróleo tiene un peso específico significativo en la economía de un país y se encuentra en un medio ambiente altamente complejo y técnico, con la inversión de una significativa cantidad de recursos financieros bajo riesgos de parte de las compañías petroleras. Todo esto dentro de un medio ambiente regulatorio”.<sup>2</sup>*

#### **1.4 Estructura del sector de hidrocarburos**

De acuerdo al documento “Diagnóstico Sectoriales – Hidrocarburos” de la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE). La industria petrolera se encuentra dividida en tres grandes sectores:<sup>3</sup>

“

- El **Upstream**: Las actividades del Upstream comprenden la Exploración y Producción (E&P)<sup>4</sup> de yacimientos hidrocarburíferos, esto incluye las tareas de

---

<sup>2</sup> Nota: Manual de Contabilidad de Gas y Petróleo; Robert J. Koester, Instituto para el desarrollo de Energía, Ciudad de Oklahoma (Páginas 21 al 23).

<sup>3</sup> Fuente: “Diagnóstico Sectoriales - Hidrocarburos” (Tomo 1); Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económica (UDAPE); Septiembre 2015.

<sup>4</sup> **Nota aclaratoria:** La exploración es el primer eslabón de la cadena y consiste en el reconocimiento geológico de superficie, levantamientos aerofotogramétricos, topográficos, gravimétricos, magnetométricos, sismológicos, geoquímicos, perforación de pozos y cualquier otro trabajo tendiente a determinar la existencia de hidrocarburos en un área geográfica. La explotación o producción es la extracción de petróleo y gas natural mediante la perforación de pozos de desarrollo, tendido de líneas de recolección, construcción de plantas de almacenaje, plantas de procesamiento e instalaciones de separación de fluidos, y toda otra actividad en el suelo o en el subsuelo dedicada a la producción, recuperación mejorada, recolección, separación, procesamiento, compresión y almacenaje de hidrocarburos.

*búsqueda de potenciales yacimientos de petróleo crudo y gas natural, la perforación de pozos exploratorios y posteriormente, la perforación y explotación de los pozos que llevan el petróleo crudo o el gas natural hasta la superficie.*

- *El **Midstream**: Las actividades del Midstream incluyen el transporte por ductos y otros sistemas de transporte que son utilizados para trasladar petróleo crudo y gas natural desde los sitios de producción a las refinerías y entregar los diversos productos refinados a los distribuidores del Downstream.*
- *El **Downstream**: Las actividades del Downstream se refieren a las tareas de refinamiento del petróleo crudo y al procesamiento y purificación del gas natural; así como también la industrialización, transporte, almacenaje, distribución y comercialización de petróleo, gas y productos derivados, llegando hasta los consumidores finales con productos como gasolina, querosén, combustibles aeronáuticos, diésel, fueloil, lubricantes, ceras, asfalto, gas natural y gas licuado del petróleo así como también petroquímicos.*

*La refinación es la separación del crudo en varios productos que funciona a través de un proceso de destilación del producto al alcanzar una temperatura de entre 300°C y 400°C, lo que provoca que sus moléculas asciendan a lo largo de una torre de fraccionamiento.*

*El transporte de hidrocarburos se realiza a través de líneas de transporte conformadas por tuberías metálicas denominadas ductos.*

*El gas natural ingresa a una planta de tratamiento donde se lo separa de los líquidos e impurezas antes de ingresar a los gasoductos mayores, mientras que los líquidos extraídos son enviados a los centros de refinación.*

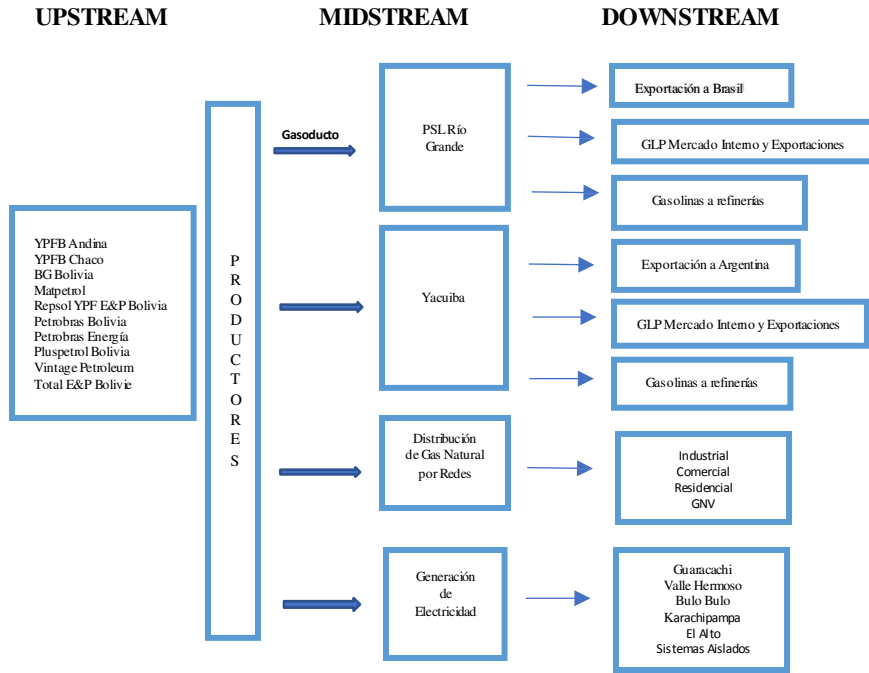


*Por su parte, el petróleo es tratado en las plantas de estabilización para separarlo de los gases y productos livianos que son enviados a las plantas de gas, mientras que el petróleo estabilizado a través de oleoductos, va a los centros de refinación de donde parte por medio de poliductos para su posterior comercialización”.*

En el siguiente gráfico se puede observar la estructura del sector de hidrocarburos en Bolivia:

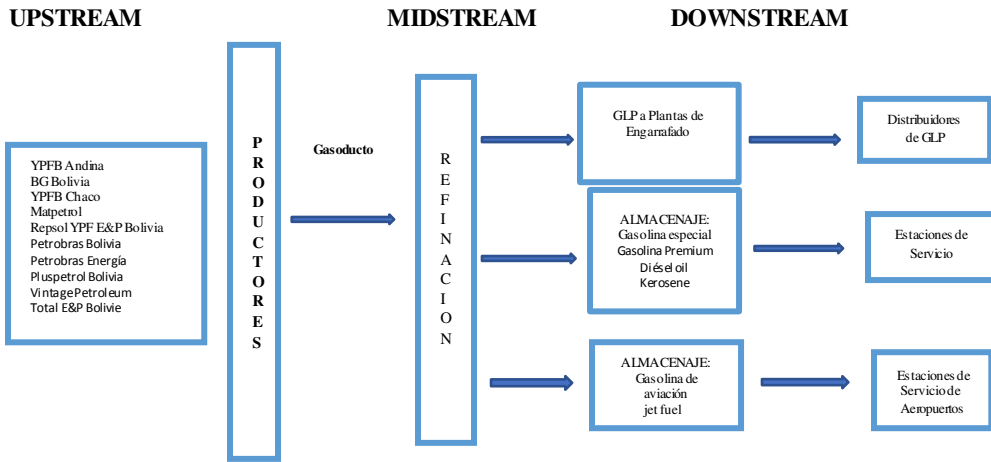
Gráfico No. 5

Estructura del Sector de Hidrocarburos en Bolivia – Gas Natural



Fuente: “Diagnóstico Sectoriales - Hidrocarburos” (UDAPE)

Estructura del Sector de Hidrocarburos en Bolivia – Petróleo



Fuente: “Diagnóstico Sectoriales - Hidrocarburos” (UDAPE)

## **CAPÍTULO II**

### **2. MARCO METODOLÓGICO REFERENCIAL**

#### **2.1 Delimitación del tema**

##### **2.1.1 Alcance temporal**

La información que se tomó en cuenta en el estudio comprende el periodo 2006 al 2019 (periodo iniciado con la nacionalización de los recursos hidrocarburíferos del país) y en el que se registró mayores incrementos en la renta petrolera proveniente de la exportación del gas natural a los mercados extranjeros como resultado de la creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH).

Asimismo, en el mencionado periodo se registró inversiones en la producción de hidrocarburos para la exportación de gas natural, así como incrementos en el precio internacional del barril de petróleo (precio referencial para la fijación del precio de exportación del gas boliviano).

Finalmente, ha sido el periodo de implementación de un nuevo modelo económico social, comunitario y productivo que definió nuevas bases de generación y distribución de los excedentes económicos en beneficio de la sociedad.

##### **2.1.2 Alcance espacial**

La presente investigación se desarrolló en base a información estadística de la producción de los hidrocarburos en las regiones productoras de Tarija, Chuquisaca y Santa Cruz. Asimismo, información sobre los recursos percibidos por las

mencionadas regiones por concepto de la renta petrolera conformada por regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH).

### **2.1.3 Alcance sectorial**

La investigación abarca al sector de hidrocarburos en Bolivia conformado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energías como cabeza de sector responsable de la emisión de la Política Nacional de Hidrocarburos. Así como Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) como empresa operadora que ejerce a nombre del Estado el derecho propietario de los hidrocarburos y la ejecución de las actividades de toda la cadena productiva de hidrocarburos.

## **2.2 Planteamiento del objeto de la investigación**

El objeto de la investigación es determinar si la renta petrolera conformada por regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) proveniente de la producción y exportación de los hidrocarburos contribuyó al crecimiento económico de las regiones productoras en el periodo 2006 al 2019 que ha sido el periodo en el cual se incrementaron los ingresos percibidos por el Estado boliviano como resultado de la creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) y la nacionalización de los recursos hidrocarburíferos del país.

## **2.3 Pregunta de investigación**

En la investigación se formula la siguiente interrogante:

*¿La renta petrolera originada en la producción y exportación de los hidrocarburos en Bolivia incide en el crecimiento económico de las regiones productoras?*

## 2.4 Planteamiento del problema

La economía boliviana desde la fundación de la República se ha enfocado en un modelo primario exportador heredado desde la colonización española; a través de la exportación de productos tradicionales y no tradicionales con ninguno o poco valor agregado; la fuente de los recursos provenientes de la exportación de productos tradicionales en una primera instancia, se basó fundamentalmente en la minería hasta el periodo de cierre de las minas debido a la baja de los precios internacionales de los minerales; posteriormente y hasta la actualidad, los ingresos a la economía provienen en un buen porcentaje de la renta petrolera a través de la producción y exportación del gas natural a los mercados externos.

Por lo que se puede identificar como principal problema: *“La insuficiente contribución al crecimiento económico de las regiones productoras de hidrocarburos (Tarija, Chuquisaca y Santa Cruz) de los recursos provenientes de la renta petrolera conformados por regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) en el periodo 2006 al 2019, debido a la carencia de instrumentos de control que coadyuven en un adecuado uso y distribución de los ingresos en beneficio de las regiones”.*

Lo que ocasiona una fragilidad del modelo económico boliviano, debido a que los ingresos por concepto de la exportación del gas natural dependen de las fluctuaciones del precio internacional del petróleo y no estarían siendo adecuadamente aplicados para contribuir al crecimiento económico de las regiones productoras.

## 2.5 Delimitación de categorías y variables económicas del tema de investigación

Las categorías y variables económicas consideradas en el presente tema de investigación son las siguientes:

Categorías Económicas (C.E)	Variables Económicas (V.E.)
<p>C.E.1. Renta Petrolera conformada por regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) transferida a las regiones productoras</p> <p>C.E.2. Crecimiento económico de las regiones productoras medido a través del Producto Interno Bruto Departamental</p>	<p>V.E.1.1. Volúmenes de producción de los hidrocarburos en las regiones productoras</p> <p>V.E.1.2. Ingresos por regalías de las regiones productoras de hidrocarburos</p> <p>V.E.1.3. Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) percibido en las regiones productoras de hidrocarburos</p> <p>V.E.2.1. Producto Interno Bruto (PIB) de las regiones productoras de hidrocarburos</p> <p>V.E.2.2. Formación Bruta de Capital Fijo (FBKF) departamental</p>

Fuente: Elaboración propia

## 2.6 Objetivos General y Específicos

### Objetivo General

El objetivo general de la investigación es determinar si la renta petrolera proveniente de la producción y exportación de los hidrocarburos contribuye al crecimiento económico de las regiones productoras (casos de análisis: Tarija, Chuquisaca y Santa Cruz); en el periodo 2006 al 2019.

### Objetivos Específicos

Los objetivos específicos de la investigación son los siguientes:

- Indagar sobre la producción de los hidrocarburos y las recaudaciones por concepto de regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) en la economía de las regiones productoras. (OE.1)

- Determinar el grado de dependencia del Producto Interno Bruto de las regiones productoras (Tarija, Chuquisaca y Santa Cruz) de la producción de los hidrocarburos. (OE.2)
- Establecer el destino de los ingresos provenientes de la recaudación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH). (OE.3)
- Determinar si la renta petrolera conformada por regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) y la inversión en capital fijo contribuyeron al crecimiento económico de las regiones productoras a través de la estimación de un modelo econométrico. (OE.4)

## **2.7 Hipótesis**

### **2.7.1 Fundamentación de la hipótesis**

A lo largo de la historia, la economía boliviana ha dependido principalmente de la exportación de los recursos naturales debido a una abundante dotación relativa en minerales e hidrocarburos que le dio ventajas comparativas a nivel internacional.

*“... la relación entre el crecimiento económico boliviano y el gas natural, cuyo precio está vinculado directamente al precio internacional del petróleo, en Grebe et al. (2012) y Medinaceli (2012) se afirma que en los últimos años existe una importante dependencia del crecimiento al valor de las exportaciones de gas, atribuyendo la mitad del crecimiento económico en la última década a la dinámica positiva del sector de hidrocarburos. En contraposición, la Memoria de la Economía Boliviana, elaborada por la Unidad de Análisis y Estudios Fiscales (MEFP, 2014), postula que fueron las políticas públicas el factor mediador entre el crecimiento económico y los precios del gas natural, y en última instancia, el*

principal determinante del sentido y la magnitud de relación entre el crecimiento económico y los precios del gas natural.

*Estos disensos dan cuenta de la dificultad en definir relaciones de causalidad precisas, que identifiquen interdependencias fundamentales entre el crecimiento, los precios de los recursos naturales y las políticas públicas, así como posibles mecanismos por los cuales shocks en los precios de recursos naturales se transmiten a la economía real, entre los que se debe considerar instrumentos fiscales como impuestos, regalías o la participación del Estado en las utilidades de las empresas explotadoras de estos recursos...”.<sup>5</sup>*

### **2.7.2 Formulación de la hipótesis**

La hipótesis se plantea de la siguiente manera:

***“La renta petrolera generada en la producción y exportación de los hidrocarburos conformada por regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) que es transferida a las regiones productoras (Tarija, Chuquisaca y Santa Cruz) no contribuyó al crecimiento económico de las regiones en el periodo 2006 al 2019”.***

### **2.7.3 Operacionalización de variables**

Para la investigación se definió el siguiente modelo económico a ser contrastado (Hipótesis Causal):

$$PIB = f(RP, FBKF)$$

---

<sup>5</sup> Fuente: “Recursos Naturales y Crecimiento Económico en Bolivia”; Manuel Olave; página 2; [molave@upb.edu](mailto:molave@upb.edu).



Donde:

PIB = Producto Interno Bruto de las regiones productoras de hidrocarburos como medida del crecimiento económico

RP = Renta Petrolera conformada por regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) transferida a las regiones productoras

FBKF = Formación Bruta de Capital Fijo departamental

## **2.8 Justificaciones**

### **2.8.1 Justificación temática**

La investigación se basó en identificar si los ingresos percibidos por el Estado boliviano por concepto de la renta petrolera proveniente de la producción y exportación de los hidrocarburos en el periodo 2006 al 2019 han contribuido al crecimiento económico de las regiones productoras.

### **2.8.2 Justificación teórica**

En la investigación se hizo referencia a la teoría de la renta petrolera y su distribución; así como la teoría del crecimiento económico de Robert Solow aplicada a la renta petrolera.

Finalmente, una descripción teórica de los diferentes componentes de la cadena productiva del sector de hidrocarburos y su régimen impositivo.

### **2.8.3 Justificación geográfica**

En la investigación se utilizó información estadística de los volúmenes de producción de los campos petroleros de las regiones productoras de Tarija, Chuquisaca y Santa Cruz; información sobre la renta petrolera percibida por las regiones productoras y su forma de distribución.

### **2.8.4 Justificación temporal**

Para la investigación se analizó la producción de los hidrocarburos en el periodo 2006 al 2019 (periodo iniciado con la nacionalización de los recursos hidrocarburíferos del país) y en el que se registró mayores incrementos en la renta petrolera proveniente de la exportación del gas natural a los mercados extranjeros.

Por otro lado, en el periodo analizado se registró inversiones en la producción de hidrocarburos para la exportación de gas natural, así como incrementos en el precio internacional del barril de petróleo (precio referencial para la fijación del precio de exportación del gas boliviano).

Finalmente, ha sido el periodo de implementación de un nuevo modelo económico social, comunitario y productivo que definió nuevas bases de generación y distribución de los excedentes económicos en beneficio de la sociedad.

## **2.9 Alcances**

### **2.9.1 Alcance teórico**

En la presente investigación se utilizó el modelo de crecimiento de Robert Solow aplicado a la renta petrolera.

Por otro lado, se hizo una descripción teórica de los diferentes componentes de la cadena productiva del sector de hidrocarburos y su régimen impositivo.

### 2.9.2 Alcance temático

El alcance temático de la investigación es el siguiente:

<b>ALCANCE</b>	<b>DETALLE</b>
Área de investigación	Economía
Tema Específico	La renta petrolera y el crecimiento económico de las regiones productoras de Bolivia
Nivel de investigación	Análisis económico

**Fuente:** Elaboración propia

## CAPÍTULO III

### 3. MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL

#### 3.1 Esquema del marco teórico

El esquema del marco teórico que sustenta la presente investigación es el siguiente:

Descripción	
Teoría de la Renta Petrolera	<ul style="list-style-type: none"><li>– Conceptualización de la renta petrolera</li><li>– La distribución de la renta petrolera</li></ul>
Teoría del crecimiento económico	<ul style="list-style-type: none"><li>– El crecimiento económico</li><li>– Modelo de crecimiento de Robert Solow</li><li>– Modelo de crecimiento de Solow aplicado a la renta petrolera</li></ul>

#### 3.2 Teoría de la Renta Petrolera

##### 3.2.1 Conceptualización de la renta petrolera

La renta petrolera representa una parte importante del Producto Interno Bruto y del presupuesto de una nación; así como de los ingresos en divisas de los países productores de petróleo.

La adecuada administración y utilización de la renta petrolera constituye un aspecto importante en los gobiernos de las regiones productoras; en relación a la necesidad que se tiene de recibir no sólo compensaciones por los daños ambientales que

ocasionan las actividades petroleras, sino también para encaminar a las regiones en la vía del desarrollo económico sostenible.

La renta petrolera se la define como la diferencia entre el valor de los hidrocarburos extraídos del subsuelo a precios de venta en el mercado internacional menos los costos de extracción; de tal forma que la renta petrolera es lo que queda para ser repartida entre el Estado y las empresas privadas o públicas que participan en la actividad petrolera.

Por otro lado, la renta petrolera también es definida como: “...*las participaciones en las regalías, los impuestos, las transferencias y otros beneficios recibidos por los países como resultado de la explotación y la comercialización de petróleo y gas natural. En términos reales o potenciales, las rentas generadas por la producción de éstos representan parte esencial del producto interno bruto (PIB), del presupuesto y de los ingresos de divisas en muchos países en desarrollo...*”.<sup>6</sup>

El Estado no solamente se queda con su participación en la renta petrolera, sino que también obtiene recursos adicionales a través del pago de impuestos que efectúan las empresas privadas de su porción de la renta petrolera. La participación estatal dentro de la renta petrolera es determinada por diferentes conceptos, entre los que figuran las regalías, los impuestos y la participación de las empresas petroleras estatales en las utilidades de los contratos de operación.

De tal forma que la renta estatal además de depender de los niveles de producción, precios y costos de la explotación de los hidrocarburos, depende también de las alícuotas de las regalías e impuestos.

---

<sup>6</sup> Fuente: “La distribución de la renta petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú”; Comercio Exterior, Vol. 54, número 7, Julio de 2004; página 649; <http://revistas.bancomext.gob.mx> (18/05/2022; 14:30).

*“Se considera Renta Petrolera los ingresos percibidos por el Estado que provienen de las regalías cobradas a las empresas extractoras; el impuesto a la renta que pagan estas mismas empresas; las contribuciones sociales; los pagos por capacitación; el pago de patentes; y, una serie de pagos menores particulares a cada país... La generación de la renta petrolera está en función del volumen de reservas de hidrocarburos, del nivel de producción, del costo de esa producción, así como de la capacidad de los países de captar las inversiones necesarias para lograr una explotación racional...”*<sup>7</sup>

Por otro lado, el autor Héctor L. Iacomini en su obra: “Derecho de Minería y Energía” conceptualiza la renta petrolera de la siguiente forma: *“...El petróleo tiene un valor a raíz de sus propiedades intrínsecas y sus usos múltiples, motivo por el cual su ínsito valor en el subsuelo es significativo, habida cuenta que el precio del petróleo crudo es, en general, superior a la suma de costos y de allí que en el subsuelo aquél represente un capital para el propietario de la tierra. La industria petrolera posee un extraordinario potencial de rentabilidad al utilizar un recurso escaso y finito, cuyas innúmeras aplicaciones y contenido energético le confieren un innegable valor intrínseco, aún antes de ser extraído. De allí, que la suma de costos de extracción y el precio de mercado determinan “prima facie” la renta del petróleo.*

*...Con sentido de actualidad podría afirmarse que la renta petrolera a que acceden las empresas es el diferencial que obtienen entre los costos medios de producción – incluidas regalías, inversiones básicas, sueldos y el precio de venta del producto extraído...”*<sup>8</sup>

---

<sup>7</sup> Fuente: “Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú”; Programa de Asistencia a la Gestión del Sector de la Energía (ESMAP), Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento/BANCO MUNDIAL, 2005; páginas 3 y 10; <http://www.esmap.org> (19/05/2022; 10:30).

<sup>8</sup> Fuente: “Derecho de Minería y Energía”; Héctor L. Iacomini, Universidad Nacional de La Plata; páginas 297 y 304; <http://sedici.unlp.edu.ar> (19/05/2022; 9:30).

### 3.2.2 La distribución de la renta petrolera

Las decisiones respecto a la distribución de la renta petrolera se enmarcan dentro de las finanzas públicas y en general, en las políticas macroeconómicas de cada país. Sin embargo, se puede argumentar que es deseable la priorización y articulación previa del uso de la renta entre el gobierno central y los gobiernos regionales. El uso efectivo de la renta petrolera depende de varios factores, empezando por una administración transparente de los recursos y no puede escapar a las prioridades establecidas en los planes de desarrollo de los gobiernos a nivel central y regional.

En los países productores de hidrocarburos se debe considerar la priorización de las inversiones a los gastos corrientes en la distribución de la renta petrolera; lo cual implica la formulación de planes de desarrollo a mediano y largo plazo. Además de priorizar el crecimiento y desarrollo económico de las regiones y la implementación de efectivos sistemas de control de la ejecución presupuestaria de los recursos provenientes de la renta petrolera y en caso de la existencia de excedentes, generar mecanismos eficientes de ahorro de la renta petrolera.

*“La renta petrolera representa importantes ingresos del Estado, el cual los debe distribuir de acuerdo con las leyes vigentes y los requisitos que exige la colocación de fondos públicos. Por ello las instituciones que reciben la renta tienen que tener una personalidad jurídica definida. Deben, además, contar con planes de inversión y un sistema de control y auditoría para el uso de los fondos... El grado de descentralización política influye en la distribución de la renta, pues en la medida en que las regiones o los municipios tengan mayor capacidad administrativa y política de sus recursos, tendrán mejor acceso a la renta y fondos que de otra*

*manera irían al tesoro público y podrían ser asignados directamente a los departamentos o las regiones”.*<sup>9</sup>

Una estructura equilibrada en la distribución de la renta petrolera permitirá que las regiones productoras perciban los beneficios provenientes de la explotación de los hidrocarburos de forma directa y transparente, con el objetivo de que dichos beneficios contribuyan al desarrollo económico de las regiones.

### **3.3 Teoría del crecimiento económico**

#### **3.3.1 El crecimiento económico**

El crecimiento económico es un crecimiento del producto potencial en el largo plazo. El crecimiento en el producto per cápita es un objetivo importante del gobierno, porque se encuentra asociado con la elevación de los ingresos reales promedio y de los niveles de vida.

Paul A. Samuelson y William D. Nordhaus definen el crecimiento económico de la siguiente manera: “...*el crecimiento económico representa la expansión del PIB potencial nacional. En otras palabras, el crecimiento económico ocurre cuando la frontera de posibilidades de producción (FPP) de un país se desplaza a la derecha. Un concepto estrechamente relacionado es la tasa de crecimiento del producto por persona (también conocido como producto interno bruto per cápita o ingreso per cápita), que determina la velocidad a la cual aumentan los niveles de vida del país. A las naciones les preocupa fundamentalmente el crecimiento en el producto per cápita, porque este lleva a la elevación de los ingresos medios.*”

---

<sup>9</sup> Fuente: “La distribución de la renta petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú”; Comercio Exterior, Vol. 54, número 7, Julio de 2004; página 653; <http://revistas.bancomext.gob.mx> (18/05/2022; 15:00).



*...De hecho, los economistas que han estudiado el crecimiento han encontrado que el motor del progreso económico debe sustentarse en los mismos cuatro pilares, no importa cuán rico o pobre sea el país. Estos cuatro pilares, o factores de producción, son:*

- *Recursos humanos (oferta de trabajo, educación, habilidades, disciplina, motivación).*
- *Recursos naturales (tierra, minerales, combustibles, calidad ambiental).*
- *Capital (plantas, maquinaria, carreteras, propiedad intelectual).*
- *Avance tecnológico e innovación (ciencia, ingeniería, administración, talento empresarial).’’<sup>10</sup>*

### **3.3.2 Modelo de crecimiento de Robert Solow**

El esquema contable de *Robert Solow* atribuye el crecimiento económico a la acumulación de capital, al crecimiento de la fuerza de trabajo y al cambio tecnológico.

En 1956 Robert Solow realizó un nuevo modelo de crecimiento. En su desarrollo parte de la misma función de producción agregada que utilizó para su esquema contable. A esta función de producción le realiza modificaciones bajo diferentes supuestos para obtener el modelo de crecimiento.

Este modelo es hasta ahora el principal esquema teórico para analizar la relación entre ahorro, acumulación de capital y el crecimiento económico.

El punto de partida es la función de producción:

---

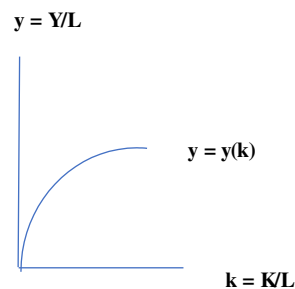
<sup>10</sup> Fuente: Macroeconomía con aplicaciones; Paul A. Samuelson y William D. Nordhaus, Mc Graw Hill 19va. Edición (Páginas 230 y 231).

$$Y = AF(K, L) \quad (1)$$

Expresamos las variables en términos per cápita y suponemos que la población y la fuerza de trabajo son iguales, de modo que el producto per cápita es igual al producto por trabajador. Designamos el producto por unidad de trabajo  $Y/L$  por  $y$  y el capital por unidad de trabajo  $K/L$  por  $k$ . De la función de producción en la ecuación (1), podemos escribir:

$$y = Af(k) \quad (2)$$

La ecuación (2) muestra que el producto per cápita es una función creciente del coeficiente capital-trabajo. Esta versión de la función de producción en unidades per cápita se muestra gráficamente:



La función de producción en términos per cápita

El eje vertical mide el producto per cápita ( $y$ ) y el eje horizontal mide el capital por trabajador ( $k$ ). Como muestra la figura, valores más altos de  $k$  llevan a valores más altos de  $y$  pero a una tasa decreciente.

En la presentación original de Solow, la economía inicialmente se encuentra cerrada al comercio con el resto del mundo. En consecuencia, la inversión doméstica  $I$  es igual al ahorro nacional  $S$ :

$$I = S \quad (3)$$

El cambio en el stock de capital es igual a la inversión neta de la depreciación. Con un stock de capital  $K$ , suponemos que la depreciación es una proporción fija de  $K$ , igual a  $dk$ .

Por tanto, el cambio en el stock de capital es igual a la inversión menos la depreciación.

$$\Delta K = I - dk \quad (4)$$

Suponemos también que el ahorro es simplemente una proporción fija del producto nacional. Por lo tanto,  $I = S = sY$ . En consecuencia:

$$\Delta K = sY - dk \quad (5)$$

Dividimos ambos lados de la expresión por el tamaño de la fuerza laboral y tenemos:

$$\frac{\Delta K}{L} = sy - dk \quad (6)$$

Suponemos que la población crece a una tasa proporcional constante  $n$ , que está determinada por factores biológicos y otros que están fuera del ámbito del modelo. También suponemos que la tasa de crecimiento de la población es la misma que la tasa de crecimiento de la fuerza laboral. Tenemos entonces que  $\Delta L/L = n$ . Para completar el conjunto de supuestos, tomaremos el progreso tecnológico como cero inicialmente.

Ahora, como  $k = K/L$ , la tasa de crecimiento de  $k$  está dada por:

$$\frac{\Delta k}{k} = \frac{\Delta K}{K} - \frac{\Delta L}{L} = \frac{\Delta K}{K} - n \quad (7)$$

Por tanto,  $\Delta K = (\Delta k/k)K + nK$ . Dividiendo ahora ambos lados de la ecuación por  $L$ , tenemos:

$$\frac{\Delta K}{L} = \Delta k + nk \quad (8)$$

Si reemplazamos esta expresión por  $\Delta K/L$  en la ecuación (6), llegamos a la ecuación fundamental de acumulación de capital:

$$\Delta k = sy - (n + d)k \quad (9)$$

Esta ecuación clave establece que el crecimiento del capital por trabajador ( $\Delta k$ ) es igual a la tasa de ahorro per cápita  $sy$  menos el término  $(n + d)k$ .

La fuerza laboral está creciendo a la tasa  $n$ . Por lo tanto, un cierto monto del ahorro per cápita debe usarse meramente para equipar a los nuevos participantes en la fuerza laboral con un capital  $k$  por trabajador.

Para este propósito, se debe aplicar un monto  $nk$  del ahorro. Al mismo tiempo, un cierto monto del ahorro per cápita se debe aplicar a reponer el capital depreciado, se debe usar un monto  $dk$  de ahorro.

Por lo tanto, en total,  $(n+d)k$  del ahorro per cápita se debe usar tan sólo para mantener constante el coeficiente capital-trabajo al nivel  $k$ .

Cualquier ahorro en exceso del monto  $(n + d)k$  lleva a un aumento en el coeficiente capital-trabajo (esto es,  $\Delta k > 0$ ).

El ahorro utilizado para equipar a nuevos trabajadores que entran a la fuerza laboral se llama ampliación del capital. El ahorro utilizado para hacer subir el coeficiente

capital-producto se llama profundización del capital. Por lo tanto, la ecuación fundamental de acumulación de capital (9) establece que:

**Profundización del capital = ahorro per cápita menos ampliación del capital**

En el *estado estacionario* (la posición del equilibrio de largo plazo de la economía), el capital por trabajador alcanza un valor de equilibrio y permanece invariable a ese nivel.

Como resultado, el producto por trabajador también alcanza un estado estacionario y tanto  $k$  como  $q$  alcanzan un nivel permanente.

Para alcanzar el estado estacionario, el ahorro per cápita debe ser exactamente igual a la ampliación del capital, de modo que  $\dot{k} = 0$ . Matemáticamente, debemos tener:

$$sy = (n + d)k \quad (10)$$

No obstante que el estado estacionario significa un valor constante para  $y$  y  $k$ , esto no significa que el crecimiento también sea cero. De hecho, en estado estacionario hay un crecimiento positivo del producto a la tasa  $n$ . Para ver esto, recordemos que la fuerza laboral está creciendo a la tasa  $n$ . Por consiguiente, como el coeficiente capital-trabajo es constante, esto significa que  $\Delta K/K = \Delta L/L = n$ .

En consecuencia, el stock de capital también está creciendo a la tasa  $n$ . Como tanto  $L$  como  $K$  crecen a la tasa  $n$ , el producto también crece a la tasa  $n$  (el producto per cápita  $Y/L$  es constante, de modo que  $Y$  está creciendo a la misma tasa que  $L$ , esto es,  $\Delta Y/Y = \Delta L/L = n$ ).

### 3.3.3 Modelo de crecimiento de Robert Solow aplicado a la renta petrolera

Diversos estudios sobre el crecimiento económico han utilizado el modelo de crecimiento de *Robert Solow* para explicar el crecimiento económico en base a los recursos naturales, encontrándose entre ellos los siguientes modelos:

- Jeffrey D. Sachs y Andrew M. Warner con modelos econométricos comprobaron la existencia de una correlación negativa entre la abundancia de recursos naturales y el crecimiento económico para los países desarrollados y en desarrollo.<sup>11</sup>
- Luis Enrique Hernández en su análisis basado en la teoría de crecimiento económico de Robert Solow, comprobó la existencia de una relación positiva entre la renta petrolera y el crecimiento económico para la economía venezolana.<sup>12</sup>

En el presente trabajo de investigación se utiliza el modelo de Solow para analizar la relación existente entre el crecimiento económico y la renta, incluyendo la variable *renta petrolera (RP)* a la función de producción, basado en el estudio de Hernández (2006) anteriormente referido.

Para la elaboración del modelo, partimos de la función de producción neoclásica, incorporando una variable adicional como otro factor determinante del crecimiento económico que es la *renta petrolera (RP)* de la siguiente forma:

---

<sup>11</sup> Fuente: Natural Resource Intensity and Economic Growth; Jeffrey D. Sachs and Andrew M. Warner en “Development Policies in Natural Resource Economies” editado por Jorg Mayer, Brian Chambers and Ayisha Farooq (UNCTAD); 1999.

<sup>12</sup> Fuente: La Renta Petrolera y su impacto en el crecimiento económico de Venezuela; Luis Enrique Hernández en “Problemas del Desarrollo. Revista Latinoamericana de Economía”, volumen 37, número 145, abril – junio 2006; Universidad Nacional Autónoma de México.

$$Y = F(K, L, A) + RP \quad (11)$$

La principal finalidad del crecimiento económico es estudiar las tasas de crecimiento per cápita y no así a nivel de agregados económicos, en razón a que se debe considerar la riqueza de un país no a nivel de su producción total, sino a nivel de la producción promedio de sus habitantes.

Por lo tanto, expresamos la ecuación (11) en términos per cápita de la siguiente forma:

$$y = Af(k) + rp \quad (12)$$

A su vez, la ecuación fundamental de Solow se modifica, debido a que se introduce la variable *renta petrolera* al modelo:

$$\Delta k = \alpha rp + sf(Ak) - (n + d)k \quad (13)$$

Donde:

$\Delta k$  = el incremento al stock de capital per cápita

$\alpha$  = la proporción de la renta destinada a la inversión

$rp$  = la renta petrolera per cápita

$sf(Ak)$  = la función de ahorro o la inversión efectiva

$(n + d)k$  = la inversión requerida per cápita para reponer la depreciación del capital

El modelo predice un equilibrio a largo plazo definido como el estado estacionario, en el cual tanto el capital como el producto son cero y la economía deja de crecer como muestra la siguiente expresión:

$$k^* = y^* = 0 \quad (14)$$

En el caso de incrementos en la renta petrolera debido al descubrimiento de nuevos pozos de petróleo y/o el desarrollo de nuevas reservas de hidrocarburos, el parámetro  $\alpha$  sería positivo ( $\alpha > 0$ ), determinándose mayores ingresos provenientes de la explotación de los hidrocarburos, siendo que también la renta petrolera se incrementaría ( $r_p > 0$ ), produciéndose un incremento en la acumulación de capital y por ende, mayor crecimiento económico. Sin embargo, en el transcurso del tiempo el stock de capital aumentará trayendo consigo mayor depreciación; lo cual ameritará tasas crecientes de inversión para mantener las tasas de crecimiento.

Por el contrario, cuando la renta petrolera comience a descender, se producirá una caída del parámetro ( $\alpha < 0$ ), entonces la inversión no será suficiente para reponer los bienes de capital depreciados y se generará un proceso de desacumulación de capital y por ende una caída en el crecimiento de la economía.



## CAPÍTULO IV

### 4. MARCO POLÍTICO, NORMATIVO E INSTITUCIONAL

#### 4.1 Esquema del marco político, normativo e institucional

El esquema del marco de políticas, normas e institucional que sustenta la investigación es el siguiente:

Descripción			
Marco político, normativo e institucional	Políticas de los hidrocarburos y su relación con el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES)		
	<table border="1"><tr><td>Normatividad legal aplicada al sector de hidrocarburos en Bolivia</td><td><ul style="list-style-type: none"><li>- La Constitución Política del Estado y el sector de hidrocarburos en Bolivia</li><li>- Análisis de la Ley de Hidrocarburos y sus decretos reglamentarios</li><li>- Coparticipación y distribución del IDH y las regalías de los hidrocarburos</li></ul></td></tr></table>	Normatividad legal aplicada al sector de hidrocarburos en Bolivia	<ul style="list-style-type: none"><li>- La Constitución Política del Estado y el sector de hidrocarburos en Bolivia</li><li>- Análisis de la Ley de Hidrocarburos y sus decretos reglamentarios</li><li>- Coparticipación y distribución del IDH y las regalías de los hidrocarburos</li></ul>
	Normatividad legal aplicada al sector de hidrocarburos en Bolivia	<ul style="list-style-type: none"><li>- La Constitución Política del Estado y el sector de hidrocarburos en Bolivia</li><li>- Análisis de la Ley de Hidrocarburos y sus decretos reglamentarios</li><li>- Coparticipación y distribución del IDH y las regalías de los hidrocarburos</li></ul>	
<table border="1"><tr><td>Instituciones relacionadas con el sector de hidrocarburos</td><td><ul style="list-style-type: none"><li>- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)</li><li>- Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH)</li><li>- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)</li></ul></td></tr></table>	Instituciones relacionadas con el sector de hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none"><li>- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)</li><li>- Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH)</li><li>- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)</li></ul>	
Instituciones relacionadas con el sector de hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none"><li>- Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)</li><li>- Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH)</li><li>- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)</li></ul>		

#### **4.2 Políticas de los hidrocarburos y su relación con el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES)**

Con el Decreto Supremo No. 29272 de 12 de septiembre de 2007 se aprobó el Plan General de Desarrollo Económico y Social de Bolivia: “Plan Nacional de Desarrollo: Bolivia Digna, Soberana, Productiva y Democrática para Vivir Bien” 2006 – 2010 como un instrumento de planificación, gestión y monitoreo para el Desarrollo Nacional.

El Plan General de Desarrollo Económico y Social 2006 – 2010 se desarrolló en cuatro pilares, constituyéndose el sector de los hidrocarburos en el marco del Vivir Bien en el motor estratégico de la economía boliviana con capacidad de generación de excedentes para impulsar el desarrollo productivo nacional. Para tal efecto, se cambió el rol del Estado boliviano para que participe en toda la cadena productiva del sector con el objetivo de incrementar su valor agregado.

Para lograr ese objetivo, el PDES 2006 – 2010 propuso las siguientes políticas y estrategias:

1. La recuperación e industrialización de los hidrocarburos a través de la formulación de un marco institucional y normativo que garantice y consolide la nacionalización de los hidrocarburos; así como el fortalecimiento de YPFB para participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos.
2. La consolidación y apertura de mercados internos y externos del sector; así como la negociación de los precios y orientación de los recursos a los intereses más convenientes de la economía nacional.

Por otro lado, en el marco de la Agenda Patriótica 2025<sup>13</sup>, el Plan de Desarrollo Económico y Social en el marco del Desarrollo Integral para Vivir Bien (PDES) 2016 – 2020 del Estado Plurinacional de Bolivia aprobado con la Ley No. 786 de 10 de marzo de 2016 tiene entre uno de sus pilares, la diversificación económica del país en la industrialización y en la generación de mayores ingresos duraderos y estables en las áreas de energía, hidrocarburos, agropecuaria, minería y turismo.

Las acciones a ser desarrolladas para lograr los resultados establecidos en el PDES, deben ser implementadas por el Gobierno Central y los Gobiernos de las Entidades Territoriales Autónomas en el ejercicio de sus competencias privativas, exclusivas, compartidas y concurrentes establecidas legalmente en la Constitución Política del Estado y en la Ley No. 031 de 19 de julio de 2010 “*Ley Marco de Autonomías y Descentralización Andrés Ibáñez*”; así como la participación activa del sector privado, de las organizaciones sociales y de las universidades públicas y privadas.

Esto supone un importante esfuerzo de coordinación intergubernamental entre el nivel central del Estado y los gobiernos departamentales, municipales e indígena originario campesinos.

El Plan de Desarrollo Económico y Social 2016 – 2020 para el Pilar 7: “*Soberanía sobre nuestros recursos naturales con nacionalización, industrialización y comercialización en armonía y equilibrio con la Madre Tierra*” define que el Estado promoverá activamente la realización de procesos de exploración y explotación de hidrocarburos con la participación activa de las empresas subsidiarias para la distribución en el mercado interno y externo.

---

<sup>13</sup> La Ley No. 650 de 15 de enero de 2015 eleva a rango de Ley la Agenda Patriótica del Bicentenario 2025, la cual establece que la visión del Estado para el Sector Hidrocarburos al año 2025 expresa: “En el marco del respeto a los derechos de la madre tierra, el Estado Boliviano garantiza la seguridad y soberanía energética (hidrocarburos), industrializa el gas natural, transforma la estructura productiva, genera excedentes económicos y contribuye al desarrollo integral de Bolivia”.

La implementación del Plan permitirá consolidar y garantizar el aporte del sector de hidrocarburos a la economía del Estado Plurinacional, fortaleciendo el proceso de industrialización de los hidrocarburos iniciado en años anteriores.

El Plan establece que hacia el 2020, se fortalecerá al sector de hidrocarburos con el liderazgo de YPFB y en articulación con el conjunto de las empresas bajo dependencia de YPFB Corporación y se garantizará el incremento de los niveles de producción de gas, gas licuado de petróleo (GLP) y petróleo, mitigando cualquier posible reducción de los precios internacionales.

Asimismo, se busca asegurar los volúmenes y capacidad de transporte necesarios para la operación permanente de las plantas de industrialización, garantizando un equilibrio económico entre la actividad de explotación y producción de los hidrocarburos y la actividad de industrialización; siendo el abastecimiento de la demanda de gas natural para la industrialización una prioridad del Estado.

El Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos 2016 – 2020 elaborado por el Ministerio de Hidrocarburos en el marco de la Ley No. 777 de 21 de enero de 2016 del Sistema de Planificación Integral del Estado (SPIE) y aprobado con la Resolución Ministerial No. 081 – 17 de 19 de julio de 2017, tiene la finalidad de articular el conjunto de la planificación del sector de hidrocarburos con otros sectores, entidades territoriales y organizaciones sociales del Estado y establece lineamientos para la planificación territorial, proporcionando orientación al sector privado, organizaciones comunitarias, socio cooperativas y al conjunto de las organizaciones sociales.

El Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos (PSDIH) contribuye en cuatro pilares de la Agenda Patriótica 2025:

- Socialización y universalización de los servicios básicos con soberanía (Pilar 2)

- Soberanía científica y tecnológica con identidad propia (Pilar 4)
- Soberanía productiva con diversificación y desarrollo integral sin la dictadura del mercado capitalista (Pilar 6)
- Soberanía sobre nuestros recursos naturales con nacionalización, industrialización y comercialización en armonía y equilibrio con la madre tierra (Pilar 7)

Las políticas del sector hidrocarburífero identificadas en el PSDIH se desprenden de las competencias y atribuciones asignadas en la Constitución Política del Estado y se enmarcan de manera integral en los pilares de la Agenda Patriótica 2025.

**Cuadro No. 5 – Políticas del sector de hidrocarburos establecidas en el PSDIH 2016 - 2020**

Objetivos	Pilares de la Agenda Patriótica 2025	Metas del PDES	Políticas
Soberanía energética	Pilar 7	El aprovechamiento de los recursos generados por la ya fortalecida empresa YPFB, la cual genera utilidades y se redistribuyen en políticas sociales. Las inversiones en la cadena de hidrocarburos, permitirán el incremento de las reservas y la producción de hidrocarburos, lo que su vez permite la generación de excedentes de distribución (Meta 1)	Garantizar y consolidar la soberanía energética del Estado, ejerciendo a nombre y en representación del Pueblo Boliviano la propiedad de los recursos naturales y la administración de sus rentas y beneficios (Política 1)
Seguridad energética	Pilar 7	Incremento de las reservas y la producción de hidrocarburos mediante la promoción de inversiones en exploración y explotación, orientando esfuerzos en el incremento del consumo de gas natural (Meta 2)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alcanzar y garantizar la autosuficiencia e independencia energética para el abastecimiento del mercado interno y la generación de excedentes para exportación (Política 3)</li> <li>- Diversificar la matriz energética, garantizando la producción con el uso sustentable y eficiente de los recursos hidrocarburíferos (Política 4)</li> <li>- Consolidar el sector hidrocarburífero con un significativo incremento de las reservas naturales, garantizando la utilización de las mejores tecnologías (Política 5)</li> </ul>
Universalización	Pilar 2	La cobertura de gas domiciliario alcance al menos al 50 % de los hogares, mediante sistema convencional y el virtual. Para éste fin se prevé ampliar las redes de gas domiciliario y realizar nuevas instalaciones de distribución de GNL (Meta 6)	Asegurar el acceso universal y equitativo del suministro de gas natural (Política 6)
Eficiencia	Pilar 6	Disminución del consumo de las fuentes fósiles y la conversión de los sistemas energéticos de altos consumos por consumos más eficientes. También aporta a la conservación del medio ambiente con la disminución de los gases de efecto invernadero	Fomentar y desarrollar, el uso eficiente de la energía en sus diferentes formas, y del potencial hidrocarburífero con el menor impacto socio ambiental, coadyuvando al ahorro energético y la reducción de las emisiones de GEI.
		Incrementar volúmenes de GLP para exportación a partir de la operación de las Plantas de	Desarrollar la industria de los recursos naturales hidrocarburíferos, enfocada en

Objetivos	Pilares de la Agenda Patriótica 2025	Metas del PDES	Políticas
Industrialización	Pilar 7	separación de Líquidos, planta de GNL, Planta de Amoníaco Urea y plantas de procesamientos de gas para producir derivados y la implementación de los complejos productivos de gas	ejes regionales para un desarrollo equilibrado, que consiga el beneficio equitativo del país (Política 8)
Integración	Pilar 7	El Estado boliviano habrá fortalecido su rol como centro articulador de la integración energética regional, avanzando en acuerdos de integración, internacionalización de las empresas estratégicas y creación de corredores de exportación, en el objetivo de constituir a Bolivia en el Centro Energético Regional	Consolidar y ampliar los mercados externos con los excedentes hidrocarburíferos, buscando complementariedad y subsidiariedad económica a partir de espacios de integración ampliados (Política 9)
Fortalecimiento del sector	Pilar 4	Aumento significativo de los profesionales, técnicos, académicos, científicos y expertos en tecnología de alto nivel, formados con el apoyo del estado, a fin de que se encuentren desarrollando actividades específicas en las instituciones y empresas públicas	Reestructurar, consolidar y fortalecer las instituciones y empresas públicas del sector de hidrocarburos para el logro de la nueva visión de país y de la política hidrocarburífera (Política 10)

**Fuente:** Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos 2016 – 2020

En el PSDIH se plantea los siguientes desafíos para el sector de hidrocarburos:

- Incrementar las actividades de exploración y explotación, promoviendo el incremento y cuantificación de reservas y el desarrollo de campos hidrocarburíferos nuevos y existentes a objeto de incrementar la producción, buscando la optimización en los Factores de Recuperación de cada reservorio.
- Garantizar la seguridad energética nacional y consolidar el país como centro energético regional, otorgando prioridad al abastecimiento del mercado interno.
- Promover el cambio de la matriz energética a través del programa de ampliación de las instalaciones de gas natural, para reemplazar el uso de gas licuado de petróleo (GLP), kerosene y biomasa por el gas natural domiciliario y en el sector transporte la gasolina por (GNV).
- Consolidar la industrialización de los recursos hidrocarburíferos, a objeto de generar valor agregado.

- Realizar inversiones importantes en la industrialización del gas natural, para mejorar la economía y generar equilibrios regionales a tiempo de impulsar y promover el desarrollo económico y social del país, a través de complejos productivos integrales en el Chaco tarijeño, el trópico de Cochabamba y el departamento de Santa Cruz.
- Consolidar mercados externos para el GLP.
- Promover estrategias de comercialización de productos industrializados.

El PSDIH comprende seis áreas que permiten organizar las acciones sectoriales en el periodo 2016 – 2020:

- Identificación de pilares, metas, resultados y acciones
- Programación de resultados y acciones
- Territorialización de acciones con enfoque de sistemas de vida, gestión de riesgos y cambio climático
- Articulación intersectorial
- Distribución competencial
- Roles de actores

### **4.3 Normatividad legal aplicada al sector de hidrocarburos en Bolivia**

#### **4.3.1 La Constitución Política del Estado y el sector de hidrocarburos en Bolivia**

De acuerdo con la Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia promulgada el 7 de febrero de 2009, una de las principales funciones del Estado consiste en el aprovechamiento de los recursos naturales estratégicos. De tal forma, la CPE promueve una organización económica basada en el desarrollo productivo industrializador de los recursos naturales con el objetivo final de eliminar la pobreza y la exclusión social y económica del país (artículo 313°).

En ese sentido, el sector de hidrocarburos es uno de los sectores que más contribuye a la economía en cuanto a las exportaciones, inversiones y recaudaciones fiscales. Además, es declarado en la CPE como un recurso natural estratégico y de interés público para el desarrollo del país; los recursos que esta actividad genera tienen que ser enfocados para lograr el desarrollo de una economía diversificada, productiva y sostenible, con el objetivo de generar riqueza, reducir la pobreza, mejorar la calidad de vida y consolidar una integración nacional.

La Constitución Política del Estado determina que los recursos naturales son de propiedad del pueblo boliviano y serán administrados por el Estado; además que el Estado podrá intervenir en toda la cadena productiva de los sectores estratégicos, buscando garantizar su abastecimiento para preservar la calidad de vida de todas las bolivianas y todos los bolivianos. Además, la forma de organización económica estatal comprende a las empresas y otras entidades económicas de propiedad estatal con el objetivo de administrar a nombre del pueblo boliviano los derechos propietarios de los recursos naturales y ejercer el control estratégico de las cadenas productivas y los procesos de industrialización de dichos recursos (artículos 311° y 309°).

El artículo 319° de la CPE señala que la industrialización de los recursos naturales será prioridad en las políticas económicas, en el marco del respeto y protección del medio ambiente y de los derechos de las naciones y pueblos indígena originario campesino y sus territorios. La articulación de la explotación de los recursos naturales con el aparato productivo interno será prioritaria en las políticas económicas del Estado.

La CPE en su artículo 9° establece entre los fines y funciones esenciales del Estado, promover y garantizar el aprovechamiento responsable y planificado de los recursos naturales e impulsar su industrialización, a través del desarrollo y del



fortalecimiento de la base productiva, así como la conservación del medio ambiente, para el bienestar de las generaciones actuales y futuras.

La Constitución Política del Estado también establece que la distribución de los beneficios de la explotación de los recursos naturales debe seguir un criterio de equidad social, asignándose con prioridad a las regiones productoras, a las naciones y pueblos indígena originarios y a los campesinos.<sup>14</sup>

Se puede concluir que los lineamientos constitucionales anteriormente señalados, establecen la importancia del sector de hidrocarburos para el gobierno central y los gobiernos locales (departamentales y municipales) a través de los recursos que transfiere a lo largo de toda la cadena de producción petrolera de exploración, explotación, transporte, refinación, comercialización y distribución de los hidrocarburos.

#### **4.3.2 Análisis de la Ley de Hidrocarburos y sus decretos reglamentarios**

En el mes de mayo de 2005 se promulgó la Ley de Hidrocarburos No. 3058; cuya misión encomendada por el pueblo boliviano a través del Referéndum del 18 de julio de 2004 consistía en la recuperación de la propiedad de todos los hidrocarburos en Boca de Pozo para el Estado Boliviano y el estado a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), ejercerá el derecho propietario de los mismos. Asimismo, se determinó que los Titulares que hubieran suscrito Contratos de Riesgo Compartido para ejecutar las actividades de Exploración, Explotación y

---

<sup>14</sup>De acuerdo con la Ley Marco de Autonomías y Descentralización de julio de 2010, son aquellos pueblos y naciones que existen con anterioridad a la colonización y constituyen una unidad sociopolítica, históricamente desarrollada, con organización, cultura, instituciones, derecho, ritualidad, religión, idioma y otras características comunes e integradas. Además, se encuentran asentados en un territorio ancestral determinado y con sus instituciones propias, que en las tierras altas son los Suyus conformados por Markas, Ayllus y otras formas de organización, y en las tierras bajas tendrán las características propias de cada pueblo indígena, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 2º, Parágrafo I del Artículo 30º y el Artículo 32º de la Constitución Política del Estado.

Comercialización y hubieran obtenido licencias y concesiones al amparo de la Ley de Hidrocarburos No. 1689 de 30 de abril de 1996, debían convertirse obligatoriamente a las modalidades de contratos establecidas en la nueva Ley en el plazo de 180 días calendario computables a partir de su vigencia.<sup>15</sup>

La Ley No. 3058 establece los principios, las normas y los procedimientos para la realización de actividades hidrocarburíferas en todo el país. El aspecto más importante de esta norma fue la creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH).

La alícuota del IDH es del treinta y dos por ciento (32%) sobre la producción fiscalizada de hidrocarburos (artículo 349° de la CPE).

En el artículo 4° de la nueva Ley de Hidrocarburos, se reconoció el valor del Gas Natural y demás hidrocarburos como recursos estratégicos que coadyuven a los objetivos de desarrollo económico y social del país.

El artículo 6° de la nueva Ley de Hidrocarburos, establece la refundación de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), recuperando la propiedad estatal de las acciones de los bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que esta Empresa Estatal pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos, reestructurando los Fondos de Capitalización Colectiva y garantizando el financiamiento del Bono Solidaridad.

El artículo 8° establece que el Estado retendrá el cincuenta por ciento (50%) del valor de la producción de gas y petróleo.

---

<sup>15</sup> Los artículos 362° y 363° de la Nueva Constitución Política del Estado aprobada posteriormente a la Ley No. 3058, establecieron que la Asamblea Legislativa Plurinacional autorizará la suscripción de contratos de prestación de servicios con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, siempre y cuando no se incurriera en pérdidas para YPF y/o para el Estado. De la misma manera, permitirá la conformación de sociedades de economía mixta para realizar actividades de la cadena, con la participación accionaria de al menos 51% del total del capital social.

Una vez iniciada la explotación, además del pago de patentes, la Ley No. 3058 establece el pago de regalías y el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH); el Estado se queda con el 50% del valor de los hidrocarburos producidos de acuerdo al siguiente cuadro:

**Cuadro No. 6 – Bolivia: Distribución porcentual de la Renta Petrolera**

Descripción	Porcentaje (%)
• Regalía Departamental	11
• Regalía Nacional Compensatoria	1
• Participación del TGE	6
• Impuesto Directo a los Hidrocarburos	32
<b>Total</b>	<b><u>50</u></b>

**Fuente:** Ley No. 3058 de 17 de mayo de 2005

En términos de distribución de la renta, la CPE establece que el pueblo boliviano tendrá acceso equitativo a los beneficios provenientes del aprovechamiento de todos los recursos naturales. Se asignará una participación prioritaria a los territorios donde se encuentren estos recursos, y a las naciones y pueblos indígena originario campesinos.

El sector de hidrocarburos está sujeto al régimen general de impuestos, los principales tributos pagados son el Impuesto al Valor Agregado (IVA), Impuesto a las Transacciones (IT) e Impuesto a las Utilidades de las Empresas (IUE).

Para el caso de las actividades de refinación, industrialización, transporte, almacenaje y comercialización de hidrocarburos (downstream); se aplica además el Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD).

El artículo 16° de la Ley de Hidrocarburos señala que los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son de dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado;

ningún contrato puede conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos, ni de los hidrocarburos en Boca de Pozo ni hasta el punto de fiscalización.

Con el Decreto Supremo No. 28701 de 1 de mayo de 2006 (Decreto de nacionalización de hidrocarburos), se confirió a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos la propiedad de toda la producción de los hidrocarburos y YPFB a nombre y en representación del Estado, en ejercicio pleno de la propiedad de todos los hidrocarburos producidos en el país, asume la comercialización, definiendo las condiciones, volúmenes y precios tanto para el mercado interno, como para la exportación y la industrialización.

Con el mencionado Decreto de Nacionalización, se otorgó a YPFB la potestad de definir las condiciones de comercialización de los hidrocarburos y de tomar el control de todas las actividades de la cadena productiva. Asimismo, se estableció que las empresas petroleras que realizaban actividades de producción de gas y petróleo en el territorio nacional para seguir operando, deberían adecuarse a un nuevo marco contractual en un plazo no mayor a 180 días.

La Ley de Hidrocarburos No. 3058 establece un nuevo marco contractual para las empresas que operan en las actividades de exploración y explotación de los hidrocarburos. De acuerdo a la mencionada normativa, los nuevos tipos de contratos entre las empresas y el Estado boliviano son los siguientes:<sup>16</sup>

- Contrato de Producción Compartida
- Contrato de Operación
- Contrato de Asociación

---

<sup>16</sup> Artículos 72°, 77° y 81° de la Ley de Hidrocarburos No. 3058 de 17 de mayo de 2005.

El Estado boliviano ha suscrito 71 contratos con 12 empresas petroleras transnacionales. El detalle es el siguiente:

**Cuadro No. 7 – Contratos de Riesgo Compartido**

EMPRESA	Proceso						Total
	Capitalización		Conversión		Licitación		
	Contrato por		Contrato por		Contrato por		
	Exploración	Explotación	Exploración	Explotación	Exploración	Explotación	
Empresa petrolera Chaco S.A.	2	17	-	-	1	-	20
Empresa petrolera Andina S.A.	4	14	-	-	-	-	18
Repsol YPF E&P Bolivia S.A.	-	-	3	1	1	2	7
Pluspetrol Bolivia Corporation S.A.	-	-	-	1	5	-	6
Petrobras Bolivia S.A.	-	-	2	-	3	-	5
Vintage Petroleum Boliviana Ltd.	-	-	1	2	-	1	4
BG Bolivia Corporation	-	-	1	2	-	-	3
Total Exportación production Bolivie	-	-	1	-	2	-	3
Matpetrol S.A.	-	-	-	-	-	2	2
Petrobras Energía S.A. Sucursal Bolivia	-	-	-	1	-	-	1
Canadian Energy Enterprise	-	-	-	-	-	1	1
Don Won	-	-	-	1	-	-	1
<b>Total contratos</b>	<b>6</b>	<b>31</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>6</b>	<b>71</b>

**Fuente:** Elaboración propia en base a información del Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA)

De acuerdo al artículo 16° (Propiedad de los Hidrocarburos): *“El Titular de un Contrato de Producción Compartida, Operación o Asociación está obligado a entregar al Estado, la totalidad de los hidrocarburos producidos en los términos contractuales que sean establecidos por éste”*.<sup>17</sup>

<sup>17</sup> La propiedad jurídica del Estado está garantizada únicamente hasta el punto de fiscalización de los hidrocarburos y a partir de ese lugar, el titular de cualquier contrato petrolero asume el derecho propietario de los hidrocarburos. El artículo 138° (Definiciones) de la Ley No. 3058 establece que las *“Participaciones”* son los pagos en especie que corresponden al Titular en el Punto de Fiscalización, conforme a lo establecido en el Contrato de Producción Compartida o Contrato de Asociación, punto en el cual asume el derecho propietario.

El artículo 17° (Ejecución de la Política de los Hidrocarburos) establece que la actividad hidrocarburífera que se ejecuta en el marco de la Política Nacional de Hidrocarburos en las actividades de exploración, explotación, comercialización, transporte, almacenaje, refinación e industrialización de los hidrocarburos y sus derivados corresponden al Estado, derecho que será ejercido por sí, mediante entidades autárquicas o a través de concesiones y contratos por tiempo limitado, a sociedades mixtas o a personas privadas, conforme a Ley.

Asimismo, la actividad de comercialización será realizado por las siguientes instancias:

- Para los productos derivados de los hidrocarburos en el mercado interno podrá realizarse por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), sociedades mixtas o por personas individuales o colectivas del ámbito público o privado.
- Para la exportación de Gas Natural, será realizada por el Estado, a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) como agregador y cargador, por personas individuales o colectivas, públicas o privadas o asociado con ellas.
- Para la exportación de petróleo crudo, condensado, gasolina natural y Gas Licuado de Petróleo (GLP), será realizada por el Estado, a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), por personas individuales o colectivas, públicas o privadas o asociado con ellas.
- Para la exportación de productos refinados de petróleo y productos derivados del Gas Natural será realizada por el Estado, a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), por personas individuales o colectivas, públicas o privadas o asociado con ellas.

La importación de hidrocarburos será realizada por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), por sí o por contratos celebrados con personas individuales o colectivas, públicas o privadas o asociado con ellas.

La refinación, almacenaje, industrialización, transporte y distribución de gas natural por redes, podrá ser ejecutada por el Estado, a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), por personas individuales o colectivas, públicas o privadas o asociado con ellas.

El artículo 20° (Autoridad Competente) establece que el Ministerio de Hidrocarburos es la Autoridad Competente que elabora, promueve y supervisa las políticas estatales en materia de hidrocarburos. Entre las atribuciones de la Autoridad Competente en materia de hidrocarburos señaladas en el artículo 21° se encuentran las siguientes:

- Determinar los precios de los hidrocarburos en el Punto de Fiscalización para el pago de las regalías, retribuciones y participaciones.
- Establecer la Política de precios para el mercado interno.
- Establecer la Política de exportación para la venta de hidrocarburos.

El artículo 52° (Regalías y Participaciones e Impuestos) señala que el Titular está sujeto al pago de las regalías y participaciones sobre la producción fiscalizada, pagaderas de manera mensual en dólares americanos, o su equivalente en moneda nacional o en especie a elección del beneficiario. La composición es la siguiente:

**Cuadro No. 8 – Composición de las Regalías y Participaciones**

Composición de las Regalías	Porcentaje de la producción fiscalizada
Regalía Departamental de la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos en beneficio de los departamentos productores: Tarija, Santa Cruz, Cochabamba y Chuquisaca	11%
Regalía Nacional Compensatoria de la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos asignada a los departamentos de Beni (2/3) y Pando (1/3)	1%
Participación de la Producción Nacional Fiscalizada a favor del Tesoro General de la Nación (TGN)	6%
<b>Total</b>	<b><u>18%</u></b>

**Fuente:** Ley de Hidrocarburos No. 3058 de 17 de mayo de 2005 (Artículo 52°)

Por otro lado, con el artículo 53° de la Ley No. 3058 se crea el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) que se aplica en todo el territorio nacional a la producción de hidrocarburos en Boca de Pozo que se mide y paga como las regalías. Asimismo, el artículo 54° (Objeto, Hecho Generador y Sujeto Pasivo) establece que el hecho generador de la obligación tributaria correspondiente al IDH se perfecciona en el punto de fiscalización de los hidrocarburos producidos a tiempo de la adecuación para su transporte y el sujeto pasivo es toda persona natural o jurídica, pública o privada que produce hidrocarburos en cualquier punto del territorio nacional.

El artículo 55° (Base Imponible, Alícuota, Liquidación y Periodo de Pago) establece que la base imponible del IDH es idéntica a la correspondiente a regalías y participaciones y se aplica sobre el total de los volúmenes o energía de los hidrocarburos producidos. La alícuota es del treinta y dos por ciento (32%) del total de la producción de hidrocarburos medida en el punto de fiscalización, que se aplica de manera directa no progresiva sobre el cien por ciento (100%) de los volúmenes de hidrocarburos medidos en el Punto de Fiscalización.

De acuerdo al artículo 56° (Precios para la valoración de regalías, participaciones e IDH), las regalías departamentales, participaciones y el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) se pagarán en especie o en Dólares de los Estados Unidos de América, de acuerdo a los siguientes criterios de valoración:



a) Los precios de petróleo en Punto de Fiscalización:

1. Para la venta en el mercado interno, el precio se basará en los precios reales de venta del mercado interno.
2. Para la exportación, el precio real de exportación ajustable por calidad o el precio del WTI, que se publica en el boletín Platts Oilgram Price Report, el que sea mayor.

b) El precio del Gas Natural en Punto de Fiscalización será:

1. El precio efectivamente pagado para las exportaciones.
2. El precio efectivamente pagado en el Mercado Interno.

Estos precios para el mercado interno y externo, serán ajustados por calidad.

c) Los precios del Gas Licuado de Petróleo (GLP) en Punto de Fiscalización:

1. Para la venta en el mercado interno, el precio se basará en los precios reales de venta del mercado interno.
2. Para la exportación, el precio real de exportación.

La disposición legal claramente establece el término Punto de Fiscalización como el lugar donde se participa, se valoriza y se paga el once por ciento (11%) de la producción bruta de los hidrocarburos sujeta al pago de las regalías de los departamentos productores, razón por la que ningún consumo, compensación o costos de exploración, explotación, adecuación, transporte u otros son deducibles de las regalías.

Los porcentajes de coparticipación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) establecidos en el artículo 57° son de la siguiente manera:

- Cuatro por ciento (4%) para cada uno de los departamentos productores de hidrocarburos de su correspondiente producción departamental fiscalizada. (inciso a)
- Dos por ciento (2%) para cada Departamento no productor. (inciso b)
- En caso de existir un departamento productor de hidrocarburos con ingreso menor al de algún departamento no productor, el Tesoro General de la Nación (TGN) nivelará su ingreso hasta el monto percibido por el Departamento no productor que recibe el mayor ingreso por concepto de coparticipación en el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH). (inciso c)
- El Poder Ejecutivo asignará el saldo del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) a favor del TGN, Pueblos Indígenas y Originarios, Comunidades Campesinas, de los Municipios, Universidades, Fuerzas Armadas, Policía Nacional y otros. (inciso d)

Todos los beneficiarios destinarán los recursos recibidos por el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), para los sectores de educación, salud y caminos, desarrollo productivo y todo lo que contribuya a la generación de fuentes de trabajo. Los departamentos productores priorizarán la distribución de los recursos percibidos por el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) en favor de sus provincias productoras de hidrocarburos.

El Decreto Supremo No. 28223 de 27 de junio de 2005 que reglamenta la aplicación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), artículo 8° (Distribución) señala que el Sistema Financiero autorizado para el cobro de impuestos efectuará la distribución del IDH de la siguiente forma:

- 12,5% del valor total recaudado en efectivo a favor de las Prefecturas de los Departamentos productores de hidrocarburos, distribuido según su producción departamental fiscalizada.
- 31,25% del valor total recaudado en efectivo, que se distribuirá a las Prefecturas de los Departamentos no productores de hidrocarburos a razón de 6,25% a cada una.
- El saldo del valor total recaudado en efectivo, a favor del Tesoro General de la Nación.

Para dar cumplimiento a lo dispuesto en los incisos c) y d) del artículo 57° de la Ley No. 3058; el cálculo de la nivelación de ingresos entre un Departamento productor de hidrocarburos con un ingreso menor al de un Departamento no productor, la recaudación por regalía departamental equivalente al 11% de la producción y el 31,25% de la distribución del Impuesto Directo a los Hidrocarburos, formarán parte del ingreso total por Departamento productor, que será comparada con el monto percibido del 2% para cada Departamento no productor.

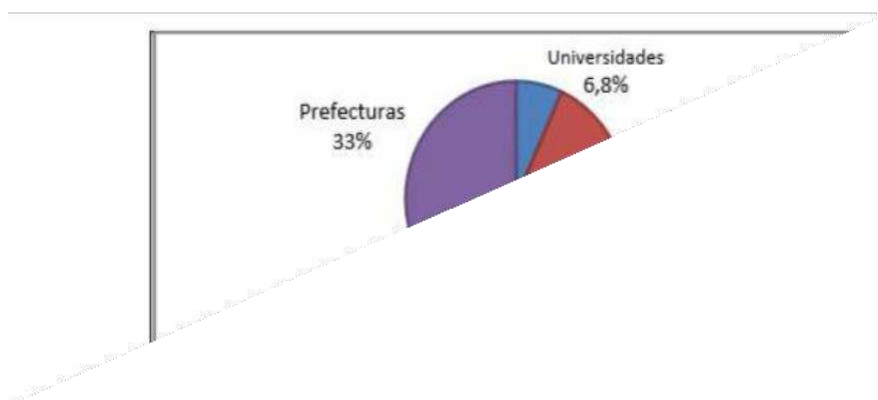
De los recursos efectivos distribuidos al Tesoro General de la Nación por el Impuesto Directo a los Hidrocarburos, se asignará en el Presupuesto General de la Nación fondos a favor de los Pueblos Indígenas y Originarios, Comunidades Campesinas, Municipios, Universidades, Fuerzas Armadas, Policía Nacional y otros, destinados a programas y proyectos específicos con el fin de atender a los sectores de educación, salud, caminos, desarrollo productivo y todo lo que contribuya a la generación de fuentes de trabajo.

Del saldo del Impuesto Directo a los Hidrocarburos que recibe el Tesoro General de la Nación deduciendo lo establecido anteriormente, se transferirá cinco por ciento (5%) al Fondo de Ayuda Interna para el Desarrollo Nacional, previa asignación

presupuestaria, según lo dispuesto en el inciso b) del artículo 142° de la Ley No. 3058.

La distribución final del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) a nivel nacional de acuerdo a la Ley No. 3058 de 17 de mayo de 2005 y el Decreto Supremo No. 28223 de 27 de junio de 2005 es de la siguiente manera:

**Gráfico No. 6 – Distribución del IDH a nivel nacional**



En el Gráfico No. 6 se puede apreciar que las prefecturas departamentales y los municipios reciben aproximadamente el 60% de los ingresos por concepto del IDH; siendo que el 40% restante es distribuido entre el TGN, las Universidades y los otros sectores.

El TGN percibe únicamente el 30% de los ingresos del IDH; sin embargo, se transfieren competencias a las prefecturas y municipios para la ejecución de proyectos de inversión con recursos del Impuesto Directo a los Hidrocarburos.

Posteriormente, el Decreto Supremo No. 28421 de 21 de octubre de 2005 modifica el artículo 8° del Decreto Supremo No. 28223 referido a la distribución del IDH y asignación de competencias y el Decreto Supremo No. 29322 de 24 de octubre de

2007, modifica los porcentajes de distribución del IDH para las prefecturas, municipios y universidades; otorgando mayor participación a los municipios.

El objetivo de la nueva distribución ha sido fomentar el desarrollo productivo local y profundizar el proceso de descentralización, para priorizar la asignación de recursos del IDH a proyectos productivos.

En el cuadro No. 9 se presenta las modificaciones en la distribución departamental de la recaudación del IDH según las modificaciones en la normatividad legal reglamentaria a la Ley de Hidrocarburos anteriormente referida:

**Cuadro No. 9 – Modificación de la Distribución Departamental de la Recaudación del IDH**

Beneficiarios	Distribución según	
	DS N° 28421	DS N° 29322
Gobernaciones	56,90%	24,39%
Municipios	34,48%	66,99%
Universidades	8,62%	8,62%
<b>Total</b>	<b><u>100.00%</u></b>	<b><u>100.00%</u></b>

**Fuente:** Elaboración propia en base a la normativa legal

En la distribución del IDH departamental participan las nueve gobernaciones, los 339 municipios, las 11 universidades del sistema público, el Fondo Indígena y el Tesoro General de la Nación (TGN).

#### **4.3.3 Coparticipación y distribución del IDH y las regalías de los hidrocarburos**

El Decreto Supremo No. 28421 de 21 de octubre de 2005 reglamentario a la Ley de Hidrocarburos No. 3058 estableció la coparticipación y distribución del IDH de la siguiente forma:

- 12,5% del valor total recaudado del IDH a favor de los departamentos productores de hidrocarburos y equivale al 4% del valor de la producción fiscalizada para cada departamento productor.
- 31,25% del valor total recaudado del IDH distribuido a los departamentos no productores de hidrocarburos en razón a 6,25% a cada uno y equivale al 2% del valor de la producción para cada uno de los departamentos no productores.
- En caso de existir un departamento productor de hidrocarburos con ingreso menor al de algún departamento no productor, el Tesoro General de la Nación (TGN) nivela su ingreso.
- El saldo del monto total recaudado del IDH descontando lo señalado anteriormente, se destina en favor del TGN, el cual está obligado a participar los siguientes conceptos:
  - 9,5% del total de la recaudación del IDH<sup>18</sup> destinado a un Fondo de Compensación para los municipios y universidades de los departamentos de La Paz, Santa Cruz y Cochabamba de acuerdo con el siguiente criterio: i) La Paz 46,19%, ii) Santa Cruz 36,02%, iii) Cochabamba 17,79%. Montos destinados: 80% para los municipios de cada departamento y 20% para las universidades públicas.
  - 5% del total de la recaudación del IDH en favor del Fondo Indígena.
  - Un monto otorgado mediante asignación presupuestaria a las Fuerzas Armadas de la Nación y a la Policía Nacional de Bolivia.

---

<sup>18</sup> La Ley 3322 de 16 de enero de 2006 crea el Fondo de Compensación destinado a los Municipios y Universidades Públicas de los Departamentos de La Paz, Santa Cruz y Cochabamba con recursos provenientes del IDH de 9.5% a partir del mes de diciembre de 2007.

- 5% para el Fondo de Ayuda Interna al Desarrollo Nacional destinado a la masificación del uso de gas natural en el país.<sup>19</sup>

Del 100% de los ingresos percibidos por cada departamento, el Decreto Supremo No. 29322<sup>20</sup> autoriza la distribución entre municipios, universidades y gobernaciones de cada jurisdicción departamental de acuerdo al siguiente detalle:

- 66,99% para el total de los municipios del departamento, el cual es distribuido de acuerdo al número de habitantes de cada jurisdicción municipal establecido en el censo nacional de población y vivienda vigente.
- 8,62% para las universidades públicas de cada departamento. En el caso de los departamentos que cuenten con dos o más universidades públicas, los porcentajes de distribución se determinarán mediante reglamento consensuado entre el Ministerio de Economía, Ministerio de Educación, Comité Ejecutivo de la Universidad Boliviana (CEUB) y las universidades beneficiarias, respetando el límite financiero asignado a cada departamento.
- El saldo de 24,39% se destina a las prefecturas de departamento.

El objetivo de la distribución de los recursos del IDH está orientado a fomentar el desarrollo productivo local y profundizar el proceso de descentralización en el marco del Plan Nacional de Desarrollo. Las instituciones beneficiarias deberán

---

<sup>19</sup> El artículo 142° de la Ley de Hidrocarburos creó el “Fondo de Ayuda Interna al Desarrollo Nacional” con los siguientes recursos: i) Monetización del Gas Natural extraído en el marco de los Contratos de Compensación de Servicios, ii) 5% del saldo del IDH que recibe el TGN por concepto de explotación de los hidrocarburos, iii) Multas y sanciones del sistema de regulación destinados al desarrollo de la infraestructura, iv) Créditos necesarios y/o la obtención de recursos no reembolsables para obtener el financiamiento que permita desarrollar la infraestructura de Redes de Gas de manera equitativa entre todos los Departamentos.

<sup>20</sup> El Decreto Supremo No. 29322 de 24 de octubre de 2007 modifica el artículo 2° del Decreto Supremo No. 28421 referente a la distribución del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) para las Prefecturas, Municipios y Universidades.

elaborar sus planes territoriales e institucionales priorizando la asignación de recursos a proyectos productivos.

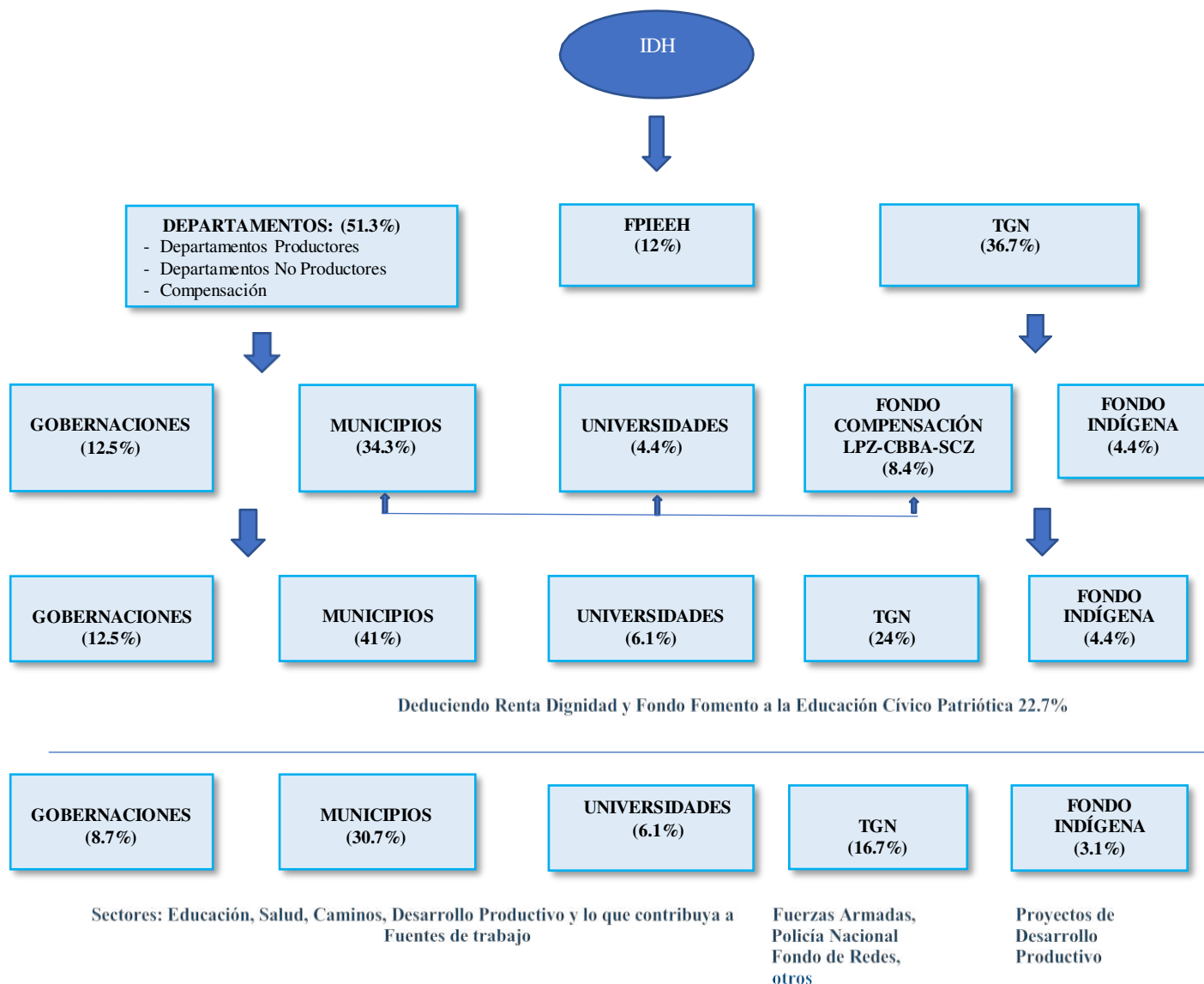
De los recursos percibidos por los beneficiarios, estos tienen la obligación de transferir como rentas destinadas, aportes para financiar la Renta Dignidad y el Fondo de Fomento a la Educación Cívico Patriótica que en la actualidad representan 22% del total del IDH. El 12% del total del IDH es destinado al Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos (FPIEEH), previa repartición del IDH entre los beneficiarios.

Estos recursos son descontados automáticamente por el TGN en cada desembolso de coparticipación del impuesto.

En el siguiente gráfico se resume la distribución porcentual del IDH por beneficiarios y las transferencias de rentas, considerando la normatividad legal vigente.



Gráfico No. 7 – Distribución del IDH por beneficiarios y transferencias de rentas



Fuente: Fundación Jubileo - Serie Debate Público N° 48; (A 12 años del IDH)

En la distribución del IDH entre los diferentes departamentos (gubernaciones, municipios y universidades); el departamento de Tarija que produce alrededor del 65% de los hidrocarburos, recibe un porcentaje mayor de las recaudaciones. En la distribución municipal al interior de cada departamento, la distribución se realiza de acuerdo con la densidad poblacional de los municipios, esta forma de reparto no necesariamente llega de manera proporcional a todos los municipios.

Como ejemplo de la distribución del IDH entre los diferentes departamentos del país, en el siguiente cuadro se presenta la distribución del IDH correspondiente a la Gestión 2017:

**Cuadro No. 10 – Distribución del IDH Departamental – Presupuesto 2017**  
(En porcentajes de participación y en millones de bolivianos)

Departamentos	IMPUESTO DIRECTO A LOS HIDROCARBUROS				FONDO DE COMPENSACIÓN 9.5 %			TOTAL GENERAL	PORC. %
	GOBERN. 24,39%	MUN. 66,99%	UNIV. 8,62%	TOTAL IDH	MUN. 80 %	UNIV. 20 %	TOTAL FONDO		
Chuquisaca	53,7	147,4	27,1	228,1				228,1	9
La Paz	53,7	147,4	27,1	228,1	177,0	44,3	221,3	449,4	17
Cochabamba	53,7	147,4	27,1	228,1	68,2	17,0	85,2	313,3	12
Oruro	53,7	147,4	27,1	228,1				228,1	9
Potosí	53,7	147,4	27,1	228,1				228,1	9
Tarija	70,8	194,6	35,8	301,2				301,2	12
Santa Cruz	53,7	147,4	27,1	228,1	138,0	34,5	172,5	400,7	15
Beni	53,7	147,4	27,1	228,1				228,1	9
Pando	53,7	147,4	27,1	228,1				228,1	9
<b>Total Departamentos</b>	<b>500,1</b>	<b>1.373,5</b>	<b>252,7</b>	<b>2.126,2</b>	<b>383,2</b>	<b>95,8</b>	<b>479,0</b>	<b>2.605,3</b>	<b>100</b>

**Nota:** En la distribución se ha descontado el aporte para la Renta Dignidad y para el Fondo de Educación Cívico Patriótica

**Fuente:** Fundación Jubileo - Serie Debate Público N° 48; (A 12 años del IDH)

El Tesoro General de la Nación transfiere los recursos a las cuentas bancarias de los beneficiarios hasta el quinto día hábil del mes siguiente al vencimiento del pago del IDH.

La distribución de los recursos del IDH por beneficiario desde su creación hasta la Gestión 2019 se presenta en el siguiente cuadro:

**Cuadro No. 11 – Distribución del IDH por beneficiario  
Gestiones 2006 al 2019**

Detalle	En millones de bolivianos													
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>IDH</b>	<b>5.497,3</b>	<b>5.954,4</b>	<b>6.762,4</b>	<b>6.465,2</b>	<b>6.744,4</b>	<b>8.996,1</b>	<b>12.111,2</b>	<b>15.549,2</b>	<b>15.601,9</b>	<b>11.096,8</b>	<b>7.395,2</b>	<b>5.730,0</b>	<b>4.419,6</b>	<b>3.786,24</b>
Gobernaciones	1.814,8	1.956,1	865,5	642,9	674,1	897,4	1.201,7	1.542,3	1.549,2	1.101,2	643,8	500,1	397,76	340,76
Municipios	1.370,7	1.573,2	2.304,1	2.255,9	2.354,3	3.148,2	4.220,9	5.414,1	5.437,3	3.867,7	2.262,9	1.756,7	1.370,08	1.173,73
Universidades	403,0	441,0	338,2	461,9	476,7	622,6	833,4	1.074,7	1.071,4	763,4	449,0	348,7	265,18	227,17
TGN	1.613,9	1.666,3	1.314,2	1.224,2	1.268,9	1.700,0	2.307,0	2.962,0	2.974,3	2.113,5	1.244,1	958,8	751,33	643,66
Fondo Indígena	294,9	317,8	247,5	233,4	241,1	314,7	421,5	543,5	541,8	386,2	227,6	176,0	132,59	113,59
Renta Dignidad			1.693,0	1.646,9	1.729,3	2.306,6	3.105,4	3.985,2	4.000,4	2.845,5	1.669,1	1.293,1	1.016,51	870,84
F.F. Educación						6,6	21,3	27,4	27,5	19,3	11,3	9,1	8,84	7,57
FPIEEH											887,4	687,6	530,35	454,35
<b>Relación %</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>102%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>
Gobernaciones	33%	33%	13%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	9%	9%	9%	9%
Municipios	25%	26%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	31%	31%	31%	31%
Universidades	7%	7%	5%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	6%	6%	6%	6%
TGN	29%	28%	20%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	19%	17%	17%	17%	17%
Fondo Indígena	5%	5%	4%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Renta Dignidad	0%	0%	25%	25%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	23%	23%	23%	23%
F.F. Educación	0%	0%	0%	0%	0%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0%	0,2%	0,2%
FPIEEH	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	12%	12%	12%	12%

**Nota:** Incluye las transferencias para la Renta Dignidad, Fondo de Fomento a la Educación Cívico Patriótica y al Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos (FPIEEH)

**Fuente:** Elaboración propia en base a información del Servicio de Impuestos Nacionales (SIN) y el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

Las municipalidades son las instancias más favorecidas en la distribución del IDH, descontando las transferencias como rentas destinadas, reciben aproximadamente el 31% del impuesto; después se encuentra el financiamiento de la Renta Dignidad con 23%, el TGN con 17%, el FPIEEH con 12%, las gobernaciones con 9%, las universidades con 6% y el Fondo Indígena con un 3%.

Incorporando las regalías por la producción de los hidrocarburos al análisis presentado anteriormente (IDH más regalías por hidrocarburos como renta petrolera), como se puede apreciar en el siguiente cuadro:

**Cuadro No. 12 – Distribución de la Renta por Hidrocarburos (IDH y regalías)  
Gestiones 2006 al 2019**

Detalle	En millones de bolivianos													
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>TOTAL</b>	<b>8.606,9</b>	<b>9.233,8</b>	<b>10.198,6</b>	<b>10.107,9</b>	<b>10.573,7</b>	<b>13.722,2</b>	<b>19.279,2</b>	<b>24.185,1</b>	<b>24.647,8</b>	<b>17.338,8</b>	<b>11.555,0</b>	<b>8.265,6</b>	<b>7.357,0</b>	<b>6.242,0</b>
Gobernaciones	3.885,9	4.141,9	3.467,3	3.348,8	3.513,0	4.429,9	6.501,1	7.974,2	8.153,9	5.739,0	3.821,4	2.865,2	2.575,0	2.184,7
Municipios	1.370,7	1.573,2	2.926,7	3.019,2	3.149,5	4.201,1	5.655,8	7.258,2	7.285,9	5.176,6	3.440,9	2.351,0	2.060,0	1.747,7
Universidades	330,5	383,9	453,8	448,1	467,5	623,5	839,4	1.077,3	1.081,4	768,4	510,9	349,0	294,0	249,7
TGN	2.744,9	2.837,0	3.018,6	2.968,6	3.106,5	4.017,9	5.677,3	7.098,3	7.346,5	5.100,0	3.412,0	2.448,3	2.207,0	1.872,6
Fondo Indígena	274,9	297,7	332,2	323,3	337,2	449,8	605,6	777,1	780,1	554,8	369,8	252,1	221,0	187,30
<b>TOTAL</b>	<b>8.606,9</b>	<b>9.233,8</b>	<b>10.198,6</b>	<b>10.108,0</b>	<b>10.573,7</b>	<b>13.722,3</b>	<b>19.279,3</b>	<b>24.185,1</b>	<b>24.647,8</b>	<b>17.338,8</b>	<b>11.555,0</b>	<b>8.265,6</b>	<b>7.357,0</b>	<b>6.242,0</b>
<b>Relación %</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>
Gobernaciones	45%	45%	34%	33%	33%	32%	34%	33%	33%	33%	33%	35%	35%	35%
Municipios	16%	17%	29%	30%	30%	31%	29%	30%	30%	30%	30%	28%	28%	28%
Universidades	4%	4%	4%	4%	4%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
TGN	32%	31%	30%	29%	29%	29%	29%	29%	30%	29%	30%	30%	30%	30%
Fondo Indígena	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%

**Nota:** Incluye los aportes para la Renta Dignidad y al Fondo de Educación Cívico Patriótica

**Fuente:** Elaboración propia en base a información del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

Las gobernaciones departamentales son las más beneficiadas en la distribución de la renta hidrocarburífera (excluyendo YPFB) con un promedio del 36%, siendo el Gobierno Autónomo Departamental de Tarija el más favorecido por la mayor producción departamental, los municipios participan con un 26%, el Tesoro General de la Nación con un 31%, las universidades con un 4% y el Fondo Indígena con 3%.

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos No. 3058, todos los beneficiarios de los recursos percibidos por concepto de IDH, deben destinar estos ingresos a los sectores de educación, salud, caminos, desarrollo productivo y todo lo que contribuya a la generación de fuentes de empleo y al desarrollo económico de las regiones productoras.

#### 4.4 Instituciones relacionadas con el sector de hidrocarburos

##### 1. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB):

La empresa corporativa Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) ha sido creada mediante Decreto Ley de 21 de diciembre de 1936 como empresa

pública y refundada mediante la Ley de Hidrocarburos No. 3058 de 17 de mayo de 2005 como empresa autárquica de Derecho Público de duración indefinida, goza de personalidad jurídica propia y autonomía, bajo la tuición del Ministerio de Hidrocarburos.

El artículo 6° de la Ley de Hidrocarburos dispone la refundación de YPF, recuperando la propiedad estatal de las acciones de los bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que la empresa pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos.

De acuerdo al artículo 22° de la Ley de Hidrocarburos, YPF como empresa autárquica de Derecho Público se encuentra bajo la tuición del Ministerio de Hidrocarburos y se encuentra constituida por un Directorio, un Presidente Ejecutivo y dos vicepresidencias:

- La Vicepresidencia de Administración, Contratos y Fiscalización
- La Vicepresidencia Nacional de Operaciones

## 2. Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH):

La Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) es una empresa pública nacional estratégica, autárquica de derecho público, con autonomía de gestión, administrativa, técnica - legal y económica, personalidad jurídica, patrimonio propio y duración indefinida. Creada por la actual Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia “*artículo 363*” y el Decreto Supremo No. 368 de 25 de noviembre de 2009.

La EBIH está bajo tuición del actual Ministerio de Hidrocarburos y Energías y de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPF, entidades que deberán

ejercer dicha tuición de manera compartida en el marco de la normativa legal vigente.

La EBIH es responsable de cambiar el patrón primario exportador de los hidrocarburos, desarrollando la industrialización de los hidrocarburos y buscando un mayor valor agregado, que abastezca con prioridad la demanda de productos de industrialización del mercado nacional y la exportación de los excedentes, en el marco de la Política Nacional de Hidrocarburos.

### 3. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH):

De acuerdo a la actual Ley de Hidrocarburos No. 3058 que abrogó a la Ley de Hidrocarburos No. 1689 de 30 de abril de 1996, artículo 24° (Ente Regulador); la Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) es el Ente Regulador de las actividades de transporte, refinación, comercialización de productos derivados y distribución de gas natural por redes.

El artículo 365° de la Constitución Política del Estado, establece que la Ex Superintendencia de Hidrocarburos (actual Agencia Nacional de Hidrocarburos) es una institución autárquica de derecho público, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, bajo la tuición del Ministerio del ramo y es responsable de regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades de toda la cadena productiva hasta la industrialización, en el marco de la política estatal de hidrocarburos.

Con el Decreto Supremo No. 304 de 16 de septiembre de 2009, se estableció que el Ministerio de Hidrocarburos y Energías ejercerá la tuición de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

## CAPÍTULO V

### 5. MARCO PRÁCTICO

#### 5.1 Introducción

En el periodo 2009 al 2014 Bolivia experimentó importantes índices de crecimiento en el Producto Interno Bruto (PIB), así como un incremento en el nivel de consumo de la población, acompañado de una reducción de la pobreza y la desigualdad en varios departamentos del país, como resultado en gran medida de los elevados precios internacionales de las materias primas exportadas.

Sin embargo, debido a una caída considerable en los precios internacionales del barril de petróleo desde el año 2015, esta situación representó un desafío para desarrollar políticas que busquen disminuir los efectos macroeconómicos y fiscales de este nuevo contexto y sus efectos en los ingresos por las exportaciones.

El régimen fiscal aplicado a la actividad hidrocarburífera en Bolivia en el periodo de altos precios internacionales del petróleo e incremento de la producción registró los mayores ingresos fiscales por concepto de regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH). Sin embargo, los mencionados ingresos no han sido adecuadamente invertidos en las regiones productoras, lo cual se puede advertir en el retroceso de los indicadores económicos con efectos sociales en el corto y mediano plazo.

En promedio a nivel nacional, una tercera parte de los ingresos fiscales del Gobierno General (niveles Central, Gobernaciones y Municipios) dependen de la explotación de los hidrocarburos, la realidad en los departamentos de Tarija, Santa Cruz, Chuquisaca y Cochabamba es más compleja; de hecho, el departamento de Tarija se caracteriza por ser el principal productor de hidrocarburos, la dependencia del sector

de hidrocarburos significa el 70% de los ingresos fiscales disponibles para gastos corrientes e inversión pública.

En este sentido, el uso estratégico que debe tener la renta en el país por la explotación de hidrocarburos debería servir para promover el desarrollo económico y social desde un enfoque de sostenibilidad para el largo plazo.

## **5.2 Indagar sobre la producción de los hidrocarburos y las recaudaciones por concepto de regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) en la economía de las regiones productoras (OE.1)**

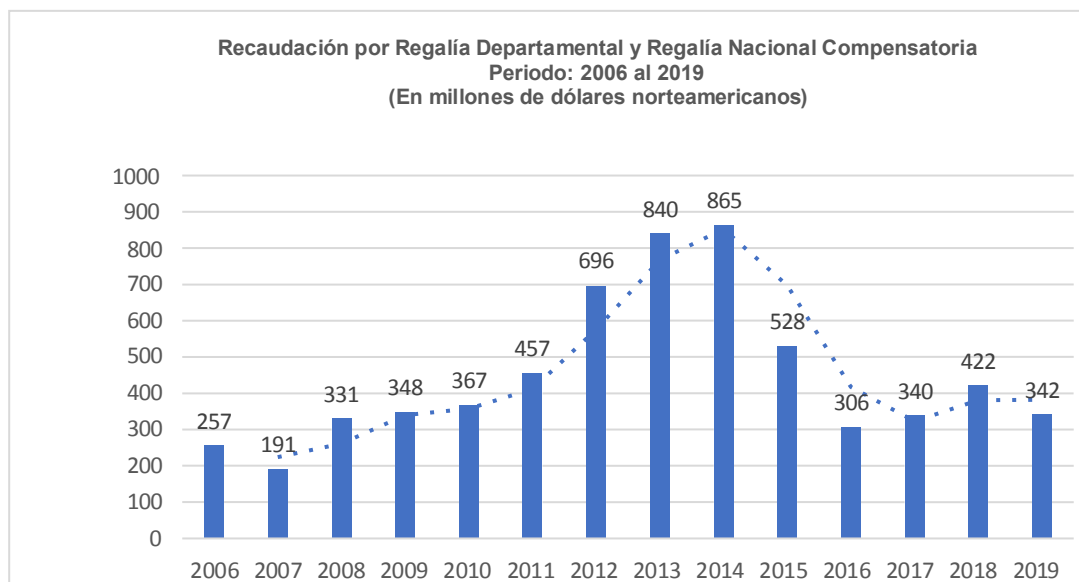
Desde la vigencia de la nueva Ley de Hidrocarburos, los departamentos productores se han beneficiado con cerca de 5.000 millones de dólares por regalías departamentales, siendo el Departamento de Tarija el principal receptor de estas transferencias, debido a que es la región donde se ubican los mayores campos productores de gas natural y es la que aporta con cerca del 70% de la producción nacional de ese energético. Sin embargo, en el período analizado, los ingresos han sufrido tendencias crecientes y decrecientes explicados específicamente por dos efectos:

- a) Efecto producción, debido a que entre los años 2009 al 2013 la producción de gas natural registró un incremento del 50% por la acelerada explotación de las reservas en los campos Sábalo y Margarita – Huacaya.
- b) Efecto precio, explicado por el incremento promedio del 90% en los precios de exportación del gas natural al Brasil y a la Argentina ocurrido también entre los años 2009 al 2014; siendo que a partir del año 2015 se registró una disminución en los ingresos por regalías por la importante caída en la variable precios que fue tan pronunciada, que los niveles de producción no pudieron compensar.



Como se demuestra en el siguiente gráfico:

**Gráfico No. 8 – Recaudación de regalías de hidrocarburos**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energías. (Los datos incluyen la Regalía Departamental de 11% y la Regalía Nacional Compensatoria de 1%)

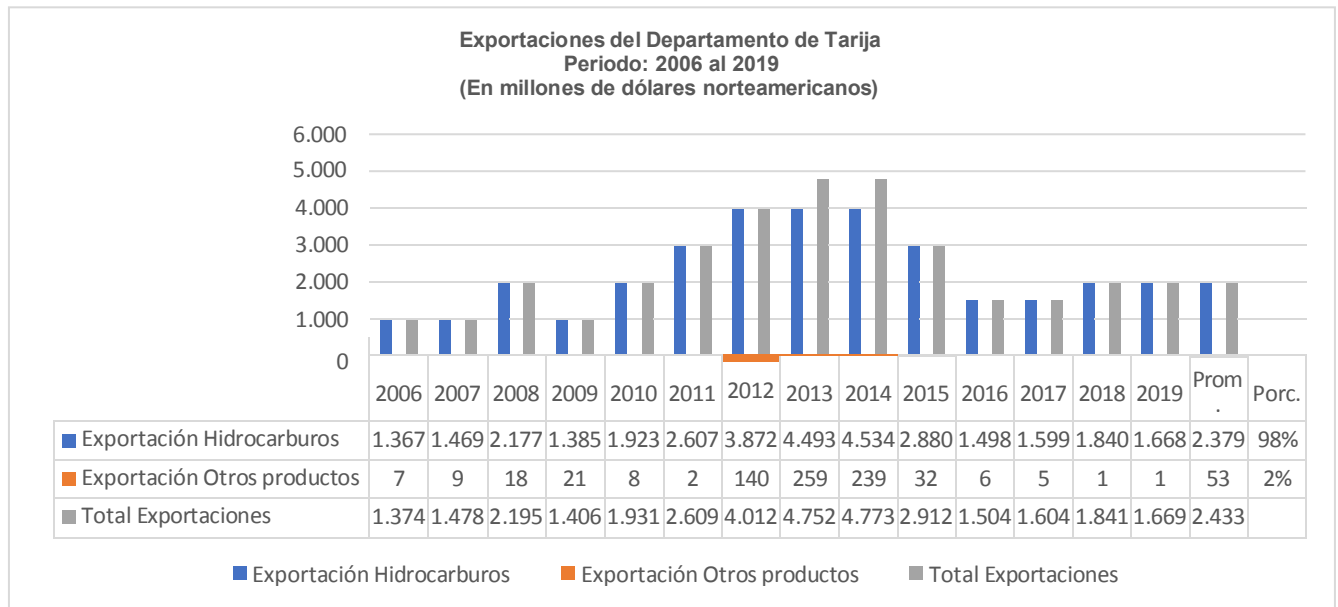
### **5.2.1 La producción de los hidrocarburos y la renta petrolera en el Departamento de Tarija**

En Bolivia cuatro departamentos son los productores de hidrocarburos: Tarija, Santa Cruz, Chuquisaca y Cochabamba. El caso del departamento de Tarija resulta ser el de mayor importancia por su contribución a la producción nacional.

El sector de hidrocarburos se constituye en la actividad más importante para la economía del departamento de Tarija; particularmente desde mediados de 1999 con el inicio de la exportación de gas natural al Brasil, debido a que cerca del 65% de la producción de hidrocarburos del país, específicamente gas natural proviene de ese departamento.

Como se puede apreciar en el Gráfico No. 9, las exportaciones del Departamento de Tarija en el periodo 2006 al 2019 corresponden básicamente a los hidrocarburos con una participación en promedio de un 98% y las exportaciones de otros productos representaron únicamente el 2% de los ingresos que el departamento percibe.

**Gráfico No. 9 – Tarija: Ingresos por Exportaciones**



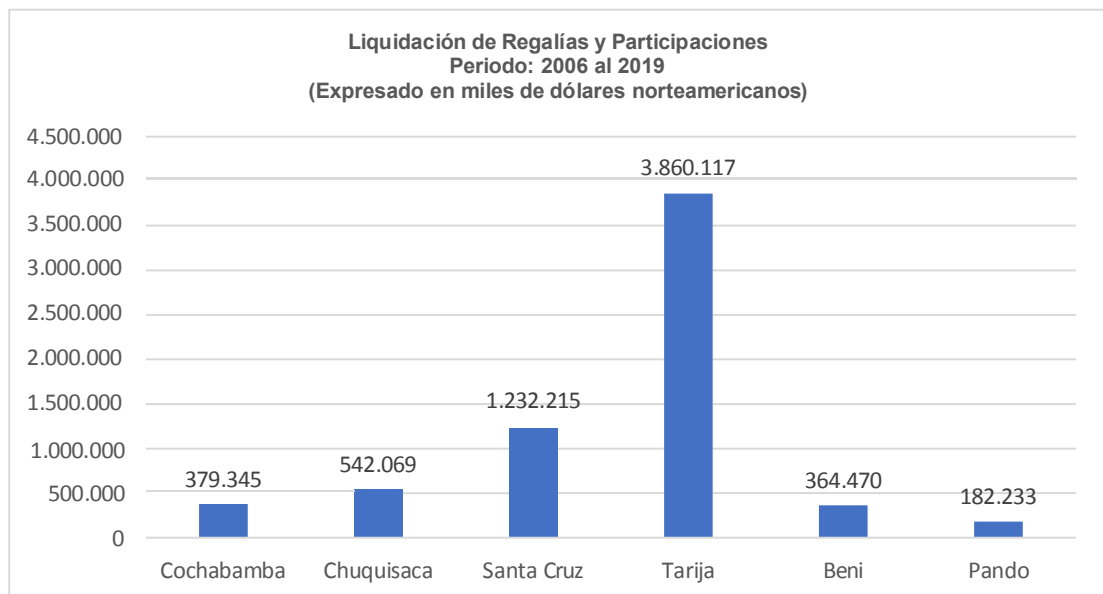
**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE)

De acuerdo a los datos observados, tanto el PIB como las exportaciones departamentales dependen en gran medida del sector de hidrocarburos. Por lo tanto, la economía tarijeña sin el sector de hidrocarburos se vería reducida significativamente.

Esta situación se debe a que los principales campos productores de gas natural e hidrocarburos líquidos se encuentran en ese departamento y contribuyen con aproximadamente el 65% de la producción nacional de los hidrocarburos. Por lo que el departamento de Tarija ha sido el principal beneficiario de las regalías hidrocarburíferas e IDH en los últimos 17 años.

Como se puede apreciar en el Gráfico No. 10, en el periodo 2006 al 2019 el departamento de Tarija ha percibido los mayores ingresos por concepto de regalías por la producción de los hidrocarburos que debieron servir para desarrollar otros sectores económicos distintos a los relacionados con la actividad extractiva que generen empleo y valor agregado sostenible en el tiempo.

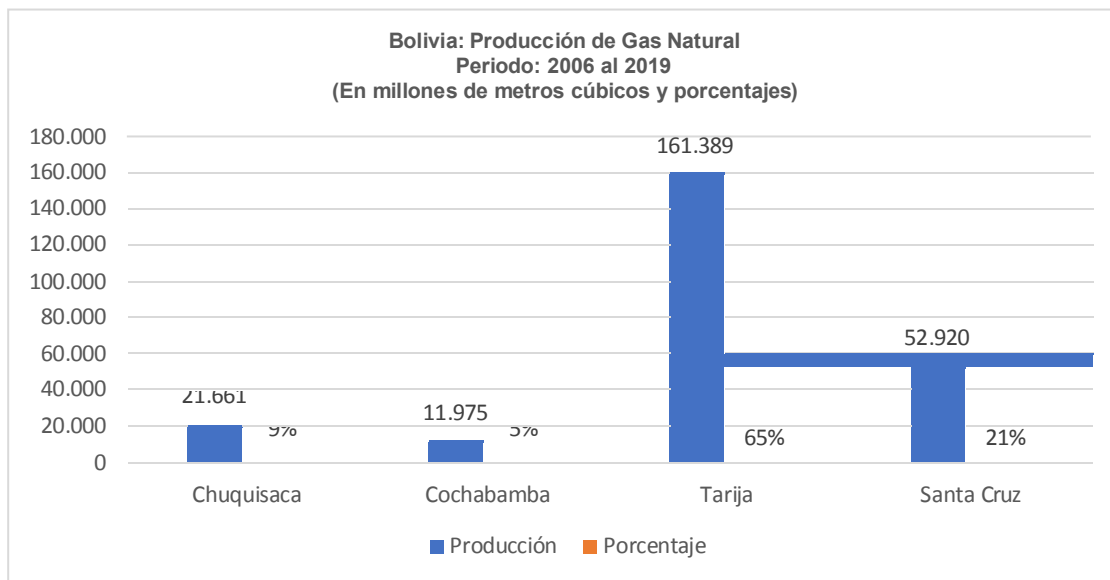
**Gráfico No. 10 – Ingresos por Regalías y Participaciones por Departamentos**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energías

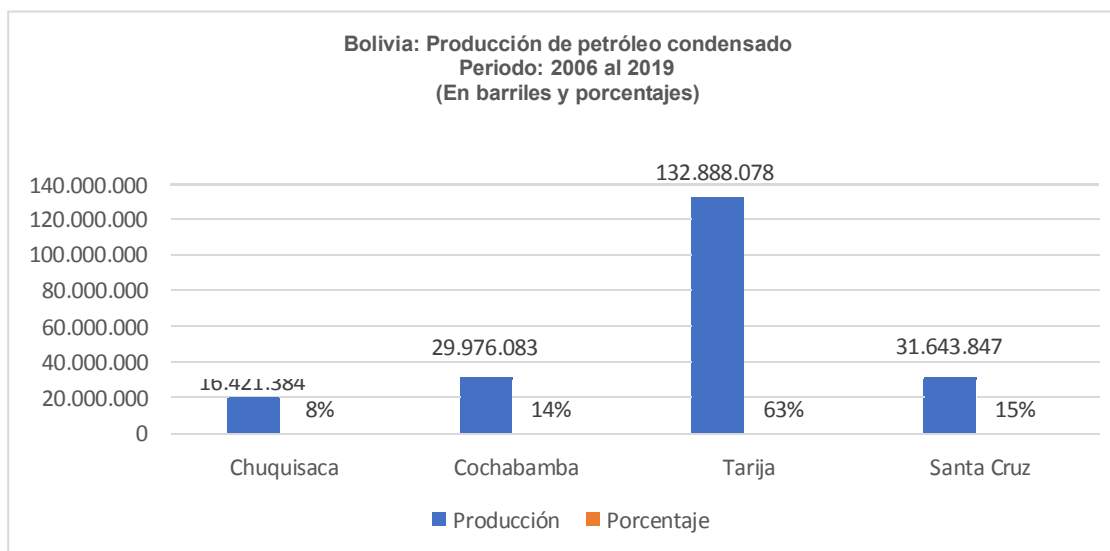
En los siguientes gráficos se muestra el aporte de cada departamento en la producción de los hidrocarburos en el periodo 2006 al 2019; siendo el Departamento de Tarija el que mayor contribuyó en la producción de Gas Natural y Petróleo Condensado en los periodos analizados (65% en la producción de Gas Natural y 63% en la producción de Petróleo Condensado).

**Gráfico No. 11 – Producción de Gas Natural por Departamentos**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energías y el Instituto Nacional de Estadística

**Gráfico No. 12 – Producción de petróleo condensado por Departamentos**

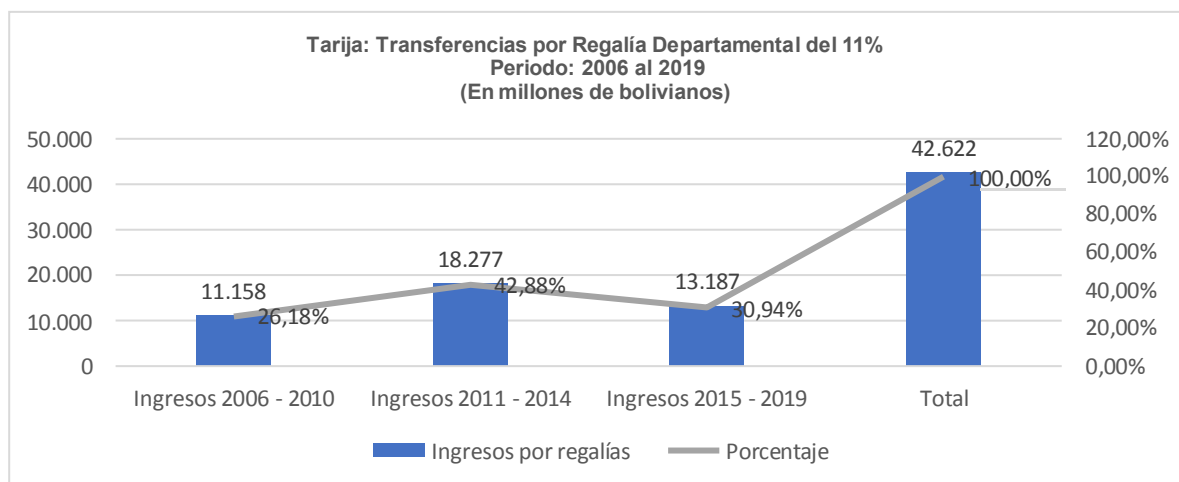


**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energías y el Instituto Nacional de Estadística

El Departamento de Tarija al ser productor de hidrocarburos, se ha beneficiado tanto de la regalía departamental como del IDH.<sup>21</sup>

Por ser el departamento que más gas natural e hidrocarburos líquidos ha aportado a la producción nacional; es sin duda, la región que mayores ingresos fiscales ha recibido por la explotación de estos recursos naturales.

**Gráfico No. 13 – Transferencias por Regalía Departamental**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de la Memoria de la Economía Boliviana 2020 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

Como se observa en el Gráfico No. 13, de un total de 42.622 millones de bolivianos que Tarija ha recibido en el periodo 2006 al 2019, el 42,88% los ha recibido entre los años 2011 al 2014 que es cuando el precio de exportación del gas natural alcanzó su punto más alto y de forma simultánea se incrementó la producción de los tres principales campos productores del país: Sábalo, San Alberto y Margarita que se encuentran ubicados en ese departamento.

<sup>21</sup> El artículo 57° de la Ley No. 358 establece claramente lo siguiente: “...Todos los beneficiarios destinarán los recursos recibidos por Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) para los sectores de educación, salud y caminos, desarrollo productivo y todo lo que contribuya a la generación de fuentes de trabajo...”, aspecto que resulta ser un importante avance, ya que define el destino de una porción de la renta petrolera.

Por otro lado, de acuerdo con la Ley No. 3038 de 29 de abril de 2005, se estableció que la entonces Prefectura del Gobierno de Tarija (actual Gobierno Autónomo Departamental de Tarija), asignará de manera permanente y continua el 45% del monto total recibido por concepto del 11% de las regalías petroleras a favor de la provincia Gran Chaco.

Posteriormente, el 15 de octubre de 2009 con la promulgación del Decreto Supremo No. 331, se estableció que YPFB asigne de forma directa el 45% de la Regalía Departamental de los hidrocarburos que percibe la Gobernación de Tarija a favor de la Provincia Gran Chaco. Es decir que si bien la Ley No. 3038 obligaba a la Gobernación a realizar la transferencia de estos recursos, a partir de ese decreto, la transferencia la realiza directamente la empresa petrolera nacional, sin que el ingreso se efectivice en las cuentas del Gobierno Autónomo Departamental de Tarija.

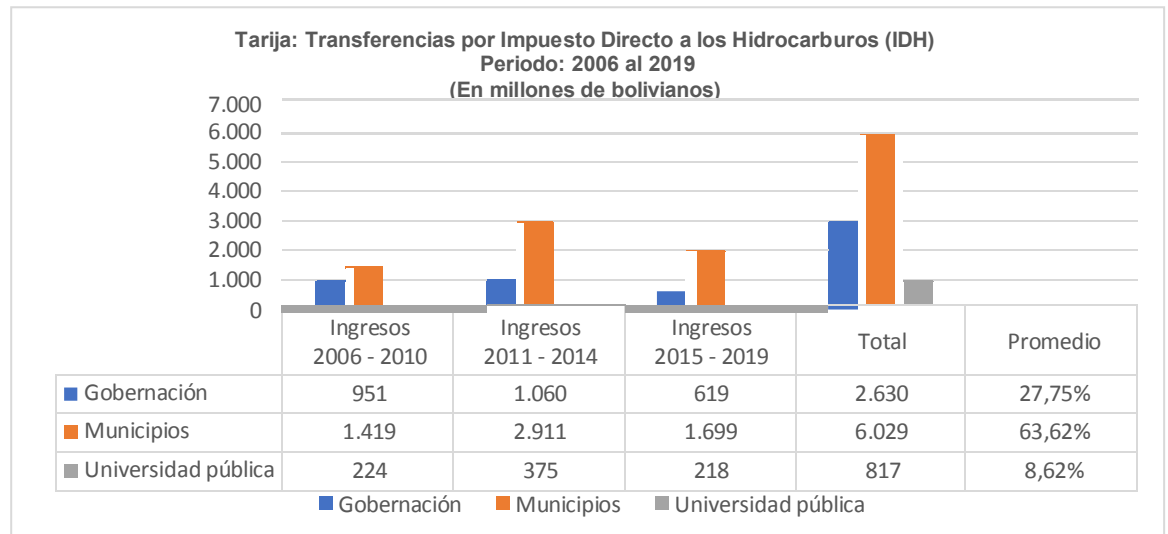
Es así que a partir de la Ley No. 3038 y el Decreto Supremo No. 331, el 45% de la regalía departamental por la explotación de hidrocarburos a favor de Tarija, ha sido transferido a la Provincia de Gran Chaco, quedando el restante 55% para el Gobierno Autónomo Departamental de Tarija.

El Decreto Supremo No. 331 establece la distribución del 45% de la regalía departamental de la provincia Gran Chaco de la siguiente forma: 15% a la Subprefectura de Yacuiba, 15% al Corregimiento Mayor de Villamontes y 15% al corregimiento de Carapari.

Con relación al Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) que beneficia a gobernaciones, municipios y universidades públicas y desde esas instancias, retenciones automáticas para la Renta Dignidad y el Fondo de Educación Cívica.

En el siguiente gráfico se presenta el IDH destinado al Gobierno Autónomo Departamental de Tarija, al conjunto de los municipios del departamento y a la universidad pública en el periodo 2006 al 2019.

**Gráfico No. 14 – Tarija: Transferencias por Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH)**

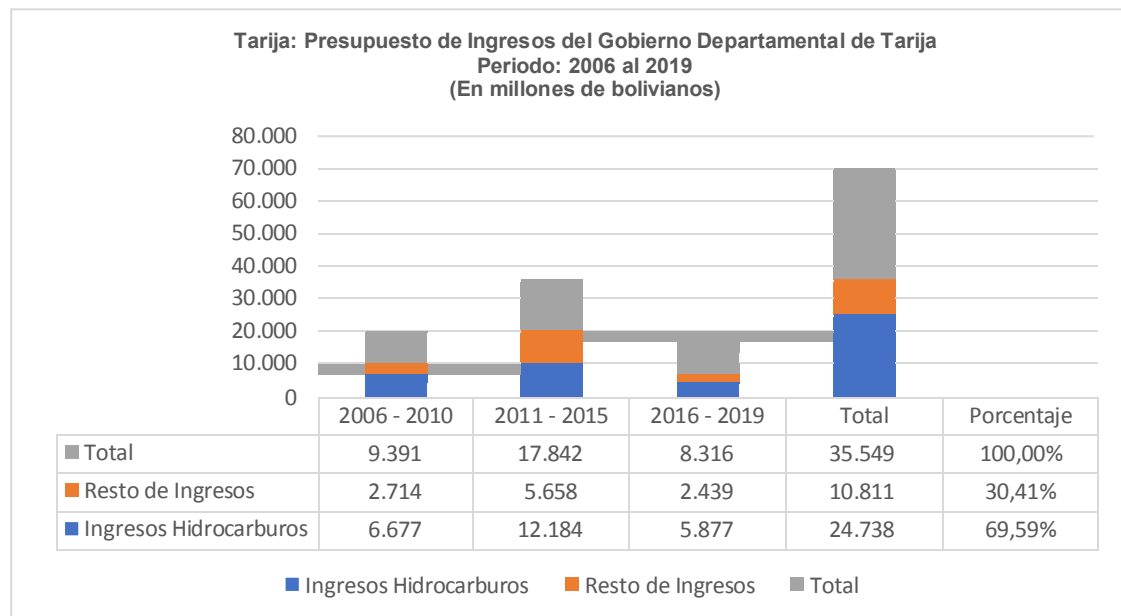


**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de la Memoria de la Economía Boliviana 2020 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

Como se aprecia en el gráfico anterior, la distribución del IDH benefició principalmente a los gobiernos municipales que percibieron en promedio el 63,62% de los ingresos por este concepto en el periodo considerado. Por otro lado, al igual que las regalías, los años de mayores ingresos fiscales por concepto del IDH fueron en las gestiones 2011 al 2014; sin embargo, a partir del comportamiento de las variables macroeconómicas, se puede advertir que estos ingresos no fueron apropiadamente invertidos en el desarrollo de otros sectores económicos. A partir del año 2015 en adelante, no se observan señales de cambio en los mismos; por el contrario, se inició un periodo marcado por la contracción de ingresos fiscales y problemas para cubrir los gastos e inversión pública.

De acuerdo a datos consignados en el Presupuesto General de la Nación para cada año, la siguiente gráfica muestra la relación entre los ingresos provenientes de la explotación de hidrocarburos (regalía departamental e IDH) y el resto de los ingresos en el Departamento de Tarija.

**Gráfico No. 15 – Tarija: Presupuesto de ingresos del Gobierno Departamental de Tarija**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Documento: Distribución y uso de la Renta Hidrocarburífera en Tarija (Fundación Jubileo – Debate Público N° 79)

Como se observa en el gráfico anterior, la regalía departamental total que recibe el Departamento de Tarija sumada al IDH, representa el 69,59% del presupuesto del Gobierno Departamental y la provincia Gran Chaco, sin incluir las transferencias del Gobierno General para pagos delegados, coparticipación tributaria del IEHD para universidades, el pago de la renta dignidad y el fondo de educación cívica.

Un factor a considerar sobre la generación y distribución de ingresos en el Departamento de Tarija, es que los ingresos categorizados como recursos propios apenas representan un promedio de 1% del total.



La actual distribución territorial de la regalía departamental que percibe el Departamento de Tarija no responde a un criterio de pobreza, desigualdad o potencialidad económica y genera distorsiones en el presupuesto de la gobernación y municipios.

No se cuenta con información actualizada y accesible sobre el destino de los ingresos por concepto de regalía departamental e IDH del Gobierno Autónomo Departamental de Tarija. Sin embargo, una aproximación al posible uso de estos recursos es la composición del presupuesto de gastos departamentales (incluido el de la Provincia Gran Chaco) en el periodo 2010 al 2019 como se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro No. 13 – Tarija: Composición del Presupuesto Departamental  
Gestiones 2010 al 2019  
(En millones de bolivianos)**

Descripción	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total	Promedio
Caminos	331	538	487	800	853	794	378	214	271	233	4.899	
Agropecuario	195	264	362	450	509	609	325	197	141	129	3.181	
Salud	8	10	46	95	93	145	100	42	53	57	649	
Recursos hídricos	23	89	115	196	201	147	87	65			923	
Electrificación y energía	79	158	124	148	124	171	86	71	74	100	1.135	
Urbanismo y vivienda	71		105	113	132	222					643	
Deporte									50		50	
Infraestructura urbana y rural										76	76	
Transferencias para inversión	303	450	635	855	857	996	523	443	372	433	5.867	
<b>Total presupuesto para inversión</b>	<b>1.010</b>	<b>1.509</b>	<b>1.874</b>	<b>2.657</b>	<b>2.769</b>	<b>3.084</b>	<b>1.499</b>	<b>1.032</b>	<b>961</b>	<b>1.028</b>	<b>17.423</b>	<b>1.742</b>
Funcionamiento y otros proyectos	309	609	660	830	862	980	674	654	530	672	6.780	
Transferencias corrientes	34	42	12	22	28	31	19	19	23	27	257	
<b>Total presupuesto para gastos corrientes</b>	<b>343</b>	<b>651</b>	<b>672</b>	<b>852</b>	<b>890</b>	<b>1.011</b>	<b>693</b>	<b>673</b>	<b>553</b>	<b>699</b>	<b>7.037</b>	<b>704</b>
Incremento de saldo en bancos		2	15	106	92	136	81	83	117	119	751	
Servicio de la deuda y disminución de pasivos	62	89	52	52	40	37	26	31	33	52	474	
Resto de sectores	61	186	227	257	303	279	184	135	144	173	1.949	
<b>Total otros gastos</b>	<b>123</b>	<b>277</b>	<b>294</b>	<b>415</b>	<b>435</b>	<b>452</b>	<b>291</b>	<b>249</b>	<b>294</b>	<b>344</b>	<b>3.174</b>	
<b>Total presupuesto</b>	<b>1.476</b>	<b>2.437</b>	<b>2.840</b>	<b>3.924</b>	<b>4.094</b>	<b>4.547</b>	<b>2.483</b>	<b>1.954</b>	<b>1.808</b>	<b>2.071</b>	<b>27.634</b>	

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Documento: Distribución y uso de la Renta Hidrocarburífera en Tarija (Fundación Jubileo – Debate Público N° 79)

En el Cuadro No. 13 se puede apreciar en primera instancia que el presupuesto del Gobierno Departamental de Tarija (incluyendo la provincia Gran Chaco) tuvo un incremento promedio de 25% impulsado por el incremento en los ingresos por concepto de regalías e IDH y luego disminuyó en un promedio de -25% por la misma razón. Como se observa a continuación:

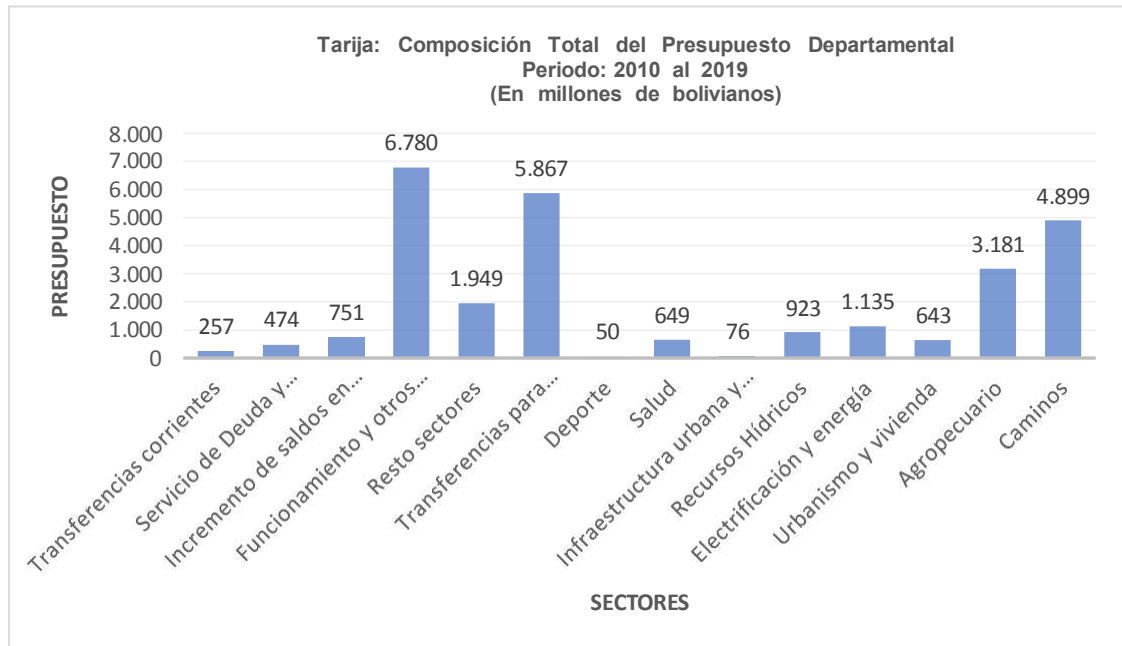
**Cuadro No. 14 – Tarija: Variación del Presupuesto Departamental**  
**Periodo: 2010 al 2019**  
**(En millones de bolivianos y porcentajes)**

Gestión	Total presupuesto s/g cuadro 13	Incrementos	%	Disminuciones	%
2010	1.476				
2011	2.437	961	65,11		
2012	2.840	403	16,54		
2013	3.924	1.084	38,17		
2014	4.094	170	4,33		
2015	4.547	453	11,06		
2016	2.483			-2.064	-45,39
2017	1.954			-529	-21,30
2018	1.808			-146	-7,47
2019	2.071	263	14,55		
<b>Total</b>	<b>27.634</b>	<b>3.334</b>		<b>-2.739</b>	
<b>Promedio</b>			<b>24,96</b>		<b>-24,72</b>

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Documento: Distribución y uso de la Renta Hidrocarburífera en Tarija (Fundación Jubileo – Debate Público N° 79)

El presupuesto total de la Gobernación del Departamento de Tarija en el periodo 2010 al 2019 expuesto en el Cuadro No. 13 y clasificado por gastos de funcionamiento e inversión se presenta en el siguiente gráfico:

**Gráfico No. 16 – Tarija: Composición Total del Presupuesto Departamental**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Documento: Distribución y uso de la Renta Hidrocarburífera en Tarija (Fundación Jubileo – Debate Público N° 79)

La composición total del presupuesto departamental de la Gobernación de Tarija a nivel porcentual es la siguiente:

**Cuadro No. 15 – Tarija: Composición del Presupuesto Departamental  
Gestiones 2010 al 2019  
(En millones de bolivianos – En porcentajes)**

Descripción	Presupuesto	Porcentaje
Caminos	4.899	17,73%
Agropecuario	3.181	11,51%
Salud	649	2,35%
Recursos hídricos	923	3,34%
Electrificación y energía	1.135	4,11%
Urbanismo y vivienda	643	2,33%
Deporte	50	0,18%
Infraestructura urbana y rural	76	0,28%
Transferencias para inversión	5.867	21,23%
Resto de sectores	1.949	7,05%
<b>Total presupuesto para inversión</b>	<b>19.372</b>	<b>70,10%</b>
Funcionamiento y otros proyectos	6.780	24,53%
Transferencias corrientes	257	0,93%
<b>Total presupuesto para gastos corrientes</b>	<b>7.037</b>	<b>25,47%</b>
Incremento de saldo en bancos	751	2,72%
Servicio de la deuda y disminución de pasivos	474	1,72%
<b>Total otros gastos</b>	<b>1.225</b>	<b>4,43%</b>
<b>Total presupuesto</b>	<b>27.634</b>	<b>100,00%</b>

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Documento: Distribución y uso de la Renta Hidrocarbúrfica en Tarija (Fundación Jubileo – Debate Público N° 79)

En el cuadro se puede observar que los gastos de funcionamiento y otros proyectos; así como las transferencias corrientes representan un 25,47% del total presupuestado, seguido en importancia por las transferencias del Gobierno Central para inversiones concurrentes con una participación promedio de 21,23% sobre el total.

Por otro lado; 17,73% ha sido destinado a caminos e infraestructura de transporte, 11,51% al sector agropecuario; 4,11% electrificación y energía; 3,34% recursos hídricos; 2,35% salud y el resto de los sectores representó un promedio de 7,05%.

El principal ausente en la composición del presupuesto departamental es un Fondo de Ahorro y un Fondo de Estabilización, el primero habría sido importante para asegurar un mínimo de sostenibilidad para gastos e inversiones fundamentales; es decir, salud, educación y empleo en el mediano y largo plazo.

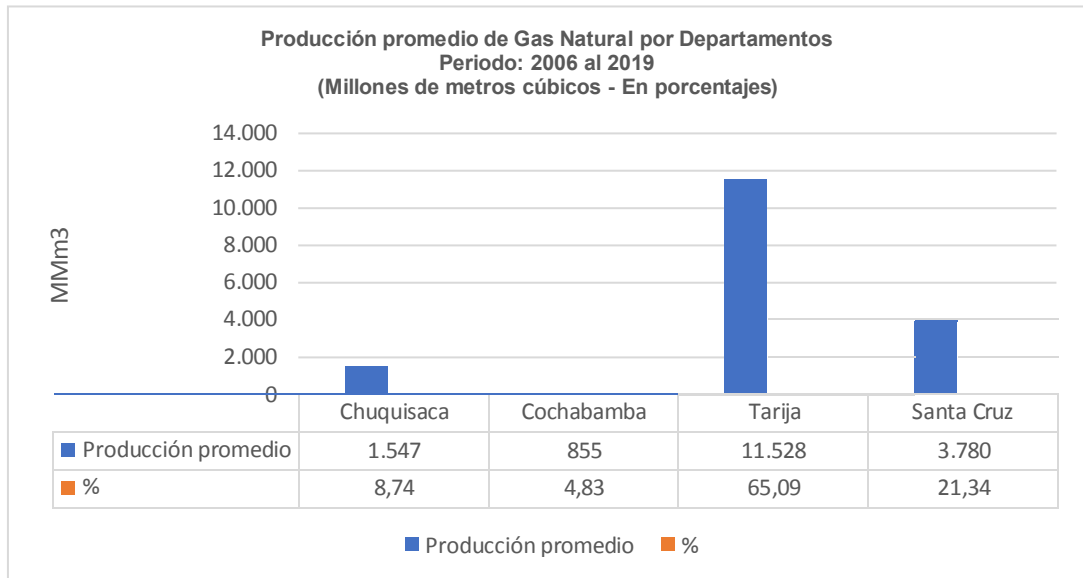
En tanto que el segundo sería de gran utilidad en momentos en el que exista una contracción del precio de exportación del gas natural debido a la caída en el precio internacional del petróleo que se traduce en un menor ingreso por regalías e IDH que obliga a los niveles subnacionales a recortar sus gastos e inversiones o acudir al crédito interno o externo para pagos comprometidos.

### **5.2.2 La producción de los hidrocarburos y la renta petrolera en el Departamento de Chuquisaca**

En el periodo 2006 al 2019, el Departamento de Chuquisaca ha sido el tercer departamento productor de Gas Natural con una producción promedio de 1.547 MMm<sup>3</sup> anuales equivalente a un 8,74% de la producción total.

El Gráfico No. 17 presenta la producción promedio anual por Departamento y los porcentajes de producción:

**Gráfico No. 17 – Porcentajes de producción promedio de Gas Natural por Departamento**

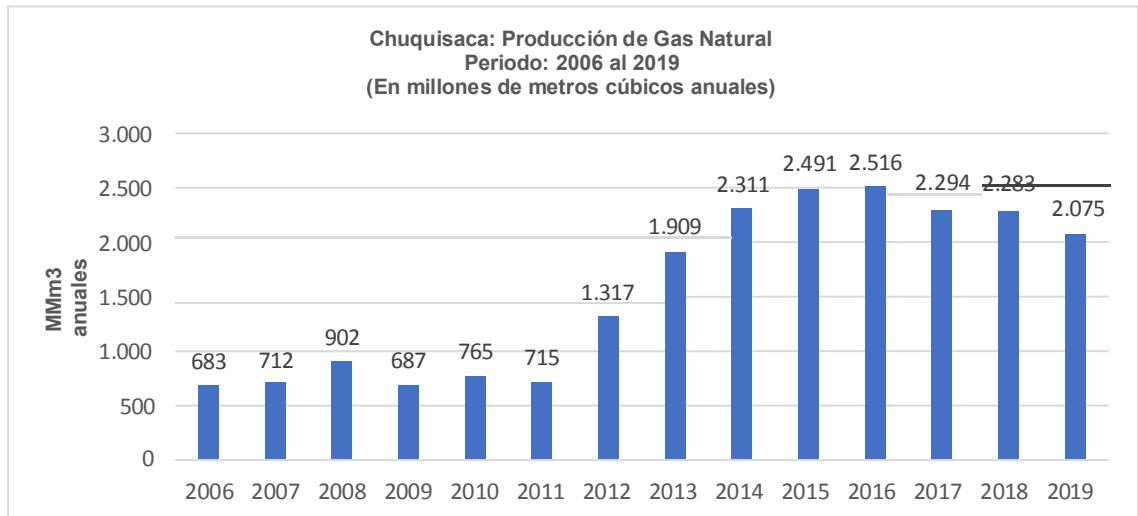


**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE)

El Departamento de Chuquisaca de ser el cuarto departamento productor de Gas Natural después de Cochabamba, pasó a ocupar el tercer lugar como resultado de la distribución de la producción del campo Margarita – Huacaya, ubicado entre los departamentos de Tarija y Chuquisaca.

En el Gráfico No. 18 se muestra el comportamiento de la producción proveniente del Departamento de Chuquisaca durante el periodo 2006 al 2019.

**Gráfico No. 18 – Producción de Gas Natural del Departamento de Chuquisaca**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE)

La producción de Gas Natural del Departamento de Chuquisaca ha ido incrementándose de 683MMm3 anuales en la Gestión 2006 a 902MMm3 en la Gestión 2008, registrándose un incremento de 219MMm3 equivalente a 32,06%.

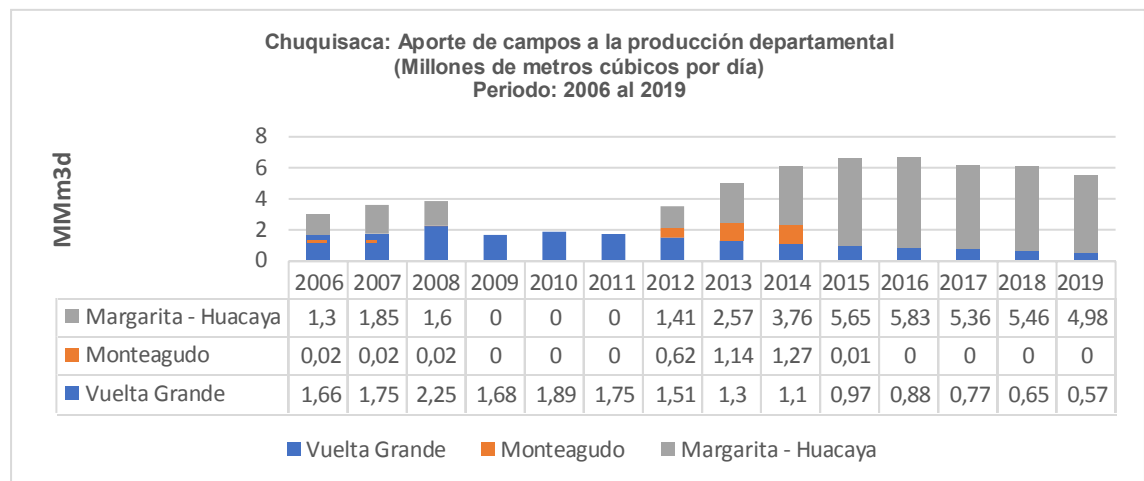
Por otro lado, el nivel de producción de gas natural de la Gestión 2010 registró un incremento de 78MMm3 equivalente a 11,35% respecto a la Gestión 2009; el incremento se debe a una mayor producción del campo Vuelta Grande. En cuanto a los años 2010 y 2011, se puede observar una disminución de 50MMm3 equivalente a 6,54%, la misma se debió a una baja en la producción de los campos Vuelta Grande y Monteagudo.

Entre los años 2011 y 2012 se observa un incremento de 602MMm3 equivalente a 84,20%; el mismo se debe a la asignación de parte de la producción del campo Margarita – Huacaya a favor del Departamento de Chuquisaca desde el mes de abril de 2012.

Durante la Gestión 2013, existió un incremento de la producción de 592MMm3 equivalente a 44,95% con relación a la gestión anterior como resultado de los incrementos de producción registrados para el campo Margarita – Huacaya y en la Gestión 2014 un incremento de 402MMm3 equivalente a 21,06% con relación a la Gestión 2013.

En cuanto al aporte de los campos a la producción total departamental, el mayor aporte entre los años 2009 al 2011 corresponde al campo Vuelta Grande. A partir de la Gestión 2012 en adelante, el mayor aporte a la producción departamental de gas natural proviene de la asignación de una parte de los volúmenes producidos por el campo Margarita – Huacaya a favor de Chuquisaca, como se establece en el siguiente gráfico:

**Gráfico No. 19 – Producción de Gas Natural del Departamento de Chuquisaca**

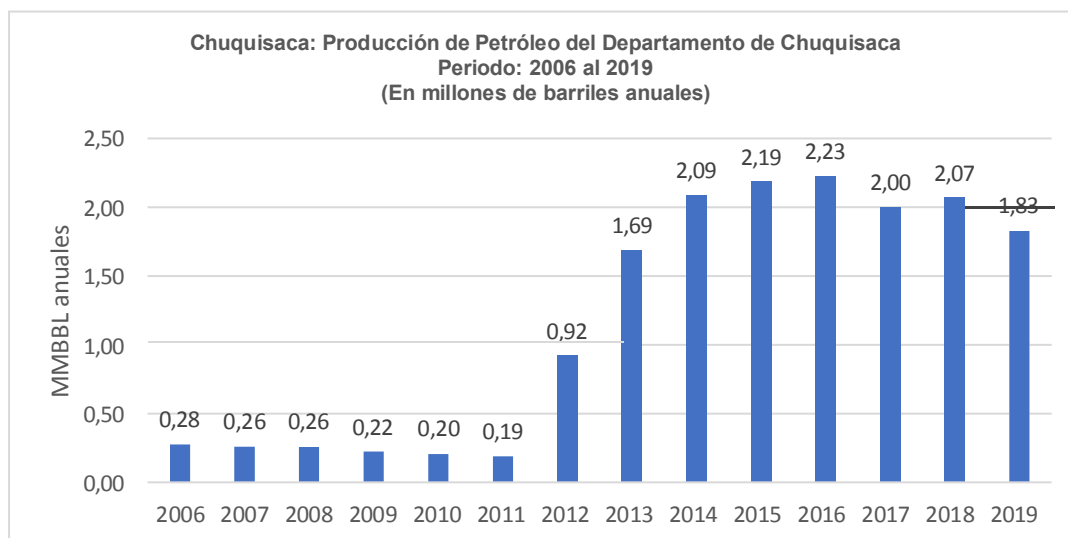


**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de YPFB y el Ministerio de Hidrocarburos y Energías

En relación a la producción de petróleo en el Departamento de Chuquisaca, el comportamiento de la producción en el periodo 2006 al 2019 se presenta en el siguiente gráfico:



**Gráfico No. 20 – Producción de Petróleo del Departamento de Chuquisaca**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE)

En el Gráfico No. 20 se puede observar que el nivel de producción de petróleo proveniente del Departamento de Chuquisaca entre los años 2006 al 2009 tuvo una tendencia decreciente de 0,28 a 0,22 millones de barriles anuales.

En la Gestión 2010 se registró un decremento de 0,02 millones de barriles anuales equivalente a 9% respecto del nivel de producción de la Gestión 2009; la disminución se debe a la baja de la producción de los campos Vuelta Grande y Monteagudo. Entre los años 2010 y 2011, también existió una disminución de 0,01 millones de barriles anuales equivalente a 5% por la misma razón.

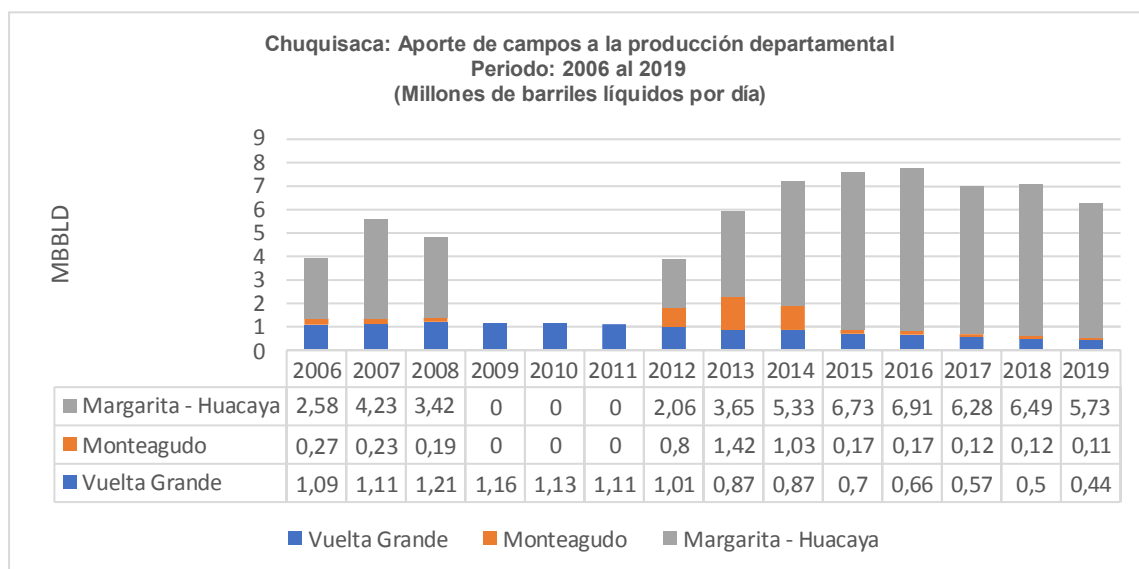
En el Gráfico No. 20 también se puede observar que entre las Gestiones 2011 y 2012 existió un crecimiento significativo en la producción de petróleo que ascendió de 0,19 a 0,92 MMBBL correspondiente a 384,21% que se debió a la asignación de una parte de los volúmenes producidos por el campo Margarita – Huacaya a favor del Departamento de Chuquisaca, al considerarse el mismo un campo compartido entre los Departamentos de Tarija y Chuquisaca. Este factor de distribución comenzó a

aplicarse desde abril de 2012 y repercute en una mayor producción, tanto de gas natural como de petróleo por parte de Chuquisaca.

Finalmente, en el Gráfico No. 20 se puede apreciar también un incremento en la producción de petróleo de 1,69 a 2,09 MMBBL entre las Gestiones 2013 y 2014 equivalente a una variación de 23,67%.

El Gráfico No. 21 muestra el aporte a la producción departamental de petróleo de parte de los campos ubicados en el Departamento de Chuquisaca.

**Gráfico No. 21 – Producción de Petróleo del Departamento de Chuquisaca**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de YPFB y el Ministerio de Hidrocarburos y Energías

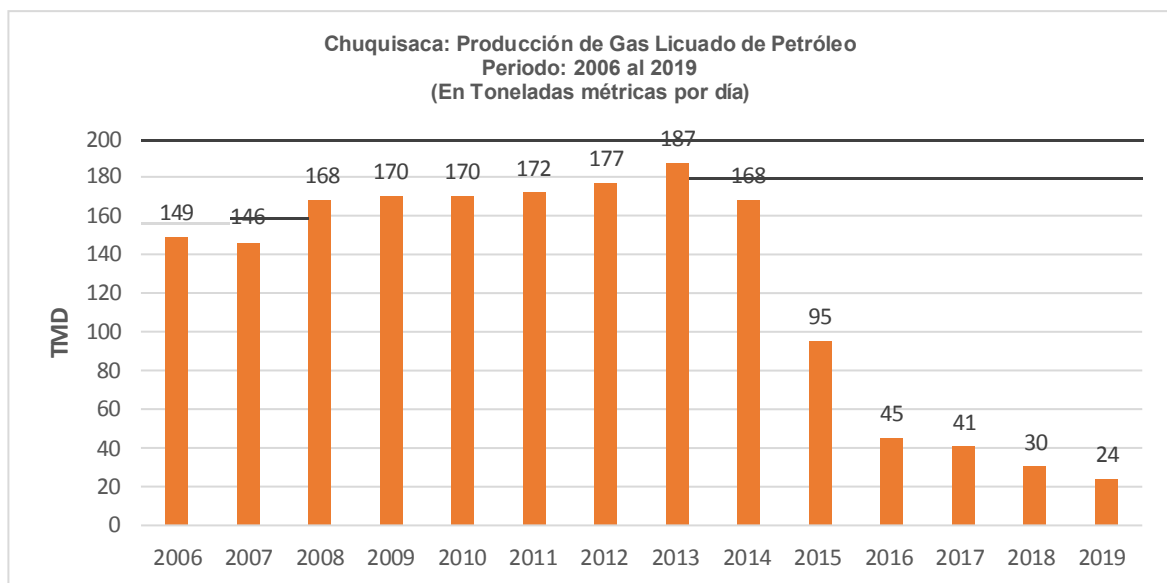
En el Gráfico No. 21 se puede apreciar que a partir de la Gestión 2012 se incrementó la participación en la producción de los campos Margarita – Huacaya compartidos con el Departamento de Tarija.

En el gráfico se observa también que entre los años 2013 y 2014, los volúmenes producidos de petróleo del campo Margarita–Huacaya asignados al Departamento de

Chuquisaca se incrementaron en 1,59 MBBLD equivalente a 77,18% y 3,27 MBBLD equivalente a 158,74% con relación al año 2012.

En relación a la producción de GLP, en el Gráfico No. 22 se puede apreciar incrementos de la producción a partir de la Gestión 2008 con relación a las Gestiones 2006 y 2007; asimismo, en el periodo 2009 al 2014 el Departamento de Chuquisaca ocupó el tercer lugar en la producción de GLP después de Santa Cruz y Cochabamba con una producción promedio de 174 TMD.

**Gráfico No. 22 – Producción de Gas Licuado de Petróleo del Departamento de Chuquisaca**



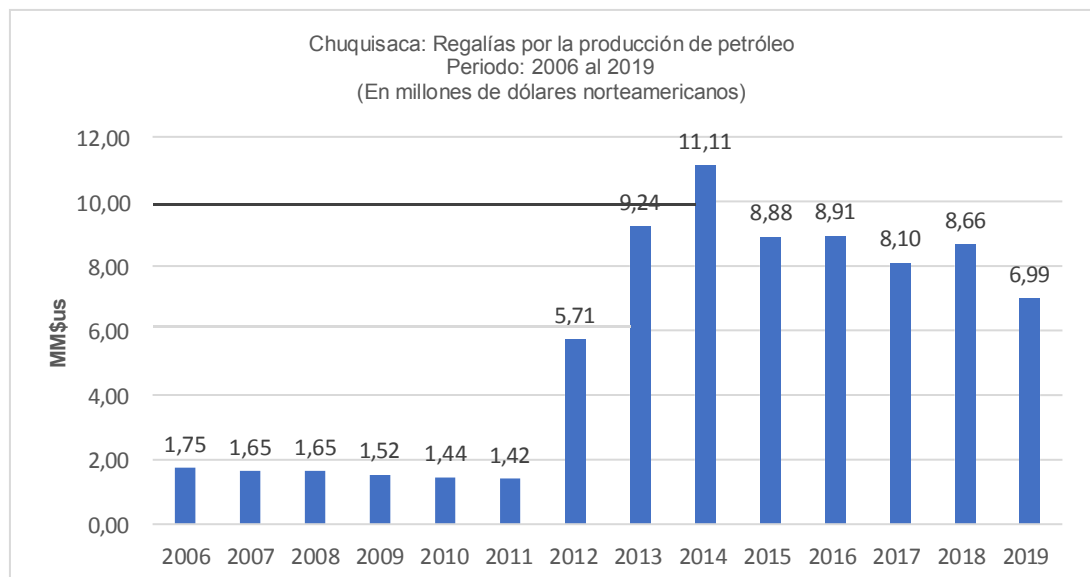
**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de YPF y el Ministerio de Hidrocarburos y Energías

Como se puede observar en el Gráfico No. 22, el nivel de producción de GLP proveniente del Departamento de Chuquisaca durante los años 2009 y 2010 se mantuvo constante. En las siguientes gestiones fue levemente mayor hasta llegar a un incremento de 17 TMD en la Gestión 2013 con relación a las Gestiones 2009 y 2010 equivalente a un 10%.

Asimismo, según el Gráfico No. 22; en la Gestión 2014 se registró una disminución de 19 TMD equivalente a un 10,16% con relación a la gestión anterior en la producción del hidrocarburo. El único campo productor de GLP en este departamento es el campo Vuelta Grande.

En el Gráfico No. 23 se presenta los ingresos del Departamento de Chuquisaca por concepto de regalías por la producción de petróleo:

**Gráfico No. 23 – Regalías del Departamento de Chuquisaca por la producción de Petróleo**



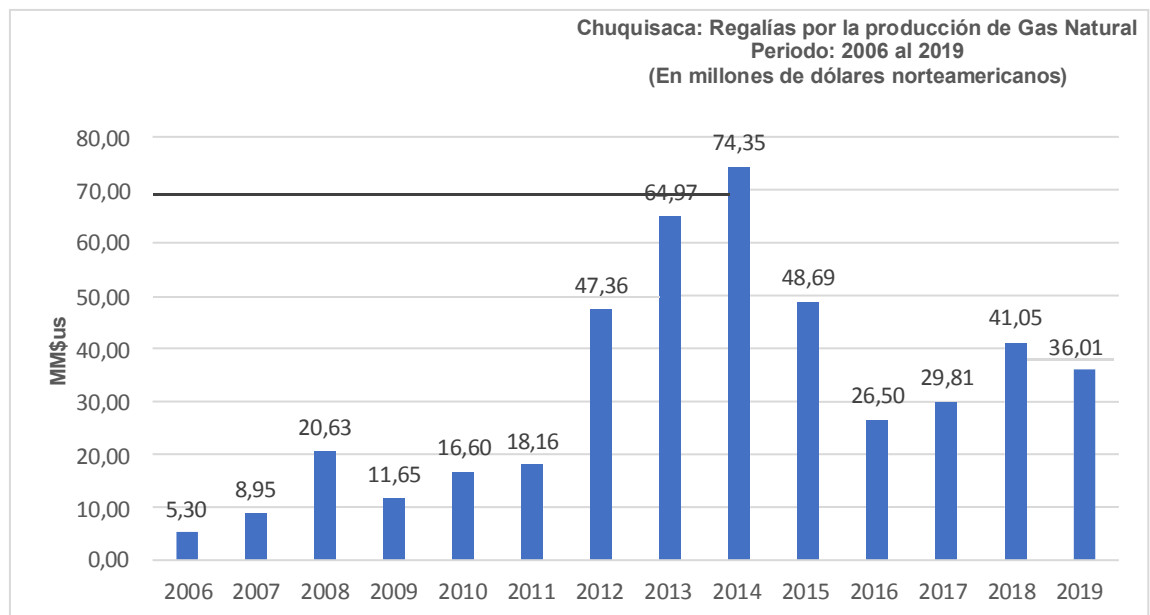
**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energías

Como se puede observar en el Gráfico No. 23, los ingresos por concepto de regalías por la producción de petróleo entre los años 2006 al 2011 tuvo una tendencia decreciente. Sin embargo, en la Gestión 2012 las recaudaciones se incrementaron de 1,42 a 5,71 millones de dólares equivalente a 302,11% con relación al año anterior, debido a la aplicación del factor de distribución de la producción del campo Margarita – Huacaya a partir del mes de abril de 2012.

En la Gestión 2013 se observa también un incremento de las recaudaciones por 3,53 millones de dólares equivalente a 61,82% con relación a la Gestión 2012. El incremento en la Gestión 2014 fue de 1,87 millones de dólares equivalente a 20,24% con relación a la Gestión 2013.

En el Gráfico No. 24 se puede observar las regalías por la producción de Gas Natural en el Departamento de Chuquisaca en el periodo 2006 al 2019:

**Gráfico No. 24 – Regalías del Departamento de Chuquisaca por la producción de Gas Natural**



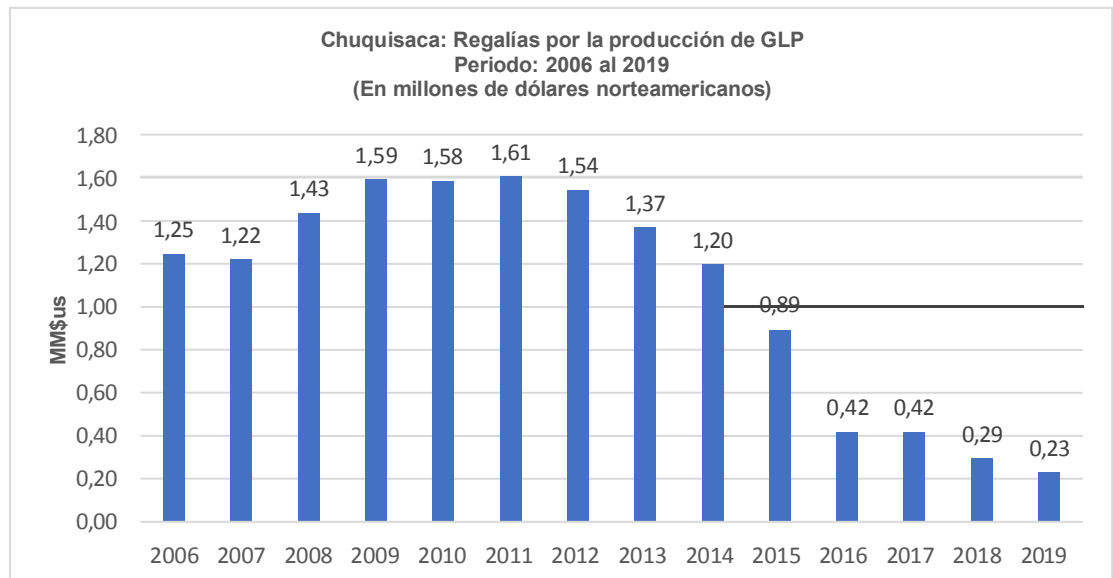
**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energías

En el Gráfico No. 24 se aprecia importantes incrementos en las recaudaciones de regalías por la producción de Gas Natural. A partir de la Gestión 2006 las recaudaciones se han incrementado, siendo en la Gestión 2012 un incremento de 29,2 millones de dólares equivalente a 160,79% con respecto al año anterior; en la Gestión 2013 un incremento de 17,61 millones de dólares equivalente a 37,18% y en la Gestión 2014 un incremento de 9,38 millones de dólares equivalente a 14,44%

respectivamente, llegando a percibirse 74,35 millones de dólares norteamericanos en la Gestión 2014, constituyéndose la máxima recaudación del periodo.

Las recaudaciones de regalías por la producción de Gas Licuado de Petróleo en el Departamento de Chuquisaca en el periodo 2006 al 2019 se presenta en el siguiente gráfico:

**Gráfico No. 25 – Regalías del Departamento de Chuquisaca por la producción de Gas Licuado de Petróleo**

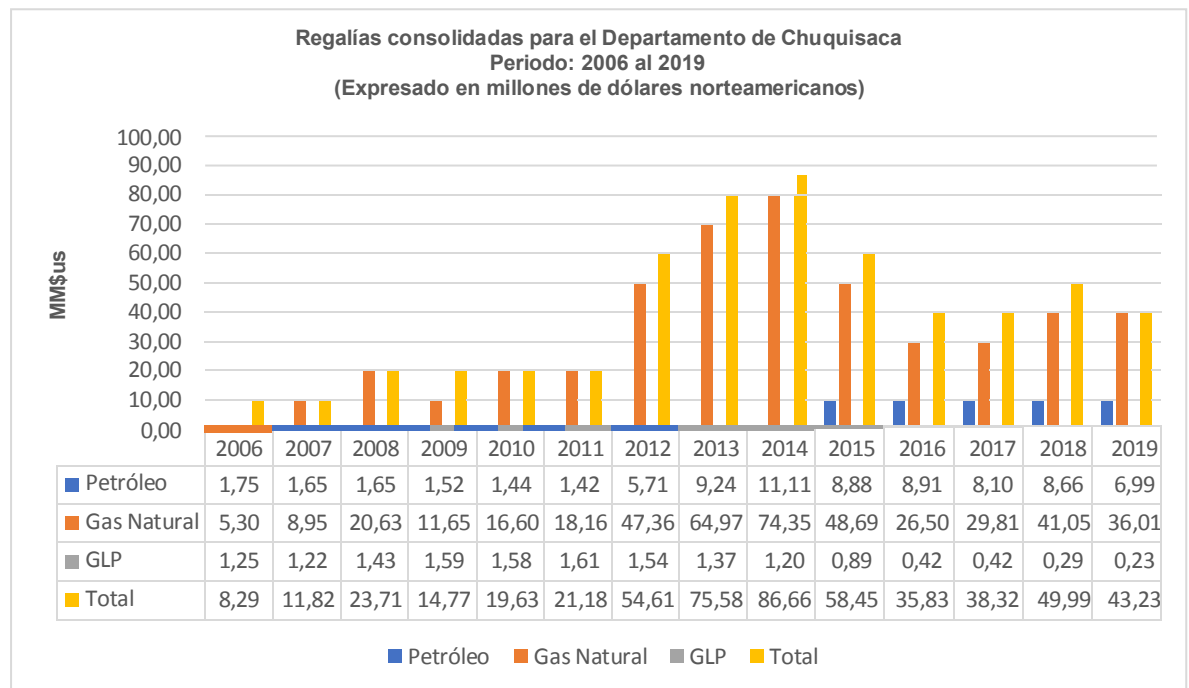


**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energías

En el Gráfico No. 25 se puede observar que las recaudaciones de regalías por GLP en el Departamento de Chuquisaca a partir de la Gestión 2007 se han ido incrementado. Sin embargo; disminuyeron a partir de la Gestión 2012; habiendo decrecido significativamente de 1,61 millones de dólares en la Gestión 2011 a 0,23 en la Gestión 2019 que representa una caída del 85,71%. Sin embargo, considerando los niveles de ingresos registrados para el petróleo y el Gas Natural; la disminución de los ingresos del GLP se puede considerar marginal.

En el Gráfico No. 26 se muestra las recaudaciones totales por concepto de regalías hidrocarburíferas a favor del Departamento de Chuquisaca en el periodo 2006 al 2019.

**Gráfico No. 26 – Regalías consolidadas para el Departamento de Chuquisaca por la producción de hidrocarburos**



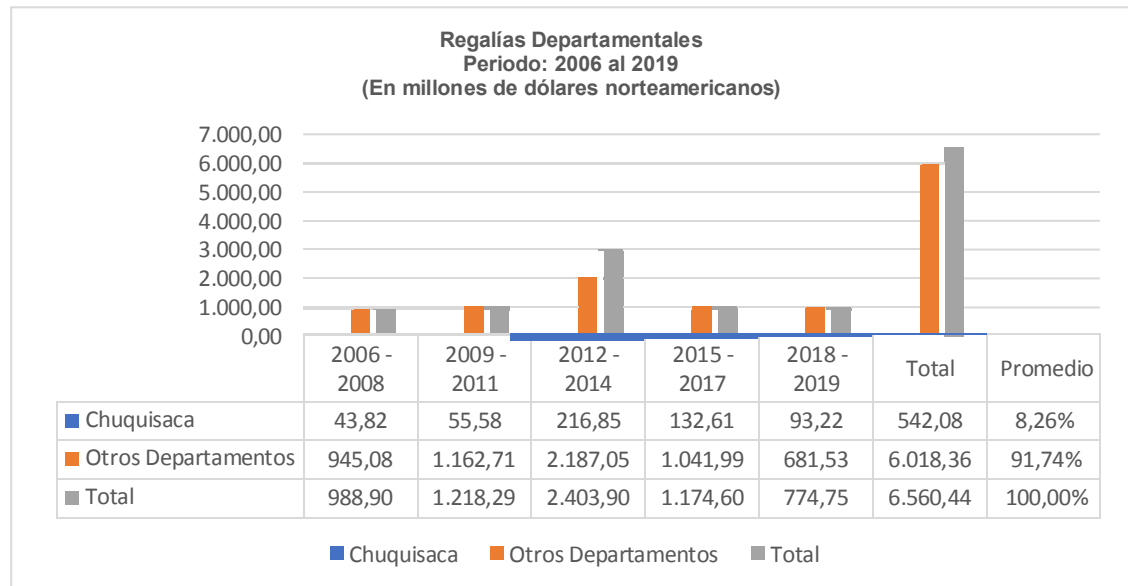
**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energías

Los incrementos más importantes se presentaron en las Gestiones 2012 al 2014; siendo que para la Gestión 2012 el incremento fue de 33,43 millones de dólares equivalente a 157,84% con relación al año anterior; a su vez para la Gestión 2013 fue de 20,97 millones de dólares equivalente a 38,4% y 11,08 millones de dólares equivalente a 14,66% para la Gestión 2014. La Gestión 2014 presentó la mayor recaudación de todo el periodo analizado con 86,66 millones de dólares norteamericanos.

En comparación con los otros tres departamentos productores de hidrocarburos; Chuquisaca ocupa el tercer puesto en cuanto a producción y recaudación. Si bien el

Departamento de Chuquisaca tuvo incrementos importantes, se encuentra por debajo de los niveles de los otros tres departamentos, especialmente Tarija. El Gráfico No. 27 muestra las recaudaciones del Departamento de Chuquisaca en comparación con los otros departamentos.

**Gráfico No. 27 – Regalías Departamentales**



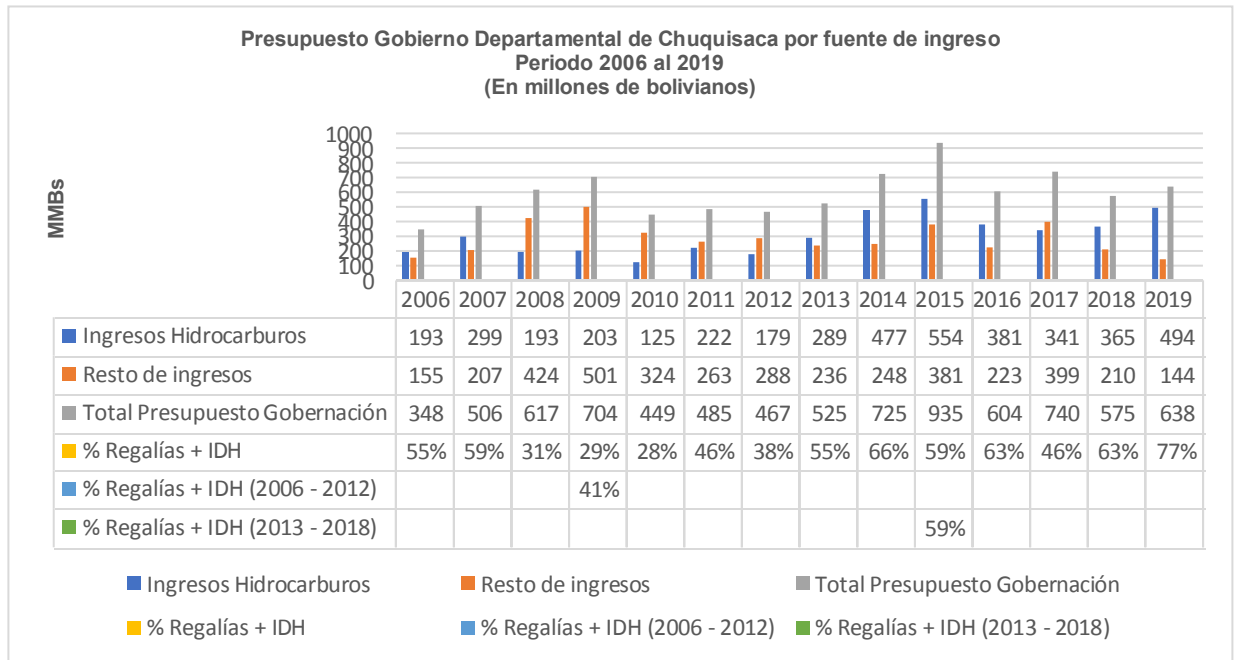
**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Ministerio de Hidrocarburos y Energías

En el Gráfico No. 27 se puede observar que no obstante que las recaudaciones del Departamento de Chuquisaca se han ido incrementando en el periodo analizado, los otros tres departamentos productores (Tarija, Santa Cruz y Cochabamba) percibieron en promedio el 91,74% del total de las recaudaciones.

El Gráfico No. 28 muestra la participación que tienen los ingresos por concepto de regalía departamental e IDH en el presupuesto del Gobierno Departamental de Chuquisaca.



**Gráfico No. 28 – Presupuesto Gobierno Departamental de Chuquisaca**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Documento: Diversificación de la economía de Chuquisaca a partir de los ingresos generados por la explotación de hidrocarburos (Fundación Jubileo – Debate Público N° 75)

Entre los años 2006 al 2012, la participación promedio de los ingresos por regalía departamental e IDH representó el 41% del total del presupuesto departamental de Chuquisaca. Desde el año 2013 se observa un importante incremento en la participación, debido a la participación de la producción del campo Margarita; por lo que en el periodo 2013 al 2018, la dependencia del presupuesto departamental de los ingresos por hidrocarburos (regalía departamental e IDH) fue en promedio 59%; habiéndose alcanzado el año 2019 a 77%.

*“Este aspecto resulta preocupante en la medida en que el departamento de Chuquisaca no genere oportunamente mecanismos para transferir una parte de los ingresos que recibe por la actividad extractiva a otros sectores de la economía que generen empleo y valor agregado...”<sup>22</sup>*

<sup>22</sup> “Impacto Económico que puede generar el Sector Hidrocarburos en Chuquisaca”; Fundación Jubileo, Serie Debate Público N° 62.

No se cuenta con información sobre el destino de los ingresos por concepto de regalía departamental e IDH del Gobierno Autónomo Departamental de Chuquisaca. Sin embargo, una aproximación al posible uso de estos recursos es la composición del presupuesto de gastos del departamento en las gestiones 2018 y 2019 como se presenta en el siguiente cuadro:

**Cuadro No. 16 – Composición del Presupuesto de Gastos de la Gobernación de Chuquisaca  
Gestiones 2018 y 2019  
(En millones de bolivianos – En porcentajes)**

Descripción	2018	Porcentaje	2019	Porcentaje
Camino	26,99		35,76	
Electrificación/Energía			7,18	
Agropecuario	47,88		48,79	
Energía	15,00			
Deporte	0,63			
Saneamiento Básico	5,65			
Educación			3,21	
Medio Ambiente	8,95		12,52	
Seguridad Ciudadana	2,63			
Turismo	0,52			
Infraestructura Urbana y Rural	1,96		40,00	
Transferencias para inversión	48,42		24,31	
<b>Total presupuesto para inversión</b>	<b>158,64</b>	<b>27,56%</b>	<b>171,77</b>	<b>26,91%</b>
Funcionamiento y otros programas	308,83		357,08	
Transferencias corrientes	13,53		15,10	
<b>Total presupuesto para gastos corrientes</b>	<b>322,36</b>	<b>56,00%</b>	<b>372,17</b>	<b>58,30%</b>
Incremento de saldo en bancos y otros activos financieros	24,11		29,55	
Servicio de la deuda y disminución de otros pasivos	70,52		64,91	
<b>Total otros gastos</b>	<b>94,64</b>	<b>16,44%</b>	<b>94,46</b>	<b>14,80%</b>
<b>Total presupuesto</b>	<b>575,64</b>	<b>100,00%</b>	<b>638,41</b>	<b>100,00%</b>

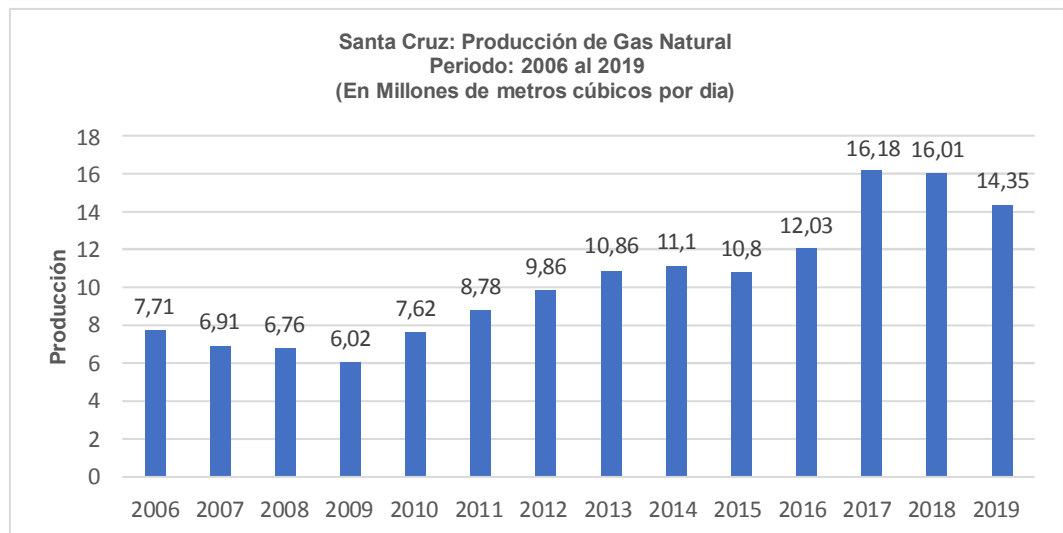
**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de los Documentos: ¿En qué gastan el Dinero los Gobiernos Departamentales el 2018? y ¿En qué gastarán el Dinero los Gobiernos Departamentales el 2019? (Fundación Jubileo – Debates Públicos Nos. 63 y 73)

En el cuadro No. 16 se observa que los presupuestos para gastos de funcionamiento y otros programas; así como las transferencias corrientes representan un 56% y 58,30% del total presupuestado de la Gobernación de Chuquisaca en las Gestiones 2018 y 2019; mientras que las transferencias para inversión del Gobierno Central y los proyectos de inversión por sectores representan un 27,56% en la Gestión 2018 y un 26,91% en la Gestión 2019 de los totales presupuestados. Lo cual demuestra que la Gobernación del Departamento de Chuquisaca priorizó los gastos corrientes a los gastos de inversión con recursos provenientes de la renta hidrocarburífera y otros ingresos.

### 5.2.3 La producción de los hidrocarburos y la renta petrolera en el Departamento de Santa Cruz

En la última década, Santa Cruz incrementó la producción de gas natural, incluyendo nuevos campos como Incahuasi y Aquio que entraron en funcionamiento desde el año 2016, mejorando la situación del departamento. En el Gráfico No. 29 se presenta la evolución de la producción del Gas Natural en el periodo 2006 al 2019.

**Gráfico No. 29 – Producción de Gas Natural en Santa Cruz**



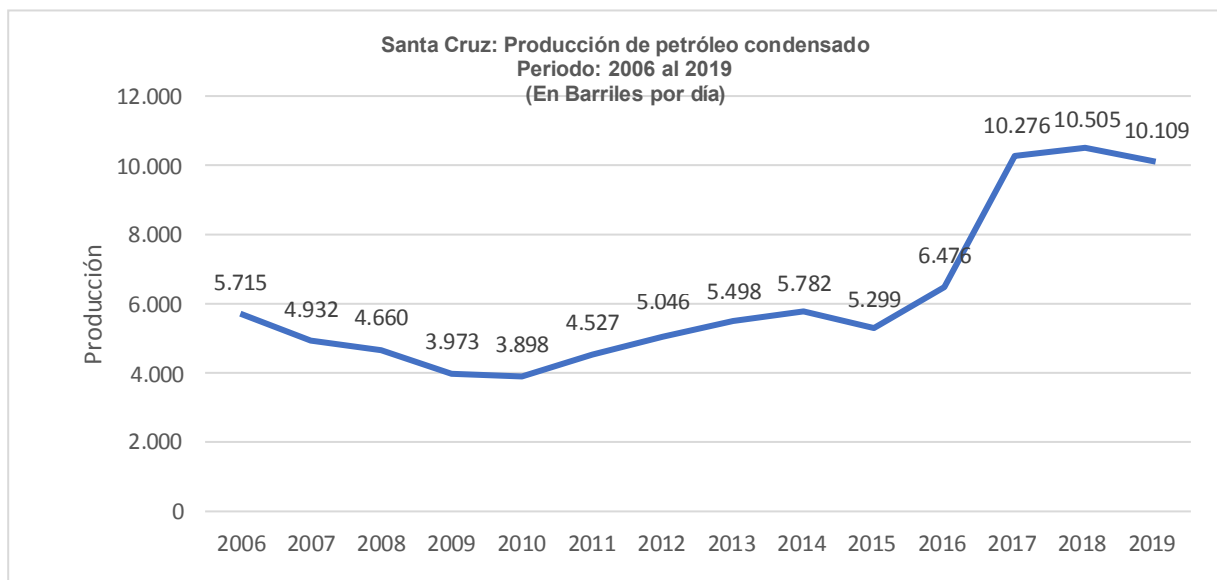
**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE)

En el periodo 2006 al 2009 la producción de Gas Natural en el Departamento de Santa Cruz disminuyó de 7,71 a 6,02 MMmcd, habiéndose incrementado a partir de la Gestión 2010. El año 2015 la producción llegó a 10,8 millones de metros cúbicos por día (MMmcd), incrementándose la producción en el año 2016 a 12,03 MMmcd y el año 2017 hasta un máximo de 16,18 MMmcd; es decir que en dos años mejoró casi en 50 por ciento. Esto contrasta con otros departamentos productores como Cochabamba y Tarija que en esos mismos años empezaron con la declinación de la producción del gas natural.

Debido a los mayores volúmenes de producción, Santa Cruz se afirmó como el segundo productor de Gas Natural a nivel nacional por debajo de Tarija. Su declinación se inició el año 2018 cuando la producción llegó a 16,01 MMmcd, siendo un 1,05% menos que el año 2017. La caída fue mayor el año 2019, llegando a una tasa de variación negativa de 10,37%.

En relación a la producción de petróleo condensado en el mismo periodo en el Departamento de Santa Cruz, se puede observar un comportamiento similar, el gráfico es el siguiente:

**Gráfico No. 30 – Producción de Petróleo Condensado en Santa Cruz**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE)

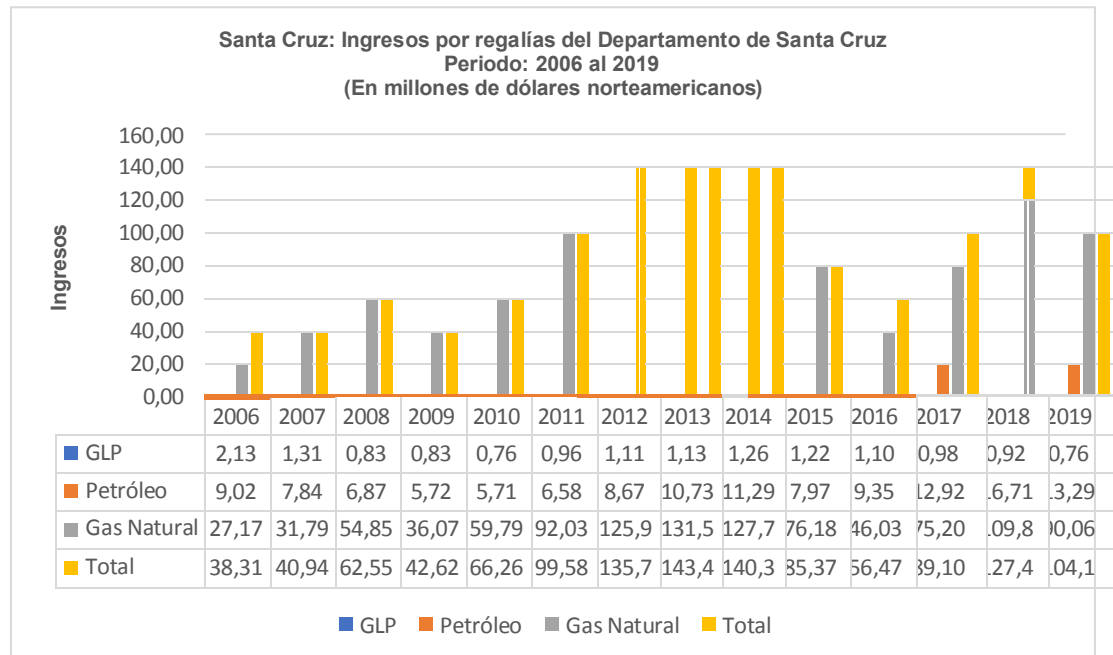
El volumen de producción disminuyó entre los años 2006 al 2010 de 5.715 barriles por día (Bpd) a 3.898 Bpd y llegó a un promedio de 5.299 Bpd el año 2015 y a 6.476 Bpd el año 2016; habiéndose incrementado en un 22,2%. Sin embargo, el mayor crecimiento ha sido el año 2017 que llegó a un volumen de 10.276 Bpd, el año 2018 se mantuvo la tendencia creciente llegando a 10.505 Bpd.

Entre los años 2015 al 2018, la producción de petróleo condensado en el Departamento de Santa Cruz mejoró en un 98,24%; es decir, casi se duplicó en tres años y el 2019 disminuyó en un 3,8% llegando a 10.109 Bpd.

La incorporación de nuevos campos productores logró mejorar la situación del Departamento de Santa Cruz, aunque no evitó la declinación en la producción. Sin embargo, en comparación con el resto de los departamentos productores, su situación no ha sido tan desfavorable.

En el Gráfico No. 31 se puede apreciar los ingresos percibidos por concepto de regalías provenientes del sector de hidrocarburos en el Departamento de Santa Cruz en las Gestiones 2006 al 2019.

**Gráfico No. 31 – Regalías percibidas en el Departamento de Santa Cruz**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de UDAPE y el Ministerio de Hidrocarburos y Energías

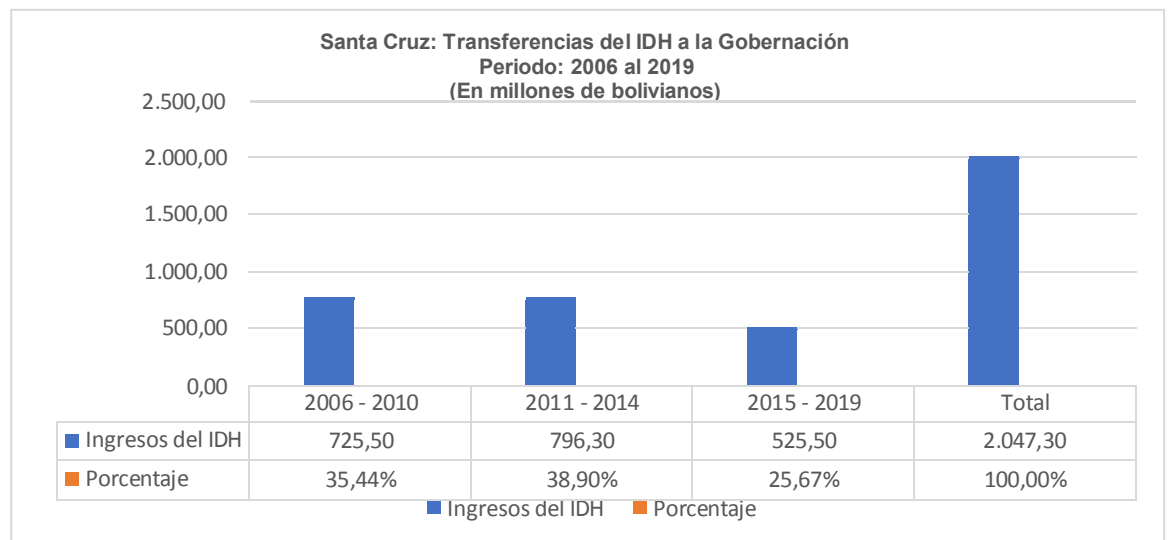
En el Gráfico No. 31 se observa la tendencia creciente de los ingresos por regalías a partir de la Gestión 2006; siendo los años 2011 al 2014 los de mayor recaudación, debido a que el precio de exportación del gas natural alcanzó su punto más alto; asimismo, se observa un incremento de 32,63 millones de dólares en los ingresos de la Gestión 2017 con respecto al año anterior (89,10 – 56,47 millones de dólares) equivalente a 57,78%, debido al incremento de la producción de los campos de Incahuasi y Aquio.

Sin embargo, los precios de exportación del Gas Natural a la Argentina y al Brasil se mantuvieron en niveles bajos desde el año 2016, lo que afectó al monto de las regalías percibidas, situándose por debajo de los 100 millones de dólares entre los años 2016

y 2017. No obstante de ello, Santa Cruz es el segundo departamento con mayores regalías por debajo de Tarija.

En el Gráfico No. 32 se presenta las transferencias del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) a la Gobernación del Departamento de Santa Cruz en las Gestiones 2006 al 2019.

**Gráfico No. 32 – Transferencias del IDH a la Gobernación de Santa Cruz**



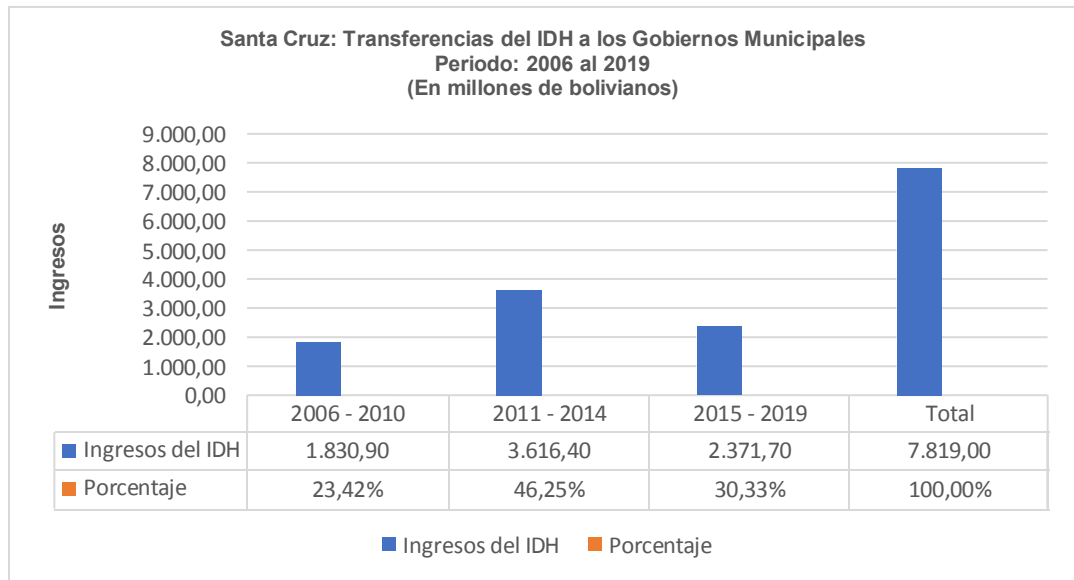
**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de UDAPE y el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

Como se observa en el Gráfico No. 32, de un total de 2.047,30 millones de bolivianos que la Gobernación de Santa Cruz ha percibido en el periodo 2006 al 2019; 796,30 millones de bolivianos equivalente a 38,90% los ha recibido entre los años 2011 al 2014 que es cuando el precio de exportación del gas natural alcanzó su punto más alto.

De la misma forma, en el Gráfico No. 33 se puede observar las transferencias del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) a los Gobiernos Municipales del Departamento de Santa Cruz; en los que debido al incremento del precio de exportación del gas natural entre los años 2011 al 2014, de un total de 7.819 millones

de bolivianos transferidos; 3.616,40 millones de bolivianos equivalente al 46,25% corresponde al mencionado periodo.

**Gráfico No. 33 – Transferencias del IDH a los Gobiernos Municipales**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de UDAPE y el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

No se cuenta con suficiente información sobre el destino de los ingresos por concepto de regalía departamental e IDH del Gobierno Autónomo Departamental de Santa Cruz. Sin embargo, una aproximación al posible uso de estos recursos es la composición del presupuesto de gastos del departamento en las gestiones 2018 y 2019 como se muestra en el Cuadro No. 17:



**Cuadro No. 17 – Composición del Presupuesto de Gastos de la Gobernación de Santa Cruz  
Gestiones 2018 y 2019  
(En millones de bolivianos – En porcentajes)**

Descripción	2018	Porcentaje	2019	Porcentaje
Camino	159,31		168,98	
Electrificación/Energía			73,02	
Agropecuario	31,43		31,59	
Energía	16,23			
Deporte	11,54		21,02	
Saneamiento Básico	11,09		14,81	
Educación	14,81		14,21	
Gestión de Riesgos	5,90		11,75	
Salud	4,46		10,39	
Medio Ambiente	8,84		5,51	
Cultura y Patrimonio	3,36		5,28	
Seguridad Ciudadana	0,95		3,92	
Turismo	2,50		3,10	
Fortalecimiento Institucional	4,12		2,38	
Comercio, Industria y Servicio para Desarrollo	1,59		0,58	
Gestión Social	0,55		0,55	
Infraestructura Urbana y Rural	1,60		0,05	
Transferencias para inversión	147,87		22,06	
<b>Total presupuesto para inversión</b>	<b>426,13</b>	<b>29,55 %</b>	<b>389,19</b>	<b>23,28 %</b>
Funcionamiento y otros programas	838,47		988,35	
Transferencias corrientes	30,05		34,29	
<b>Total presupuesto para gastos corrientes</b>	<b>868,51</b>	<b>60,23 %</b>	<b>1.022,64</b>	<b>61,17 %</b>
Incremento de saldo en bancos y provisión para inversiones	10,41		93,87	
Servicio de la deuda y disminución de otros pasivos	136,90		165,99	
<b>Total otros gastos</b>	<b>147,31</b>	<b>10,22 %</b>	<b>259,86</b>	<b>15,54 %</b>
<b>Total presupuesto</b>	<b>1.441,95</b>	<b>100,00 %</b>	<b>1.671,69</b>	<b>100,00 %</b>

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos de los Documentos: ¿En qué gastan el Dinero los Gobiernos Departamentales el 2018? y ¿En qué gastarán el Dinero los Gobiernos Departamentales el 2019? (Fundación Jubileo – Debates Públicos Nos. 63 y 73)

En el cuadro anterior se puede observar que los presupuestos para gastos de funcionamiento y otros programas; así como las transferencias corrientes representan

un 60,23% y 61,17% del total presupuestado en las Gestiones 2018 y 2019; mientras que las transferencias para inversión del Gobierno Central y los proyectos de inversión por sectores representan únicamente un 29,55% en la Gestión 2018 y un 23,28% en la Gestión 2019 de los presupuestos. Lo cual demuestra que la Gobernación del Departamento de Santa Cruz prioriza los gastos corrientes a los gastos de inversión con recursos provenientes de la renta hidrocarburífera y otros ingresos.

### **5.3 Determinar el grado de dependencia del Producto Interno Bruto de las regiones productoras de la producción de los hidrocarburos (OE.2)**

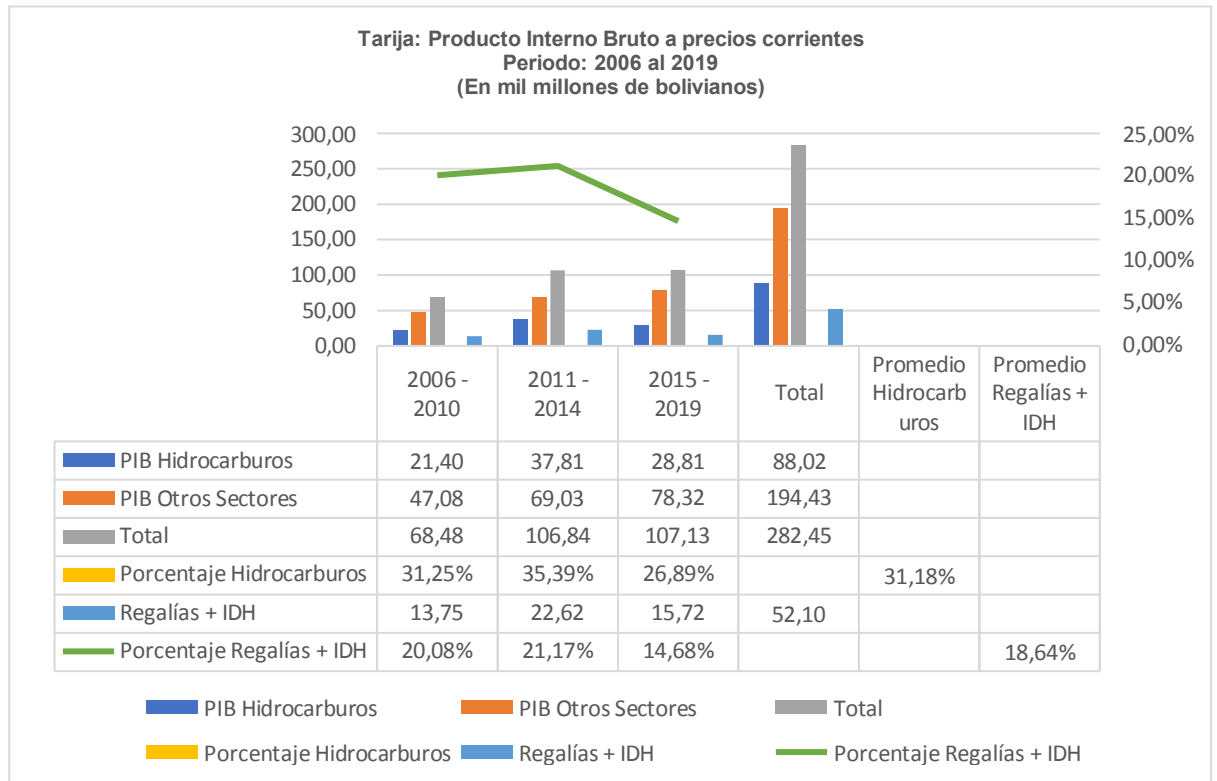
#### **5.3.1 Participación del sector de hidrocarburos en el Producto Interno Bruto de Tarija**

La economía del Departamento de Tarija es altamente dependiente del sector de los hidrocarburos, en especial de la exploración y explotación del gas natural y el petróleo; dicha economía experimentó un crecimiento en el periodo analizado, debido a que gran parte de las reservas de gas natural y su producción se encuentran en ese departamento.

En términos porcentuales, el sector hidrocarburos representó en promedio el 45% del PIB departamental de Tarija entre los años 2000 al 2019; siendo la región en la que mayor importancia tiene este sector. Si bien las empresas petroleras se encuentran asentadas en el departamento de Santa Cruz, lo cierto es que los principales campos productores de hidrocarburos en este periodo de tiempo son San Alberto, Sábalo y Margarita que se encuentran en Tarija, lo que incide significativamente en su PIB.

En el Gráfico No. 34 se puede observar la participación del sector de los hidrocarburos en el Producto Interno Bruto del Departamento de Tarija.

**Gráfico No. 34 – Composición del Producto Interno Bruto de Tarija**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE); Gestiones 2017, 2018 y 2019 con datos preliminares

En el Gráfico No. 34 se observa que la participación del sector de los hidrocarburos en el Producto Interno Bruto del Departamento de Tarija es 31,18% en promedio. Esto refleja la importancia de la explotación de los hidrocarburos en la economía de la región.

En el periodo 2006 al 2019, el Departamento de Tarija recibió 52.100 millones de bolivianos por regalías e IDH equivalente al 18,64% del total del Producto Interno Bruto departamental; el porcentaje más elevado lo recibió entre los años 2011 al 2014 que es cuando el precio de exportación del gas natural alcanzó el punto más alto y de forma simultánea se incrementó la producción de los tres principales campos productores del país: Sábalo, San Alberto y Margarita.

En el gráfico también se puede observar como la renta petrolera conformada por regalías e IDH influye en el Producto Interno Bruto de Tarija, debido a que el incremento de las recaudaciones entre el primer período analizado (2006 al 2010) y el segundo (2011 al 2014) de 13.750 a 22.620 millones de bolivianos, incrementó el PIB de Tarija de 68.480 a 106.840 millones de bolivianos; es decir en un 56,02%. Sin embargo, con relación al período 2015 al 2019 en el cual la renta petrolera disminuyó de 22.620 a 15.720 millones de bolivianos; el PIB de Tarija se incrementó únicamente en un 0,27%.

Lo cual demuestra la dependencia de la economía Tarijeña de los ingresos por concepto de la renta petrolera.

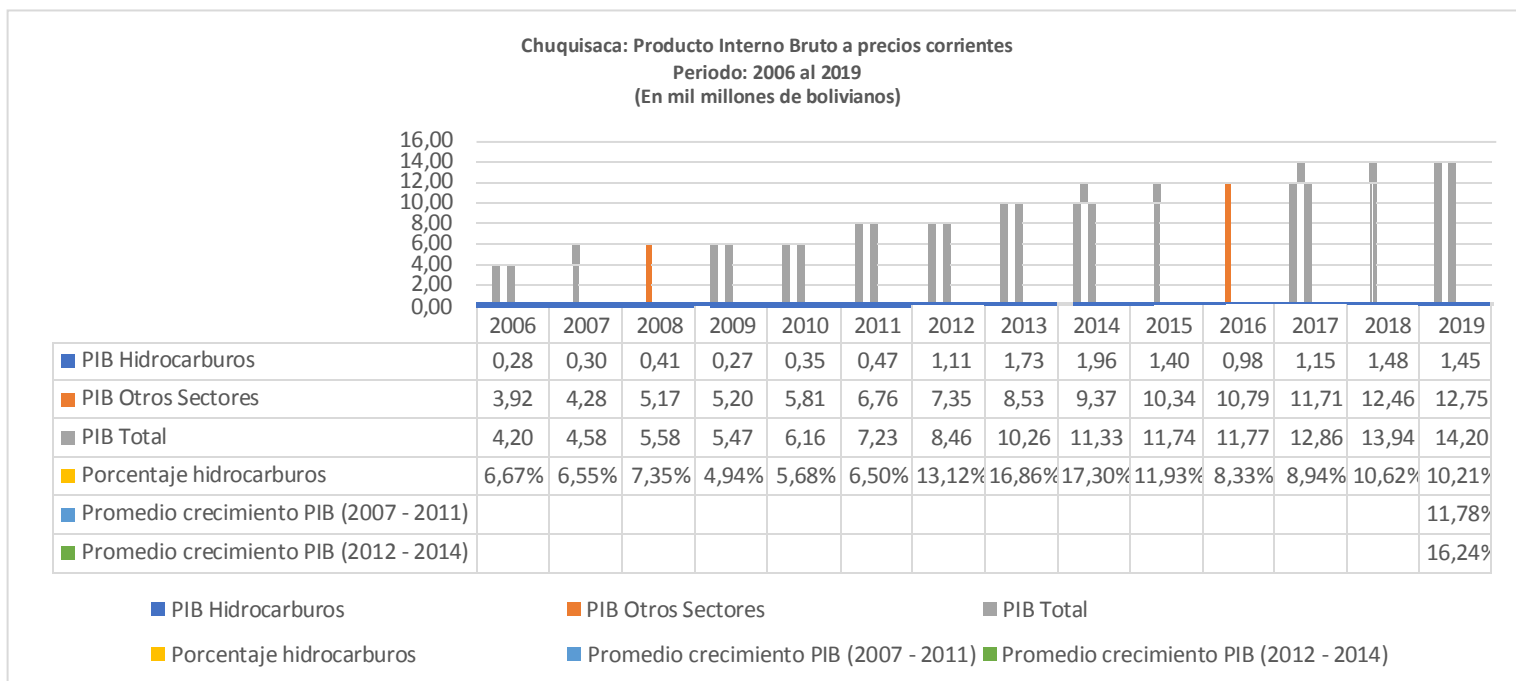
### **5.3.2 Participación del sector de hidrocarburos en el Producto Interno Bruto de Chuquisaca**

La economía del Departamento de Chuquisaca ocupa el sexto lugar en aporte al Producto Interno Bruto nacional; en la Gestión 2019 generó un ingreso bruto departamental de 14,20 mil millones de bolivianos con respecto al PIB nacional de 282,58 mil millones de bolivianos, representando un aporte del 5% al PIB nacional.

Debido a los niveles del valor agregado departamental y la menor población comparativa, el Departamento de Chuquisaca alcanza el quinto puesto de ingreso per cápita a nivel nacional, lo cual evidencia la mayor productividad departamental en determinados sectores, en particular el de los hidrocarburos.

En el Gráfico No. 35 se puede observar la participación del sector de los hidrocarburos en el Producto Interno Bruto del Departamento de Chuquisaca.

**Gráfico No. 35 – Composición del Producto Interno Bruto de Chuquisaca**



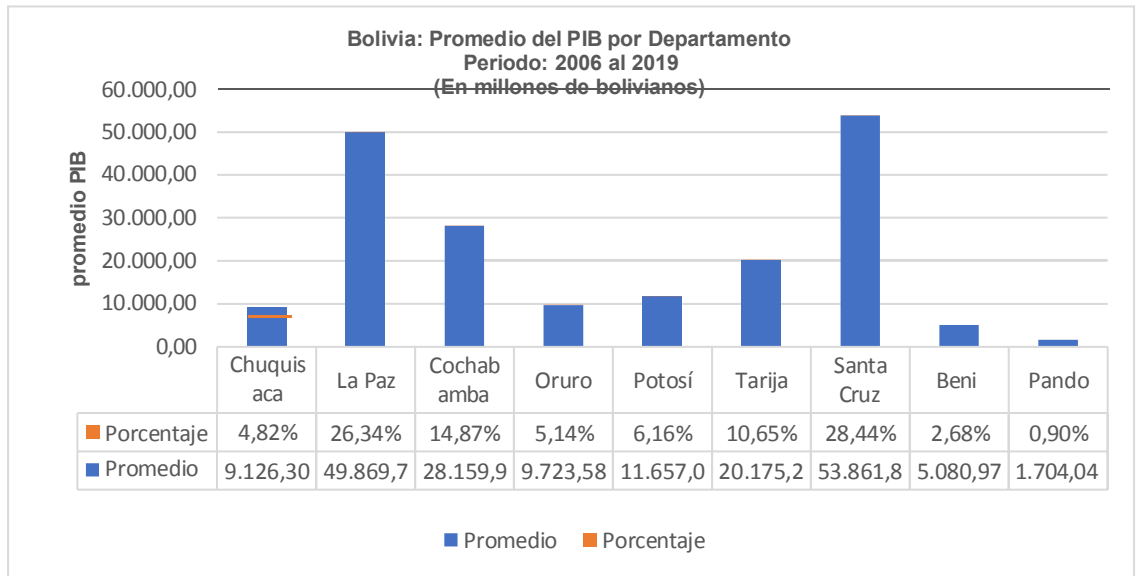
**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE); Gestiones 2017, 2018 y 2019 con datos preliminares

En el periodo 2007 al 2011 el Producto Interno Bruto de Chuquisaca creció en un promedio del 11,78% y el sector de hidrocarburos no era representativo. Sin embargo, a partir de la Gestión 2012 cobró mayor relevancia, debido a la participación departamental en la producción del campo Margarita compartido con el Departamento de Tarija que incide en el crecimiento del PIB departamental de Chuquisaca en el periodo 2012 al 2014, siendo que hasta la Gestión 2019, el sector de petróleo y gas natural casi triplicó su importancia en el PIB departamental.

### 5.3.3 Participación del sector de hidrocarburos en el Producto Interno Bruto de Santa Cruz

La economía del Departamento de Santa Cruz es la más importante del país, siendo que en el periodo 2006 al 2019 alcanzó en promedio un Producto Interno Bruto (PIB) aproximado de 53.861,8 millones de bolivianos con una participación del 28,44% del Producto Interno Bruto nacional. Como se observa en el Gráfico No. 36:

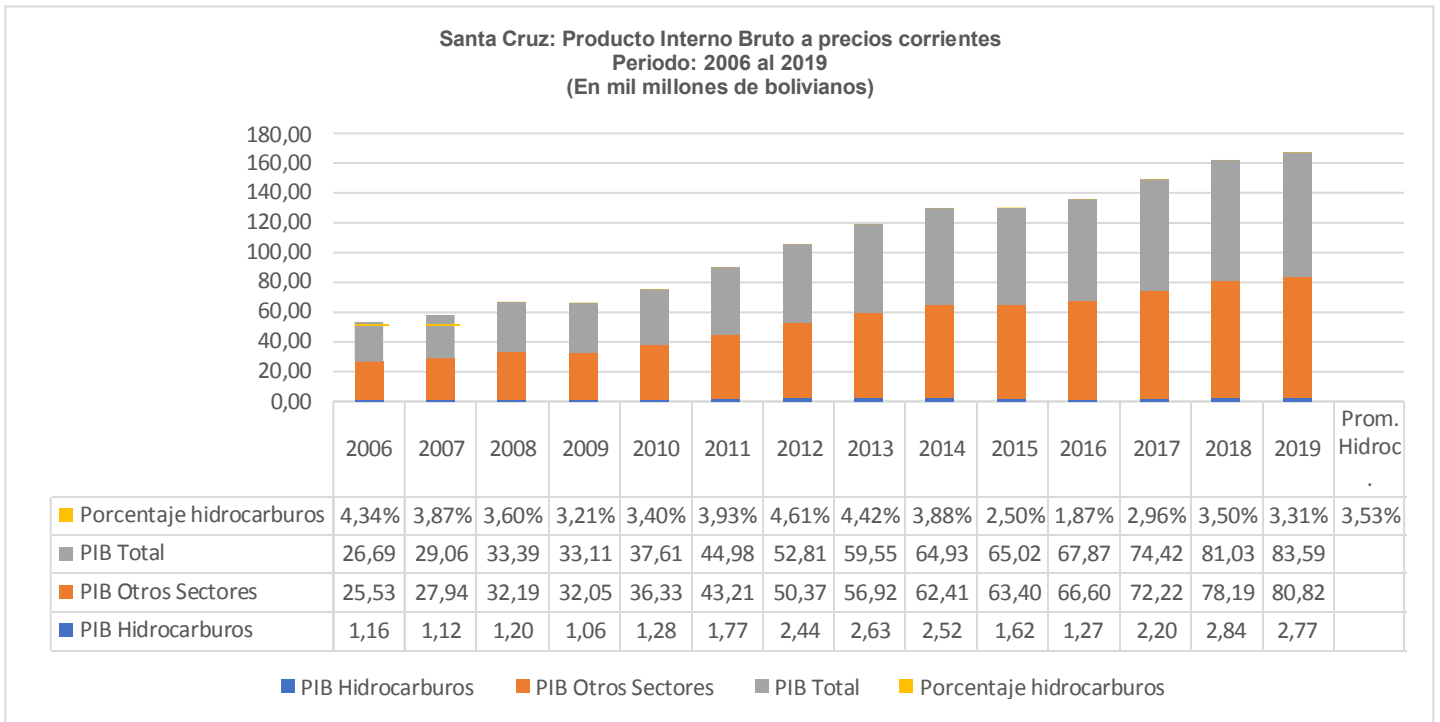
**Gráfico No. 36 – Composición promedio del Producto Interno Bruto Nacional por departamento**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE); Gestiones 2017, 2018 y 2019 con datos preliminares

En el Gráfico No. 37 se puede observar la participación del sector de los hidrocarburos en el Producto Interno Bruto del Departamento de Santa Cruz.

**Gráfico No. 37 - Composición del Producto Interno Bruto de Santa Cruz**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE); Gestiones 2017, 2018 y 2019 con datos preliminares

El Departamento de Santa Cruz se caracteriza por tener una economía diversificada con un importante dinamismo de los sectores agropecuario e industrial, siendo la participación promedio del sector de los hidrocarburos en el Producto Interno Bruto regional de 3,53% en el periodo analizado, en contraste con el Departamento de Tarija; cuya economía es dependiente de la explotación de los hidrocarburos.

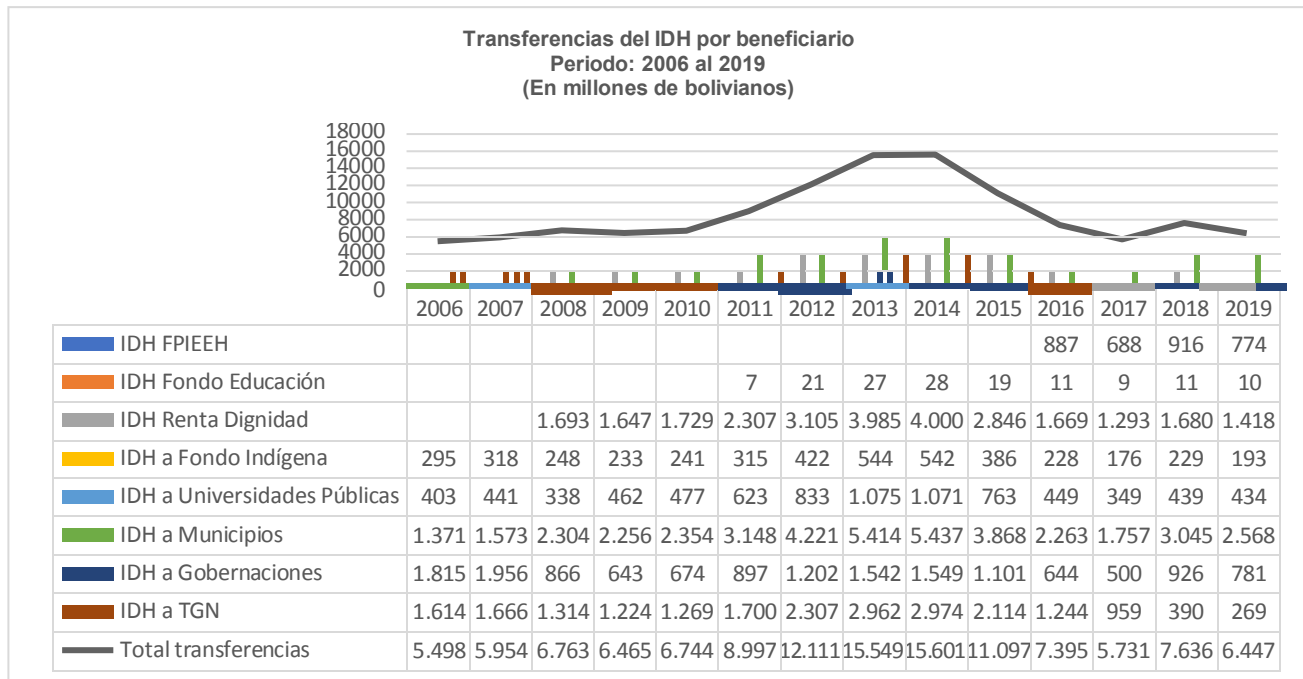
Sin embargo, la participación del sector de hidrocarburos en el Producto Interno Bruto departamental se fue incrementando, debido a una mayor producción de Gas Natural proveniente de los campos Incahuasi y Aquío que entraron en funcionamiento a partir de la Gestión 2016.

#### 5.4 Establecer el destino de los ingresos provenientes de la recaudación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) (OE.3)

La normativa nacional no establece una clara diferenciación en la fuente de recursos en la ejecución presupuestaria de cada gobierno departamental, para identificar el destino de los recursos provenientes de la renta hidrocarburífera y poder determinar si los mismos han sido invertidos en beneficio de la población.

El Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) creado en la nueva Ley de Hidrocarburos es el principal ingreso de la renta petrolera percibido por el Estado boliviano y al tener la misma base de cálculo de las regalías, su comportamiento siguió la misma tendencia, respondiendo también a las variaciones en los precios de exportación y/o volúmenes producidos. Las transferencias del IDH por beneficiarios en el periodo analizado se presenta en el siguiente gráfico:

Gráfico No. 38 – Recaudación del IDH por beneficiarios

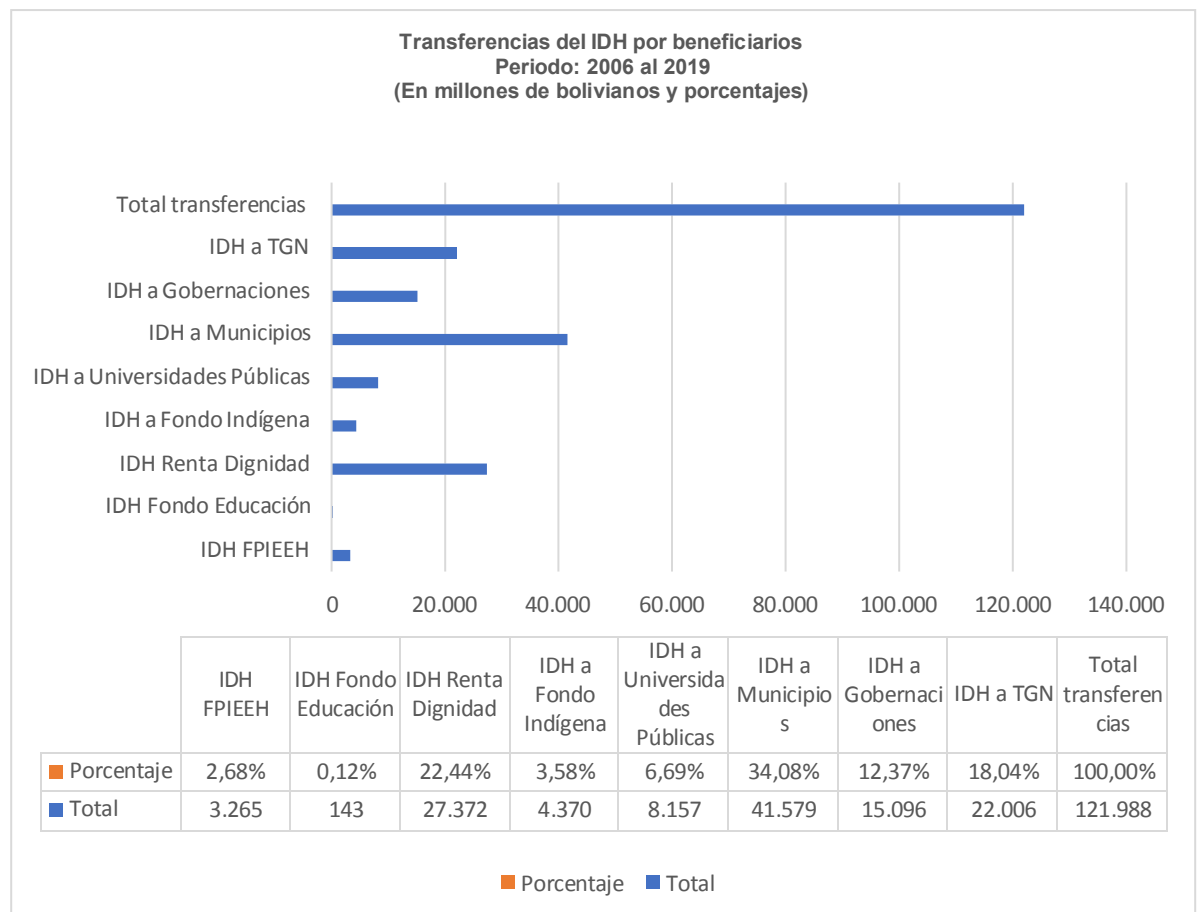


**Fuente:** Elaboración propia en base a información del Servicio de Impuestos Nacionales (SIN) y el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas



En el periodo analizado; el 34,08% de la recaudación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) ha sido destinado a los gobiernos municipales, seguidos en importancia se encuentran las transferencias para financiar la renta dignidad en un 22,44% y para las gobernaciones en un 12,37%, como se muestra en el siguiente gráfico:

**Gráfico No. 39 – Transferencias del IDH por beneficiarios  
Periodo: 2006 al 2019**



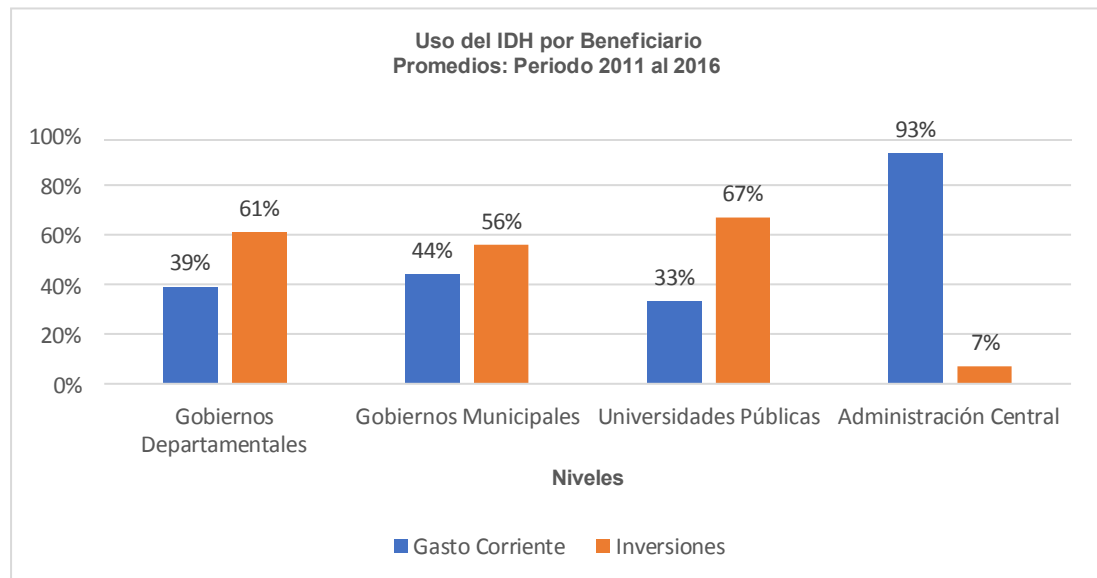
**Fuente:** Elaboración propia en base a información del Servicio de Impuestos Nacionales (SIN) y el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

Por otro lado, en el gráfico se puede observar que a partir del mes de enero de la gestión 2016 se realizaron transferencias del IDH al Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos (FPIEEH) creado mediante la Ley No. 767 de 11 de diciembre de 2015 por el importe de 3.265 millones de

bolivianos equivalente a un 2,68%. Los recursos han sido utilizados en las actividades de exploración y explotación de los hidrocarburos en Bolivia a solicitud de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y previa autorización del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Con relación al uso del IDH por beneficiarios, en el Gráfico No. 40 se puede observar que el nivel central del gobierno ha utilizado el IDH para financiar fundamentalmente el gasto corriente (especialmente gastos en sueldos y salarios); en tanto que los gobiernos municipales y departamentales han priorizado la inversión, en el primer caso orientado a los sectores de educación y salud y en el segundo se priorizó la construcción de caminos y la salud. Sin embargo, el promedio agregado de todos los beneficiarios muestra que el 65% del IDH ha sido destinado a gasto corriente y el restante 35% a la inversión.

**Gráfico No. 40 – Promedios de utilización del IDH por Beneficiarios**  
**Periodo: 2011 al 2016**  
**(En porcentajes)**



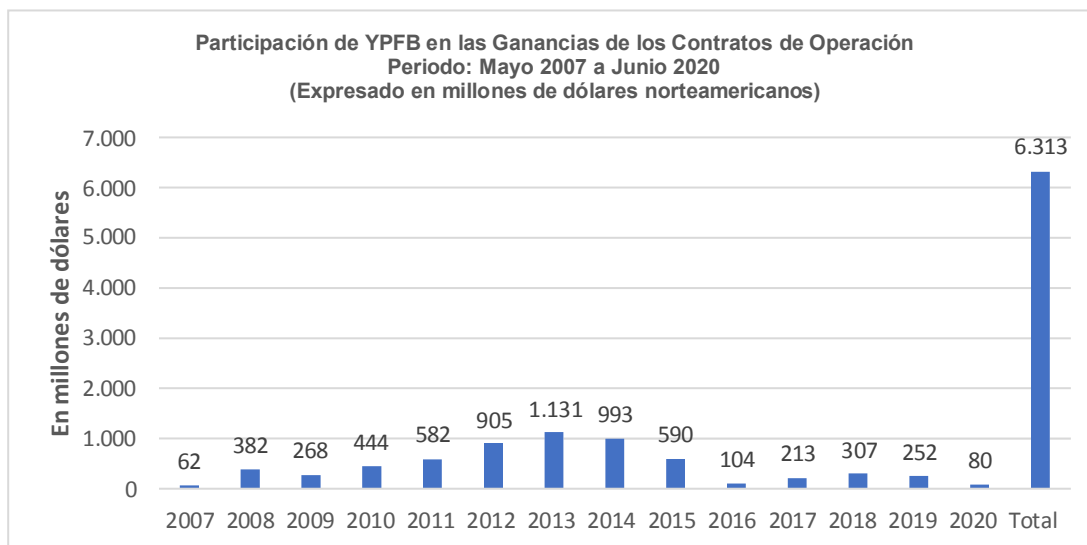
**Fuente:** Documento: A 12 años del IDH (Fundación Jubileo – Debate Público N° 48) en base a datos del PGE

Por otro lado, en relación a la participación de YPFB en las ganancias de los contratos de operación para actividades de exploración y explotación de hidrocarburos suscritos entre el Estado boliviano y las empresas petroleras en octubre de 2006 que establecen que una vez pagadas las regalías, participación del TGN e IDH por parte de YPFB y descontados los costos recuperables pagados a las empresas petroleras, de existir ganancias en cada contrato, estas serán distribuidas entre YPFB y las empresas petroleras participantes de cada contrato.

Desde la aprobación de los contratos de operación de parte de la Asamblea Legislativa Plurinacional hasta la fecha, no existe una norma que regule el destino y uso de la participación de YPFB en las ganancias de los contratos y dado que ese marco contractual fue desarrollado en un contexto de refundación de la empresa petrolera estatal con el objetivo de fortalecer a la misma, resulta razonable considerar que dicha participación de YPFB en las ganancias de los contratos de operación tenía por objetivo financiar las actividades de exploración y explotación de la estatal petrolera, sin que se tuviera que depender del financiamiento del Tesoro General de la Nación.

En el Gráfico No. 41 se puede apreciar el comportamiento de la participación de YPFB en las ganancias generadas en los contratos de operación, los ingresos percibidos por la empresa petrolera nacional en el periodo Mayo de 2007 a Junio de 2020 alcanzaron a 6.313 millones de dólares norteamericanos.

**Gráfico No. 41 – Participación de YPFB en las Ganancias de los Contratos de Operación**



**Fuente:** Elaboración propia en base al documento: “*Información Financiera de Contratos de Servicios Petroleros*”, YPFB Corporación; Gerencia de Administración Económica y Financiera de Contratos

Sin embargo, al no haberse normado el destino y uso de estos recursos, no existe información sobre la aplicación de estos ingresos de parte de YPFB. No obstante, mediante la Ley No. 767 de 11 de diciembre de 2015 se creó un Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos (FPIEEH) financiado con el 12% de los recursos provenientes del IDH antes de la distribución a todos los beneficiarios, confiscando así una porción de estos ingresos en desmedro de las regiones beneficiarias.

Este mecanismo de incentivo debería ser financiado con la participación de YPFB en las ganancias de los contratos de operación y no así con los recursos provenientes del IDH que de acuerdo a la actual Ley de Hidrocarburos, los recursos deberían ser destinados a salud, educación y desarrollo productivo.

En cuanto a los impuestos de régimen general, el Cuadro No. 18 muestra la recaudación tributaria del sector de hidrocarburos sin incluir los montos recaudados por concepto del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH).

**Cuadro No. 18 – Recaudación tributaria – Sector Hidrocarburos**  
**Recaudación por Actividad y Tipo de Impuesto del Sector Hidrocarburos**  
**Periodo: 2006 al 2019**  
**(En millones de bolivianos)**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	Total	%
<b>UPSTREAM</b>																
IUE	506,6	338,2	1.218,2	1.244,8	878,7	939,7	1.516,1	1.393,8	2.017,3	1.812,5	543,0	141,0	232,4	242,3		
IVA	125,8	240,5	458,1	700	130,8	288,0	663,2	734,7	1.098,7	594,8	249,3	333,3	480,1	375,4		
IT	38,9	100,4	253,9	240	240	67,0	84,9	15,0	20,3	88,7	57,5	133,2	229,3	233,2		
Otros	111,0	49,0	52,3	72,4	70,3	85,0	134,6	182,8	307,5	264,5	255,7	110,3	305,3	381,5		
<b>Total Upstream</b>	<b>782,3</b>	<b>728,1</b>	<b>1.982,5</b>	<b>1.411,2</b>	<b>1.103,8</b>	<b>1.379,7</b>	<b>2.398,8</b>	<b>2.326,3</b>	<b>3.443,8</b>	<b>2.760,5</b>	<b>1.105,5</b>	<b>717,8</b>	<b>1.247,1</b>	<b>1.232,4</b>	<b>22.619,8</b>	<b>36</b>
<b>DOWNSTREAM</b>																
IEHD	1.496,9	2.092,0	2.011,3	626,1	1.024,6	2.212,7	1.124,9	1.651,2	1.968,1	2.550,7	2.665,4	3.073,3	3.039,3	1.872,8		
IUE	124,3	213,4	52,6	186,4	90,8	191,8	184,6	385,0	449,2	657,5	556,0	341,4	285,5	254,8		
IVA	291,1	351,9	263,8	217,1	220,6	227,4	229,3	313,1	295,7	478,0	441,3	392,4	313,4	346,2		
IT	171,8	157,3	123,7	147,3	101,0	117,8	134,5	126,6	115,0	175,2	130,3	100,4	208,6	193,8		
Otros	144,7	98,8	57,2	43,6	57,2	78,2	92,3	144,4	169,4	250,1	196,5	152,8	155,0	92,4		
<b>Total Downstream</b>	<b>2.228,8</b>	<b>2.913,4</b>	<b>2.508,6</b>	<b>1.220,5</b>	<b>1.494,2</b>	<b>2.827,9</b>	<b>1.765,6</b>	<b>2.620,3</b>	<b>2.997,4</b>	<b>4.111,5</b>	<b>3.989,5</b>	<b>4.060,3</b>	<b>4.001,8</b>	<b>2.760,0</b>	<b>39.499,8</b>	<b>64</b>
<b>Recaudación Hidrocarburos</b>	<b>3.011,1</b>	<b>3.641,5</b>	<b>4.491,1</b>	<b>2.631,7</b>	<b>2.598,0</b>	<b>4.207,6</b>	<b>4.164,4</b>	<b>4.946,6</b>	<b>6.441,2</b>	<b>6.872,0</b>	<b>5.095,0</b>	<b>4.778,1</b>	<b>5.248,9</b>	<b>3.992,4</b>	<b>62.119,6</b>	<b>13</b>
<b>Recaudación otros sectores</b>	<b>11.891,0</b>	<b>13.617,2</b>	<b>17.195,1</b>	<b>19.869,8</b>	<b>20.715,0</b>	<b>26.103,6</b>	<b>30.894,7</b>	<b>36.514,3</b>	<b>39.277,3</b>	<b>40.287,3</b>	<b>39.573,1</b>	<b>39.411,5</b>	<b>40.770,2</b>	<b>41.675,7</b>	<b>417.795,8</b>	
<b>Total Recaudación</b>	<b>14.902,1</b>	<b>17.258,7</b>	<b>21.686,2</b>	<b>22.501,5</b>	<b>23.313,0</b>	<b>30.311,2</b>	<b>35.059,1</b>	<b>41.460,9</b>	<b>45.718,5</b>	<b>47.159,3</b>	<b>44.668,1</b>	<b>44.189,6</b>	<b>46.019,1</b>	<b>45.668,1</b>	<b>479.915,4</b>	<b>100</b>

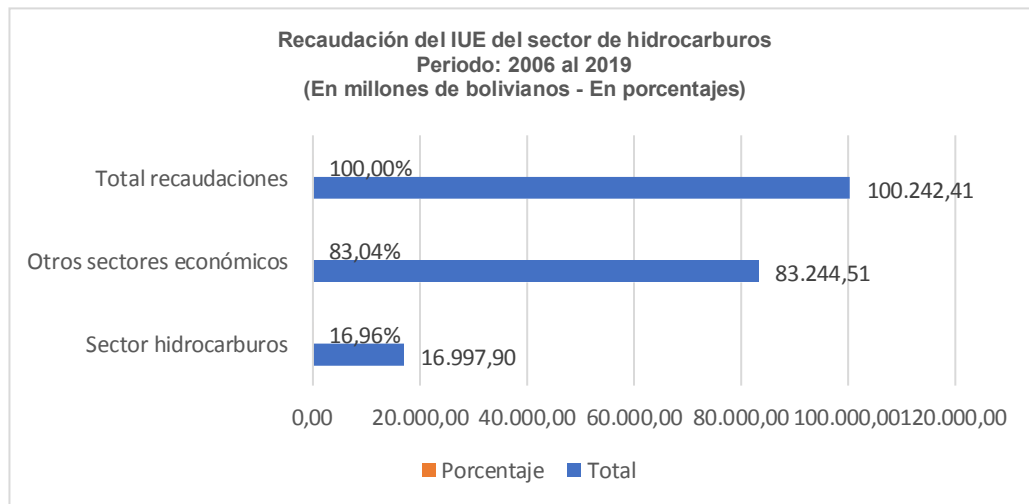
**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Dossier de Estadística; Volumen 30 de la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE)

En el cuadro anterior se observa que en promedio el 64% de la recaudación generada por los impuestos del régimen general aplicados al sector de hidrocarburos proviene de las actividades agrupadas en el *downstream* (transporte, refinación y servicios). Este comportamiento se explica principalmente por las recaudaciones provenientes del Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados (IEHD) que es pagado por las refinerías y de propiedad de YPFB.

La recaudación de todas las actividades del sector de hidrocarburos representó en promedio cerca del 13% de la recaudación tributaria nacional en el periodo 2006 al 2019. Asimismo, como se aprecia en el Gráfico No. 42, el IUE pagado por el sector de hidrocarburos, además de ser uno de los impuestos de mayor importancia en

términos de recaudación, tiene una participación del 16,96% con relación al total recaudado a nivel nacional de todos los sectores de la economía, por lo que una variación en los precios de comercialización del Gas Natural (principal hidrocarburo producido), también podría generar efectos tributarios importantes para los beneficiarios de la coparticipación tributaria.

**Gráfico No. 42 – Participación del sector de hidrocarburos en la recaudación del IUE a nivel nacional**



**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Dossier de Estadística; Volumen 30 de la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE)

## **5.5 Determinar si la renta petrolera conformada por regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) y la inversión en capital fijo contribuyeron al crecimiento económico de las regiones productoras a través de la estimación de un modelo econométrico (OE.4)**

### **5.5.1 Formulación del modelo**

Para la estimación de un modelo econométrico de crecimiento, se realizará una representación basada en la teoría de crecimiento de Robert Solow (1956). En relación a lo señalado, se entiende por modelo a una representación simplificada de la realidad que nos permite observar un fenómeno específico.

Según Antonio Pulido: *“Un modelo económico resultará habitualmente de acuerdo con el estado de desarrollo de la ciencia económica, cuando sea demasiado simplificado y excesivamente general como para recoger todos los aspectos de los sistemas generales. Precisamente por ello, la economía ha desarrollado modelos específicos para su aplicación a sistemas reales concretos; estos son los modelos econométricos. Estos modelos deberán basarse necesariamente en un modelo económico general más o menos formalizado y completarse con los aspectos particulares propios del sistema en estudio”*.<sup>23</sup>

A su vez, la econometría se la define de la siguiente forma: *“...La econometría es el campo de la economía que tiene que ver con la aplicación de la estadística matemática y las herramientas de inferencia estadística, a las mediciones empíricas de relaciones postuladas por la economía teórica”*.<sup>24</sup>

Por otro lado, Fernández y Llorente señalan lo siguiente: *“Un modelo econométrico es un modelo económico que incluye las especificaciones necesarias para su aplicación empírica. No obstante, existen ciertas diferencias entre ambos. Los modelos econométricos exigen una especificación más precisa de las variables que los integran, así como una relación funcional definida; tienen, además, carácter aleatorio. En razón a la finalidad para la que se elaboren, los modelos econométricos se pueden clasificar en modelos explicativos, predictivos y modelos de decisión”*.<sup>25</sup>

De tal manera, en la presente investigación se utilizó un modelo explicativo que permitió alcanzar los objetivos de la misma, ya que un modelo explicativo intenta

---

<sup>23</sup> Fuente: Modelos econométricos; Antonio Pulido; Pirámide S.A. 2001, 3ra. Edición 2001 (Página 34).

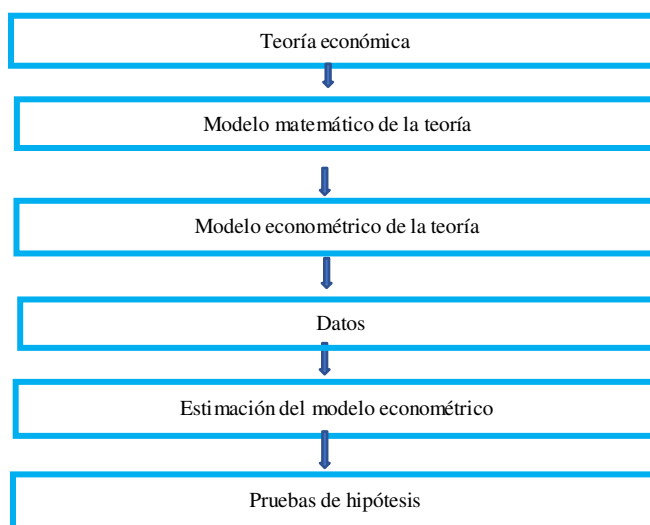
<sup>24</sup> Fuente: Análisis Econométrico; William H. Greene Prentice Hall 3ra. Edición 1999 (Página 1).

<sup>25</sup> Fuente: Econometría; Montserrat Díaz Fernández y María del Mar Llorente Marrón; Ediciones Pirámide 4ta. Edición, 2013 (Página 24).

captar cuantitativamente el mecanismo de funcionamiento económico a partir de la información obtenida.

En la estimación del modelo se consideró la siguiente metodología:

**Gráfico No. 43 – Metodología econométrica**



**Fuente:** Econometría; Damodar N. Gujarati, McGraw Hill Cuarta Edición 2003 (Página 10).

Considerando la ecuación (12) anteriormente desarrollada:

$$y = Af(k) + rp \quad (12)$$

El producto per cápita se encuentra en función a la inversión por trabajador más la renta petrolera por trabajador, manteniéndose constante la tecnología.

Utilizando logaritmos para linealizar la expresión anterior, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\ln \left[ \frac{Y_t}{L_t} \right] = \beta_0 + \beta_1 \ln \left[ \frac{K_t}{L_t} \right] + \beta_2 \ln \left[ \frac{RP_t}{L_t} \right] + e \quad (13)$$



En términos per cápita se tiene la siguiente expresión:

$$\ln(y_t) = \beta_0 + \beta_1 \ln(k_t) + \beta_2 \ln(rp_t) + e_t \quad (14)$$

Donde:

$y_t$  = El Producto Interno Bruto per cápita

$k_t$  = La Formación Bruta de Capital Fijo per cápita

$rp_t$  = La Renta Petrolera per cápita

$e_t$  = Variable estocástica

$\beta_0, \beta_1, \beta_2$  = Coeficientes de regresión parcial que miden el grado de elasticidad del producto

Las variables detalladas anteriormente se trabajaron con datos anuales reales y han sido convertidas en términos per cápita y deflactadas al año base 2000.

Las variables por regiones productoras consideradas en la investigación, son el crecimiento económico, la formación bruta de capital fijo y la renta petrolera, se utilizó los PIB per cápita de cada región como variable dependiente, la renta petrolera conformada por regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) y la formación bruta de capital fijo per capita por región como variables independientes. En el siguiente cuadro se presentan las variables utilizadas en el estudio.

**Cuadro No. 19 – Variables para el modelo econométrico por región**

Variable Dependiente por región	Variables Independientes por región
Crecimiento Económico	Renta Petrolera Formación Bruta de Capital Fijo
Indicador	Indicador
PIB per cápita	Renta Petrolera per cápita Formación Bruta de Capital Fijo per cápita

Fuente: Elaboración propia

### 5.5.2 Estimación del modelo

Para la estimación del modelo econométrico por región productora, se realizó un análisis de las propiedades de las series temporales obtenidas de los Departamentos de Tarija, Chuquisaca y Santa Cruz, con el objetivo de evitar el problema de la estimación de relaciones espurias. Los resultados son los siguientes:

#### **Departamento de Tarija:**

Para la información obtenida del Departamento de Tarija se realizó la prueba de *Dickey Fuller* aumentado (ADF) para analizar el estado de las variables consideradas en el modelo. Los resultados se presentan a continuación:

**Tabla 1: TEST DE DICKEY – FULLER AUMENTADO - TARIJA**  
Porcentajes

Variables	P- valor modelo en niveles	P- valor modelo en primeras diferencias	Nivel de significancia		Decisión modelo en niveles	Decisión modelo en diferencias
			0,05	5%		
Ln(y)	0,9653	0,0194	0,05	5%	No se rechaza Ho	Se rechaza Ho
Ln(fbk)	0,2781	0,0105	0,05	5%	No se rechaza Ho	Se rechaza Ho
Ln(rp)	0,7749	0,0034	0,05	5%	No se rechaza Ho	Se rechaza Ho

Fuente: Elaboración propia en base a los test Dickey – Fuller Aumentado

Bajo la hipótesis nula de presencia de raíz unitaria, los resultados del test de *Dickey Fuller* aumentado tienen la siguiente regla de decisión:

<p>P - Valor &lt; <math>\alpha</math> = Rechazamos Ho</p> <p>P - Valor &gt; <math>\alpha</math> = No Rechazamos Ho</p>
--

En los resultados obtenidos por variables del modelo en primeras diferencias según la Tabla 1, las variables no presentan raíz unitaria y son series estacionales, ya que los valores de probabilidad de las mismas son menores al 5%; por lo que se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alternativa; es decir, son integradas de orden uno.

Por otro lado, el modelo en niveles presenta raíz unitaria (Ver Anexos 8, 9 y 10); razón por la cual, es posible que la estimación del modelo no cumpla con algunos de los supuestos del modelo de regresión lineal general. Por ello, se utilizó la estimación del modelo en primeras diferencias (Anexos 11, 12 y 13).

El modelo estimado es el siguiente:

**Tabla 2: ESTIMACIÓN DEL MODELO EN PRIMERAS DIFERENCIAS - TARIJA**

Dependent Variable: D(LNY)  
Method: Least Squares  
Date: 07/31/22 Time: 09:57  
Sample (adjusted): 2 20  
Included observations: 19 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.010965	0.016296	-0.672888	0.5106
D(LNFBK)	0.396248	0.124786	3.175414	0.0059
D(LNRP)	0.357059	0.040066	8.911832	0.0000
R-squared	0.850063	Mean dependent var		0.042635
Adjusted R-squared	0.831320	S.D. dependent var		0.160960
S.E. of regression	0.066107	Akaike info criterion		-2.451135
Sum squared resid	0.069923	Schwarz criterion		-2.302013
Log likelihood	26.28579	Hannan-Quinn criter.		-2.425898
F-statistic	45.35559	Durbin-Watson stat		2.097546
Prob(F-statistic)	0.000000			

Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

### Interpretación del modelo en primeras diferencias

De acuerdo a los resultados presentados en la Tabla 2, el modelo estimado es coherente con la teoría económica; es decir, si la inversión y la renta petrolera per capita se incrementan, el Producto Interno Bruto (PIB) per cápita también se incrementa, de manera que existe una relación directa entre las mencionadas variables.

La regresión estimada es la siguiente:

$$\ln(y_t) = -0,010965 + 0,396248(k_t) + 0,357059(rp_t) + e_t$$

Los resultados de la estimación son los siguientes:

$\beta_0$  = Es el valor constante que corresponde al intercepto del modelo, carece de una interpretación económica viable y su valor significa que en el caso de ausencia de

inversión y renta petrolera, la economía del Departamento de Tarija tendría un decrecimiento de 0,011%. Lo cual demuestra la dependencia de la economía del Departamento de Tarija de la renta petrolera y las inversiones en capital fijo.

$\beta_1$  = El valor de este parámetro es de 0,396248 y representa la elasticidad del producto respecto a la formación bruta de capital fijo per cápita que demuestra que con un incremento de 1% en la FBKF per cápita, el PIB per cápita del Departamento de Tarija se incrementaría en 0,40%.

$\beta_2$  = El valor de este parámetro es de 0,357059 y representa la elasticidad del producto respecto a la renta petrolera per cápita que demuestra que con un incremento de 1% en la renta petrolera per cápita, el PIB per cápita del Departamento de Tarija se incrementaría en 0,36%.

El  $R^2$  correspondiente al valor 0,850063; establece que las variables formación bruta de capital fijo per cápita (FBKF) y renta petrolera per cápita tienen una capacidad explicativa del 85% al crecimiento del PIB per cápita. En consecuencia, se puede concluir sobre la existencia de una elevada relación de las variables explicativas en la variable dependiente; así como un *Durbin Watson* de 2,1 que muestra la inexistencia de autocorrelación.

### **Departamento de Chuquisaca:**

Para la información obtenida del Departamento de Chuquisaca, también se realizó la prueba de *Dickey Fuller* aumentado (ADF) para analizar el estado de las variables consideradas en el modelo. Los resultados se presentan a continuación:

**Tabla 3: TEST DE DICKEY – FULLER AUMENTADO - CHUQUISACA**  
**Porcentajes**

Variables	P- valor modelo en niveles	P- valor modelo en primeras diferencias	Nivel de significancia		Decisión modelo en niveles	Decisión modelo en diferencias
Ln(y)	0,3043	0,0035	0,05	5%	No se rechaza Ho	Se rechaza Ho
Ln(fbk)	0,2781	0,0105	0,05	5%	No se rechaza Ho	Se rechaza Ho
Ln(rp)	0,7146	0,0347	0,05	5%	No se rechaza Ho	Se rechaza Ho

Fuente: Elaboración propia en base a los test Dickey – Fuller Aumentado

Bajo la hipótesis nula de presencia de raíz unitaria, los resultados del test de *Dickey Fuller* aumentado tienen la siguiente regla de decisión:

<p>P - Valor &lt; <math>\alpha</math> = Rechazamos Ho</p> <p>P - Valor &gt; <math>\alpha</math> = No Rechazamos Ho</p>
--

En los resultados obtenidos por variables del modelo en primeras diferencias según la Tabla 3, las variables no presentan raíz unitaria y son series estacionales, ya que los valores de probabilidad de las mismas son menores al 5%; por lo que se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alternativa; es decir, son integradas de orden uno.

Por otro lado, el modelo en niveles presenta raíz unitaria (Ver Anexos 8, 9 y 10); razón por la cual, es posible que la estimación del modelo no cumpla con algunos de los supuestos del modelo de regresión lineal general. Por ello, se utilizó la estimación del modelo en primeras diferencias (Anexos 11, 12 y 13).

El modelo estimado es el siguiente:

**Tabla 4: ESTIMACIÓN DEL MODELO EN PRIMERAS DIFERENCIAS – CHUQUISACA**

Dependent Variable: D(LNY)  
 Method: Least Squares  
 Date: 07/31/22 Time: 21:14  
 Sample (adjusted): 2 20  
 Included observations: 19 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.026001	0.014374	1.808873	0.0893
D(LNFBK)	0.172619	0.123764	1.394739	0.1822
D(LNRP)	0.023695	0.033672	0.703696	0.4917
R-squared	0.192984	Mean dependent var		0.033754
Adjusted R-squared	0.092107	S.D. dependent var		0.063150
S.E. of regression	0.060172	Akaike info criterion		-2.639292
Sum squared resid	0.057930	Schwarz criterion		-2.490170
Log likelihood	28.07328	Hannan-Quinn criter.		-2.614055
F-statistic	1.913067	Durbin-Watson stat		2.802403
Prob(F-statistic)	0.179910			

Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

### Interpretación del modelo en primeras diferencias

De acuerdo a los resultados presentados en la Tabla 4, el modelo estimado es coherente con la teoría económica; es decir, si la inversión y la renta petrolera per capita se incrementan, el Producto Interno Bruto (PIB) per cápita también se incrementa, de manera que existe una relación directa entre las mencionadas variables.

La regresión estimada es la siguiente:

$$\ln(y_t) = 0,026001 + 0,172619(k_t) + 0,023695(rp_t) + e_t$$

Los resultados de la estimación son los siguientes:

$\beta_0$  = Es el valor constante que corresponde al intercepto del modelo, carece de una interpretación económica viable y su valor significa que en el caso de ausencia de inversión y renta petrolera, la economía del Departamento de Chuquisaca tendría un crecimiento positivo de 0,026%.

$\beta_1$  = El valor de este parámetro es de 0,172619 y representa la elasticidad del producto respecto a la formación bruta de capital fijo per cápita que demuestra que con un incremento de 1% en la FBKF per cápita, el PIB per cápita del Departamento de Chuquisaca se incrementaría en 0,17%.

$\beta_2$  = El valor de este parámetro es de 0,023695 y representa la elasticidad del producto respecto a la renta petrolera per cápita que demuestra que con un incremento de 1% en la renta petrolera per cápita, el PIB per cápita del Departamento de Chuquisaca se incrementaría en 0,024%.

El  $R^2$  correspondiente al valor 0,192984; establece que las variables formación bruta de capital fijo per cápita (FBKF) y renta petrolera per cápita tienen una capacidad explicativa del 19% al crecimiento del PIB per cápita. En consecuencia, se puede concluir sobre la existencia de una relación baja de las variables explicativas en la variable dependiente; sin embargo, se tiene un *Durbin Watson* de 2,80 que muestra la inexistencia de autocorrelación.

### **Departamento de Santa Cruz:**

Para la información obtenida del Departamento de Santa Cruz, se realizó también la prueba de *Dickey Fuller* aumentado (ADF) para analizar el estado de las variables consideradas en el modelo. Los resultados se presentan a continuación:



**Tabla 5: TEST DE DICKEY – FULLER AUMENTADO – SANTA CRUZ**  
Porcentajes

Variables	P- valor modelo en niveles	P- valor modelo en primeras diferencias	Nivel de significancia		Decisión modelo en niveles	Decisión modelo en diferencias
			0,05	5%		
Ln(y)	0,1456	0,0211	0,05	5%	No se rechaza Ho	Se rechaza Ho
Ln(fbk)	0,2781	0,0105	0,05	5%	No se rechaza Ho	Se rechaza Ho
Ln(rp)	0,9379	0,0334	0,05	5%	No se rechaza Ho	Se rechaza Ho

Fuente: Elaboración propia en base a los test Dickey – Fuller Aumentado

Bajo la hipótesis nula de presencia de raíz unitaria, los resultados del test de *Dickey Fuller* aumentado tienen la siguiente regla de decisión:

<p>P - Valor &lt; <math>\alpha</math> = Rechazamos Ho</p> <p>P - Valor &gt; <math>\alpha</math> = No Rechazamos Ho</p>
--

En los resultados obtenidos por variables del modelo en primeras diferencias según la Tabla 5, las variables no presentan raíz unitaria y son series estacionales, ya que los valores de probabilidad de las mismas son menores al 5%; por lo que se rechaza la hipótesis nula y se acepta la hipótesis alternativa; es decir, son integradas de orden uno.

Por otro lado, el modelo en niveles presenta raíz unitaria (Ver Anexos 8, 9 y 10); razón por la cual, es posible que la estimación del modelo no cumpla con algunos de los supuestos del modelo de regresión lineal general. Por ello, se utilizó la estimación del modelo en primeras diferencias (Anexos 11, 12 y 13).

El modelo estimado es el siguiente:

**Tabla 6: ESTIMACIÓN DEL MODELO EN PRIMERAS DIFERENCIAS – SANTA CRUZ**

Dependent Variable: D(LNY)  
Method: Least Squares  
Date: 08/02/22 Time: 22:44  
Sample (adjusted): 2 20  
Included observations: 19 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.012337	0.008070	1.528755	0.1459
D(LNFBK)	0.004148	0.072959	0.056849	0.9554
D(LNRP)	0.107301	0.030289	3.542585	0.0027
R-squared	0.505861	Mean dependent var		0.016834
Adjusted R-squared	0.444094	S.D. dependent var		0.045734
S.E. of regression	0.034099	Akaike info criterion		-3.775167
Sum squared resid	0.018604	Schwarz criterion		-3.626045
Log likelihood	38.86408	Hannan-Quinn criter.		-3.749929
F-statistic	8.189788	Durbin-Watson stat		1.713927
Prob(F-statistic)	0.003555			

Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

### Interpretación del modelo en primeras diferencias

De acuerdo a los resultados presentados en la Tabla 6, el modelo estimado es coherente con la teoría económica; es decir, si la inversión y la renta petrolera per capita se incrementan, el Producto Interno Bruto (PIB) per cápita también se incrementa, de manera que existe una relación directa entre las mencionadas variables.

La regresión estimada es la siguiente:

$$\ln(y_t) = 0,012337 + 0,004148(k_t) + 0,107301(rp_t) + e_t$$

Los resultados de la estimación son los siguientes:

$\beta_0$  = Es el valor constante que corresponde al intercepto del modelo, carece de una interpretación económica viable y su valor significa que en el caso de ausencia de

inversión y renta petrolera, la economía del Departamento de Santa Cruz tendría un crecimiento positivo de 0,012%.

$\beta_1$  = El valor de este parámetro es de 0,004148 y representa la elasticidad del producto respecto a la formación bruta de capital fijo per cápita que demuestra que con un incremento de 1% en la FBKF per cápita, el PIB per cápita del Departamento de Santa Cruz se incrementaría en 0,0041%.

$\beta_2$  = El valor de este parámetro es de 0,107301 y representa la elasticidad del producto respecto a la renta petrolera per cápita que demuestra que con un incremento de 1% en la renta petrolera per cápita, el PIB per cápita del Departamento de Santa Cruz se incrementaría en 0,11%.

El  $R^2$  correspondiente al valor 0,505861; establece que las variables formación bruta de capital fijo per cápita (FBKF) y renta petrolera per cápita tienen una capacidad explicativa del 50,59% al crecimiento del PIB per cápita. En consecuencia, se puede concluir sobre la existencia de una relación moderada de las variables explicativas en la variable dependiente; sin embargo, se tiene un *Durbin Watson* de 1,71 que muestra la inexistencia de autocorrelación.

### 5.5.3 Pruebas econométricas

Los modelos estimados por regiones tienen las siguientes pruebas econométricas:

- Test de Ramsey
- Test de Normalidad
- Test de Multicolinealidad
- Test de Autocorrelación
- Test de Heterocedasticidad

a) Prueba de Ramsey:

La prueba *Reset de Ramsey* ayuda a establecer el grado de dependencia entre la variable dependiente y las variables independientes de los modelos, esta prueba es muy importante debido a que permite conocer la especificación de los modelos.

En relación a lo señalado, puede ocurrir que los modelos presenten problemas de especificación por las siguientes causas:

- Variables omitidas
- Forma funcional incorrecta
- Errores de medición en las variables explicativas

Bajo esas consideraciones, se procedió a realizar el test de Ramsey cuya hipótesis es la siguiente:

$H_0$  = Modelo bien especificado

$H_1$  = Existencia de problemas de especificación

**Tabla 7: PRUEBA RESET – RAMSEY - TARIJA**

Ramsey RESET Test  
Equation: RENTA PETROLERA TARIJA  
Specification: D(LNY) C D(LNFBK) D(LNRP)  
Omitted Variables: Squares of fitted values

	<u>Value</u>	<u>Df</u>	<u>Probability</u>
t-statistic	1.076938	15	0.2985
F-statistic	1.159795	(1,15)	0.2985
Likelihood ratio	1.415047	1	0.2342

Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

Regla de decisión:

P - Valor < $\alpha$ = Rechazamos Ho
P - Valor > $\alpha$ = No Rechazamos Ho

De acuerdo al resultado del test:

$$0,2985 > 0,05$$

El valor de la probabilidad del estadístico de contraste F es de 0,2985 que es mayor al nivel de significancia del 5%. Por lo tanto, no se rechaza la hipótesis nula y el modelo del Departamento de Tarija se encontraría bien especificado.

**Tabla 8: PRUEBA RESET – RAMSEY - CHUQUISACA**

Ramsey RESET Test  
Equation: RENTA PETROLERA CHUQUISACA  
Specification: D(LNY) C D(LNFBK) D(LNRP)  
Omitted Variables: Squares of fitted values

	<u>Value</u>	<u>df</u>	<u>Probability</u>
t-statistic	0.862540	15	0.4020
F-statistic	0.743976	(1,15)	0.4020
Likelihood ratio	0.919745	1	0.3375

Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

Regla de decisión:

P - Valor  $< \alpha$  = Rechazamos Ho  
P - Valor  $> \alpha$  = No Rechazamos

De acuerdo al resultado del test:

$$0,4020 > 0,05$$

El valor de la probabilidad del estadístico de contraste F es de 0,4020 que es mayor al nivel de significancia del 5%. Por lo tanto, no se rechaza la hipótesis nula y el modelo del Departamento de Chuquisaca se encontraría bien especificado.

**Tabla 9: PRUEBA RESET – RAMSEY – SANTA CRUZ**

Ramsey RESET Test  
Equation: RENTA PETROLERA SANTA CRUZ  
Specification: D(LNY) C D(LNFBK) D(LNRP)  
Omitted Variables: Squares of fitted values

	<u>Value</u>	<u>df</u>	<u>Probability</u>
t-statistic	0.292024	15	0.7743
F-statistic	0.085278	(1,15)	0.7743
Likelihood ratio	0.107713	1	0.7428

Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

Regla de decisión:

P - Valor  $< \alpha$  = Rechazamos Ho  
P - Valor  $> \alpha$  = No Rechazamos Ho

De acuerdo al resultado del test:

$$0,7743 > 0,05$$

El valor de la probabilidad del estadístico de contraste F es de 0,7743 que es mayor al nivel de significancia del 5%. Por lo tanto, no se rechaza la hipótesis nula y el modelo del Departamento de Santa Cruz se encontraría bien especificado.

b) Prueba de Normalidad:

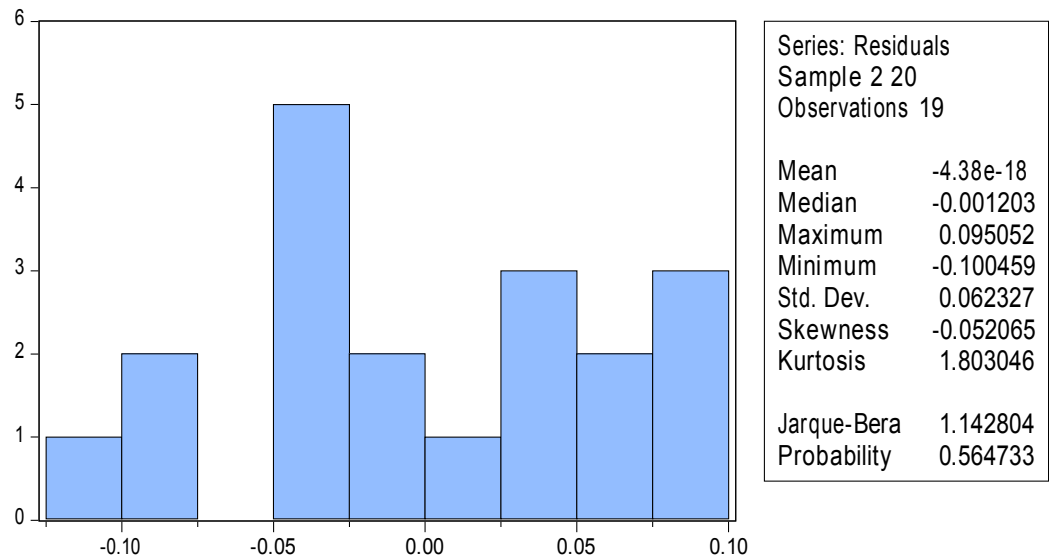
La prueba de normalidad a través del contraste de *Jarque Bera*, tiene el propósito de evaluar el supuesto de normalidad de la variable aleatoria (el residuo del modelo). La hipótesis de normalidad constituye la base sobre la que se fundamentan los contrastes de significatividad.

La hipótesis formulada es la siguiente:

$H_0$  = Los residuos se encuentran normalmente distribuidos

$H_1$  = Los residuos no se encuentran normalmente distribuidos

Tabla 10: PRUEBA DE NORMALIDAD - TARIJA



Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

Regla de decisión:

<p>P - Valor &lt; <math>\alpha</math> = Rechazamos Ho</p> <p>P - Valor &gt; <math>\alpha</math> = No Rechazamos Ho</p>
--

De acuerdo al resultado del test:

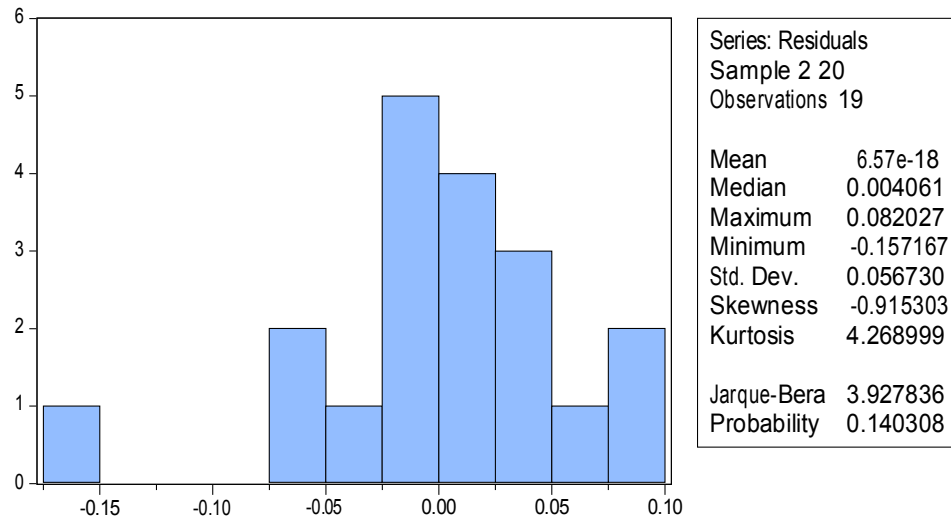
0,564733 > 0,05 No se rechaza la Ho

De acuerdo a los resultados obtenidos, el coeficiente de asimetría de 0,05 y el coeficiente de Kurtosis de 1,80 (cercano a 2) indican la existencia de una distribución normal en los residuos. El estadístico *Jarque Bera* no rechaza la hipótesis nula de residuos normalmente distribuidos con el valor de 1,14.

Por lo tanto, se puede afirmar que se tiene una distribución normal con una probabilidad del 56,47% de no rechazar la hipótesis nula.



Tabla 11: PRUEBA DE NORMALIDAD – CHUQUISACA



Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

Regla de decisión:

<p>P - Valor &lt; <math>\alpha</math> = Rechazamos <math>H_0</math></p> <p>P - Valor &gt; <math>\alpha</math> = No Rechazamos <math>H_0</math></p>
--

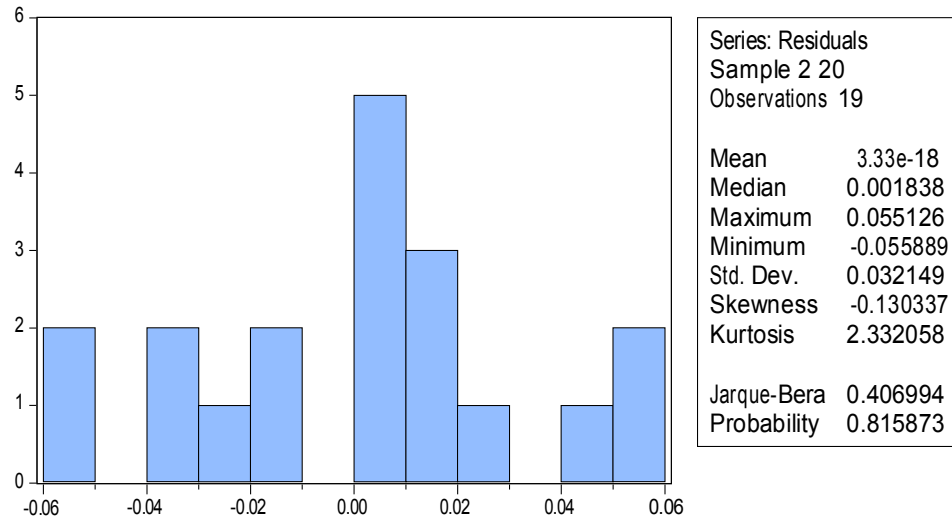
De acuerdo al resultado del test:

0,140308 > 0,05 No se rechaza la  $H_0$

De acuerdo a los resultados obtenidos, el coeficiente de asimetría de 0,91 y el coeficiente de Kurtosis de 4,27 indican la existencia de una distribución normal en los residuos. El estadístico *Jarque Bera* no rechaza la hipótesis nula de residuos normalmente distribuidos con el valor de 3,93.

Por lo tanto, se puede afirmar que se tiene una distribución normal con una probabilidad del 14,03% de no rechazar la hipótesis nula.

**Tabla 12: PRUEBA DE NORMALIDAD – SANTA CRUZ**



Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

Regla de decisión:

P - Valor < $\alpha$ = Rechazamos Ho
P - Valor > $\alpha$ = No Rechazamos Ho

De acuerdo al resultado del test:

0,815873 > 0,05 No se rechaza la Ho

De acuerdo a los resultados obtenidos, el coeficiente de asimetría de 0,13 y el coeficiente de Kurtosis de 2,33 indican la existencia de una distribución normal en los residuos. El estadístico *Jarque Bera* no rechaza la hipótesis nula de residuos normalmente distribuidos con el valor de 0,41.

Por lo tanto, se puede afirmar que se tiene una distribución normal con una probabilidad del 81,59% de no rechazar la hipótesis nula.

c) Prueba de Multicolinealidad:

El problema de la multicolinealidad hace referencia a la existencia de relaciones lineales entre las variables explicativas del modelo de regresión. Lo cual se manifiesta en la dificultad de la separación de los efectos que cada variable explicativa ejerce sobre la variable dependiente.

Por esta razón, se realizó el test de multicolinealidad a través del factor de inflación de varianza (VIF) que se define como la razón entre la varianza observada y la que habría sido en el caso de que la variable  $X_i$  considerada estuviera correlacionada con el resto de los regresores del modelo.

Bajo estas circunstancias, se procedió a realizar el test de multicolinealidad cuya hipótesis es la siguiente:

$H_0$  = No existencia de multicolinealidad

$H_1$  = Existencia de multicolinealidad (relación lineal entre los regresores del modelo)

**Tabla 13: PRUEBA DE FACTOR DE INFLACION DE VARIANZA (VIF) -TARIJA**

Variance Inflation Factors  
Date: 07/31/22 Time: 16:49  
Sample: 1 20  
Included observations: 19

Variable	Coefficient Variance	Uncentered VIF	Centered VIF
C	0.000266	1.154540	NA
D(LNFBK)	0.015572	1.064130	1.000426
D(LNRP)	0.001605	1.094459	1.000426

Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

### Regla de decisión:

La regla de decisión del factor de inflación de varianza (VIF) depende de la columna Uncentered VIF; a través del cual, valores de 10 (incluso de 5) muestran indicios de que la variable  $X_i$  (variable explicativa) es colineal. Lo que significa que existen problemas de multicolinealidad en el modelo.

Esto sucede si el coeficiente de determinación  $R^2$  de cada variable explicativa sobre el resto de las variables explicativas (regresión auxiliar) exceda el 0,90.

Como resultado de la prueba, se tienen los siguientes resultados:

Variable	Umbral	Uncentered VIF	Decisión
Ln (FBK)	[5,10]	1,064130	No es Colineal
Ln (RP)	[5,10]	1,094459	No es Colineal

Por lo tanto, se concluye que el modelo del Departamento de Tarija no presenta problemas de Multicolinealidad; es decir, no se rechaza la hipótesis nula.

**Tabla 14: PRUEBA DE FACTOR DE INFLACIÓN DE VARIANZA (VIF) -CHUQUISACA**

Variance Inflation Factors  
Date: 08/02/22 Time: 05:20  
Sample: 1 20  
Included observations: 19

Variable	Coefficient Variance	Uncentered VIF	Centered VIF
C	0.000207	1.084296	NA
D(LNFBK)	0.015318	1.263480	1.187842
D(LNRP)	0.001134	1.251832	1.187842

Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

Regla de decisión:

Como resultado de la prueba, se tienen los siguientes resultados:

Variable	Umbral	Uncentered VIF	Decisión
Ln (FBK)	[5,10]	1,263480	No es Colineal
Ln (RP)	[5,10]	1,251832	No es Colineal

Por lo tanto, se concluye que el modelo del Departamento de Chuquisaca no presenta problemas de Multicolinealidad; es decir, no se rechaza la hipótesis nula.

**Tabla 15: PRUEBA DE FACTOR DE INFLACION DE VARIANZA (VIF) – SANTA CRUZ**

Variance Inflation Factors  
Date: 08/03/22 Time: 05:27  
Sample: 1 20  
Included observations: 19

Variable	Coefficient Variance	Uncentered VIF	Centered VIF
C	6.51E-05	1.064200	NA
D(LNFBK)	0.005323	1.367234	1.285385
D(LNRP)	0.000917	1.310249	1.285385

Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

Regla de decisión:

Como resultado de la prueba, se tienen los siguientes resultados:

Variable	Umbral	Uncentered VIF	Decisión
Ln (FBK)	[5,10]	1,367234	No es Colineal
Ln (RP)	[5,10]	1,310249	No es Colineal

Por lo tanto, se concluye que el modelo del Departamento de Santa Cruz no presenta problemas de Multicolinealidad; es decir, no se rechaza la hipótesis nula.

d) Prueba de autocorrelación:

Para establecer si los residuos de la regresión no se encuentren autocorrelacionados, se realiza la prueba de **Breusch – Godfrey**. Esta prueba es un contraste más general que el Durbin Watson que permite determinar la existencia de indicios de autocorrelación. La hipótesis planteada es la siguiente:

$H_0$  = No existencia de autocorrelación

$H_1$  = Existencia de autocorrelación entre los residuos del modelo

**Tabla 16: PRUEBA DE BREUSCH – GODFREY – TARIJA**

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:

F-statistic	0.349120	Prob. F(2,14)	0.7113
Obs*R-squared	0.902594	Prob. Chi-Square(2)	0.6368

Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

Regla de decisión:

P - Valor  $< \alpha$  = Rechazamos  $H_0$

P - Valor  $> \alpha$  = No Rechazamos  $H_0$

De acuerdo al resultado del test:

0,7113  $>$  0.05 No se rechaza la  $H_0$

La hipótesis nula corresponde a la no existencia de autocorrelación. En tal sentido, el valor de la probabilidad del estadístico F correspondiente a 0,71 es mayor al 0,05.

Por lo tanto, se acepta la hipótesis nula de la no existencia de autocorrelación entre los residuos del modelo del Departamento de Tarija.

**Tabla 17: PRUEBA DE BREUSCH – GODFREY – CHUQUISACA**

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test

F-statistic	1.689755	Prob. F(2,14)	0.2201
Obs*R-squared	3.694620	Prob. Chi-Square(2)	0.1577

Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

Regla de decisión:

P - Valor < $\alpha$ = Rechazamos Ho
P - Valor > $\alpha$ = No Rechazamos Ho

De acuerdo al resultado del test:

0,2201 > 0.05 No se rechaza la Ho

La hipótesis nula corresponde a la no existencia de autocorrelación. En tal sentido, el valor de la probabilidad del estadístico F correspondiente a 0,22 es mayor al 0,05.

Por lo tanto, se acepta la hipótesis nula de la no existencia de autocorrelación entre los residuos del modelo del Departamento de Chuquisaca.

**Tabla 18: PRUEBA DE BREUSCH – GODFREY – SANTA CRUZ**

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:

F-statistic	0.246695	Prob. F(2,14)	0.7847
Obs*R-squared	0.646807	Prob. Chi-Square(2)	0.7237

Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

Regla de decisión:

P - Valor $< \alpha$ = Rechazamos Ho
P - Valor $> \alpha$ = No Rechazamos Ho

De acuerdo al resultado del test:

$$0,7847 > 0.05 \text{ No se rechaza la Ho}$$

La hipótesis nula corresponde a la no existencia de autocorrelación. En tal sentido, el valor de la probabilidad del estadístico F correspondiente a 0,78 es mayor al 0,05.

Por lo tanto, se acepta la hipótesis nula de la no existencia de autocorrelación entre los residuos del modelo del Departamento de Santa Cruz.

e) Prueba de heterocedasticidad:

Para la determinación de la varianza de los errores, se utilizó las pruebas de **Breusch – Pagan – Godfrey** y **ARCH** que contrastan la hipótesis nula de los residuos homocedásticos (varianza constante) con la hipótesis alternativa de los residuos heterocedásticos.

Por lo que formulamos la siguiente hipótesis:



Ho = La existencia de residuos homocedásticos

H<sub>1</sub> = La existencia de residuos heterocedásticos

**Tabla 19: PRUEBA DE BREUSCH – PAGAN – GODFREY – TARIJA**

Heteroskedasticity Test: Breusch-Pagan-Godfrey

F-statistic	0.939735	Prob. F(2,16)	0.4113
Obs*R-squared	1.997258	Prob. Chi-Square(2)	0.3684
Scaled explained SS	0.568693	Prob. Chi-Square(2)	0.7525

Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

Regla de decisión:

P - Valor <  $\alpha$  = Rechazamos Ho

P - Valor >  $\alpha$  = No Rechazamos Ho

De acuerdo al resultado de la prueba:

0,4113 > 0,05 No se rechaza la Ho

En base a los datos de la prueba, el valor del estadístico F es de 0,41 mayor al 0,05 del nivel de significancia. Por lo que se descarta la hipótesis alterna y se acepta la hipótesis nula de la existencia de residuos homocedásticos en el modelo del Departamento de Tarija.

**Tabla 20: PRUEBA DE BREUSCH – PAGAN – GODFREY – CHUQUISACA**

Heteroskedasticity Test: Breusch-Pagan-Godfrey

F-statistic	8.979082	Prob. F(2,16)	0.0024
Obs*R-squared	10.04781	Prob. Chi-Square(2)	0.0066
Scaled explained SS	11.64632	Prob. Chi-Square(2)	0.0030

Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

Regla de decisión:

P - Valor < $\alpha$ = Rechazamos Ho
P - Valor > $\alpha$ = No Rechazamos Ho

De acuerdo al resultado de la prueba:

0,0024 < 0,05 Se rechaza la Ho

En base a los datos de la prueba, el valor del estadístico F es de 0,0024 menor al 0,05 del nivel de significancia. Por lo que no se acepta la hipótesis nula de la existencia de residuos homocedásticos en el modelo del Departamento de Chuquisaca.

Debido a que no aceptamos la hipótesis nula de la existencia de residuos homocedásticos en el modelo, utilizamos la prueba ARCH o de Heterocedasticidad Condicional Autoregresiva; es decir la varianza en función de la varianza pasada con un rezago. El resultado es el siguiente:

**Tabla 21: PRUEBA ARCH – CHUQUISACA**

Heteroskedasticity Test: ARCH

F-statistic	0.208618	Prob. F(1,16)	0.6540
Obs*R-squared	0.231675	Prob. Chi-Square(1)	0.6303

Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

Regla de decisión:

P - Valor < $\alpha$ = Rechazamos Ho
P - Valor > $\alpha$ = No Rechazamos Ho

De acuerdo al resultado de la prueba:

$$0,6540 > 0,05 \text{ No se rechaza la } H_0$$

En base a los datos de la prueba, el valor del estadístico F es de 0,65 mayor al 0,05 del nivel de significancia. Por lo que se descarta la hipótesis alterna y se acepta la hipótesis nula de la existencia de residuos homocedásticos tipo ARCH en el modelo del Departamento de Chuquisaca.

**Tabla 22: PRUEBA DE BREUSCH – PAGAN – GODFREY – SANTA CRUZ**

Heteroskedasticity Test: Breusch-Pagan-Godfrey

F-statistic	0.088050	Prob. F(2,16)	0.9162
Obs*R-squared	0.206841	Prob. Chi-Square(2)	0.9017
Scaled explained SS	0.097693	Prob. Chi-Square(2)	0.9523

Fuente: Elaboración propia con el programa informático EVIEWS 8

Regla de decisión:

P - Valor  $< \alpha$  = Rechazamos  $H_0$

P - Valor  $> \alpha$  = No Rechazamos  $H_0$

De acuerdo al resultado de la prueba:

$$0,9162 > 0,05 \text{ No se rechaza la } H_0$$

En base a los datos de la prueba, el valor del estadístico F es de 0,92 mayor al 0,05 del nivel de significancia. Por lo que se descarta la hipótesis alterna y se acepta la hipótesis nula de la existencia de residuos homocedásticos en el modelo del Departamento de Santa Cruz.

## **CAPÍTULO VI**

### **6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **6.1 Conclusiones**

##### **6.1.1 Consideraciones generales**

De acuerdo a lo analizado precedentemente, se puede concluir que a partir de la aprobación de la Ley de Hidrocarburos No. 3058 y el Decreto Supremo No. 28701 de nacionalización de los hidrocarburos, el Estado y consiguientemente las regiones productoras, se han beneficiado con los mayores ingresos fiscales por concepto de la renta petrolera.

Esta bonanza de ingresos ha sido distribuida y utilizada por los diferentes beneficiarios de la renta sin una clara visión de crecimiento y desarrollo económico a largo plazo; por lo que no se han generado ahorros que den sostenibilidad al gasto público y a la inversión productiva.

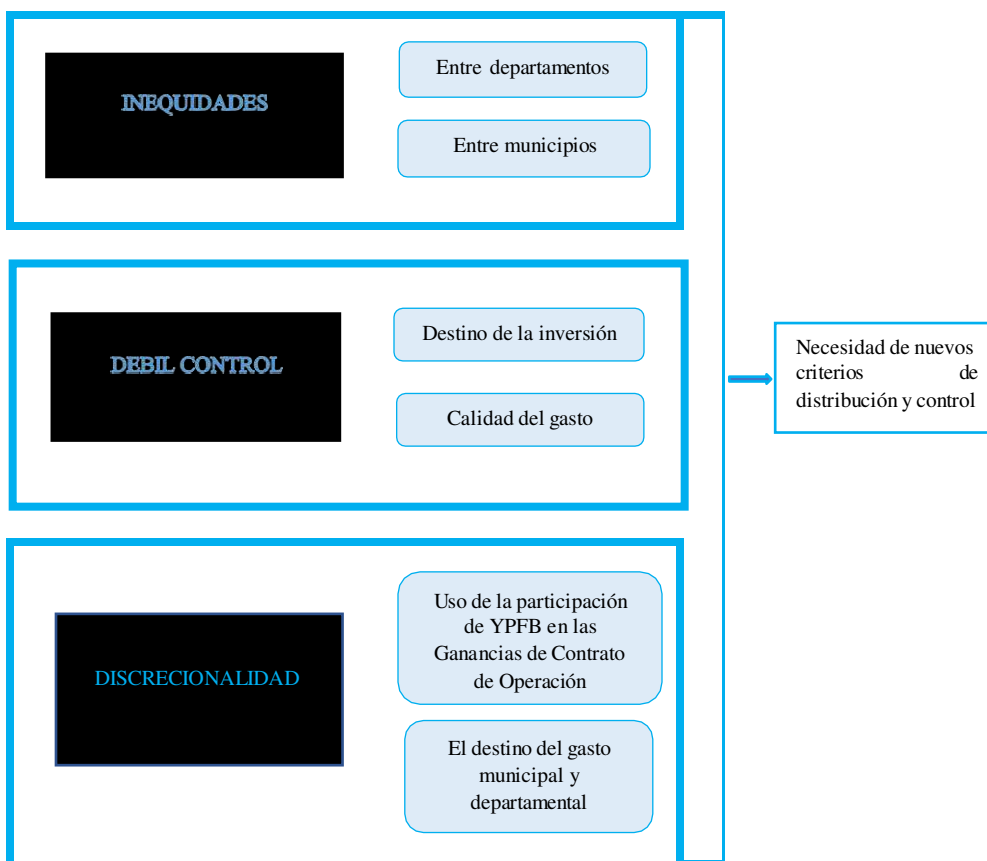
En el presente trabajo de investigación se identificó el problema de una insuficiente contribución de los recursos provenientes de la renta petrolera al crecimiento económico de las regiones productoras de hidrocarburos.

Para abordar la problemática planteada y validar la hipótesis previamente definida, se realizó un análisis sobre la producción de los hidrocarburos y la distribución de los ingresos por concepto de regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) en la economía de las regiones productoras en el periodo 2006 al 2019, siendo los casos analizados los departamentos de Tarija, Chuquisaca y Santa Cruz; así como determinar el grado de dependencia del Producto Interno Bruto de las mencionadas regiones de los ingresos hidrocarburíferos.

En el desarrollo de la investigación, se contrastó la hipótesis con información estadística sobre los recursos percibidos por las regiones productoras por concepto de regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) e información sobre la utilización de los recursos para determinar si los mismos contribuyen al crecimiento económico de dichas regiones y se determinó que el sistema de distribución y uso de la renta petrolera responde más a una lógica redistributiva que a una visión de desarrollo a largo plazo que fomente el crecimiento y desarrollo económico de las regiones.

En el siguiente gráfico se resume los resultados negativos identificados en el actual sistema de distribución de la renta petrolera:

Gráfico No. 44 – Debilidades identificadas en el sistema de distribución de la renta petrolera



El actual sistema de distribución y uso de la renta petrolera al haber sido estructurado en un contexto de conflictividad política y social, sumado a un escenario de precios históricamente altos del gas natural exportado, responde más a una lógica redistributiva que a una visión de desarrollo a largo plazo que fomente el desarrollo de otros sectores económicos generadores de empleo y valor agregado y que por otra parte, financie políticas sociales sostenibles orientadas a acortar las brechas de pobreza y desarrollo humano.

En ese sentido, resulta necesario proponer nuevos criterios de distribución de la renta petrolera con una visión de uso eficiente y estratégico de estos recursos, aspecto que significa un ajuste en las políticas nacionales emitidas desde el Nivel Central del gobierno y también en las instancias subnacionales.

## **6.1.2 Conclusiones específicas sobre los objetivos de la investigación**

### **6.1.2.1 La producción de los hidrocarburos y las recaudaciones por concepto de regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) en la economía de las regiones productoras (OE.1)**

La normativa nacional no define mecanismos que coadyuven en la diferenciación en la fuente de recursos en la ejecución presupuestaria de las gobernaciones departamentales para poder identificar si los recursos provenientes de la renta hidrocarburífera han sido invertidos en beneficio de la población y contribuyan al crecimiento económico de las regiones productoras.

Por lo que no se cuenta con información accesible sobre el destino de los recursos por concepto de regalía departamental e IDH percibidos por las Gobernaciones Departamentales. Sin embargo, una aproximación al posible uso de estos recursos es la composición de los presupuestos de gastos departamentales.

Para el caso del Departamento de Tarija, en el periodo 2010 al 2019, el promedio del presupuesto para gastos corrientes representó un 25,47% del total presupuestado, mientras que el presupuesto para gastos de inversión relacionados con los sectores de salud, electrificación y agropecuario representaron únicamente el 17,97%.

Para el Departamento de Chuquisaca, los presupuestos para gastos de inversión relacionados con los sectores agropecuario, energía, saneamiento básico, educación, medio ambiente y otros ascendieron únicamente a un promedio de 27,56% y 26,91% en las Gestiones 2018 y 2019.

En relación al Departamento de Santa Cruz, los presupuestos para gastos de inversión de los mencionados sectores ascendieron a un promedio de 29,55% y 23,28% en las Gestiones 2018 y 2019.

#### **6.1.2.2 Grado de dependencia del Producto Interno Bruto de las regiones productoras de la producción de los hidrocarburos (OE.2)**

La economía del Departamento de Tarija es altamente dependiente del sector de los hidrocarburos; siendo la participación del mismo en el Producto Interno Bruto departamental del 31,18% en promedio en el periodo 2006 al 2019, debido a que los principales campos productores de hidrocarburos se encuentran en ese departamento.

Lo cual hace que su economía se encuentre vulnerable a las variaciones en la producción de los hidrocarburos y los precios de exportación del gas natural a los mercados externos, con el consiguiente riesgo de afectar a las inversiones que contribuyan al crecimiento económico de dicha región.

En relación al Producto Interno Bruto del departamento de Chuquisaca, el mencionado departamento ocupa el sexto lugar en aporte al PIB nacional. En el periodo 2007 al 2011 el PIB de Chuquisaca creció en un promedio de 11,78% y el sector de hidrocarburos no era representativo. Sin embargo, a partir de la Gestión 2012 cobró mayor relevancia, debido a la producción del campo Margarita compartida con el Departamento de Tarija que incide en el crecimiento del PIB departamental de Chuquisaca en el periodo 2012 al 2014, siendo que hasta la Gestión 2019, el sector de petróleo y gas natural casi triplicó su importancia en el PIB departamental.

La economía del Departamento de Santa Cruz es la más importante del país, en el periodo 2006 al 2019 alcanzó en promedio un Producto Interno Bruto (PIB) aproximado de 53.861,8 millones de bolivianos con una participación del 28,44% del Producto Interno Bruto nacional. En el mencionado periodo, el sector de hidrocarburos representó un promedio del 3,53% del PIB departamental. La participación del sector de hidrocarburos en la economía de la región se fue incrementando, debido a una mayor producción de gas natural proveniente de los campos de Incahuasi y Aquio a partir de la Gestión 2016.

#### **6.1.2.3 Destino de los ingresos provenientes de la recaudación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) (OE.3)**

El Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) creado en la actual Ley de Hidrocarburos, es el principal ingreso de la renta petrolera percibido por el Estado boliviano y al tener la misma base de cálculo de las regalías, su comportamiento siguió la misma tendencia.

En el periodo analizado, la mayor parte de la recaudación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) ha sido destinado a los gobiernos municipales, seguidos en importancia las transferencias para la renta dignidad y para las gobernaciones.



Con relación al uso del IDH por beneficiarios, el nivel central del gobierno ha utilizado el impuesto para financiar principalmente gastos corrientes, en tanto que los gobiernos municipales y departamentales han priorizado la inversión, en el primer caso orientado a los sectores de educación y salud y en el segundo a la construcción de caminos y salud. Sin embargo, en el periodo 2011 al 2016, el promedio agregado de todos los beneficiarios muestra que el 65% del IDH ha sido destinado a gasto corriente y el restante 35% a la inversión.

Por otro lado, en relación a la participación de YPF B en las ganancias de los contratos de operación para actividades de exploración y explotación de hidrocarburos suscritos entre el Estado boliviano y las empresas petroleras en octubre de 2006, no existe una norma que regule el destino y uso de la participación de YPF B en las ganancias de los contratos, habiendo YPF B percibido en el periodo Mayo de 2007 a Junio de 2020 un monto de 6.313 millones de dólares norteamericanos, de los cuales no existe información sobre la aplicación de estos recursos.

No obstante, mediante la Ley No. 767 de 11 de diciembre de 2015, se creó un Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos (FPIEEH) financiado con el 12% de los recursos provenientes del IDH antes de la distribución a todos los beneficiarios, confiscando así una porción de estos ingresos en desmedro de las regiones beneficiarias.

Este mecanismo de incentivo debería ser financiado con la participación de YPF B en las ganancias de los contratos de operación y no así con los recursos provenientes del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) que de acuerdo a la actual Ley de Hidrocarburos, los recursos deberían ser destinados a salud, educación y desarrollo productivo.

#### 6.1.2.4 La renta petrolera y su contribución al crecimiento económico de las regiones productoras (OE.4)

Como resultado del modelo econométrico explicativo por región productora realizado en base a la teoría del crecimiento de Robert Solow aplicada a la renta petrolera, se puede concluir sobre la existencia de una relación directa entre la inversión, la renta petrolera y el Producto Interno Bruto (PIB) regional; lo cual significa que la renta petrolera y la inversión en capital fijo contribuyeron al crecimiento de la economía de las regiones productoras en el periodo analizado. De acuerdo al siguiente detalle:

Variables Independientes	Elasticidad	Interpretación	Contrastación de Hipótesis
<b>Tarija</b>			
Formación Bruta de Capital Fijo (FBKF)/per cápita	0,396248	Con un incremento de 1% en la FBKF/per cápita; el PIB per cápita de Tarija se incrementa en 0,40%	
Renta Petrolera (RP)/per cápita	0,357059	Con un incremento de 1% en la RP/per cápita; el PIB per cápita de Tarija se incrementa en 0,36%	No se acepta la Ho previamente planteado debido a que la RP/per cápita contribuye al crecimiento económico regional medido a través del incremento del PIB per cápita departamental
<b>Chuquisaca</b>			
Formación Bruta de Capital Fijo (FBKF)/per cápita	0,172619	Con un incremento de 1% en la FBKF/per cápita; el PIB per cápita de Chuquisaca se incrementa en 0,17%	

<b>Variables Independientes</b>	<b>Elasticidad</b>	<b>Interpretación</b>	<b>Contrastación de Hipótesis</b>
Renta Petrolera (RP)/per cápita	0,023695	Con un incremento de 1% en la RP/per cápita; el PIB per cápita de Chuquisaca se incrementa en 0,024%	No se acepta la Ho previamente planteado debido a que la RP/per cápita contribuye al crecimiento económico regional medido a través del incremento del PIB per cápita departamental
<b>Santa Cruz</b>			
Formación Bruta de Capital Fijo (FBKF)/per cápita	0,004148	Con un incremento de 1% en la FBKF/per cápita; el PIB per cápita de Santa Cruz se incrementa en 0,0041%	
Renta Petrolera (RP)/per cápita	0,107301	Con un incremento de 1% en la RP/per cápita; el PIB per cápita de Santa Cruz se incrementa en 0,11%	No se acepta la Ho previamente planteado debido a que la RP/per cápita contribuye al crecimiento económico regional medido a través del incremento del PIB per cápita departamental

## 6.2 Recomendaciones

Es necesario adoptar políticas de inversión pública a partir de los recursos generados por la renta hidrocarburífera que perciben los diferentes niveles de gobierno, con la finalidad de lograr una distribución equitativa de los mismos, en beneficio de las regiones.

Asimismo, la generación de fondos de ahorro regionales que aseguren la sostenibilidad de las inversiones necesarias en salud, educación, electrificación rural,

saneamiento básico y otros en el mediano y largo plazo; así como fondos de estabilización para las situaciones en las que exista una contracción del precio de exportación del gas natural, debido a la caída en el precio internacional del petróleo que se traduce en un menor ingreso por regalías e Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH).

Por otro lado, es necesaria la implementación a cargo del Gobierno Nacional de mecanismos de seguimiento, monitoreo y control de la renta hidrocarburífera que garanticen la transparencia desde la generación hasta el uso y destino de la misma con indicadores que demuestren la eficiencia en el gasto y la inversión de los recursos en los diferentes niveles subnacionales; de tal forma que se evalúen los resultados, impactos y racionalidad en el uso de la renta petrolera en beneficio de las regiones y las poblaciones vulnerables, con el objetivo de contribuir al crecimiento económico de las regiones productoras.

Para la realización de los objetivos anteriormente señalados, se formula las siguientes recomendaciones:

1. La creación de un Comité Interinstitucional conformado por representantes de los Ministerios de Planificación del Desarrollo, Hidrocarburos y Economía y Finanzas Públicas; así como las Gobernaciones Departamentales y Municipales que tenga la finalidad de velar por la generación y uso eficiente y transparente de los recursos de la renta hidrocarburífera, para que los mismos sean invertidos en proyectos orientados al crecimiento y desarrollo económico sostenible de las regiones, en concordancia con el Sistema de Planificación Integral del Estado.

Entre las funciones del mencionado comité se encontrarían las siguientes:

- La preparación, presentación y publicación de presupuestos de la renta petrolera por regiones.
  - La elaboración y puesta en marcha de un sistema de información y monitoreo de la gestión de los ingresos por concepto de la renta petrolera, que garantice la transparencia en la generación y destino de los recursos.
  - Una verificación periódica de la ejecución y resultados de las inversiones realizadas con los recursos hidrocarburíferos.
  - Seguimiento y evaluación periódica sobre el uso y destino de la participación de YPFB en los contratos de operación.
2. Para el ámbito subnacional, la creación de fondos productivos con un porcentaje de los recursos de las regalías e IDH que tengan el objetivo de asegurar el financiamiento y ejecución de proyectos de inversión productiva y social en los ámbitos departamental y municipal; así como fondos de ahorro y sostenibilidad con el objeto de garantizar la sostenibilidad de las inversiones en el mediano y largo plazo, a través de un mecanismo de compensación de las fluctuaciones en el valor de las regalías e IDH en situaciones en la que existan variaciones en la producción y/o la existencia de contracciones en los precios de exportación del gas natural en los mercados externos.
3. Para el caso de la participación de YPFB en los Contratos de Operación y Servicios petroleros, se plantea la necesidad de elaboración de una normativa específica que establezca que el destino de estos recursos sea exclusivamente para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación de los hidrocarburos en el país; así como reglamentar los mecanismos de uso y control de los mismos.

### **6.3 Aporte de la investigación a la mención análisis económico**

El presente trabajo de investigación realiza aportes a la mención de análisis económico. Entre ellos se encuentra un modelo econométrico por regiones productoras de aplicación empírica al caso boliviano, el cual parte de la relación existente entre la renta petrolera, la formación bruta de capital fijo y el Producto Interno Bruto, considerando el modelo de crecimiento de Robert Solow aplicado a la renta petrolera como teoría económica. A través de este modelo, se cuantificó el impacto positivo que ejerce la inversión y la renta petrolera sobre el crecimiento económico de las regiones.

Es decir, se determinó que si la inversión y la renta petrolera per capita por regiones se incrementan, el Producto Interno Bruto (PIB) per cápita por regiones como medida de crecimiento económico también se incrementa, de manera que existe una relación directa entre las mencionadas variables.

Un aporte adicional constituye la cuantificación del impacto positivo que ejerce la renta petrolera y la inversión per capita sobre el crecimiento de las regiones medido por variaciones en el Producto Interno Bruto (PIB) per cápita. Los resultados del modelo econométrico muestran que las variables exógenas explican de manera positiva a la variable endógena Producto Interno Bruto, como se puede observar en las ecuaciones formuladas.

## **7. BIBLIOGRAFÍA**

- Análisis Econométrico; William H. Greene, Prentice Hall, Tercera Edición
- A 12 años del IDH; Fundación Jubileo (Debate Público N° 48)
- Diagnóstico Sectoriales de la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE)
- Distribución y uso de la Renta Hidrocarburífera en Tarija; Fundación Jubileo (Debate Público N° 79)
- Diversificación de la economía de Chuquisaca a partir de los ingresos generados por la explotación de hidrocarburos; Fundación Jubileo (Debate Público N° 75)
- Dossier de Estadísticas, Volumen 30 de la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE)
- Economía con aplicaciones; Paul A. Samuelson y William D. Nordhaus, Mc Graw Hill, Décima Novena Edición
- Economía internacional – Teoría y Política; Paul R. Krugman, Maurice Obstfeld y Marc J. Melitz; Pearson Educación S.A., Décima Edición
- Econometría; Damodar N. Gujarati; Mc Graw Hill, Cuarta Edición
- Econometría; Montserrat Díaz Fernández y María del Mar Llorente Marrón, Ediciones Pirámide, 4ta. Edición

- ¿En que gastan el Dinero los Gobiernos Departamentales el 2018?; Fundación Jubileo (Debate Público N° 63)
- ¿En que gastarán el Dinero los Gobiernos Departamentales el 2019?; Fundación Jubileo (Debate Público N° 73)
- Estadísticas sobre el Producto Interno Bruto; Instituto Nacional de Estadística (INE)
- Fundamentos de Econometría; J. Fernando Larios, V. Josué Álvarez, Ricardo Quineche, Ediciones de la U, Primera Edición
- Fundamentos de contabilidad de Gas y Petróleo; Rebeca A. Gallun, Ph. D. y John W. Stevenson, Ph. D., Segunda Edición
- Guía Introductoria a Econometrics EViews; Jeferson Ruiz Pérez
- Hacia la construcción de una política de Transparencia y Acceso a la información en el sector de hidrocarburos; Fundación Jubileo (Debate Público N° 71)
- Información Financiera de Contratos de Servicios Petroleros; YPFB Corporación, Gerencia de Administración Económica y Financiera de Contratos
- Introducción a la Econometría; Jeffrey M. Wooldridge, CENCAGE Learning, Quinta Edición
- Impacto económico que puede generar el Sector Hidrocarburos en Chuquisaca; Fundación Jubileo (Debate Público N° 62)
- La Renta Petrolera y su impacto en el crecimiento económico de Venezuela; Luis Enrique Hernández en “Problemas del Desarrollo. Revista Latinoamericana de



Economía”, volumen 37, número 145, abril – junio 2006; Universidad Nacional Autónoma de México

- Macroeconomía; Rudiger Dornbusch, Stanley Fischer y Richard Startz, Mc Graw Hill, Décimo Tercera Edición
- Macroeconomía; Olivier Blanchard, Pearson Educación S.A., Séptima Edición
- Macroeconomía con aplicaciones; Paul A. Samuelson y William D. Nordhaus, Mc Graw Hill, Décima Novena Edición
- Macroeconomía en la economía global, Felipe Larraín B. y Jeffrey D. Sachs, Prentice Hall y Pearson, Tercera Edición
- Macroeconomía – Versión para América Latina; N. Gregory Mankiw, CENGAGE, Séptima edición
- Manual de Contabilidad de Gas y Petróleo; Robert J. Koester, Instituto para el desarrollo de Energía, Ciudad de Oklahoma
- Memoria de la Economía Boliviana 2020 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas
- Metodología de la Investigación; Roberto Hernández Sampieri, Mc Graw Hill Education, Sexta Edición
- Modelos econométricos; Antonio Pulido, Pirámide S.A., 3ra. Edición 2001
- Natural Resource Intensity and Economic Growth; Jeffrey D. Sachs and Andrew M. Warner en “Development Policies in Natural Resource Economies”, editado por Jorge Mayer, Brian Chambers and Ayisha Farooq (UNCTAD), 1999

- Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos 2016 – 2020, aprobado con la Resolución Ministerial No. 081 – 17 de 19/07/2017 del Ministerio de Hidrocarburos

## 8. CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- “Derecho de Minería y Energía”; Héctor L. Iacomini, Universidad Nacional de la Plata, <http://sodici.unlp.edu.ar>
  
- “Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú”; Programa de Asistencia a la Gestión del Sector de la Energía (ESMAP); Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento/BANCO MUNDIAL, 2005, <http://www.esmap.org>
  
- “La distribución de la renta petrolera en Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú”; Comercio Exterior, Vol. 54, número 7, Julio de 2004, <http://revistas.bancomext.gob.mx>
  
- “Recursos Naturales y Crecimiento Económico en Bolivia”; Manuel Olave – [molave@upb.edu](mailto:molave@upb.edu)

## **9. GLOSARIO DE TERMINOS UTILIZADOS EN LA INVESTIGACIÓN**

Bpd = Barriles por día

FPIEEH = Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos

GLP = Gas Licuado de Petróleo

GNL = Gas Natural Licuado

GNV = Gas Natural Vehicular

IDH = Impuesto Directo a los Hidrocarburos

IEHD = Impuesto Especial a los Hidrocarburos y Derivados

MBBLD = Millones de barriles líquidos por día

MMmcd = Millones de metros cúbicos por día

MM\$us = Millones de dólares estadounidenses

PDES = Plan de Desarrollo Económico y Social

PSDIH = Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos

SPIE = Sistema de Planificación Integral del Estado

TMD = Toneladas métricas por día

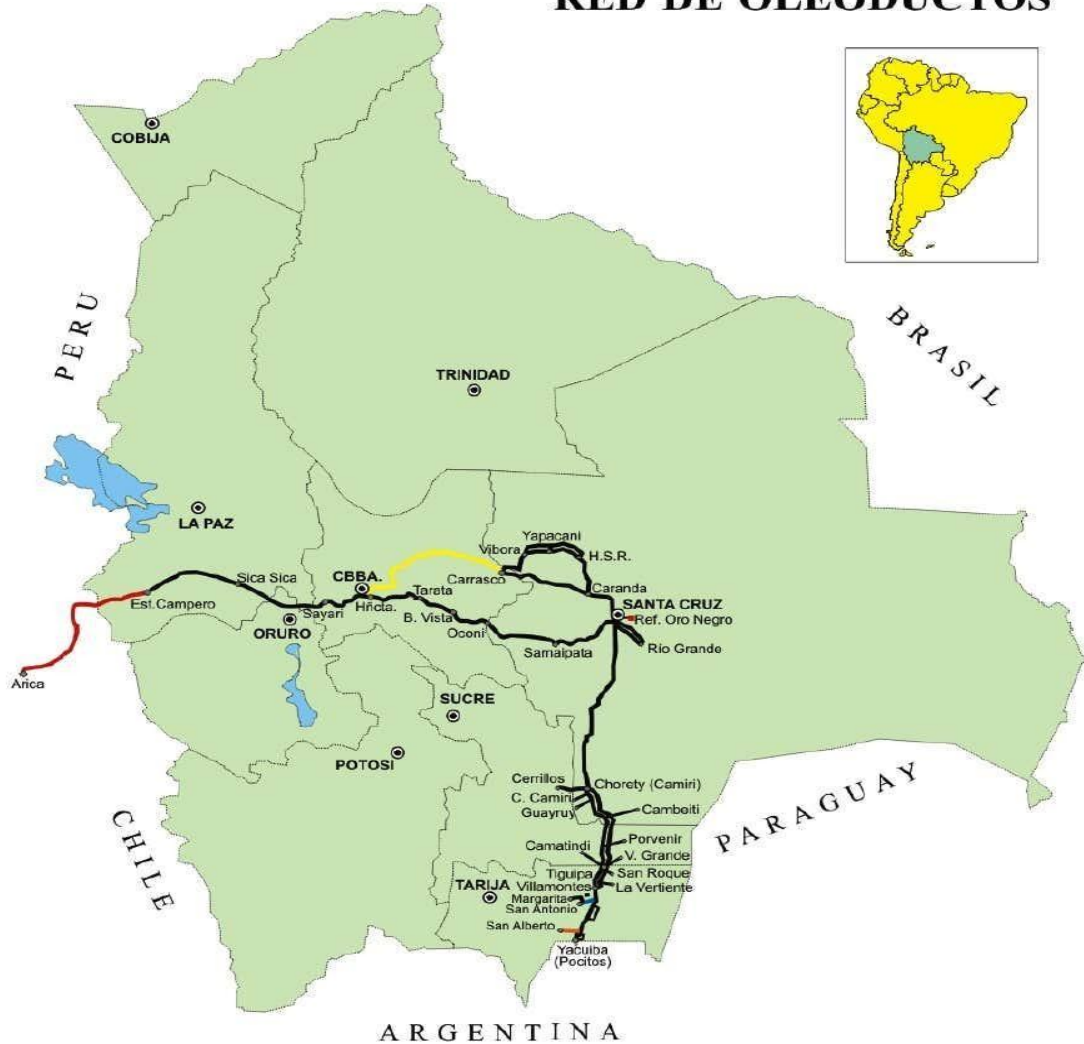
WTI = West Texas Intermediate

# ANEXOS

## ANEXO 1: Bolivia red de oleoductos



### BOLIVIA RED DE OLEODUCTOS



	Concesionario	Longitud
	En Operación Transredes S.A.	2,028 Km
	En Operación YPFB (Opera Transredes)	212 Km
	En Operación Petrobras (Lateral)	25 Km
	Sin Operación Transredes	247 Km
	En Operación Petrobras (Lateral)	26 Km
	En Construcción Maxus Bolivia Inc (Lateral)	50 Km
	En Operación Oro Negro S.A. (Ducto Menor)	0.3 Km

Fuente: Ex Superintendencia de Hidrocarburos



## ANEXO 2: Bolivia red de gasoductos



**ANEXO 3: Bolivia red de poliductos**

**BOLIVIA  
RED DE POLIDUCTOS**



		<b>Longitud</b>
	En Operación	1,469 Km
	En Operación	40 Km
	En Operación	2.6 Km

## ANEXO 4: Composición de la Renta Petrolera

### Departamento de Tarija

Gestión	En millones de dólares norteamericanos			T/C	MMBs	MBs
	Regalías (a)	IDH (b)	Total (a + b)			
2000	8		8	6,40	48	48.397
2001	15		15	6,83	101	100.770
2002	19		19	7,50	146	146.183
2003	38		38	7,81	300	299.982
2004	66		66	7,50	495	495.270
2005	116	22	138	8,08	1.113	1.112.556
2006	158	55	213	8,04	1.709	1.709.012
2007	180	63	243	7,67	1.865	1.865.334
2008	270	78	348	7,07	2.463	2.463.120
2009	179	77	256	7,07	1.807	1.806.896
2010	252	82	334	7,05	2.354	2.353.778
2011	328	110	438	6,96	3.046	3.046.328
2012	444	143	587	6,96	4.087	4.086.807
2013	509	185	694	6,96	4.831	4.831.091
2014	507	187	694	6,96	4.831	4.831.423
2015	322	133	455	6,96	3.164	3.163.521
2016	177	63	240	6,96	1.671	1.670.808
2017	172	55	227	6,96	1.577	1.576.554
2018	198	62	260	6,96	1.811	1.810.969
2019	163	52	215	6,96	1.500	1.499.764

**Fuente:** Elaboración propia en base a información obtenida del Dossier de Estadísticas Sociales y Económicas -Volumen 30 de la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE)



## ANEXO 4: Composición de la Renta Petrolera

### Departamento de Chuquisaca

Gestión	En millones de dólares norteamericanos			T/C	MMBs	MBs
	Regalías (a)	IDH (b)	Total (a + b)			
2000	5		5	6,40	34	33.690
2001	5		5	6,83	35	34.983
2002	3		3	7,50	24	23.820
2003	4		4	7,81	28	27.991
2004	5		5	7,50	35	34.718
2005	5	12	17	8,08	135	135.185
2006	8	43	51	8,04	410	410.060
2007	11	48	59	7,67	456	456.144
2008	24	59	83	7,07	586	585.530
2009	15	57	72	7,07	507	507.389
2010	20	59	79	7,05	559	559.456
2011	21	81	102	6,96	710	709.613
2012	54	109	163	6,96	1.137	1.137.013
2013	76	139	215	6,96	1.497	1.496.909
2014	87	140	227	6,96	1.578	1,578.254
2015	58	100	158	6,96	1.100	1.100.419
2016	36	49	85	6,96	588	588.412
2017	38	50	88	6,96	614	613.886
2018	50	60	110	6,96	768	767.858
2019	43	51	94	6,96	656	655.602

**Fuente:** Elaboración propia en base a información obtenida del Dossier de Estadísticas Sociales y Económicas - Volumen 30 de la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE)

## ANEXO 4: Composición de la Renta Petrolera

### Departamento de Santa Cruz

Gestión	En millones de dólares norteamericanos			T/C	MMBs	MBs
	Regalías (a)	IDH (b)	Total (a + b)			
2000	23		23	6,40	150	150.227
2001	25		25	6,83	172	172.089
2002	23		23	7,50	176	176.085
2003	25		25	7,81	195	195.289
2004	29		29	7,50	217	216.758
2005	31	13	44	8,08	357	356.916
2006	38	58	96	8,04	775	775.428
2007	41	70	111	7,67	854	853.533
2008	63	90	153	7,07	1.081	1.080.786
2009	43	88	131	7,07	925	925.145
2010	67	92	159	7,05	1.119	1.118.840
2011	100	125	225	6,96	1.563	1.562.977
2012	136	168	304	6,96	2.116	2.116.064
2013	143	216	359	6,96	2.501	2.500.648
2014	140	217	357	6,96	2.485	2.485.478
2015	86	154	240	6,96	1.667	1.667.447
2016	56	76	132	6,96	918	917.566
2017	89	77	166	6,96	1.153	1.152.757
2018	127	93	220	6,96	1.531	1.531.185
2019	104	78	182	6,96	1.269	1.268.640

**Fuente:** Elaboración propia en base a información obtenida del Dossier de Estadísticas Sociales y Económicas - Volumen 30 de la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE)

## ANEXO 5: Datos utilizados en el modelo econométrico

### Departamento de Tarija

Gestión	NOMINAL			DEFLACTACIÓN				REAL			
	Miles de Bolivianos			IPC	ipc(f)	ipc(i)	Coeficiente deflactor	Miles de Bolivianos			
	PIB	Renta Petrolera	FBK					PIB real	Renta real	FBK real	Población
2000	2.730.287	48.397	438.191	43,68	43,68	43,68	1,00	2.730.287	48.397	438.191	397.578
2001	3.001.733	100.770	354.510	44,38	44,38	43,68	1,02	2.954.582	99.187	348.941	406.414
2002	3.558.126	146.183	421.052	44,79	44,79	43,68	1,03	3.470.214	142.571	410.649	415.250
2003	4.511.876	299.982	373.192	46,28	46,28	43,68	1,06	4.258.244	283.119	352.213	424.085
2004	6.058.707	495.270	388.449	48,34	48,34	43,68	1,11	5.475.199	447.571	351.038	432.921
2005	8.660.478	1.112.556	478.943	50,95	50,95	43,68	1,17	7.425.569	953.915	410.650	441.757
2006	10.813.700	1.709.012	629.472	53,13	53,13	43,68	1,22	8.891.183	1.405.175	517.561	450.593
2007	13.141.605	1.865.334	799.830	57,75	57,75	43,68	1,32	9.940.018	1.410.897	604.974	459.429
2008	14.791.270	2.463.120	1.003.959	65,84	65,84	43,68	1,51	9.813.086	1.634.127	666.064	468.265
2009	14.127.458	1.806.896	969.630	68,04	68,04	43,68	1,56	9.069.280	1.159.957	622.465	477.100
2010	15.604.390	2.353.778	1.106.943	69,75	69,75	43,68	1,60	9.772.919	1.474.154	693.270	485.936
2011	20.057.532	3.046.328	1.530.659	76,64	76,64	43,68	1,75	11.431.993	1.736.285	872.415	494.772
2012	25.297.691	4.086.807	1.672.033	80,10	80,10	43,68	1,83	13.795.485	2.228.641	911.803	503.608
2013	30.276.254	4.831.091	1.973.353	84,70	84,70	43,68	1,94	15.614.662	2.491.585	1.017.736	513.512
2014	31.207.789	4.831.423	2.347.888	89,58	89,58	43,68	2,05	15.217.838	2.355.944	1.144.899	523.459
2015	24.568.204	3.163.521	2.401.424	93,22	93,22	43,68	2,13	11.512.644	1.482.424	1.125.306	533.429
2016	18.829.285	1.670.808	2.398.149	96,60	96,60	43,68	2,21	8.514.771	755.554	1.084.464	543.405
2017 (p)	20.791.317	1.576.554	2.736.851	99,32	99,32	43,68	2,27	9.143.935	693.362	1.203.656	553.373
2018 (p)	21.986.209	1.810.969	2.796.948	101,58	101,58	43,68	2,33	9.454.673	778.766	1.202.764	563.342
2019 (p)	20.961.386	1.499.764	2.680.312	103,45	103,45	43,68	2,37	8.851.175	633.292	1.131.791	573.331

(p) Datos preliminares

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE) y la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE)

**Nota:** Los datos reales han sido deflactados con relación al IPC del año 2000 (año base)

## ANEXO 5: Datos utilizados en el modelo econométrico

### Departamento de Chuquisaca

Gestión	NOMINAL			DEFLACTACIÓN				REAL			
	Miles de Bolivianos							Miles de Bolivianos			
	PIB	Renta Petrolera	FBK	IPC	ipc(f)	ipc(i)	Coefficiente deflactor	PIB real	Renta real	FBK real	Población
2000	2.756.188	33.690	607.727	43,68	43,68	43,68	1,00	2.756.188	33.690	607.727	551.401
2001	2.846.245	34.983	484.256	44,38	44,38	43,68	1,02	2.801.536	34.433	476.649	555.157
2002	2.953.899	23.820	566.722	44,79	44,79	43,68	1,03	2.880.916	23.231	552.719	558.912
2003	3.081.729	27.991	495.149	46,28	46,28	43,68	1,06	2.908.492	26.418	467.315	562.674
2004	3.450.143	34.718	508.230	48,34	48,34	43,68	1,11	3.117.863	31.374	459.283	566.415
2005	3.389.915	135.185	618.153	50,95	50,95	43,68	1,17	2.906.543	115.909	530.010	570.158
2006	4.199.252	410.060	801.733	53,13	53,13	43,68	1,22	3.452.687	337.157	659.197	573.902
2007	4.575.161	456.144	1.005.642	57,75	57,75	43,68	1,32	3.460.550	345.017	760.645	577.649
2008	5.585.338	585.530	1.246.512	65,84	65,84	43,68	1,51	3.705.524	388.463	826.983	581.396
2009	5.466.642	507.389	1.189.214	68,04	68,04	43,68	1,56	3.509.372	325.724	763.429	585.145
2010	6.164.080	559.456	1.341.481	69,75	69,75	43,68	1,60	3.860.520	350.383	840.160	588.896
2011	7.223.090	709.613	1.833.458	76,64	76,64	43,68	1,75	4.116.873	404.451	1.044.998	592.649
2012	8.467.102	1.137.013	1.980.345	80,10	80,10	43,68	1,83	4.617.330	620.043	1.079.933	596.470
2013	10.263.817	1.496.909	2.310.583	84,70	84,70	43,68	1,94	5.293.456	772.015	1.191.659	601.267
2014	11.334.709	1.578.254	2.718.703	89,58	89,58	43,68	2,05	5.527.138	769.603	1.325.720	606.132
2015	11.740.749	1.100.419	2.750.944	93,22	93,22	43,68	2,13	5.501.707	515.656	1.289.091	611.068
2016	11.760.979	588.412	2.718.847	96,60	96,60	43,68	2,21	5.318.420	266.085	1.229.487	616.073
2017 (p)	12.857.366	613.886	3.072.050	99,32	99,32	43,68	2,27	5.654.616	269.985	1.351.075	621.148
2018 (p)	13.931.813	767.858	3.109.618	101,58	101,58	43,68	2,33	5.991.062	330.200	1.337.221	626.318
2019 (p)	14.198.126	655.602	2.952.756	103,45	103,45	43,68	2,37	5.995.315	276.835	1.246.834	631.608

(p) Datos preliminares

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE) y la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE)

**Nota:** Los datos reales han sido deflactados con relación al IPC del año 2000 (año base)

## ANEXO 5: Datos utilizados en el modelo econométrico

### Departamento de Santa Cruz

Gestión	NOMINAL			DEFLACTACIÓN				REAL			
	Miles de Bolivianos			IPC	ipc(f)	ipc(i)	Coeficiente deflactor	Miles de Bolivianos			
	PIB	Renta Petrolera	FBK					PIB real	Renta real	FBK real	Población
2000	15.584.128	150.227	2.209.541	43,68	43,68	43,68	1,00	15.584.128	150.227	2.209.541	2.004.753
2001	16.517.477	172.089	1.805.348	44,38	44,38	43,68	1,02	16.258.022	169.386	1.776.990	2.069.673
2002	17.187.037	176.085	2.164.419	44,79	44,79	43,68	1,03	16.762.392	171.734	2.110.942	2.134.593
2003	18.793.975	195.289	1.935.556	46,28	46,28	43,68	1,06	17.737.485	184.311	1.826.750	2.199.512
2004	20.927.752	216.758	2.031.818	48,34	48,34	43,68	1,11	18.912.220	195.882	1.836.136	2.264.432
2005	22.756.303	356.916	2.525.432	50,95	50,95	43,68	1,17	19.511.452	306.023	2.165.327	2.329.352
2006	26.692.974	775.428	3.344.764	53,13	53,13	43,68	1,22	21.947.355	637.568	2.750.114	2.394.272
2007	29.067.156	853.533	4.281.260	57,75	57,75	43,68	1,32	21.985.751	645.593	3.238.250	2.459.191
2008	33.398.725	1.080.786	5.411.688	65,84	65,84	43,68	1,51	22.157.973	717.034	3.590.318	2.524.111
2009	33.114.415	925.145	5.261.793	68,04	68,04	43,68	1,56	21.258.169	593.907	3.377.867	2.589.031
2010	37.612.801	1.118.840	6.045.593	69,75	69,75	43,68	1,60	23.556.630	700.722	3.786.312	2.653.951
2011	44.973.581	1.562.977	8.411.276	76,64	76,64	43,68	1,75	25.633.147	890.835	4.794.092	2.718.870
2012	52.808.064	2.116.064	9.242.485	80,10	80,10	43,68	1,83	28.797.602	1.153.944	5.040.166	2.783.790
2013	59.546.724	2.500.648	10.980.961	84,70	84,70	43,68	1,94	30.710.601	1.289.683	5.663.316	2.857.499
2014	64.934.441	2.485.478	13.147.675	89,58	89,58	43,68	2,05	31.663.948	1.211.992	6.411.194	2.931.260
2015	65.019.661	1.667.447	13.527.876	93,22	93,22	43,68	2,13	30.468.171	781.365	6.339.154	3.004.951
2016	67.869.571	917.566	13.585.822	96,60	96,60	43,68	2,21	30.691.226	414.932	6.143.630	3.078.459
2017 (p)	74.418.220	1.152.757	15.587.440	99,32	99,32	43,68	2,27	32.728.825	506.978	6.855.291	3.151.676
2018 (p)	81.024.240	1.531.185	16.010.186	101,58	101,58	43,68	2,33	34.842.646	658.452	6.884.819	3.224.662
2019 (p)	83.585.740	1.268.640	15.415.674	103,45	103,45	43,68	2,37	35.294.996	535.697	6.509.437	3.297.483

(p) Datos preliminares

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE) y la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE)

**Nota:** Los datos reales han sido deflactados con relación al IPC del año 2000 (año base)

## ANEXO 6: Datos per cápita para modelo econométrico

### Departamento de Tarija

Gestión	Miles de Bolivianos				Miles de Bolivianos		
	PIB real	Renta real	FBK real	Población	PIB real	Renta real	FBK real
					per cápita	per cápita	per cápita
2000	2.730.287	48.397	438.191	397.578	6,867298995	0,121729573	1,102151024
2001	2.954.582	99.187	348.941	406.414	7,269882435	0,244054093	0,858585088
2002	3.470.214	142.571	410.649	415.250	8,356927152	0,343337748	0,988919928
2003	4.258.244	283.119	352.213	424.085	10,04101536	0,667599656	0,830524541
2004	5.475.199	447.571	351.038	432.921	12,64710883	1,033839892	0,810859256
2005	7.425.569	953.915	410.650	441.757	16,80917111	2,159365896	0,929583459
2006	8.891.183	1.405.175	517.561	450.593	19,73218181	3,118501619	1,148621927
2007	9.940.018	1.410.897	604.974	459.429	21,63559114	3,070979411	1,316795413
2008	9.813.086	1.634.127	666.064	468.265	20,95626622	3,489748326	1,422408252
2009	9.069.280	1.159.957	622.465	477.100	19,00918047	2,431265982	1,304684553
2010	9.772.919	1.474.154	693.270	485.936	20,11153526	3,033638175	1,426669356
2011	11.431.993	1.736.285	872.415	494.772	23,10557792	3,509262852	1,763266717
2012	13.795.485	2.228.641	911.803	503.608	27,39329995	4,425348684	1,810541135
2013	15.614.662	2.491.585	1.017.736	513.512	30,40758931	4,852048248	1,981912789
2014	15.217.838	2.355.944	1.144.899	523.459	29,07169043	4,500723075	2,187179894
2015	11.512.644	1.482.424	1.125.306	533.429	21,58233617	2,779046509	2,109570346
2016	8.514.771	755.554	1.084.464	543.405	15,66929086	1,390406787	1,995682778
2017 (p)	9.143.935	693.362	1.203.656	553.373	16,52399918	1,252974034	2,175126
2018 (p)	9.454.673	778.766	1.202.764	563.342	16,78318499	1,382403584	2,135051177
2019 (p)	8.851.175	633.292	1.131.791	573.331	15,43815876	1,104583565	1,974062104

(p) Datos preliminares

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE) y la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE)

## ANEXO 6: Datos per cápita para modelo econométrico

### Departamento de Chuquisaca

Gestión	Miles de Bolivianos				Miles de Bolivianos		
	PIB real	Renta real	FBK real	Población	PIB real	Renta real	FBK real
					per cápita	per cápita	per cápita
2000	2.756.188	33.690	607.727	551.401	4,99851832	0,06109891	1,102150703
2001	2.801.536	34.433	476.649	555.157	5,046385077	0,062023896	0,858584148
2002	2.880.916	23.231	552.719	558.912	5,154507329	0,041564683	0,988919544
2003	2.908.492	26.418	467.315	562.674	5,169053484	0,04695081	0,830525313
2004	3.117.863	31.374	459.283	566.415	5,504555847	0,055390482	0,810859529
2005	2.906.543	115.909	530.010	570.158	5,097785175	0,203292771	0,929584431
2006	3.452.687	337.157	659.197	573.902	6,016161296	0,587481835	1,148622936
2007	3.460.550	345.017	760.645	577.649	5,990748707	0,597277932	1,316794455
2008	3.705.524	388.463	826.983	581.396	6,373494142	0,668155612	1,422409167
2009	3.509.372	325.724	763.429	585.145	5,997439951	0,556655188	1,304683455
2010	3.860.520	350.383	840.160	588.896	6,555520839	0,594982815	1,426669565
2011	4.116.873	404.451	1.044.998	592.649	6,946561962	0,682446102	1,763266284
2012	4.617.330	620.043	1.079.933	596.470	7,741093433	1,039520848	1,810540346
2013	5.293.456	772.015	1.191.659	601.267	8,8038359	1,283980328	1,981913193
2014	5.527.138	769.603	1.325.720	606.132	9,118703517	1,26969538	2,18718035
2015	5.501.707	515.656	1.289.091	611.068	9,003428424	0,843860258	2,109570457
2016	5.318.420	266.085	1.229.487	616.073	8,632775661	0,431904985	1,995683953
2017 (p)	5.654.616	269.985	1.351.075	621.148	9,103492243	0,434654865	2,175125735
2018 (p)	5.991.062	330.200	1.337.221	626.318	9,565527416	0,527208223	2,135051204
2019 (p)	5.995.315	276.835	1.246.834	631.608	9,492145445	0,438301921	1,974063026

(p) Datos preliminares

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE) y la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE)

## ANEXO 6: Datos per cápita para modelo econométrico

### Departamento de Santa Cruz

Gestión	Miles de Bolivianos				Miles de Bolivianos		
	PIB real	Renta real	FBK real	Población	PIB real	Renta real	FBK real
					per cápita	per cápita	per cápita
2000	15.584.128	150.227	2.209.541	2.004.753	7,773590063	0,074935416	1,102151238
2001	16.258.022	169.386	1.776.990	2.069.673	7,855357827	0,081841914	0,858584907
2002	16.762.392	171.734	2.110.942	2.134.593	7,852734456	0,080452808	0,988920136
2003	17.737.485	184.311	1.826.750	2.199.512	8,064281986	0,083796315	0,830525135
2004	18.912.220	195.882	1.836.136	2.264.432	8,351860422	0,086503812	0,810859412
2005	19.511.452	306.023	2.165.327	2.329.352	8,376343292	0,131376881	0,929583421
2006	21.947.355	637.568	2.750.114	2.394.272	9,16660889	0,266288876	1,148622212
2007	21.985.751	645.593	3.238.250	2.459.191	8,940237257	0,262522512	1,316794832
2008	22.157.973	717.034	3.590.318	2.524.111	8,778525588	0,284073878	1,422408919
2009	21.258.169	593.907	3.377.867	2.589.031	8,210859198	0,229393545	1,304683876
2010	23.556.630	700.722	3.786.312	2.653.951	8,876060636	0,264029743	1,426669897
2011	25.633.147	890.835	4.794.092	2.718.870	9,427867827	0,327648987	1,763266357
2012	28.797.602	1.153.944	5.040.166	2.783.790	10,34474655	0,414522647	1,810541025
2013	30.710.601	1.289.683	5.663.316	2.857.499	10,74737069	0,451332791	1,981913554
2014	31.663.948	1.211.992	6.411.194	2.931.260	10,80216289	0,41347134	2,187180257
2015	30.468.171	781.365	6.339.154	3.004.951	10,13932374	0,260025871	2,10956984
2016	30.691.226	414.932	6.143.630	3.078.459	9,969671839	0,134785618	1,995683555
2017 (p)	32.728.825	506.978	6.855.291	3.151.676	10,38457792	0,160859809	2,175125552
2018 (p)	34.842.646	658.452	6.884.819	3.224.662	10,80505368	0,204192563	2,135051364
2019 (p)	35.294.996	535.697	6.509.437	3.297.483	10,70361727	0,162456334	1,974062338

(p) Datos preliminares

**Fuente:** Elaboración propia en base a datos del Instituto Nacional de Estadística (INE) y la Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE)



**ANEXO 7: Datos en Logaritmos Naturales para el modelo econométrico**

**Departamento de Tarija**

<b>Gestión</b>	<b>LN<sub>Y</sub></b>	<b>LN<sub>FBK</sub></b>	<b>LN<sub>R<sub>P</sub></sub></b>
2000	1,92677087	0,09726375	-2,1059533
2001	1,98374012	-0,1524695	-1,4103654
2002	2,123090794	-0,0111419	-1,0690406
2003	2,306678241	-0,1856978	-0,4040666
2004	2,537428638	-0,2096608	0,03327992
2005	2,821924637	-0,0730187	0,76981461
2006	2,982250897	0,1385629	1,13735264
2007	3,074339697	0,27520107	1,12199654
2008	3,042437705	0,35235139	1,24982962
2009	2,944922045	0,26596129	0,8884121
2010	3,001293544	0,35534261	1,10976262
2011	3,140074057	0,56716818	1,255406
2012	3,310298456	0,59362577	1,48734907
2013	3,414692226	0,68406243	1,57940093
2014	3,369764863	0,78261299	1,50423807
2015	3,07187521	0,7464843	1,02210789
2016	2,751702801	0,69098624	0,32959636
2017	2,80481382	0,77708659	0,22551995
2018	2,820377492	0,75849062	0,32382371
2019	2,736842286	0,6800934	0,0994684

**Nota:** La información obtenida del INE y UDAPE ha sido expresada en Logaritmos Naturales para su utilización en el modelo econométrico planteado

**ANEXO 7: Datos en Logaritmos Naturales para el modelo econométrico**  
**Departamento de Chuquisaca**

<b>Gestión</b>	<b>LN<sub>Y</sub></b>	<b>LN<sub>FBK</sub></b>	<b>LN<sub>RNP</sub></b>
2000	1,609141533	0,0972635	-2,7952613
2001	1,618672161	-0,1524706	-2,7802355
2002	1,639871541	-0,0111423	-3,1805044
2003	1,642689593	-0,1856969	-3,0586548
2004	1,705576085	-0,2096604	-2,8933475
2005	1,628806166	-0,0730176	-1,5931081
2006	1,794449397	0,1385638	-0,53191
2007	1,790216397	0,2752003	-0,5153727
2008	1,85214785	0,352352	-0,4032342
2009	1,791332703	0,2659604	-0,5858093
2010	1,880307571	0,3553428	-0,5192228
2011	1,938246855	0,5671679	-0,3820717
2012	2,046542948	0,5936253	0,0387599
2013	2,175187524	0,6840626	0,2499649
2014	2,210327636	0,7826132	0,238777
2015	2,197605441	0,7464844	-0,1697684
2016	2,155566083	0,6909868	-0,8395497
2017	2,208658103	0,7770865	-0,833203
2018	2,258165742	0,7584906	-0,6401597
2019	2,250464661	0,6800939	-0,8248473

**Nota:** La información obtenida del INE y UDAPE ha sido expresada en Logaritmos Naturales para su utilización en el modelo econométrico planteado

**ANEXO 7: Datos en Logaritmos Naturales para el modelo econométrico**  
**Departamento de Santa Cruz**

<b>Gestión</b>	<b>LN<sub>Y</sub></b>	<b>LN<sub>FBK</sub></b>	<b>LN<sub>RNP</sub></b>
2000	2,050732099	0,09726394	-2,59112866
2001	2,061195825	-0,1524697	-2,50296577
2002	2,060861809	-0,0111417	-2,5200845
2003	2,087444679	-0,18569709	-2,47936625
2004	2,122484319	-0,20966059	-2,4475668
2005	2,125411458	-0,07301873	-2,02968513
2006	2,215567413	0,13856315	-1,32317356
2007	2,190562128	0,27520063	-1,33741844
2008	2,172308465	0,35235186	-1,25852094
2009	2,105457571	0,26596077	-1,47231621
2010	2,183357837	0,35534299	-1,33169352
2011	2,243669966	0,56716797	-1,11581241
2012	2,336478811	0,59362571	-0,88062767
2013	2,374661138	0,68406282	-0,79555032
2014	2,379746382	0,78261316	-0,88316708
2015	2,316421304	0,74648406	-1,34697415
2016	2,299547669	0,69098663	-2,00406978
2017	2,340321813	0,77708639	-1,82722204
2018	2,380013958	0,7584907	-1,58869179
2019	2,370581747	0,68009352	-1,81734603

**Nota:** La información obtenida del INE y UDAPE ha sido expresada en Logaritmos Neperianos para su utilización en el modelo econométrico planteado

**ANEXO 8: PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(Y) – TARIJA**

Null Hypothesis: LNY has a unit root  
 Exogenous: Constant, Linear Trend  
 Lag Length: 2 (Automatic - based on SIC, maxlag=2)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-0.594388	0.9653
Test critical values:		
1% level	-4.616209	
5% level	-3.710482	
10% level	-3.297799	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.  
 Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations  
 and may not be accurate for a sample size of 17

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(LNY)  
 Method: Least Squares  
 Date: 07/31/22 Time: 13:22  
 Sample (adjusted): 4 20  
 Included observations: 17 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LNY(-1)	-0.065478	0.110160	-0.594388	0.5633
D(LNY(-1))	0.711386	0.215253	3.304880	0.0063
D(LNY(-2))	-0.555361	0.264802	-2.097271	0.0578
C	0.385405	0.255363	1.509244	0.1571
@TREND("1")	-0.014991	0.009455	-1.585468	0.1388
R-squared	0.728832	Mean dependent var		0.036103
Adjusted R-squared	0.638442	S.D. dependent var		0.168831
S.E. of regression	0.101517	Akaike info criterion		-1.497243
Sum squared resid	0.123670	Schwarz criterion		-1.252180
Log likelihood	17.72656	Hannan-Quinn criter.		-1.472883
F-statistic	8.063238	Durbin-Watson stat		2.278270
Prob(F-statistic)	0.002136			

### ANEXO 8: PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(Y) – CHUQUISACA

Null Hypothesis: LNY has a unit root  
 Exogenous: Constant, Linear Trend  
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=2)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-2.548128	0.3043
Test critical values:		
1% level	-4.532598	
5% level	-3.673616	
10% level	-3.277364	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations  
 and may not be accurate for a sample size of 19

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(LNY)  
 Method: Least Squares  
 Date: 08/01/22 Time: 22:24  
 Sample (adjusted): 2 20  
 Included observations: 19 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LNY(-1)	-0.554567	0.217637	-2.548128	0.0215
C	0.858560	0.326199	2.632015	0.0181
@TREND("1")	0.023014	0.009202	2.501058	0.0236
R-squared	0.289376	Mean dependent var		0.033754
Adjusted R-squared	0.200548	S.D. dependent var		0.063150
S.E. of regression	0.056464	Akaike info criterion		-2.766492
Sum squared resid	0.051011	Schwarz criterion		-2.617370
Log likelihood	29.28168	Hannan-Quinn criter.		-2.741255
F-statistic	3.257716	Durbin-Watson stat		2.022808
Prob(F-statistic)	0.065031			

**ANEXO 8: PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(Y) – SANTA CRUZ**

Null Hypothesis: LNY has a unit root  
 Exogenous: Constant, Linear Trend  
 Lag Length: 1 (Automatic - based on SIC, maxlag=1)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-3.054991	0.1456
Test critical values:		
1% level	-4.571559	
5% level	-3.690814	
10% level	-3.286909	

\*Mackinnon (1996) one-sided p-values.

Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations  
 and may not be accurate for a sample size of 18

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(LNY)  
 Method: Least Squares  
 Date: 08/02/22 Time: 22:51  
 Sample (adjusted): 3 20  
 Included observations: 18 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LNY(-1)	-0.707099	0.231457	-3.054991	0.0086
D(LNY(-1))	0.493407	0.236547	2.085875	0.0558
C	1.440516	0.465319	3.095760	0.0079
@TREND("1")	0.013219	0.004857	2.721765	0.0165
R-squared	0.413983	Mean dependent var		0.017188
Adjusted R-squared	0.288408	S.D. dependent var		0.047033
S.E. of regression	0.039675	Akaike info criterion		-3.423051
Sum squared resid	0.022038	Schwarz criterion		-3.225191
Log likelihood	34.80746	Hannan-Quinn criter.		-3.395769
F-statistic	3.296703	Durbin-Watson stat		2.414380
Prob(F-statistic)	0.051948			

## ANEXO 9: PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(FBK) – TARIJA

Null Hypothesis: LNFBK has a unit root  
 Exogenous: Constant, Linear Trend  
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=2)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-2.614909	0.2781
Test critical values:		
1% level	-4.532598	
5% level	-3.673616	
10% level	-3.277364	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations  
 and may not be accurate for a sample size of 19

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(LNFBK)  
 Method: Least Squares  
 Date: 07/31/22 Time: 13:28  
 Sample (adjusted): 2 20  
 Included observations: 19 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LNFBK(-1)	-0.528170	0.201984	-2.614909	0.0188
C	-0.114710	0.073680	-1.556867	0.1391
@TREND("1")	0.032477	0.012856	2.526174	0.0225
R-squared	0.301200	Mean dependent var		0.030675
Adjusted R-squared	0.213850	S.D. dependent var		0.124893
S.E. of regression	0.110737	Akaike info criterion		-1.419384
Sum squared resid	0.196202	Schwarz criterion		-1.270262
Log likelihood	16.48415	Hannan-Quinn criter.		-1.394147
F-statistic	3.448200	Durbin-Watson stat		1.343784
Prob(F-statistic)	0.056862			

**ANEXO 9: PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(FBK) – CHUQUISACA**

Null Hypothesis: LNFBK has a unit root  
 Exogenous: Constant, Linear Trend  
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=2)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-2.614917	0.2781
Test critical values:		
1% level	-4.532598	
5% level	-3.673616	
10% level	-3.277364	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 19

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(LNFBK)  
 Method: Least Squares  
 Date: 08/08/22 Time: 23:33  
 Sample (adjusted): 2 20  
 Included observations: 19 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LNFBK(-1)	-0.528173	0.201984	-2.614917	0.0188
C	-0.114710	0.073680	-1.556873	0.1391
@TREND("1")	0.032478	0.012856	2.526182	0.0225
R-squared	0.301201	Mean dependent var		0.030675
Adjusted R-squared	0.213852	S.D. dependent var		0.124893
S.E. of regression	0.110737	Akaike info criterion		-1.419386
Sum squared resid	0.196202	Schwarz criterion		-1.270264
Log likelihood	16.48416	Hannan-Quinn criter.		-1.394148
F-statistic	3.448220	Durbin-Watson stat		1.343785
Prob(F-statistic)	0.056861			



**ANEXO 9: PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(FBK) – SANTA CRUZ**

Null Hypothesis: LNFBK has a unit root  
 Exogenous: Constant, Linear Trend  
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=2)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-2.614912	0.2781
Test critical values:		
1% level	-4.532598	
5% level	-3.673616	
10% level	-3.277364	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.  
 Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations  
 and may not be accurate for a sample size of 19

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(LNFBK)  
 Method: Least Squares  
 Date: 08/08/22 Time: 23:55  
 Sample (adjusted): 2 20  
 Included observations: 19 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LNFBK(-1)	-0.528171	0.201984	-2.614912	0.0188
C	-0.114710	0.073680	-1.556868	0.1391
@TREND("1")	0.032477	0.012856	2.526177	0.0225
R-squared	0.301201	Mean dependent var		0.030675
Adjusted R-squared	0.213851	S.D. dependent var		0.124893
S.E. of regression	0.110737	Akaike info criterion		-1.419384
Sum squared resid	0.196202	Schwarz criterion		-1.270262
Log likelihood	16.48415	Hannan-Quinn criter.		-1.394147
F-statistic	3.448206	Durbin-Watson stat		1.343784
Prob(F-statistic)	0.056862			

**ANEXO 10: PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(RP) – TARIJA**

Null Hypothesis: LNRP has a unit root  
 Exogenous: Constant, Linear Trend  
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=2)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-1.548328	0.7749
Test critical values:		
1% level	-4.532598	
5% level	-3.673616	
10% level	-3.277364	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.  
 Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations  
 and may not be accurate for a sample size of 19

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(LNRP)  
 Method: Least Squares  
 Date: 07/31/22 Time: 13:33  
 Sample (adjusted): 2 20  
 Included observations: 19 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LNRP(-1)	-0.112728	0.072806	-1.548328	0.1411
C	0.553572	0.132478	4.178607	0.0007
@TREND("1")	-0.038381	0.013639	-2.813990	0.0125
R-squared	0.608386	Mean dependent var		0.116075
Adjusted R-squared	0.559435	S.D. dependent var		0.388985
S.E. of regression	0.258189	Akaike info criterion		0.273688
Sum squared resid	1.066584	Schwarz criterion		0.422810
Log likelihood	0.399960	Hannan-Quinn criter.		0.298926
F-statistic	12.42830	Durbin-Watson stat		1.644312
Prob(F-statistic)	0.000553			

**ANEXO 10: PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(RP) – CHUQUISACA**

Null Hypothesis: LNRP has a unit root  
 Exogenous: Constant, Linear Trend  
 Lag Length: 1 (Automatic - based on SIC, maxlag=2)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-1.687027	0.7146
Test critical values:		
1% level	-4.571559	
5% level	-3.690814	
10% level	-3.286909	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations and may not be accurate for a sample size of 18

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(LNRP)  
 Method: Least Squares  
 Date: 08/01/22 Time: 22:44  
 Sample (adjusted): 3 20  
 Included observations: 18 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LNRP(-1)	-0.232237	0.137661	-1.687027	0.1137
D(LNRP(-1))	0.549811	0.238304	2.307183	0.0368
C	-0.396015	0.467498	-0.847093	0.4112
@TREND("1")	0.019185	0.030926	0.620333	0.5450
R-squared	0.387881	Mean dependent var		0.108633
Adjusted R-squared	0.256713	S.D. dependent var		0.471850
S.E. of regression	0.406801	Akaike info criterion		1.232147
Sum squared resid	2.316824	Schwarz criterion		1.430007
Log likelihood	-7.089322	Hannan-Quinn criter.		1.259429
F-statistic	2.957124	Durbin-Watson stat		1.791279
Prob(F-statistic)	0.068778			

**ANEXO 10: PRUEBA DE (ADF) EN NIVELES DE LN(RP) – SANTA CRUZ**

Null Hypothesis: LNRP has a unit root  
 Exogenous: Constant, Linear Trend  
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=2)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-0.878096	0.9379
Test critical values:		
1% level	-4.532598	
5% level	-3.673616	
10% level	-3.277364	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.  
 Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations  
 and may not be accurate for a sample size of 19

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(LNRP)  
 Method: Least Squares  
 Date: 08/02/22 Time: 23:07  
 Sample (adjusted): 2 20  
 Included observations: 19 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LNRP(-1)	-0.127442	0.145135	-0.878096	0.3929
C	-0.075230	0.369851	-0.203407	0.8414
@TREND("1")	-0.009691	0.015816	-0.612756	0.5486
R-squared	0.159924	Mean dependent var		0.040725
Adjusted R-squared	0.054914	S.D. dependent var		0.300841
S.E. of regression	0.292464	Akaike info criterion		0.522990
Sum squared resid	1.368564	Schwarz criterion		0.672111
Log likelihood	-1.968400	Hannan-Quinn criter.		0.548227
F-statistic	1.522943	Durbin-Watson stat		1.386908
Prob(F-statistic)	0.248056			

**ANEXO 11: PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS  
DE LN(Y) – TARIJA**

Null Hypothesis: D(LNY) has a unit root  
Exogenous: Constant, Linear Trend  
Lag Length: 1 (Automatic - based on SIC, maxlag=2)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-4.248597	0.0194
Test critical values:		
1% level	-4.616209	
5% level	-3.710482	
10% level	-3.297799	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.  
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations  
and may not be accurate for a sample size of 17

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
Dependent Variable: D(LNY,2)  
Method: Least Squares  
Date: 07/31/22 Time: 13:25  
Sample (adjusted): 4 20  
Included observations: 17 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LNY(-1))	-0.923961	0.217474	-4.248597	0.0009
D(LNY(-1),2)	0.650816	0.205243	3.170950	0.0074
C	0.242360	0.083248	2.911286	0.0121
@TREND("1")	-0.018947	0.006548	-2.893606	0.0126
R-squared	0.598453	Mean dependent var		-0.013111
Adjusted R-squared	0.505788	S.D. dependent var		0.140768
S.E. of regression	0.098960	Akaike info criterion		-1.585873
Sum squared resid	0.127311	Schwarz criterion		-1.389823
Log likelihood	17.47992	Hannan-Quinn criter.		-1.566386
F-statistic	6.458251	Durbin-Watson stat		2.416554
Prob(F-statistic)	0.006515			

**ANEXO 11: PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS  
DE LN(Y) – CHUQUISACA**

Null Hypothesis: D(LNY) has a unit root  
 Exogenous: Constant, Linear Trend  
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=2)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-5.137224	0.0035
Test critical values: 1% level	-4.571559	
5% level	-3.690814	
10% level	-3.286909	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations  
 and may not be accurate for a sample size of 18

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(LNY,2)  
 Method: Least Squares  
 Date: 08/01/22 Time: 22:30  
 Sample (adjusted): 3 20  
 Included observations: 18 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LNY(-1))	-1.288966	0.250907	-5.137224	0.0001
C	0.042395	0.035605	1.190693	0.2523
@TREND("1")	0.000298	0.003015	0.098682	0.9227
R-squared	0.639210	Mean dependent var		-0.000957
Adjusted R-squared	0.591105	S.D. dependent var		0.103246
S.E. of regression	0.066021	Akaike info criterion		-2.446689
Sum squared resid	0.065381	Schwarz criterion		-2.298294
Log likelihood	25.02020	Hannan-Quinn criter.		-2.426228
F-statistic	13.28771	Durbin-Watson stat		1.878019
Prob(F-statistic)	0.000478			

**ANEXO 11: PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS  
DE LN(Y) – SANTA CRUZ**

Null Hypothesis: D(LNY) has a unit root  
 Exogenous: Constant, Linear Trend  
 Lag Length: 2 (Automatic - based on SIC, maxlag=2)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-4.236577	0.0211
Test critical values:		
1% level	-4.667883	
5% level	-3.733200	
10% level	-3.310349	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.  
 Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations  
 and may not be accurate for a sample size of 16

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(LNY,2)  
 Method: Least Squares  
 Date: 08/02/22 Time: 22:56  
 Sample (adjusted): 5 20  
 Included observations: 16 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LNY(-1))	-1.586951	0.374583	-4.236577	0.0014
D(LNY(-1),2)	0.675513	0.304902	2.215507	0.0487
D(LNY(-2),2)	0.654926	0.234871	2.788456	0.0176
C	0.045641	0.030869	1.478533	0.1673
@TREND("1")	-0.001667	0.002380	-0.700285	0.4983
R-squared	0.670110	Mean dependent var		-0.002251
Adjusted R-squared	0.550151	S.D. dependent var		0.064948
S.E. of regression	0.043561	Akaike info criterion		-3.179005
Sum squared resid	0.020873	Schwarz criterion		-2.937571
Log likelihood	30.43204	Hannan-Quinn criter.		-3.166642
F-statistic	5.586123	Durbin-Watson stat		2.017903
Prob(F-statistic)	0.010515			

**ANEXO 12: PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS  
DE LN(FBK) – TARIJA**

Null Hypothesis: D(LNFBK) has a unit root  
 Exogenous: Constant, Linear Trend  
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=1)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-4.547496	0.0105
Test critical values:		
1% level	-4.571559	
5% level	-3.690814	
10% level	-3.286909	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.  
 Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations  
 and may not be accurate for a sample size of 18

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(LNFBK,2)  
 Method: Least Squares  
 Date: 07/31/22 Time: 13:31  
 Sample (adjusted): 3 20  
 Included observations: 18 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LNFBK(-1))	-0.997314	0.219311	-4.547496	0.0004
C	0.090108	0.059776	1.507418	0.1525
@TREND("1")	-0.004186	0.005160	-0.811236	0.4299
R-squared	0.604415	Mean dependent var		0.009519
Adjusted R-squared	0.551671	S.D. dependent var		0.167785
S.E. of regression	0.112344	Akaike info criterion		-1.383486
Sum squared resid	0.189318	Schwarz criterion		-1.235091
Log likelihood	15.45137	Hannan-Quinn criter.		-1.363024
F-statistic	11.45928	Durbin-Watson stat		1.725613
Prob(F-statistic)	0.000953			



**ANEXO 12: PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS  
DE LN(FBK) – CHUQUISACA**

Null Hypothesis: D(LNFBK) has a unit root  
Exogenous: Constant, Linear Trend  
Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=1)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-4.547516	0.0105
Test critical values:		
1% level	-4.571559	
5% level	-3.690814	
10% level	-3.286909	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations  
and may not be accurate for a sample size of 18

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
Dependent Variable: D(LNFBK,2)  
Method: Least Squares  
Date: 08/01/22 Time: 22:37  
Sample (adjusted): 3 20  
Included observations: 18 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LNFBK(-1))	-0.997317	0.219310	-4.547516	0.0004
C	0.090108	0.059776	1.507424	0.1525
@TREND("1")	-0.004186	0.005160	-0.811238	0.4299
R-squared	0.604417	Mean dependent var		0.009519
Adjusted R-squared	0.551673	S.D. dependent var		0.167785
S.E. of regression	0.112344	Akaike info criterion		-1.383488
Sum squared resid	0.189318	Schwarz criterion		-1.235093
Log likelihood	15.45140	Hannan-Quinn criter.		-1.363027
F-statistic	11.45938	Durbin-Watson stat		1.725613
Prob(F-statistic)	0.000953			

**ANEXO 12: PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS  
DE LN(FBK) – SANTA CRUZ**

Null Hypothesis: D(LNFBK) has a unit root  
 Exogenous: Constant, Linear Trend  
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=1)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-4.547502	0.0105
Test critical values:		
1% level	-4.571559	
5% level	-3.690814	
10% level	-3.286909	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations  
 and may not be accurate for a sample size of 18

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(LNFBK,2)  
 Method: Least Squares  
 Date: 08/02/22 Time: 23:03  
 Sample (adjusted): 3 20  
 Included observations: 18 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LNFBK(-1))	-0.997315	0.219311	-4.547502	0.0004
C	0.090108	0.059776	1.507420	0.1525
@TREND("1")	-0.004186	0.005160	-0.811236	0.4299
R-squared	0.604416	Mean dependent var		0.009519
Adjusted R-squared	0.551672	S.D. dependent var		0.167785
S.E. of regression	0.112344	Akaike info criterion		-1.383487
Sum squared resid	0.189318	Schwarz criterion		-1.235091
Log likelihood	15.45138	Hannan-Quinn criter.		-1.363025
F-statistic	11.45931	Durbin-Watson stat		1.725612
Prob(F-statistic)	0.000953			

**ANEXO 13: PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS  
DE LN(RP) – TARIJA**

Null Hypothesis: D(LNRP) has a unit root  
 Exogenous: Constant, Linear Trend  
 Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=2)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-5.216229	0.0034
Test critical values:		
1% level	-4.616209	
5% level	-3.710482	
10% level	-3.297799	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.  
 Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations  
 and may not be accurate for a sample size of 17

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(LNRP,3)  
 Method: Least Squares  
 Date: 07/31/22 Time: 14:54  
 Sample (adjusted): 4 20  
 Included observations: 17 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LNRP(-1),2)	-1.329933	0.254961	-5.216229	0.0001
C	-0.074487	0.210074	-0.354574	0.7282
@TREND("1")	0.002693	0.017356	0.155144	0.8789
R-squared	0.664738	Mean dependent var		0.001859
Adjusted R-squared	0.616844	S.D. dependent var		0.558137
S.E. of regression	0.345484	Akaike info criterion		0.871047
Sum squared resid	1.671033	Schwarz criterion		1.018085
Log likelihood	-4.403900	Hannan-Quinn criter.		0.885663
F-statistic	13.87920	Durbin-Watson stat		1.887807
Prob(F-statistic)	0.000476			

**ANEXO 13: PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS  
DE LN(RP) – CHUQUISACA**

Null Hypothesis: D(LNRP) has a unit root  
Exogenous: Constant, Linear Trend  
Lag Length: 2 (Automatic - based on SIC, maxlag=2)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-3.949370	0.0347
Test critical values:		
1% level	-4.667883	
5% level	-3.733200	
10% level	-3.310349	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.  
Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations  
and may not be accurate for a sample size of 16

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
Dependent Variable: D(LNRP,2)  
Method: Least Squares  
Date: 08/01/22 Time: 22:48  
Sample (adjusted): 5 20  
Included observations: 16 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LNRP(-1))	-1.334291	0.337849	-3.949370	0.0023
D(LNRP(-1),2)	0.556409	0.239539	2.322834	0.0404
D(LNRP(-2),2)	0.399413	0.238111	1.677420	0.1216
C	0.933312	0.323279	2.887020	0.0148
@TREND("1")	-0.066177	0.024273	-2.726385	0.0197
R-squared	0.607818	Mean dependent var		-0.019159
Adjusted R-squared	0.465207	S.D. dependent var		0.491955
S.E. of regression	0.359765	Akaike info criterion		1.043573
Sum squared resid	1.423737	Schwarz criterion		1.285007
Log likelihood	-3.348588	Hannan-Quinn criter.		1.055937
F-statistic	4.262055	Durbin-Watson stat		2.419889
Prob(F-statistic)	0.025233			

**ANEXO 13: PRUEBA DE RAÍZ UNITARIA EN PRIMERAS DIFERENCIAS  
DE LN(RP) – SANTA CRUZ**

Null Hypothesis: D(LNRP) has a unit root  
 Exogenous: Constant, Linear Trend  
 Lag Length: 3 (Automatic - based on SIC, maxlag=4)

	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-4.005001	0.0334
Test critical values:		
1% level	-4.728363	
5% level	-3.759743	
10% level	-3.324976	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.  
 Warning: Probabilities and critical values calculated for 20 observations  
 and may not be accurate for a sample size of 15

Augmented Dickey-Fuller Test Equation  
 Dependent Variable: D(LNRP,2)  
 Method: Least Squares  
 Date: 08/02/22 Time: 23:11  
 Sample (adjusted): 6 20  
 Included observations: 15 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LNRP(-1))	-2.380856	0.594471	-4.005001	0.0031
D(LNRP(-1),2)	1.284083	0.422033	3.042614	0.0140
D(LNRP(-2),2)	0.817608	0.362875	2.253142	0.0507
D(LNRP(-3),2)	0.396410	0.346180	1.145099	0.2817
C	1.076960	0.295470	3.644906	0.0054
@TREND("1")	-0.080064	0.021788	-3.674738	0.0051
R-squared	0.752030	Mean dependent var		-0.017364
Adjusted R-squared	0.614268	S.D. dependent var		0.389330
S.E. of regression	0.241802	Akaike info criterion		0.287782
Sum squared resid	0.526216	Schwarz criterion		0.571003
Log likelihood	3.841632	Hannan-Quinn criter.		0.284766
F-statistic	5.458931	Durbin-Watson stat		2.463791
Prob(F-statistic)	0.013876			