

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y FINANCIERAS  
CARRERA DE ECONOMÍA



TESIS DE GRADO

**“LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE CAMPOS  
PETROLEROS Y EL CRECIMIENTO ECONÓMICO DE  
BOLIVIA EN EL PERIODO 1985-2019”**

POSTULANTE: Milton Rodrigo Yujra Huanca  
TUTOR: Lic. M. Sc. Javier Fernández Vargas  
RELATOR: Lic. M. Sc. Danny Ronald Roca Jiménez

LA PAZ - BOLIVIA

2023

## **DEDICATORIA**

*Dedico esta tesis de grado con todo mi amor a Dios quien me regalo la vida y me ayuda a superar todas las dificultades que se presentan en la vida.*

## **AGRADECIMIENTO**

*En la presente tesis de grado, se requirió del esfuerzo y dedicación por parte del autor, sin embargo, no se habría culminado sin las colaboraciones de mi docente tutor Lic. M. Sc. Javier Fernández Vargas y docente relator Lic. M. Sc. Danny Ronald Roca Jiménez que, de manera desinteresada me han expresado su apoyo moral para la continuidad de este emprendimiento.*

## ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA .....	i
AGRADECIMIENTO .....	ii
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	iii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	ix
ÍNDICE DE TABLAS .....	xii
RESUMEN EJECUTIVO .....	xiii
CAPÍTULO I.....	1
MARCO REFERENCIAL METODOLÓGICO .....	1
1.1    Antecedentes .....	1
1.2    Delimitación del Tema .....	9
1.2.1    Delimitación Temporal.....	9
1.2.2    Delimitación General.....	9
1.2.3    Referencia Histórica de Datos.....	9
1.2.4    Restricción de Categorías y Variables Económicas .....	13
1.2.4.1    Identificación de Categorías Económicas .....	13
1.2.4.2    Identificación de Variables Económicas .....	13
1.2.4.2.1    Variable Dependiente.....	14
1.2.4.2.2    Variable Independiente .....	14
1.3    Planteamiento del Objeto de investigación.....	14
1.4    Pregunta de Investigación .....	14
1.5    Planteamiento del Problema .....	15

1.5.1	Problematización .....	15
1.5.2	Identificación del problema.....	16
1.6	Planteamientos de Objetivos .....	16
1.6.1	Objetivo general .....	16
1.6.2	Objetivos específicos .....	16
1.7	Planteamiento de la hipótesis .....	17
1.8	Aplicación Metodológica.....	17
1.8.1	Paradigma Positivista.....	17
1.8.2	Enfoque Cuantitativo – No Experimental.....	17
1.8.3	Método Hipotético-Deductivo.....	18
1.8.4	Tipo de Investigación .....	18
1.8.5	Fuente de Información .....	18
1.8.6	Técnica Observación Documental.....	19
1.8.7	Operacionalización de Variables .....	19
1.8.8	El modelado .....	20
1.9	Justificación .....	21
1.9.1	Justificación Social .....	21
1.9.2	Justificación Teórica .....	21
1.9.3	Justificación Práctica .....	21
1.9.4	Justificación Económica .....	22
CAPÍTULO II.....		23
MARCO CONCEPTUAL Y TEÓRICO .....		23
2.1	Marco Conceptual .....	23
2.1.1	Provincia Petrolera .....	23

2.1.2	Zona tradicional y no tradicional.....	23
2.1.3	Campo Petrolero.....	23
2.1.4	Gas Natural.....	23
2.1.5	Concesión y Contrato .....	24
2.1.5.1	Concesión .....	24
2.1.5.2	Contrato.....	24
2.1.6	Crecimiento Económico.....	24
2.1.7	Determinantes del Crecimiento Económico .....	25
2.2	Marco Teórico.....	25
2.2.1	El Agotamiento de los Recursos y el Crecimiento de la Población .....	25
2.2.2	Teoría de la Ventaja Absoluta de Adam Smith, Comparativa de David Ricardo y Competitiva de Michael Porter .....	26
2.2.3	De la Maldición a la Bendición de los Recursos Naturales .....	27
2.2.3.1	Recursos naturales y el crecimiento económico.....	28
2.2.4	Instituciones y los Recursos Naturales .....	29
2.2.5	Innovación y Crecimiento en Base a Recursos en América Latina.....	29
CAPÍTULO III .....		31
REFERENCIA DE POLÍTICAS, NORMAS E INSTITUCIONAL.....		31
3.1	La Constitución Política del Estado del 2 de febrero de 1967.....	31
3.2	Decreto Supremo N° 8956 del 17 de octubre de 1969 .....	32
3.3	Decreto Ley de hidrocarburos N° 10170 del 28 de marzo de 1972 .....	32
3.4	Decreto Supremo N° 21060 del 29 de agosto de 1985.....	34
3.5	Ley de Hidrocarburos N° 1194 del 01 de noviembre de 1990 .....	38
3.6	Ley de Privatización N° 1330 del 24 de abril de 1992.....	40

3.7	Ley de Capitalización N° 1544 del 21 de marzo de 1994 .....	42
3.8	Constitución Política del Estado del 06 de febrero de 1995 .....	43
3.9	Ley de Hidrocarburos N° 1689 del 30 abril de 1996.....	43
3.10	Ley de Hidrocarburos N° 1731 del 26 de junio de 1996 .....	47
3.11	Decreto Supremo N° 24806 del 04 de agosto de 1997.....	48
3.12	Ley de hidrocarburos N° 3058 del 17 de mayo de 2005 .....	49
3.13	Decreto Supremo N° 28701 del 01 de mayo de 2006 .....	52
3.14	Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia del 07 de febrero de 2009 .....	54
CAPÍTULO IV .....		56
FACTORES DETERMINANTES DEL TEMA.....		56
4.1	Producción de Gas Natural de Campos Petroleros.....	56
4.1.1	Campos Petroleros de Bolivia en el Periodo 1985 – 2019.....	61
4.1.1.1	Campo Colpa y Caranda .....	61
4.1.1.2	Campo Rio Grande .....	63
4.1.1.3	Campo Vuelta Grande.....	65
4.1.1.4	Campo La vertiente y San Roque .....	67
4.1.1.5	Campo Porvenir .....	69
4.1.1.6	Campo Víbora y Surubí .....	71
4.1.1.7	Campo San Alberto.....	72
4.1.1.8	Campo Sábalo.....	75
4.1.1.9	Campo Margarita / Huacaya.....	76
4.1.1.10	Campo Incahuasi.....	78
4.2	Crecimiento Económico en Bolivia .....	80

4.3	Ingresos por la Exportación de Gas Natural en Bolivia .....	83
4.3.1	Ingresos por la Exportación de Productos Tradicionales y No Tradicionales en Bolivia.....	83
4.3.2	Ingreso por la Exportación de Hidrocarburos en Bolivia .....	85
4.3.3	Producción de Gas Natural Exportado .....	86
4.3.4	Precios del Gas Natural Exportado.....	87
4.3.4.1	Precio de la primera exportación de gas natural a la Argentina .....	87
4.3.4.2	Determinación de precios de la primera exportación de gas natural al Brasil .....	88
4.3.4.3	Determinación de precios de la segunda exportación de gas natural a la Argentina.....	90
4.3.5	Inversión Ejecutada en el Upstream en Bolivia .....	91
4.3.6	Reservas de Gas Natural en Bolivia .....	94
4.4	Relación de la Producción de Gas Natural de Campos Petroleros y el Crecimiento Económico .....	96
4.4.1	Análisis de Raíz Unitaria de las Variables.....	97
4.4.2	Modelo de Vector Autoregresivo .....	97
4.4.2.1	Selección de rezago óptimo.....	97
4.4.3	Modelo VAR para el Crecimiento Económico y Producción de Gas Natural.....	99
4.4.4	Prueba de Normalidad de los Residuos del Modelo.....	100
4.4.5	Prueba de Autocorrelación.....	102
4.4.6	Prueba de Heterocedasticidad .....	102
4.4.7	Prueba de Estabilidad .....	103
4.4.8	Función Impulso Respuesta .....	104



4.4.9	Análisis de la Descomposición de Varianza .....	106
CAPÍTULO V .....		108
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....		108
5.1	Conclusiones y Recomendaciones .....	108
5.1.1	Conclusiones .....	108
5.1.2	Recomendaciones .....	110
BIBLIOGRAFÍA .....		112

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1</b> Bolivia: Producción de petróleo para el periodo 1925 – 1960.....	10
<b>Figura 2</b> Bolivia: Producción de gas natural 1952 – 1985.....	10
<b>Figura 3</b> Bolivia: Ingresos por la exportación de gas natural a la Argentina, periodo 1972 – 1985.....	11
<b>Figura 4</b> Bolivia: Tasa de crecimiento del PIB real para el periodo 1971 – 1985 (En %). .....	13
<b>Figura 5</b> Bolivia: Tasa de crecimiento del PIB real para el periodo 1985 – 2019 (En %). .....	15
<b>Figura 6</b> Bolivia: Producción de gas natural para el periodo 1985 – 2005, así como para el periodo 2006 – 2019.....	56
<b>Figura 7</b> Bolivia: Producción de gas natural de campos petroleros, periodo 1985 – 2019.....	58
<b>Figura 8</b> Bolivia: Producción de gas natural (en %) para el periodo 1985 – 2005, como también para el periodo 2006 – 2019.....	58
<b>Figura 9</b> Bolivia: Producción de gas natural por campos petroleros (en %), periodo 1985 – 2019.....	59
<b>Figura 10</b> Bolivia: Producción de gas natural por campos petroleros (en %) para el periodo 1985 – 2005 .....	60
<b>Figura 11</b> Bolivia: Producción de gas natural por campos petroleros (en %) para el periodo 2006 – 2019 .....	61

<b>Figura 12</b> Bolivia: Producción de gas natural de los campos Caranda y Colpa, periodo 1985 – 2019.....	63
<b>Figura 13</b> Bolivia: Producción de gas natural del campo Rio Grande, periodo 1985 – 2019.....	65
<b>Figura 14</b> Bolivia: Producción de gas natural del campo Vuelta Grande, periodo 1985 – 2019.....	67
<b>Figura 15</b> Bolivia: Producción de gas natural de los campos La Vertiente y San Roque, periodo 1985 – 2019 .....	69
<b>Figura 16</b> Bolivia: Producción de gas natural del campo Porvenir, periodo 1985 – 2019.....	70
<b>Figura 17</b> Bolivia: Producción de gas natural de los campos Víbora y Surubí, periodo 1985 – 2019.....	72
<b>Figura 18</b> Bolivia: Producción de gas natural del campo San Alberto, periodo 1985 – 2019.....	74
<b>Figura 19</b> Bolivia: Producción de gas natural del campo Sábalo, periodo 1985 – 2019.....	76
<b>Figura 20</b> Bolivia: Producción de gas natural del campo Margarita/Huacaya, periodo 1985 – 2019.....	78
<b>Figura 21</b> Bolivia: Producción de gas natural del campo Incahuasi, periodo 1985 – 2019.....	80
<b>Figura 22</b> Bolivia: Tasa de crecimiento del PIB real, periodo 1985 – 2019.....	82

<b>Figura 23</b> Bolivia: Ingresos por la Exportación de Productos Tradicionales y no Tradicionales, periodo 1985 – 2019 .....	83
<b>Figura 24</b> Bolivia: Ingresos por la exportación de productos tradicionales, periodo 1985 – 2019.....	84
<b>Figura 25</b> Bolivia: Ingresos por la exportación de hidrocarburos, periodo 1985 – 2019.....	85
<b>Figura 26</b> Bolivia: Producción de gas natural exportado para el periodo 1985 – 2019.....	86
<b>Figura 27</b> Bolivia: Precio del gas natural exportado para el periodo 1985 – 2019 .....	91
<b>Figura 28</b> Bolivia: Inversión ejecutada en el Upstream, periodo 1985 – 2019.....	92
<b>Figura 29</b> Bolivia: Inversión ejecutada en el Upstream en los periodos 1985 – 2005 y 2006 – 2019.....	93
<b>Figura 30</b> Bolivia: Reservas de gas natural en Bolivia. ....	95
<b>Figura 31</b> Bolivia: Relación producción de gas natural y crecimiento económico, periodo 1985 – 2019.....	96
<b>Figura 32</b> Residuos de las variables.....	98
<b>Figura 33</b> Raíces inversas del polinomio característico.....	104
<b>Figura 34</b> Función Impulso Respuesta.....	105

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1</b> Bolivia: Principales campos de petróleo descubiertos (1924 – 1985).....	8
<b>Tabla 2</b> Bolivia: Principales campos gasíferos descubiertos (1924 – 1985).....	8
<b>Tabla 3</b> Operacionalización de variables .....	20
<b>Tabla 4</b> Datos de los campos Caranda y Colpa .....	62
<b>Tabla 5</b> Datos del campo Rio Grande .....	64
<b>Tabla 6</b> Datos del campo Vuelta Grande .....	66
<b>Tabla 7</b> Datos de los campos La Vertiente y San Roque .....	68
<b>Tabla 8</b> Datos del campo Porvenir.....	70
<b>Tabla 9</b> Datos de los campos Víbora y Surubí .....	71
<b>Tabla 10</b> Datos del campo San Alberto.....	73
<b>Tabla 11</b> Datos del campo Sábalo.....	75
<b>Tabla 12</b> Datos del campo Margarita/Huacaya .....	77
<b>Tabla 13</b> Datos del campo Incahuasi .....	79
<b>Tabla 14</b> Criterio de la selección de rezagos .....	98
<b>Tabla 15</b> Estimación del modelo VAR .....	99
<b>Tabla 16</b> Prueba de Normalidad .....	101
<b>Tabla 17</b> Prueba de autocorrelación de Multiplicador de Lagrange .....	102
<b>Tabla 18</b> Prueba de heterocedasticidad de residuos.....	103
<b>Tabla 19</b> Descomposición de Varianza.....	106

## **RESUMEN EJECUTIVO**

Bolivia, es un país que se ha caracterizado por ser una economía dotada por la abundancia en recursos naturales. En este sentido, no cabe duda de que el sector hidrocarburífero en Bolivia fue y es uno de los más importantes en el qué hacer económico del país. Por ejemplo, no es posible comprender el elevado crecimiento económico de los últimos años sin revisar el desempeño de dicho sector.

Por lo indicado precedentemente, en la presente investigación se analiza la relación de la producción de gas natural y crecimiento económico.

En este sentido, se logró establecer que no se tiene indicios de enfermedad holandesa en el periodo 1985 – 2019 en Bolivia, por lo cual la producción de gas natural incidió positivamente en el crecimiento económico de Bolivia.

Asimismo, aplicando el modelo de VAR se tiene que, la producción de gas natural explica en un: 32,59% al crecimiento económico en el tercer periodo, 33,21% al crecimiento económico en el sexto periodo y 33,22% al crecimiento económico en el noveno periodo, en este sentido se debe tener eficientes negociaciones en los contratos de exportación, así como en los precios, con el fin de tener mayores ingresos de divisas por la exportación del gas natural producido.

## **CAPÍTULO I**

En el capítulo se hace énfasis a lo que es el antecedente, planteamiento del problema, los objetivos, planteamiento de la hipótesis, la metodología, tanto como la justificación para posteriormente ir desarrollando todo el trabajo de investigación.

## **CAPÍTULO II**

En el capítulo se desarrolla el marco conceptual, así como el marco teórico que ayudan a explicar la realidad económica y el tema de investigación.

## **CAPÍTULO III**

En el capítulo se desarrolla el marco legal, es decir, todo lo relacionado con las leyes, las Constituciones Políticas del Estado (CPE) y los Decretos Supremos (DS).

## **CAPÍTULO IV**

En el capítulo se desarrolla el estudio de la producción de gas natural de campos petroleros, el crecimiento económico, así como la relación de los mismos que se lo realiza mediante el modelo VAR.

## **CAPÍTULO V**

En el capítulo se desarrolla las conclusiones y recomendaciones.

## CAPÍTULO I

### MARCO REFERENCIAL METODOLÓGICO

#### 1.1 Antecedentes

La historia del petróleo se remonta a épocas antiguas, toda vez que la biblia misma menciona que en la época de los egipcios el aceite era utilizado con diferentes fines tales como linimento para curar ciertas dolencias del cuerpo humano o alumbrar las viviendas porque por entonces no se conocía la energía eléctrica.

En tiempos modernos, las necesidades de contar con esta materia se iban incrementando, no obstante, lamentablemente la fuente que da origen al aceite gradualmente se iba extinguiendo y esto constituía un peligro para la fauna marina. Entonces se empezó a buscar otras fuentes que dieron lugar al petróleo porque las necesidades de las poblaciones de entonces iban en aumento.

Por esos tiempos los pobladores de Estados Unidos (EEUU) en gran medida eran agricultores y requerían contar con bastante agua para regar sus cultivos porque la corriente de agua superficial no abastecía es por eso que se empezaron a perforar pozos someros con la finalidad de encontrar agua subterránea, en ese afán uno de los pozos localizó por primera vez un depósito de sal que igual servía para la población de aquel entonces. Se dice también que por entonces ya habrían encontrado petróleo perforando pozos a escasa profundidad, tal como en China, Rumania, etc. Una de las perforaciones realizadas aproximadamente en 1859 por un grupo de personas de diferente profesión



comandadas por un coronel llamado Edwin Drake<sup>1</sup> alcanzó un reservorio ubicado a 23 m de profundidad con una producción de 20 Bbl/día, en el estado de Pensilvania cerca de Titusville, este acontecimiento marca por primera vez la actividad del petróleo en forma decisiva. (Rodríguez, 1986, p. 3)

En Bolivia conforme una ley de 1900, se dispuso que los hidrocarburos fueran adquiridos y conservados conforme a las leyes de la minería<sup>2</sup>. En 1903 el geólogo Alemán Gustav Steinmann<sup>3</sup> visitó Bolivia y estudió las regiones de Mandiyuti y Machareti posteriormente en 1909 el industrial Lavadenz obtuvo concesiones<sup>4</sup> en la región de Aguaragüe para un consorcio denominado Farquardt.

Entre 1902 – 1920 se dan concesiones de 3,7 millones (MM) de hectáreas a particulares y también en 1920 se otorga 1 MM de hectáreas a la Richmond Levering Company, estas hectáreas se encontraban ubicadas en las ciudades de Chuquisaca, Tarija y Santa Cruz.

El 3 de marzo de 1921, luego de un año de haberse adjudicado la concesión, la empresa Richmond Levering Company traspasa dicha concesión a la empresa Standard Oil de Nueva Jersey por la suma de USD270.000,00. Por lo tanto, con la transferencia antes señalada más 2,15 millones de hectáreas adquiridas a particulares, la Standard Oil de Nueva Jersey llegó a tener 3,15 millones de hectáreas en Bolivia. (Velásquez et al, 2017, p. 99)

---

<sup>1</sup> Edwin Laurentine Drake (1819-1880) fue un perforador de petróleo de los Estados Unidos a quien se le atribuye popularmente el haber "descubierto" el petróleo.

<sup>2</sup> De acuerdo a Royuela (1996) entre los años 1899 y 1919 “muchos ciudadanos, amparados en la Ley de Minas, se hicieron otorgar concesiones a perpetuidad.”

<sup>3</sup> Gustav Steinmann (1856-1929) realizó los primeros estudios detallados de las formaciones devónicas bolivianas que sustentó el Gobierno alemán.

<sup>4</sup> Establece la propiedad de los hidrocarburos a la empresa que había realizado cualquier hallazgo.

La empresa Standard Oil de Nueva Jersey se instala en Bolivia obteniendo concesiones en la región sur del país. Es así que a fines de 1922 se empieza a perforar el primer pozo en la zona o región de Bermejo conocido como Bermejo X1, el cual no tuvo éxito, pero continuaron los trabajos. El 23 de junio de 1924 se perfora un segundo pozo en la misma región con el nombre de Bermejo X2 y resulto ser el primer pozo productor de Bolivia con una producción inicial de 1.500 Bbl/día.

En 1927 la Standard Oil de Nueva Jersey descubrió Camiri donde se construyó una rudimentaria refinería, luego en el año 1930 Guillermo Elder Bell estuvo a cargo de la construcción de una mejor refinería con una producción de 55 Bbl/día. (Velásquez et al, 2017, p. 101)

Cabe resaltar que, la principal tarea encomendada a la Standard Oil de Nueva Jersey era que logre el autoabastecimiento de combustibles en el país, hecho que no se cumplió. De igual forma, dentro de las obligaciones que la compañía debía cumplir de acuerdo a la concesión se encontraba el pago de regalías, patentes y la provisión de información continua al gobierno sobre los trabajos de exploración y producción a su cargo. (Fundación Jubileo, 2009, p. 6)

Después de la guerra del Chaco entre Paraguay y Bolivia, el 21 de diciembre de 1936 el gobierno del coronel David Toro creo Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) como una entidad encargada de realizar exploración, perforación y producción, a fin de abastecer de combustibles al mercado interno y contar con ingresos propios para el desarrollo del país. Un año después se firmó el decreto de caducidad de las concesiones a la Standard Oil de Nueva Jersey.

Finalmente, en 1942, luego de varias solicitudes presentadas, y a cambio de la información geológica obtenida por la Standard Oil de Nueva Jersey durante el tiempo de permanencia en Bolivia, se llegó a un acuerdo de indemnización por USD1.750.000,00. (Fundación Jubileo, 2009, p. 7)

La segunda guerra mundial dio un nuevo impulso a la exploración, ya que surgieron otras técnicas con fines bélicos y dada la gran demanda de combustible, dichas técnicas aunadas a los adelantos en la electrónica, permitieron perfeccionar la instrumentación geofísica y las fotografías aéreas en el campo exploratorio. (Rodríguez, 1986, p. 6)

En los años 50, YPF se vuelve autosuficiente (generadora de riqueza, con patrimonio propio, sujeta de créditos internacionales que eran cubiertos con la producción, comercialización y exportación de petróleo y sus derivados), no obstante, se da dinero proveniente de la minería a YPF para su fortalecimiento, esto debido a que el crecimiento de la empresa era mayor que su propia capacidad de inversión. Cabe señalar que, una de las principales medidas que ayudó al fortalecimiento de YPF fue la aplicación del Plan Bohan.

Con relación al área petrolera, los principales objetivos trazados en el plan Bohan fueron:

- a) El incremento de la producción de petróleo a través del desarrollo de mayor número de pozos, especialmente del campo Camiri.
- b) El incremento de reservas hidrocarburíferas a través de la exploración de nuevas áreas petroleras.
- c) La construcción de facilidades de transporte para el petróleo y sus derivados, a fin de optimizar costos, disminuir precios de comercialización en el mercado interno

y viabilizar la exportación de excedentes en condiciones favorables para el Estado boliviano. (Fundación Jubileo, 2009, p. 9)

En Bolivia, al igual que el resto del mundo, al gas natural se le presto menos atención que al petróleo en los primeros años. Los primeros campos de petróleo<sup>5</sup> en Bermejo, Sanandita, Camiri y Guairuy, producían muy poco de gas con el petróleo y el mismo era venteado o quemado en las baterías (facilidades) de producción.

El año 1953 YPFB, apenas podía cubrir entre el 50% y 25% del consumo nacional, el resto había que importarlo. El descubrimiento de la arenisca Sararenda, en el campo Camiri, en 1953, determinó que el año 1954, pasara a la historia del país como el año del petróleo.

Fue en el año 1955, debido a los crecientes volúmenes de gas natural que se producían de las areniscas Sararenda junto con el petróleo, que se decidió instalar en Camiri una planta de procesamiento de gas con el objeto de recuperar gasolina natural y reinyectar el gas seco en el reservorio para conservar la presión y así poder incrementar la recuperación de petróleo. (YPFB Andina S.A., 2012, p. 2)

También en 1955 en Bolivia se aprueba el código del petróleo, que a su vez es conocido como el código Davenport, donde esta normativa permite la participación de la inversión privada extranjera, 14 empresas ingresan, 2 tienen éxito. Es así que en Bolivia en 1960 la

---

<sup>5</sup> El metano está también presente en los reservorios de petróleo, disuelto en este y en algunos casos formando un casquete de gas separado. Wallace Pratt tuvo mucha razón cuando en el año 1942 dijo: “Mientras nosotros buscamos campos petroleros, lo que realmente encontramos es gas, al que está asociada o subordinada una cantidad de petróleo”. (YPFB Andina S.A., 2012, p. 1)

empresa Bolivian Gulf Oil Company descubre el campo Caranda<sup>6</sup> y posteriormente en el año 1962 se descubre los campos Colpa y Rio Grande.

Asimismo, en el código del petróleo se estableció una regalía para el Estado correspondiente al 11% para el petróleo, gas natural y demás sustancias extraídas y aprovechadas por el concesionario, donde la producción fue medida en el campo de producción, sin embargo, con las presiones sociales la regalía paso a ser departamental, además se implementó un impuesto fijo del 19% (sustituyendo la primera que fijaba un impuesto a las utilidades del 30%) sobre el total de la producción bruta en boca pozo. (Vargas, 1996, p. 73). Sin embargo, las actividades de la industria petrolera podían ser realizadas por el Estado mediante entidades autárquicas de tipo nacional, sociedades mixtas o por el otorgamiento de concesiones o contratos en sociedad con terceros, dejando serias dudas sobre la capacidad del Estado para definir una política hidrocarburífera y poniendo en contra dicho su soberanía.

En la década de los 60, el interés por el gas natural fue en aumento. Los descubrimientos de Colpa y Rio Grande, campos básicamente gasíferos, y las posibilidades de lograr importantes ingresos de divisas a través de su exportación, despertaron el interés por este hidrocarburo en diferentes círculos del país. (YPFB Andina S.A., 2012, p. 2)

Descubierto el campo Río Grande en 1962 por la Bolivian Gulf Oil Company, la compañía sostuvo ante los diferentes gobiernos que le sucedieron, que el gas natural es un subproducto del petróleo y por lo tanto de su absoluta propiedad no debiendo pagar

---

<sup>6</sup> Tanto el campo Caranda y Colpa comprenden sedimentos del sistema Terciario.

regalías. En esta etapa el problema legal estaba dado ya que la figura del gas natural no estaba contemplada en el código del petróleo. (Apaza, 2014, p. 69)

En 1969 durante el gobierno de Alfredo Ovando Candia en Bolivia, se deroga el código del petróleo y se promulgó el DS N° 8956 de nacionalización de la Bolivian Gulf Oil Company. Sin embargo, con el golpe de estado de Banzer se mantiene el estatismo de 1952, en 1972 se establece un 50% para las empresas privadas extranjeras en los Contratos de Operación y es así que se tiene más de 20 empresas en el país, no obstante, en años posteriores las compañías petroleras que habían suscrito Contratos de Operación con YPFB, van suspendiendo sus trabajos y abandonando el país de manera que en 1978 en que concluye el periodo correspondiente al gobierno de Banzer, sólo quedan en Bolivia 2 de esas compañías que son la Tesoro Bolivian Petroleum y Occidental Boliviana Inc. (Velásquez et al, 2017, p. 110)

En 1979 se produce lo que podría ser considerado un punto de inflexión en la historia de YPFB, cuya producción se va tomando paulatinamente de petrolera en gasífera. (Memoria YPFB, 2006, p. 45)

Entre 1945 – 1970, EEUU ocupa el primer puesto en la producción del petróleo con más del 50% de producción mundial, pero posteriormente pasa el liderazgo a medio oriente.

Desde fines de 1964 y hasta el último trimestre de 1982, Bolivia estuvo gobernada por regímenes militares, con breves paréntesis civiles. Al asumir el gobierno Siles Zuazo, el deterioro de la economía era ya de gran significación. (Morales, 2009, p. 6)

A continuación, se presenta el descubrimiento de los principales campos productores en Bolivia para el periodo 1924 a 1985.

**Tabla 1***Bolivia: Principales campos de petróleo descubiertos (1924 – 1985)*

Campos petrolíferos	Empresa	Año
Bermejo	Standard Oil de Nueva Jersey	1924
Camiri	Standard Oil de Nueva Jersey	1927
La Peña	Bolivian Gulf Oil Company	1965
Monteagudo	YPFB	1967

Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).<sup>7</sup>**Tabla 2***Bolivia: Principales campos gasíferos descubiertos (1924 – 1985)*

Campo gasíferos	Empresa	Año
Caranda	Bolivian Gulf Oil Company	1960
Colpa	Bolivian Gulf Oil Company	1962
Río Grande	Bolivian Gulf Oil Company	1962
San Alberto	YPFB	1966
La Vertiente	Tesoro Bolivian Petroleum	1977
Porvenir	Occidental Boliviana Inc.	1978
Vuelta Grande	YPFB	1978
San Roque	YPFB	1981

Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).<sup>8</sup>


---

<sup>7</sup> La presente tabla fue obtenida con la clasificación de campos que se encuentra en la página de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

<sup>8</sup> La presente tabla fue obtenida con la clasificación de campos que se encuentra en la página de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

## **1.2 Delimitación del Tema**

### ***1.2.1 Delimitación Temporal***

El estudio corresponde al periodo de 1985 a 2019, este periodo es empleado para diagnosticar la producción de gas natural de campos petroleros y su incidencia al crecimiento económico de Bolivia.

### ***1.2.2 Delimitación General***

**Delimitación espacial:** La investigación se realiza a nivel Bolivia.

**Delimitación sectorial:** La investigación comprende el análisis de la producción de gas natural provenientes de campos petroleros, por lo que se trata del sector hidrocarburos.

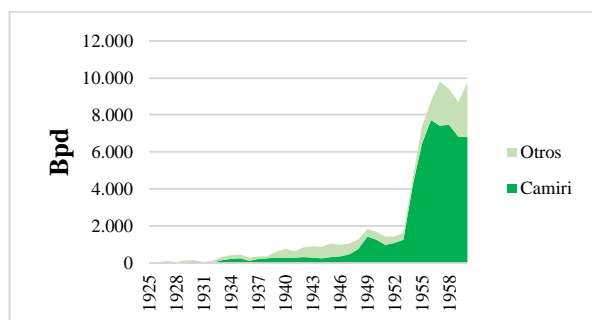
**Delimitación institucional:** Las instituciones involucradas en la investigación son:

- YPFB.
- Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE).
- Empresas petroleras privadas.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

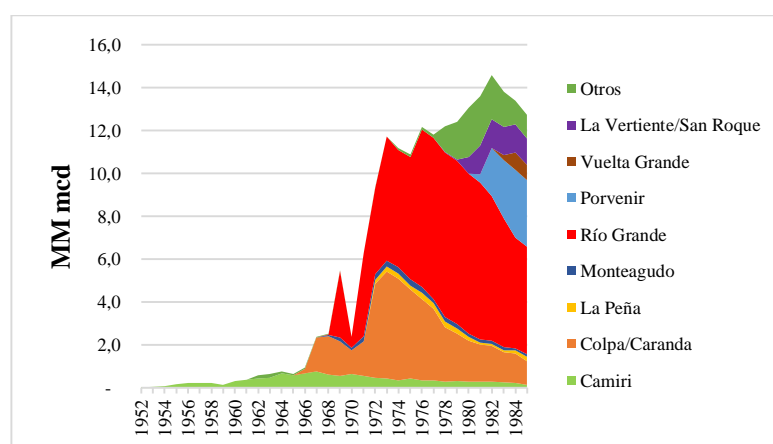
### ***1.2.3 Referencia Histórica de Datos***

Como se puede ver en la figura 1, la producción de petróleo entre 1925 a 1960 estaba fuertemente influenciado por Camiri, sin embargo, comenzó el declive de la producción por los años 60.



**Figura 1***Bolivia: Producción de petróleo para el periodo 1925 – 1960*Fuente: Velásquez et al, 2017.<sup>9</sup>

En la figura 2 se puede apreciar que a partir del año 1955 se tuvo un incremento de la producción de gas natural de varios campos petroleros, de los cuales se pueden destacar los campos Camiri, Caranda, Colpa y posteriormente el campo de gas y condensado de Río Grande. Donde la producción total de gas natural en 1985 era de 12,73 MM mcd.

**Figura 2***Bolivia: Producción de gas natural 1952 – 1985*Fuente: Velásquez et al, 2017.<sup>10</sup>

<sup>9</sup> La presente figura fue obtenida con los datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

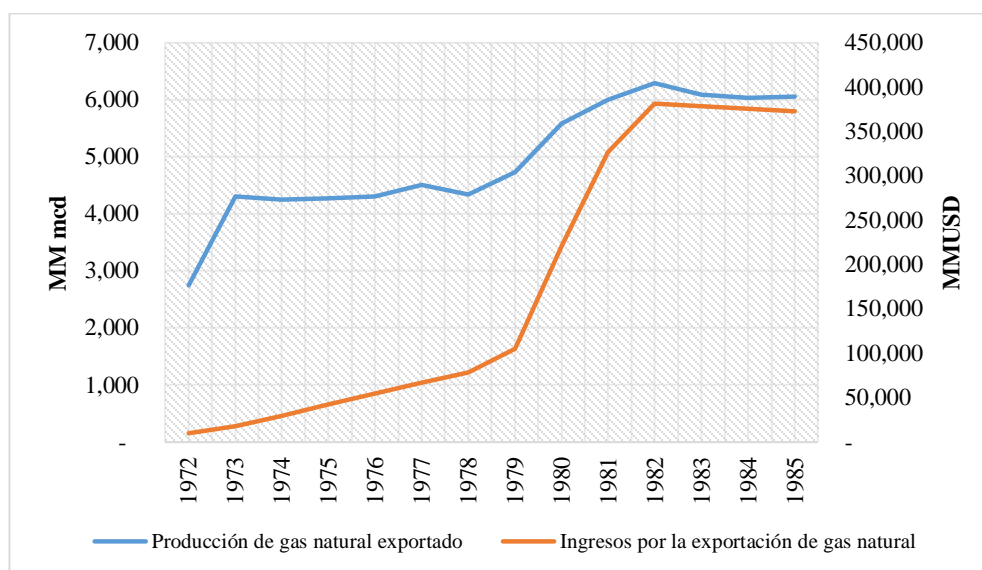
<sup>10</sup> La presente figura fue obtenida con los datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

Con el incremento de la producción de gas natural, el 23 de julio de 1968, Argentina y Bolivia sellaron el primer contrato de compra – venta, iniciándose la exportación efectiva en mayo de 1972, el contrato (incluida las renovaciones) llegó hasta julio de 1999 (27 años y 7 meses).

Según la figura 3, la producción de gas natural exportada a la Argentina fue de aproximadamente 69,49 MM mcd lo que representó un ingreso alrededor de USD2.459,96 MM para el periodo de 1972 a 1985.

### Figura 3

*Bolivia: Ingresos por la exportación de gas natural a la Argentina, periodo 1972 – 1985.*



Fuente: Velásquez et al, 2017.<sup>11</sup>

<sup>11</sup> La presente figura fue obtenida con los datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

Con la crisis del petróleo de los años 70, los países productores y exportadores de hidrocarburos fueron beneficiados, por lo cual contrajeron préstamos internacionales, con el transcurso de los años esa deuda fue creciendo, los intereses incrementándose (por decisión unilateral de los financiadores) y los plazos de pago haciéndose más cortos, lo que derivó en la crisis de la deuda externa de los años ochenta. (Quintana, 2007, p. 12)

Con respecto al crecimiento económico, los datos reportados por el Instituto Nacional de Estadística<sup>12</sup> (INE) (figura 4) muestran un decrecimiento en el periodo 1971 – 1985, donde para el año 1985 se tiene una tasa de decrecimiento de -1,68 %, esto se debe al agudo proceso inflacionario experimentado por la economía boliviana en el periodo 1982 – 1985.

La tasa de decrecimiento de 1982 – 1983 puede atribuirse parcialmente a los desastres naturales causados por el fenómeno climático de El Niño (Morales, 2009, p.14).

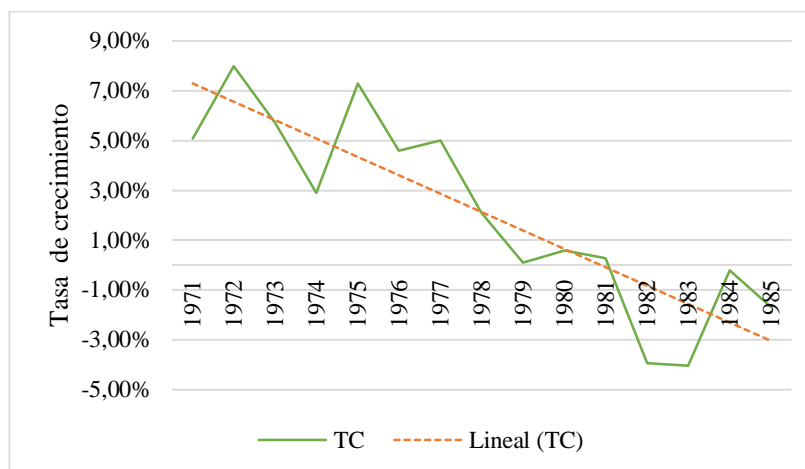
Las causas del proceso inflacionario de Bolivia fueron varias, pero las que se pueden rescatar para que se tenga una tasa de decrecimiento son: declinación de producción de gas en el país, bajos precios de las materias primas, inestabilidad política, inestabilidad económica y el cambio hegemónico de la producción de petróleo a nivel mundial.

---

<sup>12</sup> En la presidencia de José Luis Tejada Sorzano en 1936, se creó la Dirección General de Estadísticas y Censos, donde en 1970 se convierte en el Instituto Nacional de Estadística (INE) donde una sus tareas principales es producir y procesar la información estadística económica.

**Figura 4**

*Bolivia: Tasa de crecimiento del PIB real para el periodo 1971 – 1985 (En %)*



Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE), 2020.<sup>13</sup>

#### **1.2.4 Restricción de Categorías y Variables Económicas**

##### **1.2.4.1 Identificación de Categorías Económicas**

- Producto Interno Bruto (PIB).
- Exportaciones.

##### **1.2.4.2 Identificación de Variables Económicas**

Con las variables económicas se establece el objeto de estudio a través del cual se pueden cuantificar o cualificar la información que posibilita el desarrollo de la investigación.

Las variables a utilizar para el análisis de esta investigación para el modelo econométrico con el propósito de establecer una relación entre la producción de gas natural de campos petroleros y el crecimiento económico, se las clasifica como variable dependiente e independiente a continuación.

<sup>13</sup> La presente figura fue obtenida con los datos que se encuentran en la página del Instituto Nacional de Estadística.

#### **1.2.4.2.1 Variable Dependiente**

De acuerdo con la delimitación del tema se puede apreciar que se tiene como variable dependiente al PIB real de Bolivia “ $pib\_real_t$ ”.

$pib\_real_t$ : PIB real de Bolivia para el periodo t (**Variable dependiente**).

#### **1.2.4.2.2 Variable Independiente**

Según la delimitación del tema se tiene como variable independiente a la producción de gas natural de campos petroleros “ $pgn_t$ ”.

$pgn_t$ : Producción de gas natural de campos petroleros en el periodo t (**Variable independiente**).

### **1.3 Planteamiento del Objeto de investigación**

El objeto de la investigación es la producción de gas natural de campos petroleros y el crecimiento económico de Bolivia.

El gas natural se extrae principalmente de campos petroleros, y es una mezcla de hidrocarburos livianos que se encuentran en estado gaseoso, donde el principal componente es el metano, aproximadamente en una proporción de 80 a 95%.

El crecimiento económico es el aumento progresivo de la cantidad de bienes y servicios producidos en la economía, en un periodo determinado.

### **1.4 Pregunta de Investigación**

¿Cuáles han sido las incidencias de la producción de gas natural de campos petroleros sobre el crecimiento económico de Bolivia para el periodo 1985 – 2019?

## 1.5 Planteamiento del Problema

### 1.5.1 Problematización

Bolivia, es un país que se ha caracterizado por ser una economía dotada por la abundancia en recursos naturales, principalmente por grandes reservas de gas natural.

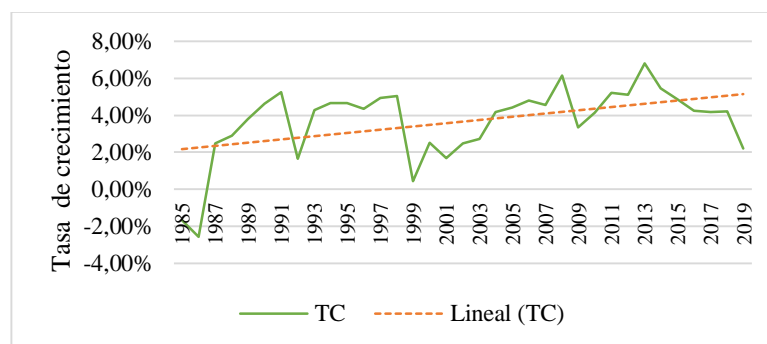
No cabe duda de que el sector hidrocarburífero en Bolivia fue y es uno de los más importantes en el qué hacer económico del país. Por ejemplo, no es posible comprender el elevado crecimiento económico de los últimos años sin revisar el desempeño de dicho sector. (Velásquez et al, 2017, p.91)

Para que se tenga elevadas tasas de crecimiento en Bolivia se debe a la producción de gas natural, precios internacionales, transporte, entre otros, no obstante, para la presente tesis se estudiará la producción de gas natural con relación al crecimiento económico de Bolivia.

Los datos reportados por el INE (figura 5) muestran que la tasa de crecimiento del PIB real es favorable para el periodo de estudio.

### Figura 5

*Bolivia: Tasa de crecimiento del PIB real para el periodo 1985 – 2019 (En %)*



Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE), 2020.<sup>14</sup>

<sup>14</sup> La presente figura fue obtenida con los datos que se encuentran en la página del Instituto Nacional de Estadística.

En términos generales se tiene que una de las probables causas para el crecimiento económico en Bolivia en el periodo 1985 – 2019 fue la mayor producción de gas natural de campos petroleros, toda vez que el ingreso por la exportación de los mismos generarían crecimiento económico.

### ***1.5.2 Identificación del problema***

La producción de gas natural de campos petroleros incide en el crecimiento económico de Bolivia en el periodo 1985 – 2019.

## **1.6 Planteamientos de Objetivos**

### ***1.6.1 Objetivo general***

- Analizar la incidencia de la producción de gas natural de campos petroleros sobre el crecimiento económico positivo de Bolivia en el periodo 1985 – 2019.

### ***1.6.2 Objetivos específicos***

- Estudiar la producción de gas natural de campos petroleros de Bolivia para el periodo 1985 – 2019 en sus componentes de campo Incahuasi, campo San Alberto, campo Sábalo y campo Margarita/Huacaya, entre otros.
- Estudiar el crecimiento económico de Bolivia en el periodo 1985 – 2019.
- Estudiar el ingreso por la exportación de gas natural en el periodo 1985 – 2019.
- Investigar el crecimiento económico de Bolivia con relación a la producción de gas natural de campos petroleros en el periodo 1985 – 2019.

## **1.7 Planteamiento de la hipótesis**

La producción de gas natural de campos petroleros incidió de forma positiva sobre el crecimiento económico de Bolivia.

## **1.8 Aplicación Metodológica**

### ***1.8.1 Paradigma Positivista***

El paradigma que se aplica en la presente investigación es positivista<sup>15</sup>, Es Augusto Comte quien bautiza el nacimiento del positivismo, cuando en 1849 publica su *Discurso sobre el espíritu positivo*, lo cual genera el gran comienzo del paradigma positivista en la investigación. (Ramos, 2015, p. 10)

El “paradigma positivista” se califica de cuantitativo, empírico-analítico, racionalista, sistemático gerencial y científico tecnológico. Por tanto, el paradigma positivista sustentará a la investigación que tenga como objetivo comprobar la hipótesis por medios estadísticos o determinar los parámetros de una determinada variable mediante la expresión numérica. (Ricoy, 2006, p. 14)

### ***1.8.2 Enfoque Cuantitativo – No Experimental***

En la presente investigación se tiene un enfoque cuantitativo-no experimental, son estudios que se realizan sin la manipulación deliberada de variables y en los que solo se observan los fenómenos en su ambiente natural para después analizarlos. (Hernández et al, 2010, p. 149)

---

<sup>15</sup> El positivismo se inició como un modelo de investigación en las ciencias físicas o naturales y posteriormente se lo adoptó en el campo de las ciencias sociales (Ricoy, 2006, p. 15).



### ***1.8.3 Método Hipotético-Deductivo***

El método hipotético-deductivo es el procedimiento o camino que sigue el investigador para hacer de su actividad una práctica científica. El método hipotético-deductivo tiene varios pasos esenciales: observación del fenómeno a estudiar, creación de una hipótesis para explicar dicho fenómeno, deducción de consecuencias o proposiciones más elementales que la propia hipótesis, y verificación o comprobación de la verdad de los enunciados deducidos comparándolos con la experiencia.

### ***1.8.4 Tipo de Investigación***

Para la presente investigación aplica la investigación correlacional, este tipo de investigación busca mostrar si dos o más variables están relacionadas, es decir su fin es identificar el tipo y el grado de relación que tienen las diferentes variables en una investigación. (Arandia, 2013, p. 88)

### ***1.8.5 Fuente de Información***

La fuente de información aplicada en la presente investigación es la secundaria a través de medios bibliográficos. Por lo tanto, con base a fuentes bibliográficas se seleccionó y sistematizó los datos e información, para identificar la información general y específica vinculada al tema de investigación.

Con este propósito, se tomó en cuenta informes y reportes provenientes de: YPFB, Fundación Jubileo, Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE)<sup>16</sup>, Fundación Milenio, ANH, MHE e INE.

---

<sup>16</sup> Es una institución pública descentralizada, dedicada al análisis e investigación especializada en temas económicos, sociales y sectoriales, que otorga soporte técnico al órgano ejecutivo y desempeña funciones con responsabilidad, imparcialidad y transparencia.

La información mencionada, está relacionada con la identificación de temas y cifras que fueron tratadas mediante métodos econométricos, estadística referencial y general, y, asimismo, a partir de la información específica sobre el objeto de la investigación.

La información identificada en los cuadros estadísticos de los medios bibliográficos permitió seleccionar datos vinculados con las variables económicas relevantes para la presente investigación, aspecto que permitió formular nuevos cuadros de elaboración propia para la descripción y explicación de los fenómenos económicos producidos en el tema de investigación.

#### ***1.8.6 Técnica Observación Documental***

La técnica que se utiliza para acceder a los datos requeridos en la presente investigación es la observación documental, que es aquella recogida de documentos escritos, manuscritos o impresos y en general de toda comunicación escrita. (Arandia, 2013, p. 119)

#### ***1.8.7 Operacionalización de Variables***

A continuación, se realiza la operacionalización de variables para la presente investigación (tabla 3), la operacionalización de variables significa, como hacer que la hipótesis que es teórica y general se convierta en algo específico y operativo como un instrumento de recopilación y análisis.

**Tabla 3***Operacionalización de variables*

Hipótesis	Variables	Definición operacional	Sub variables	Indicador (tasa)	Fuentes de verificación	Fuente de investigación
La producción de gas natural de campos petroleros incidió de forma positiva sobre el crecimiento económico de Bolivia.	Producción de gas natural de campos petroleros (V.I.).	El gas natural principalmente contiene metano, y normalmente incluye cantidades variables de otros alcanos, y a veces un pequeño porcentaje de dióxido de carbono, nitrógeno, ácido sulfhídrico o helio.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Producción del campo San Alberto.</li> <li>- Producción del campo Sábalo.</li> <li>- Producción del campo Margarita/Huacaya.</li> <li>- Producción del campo Incahuasi.</li> <li>- Producción del resto de campos.</li> </ul>	%	Reportes e informes de YPFB, Fundación Jubileo, UDAPE, ANH, MHE y Fundación Milenio.	Reportes e informes de la ANH y datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.
	PIB real de Bolivia (V.D.).	El PIB real es el valor, a precios constantes, de la producción de bienes y servicios finales producidos en un país durante un determinado periodo de tiempo, que suele ser un año.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Consumo.</li> <li>- Ingreso.</li> <li>- Gasto.</li> <li>- Exportación.</li> <li>- Importación.</li> </ul>	%	Reportes e informes de MEFP, Fundación Jubileo, Fundación Milenio.	Reportes e informes de UDAPE, INE.

Fuente: Elaboración propia.

El procesamiento de información, considera la utilización de instrumentos proporcionados por econométrica, la estadística como la media y la descripción de porcentualidades con base a los datos promedios de la evolución de las variables cuánticas de la información.

**1.8.8 El modelado**

Para la presente tesis se utiliza el siguiente modelo VAR:

$$pib\_real_t = f(pgn_{t-1}, pib\_real_{t-1}, dummies)$$

El modelo está basado en un conjunto de supuestos. Uno de ellos considera que el crecimiento económico está compuesto de la producción de gas natural de campos petroleros.

## **1.9 Justificación**

El gas natural es un energético que en la última década ha adquirido una importancia creciente en el mundo debido principalmente al incremento en la demanda por energías denominadas limpias, las abundantes reservas de gas descubiertas, la expansión de las redes de distribución y el avance de la tecnología.

### ***1.9.1 Justificación Social***

El crecimiento económico, acompañado de una mejor distribución, puede permitir una mejor calidad de vida para sus habitantes; por el contrario, la carencia de crecimiento puede generar pobreza en grandes segmentos de la población y hacer que se extienda durante generaciones. Bolivia es un país en desarrollo, donde abastecer el mercado interno con gas natural es prioridad y generar divisas con los excedentes de gas natural genera crecimiento y desarrollo en beneficio de la población.

### ***1.9.2 Justificación Teórica***

Una de las principales razones por la que se lleva adelante la presente investigación es hallar suficiente evidencia teórica y empírica para analizar la incidencia de la producción de gas natural de campos petroleros en el crecimiento económico positivo de Bolivia en el periodo 1985 – 2019.

### ***1.9.3 Justificación Práctica***

De acuerdo con los objetivos de la investigación, los resultados de la presente investigación permiten contribuir con una serie de recomendaciones, que podrán contribuir con el crecimiento del sector hidrocarburos.

Estas recomendaciones son obtenidas después de establecer una relación del crecimiento económico de Bolivia y la producción de gas natural, a través de un modelo econométrico.

#### ***1.9.4 Justificación Económica***

Los cambios económicos, políticos y sociales, el desarrollo de la ciencia y la técnica avanza a pasos agigantados, para un país en desarrollo pasar del sector primario al sector secundario es un gran desafío, debido a que se incrementa cada vez más la demanda de recursos energéticos no renovables para el logro de este fin.

El gas natural presenta oportunidades para el Estado Boliviano en términos económicos, que permite generar ingresos por la utilización de este combustible, lo cual implica un alcance económico, además de social y medio ambiental.

## CAPÍTULO II

### MARCO CONCEPTUAL Y TEÓRICO

#### 2.1 Marco Conceptual

##### 2.1.1 *Provincia Petrolera*

Comprende varios campos localizados en una provincia geológica – petrolera, en la cual los reservorios se formaron y se presentan en condiciones regionales similares.

##### 2.1.2 *Zona tradicional y no tradicional*

La zona tradicional es donde se tiene mayor cantidad de información, por lo que se desarrolla la actividad hidrocarburífera, mientras que la zona no tradicional no tiene mucha cantidad de información y no se desarrolla la actividad hidrocarburífera.

##### 2.1.3 *Campo Petrolero*

Área de suelo debajo del cual existe uno o más reservorios de hidrocarburos, en una o más formaciones en la misma estructura o entidad geológica.

Los campos petroleros se clasifican de manera general en campos de producción de petróleo y campos de producción de gas.

##### 2.1.4 *Gas Natural*

Es una mezcla de hidrocarburos que existe en los reservorios en estado gaseoso pudiendo encontrarse en forma de gas asociado o no asociado al petróleo. En su composición se encuentra predominio de hidrocarburos livianos desde el metano hasta el butano y cantidades menores de pentanos e hidrocarburos más pesados.

El gas natural boliviano comparado con el de otros países, es más limpio porque no contiene azufre (perjudicial tanto para los aparatos como para el medio ambiente).

## **2.1.5 Concesión y Contrato**

### **2.1.5.1 Concesión**

Las compañías adquieren derechos exclusivos de propiedad, mediante el pago de un bono en efectivo o especie, para explorar y producir en el área de concesión.

Las compañías son dueñas tanto de los reservorios como de la producción que obtienen. Son beneficiarias del 100% de los ingresos que perciben por la venta de su producción. (Fundación Jubileo, 2015, p. 7)

### **2.1.5.2 Contrato**

Es un acuerdo por el cual un Estado le concede a una empresa el derecho de explorar y explotar recursos naturales estableciendo derechos y obligaciones. A diferencia de las concesiones, bajo el sistema de contratos la propiedad de una parte o de la totalidad de los recursos exploratorios pertenece al Estado. (Fundación Jubileo, 2015, p. 7)

## **2.1.6 Crecimiento Económico**

De acuerdo a Solow (1956) señala que *“el crecimiento económico es acumular recursos productivos y desarrollar o asimilar mejores tecnologías productivas”*. Kutznets (1966) afirma que *“el crecimiento económico es un incremento sostenido del producto per cápita o por trabajador”*. Las Naciones Unidas (2015) define al crecimiento económico como *“el cambio cuantitativo de las variables fundamentales de la economía, siendo el Producto Interno Bruto (PIB) el principal indicador al medir la producción, es decir, se genera crecimiento cuando todos los bienes y servicios producidos por un país en un año son más que los producidos el año anterior”*. Papadópolos (2016) señala que *“el crecimiento económico es el Incremento de Productos y Servicios de una Nación medido*

*y comparado generalmente contra el año calendario anterior. La Variable por excelencia que mide el Crecimiento Económico es el PBI (Producto Bruto Interno), el cual se expresa en cifra pecuniaria (dineraria).” (Márquez et al., 2019)*

Según Blanchard et al. (2012) indica que *“el crecimiento económico es el aumento continuo de la producción agregada con el paso del tiempo.” (Blanchard, 2012, p.286).*

El crecimiento económico es un proceso sostenido a lo largo del tiempo en el que los niveles de actividad económica aumentan constantemente. (Labruné, 2018, p. 2)

### **2.1.7 Determinantes del Crecimiento Económico**

Los economistas han descubierto que el motor del progreso económico se basa en cuatro engranajes: Recursos humanos, recursos naturales, capital y tecnología. (Castillo, 2011, p. 4)

Los economistas suelen formular la relación por medio de la función de producción agregada (FPA) que relaciona la producción nacional total y los factores de producción y la tecnología. En términos algebraicos, la FPA es:

$$Q = Af(K, L, R)$$

Donde  $Q$ =Producción,  $K$ =Servicios productivos de capital,  $L$ =Cantidad de trabajo,  $R$ =Cantidad de recursos naturales.  $A$  representa el nivel de tecnología de la economía y  $f$  es la función de producción. (Samuelson et al., 2001, p. 512)

## **2.2 Marco Teórico**

### **2.2.1 El Agotamiento de los Recursos y el Crecimiento de la Población**

El economista británico Thomas Malthus afirmó, en 1798, que mientras la población humana crece según una progresión geométrica, la capacidad de aprovechar los recursos



del planeta crece al ritmo de una progresión aritmética, mucho más lentamente. Por ello, se agotarían los recursos del planeta hasta llegar a un colapso o catástrofes sin precedentes. La teoría de Malthus es pesimista y no tuvo en cuenta la capacidad de la ciencia y tecnología para aumentar y generar la producción de nuevos recursos.

Mientras el economista David Ricardo, en 1817, enunció su teoría en la que expone que la primera dificultad para el desarrollo no es el aumento de la población, sino la distribución de los recursos, de los que depende su valor. Así, los límites del desarrollo son, para Ricardo, más amplios que los de Malthus, y pueden ser regulados por una gestión adecuada del mercado regulada por las leyes. Esta teoría ha dado lugar, frente al pesimismo de Malthus, a un excesivo “optimismo tecnológico” que supone que la inventiva humana es ilimitada, capaz de superar cualquier dificultad.

### ***2.2.2 Teoría de la Ventaja Absoluta de Adam Smith, Comparativa de David Ricardo y Competitiva de Michael Porter***

Un país tiene ventaja absoluta si el número de horas hombre empleadas para producir un bien es más bajo comparado con los demás países, mientras que un país tiene ventaja comparativa si el costo de relativo de producir un bien es más bajo comparado con los demás países.

La ventaja competitiva es una característica que tiene un país que es imposible o al menos difícil de copiar como ser: ventaja en costos (costos de producción menor al de la competencia, trabajos con economías de escala, entre otros), costes de cambio (el cambio requiere de inversión significativa), efecto red (cuando más personas usan un producto, más valioso se vuelve para el productor).

Cabe señalar que, la ventaja comparativa que ha logrado Bolivia es debido a la especialización en la producción y exportación de gas natural, así como también tiene la ventaja competitiva de costos de producción.

### ***2.2.3 De la Maldición a la Bendición de los Recursos Naturales***

Lewis (1955) y Viner (1952) argumentaron que la posesión de recursos naturales era positiva para los países en desarrollo, puesto que un boom en los precios de estas materias atraería inversión y factores productivos, y los beneficios se reinvertirían en infraestructuras y otros sectores, creando un proceso de crecimiento basado en la diversificación. (Wirth, 2018, p. 1)

La “paradoja de la abundancia” o “la maldición de los recursos naturales” es una teoría que vincula la dotación de los recursos naturales de los países y su desarrollo; indica que los países con abundantes recursos naturales tienen un menor desarrollo económico y social que los países con menos recursos. (Di Paola, 2019, p. 25)

Por otro lado, según la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, 1998), indica que la abundancia de recursos naturales impulsará el crecimiento siempre y cuando la nación pueda generar un avance significativo en la industrialización y procesamiento de dichos recursos. Por tanto, este desarrollo económico no se basa en la extracción ni la abundancia, si no en la capacidad del sector para industrializarse efectivamente. (Jéronimo et al., 2019, p. 2)

Según Stiglitz, en promedio, el desempeño de los países ricos en recursos ha sido aún más deficiente que el de los países sin recursos. Estos países han crecido más lentamente, y con mayores desigualdades, ha ocurrido justo lo contrario de lo que se debía esperar. Los

países ricos en recursos naturales a menudo no siguen estrategias de crecimiento sostenible. No se dan cuenta que, si ellos no reinvierten su riqueza proveniente de los recursos naturales en inversiones productivas por encima del suelo, en los hechos, se están empobreciendo cada vez más. Además, menciona que la volatilidad de los precios de los recursos naturales causa que el crecimiento económico sea inestable.

### **2.2.3.1 Recursos naturales y el crecimiento económico**

El trabajo seminal de Sachs y Warner (1995) muestra que la influencia negativa de los recursos naturales sobre el crecimiento económico puede deberse en principio al fenómeno de “enfermedad holandesa”, el cual ocurre cuando el boom de los recursos naturales (por ejemplo, metales y minerales) genera apreciación de la moneda y desindustrialización. Otro efecto es que la mayor demanda agregada que desvía la mano de obra de los sectores manufactureros, caracterizados por dinámicas de *learning-by-doing* y externalidades sociales positivas, a los sectores extractivos disminuye la productividad laboral. Lo cual reduce el crecimiento potencial. A su vez, Davis y Tilton (2005) y Frankel (2010) indican que la volatilidad en los precios de las materias primas es un canal económico a través del cual la maldición de los recursos puede operar. En línea similar, Humphreys et al. (2007) encuentran que cuando los precios de las materias primas son altos los países ricos en estas se endeudan con el exterior, y cuando los precios caen, los prestamistas internacionales exigen reembolso y reducción del gasto, aumentando de esta forma la magnitud del descenso. (Jéronimo et al., 2019, p. 4)

Sachs y Warner (2001) resume las explicaciones pertenecientes a la categoría de desplazamiento de la siguiente forma: La mayoría de explicaciones actuales para la

maldición de recursos naturales tienen una lógica de desplazamiento. Los recursos naturales reducen la actividad  $x$ . La actividad  $x$  conduce el crecimiento. Por lo tanto, los recursos naturales perjudican el crecimiento. Paralelamente a esta lógica, en la literatura también se dan argumentos institucionales o de economía para ligar la abundancia de recursos naturales y el lento crecimiento de un país. La evidencia internacional muestra el efecto inequívoco de la especialización en la extracción de recursos naturales sobre la desigualdad, el poderío estatal, la corrupción y el endeudamiento externo, todo lo cual afecta el crecimiento. (Morales, 2011, p. 14).

#### ***2.2.4 Instituciones y los Recursos Naturales***

Otros autores no consideran a los recursos naturales como perjudiciales para el desarrollo, lo cual contrasta con lo postulado por Sachs y Warner.

Melhum et al. (2006) y Mavrotas et al. (2011) indican que las instituciones son determinantes en el desenlace a favor o en contra de los recursos naturales. Torvik (2009) arguye que un buen aparato institucional puede contrarrestar los efectos negativos de la abundancia de los recursos naturales en el crecimiento económico. Así también Sarmidi et al. (2014) arguye que a medida que la calidad institucional mejora, el efecto negativo de la abundancia de los recursos naturales en el crecimiento económico se neutraliza. (Saravia, 2016, p. 5)

#### ***2.2.5 Innovación y Crecimiento en Base a Recursos en América Latina***

El siglo XX ofreció oportunidades para lograr un rápido crecimiento en base a recursos que América Latina desaprovechó sistemáticamente. [...] En este estudio se postula que las causas del bajo desempeño de América Latina y su marcado sentido de dependencia

pueden encontrarse en la resistencia a la adopción e innovación tecnológica, lo que tendría su origen en profundas raíces históricas. (Maloney, 2002, p. 2)

Según Maloney (2002) la “capacidad de aprendizaje” es el factor determinante para asegurar la prosperidad económica. En el estudio realizado por Maloney obtiene las siguientes conclusiones:

- El crecimiento de productividad de la manufactura y agricultura de América Latina está rezagado en comparación con países desarrollados.
- La deficiente capacidad de aprendizaje: esto es, el capital humano y las redes de instituciones que facilitan la adopción y creación de nuevas tecnologías.
- Existencia de múltiples barreras para la adopción de tecnologías que habitualmente se asocian con poderes monopólicos creados artificialmente.

## CAPÍTULO III

### REFERENCIA DE POLÍTICAS, NORMAS E INSTITUCIONAL

#### 3.1 La Constitución Política del Estado del 2 de febrero de 1967

La CPE se refiere al sector hidrocarburos, en el capítulo Segundo, de la Parte Tercera:

“Regímenes especiales”, en el siguiente Artículo, de la siguiente manera:

*Artículo 139. Los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos. La exploración, explotación, comercialización y transporte de los hidrocarburos y sus derivados, corresponden al Estado. Este derecho lo ejercerá mediante entidades autárquicas, o a través de concesiones y contratos por tiempo limitado, a sociedades mixtas de operación conjunta o a personas privadas, conforme a ley.*

Como se puede apreciar, los yacimientos de hidrocarburos son de propiedad del Estado, excluyendo cualquier forma de propiedad de parte de terceros, pero permite que las actividades principales del negocio petrolero sean ejercidas por el Estado y también por los particulares mediante el sistema de concesión y contratos bajo sociedades mixtas o con personas particulares. Es decir, no se confiere la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos, pero permite el régimen concesional y el contractual en sus diversas modalidades o formas. (Moreno, 2007, p. 195)

### **3.2 Decreto Supremo N° 8956 del 17 de octubre de 1969**

En el marco de la CPE vigente, el DS N° 8956 especifica del sector hidrocarburos, regula este sector, en los siguientes Artículos:

*Artículo 1. La reversión al Estado de todas las concesiones otorgadas a BOLIVIAN GULF OIL COMPANY, y la nacionalización de todas sus instalaciones, inmuebles, medios de transporte, estudios, planos, proyectos y todo otro bien, sin excepción alguna.*

*Artículo 3. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos intervendrá inmediatamente en el control técnico y administrativo de las instalaciones y pertenencias de Bolivian Gulf Oil Company, bajo la directa dependencia y fiscalización del Ministerio de Minas y Petróleo.*

El gobierno había dictado un DS mediante el cual el Estado recupera las concesiones que se otorgaron a la Bolivian Gulf Oil Company y por el cual, además, se nacionalizan todos sus bienes. (Ovando, 1969, p. 15)

La importancia de la nacionalización pudo verse con más claridad cuando en 1982 los precios del estaño se desplomaron, generando la peor crisis del país. Entonces el gas se convirtió en el primer producto de exportación y la base de la subsistencia de Bolivia. (Orgáz, 2013, p.8)

### **3.3 Decreto Ley de hidrocarburos N° 10170 del 28 de marzo de 1972**

En el marco de la CPE vigente, el Decreto Ley N° 10170 especifica del sector de hidrocarburos, regula este sector, en los siguientes Artículos y de acuerdo a los siguientes aspectos:

## **A. PROPIEDAD DE LOS HIDROCARBUROS**

*Artículo 1.* De conformidad a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado, los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que sea el estado físico en que se encuentren o forma en que se presenten son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado.

*Artículo 7.* La conducción y manejo de la industria de hidrocarburos del país, incluyendo estudios, planificación, construcción, operación y administración en sus fases de exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte y comercialización del petróleo, el gas natural y cualquier otro hidrocarburo, los productos y subproductos de los mismos corresponden exclusivamente a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, que puede efectuarlos por sí y, en alguna de las fases señaladas anteriormente, en sociedad mixta o a través de terceros, de conformidad a lo dispuesto en este Decreto Ley, en sus estatutos y en las leyes vigentes para cada caso.

## **B. EXPORTACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS**

*Artículo 2.* El aprovechamiento de los hidrocarburos deberá responder a la política del Estado, en función de los altos intereses nacionales, promoviendo el desarrollo integral del país.

*Artículo 10.* Para el cumplimiento de lo establecido en el artículo anterior, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos está facultada en forma enunciativa y no limitativa para:

*h.* Vender y exportar, mediante negociaciones directas, los hidrocarburos en su estado natural, semi-elaborados, elaborados y los productos y subproductos de



*los mismos, sin excepción alguna, considerando los requerimientos del mercado interno.*

El Estado mantenía la propiedad sobre todos los yacimientos, sin embargo, sigue permitiendo que las actividades principales del negocio petrolero sean ejercidas por el Estado y también por los particulares mediante contratos bajo sociedades mixtas o a través de terceros.

De acuerdo a los Artículos 2 y 10, YPFB está facultada para vender y exportar gas hidrocarburos, promoviendo el desarrollo integral del país.

### **3.4 Decreto Supremo N° 21060 del 29 de agosto de 1985**

El DS N° 21060 se refiere al sector hidrocarburos, en el capítulo Segundo, del Título Quinto: “Del régimen de las empresas”, en los siguientes Artículos, de la siguiente manera:

*Artículo 86. Se dispone la descentralización de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos mediante la creación de las siguientes tres empresas subsidiarias dotadas de personalidad jurídica propia, de autonomía de gestión en sus operaciones, régimen administrativo, comercialización de su productos, adquisición e importación de equipos e insumos y en general de todas sus operaciones y actividades empresariales:*

- a) Empresa Petrolera del Oriente con sede en la ciudad de Santa Cruz.*
- b) Empresas Petrolera del Sur, con sede en la ciudad de Camiri.*
- c) Empresa de Industrialización y Comercialización de Hidrocarburos con sede en la ciudad de Cochabamba.*

**Artículo 88.** *Las dos empresas petroleras de exploración y producción (Oriente y Sur) tendrán el siguiente objeto:*

- a) *Desarrollar y ejecutar todas las actividades concernientes a la exploración y explotación en los campos de hidrocarburos del país que han sido asignados a YPF; lo que comprende la ejecución y proyección de los programas de prospección, desarrollo y producción.*
- b) *Supervisar los contratos con terceros para la ejecución de operaciones petroleras de acuerdo a ley.*
- c) *Ejecutar todas las otras actividades que le señalen los estatutos de la empresa y las disposiciones legales pertinentes.*

**Artículo 89.** *La Empresa de Industrialización y Comercialización de Hidrocarburos tendrá los siguientes objetos:*

- a) *Desarrollar y ejecutar todas las actividades concernientes a la refinación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados.*
- b) *Operar y mantener las refinerías, oleoductos, gaseoductos, poliductos, incluyendo la ampliación de nuevos sistemas y todos los proyectos en ejecución en esta materia.*

**Artículo 90.** *La Empresa de Industrialización y Comercialización de Hidrocarburos elaborará en un plazo no mayor a 60 días, un proyecto para transferir íntegramente al sector privado la distribución y comercialización de los Hidrocarburos y sus derivados.*

*La Empresa de Industrialización y Comercialización de Hidrocarburos estará encargada de la distribución y comercialización interna de tales productos al por mayor.*

**Artículo 98.** *Todos los ingresos en divisas de YPFB y de sus subsidiarias serán obligatoriamente vendidos al Banco Central de Bolivia, el mismo que retendrá los impuestos nacionales, las regalías departamentales y los impuestos específicos y temporales. Los requerimientos de divisas de YPFB y de sus subsidiarias, para inversiones o para adquisiciones de importación, serán cubiertos contra presupuestos aprobados y planes por programas.*

*Los impuestos y regalías serán abonados, en el día, en las cuentas de los destinatarios, en pesos bolivianos, al tipo de cambio oficial.*

**Artículo 99.** *Los ingresos de YPFB y de sus subsidiarias en moneda nacional, por ventas internas de hidrocarburos y derivados, se depositarán, exclusivamente, en el Banco Central de Bolivia, el mismo que retendrá, los impuestos nacionales, regalías departamentales e impuestos específicos y temporales, abonados, en el día, en las cuentas de los destinatarios. El saldo será de libre disponibilidad de YPFB y de sus subsidiarias.*

Una de las principales características del DS N° 21060 referido al sector hidrocarburos fue la descentralización de YPFB, siendo las nuevas empresas subsidiarias de entera propiedad de la empresa matriz. La Empresa de Industrialización y Comercialización de Hidrocarburos estaba encargada de la distribución y comercialización interna de hidrocarburos y sus derivados al por mayor, sin embargo, se debía presentar en un plazo no mayor a 60 días, un proyecto de transferencia para el sector privado para que ella realice la distribución y comercialización al por menor (Artículo 90), no obstante, la

descentralización de YPFB no llegó a ser aplicado debido a las reacciones que se produjeron.

El DS N° 21060 creó un tipo de impuesto implícito, toda vez que es deducido de las utilidades de YPFB cuando son entregados al Estado, este impuesto no fijado explícitamente es señalado en los Artículos 98 y 99.

La política de estabilización que se puso en marcha en agosto de 1985 [...], financió los gastos públicos recurriendo a la transferencia obligatoria del 65% de los ingresos de YPFB. Inicialmente, esta forma de financiar el gasto público fue propuesta como una medida eventual, hasta que se solucione el deterioro de los ingresos tributarios [...] la transferencia de recursos de YPFB se constituyó en el principal soporte al Tesoro General de Nación (TGN) durante 12 años, toda vez que entre 1985 – 1996, YPFB transfirió al TGN la suma de aproximadamente USD3.812,6 MM [...]. Esta cifra da una idea exacta de la descapitalización que sufrió YPFB a partir de agosto de 1985 y desmiente la supuesta ineficiencia de la empresa estatal. La debilidad y fragilidad de YPFB se debieron a la transferencia directa a la que estaba obligada por el poder ejecutivo. (Villegas, 2004, p. 47)

Las repercusiones de esta política sobre la principal empresa estatal, por supuesto, fueron drásticas. YPFB no tuvo posibilidades de destinar recursos financieros para las diferentes actividades petroleras, en especial para la exploración de nuevos yacimientos, explotación de los existentes e inversión y mejora de los procesos de transporte y comercialización. (Villegas, 2004, p. 46)

### **3.5 Ley de Hidrocarburos N° 1194 del 01 de noviembre de 1990**

En el marco de la CPE vigente, la Ley de hidrocarburos N° 1194 específica del sector de hidrocarburos, regula este sector, en los siguientes Artículos y de acuerdo a los siguientes aspectos:

#### **A. PROPIEDAD DE LOS HIDROCARBUROS**

*Artículo 1. De conformidad a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado, en su Art. 139 los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que sea el estado físico en que se encuentren o forma en que se presenten son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ninguna concesión o contrato podrá conceder la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos.*

*Artículo 4. Declárase de necesidad nacional, la actividad de las personas jurídicas, nacionales o extranjeras que en relación contractual con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, bajo alguna de las modalidades previstas en la presente Ley, exploren y/o exploten, refinen e industrialicen hidrocarburos y/o instalen plantas industriales de procesamiento y transformación de hidrocarburos sin mayores límites que los establecidos por la Constitución y las leyes vigentes al momento de promulgarse la presente ley.*

*Similar tratamiento se dará a la actividad de personas jurídicas extranjeras que transporten hidrocarburos por medio de oleoductos, gasoductos y poliductos y/o los industrialicen, procesen y transformen dentro de los 50 Km de las fronteras.*

**Artículo 7.** *Las fases de la industria petrolera serán ejecutadas a través de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, o mediante contratos con personas de derecho privado, conforme a Ley.*

**Artículo 9.** *En ningún caso, cualquiera que fuese la forma y objeto del contrato, el contratista adquirirá derechos sobre las reservas de hidrocarburos existentes o por descubrirse. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos no podrá, bajo pena de nulidad, transferir ni afectar los derechos originarios, que por precepto constitucional pertenecen a la Nación.*

#### **B. EXPORTACIÓN DEL HIDROCARBUROS**

**Artículo 2.** *El aprovechamiento de los hidrocarburos deberá responder a la política del Estado, en función de los altos intereses nacionales, promoviendo el desarrollo integral del país.*

**Artículo 16.** *La comercialización externa de hidrocarburos líquidos correspondiente a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos será realizada por sí misma, mediante Licitación o Invitación Pública de acuerdo a reglamentación del Ministerio de Energía e Hidrocarburos.*

**Artículo 17.** *La comercialización externa de gas natural será realizada por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Sin embargo, cuando así convenga a los intereses del país, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos podrá efectuarla con participación de los Contratistas de Operación y de Asociación, previa aprobación del Ministerio de Energía e Hidrocarburos.*

*Artículo 19. Para ejecutar por sí las actividades de la industria de hidrocarburos, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos está facultada en forma enunciativa y no limitativa para:*

*h. Vender y exportar, los hidrocarburos líquidos en su estado natural, semi-elaborados, elaborados y los productos y subproductos de los mismos, sin excepción alguna, considerando los requerimientos del mercado interno, cumpliendo con lo establecido en el artículo 16 de la presente Ley.*

*i. Vender y exportar mediante negociación directa, los hidrocarburos gaseosos en su estado natural, considerando los requerimientos del mercado interno.*

El objetivo principal de la Ley de hidrocarburos N° 1194 era otorgar mejores y mayores garantías a los inversionistas privados, especialmente a los capitales extranjeros que trabajaban en el área petrolera, este objetivo está plasmado en el Artículo 4 de la Ley citada, relegando a YPFB del papel central que tenía en el sector, abarcando todas las fases de la industria. (Fundación Jubileo, 2009, p. 16)

Por otra parte, YPFB estaba facultada para vender y exportar gas natural, sin embargo, también se tenía la posibilidad de efectuarlo con participación de los Contratos de Operación y de Asociación, previa aprobación del MHE.

### **3.6 Ley de Privatización<sup>17</sup> N° 1330 del 24 de abril de 1992**

En el marco de la CPE vigente, la Ley de Privatización N° 1330 regula de manera indirecta a YPFB en los siguientes Artículos y de acuerdo a los siguientes aspectos:

---

<sup>17</sup> La privatización es la enajenación de las empresas pequeñas y medianas que operan en los mercados competitivos mediante el traspaso del 100% de la propiedad al sector privado. (Requena, 1996, p. 7)

## **A. INSTITUCIONES, ENTIDADES Y EMPRESAS PEQUEÑAS Y MEDIANAS**

*Artículo 1.* Se autoriza a las instituciones, entidades y empresas del sector público enajenar los bienes, valores, acciones y derechos de su propiedad y transferirlos a personas naturales y colectivas nacionales o extranjeras, o aportar los mismos a la constitución de nuevas sociedades anónimas mixtas.

La privatización inicia formalmente con la Ley de Privatización N° 1330, lo cual está plasmado en el Artículo 1, la figura jurídica de sociedad de económica mixta se constituyó como el paso inicial al proceso de capitalización<sup>18</sup>. De ahí, podemos señalar que la Ley de Privatización N° 1330, si bien no expresamente, ya contenía el concepto base de la capitalización. (Quintana, 2007, p. 25)

## **B. EMPRESAS CON MONOPOLIOS NATURALES**

*Artículo 2.* La privatización de las entidades públicas de servicios no sujetas a la libre competencia, deberá someterse a un procedimiento especial cuya reglamentación expresa tomará en cuenta las disposiciones que sean necesarias.

La Ley de Privatización N° 1330 en su Artículo 2, estableció un procedimiento especial en cuanto a empresas que operaban como monopolios naturales, las cuales en su mayoría son las empresas que se capitalizaron. Al respecto, YPFB se encontraba como una empresa con monopolio natural.

---

<sup>18</sup> La capitalización de los grandes monopolios estatales exige al inversionista estratégico que aporte el 100% del valor de mercado de la empresa para ser de esta manera propietario del 50% de la firma y además obtener el control de la empresa. Adicionalmente, el Estado distribuirá gratuitamente las acciones que sean de su propiedad en las empresas capitalizadas a todos los ciudadanos bolivianos hábiles para este fin. (Requena, 1996, p. 7)



Por lo mencionado precedentemente, podemos hablar de una complementariedad de la Ley de Capitalización N° 1544 con respecto a la Ley de Privatización N° 1330.

### **3.7 Ley de Capitalización N° 1544 del 21 de marzo de 1994**

En el marco de la CPE vigente, la Ley de Capitalización N° 1544 regula de manera directa a YPFB en los siguientes Artículos:

*Artículo 1. Autorízase al poder Ejecutivo a aportar los activos y/o derechos de las empresas públicas, para la integración del capital pagado en la constitución de nuevas sociedades de economía mixta.*

*A los trabajadores de cada una de estas empresas públicas, se les propondrá suscribir acciones para la constitución de la respectiva sociedad de economía mixta, hasta el monto de sus beneficios sociales.*

*Artículo 2. Autorízanse y apruébanse los acuerdos requeridos para la conversión en sociedades de economía mixta, de acuerdo a disposiciones en vigencia, de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), Empresa Nacional de Telecomunicaciones (ENTEL), Empresa Nacional de Ferrocarriles (ENFE) y Empresa Metalúrgica Vinto, que especifiquen como aportes del Estado el valor en libros de patrimonio de dichas empresas.*

*Las sociedades de economía mixta a que se refiere este artículo constituirán domicilio en la República de Bolivia.*

Primeramente, las empresas públicas fueron transformadas en Sociedades Anónimas Mixtas (SAM). Al efecto, se propuso a los trabajadores la suscripción de acciones de cada empresa hasta el monto equivalente a sus beneficios sociales, tal cual lo dispuso el

Artículo 1 de la Ley de Capitalización N° 1544, por lo cual con la suscripción de las acciones se constituyó la Sociedad de Economía Mixta. El Artículo 2 de la Ley de Capitalización N° 1544 dispuso que YPFB sería capitalizada.

Podemos indicar que la capitalización es una forma de privatización pues, por un lado, se transfiere 50% de las acciones a un inversor privado, el que pasa a ser dueño de ese paquete accionario teniendo para si la influencia dominante en la administración, y por otro, el restante 50% de las acciones pasa a manos de los ciudadanos bolivianos, que en definitiva constituyen entes privados. (Quintana, 2007, p. 33)

### **3.8 Constitución Política del Estado del 06 de febrero de 1995**

La CPE se refiere al sector hidrocarburos, en el capítulo Segundo, de la Tercera Parte: “Regímenes especiales”, en el siguiente Artículo, de la siguiente manera:

*Artículo 139. Los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera que sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos. La exploración, explotación, comercialización y transporte de los hidrocarburos y sus derivados, corresponden al Estado. Este derecho lo ejercerá mediante entidades autárquicas o a través de concesiones y contratos por tiempo limitado, a sociedades mixtas de operación conjunta o a personas privadas, conforme a Ley.*

### **3.9 Ley de Hidrocarburos N° 1689 del 30 abril de 1996.**

En el marco de la CPE vigente, la ley específica del sector de hidrocarburos, regula este sector, en los siguientes Artículos y de acuerdo a los siguientes aspectos:

## **A. PROPIEDAD DE LOS HIDROCARBUROS**

*Artículo 1.* Por norma constitucional, los yacimientos de hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren o la forma en que se presenten, son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado. Ninguna concesión o contrato podrá conferir la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos.

*El derecho de explorar y de explotar los campos de hidrocarburos y de comercializar sus productos se ejerce por el Estado mediante Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Esta empresa pública, para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos, celebrará necesariamente contratos de riesgo compartido, por tiempo limitado, con personas individuales o colectivas, nacionales o extranjeras, según las disposiciones de la presente Ley.*

*Artículo 2.* Dentro de los 50 kilómetros de las fronteras nacionales los extranjeros no podrán adquirir ni poseer propiedades inmuebles por ningún título, excepto el caso de necesidad nacional declarada por ley expresa. YPFB, en representación del Estado, podrá suscribir contratos de riesgo compartido con personas individuales o colectivas extranjeras, públicas o privadas, para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos en dicha zona de exclusión, manteniendo en todo caso la titularidad del derecho propietario sobre los inmuebles que, para fines de la industria petrolera, se edifiquen dentro de esa zona y ejercerá posesión de los mismos aún por medio de terceros.

## **B. EXPORTACIÓN DE HIDROCARBUROS**

*Artículo 5.* Es libre la importación, la exportación y la comercialización interna de los hidrocarburos y sus productos derivados sujetas a las disposiciones de la presente ley.

*Artículo 24. Quienes celebren Contratos de Riesgo Compartido con YPFB para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos adquieren el derecho de prospectar, explorar extraer, transportar y comercializar la producción obtenida. Se exceptúan de la libre comercialización de los mismos los volúmenes requeridos para satisfacer el consumo interno de gas natural y para cumplir con los contratos de exportación pactados por YPFB con anterioridad a la vigencia de la presente Ley.*

*Artículo 85. Para asegurar el tratamiento equitativo de todos los productores para la exportación de gas bajo contratos pactados por YPFB, se establecerá que estos productores participarán con el volumen y mercados disponibles en exceso de los niveles actualmente exportados, sobre la base de su capacidad instalada de producción y volúmenes de reservas probadas dedicadas a tal exportación. Una vez firmados los contratos correspondientes, el tratamiento equitativo anteriormente mencionado, se aplicará solamente a la capacidad adicional de los correspondientes volúmenes pactados.*

En comparación con la Ley de hidrocarburos N° 1194 de la gestión de Paz Zamora, la de Sánchez de Lozada incorpora cambios sustanciales. En primer lugar, establece que, en las áreas de exploración, explotación y comercialización, YPFB firmará, necesaria y únicamente Contratos de Riesgo Compartido, aspecto que se encuentra plasmado en los Artículos 1 y 2. Respecto del transporte de hidrocarburos y la distribución de gas natural por redes, el mismo Artículo 1 de la Ley de hidrocarburos N° 1689 determina que tales procesos serán objeto de concesión administrativa. Queda claro, entonces, que YPFB queda excluida de estas fases de la cadena hidrocarburífera. (Villegas, 2004, p. 70)

Fenómeno similar ocurre en el caso de la refinación e industrialización de hidrocarburos, y en la comercialización de sus productos. Estas actividades, de acuerdo al Artículo 44 de la ley de Sánchez de Lozada, *“es libre y podrá ser realizada por cualquier persona individual o colectiva, natural o extranjera, mediante su registro en la Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de regulación Sectorial (SIRESE) y el cumplimiento de las disposiciones legales que regulan estas actividades”*. Queda claro, una vez más, que las actividades que antes desarrollaba YPFB pasan a manos de otras empresas, generalmente extranjeras. (Villegas, 2004, p. 70)

El único recaudo que toma la Ley de hidrocarburos N° 1689 respecto de la comercialización de hidrocarburos es el referido a los volúmenes requeridos para consumo interno y para los contratos suscritos con anterioridad (los contratos firmados con Brasil y Argentina). No existen, por tanto, en la ley de Sánchez de Lozada, restricciones respecto a otras exportaciones. Los productores tienen total libertad para exportar, sólo se requiere contar con las reservas disponibles. La Ley de hidrocarburos N°1689 así lo señala en los Artículos 5, 24 y 85. (Villegas, 2004, p.71)

Cabe mencionar que, en la Ley de hidrocarburos N° 1689 se estipuló los hidrocarburos nuevos y existentes de acuerdo a lo siguiente:

- Los hidrocarburos nuevos eran aquellos cuya producción iba a iniciarse a partir de la promulgación de esta ley y estaban sujetos al pago del 11% de Regalía departamental, 1% de Regalía nacional compensatoria y 6% como participación de YPFB, totalizando un pago de 18% sobre el valor de la producción.

- Los hidrocarburos existentes eran aquellos que a la fecha de vigencia de esta ley ya se encontraban en producción (reservas probadas y probables) y estaban sujetos, además del 18% citado precedentemente, a una Participación Nacional de 19% y una Regalía Nacional Complementaria de 13%, totalizando un pago de 50% sobre el valor de la producción.

### **3.10 Ley de Hidrocarburos N° 1731 del 26 de junio de 1996**

En el marco de la CPE vigente, la ley específica del sector de hidrocarburos, regula este sector, en los siguientes Artículos:

*Artículo 9. Sustitúyense las definiciones de “Hidrocarburos existentes” y de “Hidrocarburos nuevos” contenidas en el artículo 8° de la Ley N° 1689 de 30 de abril de 1996 (Ley de Hidrocarburos), del siguiente modo:*

*“Hidrocarburos existentes. Los Hidrocarburos correspondientes a las reservas probadas de los reservorios que estén en producción a la fecha de vigencia de la presente ley y certificadas al 30 de abril de 1996 por empresas especializadas en base a normas generalmente aceptadas en la industria petrolera. Hidrocarburos nuevos. Todos los hidrocarburos no contenidos en la definición de hidrocarburos existentes.”*

El gobierno de Sánchez de Lozada promulgó la Ley de Hidrocarburos N° 1731 con un sólo propósito efectuar un cambio sustantivo en la primera ley. Ese cambio consistió en redefinir los campos “Existentes” de manera que sólo quedaran bajo esa denominación, y en esa calidad, las reservas probadas que están en producción; a su vez, las reservas

probables en producción pasaron a considerarse como campos “Nuevos”. (Villegas, 2004, p. 83)

Cabe señalar que, al inicio los campos San Alberto y Sábalo fueron establecidos con reservas probables, por lo cual con la Ley de hidrocarburo N° 1731 pasaron a ser considerados como campos nuevos.

### **3.11 Decreto Supremo N° 24806 del 04 de agosto de 1997**

En el marco de la CPE vigente, el DS específico del sector de hidrocarburos, regula este sector, en el siguiente Artículo:

*Artículo Único. Apruébase el Modelo de Contrato de Riesgo Compartido para Áreas de Exploración y Explotación por Licitación Pública en sus veinte cláusulas más sus respectivos anexos “B” y “D”; y el Modelo de Contrato de Riesgo Compartido para Áreas de Explotación por Licitación Pública en sus Veinte Cláusulas más sus respectivos Anexos “B” y “D”.*

2 días antes de dejar el gobierno, Gonzalo Sánchez de Lozada promulgó el DS N° 24806 que autoriza la comercialización o exportación de hidrocarburos a las empresas extranjeras. Asimismo, aprueba modelos de Contrato de Riesgo Compartido para las áreas de exploración y explotación que deben ser suscritos, por licitación pública, entre YPFB y las empresas petroleras. (Villegas, 2004, p. 72)

En la Tercera Cláusula del mencionado Contrato se faculta al “Titular”, es decir, a las empresas petroleras, *“para realizar actividades de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos en el Área de Contrato bajo los términos y condiciones de este Contrato, mediante el cual el Titular adquiere el derecho de propiedad de la producción que obtenga en Boca Pozo [...]”*. (Villegas, 2004, p. 72)

El DS N° 24806 establece que el Estado es propietario de las reservas de gas natural mientras estas reservas se encuentran bajo tierra. Cuando estas reservas se encuentran en la fase de producción o cuando son declaradas como campos comerciales, la propiedad de las reservas pasa a manos de las empresas petroleras transnacionales o contratistas. (Villegas, 2004, p. 73)

En primer lugar, el DS N°24806 contradice plenamente el Artículo 139 de la CPE y, en segundo lugar, porque la Ley de hidrocarburos N° 1689 les concede a los contratistas plena libertad para la comercialización, el transporte, la refinación y la exportación de hidrocarburos. En términos aún más concretos, el mencionado decreto y la citada ley permiten la apropiación del excedente hidrocarburífero por parte de las empresas petroleras y condenan al Estado a percibir, únicamente, los beneficios que provienen de los impuestos y tributos. (Villegas, 2004, p. 73)

### **3.12 Ley de hidrocarburos N° 3058 del 17 de mayo de 2005**

En el marco de la CPE vigente, la ley específica del sector de hidrocarburos, regula este sector, en los siguientes Artículos y de acuerdo a los siguientes aspectos:

#### **A. PROPIEDAD DE LOS HIDROCARBUROS**

*Artículo 16 (Propiedad de los Hidrocarburos). 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. 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.*

Tanto en la CPE como los contratos establecen claramente que la propiedad de los hidrocarburos (en boca de pozo), cualquiera sea el estado en que se encuentren, pertenecen al pueblo boliviano, y es el Estado quien en representación del pueblo ejerce la propiedad sobre los hidrocarburos producidos.

## **B. COMERCIALIZACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DEL GAS**

*Artículo 7 (Exportación e Industrialización del Gas). El Poder Ejecutivo, dentro del Régimen Económico establecido en la Constitución Política del Estado, será responsable de:*

- a. Establecer la política para el desarrollo y apertura de mercados para la Exportación del gas.*
- d. Fomentar la participación del sector privado en la Exportación del Gas y su Industrialización.*

*El Poder Ejecutivo destinará los ingresos nacionales provenientes de la exportación e industrialización del gas, principalmente a la atención de la educación, salud, caminos y empleos.*

*Artículo 9 (Política de Hidrocarburos, Desarrollo Nacional y Soberanía). El Estado, a través de sus órganos competentes, en ejercicio y resguardo de su soberanía, establecerá la Política Hidrocarburífera del país en todos sus ámbitos.*

*El aprovechamiento de los hidrocarburos deberá promover el desarrollo integral, sustentable y equitativo del país, garantizando el abastecimiento de hidrocarburos al*

*mercado interno, incentivando la expansión del consumo en todos los sectores de la sociedad, desarrollando su industrialización en el territorio nacional y **promoviendo la exportación de excedentes en condiciones que favorezcan los intereses del Estado** y el logro de sus objetivos de política interna y externa, de acuerdo a una Planificación de Política Hidrocarburífera.*

**Artículo 11 (Objetivos de la Política Nacional de Hidrocarburos).** *Constituyen objetivos generales de la Política Nacional de Hidrocarburos:*

- g. Garantizar y fomentar la industrialización, comercialización y exportación de los hidrocarburos con valor agregado.*
- h. Establecer políticas competitivas de exportación, industrialización y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados, en beneficio de los objetivos estratégicos del país.*

**Artículo 17 (Ejecución de la Política de los Hidrocarburos).** *La actividad hidrocarburífera, el uso, goce y disposición de los recursos naturales hidrocarburíferos, se ejecuta en el marco de la Política Nacional de Hidrocarburos.*

*III. La actividad de comercialización para 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, conforme a Ley.*

**Artículo 31 (Clasificación de las Actividades Hidrocarburíferas).** *Las Actividades Hidrocarburíferas son de interés y utilidad pública y gozan de la protección del Estado,*

*y se clasifican en: a) Exploración; b) Explotación; c) Refinación e Industrialización; d) Transporte y Almacenaje; e) Comercialización.*

Esta ley reglamenta la parte de las exportaciones donde se establece que el Poder Ejecutivo será responsable de realizar la política para el desarrollo y apertura de mercados para la exportación de gas y de fomentar la participación del sector privado en la exportación de gas y que los ingresos generados por las exportaciones se destinen a la educación, salud, caminos y empleo.

### **3.13 Decreto Supremo N° 28701 del 01 de mayo de 2006**

En el marco de la CPE vigente, el decreto específico del sector de hidrocarburos, regula este sector, en los siguientes Artículos y de acuerdo a los siguientes aspectos:

#### **A. PROPIEDAD DE LOS HIDROCARBUROS**

*Artículo 1. En ejercicio de la soberanía nacional, obedeciendo el mandato del pueblo boliviano expresado en el Referéndum vinculante del 18 de julio del 2004 y en aplicación estricta de los preceptos constitucionales, se nacionalizan los recursos naturales hidrocarburíferos del país.*

*El Estado recupera la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de estos recursos.*

#### **B. PARTICIPACIÓN ADICIONAL PARA YPFB**

*Artículo 4. I. Durante el período de transición, para los campos cuya producción certificada promedio de gas natural del año 2005 haya sido superior a los 100 millones de metros cúbicos diarios, el valor de la producción se distribuirá de la siguiente forma: 82% para el Estado (18% de regalías y participaciones, 32% de Impuesto Directo a los Hidrocarburos - IDH y*

*32% a través de una participación adicional para YPFB), y 18% para las compañías (que cubre costos de operación, amortización de inversiones y utilidades).*

**II.** *Para los campos cuya producción certificada promedio de gas natural del año 2005 haya sido menor a 100 millones de pies cúbicos diarios, durante el período de transición, se mantendrá la actual distribución del valor de la producción de hidrocarburos.*

**III.** *El Ministerio de Hidrocarburos y Energía determinará, caso por caso y mediante auditorias, las inversiones realizadas por las compañías, así como sus amortizaciones, costos de operación y rentabilidad obtenida en cada campo. Los resultados de las auditorias servirán de base a YPFB para determinar la retribución o participación definitiva correspondiente a las compañías en los contratos a ser firmados de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3 del presente Decreto Supremo.*

En el DS N° 28701, en su Artículo 4 menciona que, adicional al pago del 50% que ya tributaba a partir de la vigencia de la Ley N° 3058, se impuso una participación para YPFB equivalente al 32% del valor de la producción. Hay que aclarar, sin embargo, que esta participación no se aplicaba a todos los campos, sino solamente a aquellos cuya producción de gas natural se encontraba por encima de los 2,83 MM mcd (100 MM pcd), es decir que esta participación se aplicaba prácticamente a los megacampos San Alberto y Sábalo, operados por la empresa Petrobras Bolivia S.A. (Fundación Jubileo, 2009, p. 20)

### **3.14 Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia del 07 de febrero de 2009**

La nueva CPE se refiere al sector hidrocarburos, en el capítulo Segundo del Título II, de la Parte Cuarta: “Estructura y organización económica del estado”, en los siguientes Artículos:

***Artículo 359. I.** Los hidrocarburos, cualquiera sea el estado en que se encuentren o la forma en la que se presenten, son de propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano. El Estado, en nombre y representación del pueblo boliviano, ejerce la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único facultado para su comercialización. La totalidad de los ingresos percibidos por la comercialización de los hidrocarburos será propiedad del Estado.*

***II.** Ningún contrato, acuerdo o convenio, de forma, directa o indirecta, tácita o expresa, podrá vulnerar total o parcialmente lo establecido en el presente artículo. En el caso de vulneración los contratos serán nulos de pleno derecho y quienes los hayan acordado, firmado, aprobado o ejecutado, cometerán delito de traición a la patria.*

***Artículo 360.** El estado definirá la política de hidrocarburos, promoverá su desarrollo integral, sustentable y equitativo y garantizará la soberanía energética.*

***Artículo 361. I.** Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) es una empresa autárquica de derecho público, inembargable, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, en el marco de la política estatal de hidrocarburos. YPFB, bajo tuición del Ministerio del ramo y como brazo operativo del Estado, es la única facultada*

*para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización.*

**II.** *YPFB no podrá transferir sus derechos u obligaciones en ninguna forma o modalidad, tácita o expresa, directa o indirectamente.*

**Artículo 364.** *YPFB, en nombre y representación del Estado boliviano, operará y ejercerá derechos de propiedad en territorios de otros estados.*

**Artículo 367.** *La explotación, consumo y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados deberán sujetarse a una política de desarrollo que garantice el consumo interno. La exportación de la producción excedente incorporará la mayor cantidad de valor agregado.*

En febrero de 2009, Bolivia aprobó una nueva CPE que establece importantes lineamientos de política hidrocarburífera, ratificando en cierta medida las establecidas en el DS N° 28701, como ser la propiedad estatal sobre la producción de hidrocarburos y que YPFB es la única facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos, en la cual incluye la comercialización.

## CAPÍTULO IV

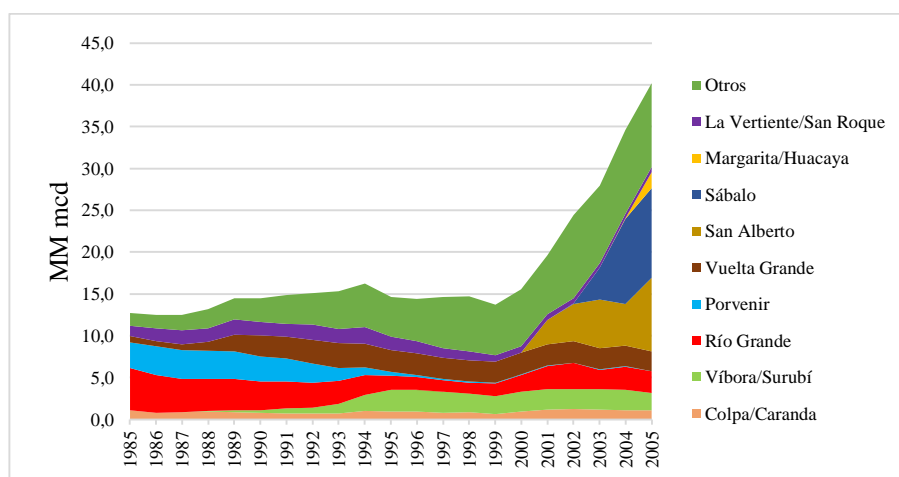
### FACTORES DETERMINANTES DEL TEMA

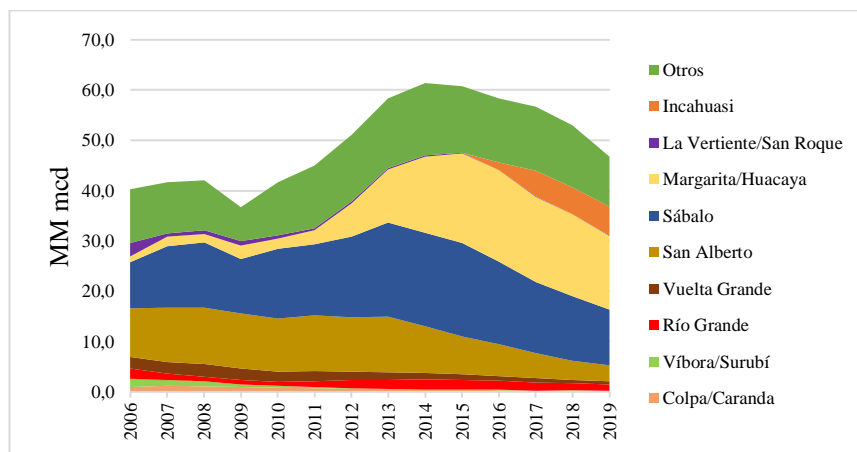
#### 4.1 Producción de Gas Natural de Campos Petroleros

La producción de gas natural para el periodo 1985 – 2000 osciló entre 12 y 14 MM mcd, no obstante, en el periodo de 2000 – 2005 la producción de gas natural se incrementó significativamente, llegando al 2005 a una producción de gas natural de alrededor de 40,20 MM mcd. Por otra parte, la producción de gas natural para el periodo de 2006 – 2019 osciló entre 36 y 46 MM mcd, sin embargo, se tiene una tendencia decreciente, toda vez que los campos San Alberto, Sábalo y Margarita/Huacaya están declinado su producción, pese a que, esta reducción es atenuada por la producción del campo Incahuasi, conforme se puede verificar en la figura 6.

#### Figura 6

*Bolivia: Producción de gas natural para el periodo 1985 – 2005, así como para el periodo 2006 – 2019*





Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).<sup>19</sup>

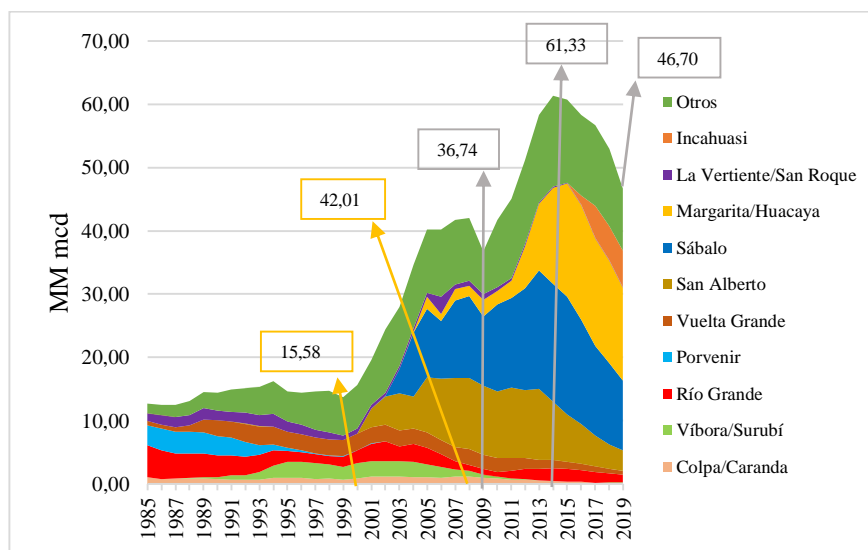
Según la figura 7, se tiene que la producción de gas natural se incrementó a partir del año 2000 (alrededor de 15,58 MM mcd) llegando al 2008 a una producción cercana a 42,01 MM mcd y para el año 2009 la producción disminuyó a 36,74 MM mcd aproximadamente, la disminución se debe a que la demanda se contrajo debido a la crisis financiera ocurrida en el 2008, sin embargo, la producción de gas natural se incrementó en años posteriores, es así que para el año 2014 se llega a una producción de gas natural de alrededor de 61,33 MM mcd siendo la máxima producción de gas natural que se tuvo en el periodo de estudio, no obstante, a partir del 2014 la producción de gas natural declinó y para el 2019 la producción de gas natural fue cercano a 46,70 MM mcd.

<sup>19</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.



**Figura 7**

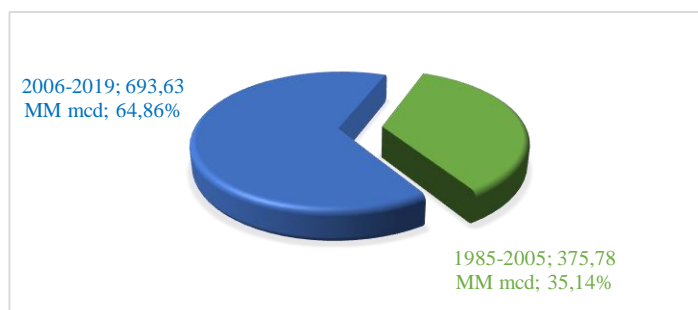
*Bolivia: Producción de gas natural de campos petroleros, periodo 1985 – 2019*



Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).<sup>20</sup>

**Figura 8**

*Bolivia: Producción de gas natural (en %) para el periodo 1985 – 2005, como también para el periodo 2006 – 2019*



Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).<sup>21</sup>

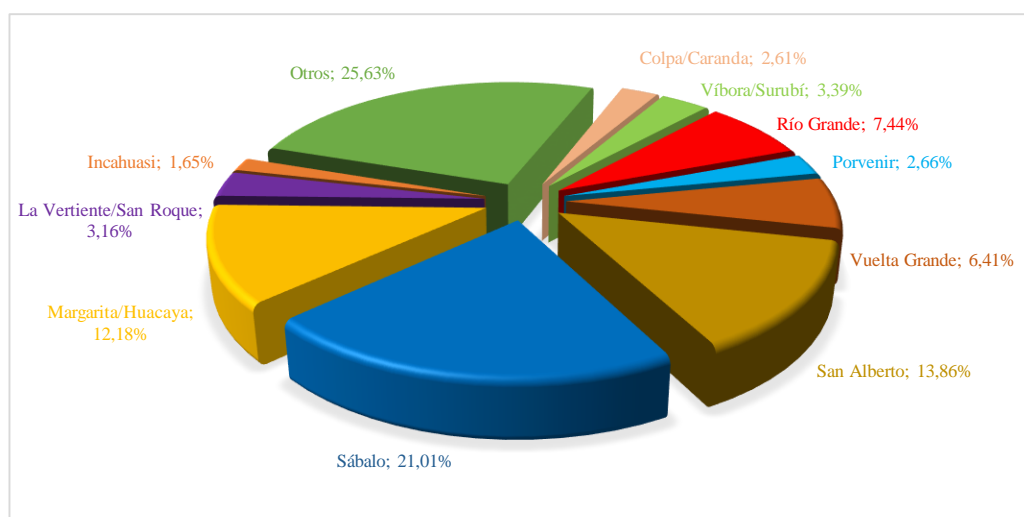
<sup>20</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

<sup>21</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

Tomando en cuenta la figura 8, la producción de gas natural para el periodo 1985 – 2005 fue de 375,78 MM mcd aproximadamente lo que equivale al 35,14%, no obstante, para el periodo 2006 – 2019 la producción de gas natural fue alrededor de 693,63 MM mcd lo que representaría el 64,86%, bajo este entendido se tuvo mayor producción de gas natural en el periodo 2006 – 2019.

### Figura 9

*Bolivia: Producción de gas natural por campos petroleros (en %), periodo 1985 – 2019*



Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).<sup>22</sup>

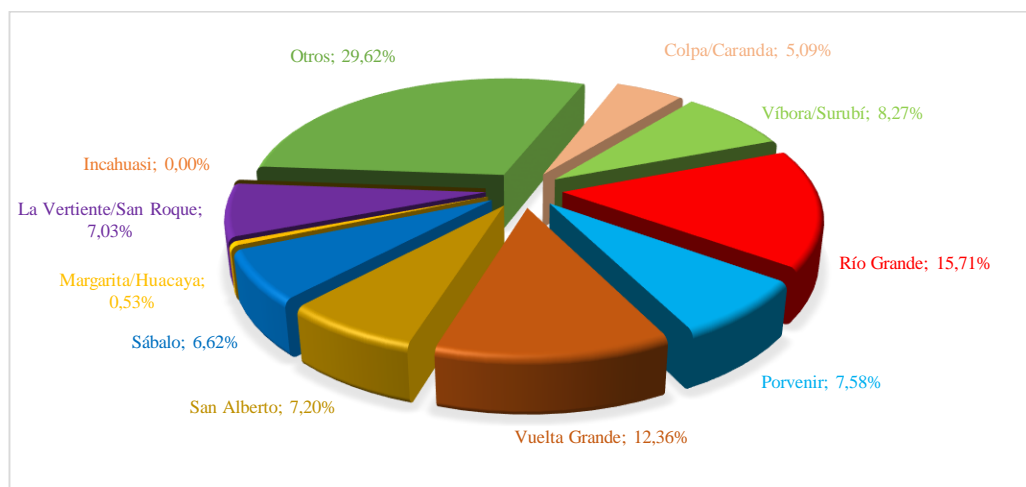
Considerando la figura 9, se tiene que en el periodo de estudio los campos petroleros que más aportaron a la producción de gas natural son los campos: Sábalo con 21,01%, San Alberto con 13,86%, Margarita/Huacaya con 12,18%, Río Grande con 7,44% y Vuelta Grande con 6,41%.

<sup>22</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

Por tanto, los campos mencionados precedentemente representan el 60,90% de la producción de gas natural, en este sentido, los campos Sábalo, San Alberto, Margarita/Huacaya, Río Grande y Vuelta Grande son los que más aportaron en la producción de gas natural en el periodo de estudio.

### Figura 10

*Bolivia: Producción de gas natural por campos petroleros (en %) para el periodo 1985 – 2005*



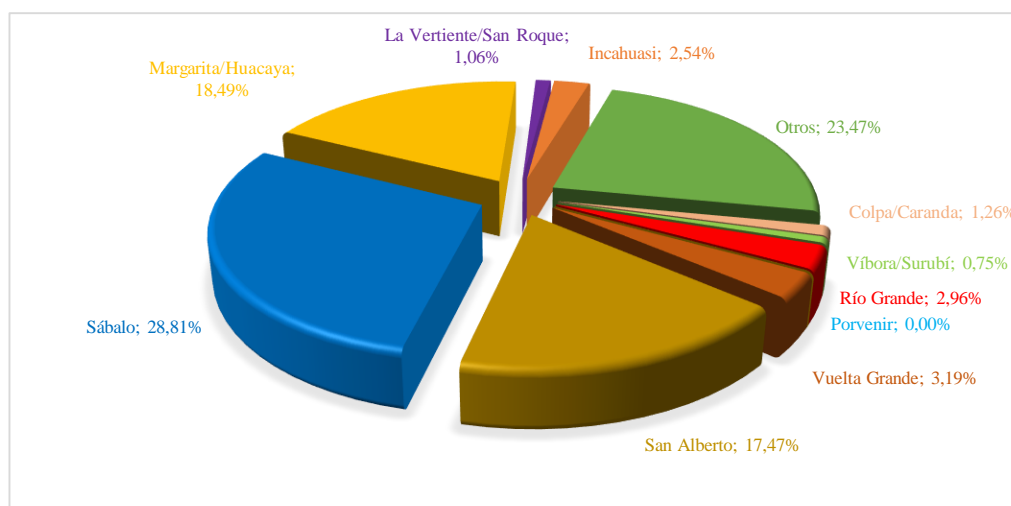
Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).<sup>23</sup>

Según la figura 10, para el periodo 1985 – 2005 se tiene que los campos petroleros más importantes son los siguientes: Río Grande, Vuelta Grande, Víbora/Surubí, Porvenir y La Vertiente/San Roque, los cuales representan el 50,95%, posteriormente empiezan a cobrar relevancia los campos San Alberto (7,20%) y Sábalo (6,62%).

<sup>23</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

### Figura 11

*Bolivia: Producción de gas natural por campos petroleros (en %) para el periodo 2006 – 2019*



Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).<sup>24</sup>

Respecto a la figura 11, se indica que los campos Sábalo, Margarita/Huacaya y San Alberto constituyen el 64,77% con respecto a la producción de gas natural en el periodo 2006 – 2019.

#### **4.1.1 Campos Petroleros de Bolivia en el Periodo 1985 – 2019**

##### **4.1.1.1 Campo Colpa y Caranda**

De acuerdo a la tabla 4, los campos Caranda y Colpa fueron descubiertos por la Bolivian Gulf Oil Company en los años 1960 y 1962 respectivamente, además dentro del área Colpa – Caranda se encuentran ambos campos, por ende, se encuentran en el departamento de Santa Cruz. Asimismo, es necesario indicar que inicialmente Bolivian Gulf Oil Company

<sup>24</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

desarrolló los campos hasta octubre de 1969, posteriormente con la segunda nacionalización, YPFB administra y ejecuta operaciones en los campos. En octubre de 1989, la compañía Pérez Compac (posteriormente cambio su razón social a Pecom Energía S.A. sucursal Bolivia, lo cual fue informado a YPFB el 7 de junio del 2001) y posteriormente Petrobras Bolivia S.A., mediante un Contrato de Operación con YPFB, asume la operación de los campos Caranda y Colpa que se encontraban en su última etapa de producción.

**Tabla 4**

*Datos de los campos Caranda y Colpa*

	<b>Campo Caranda</b>	<b>Campo Colpa</b>
<b>Área</b>	Colpa - Caranda	Colpa -Caranda
<b>Descubridor</b>	Bolivian Gulf Oil Company	Bolivian Gulf Oil Company
<b>Año de descubrimiento</b>	1960	1962
<b>Departamento</b>	Santa Cruz	Santa Cruz
<b>Zona</b>	Tradicional	Tradicional
<b>Operador</b>	Petrobras Bolivia S.A.	Petrobras Bolivia S.A.

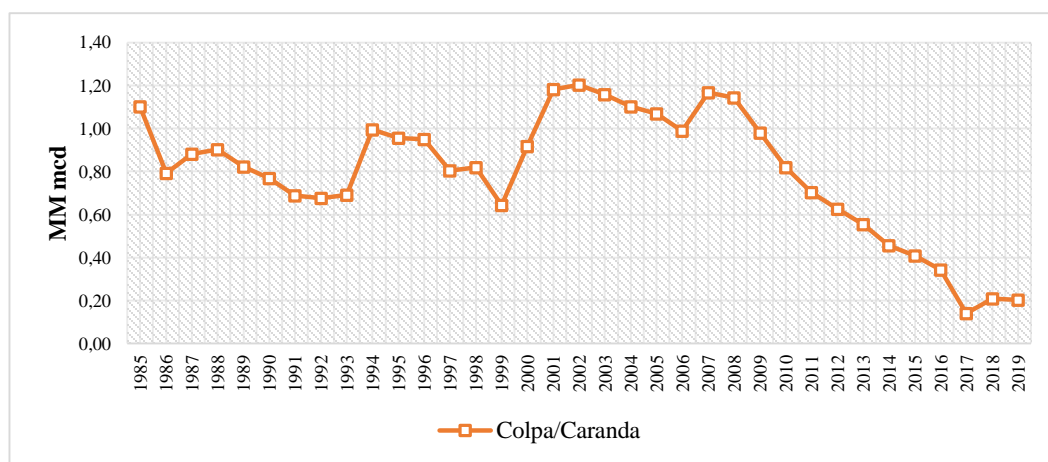
Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE), 2011 y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), 2018.<sup>25</sup>

Según la figura 12, se puede comprobar que los campos Caranda y Colpa en el periodo comprendido desde 1985 hasta 2019 aportaron una producción de gas natural de alrededor de 27,87 MM mcd, por lo que correspondería un 2,61% con respecto al total de gas natural producido en el país para el periodo indicado, sin embargo, se observa que se tiene una declinación significativa en los campos Caranda y Colpa a partir del año 2008.

<sup>25</sup> La presente tabla fue obtenida en base a los documentos “Campos gasíferos y petrolíferos de Bolivia”, 2011 e “Información Financiera Contratos de Servicios Petroleros”, 2018.

## Figura 12

*Bolivia: Producción de gas natural de los campos Caranda y Colpa, periodo 1985 – 2019*



Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).<sup>26</sup>

### 4.1.1.2 Campo Rio Grande

Con base en la tabla 5, el campo Rio Grande fue descubierto por Bolivian Gulf Oil Company en el año 1960, no obstante, ingreso a producción en 1962 con el pozo RGD-2, el campo se encuentra en la ciudad de Santa Cruz, además cabe indicar que el campo se encuentra dentro del área Rio Grande.

Cabe mencionar que, en 1997 la compañía Andina S.A. inicio sus operaciones en Bolivia, además indicar que Repsol YPF se afilio y definió como su subsidiaria a Andina S.A., posteriormente, tras el proceso de adecuación de la compañía al nuevo escenario legal y

<sup>26</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

operativo vigente en el sector petrolero, en noviembre de 2008 se dio lugar a la conformación de YPFB Andina S.A., el cual actualmente opera el campo Rio Grande.

**Tabla 5**

*Datos del campo Rio Grande*

<b>Área</b>	Rio Grande
<b>Descubridor</b>	Bolivian Gulf Oil Company
<b>Año de descubrimiento</b>	1960
<b>Departamento</b>	Santa Cruz
<b>Zona</b>	Tradicional
<b>Operador</b>	YPFB Andina S.A.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE), 2011 y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), 2018.<sup>27</sup>

Con relación a la figura 13, si bien se tuvo un declive en la producción de gas natural en el periodo 1985 – 2019, no obstante, la producción oscilo entre 1 a 3 MM mcd, teniendo mejoras de producción en 1998 y 2010.

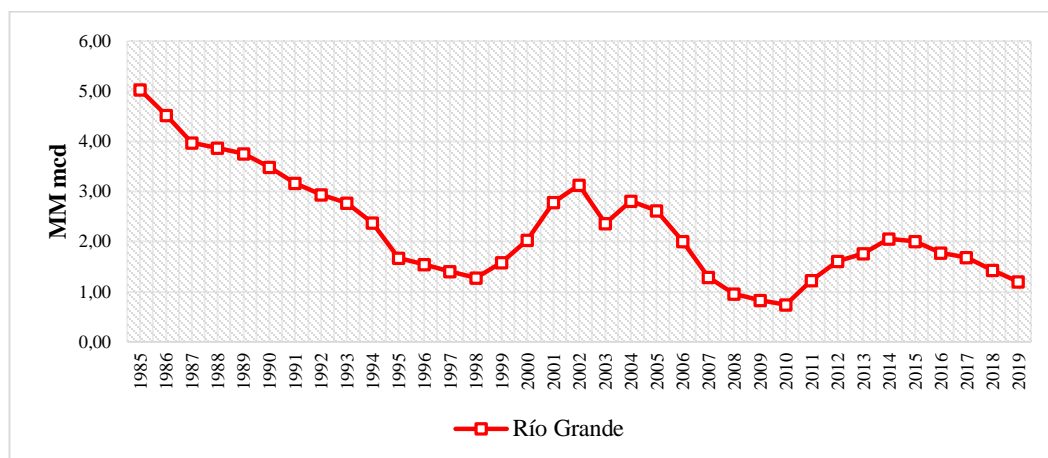
Cabe mencionar que, la producción de gas natural del campo Rio Grande en el periodo 1985 – 2019 fue de 79,60 MM mcd aproximadamente, lo que correspondería al 7,44% con respecto a la producción total de gas natural, en este sentido, el campo Rio Grande apporto significativamente a la producción de gas natural en el periodo de estudio.

---

<sup>27</sup> La presente tabla fue obtenida en base a los documentos “Campos gasíferos y petrolíferos de Bolivia”, 2011 e “Información Financiera Contratos de Servicios Petroleros”, 2018.

**Figura 13**

*Bolivia: Producción de gas natural del campo Rio Grande, periodo 1985 – 2019*



Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)<sup>28</sup>.

#### 4.1.1.3 Campo Vuelta Grande

Con base en la tabla 6, el campo Vuelta Grande se encuentra ubicado en el departamento de Chuquisaca, el mismo fue descubierto en el año 1978 con la perforación del pozo VGR-X1, sin embargo, la producción del campo inicio en 1983 y se explotó por agotamiento natural hasta 1985, debido a que se puso en marcha el sistema de reinyección de gas a objeto de mantener la presión.

Cabe señalar que la empresa Chaco S.A. (constituida por la empresa Amoco Netherlands Petroleum Company y posteriormente adquirida por British Petroleum) inicia sus actividades en Bolivia en 1990. En este sentido, desde abril de 1997 la empresa Chaco S.A. se hace cargo de la operación y manejo del campo, heredando el esquema de

<sup>28</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.



reinyección de gas de YPFB, sin embargo, con las medidas del año 2006, se constituye YPFB Chaco S.A. con lo cual pasa a ser operador del campo Vuelta Grande.

**Tabla 6**

*Datos del campo Vuelta Grande*

<b>Área</b>	Chaco Varios
<b>Descubridor</b>	YPFB
<b>Año de descubrimiento</b>	1978
<b>Departamento</b>	Chuquisaca
<b>Zona</b>	Tradicional
<b>Operador</b>	YPFB Chaco S.A.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE), 2011 y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), 2018.<sup>29</sup>

De acuerdo con la figura 14, se tiene que la producción del campo Vuelta Grande en el periodo de estudio fue alrededor de 68,60 MM mcd lo que implicaría un 6,41% con respecto de la producción total de gas natural, así como también se puede evidenciar que la producción de gas natural se incrementó desde 1987 hasta 2008 debido a que se puede observar que comienza la declinación a partir del 2008.

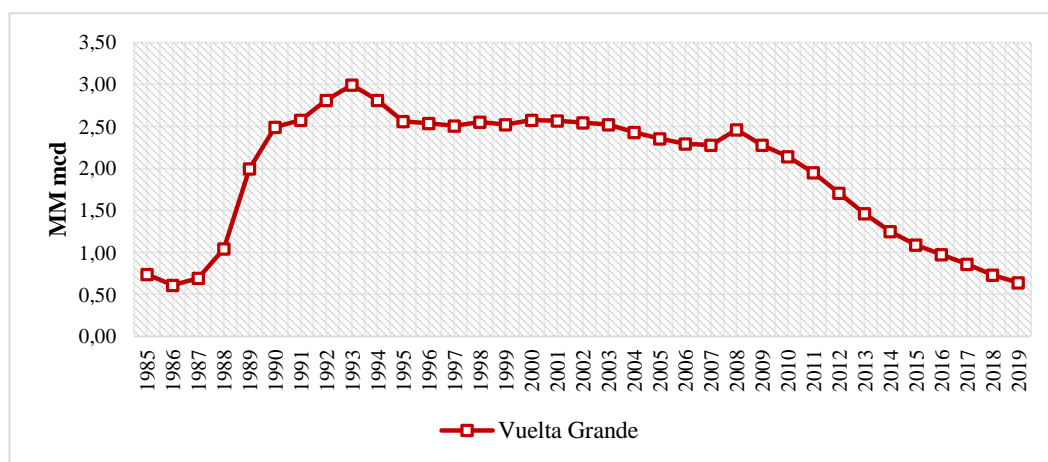
Se indica que, la producción de gas natural del campo Vuelta Grande para el periodo 1987 – 2008 fue de aproximadamente 52,15 MM mcd, por lo que en este periodo se tuvo producciones favorables.

---

<sup>29</sup> La presente tabla fue obtenida en base a los documentos “Campos gasíferos y petrolíferos de Bolivia”, 2011 e “Información Financiera Contratos de Servicios Petroleros”, 2018.

**Figura 14**

*Bolivia: Producción de gas natural del campo Vuelta Grande, periodo 1985 – 2019*



Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)<sup>30</sup>.

#### 4.1.1.4 Campo La vertiente y San Roque

El campo La Vertiente fue descubierto por Tesoro Bolivia Petroleum Company en 1977, no obstante, recién inició la producción en el año 1980, además es necesario indicar que en el área La Vertiente se encuentra el campo La Vertiente, el cual se encuentra en el departamento de Tarija. Cabe señalar que, la empresa British Gas inició sus actividades en Bolivia en el año 1999 con la compra de la empresa Tesoro Bolivia Petroleum Company es así que operó el campo La Vertiente, sin embargo, en el año 2016 Royal Dutch Shell adquiere a British Gas Group, por lo que todas las operaciones de British Gas pasan a manos de Shell Bolivia Corporation, Sucursal Bolivia.

<sup>30</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

El campo San Roque fue descubierto por YPFB en 1981, con la perforación del pozo SRQ-X1, el campo San Roque se encuentra en el área Chaco Varios, el cual se encuentra ubicado en el departamento de Tarija, asimismo se menciona que la producción del campo San Roque inició en el año 1986. Con las medidas de la Ley de hidrocarburos N° 1689 de 1996, el campo San Roque pasa a ser operado por Chaco S.A., posteriormente se conforma YPFB Chaco S.A. el cual opera actualmente el campo San Roque, conforme la tabla 7.

**Tabla 7**

*Datos de los campos La Vertiente y San Roque*

	Campo La Vertiente	Campo San Roque
<b>Área</b>	Bloque XX Tarija Este, La Vertiente y Los Suris.	Chaco Varios
<b>Descubridor</b>	Tesoro Bolivia Petroleum Company	YPFB
<b>Año de descubrimiento</b>	1977	1981
<b>Departamento</b>	Tarija	Tarija
<b>Zona</b>	Tradicional	Tradicional
<b>Operador</b>	Shell Bolivia Corporation, Sucursal Bolivia	YPFB Chaco S.A.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE), 2011 y Yacimientos Petrolíferos

Fiscales Bolivianos (YPFB), 2018.<sup>31</sup>

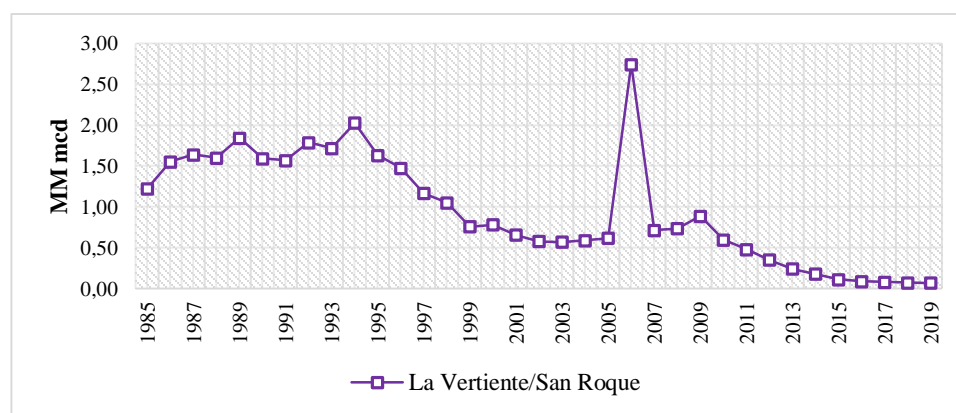
Con base en la figura 15, se puede evidenciar que la tendencia de producción de gas natural de los campos La Vertiente y San Roque comprendido entre 1985 y 2019 es decreciente, no obstante, es pertinente mencionar que la producción de gas natural proveniente de los campos La Vertiente y San Roque fue de aproximadamente 33,75 MM mcd aportando el 3,16% del total de la producción de gas natural para el periodo de estudio, además se

<sup>31</sup> La presente tabla fue obtenida en base a los documentos “Campos gasíferos y petrolíferos de Bolivia”, 2011 e “Información Financiera Contratos de Servicios Petroleros”, 2018.

puede verificar que la producción de gas natural comenzó su declinación desde el año 1995, con una mejora de producción desde el 2006 hasta el 2010 debido a que volvió a la misma declinación a partir del 2010.

### Figura 15

*Bolivia: Producción de gas natural de los campos La Vertiente y San Roque, periodo 1985 – 2019*



Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)<sup>32</sup>.

#### 4.1.1.5 Campo Porvenir

El campo Porvenir fue descubierto por Occidental Bolivia en 1978 con la perforación del pozo PNV-X1, además el campo se encuentra ubicado en el departamento de Chuquisaca. Cabe destacar que, la empresa Vintage Petroleum Inc. fue adquirido por Occidental Petroleum Corporation en enero de 2006, por lo que la empresa Vintage Petroleum Boliviana Ltd. es la sucursal de la transnacional Occidental Petroleum Corporation, la cual tiene sede en EEUU.

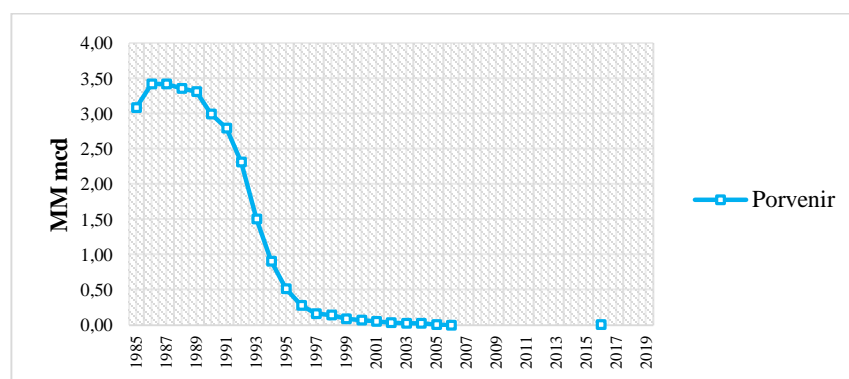
<sup>32</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

**Tabla 8***Datos del campo Porvenir*

<b>Área</b>	Porvenir
<b>Descubridor</b>	Occidental Petroleum Corporation
<b>Año de descubrimiento</b>	1978
<b>Departamento</b>	Chuquisaca
<b>Zona</b>	Tradicional
<b>Operador</b>	Vintage Petroleum Boliviana Ltd.Suc.Bol.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE), 2011 y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), 2018.<sup>33</sup>

Según la figura 16, el campo Porvenir produjo un total aproximado de 28,48 MM mcd de gas natural lo cual significaría un 2,66% con respecto del total de la producción de gas natural, sin embargo, es necesario mencionar que desde el 2006 el campo se encuentra agotado y todos sus pozos cerrados, por lo que la empresa Vintage Petroleum Boliviana Ltd. solo utiliza la planta de este campo para recepcionar la producción de sus otros campos circundantes (Chaco Sur y Ñupuco).

**Figura 16***Bolivia: Producción de gas natural del campo Porvenir, periodo 1985 – 2019*

Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)<sup>34</sup>.

<sup>33</sup> La presente tabla fue obtenida en base a los documentos “Campos gasíferos y petrolíferos de Bolivia”, 2011 e “Información Financiera Contratos de Servicios Petroleros”, 2018.

<sup>34</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

#### 4.1.1.6 Campo Víbora y Surubí

El campo Víbora fue descubierto por YPFB con la perforación del pozo VBR-X1 en 1988 y fue puesto en producción ese mismo año. Cabe mencionar que, a fines de 1998, a raíz de un descontrol, el pozo VBR-002 fue abandonado, perdiéndose sus reservas hidrocarburíferas del pozo VBR-002. Para el caso del campo Surubí, fue descubierto a inicios de 1992 por la compañía Maxus Energy Corporation con el pozo SRB-A1 y campo Surubí se encuentra en producción desde septiembre de 1993.

Asimismo, REPSOL YPF se afilia o define como subsidiaria a Maxus Bolivia, por lo cual pasa a ser el operador de campo Surubí.

**Tabla 9**

*Datos de los campos Víbora y Surubí*

Área	Víbora	Surubí
Descubridor	YPFB	Maxus Energy Corporation
Año de descubrimiento	1988	1992
Departamento	Santa Cruz	Cochabamba y Santa Cruz
Zona	Tradicional	Tradicional
Operador	YPFB Andina S.A.	Repsol E&P Bolivia S.A.

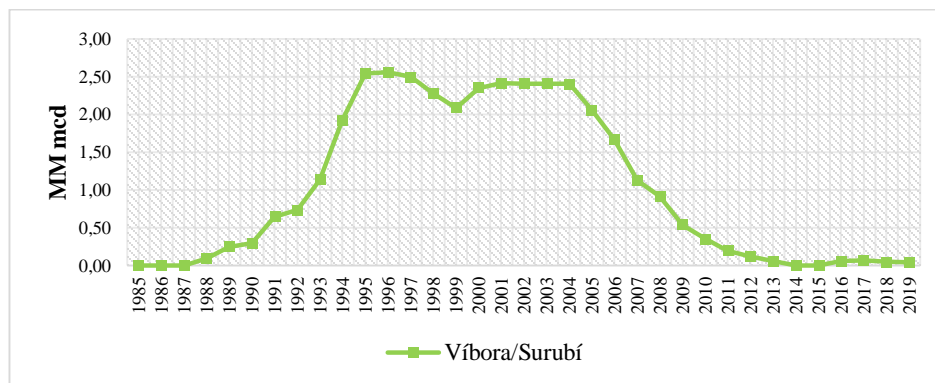
Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE), 2011 y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), 2018.<sup>35</sup>

Con base en la figura 17, se puede evidenciar que la producción de gas natural de los campos Víbora y Surubí comenzó su declinación a partir del año 2004, no obstante, para el periodo de 1985 a 2019 los campos Víbora y Surubí produjeron un aproximado de 36,26 MM mcd, el cual corresponde al 3,39% con respecto del total de la producción de gas natural.

<sup>35</sup> La presente tabla fue obtenida en base a los documentos “Campos gasíferos y petrolíferos de Bolivia”, 2011 e “Información Financiera Contratos de Servicios Petroleros”, 2018.

**Figura 17**

*Bolivia: Producción de gas natural de los campos Víbora y Surubí, periodo 1985 – 2019*



Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)<sup>36</sup>.

#### 4.1.1.7 Campo San Alberto

Considerando la tabla 10, el campo San Alberto fue descubierto en 1966 por YPFB, toda vez que perforó el primer pozo somero SAL-X1, por lo que el reservorio fue explotado mediante 8 pozos someros, los cuales se encuentran agotados. Asimismo, se indica que los pozos someros iniciaron su producción en 1967 y concluyeron en 1995.

Tomando en cuenta que, los pozos someros se agotaron, se iniciaron operaciones en el área San Alberto a partir de abril de 1996, mediante un Contrato de Asociación para ejecutar actividades de exploración y explotación firmado por YPFB y Petrobras Bolivia S.A. bajo la tipología contractual prevista en la Ley de hidrocarburos N° 1194 de 1990. Sin embargo, en abril de 1997, Petrobras Bolivia S.A. cede el 30% de su participación a la empresa Total Fina Elf., quedando la sociedad con la siguiente composición accionaria: YPFB 50%, Petrobras Bolivia S.A. 35% y Total Fina Elf. 15%. Con el DS N° 24806 de

<sup>36</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

agosto de 1997 se aprobó el modelo del Contrato de Riesgo Compartido, suscribiéndose el mismo entre YPFB y Petrobras Bolivia S.A. en diciembre de 1997. Por efecto de la capitalización interviene Andina S.A. participando con el 50% de YPFB, quedando la composición accionaria de la siguiente manera: Petrobras Bolivia S.A. 35%, Total Fina Elf. 15%, Andina S.A. 25%, YPFB (AFPs) 24,46% y ex-empleados de YPFB 0,54%.

Con todo lo mencionado precedentemente, la empresa Petrobras Bolivia S.A. luego de cubrir varias fases de prospección geológica, en 1997 inicia la etapa de perforación exploratoria profunda en el área San Alberto, con el pozo SAL-X10, con lo cual descubre nuevos reservorios de hidrocarburos más profundos en las formaciones Huamampampa, Icla y Santa Rosa. Es así que el campo San Alberto inicio su producción entre el 2000 y 2001 y como los pozos someros se encontraban agotados algunos de estos pozos son utilizados como pozos receptores de agua de condensación producida por la explotación de los reservorios profundos.

**Tabla 10**

*Datos del campo San Alberto*

<b>Área</b>	San Alberto
<b>Descubridor</b>	YPFB
<b>Año de descubrimiento</b>	1966
<b>Departamento</b>	Tarija
<b>Zona</b>	Tradicional
<b>Titulares</b>	YPFB Andina S.A. 50% Petrobras Bolivia S.A. 35% Total E&P Bolívie Sucursal Bolivia 15%
<b>Operador</b>	Petrobras Bolivia S.A.

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).<sup>37</sup>

<sup>37</sup> La presente tabla fue obtenida en base a los documentos “Campos gasíferos y petrolíferos de Bolivia”, 2011 e “Información Financiera Contratos de Servicios Petroleros”, 2018.

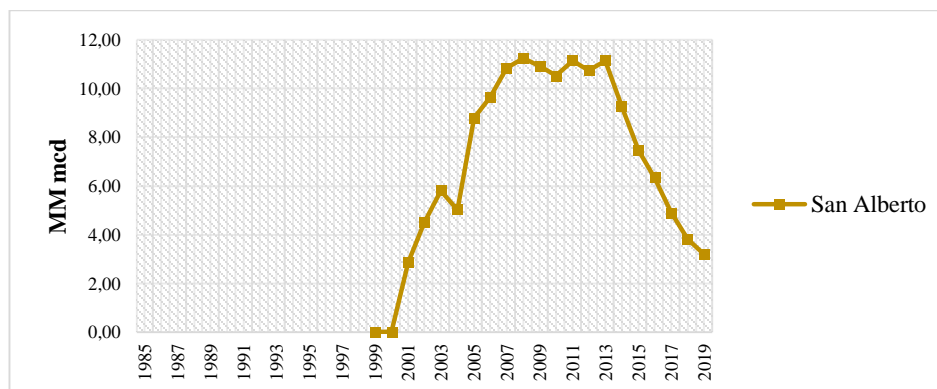


Con la figura 18, se puede evidenciar que a partir del 2000 recién entra en producción el campo San Alberto con los reservorios profundos, no obstante, se puede apreciar que la producción de los reservorios someros prácticamente fue nula. Según el Ministerio de Hidrocarburos y Energías (2011), esto se debe a que la producción fue bastante interrumpida hasta 1995, sobre todo desde enero de 1985 a 1989 el campo fue inaccesible debido a lluvias intensas que destruyeron el camino de acceso al campo.

En este sentido, la producción de gas natural del campo San Alberto para el periodo 1985 – 2019 fue de aproximadamente 148,18 MM mcd lo que significaría un 13,86% con respecto del total de producción de gas natural en el periodo indicado, en este sentido, el campo San Alberto incremento su producción en el periodo de estudio y tiene alta participación (13,86%) con respecto a la producción total de gas natural en el periodo anteriormente mencionado, no obstante, desde el año 2013 la producción del campo San Alberto se encuentra en declive.

### Figura 18

*Bolivia: Producción de gas natural del campo San Alberto, periodo 1985 – 2019*



Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)<sup>38</sup>.

<sup>38</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

#### 4.1.1.8 Campo Sábalo

En abril de 1996 se suscribe un Contrato de Asociación entre YPFB y Petrobras Bolivia S.A. conforme a la Ley de hidrocarburos N° 1194 de 1990, sin embargo, en julio de 1996 se suscribió un contrato de conversión al régimen de Riesgo Compartido, lo cual modifica la participación accionaria inicial de YPFB con el 50% y Petrobras Bolivia S.A. con el 50% de la siguiente manera: Andina S.A. 25%, Petrobras Bolivia S.A. con el 35%, Total Fina Elf con el 15%, YPFB (AFPs) 24,46% y ex-empleados de YPFB 0,54%. Se resalta, que al igual que lo ocurrido en el campo San Alberto, Petrobras Bolivia S.A. cedió parte de su acción a Total Fina Elf.

Según la tabla 11, el campo Sábalo fue descubierto en 1998 con el pozo SBL-X1, el cual se encuentra ubicado en el departamento de Tarija, sin embargo, el inicio de la producción comercial del campo fue en abril de 2003 con la entrada del pozo SBL-X4.

**Tabla 11**

*Datos del campo Sábalo*

<b>Área</b>	San Antonio
<b>Descubridor</b>	Petrobras Bolivia S.A.
<b>Año de descubrimiento</b>	1998
<b>Departamento</b>	Tarija
<b>Zona</b>	Tradicional
<b>Titulares</b>	YPFB Andina S.A. 50% Petrobras Bolivia S.A. 35% Total E&P Bolívie Sucursal Bolivia 15%
<b>Operador</b>	Petrobras Bolivia S.A.

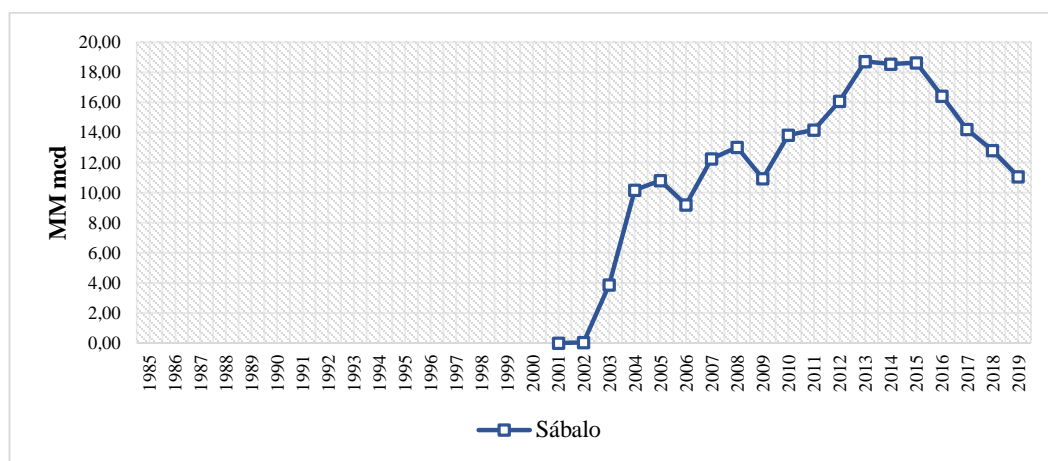
Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).<sup>39</sup>

<sup>39</sup> La presente tabla fue obtenida en base a los documentos “Campos gasíferos y petrolíferos de Bolivia”, 2011 e “Información Financiera Contratos de Servicios Petroleros”, 2018.

De acuerdo a la figura 19, se puede observar que a partir del año 2002 se tiene un incremento de la producción del gas natural del campo Sábalo, sin embargo, entra en declinación de producción a partir del año 2015. Se puede mencionar que, la producción de gas natural del campo Sábalo para el periodo 1985 – 2019 fue cercano a 224,67 MM mcd equivalente al 21,01% con respecto de la producción total de gas natural para el periodo de estudio, así que el campo Sábalo aportó de manera favorable a la producción de gas natural.

**Figura 19**

*Bolivia: Producción de gas natural del campo Sábalo, periodo 1985 – 2019*



Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)<sup>40</sup>.

#### 4.1.1.9 Campo Margarita / Huacaya

La compañía Chevron Internacional Limited se adjudicó el área Caipipendi el 5 de noviembre de 1990, para trabajos de exploración y producción bajo el Contrato de

<sup>40</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

Operación, el cual fue posteriormente convertido en Contrato de Riesgo Compartido. Este contrato fue subrogado a las compañías Maxus Bolivia Inc., BG Exploration y Union Texas, por acuerdo de partes, Maxus Bolivia Inc. paso a ser la empresa operadora.

El campo Margarita fue descubierto en 1998 por la compañía Maxus Energy Corporation con la perforación del pozo MGR-X1, que comprobó la existencia de hidrocarburos en la formación Huamampampa del sistema Devónico, pero la producción se inició en 2004 en 3 pozos.

El campo Huacaya fue descubierto el 2007 por medio de la exploración del pozo HCY-X1D, inicialmente se pensaba que los campos Margarita y Huacaya se encontraban desconectados, sin embargo, con el desarrollo del campo y monitoreo del comportamiento y presiones, se ha demostrado que es un solo campo ubicado entre los departamentos de Chuquisaca y Tarija.

**Tabla 12**

*Datos del campo Margarita/Huacaya*

<b>Área</b>	Caipipendi
<b>Descubridor</b>	Maxus Energy Corporation
<b>Año de descubrimiento</b>	1998
<b>Departamento</b>	Chuquisaca y Tarija
<b>Zona</b>	No tradicional
<b>Titulares</b>	Repsol E&P Bolivia S.A. 37,5% Shell Bolivia Corporation, Sucursal Bolivia 37,5% PAE E&P Bolivia Limited Sucursal Bolivia 25%
<b>Operador</b>	Repsol E&P Bolivia S.A.

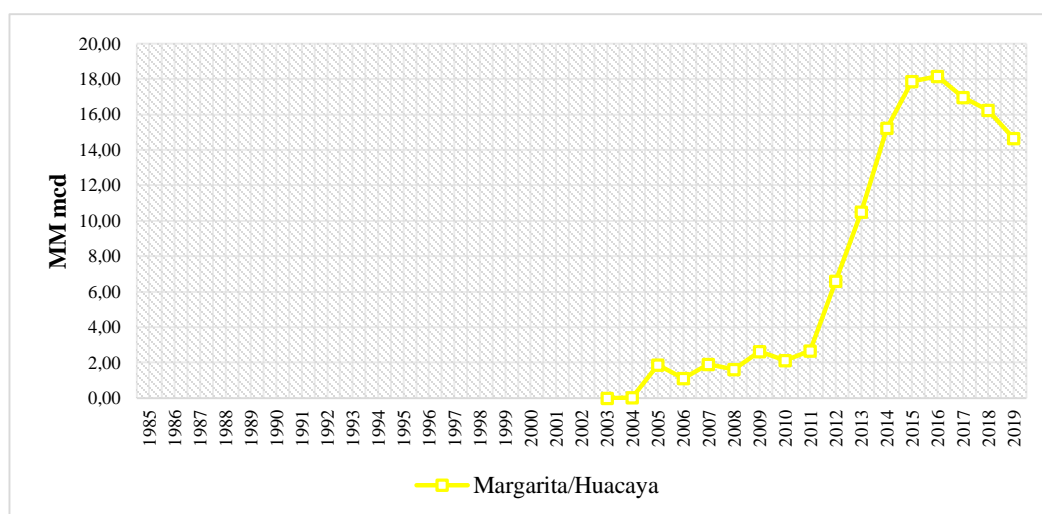
Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).<sup>41</sup>

<sup>41</sup> La presente tabla fue obtenida en base a los documentos “Campos gasíferos y petrolíferos de Bolivia”, 2011 e “Información Financiera Contratos de Servicios Petroleros”, 2018.

Con la figura 20, se puede verificar que la producción del campo Margarita/Huacaya inicio en el año 2004, donde la producción gas natural del campo en el periodo 1985 – 2019 fue cercano a 130,26 MM mcd equivalente al 12,18% con respecto al total de la producción del gas natural, sin embargo, a partir del año 2016 comienza la declinación de la producción de gas natural del campo Margarita/Huacaya.

### Figura 20

*Bolivia: Producción de gas natural del campo Margarita/Huacaya, periodo 1985 – 2019*



Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)<sup>42</sup>.

#### 4.1.1.10 Campo Incahuasi

El área Ipati fue adjudicado el año 1997 a la empresa argentina San Jorge S.A y posteriormente subrogado a Tecpetrol.

<sup>42</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

Total E&P Bolivie Sucursal Bolivia realizó trabajos exploratorios que condujeron a la perforación del pozo ICS-X1 en el área Ipati, que aunque fue improductivo, fue aprovechado para realizar una perforación dirigida, que culminó exitosamente con el descubrimiento del campo Incahuasi en 2004, no obstante, no pudo entrar en operación hasta el 2016 debido a conflictos sociales y regionales.

**Tabla 13**

*Datos del campo Incahuasi*

<b>Área</b>	Ipati
<b>Descubridor</b>	Total E&P Bolivie Sucursal Bolivia
<b>Año de descubrimiento</b>	2004
<b>Departamento</b>	Santa Cruz
<b>Titulares</b>	Total E&P Bolivie Sucursal Bolivia 50% Tecpetrol de Bolivia S.A. 20% Gazprom GP Exploración y Producción (Sucursal Bolivia) 20% YPFB Chaco S.A. 10%
<b>Operador</b>	Totalenergies EP Bolivie Sucursal Bolivia

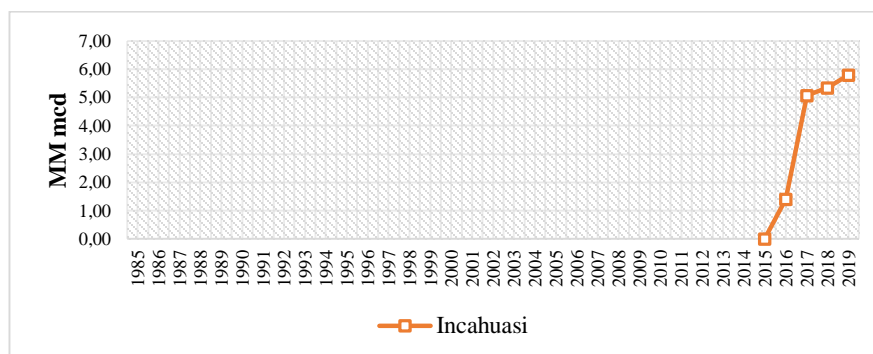
Fuente: Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).<sup>43</sup>

La producción de gas natural del campo Incahuasi en el 2016 fue de 1,41 MM mcd y para el 2019 la producción de gas natural se incrementó a 5,80 MM mcd, conforme se puede ver en la figura 21.

<sup>43</sup> La presente tabla fue obtenida en base a los documentos “Campos gasíferos y petrolíferos de Bolivia”, 2011 e “Información Financiera Contratos de Servicios Petroleros”, 2018.

**Figura 21**

*Bolivia: Producción de gas natural del campo Incahuasi, periodo 1985 – 2019*



Fuente: Velásquez et al, 2017 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)<sup>44</sup>.

Se indica que, la empresa canadiense Sproule International Limited determinó por medio de un informe técnico que el campo Incahuasi no penetra en ningún momento al departamento de Chuquisaca y pertenece única y exclusivamente al departamento de Santa Cruz.

#### 4.2 Crecimiento Económico en Bolivia

El crecimiento se puede medir en términos nominales o reales (descontando los efectos de la inflación). Si el PIB nominal ha aumentado a una tasa de crecimiento del 6% y la inflación alcanza una tasa del 4% en el mismo periodo, podemos decir, en términos reales, que la tasa de crecimiento es del 2%, que es el aumento real del PIB.

A pesar de los resultados positivos logrados por el ajuste de 1985, los logros han sido insuficientes para enfrentar la pobreza de una gran parte de los hogares bolivianos en el

<sup>44</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y datos extraídos del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

periodo 1985 – 2005, toda vez que se tiene un moderado crecimiento económico en el periodo mencionado.

Cabe indicar que, a partir de los años 90 surge la producción de soya como otro recurso natural que ocupará un sitio gravitante en la actividad productiva y la generación de divisas para el país, sin embargo, entre mediados y finales de los años 90 se descubrieron importantes yacimientos de gas natural.

Factores de orden externo e interno contribuyeron a explicar las bajas tasas de crecimiento en el período 1999 – 2001. En el ámbito externo, la evolución desfavorable de la mayoría de los precios de los productos de exportación afectó al desempeño de los sectores minero agrícola e industrial. A esto se sumaron eventos como la devaluación del real brasileño a principios de 1999, la desaceleración de la economía estadounidense en el 2000, que se acentuó luego de septiembre de 2001, y el reducido ritmo de actividad económica en los países europeos.

En el ámbito interno, la conclusión del contrato de venta de gas a Argentina y la finalización de las obras de construcción del gasoducto a Brasil en 1999 tuvieron impactos negativos en los sectores de hidrocarburos y de la construcción. En el año 2000, la erradicación de cocales, la reforma aduanera y los conflictos sociales afectaron la producción y la demanda interna. En 2001, hubo menor dinamismo en la industria y el comercio; mientras que la construcción privada continuó deprimida, así como también en 2002 se da la denominada guerra del gas.

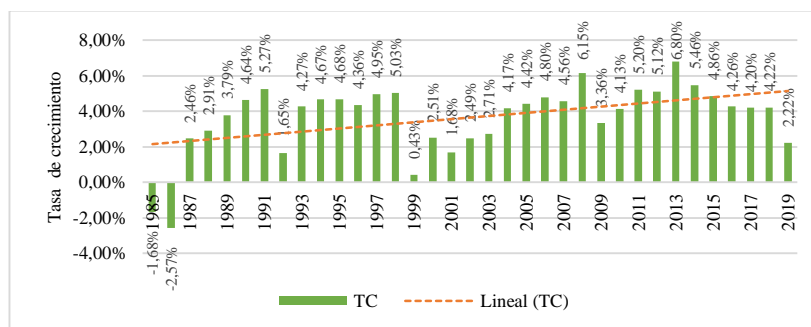
La tasa de crecimiento tuvo una desaceleración en 2008 debido a la crisis financiera mundial, sin embargo, posteriormente estuvo en ascenso hasta el año 2013 y



principalmente desde el año 2015 se registra un periodo de desaceleración, conforme se puede observar en la figura 22.

**Figura 22**

*Bolivia: Tasa de crecimiento del PIB real, periodo 1985 – 2019*



Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE), 2020.<sup>45</sup>

En el periodo 1985 – 2005 se generó un gran descontento social debido a lo siguiente:

- Escasos resultados en el bienestar de la población.
- El incremento de la desigualdad y la pobreza.
- Los excesos de la privatización y capitalización.
- La fuga de los excedentes del gas natural.

En el periodo 2006 – 2019 se tomaron medidas como ser:

- La nacionalización e industrialización (inversiones en refinación, en plantas separadoras de líquidos, en planta de urea y amoníaco, proyecto Gas Natural Licuado (GNL), entre otros) de los hidrocarburos.
- Gas natural para los bolivianos.

<sup>45</sup> La presente figura fue obtenida con los datos que se encuentran en la página del Instituto Nacional de Estadística.

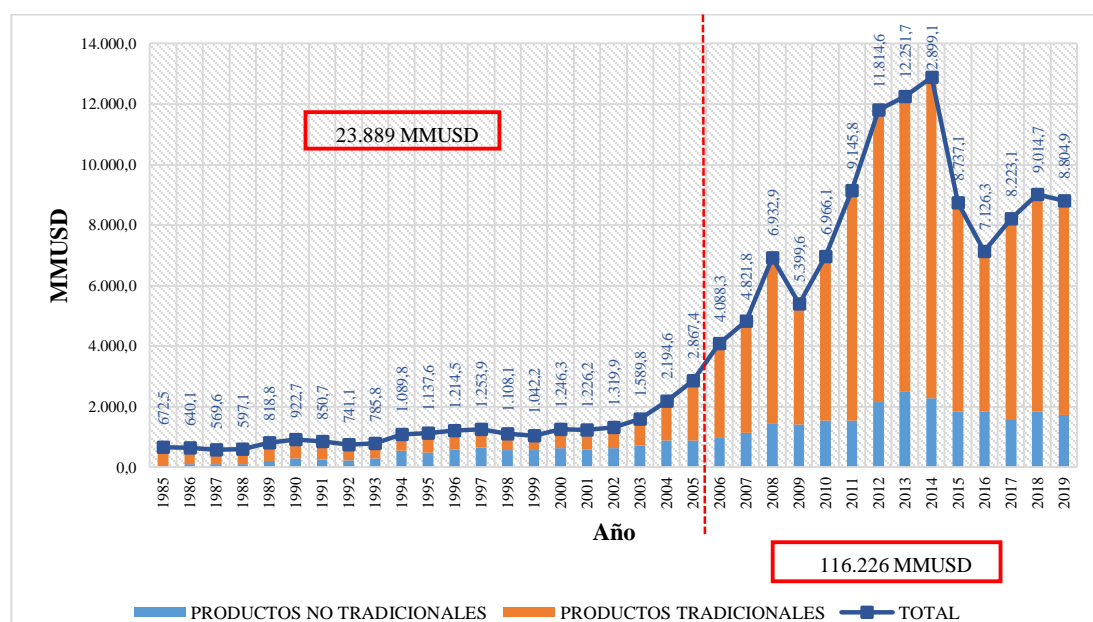
### 4.3 Ingresos por la Exportación de Gas Natural en Bolivia

#### 4.3.1 Ingresos por la Exportación de Productos Tradicionales y No Tradicionales en Bolivia

Como se puede ver en la figura 23, los ingresos por la exportación de los productos tradicionales y no tradicionales en el periodo de estudio asciende a 140.115 MMUSD aproximadamente, sin embargo, el ingreso por la exportación productos no tradicionales corresponde alrededor de 33.178,6 MMUSD lo que implicaría un 23,68 % con respecto del total, por lo que en el periodo de estudio predomina los ingresos por exportaciones de productos tradicionales en el país.

**Figura 23**

*Bolivia: Ingresos por la Exportación de Productos Tradicionales y no Tradicionales, periodo 1985 – 2019*



Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE), 2022.<sup>46</sup>

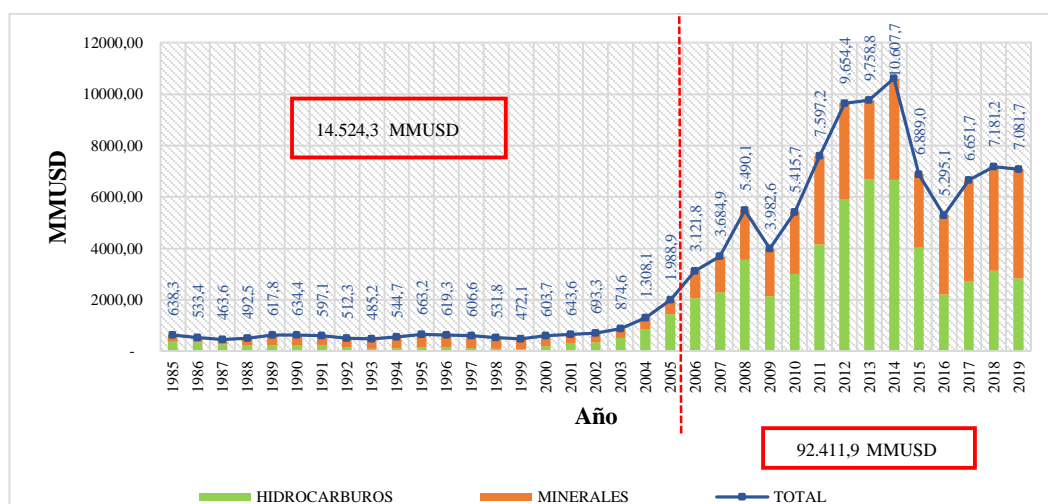
<sup>46</sup> La presente figura fue obtenida con los datos que se encuentran en la página del Instituto Nacional de Estadística.

Asimismo, en el periodo 1985 – 2005, los ingresos por las exportaciones de productos tradicionales y no tradicionales fue cercano a 23.889 MMUSD, mientras que en el periodo 2006 – 2019 fue de 116.226 MMUSD aproximadamente, por consiguiente, en el último periodo mencionado se tuvieron mayores ingresos por exportación de productos tradicionales y no tradicionales en el país.

De acuerdo a la figura 24, el ingreso por la exportación de productos tradicionales en el periodo de estudio corresponde alrededor de 106.936,2 MMUSD, no obstante, el ingreso por la exportación de minerales corresponde a 49.107,4 MMUSD aproximadamente (45,9%) y para los hidrocarburos los ingresos por exportación ascienden cercano a 57.828,8 MMUSD (54,1%), por lo tanto, se tiene mayores ingresos provenientes de la exportación de hidrocarburos.

**Figura 24**

*Bolivia: Ingresos por la exportación de productos tradicionales, periodo 1985 – 2019*



Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE), 2022.<sup>47</sup>

<sup>47</sup> La presente figura fue obtenida con los datos que se encuentran en la página del Instituto Nacional de Estadística.

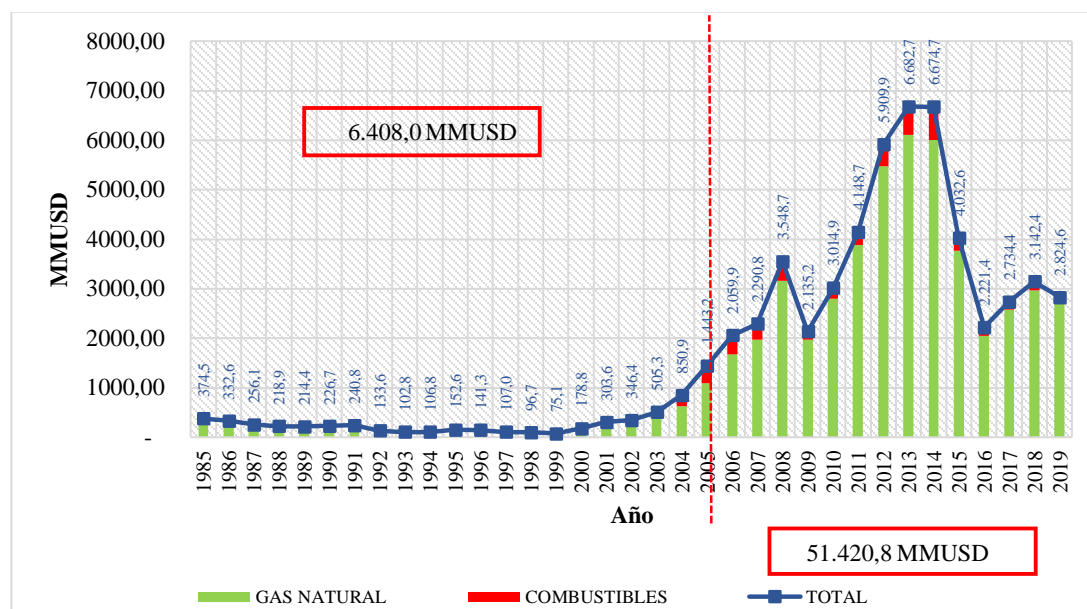
Cabe resaltar que, en el periodo 1985 – 2005, el ingreso por exportación de productos tradicionales fue de 14.524,3 MMUSD aproximadamente, mientras que en el periodo 2006 – 2019 fue el ingreso cercano a 92.411,9 MMUSD.

#### 4.3.2 Ingreso por la Exportación de Hidrocarburos en Bolivia

Según la figura 25, se tiene que el ingreso por la exportación de gas natural corresponde alrededor de 52.353,9 MMUSD y el ingreso por la exportación de combustibles fue de 5.475,0 MMUSD aproximadamente.

**Figura 25**

*Bolivia: Ingresos por la exportación de hidrocarburos, periodo 1985 – 2019*



Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INE), 2022.<sup>48</sup>

Por otra parte, se mencionó inicialmente que el ingreso por la exportación de productos tradicionales y no tradicionales fue alrededor de 140.115 MMUSD, por lo que se tendría

<sup>48</sup> La presente figura fue obtenida con los datos que se encuentran en la página del Instituto Nacional de Estadística.

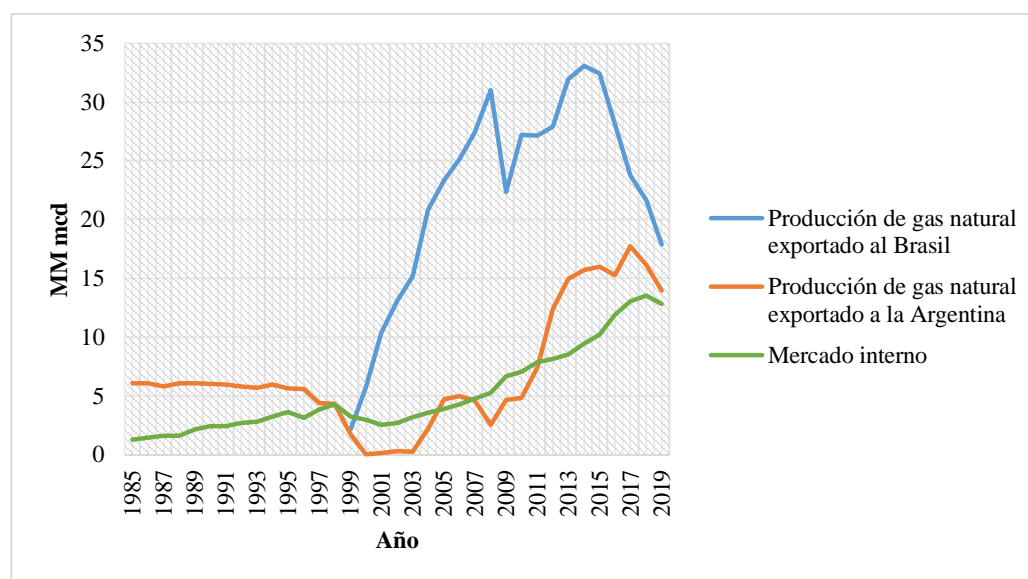
que el ingreso por la exportación de gas natural correspondería a un 37,4% con respecto de los ingresos por la exportación de productos tradicionales y no tradicionales en el periodo de estudio.

### 4.3.3 Producción de Gas Natural Exportado

De acuerdo a la figura 26, se tiene que el consumo en el mercado interno está en aumento y se incrementó notablemente debido a las medidas adoptadas en la Ley de hidrocarburos N° 3058 y el excedente se destina a la exportación, posterior a ello, se establece que el ingreso por la exportación de gas natural se destinará, principalmente, a la atención de la educación, salud, caminos y empleos.

**Figura 26**

*Bolivia: Producción de gas natural exportado para el periodo 1985 – 2019*



Fuente: Velásquez et al, 2017, Medinaceli, 2021 y Fundación Jubileo.<sup>49</sup>

<sup>49</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Fundación Jubileo, además de datos extraídos de los libros *Un siglo de economía en Bolivia Tomo II* y *Breve análisis y prospectiva de la industria del gas natural boliviano: 1980-2021*.

#### ***4.3.4 Precios del Gas Natural Exportado***

##### **4.3.4.1 Precio de la primera exportación de gas natural a la Argentina**

El primer contrato de exportación a la Argentina estableció un precio fijo de 0,2153 USD/MMBTU, así como un volumen de 4 MM mcd los primeros 7 años y 4,5 MM mcd a partir del octavo año hasta el veinteavo, por lo que las exportaciones iniciaron en 1972, posterior a ello, en 1973 se suscribió un acta estableciendo un nuevo precio de exportación de 0,335 USD/MMBTU.

Sin embargo, en 1975 se suscribió un segundo contrato ampliatorio, en el cual se estableció la revisión semestral de los precios, no obstante, no se logró estipular cuáles serían los parámetros, por lo que en 1987 se estableció la fijación y revisión semestral de los precios en función de una fórmula que involucra precios de una canasta de fuel oil (New York, Mediterráneo y Rotterdam), además incluyeron la aplicación de un factor de ajuste a partir de 1987.

En 1992 terminaron ambos contratos, sin embargo, inmediatamente en el mismo año suscribieron un nuevo contrato con una vigencia de 20 meses y un precio de 1,00 USD/MMBTU, posterior a la conclusión del contrato, en marzo de 1994 suscribieron un nuevo contrato con una vigencia de 3 años con los siguientes precios: para 1994 en invierno 1,10 USD/MMBTU y en verano 1,05 USD/MMBTU; para 1995 en invierno 1,20 USD/MMBTU y en verano 1,15 USD/MMBTU; para 1996 en invierno 1,25 USD/MMBTU y en verano 1,20 USD/MMBTU, finalmente a partir de julio de 1996 se aplicó una fórmula relacionada al precio de fuel oil 1% de azufre de Nueva York. De

esta forma las exportaciones de gas natural iniciaron en mayo de 1972 y tuvieron su fin en agosto de 1999.

Después de algunas interrupciones en los envíos y la fijación *ad hoc* del precio de exportación, entre estas “el precio solidario” de 0,98 USD/MMBTU, se tiene la firma de un contrato marco en el que a partir de julio hasta diciembre de 2006 se fija el precio a 5,00 USD/MMBTU en ese convenio se acuerda que hasta antes del cierre de esa gestión se estudiará y se diseñará una fórmula para el precio del gas exportado, la cual es vigente en la actualidad. (Valdivia et al, 2012, p. 5)

#### **4.3.4.2 Determinación de precios de la primera exportación de gas natural al**

##### **Brasil**

Para el caso del contrato con la Argentina de los 4 fuels que forman la canasta, 3 también son utilizados por el contrato GSA con el Brasil, en el cual los precios son publicados diariamente en el *Platt's Oilgram Price Reporte Assessments*.

El precio de exportación al Brasil se fija cada 3 meses, de acuerdo a la siguiente formula:

$$PG = P_i \left( 0,50 \frac{FO1}{FO1_0} + 0,25 \frac{FO2}{FO2_0} + 0,25 \frac{FO3}{FO3_0} \right)$$

donde:

*PG*: Precio del gas (USD/MMBTU) redondeado al cuarto decimal

*P<sub>i</sub>*: Precio base creciente en el tiempo (USD/MMBTU)

*F01*: Fuel oil de 3,5% de azufre, referido bajo el título de Cargo es FOB Med Basis Italy (USD/TM).

*F02*: Fuel oil de 1% de azufre, referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne (USD/bbl).

*F03*: Fuel oil de 1% de azufre, referido bajo el título Cargo es FOB NWE (USD/TM).

*F01*, *F02* y *F03* son promedios aritméticos de cada día del trimestre inmediatamente anterior al trimestre correspondiente a la aplicación de *PG*.

Mientras que *F01*<sub>0</sub>, *F02*<sub>0</sub> y *F03*<sub>0</sub> son promedios aritméticos para los mismos fuel oils definidos anteriormente para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 1990 hasta el 30 de junio de 1992, excluyendo el periodo comprendido entre el 1 de agosto de 1990 al 31 de enero de 1991.

De acuerdo a lo establecido en el contrato a partir del segundo trimestre de entrega y recepción del gas y para cada trimestre posterior, el *PG* será reajustado aplicándose la siguiente fórmula:

$$P_t = 0,5PG + 0,5P_{t-1}$$

donde:

*P<sub>t</sub>*: Precio del gas para el trimestre pertinente (USD/MMBTU)

*PG*: Precio del gas calculado de acuerdo a la fórmula (USD/MMBTU)

*P<sub>t-1</sub>*: Precio del gas correspondiente al trimestre inmediatamente anterior (USD/MMBTU)



#### 4.3.4.3 Determinación de precios de la segunda exportación de gas natural a la Argentina

La fórmula de fijación de precios en el contrato de exportación de gas natural a Argentina es similar a la estipulada en el Contrato GSA, salvo que se añade a la canasta de 3 fuel oils, el precio internacional de diesel oil, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PG = P \left( 0,20 \frac{FO1_i}{FO1_0} + 0,40 \frac{FO2_i}{FO2_0} + 0,20 \frac{FO3_i}{FO3_0} + 0,20 \frac{DO_i}{DO_0} \right)$$

donde:

*PG*: Precio del gas (USD/MMBTU)

*P*: Precio base igual a 4,0588 USD/MMBTU

*FO1*, *FO2* y *FO3* son los mismos del Contrato GSA.

*DO*: LS Diesel referido bajo el título U.S. Gulf Coast Waterborne en (UScents/USgalón)

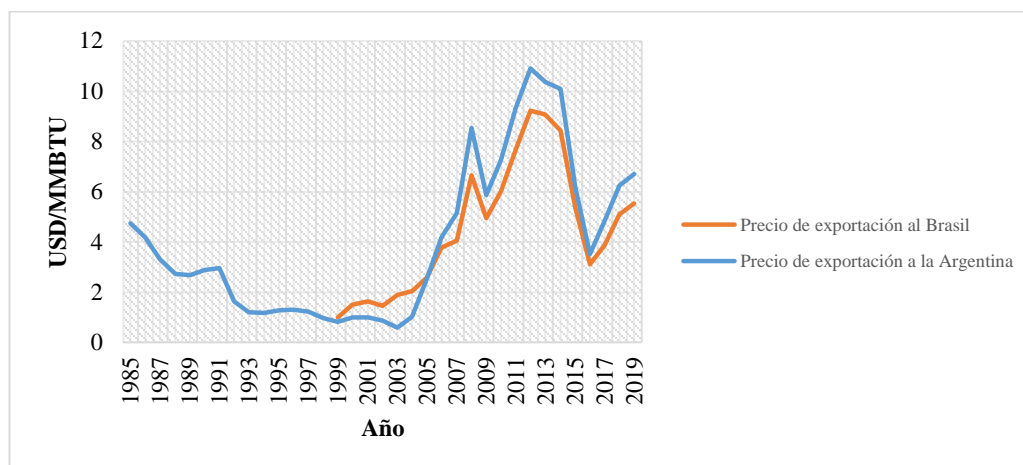
*FO1<sub>i</sub>*, *FO2<sub>i</sub>*, *FO3<sub>i</sub>* y *DO<sub>i</sub>* son promedios aritméticos de cada día del semestre inmediatamente anterior al trimestre correspondiente a la aplicación de *PG*.

El precio “P” de 4,0588 USD/MMBTU, fue determinado endógenamente para que en el inicio del contrato el precio *PG* tome un valor de 5 USD/MMBTU.

Bajo las metodologías de cálculo, los precios efectivos en el periodo 1985 – 2019 se muestran a continuación, en la figura 27.

**Figura 27**

*Bolivia: Precio del gas natural exportado para el periodo 1985 – 2019*



Fuente: Velásquez et al, 2017, Medinaceli, 2021 y Fundación Jubileo.<sup>50</sup>

#### **4.3.5 Inversión Ejecutada en el Upstream en Bolivia**

La inversión ejecutada en el Upstream tiene una tendencia creciente a partir del año 1996, aunque, desde 1998 se revierte la situación y para el 2005 la inversión ejecutada llega cerca de 200 MMUSD, empero, a partir del año 2007 comienza a incrementarse la inversión ejecutada en el Upstream, teniendo una máxima inversión ejecutada el 2014 con 1.229 MMUSD aproximadamente y para el 2019 se tiene alrededor de 612 MMUSD de inversión ejecutada. Asimismo, la inversión ejecutada en el Upstream en el periodo de estudio es alrededor de 13.353 MMUSD, en el cual se tiene lo siguiente:

- Respecto a la exploración se tendría una inversión ejecutada de aproximadamente 4.786 MMUSD.

<sup>50</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Fundación Jubileo, además de datos extraídos de los libros *Un siglo de economía en Bolivia Tomo II* y *Breve análisis y prospectiva de la industria del gas natural boliviano: 1980-2021*.

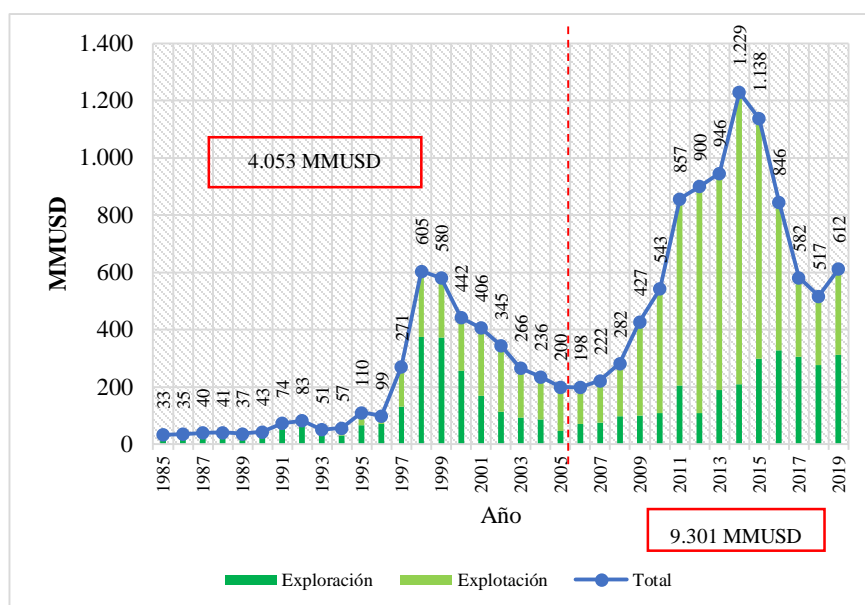
- Para la explotación correspondería una inversión ejecutada cercano a 8.567 MMUSD.

Por lo indicado precedentemente, se tiene aproximadamente un 64,16% de inversión ejecutada en la explotación y el restante correspondería a la inversión ejecutada en la exploración, por lo que se realizó una mayor inversión ejecutada en la explotación de hidrocarburos en el periodo de estudio.

De acuerdo a la figura 28, se indica que en el periodo 1985 – 2005 la inversión ejecutada en el Upstream fue cercano a 4.053 MMUSD, y para el periodo 2006 – 2019 la inversión ejecutada en el Upstream fue alrededor de 9.301 MMUSD, en este sentido, en el último periodo se tuvo una mayor inversión ejecutada.

**Figura 28**

*Bolivia: Inversión ejecutada en el Upstream, periodo 1985 – 2019*



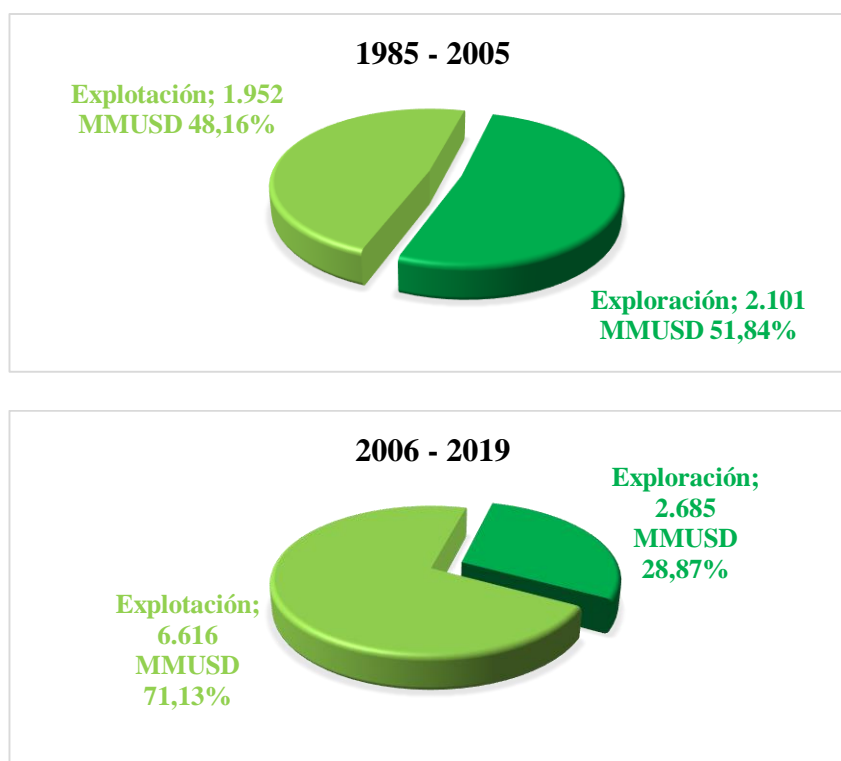
Fuente: Pacheco, 2006 y Fundación Jubileo.<sup>51</sup>

<sup>51</sup> La figura fue obtenida con los datos que se extrajeron del libro La nacionalización bajo la lupa y datos de disponibles de la Fundación Jubileo.

Considerando la figura 29, la inversión ejecutada en exploración y explotación fue casi igual para el periodo 1985 – 2005, mientras que la inversión ejecutada en explotación fue mucho mayor a la inversión ejecutada en exploración en el periodo de 2006 – 2019.

### Figura 29

*Bolivia: Inversión ejecutada en el Upstream en los periodos 1985 – 2005 y 2006 – 2019*



Fuente: Pacheco, 2006 y Fundación Jubileo.<sup>52</sup>

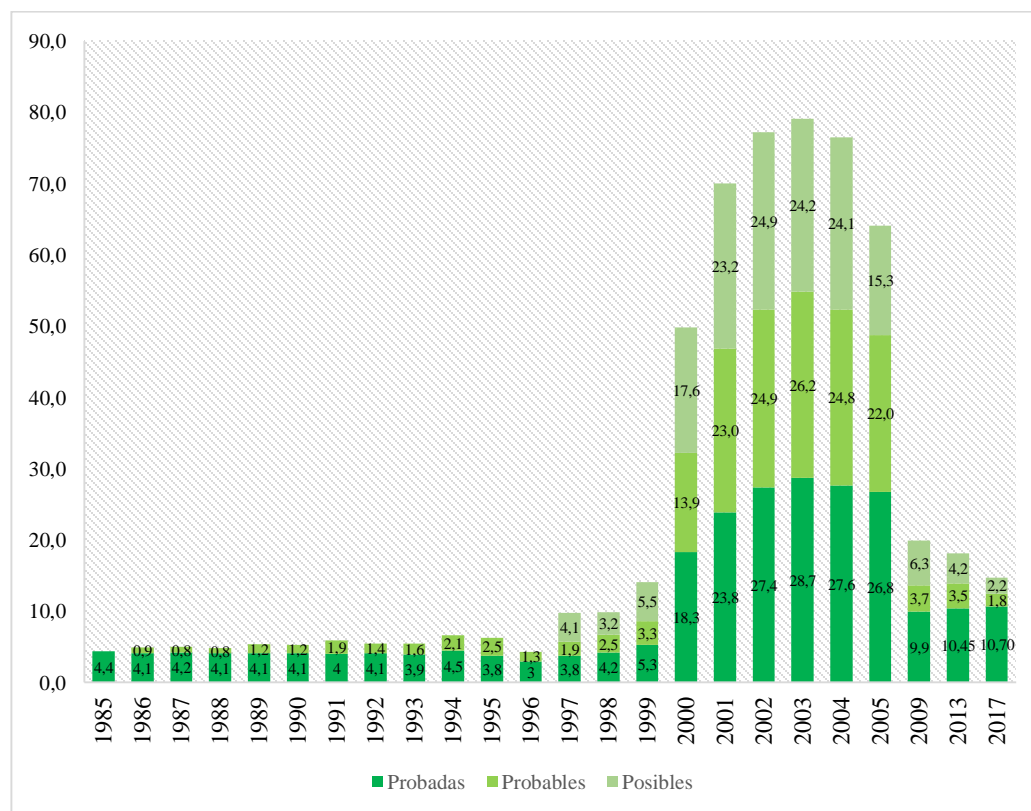
<sup>52</sup> La figura fue obtenida con los datos que se extrajeron del libro La nacionalización bajo la lupa y datos de disponibles de la Fundación Jubileo.

#### ***4.3.6 Reservas de Gas Natural en Bolivia***

Las reservas de gas natural se clasifican en reservas probadas, probables y posibles. Sin embargo, la contabilización de las reservas con las que efectivamente se cuenta se la realiza tomando en cuenta las reservas certificadas (reservas probadas y probables).

Conforme la figura 30, las reservas probadas de gas natural para el periodo 1985 – 1996 se mantuvo en un promedio de 4 Trillones de Pies Cúbicos (TCF), no obstante, en el año 1996 se tenía 3 TCF de reserva probada, adicionalmente se menciona que las reservas posibles fueron de 0,5 TCF en el periodo 1985 – 1996. Para el año 1997 fueron de 3,8 TCF de reservas probadas, 1,9 TCF de reservas probables y 4,1 TCF de reservas posibles, las cuales presentan un comportamiento creciente hasta llegar a un máximo en 2003, registrando 28,7 TCF de reservas probadas, 26,2 TCF de reservas probables y 24,2 TCF de reservas posibles, toda vez que para el año 2009 se registró 9,9 TCF de reservas probadas, 3,7 TCF de reservas probables y 6,3 TCF de reservas posibles, y es así que para el 2017 se tiene 10,7 TCF de reservas probadas, 1,8 TCF de reservas probables y 2,2 TCF de reservas posibles.

Cabe señalar que, no existe una nueva certificación oficial de reservas para actualizar los valores al 2019.

**Figura 30***Bolivia: Reservas de gas natural en Bolivia.*Fuente: Pabón, 1995, Pacheco, 2006 y Fundación Jubileo.<sup>53</sup>

Según Villegas (2004), la Ley de hidrocarburos N° 1194 vigente desde 1990 hasta 1996 arrojó resultados significativos debido a que permitió, por una parte, el ingreso de empresas extranjeras y, por otro, impulso el descubrimiento de varios campos, entre ellos los de San Alberto y Sábalo, lo que significó el incremento de reservas.

<sup>53</sup> La figura fue obtenida con los datos que se extrajeron de la tesis “Evaluación técnica-económica actual y proyectada del gas natural en Bolivia”, del libro La nacionalización bajo la lupa y datos de disponibles de la Fundación Jubileo.

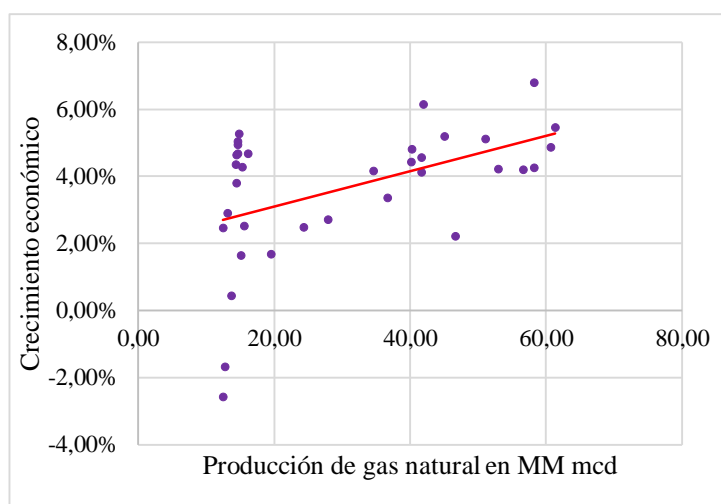
#### 4.4 Relación de la Producción de Gas Natural de Campos Petroleros y el Crecimiento Económico

Al realizar la relación de variables se utiliza un modelo econométrico para contrastar empíricamente la hipótesis de la presente tesis, la misma que consiste en la estimación del modelo econométrico que permita medir el comportamiento del crecimiento económico en términos del comportamiento de la producción de gas natural de campos petroleros durante el periodo 1985 – 2019.

De acuerdo a la figura 31, se tendría una relación directa, es decir, a medida que aumenta la producción de gas natural de campos petroleros se incrementa el crecimiento económico de Bolivia en el periodo de estudio.

##### Figura 31

*Bolivia: Relación producción de gas natural y crecimiento económico, periodo 1985 – 2019*



Fuente: Velásquez et al, 2017, Instituto Nacional de Estadística (INE), 2020 y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)<sup>54</sup>.

<sup>54</sup> La presente figura fue obtenida con los datos brindados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos y datos extraídos del Instituto Nacional de Estadística (INE) y del libro Un siglo de economía en Bolivia Tomo II.

#### ***4.4.1 Análisis de Raíz Unitaria de las Variables***

Se indica que se realizó el análisis de raíz unitaria conforme se puede evidenciar en el Anexo 2 para las variables crecimiento económico y producción de gas natural de campos petroleros, dando como resultado lo siguiente:

- Conforme la prueba tanto de Dickey-Fuller aumentada como la prueba Phillips-Perron, muestran que la variable PIB real es estacionaria en segunda diferencia.
- Según la prueba tanto de Dickey-Fuller aumentada como la prueba Phillips-Perron, muestran que la variable producción de gas natural de campos petroleros es estacionaria en segunda diferencia.

#### ***4.4.2 Modelo de Vector Autoregresivo***

Para estimar mediante el modelo VAR en primera instancia se eliminan las tendencias de las series, y se trabaja sólo con las series sin su tendencia. Después el nivel de rezago óptimo es determinado a través de la información del criterio de Akaike, Schwarz y Hannan Quinn.

##### **4.4.2.1 Selección de rezago óptimo**

Según el criterio de selección de rezagos, y tomando en cuenta el criterio de información de Akaike y Hannan-Quinn, se elige 1 rezago para el modelo VAR, conforme se puede constatar en la tabla 14.

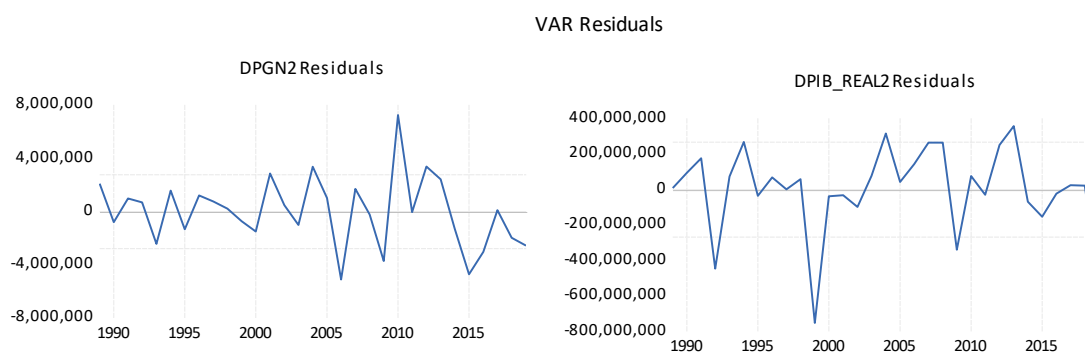


**Tabla 14***Criterio de la selección de rezagos*

VAR Lag Order Selection Criteria						
Endogenous variables: DPGN2 DPIB_REAL2						
Exogenous variables: C						
Date: 12/14/22 Time: 23:08						
Sample: 1985 2019						
Included observations: 29						
Lag	LogL	LR	FPE	AIC	SC	HQ
0	-1078.465	NA	7.88e+29	74.51483	74.60912	74.54436
1	-1070.622	14.06405*	6.05e+29*	74.24977*	74.53265*	74.33836*
2	-1069.196	2.359529	7.27e+29	74.42731	74.89880	74.57498
3	-1064.775	6.707784	7.15e+29	74.39828	75.05835	74.60500
4	-1063.615	1.600607	8.90e+29	74.59411	75.44277	74.85990

Fuente: Elaboración propia en base a resultados de la estimación.

Posterior a la selección de número óptimo de rezagos, el modelo presenta inconsistencias de normalidad, sin embargo, se analiza gráficamente y se logra establecer que se tiene quiebre, y posteriormente se generan las dummies, correspondientes a los periodos que presentan valores atípicos, conforme la figura 32.

**Figura 32***Residuos de las variables*

Fuente: Elaboración propia en base a resultados de la estimación.

De acuerdo con la figura 32, para el año 1992, 1999 y 2019 se generaron las variables d1992, d1999 y d2019, con estas variables ficticias se logra que el modelo VAR sea consistente.

#### 4.4.3 Modelo VAR para el Crecimiento Económico y Producción de Gas Natural

El diagnóstico del VAR es efectuado primero con la verificación de la ausencia de correlación serial de los residuos y la distribución normal de éstos.

Según la estimación realizada, el modelo VAR obtenido será el siguiente, tomando en cuenta las correcciones mediante la inserción de dummies para los valores atípicos:

**Tabla 15**

*Estimación del modelo VAR*

Vector Autoregression Estimates		
Date: 12/14/22 Time: 23:19		
Sample (adjusted): 1988 2019		
Included observations: 32 after adjustments		
Standard errors in ( ) & t-statistics in [ ]		
	DPGN2	DPIB_REAL2
DPGN2(-1)	-0.130073 (0.19050) [-0.68280]	36.08155 (11.0457) [ 3.26658]
DPIB_REAL2(-1)	-0.003886 (0.00197) [-1.96792]	-0.475357 (0.11449) [-4.15211]
C	118504.5 (537315.) [ 0.22055]	1.11E+08 (3.1E+07) [ 3.56352]
D1992	105926.6 (2881257) [ 0.03676]	-5.03E+08 (1.7E+08) [-3.01305]
D1999	-1012167. (2879296) [-0.35153]	-8.16E+08 (1.7E+08) [-4.88827]

D2019	-2696812. (2907726) [-0.92746]	-6.87E+08 (1.7E+08) [-4.07381]
R-squared	0.210975	0.734810
Adj. R-squared	0.059240	0.683812
Sum sq. resids	2.08E+14	7.00E+17
S.E. equation	2830841.	1.64E+08
F-statistic	1.390415	14.40859
Log likelihood	-517.4785	-647.4031
Akaike AIC	32.71741	40.83770
Schwarz SC	32.99223	41.11252
Mean dependent	-197460.2	17833517
S.D. dependent	2918609.	2.92E+08

Fuente: Elaboración propia en base a resultados de la estimación.

El modelo VAR presenta 2 ecuaciones con 1 rezago según la selección de rezago óptimo. Sin embargo, la ecuación de interés es la siguiente con su correspondiente rezago de la misma variable, así como de la otra variable y la constante:

$$\bullet \quad dpib_{real} 2_t = 111.000.000 - 0,475357dpib_{real} 2_{t-1} + 36,08155dpgn 2_{t-1} - 503.000.000d1992 - 816.000.000d1999 - 687.000.000d2019 + \varepsilon_t$$

Por lo indicado precedentemente, el modelo logra explicar el crecimiento económico en un 73,48%, asimismo, se tiene una relación directa entre la producción de gas natural y el crecimiento económico, es decir, a medida que aumenta la producción de gas natural de campos petroleros en un periodo anterior, se incrementa el crecimiento económico en el periodo presente, en este sentido no se tiene indicios de enfermedad holandesa.

#### **4.4.4 Prueba de Normalidad de los Residuos del Modelo**

El test de normalidad utiliza la prueba de covarianza de Cholesky, en el cual la hipótesis nula establece que los residuos están distribuidos de forma normal.

**Tabla 16***Prueba de Normalidad*

VAR Residual Normality Tests				
Orthogonalization: Cholesky (Lutkepohl)				
Null Hypothesis: Residuals are multivariate normal				
Date: 12/14/22 Time: 23:55				
Sample: 1985 2019				
Included observations: 32				
Component	Skewness	Chi-sq	df	Prob.*
1	0.145975	0.113647	1	0.7360
2	-0.030497	0.004960	1	0.9439
Joint		0.118607	2	0.9424
Component	Kurtosis	Chi-sq	df	Prob.
1	3.955382	1.217007	1	0.2699
2	3.818699	0.893692	1	0.3445
Joint		2.110699	2	0.3481
Component	Jarque-Bera	df	Prob.	
1	1.330654	2	0.5141	
2	0.898652	2	0.6381	
Joint	2.229306	4	0.6937	

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

De la tabla 16, se obtiene los resultados de la normalidad multivariada en la que los residuos siguen una distribución normal, tanto de forma individual como conjunta para los momentos de curtosis y asimetría al tener valores de probabilidad mayor al 0,05, se acepta la hipótesis nula que propone que los residuos tienen una distribución normal.

Estos resultados fueron obtenidos por medio de la generación de dummies (d1992, d1999 y d2019) donde los residuos tienen distribución normal multivariable.

#### 4.4.5 Prueba de Autocorrelación

Se usó la prueba de autocorrelación de multiplicador de Lagrange para determinar si existe autocorrelación en el modelo VAR, dando como resultado que no existe autocorrelación serial de residuos, medido para 1 rezago, teniendo las probabilidades de ocurrencia mayores a 0,05, aceptando la hipótesis nula, conforme se puede evidenciar en la tabla 17.

**Tabla 17**

*Prueba de autocorrelación de Multiplicador de Lagrange*

VAR Residual Serial Correlation LM Tests						
Date: 12/15/22 Time: 00:04						
Sample: 1985 2019						
Included observations: 32						
Null hypothesis: No serial correlation at lag h						
Lag	LRE* stat	df	Prob.	Rao F-stat	df	Prob.
1	6.020550	4	0.1976	1.571625	(4, 46.0)	0.1978
2	1.744372	4	0.7826	0.434834	(4, 46.0)	0.7827
Null hypothesis: No serial correlation at lags 1 to h						
Lag	LRE* stat	df	Prob.	Rao F-stat	df	Prob.
1	6.020550	4	0.1976	1.571625	(4, 46.0)	0.1978
2	7.139943	8	0.5216	0.902715	(8, 42.0)	0.5232

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

#### 4.4.6 Prueba de Heterocedasticidad

Para la prueba de heterocedasticidad, usamos la prueba de White sin términos cruzados, planteando la hipótesis nula que dice que no existe heterocedasticidad multivariable para el modelo.

**Tabla 18***Prueba de heterocedasticidad de residuos*

VAR Residual Heteroskedasticity Tests (Levels and Squares)					
Date: 12/15/22 Time: 00:16					
Sample: 1985 2019					
Included observations: 32					
Joint test:					
Chi-sq	df	Prob.			
21.38794	21	0.4355			
Individual components:					
Dependent	R-squared	F(7,24)	Prob.	Chi-sq(7)	Prob.
res1*res1	0.369810	2.011968	0.0955	11.83393	0.1062
res2*res2	0.126803	0.497885	0.8267	4.057681	0.7731
res2*res1	0.212032	0.922587	0.5068	6.785039	0.4516

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

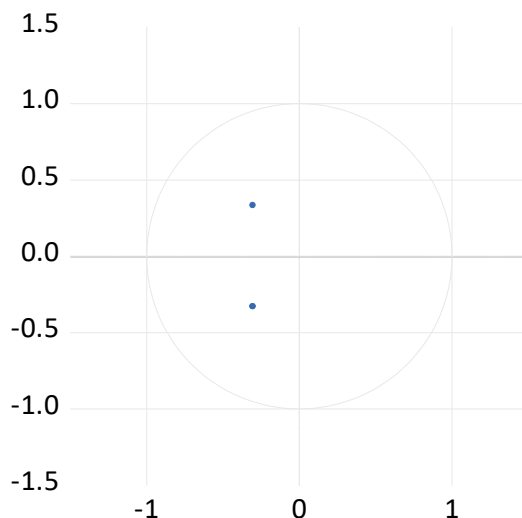
De la tabla 18 podemos ver el número de grados de libertad que es 21, y la probabilidad de ocurrencia es del 0,4355, con lo que aceptamos la hipótesis nula de no existencia de heterocedasticidad, también podemos ver que los valores de probabilidad de los componentes individuales también son superiores al 0,05, lo que refuerza la aceptación de la hipótesis nula.

#### **4.4.7 Prueba de Estabilidad**

Como se puede apreciar en la figura 33, ningún valor supera la unidad en la matriz del polinomio característico. Lo que indica estabilidad general de la regresión cuando se considera un rezago de las series. Este coeficiente se muestra además considerando su valor inverso, donde se aprecia que ningún punto sobrepasa el círculo de radio  $r = 1$ .

**Figura 33***Raíces inversas del polinomio característico*

Inverse Roots of AR Characteristic Polynomial



Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

En este sentido, el modelo VAR cumple el criterio de estabilidad.

**4.4.8 Función Impulso Respuesta**

De acuerdo a Stock y Watson (2001), este análisis permite trazar la respuesta de los valores actuales y futuros de cada variable a un shock (incremento) en cada una de las mismas variables del modelo.

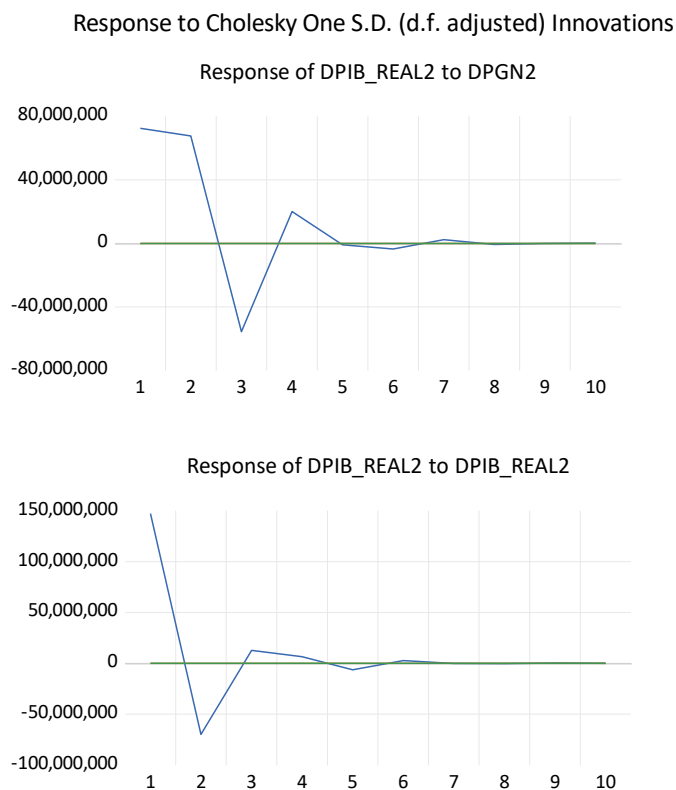
En este punto presentaremos los resultados de la Función Impulso Respuesta del modelo VAR estimado. Para ello, se ha empleado la descomposición ortogonal de Cholesky que nos permitirá identificar los efectos de determinados shocks.

En la siguiente figura 34 se muestra los resultados de estas Funciones de Impulso Respuesta. En el panel de la primera fila de la figura se muestra la respuesta del crecimiento económico ante un incremento de la producción de gas natural y en el panel

de la segunda fila se muestra la respuesta del crecimiento económico ante un incremento del mismo.

**Figura 34**

*Función Impulso Respuesta*



Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Ante un aumento en la producción de gas natural, la respuesta del crecimiento económico tiene un efecto positivo en dos periodos, después se tiene un efecto negativo en el tercer periodo, sin embargo, en el cuarto periodo se tiene un efecto positivo el cual tiende a desaparecer en el quinto periodo.

Ante un aumento en el crecimiento económico, la respuesta del mismo tiene un efecto positivo en un periodo, después en el segundo periodo se tiene un efecto negativo, no



obstante, en el tercer y cuarto periodo se tiene un efecto positivo, posterior a ello, el efecto tiende a desaparecer en el quinto periodo.

Asimismo, la figura 34, no muestra indicios de enfermedad holandesa, toda vez que tanto la producción de gas natural como el crecimiento económico en la actualidad tienen valores positivos, por lo que en el periodo 1985 – 2019 no se tiene indicios de enfermedad holandesa en Bolivia.

#### 4.4.9 *Análisis de la Descomposición de Varianza*

La descomposición de varianza muestra que proporción de la desviación de una variable, es explicada por sus propias perturbaciones y que proporción es explicada por perturbaciones en otras variables.

**Tabla 19**

*Descomposición de Varianza*

Variance Decomposition of DPIB_REAL2:			
Period	S.E.	DPGN2	DPIB_REAL2
1	1.64E+08	19.51644	80.48356
2	1.91E+08	27.01057	72.98943
3	1.99E+08	32.59336	67.40664
4	2.00E+08	33.23136	66.76864
5	2.00E+08	33.19784	66.80216
6	2.00E+08	33.21271	66.78729
7	2.00E+08	33.22146	66.77854
8	2.00E+08	33.22213	66.77787
9	2.00E+08	33.22207	66.77793
10	2.00E+08	33.22211	66.77789
Cholesky Ordering: DPGN2 DPIB_REAL2			

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Según la tabla 19, el crecimiento económico tiene una alta exogeneidad la cual se mantiene en los diez periodos, la producción de gas natural en un 19,51644% explica el crecimiento económico en el primer año, pero para el segundo año y tercer año la producción de gas natural logra explicar en un 27,01057% y 32,59336% respectivamente al crecimiento económico y es así que a partir del cuarto año se estabiliza en aproximadamente un 33%, por lo que la producción de gas natural explica en un 33% al crecimiento económico a partir del cuarto año.

Por tanto, se logra cumplir con las pruebas de normalidad, autocorrelación, heterocedasticidad, así como la prueba de estabilidad y con la Función Impulso Respuesta no se tiene indicios de enfermedad holandesa en el periodo 1985 – 2019 en Bolivia, por lo cual la producción de gas natural incidió positivamente en el crecimiento económico de Bolivia.

Asimismo, aplicando el modelo de VAR se tiene que, la producción de gas natural explica en un: 32,59% al crecimiento económico en el tercer periodo, 33,21% al crecimiento económico en el sexto periodo y 33,22% al crecimiento económico en el noveno periodo, en este sentido se debe tener eficientes negociaciones en los contratos de exportación, así como en los precios, con el fin de tener mayores ingresos de divisas por la exportación del gas natural producido.

## CAPÍTULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 Conclusiones y Recomendaciones

##### 5.1.1 Conclusiones

A partir del año 2000, la producción de gas natural se fue incrementando debido a las Leyes de hidrocarburos N° 1194 y N° 1689. Por otra parte, se descubrieron importantes yacimientos de gas en las áreas de San Antonio, San Alberto y posteriormente Caipipendi, por lo que tener contratos con el mercado externo se consideran necesarios debido a que se podía cubrir con el mercado interno, y este incremento de la producción se ve plasmado en mayores ingresos por la exportación de gas natural a los mercados de Argentina y Brasil en el periodo de estudio. Las conclusiones de la presente tesis son las siguiente:

1. Se logra establecer que no se tiene indicios de enfermedad holandesa en el periodo 1985 – 2019 en Bolivia, por lo cual la producción de gas natural incidió positivamente en el crecimiento económico de Bolivia.

Asimismo, aplicando el modelo de VAR se tiene que, la producción de gas natural explica en un: 32,59% al crecimiento económico en el tercer periodo, 33,21% al crecimiento económico en el sexto periodo y 33,22% al crecimiento económico en el noveno periodo, en este sentido se debe tener eficientes negociaciones en los contratos de exportación, así como en los precios, con el fin de tener mayores ingresos de divisas por la exportación del gas natural producido.

2. Si bien la producción de gas natural se fue incrementando a partir del año 2000, el régimen fiscal no era tan favorable para los bolivianos con las Leyes de hidrocarburos N° 1689 y N° 1731, toda vez que las reservas probables pasaron a considerarse como campos nuevos, en este sentido, se estaba beneficiando a las empresas petroleras extranjeras en mayor medida y no así a los bolivianos.

Asimismo, el DS N° 24806 estipuló que el Estado es propietario de las reservas de gas natural mientras estas reservas se encuentran bajo tierra. Cuando estas reservas se encuentran en la fase de producción o cuando son declaradas como campos comerciales, la propiedad de las reservas pasa a manos de las empresas petroleras extranjeras o contratistas, lo cual no beneficia a los bolivianos.

Sin embargo, con las medidas de la Ley de hidrocarburos N° 3058, DS N° 28701 y la presente CPE, los mayores beneficiados son los bolivianos.

3. Se lograron resultados positivos con el ajuste de 1985 debido a que en el periodo de estudio se tiene un crecimiento económico favorable, sin embargo, se tiene un crecimiento económico inestable en el periodo de 1985 – 2005, mientras tanto se tiene un crecimiento económico estable en el periodo de 2006 – 2019.
4. El ingreso por exportación de gas natural corresponde a un 37,4% con respecto de los ingresos por la exportación de productos tradicionales y no tradicionales en el periodo de estudio.

Tomando en cuenta que, para el periodo 1985 – 2005 el ingreso por la exportación de gas natural fue de aproximadamente 5.211,4 MMUSD, mientras que para el periodo 2006 – 2019 fue alrededor de 47.142,5 MMUSD, por lo cual los mayores

beneficiarios fueron los bolivianos en el último periodo mencionado y no así en el primer periodo indicado.

5. El modelo logra explicar el crecimiento económico en un 73,48%, asimismo, se tiene una relación directa entre la producción de gas natural y el crecimiento económico, es decir, a medida que aumenta la producción de gas natural en un periodo anterior, se incrementa el crecimiento económico en el periodo presente.

### **5.1.2 Recomendaciones**

1. Se considera que se debe intensificar la inversión en exploración de gas natural tanto en zonas tradicionales y no tradicionales para que se tenga mayor cantidad de leads y prospectos identificados.
2. El ingreso obtenido por la exportación de gas natural producido se debe de destinar tanto al sector productivo como al de infraestructura.
3. Se debe de tratar de diversificar la matriz productiva y no solo depender del ingreso por la exportación de gas natural producido.
4. Se debe de continuar con la exportación de gas natural producido debido a que se visualiza una demanda creciente en el Brasil porque el gas boliviano es competitivo en comparación del GNL y de los yacimientos del Presal, toda vez que se tiene la infraestructura construida. Para el caso, de la exportación de gas natural a la Argentina se tiene la misma situación ya se tiene construido la infraestructura, por lo que es más competitivo que el GNL y los yacimientos de Vaca Muerta.

5. Es necesario continuar con la industrialización de los hidrocarburos a objeto de obtener subproductos con valor agregado.

## BIBLIOGRAFÍA

Agencia Nacional de Hidrocarburos (2017). *Fichas técnicas de las plantas que operan en Bolivia*. Obtenido de

[https://www.anh.gob.bo/InsideFiles/Inicio/Banner/Banner\\_Id-51-180314-0427-2.pdf](https://www.anh.gob.bo/InsideFiles/Inicio/Banner/Banner_Id-51-180314-0427-2.pdf)

Apaza, L. P. (2014). *Análisis de la política económica de capitalización de YPF*. Obtenido de

[https://www.bcb.gob.bo/eeb/sites/default/files/8eeb/docs/Pablo\\_Limbert\\_Apaza.pdf](https://www.bcb.gob.bo/eeb/sites/default/files/8eeb/docs/Pablo_Limbert_Apaza.pdf)

Arandia, S. L. (2013). *Métodos y Técnicas de Investigación y Aprendizaje*. La Paz: Artes Gráficas Catacora.

Blanchard, O., et al. (2012). *Macroeconomía*. España: Pearson. Obtenido de

<file:///C:/Users/mryujra/Downloads/macroeconomc3ada-5ta-edicic3b3n-olivier-blanchard.pdf>

Castillo, M. P. (2011). *Política Económica: Crecimiento económico, desarrollo económico, desarrollo sostenible*. Obtenido de

<http://www.revistainternacionaldelmundoeconomicoydelderecho.net/wp-content/uploads/RIMED-Pol%C3%ADtica-econ%C3%B3mica.pdf>

Di Paola, M. (2019). *La maldición de los recursos naturales: ¿por casa cómo andamos?*. Obtenido de

[https://farn.org.ar/iafonline2019/wp-content/uploads/2019/06/0.2\\_Di-Paola-MM\\_La-maldicion-de-los-recursos-naturales-Por-casa-como-andamos.pdf](https://farn.org.ar/iafonline2019/wp-content/uploads/2019/06/0.2_Di-Paola-MM_La-maldicion-de-los-recursos-naturales-Por-casa-como-andamos.pdf)

Fundación Jubileo (2009). *Nacionalización de los hidrocarburos en Bolivia*. Obtenido de

<https://jubileobolivia.org.bo/Publicaciones/RevistasEspecializadas/Nacionalizaciones-de-Hidrocarburos-en-Bolivia>

Fundación Jubileo (2015). Contratos petroleros. Obtenido de

<https://redextractivas.org/catalogo/boletines/contratos-petroleros-exploracion-y-explotacion-de-hidrocarburos-en-bolivia-fundacion-jubileo-2015/>

Fundación Jubileo (2017). Contrato de Operación y Contrato de Servicios Petroleros de exploración y explotación de hidrocarburos. Obtenido de

<https://jubileobolivia.org.bo/Publicaciones/Documentos/contratos-de-operacion-y-contratos-de-servicios-de-hidrocarburos>

Hernández, S. R., et al. (2010). *Metodología de la Investigación*. México D. F.: McGraw-Hill.

Obtenido de

[https://www.esup.edu.pe/descargas/dep\\_investigacion/Metodologia%20de%20la%20investigaci%C3%B3n%205ta%20Edici%C3%B3n.pdf](https://www.esup.edu.pe/descargas/dep_investigacion/Metodologia%20de%20la%20investigaci%C3%B3n%205ta%20Edici%C3%B3n.pdf)

Jerónimo, C., et al. (2019). La maldición de los recursos naturales y los hidrocarburos: Análisis desde un modelo de regresión. Obtenido de

[https://repositorio.ulima.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12724/9229/Jeronimo\\_Mendoza\\_Paucar.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.ulima.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12724/9229/Jeronimo_Mendoza_Paucar.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

Labruné, M. (2018). El crecimiento y el desarrollo. Obtenido de



<http://nulan.mdp.edu.ar/2883/1/labrunee-2018.pdf>

Maloney, W. (2002). *Oportunidades perdidas: Innovación y crecimiento en base a recursos en américa latina*. Obtenido de

<https://books.google.com.bo/books?id=R6Kz-XKpAmwC&pg=PA2&lpg=PA2&dq=resistencia+a+la+innovacion+tecnologica+de+america+latina+maloney&source=bl&ots=rKONSmeTR9&sig=ACfU3U3-yrLBQX3hPif8iBW3xeFD9kPfJQ&hl=es-419&sa=X&ved=2ahUKEwj7o53QuN72AhXGJbkGHT5LAisQ6AF6BAguEAM#v=onepage&q=resistencia%20a%20la%20innovacion%20tecnologica%20de%20america%20latina%20maloney&f=false>

Marquez, O. L., et al. (2019). *Desarrollo y crecimiento económico: Análisis teórico desde un enfoque cuantitativo*. Obtenido de

<https://www.redalyc.org/journal/280/28063104020/html/>

Ministerio de Hidrocarburos y Energías (2011). *Campos gasíferos y petrolíferos de Bolivia*. Obtenido de

[https://www.academia.edu/25596183/CAMPOS\\_GASIFEROS\\_Y\\_PETROLIFEROS\\_DE\\_BOLIVIA](https://www.academia.edu/25596183/CAMPOS_GASIFEROS_Y_PETROLIFEROS_DE_BOLIVIA)

Memoria YPFB (2006). *Memoria anual 2006*. Obtenido de

<https://www.ypfb.gob.bo/es/55-ypfb-corporacion/publicaciones/79-publicaciones.html>

- Morales, J. (2009). *La experiencia populista de los años ochenta*. Obtenido de [http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S2074-47062009000200003](http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2074-47062009000200003)
- Morales, T. C. (2011). *Variedades de recursos naturales y crecimiento económico*. Obtenido de <https://www.redalyc.org/pdf/1691/169122461001.pdf>
- Moreno, B. R. (2007). *Régimen jurídico de los hidrocarburos en Bolivia*. Santa Cruz: Iuris Tantum. Obtenido de <https://www.redalyc.org/pdf/4275/427539903012.pdf>
- Orgáz, G. M. (2013). *La nacionalización en Bolivia 1937 – 1969*. Obtenido de [http://www.somossur.net/documentos/Hora25\\_nacionalizacion.pdf](http://www.somossur.net/documentos/Hora25_nacionalizacion.pdf)
- Ovando, C. A. (1969). *Bolivia derroto a la Gulf*. Obtenido de <https://repositorio.umsa.bo/bitstream/handle/123456789/9377/BC-F-01306.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Pabón, P. J. (1995). *Evaluación técnica – económica actual y proyectada del “Gas Natural” en Bolivia*. Obtenido de <https://repositorio.umsa.bo/bitstream/handle/123456789/25133/T-303.PDF?sequence=1&isAllowed=y>
- Pacheco, M. (2006). *La nacionalización bajo la lupa*. Obtenido de <https://repositorio.umsa.bo/bitstream/handle/123456789/19924/Pacheco.PDF?sequence=1&isAllowed=y>

Quintana, O. C. (2007). *La capitalización boliviana 1994 – 2005*. Quito: Corporación Editora Nacional. Obtenido de

<https://repositorio.uasb.edu.ec/bitstream/10644/200/1/SM75-Quintana-La%20capitalizaci%C3%B3n%20boliviana%201994-2005.pdf>

Ramos, C. (2015). *Los Paradigmas de la Investigación Científica*. Ecuador. Obtenido de [http://www.unife.edu.pe/publicaciones/revistas/psicologia/2015\\_1/Carlos\\_Ramos.pdf](http://www.unife.edu.pe/publicaciones/revistas/psicologia/2015_1/Carlos_Ramos.pdf)

Ricoy, L. C. (2006). *Contribución sobre los Paradigmas de Investigación*. Obtenido de [https://www.researchgate.net/publication/279666576\\_Contribucion\\_sobre\\_los\\_paradigmas\\_de\\_investigacion](https://www.researchgate.net/publication/279666576_Contribucion_sobre_los_paradigmas_de_investigacion)

Rodriguez, S. E. (1986). *Apuntes de geología del petróleo*. México. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/383738445/Apuntes-de-Geologia-del-Petroleo-E-Rodriguez-Santana-pdf>

Samuelson, P., et al. (2001). *Macroeconomía*. España: McGraw-Hill. Obtenido de <https://edupointvirtual.com/wp-content/uploads/2020/03/Macroeconomia-Samuelson-Nord.pdf>

Sánchez, A. M. (2010). *¿Condicionan los recursos naturales el crecimiento económico?*. Obtenido de <http://www.scielo.org.co/pdf/seec/v14nspe29/v14nspe29a7.pdf>

Saravia, L. V. (2016). *Bolivia: Calidad institucional y abundancia de recursos naturales*. Obtenido de <https://www.bcb.gob.bo/eeb/sites/default/files/9eeb/archivos/Jueves/402/Bolivia%20calidad%20institucional%20y%20abundancia%20de%20RRNN.pdf>

Valdivia, D, et al. (2012). *Precio de exportación de gas natural para Bolivia*. Obtenido de

<https://www.inesad.edu.bo/bcde2011/Dc2011/55%20Valdivia%20Daney.pdf>

Vargas, S. A. (1996). *YPFB: entre nacionalistas y liberales*. La Paz: Los amigos del libro.

Velásquez, C. I., et al. (2017). *Un siglo de economía en Bolivia Tomo II*. La Paz: Plural editores.

Villegas, Q. C. (2004). *Privatización de la industria petrolera en Bolivia*. Segunda Edición. La Paz: Plural editores.

Wirth, E. (2018). La maldición de los recursos naturales y los hidrocarburos: una revisión de literatura. Obtenido de <http://dx.doi.org/10.5209/PADE.61487>

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (2018). *Información Financiera Contratos de Servicios Petroleros*.

YPFB Andina S.A. (2012). *Los hidrocarburos y el gas natural de Bolivia*. Obtenido de <http://revistapyc.com/Articulos/Grupo53/ART-53-E.pdf>

## ANEXO 1

## Datos

<b>Año</b>	<b>PIB real (USD)</b>	<b>Producción de gas natural (mcd)</b>
1985	10,732,928,705.76	12,732,382.95
1986	10,456,675,549.58	12,475,842.31
1987	10,714,274,143.05	12,507,198.66
1988	11,026,005,730.72	13,145,463.93
1989	11,443,905,787.97	14,490,114.49
1990	11,974,420,933.74	14,453,060.78
1991	12,605,057,005.51	14,882,923.58
1992	12,812,599,040.09	15,087,452.95
1993	13,359,606,833.35	15,324,324.01
1994	13,983,135,100.94	16,212,469.85
1995	14,637,304,837.90	14,647,936.76
1996	15,275,687,754.51	14,421,232.43
1997	16,032,477,212.79	14,646,254.58
1998	16,838,807,367.91	14,709,802.82
1999	16,910,689,781.90	13,708,195.66
2000	17,334,777,888.13	15,581,243.21
2001	17,626,660,726.91	19,602,323.66
2002	18,064,782,966.66	24,386,344.69
2003	18,554,580,623.71	27,950,092.67
2004	19,328,918,118.47	34,621,088.31
2005	20,183,533,307.22	40,197,341.17
2006	21,151,739,180.88	40,243,583.53
2007	22,117,185,836.64	41,724,718.38
2008	23,477,060,537.74	42,006,963.39
2009	24,265,185,360.05	36,743,275.10
2010	25,266,542,246.06	41,718,962.21
2011	26,581,436,461.72	45,032,707.11
2012	27,943,010,890.65	51,110,295.36
2013	29,842,021,104.14	58,280,668.27
2014	31,471,565,408.63	61,331,735.04
2015	33,000,198,248.91	60,753,024.96
2016	34,407,300,587.15	58,289,391.29
2017	35,850,757,840.61	56,699,329.06

2018	37,364,958,928.44	52,989,411.81
2019	38,193,230,080.25	46,702,040.35

Fuente: Velásquez et al, 2017, Banco Mundial y Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

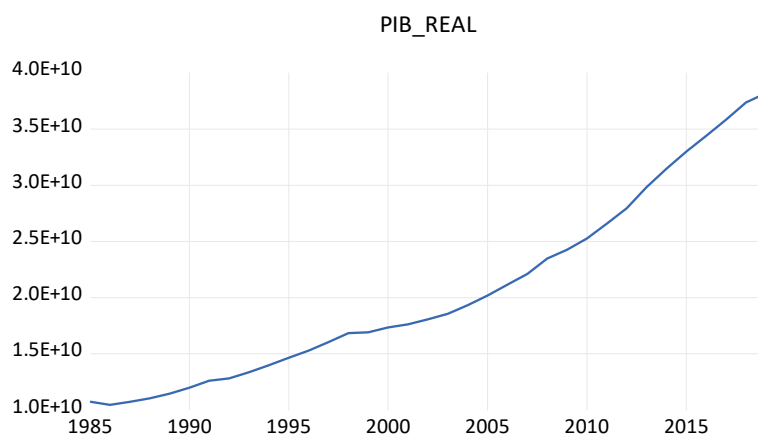
## ANEXO 2

## Análisis de raíz unitaria de las variables

## a) Análisis de raíz unitaria de la variable crecimiento económico

Para el análisis se toma por principio el PIB real de Bolivia con una frecuencia anual.

## 1. Análisis figura del PIB real y correlograma en niveles



Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Date: 12/14/22 Time: 22:02

Sample: 1985 2019

Included observations: 35

	Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
1	0.910	0.910	31.515	0.000		
2	0.812	-0.088	57.409	0.000		
3	0.716	-0.047	78.146	0.000		
4	0.621	-0.049	94.234	0.000		
5	0.527	-0.047	106.24	0.000		
6	0.438	-0.038	114.82	0.000		
7	0.355	-0.028	120.66	0.000		
8	0.279	-0.023	124.39	0.000		
9	0.208	-0.033	126.55	0.000		
10	0.142	-0.029	127.60	0.000		
11	0.081	-0.039	127.95	0.000		
12	0.022	-0.045	127.98	0.000		
13	-0.029	-0.014	128.03	0.000		
14	-0.075	-0.027	128.37	0.000		
15	-0.117	-0.040	129.27	0.000		
16	-0.156	-0.035	130.93	0.000		

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Al análisis de la figura, tanto de la serie, como del correlograma del PIB real, se puede evidenciar, la presencia de una tendencia evidente, además el correlograma en niveles nos muestra que existe una raíz unitaria apoyado de los estadísticos Prob, que en su totalidad son menores a 0,05 de significancia, lo que también es un indicador de presencia de raíz unitaria.

## 2. Prueba de Dickey-Fuller aumentada

- La Prueba de Dickey-Fuller aumentada en niveles, considera la siguiente hipótesis nula:

Ho: El PIB real en niveles tiene raíz unitaria

Ha: El PIB real en niveles no tiene raíz unitaria

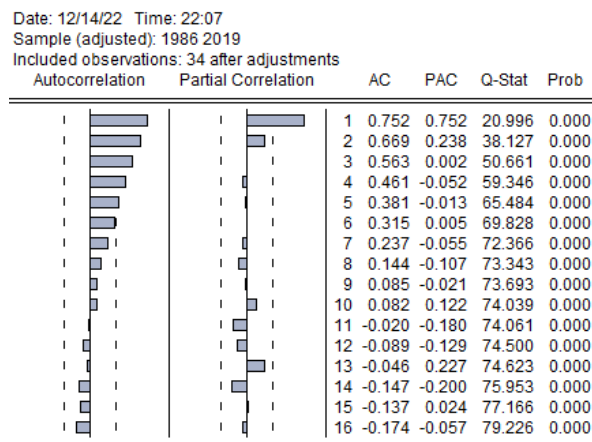
Null Hypothesis: PIB_REAL has a unit root		
Exogenous: Constant		
Lag Length: 1 (Automatic - based on SIC, maxlag=8)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	1.642286	0.9993
Test critical values:	1% level	-3.646342
	5% level	-2.954021
	10% level	-2.615817
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Se puede evidenciar que la probabilidad es 0,9993, por lo que no se rechaza la hipótesis nula de presencia de raíz unitaria de la variable en niveles, dicho en otras palabras, la serie no es estacionaria en niveles.



- Correlograma del PIB real aplicando primeras diferencias



Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Según el correlograma del PIB real aplicando primeras diferencias, nos muestra que existe raíz unitaria apoyado de los estadísticos Prob, que en su totalidad son menores a 0,05 de significancia, lo que también es un indicador de la presencia de raíz unitaria.

- La prueba de Dickey-Fuller aumentada aplicando primeras diferencias, con la siguiente hipótesis nula:

Ho: El PIB real en primeras diferencias tiene raíz unitaria

Ha: El PIB real en primeras diferencias no tiene raíz unitaria

Null Hypothesis: D(PIB_REAL) has a unit root		
Exogenous: Constant		
Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=8)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-2.567796	0.1097
Test critical values:	1% level	-3.646342
	5% level	-2.954021
	10% level	-2.615817
*Mackinnon (1996) one-sided p-values.		

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Se puede evidenciar que la probabilidad es mayor al 0,05, por lo que no se rechaza la hipótesis nula de presencia de raíz unitaria de la variable en primeras diferencias, dicho en otras palabras, la serie no es estacionaria en primeras diferencias.

- Correlograma del PIB real aplicando segundas diferencias

Date: 12/14/22 Time: 22:16  
Sample (adjusted): 1987 2019  
Included observations: 33 after adjustments

	Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
1			-0.291	-0.291	3.0592	0.080
2			0.072	-0.014	3.2506	0.197
3			0.017	0.037	3.2614	0.353
4			-0.035	-0.021	3.3103	0.507
5			-0.017	-0.038	3.3216	0.651
6			-0.146	-0.176	4.2335	0.645
7			0.158	0.080	5.3454	0.618
8			-0.076	0.005	5.6141	0.690
9			-0.158	-0.205	6.8189	0.656
10			0.278	0.191	10.690	0.382
11			-0.069	0.080	10.936	0.449
12			-0.305	-0.415	16.040	0.189
13			0.124	-0.034	16.931	0.202
14			-0.198	-0.192	19.317	0.153
15			0.074	-0.089	19.673	0.185
16			-0.083	0.061	20.137	0.214

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Según el correlograma del PIB real aplicando segundas diferencias, nos muestra que no existe una raíz unitaria apoyado de los estadísticos Prob, que en su totalidad son mayores a 0,05 de significancia, lo que también es un indicador de la no presencia de raíz unitaria.

- Prueba de Dickey-Fuller aumentada aplicando segundas diferencias, con la siguiente hipótesis nula:

Ho: El PIB real en segundas diferencias tiene raíz unitaria

Ha: El PIB real en segundas diferencias no tiene raíz unitaria

Null Hypothesis: D(PIB_REAL,2) has a unit root Exogenous: Constant Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=8)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-7.433371	0.0000
Test critical values:		
1% level	-3.653730	
5% level	-2.957110	
10% level	-2.617434	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Se puede evidenciar que la probabilidad es menor al 0,05, por lo que se rechaza la hipótesis nula de presencia de raíz unitaria de la variable en segundas diferencias, dicho en otras palabras, la serie es estacionaria en segundas diferencias.

La serie PIB real, es estacionaria después de aplicar dos diferencias: I(2)

### 3. Prueba de Phillips-Perron

- Prueba de Phillips-Perron en niveles, con la siguiente hipótesis nula:

Ho: El PIB real en niveles tiene raíz unitaria

Ha: El PIB real en niveles no tiene raíz unitaria

Null Hypothesis: PIB_REAL has a unit root Exogenous: Constant Bandwidth: 3 (Newey-West automatic) using Bartlett kernel		
	Adj. t-Stat	Prob.*
Phillips-Perron test statistic	5.679433	1.0000
Test critical values:		
1% level	-3.639407	
5% level	-2.951125	
10% level	-2.614300	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Se puede evidenciar que la probabilidad es mayor al 0,05, por lo que no se rechaza la hipótesis nula de presencia de raíz unitaria de la variable en niveles, dicho en otras palabras, la serie no es estacionaria en niveles.

- Prueba de Phillips-Perron aplicando primeras diferencias, con la siguiente hipótesis nula:

Ho: El PIB real en primeras diferencias tiene raíz unitaria

Ha: El PIB real en primeras diferencias no tiene raíz unitaria

Null Hypothesis: D(PIB_REAL) has a unit root		
Exogenous: Constant		
Bandwidth: 2 (Newey-West automatic) using Bartlett kernel		
	Adj. t-Stat	Prob.*
Phillips-Perron test statistic	-2.538062	0.1160
Test critical values:	1% level	-3.646342
	5% level	-2.954021
	10% level	-2.615817

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Se puede evidenciar que la probabilidad es mayor al 0,05, por lo que no se rechaza la hipótesis nula de presencia de raíz unitaria de la variable en primeras, dicho en otras palabras, la serie no es estacionaria en primeras diferencias.

- Prueba de Phillips-Perron aplicando segundas diferencias, con la siguiente hipótesis nula:

Ho: El PIB real en segundas diferencias tiene raíz unitaria

Ha: El PIB real en segundas diferencias no tiene raíz unitaria

Null Hypothesis: D(PIB_REAL,2) has a unit root		
Exogenous: Constant		
Bandwidth: 1 (Newey-West automatic) using Bartlett kernel		
	Adj. t-Stat	Prob.*
Phillips-Perron test statistic	-7.487682	0.0000
Test critical values:	1% level	-3.653730
	5% level	-2.957110
	10% level	-2.617434
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Se puede evidenciar que la probabilidad es menor al 0,05, por lo que se rechaza la hipótesis nula de presencia de raíz unitaria de la variable en segunda diferencia, dicho en otras palabras, la serie es estacionaria en segunda diferencia.

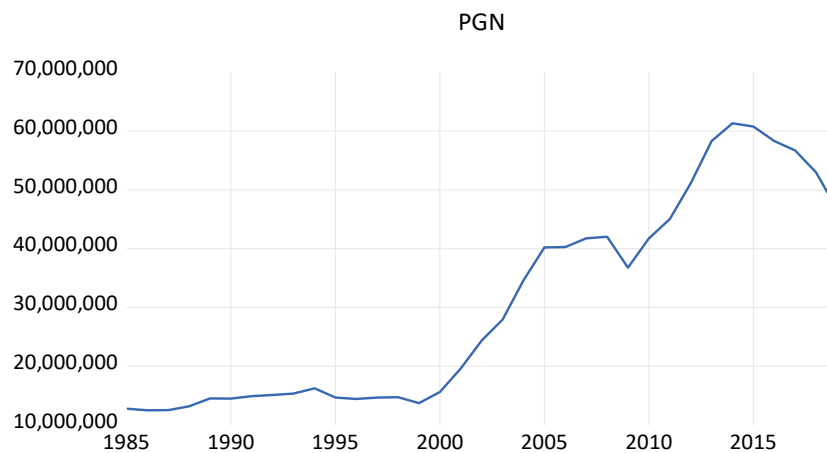
La serie PIB real, es estacionaria después de aplicar dos diferencias: I(2)

Conclusión final. - Según las pruebas tanto de Dickey-Fuller aumentada y Phillips-Perron, la variable PIB real es estacionaria en segunda diferencia.

### **b) Análisis de raíz unitaria de la variable producción de gas natural de campos petroleros**

Para el análisis se toma la variable de producción de gas natural con frecuencia anual.

1. Análisis figura de la serie de producción de gas natural y correlograma en niveles



Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Date: 12/14/22 Time: 22:37

Sample: 1985 2019

Included observations: 35

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
1	0.955	0.955	34.749	0.000	
2	0.880	-0.367	65.149	0.000	
3	0.786	-0.160	90.182	0.000	
4	0.684	-0.068	109.71	0.000	
5	0.583	0.028	124.39	0.000	
6	0.488	-0.009	135.04	0.000	
7	0.403	0.009	142.55	0.000	
8	0.328	0.001	147.71	0.000	
9	0.257	-0.091	151.00	0.000	
10	0.184	-0.126	152.76	0.000	
11	0.104	-0.142	153.34	0.000	
12	0.010	-0.195	153.35	0.000	
13	-0.086	0.007	153.78	0.000	
14	-0.178	-0.019	155.73	0.000	
15	-0.266	-0.073	160.31	0.000	
16	-0.335	0.091	167.95	0.000	

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Al análisis de la figura, tanto de la serie, como del correlograma de la producción de gas natural, se puede evidenciar, la presencia de una tendencia evidente, además el correlograma en niveles nos muestra que existe una raíz unitaria apoyado de los

estadísticos Prob, que en su totalidad son menores a 0,05 de significancia, lo que también es un indicador de presencia de raíz unitaria.

## 2. Prueba de Dickey-Fuller aumentada

- Prueba de Dickey-Fuller aumentada en niveles, con la siguiente hipótesis nula:

Ho: La producción de gas natural en niveles tiene raíz unitaria

Ha: La producción de gas natural en niveles no tiene raíz unitaria

Null Hypothesis: PGN has a unit root Exogenous: Constant Lag Length: 1 (Automatic - based on SIC, maxlag=8)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-1.430306	0.5556
Test critical values: 1% level	-3.646342	
5% level	-2.954021	
10% level	-2.615817	

\*MacKinnon (1996) one-sided p-values.

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Se puede evidenciar que la probabilidad es 0,5556, por lo cual no se rechaza la hipótesis nula de presencia de raíz unitaria de la variable en niveles, dicho en otras palabras, la serie no es estacionaria en niveles.

- Correlograma de la producción de gas natural aplicando primeras diferencias

Date: 12/14/22 Time: 22:44  
Sample (adjusted): 1986 2019  
Included observations: 34 after adjustments

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	0.514	0.514	9.8080	0.002
		2	0.274	0.013	12.678	0.002
		3	0.102	-0.060	13.088	0.004
		4	-0.274	-0.419	16.156	0.003
		5	-0.366	-0.110	21.821	0.001
		6	-0.277	0.076	25.169	0.000
		7	-0.107	0.225	25.688	0.001
		8	0.070	0.064	25.922	0.001
		9	0.173	-0.084	27.381	0.001
		10	0.294	0.072	31.800	0.000
		11	0.054	-0.301	31.953	0.001
		12	-0.052	0.029	32.101	0.001
		13	-0.138	-0.028	33.209	0.002
		14	-0.313	-0.020	39.192	0.000
		15	-0.339	-0.203	46.591	0.000
		16	-0.198	0.001	49.250	0.000

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Según el correlograma de la producción de gas natural aplicando primeras diferencias, nos muestra que existe una raíz unitaria apoyado de los estadísticos Prob, que en su totalidad son menores a 0,05 de significancia, lo que también es un indicador de la presencia de raíz unitaria.

- Prueba de Dickey-Fuller aumentada aplicando primeras diferencias, con la siguiente hipótesis nula:

H<sub>0</sub>: La producción de gas natural en primeras diferencias tiene raíz unitaria

H<sub>a</sub>: La producción de gas natural en primeras diferencias no tiene raíz unitaria



Null Hypothesis: D(PGN) has a unit root		
Exogenous: Constant		
Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=8)		
	t-Statistic	Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic	-2.371853	0.1571
Test critical values:	1% level	-3.646342
	5% level	-2.954021
	10% level	-2.615817
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Se puede evidenciar que la probabilidad es mayor al 0,05, por lo que no se rechaza la hipótesis nula de presencia de raíz unitaria de la variable en primeras diferencias, dicho en otras palabras, la serie no es estacionaria en primeras diferencias.

- Correlograma de la producción de gas natural aplicando segundas diferencias

Date: 12/14/22 Time: 22:48  
Sample (adjusted): 1987 2019  
Included observations: 33 after adjustments

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	-0.236	-0.236	2.0149	0.156
		2	-0.026	-0.086	2.0393	0.361
		3	0.231	0.217	4.0878	0.252
		4	-0.309	-0.228	7.9014	0.095
		5	-0.123	-0.263	8.5268	0.129
		6	0.017	-0.148	8.5389	0.201
		7	-0.037	0.051	8.5986	0.283
		8	0.022	0.031	8.6201	0.375
		9	0.013	-0.096	8.6284	0.472
		10	0.171	0.099	10.099	0.432
		11	-0.015	0.058	10.111	0.520
		12	0.008	0.049	10.115	0.606
		13	0.065	0.009	10.358	0.664
		14	-0.018	0.099	10.378	0.734
		15	-0.168	-0.111	12.198	0.664
		16	0.098	0.052	12.848	0.684

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Según el correlograma de la producción de gas natural aplicando segundas diferencias, nos muestra que no existe una raíz unitaria apoyado de los estadísticos Prob, que en su

totalidad son mayores a 0,05 de significancia, lo que también es un indicador de la no presencia de raíz unitaria.

- Prueba de Dickey-Fuller aumentada aplicando segundas diferencias, con la siguiente hipótesis nula:

Ho: La producción de gas natural en segundas diferencias tiene raíz unitaria

Ha: La producción de gas natural en segundas diferencias no tiene raíz unitaria

Null Hypothesis: D(PGN,2) has a unit root		
Exogenous: Constant		
Lag Length: 0 (Automatic - based on SIC, maxlag=8)		
		t-Statistic
		Prob.*
Augmented Dickey-Fuller test statistic		-6.927252
Test critical values:		
	1% level	-3.653730
	5% level	-2.957110
	10% level	-2.617434
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Se puede evidenciar que la probabilidad es menor al 0,05, por lo que se rechaza la hipótesis nula de presencia de raíz unitaria de la variable en segundas diferencias, dicho en otras palabras, la serie es estacionaria en segundas diferencias.

La serie producción de gas natural, es estacionaria después de aplicar dos diferencias: I(2)

### 3. Prueba de Phillips-Perron

- Prueba de Phillips-Perron en niveles, con la siguiente hipótesis nula:

Ho: La producción de gas natural en niveles tiene raíz unitaria

Ha: La producción de gas natural en niveles no tiene raíz unitaria

Null Hypothesis: PGN has a unit root		
Exogenous: Constant		
Bandwidth: 3 (Newey-West automatic) using Bartlett kernel		
	Adj. t-Stat	Prob.*
Phillips-Perron test statistic	-0.814840	0.8021
Test critical values:	1% level	-3.639407
	5% level	-2.951125
	10% level	-2.614300
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Se puede evidenciar que la probabilidad es mayor al 0,05, por lo que no se rechaza la hipótesis nula de presencia de raíz unitaria de la variable en niveles, dicho en otras palabras, la serie no es estacionaria en niveles.

- Prueba de Phillips-Perron en primeras diferencias, con la siguiente hipótesis nula:

Ho: La producción de gas natural en primeras diferencias tiene raíz unitaria

Ha: La producción de gas natural en primeras diferencias no tiene raíz unitaria

Null Hypothesis: D(PGN) has a unit root		
Exogenous: Constant		
Bandwidth: 3 (Newey-West automatic) using Bartlett kernel		
	Adj. t-Stat	Prob.*
Phillips-Perron test statistic	-2.560062	0.1113
Test critical values:	1% level	-3.646342
	5% level	-2.954021
	10% level	-2.615817
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Se puede evidenciar que la probabilidad es mayor al 0,05, por lo que no se rechaza la hipótesis nula de presencia de raíz unitaria de la variable en primera diferencia, dicho en otras palabras, la serie no es estacionaria en primera diferencia.

- Prueba de Phillips-Perron en segundas diferencias, con la siguiente hipótesis nula:

Ho: La producción de gas natural en segundas diferencias tiene raíz unitaria

Ha: La producción de gas natural en segundas diferencias no tiene raíz unitaria

Null Hypothesis: D(PGN,2) has a unit root		
Exogenous: Constant		
Bandwidth: 2 (Newey-West automatic) using Bartlett kernel		
	Adj. t-Stat	Prob.*
Phillips-Perron test statistic	-6.969783	0.0000
Test critical values:	1% level	-3.653730
	5% level	-2.957110
	10% level	-2.617434
*MacKinnon (1996) one-sided p-values.		

Fuente: Elaboración en base a resultados de la estimación.

Se puede evidenciar que la probabilidad es menor al 0,05, por lo que se rechaza la hipótesis nula de presencia de raíz unitaria de la variable en segunda diferencia, dicho en otras palabras, la serie es estacionaria en segunda diferencia.

La serie producción de gas natural, es estacionaria después de aplicar dos diferencias: I(2)

- Conclusión final. - Según las pruebas tanto de Dickey-Fuller aumentada como la prueba Phillips-Perron, muestran que la variable producción de gas natural es estacionaria en segunda diferencia.