

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



TESIS DE GRADO

MENCIÓN: DESARROLLO PRODUCTIVO

**“EL COMPORTAMIENTO DE LA INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN EN EL
DESARROLLO PRODUCTIVO DEL GAS NATURAL, PERIODO 1998-2019”**

POSTULANTE: JHOANA MARITHÉ CONDE ALELUYA

TUTOR: Lic JAVIER FERNANDEZ VARGAS

RELATOR: M.Sc. DANNY ROCA JIMENEZ

LA PAZ-BOLIVIA
2024

DEDICATORIA

A mi querida madre Naty Aleluya, que me enseñó que el esfuerzo y la constancia son la clave del crecimiento personal, brindándome todo su cariño y comprensión.

A mi valiente padre Pastor Conde, quien me enseñó la importancia de seguir adelante con fuerza y determinación a pesar de los momentos difíciles.

A mi adorable hermana Amira Conde, por ser mi compañera de vida y mi mayor cómplice, que alegra mis días con su carisma y cariño.

A mi mamita Juana que desde el cielo siempre me cuida y me acompaña.

A mi hijita Minina quien me acompañó en todas mis noches de desvelo y me enseñó que el amor incondicional existe.

A todos ustedes, mi familia, les dedico mi gratitud infinita y mi amor eterno, son mi mayor tesoro en esta en esta vida.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitirme culminar este trabajo, cumplir con mis metas, por bendecirme con el amor, cariño y apoyo de las personas que son pilares fundamentales en mi vida.

A mi tutor Lic. Javier Fernández Vargas, quien me brindó su apoyo y dedicación, haciendo posible la culminación de la tesis.

A mi relator Lic. Danny Roca, su colaboración enriqueció enormemente el desarrollo de este trabajo de investigación, y su disposición para ayudarme fue invaluable.

A la Universidad Mayor de San Andrés, le agradezco por brindarme la oportunidad de formarme académicamente y por acogerme durante este importante periodo de mi vida.

A mis amigos, por su incondicional apoyo, por los buenos momentos compartidos y por los preciosos recuerdos que hemos creado juntos.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I: REFERENCIA METODOLÓGICA DE INVESTIGACIÓN	3
1.1 DELIMITACIÓN DEL TEMA	3
1.1.1 Delimitación Temporal	3
1.1.2 Delimitación Referencial	4
1.2 DELIMITACIÓN DE CATEGORÍAS Y VARIABLES ECONÓMICAS	5
1.2.1. Categorías Económicas	5
1.2.2. Variables Económicas	5
1.3 DEFINICIÓN DEL OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN	6
1.4 PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN	6
1.5 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	6
1.5.1 Problematización	6
1.5.2 Planteamiento del Problema	8
1.6 JUSTIFICACIÓN	8
1.6.1 Justificación económica	8
1.6.2 Justificación social	9
1.6.3 Teórico	9
1.6.4 Mención.....	9
1.7 PLANTEAMIENTO DE OBJETIVOS	10
1.7.1 Objetivo General.....	10
1.7.2 Objetivos Específicos	10
1.8 PLANTEAMIENTO DE HIPÓTESIS	10

1.9	OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES (H CAUSAL)	10
1.10	MÉTODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN	11
1.10.1	Método de Investigación	11
1.10.2	Tipo de investigación	11
1.10.3	Instrumentos de investigación.....	11
1.10.4	Fuentes de Información	11
1.10.5	Procesamiento de Información.....	12
1.10.6	Análisis de Resultado.	12
CAPITULO II.: MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL		13
2.1	MARCO CONCEPTUAL	13
2.1.1	Cadena Productiva de Hidrocarburos.....	13
2.1.2	El Upstream	14
2.1.3	El Downstream	14
2.1.4	Gas Natural	15
2.1.5	Inversión.....	15
2.1.6	Hidrocarburos.....	16
2.1.7	Exploración	16
2.1.8	Exportación	17
2.1.9	Explotación	17
2.1.10	Reservas Certificadas sobre Producción Bruta de Gas Natural	18
2.1.11	Reservas de Hidrocarburos.....	18
2.1.12	Reservas Probadas (P1)	18
2.1.13	Reservas Probables y Posibles (P2 y P3).....	18
2.1.14	Sostenible.....	18
2.2	MARCO TEÓRICO	19
2.2.1	Teoría de la Inversión en Recursos Agotables	19
2.2.2	Teoría del Pico de Hubbert.....	20
2.2.3	Recursos Naturales-Joseph Stiglitz.....	23

2.2.4	Teoría de la Inversión según Irving Fisher	24
2.2.5	Teoría Keynesiana.....	25
2.2.6	Teoría de David Ricardo	27
2.2.7	Determinantes Microeconómicos de la Inversión en Exploración y Explotación.....	28

CAPITULO III.: ANALISIS INSTITUCIONAL, POLITICO Y NORMATIVO DEL SECTOR HIDROCARBUROS..... 32

3.1 ESTRUCTURA INSTITUCIONAL..... 32

3.1.1	Ministerio de Hidrocarburos y Energía	32
3.1.2	Viceministerio de Exploración y Explotación.....	33
3.1.3	Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos.....	33
3.1.4	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (Y.P.F.B.)	33
3.1.5	Agencia Nacional de Hidrocarburos (A.N.H.)	34

3.2 ASPECTO NORMATIVO 34

3.2.1	Ley de Hidrocarburos N° 1194 de 1 de noviembre de 1990.....	34
3.2.2	Ley de Hidrocarburos N° 1689 de abril de 1996	35
3.2.3	Constitución Política del Estado.....	36
3.2.4	Ley de Hidrocarburos N° 3058.....	37
3.2.5	Ley de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera N° 767.....	40
3.2.6	Ley de Desarrollo Sostenible del Sector de Hidrocarburos N° 3740.....	42
3.2.7	Decreto Supremo N° 28701 Nacionalización de Hidrocarburos “Héroes del Chaco”.....	43

3.3 POLITICAS Y PROYECTOS EN MATERIA DE GAS NATURAL..... 43

3.3.1	Agenda Patriótica 2025.....	43
3.3.2	Plan de Desarrollo Económico y Social 2016-2020.....	44
3.3.3	Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos 2016-2020	46

3.3.4	Plan Estratégico Institucional	47
3.3.5	Plan de Inversiones 2009-2015 Y.P.F.B.....	47
CAPITULO IV: FACTORES DETERMINANTES Y ANALISIS DE VARIABLES CONDICIONANTES DEL TEMA.....		49
4.1	EXPLORACIÓN DE GAS NATURAL	49
4.2	INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN.....	52
4.2.1	Periodo Inicial de Exploración.....	56
4.2.2	Comparación de Inversión Exploración y Pozos Exploratorios.....	58
4.3	RESERVAS DE GAS NATURAL	59
4.3.1	Horizonte de Vida de las Reservas de Gas Natural.....	62
4.3.2	Metodología para la Evaluación de Reservas.....	65
4.4	EXPLOTACIÓN DE GAS NATURAL.....	66
4.5	ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL AL MERCADO INTERNO Y MERCADO EXTERNO.....	70
4.5.1	Mercado Externo.....	71
4.5.2	Mercado Interno.....	74
4.5.3	Precios	75
4.6	RENTA PETROLERA.....	77
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		81
5.1	CONCLUSIONES.....	81
5.1.1	Conclusión General.....	81
5.1.2	Conclusiones Específicas	82
5.2	RECOMENDACIONES.....	85
BIBLIOGRAFÍA		87
ANEXOS		89

INDICE DE GRAFICOS

Gráfico No. 1 Inversión por Exploración Tipo de Empresa.....	53
Gráfico No. 2 Inversiones En Exploración y Explotación	55
Gráfico No. 3 Pozos Exploratorios y Estratigráficos Perforados (Sectorial)	56
Gráfico No. 4 Comparación de Inversión Exploración y Pozos Exploratorios.....	58
Gráfico No. 5 Reservas Certificadas de Gas Natural	60
Gráfico No. 6 Horizonte de Vida de las Reservas Certificadas.....	63
Gráfico No. 7 Comparación entre Reservas Certificadas y Producción de Gas Natural- Promedio Anual.....	64
Gráfico No. 8 Producción Fiscalizada de Gas Natural por Campo	68
Gráfico No. 9 Producción Promedio Anual de Gas Natural.....	69
Gráfico No. 10 Comercialización Promedio Anual de Gas Natural por Mercado de Destino	73
Gráfico No. 11 Comercialización Promedio Anual de Gas Natural al Mercado Interno	75
Gráfico No. 12 Precio Promedio Anual de Exportación de gas Natural por Mercado de Destino.....	77
Gráfico No. 13 Comportamiento de la Renta Petrolera Estatal.....	79

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración No 1 Cadena Productiva de Hidrocarburos	13
Ilustración No 2 Propuesta M. King Hubbert de 1956	21
Ilustración No 3 Áreas reservadas para Exploración y Explotación	50
Ilustración No 4 Periodo Inicial de Exploración	57
Ilustración No 5 Metodología para la Evaluación de Reservas	66

INDICE DE CUADROS

Cuadro No 1 Composición de la Renta Petrolera.....	78
Cuadro No 2 Reservas Certificadas de Gas Natural.....	89
Cuadro No 3 Producción de Gas Natural por Campo sujeta al pago de Regalías, IDH y Participaciones - Promedio Anual	89
Cuadro No 4 Regalías, Participaciones e IDH	90
Cuadro No 5 Producción Fiscalizada de Gas Natural Anual - Promedio anual	90
Cuadro No 6 Comercialización Promedio Anual del Gas Natural por Mercado de Destino	91
Cuadro No 7 Inversiones Ejecutadas.....	91
Cuadro No 8 Participación YPFB en las Ganancias de Contratos de Operación.....	92
Cuadro No 9 Precios de Exportación del Gas Natural, Mercado interno y WTI - En Promedios anuales	93
Cuadro No 10 Pozos Exploratorios y Estratigráficos Perforados (Sectorial).....	94

INTRODUCCIÓN

La economía boliviana ha estado estrechamente ligada al desarrollo de sus recursos naturales, como es el caso de los hidrocarburos, siendo reconocido como uno de los sectores estratégicos generador de excedentes, necesario para contribuir la economía y el desarrollo social. El país busca fortalecer su capacidad productiva para garantizar un crecimiento económico sostenible.

El enfoque de Bolivia en la explotación de hidrocarburos va más allá de asegurar su matriz energética, ya que se centra principalmente en la generación de excedentes económicos para financiar el gasto e inversión pública. Esta estrategia se ha utilizado para impulsar el desarrollo económico y social del país, aprovechando los recursos naturales disponibles.

Sin embargo, como señalas, existe la necesidad de construir una visión de desarrollo nacional más amplia que considere seriamente el abandono de la dependencia extractiva y el fomento de otros sectores económicos. Este enfoque ayudaría a diversificar la economía boliviana y reducir su vulnerabilidad a los cambios en los precios internacionales de los recursos naturales, así como a los impactos ambientales negativos asociados con la explotación intensiva de estos recursos.

La exploración de hidrocarburos es una actividad fundamental dentro del sector, ya que marca el inicio de la cadena productiva y asegura la sostenibilidad de los compromisos de exportación del país y el abastecimiento interno. Uno de los principales objetivos de esta exploración es mantener o aumentar las reservas de hidrocarburos, información decisiva para la planificación energética nacional.

Así también reconocer las reservas de gas del país es crucial, ya que representan una parte significativa de los ingresos económicos futuros, beneficiando tanto a los departamentos productores como a los no productores de hidrocarburos, así como a sus respectivas provincias y municipios. Además, contribuyen directamente al

Tesoro General de la Nación (TGN).¹

La explotación de hidrocarburos reduce las reservas con el tiempo, por lo que la actividad exploratoria debe ser constante para descubrir nuevos campos y reponer las reservas utilizadas. Sin embargo, la actividad exploratoria en Bolivia no ha sido lo suficientemente intensa ni exitosa, lo que genera preocupación por el estado actual de las reservas. Para tratar de estimar de manera precisa el nivel de reservas, se han analizado el comportamiento de los campos, especialmente los megacampos, hasta finales de 2019.

Es así que el sector hidrocarburos demanda al Estado un marco jurídico que regule la actividad petrolera, en apego estricto a la Constitución Política del Estado (CPE), a través del cual se definan las reglas sobre las cuales se desenvuelve la actividad petrolera para todos los agentes económicos que intervienen en ella e impulsen su desarrollo. Todo ello propicia el marco de seguridad y claridad necesario para las relaciones económicas público-privadas en el sector.

¹ Oscar Ortiz Pérez-Estimación de reservas de gas de Bolivia

CAPITULO I.: REFERENCIA METODOLÓGICA DE INVESTIGACIÓN

1.1 DELIMITACIÓN DEL TEMA

1.1.1 Delimitación Temporal

- Primer periodo: 1998 – 2005

En el primer periodo rige el Modelo Economía de Mercado que se caracteriza por la intervención del Estado específicamente en aspectos sociales, la externalización del excedente económico y un modelo primario exportador dependiente de organismos internacionales.

El Sector de hidrocarburos, en dominio de la empresa extranjera, se encarga de Producir, Explotar, Refinar, Comercializar los Hidrocarburos, situación similar al Gas Natural que bajo tierra se considera como propiedad del Estado y en boca de pozo, ductos, refinerías, etc., es delegada a empresas extranjeras Los equipos de exploración, de perforación y de explotación eran de las petroleras. Es decir, que toda la cadena petrolera estaba en manos extranjeras y YPFB no tenía una participación significativa.

- Segundo periodo: 2006 -2019

El segundo periodo se desarrolla en un Modelo de Economía Plural mediante la participación de formas de organización económicas, que a diferencia del anterior periodo, el Estado interviene como planificador y orienta las inversiones hacia las actividades económicas que impulsen el desarrollo económico y social, si bien es un modelo con una orientación del desarrollo basada inicialmente en los recursos naturales, busca su industrialización, tomando como dinamismo tanto la demanda

interna como la externa.

La Nacionalización de los recursos naturales, el 1º de mayo de 2006 mediante el Decreto Supremo N° 28701 “Héroes del Chaco”, una de las medidas principales de gobierno, modifica la estructura neoliberal y administración de recursos, la propiedad del Gas bajo tierra o en boca de pozo, los ductos, las refinerías, el almacenaje e incluso las maquinarias, equipos de perforación, actividades de Exploración-Explotación retornan al Estado.

1.1.2 Delimitación Referencial

El presente estudio toma como referencia el sector industrial hidrocarburífero de Bolivia. Entre 1996-2005 se genera un proceso de capitalización en Bolivia como resultado de la negociación de un contrato de compra y venta de gas natural por 20 años entre YPF y PETROBRAS (Brasil), donde se estableció un volumen de exportación de 30 millones de metros cúbicos al día (MMmc/d), a su vez en el sector privado se observaron significativas inversiones desde la vigencia de la Ley N° 1689 del 30 de abril de 1996 Ley de Hidrocarburos, que incluía importantes incentivos para acelerar el incremento de la producción de gas natural, a fin de dar cumplimiento al contrato de exportación a Brasil, desde entonces, se inició una etapa intensiva en la perforación de pozos de exploración y pozos de desarrollo de campos hidrocarburíferos.

En el 2003 se pretendió implementar un proyecto de Gas Natural Licuado (GNL) para su exportación a países de Norteamérica a través de un puerto chileno, a causa de este hecho se derivó en protestas sociales, la “Guerra del Gas”, lo que convoca a un referéndum vinculante en el 2004, en el cual se decidió la recuperación de la propiedad de los hidrocarburos a favor del estado. A razón de esto en mayo de 2005 se promulga la Ley de Hidrocarburos N° 3058, y para dicha recuperación de la propiedad de los hidrocarburos se promulgo el Decreto Supremo de Nacionalización de Hidrocarburos “Héroes del Chaco” D.S. N° 28701.

El hecho más importante fue la aprobación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos

(IDH) que equivale al 32% de la producción bruta, el régimen fiscal aplicado al upstream, a partir de la gestión 2005, es un total del 50% de la renta petrolera a favor del estado. Así también se suscribió 44 contratos de operación aprobados, en mayo de 2007 asume toda la comercialización de hidrocarburos producidos en campo destinados tanto al mercado interno como a la exportación.

La producción de Gas Natural desde 1998 al 2005, alcanza de 7,7 MMmc/d a 33,91 MMmc/d, una producción en ascenso, para el mismo periodo las reservas probadas de gas natural presentan una distribución normal, siendo el 2003 el punto más alto con 28.7 trillones de pies cúbicos (Tcf) y una disminución en el 2005 con 26.70 Tcf; a partir del 2006 la producción va en ascenso a excepción de año 2009 con 34,4 MMmc/d, esto debido a un descenso en el nivel de precios del petróleo.

1.2 DELIMITACIÓN DE CATEGORÍAS Y VARIABLES ECONÓMICAS

1.2.1. Categorías Económicas

C.E.1. Inversión en Hidrocarburos

C.E.2. Desarrollo Productivo

1.2.2. Variables Económicas

V.E.1. Inversión en exploración

V.E.2. Inversión en explotación

V.E.3. Reservas Certificadas de Gas Natural

V.E.4. Producción de gas natural

V.E.5. Exportación de gas natural

V.E.6. Renta Petrolera

1.3 DEFINICIÓN DEL OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN

El comportamiento de la inversión en exploración es la base fundamental para el desarrollo productivo del gas natural, de este depende el nivel de reservas de gas natural, y este a su vez está relacionado con la sostenibilidad de la producción y exportación de gas natural en el mediano y largo plazo.

1.4 PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

¿Cómo el comportamiento de la inversión en exploración influye en el desarrollo productivo del gas natural?

1.5 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.5.1 Problematización

La economía boliviana depende de manera significativa de la exportación de recursos naturales, en especial de hidrocarburos, debido a los contratos de compra y venta establecidos, donde Bolivia tiene que cumplir con determinados volúmenes de comercialización, lo cual requiere intensificar la extracción de gas natural, tomando en cuenta que la mayoría de los campos gasíferos con los que cuenta son pequeños y medianos, sin embargo los campos de Sábalo, San Alberto y Margarita son los grandes mega campos que representan más del 60 % de producción nacional.

A partir de 1997 con el proceso de capitalización de las empresas nacionales, entre ellas Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), el país recibió una gran inyección de capital extranjero de empresas transnacionales dedicadas al negocio del petróleo, realizaron fuertes inversiones destinadas al descubrimiento y explotación de hidrocarburos.

En el periodo 2005-2012 la actividad exploratoria en el país ha sido reducida e insuficiente y si bien desde el año 2013 se registra un pequeño incremento aún resulta insuficiente considerando una probabilidad de éxito de 30% en la zona

tradicional.²

Considerando la actividad exploratoria, la evolución del nivel de reservas certificadas muestra un salto impresionante en el año 2000, cuando el total de reservas (probadas, probables y posibles), se triplico. Pasando de 14,1 Tcf a 49,8 Tcf. Este incremento excepcional continuo los siguientes años hasta alcanzar su nivel más alto en el año 2003, con un total de 79, 1 Tcf en 2003, para empezar a declinar al año siguiente. Sorpresivamente en 2009 la certificación realizada por la empresa Ryder Scott, arrojó un resultado que las reservas habían caído abruptamente, pasando de un volumen record de 63,9 Tcf a diciembre de 2005 a 2009.³

La actual certificación realizada por la empresa canadiense Sproule International Limited, consigna un volumen de 10,7 Tcf (trillones de pies cúbicos) reservas probadas más probables y 14,7 Tcf de reservas probadas más probables más posibles para el 31 de diciembre de 2017.

La inversión en exploración de nuevos campos petroleros comenzó a partir del año 2003, la cantidad de pozos perforados para encontrar hidrocarburos fue cayendo hasta llegar a 4 perforaciones en 2008.

Bolivia al tener suscrito dos contratos de exportación, con Brasil y Argentina, siendo que el primero concluirá el 2019 y el segundo el 2017. Se sabe que el principal destino del gas natural producido en Bolivia es el mercado de Brasil, el cual representa, en promedio cerca de 68% del volumen total comercializado de gas natural en los últimos 15 años. Sin embargo, de acuerdo con la normativa nacional, el primer mercado que debe ser abastecido de manera prioritaria es el interno y posteriormente los mercados de Brasil y Argentina

Por otra parte, las ventas de gas natural en el mercado interno en el periodo 2006-

²Revista PetroExpress – La Inversión extranjera en el sector hidrocarburífero boliviano

³ Estimación de reservas de gas de Bolivia- Oscar Ortiz Antelo

2019 han tenido un crecimiento lento pero sostenido, mientras que los volúmenes de ventas en el mercado externo, han tenido fluctuaciones importantes debido al incremento y disminución de los precios de las exportaciones.

En la actualidad la Matriz energética en Bolivia presenta una estructura altamente concentrada en hidrocarburos, lo que convierte los hidrocarburos en recursos estratégicos, y con ellos la inversión en exploración y explotación en una variable crítica para el sistema económico, al menos en el corto y mediano plazo.

1.5.2 Planteamiento del Problema

Los Bajos niveles de inversión en exploración generan una insostenibilidad en el desarrollo productivo de gas natural en el mediano y largo plazo

1.6 JUSTIFICACIÓN

1.6.1 Justificación económica

La exploración en el sector hidrocarburífero constituye el punto de partida para las demás actividades de la cadena productiva al igual que la explotación de las reservas hidrocarburíferas las cuales deberían ir acompañadas de una política de reposición de las mismas, asimismo el comportamiento de la producción nacional está en función de las tasas de explotación de los mega campos.

Bolivia continúa dependiendo de los ingresos por la exportación natural de gas a nuestros vecinos Brasil y Argentina, este hecho ratifica nuestro cuestionamiento, a la alta dependencia de nuestra economía de la renta por la explotación de recursos naturales no-renovables, la misma que se exhibe vulnerable. A esta incertidumbre, deben sumarse las dificultades en la producción de gas que tiene el país.

1.6.2 Justificación social

La producción de gas natural destinada a sectores como energía eléctrica, industria, vehicular, comercial y residencial contribuye a su desenvolvimiento y la dinámica por el uso de la energía generada, además de mejorar la calidad de vida de la población.

A partir del año 2010, el crecimiento en promedio del mercado interno ha estado alrededor de 8%, respecto a la participación porcentual por consumidor, los sectores eléctrico y residencial, comercial, industrial y transporte vehicular consumen cerca del 90% del gas en el mercado interno.⁴

1.6.3 Teórico

La inversión es la variable fundamental de la actividad económica, el impacto en la demanda agregada y el nivel de actividad global de la economía, así como su rol determinante para el proceso de acumulación nacional, convierte en una variable crítica para el desempeño económico.

Para Keynes en su desarrollo en la teoría General, la decisión de inversión es el rol central en la determinación de la demanda agregada en el punto de demanda efectiva, lo que en última instancia determina el nivel de producción y empleo.

En un sistema energético, entendido este como un conjunto de cadena energético, la seguridad de abastecimiento se encuentra determinada por el equilibrio dinámico, a lo largo del tiempo, entre la demanda y la oferta en cada cadena energética. Dicho equilibrio depende en forma directa de la inversión coordinada, en todos los segmentos de las distintas cadenas.

1.6.4 Mención

Para el desarrollo productivo de Bolivia, el sector de hidrocarburos es uno de los

⁴ Fundación Jubileo- Reporte de las Industrias extractivas de Bolivia. 2015

principales en intensidad en capital, a través de la cadena de producción.

1.7 PLANTEAMIENTO DE OBJETIVOS

1.7.1 Objetivo General

Demostrar que la inversión en exploración fue insuficiente para el desarrollo productivo del gas natural en el mediano y largo plazo.

1.7.2 Objetivos Específicos

- Estudiar la transición del marco regulatorio y contexto institucional del sector de hidrocarburos en relación del gas natural.
- Observar la evolución de las reservas y su horizonte de vida en relación con la producción de gas natural.
- Evaluar el comportamiento de la comercialización en el Mercado Interno y Mercado Externo de gas natural.
- Analizar los determinantes microeconómicos de la inversión de gas natural.

1.8 PLANTEAMIENTO DE HIPÓTESIS

La inversión en exploración es insuficiente para el desarrollo productivo del gas natural en el mediano y largo plazo.

1.9 OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES (H CAUSAL)

	VARIABLE	UNIDAD DE MEDIDA	PERIODO DE ESTUDIO	FUENTE DE ESTUDIO
VARIABLE DEPENDIENTE	Desarrollo Productivo	MMmcd	1998-2019	YPFB
VARIABLE INDEPENDIENTE	Inversión en Exploración	USD	1998-2019	YPFB

1.10 MÉTODOLÓGIA DE INVESTIGACIÓN

1.10.1 Método de Investigación

El método de investigación utilizado es el Método Deductivo, se desagregarán en 2 categorías sobre la Inversión y el Desarrollo productivo de gas natural, específicamente el sector de hidrocarburos será explicado por sus variables económicas que influyen en la producción y comercialización.

1.10.2 Tipo de investigación

La investigación descriptiva: permite especificar, las características y los rasgos más importantes de inversión en exploración y explotación de gas natural.

La investigación explicativa: demostrará como los niveles de inversión en exploración y explotación de gas natural, influyen en la reserva, producción, comercialización de gas natural y la renta petrolera.

1.10.3 Instrumentos de investigación

- Estadígrafos descriptivos de las series históricas para explicar el comportamiento de las inversiones en exploración y explotación, gráficos para observar la fluctuación y tasas de crecimiento de las reservas, producción y comercialización de gas natural.
- Datos estadísticos
- Información documental y teórica

1.10.4 Fuentes de Información

Fuente de Información Secundaria:

- **Teórica:** artículos libros y tesis
- **Documental:** Papers, informes y revistas
- **Estadísticas:** Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, Ministerio de

Hidrocarburos y Energía, Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Instituto Nacional de Estadísticas.

1.10.5 Procesamiento de Información

- Construcción de cuadros estadísticos, tablas y diagramas
- Aplicación de tasas de crecimiento, promedios, máximos y mínimos
- Análisis de comportamiento de las variables económicas de la decisión de inversión
- Análisis de comportamiento de las variables económicas de la inversión, producción, reservas y comercialización de gas natural.
- Cuadros de resumen para la información documental

1.10.6 Análisis de Resultado.

- Comparación y relación de las variables y categorías económicas con políticas normas y marco teórico.
- Comparación por periodos
- Cotejar la evidencia empírica con la teoría, para generar las conclusiones.
- Verificar la hipótesis
- Establecer la evidencia empírica mediante datos estadísticos.

CAPITULO II.: MARCO TEÓRICO CONCEPTUAL

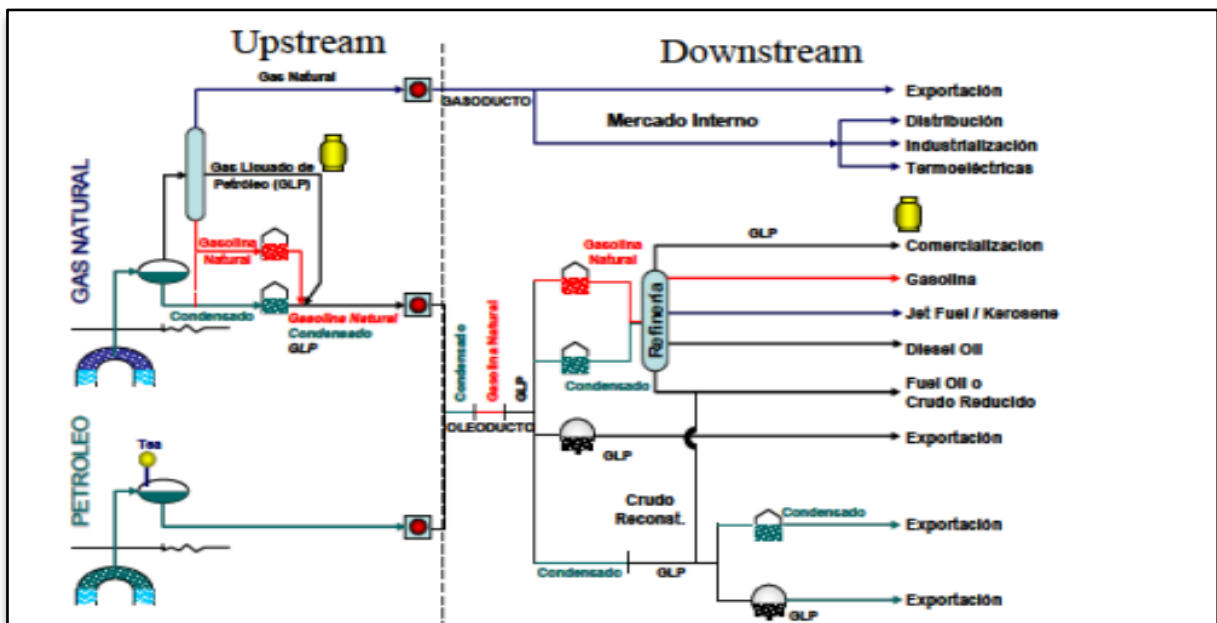
2.1 MARCO CONCEPTUAL

2.1.1 Cadena Productiva de Hidrocarburos.

Las actividades en el Sector de hidrocarburos se dividen en: “upstream” (aguas arriba) y “downstream” (aguas abajo).

Las actividades de upstream comprenden la exploración y explotación de yacimientos hidrocarburíferos, mientras, que las actividades de downstream comprenden la refinación, transporte, distribución y comercialización de petróleo, gas y productos derivados.

Ilustración No 1 Cadena Productiva de Hidrocarburos



Fuente: Diplomado en Tecnología del Gas Natural. UPB 2008

2.1.2 El Upstream

Las actividades del upstream comprenden la Exploración y Explotación de yacimientos hidrocarburíferos, esto incluye las tareas de búsqueda de potenciales yacimientos de petróleo crudo y gas natural, la perforación de pozos exploratorios, y posteriormente la explotación de los pozos que llevan el petróleo crudo o el gas natural hasta la superficie.

Los operadores petroleros que durante la gestión 2019 han participado del upstream y han producido hidrocarburos fueron:

- YPFB Andina S.A.
- YPFB Chaco S.A.
- BG Bolivia Corporation (Sucursal Bolivia)
- Matpetrol S.A.
- Petrobras Bolivia S.A.
- Petrobras Energía S.A.
- Pluspetrol Bolivia Corp. S.A.
- Repsol YPF E&P Bolivia S.A.
- Vintage Petroleum Boliviana LTDA.

2.1.3 El Downstream

Las actividades de Downstream incluyen el transporte por ductos y otros sistemas de transporte que son utilizados para trasladar petróleo crudo y gas natural, desde los sitios de producción a las refinerías y entregar los diversos productos refinados a los distribuidores.

También las actividades de Downstream, se refieren a las tareas de refinamientos

del petróleo crudo y al procesamiento y purificación del gas natural así la industrialización, transporte, almacenaje, distribución y comercialización de petróleo, gas y productos derivados, llegando hasta los consumidores finales con productos como gasolina, querosén, combustibles, aeronáuticos, diésel, fueloil, lubricantes, ceras, asfalto, gas natural y gas licuado del petróleo, así como también petroquímicos.

2.1.4 Gas Natural

El Gas Natural es un Hidrocarburo con predominio de metano, formado por átomos de hidrogeno y carbono, además de óxidos de nitrógeno, dióxido carbono, compuesto sulfurosos y condensado en menores proporciones, que en condiciones normalizadas de temperatura y presión se presenta en estado gaseoso. “En Bolivia, el gas natural que se produce se encuentra libre de compuestos sulfurosos, por esto es conocido como gas dulce.” (Fundacion Jubileo, 2014)

Se utiliza como combustible, que a diferencia del Petróleo no necesita de un proceso de refinación para obtener diversos productos utilizables; para su Comercialización es transportado hasta los centros de consumo, después de ser olorizado para ser perceptible por el olfato en caso de fuga, distribuido mediante redes, estaciones de servicios, comercios, industrias y gasoductos, este último específicamente para su exportación, además del cumplimiento de contratos.

2.1.5 Inversión

La Inversión es “...el flujo de producción de un periodo dado que se utiliza para mantener o aumentar el stock de capital de la economía. Al aumentar el stock de capital el gasto de inversión hace crecer la capacidad productiva futura de la economía.” (Larrain B. & Sachs, 2004); es decir, que la Inversión es un gasto de recursos destinado a incrementar, mejorar y reponer la cantidad física de capital con el objeto de ampliar la capacidad productiva futura del país para la prestación de servicios o producción de bienes.

Según la definición, la Inversión en el Sector Hidrocarburos está compuesta por:

Exploración, Explotación, Almacenaje, Transporte, Refinación, Plantas de Separación, Redes, Comercialización e Inversiones menores, todas ejecutadas por empresas subsidiarias, operadoras y YPFB Casa Matriz.

La presente investigación se centra especialmente en el análisis de Inversión en Exploración definida como “El reconocimiento geológico de la superficie, levantamientos Aero fotogramétricos, topográficos, gravímetros, magnetometricos, sismológicos, geoquímicos, perforación de pozos y cualquier otro trabajo tendiente a determinar la existencia de hidrocarburos en un área geográfica”, a consecuencia que el Gas se almacena en rocas que puedan almacenarlo, denominado como yacimiento o reservorio.

Respecto a la Inversión en Explotación o Producción, hace referencia a “La perforación de pozos de desarrollo, tendido de líneas de recolección, construcción de plantas de almacenaje, plantas de procesamiento e instalaciones de separación de fluidos, y toda otra actividad en el suelo o en el subsuelo dedicada a la producción, recuperación mejorada, recolección, separación, procesamiento, comprensión y almacenaje de Hidrocarburos.” (Pindyck & Rubinfeld, 2018)

2.1.6 Hidrocarburos

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados por átomos hidrogeno y carbón, hasta la fecha no es posible identificar que hizo posible la formación de dichos compuesto, sin embargo, existen dos principales teorías: la teoría inorgánica considera que las partículas de carbono e hidrogeno se unieron a elevadas temperaturas formando hidrocarburos, la teoría orgánica sostiene que los hidrocarburos provienen de los resto fósiles de plantas y animales los cuales después de un largo proceso de degradación terminaron convirtiéndose en la fuente energética más importante de la actualidad.

2.1.7 Exploración

Es el primer eslabón de la cadena productiva hidrocarburiífero que consiste en el reconocimiento geológico de la superficie, levantamientos aerofotogravimetricos,

topográficos, gravimétricos, magnetométricos, sismológicos, geoquímicos, perforación de pozos y cualquier otro trabajo tendiente a determinar la existencia de hidrocarburos en un área geográfica.

“La exploración de hidrocarburos es la búsqueda de petróleo y gas que se realiza a través de diferentes herramientas y métodos como la sísmica, estudios científicos satelitales y la perforación de pozos.” (Camara Boliviana de Hidrocarburos y Energia, 2015)

2.1.8 Exportación

A instancias de la economía, la exportación se refiere a aquella comercial a través del cual un producto o un servicio se venden en el exterior, es decir, a otros países. Puede efectivizarse, a partir de diferentes vías de transporte, porque si o si, en la exportación, el conjunto de bienes o servicios deben “viajar” hacia otro país.

En el caso de las exportaciones hidrocarburíferas, “se refieren a la exportación de la producción obtenida de nuestros yacimientos, previa explotación de los recursos naturales, transportados vía gasoductos, poliductos y oleoductos para el cumplimiento de los volúmenes requeridos en los contratos, por eso, se dice que la exportación es una actividad comercial legal que un país realiza con otro.” (Ricossa, 2002)

2.1.9 Explotación

“Luego de haber realizado la perforación, se deben ejecutar pruebas de producción para comprobar cuanto puede producir el pozo y el radio de drenaje. Además, es necesario desarrollar el campo, esto se logra perforando más pozos, hasta cubrir todo el campo.” (YPFB Corporacion, s.f.) Una vez que se hayan puesto en producción los pozos, los fluidos que salen de los mismos deben ser tratados, para obtener petróleo, gas, agua y sedimentos. Esto se logra, mediante la instalación de facilidades de producción, es decir, separadores especiales donde se segregan los fluidos.

2.1.10 Reservas Certificadas sobre Producción Bruta de Gas Natural

Es un indicador de tipo estadístico ampliamente utilizado en la Industria Hidrocarburífera y sirve, sobre todo, para analizar la tendencia en esta relación e inferir si el nivel de Reservas sostiene el actual nivel de Producción.

2.1.11 Reservas de Hidrocarburos

“Las reservas son una subcategoría de los recursos naturales de un país, que representa aquella parte de los recursos que es comercialmente recuperable, justificada por el desarrollo.” (YPFB Corporacion, s.f.)

Se pueden dividir en tres categorías que dependen de la certeza de recuperarlas.

2.1.12 Reservas Probadas (P1)

Las Reservas Probadas ya han sido descubiertas y pueden ser estimadas con una certeza razonable de ser recuperadas y extraerlas provechosamente. Para ser seguras, hay que tratar todos los aspectos comerciales de las reservas; son las cuestiones técnicas las que separan las categorías probadas de las no probadas.

2.1.13 Reservas Probables y Posibles (P2 y P3)

Ambas son reservas de menor categoría, que a menudo se combinan para formar la categoría de “reservas no probadas”, y cuentan con niveles de certeza técnica decreciente. Las reservas probables son reservas que tienen una menor certeza de ser recuperadas, pero una mayor probabilidad de ser recuperadas que las reservas posibles. Las reservas posibles son aquellas reservas cuya recuperación es menos factible que las reservas probables según datos geológicos.

2.1.14 Sostenible

Este concepto muchas veces se relaciona con el medio ambiente y consiste en utilizar al desarrollo económico para promover una sociedad más justa al tiempo que se respeten los ecosistemas y los recursos naturales., considerando de mayor

importancia la explotación racional o la respectiva reposición de los recursos naturales no renovables.

2.2 MARCO TEÓRICO

La inversión ha sido un tema de preocupación permanente en la teoría económica, el tema de la inversión es vasto y se refiere a todos los gastos que se realizan en la economía para ampliar la capacidad de producción, se considera que las variaciones en la inversión modifican la demanda y oferta agregadas.

2.2.1 Teoría de la Inversión en Recursos Agotables

El artículo "The Economics of Exhaustible Resources" de Harold Hotelling, publicado en el Journal of Political Economy en 1931, presenta un marco analítico que explora la inversión en recursos agotables, como los hidrocarburos. La teoría propuesta se centra en cómo los agentes económicos deben tomar decisiones de inversión en un contexto donde los recursos naturales son finitos y se agotarán con el tiempo.

Hotelling introduce la idea central de que los precios de los recursos agotables, como el petróleo y el gas, deberían aumentar con el tiempo a medida que su cantidad disponible disminuye. Esto se debe a que los agentes económicos tienen que equilibrar el beneficio inmediato de la explotación de los recursos con la necesidad de conservar algunos para el futuro. Si los precios no aumentan, los incentivos para la conservación y la inversión en tecnologías más eficientes serían limitados.

En el contexto de la inversión en hidrocarburos, la teoría de Hotelling tiene implicaciones significativas. A medida que las reservas de hidrocarburos convencionales se agotan, los costos de extracción tienden a aumentar y, por lo tanto, los precios deberían reflejar este aumento. Esto a su vez influiría en las decisiones de inversión de las empresas en la exploración y producción de fuentes de hidrocarburos más costosas o difíciles de acceder, en lugares remotos,

La teoría también sugiere que la inversión en tecnologías más eficientes y sostenibles se vuelve más atractiva a medida que los recursos agotables se vuelven más escasos y costosos. La investigación y el desarrollo de alternativas energéticas, como fuentes renovables, podrían ganar protagonismo a medida que los precios de los hidrocarburos aumentan.⁵

2.2.2 Teoría del Pico de Hubbert

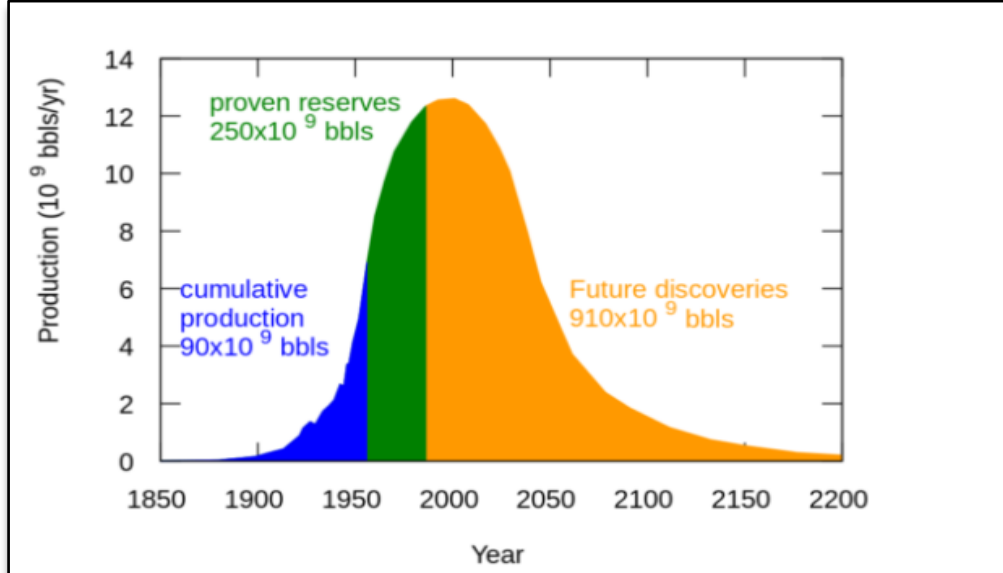
Como se sabe el petróleo y el gas natural es un recurso no renovable que tendrá una disponibilidad limitada. Existen numerosas teorías económicas que han estudiado el hecho de que el petróleo es un recurso escaso y como afectara esto a su mercado.

Una de las principales teorías que estudian la vida del petróleo es la teoría del Pico de Hubbert. En 1956, época de bonanza para la industria petrolera, M. King Hubbert publicó un estudio titulado: "Nuclear Energy and fossil fuels, drilling and production practice" en el cual empezó a advertir sobre el colapso que se produciría en la producción de petróleo en el futuro. Su estudio se basa en el análisis de las cuencas sedimentarias existentes para evaluar el crudo que se podría obtener potencialmente bajo similares condiciones, tanto en un campo petrolero específico como a nivel mundial. (K.M.)

Según esta teoría, existen tres fases en la producción. Al principio se empieza a descubrir yacimientos y conforme se produce se van mejorando las tecnologías de producción. La curva empieza a crecer exponencialmente mientras crece el número de descubrimientos. Esta curva seguirá creciendo hasta alcanzar un máximo de producción. En esta situación todavía existirán yacimientos que explotar y otros por descubrir, pero no los suficientes para sustituir los que ya existen, por lo que la curva empieza a caer conforme cae la producción.

⁵ Hotelling, H. (1931). The Economics of Exhaustible Resources. *Journal of Political Economy*, 39(2), 137-175.

Ilustración No 2 Propuesta M. King Hubbert de 1956



Fuente: Hotelling, H. (1931). The Economics of Exhaustible Resources. Journal of Political Economy.

Se muestra la producción acumulada (en azul), así como una proyección hacia el futuro en base a las reservas probadas (en verde) y descubrimientos futuros. Este geólogo proponía el pico del petróleo en el año 2000 con una producción máxima de alrededor de la mitad que se produjo en 2016. Esta predicción fue realidad casi una década antes de que se produjera el máximo de descubrimientos de petróleo, en la década de los 60

Esta teoría expone que cualquier recurso no renovable, como el petróleo y para nuestro caso el gas natural, tendrá un comienzo y un fin de producción, llegándose en medio a máximo de producción. Según esta teoría. Podríamos representar la producción de crudo con la típica forma de una campana. Se situaría aproximadamente en medio el pinto de producción máxima del que estábamos hablando cuando se haya extraído la mitad de abastecimientos de crudo.

A lo largo del tramo descendente de la "curva de Hubbert", los costes de extracción se van haciendo mayores a medida que se continua con la explotación, de forma que se van necesitando cada vez más gastos y energía para extraer el petróleo que se va agotando, hasta que se llega al punto en que es necesaria tanta energía para

la extracción como la que se obtiene del petróleo resultante de la misma, momento a partir del cual deja de tener sentido continuar la explotación de un poco aunque quede petróleo en el interior y sea cual sea el precio que tenga este en el mercado. Además, el petróleo que se obtiene va resultando progresivamente de menor pureza.

La importancia de los estudios de Hubbert no radica en la exactitud de los datos provistos, sino más bien en la sensibilización que inicio con las ideas que expone. La idea de que el petróleo es finito y llegara un punto en el que se pueda producir el desabastecimiento ha generado polémica y debates respecto al tema. Gran parte de la industria afirma que esta teoría es falsa, o por lo menos la omiten u ocultan. Sin embargo, es una teoría bastante aceptada científicamente hablando. Las conclusiones finales a las que se llega tras enunciar esta teoría son anunciar el futuro desabastecimiento y la subida de precios y la inflación que se producirían en consecuencia. (Figuroa Sánchez, 2006)

Son muchos los partidarios de que ese pico de producción del que habla Hubbert ya ha llegado. En defensa de este movimiento han surgido organizaciones como ASPO, la Asociación para el Estudio del Pico del Petróleo y Gas”⁶

La teoría del Pico de Hubbert para el caso de Bolivia será de mucha ayuda para poder analizar si los campos productores de gas natural al alcanzado su pico de producción. Para nuestro estudio, analizaremos la producción de los principales campos de Gas Natural cómo ser San Alberto, Sábalo, Margarita-Huacaya entre otros, mediante gráficas y tablas detalladamente más adelante.

⁶ En ingles, The Association for the Study of Peak Oil and Gas. Esta organización sin ánimo de lucro está formada por científicos, investigadores, analistas y personas interesadas en el contexto energético, con el fin de proveer educación e investigar sobre la nueva realidad energética.

2.2.3 Recursos Naturales-Joseph Stiglitz

Existen aspectos sumamente sorprendentes en los países ricos en recursos naturales. El primero se conoce como la “paradoja de la abundancia” o “la maldición de los recursos naturales”: los países con muchos recursos naturales tienen un desempeño económico peor que los países con menos recursos, y esto contradice lo que cabría esperar.

La segunda observación es que uno pensaría que los países con más recursos naturales tendrían, en los hechos, menos pobreza y una distribución más equitativa del ingreso. La razón es que, si se grava con impuestos el trabajo o los ahorros, siempre existe el riesgo de que las personas trabajen menos o ahorren menos. En cambio, aunque se gravase con impuestos los recursos naturales, éstos no desaparecerían, de modo que su existencia le otorgaría al país una gran fuente de ingresos. Así, desde el punto de vista de la teoría económica, uno esperaría que los países ricos en recursos fuesen más igualitarios; pero en la práctica no lo son. Son más pobres.

La tercera peculiaridad de los países ricos en recursos naturales es que, así como tienen más desigualdad, también tienen más dictadores. Si se mira alrededor del mundo, se puede ver que una fracción muy alta de países ricos en recursos naturales ha tenido problemas políticos que socavaron la democracia.

En lo que se refiere a los problemas económicos, voy a centrar mi análisis en dos aspectos. El primero es que los países en desarrollo, en su mayoría, no perciben el valor total por sus recursos naturales (esto es cierto también para los países desarrollados). El segundo aspecto tiene que ver con cómo utilizan sus recursos.

La mayoría de los países, tanto desarrollados como en desarrollo, no perciben el valor total por sus recursos naturales. Baste tomar como ejemplo el problema que confronta un país que decide entregar sus recursos naturales al sector privado, para que éste los desarrolle. Hay una explicación bastante elaborada sobre por qué es bueno recurrir al sector privado: es más eficiente, dispone de incentivos más

poderosos para ser eficiente, cuenta con mejor tecnología. Sin embargo, existe un conflicto fundamental entre el sector privado y el público. El interés del sector privado es maximizar sus ganancias. Maximizar las ganancias significa minimizar lo que se le paga al gobierno, al Estado, por el recurso natural. En consecuencia, es verdad que poseen incentivos para ser eficientes, pero también los tienen para minimizar los pagos al gobierno.

Es verdad que algunos pocos países, los más exitosos en obtener el valor total por sus recursos naturales, tienen empresas estatales, han sido extraordinariamente eficientes y han tenido éxito al obtener para sus ciudadanos un valor más al toque en casi ninguna otra parte del mundo. Aunque también es cierto que las empresas petroleras estatales de otros países no lo han conseguido.

La segunda gran categoría de problemas económicos se relaciona con el manejo de los ingresos. Uno de ellos tiene que ver con el manejo de la inestabilidad; otro, con el manejo de la tasa de cambio; y el tercero, con el manejo de la inversión. En los hechos, si no se hace bien, los países pueden terminar en peor situación que antes.

Muchos países en desarrollo han sido lo suficientemente afortunados como para estar dotados de grandes cantidades de recursos naturales. Pero hasta la fecha la mayoría no han sido capaces de obtener el valor total por sus recursos ni de utilizarlos para impulsar un desarrollo sostenible, equitativo y democrático. Dichos países, bendecidos con recursos, no han tenido crecimiento, no han tenido equidad, no han tenido democracia.

2.2.4 Teoría de la Inversión según Irving Fisher

La teoría de la inversión según Irving Fisher, aplicada a la industria de recursos naturales, proporciona un marco analítico robusto para evaluar las decisiones de inversión, tomando en cuenta la naturaleza específica y los desafíos de esta industria.

Esta teoría se fundamenta inicialmente en el Valor Presente Neto (VPN) y Tasa

Interna de Retorno (TIR), donde la decisión de inversión debe basarse en el cálculo del VPN y TIR, una inversión es rentable si el VPN es positivo y la TIR supera la tasa de interés de mercado. (Fisher, 1930)

La tasa de interés refleja la preferencia temporal de los inversores, es decir, la preferencia por consumir en el presente en lugar del futuro. Fisher señaló que la tasa de interés también debe compensar al inversor por el riesgo y la incertidumbre asociados con la inversión, también se enfatiza en la importancia de la oferta y la demanda en los mercados financieros y de productos, en la industria de recursos naturales, esto se traduce en la necesidad de prever y gestionar las fluctuaciones en los precios de los recursos.

En la industria de recursos naturales, en este caso en el de los hidrocarburos de gas natural, es altamente cíclica. Los precios de estos recursos pueden variar significativamente debido a cambios en la oferta y demanda global.

La exploración y extracción de recursos naturales requieren inversiones significativas en infraestructura y tecnología. Esto implica un análisis detallado de los costos y beneficios a largo plazo.

Las inversiones en esta industria están sujetas a altos niveles de riesgo e incertidumbre debido a factores como la geología, las regulaciones gubernamentales y las fluctuaciones de precios.

2.2.5 Teoría Keynesiana

Keynes no elaboró un modelo explícito de inversión, su preocupación se centró en la eficiencia marginal del capital, inicia la explicación de la eficiencia marginal del capital tomando como ejemplo los rendimientos que darán una cierta inversión en el futuro. Estos rendimientos dependerán de las ventas y costos esperados durante el tiempo de vida útil del bien de capital, es decir, de la rentabilidad económica esperada, la misma que es llamada el rendimiento probable de la inversión.

Este rendimiento dependerá del precio del bien producido y del volumen de venta

que a su vez depende de la demanda de los consumidores. Asimismo, el rendimiento dependerá de los costos económicos de los diferentes factores de producción, entre los que se encuentran los precios de los insumos, los salarios, etc.

También considera Keynes que lo importante es comparar el rendimiento probable de la inversión con el precio de oferta del bien de capital utilizado. Este precio se refiere al valor mínimo que su fabricante aceptaría para producirlo y mantenerlo en el mercado lo que no necesariamente es igual a su precio de mercado. La relación entre estas dos variables, es decir, entre el rendimiento de la inversión y el costo de reposición del bien de capital da la eficiencia marginal del capital. En otras palabras, Keynes explica que la tasa de descuento que iguala el flujo de rentabilidad esperada durante la vida útil del bien de capital con el precio de oferta del mismo bien de capital o de su costo de reposición es la tasa de eficiencia marginal del capital.

En otros términos, la eficiencia marginal del capital sería la Tasa Interna de Retorno (T.I.R) de una inversión, o lo que es lo mismo, la tasa de rentabilidad en cada uno de los periodos de la vida útil del negocio que a su vez depende de la vida útil del bien que se produce y se vende en el mercado de bienes.

Es importante resaltar lo que incide Keynes, en que la eficiencia marginal del capital depende de valores esperados y no históricos.

Ahora bien, la pregunta que se formula en la teoría general es ¿Cuál es el incentivo para que los empresarios privados inviertan? La respuesta la da la misma teoría general. La eficiencia marginal del capital se debe comparar con la tasa de interés del mercado de dinero y esta diferencia es la que da la señal a los empresarios para poder saber que tan rentable será la inversión.

Keynes explica una curva de la eficiencia marginal del capital que consiste en ligar el volumen de inversiones y la eficiencia marginal o la rentabilidad de la inversión. Todas las empresas tendrán su curva de eficiencia marginal del capital, y si se suma todas estas curvas se podría tener una curva del mercado la que la teoría general

la denomina la curva de demanda de las inversiones o la curva de eficiencia marginal del capital. Sin embargo, Keynes destaca la importancia de comparar la eficiencia marginal con la tasa de interés del mercado de dinero. (Stiglitz, 2008)

Esta diferencia sería la variable definitiva para el incentivo para la inversión y es un indicador de la rentabilidad de la inversión de los empresarios, si la tasa de interés disminuye los incentivos para la inversión por parte de las empresas privadas, en otras palabras, el futuro y el presente se engancharán a través de las expectativas.

Los empresarios consideran las expectativas a largo plazo como algo fundamental en la toma de decisiones sobre las inversiones actuales y futuras, otro factor importante es la confianza que se vaya a tener en las predicciones o pronósticos de la economía, así como de la evolución de los mercados y de la rentabilidad de las inversiones.

2.2.6 Teoría de David Ricardo

Expresaba su idea sobre “los límites ambientales” en términos de los límites a la oferta de tierra agrícola de buena calidad y, por tanto, en el rendimiento decreciente de la producción agrícola.

Los rendimientos decrecientes no están tan centrados en la escasez absoluta, sino en que la tierra disponible varía de calidad y la sociedad se ve forzada a pasar a tierras cada vez menos productivas. Hay que tener presente que la falta de progreso técnico del modelo quiere decir que la curva de producto total (sujeta a rendimientos decrecientes) permanece fija. La innovación técnica desplazaría la curva de producto total hacia arriba, aumentando el producto por unidad de insumo, frenando pero sin eliminar la tendencia hacia los rendimientos decrecientes. (David., 1817)

Ricardo argumentaba que a medida que la población aumenta y se requiere el cultivo de tierras menos fértiles, los propietarios de tierras de calidad superior obtendrían una renta mayor. Esto podría llevar a una distribución desigual de la riqueza entre los terratenientes y otros sectores de la sociedad. Así también planteó la preocupación de que a medida que se agoten las tierras de alta calidad y se

utilicen las de baja calidad, el crecimiento económico podría verse limitado por la disminución de la productividad agrícola y el aumento de los costos de producción.

En la industria de los hidrocarburos, la renta de la tierra de Ricardo podría equipararse a la renta petrolera o gasística. Los yacimientos de petróleo y gas varían en términos de productividad, profundidad, accesibilidad, entre otros factores. Los yacimientos más productivos, que requieren menos inversión para extraer los recursos, generan una mayor renta. Esta renta se deriva de la diferencia entre el precio de mercado de los hidrocarburos y los costos de extracción

2.2.7 Determinantes Microeconómicos de la Inversión en Exploración y Explotación

Al ser la inversión una variable fundamental en la actividad económica, al menos en el corto y mediano plazo, es importante poder determinar cuáles son los motivos de la dinámica de la inversión en exploración y la inversión en explotación, por ello es necesario aproximar los determinantes microeconómicos de las decisiones de inversión en dichos procesos.

La actividad de exploración y explotación es altamente de capital intensivo que requiere inversiones en capital físico, acompañado de un alto riesgo minero, en la etapa de exploración se tiene una menor inversión, un aproximado del 15% de la inversión total, que corresponde a la perforación de pozos y prospectivas geológicas y geofísicas, en la segunda etapa de desarrollo representa el 50% de la inversión que comprende en las instalaciones requeridas para la producción y el transporte y la perforación de pozos de desarrollo y finalmente la etapa de producción representa el 35% del costo de inversión.

a) Agentes Económicos.

Para poder analizar el comportamiento de la inversión, es necesario estudiar las características principales de los agentes económicos, debido a que serán determinantes las decisiones de inversión en el sistema.

En general las empresas que operan en la actualidad en los mercados petroleros

mundiales pueden ser clasificados en dos grandes categorías: Compañías petroleras Internacionales y Compañías Petroleras Nacionales.

b) **Incertidumbre**

La incertidumbre es la característica fundamental del ambiente económico, los agentes económicos al realizar sus decisiones de inversión, se enfrentan a un contexto marcado por la incertidumbre, la reacción ante esta situación determinará su decisión de inversión.⁷

El estudio de la incertidumbre y la inversión se entre cruzan con el estudio de la racionalidad de los agentes inversores. El resultado de la incertidumbre sobre la actividad económica, en los análisis económicos y sus resultados dependerá de la respuesta de los individuos a dicha situación.

Las características propias de cada industria tienen un rol fundamental. Dos aspectos importantes se relacionan con el grado de competencia dentro de la industria y el grado de irreversibilidad del capital invertido. En el primer caso, el impacto de la incertidumbre sobre la inversión suele ser negativo y de gran intensidad en industrias con alto grado de concentración. En el segundo caso,⁸ es la irreversibilidad del capital, juntamente con la incertidumbre y la posibilidad de posponer la decisión de inversión hasta tanto la información del futuro mejore las expectativas, lo que generalmente opera a favor de una relación negativa entre incertidumbre e inversión. De esta forma se podría decir que en el sector de hidrocarburos tiene altos componentes de costos hundidos, la incertidumbre impacta con más fuerza en forma negativa sobre la inversión, en nuestro caso se presentaría en la etapa de exploración de gas natural.

Por otra parte, el rol de la incertidumbre en la decisión de inversión se encuentra

⁷ Tal como lo analiza Keynes (1936) la decisión de inversión es un proceso que implica dos momentos; la preferencia temporal y la preferencia por la liquidez.

⁸ De acuerdo a la Teoría de las opciones reales de Dixit y Pindyck (1994).

directamente relacionado con características estructurales de los países. En el caso de Bolivia al ser un país de menor grado de desarrollo se caracteriza por presentar debilidades institucionales, de la misma forma que es más proclive a las crisis económicas y políticas y más sensibles a las crisis internacionales, lo que otorga un grado de incertidumbre adicional al contexto económico en el cual ha de desarrollarse la inversión.

c) **Contexto Económico**

El sistema económico, presenta un comportamiento caótico con una tendencia al desequilibrio. El sistema económico mundial ha soportado diferentes crisis, regionales y globales presentando impactos importantes sobre cada uno de los distintos sectores económicos.

El contexto de crisis al que se enfrenta el sistema económico, impacta a la inversión en infraestructura energética en tres distintas maneras, a través del ajuste de créditos como forma de financiamiento, la disminución en la rentabilidad de las empresas en relación del periodo anterior, como resultado de la disminución en los precios de los energéticos, las expectativas de los mismos y la caída de la demanda. Las características propias de cada país, el contexto institucional, económico y político, como también las características propias de cada eslabón determinaran en qué medida dicho comportamiento repercutirá sobre la inversión. (Recalde, 2011)

El impacto sobre el abastecimiento energético en el largo plazo dependerá en forma directa de la reacción de la inversión en cada segmento, aspecto relaciona en forma directa con la reacción de la incertidumbre de cada actor económico.

d) **La Rentabilidad**

La rentabilidad de las empresas puede ser analizada en función de la ganancia obtenida de la actividad y la apropiación de un porcentaje de la renta petrolera y gasífera.

Respecto a la rentabilidad propia de la actividad, la misma varia en función de una

conjunción de variables que se combinan tales como la evolución de la demanda del recurso, los precios obtenidos y la capacidad de producción de la empresa.

Las grandes compañías petroleras y gasíferas desean monetizar sus reservas tan pronto como sea posible con el fin de amortizar el capital invertido. Las oportunidades de reinversión no siempre se ajustan a las tasas de explotación, con lo que la caída en la producción y los flujos de caja es inevitable, para poder evitar esta caída las empresas deberán invertir en la exploración de nuevos pozos o adquirir áreas no desarrolladas. Las grandes compañías bien capitalizadas tienen la capacidad de afrontar este proceso, mientras que las pequeñas compañías suelen adoptar una estrategia de adquisición.

El incremento en los precios tiene un efecto positivo sobre la inversión en exploración. Los inversores energéticos suelen sobre-reaccionar al precio el mercado petrolero parece ser más atractivo precisamente en los momentos de precios bajos de los hidrocarburos. (Fischer, 2004)

e) El Financiamiento

El financiamiento de la inversión, se encuentra altamente relacionado con el estudio de la incertidumbre, las expectativas y el impacto de las crisis económicas sobre el mismo. La repercusión de las posibles restricciones de financiamiento externo sobre las inversiones realizadas en cada sector, depende principalmente de la forma en la cual las empresas que se desempeñan en el mismo financian su inversión.

CAPITULO III.: ANALISIS INSTITUCIONAL, POLITICO Y NORMATIVO DEL SECTOR HIDROCARBUROS

3.1 ESTRUCTURA INSTITUCIONAL

3.1.1 Ministerio de Hidrocarburos y Energía

Entidad pública estratégica para el desarrollo económico y social del Estado Plurinacional de Bolivia, formula, gestiona y evalúa las políticas, normas y planes de desarrollo hidrocarburífero, proyectando al país como el Centro Energético de la Región a través de sus objetivos estratégicos ⁹:

- Garantizar el suministro de energía de servicios básicos y derivados de hidrocarburos con regulación de precios y tarifas
- Ejercer los procesos de formulación seguimiento y evaluación de planes y/o políticas hidrocarburíferas.
- Formular, implementar y promover planes y/o políticas de eficiencia energética en el sector hidrocarburífero, que garanticen una producción y consumo racional, sostenible en armonía con el medio ambiente
- Implementar y promover la gestión socio ambiental que garantice la sostenibilidad ambiental y social del uso de recursos hidrocarburíferas.
- Promover y desarrollar mecanismos para la generación de excedentes destinados a la exportación.
- Gestionar los recursos y viabilizar las acciones necesarias para la efectiva ejecución del PEI 2016-2020 del Ministerio de Hidrocarburos.

⁹Misión y Visión del Ministerio de Hidrocarburos y Energía (www.mhe.gob.bo)

3.1.2 Viceministerio de Exploración y Explotación

El Viceministerio de Exploración y Explotación es el encargado de formular, ejecutar, promover y evaluar políticas de desarrollo de las actividades de exploración y explotación; a su vez establece los criterios de quema de gas natural, gas combustible y de inyección de gas natural.

Entre otras de sus atribuciones está el definir y administrar el mapa oficial de áreas de interés hidrocarburífero, además de hacer un seguimiento a la cuantificación de reservas probadas, probables y posibles de los hidrocarburos y establecer los mecanismos y procedimientos para la determinación de costos reales y de oportunidad de las actividades de exploración y explotación.¹⁰

3.1.3 Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos

El Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos diseña programas de incentivo para el uso y comercialización de gas natural en el mercado interno, elabora estrategias y mecanismos para la expansión de redes de distribución de gas natural y conversión de vehículos a gas natural-GNV.

Propone políticas en el área de industrialización de gas natural, a través de Plantas De Extracción de Licuables, Plantas Petroquímicas y otras para la generación de valor agregado además de crear las condiciones que favorezcan la competitividad en el mercado interno e internacional.¹¹

3.1.4 Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (Y.P.F.B.)

Empresa estatal boliviana dedicada a la exploración, explotación, refinación,

¹⁰ Decreto Supremo N° 29894, Artículo 59

¹¹ Decreto Supremo N° 29894, Artículo 60.

industrialización y comercialización de petróleo, gas natural y productos derivados, que garantiza el abastecimiento del mercado interno, el cumplimiento de los contratos de exportación y la apertura de nuevos mercados, generando mayor valor para el beneficio de los bolivianos.

Tiene la finalidad de realizar actividades exploratorias para descubrir volúmenes de hidrocarburos: cumplir con la producción de hidrocarburos para el abastecimiento del mercado interno y la exportación de los excedentes, y asegurar la eficiencia operativa y continuidad de las plantas de separación licuefacción, regasificación de amoníaco y aúrea, para promover de líquidos energéticos y petroquímicos al mercado interno y exportar excedentes, entre sus principales objetivos estratégicos.¹²

3.1.5 Agencia Nacional de Hidrocarburos (A.N.H.)

Es responsable de regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades de toda la cadena productiva hasta la industrialización, en el marco de la política estatal de hidrocarburos. Garantizando los intereses y derechos de los consumidores, creando las condiciones para el acceso universal y equitativo y asegurando el desarrollo eficiente y sostenible del sector hidrocarburífero.

3.2 ASPECTO NORMATIVO

3.2.1 Ley de Hidrocarburos N° 1194 de 1 de noviembre de 1990

Periodo más conocido como Neoliberalismo, donde el 1 de noviembre de 1990 se aprueba la Ley de Hidrocarburos No 1194, en el gobierno de Jaime Paz Zamora con el propósito de ofrecer mejores y mayores garantías a los inversionistas privados, especialmente a los capitales extranjeros que trabajaban en el área petrolera, además de una nueva modalidad de contrato petrolero, el Contrato de Asociación, en el que YPFB podía realizar las fases de exploración y explotación con otras

¹² Ley No 3058, Artículo 22

empresas a su sola opción y voluntad cuando el contratista declaraba comercial un descubrimiento de campo. Dicha ley estableció un régimen fiscal de 11% una regalía nacional compensatoria de 1% y un impuesto nacional de 19% sobre el valor de la producción de hidrocarburos, totalizando 31% a favor del estado.

Adicionalmente esta Ley establecía que la comercialización extranjera de gas natural podía ser realizada por YPFB, sin embargo, también podía hacerlo con participación de los contratistas de operación y asociación, previa aprobación del ministerio de energía e hidrocarburos, todo esto con intención de atraer mayor inversión privada al sector de hidrocarburos. (Monrroy, 2017)

3.2.2 Ley de Hidrocarburos N° 1689 de abril de 1996

Con el primer acuerdo de compra y venta de gas natural entre Bolivia y Brasil en 1993, se pensó una política agresiva para la atracción de capital privado, de esta manera se aprueba la ley de Hidrocarburos No 1689 en el año 1996, en esta ley se introdujo lo que es los contratos de riesgo compartido que establecía que los yacimientos de hidrocarburos, son del dominio directo, inalienable e imprescriptible del Estado, el derecho de explorar y de explotar los campos de hidrocarburos y de comercialización sus productos se ejerce por el Estado mediante YPFB, esta a su vez para la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos celebrara necesariamente contratos de riesgo compartido, por tiempo limitado.

En esta ley se distinguía entre los Hidrocarburos Nuevos y Existentes, los Hidrocarburos Existentes los correspondientes a las reservas probadas de los reservorios en producción, que estos eran certificados por empresas especializadas, y los Hidrocarburos Nuevos eran aquellos no contenidos en la definición de hidrocarburos existentes, se pagaban las regalías y participaciones dependiendo del tipo de hidrocarburos ya mencionados.

La producción de Hidrocarburos Existentes debía pagar en Boca de Pozo, una participación departamental del 11 % destinada al departamento productor, una regalía del 1% destinada a los departamentos de Beni y Pando, la participación

YPFB-TGN del 6% destinada a cubrir el presupuesto de YPFB y el resto transferido al Tesoro General de la Nación; una participación nacional del 19% y; la Regalía Nacional Complementaria del 13% destinada al TGN. Por otro lado, la producción de Hidrocarburos Nuevos debía pagar las regalías del 11% y el 1% y la participación YPFB.TGN del 6% es decir el 18%

3.2.3 Constitución Política del Estado.

La Constitución Política del Estado asume para el sector Hidrocarburos, el control y la dirección sobre la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los recursos estratégicos a través de entidades públicas, a su vez los recursos naturales son de carácter estratégico y de interés público para el desarrollo del país. (Constitucion Política del Estado Plurinacional de Bolivia, 2009). De la misma forma la Constitución Política del Estado establece que los hidrocarburos en cualquier estado en que se encuentre son propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano, y el estado en nombre y representación del pueblo boliviano, ejercerá la propiedad de toda la producción de hidrocarburos del país y es el único con la facultad para su comercialización; y los ingresos percibidos de dicha actividad será propiedad del Estado.¹³

Define a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), como una empresa autárquica de derecho público, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, se encuentra bajo la tuición del Ministerios del ramo, en este caso el Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

A su vez determina a YPFB como empresa pública autorizada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos, 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 incorporara la mayor cantidad de valor agregado.¹⁴

¹³ Constitución Política del Estado Plurinacional; Art. 351, Art 356, Art 359

¹⁴ Constitución Política del Estado Plurinacional; Art 361, Art 367.

3.2.4 Ley de Hidrocarburos N° 3058

Ley del 17 de mayo de 2005, destinada a normar las actividades hidrocarburíferas de acuerdo a la Constitución Política del Estado y establecer los principios y procedimientos fundamentales. Siendo unos de sus objetivos principales en el Plan Nacional de Hidrocarburos, el utilizar los hidrocarburos como factor del desarrollo nacional e integral de forma sostenible y sustentable en todas las actividades económicas y servicios. (Ley de Hidrocarburos N.-3058, 2005).

La exploración, explotación, comercialización, transporte, almacenaje, refinación e industrialización de los hidrocarburos y sus derivados corresponden al estado, derecho que será ejercido por si, mediante entidades autárquicas o a través de concesiones y contratos por tiempo limitado, a sociedades mixtas o a personas, conforme a ley.

La actividad de comercialización en el mercado interno de los productos derivados de hidrocarburos y la comercialización para la exportación de gas natural, será realizada a través de YPF, sociedades mixtas o personas individuales conforme ley.

Se clasifican las actividades de las actividades Hidrocarburíferas en: Exploración, Explotación, Refinación e Industrialización, Transporte y Almacenaje, Comercialización y Distribución de Gas Natural por Redes.¹⁵

Se divide el territorio nacional en parcelas que conforman las áreas de contrato, tanto en Zonas Tradicionales como No Tradicionales, estas áreas se reservaran en favor de YPF, para que desarrolle actividades de Exploración y Explotación, que serán adjudicadas de manera directa, por lo tanto el aprovechamiento de los hidrocarburos deberá promover el desarrollo integral, sustentable y equitativo del país, garantizando el abastecimiento de hidrocarburos al mercado interno y promoviendo la exportación de excedentes.

Se crea el Impuesto Directo los Hidrocarburos (IDH), que se aplicará en todo el

¹⁵ Ley de Hidrocarburos N.- 3058; Art. 17, Art 31, Art 34.

territorio nacional, a la producción de Hidrocarburos en Boca de Pozo, el sujeto pasivo del IDH será toda persona natural o jurídica, pública o privada que produce hidrocarburos, se aplica sobre el total de los volúmenes energía de los hidrocarburos producidos.

Teniendo un alícuota del 32% del total de la producción de hidrocarburos medida en el punto de fiscalización. Este impuesto se medirá y se pagará como se mide y se paga la regalía del 18%, la sumatoria de los ingresos establecidos del 18% por regalías y del 32% del IDH, no será en ningún caso menos al 50% del valor de la producción de los hidrocarburos a favor del estado del Estado Boliviano.¹⁶

La presente ley establece que cualquier persona individual o colectiva, nacional o extranjera, pública o privada podrá celebrar con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) uno o más Contratos de Producción Compartida, Operación o Asociación para ejecutar actividades de Exploración y Explotación, por un plazo que no excederá los 40 años.

- **El Contrato de Producción Compartida**, es aquel por el cual una persona colectiva, nacional o extranjera ejecuta con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo a las actividades en exploración y explotación a nombre y representación de YPFB.
- **Los Contratos de Operación**, es aquel por el cual el titular ejecuta con sus propios medios y por su exclusiva cuenta y riesgo a nombre de YPFB, las operaciones correspondientes a las actividades de Exploración y Explotación dentro del área del contrato, bajo el sistema de retribución, conforme a lo establecido en la presente ley, en caso de ingresar a la actividad de explotación.
- **Los Contratos de Asociación**, da la posibilidad de que YPFB pueda asociarse con el titular de un Contrato de Operación que hubiese efectuado

¹⁶Ley de Hidrocarburos N.- 3058; Art. 53, Art 54, Art 55.

un descubrimiento comercial; para este efecto el Contrato de Operación podrá prever estipulaciones para ejercitar la opción de asociarse. El Contrato de Asociación establecerá la participación sobre la producción para cada una de las partes.¹⁷

La exportación de Gas Natural, Petróleo Crudo, Condensado, Gasolina Natural, GLP y excedentes de productos refinados de petróleo, será autorizada por el Regulador sobre la base de una certificación de existencia de excedentes a la demanda nacional expedida por el Comité de Producción y Demanda, verificación del pago de impuestos e información sobre precios y facilidades de transporte en el marco de las disposiciones legales vigentes. YPFB, a si también será el vendedor para toda exportación de Gas Natural dentro del territorio boliviano, asignando los volúmenes requeridos a las empresas productores de acuerdo a lo siguientes

1. Las empresas productoras que obtengan mercados de exportación de Gas Natural por negociación directa, establecerán con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) la asignación de volúmenes correspondientes para la agregación.
2. Cuando la exportación de Gas Natural sea consecuencia directa de convenios ente el Estado Boliviano, otros Estados o empresas, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) previa invitación a los titulares legalmente establecidos en el país, asignara los volúmenes requeridos para la exportación sobre la base de los lineamientos de la Planificación de Política Petrolera.
3. Para cubrir los costos agregados, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) por toda exportación que realice como agregador, emitirá a cada productor una factura por servicios de agregación por un monto equivalente 0.5% del monto bruto facturado en el punto de entrega al comprador, excluyendo

¹⁷ Ley de Hidrocarburos N.- 3058; Art. 72, Art 77, Art 81.

el costo del transporte, y en la proporción que le corresponda a cada productor.¹⁸

El precio de exportación del Gas Natural podrá enmarcarse en los precios de competencia gas líquido donde no exista consumo de gas y gas-gas en los mercados donde exista consumo de gas. En ningún caso los precios del mercado interno para el Gas Natural podrán sobrepasar el 50% del precio mínimo del contrato de exportación.

El regulador fijara para el mercado interno, los precios máximos, en moneda nacional, y los respectivos parámetros de actualización, de acuerdo a reglamento, para los siguientes productos:

- Petróleo Crudo y GLP, tomando como referencia la Paridad de Exportación del producto de referencia.
- Productos Regulados, tomando como referencia los precios de la materia prima.
- Para los productos regulados importados, se fijarán tomando como referencia la Paridad de Importación.
- Gas Natural, considerado los precios de contratos existentes y de oportunidad de mercado.

3.2.5 Ley de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera N° 767

La presente ley tiene por objeto promover las inversiones en las actividades de explotación de hidrocarburos, inversiones que permitan incrementar las reservas y producción de hidrocarburos en el país, mediante incentivos económicos para garantizar la sostenibilidad y soberanía energética en el país. (Ley de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera N.-767, 2015)

¹⁸ Ley de Hidrocarburos N.- 3058; Art. 85, Art 86, Art 87.

Se establecen incentivos aplicables a la producción por barril de petróleo crudo:¹⁹

- a. En Zona Tradicional, el incentivo se determinará en función al precio internacional de petróleo sujeto a reglamentación y tendrá un monto mínimo de 30\$us/Bbl y máximo de 50 \$us/Bbl.
- b. En Zona No Tradicional, el incentivo se determinará en función al precio internacional de petróleo sujeto a reglamentación y tendrá un monto mínimo de 35\$us/Bbl y máximo de 55 \$us/Bbl.

Se establecen incentivos aplicables a la producción de Condensado asociado al gas natural resultante de la explotación de nuevos campos y nuevos reservorios de gas natural descubiertos a partir de la publicación de la presente ley:²⁰

- 1.1. En Zona Tradicional, el incentivo se determinará en función al precio internacional de petróleo sujeto a reglamentación y tendrá un monto mínimo de 30\$us/Bbl y máximo de 50 \$us/Bbl.
- 1.2. En Zona No Tradicional, el incentivo se determinará en función al precio internacional de petróleo sujeto a reglamentación y tendrá un monto mínimo de 35\$us/Bbl y máximo de 55 \$us/Bbl.

Así también se establece un incentivo aplicable a la producción adicional de Condensado asociado al gas natural, los parámetros para la aplicación del incentivo estarán establecidos en función a una línea base, que se deberá considerar, al menos, las reservas actuales e inversiones adicionales a las aprobadas por YPF, conforme a reglamentación mediante decreto supremo. El incentivo tendrá un monto mínimo de 0\$us/Bbl y podrá alcanzar un monto máximo de 30\$us/Bbl y será aplicable para Zona Tradicional.

Se crea el Fondo de Promoción a la Inversión en Exploración y Explotación

¹⁹ Ley de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera N.-767; Art 6.

²⁰ Ley de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera N.-767; Art 7.

Hidrocarburífera-FPIEEH con recursos provenientes del Impuesto Directo a los Hidrocarburos-IDH, para incentivar la exploración y explotación de los hidrocarburos en el Estado Plurinacional de Bolivia.

El FPIEEH se financiará con el 12% de los recursos provenientes del IDH, antes de la distribución en las Entidades Territoriales Autónomas Universidades Públicas y todos los beneficiarios previstos en la Ley N° 3058 considerando la producción fiscalizada del mes que corresponda, de acuerdo a normativa vigente.

Los recursos del Fondo serán utilizados únicamente contra entrega de la producción del petróleo o Condensado resultante de las actividades de exploración y explotación exitosas, sujetas al ámbito de aplicación de la presente ley, garantizando que dichos recursos económicos, luego de la comercialización de los hidrocarburos, generen réditos en favor de todos los beneficiarios.²¹

3.2.6 Ley de Desarrollo Sostenible del Sector de Hidrocarburos N° 3740

Con el propósito de garantizar la atención del mercado interno de manera permanente e interrumpida, queda excluida la actividad extractiva de hidrocarburos sujeta a contratos de operación, la aplicación de la alícuota adicional a las utilidades extraordinarias por actividades extractivas de recursos naturales no renovables. A su vez Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos deberá publicar el nivel de reservas certificadas existentes en el país. (Ley de Desarrollo Sostenible del Sector de Hidrocarburos N.- 3740, 2007)

Los Planes de Desarrollo y Programas de Trabajo, aprobados por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), a ser ejecutados por el Titular de los Contratos Petroleros, debe asegurar la máxima recuperación final de las reservas y la eficiente explotación técnica y económica de los hidrocarburos, de acuerdo a prácticas internacionalmente aceptadas en la industria petrolera, para garantizar el abastecimiento y el desarrollo de los mercados interno y externo.

²¹ Ley de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera N.- 767; Art 11, Art 12, Art 13.

Se establece también que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, mediante licitación internacional, deberá contratar empresas especializadas en la certificación de reservas de hidrocarburos, para certificar nivel efectivo de dichas reservas en el país.

3.2.7 Decreto Supremo N° 28701 Nacionalización de Hidrocarburos “Héroes del Chaco”

Se nacionalizan los recursos naturales hidrocarburíferos del país. El estado recupera la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de estos recursos. A partir de mayo del 2006, las empresas petroleras que actualmente realizan actividades de producción de gas y petróleo en el territorio nacional, están obligadas a entregar en propiedad a YPFB, toda la producción de hidrocarburos.

El estado toma el control y la dirección de la producción, transporte, refinación, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de hidrocarburos en el país. Se nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle como mínimo el 50% más 1 en las empresas Chaco S.A., Andina S.A., Transredes S.A., Petrobras Bolivia Refinación S.A. y Compañía Logística de Hidrocarburos Bolivia S.A.

3.3 POLITICAS Y PROYECTOS EN MATERIA DE GAS NATURAL

3.3.1 Agenda Patriótica 2025

En conformidad a la relación entre el Decreto Supremo N° 29894 y la Agenda Patriótica 2025, el Ministerio de Hidrocarburos y Energías a través de sus respectivas atribuciones tiene participación sobre alguna de las dimensiones que componen los 13 pilares de la Agenda Patriótica. El Ministerio de Hidrocarburos y Energía participa en 3 de los 13 pilares, de los cuales son:²²

²² Agenda Patriótica 2025

- Pilar 2 Socialización y Universalización de los servicios básicos con soberanía; proveer al 100% servicios de energía.
- Pilar 6 Soberanía Productiva con Diversificación y Desarrollo Integral sin la Dictadura del Mercado Capitalista; consolidar los sectores hidrocarburífero y minero con un significativo incremento de las reservas naturales de gas y de los recursos mineros y metales, garantizar que se utilicen mejores tecnologías en su producción para prevenir, mitigar y remediar los daños causados y para restaurar los componentes y las zonas de vida de la Madre Tierra que resultan de estas actividades.
- Pilar 7 Soberanía Sobre Nuestros Recursos Naturales con Nacionalización, Industrialización y Comercialización en Armonía y Equilibrio con la Madre Tierra; Nacionalizar los recursos naturales y servicios estratégicos, fortaleciendo empresas estatales estratégicas; aprovechar al máximo posible y sin creación de dependencia y sometimiento los beneficios de los tratados comerciales, promoviendo oportunidades para la exportación de los productos producidos en el país.

3.3.2 Plan de Desarrollo Económico y Social 2016-2020

El Plan de Desarrollo Económico y Social en el marco del Desarrollo Integral para Vivir Bien (PDES,2016-2020) del Estado Plurinacional de Bolivia, se constituye en el marco estratégico y de priorización de metas, resultados y acciones a ser desarrolladas, mismo que se elabora sobre la base de la Agenda Patriótica 2025 y el Programa de Gobierno 2015-2020.²³

En relación al Pilar 2 la meta principal es que las bolivianas y los bolivianos cuenten con servicios de gas domiciliario, teniendo como resultado de v1,08 millones de vivienda cuenten con gas domiciliario con sistema convencional de distribución así mismo se pretende continuar con la participación de la empresa Y.P.F.B.

²³ Plan de Desarrollo Económico y Social 2016-2020 en el Marco del Desarrollo Integral para Vivir Bien.

Corporación en coordinación con las organizaciones sociales de beneficiarios.

Si bien en el Pilar 6 señala que los hidrocarburos y la minería siguen siendo actividades fundamentales de la economía cimentando una nueva matriz productiva con actividades económicas diversificadas basadas en la producción y transformación de hidrocarburos, la propuesta para dinamizar la economía se basa en la implementación de los complejos productivos.

Los Complejos Productivos Industriales Estratégicos promueven procesos productivos enfocados en recursos naturales estratégicos en este caso de los hidrocarburos, estos serían el complejo del gas asociado a la actividad económica del amoníaco, urea, gas licuado de petróleo, gas natural licuado y a la industria de la petroquímica, sin embargo, la puesta en marcha de la industria derivada de cada complejo deberá consolidarse a través de inversiones público-privadas, con capitales privados nacionales e inversión extranjera directa. Los Complejos Productivos Industriales Estratégicos sentarán las bases para iniciar el desarrollo integral de industrias derivadas.

Una de las metas principales del pilar 7 son los recursos naturales y servicios estratégicos que han sido nacionalizados y están siendo administrados por el Estado en este caso YPFB., para el cumplimiento de los resultados se promueve la inversión conjunta a través de alianzas estratégicas público-privadas, con transferencia tecnológica, formación y desarrollo de la investigación aplicada, orientada a mejorar el proceso industrial entre otros.

Para el fortalecimiento de los procesos de industrialización y transformación se ha invertido en exploración, explotación y desarrollo, refinación, transporte, comercialización, almacenaje, redes de gas, industrialización e inversiones menores en el sector de hidrocarburos. Se espera un incremento de las reservas probadas de gas natural a 17,45 trillones de pies cúbicos, un incremento de la producción de hidrocarburos líquidos a mínimo 69 mil barriles/día y un incremento del valor total de la producción proveniente del gas natural, diésel oíl, gasolina especial y urea.

Para poder cumplir con estas metas se implementara el plan inmediato de exploración de Y.P.F.B. Corporación con el propósito de incrementar la producción de gas, hidrocarburos líquidos y GLP, a fin de mantener los ingresos generados en el sector, se iniciara también la exploración de hidrocarburos en Áreas Protegidas con el empleo de tecnologías que minimicen el impacto ambiental, además de promocionar las inversiones que permitan incrementar las reservas y producción de hidrocarburos en el país mediante incentivos económicos para garantizar la seguridad, sostenibilidad y soberanía energética en el país, y ampliar mercados de exportación de gas hacia los países vecinos.

El fortalecimiento del sector de hidrocarburos en el país está directamente relacionado con el proceso de consolidación de Y.P.F.B. Corporación como empresa estratégica del país en el sector.²⁴

3.3.3 Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos 2016-2020

El Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos, tiene la finalidad de articular el conjunto de la planificación que se realiza en el sector, con el propósito de armonizar la visión y accionar de del Estado Plurinacional en una perspectiva estratégica, para lograr la articulación entre los diferentes planes. En esta perspectiva se enmarca dentro de la Agenda Patriótica y el Plan de Desarrollo Económico y Social, constituyéndose en un instrumento de carácter operativo que permitirá integrar en el mediano plazo, el accionar de los diferentes actores y entidades que están bajo tuición del Ministerio de Hidrocarburos, así como la interacción con otros sectores.

El documento contiene el enfoque político del sector, evaluaciones comparativas de la situación actual, análisis del sector en el territorio referido a los sistemas de vida, de vulnerabilidad a los riesgos y al cambio climático, análisis externo relacionado al

²⁴ Plan de Desarrollo Económico y Social 2016-2020 en el Marco del Desarrollo Integral para Vivir Bien

sector, problemas y desafíos futuros, así como el presupuesto plurianual o quinquenal en el que se consideran los recursos necesarios para el gasto corriente y los que se deben gestionar para la inversión pública de los actores del Plan Sectorial.²⁵

3.3.4 Plan Estratégico Institucional

El Plan Estratégico Institucional 2016-2020 el cual presenta los siguiente Objetivos Estratégicos Institucionales o Acciones de mediano Plazo:

- Fortalecer la gestión en exploración y explotación de hidrocarburos, en un marco jurídico que viabilice y profundice el desarrollo del sector para contribuir a la seguridad, soberanía, universalización e integración energética e industrialización.
- Definir la política y establecer lineamientos para consolidar la industrialización del gas natural, posicionar al sector hidrocarburífero como un referente comercial en los mercados interno y externo, así como proveer servicios de hidrocarburos y sus derivados, en oportunidad, cantidad y calidad a toda la población boliviana.
- Proponer e implementar la planificación estratégica del sector hidrocarburos a corto, mediano y largo plazo, formular y verificar el cumplimiento de la normativa socio ambiental sectorial. Dentro de los alcances del marco regulatorio vigente y establecer espacios de integración regional.
- Desarrollar una gestión administrativa eficiente, eficaz y transparente, implementando mecanismos tecnológicos ágiles y modernos.

3.3.5 Plan de Inversiones 2009-2015 Y.P.F.B.

El Plan de inversiones 2009-2015 de YPFB Corporación, dentro del marco del Plan Nacional de Desarrollo y la Estrategia Boliviana de Hidrocarburos, tiene por objetos

²⁵ Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos 2016-2020

el incremento de la producción de hidrocarburos, así como de sus reservas certificadas, el cambio de la matriz energética nacional a partir del desarrollo de infraestructura para el consumo de gas natural en el mercado interno por parte de las industrias, comercio, transporte y sector doméstico, el abastecimiento del mercado interno de combustibles, líquidos, a industrialización de gas natural y la agregación de valor al mismo mediante procesos de separación de líquidos, el cumplimiento de contratos de exportación y consolidación de un mercado de exportación que garantice el desarrollo del sector en términos de inversión y producción, la captación de ingresos para el Estado y las empresas de corporación y del sector.²⁶

El objetivo del Plan de Exploración 2009-2015 es descubrir nuevos yacimientos de gas para satisfacer la demanda creciente de estos hidrocarburos. Adicionalmente presume la exploración de hidrocarburos de manera general hasta el año 2026.

²⁶ Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos- Plan de inversiones 2009-2015

CAPITULO IV: FACTORES DETERMINANTES Y ANALISIS DE VARIABLES CONDICIONANTES DEL TEMA

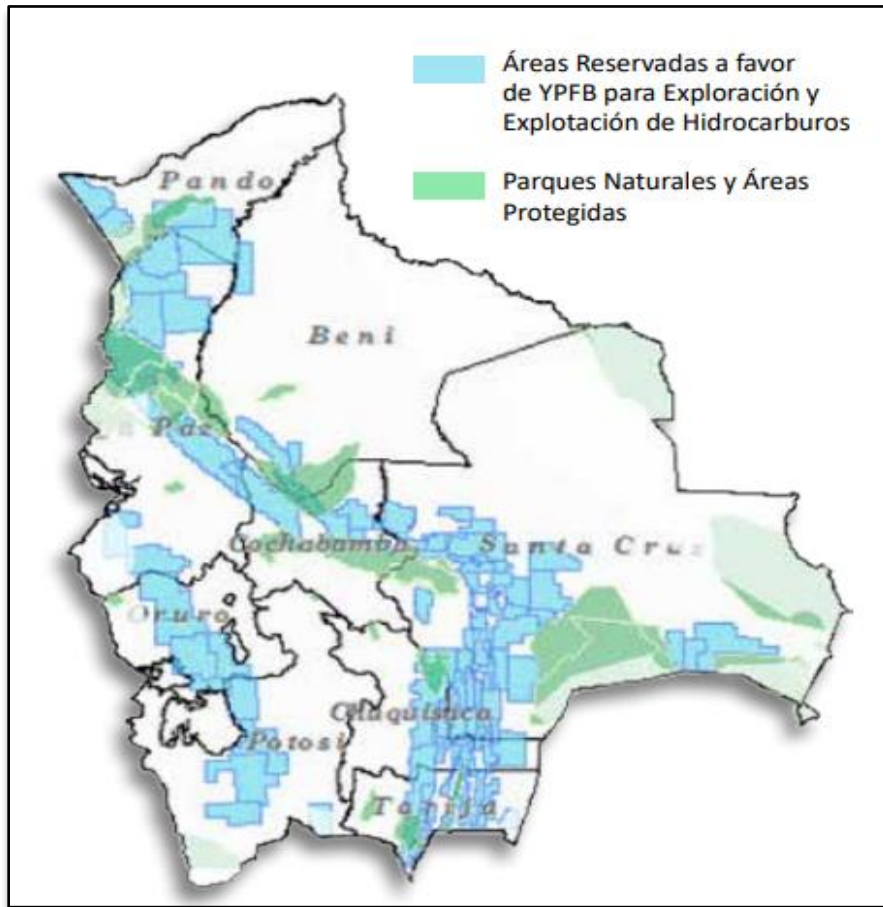
4.1 EXPLORACIÓN DE GAS NATURAL

Para gestionar eficazmente el sector de hidrocarburos, se debe adoptar un enfoque integral basado en un marco normativo e institucional. Esto implica desarrollar todas las actividades de la cadena de producción de manera simultánea mediante planes integrales. La actividad exploratoria debe enfocarse en reponer las reservas que se van agotando y, al mismo tiempo, debe ser incentivada mediante la apertura de nuevos mercados que justifiquen la inversión de alto riesgo que requiere la exploración.

Según el artículo 34 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, desde el año 2007, el Poder Ejecutivo ha asignado áreas específicas para la exploración y explotación de hidrocarburos a favor de YPFB. A través de varios decretos supremos, se han otorgado nuevas áreas a la empresa petrolera nacional, pero hasta ahora no se han obtenido resultados que justifiquen la ampliación de estas zonas para la exploración.

Actualmente, YPFB tiene 100 áreas reservadas para la exploración y explotación de hidrocarburos en todo el país, lo que refleja una estrategia del Gobierno para expandir esta actividad a todas las regiones. Esta política necesita ser regulada, fiscalizada, controlada, y planificada adecuadamente, además de estar coordinada con otros sectores económicos, para fomentar el desarrollo de estos sectores y evitar una mayor dependencia del sector hidrocarburífero.

Ilustración No 3 Áreas reservadas para Exploración y Explotación



Fuente: Fundación Jubileo

En el mapa se observa que las nuevas áreas reservadas para la exploración y explotación de hidrocarburos a favor de YFPB (color celeste) se encuentran ubicadas tanto en zonas tradicionales de explotación Hidrocarburífera (departamentos de Tarija, Santa Cruz, Chuquisaca y Cochabamba) como en zonas no tradicionales (departamentos de Beni, Pando, La Paz, Oruro y Potosí). Realizando un análisis detallado del mapa se observa que algunas de estas áreas reservadas para exploración (pintadas de color celeste) se superponen a parques nacionales protegidos (pintados de color verde) y se encuentran ubicadas en varias Tierras Comunitarias de Origen.

Hasta la fecha, ninguna de las 100 áreas reservadas para la exploración y

explotación de hidrocarburos a favor de YPFB ha presentado resultados positivos, lo que significa que ninguna de estas áreas se ha traducido en un nuevo campo en producción.

La producción del pozo Sábalo 6 en el área de San Alberto, operado por Petrobras Bolivia junto con YPFB Andina y Total E&P inicio sus actividades en el 2018. Además, se están llevando a cabo exploraciones y perforaciones en Boyui, al sur del área de contrato Caipipendi, operada por Repsol Bolivia con Shell Bolivia y PAE. Estas actividades son positivas porque promueven el desarrollo del Bloque San Antonio, donde se encuentra el campo Sábalo y del Bloque Caipipendi de los campos Margarita, Huacaya y ahora Boyui. En San Antonio, aunque la producción del pozo Sábalo 6 es pequeña 0,8 MMmc/d comparada con el total del campo 14 MMmc/d, ayuda a revertir parcialmente la tendencia decreciente de los últimos dos años.

En el mismo año se anunció el inicio de la perforación del pozo Jaguar X6 resulta positiva dado que se constituye en una genuina actividad exploratoria que se traduce en hechos concretos, además que la empresa operadora estableció, de forma clara, que solo en la culminación de la perforación se podrá confirmar o no la presencia de hidrocarburos y que de ser positivo el descubrimiento recién ingresará en etapa de explotación el año 2022.²⁷

Así también, en medida que se busca estudiar el potencial hidrocarburífero de cinco de las 100 áreas reservadas para exploración de YPFB, se suscribió un convenio de estudio con la empresa Gazprom Bolivia (GP Bolivia) para las áreas: La Ceiba y Vitacúa, siendo una área de exploración sobrepuesta al Parque Nacional y Área Natural de Manejo Integrado Aguaragüe, por lo que hubiese sido recomendable que antes de suscribir el convenio se debería haber redimensionado el área eliminando

²⁷ <https://www.cedib.org/noticias/empresas-exploran-11-areas-protegidas-sin-guia-ambiental-pagina-siete-26-1-17/>

la parte sobrepuesta al parque.

Un convenio de estudio es distinto a un contrato de exploración y explotación de hidrocarburos, el primero tiene por plazo un año y busca determinar el potencial hidrocarburífero del área e identificar prospectos geológicos del mismo; en tanto que los contratos tienen un plazo de entre 30 y 40 años y buscan el desarrollo de todas las actividades y operaciones petroleras relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos.

En octubre de 2006, Bolivia realizó importantes anuncios relacionados con la firma de 44 contratos de operación para actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Entre estos anuncios, se incluyó la suscripción de un convenio de estudio entre YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) y las empresas Total E&P Bolívia de Francia y Gazprom de Rusia para el área Azero. Sin embargo, pasaron poco más de cuatro años antes de que el directorio de YPFB autorizara el inicio de negociaciones para la suscripción de un contrato de exploración y explotación con ambas empresas para el área mencionada. Este retraso probablemente estuvo influenciado por diversos factores, como la necesidad de evaluar y negociar los términos del contrato, así como consideraciones políticas, económicas y medioambientales.

4.2 INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN

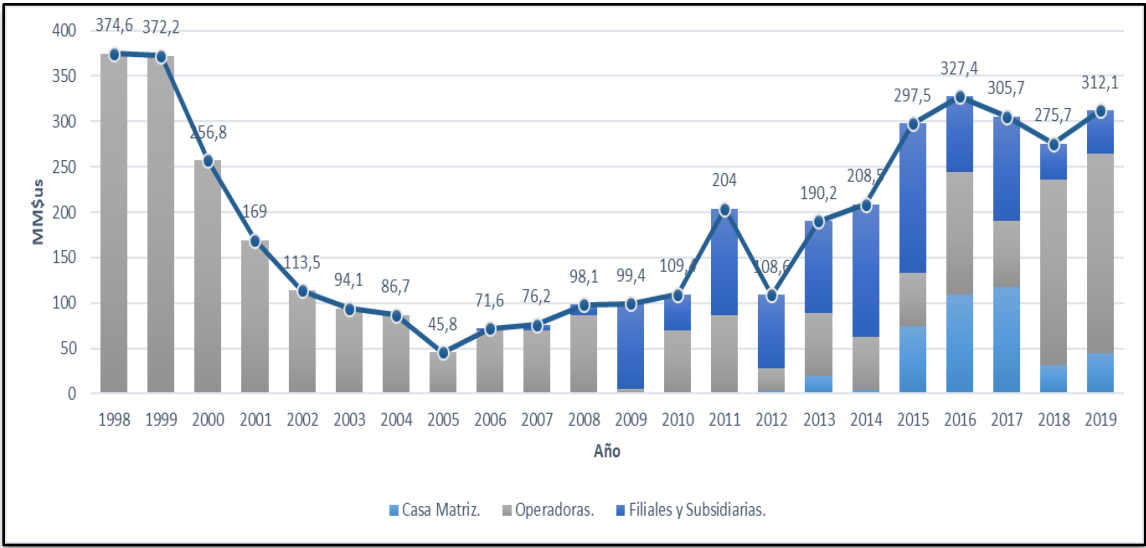
La inversión es una variable fundamental de la actividad económica. Su impacto sobre el ciclo de las empresas, la demanda agregada y el nivel de actividad global de la economía, así como su rol determinante para el proceso de acumulación nacional, la convierten en una variable crítica para el desempeño económico.

Las inversiones en exploración es una de las variables más importantes para el sector hidrocarburífero siendo el punto de partida para el proceso productivo del sector, y permite la sostenibilidad de la matriz energética nacional y de los contratos de exportación suscritos, a su vez esta garantiza la restitución de reservas de hidrocarburos. Por su parte las inversiones en explotación, debe ir acompañada por

una política de reposición de las reservas hidrocarburíferas a una velocidad similar con las que se consumen, partiendo de una visión sostenible en el mediano y largo plazo.

Examinando primeramente la inversión en el sector de Hidrocarburos por parte de YPFB Casa Matriz, empresas subsidiarias de YPFB²⁸ y empresas petroleras privadas, que suscribieron contratos de operación y contratos de servicios para exploración, muestra una tendencia creciente, a partir del 2008 se registraron montos significativamente más altos de inversión a comparación de los años anteriores, entre los años 2011-2015, existe un incremento importante por parte de las empresas petroleras privadas que suscribieron contratos de operación, al igual que YPFB Casa Matriz.

Gráfico No. 1 Inversión por Exploración Tipo de Empresa
(Expresado en MM\$us)



Fuente: YPFB
Elaboración Propia

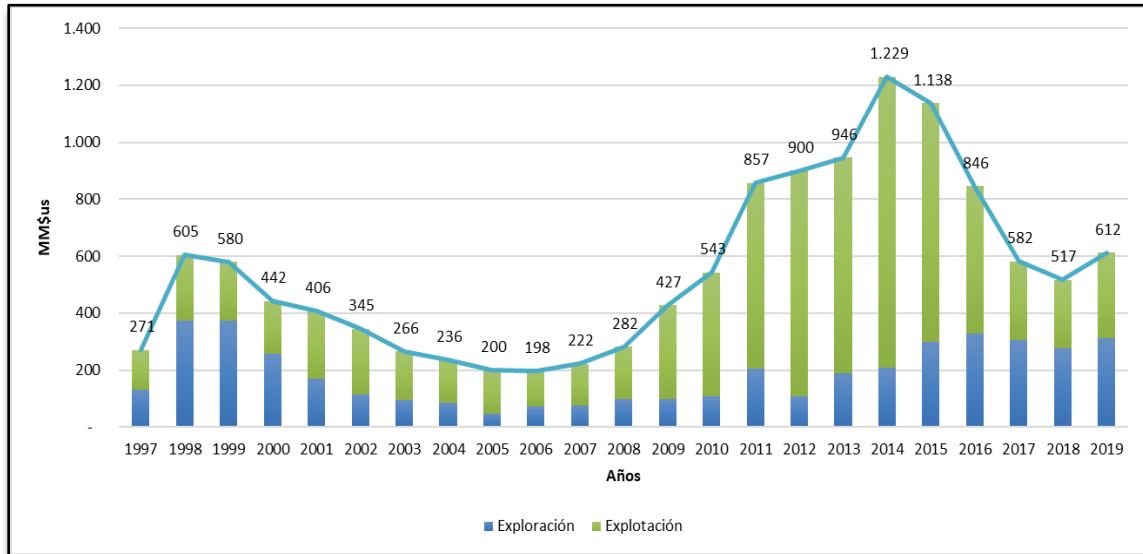
²⁸ YPFB Andina, YPFB Chaco, YPFB Petroandina, dedicadas a la exploración y explotación

El incremento de la inversión registrada el año 2011 hasta el 2015 se debe principalmente a la construcción de la planta de procesamiento de gas natural en el Campo Margarita, inversión realizada por las empresas Repsol Bolivia, BG Bolivia y PAE, así también como la ampliación de la Planta de Procesamiento del Campo Sábalo; con el propósito de incrementar la producción de gas natural. En cambio, las inversiones de YPF Casa matriz fueron destinadas a la ampliación de las redes de gas natural y construcción de plantas.

Las inversiones ejecutadas en tareas de exploración y explotación en los últimos doce años, es relativamente mayor que la inversión realizada del periodo 1997-2005, en dicho periodo la inversión ejecutada total registra un decrecimiento de 605 MM\$us a 198 MM\$us respectivamente; a partir de 2007 la inversión en exploración y explotación fue incrementando de 222 MM\$us llegando al pico más alto en el 2014 con 1.229 MM\$us, desde ese año se observa un decrecimiento importante hasta el 2019. La diferencia que se presenta en estos periodos se debe principalmente al cambio de la Ley No 1689 por la aplicación de la nueva Ley de Hidrocarburos No 3058.

Sin embargo se debe destacar la relación entre inversiones destinadas a la exploración y explotación, en el periodo 1997-2005 las inversiones en exploración constituyeron un 49%, y las inversiones en explotación el 51% del total, en cambio en el periodo 2006-2019 las inversiones en exploración solo fueron el 25% del total de inversiones, demostrando el interés principal de las empresas privadas de acelerar la monetización las reservas hidrocarburíferas mediante la explotación, dejando en segundo plano la restitución de las reservas como se analiza más adelante. En otras palabras, la inversión en exploración siempre ha sido menor en comparación a la inversión en explotación.

Gráfico No. 2 Inversiones En Exploración y Explotación
(Expresado en MM\$us)



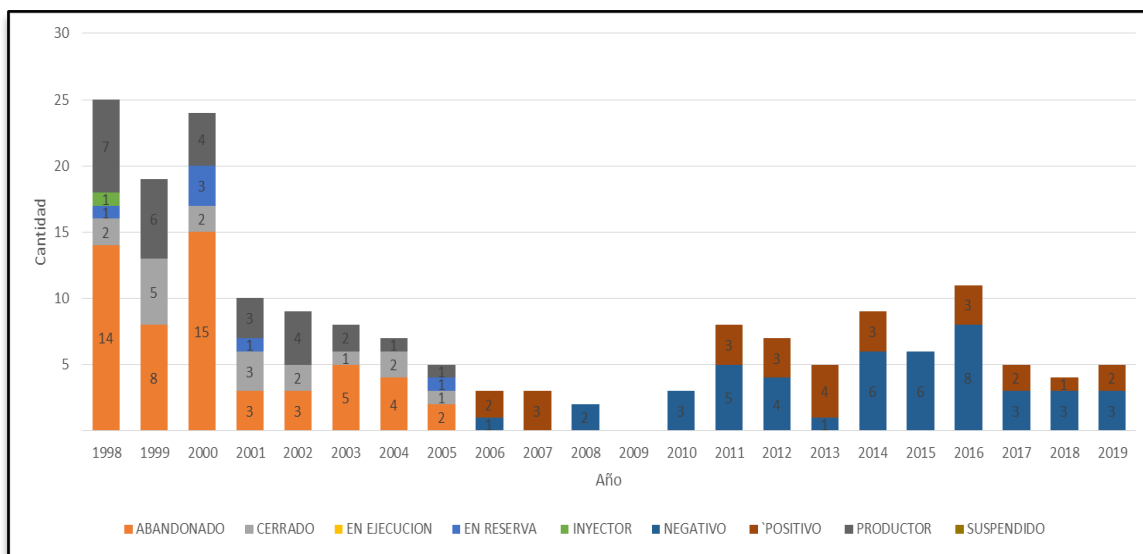
Fuente: Ministerio de Hidrocarburos - YPFB
 Elaboración Propia

En el 2015 el Gobierno decide impulsar con incentivos a la inversión extranjera para promover actividades de exploración, entre estos un incentivo monetario entre 30 y 50 dólares por barril adicional producido de petróleo crudo y de condensado asociado al gas natural como lo expresa la Ley 767, y la autorización de actividades de exploración Hidrocarburífera en áreas protegidas. Sin embargo, el año 2016 se observó una menor inversión comprometida por las empresas que suscribieron contratos de operación; quedando en duda si existe un impacto positivo con la promulgación de la Ley No 767.

Como resultado de la limitada inversión en exploración, la perforación de pozos fue escasa y con resultados pocos positivos. Las inversiones desde 1997 se concentraron sobre todo en la importación de maquinaria y equipo para las actividades de exploración y explotación y el reacondicionamiento de las instalaciones físicas de los cambios, en 1998 al 2000 alcanza un nivel más alto, no obstante, va en disminución a partir de ese año, la actividad exploratoria ha sido reducida e insuficiente, si bien en 2014 y el 2016 registra un pequeño incremento

que resulta insuficiente (Gráfico No 3).

Gráfico No. 3 Pozos Exploratorios y Estratigráficos Perforados (Sectorial)
(Expresado en unidades)



Fuente: YPFB
Elaboración Propia

Se puede observar que entre el periodo de 1998 al 2008 existe un total de 54 pozos abandonados, 18 pozos cerrados, 6 en reserva, y solo 28 pozos productores si bien en este periodo la cantidad de pozos perforados es mayor, en su mayoría no se tuvo éxito en los resultados obtenidos, en el 2009 la cantidad de pozos perforados es cero y en el 2010 al 2019 existen 45 pozos clasificados como negativos y 26 pozos positivos.

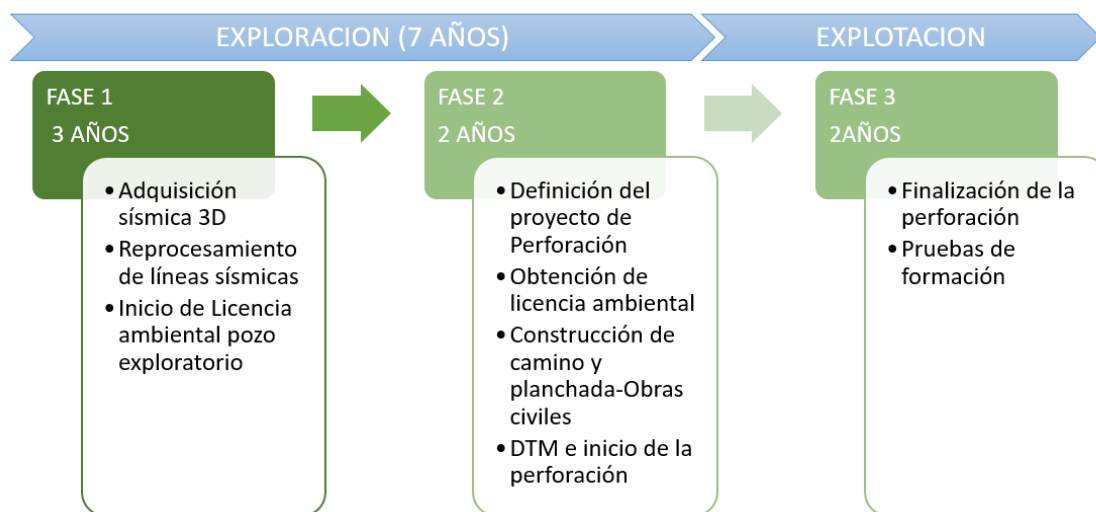
4.2.1 Periodo Inicial de Exploración.

Las tareas de exploración y explotación de hidrocarburos es un proceso que conlleva un periodo de aproximadamente 7 años hasta la obtención del pozo perforado. El proceso de perforación se divide en tres fases:

- Fase 1. Se inicia con la solicitud de licencia ambiental del pozo exploratorio, se realizan los estudios sísmicos o reprocesamiento de líneas sísmicas, esta fase comprende hasta 3 años.

- Fase 2. Se obtiene la licencia ambiental, se define el proyecto de perforación y se inician con las obras civiles para dar inicio a la perforación del pozo, esta fase comprende entre un periodo de 2 años aproximadamente.
- Fase 3. Se finaliza la perforación del pozo y se realizan las pruebas de formación donde se podrá clasificar el resultado obtenido.

Ilustración No 4 Periodo Inicial de Exploración



Fuente: YPFB 2016
Elaboración Propia

Por ejemplo, el último campo nuevo que produce hidrocarburos en el país en los últimos 15 años es Incahuasi (Santa Cruz), Incahuasi comenzó a producir en 2016 pese a que sus labores de exploración empezaron en 2004.

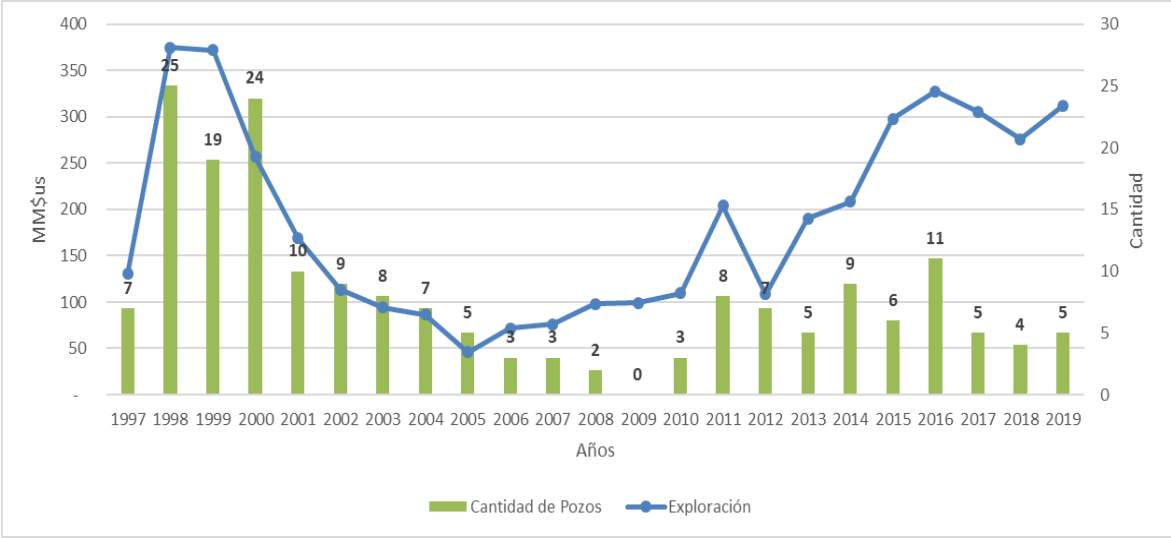
El cierto que existe riesgos en la exploración y búsqueda de hidrocarburos, pero en Bolivia este riesgo es muy bajo, esto debido a que YPFB realizó el trabajo los años previos a la capitalización, en el caso del actual campo San Alberto, YPFB perforó por su cuenta y riesgo ocho pozos previos y Petrobras vino solo a destaponar el pozo descubridor, una vez descubierto el yacimiento la perforación de los otros pozos ya no ameritaba riesgo. Al ser descubierto el campo San Alberto, prácticamente, también se descubrió el campo Itaú al igual que del campamento Sábalo pues estaban unidos y por la información ya recabada. Actualmente a Bolivia

le fueron entregados campos ya descubiertos y muchos otros ya en funcionamiento.

Realizando una comparación entre los periodos 1997-2005 y 2006-2019 se puede ver una gran diferencia entre pozos de desarrollo y pozos exploratorios, sabiendo que un pozo de desarrollo es un pozo perforado y terminado en una zona probada de un campo para la producción de crudo y/o gas; y un pozo exploratorio es la perforación realizada en un área en donde al momento no existe producción de gas, pero que los estudios de exploración petrolera establecen probabilidad de contener hidrocarburos. “Entre 2006 y 2016 la tasa de éxito en la perforación de pozos gasíferos en el país fue de 40,2%, un nivel superior al registrado entre 1995 y 2005, que registro un 30 %”.²⁹

4.2.2 Comparación de Inversión Exploración y Pozos Exploratorios

**Gráfico No. 4 Comparación de Inversión Exploración y Pozos Exploratorios
(Expresado en MM\$us y Unidades)**



Fuente: YPFB
Elaboración Propia

²⁹ Luis Sánchez, ministro de Hidrocarburos – Pagina siete

Realizando una comparación con la inversión en Exploración con los pozos exploratorios se puede evidenciar que existe que en el primer periodo entre 1997 al 2007 la inversión presenta el mismo comportamiento en relación con los pozos exploratorios, sin embargo la tendencia es decreciente llegando a tres pozos exploratorios en el 2006 con una inversión 72 MM\$us, lo que nos indicaría que se invirtió un aproximado de 24MM\$us por cada pozo explorado. En el segundo periodo segundo periodo entre el 2010 al 2019 la inversion va en aumento pero los pozos explorados disminuyen cada vez mas, en la gestión 2017 se invirtió al redero de 306 MM\$us y solo se registraron 5 pozos explorados, lo que nos da entender que se invirtió un aproximado de 61.20 MM\$us por pozo.

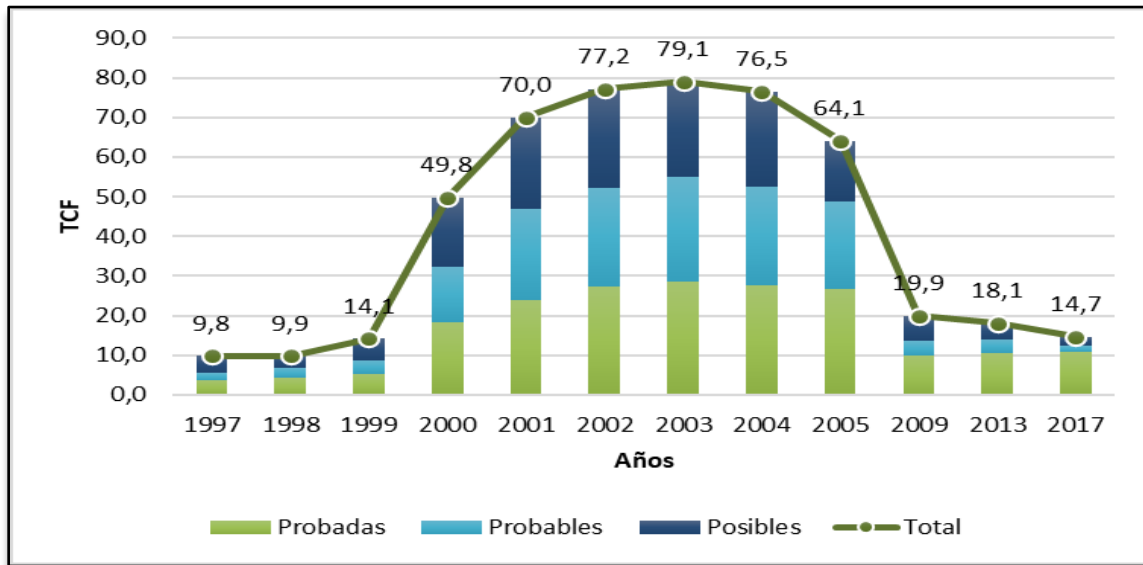
Bolivia al tener una geología compleja y desafiante para la exploración de hidrocarburos, la identificación de reservas de gas en zonas geológicamente complicadas pueden requerir tecnologías más avanzadas, lo que aumentaría el riesgo de inversión, tomando en cuenta también que esta inversión se verá reflejada en el largo plazo según el periodo inicial de exploración, sin embargo esta comparación nos demuestra que las inversiones realizadas no son eficientes del todo debido a que no presentan resultados favorables.

En el primer periodo si bien la inversión es comparable con la cantidad de pozos explorados, esto se debe a que son pozos exploratorios en campos productores ya descubiertos por lo que el riesgo de inversión es menor y los resultados son casi ciertos.

4.3 RESERVAS DE GAS NATURAL

La Ley N° 3740 vigente desde el año 2007, establece que la empresa estatal YPFB deba publicar hasta el 31 de marzo de cada año el nivel de reservas certificadas existentes en el país, norma que no fue cumplida en varias gestiones. La certificación de reservas estuvo a cargo de la firma DeGolyer & MacNaughton estadounidense que utilizó una clasificación más genérica que la utilizada por la Sproule International Limited que realizó la última certificación de la gestión 2017.

Gráfico No. 5 Reservas Certificadas de Gas Natural
(Expresado en Trillones de Pies Cúbicos)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos, YPFB.
 Elaboración Propia

La evolución de las reservas certificadas muestra un salto impresionante en el año 2000 triplicándose, (Gráfico No 5), pasando de 14,1 Tcf a 49,8 Tcf, alcanzando su nivel más alto en el año 2003 con un total de 79,1 Tcf, para después declinar a partir del siguiente año. Sorpresivamente, en 2009 la certificación realizada por la empresa Ryder Scott, arrojó como resultado que las reservas habían caído abruptamente pasando de un volumen 64,1 Tcf para 2005 a 19,9 Tcf a diciembre de 2009, esa reducción de las reservas no se ha explicado hasta la fecha, se han lanzado explicaciones que dan a entender dos razones: la manipulación por parte de las empresas transnacionales del volumen de las reservas con el objetivo de valorizar sus acciones en las bolsas de valores externas y la excesiva e irresponsable explotación de gas al costo, al grado de dañar algunas estructuras

geológicas y perder la posibilidad de recuperación de los hidrocarburos.³⁰

La última certificación realizada por la empresa Sproule International Limited, certifica un volumen de 14,7 Tcf de Reservas para el 31 de diciembre de 2017, consistió en la evaluación de 60 campos productores de hidrocarburos y la consecuente asignación de reservas de gas para 37 campos.³¹

La compañía consultora Ryder Scott estableció en la auditoria de reservas al 31 de diciembre de 2009 que el 89% de las reservas probadas de gas correspondían a los megacampos de gas San Alberto-Itau, Sábalo, Margarita-Huacaya e Incahuasi (operados por las empresas Petrobas, Repsol E&P, y BG en ese orden). El 11% restante de las reservas probadas de gas lo cubrían el resto de campos del país con predominio de Rio Grande y Yapacani.³²

En el 2013 indican un predominio en las reservas probada de los megacampos de gas del 88% que corresponderían a los megacampos de Sábalo, Margarita-Huacaya, Incahuasi, y San Alberto-Ita, el 12% restante de las reservas probadas de gas lo cubren el resto de campos con predominio de Rio Grande y Yapacani., este comportamiento en porcentaje se repite en el 2017.

Para el 2013 y el 2017 se demostró que el megacampo San Alberto-Itau no tiene margen para reservas probables ni posibles, el megacampo Sábalo tiene un pequeño margen de reservas probables y no para posibles al igual que el megacampo Margarita-Huacaya, por otro lado, Incahuasi es el único campo que tiene todavía margen para reservas probables y posibles.

Así también quedaría demostrada la Teoría del Pico de Hubbert donde la primera fase estaría comprendida desde 1997 hasta el 2000, los primeros años de descubrimiento de nuevos yacimientos, en el 2001 llega a alcanzar un máximo de

³⁰ Publicación de la Plataforma Energética- La “magia” de la certificación de reservas. septiembre de 2018

³¹ YPFB, Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos.

³² Ministerio de Hidrocarburos & Energia- Campos Gasíferos y Petrolíferos de Bolivia.

producción de reservas, la teoría nos aclara que en ese punto aún existen yacimientos para explotar y descubrir, pero ya no los suficientes para sustituir los existentes, por lo que observa un descenso en el volumen de reservas.

4.3.1 Horizonte de Vida de las Reservas de Gas Natural

Una posible forma de analizar los resultados de las estrategias en el sector de hidrocarburos, es por medio del estudio del Horizonte de Reservas. El Horizonte de reservas es un indicador de los años de extracción restantes, definido como:

$$H_i = \frac{R_i}{P_i}$$

En donde:

H_i : Horizonte de vida de las reservas en el periodo i medido en años.

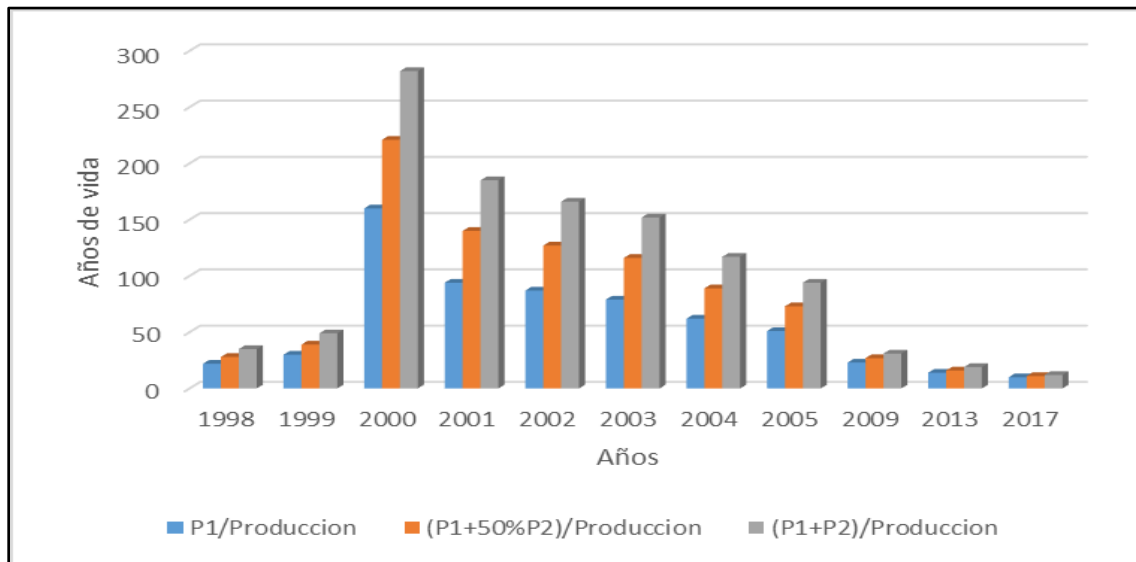
R_i : Reservas probadas más 50% de las probables en el periodo i .

P_i : Nivel de producción en el periodo i .

Este indicador muestra la relación entre las reservas probadas y su nivel de producción actual, dando como resultado el alcance futuro de las, medida en años; es uno de los indicadores más utilizados el momento de analizar la sostenibilidad de un sistema altamente dependiente de recursos hidrocarburíferos como es el caso de Bolivia.

Tomando en cuenta que este indicador no es perfecto, esto debido a que es un indicador de tipo estático que solo permite conocer la tendencia pasada. Uno de los principales problemas con dicho indicador es que no considera la producción futura.

Gráfico No. 6 Horizonte de Vida de las Reservas Certificadas
(Expresado en años)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos, YPFB.
Elaboración Propia

En el gráfico anterior (Gráfico No 6), se puede observar claramente una tendencia decreciente de los años de vida de las reservas a partir del año 2000, siendo este el pico más alto, lo que nos da a entender que los años de vida de las reservas cada vez es menor, para el año 2017 el índice de vida de las actuales reservas sería de 14 años. Una de las principales razones de la tendencia a la baja, es el volumen de la producción con destino al consumo interno y principalmente a la exportación; otro indicador correspondería a un yacimiento en declinación, todos los pozos petroleros y gasíferos declinan durante la segunda mitad de vida su vida útil, por lo que la producción solamente se puede sostener si nuevos descubrimientos acompañan dicha producción.

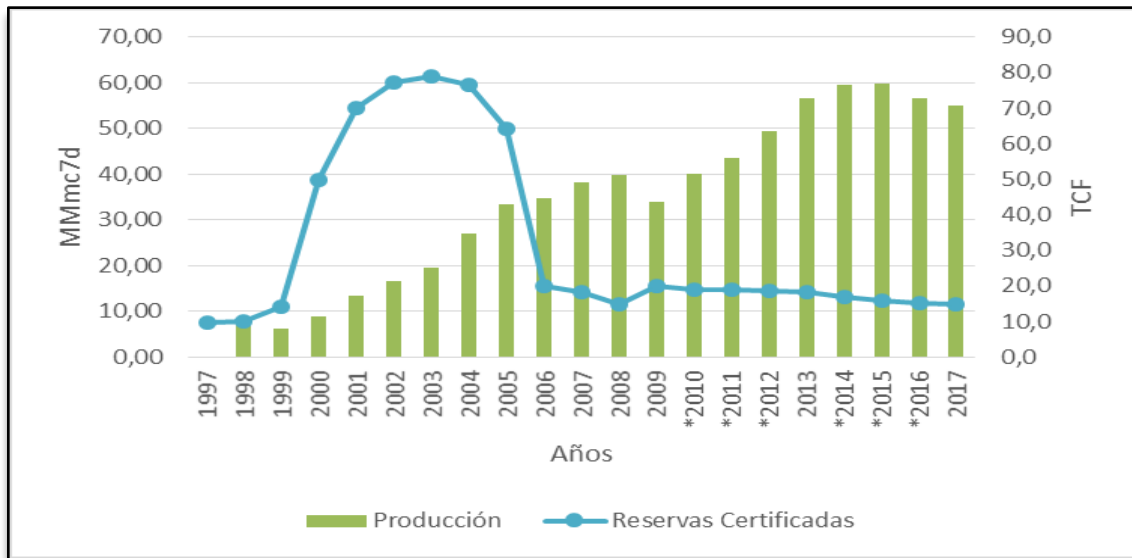
“Las reservas de Bolivia tienen un alto índice de vida de 14.7 años para las reservas probadas y 17.1 años para las reservas probadas más reservas probables y esto se influye más por la larga vida de las reservas en los megacampos de Bolivia, que normalmente en las evaluaciones que hacemos para clientes tanto canadienses como clientes internacionales, un índice de vida de reservas, que significa el tiempo

que las reservas pueden dar, si se mantiene el índice de la producción actual.”³³

Como podemos ver la producción de gas natural a medida que pasa los años va en aumento a diferencia de las Reservas Certificadas que cada año va en descenso. Lo que afirmaría que una de las razones en la tendencia decreciente del horizonte de vida de las reservas es la producción de Gas Natural, lo que indicaría que existe una explotación sin reposición de gas natural.

Gráfico No. 7 Comparación entre Reservas Certificadas y Producción de Gas Natural-Promedio Anual

(Expresado en MMmc/d y años)



Fuente: Y.P.F.B
Elaboración Propia

(*) Estimado para las Reservas Certificadas de Gas Natural

La producción de Gas Natural para 1998 al 2005, alcanza de 7,7 MMmcd a 33,3 MMmcd, una producción en ascenso, para el mismo periodo las reservas certificadas de gas natural presentan una distribución normal, siendo el 2003 el

³³ Ministerio de Hidrocarburos y Energía, Luis Alberto Sánchez, “Histórico Incremento de Reservas de Gas Natural Probadas en Bolivia a 10.7 TCF´s”(29/08/2018)

punto más alto con 79,1 Tcf y una disminución en el 2005 con 64,1 Tcf; a pesar de que en este periodo existe un creciente aumento en la producción de Gas Natural, se refleja también una reposición de Reservas.

En el 2006 la producción va en ascenso a excepción de año 2009 con 39,7 MMmcd, esto debido a un descenso en el nivel de precios del petróleo; así también las reservas presentan una brecha significativa desde el 2005 con 64,1 Tcf pasando a 19,9 Tcf en el 2009, sin una gran diferencia hasta el 2017 con 14,7 Tcf.

4.3.2 Metodología para la Evaluación de Reservas

La importancia de la correcta estimación del volumen original de hidrocarburos de un yacimiento, juega un papel muy importante en la industria petrolera, ya que es mediante este cálculo que el ingeniero petrolero puede evaluar el potencial económico de un proyecto. La parte del volumen original de hidrocarburos remanente que se prevé, será recuperada mediante proyectos de explotación económicamente rentables y bien definidos, recibe el nombre de reservas de hidrocarburos.

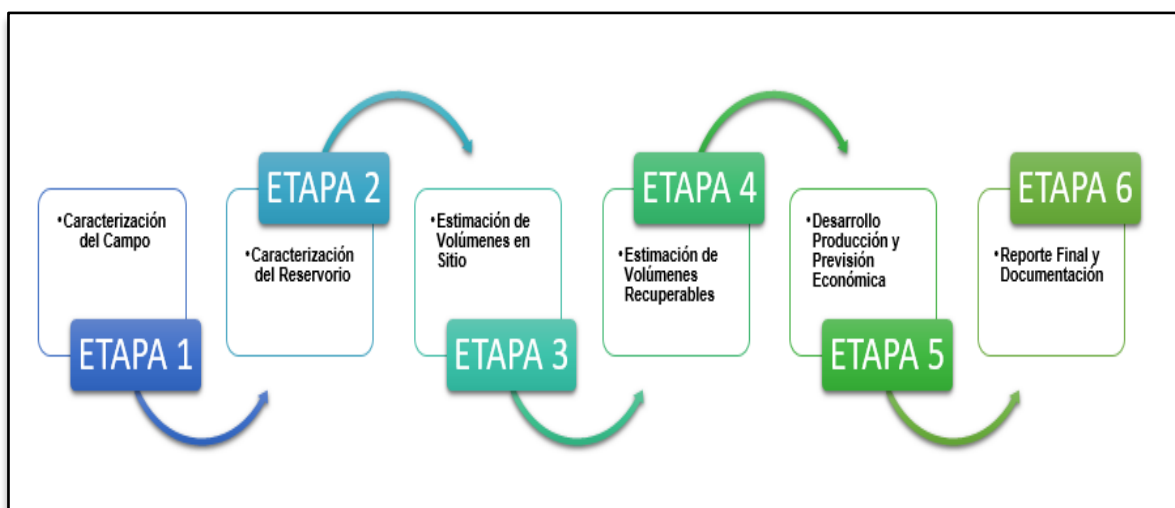
El proceso de cuantificación de volumen de hidrocarburos recuperable lo realiza un equipo integral de ingenieros y geocientíficos, que analizan las propiedades del yacimiento y diseñan las mejores técnicas de explotación para que dicho volumen pueda ser extraído; apegándose a metodologías y lineamientos, para poder clasificarlos y categorizarlos como reservas.

La metodología para la evolución de reservas se realiza en una Reunión de Equipo Multidisciplinario bajo las siguientes etapas:

- **Etapa 1:** Definir el alcance del proyecto, revisar disponibilidad de datos. Asimismo, determinar escenario económico y régimen fiscal.
- **Etapa 2:** Determinar cualidades del reservorio (caracterización) con su método de cálculo (Volumétrico, Balance de materia, Declinación, analogía).

- **Etapa 3:** Estimación de los volúmenes originales en sitio de los reservorios.
- **Etapa 4:** Determinar los volúmenes -Técnicos Recuperables.
- **Etapa 5:** Determinar las Reservas 1P, 2P, 3P. Generación de pronósticos de producción
- **Etapa 6:** Entrega del Informe final.

Ilustración No 5 Metodología para la Evaluación de Reservas



Fuente: YPFB
Elaboración: Propia

4.4 EXPLOTACIÓN DE GAS NATURAL

La explotación de las reservas hidrocarburíferas debería ir acompañada de una política de reposición de las mismas a una velocidad similar con la que se consume, teniendo una visión sostenible a largo plazo para la seguridad de la matriz energética.

Si bien se tuvo un incremento importante en los volúmenes producidos de gas natural, esto se debió, en gran medida, a la inversión realizada en las actividades de explotación como ya mencionamos anteriormente; es decir, al desarrollo de

campos que ya se encontraban en producción al fin de recuperar la mayor cantidad de reservas existentes, poniendo en riesgo la sostenibilidad del sector a largo plazo

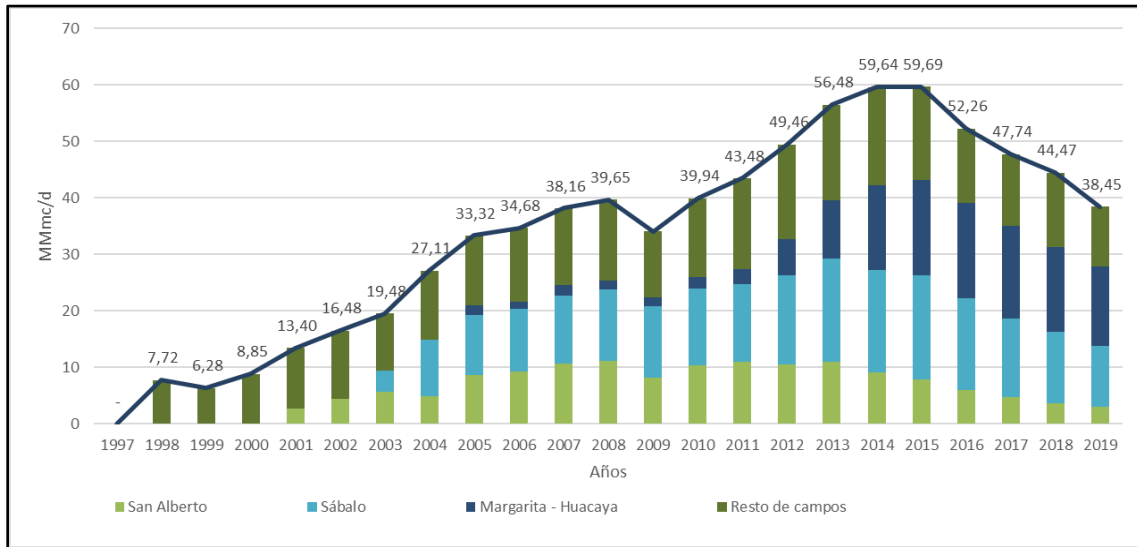
El crecimiento a partir del año 1999 se explica por la producción de 3 Campos: San Alberto, Sábalo y Margarita, todos situados en el departamento de Tarija, debido al contrato de exportación a Brasil y Argentina explicaría el incremento en la producción de estos tres Campos.

Así también se debe señalar el crecimiento del mercado interno, la generación de electricidad, consumo del sector industrial, el uso de GNV en automóviles y la demanda comercial y residencial, explicaría el incremento en la producción. Los principales campos productores en el periodo 2005 al 2016 son San Alberto, Sábalo y Margarita, representando un total de del 80% de la producción bruta total de gas natural en el país. Considerando que los campos de San Alberto y Sábalo abastecen, el contrato de exportación con el Brasil, la producción del campo Margarita se destina a la exportación de Argentina.

En el año 2016, 56 campos gasíferos y petrolíferos aproximadamente, se encontraban en producción; dos de los cuales representan cerca de 61% de la producción nacional de hidrocarburos. Por la cantidad de reservas y producción que tienen se ha denominado megacampos y son el campo Margarita y el campo Sábalo; lo que nos da a entender que la producción nacional de hidrocarburos está en función de la tasa de explotación de estos campos.

Debido a que las autoridades del sector hidrocarburos optaron por privilegiar el corto plazo monetizando las reservas de gas natural descubiertas, sin desarrollar políticas de exploración que permitan su reposición; como se observa en el siguiente gráfico, desde el año 2016 existe una disminución de la producción de este energético, comportamiento que se convierte en tendencia durante el año 2017 y los primeros meses de 2019.

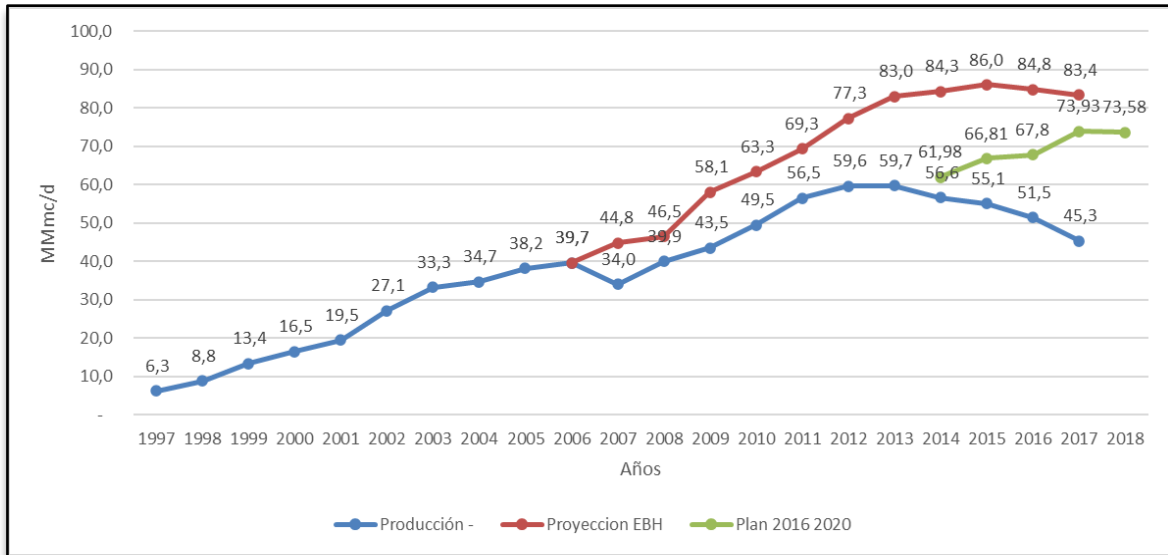
Gráfico No. 8 Producción Fiscalizada de Gas Natural por Campo
(Expresado en MMmc/d)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos, YPFB.
 Elaboración Propia

La producción promedio diaria de gas natural se ha incrementado notoriamente en los últimos ocho años, en el 2007 alcanzaba a 38,16 MMmc/d y para el año 2015 se alcanzó a 59,64 MMmc/d lo cual representa un incremento de 52%. Sin embargo, el año 2017 se observa un descenso de aproximadamente 4,5 MMmc/d. asimismo resulta importante mencionar que este 4,5 MMmc/d de gas natural proviene del campo Incahuasi; el cual es considerado como un nuevo campo de producción y cuya etapa exploratoria fue iniciada el año 2004. En otra posición está el campo San Alberto, con un importante aporte a la producción nacional pero que ahora se encuentra en fase de declinación, en el 2016 alcanzó una producción promedio diaria de 11MMmc/d; sin embargo, desde entonces fue disminuyendo alcanzando un promedio de 5,5 MMmc/d en el 2016; en ese sentido la producción del campo Incahuasi ha permitido compensar la caída de la producción que aportaba en campo San Alberto.

**Gráfico No. 9 Producción Promedio Anual de Gas Natural
(Expresado en MMmc/d)**



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos
Elaboración Propia

El gráfico muestra que desde el año 2011, la diferencia entre la proyección conservadora de producción de gas natural prevista en la Estrategia Boliviana Hidrocarburos y la producción real registrada ha ido aumentando. Este distanciamiento podría haber sido una de las razones que motivaron al Ministerio de Hidrocarburos a emitir, en 2015, el Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos 2016–2020. Este plan establece 209 resultados de diferentes metas y pilares, siendo el resultado 199 la proyección de alcanzar una producción promedio diaria de gas natural de 73 millones de metros cúbicos por día (MMmc/d) para el año 2020. Para cumplir con este objetivo, se estableció una proyección anual de metas de producción. Esta medida busca alinear las proyecciones con las metas establecidas y mejorar la planificación y ejecución en el sector hidrocarburífero de Bolivia.

El análisis del gráfico revela que, a pesar de los esfuerzos del Plan 2016–2020 para corregir la brecha creciente entre la producción real y la esperada de gas natural según la Estrategia Boliviana Hidrocarburos (EBH), la producción nacional de

hidrocarburos sigue disminuyendo y la brecha entre lo real y lo proyectado se amplía con el tiempo

Según el Plan 2016–2020, para el año 2018, Bolivia debería haber estado produciendo 67,8 millones de metros cúbicos por día (MMmc/d) de gas natural. Sin embargo, en la realidad, solo alcanzó los 54 MMmc/d, lo que representa un déficit de 13,8 MMmc/d en relación con lo proyectado.

Estos resultados indican dos problemas principales. En primer lugar, hay una considerable demora en el inicio de operaciones de proyectos exploratorios. En segundo lugar, parece que las proyecciones realizadas hace 10 años, al elaborar la EBH, no están siendo consideradas adecuadamente. Incluso al tomar en cuenta únicamente el Plan Sectorial de Desarrollo Integral de Hidrocarburos 2016–2020, elaborado hace solo dos años, se observa una brecha considerable entre lo proyectado y la producción promedio real. Esto sugiere la necesidad de revisar y ajustar las estrategias de planificación y ejecución en el sector hidrocarburífero de Bolivia para lograr un alineamiento más efectivo entre las proyecciones y la realidad.

4.5 ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL AL MERCADO INTERNO Y MERCADO EXTERNO

El artículo 361 de la Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia establece que YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos) es la única empresa facultada para realizar la comercialización de hidrocarburos en todo el país. En virtud de esta disposición constitucional, todas las empresas petroleras privadas que operan campos hidrocarburíferos en Bolivia, y que cuentan con un contrato de servicios, están obligadas a entregar diariamente su producción a YPFB.

YPFB, en representación del Estado boliviano, tiene la responsabilidad de definir los volúmenes, precios y condiciones de venta de los hidrocarburos, tanto para el mercado interno como para los compromisos de exportación asumidos por el país. Esta disposición busca centralizar y controlar la comercialización de los recursos hidrocarburíferos para garantizar el interés nacional y la adecuada gestión de estos

recursos estratégicos.

4.5.1 Mercado Externo

En cuanto a la exportación del gas natural boliviano, durante el 2017, aproximadamente el 76% del gas producido fue destinado hacia los mercados brasileño y argentino, con los cuales Bolivia mantiene contratos de compra-venta de este energético.

En el caso específico de Brasil, existe un contrato de suministro en firme suscrito en 1996 entre YPF B y Petróleo Brasileiro S. A., conocido como Gas Supply Agreement (GSA), con una duración de 20 años, desde 1999 hasta 2019. Las negociaciones para este contrato iniciaron en 1974 y finalmente se suscribió en 1996, estableciendo un envío inicial de gas natural de 16 millones de metros cúbicos por día (MMmc/d). A través de dos adendas, se amplió el máximo volumen contractual a 30,08 MMmc/d, más el gas combustible, que constituye el máximo volumen de venta en vigencia.

El contrato también incluye una cláusula por parte del comprador que lo obliga a adquirir aproximadamente 24 MMmc/d del gas contratado (80%), independientemente de si lo consume o no. Posteriormente, el comprador tiene el derecho a utilizar el gas pagado, pero no tomado durante un período definido en el contrato en el Punto de Entrega, acordado contractualmente. Para cumplir con esta entrega, YPF B está obligado a cubrirla con gas propio o de terceros en caso de no contar con el suficiente, asumiendo el costo adicional de transporte que sea necesario.

Durante la gestión 2017, el volumen comercializado promedio de gas natural fue de 23,8 millones de metros cúbicos por día (MMmc/d), lo que representa una disminución del 15,5% en comparación con el año 2016, un 26,8% menos que en 2015 y un 28,1% menos que en 2014. Estos datos muestran una tendencia de disminución significativa en los volúmenes de gas natural enviados a Brasil a partir del año 2015.

En detalle, a partir de 2015, los volúmenes de gas natural enviados a Brasil han disminuido en una proporción de 1,9%, mientras que en 2016 la disminución fue más pronunciada, alcanzando el 13,4%. Esta disminución progresiva en los volúmenes de exportación de gas natural hacia Brasil indica un cambio en la dinámica comercial entre ambos países y puede estar influenciada por diversos factores, como cambios en la demanda interna en Bolivia, condiciones del mercado internacional, fluctuaciones en los precios del gas natural y condiciones contractuales específicas.

Las autoridades del sector hidrocarburos han mencionado que el contrato de compra-venta de gas natural entre Bolivia y Brasil podría extenderse. Este contrato, según la cláusula 12.7.4.5, permite un plazo adicional de 12 meses para que YPFB compense a Petrobras Brasil por la Energía Pagada y No Retirada. Además, la cláusula 12.7.4.6 prevé otro periodo adicional para que YPFB entregue y Petrobras Brasil reciba los saldos de gas natural no entregados durante el contrato³⁴

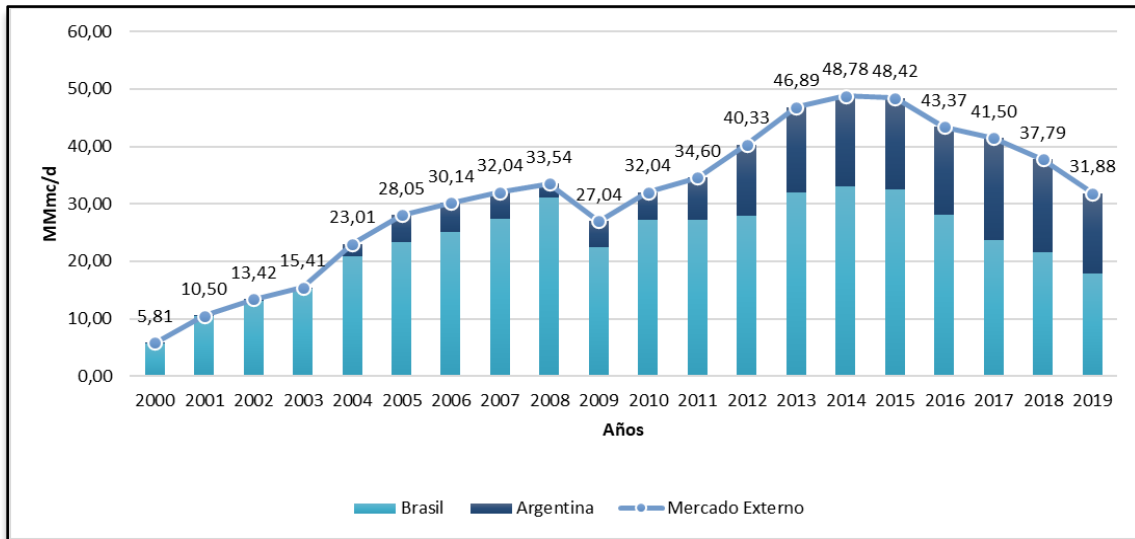
En todo caso, es importante establecer que estas posibles ampliaciones no se constituyen en un contrato de comercialización a mediano o largo plazo, como es el que termina en julio de 2019, por lo que no se constituye en un incentivo que pueda dar viabilidad a las inversiones en exploración de hidrocarburos, que es lo que requiere el país.

Con respecto al mercado argentino, YPFB ha firmado cuatro contratos con Argentina, de los cuales dos están actualmente vigentes y ambos fueron suscritos entre YPFB y la empresa Energía Argentina S. A. (ENARSA).

³⁴ <https://www.paginasiete.bo/economia/2017/12/8/gobierno-petrobras-comprar-slo-mmmcd-162334.html>

Gráfico No. 10 Comercialización Promedio Anual de Gas Natural por Mercado de Destino

(Expresado en MMmc/d)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos, YPFB.
Elaboración Propia

Con respecto al mercado argentino, YPFB ha firmado cuatro contratos con Argentina, de los cuales dos están actualmente vigentes y ambos fueron suscritos entre YPFB y la empresa Energía Argentina S. A. (ENARSA).

El primer contrato vigente fue firmado en 2006 por un período de 20 años a partir del inicio de suministro. Inicialmente, este contrato preveía un envío de 7,7 millones de metros cúbicos por día (MMmc/d) durante tres años, con la posibilidad de ampliarse hasta los 27,7 MMmc/d a partir de 2010 hasta la finalización del contrato. Este acuerdo proporciona un marco para la exportación de gas natural desde Bolivia hacia Argentina, con un aumento gradual en los volúmenes de suministro durante su vigencia.

Los detalles de estos contratos resaltan la importancia de las relaciones comerciales entre Bolivia y Argentina en el sector de los hidrocarburos, y la necesidad de establecer acuerdos a largo plazo para garantizar la estabilidad en el suministro de

gas natural entre ambos países.³⁵

Durante la gestión 2017, el volumen comercializado promedio de gas natural hacia Argentina fue de 17,7 millones de metros cúbicos por día (MMmc/d). Este volumen representa un aumento del 16% en comparación con el año 2016, un 11% más alto que en 2015 y un 12,9% mayor que el volumen enviado en 2014.

Los volúmenes de gas natural enviados a Argentina han experimentado un crecimiento sostenido a partir de 2010. Este aumento se debe principalmente al incremento de los volúmenes comprometidos en las adendas a los contratos existentes. Estos acuerdos adicionales han permitido aumentar los volúmenes de exportación hacia Argentina, lo que refleja una mayor demanda por parte del mercado argentino y una estrecha relación comercial entre ambos países en el sector de los hidrocarburos.

Este fenómeno se explica por la priorización del suministro de gas natural de acuerdo con las normativas vigentes. YPFB debe abastecer inicialmente el mercado interno, luego el mercado brasileño y, finalmente, el mercado argentino. En este contexto, dado que el invierno comienza en esa época, es probable que Brasil haya demandado una mayor cantidad de volumen, lo que habría reducido la cantidad de gas enviado a Argentina.

Este evento generó dudas sobre la capacidad de Bolivia para cumplir con sus compromisos de exportación. Sin embargo, YPFB afirmó que las entregas de gas natural a la República Argentina se realizan de acuerdo con lo establecido en el contrato, lo que sugiere que cualquier ajuste en los volúmenes enviados se realizó dentro de los límites contractuales y en coordinación con las partes involucradas.

4.5.2 Mercado Interno

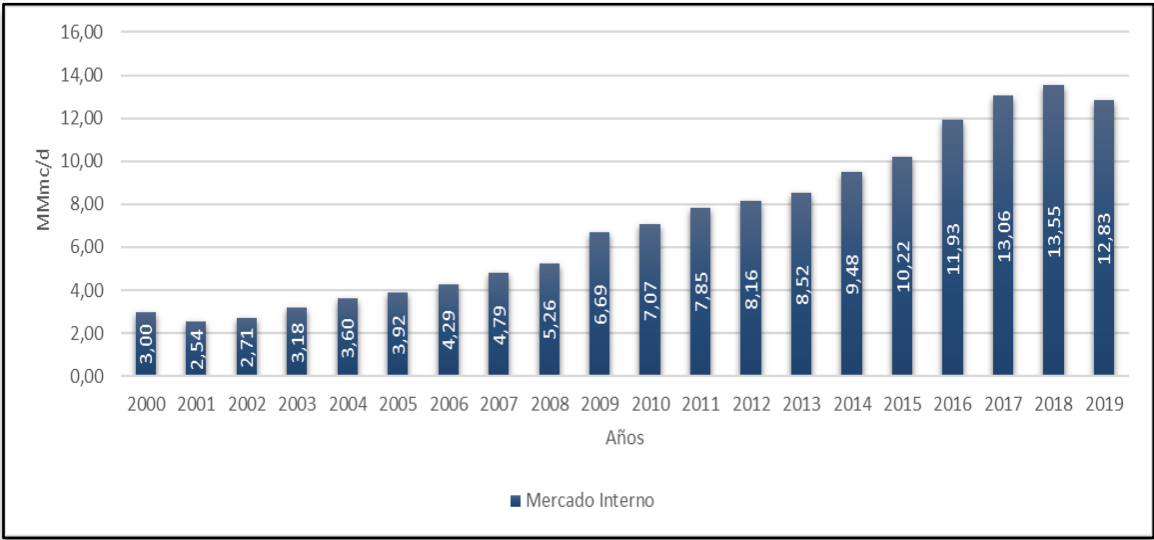
Con relación a las ventas internas del gas natural boliviano, durante el 2017,

³⁵ Fundación Jubileo, "Reporte de las industrias Extractivas en Bolivia"

aproximadamente 24% del gas producido fue destinado hacia al mercado interno, cuya estructura está compuesta por tres grandes sectores, el sector eléctrico; el sector gas por redes (con las categorías: residencial, comercial, industrial y transporte vehicular) y el sector consumidores directos y otros. En promedio, el consumo del mercado interno durante el año 2017 alcanzó a 13,06 MMmc/d, lo que significa un incremento de 9,5% respecto a la gestión anterior.

Como se puede observar, la comercialización al mercado interno ha ido en aumento, esto se explica a partir de las políticas de cambio de matriz energética que han impulsado proyectos como la masificación en la Instalación de redes de gas domiciliario en varios departamentos del país; además de la instalación gratuita de equipos de conversión vehicular a gas natural y la remotorización de vehículos en el oriente boliviano para cambiar el uso del diésel a gas natural, entre otros.

Gráfico No. 11 Comercialización Promedio Anual de Gas Natural al Mercado Interno
(Expresado en MMmc/d)



Fuente:, YPFB.
Elaboración Propia

4.5.3 Precios

Uno de los factores más importantes a tomar en cuenta dentro de la comercialización del gas natural al mercado externo es el precio de venta a los

diferentes mercados de destino, establecidos en cada uno de los contratos. Así, para cada contrato se define una fórmula de cálculo de precios que es ajustada trimestralmente con base en la cotización de tresfueles que, a su vez, dependen de la cotización del precio internacional del barril de petróleo, tanto del West Texas Intermediate (de referencia para EEUU) como del Brent (de referencia para Europa, África y Oriente Medio). Por tanto, las variaciones positivas o negativas en esos precios internacionales de referencia afectan directamente al precio de las exportaciones de gas bolivianas, pero no de manera inmediata, sino con un diferimiento de tres meses.

De esta manera, tanto el precio del petróleo WTI como del Brent han alcanzado, el 2017, las máximas cotizaciones registradas desde hace aproximadamente dos años y medio, con 60,46 y 66,80 \$us/Bbl, respectivamente. Asimismo, se puede observar que luego de una baja, a partir del 2014 en los promedios anuales de los precios internacionales citados, durante la gestión 2017 se observó una recuperación de 20% con relación al precio promedio registrado el año 2016.

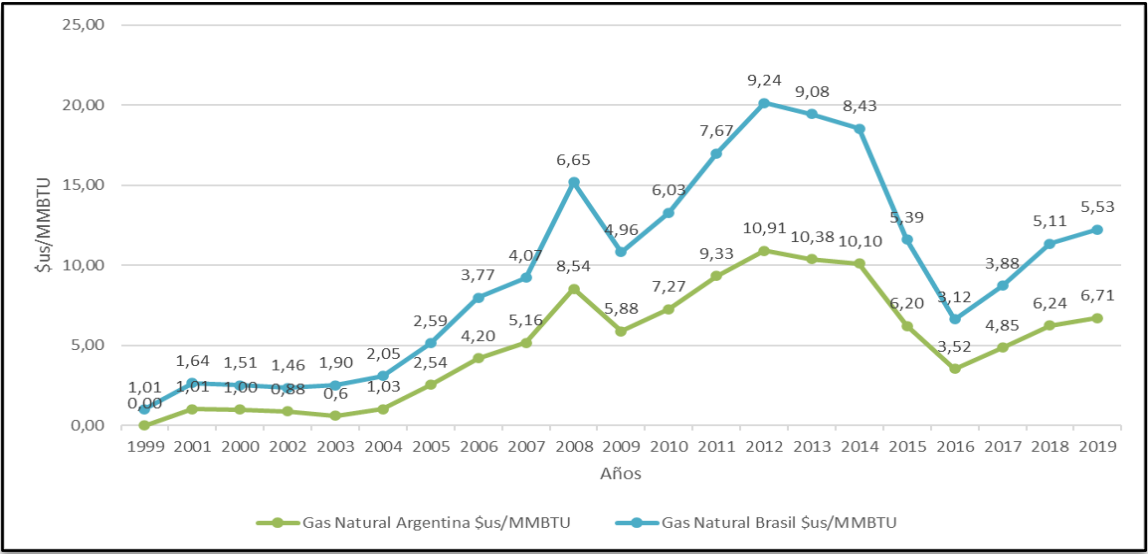
En cuanto a los precios promedio de venta anuales del gas boliviano, para fines de 2017, fueron de 4,85 \$us/ MMBTU para Argentina y de 3,78 \$us/MMBTU para Brasil. En comparación con el 2016, se observa un incremento de 37,57% en el precio que pagó Argentina y de 24,45% en el precio para el mercado brasilero, como efecto de los precios de venta en los diferentes mercados internacionales. Dado que los precios internacionales mantuvieron un incremento durante la gestión 2018, los precios promedio de venta para el periodo enero a mayo de 2018 también registraron un incremento de 16,85% para el mercado argentino y de 19,45% para el mercado brasilero, lo que repercute de manera positiva en los ingresos fiscales bolivianos.

Finalmente, los precios de venta en el mercado interno se encuentran regulados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos. En el caso del gas natural, varía entre 0,90 y 1,9768 dólares por millar de pie cúbico (\$us/MPC), y para el petróleo es de 31,16 dólares por barril (\$us/Bbl). Estos precios se han mantenido en los últimos años, excepto para el caso del gas natural industrial, el cual fue modificado en agosto de

2017 por al ANH, a través de la Resolución Administrativa RAR ANH ULGR 0331/2017, que incrementó en aproximadamente 47% el precio del gas natural para industrias, con lo cual se disminuye la subvención del Estado hacia ese sector.

Gráfico No. 12 Precio Promedio Anual de Exportación de gas Natural por Mercado de Destino

(Expresado en dólares por millón de BTU)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos, YPFB.
Elaboración Propia

4.6 RENTA PETROLERA.

La renta petrolera se define como la diferencia entre el valor de los hidrocarburos extraídos del subsuelo a precios de venta en el mercado internacional, menos los costos de extracción; es decir, es entendida como la diferencia de los ingresos menos los costos, de tal manera que la renta petrolera es lo que queda para repartir entre el Estado y las empresas privadas o públicas que participan de la actividad petrolera, por lo que se busca analizar la renta petrolera en Bolivia para las actividades de exploración y explotación, la cual está compuesta por:

Cuadro No 1 Composición de la Renta Petrolera

CONCEPTO	MARCO LEGAL
PATENTES	Artículo 47 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058
REGALIAS DEPARTAMENTAL	Artículo 52 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058
REGALIA NACIONAL COMPENSATORIA	Artículo 52 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058
PARTICIPACION DEL TGN	Artículo 52 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058
IMPUESTO DIRECTO A LOS HIDROCARBUROS	Artículos 53 al 58 de la Ley de Hidrocarburos N° 3058, Ley 3320, decretos supremos N° 28421 y N° 29322
PARTICIPACION DE YPFB EN LA GANANCIA DE LOS CONTRATOS DE OPERACIÓN	Cláusula 13 y Anexo F de los contratos de operación suscritos en octubre de 2006
PARTICIPACION DEL TITULAR EN LA GANANCIA DE LOS CONTRATOS DE OPERACIÓN	Cláusula 13 y Anexo F de los contratos de operación suscritos en octubre de 2006

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos, YPFB.
Elaboración Propia

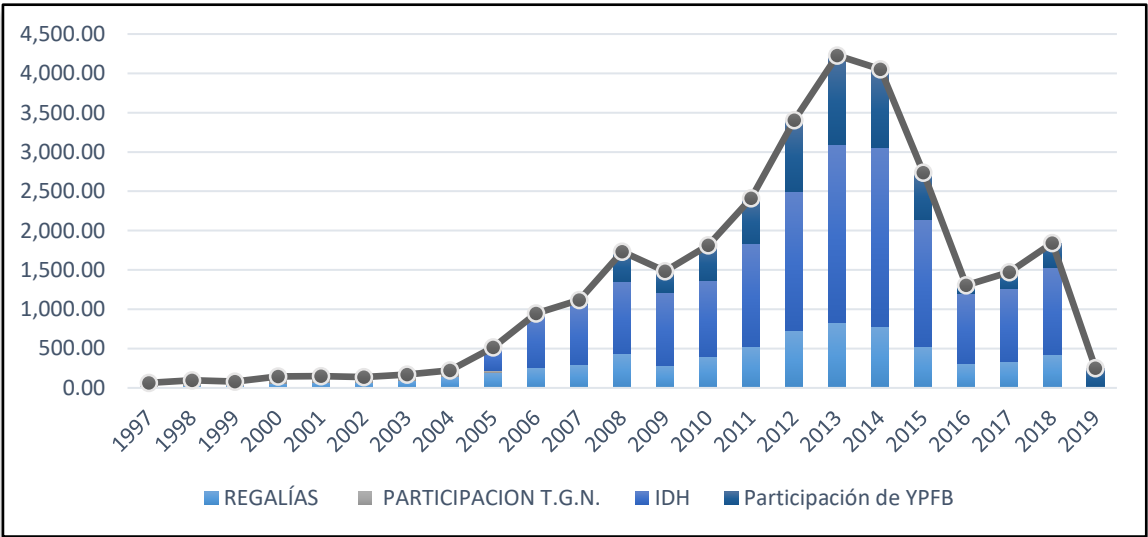
Entre 1996 y 2004, las empresas petroleras en Bolivia operaban bajo un régimen de regalías del 18% a favor del Estado, lo que provocó una creciente crisis social que exigía una mayor participación estatal. Esta presión social culminó en un referéndum nacional sobre el gas natural y, el 17 de mayo de 2005, se promulgó la Ley de Hidrocarburos N° 3058. Esta ley introdujo el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) con una alícuota del 32%, además de incluir una regalía departamental del 11%, una regalía nacional compensatoria del 1% y una participación del Tesoro General de la Nación (TGN) del 6%. En total, estas medidas permiten al Estado retener al menos el 50% de los ingresos provenientes de la explotación y comercialización de hidrocarburos

Entre 2004 y 2006, el debate sobre la distribución de la renta petrolera no abordó en profundidad varios aspectos cruciales. Estos aspectos incluyen: i) la sostenibilidad frente a la volatilidad de precios, ii) el uso estratégico de estos recursos para diversificar la economía, iii) la evaluación de proyectos de inversión financiados con la renta petrolera, y iv) los mecanismos de evaluación y control del

uso de los ingresos por regalías, el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH), la participación del Tesoro General de la Nación (TGN) y la participación de YPFB.

El comportamiento de la renta petrolera en Bolivia muestra un importante cambio en los últimos tres años, luego de casi 11 gestiones de permanentes incrementos, se observa una importante disminución.

Gráfico No. 13 Comportamiento de la Renta Petrolera Estatal
(Expresado en MM\$us)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos, YPFB.
Elaboración Propia

Desde 2004, la renta petrolera en Bolivia ha mostrado una importante tendencia creciente, que se acentuó a partir de 2005 con la creación del Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH). Este impuesto representa, en promedio, cerca del 40% de la renta petrolera estatal. Además del IDH, otro factor que contribuyó al crecimiento de la renta petrolera fue el constante incremento de los precios de exportación de gas natural a Brasil y Argentina durante el periodo 2004-2014. Este aumento se debió al alza del precio internacional del barril de petróleo, que influye en los precios de los combustibles que trimestralmente determinan el precio de exportación del gas natural boliviano.

La tendencia creciente de la renta petrolera entre 2011 y 2015 se debe no solo al efecto del precio, sino también a importantes incrementos en la producción de hidrocarburos, especialmente gas natural, gracias a la construcción de la planta de procesamiento en el campo Margarita y la ampliación del tercer tren en la planta de procesamiento en el campo Sábalo. Sin embargo, la caída del precio internacional del petróleo desde agosto de 2014 afectó los precios de exportación del gas natural boliviano, impactando negativamente en la renta petrolera del país en 2015 y profundizándose en 2016 y 2017. Esto generó déficits fiscales y políticas de austeridad en los niveles subnacionales.

La sostenibilidad de la renta petrolera, que financia tanto al gobierno nacional como a los subnacionales, depende del volumen de producción y del precio de las regalías e IDH. Ante la mejora en los precios internacionales del petróleo y su efecto en el precio de exportación del gas natural boliviano, las autoridades nacionales han anunciado una reformulación del presupuesto de 2018 para redistribuir los mayores ingresos fiscales del país.

Los recientes anuncios gubernamentales sobre la redistribución de mayores ingresos fiscales, motivados más por intereses políticos que por una estrategia sólida, reflejan una falta de aprendizaje sobre la volatilidad de los precios y la reciente contracción de ingresos fiscales desde agosto de 2014. Cualquier aumento en los ingresos, ya sea por incremento de precios o producción, debería ir acompañado de un debate abierto sobre el uso de la renta petrolera a nivel nacional y subnacional, además de la creación de mecanismos de ahorro o estabilización para enfrentar las fluctuaciones del mercado internacional y mecanismos de control para gestionar la renta petrolera.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

5.1.1 Conclusión General.

Las inversiones en exploración y explotación de hidrocarburos son fundamentales para asegurar la sostenibilidad y el desarrollo del sector energético de Bolivia. El análisis de los datos históricos muestra una clara tendencia a priorizar la explotación sobre la exploración, lo que ha llevado a una disminución en las reservas de hidrocarburos a lo largo del tiempo. Aunque ha habido periodos de inversión significativa, especialmente entre 2011 y 2015, estas inversiones no han sido suficientes para compensar el agotamiento de las reservas existentes. La promulgación de leyes y la implementación de incentivos para atraer inversiones en exploración han tenido resultados mixtos, con un impacto limitado en la reposición de reservas. Considerando también, que la inversión en exploración los resultados se ven reflejados en largo plazo.

Es crucial que Bolivia adopte una visión a largo plazo que equilibre la explotación con la exploración para garantizar la sostenibilidad del sector y la seguridad energética del país. Además, se debe mejorar la eficiencia y transparencia en la certificación y manejo de reservas para evitar caídas abruptas e inexplicadas en los volúmenes reportados. La metodología de evaluación de reservas debe seguir estándares internacionales y ser aplicada rigurosamente para proporcionar datos precisos que permitan una planificación adecuada y sostenible del sector hidrocarburífero

Considerando los volúmenes máximos de demanda total de los contratos actuales de exportación y el mercado interno exceden la capacidad actual de producción, la

demanda promedio anual de los mercados de exportación no llega al máximo definido en contrato, caso contrario no se la podrá satisfacer en un futuro, así también el país perdió una gran oportunidad, durante la época de precios altos el escenario era muy favorable para la atracción de inversiones en exploración y explotación pero lamentablemente no fue aprovechada, actualmente con el precio internacional del petróleo bajo es más complicado la inversión en exploración y explotación, sea por parte de YPF, por los contratos de operación, los contratos de servicios o a través del ingreso de las nuevas empresa privadas.

En cuanto a las inversiones por parte de YPF, la nacionalización le cedió una participación directa sobre las utilidades de los contratos de operación, la misma que, durante estos últimos 10 años, alcanzó los 5.000 millones de dólares, y bajo los preceptos del concepto de nacionalización debió constituirse en el motor para que YPF potencie sus actividades de exploración y explotación a través de empresas nacionalizadas; empero, no se conoce el destino que se le habría dado a estos ingresos y bajo un contexto de bajos precios por la venta de hidrocarburos se hace más complicada la inversión de estos recursos hoy en día, tomando en cuenta la relación riesgo/costo/beneficio.

5.1.2 Conclusiones Específicas

1. Las autoridades nacionales, involucradas directa o indirectamente en el sector hidrocarburos, deben cumplir la normativa relacionada con la transparencia y acceso a información y desarrollar nuevos principios, directrices y mecanismos para dotar a la población de mayor información que permita un adecuado y oportuno control social sobre este recurso que es estratégico y es de propiedad de todos los bolivianos. Resulta necesario para el desarrollo del sector hidrocarburos en el país que una nueva ley sectorial norme los procedimientos para la negociación, aprobación e inicio de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. La figura de los convenios de estudio establecida en el Decreto Supremo N° 459 y las resoluciones ministeriales ha demostrado que genera más demoras en el desarrollo de exploración que los beneficios que trae, por lo que debería ser

eliminada. Asimismo, se debe dar mayor impulso a mecanismos más eficientes de búsqueda de empresas para la exploración y explotación, como las licitaciones públicas internacionales.

2. Durante el periodo 2010–2015, hubo una rápida disminución de reservas de hidrocarburos, pero esta recuperación no se acompañó de una política adecuada de reposición mediante actividades de exploración. Como resultado, se ha observado una disminución en la producción de los campos en explotación y una necesidad creciente de buscar yacimientos en todo el territorio nacional. En respuesta a esta necesidad, se han adoptado medidas que incluyen la flexibilización de normas ambientales, la autorización de exploración en áreas protegidas como parques naturales y la expansión de áreas de exploración a lo largo del país. Sin embargo, en muchos casos, estas medidas se han llevado a cabo sin la consulta adecuada a la sociedad civil y a los pueblos indígenas, quienes tienen un interés legítimo en decidir si la actividad extractiva es conveniente o no en sus regiones.

Es fundamental encontrar un equilibrio que permita satisfacer las necesidades energéticas del país sin comprometer irreversiblemente los recursos naturales ni socavar los derechos de las poblaciones afectadas. Esto podría implicar revisar las políticas actuales para garantizar una participación más inclusiva y transparente en la toma de decisiones, así como buscar alternativas que minimicen el impacto ambiental de la actividad extractiva.

Consecuentemente, la tipificación de la empresa Sproule del actual nivel de las reservas como excelente, no guarda relación con sus verdaderas perspectivas cuando se toma en cuenta la dinámica real del mercado del gas boliviano y está lejos de garantizar la sostenibilidad de la producción gasífera y de las rentas que provee a la economía.

3. Al priorizarse la producción de un sector dirigida a la explotación de hidrocarburos, se ha generado una alta dependencia del crecimiento de la

actividad económica en relación a las exportaciones de Gas Natural, que significa, por un lado, el agotamiento acelerado de estos recursos naturales no renovables. La decisión de Bolivia de reducir la exportación de gas a Brasil y buscar nuevos mercados para su gas natural es comprensible dadas las condiciones cambiantes en el entorno internacional y las nuevas políticas de importación de Brasil. Renegociar contratos de compra y venta de gas en un contexto diferente al de hace dos décadas implica enfrentar desafíos como la variabilidad en los volúmenes comercializados, una mayor competencia en el mercado mundial y precios más bajos del petróleo.

4. Para asegurar la sostenibilidad de su industria de gas natural, Bolivia debe diversificar sus mercados de exportación y adaptarse a las nuevas realidades del mercado energético global. Esto puede implicar buscar oportunidades en países vecinos o en regiones emergentes con una creciente demanda de energía, la capacidad de Bolivia para adaptarse a los cambios en el mercado mundial de energía y encontrar nuevos mercados para su gas natural dependerá de su capacidad para innovar, diversificar su economía y mantener una política energética sólida y flexible. El desarrollo de actividades de exploración debe ir de la mano con la identificación y gestión de nuevos mercados para los productos extraídos. Dado el alto riesgo inherente a la exploración, es fundamental asegurar que exista una demanda comercial sólida que respalde la inversión en esta etapa.

Asimismo, la explotación de hidrocarburos debe estar estrechamente relacionada con las actividades exploratorias y de comercialización, abasteciendo tanto al mercado interno como al externo de manera sostenible y equitativa.

Es importante destacar que la razón última para la explotación de hidrocarburos debe ser el impulso del desarrollo de otros sectores económicos. Esto implica una planificación a mediano y largo plazo que identifique sectores potenciales para diversificar la economía y reducir la dependencia en el sector extractivo. Este proceso debe ser participativo e

inclusivo, involucrando a la población en la identificación de sectores prometedores, abordando aspectos sociales con un enfoque de sostenibilidad a largo plazo y estableciendo mecanismos de control para garantizar el uso adecuado de los recursos. Gradualmente, esto permitirá al país reducir su dependencia en los sectores extractivos y avanzar hacia una economía más diversificada.

5.2 RECOMENDACIONES

- Los datos de la última certificación de reservas, realizada fuera de los plazos que establece la norma y que fueron presentados el 29 de agosto del año en curso, plantean que, si bien se han repuesto las reservas probadas, existe una considerable disminución en las reservas probables y posibles de gas natural, lo cual es reflejo de la insuficiente actividad exploratoria en los últimos años. Esta situación mantiene aún vigentes los retos de institucionalizar la empresa petrolera nacional, redefinir la política Hidrocarburífera del país con un nuevo horizonte a largo plazo que debería ser plasmado en una nueva ley sectorial.
- Es esencial que Bolivia tome medidas proactivas para fortalecer su posición en el mercado energético regional e internacional, lo que puede incluir la modernización de infraestructuras de transporte y la promoción de políticas favorables a la inversión extranjera en el sector energético. Además, el país podría considerar la diversificación de su cartera energética para reducir su dependencia del gas natural y explorar fuentes de energía renovable como la solar, eólica y geotérmica.
- Es fundamental que las autoridades nacionales involucradas en el sector hidrocarburos cumplan con la normativa relacionada con la transparencia y el acceso a la información. Dado que los recursos hidrocarburífero son estratégicos y de propiedad de todos los bolivianos, es necesario garantizar que la población tenga acceso a información precisa y oportuna sobre las actividades relacionadas con su explotación y gestión.

- Desarrollar nuevos principios, directrices y mecanismos para proporcionar mayor información a la población es esencial para fomentar un adecuado control social sobre estos recursos y un mejor análisis. Esto puede implicar la creación de portales en línea donde se publiquen informes periódicos sobre la producción, exportación y distribución de hidrocarburos, así como sobre los contratos y acuerdos suscritos con empresas petroleras nacionales e internacionales.

BIBLIOGRAFÍA

- Camara Boliviana de Hidrocarburos y Energia. (2015). La Exploracion de Hidrocarburos en Bolivia. 6.
- Constitucion Politica del Estado Purinacional de Bolivia. (07 de Febrero de 2009).
- David., R. (1817). *Principios de Economía Política y Tributación.*
- Figueroa Sánchez, E. (2006). *El Comportamiento económico del mercado del Petróleo.* España: Diaz de Santos.
- Fischer, M. (2004). Investment in Fossil Fuels Industries . *Encyclopedia of Energy Vol.3.*
- Fisher, I. (1930). *The Theory of Interest.*
- Fundacion Jubileo. (2014). El ABC del Petroleo y Gas. 10.
- Fundacion Jubileo. (2015). Reporte de las Industrias Extractivas en Bolivia. *Serie Debate Publico No 49, 4.*
- Fundación Jubileo. (2018). Reporte de las Industrias Extractivas en Bolivia.
- Hidrocarburos, L. S. (27 de septiembre de 2017). En 10 años, la tasa de exito fue 40,2% en 72 pozos perforados. *Pagina Siete*, pág. 1.
- K.M., H. (s.f.). Nuclear Energy and the Fossil Fuels. American Petroleum Institute. En H. K.M., *Nuclear Energy and the Fossil Fuels. American Petroleum Institute.*
- Larrain B. , F., & Sachs, J. (2004). *Macroeconomia en la Economia Global.* Buenos Aires: PEARSON.

- Ley de Desarrollo Sostenible del Sector de Hidrocarburos N.- 3740. (31 de Agosto de 2007).
- Ley de Hidrocarburos N.-3058. (17 de mayo de 2005).
- Ley de Promocion para la Inversion en Exploracion y Explotacion Hidrocarburifera N.-767. (11 de Diciembre de 2015).
- Ministerio de Economia y Finanzas Publicas . (Diciembre 2014). Modelo Economico Social Comunitario Productivo. *Economia Plural*, 4-5.
- Monrroy, S. M. (2017). Reseña Historixa del sector de HIDORCARBUROS. En S. M. Monrroy, *Un siglo de Economia en Bolivia 1900-2015* (pág. 125). La Paz - Bolivia: Plural Editores.
- Pindyck, R., & Rubinfeld, D. (2018). *Microeconomia* . Madrid : PEARSON .
- Recalde, M. Y. (2011). Determinantes de la inversion en exploracion de hidrocarburos: una analisis del caso argentino. *El Sevier Doyma-Cuaderno de economia*.
- Ricossa, S. (2002). *Diccionario de Economia*. Mexico: Siglo XXI.
- Stiglitz, J. (2008). Recursos Naturales, Desarrollo y Democracia. *XI Dialogo Demogratico*, 11-25.
- YPFB Corporacion. (s.f.). *Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos*. Obtenido de <https://www.ypfb.gob.bo/es/corporacion/23-cadena-productiva>

ANEXOS

Cuadro No 2 Reservas Certificadas de Gas Natural

(Expresado en MMBbls)

AÑOS	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2009	2013	2017
Probadas	3,8	4,2	5,3	18,3	23,8	27,4	28,7	27,6	26,8	9,9	10,45	10,70
Probables	1,9	2,5	3,3	13,9	23,0	24,9	26,2	24,8	22,0	3,7	3,5	1,8
Posibles	4,1	3,2	5,5	17,6	23,2	24,9	24,2	24,1	15,3	6,3	4,2	2,2
Total	9,8	9,9	14,1	49,8	70,0	77,2	79,1	76,5	64,1	19,9	18,1	14,7

Fuente: YPFB, MH

Cuadro No 3 Producción de Gas Natural por Campo sujeta al pago de Regalías, IDH y Participaciones - Promedio Anual

(Expresado En MMmc/d)

Campos	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
San Alberto	-	-	-	-	2.73	4.33	5.67	4.91	8.62	9.25	10.65	11.04	8.08	10.31	10.90	10.51	10.94	9.08	7.78	6.02	4.66	3.62	3.06
Sábalo	-	-	-	-	-	-	3.75	9.97	10.56	11.07	12.00	12.75	12.71	13.55	13.85	15.76	18.35	18.19	18.46	16.13	13.90	12.67	10.75
Margarita - Huacay	-	-	-	-	-	-	-	0.01	1.84	1.30	1.86	1.59	1.55	2.09	2.60	6.46	10.32	15.03	16.96	16.93	16.48	14.99	14.03
Incahuasi - Aquio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.32	7.37	7.00	6.83
Resto de campos	-	7.72	6.28	8.85	10.67	12.15	10.06	12.22	12.30	13.06	13.65	14.27	11.70	13.99	16.13	16.73	16.87	17.34	16.49	13.18	12.70	13.19	10.61
Total Bolivia	-	7.72	6.28	8.85	13.40	16.48	19.48	27.11	33.32	34.68	38.16	39.65	34.04	39.94	43.48	49.46	56.48	59.64	59.69	56.59	55.11	51.47	45.28

Fuente: YPFB, MH

Cuadro No 4 Regalías, Participaciones e IDH
(Expresado en MM\$us)

CONCEPTO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
REGALÍA 11%																						
COCHABAMBA	5,90	10,40	12,20	19,64	20,33	18,42	23,27	29,40	29,46	30,85	35,19	46,36	28,35	30,20	35,50	39,74	37,27	29,52	18,04	11,82	12,00	12,00
CHUQUISACA	1,82	2,48	3,22	5,26	5,12	3,18	3,58	4,63	4,96	8,29	11,82	23,71	14,76	19,62	21,18	54,61	74,17	86,66	58,45	35,83	38,00	50,00
SANTA CRUZ	10,32	13,03	13,22	23,47	25,20	23,48	25,01	28,90	30,86	38,31	40,94	62,54	42,62	66,26	99,58	135,74	142,78	140,31	85,37	56,48	89,00	127,00
TARUA	1,74	3,61	3,34	7,56	14,75	19,49	38,41	66,04	115,20	157,91	180,55	270,10	179,08	251,70	327,89	443,91	507,84	478,36	322,34	176,60	172,00	198,00
TOTAL REGALÍA 11%	19,78	29,51	31,97	55,94	65,40	64,57	90,27	128,97	180,48	235,36	268,50	402,72	264,81	367,79	484,16	674,01	762,05	734,85	484,20	280,73	311,00	387,00
REGALÍA.NAL . COMPENSATORIA:1%																						
BENI: 2/3	1,20	1,79	1,94	3,39	3,96	3,91	5,47	7,82	10,94	14,26	16,27	24,41	16,05	22,27	29,34	40,85	46,24	46,30	29,35	17,01	19,00	23,00
PANDO: 1/3	0,60	0,89	0,97	1,70	1,98	1,96	2,74	3,91	5,47	7,13	8,14	12,20	8,02	11,13	14,67	20,29	23,12	2,94	14,67	8,51	10,00	12,00
TOTAL REGALÍA NAL.COMPENSATORIA	1,80	2,68	2,91	5,09	5,95	5,87	8,21	11,72	16,41	21,40	24,41	36,61	24,07	33,40	44,01	61,14	69,36	49,24	44,02	25,52	29,00	35,00
TOTAL REGALÍAS (11% + 1%)	21,58	32,20	34,88	61,03	71,35	70,44	98,47	140,70	196,89	256,76	292,91	439,33	288,89	400,86	528,17	735,15	831,42	784,09	528,22	306,25	340,00	422,00
TESORO GENERAL DE LA NACION																						
REG. NAC. COMPLEMENTARIA: 13%	17,03	25,08	18,43	33,28	30,67	25,43	28,09	31,41	10,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PARTICIPACIÓN NACIONAL: X%	25,28	39,13	28,17	52,71	48,91	40,44	44,85	49,32	17,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL T.G.N.	42,32	64,22	46,60	85,99	79,58	65,87	72,94	80,72	28,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
T.G.N. - Y.P.F.B.																						
PARTICIPACIÓN T.G.N. - Y.P.F.B.:6%	10,66	18,75	18,24	33,08	37,03	36,35	48,27	65,89	92,27	128,38	146,46	219,66	141,97	200,42	264,08	367,64	416,17	416,74	264,11	153,12	173,00	209,00
TOTAL PARTICIPACIONES	52,98	82,96	64,83	119,07	116,61	102,22	121,21	146,61	120,50	128,38	146,46	219,66	141,97	200,42	264,08	367,64	416,17	416,74	264,11	153,12	173,00	209,00
RECAUDACIÓN IMPUESTOS NACIONALES																						
IMPUESTO DIRECTO A LOS HIDROCARBUROS									289,37	690,31	763,96	911,50	927,60	968,20	1.302,83	1.765,47	2.265,68	2.274,00	1.618,00	895,00	920,00	1.113,00
TOTAL ESTADO	74,56	115,16	99,71	180,10	187,95	172,65	219,68	287,31	606,76	1.075,45	1.203,33	1.570,49	1.358,46	1.569,48	2.095,08	2.868,26	3.513,26	3.474,84	2.410,33	1.383,00	1.433,00	1.744,00

Fuente: YPF, MH

Cuadro No 5 Producción Fiscalizada de Gas Natural Anual - Promedio anual
(Expresado En MMmc/d)

AÑO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Cantidad de Pozos	7	25	19	24	10	9	8	7	5	3	3	2	0	3	8	7	5	9	6	11	5	4	5

Fuente: YPF, MH

Cuadro No 6 Comercialización Promedio Anual del Gas Natural por Mercado de Destino
(Expresado en MM\$us)

Mercados	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Mercado Externo	5.81	10.50	13.42	15.41	23.01	28.05	30.14	32.04	33.54	27.04	32.04	34.60	40.33	46.89	48.78	48.42	43.37	41.50	37.79	31.88
Brasil	5.76	10.38	13.11	15.18	20.82	23.36	25.15	27.42	31.02	22.38	27.20	27.15	27.93	31.92	33.06	32.44	28.10	23.76	21.63	17.91
Argentina	0.05	0.12	0.31	0.23	2.19	4.69	4.99	4.62	2.52	4.66	4.84	7.45	12.40	14.97	15.72	15.98	15.27	17.74	16.16	13.97
Mercado Interno	3.00	2.54	2.71	3.18	3.60	3.92	4.29	4.79	5.26	6.69	7.07	7.85	8.16	8.52	9.48	10.22	11.93	13.06	13.55	12.83
Termoeléctricas	1.85	1.40	1.43	1.80	2.05	2.18	2.31	2.49	2.89	3.21	3.82	4.22	4.18	4.12	4.78	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
Distribución por Redes	1.15	1.14	1.28	1.38	1.54	1.74	1.98	2.30	2.57	2.94	3.25	3.63	3.98	4.40	4.70	n/d	n/d	n/d	n/d	n/d
TOTAL	8.87	13.04	16.13	18.59	26.60	31.97	34.43	36.83	38.80	33.73	39.11	42.45	48.49	55.41	58.26	58.64	55.30	54.56	51.34	44.71

Fuente: YPFB, MH

Cuadro No 7 Inversiones Ejecutadas
(Expresado en MM\$us)

AÑO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Exploración	130	375	372	257	169	113	94	87	46	72	76	98	99	109	204	109	190	209	298	327	306	276	312
Explotación	140	230	208	185	237	231	172	149	154	127	145	184	328	433	653	792	756	1,021	840	519	276	241	300
TOTAL	271	605	580	442	406	345	266	236	200	198	222	282	427	543	857	900	946	1,229	1,138	846	582	517	612

Fuente: YPFB, MH

Cuadro No 8 Participación YPFB en las Ganancias de Contratos de Operación

(Expresado en MM\$us)

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Participación de YPFB	62	382	268	444	582	905	1,131	993	590	104	213	307	252
Participación del Titular	405.4	743.1	281.4	378.7	636.4	1211	1438.8	1376.2	623.8	317.6	225.8	268.5	211.5
Total Ganancia Contratos de Operación	467	1,125	549	822	1,219	2,116	2,570	2,369	1,214	422	438	576	464

Fuente: YPFB, MH

Cuadro No 9 Precios de Exportación del Gas Natural, Mercado interno y WTI - En Promedios anuales

Año	Gas Natural Argentina	Gas Natural Brasil	Mercado Interno	Precio Spot del WTI
	\$/MMBTU	\$/MMBTU	\$/MMpc	(\$us/Bbl)
2001	1,01	1,64	0,9	25,94
2000	1,00	1,51	0,8	30,42
2002	0,88	1,46	0,8	26,16
2003	0,6	1,90	1,2	31,09
2004	1,03	2,05	1,1	41,45
2005	2,54	2,59	0,96	56,62
2006	4,20	3,77	0,93	66,05
2007	5,16	4,07	0,90	72,34
2008	8,54	6,65	1,05	99,67
2009	5,88	4,96	1,17	61,95
2010	7,27	6,03	1,23	79,49
2011	9,33	7,67	1,17	94,89
2012	10,91	9,24	1,11	94,05
2013	10,38	9,08	1,11	97,98
2014	10,10	8,43	1,16	93,22
2015	6,20	5,39	1,11	48,76
2016	3,52	3,12	1,08	43,15
2017	4,85	3,88	1,10	50,87
2018	6,24	5,11	1,07	64,93
2019	6,71	5,53	1,09	56,99

Fuente: YPFB, MH

Cuadro No 10 Pozos Exploratorios y Estratigráficos Perforados (Sectorial)

Periodo 1998 - 2019

AÑO INICIO DE PERFORACIÓN	NOMBRE POZO	RESULTADO
1998	ITAU-X1 (ITU-X1)	ABANDONADO
	ITAU-X1A (ITU-X1A)	ABANDONADO
	LOS SURIS-3 (LSR-3)	CERRADO
	LOS SURIS-X4 (LSR-X4)	ABANDONADO
	NARANJILLOS-X101 (NJL-X101)	INYECTOR
	NARANJILLOS-X104 (NJL-X104)	ABANDONADO
	ÑUPUCO-X103 (ÑPC-X103)	CERRADO
	PALMAR-X14 (PMR-X14)	ABANDONADO
	PALO MARCADO-X5 (PMO-X5)	ABANDONADO
	SABALO-X1 (SBL-X1)	PRODUCTOR
	SAN ALBERTO-X9RE (SAL-X9RE)	PRODUCTOR
	SANTO DOMINGO-X1 (SDG-X1)	ABANDONADO
	SIPUATI-4ST1 (SPT-4ST1)	ABANDONADO
	SUPUATI-X1ST1 (SUP-X1ST1)	CERRADO
	1999	CAMATINDI-X1000 (CMT-X1000)
CURUYUQUI-X1001 (CYQ-X1001)		ABANDONADO
HUACARETA-X1 (HCT-X1)		ABANDONADO
LAJITAS-X1 (LIT-X1)		ABANDONADO
LOS PENOCOS-X1 (LPS-X1)		PRODUCTOR
MADREJONES-X1001 (MJB-X1001)		ABANDONADO
MARGARITA-X2 (MGR-X2)		CERRADO
MARGARITA-X3 (MGR-X3)		CERRADO
MONTEAGUDO-X1002 (MGD-X1002)		CERRADO
NARANJILLOS-X102 (NJL-X102)		PRODUCTOR
NARANJILLOS-X103 (NJL-X103)		PRODUCTOR
NARANJILLOS-X107 (NJL-X107)		CERRADO
NARANJILLOS-X108 (NJL-X108)		CERRADO
NARANJILLOS-X110 (NJL-X110)		ABANDONADO
RIO SECO-X1001 (RSC-X1001)		PRODUCTOR
SAN ALBERTO-X11 (SAL-X11)		PRODUCTOR
SAN ALBERTO-X12 (SAL-X12)		PRODUCTOR
SAN JORGE-X1 (SJG-X1)		ABANDONADO
USTAREZ-X1 (UTZ-X1)		ABANDONADO
2000		BAÑADOS-X1 (BÑD-X1)
	CHIPIRIRI-X1 (CHP-X1)	CERRADO
	CUATRO OJOS-X1 (CTO-X1)	ABANDONADO

	EL DORADO-X1002 (DRD-X1002)	ABANDONADO
	EVA EVA SUR-X1 (EES-X1)	ABANDONADO
	ITAU-X2 (ITU-X2)	ABANDONADO
	LA MONTAÑA-X1001 (LMT-X1001)	CERRADO
	LOS PENOCOS-X2D (LPS-X2D)	CERRADO
	LOS PENOCOS-X3D (LPS-X3D)	PRODUCTOR
	MADREJONES-X1001A (MJB-X1001A)	CERRADO
	MONTEAGUDO-X1001 (MGD-X1001)	CERRADO
	MONTEAGUDO-X1003 (MGD-X1003)	PRODUCTOR
	MONTEAGUDO-X1004 (MGD-X1004)	ABANDONADO
	NARANJILLOS-X105 (NJL-X105)	ABANDONADO
	NARANJILLOS-X111 (NJL-X111)	ABANDONADO
	NARANJILLOS-X118 (NJL-X118)	ABANDONADO
	RIO SECO OESTE-X1 (RSW-X1)	ABANDONADO
	RIO SECO-X1002 (RSC-X1002)	ABANDONADO
	RIO SECO-X1003 (RSC-X1003)	ABANDONADO
	SABALO-X2 (SBL-X2)	PRODUCTOR
	TACOBO-X1001 (TCB-X1001)	ABANDONADO
	TAJIBO-X1 (TJB-X1)	PRODUCTOR
	TECHI-X1001 (TCH-X1001)	ABANDONADO
	YAPA-X1D (YPA-X1D)	ABANDONADO
2001	CURICHE-X1001 (CUR-X1001)	PRODUCTOR
	EVA EVA SUR-X1ST (EES-X1ST)	ABANDONADO
	ITATIQUI-X1 (ITT-X1)	PRODUCTOR
	LOS CUSIS-13H (LCS-13H)	ABANDONADO
	LOS SAUCES-X1 (LSC-X1)	CERRADO
	LOS SAUCES-X2D (LSC-X2D)	CERRADO
	MADREJONES-X1002 (MJB-X1002)	CERRADO
	PATUJUSAL OESTE-X1 (PJW-X1)	PRODUCTOR
	SABALO-X3 (SBL-X3)	ABANDONADO
	YUQUIRENDA-X1 (YQR-X1)	CERRADO
2002	CANDELARIA-X1 (CDL-X1)	ABANDONADO
	ITAU-X3 (ITU-X3)	ABANDONADO
	KANATA-X1 (KNT-X1)	CERRADO
	LOS SAUCES-X3D (LSC-X3D)	CERRADO
	PALMAR-X16 (PMR-X16)	PRODUCTOR
	SABALO-X3D (SBL-X3D)	PRODUCTOR
	SABALO-X4 (SBL-X4)	ABANDONADO
	SABALO-X4D (SBL-X4D)	PRODUCTOR
YUQUIRENDA-X1ST (YQR-X1ST)	PRODUCTOR	
2003	CUMANDAIRENDA-X1ST1 (CMD-X1ST1)	ABANDONADO

	KANATA NORTE-X1 (KNN-X1)	CERRADO
	LA CEIBA-X1 (LCB-X1)	ABANDONADO
	LOS CUSIS ESTE-X1 (LCE-X1)	ABANDONADO
	MISTOL-X1 (MTO-X1)	ABANDONADO
	MISTOL-X1ST1 (MTO-X1ST1)	ABANDONADO
	SURUBI NOROESTE-X2 (SRB-NO-X2)	PRODUCTOR
	SURUBI NO-X1 (SRB NO-X1)	PRODUCTOR
2004	CASTELLON-X1 (CTL-X1)	ABANDONADO
	CHASQUI-X1 (CHS-X1)	CERRADO
	EL DORADO-X1004 (DRD-X1004)	ABANDONADO
	KANATA NORTE-X2 (KNN-X2)	CERRADO
	PERCHELES-X1001 (PCH-X1001)	PRODUCTOR
	ROSARIO DEL INGRE-X1 (RDI-X1)	ABANDONADO
	TIMBOY-X1 (TBY-X1)	ABANDONADO
2005	CARRASCO FOOTWALL-1 (CFW-1)	CERRADO
	CARRASCO FOOTWALL-1ST1 (CFW-1ST1)	PRODUCTOR
	CUEVO WEST-X2 (CVW-X2)	ABANDONADO
	SABALO-5 (SBL-5)	CERRADO
	SURUBI NORTE-X1 (SRN-X1)	ABANDONADO
2006	CARRASCO FOOTWALL-2	NEGATIVO
	HUACAYA-X1D	POSITIVO
	CARRASCO FOOTWALL-2ST	POSITIVO
2007	TACOBO-X1002	POSITIVO
	KANATA ESTE-X1	POSITIVO
	TAJIBO-X2	POSITIVO
2008	INGRE-X1	NEGATIVO
	RIO SECO OESTE-X1D	NEGATIVO
2010	AQUIO-X1001	POSITIVO
	RIO GRANDE-22Re	POSITIVO
	RIO GRANDE 27Re	POSITIVO
2011	SARARENDA-X1	NEGATIVO
	TAJIBO SUR-X1	NEGATIVO
	VUELTA GRANDE-X1000	NEGATIVO
	BOA-X1	NEGATIVO
	TACOBO-X1004	NEGATIVO
	CARRASCO ESTE-X1	POSITIVO
	CURICHE-X1005D	POSITIVO
	CURICHE-X1003D	POSITIVO
2012	TAJIBO-X4	NEGATIVO
	AIMIRI-X1001	NEGATIVO
	TACOBO-X1003	NEGATIVO

	INGRE-X2	NEGATIVO
	INCAHUASI-2ST1	POSITIVO
	TACOBO-X1005	POSITIVO
	CARRASCO ESTE-X2	POSITIVO
2013	TIMBOY-X2	NEGATIVO
	CAIGUA-X1001D	POSITIVO
	INCAHUASI-2ST	POSITIVO
	RIO GRANDE-64 RE	POSITIVO
	EL DORADO OESTE-X1002	POSITIVO
2014	RIO GRANDE-4RE	NEGATIVO
	SAN ISIDRO-X1RE	NEGATIVO
	SAN ISIDRO NORTE-X1	NEGATIVO
	SAN MIGUEL-X1	NEGATIVO
	TACOBO-X1002 ST	NEGATIVO
	LLIQUIMUNI CENTRO-X1	NEGATIVO
	SIRARI-13 RE	POSITIVO
	CURICHE-X1007D	POSITIVO
BOQUERON-5	POSITIVO	
2015	SAN MIGUEL-X2	NEGATIVO
	LOS SAUCES-X4D	NEGATIVO
	ITAGUAZURENDA-X3	NEGATIVO
	TACOBO-X1001ST	NEGATIVO
	EL DORADO SUR-X1007	NEGATIVO
	SAN MIGUEL-X2 ST5	NEGATIVO
2016	EL CEDRO-X4	NEGATIVO
	BOQUERON-NX3	NEGATIVO
	ITAGUAZURENDA-X3A	NEGATIVO
	BOQUERON-NX2	NEGATIVO
	KATARI-X4	NEGATIVO
	LA MUELA-X1	NEGATIVO
	BULO BULO BLOQUE BAJO-X1	NEGATIVO
	PATUJU-X5	NEGATIVO
	LOS SAUCES-X5	POSITIVO
	EL DORADO SUR-X1007ST	POSITIVO
	PATUJU-WX1	POSITIVO
2017	DORADO CENTRO-X1ST2	NEGATIVO
	RIO GRANDE-X1001	NEGATIVO
	BOYUY-X2	NEGATIVO
	HUMBERTO SUAREZ ROCA 12D	POSITIVO
	LOS MONOS-X12	POSITIVO
2018	CARANDA-X1005 ST	NEGATIVO

	JAGUAR-X6 ST2	NEGATIVO
	SIPOTINDI-X1 ST **	NEGATIVO
	CHACO ESTE -X1	POSITIVO

