



ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA



Ministerio de
HIDROCARBUROS

INFORME

AUDIENCIA DE RENDICIÓN
PÚBLICA DE CUENTAS

Sector Hidrocarburos
FINAL 2018 - INICIAL 2019

Planta Separadora de
Líquidos "Carlos Villegas"
Yacuiba, Tarija



La fuerza que transforma Bolivia



**LA INDUSTRIALIZACIÓN
UNA REALIDAD**



EVO MORALES AYMA

PRIMER PRESIDENTE CONSTITUCIONAL
DEL ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA



Luis Alberto Sánchez Fernández
MINISTRO DE HIDROCARBUROS



**Ministerio de
HIDROCARBUROS**

**INFORME DE RENDICIÓN PÚBLICA DE CUENTAS
Ministerio de Hidrocarburos (MH)**

Elaboración:

Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero - (VMPDH)
Dirección General de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero - (DGPDH)
Unidad de Integración y Desarrollo Hidrocarburífero - (UIDH)

Coordinación:

Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (VMEEH)
Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos (VMICTAH)
Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero (VMPDH)
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)
Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)
Entidad Ejecutora de Conversión a GNV (EEC-GNV)
Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH)
Empresa Tarijeña del Gas (EMTAGAS)

Ministerio de Hidrocarburos (MH)

Dirección: Avenida Mariscal Santa Cruz, esquina Calle Oruro, Edif. Centro de Comunicaciones La Paz, Piso 12.
Teléfonos: (591) - 2 - 2374050 - (591) - 2 - 2374051 - (591) - 2 - 2374052 - (591) - 22374053
Fax: (591) - 2 - 2141307
Correo electrónico: info@hidrocarburos.gob.bo

PRESENTACIÓN

A trece años del proceso de cambio, liderado por el Presidente Evo Morales Ayma, que tuvo como hito histórico la recuperación de la propiedad de los hidrocarburos para el pueblo boliviano, incrementando los ingresos por renta petrolera con impacto directo en los beneficiarios como gobernaciones, municipios, universidades y promoviendo la distribución igualitaria de la riqueza generada por los hidrocarburos, a través de políticas sociales, podemos afirmar que este periodo ha constituido la época dorada de los hidrocarburos, con importantes logros como la universalización energética con 4,7 millones de bolivianos con gas domiciliario en todo el territorio nacional, alcanzar la seguridad energética con unas reservas certificadas de 10,7 TCF de gas natural que asegura el suministro para el mercado interno y los contratos de exportación, y el cambio de la matriz energética con la incursión de los combustibles limpios y amigables con la madre tierra.

A nuestro quinto año acompañando al hermano Presidente en su lucha diaria e incansable por el desarrollo del país y mejorar la calidad de vida de los bolivianos, comenzamos un nuevo año promoviendo los valores fundamentales del Ama Sua, Ama Llulla, Ama Quella, promovidas por el Estado Boliviano, como una norma de conducta para hacer de la gestión pública, una herramienta útil y más eficiente al servicio de nuestro pueblo.

En este contexto y afín de mostrar los resultados y acciones desarrolladas la Gestión 2018, el Ministerio de Hidrocarburos presenta ante la ciudadanía en general el “Informe de Rendición Pública de Cuentas Final 2018 e Inicial 2019” del Sector Hidrocarburos como una muestra de gestión transparente y compromiso de constante superación institucional y respeto a la normativa nacional vigente.

Luis Alberto Sánchez Fernández
MINISTRO DE HIDROCARBUROS

Contenido

1	MINISTERIO DE HIDROCARBUROS	5
1.1	Aspectos Institucionales	5
1.1.1	Creación, Mandato Legal, Misión, Visión	5
1.1.2	Articulación de Planes de Gobierno	7
1.1.3	Estructura Organizacional	8
1.1.4	Evaluación al POA y Presupuesto (al 31 de diciembre de 2018)	10
1.1.5	Presupuesto Programado 2019 Ministerio de Hidrocarburos	11
1.2	Dirección General de Asuntos Administrativos	12
1.2.1	Logros Alcanzados 2018	12
1.2.2	Metas Proyectadas 2019	12
1.3	Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero	13
1.3.1	Antecedentes Institucionales	13
1.3.2	Dirección General de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero	13
1.3.3	Dirección General de Gestión Socio Ambiental	19
1.3.4	Dirección General de Control y Fiscalización	21
1.3.5	Conclusiones VMPDH	23
1.4	Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos	24
1.4.1	Antecedentes Institucionales	24
1.4.2	Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos	26
1.4.3	Dirección General de Producción, Recaudaciones e Incentivos	46
1.4.4	Conclusiones VMEEH	53
1.5	Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de hidrocarburos	54
1.5.1	Antecedentes Institucionales	54
1.5.2	Dirección General de Comercialización, Transporte y Almacenaje de hidrocarburos	54
1.5.3	Dirección General de Industrialización y Refinación	58
1.5.4	Conclusiones VMICTAH	61
2	ENTIDAD EJECUTORA DE CONVERSIÓN A GAS NATURAL VEHICULAR EEC-GNV	64
2.1	Aspectos Institucionales	64
2.1.1	Base Legal	64
2.1.2	Estructura Organizacional	64
2.2	Ejecución POA y Presupuesto a Diciembre de 2018	65
2.2.1	Gasto Corriente	65
2.2.2	Inversión	65
2.3	Logros Alcanzados 2018	65
2.3.1	Programa de Conversión a Gas Natural y Mantenimiento de Equipos para GNV	66
2.4	Metas Proyectadas 2019	67
2.5	Presupuesto Programado 2019	67
2.5.1	Gasto Corriente	67
2.5.2	Inversión	68
2.6	Conclusiones EEC-GNV	68
3	YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS YFPB	70
3.1	Aspectos Institucionales	70
3.1.1	Base Legal	70
3.1.2	Estructura Organizacional	71
3.2	Ejecución POA y Presupuesto a Diciembre de 2018	72
3.2.1	Gasto Corriente	72
3.2.2	Inversión	72
3.3	Logros Alcanzados 2018	73
3.3.1	Principales Resultados Programados y Alcanzados en la Actividad Exploratoria.	73
3.3.2	Principales Resultados Alcanzados en la Actividad de Explotación y Desarrollo	78
3.3.3	Principales resultados en Contratos de Servicios Petroleros, Adendas a Contratos	

	<i>de Operación y Convenios de Estudio</i>	82
3.3.4	<i>Producción de Hidrocarburos</i>	85
3.3.5	<i>Principales Resultados Alcanzados en Refinación</i>	85
3.3.6	<i>Principales Resultados Alcanzados en Transporte</i>	86
3.3.7	<i>Principales Resultados Alcanzados en Comercialización</i>	89
3.3.8	<i>Principales resultados en Distribución de Redes de Gas Domiciliario</i>	92
3.3.9	<i>Principales Resultados Alcanzados en Almacenaje</i>	93
3.3.10	<i>Principales Resultados Alcanzados en Industrialización</i>	95
3.3.11	<i>Principales Resultados en Otros Proyectos</i>	97
3.4	<i>Metas Proyectadas 2019</i>	98
3.4.1	<i>Actividades del Upstream</i>	98
3.4.2	<i>Metas en Refinación de Hidrocarburos</i>	101
3.4.3	<i>Metas en Transporte de Hidrocarburos</i>	102
3.4.4	<i>Metas en Industrialización de Hidrocarburos</i>	104
3.4.5	<i>Metas en Comercialización de Hidrocarburos</i>	104
3.4.6	<i>Metas en Distribución de Hidrocarburos</i>	105
3.4.7	<i>Metas en Almacenaje de Hidrocarburos</i>	105
3.4.8	<i>Metas en Otras Inversiones</i>	106
3.5	<i>Presupuesto Programado 2019</i>	107
3.5.1	<i>Gasto Corriente</i>	107
3.5.2	<i>Inversión</i>	107
3.6	<i>Conclusiones YPFB</i>	107
4	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH	109
4.1	<i>Aspectos Institucionales</i>	109
4.1.1	<i>Base Legal</i>	109
4.1.2	<i>Estructura Organizacional</i>	110
4.2	<i>Ejecución POA y Presupuesto a Diciembre de 2018</i>	111
4.2.1	<i>Gasto Corriente e Inversión</i>	112
4.3	<i>Logros Alcanzados 2018</i>	112
4.3.1	<i>Exploración y Explotación</i>	114
4.3.2	<i>Transporte</i>	115
4.3.3	<i>Refinación</i>	116
4.3.4	<i>Industrialización</i>	117
4.3.5	<i>Comercialización, Almacenaje y Distribución de Gas por Redes</i>	118
4.3.6	<i>Regulación Económica</i>	119
4.3.7	<i>Programación del Abastecimiento</i>	119
4.3.8	<i>Tecnologías de Información y Comunicación</i>	119
4.3.9	<i>Legal</i>	120
4.3.10	<i>Planificación, Administración, Transparencia y Control</i>	120
4.4	<i>Metas Proyectadas 2019</i>	121
4.5	<i>Presupuesto Programado 2019</i>	121
4.5.1	<i>Gasto Corriente e Inversión</i>	122
4.6	<i>Conclusiones ANH</i>	122
5	EMPRESA BOLIVIANA DE INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS EBIH	123
5.1	<i>Aspectos Institucionales</i>	123
5.1.1	<i>Base Legal</i>	123
5.1.2	<i>Estructura Organizacional</i>	124
5.2	<i>Ejecución POA y Presupuesto a Diciembre de 2018</i>	124
5.2.1	<i>Gasto Corriente</i>	125
5.2.2	<i>Inversión</i>	126
5.3	<i>Logros Alcanzados 2018</i>	128
5.4	<i>Metas Proyectadas 2019</i>	128
5.5	<i>Conclusiones EBIH</i>	128

6	EMPRESA TARIJEÑA DEL GAS EMTAGAS	130
6.1	Aspectos Institucionales	130
6.1.1	Base Legal	130
6.1.2	Estructura Organizacional	131
6.2	Ejecución POA y Presupuesto a Diciembre de 2018	131
6.2.1	Gasto Corriente	131
6.2.2	Inversión	131
6.3	Logros Alcanzados 2018	132
6.3.1	Objetivos Estratégicos	132
6.3.2	Acciones	132
6.3.3	Metas	132
6.3.4	Alianzas Estratégicas con los Barrios	132
6.3.5	Construcción de red secundaria	133
6.3.6	Construcción de Instalaciones Internas	133



1. MINISTERIO DE HIDROCARBUROS

1 MINISTERIO DE HIDROCARBUROS

1.1 Aspectos Institucionales

A partir del proceso de cambio promovido por el Presidente Evo Morales Ayma, Bolivia retoma su soberanía y dignidad, el pueblo boliviano se encamina hacia el horizonte del Vivir Bien, donde se consolida la nueva Constitución Política del Estado, habiendo generado un proceso de cambio con reformas estructurales en el modelo económico, social, comunitario y productivo del país.

En este sentido los lineamientos de la Agenda Patriótica 2025 y el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) fueron la base para determinar las declaraciones estratégicas del Ministerio de Hidrocarburos (MH) en el Plan Sectorial de Desarrollo Integral (PSDI) y el Plan Estratégico Institucional (PEI), que plasma la realidad del país en la actualidad y la realidad que se proyecta al 2025, proyecciones que se enmarcan en el Sistema de Planificación Integral del Estado (SPIE)- Ley N° 777, con el fin de dar impulso a las nuevas iniciativas en materia de desarrollo del sector y de toda la cadena de hidrocarburos, declaraciones estratégicas que fueron determinadas con participación social.

1.1.1 Creación, Mandato Legal, Misión, Visión

Creación del Ministerio de Hidrocarburos

El Ministerio de Hidrocarburos (MH) tiene establecidas sus competencias y atribuciones en el D.S. N° 3058 de 22 de enero de 2017 y el D.S. N° 3070 de 1 de febrero de 2017, que modifican el D.S. N° 29894 (Organización del Órgano Ejecutivo) llegándose a establecer la nueva estructura jerárquica del (MH); bajo esta normativa, el MH es responsable de proponer y dirigir la Política Hidrocarburífera del País, promover su desarrollo integral, sustentable y equitativo y garantizar su soberanía en el marco de la Constitución Política del Estado. Asimismo, tiene la facultad de reglamentar actividades de toda la cadena de hidrocarburos, orientando a que las mismas se enmarquen en normas técnicas de buena práctica que garanticen las operaciones, cumpliendo estándares internacionales de eficiencia, calidad y seguridad.

Dentro de los alcances de la Política Hidrocarburífera del País, el MH debe establecer las políticas de precios para el mercado interno y la política de exportación de excedentes de hidrocarburos; supervisar, controlar y fiscalizar la exploración, producción, transporte, almacenaje, comercialización, refinación, industrialización, distribución de gas natural por redes; así como el uso y destino de los hidrocarburos y sus productos derivados. También debe supervisar, controlar y fiscalizar a las empresas e instituciones bajo su tuición y dependencia.

El MH cuenta con facultades para aplicar las estrategias del desarrollo e integración energética regional y del país, negociar tratados internacionales para el sector energético en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores y suscribir convenios internacionales; debe proponer proyectos de expansión del sector Hidrocarburífero, a través del aprovechamiento de los recursos; formular políticas, controlar y fiscalizar la política y normativa socio-ambiental del sector hidrocarburos, respetando el medio ambiente.

En este sentido, es el responsable de planificar el desarrollo integral del sector y desarrollar estrategias para el cumplimiento de la Política Hidrocarburífera del país, en coordinación con las distintas entidades del sector, organizaciones e instituciones internas como externas.

Mandato Legal del Ministerio de Hidrocarburos

De acuerdo al inciso VII del ARTÍCULO 8.- (MODIFICACIONES E INCORPORACIONES) del D.S. N° 3058 del 22 de enero de 2017 se modifica el Artículo 58 del D.S. N° 29894, de 7 de febrero de 2009, Organización del Órgano Ejecutivo, con el siguiente texto:

“ARTÍCULO 58.- (ATRIBUCIONES DE LA MINISTRA(O) DE HIDROCARBUROS). Las atribuciones de la Ministra(o) de Hidrocarburos, en el marco de las competencias asignadas al nivel central por la Constitución Política del Estado, son las siguientes:

- Proponer y dirigir la Política Hidrocarburífera del País, promover su desarrollo integral, sustentable y equitativo y garantizar su soberanía.
- Evaluar y controlar el cumplimiento de la Política Hidrocarburífera del País.

- Normar en el marco de su competencia, la ejecución de la Política Hidrocarburífera del País.
- Planificar el desarrollo integral del sector Hidrocarburífero y desarrollar estrategias para el cumplimiento de la Política Hidrocarburífera del País, en coordinación con las distintas entidades del sector y el Ministerio de Planificación del Desarrollo.
- Establecer las políticas de precios para el mercado interno y la política de exportación de excedentes de hidrocarburos.
- Supervisar, controlar y fiscalizar la exploración, producción, transporte, almacenaje, comercialización, refinación, industrialización, distribución de gas natural por redes, así como el uso y destino de los hidrocarburos y sus productos derivados.
- Definir y ejecutar políticas de promoción de áreas de exploración de hidrocarburos.
- Elaborar las políticas y estrategias para asegurar el acceso universal y equitativo a los servicios de gas domiciliario.
- Negociar tratados internacionales para el sector hidrocarburífero en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores.
- Proponer la creación de empresas o entidades, autárquicas, descentralizadas o desconcentradas, para el cumplimiento de la Política Hidrocarburífera del País, en el marco de la Constitución Política del Estado.
- Supervisar y controlar a las empresas e instituciones bajo su tuición y dependencia
- Establecer políticas y estrategias, que garanticen el abastecimiento de gas natural, combustibles líquidos para el consumo interno.
- Proponer proyectos de expansión del sector hidrocarburífero, a través del aprovechamiento de los recursos naturales renovables, y río renovables, respetando el medio ambiente.
- Velar por la correcta aplicación del marco regulatorio vigente, en el sector de hidrocarburos en toda la cadena productiva.
- Coordinar con los gobiernos autonómicos departamentales, municipales, regionales y autonomías indígena originaria campesina, para la implementación y desarrollo de las políticas Hidrocarburíferas en el marco de las competencias concurrentes y compartidas.
- Formular políticas y normativas socio-ambientales del, sector de hidrocarburos.

Asimismo el Capítulo III incorpora los incisos q), r), s), t), u) y v) en el Artículo 58 del D.S. N° 29894, de 7 de febrero de 2009, Organización del Órgano Ejecutivo, modificado por el D.S. N° 3058, de 22 de enero de 2017, con el siguiente texto:

“ARTÍCULO 3.- (INCORPORACIONES).

- Suscribir convenios a nivel país en materia de su competencia.
- Resolver recursos jerárquicos y de revisión interpuestos contra las resoluciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y normas en materia de hidrocarburos.
- Promover, formular y aplicar estrategias de desarrollo e integración Hidrocarburífera regional y del país.
- Requerir información de empresas y entidades del sector y efectuar el seguimiento al sistema de información Hidrocarburífera.
- Proponer la política de precios de comercialización de hidrocarburos y sus productos derivados en el exterior del país.
- De acuerdo al D.S. N° 29894, de 7 de febrero de 2009, Organización del Órgano Ejecutivo.

Misión Institucional

“Somos una Entidad Pública Estratégica para el desarrollo del Estado Plurinacional de Bolivia; que formula, gestiona y evalúa las políticas, normas y planes de desarrollo hidrocarburífero, contribuyendo al Vivir Bien de los bolivianos y bolivianas en el marco de un crecimiento equitativo y sustentable, en armonía con la madre tierra”.

Visión Institucional

“Somos la institución más importante del país, que consolida al sector hidrocarburífero como el pilar fundamental del desarrollo económico y social; a través del establecimiento e implementación de políticas del sector, proyectando al país como el “Centro Energético de la Región”, en el marco del desarrollo sostenible, en armonía con la madre tierra y el Vivir Bien”.

1.1.2 Articulación de Planes de Gobierno

La Planificación del MH se articula a la Agenda Patriótica 2025 que tiene como finalidad establecer los pilares

fundamentales para levantar una nueva sociedad y un Estado más incluyente, más participativo, más democrático, sin discriminación, sin racismo, sin odios, sin división, bajo el “fundamento de nuestro nuevo horizonte civilizatorio para Vivir Bien”, como manda la Constitución Política del Estado a través de 13 pilares de la Bolivia Digna y Soberana.

El Sector Hidrocarburos aporta a la “Construcción de la Agenda Patriótica 2025”, a las metas y resultados establecidos del Plan de Desarrollo Económico y Social 2016-2020 a través del Plan Sectorial de Desarrollo Integral del Sector e institucionalmente a través del Plan Estratégico Institucional 2016-2020 del MH en el marco del nuevo patrón de desarrollo para Vivir Bien, sentando Seguridad y Soberanía sobre su territorio y sobre sus recursos naturales energéticos para alcanzar la industrialización, aumentado el valor agregado a sus exportaciones con el apoyo del Estado promotor y protagonista del desarrollo; fortaleciendo al sector con eficiencia e impulsando los principios de integración.

En este contexto, el sector Hidrocarburos se vincula con los siguientes pilares:

- Pilar 2: “Socialización y universalización de los servicios básicos con soberanía para vivir bien”.
- Pilar 4: “Soberanía Científica y Tecnológica con Identidad Propia”.
- Pilar 6: “Soberanía productiva con diversificación y desarrollo integral sin la dictadura del mercado capitalista”.
- Pilar 7: “Soberanía sobre nuestros recursos naturales con nacionalización, industrialización y comercialización en armonía y equilibrio con la madre tierra”
- Pilar 11: “Soberanía y transparencia en la gestión pública bajo los principios de no robar, no mentir y no ser flojo.”

Objetivos Estratégicos Institucionales

El MH aporta al cumplimiento de los planes nacionales y sectoriales a través del Plan Estratégico Institucional 2016-2020 el cual presenta los siguientes Objetivos Estratégicos Institucionales o Acciones de Mediano Plazo:

ACCIÓN DE MEDIANO PLAZO 1

- 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.

ACCIÓN DE MEDIANO PLAZO 2

- Definir la política y establecer lineamientos para consolidar la industrialización del gas natural, posicionar al sector hidrocarburos 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.

ACCIÓN DE MEDIANO PLAZO 3

- 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.

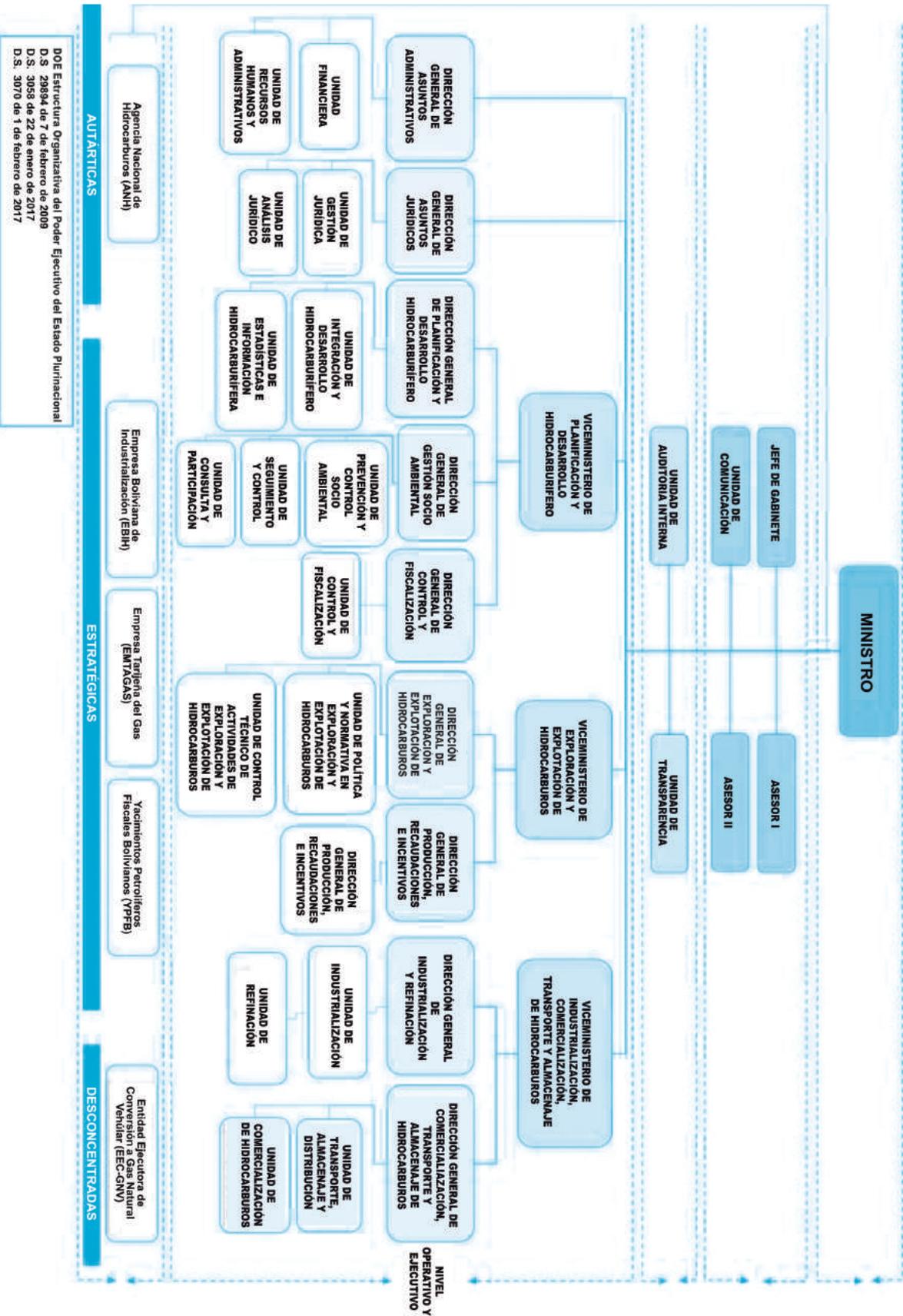
ACCIÓN DE MEDIANO PLAZO 4

- Desarrollar una gestión administrativa eficiente, eficaz y transparente, implementando mecanismos tecnológicos ágiles y modernos.

1.1.3 Estructura Organizacional

La estructura organizacional del MH está conformada por tres Viceministerios, nueve Direcciones Generales y para operar e implementar políticas y programas estratégicos de desarrollo ejerce tuición sobre las siguientes entidades:

- a. Instituciones Públicas Desconcentradas
Entidad Ejecutora de Conversión a Gas Natural Vehicular (EEC-GNV).
- b. Instituciones Públicas Autárquicas
Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)
- c. Empresas Públicas Estratégicas Descentralizadas
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)
Empresa Boliviana de Industrialización (EBIH)
Empresa Tarijeña del Gas (EMTAGAS)

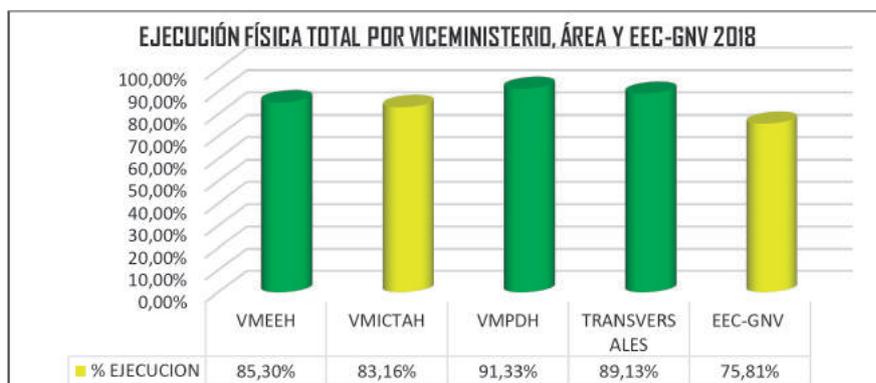


1.1.4 Evaluación al POA y Presupuesto (al 31 de diciembre de 2018)

Ejecución POA 2018 del MH

De acuerdo al D.S. N° 3246 (Normas Básicas del SPO) en la Sección II, artículos 18 y 19, las entidades públicas deben emitir en forma periódica la información de ejecución al POA por cada acción de corto plazo.

En tal sentido los reportes indican que la ejecución física del MH alcanzó el 87,13 %, aportando significativamente al logro de los objetivos estratégicos institucionales y estos a su vez al logro de los planes sectoriales y nacionales.



Fuente: DGPDH-UIDH (IDC,ERL,BVA)

Ejecución Presupuesto 2018 del MH

El Presupuesto Aprobado para el MH es de Bs 231.123.718,00 (Doscientos Treinta y Un Millones Ciento Veintitrés Mil Setecientos Dieciocho 00/100 Bolivianos); con un Presupuesto Vigente al 31 de diciembre de 2018 de Bs 231.826.128,00 (Doscientos Treinta y Un Millones Ochocientos Veintiséis Mil Ciento Veintiocho 00/100 Bolivianos) y una Ejecución Presupuestaria total en la gestión 2018 de Bs 176.439.802,37 (Ciento Setenta y Seis Millones Cuatrocientos Treinta y Nueve Mil Ochocientos Dos 37/100 Bolivianos) alcanzando una ejecución porcentual del 76,11%.

Presupuesto General - Ejecución Financiera al 31 de diciembre de 2018

De acuerdo a información extractada del Sistema de Gestión Pública – SIGEP, se elaboraron cuadros y gráficos que muestran la ejecución presupuestaria, respecto del presupuesto aprobado mediante Ley N° 1006 de fecha 20 de diciembre de 2017.

A. EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA

Gasto Corriente

Al 31 de Diciembre de 2018

(Expresado en Bolivianos)

DETALLE	PRESUPUESTO VIGENTE	EJECUTADO	%EJEC	SALDO
Dirección General de Asuntos Administrativos Áreas Transversales	37,073,278.94	36,229,244.01	98%	844,034.93
Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero	8,174,004.62	6,281,114.50	77%	1,892,890.12
Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos	932,010.44	805,017.43	86%	126,993.01
Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos	582,301.00	575,002.48	99%	7,298.52
Entidad Ejecutora de Conversión a Gas Natural Vehicular	11,755,509.00	9,114,857.72	78%	2,640,651.28
TOTAL GASTO CORRIENTE	58,517,104.00	53,005,236.14	91%	5,511,867.86

Fuente: Reporte de seguimiento al POA 2018

B. EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA

Inversión Pública
Al 31 de Diciembre de 2018
(Expresado en Bolivianos)

DETALLE	PTO VIGENTE	EJECUTADO	%EJEC	SALDO
Entidad Ejecutora de Conversión a Gas Natural Vehicular EEC-GNV	173,309,024.00	123,434,566.23	71%	49,874,457.77
TOTAL INVERSION	173,309,024.00	123,434,566.23	71%	49,874,457.77

Fuente: Reporte de seguimiento al POA 2018

RESUMEN DE EJECUCION PRESUPUESTARIA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

DETALLE	PRESUPUESTO VIGENTE	TOTAL EJECUTADO	PORCENTAJE EJECUTADO
GASTO CORRIENTE	58,517,104.00	53,005,236.14	91%
INVERSION PUBLICA	173,309,024.00	123,434,566.23	71%
TOTAL GENERAL	231,826,128.00	176,439,802.37	76.11%

Fuente: Reporte de seguimiento al POA 2018

1.1.5 Presupuesto Programado 2019 Ministerio de Hidrocarburos

Mediante Ley N° 1135 de 20 de diciembre de 2018 se aprueba el “Presupuesto General del Estado Gestión 2019”; asimismo, el D.S. N° 3766 Reglamento de Ley 1135 de “Presupuesto General del Estado 2019” de fecha 02 de Enero de 2019 establece disposiciones específicas para la administración de los recursos, para las entidades del sector público que se encuentren en el presupuesto 2019.

EL presupuesto para el Ministerio de Hidrocarburos gasto corriente e inversión se detalla en el siguiente cuadro:

A. EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA

(Expresado en Bolivianos)

DETALLE	APROBADO
GASTO CORRIENTE	57,642,370.00
INVERSION PUBLICA	190,376,441.00
TOTAL GENERAL	248,018,811.00

1.2 Dirección General de Asuntos Administrativos

1.2.1 Logros Alcanzados 2018

Los logros Alcanzados en la gestión 2018 por la Dirección General de Asuntos Administrativos se detallan a continuación:

- Actualización del RE-Sistema de Contabilidad Integrada del Ministerio de Hidrocarburos.
- Actualización de Reglamentos y Manuales de Activos Fijos de acuerdo a Normativa Vigente.
- Actualización de Reglamento y Manual de Pasajes y Viáticos de acuerdo a Normativa Vigente.
- Formulación del presupuesto institucional en coordinación con la Dirección General de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero y la Unidad Financiera, mediante el módulo de presupuesto del Sistema de Gestión Pública (SIGEP).
- Consolidación de la Capacitación Productiva, proponiendo el plan de capacitación en idiomas nativos.

- Elaboración y actualización el Reglamento Interno de Personal.
- Elaboración y actualización del Manual de Puestos del Ministerio en función al POA y al Plan Estratégico Institucional.
- Elaboración y actualización de los Programas Operativos Anuales Individuales, mediante R.M. N° 033-18 de fecha 28 de febrero de 2018.
- Elaboración del Plan Institucional de Implementación de Gobierno Electrónico del MH (PIGE-MH), aprobado en fecha 12 de Julio de 2018 mediante R.M. N° 089-18.
- Elaboración del Plan Institucional de Seguridad de la Información del Ministerio de Hidrocarburos (PISI-MH), aprobado por el Comité de Seguridad y la Máxima Autoridad Ejecutiva, mediante R.M. N° 116-18 de fecha 19 de septiembre de 2018.

1.2.2 Metas Proyectadas 2019

Las metas proyectadas por la DGAA para la gestión 2019 son:

- Desarrollar y garantizar una gestión administrativa- financiera eficiente, eficaz, transparente y de calidad, para que los programas y metas se realicen en las mejores condiciones posibles, coadyuvando de manera decisiva en su viabilidad y oportunidad, bajo la responsabilidad de la DGAA.
- Facilitar y dotar servicios, materiales y suministros para las diferentes unidades dependientes del MH, con el fin de alcanzar acciones que fueron planteadas, de manera eficaz, eficiente y oportuna.
- Dotar de bienes tangibles e intangibles para el funcionamiento de la Administración Central.

1.3 Viceministerio de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero

1.3.1 Antecedentes Institucionales

El VMPDH, emergente de las atribuciones determinadas en los D.S. N° 3058 y D.S. N° 3070, asume el desafío de constituirse en el responsable de planificar el sector de manera integral y administrar la planificación institucional del Ministerio de Hidrocarburos.

El VMPDH cuenta con tres Direcciones Generales bajo su dependencia que son responsables de proponer e implementar la planificación estratégica del Sector 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.

1.3.2 Dirección General de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero

1.3.2.1 Logros Alcanzados 2018

Unidad de Integración y Desarrollo Hidrocarburífero - UIDH

En lo que respecta a Planificación Institucional, la UIDH es responsable de coordinar y articular los procesos de planificación estratégica y operativa, el seguimiento y la evaluación con las áreas Transversales, Sustantivas y Entidades Bajo Tuición (EBTs); asimismo, de articular la formulación y gestión de programas y proyectos, en función a los planes sectoriales de desarrollo y políticas Intersectoriales, y de implantar los sistemas de Planificación, Seguimiento y Evaluación, en concordancia con las directrices del Sistema de Planificación Integral del Estado.

La UIDH es responsable de proponer la Planificación, Seguimiento y Evaluación Integral del Sector a mediano y largo plazo; a través de bases y metodologías coordinadas con las áreas Institucionales y EBTs, además de proponer, formular y aplicar las estrategias de integración regional.

A continuación, se detallan los principales resultados alcanzados por la UIDH durante la Gestión 2018:

Logros UIDH al 31 de diciembre de 2018	Informe de Gestión 2017
	Informe RPC Final 2017 - Inicial 2018 - Parcial 2018
	2 Reformulaciones POA 2018 del MH
	2 Informes de Seguimiento y Evaluación al PSDI
	1 Informe de Seguimiento a temas Estratégicos PDES
	3 Informes trimestrales seguimiento ejecución POA 2018
	12 Reportes mensuales seguimiento Ejecución de Gasto Corriente
	Reporte diario de seguimiento Ejecución de Gasto Corriente (60 emitidos)
	Audiencias, mesas de trabajo, atención a pliegos petitorios (20 realizadas)
	103 requerimientos internos y externos procesados entre Enero y Diciembre 2018
	2.068 Documentos Administrativos gestionados (SARISIS - Modificaciones - Certificaciones POA)
	12 Reportes mensuales seguimiento a la Ejecución de Inversión Pública
	RE-SPO Elaborado y presentado (en compatibilización)
	POA y PPTO 2019 Elaborado y presentado
	Plan Institucional de Gobierno Electrónico en coordinación con la DGAA
	Efemérides Departamentales (10) - Municipales (1) - Nacional (1)
	Informe/Discurso Presidencial - 6 de agosto
	Sistema Integrado de Planificación, Seguimiento y Evaluación SIPSE - Análisis y Diagnostico
	Sistema Unificado de Planificación - Inicio del proceso de diseño en coord. con las EBTs
	1ra Feria Informativa del Sector, en coordinación con las EBTs y Fed. Bartolina Sisa (Prov. Omasuyos)
	Taller Informativo del Sector, en coordinación con la Cámara de Diputados (Ciudad de Santa Cruz)
	Taller Informativo del Sector, en coordinación con la Cámara de Diputados (Municipio de Robore)

ORGANISMOS INTERNACIONALES- RELACIONES MULTILATERALES

FORO DE PAÍSES EXPORTADORES DE GAS (FPEG)

- Dentro del marco de la Declaración de Santa Cruz firmada durante la IV Cumbre de Jefes de Estado del FPEG, se realizaron viajes a la ciudad de Doha, Qatar para presentar la postura país y lograr la apertura de una oficina regional del FPEG en Bolivia. En la actualidad el FPEG se encuentra analizando la Apertura y Operación de la Oficina Regional en Bolivia con el objetivo de apoyar su promoción en América Latina y el Caribe y establecer oportunidades potenciales de comercio e inversión entre los países miembros del FPEG y América Latina y el Caribe.
- En el marco de la 20ª Reunión Ministerial del Foro de Países Exportadores de Gas, realizada en Trinidad y Tobago el 14 de noviembre de 2018, Bolivia asumió la Presidencia del Comité Ejecutivo y la Presidencia Alternativa de Ministros de Estado del Foro de Países Exportadores de Gas.
- En fecha 18 de enero de 2019, se remitió al Ministerio de Relaciones Exteriores la solicitud de pago de cuota al Foro de Países Exportadores de Gas (FPEG) Gestión 2019 junto con los informes técnico y jurídico.
- Se envió al Foro nota con las Designaciones actualizadas del equipo de trabajo boliviano para la gestión 2019.
- El 3 y 4 de marzo del presente se llevará a cabo en Argelia la reunión de los Representantes del Gas Research Institute (GRI) del FPEG.
- El 10 y 11 de marzo de 2019 se llevará a cabo en la sede del FPEG la Reunión Anual de los Representantes SEDAS.
- El 12 de marzo de 2019 se llevará a cabo en la sede del FPEG la 33ª Reunión de los Representantes del Executive Board.

OLADE: El Estado Plurinacional de Bolivia, a través del MH en calidad de Coordinador Nacional ante OLADE, ha logrado los siguientes avances:

- Pago de la cuota anual del Estado Plurinacional de Bolivia a OLADE.
- Participación en la I Reunión de la Junta de Expertos, efectuada en la ciudad de Quito, Ecuador el 31 de julio y 01 de Agosto de 2018.
- Evaluación de costo beneficio que recibe el Estado Plurinacional de Bolivia – OLADE correspondiente a la gestión 2017 y 2018, donde se establece que el beneficio aproximado recibido por Bolivia asciende USD \$ 748,266.00, lo que mantiene el balance positivo del costo beneficio en favor del país, tomando en cuenta que por concepto de contribuciones OLADE recibió de Bolivia USD \$ 53,392.00 (cuotas 2017 y 2018).
- Participación del VMPHD en la XLVIII Reunión de Ministros y en la LI Reunión de la Junta de Expertos, efectuada en la ciudad de Montevideo, Uruguay.

CELAC

- Propuestas temáticas, objetivos, reuniones y fechas tentativas que el MH desea abordar durante la Presidencia Pro Témpore de Bolivia ante la CELAC 2019-2020.

UNIÓN DE NACIONES SURAMERICANAS (UNASUR)

- Presentación de la Propuesta del Estado Plurinacional de Bolivia para la Presidencia Pro Témpore del Consejo Energético de la Unión de Naciones Suramericanas (UNASUR) gestión 2018-2019, en coordinación con el Ministerio de Energías.

ACUERDOS BILATERALES SUSCRITOS

ARGELIA

Firma de Memorándum de Entendimiento entre YPFB y SONATRACH- 30 de agosto de 2018

- Se continuarán las negociaciones luego de la revisión de la información intercambiada de calidad y volúmenes respecto a la compra de crudo,
- Por otro lado se queda a la espera hasta mediados del 2019 para continuar con los avances en la compra gasolina y diésel oil, en cuanto se tenga alguna venta spot.
- Se analizarán alternativas de conformación de Sociedad, para la provisión de GNL a Brasil
- Respecto a Petroquímica se requiere revisar los datos del estudio, así como el envío de información y Sonatrach verá los temas de confidencialidad.

ARGENTINA

- YPFB e YPF Argentina suscribieron tres Convenios de Estudio para áreas de San Telmo Sur, Monte Verde y Sauce Mayu, situadas en los departamentos de Tarija y Santa Cruz-28 de agosto de 2018.
- Firma del Memorándum de Entendimiento entre la Secretaria de Gobierno de Energía de Argentina y el Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia que permitirá nuevas inversiones por parte de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) en el vecino país-14 de febrero de 2019.

BRASIL

- YPFB y Hinove Agrociencia S.A suscribieron un Contrato para la venta de 17.000 toneladas métricas (TM) de urea y un Memorándum de Entendimiento para la venta de urea por 200.000 toneladas adicionales para el año 2019; para las gestiones 2020 y 2021 se prevé la venta de hasta 300.000 toneladas métricas-14 de julio de 2018.
- YPFB y las empresas Camaçari RJ, Ms Gas e Hinove Agrociencia S.A, suscribió tres Acuerdos Comerciales para el suministro de gas natural y urea a Estados del Sur de Brasil como Mato Grosso, Mato Grosso Do Sul, Santa Catarina, Paraná y Rio Grande Do Sul el 19 de diciembre de 2018.
 - o Camaçari RJ el Acuerdo Comercial suscrito abre la posibilidad de la venta de 1.2 MMmcd ampliables a 2.5 MMmcd a partir del 2025, así como participar en

- o proyectos de generación de energía eléctrica, mediante el suministro boliviano de gas natural para la planta termoeléctrica 'Usina', en Brasil.
- o Ms.Gas El Acuerdo Comercial suscrito para desarrollar acciones para la comercialización conjunta de gas natural en el Estado Mato Grosso Do Su, a partir del suministro y provisión de gas natural por parte de YPFB; así como establecer el marco general de cooperación, para el desarrollo de estudios, intercambio de información, asistencia mutua y transferencia de Know-how (experiencia), a fin de que YPFB participe de la implementación de redes de gas natural en Mato Grosso del Sur.
- o Hinove Agrociencia S.A. el Acuerdo Comercial establece los términos y condiciones para la venta de 1.15 MM toneladas de urea para ocho años, además del intercambio de conocimientos, experiencias y buenas prácticas que permitan dar valor agregado a la producción boliviana del fertilizante.
- YPFB, Shell Brasil y MH suscribieron un Memorándum de Entendimiento con los siguientes objetivos: a) Contrato interrumpible por un volumen agregado de hasta 2.19 MMmcd a partir del año 2019, b) Contrato en firme por el volumen agregado de hasta 10MMmcd a partir del año 2020, y c) Analizar y evaluar la participación de YPFB y SHELL Brasil en la venta de gas en proyectos del sector termoeléctrico en Brasil. El 29 de enero se efectuará la primera reunión bilateral entre YPFB, SHELL Brasil y el MH
- YPFB y Ámbar Energía firmaron un Memorándum de Entendimiento con el objeto de venta en firme de Gas a la Termoeléctrica Ámbar, de la ciudad de Cuiaba, del estado de Mato Grosso, por un volumen de 2.24 MMmcd. YPFB evaluara su participación en la empresa con sus proyectos actuales y futuros, mejorando sus ingresos YPFB.

CANADÁ

- Firma del Acta de Intenciones entre YPFB y CANCAMBRIA ENERGY el 12 de abril de 2018 para el área de Exploración y Explotación.
- En el marco del 1er Foro Internacional de Gas, Petroquímica y Combustibles verdes, se firma el Acuerdo entre YPFB y la empresa CANACOL ENERGY el 30 de agosto de 2018
- El día martes 29 de febrero del presente se llevó a cabo la 1ra reunión de coordinación interinstitucional referente a la preparatoria a la IV Reunión del Mecanismo de Consultas Políticas entre Bolivia y Canadá. El Ministerio de Hidrocarburos comunicó su interés en firmar un Memorandum de Entendimiento con Canadá, los puntos de interés del MH fueron enviado al Ministerio de Relaciones Exteriores.
- El día lunes 18 de febrero del presente se llevó a cabo una reunión de coordinación interna entre representantes del MH con el representante de negocios de la embajada de Canadá, los temas a tratar fueron: Participación de nuestro Sr. Ministro en la Cumbre de Petróleo, Becas y MdE con empresas petroleras Canadienses.

EMIRATOS ÁRABES UNIDOS

Firma de Memorándum de Entendimiento entre YPFB y la empresa KAMPAC OIL M.E.FZ.CO, el 26 de febrero de 2018, para analizar futuras inversiones en el desarrollo y ejecución de nuevos proyectos exploratorios en las Áreas: Aguarague Norte, Villamontes, San Telmo Sur y Cupecito, así como la cuenca Madre de Dios y otros que la empresa demuestre interés.

GUINEA ECUATORIAL

La primera reunión virtual de coordinación referente al Memorándum de Entendimiento firmado dentro del marco de la IV Cumbre de Jefes de Estado del FPEG entre el Estado Plurinacional de Bolivia y la República de Guinea Ecuatorial el 12 de marzo de 2018.

En el mes de agosto de 2018, dentro del marco del 1er foro de gas, petroquímica y combustibles verdes, la delegación de Guinea Ecuatorial realizó una visita a la Planta de Urea.

PARAGUAY

Memorándum de Entendimiento de cooperación interinstitucional entre el MH y el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones de Paraguay para el desarrollo de estudios e intercambio de información, asistencia mutua y

transferencia del know-how, en materia de hidrocarburos entre ambos países firmado el 7 de noviembre de 2018. Se avanzó con la conformación del equipo de trabajo técnico del MH para la ejecución del documento suscrito, mismo que realizó una reunión de coordinación el 14 de diciembre de 2018, en la que se acordó realizar un plan de trabajo con los temas de interés que tiene cada área del MH.

PERÚ

- Convenio Interinstitucional de Cooperación entre el MH y el Ministerio de Energía y Minas de Perú con el objetivo de desarrollar Proyectos Conjuntos, intercambiar información, experiencias de buenas prácticas, estudios e investigación en toda la cadena firmada el 03 de septiembre de 2018.
- Se conformaron equipos de trabajo técnicos y estratégicos en el marco de la primera reunión Técnica bilateral el 10 de enero de 2019 con los siguientes resultados: Como interés del Ministerio de Energías y Minas de Perú se realizó una presentación del proceso de Consulta y Participación aplicado en el Estado Plurinacional de Bolivia, también se analizó la información y experiencias en exploración de las áreas de interés.
- Adicionalmente se presentó la propuesta de provisión de redes de gas para 7 regiones, en el marco la licitación que será publicada, aunque también existe la opción de plantear alternativas de interés para instalar gas en determinadas zonas como plan piloto, el Ministerio de Energía y Minas del Perú haría una evaluación para otorgar la región.
- También se dio a conocer la propuesta de Bolivia de construir un poliducto de la cual se debe efectuar la segunda reunión bilateral a nivel ejecutivo en Lima-Perú prevista para el mes de marzo de la presente gestión para continuar con la elaboración de la hoja de ruta para la implementación del “Convenio Interinstitucional de Cooperación en el sector de hidrocarburos entre el Ministerio de Energía y Minas de la República del Perú y el Ministerio de Hidrocarburos del Estado Plurinacional de Bolivia”, que tiene por objeto promover los vínculos de cooperación entre las Partes para el desarrollo de proyectos conjuntos, intercambio de información, experiencias de buenas prácticas, estudios e investigación en toda la cadena hidrocarburífera. (MH-MINEM).

REINO UNIDO

- Se firmó un Memorándum de Entendimiento entre YPF y MILNER CAPITAL UK Ltc. el 26 de febrero de 2018.
- En el marco del 1er Foro Internacional de Gas, Petroquímica y Combustibles verdes, se firma el Acuerdo entre YPF y ECHO ENERGY- 30 de agosto de 2018.

RUSIA

Comisión Intergubernamental Boliviana – rusa de Cooperación Económica y Comercial

- En fecha 20 de febrero de 2018 en oficinas del Ministerio de Hidrocarburos, se llevó a cabo la 1ra reunión de coordinación interna de la Comisión Intergubernamental Boliviana – Rusa de Cooperación Económica y Comercial, en la cual se acordó que todos los Ministerios involucrados en los acuerdos acordados en la Hoja de Ruta remitan al MH sus avances, asimismo la conformación del Grupo de Trabajo en materia de industria.
- En fecha 4 de junio de 2018 se remitió al Embajador Ruso el Estado de Situación actual de los Proyectos de la Hoja de Ruta de la Comisión. Se adjuntó la Matriz que contiene los 26 proyectos puestos a consideración por la parte Rusa a la parte Boliviana, este trabajo se consolidó en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores.
- En fecha 8 de noviembre de 2018 la Embajada de la Federación de Rusia en el Estado Plurinacional de Bolivia remitió la lista de las propuestas de las compañías rusas que están dispuestas a cooperar con los socios bolivianos en el marco de la agenda de la Primera Sesión del Grupo de Trabajo de Cooperación.
- En fecha 16 de enero de 2019 en oficinas del Ministerio de Hidrocarburos se llevó a cabo la primera reunión del año entre: el Embajador Ruso ante Bolivia, Co Presidente de la Parte Boliviana, Viceministro de Exploración y Explotación y Director de Planificación del Ministerio de Relaciones Exteriores.
- En fecha 28 de enero de 2019, el Ministerio de Hidrocarburos remitió nuevamente a la Embajada de Rusia en Bolivia, el Estado de Situación actualizado de la Hoja de Ruta, asimismo,

reiteró que tanto esta Cartera de Estado como el Ministerio de Relaciones Exteriores están esperando respuesta de la parte rusa del primer avance que fue enviado el 4 de junio de 2018.

- El mes de marzo se llevará a cabo la reunión de coordinación entre el Ministerio de Hidrocarburos y Ministerio de Relaciones Exteriores de Bolivia con su contraparte Rusa para la organización de la III Reunión de la Comisión Intergubernamental a realizarse en La Paz, Bolivia.

Firma de cuatro (4) Acuerdos durante la visita oficial del Presidente Evo Morales Ayma a la Federación de Rusia, 13 – 15 de junio de 2018

- I. Memorándum de Entendimiento para la gestión de financiamiento para el suministro de vehículos a GNV entre EXIAR de la Federación de Rusia y el MH del Estado Plurinacional de Bolivia.
- II. Memorándum de Entendimiento entre YPF y PJSC ACRON.
- III. Acuerdo de Cooperación Estratégica entre YPF y GAZPROM.
- IV. Declaración Conjunta sobre la negociación de firma de contratos de servicios petroleros de exploración y producción de las áreas Vitiacua y La Ceiba.

Unidad de Estadística e Información Hidrocarburífera - UEIH

Los logros alcanzados por la UEIH en la gestión 2018 se detallan a continuación:

Durante la gestión 2018 se elaboró y consolidó el ajuste de la información del sector hidrocarburos como insumo esencial para la planificación integral del sector de hidrocarburos a mediano y largo plazo.

En coordinación con YPF y la ANH, durante la gestión 2018 se estructuró una Matriz Única de requerimiento de Información, la cual contiene más de 90 variables con un grado de desagregación correspondiente a la información más relevante del sector la cual estableció el nivel de desagregación, tipo de unidad, periodos, recurrencia, proveedor de la información y responsable de su validación.

Balance Energético Nacional 2006-2017 (BEN)

Para la determinación de las variables mínimas, se consideró la instalación energética como una unidad básica de recopilación de datos, que pueden ser de dos tipos: a) datos de infraestructura y b) estadísticas de operación.

Asimismo, se estableció que, para el caso de derivados del petróleo, al existir transferencias de un energético para otro en el manejo de los inventarios (stocks).

En tal sentido se concluyó satisfactoriamente el ajuste y validación de la información correspondiente a los periodos 2006-2018 para la elaboración del Balance Energético Nacional acorde a la Metodología de OLADE.



1.3.2.2 Metas Proyectadas 2019

Unidad de Integración y Desarrollo Hidrocarburífero - UIDH

- Documento de seguimiento anual a los indicadores del PEI con las áreas del MH.
- Evaluación del cumplimiento al documento PEI 2018 Ajustado.
- Elaboración del POA y Presupuesto 2020.
- Seguimiento y ajuste de indicadores, metas y proyecciones del documento PSDI en coordinación con el MPD, INE, etc.
- 12 Reportes mensuales seguimiento a la Ejecución de Inversión Pública.
- Generación de alertas tempranas sobre la ejecución financiera de proyectos MH-EBT.
- Apoyo técnico en la gestión de financiamiento para nuevos programas y proyectos.
- Elaboración de Informes de Seguimiento a la Ejecución del POA y Presupuesto 2019.
- Reformulación del Documento POA 2019.
- Consolidación de Información Intrainstitucional e Interinstitucional para la Elaboración de Documento- Informes de Gestión y Memoria Institucional.
- Diseño de metodologías técnicas para el seguimiento y ejecución adecuada de recursos de gasto corriente y proyectos de inversión pública.
- Coordinación Institucional y con EBT's para la Consolidación del Documento RPC (Inicial-Parcial-Final).
- Diseño e implantación del Sistema Unificado de Planificación.
- Seguimiento y evaluación del cumplimiento de acciones de la EBH 2008-2015 y formulación del diagnóstico de la EBH 2020-2030.
- Coordinación de las actividades institucionales y sectoriales con los movimientos sociales.
- Realización de talleres, seminarios, ferias y actividades en general para la socialización del sector hidrocarburos y sus beneficios con la población.

Unidad de Estadísticas e Información Hidrocarburífera - UEIH

Las metas 2019 programadas por la UEIH se detallan a continuación:

- Balance Energético Nacional 2018 – BEN
- Estrategia Boliviana de Hidrocarburos – EBH
- Sistema Integrado de Información Hidrocarburífero
- Boletines estadísticos trimestrales

1.3.3 Dirección General de Gestión Socio Ambiental

1.3.3.1 Logros Alcanzados 2018

Durante la Gestión 2018 se lograron importantes resultados relacionados a la Gestión Socio Ambiental del sector Hidrocarburos, en ese entendido y en cumplimiento a sus funciones y atribuciones, la Dirección General de Gestión Socio Ambiental (DGGSA) puede resaltar:

Instrumentos de Regulación de Alcance Particular (IRAPS)
2012- 2018

IRAPs	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ficha Ambiental	276	269	333	280	307	686	95
Manifiesto Ambiental	213	156	144	139	190	353	127
PPM-PASA	156	150	160	148	189	566	222
Estudio Eval. de Impacto Ambiental	40	36	40	37	67	28	26
Adenda	75	91	84	68	94	299	43
Renov. Integración Lic. Ambientales	15	19	119	41	42	10	13
Actualización de Lic. Ambientales	48	50	30	6	10	4	34
TOTALES	823	771	910	719	899	1946	560

2018* al 31 de diciembre

Instrumentos de Monitoreo Ambiental Procesados
2012- 2018

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018 *
IMA's de Seguimiento y Control	301	192	746	458	485	811	602

2018* al 31 de Diciembre

Inspecciones Técnico – Ambientales Gestión 2018*

Actividades	Cantidad
Inspecciones realizadas por Seguimiento y Control Programados por el OSC y los Coordinados con la AACN – AOPs inspeccionadas	64
Inspecciones realizadas por Seguimiento y Control por Denuncia o Contingencia - AOPs inspeccionadas	12
Conformidad de Cierre y Abandono de Proyectos	20
Conformidad y Cierre de Contingencias por derrame de Hidrocarburos	12
Inspecciones por Seguimiento y Control; Pasivos Ambientales Hidrocarburíferos inspeccionados	21
Conformidad y Cierre Final de la Remediación de Pasivos Ambientales Hidrocarburíferos (sitios o elementos identificados)	78
TOTAL ELEMENTOS S&C	207

2018* al 31 de diciembre

Por su lado, la Unidad de Consulta y Participación en la Gestión 2018 realizó 6 Procesos de Consulta y Participación de diferentes AOP's hidrocarburíferas, donde fueron consultadas un total de 75 comunidades indígenas y 18 comunidades campesina, tal como se describe a continuación:

Nº	EMPRESA	ACTIVIDAD OBRA O PROYECTO	MONTO EJECUTADO EN C&P (BS)
1	YPFB CHACO S.A.	PERFORACIÓN DE POZOS ITACARAY – X1 (ITY-X1), ITACARAY – X2 (ITY-X2)	619.179,02
2	YPFB CHACO S.A.	PERFORACIÓN POZOS LOS HUESOS-X2 (LHS-X2), LOS HUESOS-X3 (LHS-X3) Y LOS HUESOS-X4 (LHS-X4).	699.242,93
3	YPFB CHACO S.A.	PERFORACIÓN DE LOS POZOS JUNÍN-8 (JNN-8), SANTA ROSA-12 (SRS-12) Y LÍNEAS DE RECOLECCIÓN"	119.726,51
4	YPFB CHACO S.A.	PROYECTO "PERFORACIÓN EXPLORATORIA DOMO OSO - X1 (DMOX1) Y DOMO OSO - X2 (DMOX2)"	101.980,78
5	REPSOL E&P BOLIVIA S.A.	PERFORACIÓN EXPLORATORIA DEL POZO BOYUY X3 ÁREA CAIPIPENDI	403.836,78
6	YPFB CORPORACIÓN	EXPLORACION SISMICA LA GUARDIA 2D	538.940,90
TOTAL			2.482.906,92

Es importante señalar que los Procesos de Consulta y Participación ejecutados en la gestión 2018 representan el 0.09% del costo total de inversión de los proyectos. La realización de estos Procesos de Consulta, viabilizaron la implementación de proyectos de interés nacional del sector, promoviendo una inversión de aproximadamente 2,7 MM de bolivianos.

1.3.3.2 Metas Proyectadas 2019

Prevención y Control Socio Ambiental

Optimizar la Gestión Ambiental para viabilizar el desarrollo de Actividades, Obras o Proyectos, mediante la evaluación del 100 % de Instrumentos de Regulación de Alcance Particular (IRAP's) del sector Hidrocarburos.

Seguimiento y Control Socio Ambiental

Realizar el Seguimiento y Control Socio Ambiental a las Actividades, Obras o Proyectos Hidrocarburíferos, mediante la evaluación del 100 % de los Informes de Monitoreo Ambiental (IMAs) y la realización del 100 % de las inspecciones programadas y por contingencias.

Realizar el Seguimiento y Control Socio Ambiental al trabajo de las Empresas responsables en la atención, gestión y remediación de los Pasivos Ambientales Hidrocarburíferos según el D.S. 2595 y atención de los Pasivos Ambientales Hidrocarburíferos Históricos.

Consulta y Participación

En la planificación del POA 2019, la Unidad de Consulta y Participación ha priorizado la realización de 12 Procesos de Consulta y Participación, siendo esta previsión enunciativa mas no limitativa y la atención a los mismos se realizará de acuerdo a la priorización y solicitudes que se reciban a lo largo de la gestión 2019.

1.3.4 Dirección General de Control y Fiscalización

1.3.4.1 Logros Alcanzados 2018

La Dirección General de Control y Fiscalización presenta los siguientes logros:

- a) Emisión de Resoluciones que resuelven Recursos Jerárquicos en el sector de hidrocarburos.

Se han emitido Resoluciones Ministeriales que resuelven Recursos Jerárquicos interpuestos contra las Resoluciones Administrativas por la ANH.

Mes	Cantidad
Enero	4
Febrero	12
Marzo	4
Abril	3
Mayo	1
Junio	0
Julio	3
Agosto	20
Septiembre	4
Octubre	4
Noviembre	7
Diciembre	7
TOTAL	69

Fuente: DGCF-MH

- b) Emisión de Resoluciones que resuelven Recursos Jerárquicos en el sector de hidrocarburos.

Se han emitido Resoluciones Ministeriales que resuelven Recursos de Revisión interpuestos contras Resoluciones Administrativas por la ANH.

Mes	Cantidad
5	1

Fuente: DGCF-MH

- c) Patrocinio de los procesos Contenciosos Administrativos.

El MH ha sido demandado en la vía contenciosa administrativa ante el Tribunal Supremo de Justicia, asumiendo defensa oportuna en cada proceso, precautelando con ello los intereses del Estado.

Contenciosos Administrativos Nuevos	Cantidad
Contenciosos ingresados el 2018	7

Fuente: DGCF-MH

- d) Seguimiento a procesos Contenciosos Administrativos interpuestos contra Resoluciones emitidas por el MH

Se atendió y realizó el seguimiento adecuado en cumplimiento a plazos procesales de las demandas contenciosas administrativas interpuestas contra las RM emitidas por el MH, ejerciendo una defensa oportuna con un análisis técnico, y legal adecuado para su correcta valoración y atención o por parte del Tribunal Supremo de Justicia.

Contenciosos Administrativos Antiguos	Cantidad
Contenciosos Administrativos registrados desde el inicio de registro en el ROPE	33
Contenciosos Administrativos concluidos desde el inicio de registro en el ROPE	26
Contenciosos Administrativos Pendientes	7

Fuente: DGCF-MH

1.3.4.2 Metas Proyectadas 2019

Además de la atención y resolución de procesos de Recursos Jerárquicos y los procesos judiciales que ingresen a la DGCF, se proyectan:

- Ampliación de los alcances de la fiscalización a la ANH y verificándose el cumplimiento de las recomendaciones e instrucciones impartidas en la gestión 2018, mediante sistemas de control periódicos.
- Actualización del Manual de Procedimientos de la DGCF.

1.3.5 Conclusiones VMPDH

El VMPDH en la gestión 2019 pretende cumplir con la programación realizada y busca superar las metas de la gestión 2018 logrando así consolidar su labor en cuanto a lo que corresponde a la planificación sectorial a corto, mediano y largo plazo.

En sus tres Direcciones se busca coordinar el trabajo para que se pueda gestionar la mayor cantidad de proyectos para el sector, tanto en lo que corresponde al área de Gestión Socio ambiental, Integración Hidrocarburífera, Planificación, Información Sectorial y Control y Fiscalización.

La Dirección General de Planificación y Desarrollo Hidrocarburífero presenó como productos mas importantes la formulación de POA y Presupuesto 2019, el informe de gestión 2018, informe parcial de rendición publica de cuentas y el balance energético nacional 2017.

La Dirección General de Gestión Socio Ambiental realizo la evaluación de los instrumentos de regulación de alcance particular, informes de monitoreo ambiental, inspecciones programadas por contingencia y 12 procesos de consulta y participación programados en la gestión 2018

La Dirección General de Control y Fiscalización ha emitido 69 Resoluciones Ministeriales que resuelven recursos jerárquicos, 1 que resuelve recursos de revisión ,7 procesos contenciosos y el seguimiento a 66 procesos contenciosos administrativos precautelando en cada caso los intereses del estado.

De esta manera se genera una sinergia dentro de cada área con el fin de maximizar los resultados que cada dirección ha programado y así brindar apoyo en la toma de decisiones del Señor Ministro a través del Viceministro Carlos Quispe Lima, quien lidera el VMPDH.

1.4 Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos

1.4.1 Antecedentes Institucionales

El Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (VMEEH) se encarga de dos de las Actividades Hidrocarburíferas establecidas en la Ley N° 3058 “Ley de Hidrocarburos” de 05 de mayo de 2005; que son: Exploración y Explotación de Hidrocarburos, actividades iniciales de la cadena de valor que requieren una planificación, seguimiento y control de su desarrollo y ejecución, en el marco de la Política Nacional de Hidrocarburos y la Constitución Política del Estado – CPE, Artículo 160 que establece: “El Estado definirá la política de hidrocarburos, promoverá su desarrollo integral, sustentable y equitativo, y garantizará la soberanía energética.

En este contexto el VMEEH está conformado por la: Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (DGEEH) y la Dirección General de Producción, Recaudación e Incentivos (DGPRI). En la primera Dirección se desarrolla normativa específica y políticas que promuevan el desarrollo, control técnico y ejecución de las actividades de exploración y explotación en la cadena hidrocarburífera y la segunda Dirección, es responsable de controlar y fiscalizar los ingresos fiscales por actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, así como sugerir adecuación de la normativa, según corresponda, con sustento técnico y económico para la valoración de los ingresos fiscales.

1.4.1.1 Normativa General para Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Constitución Política del Estado Plurinacional de Bolivia, promulgada el 07 de febrero de 2009.

La Ley N° 3058 de Hidrocarburos (Ley de Hidrocarburos), de 17 de mayo de 2005; que establecen los principios, las normas y los procedimientos fundamentales que rigen en todo el territorio nacional para el sector hidrocarburífero.

D.S. N° 28701 de Nacionalización de los recursos naturales hidrocarburíferos que, en ejercicio de la soberanía nacional, obedeciendo el mandato del pueblo boliviano expresado en el Referéndum vinculante del 18 de julio del 2004 y en aplicación estricta de los preceptos constitucionales, se nacionalizan los recursos naturales hidrocarburíferos del país. El Estado recupera la propiedad, la posesión y el control total y absoluto de estos recursos.

La Ley N° 3740, de Desarrollo Sostenible del el Sector del Hidrocarburos, de 31 de agosto de 2007.

La Ley N° 767, Ley de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera; que tiene por objeto, promover las inversiones en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, mismas que se declaran de interés nacional en todo el territorio del Estado Plurinacional de Bolivia.

Ley N° 817 de 19 de julio de 2016, que incorpora un párrafo quinto en el Artículo 42 de la Ley N° 3058 de 17 de mayo de 2005, de Hidrocarburos, modificada por la Disposición Final Única de la Ley N° 767 de 11 de diciembre de 2015, de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera.

D.S. N° 28222, de 27 de junio de 2005, que aprueba el “Reglamento para la Liquidación de Regalías y la Participación al TGN por la Producción de Hidrocarburos”, que consta de 6 Títulos y 42 Artículos.

D.S. N° 28312, de 26 de agosto de 2005, que aprueba el Reglamento de Quema de Gas Natural.

D.S. N° 28311, de 26 de agosto de 2005, que aprueba el Reglamento de Gas Combustible.

D.S. N° 29397 de 06 de octubre de 2005, que aprueba el Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

D.S. N° 2830, de 06 de julio de 2016; que reglamenta la aplicación de incentivos en el marco de la Ley N° 767, Ley de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera, de 11 de diciembre de 2015.

D.S. N° 3278 de 09 de agosto de 2017; abroga el D.S. N° 29504 de Reconocimiento y Aprobación de Costos Recuperables de 09 de abril de 2008 e incorpora la reglamentación de Adendas.

D.S. N° 3398 de 20 de noviembre de 2017; abroga el D.S. N° 329 Reglamento de Contrataciones para Operaciones Petroleras en el Marco de los Contratos de Servicios Petroleros.

D.S. N° 3107 de 08 de marzo de 2017, que modifica de 99 a 100 el número de Áreas Reservadas a favor de YPFB.

D.S. N° 28457 de 24 de noviembre de 2006, que aprueba el Reglamento de Pago de Patentes, así como sus modificaciones mediante D.S. N° 29846 de 10 de diciembre de 2008.

D.S. N° 29046 de 28 de febrero de 2007, que reglamenta las transferencias de los recursos provenientes del pago de patentes petroleras, así como sus modificaciones mediante D.S. N° 2567 de 28 de octubre de 2015.

D.S. N° 3448 del 13 de enero de 2018, tiene por objeto reglamentar la aplicación de la Ley N° 1006 de 20 de diciembre de 2017, que aprueba el Presupuesto General del Estado Gestión 2018. Asimismo, en su disposición adicional segunda modifica el Parágrafo IV del artículo 3 del D.S. N° 2830 de 6 de julio de 2016.

R.M. 128-16, del 20 de junio de 2016, que establece los lineamientos para: Selección de empresas y ejecución de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, Suscripción de Convenios de Estudios y Contratos de Servicios Petroleros.

R.M. N° 289-16, del 16 de diciembre de 2016, que determina plazo del incentivo y establece mecanismos y procedimientos para la aplicación de los incentivos establecidos en la Ley N° 767.

1.4.2 Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos

1.4.2.1 Logros Alcanzados 2018

Los resultados alcanzados por la DGEEH respecto a las acciones de mediano y corto plazo que establece: “Ejercer los procesos de formulación, seguimiento y evaluación de planes y/o políticas hidrocarburíferas, identificando las prioridades de acuerdo al Sector”, son:

1.4.2.1.1 Contratos de Servicios Petroleros – CSP, Adendas y Cesiones Vigentes

A continuación, se detallan los Contratos de Servicios Petroleros evaluados y viabilizados en la gestión 2018:

N°	Área Reservada	Inversión en E&E (MM\$us)	Renta Petrolera (MM\$us)	Recursos Recuperables (Tcf's)	Estado
1	Abapó	679,0	5.214,1	1,18	En trámite para aprobación por ALP
2	San Telmo Norte	193,4	5.181,3	1,008	Protocolizado 05 de julio de 2018
3	Astillero	489,9	3.734,5	0,97	Protocolizado 05 de julio de 2018
4	Iñiguazu	900,0	5.150,3	1,18	En etapa de protocolización
5	Vitiacua	1.224,1	5.383,4	2,10	En negociación
6	La Ceiba	1.056,4	6.716,5	2,76	En negociación

Fuente: Información remitida por YPFB

En el marco de los Contratos de Servicios Petroleros, se evaluaron las siguientes Adendas y Cesiones 2018:

N°	Área	Tipo	Inversión en E&E (MM\$us)	Renta Petrolera (MM\$us)	Recursos Recuperables (Tcf's)	Estado
1	Caipipendi	Adenda	897,6	8.395,39	2,22	Protocolizado el 20 de Marzo de 2018
2	Charagua	Cesión	1.176,6	12.956,3	2,69	En análisis por parte de YPFB

Fuente: Información remitida por YPFB

El 2018, YPFB suscribió 8 Convenios de Estudio y 3 Proyectos Iniciales Exploratorios para las áreas detalladas a continuación:

N°	Área	Tipo	Empresa	Fecha de Suscripción
1	Sayurenda	Convenio de Estudio	Vintage Petroleum Ltda.	18 de Abril de 2018
2	Carandaiti	Convenio de Estudio	Vintage Petroleum Ltda.	18 de Abril de 2018
3	Yuarenda	Convenio de Estudio	Vintage Petroleum Ltda.	18 de Abril de 2018
4	Sauce Mayu	Convenio de Estudio	YPF E&P de Hidrocarburos de Bolivia S.A.	16 de Agosto de 2018
5	San Telmo Sur	Convenio de Estudio	YPF E&P de Hidrocarburos de Bolivia S.A.	28 de Agosto de 2018
6	Monteverde	Convenio de Estudio	YPF E&P de Hidrocarburos de Bolivia S.A.	28 de Agosto de 2018
7	Rio Salado	Convenio de Estudio	Echo Energy Sucursal Bolivia	12 de Octubre de 2018
8	Ingre	Convenio de Estudio	Shell Bolivia Corporation Sucursal Bolivia	11 de Diciembre de 2018

Fuente: Información remitida por YPFB

N°	Área	Tipo	Empresa	Fecha de Suscripción
1	Iñau	Proyecto Inicial Exploratorio	YPFB Chaco S.A.	1 de Marzo de 2018
2	Sauce Mayu	Proyecto Inicial Exploratorio	YPFB Andina S.A.	16 de Agosto de 2018
3	Menonita	Proyecto Inicial Exploratorio	YPFB Chaco S.A.	7 de Noviembre de 2018

Fuente: Información remitida por YPFB

1.4.2.1.2 Normativa de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Emitida

- D.S. N° 3601 de 20 de junio de 2018, que realiza incorporaciones y modificaciones al Reglamento de Unidades de Trabajo para la Exploración, aprobado por D.S. N° 28393, de 06 de octubre de 2005.
- R.M. N° 056-18 de 06 de junio de 2018, que ajusta la valorización de las Unidades de Trabajo para la Exploración – UTE.
- Propuesta de modificación del D.S. N° 28324, de 01 de septiembre de 2005, que aprueba los Estatutos de YPFB y su Estructura Orgánica, proyecto consensuado en Unidad de Análisis de Políticas Sociales y Económicas (UDAPE), a la fecha se encuentra en Consejo de Política Económica y Social (CONAPE) para aprobación y emisión de D.S.
- R.M. N° 109-18 de 31 de agosto de 2018, que modifica y complementa la R.M. N° 128-16 de 20 de junio de 2016, incluyendo la figura de las Asociaciones Accidentales o de Cuentas en Participación, en los lineamientos para la suscripción de los Convenios de Estudio, a objeto de que las empresas que realizan actividades de Exploración y Explotación de hidrocarburos cuenten con mayores herramientas para realizar inversiones.
- Análisis de actualización de la R.M. 222-12, de 20 de agosto de 2012, Reglamento para Determinar la existencia o no de Reservorios Compartidos entre dos o más departamentos, así como la determinación y aplicación del factor de distribución. Análisis técnico concluido.

- R.M. N° 162-18 de 19 de diciembre de 2018, que abroga la R.M. N° 130/2009 de 16 de junio de 2009 y aprueba el Reglamento actualizado de las Unidades de Seguimiento y Control (USC) para las Operaciones Petroleras; el trabajo fue desarrollado desde la gestión 2015 a la gestión 2018.

1.4.2.1.3 Normativa de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en Elaboración

- Nueva Ley de Hidrocarburos, misma que actualmente se encuentra como propuesta en proceso de socialización de las entidades del sector.
- Propuesta de modificación del Artículo 67 de la Ley N° 3058, de Hidrocarburos de 17 de mayo de 2005.
- Proyecto de reglamento para la Disposición de Bienes Parcialmente Amortizados en el Marco de los Contratos de Servicios Petroleros (CSP), segunda versión del proyecto concluida - en etapa de revisión.
- Modificación del D.S. N° 28312, de 26 de agosto de 2005; que reglamenta la quema de gas natural. Proyecto finalizado, en etapa de revisión.
- Análisis propuesta modificación Anexo C Garantías de Cumplimiento del Contrato de Servicios Petroleros en proceso de análisis y revisión.

1.4.2.1.4 Evaluación y Seguimiento a la Normativa de Áreas Reservadas

- Seguimiento al D.S. N° 3107, correspondiente a las cien (100) Áreas Reservadas a favor de YPFB, efectuado a través de notas con cite: MH-05064-VMEEH-0624/2018 y MH – 06002 VMEEH – 0758/2018, solicitando un informe a YPFB, con las acciones, resultados y perspectivas de las actividades de Exploración ejecutadas en las cien (100) Áreas Reservadas a favor de YPFB.

1.4.2.1.5 Proceso de Consultoría para la realización de Auditorías en el marco de los D.S. N° 28701 y D.S. 29220

En el marco de lo estipulado por la normativa vigente, D.S. N° 28701, D.S. N° 29220 y el análisis de los Anexos G de los Contratos de Operación que fueron suscritos entre YPFB y las empresas Operadoras, es deber del MH gestionar la realización de las auditorías a Campos y Áreas faltantes que se encuentran indicadas en el Anexo del D.S. N° 29220, para tal efecto el VMEEH ha efectuado las siguientes actividades:

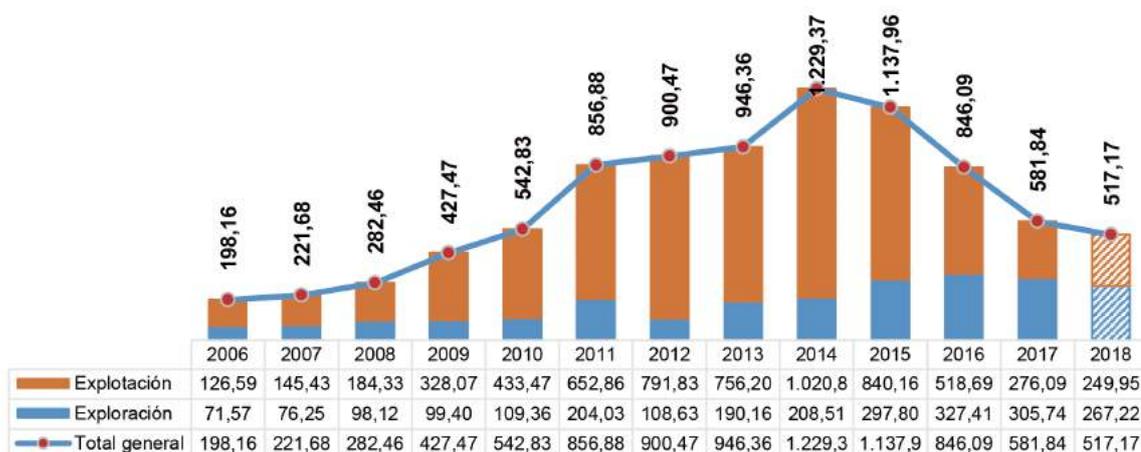
- Proceso de revisión de Normas, Reglamentos y documentación que se encuentra disponible en este Despacho, siendo información que está relacionada a la ejecución de las Auditorías a Campos y Áreas Faltantes según el D. S. N° 29220.
- Se efectuó un proceso de actualización del alcance estipulado en el anexo del referido D.S.
- El proceso de actualización del Alcance de auditorías, y bajo el criterio del VMEEH, responde al estado actual de áreas de exploración que fueron devueltas a YPFB y no generaron ninguna declaratoria de comercialidad, por lo tanto y según contrato no corresponde reconocer ninguna inversión efectuada, misma que es a cuenta y riesgo del Operador.
- Se elaboró el INFORME DE JUSTIFICACIÓN PARA LA MODIFICACIÓN DEL ALCANCE DE CAMPOS Y ÁREAS FALTANTES A AUDITAR SEGÚN EL D.S. N° 29220” MH-VMEEH-DGEEH-INF-0017/2018, en el cual se detallan todos los pormenores y criterios técnicos y normativos mínimos que fueron considerados para la actualización de los Campos y Áreas a auditar.

- Elaboración de la propuesta de Términos de Referencia del servicio de consultoría para contratar la ejecución de las Auditorías respectivas.
- Se iniciaron las gestiones para un posible financiamiento de dicho servicio de auditoría, a través de la suscripción de un convenio de fortalecimiento Interinstitucional entre el MH y YPFB.

1.4.2.1.6 Seguimiento y Control de Inversiones y Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Conforme a las atribuciones del VMEEH se procedió a realizar el seguimiento a la ejecución de las inversiones en Exploración y Explotación ejecutadas por las empresas Operadoras de acuerdo a los Programas de Trabajo y Presupuesto (PTP) 2018 aprobados por YPFB, así como las inversiones ejecutadas en proyectos Exploratorios a cargo de YPFB Casa Matriz.

Ejecución de Inversiones en Exploración y Explotación de Hidrocarburos
Histórico 2006-2018
(MMUSD)

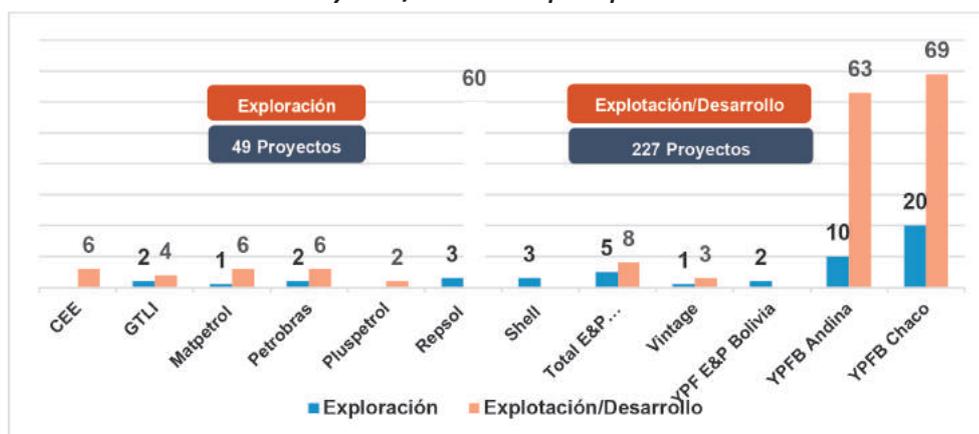


Fuente: MH en base a información de YPFB-Informe Audiencia Publica Final 2018 e Inicial 2019

Para la gestión 2018 se tenía una inversión programada en E&E de 716,1 MMUSD, al cierre de 2018, la inversión ejecutada en E&E ascendió a 517,17 MMUSD (Exploración=267,22 MMUSD y Explotación = 249,95 MMUSD) representando un nivel de ejecución del 72,2% en comparación con la programación 2018.

Asimismo, se realizó el seguimiento y control de la ejecución de las actividades de los proyectos programados en los PTP Modificados 2018, los cuales contemplan 49 proyectos de Exploración y 227 proyectos de Explotación con la siguiente distribución:

Proyectos/Actividades por Operadora

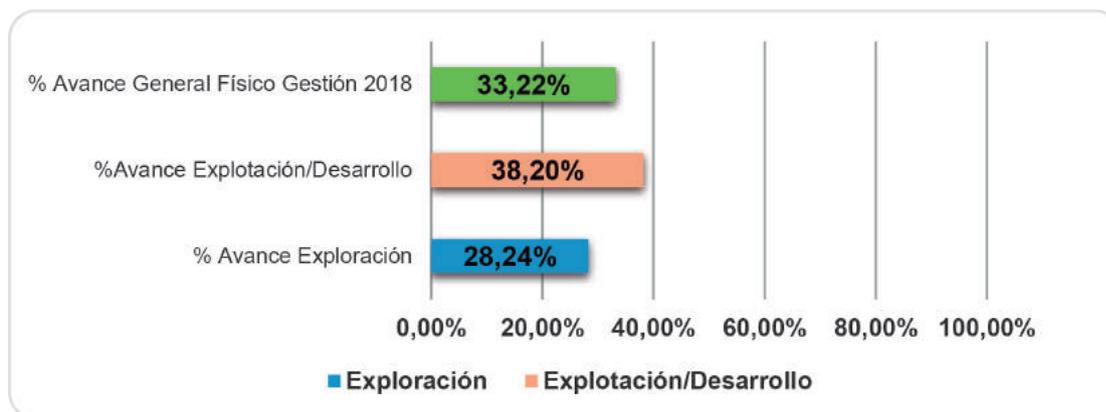


Distribución Global de Proyectos/Actividades

Fuente: PTP's Modificado 2018 – YPFB Corporación

En el siguiente gráfico se muestra el avance físico de los proyectos, a septiembre de la gestión 2018 cuyo valor es del 33,22%.

Avance Físico en Proyectos de E&E



Fuente: Reporte de Ejecución de Proyectos al Tercer Trimestre – YPFB Corporación.

Nota: Información en base a los promedios de Avance Físico de los proyectos, a septiembre de 2018

Actividades más relevantes de estudios G&G:

Proyecto	Inversión Programada	Inversión Ejecutada	% De Ejecución	% De Avance Físico
Exploración Fase II en el área de Río Beni	2,34 MMUSD	2,34 MMUSD	100 %	100 %
Sísmica 2D en el Altiplano Norte (Área Tihuanaco)	1,27 MMUSD	1,19 MMUSD	93,70 %	100 %
Sísmica 2D - San Telmo	1,83 MMUSD	1,83 MMUSD	100 %	100 %
Sísmica 2D - Oriental	7,05 MMUSD	3,04 MMUSD	43,12 %	31 %
Sísmica 2D-Aguaragüe Norte	25,06 MMUSD	19,66 MMUSD	4,93 %	22,3 %
Exploración Fase II en el área de Río Beni	2,34 MMUSD	2,34 MMUSD	100 %	100 %
Sísmica 2D - Carohuaicho 8B	8,79 MMUSD	4,22 MMUSD	48 %	15 %
Sísmica 2D – Carohuaicho 8C	2,29 MMUSD	1,17 MMUSD	51,09 %	100 %
Sísmica 3D - Palmar	0,37 MMUSD	0,12 MMUSD	32,43 %	60 %
Sísmica 3D - Charagua	19,94 MMUSD	0,82 MMUSD	4,11 %	20 %
Exploración Aerogravimétrica Aeromagnetométrica de la cuenca Roboré	0,49 MMUSD	0,49 MMUSD	100 %	100 %
Exploración Aerogravimétrica Aeromagnetométrica de la cuenca del Altiplano	3,31 MMUSD	3,31 MMUSD	100 %	100 %
TOTAL	53,04 MMUSD	38,19 MMUSD	61,58 %	68,03 %

Fuente: Reporte de Ejecución de Proyectos al Tercer Trimestre – YPFB Corporación.

Pozos Exploratorios Finalizados:

Proyecto	Estado Actual al 31 de diciembre de 2018	Inversión Ejecutada
LOS MONOS-X12	Pruebas de producción positivas en las formaciones Icla y Santa Rosa	9,8 MMUSD
RGD-X1001	En abandono temporal, para reevaluar el cubo sísmico del área	48,29 MMUSD

Fuente: Reporte de Ejecución de Proyectos al Tercer Trimestre – YPFB Corporación.

Pozos Exploratorios en actual ejecución:

Proyecto	Estado Actual al 31 de diciembre de 2018	Inversión Programada	Inversión Ejecutada	% De Ejecución
BOYUY-X2	Perforando en 7790,3 metros (OH 6 ")	125,92 MMUSD	109,38 MMUSD	86,2%
CARANDA-X1005	Perforando en 4629,6 metros (OH 8 1/2 ")	44,56 MMUSD	35,21 MMUSD	79,0%
JAGUAR-X6	Perforando en 3545,60 metros (OH 12 1/4 ")	109,40 MMUSD*	53,37 MMUSD	48,8%
SIPOTINDI-X1	Perforando en 2260 metros (12 1/4 ")	42,76 MMUSD	18,01 MMUSD	42,1%
CHACO ESTE-X1	Pruebas de producción	12,23 MMUSD**	6,54 MMUSD	53,5%
TOTAL		334,87 MMUSD	222,5 MMUSD	66,4%

Fuente: Reportes diarios de Perforación

(*) Inversión Programada: Programa de perforación JGR-X6.

(**)PTP 2018 Modificado

Pozos Exploratorios con inicio de actividades previas:

Proyecto	Estado Actual al 31 de diciembre de 2018	Inversión Programada
FLORIDA-X2D	Inicio DTM el 20/12/2018	18,74 MMUSD
ÑANCAHUASU-X1	Inicio DTM 26/11/2018	73,00 MMUSD
COLORADO-X10D	Inicio de obras civiles el 25/09/2018	15,30 MMUSD
AGUARAGÜE CENTRO-X1	Inicio de obras civiles el 17/12/2018	21,20 MMUSD
ITACARAY-X1	Trabajos de ingeniería para la construcción de camino y planchada	35,35 MMUSD
ASTILLERO-X1	En trámite Licencia Ambiental	65,00 MMUSD
LOS MONOS-X13D	Proceso de licitación del desarrollo de ingeniería para la construcción de caminos y planchada	-
LOS HUESOS-2	Inicio de trámites de licencia ambiental	50,47 MMUSD
SARARENDA-X2	En etapa de aprobación del proyecto por parte de su Directorio	97,30 MMUSD
BOYUY-X3	En proceso de licenciamiento ambiental	105,40 MMUSD
BOICOBO SUR-X1	En proceso de licenciamiento ambiental	105,00 MMUSD
DOMO OSO-X1	Ingeniería para la construcción de camino y planchada	33,14 MMUSD
TOTAL		619,90 MMUSD

Fuente: Reportes diarios de Perforación, Reporte de Ejecución de Proyectos al Tercer Trimestre – YPFB Corporación

Pozos de Desarrollo y Pozos Intervenido concluidos:

Proyecto	Estado Actual al 31 de diciembre de 2018
DORADO CENTRO-X1 ST3	Pozo productor, en fecha 01/04/2018 finaliza la terminación para producción de la arenisca Guanacos.
COLORADO – 4H	Pozo productor, en fecha 01/04/2018 finaliza la terminación para producción de la arenisca Guanacos.
MARGARITA WD-2	El 26/05/2018 finalizaron las operaciones, bajando un arreglo de terminación para drenar el agua de la formación Canpagi.
HUACAYA-2ST	Intervención con resultados positivos
NARANJILLOS-13	Intervención con resultados negativos
CAIGUA-X1001D	Intervención con resultados positivos
TATARENDA 24	Intervención con resultados negativos

Fuente: Reporte de Ejecución de Proyectos al Tercer Trimestre – YPFB Corporación

Informe de Quema de Gas Natural de los Titulares

Pozos de Desarrollo y Pozos con Intervención en actual ejecución:

Proyecto	Estado Actual al 31 de diciembre de 2018	Inversión Programada	Inversión Ejecutada	% De Ejecución
CAIGUA-15D	Perforando en 1996,5 metros	16,52 MMUSD	9,59 MMUSD	58,0%
INCAHUASI-5	Perforando en 4366 metros	72,00 MMUSD	34,37 MMUSD	47,7%
HUMBERTO SUAREZ ROCA 6	En intervención para puesta en producción del reservorio Sara con terminación simple	1,40	-	-
TOTAL		1,40 MMUSD	43,96 MMUSD	66,4%

Fuente: Reportes diarios de Perforación- Informe de Quema de Gas Natural de los Titulares

(**)PTP 2018 Modificado

Pozos de Desarrollo con inicio de actividades previas:

Proyecto	Estado Actual al 31 de diciembre de 2018
RIO GRANDE-97D	Obras civiles concluidas
LOS SAUCES-10D	Obras civiles concluidas
SAN IGNACIO-2	Obras civiles de adecuación concluidas
JUNIN ESTE-1004D	En obras civiles desde el 08/10/2018
SAN IGNACIO-1	Intervención - Obras civiles de adecuación concluidas
JUNIN-8	Proceso de licitación para la adecuación de planchada
SANTA ROSA-12	Proceso de licitación para la adecuación de planchada
YAPACANI-41	Proceso de licitación del equipo de perforación.
YAPACANI-35D	Intervención - Proceso de licitación del equipo de perforación.
PUERTO PALOS-X1	Intervención - Proceso de licitación del equipo de perforación

Fuente: PTP 2018 Modificado – Solicitudes de Quema de Gas Natural de los Titulares

1.4.2.1.7 Autorizaciones de Reconocimiento Superficial de la Gestión 2018

La Ley de Hidrocarburos N° 3058, en su artículo 33.- establece que: “Previa autorización del Ministerio de Hidrocarburos, cualquier persona podrá realizar trabajos de reconocimiento superficial, consistentes en estudios topográficos, geológicos, geofísicos, geoquímicos, prospección sísmica y perforación de pozos para fines geofísicos, en áreas bajo contrato o en áreas libres, sujeto a Reglamento. El Ministerio de Hidrocarburos concederá los permisos previa notificación a los Titulares”.

En la gestión 2018 hasta el mes de diciembre, las empresas no solicitaron permisos para actividades de Reconocimiento Superficial.

Área	Actividad	Empresa	RM	Estado de la actividad de Enero a Diciembre 2018
Río Beni Fase II*	Sísmica 2D	YPFB	055-15	Adquisición, procesamiento e interpretación de 717 km de líneas sísmicas 2D.
Tihuanaco	Sísmica 2D	YPFB	285-16	En fecha 02/abr/18, finalizó la adquisición sísmica 2D y procesamiento PSTM de 11 líneas sísmicas con una extensión total de 435.90 km.
San Telmo	Exploración Sísmica 2D	YPFB	093-17	En fecha 19/abr/2018, finalizó la adquisición sísmica 2D y procesamiento PSTM y PSDM de 5 líneas sísmicas con una extensión total de 145 km.
Oriental	Sísmica 2D	YPFB Andina.	232-15	Adquisición de 147,65 km de líneas sísmica 2D.
Aguaragüe Norte	Exploración Sísmica 2D	YPFB	094-17	Inicio de operaciones de adquisición sísmica 2D el 09/mar/2018, Hasta el mes de diciembre se continuó con la perforación y el cargado de los pozos, continuaron trabajos de Topografía para cerrar al 100% de su avance.
La Guardia	Exploración sísmica 2D	YPFB	095-17	Durante el mes de diciembre finalizó la Movilización y Construcción de Campamento Base en fecha 07/12/2018, posteriormente se llevó a cabo una reunión de presentación del Proyecto y la empresa ejecutora a todos los actores sociales del área en fecha 29/12/2018.
Carohuaicho 8B*	Sísmica 2D	YPFB Andina.	232-15	Adquisición de 344,28 km de líneas sísmica 2D, en licitación procesamiento.
Carohuaicho 8C*	Sísmica 2D	YPFB Chaco	154-16	Adquisición de 315,64 km de líneas sísmica 2D, en licitación procesamiento.
Almendo - Campo Palmar	Sísmica 3D	GTLI	033-17	En fecha 19/may/2018, finalizó la adquisición sísmica 3D y procesamiento PSTM y PSDM de 34 km2. Actualmente se encuentra en etapa de interpretación por la misma operadora. En sep/2018 remitió el reporte final de interpretación sísmica PMR 3D – FASE I – Formación Iquiri. En dic/2018 GTL remite el informe final de la interpretación sísmica 3D FASE III para las formaciones Escarpment, Elvira e Ichoa.
Charagua	Sísmica 3D	YPF	243-16	En adquisición sísmica 3D.
Cuenca del Altiplano*	Aerogravimetría – Aeromagnetometría	YPFB	-	Adquisición, procesamiento e interpretación 156.366 km).
Subcuenca del Roboré*	Aerogravimetría – Aeromagnetometría	YPFB	-	Adquisición, procesamiento e interpretación 96.300 km).
Carohuaicho 8C	Geología de superficie	YPFB Chaco	154-15	178,8 km relevados.
Itacaray	Magnetotelúria	YPFB Chaco	149-16	Adquisición de 430 estaciones, en procesamiento
Carohuaicho 8C	Magnetotelúria	YPFB Chaco	154-16	En proceso
Chimoré*	Geoquímica	YPFB Chaco	-	Adquisición de muestras
Carohuaicho 8C	Geoquímica	YPFB Chaco	154-15	Análisis de muestras
Isarsama y San Miguel*	Magnetotelúria	YPFB Chaco	-	Proceso de licitación

Fuente: Informe mensual actividades exploratorias YPFB Chaco S.A.,

Informe de actividades Cuarto Trimestre YPF, Informe Final Proyecto Tihuanaco, Informe Final Operaciones YPFB Andina, Informe Final campo El Palmar GTLI.

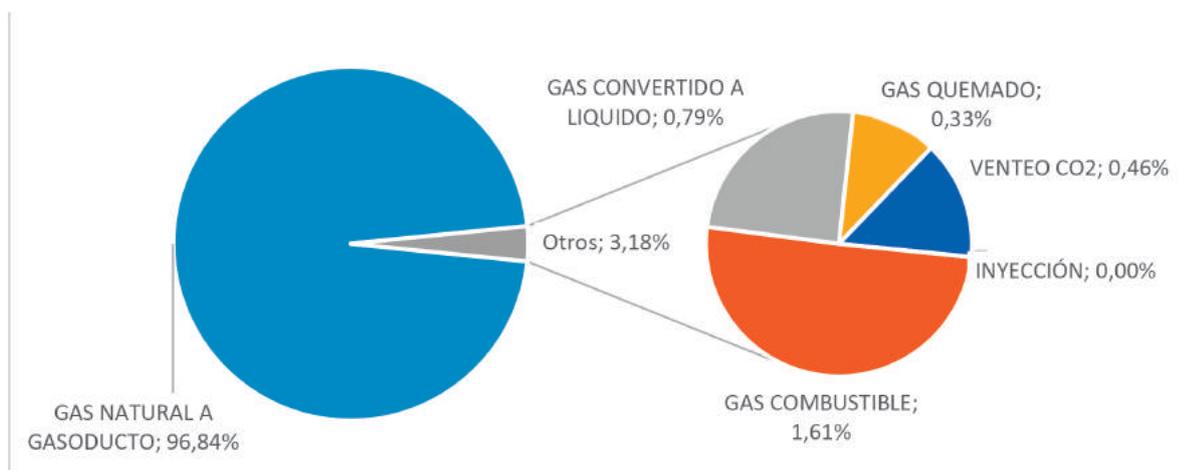
(*) YPFB Informe Audiencia Pública Final 2018

1.4.2.1.8 Seguimiento y Control de Quema y Uso de Gas Natural Como Combustible

El MH tiene la atribución de emitir criterios sobre la Quema y Uso de Gas Natural como Combustible. En ese sentido, se realizó la evaluación y análisis de las solicitudes de volúmenes de Quema y Uso de Gas Natural como Combustible requeridas por las empresas Operadoras y se emitieron 45 autorizaciones para Quema de Gas Natural para operaciones en pozos exploratorios y de desarrollo.

En función a los datos certificados de los volúmenes de gas natural producidos en la gestión 2018 (hasta octubre), se realizó el siguiente gráfico:

Seguimiento y Control de Quema y Uso de Gas Natural Como Combustible



Fuente: VMEEH – Producción Certificada YPFB

En el mismo se muestra los porcentajes de Gas Natural enviado a gasoducto que representa un 96.84% y su uso con relación a la producción total de Gas Natural, los cuales son mínimos, dado que representan un 0.33% de quema de gas natural y 1.61% de volumen de gas natural utilizado como combustible, un 0.46% se utiliza como venteo CO2 y 0.79% fue convertido a líquido.

Asimismo, cabe mencionar que el balance de gas natural contempla los volúmenes de quema y uso de gas natural correspondientes a las operaciones normales de Plantas solicitadas semestralmente, volúmenes efectuados en imprevistos y mantenimientos de Plantas y pruebas de producción, de los cuales se realiza el control para la determinación de volúmenes aprobados y penalizados sujetos al pago de Regalías, Participación al TGN e IDH.

1.4.2.1.9 Representación Nacional e Internacional en Actividades de Política Hidrocarburífera

Foro de Países Exportadores de Gas – FPEG. – Apertura oficina regional en Bolivia

En la trigésima reunión del FPEG, realizada en el primer semestre de la gestión 2018, esta Cartera de Estado presentó la Fase I para la implementación de la oficina regional, esta fase contempla la dotación de Infraestructura y cobertura de Gastos Operativos, propuesta en la Declaración de Santa Cruz durante la IV Cumbre de Jefes de Estado y Gobiernos del FPEG realizada en la gestión 2017.

Expresiones de Interés: Resultado de las Reunión Bilateral sostenida entre el Ministerio de Energía de la República Democrática y Popular de Argelia y el Ministerio de Hidrocarburos del Estado Plurinacional de Bolivia, la empresa Sonatrach de Argelia expreso su interés de acceder a oportunidades de inversión en Exploración de Áreas en Bolivia y analizó el Memorándum de Entendimiento.

A raíz de la promulgación de la Ley 767 de Promoción para la inversión en Exploración y Explotación de Hidrocarburos, se suscribieron Memorándum de Entendimiento y Acuerdo de Intenciones para realizar actividades exploratorias en Áreas reservadas a YPFB, conforme siguiente detalle:

COMPAÑÍA	DOCUMENTOS	ALCANCE	FECHA
CANACOL	FIRMA DE INTENCIÓN	OKINAWA	29/5/2018
CANCAMBRIA -YPFB CHACO SA	MEMORÁNDUM DE ENTENDIMIENTO	COLIBRÍ	6/3/2018
CANCAMBRIA -YPFB CHACO SA	ACUERDO DE INTENCIONES	MIRAFLORES	6/3/2018
CANCAMBRIA -YPFB CHACO SA	MEMORÁNDUM DE ENTENDIMIENTO	AYOREO	6/3/2018

Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Compromisos de Inversión: Gracias a la gestión realizada por esta Cartera de Estado, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB y la empresa MILNER CAPITAL UK LTD., suscribieron en fecha 25 de mayo de 2018, compromiso de Estudios e Inversión en Exploración y Reactivación de Campos en Bolivia, tendientes a consolidar:

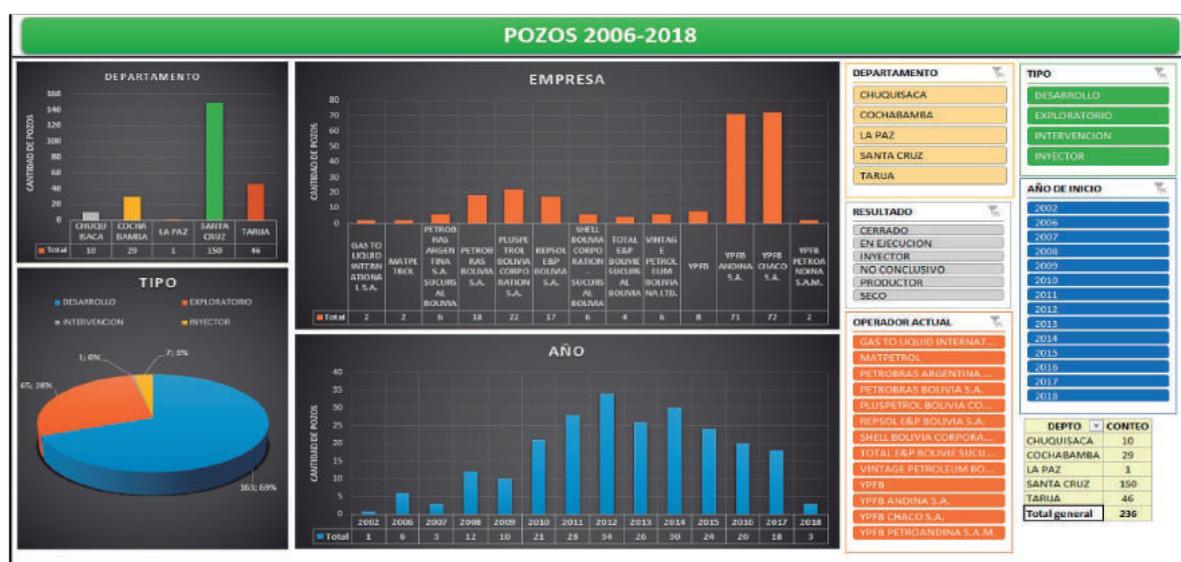
- Inversiones en estudios Exploratorios regionales en la Cuenca Madre de Dios.
- Reactivación de Campos Maduros (Villamontes, Tita y Algarrobilla) ubicados en las provincias hidrocarburíferas del Pie de Monte y Llanura Chaqueña.
- Producción Incremental de Petróleo en el campo Bermejo ubicado en el Subandino Sur.
- Estudios de descubrimientos no desarrollados en áreas con potencial hidrocarburífero ubicadas en el Subandino Norte y Pie de Monte.

1.4.2.1.10 Reportes – Base de Datos – Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Para la atención a solicitudes de información y elaboración de reportes, se realizó el control de calidad de datos históricos de Pozos (2006-2018), Inversiones E&E (1990-2021), Reconocimiento Superficial (2010-2018), Áreas Reservadas a favor de YPFB (D.S. 3107) y Contratos (Contratos de Operación, Adendas y Cesiones, Contratos de Servicios Petroleros), además de su respectivo almacenamiento en una base de datos con estructura sólida, confiable y segura.

Al estar estructurada por categorías y campos resulta muy sencillo encontrar el dato buscado mediante Bases de Datos, reportes, tablas dinámicas y dashboard con Excel, los mismos que son actualizados y almacenados de manera mensual como se muestra en las siguientes gráficas:

Base de datos y dashboard en excel – Pozos periodo 2006-2018

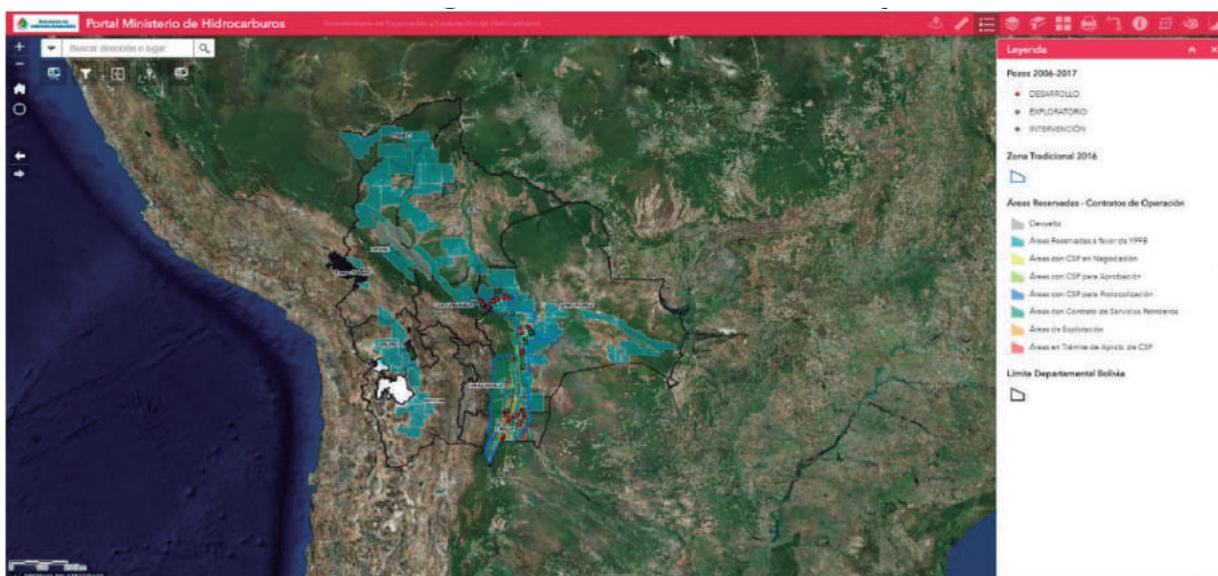


Fuente: Elaboración propia en base a información remitida por YPFB

Portal Geográfico del Viceministerio de Exploración y Explotación

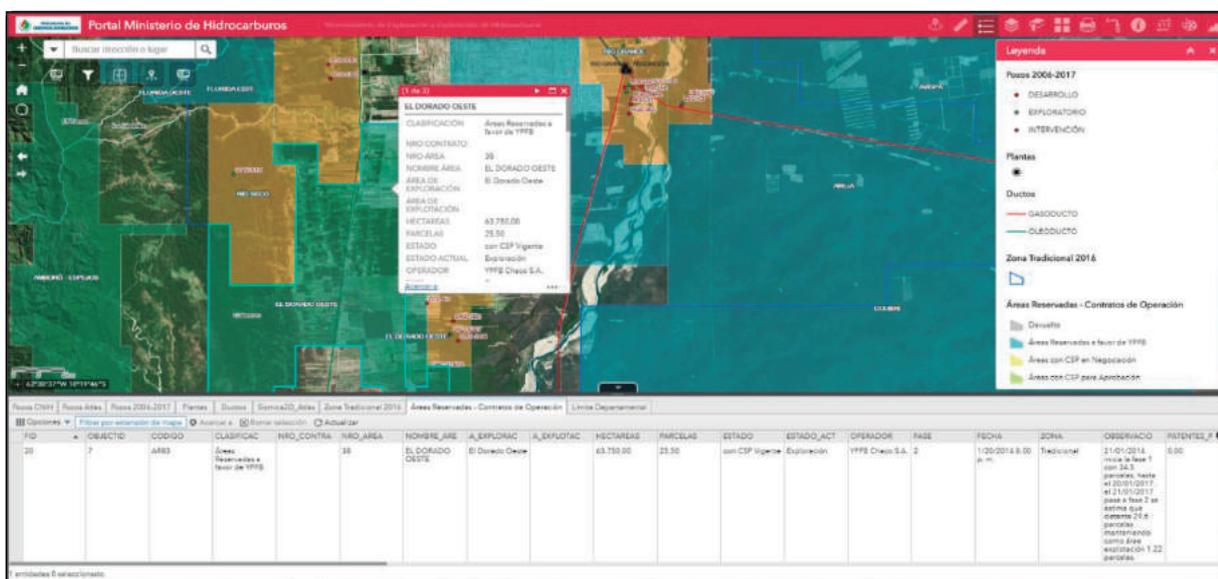
Se ha desarrollado una aplicación basada en navegador web que provee un punto de visualización espacial común con coberturas como Áreas Reservadas a favor de YPFB, Contratos de Operación, Pozos, Plantas y Ductos el cual crea, compara mapas interactivos y muestra información relacionada.

Portal Geográfico – información espacial



Fuente: Elaboración propia en base a información remitida por YPFB

Portal Geográfico – información geográfica y tabular del Área El Dorado Oeste



Fuente: Elaboración propia en base a información remitida por YPFB

1.4.2.2 Metas Proyectadas 2019

Durante la gestión 2019, se tienen programados diferentes proyectos destinados a mantener la producción e incrementar las reservas hidrocarburíferas del país mediante la perforación de pozos exploratorios y de desarrollo. Asimismo, se perforarán pozos estratigráficos con el objetivo de investigar la secuencia estratigráfica y posibles acumulaciones de hidrocarburos.

1.4.2.2.1 Estimación de Programación de Inversiones 2019 en Exploración y Explotación

Para la gestión 2019, tanto YPFB Casa Matriz como las empresas Operadoras y Subsidiarias, tienen proyectado ejecutar un estimado de 905,1 MMUSD en la ejecución de diversos proyectos de Exploración y Explotación, es así que para las actividades de Exploración se tienen planificado invertir 422,2 MMUSD y para Explotación 482,8 MMUSD, acorde al siguiente detalle:

Actividad	YPFB Casa Matriz	Subsidiarias	Operadoras	TOTAL (MMUSD)
Exploración	135,8	96,3	190,2	422,2
Explotación	-	210,4	272,4	482,8
TOTAL (MMUSD)	135,8	306,7	462,6	905,1

Fuente: MH en base a información de YPFB.

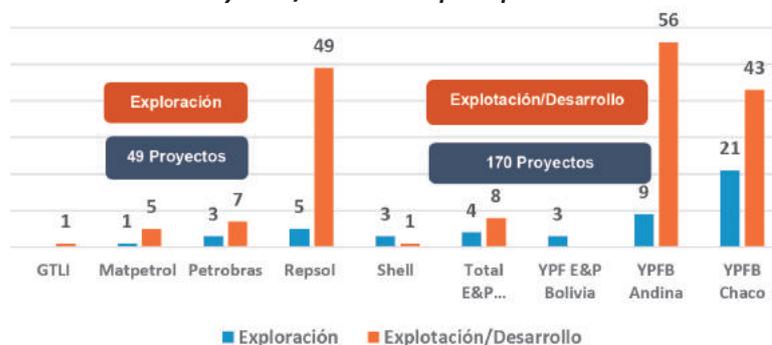
YPFB Casa Matriz – Presupuesto de Inversión 2019.

Operadoras y Subsidiarias – Presupuesto de Inversión (CAPEX) según PTP's aprobados 2019.

1.4.2.2 Programación de Actividades 2019 en Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Las operadoras y subsidiarias programaron 219 proyectos/actividades en el PTP 2019 aprobados por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), los cuales contemplan 49 proyectos de Exploración y 170 proyectos de Explotación con la siguiente distribución:

Proyectos/Actividades por Operadora



Distribución Global de Proyectos/Actividades

Fuente: PTP 2019 – YPFB Corporación

1.4.2.3 Actividades de Reconocimiento Superficial

En lo que respecta a las actividades de reconocimiento superficial para la gestión 2019, se tiene contempladas las siguientes actividades:

ÁREA	ACTIVIDAD	EMPRESA	RM	ESTADO ACTIVIDAD
Aguaragüe Norte	Exploración Sísmica 2D	YPFB	09417	Se prevé concluir la fase de Perforación en febrero y se iniciará la fase de Registro de las 11 líneas sísmicas en enero continuando con su procesamiento tanto de Campo como de Gabinete y finalmente se concluirá con la desmovilización.
La Guardia	Exploración sísmica 2D	YPFB	09517	Se prevé iniciar la fase de Topografía en febrero con la actividad de Red Primaria, continuar con la Fase de Perforación y Registro más el Procesamiento de las 12 líneas sísmicas, finalizando el Proyecto con la Desmovilización y Entrega del Informe Final en Septiembre.
Carohiaicho 8B	Sísmica 2D	YPFB Andina	23215	Finalización del procesamiento e interpretación.
Carohiaicho 8C	Sísmica 2D	YPFB Chaco	15416	Finalización del procesamiento e interpretación.
El Palmar	Sísmica 3D	GTLI	03317	Finalización de la interpretación.
Charagua	Sísmica 3D	YPF	23416	Finalización de la adquisición, procesamiento e interpretación.
San Telmo Norte*	Sísmica 2D	Petrobras	-	Inicio de adquisición.
Chimore*	Geoquímica	YPFB Chaco S.A.	-	En proceso de contratación

ÁREA	ACTIVIDAD	EMPRESA	RM	ESTADO ACTIVIDAD
Itacaray*	Magnetotelúrica	YPFB Chaco S.A.	14916	Finalización de interpretación
Carohuaicho 8C*	Magnetotelúrica	YPFB Chaco S.A.	15416	Finalización de interpretación
Carohuaicho 8C*	Geoquímica	YPFB Chaco S.A.	15416	Ingeniería de conceptual de proyecto
Isarsama-San Miguel	Magnetotelúrica	YPFB Chaco S.A.	-	En proceso de contratación
Astillero	Geoquímica	YPFB Chaco S.A.	-	Ingeniería de conceptual de proyecto
Astillero	Geología de superficie	YPFB Chaco S.A.	-	Ingeniería de conceptual de proyecto
San Telmo Norte	Geología de superficie	Petrobras	-	Ingeniería de conceptual de proyecto
Azero	Geología de superficie	Total E&P	-	Proceso de licitación.
Huacareta	Aerogravimetría – Aeromagnetometría	Shell	-	Proceso de licitación.

Fuente: Presentación Proyectos Sísmicos 2D-YPFB (*) YPFB Informe Audiencia Pública

1.4.2.2.4 Pozos en ejecución para la gestión 2019

Proyecto	Estado Actual al 31 de enero de 2019	Inversión Programada	Inversión Ejecutada	% De Ejecución
BOYUY-X2	Perforando en 7882 metros (OH 6 ")	125,92 MMUSD	114,19 MMUSD	90,7%
CARANDA-X1005	Perforando en 4629,6 metros (OH 8 1/2 ")	44,56 MMUSD	38,62 MMUSD	87,0%
JAGUAR-X6	Perforando en 3568,3 metros (OH 12 1/4 ")	109,40 MMUSD*	56,55 MMUSD	51,6%
SIPOTINDI-X1	Perforando en 2689 metros (12 1/4 ")	42,76 MMUSD	20,60 MMUSD	48,1%
CHACO ESTE-X1	Pruebas de producción Fm. Tupambi.	12,23 MMUSD**	9,64 MMUSD	78,8%
TOTAL		334,87 MMUSD	239,6 MMUSD	71,5%

Fuente: Reportes diarios de Perforación

(*) Inversión Programada: Programa de perforación JGR-X6.

(**)PTP 2018 Modificado

1.4.2.2.5 Pozos exploratorios para ejecutar en la gestión 2019

PROYECTO	POTENCIAL (TCF)	INVERSIÓN (MMUSD)	RESULTADO ESPERADO, GESTIÓN 2019
ÑANCAHUAZ U-X1	1,59	73,00	La perforación iniciaría el primer trimestre de 2019, en este momento tiene un avance de 98% en montaje del equipo de perforación. Se estima una producción inicial de 3,68 MMmcd y un Plateau de producción de 11,04 MMmcd por 3 años.

Fuente: MH en base a información de YPFB y Operadoras

PROYECTO	POTENCIAL (TCF)	INVERSIÓN (MMUSD)	RESULTADO ESPERADO, GESTIÓN 2019
BOICOBO SUR-X1	0,96	105,00	La perforación iniciaría el tercer trimestre de 2019, en este momento se encuentra en proceso de construcción del camino y planchada. Se espera una producción inicial de 4,7 MMmcd y un Plateau de producción de 5,6 MMmcd por 2 años.
IÑIGUAZU-X5	1,75	121,50	La perforación iniciaría el segundo trimestre de 2019, en este momento se encuentra en proceso de protocolización del Contrato de Servicios Petroleros. Se espera una producción inicial de 2,72 MMmcd y un Plateau de producción de 6,12 MMmcd por 9 años.
BOYUY-X3	0,61	105,40	La perforación iniciaría el segundo trimestre de 2020, en este momento se encuentra en proceso de adquirir la Licencia Ambiental. Se tiene estima una producción inicial de 1 MMMmcd y un Plateau de producción de 2,75 MMmcd por 1 año.
FLORIDA-X2D	0,058	18,70	Inicio operaciones el 26 de enero de 2018, en este momento se encuentra bajando cañería 18 5/8" en 203m. Se estima que concluya en mayo 2019 con una producción inicial de 0,39 MMmcd y un Plateau de producción de 0,55 MMmcd por 1 año.
AGUARAGUE CENTRO-X1D	0,041	21,00	La perforación iniciaría el segundo trimestre de 2019, en este momento se encuentra de proceso de construcción del camino y planchada. Se estima que la perforación concluya en diciembre de 2019 con una producción inicial de 0,062 MMmcd y un Plateau de producción de 0,38 MMmcd por 2 años.
ITACARAY-X1	0,88	35,35	La perforación iniciaría el segundo trimestre de 2020, en este momento se encuentra en proceso de actualización de la Licencia Ambiental. Se estima una producción inicial de 1,93 MMmcd y un Plateau de producción de 3,71 MMmcd por 5 años.
DOMO TARIJA-X2	0,96	65,00	La perforación iniciaría el tercer trimestre de 2020, en este momento se encuentra en proceso de actualización de la Licencia Ambiental y licitación para construcción del camino y planchada. Se estima una producción inicial de 3,34 MMmcd y un Plateau de producción de 5,45 MMmcd por 4 años.
DOMO OSO-X1	1,01	33,1	La perforación iniciaría el cuarto trimestre de 2019, en este momento se encuentra en proceso de obtener la Licencia Ambiental para la ejecución de sísmica 2D San Telmo Norte. Se estima una producción inicial de 0,38 MMmcd y un Plateau de producción de 5,52 MMmcd por 1 año.
YARARA-X1	0,089	8.20	La perforación iniciaría el tercer trimestre de 2019, en este momento se encuentra en proceso de rehabilitar el acceso el camino y planchada. Se estima una producción inicial de 0,13 MMmcd y un Plateau de producción de 0,50 MMmcd por 1 año.
VILLAMONTE S-X7	0,48	55,7	La perforación iniciaría el tercer trimestre de 2019, en este momento se encuentra con las obras civiles concluidas. Se estima una producción inicial de 2,03 MMmcd y un Plateau de producción de 2,54 MMmcd por 7 años.
COLORADO-X10	0,055	15,3	La perforación iniciaría el primer trimestre de 2019, en este momento se encuentra en proceso de construcción del camino y planchada. Se estima una producción inicial de 15,19 MMmcd
LOS MONOS-X13	-	-	Es un pozo exploratorio de avanzada para confirmar el tamaño de la estructura encontrada por el pozo LMS-X12, está diseñado como un pozo tipo "J".

PROYECTO	POTENCIAL (TCF)	INVERSIÓN (MMUSD)	RESULTADO ESPERADO, GESTIÓN 2019
LOS HUESOS-X2	0,54	50,47	Se espera obtener la licencia ambiental.
RIO GRANDE-100D	0,009	-	Se plantea iniciar la perforación durante esta gestión, buscando los reservorios Cajones y Yantata. Se planea iniciar la producción el 2020 con una producción inicial de 0,10 MMmcd.
GOMERO-X1 IE	-	17,40	Se espera finalizar las obras civiles durante esta gestión, este pozo tiene como objetivos: definir la estratigrafía de la columna, variación de facies respecto de las encontradas en los pozos de Pando y calidad de roca reservorio.
COPOAZU-X1 I.E.	-	38,0	Este proyecto desarrollado en el Departamento de La Paz tiene como objetivo investigar la secuencia estratigráfica y posibles acumulaciones de hidrocarburos en los siguientes reservorios: Fm. Copacabana, Yaurichambi, Tomachi, Tequeje basal, Rio Carrasco. El proyecto se encuentra en trámites para obtener la Licencia Ambiental.
MAYAYA CENTRO-X1 I.E.	-	35,0	Este proyecto desarrollado en el Departamento de La Paz tiene como objetivo investigar la secuencia estratigráfica y posibles acumulaciones de hidrocarburos en los siguientes reservorios: Fm. Gr. Retama, Tomachi, Copacabana y Beu. El proyecto se encuentra en trámites para obtener la Licencia Ambiental.
MARGARITA PROFUNDO	-	95,4	Este proyecto de desarrollo se encuentra en proceso de adquirir la Licencia Ambiental, el cual permitirá incrementar las reservas en 0,669 TCF, y tiene por objetivo perforar y producir de la Fm. Huamampampa Eifeliano y Emsiano a una profundidad de 6250m.
CHARAGUA-X1	-	-	Trámites de licencia ambiental, ingeniería, licitaciones, gestiones contractuales y administrativas, etc.
CABEZAS	-	-	Trámites de licencia ambiental, ingeniería, licitaciones, gestiones contractuales y administrativas, etc.
OPABUSU-X1	-	-	Trámites de licencia ambiental, ingeniería, licitaciones, gestiones contractuales y administrativas, etc.
IRENDA	-	-	Trámites de licencia ambiental, ingeniería, licitaciones, gestiones contractuales y administrativas, etc.
MIRAFLORES	-	-	Trámites de licencia ambiental, ingeniería, licitaciones, gestiones contractuales y administrativas, etc.
BOICOBO SUR-X2	-	-	Trámites de licencia ambiental, ingeniería, licitaciones, gestiones contractuales y administrativas, etc.
TOTAL	9,03	893,52	

Fuente: MH en base a información de YPFB y Operadoras

1.4.2.2.6 Pozos de desarrollo en ejecución

PROYECTO	ESTADO ACTUAL AL 31 ENERO DE 2019	INVERSIÓN PROGRAMADA	INVERSIÓN EJECUTADA	% DE EJECUCIÓN
INCAHUASI-5	El pozo se encuentra en etapa de perforación, se estima concluya durante el tercer trimestre de 2019 con las pruebas de formación correspondientes en la formación Huamampampa. Se estima una producción inicial entre 2 y 3 MMmcd.	72 MMUSD	40,30 MMUSD	55,9%*
CAIGUA-15D	El pozo se encuentra en etapa de perforación, se estima concluya durante el tercer trimestre de 2019 con las pruebas de formación correspondientes en la	16,52 MMUSD	11,86 MMUSD	71,8%

PROYECTO	ESTADO ACTUAL AL 31 ENERO DE 2019	INVERSIÓN PROGRAMADA	INVERSIÓN EJECUTADA	% DE EJECUCIÓN
	formación Huamampampa. Se estima una producción inicial entre 2 y 3 MMmcd.			
COLORADO-6	Este proyecto de desarrollo se encuentra en proceso de licitación de ingeniería para la construcción del camino y planchada, el cual permitirá incrementar las reservas en 0,017 TCF, y tiene por objetivo perforar y producir de la Fm. Iquiri (Arenisca Guanacos) a una profundidad de 4300m.	15,17 MMUSD	0	0,0%
JUNIN ESTE-1004D	Este proyecto de desarrollo se encuentra en proceso de licitación de ingeniería para la construcción del camino y planchada, el cual permitirá incrementar las reservas en 0,011 TCF, y tiene por objetivo perforar y producir de las Formaciones Petaca, Cajones y Yantata a una profundidad de 1310m.	6,87 MMUSD	0	0,0%
JUNIN ESTE-8	Este proyecto de desarrollo se encuentra en proceso de licitación de ingeniería para la construcción del camino y planchada, el cual permitirá incrementar las reservas en 0,009 TCF, y tiene por objetivo perforar y producir de las Formaciones Petaca, Cajones y Yantata a una profundidad de 1210m.	8,64 MMUSD	0	0,0%
SANTA ROSA-12D	Este proyecto de desarrollo se encuentra en proceso de licitación de ingeniería para la construcción del camino y planchada, el cual permitirá incrementar las reservas en 0,013 TCF, y tiene por objetivo perforar y producir de las Formaciones Arenisca No.1 y Ayacucho, evaluar Petaca, Cajones y Yantata a una profundidad de 2530m.	9,72 MMUSD	0	0,0%
SAN IGNACIO-2D	Este proyecto de desarrollo se encuentra obras civiles concluidas, a la espera del equipo YPFB-03 de 1000HP, el cual permitirá incrementar las reservas en 0,006 TCF, y tiene por objetivo perforar y producir de las Formaciones Arenisca No.1 y Ayacucho, evaluar Petaca, Cajones, Piray, Yantata y Sara a una profundidad de 2420m.	8,22 MMUSD	0	0,0%
RIO GRANDE-97D	Se tiene como objetivo la formación Iquiri-1 y finalizar la perforación durante esta gestión.	-	0	0,0%
YAPACANI 41D	Se tiene como objetivo la formación Sara y finalizar la perforación durante esta gestión.	-	0	0,0%
YAPACANI 42D	Se tiene como objetivo la formación Sara, Ayacucho, Arenisca 2 y finalizar la perforación durante esta gestión.	-	0	0,0%
LOS SAUCES 10D	Se tiene como objetivo la formación Iquiri-1 y finalizar la perforación durante esta gestión.	-	0	0,0%
TOTAL		142,58 MMUSD	52,16 MMUSD	35,60%

Fuente: Reportes diarios de Perforación, PTP Modificado 2018 y MH en base a información de YPFB y Operadoras

Nota: Datos al 31 de Enero del 2019.

Asimismo, se contempla el inicio de actividades previas en los siguientes pozos:

PROYECTO	RESULTADO ESPERADO, GESTIÓN 2019
HUMBERTO SUAREZ ROCA P2A	Inicio de trámites de licencia ambiental, ingeniería básica, licitaciones y otros.
HUMBERTO SUAREZ ROCA P2B	
HUMBERTO SUAREZ ROCA P2C	
COLORADO 5	
COLORADO 7	
POZO 1 CAMIRI	
POZO AVANZADA SAN ANTONIO	
POZO INFILL SAN ANTONIO	
LOS CUSIS 6DH ST	
YAPACANI-35D	
PUERTO PALOS-X1	
TATARENDA-6	
CHURUMAS X2	
POZO 1 GUAIRUY	
POZO 1 LA PEÑA	
POZO 2 LA PEÑA	
POZO 1 SARA BOOMERANG III	
POZO 2 SARA BOOMERANG III	
PALMAR 15	
PALMAR 18	
CARANDA X1002	
TATARENDA 22 RE	
TATARENDA 10 RE	
TATARENDA 11 RE	

Fuente: PTP 2019

1.4.2.2.7 Convenios de Estudio:

PROYECTO	RESULTADO ESPERADO, GESTIÓN 2019
IRENDA	Este proyecto se encuentra en negociaciones para la firma de un Convenio de Estudio para el primer trimestre de 2019.
MIRAFLORES	Este proyecto se encuentra en negociaciones para la firma de un Convenio de Estudio para el primer trimestre de 2019. El objetivo es investigar hidrocarburos no convencionales en las formaciones Iquiri, Los Monos, Huamampampa, Icla y Santa Rosa.

PROYECTO	RESULTADO ESPERADO, GESTIÓN 2019
CABEZAS	Este proyecto pretende investigar las formaciones Yecua y Petaca que pueden incrementar las reservas en 0,118TCF. Se estima una producción inicial de 0,35 MMMmcd y un Plateau de producción de 0,99 MMMmcd por 3 años.

Fuente: MH en base a información de YPFB

1.4.2.2.8 Pozos Estratigráficos:

PROYECTO	RESULTADO ESPERADO, GESTIÓN 2019
GOMERO-X1 I.E.	Este proyecto desarrollado en el Departamento de La Paz, tiene como objetivo investigar la secuencia estratigráfica y posibles acumulaciones de hidrocarburos en los siguientes reservorios: Fm. Copacabana, Yaurichambi, Tomachi, Tequeje basal, Rio Carrasco. El proyecto se encuentra en proceso de obtener la Licencia Ambiental.
COPOAZU-X1 I.E.	Este proyecto desarrollado en el Departamento de La Paz tiene como objetivo investigar la secuencia estratigráfica y posibles acumulaciones de hidrocarburos en los siguientes reservorios: Fm. Copacabana, Yaurichambi, Tomachi, Tequeje basal, Rio Carrasco. El proyecto se encuentra en proceso de evaluación técnica y económica.
MAYAYA CENTRO-X1 I.E.	Este proyecto desarrollado en el Departamento de La Paz tiene como objetivo investigar la secuencia estratigráfica y posibles acumulaciones de hidrocarburos en los siguientes reservorios: Fm. Gr. Retama, Tomachi, Copacabana y Beu. El proyecto se encuentra en ingeniería conceptual para la construcción del pozo.

Fuente: MH en base a información de YPFB

Actualmente YPFB, se encuentra en la elaboración del PEC, el cual una vez aprobado contemplará los montos de inversión en proyectos de Exploración y Explotación para la gestión 2019.

1.4.2.2.9 Otros Logros a Futuro Para la Gestión 2019

En lo que se refiere a normativa, los principales logros que se esperan alcanzar al 31 de diciembre de la Gestión 2019 son:

1. Anteproyecto de Ley de Hidrocarburos.
2. Autorización Contratos de Servicios Petroleros para el Área Vitiacua
3. Aprobación Cesión de Participación, Derechos y Obligaciones emergentes del Contrato de Servicios Petroleros para el Área de Charagua
4. Promulgación de propuestas de normativa sectorial con énfasis en Exploración y Explotación de Hidrocarburos, que promueva el desarrollo y la inversión de estas actividades:
 - Actualización R.M. 130/2009, que reglamenta las Unidades de Seguimiento y Control de los Contratos de Servicios Petroleros.
 - Modificación del D.S. N° 28420 de Devolución, Selección de Áreas de Explotación y Retención de Áreas, de 21 de octubre de 2005.
 - Modificación del D.S. N° 28312, Reglamento de Quema de Gas Natural, de 26 de agosto de 2005.
 - Modificación del D.S. N° 28324, de 01 de septiembre de 2005, que aprueba los Estatutos de YPFB y su Estructura Orgánica.
 - Modificación de la R.M. 128/16, de 20 de junio de 2016.
 - Reglamento para la Disposición de Bienes Parcialmente Amortizados en el Marco de los Contratos de Servicios Petroleros (CSP).
 - Reglamento para trabajos de Reconocimiento Superficial, a objeto de reglamentar el Artículo 33 de la Ley N° 3058, de Hidrocarburos.

- R.M. para Establecer la Metodología del Cálculo de la Tasa de Descuento y Precios de Comercialización a ser considerados para el pago de Incentivos a la Producción de Condensado Asociado al Gas Natural.

1.4.3 Dirección General de Producción, Recaudaciones e Incentivos

1.4.3.1 Logros Alcanzados 2018

1.4.3.1.1 Normativa de Exploración y Explotación de Hidrocarburos En Elaboración

- Modificación del D.S. N° 2830, de 06 de julio de 2016; que reglamenta la aplicación de incentivos en el marco de la Ley N° 767, Ley de Promoción para la Inversión en Exploración y Explotación Hidrocarburífera, de 11 de diciembre de 2015. Proyecto concluido en etapa de revisión.
- Actualización de la R.M. 199-12 de 24 de julio de 2012, de Procedimientos de llenado de las Certificaciones de Producción por Campo y por Reservorio, así como de los Formularios para el Cálculo de Eficiencias de Planta, Inyección de Gas Natural, Combustible, Quema e Inventario de Producción de Hidrocarburos Líquidos, conforme a lo establecido en la normativa vigente. Proyecto concluido, en etapa de revisión.
- Proyecto de modificación del D.S. N° 2567 de 28 de octubre de 2015, que modifica y complementa el Artículo 2 del D.S. N° 29046 de 28 de febrero de 2007, respecto a la transferencia del 50% de las patentes petroleras. Proyecto con avance del 70%.

1.4.3.1.2 Monitoreo y Fiscalización a los Puntos de Fiscalización de Gas Natural y Líquidos

Se realizó la visita técnica a las Plantas de Procesamiento de Gas Natural Sábalo y Margarita en la Provincia Gran Chaco en el mes de diciembre del 2018.

Durante el trabajo se realizó la inspección y verificación del estado y el funcionamiento de los equipos e instrumentos de medición de hidrocarburos fiscalizados instalados en ambas Plantas, siguiendo recomendaciones de normativa vigente. Asimismo se verificó el cumplimiento (acorde a la normativa) respecto a los plazos en la calibración de los equipos de medición en puntos de fiscalización de ambas Plantas y contrastada con la información del Centro Nacional de Medición y Control a la Producción y Transporte de Hidrocarburos (CNMCPTH) de YPFB.

Como parte del cronograma de visita, se realizó el monitoreo in situ en la sala de control de las Plantas mencionadas anteriormente, donde se realizó el respectivo registro de los parámetros de operación puntuales, para tal efecto se llenaron unas planillas que fueron plasmadas en el respectivo Informe Técnico.

1.4.3.1.3 Monitoreo a los Procesos de Medición y Certificación de la Producción

Se realizó la visita programada con la Gerencia Nacional de Fiscalización (GNF) de YPFB, para poder ejecutar la visita in situ al CNMCPTH de YPFB que funciona en el Municipio de Villamontes de la Provincia Gran Chaco, en el mes de diciembre del 2018.

Se llevó a cabo la verificación in situ a la Sala de Control, donde se apreció el manejo del sistema en línea (IGAS-ICONE), que recibe información de más de 500 medidores en línea, asimismo el sistema SCADA que sirve para realizar medición de volumen y cromatografías en tiempo real.

Se realizó la verificación (aleatoria) de los reportes emitidos por el Titular y se comparó con los reportes de la GNF-YPFB y se pudo corroborar que el llenado de las certificaciones de producción mensuales cumple con lo señalado en la normativa vigente.

1.4.3.1.4 Recaudaciones por Hidrocarburos en el Upstream

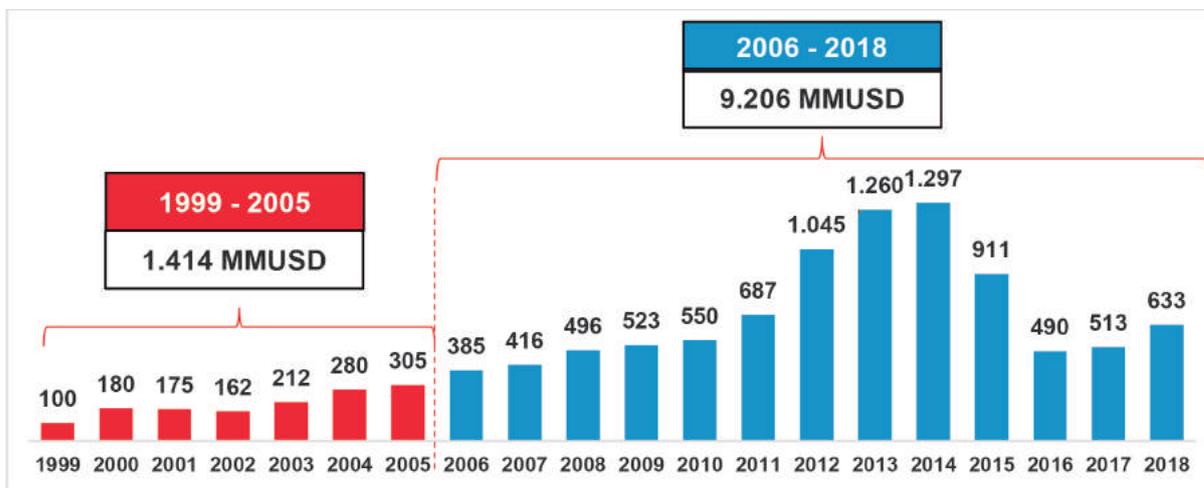
La normativa respectiva a los ingresos por hidrocarburos fue cumplida conforme a sus plazos y competencias.

Regalías y Participación al TGN

En cumplimiento a lo establecido en el D.S. N° 28222 de 27 de junio de 2005, modificado por el D.S. N° 29160 de 13 de junio de 2007, se remitieron los Estados de Cuentas correspondientes a cada mes, a los beneficiarios y a YPFB, para lo cual se emitieron 12 informes de Estado de Cuentas durante la gestión 2018.

En el sub período 1999 a 2005, el monto acumulado por el pago de Regalías y Participación al TGN fue de 1.414 MMUSD y en el sub periodo 2006 a 2018, el monto alcanzado es de 9.206 MMUSD, conforme se presenta a continuación:

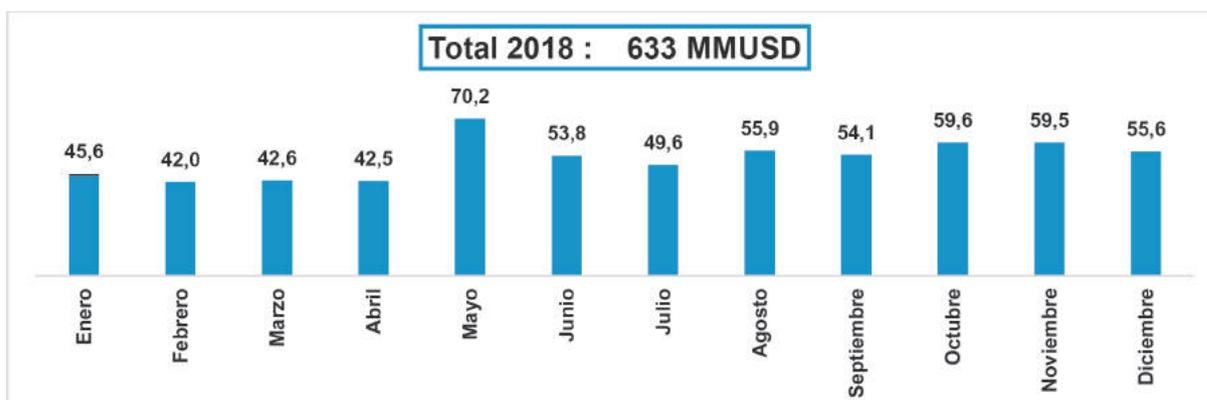
Regalías y Participación TGN Pagadas 1999 - 2018
En Millones de Dólares



Fuente: VMEEH, en base a información de YPFB.

En la gestión 2018, la recaudación por el pago de Regalías y Participación al TGN se estima alcanzará los 633 MMUSD, conforme se presenta a continuación:

Regalías y la Participación al TGN 2018
En Millones de Dólares



Fuente: VMEEH en base a información de YPFB.

- Se elaboraron y emitieron doce (12) informes de Liquidación de Regalías y la Participación al TGN correspondientes a la producción de octubre hasta diciembre de 2017, emitidos entre los meses de enero a marzo de 2018 y la producción de enero hasta septiembre de 2018, emitidos entre los meses de abril a diciembre de 2018, respectivamente.
- Fueron emitidos doce (12) informes de Estados de Cuentas mensuales correspondientes al periodo de diciembre de 2017 a noviembre de 2018, y se remitieron los mismos a los beneficiarios en el plazo establecido en la norma.

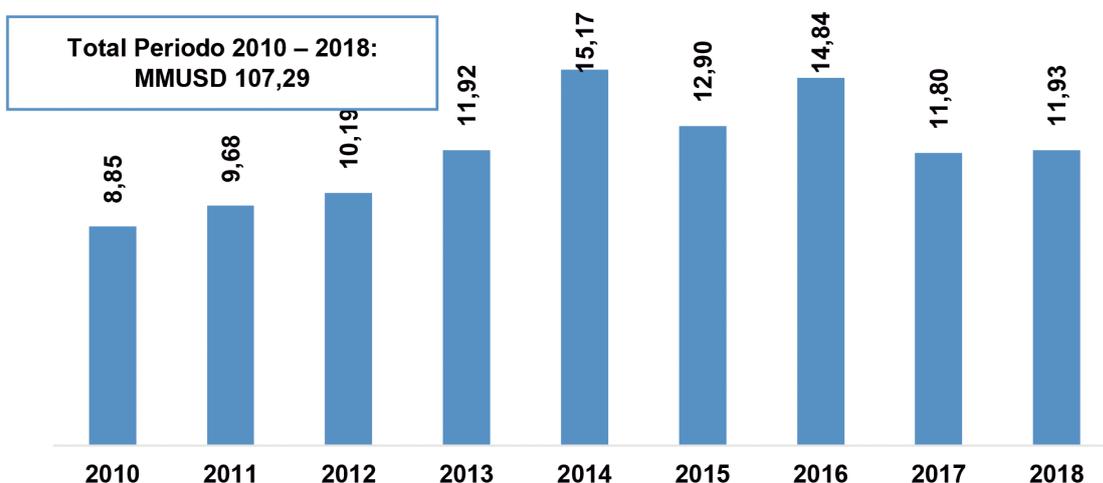
Patentes Petroleras

En cumplimiento a las atribuciones establecidas en la normativa vigente, el VMEEH realizó el control, seguimiento y verificación a los procesos de estimación, reembolso y distribución de Patentes Petroleras para la gestión 2018, así como a la proyección de las mismas para la gestión 2019, para los cuales se elaboraron seis (6) informes.

Asimismo, de acuerdo a los procedimientos establecidos en la normativa, se remitieron a YPF, al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (MEFP) y al Viceministerio de Autonomías (VMA), las notas correspondientes para continuar con los distintos procesos de patentes petroleras.

Como resultado, de acuerdo a información remitida por YPF y por el MEFP, en la gestión 2018 se logró recaudar 11,93 MMUSD por concepto de Patentes Petroleras y se distribuyó un monto igual a 5,87 MMUSD a 58 municipios beneficiarios de las mismas.

Patentes Petroleras Recaudadas 2010 – 2018
En MMUSD

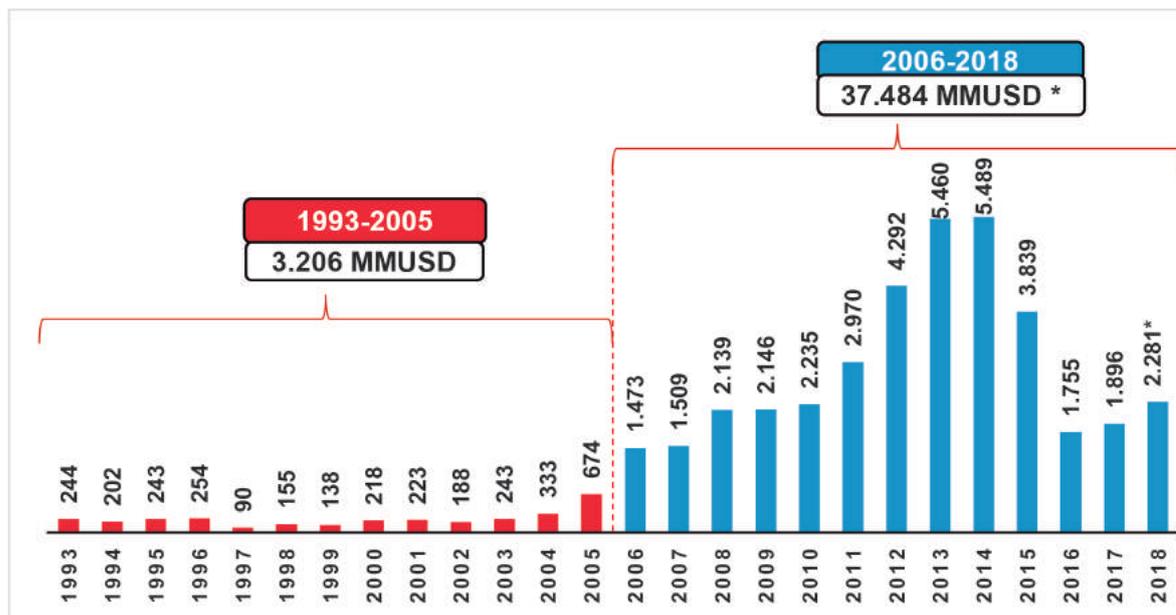


* Se considera el Tipo de Cambio Oficial de Venta de dólar de EEUU promedio correspondiente a cada gestión
Fuente: VMEEH en base a datos de YPF.

Renta Petrolera

Entre las gestiones 2006 y diciembre 2018, la Renta Petrolera alcanzó un valor preliminar de MMUSD 37.484 (Treinta y siete mil, cuatrocientos ochenta y cuatro Millones de Dólares Americanos); de los cuales MMUSD 2.281 (Dos mil doscientos ochenta y uno Millones de Dólares Americanos) corresponden a la gestión 2018, de acuerdo a información remitida por YPF.

Renta Petrolera 1993 – 2018
En Millones de Dólares



Fuente: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

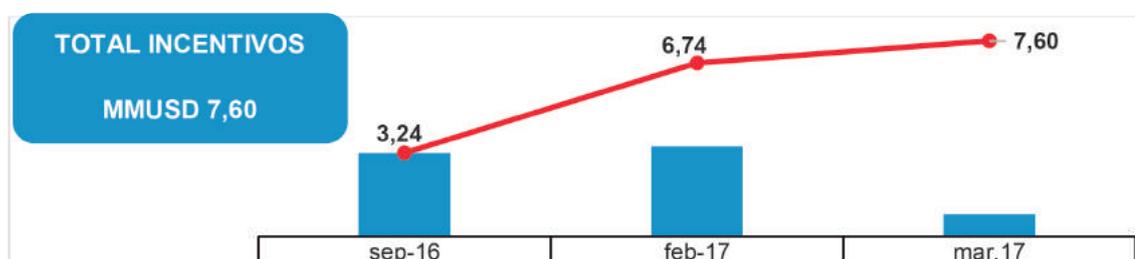
(* El dato de la gestión 2018 es preliminar

1.4.3.1.5 Incentivos a la Exploración y Explotación de Hidrocarburos

Incentivos a la Producción de Petróleo en el Marco del D.S. N° 1202

Bajo el D.S. N° 1202 de 18 de abril de 2012, se realizó el cálculo mensual de incentivos a la producción de Petróleo por esta Cartera de Estado para los meses de julio, agosto, octubre, noviembre y diciembre de 2016 y enero 2017 haciendo un total de 6 informes y se comunicó a YPFB que los mismos coinciden y se emitió nota de comunicación a YPFB.

Incentivo a la Producción de Petróleo Crudo
En MMUSD



Fuente: Certificación de Planillas de Cálculo de Incentivos a la producción de Petróleo- YPFB.

Datos: Septiembre 2016, febrero y marzo de 2017

Asimismo, este Viceministerio, en cumplimiento a lo estipulado en el D.S. N° 1202 y la R.M. N° 103-14, solicitó a YPFB solicitar al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas (MEFP) la cuota de compromiso para la emisión de las Notas de Crédito Fiscal (NOCRES) de los meses de septiembre de 2016, febrero y marzo de 2017.

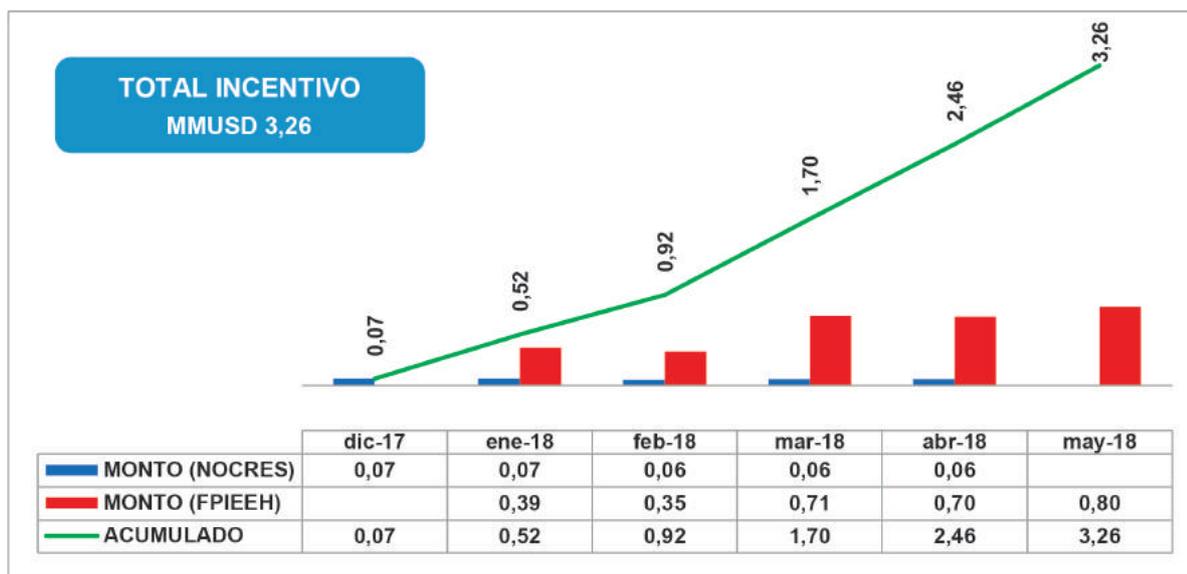
Incentivos a la Producción de Petróleo en el Marco de la Ley N° 767

Se realizó el seguimiento al cumplimiento de la Ley N° 767 y su reglamentación (D.S. N° 2830); no obstante, a la fecha, el MH no autorizó ningún desembolso, debido a la aplicación de los procedimientos establecidos en la norma, y la verificación del cumplimiento de varios y distintos requisitos y variables técnicas, económicas y financieras que permiten autorizar el pago a la producción sujeta a incentivos a través de Resolución Administrativa emitida por el Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, para su remisión posterior al Ministerio de Economía y Finanzas Públicas – MEFP.

De acuerdo a la Ley N° 767 de 11 de diciembre de 2015 y su reglamentación, se realizó el seguimiento al cumplimiento de la normativa por parte de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), emitiéndose la correspondencia respectiva, revisando y analizando documentación remitida a esta Cartera de Estado y efectuándose reuniones interinstitucionales.

A la fecha el MH elaboró ocho (8) informes, de los cuales dos (2) corresponden al periodo mayo a noviembre de 2017 que no fue certificado por la ANH y seis (6) informes correspondientes a la autorización de desembolso de incentivos por la producción de Petróleo Crudo.

Incentivo a la Producción de Petróleo Crudo (En MMUSD)



Fuente: Resoluciones Administrativas de Certificación emitidas por la ANH Diciembre 2017 a mayo de 2018.

Dichos informes, hacen referencia al incremento en el factor de recuperación de los Campos, evitando de esa manera la declinación en la producción de petróleo mediante el desarrollo de nuevas inversiones, acorde a los compromisos asumidos en los planes de Desarrollo y/o Planes Quinquenales.

Sin embargo, debido a un recurso interpuesto por un operador referente a la Clasificación de Campo, se tiene la emisión de las Resoluciones Administrativas de Autorización en proceso de evaluación.

Bajo la norma referida, fueron elaborados doce (12) informes de seguimiento al Fondo de Promoción para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (FPIEEH), sobre la base de los Informes mensuales sobre las inversiones de los recursos del FPIEEH que remite el Banco Central de Bolivia al Viceministerio de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Fondo de Promoción a la Inversión
en Exploración y Explotación de Hidrocarburos
En MMUSD



Fuente: VMEEH en base a información del BCB.

1.4.3.1.6 Reportes – Base de Datos – Dirección General de Producción, Recaudación e Incentivos

Para la atención a solicitudes de información y elaboración de reportes, se realizó el control de calidad de datos históricos de Producción Certificada de Hidrocarburos (1998-2018), Liquidación de Regalías y Participación al TGN (2005-2018), Patentes (2007-2018), Fondo de Promoción a la Inversión de Exploración y Explotación de Hidrocarburos – FPIEEH (2016-2018), además de su respectivo almacenamiento en una base de datos con estructura sólida, confiable y segura

1.4.3.2 Metas Projectadas 2019

En lo que se refiere a normativa, los principales logros que se esperan alcanzar al 31 de diciembre de la Gestión 2019 son:

1. Modificación del D.S. N° 2830, que reglamenta la Ley N°767 de 11 de diciembre de 2015.
2. Modificación de la R.M. N° 298-16 de 16 de diciembre de 2016.
3. Modificación de la R.M. N° 199-12 de 24 de julio de 2012. Control y Seguimiento a las certificaciones de producción de hidrocarburos.
4. Cumplimiento de la normativa respectiva a recaudaciones por hidrocarburos en el Upstream: emisión de Informes de Liquidación de Regalías y Participación al TGN, emisión de Estados de Cuentas, verificación y supervisión a la proyección, estimación, reembolso y distribución de Patentes Petroleras.
5. Sesiones informativas a las Gobernaciones de los Departamentos productores beneficiarios de Regalías, respecto a la metodología para la Liquidación de Regalías y la Participación al Tesoro General de la Nación, establecida en normativa vigente.
6. Incentivos hidrocarburíferos bajo la Ley N° 767, de 11 de diciembre de 2015: seguimiento al cumplimiento de esta Ley y su reglamentación; y emisión Resoluciones Administrativas del VMEEH de autorización de desembolsos para el pago de incentivos por la producción de hidrocarburos.
7. Evaluación de los logros alcanzados bajo la Ley N° 767 correspondiente a las gestiones 2017 y 2018.

1.4.4 Conclusiones VMEEH

- La DGPRI llevó a cabo los distintos procedimientos referidos a incentivos, producción fiscalizada, regalías hidrocarburíferas y patentes petroleras, además de otras actividades designadas por el Viceministro, generando los informes respectivos y emitiendo las notas correspondientes, en los plazos establecidos, conforme a las atribuciones conferidas en la normativa vigente.
- La DGEEH dependiente del VMEEH, emitió los informes respectivos referidos a solicitudes de Quema de Gas Natural, Contratos de Servicios Petroleros.
- En el marco a las atribuciones de esta Cartera de Estado conferidas en el D.S. N° 29894 de 07 de febrero de 2009, se realizó el seguimiento y control de la ejecución de las actividades e inversiones de exploración y explotación de los proyectos hidrocarburíferos ejecutados para la gestión 2018 y programados para la gestión 2019.
- De la misma manera se efectuó el monitoreo del avance físico de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

1.5 Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de hidrocarburos

1.5.1 Antecedentes Institucionales

Las actividades relacionadas con los procesos de refinación, separación de líquidos, comercialización, transporte, almacenaje, distribución e industrialización de hidrocarburos en la gestión 2018 se centraron en la revisión y actualización de reglamentos de carácter técnico y de seguridad para cumplir los lineamientos de la nueva Constitución Política del Estado (CPE).

Asimismo, en cumplimiento a las directrices del proceso de Nacionalización de los Hidrocarburos y en conformidad a lo establecido en la CPE, luego de la implementación y operación de los proyectos de las Plantas Separadoras de Líquidos de Río Grande y Carlos Villegas que permiten y garantizan el abastecimiento de GLP en el mercado interno y la exportación de excedentes a los mercados regionales, se ha impulsado y garantizado la continuidad de operaciones de la Planta de Amoniaco – Urea (PAU), cuya producción de urea cubre la demanda del mercado interno con destino al sector agroindustrial, permitiendo mejorar su productividad (rendimiento y eficiencia de los cultivos), recuperar áreas de cultivo agotadas, apoyando la seguridad y soberanía alimentaria del país, adicionalmente generando importantes ingresos para el Estado por la exportación de este fertilizante, se ha cumplido con uno de los objetivos nacionales de impulsar y ejecutar la industrialización en el país, materializando la transformación del gas natural y así obtener derivados con valor agregado para su incorporación en nuevos procesos industriales.

Para garantizar el abastecimiento interno de carburantes en nuestro país, se ha incorporado una nueva gasolina denominada Súper Etanol 92, producto de la mezcla de una gasolina base con un aditivo de origen vegetal (etanol anhidro), que cumple con los requerimientos técnicos del nuevo parque automotor y garantiza las exigencias medioambientales del sector.

De igual manera, se realizó la evaluación, seguimiento y emisión de autorizaciones de desembolsos de los créditos otorgados por el Banco Central de Bolivia (BCB) a favor de YPFB y la EBIH para la implementación de los diversos proyectos de Industrialización

1.5.2 Dirección General de Comercialización, Transporte y Almacenaje de hidrocarburos

1.5.2.1 Logros Alcanzados 2018

Logros en Comercialización

Lanzamiento Gasolina Súper Etanol 92

Por el impacto positivo que representa para la economía del país, es necesario enfatizar entre los logros del Ministerio de Hidrocarburos, la aprobación de la Ley N°1098 de 15 de septiembre de 2018, con la que se establece el marco normativo que permite la producción, almacenaje, transporte, comercialización y mezcla de Aditivos de Origen Vegetal, con la finalidad de sustituir gradualmente la importación de Insumos y Aditivos y Diésel Oil, precautelando la seguridad alimentaria y energética con soberanía y que introduce a Bolivia en la “ERA DE LOS BIOCOMBUSTIBLES”.

El esfuerzo conjunto de los sectores agrícola, agroindustrial, empresarial privado y estatal, Cámara Automotor Boliviana, así como el Gobierno a través del Ministerio de Hidrocarburos tuvo como primer resultado el lanzamiento, el 1ro de noviembre de 2018, de la Gasolina Súper Etanol 92 (GSE92) con mezcla de 12% del aditivo vegetal Etanol Anhidro.

Los beneficios de uso y consumo de la gasolina Súper Etanol 92

Reducción de Subvención - Al ser la gasolina Súper Etanol 92 un combustible producido con mezcla de etanol anhidro, cuya materia prima es de origen nacional, éste reduce el gasto del Estado, sustituyendo la compra de gasolinas importadas. En este sentido, significa un ahorro de divisas e incremento de las reservas internacionales, con lo que la economía se volverá más sólida, ya que mejorará la posición de la Balanza de Pagos y el Estado podrá utilizar esos ahorros en otras áreas como salud, educación, y construcción de nuevas carreteras.

Impacto económico - El impacto económico se refleja en un mayor crecimiento de Bolivia, generando mayor valor agregado en distintas actividades de la economía; en este sentido, y como resultado del proyecto de Etanol Anhidro, se tendrá un incremento de 0,9 puntos porcentuales del PIB global en el primer periodo 2019, con un incremento anual promedio de 0,4 puntos porcentuales del PIB global hasta la gestión 2025.

Reducción del impacto ambiental - El uso de Etanol Anhidro como aditivo permitirá abastecer el mercado interno con carburantes de mayor calidad y generará un beneficio ambiental por la reducción de Gases de Efecto Invernadero, por la absorción del cultivo, reducción de emisión de dióxido de carbono (CO₂) por los vehículos y reemplazo de uso de gas natural por bagazo en la generación eléctrica.

La disminución de contaminación de CO₂ por la absorción del cultivo de Caña de Azúcar es de 68 ton/ha. Además, la generación de energía producida con bagazo de caña, reemplaza la generación de energía producida en termoeléctricas en 0,62 ton/MWh. Estos resultados permitirán una reducción del 6% en la emisión de gases de efecto invernadero al 2025.

Aumento del octanaje – El combustible Súper Etanol 92, como su nombre indica, tiene un octanaje 92 que es mayor al de la Gasolina Especial (85) ya que cuenta con Etanol Anhidro como aditivo (cuyo RON es mayor a 100), lo cual hace más suave y efectivo el proceso de combustión de un motor.

Aumento de Empleo– El Aditivo de Origen Vegetal, que forma parte de la mezcla de la Súper Etanol 92, es producido por el sector agroindustrial cañero. De esta manera, la producción de la gasolina Súper Etanol 92 genera empleo a nivel local, creando nuevas fuentes de trabajo en el transporte, almacenaje y cosecha, aumentando la demanda de especialistas agropecuarios, dinamizando la economía con mayores y mejores empleos.

Se espera un incremento en al menos 15 mil empleos directos y 12 mil empleos indirectos que hará que disminuya la tasa de desempleo en Bolivia en 0,8% al 2025. La incidencia más directa del empleo será en el ámbito rural, debido a la actividad agrícola en varias zonas, donde se busca que el agricultor se tecnifique y capacite, logrando así una mejora en su calidad de vida.

Aumento de Inversiones– La producción de Etanol Anhidro implica una inversión privada de \$us1.600 millones en el campo y la industria, y se espera que su incorporación en la matriz energética boliviana conlleve a incrementar gradualmente la productividad y la variedad de cultivos a través de la incorporación de buenas prácticas agrícolas, mecanización del agro, riego tecnificado, investigación, biotecnología y desarrollo de nuevas variedades más resistentes al cambio climático, entre otros.

Aumento del rendimiento en kilometraje – La gasolina Súper Etanol 92 al tener mayor octanaje hace que se tenga un mayor rendimiento en kilometraje por litro comparado con la gasolina normal.

Logros en Distribución de Redes de Gas Natural

Se realizó el seguimiento continuo a los resultados alcanzados por YPFB en lo referido a la Actividad de Distribución de Gas Natural por Redes, dicha actividad ayuda a identificar las desviaciones entre lo programado y los ejecutados, con el objetivo de replantear oportunamente, en caso de ser necesario, las acciones de YPFB para lograr el impacto que busca la Política de Masificación del Uso del Gas Natural a Nivel Nacional.

Se realizó el Diagnóstico y análisis de los Reglamentos aprobados por el D.S. N° 1996 de fecha 14 de mayo de 2014, el relevamiento de los procesos y procedimientos de YPFB y el análisis resultados alcanzados por la Estatal desde su intervención operativa en la Actividad de Distribución de Gas Natural por Redes, asimismo se ha identificado diferentes falencias en esta Normativa; como resultado el Ministerio identificó la necesidad de practicar modificaciones y complementaciones a la normativa vigente, principalmente en lo que refiere a los procedimientos de atención a los usuarios y la delimitación de responsabilidades entre Usuario y Empresa Distribuidora.

Al respecto, se tiene preparada una versión preliminar de la modificación y complementación del anexo del D.S. 1996 que es el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Redes.

Se ha participado en diferentes reuniones con el Ministerio de Energía y Minas de la República del Perú, a fin de lograr que YPFB participe y en lo posible se adjudique la Licitación de la Distribución de Gas Natural por Redes en poblaciones del Sur del Perú, además que pueda convertirse en exportador del Gas Natural para dicha Región ya sea a través del Sistema Convencional mediante ductos o Virtual mediante la Instalación de Estaciones Satelitales de Regasificación (ESR).

Logros en Transporte y Almacenaje

Transporte

Se realizó seguimiento continuo a los proyectos de inversión encarados por YPFB, realizando las consultas y aclaraciones respectivas cuando se observaron desviaciones con relación a lo programado.

De manera complementaria como parte del seguimiento, se realizaron inspecciones técnicas para verificar el avance físico reportado en los siguientes proyectos:

- I. Proyecto Expansión Gasoducto Sucre - Potosí concluido en marzo de la gestión 2018, incrementando la capacidad del gasoducto a 10,37 MMpcd de Gas Natural.
- II. Proyecto Nueva Estación de Compresión Parapetí concluida en el mes de abril de 2018 que permitirá incrementar la capacidad del Gasoducto a 26 MMmcd en su primera fase.

Visualización y gestión de nuevos proyectos para la expansión del Sistema de Transporte, estando aprobados y en proceso de implementación los siguientes:

- I. Gasoducto de Expansión Ichilo- Carrasco: Incrementa la capacidad del Gasoducto Yapacaní - Carrasco en 30 MMpcd en el anillo norte con la finalidad de alimentar con mayor volumen de gas natural en el Nodo Carrasco de 133 MMpcd a 163 MMpcd con diámetro 16 pulgadas. (Se prevé conclusión en Octubre 2019).
- II. Gasoducto Incahuasi – Tapirani: Incrementa en 47 MMpcd la capacidad de transporte de gas natural para Sucre, Potosí y Cochabamba con un gasoducto de diámetro 12 pulgadas cuya cabecera será el campo Incahuasi (se prevé conclusión en Enero 2021)
- III. Ampliación Poliducto Santa Cruz- Camiri (PCSZ 1): Incrementa de 3.648 BPD a 6.400 BPD y garantiza la atención de la demanda de productos terminados de Camiri, Sucre, Potosí y Tarija (en fase de aprobación por parte del Ente Regulador).

Almacenaje

Proyecto ICA – Incremento de Capacidad de Almacenaje: En curso la ampliación de las capacidades de almacenaje de tres plantas del eje troncal; teniendo los siguientes incrementos:

Incremento de Capacidad de Almacenaje

Planta	Producto	Capacidad Actual (m3)	Capacidad Ampliada (m3)
Senkata-LPZ	Gasolina especial	11.585	27.585
	Diésel Oil	9.136	29.136
S. Pedro-Oruro	Gasolina especial	2.000	5.000
	Diésel Oil	7.114	11.114
Palmasola-SCZ	Gasolina especial	10.726	26.726
	Diésel Oil	17.181	37.181

Fuente: YPFB.

La conclusión de este proyecto está prevista para agosto de 2019.

1.5.2.2 Metas Proyectadas 2019

- Continuar con el apoyo y seguimiento continuo a YPFB en lo que refiere a la Actividad de Distribución de Gas Natural por Redes a fin de avanzar en el cumplimiento de la Política de Masificación del Uso del Gas Natural a Nivel Nacional.
- Continuar como facilitadores y de ser posible mejorar el relacionamiento entre Usuarios, Empresas Instaladoras y YPFB.
- Realizar el ajuste y socialización de la propuesta de reglamentación complementaria al reglamento de Distribución de Gas Natural por Redes (D.S. 1996) y su respectiva gestión ante el órgano ejecutivo.
- Se tiene previsto modificar y complementar la Resolución Ministerial N° 218 de 16 de mayo de 2011, que aprueba el Reglamento del Fondo de Conversión de Vehículos a Gas Natural Vehicular – FCVGNV y del Fondo de Recalificación y reposición de Cilindros para Gas Natural Vehicular – FRCGNV.
- Se prevé ajustar el reglamento de transferencias Público – Público y Público – Privadas a través para la Entidad Ejecutora de Conversión a GNV (EEC-GNV).

1.5.3 Dirección General de Industrialización y Refinación

1.5.3.1 Logros Alcanzados 2018

Logros en Refinación

En la gestión 2018 las Refinerías Estatales de Cochabamba y Santa Cruz han producido hidrocarburos líquidos en pos de satisfacer el mercado interno. En dichas refinerías se está trabajando para su automatización y mantenimiento de su capacidad operativa, para garantizar la provisión de combustibles líquidos al mercado interno.

Logros en Industrialización

Uno de los principales objetivos del MH es el impulsar y ejecutar la industrialización del gas natural en el país, materializando su transformación química para obtener derivados con valor agregado, buscando consolidar un nuevo ciclo económico y operativo de la industrialización de los recursos naturales existentes en nuestro país.

En esta línea, en la gestión 2018, se ha iniciado la industrialización del Gas Natural, con la puesta en operación de la Planta de Amoniaco – Urea, que está siendo actualmente operada por YPFB.

Por otro lado, se inició el año con la puesta en operación de la Planta de Tuberías y Accesorios, ejecutada por la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos – EBIH, con una inversión de \$us13,14 MM, menor a la presupuestada inicialmente.

Plantas de Separación de Líquidos

Las plantas de Separación de Líquidos de Rio Grande y Carlos Villegas permiten garantizar el abastecimiento del mercado interno de GLP y la exportación de excedentes a los países vecinos de Perú y Paraguay, este año la producción promedio de ambas plantas alcanza los siguientes valores: 905 TMD de GLP; 431 BPD de Isopentano y 1.318 BPD de Gasolina Estabilizada.

Sin la construcción de las Plantas Separadoras, el país hubiera tenido que importar 793.000 TM de GLP, además de dejar de exportar 426.433 TM de GLP, en el periodo 2013-2018. Esto significa un ahorro por no importación de \$us.709,4 MM para el periodo 2013-2020 y un ingreso por exportación de \$us.194 MM en el periodo 2013-2018, que suman \$us.903,4 MM y que está por encima de los \$us.886 MM invertidos en la construcción de ambas plantas, como se puede apreciar en el siguiente gráfico.

IMPORTACIÓN, EXPORTACIÓN E INGRESOS POR VENTA DE GLP, 2013-2018
(En Tm y MM\$us)



(p): Proyección diciembre 2018

1

Proyecto de Gas Natural Licuado (GNL)

En cumplimiento a la política de universalización del uso del gas natural en todo el país y la puesta en operación de la Planta de Licuefacción de Gas Natural en Rio Grande, que provee el GNL para ser transportado en cisternas criogénicas hasta las ciudades y poblaciones intermedias que se encuentran alejadas de los gasoductos convencionales, hoy 27 poblaciones del país (en su primera fase), cuentan con Estaciones Satelitales de Regasificación ESR y permiten el suministro de Gas Domiciliario de acuerdo al siguiente detalle:

DEPARTAMENTO	POBLACIONES Y CIUDADES BENEFICIADAS
La Paz	Achacachi, Copacabana, Desaguadero, Caranavi, Coroico y Guanay.
Beni	Trinidad, San Borja, Rurrenabaque, Riberalta, Guayaramerin, Santa Ana de Yacuma y San Ignacio de Moxos.
Potosí	Llallagua, Uncia, Uyuni, Villazón y Tupiza
Santa Cruz	Cabezas, San José de Chiquitos, San Julian, Mora, Ascensión de Guarayos, San Ignacio de Velasco y Robore
Oruro	Challapata y Huanuni
Pando	Cobija

La segunda fase de este proyecto contempla la implementación de ESR en las siguientes cinco localidades, cuya conclusión está proyectada para el primer semestre del año 2020:

DEPARTAMENTO	POBLACIONES Y CIUDADES BENEFICIADAS
Chuquisaca	Culpina
Potosí	Porco
La Paz	Batallas
Santa Cruz	Vallegrande y Concepción

Planta Amoniaco-Urea (PAU)

En cumplimiento a las directrices del Proceso de Nacionalización de los hidrocarburos y de conformidad a lo establecido en la CPE, se llevó a efecto la construcción y puesta en marcha de la Planta de Amoniaco-Urea en la localidad de Bulo Bulo, primer proyecto petroquímico de Bolivia de vital importancia para el salto definitivo de Bolivia hacia la industrialización de los hidrocarburos, materializando el anhelo del pueblo Boliviano de pasar de exportador de materia prima a exportar derivados con mayor valor agregado.

Desde el inicio de operaciones en octubre de 2017 al mes de diciembre de 2018, la Planta de Amoniaco-Urea alcanzo una producción mayor a 279 mil toneladas métricas de Urea Granulada, empleando en promedio el 65% de su capacidad.

A la fecha, el 97% de la Urea producida ha sido comercializada, el 12% de la producción fue comercializada en el Mercado Interno y 88% fue destinada a la exportación después de cubrir la demanda interna, generando ingresos por más de \$us.78MM.

YPFB y el MH se encuentran identificando mercados potenciales para la comercialización de Urea en mejores condiciones, producto de este trabajo conjunto, se suscribió el Memorándum de Entendimiento de 14 de junio de 2018 con la empresa Rusa – Acron, para el establecimiento de una Alianza comercial Acron-YPFB, que permitirá consolidar el mercado brasilero en condiciones ventajosas para YPFB. Por otro lado el 19 de diciembre de 2018, se suscribió un Memorándum de Entendimiento entre YPFB y HINOVE AGROCIENCIA para la comercialización de Urea excedente del mercado boliviano.

Actualmente se realizan exportaciones a Brasil, Argentina, Uruguay y Paraguay y se encuentran en análisis el desarrollo de los mercados peruano y colombiano.

Complejo Petroquímico Propileno – Polipropileno

En fecha 13 de abril de 2016 se aprueba el Contrato SANO-DLBCI N° 25/2016, a través del cual, el BCB otorga un crédito extraordinario de hasta Bs 12.858.268.229,42 a favor de YPFB, destinados a financiar el proyecto “Construcción de la Planta de Propileno- Polipropileno”.

La capacidad de la planta de Polipropileno se estima en 250.000 TMA, cuyo objetivo es procesar el propano proveniente de la Planta de Separación de Líquidos Carlos Villegas, para inicialmente convertirlo en propileno y luego en polipropileno.

Los estudios de Ingeniería Básica se han concluido con una inversión ejecutada de \$us.23MM.

Actualmente el proyecto cuenta con los estudios de Ingeniería Conceptual y de Mercado Estratégico elaborados y Licencias de operación de los procesos productivos para propileno y polipropileno. YPFB está redactando los términos de referencia para iniciar el proceso de contratación del servicio de FEED – EPC del proyecto.

1.5.3.2 Metas Proyectadas 2019**La DGIR tiene planificadas las siguientes acciones:**

- Elaborar, complementar y/o actualizar la normativa de las actividades de Refinación, Plantas de Separación de Líquidos, Plantas y Complejos Petroquímicos.
- Direccionar y acompañar la gestión para la consolidación de los actuales y nuevos mercados de los hidrocarburos, sus derivados y sus productos industrializados, tanto en el mercado interno como el de exportación.
- Establecer y aplicar los mecanismos y herramientas para el seguimiento y evaluación oportuna a las actividades y/o actores involucrados en la Refinación, Plantas de Separación de Líquidos, Plantas y Complejos Petroquímicos.

1.5.4 Conclusiones VMICTAH**Normativa emitida por parte del VMICTAH
Leyes**

Se han emitido varias leyes que autorizan la cesión a título gratuito de terrenos a favor de YPFB en diversas poblaciones del territorio nacional y que se detallan a continuación: Huerta Mayu, Tarvita, Puerto Rico, San Pablo de Huacareta, San Rafael y Machareti. La cesión de terrenos tiene por finalidad la construcción de Estaciones de Servicio para dar continuidad al abastecimiento de combustibles líquidos.

Ley N° 1098 de 15 de septiembre de 2018 que establece el marco normativo que permite la producción, almacenaje, transporte, comercialización y mezcla de Aditivos de Origen Vegetal, con la finalidad de sustituir gradualmente la importación de Insumos y Aditivos y Diésel Oil, precautelando la seguridad alimentaria y energética con soberanía. Esta ley incentiva la alianza público – privada para encarar los proyectos de Combustibles Verdes en Bolivia. Actualmente se está comercializando la gasolina Súper Etanol 92 en Santa Cruz, Cochabamba, La Paz y Tarija, la cual es resultante de la mezcla de gasolina base y Etanol Anhidro en un 12%.

Decretos Supremos

- D.S. N° 3672 de 26 de septiembre de 2018 que tiene por objeto determinar el porcentaje de mezcla del aditivo de Origen Vegetal Etanol Anhidro con gasolina base, para su comercialización como combustible.

Resoluciones Ministeriales emitidas

Se han emitido la Resolución Ministerial (RM) N° 010- 2018 de 12 de enero de 2018, que aprueba el Reglamento Específico para la Contratación de Servicios de Talleres para los Programas de Conversión a GNV, Mantenimiento de Equipos para GNV y de Recalificación y Reposición de Cilindros de GNV a favor de la EEC GNV y la RM N° 153-2018 de 30 de noviembre de 2018, que complementa la RM N° 010 – 2018 antes mencionada.

Se han emitido 8 R.M. que reglamentan los diversos aspectos relacionados a la cadena productiva de la gasolina “Súper Etanol 92”; desde la Calidad de Etanol Anhidro hasta la comercialización de dicho combustible, en tanto se emitan los respectivos Decretos Supremos.

Adicionalmente, en diciembre de 2018 se emitieron 3 R.M. que marcan nuevas consideraciones referentes al precio final del combustible Súper Etanol 92, al precio y calidad del Etanol Anhidro, derivadas de las necesidades identificadas posteriores al lanzamiento de la gasolina “Súper Etanol 92”.

Evaluación y Seguimiento a Proyectos con Financiamiento del BCB

Autorización de desembolsos para el proyecto “Planta de Producción de Tuberías y Accesorios para Redes de Gas Natural – El Alto”.

En la gestión 2018 se autorizaron cuatro desembolsos por un monto total de \$us.4,57 MM. Desde el inicio del proyecto a la fecha, se han efectuado ocho desembolsos a favor de la EBIH, por un monto total acumulado de \$us.13,14 MM.

La Planta tiene como responsabilidad, la provisión de tuberías y accesorios electro-soldables de polietileno para la construcción de redes domiciliarias de gas natural, agua potable y de riego.

Convenios Suscritos

En la gestión 2018 se suscribieron los siguientes Convenios:

- I. Convenio Interinstitucional Específico de Cooperación en el Sector Hidrocarburos entre el Ministerio de Energía y Minas de la República del Perú y el Ministerio de Hidrocarburos del Estado Plurinacional de Bolivia, el 03 de septiembre de 2018.
- II. Memorándum de Entendimiento Interinstitucional de Cooperación para el Intercambio en materia de Hidrocarburos entre la República del Paraguay y Estado Plurinacional de Bolivia, el 07 de noviembre de 2018.
- III. Memorándum de Entendimiento entre el Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia, YPFB y SHELL BRASIL PETROLEO, de 20 de diciembre de 2018, con el objeto de establecer lineamientos básicos y no vinculantes entre las Partes, dirigidos a analizar la posibilidad de crear una alianza estratégica para la comercialización de gas natural en el mercado brasileño.

Se gestionó y apoyó a YPF para la firma de:

- I. Memorándum de Entendimiento con ACRON estableciendo tres objetivos de cooperación y negocios: 1) cooperación técnica; 2) venta de gas natural de Bolivia para el abastecimiento de gas natural para las plantas de urea que pretenden comprar a Petrobras y 3) alianza estratégica a través de una empresa conjunta para la comercialización de urea, de 14 de junio de 2018.
- II. Convenios efectuados el 10 de agosto de 2018, para la participación de Bolivia en la "llamada pública" para la provisión de gas natural con las siguientes empresas de distribución de gas brasileras:
 - Compañía Paranaense de Gas (Compagas);
 - Gaspariliano Distribuidora (Gasbrasiliano);
 - Compañía de Gas del Estado de Mato Grosso do Sul (MSGas);
 - Compañía de Gas de Santa Catarina (SCGas);
 - Compañía de Gas del Estado de Rio Grande do Sul (SulGas).
- III. Memorándum de Entendimiento con NETOIL Group Plc y NETOIL China Ltd. con el objeto de identificar áreas de Exploración, Explotación y producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos, compra venta de gas natural a largo plazo y mercado spot, desarrollo de Sistema de Transporte, así como facilidades portuarias en el área de "BoliviaMar", de 15 de noviembre de 2018.
- IV. Memorándum de Entendimiento entre YPF y CAMACARI RJ para la provisión de gas para proyectos de generación eléctrica en Brasil, de 19 de diciembre de 2018.
- V. Memorándum de Entendimiento entre YPF y MS GAS para la comercialización conjunta de gas en el Estado de Mato Grosso Del Sur- Brasil, de 19 de diciembre de 2018.
- VI. Memorándum de Entendimiento entre YPF y HINOVE AGROCIENCIA para la comercialización de Urea excedente del mercado boliviano, de 19 de diciembre de 2018.
- VII. Memorándum de Entendimiento entre YPF y AMBAR ENERGIA para la provisión de gas para proyectos de generación eléctrica en Brasil, de 20 de diciembre de 2018.



2. ENTIDAD EJECUTORA DE CONVERSIÓN A GNV (EEC-GNV)

2 Entidad Ejecutora de Conversión a Gas Natural Vehicular EEC-GNV

2.1 Aspectos Institucionales

2.1.1 Base Legal

La Ley de Hidrocarburos N° 3058 en su Artículo 10 establece los principios por los que se regirán las actividades petroleras tales como la Eficiencia, Transparencia, Calidad, Continuidad que obliga a que el abastecimiento de los hidrocarburos y los servicios de transporte y distribución aseguren satisfacer la demanda del mercado interno de manera permanente e ininterrumpida, teniendo en cuenta los siguientes parámetros Neutralidad, Competencia y Adaptabilidad.

Asimismo, en su Artículo 11 Incisos a) y d), referente a los Objetivos Generales de la Política Nacional de Hidrocarburos establece:

- a) “Utilizar los hidrocarburos como factor de desarrollo nacional e integral de forma sostenible y sustentable en todas las actividades económicas y servicios tanto públicos como privados”.
- d) “Garantizar a corto, mediano y largo plazo la seguridad energética satisfaciendo adecuadamente la demanda nacional de hidrocarburos”.

El D.S. N° 29629 de 2 de julio de 2008, tiene por objeto reglamentar el régimen de precios del Gas Natural Vehicular (GNV), en este contexto se crearon el Fondo de Conversión de Vehículos a GNV “FCVGNV”, Fondo de Recalificación y Reposición de Cilindros “FRCGNV” y el Aporte al Fondo de Conversión (AFC).

Mediante D.S. N° 0675 del 20 de octubre de 2010, se crea la Entidad Ejecutora de Conversión a Gas Natural Vehicular – EEC-GNV, bajo dependencia del MH, con la finalidad de ejecutar los programas de Conversión a GNV y mantenimiento de equipos para GNV y, de Recalificación y Reposición de Cilindros de GNV, y administrar los recursos provenientes del Fondo de Conversión Vehicular a GNV – FCVGNV y del Fondo de Recalificación y Reposición de Cilindros de GNV – FRCGNV.

2.1.2 Estructura Organizacional

En una primera estructura se debe definir una organización formal y permanente que EJECUTE, PLANIFIQUE; ADMINISTRE; OPERE Y HAGA GESTION LEGAL del proceso de conversión, mantenimiento y recalificación, midiendo el volumen de la meta que se tiene realizar por año, así como la calidad técnica del servicio.

En este sentido se define la estructura organizacional con las siguientes áreas funcionales principales:



2.2 Ejecución POA y Presupuesto a Diciembre de 2018

2.2.1 Gasto Corriente

DA	UE	PROG	PRY	ACT	FTE	ORG	DETALLE	PPTO INICIAL	MODIF. PRESUP.	PPTO VIGENTE	EJECUTADO	SALDO	% DE EJECUCION
DIRECCIONES Y UNIDADES TRANSVERSALES													
3	8	15	0000	001	10	111	Presupuesto p/Funcionamiento - Entidad de Conversión a Gas Natural Vehicular	8.738.313,00	-160.000,00	8.578.313,00	8.437.549,87	140.763,13	98,36%
3	8	15	0000	002	42	230	Programa Nacional Transformación Vehículos Diesel Oil a Gas Natural Vehicular	0,00	273.000,00	273.000,00	273.000,00	-	100,00%
3	8	15	0000	003	11	00	Apoyo al Funcionamiento y Seguimiento de Programas y Proyectos	0,00	702.410,00	702.410,00	404.307,85	298.102,15	57,56%
3	8	97	0000	021	11	00	Partidas No Asignables a Programas - Activos Financieros	2.298.093,00	-96.307,00	2.201.786,00	0,00	2.201.786,00	0,00%
3	8	97	0000	021	42	230	Partidas No Asignables a Programas - Activos Financieros	176.693,00	-176.693,00	0,00	0,00	-	0,00%
TOTAL GASTO CORRIENTE								11.213.099,00	542.410,00	11.755.509,00	9.114.857,72	2.640.651,28	77,54%

El gasto corriente alcanzó a Bs. 9.114.857,72 (Nueve millones ciento catorce mil ochocientos cincuenta y siete 72/100) que fueron afectadas por una estructura programática referida a recaudaciones de carteras de programas de conversión pilotos por Bs.2.201.786 consideradas partidas financieras no ejecutables.

2.2.2 Inversión

La ejecución financiera de los programas de inversión alcanzó el 71.22% de un presupuesto aprobado de 173.309.024 (ciento setenta y tres millones trescientos nueve mil veinticuatro 00/100 Bolivianos), alcanzando a Bs. 123.434.566,23 que se desglosan de acuerdo a los programas y fuentes de financiamiento de la siguiente manera:

DA	UE	PROG	PRY	ACT	FTE	ORG	DETALLE	PPTO INICIAL	MODIF. PRESUP.	PPTO VIGENTE	EJECUTADO	SALDO	% DE EJECUCION
3	8	15	0001	000	11	00	PROYECTO: 001 Implementación Programa de Conversión a Gas Natural del Parque Automotor del Servicio Público Nacional	4.625.000,00	-	4.625.000,00	618.392,00	4.006.608,00	13,37%
3	8	15	0001	000	42	230	PROYECTO: 001 Implementación Programa de Conversión a Gas Natural del Parque Automotor del Servicio Público Nacional	132.105.980,00	-	132.105.980,00	99.824.306,27	32.281.673,73	75,58%
3	8	15	0002	000	11	00	PROYECTO: 002 Implementación Programa de Mantenimiento, Recalificación y Reposición de Cilindros del Parque Automotor Nacional	1.805.600,00	-	1.805.600,00	536.896,00	1.268.701,00	29,74%
3	8	15	0002	000	42	230	PROYECTO: 002 Implementación Programa de Mantenimiento, Recalificación y Reposición de Cilindros del Parque Automotor Nacional	34.601.390,00	-	34.601.390,00	22.385.027,96	12.216.362,04	64,69%
3	8	15	0003	000	42	230	PROYECTO: 003 Implementación Conversión a GNV Parque Automotor Estatal Nacional	171.054,00	-	171.054,00	69.941,00	101.113,00	40,89%
TOTAL INVERSION PUBLICA								173.309.024,00	-	173.309.024,00	123.434.566,23	49.874.457,77	71,22%
TOTAL PRESUPUESTO CONSOLIDADO - EEC-GNV								184.522.123,00	542.410,00	185.064.533,00	132.549.423,95	52.515.109,05	71,62%

Fuente de Información: Reportes del SIGEP

2.3 Logros Alcanzados 2018

La EEC-GNV en la gestión 2018 ha programado la ejecución en tres programas de inversión de Bs.173.300.024 (Ciento setenta y tres millones trescientos mil veinte cuatro 00/100 Bolivianos, desglosados en tres programas inscritos en el VIPFE como proyectos de Inversión Pública, de este monto programado se ha ejecutado al 31 de diciembre de 2018 Bs. 123.434.566.23 (Ciento veintitrés millones cuatrocientos treinta y cuatro mil quinientos sesenta y seis 23/100 Bolivianos) que representa el 71,22%.

2.3.1 Programa de Conversión a Gas Natural y Mantenimiento de Equipos para GNV

Número de Conversiones Sector Público

Regional	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL 2018
La Paz	29	260	399	224	295	184	221	90	115	297	145		2.259
Santa Cruz	241	274	297	290	348	199	415	261	237	304	215		3.081
Cochabamba	342	335	474	335	349	301	365	272	253	295	321	21	3.663
Oruro	33	53	47	61	46	47	67	46	56	68	48		572
Chuquisaca	4	53	66	34	2	36	58	20	18	30	9		330
Potosí	0	17	23	8	7	0	12	13	14	9	11		114
Totales	649	992	1.306	952	1.047	767	1.138	702	693	1.003	749	21	10.019

Número de Conversiones Sector Privado

Regional	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL 2018
La Paz	0	2	99	99	72	57	52	34	30	64	42		551
Santa Cruz	3	0	99	113	206	101	309	179	156	247	209		1.622
Cochabamba	1	8	123	112	119	82	162	131	108	88	178	11	1.123
Oruro	2	13	15	19	17	10	15	15	7	21	15		149
Chuquisaca	6	39	48	31	6	29	63	35	25	42	20		344
Potosí	0	13	13	3	5	0	11	9	8	6	13		81
Totales	12	75	397	377	425	279	612	403	334	468	477	11	3.870

Programa de Conversión a Gas Natural y Mantenimiento de Equipos Para GNV Estatal

Número de Conversiones Sector Estatal

Regional	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL 2018
La Paz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
Santa Cruz	0	0	13	0	0	2	4	2	0	3	1		25
Cochabamba	0	0	1	4	0	0	1	0	0	2	1		9
Oruro	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
Chuquisaca	0	0	2	0	0	1	0	0	0	0			3
Potosí	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
Totales	0	0	16	4	0	3	5	2	0	5	2	0	37

Sumandos ambos programas de conversión se alcanzó a realizar 13.926 conversiones, con énfasis en la verificación técnica de los trabajos realizados por los talleres de conversión, gracias a la contratación de personal técnico contratado por la EEC-GNV para el efecto.

Programa de Recalificación y Reposición de Cilindros de GNV

Número acumulado de Conversiones (Público, Estatal, Privado)

Regional	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL 2018	
La Paz	29	262	498	323	367	241	273	124	145	361	187	0	2.810	
Santa Cruz	244	274	409	403	554	302	728	442	393	554	425	0	4.728	
Cochabamba	343	343	598	451	468	383	528	403	361	385	500	32	4.795	
Oruro	35	66	62	80	63	57	82	61	63	89	63	0	721	
Chuquisaca	10	92	116	65	8	66	121	55	43	72	29	0	677	
Potosí	0	30	36	11	12	0	23	22	22	15	24	0	195	
Totales	661	1.067	1.719	1.333	1.472	1.049	1.755	1.107	1.027	1.476	1.228	32	13.926	
Fuente: SUIC-GNV													PROGRAMADO	17.947
													% DE EJECUCION	78%

Otros logros

Durante la gestión 2018 se debe destacar que la entidad ha entrado en una nueva etapa, pues se ha encarado de manera definitiva una falencia ya crónica, que era la de supervisar el trabajo que realizaban los talleres de conversión y recalificación, situación que fue dejada de lado desde la creación de la EEC-GNV.

El control técnico que se realiza a todos los vehículos intervenidos, ha hecho posible que el nivel de quejas de los usuarios baje drásticamente, pues ahora la conformidad del servicio se la hace en forma conjunta entre el beneficiario y el técnico responsable de la entidad.

Número acumulado de Recalificaciones (Público, Estatal, Privado)

Regional	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL 2018	
La Paz	82	134	295	306	278	300	191	199	166	123	122	0	2.196	
Santa Cruz	263	303	542	466	290	382	238	232	180	164	238	0	3.298	
Cochabamba	399	682	918	776	667	732	669	440	324	697	784	68	7.156	
Chuquisaca	176	113	268	304	233	186	166	90	61	65	121	0	1.783	
Potosí	11	18	15	28	12	0	19	12	8	5	7	0	135	
Tarija	1	82	69	76	59	103	120	139	115	184	172	0	1.120	
Oruro	9	47	121	69	49	49	28	39	31	23	30	0	495	
Totales	941	1.379	2.228	2.025	1.588	1.752	1.431	1.151	885	1.261	1.474	68	16.183	
Fuente: SUIC-GNV													PROGRAMADO	35.000
													% DE EJECUCION	46%

2.4 Metas Projectadas 2019

Para la gestión 2019 se han establecido metas para los tres programas de inversión que administra la EEC-GNV que se muestra a continuación:

Nombre del Programa	Meta 2019
PROYECTO: 001 Implementación Programa de Conversión a Gas Natural del Parque Automotor del Servicio Público Nacional)	20.000 Conversiones 41.174 Mantenimientos
PROYECTO: 002 Implementación Programa de Mantenimiento, Recalificación y Reposición de Cilindros del Parque Automotor Nacional	41.174 Recalificaciones
PROYECTO: 003 Implementación Conversión a GNV Parque Automotor Estatal Nacional	200 Conversiones

2.5 Presupuesto Programado 2019

2.5.1 Gasto Corriente

TRANSFERENCIAS T.G.N. (GASTO CORRIENTE)

PROG	DENOMINACIÓN DEL PROGRAMA PPTARIO	GRUPO	CONCEPTO	FTE.FIN	ORG. FIN	2.019
						Prog
			FUNCIONAMIENTO/OPERACIONES			
15	CONVERSION A GAS NATURAL VEHICULAR	10000	Serv. Personales	10	111	5.835.813
15	CONVERSION A GAS NATURAL VEHICULAR	20000	Servicios No Personales	10	111	2.051.353
15	CONVERSION A GAS NATURAL VEHICULAR	30000	Materiales y Suministros	10	111	769.263
15	CONVERSION A GAS NATURAL VEHICULAR	40000	Activos reales	10	111	0
15	CONVERSION A GAS NATURAL VEHICULAR	80000	Impuestos	10	111	2.000
			TOTAL			8.658.429

PROG	DENOMINACIÓN DEL PROGRAMA PPTARIO	GRUPO	CONCEPTO	FTE.FIN	ORG. FIN	2.019
						Prog
			FUNCIONAMIENTO/OPERACIONES			
15	CONVERSION A GAS NATURAL VEHICULAR	20000	Servicios No Personales	11	0	346.365
15	CONVERSION A GAS NATURAL VEHICULAR	30000	Materiales y Suministros	11	0	0
15	CONVERSION A GAS NATURAL VEHICULAR	40000	Activos reales	11	0	159.987
			TOTAL			506.352

TOTAL GASTO CORRIENTE						9.164.781
------------------------------	--	--	--	--	--	------------------

2.5.2 Inversión

PROYECTO 1: IMPLM. PROGRAMA DE CONVERSION A GAS NATURAL VEHICULAR DEL PARQUE AUTOMOTOR DEL SERVICIO PUBLICO NACIONAL

PROG	DENOMINACION DEL PROGRAMA PRESUPUESTARIO	COD. SISIN	NOMBRE DEL PROYECTO DE INVERSION	FTE.FIN	ORG. FIN	2.019
						Prog
			INVERSIÓN PÚBLICA			
15	CONVERSION A GAS NATURAL VEHICULAR	0780100600000	IMPLM. PROGRAMA DE CONVERSION A GAS NATURAL VEHICULAR DEL PARQUE AUTOMOTOR DEL SERVICIO PUBLICO NACIONAL	11	0	5.699.460
15	CONVERSION A GAS NATURAL VEHICULAR	0780100600000	IMPLM. PROGRAMA DE CONVERSION A GAS NATURAL VEHICULAR DEL PARQUE AUTOMOTOR DEL SERVICIO PUBLICO NACIONAL	42	230	149.085.485
			TOTAL			154.784.945

Nota: La columna del 2019 se desprenderán del PGE aprobado.

PROYECTO 2: IMPLM. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO, RECALIFICACION Y REPOSICION DE CILINDROS DEL PARQUE AUTOMOTOR NACIONAL

PROG	DENOMINACIÓN DEL PROGRAMA PRESUPUESTARIO	COD. SISIN	NOMBRE DEL PROYECTO DE INVERSION	FTE.FIN	ORG. FIN	2.019
						Prog
			INVERSIÓN PÚBLICA			
15	CONVERSION A GAS NATURAL VEHICULAR	0780100700000	IMPLM. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO, RECALIFICACION Y REPOSICION DE CILINDROS DEL PARQUE AUTOMOTOR NACIONAL	11	0	2.122.857
15	CONVERSION A GAS NATURAL VEHICULAR	0780100700000	IMPLM. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO, RECALIFICACION Y REPOSICION DE CILINDROS DEL PARQUE AUTOMOTOR NACIONAL	42	230	33.210.381
			TOTAL			35.333.238

PROYECTO 3: IMPLM. CONVERSION A GNV PARQUE AUTOMOTOR ESTATAL NACIONAL

PROG	DENOMINACIÓN DEL PROGRAMA PRESUPUESTARIO	COD. SISIN	NOMBRE DEL PROYECTO DE INVERSION	FTE.FIN	ORG. FIN	2.019
						Prog
			INVERSIÓN PÚBLICA			
15	CONVERSION A GAS NATURAL VEHICULAR	0780101000000	IMPLM. CONVERSION A GNV PARQUE AUTOMOTOR ESTATAL NACIONAL	42	230	258.258
			TOTAL			258.258

TOTAL INVERSION						190.376.441
------------------------	--	--	--	--	--	--------------------

2.6 Conclusiones EEC-GNV

La Entidad de Conversión Vehicular a GNV, desde su creación ha venido aportando al cambio de la matriz energética, logrando hasta la fecha convertir 165.081 vehículos automotores, contribuyendo en los objetivos de los programas de conversión, que es el disminuir el costo de subvención de parte del Estado por la importación de aditivos y combustibles líquidos, por otro lado ha sostenido una franja de precios del autotransporte público, al incidir positivamente en la estructura de costos de operación del sector. Por otro también se ha contribuido a bajar la polución ambiental por la emisión de gases tóxicos como es el monóxido de carbono (CO). Para la gestión 2019 se estima realizar la conversión de 20.154 a nivel nacional

CONVERSIONES REALIZADAS POR LA EEC-GNV										
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL
La Paz	1.750	6.792	11.197	11.469	8.110	4.342	2.865	3.520	2.810	52.855
Santa Cruz	393	1.525	9.558	10.498	8.280	5.241	3.691	4.845	4.795	48.826
Cochabamba	711	2.761	4.761	6.258	6.756	4.437	2.190	4.756	4.728	37.358
Oruro	178	690	2.441	2.161	1.523	893	610	825	677	9.998
Chuquisaca	418	1.622	2.171	2.776	1.732	1.069	738	811	721	12.058
Potosí	0	0	349	1.197	740	604	443	458	195	3.986
TOTAL	3.450	13.390	30.477	34.359	27.141	16.586	10.537	15.215	13.926	165.081

En lo que se refiere al programa de recalificación hasta el 31 de diciembre de la gestión 2018 se ha alcanzado a recalificar a 96.214 cilindros, logrando con esto dar seguridad al programa de conversión vehicular, tanto al realizado por la EEC-GNV, como al que lo realizaron y realizan talleres de conversión en forma particular. Este programa ha ido incrementándose anualmente, constituyéndose en base técnica de sostenibilidad y seguridad ciudadana, que además de recalificar los cilindros por 5 años adicionales, acompaña el mantenimiento o restitución de los equipos de conversión que por el tiempo de servicio agotan su vida útil. Es así que en la gestión 2019 se ha presupuestado la realización de 41.174 recalificaciones de acuerdo al dato emanado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) encargada del registro de los vehículos convertidos en Bolivia.

Recalificaciones por departamento

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total Acumulado
COCHABAMBA	404	415	2.265	3.222	6.120	14.507	6.309	7.156	40.398
LA PAZ		185	2.044	4.233	3.387	5.367	2.738	2.196	20.150
ORURO					76	698	543	495	1.812
POTOSI						92	336	136	564
SANTA CRUZ				834	2.938	6.311	3.591	3.298	16.972
CHUQUISACA			274	973	933	2.495	1.824	1.783	8.282
TARIJA (**)			340	1.430	1.639	1.939	1.568	1.120	8.036
TOTAL	404	600	4.923	10.692	15.093	31.409	16.909	16.184	96.214

Fuente EEC-GNV



3.- YACIMIENTO PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS (YPFB)

3 Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos YPFB

3.1 Aspectos Institucionales

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), es una Empresa Estatal Boliviana, dedicada a la exploración, explotación, refinación, industrialización, distribución y comercialización del petróleo, gas natural y productos derivados. Esta empresa fue creada el 21 de diciembre de 1936, bajo decreto gubernamental durante la presidencia del Cnel. David Toro.

Bolivia ha enfrentado tres nacionalizaciones de sus recursos hidrocarbúricos; la primera, meses después de la creación de YPFB, la segunda en 1969, durante el Gobierno de Alfredo Ovando Candía y la tercera nacionalización realizada en la gestión 2006, durante la actual gestión de Evo Morales.

El fundamento histórico y político de esta tercera nacionalización nace de la denominada “Guerra del Agua” y como consecuencia de una descomposición social, se da la “Guerra del Gas” en la gestión 2003. Como consecuencia de ambos procesos que denotaban un deterioro socio-político, en 2005 en pueblo boliviano eligió sus nuevos gobernantes como resultado de las elecciones. El 1º de mayo de 2006, mediante el D.S. “Héroes del Chaco” N° 28701 el Estado nacionaliza los hidrocarburos recuperando su propiedad para los bolivianos. En este contexto, y producto del referéndum del gas llevado a cabo en el año 2004, YPFB fue refundada, dejando atrás su calidad de empresa residual y recuperando el rol protagónico en el sector. Posteriormente, el 29 de octubre 2006 se firman nuevos contratos con las compañías petroleras privadas estableciendo hasta el 82% de regalías en favor del Estado boliviano.

Visión y Misión de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos orienta sus operaciones así como sus actividades en dos conceptos fundamentales:

Misión:

“Operar y desarrollar la cadena de hidrocarburos, garantizando el abastecimiento del mercado interno, el cumplimiento de los contratos de exportación y la apertura de nuevos mercados, generando el mayor valor para beneficio de los bolivianos.”

Visión:

“Corporación estatal de hidrocarburos, pilar fundamental del desarrollo de Bolivia, reconocida como un modelo de gestión eficiente, rentable y transparente, con responsabilidad social y ambiental y presencia internacional”.

3.1.1 Base Legal

En el marco de la Ley 3058 de fecha 17 de mayo de 2005 y el D.S. 28701, YPFB ejerce a nombre del Estado Plurinacional de Bolivia el derecho propietario sobre la totalidad de los hidrocarburos, además representa al Estado en la suscripción de Contratos Petroleros y ejecución de las actividades de toda la cadena productiva.

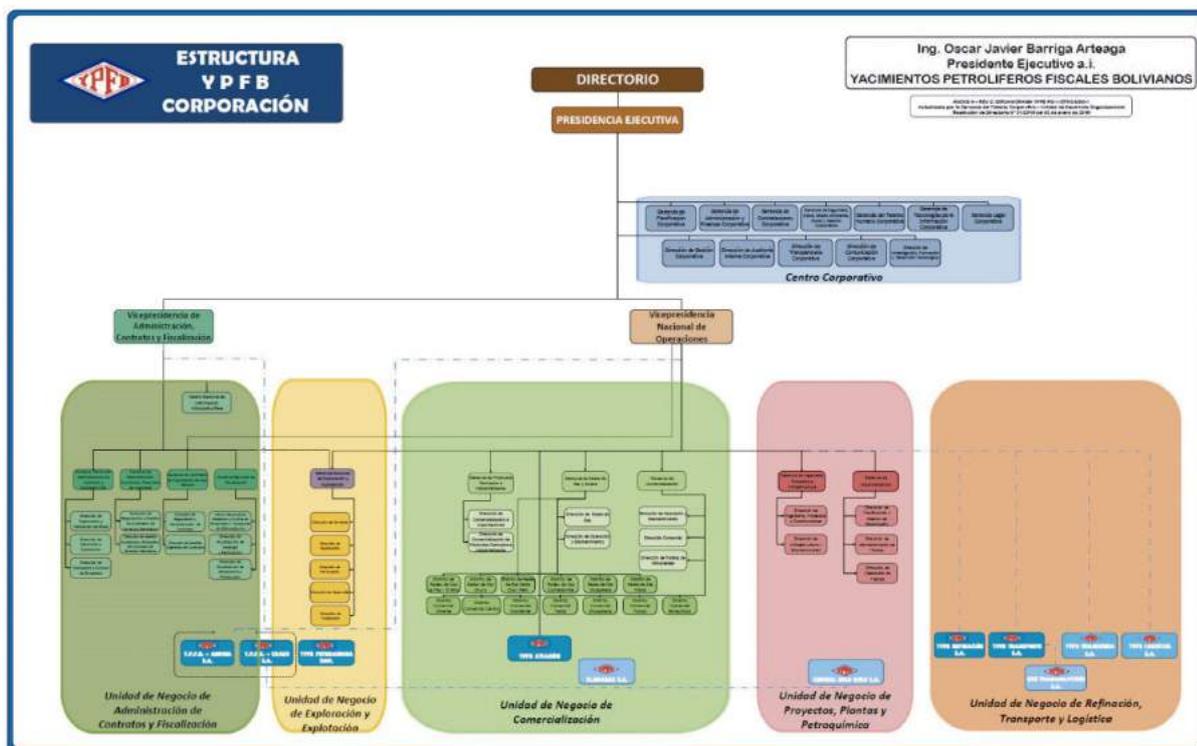
La participación de YPFB en toda la cadena de hidrocarburos, a través de empresas filiales y subsidiarias, cuya recuperación también dispone el D.S. de Nacionalización de los Hidrocarburos, modifican radicalmente el escenario para el desarrollo de las actividades hidrocarbúricas en el país, otorgando a YPFB el principal papel en el desarrollo del sector y un rol protagónico en el crecimiento económico de Bolivia.

A partir de su refundación, YPFB participa en las operaciones emplazadas en todo el territorio nacional a través de los diferentes eslabones de la cadena, desempeñando las funciones asignadas constitucionalmente y sentando soberanía y presencia del Estado.

3.1.2 Estructura Organizacional

Durante la gestión 2016, YPFB ha consolidado la implementación del modelo de gestión empresarial corporativo, estableciendo un Centro Corporativo y Unidades de Negocio que desarrollan todas las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos. Este modelo fue considerado para la planificación estratégica del quinquenio 2016-2020, iniciada en el marco de lo establecido en el Plan de Desarrollo Económico y Social (PDES) y la Agenda Patriótica al 2025.

A través de la Resolución de Directorio N° 01/2018, de fecha 2 de enero 2018, se aprueba la estructura modificada de YPFB Corporación, misma que se presenta a continuación:



3.2 Ejecución POA y Presupuesto a Diciembre de 2018

3.2.1 Gasto Corriente

En la gestión 2018, YPFB Casa Matriz, programó 7.572,66 millones de dólares, cuyo valor a lo largo de la gestión fue incrementándose hasta llegar a 8.197,34 millones de dólares. La ejecución lograda al cierre alcanzó a 6.507,14 millones de dólares, valor que representa 86% de ejecución respecto del programado inicial y un 79% respecto del presupuesto vigente al cierre.

YPFB Casa Matriz: Ejecución Presupuestaria de la Gestión 2018

CONCEPTO	PROGRAMADO INICIAL 2018 EN MM\$US.	PROGRAMADO VIGENTE 2018 EN MM\$US.	EJECUTADO A DICIEMBRE 2018 EN MM\$US.	% EJECUCIÓN ANUAL
Gasto Corriente	7.572,66	8.197,34	6.507,14	85,9%
Inversión	262,45	272,16	134,51	51,3%
TOTAL	7.835,11	8.469,50	6.641,65	84,8%

Fuente: SIGEP

3.2.2 Inversión

En la gestión 2018, se programó una inversión de 1.198,30 millones de dólares en todo el sector de hidrocarburos, de cuyo monto, el 21,9% corresponde a inversiones de YPFB Casa Matriz, el 47,3% a inversiones de Filiales y Subsidiarias y el restante 30,8% corresponden a las Empresas Operadoras.

La inversión ejecutada en el sector al cierre de la gestión 2018, fue de 711 millones de dólares, cuyo detalle por actividad de la cadena y tipo de empresa es la siguiente:

Sector Hidrocarburos: Ejecución de Inversiones de la Gestión 2018
(En Millones de Dólares)

ACTIVIDAD	Programado	EJECUTADO			
		Casa Matriz	Filiales y Subsidiarias	Operadoras	Total
Exploración	379,4	31,30	39,88	196,04	267,22
Desarrollo	336,7		46,29	203,66	249,95
Transporte	253,9		73,88		73,88
Refinación	26,8		13,33		13,33
Distribución	103,9	63,75			63,75
Industrialización y Plantas	26,8	11,13			11,13
Comercialización	8,4	2,57	1,30		3,87
Almacenaje	28,9	18,70	1,92		20,62
Otras Inversiones	33,5	7,06	0,22		7,28
TOTAL	1.198,30	134,51	176,82	399,70	711,03

Fuente: Gerencias Ejecutoras de Casa Matriz, Empresas Filiales, Subsidiarias y Operadoras Privadas

Nota: La Inversión en Exploración y Desarrollo consignada en la columna de Empresas Filiales y Subsidiarias, corresponden a las Empresas YPFB Chaco S.A, y YPFB Andina S.A. en campos Operados por dichas Empresas. Sus inversiones en campos no operados se encuentran consignadas con el Operador Titular del contrato.

3.3 Logros Alcanzados 2018

Respecto a las metas programadas para la gestión 2018, a través de este documento, YPFB informa a toda la sociedad, los resultados logrados durante la gestión 2018, cuyo detalle presentamos según las actividades de la cadena hidrocarburífera.

3.3.1 Principales Resultados Programados y Alcanzados en la Actividad Exploratoria.

En el desarrollo de las actividades de Exploración de hidrocarburos, en la gestión 2018 se lograron los siguientes resultados físicos de las inversiones:

Tipo de Actividad	Resultado 2018	Empresa	Proyecto
	2 Pozos Concluidos	YPFB Chaco	Los Monos X12 (LMN-X12), 3.186 metros. Productor
		YPFB Andina	Río Grande X1001 (RGD-X1001), 4.820 metros. Abandonado temporalmente
Pozos Exploratorios	7 Pozos en Ejecución	Repsol	Boyuy X2 (BUY-X2), perforando a 7.790 metros
		Petrobras	Caranda X1005 Side Track (CAR-X1005 ST), perforando a 4.629 metros
		Shell	Jaguar X6 (JGR-X6), perforando a 3.853 metros
		YPFB Casa Matriz	Sipotindi X1 (SIP-X1), perforando a 2.260 metros
		Vintage	Chaco Este X1 (CHE-X1), 3.583 metros. En operaciones de terminación.
		Total E&P	Nancahuazu X1 (NCZ-X1), en DTM ¹
		YPFB Chaco	Florida X2 (FLA-X2), en DTM
	2 Pozos en Obras Civiles Iniciales	YPFB Chaco	Colorado X10D (COL-X10D)
			Aguaragüe Centro X1 (AGC-X1)
	4 Estudio Concluidos	YPFB Casa Matriz	Río Beni Fase II (adquisición, procesamiento e interpretación de 717 km de líneas sísmicas 2D)
			Altiplano Norte (adquisición y procesamiento de 435,9 km de líneas sísmicas 2D)
			San Telmo (adquisición y procesamiento de 145 km de líneas sísmicas 2D)
Estudios Sísmicos	6 Estudios en ejecución	YPFB Andina	Oriental (adquisición de 147,65 km de líneas sísmica 2D)
		YPFB Casa Matriz	Aguaragüe Norte (en adquisición de líneas sísmicas 2D)
			La Guardia (en adquisición de líneas sísmicas 2D)
		YPFB Chaco	Carohuaicho 8C (adquisición de 315,64 km de líneas sísmica 2D, en licitación procesamiento)
		YPFB Andina	Carohuaicho 8B (adquisición de 344,28 km de líneas sísmica 2D, en licitación procesamiento)
		GTLI	El Palmar (adquisición y procesamiento de 34 km2 de sísmica 3D, en interpretación)
		YPF	Charagua (en adquisición sísmica 3D)
Estudios de Geología y Geofísica	3 Estudios Concluidos	YPFB Casa Matriz	Aerogravimetría – Aeromagnetometría Subcuenca Roboré (adquisición, procesamiento e interpretación de 96.300 km)
			Aerogravimetría – Aeromagnetometría Cuenca del Altiplano (adquisición, procesamiento e interpretación 156.366 km)

¹ DTM: Desmontaje, Traslado y Montaje de un equipo de perforación y campamentos

Tipo de Actividad	Resultado 2018	Empresa	Proyecto
		YPFB Chaco	Geología de Superficie Carohuaicho 8C (178,8 km relevados)
	4 Estudios en ejecución	YPFB Chaco	Magnetotelúrica Itacaray (adquisición de 430 estaciones, en procesamiento)
			Magnetotelúrica Carohuaicho 8C (en adquisición)
			Geoquímica Complejo Chimoré (análisis de muestras)
	1 Estudio en actividades previas	YPFB Chaco	Geoquímica Carohuaicho 8C (análisis de muestras)
		YPFB Chaco	Magnetotelúrica Isarsama y San Miguel (proceso de licitación)

a) Pozos Exploratorios

En la actividad exploratoria, en la gestión 2018 se concluyó con la perforación de 2 pozos exploratorios (ambos iniciados en 2017), de los cuales 1 pozo es productor y 1 pozo fue temporalmente abandonado. El detalle de los resultados en cada pozo exploratorio es el siguiente:

- Pozo Los Monos X12 (LMN-X12), YPFB Chaco el 9 de octubre de 2017 inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 3.186 m. El 12 de junio de 2018 concluyeron las operaciones de terminación del pozo con arreglo doble para producir de las formaciones Icla y Santa Rosa.
- Pozo Río Grande X1001 (RGD-X1001), el 5 de septiembre de 2017 YPFB Andina inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 4.820 m. El 26 de marzo de 2018 finalizaron las operaciones con el abandono temporal del pozo. Se realizan las gestiones para la contratación del reprocesamiento en tiempo y profundidad del cubo sísmico del área.

Se continúa con la ejecución de 7 pozos (1 iniciado en 2017 y 6 iniciados en 2018) y se realizaron Obras civiles iniciales (caminos de acceso y planchadas) para 2 pozos. El detalle de los resultados en cada pozo exploratorio se resume a continuación:

- Pozo Boyuy X2 (BUY-X2), el 16 de julio de 2017 la empresa operadora Repsol inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 7.790 m. atravesando la formación Huamampampa en la fase de 6".
- Pozo Caranda X1005 ST (CAR-X1005 ST), el 15 de enero de 2018 la empresa operadora Petrobras inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 4.629 m. atravesando la formación Roboré en la fase de 6".
- Pozo Jaguar X6 (JGR-X6), el 29 de mayo de 2018 la empresa operadora Shell inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 3.853 m. atravesando la formación Escarpment en la fase de 17 1/2".
- Pozo Sipotindi X1 (SIP-X1), el 22 de agosto de 2018 YPFB Casa Matriz inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 2.260 m. atravesando la formación Iquiri en la fase de 17 1/2".
- Pozo Chaco Este X1 (CHE-X1), el 25 de octubre de 2018 la empresa operadora Vintage inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 3.583 m. El 28 de diciembre de 2018 iniciaron las operaciones de terminación del pozo.
- Pozo Ñancahuazu X1 (ÑCZ-X1), el 26 de noviembre de 2018 la empresa operadora Total E&P inició el DTM del equipo de perforación, alcanzando los siguientes avances parciales: transporte 66%, montaje equipo 33%, montaje campamento central 93% y montaje Mini campamento 20%.
- Pozo Florida X2 (FLA-X2), la empresa YPFB Chaco inició el 20 de diciembre de 2018 el DTM del equipo de perforación, alcanzando los siguientes avances parciales: transporte equipo 75%, montaje equipo 30%, montaje campamento central 95% y montaje Mini campamento 50%.
- Pozo Colorado X10D (COL-X10D), la empresa YPFB Chaco el 25 de septiembre de 2018 inició las obras civiles para la construcción de camino y planchada del pozo, alcanzando un avance del 47%.
- Pozo Aguargüe Centro X1 (AGC-X1), YPFB Chaco el 17 de diciembre de 2018 inició las obras civiles para la construcción de camino y planchada del pozo, alcanzando un avance del 2%.

En la gestión 2018, se encuentran en actividades previas (procesos de licitación, licenciamientos ambientales y aprobaciones) 8 pozos exploratorios. El detalle de los resultados en cada pozo exploratorio es el siguiente:

- Pozo Itacaray X1 (ITY-X1), YPF Chaco inició los trabajos de ingeniería para la construcción de camino y planchada, en curso revisión final de documentación de ingeniería de detalle.
- Pozo Astillero X1 (AST-X1), YPF Chaco lleva adelante los trámites de licenciamiento ambiental para la perforación del pozo.
- Pozo Los Monos X13D (LMS-X13D), YPF Chaco inicio del proceso de licitación del desarrollo de ingeniería para la construcción de caminos y planchada.
- Pozo Los Huesos 2 (LHS-2), la empresa YPF Chacos se encuentra en fase inicio de licencia ambiental.
- Pozo Sararenda X2 (SRR-X2), YPF Andina en etapa de aprobación del proyecto por parte de su Directorio.
- Pozo Boyuy X3 (BUY-X3), la empresa operadora Repsol concluyó la ingeniería conceptual y básica del camino y planchada, se adjudicó el contrato del camino y planchada; así también, en proceso de licenciamiento ambiental. Se aguardan los resultados de la perforación del pozo Boyuy X2.
- Pozo Boicobo Sur X1 (BCS-X1), la empresa operadora Repsol finalizó la ingeniería conceptual y se espera concluir con la ingeniería básica hasta febrero de 2019; asimismo, en proceso de licenciamiento ambiental.
- Pozo Domo del Oso X1 (DMO-X), la empresa Petrobras Bolivia se encuentra en fase previa con la licencia ambiental e ingeniería para la construcción de camino y planchada.

b) Estudios Sísmicos

En la gestión 2018, se concluyeron 4 Estudios Sísmicos 2D; asimismo, están en ejecución 4 Estudios Sísmicos 2D (2 en adquisición y 2 en procesamiento) y 2 Estudios Sísmicos 3D (1 en adquisición y 1 en interpretación). Las sísmicas ejecutadas se detallan a continuación:

- Sísmica 2D Fase II Río Beni, YPF Casa Matriz inició las actividades operativas del proyecto el 13 de septiembre de 2016; en la gestión 2017, se concluyó la adquisición y procesamiento de 717 km de líneas sísmicas 2D en el área Río Beni Fase II, hasta el mes de febrero de 2018 se concluyó la interpretación de los datos sísmicos 2D y se entregaron los informes finales.
- Sísmica 2D Altiplano Norte (Tiahuanaco), YPF Casa Matriz inició las actividades operativas del proyecto el 21 de noviembre de 2016; en la gestión 2017, se concluyó con la adquisición de 435,9 km de líneas sísmicas 2D en el área Tiahuanaco, hasta el mes de abril de 2018 se concluyó la etapa de procesamiento sísmico 2D, se entregaron los informes finales.
- Sísmica 2D San Telmo, YPF Casa Matriz inicio actividades operativas el 7 de julio de 2017; en el mes de abril de 2018, se concluyó con la adquisición y procesamiento de 145 km de líneas sísmicas 2D en el área San Telmo.
- Sísmica 2D Oriental, YPF Andina inició el proyecto el 9 de febrero 2017; al mes de abril de 2018, se concluyó con la adquisición de 147,65 km de líneas sísmicas 2D en el área Oriental.
- Sísmica 2D Aguaragüe Norte, YPF Casa Matriz inicio actividades operativas el 9 de marzo de 2018; al mes de diciembre de 2018, se tiene un avance del 45%, con los siguientes avances parciales: 100% movilización, 100% campamento base, 99,82% topografía y 69,72% perforación.
- Sísmica 2D La Guardia, YPF Casa Matriz inicio actividades operativas el 9 de octubre de 2018; al mes de diciembre 2018, se tiene un avance del 5%, con las etapas de movilización y construcción del campamento base concluidas.
- Sísmica 2D Carohuaicho 8B, YPF Andina inició el proyecto el 9 de febrero 2017; al mes de abril de 2018, se concluyó con la adquisición de 344,28 km de líneas sísmicas 2D en el área Carohuaicho 8B. Al cierre de gestión, el proyecto se encuentra a la espera de la adjudicación del servicio de reprocesamiento y procesamiento de datos sísmicos.
- Sísmica 2D Carohuaicho 8C, YPF Chaco inició el proyecto el 9 de febrero 2017 conjuntamente a las sísmicas de Carohuaicho 8B y Oriental; al mes de abril de 2018, se concluyó con la adquisición de 315,64 km de líneas sísmicas 2D en el área Carohuaicho 8C. Al cierre de gestión, el proyecto se encuentra en proceso de contratación del procesamiento de datos sísmicos.

- Sísmica 3D El Palmar, la empresa operadora GTLI inició el 2 de junio de 2017 las actividades operativas, finalizando en 2017 la adquisición y procesamiento de 34 km² de sísmica 3D. Al cierre de gestión 2018, se finalizó la interpretación datos sísmicos 3D de las Fases I y II, quedando pendiente para 2019 finalizar la interpretación de las Fases III, IV y V.
- Sísmica 3D Charagua, la empresa operadora YPF E&P durante el mes de julio de 2018 inició las actividades operativas. Al cierre de 2018, se alcanzó un avance del 40%, con los siguientes avances parciales: 100% movilización, 100% topografía y 75% perforación.

c) **Estudios de Geología y Geofísica**

En la gestión 2018, se concluyeron 3 Estudios de Geología y Geofísica (2 Aerogravimetría – Aeromagnetometría y 1 Geología de superficie) y están en ejecución 4 Estudios (2 Magnetotelúricas y 2 Geoquímicas); asimismo, 1 estudio se encuentran en actividades previas al inicio del trabajo de campo (1 Magnetotelúrica). Se resumen a continuación los resultados de los Estudios de Geología y Geofísica:

- Aerogravimetría- Aeromagnetometría Subcuenta Roboré, YPFB Casa Matriz inició el proyecto el 24 de enero de 2017; en el mes de enero de 2018 se concluyó la adquisición, procesamiento e interpretación de 96.300 km de líneas aerogravimétricas- aeromagnetométricas.
- Aerogravimetría- Aeromagnetometría Cuenca del Altiplano, YPFB Casa Matriz inició el proyecto el 10 de abril de 2017; en el mes de abril de 2018 se concluyó la adquisición, procesamiento e interpretación de 156.366 km de líneas aerogravimétricas- aeromagnetométricas.
- Geología de superficie Carohuaicho 8C, YPFB Chaco inició este proyecto el 24 de noviembre de 2017, finalizando en el mes de septiembre de 2018 con un total de 178,8 km levantados.
- Magnetotelúrica Itacaray, YPFB Chaco inicio el 24 de agosto de 2018 la magnetotelúrica, finalizando la adquisición de 430 estaciones magnetotelúricas hasta el 14 de noviembre. Al cierre de gestión, se continúa con la etapa de procesamiento final e inversiones 1D/2D/3D con un avance del 74%.
- Magnetotelúrica Carohuaicho 8C, YPFB Chaco inició el 30 de agosto de 2018 la adquisición de datos magnetotelúricos (470 estaciones) con un avance del 86%. Una vez concluida la adquisición se proseguirá con el procesamiento final e inversiones 1D/2D/3D de la información obtenida.
- Geoquímica Complejo Chimoré, YPFB Chaco está realizando el análisis de 33 muestras geoquímicas correspondientes a la formación Limoncito.
- Geoquímica Carohuaicho 8C, YPFB Chaco inició el proyecto en noviembre del 2018, concluyéndose hasta el mes de diciembre el relevamiento de 415 muestras de campo, para proseguir con el análisis de las muestras obtenidas en laboratorio.
- Magnetotelúrica Isarsama y San Miguel, YPFB Chaco se encuentra en proceso de licitación.

Implementación del Banco de Datos Corporativo de YPFB

Al margen de los proyectos exploratorios antes citados, YPFB también ha desarrollado el proyecto “Implementación del Banco de Datos Corporativo”, el cual en la gestión 2018 cuenta con un avance de 100% en las siguientes actividades: planificación, adquisición e instalación del equipamiento inicial, adquisición e instalación de licencias de software propietario y de terceros, manual de recepción de datos, migración de datos de YPFB Corporación e Implementación de salas de visualización.

Las actividades referidas a captura de datos faltantes a nivel nacional y capacitación al personal de YPFB reportan un avance 93% y 85% respectivamente al cierre de la gestión 2018 y se prevé su finalización hasta el tercer trimestre del año 2019.

3.3.2 Principales Resultados Alcanzados en la Actividad de Explotación y Desarrollo

En las actividades de Explotación y Desarrollo de hidrocarburos, en la gestión 2018 se alcanzaron los siguientes resultados físicos:

Tipo de Actividad	Resultado 2018	Empresa	Proyecto
Pozos de Desarrollo	3 Pozos Concluidos	YPFB Chaco	Dorado Centro X1 Side Track 3 (DRC-X1 ST3), 4.574 metros. Productor
			Colorado 4H (COL-4H), 4.730 metros. Productor
		Repsol	Margarita WD-2 (MWD-2), 3.050 metros. Inyector de agua
	2 Pozo en Ejecución	Total E&P	Incahuasi 5 (ICS-5), perforando a 4.355 metros
		YPFB Chaco	Caigua 15 Side Track (CAI-15 ST), perforando a 2.035 metros
	4 Pozos en Obras Civiles Iniciales	YPFB Andina	Río Grande 97D (RGD-97D)
			Los Sauces 10D (LSC-10D)
		YPFB Chaco	San Ignacio 2 (SIG-2)
			Junín Este 1004 (JNE-1004)
Intervención Pozos	4 Pozos Intervenidos	Repsol	Huacaya 2ST (HCY-2ST), resultados positivos
		Vintage	Naranjillos 13 (NJL-13), resultados negativos
		YPFB Chaco	Caigua X1001D (CAI-X1001D), resultados positivos
		Matpetrol	Tatarenda 24 (TTR-24), resultados negativos
	1 Pozo en Intervención	YPFB Chaco	Humberto Suarez Roca 6 (HSR-6)
	1 Pozo en Obras Civiles iniciales	YPFB Chaco	San Ignacio X1 (SIG-X1)

a) Pozos de Desarrollo

En la gestión 2018, se concluyó con la perforación de 3 pozos de desarrollo (2 iniciados en 2017 y 1 en 2018); de los cuales 2 son productores y 1 es inyector de agua. El detalle de los resultados en cada pozo de desarrollo se detalla a continuación:

- Pozo Dorado Centro X1 Side Track 3 (DRC-X1 ST3), YPFB Chaco inició su perforación el 19 de abril de 2017; alcanzando una profundidad de 4.574 m. El 1 de abril de 2018 concluyeron las operaciones de terminación del pozo para producir de la arenisca Guanacos.
- Pozo Colorado 4H (COL-4H), el 28 de noviembre de 2017 YPFB Chaco inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 4.730 m. inició su perforación el 19 de abril de 2017; alcanzando una profundidad de 4.574 m. El 1 de abril de 2018 concluyeron las operaciones de terminación del pozo para producir de la arenisca Guanacos.
- Pozo Margarita WD-2 (MWD-2), la empresa operadora Repsol inicio la perforación del pozo inyector de agua el 16 de abril de 2018, alcanzando una profundidad de 3.050 m; el 26 de mayo de 2018 finalizaron las operaciones del pozo, bajando un arreglo de terminación para drenar el agua de la formación Canpagi.

Se continúa con la ejecución de 2 pozos (ambos iniciados en 2018) y se realizaron Obras civiles iniciales (camino de acceso y planchadas) para 4 pozos. El detalle de los resultados en cada pozo de desarrollo se resume a continuación:

- Pozo Incahuasi 5 (ICS-5), el 23 de julio de 2018 la empresa operadora Total E&P inició la perforación del pozo, alcanzado una profundidad de 4.355 m. atravesando la formación Huamampampa en la Fase de 12 1/4".
- Pozo Caigua 15 ST (CAI-15 ST), YPFB Chaco el 12 de septiembre de 2018 inició la perforación del pozo, alcanzando una profundidad de 2.035 m. atravesando la formación Huamampampa en la Fase de 12 1/4".
- Pozo Los Sauces 10D (LSC-10D), YPFB Andina concluyó las obras civiles del camino y planchada, en espera de la contratación del equipo de perforación para iniciar la perforación del pozo en la gestión 2019.
- Pozo Río Grande 97D (RGD-97D), YPFB Andina concluyó las obras civiles del camino y planchada. El inicio de la perforación se reprograma para la gestión 2019 por licitación del taladro.
- Pozo San Ignacio 2 (SIG-2), YPFB Chaco finalizó los trabajos de adecuación de camino y planchada. Se aguarda firma de contrato para el equipo de perforación.

- Pozo Junín Este 1004 (JNE-1004), YPF Chaco desde el 8 de octubre de 2018 se ejecuta la adecuación de planchada y el mantenimiento del camino con un avance del 65%.

Así también, en la gestión 2018 se encuentran en actividades previas (procesos de licitación) 3 pozos de desarrollo. El detalle de los resultados en cada pozo de desarrollo es el siguiente:

- Pozo Junín 08 (JNN-08), YPF Chaco se inició el proceso de licitación para la adecuación de planchada.
- Pozo Santa Rosa 12 (SRS-12), YPF Chaco en proceso de licitación para la adecuación de planchada.
- Pozo Yapacaní 41 (YPC-41), YPF Andina en proceso de licitación del equipo de perforación.

b) Intervención de Pozos

En cuanto a la intervención de pozos, en la gestión 2018 se concluyó la intervención de 4 pozos (todos iniciados en 2018), 2 con éxito y 2 con resultados negativos. El detalle de los resultados se detalla a continuación:

- Pozo Huacaya 2ST (HCY-2ST), la empresa operadora Repsol inició la intervención del pozo el 7 de abril de 2018, se finalizaron con éxito las operaciones el 15 de mayo de 2018.
- Pozo Naranjillos 13 (NJL-13), la empresa operadora Vintage inició la intervención del pozo el 23 de mayo de 2018, se finalizaron sin éxito las operaciones en el pozo el 6 de junio de 2018.
- Pozo Caigua X1001D (CAI-X1001D), YPF Chaco inició su intervención el 8 de julio de 2018. El 29 de agosto de 2018 concluyeron las operaciones de terminación del pozo para producir de la Arenisca Santa Rosa e Icla.
- Pozo Tatarenda 24 (TTR-24), la empresa operadora Matpetrol inició la intervención del pozo el 23 de septiembre de 2018. Se finalizaron sin éxito las operaciones en el pozo el 4 de octubre de 2018, quedando pendiente volverlo a intervenir.

Asimismo, se ejecutaron obras civiles para la intervención de 2 pozos y están en actividades previas (procesos de licitación) 2 pozos. Los resultados de cada pozo se detallan a continuación:

- Humberto Suarez Roca 6 (HSR-6), YPF Chaco el 23 de diciembre de 2018 inició las operaciones de intervención del pozo recuperando arreglo subsuperficial del completación instalado.
- Pozo San Ignacio X1 (SIG-X1), YPF Chaco finalizó la adecuación del camino y planchada. Se aguarda firma de contrato del equipo de perforación.
- Pozo Yapacaní 35D (YPC-35D), YPF Andina en proceso de licitación del equipo de perforación.
- Pozo Puerto Palos X1 (PPL-X1), YPF Andina en proceso de licitación del equipo de perforación.

c) Construcción e Instalación Campo/Planta

En la gestión 2018, en lo que corresponde a construcciones e instalaciones en campos y plantas de procesamiento de gas natural, se finalizaron los siguientes proyectos relevantes:

- Línea de Recolección Sábalo 6, la empresa operadora Petrobras concluyó al 100% el proyecto, entregando las obras civiles y mecánicas, y se puso en servicio la línea.
- Protección Fire & Gas y Sistema Contra Incendios Surubí, el 31 de octubre de 2018 la empresa operadora Repsol finalizó el proyecto.
- Vinculación de Alivios atmosféricos a Flare Paloma A, en el mes de noviembre de 2018 la empresa operadoras Repsol concluyó el proyecto.
- Línea Caigua – La Vertiente, YPF Chaco concluyó el proyecto.
- Línea Colorado 2H, YPF Chaco finalizó el proyecto y puso en operación la línea.
- Sistema de Compresión Baja Santa Rosa, YPF Chaco concluyó el proyecto; se realizó pre-comisionado, comisionado y asistencia en la Puesta en Marcha.
- Línea Caigua 12/13, YPF Chaco finalizó el proyecto y puso en operación la línea.
- Línea Colorado 4H, YPF Chaco finalizó el proyecto.
- Ampliación de Planta Percheles, YPF Chaco concluyó el proyecto.
- Integridad Técnica de los Amortiguadores de Pulsación de Compresores Río grande INY, YPF Andina finalizó las actividades satisfactoriamente.

- Readecuación Piping del Sistema de Descarga Compresión Gas de Venta Sirari, YPFB Andina finalizó el proyecto.
- Protección Hidrológica Yapacaní, YPFB Andina concluyó las actividades.
- Defensivos RGD 86 y RGD 87, proyecto finalizado por YPFB Andina

Se encuentran en ejecución los siguientes proyectos de construcciones e instalaciones en campos y plantas de procesamiento de gas natural:

- Líneas de recolección Incahuasi 3, la empresa operadora Total E&P alcanzó un avance del 62%, con avances en la ingeniería, compra y suministro de materiales, y construcción de las líneas.
- Sistema de Almacenamiento de Condensados Fase I, la empresa operadora Total E&P alcanzó un avance del 8%, con la conclusión de la ingeniería básica, avances en ingeniería de detalle y la fabricación de la bomba de condensado.
- Debottlenecking a 11 MMmcd, la empresa operadora Total E&P alcanzó un avance del 32%, con avances en las obras civiles y Piping del CPF .
- Sistemas de Compresión Sábalo, la empresa operadora Petrobras alcanzó un avance del 99% en la ingeniería de detalle y 18% en la construcción.
- Instalación primer módulo PTA Margarita, la empresa operadoras Repsol alcanzó un avance del 29%; se adjudicó la Planta de tratamiento de agua y se encuentra en proceso de licitación los equipos principales.
- Overhauls Equipos Rotativos Margarita, la empresa operadora Repsol alcanzó un avance del 93%; se realizaron reparaciones mayores, de acuerdo a las horas marcha establecidas por los fabricantes de los equipos. Actualmente, se realizan gestiones para sacar de Aduana y realizar el montaje hasta el mes de febrero 2019.
- Compresión Booster Margarita, la empresa operadora Repsol alcanzó un avance del 75%; con la ingeniería básica en curso, elaboración de adendas ambientales y licitación de equipos.
- Edificios Sala Control, Taller Mantenimiento y Laboratorio Yapacaní, YPFB Andina alcanzó un avance del 69%; concluyó la construcción de las estructuras metálicas y continúa con el armado de la estructura del nuevo taller de mantenimiento.
- Sistema Compresión 80 PSI Río Grande, YPFB Andina alcanzó un avance del 29%; se concluyó la ingeniería de detalle y se continúa con las obras civiles.
- Sistema de Compresión de 300 y 500 psig Río Grande INY, YPFB Andina alcanzó un avance del 77%; se continúa trabajando con obras mecánicas y de instrumentación.
- Traslado Planta de Amina de Carrasco a Caigua, YPFB Chaco completó el estudio de integridad de equipo de la Planta. En proceso de licitación del servicio.

3.3.3 Principales resultados en Contratos de Servicios Petroleros, Adendas a Contratos de Operación y Convenios de Estudio

a) Protocolización Contratos de Servicios Petroleros y Adendas Contratos de Servicios Petroleros

Al mes de diciembre de la gestión 2018, se Protocolizaron 2 nuevos Contratos de Servicios Petroleros (CSP) y 1 Adenda a Contrato de Servicios Petroleros. Se describen a continuación los contratos firmados para las siguientes áreas:

- San Telmo Norte: el 5 de julio de 2018 se protocolizó el Contrato de Servicios Petroleros con las empresas Petrobras Bolivia S.A. (60% operador) e YPFB Chaco S.A. (40%). El CSP considera recursos potenciales de 1 TCF e inversiones y Renta Petrolera Estatal estimadas de 193,4 MM\$us y 5.181,30 MM\$us respectivamente.
- Astillero: el 5 de julio de 2018 se protocolizó el Contrato de Servicios Petroleros con las empresas YPFB Chaco S.A. (60% operador) y Petrobras Bolivia S.A. (40%). El CSP considera recursos potenciales de 0,97 TCF e inversiones y Renta Petrolera Estatal estimadas de 489,90 MM\$us y 3.734,50 MM\$us respectivamente.
- Caipipendi : el 20 de marzo de 2018 se protocolizó la Adenda al Contrato de Servicios Petroleros con las empresas: Repsol E&P Bolivia (37,5% Operador) Shell Bolivia Corporation (37,5%) y PAE E&P Bolivia Limited (25%). La Adenda al CSP consideró inicialmente recursos potenciales de 2,22 TCF e inversiones y Renta Petrolera Estatal estimadas de 897,63 MM\$us y 8.395,39 MM\$us respectivamente.

Al mes de enero de 2019, están en proceso de protocolización, aprobación y negociación 4 nuevos Contratos de Servicios Petroleros y 1 Adenda de Cesión de participación de Contrato de Servicios Petroleros. Se describen a continuación el estado de los contratos para las siguientes áreas:

- Iñiguazu, cuenta con Ley de Aprobación del 10 de agosto de 2018. Actualmente, se encuentra en proceso de protocolización del Contrato de Servicios Petroleros con las empresas: YPFB Andina S.A. (46,445%), YPFB Chaco S.A. (13,665%), Repsol E&P Bolivia (15% Operador), Shell Bolivia Corporation (15%) y PAE E&P Bolivia Limited (10%). El CSP considera recursos potenciales de 1,18 TCF e inversiones y Renta Petrolera Estatal estimadas de 899,97 MM\$us y 5.150,33 MM\$us respectivamente.
- Abapó, Contrato de Servicios Petroleros suscrito el 28 de agosto de 2018 con la empresa YPF Exploración & Producción de Bolivia S.A. (Operador); actualmente, el Contrato está en proceso de aprobación mediante Ley. El CSP considera recursos potenciales de 1,18 TCF e inversiones y Renta Petrolera Estatal estimadas de 679,00 MM\$us y 5.214,08 MM\$us respectivamente.
- Vitiacua, Contrato de Servicios Petroleros en proceso de negociación con la empresa GP Exploración & Producción Sucursal Bolivia S.L. (Operador). El CSP considera recursos potenciales de 2,10 TCF e inversiones y Renta Petrolera Estatal estimadas de 1.224,12 MM\$us y 5.383,42 MM\$us respectivamente.
- La Ceiba², el proceso de negociación del Contrato de Servicios Petroleros continuará una vez que la negociación del CSP para el Área Vitiacua sea finalizada conforme la solicitud realizada por la empresa GP Exploración & Producción Sucursal Bolivia S.L. (Operador). El CSP considera reservas potenciales de 2,76 TCF e inversiones y Renta Petrolera Estatal estimadas de 1.056,4 MM\$us y 6.716,5 MM\$us respectivamente.
- Charagua, la Cesión de la participación del 40% del Contrato de Servicios Petroleros a favor de YPFB Chaco S.A. por parte del operador YPF Exploración & Producción de Bolivia S.A., se encuentra en proceso de análisis por parte del Ministerio de Hidrocarburos. El CSP considera recursos potenciales de 2,69 TCF e inversiones y Renta Petrolera Estatal estimadas de 1.176,56 MM\$us y 12.956,28 MM\$us respectivamente.

b) Convenios de Estudio, Memorándums de Entendimiento y Acuerdos de Intenciones

Durante la gestión 2018, se finalizaron 2 Convenios de Estudio y se suscribieron 8 Convenios de Estudio para las siguientes áreas:

- Río Salado, Convenio de Estudio finalizado el 25 de junio de 2018 con la empresa Pluspetrol Bolivia Corporation S.A., quién no presenta interés en el área.
- Río Salado, Convenio de Estudio finalizado el 25 de junio de 2018 con la empresa Shell Bolivia Corporation – Sucursal Bolivia quién no presenta interés en el área.
- Sayurenda, Convenio de Estudio suscrito con la empresa Vintage Petroleum Boliviana LTD. el 18 de abril de 2018.
- Carandaití, Convenio de Estudio suscrito con la empresa Vintage Petroleum Boliviana LTD. el 18 de abril de 2018.
- Yuarenda, Convenio de Estudio suscrito con la empresa Vintage Petroleum Boliviana LTD. el 18 de abril de 2018.
- Sauce Mayu, Convenio de Estudio suscrito con la empresa YPF E&P de Hidrocarburos de Bolivia S.A. el 16 de agosto de 2018.
- San Telmo Sur, Convenio de Estudio suscrito con la empresa YPF E&P de Hidrocarburos de Bolivia S.A. el 28 de agosto de 2018.
- Monteverde, Convenio de Estudio suscrito con la empresa YPF E&P de Hidrocarburos de Bolivia S.A. el 28 de agosto de 2018.
- Río Salado, Convenio de Estudio suscrito con la empresa Echo Energy Sucursal Bolivia el 12 de octubre de 2018.
- Ingre, Convenio de Estudio suscrito con la empresa Shell Bolivia Corporation, Sucursal Bolivia el 11 de diciembre de 2018.

⁶ Corresponde a la información del 3ra Reunión del Comité Conjunto de Coordinación entre YPFB- GAZPROM de mayo/2018 valorizado a un precio del WTI de 48 USD/Bbl.

Por otro lado, en la gestión 2018 YPFB y sus empresas filiales firmaron 3 Proyectos Iniciales Exploratorios (PIE) para las siguientes áreas:

- Iñau, Proyecto Inicial Exploratorio (PIE) suscrito con la empresa YPFB Chaco S.A. el 1 de marzo de 2018.
- Sauce Mayu, Proyecto Inicial Exploratorio (PIE) suscrito con la empresa YPFB Andina S.A. el 16 de agosto de 2018.
- Menonita, Proyecto Inicial Exploratorio (PIE) suscrito con la empresa YPFB Chaco S.A. el 7 noviembre de 2018

Asimismo, durante la gestión 2018 se firmaron 6 Memorándums de Entendimiento y 10 Memorándums de Intenciones, para las siguientes áreas:

- Miraflores, Memorándum de Entendimiento suscrito con las empresas Cancambria Energy Corp e YPFB Chaco S.A. el 6 de marzo de 2018. Posteriormente se firmó un Acuerdo de Intenciones el 12 de abril de 2018.
- Colibrí, Memorándum de Entendimiento suscrito con las empresas Cancambria Energy Corp e YPFB Chaco S.A. el 6 de marzo de 2018.
- Ayoreo, Memorándum de Entendimiento suscrito con las empresas Cancambria Energy Corp e YPFB Chaco S.A. el 6 de marzo de 2018.
- Madre de Dios, Memorándum de Entendimiento suscrito con la empresa Milner Capital el 25 de mayo de 2018.
- Río Beni, Memorándum de Entendimiento suscrito con la empresa Milner Capital el 25 de mayo de 2018.
- Nueva Esperanza, Memorándum de Entendimiento suscrito con la empresa Milner Capital el 25 de mayo de 2018.
- Río Salado, Memorándum de Intenciones suscrito con la empresa Echo Energy el 30 de agosto de 2018.
- Cedro, Memorándum de Intenciones suscrito con la empresa Canacol Energy Ltd. el 30 de agosto de 2018.
- Sayurenda, Memorándum de Intenciones suscrito con la empresa Canacol Energy Ltd. el 30 de agosto de 2018.
- Carandaití, Memorándum de Intenciones suscrito con la empresa Canacol Energy Ltd. el 30 de agosto de 2018.
- Ovai, Memorándum de Intenciones suscrito con la empresa Canacol Energy Ltd. el 30 de agosto de 2018.
- Algarrobilla, Memorándum de Intenciones suscrito con la empresa Canacol Energy Ltd. el 30 de agosto de 2018.
- Yuchan, Memorándum de Intenciones suscrito con la empresa Canacol Energy Ltd. el 30 de agosto de 2018.
- Okinawa, Memorándum de Intenciones suscrito con la empresa Canacol Energy Ltd. el 30 de agosto de 2018.
- Yuarenda, Memorándum de Intenciones suscrito con la empresa Canacol Energy Ltd. el 30 de agosto de 2018.
- Sub Andino Sur, Memorándum de Intenciones suscrito con la empresa Shell Bolivia Corporation – Sucursal Bolivia el 30 de agosto de 2018, para la evaluación regional del área.

3.3.4 Producción de Hidrocarburos

La producción bruta de gas natural en la gestión 2018, alcanzó a 53 MMmcd y la producción fiscalizada fue de 51,54 MMmcd. Considerando que la producción fiscalizada en la gestión 2005, fue de 33,91 MMmcd, el incremento de la producción de la gestión 2018 es de un 52% respecto de la registrada en la gestión 2005.

Un 25% del gas producido tiene como destino el mercado interno y el 75% restante es exportado al Brasil y la Argentina.

En cuanto a la producción bruta de hidrocarburos líquidos (Petróleo, condensado y gasolina natural), en la gestión 2018 alcanzó a 50,85 MBld y la producción fiscalizada alcanzó a 50,91MBld.

3.3.5 Principales Resultados Alcanzados en Refinación

A continuación, se detallan los resultados previstos a alcanzar al cierre de la gestión 2018.

REFINERÍA GUILLERMO ELDER BELL (RSCZ):

Los principales proyectos que se programaron en el año 2018 en la Refinería Guillermo Elder Bell de la ciudad de Santa Cruz son los siguientes:

Plan Director de Automatización Industrial RSCZ:

Los principales resultados al cierre de la gestión 2018 en este proyecto son los siguientes:

- Implementación de Sistemas de Detección de fuego y Gas (F&G): se tiene un avance físico acumulado de 100%.
- Modernización del Sistema de Control de Compresores (MSCC): Se tiene un avance físico acumulado de 100%
- Sistemas Instrumentados de Seguridad: Se cuenta con los resultados de la ingeniería básica del Sistema de Sobrellenado y sistema de monitoreo para tanques.
- Optimización: Que contempla la “Ampliación Red de Comunicación (MESH) de Sistemas de Control/Seguridad y Actualización de Estaciones de Operación”.

Adecuación Parque de Esferas RSCZ:

- Estado al cierre 2018: El proyecto de Adecuación del Parque de esferas se encuentra en un 90% de su avance global, en cuanto a la ingeniería y estudios la misma se está cerrando el Informe Final de la Ingeniería de Detalle. Para la etapa de construcción, se realizó una reprogramación del cronograma contractual del proyecto extendiendo el plazo de finalización del mismo hasta el primer trimestre de la gestión 2019.

Refinería Gualberto Villarroel (RCBA):

Los principales proyectos que se programaron en el año 2018 en la Refinería Gualberto Villarroel de la ciudad de Cochabamba son los siguientes:

Plan Director de Automatización Industrial RCBA:

Estado al cierre 2018: Actualmente la cartera de proyectos del PDAI se encuentra ejecutando:

- Implementación de Sistemas de Detección de fuego y Gas (F&G): se tiene un avance físico acumulado de 100%.
- Modernización del Sistema de Control de Compresores (MSCC): Dos Compresores de Aire e implementación de un tercer compresor de aire: Concluido la gestión 2014. Cuatro Compresores de Proceso (1C-1201, 1C-1201A, 2C-701 y 2C-702): Actualmente se registra un avance físico acumulado del 93%, concluyendo la gestión 2018 la modernización de los siguientes compresores: 2C-701; 2C-702 y 1C-1201^a, respecto al compresor 1C-1201 la modernización del mismo se realizará en la gestión 2019 en función al cronograma ajustado del proyecto.
- Modernización del Centro de Control de Motores (MCCM): Las actividades de entrega de los cubicales se realizarán de acuerdo al programa de paros de planta de la refinería, en este sentido este sub-proyecto tiene estimado finalizar los trabajos pendientes hasta el mes de diciembre del 2019, esto debido a que en coordinación con las áreas operativas de la refinería de mantenimiento y procesos se deben realizar la liberación de los cubicales por áreas para su intervención.

Adecuación Parque de Esferas:

- Estado Actual y estimación de cierre 2018: Al mes de diciembre del 2018 se tiene un avance del proyecto del 47%, a continuación, se detallan los principales avances por disciplina:
- En la fase de ingeniería se presenta avances en: Se tiene un avance del 95% en documentos emitidos y 70% en documentos aprobados, haciendo un total de avance en la ingeniería de detalle del 85%. De acuerdo a la proyección realizada, se estima concluir hasta enero/2019.
- En la fase de adecuación de esferas: Trabajos de Intervención de esfera 1TK-2938, se estima finalizar hasta enero/2019. Actualmente se tiene un avance del 87%.
- En la etapa de procura: Se está finalizando con la recepción de los equipos y materiales, se estima finalizar hasta marzo/2019.

3.3.6 Principales Resultados Alcanzados en Transporte

En la actividad de Transporte, se han alcanzado los siguientes resultados físicos, fruto del trabajo de las Empresas YPFB Transporte S.A., YPFB Transierra S.A. y Gas TransBoliviano S.A.:

YPFB TRANSPORTE S.A.

Expansión Gasoducto Sucre Potosí (GSP) Fase I

Proyecto concluido y en cierre administrativo. Se incrementó la capacidad de transporte del Gasoducto Sucre Potosí (GSP) de 6,8 MMpcd a 10,37 MMpcd mediante la construcción de un gasoducto de 10" de diámetro y 55,1 km de longitud aproximada en el tramo Mariaca- Potosí. Se cuenta con licencia de operación.

Ampliación de la capacidad de transporte del poliducto PVT

Avance físico acumulado estimado al cierre: 26,3%, cuyo propósito es incrementar la capacidad de transporte del sistema Villa Montes Tarija mediante la conversión del gasoducto Villa Montes Tarija de 4" a poliducto.

Ampliación de la capacidad de transporte del poliducto PCS

Avance físico estimado al cierre: 21,21%, cuyo objeto es incrementar capacidad de transporte de combustibles (diésel, kerosene, gasolina y GLP) del Poliducto Camiri- Sucre (PCS) de 3.334 BPD a 7.000 BPD.

Ampliación de la capacidad de transporte de gasoducto Tarabuco Sucre (GTS)

Avance Físico esperado del 27,67%, cuyo objetivo es incrementar la capacidad de transporte de gas natural del GTS de 29,9 a 45,2 MMpcd, para satisfacer la demanda incremental de gas natural para los mercados de Sucre, Potosí y áreas de influencia, a través de la construcción de un Gasoducto de 22 km de longitud x 10" de diámetro en el tramo Tarabuco a Qhora.

Los resultados esperados a diciembre son: Aprobación del Perfil del proyecto por parte de la ANH. Conclusión de la evaluación técnica y económica de propuestas para la provisión de la cañería para el proyecto.

Telecomunicaciones Poliductos

Avance Físico estimado al cierre del 75% consistente en la implementación de nuevos servicios de telecomunicaciones para mejorar los servicios actuales de interconexión y brindar servicios corporativos de TI a estaciones poliductos, las cuales actualmente no cuentan con integración, por ejemplo, con la telefonía corporativa o la red de datos. A través de proyecto se comprarán nuevos equipos y se contratarán servicios para la red de datos y telefonía que permitirán atender los requerimientos en estas estaciones.

Resultado a diciembre 2018:

- Equipos de red y telefonía: se han instalado los nuevos equipos en las 20 estaciones.
- Antenas satelitales: se compraron y habilitaron las antenas satelitales.
- Instalación de enlaces de fibra óptica: se instalaron los 4 enlaces de fibra óptica.
- Equipamiento de micro computación: se compraron todos los equipos de cómputo, proyectores e impresoras.
- Cableado de red: en junio de 2018 se inició el proceso de licitación para cambiar los cables

de datos y eléctricos en 12 estaciones, se firmó el contrato en noviembre y se estima que se concluya la instalación en marzo del 2019.

YPFB TRANSIERRA S.A

Estación de Compresión Parapetí

El proyecto fue concluido y cuenta con licencia de operación, el objetivo del proyecto es incrementar la capacidad de transporte de gas natural del Gasoducto Yacuiba Río Grande (GASYRG) hasta 26 MMmcd (Fase I) y si el mercado lo requiere hasta 28 MMmcd (Fase II), a través de la implementación de la Estación de Compresión de Parapetí, para garantizar la provisión de gas natural y satisfacer la demanda proyectada del sistema de transporte.

A la fecha se continúa con las gestiones para procesos de compra de materiales y contratación de servicios menores.

Cruce Río Pilcomayo (Servicio de Interconexión de la Variante del Cruce Río Pilcomayo)

Se realizó el Paro, intervención e interconexión de la variante del Cruce del Río Pilcomayo en fecha 15 y 16-Dic-2018. Todas las actividades se realizaron con éxito.

Posterior al paro, a la fecha se realizó el inertizado de la línea existente que cruza el río, se realizó el tapado de gran parte del área de la intervención y se está procediendo a actividades de recuperación de cañería y accesorios usados para quema.

Medidores Ultrasónicos

El proyecto tiene como objetivo la instalación de medidores ultrasónicos para transferencia de custodia, que cuente con certificación de cumplimiento de AGA9 (medidor con tramos y corrector en conjunto), y aprobación de OIML R137 clase 0,5 en estaciones de Río Grande y Villa Montes. Al cierre de la gestión 2018 se tienen adjudicados los medidores ultrasónicos, material mecánico y accesorios, computadores de flujos y transmisores, teniendo como avance físico del 31,87%.

GAS TRANSBOLIVIANO

Continuidad del Servicio

- ***Continuidad Operativa***
Se dio cumplimiento al programa de overhaul con la ejecución del mantenimiento mayor a la unidad Mars 100 de Estación Yacuses y se procedió a la actualización de los sistemas de control de dicha unidad que cuenta con aproximadamente 17 años de operación. Esta última actividad fue iniciada en la unidad TC-5010 de estación Chiquitos y se planifica completar la misma en la unidad TC-5020 en la gestión 2019.
- ***Optimización***
Se completó la calibración, montaje y puesta en servicio de los 4 tramos de medición ultrasónica en Estación de Medición Mutún.
- ***Infraestructura Base***
Se concluyeron los trabajos de obras civiles, los mismos que incluyen la ingeniería e implementación de alternativas en el aeródromo de Chiquitos y la construcción de una nueva planta de tratamiento de aguas grises y negras en Estación Roboré.

El avance físico de las Inversiones alcanzó el 96% y el avance financiero corresponde al 91% de la programación 2018. Este porcentaje de cumplimiento asegura la continuidad de la operación con altos niveles de confiabilidad, haciendo efectivas las entregas de gas al mercado interno dentro del área de influencia de GTB y asegurando importantes ingresos en Bolivia respecto de la venta de gas al Brasil.

3.3.7 Principales Resultados Alcanzados en Comercialización

En Comercialización se tienen los siguientes resultados alcanzados en la gestión 2018 por YPFB Casa Matriz y por AIR BP Bolivia Nacionalizada (YPFB Aviación):

YPFB Casa Matriz

Construcción de Estaciones de Servicio de Mediana Capacidad para Ciudades Intermedias:

Se cuenta con la transferencia del terreno a nombre de YPFB para iniciar el proceso de contratación de la construcción de la E.S. El Puente.

Implementación de 50 Estaciones de Servicio:

Se cuenta con la recepción definitiva de la E.S. Terminal de Buses Potosí, y se prevé pagar la planilla de cierre los primeros meses del 2019

Estaciones de Servicio en zonas con GNL – Bolivia:

- Las EE.SS de Copacabana, Caranavi, Llallagua, Mora y Challapata cuentan con recepción definitiva.
- La E.S Guayaramerín cuenta con un avance de (23%), se rescindió contrato en elaboración de los documentos técnicos para iniciar un nuevo proceso, en el mes de enero 2019
- La E.S. de Uyuni cuenta con recepción provisional, las EE.SS de Robore y Rurrenabaque iniciaron obras en octubre y reporta un avance físico promedio a diciembre del 15%; la E.S Tupiza cuenta con orden de proceder, la E.S. de Villazón en cuenta con contrato firmado de la supervisión en espera de la orden de proceder.

Remodelación y Adecuación de Plantas de Engarrafado:

Fase I: Planta de Engarrafado de Monteagudo Inaugurada; la plantas de Oruro, Cobija, Puerto Villarroel y Puerto Suarez tiene un avance promedio del 97%, la aprobación de orden de cambio se encuentra en proceso, se prevé concluir las plantas hasta diciembre 2018.

La Fase II con las Plantas Trinidad, Bermejo, Tupiza, cuentan con un avance de físico promedio del 95%, la aprobación de orden de cambio se encuentra en proceso, se prevé concluir las plantas hasta el primer trimestre de 2019.

AIR BP Bolivia Nacionalizada D.S.111/09 (YPFB Aviación)

Construcción de Planta Chimoré

El proyecto Construcción Planta Alcantarí para la gestión 2018 tiene una ejecución física de 98%.

Construcción de Planta Oruro

El proyecto de construcción de la Planta de Oruro alcanzó una ejecución física de 98%.

Se concluyó con la construcción de la planta, quedando pendiente la Entrega de la Licencia de Operaciones por parte de la ANH

Se garantizó el abastecimiento de combustible de aviación en el nuevo Aeropuerto de Oruro que beneficia a toda la población de Oruro y a las actividades económicas y sociales de este departamento.

Construcción de Planta Uyuni

El proyecto Construcción Planta Uyuni para la gestión 2018 tuvo un avance físico de 75%. Al mes de diciembre se cuenta con la construcción de Isotanques concluida, permisos y avance de 45% en obras civiles.

Construcción de Planta Chimoré

A diciembre de 2018 la construcción de la Planta Chimoré, tuvo un avance de 15%. Se tiene un avance de 70% en la construcción de tanques y avance en obtención de licencia ambiental.

Construcción de Planta Guayaramerin y Riberalta:

Al cierre de gestión 2018 se concluyó con la ingeniería básica para cada una dichas plantas.

Construcción de Planta Rurrenabaque

A diciembre 2018 se tuvo un 50% en ejecución física se tiene previsto la conclusión de la importación de skid y avance en la ingeniería básica

Adecuación de Plantas

A diciembre se tuvo un 70% de avance. Se concluyó con:

- Puerto Suarez- Bomba Centrífuga y modificación Piping
- Viru Sistema Generador, motor contra incendio
- Cobija-Motor contra incendios.
- Cochabamba—Adecuación muros de contención
- Potosí- Construcción de muros de contención

Incremento de Capacidad de Almacenaje

Al mes de diciembre se alcanzó avance físico del 83,97 %:

- **Incremento de capacidad de almacenaje planta Trinidad – TDO**
El alcance en la planta de Trinidad constituye un incremento de 80 m³ en el almacenaje de Jet Fuel. A diciembre se concluyeron las obras mecánicas, quedando pendiente la instalación eléctrica.
- **Incremento de capacidad de almacenaje planta Tarija – TJA**
El proyecto en general tiene por finalidad la construcción de las obras civiles y mecánicas para incremento de capacidad de almacenaje en 150 m³. A diciembre 2018 se concluyó con la construcción del tanque quedando pendiente la conclusión de las obras civiles y eléctricas.

Proyecto ETANOL

El proyecto Etanol consiste en añadir un aditivo de origen vegetal a una gasolina base a fin de conseguir un combustible con mayor octanaje, que incrementa la potencia del motor y reduce de manera importante la emisión de gases contaminantes al medio ambiente (Dióxido de Carbono). Este aditivo de origen vegetal es el alcohol anhidro que procede de un proceso de deshidratación del alcohol proveniente de la caña de azúcar y es el resultado de inversiones significativas por parte del sector agroindustrial azucarero nacional.

Por otra parte, la gasolina base proviene de las plantas de YPFB Refinación y es destinada a las plantas de almacenaje de YPFB Logística, donde se mezcla y se agrega colorante de acuerdo a norma y se realizan diversas pruebas de calidad a fin de garantizar un producto de calidad.

La gasolina denomina Súper Etanol 92, es comercializada en las ciudades de Santa Cruz, Tarija, Cochabamba y La Paz con un plan de penetración de mercado paulatino, conforme las estaciones de servicio realizan las adecuaciones necesarias para su expendio.

Para esta etapa, YPFB a través de YPFB Logística, YPFB Refinación y la Gerencia de Comercialización ha implementado inversiones principalmente en adecuación de plantas, almacenamiento y facilidades, alcanzando una ejecución de \$us 10,1 sólo en adecuaciones logísticas.

Posteriormente este proyecto se implementará en el resto de las principales ciudades del país, así como algunas ciudades intermedias, conforme se incremente la capacidad de almacenaje en las plantas de Santa Cruz, Senkata y Oruro.

Con la comercialización de este nuevo combustible, se espera que se vaya reduciendo paulatinamente la cantidad de gasolina importada conforme se van incrementando los volúmenes comercializados, reduciendo de esta manera el subsidio por la importación de aditivos.

Adicionalmente, se prevé un efecto multiplicador sobre la economía nacional, debido al incremento de la producción de caña de azúcar, actividad económica ligada al transporte y logística, mano de obra directa e indirecta, etc.

Comercialización de Combustibles

En la gestión 2018, la comercialización de los principales combustibles fue la siguiente:

- Comercialización de Diesel Oíl: 1.983.203 metros cúbico
- Comercialización de Gasolina Especial: 1.823.988 metros cúbicos
- Comercialización de Súper Etanol 92: 5.479 metros cúbicos (a partir de noviembre 2018)
- Comercialización de GLP Mercado Interno: 436.331 toneladas métricas
- Comercialización de GLP mercado externo: 101.619 toneladas métricas

3.3.8 Principales resultados en Distribución de Redes de Gas Domiciliario

La Gerencia de Redes de Gas y Ductos ejecuta actividades para la expansión de la Red Primaria, Red Secundaria y ampliación del número de Instalaciones Internas, cuya programación de metas 2018, es reflejada en el siguiente cuadro:

Programación de Redes de Gas Gestión 2018

Proyectos	Meta 2018	Sistema Convencional	Sistema Virtual
Instalaciones Internas (número de predios)	100.000	88.997	11.003
Red Primaria (metros)	142.552	132.423	10.129
Red Secundaria (metros)	1.831.323	1.464.866	366.457

La ejecución física a diciembre de la gestión 2018, por Distrito, refleja las siguientes cifras:

Ejecución Física a Diciembre 2018

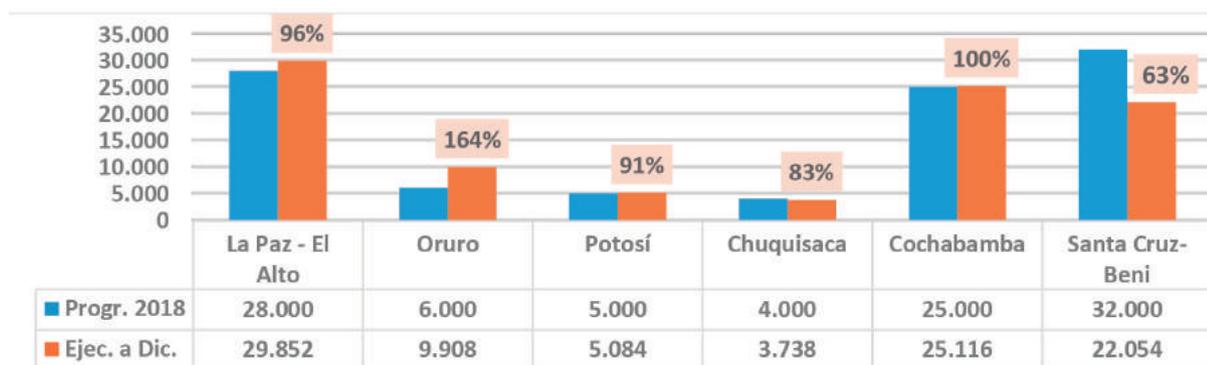
Distrito	INSTALACIONES INTERNAS			RED PRIMARIA			RED SECUNDARIA		
	Numero de predios			Metros			metros		
	Progr. 2018	Ejec. a Dic.	%	Progr. 2018	Ejec. a Dic.	%	Progr. 2018	Ejec. a Dic.	%
Distrito La Paz - El Alto	28.000	29.852	107%	7.371	2.365	32%	158.384	103.333	65%
Distrito Oruro	6.000	9.908	165%	26.745	24.843	93%	68.300	65.805	96%
Distrito Potosí	5.000	5.084	102%	17.460	11.947	68%	95.971	62.170	65%
Distrito Chuquisaca	4.000	3.738	93%	5.581	569	10%	45.024	15.053	33%
Distrito Cochabamba	25.000	25.116	100%	16.061	11.498	72%	310.422	311.636	100%
Distrito Santa Cruz-Beni	32.000	22.054	69%	69.334	17.499	25%	1.153.221	301.166	26%
Totales	100.000	95.752	96%	142.552	68.721	48%	1.831.322	859.163	47%

Instalaciones Internas

Al mes de diciembre de 2018 se alcanzó la ejecución de 95.752 instalaciones internas, las cuales respecto a la programación de 100.000 instalaciones, representan el 96% en su avance.

La evolución del avance físico de las instalaciones internas por Distrito, refleja los siguientes porcentajes de ejecución, con respecto a la programación 2018:

Ejecución de instalaciones internas a Diciembre 2018



Red Secundaria

En cuanto a la construcción y extensión de la Red Secundaria, al mes de diciembre se ejecutó el tendido de 859.163 metros, que representan el 47% de avance de los 1.831.322 metros programados para la gestión. Es importante mencionar que esta actividad refleja los porcentajes de ejecución en función a la adjudicación de las empresas contratistas que inicien dichas actividades, situación que en muchos casos no fueron concretados debido a factores externos como incumplimiento a las especificaciones técnicas requeridas y demoras en la presentación de documentos, mismos que incidieron al reinicio de los procesos de contratación, ocasionando de esta manera los desfases en la ejecución física conforme programación.

Red Primaria

En la actividad de construcción para el tendido de ductos de la Red Primaria, al mes de diciembre/2018 se logra la ejecución del 48%, con la extensión de 68.721 metros sobre la programación de 142.552 metros. Al igual que en la actividad de Red Secundaria, la ejecución en Red Primaria se mantiene dependiente a la contratación de empresas que presten el servicio recurrente a obras civiles, los cuales, en muchos casos, durante el proceso de contratación recaen a declaraciones desiertas por causales de incumplimiento de las especificaciones técnicas requeridas, llevando a proceder al reinicio de los procesos de licitación hasta lograr su adjudicación, situación que implica la demora en tiempos y desfase en el inicio de las actividades programadas.

3.3.9 Principales Resultados Alcanzados en Almacenaje

YPFB Logística S.A.

Habilitación de Nuevo Punto de Despacho para DO en Planta Sucre

Se concluye con el 100% de avance físico y se logra cumplir con el objetivo del Proyecto que es incrementar la capacidad de despacho de Diésel Oíl en Planta Sucre.

Habilitación Descargadero de Diésel Oíl - Gasolina Especial Planta Uyuni

Se logra un 72% de avance físico del proyecto cuyo objetivo es adecuar un nuevo Sistema de Recepción de Camiones Cisternas que permitirá Incrementar la Capacidad de recepción de GE y DO en Planta Uyuni en 400 GPM por cada producto, así como la independización de las operaciones de recepción de GE y DO de las operaciones de Despacho.

Implementación Sistema de Espuma Planta San Jose de Chiquitos

Se concluye con el 100% de avance físico del proyecto de Implementación y el montaje del Sistema de Espuma en Tanques de Almacenaje de Combustibles Líquidos en Planta San José de Chiquitos, permitiendo así contar con sistemas de seguridad que permitan actuar de manera inmediata en caso de algún incendio en el área de tanques.

Construcción y Montaje de Tanques de Espuma Planta Oruro

Se logra un avance físico del 15% en el proyecto de construcción y Montaje de dos tanques de almacenaje para el sistema de espuma de Planta Oruro..

Montaje Estructura Descargadero Cisternas de GLP Planta Cochabamba

Se concluyó al 100% con la construcción y montaje de estructura metálica para protección del área de recepción de GLP en planta Cochabamba. Se concluyen las siguientes actividades:

- Ingeniería de Detalle del Proyecto
- Montaje Estructura Descargadero Cisternas de GLP Planta Cochabamba

Implementación Sistema de Recepción - Almacenaje y Despacho de Etanol en Planta Santa Cruz 1ra Etapa

Se concluyó al 100% con la implementación del sistema de recepción- almacenaje y despacho de etanol en Planta Santa Cruz para la comercialización de Gasolina SUPER ETANOL 92 con mezcla de etanol anhidro.

Implementación Sistema de Recepción - Almacenaje y Despacho de Etanol en Planta Cochabamba 1ra Etapa

Se concluyó al 100% con la implementación del sistema de recepción- almacenaje y despacho de etanol en planta Cochabamba para la comercialización de gasolina SUPER ETANOL 92 con mezcla de etanol anhidro.

Implementación Sistema de Recepción - Almacenaje y Despacho de Etanol en Planta Senkata 1ra Etapa

Se concluyó al 100% el proyecto de implementación del sistema de recepción- almacenaje y despacho de etanol en planta Senkata para la comercialización de gasolina SUPER ETANOL 92 con mezcla de etanol anhidro.

YPFB Casa Matriz

Ampliación de la capacidad de Almacenaje (ICA) – Primera Fase en La Paz (Senkata), Santa Cruz, Oruro: El avance físico global del proyecto al mes de diciembre es del 71% : Planta Palmasola (77%), Planta Palmasola Avance de la planta del 77%, Ingeniería de Detalle concluida, trabajos de protección catódica finalizados en tk-103, 104, 105, 106 y 1000, Soldadura y montaje de séptimos anillos de Tk-103, 104, 105, 106 y 1000 rigidizadores y domos y encofrado y vaciado de diques de contención (75%), canalizaciones eléctrica e instrumentación (50%), trabajos de revestimiento y recubrimiento de tuberías de procesos, drenajes (88%) y sistemas contra incendio y pintura de tanques.

Planta Senkata: Avance de la planta del 75%, Ingeniería de Detalle concluida , trabajos de protección catódica finalizados en tk-232, 233, 234 y 235 (100%), Soldadura y montaje de séptimos anillos de excavación de tk-232, 233, 234 y 235, tuberías para drenaje, canalizaciones eléctrica e instrumentación (52%), trabajos de revestimiento y recubrimiento de tuberías de procesos (42%), drenajes (81%), y sistemas contra incendio (50%), diques (96%), montaje de domos tk-232, 233, 234 y 235 (21%), montaje de membranas, pintura de Tanques.

Planta Oruro: Avance de la planta del 63%, Ingeniería de Detalle concluida, trabajos de protección catódica finalizados en tk-309, 311, Soldadura y montaje de séptimos anillos de Tanques 309, 311 y 1001 (100%), en excavación de tuberías para drenaje (45%), pintura de tuberías en taller y rigizadores, movimiento de suelos en Sala de Bombas de despacho y recepción e islas de despacho (100%), fabricación de losetas, pintura de tanques 309, 311 y 1001.

3.3.10 Principales Resultados Alcanzados en Industrialización

Los principales resultados previstos en los proyectos de industrialización indicando sus principales resultados programados y alcanzados en la gestión 2018 son los siguientes:

Obras Complementarias para la Planta de Amoniaco y Urea en Bulo-Bulo, Cochabamba

El proyecto Amoniaco – Urea empezó su etapa de operaciones a partir de su inauguración el 14 de septiembre de 2017. En la actualidad, la producción de urea granulada abastece el mercado interno y se exporta a Brasil; se están realizando gestiones para su venta a Argentina y Paraguay.

Para atención del mercado interno, se cuentan con 7 puntos de venta de los cuales 6 fueron inaugurados en la gestión 2018 y se encuentran distribuidos en los departamentos de Santa Cruz, Chuquisaca, Cochabamba y Tarija. A lo largo de la gestión 2018, se registraron los siguientes avances en proyectos complementarios a la Planta de Amoniaco y Urea.

- Construcción de acceso vial a la planta. Registra un avance del 87%, sin embargo las obras se encuentran paralizadas debido a que se resolvió el contrato con la empresa contratista y cuyo trámite se concluyó en el mes de junio de 2018.

Posteriormente se prosiguió con las actividades previas para un nuevo proceso de contratación para la conclusión de las tareas faltantes, que incluyen señalización e iluminación. Dichas gestiones fueron aprobadas por directorio en el mes de noviembre y al cierre de la gestión 2018 el proceso de contratación se encontraba en curso.

- Campamento permanente. Cuenta con un avance del 100% y dicho proyecto fue finalizado en el mes de julio de 2018. El objetivo de este proyecto consiste en dotar a los trabajadores de ambientes cómodos, limpios y ordenados; asimismo desde el mes de agosto 2018 YPFB ya no está erogando gastos por el concepto de alquiler.
- Planta de Urea – Formaldehído (UFC-85). Este proyecto consiste en la producción del aditivo UFC-85 para la conservación de la urea granulada, evitando su importación a costos elevados. Debido a la complejidad que tuvieron las gestiones de las empresas licenciantes para cumplir con las exigencias legales de YPFB para la firma de los convenios de confidencialidad, recién se concluye el trámite a mediados del mes de junio 2018. Una vez finalizadas las especificaciones técnicas y documentación necesaria, el Directorio de YPFB aprueba el proceso de contratación en el mes de noviembre de 2018; al cierre de la pasada gestión, dicho proceso se halla en actividades previas al inicio del proceso de contratación.

Implementación Planta GNL

La planta Gas Natural Licuado se encuentra en operación comercial desde febrero de 2016, así como el sistema logístico de transporte conformado por los 32 camiones cisternas criogénicos y tracto camiones para el despacho de GNL a las poblaciones beneficiadas, donde se encuentran implementadas las ESRs.

En la actualidad, se cuentan con 27 Estaciones Satelitales de Regasificación en operación; son las siguientes: Ascensión de Guarayos, San Julián, San Jose de Chiquitos, Cabezas, Tupiza, Desaguadero, Copacabana, Achacachi, Coroico, Caranavi, Guanay, Huanuni, Challapata, Llallagua, Uyuni, Villazón, Riberalta, Guayaramerín, Rurrenabaque, San Borja, Trinidad, Santa Ana de Yacuma, San Ignacio de Velasco, Mora, Roboré, Cobija y San Ignacio de Moxos. Corresponde mencionar que las dos últimas concluyeron sus trabajos de interconexión en la gestión 2018.

Ampliación de Gas Virtual GNC a Nivel Nacional (5 ESRs Nuevas)

Este proyecto contempla la construcción de 5 nuevas Estaciones Satelitales de Regasificación (ESRs), las cuales permitirán beneficiar con provisión de gas natural a 12 poblaciones en el territorio nacional. Las 5 nuevas ESRs se construirán en las localidades de Vallegrande, Culpina, Porco, Batallas y Concepción.

El proyecto se inició en noviembre de 2017 y al cierre de la gestión 2018 se registra un avance del 48 % en la etapa del IPF (Ingeniería, Procura y Fabricación) de las ESRs de Batallas, Culpina, Porco, Concepción y Vallegrande. Asimismo, en la gestión 2018 se obtuvo el licenciamiento ambiental para las 5 ESRs y 4 leyes municipales para la transferencia de terrenos a favor de YPFB donde se harán las obras civiles y el montaje de las ESRs, quedando pendiente únicamente la población de Concepción; actualmente se está tramitando una ley nacional para la transferencia de dichos terrenos a favor de YPFB.

Unidades de Remoción de Mercurio en PSLs Río Grande y Carlos Villegas

Luego de realizar los informes de justificación y trámites complementarios, el proyecto fue inscrito en el mes de julio de 2018, a partir de la recomendación por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Centro Nacional de Medición y Control Hidrocarbúrico (CNMCH) de contar con unidades de remoción de mercurio para el cuidado de las instalaciones por la presencia de mercurio en la corriente de gas que entra a las Plantas Separadoras de

Líquidos. En el mes de septiembre de 2018 de inicia el proceso de contratación y al cierre de dicha gestión se encuentra en actividades previas al proceso de contratación.

Producción y Comercialización de Urea

En la gestión 2018, la Planta de Amoniaco y Urea de Bulo, produjo 279 mil toneladas métricas de Urea Granulada, misma que fue comercializada en el mercado interno en aproximadamente 24,8 mil toneladas y se exportó 240,5 mil toneladas métricas al Brasil, Argentina, Paraguay y Uruguay, en ese orden de importancia.

3.3.11 Principales Resultados en Otros Proyectos

En este acápite se consideran a los proyectos destinados al fortalecimiento institucional como los proyectos de infraestructura civil o vial, inversiones en medio ambiente y otros proyectos menores no relacionados a las actividades de la cadena de los hidrocarburos.

Entre los proyectos de infraestructura que más se destacan tenemos los siguientes:

Construcción de Edificio Corporativo La Paz

Las Obras Civiles del Edificio se concluyeron al 100%; adicionalmente se cuenta con los siguientes avances al 100%: adquisición de licencias de software para potenciar el centro de potenciamiento de datos, adquisición, instalación y puesta en marcha de equipos de elevación (ascensores), provisión e instalación equipo de transformación eléctrica, cableado estructurado, sistema de solución de acceso, equipo de climatización, implementación del centro de procesamiento de datos, provisión, instalación y puesta en marcha de equipos de eficiencia energética y automatización, acondicionamiento acústico y provisión e instalación de equipos de sistemas contraincendios.

Construcción del Archivo Institucional El Alto

Avance físico en la construcción y supervisión de obras civiles concluidas al 100%; asimismo, las siguientes actividades cuentan con un avance del 100%: sistema de climatización; equipos de generación y transformación de energía eléctrica y equipos de elevación. Adquisición e instalación de sistema contra incendios y señalética se encuentran en actividades previas al proceso de contratación mientras que adquisición de mobiliario se halla en curso de su segunda convocatoria.

Construcción del Museo Tecnológico Santa Cruz

El proyecto presenta una ejecución de obra civiles al 100% junto con su respectiva supervisión.

Los procesos de contratación para provisión, instalación y puesta en marcha de equipos de fuerza eléctrica y climatización y provisión, instalación y puesta en marcha del sistema de detección y extinción contraincendios se encuentran en actividades previas al proceso de contratación; finalmente, el proceso para la provisión de mobiliario se encuentra en curso.

Construcción del Edificio Oruro

El proyecto da cuenta del avance físico del 100% en demoliciones y tareas preliminares, mientras que la obra gruesa e instalaciones sanitarias reportan un avance del 95%. Obra fina e instalaciones de climatización han logrado una ejecución del 90% e instalaciones eléctricas un 80%. Finalmente, áreas exteriores y trabajos acabados e instalaciones de gas han avanzado en 80 % cada una.

3.4 Metas Proyectadas 2019

3.4.1 Actividades del Upstream

En el desarrollo de las actividades de Exploración de hidrocarburos, en la gestión 2019 se programan los siguientes resultados físicos:

- a) Pozos Exploratorios: En la gestión 2019, se programa finalizar la ejecución de 9 pozos exploratorios (de los cuales 4 iniciaran en la gestión 2019), el inicio de la perforación de 5 pozos (que finalizaran en la gestión 2020) y la ejecución de obras civiles para la construcción

de caminos y planchadas para 4 pozos. Se resumen a continuación los pozos exploratorios programados para la gestión 2019:

Resultado Esperado 2019	Empresa	Pozo	Fecha Inicio	Fecha Fin	Profundidad Final	Formación Objetivo
Finalizar perforación	Repsol	Boyuy X2	jul-17	abr-19	8.000 m	Huamampampa
	Petrobras	Caranda X1005	ene-18	feb-19	5.334 m	Roboré y Sara
	Shell	Jaguar X6	may-18	mar-19	4.441 m	Huamampampa
	Vintage	Chaco Este X1	oct-18	ene-19	3.300 m	Cangapi, San Telmo y Escarpment
	YPFB Chaco	Florida X2	ene-19	may-19	4.500 m	Iquiri (Guanacos y Mora)
		Colorado 10D	mar-19	jul-19	4.350 m	Iquiri (Guanacos y Mora)
		Aguaragüe Centro X1	jun-19	dic-19	3.200 m	Icla y Santa Rosa
	YPFB Casa Matriz	Sipotindi X1	ago-18	nov-19	4.100 m	Huamampampa, Icla y Santa Rosa
Yarará X1		jun-19	oct-19	3.000 m	Yantata	
Iniciar perforación	Total E&P	Ñancahuazu X1	feb-19	ene-20	5.200 m	Huamampampa y Santa Rosa
	Repsol	Boicobo Sur X1	ago-19	may-20	5.000 m	Huamampampa
	Petrobras	Domo Oso X1	dic-19	may-20	3.200 m	Huamampampa, Icla y Santa Rosa
	YPFB Andina	Río Grande 100D	nov-19	ene-20	2.589 m	Cajones A, B y C. Yantata
	YPFB Casa Matriz	Villamontes X7	ago-19	sep-20	5.800 m	Chorro, Tupambi y Huamampampa
Obras Civiles	YPFB Chaco	Los Monos 13D	ene-20	jul-20	3.000 m	Icla y Santa Rosa
		Itacaray X1	feb-20	ago-20	4.500 m	Huamampampa, Icla y Santa Rosa
	YPFB Andina	Sararenda X2	ene-20	may-21	6.500 m	Huamampampa BA (contingente Huamampampa BB)
	YPFB Casa Matriz	Gomero X1 IE	feb-20	abr-20	1.600 m	Investigación Estratigráfica

Asimismo, se programan actividades previas (trámites de licencia ambiental, ingeniería, licitaciones, gestiones contractuales y administrativas, etc.) para los siguientes pozos exploratorios: Astillero X1 (YPFB Chaco), Los Huesos X2 (YPFB Chaco), Opabusu X1 (YPFB Chaco), Charagua X1 (YPF E&P), Margarita Profundo (Repsol), Boyuy X3 (Repsol), Boicobo Sur X2 (Repsol), Iñiguazu (Repsol), Cabezas (Pluspetrol), Irenda (GTLI), Miraflores (GTLI - Cancambria), Mayaya X1 IE (YPFB Casa Matriz) y Copoazú X1 IE (YPFB Casa Matriz).

- b) **Proyectos Sísmicos:** Por otra parte, en la gestión 2019 se programa la conclusión de 6 proyectos sísmicos (4 sísmicas 2D y 2 sísmicas 3D), todos estos proyectos se iniciaron en gestiones pasadas. Asimismo, se programa el inicio de 1 proyecto sísmico 2D. A continuación, se detallan los proyectos sísmicos programados para la gestión 2019:

Resultado Esperado 2019	Empresa	Proyecto	Dimensión Proyecto	Fecha Inicio	Fecha Fin
Finalizar Proyecto Sísmico	YPFB Andina	Sísmica 2D Carohuaicho 8B	344 km	mar-17	ago-19
	YPFB Chaco	Sísmica 2D Carohuaicho 8C	316 km	mar-17	ago-19
	GTLI	Sísmica 3D Palmar	34 km ²	jun-17	may-19
	YPFB Casa Matriz	Sísmica 2D Aguaragüe Norte	329 km	mar-18	abr-19
		Sísmica 2D La Guardia	395 km	sep-18	sep-19
YPF E&P	Sísmica 3D Charagua	286 km ²	jun-18	ago-19	
Iniciar Proyecto Sísmico	Petrobras	Sísmica 2D San Telmo	206 km	dic-19	nov-20

Así también, se programan otro tipo de actividades sísmicas, como: el reprocesamiento sísmico de las áreas Isarsama (YPFB Chaco), San Miguel (YPFB Chaco) y Carohuaicho 8A (YPFB Chaco); la interpretación sísmica de las áreas Astillero (YPFB Chaco), Surubí Noreste (Repsol) y Chasqui (Repsol); y la prospección sísmica en incorporación Boyuy (Repsol).

- c) Estudios de Geología y Geofísica: En la gestión 2019, se programa concluir 10 estudios de Geología y Geofísica (3 Magnetotéluricas, 3 Geoquímicas, 3 Geologías de Superficie y 1 Aerogravimetría- Aeromagnetometría). Se resumen a continuación los estudios de Geología y Geofísica programados para la gestión 2019:

Resultado Esperado 2019	Empresa	Proyecto	Dimensión Proyecto	Fecha Inicio	Fecha Fin
Finalizar Estudio de Geología y Geofísica	YPFB Chaco	Geoquímica Complejo Chimoré	33 muestras	sep-18	mar-19
		Magnetotélurica Itacaray	1.260 km	ago-18	mar-19
		Magnetotélurica Carohuaicho 8C	531 km	sep-18	jun-19
		Geoquímica Carohuaicho 8C	415 muestras	sep-18	mar-19
		Magnetotélurica Isarsama y San Miguel	455 km	feb-19	jun-19
		Geoquímica Astillero	(*)	ene-19	jul-19
	Petrobras	Geología de Superficie Astillero	50 km	ene-19	jul-19
		Geología de Superficie San Telmo	132 km	abr-19	jul-19
	Total E&P	Geología de Superficie Azero	(*)	ene-19	dic-19
		Shell	Aerogravimetría – Aeromagnetometría Huacareta	10 km	ene-19

(*) Por definir en función a otras actividades exploratorias

En las actividades de Explotación y Desarrollo de hidrocarburos, en la gestión 2019 se programan los siguientes resultados físicos:

- d) Pozos de Explotación y Desarrollo: En la gestión 2019, se programa finalizar la ejecución de 11 pozos de explotación y desarrollo (de los cuales 9 se iniciaran la gestión 2019). A continuación, se detallan los pozos de explotación y desarrollo programados para la gestión 2019:

Resultado Esperado 2019	Empresa	Pozo	Fecha Inicio	Fecha Fin	Profundidad Final	Formación Objetivo
Finalizar perforación	Total E&P	Incahuasi 5	jul-18	jul-19	4.865 m	Huamampampa
	YPFB Chaco	Caigua 15D	sep-18	mar-19	3.010 m	Icla y Santa Rosa
		San Ignacio 2	feb-19	abr-19	2.420 m	Arenisca 1 y Ayacucho
		Colorado 6	jun-19	oct-19	4.300 m	Iquiri (Guanacos)
		Junín Este 1004D	abr-19	jun-19	1.500 m	Petaca, Cajones y Yantata
		Junín 8	jun-19	ago-19	1.210 m	Petaca, Cajones y Yantata
		Santa Rosa 12	sep-19	nov-19	2.300 m	Arenisca 1 y Ayacucho
	YPFB Andina	Río Grande 97D	ago-19	nov-19	4.220 m	Iquiri-1
		Yapacaní 41D	jun-19	ago-19	3.150 m	Sara
		Yapacaní 42D	mar-19	jul-19	3.300 m	Sara, Ayacucho y Arenisca 2
		Los Sauces 10D	may-19	ago-19	4.110 m	Iquiri-1 (Devónico)

Asimismo, se programan actividades previas (trámites de licencia ambiental, ingeniería, licitaciones, gestiones administrativas, etc.) para los pozos de desarrollo: Humberto Suarez Roca P2A (YPFB Chaco), Humberto Suarez Roca P2B (YPFB Chaco), Humberto Suarez Roca P2C (YPFB Chaco), Colorado 5 (YPFB Chaco), Colorado 7 (YPFB Chaco), Pozo 1 Camiri (YPFB Andina), Pozo Avanzada San Antonio (Petrobras) y Pozo Infill San Antonio (Petrobras).

- e) Intervenciones de Pozos: En cuanto a la intervención de pozos, en la gestión 2019 se programa concluir la intervención de 3 pozos. Se resumen a continuación las intervenciones de pozos programados para la gestión 2019:

Resultado Esperado 2019	Empresa	Pozo	Fecha Inicio	Fecha Fin
	YPFB Andina	Yapacaní 35D	jul-19	sep-19
Finalizar intervención	YPFB Andina	Puerto Palos X1	mar-19	may-19
	Matpetrol	Tatarenda 6	sep-19	sep-19

Así también, se programan actividades previas para la intervención de los pozos: Los Cusis 6DH ST (YPFB Chaco), Churumas X2 (YPFB Chaco), Pozo 1 Guairuy (YPFB Andina), Pozo 1 La Peña (YPFB Andina), Pozo 2 La Peña (YPFB Andina), Pozo 1 Sara Boomerang III (YPFB Andina), Pozo 2 Sara Boomerang III (YPFB Andina), Palmar 15 (GTLI), Palmar 18 (GTLI), Caranda X1002 (Petrobras), Tatarenda 22 Re (Matpetrol), Tatarenda 10 Re (Matpetrol) y Tatarenda 11 Re (Matpetrol).

- f) Construcciones e instalaciones de Campo y Planta: Finalmente, se programan importantes proyectos de construcción e instalación de facilidades de producción. A continuación, se detallan los principales proyectos programados para la gestión 2019:

Resultado Esperado 2019	Empresa	Campo	Proyecto	Fecha Inicio	Fecha Fin
Finalizar Proyectos	Total E&P	Incahuasi	Debottlenecking a 9 MMmcd	dic-17	jun-19
			Ducto y facilidades de superficie de pozo Incahuasi 3	ene-18	abr-19
			Sistema de Almacenamiento de Condensados	feb-18	jul-19
	Repsol	Margarita - Huacaya	Instalación primer módulo "PTA Margarita"	nov-17	sep-19
		Paloma	Revamping Compresores Paloma	oct-17	feb-19
	Petrobras	San Antonio	Sistema de compresión	sep-18	oct-19
	YPFB Andina	Yapacaní	Sistema de Compresión 200 psi	ene-18	nov-19
		Río Grande	Sistema de Compresión 300-500 psi	ago-18	nov-19
	YPFB Chaco	Caigua	Planta de Amina	sep-17	oct-19
			Línea de Producción Caigua-La Vertiente	jul-16	jun-19
Percheles		Ampliación Planta Percheles	sep-17	sep-19	
Proyectos en ejecución	Repsol	Margarita - Huacaya	Overhauls Equipos Rotativos Margarita 2da Etapa	mar-19	feb-20
	YPFB Andina	Río Grande	Sistema de Compresión 80 psi	ago-18	oct-20
		Enconada	Facilidades de Recolección	sep-18	sep-20
		Palacios	Facilidades de Recolección	sep-18	sep-20
		Puerto Palos	Facilidades de Recolección	sep-18	sep-20

3.4.2 Metas en Refinación de Hidrocarburos

Los principales proyectos, a ser ejecutados en la gestión 2019 son los siguientes:

EMPRESA	Proyecto	Objetivo de Gestión	Monto a invertir 2019 (MM\$us)
YPFB Refinación	Adecuación Parque de esferas de GLP RSCZ	Adecuar las instalaciones de los parques de GLP de RSCZ, a las normas API 2510 y relativas a ésta. <ul style="list-style-type: none"> • Procura: Concluida • Construcción: Conclusión Adecuación Parque de esferas de la RSCZ 	0,99
	Plan Director de Automatización Industrial RSCZ	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Optimización de Procesos: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Adjudicación del servicio de Adecuación USINA I como una nueva sala de control y la sala de control actual como una sala de gabinetes. ✓ Conclusión Estudio HAZOP y de asignación SIL integral de las unidades de Carburantes y Servicios Técnicos • Modernización Compresores de Reciclo: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Sistema de control y seguridad para sellos secos de la unidad 3C1301/A implementado. 	1,52
	Plan Director de Automatización Industrial RCBA:	<ul style="list-style-type: none"> • Modernización Compresores de Proceso: Concluida • Sistemas BMS (Burner Management Systems) y adecuación del Sistema de Control en los Hornos: Ingeniería Conceptual y Básica Extendida concluida • Sistema Instrumentado de Seguridad: Ingeniería conceptual concluida. 	0,73
	Inversiones Menores RSCZ:	Incrementar la producción de Jet Fuel de la refinería Guillermo Elder Bell para contribuir a satisfacer la demanda interna proyectada de este producto.	0,55
	Adecuación de sistema de tratamiento de Jet Fuel Fase II	<ul style="list-style-type: none"> • Ampliación de los sistemas de tratamiento de Jet fuel concluida 	
	Eliminación de Benceno en Gasolinas (EURO IV)	<ul style="list-style-type: none"> • Adjudicación servicio Ingeniería básica extendida. 	0,31
	Implementación Unidad de Desulfurización de Diésel (Euro IV)	<ul style="list-style-type: none"> • Adjudicación servicio Ingeniería conceptual 	0,37
	Unidad de Re-Refino de aceites lubricantes usados Fase I (Gestión de Acopio)	<ul style="list-style-type: none"> • Conclusión de la Ingeniería Básica 	0,03
	RCBA – Inversión Menor: Migración Sistema Eléctrico, Provisión e Instalación de MCC en Subestación "J"	<ul style="list-style-type: none"> • Migración Sistema Eléctrico, Provisión e Instalación de MCC en Subestación "J" concluida 	0,59

3.4.3 Metas en Transporte de Hidrocarburos

Los principales proyectos, a ser ejecutados en la gestión 2019 son los siguientes:

EMPRESA	Proyecto	Objetivo de Gestión	Monto a invertir 2019 (MM\$us)
YPFB TRANSPORTE S.A.	Expansión GIT (Gasoducto Incahuasi Tapirani)	Nuevo gasoducto para incrementar la capacidad de transporte entre Sucre y Potosí, incrementando la capacidad en el nodo Tapirani de hasta 39 MMpcd adicionales.	12,06
	Expansión Norte - Loop GCY 16" Ichilo - Carrasco	El objetivo de este proyecto es el ampliar la capacidad de transporte desde 133 MMpcd hasta 163 MMpcd del Gasoducto Carrasco Yapacaní (GCY), mediante la implementación de un Loop de 16" y 30 km de longitud aproximadamente.	21,44
	Expansión Norte – Gasoducto Colpa Ichilo Fase I	Este proyecto busca incrementar gradualmente la capacidad de transporte de gas natural, para incrementar la capacidad en el nodo Carrasco en 50 MMpcd.	2,45
	Ampliación Gasoducto Tarabuco - Sucre (GTS)	Aumento de capacidad de 29,9 a 45,2 MMpcd en el gasoducto GTS con la construcción de un gasoducto 10" y 22 km de longitud en el tramo Tarabuco a Qhora de para satisfacer la demanda de gas natural para los mercados de Sucre, Potosí y áreas de influencia.	9,14
	Ampliación Poliducto Camiri Sucre (PCS)	Incrementar la capacidad de transporte de productos terminados en el Poliducto Camiri - Sucre (PCS) de 3.334 BPD a 7.000 BPD, para atender de manera oportuna la demanda de transporte para los mercados de Sucre, Potosí y zonas de influencia.	4,28
	Ampliación Poliducto Villa Montes - Tarija (PVT)	Incrementar la capacidad de transporte de productos terminados en el Poliducto Villamontes - Tarija (PVT) de 1.689 BPD a 3.378 BPD, para atender de manera oportuna la demanda de transporte para los mercados de Tarija y zonas de influencia.	7,22
	Ampliación Poliducto Santa Cruz Camiri (PCSZ-1)	Incrementar la capacidad de transporte de productos terminados en el Poliducto Santa Cruz Camiri (PCSZ-1) de 3.648 BPD a 6.400 BPD, para atender de manera oportuna la demanda de transporte requerido en el nodo Camiri y su área de influencia.	1,05
	Integridad Gasoducto GSCY (Fase II)	Incrementar la vida útil del gasoducto GSCY, ducto fundamental para la red troncal de transporte de gas natural para mercado Interno y de Exportación.	16,91
	Renovación Unidades de Bombeo PCS	Asegurar la continuidad operativa del poliducto PCS mediante la provisión de unidades de bombeo de respaldo conforme a reglamentación vigente.	5,22
	Unidades de Respaldo PVT	Asegurar la continuidad operativa del poliducto PVT mediante la provisión de unidades de bombeo de respaldo conforme a reglamentación vigente.	2,11
	Integridad Poliducto PCS Fase I	Mejorar la confiabilidad operativa y de integridad del poliducto PCS mediante el reemplazo de tramos críticos identificados en el tramo El Rosal - Tarabuquillo.	8,48
YPFB TRANSIERRA	Overhaul TC-B de Estación de Compresión Villa Montes	Incrementar la vida útil de la turbina TC-B de la Estación de Villa Montes y principalmente asegurar la disponibilidad y confiabilidad del sistema de transporte de gas garantizando así, la seguridad y la continuidad del servicio y el cumplimiento con los contratos de transporte para exportación de gas.	3,68
	Overhaul TC-E de Estación de Compresión Villa Montes	Realizar el Overhaul de la turbina del paquete Turbocompresor C-0201-E (TC-E) para incrementar las horas máquinas útiles del equipo.	3,68
	Medidores Ultrasónicos	Instalación de medidores ultrasónicos para transferencia de custodia que cuente con certificación de cumplimiento de AGA9 (medidor con tramos y corrector en conjunto), y aprobación de OIML R137 clase 0,5. en estaciones de Río Grande y Villa Montes.	3,53
	Inspección Instrumentada GASYRG	Identificar posibles daños a la integridad del gasoducto por las diferentes amenazas a las que está expuesto. Objetivo Específicos: - Cumplir con la normativa de inspecciones de gasoductos. - Identificar posibles daños de pérdida de material por corrosión - Identificar posibles daños por abolladuras - Definir futuros planes de inspección	1,25
GTB S.A.	Seguridad Operativa	Instalación de Sistema de Monitoreo de Seguridad en las Estaciones de Roboré y Chiquitos.	0,47
	Medio Ambiente	Instalación de alambrados perimetrales para delimitación de áreas específicas para la exclusión de actividad humana en el DDV. Construcción de Miradores para el Programa de Monitoreo de Impacto Antrópico y Monitoreo de Aspectos Bióticos.	0,55
	Continuidad Operativa	Mantener la confiabilidad operativa mediante la ejecución de los programas de Mantenimiento: Overhaul a microturbinas, top end a los grupos electrógenos y actualización de los sistemas de control de las Unidades TC5010 y 5020. Automatización Equipos DDV	2,56
	Optimización	Calibración, actualización de la electrónica y puesta en servicio de los MUS en estación Mutún, Río Grande, entrega a GOB en Chiquitos. Implementación de un nuevo sistema de transferencia de carga en los generadores de Estación Chiquitos. Implementación y puesta en servicio de un nuevo patín de regulación de presión.	1,65
	Infraestructura	Construcciones civiles en Estación Mutún, puente grúa en Estación Yacuses; habilitación en el tramo desde el KP 553+500 hasta el KP 556+017 sobre el DDV de GTB	0,63
	Tecnología Informática	Renovación por obsolescencia de los equipos en uso de Tecnología Informática.	0,06

3.4.4 Metas en Industrialización de Hidrocarburos

Los principales proyectos, a ser ejecutados en la gestión 2019 son los siguientes:

EMPRESA	Proyecto	Objetivo de Gestión	Monto a invertir 2019 (MM\$us)
YPFB CASA MATRIZ	Obras Complementarias en Planta AYU	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Conclusión del camino de acceso a la Planta ✓ 29,5% de avance en la construcción de la Planta de Urea Formaldehído (UFC-85). 	35,45
	Ampliación de Red Virtual	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 94% de avance en la fabricación de equipos; ✓ 70% de avance en obras civiles; ✓ 80% de avance en IPF y puesta en marcha de 3 ESR/ESD. 	14,41
	Obras Complementarias GNL y ESRs	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Conclusión campamento de la Planta GNL; ✓ Interconexión de líneas de alta presión entre ESRs y Estaciones de Servicio; ✓ Implementación de equipos PCI y de seguridad industrial en las 27 ESRs; ✓ Construcción obras civiles complementarias a las ESRs. 	9,31
	Unidades de Remoción de Mercurio	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 78,3% de avance Físico en la implementación de las Unidades de Remoción de Mercurio en las Plantas Separadoras de Líquidos. 	8,11
	Planta de Propileno y Polipropileno	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Conclusión de los Estudios de Actualización del Modelo Económico y Financiero y de mercado de Propileno y Polipropileno. ✓ Inicio de la Ingeniería de detalle del Proyecto 	20,84
	Construcción Planta Metanol	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Estudios de Pre-inversión para la implementación de una Planta de Producción de Metanol 	20,00
	Construcción de la Planta de Nitrato de Amonio	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Estudio de visualización del proyecto 	---

3.4.5 Metas en Comercialización de Hidrocarburos

Los principales proyectos, a ser ejecutados en la gestión 2019 son los siguientes:

EMPRESA	Proyecto	Objetivo de Gestión	Monto a invertir 2019 (MM\$us)
YPFB CASA MATRIZ	Adecuación de Plantas de Engarrafado	Entrega de las plantas de engarrafado de Oruro, Cobija, Puerto Villarroel, Puerto Suarez, Monteagudo, Trinidad, Bermejo y Tupiza	0,22
	Construcción de Estaciones de Servicio	Entrega de Estaciones de Servicio de Guayaramerin, Roboré, Rurrenabaque, Tupiza, Uyuni y Villazon.	3,44
Air Bp Bolivia Nacionalizada (YPFB Aviación)	Construcción Planta Uyuni	Planta con 80 m3 de capacidad de Jet Fuel	0,12
	Construcción Planta Chimoré	Planta con 65 m3 de capacidad de Jet Fuel y 15 m3 de Av Gas	0,34
	Incremento Capacidad Almacenaje	Incremento de 80 m3 de capacidad para Jet Fuel en Trinidad Incremento de 150 m3 de capacidad para Jet Fuel en Tarija	0,01

3.4.6 Metas en Distribución de Hidrocarburos

Los principales proyectos, a ser ejecutados en la gestión 2019 son los siguientes:

EMPRESA	Proyecto	Objetivo de Gestión	Monto a invertir 2019 (MM\$us)
YPFB CASA MATRIZ	Construcción de Redes de Gas Domiciliario	Construcción de 148.326 metros de red primaria, 1.657.365 metros de red secundaria y habilitación de 100.000 nuevas conexiones internas a nivel nacional (excepto Tarija). Con la finalidad de lograr una mayor cobertura a nivel nacional, se ha propuesto incrementar el número de instalaciones internas en 30 mil adicionales, mismas que serán incorporadas a la programación una vez concluido el análisis técnico y financiero en las distritales de redes.	137,43

3.4.7 Metas en Almacenaje de Hidrocarburos

Los principales proyectos, a ser ejecutados en la gestión 2019 son los siguientes:

EMPRESA	Proyecto	Objetivo de Gestión	Monto a invertir 2019 (MM\$us)
YPFB Casa Matriz	Ampliación de Capacidad de Almacenaje (ICA)	Conclusión de los Tanques de Almacenaje de Combustibles líquidos en Senkata, Oruro y Palmasola	6,31
YPFB Logística S.A.	Montaje Puentes de Medición y Computadores de Flujo Puntos de Despacho y Recepción de GE y DO en Plantas Tarija, Potosí, Senkata, Cochabamba y Santa Cruz	Los Proyectos consisten en la realización de las siguientes actividades: <ul style="list-style-type: none"> • Adquisición de puentes de medición y computadores de Flujo. • Adecuación del sistema eléctrico e instrumentación. • Adecuación mecánica de líneas de despacho y recepción de GE y DO según corresponda en cada planta • Montaje de equipos y puesta en marcha de puente de medición y computador de flujo. • Programación y configuración de los Computadores de Flujo Accuload IV 	0,45
	Habilitación Cargadero Crudo Reconstituido Planta Cochabamba	El proyecto consiste en la realización de las siguientes actividades: <ul style="list-style-type: none"> • Ingeniería de Detalle del Proyecto • Adquisición de Materiales Mecánicos, Eléctricos e Instrumentación • Adquisición de Equipos (puente de medición, computador de flujo, electrobomba y brazo de carga). • Montaje de tuberías para despacho de Crudo Reconstituido • Montaje Losa y Estructura de Nueva Sala de Bombas Despacho de Crudo Reconstituido • Adecuación estructura Cargadero de Cisternas de Crudo Reconstituido • Construcción Plataforma de Despacho de Camiones Cisternas de Crudo Reconstituido • Montaje y puesta en marcha de puente de medición, computador de flujo, electrobomba y brazo de carga. 	0,275

EMPRESA	Proyecto	Objetivo de Gestión	Monto a invertir 2019 (MM\$us)
YPFB Logística S.A.	Montaje Nueva Matriz Principal del Sistema Contraincendios Planta Oruro	<p>El proyecto consiste en la realización de las siguientes actividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ingeniería de Detalle del Proyecto • Adquisición y montaje de nuevos monitores hidrantes en la matriz del SCI • Adquisición y montaje de 2 nuevos Tanques de Espuma para Tanques de Almacenaje existentes • Adquisición de material mecánico e instrumentación para la nueva matriz del SCI • Construcción de Muros Cortafuego y Fundaciones para los nuevos monitores – hidrantes, los nuevos Tanques de Espuma y soportes metálicos • Retiro de tubería de 6" de la matriz del SCI existente • Montaje de tubería de 8" de la nueva matriz del SCI • Interconexión al Skid del Sistema Contraincendios 	0,190
	Ingeniería Básica Extendida Plan de Adecuación Plantas de Almacenaje	<p>El proyecto consiste en la realización de las siguientes actividades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estudio de Ingeniería Básica Extendida para el desarrollo del Plan de Adecuación en 16 Plantas de Almacenaje de propiedad de YPFBL para la obtención de las Licencias de Operación de la ANH de acuerdo al D.S. N° 3269 Reglamento para el Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento y Abandono de Plantas de Almacenaje de Hidrocarburos Líquidos 	0,380

3.4.8 Metas en Otras Inversiones

Los principales proyectos, a ser ejecutados en la gestión 2019 son los siguientes:

EMPRESA	Proyecto	Objetivo de Gestión	Monto a invertir 2019 (MM\$us)
YPFB Casa Matriz	Edificio Corporativo YPFB La Paz	Conclusión y puesta en marcha del Edificio Corporativo de YPFB La Paz; incluye: sistema luminotécnico, mobiliario, UPS, climatización, equipamiento de red, sistema multimedia, electroacústica, microfonía, seguridad perimetral, CCTV, molinetes, motores de puertas giratorias, servidores, storage y solución de backup, switches CPD y automatización.	7,15
	Mejoramiento de Infraestructura departamento de Santa Cruz	Construcción de 10 obras de infraestructura en el Departamento de San Cruz, en Distrito Comercial y Distrito de Redes en las poblaciones de: Camiri, San José de Chiquitos, Puerto Suarez.	3,42
	Museo Tecnológico Santa Cruz	Conclusión y puesta en marcha de Museo Tecnológico Santa Cruz a 100%; incluye: equipos de fuerza eléctrica y climatización, sistema de detección contra incendios, mobiliario y mampara acústica.	1,21
	Edificio YPFB Oruro	Conclusión del Edificio de YPFB Oruro a 100%; incluye: equipos de fuerza eléctrica, climatización, red contra incendio y mobiliario.	1,06
	Construcción archivo institucional YPFB ciudad El Alto	Conclusión del Archivo institucional YPFB ciudad El Alto al 100%; incluye: sistema contra incendios, y mobiliario.	1,06
C.E. Buló	Continuidad Operativa	El objetivo es garantizar la continuidad de la planta, a través de la adquisición de equipos y herramientas.	1,43
	HSE BUL03 (Sección Caliente)	Comprende realizar el cambio de la sección caliente HSE de la unidad para garantizar 25,000 horas de operación.	4,45
	Sistema de Control BUL 01	Se realizará el cambio del Sistema de Control original instalado en 1999 será reemplazado por el NetCon 5000 permitiendo un mejor control y monitoreo de la unidad para garantizar su disponibilidad y confiabilidad en el sistema.	0,92

EMPRESA	Proyecto	Objetivo de Gestión	Monto a invertir 2019 (MM\$us)
C.E. Bulo	Continuidad Operativa	El objetivo es garantizar la continuidad de la planta, a través de la adquisición de equipos y herramientas.	1,43
	HSE BUL03 (Sección Caliente)	Comprende realizar el cambio de la sección caliente HSE de la unidad para garantizar 25,000 horas de operación.	4,45
	Sistema de Control BUL 01	Se realizará el cambio del Sistema de Control original instalado en 1999 será reemplazado por el NetCon 5000 permitiendo un mejor control y monitoreo de la unidad para garantizar su disponibilidad y confiabilidad en el sistema.	0,92

3.5 Presupuesto Programado 2019

3.5.1 Gasto Corriente

Para la gestión 2019 YPFB Casa Matriz tiene un presupuesto de gasto de 8.646,6 millones de dólares, destinados a cubrir los gastos administrativos, operativos y logísticos de la empresa y principalmente a garantizar el abastecimiento de combustibles en el mercado interno, garantizar el pago de la retribución los titulares de los contratos petroleros, el pago de las regalías departamentales, la participación al TGN, etc.

3.5.2 Inversión

**Sector Hidrocarburos: Programación de Inversiones de la Gestión 2019
(En Millones de Dólares)**

ACTIVIDAD	CASA MATRIZ	SUBSIDIARIAS	OPERADORAS PRIVADAS	Total
	29%	39%	32%	
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN	136	307	463	905
TRANSPORTE		235		235
REFINACIÓN		12		12
DISTRIBUCIÓN	137			137
INDUST. Y PLANTAS	108			108
COMERCIALIZACIÓN	6	2		8
ALMACENAJE	6	2		9
OTRAS INVERSIONES	29	7		35
TOTAL GENERAL	422	565	463	1.450

3.6 Conclusiones YPFB

El descenso de los precios del petróleo a nivel internacional, ha influido negativamente en la ejecución de Inversiones en el sector de Hidrocarburos en los últimos años. En la gestión 2014 se logra un record de inversión de algo más de 2 mil millones de dólares, para la gestión 2018, se alcanzó los \$us 711 millones. Se ha optimizado el uso de los recursos, destinando la inversión a proyectos del upstream con mayor probabilidad de éxito exploratorio y a proyectos del downstream destinados a ampliar la capacidad de los servicios y sobre todo a garantizar la continuidad de las operaciones.

Se prevé para la gestión 2019, subir la inversión a \$us 1.450 millones, en la medida que la tendencia de los precios del petróleo puedan mejorar y dotar de recursos remanentes para generar mayor inversión en el sector.



Agencia Nacional
de Hidrocarburos

Regulación en tiempos de revolución



4.- AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH)

4 Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH

4.1 Aspectos Institucionales

4.1.1 Base Legal

Creación – Mandato Legal

La Constitución Política del Estado en el artículo 365 establece que la Agencia Nacional de Hidrocarburos es una institución autárquica de derecho público, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, bajo la tuición del MH, será 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 conforme con la Ley.

Ley del Sistema de Regulación Sectorial, cuyo objetivo es regular, controlar y supervisar conforme las respectivas normas legales sectoriales.

Constitución Política del Estado, la Ley N° 3058 de Hidrocarburos y el D.S. N° 28701, de Nacionalización de los hidrocarburos la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) juega un rol fundamental en el sector hidrocarburos, en el marco de las reformas estructurales del Estado Plurinacional de Bolivia.

La Ley de la Empresa Publica N° 466 de 26 de diciembre de 2013, establece en su Disposición Séptima, que para el cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 365 de la Constitución Política del Estado, la Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH queda encargada de emitir la normativa técnico jurídica necesaria para el cumplimiento de sus atribuciones de regulación, control, supervisión y fiscalización de todas las actividades del circuito productivo.

El D.S. No. 29894 de 7 de febrero de 2009, determina la Estructura Organizativa del Órgano Ejecutivo del Estado Plurinacional.

Resolución Administrativa SSDH No. 0474/2009 de 6 de mayo de 2009 y Resolución Administrativa ANH No. 0475/2009 de 7 de mayo de 2009, en la que se cambió de nombre de Superintendencia de Hidrocarburos por Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Misión Institucional

La ANH es una entidad autárquica de derecho público con autonomía de gestión administrativa, normativa, legal, técnica y económica, con mandato constitucional de: Regular, Supervisar, Controlar y Fiscalizar con eficacia, eficiencia, calidad y transparencia, las actividades de toda la cadena hidrocarburífera, en el marco de la política nacional de hidrocarburos; precautelando los derechos y obligaciones de los operadores, usuarios y consumidores.

Visión Institucional

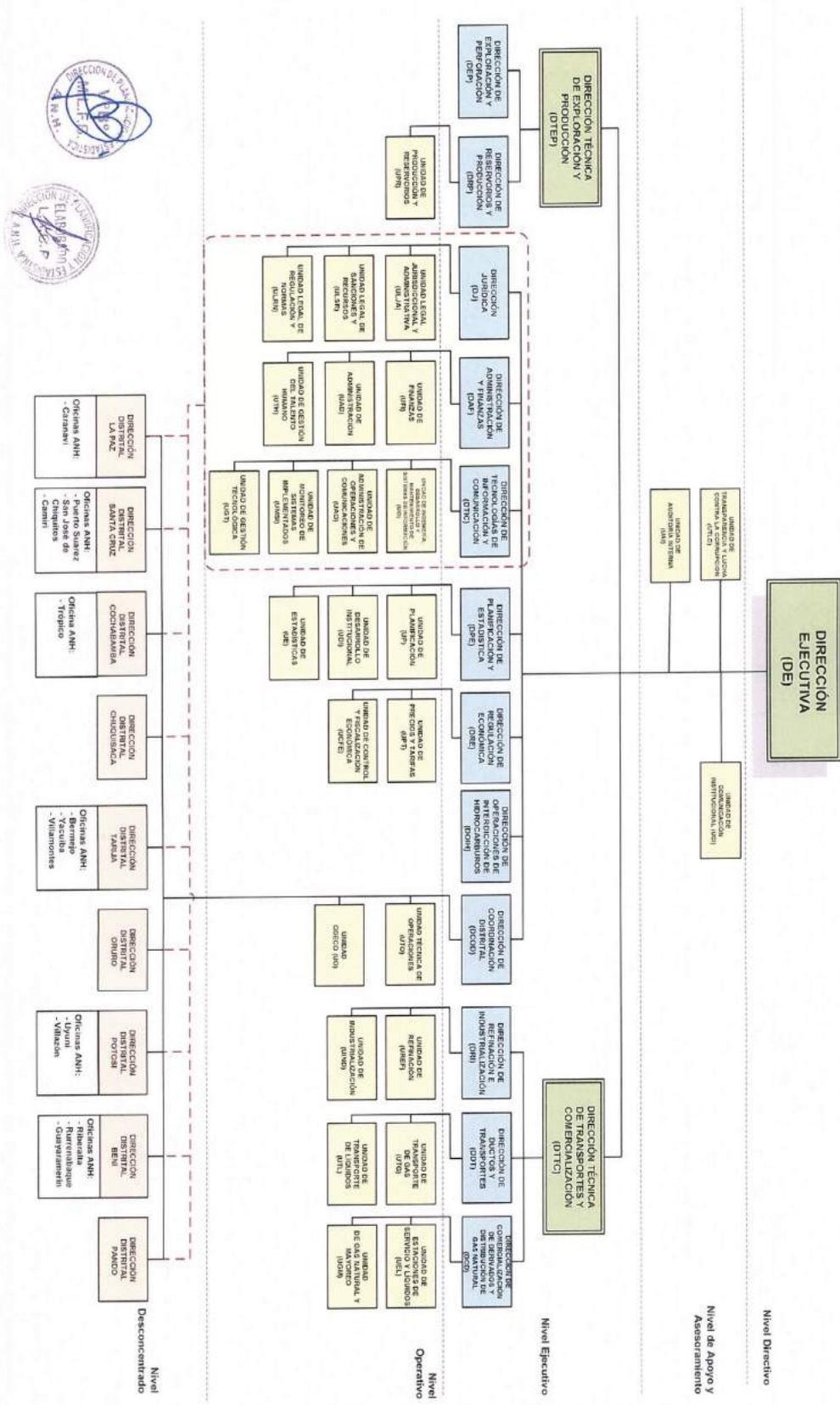
Ser el Ente Regulador referente del Estado Boliviano que aplica la Gestión Regulatoria Tecnológica y Digital del Sector Hidrocarburífero, de manera equitativa y sostenible, acorde con el mandato constitucional.

4.1.2 Estructura Organizacional



AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS
ESTRUCTURA GENERAL ANH - 2018

Aprobado mediante Resolución Administrativa RA - ANH - DJ N° 0187/2018, de 7 de septiembre de 2018



4.2 Ejecución POA y Presupuesto a Diciembre de 2018

EVALUACIÓN DE LA EFICACIA (RESULTADOS) DEL POA POR DIRECCIONES Y/O UNIDADES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

CÓD. POA	DESCRIPCIÓN DE LA ACCIÓN DE CORTO PLAZO	SIGLA	% PROG. ANUAL	% DE EJECUCIÓN OPERACIONES CUANTITATIVAS POR DIR./UNID.	PROMEDIO DE EJECUCIÓN OPERACIONES CUANTITATIVAS AL 31/12/2018	CALIFICACIÓN	% DE EJECUCIÓN OPERACIONES CUALITATIVAS POR DIR./UNID.	PROMEDIO DE EJECUCIÓN OPERACIONES CUALITATIVAS AL 31/12/2018	CALIFICACIÓN
1	Desarrollar y ejecutar mecanismos de gestión regulatoria para que las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos que realizan YPFB y/o Operadoras se desarrollen en el marco de la normativa técnica vigente y de acuerdo a prácticas recomendadas de la industria.	DEP	100%	83.93%	84.17%	Excelente	NO APLICA	100.00%	Excelente
		DRP		84.42%			100.00%		
2	Desarrollar de manera coordinada, normativa técnica jurídica e implementar de manera progresiva, mecanismos de Gestión Regulatoria mediante la sistematización y aplicación de nuevas tecnologías, para las actividades de Refinación, Industrialización, Transporte, Almacenaje y Comercialización.	DDT	100%	85.33%	87.38%	Excelente	92.86%	95.98%	Excelente
		DRI		86.81%			95.45%		
		DCD		90.00%			99.64%		
3	Actualizar y fortalecer los mecanismos de la Gestión Regulatoria Económica mediante herramientas tecnológicas, en el marco de las políticas del sector.	DRE	100%	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	100.00%	100.00%	Excelente
4	Ejecutar a nivel distrital los mecanismos de Regulación, Control, Supervisión y Fiscalización del Sector Hidrocarburos en las actividades técnicas y legales delegadas, precautelando los derechos de los usuarios, aplicando los sistemas de tecnologías de información y comunicación implementados, coordinando y ejecutando las tareas de prevención e interdicción a ilícitos de hidrocarburos, con sujeción a la política nacional de transparencia.	DOIH	100%	NO APLICA	98.52%	Excelente	100.00%	99.01%	Excelente
		DCOD		100.00%			100.00%		
		DLP		97.36%			98.87%		
		DSC		99.20%			94.01%		
		DCB		96.29%			99.02%		
		DCH		101.99%			98.95%		
		DTJ		98.57%			100.00%		
		DOR		98.23%			99.45%		
		DPT		96.00%			100.00%		
		DBN		97.55%			100.00%		
DPD	100.00%	98.82%							
5	Desarrollar, mantener y monitorear las herramientas de tecnologías de información y comunicación para fortalecer la gestión institucional y garantizar la continuidad de servicios.	DTIC	100%	94.05%	94.05%	Excelente	100.00%	100.00%	Excelente
6	Administrar la captación y uso de los recursos, de manera eficaz, eficiente y transparente, a través de la sistematización de procesos y procedimientos, así como la difusión y rendición de cuentas para apoyar el logro de los objetivos institucionales, en el marco de la mejora continua.	UDC	100%	74.62%	93.26%	Excelente	100.00%	96.87%	Excelente
		UAI		100.00%			NO APLICA		
		UTLC		91.67%			100.00%		
		DAF		100.00%			95.72%		
		DPE		100.00%			91.76%		
7	Brindar asesoramiento jurídico a las Direcciones y/o Unidades de la Entidad, a través de la aplicación de procedimientos técnico jurídicos, administrativos y de control en el ámbito regulatorio dentro del marco normativo vigente.	DJ	100%	NO APLICA	NO APLICA	NO APLICA	100.00%	100.00%	Excelente
% DE CUMPLIMIENTO DE LA EJECUCIÓN FÍSICA DEL POA AL 31/DICIEMBRE/2018					91.47%			98.67%	

FUENTE: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH - DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y ESTADÍSTICA (DPE - UP)

4.2.1 Gasto Corriente e Inversion

EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DE RECURSOS POR RUBRO
Al 31 de diciembre de 2018
(Expresado en Bolivianos)

FUENTE DE FINANCIAMIENTO	ORGANISMO FINANCIADOR	RUBRO	DESCRIPCIÓN	E.T.	PRESUPUESTO APROBADO (LEY N° 1006 DE 20/12/2017)	MODIFICACIONES	PRESUPUESTO VIGENTE	EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA	% DE EJECUCIÓN
20	230		Recursos Específicos		148.346.136,00	-	148.346.136,00	131.574.332,96	88,69
		15000	TASAS, DERECHOS Y OTROS INGRESOS		139.220.059,00	-	139.220.059,00	122.721.627,84	88,15
		15100	Tasas	0000	112.145.170,00	-	112.145.170,00	104.462.279,88	93,15
		15200	Derechos	0000	5.110.364,00	-	5.110.364,00	5.882.040,50	115,10
		15910	Multas	0000	2.560.190,00	-	2.560.190,00	802.107,82	31,33
		15990	Otros Ingresos no Especificados	0999	19.404.335,00	-	19.404.335,00	11.575.199,64	59,65
		35000	DISMINUCIÓN Y COBRO DE OTROS ACTIVOS FINANCIEROS		9.126.077,00	-	9.126.077,00	8.852.705,12	97,00
		35210	Disminución de Cuentas por Cobrar a Corto Plazo	0000	9.126.077,00	-	9.126.077,00	8.852.705,12	97,00
41	111		Transferencias TGN		123.850.709,00	1.426.065,00	125.276.774,00	119.987.627,12	95,78
		19000	TRANSFERENCIAS CORRIENTES		121.082.647,00	1.426.065,00	122.508.712,00	118.113.155,93	96,41
		19211	Por Subsidios o Subvenciones	0099	121.082.647,00	1.426.065,00	122.508.712,00	118.113.155,93	96,41
		23000	TRANSFERENCIAS DE CAPITAL		2.768.062,00	-	2.768.062,00	1.874.471,19	67,72
		23211	Por Subsidios o Subvenciones	0099	2.768.062,00	-	2.768.062,00	1.874.471,19	67,72
TOTAL					272.196.845,00	1.426.065,00	273.622.910,00	251.561.960,08	91,94

EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DE GASTOS POR GRUPO DE GASTO
Al 31 de diciembre de 2018
(Expresado en Bolivianos)

FUENTE DE FINANCIAMIENTO	ORGANISMO FINANCIADOR	GRUPO DE GASTO	DESCRIPCIÓN	PRESUPUESTO APROBADO (LEY N° 1006 DE 20/12/2017)	MODIFICACIONES PRESUPUESTARIAS	PRESUPUESTO VIGENTE	EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA	% DE EJECUCIÓN
41	111		Transferencias TGN	123.850.709,00	1.426.065,00	125.276.774,00	120.032.451,52	95,81
		10000	Servicios Personales	69.887.520,00	1.426.065,00	71.313.585,00	71.290.657,58	99,97
		20000	Servicios No Personales	40.137.611,00	4.827.365,00	35.310.246,00	32.184.354,35	91,15
		30000	Materiales y Suministros	7.554.077,00	559.454,00	8.113.531,00	7.092.389,37	87,41
		40000	Activos Reales	3.329.939,00	4.265.427,00	7.595.366,00	7.559.305,60	99,53
		70000	Transferencias	4.000,00	4.352,00	8.352,00	8.352,00	100,00
		80000	Impuestos, Regalías y Tasas	120.500,00	1.868,00	118.632,00	15.075,22	12,71
		90000	Otros Gastos	49.000,00	-	49.000,00	6.980,00	14,24
SUBTOTAL GASTO CORRIENTE				121.082.647,00	1.426.065,00	122.508.712,00	118.157.114,12	96,45
		40000	Activos Reales	2.768.062,00	-	2.768.062,00	1.875.337,40	67,75
SUBTOTAL GASTO DE INVERSIÓN				2.768.062,00	-	2.768.062,00	1.875.337,40	67,75
42	230		Transferencias de Recursos Específicos	148.346.136,00	-	148.346.136,00	122.768.059,71	82,76
		70000	Transferencias	148.346.136,00	-	148.346.136,00	122.768.059,71	82,76
SUBTOTAL TRANSFERENCIAS DE RECURSOS ESPECÍFICOS				148.346.136,00	-	148.346.136,00	122.768.059,71	82,76
TOTAL				272.196.845,00	1.426.065,00	273.622.910,00	242.800.511,23	88,74

4.3 Logros Alcanzados 2018

“Proyecto de Adecuación de la Infraestructura del Inmueble de la Dirección Distrital de Cochabamba”

El objetivo principal del proyecto es el de proporcionar una infraestructura adecuada para la atención de los usuarios, consumidores, operadores, regulados y personal de la Dirección Distrital de Cochabamba, para el desarrollo normal de sus actividades.

Resultados Esperados:

- Ambientes adecuados para la atención de usuarios, consumidores, operadores y regulados que requieren de los servicios de la Entidad.
- Ambientes apropiados para los Servidores Públicos para el desarrollo adecuado de sus funciones.

- Espacio adecuado para el resguardo de vehículos, activos fijos y material de oficina en la Dirección Distrital de Cochabamba.

Presupuesto:

Presupuesto de Bs. 744.755,86 (Setecientos cuarenta y cuatro mil setecientos cincuenta y cinco 86/100 Bolivianos).

EJECUCIÓN FÍSICO FINANCIERA - PROYECTO COCHABAMBA							
COD. SISIN	0163-00009-00000						
COSTO ETAPA	Bs 744.756						
DESCRIPCIÓN	Ejecución de Presupuesto 2018 - Proyecto "Construcción Mejora para Adecuación de la Infraestructura Dirección Distrital Cochabamba"						
GASTO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	PARTIDA
OBRA			138.124,00	149.062,00	296.565,00	127.184,00	42230
SUPERVISIÓN			10.828,00	11.414,00	21.654,40	10.827,60	42240
PROGRAMADO			148.952,00	160.476,00	318.219,40	138.011,60	
EJECUTADO				158.030,98			

“Proyecto de Adecuación de la Infraestructura del Inmueble de la Dirección Distrital de Chuquisaca”

El objetivo principal del proyecto es el de proporcionar una infraestructura adecuada para la atención de los usuarios, consumidores, operadores, regulados y personal de la Dirección Distrital de Chuquisaca, para el desarrollo normal de sus actividades.

Resultados Esperados:

- Ambientes adecuados para la atención de usuarios, consumidores, operadores y regulados que requieren de los servicios de la Entidad.
- Ambientes apropiados para los Servidores Públicos para el desarrollo adecuado de sus funciones.
- Espacio adecuado para el resguardo de vehículos, activos fijos y material de oficina en la Dirección Distrital de Chuquisaca.

Presupuesto:

EJECUCIÓN FÍSICO FINANCIERA - PROYECTO CHUQUISACA							
COD. SISIN	0163-00010-00000						
COSTO ETAPA	Bs 2.023.306						
DESCRIPCIÓN	Ejecución de Presupuesto 2018 - Proyecto "Construcción Mejora para Adecuación de la Infraestructura Dirección Distrital Chuquisaca"						
GASTO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	PARTIDA
OBRA	93.811,00	0,00	221.688,00	247.370,00	277.618,00	277.618,00	42230
SUPERVISIÓN	7.354,00	0,00	17.782,00	18.986,00	21.128,00	21.128,00	42240
PROGRAMADO	101.165,00	0,00	239.470,00	266.356,00	298.746,00	298.746,00	
EJECUTADO	91.286,61	0,00	433.159,00	214.575,00			

Proyectos de Continuidad Gestión 2019

El presupuesto solicitado para los proyectos de continuidad correspondiente a la gestión 2019, alcanza a un monto de Bs. 972.857 (Novecientos Setenta y Dos Mil Ochocientos Cincuenta y Siete 00/100 Bolivianos)

PROYECTOS DE CONTINUIDAD - GESTION 2019

CÓDIGO SISIN	Nombre del Proyecto	Bs (Part 42230)	Bs (Part 42240)	Monto Bs
1630000900000	Mejoramiento Infraestructura Sede Cochabamba	150.000,00	13.533,00	163.533,00
1630001000000	Mejoramiento Infraestructura Sede Chuquisaca	750.491,00	58.833,00	809.324,00
TOTAL		900.491,00	72.366,00	972.857,00

4.3.1 Exploración y Explotación

Exploración

Mediante las Resoluciones Administrativas RAN ANH DJ N° 007/2018 y RAN ANH DJ N° 014/2018 se establecen los procedimientos, formatos y plazos de remisión de información de operaciones de perforación y terminación; y exploración respectivamente por parte de YPFB.

Se realizó la fiscalización de los proyectos de exploración de hidrocarburos y perforación de pozos:

- Resultados finales de 5 pozos concluidos, 5 pozos intervenidos, 13 pozos abandonados.
- Operaciones de 7 pozos en perforación, 1 pozo en intervención y 2 equipos de perforación en DTM.
- Operaciones de adquisición de información geofísica de 3 proyectos de sísmica 2D, 1 proyecto de sísmica 3D y 1 proyecto de magnetotelúrica.
- Cumplimiento de la normativa dispuesta en el D.S. 3278 y sus modificaciones
- Actividades ejecutadas por YPFB casa matriz en el marco del D.S. 2830.

Explotación

En cumplimiento a la Resolución Ministerial N°289 – 16, en el artículo 4 y 5, donde establece que la ANH realizara:

- La clasificación del Campo Los Sauces Sur para lo cual se emitió la Resolución Administrativa RA-ANH-DJ N°0054/2018 que aprueba la respectiva clasificación.
- La clasificación Anual de Campos y Reservorios para la gestión 2019 para lo cual se emitió la Resolución Administrativa RA-ANH-DJ N°0329/2018 que aprueba la respectiva clasificación.
- La certificación de volúmenes sujetos a incentivos para los meses de Diciembre 2017, Enero, Febrero, Marzo, Abril, Mayo, Junio, Julio, Agosto, Septiembre y Octubre del 2018 donde se emitieron 11 Resoluciones Administrativas que aprueban los respectivos volúmenes y montos

Mes/Año	Resolución Administrativa
Diciembre 2017	RA-ANH-DJ N° 0028/2018
Enero 2018	RA-ANH-DJ N° 0053/2018
Febrero 2018	RA-ANH-DJ N° 0074/2018
Marzo 2018	RA-ANH-DJ N° 0159/2018
Abril 2018	RA-ANH-DJ N° 0160/2018
Mayo 2018	RA-ANH-DJ N° 0224/2018
Junio 2018	RA-ANH-DJ N° 0216/2018
Julio 2018	RA-ANH-DJ N° 0225/2018
Agosto 2018	RA-ANH-DJ N° 0261/2018
Septiembre 2018	RA-ANH-DJ N° 0287/2018
Octubre 2018	RA-ANH-DJ N° 0312/2018

A través de la RA DJ N°6/2018, se aprobó la “Remisión de Información Operativa Plantas de Procesamiento de Gas Natural y Baterías”. Para lo cual se estableció los formatos Anexos I, II III y IV en el cual las Empresas Operadoras reportan de manera mensual las actividades realizadas en sus instalaciones.

Mediante la RA DJ N°9/2018 “Metodología Calculo de GLP en Tanques presurizados estacionarios” se establece el procedimiento para que las Empresa Operadoras y Regulados realicen el cálculo de GLP por medio de la metodología aprobada. Se emitió 1 informe de control y cumplimiento a la Metodología por parte de las operadoras.

A través de la RA DJ N°93/2018 se aprobó la “Construcción del Tanque de Condensado para la Planta de Incahuasi”, con el objetivo de cumplir el D.S.28397 “Reglamento de Normas Técnicas”.

A través de la RA DJ N°31/2018 se aprobó los formularios “información mensual del destino de la producción de hidrocarburos líquidos”, “información mensual de la producción de hidrocarburos líquidos y GLP de plantas de gas natural”, “Información de Pronósticos de producción de hidrocarburos líquidos y GLP de plantas de gas natural.

A través del Sistema Octano “Modulo Control de Calidad de GLP en Plantas de Procesamiento de Gas”, se controló la calidad del Gas Licuado de Petróleo producido en plantas de procesamiento de gas natural instaladas en campos de producción entregado en los puntos de transferencia de custodia, reportados por las Empresas Operadoras.

4.3.2 Transporte

Mediante Auto de instrucción de fecha 09 de febrero de 2018, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), instruye a la empresa YPFB Transporte S.A. presentar oportunamente los Proyectos que contemplen el incremento gradual de la capacidad de Transporte para el suministro de Gas Natural destinado al Mercado Interno:

- A julio de 2019: Ampliar la capacidad de transporte del Gasoducto Carrasco – Yapacani.
- A enero de 2021: Implementación del Proyecto “Gasoducto Incahuasi – Tapirani” (GIT), a objeto de cumplir con la capacidad de Transporte para el suministro de Gas Natural destinado a los Mercados Internos de Chuquisaca, Potosí y Cochabamba.
- A enero de 2025: Implementación de Proyectos para el incremento gradual de la capacidad de transporte, sujeta al comportamiento de la demanda real del Mercado Interno.

Se autorizó la operación del Proyecto “Ampliación de la capacidad de transporte del Gasoducto Sucre - Potosí (Fase I)” desde el Sector Mariaca hasta Karachipampa de 6,8 MMpcd a 10,37 MMpcd para construcción de 56,6 Kilómetros de ducto de 10 pulgadas.

Se autorizó la operación del Proyecto “Construcción de Estación de Compresión Parapetí – Fase I” instalación de 3 unidades de Turbocompresión a Gas Natural de 10.000 HP de potencia ISO c/u ubicadas en el Departamento de Santa Cruz, Municipio de Charagua, en el KP 230+781 del Gasoducto GASYRG.

En cumplimiento de lo establecido en la Resolución Ministerial 129/2018, de 19 de octubre de 2018 a través de Resolución Administrativa RAR-ANH-DJ N° 0368/2018, se otorgaron 2 Licencias de operación para el transporte de Aditivos de Origen Vegetal.

Velando por el abastecimiento de combustibles líquidos y Gas Natural, se efectuaron 12 Reuniones para la Programación del Transporte de Volúmenes de Hidrocarburos Líquidos y 2 Reuniones del Comité GAA para la asignación de volúmenes de Gas Natural a usuarios del Occidente del País.

4.3.3 Refinación

Con el fin de garantizar la disponibilidad operativa de las Unidades de Proceso, se autorizaron cinco (5) Paros Programados a las refinerías, para asegurar la producción de derivados del petróleo y precautelar la seguridad de las instalaciones y personas.

Durante la gestión 2018 se han establecido nuevas disposiciones legales, normativas y reglamentarias del Sector Hidrocarburos, tales como:

- Ley N° 1098 de 15 de septiembre de 2018 que tiene por objeto establecer el marco normativo que permita la producción, almacenaje, transporte, comercialización y mezcla de Aditivos de Origen Vegetal, con la finalidad de sustituir gradualmente la importación de Insumos y Aditivos, y Diésel Oil, precautelando la seguridad alimentaria y energética con soberanía.
- R.M. 120/2018 de 3 de octubre de 2018 que resuelve reglamentar las características técnicas de calidad de Etanol ANHIDRO para su utilización como Aditivo de Origen Vegetal, así como los métodos de ensayo utilizados para su medición y la ANH y YPFB quedan encargados de la ejecución y cumplimiento de la Resolución Ministerial, en el marco de sus competencias.
- R.M. 121/2018 de 3 de octubre de 2018 resuelve reglamentar las características técnicas de calidad de la Gasolina Base para su mezcla con Aditivos de Origen Vegetal hasta 12%, para la obtención de combustible con etanol RON 92, así como los métodos de ensayo utilizados para la medición para esto la ANH y YPFB quedan encargados de la ejecución y cumplimiento de la presente Resolución Ministerial, en el marco de sus competencias.

- R.M.128/18 de 18 de octubre de 2018 tiene por objeto establecer los lineamientos técnicos, económicos, y regulatorios a fin de:
 - Emitir licencias de operación para la Producción de Etanol Anhidro
 - Controlar la proporción de Etanol Anhidro en Gasolinas
 - Determinar las especificaciones técnicas del combustible a ser comercializado resultante de la mezcla de gasolina con Etanol Anhidro.

- R.M. 183/2018 de 28 de diciembre de 2018 que resuelve modificar el Artículo Primero de la Resolución ministerial 120/2018 de 3 de octubre de 2018

La ANH es la entidad competente para emitir las Licencias de Operación para la producción, almacenaje, transporte y comercialización de Etanol Anhidro.

Considerando, la normativa citada que evidencia la ampliación de competencias a la ANH y a fin de cumplir lo establecido la ANH para la producción, almacenaje, transporte y comercialización de Etanol Anhidro ha emitido las siguientes Resoluciones Administrativas:

- RAR-ANH-DJ N° 352/2018 que aprueba las Especificaciones Técnicas del Combustible denominado Súper Etanol 92, autoriza a YPFB la producción del combustible Súper Etanol 92 y aprueba el procedimiento de mezcla de Gasolina Base y Etanol Anhidro en Plantas de Almacenaje de Hidrocarburos.

- RAR-ANH-DJ N° 0353/2018 que resuelve determinar otorgar a la empresa Ingenio Azucarero Guabirá Sociedad Anónima IAG S.A. la licencia de operación para la producción de Etanol Anhidro, así como la comercialización de Etanol Anhidro para el uso como Aditivo de Origen Vegetal.

- RAR-ANH-DJ N° 0354/2018 resuelve determinar otorgar a la empresa Ingenio Sucoalcoholero Aguá la licencia de operación para la producción de Etanol Anhidro, así como la comercialización de Etanol Anhidro para el uso como Aditivo de Origen Vegetal.

- RAR-ANH-DJ N° 0356/2018, resuelve otorgar a la empresa Union Agroindustrial de Cañeros UNAGRO S.A. la licencia de operación para la producción de Etanol Anhidro, así como su comercialización para el uso como Aditivo de Origen Vegetal.

4.3.4 Industrialización

A través de Resoluciones Administrativas RAR-ANH-ULGR 0085/2018 y RAR-ANH-ULGR N° 0230/2018, se efectuó la Autorización de Producción de Gasolina Estabilizada y Gasolina Rica en Isopentanos de la Planta de Separación de Líquidos “Carlos Villegas Quiroga” – PSLCV y Planta de Separación de Líquidos “Rio Grande” – PSLRGD.

Se otorgaron permisos de exportación de productos de las Plantas de Separación de Líquidos (Gas Licuado de Petróleo, Isopentano).

Se autorizó el paro programado de la Planta de Separación de Líquidos “Río Grande”- PSLRGD, para el mantenimiento de la Turbina Solar MARS 90 y el paro de producción a la Planta de Gas Natural Licuado – PGNL, por altos volúmenes en stock, la cual que abastece a las veintisiete (27) Estaciones de Regasificación – ER’ existentes en el territorio del Estado Plurinacional.

Se ha realizado el control de calidad y movimiento de productos de las plantas de industrialización de hidrocarburos, considerando los partes diarios de producción de la Planta de Separación de Líquidos “Carlos Villegas Quiroga” – PSLCV, Planta de Separación de Líquidos de “Rio Grande” – PSLRGD, Planta de Gas Natural Licuado- PGNL, por medio del registro, validación y evaluación en base datos.

4.3.5 Comercialización, Almacenaje y Distribución de Gas por Redes

Se han realizado evaluaciones técnicas para la otorgación de autorizaciones de construcción, modificación o traslado

de Puestos de Venta de Combustibles, Plantas de Distribución de GLP, Estaciones de Servicio de Combustibles Líquidos y GNV, Talleres de Conversión a GNV y GRACOS.

Asimismo, se ha realizado evaluaciones técnicas concernientes a Proyectos de Redes de Gas Natural, solicitudes de Autorizaciones de Importación de Lubricantes, Parafinas Carburantes y Procesos de Exportación de Hidrocarburos, autorización de almacenaje y asignación de Gas Óil; y autorización de compra de combustibles de Aviación Fuera de Ala.

A través de reportes y el Sistema B SISA se ha efectuado el control respecto a calidad y volumen de los productos comercializados, conforme establece la normativa vigente.

A través de Inspecciones técnicas a Puestos de Venta de Combustibles Líquidos, EESS de Combustibles Líquidos, Plantas de Distribución de GLP en garrafas, EESS de GNV, Plantas de Suministro de Combustibles de Aviación, Plantas de Engarrafado y Plantas de Almacenamiento de Hidrocarburos Líquidos se ha verificado las condiciones técnicas y de seguridad.

Se realizó la emisión y actualización de normativa referente a la Dirección con el fin de mejorar procedimientos y desburocratizar requisitos, además de aportar a un proceso de modernización a las Estaciones de Servicio, se detalla a continuación las Resoluciones Administrativas emitidas y normativa actualizada en la gestión 2018:

- Reglamento de Talleres de Recalificación
- Actualización de procedimiento y requisitos GRACOS
- Procedimiento para actividades previas a la intervención de Estaciones de Servicio
- Procedimiento y requisitos para Usuarios y Clientes Directos
- Implementación de Lectores portátiles en las Estaciones de Servicio
- Actualización de cámaras de video vigilancia en las Estaciones de Servicio
- Proyecto de modernización de dispensadores en Estaciones de Servicio en Zonas Fronterizas
- Implementación de venta automática en Estaciones de Servicio

Asimismo, se elaboraron procedimientos para derivar tramites a las Direcciones Distritales con el objetivo de desburocratizar los mismos, estos fueron los tramites de Autorización de Construcción de Estaciones de Servicio de Líquidos y GNV, Puestos de Venta y Distribuidoras de GLP, emisión de certificados GRACO y Clientes y Usuarios Directos, con proyección al 2019 de procedimentar tramites de Talleres de Conversión de GNV.

En cumplimiento de lo establecido en la Ley N° 1098 de 15 de septiembre de 2018, D.S. 3672 y Resoluciones Ministeriales en lo que respecta al Almacenaje, Comercialización y Mezcla se ha emitido las siguientes Resoluciones Administrativas:

RAR-ANH-DJ N° 22/2018, que aprueba los “Requisitos para la autorización para la construcción o adecuación y operación de las instalaciones para el almacenaje de Aditivos de Origen Vegetal”.

Para la comercialización del Súper Etanol 92 se autorizaron 25 licencias en Santa Cruz, 4 en Tarija, 5 en Cochabamba y 4 en La Paz.

4.3.6 Regulación Económica

En cumplimiento al artículo 9 del D.S. 3278, donde establece que la ANH determinará y aprobará la Banda de Precios considerando la propuesta remitida por YPFB, previa verificación, revisión y análisis técnico de la base de datos y la documentación de respaldo, en ese sentido se elaboró lo informes económicos- técnicos correspondientes a fin de aprobar los costos recuperables e incentivar las inversiones en el sector de upstream, para su aplicación en la gestión 2019 en ese sentido la ANH emitió la Resolución Administrativa RA-ANH DJ N°0154/208.

A través de la Resolución Administrativa RAR-ANH-DJ N° 348/2018, se aprueba la determinación del Precios del Etanol Anhidro.

A través de Resolución Administrativa RAR-ANH-DJ N° 0355/2018 y RAR-ANH-DJ N° 0449/2018, se aprueba la determinación de la cadena de Precio de la Gasolina base para su mezcla con Etanol Anhidro para la obtención del combustible líquido de octanaje 92.

A través de Resoluciones Administrativas RAR-ANH-DJ N° 0364/2018 se aprueba la determinación del Precio Final de la gasolina base.

4.3.7 Programación del Abastecimiento

Conforme establece el D.S. 28418 a través del Comité de Producción y Demanda – PRODE y mediante Resoluciones Administrativas se ha programado el abastecimiento de hidrocarburos para el mercado interno y los volúmenes para la exportación, para su entrega, proceso y comercialización por los operadores que realizan actividades hidrocarburíferas en el país ((Producción, Transporte, Refinación y Comercialización). Asimismo, se ha evaluado el cumplimiento de lo programado a través de los balances de producción y demanda ejecutados en el mercado interno y exportación

Respecto a suministro de gas natural y conforme establece la Resolución Ministerial 001/2005, se ha presidido la Comisión Interinstitucional del GAA (Gasoducto al Altiplano consolidando reuniones de asignación de la capacidad de transporte de gas natural a los usuarios del Occidente del País, a fin de equilibrar la oferta y demanda de gas natural.

4.3.8 Tecnologías de Información y Comunicación

En cumplimiento al D.S. 1793 se ha desarrollado y aprobado mediante Resolución Administrativa RA-ANH-DJ N° 0141/2018 Plan Institucional de Gobierno electrónico y Plan Institucional de Seguridad de la Información que han sido remitidos a la Agencia de Gobierno Electrónico y Tecnologías de Información y Comunicación para su posterior implementación acorde los cronogramas establecidos en ambos planes en beneficio de la población en general.

La gestión 2018 se registró veintiún (21) sistemas ante el SENAPI, precautelando de esta manera los derechos de autor de la ANH. Este conjunto comprende sistemas desarrollados desde la gestión 2016.

Los sistemas desarrollados y aprobados durante el 2018 son cuatro (4) y se encuentran en curso de registro seis (6) sistemas.

En atención al D.S. N° 25870, se ha realizado la integración del SIVETUR (Sistema de Control de Ingreso y/o Salida de Vehículos de Uso Particular con Fines Turísticos) con el sistema BSISA, que permite a un ciudadano boliviano que reside en el extranjero, cargar combustible a un vehículo con placa extranjera a precio nacional en Estaciones de servicio del país que estén a 50 Km de la frontera.

La Fundación para el Desarrollo de las Tecnologías de Información y Comunicación en Bolivia “FUNDETIC-Bolivia”, entregó, un reconocimiento especial a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) por haber obtenido el segundo puesto en el Premio “Innovatic Bolivia 2018”, en la categoría E-Gobierno con el proyecto “Sistema Octano Volúmenes”.

4.3.9 Legal

Se emitieron Resoluciones Administrativas regulatorias y normativas para las actividades de la cadena hidrocarburífera:

Resolución Administrativas Normativas		Detalle
Resolución Administrativa RAN -ANH-DJ N° 10 - 2018 de 15 de agosto del 2018.		Establecer los requisitos para obtener la Autorización de Producción de Aceites Lubricantes y/o Grasas Lubricantes
Resolución Administrativa RAN-ANH-DJ N° 14 - 2018 de 25 de septiembre del 2018		Aprueba el "manual para la remisión de información de las operaciones de exploración de hidrocarburos".
Resolución Administrativas Regulatorias y Normativas		Detalle
96	Resoluciones Administrativas Regulatorias y Normativas	<ul style="list-style-type: none"> - Autorización de Importación de Lubricantes - Autorización de Exportaciones - Autorización de Taller de conversión a GNV - Autorización de traslado de Talleres de conversión a GNV - Autorización de Estaciones de Servicio - Otorgación de Certificados GRACO - Licencias Transitorias de Estaciones de Servicio. - Normativa técnico jurídica

4.5.1 Gasto Corriente e Inversión

PRESUPUESTO APROBADO DE RECURSOS – GESTIÓN 2019
(Expresado en Bolivianos)

FUENTE DE FINANCIAMIENTO	ORGANISMO FINANCIADOR	GRUPO DE GASTO	DESCRIPCIÓN	PRESUPUESTO APROBADO (LEY N° 1006 DE 20/12/2017)	% DE PARTICIPACIÓN
41	111		Transferencias TGN	124.524.031,00	47,35
		10000	Servicios Personales	73.759.189,00	28,05
		20000	Servicios No Personales	34.510.856,00	13,12
		30000	Materiales y Suministros	9.766.381,00	3,71
		40000	Activos Reales	1.801.983,00	0,69
		50000	Activos Financieros	3.535.303,00	1,34
		70000	Transferencias	8.352,00	0,00
		80000	Impuestos, Regalías y Tasas	120.110,00	0,05
		90000	Otros Gastos	49.000,00	0,02
			SubTotal Gasto Corriente	123.551.174,00	46,98
		40000	Activos Reales	972.857,00	0,37
			SubTotal Gasto de Inversión	972.857,00	0,37
42	230		Transferencias de Recursos Específicos	138.478.296,00	52,65
		70000	Transferencias	138.478.296,00	52,65
			TOTAL	263.002.327,00	100,00

4.6 Conclusiones ANH

Se concluye que la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha dado cumplimiento a su mandato constitucional de regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades de exploración, explotación, refinación e industrialización, transporte y almacenaje, comercialización y distribución de Gas Natural por redes.



5.- EMPRESA BOLIVIANA DE INDUSTRIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS (EBIH)

5 *Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos EBIH*

5.1 *Aspectos Institucionales*

La Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos se constituye en la instancia máxima, en cuanto a la industrialización de los Hidrocarburos, en el marco de la Constitución Política del Estado, para la generación de excedentes económicos que promuevan el desarrollo económico y social del país.

En cumplimiento al mandato constitucional, la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) ha programado el desarrollo de varios proyectos de industrialización, con el propósito de dar valor agregado a nuestros hidrocarburos y al gas natural, toda vez que se cuentan con importantes reservas de este energético, además de contar con un potencial muy significativo de reservas con procesos de exploración y explotación en desarrollo.

Misión:

“Somos la empresa responsable de cambiar el patrón primario exportador de los hidrocarburos, desarrollando la industria petroquímica para darles un mayor valor agregado y así contribuir al crecimiento soberano del país”

Visión:

“Abastecer con prioridad la demanda interna de productos de industrialización del mercado nacional y exportar los excedentes en el marco de la Política Nacional de Hidrocarburos”.

5.1.1 *Base Legal*

La nueva Constitución Política del Estado aprobada mediante referéndum, establece de acuerdo al artículo 363, la creación de la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH), como una empresa autárquica de derecho público, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, bajo la tuición del Ministerio del ramo y de YPFB, que actúa en el marco de la política estatal de hidrocarburos. La EBIH será responsable de ejecutar, en representación del Estado y dentro de su territorio, la industrialización de los hidrocarburos.

El D.S. Nº 368 del 25 de noviembre de 2009 instituye a la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EBIH) como una Empresa Pública Nacional Estratégica (EPNE) con personalidad jurídica, patrimonio propio y duración indefinida.

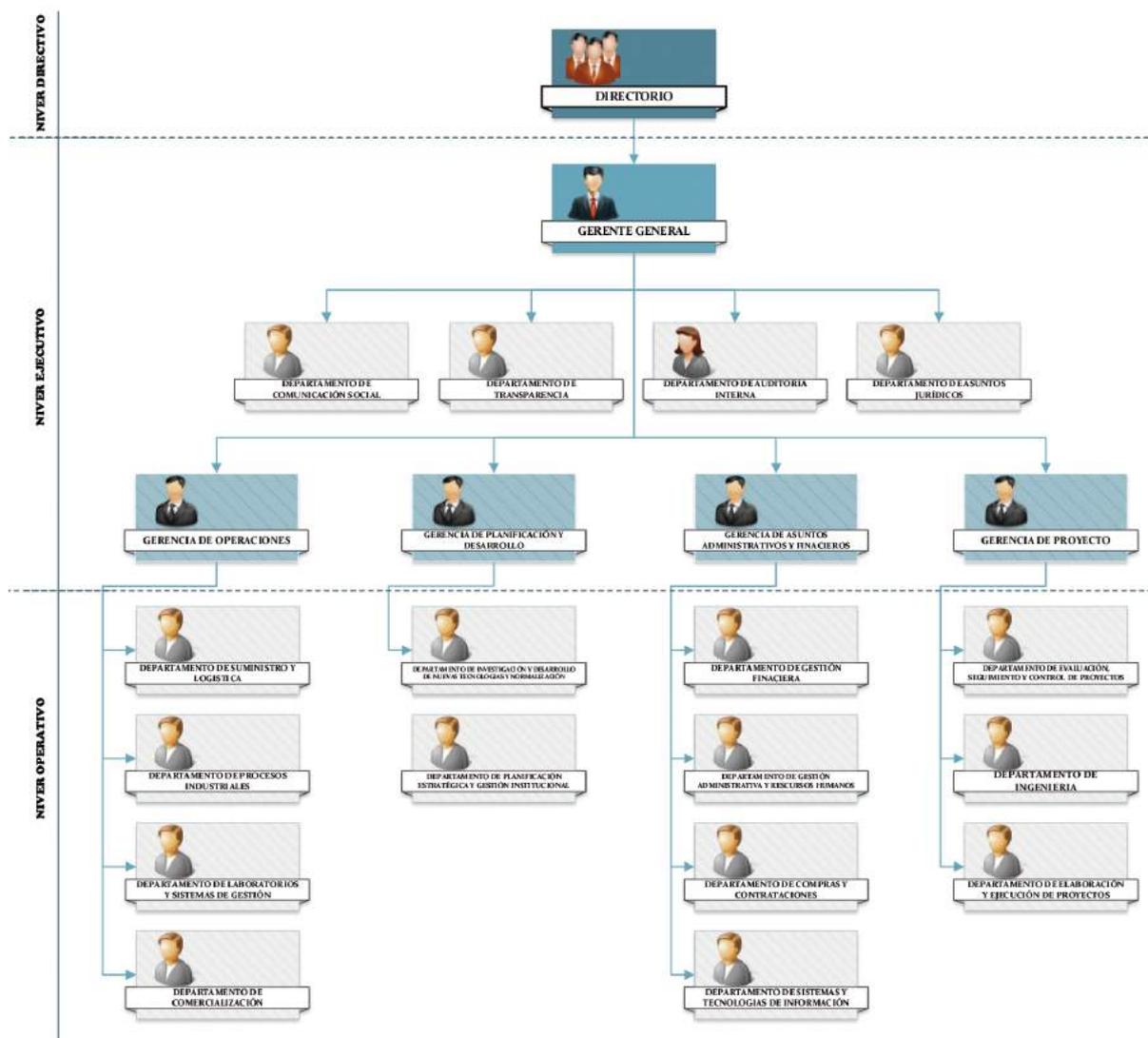
Así también en el artículo 2 (Objeto de la empresa) indica: “es responsable de cambiar el patrón primario exportador de los hidrocarburos, desarrollando la industrialización de hidrocarburos buscando un mayor valor agregado, que abastezca con prioridad la demanda de productos de industrialización del mercado nacional y la exportación de los excedentes, en el marco de la política nacional de hidrocarburos”.

5.1.2 *Estructura Organizacional*

La EBIH cuenta con tres niveles en su estructura:

- a) Nivel Directivo.
1 Presidente, 2 miembros MH, 2 miembros de YPFB
- b) Nivel Ejecutivo
Gerente General
- c) Nivel Operativo
Gerencias de Área

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DE LA EBIH



Estructura organizacional aprobada por Resolución de Directorio N° 008/2011

5.2 Ejecución POA y Presupuesto a Diciembre de 2018

Dentro de los logros institucionales más significativos que se llevó cabo hasta el 31 de diciembre de 2018, se destacan los siguientes:

- Producción y entrega de 887.600 metros tuberías de polietileno DN 20 mm a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – YPFB, antes de los plazos previstos para atender el primer contrato de provisión de tuberías y así contribuir en la ampliación de redes de gas natural en el país.
- Producción y entrega de 120.000 metros tuberías de polietileno para gas natural DN 40 mm y 48.750 metros de tubería de polietileno DN 90, antes de los plazos previstos para atender el segundo contrato de provisión de tuberías y así contribuir en la ampliación de redes de gas natural en el país.
- Se tiene asegurado el financiamiento mediante crédito obtenido del Banco Central de Bolivia (Contrato SANO N° 115/2014 y sus correspondientes adendas del Proyecto “Planta de Producción Tuberías y Accesorios para Redes de Gas Natural- El Alto” hasta noviembre del 2019.

- Recepción definitiva al 31 de marzo de la IPC (Ingeniería, Procura y Construcción) "Planta de Producción Tuberías y Accesorios para Redes de Gas Natural- El Alto".

5.2.1 Gasto Corriente

Composición de Recursos:

Fuentes de Financiamiento Gestión 2018:

PRESUPUESTO ASIGNADO POR FUENTE DE FINANCIAMIENTO (Expresado en Bolivianos)						
RUBRO	DESCRIPCION	ETO	FTE	ORG	IMPORTE	
19	TRANSFERENCIAS CORRIENTES					
192	Del Sector Público no Financiero					
1921	Del Órgano Ejecutivo					
19211	Por subsidios y Subvenciones	00000	41	111	3.854.879,00	
36	OBTENCION DE PRESTAMOS INTERNOS					
362	Obtención de préstamos internos a Largo Plazo					
36210	En Efectivo	00000	92	230	35.909.126,00	
20	RECURSOS ESPECIFICOS					
230	Otros Recursos Específicos	00000	20	230	56.881.776,00	
TOTAL					96.645.781,00	

Ejecución de Gastos Funcionamiento.

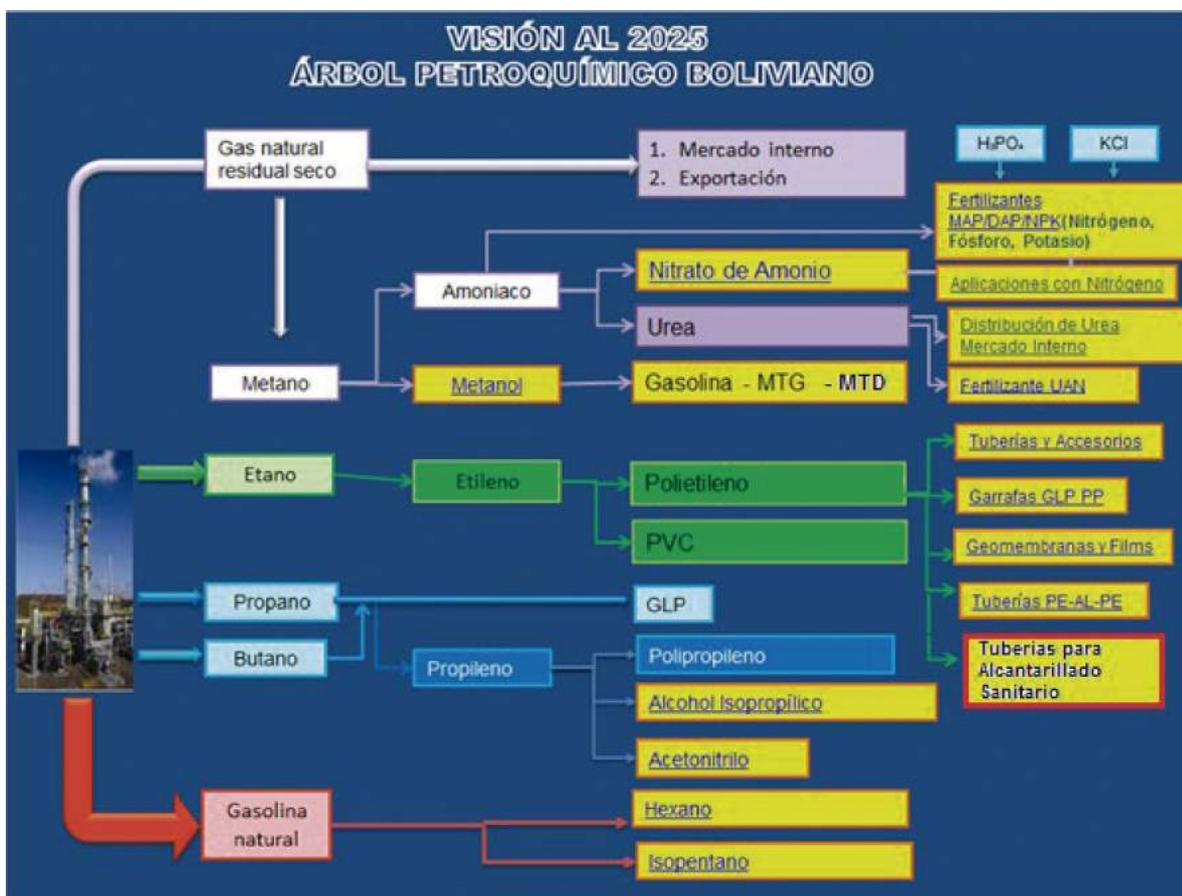
NIVEL DE EJECUCION PRESUPUESTARIA POR GRUPO DE GASTO (Expresado en bolivianos)						
GRUPO	DESCRIPCION	APROBADO	VIGENTE	EJECUTADO	SALDO	% EJEC. PRESUP.
10000	SERVICIOS PERSONALES	2.593.624,00	2.573.852,57	2.573.558,43	294,14	99,99%
20000	SERVICIOS NO PERSONALES	1.021.786,00	1.176.161,32	1.174.406,02	1.755,30	99,85%
30000	MATERIALES Y SUMINISTROS	211.947,00	178.033,68	176.849,48	1.184,20	99,33%
40000	ACTIVOS REALES	25.522,00	23.620,00	23.600,00	20,00	99,92%
80000	IMPUESTOS, REGALIAS Y TASAS	2.000,00	4.731,00	2.595,00	2.136,00	54,85%
TOTAL		3.854.879,00	3.956.398,57	3.951.008,93	5.389,64	99,86%

5.2.2 Inversión

NIVEL DE EJECUCION PRESUPUESTARIA POR GRUPO DE GASTO (Expresado en bolivianos)					
GRUPO	DESCRIPCION	VIGENTE	EJECUTADO	SALDO	% EJEC. PRESUP.
10000	SERVICIOS PERSONALES	2.356.887,00	500.940,75	1.855.946,25	21,25%
20000	SERVICIOS NO PERSONALES	2.127.322,28	1.393.392,10	733.930,18	65,50%
30000	MATERIALES Y SUMINISTROS	15.360.528,72	8.906.423,11	6.454.105,61	57,98%
40000	ACTIVOS REALES	16.061.388,00	10.341.019,68	5.720.368,32	64,38%
80000	IMPUESTOS, REGALIAS Y TASAS	3.000,00	879,00	2.121,00	29,30%
TOTAL		35.909.126,00	21.142.654,64	14.766.471,36	58,88%

Avance de las actividades referidas a la Industrialización de los Hidrocarburos

La EBIH ha planificado en coordinación con el ente tutor (Ministerio de Hidrocarburos), el desarrollo de proyectos de industrialización preferentemente ligados a los grandes proyectos emprendidos por YPFB. Actualmente la EBIH está trabajando en la formulación y desarrollo de una serie de proyectos de menor envergadura, lo que se indica en color amarillo en el Árbol Petroquímico de Bolivia de la Figura siguiente:



Las áreas resaltadas en color amarillo, se encuentran en desarrollo y/o en etapa de estudios de factibilidad, para su conclusión como proyectos se tiene prevista la realización de las gestiones necesarias para conseguir los recursos de financiamiento que permitan culminar estos proyectos a diseño final.

Proyecto: Planta de Producción de Tuberías y Accesorios para Redes de Gas Natural - El Alto

El Proyecto **“Planta de Producción de Tuberías y Accesorios para Redes de Gas Natural-El Alto”** se constituye en el primer proyecto de la EBIH que se encuentra en fase de ejecución, para lo cual se cuenta con una inversión de Bs. 101.200.000.- (Ciento UN Millones Doscientos Mil 00/100 bolivianos) financiados a través de un crédito extraordinario (Contrato SANO N°115/2014) en condiciones concesionales, por parte del Banco Central de Bolivia (BCB). La aprobación de este proyecto se realizó mediante Resolución de Directorio de la EBIH N° 001/2014.

Este proyecto comprende la instalación de una planta industrial de transformación de Polietileno (PE), en el Parque Industrial de Kallutaca, Provincia Laja del Departamento de La Paz, aproximadamente a 15 km de la ciudad de El Alto.

El 30 de diciembre de 2017, con la presencia del Sr. Presidente Constitucional del Estado Plurinacional de Bolivia Sr. Evo Morales Ayma se inauguró las actividades iniciales de Producción de la Planta de Producción de Tuberías y Accesorios de Polietileno para Redes de Gas Natural, Agua Potable y Riego.

La recepción definitiva fue el 31 de marzo de “Planta de Producción Tuberías y Accesorios para Redes de Gas Natural- El Alto.

5.3 Logros Alcanzados 2018

Los logros alcanzados en la gestión 2018 por la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos se detallan a continuación:

- Recepción Definitiva de la construcción de la “Planta de Tuberías y Accesorios para Redes de Gas Natural- El Alto”
- Inicio a las actividades de producción de tuberías de polietileno de distintos diámetros para Gas Natural, Agua y Riego.
- Producción y entrega en plazo acordado de 887.600 metros de tuberías de polietileno para gas natural DN 20 mm en cumplimiento al 1er Contrato con YPFB para la provisión de tuberías de polietileno.
- Generación de ingresos por un valor de Bs 3.461.640,00 (Tres Millones Cuatrocientos Sesenta y Un Mil Seiscientos Cuarenta 00/100 bolivianos) por la venta de tuberías de polietileno del primer contrato con YPFB.
- Producción y entrega en plazo acordado de 48.750 metros de tubería DN 90 mm y 120.000 metros de tuberías de polietileno para gas natural DN 40 mm en cumplimiento al 2do Contrato con YPFB para la provisión de tuberías de polietileno.
- Generación de ingresos por un valor de Bs 4.317.525,00 (Cuatro Millones Trescientos Diecisiete Mil Quinientos Veinticinco 00/100 bolivianos) por la venta de tuberías de polietileno del primer contrato con YPFB.

5.4 Metas Proyectadas 2019

Se proyecta para la gestión 2019:

- Producción y comercialización de tuberías y accesorios de polietileno de distintos diámetros nominales para Gas Natural.
- Producción y comercialización de tuberías y accesorios de polietileno de distintos diámetros nominales para Agua y Riego.
- Consolidar el financiamiento para la implementación de la Planta de Producción de Cilindros de Composite para GLP.
- Consolidar el financiamiento para la implementación de la Planta de Tuberías de polietileno para alcantarillado sanitario (200 mm – 800 mm).

5.5 Conclusiones EBIH

La Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos – EBIH ha efectuado la Recepción Definitiva de la construcción de la “Planta de Tuberías y Accesorios para redes de Gas Natural – El Alto”.

Se inició las actividades de Producción de tuberías y accesorios de polietileno de distintos diámetros nominales para la comercialización en el mercado nacional y de esta manera contribuir en la ampliación de redes Gas Natural y sistemas de agua y riego.

Se tiene asegurado el financiamiento para la conclusión de las actividades administrativas y financieras del proyecto “Planta de Tuberías y Accesorios para redes de Gas Natural – El Alto”.

Se tiene proyectado el posicionamiento de la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos – EBIH en el mercado de tuberías y accesorios de polietileno.



6.- EMTAGAS

6 Empresa Tarijeña del Gas EMTAGAS

6.1 Aspectos Institucionales

EMTAGAS fue creada como una empresa Pública de Servicios y de carácter social por lo tanto es una Empresa sin fines de lucro, manteniendo como principio: que todos los recursos económicos excedentes luego de los gastos de funcionamiento, mantenimiento, administrativos, etc., deben ser puestos a disposición de ampliaciones de línea primaria o secundaria, para sus tres sectores, (Industrial, Comercial y Doméstico).

La Empresa desarrolla sus actividades al Amparo de su Estatuto Orgánico aprobado en fecha 14 de agosto de 1988 y de su Manual de Organización y Funciones.

6.1.1 Base Legal

La Empresa Tarijeña del Gas “EMTAGAS”, fue creada según D.S. Nº 22048, del 03 de junio de 1988, que en su artículo segundo dice: “Se reconoce a EMTAGAS la calidad de empresa Pública de Servicios descentralizada, con personalidad jurídica propia, autonomía de gestión económico – financiera, administrativa y técnica, con patrimonio propio, duración indefinida y jurisdicción en el Departamento de Tarija”.

Al 31 de diciembre del 2015 la estructura accionaría de EMTAGAS estaría distribuida de la siguiente manera:

BALANCE PRACTICADO AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2015

APORTE DE CAPITAL POR ACCIONISTAS	PORCENTAJE DE PARTICIPACION
Gobernación del Departamento de Tarija	96.00%
Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos	3.00%
Gobierno Autónomo Municipal de Tarija	1%
TOTAL	100.00%

Fuente: Dpto. De contabilidad

Misión Institucional

“Somos una empresa eficiente, eficaz, moderna y transparente, líder en el desarrollo del sector energético, a través de la integración del departamento de Tarija mediante el uso y consumo del Gas Natural brindando un servicio continuo y de calidad a las familias, con el compromiso y esfuerzo de sus recursos humanos.”

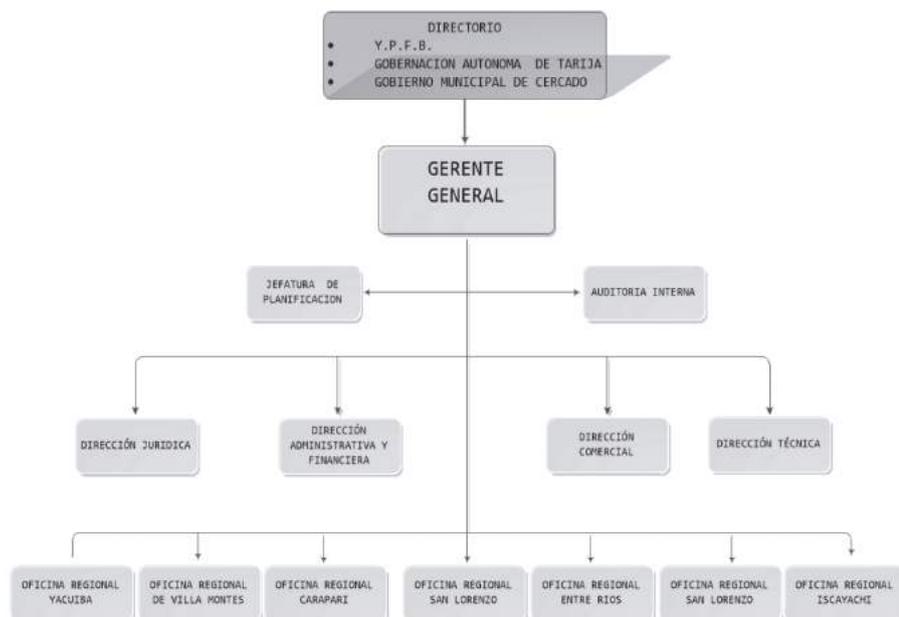
Visión Institucional

“Empresa líder, en el mercado tarijeño, a través de la dotación de Gas Natural y construcción de redes y conexiones domiciliarias, con los más altos estándares de calidad, confiabilidad y seguridad, avalados y soportados por profesionales especializados, en armonía responsable con el ambiente y la comunidad”.

6.1.2 Estructura Organizacional

La estructura orgánica que a continuación se muestra, ha sido diseñada de manera que nos permita observar las diferentes actividades realizadas por la Empresa. EMTAGAS está constituido de forma general de la siguiente manera:

ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA TARIJEÑA DEL GAS



6.2 Ejecución POA y Presupuesto a Diciembre de 2018

6.2.1 Gasto Corriente

La empresa gozaba un presupuesto Vigente de 70.366.142,00 Bs. (Setenta Millones Trescientos Sesenta y Seis Mil Ciento Cuarenta y Dos 00/100 Bolivianos), y una ejecución al 31 de Diciembre de la presente gestión de 61.840.972,87 Bs. (Sesenta y Un Millones Ochocientos Cuarenta Mil Novecientos Setenta y Dos 87/100 Bolivianos), que representa un cumplimiento al Programa Operativo Anual 2018 del 88%

6.2.2 Inversión

La ejecución financiera por provincias considera que la provincia con mayor ejecución es Cercado, con una ejecución del 71% O´connor con una ejecución del 97% y Arce con una ejecución del 90% en relación a las provincias del Gran Chaco, Yacuiba, con una ejecución del 24% de ejecución financiera.

**EJECUCIÓN FINANCIERA INSTITUCIONAL DE LA EMPRESA TARIJEÑA DEL GAS
(al 31 de Diciembre 2018)**

Nº	Descripción	Gasto Corrt.	Compra de Gas a Y.P.F.B.	Inversión (Transfer)	Inversión (Recursos Propios)	Total Presupuesto
1	Presupuesto	33,939,278.00	36,892,704.00	18,000,000.00	10,429,573.00	99,261,555.00
2	Ejec. Financiera	27,455,473.72	34,385,499.15	16,007,838.80	6,923,580.48	84,772,392.15
	Porcentaje	81%	93%	89%	66%	85%

6.3 Logros Alcanzados 2018

6.3.1 Objetivos Estratégicos

- o Consolidar anillos energéticos de gas natural (Valle Central, Zona alta, y Chaco) garantizando la provisión de gas natural en sus categorías Domestico, Comercial, Industrial y G.N.V en el departamento de Tarija y lograr mejorar la cálida de vida de las familias.
- o Mejorar el sistema de distribución de gas natural a través del seguimiento de monitoreo

- de escala de las estaciones de regulación , redes primarias y secundarias para la provisión efectiva de gas natural a las categorías Doméstico, Comercial, Industrial y G.N.V
- o Garantizar la sostenibilidad financiera de la empresa eliminando progresivamente la subvención a través de la provisión de gas natural al sector Comercial e Industrial.
- o Mejorar la calidad de vida de las familias a través del Plan dignidad dotándoles de gas natural domiciliario.

6.3.2 Acciones

- o Distribuir y Comercializar Gas Natural Domiciliario a todas las familias del Departamento de Tarija, brindando seguridad y cobertura en el servicio de distribución de gas natural en todas sus categorías con eficiencia y productividad, conservando el medio ambiente, con un servicio cómodo, seguro, económico y continuo.
- o Incrementar los Ingresos a través de la comercialización de Gas Natural relación a la gestión 2017
- o Reducir los gastos operativos a través del plan de austeridad
- o Ejecutar el monitores de escala de las estaciones de regulación de gas natural del departamento de Tarija

6.3.3 Metas

- o Incrementar los ingresos en un 5% en relación a la gestión anterior
- o Decremento de los gastos operativos 10%
- o Construir 4.000 nuevas instalaciones Internas de Gas Natural en el Departamento de Tarija en la gestión 2018
- o Construir 106.315,00 metros lineales de red secundaria de gas natural en el Departamento de Tarija

6.3.4 Alianzas Estratégicas con los Barrios

Ante la situación económica que atraviesa nuestro departamento de Tarija, por la disminución del precio del barril de petróleo, La Gobernación Autónoma del Departamento de Tarija, recibe menos ingresos por el concepto de IDH en comparación de anteriores gestiones ante esta medida la Empresa Tarijeña del Gas genera una iniciativa y plantea ante la FEDJUVE y los presidentes de barrios, que los beneficiarios realicen la excavación, como contraparte para el tendido de red secundaria y la empresa entrega de la tubería de polietileno, la cinta de señalización y el trabajo de fusionar la red secundaria.

6.3.5 Construcción de red secundaria

En la gestión 2018 de acuerdo a los convenios suscritos con cada uno de los presidentes de barrio de realizo la construcción de red secundaria en la ciudad de Tarija que vamos a mostrar de la siguiente manera:

Construcción de Red Secundaria en el Departamento de Tarija Proyectadas al 31 de diciembre

Descripción	Cercado	Méndez	Arce	O'connor	Total
Red Secundaria	20,193	5,000	29,306	5,216	59,715

Fuente: Dirección Técnica

Elaboración: Propia

La construcción de red secundaria en el Departamento de Tarija muestra que la provincia Arce tiene el mayor tendido de red secundaria en relación a la provincia Méndez, logrando ejecutar hasta el 31 de diciembre la cantidad de 59.7125,00 metros de red.

Construcción de red secundaria en los barrios de la Ciudad de Tarija

Descripción	Distrito 6	Distrito 7	Distrito 8	Distrito 9	Distrito 10	Distrito 11	Distrito 12	Distrito 13	Total
Red Secundaria	7,150	1,000	5,588	1,190	2,500	340	1,435	990	20,193

6.3.6 Construcción de Instalaciones Internas

Construcción de Instalaciones Internas en el Departamento de Tarija Gestión 2018									
Nº	Descripción	Cercado	MéndeZ	Arce	O'connor	Yacuiba	Carapari	Villa Montes	Total
1	Instalaciones Internas Gratuitas	1,357	383	606	262	102	40	592	3,342
2	Instalaciones Particulares	841							841
	Total	2,198	383	606	262	102	40	592	4,183

Fuente: Dirección Técnica

Elaboración: Propia

Nº	PROYECTOS EN EJECUCION	PRESUPUESTO VIGENTE2018	EJECUCION FINANCIERA	%
1	Construcción de Red Primaria de Gas Natural Comunidades del Margen Del Rio Bermejo	700,000.00	699,999.07	100%
2	Construcción de Red Secundaria e Instalaciones Internas de Gas Natural Provincia MéndeZ	400,000.00	399,999.87	100%
3	Ampliación de la Red de Distribución de Gas Natural Oconnor	2,460,000.00	2,436,319.65	99%
4	Construcción de la Red de Distribución de Gas Natural Tolomosa	0.00		
5	Construcción de Red de Gas natural Colonia Linares - Barredero Villa Nueva del Municipio de Bermejo	1,428,500.00	1,105,462.04	77%
6	Ampliación de la Red Secundaria de Gas Natural Comunidades Sama - El Puesto - Santa Ana Del Municipio El Puente	310,000.00	140,728.05	45%
7	Ampliación de la Red de Distribución De Gas Natural e Instalaciones Internas En El Municipio De San Lorenzo	3,198,000.00	2,994,005.89	94%
8	Construcción de Red Secundaria de Gas Natural en las Comunidades Del Margen Del Rio Bermejo	1,100,000.00	1,074,449.53	98%
9	Construcción De Red Primaria de Gas Natural Comunidad de San Antonio - Villa Montes	61,000.00	-	0%
10	Construcción de Redes De Gas Natural en la Comunidad San Antonio - Villa Montes	400,000.00	88,326.69	22%
11	Construcción y Distribución De Gas Natural Por Redes Villa Montes - Palmar Grande Y Palmar Estación	750,000.00	571,875.97	76%
12	Construcción y Distribución de Gas Natural por Redes Villa Montes – Chimeo	200,000.00	52,391.52	26%
13	Construcción de Red Secundaria e Instalaciones Internas de Gas Natural en la Segunda Sección De Carapari y Sus Comunidades Aledañas	415,593.00	122,189.85	29%
14	Construcción de Red Secundaria e Instalaciones Internas de Gas Natural En La Localidad De Padcaya Provincia Arce	1,067,957.00	1,055,605.05	99%
15	Construcción de Redes de Gas Natural en la Provincia Cercado del Departamento de Tarija	8,649,041.00	6,101,269.65	71%
16	Ampliación de Red de Distribución de Gas Natural Acometidas E Instalaciones Internas Yacuiba	31,500.00	30,800.00	98%
17	Construcción de Instalaciones Internas y Acometidas de Gas Domiciliario en el Municipio de Bermejo	489,400.00	305,838.67	62%
18	Construcción de Instalaciones Internas y Acometidas en el Municipio de Villa Montes	1,342,873.00	1,200,761.00	89%
19	Ampliación de la Red de Distribución de Gas Natural en la Localidad de Palos Blancos	320,593.00	256,565.96	80%
20	Ampliación del Red de Distribución de Gas Domiciliario Padcaya	3,500,000.00	3,486,612.26	100%
21	Ampliación de la Red Secundaria en los Barrios de la Ciudad de Yacuiba	2,091,470.000	470,347.99	22%
22	Ampliación de la Red Secundaria de Gas Natural para la Ciudad de Villa Montes	1,193,646.000	337,870.57	28%
23	Mejoramiento Del Sistema De Distribución De Gas Natural En Bermejo	320,000.000		0%
	TOTAL	30,429,573.00	22,931,419.28	75%

Fuente: Dirección Técnica

Elaboración: Propia

Se observa el cuadro anterior que nuestra entidad ejecuta 23 proyectos a nivel ejecución con el objetivo de contribuir a mejorar la calidad de vida de las familias tarijeñas dotándoles de gas natural domiciliario en el departamento de Tarija, donde podemos afirmar que se ejecutara un presupuesto de 22.931.419,28 Bs. (Veintidós Millones Novecientos Treinta y Un Mil Cuatrocientos Diecinueve 28/100 Bolivianos), de un presupuesto de 30.429.573,00 Bs, (Treinta Millones Cuatrocientos Veintinueve Mil Quinientos Setenta y Tres 00/100 Bolivianos), que representa una ejecución financiera de inversión del 75 %.





Ministerio de HIDROCARBUROS



Ministerio de Hidrocarburos

Edif. Palacio de Comunicaciones La Paz Piso 12
Av. Mariscal Santa Cruz esq. Calle Oruro -
Telefono: (591) - 2-2374050 al 53
www.hidrocarburos.gob.bo
La Paz - Bolivia

